

N° d'ordre : / Faculté / UMBB / 2016

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 :

GRIM Ahmed
HASSANI Samir

Filière : Hydrocarbures

Option : Forage des puits

Thème

**Etude comparative des différentes méthodes de calcul de la trajectoire
et suivi et contrôle de la trajectoire
– Application sur le puits Gine1-Bis-Z1 à Hassi Messaoud –**

Devant le jury :

MELLAK Abderrahmane	Professeur	UMBB	Président
HADJADJ Ahmed	MC (A)	UMBB	Encadreur
BENTRIOU Abdelhak	MC (A)	UMBB	Examineur
BENYOUNES Khaled	MC (A)	UMBB	Examineur
BOUMAZA Nadia	MA (A)	UMBB	Examinatrice
AZRIL Nadjet	MA(A)	UMBB	Examinatrice

Année universitaire 2015 / 2016

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Vocabulaire et définitions

Introduction générale

Chapitre I : Partie géologique

I.1. Introduction.....	01
I.2. Présentation du champ de hassi messoud.....	01
I.2.1. Situation géographique.....	01
I.2.2. Délimitation géologique.....	02
I.2.3. Zones et numérotation des puits.....	03
I.2.4. Aspect lithologique du champ.....	04
I.2.5. Description et caractéristiques du réservoir.....	08
I.2.6. Intérêt pétrolier.....	09

Chapitre II : Généralités sur le forage directionnel

II.1. Introduction.....	10
II.2. Histoire du forage directionnel.....	10
II.2.1. Développement.....	10
II.2.2. Quelques dates importantes sur le forage directionnel.....	12
II.3.Applications du forage directionnel.....	15
II.4. Profils et types des puits.....	17
II.5. Avantages et Inconvénient du forage directionnel.....	23
II.5.1. Avantages.....	23
II.5.2. Inconvénient.....	24

Chapitre III : Equipement de forage directionnel

III .1. Equipements standard de forage.....	25
III .1.1. Masse-tiges.....	25
III.1.2. Tiges de forage.....	27
III.1.3. Coulisses de forage.....	28
III.1.4. Stabilisateurs.....	30
III.1.5. Raccords.....	31
III.2. Equipements spécifiques au forage directionnel	32
III.2.1. Equipements amagnétiques.....	32
III.2.2. Equipements de mesure.....	35
III.2.3. Moteur de fond.....	46

Chapitre IV : Représentation des puits

IV. 1. Introduction.....	50
IV. 2. Systèmes de coordonnées.....	50
IV.2.1. Coordonnées Géographiques ou Polaires.....	50
IV.2.2. La projection UTM (Universal Transverse Mercator)	51
IV.2.3. La Projection Lambert.....	52
IV. 3. Projections horizontales.....	53
IV.3.1. Les différents Nord.....	53
IV.3.2. Déclinaison magnétique.....	54
IV.3.3. Convergence.....	56

Chapitre V : Calcul de la trajectoire

V. 1. Généralités.....	57
V. 2. Contrôle de trajectoire.....	58
V. 3. Calculs de trajectoire.....	59
V. 4. Dogleg.....	71
V. 5. Tool face.....	72

V. 6. Calculs d'incertitude - Etude anti-collision.....	74
V. 7. Facteurs affectant la déviation.....	77

Chapitre VI : Partie pratique

VI.1. Programme de forage du puits GINE-1Bis-Z1.....	82
VI. 1.1. Aperçu de puits GINE-1Bis-Z1.....	82
VI. 1.2. Données de puits GINE-1Bis-Z1.....	82
VI. 1.3. Objectifs de puits GINE-1Bis-Z1.....	82
VI. 1.4. Localisation générale.....	83
VI. 1.5. Les puits avoisinants.....	84
VI. 1.6. Programme du puits.....	85
VI. 2. Etude comparative entre les différentes méthodes de calcul de la trajectoire	92
VI. 3. Calcul et contrôle de la trajectoire	94
VI. 3.1. Objectif de la partie	94
VI. 3.2. Situation de la tête du puits par rapport au différent nord	94
VI. 3.3. Historique du puits	95
VI. 3.4. Calcul et contrôle de la trajectoire	98
VI. 4. Déroulement des opérations de forage de la phase 8 1/2 "	115

