



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



Faculte des Sciences et de la Technologie
et Sciences de la Matière

Département Hydrocarbure et Chimie

Mémoire de Fin d'étude
MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Hydrocarbures et Chimie

Filière : Hydrocarbures

Option : Forage

Présenté par :

BAALI Ahmed

FEKHAR Mustafa

Thème

**Influence des paramètres de forage sur le choix
d'un outil durant la phase 6" du drain
horizontal dans la région de Hassi Messaoud**

Soutenu le 23/06/2013

Devant le jury composé de :

Mr. NECIB Djilani

Président

Mr. HAMZIWI Laouanes

Examineur

Mr. DOBBI Abdelmadjid

Encadreur

Mrs. BENDAAS Nedjoua

Co-encadreur

Promotion 2013

REMERCIEMENTS

***En** premier lieu, nous tenons à remercier Dieu, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.*

***Nous** tenons à remercier Mr- Dobbi Abdelmadjid
Et Mrs. BENDAAS Nedjoua*

Notre encadreur pour son grand soutien et ses conseils considérables.

***Nous** remercions également tous les enseignants du département des Hydrocarbures et Chimie.*

***Que** toute personne ayant participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail accepte nos grands et sincères remerciements.*



DEDICACE

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

- ❖ *A l'être le plus cher de ma vie, ma mère.*
- ❖ *A celui qui ma fait de moi un homme, mon père.*
- ❖ *A mes frères*
- ❖ *A mes sœurs*
- ❖ *A toute les familles FEKHAR et REFFIS*
- ❖ *A tous mes amis surtout*
- ❖ *A Mon binôme.*
- ❖ *A toute personne qui occupe une place dans mon cœur.*



FEKHAR Mustafa



DEDICACE

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

- ❖ *A l'être le plus cher de ma vie, ma mère.*
- ❖ *A celui qui ma fait de moi un homme, mon père.*
- ❖ *A mes frères et mes sœurs*
- ❖ *A mes grands pères et grandes mères.*
- ❖ *A toute les familles BAALI et HADJ MHAMMED*
- ❖ *A tous mes amis*
- ❖ *A Mon binôme.*
- ❖ *A toute personne qui occupe une place dans mon cœur.*



BAALI AHMED

SOMMAIRE

Introduction générale1

Chapitre I : Généralités sur le champ de Hassi Messaoud

I-Situation du Champ de Hassi Messaoud (HMD) :.....3

1-Introduction :3

2-Description du Champ de Hassi Messaoud :3

3-Réservoirs :3

II- Situation géographique du puits MDZ595 :4

1-Localisation du puits :4

2-Objectif du puits :.....5

3-Données de Puits :5

4-Programme prévisionnel :6

5-Profil du puits :7

III - Problèmes de forage :8

Chapitre II : Partie technique et technologique

I- Programme d'outils et paramètres de forage :9

II- Garniture de forage :9

1- Introduction:9

2- Programme de BHA :10

III- Tubage :13

1- Introduction :13

2-Les différentes colonnes de tubage :.....13

IV- Cimentation:13

1- Introduction :13

2- Objectifs de la cimentation:	13
3-Tableau récapitulatif :.....	14
<i>V- la boue :.....</i>	<i>14</i>
1- Introduction :.....	14
2- Rôle de la boue :.....	14
3- Programme de boue:.....	15

Chapitre III : Forage horizontal

<i>I- Définition :.....</i>	<i>16</i>
<i>II-Avantages et inconvénients du forage horizontal.....</i>	<i>17</i>
<i>III- les types des puits horizontaux :</i>	<i>18</i>
1- Les puits à moyen rayon :.....	18
2- Les puits à rayon court ou ultra court :	19

Chapitre IV : Les outils de forage

<i>I- Introduction :.....</i>	<i>21</i>
<i>II- Les différents types des outils de forage :.....</i>	<i>21</i>
1- Les outils à molettes :.....	21
Mode de destruction de la roche :.....	23
2- Les outils à éléments de coupe fixes :.....	24
2-1- Types de diamant :.....	24
1. Le diamant naturel :	24
2. Le diamant synthétique :.....	24
a- Le diamant synthétique bas température (PDC) :.....	25
b- Le diamant synthétique haut température (TSP) :.....	25
2-2- Mode de destruction de la roche par les différents types de diamants :.....	27
<i>III- Les facteur de choix des outils forage.....</i>	<i>28</i>
Introduction :.....	28
1. La vitesse de rotation de l'outil :.....	28
2. Poids sur l'outil :.....	29

3. Tendances des outils à s'écarter de l'axe du puits :.....	29
4. Charge d'impact sur l'outil :.....	30
5. Nettoyage de front de taille :.....	30
6. Pilotabilité des outils :.....	31
7. Motorisation :	31
IV- Choix de type d'outil :.....	31
V- Critères de remonter de l'outil :.....	33

Chapitre V : Etude et choix des outils

I-Introduction :.....	34
1-Le prix de mètre foré :	34
2- Avancement commercial:.....	35
3- Choix de l'outil par la méthode de Break Even :	36
II-Etude statistique :.....	38
1-Introduction :.....	38
2-Le prix de mètre foré :.....	39
A- outils tricônes :.....	39
B- outils PDC :.....	42
C- outils imprégnés :.....	44
III- Étude comparative entre les outils dans la phase 6'' :.....	48
IV- Optimisation des paramètres hydrauliques de forage :.....	50
1- Introduction :.....	50
2- Application sur l'outil FM2941 de puits OMOZ643 :.....	52
3- Application sur l'outil DPO585 de puits MDZ540 :.....	53
Conclusion et recommandations	56
Bibliographie	

Liste des figures

Numéro de fig	Titre	Page
Chapitre I : Généralité sur le champ HMD		
Figure I-1	Implantation du puits MDZ595	3
Figure I-2	L'echelle géologique de Puits MDZ595	4
Figure I-3	Profil de puits MDZ595	5
Chapitre III : Forage horizontal		
Figure III.1	Profil d'un puits horizontal	14
Figure III.2	trajectoire de à moyen rayon	15
Figure III.3	trajectoire de à rayon court.	16
Chapitre IV : les Outils de forage		
Figure IV.1	Nomenclature des différents éléments constituant un outil à molettes	18
Figure IV.2	Mécanisme d'action d'un outil à molettes sur la roche	19
Figure IV.3	Les outils à diamant (PDC)	21
Figure IV.4	Différents types d'outils utilisés en forage	22
Figure IV.5	Mode de destruction de la roche par les outils diamant	23
Chapitre V : Etude et choix des outils		
Figure V-1	courbe d'avancement.	29
Figure V-2	Droite de rentabilité.	31
Figure V-3	courbe de Break Even lithologique.	32
Figure V-4	comparaison des Pm et ROP entre les outils Tricônes (<i>Cambrien Ri+Ra</i>)	34
Figure V-5	comparaison des Pm et ROP entre les outils Tricônes (<i>Cambrien Ra+R2</i>)	35
Figure V-6	comparaison des Pm et ROP entre les outils PDC (<i>Cambrien R2</i>)	37
Figure V-7	comparaison des Pm et ROP entre les outils imprégnés (<i>Cambrien Ri+Ra</i>)	39
Figure V-8	comparaison des Pm et ROP entre les outils imprégnés (<i>Cambrien Ra+R2</i>)	41
Figure V-9	comparaison Pm et ROP entre les outils dans cambrien (<i>Ri+Ra</i>)	42
Figure V-10	comparaison entre les outils dans cambrien (<i>Ra+R2</i>)	42
Figure V-11	comparaison entre les outils dans cambrien (<i>Ra+R2</i>) par <i>Break Even</i>	43
Figure V-12	Courbe d'avancement.	43

Liste des Symboles

- BHA : Bottom Hole Assombly
- d : Densité de fluide de forage [ppg]
- D_m : Diamètre extérieur de Manchon [m]
- D_o : Diamètre de L'Outil [m]
- HMD : Champ de Hassi Messaoud
- M : Pente
- m : longueur forée avec l'outil [m]
- PDM : Positive Déplacement Motors
- P_b : Perte de charge au niveau de l'outil de forage [psi]
- P_m : Prix de revient du mètre foré [\$/m]
- P_o : Prix de l'outil de forage [\$]
- P_h : Prix horaire de l'appareil de forage [\$/h]
- P_{max} : Pression surface maximale [psi]
- P_{opt} : Perte de charge optimale [psi]
- Q : Débit de forage [gpm]
- Q_{opt} : Débit optimale [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
- T_f : Temps de rotation de l'outil [h]
- T_m : Temps de manœuvre exprimé [h]
- WOB : Poids sur l'outil [ton]
- ϕ_i : Diamètre de chaque Duse l'outil forage [in]

Liste des tableaux

Numéro	Titre	Page
Chapitre II : Partie technique et technologique.		
Tableau II.1	Programme d'outils dans le puits MDZ595	7
Tableau II.2	Programme de BHA à phase 26".	8
Tableau II.3	Programme de BHA à phase 16".	8
Tableau II.4	Programme de BHA à phase 12 ^{1/4} "	9
Tableau II.5	Programme de BHA à phase 12 ^{1/4} " <i>Horizontal</i> .	9
Tableau II.6	Programme de BHA à phase 8 ^{3/8} ".	10
Tableau II.7	Programme de BHA à phase 6".	10
Tableau II.8	Programme de Tubage et cimentation.	12
Tableau II.9	Programme de boue.	13
Chapitre V : Etude et choix des outils.		
Tableau V.1	Prix / mètre des outils tricônes (Cambrien Ri+Ra).	33
Tableau V.2	Prix / mètre des outils tricônes (Cambrien Ra+R2).	35
Tableau V.3	Prix / mètre des outils PDC (Cambrien R2).	36
Tableau V.4	Prix / mètre des outils imprégnés (Cambrien Ri+Ra).	38
Tableau V.5	Prix / mètre des outils imprégnés (Cambrien Ra+R2).	40
Tableau V.6	comparaison Pm et ROP entre les outils dans cambrien (Ri+Ra)	42
Tableau V.7	comparaison entre les outils dans cambrien (Ra+R2)	43
Tableau V.8	Aire totale des duses en fonction du diamètre et du nombre de duses	45

introduction

Jusqu'à maintenant les recherches n'ont pas réussi à trouver une source d'énergie de substitution qui peut remplacer les hydrocarbures surtout sur le plan économique malgré l'utilisation de l'énergie nucléaire dans divers domaines mais elle reste loin de satisfaire la demande mondiale en matière d'énergie, aussi, elle présente parfois un grand danger sur l'avenir de la terre.

En effet, les hydrocarbures restent encore l'énergie la plus performante, la moins nuisible, la plus disponible et moins dangereuse comparativement à celle de nucléaire.

Le forage est une opération délicate et plus coûteuse du processus d'exploitation de cette énergie. Le but d'un forage est d'atteindre un objectif avec un prix de revient le plus bas possible avec le respect strict de l'aspect sécuritaire.

A Hassi-Messaoud, avec plus de 1200 puits forés les sociétés pétrolières essaient toujours d'améliorer les méthodes de travail, les techniques de forage et les produits utilisés dans le but de réduire les coûts d'un forage.

Pour la réalisation de ce but, il faut choisir l'outil le mieux adapté au type de la formation à forer afin d'obtenir une vitesse optimale d'approfondissement de l'outil.

La destruction de la roche et la vitesse d'avancement dépendent essentiellement du type d'outil et des paramètres de forage qui lui sont appliqués, la rentabilité d'un outil dépend de tous les facteurs qui contribuent à l'augmentation de la ROP, elle s'exprime par un aspect économique défini par le prix de revient du mètre foré.

Cet exposé présente une étude générale sur le choix des outils de forage utilisés dans le drain horizontal de la phase 6" dans le champ de Hassi-Messaoud.

La présente étude est répartie comme suit :

Chapitre I: Ce chapitre donne une brève présentation du champ de HMD, situation géographique des puits et les problèmes liés à ce champ.

Chapitre II : Ce chapitre donne un aperçu sur les programmes de forage :

- ✓ Programme d'outil ;
- ✓ La composition de la garniture ;
- ✓ Programme de tubage et cimentation,
- ✓ Programme de la boue de forage

Chapitre III : Ce chapitre définit les différents types de forage au niveau du champ HMD

Chapitre IV : Ce chapitre traite les points suivants :

- ✓ La description des outils de forage ;
- ✓ Les différents types des outils utilisés dans le champ HMD ;
- ✓ Mode de travail d'un outil de forage ;
- ✓ Etude des paramètres de choix des outils forage ;
- ✓ Critères de remonter de l'outil.

Chapitre V : Ce chapitre a pour objectif d'étudier les performances de différents outils de forage dans la phase 6" de drain horizontal,

Par ailleurs, une étude comparative des prix de revient de différents types d'outil ainsi que les méthodes d'amélioration de performance ont été abordés dans ce chapitre.

Conclusion et recommandations :

On conclut ce travail par une synthèse des résultats obtenus avec des recommandations qui pourront aider à l'amélioration des résultats obtenus par des travaux ultérieurs.

I- Situation du Champ de Hassi Messaoud (HMD):**1- Introduction :**

Le gisement de Hassi Messaoud, situé dans le bassin de Oued Mya a été découvert en 1956 et mis en exploitation en 1958, plusieurs années après la mise en production du champ de Hassi Messaoud, on a pu constater que des ensembles de puits se comportent de manière indépendante les uns par rapport aux autres, d'où la définition des zones dont les pressions moyennes évoluent de manières différentes.

2- Description du Champ de Hassi Messaoud :

a) Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 650 km Sud / Sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante:

X = [790.000 - 840.000] Est,

Y = [110.000 - 150.000] Nord,

b) Situation géologique :

Par rapport aux gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité:

- au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui) ;
- 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 rôle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléotectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus de 800km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Géologiquement, il est limité :

- à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya ;
- au Sud par le rôle d'Amguid El Biod ;
- au Nord par la structure Djammâa-Touggourt ;
- à l'Est par les hauts-fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

3- Réservoirs :

Le champ de Hassi Messaoud est composé de quatre réservoirs (R3, R2, Ra, et Ri), dont les dépôts quartzitiques d'âge Cambro-Ordovicien se développent sur plusieurs centaines de mètres d'épaisseur, à une profondeur variant de 3200 à 3500 m.

Le réservoir principal est le Ra, où la formation a été subdivisée verticalement en intervalles avec des propriétés différentes qui sont appelées des drains.

Les drains supérieurs (Ri-D5, D4, D3) sont hautement laminés avec les couches du Limon (épaisseur varie entre 7" et 15 " et l'extension latérale variable de 0 à 1km) 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 des bonnes qualités dans le nord, mais il est près du contact eau-huile dans les autres parties du champ. La porosité est 6%, la perméabilité horizontale 1 mD.

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 ils sont ouverts et participent à l'amélioration de taux de récupération. [1]

Cas d'application :

II- Situation géographique du puits MDZ595 :

1- Localisation du puits :

Le puits MDZ595 horizontal est situé dans le secteur occidental du secteur de MD-b du champ de HMD entre les puits MD364, MD59 et MD99 dans la zone 28 de gisement de HMD.

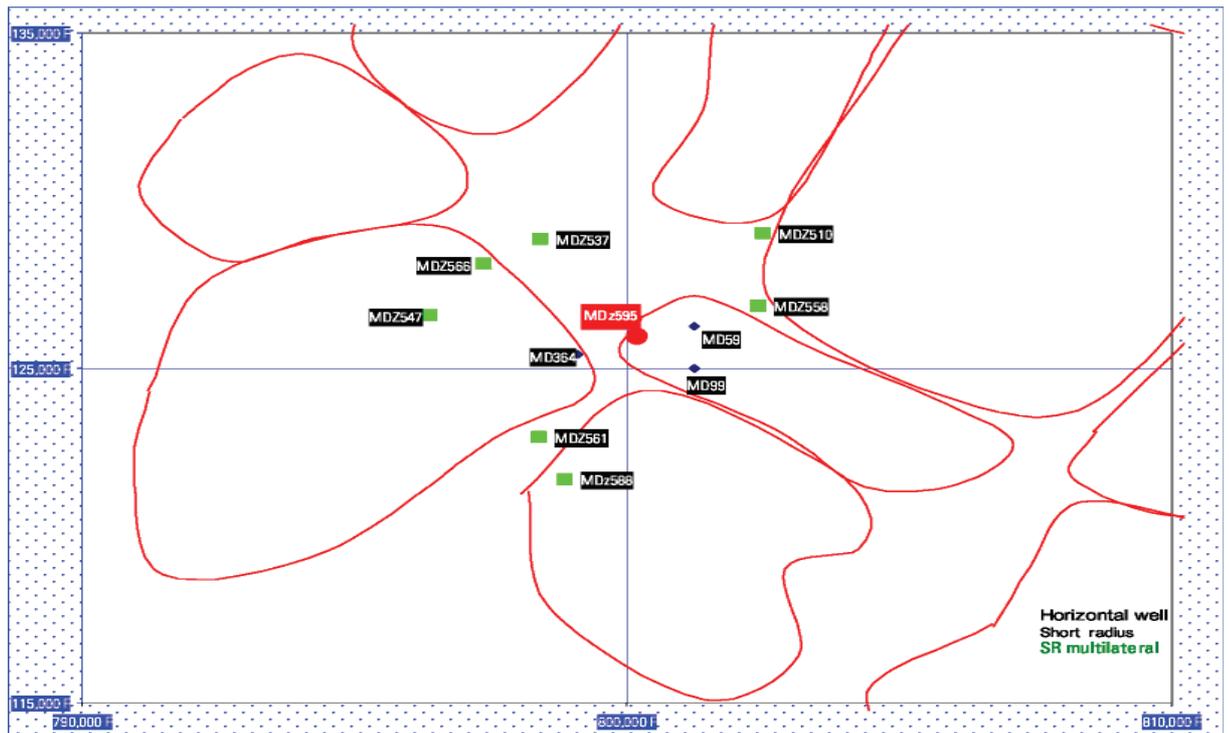


Figure I-1 : Implantation du puits MDZ595. [2]

2- Objectif du puits :

L'objectif de MDZ595 est d'atteindre le réservoir D2 avec une section forcée prévue de 955m (déplacement horizontal total 1199.37m), le long d'un azimut de 110 ° avec un diamètre de 6 ".

