

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2017

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des hydrocarbures et de la chimie

Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

MADANI SALAH

BOUZAHER SOFIANE

Filière : hydrocarbure

Option : Forage des puits des hydrocarbures

Thème

**ELABORATION D'UN PROGRAMME INFORMATIQUE
POUR LE SUIVI DE LA TRAJECTOIRE DES PUIITS
DEVIES**

Devant le jury :

Mellak Abderrahmane	Prof	UMBB	Président
Amara Hanafi			Encadreur
Boumaza Nadia	MA(A)	UMBB	Examinatrice
Chieb Bachir	C.Forage	ENTP	Examineur

Année universitaire : 2016/2017

Résumé

Le but de ce travail est l'élaboration d'une base d'un programme informatique pour le suivi de trajectoire des puits déviés sous MATLAB, ce modeste programme permet la visualisation en 2D et en 3D de la trajectoire des puits ou nous avons pris comme échantillon le MDZ 664 et MDZ 657, deux puits horizontaux forés à Hassi Messoud en Algérie, cette visualisation nous a permis à son tour d'étudier la fiabilité de trois modèles de calculs (méthode d'angle moyen, tangentielle pondérée et rayon de courbure) en se référant au modèle le plus utilisé dans l'industrie pétrolière et qui est la courbure minimum. Après nous avons proposé une combinaison entre la méthode de rayon de courbure qui performe bien dans la partie courbe du puits et la méthode optimale pour les calculs de drain horizontal et qui est la tangentielle pondérée, et aussi proposer une amélioration de la méthode d'angle moyen. Par la suite nous avons présenté les différentes étapes d'une méthode d'interpolation permettant d'avoir les mesures de la trajectoire à des intervalles bien déterminés.

Abstract

The aim of this work is to develop a computer program for tracking deviated wells trajectory with MATLAB. This modest program allows the 2D and 3D visualization of the trajectory of the wells. MDZ 664 and MDZ 657, two horizontal wells drilled at Hassi Messoud in Algeria, this visualization enabled us to study the reliability of three wellbore surveying calculation methods (Average angle method Balanced tangential and radius of curvature) By referring to the model most used in the petroleum industry and which is minimum curvature. We have proposed a combination of the radius of curvature method which performs well in the curved part of the well and the optimal method for horizontal drain calculations and which is the Balanced tangential and also proposes an improvement of the Average angle method, In the following we have presented the different steps of an interpolation method allowing to have the measurements of the trajectory at well-defined intervals.

Dédicaces

Je tiens à dédier ce mémoire de Master à mes parents.

A mes frères, A ma sœur.

S alah

Je tiens à dédier ce mémoire de Master à ma chère mère, à

Mon cher père.

A mes frères, A ma sœur, A la mémoire de mes grand-pères

(Bouzaher S ebti - Gouala Ahmed).

Mon Cher ami Bougoffa Salah akram

S ofiane

Nous remercions Dieu, Tout Puissant, de nous avoir donné la force et le courage de venir au bout de ce travail.

Nous tenons à remercier du fond du cœur nos parents pour leur soutien indéfectible.

Nous tenons à exprimer notre profonde reconnaissance à Mr AMARA HANAFI pour avoir dirigé ce travail et également pour les encouragements qu'elle n'a cessé de nous prodiguer. Nous sommes heureux de pouvoir lui exprimer nos plus sincères remerciements.

Nous exprimons également toute notre gratitude et reconnaissance à tous nos enseignants, depuis l'école primaire à aujourd'hui, pour leurs dignes contributions à notre instruction à la fois morale et intellectuelle

Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail par leur apport en information ou par leurs orientations.

Sommaire

Historique et Introduction	1
Chapitre I : Généralités sur le forage dirigé	
Cas d'application de forage dirigé	3
Profils et types des puits dirigés	6
Forage horizontal	9
Chapitre II : Réalisation d'un puits dévié	
Partie verticale.....	11
Amorce de déviation	
Le sifflet déviateur : (whipstock)	11
Le jetting	13
Raccord coudé et moteur de fond	14
Rebel tool	16
Partie déviée	
Forage dirigé conventionnel.....	16
Forage de navigation.....	18
Le Système Rotary Steerable.....	19
Forage de navigation assisté.....	20
Chapitre III : Les instruments de Mesure de déviation	
L'inclinomètre (TOTCO)	21
Single Shot Magnétique et Multi-Shots Magnétique	22
Les gyroscopes	24
Appareil magnétique à câble (Steering-tool).....	24
MWD et LWD	25

Chapitre IV: le suivi de la trajectoire de puits au cours de forage.

Les systèmes de coordonnées.....	32
Calcul de la trajectoire	36
Les méthodes de calcul	38
Calcul d'incertitude.....	44

Chapitre v : Etude de cas : Suivi de la Trajectoire.

Elaboration d'un programme Matlab pour le suivi de la trajectoire	46
Comparaison entre les méthodes de calculs	50
Proposition de méthodes	64
Simulation de la trajectoire.....	74

Conclusion	77
------------------	----

Bibliographie	78
---------------------	----

Abbreviations

A: Azimut du puits

CRD : Compensated Dual Resistivity

CDN : Compensated Density Neutron

DLS: dog leg severity

DL : Dog leg

EST : La coordonnée Est/Ouest

HD :Horizontal displacement

I: Inclinaison du puits

KB :Kelly Bushing

KOP: kick of point ou Amorce de déviation

LWD: logging while drilling

MATLAB : matrix laboratory

MD : Profondeur mesurée

MTF: magnetique toolface

MWD: measurement while drilling

Nord : La coordonnée Nord/Sud

PDM: Positive Displacement Motor

ROC: radius of curvature

RSS : Rotary Steerable Drilling

RT :Rotary table

TVD : La profondeur verticale

UTM : Universal Transverse Mercator

WOB: weight on bit ou poids sur l'outil

Liste des Figures

CHAPITRE 1

Figure 1.1: Cas d'application de forage dirigè.....	3
Figure 1.2: Le profil type I.....	6
Figure 1.3 : Le profil type II.....	7
Figure 1.4 : Le profil type III.....	7
Figure 1.5: Développement du profil type III	8
Figure 1.6: Tilt or slant rig	8
Figure 1.7: Les parties d'un puits horizontal	9
Figure 1.8: Profiles d'un forage horizontal	10

CHAPITRE 2

Figure 2.1: Sifflet Déviateur	11
Figure 2.2: Amorce de déviation par le Sifflet Déviateur.....	12
Figure 2.3: Amorce de déviation par Jetting	13
Figure 2.4: Raccord Coudé	14
Figure 2.5: Amorce de déviation par Raccord Coudé	15
Figure 2.6: Rebel Tool	16
Figure 2.7: Garniture montante	17
Figure 2.8: Garniture Stabilisée	17
Figure 2.9: Garniture descendante	18
Figure 2.10: Forage de Navigation	18
Figure 2.11: Push-The-Bit System	19
Figure 2.12: Turn-The-Bit System.....	20
Figure 2.13: Forage de Navigation Assisté	20

CHAPITRE 3

Figure 3.1: Inclinomètre	21
Figure 3.2: Single Shot Magnétique	22
Figure 3.3: Composants d'un Single Shot Magnétique	22
Figure 3.4: Disque photographique du Single Shot Magnétique	23
Figure 3.5: Film d'un Multi Shot Magnétique	24

Figure 3.6: Gyroscope	24
Figure 3.7: Système MWD	25

CHAPITRE 4

Figure 4.1: Coordonnes Géographique	32
Figure 4.2: Projection UTM	32
Figure 4.3: Système UTM	33
Figure 4.4: Projection Standard Mercator	33
Figure 4.5: Projection Lambert	34
Figure 4.6: Calcul Tangentiel	39
Figure 4.7: Calcul de l'angle moyen.....	40
Figure 4.8: Méthode de rayon de courbure	40
Figure 4.9: Calcul Rayon de Courbure	41
Figure 4.10: Calcul Tangentielle Pondérée.....	41
Figure 4.11: Calcul courbure minimum	43

CHAPITRE 5

Figure 5.1: Organigramme des différentes étapes du programme	46
Figure 5.2: Le script du programme	48
Figure 5.3: Le script du programme	49
Figure 5.4: Présentation 3D du puits MDZ 664	52
Figure 5.5: Présentation 3D du puits MDZ 664 par les quatre méthodes de calculs	53
Figure 5.6: Présentation de la partie KOP du puits MDZ 664.....	53
Figure 5.7: Présentation de la partie Build Up du puits MDZ 664	54
Figure 5.8: Présentation de la partie Horizontale du puits MDZ 664	55
Figure 5.9: Projection horizontale du puits MDZ 664	55
Figure 5.10: Présentation 3D du puits MDZ 657	59
Figure 5.11: Présentation de la partie KOP du puits MDZ 657	59
Figure 5.12 : Présentation de la partie Build Up du puits MDZ 657	60
Figure 5.13: Présentation de la partie Horizontale du puits MDZ 664	61
Figure 5.14: Projection horizontale du puits MDZ 657	61

Figure 5.15: Présentation du puits MDZ 657 par la méthode proposée	65-67
Figure 5.16: Présentation du puits MDZ 664 par la méthode d'angle moyen améliorée...	69-70
Figure 5.17: Présentation du puits MDZ 657 par la méthode d'angle moyen améliorée...	71-72

Liste des Tableaux

Tableau 1: Erreurs des équipements de mesure	44
Tableau 2: Paramètres initiaux du puits MDZ 664	49
Tableau 3: Données de la Trajectoire du puits MDZ 664	52
Tableau 4: Paramètres initiaux du puits MDZ 657	56
Tableau 5: Données de la Trajectoire du puits MDZ 657	57
Tableau 6: Résultats de calcul de trajectoire du puits MDZ 657	63

Le forage pétrolier né à Titusville a connu beaucoup de progrès, à fin de forer le plus profondément possible, et exploiter le maximum de réserve. Ce changement n'a pas seulement touché l'appareil de forage mais aussi la trajectoire des puits foré et la technique de forage, dont nous pouvons citer le forage dirigé et plus particulièrement le forage horizontal qui est l'objet de notre étude.

La technique de forage dirigé a pris naissance à la fin des années 20 sur la côte du pacifique. Un entrepreneur de forage californien ingénieux crut pouvoir placer son installation de surface sur la côte et diriger son trou de telle manière que le fond aboutisse sous le port, sans l'autorisation portuaire, il entreprit de réaliser son projet. A partir de ce moment-là, la technique du forage dirigé devint suspecte, aux yeux des compagnies pétrolières et des entrepreneurs, jusqu'à ce qu'il y eut une éruption dans la petite ville de Conroe, Texas.

C'était une journée froide, humide et triste, de l'année 1934. Une fuite à pression très élevée se fit par le tubage du puits Madeley N1, et en quelques instants il se forma un cratère de dimensions monstrueuses, qui aval littéralement l'installation de forage. Un jeune et brillant ingénieur, qui était employé par une des plus importantes compagnies pétrolières travaillant à Conroe, suggéra de faire un forage dirigé à partir d'une certaine distance du cratère, de telle façon que celui-ci atteigne sa profondeur finale à la verticale du puits en éruption. Ensuite, de la boue devait être injectée par le puits dévie. Celle-ci était supposée cheminer au travers de la formation vers le puits en éruption et éteindre ainsi la flamme. Cette suggestion fut retenue et le projet se réalisa à la satisfaction de tous. Il en résulta, que le forage dirigé fut d'abord reconnu comme un moyen de sauvetage de puits en éruption non contrôlée, puis acquit finalement une audience favorable auprès des maîtres d'œuvre et des entrepreneurs de forage.

Le forage horizontal l'un des types les plus important de forage dirigé, sa naissance reviens au juin 1980 avec le forage de puits Elf Aquitaine Lacq-90 dans le sud de la France. Malgré qu'il avait des puits foré avant cette date, entre autre en Russie, volontairement ou non, mais sans réel succès ni développement jusqu'aux années 80. Le puits Lacq-90 a été suivi par Lacq-91 Casteralou toujours en France puis Rospomare-6d en Italie et Pelicanlake au Canada. A la fin des années 80 des centaines de milliers de puits horizontaux étaient forés chaque année.

En 1992, le premier puits horizontal HRZ1 a été réalisé en Algérie dans l'anneau d'huile de HASSI R'MEL, puis trois autres ont été forés en 1993 un à HASSI MESSAOUD suivi par un puits à Tin FouyéTabenkort (TFT) en 1994, puis en mois octobre de la même année le puits OMP30D à Hassi Messaoud.

La proportion de forages dirigés a dépassé 50% des forages réalisés pour certains opérateurs, un tel accroissement d'activité dans cette technique a poussé les ingénieurs de mettre à jour les règles de l'art pour réaliser ces forages particuliers.

Face à la déplétion des gisements des hydrocarbures conventionnels, l'exploitation des réserves non conventionnelles devient inévitable, pour satisfaire le besoin mondiale en énergie malgré qu'elle présente plusieurs inconvénients, cette exploitation nécessite la maîtrise de certaines techniques telles que la fracturation hydraulique et le forage dévié et particulièrement le forage horizontal.

La réussite d'un forage horizontal ou dévié nécessite un suivi rigoureux de la trajectoire de l'outil de forage, et pour définir cette trajectoire il est indispensable de faire appel à des formules mathématiques dont la précision varie d'une à l'autre selon l'hypothèse de base.

La difficulté de faire des calculs manuels par ces formules, nous a poussée à élaborer un programme informatique, pour le suivi de la trajectoire des puits déviés, ce dernier point sera bien détaillé dans les chapitres ultérieurs.

Le forage dirigé est défini comme étant la technique qui consiste à dévier un forage suivant un programme établi à l'avance de façon à atteindre une cible au fond, située à une certaine distance horizontale de la verticale passant par le centre de la table de rotation.

1. Cas d'application de forage dirigé : [3]

Le forage dirigé est très coûteux, et nécessite des équipements spéciaux, et du personnel expérimenté, alors le choix de réaliser un forage dirigé est liée à certains conditions ou le forage vertical ne donne pas de bon résultats.

La figure suivante présente les cas d'application de forage dirigé :

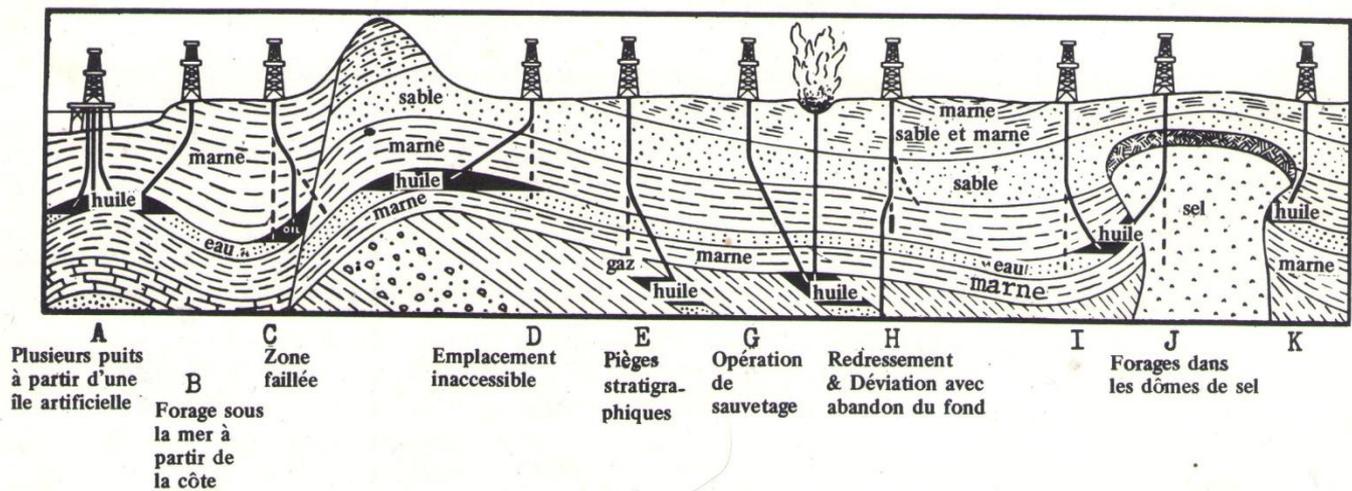


Figure 1.1 Cas d'application de forage dirigé

L'utilisation de forage dirigé est due à cinq raisons principales qui sont expliquées dans la partie ci-dessous :

1- Economique :

Forer plusieurs puits à partir d'une île artificielle : (cas A) le forage en mer (off-shore) est le domaine ou en utilisant le plus souvent la technique de forage dirigé, et en expliquant ça par le coût élevé des plateformes de forage, c'est-à-dire construire une plateforme pour chaque puits devient non rentable. Alors il faut réaliser plusieurs forages dirigés en utilisant une seule plateforme (île artificielle).

2- Emplacement :

Le forage dirigé est favorable lorsque l'implantation de l'appareil de forage à la verticale de la cible (le point que le puits est censé atteindre) est gênée par un

obstacle (une colline (cas D), ville, une rivière), ou bien comme il est indiqué dans le cas B, faire un forage sous la mer à partir de la côte ou le forage d'un puits vertical nécessite la construction d'une plateforme dont le coût est largement supérieur à celui d'un forage dirigé.

3- Géologique :

La constitution des couches traversées par le forage peut nous exiger de dévier la trajectoire du puits de la verticale, dont nous pouvons citer les cas suivants :

- Plan de faille : le forage dirigé permet d'éviter le risque de forer à travers le plan de faille (le cas C dans la figure), car en cas d'un tremblement de terre il peut causer un cisaillement de tubage par suite de glissement des faces, l'une sur l'autre.
- Dôme de sel : les dômes de sel présentent une couche imperméable qui permet le piégeage des hydrocarbures, mais le forage dans cette structure présente un problème de maintien de diamètre nominal dans le cas de boue à base d'eau douce, malgré que ce problème peut être résolu en utilisant une boue salée saturée ou à base d'huile, mais il y a aussi le problème de corrosion de tubage descendu dans le sel, alors il est préférable d'éviter le forage à travers les dômes de sels soit :
 - forer à proximité du dôme de sel jusqu'à pénétrer dans la couche d'eau, puis faire une déviation de quelque mètres vers le dôme pour avoir un puits productif (Cas I).
 - fait juste dévier le puits autour et sous le surplomb du dôme pour éliminer les problèmes de caves et de corrosion (Cas K).

Ou bien si le puits est foré à travers le dôme de sel (cas J), et l'outil a arrivé à une côte proche de celle de réservoir de l'huile, il n'est pas nécessaire de recommencer le forage mais il est possible de boucher le fond du trou par un bouchon de ciment et dévier ce dernier vers le réservoir.

4- Accidentels

Il existe des problèmes survenant lors de forage, qui sont éliminés par un changement de la trajectoire du puits foré ou bien le forage d'un autre puits à une certaine distance

du premier. Ce qui revient à dire que la technique de forage dirigé peut donner de meilleur résultat dans les deux cas suivants :

- Puits latéral (Side-track) : (cas H dans la figure précédente) dans ce cas le puits est supposé vertical dans le programme de forage, mais lors de la réalisation de ce dernier il avait eu un incident qui a empêché l'avancement de forage, dont nous ne pouvons pas l'éliminer par des équipements d'instrumentation (exemple une partie de garniture perdue dans le trou), nous placerons un bouchon de ciment au-dessus de poisson et faire une déviation autour de celui-ci, pour revenir une autre fois à la trajectoire initiale(vertical).
- Forage d'interception : (cas G) comme il a été indiqué dans les pages précédentes, la première application du forage dirigé été comme un moyen de sauvetage.

Ce type de puits est destiné à approcher ou même intercepter un autre puits en éruption non contrôlé, pour arrêter l'éruption en injectant de la boue.

5- Des raisons liées à la production :

La production dépend d'évolution de la pression de réservoir au cours des années, et comme la côte à laquelle le réservoir est traversé et la trajectoire que présente le puits dans la zone de production, peut influencer directement sur la production, alors il y a certains cas où le forage dirigé présente une solution délicate pour ce genre de problèmes.

Dans le cas des pièges stratigraphiques (Cas E) le puits a traversé initialement la zone à gaz, si ce dernier est mis en production, une décompression de gaz entraîne une diminution rapide de la pression de gisement et les puits ultérieurs devient non éruptifs dans peu de temps. Alors le puits est dévié vers la couche à l'huile ou la pression de gaz va maintenir les puits éruptifs pendant plusieurs années.

nous pouvons citer aussi le cas de forage de drainage que nous avons pas illustré dans la figure précédente, il consiste à augmenter la longueur traversée dans le réservoir, ce qui est possible avec les forages horizontaux,

qui est aussi utilisé pour les cas de reprise des puits (re-entry) verticaux pour exploiter le maximum de réservoir.

Remarque : l'exploitation des champs (forages d'exploitation) est le domaine où le forage dirigé est le plus souvent utilisé car la cible à atteindre est bien connue, bien qu'en exploration les forages sont généralement verticaux. Mais sous certaines conditions nous pouvons programmer des forages dirigés pour l'exploration, dont nous pouvons citer :

La reprise de puits en forage dirigé qui produit lorsque l'objectif désiré n'est pas atteint par le forage vertical en raison de la présence d'une faille ou une erreur d'interprétation structurale, alors une section de puits est reprise en forage dirigé.

Ou bien d'un objectif déporté comme nous l'avons déjà cité.

2. Profils et types des puits dirigés : [3][12][6]

L'expérience a prouvé que le profil d'un forage dirigé correspond à l'un des profils suivants :

Type I :(profils J) conçu pour atteindre l'angle d'inclinaison voulu à faible profondeur, et à partir de ce point le forage est maintenu rectiligne jusqu'à la cible.

Il peut être utile pour deux programmes distincts de profondeur. Le premier programme est celui d'un puits à profondeur moyenne, ne nécessitant pas de tubage intermédiaire, et où l'horizon productif est une couche unique. Le deuxième programme correspond à un puits plus profond, nécessitant un grand déplacement horizontal.

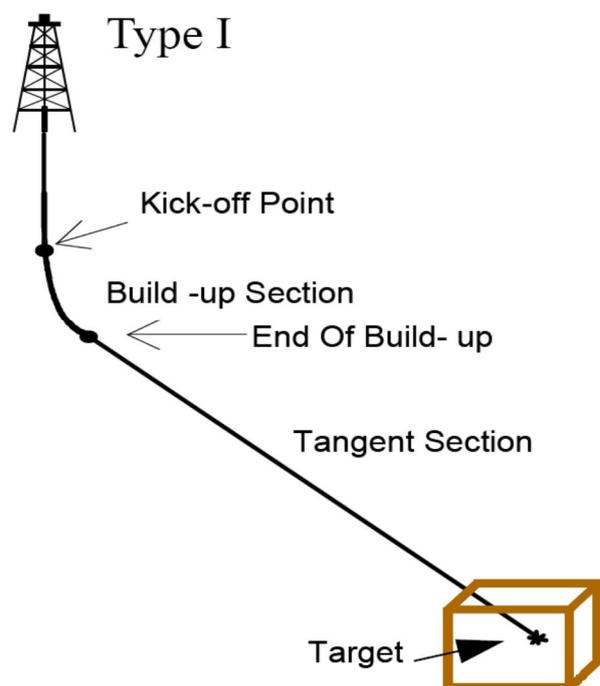


Figure 1.2 Le profils type I

Type II : (profils S) il est également dévié à proximité de la surface. Après la déviation le tubage de surface est descendu et cimenté. Le forage continue dans la direction établie, jusqu'à ce que le déplacement latéral désiré soit atteint. Alors le forage est à nouveau dévié, mais vers la verticale cette fois-ci et le trou est maintenu vertical jusqu'à sa profondeur totale. Ce profile est utilisé pour les forages profonds, où des problèmes de gaz, d'eau salée, etc. commandent la pose d'un tubage intermédiaire. Il permet également un espacement de fonds des puits plus rigoureux. Il présente des problèmes lors de l'opération de logging, et le risque de provoquer des keyseat, en plus

l'augmentation de torque et drag.

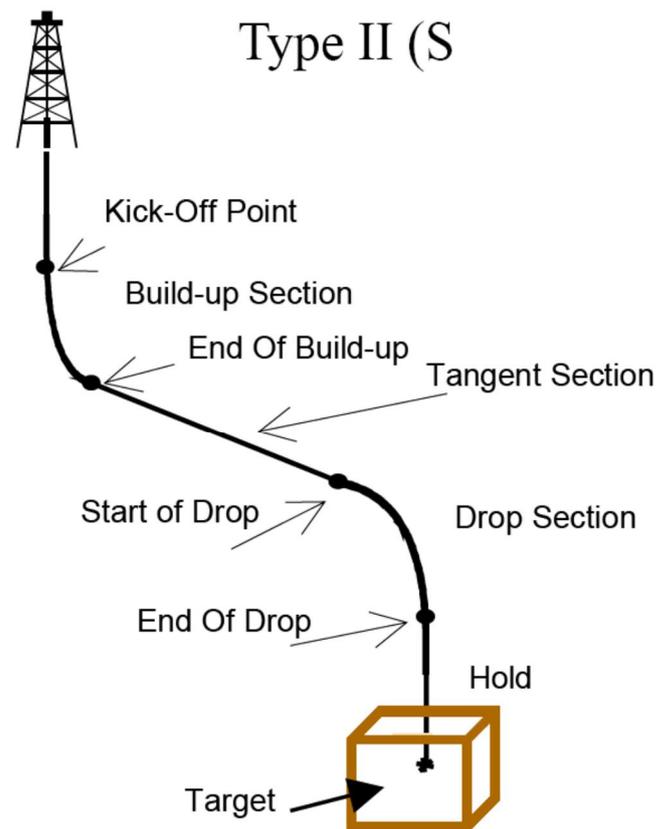


Figure 1.3 Le profils type II

Type III : la déviation est commencée à une profondeur relativement grande. L'angle du trou est alors maintenu jusqu'à la cible. Ce type de profile est utilisé dans les champs ayant plusieurs couches productives et pour lesquelles nous ne désirons pas faire de complétion multiple. Les angles d'inclinaison sont relativement élevés et les déplacements horizontaux requis doivent être relativement plus faibles que dans le cas des autres profils. La section déviée de trou n'est pas protégée par un tubage.

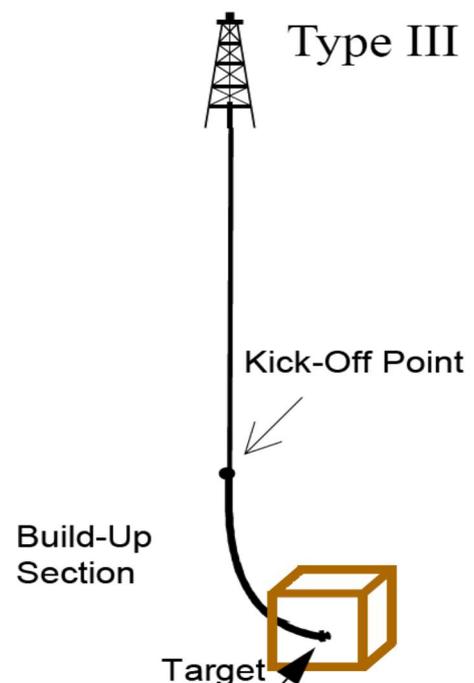
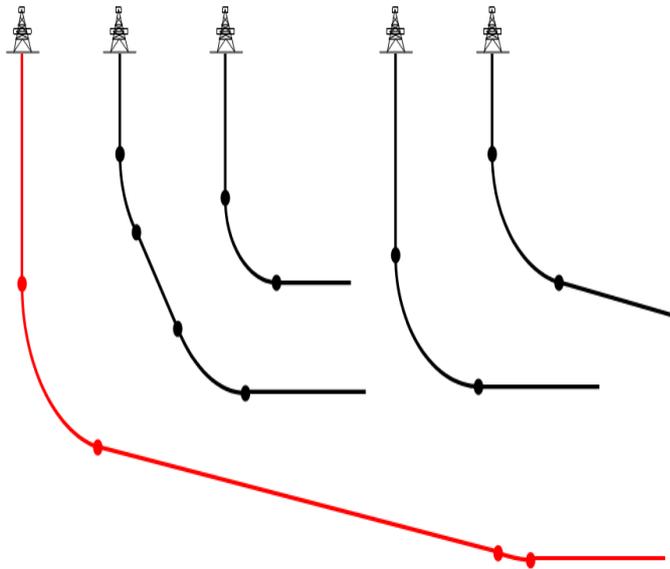


Figure 1.4 Le profils type III



Ce profile a connu un développement, d'où apparition des forages de même trajectoire mais avec un déplacement horizontal très important, il est possible de classer ces profils en 3 catégories : forages horizontaux, et les forages à long déport (extended reach ou long reachwell), et en troisième lieu les forages multilatéraux.

