

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des hydrocarbures et des énergies

renouvelables et science de la terre et de l'univers



Mémoire du Projet de Fin d'Étude pour l'Obtention du Diplôme de

MASTER PROFESSIONNEL

Département : Forage et MCP

Spécialité : Forage pétrolier

Thème

**Etude comparative entre les différentes méthodes de calcul
de la trajectoire du forage horizontal en medium radius**

Application sur le puits MD#617

Présenté par :

- BELAMRI YAHIA
- BENTIMA MOHAMMED WALID

Soutenu publiquement le : 18/05/2017

Devant le jury composé de :

Mm. HADJADJ SOUAD	Maitre de conférences	UKM, Ouargla	Présidente
M.ATLILI Med EL-HADI	Ingénieur de sonatrach	UKM, Ouargla	Examinateur
M. KHELIFA CHERIF	Maitre-assistant	UKM, Ouargla	Promoteur

Année universitaire : 2016/2017



Remerciement

Tout d'abord, nous remercions le bon Dieu de nous avoir donné la puissance pour achever nos études supérieures.

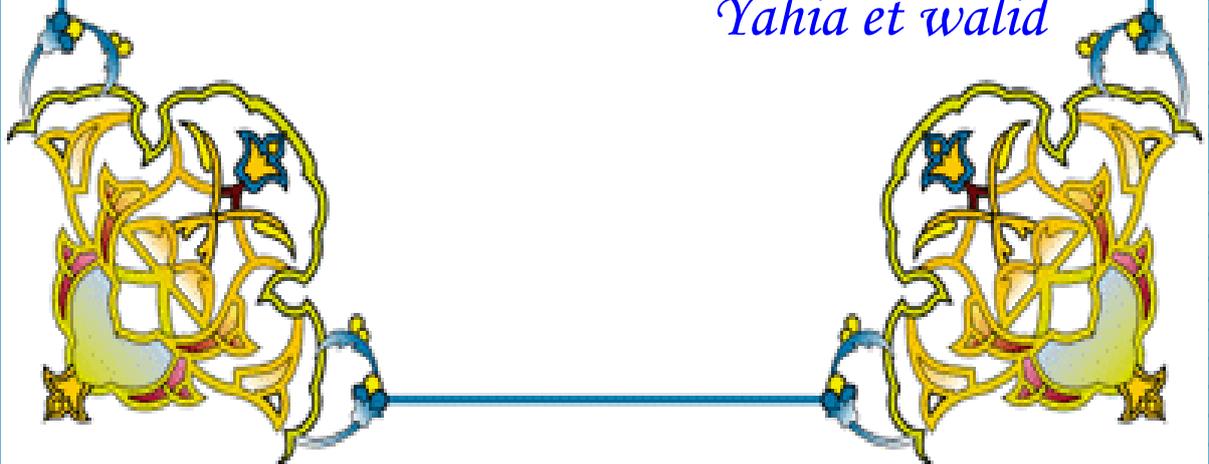
*Nous tenons à remercier en premier lieu notre promoteur Monsieur **Khelifa Cherif** pour ses remarques, ses conseils considérables et ces critiques constructives.*

*Nous adressons nos remerciements à nos enseignants qui nous ont encadrés durant notre cursus universitaire spécialement monsieur **Atli Med Elhadi**.*

*Nos remerciements vont également à tout le personnel du chantier **TP 195** et le personnel pour du centre de formation sonatrach (DP) pour leurs interventions et leur aide.*

Ainsi qu'à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

Yahia et walid



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

*A ma très chère **Mère** et mon très cher **Père***

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

A ceux qui ont veillé pour mon bien être

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

A ceux que j'aime et je respecte infiniment

Le jour est venu pour leur dire Merci...

Ainsi qu'à mes chers frères Charafeddine et son petit Mondir, Moataz

A mes chères sœurs Ibtissem, Kawther et sa petit Adem, Manel,

Nessrine ,Amina et Tasnime

A toute la famille BENTIMA et SADAOUI.

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

particulier Abdelbassat, Hani , bakar ,lotfi et kamel

A tout les joueurs de mon équipe ASM

A tous mes camarades de la 2^{ème} Année MASTERfoRAGE.

walid

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

*A ma très chère **Mère** et mon très cher **Père***

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

A ceux qui ont veillé pour mon bien être

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

A ceux que j'aime et je respecte infiniment

Le jour est venu pour leur dire Merci...

Ainsi qu'à mes chères sœurs Kaoula, souhila, Yağout, Soumia et son épouse Aziz et sa petite adorable Tassnim.

A tous mes oncles et toutes mes tantes et mes cousins.

A toute la famille BELAMRI et LOUKIA.

A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier avec leur aide et leurs suggestions, en particulier Zaki, Ilyes, Amine, Younes, Khaled, Hassouna et Khemissi.

A tous mes camarades de la 2^{ème} année master forage .

Yahia

Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur le forage horizontal.	
Introduction.....	2
I. Généralités sur le forage horizontal	2
I.1. L'objectif de forage horizontal	2
I.2. Les applications du forage horizontal	2
I.3. Le choix de l'emplacement du puits horizontal	2
II. Avantages et inconvénients du forage horizontal.....	3
II.1. Avantages du forage horizontal.....	3
II.2. Inconvénients du forage horizontal	5
III. Classification des puits horizontaux	5
III.1. Long radius	6
III.2. Médium radius	7
III.3. Short radius	8
IV. Les équipements de forage horizontal	9
IV.1. Les équipements standards	9
IV.2. Equipements spécifiques	9
V. Principe du calcul	10
V.1. Conditions et options initiales	10
V.1.1. Niveau de référence	10
V.1.2. Système de coordonnées	11
V.1.3. Méthode de calcul	11
V.1.4. Azimut de projection	11
V.1.5. Autres paramètres	11
V.2. Calculs	11
V.2.1. Profondeur mesurée	11
V.2.2. Inclinaison	11
V.2.3. Azimut	11
VI. Méthodes de calcul	12
VII. Les méthodes les plus utilisées.....	13
VII.. Méthode de l'angle moyen	13
VII. Méthode du Rayon de courbure	13
VII. Méthode de la Courbure minimum	15
VIII. Dog-leg	16
Chapitre II : Généralité sur le champ de Hassi Messaoud.	
Généralité sur le champ de Hassi Messaoud.....	18
I. Situation de champ de Hassi Messaoud	18
I.1. Situation Géographique	18
I.2. Cadre géologique	18
II .Géologie de réservoir	19

III. Problèmes du champ et de réservoir.....20

Chapitre III : Etude de cas

1. Identification du puits MD61722
1.1. L'emplacement du puits MD617.....22
1.2. Historique du puits MD-61722
1.3. Calcul et forme de trajectoire.....24
2. Calcul de la trajectoire du puits MD61728
3. Calcul des paramètres élémentaires par les différentes méthodes31
Conclusion générale.....34

===== *Liste des figures* =====

Figure I.1 : Réservoir fracturé.....	3
Figure I.2 : Réservoirs multi-couches.....	4
Figure I.3 : Water coning.....	4
Figure I.4 : Profils d'un puits horizontal	9
Figure I.5 : Méthode de l'angle moyenne	13
Figure I.6 : Méthode de rayon de courbure	14
Figure I.7 : Méthode de courbure minimum	15
Figure I.8 : Dog-leg normal et dog-leg anormal.....	17
Figure II.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	19
Figure II.2 : Coupe stratigraphique.....	21
Figure III.1 : Carte de position Puits MD-617.....	22
Figure III.2 : Projection verticale réel de puits MD617.....	24
Figure III.3 : Projection horizontal réel de puits MD617.....	24

===== *Liste des tableaux* =====

Tableau I.1 : Les avantages et les inconvénients les puits long radius.....	06
Tableau I.2 : Les avantages et les inconvénients les puits medium radius.....	07
Tableau I.3 : Les avantages et les inconvénients les puits short radius	08
Tableau III.1 : valeurs théoriques de la trajectoire (Data Survey de puits MD617).....	25
Tableau III.2 : valeurs réelles de la trajectoire (Data Survey de puits MD617).....	27
Tableau III.4 : Valeurs calculées par la méthode de l'angle moyenne.....	29
Tableau III.5 : Valeurs calculées par la méthode de rayon de courbure.....	30
Tableau III.3 : comparaison entre les différentes méthodes.....	32

===== *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.

Résumé :

Le forage dirigé est la science et l'art de la déviation d'un puits le long d'une trajectoire prédéfinie à partir de la tête de puits jusqu'à la cible .

Le champ de Hassi Messaoud de part sa superficie et ses réserves, est considéré parmi les plus grands gisements du monde car il s'étend sur 2500 km², et l'extrait du pétrole a partir les reserves de Combro-Ordovicien.

Nous avons essayé de donner une idée générale sur le forage horizontal ainsi que ces objectifs, équipements, applications et les avantages et les inconvénients en particulier les puits dirigés en médium radius.

Notre objectif c'est l'étude comparative entre les différentes méthodes de calculer la trajectoire d'un forage dirige en meduim radius afin de réaliser le profile théorique et atteindre l'objectif en toute sécurité. Tout ça a l'aide de l'étude de cas le puits **MD#617**.

Summary :

Directional drilling is the science and the art of deviating well along a predefined trajectory from the wellhead to the target.

We have tried to give a general idea about the horizontal drilling as there objectives, equipments, applications and the advantages and disadvantages specially the wells directed in medium radius.

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

Our objective is to compare between the differentes methods of calculating the path of a drilling in meduim radius in order to realize the theoretical profile and to realize also the objective in all safety. All this was done using the **MD#617** well as case study.

الملخص :

الحفر الأفقي هو علم و تقنية تسمح لنا بدراسة انحناء الآبار على طول مسارها انطلاقا من رأس البئر إلى غاية الهدف . يعد حقل حاسي مسعود بالنظر لأبعاده واحتياطاته من أكبر حقول النفط في العالم حيث يتربع على مساحة تقارب 2500 كم² ويتم استخراج النفط انطلاقا من الخزان الكومبراوردوفيسي.

لقد حاولنا إعطاء فكرة عامة عن الحفر الأفقي 'الأهداف والمعدات والتطبيقات والمزايا والعيوب خصوصا الآبار متوسطة انحناء الزاوية .

هدفنا هو المقارنة بين مختلف الطرق لحساب مسار الآبار متوسطة انحناء الزاوية من أجل تحقيق المخطط النظري للبئر

و كذلك تكملة عملية الحفر بنجاح و أمان. وقد تم كل هذا باستخدام دراسة الحالة البئر **MD#617** .

Introduction générale :

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

Le forage horizontal est un exercice beaucoup plus couteux et complexe que les forages conventionnels, car il nécessite une majoration de budget de 30 à 40 %. Mais il présente sans aucun doute beaucoup d'avantages, qui font qu'aujourd'hui, à l'ère de la flambée du prix de baril de pétrole, un très bon moyen d'exploitation.