Conclusion

Annexes

Références bibliographiques

Listes des figures

	<u>Page</u>
Figure n°1 : Situation géographique du champ Hassi Messaoud.....	02
Figure n°2 : Zones et numérotations des puits.....	03
Figure n°3 : Coupe stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud.....	07
Figure n°4 : Drains producteurs à HMD Field.....	08
Figure n°5 : Forage conventionnel.....	16
Figure n°6 : Forage horizontal.....	17
Figure n°7 : Profil en J.....	18
Figure n°8 : Profil en S.....	18
Figure n°9 : Puits à double montée.....	18
Figure n°10 : Profils de forage horizontal.....	21
Figure n°11 : Puits à long déport & puits horizontaux.....	22
Figure n°12 : Puits inclinés dès la surface.....	22
Figure n°13 : Puits en re-entry.....	23
Figure n°14 : Puits multilatéraux.....	23
Figure n°15 : Masse tige lisse	25
Figure n°16 : Masse tige spiralée.....	26
Figure n°17 : Masse tige carrée	26
Figure n°18 : Masse tige asymétrique	27
Figure n°19 : Tige de forage	27
Figure n°20 : Tige lourde.....	28
Figure n°21 : Tige de compression.....	28
Figure n°22 : Coulisse mécanique à gauche & coulisse hydraulique à droite.....	30
Figure n°23 : Différents type de stabilisateurs	31
Figure n°24 : Raccords d'orientation.....	33
Figure n°25 : Coude ajustable (bent housing)	33
Figure n°26 : Raccord coudé incorporé "Bent housing " & Raccord coudé indépendant	
"Bent sub"	34
Figure n°27 : Whipstocks.....	34

Figure n°28 : Déférents éléments de single-shot	37
Figure n°29 : Multi-shot et single shot mécaniques	37
Figure n°30: Schéma simplifié d'un gyroscope.....	38
Figure n°31: Système LWD "Geo-steerable"	39
Figure n°32 : Impulsion positive.....	41
Figure n°33 : Impulsion négative.....	41
Figure n°34 : Transmission à "Mud Pulses"	42
Figure n°35 : Transmission Electro-magnétique.....	43
Figure n°36: MWD style "drill-collar"	44
Figure n°37: MWD style "tube interne".....	44
Figure n°38: Moteur de fond.....	46
Figure n°39: Etage moteur.....	47
Figure n°40: Joint universel (cardan)	47
Figure n°41: Valve de détournement.....	48
Figure n°42 : Relation entre le torque et la vitesse de rotation des moteurs de fond.....	49
Figure n°43 : Coordonnées géographique ou polaire.....	50
Figure n°44 : Projection transverse.....	51
Figure n°45 : Coordonnées UTM.....	52
Figure n°46 :Coordonnées Lambert.....	53
Figure n°47 : Nord Géographique, Magnétique et Système.....	54
Figure n°48 : Déclinaison magnétiques.....	55
Figure n°49 : Les différents azimuts d'un puits.....	55
Figure n°50 : La convergence.....	56
Figure n°51 : Inclinaison d'un puits	57
Figure n°52 : Azimut d'un puits.....	57
Figure n°53 : Inclinaison	62
Figure n°54 : Azimut.....	62
Figure n°55 : Profondeur mesurée.....	63
Figure n°56 : Side view.....	64
Figure n°57 : Top view.....	64