Figure 1.5 Développement du profil type **III**

Remarque : [1]

Lorsqu'il y a impossibilité géométrique de dessiner l'une des trajectoires précédentes pour atteindre la cible désirée soit le KOP est trop bas ou le gradient de build-up est trop faible. nous pouvons commencer l'inclinaison à partir de la surface (tube conducteur), appelé tilt rig ou slantrig qui possède un mât incliné dans l'axe de tube conducteur.

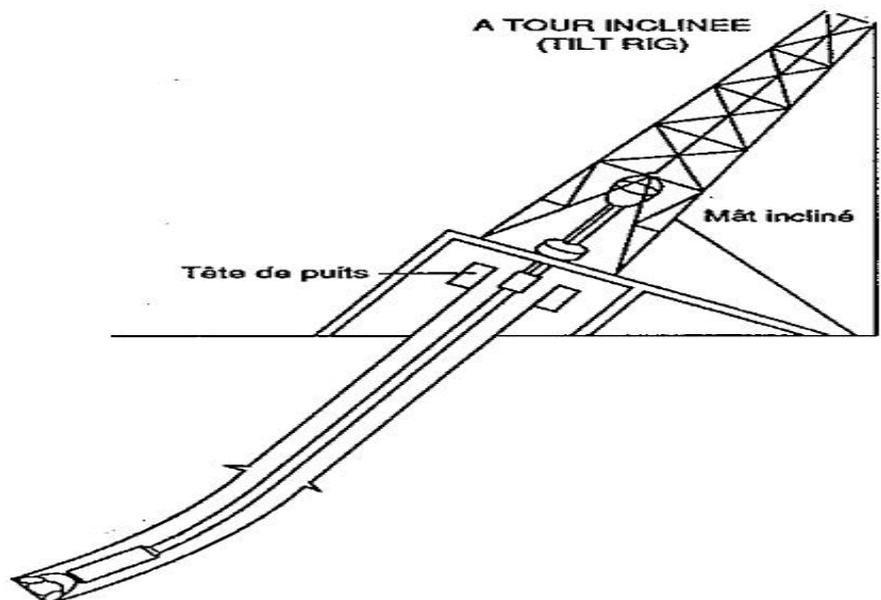
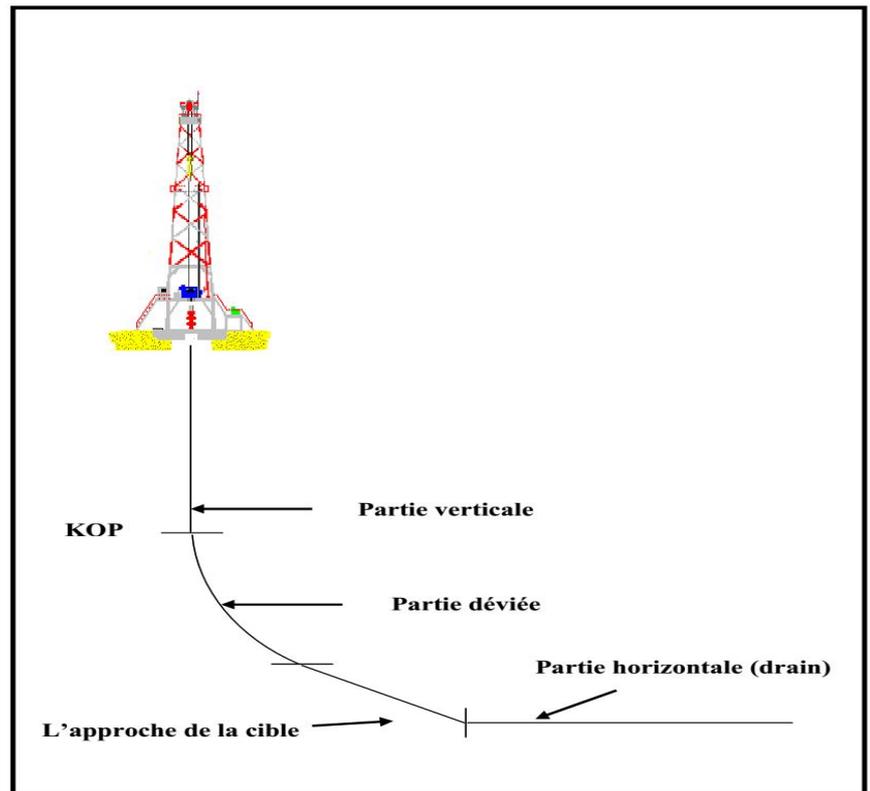


Figure 1.6 **Tilt or slant rig**

3. Forage horizontal :

Comme nous l'avons montré au paravent le forage horizontal est un cas particulier de forage dirigé, et pour lui donner une certaine définition nous pouvons dire :

C'est le forage d'un puits qui se termine par un drain foré avec une inclinaison aux environs de 90° de la verticale (c'est à dire comprise entre 80 et 100 degrés ou plus). Le succès de ce type de forage a été rendu possible grâce à une rapide évolution technologique



des équipements (les outils de mesure en temps réel, nouvelle génération des moteurs de fond, évolution des fluides de forage, et meilleure compréhension du train de tiges).

Comme nous le voyons dans la figure ci-contre, le forage horizontal peut être divisé en trois parties principales

La première partie est une phase verticale, puis une partie déviée qui commence par un point d'amorce de déviation KOP et qui se termine par l'approche de la cible c'est-à-dire en atteignant le plan horizontal de la cible finale et qui constitue généralement l'entrée du réservoir. La dernière partie constitue un drain horizontal, qui traverse le réservoir.

Le forage horizontal est beaucoup plus coûteux et plus complexe que le forage conventionnel, d'après les statistiques faites dans le côté économique, il faut majorer de 30% à 40% le budget du forage vertical pour avoir le budget de forage horizontal. Malgré cet inconvénient la technique de forage horizontal peut donner d'excellents résultats, ce qui sera détaillé dans la partie qui suit.

3.1 Les types du forage horizontal :

Le profil d'un puits horizontal comme il a été illustré dans les figures précédentes comporte toujours une partie verticale et une deuxième partie déviée, et selon cette dernière on peut distinguer quatre types de puits horizontaux, classés selon le rayon de courbure, ou le degré de montée en déviation (build-up), et la profondeur du drain horizontal comme il est illustré dans la figure suivante :

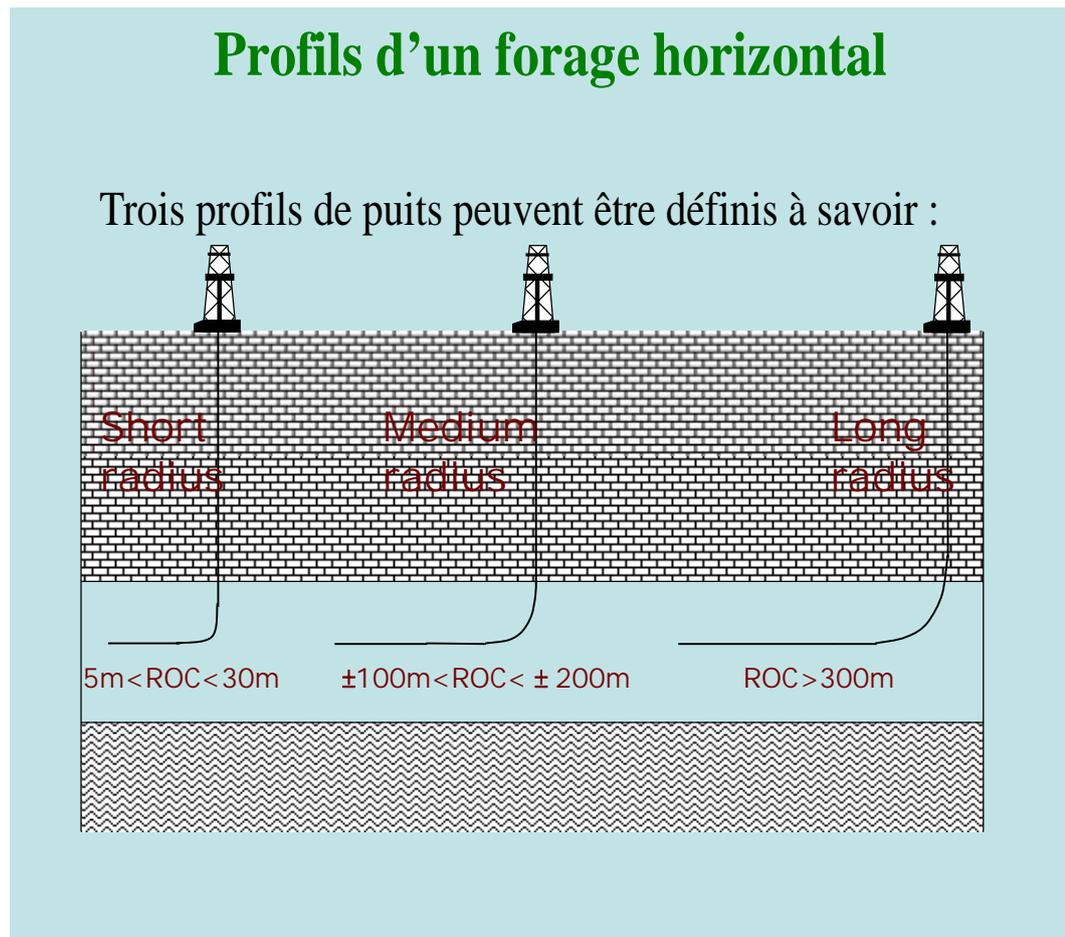


Figure 1.8 Profils d'un forage horizontal

Remarque :

Le Ultra-Short Radius ne figure dans la première illustration, en effet elle est une nouvelle méthode du forage horizontal. Il s'agit du jetting haute pression d'un drain semi-horizontale : le rayon de courbure est de l'ordre du décimètre. En deux mots, c'est une méthode où il n'y a virtuellement pas de section build-up et où le trou latéral est réalisé autrement que par un outil de forage. en utilisant ce puits Ultra-Short Radius notamment pour l'injection de vapeur.

Pendant la réalisation d'un puits dévié, le premier objectif du foreur est d'atteindre la cible, en suivant la trajectoire théorique qui tient compte de plusieurs facteurs. Et comme il été illustré dans le chapitre précédent la trajectoire d'un forage horizontal peut être devisée en trois parties.

La partie verticale :

C'est une partie sans inclinaison, elle peut être constituée de plusieurs phases comme le cas d'un forage vertical. et elle est réalisée comme ce dernier.

L'amorce de déviation (KOP) : [3]

D'après nos connaissance si la garniture est verticale, il n'y aucune force latérale à l'outil mis à part les hétérogénéités et pendages des couches traversées. Le forage reste vertical par l'effet pendulaire prépondérant des masse-tiges.

Pour dévier le trou de la verticale nous avons besoin d'appliquer une certaine force latérale sur la formation traversée, et l'orientation de cette force dans la direction souhaitée de la trajectoire permet de forer vers la cible, ce qui exige des outils de déviation adéquats.

Un outil de déviation est un dispositif mécanique, descendu dans le trou, et qui sert à le dévier. Plusieurs types d'outils sont disponibles sur le marché, aussi bien pour la déviation proprement dite, que pour la correction de la direction. Et le choix de celui-ci dépend de plusieurs facteurs, mais plus spécialement de type de formation et de la cote à laquelle est supposé commencer la déviation.

1. Le sifflet déviateur : (whipstock)

C'est une pièce moulée en forme de coin, avec sur un de ces côtés une gorge conique, destinée à guider l'outil vers la paroi du trou. Le sifflet est conçu pour donner tout au long de sa hauteur totale une inclinaison de 3 à 5° au trou. Son extrémité inférieure est plantée dans le sol pour empêcher sa rotation, extrémité supérieure se

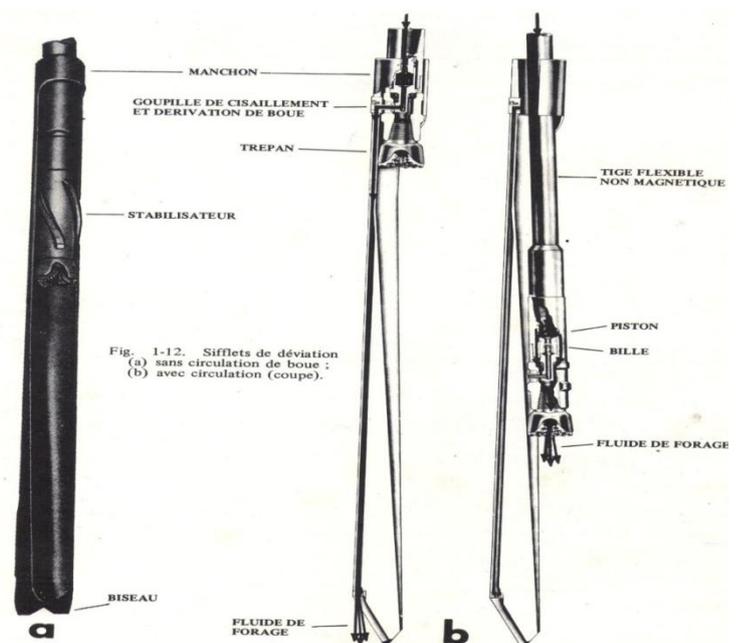


Figure 2.1 Le Sifflet Déviateur

termine par un manchon lourd, ayant un diamètre intérieur supérieur à celui du trépan qui est en-dessous. Ce montage permet au trépan de soulever et remonter le sifflet lors de la remontée de la garniture. Pendant la descente de la garniture l'outil est maintenu au manchon du sifflet au moyen d'une goupille de cisaillement. Au fond l'outil est libéré en mettant suffisamment de poids sur lui, ce qui cisaille la goupille.

Les différents sifflets de déviation varient dans les détails d'exécution. Certains sont conçus pour les terrains tendres, d'autres pour les terrains durs, d'autres encore, permettent un passage du fluide de forage par le bas de l'outil, ce qui permet un nettoyage du fond par circulation avant la pose et augmente ainsi les chances de succès de l'opération. La partie de la garniture située immédiatement au-dessus de l'outil est relativement flexible et se plie sous tension.

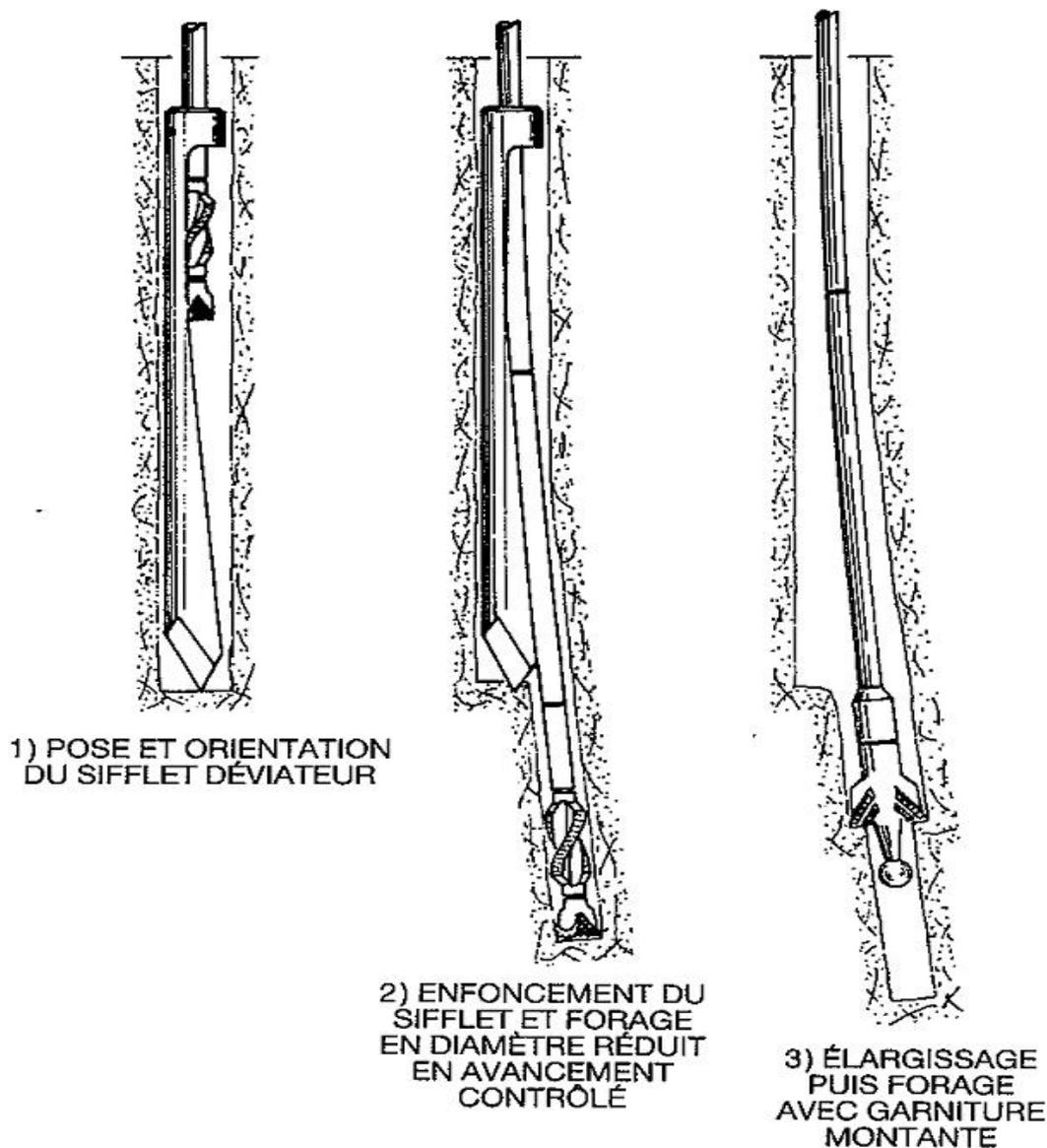


Figure 2.2 Amorce de déviation par Le Sifflet Déviateur

Nous utiliserons généralement des masse-tiges et des tiges courtes en acier non magnétique pour ces assemblages flexibles. Pour effectuer l'opération de déviation au moyen d'un sifflet, celui-ci est descendu à proximité du fond. La face concave du sifflet est ensuite orientée dans la direction dans laquelle est prévue la déviation. Le cisaillement de la goupille d'arrêt de l'outil se fait en appliquant du poids et l'outil peut être descendu le long de la face concave de sifflet. Puis en commençant prudemment la rotation, d'abord environ 15 tr/mn pour assurer que le trépan est bien libre, elle est augmentée graduellement à 30 à 40 tr/mn et maintenue à cette valeur, tant que le trépan se trouve dans le gorge du sifflet. en appliquant juste suffisamment de poids pour permettre l'entrée de l'outil dans la paroi du trou, car un poids trop élevé peut imprimer des mouvements saccadés (discontinu) à la tige carrée et éventuellement causer la rotation du sifflet au fond. Dès que l'outil est sorti du sifflet et est en forage franc dans la formation, en appliquant alors un poids de 3 à 5t.

Un avant-trou d'environ 6m est ainsi foré. En remontant en suite le sifflet, puis en élargissant le trou à son diamètre nominal au moyen d'un trépan-pilote. Finalement il faut effectuer une mesure de déviation afin d'assurer que le trou progresse bien dans la bonne direction.

Malgré que le sifflet de déviation présente un équipement de coût faible, et demander une simple maintenance, en plus peut travailler à n'importe quelle température, mais il présente des inconvénients tels que le nombre de manœuvre de descente et de remonté est trop élevé, et aussi il crée une déviation soudaine qui peut causer ultérieurement des problèmes dans le trou, ce qui a poussé les ingénieurs spécialisés dans le domaine de penser à d'autres techniques de déviation.

2. Le jetting : [2]

Dans le cas de formations tendres un autre type d'outil de déviation est utilisé, connu sous le nom de trépan-bêche à une seule duse de grand diamètre, et par battage de la garniture et érosion de la formation due à l'action du jet, une poche est créée sur un côté du trou, si l'outil a été orienté

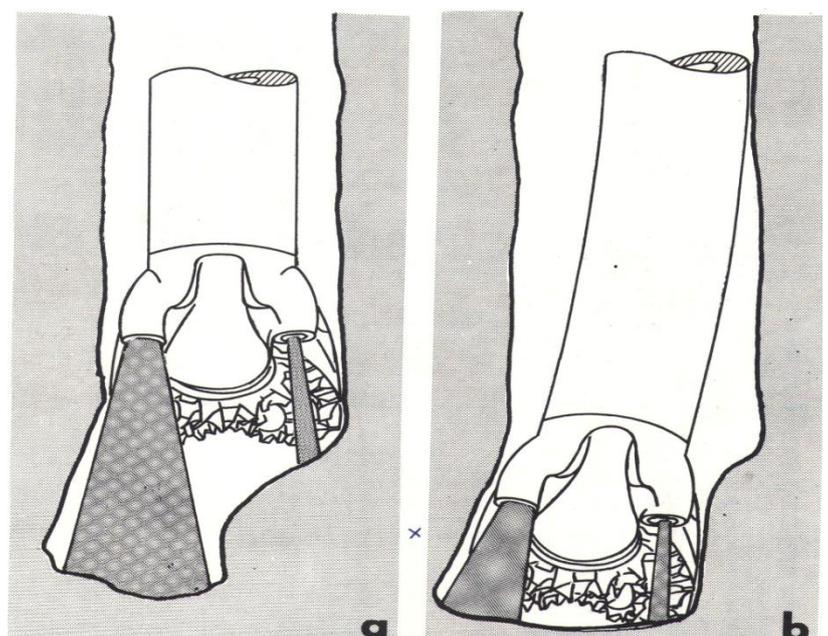


Figure 2.3 Amorce de déviation par Jetting

préalablement dans la bonne direction. En faisant tourner l'outil excentré dans cette poche, en augmentant encore la déviation amorcée.

Mais ce type d'outil a été remplacé par un autre plus efficace, dit trépan à jet c'est tout simplement un trépan de forage conventionnel, où toutes les duses sauf une sont bouchées ou du moins réduites en diamètre. Le jet principal est constitué par une duse de grand diamètre. Une fois cette duse orientée au fond dans la bonne direction, en commençant la circulation sans tourner la garniture. Généralement il faut monter et la descendre sur environ 3m du fond, toujours sans rotation. L'action de jet a pour effet d'éroder la formation et la rendre en forme de poche désaxée. Dès que cette action érosive est bien marquée, en commençant la rotation de la garniture et reprendre le forage. La zone érodée étant la zone de moindre résistance, le trépan prendra tout naturellement son chemin. Progressivement en appliquant du poids supplémentaire sur l'outil, et le forage continue jusqu'à ce que l'angle de déviation désiré soit atteint.

3- raccord coudé et moteur de fond : [3] Avant l'invention des moteurs utilisés dans le forage dirigé, l'évolution des équipements d'amorce de déviation a connu l'apparition d'un équipement dit joint à rotule ou genouillère, c'est un outil plus sophistiqué, qui utilise le principe du joint universel.

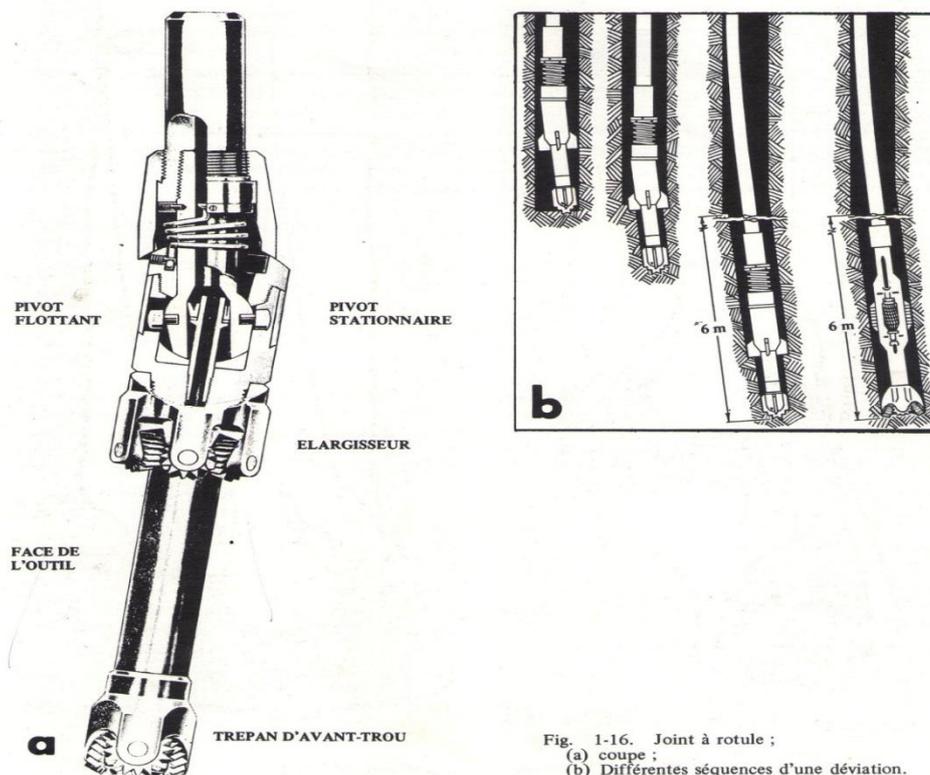


Figure 2.4 Raccord Coudé

La partie inférieure de l'outil peut être tournée avec un certain angle par rapport à l'axe de la garniture. Le joint à rotule est monté directement à l'extrémité inférieure des tiges, les masse-tiges étant rarement utilisées, une fois descendu au fond, le joint à rotule est orienté dans la direction de la déviation prévue. En rotation lente et avec un faible poids sur l'outil, en engageant progressivement le trépan dans la formation. L'outil se redresse alors au fur et à mesure. En mettant du poids supplémentaire et en faisant usage de la flexibilité des tiges de forage, en déviant ainsi sur environ 6m. L'outil est alors remonté, afin de procéder à une mesure de déviation et à un alésage du trou.

L'évolution de ce dernier a mené à l'invention d'une nouvelle technique basée sur le même principe, cette technique consiste à garder le train de tige fixe et tourner l'outil par un moteur (Turbine ou Positive Displacement Motor (PDM)) placé juste au-dessus de celui-ci tout en lui imposant une certaine inclinaison par un raccord vissé au-dessus du moteur de telle façon que le raccord reste fixe pendant la rotation de l'outil. Cette technique a pris rapidement une place prépondérante parmi les outils de déviation. Ceci s'explique par le fait qu'elle permet de forer directement un trou en plein diamètre, ce qui élimine les opérations de manœuvre et l'élargissement. Il est possible également d'effectuer plusieurs déviations sans remonter. Les moteurs hydrauliques de fond peuvent également être utilisés pour reforer des bouchons éventuels et permettent de nettoyer le fond par circulation avant d'amorcer la déviation, et ils sont actionnés par la circulation de fluide de forage.

Un raccord coudé est monté directement au-dessus du moteur hydraulique, afin d'obtenir l'angle d'inclinaison désiré. Il a le filetage supérieur dans l'axe de la garniture et son filetage inférieur a un axe présentant un angle de 1 à 3° par l'axe de filetage supérieur. Ce qui dans l'outil un angle d'inclinaison égal à celle du raccord. Une masse-tige

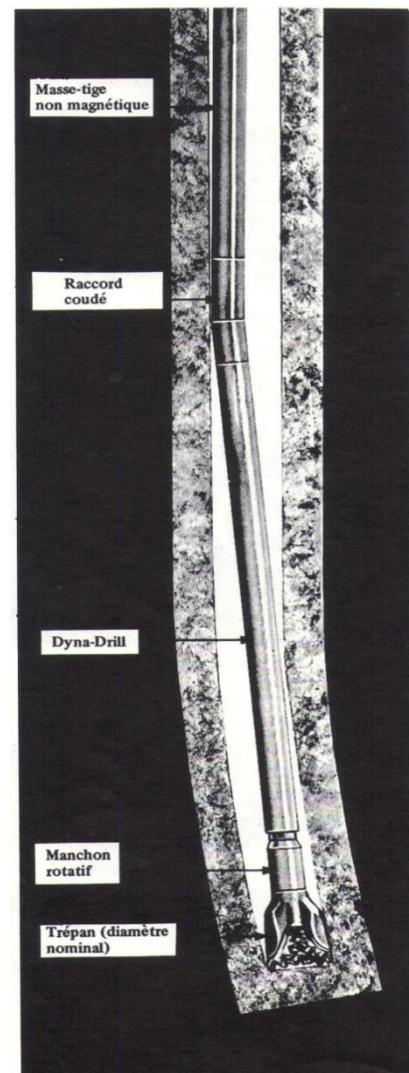


Figure 2.5 Amorçage de déviation par un Raccord Coudé

non magnétique est montée juste au-dessous du raccord coudé, afin de disposer d'un environnement adéquat pour les mesures de déviation.