3-Donnes De Puits :

Nom du puits	MDz595
Champs	HassiMessaoud
Bloc	MD
Classification	Development
Localisation	UTM: E 771,609.77 N 3,509,145.24 LSA: 800205,96m ; 125919,64m Latitude 31 ° 41'16.503" N Longitude 05° 51'54.860" E Référence de UTM Zone 31 en Nord Sahara.
Elevations	Z sol: 142.5.0 m Z table: 152.0 m
TD	4451,2 m MD ; 3375 Mvd

4- Programme prévisionnel :

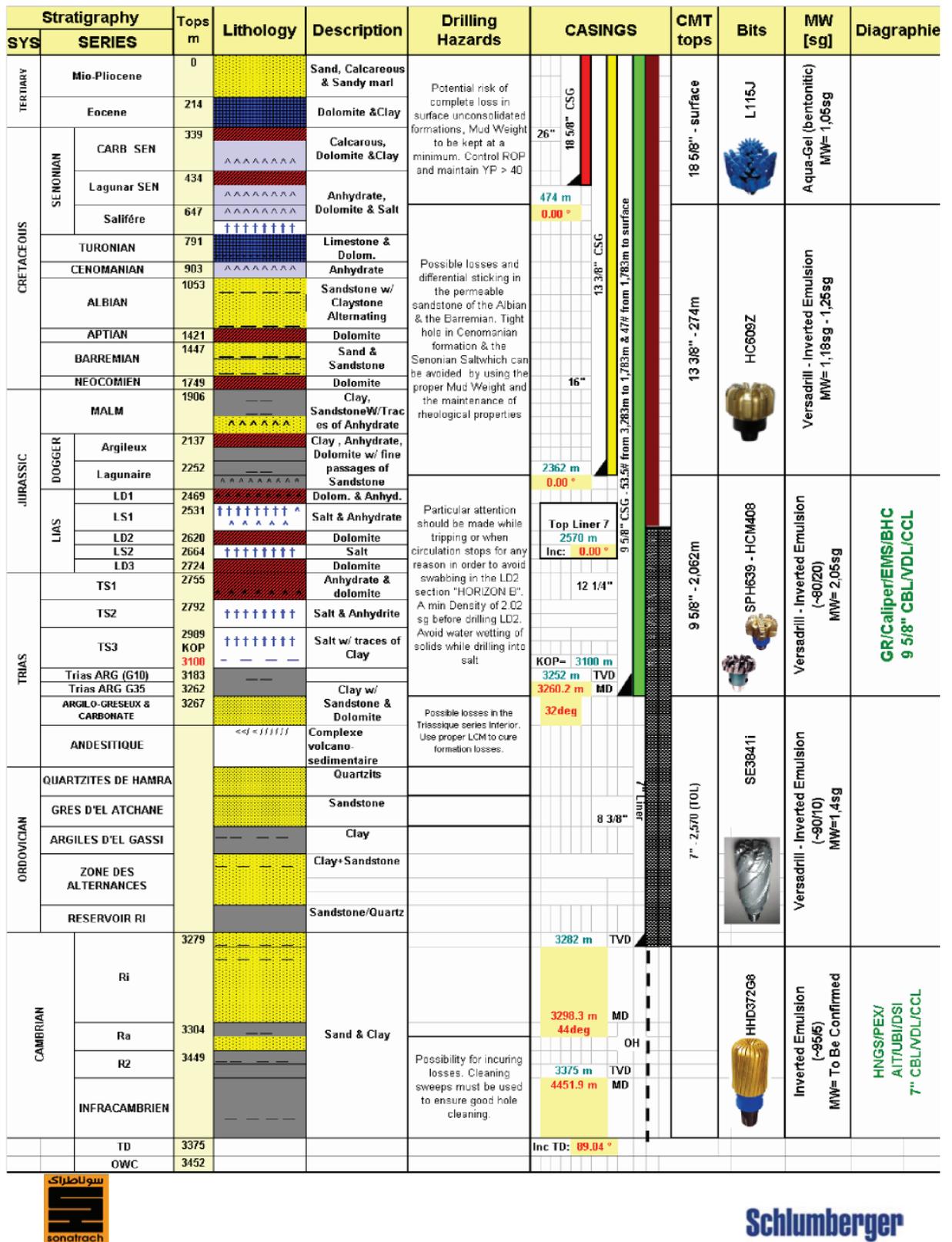


Figure I.2 : L'echelle geologique de Puits MDZ595. [2]

5- Profil du puits :

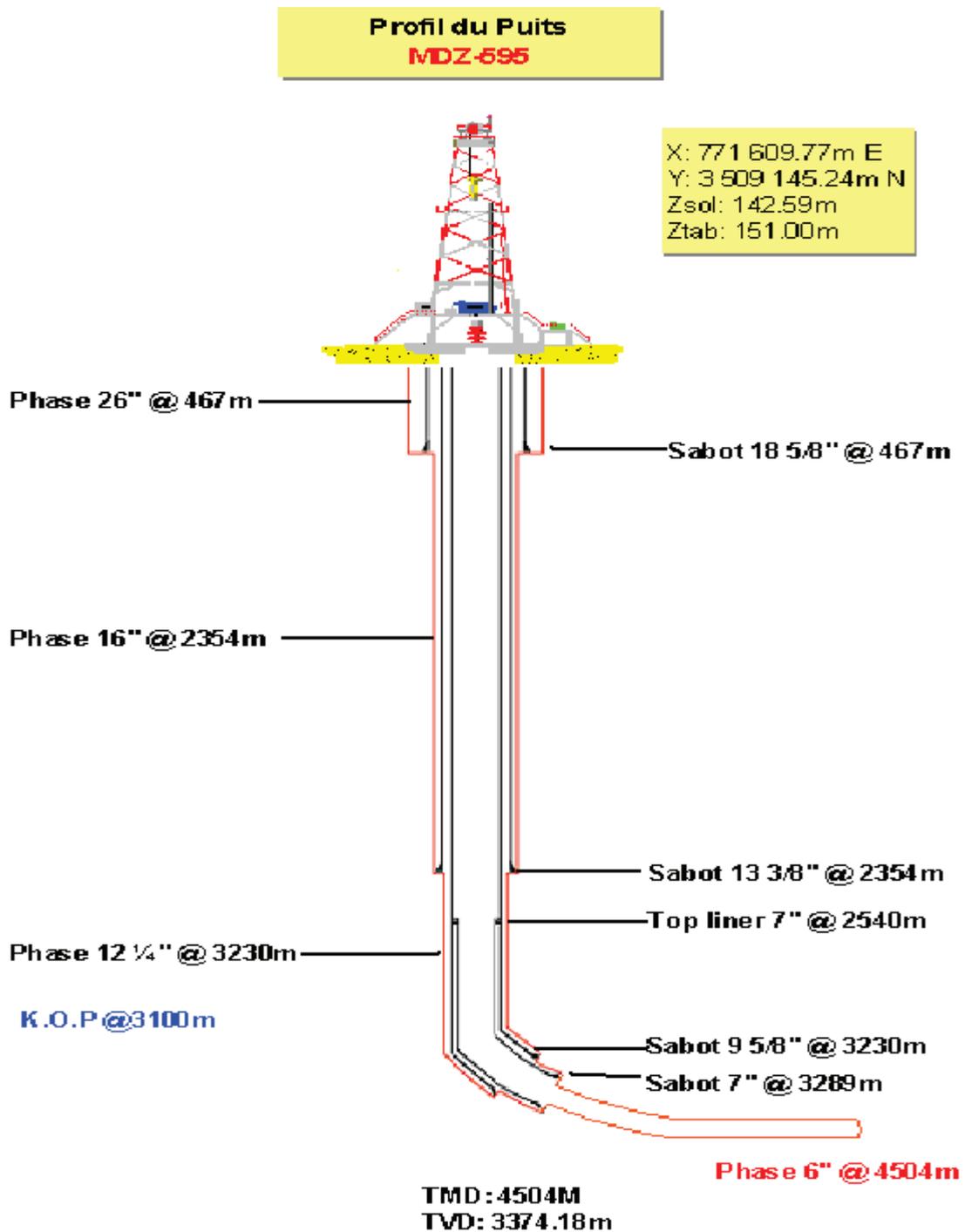


Figure I-3 : Profil de puits MDZ595. [2]

III - Problèmes De Forage :

1- Risques de déviation :

Des risques de déviation peuvent exister dans le Mio-Pliocène car cette formation est très friable. Des problèmes de descente du tubage de surface sont souvent rencontrés

2- Pertes de boue :

Elles peuvent être totales ou partielles durant les différentes phases de forage, Elles sont localisées dans les sables du Mio-Pliocène, dans les calcaires du Turonien et au niveau du Trias Argilo-gréseux (TAG).

3- Éboulements et cavages :

Des risques d'éboulements et de formation de cavités peuvent apparaître dans les formations calcaires et argileuses du Mio-Pliocène et de l'Éocène, dans les sels massifs solubles dans l'eau du Sénonien Lagunaire.

4- Sels fluents :

Des coincements de la garniture de forage sont observés dans le Sénonien Lagunaire Salifère (672 – 815 m). Des sels fluents resserrent les parois du trou. Ce type de coincement est rencontré à chaque fin de la phase 16" et ce lors de la remontée de la garniture.

5- Venues d'eaux chlorurées calciques du LD2 :

Au niveau du LD2, il y a risque de venues des eaux chlorurées calciques en fermées dans les dolomies du LD2, sous une pression de 560 kgf/cm² (549 bars). Cette zone doit donc être isolée du réservoir d'eau de l'Albien.

6- Argiles fluentes :

Des argiles fluentes sont rencontrées au niveau du Trias Salifère TS2 (sel massifs avec intercalations d'anhydrites et d'argiles).

Le fluage de ces argiles peut causer des problèmes de coincement et affecter le calibrage du puits. Ces argiles sont forées avec une boue lourde (densité de l'ordre de 2.02). Le Trias Argilo-gréseux, qui se trouve 75 m plus bas, ne résiste pas à cette densité élevée de la boue. Des pertes sont alors observées au niveau du Trias Argilo-gréseux. Afin d'y remédier, il a été décidé de poser le tubage 9"5/8 au niveau du G35 (Trias Argileux). [3]

I- Programme d'outils et paramètres de forage :

Il existe un vaste choix d'outils de forage ; cependant, ces outils dans leur majorité sont conçus pour forer dans les puits verticaux où il existe des différents majeurs entre le travail d'un outil dans un puits vertical et celui dans les puits horizontaux.

Phases	26"	16"	12 ^{1/4}		8 ^{3/8}	6"
			Vertical	Build -up		
Types d'outils	L115J	HC609Z	SPH639	HCM408	SE3841i	HHD372G8
Profondeur (m)	474	2362	3100	3260	3282	4452
WOB (t)	1 - 25	5 - 20	8 – 18	1 – 12	3 – 12	1 – 8
RPM (tr/min)	60 - 130	80 - 150	100 - 200	140 - 200	140 - 190	80 - 150
Débit (l/min)	2000 - 4000	2800 - 3300	2400-2800	2000 -2400	1800-2000	2400 - 3100
Dusage	3*18/32 + 1*16/32	9*12/32	6*15/32 + 3*20/32	8*15/32	4*16/32	

Tableau II-1 : Programme d'outils dans le puits MDZ595. [5]

II- Garniture de forage :***1- Introduction:***

La garniture de forage (Drill stem ou Drill string) assure la liaison entre l'outil de forage et la surface, ses rôles principaux sont:

- ✓ Permettre la rotation de l'outil de forage pour détruire la roche;
- ✓ Guider, réaliser et contrôler la trajectoire de l'outil de forage;
- ✓ Mettre du poids sur l'outil;
- ✓ Permettre la circulation du fluide de forage de la surface à l'outil avec le minimum de perte de charge.

Elle est composée:

- De la tige d'entraînement ou Kelly (souvent remplacée par une tête d'injection motorisée, appelée Top Drive);
- Des tiges de forage (drill pipe);
- Des tiges lourdes (heavyweight drill pipe);
- Des masses tiges (drill collar);
- Des stabilisateurs incorporés entre les masses tige. [4]

2- Programme de BHA :

2.1 La phase 26" :

Item	Joints	Length [m]	OD [in]	ID	Connexion
26"tricone bit	1	0.60	26.00		7 5/8" reg
Bit sub	1	1.22	9.50	3.00	7 5/8" reg
9.5" Shock Sub	1	3.24	9.50	2.88	7 5/8" reg
9.5" Drill Collars	2	18.58	9.50	3.00	7 5/8" reg
Stabilizer 25	1	2.16	25.88	3.00	7 5/8" reg
9.5" Drill Collar	1	9.17	9.50	3.00	7 5/8" reg
XO	1	0.98	9.50	3.00	
8" Drill Collar	12	110.00	8.00	2.81	6 5/8" reg
XO	1	0.83	8.00	2.81	
5.5" HWDPs	12	112.20	5.50		5 1/2" FH
		258.98			

Tableau II-2 : Programme de BHA a phase 26". [5]

2.2 La phase 16" :

Item	Joints	Length [m]	OD [in]	ID	Connexion
16" PDC bit	1	0.49	16.00		7 5/8" reg
Stabilizer 15	1	2.19	15.94	3.00	7 5/8" reg
9.5" Short Drill	1	3.08	9.50	3.00	7 5/8" reg
Stabilizer 15	1	2.40	15.94	3.00	7 5/8" reg
9.5" Drill Collar	1	8.64	9.50	3.00	7 5/8" reg
Stabilizer 15	1	2.07	15.94	3.00	7 5/8" reg
9.5" Drill Collar	2	17.46	9.50	3.00	7 5/8" reg
XO	1	0.89	9.50	3.00	
8" Drill Collar	9	83.42	8.00	2.81	6 5/8" reg
Hydraulic jar	1	9.92	8.00	2.81	
8" Drill Collar	2	18.33	8.00	2.81	6 5/8" reg
XO	1	1.16	8.00	2.81	
5.5" HWDPs	12	110.00	5.50	3.83	5 1/2" FH
		260.05			

Tableau II-3 : Programme de BHA a phase 16". [5]

2.3 La phase 12^{1/4}" :

Item	Joints	Length [m]	OD [in]	ID	Connexion
12 1/4" PDC bit	1	0.32	12.25		
Stabilizer 12 3/16"	1	1.72	12.19	3.00	7 5/8" reg
9.5" Short Drill	1	3.24	9.50	3.00	7 5/8" reg
Stabilizer 12 3/16"	1	1.86	12.19	3.00	7 5/8" reg
9.5" Drill Collar	1	9.38	9.50	3.00	7 5/8" reg
Stabilizer 12 3/16"	1	1.87	12.19	3.00	7 5/8" reg
9.5" Drill Collar	2	18.54	9.50	3.00	7 5/8" reg
XO	1	0.98	9.50	3.00	
8" Drill Collar	9	82.02	8.00	2.81	6 5/8" reg
Hydraulic jar	1	9.70	8.00	2.81	
8" Drill Collar	2	18.68	8.00	2.81	6 5/8" reg
XO	1	0.83	6.75	2.81	
5.5" HWDPs	12	110.00	5.50	3.83	5 1/2" FH

Tableau II-4: Programme de BHA a phase 12^{1/4}". [5]**2.4 La phase 12^{1/4}" Horizontal:**