Figure n°58 : Méthode tangentielle side view.....	64
Figure n°59 : Méthode tangentielle top view.....	64
Figure n°60 : Tangentielle moyenne side view.....	65
Figure n°61 : Tangentielle moyenne top view.....	65
Figure n°62 : Angle moyen side view.....	66
Figure n°63 : Angle moyen top view	66
Figure n°64 : Projection verticale.....	67
Figure n°65 : Projection horizontal	65
Figure n°66 : Méthode Courbure Minimum.....	69
Figure n°67: Dog leg normal & dog leg reel.....	72
Figure n°68: High side du puits.....	72
Figure n°69: Orientation du high side tool face.....	73
Figure n°70 : Magnétique tool face.....	73
Figure n°71 : Ellipse d'incertitude.....	77
Figure n°72 : Influence du pendage des formations.....	77
Figure n°73 : Alternance de couches tendres et dures.....	78
Figure n°74: Puits ovalisé.....	79
Figure n°75 : Trou Spiralé.....	79
Figure n°76 : Dog- leg résultant d'une couche dure.....	80
Figure n°77 : Développement d'un Key – Seat.....	81
Figure n°78 : Localisation du puits GINE-1Bis-Z1.....	83
Figure n°79 : Carte des puits voisins.....	84
Figure n°80 : Programme prévisionnel du puits GINE-1Bis-Z1	91
Figure n°81 : Situation de la tête de puits	92
Figure n°82 : Schéma du puits.....	93
Figure n°83 : Schéma du side track.....	94
Figure n°84 : Trajectoire théorique du puits	95
Figure n°85 : Schéma démonstratif d'un enregistrement	98
Figure n°86 : Système MWD.....	98
Figure n°87: Organigramme d'enregistrement et de traitement de l'information.....	99

Figure n°88: Schéma de la trajectoire du puits	100
Figure n°89 : mode orienté (sliding)	101
Figure n°90 : mode rotary.....	102
Figure n°91 : Organigramme de correction de la trajectoire.....	104
Figure n°92 : Représentation du profil des différentes méthodes	105
Figure n°93 : Représentation du profil des différentes méthodes (Zoomée)	106
Figure n°94 : Section vertical (section view)	109
Figure n°95 : section verticale (section view) zoomée.....	110
Figure n°96 : Section horizontale (Plan view)	111
Figure n°97 : section horizontale (plan view) zoomée.....	111
Figure n°98 : Méthode graphique.....	113
Figure n°99 : Moteur du fond de la phase 8 ^{1/2} "	115

Liste des tableaux

	<u>Page</u>
Tableau n°1 : paramètres d'incertitudes.....	75
Tableau n°2 : description du puits.....	82
Tableau n°3 : programme de tubage.....	85
Tableau n°4 : programme de cimentation.....	85
Tableau n°5 : programme des outils.....	86
Tableau n°6 : programme de boue.....	87
Tableau n°7 : BHA pour la phase 26 ".....	87
Tableau n°8 : BHA pour la phase 16 ".....	88
Tableau n°9 : BHA verticale pour la phase 12 ¼ ".....	88
Tableau n°10 : BHA directionnelle pour la phase 12 ¼ ".....	89
Tableau n°11 : BHA directionnelle pour la phase 8 ½ ".....	89
Tableau n°12 : BHA directionnelle pour la phase 6".....	90
Tableau n°13 : erreur en TVD et en HD des différentes méthodes.....	105
Tableau n°14 : exemple de calcul station (1) et (2)	107
Tableau n°15 : exemple de calcul station (1) et (2) complet.....	108
Tableau n°16 : paramètres de la station (2) par les différentes méthodes.....	108
Tableau n°17 : paramètres des stations (1) jusqu'à (7)	109
Tableau n°18 : exemple de correction de trajectoire.....	112

Liste des tableaux

	<u>Page</u>
Tableau n°1 : paramètres d'incertitudes.....	75
Tableau n°2 : description du puits.....	82
Tableau n°3 : programme de tubage.....	85
Tableau n°4 : programme de cimentation.....	85
Tableau n°5 : programme des outils.....	86
Tableau n°6 : programme de boue.....	87
Tableau n°7 : BHA pour la phase 26 ".....	87
Tableau n°8 : BHA pour la phase 16 ".....	88
Tableau n°9 : BHA verticale pour la phase 12 ¼ ".....	88
Tableau n°10 : BHA directionnelle pour la phase 12 ¼ ".....	89
Tableau n°11 : BHA directionnelle pour la phase 8 ½ ".....	89
Tableau n°12 : BHA directionnelle pour la phase 6".....	90
Tableau n°13 : erreur en TVD et en HD des différentes méthodes.....	105
Tableau n°14 : exemple de calcul station (1) et (2)	107
Tableau n°15 : exemple de calcul station (1) et (2) complet.....	108
Tableau n°16 : paramètres de la station (2) par les différentes méthodes.....	108
Tableau n°17 : paramètres des stations (1) jusqu'à (7)	109
Tableau n°18 : exemple de correction de trajectoire.....	112