Lorsque le moteur hydraulique est utilisé comme outil de déviation, le trépan est amené à une dizaine de centimètre du fond et orienté. en démarrant ensuite les pompes et en descendant doucement l'outil au fond. Le démarrage de la turbine se remarque à la baisse de pression de circulation de la boue. Le poids nécessaire peut être appliqué sur l'outil pour forer la section déviée. La garniture ne doit pas tourner pendant tout la durée de la déviation, ce qui résulte un couple de torsion de réaction sur la garniture au cours de forage, et pour compenser l'effet de ce dernier il faut faire une correction de la déviation de 5 à 10° par 300 mètres forés.

4- Rebel Tool : [12]

C'est un outil utilisé pour corriger l'azimut, sa forme est similaire à une masse tige, il est descendu avec garniture rotary juste au-dessus de l'outil, le mécanisme de déflexion est incorporé à l'intérieur, et qui est composé d'arbre (torsion bar) et deux palettes courbées sur les deux extrémités de l'arbre (top paddle, bottom paddle) .

Pendant le forage, la palette supérieure tourne vers le bas du trou, ce qui provoque la rotation de l'arbre et force la palette inférieure contre la paroi de puits ce qui permet d'exercer une force latérale sur l'outil.

Les palettes sont fabriquées en carbure de tungstène pour avoir une grande résistance contre l'usure, et elles peuvent être placées d'une façon à avoir une rotation à droite ou à gauche à l'outil.

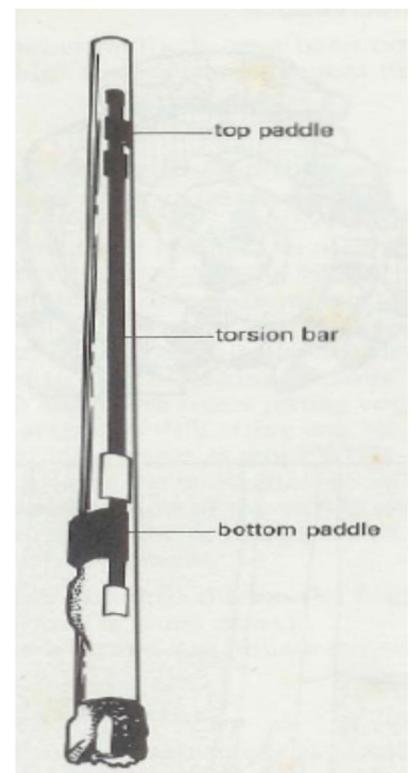


Figure 2.6 Rebel Tool

La partie déviée :

Après avoir obtenu un minimum d'inclinaison, le forage de la partie déviée peut être réalisé par les méthodes suivantes :

a-Forage dirigé conventionnel: [12][1]

Le forage dirigé conventionnel met en œuvre des garnitures rotary pour la réalisation des sections courbes des puits. (Utiliser dans les profils longs et medium Radius) ou en distinguant trois types de garniture :

Garniture montante (Fulcrum assembly)

Elle est composée d'un outil un Near-bit, de masses-tiges amagnétiques et de masse-tiges standards, fournit un gradient de Build-Up fonction du poids sur l'outil, de la vitesse de rotation, et de la distance entre le front de taille et les lames de Near-bit (effet de levier), cette distance est en générale 1.5 m environ.

L'augmentation de l'inclinaison se fait à l'aide du principe de levier, le point d'appui du levier est un aléreur ou un stabilisateur non rotatif, monté dans la garniture de forage juste au-dessus de trépan.

En appliquant suffisamment de poids sur l'outil pour qu'il y ait flambage de la masse-tige inférieure, ce qui entraîne une augmentation de l'inclinaison au fur et à mesure de la progression de forage.

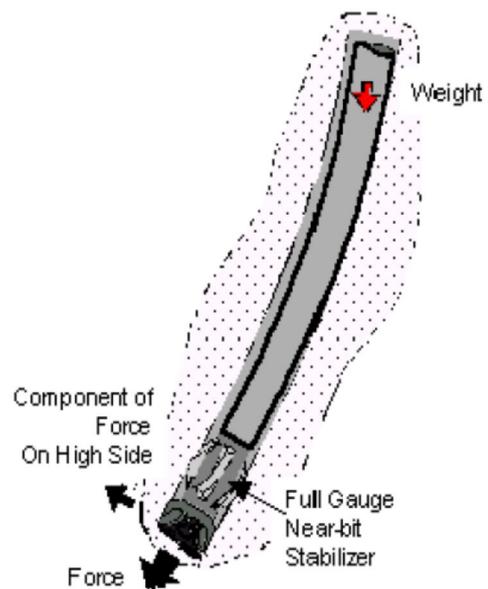
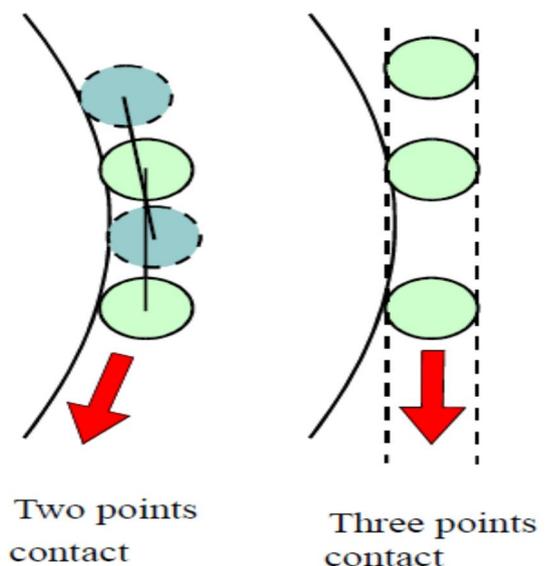


Figure 2.7 Garniture montante

Garniture stabilisée (packedhole stabilisation) :

La phase stabilisée est en générale la plus longue et la plus délicate. La garniture doit être rigide et la plus rectiligne possible, il faut disposer trois stabilisateurs plein trou à chaque extrémité des deux premières masse-tiges. Si les terrains sont tendres, il faudra donner une légère tendance montante en sous-dimensionnant le diamètre d'un stabilisateur.



Ce type de garniture se base sur le fait que, deux points de contacts (stabilisateurs) entre la garniture et la paroi de puits vont donner un profil courbé, par contre trois points de contacts vont suivre une ligne droite.

Garniture descendante (Pendulum assembly) :

Figure 2.8 Garniture stabilisée

C'est une garniture typiquement pendulaire, utilisée pour chuter en inclinaison, cette technique se base sur le principe que la force de gravité peut être utilisée pour remettre le puits à la verticale. Cette force de gravité est fonction de la longueur des masses-tiges entre l'outil de forage et le premier point tangent entre masse-tiges et le puits, cette longueur est appelée Longueur active des masses-tiges et son effet peut être expliqué par deux forces :

Une perpendiculaire à l'axe des parois appelée force latérale (side force) qui permet de retrouver la verticalité et une autre force qui agit le long du puits, si la longueur active augmente la force latérale augmente plus rapidement que la deuxième force,

Cette garniture peut être équipée d'un « under gauge Near bit » pour réduire le taux de chute d'inclinaison.

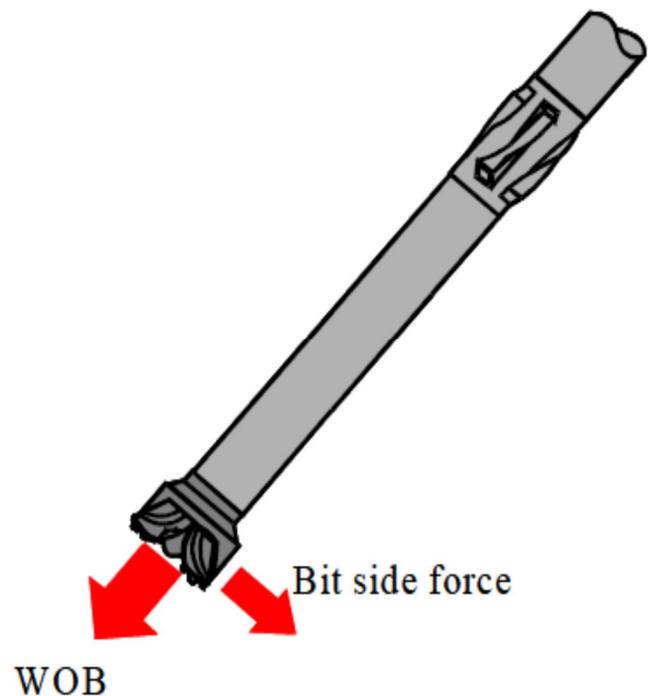


Figure 2.9 Garniture descendante

b-Forage de navigation (steerable drilling): [5]

Le forage de navigation utilise un moteur de fond équipé d'un raccord coudé incorporé et nécessite un MWD. Il permet donc un contrôle constant de l'inclinaison et de l'azimut du puits, Les phases courbes sont forées en alternant des sections en sliding utilisant l'effet du raccord coudé, et des sections rotary où l'effet du raccord coudé est annulé par la rotation du train de tiges.



Figure 2.10 Forage de Navigation

Le Système Rotary Steerable [6] [12]

L'angle de déviation est obtenu et contrôlé par système électronique, incorporé dans le système steerable, le contrôle de la trajectoire peut être obtenu soit en programmant directement le système en surface, qui va fonctionner sans l'intervention du foreur, ou bien la trajectoire est ajustée depuis la surface en envoyant des signaux.

Les puits déviés forés actuellement sont plus en plus complexes, les puits à long déport sont forés au-delà de la gamme d'orientation des moteurs. Les outils PDC peuvent forer de longues phases, mais ils sont peu compatibles avec les moteurs. Ces problèmes associés aux moteurs de fond et le progrès réalisés dans la conception du système de surveillance et de contrôle de la position du fond de puits qui ont surmonté les limites des anciens RSS, ce qui a augmenté l'intérêt de son utilisation. Il fournit un Système peu coûteux pour les propriétés marginales terrestres où le contrôle directionnel est critique.

Les méthodes utilisées pour diriger la trajectoire de l'outil se répartissent en deux grandes catégories :

Push-The-Bit system :

Appliquer une force latérale sur l'outil pour lancer une action de coupe latérale, des paquets s'étendent dynamiquement à partir du boîtier rotatif (bias unit) et Tool Face est contrôlé par l'orientation de l'ensemble de soupape interne. Ce système est composé de :

Bias unit: purement mécanique, fournit une déviation de l'outil

Unité de commande: électronique, contrôle de Tool Face.

Stabilisateur

Modules électroniques pour la liaison entre la Table de rotation et le MWD.

Système de surface



Figure 2.11 Push-The-Bit System

Turn-The-Bit System (point the bit system) :

C'est un système qui permet d'amorcer la déviation et continuer le forage sans changement dans la composition de la garniture. Il est composé de trois sections principales, une source d'énergie (Power Generation), des capteurs (se situent à 12 ft de l'outil), système de navigation. Il est destiné à travailler dans des terrains abrasifs. Il permet aussi la mesure en temps réel de l'Inclinaison, l'Azimut et le Tool Face.

Sa tendance à dévié est basée sur le principe de trois points de contact. Il existe plusieurs types d'outils selon les constructeurs malgré que le principe de base est le même, nous pouvons citer Sperry Sun GoePilot et Geodata Wellguide

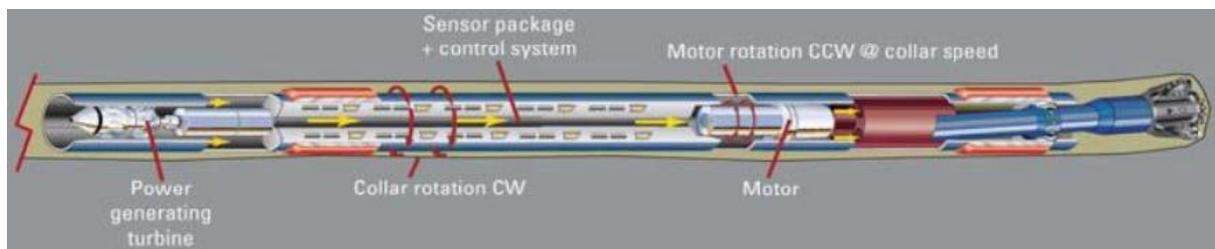


Figure 2.12 Turn-The-Bit System

c-Forage de navigation assisté (Geosteering) [5]

Le "Geosteering" est une extension du forage de navigation consistant à utiliser les Paramètres géologiques pour déterminer la direction du puits et les corrections éventuellement nécessaires.

Il nécessite l'utilisation d'un MWD (alors appelé LWD - Logging While Drilling) mesurant des paramètres d'évaluation de formation tels que le Gamma ray (orienté ou non), la résistivité, la porosité (neutron), ... Les systèmes les plus perfectionnés proposent des mesures réalisées juste derrière l'outil de forage (dites "mesures à l'outil") Cette méthode est particulièrement utile pour le forage de drains dans des réservoirs peu épais (quelques mètres).

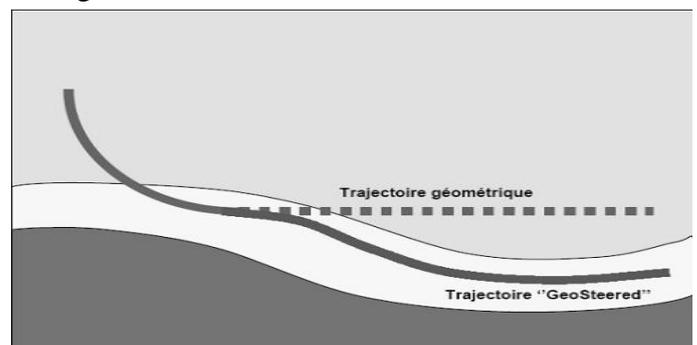


Figure 2.13 Forage de Navigation Assisté

Les instruments de mesure de déviation sont les yeux de l'ingénieur de forage dirigé. Ils lui permettent de voir dans quelle direction va son trou.

L'ingénieur doit connaître la position de puits avec une bonne précision, afin d'éviter la collision du puits foré avec les puits voisins, et réaliser une trajectoire proche de celle planifiée pour atteindre la cible voulu, ou bien pour une intervention efficace sur un puits en éruption non-contrôlée, comme elle permet aussi de calculer le dog-leg severity (DLS).

1. l'inclinomètre (TOTCO) : [3]

Ce type d'outil permet de mesurer l'inclinaison du puits, il est caractérisé par une seule mesure fait après avoir terminé le forage d'une certaine phase. Cet outil est utilisé généralement pour les puits verticaux dans le but d'assurer que la phase foré est proche de la verticale. L'appareil est lancé par l'intérieur des tiges et il est remonté à la surface soit par repêchage au câble, soit à la fin de la manœuvre.

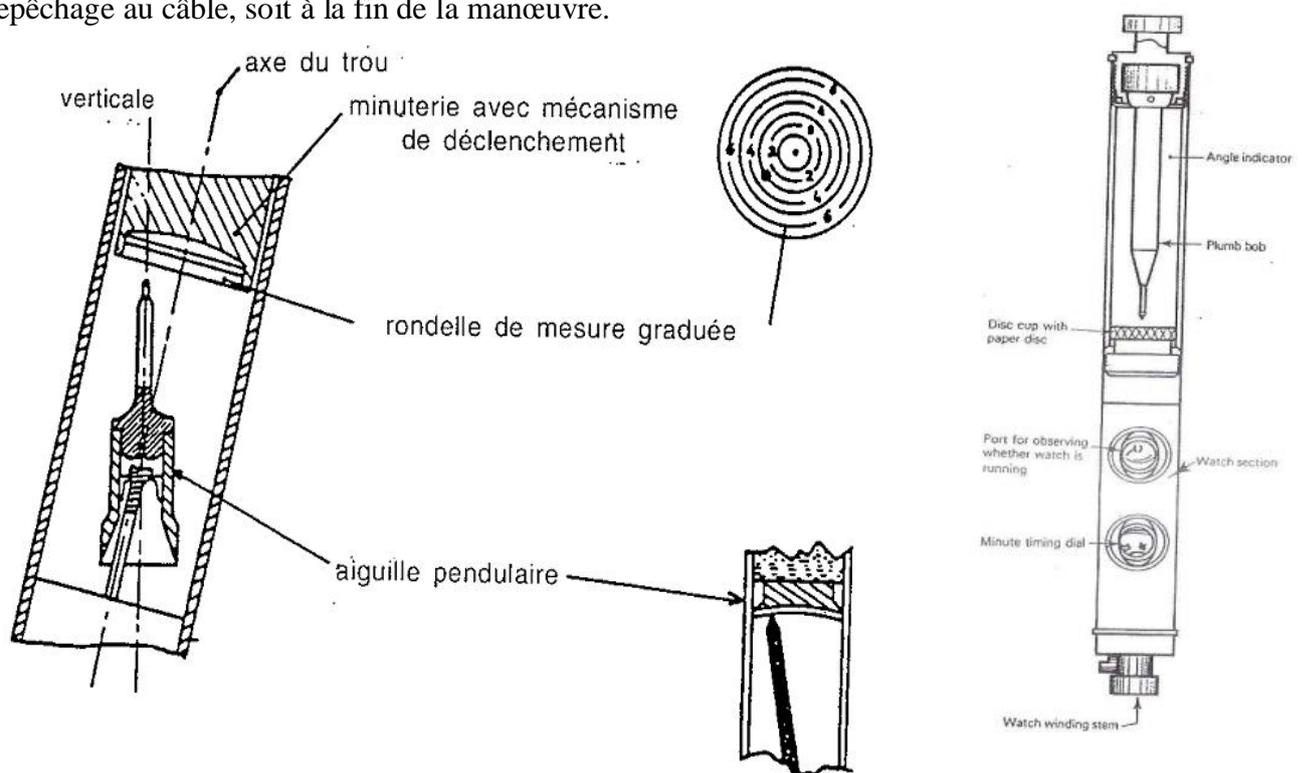


Figure 3.1 Inclinomètre

l'appareil est constitué de trois parties, la première est un pendule qui n'est affecté que par le champ gravimétrique terrestre, et qui se termine par une aiguille fixée à ce dernier par un guide. Une autre partie comprend une rondelle qui reçoit une pastille graduée, qui sert comme cible pour l'aiguille de pendule. La troisième partie est un système de minuterie avec mécanisme de déclenchement.

Le système de minuterie est réglé selon la profondeur de la phase, puis l'outil est mis dans un tube muni d'un stabilisateur, et lancé dans le puits, quand l'outil arrive au fond le pendule prend la direction du puits et lorsque le temps réglé est achevé celui-ci est actionné et fait un point sur la pastille par l'intermédiaire de l'aiguille. Puis l'outil est récupéré à la fin de la manœuvre, et l'inclinaison du puits est lit sur la pastille en degré.

2. Single Shot Magnétique : [2][3]

Cet outil est destiné à effectuer une seule mesure de l'inclinaison et de l'azimut du puits, mais cette mesure nécessite une masse-tige amagnétique pour éviter sa perturbation.

L'outil est constitué de quatre parties principales, en premier lieu le système de mesure, il inclue les éléments nécessaire pour la mesure soit de l'inclinaison (le pendule), soit pour l'azimut (compas flottant). Un système d'enregistrement appelé aussi camera qui permet de stoker la mesure, muni d'une caméra utilisée pour photographier une image du système de mesure et incluant aussi une lentille et une lampe. Après vient le tour du système de déclenchement qui donne le signale au système de mesure pour lancer cette dernière, ce système peut être soit une horloge mécanique ou électronique réglée en surface selon la profondeur, soit un détecteur de mouvement qui se



Figure 3.2 Single Shot Magnétique

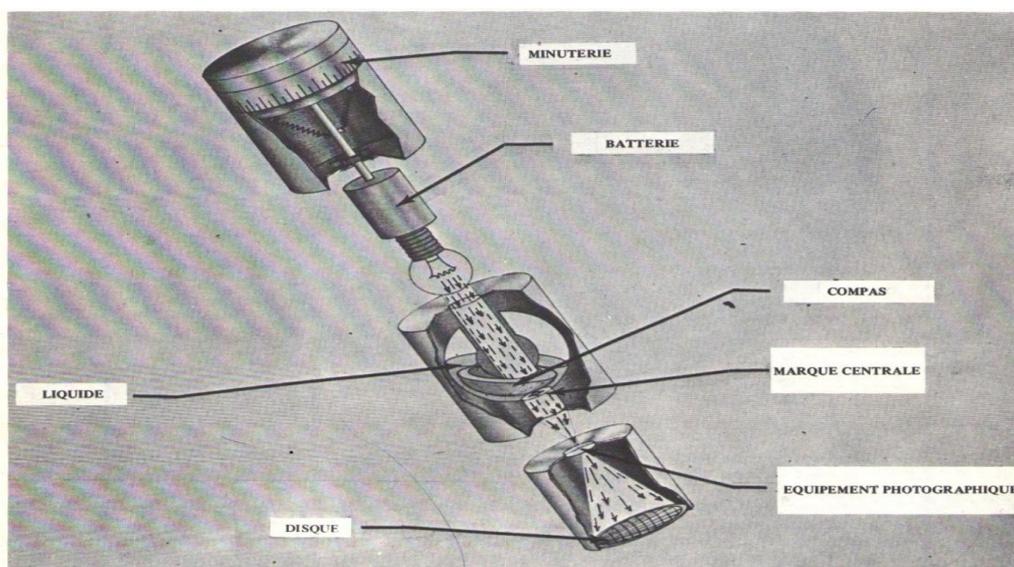


Figure 3.3 Composants d'un Single Shot Magnétique

Déclenche après une période déterminée sans aucun mouvement, ou bien un détecteur de Monel qui se déclenche après une période déterminée

Dans un environnement non magnétique. La dernière partie concerne l'alimentation de l'outil en procurant l'énergie nécessaire à son bon fonctionnement habituellement constituée d'un ensemble de piles de 1.5 Volts.

Le système de fonctionnement est illustré dans la figure précédente et qui sera bien détaillé dans le paragraphe suivant :

Le disque photographique est introduit dans la caméra, et la minuterie est montée pour l'intervalle de temps nécessaire à positionner l'instrument en vue de la mesure, et en y ajoutant un petit intervalle pour tenir compte du temps que met le pendule à s'immobiliser après l'arrivée au fond de puits. A la fin du temps total prévu, la minuterie allume une lampe, alimentée par piles. La lumière illumine l'ensemble composé du compas flottant, avec une graduation opaque sur le disque photographique. Dès que le disque a été exposé suffisamment longtemps, la minuterie coupe la lumière et l'instrument est prêt à être retiré du trou.

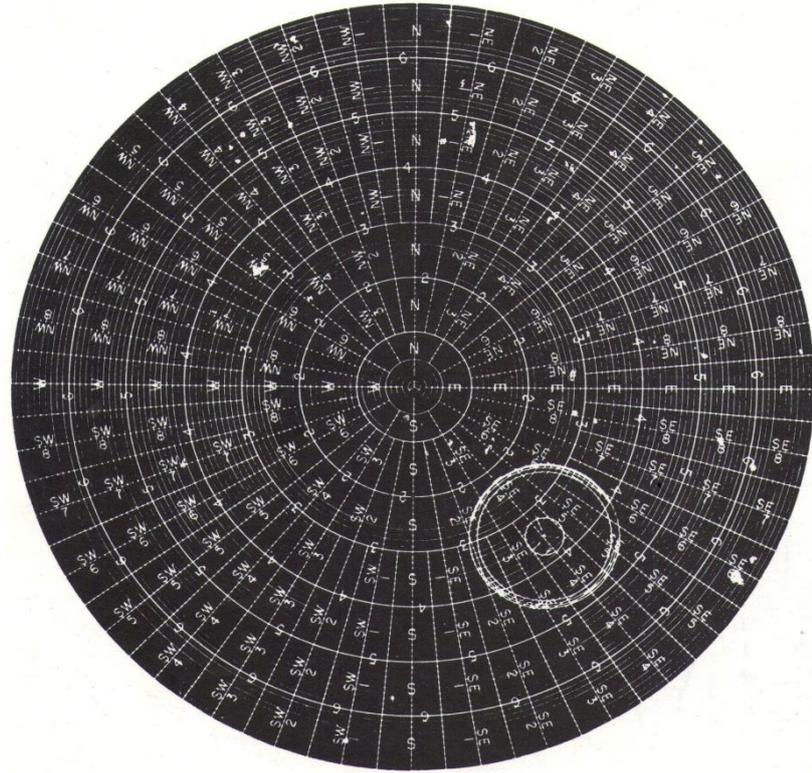


Figure 3.4 Le disque Photographique du Single Shot Magnétique

Cette figure montre un disque photographique récupéré sur lequel en voyant les graduations du compas flottant. Le cercle blanc dans le quadrant inférieur droit représente la surface photographiée pendant l'enregistrement. Au centre de cercle apparaît un point qui représente le centre du trou.

3. Multi-Shots magnétiques :

Les multi-shots sont similaires aux single-shots mais capables d'effectuer et de stocker plusieurs mesures déclenchées à un intervalle régulier programmé en surface. Ceci est réalisé en utilisant soit un système de prise de vue multiples utilisant un film de petit format (8mm),

soit une mémoire électronique, couplé avec une horloge permettant à la fois de retarder le déclenchement du système puis d'activer la prise de mesure à intervalle régulier (habituellement 30 secondes ou une minute) et/ou un détecteur de mouvement. La manière la plus courante de mettre en œuvre un multi-shot est de le descendre dans une masse-tige amagnétique avant une manœuvre, puis de remonter le train de tiges en arrêtant à chaque longueur le temps nécessaire à l'obtention d'une bonne mesure.

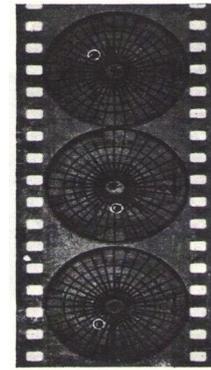


Figure 3.5 Le Film du Multi-Shot Magnétique

4. Les gyroscopes : [2][3]

C'est un outil de mesure introduit en 1930, L'azimut étant ici mesuré à l'aide d'un système gyroscopique ou inertiel indépendant du champ magnétique terrestre, ils peuvent donc être utilisés dans un environnement métallique. Il enregistre également l'inclinaison et le tool-face.

Le rotor à balourd tournant à une vitesse de 40 000 à 60 000 trs/min est démarré avant la descente de l'appareil. Au fur et à mesure que sa vitesse augmente, l'axe de rotation a tendance à se mettre dans l'axe N-s géographique. L'aiguille alignée en permanence avec l'axe de rotation, indique donc le nord géographique. Un tube balistique à mercure empêche la récession ou l'oscillation du gyroscope. L'oscillation est causée par la rotation est-ouest de la terre.

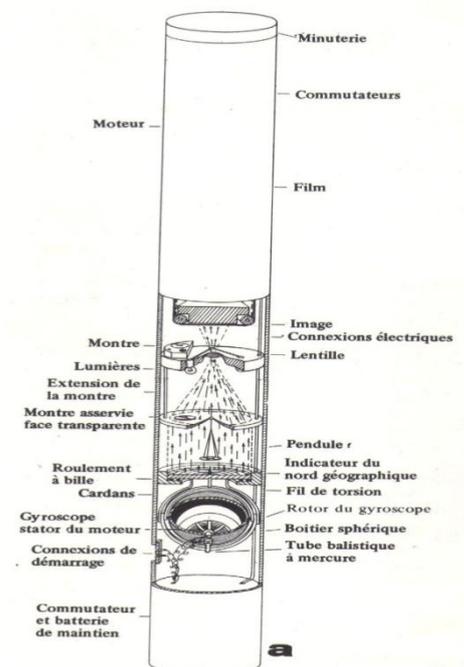


Figure 3.6 Gyroscope

5. appareil magnétique à câble (Steering-tool) [1]

C'est un appareil électronique de mesures instantanées de l'inclinaison, azimut, tool-face. L'appareil comprend une sonde directionnelle composée de capteurs électroniques de mesure d'inclinaison et d'azimut, avec rampe d'orientation pour se positionner en une orientation fixe dans le raccord mule-shoe. Un câble électrique de liaison du même type que le câble de logging Schlumberger permet la descente et la remonté de cette sonde ainsi que l'alimentation électrique nécessaire aux mesures. Les conducteurs de ce câble sont reliés à un calculateur qui traite les mesures avant de les envoyer sur un pupitre d'affichage. Lorsque la sonde est en place il est évidemment interdit de tourner à la table de rotation. Cet outil est

généralement réservé au forage de la phase build up ou aux corrections d'azimut qui s'effectuent avec un moteur de fond. Mais à chaque ajout la sonde doit être remontée en surface par le treuil wire-line.

