

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

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

Département de Forage et MCP.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

Pour Obtenir le Diplôme de master

Option : Forage.

THEME

Contrôle et suivi de la Trajectoire du Forage Horizontal

En Medium Radius.

Application sur le puits MDZ # 661.

Soutenu publiquement par :

✚ BADI Rabie
✚ LARIBI Walid

Le 27/05/2014.

Devant le :

Promoteur :	MECIBEH ILYES	M.A.B
Président :	BRAHMIA Nabile	M.A.B
Examineur :	REMITA Adderaouf	M.A.B

Année Universitaire : 2013/2014.

REMERCIEMENTS

Nous remercions dieu tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté et de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.

On remercie vivement les membres de jury qui nous honore en jugeant notre rapport de fin d'étude.

Nous tenons aussi à remercier chaleureusement notre enseignant M^r MECIBAH. I, mines de savoir et d'expérience, pour ses grands soutiens au travail.

Nous n'oublierons pas de remercier tous les nos enseignants du département de géologie, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.

Enfin, grands merci à nos familles respectives et nos amis qui nous ont aidés.

Nous profitant de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce rapport.

BADI RABIE

& LARIBI WALID



Dédicace



Je dédie ce modeste travail à :

Avant tous à mes chers parents

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères.

À toutes mes sœurs.

Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom

BADI.

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout:

Nadhir; Hamza; Alaa ; Moussa ; Boubakeur ; Achraf ; Chichou ;

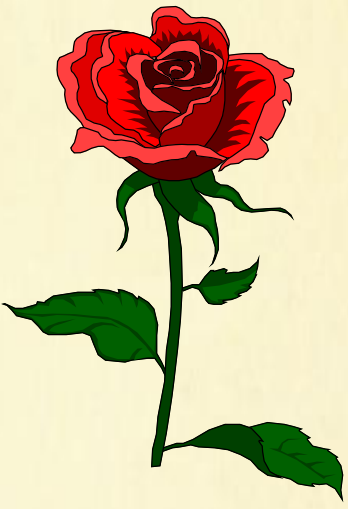
Zohair ; Amir ; Bassem ; zakj ; bilal ; amine ; tarek.

Et les autres.

A tous mes amis sans exception en particulier ceux de la promotion 2 ème

Année master forage et production 2014.

BADI RABIE



Dédicaces

Je dédie ce fruit de travail :

*A ma très chère maman, pour sa tendresse, sa bienveillance, son
Encouragement, pour ce qu'elle a fait depuis mon enfance jusqu'à ce jour.*

A mon cher père pour sa générosité, sa bonté, je te remercie

Cher papa du fond du cœur pour tout ce que tu as fait pour moi .

A mes frères et A mes chères sœurs, surtout wahiba et ma belle ahlam

*Et à tous les membres de ma grande famille qui porte
Le nom de " LARIBI" et chacun par son prénom.*

A tous mes amis sans exception en particulier ceux de la promotion 2 eme

Année master forage 2014.

En fin à tout ce qui nous aime et qu'on aime

WALID



ABSTRACT

Abstract

The field of Hassi-Messaoud, with its area 2500 km² and hydrocarbon reserves in the Combro-Ordovician reservoirs, is considered as one of the largest in the world.

It looks like a wide anticline dome oriented North North East-South South West and located in the central part of the Triassic Basin, at almost 850 km South South East of Algeria and 350 km from the border of Tunisia.

The Cambrian deposits are the R3, R2, Ra and Ri, reservoirs made of split quartzites that are eroded under the Hercynian unconformity.

The seal is done by the thick Triassic deposits, these sandstone reservoirs are characterized by an extreme heterogeneous petrophysical properties, that is the reason of the variation of the production from one zone to another and from one well to another.

These last decades great programs of development have been drawn to produce more oil, among these programs is the **Medium Radius** which is taking an important part.

This study is a part of the exploration of this dynamic new field of hmd and exactly when applied to the well mdz 661, which is centered around the following objectives

A superficial study on the field of Hassi Messaoud, addressed to the study of the horizontal drilling operations and their applications, their equipments, knowing the Medium Radius dynamic, its positives and negatives. And finally controlling the trajectory of the hole and different steps that must be used to make a horizontal drilling with this dynamic from top hole to the target

المخلص

يعد حقل حاسي مسعود بالنظر لأبعاده واحتياطاته من أكبر حقول النفط في العالم حيث يتربع على مساحة تقارب 2500 كم²، ويتم استخراج النفط انطلاقاً من الخزان الكومبراوردوفيسي.

يظهر على شكل محدب موجه نحو شمال- شمال شرق و جنوب- جنوب غرب، يقع في مركز الحوض الترياسي على بعد 850 كم جنوب-جنوب شرق الجزائر و على بعد 350 كم من الحدود التونسية ويتكون أساساً من الخزانات التالية ر3، ر2، ر1، المرتبطة بالحجر الرملي الكوارتزي المصدع والتغطية توفرها الطبقة السمكية للترباس.

يتميز هذا الخزان من الحجر الرملي باختلافات في الخصائص البئر وفيزيائية مما أدى إلى تنوع الإنتاج من منطقة إلى أخرى ومن بئر إلى أخرى ، اذن نجد أن مدى هذا الحقل أدى إلى تنوع الإنتاج في مختلف أنحاء.

في هذه السنوات الأخيرة قمنا بانتهاء برامج تنمية واسعة النطاق حتى نتمكن من استخراج أكبر كمية ممكنة من البترول ومن بين هذه البرامج نجد الشعاع المتوسط و الذي يحظى بأهمية كبيرة إلى حد ما.

هذه الدراسة هي جزء من استكشاف هذه الديناميكية الجديدة لحقل حاسي مسعود و بالضبط عند تطبيقها على البئر MDZ 661، وهي تتمحور حول الأهداف التالية :

دراسة سطحية حول حقل حاسي مسعود، التطرق الي دراسة عمليات الحفر الأفقية و مجالات تطبيقها، الأدوات المستعملة فيها، معرفة ديناميكية الشعاع المتوسط ايجابياتها و سلبياتها وأخيراً تتبع و مراقبة المسار و كذلك المراحل اللازمة لتحقيق عملية الحفر بمساعدة هذه الديناميكية انطلاقاً من السطح حتى الهدف .

Sommaire

Introduction générale 01

CHAPITRE I: CADER GENERALE DU CHAMP DE HMD.

I.1. Situation géographique du champ HMD..... 02

I.2. géologie de réservoir..... 03

I.3. problèmes de champ et de réservoir..... 03

I.4. Les zones de production à HMD..... 04

I.5. distribution des failles à champ HMD..... 05

I.6. Distributions des contraintes..... 06

I.7. Les facteurs affectations L'orientation de drain 07

 I.7.1.les facteurs naturels..... 07

 I.7.2.les procédures de forage et l'équipement..... 08

 I.7.3.les conséquences de forage dévie sur la forme du trou..... 08

CHAPITRE II.TECHNIQUE DE FORAGE DIRIGE à HMD.

II.1. Introduction..... 09

II.2. les objectifs de forage horizontal..... 09

II.3. Applications du forage dirigé à HMD..... 10

II.4. les équipements utilisés à HMD..... 11

 II.4.1.Equipements standard de forage..... 11

 II.4.1.1 Tiges Standard (Drill -pipes – DP)..... 11

 II.4.1.2 Tiges Lourdes (Heavy weight drill pipes - HWDP)..... 11

 II.4.1.3 Tiges de compression (compressive drill pipes)..... 11

 II.4.1.4 Coulisses de forage 12

 II.4.1.5 Raccords 12

SOMMAIRE

II.4.2. Equipements spécifiques au forage dirigé.....	12
II.4.2.1. Moteur de fond.....	13
II.4.2.1.1 différents types de moteurs Puissance, Couple et Vitesse.....	14
II.4.2.1.1 Géométrie des moteurs.....	15
II.4.2.2. Stabilisateurs.....	16
II.4.2.3. Equipements amagnétiques.....	17
II.4.2.3.1 Masse-tiges amagnétiques.....	17
II.4.2.3.2 Tiges de forage amagnétique.....	17
II.4.2.3.3 Stabilisateurs amagnétiques	17
II.4.2.3.4 Raccords amagnétiques.....	17
II.4.2.4. Equipements de mesure.....	18
II.4.2.3.1 Les MWD (Measurement While Drilling).....	18
II.4.2.4.Outils de déflexion.....	21
II.5. Les différents profils des puits horizontaux.....	21
II.5.1 Courbure du puits.....	21
II.5.1.1 Long radius.....	21
II.5.1.2 Medium radius.....	22
II.5.1.2 Short radius.....	23

Chapitre III: REALISATION DU MEDIUM RADIUS.

III.1. Introduction.....	24
III.2. Calcul de la trajectoire.....	24
III.2.1. Conditions et option initiales.....	25
III.2.2. Méthodes de calcul.....	26
III.2.3. Dog leg.....	29
III.3. Calcul d'incertitudes de positionnement.....	30
III.3.1. Sources d'erreurs	30
III.3.2. Détermination des valeurs d'incertitude.....	31
III.3.3. Etude anti collision.....	32

SOMMAIRE

III.4. Contrôle de trajectoire.....	33
III.4.1. Effet d'azimut	33
III.4.2. Orientation de tool face.....	34
III.4.3. Turn.....	35
III.4.4. Suivi de la trajectoire	35
III.5. Operations auxiliaires.....	35
III.5.1. Test moteur et MWD	35
III.5.2. Conduite de forage dirigé.....	35
III.5.3. Forage en mode oriente (sliding).....	35
III.5.4. Forage en mode rotary	36
III.6. Application pour le puits MDZ # 661.....	36
III.6 .1. localisation du puits MDZ# 661	36
III.6 .2. Forage de la section vertical	37
III .6 .3. Choi du KOP	38
III.6 .4. Forage de la section build up	38
III.6 .5. Forage de drain horizontal.....	41
III.6.6. Exemple d'application de méthode de courbure minimum.....	42
III.6.7. plan de la trajectoire prévisionnelle	43
III.6.8. Tableau des valeurs reelles	45
Conclusion générale et recommandation.....	48

Annexe

Bibliographie

Liste des Figures

Figure	Titre de figure	Page
Fig.01.	Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.	02
Fig.02.	Zonation du champ de Hassi-Messaoud.	04
Fig.03.	Les failles du Hassi- Messaoud.	05
Fig.04.	Stratigraphie du champ de Hassi-Messaoud.	06
Fig.05.	Réservoirs multi-couches.	10
Fig.06.	Puits Ré-entrée.	11
Fig.07.	Heavy weight drill pipe-HWDP.	12
Fig.08.	Compressive drill pipes.	12
Fig.09.	Drump valve.	15
Fig10.	Different composants d'un PDM.	15
Fig.11.	Configuration des moteurs de fond	15
Fig.12.	Moteur de fond	16
Fig.13.	Ajustable Assembly (bent hosing)	17
Fig.14.	Différents types de stabilisateurs à lames intégrales ;à lames soudées ; à chemise.	17
Fig.15.	Les Equipements amagnétiques.	18
Fig.16.	Composition d'un MWD.	21
Fig.17.	Whipstock	22
Fig.18.	Profils d'un forage horizontal.	24
Fig.19.	Méthode de l'angle moyen.	28
Fig.20.	Méthode du rayon de courbure.	29
Fig.21.	Méthode de courbure minimum.	30
Fig.22.	Dog-leg normal et dog-leg anormal.	31
Fig.23.	Enveloppe d'incertitude.	33
Fig.24.	Plate-forme multi puits.	34
Fig.25.	Effet d'azimut.	35
Fig.26.	Position du puits MDZ 661.	38
Fig.27.	Trajectoire prévisionnelle du puits MDZ 661.	45
Fig.28.	Orientation prévisionnelle du puits MDZ 661.	45
Fig.29.	Profil de la trajectoire.	48

Liste des Tableaux

Tableau	Titre de Tableau	page
Tab.01.	Avantage et les inconvénients les puits LR.	23
Tab.02.	Avantage et les inconvénients les puits MR.	23
Tab.03.	Avantage et les inconvénients les puits SR.	24
Tab.04.	les Erreurs dues aux types de calculs.	32
Tab.05.	BHA utilisé pour l'amorce de la déviation de la section 12 1/4''	40
Tab.06.	BHA utilisé pour l'amorce de la déviation de la section 8 3/8''.	41
Tab.07.	BHA utilisé pour l'amorce de la déviation de la section 8 3/8''.	43
Tab.08.	Tableau des mesures de deux points de la trajectoire réel.	43
Tab.09.	Plan de la trajectoire prévisionnelle.	44
Tab.10.	Les valeurs réelles de la trajectoire.	46

Liste des abréviations

Liste des Abréviations

PDM: Positive Déplacement Motors.

BHA: Bottom Hole assembles.

MWD: Measurement While Drilling.

LWD: Logging While Drilling.

BUR: build-up rates.

ROC: rayon de courbure.

KOP: Kick Off Point.

ERD: les puits à long déport.

DLS: le nom de dog leg severity.

TVD: Profondeur verticale.

MD: Profondeur mesurée.

WOB: Les poids sur l'outils.

TOR: La couple sur l'outil de forage.

DP: Drill –pipes.

APWD : La pression annulaire au fond (Annules Pressure While Drilling).

NMDC: Non magnétique drill collar.

HWDP: Heavy Weight Drill Pipes.

Introduction

Introduction

Les hydrocarbures sont la source d'énergie la plus utilisée dans le monde, et jusqu'à maintenant le seul moyen et la seule méthode pour extraire et exploiter ces sources d'énergie c'est le forage. Ce dernier consiste à toutes les opérations successives qui nous permettent à atteindre le réservoir dans les meilleures conditions techniques et économiques avec un prix de revient le plus bas possible.

Pour cela plusieurs techniques, procédures et méthodes ont été élaborées à travers le temps afin de résoudre des nombreux problèmes liés aux forages et à la récupération des hydrocarbures.

Le forage horizontal est devenu une pratique très courante et bien maîtrisée à Hassi-Messaoud, parmi les types de profil du puits de ce forage **Medium radius**.

Pour la réalisation d'un medium radius nous commencerons par montrer la technique utilisée pour l'amorce du KOP (kick off point).

Grâce aux données imposées par le maître d'œuvre à savoir la côte d'amorce, l'azimut et la cible, nous ferons un calcul exact du rayon de courbure qui nous permettra ensuite de déterminer précisément le build up et tracer sa trajectoire.

La réalisation de la trajectoire réelle du puits est toujours soumise à des facteurs pratiques qui l'éloignent de la trajectoire théorique telle que la tendance de l'outil à s'écarter de l'axe du trou, composition de la BHA, paramètres de forage et le comportement des formations traversées. Ce qui nécessite plusieurs corrections sur l'inclinaison et l'azimut.

La présente étude s'intéresse à suivre le déroulement de forage MDZ661 en medium radius, de comparer et de contrôler le profil de la trajectoire réelle avec le profil théorique.

Les différentes étapes de ce travail sont articulées de la manière suivante :

- Dans une première partie, nous présenterons le cadre géologique de la région de HMD tel que la géologie du réservoir, et les facteurs affectants l'orientation de drain.
- En seconde partie, nous étudierons les applications du forage dirigé et les équipements utilisés à HMD.
- En troisième partie, nous nous appuyerons sur l'exemple de réalisation du medium radius de forage MDZ 661 et calcul de la trajectoire.

CHAPITRE I

Cadre Générale du champ de Hassi-Messaoud

I.1.situation géographique de HMD

Le champ de Hassi-Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde, Il contribue plus de 50% de production en Algérie. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, se situe à environ 850 km au Sud-Est d'Alger, 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne, et 80km à l'EST d'Ouargla. Il s'étend sur une superficie de 2500 km². Entre 31°30' et 32°00' de latitude et 5°40' et 6°20' de longitude.



Fig.01.Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.

I.2. géologie de réservoir

Le réservoir de Hassi – Messaoud est à 3309-3411 m de profondeur en moyenne dans les terrains quartziques du cambrien, essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés des passées de siltstones argilo-micacés.

On y distingue trois litho-zones de haut vers le bas : R1 (Ra +Ri), R2 et R3.

•Litho-zone Ra

Son épaisseur moyenne est de 125 mètres. Elle représente le réservoir principal. Ce sont des grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, possédant des nombreuses intercalations de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

•Litho-zone Ri

Son épaisseur moyenne est de 42 mètres, elle représente le réservoir isométrique. Elle se compose de grès quartzitique isométrique fin bien classé glauconieu à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

•Litho-zone R2

Son épaisseur moyenne est de 100 mètres. Elle se compose de grès moyen à grossier micacés, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques.

•Litho-zone R3

Son épaisseur moyenne est de 300 mètres. Elle repose soit sur l'Infracambrien, soit directement sur le socle granitique, elle se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

I.3. problèmes du champ et de réservoir

Le champ de Hassi-Messaoud ne présente pas des grands problèmes on cite comme quelque exemples :

- Les dépôts d'asphaltes et les dépôts de sel. Ces dépôts entraînent par exemple la corrosion le bouchage qui minimiser la production, pour traiter le problème les dépôts de sel, faire une injection d'eau douce dans le puits.

- pertes partielles ou totales dans les niveaux carbonatés du Mio-Pliocène et les calcaires dolomitiques du Sénonien, surtout au tubage et de cimentation.

- venues d'eau chlorurée calcique du LD2.
- Coincements au niveau des argiles fluentes du TS2.
- Problème d'éboulement.

D'autre part, nous rencontrons quelques problèmes, notamment au niveau de la phase 6 " : enregistrés comme la suite (problème des pertes dans les zones fissurées ou très perméables les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection créent des problèmes de production ; risques de coincements par pression différentielle ; et instabilité des parois)

I.4. zones de production à HMD

Le champ de Hassi-Messaoud est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord et le champ Sud, les deux derniers sont subdivisés aussi en 25 zones de production en fonction de l'évolution de la pression des puits et de leurs productions. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Il est important de noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être divisée en sous zones. (Ex : 1a, 1b, 1c).