Vocabulaire

- Emplacement de surface : L'emplacement de la tête de puits
- Cible(s) : Le(s) point(s) visé(s) en sous-sol
- Direction de la cible : L'azimut relatif entre la tête de puits et la cible
- Référence de profondeur : L'origine des mesures de profondeur
- Trajectoire : Le cheminement du puits depuis la tête de puits jusqu'à sa profondeur finale.
- Kick-off point : Le point où le puits quitte la verticale
- Profondeur mesurée : La longueur du puits mesurée le long de la trajectoire
- Profondeur verticale : La distance verticale entre le plan horizontal contenant un point du puits et le plan de la référence de profondeur
- Inclinaison : L'angle du puits par rapport à la verticale
- Azimut : La direction du puits par rapport au Nord
- Déplacement horizontal : Distance horizontale entre un point du puits et la projection verticale de la tête de puits
- Montée en inclinaison (Build-up) : Section du puits où l'inclinaison augmente
- Gradient de montée (Build-up rate) : Croissance de l'inclinaison par unité de longueur exprimé positivement en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft
- Chute d'inclinaison (Drop-off) : Section du puits où l'inclinaison diminue
- Gradient de chute (Drop-off rate) : Décroissance de l'inclinaison par unité de longueur exprimé négativement en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft
- Rayon de courbure : Le rayon d'une section curviligne du puits
- Section droite : Section rectiligne du puits
- Drain : Section horizontale ou sub-horizontale du puits située dans le réservoir
- Dogleg : Le dogleg représente un changement de direction du puits résultant d'une variation d'inclinaison et/ou d'une variation d'azimut, exprimé (>0 ou <0) en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft

- Garde : L'angle entre la direction de la cible et la direction initiale (lead angle) de la trajectoire.
- Atterrissage : Ensemble des opérations et procédures pour atteindre l'horizontale
- Point d'entrée : L'intersection du puits avec le toit du réservoir (surtout utilisé en forage horizontal)
- Station : Une position dans le puits où sont mesurés l'inclinaison et l'azimut.
- "Faire une mesure" : Procédure permettant d'obtenir les mesures d'inclinaison et d'azimut à une profondeur mesurée donnée (celle de l'instrument de mesure)
- "Mesure" : Ensemble des trois valeurs mesurées - profondeur mesurée, inclinaison et azimut.
- Correction (de trajectoire) : Modification volontaire de la trajectoire d'un puits
- Tool-face : Angle caractérisant la direction de l'outil de forage par rapport à l'axe du puits. C'est l'angle déterminé par le plan vertical passant par l'axe du moteur situé au-dessus du raccord coudé et le plan déterminé par ce même axe et l'axe de la partie du moteur située sous le raccord coudé. Le contrôle du tool-face permet d'orienter le puits dans la direction souhaitée.

Introduction

Jusqu'aujourd'hui les recherches entreprises n'ont pas réussi à trouver une source d'énergie de substitution qui peut remplacer les hydrocarbures surtout sur le plan économique, et cela malgré l'apparition des énergies renouvelables et dont l'utilisation reste très timide.

En effet, les hydrocarbures restent encore et peuvent l'être pour toujours l'énergie la plus performante, la moins nuisible pour l'environnement et la plus disponible.

Pour récupérer les hydrocarbures, le forage d'un puits reste le seul moyen pour l'extraire avec un prix de revient le plus minimal possible et dans les meilleures conditions de sécurité possibles.

Mais à travers le temps, l'homme a épuisé toutes les réserves qui étaient facile d'accès et exploitées par des forages verticaux, et se retrouve confronté à de nouvelles difficultés ce qu'il a poussé à songer vers une nouvelles technique qui est le forage directionnel, ce dernier permet l'exploitation des réservoirs difficile à atteindre autre fois avec un forage vertical.

Le forage directionnel fait désormais partie intégrante des techniques conventionnelles de forage car il est devenu très courant si ce n'est systématique en développement de gisement. Cette technique utilise des équipements très sophistiqués et des méthodes de calcul sont développées pour l'amélioration de l'information, ce qui nécessite un calcul et un suivi rigoureux.