Elements	Length (m)	OD (in)	ID (in)
12,25 PDC Bit	0.35	12.25	3.25
A800M4553XP (1,15 deg)	8.55	8.25	6.25
Flext Top Sub (Float valve)	1.30	8	3.5
Pony Flext non MagDC	12.50	6.63	2.5
Slim Pulse-MWD SPSA	10.47	8.25	5
8" Non Mag DC	8.5	8	2.81
Crossover	0.89	8	2.81
6 1/2" Circulating Sub	0.76	6.65	2.25
Crossover	1.17	7.25	2.81
5 1/2" HWDP (27joints)	248.13	5.5	3.25
Crossover	0.45	7.25	2.81
Hydraulic Jar	9.48	6.5	2.75
Crossover	0.34	7.25	2.81
5 1/2" HWDP (8joints)	74.27	5.5	3.25
5 1/2" 21.90 DP G	10	5.43	4.78

Tableau II-5: programme de BHA à phase 12^{1/4}" Horizontal. [5]

2.5 La phase 8^{3/8"}:

Elements	Length(m)	OD(in)	ID (in)	Max OD (in)
8 3/8" PDC Bit	0.3	8 3/8	2.25	8.38
A675M4570XP (1,83 deg)	8.07	6.75	5.50	8.13
Flext Top Sub (Float valve)	1.5	5.00	3.00	6.50
Pony Flext non Mag Collar	3.00	6.50	2.81	6.50
Slim Pulse-MWD SPSA	9.45	6.75	3.88	6.87
Non Mag Flext Collar	9.39	5.00	3.00	6.50
6 1/2" Circulating Sub	0.76	6.50	2.26	6.50
Crossover	1.17	7.25	2.81	7.25
5 1/2" HWDP (27joints)	248.13	5.5	3.25	7.25
Crossover	0.45	7.25	2.81	7.25
Hydraulic Jar	5.45	6.50	2.75	6.50
Crossover	0.34	7.25	2.81	7.25
5 1/2" HWDP (8joints)	74.27	5.50	3.25	7.25
5 1/2" 21.90 DP G	10	5.43	4.78	7.25

Tableau II-6: Programme de BHA a phase 8^{3/8"}. [5]**2.6 La phase 6"**

Eléments	Length(m)	OD(in)	ID (in)	Max OD (in)
6" Imprègne Bit	0.33	6.00	1.25	6.00
A500M2310.5HS Float valve	8.84	5.00	3.75	5.75
Integral Blade Spiral Stabilizer	1.50	4.75	2.25	5.75
Non Mag Flext Collar	2.00	4.75	2.81	4.75
Slim Pulse-MWD (SPSA)	10.20	4.63	2.25	4.75
Non Mag Flext Collar	8.87	3.50	2.25	4.63
Circulating Sub	0.76	4.75	2.25	4.75
3 1/2" 13.30 DPG(138joints)	1316.29	3.43	2.76	5.00
3 1/2" HWDP (29joints)	270.25	3.50	2.06	4.75
Hydraulic Jar	8.99	4.75	2.25	4.75
3 1/2" HWDP (6joints)	55.84	3.50	2.06	4.75
3 1/2" 13.30 DPG(40joints)	457.73	3.43	2.76	5.00
Crossover	0.72	4.75	2.25	4.75
5 1/2" 21.90 DP G,10% Wear	10	5.43	4.78	7.25

Tableau II-7: Programme de BHA a phase 6". [5]

III- Tubage :

1- Introduction :

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.

2- Les différentes colonnes de tubage :

Les colonnes de tubage sont:

- tube guide ;
- colonne de surface ;
- colonne technique ;
- colonne de production. [4]

IV- Cimentation:

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.

2- Objectifs de la cimentation:

- 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. [4]

3-Tableau récapitulatif :

Phases (")	cote (m)	tubage	Type de cimentation	Densité ciment
26	374	18 ^{5/8}	Stringer	1,58
	474	87,5#K55BTC		1,9
16	1321	13 ^{3/8}	Primaire	1,34
	2179	68#N80BTC		1,9
	2362			2
12 ^{1/4}	3260,2	9 ^{5/8} 53,5-47#P110BTC	Primaire	2,09
8 ^{3/8}	3298,2	7 32-47-53,5#P110	liner	1,9
6	4451,9	Open hole	/	/

Tableau II-8: Programme de Tubage et cimentation. [5]

V- la boue :**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.

2- Rôle de la boue :

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

- nettoyage du puits
- maintien des déblais en suspension
- sédimentation des déblais fins en surface
- 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
- 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

- contamination des formations productrices
- corrosion et usure du matériel
- toxicité et sécurité. [6]

3- Programme de boue:

phase	Type de boue	Caractéristiques			Volume (m ³)
		Densité (SG)	Viscosité Marsh (sec)	Filtrat CC/30min	
26"	benthonique	1.08	60-80	20	482
16"	émulsionnée inverse	1.25	50-55	10	648.3
12 ^{1/4} "	émulsionnée inverse	2.05	50-55	>10	478.8
8 ^{3/8} "	émulsionnée inverse	1.4	50-55	>10	257
6"	émulsionnée inverse	1.03	40-45	<4	277.8

Tableau II-9: Programme de boue. [5]

I- Définition :

Le forage horizontal est un forage directionnel qui se caractérise par la traversée du réservoir avec une inclinaison pouvant atteindre un maximum de 100° , c'est-à-dire s'éloigner petit à petit de la verticale qui passe par la tête du puits suivant une trajectoire et un rayon de courbure donnés pour enfin arriver à forer le réservoir horizontalement.

Le forage horizontal est un exercice beaucoup plus coûteux et complexe que les forages conventionnels tels que les forages verticaux ou déviés. En général, les statistiques montrent qu'il est nécessaire de majorer le budget d'un puits vertical de 30 à 40% pour obtenir le budget d'un puits horizontal. Alors, dans quelles occasions doit-on considérer le forage d'un puits horizontal.

Les objectifs recherchés lors d'un forage horizontal sont en général une combinaison de plusieurs facteurs à savoir :

- ✓ Obtenir une longueur optimale de la liaison couche-trou.
- ✓ Augmenter l'efficacité et la productivité du puits.
- ✓ Limiter le nombre de puits à forer sur un champ.
- ✓ Pour résoudre un problème particulier de production tel que :
 - Anisotropie de perméabilité
 - Isolation de la formation
 - Effet de cône de l'aquifère ou de l'anneau de gaz lors de la production (Effet 'coning')
 - Une géométrie particulière du réservoir ou de l'emplacement de surface
 - Piètre production des puits conventionnels.
 - Toutes combinaisons de problèmes décrits ci-dessus.

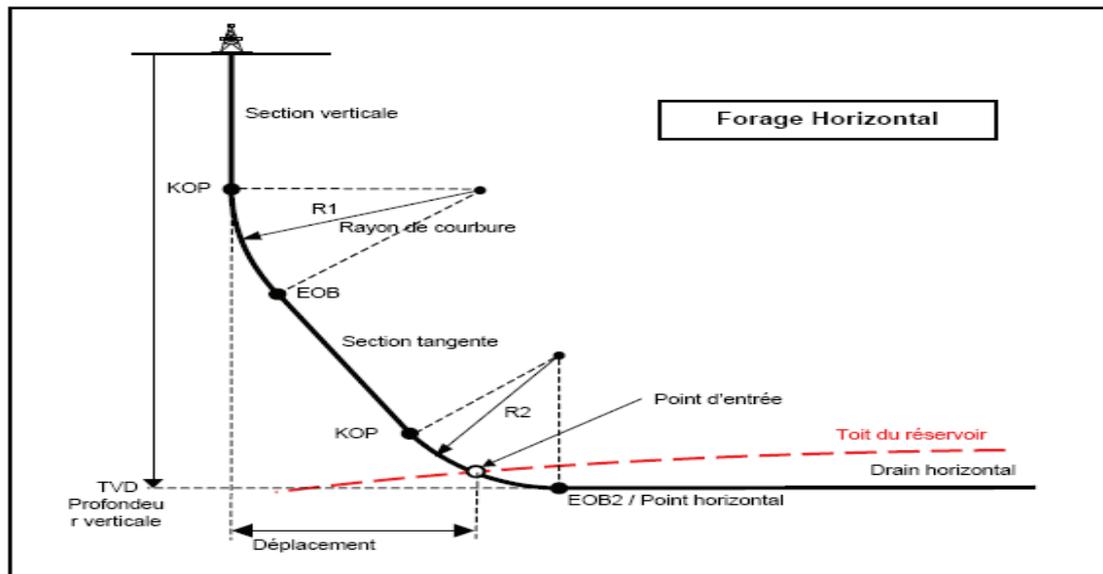


Figure III-1 Profil d'un puits horizontal.

II-Avantages et inconvénients du forage horizontal :

1 -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 ;
- Réservoirs multicouches ;
- Réservoirs à faible épaisseur ;
- Réservoirs à basse perméabilité ;
- Conning de gaz et d'eau.

2-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 ;

III- les type des puits horizontaux :

On appelle puits horizontal un puits se terminant par un drain foré à une inclinaison située aux environs de 90 degrés, c'est à dire comprise entre 80 et 100 degrés ou plus.

1- Les puits à moyen rayon :

Ces puits ont un rayon de courbure entre 30m et 300m, et nécessitent des équipements adaptés tels que des moteurs de fond coudés (articulés) et ajustables en surface.

Avec un tel rayon de courbure on peut aller jusqu'à 600m de drain horizontal si la trajectoire est bien réalisée (affinée).

Avantage :

- Contrôle de la trajectoire et définition des structures
- Equipements de forage quasi-conventionnel
- Cementation espace casing/ open-hole possible
- Logging + carottage possible
- Large choix de complétion existant
- Quelques méthodes possibles pour l' « artificiel lift »

Inconvénients :

- Nombreuses limitations pour les build-up rates élevés
- Peut être inadéquat pour les réservoirs minces et peu profonds
- Le torque et le drag peuvent être des facteurs limitant le forage
- Peut nécessiter des équipements de forage spéciaux
- Coût des équipements spéciaux très significatif

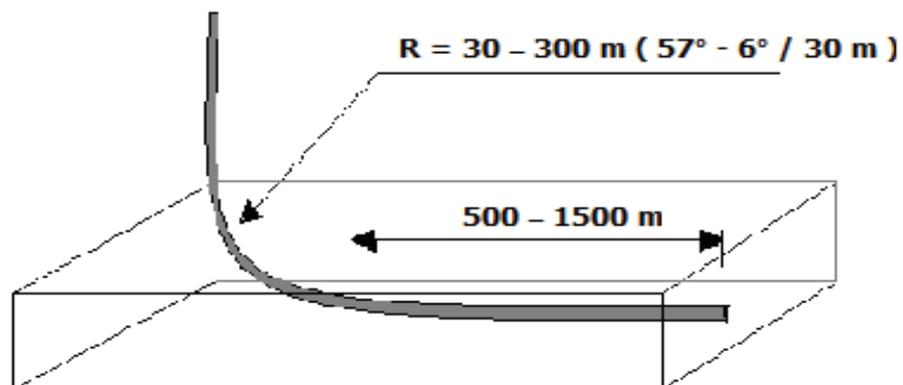


Figure III-2 : trajectoire de à moyen rayon. [6]

2- Les puits à rayon court ou ultra court :

Ces puits ont un rayon de courbure inférieur à 50m et peuvent atteindre même 5m, et nécessitent des équipements spécifiques tels que des moteurs articulés et des garnitures articulées.

En raison de difficultés de contrôle de la trajectoire la longueur de drain est limitée à environ 300m, et de tels puits sont difficiles à compléter, limitant l'utilisation de cette technique.

Avantage :

- Courbe courte + partie verticale proche du réservoir
- Plusieurs drains à partir d'une même section verticale
- Re-entry d'un puits existant relativement facile
- Adéquat pour les réservoirs minces et peu profonds
- Measured depth minimisé
- Peut être exécuté par presque l'ensemble des appareils de forage

Inconvénient:

- Displacement horizontal limité
- Complétion uniquement en open-hole
- Logging + carottage très difficiles
- Diamètres des puits limités (4''1/2– 8''1/2)
- Equipements de forage spéciaux requis
- Coût des équipements élevé
- Coût / mètre horizontal également élevé

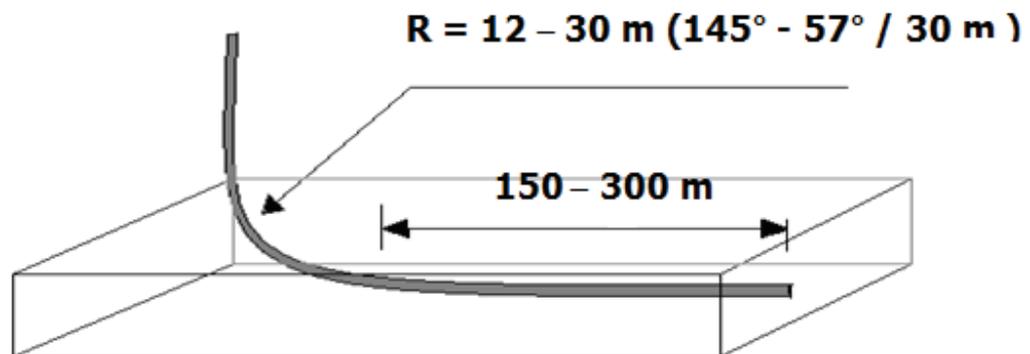


Figure III-3 : trajectoire de à rayon court. [6]

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.

La facilité avec laquelle une roche est détruite dépend de nombreux paramètres :

- la nature de la roche (dureté et abrasivité du minéral la constituant, etc.) ;
- les caractéristiques du milieu environnant (contraintes en place, diagenèse du sédiment, pression de formation, pendage de la couche, etc.) ;
- la trajectoire du puits qui agit sur la répartition des contraintes dans la roche ;
- les moyens utilisés pour réaliser le puits (type d'outil, d'usage de l'outil, type de boue, de BHA, de garniture, etc.) ;
- les paramètres appliqués pour détruire la roche (poids sur l'outil, vitesse de rotation, débit de forage, etc.).

Différents types sont utilisés :

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

Les outils ont évolué au cours du temps pour répondre aux problèmes techniques du forage qui s'avèrent de plus en plus complexes. [7]

II- Les différents types des outils de forage :

1- Les outils à molettes :

- 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 (rouleaux avec ou sans étanchéité, paliers de friction, système de lubrification, etc.), Ces outils travaillent principalement en compression.

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 roulements à rouleaux).

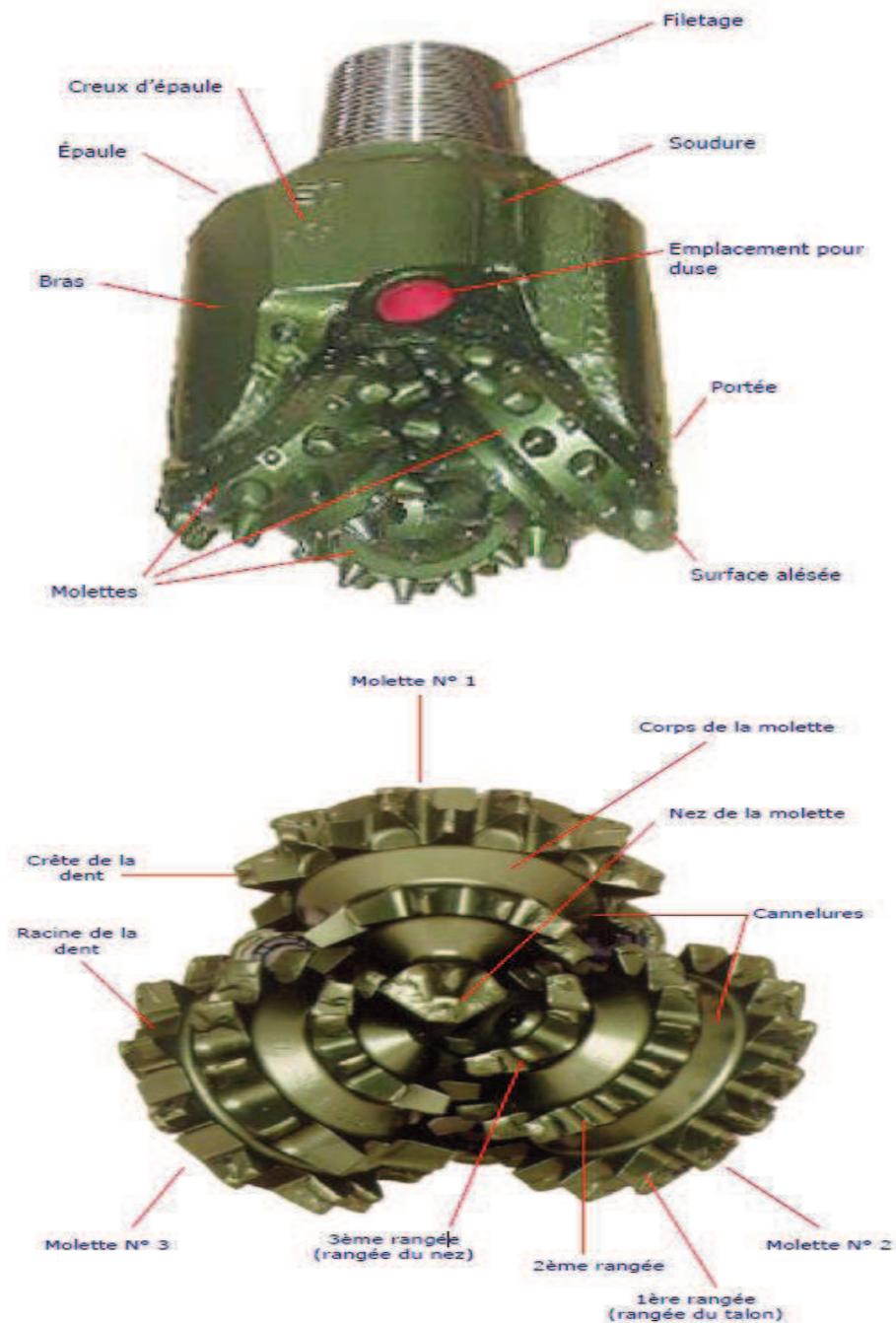


Figure IV-1: Nomenclature des différents éléments constituant un outil à molettes [7]

La taille ou l'épaisseur des différents constituants de l'outil dépendent du type de formation à forer. Toute augmentation des capacités d'une partie de l'outil se fait au détriment des autres parties (leurs dimensions et leur résistance seront réduites).