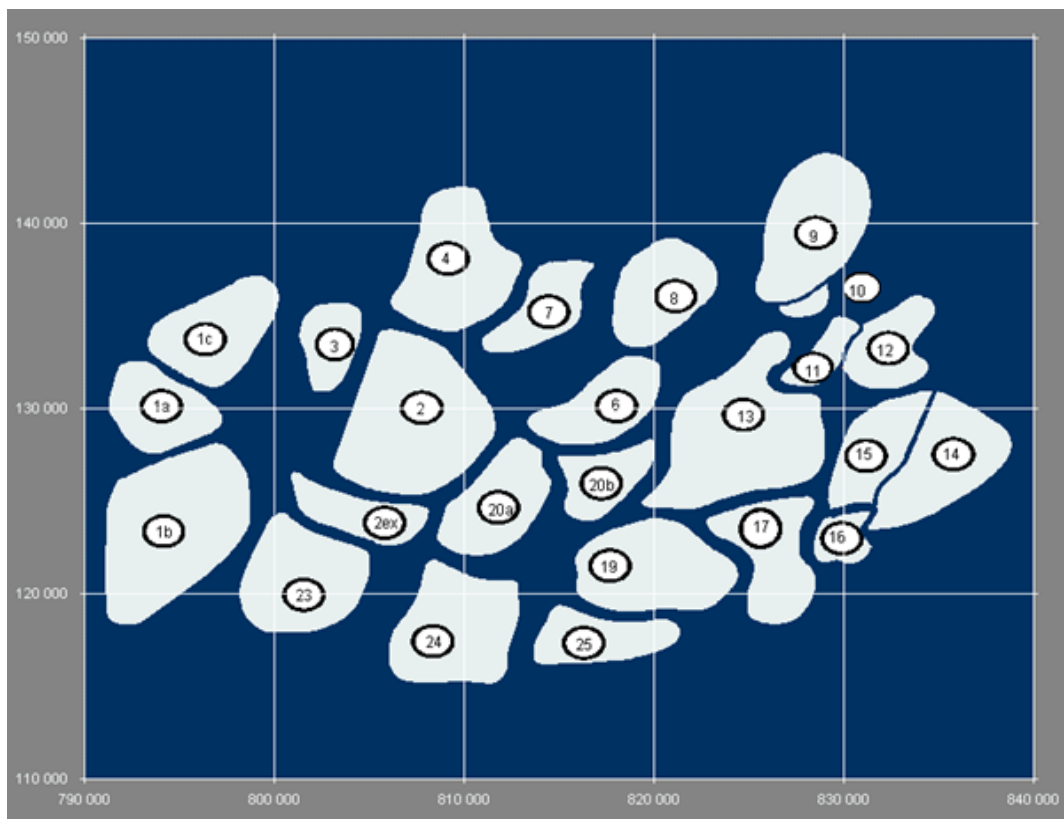


Fig.02.Zones de production

(Sonatrach/division production-rapport interne 2002

I.5. distribution des failles à HMD

Le champ de Hassi-Messaoud se trouve sur la partie Nord de la zone haute de El Biod-Hassi-Messaoud formée par une suite de Horsts et Grabens limitée par des failles allant généralement dans une direction subméridienne. Les failles à Hassi-Messaoud ayant des forts rejets supérieurs à une dizaine de mètres, compatibles avec l'équidistance de 10 m utilisée pour les dessins des Isobathes.

La présence d'une faille majeure Nord Est-Sud Ouest, certainement héritée du socle qui divise le champ en deux compartiments principaux : occidental et oriental, le compartiment occidental est affecté par quelques failles de direction Nord Est-Sud Ouest à Nord-Sud, mais il est surtout recoupé par des accidents transverses Nord Ouest-Sud Est, et le compartiment oriental, structuralement plus bas et plus complexe, partiellement recoupé par des profonds grabens semblant. Le flanc Est est effondré par un système de failles subméridiennes avec un relais Nord Est-Sud Ouest.

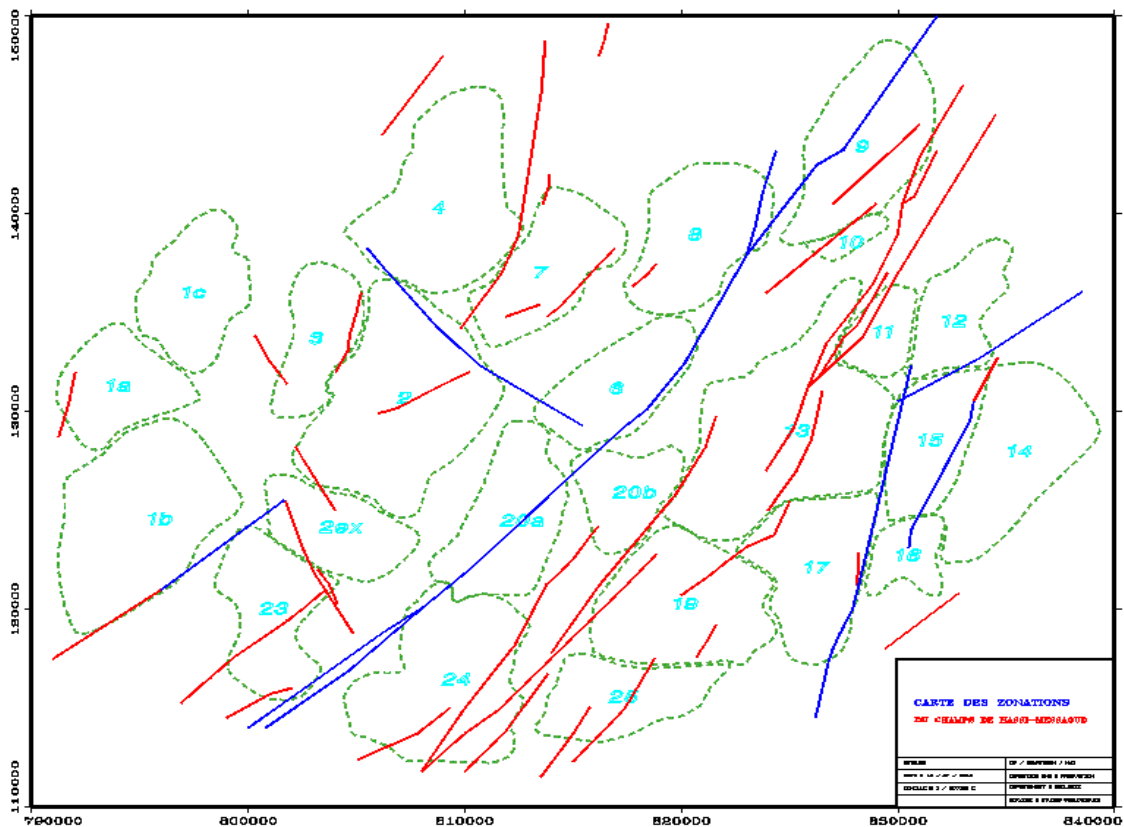


Fig.03. Les failles du HMD
(Sonatrach/ division production-rapport interne 2002)

STRATIGRAPHIE		Tops m.	Description	HAZARDS	Casing Phases	Mud Prog	Logging	
SYS	SERIES							
TERTIARY	MIO-PLIOCENE	0	Sand, limestone, clay	Partial or Total losses	26in-18 5/8in @ 491m	1,05 SG WBM	No Logging	
	EOCENE	226	Sand and limestone					
CRETACEOUS	SENONIEN	Carbonaté	Limestone, dolomite, anhydrite	Stuck and overpull in Sénonien Salifère and Turonien	16 in-13 3/8in @ 2335m	1,25 OBM	CBL - VDL	
		Anhydritique	Anhydrite, marne, dolomite					
		Salifère	Salt					
	TURONIEN	784	Chalky Limestone with Shale thin layers					
	CENOMANIEN	904	Anhydrite, marne, dolomite					
	ALBIEN	1 047	Sandstone w/Claystone Alternating					
	APTIEN	1 400	Dolomite					
	BARREMIEN	1 425	Sand & Sandstone					
	NEOCOMIEN	1 687	Dolomite					
	MALM	1 888	Clay, Sandstone w/Traces of Anhydrite					
JURASSIC	DOGGER ARGILEUX	2 114	Shale, Anhydrite, Dolomite w/fine passages of Sandstone	LD2 influx	7in TOL @ 2552m	2,02 sg OBM before LD2	GR - SONIC - DENSITY - CALIPER	
	LIAS	L.D. 1	2 441					Dolomite & Anhydrite
		L.S.1	2 510					Salt & Anhydrite
		L.D. 2	2 602					Dolomite
		L.S.2	2 658					Salt
		L.D. 3	2 721					Dolomite
	TS1	2 752	Anhydrite & Dolomite					
TS2	2 798	Salt & Anhydrite						
TRIAS	TS3	2 990	Salt with thin layers of shale	Total or partial losses if CSG point misses	KOP @ 3130m	1,40 sg OBM	GR - SONIC - DENSITY - CALIPER	
	Trias Arg (G10)	3 202	Shale					
	Trias Arg (G20)	3 320						
	Trias Arg G35	3 291						
	ARGILO GRESEUX & CARBONATE (G50)		Shale w/Sandstone & Dolomite					
CAMBRIAN	Andésitique		Quartzitic	8 3/8in-7in liner @ 3346 TVD 3372 TMD	Drilling	OBM as per DP	GR - DENSITY - NEUTRON - SONIC P&S - RESISTIVITY	
	DH / ARGILE D'EL GASSI	Erodé	Black Claystone					
	ZONE DES ALTERNANCE	Erodé	Sandstone followed by tightly interbedded shale and sandstone					
	Réservoir Ri (D5)	Erodé	Sandstone/Quartz					
	Réservoir Ra (D4)	Erodé	Sandstone/Quartz					
	Réservoir Ra (D3)							
	Réservoir Ra (D2)	3 325	Sandstone/Quartz					
	Réservoir Ra (ID)	3 343	Sandstone/Quartz					
	Réservoir Ra (D1)	3 371	Sandstone/Quartz					
	ZPSG	3 393	Sandstone/Quartz					
	Réservoir R2	3 401						
Well TD	3 379	Pg= 240- 260kg/cm2						
OWC(SW65%)	3 404							
					TD at 3379m TVD 4006m TMD			

Fig.04. échelle stratigraphie du champ de Hassi-Messaoud.

I.6. distribution des contraintes

Le champ de Hassi-Messaoud est soumis à un champ de contrainte représenté par deux directions :

- La direction Nord-Ouest et Sud-Est pour la contrainte horizontale maximale σ_{max} .
- La direction Nord-Est et Sud-Ouest pour la contrainte horizontale minimale σ_{min} .

Les fissurations qui existent dans la formation créent un type de perméabilité, cette dernière est contrôlée par la direction des contraintes ceci nous amène à supposer que la direction de la perméabilité de fissuration maximale soit parallèle à la direction de contrainte maximale pour faciliter la pénétration dans les formations et éviter le problème de la fermeture du puits (trou) qui cause par l'éboulement.

I.7. les facteurs affectant l'orientation de drain

Il existe plusieurs facteurs affectant sur l'orientation de drain quand la réalisation d'un forage horizontal, on cite ces facteurs comme suite :

I.7.1. les facteurs naturels

- ✓ Le pendage des formations : donc le pendage de la formation traversée affecte fortement l'orientation de forage. Il a été observé que :
 - le pendage est inférieur à 45 degrés : la tendance du puits augmente pour venir perpendiculaire au pendage.
 - le pendage est supérieur à 45 degrés : la tendance du puits suit le pendage.
- ✓ Les alternances des formations dures et tendres :
 - Le décalage au niveau de l'axe du puits provoqué par une alternance des formations dures et tendres, qui résulte un diamètre apparent inférieur au diamètre de forage, et pour éviter ce phénomène on utilise une garniture rigide.

I.7.2 les procédures de forage et l'Equipment

- ✓ La méthode de forage : quand la réalisation d'un forage dirige les différentes méthodes utilisées soit dans le cas conventionnel ou de navigation, affectent sur le forage et donne des formes variables pour le puits.
- ✓ Le type de la garniture de forage : Parmi les éléments qui permettent de contrôler le comportement du puits le choix correct de la garniture de forage.

Donc le comportement des garnitures conventionnelles est dominé par deux facteurs essentiels :

- La rigidité.
- La répartition et la réalisation de point d'appui permettant d'obtenir une déformation permanente qui résulte le mouvement désiré.

✓ Le type d'outil de forage : Le type de l'outil de forage utilise affecte sur l'inclinaison et beaucoup plus sur l'azimut lors la réalisation d'un drain horizontal du puits. Il est communément admis et observe que :

- L'orientation en cas d'utilisation d'un outil tricône tourne vers la droite (augmentation de l'azimut).

- En cas d'utilisation l'outil PDC, l'azimut soit reste constante ou tourner légèrement vers la gauche (diminution dans l'azimut).

✓ LE POIDS SUR L'OUTIL : Le poids sur l'outil de forage surtout le poids excessif crée des modifications ou déformations au niveau de la garniture de forage, donc influencé sur l'orientation de drain horizontal. Le poids excessif sur l'outil peut entraîner un comportement inverse du comportement prévu.

I.7.3. les conséquences du forage dévie sur la forme du trou

✓ Trous ovalises : Dans le cas de forage dévié la plupart des trous fores sont ovalises (le grand axe de l'ovale n'a pas reste d'une direction constante), ce problème causer par les frottements du train des tiges avec les parois du trou.

✓ Trous spirales : Certains trous déviés sont spiralés, ce phénomène dont les causes sont mal comprises se produit surtout dans les formations tendres. Il en résulte des trous dont le diamètre apparent est inférieur au diamètre de forage, des frottements plus importants et des difficultés potentielles pour descendre le tubage.

✓ Les marches : Les alternances de formations dures et tendres peuvent causer un décalage de l'axe du puits, créant un puits en "escalier".

✓ Dog legs : Les dog legs (changement dans l'inclinaison et l'azimut en même temps) créent lors L'arrivée de l'outil sur une formation plus dure, et créant un point de fatigue du train de tiges.

✓ Formation des Key Seat : Elle résulte du frottement du train de tiges sur la paroi du puits, creusant petit à petit un trou latéral ayant pour diamètre le diamètre du corps des tiges. Lorsque le trou latéral est suffisamment profond, le passage d'une section de plus gros diamètre ou même d'un tool-joint de tiges devient impossible.

Le réservoir Cambrien de Hassi-Messaoud est un réservoir hétérogène, anisotrope et discontinu reste toujours un complexe difficile à cerner dans le détail. Beaucoup d'efforts sont réalisés pour une caractérisation fine du réservoir. Le développement de simulateurs de plus en plus perfectionnés nécessite la mise en œuvre de techniques géologiques plus élaborées pour aboutir à des modèles cadrant bien avec l'historique de production.

CHAPITRE II

Technique de forage dirigé à Hassi-Messaoud

II.1. Introduction

Le forage horizontal est un exercice beaucoup plus coûteux et complexe que les forages conventionnels. 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 ?

II.2. les objectifs de forage 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 la perméabilité ; Isolation de la formation ; Effet de cône de l'aquifère ou de l'anneau de gaz lors de la production ; Une géométrie particulière de réservoir ou de l'emplacement de surface ; et Piètre de la production des puits conventionnels).

II.3. Application du forage dirigé à HMD

Les applications du forage dirigé à HMD sont multiples et de plus en plus nombreuses.

Parmi les principales on peut citer:

II.3.1. Réservoir de faible épaisseur

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

II.3.2. Réservoir multi-couches

Dans la plus part des réservoirs multicouches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

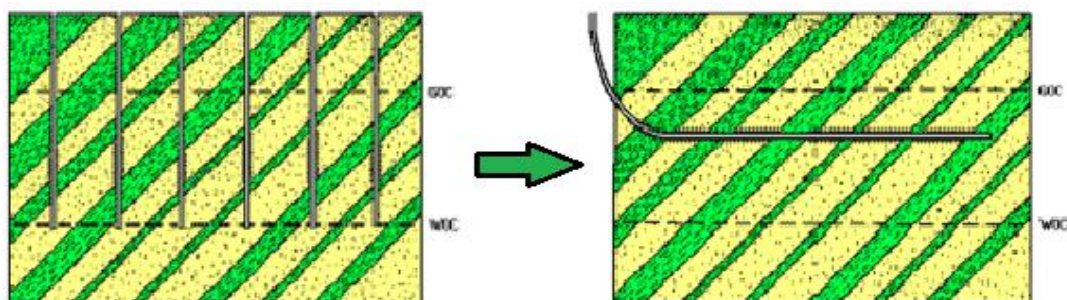


Fig.05. Réservoirs multi-couches.

II.3.3. Réservoir a basses perméabilité

Le puits horizontal dans des tels réservoirs est une alternative à la fracturation hydraulique. Le drain horizontal se comporte comme une fracture avec plusieurs avantages, car il est plus facile de forer un long drain horizontal plutôt que de créer une fracture équivalente.

II.3.4. Formations non consolidées (contrôle des sables)

La production des sables présente un sérieux problème dans les puits à grands débits car elle dépend des forces de viscosité à la paroi. Un drain horizontal foré dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse d'écoulement à la paroi du puits et en conséquence la production de sable.

II.3.5. Puits latéral (Side-track)

Le forage d'un puits latéral consiste à abandonner un puits en cours de forage pour le reprendre à une profondeur inférieure, soit pour des raisons techniques, soit pour des raisons géologiques. Par exemple (à la suite d'opérations de repêchage infructueuses ; en cas d'extrême dog-leg ; en cas de rupture de casing ; et en cas de rencontre d'une faille imprévue).

II.3.6. Les puits en Ré-entrée

Les puits en Ré-entrée sont un développement du forage horizontal. Ils consistent un repartir d'un puits déjà existant, vertical ou dévié, qui est alors abandonné et bouché afin de forer un puits latéral se terminant le plus souvent à l'horizontal.

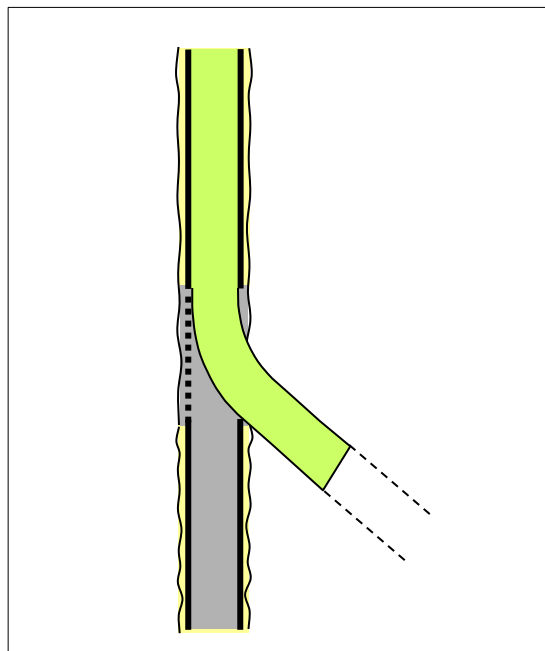


Fig.06. Puits Ré-entrée.

II.4. Les Equipements utilisée à HMD

II.4.1. Les equipment standards

II.4.1.1. Tiges Standard (Drill -pipes)

Les tiges standards de forage sont des tubes d'acier de faible épaisseur, manchonnés et filetés à chaque extrémités, de manière à permettre des connections rapides. Elles sont disponibles en différents diamètres, poids linéaires et grades d'acier, leur conférant différentes résistances en traction et compression.