Notre présente étude va se porter sur une comparaison entre les différentes méthodes de calcul de la trajectoire ainsi que la procédure de suivi et de contrôle de la trajectoire d'un puits dévié.

L'application de notre étude sera sur le puits GINE1-Bis-Z1 dans la région de HASSI MESSAOUD dans lequel on a été durant notre stage.

Afin de réaliser ce travail, notre mémoire est divisé en six chapitres :

Le premier chapitre présente la région de HASSI MESSAOUD du point de vue géologique et géographique.

Le deuxième chapitre parle sur les généralités du forage directionnel ainsi qu'un aperçu sur son développement dans le temps et quelques dates importantes dans son histoire.

Le troisième chapitre est consacré aux équipements associés au forage directionnel tel que les équipements amagnétiques, les équipements de mesure ainsi que les moteurs de fond.

Le quatrième chapitre présente les différents systèmes de coordonnées permettant la localisation des puits dans l'espace.

Le cinquième chapitre est dédié à la description des différentes méthodes de calcul de la trajectoire et les erreurs qui peuvent survenir durant ces calculs.

Enfin, le sixième chapitre (partie pratique) présente premièrement l'étude comparative entre les différentes méthodes de calcul de la trajectoire, puis le calcul et le contrôle de la trajectoire de la phase 8^{1/2"} du puits GINE1-Bis-Z1.

I. Partie géologique

I.1. Introduction :

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

En mai 1957, la société "CFPA" réalise un puits OM1 à environ 7Km au Nord-Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : C.F.P.A pour le champ Nord. SN.REPAL pour le champ Sud.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation.

Dès lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1300 puits. Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chutée ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, fracturation, acidification, etc.).

I.2. Présentation du champ de hassi messoud :

I.2.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, et se situe à environ 850 km au Sud-Sud-Est d'Alger, à 280km au Sud-Est du gisement de gaz-condensat de Hassi R'Mel et à 350km à l'Ouest de la frontière tunisienne.

Il s'étend sur 2500 km², il a pour coordonnées Lambert :

X = [790.000 - 840.000] Est.

Y = [110.000 - 150.000] Nord.

Et il est encadré par :

Les latitudes 31°.30'et 32°.00' et les longitudes 5°.40'et 6°.20'.