- Les outils pour formations tendres, qui nécessitent peu de poids, ont des roulements plus petits, des cônes moins épais et des jambes de plus faible section que les outils pour formations dures. Ceci laisse plus de place pour des éléments de coupe longs et minces.
- Les outils pour formations dures, qui travaillent avec des poids plus importants, ont des éléments de coupe plus trapus et plus courts, des roulements plus gros et des corps plus solides. [7]

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.

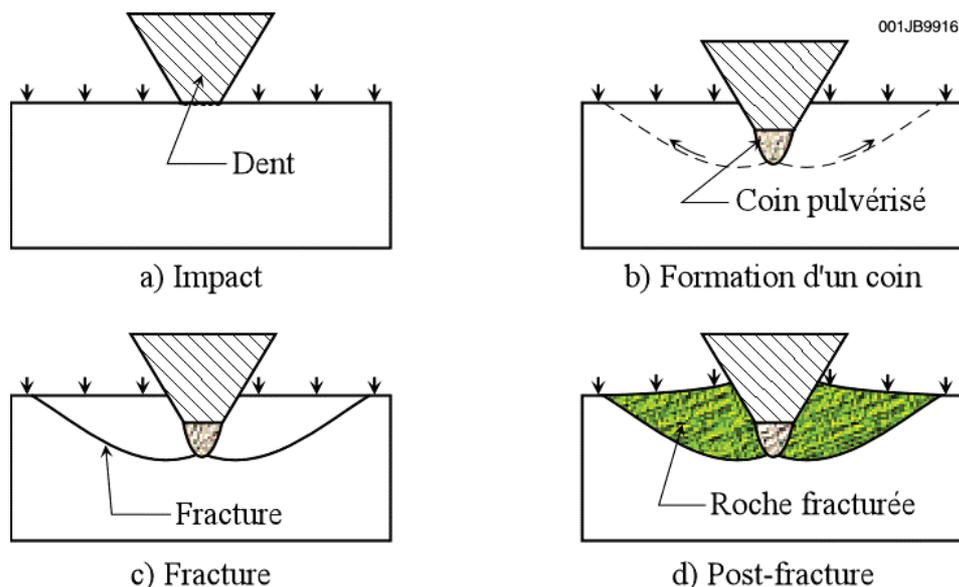


Figure IV-2 : Mécanisme d'action d'un outil à molettes sur la roche [7]

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. [7]

2- Les outils à éléments de coupe fixes :

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

2-1- Types de diamant :

Dans le domaine de forage rotary, il y a deux types de diamant:

- a- Diamant naturel.
- b- Diamant synthétique.

1. Le diamant naturel :

C'est une cristallisation du carbure de densité 3,52. Du point de vue chimique le diamant et le graphite sont identiques. Alors que du point de vue physique, ils sont totalement contradictoires. Le graphite est fragile, noir, faible, souvent utilisé comme lubrifiant.

Le diamant par contre est extrêmement dur meilleur conducteur thermique, hautement abrasif, la plupart du temps transparent, il est aussi un excellent isolant.

2. Le diamant synthétique :

On distingue ces deux produits polycristallins :

- ✓ Le diamant synthétique basse température "PDC" ;
- ✓ Le diamant synthétique haute température "TSD".

• Avantages de diamant synthétique au diamant naturel :

- Les deux produits (PDC, TSD) sont plus résistants à l'abrasion que les diamants naturels mais ils sont moins durs.
- La raison de l'énorme succès des pierres synthétiques et que le scientifique a la possibilité de fabriquer des diamants qui répondent exactement aux exigences des industriels.

a- Le diamant synthétique bas température :

Les outils PDC (Poly-cristalline Diamond Compact) : existent soit avec corps acier, soit avec matrice. Les corps en acier sont usinés puis recouverts de carbure de tungstène pour limiter l'érosion. Les corps en matrice sont fabriqués à partir du même matériau au carbure de tungstène que les outils aux diamants naturels. En effet l'avantage fondamental des outils PDC réside dans l'absence des parties mobile, d'où leur nom d'outils monobloc.

Le PDC se présente en général sous la forme d'une fine lamelle de diamant synthétique (épaisseur = 0.5 mm) avec des impuretés de Cobalt Nickel placé sur substrat de carbure de tungstène. Ces mélanges commencent à se détruire vers 750° c.



Figure IV-3 : Les outils à diamant (PDC) [7]

b- Le diamant synthétique haut température :

Le TSD (thermally stable diamond): Il se compose également de diamants de synthèse mais sans cobalt (il élimine à travers une acidification) et sans substrat de carbure, les TSD sont thermiquement stables jusqu'à 1200° c.

(Les TSP (Thermally Stable Polycristalline): 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.)

Il existe une autre génération de diamant synthétique, c'est une structure de coupe formée de PDC cutters protégés à l'arrière par TSD et /ou des diamants s'appelles *Quatrocut*. [7]



Outil à dents



Outil à picots



TSP & Diamant



Imprégné



PDC Corps Acier

Couronnes
<PDC & TSP>



PDC Corps Acier



PDC corps Matrice

Figure IV-4 : Différents types d'outils utilisés en forage [7]

2-2- Mode de destruction de la roche par les différents types de diamants :

1. Les diamants naturels :

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

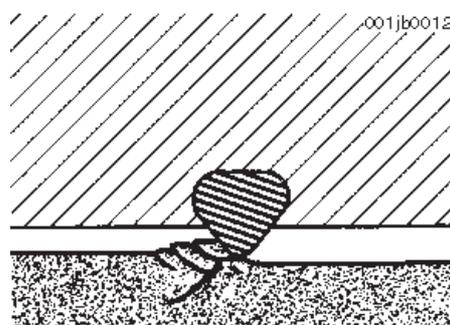
Le handicap du diamant naturel est la faible dimension des pierres utilisées. La profondeur de l'entaille produite dans la roche est très faible (de l'ordre de 0.1 mm). Cela limite l'utilisation du diamant naturel aux terrains les plus durs et abrasifs. Les vitesses d'avancement obtenues seront donc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

2. Les PDC :

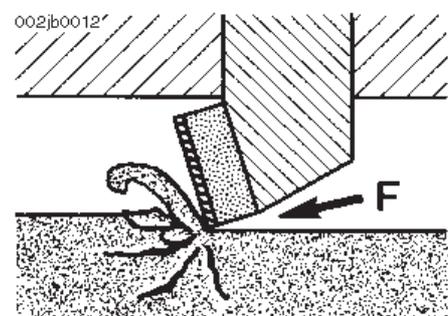
Ils travaillent à la façon de l'outil d'une machine outil en cisillant la roche. La mise en action de l'élément de coupe nécessite en premier un effort d'écrasement entraînant la pénétration dans la formation.

Les taillants soulèvent les copeaux de roche formés 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 IV-5 : Mode de destruction de la roche par les outils diamant [7]

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. [7]

III-les facteurs de choix des outils forage :

Introduction :

La raison d'un tel 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...) seul le type de l'outil choisi fera que cette puissance sera utilisée avec le maximum d'efficacité ou non.

Il existe un vaste choix d'outils de forage, Cependant ces outils dans leur grande majorité ont été conçus pour forer des puits verticaux, or il existe des différences majeures entre le travail demandé à un outil dans un puits vertical et celui dans un puits horizontal.

Les facteurs à prendre en considération lors de la sélection des outils pour un forage horizontal 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 (Walk Tendency) ;
- 4- Les charges d'impact sur l'outil ;
- 5- Le nettoyage du front de taille ;
- 6- La pilotabilité de l'outil (steerability) ;
7. Motorisation ;

1. La 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 diamètre forage, la vitesse de l'outil pourra varier de 100 à 500 rpm avec un PDM, et de 300 à 1500 rpm avec une turbine de déviation.

1.1- Outil à tête fixe :

Les outils à tête fixe (PDC, diamant) conviennent parfaitement au forage de longue section avec une vitesse d'avancement élevée. La structure de coupe, le profil et la protection du diamètre doivent être sélectionnés en vue de bon parcours avec des moteurs. Eventuellement structure de coupe et gauge 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 dans le trou qui pourrait conduire à un repêchage coûteux.

1.2- Outil Tricône :

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

2. 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 le frottement ne permettent plus que la transmission à l'outil d'un poids de plus en plus faibles. 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.

2.1- Outil 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 et donc une plus grande pénétration dans la formation.

2.2- Outil tricône :

Les outils tricônes capables de forer avec des WOB faibles ont peu de dents et un offset importante des molettes.

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

Lorsqu'un outil est soumis à une charge latérale, il a tendance à 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.

3.1- Programme d'outils :

Les caractéristiques de comportement latéral des outils varient énormément.

- a. **Les tricônes** : Avec leurs capacités de taille située sur la face de l'outil sont assez prévisibles.
- b. **Les outils à tête fixe** : sont moins prévisibles à cause de leur grande variété d'arrangement des éléments de coupe (cutters) et des profils.

Le programme d'outil en vue réaliser une trajectoire donnée, doit se baser sur les informations disponibles relatives au comportement directionnel de tel outil avec telle ou telle garniture (bottom hole assembly) dans une formation donnée.

4. Charge d'impact sur l'outil :

Les charges 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 structure de coupe, avec pour résultat un avancement erratique et une vie abrégée de l'outil.

- Critères de choix :

Les outils à dents sont plus résistants aux cassures et à l'écaillage causé 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.

5. Nettoyage de front de taille :

C'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 cutting 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 (Yield point YP et viscosité plastique PV faible), ainsi qu'à l'agitation de la garniture.

6. 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 médium /short / ultra –short radius.

7. Motorisation :

7.1 Avantages de la 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 condition de "stick- slip" : couple et vitesse de rotation erratique, périodes de non –rotation suivie de rotation à l'envers.

7.2 Conséquences pour les outils :

Pour les tricônes, les roulements sont les mêmes que l'application ait lieu avec un PDM ou avec une turbine. La différence réside dans la structure de coupe qui sera adaptée pour les très hautes vitesses (300-450) si le run doit s'effectuer à la turbine.

Pour les outils à tête fixe, la jupe sera :

- Aussi courte que possible pour un run avec un PDM, de façon à limiter le couple réactif et pouvoir diriger l'outil.
- Allongée pour les applications avec turbines de déviation, pour avoir le maximum de stabilisation au niveau de l'outil et en tirer par conséquent la performance maximum. [8]

IV- Choix de type d'outil :

1- Choix des Tricônes :

1.1- Couple réactif :

Quand on touche le fond avec un tricône, l'augmentation du couple réactif (déplacement du tool face) se montre à la fois lente, progressivement, et cohérente. La variation du tool face est généralement comprise entre 0° et 180° , Le temps mis par le tool face pour se stabiliser est de l'ordre de 1/2 à 1 minute.

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 de données directionnelles MWD est faible.

1.2- Durée de vie des roulements :

La perte possible de molette est l'inconvénient majeur des tricônes, En l'absence d'information 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.

1.3- Protection du diamètre :

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

2- Choix des PDC :

2.1- Couple réactif :

Les outils PDC ont tendance à se montrer plus difficile 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.

Dans les puits horizontaux, il est déconseillé de descendre des proto types: seuls les PDC confirmés dans des formations connues doivent être utilisés.

2.2- Critères de choix :

Lors du choix du PDC, il faut prendre en considérations les critères de désignations suivantes :

a- Dimension des cutters :

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

b- 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.

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

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

d- profil du nez et cône :

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

e- 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 plus importante.

3- Choix des Imprégnés :

Ces outils sont destinés aux formations très dures et très abrasives, ils présentent l'outil le plus performant pour les formations quartzitiques et grès quartzitique. Leur principe de fonctionnement base sur :

L'alésage de la roche par les cutters (l'angle de coupe devient nul). [8]

V- Critères de remonter 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.

Mais avec ces différents critères, l'outil remonté ne sera pas nécessairement utilisé. [7]

I-Introduction :

Ce chapitre a pour objectif d'étudier les performances de différents outils de forage utilisés dans la phase 6 " de drain horizontal de champ de HMD, par conséquent une étude détaillée sur le choix judicieux de l'outil de forage doit être faite.

A cet effet il faut :

- Réduire le temps de forage ;
- Optimiser la vitesse d'avancement (ROP optimal)
- Améliorer le nettoyage de fond du puits
- Minimiser le prix de revient au mètre foré

Avant de commencer le forage d'un puits, un programme doit être fait, Ce programme ne devra être modifié lors de l'approfondissement du puits que si les conditions rencontrées ne correspondent pas.

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. Cette étude est basée essentiellement sur le calcul de :

1-Le prix de mètre foré :

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. [7]

Les formules qui permettent de calculer le prix de revient du mètre foré sont :

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

Avec : **P_m** : prix de revient du mètre foré exprimé en **\$/m**

P_o : prix de l'outil exprimé en **\$**

P_h : prix horaire de l'appareil de forage exprimé en **\$/h**

T_f : temps de rotation de l'outil exprimé en **h**

T_m : temps de manœuvre exprimé en **h**

m : longueur forée avec l'outil exprimé en **m**

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 sur l'outil 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.