II.4.1.2. Tiges Lourdes (Heavy weight drill pipes)

Les tiges lourdes sont des tiges de forage ayant un corps plus épais et donc, pour un même diamètre extérieur, un poids linéaire plus important, une plus grande rigidité et une meilleure résistance à la compression et à la traction. De plus un coussin d'usure est usiné en leur milieu afin de limiter l'usure du corps.

L'utilisation des tiges lourdes à des buts multiples tel que (fournir une provision supplémentaire de poids sur l'outil, avec l'avantage d'un diamètre extérieur réduit et donc une surface de contact réduite avec la paroi du puits ; servir de transition entre les masse-tiges et les tiges ; et fournir du poids sur une coulisse de forage).



Fig.07. Heavy weight drill pipe.

II.4.1.3. Tiges de compression (compressive drill pipes)

Les tiges de compression sont apparues avec le développement des forages à hautes inclinaisons. Comme leur nom l'indique, elles sont destinées à travailler en compression et sont donc équipées de deux ou même trois coussins d'usure destinés à réduire leur usure et leur fatig. Elles sont habituellement fabriquées en acier S-135, mais aussi en acier amagnétique afin de pouvoir être installées près des instruments de mesure, De plus la présence des coussins d'usure à un effet bénéfique sur le nettoyage du trou en agitant les déblais par effet de drague.



Fig.08. Compressive drill pipes.

II.4.1.4. Coulisses de forage

Sont des accumulateurs d'énergie (mécanique: ressort, ou hydraulique: bain d'huile), soit par compression, ou par extension, donc restituée vers le bas ou vers le haut. Leur objectif est d'aider à libérer le train de tige en cas de collage ou de coincement, lors du forage. Ainsi que la transmission du couple rotary. Elles existent en trois types selon le type d'énergie accumulée : les coulisses mécaniques hydrauliques et hydromécaniques. La coulisse doit être installée dans le train de tige à une position où elle ne risque pas, d'être elle-même coincée.

II.4.1.5. Raccords

Les raccords sont des éléments tubulaires courts destinés à divers usages. Leur nombre doit être limité au minimum nécessaire.

➤ **Raccords (Cross-over) :** Ces raccords sont utilisés pour connecter des éléments du train de tiges ayant des filetages différents. Ils doivent être présents sur le site, en nombre et en nature suffisants pour relier les différentes sections du train de tiges mais aussi pour permettre des combinaisons différentes si nécessaire.

➤ **Raccords pour valve anti-retour :** Les valves anti-retour destinées à empêcher l'entrée d'un fluide envahisseur dans le train de tiges doivent être installées dans des raccords prévus à cet effet. Un tel raccord est un élément tubulaire dans lequel est usiné un logement destiné à recevoir la valve anti-retour.

➤ **Raccords d'usure :** Les raccords d'usure sont utilisés pour protéger les filetages soit ayant besoin d'être souvent dévissé (tige carrée), soit appartenant à des équipements dispendieux et supportant mal les réusinages, tels que par exemple certains MWD.

II.4.2. Equipements spécifiques au forage dirigé

- Moteur de fond.
- Stabilisateurs.
- Equipements amagnétiques.
- Equipements de mesure.
- Outil de déflexion.

II.4.2.1. Moteurs de fond

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

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

- **rotor:** pièce hélicoïdale fabriquée en acier inoxydable.
- **Stator:** élastomère moulé en forme d'hélice interne.

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

Les éléments constituant d'un PDM sont les suivants:

- **Un étage moteur** : Différentes variantes permettent d'obtenir des vitesses et des puissances différentes.
- **Un étage de roulements (bearing section)** : Il est constitué de roulements axiaux et radiaux qui supportent l'arbre de transmission et transfèrent les efforts de manière à ce que l'étage moteur ne soit pas sous contrainte. Ces roulements sont lubrifiés, soit par le fluide de forage lui-même, soit en étant enfermés dans des logements étanches remplis d'huile. Plus que l'étage moteur, c'est l'étage "sensible" duquel dépend la durée de vie du moteur.
- **Une section de transmission-cardan-(Universal joint or connecting rod section)**:Le rotor et l'arbre de transmission sont reliés par un joint de cardan, nécessaire pour transformer le mouvement excentrique du rotor en un mouvement concentrique.
- **Un arbre d'entraînement (drive shaft)**:L'arbre d'entraînement apparaît à la partie inférieure du corps du moteur et permet le visage de l'outil de forage.
- **Une valve de détournement (by-pass)** : Les PDM sont protégés par une valve de détournement (by-pass) installée à la partie supérieure du corps. Cette valve fonctionne par pression différentielle et permet le détournement du fluide lorsque le moteur ne tourne pas (Il faut se souvenir que l'étage moteur est étanche lorsque le rotor ne tourne pas). Cette valve a plusieurs rôles:
 - Elle permet le remplissage du train de tiges en cours de descente et son vidage en cours de remontée.
 - Elle permet d'amortir le démarrage de la rotation.

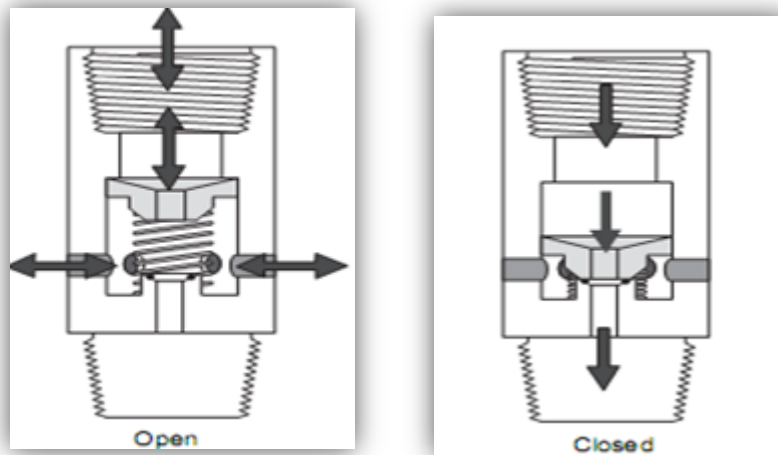


Fig.09. drump valve (Circulating Sub).

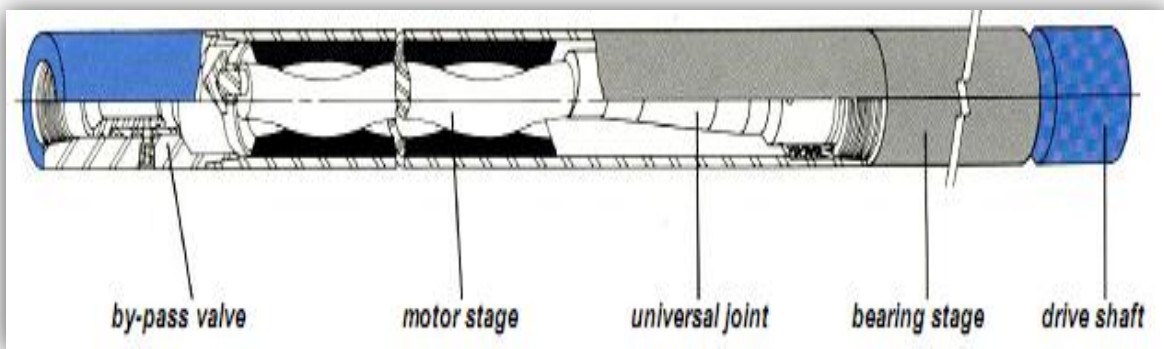


Fig.10. différents composants d'un PDM.

II.4.2.1.1. Différents types de moteurs Puissance, Couple et Vitesse

- Single lobe motors (1/2 lobes) > High speed - Low torque motors.
- Multi lobes motors > Low speed - High torque motors.

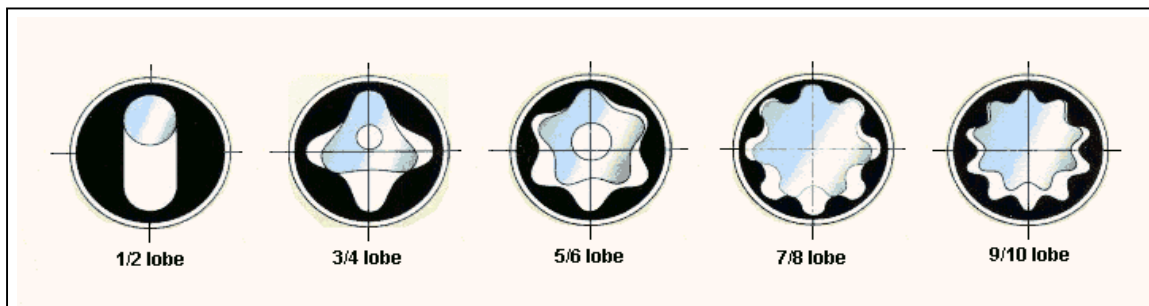


Fig.11. Configuration des moteurs de fond.

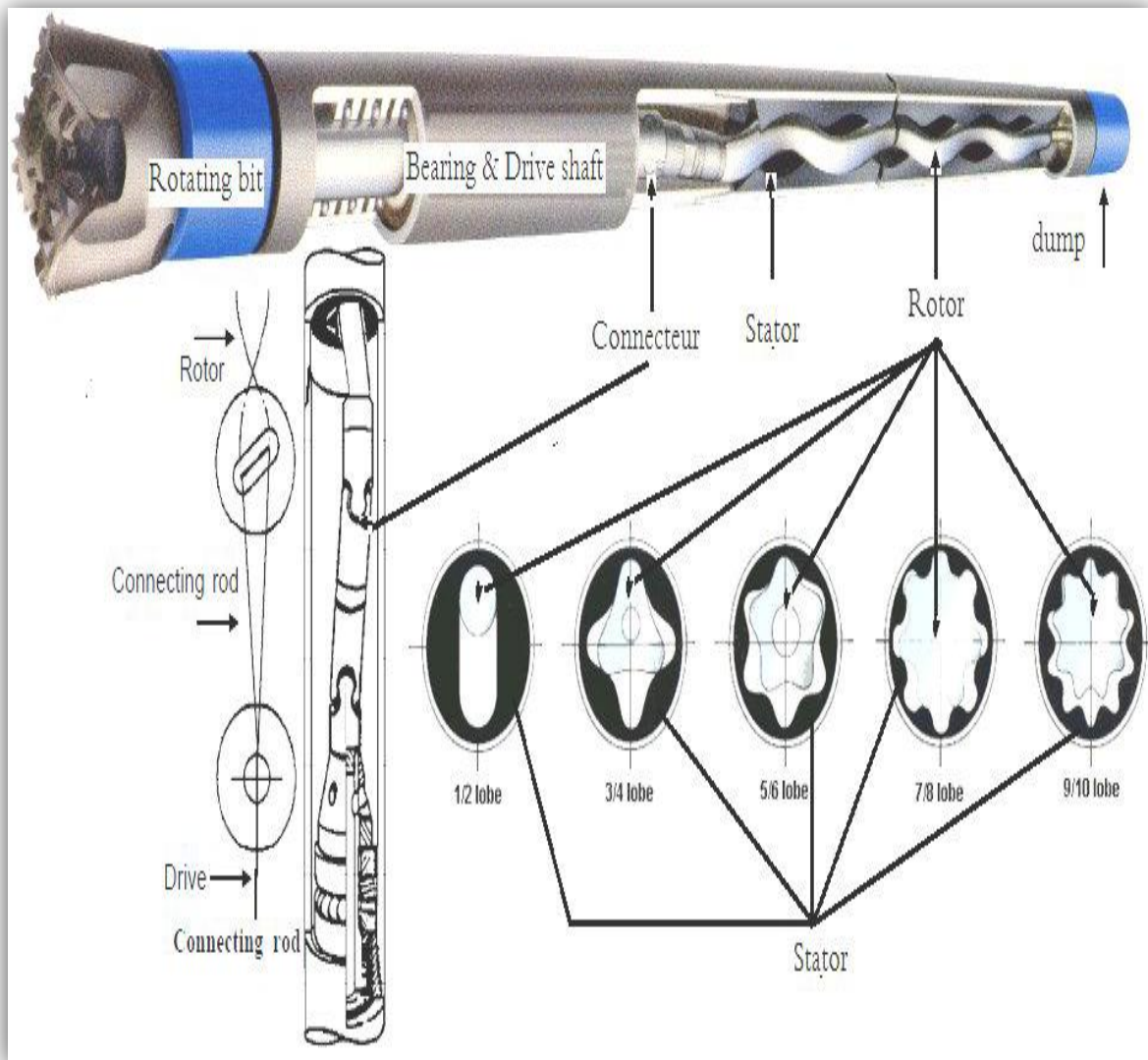


Fig.12. Moteur de fond

II.4.2.1.2.Géométrie des moteurs

A leur origine les PDM étaient construits avec un corps droit. L'angulation par rapport au train de tiges était obtenue à l'aide d'un raccord coudé installé au-dessus du moteur.

Ils incorporent maintenant un coude fixe ou ajustable (bent-housing) situé dans la partie basse du moteur. La proximité de ces coudes par rapport à l'outil de forage augmente l'efficacité de l'angle. L'angle faible et la diminution de la distance angle - outil permettent la rotation du train de tiges et donc l'élimination de l'effet d'angle et donc de forer droit tout en utilisant un moteur coudé. Ces coudes sont le plus souvent ajustables, en surface, de zéro (moteur droit) à 3 ou 4 degrés.



Fig.13. Adjustable Assembly (bente housing).

II.4.2.2. Stabilisateurs

Sont des outils constitués par des lames installés sur des corps tubulaires de la même phase des masses tiges. Le diamètre des lames est égal ou inférieur à celui de l'outil de forage, ces lames centrent les masses tiges dans le puits par ces plusieurs points d'appuis, en leur permettant le contrôle de l'inclinaison du puits et la déformation de la garniture de forage.

Parfois la longueur entre les lames joue aussi le même rôle que le diamètre des lames.

Les stabilisateurs peuvent être installés soit :

1. Directement sur l'outil de forage → near-bit.
2. Plus haut dans la BHA → string.

Ils existent plusieurs types de stabilisateurs, selon la conception de leurs lames : les lames soudées, lames intégrales, stabilisateurs (à chemise ; à chemise non rotative ; à diamètres variables ; clamp_on).



**Fig.14. Différents types de stabilisateurs
à lames intégrales - à lames soudées - à chemise.**

II.4.2.3. Equipements amagnétiques

Pour la bonne utilisation d'instruments de mesures magnétiques il est donc nécessaire d'utilisant des matériaux dits non-magnétiques ou amagnétiques au voisinage des capteurs de mesure. Ces matériaux amagnétiques peuvent être : (de l'aluminium; des aciers inoxydables de haute qualité; et des alliages tels que le "Monel" (70% nickel + 30% cuivre)).

Les équipements amagnétiques les plus courants sont :(des masse-tiges ; des tiges de forage compressives ; des tiges de forage ;des stabilisateurs ;et des raccords) .et bien sur les équipements de mesure eux-mêmes: (MWD) .

II.4.2.3.1.Masse-tiges amagnétiques

Les masse-tiges amagnétiques sont les éléments les plus utilisés pour éliminer les perturbations du champ magnétique dues à la présence train de tiges. La longueur nécessaire varie en fonction de la position géographique et peut être déterminée à l'aide de tables ou cartes. Les masse-tiges amagnétiques sont trois à quatre fois plus chères que les masse-tiges en acier standard.

II.4.2.3.2. Tiges de forage amagnétiques

Les tiges de forage amagnétiques ou tiges compressives amagnétiques sont utilisées en forage horizontal où les masse-tiges n'ont plus de justification de poids.

II.4.2.3.3.Stabilisateurs amagnétiques

Des stabilisateurs amagnétiques peuvent être nécessaires en lieu et place de stabilisateurs standards lorsqu'ils doivent être situés près des équipements de mesure.

II.4.2.3.4. Raccords amagnétiques

De même des raccords amagnétiques peuvent être nécessaires en lieu et place de Raccords standards lorsqu'ils doivent être situés près des équipements de mesure

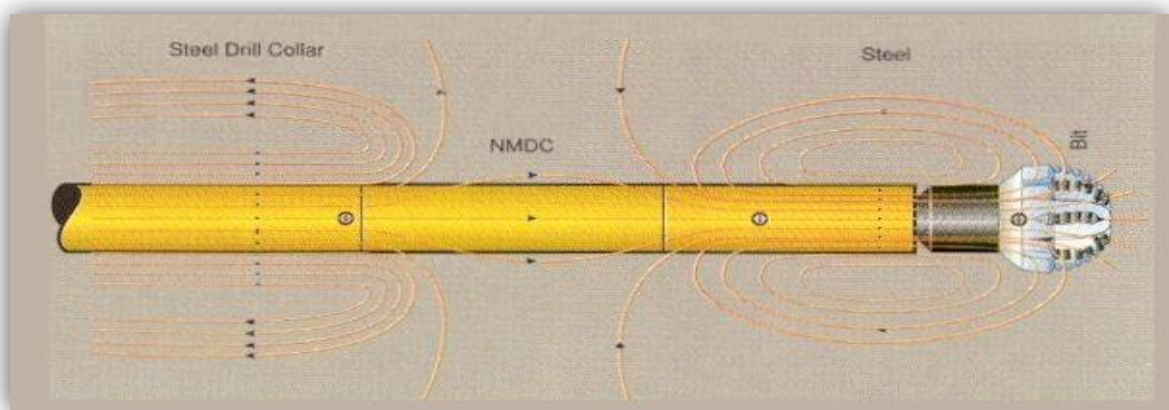


Fig.15. Les équipements amagnétiques.

II.4.2.4. Equipements de mesure

II.4.2.4.1. Les MWD (Measurement While Drilling)

Les premiers MWD sont apparus dans les années 70, apportant au forage dirigé l'un des instruments qui allait lui permettre une évolution sans précédent, en particulier le développement du forage horizontal.

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

Diverses mesures d'évaluation des formations peuvent être ajoutées, les MWD en LWD (Logging While Drilling) et permettant un contrôle de la déviation tenant compte de la nature de la formation forée et/ou évitant les mesures électriques toujours difficiles à mettre en œuvre en forage horizontal. Les paramètres mesurés sont transmis vers la surface après avoir été codés sous forme binaire.

Deux systèmes de transmission sont utilisés:

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

a. Composition d'un MWD

• **l'étage de mesure** : A leur origine les, MWD ont été conçus pour fournir les mesures nécessaires aux opérations de déviation et sont donc équipés de capteurs permettant les mesures d'inclinaison et d'azimut, et de tool-face si le système est indexé à l'outil de déviation. Au fur et à mesure de leur évolution des mesures nouvelles ont été ajoutées, Permettent l'évaluation des formations traversées et une meilleure compréhension des problèmes de forage.