6. Les MWD et LWD

Systeme MWD :

L'abréviation MWD signifie "Measurement While Drilling" ou mesures instantanées durant le forage. Les outils MWD sont des outils sophistiqués donnant des mesures directionnelles de précisions grâce à des magnétomètre et accéléromètres, les MWD sont des outils de mesures magnétiques. Les paramètres mesurés sont codés au fond, et l'information est transmise à la surface à intervalles réguliers, l'information est ensuite dispatchée.

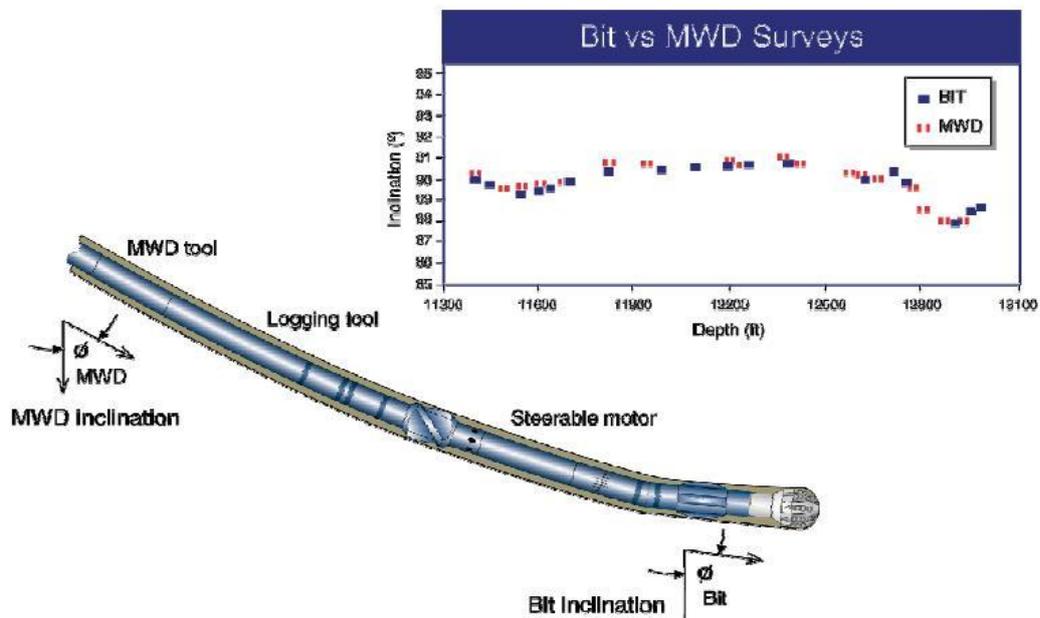


Figure 3.7 Système MWD

Composition d'un MWD :

Un MWD est composé de trois éléments de base :

a. Alimentation électrique :

La puissance nécessaire peut être fournie par.

- Un ou plusieurs packs de batterie longue durée et haute température 150°C. Leur vie et néanmoins limitée et dépend essentiellement de la fréquence de la transmission des

données vers la surface. Circonvenir à ce problème, certains outils MWD sont équipés de batteries repêchables ;

- Une génératrice (turbine) entraînée par le fluide de forage. Il n'y a pas de limitation de durée ou de température, mais il faut toujours qu'il y ait une circulation pour produire le courant, le fonctionnement de la turbine peut être altéré par des bouchons de colmatant moyens et grossiers. Si on prévoit de forer dans une zone à perte, il vaut mieux alors s'orienter vers une alimentation par batteries.
- Une combinaison turbine/batterie.

b. Télémétrie des paramètres directionnels :

Les paramètres à mesurer sont l'azimut, l'inclinaison du puits et la direction de l'outil déviateur (toolface). La mesure de ces paramètres est indispensable pour la réalisation et le contrôle de la déviation en forage directionnel (atteinte d'un objectif) ou en Sidetrack (contournement d'un obstacle). L'inclinaison varie en principe lentement (de l'ordre du degré pour 10m). Par contre l'azimut peut avoir des variations rapides et aléatoires si le puits est voisin de la verticale. Quant à la direction de l'outil (toolface), c'est la mesure permettant l'orientation de la garniture dans le puits, très utile pour faire des corrections de trajectoire avec raccord coudé et moteur de fond. Les paramètres sont mesurés avec des intervalles de temps ou de profondeur, à une fréquence fixée par l'opérateur de déviation ou le maître d'œuvre. La mesure se fait en général quand la garniture est immobile, mais certains appareils permettent de faire les mesures pendant le forage.

c. les capteurs :

Si tous les outils MWD offrent les mesures directionnelles de base, certains paramètres d'évaluation de formation peuvent également être mesurés.

- Capteurs directionnels (trois magnétomètres et trois accéléromètres) ;
- Jauges de contrainte (mesure du couple et poids sur l'outil) ;
- Température et pression annulaire ;
- Gamma ray basic (corrélation).

Types des MWD :

Il existe deux types et qui sont :

a. Type collar :

Les composants de l'outil sont installés à l'intérieure d'une masse tige amagnétique de même taille que le drill collar amagnétique habituels (91/2", 8", 63/4", 43/4). Certains MWD requièrent des masses tiges amagnétiques dont le diamètre à été adapté pour pouvoir loger les cartouches électroniques.

b. Type sonde:

Les composants de l'outil sont installés à l'intérieure d'une sonde étanche de petit diamètre.

La sonde MWD est placée à l'intérieure de la masse tige amagnétique conventionnelle.

Les mesures MWD :**a -Direction et Inclinaison :**

Le capteur D et I consiste en un set d'accéléromètres triaxiaux et de magnétomètre triaxiaux. Une fois monté à l'intérieur de la cartouche MWD, l'ensemble est calibré dans un champ magnétique constant et corrigé pour les variations de températures. Tous les constituants sont en métal amagnétique. Les mesures sont réalisées en actionnant les pompes de forage tandis que les calculs D et I sont réalisés en surface par le computer en utilisant les valeurs régionales d'amplitude de la gravité terrestre du champ magnétique terrestre.

b. Chocs et vibrations :

Des accéléromètres spéciaux mesurent le nombre de chocs transversaux reçus par le MWD collar au-dessus d'un certain seuil d'accélération, le nombre cumulé de chocs est transmis à intervalle régulier à la surface. Le chef de poste utilise ces mesures pour éviter des problèmes mécaniques avec la garniture de forage. Quand les conditions de forage sont difficiles, l'opérateur MWD utilise aussi ces données pour éviter une défaillance précoce de son matériel et prévoir la maintenance.

c. Poids et couple sur l'outil de forage :

Des jauges de contraintes mesurent le poids et le couple effectif appliqué à l'outil, et les mesures sont transmises à la surface en permanence. Les jauges de contraintes sont accouplées par deux pour compenser les variations de températures. Les mesures sont insensibles à la pression différentielle entre l'intérieur du DWOB - DTOR sub. Les effets du poids sur les mesures du torque sont aussi compensés automatiquement. Outre la mesure directe du poids et du couple au fond, nous pouvons déterminer les coefficients réels de frottement axiaux et circonférentielles (torque et drag analysis).

d. Débit au fond (si le MWD est alimenté par une turbine) :

Une turbine à un seul étage, accouplée avec un alternateur, alimente le système MWD/LWD. Le voltage de sortie de l'alternateur fournit un contrôle de fonctionnement du système. Le voltage est proportionnel au débit de boue au niveau de la turbine et par conséquent constitue une mesure directe de débit. L'utilisation première de cette mesure est la détection de washout dans la garniture. Si le débit mesuré au fond diffère de celui mesuré en surface, une alarme alerte le chef de poste d'une fuite possible au niveau de la garniture.

Les divers systèmes de transmission des mesures de fond :

a. Les systèmes de transmission à impulsion hydrauliques « Mud pulse » :

Avec les systèmes par câble décrit plus loin, les systèmes Mud pulse connu le plus grand développement commercial. La caractéristique principale et l'avantage du système à impulsion hydraulique sont sa compatibilité avec toutes les opérations du forage rotary car il ne nécessite pas de liaison spéciale entre le fond et la surface.

b. Les systèmes de transmission par câble mono conducteur ou multiconducteur :

Tous les systèmes de transmission par voie électrique présentent évidemment une vitesse et une capacité considérable de transmission des données. L'information peut être numérique, analogique, multiplexée, sur câble mono conducteur ou multiconducteur.

Ces techniques à câble conducteur présentent l'avantage potentiel de permettre, en plus de la télémessure fond – surface, d'effectuer des télécommandes surface – fond. C'est le cas, par exemple, de la télécommande du raccord coudé à angle variable (Télé pilote) ou de la télécommande de déclenchement (ou d'arrêt) d'un système de mesure de fond.

c. Les transmissions acoustiques :

Elles utilisent les variations rapides d'amplitude ou de fréquence d'ondes transmises du fond vers la surface, via le métal des tiges ou via la boue de forage.

Caractérisé par des vitesses de transmissions rapides (6000m/s dans l'acier, 1200m/s dans la boue). La capacité de transmission s'accroît avec la fréquence de l'onde, mais l'amortissement croît également avec la fréquence, surtout dans le cas de transmission par la boue.

d. Transmission électromagnétique :

Un émetteur électromagnétique est incorporé dans le bas de la garniture de forage. L'onde porteuse est modulée par les signaux en provenance des capteurs de fond.

Un récepteur électromagnétique implanté en surface à une distance convenable de la tour de forage reçoit les ondes transmises à travers le sol et récupère les signaux.

Ce système a l'avantage d'être indépendant des fluides de forage, donc de pouvoir transmettre à tout moment (même en l'absence de circulation). Ce système, plus fiable que le Mud pulse.

Un autre avantage de ce système est de pouvoir transmettre et recevoir dans les deux directions : les données sont envoyées par l'outil à la surface, et de même des instructions peuvent être envoyées de la surface à l'outil. Ceci signifie que le format ou la séquence des données transmises peut être modifiée en fonction des besoins des opérations d'une part et pour optimiser la durée des batteries d'autre part.

Facteurs influençant les mesures MWD :

- Facteurs influençant accéléromètre

Un mouvement excessif de la garniture de forage au moment même où les sensors prennent une mesure, faussera les mesures de l'inclinaison, l'azimut du puits et de toolface (MTF ou HSTF). Puisque l'influence possible sur un accéléromètre est presque totalement relative au mouvement de train de tiges, le problème peut être étudié simplement en gardant la garniture immobile pendant la mesure de déviation.

En steering mode la mesure de toolface M ou HS est approximative puisque la garniture se déplace lentement en translation. Mais cette approximation est suffisante, d'autant que la mesure de TF est réactualisée toute les +/- 5 à 3 secondes selon le besoin.

- Facteur influençant un magnétomètre

Toute source magnétomètre faussera l'azimut du puits et les lectures de toolface magnétique (incl < 5°).

- Problème relatif au changement de BHA et/ou MWD sensor

Un changement de BHA peut influencer sur les mesures des magnétomètres du fait de l'influence magnétique variable (+/- grande/faible) des BHAs sur ces instruments. De même s'il existe des différences de calibrage d'un MWD sensor à un autre, particulièrement au niveau des diverses dérivations et excentration de chaque magnétomètre et accéléromètre. C'est pourquoi il est nécessaire de procéder à des vérifications pour évaluer l'importance de ces changements et minimiser leur effet possible.

Contrôle de qualité de mesure :

- Mesure à point de référence (benchmark survey point)

C'est le meilleur test pour s'assurer de l'influence d'un changement. Le point de référence doit être situé sous le sabot. Hors de portée de l'influence magnétique de tubage (15m minimum dans une section l'inclinaison est > 10° de façon de permettre de bonnes mesures de l'azimut, et sans grande variation d'azimut ou d'inclinaison. (Idéalement l'inclinaison et l'azimut de ce point de référence devait avoir été mesuré préalablement par un instrument de mesure indépendant).

A chaque manœuvre de descente, en arrêtant le MWD à une profondeur aisément référentielle par rapport au cahier de garniture du chef du poste et en prenant des mesures de déviation. Lors de la manœuvre de remontée en refaisant une mesure au même endroit. Les résultats doivent être comparés avec les précédents. Toute variation > 2° en azimut et > 0.5° en inclinaison doit remettre en question la validité des mesures effectuées par le MWD.

- Check shots

En fin de manœuvre de descente, une bonne pratique consiste à prendre une mesure au fond afin de comparer avec celle prise précédemment au même point avant de remonter. Cela permet de vérifier la précession et la répétitivité (fiabilité) des mesures MWD. A nouveau il ne faut pas de variation > 2° en azimut et > 0.5° en inclinaison.

- Rotation shots

Un calibrage rigoureusement parfait des sensors est impossible, si bien que lorsque l'en faisant tourner un sensor autour de son axe, la lecture de l'inclinaison ou de l'azimute peut varier légèrement (jusqu'à 1.5°). Ce défaut est inhérent à la construction même des accéléromètres et magnétomètres. En solutionnant le problème MWD dans l'open hole et en prenant des mesure avec des tool face différents. Ainsi nous pouvons identifier tout défaut et calculer le facteur de correction correspondant. Les mesures prises ultérieurement si en se référant à l'ensemble de la trajectoire de bits, car la source d'erreur a un comportement aléatoire, et donc ces erreurs se compensent plus ou moins.

- Algorithmes correction.

Ils corrigent les effets de l'influence magnétique de la garniture de forage sur le MWD. Leur principe est le suivant.

En analysant en surface les données brutes transmises par les divers accéléromètres et magnétomètres de façon à mesurer l'influence magnétique qui s'exerce sur le MWD. en comparant cette force magnétique, avec la valeur théorique du champ terrestre à cet endroit. Si leMWD indique une valeur déférente, nous pouvons considérer que c'est du à une influence magnétique.

Ces algorithmes ajustent donc les valeurs mesurées du champ aux valeurs théoriques, etles mesures de déviation sont corrigées en conséquence.

Système LWD (logging while drilling):

Il permet de donner ; les données géologiques et petro physique. Les LWD sont utilisés essentiellement pour corréler en temps réel les formations prévoir les pressions et évaluer ces formations.

En distinguant deux types :

- Le CRD (Compensated Dual Resistivity) : effectue des mesures de gamma ray et de résistivité.
- Le CDN (CompensatedDensity Neutron) mesure la densité par l'effet photoélectrique.

Les systèmes de coordonnées : [12][5]**1.1 Coordonnées Géographiques ou Polaires :**

Les coordonnées polaires sont exprimées en degrés-minutes-secondes à partir des origines suivantes:

- le méridien de Greenwich pour la longitude
- l'équateur pour la latitude

Exemple:

X = 22°26' 15" E

Y = 52°41' 32" N

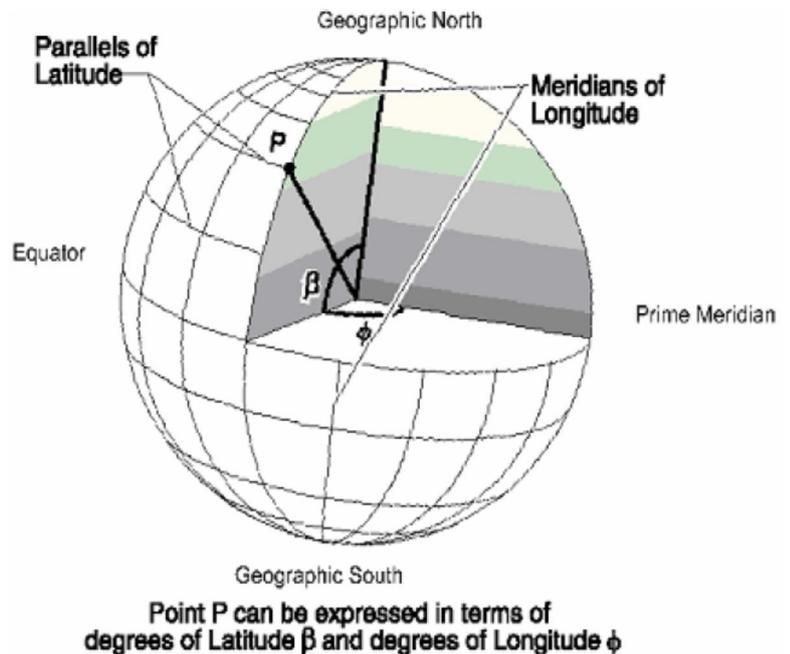


Figure 4.1 Coordonnées Géographiques

Ce système présente l'avantage d'être universel et qui est communément utilisé en offshore.

1.2. La projection UTM (Universal Transverse Mercator)

Le sphéroïde terrestre est "projeté de l'intérieur" sur un cylindre horizontal enveloppant la sphère terrestre et en contact tangent avec un méridien.

Afin de limiter les imprécisions dus à la projection, différents méridiens de contact sont utilisés.

La projection UTM est donc définie comme suit:

Des méridiens de référence ont été

définis tous les 6 degrés de longitude, en partant du méridien de Greenwich, divisant le globe en 60 fuseaux. Ces fuseaux sont numérotés de 1 à 60 en partant du méridien 180 degrés.

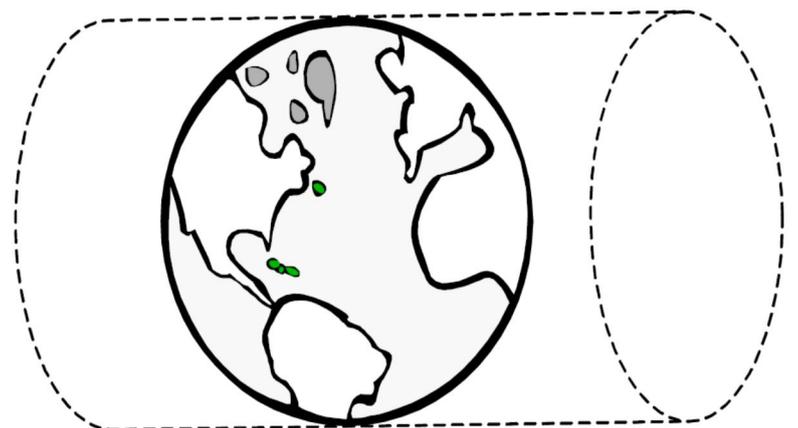


Figure 4.2 Projection UTM

Chapitre 04 : Le Suivi de la Trajectoire d'un Puits pendant le Forage

Chaque fuseau est divisé en "zones" ou "secteurs" couvrant 8 degrés de latitude. Ces 20 secteurs sont identifiés par des lettres allant de C à X (excluant I et O), en partant du parallèle 80 deg Sud et remontant jusqu'au parallèle 80 deg.Nord.

Dans chaque secteur les coordonnées UTM sont exprimées en mètres à partir d'origines définies ainsi:

- l'axe des X (longitude) a pour origine une ligne tracée à 500 km à l'Ouest du méridien Central (lui-même situé 3 degrés à l'Est du méridien de référence)
- l'axe des Y (latitude) a pour origine
 - l'équateur dans l'hémisphère Nord
 - le pôle Sud dans l'hémisphère Sud

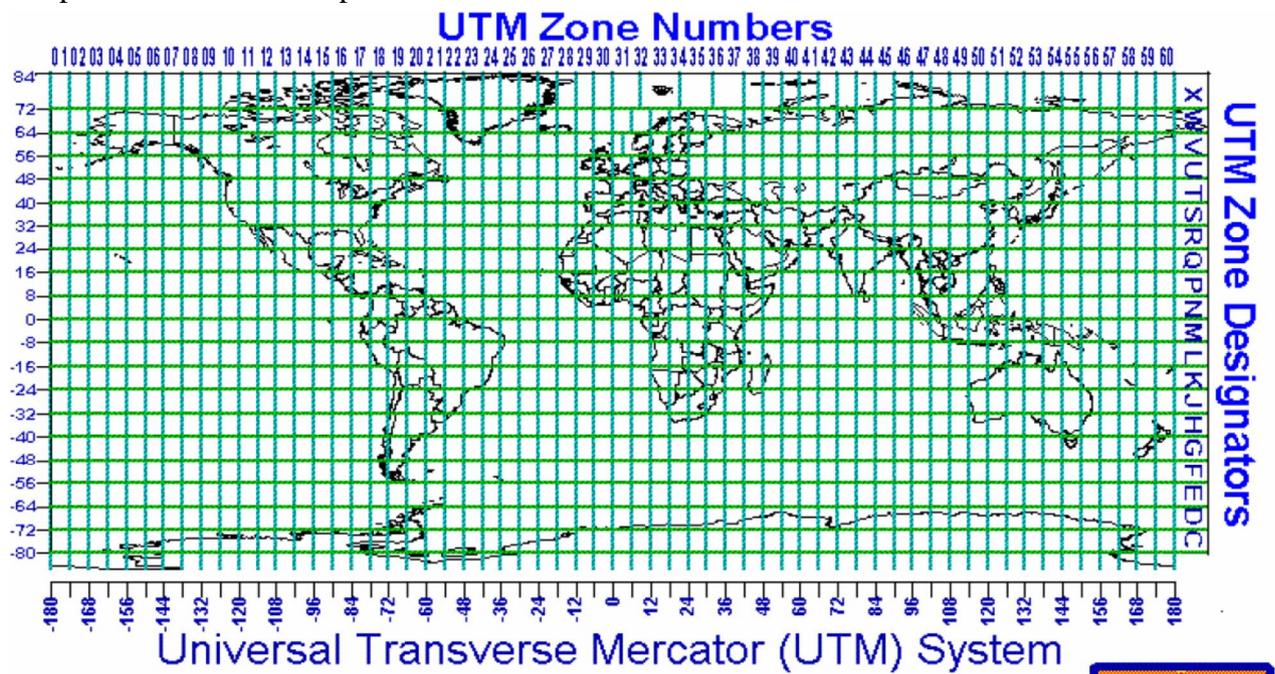


Figure 4.3 Système UTM

Remarque :

Il existe un autre système de projection appelé Standard Mercator, la projection du globe terrestre par ce système, se fait dans un cylindre vertical dont le point de contact est l'équateur. Alors plus en s'éloignant de l'équateur plus la précision sur la distance diminue.

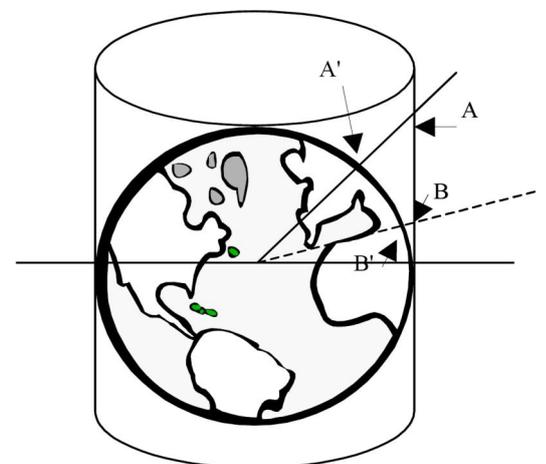


Figure 4.4 Projection Standard Mercator

1. 3. La projection Lambert :

La projection Lambert est une projection de la sphère terrestre sur un cône:

- l'axe du cône coïncide avec l'axe de rotation de la Terre.
- la surface du cône tangente la sphère terrestre au "Parallèle de référence".

Les déformations sont minimum au voisinage du parallèle de référence et augmentent vers le Nord et vers le Sud. Les projections Lambert sont donc mieux adaptées à des petites superficies. Elles sont en général définies au niveau d'un pays. Afin de réduire les déformations, différentes projections peuvent être définies pour un même pays

Les distances sont exprimées en mètres à partir de lignes de référence définies comme suit, avec le souci d'avoir à n'utiliser que des nombres positifs:

- en fonction de la projection, un méridien est défini en tant que "Méridien de référence", numéroté "600", et donc définissant une origine virtuelle située 600 km à l'Ouest de ce méridien de référence - le parallèle de référence est numéroté "200" définissant une origine virtuelle située 200 km au Sud du parallèle de référence.

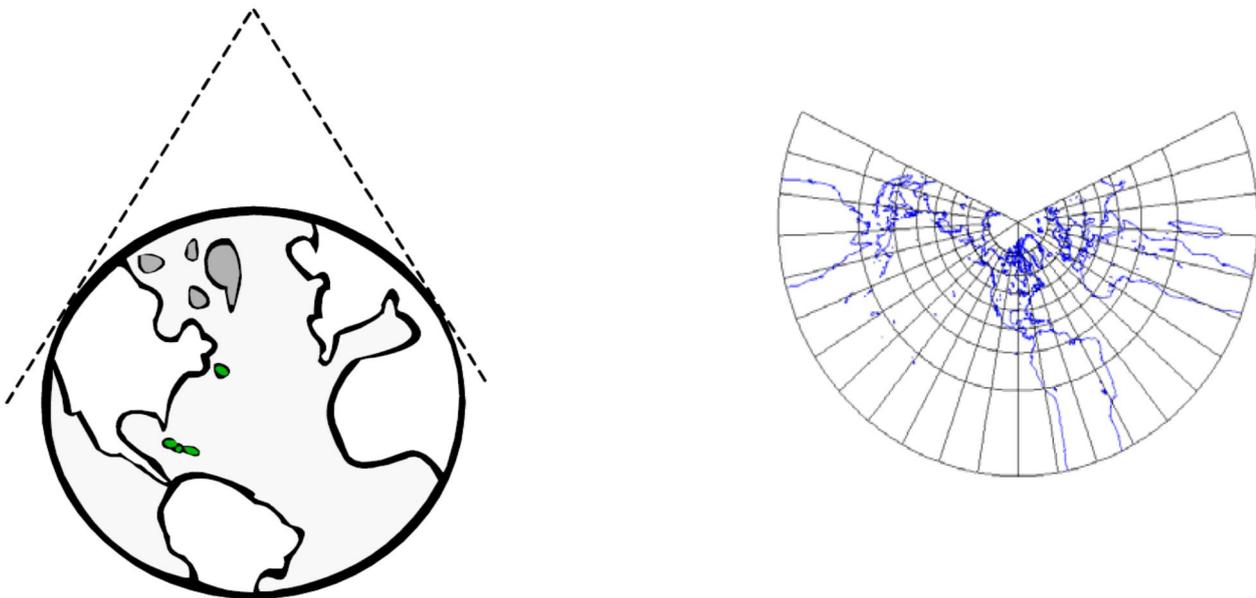


Figure 4.5 Projection Lambert

L'utilisation des coordonnées en projection (ex : E et N UTM) plutôt que des coordonnées géographiques (Latitude /Longitude) est en général jugée avantageuse pour les raisons suivantes :

Chapitre 04 : Le Suivi de la Trajectoire d'un Puits pendant le Forage

- Les coordonnées sont basées sur un système décimal, plus facile à utiliser pour les calculs que le système sexagésimal. Cependant avec des longitudes et latitudes on peut toujours travailler en degrés "décimaux" sans avoir à utiliser des minutes et des secondes d'angles ;
- Le système est "rectangulaire" et qui est mesuré en kilomètres. nous pouvons donc directement calculer des distances approximatives à partir des coordonnées UTM. Un point de la zone UTM 13 qui a pour coordonnées (315,1 km, 3 925,1 km) est exactement à 1 kilomètre du point de la zone 13 (315,1 km, 3 924,1 km). Cependant cette correspondance n'est qu'approchée si les points ne sont pas sur le même méridien, et elle n'est plus du tout valable lorsque l'en changent de zone.

1.4 Les différents nord : [5][4]

Nord géographique :

Le "Nord géographique" est le point d'intersection entre l'axe de rotation de la terre et son hémisphère. Ce point est fixe géométriquement et dans le temps. Et sa direction est appelée azimut géographique ou azimut vrai.

Le Nord magnétique :

Le Nord magnétique est un point mobile au voisinage du Nord géographique, résultant des phénomènes liés au champ magnétique terrestre. sa direction obtenue à l'aide d'une boussole ou d'un compas.

Le nord système :

Le "Nord système" est la direction indiquée sur une carte par le quadrillage vertical de la carte.