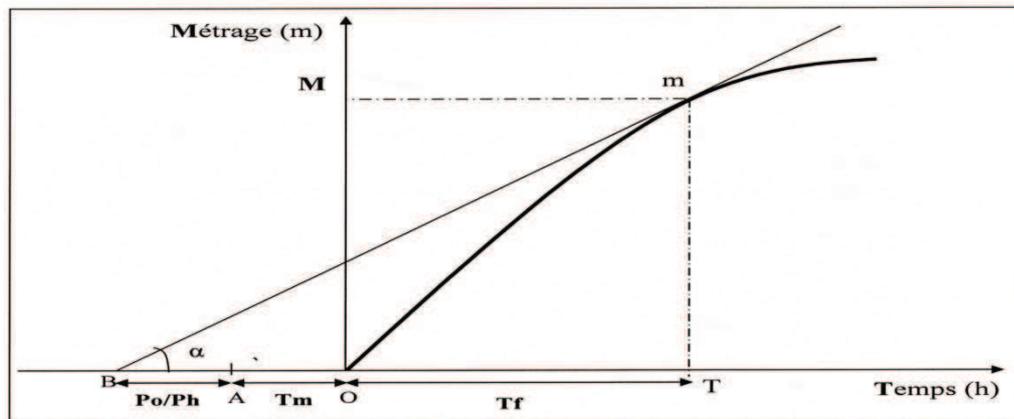


Figure V-1 : courbe d'avancement

Sur ce diagramme, en abscisse négative, portons un segment

OA égal au temps de manœuvre

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 B_m représente l'avancement commercial de l'outil. En effet, nous avons :

$$\text{Pente de } B_m = \frac{T_m}{BA + AO + OT}$$

Que l'on peut écrire:

$$B_m = \frac{M}{\frac{P_o}{P_h} + T_m + T_f}$$

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

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 :

$$P_m = \frac{P_o + P_h(T_m + T_f)}{M} \Leftrightarrow M_B = \frac{P_{oB} + P_h(T_{mB} + T_{fB})}{P_{mA}}$$

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 a 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 :

$$\begin{aligned} P_{mA} &= \frac{P_{oB} + P_h(T_{mB} + T_{fB})}{M_B} \Leftrightarrow M_B = \frac{P_{oB} + P_h(T_{mB} + T_{fB})}{P_{mA}} \\ &\Rightarrow M_B = \frac{P_h}{P_{mA}} T_{fB} + \frac{P_{oB} + P_h T_{mB}}{P_{mA}} \end{aligned}$$

Il s'agit ici d'une équation du type $Y = a.X + b$, avec :

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

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

$X = T_f$: temps de 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 (Tf), le seuil de rentabilité d'un outil par rapport à un autre est donc une droite, Pour définir une droite, deux points suffisent :

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

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

Droite de rentabilité :

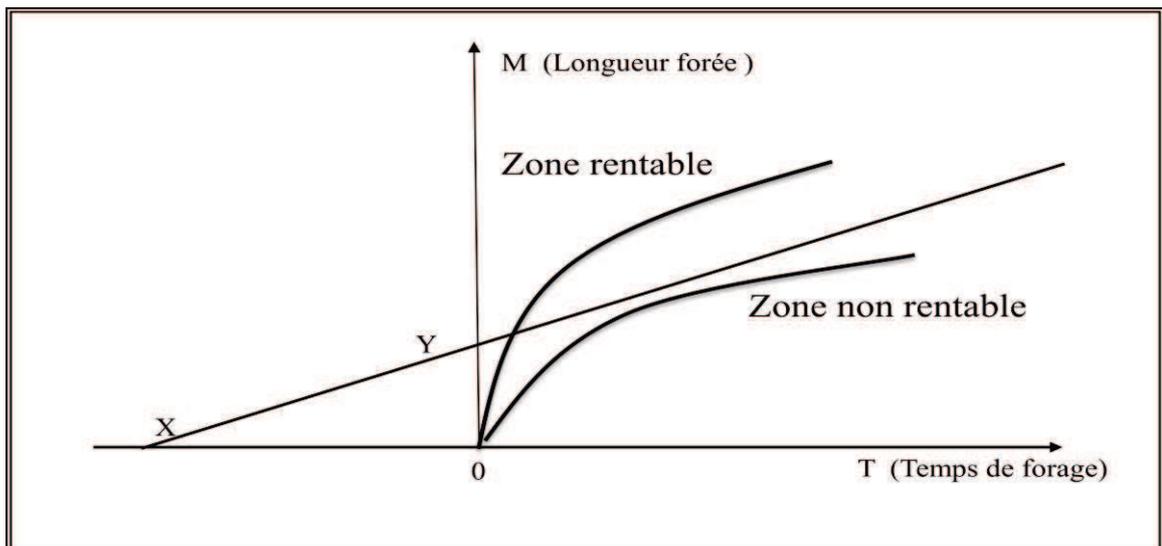


Figure V-2 : Droite de rentabilité

Description de courbe :

Chaque point de la droite (XY) représente une performance à réaliser par l'outil B pour que son coût au mètre 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 les quelles 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.

Il est possible et recommandé d'améliorer la méthode du Break Even en joignant sur le graphe une coupe lithologique parallèle à l'axe des ordonnées, ce qui peut parfois éviter une remontée trop précoce de l'outil.

Sans la coupe lithologique cet outil aurait sûrement été remonté vers la sixième heure alors que l'outil franchissait la formation C, très dure.

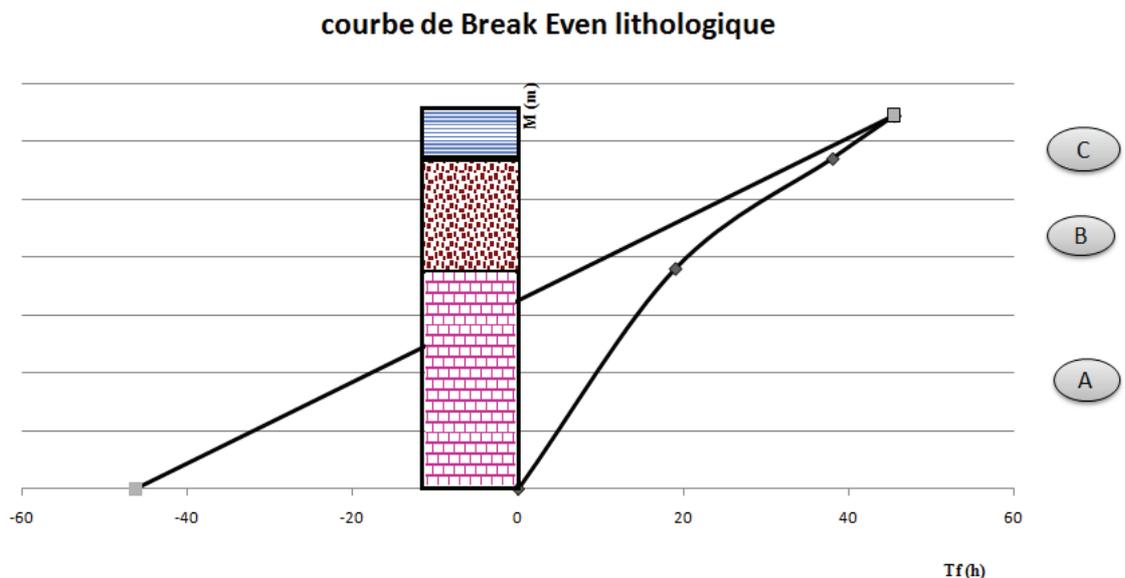


Figure V-3 : courbe de Break Even lithologique

Sans la coupe lithologique, cet outil aurait sûrement été remonté vers l'heure h alors que l'outil franchissait la formation C, très dure et l'autre formation (A, B) sont tendre. [7]

II-Etude statistique :**1-Introduction :**

Cette étude a été faite pour les trois types d'outils (tricône, PDC et imprégnés) utilisés dans le réservoir cambrien (Ri, Ra, R2) dans le but de sélectionner l'outil le plus performant.

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

- Litho-zone grès isométrique « Ri » :

Correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là où la série est complète ; ce sont des grès quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux ($E_p = 50\text{m}$).

- Litho-zone grès amisométrique « Ra » :

Représente le réservoir principal dans sa partie supérieure et moyenne ($E_p = 20$ à 60m) il est formé de grès quartzites, an isométriques, moyens à grossiers, à ciment silico - argileux (kaolinite) localement constitué de quartzites franches. L'épaisseur moyenne totale du Ra est de 100 à 120m.

- Litho-zone « R2 » :

Est constitué de grès quartzites et quartzites gréseuses, moyens à grossiers, an isométriques, avec parfois des niveaux micro-conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite), ($E_{p_m} = 19\text{ m}$).

2-Le prix de mètre foré :

A- outils tricônes :

A-1-Prix / mètre des outils tricônes dans la phase 6" (Cambrien Ri+Ra) des puits horizontaux :

Outil	Fabricant	Puits	Intervalle foré		M (m)	ROP (m/h)	T _r (h)	T _m (h)	P _n (\$/h)	P _o (\$)	P _m (\$/m)
			de	à							
EP4872	HUGHES	OMMZ751	3504	3547	43	2,44	18,53	17,63	894,73	22635	1278,80
		MDZ534	3933	3983	50	2,53	16,13	19,79	894,73	22635	1095,47
		MDZ540	3465	3526	61	3,49	28,8	17,48	894,73	22635	1049,89
			3526	3597	71	3,99	28	17,81	894,73	22635	896,09
		OMOZ801	4117	4143	26	1,26	13,61	20,65	894,73	22635	2049,56
EP4732	HUGHES	MDZ532	3671	3711	40	2,17	11,08	18,46	894,73	19175	1140,13
			3711	3750	39	2,09	19,02	18,65	894,73	19175	1355,88
EP5051	HUGHES	MDZ540	3401	3465	64	3,73	22,5	17,17	894,73	21567	891,58
EHP83DHLK	HUGHES	OMMZ533	3499	3531	32	1,82	11,27	17,58	894,73	13448	1226,91
		MDZ534	3610	3645	35	1,93	7,61	18,14	894,73	13448	1042,49
XR50YODPD	SMITH	MDZ532	3539	3581	42	2,36	13,86	17,8	894,73	11494	948,12
		OMMZ533	3531	3555	24	1,35	8,08	17,72	894,73	11494	1440,75
			4231	4263	32	1,51	17,88	21,24	894,73	11494	1452,99
		OMOZ801	3569	3607	38	2,12	7,35	17,94	894,73	11494	897,94

Tableau V-1 : Prix / mètre des outils tricônes (Cambrien Ri+Ra)

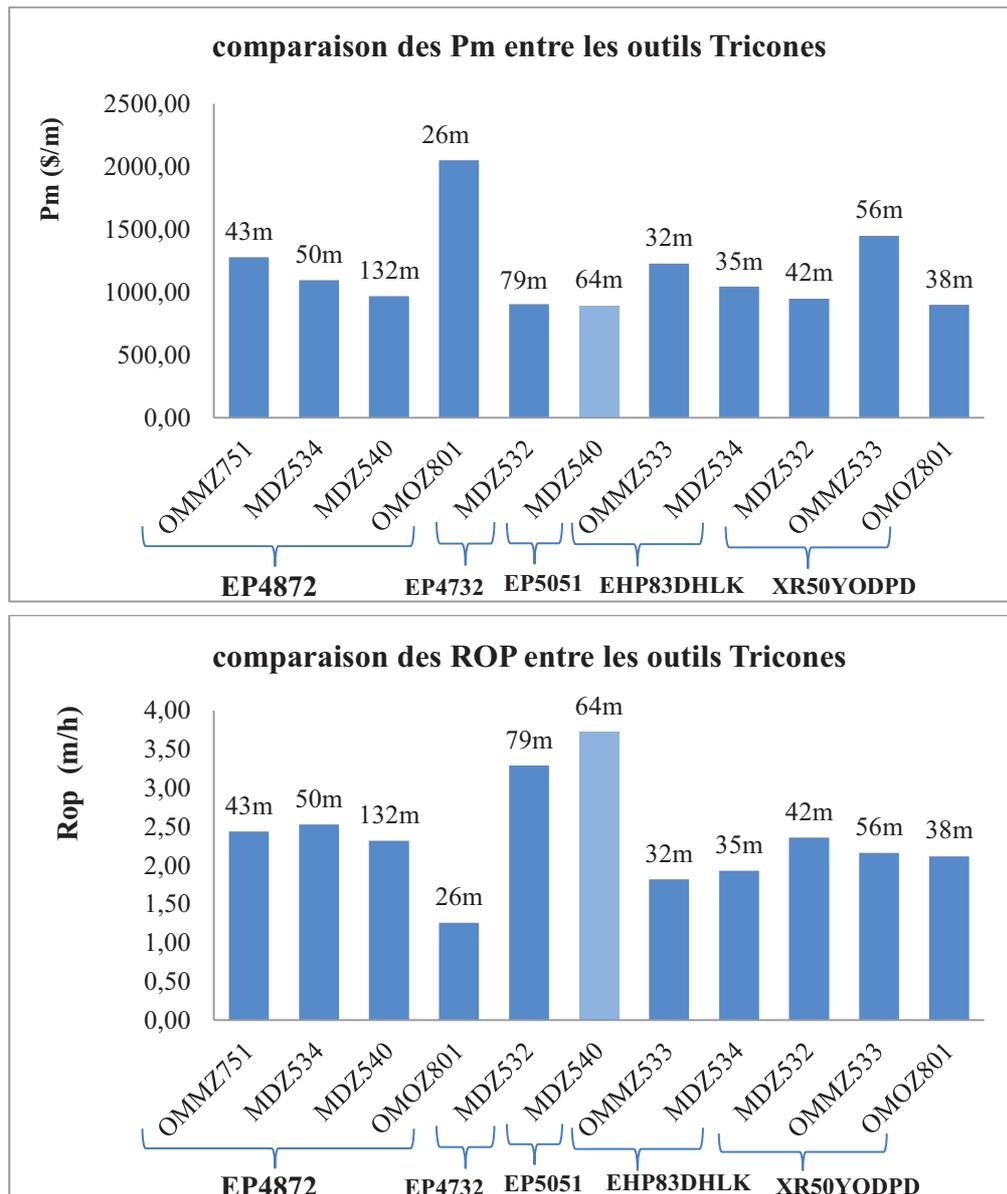


Figure V-4: comparaison des Pm et ROP entre les outils Tricônes (Cambrien Ri+Ra)

Analyse des résultats :

D'après les résultats de figure 4 et le calcul de prix de mètres forés pour différents outils tricônes présentes dans le tableau 1 utilisés dans plusieurs puits déjà forés dans la phase 6" (Cambrien Ri+ Ra): on a trouvé que :

- le prix de mètres forés varie entre 891,58 et 2049,56 \$/m.
- que l'outil le moins rentable est EP4872 utilisés dans le puits OMOZ801 du prix du métrage foré 2049,56 \$/m avec une vitesse de pénétration (ROP = 1,26 m/h) représente un prix de mètres forés maximal.
- L'outil le plus rentable est EP5051 utilisé dans le puits MDZ540 qui donne un prix de mètre foré 891,58 \$/m et vitesse de pénétration (ROP = 3,73 m/h).

A-2- Prix / mètre des outils tricônes dans la phase 6^{''} Cambrien R2 des puits horizontaux :

Outil	Fabricant	Puits	Intervalle foré		M (m)	ROP (m/h)	T _r (h)	T _m (h)	P _h (\$/h)	P _o (\$)	P _m (\$/m)
			de	à							
EHP83DHLK	HYCALOG	OMPZ173	3460	3548	88	5,6	15,71	17,52	894,73	13448	490,68
			4153	4177	24	2,51	9,56	20,83	894,73	13448	1693,29
OMLZ512		3469	3489	20	1,83	10,93	17,4	894,73	13448	1939,79	
EHP61DHLK		OMPZ34	3462	3572	110	5,95	18,49	17,59	894,73	13448	415,73
EP4872	HUGHES	OMOZ632	3375	3411	36	1,93	18,65	16,97	894,73	22635	1514,04
			3411	3452	41	1,82	22,53	17,16	894,73	22635	1418,22
		OMPZ261	3417	3456	39	3	13	17,18	894,73	21567	1245,38
			3456	3490	34	2,69	12,64	17,37	894,73	21567	1424,05

Tableau V-2 : Prix / mètre des outils tricônes (Cambrien Ra+R2)

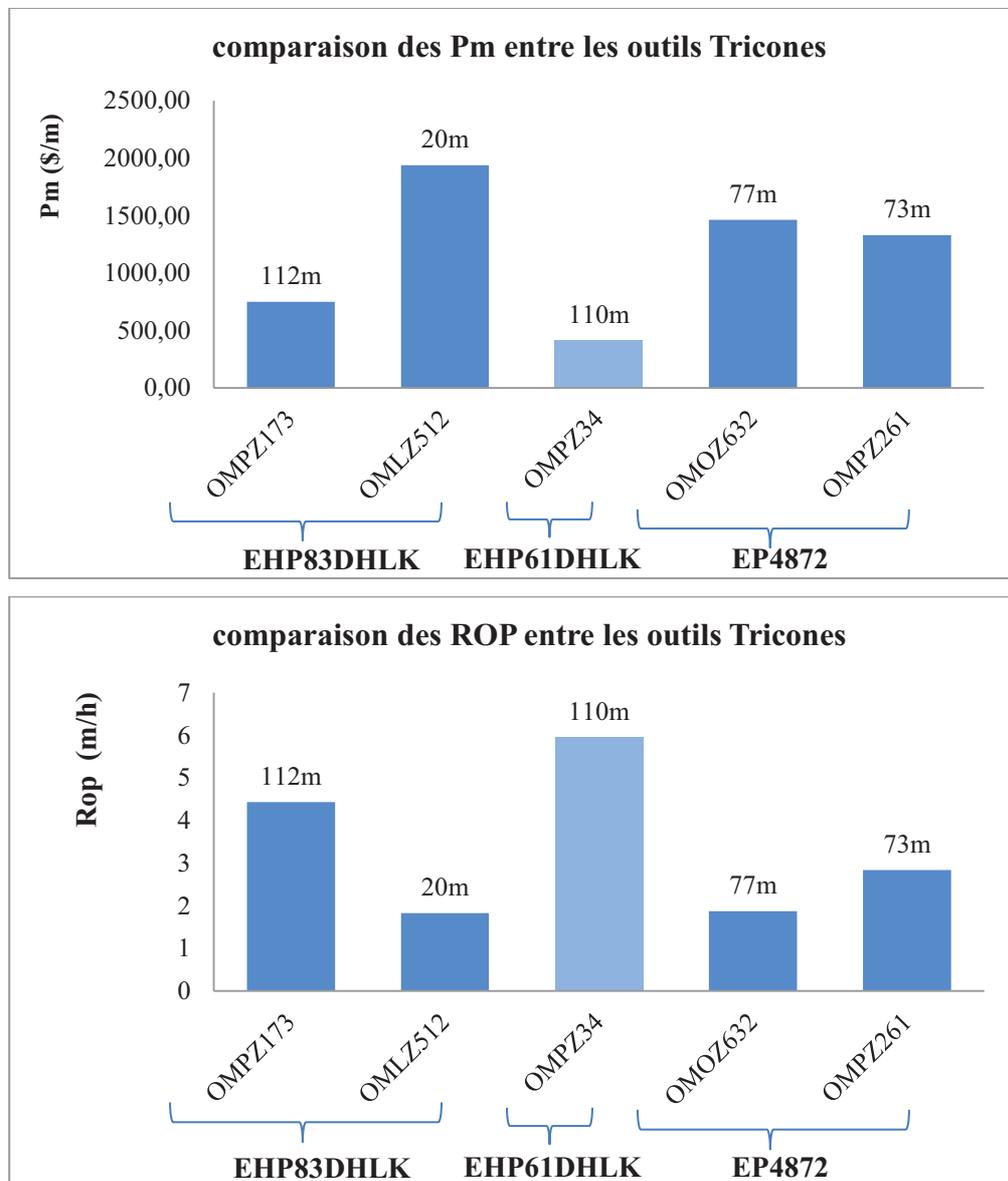


Figure V-5: comparaison des Pm et ROP entre les outils Tricônes (Cambrien Ra+R2)

Analyse des résultats :

D'après les résultats de figure 5 et le calcul de prix de mètres forés pour différents outils tricônes présentes dans le tableau 2 utilisés dans plusieurs puits déjà forés dans la phase 6" (Cambrien Ra+R2): on a trouvé que :

- le prix de mètres forés varie entre 415,73 et 1939,79 \$/m.
- que l'outil le moins rentable est EHP83DHLK utilisés dans le puits OMLZ512 du prix du métrage foré 1939,79 \$/m avec une vitesse de pénétration (ROP = 1,83 m/h) représente un prix de mètres forés maximal.
- L'outil le plus rentable est EHP61DHLK utilisé dans le puits OMPZ34 qui donne un prix de mètre foré 415,73 \$/m et vitesse de pénétration (ROP = 5,95 m/h).