-Mesures directionnelles : Les capteurs utilisés sont des accéléromètres et des magnétomètres mesurant respectivement les champs gravitationnel et magnétique terrestres avec une résolution très supérieure à celle des instruments utilisés précédemment, compas et inclinomètres. Ces capteurs montés en trièdre "trois axes" permettent de plus de mesurer l'amplitude et la direction de leurs champs respectifs et de constater ainsi toute anomalie locale.

-Mesures d'évaluation des formations : (Gamma ray ; Résistivité et Porosité).

-Autres mesures : (Pression annulaire ; Paramètres de forage et Vibrations).

• l'étage de télémétrie

L'étage de télémétrie a pour fonction de transmettre les mesures depuis le fond de trou vers la surface. Deux systèmes de télémétrie sont couramment utilisés. Pour être transmis les paramètres mesurés doivent préalablement être transformés en information binaire.

✓ Télémétrie par impulsions à travers le fluide de forage (mud pulses)

Le principe consiste à créer des impulsions dans le fluide de forage, à l'aide d'un système mécanique appelé "pulser". Ces impulsions soit des dépressions (impulsions négatives), soit des surpressions (impulsions positives).

Ces impulsions se transmettent à travers le fluide à l'intérieur du train de tiges et sont mesurées en surface par l'intermédiaire d'un capteur de pression installé sur la ligne d'injection. Divers systèmes sont utilisés, plus ou moins performants dans leur capacité de transmission. Les systèmes à impulsions sont très dépendants du fluide de forage Ils ne peuvent fonctionner avec l'air ou la mousse.

✓ Transmission électromagnétique

Un courant électrique est injecté dans la formation et mesuré en surface. Ce type d'outil à l'avantage d'être totalement indépendants du fluide de forage. Ils peuvent donc transmettre en permanence (y compris pendant les arrêts de circulation) ou dans les puits forés en dépression. Les possibilités d'opération de ces outils sont limitées par la résistivité des formations traversées.

• L'étage de puissance

Les différents composants d'un MWD nécessitent une alimentation électrique fournie Soit: (par des batteries ; par une turbine entraînant un alternateur ; et une combinaison batteries – turbine).

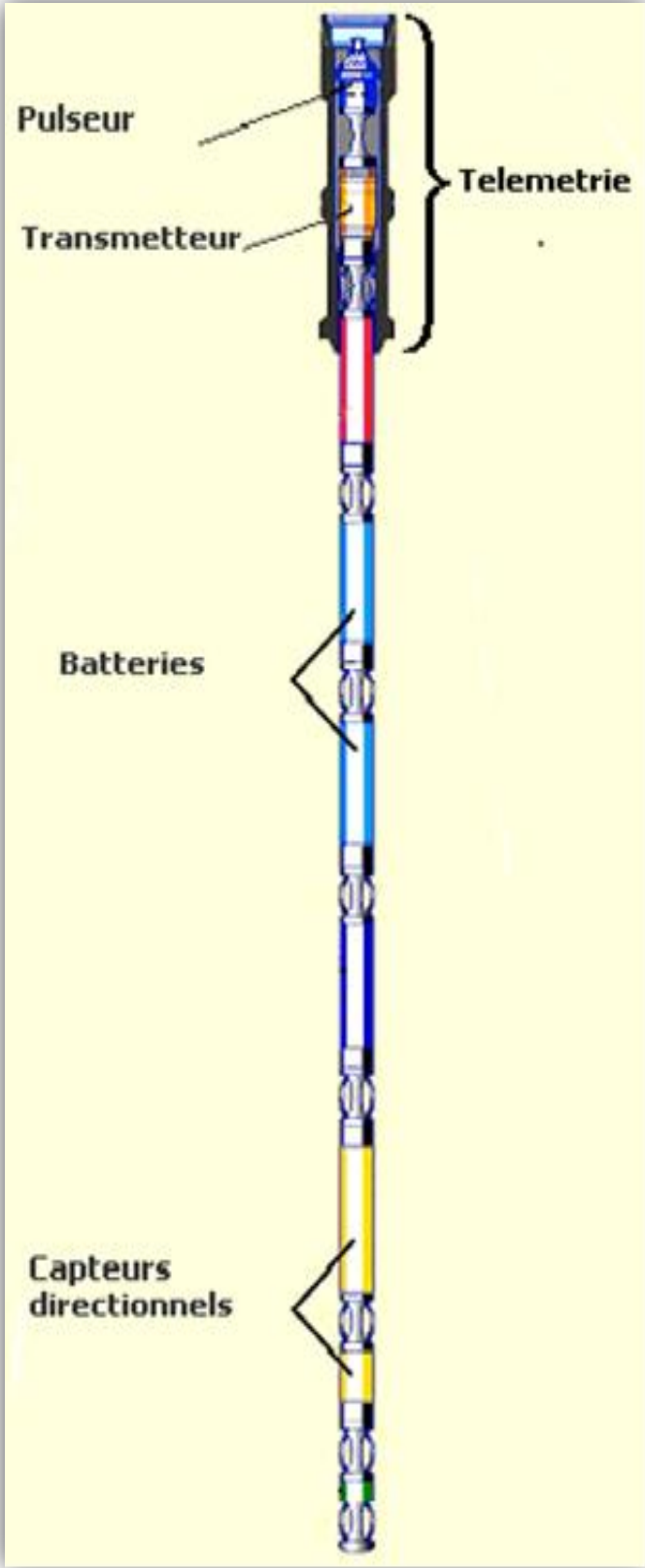


Fig.16. Composition d'un MWD.

II.4.2.5 Outils de déflexion

Les outils déviateurs sont utilisés au cours d'un forage dirigé, soit pour amorcer la courbe soit pour modifier l'azimut, de façon à atteindre l'objectif. Les outils déviateurs les plus couramment utilisés sont les Whipstock. Un Whipstock est un sabot d'acier, il se compose d'une longue cale en acier inversée qui est concave d'un côté pour tenir et guider la BHA ainsi obligé de riper vers la paroi et de sortir du puits initial. Les Whipstocks peuvent être permanents ou récupérables, orientables ou non. Ils peuvent être utilisés :

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



Fig.17. Whipstock.

II.5. Les différents profils des puits horizontaux

Un autre aspect important lors de la sélection des candidats est de déterminer le profil de puits le plus approprié à son exploitation. Quatre profils de puits peuvent être définis, à savoir:

- Profil de puits ayant un court rayon de courbure : appellation Short radius.
- Profil de puits ayant un rayon de courbure moyen: appellation Médium radius.
- Profil de puits ayant un long rayon de courbure : appellation Long radius.

II.5.1. Courbure du puits

La courbure est fonction du gradient, de l'inclinaison et de l'azimut de la trajectoire forée. Elle est communément définie sous le nom de dog leg severity (DLS) ou le build up rate (BUR) si l'azimut est constant. Le profil de la trajectoire sélectionnée sera fonction de la conception du puits.

II.5.1.1. Long radius

Les puits LR (long radius) ont un **grand rayon de courbure ROC > 300 m** ou un gradient de build-up **BUR < 6°/30m**. Ces profils sont particulièrement utilisés pour les puits offshore et les puits à long déport (ERD).

Les avantages et les inconvénients sont marqués dans le tableau suivant :

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Section horizontale longue (1500 m et plus) ; • Equipements rotatifs conventionnels ; • Diamètres des trous standards ; • Cimentation possible entre casing et open-hole ; • Logging + carottage possible ; • Complétion sélective possible ; • Large éventail dans le choix de l’option pour le (lift artificiel). 	<ul style="list-style-type: none"> • Longue trajectoire ; • Inadéquat pour les réservoirs minces et peu profonds ; • Courbe très longue ; • Non pratique pour puits les re-entrée ; • Coût par mètre horizontal élevé ; • La longueur forée nécessite un chantier de forage plus puissant muni d'une top-drive, de pompes puissantes et d'une capacité de traitement et stockage de la boue plus importante ; • De plus la longueur accrue du trou ouvert augmente les risques de coincement, • Enfin les puits long radius ne sont pas envisageables sur des concessions de petite surface car le grand déport engendré pour arriver à 90° est trop important au regard de la dimension du bloc considéré.

Tab.01.Avantage et les inconvénients les puits LR.

II.5.1.2. Médium radius

Ce sont des puits avec un rayon de courbure $\pm 100m < ROC < \pm 200m$, soit un gradient de build up **BUR** compris entre **6 et 10°/30m** ($6^\circ < BUR < 30^\circ/30m$). Les dog legs maximums générés en mode sliding sont de l’ordre de 16 à 20°/30m.

Les avantages et les inconvénients sont marqués dans le tableau suivant :

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Comparés aux long radius, ils sont plus précis dans l'atterrissage à l'horizontale mais génèrent davantage de frottements et de torque; • On peut forer des drains de longueur importante (jusqu'à 1500 m) et carotter de façon conventionnelle; • Contrôle de la trajectoire et définition des structures; • Équipements de forage quasi-conventionnels; • Cimentation espace (casing / open hole) possible; • Large choix de complétion existant. 	<ul style="list-style-type: none"> • Nombreuses limitations pour les build-up rates élevés; • 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;

Tab.03.Avantage et les inconvénients les puits MR.

II.5.1.3. Short radius

Les puits short radius ont un rayon de courbure $5\text{ m} \leq \text{ROC} \leq 20\text{ m}$, soit un gradient de build-up compris entre 3° et 10° par mètre ($3^\circ < \text{BUR} < 10^\circ/\text{m}$).

Les avantages et les inconvénients sont marqués dans le tableau suivant :

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Plus précis encore en déplacement vertical que les puits LR ou MR, les puits SR sont particulièrement attractifs sur de petites concessions ou de petites lentilles dont la position précise est connue ; • Forés à partir de puits déjà existants, les puits short radius sont moins chers à compléter puisque l'infrastructure est déjà en place (tête de puits, tubages, génie civil, pipeline) ; • Comme le point d'initiation de la déviation (KOP) est généralement situé sous le contact des fluides, donc moins de risque de mauvaise isolation entre les fluides que dans un puits LR ou MR; 	<ul style="list-style-type: none"> • Les puits SR nécessitent des équipements de forage spéciaux. Ils requièrent également des moteurs, MWDs et BHAs articulés ou très flexibles; • Vu le petit diamètre de forage, la vitesse d'avancement des outils est faible ainsi que leur espérance de vie. Donc un nombre très important de manœuvres sont nécessaires pour changer l'outil ou le BHA; • Le coût du forage dévié peut être onéreux; • De plus la longueur du drain est souvent inférieure à 150m (300m max), sans possibilité de carottage ou de diagraphies électriques différées. • Enfin les puits SR ne peuvent être complétés qu'en trou ouvert ou bien avec des complétions très souples.

Tab.03. Avantage et les inconvénients les puits SR

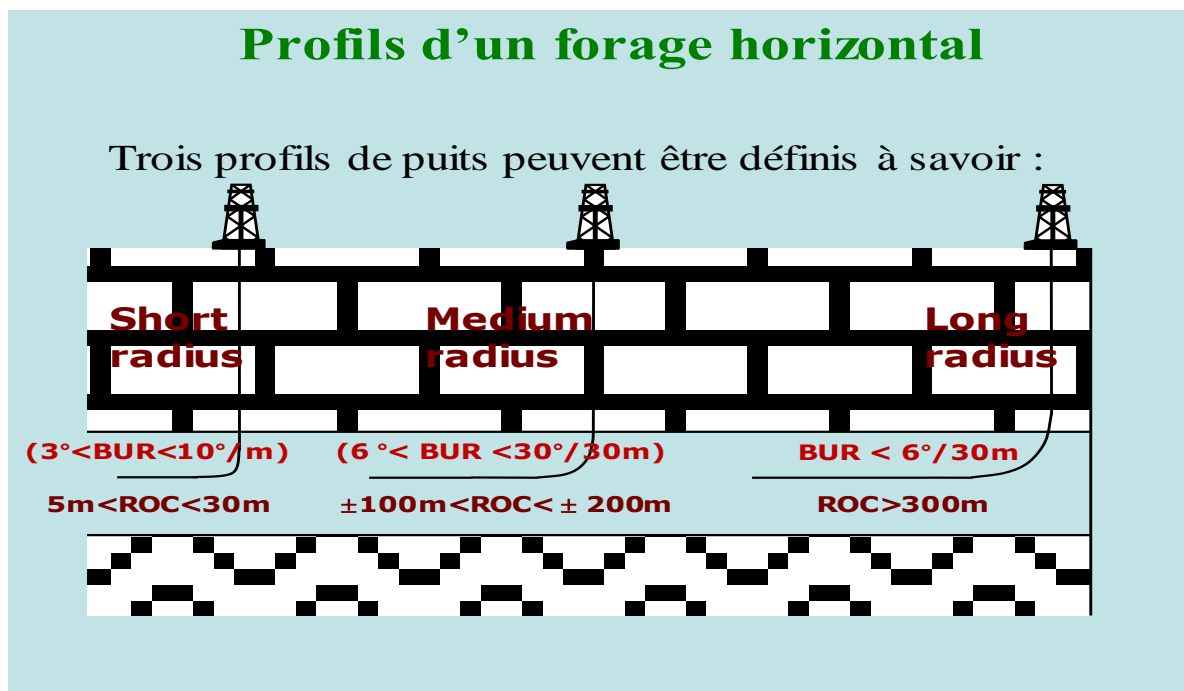


Fig.18. Profils d'un forage horizontal

CHAPITRE III

Réalisation du Medium Radius

III.1. Introduction

Cependant la réalisation du forage horizontal nécessite beaucoup de moyens techniques et technologiques et un contrôle continu de la trajectoire de puits dévié pour établir sa position réelle, et cela de la phase verticale, build up, tangente jusqu'à la phase horizontale.

Pour cela les paramètres de forage intervenant à la bonne réalisation du forage doivent être optimisés : de la boue, du choix des outils et de la BHA ainsi que les équipements de déviation et de mesures. Pour arriver à la fin de minimiser les problèmes possibles.

III.2. Calcule de la trajectoire

Actuellement le but est d'établir la position du puits dans un repère géométrique (et donc géographique) donné.

Le calcul se fait point par point, dont l'origine est le point de surface. La méthode utilisée consiste à effectuer des mesures à intervalles réguliers, et à l'aide des paramètres obtenus, de déterminer de proche en proche et par le calcul la position du puits.

Cette position sera considérée comme la position réelle du puits. Si nécessaire les erreurs dues aux opérations de mesure seront prises en compte pour évaluer le domaine d'incertitude dans lequel se situe réellement le puits.

A une profondeur x du puits, les paramètres de base sont:

- Z : La profondeur verticale
- X : La longitude (Est/Ouest)
- Y : La latitude (Nord/Sud)

Ces trois paramètres ne sont pas directement mesurables. Il faut donc faire appel à des paramètres mesurables et à un calcul de transformation. Les paramètres physiquement mesurables sont la profondeur mesurée (longueur du train de tiges), l'inclinaison et l'azimut (outil de mesures de fond).

MD_x : Profondeur mesurée à la station x (m)

I_x : Inclinaison à la station x (degré)

A_x : Azimut à la station x (degré)

Soit une longueur et deux angles à transformer en trois longueurs. Le calcul de transformation devra fournir les paramètres élémentaires ΔV , ΔX et ΔY . Les autres paramètres tel que le déplacement horizontal seront déduits de ces éléments.

III.2.1. Conditions et options initiales

La détermination d'un certain nombre de paramètres initiaux et d'option est nécessaire au calcul de la trajectoire à savoir :

III.2.1.1. Niveau de référence

Sont à déterminer et fixer avant de commencer le calcul:

- Le niveau de la table de rotation (désigné par RT ou KB pour Kelly Bushing).
- Le niveau du sol.
- Le niveau de la mer (ou niveau hydrostatique).

III.2.1.2. Système de coordonnées

Le système de coordonnées à utiliser doit être déterminé par le programme de forage, ainsi que les paramètres associés suivants :

- X, Y, Z coordonnées de la tête de puits.
- Déclinaison magnétique.
- Convergence si nécessaire.

III.2.1.3. Méthode de calcul

La méthode de calcul est déterminée par le programme de forage.

III.2.1.4. Azimut de projection

L'azimut de projection nécessaire à la projection verticale est habituellement choisi égal à la direction de la cible. Plusieurs azimuts peuvent être utilisés dans le cas de puits tridimensionnels

III.2.1.5. Autres paramètres

Un certain nombre de paramètres supplémentaires doivent être déterminés, à des fins de calcul ou de rapport (Altitude du sol ; Hauteur de la table de rotation par rapport au sol ; Profondeur d'eau (si offshore).

III.2.1.6. Calculs

Chaque mesure fournira les paramètres de base suivant :

- Profondeur mesurée: obtenue par la mesure du train de tiges et corrigée de manière à déterminer la profondeur des instruments de mesure (MD_x : Profondeur mesurée à la station x par mètre ou pied).

- Inclinaison : obtenue à l'aide de l'outil de fond I_x : Inclinaison à la station x (degré).
- Azimut : obtenu de l'outil de mesure et corrigé en fonction du type d'outil utilisé (déclinaison magnétique) et du système de projection (déclinaison), A_x : Azimut à la station x (degré).

III.2.2. Méthodes de calcul

Il n'existe pas de solution purement mathématique pour répondre au problème de calcul de trajectoire. Un grand nombre de méthodes ont été établies pour déterminer la position du puits dans l'espace géométrique. Elles dérivent toutes de considérations trigonométriques et sont plus ou moins précises en fonction des hypothèses de bases effectuées quant à la forme de la section joignant deux points consécutifs (segment de droite, arc de cercle).

- Méthode de l'angle moyen
- Méthode de Rayon de courbure
- Méthode de Courbure minimum
- La méthode tangentielle
- La méthode tangentielle moyenne

Les 3 méthodes ci-dessous sont les plus utilisées

III.2.2.1. Méthode de l'angle moyen

La section forée entre deux stations consécutives est assimilée à un segment de droite ayant pour inclinaison la moyenne des inclinaisons et pour azimut la moyenne des azimuts.

Cette méthode est d'autant plus imprécise que les variations d'inclinaison et d'azimut sont importantes, ainsi que l'espacement entre les mesures.