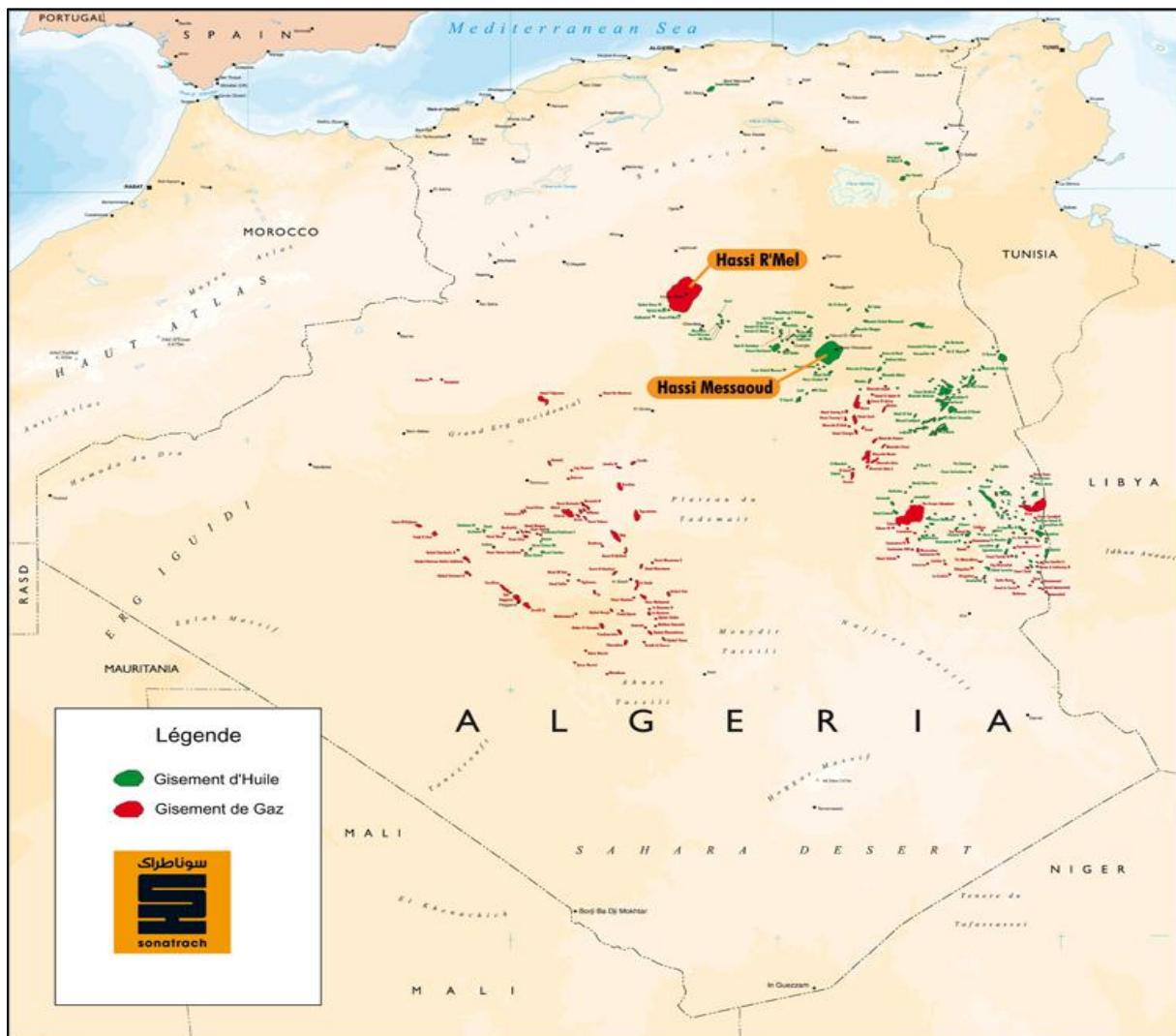


Figure n°1 : Situation géographique du champ Hassi Messaoud

I.2.2. Délimitation géologique :

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

Géologiquement, il est limité :

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

Par rapport aux gisements, il est limité par :