B- outils PDC :

Prix / mètre des outils PDC dans la phase 6" (Cambrien Ra + R2) des puits horizontaux :

Outil	Fabricant	Puits	Intervalle foré		M (m)	ROP (m/h)	T _f (h)	T _m (h)	P _n (\$/h)	P _o (\$)	P _m (\$/m)
			de	à							
FM2941	DBS	OMOZ463	4130	4453	323	7,10	45,5	21,46	894,73	22106	253,92
		OMPZ173	4067	4153	86	3,04	28,29	20,55	894,73	22106	765,17
		OMNZ842	3606,5	3803	196,5	5,67	34,66	18,52	894,73	22106	354,64
			4003	4200	197	6,60	29,85	20,51	894,73	22106	340,94
		OMPZ34	4147	4287	140	6,75	20,74	21,09	894,73	22106	425,23
			3858	4017	159	5,04	31,55	19,69	894,73	22106	427,37
		OMLZ512	4262	4333	71	5,16	13,76	21,49	894,73	22106	755,57
SE3831i	DBS	OMNZ842	3803	3887	84	3,19	26,33	19,23	894,73	25399	787,65
			3887	4003	116	4,87	23,82	19,73	894,73	25399	554,87
DS143	HYCALOG	OMNZ842	4200	4423	223	7,21	30,93	21,56	894,73	23090	314,15
			4423	4449	26	4,53	5,74	22,18	894,73	23090	1848,88
		OMPZ34	3726	3858,8	132,8	6,54	20,3	18,95	894,73	23090	438,31
			4017	4147	130	6,05	21,49	20,41	894,73	23090	465,99
M09PX	SMITH	OMPZ34	4287	4438	151	7,02	21,51	21,81	894,73	23000	409,00
			4192	4262	70	3,46	20,23	21,14	894,73	23000	857,36
		OMLZ512	4333	4395	62	4,35	14,25	21,82	894,73	23000	891,50
			3788	3943	155	2,40	64,58	19,33	894,73	23000	632,75
		OMPZ34	3943	4019	76	1,86	40,86	19,91	894,73	23000	1018,06

Tableau V- 3 : Prix / mètre des outils PDC (Cambrien Ra+R2)

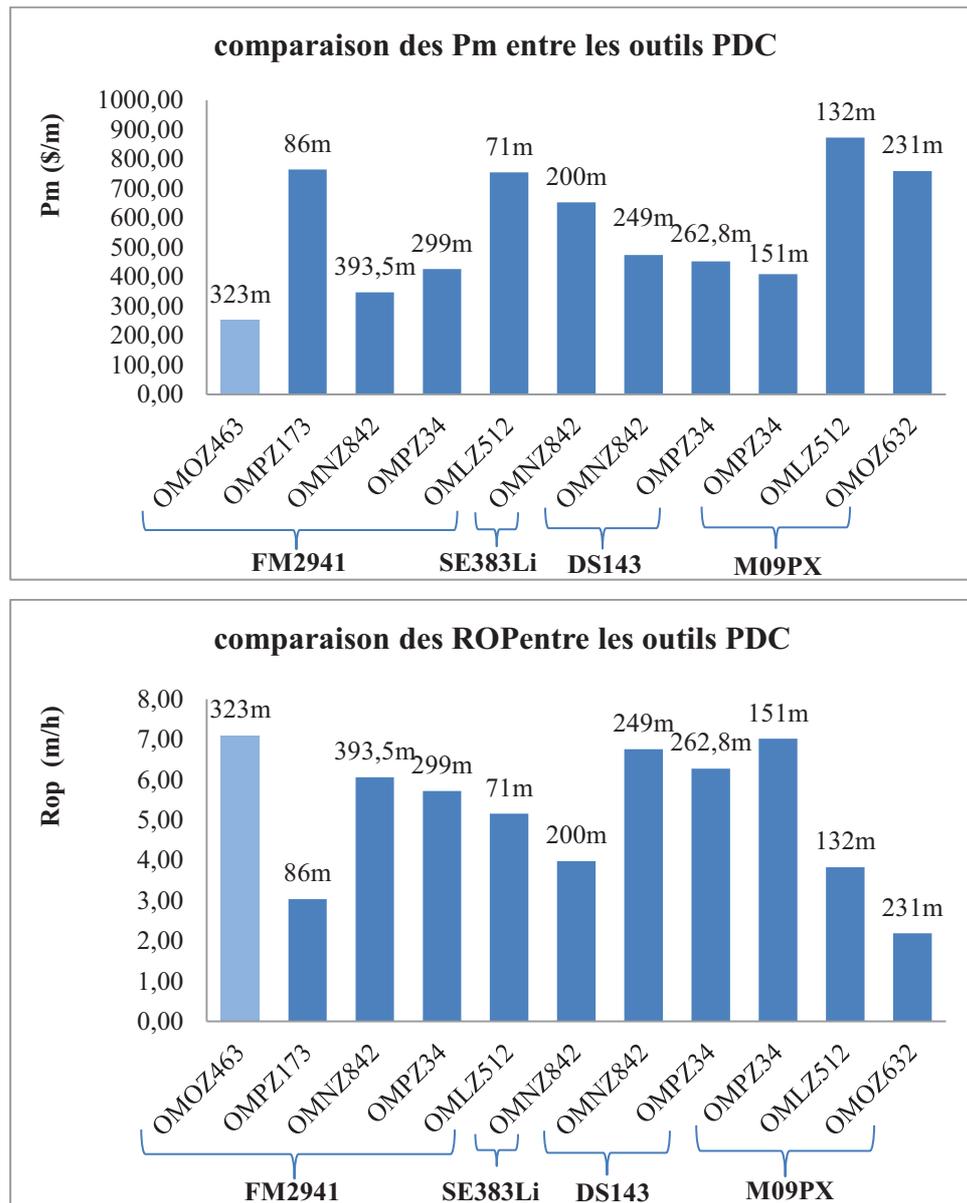


Figure V-6: comparaison des Pm et ROP entre les outils PDC (Cambrien Ra+R2)

Analyse des résultats :

D'après les résultats de figure 6 et le calcul de prix de mètres forés pour différents outils PDC présentes dans le tableau 3 utilisés dans plusieurs puits déjà forés dans la phase 6" (Cambrien Ra+R2): on a trouvé que :

- le prix de mètres forés varie entre 253 ,92 et 1848,88 \$/m.
- que l'outil le moins rentable est DS143 utilisés dans le puits OMNZ842 du prix du métrage foré 1848,88 \$/m avec une vitesse de pénétration (ROP = 4,53 m/h) représente un prix de mètres forés maximal.
- L'outil le plus rentable est FM2941 utilisé dans le puits OMOZ463 qui donne un prix de mètre foré 253,92 \$/m et vitesse de pénétration (ROP = 7 ,10 m/h).

C- outils imprégnés :

C-1 Prix / mètre des outils imprégnés dans la phase (Cambrien Ri+ Ra) des puits horizontaux :

Outil	Fabricant	Puits	Intervalle foré		M (m)	ROP (m/h)	T _r (h)	T _m (h)	P _h (\$/h)	P _o (\$)	P _m (\$/m)	
			de	A								
S280G8	HUGHES	OMMZ751	3547	3747	200	1,63	122,7	18,24	894,73	27083	765,93	
			3747	3863	116	1,87	62,03	19,03	894,73	27083	858,71	
			3936	4067	131	2,69	48,7	20,01	894,73	27083	676,03	
			4067	4211	144	2,70	53,33	20,7	894,73	27083	648,05	
			4211	4317	106	2,25	47,11	21,32	894,73	27083	833,11	
			4317	4404	87	1,80	48,33	21,8	894,73	27083	1032,53	
		MDZ532	3750	3885	135	3,46	39,02	19,09	894,73	27083	585,75	
			3885	4089	204	2,29	89,08	19,94	894,73	27083	610,91	
			4089	4123	34	1,25	27,2	20,53	894,73	27083	2052,60	
			4123	4250	127	2,07	61,35	20,93	894,73	27083	792,92	
			3569	3617	48	4,68	10,26	17,97	894,73	27083	1090,44	
		ONMZ343	3617	3695	78	3,70	21,08	18,28	894,73	27083	798,71	
			3701	3776	75	3,48	21,55	18,69	894,73	27083	841,16	
		OMMZ533	3614,5	3698	83,5	1,65	50,61	18,28	894,73	27083	1062,53	
			3698	3963	265	1,76	150,57	19,15	894,73	27083	675,23	
			4036,5	4177	140,5	1,83	76,78	20,53	894,73	27083	812,45	
			4263	4391	128	1,43	89,51	21,64	894,73	27083	988,53	
			4426	4537	111	1,71	64,91	22,41	894,73	27083	947,85	
		DPO585	MDZ540	3597	3644	47	2,85	16,5	18,1	894,73	37581	1458,27
				3644	3857	213	1,90	112,3	18,75	894,73	37581	726,93
3857	4277			420	2,17	193,8	20,34	894,73	37581	545,66		
Ti2352T	DBS	OMOZ801	4311	4406	95	2,83	33,57	21,79	894,73	23800	771,92	
			4406	4475	69	2,52	27,38	22,2	894,73	23800	987,84	
TiP2352		OMMZ533	3458,5	3499	40,5	1,08	37,5	17,39	894,73	32162	2006,76	
			3555	3614,5	59,5	1,47	40,48	17,92	894,73	32162	1418,73	
Ti3184P		OMMZ533	3963	4036,5	73,5	1,56	47,12	20	894,73	32162	1254,64	
			4391	4426	35	0,92	38,04	22,04	894,73	32162	2454,78	
472GFPTX	HYCALOG	OMMZ751	3890	3936	46	1,58	29,11	19,57	894,73	23090	1448,81	
			4404	4466	62	1,09	56,88	22,18	894,73	23090	1513,28	

Tableau V-4 : Prix / mètre des outils imprégnés (Cambrien Ri+Ra)

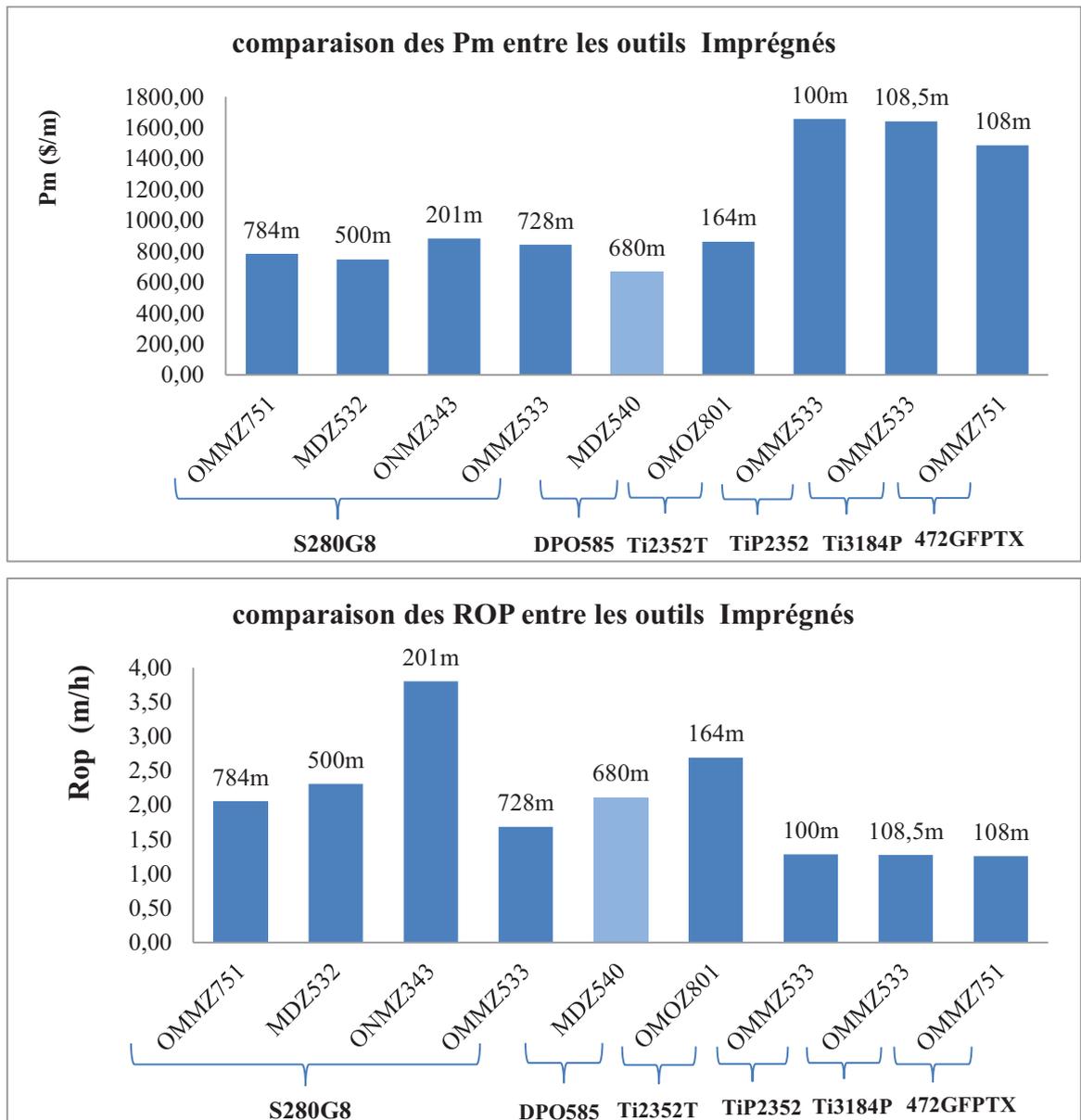


Figure V-7: comparaison des Pm et ROP entre les outils imprégnés (Cambrien Ri+Ra)

Analyse des résultats :

D'après les résultats de figure 7 et le calcul de prix de mètres forés pour différents outils imprégnés présentes dans le tableau 4 utilisés dans plusieurs puits déjà forés dans la phase 6" (Cambrien Ri+Ra), On a trouvé que :

- le prix de mètres forés varie entre 545,66 et 2454,78 \$/m.
- que l'outil le moins rentable est Ti3184P utilisés dans le puits OMMZ533 du prix du métrage foré 2454,78 \$/m avec une vitesse de pénétration (ROP = 0,92 m/h) représente un prix de mètres forés maximal.
- L'outil le plus rentable est DPO585 utilisé dans le puits MDZ540 qui donne un prix de mètre foré 545,66 \$/m et vitesse de pénétration (ROP = 2,17 m/h).