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes :

$$\Delta V = \Delta L \times \cos \left\{ (I_1 + I_2) \div 2 \right\} \quad [\text{m ou ft}]$$

$$\Delta H = \Delta L \times \sin \left[(I_1 + I_2) \div 2 \right] \quad [\text{m ou ft}]$$

$$\Delta X = \Delta L \times \sin \left\{ (I_1 + I_2) \div 2 \right\} \times \sin \left[(A_1 + A_2) \div 2 \right] \quad [\text{m ou ft}]$$

$$\Delta Y = \Delta L \times \sin \left[(I_1 + I_2) \div 2 \right] \times \cos \left[(A_1 + A_2) \div 2 \right] \quad [\text{m ou ft}]$$

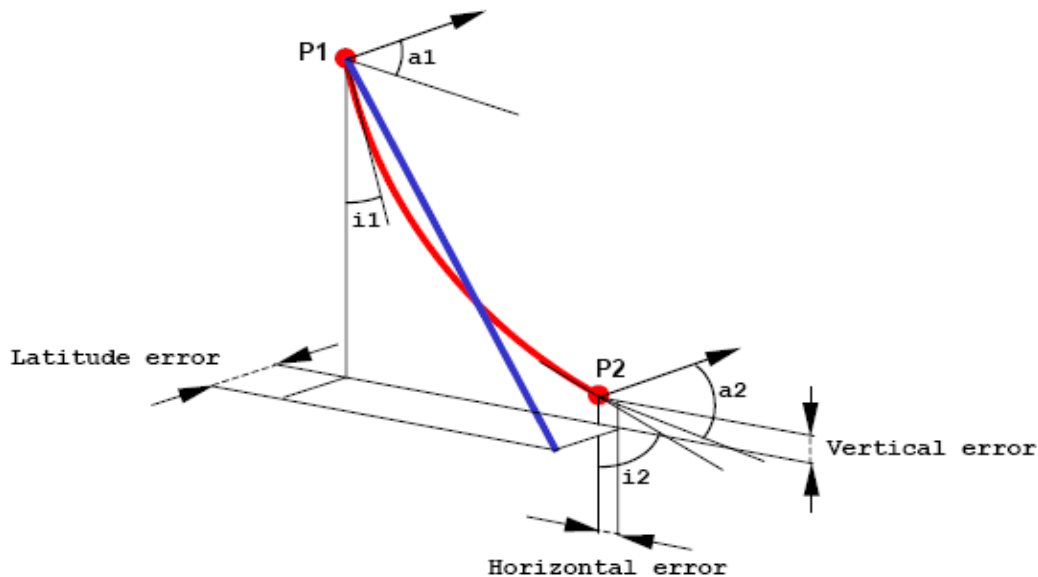


Fig.24: Méthode de l'angle moyen

III.2.2.2. Méthode du rayon de courbure

La section forcée est assimilée à un arc inscrit sur un cylindre vertical. Ses projections horizontale et verticale sont assumées être des arcs de courbure constante correspondant à leur gradient respectif.

Gradient d'inclinaison = $\Delta I / \Delta L$.

Gradient d'azimut = $\Delta A / \Delta L$.

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes :

$$\Delta V = (180 / \pi) \times \Delta L \times (\sin I_2 - \sin I_1) / (I_2 - I_1)$$

$$\Delta H = (180 / \pi) \times \Delta L \times (\cos I_1 - \cos I_2) / (I_2 - I_1)$$

$$\Delta X = (180 / \pi) \times \Delta H \times (\cos A_1 - \cos A_2) / (A_2 - A_1)$$

$$\Delta Y = (180 / \pi) \times \Delta H \times (\sin A_2 - \sin A_1) / (A_2 - A_1)$$

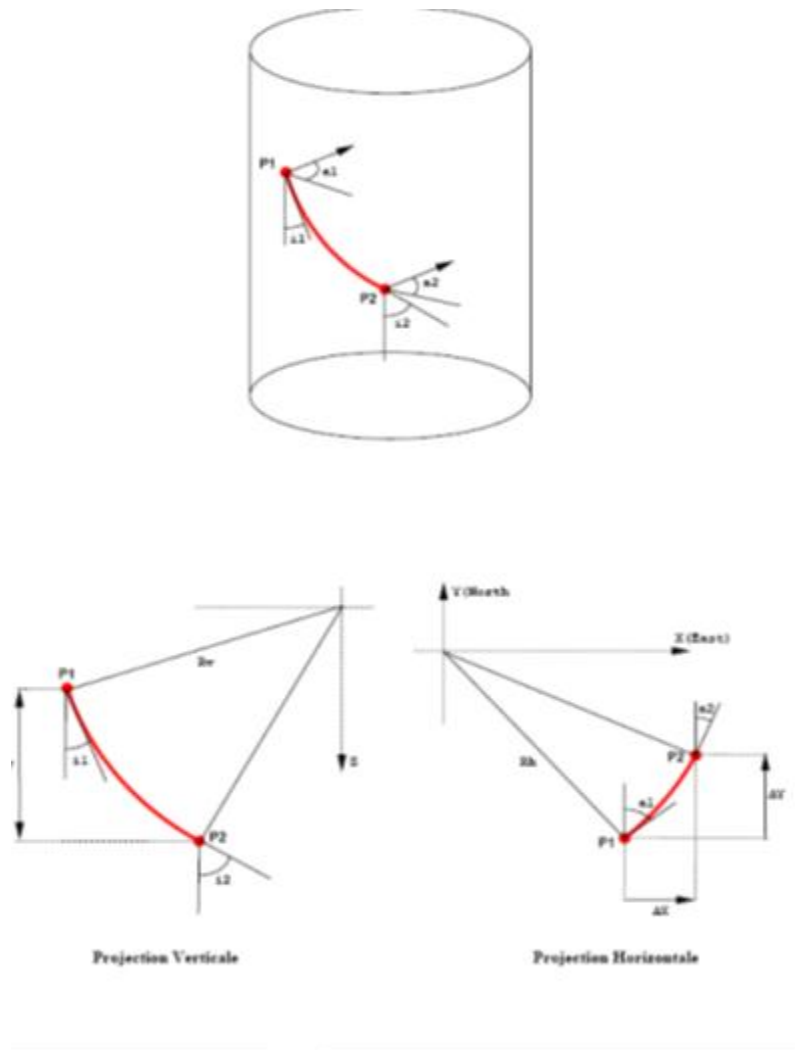


Fig.25 : Méthode du rayon de courbure

III.2.2.3. Méthode de courbure minimum

La section forcée est assimilée à un arc sphérique de courbure minimum. Un calcul préliminaire est nécessaire pour déterminer la courbure de l'arc :

$$DL = \cos^{-1}[(\cos I_1 \times \cos I_2) + (\sin I_2 \times \sin I_1 \times \cos(A_2 - A_1))]$$

Et :

$$K = (180 / \pi) \times (\Delta L / DL) \times \tan(DL / 2)$$

Les calculs élémentaires sont alors obtenus par les formules suivantes :

$$\Delta V = K \times (\cos I_2 + \cos I_1)$$

$$\Delta H = K \times (\sin I_2 + \sin I_1)$$

$$\Delta X = K \times [(\sin I_1 \times \sin A_1) + (\sin I_2 \times \sin A_2)]$$

$$\Delta Y = K \times [(\sin I_1 \times \cos A_1) + (\sin I_2 \times \cos A_2)]$$

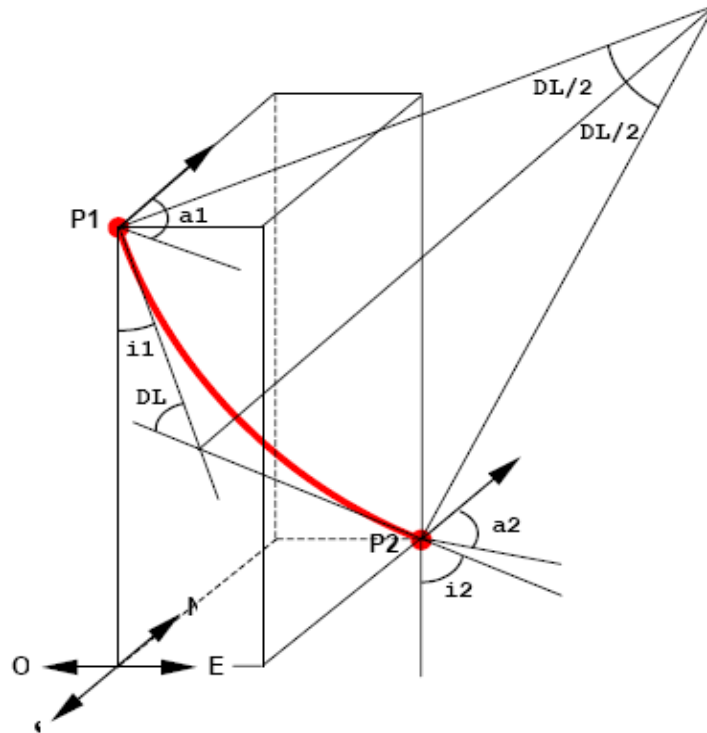


Fig.26 : Méthode de courbure minimum

III.2.3. Dog-leg

Le paramètre appelé « dog-leg » représente un changement global 3D de la direction du puits, en inclinaison et azimuth en même temps. La réalisation d’un forage dirigé implique donc la création de dog-legs (gradients de courbure) afin d’obtenir la trajectoire déterminée. Dans la pratique nous rencontrerons donc des dog-legs souhaités, mais aussi des dog-legs non souhaités. Les dog-legs réels seront dits :

- dog-leg normal (circulaire) quand il correspond à la courbure moyenne du puits.
- dog-leg anormal (abrupt) quand il correspond à un changement brutal de direction du puits.

Le calcul des dog-legs est empirique, il repose sur des hypothèses et des approximations.

Ils s’expriment en [°/10m], [°/30m] et [°/100ft] :

$$DLS = 10/\Delta L \times \cos^{-1}[\cos I_2 \times \cos I_1 + \sin I_2 \times \sin I_1 \times \cos(A_2 - A_1)] \quad \text{deg/10m}$$

Une autre formule courante est :

$$DLS = 10/\Delta L \times [\Delta I^2 + (\Delta A_z \times \sin(I_1 + I_2)/2)^2]^{1/2} \quad \text{deg/10m}$$

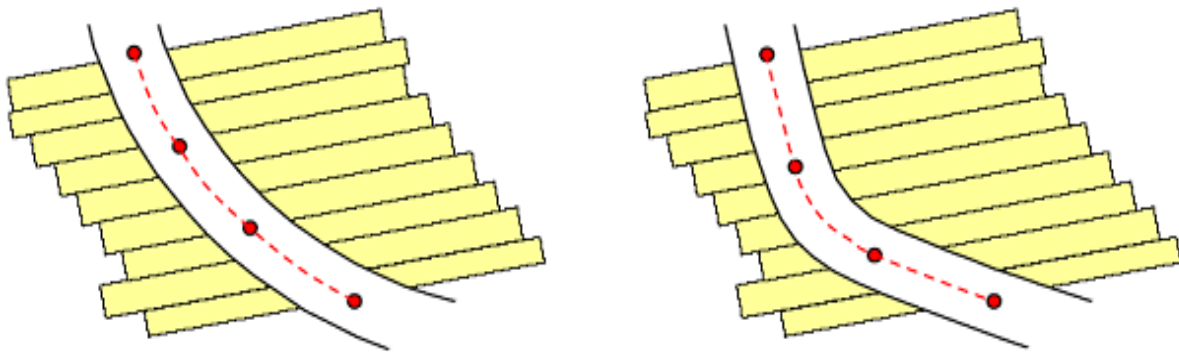


Fig.27 : Dog-Leg normal et dog-leg anormal

III.3. Calcul d'incertitudes de positionnement

Le calcul de trajectoire étant basé sur des paramètres résultant de mesures physiques, ces résultats sont soumis aux incertitudes affectant les mesures de ces différents paramètres. Une estimation de l'erreur potentielle sur la position réelle du puits est donc nécessaire.

- Sources d'erreurs de mesure.
- Détermination des paramètres d'incertitude.
- Étude anti-collision.

III.3.1. Sources d'erreurs

- **Erreurs dues aux instruments de mesures**

Essentiellement erreurs dues aux caractéristiques des capteurs.

- **Erreurs dues à la position de l'outil de mesure dans le puits**

- Profondeur des mesures.
- Alignement des outils de mesures (Les capteurs de mesures doivent être alignés avec le puits alignement des capteurs dans l'outil de mesure, alignement de l'outil dans le puits).
- Mouvement des capteurs.

Certains capteurs sont très sensibles aux vibrations, le train de tiges doit être immobile et la circulation stoppée pendant la durée de la mesure.

- **Erreurs dues aux conditions locales de mesures**

Essentiellement les erreurs dues aux interférences magnétiques (cas des outils "magnétiques")

- interférences dues au train de tiges
- perturbation magnétique locale
- proximité du casing
- puits voisins
- équipement amagnétique défectueux ("hot spots")

- **Erreurs dues au facteur humain**

- Erreurs de lecture
- Erreurs de transcription des paramètres

- **Erreurs dues aux types de calculs**

- Erreurs dues aux approximations faites selon la méthode de calculs

Inclinaison	Equipement de mesure	Erreur en Inclinaison	Erreur en Azimut
< 5 degrés	Single Shot magnétique	+/- 0.25	+/- 5.0
	Steering tool	+/- 0.25	+/- 5.0
	MWD	+/- 0.25	+/- 5.0
	Gyroscope	+/- 0.25	+/- 5.0
> 5 degrés	Single Shot magnétique	+/- 0.20	+/- 2.0
	Steering tool	+/- 0.15	+/- 1.50
	MWD	+/- 0.10	+/- 1.25
	Gyroscope	+/- 0.10	+/- 1.25

Tabl.04. les Erreurs dues aux types de calculs.

III.3.2. Détermination des valeurs d'incertitude

- Les valeurs d'incertitude seront prises en compte dans les calculs d'incertitude de positionnement du puits
- Elles résultent de l'estimation des différentes erreurs potentielles
- Elles dépendent essentiellement du type d'outil utilisé
- Valeurs typiquement utilisées:(Erreurs sur l'inclinaison : +/- 0.25 degrés ; Erreurs sur l'azimut: +/- 1.50 degrés ; Erreur sur la longueur mesurée: 1/500 à 1/1000)

- **Ellipse d'incertitude**

La combinaison systématique des erreurs en inclinaison et en azimut conduit à l'obtention des différentes trajectoires "corrigées". L'enveloppe de ces trajectoires est assimilée à un cône dit *cône d'incertitude* ayant pour axe la trajectoire théorique (non "corrigée").

L'intersection de ce cône avec un plan perpendiculaire à la trajectoire théorique définit le *cercle d'incertitude*.

- **Calcul du rayon du cercle d'incertitude**

Calculer X_t , Y_t et Z_t de la trajectoire théorique. Calculer X_m , Y_m et Z_m en utilisant les erreurs positives en inclinaison et en azimut (erreur maximum). Le rayon du cercle s'écrit alors :

$$R = \left[(X_t - X_m)^2 + (Y_t - Y_m)^2 + (Z_t - Z_m)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

- **Enveloppe d'incertitude**

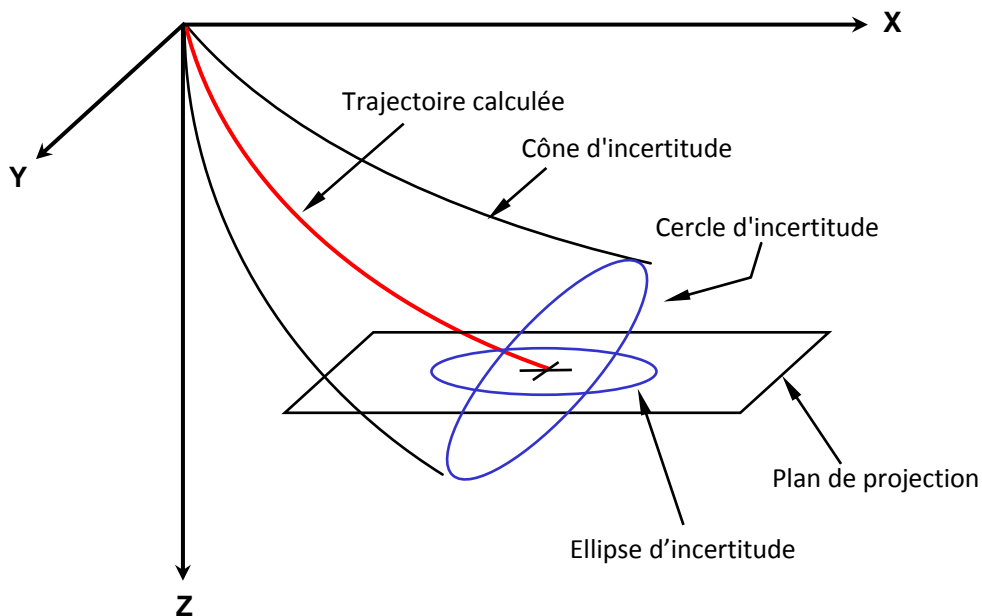


Fig.28: Enveloppe d'incertitude.

III.3.3. Étude Anti-Collision

Une étude Anti-Collision est le rassemblement de différentes techniques permettant d'évaluer la distance entre deux ou plusieurs puits incluant notamment :

- Détermination des paramètres d'incertitude.
- Détermination des ellipses d'incertitude.
- Calcul de la distance horizontale entre les puits.
- Compilation des différents résultats.

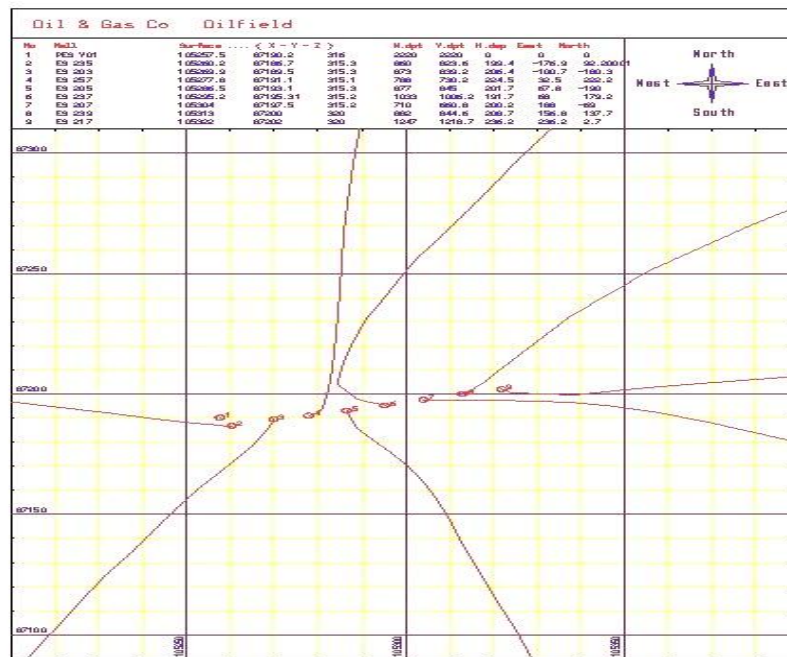


Fig.29 : Plateforme Multi puits

III.4. Contrôle et suivi de la trajectoire

La progression du forage doit être :

- Enregistrée.
- Contrôlée.
- Comparée à la planification du puits.