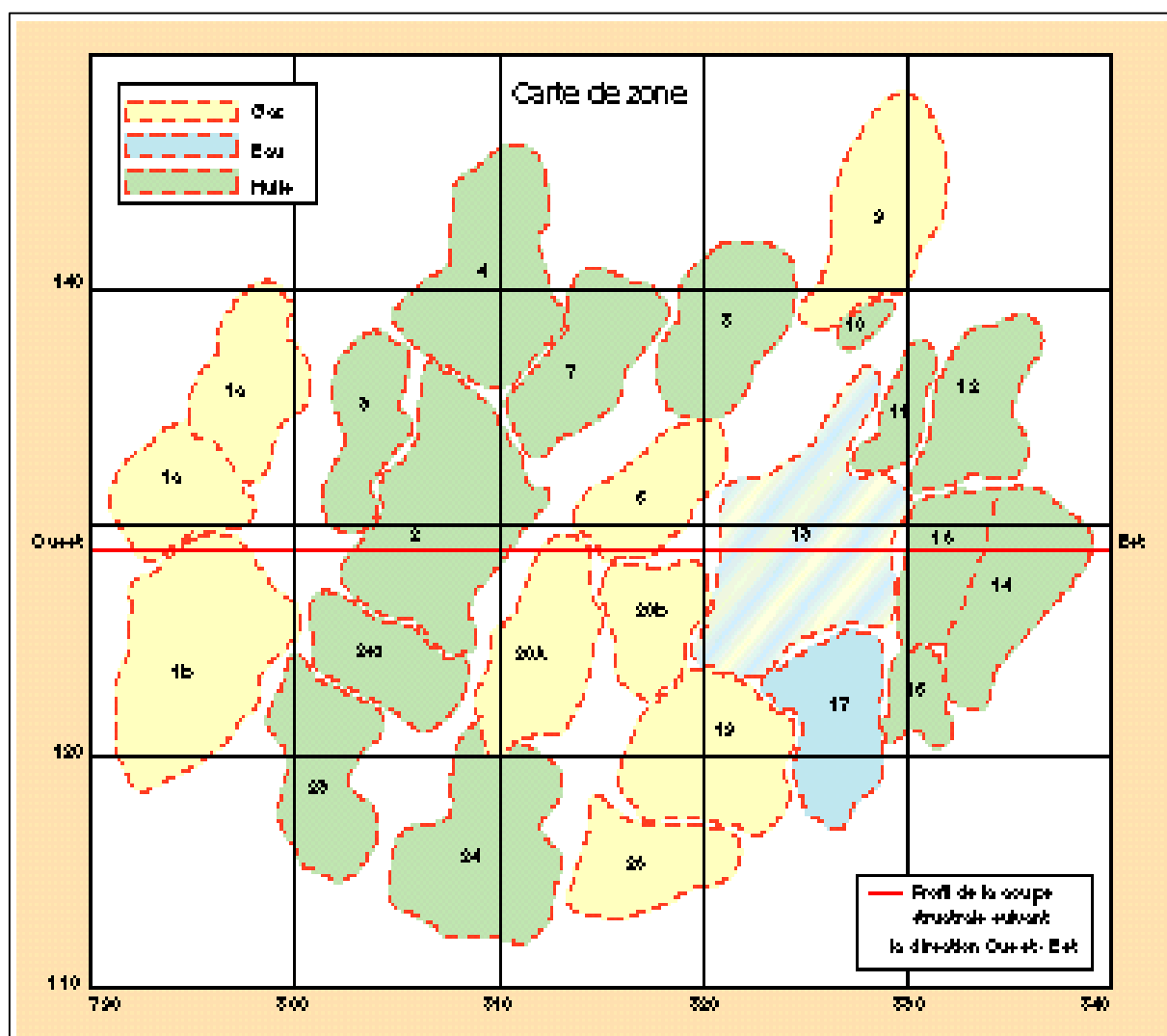
- au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui).

- au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

I.2.3. Zones et numérotation des puits :

Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux mais pas avec ceux des zones voisines, et se comportent de la même manière de point de vue pression de gisement.

Il est important de noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être divisée en sous zones. (Ex : 1a, 1b, 1c).



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

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

I.2.4. Aspect lithologique du champ :

Au cours d'un forage à Hassi Messaoud plusieurs couches ont été rencontrées dont les caractéristiques sont très diverses, les couches ont été nommées suivant l'ère géologique dont elles constituent ses structures, ces couches sont :

- **Mio-pliocène** : de la surface à 263m, avec une épaisseur moyenne de 263m. Il est constitué de :

Sable : blanc translucide à rosâtre, sub-arrondi à arrondi, moyen à grossier, avec traces d'argile brunâtre à beige, tendre à pâteuse, sableuse et de :

Calcaire : blanc à beige, microcristallin, dur.

- **Eocène** : de 263 à 400m, avec une épaisseur moyenne de 137m. Il est constitué de :

Calcaire : blanc à beige, microcristallin, moyennement dur.

Dolomie : beige, microcristallin, dur. Présence de Calcaire Dolomitique blanc à beige, microcristallin, dur et fines passes de Gypse blanc à translucide, fibreux.

- **Sénonien Carbonaté** : de 400m à 493m, avec une épaisseur moyenne de 93m. Il est constitué de :

Calcaire : blanc crayeux tendre et gris-blanc, dolomitique, dure et beige, microcristallin, moyennement dur à dur. Fines passes de marne grise à vert, tendre à pâteuse.

Anhydrite : blanche pulvérulente, parfois massive.

- **Sénonien Anhydritique** : de 493m à 708m, avec une épaisseur moyenne de 211m. Il est constitué de :

Anhydrite : blanche à blanc- laiteuse, pulvérulente, beige, tendre, localement massive.

Calcaire dolomitique : gris-blanc à beige, microcristallin, moyennement dur à dur.

Dolomie : gris à gris- vert, dur.

Marne : gris à gris-verdâtre tendre.

- **Sénonien salifère** : de 708m à 845m, avec une épaisseur moyenne de 153m. Il est constitué de :

Sel : blanc translucide à rosâtre, parfois transparent, massif.