Le forage horizontal est une technique relativement nouvelle, c'est en 1992 qu'a été foré le premier puits horizontal (HRZI), ce puits a été réalisé à Hassi R'Mel . Plusieurs profils de puits horizontaux se présentent, le choix du type de profil dépend de type de réservoir à exploiter de la concession ainsi que des conditions de forage et de l'emplacement du puits à forer. Le forage horizontal introduit en Algérie depuis une décennie dans le champ de Hassi Messaoud, qui est une concession vaste, est un succès même s'il réside encore quelques difficultés techniques mineures à surmonter .Les types de profils de puits adoptés sont les long ,medium et short radius.

Cependant la réalisation du forage horizontal nécessite beaucoup des moyens techniques et technologiques 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 afin de minimiser les problèmes.

La réalisation de la trajectoire réelle du puits est toujours soumise à des facteurs pratiques qui s'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. Plusieurs méthodes utilisées pour le calcul de la trajectoire du forage horizontal en medium radius et la réalisation de la trajectoire réelle dépend de la méthode utilisée pour cela , dans notre travail on a essayé de faire la comparaison entre ces différentes méthodes .

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

- Dans la première partie, nous étudierons généralités sur le forage horizontal ainsi que les équipements utilisés.
- Dans la deuxième partie, nous présenterons le cadre géologique de la région de HMD tel que la géologie du réservoir.
- En troisième partie, l'étude comparative entre les différentes méthodes de calcul de la trajectoire dans le puits MD617 notre cas d'étude.

Chapitre I :
Généralités sur le forage
horizontal.

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

I. Généralités sur le forage horizontal :

I.1. L'objectif de forage horizontal :

- C'est l'augmentation de la production et par conséquent le débit. Ceci est dû au fait que le puits produit par la section horizontale du drain et qui est supérieure en générale à l'épaisseur du réservoir. {8}
- 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.

I.2. Les applications du forage horizontal :

- Intersection des fractures naturelles verticales.
- Production des puits à faible air de drainage.
- Gisement à faible épaisseur de réservoir.
- Gisement à faible perméabilité horizontale.
- Gisement à forte perméabilité verticale.
- Gisement naturellement fracture.

I.3. Le choix de l'emplacement du puits horizontal :

Ce choix doit prendre en considération :

➤ L'excentricité du puits (c'est l'emplacement suivant la hauteur) la hauteur influe sur l'index de productivité car si on s'écarte du centre du réservoir en hauteur, cela influera sur la nature de l'écoulement et de ce fait, l'excentricité diminue l'index de productivité.

➤ L'orientation du puits doit être choisie avec la direction de la plus faible perméabilité (par exemple perpendiculaire aux fissures) les puits horizontaux sont appliqués par le besoin de régler les problèmes de production tels que :

- Faible perméabilité du réservoir.
- Forte chute de pression aux alentours du puits .
- Forte viscosité des fluides de la formation .
- Hétérogénéité des caractéristiques du réservoir.

II. Avantages et inconvénients du forage horizontal :

II.1. Avantages du forage horizontal :

Les avantages du forage horizontal sont nombreux et nous ne mentionnerons ci après que les plus intéressants :

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

Le but n'est ici d'entré dans de complexes considérations de réservoir, cependant de simple faits peuvent être rappelé :

❖ Réservoirs fracturés :

Les réservoirs sont parmi les meilleurs candidats au développement par forage horizontal.

Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, une conséquence directe est que le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre et de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.(voir la figure I.1).

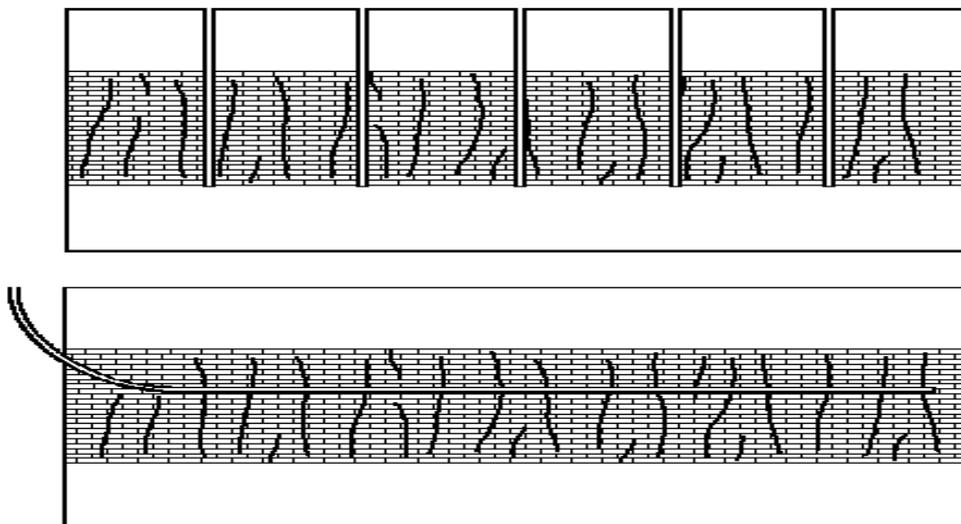


Figure I.1 : Réservoir fracturé.

❖ Réservoirs multi-couches :

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

La figure I.2 illustre un tel cas de réservoir compartimenté où un puits horizontal remplace six puits verticaux et de plus améliore la production en retardant le coning.

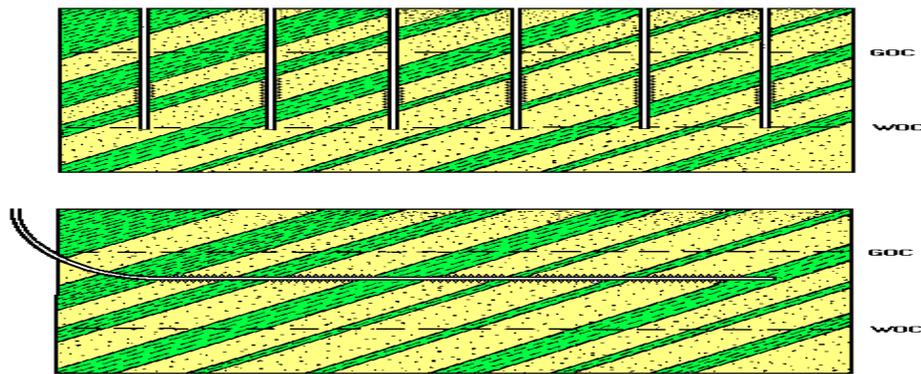


Figure I.2 : Réservoirs multi-couches.

❖ **Réservoirs à basse perméabilité :**

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

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

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

❖ **Coning du gaz et l'eau :**

Beaucoup de réservoirs sont produits grâce à un aquifère actif qui par injection artificielle. La production déclinera très rapidement si le niveau d'eau remonte trop vite dans le trou.

Le forage horizontal aide énormément la production de tel réservoir :

- En augmentant la distance entre le drain et le contact huile/eau ;
- En améliorant la productivité en dispersant le soutirage et donc en diminuant la succion sur le plan d'eau . (voir la figure I.3).

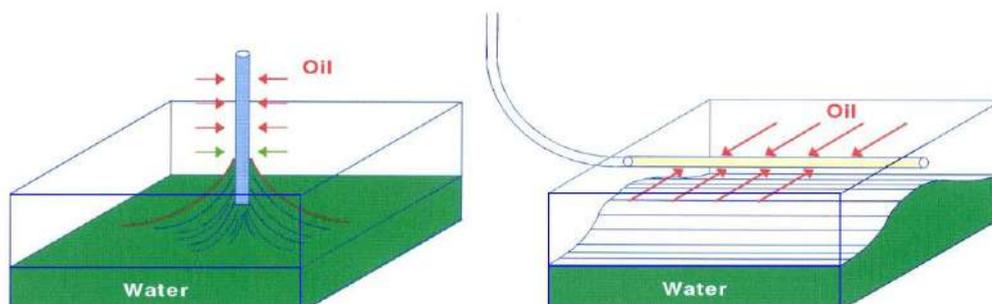


Figure I.3 : Water coning .

❖ Réservoirs d'huile lourde :

Les réservoirs d'huiles lourdes sont une application directe de considération ci-dessus. Comme l'eau est beaucoup plus mobile que l'huile, la quantité d'eau augmente très rapidement dès la percée du plan d'eau. La durée de la période libre d'eau augmente à l'aide du forage horizontal. {7}

II.2. Inconvénients du forage horizontal :

- Coûts additionnels : 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.
- Risques opératoires : Par rapport aux puits verticaux, les puits horizontaux présentent, au cours de leur réalisation, un certain nombre de risques supplémentaires :
 - ✓ Pour atteindre la cible : Le forage horizontal n'est pas un problème en lui-même, la difficulté réside plus à atteindre une cible ayant quelquefois une tolérance verticale réduite.
 - ✓ Le nettoyage du puits et tenue des formations.
 - ✓ L'endommagement des formations et l'évaluation du potentiel de production.

III. Classification des puits horizontaux :

Les puits horizontaux sont réalisés à l'aide des outils de forage spéciaux qui peuvent dévier suivant des courbures bien calculés jusqu'à l'arrivée à l'horizontal. (voir la figure I.4).

Le profil théorique d'un puits horizontal est défini par les paramètres suivants :

- Le rayon de courbure " Build Up ",
- Le déplacement horizontal " Vertical Section ",
- La profondeur verticale " True Vertical Depth ".

Ils sont classés suivant deux paramètres :

- ✚ Le rayon de courbure,
- ✚ La section verticale ou le déplacement horizontal.

On peut distinguer les trois profils suivants :

- 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.

III.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).voir le tableau (I.1).

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

Tableau I.1 : Les avantages et les inconvénients les puits long radius.

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 pourle (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.

III.2. Medium radius :

Ce sont des puits avec un rayon de courbure $\pm 100\text{m} < \text{ROC} < \pm 200\text{m}$, soit un gradient de build up **BUR** compris entre **6 et 10°/30m** ($6^\circ < \text{BUR} < 30^\circ/30\text{m}$). Les dog legs maximums générés en mode sliding sont de l'ordre de 16 à 20°/30m. voir le tableau (I.2).

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

Tableau I.2 : Les avantages et les inconvénients les puits médium radius.

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;

III.3. Short radius :

Les puits short radius ont un rayon de courbure **5 m < ROC < 20 m**, soit un gradient de build-up compris entre **3° et 10° par mètre (3° < BUR < 10°/m)**. voir le tableau (I.3).

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

Tableau I.3 : Les avantages et les inconvénients les puits short radius .

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 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.