Au fur et à mesure que de nouvelles données deviennent disponibles, il peut s'avérer nécessaire de modifier le programme. On applique alors les programmes de contingences élaborés lors de la préparation du forage (plans de contingence) lorsque des changements par rapport au plan optimal surviennent :

- comportement du BHA non conforme aux prévisions.
- présence d'une faille ou d'une non-conformité non signalée par les géologues.

III.4.1 Effet d'azimut

Si l'azimut réel du puits est différent de l'azimut théorique, l'inclinaison doit être corrigée pour ne pas s'écarter de la TVD requise au point d'atterrissage surtout dans le cas où la différence d'azimut est importante. Le concept de la fenêtre doit être appliqué différemment, en tenant compte de cette différence. L'inclinaison de projection est calculée comme suit (Fig.30) : $I_1 = \text{Arc tan} (\text{Cos } \Delta \text{ Az} * \tan I_0)$

C'est cette inclinaison corrigée (projetée) qu'on utilise pour le calcul du gradient nécessaire pour atterrir. Une plus grande attention doit être faite en fin du puits : les BHA sont flexibles et le bit walk peut être important car la différence d'azimut peut augmenter rapidement.

Bien que l'inclinaison à la valeur requise, l'inclinaison projetée ne cesse de chuter dans le graphe et en rate la cible.

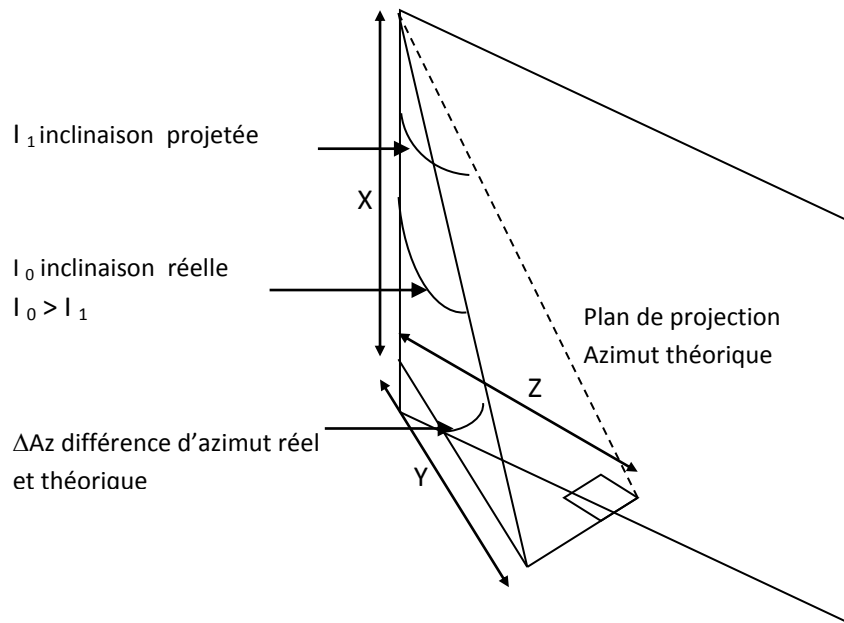


Fig.30 : effet d'azimut

Pendant la phase build-up on doit toujours resté conservateur avec les gradients build up. Avec un moteur coudé, il est aisé d'ajuster la trajectoire en alternant le mode rotary et le mode orienté. La trajectoire est contrôlée constamment, le profil est recalculé après chaque mesure de déviation. Il faut réaliser une bonne courbe pour atteindre l'objectif programmé

III.4.2. Orientation de tool face

Le couple réactif est créé par la boue de forage poussant contre le stator. Quand le forage avec un PDM, au fur à mesure que le poids sur l'outil augmenté, le couple de forage créé par le moteur augmente. Il y a un couple dans le sens contraire des aiguilles d'une montre correspondant sur le logement de moteur. Ceci essaye de tordre le moteur et, par conséquent, le BHA entier dans le sens contraire des aiguilles d'une montre, ceci change la position de bent sub/bent housing c.-à-d. L'orientation de tool face.

Le grand inconvénient d'employer de PDM/bent sub ou bent housing est que le couple réactif le rend difficile de garder un tool face régulier. Donc il faut estimer l'importance du couple réactif. Le tool face doit être placé initialement à la droite de la position désirée de tool face par cette distance angulaire, de sorte que le couple réactif permette au l'outil de forer au loin dans la direction correcte. Les paramètres de forage du fond, particulièrement la pression de pompe, devraient être maintenus constants lors d'utilisation d'un PDM. Ceci devrait mener au couple réactif constant et à un tool face régulier (fourni il n'y a aucun changement de formation). La réduction du débit mène à moins de couple réactif.

La réduction de WOB mène également à moins de couple réactif. En conclusion, l'utilisation d'un outil moins agressif signifie moins de couple réactif.

III.4.3. Turn

L'utilisation d'un PDM permet de faire une correction rapide. Le turn est réalisé dans une distance relativement courte. Sur le tracé du puits directionnel la correction apparaît comme un brusque changement. Ainsi, pour des raisons pratiques, elle peut être considérée comme un turn instantané.

Dans chaque cas au niveau de chaque station de mesure on a besoin d'être capable de calculer le taux de turn (gauche ou droite), il faut atteindre le côté gauche, droite et le centre de la cible dans le plan horizontal. On suppose que la trajectoire du puits tournera avec un taux constant sur le long de la course à partir de la dernière mesure jusqu'à la cible. On a besoin de trois valeurs de turn pour nous aider à effectuer ou non une correction de la trajectoire ou (si possible) de faire une extension à la cible.

III.4.4. Suivi de la trajectoire

Il est indispensable de connaître avec une précision suffisante la trajectoire de l'outil pour les raisons suivantes :

- Minimiser les dog legs au maximum afin d'éviter le coincement de la garniture de forage.
- Suivi de la trajectoire théorique pour atteindre l'objectif imposé.
- Connaître l'état du puits du point de vue toutes les caractéristiques afin de prendre les précautions convenable.
- La réussite du puits dépend essentiellement du profil final de section build up.

III.5. Operations auxiliaires

III.5.1. Test Moteur et MWD

Le test se fait avec un débit de 400 à 500L/min, on note la pression et on observe les pulsations sur le manomètre stand pipe qui varie entre 200 à 250 psi, ce qui résulte le bon fonctionnement du moteur et du MWD.

III.5.2. Conduite du forage dirigé

Le choix de la méthode de forage dirigé est essentiel au bon achèvement d'un puits dévié, deux méthodes peuvent être considérées pour la réalisation d'un forage dirigé.

III.5.3. Forage en mode orienté (Sliding)

En forage en mode orienté, la garniture n'est pas en rotation, ce qui se traduit par existence d'une force de friction statique entre la paroi du puits et la garniture. Il ne peut être pratiqué qu'avec des moteurs équipés d'un bent housing.

Le forage en mode orienté permet un contrôle permanent de l'inclinaison et l'azimut par petite correction obtenue à l'aide du raccord coudé. Il permet aussi de suivre parfaitement une trajectoire théorique et donc d'atteindre une cible avec certitude.

III.5.4. Forage en mode rotary

Un moteur coudé fore un trou surdimensionné est relativement droit de son utilisation en mode rotary. Les contraintes qui s'exercent sur un moteur apparaissent quand la garniture est mise en rotation de la garniture stabilisée à tendance de maintenir l'azimut.

Le pendage de la formation et la présence des bancs affectent, cependant le comportement directionnel. En général, la rotation de la garniture doit être inférieure à 60 RPM pour éviter les incidents mécaniques (phénomènes de fatigue), ainsi plus le gradient est grand plus la rotation est lente.

La vitesse d'avancement en mode rotary est plus grande qu'en mode orienté. De plus le mode rotary permet un alésage léger des intervalles forés en mode orienté. Ce qui réduit les variations instantanées des dog legs et adoucit le profil. Enfin, la rotation de la garniture perturbe et empêche la formation de lit de cuttings sur la paroi inférieure du trou, contribuant ainsi à un meilleur nettoyage du puits.

III.6. Cas du puits MDZ#661

III.6.1. Localisation du puits MDZ#661

Le puits horizontal **MDZ661** s'inscrit dans le cadre du développement du gisement de Hassi Messaoud. Il est implanté dans la partie Nord-Est de la zone **17** du gisement.

Les coordonnées LSA "Lambert Sud Algérie" de la plate-forme sont les suivantes :

X[m]	Y[m]	Niveau du Sol[m]	Niveau TR[m]
820 939.07	126 789.58	139.93	149.07

Les coordonnées UTM

X[m]	Y[m]	Zone
792 357.97	3 509 930.93	31 au Nord Sahara

Les coordonnées géographiques :

Latitude	Longitude
31° 41' 23.61354" N	06° 05' 02.71312" E

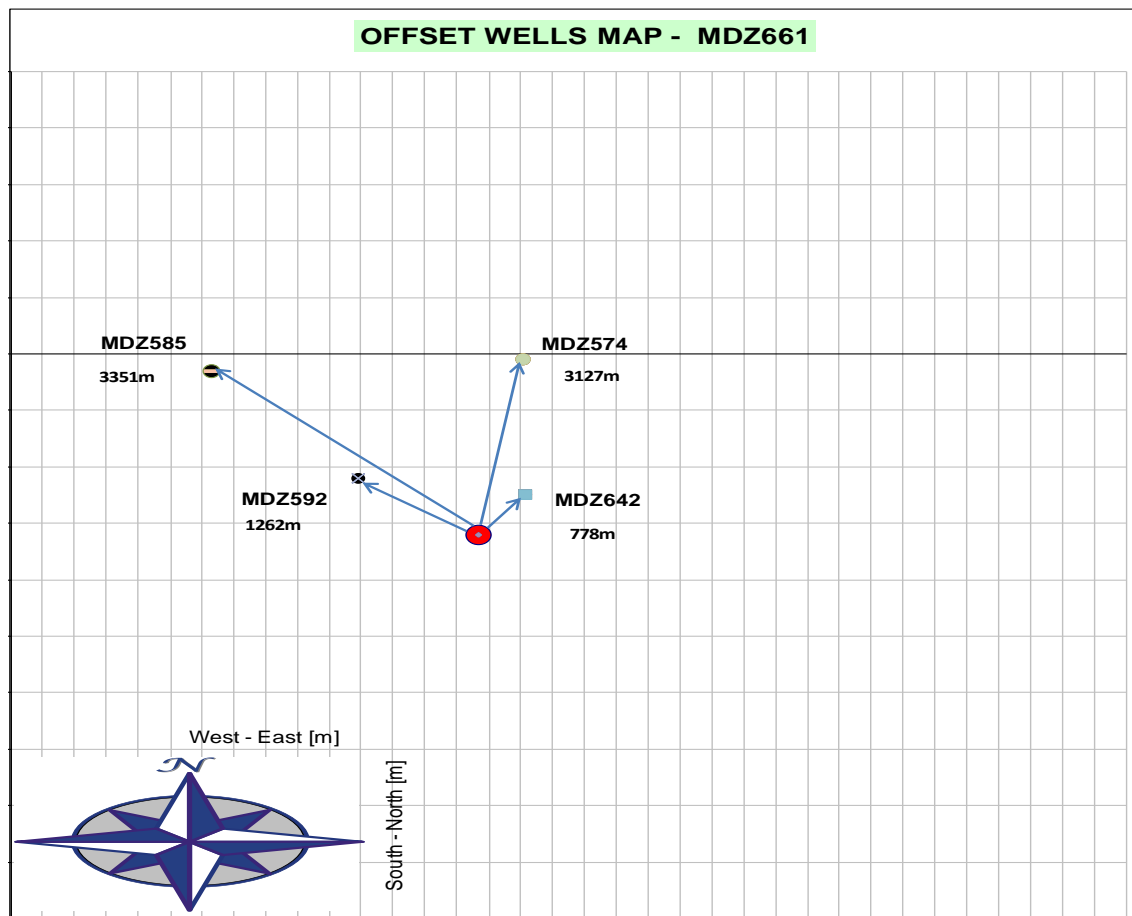


Fig.31 : Position du puits MDZ 661

III.6.2. Forage de la section verticale du puits

La partie verticale du puits ne doit pas être négligée dans la phase de conception et la planification de la trajectoire. Généralement, cette section est forée et tubée de manière conventionnelle. Toutefois, lorsque l'on réalise cette partie du puits, on doit la forer dans le but d'accommoder les outils, les techniques et procédures qui nous permettront de forer les sections déviées et horizontales du puits le plus facilement possible.

Aussi, cette section verticale doit impérativement être forée avec la plus faible inclinaison, idéalement zéro degré afin d'éviter tous problèmes ultérieurs. Les 'dog legs' les plus gênants seront surtout ceux situés dans cette section verticale.

La localisation de surface devra être planifiée pour recevoir le chantier de forage. Évidemment, la sélection de l'appareil sera basée sur le choix définitif de l'architecture du puits qui conditionne l'énergie hydraulique, la puissance du treuil ainsi que la puissance de rotation.

Dans notre cas de puits MDZ 661 montrer la section verticale est réalisée en trois phases :

- Phase 26'' : forage de la surface jusqu'à +/- **483m**, utiliser le casing de 18''5/8 et la densité de la boue qui utilise dans cette phase 1,05. La formation : Moi-Pliocene, Eocene, Senonien Carbonate, Senonien Anhydritique.
- Phase 16'' : de la cote **491m** à **2333m**, tubée par casing 13''3/8, avec la densité de forage **1,25**, Formations: Sénonien Anhydritique, Salifère, Turonien, Cénomaniens, Albien, Aptien, Barremien, Neocomien, Malm, Dogger Argileux, Dogger Lagunaire.
- Pour la phase verticale 12 ¼ on utilise un packed hole rotaty BHA et un PDC, avec une longueur de forage de **797m** jusqu'au point d'amorce de la déviation à **3130m**, avec une densité de 2,02. tubée par casing 9''5/8.

III.6.3. Choix du KOP (Kick Off Point)

Le KOP est le point d'amorce de déviation, le choix de ce dernier doit répondre à des impératifs suivants :

- Etre dans une formation tendre, homogène et non abrasive.
- Rendre possible le forage du puits avec un angle maximal.

III.6.4. Forage de la section build-up

Une attention toute particulière doit être aussi apportée lors de la conception de cette portion de la trajectoire, à savoir :

- Une correcte sélection du point de 'kick-off' afin d'obtenir une montée en inclinaison aisée'
- Les impératifs en inclinaison des diverses sections tangentes qui permettront d'intercepter les cibles définies tout en tenant compte des impératifs de la production.
- Sélection des marqueurs géologiques qui faciliteront la phase d'atterrissage du drain dans le réservoir.
- Conception du train de tiges en prenant en compte les aspects suivants :
 - ✓ Stabilité des parois du puits lors du forage et nettoyage correct du puits.
 - ✓ Choix du matériel de forage tels que PDM, MWD, LWD.
 - ✓ Sélection la plus appropriée du fluide de forage, vu sous l'aspect rhéologique et inhibition des argiles forées.
 - ✓ Une sélection judicieuse des outils de forage afin d'obtenir un 'kick-off' facile et un forage rapide des sections tangentes.

Ces considérations de conception des différentes parties de la trajectoire sont toutes interconnectées, et doivent être optimisées dans tous les cas de figure.

Phase 12 ¼ :

Forage du KOP jusqu'à 10m au-dessus du repère G35 soit **3281m** en TVD (**3286m** en MD) dans les argiles du Trias Argileux représenté par TS3. L'angle de bent hosing **1,83°**, et le BUR **10,54°/30m**. avec une densité de la boue de **2,20**.

Les paramétrés de forage :

WOB : **3-6 T**

RPM: **40 rev/mn** (moteur)

Debit: **2200-2400 l/mn**

Percentage sliding: **82%** avec **ROP: 2.5 m/h**

Pourcentage rotating: **18%** avec **ROP: 1.0 m/h**

ROP_{forage} : **1.9 m/hr.**

La BHA utilisée pour faire cette section représenté dans le tableau au-dessous :

Item	Joints	OD [in]	ID
121/4" PDC bit	1	12.25	
Schlumberger Motor - A800M4553XP	1	8.25	6.25
Flex top sub/float valve	1	8.25	3.00
NM pony Drill collar	1	8.00	2.50
MWD – slim pulse	1	8.25	5
Non mag DC	1	8.00	2.813
Cross over	1	8.00	2.813
circulation Sub –	1	6.50	2.813
Cross over	1	8.00	2.813
5.5" HWDP	27	5.50	3.25
Sub –XO	1	8.00	2.813
61/2" Hydraulic jar	1	6.50	2.750
Sub –XO	1	8.00	2.813
5.5"HWDP	8	5.50	3.25

Tab.2. BHA utilisé pour l'amorce de la déviation de la section 12 1/4"

Phase 8 3/8 :

Forage à partir de profondeur de **3286m** jusqu'à **3384,5m**. L'inclinaison augmente jusqu'à **55,20°**, et l'angle de bent hosing **1,83°**, et le **BUR 10,54°/30m**. Avec une densité de la boue **1.04**.

Les paramètres de forage :

WOB: **2-6T**.

RPM: **80-130**.

Debit: **1500-1840 l/mn**.

Percentage sliding: **44%** avec **ROP: 3.6m/h**.

Percentage rotating: **56%** avec **ROP: 2.3 m/h**.

ROP_{forage} : 2.7 m/h.

Le sabot 7" sera posé à la côte **-3197m TVDSS** soit **3346m TVD** avec une limitation de vertical section **100m**.

La BHA utilisé pour faire le forage de cette section représenté dans le tableau au-dessous :

Item	Joints	OD [in]	ID
8 3/8" PDC bit	1	8.375	
Schlumberger Motor - A675M4570XP	1	6.75	5.50
Flex top sub/float valve	1	6.50	2.50
6 ½ Non mag pony DC	1	6.50	2.813
Schlumberger Slim pulse	1	6.75	3.880
6 ½ Non mag DC	1	6.50	2.813
6 ½ circulating sub	1	6.50	2.50
Cross over	1	6.75	2.50
5 1/2" Drill pipe	7	5.5	3.25
5 1/2" HWDP	24	5.5	3.25
Sub -XO	1	6.75	2.50
6 1/2 " Hydraulic jar	1	6.50	2.75
Sub -XO	1	6.75	2.50
5 1/2" HWDP	8	5.5	3.00

Tab.3. BHA utilisé pour l'amorce de la déviation de la section 8 3/8".

Phase 6 ":

Durant cette phase on a utilisé deux types de moteur medium et high speed, On a ajusté l'angle du bent hosing de 1.5° pour le moteur medium speed. Forage de 3384,5m jusqu'à 3539m MD (3381,17m TVD).