Déclinaison magnétique :

C'est l'angle entre le Nord magnétique et le Nord géographique. Elle est exprimée comme un angle orienté vers l'est ou vers l'Ouest.

Le champ magnétique terrestre varie en direction et en intensité non seulement selon position géographique à la surface du globe, mais aussi en fonction du temps. Les mesures d'azimut réalisées à l'aide d'un instrument "magnétique" sont donc des mesures "à un instant donné", qui devront être corrigées de manière à revenir dans le repère permanent du Nord

géographique. Cette correction nécessite la connaissance de la déclinaison magnétique au moment de forage.

Convergence : La convergence est l'angle entre le Nord géographique et le Nord système. Elle est exprimée comme un angle référence par rapport à l'Est ou à l'Ouest. La convergence dépend de la situation géographique de la tête de puits par rapport au système de référence utilisé.

II. Calcul de la trajectoire : [5][4]

Lors de forage, l'ingénieur travaille à l'aveugle en surface pendant que son outil traverse les différentes couches du sous-sol, malgré cette citation il doit réaliser son projet comme il est indiqué dans le programme de forage, de sorte à être dans les meilleures conditions économique technique et de sécurité, l'un des points importants de ce programme est la trajectoire de puits dont l'ingénieur doit contrôler son cheminement et éventuellement la corriger de manière à atteindre son objectif, ce qui nécessite un suivi pendant l'opération de forage, qui peut être résumé par les étapes suivantes :

a. Mesure :

Il n'existe pas d'outil de mesure permettant de déterminer directement la position d'un puits, les seuls paramètres pouvant être mesurés étant l'inclinaison, l'azimut et la profondeur totale, la détermination possible étant alors un calcul mathématique utilisant ces paramètres.

Divers outils existent permettant de mesurer ces paramètres, plus ou moins sophistiqués, installés au fond de manière permanente ou temporaire. Comme nous l'avons vu dans le chapitre précédent.

Le type d'outil à mettre en œuvre est déterminé par le programme de forage, de même que la fréquence des mesures. Les outils les plus utilisés dans le forage horizontal sont les outils à transmission en temps réel (MWD).

b. Calculer :

Le calcul de la position du puits sera effectué dès l'obtention des mesures et selon la méthode de calcul déterminée dans le programme de forage. Dans le but d'établir la position de puits dans un repère géométrique. C'est un calcul point par point, dont l'origine est le point de surface.

Chapitre 04 : Le Suivi de la Trajectoire d'un Puits pendant le Forage

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:

La profondeur verticale $TVD = \sum_0^x (\Delta V)$

La coordonnée Est/Ouest $EST = \sum_0^x (\Delta X)$

La coordonnée Nord/Sud $Nord = \sum_0^x (\Delta Y)$

Avec:

ΔTVD = variation de la profondeur verticale entre deux mesures consécutives

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

$\Delta Nord$ = 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. Et comme nous avons déjà indiqués les paramètres mesurables sont la profondeur mesurée (longueur du train de tiges), l'inclinaison et l'azimut (outil de mesures de fond).

MD_x = Profondeur mesurée du point x (mètre)

I_x = Inclinaison du point x (degré)

A_x = Azimut du point 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

Avant de passer au calcul de la trajectoire il faut fixer quelques paramètres initiaux dont nous pouvons citer :

Chapitre 04 : Le Suivi de la Trajectoire d'un Puits pendant le Forage

-Niveau de référence

Toutes les profondeurs seront mesurées à partir de ce point, qui peut être soit le niveau de la table de rotation (désigné par RT ou KB pour Kelly Bushing), le niveau du sol ou le niveau de la mer (ou niveau hydrostatique).

-Système de coordonnées

Le système de coordonnées à utiliser doit être déterminé par le programme de forage, ainsi que les paramètres associés tel que : les coordonnées de la tête de puits, déclinaison magnétique, et convergence si nécessaire.

-Méthode de calcul : La méthode de calcul est déterminée par le programme de forage.

- Azimut de projection : L'azimut de projection nécessaire à la projection verticale est habituellement choisi égal à la direction de la cible.

-Il y a aussi certains paramètres supplémentaires qui 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. Les méthodes de calcul : [5][4][12]

En tout point de mesure, l'inclinaison et l'azimut définissent un vecteur tangent en ce point à la trajectoire. Les méthodes sont basées sur des hypothèses différentes, mais la forme de la trajectoire est toujours définie à partir des vecteurs tangents à la courbe aux deux points de mesure.

a/Méthode tangentielle :

Cette méthode utilise l'inclinaison et l'azimut à l'extrémité inférieure de la longueur de la course pour déterminer une ligne droite qui représente la trajectoire du puits.

En supposant que le puits est une ligne droite sur toute la longueur de la course. Cette méthode est la moins précise des méthodes discutées et ne devrait pas être utilisée pour la détermination des résultats du sondage sauf si les longueurs de la course sont plus petites que la longueur de l'outil de sondage.

Calcul tangentiel

$$\Delta V = L \cos \alpha_2$$

$$\Delta N = L \sin \alpha_2 \cos \beta_2$$

$$\Delta E = L \sin \alpha_2 \sin \beta_2$$

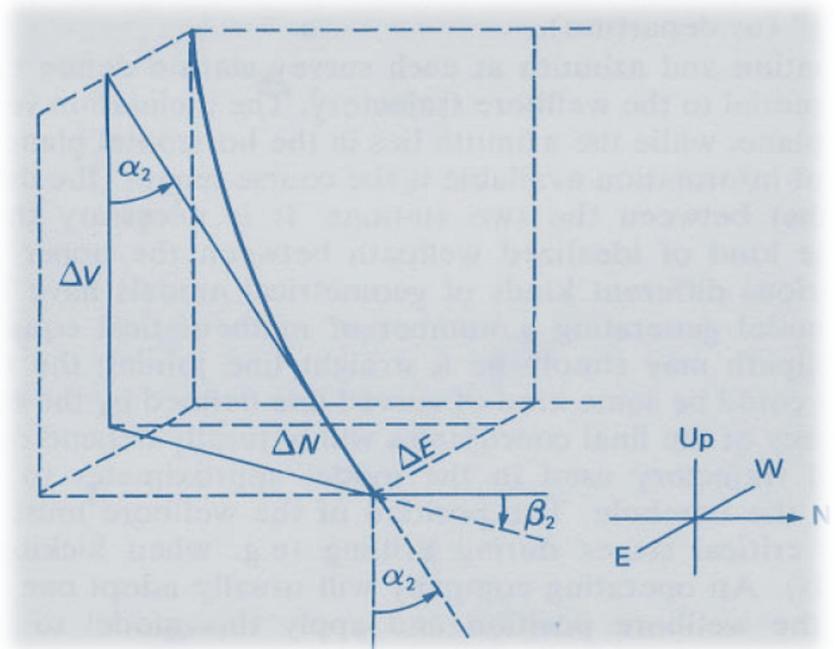


Figure 4.6 Calcul tangentiel

L'inconvénient de cette méthode tient au fait que la trajectoire calculée est très éloignée de la trajectoire réelle, ainsi qu'à la partie build-up la cote calculée est inférieure à la cote réelle, et le déport calculé est supérieur au déport réel (c'est-à-dire pour une tendance de tourner à droite en montant, le calcul exagère cette tendance). D'un autre côté l'avantage de cette méthode est la simplicité des calculs.

Ce calcul était jadis utilisé pour le calcul à la main, mais il est pratiquement abandonné.

b/ Méthode d'angle moyen (average angle method) :

Elle utilise la moyenne des inclinaisons et des azimuts mesurés aux unités de sondage supérieures et inférieures. En supposant que la moyenne des deux ensembles d'angles soit l'inclinaison et l'azimut obtenus au-dessus de la profondeur mesurée par palier. La trajectoire du puits est alors estimée en utilisant des formules trigonométriques simples. Cette méthode est tout à fait adéquate pour les opérations in-situ car elle exige seulement des calculs simples qui peuvent être exécutés à l'aide d'une calculatrice.

Elle est beaucoup plus précise que la méthode tangentielle, et légèrement moins précise que la méthode du rayon de courbure ou celle de courbure minimum.

Calcul de l'angle moyen :

- $\Delta V = L \cos\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right)$
- $\Delta N = L \sin\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) \cos\left(\frac{\beta_1 + \beta_2}{2}\right)$
- $\Delta E = L \sin\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right) \sin\left(\frac{\beta_1 + \beta_2}{2}\right)$

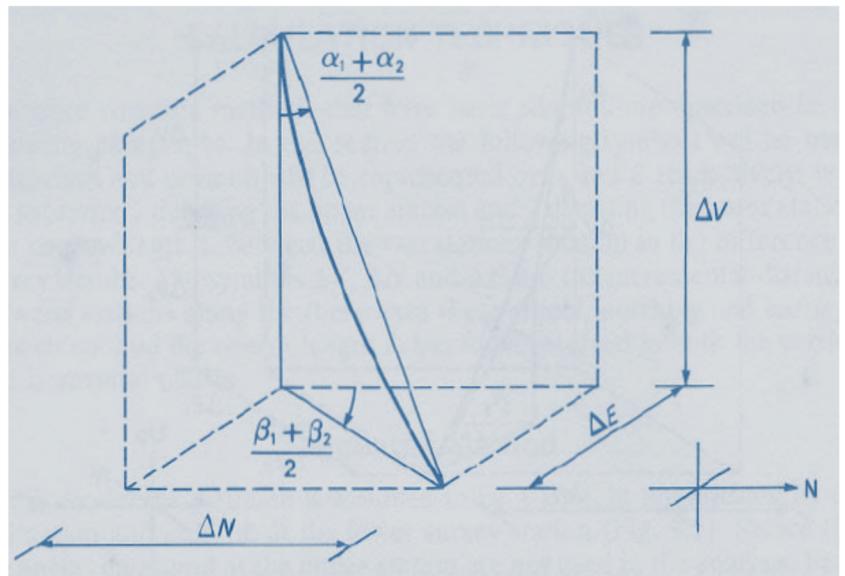


Figure 4.7 Calcul de l'angle moyen

c/ La méthode de rayon de courbure (radius of curvate method) :

Cette méthode utilise l'inclinaison et l'azimut mesurés aux extrémités supérieures et inférieures de la longueur de la course pour donner un arc circulaire une fois vue dans deux plans, vertical et horizontal.

Cette méthode suppose que le puits se trouve dans un cylindre dont l'axe est vertical, et a un rayon égal au rayon de la courbure dans le plan horizontal.

Elle détermine la longueur de l'arc entre les deux extrémités, supérieure et inférieure de la longueur de la course dans le plan horizontal.

Le cylindre peut alors être étalé pour calculer la longueur de l'arc circulaire le long de la surface de cylindre. Par conséquent, l'incrément du TVD ne change pas par le changement d'azimut.

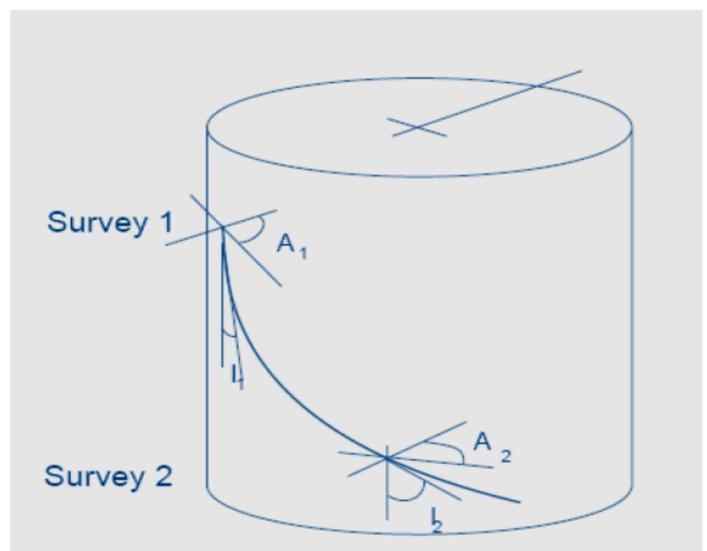


Figure 4.8 Méthode de Rayon de Courbure

Cette courbe à la forme d'un arc circulaire dans un plan vertical enroulé autour d'un cylindre. Elle est tangentielle à l'inclinaison et à l'azimut passant par les extrémités supérieures et inférieures de la longueur de la course. Cette méthode est l'une des méthodes les plus précises disponibles et elle est assez simple pour être calculé avec l'utilisation d'une calculatrice.

Calcul de rayon de courbure

- $\Delta V = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\pi} \right) (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)$
- $\Delta N = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\pi} \right) \frac{(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2)(\sin \beta_2 - \sin \beta_1)}{\beta_2 - \beta_1}$
- $\Delta E = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\pi} \right) \frac{(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2)(\cos \beta_1 - \cos \beta_2)}{\beta_2 - \beta_1}$

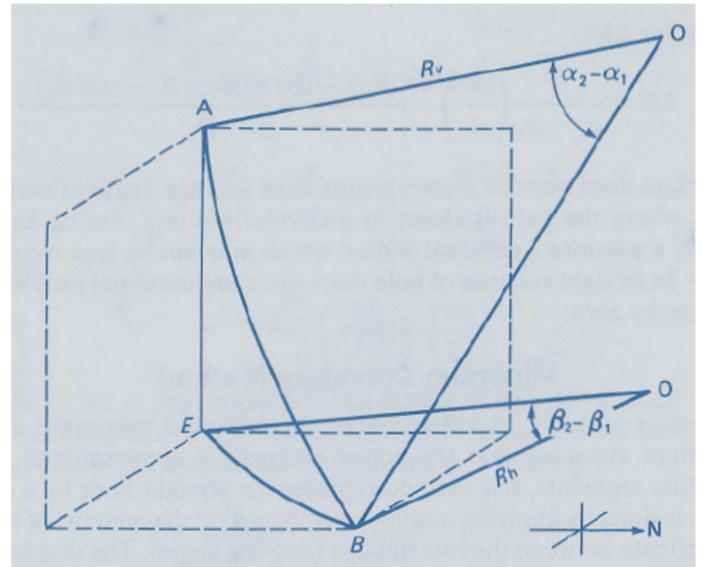


Figure 4.9 Calcul Rayon de Courbure

d/ Méthode tangentielle pondérée :

En assimilant le tronçon foré à deux segments de droite consécutifs, de longueur égale à la moitié de la longueur ΔMD forée. en appliquant ainsi la méthode tangentielle pondérée en considérant le premier segment et le couple (Inclinaison1, Azimut1) puis le second segment et le couple (Inclinaison2, Azimut2).

- $\Delta V = \frac{L}{2} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2)$
- $\Delta N = \frac{L}{2} (\sin \alpha_1 \cos \beta_1 + \sin \alpha_2 \cos \beta_2)$
- $\Delta E = \frac{L}{2} (\sin \alpha_1 \sin \beta_1 + \sin \alpha_2 \sin \beta_2)$

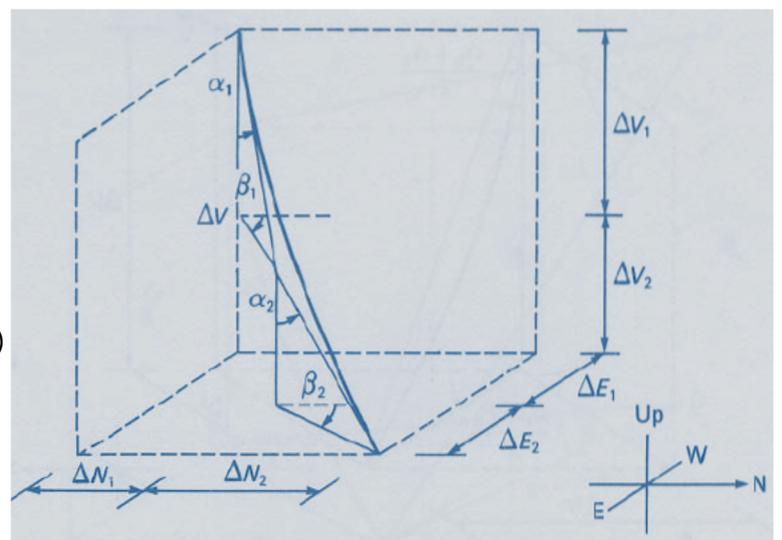


Figure 4.10 Calcul Tangentielle Pondérée

Chapitre 04 : Le Suivi de la Trajectoire d'un Puits pendant le Forage

Les calculs sont plus long et donnent des résultats très proches de ceux de la méthode des angles moyens, avec cependant une meilleure approximation dans le cas où l'intervalle entre deux mesures est long et la courbure de la trajectoire est prononcée.

L'utilisation de la méthode de l'angle moyen ou celle dite de la tangente pondérée, en Build-up donner une plus grande profondeur verticale et un déport plus court que dans la réalité, et l'inverse en drop-off.

La méthode de la courbure minimum :

En calculant la trajectoire entre A et C à partir des vecteurs tangents en A et C, comme dans la méthode tangentielle pondérée, mais en introduisant un coefficient correcteur qui tient compte du fait qu'on assimile un arc à la réunion de deux segments consécutifs de droite. Le résultat obtenu assimile la trajectoire AC à un arc de cercle.

- Dog leg :

Le paramètre appelé "dog-leg" représente un changement global (tridimensionnel) de la direction du puits, à la fois en inclinaison et en azimuth. Exprimé en degré par l'unité de longueur (degré/30m, degré/10m ou degré/100ft). La réalisation d'un forage dirigé implique donc la création de dog-legs (gradients de courbure) afin d'obtenir la trajectoire déterminée. Et permet d'estimer la fatigue additionnelle du train de tige due à la géométrie non rectiligne du forage.

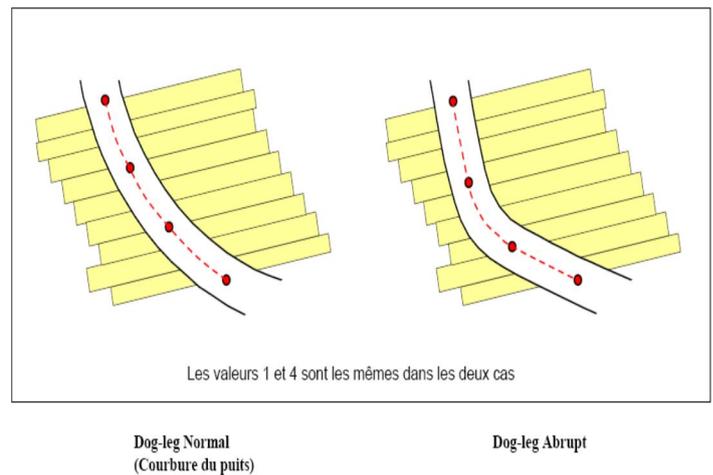


Figure 4.11 Dog leg

Dans la pratique nous rencontrerons donc deux types de dog-legs :

- ⇒ 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.

Chapitre 04 : Le Suivi de la Trajectoire d'un Puits pendant le Forage

En prenant par exemple une trajectoire qui change seulement en inclinaison :

$$MD1 = 1.000 \text{ feet } MD2 = 1,100 \text{ ft}$$

$$I_1 = 4^\circ \quad I_2 = 6^\circ$$

Déterminant le dog-leg Solution: le changement en inclinaison est :

$$\Delta MD = MD2 - MD1 = 100 \text{ ft.}$$

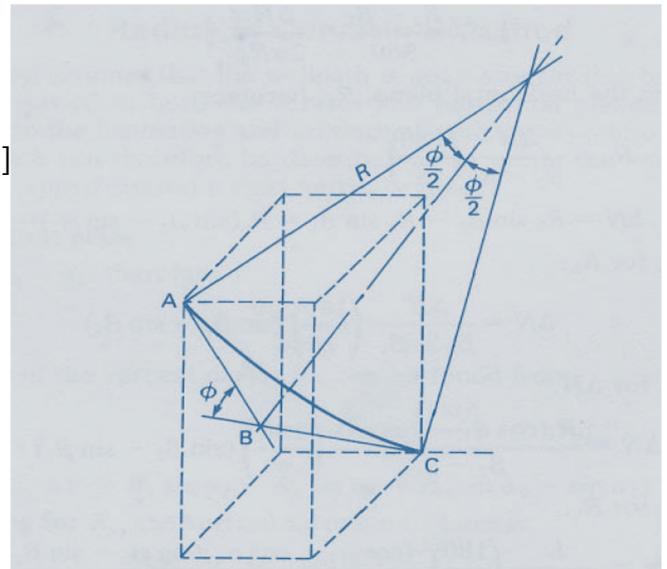
$$\Delta I = I_2 - I_1 = 2^\circ.$$

$$DLS = \frac{\Delta I}{\Delta MD} = 2^\circ/100\text{ft.}$$

Cet exemple est un cas particulier où la trajectoire change seulement en inclinaison, alors qu'en réalité, le paramètre dog-leg est affecté par le changement d'azimut ce qui est difficile à calculer et même à comprendre.

Calcul de la courbure minimum :

- $\phi = \cos^{-1}[\cos \alpha_1 \cos \alpha_2 + \sin \alpha_1 \sin \alpha_2 \cos(\beta_1 - \beta_2)]$
- $F = \frac{2}{\phi} \left(\frac{180}{\pi} \right) \tan \frac{\phi}{2}$
 - $\Delta V = F \frac{L}{2} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2)$
 - $\Delta N = F \frac{L}{2} (\sin \alpha_1 \cos \beta_1 + \sin \alpha_2 \cos \beta_2)$
 - $\Delta E = F \frac{L}{2} (\sin \alpha_1 \sin \beta_1 + \sin \alpha_2 \sin \beta_2)$



Après avoir calculer les coordonnées à la position x :

Figure 4.11 Calcul courbure minimum

V_x : profondeur verticale.

X_x : la coordonnée Est/Ouest.

Y_x : La coordonnée Nord/Sud.

Nous pouvons déterminer d'autres paramètres complémentaires tel que :

a/ Le déplacement horizontal à la station x:

$$HD = \sqrt{X^2 + Y^2}$$

b/ La direction du puits :

$$A = \arctan(X/Y) \quad \text{si } Y > 0.$$

$$A = 180 + \arctan(X/Y) \quad \text{si } Y < 0.$$

c/ Le déplacement horizontal sur la projection verticale :

$$HP = HD \times \cos(\text{Ath} - A)$$

Ath: azimuth théorique de cible.

d/ Les coordonnées absolues :

$$E = Ewh + X \quad \text{Ewh coordonnée Est/Ouest de la tête de puits}$$

$$N = Nwh + Y \quad \text{Nwh coordonnée Nord/Sud de la tête de puits}$$

Calculs d'incertitude : [5]

Comme tous domaines de calculs, le calcul de trajectoire est soumis à différentes sources d'erreur.

1. Erreurs dues à la position de l'outil de mesure

- Profondeur des capteurs de l'outil de mesure: la profondeur des capteurs dépend de la mesure du train de tiges (Il est bien connu que c'est là une grande source d'erreur !).

Il faut aussi éviter la confusion entre profondeur du puits et profondeur de la mesure.

- Alignement de l'outil de mesure: il doit être aligné correctement par rapport au puits. Deux sources d'erreur sont possibles (mauvais alignement de l'outil dans le trou ,mauvais alignement des capteurs dans l'outil).

- Mouvement des capteurs Pour une bonne mesure: les outils de mesure doivent être parfaitement immobiles et sans vibrations.

2. Erreurs dues aux équipements de mesure

Chapitre 04 : Le Suivi de la Trajectoire d'un Puits pendant le Forage

- Erreurs dues aux outils eux-mêmes (caractéristiques des capteurs)
- Erreurs dues aux interférences magnétiques (outils magnétiques) (interférences dues au train de tiges, perturbations magnétiques locales, proximité des tubages, puits voisins, Equipement amagnétique défectueux (hot spots).

Les masse-tiges amagnétiques sont utilisées pour réduire sinon éliminer les interférences magnétiques dues à la proximité du train de tiges. La longueur minimum nécessaire dépend à la fois de l'azimut de forage et de la situation géographique du puits. Cette longueur augmente avec la latitude. (Des tableaux sont disponibles pour une détermination précise de la longueur

Tableau 1.1 Erreurs des équipements de mesure

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

nécessaire).

3. Erreurs dues au facteur humain

- Erreurs de lecture lors de l'utilisation d'outils à lecture manuelle tels que des single-shots ou multi-shots à films.
- Erreurs de transcription des paramètres

4. Erreurs dues aux calculs

- Erreurs dues aux approximations de la méthode de calcul utilisée.

1. Elaboration d'un programme MATLAB pour le suivi de la trajectoire :

Ce programme est élaboré par un langage de programmation scientifique (Matlab) et qui permet de transformer les paramètres mesurables (profondeur mesurée, inclinaison du puits, azimuth) en des paramètres non mesurables (coordonnes Nord/Sud, cordones Est/West, Profondeur verticale) nécessaire pour le suivi rigoureux de la trajectoire d'un puits pétrolier.

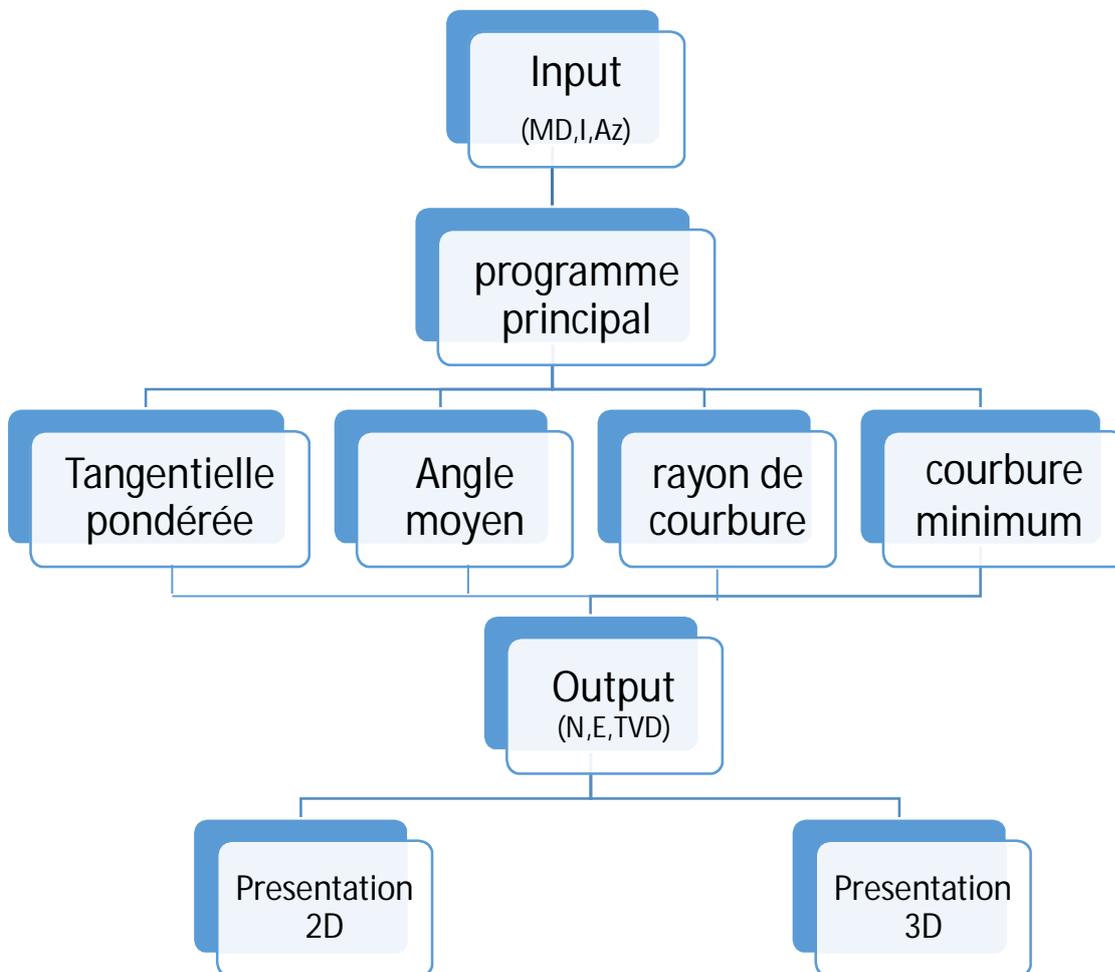


Figure 5.1 L'organigramme des différentes étapes du programme

Dans cette partie nous tenons à détailler le principe de fonctionnement de notre programme présenté au-dessus :

L'exécution du programme nécessite l'introduction de trois paramètres d'entrée (inputs) et qui sont la profondeur mesurée, inclinaison du puits et l'azimut de différents points du puits selon la précision du dispositif de mesure. Ils sont introduit sous forme d'une matrice de dimensions 'n' et 'm' qui sont respectivement le nombre de lignes et qui représente le nombre de points enregistrés et de colonnes qui est égale a trois (correspond au nombre de paramètres introduits).