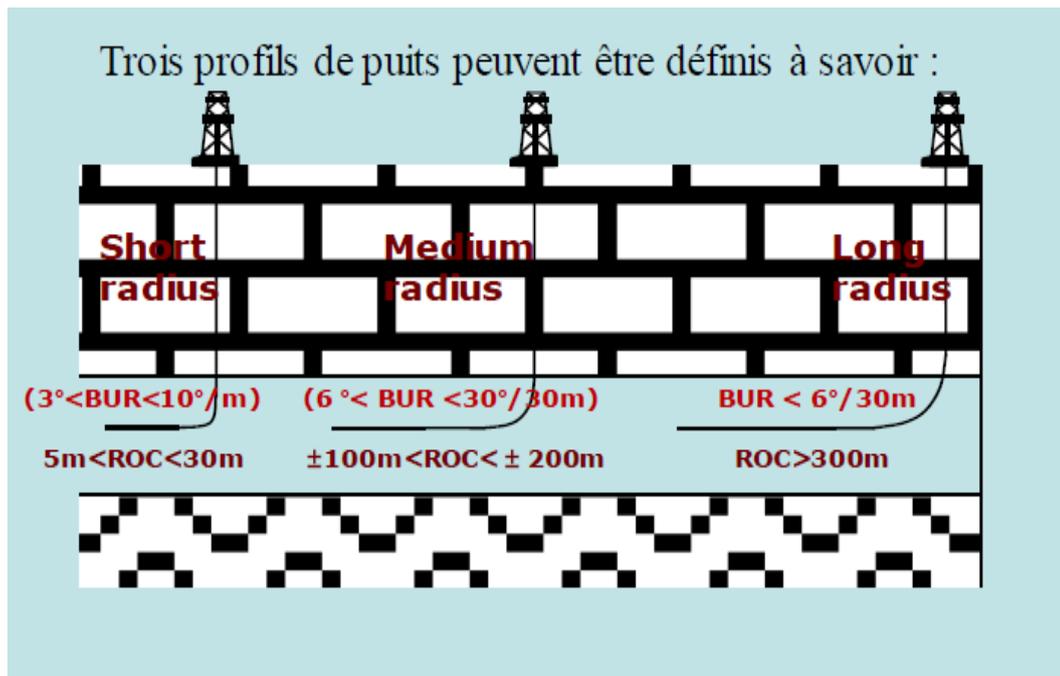


Figure I.4 : Profils d'un puits horizontal.

IV. Les équipements de forage horizontal :

IV.1. Les équipements standards :

- Tiges Standard (Drill -pipes) :
- Tiges Lourdes (Heavy weight drill pipes) :
- Tiges de compression (compressive drill pipes)
- Coulisses de forage
- Raccords

IV.2. Les Equipements spécifiques:

- Moteur de fond.
- Stabilisateurs.
- Equipements amagnétiques.
- Equipements de mesure.
- Outil de déflexion. {10}

V. Principe du calcul :

Le calcul se fait point par un 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. {7}

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

$$\text{La profondeur verticale} \quad V_x = \sum_0^x (\Delta V)$$

$$\text{La coordonnée Est/Ouest} \quad X_x = \sum_0^x (\Delta X)$$

$$\text{La coordonnée Nord/Sud} \quad Y_x = \sum_0^x (\Delta Y)$$

Avec:

ΔV = variation de la profondeur verticale entre deux mesures consécutives

ΔX = variation de coordonnée Est/Ouest entre deux mesures consécutives

ΔY = variation de coordonnée Nord/Sud entre deux mesures consécutives

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 mètre

(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.

V.1. Conditions et options initiales :

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

V.1.1. Niveau de référence :

Toutes les profondeurs seront mesurées à partir de ce point, soit:

- 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)

V.1.2. Système de coordonnées :

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

- X, Y, Z coordonnées de la tête de puits
- déclinaison magnétique.
- convergence si nécessaire.

V.1.3. Méthode de calcul :

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

V.1.4. Azimut de projection :

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

V.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) .

V.2.Calculs :

Chaque mesure fournira les paramètres de base:

V.2.1. Profondeur mesurée :

Obtenue par la mesure du train de tiges et corrigée de manière à déterminer la profondeur des instruments de mesure.

V.2.2. Inclinaison :

Obtenue de l'outil de fond

V.2.3. Azimut :

Obtenu de l'outil de fond et corrigé en fonction du type d'outil utilisé (déclinaison magnétique) et du système de projection (déclinaison).

VI. 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, etc.).{11}

➤ **Tangentielle**

- Assume un segment de droite entre deux mesures consécutives.
- Calculs simples.
- Elle n'est plus utilisée en raison de son manque de précision.

➤ **Tangentielle pondérée**

- assume deux segments de droite entre deux mesures consécutives.
- bonne précision.
- calculs manuels relativement difficiles.

➤ **Angle moyen**

- utilise une inclinaison et un azimuth moyens entre deux mesures consécutives.
- calculs simples.
- méthode la plus utilisée avant l'ère des ordinateurs en raison de sa simplicité.

➤ **Rayon de courbure** aussi appelée **méthode de l'arc circulaire**

- assume une section courbe entre deux mesures consécutives.
- très bonne précision.
- méthode utilisée avec les ordinateurs.

➤ **Courbure minimum**

- assume une section courbe de rayon minimum entre deux mesures consécutives.
- très bonne précision.
- méthode utilisée avec les ordinateurs.

➤ **Mercury** aussi appelée **méthode de l'accélération compensée**

- assume une combinaison de sections droites et courbes.
- Très bonne précision.
- Peu utilisée dans le monde pétrolier.

VII. Les méthodes les plus utilisées sont :

VII.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. Voir la figure (I.5)

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes: (#1)

$$\Delta V = \Delta L \times \cos \left\{ (I_1 + I_2) \div 2 \right\} \quad \text{mètres ou pieds}$$

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

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

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

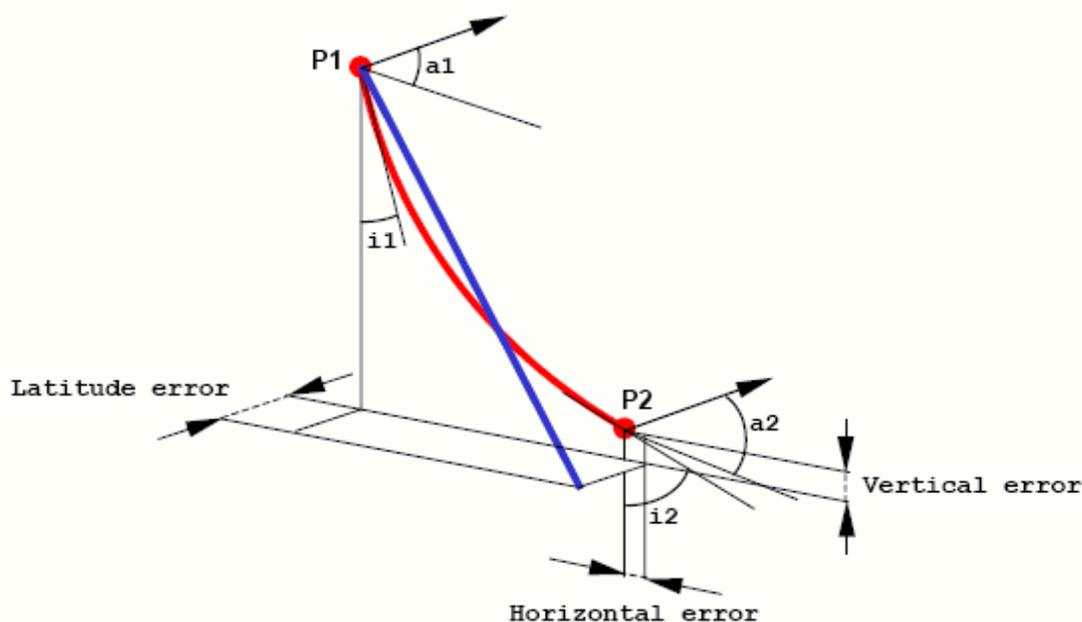


Figure I.5 : méthode de l'angle moyen.

VII.2. Méthode du Rayon de courbure :

La section forée est assimilée à une courbe inscrite sur un cylindre vertical.

Ses projections horizontale et verticale sont assumées être des arcs de courbure constante correspondants à leurs gradients respectifs. Voir la figure (I.6)

$$\text{Gradient d'inclinaison} = \Delta I / \Delta L$$

$$\text{Gradient d'azimut} = \Delta A / \Delta L$$

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes: (#2)

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

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

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

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

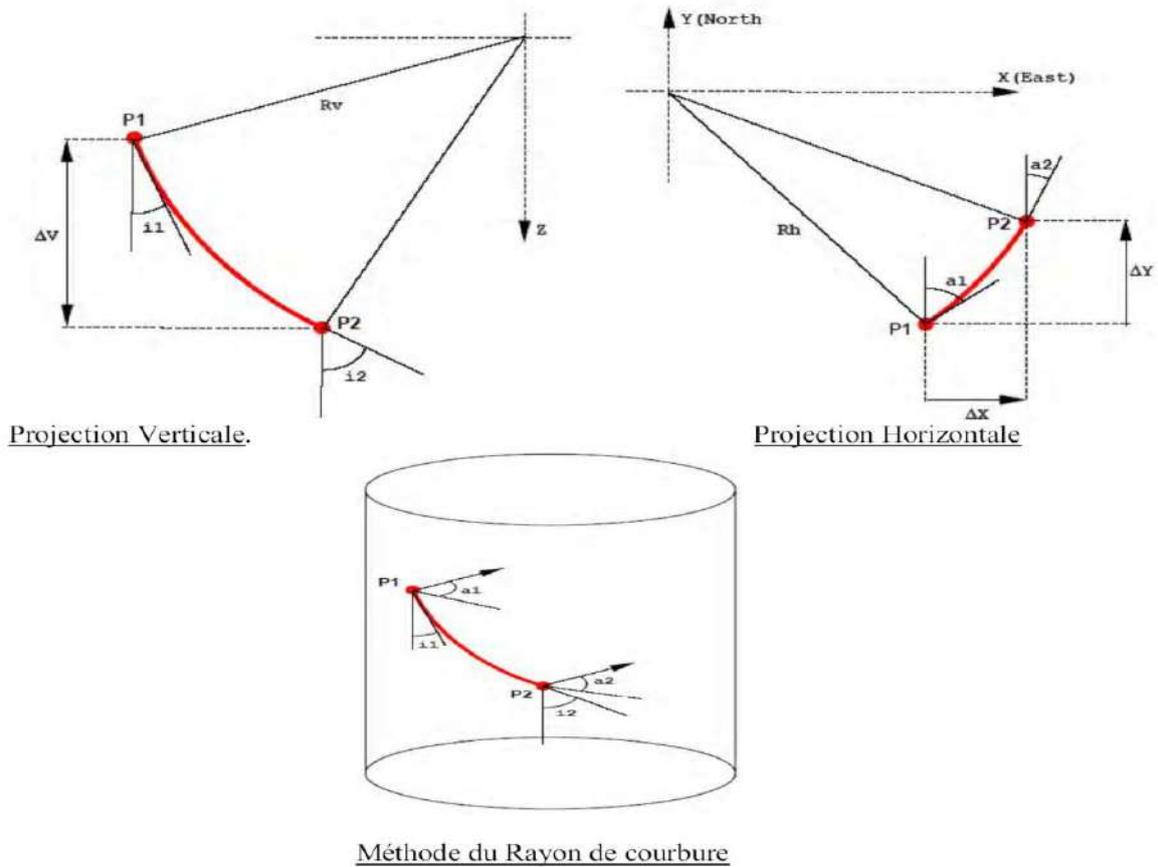


Figure I.6 : méthode de rayon de courbure.