Paramètres de forage :

WOB : **2-6 T**

RPM : **40 rev/mn** (moteur)

Debit: **750-800 l/mn**

Percentage sliding: **88.88%** avec **ROP: 2.2m/h**

Pourcentage rotating: **12.12%** avec **ROP: 0.5 m/h**

ROP_{forage} : 1.35 m/h

III.6.5. Forage de drain horizontal

En vue d'optimiser la longueur du drain, les points suivants doivent être analysés avec attention, à savoir :

- Conception correcte du train de tiges pour un forage optimal du drain, du point de vue de la stabilisation et des frictions afin de pouvoir forer la longueur souhaitée du drain.
- Sélection des instruments de forage dirigé les mieux appropriés pour cet exercice.
- Sélection minutieuse du fluide de forage afin de minimiser l'endommagement de la formation sans pour autant pénaliser le nettoyage du trou lors du forage.
- Choix correct des équipements d'élimination des solides en surface afin de minimiser la concentration en LGS dans la boue de forage.

Dans ce cas on utilise le moteur high speed avec un angle de bent hosing de $1,82^\circ$. Le drain objectif sera réalisé dans le D1 basal selon une longueur de **450m** prévu avec un azimut de **315°N** avec une limitation de vertical section totale de **700m**.

L'atterrissage est estimé à la côte – **3232,17m TVDSS** soit **3381,17m TVD** avec une limitation de vertical section total de **250,28m**. La côte d'arrêt (TD) de ce puits est prévue à - **3237,04mTVDSS** soit **3386,04m TVD**.

On représente au-dessous la BHA utilisée dans la section 6'' :

6'' Impreg bit (DD5760-NOV)	1	6.00	-
Motor - A500M2310.5HS	1	5.87	3.75
Flex top sub /Float valve	1	4.75	1.75
4 3/4 Non mag pony DC	1	4.69	2.25
Slim pulse	1	4.75	2.90
4 3/4 NM DC	1	4.38	2.38
Sub –circulation	1	4.69	2.25
31/2'' Drill pipe	75	3.50	2.76
31/2'' HWDP	27	3.50	2.063
43/4 '' Hydraulic jar	1	4.75	2.25
31/2''HWDP S	7	3.50	2.25
31/2'' Drill pipe	71	3.50	2.76

Tab.4. BHA utilisé pour l’amorce de la déviation de la section 6''

III.6.6. Exemple d’application sur le puits MDZ 661

Le calcul de la trajectoire prévisionnelle s'est effectué par la société Schlumberger pour les paramètres directionnels en inclinaison et azimut. Il correspond à un profil medium radius avec KOP à 3130m et un BUR maximal de 12.29°/30m. Donc on représente dans le tableau au-dessous un petit exemple sur les mesures obtenues entre deux points successives et l’application de la méthode qui utilisé :

MD (m)	Incl degré	Azim (degré)
3360,00	51,82	315,74
3365,62	53,24	315,52

Tab.5. tableau des mesures de deux points de la trajectoire réel

Méthode courbure minimum:

$$\Delta MD = 3365,62 - 3360,00 = 5,62 \text{ m}$$

$$DL = \cos^{-1} [\cos 51,82 * \cos 53,24 + \sin 51,82 * \sin 53,24 * \cos(315,52 - 315,74)] = 1,00^\circ$$

$$K = (180/\pi) * (5,62 / 1,00) * \tan (1,00 / 2) = 2,57 \text{ m}$$

$$\Delta V = 2,57 * (\cos 53,24 + \cos 51,82) = 3,12 \text{ m}$$

$$\Delta H = 2,57 * (\sin 53,24 + \sin 51,82) = 4,07 \text{ m}$$

$$\Delta X = 2,57 * (\sin 51,82 * \sin 315,74 + \sin 53,24 * \sin 315,52) = -2,84 \text{ m}$$

$$\Delta Y = 2,57 * (\sin 51,82 * \cos 315,74 + \sin 53,24 * \cos 315,52) = 2,91 \text{ m}$$

III.6.7. Plan de la trajectoire prévisionnelle

Comments	Plan proposé					DLS (°/30m)
	MD (m)	Incl (°)	Azim Grid(°)	TVD (m)	VSEC (m)	
Tie-In	0,00	0,00	315,00	0,00	0,00	
RKB	9,06	0,00	315,00	9,06	0,00	0,00
13 3/8" CSG	2335,00	0,00	315,00	2335,00	0,00	0,00
Top of TS1	2752,00	0,00	315,00	2752,00	0,00	0,00
Top of TS2	2798,00	0,00	315,00	2798,00	0,00	0,00
Top of TS3	3990,00	0,00	315,00	2990,00	0,00	0,00
KOP	3130,00	0,00	315,00	3130,00	0,00	0,00
9 5/8" CSG	3285,00	25,00	315,00	3281,00	33,48	4,81
EOC 9 5/8 CSG	3285,00	25,00	315,00	3281,00	33,48	4,81
Top of ID formation	3356,73	53,39	315,00	3343,00	64,04	10,54
7" Liner point	3371,87	55,20	315,00	3346,00	88,21	10,54
EOC 7" Liner	3371,87	55,20	315,00	3346,00	88,21	10,54
Top of D1 formation	3454,79	89,17	315,00	3371,00	106,00	12,29
Landing Point	3454,79	89,17	315,00	3371,00	106,00	12,29
TD	4005,73	89,17	315,00	3379,00	716,01	0,00

Tab.6. Plan de la trajectoire prévisionnelle

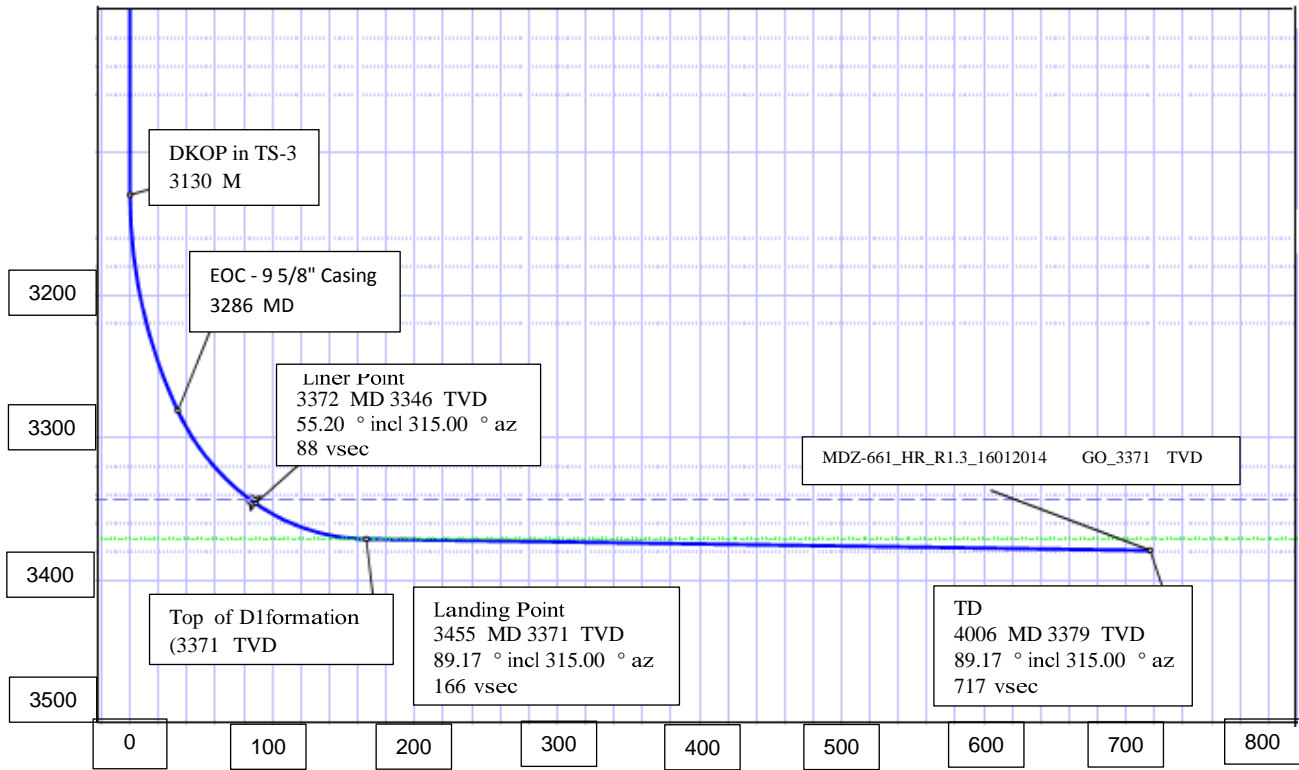


Fig.32. trajectoire prévisionnelle du puits MDZ 661

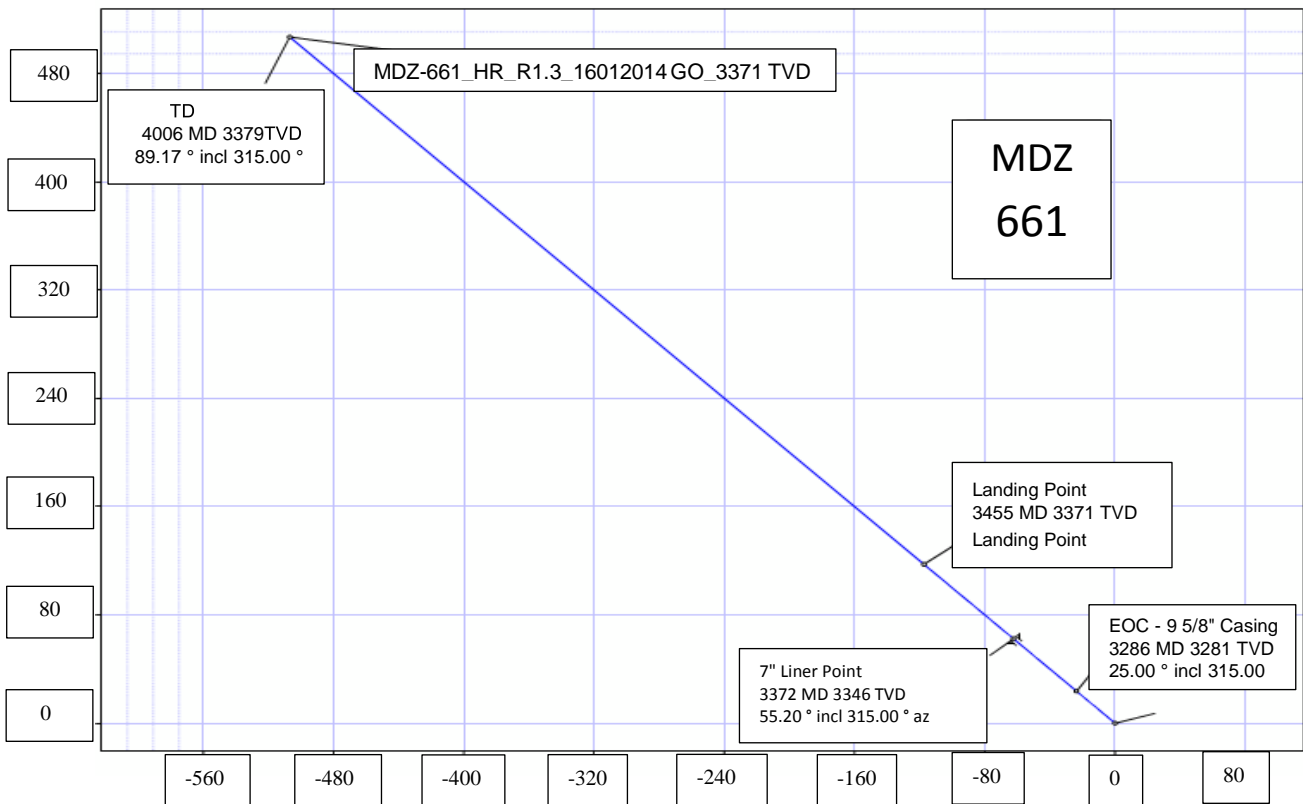


Fig.33. orientation prévisionnelle de la trajectoire du puits MDZ 661

III.6.8. Tableau des valeurs reelles

SURVEYS						
Comments	MD (m)	Incl (°)	TVD (m)	Azim Grid (°)	VSEC (m)	DLS (°/30m)
Tie-In	0.00	0.00	00.00	315.00	0.00	0.00
Marker Mudline	9.06	0.00	9.06	315.00	0.00	0.00
	3100,00	0,00	3100,00	315,00	0,00	0,00
	3130,00	0,13	3130,00	307,96	0,29	1,13
	3140,00	2,22	3139,99	309,13	0,58	3,27
	3150,01	3,51	3149,99	308,26	1,08	3,87
	3160,04	5,11	3159,99	308,11	1,83	4,79
	3169,84	6,56	3169,74	309,36	2,82	4,46
	3179,79	8,15	3179,61	311,21	4,09	4,85
	3190,01	10,03	3189,70	311,26	5,70	5,52
	3200,02	11,93	3199,53	311,86	7,60	5,70
	3210,06	13,64	3209,32	312,51	9,82	5,13
	3220,00	15,33	3218,94	313,26	12,31	5,13
	3230,01	17,11	3228,55	314,20	15,10	5,39
	3240,04	18,59	3238,10	315,65	18,18	4,62
	3250,03	20,26	3247,52	315,79	21,50	5,02
	3260,02	21,93	3256,84	316,11	25,09	5,03
	3268,90	23,16	3265,04	315,40	28,50	4,26
	3289,02	26,04	3283,33	314,81	36,87	4,31
	3300,02	29,92	3293,05	315,71	42,03	10,64
	3310,00	34,03	3301,51	315,72	47,32	12,35
	3320,00	37,86	3309,60	316,11	53,18	11,51
	3330,03	40,88	3317,36	316,62	59,54	9,08
	3340,01	44,64	3324,68	315,97	66,32	11,38
	3350,00	47,90	3331,59	315,94	73,53	9,79
	3360,00	51,82	3338,03	315,74	81,18	11,77
	3365,62	53,24	3341,45	315,52	85,64	7,64

	3384,50	57,00	3352,25	315,00	101,12	6,01
	3428,00	70,08	3371,29	315,00	140,14	8,34
	3476,77	85,35	3378,82	313,98	188,13	0,00
	3491,47	85,86	3379,94	313,13	202,78	2,01
	3509,0	89,20	3380,80	314,00	220,28	7,39
Landing point	3539,00	89,38	3381,17	315,00	250,28	1,01
	3555,00	89,57	3380,36	313,33	266,29	2,23
	3585,80	89,35	3381,00	314,13	297,07	2,83
	3629,70	88,49	3381,05	314,98	340,97	3,75
	3659,90	88,68	3381,72	314,24	371,16	0,74
	3692,40	88,70	3382,50	315,66	403,65	2,11
	3727,60	89,11	3382,88	315,23	438,84	1,38
	3766,10	90,31	3383,20	314,43	477,34	1,94
	3799,10	88,70	3383,70	315,27	510,34	0,35
	3816,60	88,77	3384,08	315,04	527,83	0,41
	3850,20	89,20	3384,40	315,47	561,43	1,33
	3881,60	89,91	3384,80	314,79	592,83	2,19
	3922,00	89,60	3384,58	314,33	633,22	2,08
	3958,00	88,09	3385,24	314,26	669,21	1,58
	3974,70	88,80	3385,70	314,21	685,91	1,27
	3989,00	89,00	3385,97	314,50	700,20	0,73

Tabl.7. Les valeurs réelles de la trajectoire

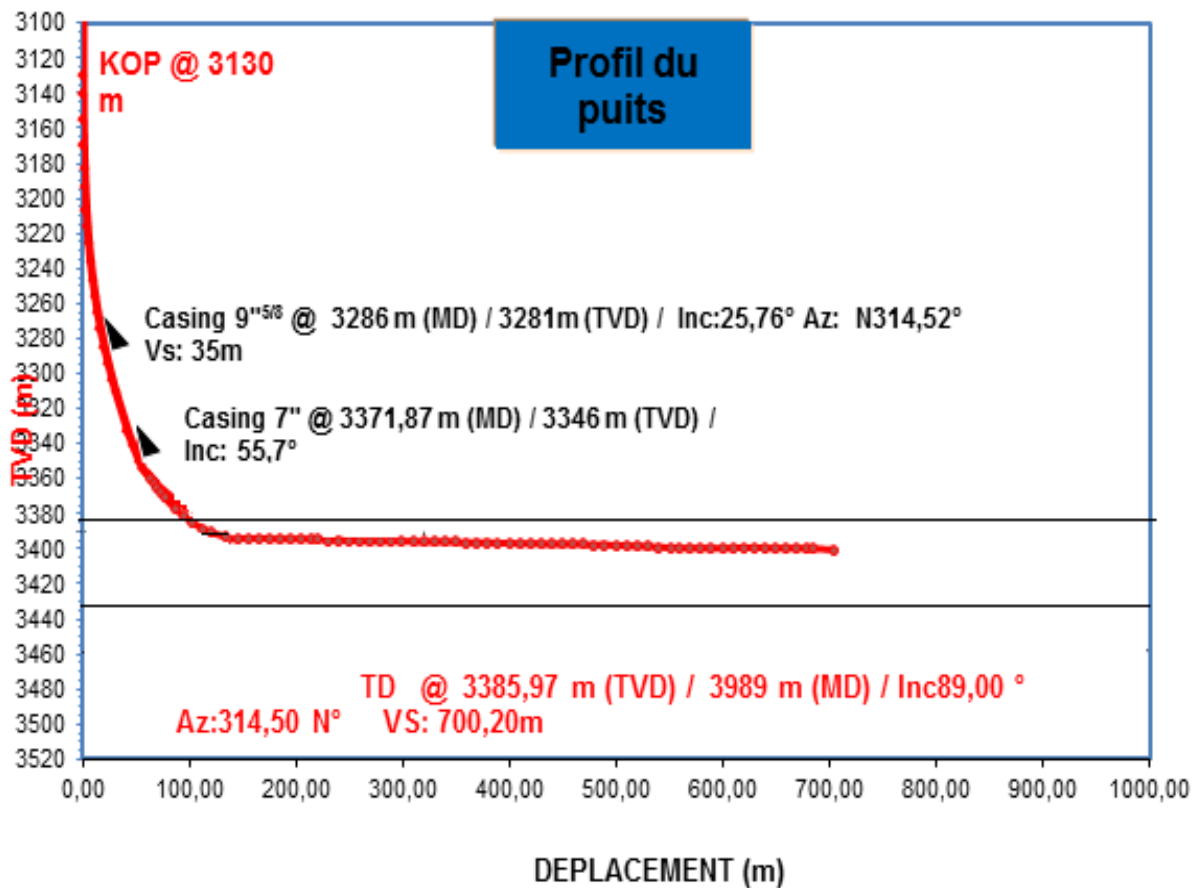


Fig.34: profil de la trajectoire réelle

Enfin et après avoir calculé les paramètres nécessaires, nous avons élaboré la trajectoire prévisionnelle du puits qui nous a permis le suivi de la réalisation du midium radius.