La matrice de paramètres d'entrée sera traité par les quatre sous programmes qu'ils représentent les différentes méthodes de calcul de la trajectoire d'un puits, le traitement est fait en se basant sur les formules de chaque méthodes et qui sont détaillées ci-dessous:

Méthode tangentielle pondérée

$$\Delta Nord = \frac{1}{2} \Delta MD \times \sin I_1 \times \cos A_1 + \frac{1}{2} \Delta MD \times \sin I_2 \times \cos A_2$$

$$\Delta Est = \frac{1}{2} \Delta MD \times \sin I_1 \times \sin A_1 + \frac{1}{2} \Delta MD \times \sin I_2 \times \sin A_2$$

$$\Delta TVD = \frac{1}{2} \Delta MD \times \cos I_1 + \frac{1}{2} \Delta MD \times \cos I_2$$

Méthode d'angle moyen

$$\Delta Nord = \Delta MD \times \sin\left(\frac{I_1 + I_2}{2}\right) \times \cos\left(\frac{Az_1 + Az_2}{2}\right)$$

$$\Delta Est = \Delta MD \times \sin\left(\frac{I_1 + I_2}{2}\right) \times \sin\left(\frac{Az_1 + Az_2}{2}\right)$$

$$\Delta TVD = \Delta MD \times \cos\left(\frac{I_1 + I_2}{2}\right)$$

La méthode de rayon de courbure (radius of curvature method) [7]

Dans cette méthode en divisant notre calcul en deux parties, les formules utilisées dans chaque partie sont présentées ci-dessous :

1-1^{ère} partie: inclinaison varie avec la profondeur ($I_1 \neq I_2$)

Cette partie en elle-même se divise en deux cas :

$$\Delta TVD = 180/\pi \times \frac{\Delta MD \times [(\sin I_2 - \sin I_1)]}{(I_2 - I_1)}$$

Cas 01 : Azimut varie avec la profondeur ($A_1 \neq A_2$)

$$\Delta Nord = 180/\pi \times \frac{\Delta MD \times [(\cos I_1 - \cos I_2) \times (\sin Az_2 - \sin Az_1)]}{(I_2 - I_1) \times (Az_2 - Az_1)}$$

$$\Delta Est = 180/\pi \times \frac{\Delta MD \times [(\cos I_1 - \cos I_2) \times (\cos Az_2 - \cos Az_1)]}{(I_2 - I_1) \times (Az_2 - Az_1)}$$

Cas 02 : Azimut constante ($A_1 = A_2$)

$$\Delta Nord = 180/\pi \times \frac{\Delta MD \times [(\cos I_1 - \cos I_2) \times \sin Az_2]}{(I_2 - I_1)}$$

$$\Delta Est = 180/\pi \times \frac{\Delta MD \times [(\cos I_1 - \cos I_2) \times \cos Az_2]}{(I_2 - I_1)}$$

-2^{ème} partie: inclinaison constante ($I_1 = I_2$)

$$\Delta TVD = \Delta MD \times \cos I_2$$

Cas 01 : Azimut varie avec la profondeur ($A_1 \neq A_2$)

$$\Delta Nord = 180/\pi \times \frac{\Delta MD \times [\sin I_2 \times (\sin Az_2 - \sin Az_1)]}{(Az_2 - Az_1)}$$

$$\Delta Est = 180/\pi \times \frac{\Delta MD \times [\sin I_2 \times (\cos Az_2 - \cos Az_1)]}{(Az_2 - Az_1)}$$

Cas 02 : Azimut constante ($A_1 = A_2$)

$$\Delta Nord = \Delta MD \times \sin Az_2$$

$$\Delta Est = \Delta MD \times \cos Az_2 \times \sin I_2$$

La méthode de la courbure minimum

Etant donné que tous les programmes de forage et les suivis des trajectoires sont calculés par cette méthode, alors en prenant directement les résultats de calculs, et en l'utilisant comme étant une référence de comparaison, du fait de la précision qu'elle présente,

Les résultats de calcul sont directement introduits dans la matrice de sortie (output), pour qu'elle sera utilisée par le programme.

Le résultat de calcul est présenté dans une autre matrice de même dimensions que la matrice d'entrée, les outputs (paramètres de sortie) sont les coordonnées Nord (par rapport au nord de référence) et les coordonnées Est et la Profondeur verticale

La possibilité de présenter ces résultats soit en 2D ou en 3D est en faveur de l'exécuteur de ce programme, ce qui permet de donner un sens réel aux paramètres calculés et faciliter le suivi de la trajectoire en temps réel ou analyser les données des puits déjà forés dans le but de remédier les problèmes liés à la trajectoire.

Le programme est illustré dans la figure suivante.

```
1      % ----- suivi de la trajectoire d'un puits -----
2
3      % Données de la trajectoire
4 -    load Puits_MDZ664;
5
6      %calculs de la trajectoire par les quatres method
7 -    A=minimum_curvature(MDZ664);
8 -    Z=average_method(MDZ664);
9 -    E=radius_curvature(MDZ664);
10 -   R=tangenialB(MDZ664);
11
12    % porjection verticale de chaque méthode
13 -   figure(1)
14 -   subplot(221)
15 -   plot(A(:,2),-A(:,3),'g');
16 -   subplot(222)
17 -   plot(Z(:,2),-Z(:,3),'r');
18 -   subplot(223)
19 -   plot(E(:,2),-E(:,3),'b');
20 -   subplot(224)
21 -   plot(R(:,2),-R(:,3),'c');
22
23
24    %presentation 3D de chaque méthode
25 -   figure(2)
26 -   subplot(221)
27 -   plot3(A(:,2),A(:,1),-A(:,3),'g');
```

Figure 5.2 le Script du Programme

```

27 - plot3(A(:,2),A(:,1),-A(:,3),'g');
28 - subplot(222)
29 - plot3(Z(:,2),Z(:,1),-Z(:,3),'r');
30 - subplot(223)
31 - plot3(E(:,2),E(:,1),-E(:,3),'b');
32 - subplot(224)
33 - plot3(R(:,2),R(:,1),-R(:,3),'c');
34 - grid on;
35 - % projection verticale des quatre méthodes dans une seule figure
36 - figure(3)
37 - plot(A(:,2),-A(:,3),'g');
38 - hold on;
39 - plot(Z(:,2),-Z(:,3),'r');
40 - hold on;
41 - plot(E(:,2),-E(:,3),'b');
42 - hold on;
43 - plot(R(:,2),-R(:,3),'c');
44 - grid on;
45 - %presentation 3D des quatre méthodes dans une seule figure
46 - figure(4)
47 - plot3(A(:,2),A(:,1),-A(:,3),'g');
48 - hold on;
49 - plot3(Z(:,2),Z(:,1),-Z(:,3),'r');
50 - hold on;
51 - plot3(E(:,2),E(:,1),-E(:,3),'b');
52 - hold on;
53 - plot3(R(:,2),R(:,1),-R(:,3),'c');
54 - grid on;

```

Figure 5.3 le Script du Programme

2 .Comparaison entre les méthodes de calcul :

CAS DU PUITTS MDZ 664 :[11][10]

Le puits MDZ 664 est un puits horizontal de développement producteur d'huile; foré en 2014 dans le champ de Hassimessaoud par entreprise nationale des travaux aux puits ENTP (RIG TP 127) dont son profil est de type Medium radius.

l'objectif principal était d'atteindre le Cambrien Ra(D2) à la profondeur 3364m/4032m(TVD/MD) avec un drain de 612m et en underbalance.la Déviation été faite par la compagnie BAKER HUGHES.

Tableau 2 Paramètres initiaux du Puits MD7664

paramètres initiaux

Méthode de calculs	Courbure minimum
Système de projection	UTM Zone 31 Nord
Le nord de référence	Grid Nord
Référence MD	Table de rotation
Référence TVD	Table de rotation
TP-127 (RT) par rapport au niveau de la mer	158.00 m
TP-127 (RT) par rapport au niveau de sol	7.84 m
Origine de projection	N 0.00 E 0.00 m

Azimut de projection 320.00 °

Les données de la trajectoire de ce puits sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 3 : Données de la trajectoire de puits MDZ664

Profondeur mesurée (m)	Inclinaison (degré)	Azimut (degré)
0.000	0.000	0.000
3007.84	0.000	0.000
3008.00	0.000	320.000
3037.84	3.979	320.000
3067.84	7.979	320.000
3097.84	11.979	320.000
3127.84	15.979	320.000
3157.84	19.979	320.000
3187.84	23.979	320.000
3217.84	27.979	320.000
3247.84	31.979	320.000
3277.28	35.904	320.000
3277.84	36.044	320.000
3307.84	43.544	320.000
3337.84	51.044	320.000
3362.02	57.088	320.000
3367.84	58.712	320.000
3397.84	67.077	320.000
3419.08	73.000	320.000
3427.84	74.681	320.000
3457.84	80.438	320.000
3487.84	86.196	320.000
3502.45	89.000	320.000
3517.84	89.000	320.000
3547.84	89.000	320.000
3577.84	89.000	320.000
3607.84	89.000	320.000
3637.84	89.000	320.000
3667.84	89.000	320.000
3697.84	89.000	320.000
3727.84	89.000	320.000
3757.84	89.000	320.000
3787.84	89.000	320.000
3817.84	89.000	320.000

3847.84	89.000	320.000
3877.84	89.000	320.000
3907.84	89.000	320.000
3937.84	89.000	320.000
3967.84	89.000	320.000
3997.84	89.000	320.000
4027.84	89.000	320.000
4032.45	89.000	320.000

Le profil final du puits MDZ 664 est représenté dans la figure ci-dessous:

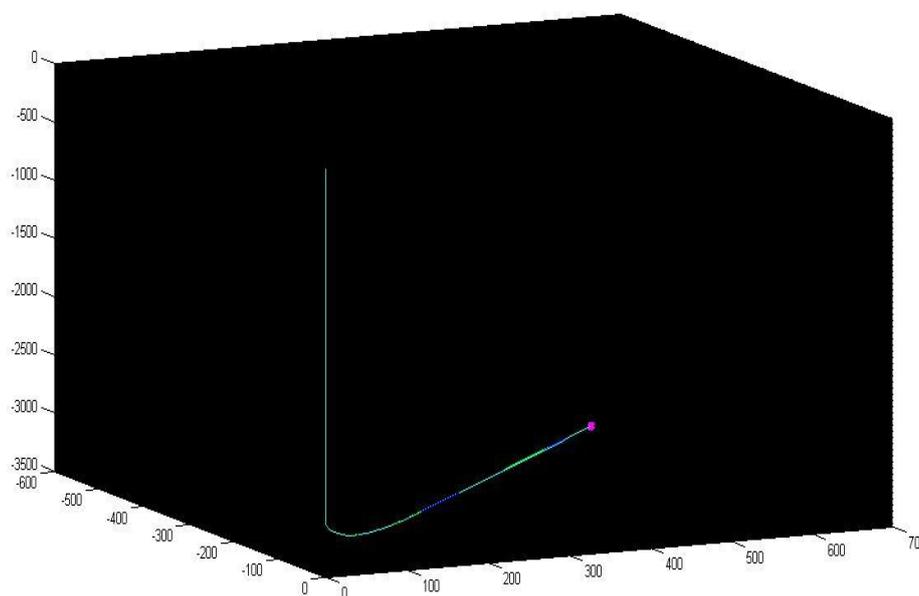


Figure 5.4 Présentation 3D du Puits 664

Dans la partie suivante, nous allons analyser les points critiques dans le profil du puits afin de connaître avec précision la trajectoire suivie par chaque méthode de calcul et aussi pour avoir une idée sur la méthode adéquate pour chaque partie du puits.

1-La partie verticale

Cette partie du puits est identique et similaire pour toutes méthodes de calcul c'est à dire que les points atteint par l'outil de forage sont les mêmes sur toute la profondeur verticale, cela est généralisé pour tous les puits étudiés dans notre travail. Le cas du puits MDZ 664 est illustré dans la figure suivante:

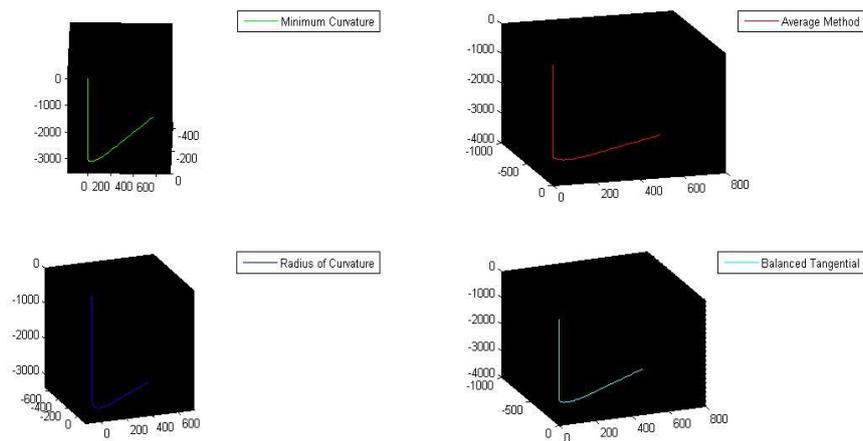


Figure 5.5 Présentation 3D du Puits 664 par les Quarte méthodes de calculs

2-La partie courbe

En divisant cette partie en trois sectionset qui sont:

- **KOP(amorce de déviation)**

Cette partie commence par le point de l'amorce de déviation ou kick off point à la profondeur 3037m (figure)

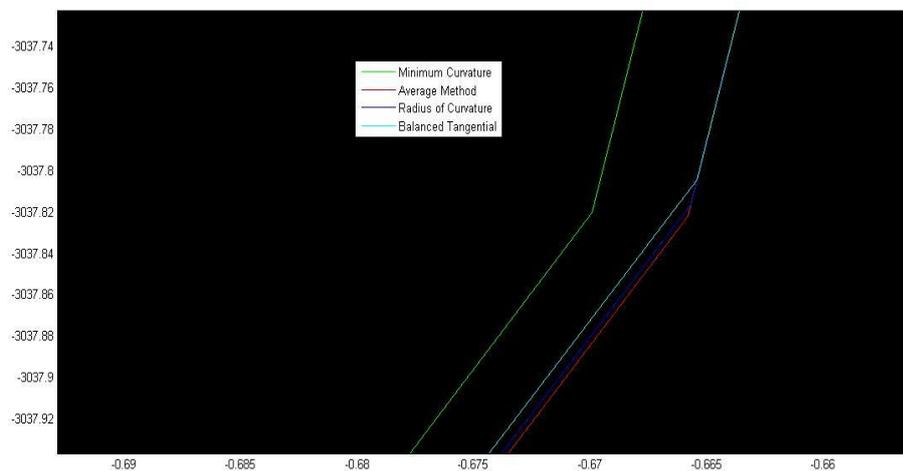


Figure 5.6 Présentation de la partie KOP de Puits MDZ 644

- la section **BUILD-UP**

Défini par les deux points KOP et le point d'atterrissage (3037m et 3427m) .

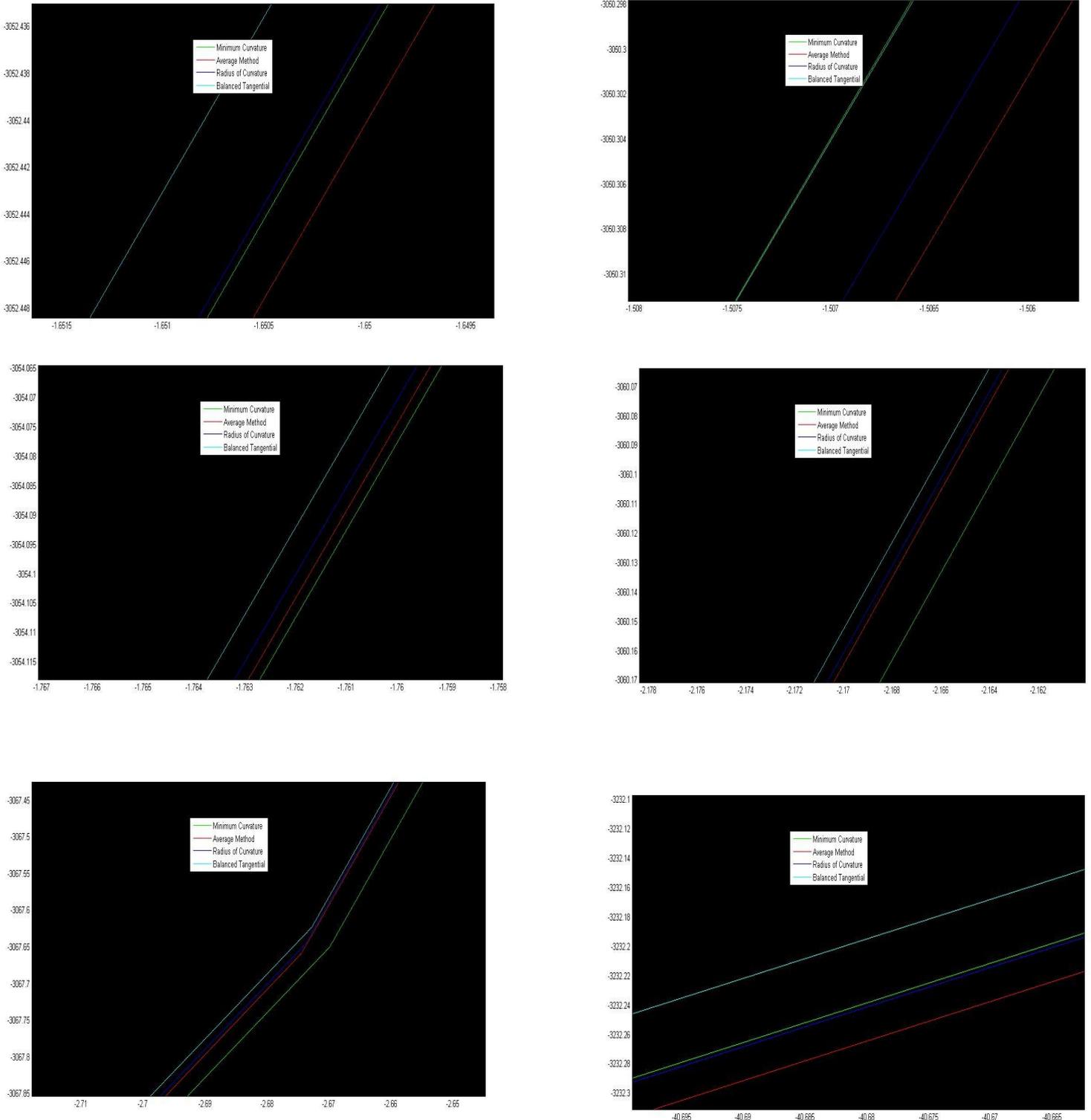


Figure 5.7 Présentation de la partie **BUILD-UP** de Puits MDZ 644

- **la section horizontale :**

Représente la partie horizontale limitée entre le point d’atterrissage, et la cible (3427m et 4032m)

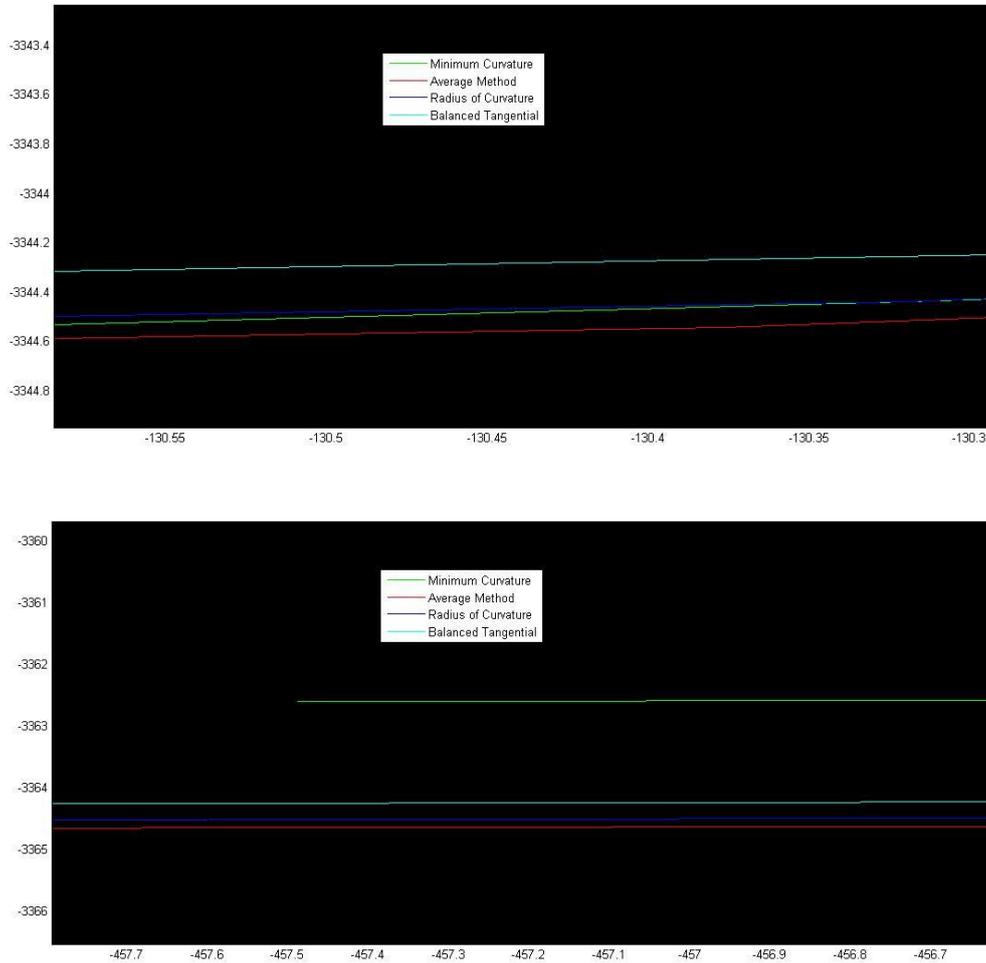


Figure 5.8 Présentation de la partie **horizontale** de Puits MDZ 664

- **La projection horizontale :**

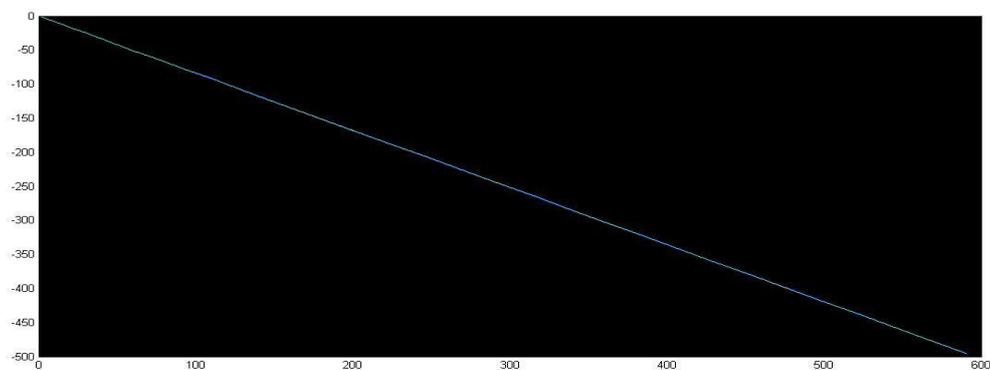


Figure 5.9 Projection **horizontale** de profils de Puits MDZ 644

Interprétation et discussion

Après avoir présenté les parties principales de la trajectoire, du puits MDZ664, en constatant que :

La présentation de la partie verticale n'est pas influée par le choix de la méthode de calcul, ce qui est expliqué par le fait que la variation de l'inclinaison est négligeable.

Le point d'amorce de déviation (KOP) marque un décalage entre les profils des quatre méthodes, ou en voyant :

- la méthode tangentielle pondérée est la plus proche de la méthode de référence(la courbure minimum), cela est expliqué par le fait que la méthode courbure minimum est dérivée de la tangentielle pondérée, en multipliant les équations de cette dernière par facteur correcteur, qui tient compte du « dog-leg ».
- l'écart entre les différentes méthodes est de l'ordre de quelque centimètre.
- La méthode d'angle moyen et celle du rayon de courbure sont très proche.

La partie précédente présente un point de la trajectoire et elle ne peut pas être un bon outil de comparaison entre les méthodes, mais par contre la partie build-up présente de très bons détails sur l'efficacité des différentes méthodes par rapport la courbure minimum pour des changements d'inclinaison ascensionnels.

- La méthode de rayon de courbure donne une allure très proche de celle de courbure minimum car elle tient compte de la courbure de la trajectoire.
- La différence entre les profils des différentes méthodes est de l'ordre de quelques centimètres.

En terminant notre analyse par la partie horizontale du puits, ou en voyant :

- La méthode rayon de courbure reste toujours la plus proche à la référence pendant l'atterrissage du drain.
- L'écart entre les profils des méthodes augmente au fur et à mesure qu'en se rapprochant de la cible, ou il peut aller jusqu'à 2m entre les trois méthodes et la méthode de courbure minimum.
- Avec le maintien de l'inclinaison la méthode tangentielle pondérée devient la plus précise par rapport à la référence, car le coefficient correcteur de la courbure minimum perd son sens dans cette partie droite du puits.

CAS DU Puits MDZ 657[9] [8]

Le puits MDZ 657 est un puits horizontal de développement producteur d'huile; foré en 2012 dans le champ de Hassimessaoud par entreprise nationale du forage ENAFOR (RIG ENF 29) dont son profil est de type Medium radius.

L'objectif principal était d'atteindre le Cambrien Ra(D4) à la profondeur 3468m/4430m(TVD/MD). la Déviation été faite par la compagnie BAKER HUGHES.