VII.3. Méthode de la Courbure minimum :

La section joignant deux points est assimilée à un arc s'inscrivant sur une sphère de rayon maximum, c'est à dire de courbure minimum . Voir la figure (I.7)

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 :

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

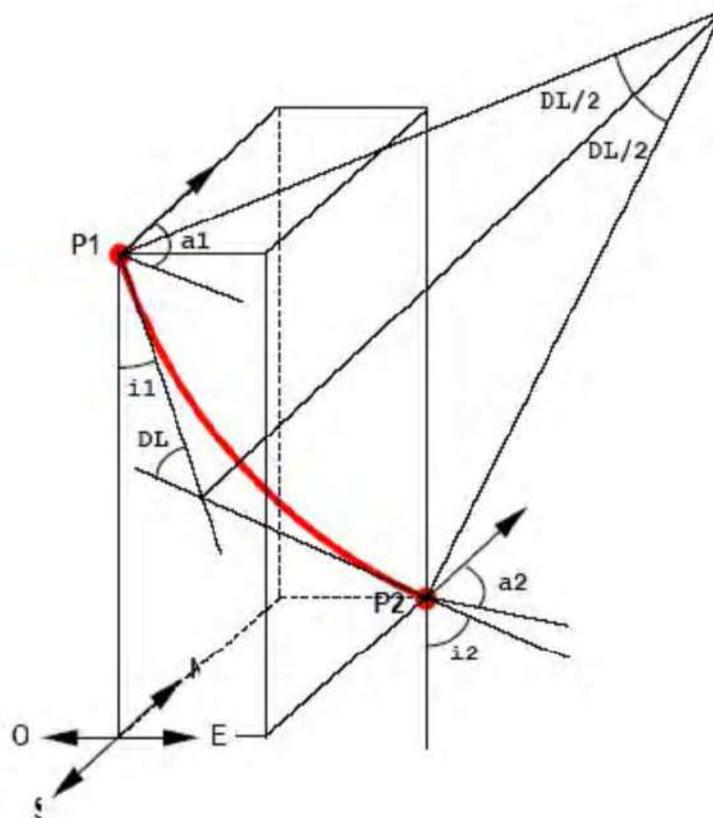
Les calculs élémentaires sont alors obtenus par les formules suivantes: (#3)

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

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

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

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



Méthode de la Courbure Minimum

Figure I.7 : méthode de courbure minimum.

VIII .Dog-leg :

Le paramètre appelé "dog-leg" (il n'y a pas de bon équivalent français) représente un changement global (tri-dimensionnel) de la direction du puits, à la fois en inclinaison et en azimut.

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 (résultant des procédures de forage) mais aussi des dog-legs non souhaités (résultant de divers phénomènes géologiques ou d'erreurs de pratique de forage).

Les dog-legs réels seront dits :

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

Le dog-leg est exprimé en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft.

La détermination des dog-legs d'un puits est essentielle car elle représente la "régularité" ou "non tortuosité" du puits. De plus la présence de dog-legs anormaux peut entraîner des conséquences fatales pour le puits.

Un dog-leg anormal devrait être remarqué par le foreur (frottements répétitifs ponctuels).

Autant que possible un dog-leg anormal devra être éliminé du puits (par exemple alésage).

Comme dans le cas des calculs de trajectoire, il n'existe pas de formule mathématique répondant au problème et le calcul du dog-leg repose sur des hypothèses et approximations.

Plusieurs formules ont été proposées et sont utilisées : {8}

L'une des plus usitées est la suivante:

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

Une autre formule courante est:

$$DLS = \frac{10}{\Delta L} \times \sqrt{\Delta I^2 + (\Delta A_z \times \sin(I_1 + I_2))/2} \quad \text{degré /10 mètres}$$

Remarque:

La valeur du dog-leg calculé dépend essentiellement de la distance entre les deux points de mesures. Si ces points sont trop éloignés, un "lissage" se produit et le dog-leg calculé ne représente pas la réalité du puits . Voir la figure (I.8)

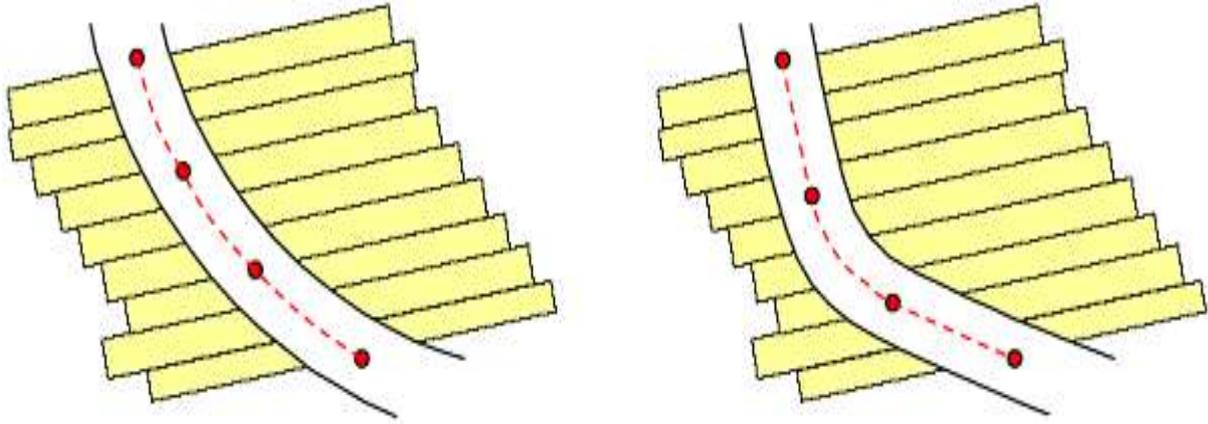


Figure I.8 : Dog-leg normal et dog-leg anormal .

Chapitre II :
Généralité sur le champ de
Hassi Messaoud.

Généralité sur le champ de Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud a été découvert le 16 Janvier 1956 par SN-REPAL qui a amorcé le premier forage (MD1), implanté à la suite d'une campagne sismique réfraction le 15 Juin de la même année. Ce forage de 3338 m de profondeur met en évidence les grés du cambrien comme étant producteurs d'huile.

En Mai 1957, la société CFPA réalise un puits OM1 à environ 7 km au Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'un gisement d'huile, son épaisseur peut atteindre 200 m, sa pression initiale est estimée à 482 kgf/cm².

Le champ de Hassi Messaoud fût divisé en deux concessions distinctes :

- CFPA pour le Nord.
- SN-REPAL pour le Sud.

La mise en production du champ avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation. Le type de drainage durant les premières années fût la déplétion naturelle, néanmoins, l'on a recours, de nos jours au drainage par récupération secondaire, par injection d'eau ou du gaz miscible. Dès lors les forages n'ont cessé de se multiplier et surtout à partir des mesures de nationalisation des hydrocarbures le 24 Février 1971.

I. Situation de champ de Hassi Messaoud :

I.1. Situation Géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 850 Km au sud-est d'Alger, à 280 km au Sud-est du gisement de gaz-condensat de Hassi R'Mel et à 350 Km de la frontière Algéro-Tunisienne. Il fait parti d'un ensemble des structures formant la partie Nord de la province Triasique, Il s'étend sur 2500 km², il a pour coordonnées Lambert :

X = [790000-840000] Est ;

Y = [110000-150000] Nord.

Il est encadré par la latitude 31°30' et 32°00' et la longitude 5°40' et 6°20'.

I.2. Cadre géologique :

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie. Il est limité au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui], au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb, au Sud-Est par les gisements; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité à l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya, au Sud par le môle d'Amguid El Biod, au Nord par la structure Djammâa-Touggourt, à l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

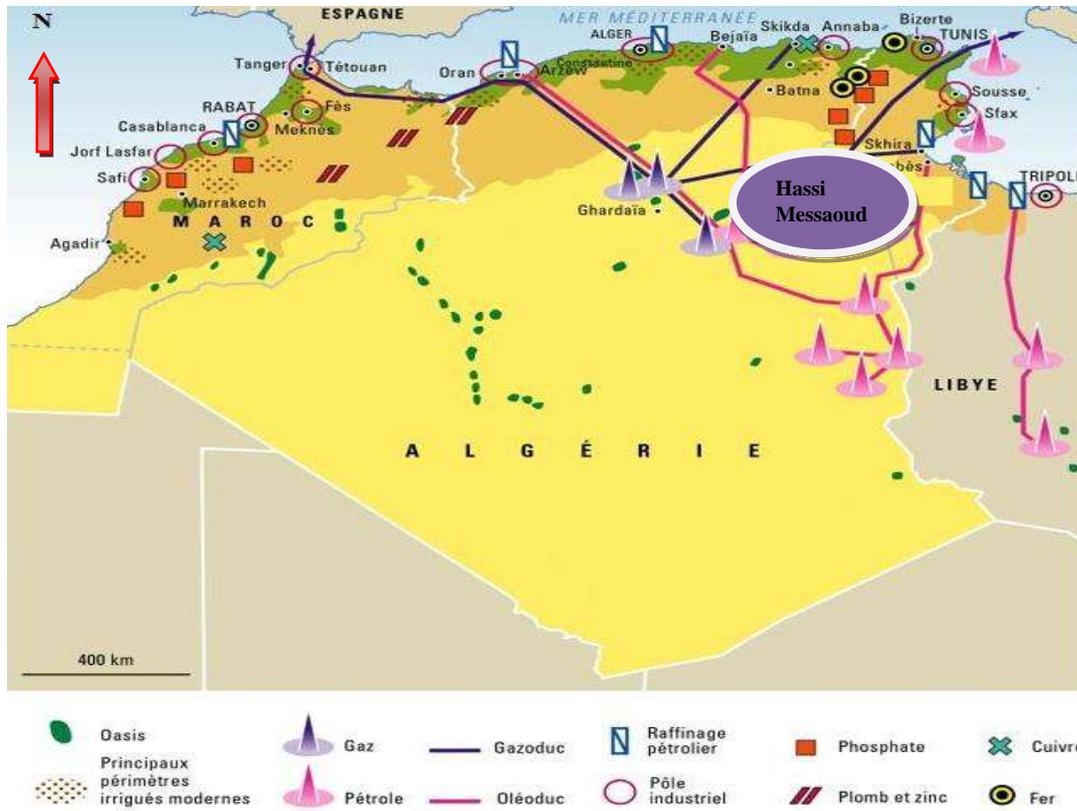


Figure II.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

II. 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 R1**

Son épaisseur moyenne est de 42 mètres, elle représente le réservoir isométrique. Elle se compose de grès quartzitique isométrique fin bien classé glauconieux 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. {6}

III. 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 " : enregistres 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)

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>		240	Sable, calcaire, marne sableuse	
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silice	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CE NOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie		
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés		
	JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite	
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
		LIAS	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
		TRIAS	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
	TS 3			202	Sel massif et traces d'argile	
	ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
	GRESEUX		35	Grés, argile		
	ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>		0-92	Andésites altérées		
	PALEOZOIQUE		ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites
		GRES D'EL ATCHANE		25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
		ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
ZONE DES ALTERNANCES		20		Alternance de grés et argile. Présence de tigillites		
CAMBRIEN		Ri	50	Grés isométriques, fins, silteux		
		Ra	120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
		R2	100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
		R3	300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse		
INFRA-CAMBRIEN		45	Grés argileux rouges			
S O C L E					Granite porphyroïde rose	

Figure II.2 : Coupe Stratigraphique.