Notons par ailleurs que la trajectoire réelle réalisée au cours de forage a une allure presque similaire à celle prévue et ceci grâce au suivi rigoureux des paramètres directionnels des deux parties (build up, drain).

Conclusion

Conclusion

Le nombre des puits horizontaux forés à Hassi-Messaoud ne cesse d'augmenter. Ces progrès réalisés à l'aide des plusieurs causes la plus important c'est l'évolution de matériel de forage dirige surtout les moteurs de fond (PDM), le système de MWD, les outils diagraphiques et les outils de forage.

Dans ce travail de recherche, on a cité le déroulement des différentes opérations de réalisation d'un puits en forage horizontal du profil midium radius, établir son profil théorique et contrôler son profil réel.

Ce projet est très intéressant du fait qu'il nous a permis de connaître quelques notions essentielles du forage horizontal. Le calcul de la trajectoire se fait selon la méthode de courbure minimum qui vos donne des mesures ou des résultats avec une très bonne précision, et le choix du moteur de fond dépend du diamètre et de l'inclinaison que l'on effectue.

Pour faire une bonne déviation, suivi et contrôle de la trajectoire sont développées grâce au moteur de déviation (PDM) et au système MWD, ou système LWD nous avons fourni toutes les données nécessaires sur la trajectoire en temps réel donc des résultats instantanées, le régime de forage et les données géologiques.

Recommandations générales

- ✚ La réception des données exactes et bien précise sur l'inclinaison, l'azimut et la TVD favorise la disposition exacte du point KOP, car ce dernier influe sur le calcul de la trajectoire.
- ✚ la méthode de calcul et leur taux de précision et la performance des outils utilisés sont des facteurs très important sur le suivi rigoureux de notre trajectoire (une réduction du taux d'incertitude).
- ✚ Le travail en collaboration avec une bonne qualité de communication (communication pertinente) entre les éléments participant dans la réalisation d'un puits influe positivement sur le taux d'incertitude.
- ✚ Le mise à jours du rapport d'implantation d'un puits horizontal en cas de forage du nouveau puits avoisinant pour revoir les tops prévisionnels et mieux choisir les build up rate appropriée du profil prévisionnel.
- ✚ La vérification et le contrôle continue des équipements utilisés par des gens spécialistes pour éviter les endommagements inaperçus par le manipulateur
- ✚ Eviter l'immobilisation de la garniture dans le découvert, risque de coincement par pression différentielle.

Annexe

ANNEXE

1. les BHA utilisé pour l'amorce de la déviation 1.1 Phase 12 1/4" :

Field Name	Hassi Messaoud	Borehole Name	MDZ-661	Hole Size (in)	12.250
Structure Name	MDZ-661	BHA Name	12 1/4" BHA_XP Motor+SP_1	Depth In (m)	3130.00
Well Name	MDZ-661			Depth Out (m)	3286.00

No.	Desc.	Manu.	Serial Number	OD	Max OD	Bot Size	Bot Type	Bot Gender	FN OD	Length (m)	Cum. Length (m)	Cum. Weight (1000 lbm)
				ID (in)	(in)	(in)	Top Type	Top Gender	FN Length (m)			
1	12 1/4" PDC	Hughes	7009036	8.000								
				3.250	12.250	6.625	Regular	Pin		0.35	0.35	0.2
2	A800M4553XP	Schlumberger	1215	8.250		6.625	REG	Box	0.000			
				6.250	12.125	6.625	REG	Box	0.00	8.55	8.90	4.7
				8.250		6.625	Regular	Pin	0.000			
3	Flex top Sub/ Float Valve	Schlumberger		3.000	8.250	6.625	Regular	Box	0.00	1.50	10.40	5.4
				8.000		6.625	Regular	Pin	0.000			
4	8" Non-Mag Pony DC	Schlumberger	33650	2.500	8.000	6.625	FH	Box	0.00	2.50	12.90	6.7
				8.250		6.625	FH	Pin	0.000			
5	SlimPulse 825 - Bat. On bottom	Schlumberger	1831	5.000	8.410	6.625	REG	Box	0.00	10.86	23.76	11.4
				8.000		6.625	Regular	Pin	0.000			
6	8" Non-Mag DC	Schlumberger	950	2.813	8.000	6.625	Regular	Box	0.00	7.93	31.69	15.2
				6.500		6.625	REG	Pin	0.000			
7	6.5" Circulating Sub	Schlumberger	ALH001	2.813	8.000	6.625	REG	Box	0.00	0.80	32.49	15.5
				8.000		6.625	REG	Pin	0.000			
8	Crossover			2.813	8.000	5.500	FH	Box	0.00	1.11	33.60	16.0
				5.500		5.500	FH	Pin	0.000			
9	5-1/2" Heavy Weight Drill Pipe (27 joints)			3.250	7.250	5.500	FH	Box	0.00	252.72	286.32	67.1
				8.000		5.500	FH	Pin	0.000			
10	Crossover			2.813	8.000	4.500	NC50 (4 1/2 IF)	Box	0.00	1.12	287.44	67.7
				6.500		4.500	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	0.000			
11	Hydra-Jar	HE		2.750	6.500	4.500	NC50 (4 1/2 IF)	Box	0.00	9.81	297.25	69.6
				8.000		4.500	NC50 (4 1/2 IF)	Pin	0.000			
12	Crossover			2.813	8.000	5.500	FH	Box	0.00	0.80	298.05	70.0
				5.500		5.500	FH	Pin	0.000			
13	5-1/2" Heavy Weight Drill Pipe (8 joints)			3.250	7.250	5.500	FH	Box	0.00	74.96	373.01	85.1

BHA Comments

Total Length (m)	373.02
Total Weight in Air (1000 lbm)	85.1
Total Buoyant Weight (1000 lbm)	63.7
Buoyant Weight Below Jar (1000 lbm)	51.0
Weight in Air Below Jar (1000 lbm)	67.7

Mud Properties

Mud Weight (SG)	2.02
Mud Type	OBM
PV (cP)	24.00
YP (lb/100ft2)	25.06

Sens or Offset from Bit (m)

D+1	18.18
MWD Gamma Ray	19.10

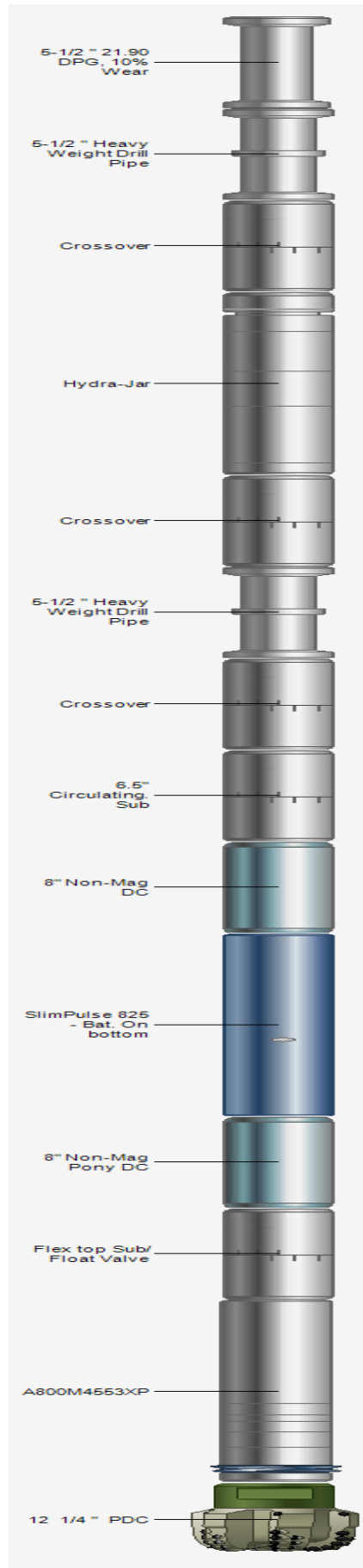
Stabilizer Summary

Blade Mid-Pt to Bit (m)	Blade OD (in)	Blade Length (m)
0.963	12.125	0.405
Bend Summary		
Bend Angle (deg)	Bend to Bit (m)	
1.500	2.502	

BHA Nozzle Summary

Bit Nozzle		Reamer Nozzle	
Count	ID (1/32 in)	Count	ID (1/32 in)
8	15.000		
			TFA (in2)
			PD Flow Restrictor (1/32 in)
			Rotor By Pass Nozzle
TFA (in2)	1.381	(1/32 in)	0.000
Date			
Designed By			
Approved By			

ANNEXE



ANNEXE

1.2 Phase 8 ^{3/8"} :

Field Name	Hassi Messaoud	Borehole Name	MDZ-661	Hole Size (in)	8.375
Structure Name	MDZ-661	BHA Name	BHA#04_8 3/8" BHA#2_XP	Depth In (m)	3373.00
Well Name	MDZ-661		Motor+SP Build	Depth Out (m)	0.00

	Desc.	Manu.	Serial Number	OD (in)	Max OD (in)	Bot Size (in)	Bot Type	Bot Gender	FN OD (in)	Length (m)	Cum. Length (m)	Cum. Weight (1000 lbm)
				ID (in)		Top Size (in)	Top Type	Top Gender	FN Length (m)			
1	8 3/8 " insert Hughes Bit Type: MXDS35CGDX	Hughes	5172234	5.750 2.250	8.375	4.500	Regular	Pin		0.23	0.23	0.1
2	A675M4570XP	Schlumberger	05985	6.750 5.500	8.250	4.500	REG	Box	0.000	7.69	7.92	2.1
3	Flex top Sub/ Float Valve	Schlumberger		6.500 2.500	6.500	4.500	NC50 (4 1/2 IF)	Pin Box	0.000 0.00	0.94	8.86	2.4
4	6 1/2" Non-Mag Pony DC	Schlumberger	79865	6.500 2.813	6.500	4.500	NC50 (4 1/2 IF)	Pin Box	0.000 0.00	3.10	11.96	3.3
5	SlimPulse 675 - Bat. On bottom	Schlumberger	489736-4	6.750 3.880	6.870	4.500	NC50 (4 1/2 IF)	Pin Box	0.000 0.00	10.35	22.31	6.6
6	6 1/2" Non-Mag DC	Schlumberger	667	6.500 2.813	6.500	4.500	NC50 (4 1/2 IF)	Pin Box	0.000 0.00	8.55	30.86	9.1
7	6 1/2" Circulating Sub	Schlumberger	956-1	6.500 2.500	6.500	4.500	NC50 (4 1/2 IF)	Pin Box	0.000 0.00	0.80	31.66	9.4
8	Crossover	Rig		6.750 2.500	6.750	4.500	NC50 (4 1/2 IF)	Pin Box	0.000 0.00	1.12	32.78	9.8
9	5 1/2 " 21.90 DPG, 10% Wear (7 joints)	Rig		5.428 4.778	7.250	5.500	FH	Pin Box	0.000 0.00	67.16	99.94	15.3
10	5 1/2" HWDP (27 joints)	Rig		5.500 3.000	7.250	5.500	FH	Pin Box	0.000 0.00	252.72	352.66	56.8
11	Crossover	Rig		6.750 2.500	6.750	4.500	FH NC50 (4 1/2 IF)	Pin Box	0.000 0.00	1.12	353.78	57.2
12	Hydraulic Jar	Smith		6.500 2.750	6.500	4.500	NC50 (4 1/2 IF)	Pin Box	0.000 0.00	9.81	363.59	59.1
13	Crossover	Rig		6.750 2.500	6.750	4.500	NC50 (4 1/2 IF)	Pin Box	0.000 0.00	0.80	364.39	59.4
14	5 1/2" HWDP (8 joints)	Rig		5.500 3.000	7.250	5.500	FH	Pin Box	0.000 0.00	74.96	439.35	71.7
15	5-1/2 " 21.90 DPG, 10% Wear	Rig		5.428 4.778	7.250	5.500	FH	Pin Box	0.000 0.00	0.01	439.36	71.7

BHA Comments

Total Length (m)	439.36
Total Weight in Air (1000 lbm)	71.7
Total Buoyant Weight (1000 lbm)	58.5
Buoyant Weight Below Jar (1000 lbm)	46.9
Weight in Air Below Jar (1000 lbm)	57.2

Mud Properties

Mud Weight (SG)	1.45
Mud Type	OBM
PV (cP)	20.00
YP (lbf/100ft2)	25.06

Sensor Offset from Bit (m)

D+I	16.70
MWD Gamma Ray	17.58

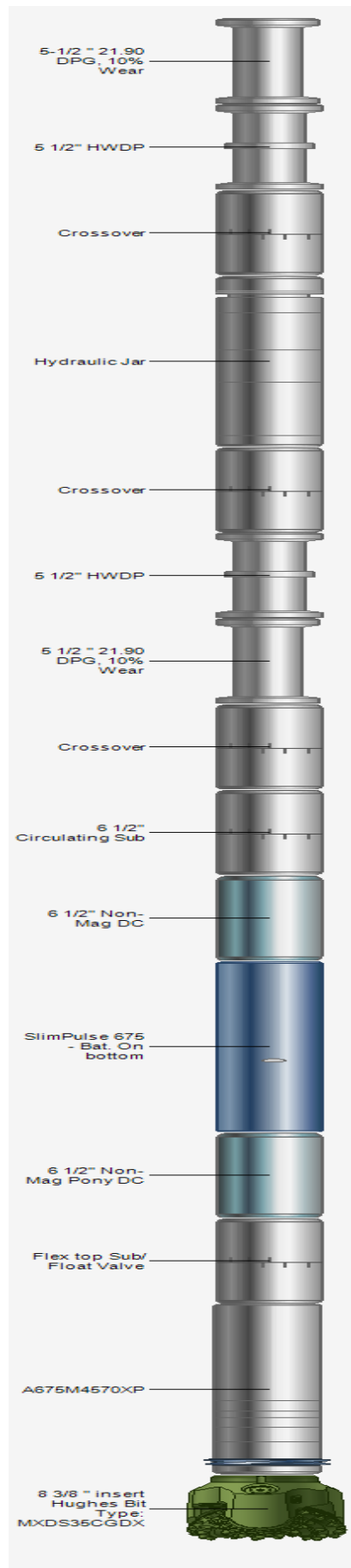
Stabilizer Summary

Blade Mid-Pt to Bit (m)	Blade OD (in)	Blade Length (m)
0.763	8.250	0.357
Bend Summary		
Bend Angle (deg)	Bend to Bit (m)	
1.830	2.068	

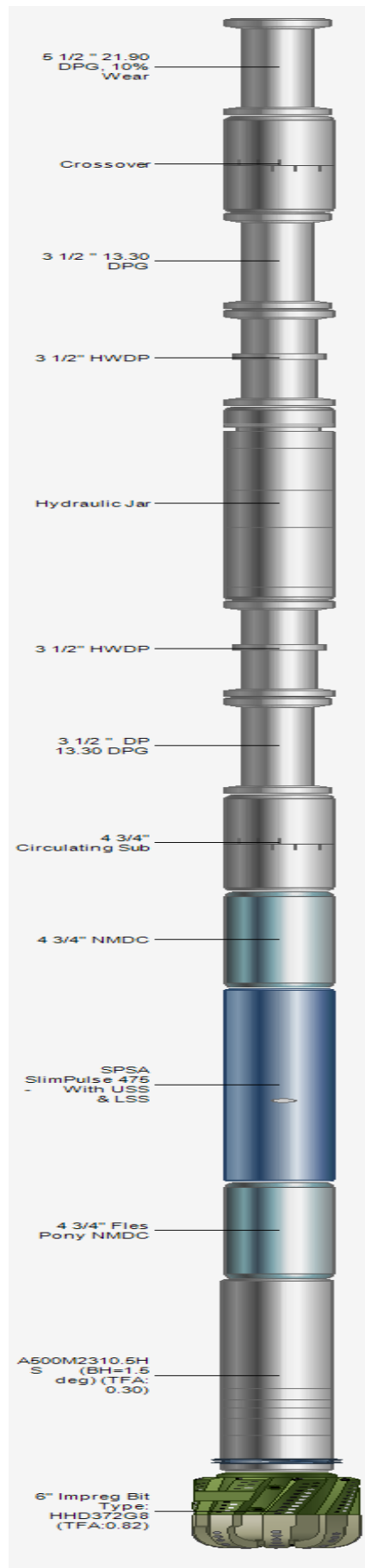
BHA Nozzle Summary

Bit Nozzle		Reamer Nozzle	
Count	ID (1/32 in)	Count	ID (1/32 in)
3	20.000		
			TFA (in2)
			PD Flow Restrictor (1/32 in)
			Rotor By Pass Nozzle
TFA (in2)	0.920	(1/32 in)	0.000
Date			
Designed By			
Approved By			

ANNEXE



ANNEXE



Bibliographie

BIBLIOGRAPHIES

- [01] Boulef daoui said Technologies des PDM, engineering department (SH FOR DRMD).
- [02] B.GUIRAUDET, Forage dirigé, chap III, Ed. Technip, Paris, 1970.
- [03] Landman, M.J. and Coldthorpe, W.H., "Optimization of perforation Distribution for Horizontal Wells," SPE 23005, presented at the SPE ; Asia Pacific Conference, Perth, Western Australia 1991.
- [05] Jean Paul NGUYEN – Technique d'exploitation pétrolière: Le Forage (édition TECHNIP 1993) .
- [06] Jean-Paul Szezuka "Forage dirigé : Ingénierie et méthodes" : Edition 3.3 - Juin 2005.
- [04] Joshi, S.D.: "Horizontal Well Technology," Students' Book. Penn well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- [07] Mike Smith: Directionnel training drilling manual. Edition Anadril technique, 1996.
- [09] S.Makmouche, M, Haddou. Structure et particularités du gisement de HMD.
- [08] Sperry-Sun "Conception et Planification d'un puits horizontal" De (Halliburton) Edition : Juin 2001.
- [10] W.Tiraspolksy, Technip 1981, Cours de forage 2^{ème} partie.
- [11] Document « SONATRACH » : "Forage Dirigé (Module FD2)".
- [12] Document « COMPUTALOG » : "Directional Drilling Course".
- [13] Document « MI SWACO »: "Proposition de programme boue" Puits MDZ#661": Service technique, Date: January 6th, 2014.
- [14] Document « SONATRACH » : "Fiche puits MDZ#661".SH/DF (HMD; le 18/01/2014).
-