C-2 Prix / mètre des outils imprégnés dans la phase (Cambrien Ra+ R2) des puits horizontaux :

Outil	Fabricant	Puits	Intervalle foré		M (m)	ROP (m/h)	T _r (h)	T _m (h)	P _h (\$/h)	P _o (\$)	P _m (\$/m)
			de	à							
S280G8	HUGHES	OMOZ463	3487	3596	109	2,94	37,07	17,71	894,73	27083	698,13
		OMOZ632	3452	3497,5	45,5	2,21	20,59	17,37	894,73	27083	1341,69
			3497,5	3542	44,5	1,56	28,53	17,6	894,73	27083	1536,11
			3582,5	3613	30,5	1,90	16,05	17,99	894,73	27083	1886,54
			3613	3657	44	1,89	23,28	18,18	894,73	27083	1458,60
			4019	4179	160	3,50	45,71	20,5	894,73	27083	539,52
DPO585	HUGHES	OMPZ261	3490	3819	329	3,49	94,27	18,27	894,73	37581	420,29
			3819	4137	318	2,68	118,66	19,89	894,73	37581	508,01
			4137	4408	271	2,89	93,77	21,36	894,73	37581	518,79
HHD372G8		MDZ595	3298	4452	1154	2,4	480,93	25,5	894,73	41052	428,22
472GFPT	HYCALOG	OMLZ512	3830	3928	98	3,26	30,06	19,4	894,73	23090	687,18
			3928	4076	148	2,62	56,49	20,01	894,73	23090	618,49
			4076	4192	116	2,97	39,06	20,67	894,73	23090	659,76
			4401	4456	55	2,75	20	22,14	894,73	23090	1105,34
		OMOZ632	3542	3582,5	40,5	2,15	18,84	17,81	894,73	23090	1379,80
			3657	3788	131	2,46	53,25	18,61	894,73	23090	667,06
		OMOZ463	3596	3663	67	1,55	43,3	18,15	894,73	23090	1165,24
			3749	3959	210	1,74	120,8	19,27	894,73	23090	706,74
			3959	4130	171	3,65	46,8	20,22	894,73	23090	485,70
473GFDT	HYCALOG	OMPZ34	3572	3722	150	3,68	40,8	18,24	894,73	23090	506,10
		OMLZ512	3489	3557	68	2,02	33,66	17,62	894,73	23090	1014,29
			3557	3737	180	2,57	70,04	18,24	894,73	23090	567,09
			3737	3830	93	3,15	29,52	18,92	894,73	23090	714,31
Ti2352	DBS	OMOZ463	3414	3487	73	2,65	27,55	17,25	894,73	23800	875,12
3663			3749	86	1,78	48,31	18,53	894,73	23800	972,14	
TiP2352		OMPZ173	3548	3803	255	2,57	99,22	18,38	894,73	32162	538,75
			3803	4067	264	4,89	53,99	19,68	894,73	32162	371,50
Ti3184P		OMNZ842	3333	3469	136	2,87	47,39	17,01	894,73	32162	660,17
			3469	3606,5	137,5	5,84	23,54	17,69	894,73	32162	502,19

Tableau V-5 : Prix / mètre des outils imprégnés (Cambrien Ra+R2)

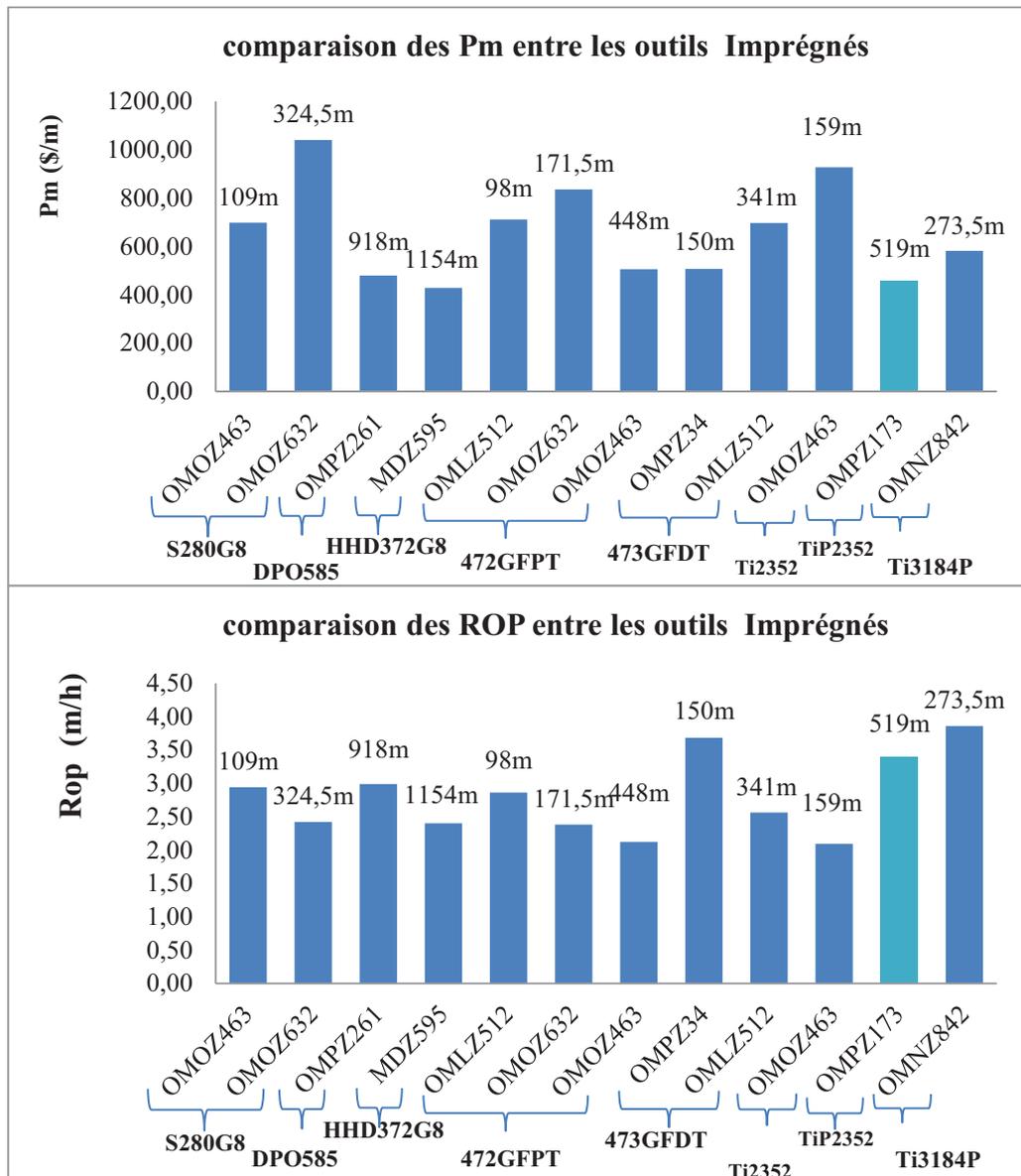


Figure V-8: comparaison des Pm et ROP entre les outils imprégnés (Cambrien Ra+R2)

Analyse des résultats :

D’après les résultats de figure 8 et le calcul de prix de mètres forés pour différents outils imprégnés présentes dans le tableau 5 utilisés dans plusieurs puits déjà forés dans la phase 6” (Cambrien Ra+R2).

On a trouvé que :

- le prix de mètres forés varie entre 371,50 et 1886,54 \$/m.
- que l’outil le moins rentable est S280G8 utilisés dans le puits OMOZ632 du prix du métrage foré 1886,54 \$/m avec une vitesse de pénétration (ROP=1,90 m/h) représente un prix de mètres forés maximal.
- L’outil le plus rentable est TiP2352 utilisé dans le puits OMPZ173 qui donne un prix de mètre foré 371,50 \$/m et vitesse de pénétration (ROP=4,89 m/h).

III- Étude comparative entre les outils dans la phase 6'' :

1.1 Comparaison entre les outils tricônes, PDC et imprégnés :

L'objet de cette partie est la comparaison entre les outils en matière de performances dans le cambrien (R_i+R_a) et (R_a+R_2) :

A- Cambrien (R_i+R_a) :

Type d'outil	ROP (m/h)	Pm (\$/m)
Tricônes EP5051	3,73	891,58
Imprégnés DPO585	2,17	545,66

Tableau V-6 : comparaison Pm et ROP entre les outils dans cambrien (R_i+R_a)

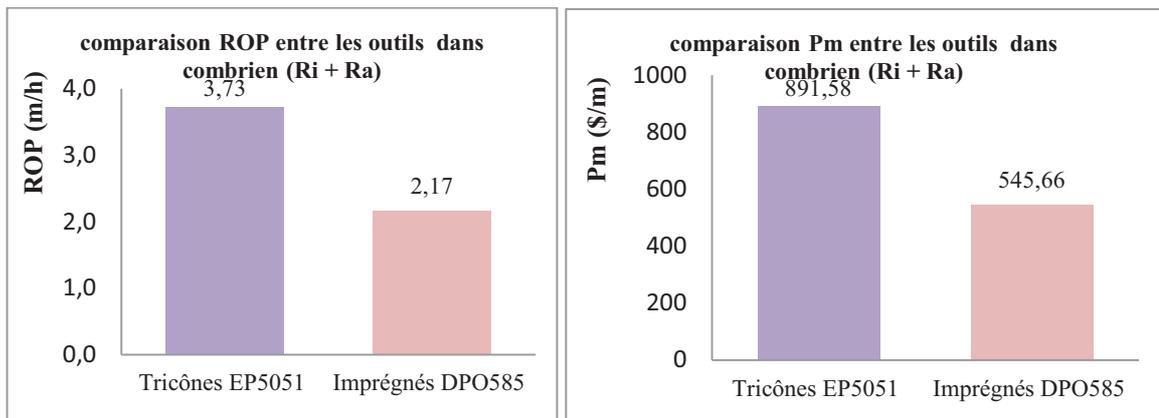


Figure V-9 : comparaison Pm et ROP entre les outils dans cambrien (R_i+R_a)

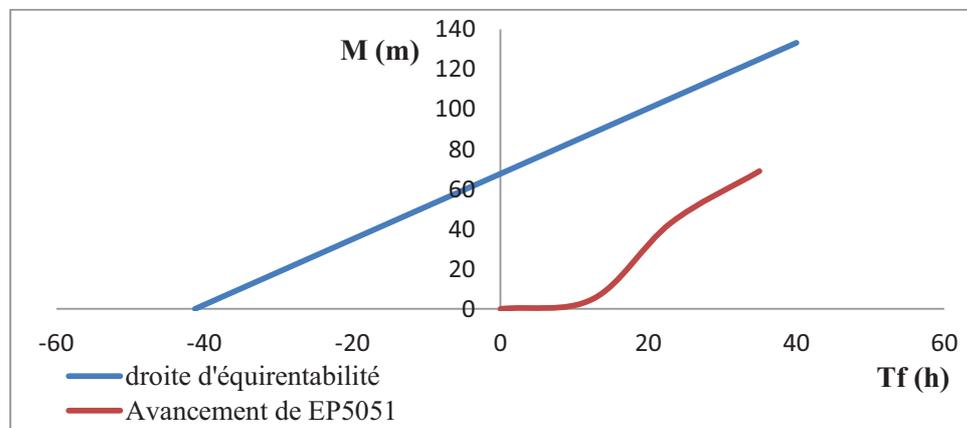


Figure V-10 : comparaison entre les outils dans cambrien (R_i+R_a) par courbe de Break Even

Analyse des résultats :

L'utilisation des outils dans le cambrien (R_i+R_a), d'après la figure 9, la figure 10 et le tableau 6 on constate clairement que l'outil le plus rentable est l'outil **Imprégnés** (DPO585) dans le puits MDZ540 avec un prix de mètre foré **545,66** \$/m et vitesse de pénétration ($ROP=2,17$ m/h).

Après le traçage des courbes de Break Even, la courbe d'avancement d'outil EP5051 est située au-dessous de la droite de rentabilité, donc ils sont non rentables.

B- Cambrien (Ra+R2) :

Type d'outil	ROP (m/h)	Pm (\$/m)
Tricônes EHP61DHLK	5,95	415,73
PDC FM2941	7,10	253,92
Imprégnés TiP2352	4,89	371,50

Tableau V-7 : comparaison entre les outils dans cambrien (Ra+R2).

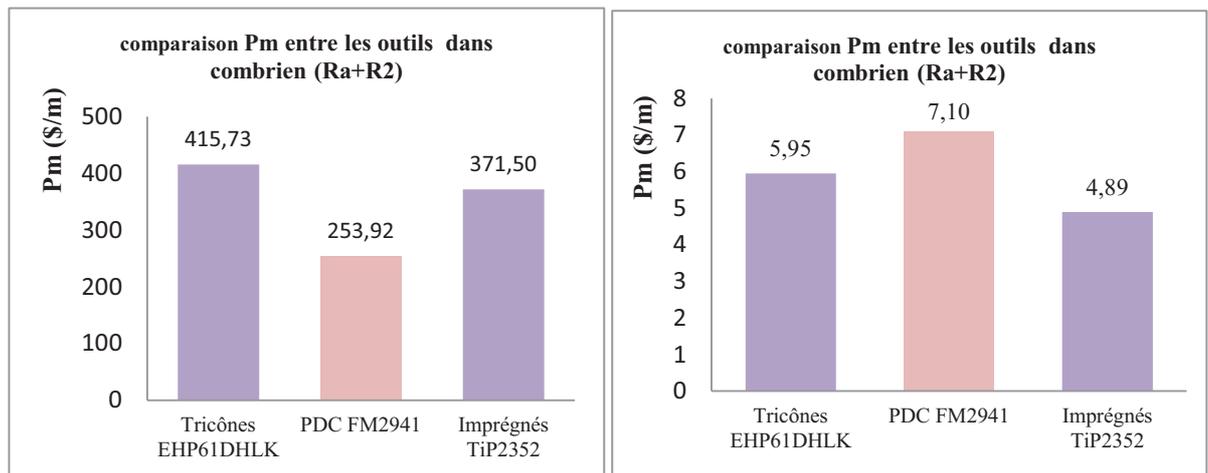


Figure V-11 : comparaison entre les outils dans cambrien (Ra+R2).

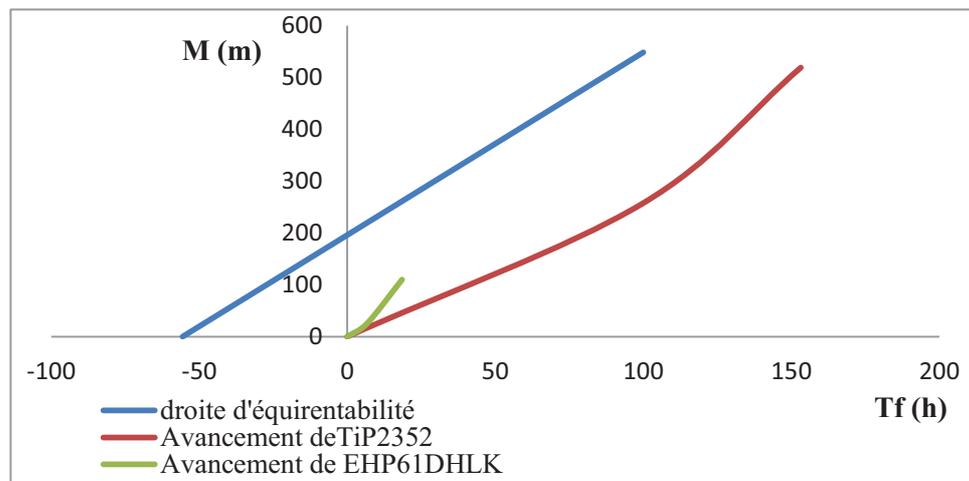


Figure V-12: comparaison entre les outils dans cambrien (Ra+R2) par courbe de Break Even.

Analyse des résultats :

L'utilisation des outils dans le cambrien (Ra+R2), d'après la figure 11, la figure 12 et le tableau 7 on constate clairement que l'outil le plus rentable est l'outil PDC (FM2941) dans le puits OMOZ463 avec un prix de mètre foré 253,92 \$/m et vitesse de pénétration (ROP = 7,10 m/h).

Après le traçage des courbes de Break Even, la courbe d'avancement des outils TiP2352 et EHP61DHLK sont situées au-dessous de la droite de rentabilité, donc ils sont non rentables.

IV- Optimisation des paramètres hydrauliques de forage : [10]**1- Introduction :**

L'objectif de ce calcul est d'optimiser l'avancement et améliorer le nettoyage de fond du puits par le calcul du débit optimal, les diamètres des sorties et nombre des duses pour un régime d'écoulement donné.