Tableau 4 Paramètres initiaux du Puits MD7664

paramètres initiaux

Méthode de calculs	Courbure minimum
Système de projection	Lambert (Tan) Sud Algérie
Le nord de référence	Grid Nord
Référence MD	Table de rotation
Référence TVD	Table de rotation
ENF 29 (RT) par rapport au niveau de la mer	165.54 m
ENF 29 (RT) par rapport au niveau de sol	9.46m
Origine de projection	N 0.00 E 0.00 m
Azimut de projection	110.00 °

Les données de la trajectoire de ce puits sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 5 : Données de la trajectoire de puits MDZ657

Profondeur mesurée (m)	Inclinaison (degré)	Azimut (degré)
0.00	0.000	110.000
9.46	0.000	110.000
3130.00	0.000	110.000
3135.00	0.000	110.000
3160.00	4.167	110.000
3190.00	9.167	110.000
3220.00	14.167	110.000
3250.00	19.167	110.000
3280.00	24.167	110.000
3310.00	29.167	110.000
3336.31	33.552	110.000
3340.00	34.167	110.000

3370.00	39.167	110.000
3400.00	44.167	110.000
3407.72	45.453	110.000
3410.22	45.453	110.000
3430.00	50.398	110.000
3431.57	50.790	110.000
3460.00	50.790	110.000
3471.11	50.790	110.000
3490.00	56.880	110.000
3520.00	66.554	110.000
3550.00	76.228	110.000
3580.00	85.902	110.000
3591.02	89.457	110.000
3610.00	89.457	110.000
3640.00	89.457	110.000
3670.00	89.457	110.000
3700.00	89.457	110.000
3730.00	89.457	110.000
3760.00	89.457	110.000
3790.00	89.457	110.000
3820.00	89.457	110.000
3850.00	89.457	110.000
3880.00	89.457	110.000
3910.00	89.457	110.000
3940.00	89.457	110.000
3970.00	89.457	110.000
4000.00	89.457	110.000
4030.00	89.457	110.000
4060.00	89.457	110.000
4090.00	89.457	110.000
4120.00	89.457	110.000
4150.00	89.457	110.000
4180.00	89.457	110.000
4210.00	89.457	110.000
4240.00	89.457	110.000
4270.00	89.457	110.000
4300.00	89.457	110.000
4329.75	89.457	110.000

Le profil final du puits MDZ 657 est représenté dans la figure ci-dessous:

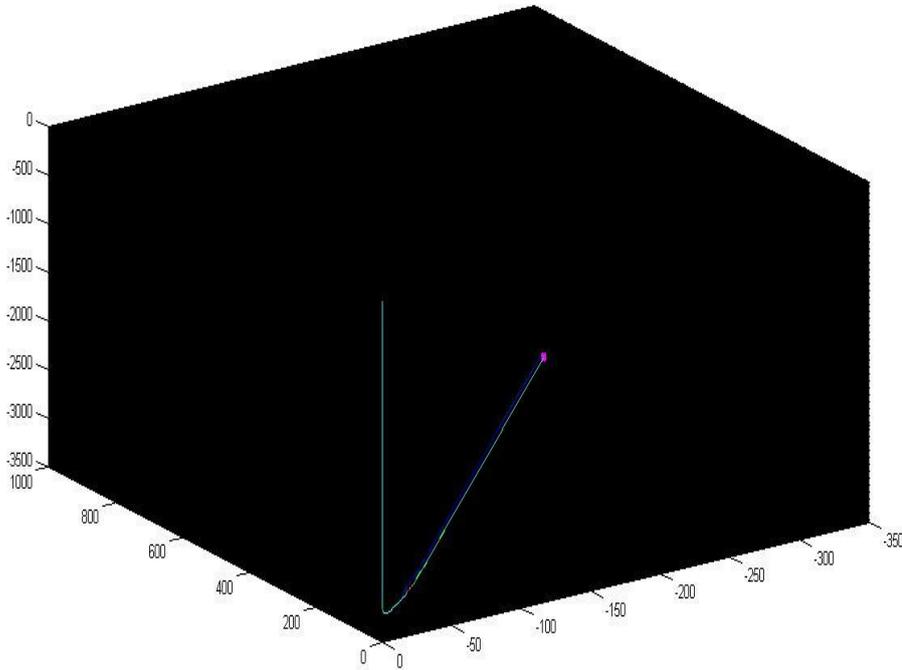


Figure 5.10 Présentation 3D du Puits 657

- **KOP(amorce de déviation)**

Cette partie commence par le point de l'amorce de déviation ou kick off point à la profondeur 3037m (figure)

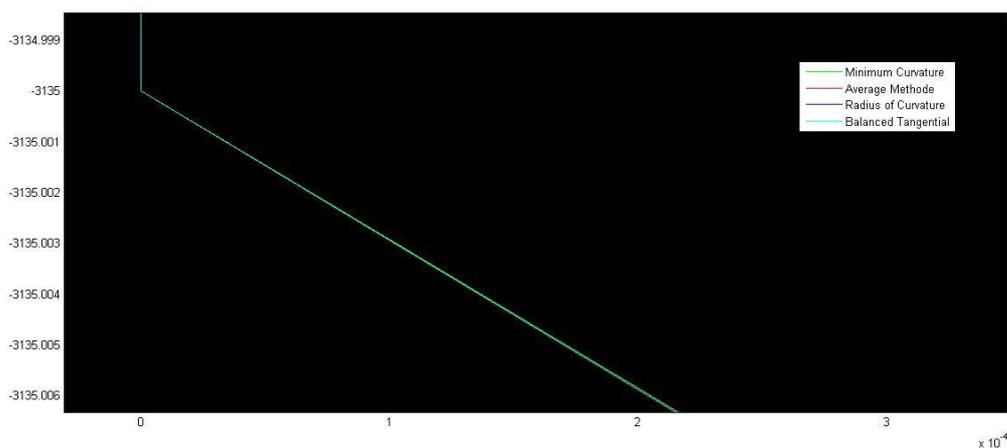


Figure 5.11 Présentation de la partie KOP de Puits MDZ 657

- **la section BUILD-UP**

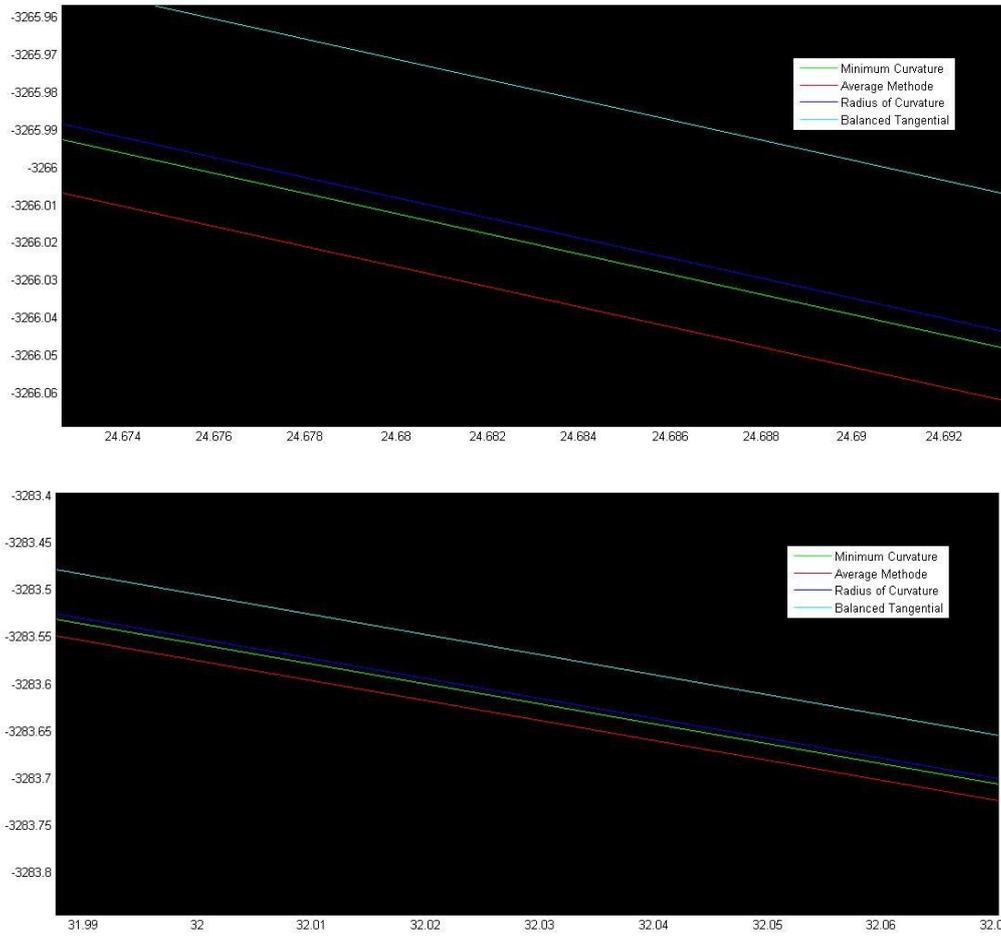
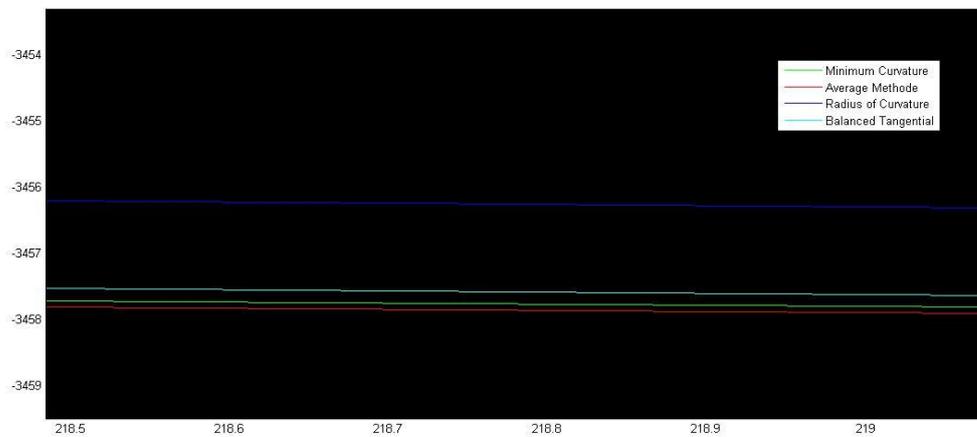


Figure 5.12 Présentation de la partie **BUILD-UP** de Puits MDZ 657

- **La section horizontale :**



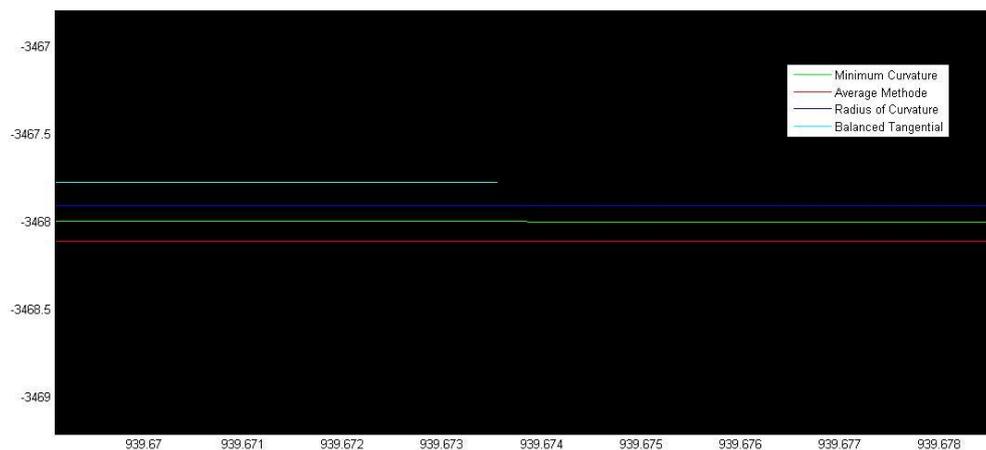


Figure 5.13 Présentation de la partie **horizontale** de Puits MDZ 657

- **La projection horizontale**

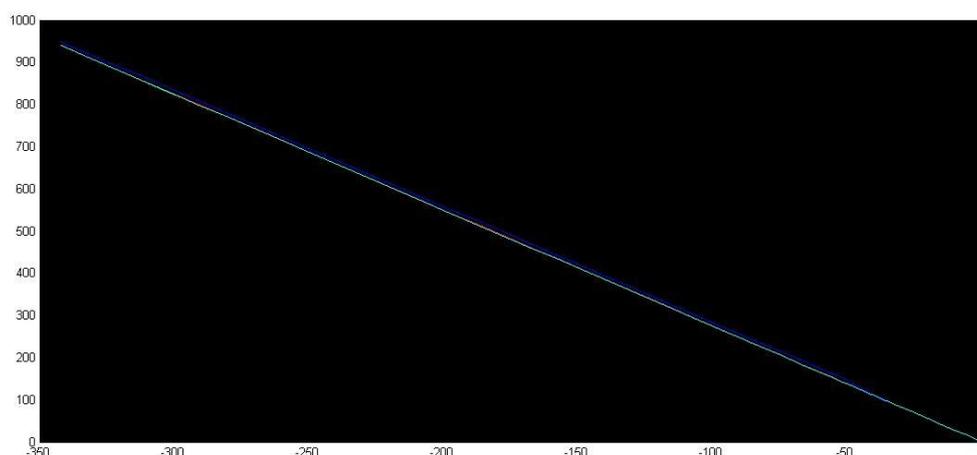


Figure 5.14 Projection **horizontale** de profils de Puits MDZ 644

Interprétation et discussion :

Après avoir présenté les parties principales de la trajectoire, du puits MDZ657, en constatant que :

La partie verticale n'est pas influée par le choix de la méthode de calcul comme il a été indiqué dans les résultats de puits précédent, ce qui est expliqué par le fait que la variation de l'inclinaison est négligeable.

Le point d'amorce de déviation (KOP) marque une superposition des profils des quatre méthodes, cela revient à un changement non significatif de l'inclinaison.

Dans la partie build-up qui est utilisée pour comparer entre les méthodes, en remarquant que :

- La méthode de rayon de courbure donne une allure très proche de celle de courbure minimum car elle tient compte de la courbure de la trajectoire. (les mêmes résultats obtenus dans la présentation de puits précédent).
- Une différence négligeable qui se manifeste de l'ordre de quelques centimètres entre les profils des différentes méthodes.

En passant à la partie horizontale du puits, ou en remarquant :

- L'écart entre les profils des méthodes augmente au fur et à mesure qu'en se rapprochant de la cible. Ou il atteint plus de 40 centimètres.
- Avec le maintien de l'inclinaison la méthode tangentielle pondérée devient la plus précise par rapport à la référence, car le coefficient correcteur de la courbure minimum perd son sens dans cette partie droite du puits.
- La longueur du drain, diffère d'une méthode à une autre cela est expliqué par le fait que la profondeur mesuré de notre puits est constante, mais le rayon de courbure change d'une méthode à une autre, d'où le premier point du drain n'est pas le même et donc la longueur aussi.

La présentation de puits est toujours améliorée par une visualisation en trois dimensions qui révèle plus de détails sur la trajectoire, et aide à bien interpréter les résultats obtenus par les différentes méthodes.

Remarque :

Il faut noter que les résultats présentés dans les différents graphes (2D et 3D), sont calculés à une précision de l'ordre de sept chiffres après la virgule.

Conclusion

D'après les remarques déjà citées en concluant que :

Le KOP ou bien le point d'amorce de déviation présente le premier point de déviation, donc en ne le prenant pas comme un outil de comparaison car il faut au moins deux points à inclinaison et azimuth données pour faire une comparaison entre les différentes méthodes de calcul de la trajectoire.

La méthode de rayon de courbure et celle de la courbure minimum donnent presque les mêmes résultats dans la partie Build-up donc des profils très proches, ce qui est du à la similarité des hypothèses de base des deux méthodes, qui supposent une allure courbée entre deux points donnés de la trajectoire.

Malgré que l'écart entre les profils dans la partie courbe n'est pas important et qui est de l'ordre de quelques centimètres, mais cet écart s'accumule au fur et à mesure pour donner un décalage remarquable entre les profils à la proche de la cible.

Après l'atterrissage du drain ,la méthode tangentielle pondérée s'approche plus de la méthode de référence (courbure minimum), car cette dernière est une amélioration de la première méthode.

Le programme élaboré donne à l'exécuteur un choix de visualisation, de la trajectoire d'un puits avec une très grande précision pour un suivi rigoureux, comme il lui permet de faire une comparaison entre les méthodes de calcul utilisées.

3. Proposition de méthodes :

3.1 Combinaison entre deux méthodes :

D'après l'étude faite sur les deux puits précédents, en proposant une combinaison entre la méthode de rayon de courbure et la tangentielle pondérée, ou en utilisant la première pour le calcul de la partie Build-up de la trajectoire, et la deuxième pour le calcul après l'atterrissage du drain, les résultats de cette méthode sont comparés à ceux de la courbure minimum, et qui sont résumés dans le tableau suivant :

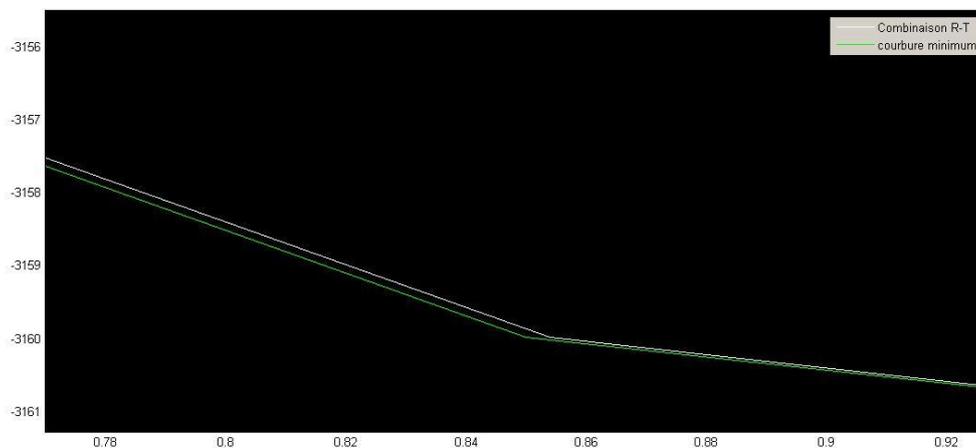
Le puits MDZ657

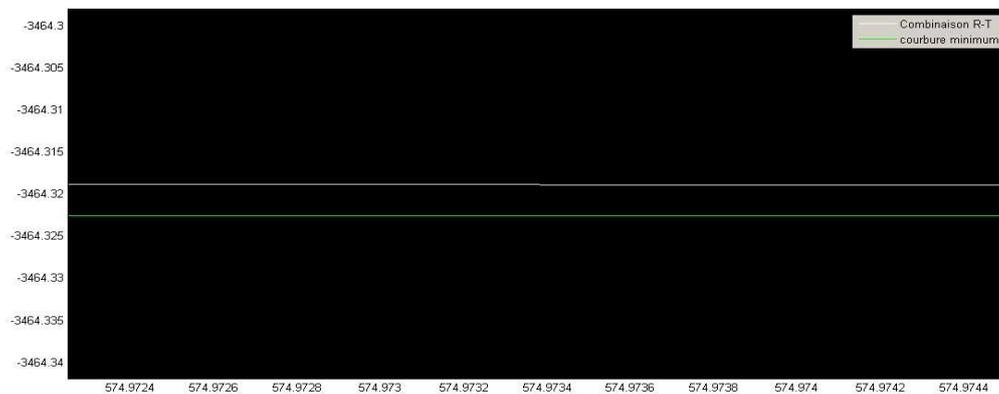
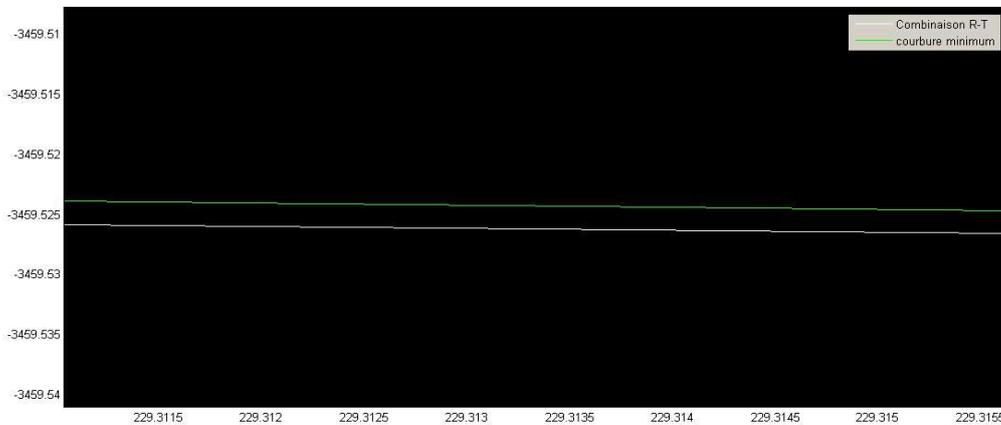
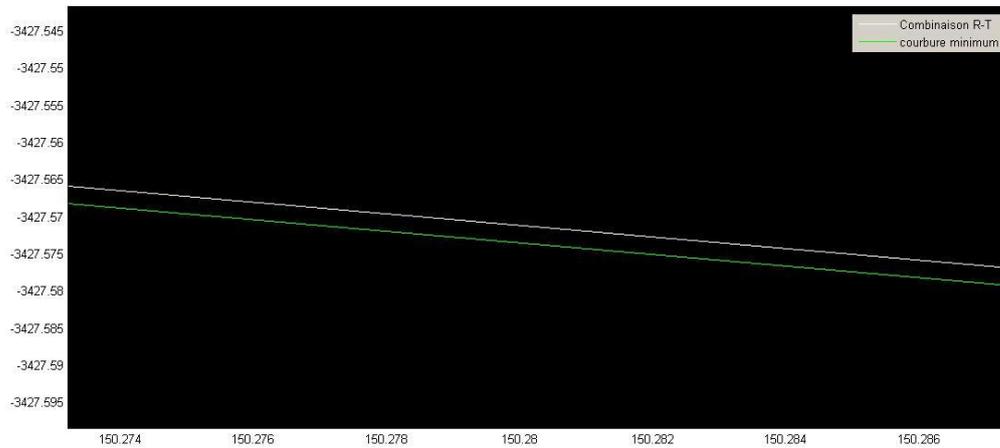
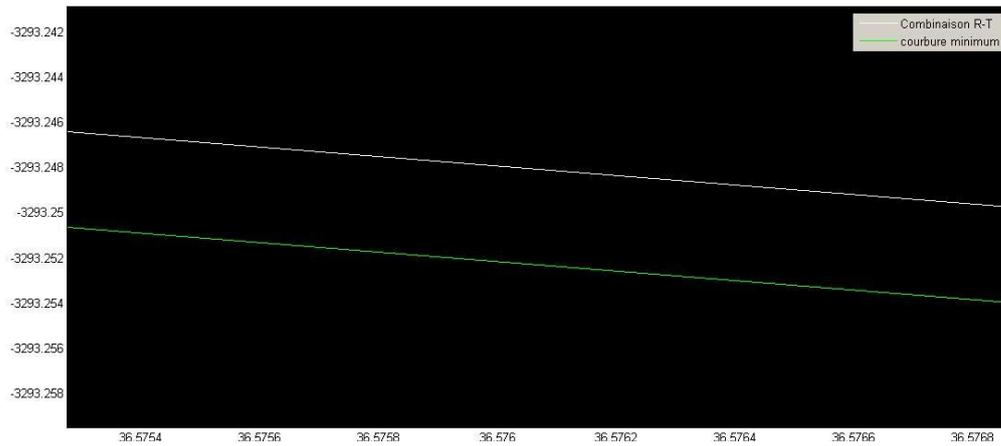
Tableau 6: Résultats de calcul de trajectoire du puits MDZ 657

Coordonnées Nord (m)	Coordonnées Est (m)	TVD (m)
0.0000000	0.00000000	3.135000000000000
-0.000310792926528	0.000853896553592	3.159977966869876
-0.001501657703578	0.004125770660492	3.189765643284124
-0.003575932305116	0.009824793328868	3.219136504877739
-0.006517830248982	0.017907591555148	3.247867021659893
-0.010304961915505	0.028312650364445	3.275738537050414
-0.014908504946037	0.040960780976654	3.302538931988383
-0.019590262975116	0.053823805532698	3.325000054660925
-0.020293423598501	0.055755723480886	3.328064239286266
-0.026418735390542	0.072584879431510	3.352120195943369
-0.033237823000965	0.091320168790312	3.374523721604565
-0.035098623895055	0.096432677263823	3.380000543222145
-0.035707997118754	0.098106916447383	3.381754278501620
-0.040728040887623	0.111899373441169	3.395004670516268
-0.041142940383620	0.113039300445544	3.396001322517918
-0.048677143155528	0.133739352576247	3.413973760593424
-0.051621391934842	0.141828609669885	3.420997108712274
-0.056834844180097	0.156152452088901	3.432139089315805
-0.065859787684033	0.180948280747070	3.446337018877691
-0.075572403462901	0.207633473465494	3.455898896949046
-0.085696461337840	0.235449094060006	3.460552780383964
-0.089461828496583	0.245794355375223	3.460998900856158
-0.095953079257210	0.263628920385796	3.461178774273573
-0.106213222714470	0.291818433047398	3.461463084206262
-0.116473366171730	0.320007945709000	3.461747394138950

-0.126733509628990	0.348197458370602	3.462031704071639
-0.136993653086250	0.376386971032204	3.462316014004328
-0.147253796543509	0.404576483693807	3.462600323937016
-0.157513940000769	0.432765996355409	3.462884633869706
-0.167774083458029	0.460955509017010	3.463168943802394
-0.178034226915289	0.489145021678613	3.463453253735083
-0.188294370372549	0.517334534340214	3.463737563667772
-0.198554513829809	0.545524047001817	3.464021873600460
-0.208814657287069	0.573713559663419	3.464306183533149
-0.219074800744329	0.601903072325021	3.464590493465838
-0.229334944201589	0.630092584986623	3.464874803398527
-0.239595087658849	0.658282097648225	3.465159113331215
-0.249855231116109	0.686471610309827	3.465443423263904
-0.260115374573369	0.714661122971429	3.465727733196593
-0.270375518030628	0.742850635633031	3.466012043129282
-0.280635661487888	0.771040148294633	3.466296353061971
-0.290895804945148	0.799229660956235	3.466580662994659
-0.301155948402408	0.827419173617837	3.466864972927348
-0.311416091859668	0.855608686279439	3.467149282860037
0.321676235316928	0.883798198941041	3.467433592792725
-0.331936378774188	0.911987711602643	3.467717902725414
-0.342111021035971	0.939942311658732	3.467999843408664

Ces résultats sont traduits à des trajectoires présentées dans les figures suivantes :





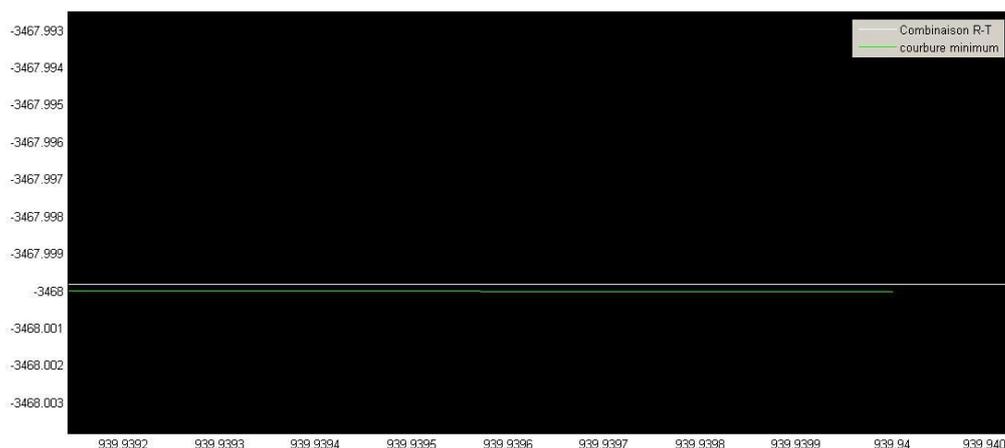


Figure 5.15: Présentation du puits MDZ 657 par la méthode proposée

Remarque :

Le deuxième puits (MDZ664) donne le même résultat avec cette méthode proposée.

Discussion des résultats

D'après le résultat présenté ci-dessus en déduisant :

L'écart entre le profil de la méthode de référence et celle proposée, est négligeable dans toutes les parties de la trajectoire, et il est de l'ordre de quelques millimètres.

La convergence entre les deux profils dans la partie courbe et pendant l'atterrissage du drain, a conduit à de bons résultats dans la partie horizontale, ou le dernier point atteint par les deux profils est presque le même.

Donc La combinaison proposée (rayon de courbure - tangentielle pondérée) donne des résultats plus au moins parfaits par rapport à la méthode de courbure minimum, la plus répandue dans l'industrie pétrolière.

3.2 Amélioration de la méthode d'angle moyen :[13]

L'avantage de la méthode d'angle moyen est sa simplicité d'utilisation, comme il a été indiqué dans les chapitres précédents. Cette méthode est l'un des modèles les plus acceptables pour le suivi de la trajectoire, une amélioration du paramètre ΔMD (différence entre les profondeurs mesurées entre deux points) par l'introduction d'un coefficient qui tient compte de la courbure de la trajectoire réelle de puits, ce qui va augmenter la précision des résultats obtenus par cette méthode.