Chapitre I :
Les méthodes de calcul de la
trajectoire.

1. Identification du puits MD617 :

1.1. L'emplacement du puits MD617:

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

Coordonnées de location	X	810 123.71	Y	115 565.240
--------------------------------	----------	-------------------	----------	--------------------

Z (Table)	150 m
------------------	--------------

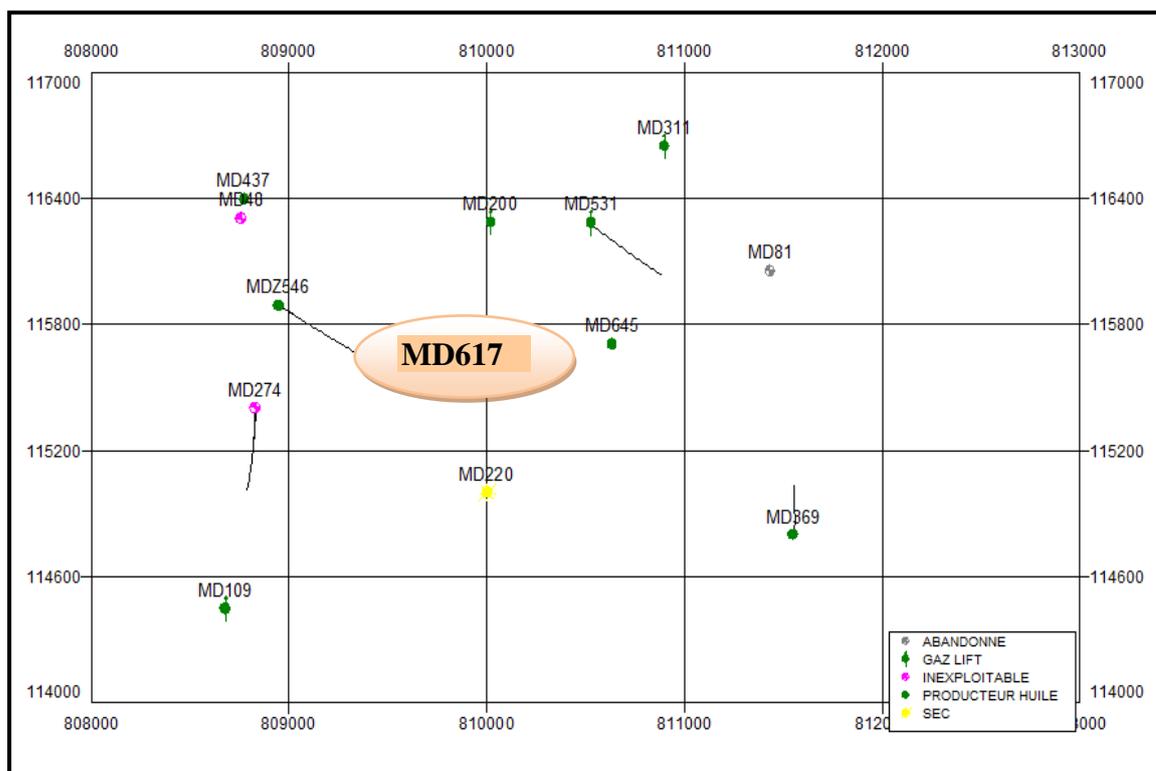


Figure III.1 : Carte de position Puits MD-617.

1.2. Historique du puits MD-617 :

- ❑ Le puits est implanté dans une zone de mauvaises propriétés pétrophysiques d'où son faible potentiel (le puits ne se maintient pas en production malgré sa bonne pression de gisement (250 kg) suite à sa très faible productivité d'un côté et probablement à une mal alimentation suite à son implantation à côté d'une faille d'un autre côté)
- ❑ Selon le modèle géologique et le log composite du puits le D2 et l'ID constituent les meilleures zones en terme de perméabilité et de porosité; suivi par le D4

- ❑ le D2 est la meilleure zone de drainage dans la zone 24, en effet il constitue la cible principale pour éventuelle frac surtout que certains puits voisins ont été positivement fracturés dans le D2 malgré qu'ils ont eu une production d'eau de gisement par suite
- ❑ Le D4 peut être également une cible pour frac mais du moment que la contribution de ce drain en production dans la zone 24 n'est pas assez confirmée (mauvaises performances des puits repris dans le D4) ainsi vue la mauvaise cimentation du Liner en face de lui; cette option n'a pas été retenue.
- ❑ Les puits voisins MD531; MD514 et MD157 ont été repris en MR dans le D2 avec de bons résultats; néanmoins MD514 a eu une percée de gaz par la suite et MD531 fait de l'eau de gisement car il a intercepté une faille.
- La meilleure alternative pour ce puits reste la fracturation hydraulique massive de D5_D4 et principalement de D2_ID mais suite à la **mauvaise cimentation** du Liner pour le premier et au **risque de production d'eau** de gisement pour le deuxième ; cette option n'est plus possible.
- Afin de permettre au puits MD617 de s'en sortir de son voisinage immédiat très médiocre et d'augmenter la chance d'interception de meilleures zones que le modèle géologique prévoit au voisinage proche du puits; il est recommandé de reprendre le puits MD617 en MR dans le D2 selon les paramètres suivants:
 - **Target: D2 (-3280m à -3295 m) soit 3430m_3445m**
 - **Azimut: N320°**
 - **VS: 400m**

1.3. Calcul et forme de trajectoire :

Les trajectoires théoriques et réelles du puits MD617 sont représentées :

- Sous leur forme numérique dans les tableaux (III.1) et (III.2) respectivement .
- Sous leur forme graphique dans la figure (III.2) en projection verticale et dans la figure (III.3) en projection horizontale.

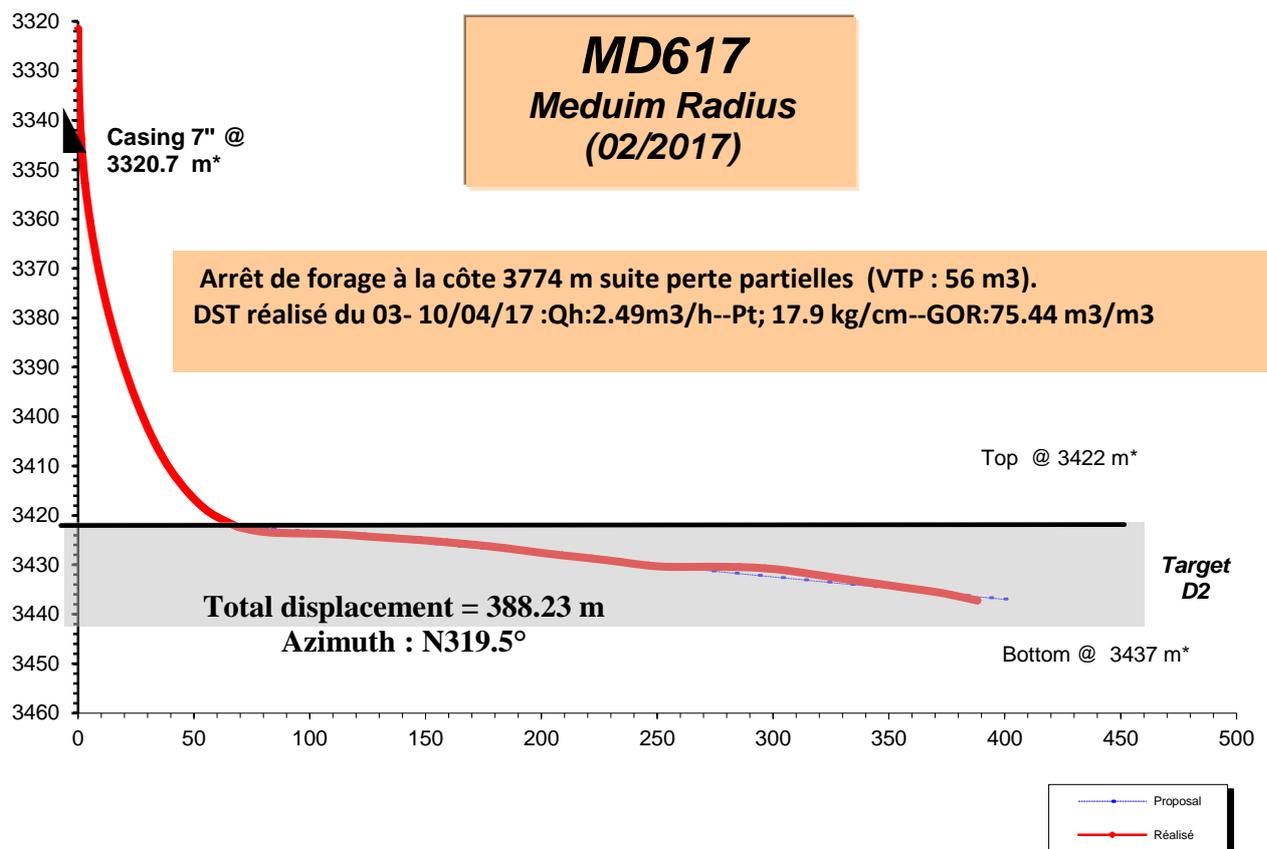


Figure III.2 : Projection verticale réel de puits MD617.