1- Calcul de la surface totale des duses (TFA) :

La surface totale des duses de l'outil forage peut être donnée par la formule suivante :

$$TFA = (\phi_1^2 + \phi_2^2 + \phi_3^2 + \dots + \phi_n^2) / 1303,8$$

Avec :

- TFA : surface totale des duses de l'outil [in^2]
- ϕ_i : diamètre de chaque duse l'outil forage [in]

2- Calcul des pertes de charge au niveau des duses:

Les pertes de charge au niveau de l'outil de forage sont données par la formule suivante :

$$P_b = (d \times Q^2) / (10858 \times TFA^2)$$

Avec :

- P_b : perte de charge au niveau de l'outil de forage [psi]
- d : densité de fluide de forage [ppg]
- Q : débit de forage [gpm]
- TFA : surface totale des duses de l'outil forage [in^2]

3- Calcul perte de charge :

$$P_{c1} = P_1 \text{ circulation} - P_{b1}$$

$$P_{c2} = P_2 \text{ circulation} - P_{b2}$$

Avec :

- P_{c1} et P_{c2} : perte de charge de forage [psi]
- P circulation : pression de refoulement [psi]
- P_b : perte de charge au niveau de l'outil de forage [psi]

4- Calcul la pente M :

$$M = \text{Log} (P_{c1} / P_{c2}) / \text{Log} (Q_1 / Q_2)$$

Avec :

- P_{c1} et P_{c2} : perte de charge de forage [psi]
- Q_1 et Q_2 : débit de forage [gpm]

5- Calcul la perte de charge optimale pour l'énergie hydraulique :

$$P_{opt} = [1 / (M + 1)] \times P_{max}$$

Avec :

- P_{opt} : perte de charge optimale [psi]
- M : pente
- P_{max} : pression surface maximale [psi]

6- Calcul le débit optimal :

$$Q_{opt} = (P_{opt} / P_{max})^{1/M} \times Q_1$$

Avec :

- Q_{opt} : débit optimale [gpm]
- P_{opt} : perte de charge optimale [psi]
- M : pente
- P_{max} : pression surface maximale [psi]
- Q_1 : débit initial [gpm]

7- Calcul des pertes de charge optimale au niveau de l'outil :

$$P_{bopt} = P_{max} - P_{opt}$$

8- Calcule la surface totale des duses de l'outil forage(TFA) :

$$TFA = \sqrt{(Q_{opt}^2 \times d) / (10858 \times P_{bopt})}$$

Le tableau suivant permet de déterminer le diamètre des duses en fonction de la valeur trouvée et du nombre de duses.

Diamètre des duses	Nombre de duses									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7/32	0,038	0,075	0,113	0,150	0,188	0,225	0,263	0,301	0,338	0,376
8/32	0,049	0,098	0,147	0,196	0,245	0,295	0,344	0,393	0,442	0,491
9/32	0,062	0,124	0,186	0,249	0,311	0,373	0,435	0,497	0,559	0,621
10/32	0,077	0,153	0,230	0,307	0,383	0,460	0,537	0,614	0,690	0,767
11/32	0,093	0,186	0,278	0,371	0,464	0,557	0,650	0,742	0,835	0,928
12/32	0,110	0,221	0,331	0,442	0,552	0,663	0,773	0,884	0,994	1,104
13/32	0,130	0,259	0,389	0,518	0,648	0,778	0,907	1,037	1,167	1,296
14/32	0,150	0,301	0,451	0,601	0,752	0,902	1,052	1,203	1,353	1,503
15/32	0,173	0,345	0,518	0,690	0,863	1,035	1,208	1,381	1,553	1,726
16/32	0,196	0,393	0,589	0,785	0,982	1,178	1,374	1,571	1,767	1,963
17/32	0,222	0,443	0,665	0,887	1,108	1,330	1,552	1,773	1,995	2,217
18/32	0,249	0,497	0,746	0,994	1,243	1,491	1,740	1,988	2,237	2,485
19/32	0,277	0,554	0,831	1,108	1,384	1,661	1,938	2,215	2,492	2,769
20/32	0,307	0,614	0,920	1,227	1,534	1,841	2,148	2,454	2,761	3,068
21/32	0,338	0,676	1,015	1,353	1,691	2,029	2,368	2,706	3,044	3,382
22/32	0,371	0,742	1,114	1,485	1,856	2,227	2,599	2,970	3,341	3,712
24/32	0,442	0,884	1,325	1,767	2,209	2,651	3,093	3,534	3,976	4,418

Tableau V-8 : Aire totale des duses en fonction du diamètre et du nombre de duses.

2- Application sur l'outil FM2941 de puits OMOZ643 :

Donne de puits :

- Profondeur : 4130m a 4453m
- Densité de fluide forage : $d = 7,51$ ppg
- Duses de l'outil : $3 \times 13/32''$
- Pression surface maximal : $P_{\max} = 2700$ psi
- Pression de pompe 01 : $P_1 = 2700$ psi
- Débit 01 : $Q_1 = 480$ gpm
- Pression de pompe 02 : $P_2 = 2650$ psi
- Débit 02 : $Q_2 = 475,5$ gpm

1- Calcul la surface totale des duses de l'outil forage(TFA) :

$$TFA = (\phi_1^2 + \phi_2^2 + \phi_3^2 + \dots + \phi_n^2) / 1303$$

$$TFA = (13^2 + 13^2 + 13^2) / 1303 = 0,389 \text{ in}^2$$

2- Calcul des pertes de charge au niveau de l'outil :

$$P_b = (d \times Q^2) / (10858 \times TFA^2)$$

$$P_{b1} = (7,51 \times 480^2) / (10858 \times 0,389^2) = 1053,11 \text{ psi}$$

$$P_{b2} = (7,51 \times 475,5^2) / (10858 \times 0,389^2) = 1033,46 \text{ psi}$$

3- Calcul perte de charge :

$$P_{c1} = P_{\text{pompe } 1} - P_{b1} = 2700 - 1053,11 = 1646,89 \text{ psi}$$

$$P_{c2} = P_{\text{pompe } 2} - P_{b2} = 2650 - 1033,46 = 1616,54 \text{ psi}$$

4- Calcul la pente M :

$$M = \text{Log}(P_{c1} / P_{c2}) / \text{Log}(Q_1 / Q_2)$$

$$M = \text{Log}(1646,89 / 1616,54) / \text{Log}(480 / 475,5) = 1,776$$

5- Calcul de la perte de charge optimale (à partir de l'énergie hydraulique) :

$$P_{\text{opt}} = [1 / (M + 1)] \times P_{\max}$$

$$P_{\text{opt}} = [1 / (1,776 + 1)] \times 2700 = 972,622 \text{ psi}$$

6- Calcul de débit optimal :

$$Q_{\text{opt}} = ((P_{\text{opt}} / P_{\max})^{1/M}) \cdot Q_1$$

$$Q_{\text{opt}} = (972,622 / 2700)^{1/1,776} \times 480 = 270,13 \text{ gpm}$$

7- Calcul des pertes de charge optimale au niveau de l'outil :

$$P_{b\text{opt}} = P_{\text{max}} - P_{\text{opt}}$$

$$P_{b\text{opt}} = 2700 - 972,622 = 1727,38 \text{ psi}$$

8- Calcul la surface totale des duses de l'outil forage(TFA) :

$$\text{TFA} = \sqrt{(Q_{\text{opt}}^2 \times d) / (10858 \times P_{b\text{opt}})}$$

$$\text{TFA} = \sqrt{(240,46^2 \times 7,51) / (10858 \times 1356,72)} = 0,171$$

Analyse des résultats :

A partir de Tableau V-8 : en choisir la duses : 1 x15 /32 qui donné un TFA = 0,173

A partir des résultats de calcul en à trouver:

- $Q_{\text{opt}} / \phi = 270,13 / 6 = 45,02 \text{ gpm} / \text{in}$
- $P_{b\text{opt}}\% = P_{b\text{opt}} \times 100 / P_{\text{max}} = 63,97\%$
- $B\text{hhp} / \text{in}^2 = (P_{b\text{opt}} \times Q_{\text{opt}}) / (1714 \times \phi^2) = 7,56 \text{ psi} / \text{in}^2$
- $V_{\text{opt}} = (417,2 \times Q_{\text{opt}}) / \phi_{\text{duses}}^2 = 500,88 \text{ft} / \text{sec}$

Sachant que les valeurs recommandées sont:

- ✓ Q_{opt} / ϕ : compris entre 30 et 50 gpm / in
- ✓ $P_{b\text{opt}}\%$: comprises entre 50% et 65%
- ✓ $B\text{hhp} / \text{in}^2$: comprises entre 2,5 et 5 psi/ in²
- ✓ V_{opt} : compris entre 350 et 500ft / sec

Pour avoir un bon nettoyage de fond du puits dans la phase 6" du drain horizontal, on propose d'utiliser d'un outil PDC (FM2941) dans le cambrien (Ra+R2) avec les paramètres optimaux suivants :

- Débit = 270,13 gpm
- Vitesse = 500,88ft / sec
- Utilise d'un outil ayant un duses de diamètre 15 / 32 in²

3- Application sur l'outil DPO585 de puits MDZ540 :

Donne de puits :

- Phase : 6"
- Profondeur : 3857m a 4277m
- Densité de fluide forage : d = 10,01 ppg
- la surface totale des duses de l'outil forage : TFA = 0,89 in²

- Pression surface maximal : $P_{\max} = 2900 \text{ psi}$
- Pression de pompe 01 : $P_1 = 2900 \text{ psi}$
- Débit 01 : $Q_1 = 470 \text{ gpm}$
- Pression de pompe 02 : $P_2 = 2800 \text{ psi}$
- Débit 02 : $Q_2 = 485 \text{ gpm}$

1. Calcule la surface totale des duses de l'outil forage :

$$\text{TFA} = 0,89 \text{ in}^2$$

2. Calcule des pertes de charge au niveau de l'outil :

$$P_b = (d \times Q^2) / (10858 \times \text{TFA}^2)$$

$$P_{b1} = (10,01 \times 470^2) / (10858 \times 0,89^2) = 257,1 \text{ psi}$$

$$P_{b2} = (10,01 \times 485^2) / (10858 \times 0,89^2) = 273,77 \text{ psi}$$

3. Calcule perte de charge :

$$P_{c1} = P_{\text{pompe } 1} - P_{b1} = 2900 - 257,10 = 2642,90 \text{ psi}$$

$$P_{c2} = P_{\text{pompe } 2} - P_{b2} = 2800 - 273,77 = 2526,23 \text{ psi}$$

4. Calcule la pente M :

$$M = \text{Log}(P_{c1} / P_{c2}) / \text{Log}(Q_1 / Q_2)$$

$$M = \text{Log}(2642,90 / 2526,23) / \text{Log}(470 / 485) = 1,43$$

5. Calcule la perte de charge optimale pour l'énergie hydraulique :

$$P_{\text{opt}} = [1 / (M + 1)] \times P_{\max}$$

$$P_{\text{opt}} = [1 / (1,43 + 1)] \times 2900 = 1193,42 \text{ psi}$$

6. Calcule le débit optimal :

$$Q_{\text{opt}} = (P_{\text{opt}} / P_{\max})^{1/M} \times Q_1$$

$$Q_{\text{opt}} = (1193,42 / 2900)^{1/1,43} \times 470 = 252,61 \text{ gpm}$$

7. Calcule des pertes de charge optimale au niveau de l'outil :

$$P_{b_{\text{opt}}} = P_{\max} - P_{\text{opt}} = 2900 - 1193,42 = 1706,58 \text{ psi}$$

8. Calcule la surface totale des duses de l'outil forage(TFA) :

$$\text{TFA} = \sqrt{(Q_{\text{opt}}^2 \times d) / (10858 \times P_{b_{\text{opt}}})}$$

$$\text{TFA} = \sqrt{(190,65^2 \times 10,01) / (10858 \times 1706,58)} = 0,186$$

Analyse des résultats :

A partir de Tableau V-8 :

En choisir la duses : 2 x11 /32 qui donné un TFA = 0,186

En choisir la duses : 3 x 9 /32 qui donné un TFA = 0,186

A partir des résultats de calcul en a trouvé:

- $Q_{opt} / \phi = 252,61 / 6 = 42,10 \text{ gpm} / \text{in}$
- $P_{b\ opt} \% = P_{b\ opt} \times 100 / P_{\max} = 58,85\%$
- $Bhhp / \text{in}^2 = (P_{b\ opt} \times Q_{opt}) / (1714 \times \phi^2) = 7,01 \text{ psi} / \text{in}^2$
- $V_{opt} = (417,2 \times Q_{opt}) / \phi_{duses}^2 = 433,70 \text{ ft} / \text{sec}$

Sachant que les valeurs recommandées sont:

- ✓ Q_{opt} / ϕ : compris entre 30 et 50 gpm / in
- ✓ $P_{b\ opt} \%$: comprises entre 50% et 65%
- ✓ $Bhhp / \text{in}^2$: comprises entre 2,5 et 5 psi/ in²
- ✓ V_{opt} : compris entre 350 et 500ft / sec

Pour avoir un bon nettoyage de fond du puits dans la phase 6" du drain horizontal, on propose d'utiliser d'un outil Imprégnés (DPO585) dans le cambrien (Ri+Ra) avec les paramètres optimaux suivants :

- Débit = 252,61 gpm
- Vitesse = 433,70ft / sec
- Utilise d'un outil ayant un duses de diamètre 2 x11 /32 in²

conclusion et recommandations

Le choix d'un outil de forage doit se faire en fonction des paramètres de forage, des études statistiques, techniques et économiques sans perdre de vue les données relatives aux puits forés dans le même champ.

L'étude liée au choix des outils de forage dans la phase 6" du drain horizontal sur champ de HMD nous a permis de tirer les résultats suivants :

- le drain horizontal compose de deux types de cambrien R1 (Ri+ Ra) et R2 ;
- L'outil le plus économique n'est pas nécessairement celui qui permet l'avancement le plus rapide. Il faut prendre en considération sa durée de vie, les temps de manœuvre ainsi que la qualité du puits réalisé (calibrage du trou, trajectoire réalisée, etc.) ;
- Les résultats pratiques montrent que les outils PDC sont les plus rentables dans la cambrien R2 ;
- Les outils PDC ne sont pas utilisés dans la cambrien R1 à cause de l'influence de silt sur l'instabilité de l'outil (la vibration) ;
- Les résultats pratiques montrent que les outils imprégnés sont les plus rentables dans la cambrien R1 ;
- Utiliser des valeurs optimales de débit (choix judicieux de diamètre et le nombre des duses) pour améliorer le nettoyage fond de trou ;

Il y a lieu de signaler que cette étude s'articule sur 15 puits forés dans la région de Hassi Messaoud, pour les travaux futurs une base de données très large est impérativement nécessaire afin de maîtriser mieux les paramètres définissant le choix convenable de l'outil de forage selon la région considérée.

Bibliographie

- [1] : Document « **SONATRACH** » Géologie de Hassi Messaoud HMD 2001
- [2] : Document « **SONATRACH** » : "Fiche de puits MDZ595" 2001
- [3] : MIRI Bouzid et SAIDI Mourad.
« Mémoire d'ingénieur université Boumerdes »
« Analyse des pertes de circulation dans le réservoir au niveau du gisement de HMD Chapitre I page 15-16 » Edition 2007
- [4] : A.Slimani /M. Daddou –module M1–formation superviseur – DF Département Formation 2004
- [5] : Rapports journaliers de Puits MDZ595. Division Sonatrach 2001
- [6] : J.P.NGUYEN « Technique d'exploitation pétrolière le forage » 1999
- [7] : Document « **ENSPM** » Forage • Production • Gisement - Edition 1999
- [8] : Manual ANADRILL « Programmation Et réalisation d'un puits horizontal » (choix des outils de forage), Horizontal Drilling Training 1991
- [9] : A.Slimani module M2 – formation superviseur (Naftogaz) / SH- DOF (Hassi Messaoud) (juin 2006)
- [10]: Norton J. Lapeyrouse - Formulas and Calculations for Drilling Production and Workover Second Edition (CHAPTER 5: Engineering calculations)

Résumé

L'objectif principal d'un forage est d'atteindre le réservoir, avec un prix de revient minimum, sans endommager ni compromettre son exploitation.

En cours de forage, l'outil doit traverser des différentes couches géologiques qui sont hétérogènes. Chaque roche a ses caractéristiques particulières et exige des techniques différentes pour être forée.

Il s'agit, en effet de chercher une combinaison de paramètres de forage adéquate afin de choisir judicieusement l'outil de forage et par la suite, d'obtenir une meilleure vitesse d'avancement.

Les problèmes liés au mauvais choix de l'outil de forage engendrent des pertes des millions de Dinars chaque année malgré que ces problèmes puissent être réduits si les conditions des terrains et les signes des problèmes associés à l'outil sont bien maîtrisés.

ملخص :

الهدف الرئيسي من عملية حفر بئر بترولي هو الوصول إلى خزان المحروقات في باطن الارض باقل تكلفة ممكنة مع مراعاة المتطلبات الامنية .

اثناء عملية الحفر , اداة الحفر تجتاز طبقات ارضية غير متجانسة , كل صخرة لها خصائصها الخاصة وبالتالي شروط الحفر تكون مختلفة .

إذن الأمر يتعلق ببحث كيفية تلاءم مختلف المعلمات المناسبة للاختيار الأمثل لأداة الحفر و بالتالي الحصول على سرعة التوغل المثلى.

مع العلم أن المشاكل المتعلقة من سوء اختيار أداة الحفر ينتج عنها خسارة الملايين الدينارات سنويا على الرغم من أنه يمكن الحد من هذه العوائق باختيار الأنسب لأداة الحفر.