Les formules de ce modèle sont données :

$$\phi = \cos^{-1}[\cos \alpha_1 \cos \alpha_2 + \sin \alpha_1 \sin \alpha_2 \cos(\beta_1 - \beta_2)]$$

$$C = \frac{2}{\phi * 0.017453} \sin \frac{\phi}{2}$$

$$\Delta Nord = C \times \Delta MD \times \sin\left(\frac{I_1 + I_2}{2}\right) \times \cos\left(\frac{Az_1 + Az_2}{2}\right)$$

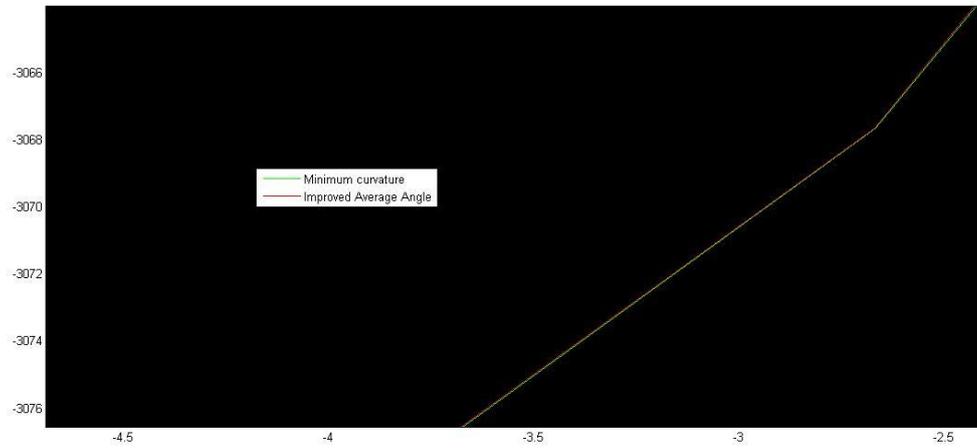
$$\Delta Est = C \times \Delta MD \times \sin\left(\frac{I_1 + I_2}{2}\right) \times \sin\left(\frac{Az_1 + Az_2}{2}\right)$$

$$\Delta TVD = C \times \Delta MD \times \cos\left(\frac{I_1 + I_2}{2}\right)$$

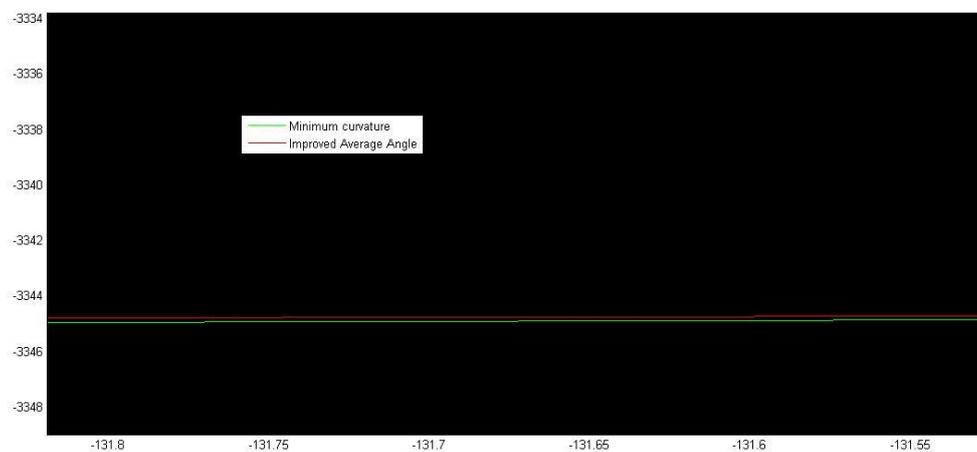
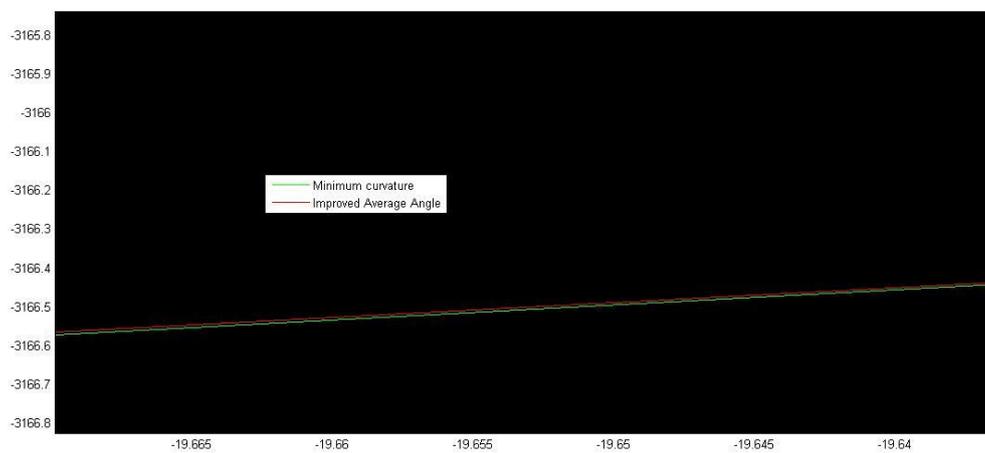
Dans le but d'analyser et d'étudier la fiabilité de ce modèle les formules ci-dessus sont converties en un programme informatique, qui permet de calculer et présenter la trajectoire des deux puits déjà étudiés (MDZ664 et MDZ657). Les résultats sont donnés dans les pages suivantes.

a. Puits MDZ664

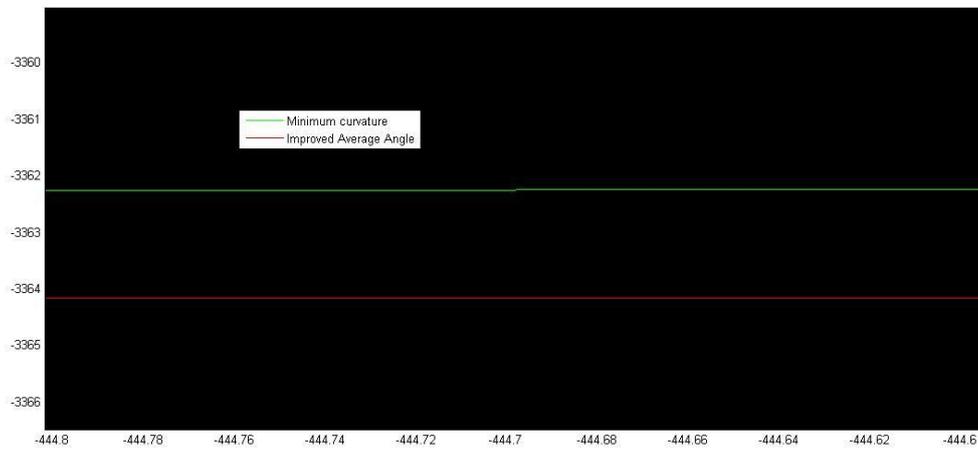
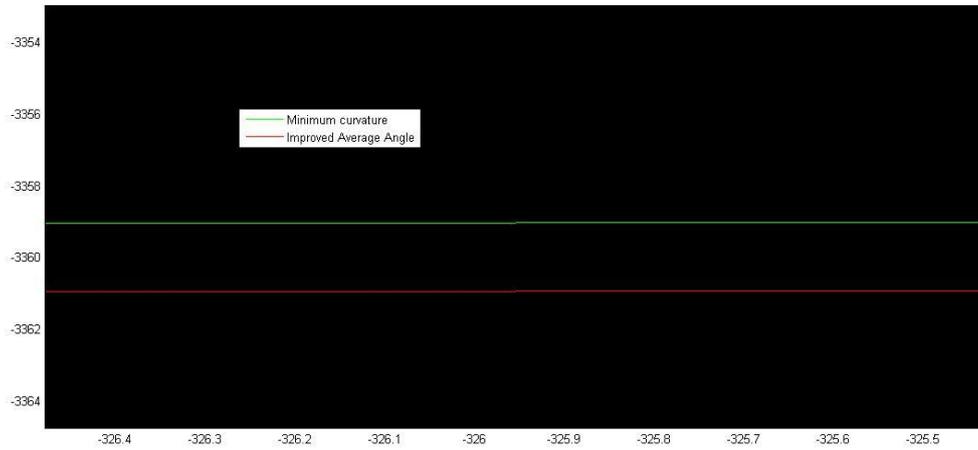
- KOP(amorce de déviation)**



- la section BUILD-UP**



- **La section horizontale :**



- **La projection horizontale**

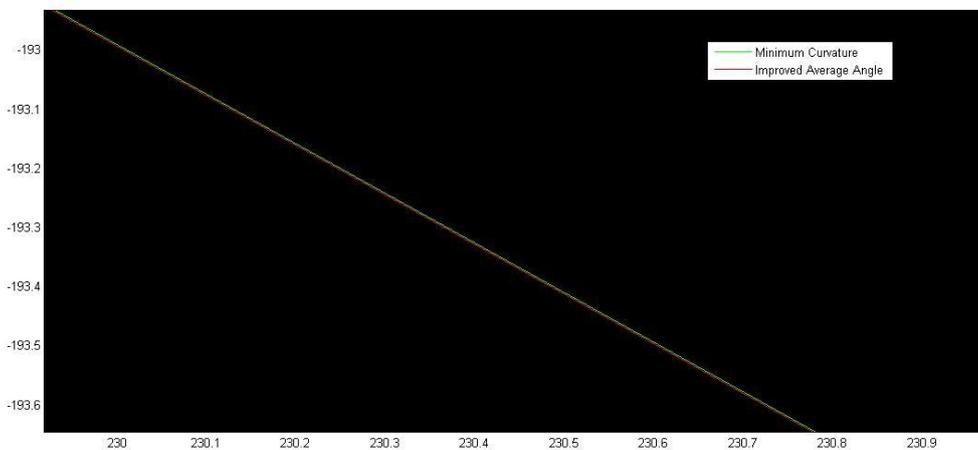
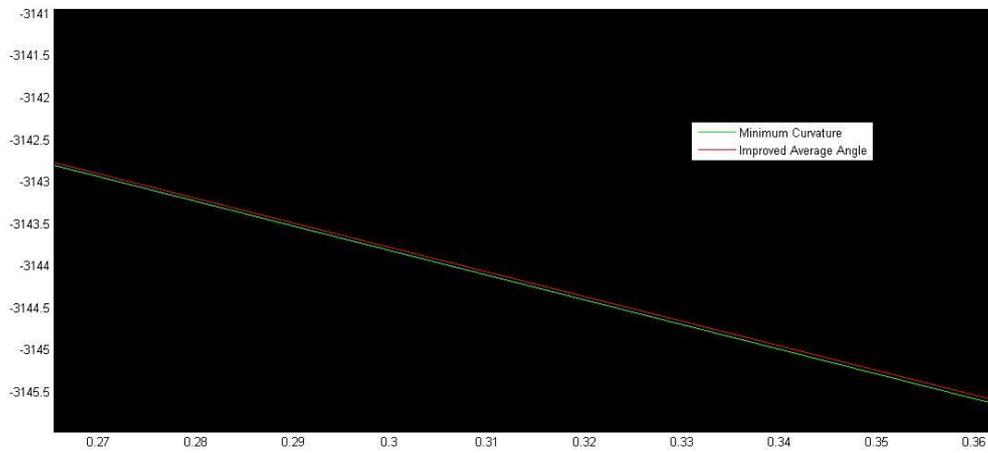


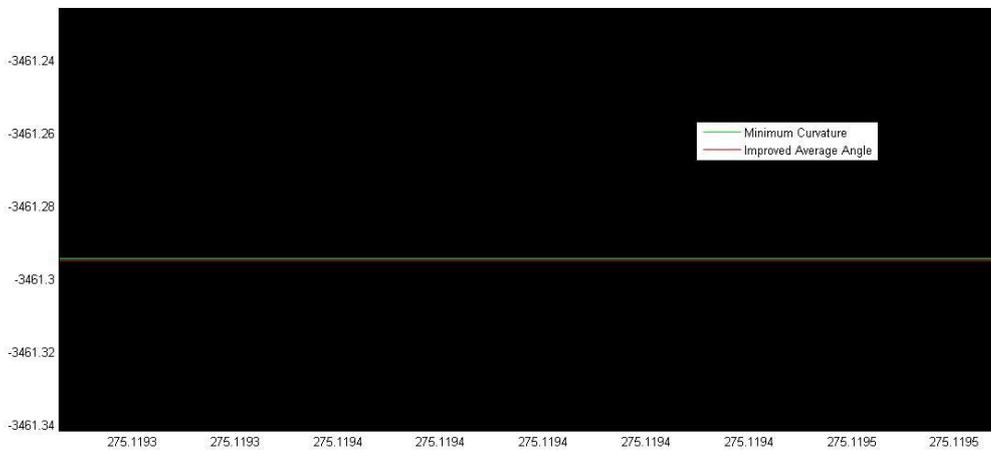
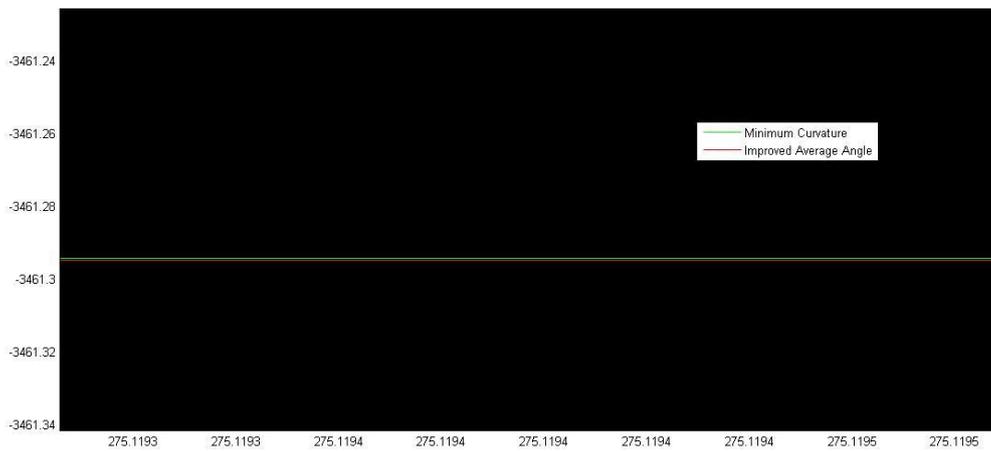
Figure 5.16: Présentation du puits MDZ 664 par la méthode d'angle moyen améliorée

b. puits MDZ657

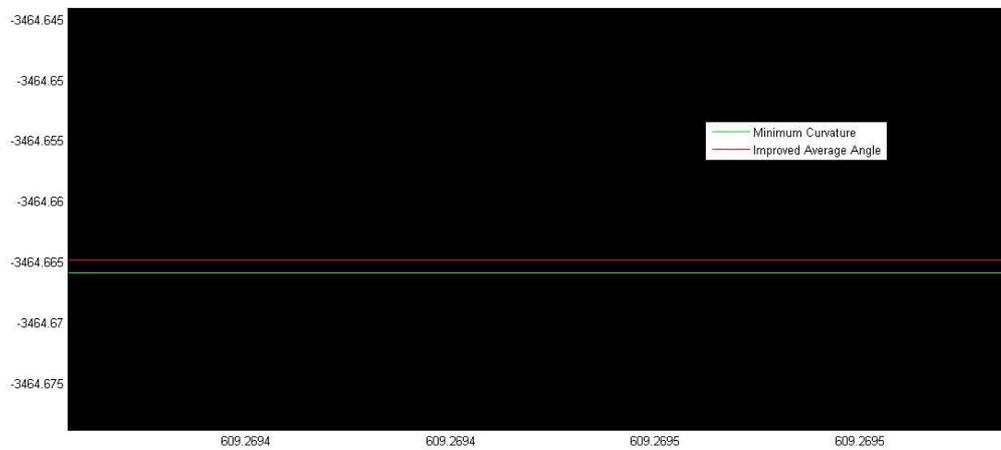
- **KOP(amorce de déviation)**



- **la section BUILD-UP**



- **La section horizontale :**



- **La projection horizontale**

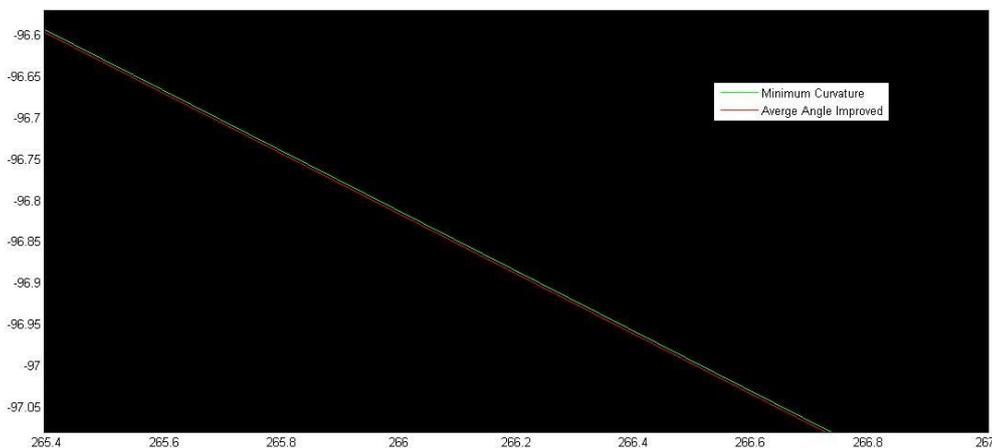


Figure 5.16: Présentation du puits MDZ 657 par la méthode d'angle moyen améliorée

Interprétation et discussion :

Après avoir présenté les parties principales de la trajectoire, des puits MDZ657 et, MDZ 664 en constatant que :

Le point d'amorce de déviation (KOP) marque une superposition des profils des deux modèles, cela revient à un changement non significatif de l'inclinaison.

Dans la partie courbe qui est la plus critique dans la trajectoire des puits déviés, en remarquant que :

- Le modèle proposé donne une allure très proche de celle de courbure minimum car elle tient compte de la courbure de la trajectoire. (les mêmes résultats obtenus dans la présentation des deux puits).
- Une différence négligeable qui se manifeste de l'ordre d'une dizaine de centimètres entre les profils des deux modèles.

Passant à la partie horizontale des puits, ou en remarquant :

- L'écart entre les profils des méthodes augmente au fur et à mesure qu'en se rapprochant de la cible. Dans le cas du puits MDZ664 Ou il atteint 2 m de différence. Contrairement au puits MDZ657 ou les profils ont gardés le écart jusqu'à l'approche de la cible.

Ce point peut être expliqué par la différence remarquable dans les intervalles de mesure entre les deux puits, dans la partie courbe ce qui influe directement sur partie horizontale de la trajectoire. Et donc plus l'intervalle de mesure diminue plus en se rapprochant de la trajectoire réelle du puits, et donc nous aurons une comparaison approfondie entre les deux méthodes. Ce qui a été montré dans les figures précédentes.

La projection horizontale joue un rôle primordial dans la comparaison entre les profils donnés par les deux modèles, d'après ce qui a été ploté les azimuts des deux modèles sont très proche l'un de l'autre.

Ce modèle présente une grande similarité avec celui de la méthode de courbure minimum, et qui a été prouvé par les différentes projections, (horizontale et verticale) et dans les différentes sections des deux puits étudiés.

Simulation de la trajectoire :[14]

Les mesures des paramètres de déviation, sont faites à des intervalles de l'ordre de 10 et 30m (30 ft et 100ft), cet intervalle important présente une grande source d'erreur sur le calcul de la trajectoire, et même sur la comparaison entre les différents modèles de calcul comme il été montré dans la partie précédente.

Avoir les paramètres de déviation à intervalles réduits, va augmenter le temps de réalisation de la trajectoire et donc le coût de l'opération de déviation, c'est pour cela il faut trouver une solution alternative plus rentable, ce point sera bien détailler dans cette partie.

Afin de simuler la trajectoire d'un puits en utilisant les formules de Frenet, qui relie entre le vecteur tangent \vec{t} , le vecteur normal \vec{n} , le vecteur binormal \vec{b} , la courbure k et la torsion τ , le long du tronçon de la trajectoire s .

Frenet est un outil d'étude du comportement local des courbes. Il s'agit d'un repère local associé à un point S , décrivant une courbe (C) . Son mode de construction est différent selon que l'espace ambiant est de dimension 2 (courbe plane) ou 3 (courbe gauche) ; il est possible également de définir un repère de *Frenet* en toute dimension, pourvu que la courbe vérifie des conditions différentielles simples.

Le repère de *Frenet*, et les formules de *Frenet* donnant les dérivées des vecteurs de ce repère, permettent de mener de façon systématique des calculs de courbure,

$$\begin{aligned} \frac{d\vec{t}}{ds} &= \kappa\vec{n} \\ \frac{d\vec{n}}{ds} &= -\kappa\vec{t} + \tau\vec{b} \quad \dots\dots\text{Eq (1)} \\ \frac{d\vec{b}}{ds} &= -\tau\vec{n} \end{aligned}$$

$$\vec{t} = \begin{pmatrix} \sin \alpha \cos \beta \\ \sin \alpha \sin \beta \\ \cos \alpha \end{pmatrix} \quad \dots\dots\text{Eq (2)}$$

Si en résolvant ce système d'équation différentielle avec la courbure et la torsion donnés en fonction de la profondeur, en obtenant le vecteur tangent \vec{t} en fonction de la profondeur aussi, et comme les coordonnées de ce vecteur sont donnés en fonction de l'inclinaison et l'azimut, en estimant ces deux paramètres en fonction de la profondeur

Pour arriver à ce point en suivant les étapes suivantes, sans présenter les démonstrations des différentes équations.

Soit deux points de la trajectoire A et B d'inclinaison α_0, α_1 et d'azimut β_0, β_1 , et à des profondeurs mesurées connues.

1. Définir la distance D entre les deux points.
2. Définir α_0, α_1 et β_0, β_1 pour estimer \vec{t}_0 et \vec{t}_1 en utilisant la formule suivante :

$$\vec{t} = \begin{pmatrix} \sin \alpha \cos \beta \\ \sin \alpha \sin \beta \\ \cos \alpha \end{pmatrix}$$

3. Calculer le vecteur $\vec{T}_1 = \vec{t}_1 \cdot m$ avec :

$$\underline{m} = \begin{bmatrix} \cos \alpha_0 \cos \beta_0 & \cos \alpha_0 \sin \beta_0 & -\sin \alpha_0 \\ -\sin \beta_0 & \cos \beta_0 & \\ \sin \alpha_0 \cos \beta_0 & \sin \alpha_0 \sin \beta_0 & \cos \alpha_0 \end{bmatrix}$$

4. Calculer $\alpha T_1, \beta T_1$ en utilisant (Eq (2)), et prendre $v = \alpha T_1$.
5. Définir la valeur de la courbure k dans l'intervalle $k_m \leq k \leq k_M$

$$\begin{aligned} \kappa_m &= \frac{\nu}{D} \\ \kappa_M &= \frac{\pi}{D} \sin \frac{\kappa_m D}{2} \end{aligned}$$

6. Calculer le coefficient μ par la résolution de l'équation :

$$\delta(\mu, \nu) \omega(\mu, \nu) - \kappa D = 0$$

7. Calculer les coefficients :

$$\delta = \frac{\tan \frac{\nu}{2}}{\sqrt{\sin^2 \mu + \tan^2 \frac{\nu}{2}}}$$

$$\epsilon = \frac{\sin \frac{\nu}{2}}{\sqrt{\sin^2 \mu + \tan^2 \frac{\nu}{2}}}$$

$$\omega = \arcsin(\cos \nu \cos^2 \mu - \sin^2 \mu)$$

$$\gamma = \beta^T - \mu$$

8. Calculer :

9. Estimer l'inclinaison et l'azimut à différentes profondeurs :

-choisir une valeur de s tel que $0 \leq s \leq D$.

-calculer $\vec{T}(S)$ défini par la forme scalaire suivante :

$$\sin \alpha^T \cos \beta^T = \delta \sin\left(\omega \frac{s}{D}\right) \cdot \cos \gamma + \delta \epsilon [1 - \cos\left(\omega \frac{s}{D}\right)] \cdot \sin \gamma$$

$$\sin \alpha^T \sin \beta^T = \delta \sin\left(\omega \frac{s}{D}\right) \cdot \sin \gamma + \delta \epsilon [1 - \cos\left(\omega \frac{s}{D}\right)] \cdot \cos \gamma$$

$$\cos \alpha^T = \epsilon^2 + \delta^2 \cos\left(\omega \frac{s}{D}\right)$$

- Calculer $\vec{t}(S) = \vec{T}(S) \cdot M$

$$M = \begin{bmatrix} \cos \alpha_0 \cos \beta_0 & -\sin \beta_0 & \sin \alpha_0 \cos \beta_0 \\ \cos \alpha_0 \sin \beta_0 & \cos \beta_0 & \sin \alpha_0 \sin \beta_0 \\ -\sin \alpha_0 & 0 & \cos \alpha_0 \end{bmatrix}$$

- Calculer $\alpha(s), \beta(s)$ à partir $\vec{t}(S)$ selon l'eqt(2).

Cette méthode d'interpolation basée sur le système *Frenet*, permet de discrétiser l'intervalle de mesure à un grand nombre de sous intervalles et de calculer les paramètres de déviation dans ces derniers. Mais elle reste toujours une prédiction mathématique qui présente une grande d'erreur.

A travers ce document nous avons montrés la performance du programme élaboré et la grande précision qui il présente, l'exécuteur de ce programme se trouve face à une multitude de choix de méthode de calcul de la trajectoire et de type de présentation (2D, 3D)

Le suivi de la trajectoire nécessite l'utilisation d'une méthode qui nous permet de rapprocher a la réalité(chemin suivi par l'outil de forage),étant donné que les méthodes de calcul conventionnelles présentent des incertitudes dans les différentes parties de la trajectoire, ce qui nous a mené à proposer deux autres modèles de calculs, le premier est une combinaison entre deux méthodes conventionnelles d'une façon à utiliser chaque méthodes dans la partie de la trajectoires où elle donne de bons résultats, et le deuxième est une amélioration de la méthode de l'angle moyen.

Les résultats obtenus par ces modèles proposés sont très proches à ceux de la méthode la plus utilisée dans l'industrie de forage.

RECOMMANDATIONS

- Cette étude doit être élargit en appliquant le programme sur un très grand nombre de puits de différents profils afin de lui donner plus de crédibilité
- La combinaison de méthodes est juste une proposition, mais trouver une méthode avec un minimum d'incertitude reste toujours un sujet de controverse dans le forage directionnel
- Le programme a besoin d'une extension ou une amélioration afin de vérifier les données introduites avant de passer au calcul de la trajectoire
- La simulation de la trajectoire présentée dans les parties précédentes, doit être traduit en un programme, afin de discrétiser les intervalles donnés par l'instrument de mesure, et donc améliorer la qualité de traitement et d'analyse des résultats.
- Le rotary steerable system (RSS) est un système très puissant pour la réalisation des puits déviés, non utilisé en algerie malgré sa capacité d'enregistrer des mesures en temps réel de déviation à chaque minute, ces mesures peuvent être exploitées par ce programme pour améliorer la présentation de la trajectoire.

- [1] **Technique d'exploitation pétrolière : le forage**, Jean-Paul NGUNYEN ingénieur principal à l'institut français du pétrole Editions TECHNIP.
- [2] **Drilling Technology manual 1**, Maersk Training Centre A/S Svendborg, Denmark.
- [3] **FORAGE ROTARY : LE FORAGE DIRIGE** , publié par PETROLEUM EXTENSION SERVICE , THE UNIVERSITY OF TEXAS- DIVISION OF EXTENSION , AUSTIN TEXAS, en collaboration avec : AMERICAN ASSOCIATION OF OIL WELL DRILLING CONTRACTORS DALLAS, TEXAS traduit de l'anglais par A.HENTZ Editions TECHNIP.
- [4] **Réalisation des forages dirigés et contrôle des trajectoires**, PUBLICATION DE LA CHAMBRE SYNDICALE DE LA RECHERCHE ET DE LA PRODUCTION DU PETROLE ET DE GAZ NATUREL, Comité des techniciens, commission d'exploitation Edition TECHNIP 1985.
- [5] **Forage dirigé Ingénierie et méthodes** ENSPM.
- [6] **HORIZONTAL AND DIRECTIONAL DRILLING**, auteurs: Richard S. Carden & Robert D. Grace, publié par: BY PETROSKILLS, LLC. AN OGC COMPANY. TULSA, OKLAHOMA
- [7] **Planning the Directional Well A Calculation Method**
William H. McMillian, SPE, ARCO Oil and Gas Co.
- [8] **Drilling Program MDZ657 SONATRACH –DIVISION FORAGE HMD 04-12-2012**
- [9] **MEDIUM RADIUS HORIZONTAL PROJECT – MDZ657 BAKER**
HUGHES- Drilling Services Hassi Messoud
- [10] **Drilling Program MDZ664 SONATRACH –DIVISION FORAGE HMD 13-09-2014**
- [11] **MEDIUM RADIUS HORIZONTAL PROJECT – MDZ664 BAKER**
HUGHES Drilling Services Hassi Messoud
- [12] **Directional Drilling** Module M9 SONATRACH IAP-Ecole de Boumerdes
- [13] **AN IMPROVD ANGLE AVERAGING METHOD FOR DIRECTIONAL SURVEY CALCULATION**, auteur Zuo Ruqiang ,institute of exploration technique beijing ,the people's republic of china visiting scholar,university of Idaho-SPE publication
- [14] **ERROR ANALYSIS OF DIRECTIONAL SURVEY CALCULATION MODELS**, auteurs:Rudolf Fruhwirth,Manfred Lorbach-SPE publication