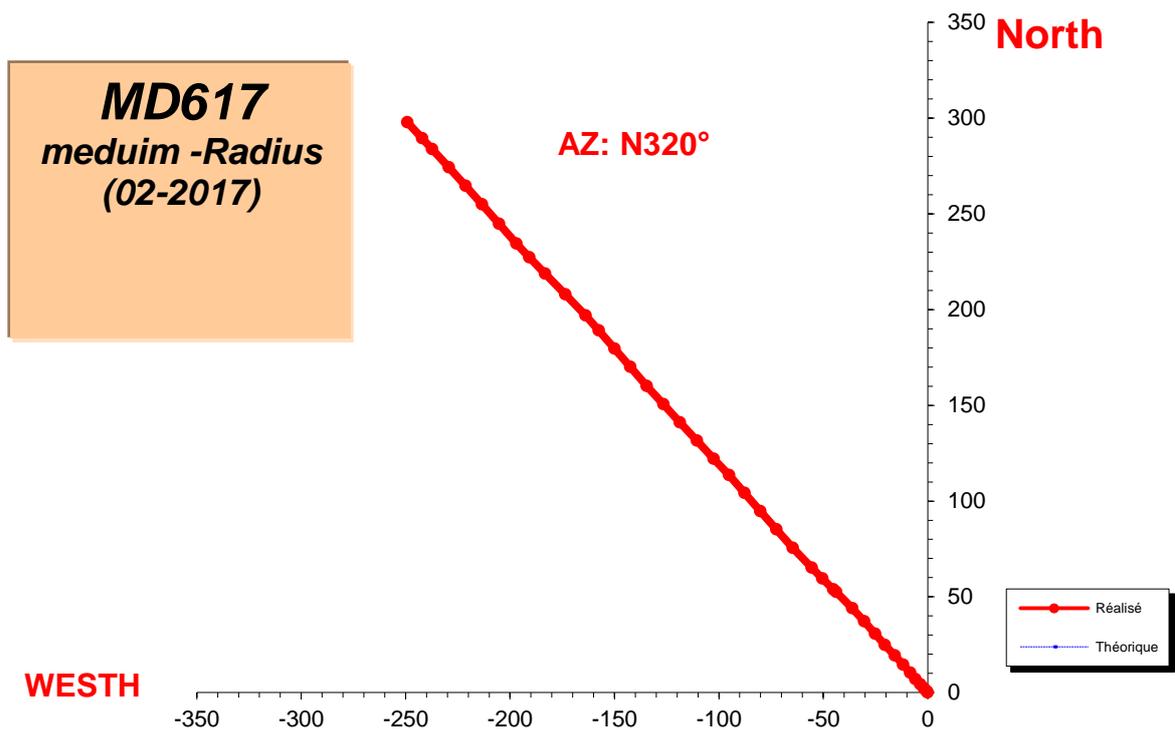


Figure III.3 : Projection horizontale réel de puits MD617.

Tableau III.1 :valeurs théoriques de la trajectoire (Data Survey de puits MD617).

1°proposal							
M. D	Incli	Azim.	T.V.D	LAT{N]	LOG[E]	Dogleg	V S
(m)	(°)	-	(m)			(°/30m)	(m)
3343,90	8,19	319,80	3343,84	0,98	0,82	0,00	1,28
3350,00	11,62	319,80	3349,85	1,78	1,50	16,86	2,33
3360,00	17,24	319,80	3359,53	3,68	3,11	16,86	4,82
3361,00	17,80	319,80	3360,49	3,91	3,30	16,86	5,12
3370,00	22,44	319,87	3368,94	6,27	5,30	15,47	8,21
3380,00	27,60	319,92	3377,99	9,51	8,02	15,47	12,44
3390,00	32,76	319,95	3386,64	13,35	11,26	15,47	17,47
3400,00	37,91	319,98	3394,79	17,78	14,97	15,47	23,25
3410,00	43,07	320,00	3402,39	22,75	19,15	15,47	29,74
3412,00	44,10	320,00	3403,84	23,81	20,03	15,47	31,12
3420,00	51,74	320,00	3409,20	28,35	23,85	28,64	37,05
3430,00	61,28	320,00	3414,71	34,73	29,20	28,64	45,38
3440,00	70,83	320,00	3418,77	41,73	35,07	28,64	54,51
3450,00	80,38	320,00	3421,25	49,14	41,29	28,64	64,18

3456,73	86,80	320,00	3422,00	54,26	45,59	28,64	70,87
3460,00	87,00	320,00	3422,18	56,76	47,69	1,82	74,13
3466,61	87,40	320,00	3422,50	61,82	51,93	1,82	80,74
3470,00	87,40	320,00	3422,65	64,41	54,11	0,00	84,12
3480,00	87,40	320,00	3423,11	72,07	60,53	0,00	94,11
3490,00	87,40	320,00	3423,56	79,72	66,95	0,00	104,10
3500,00	87,40	320,00	3424,02	87,37	73,37	0,00	114,09
3510,00	87,40	320,00	3424,47	95,02	79,79	0,00	124,08
3520,00	87,40	320,00	3424,92	102,68	86,21	0,00	134,07
3530,00	87,40	320,00	3425,38	110,33	92,63	0,00	144,06
3540,00	87,40	320,00	3425,83	117,98	99,05	0,00	154,05
3550,00	87,40	320,00	3426,28	125,63	105,48	0,00	164,04
3560,00	87,40	320,00	3426,74	133,29	111,90	0,00	174,03
3570,00	87,40	320,00	3427,19	140,94	118,32	0,00	184,02
3580,00	87,40	320,00	3427,64	148,59	124,74	0,00	194,01
3590,00	87,40	320,00	3428,10	156,24	131,16	0,00	204,00
3600,00	87,40	320,00	3428,55	163,90	137,58	0,00	213,99
3610,00	87,40	320,00	3429,00	171,55	144,00	0,00	223,98
3620,00	87,40	320,00	3429,46	179,20	150,42	0,00	233,97
3630,00	87,40	320,00	3429,91	186,85	156,85	0,00	243,96
3640,00	87,40	320,00	3430,37	194,51	163,27	0,00	253,95
3650,00	87,40	320,00	3430,82	202,16	169,69	0,00	263,94
3660,00	87,40	320,00	3431,27	209,81	176,11	0,00	273,93
3670,00	87,40	320,00	3431,73	217,46	182,53	0,00	283,92
3680,00	87,40	320,00	3432,18	225,12	188,95	0,00	293,91
3690,00	87,40	320,00	3432,63	232,77	195,37	0,00	303,90
3700,00	87,40	320,00	3433,09	240,42	201,79	0,00	313,89
3710,00	87,40	320,00	3433,54	248,07	208,22	0,00	323,87
3720,00	87,40	320,00	3433,99	255,73	214,64	0,00	333,86
3730,00	87,40	320,00	3434,45	263,38	221,06	0,00	343,85
3760,00	87,40	320,00	3435,81	286,34	240,32	0,00	373,82
3770,00	87,40	320,00	3436,26	293,99	246,74	0,00	383,81
3780,00	87,40	320,00	3436,72	301,64	253,16	0,00	393,80
3786,26	87,40	320,00	3437,00	306,43	257,18	0,00	400,05

III.2 : valeurs réelles de la trajectoire (Data Survey de puits MD617).

Well: MD617								
Zone: 24 Log de référence : neutron/ densité _ du 02/06/09								
Zsol: 160 m Zt: 150 m								
Casing 7" @ 3327 m (CE)								
Casing 7" recalé @ 3320,7 m*								
Target en: (D2) de 3430 m à 3445 m Azimut: N320° VS: 400 m slant								
Target recalée: 3422 m* - 3437 m*								
Obs: DH (Zaltr) : 3327m / D5 : 3331 m / D4 : 3383m / D3 :3404m / D2: 3427m / ID : 3449m								
N°	M. D (m)	Incli (°)	Azim. -	T.V.D (m)	Coord. Rectan.		Dogleg (°/30m)	V S (m)
					Nord	Est		
1	3321,00	0,00	0,00	3321,500	0,00	0,00	0,000	0,00
2	3333,70	2,81	319,99	3333,690	0,23	-0,19	6,910	0,299
3	3343,90	8,19	319,80	3343,840	0,98	-0,82	15,824	1,276
4	3353,00	13,38	318,09	3352,780	2,26	-1,94	17,141	2,978
5	3362,30	19,00	320,05	3361,700	4,22	-3,64	18,212	5,569
6	3372,10	23,53	323,85	3370,839	7,02	-5,82	14,488	9,119
7	3381,50	28,69	321,20	3379,277	10,30	-8,34	16,880	13,249
8	3391,90	33,92	320,49	3388,160	14,49	-11,75	15,124	18,651
9	3402,40	39,44	319,64	3396,570	19,29	-15,78	15,838	24,920
10	3413,20	45,90	319,88	3404,51	24,88	-20,50	17,95	32,24
11	3422,70	55,04	322,25	3410,56	30,58	-25,10	29,43	39,55
12	3432,50	62,90	320,88	3415,60	37,15	-30,31	24,33	47,94
13	3442,20	70,74	318,00	3419,42	43,94	-36,08	25,59	56,85
14	3454,00	81,95	316,84	3422,20	52,40	-43,79	28,64	68,29
15	3456,73	83,14	317,06	3422,56	53,85	-45,15	13,27	70,99
16	3463,70	86,17	317,62	3423,20	59,48	-50,34	13,27	77,92
17	3471,40	88,83	318,17	3423,54	65,19	-55,50	10,58	85,61
18	3485,20	90,06	319,46	3423,67	75,57	-64,59	3,88	99,40
19	3497,60	88,42	321,26	3423,84	85,12	-72,49	5,89	111,80
20	3509,80	87,87	321,78	3424,23	94,66	-80,08	1,86	123,99
21	3522,00	88,43	321,63	3424,63	104,23	-87,64	1,43	136,18
22	3533,90	88,03	320,32	3424,99	113,47	-95,13	3,45	148,07
23	3545,20	87,35	319,38	3425,45	122,10	-102,41	3,08	159,36
24	3557,70	87,78	319,11	3425,98	131,56	-110,56	1,22	171,85
25	3570,10	86,39	320,07	3426,61	140,99	-118,59	4,09	184,23
26	3582,50	86,51	320,07	3427,38	150,48	-126,53	0,29	196,61
27	3595,00	87,07	320,84	3428,08	160,11	-134,48	2,28	209,09
28	3607,00	87,23	321,48	3428,71	169,99	-142,43	1,56	221,77
29	3619,90	86,24	321,95	3429,41	179,55	-149,98	2,69	233,95

30	3632,10	86,80	321,86	3430,15	189,13	-157,49	1,40	246,12
31	3642,00	90,06	320,04	3430,42	196,82	-163,73	11,31	256,01
32	3656,80	90,15	318,05	3430,39	207,99	-173,43	4,04	270,81
33	3671,40	89,38	317,51	3430,45	218,80	-183,24	1,93	285,40
34	3682,70	87,93	318,76	3430,72	227,22	-190,78	5,08	296,69
35	3692,10	86,70	320,15	3431,16	234,35	-196,88	5,92	306,08
36	3705,40	85,41	322,03	3432,07	244,68	-205,21	5,14	319,34
37	3718,50	86,58	321,32	3432,99	254,93	-213,32	3,13	332,40
38	3731,00	85,81	320,23	3433,82	264,59	-221,20	3,20	344,87
39	3743,60	86,54	319,80	3434,66	274,22	-229,28	2,02	357,45
40	3756,10	85,90	320,19	3435,48	283,78	-237,30	1,79	369,91
41	3763,50	84,07	319,50	3436,12	289,41	-242,05	7,92	377,29
42	3774,50	84,00	319,50	3437,24	297,73	-249,16	0,63	388,23

2. Calcul de la trajectoire du puits MD617 :

les tableaux ci-dessous représentent les différents paramètres : ΔV , ΔH , ΔX et ΔY

calculés par les différentes méthodes en utilisant logiciel Excel 2007

les calculs par ces méthodes comportent la partie déviée (build up) et la partie horizontale (le drain)

Tableau III.3:valeurs calculées par la méthode de l'angle moyenne

N°	M. D (m)	Incli (°)	Azim. -	ΔL (m)	ΔV (m)	ΔH (m)	ΔY (m)	ΔX (m)
1	3321	0	0	12,7	2,09597994	12,525848	-12,2066893	2,80955575
2	3333,7	2,81	319,99	10,2	7,2284317	-7,19651132	-6,14477181	3,74587167
3	3343,9	8,19	319,8	9,1	-1,90209598	-8,89899044	-0,65211728	8,87506473
4	3353	13,38	318,09	9,3	-8,24028884	-4,31133852	-0,84953933	4,22681
5	3362,3	19	320,05	9,8	-7,32782522	6,50714819	0,41128323	6,49413764
6	3372,1	23,53	323,85	9,4	5,25739212	7,79229286	-3,81593587	6,79400188
7	3381,5	28,69	321,2	10,4	10,3360812	-1,15127157	-1,05924496	-0,4510281
8	3391,9	33,92	320,49	10,5	5,50328678	-8,94224998	-8,31278011	3,29568224
9	3402,4	39,44	319,64	10,8	2,76080273	-10,441167	-8,10265281	6,58520962
10	3413,2	45,9	319,88	9,5	9,30201129	1,92940042	1,56743441	1,12504905
11	3422,7	55,04	322,25	9,8	-7,36601308	6,46388825	2,80136111	5,8253092
12	3432,5	62,9	320,88	9,7	-6,42690891	-7,26531774	-3,91047388	6,12315572
13	3442,2	70,74	318	11,8	6,89476665	9,57612619	-9,50824089	-1,13822143
14	3454	81,95	316,84	2,73	1,77371335	2,07529298	-1,94886231	0,71328582
15	3456,73	83,14	317,06	6,97	-6,87186857	1,16547089	-1,1645782	-0,0456072
16	3463,7	86,17	317,62	7,7	6,88382631	-3,45006309	2,85882273	1,93133837
17	3471,4	88,83	318,17	13,8	1,24569272	13,7436622	-0,77822163	-13,7216114
18	3485,2	90,06	319,46	12,4	3,6098084	11,8629374	11,8226374	-0,97699925
19	3497,6	88,42	321,26	12,2	12,002006	2,18903018	1,03648025	1,92809799
20	3509,8	87,87	321,78	12,2	11,9909108	2,2490126	0,68232506	2,14300961
21	3522	88,43	321,63	11,9	11,4833354	3,12137933	2,68911666	1,58482192
22	3533,9	88,03	320,32	11,3	10,8766487	-3,06406799	-2,54187338	1,71096242
23	3545,2	87,35	319,38	12,5	11,5152363	-4,86305795	-1,77371603	4,52805301
24	3557,7	87,78	319,11	12,4	7,90455087	-9,55395601	-6,28784088	7,19313093
25	3570,1	86,39	320,07	12,4	0,6965383	-12,3804214	-11,5315993	4,50522504
26	3582,5	86,51	320,07	12,5	4,82396721	-11,5316669	-11,5307588	-0,14471094
27	3595	87,07	320,84	12	8,2339629	-8,72936739	-6,57687475	-5,73991058
28	3607	87,23	321,48	12,9	4,31659886	-12,1563553	-3,57208473	-11,6196895
29	3619,9	86,24	321,95	12,2	1,53558095	-12,1029745	-1,30755357	-12,0321359
30	3632,1	86,8	321,86	9,9	8,84703171	4,44297534	3,88288607	2,1594503
31	3642	90,06	320,04	14,8	-7,98168644	12,4632532	2,14964732	-12,2764693

32	3656,8	90,15	318,05	14,6	-3,32291862	14,2168285	-12,6158829	-6,55421316
33	3671,4	89,38	317,51	11,3	8,71216111	7,19640527	-4,83464205	-5,3305239
34	3682,7	87,93	318,76	9,4	7,48549501	-5,68571582	-3,13180249	4,74543755
35	3692,1	86,7	320,15	13,3	-4,42030335	-12,5439594	-10,0046169	-7,56693849
36	3705,4	85,41	322,03	13,1	-5,08687307	-12,0720223	-4,00590654	-11,3879952
37	3718,5	86,58	321,32	12,5	-2,46863902	-12,2538084	-11,5824612	-4,00030173
38	3731	85,81	320,23	12,6	-2,73491078	-12,2996042	-11,1929539	5,09882789
39	3743,6	86,54	319,8	12,5	-2,16155431	-12,3116889	-11,0996406	5,32688098
40	3756,1	85,9	320,19	7,4	-7,30311134	-1,1935513	-0,98679526	0,67141627
41	3763,5	84,07	319,5	11	-7,75789791	7,79839856	4,58395483	-6,3089126

Tableau III.4 :valeurs calculées par la méthode de rayon de courbure.

N°	M. D	Incli	Azim.	ΔL	ΔV	ΔH	ΔY	ΔX
	(m)	(°)	-	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
1	3321	0	0	12,7	1,4714397	8,7929424	-0,0120129	0,00276496
2	3333,7	2,81	319,99	10,2	1,1726695	-1,1674910	-0,9953684	0,60677963
3	3343,9	8,19	319,8	9,1	-0,3809904	-1,7824707	-0,1152766	1,56887065
4	3353	13,38	318,09	9,3	-0,9546692	-0,4994851	-0,0834077	0,41498787
5	3362,3	19	320,05	9,8	-2,4864893	2,2080159	0,06950688	1,09750945
6	3372,1	23,53	323,85	9,4	1,0851721	1,6083984	-0,5765807	1,026561
7	3381,5	28,69	321,2	10,4	1,9865451	-0,2212689	-0,1993326	-0,08487613
8	3391,9	33,92	320,49	10,5	0,7425401	-1,2065526	-1,0881582	0,43141088
9	3402,4	39,44	319,64	10,8	-0,075469	0,2854098	0,22095528	-0,17957536
10	3413,2	45,9	319,88	9,5	-2,0148518	-0,4179156	-0,2654497	-0,19053043
11	3422,7	55,04	322,25	9,8	1,3293194	-1,1665120	-0,4669315	-0,97096398
12	3432,5	62,9	320,88	9,7	1,1511818	1,3013560	0,48226185	-0,75514234
13	3442,2	70,74	318	11,8	-0,7717475	-1,0718783	1,00560497	0,1203799
14	3454	81,95	316,84	2,73	1,6708988	1,9549914	-1,8321895	0,67058347
15	3456,73	83,14	317,06	6,97	-4,528804	0,7680905	-0,7575127	-0,0296657
16	3463,7	86,17	317,62	7,7	5,026876	-2,5191903	2,06126291	1,39252991
17	3471,4	88,83	318,17	13,8	1,168608	12,893533	-0,6805043	-11,9986593
18	3485,2	90,06	319,46	12,4	3,218641	10,577484	9,17497865	-0,758202
19	3497,6	88,42	321,26	12,2	11,85016	2,1615434	1,01197345	1,88250956

20	3509,8	87,87	321,78	12,2	11,83426	2,2197404	0,67281305	2,11313482
21	3522	88,43	321,63	11,9	11,40328	3,1006117	2,48427698	1,46410034
22	3533,9	88,03	320,32	11,3	10,66829	-3,0053738	-2,40240009	1,61708144
23	3545,2	87,35	319,38	12,5	11,42658	-4,8256786	-1,75474119	4,47961287
24	3557,7	87,78	319,11	12,4	7,28339466	-8,8031607	-5,57379888	6,37628494
25	3570,1	86,39	320,07	12,4	0,69612045	-12,372994	#DIV/0!	#DIV/0!
26	3582,5	86,51	320,07	12,5	4,76118067	-11,3576	-11,1016059	-0,13932507
27	3595	87,07	320,84	12	8,22518282	-8,725904	-6,4583087	-5,63643309
28	3607	87,23	321,48	12,9	4,14246684	-11,665966	-3,3965217	-11,0485979
29	3619,9	86,24	321,95	12,2	1,51559453	-11,945447	-1,2900995	-11,8715236
30	3632,1	86,8	321,86	9,9	5,41811748	2,7209761	2,0630905	1,14737887
31	3642	90,06	320,04	14,8	-7,9789929	12,459047	1,81148492	-10,34525
32	3656,8	90,15	318,05	14,6	-3,2414493	13,86073	-12,157539	-6,31609428
33	3671,4	89,38	317,51	11,3	7,968771	6,582296	-4,1397738	-4,56438412
34	3682,7	87,93	318,76	9,4	7,022178	-5,331983	-2,7072009	4,10206355
35	3692,1	86,7	320,15	13,3	-4,1201232	-11,61067	-8,0113281	-6,05932514
36	3705,4	85,41	322,03	13,1	-4,8499	-11,31509	-3,7023736	-10,5251115
37	3718,5	86,58	321,32	12,5	-2,408134	-11,953324	-10,747367	-3,7118806
38	3731	85,81	320,23	12,6	-2,674576	-12,028315	-10,861938	4,94803734
39	3743,6	86,54	319,8	12,5	-2,12422	-12,102642	-10,842156	5,20331036
40	3756,1	85,9	320,19	7,4	-6,3258193	-1,0338405	-0,8378953	0,57010464
41	3763,5	84,07	319,5	11	0,089476	0,2263118	-0,00057304	0,00029197

3. Calcule des paramètres élémentaires par les différentes méthodes :

Notre calcule est basé sur les deux points suivants :

N°	M. D	Incli	Azim.	T.V.D	Coord.		Dogleg	V S
	(m)	(°)	-	(m)	Nord	Est	(°/30m)	
11	3422,70	55,04	322,25	3410,56	30,58	-25,10	29,43	39,55
12	3432,50	62,90	320,88	3415,60	37,15	-30,31	24,33	47,94

➤ **Méthode d'angle moyenne :** voir la formule (#1) .

Application numérique :

$$\Delta MD = 3432.5 - 3422.5 = 9.8 \text{ m}$$

$$\Delta V = 9.8 * \cos \left(\frac{55.04 + 62.9}{2} \right) = 5.051 \text{ m}$$

$$\Delta H = 9.8 * \sin((55.04 + 62.9)/2) = 8.397 \text{ m}$$

$$\Delta X = 9.8 * \sin((55.04 + 62.9)/2) * \sin((322.25 + 320.88)/2) = -5.22 \text{ m}$$

$$\Delta Y = 9.8 * \sin((55.04 + 62.9)/2) * \cos((322.25 + 320.88)/2) = 6.577 \text{ m}$$

➤ **Méthode du Rayon de courbure :** voir la formule (#2) .

Application numérique :

$$\text{Gradient d'inclinaison} = \Delta I / \Delta MD = 0.8$$

$$\text{Gradient d'azimut} = \Delta A / \Delta MD = 0.139$$

$$\Delta V = (180/\pi) \times 9.8 \times (\sin 62.9 - \sin 55.04) / (62.9 - 55.04) = 5.06 \text{ m}$$

$$\Delta H = (180/\pi) \times 9.8 \times (\cos 55.04 - \cos 62.9) / (62.9 - 55.04) = 8.395 \text{ m}$$

$$\Delta X = (180/\pi) \times 8.395 \times (\cos 320.88 - \cos 322.25) / (322.25 - 320.88) = -5.22 \text{ m}$$

$$\Delta Y = (180/\pi) \times 8.395 \times (\sin 322.25 - \sin 320.88) / (322.25 - 320.88) = 6.579 \text{ m}$$

➤ **Méthode courbure minimum:** voir la formule (#3) .

Application numérique :

$$DL = \cos^{-1} [\cos 62.9 * \cos 55.04 + \sin 62.9 * \sin 55.04 * \cos(320.88 - 322.25)] = 7.94^\circ$$

$$K = (180/\pi) * (9.8/7.94) * \tan(7.94/2) = 4.91 \text{ m}$$

$$\Delta V = 4.91 * (\cos 62.9 + \cos 55.04) = 5.05 \text{ m}$$

$$\Delta H = 4.91 * (\sin 62.9 + \sin 55.04) = 8.39 \text{ m}$$

$$\Delta X = 4.91 * (\sin 55.04 * \sin 322.25 + \sin 62.9 * \sin 320.88) = -5.209 \text{ m}$$

$$\Delta Y = 4.91 * (\sin 55.04 * \cos 322.25 + \sin 62.9 * \cos 320.88) = 6.570 \text{ m}$$

Tableau III.3 : comparaison entre les différentes méthodes :

Les méthodes utilisées	les paramètres calculés	ΔV (m)	ΔH (m)	ΔX (m)	ΔY (m)
Méthode d'angle moyenne		5.051	8.397	-5.22	6.577
Méthode du rayon de courbure		5.06	8.395	-5.22	6.579
Méthode courbure minimum		5.05	8.39	-5.209	6.570
Valeurs réels		5.04	8.39	-5.21	6.57

En utilisant la méthode de la courbure minimum aura les résultats suivants :

DLS = $7.94^\circ/30\text{m}$.

- Variation de la profondeur verticale : $\Delta V = 5.05 \text{ m}$. (ΔV réel = 5.04) ;
- Variation du déplacement horizontal : $\Delta H = 8.39\text{m}$ (ΔH réel = 8.39m) ;
- Variation des coordonnées est-ouest : $\Delta X = -5.209\text{m}$ (ΔX réel = -5.21m) ;
- Variation des coordonnées nord-sud : $\Delta Y = 6.570 \text{ m}$ (ΔY réel = 6.57m).
- ❖ On voit bien qu'il n'y a pas un grand écart entre la trajectoire prévisionnelle et celle réelle, par cette méthode qui a une très bonne précision (erreurs nulles). Et a cause de sa simplicité (méthode simple utilisée avec les ordinateurs.)
- ❖ Par contre on remarque qu'il ya une grande différence entre les valeurs réels et les valeurs calculées par les deux méthodes précédentes (**angle moyenne et rayon de courbure**) surtout si l'espace entre les deux points mesurés est très élevé.
- Si on va calculer la trajectoire, nous recommandons d'utiliser la méthode de :
courbure minimum pour ce puits afin d'atteindre l'objectif

Conclusion générale :

Le nombre de puits horizontaux forés par an dans le monde ne cesse d'augmenter grâce aux progrès réalisés dans la perfection des moteurs de fond, des outils diagraphiques et des outils de forage.

Le contrôle de la trajectoire qui est développé grâce au moteur de déviation (PDM) et au système MWD le dernier nous donnent toutes les données nécessaires sur la trajectoire le régime de forage et les données géologiques.

Le calcul de la trajectoire se fait selon une méthode rigoureuse et le choix du moteur de fond qui dépend du diamètre et l'inclinaison ont été effectués.

La correction de l'azimut et l'inclinaison dans le cas de changement s'effectués par un mode orienter/rotary en utilisant la table de rotation.

Ce projet, portant sur technique de forage horizontal et l'étude comparative entre les différentes méthodes de calculer la trajectoire d'un puits réalisé en medium radius afin d'atteindre l'objectif, nous recommandons d'utiliser la méthode courbure minimum.

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.

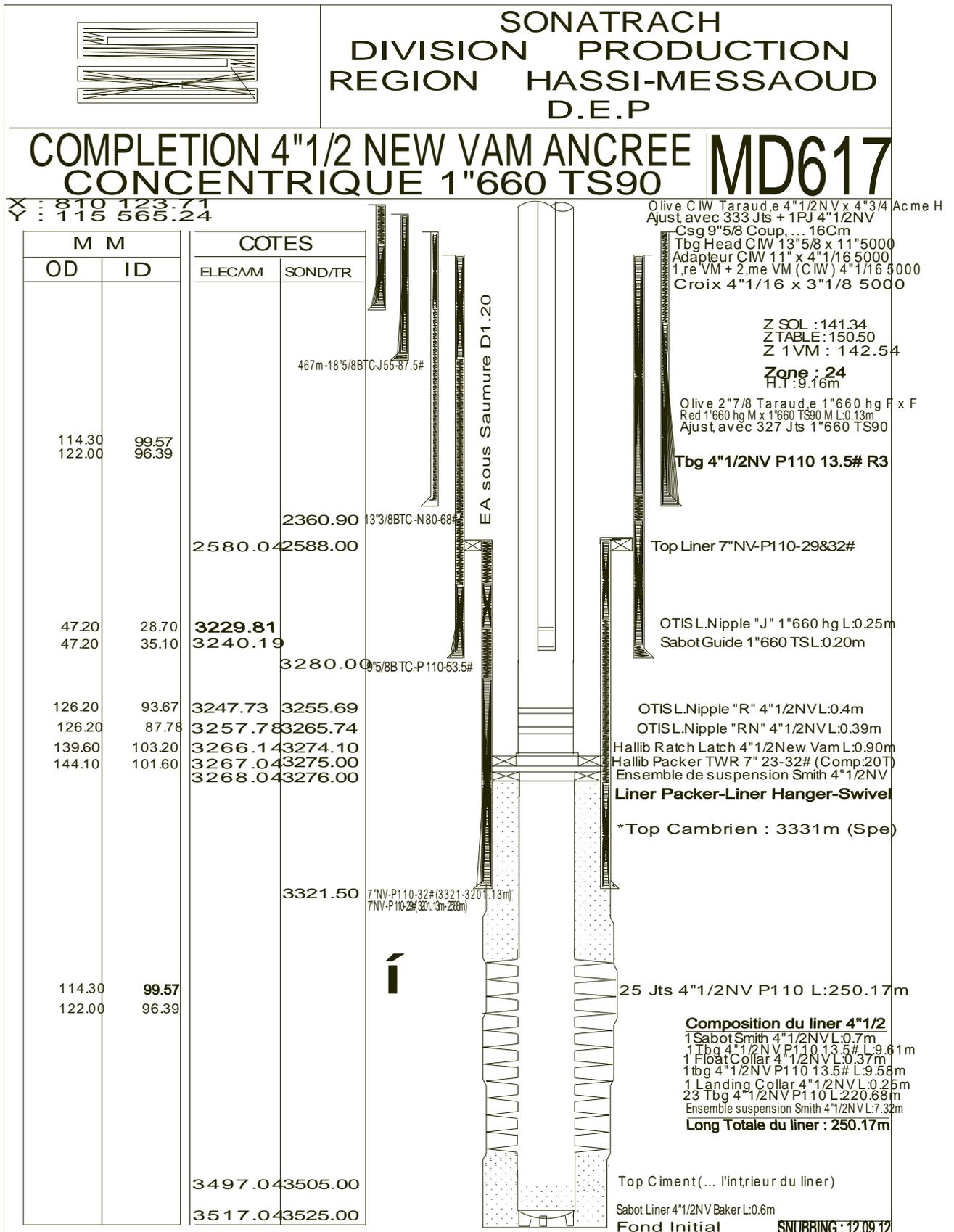
✚ La méthode de calcul et leur taux de précision et la performance des outils utilisés sont des facteurs très importants sur le suivi rigoureux de notre trajectoire (une réduction du taux d'incertitude).

✚ La vérification et le contrôle continu 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

Fiche technique de puits MD-617 :



===== Bibliographie =====

1. Conception et Planification d'un puits horizontal de Sperry-Sun (Halliburton).
2. Cours de fluides de forage - Dr Abderrahmane MELLAK.
3. Documentation de chef chanté ENTP 195 sur forage horizontal .
4. Documentation de « SONATRACH » : "Fiche puits MD-617".SH/DP (HMD; le18/04/2017).
5. Drilling Program de Sonatrach & IPM (Schlumberger).
6. Fiche technique -Procédure de forage horizontal, champ de Hassi Messaoud
7. Formulaire de Foreur (Edition TECHNIP 1989).
8. Horizontal Drilling Training Manual – Anadrill 1991.
9. Ingénierie du forage horizontal d'ENSPM & IFP.
10. Le forage horizontal, session FD2, « SONATRACH ».
11. Manuel de formation en forage dirigé de Weatherford (Measurement while drilling essentials).
12. Réalisée par SONATRACH, division forage (direction régionale de Hassi Messaoud).
13. Technique d'exploitation pétrolière – Jean Paul NGUYEN : Le Forage (édition TECHNIP 1993) .