Dolomie : gris à gris foncé, moyennement dur.

Anhydrite : blanche translucide, pulvérulente.

- **Turonien** : de 845m à 949m, avec une épaisseur moyenne de 96m. Il est constitué de :

Calcaire : gris-blanc à beige, parfois dolomitique, crayeux, tendre.

Dolomie : gris, microcristalline dure.

Argile : gris à gris-vert tendre à indurée légèrement carbonatée.

- **Cénomaniens** : de 949m à 1098m, avec une épaisseur moyenne de 149m. Il est représenté par des grès et des argiles silteuses en alternance il renferme un aquifère d'eau douce utilisée pour l'injection Représenté par un banc d'argile de dolomie cristalline.
- **Albien** : de 1098m à 1436m, avec une épaisseur moyenne de 338m. Représenté par des grès et des argiles silteuses en alternance, il renferme un aquifère d'eau douce utilisée pour l'injection et les besoins généraux.
- **Aptien** : de 1436m à 1460m, avec une épaisseur moyenne de 24m. Représenté par un banc d'argile de dolomie cristalline.
- **Barrémien** : de 1460 m à 1738m, avec une épaisseur moyenne de 279m. Représenté par des argiles du sable et du grès.
- **Nocomien** : de 1738 m à 1905m, avec une épaisseur moyenne de 167m. Représenté par de la dolomie, des marnes et des argiles avec des fines passées de grès.
- **Malm** : de 1905m à 2128 m, avec une épaisseur moyenne de 223m. Représenté par des argiles, des marnes, du calcaire, des grès et traces d'anhydrite. Il contient un aquifère d'eau potable.
- **Dogger argileux** : de 2128m à 2236m, avec une épaisseur moyenne de 108m. marnes dolomitiques à fines passées de grès.
- **Dogger lagunaire** : de 2236m à 2455m, avec une épaisseur moyenne de 219m. Anhydritique, dolomie, marne grise.
- **Lias Anhydritique** : de 2455m à 2524m, avec une épaisseur moyenne de 69m. Il est constitué de : argile, calcaire, anhydrite, sel.
- **Lias (LS1)** : de 2524m à 2614m, avec une épaisseur moyenne de 90m. Il est constitué de : argile (gris noir, brun rouge, silteuse), sel.
- **Lias horizon « B »** : de 2614m à 2673m, avec une épaisseur moyenne de 59m. Il est constitué de : calcaire (gris blanc, localement gris sombre), dolomie.
- **Lias (LS2)** : de 2673m à 2737m, avec une épaisseur moyenne de 64m. Il est constitué de : sel, anhydrite, argile, dolomie.

- **Lias (LD3)** : de 2737m à 2773m, avec une épaisseur moyenne de 36m. Il est constitué de : dolomie, marne.
- **Trias (TS1)** : de 2773m à 2824m, avec une épaisseur moyenne de 51m. Il est constitué de : sel, anhydrite.
- **Trias (TS2)** : de 2824m à 3017m, avec une épaisseur moyenne de 193m. Il est constitué de : sel massif à intercalation d'anhydrite.
- **Trias (TS3)** : de 3017m à 3220m, avec une épaisseur moyenne de 203m. Il est constitué de : sel massif à trace d'argiles.
- **Trias argileux** : de 3220 m à 3310m, avec une épaisseur moyenne de 90m. Il est constitué de : Argile dolomitique ou siliceuse.
- **Trias argileux gréseux** : il est constitué de : Grès fins à ciment argileux L'épaisseur = de 0 à 35m.
- **Trias andésite** : roche éruptive brun rouge.
- **Ordovicien** : Il est constitué de :

Quartzites de hamra : grès très fins siliceux très dur.

Grès d'elatchane : grès gluconique fins et passées d'argile noire.

Argile d'elgassi : grès glouconieux, dolomitiques.

Zone des alternances : alternance d'argile de silts et grès fins.

- **Cambrien** : Il est constitué de :

Lithozone grès isométrique «R_i» : il est représenté par des quartzique isométriques à passées des silts avec des traces de tigillit.

Lithozone grès anisométrique «Ra» : il représente le réservoir principal, il est formé de grès quartzique avec passées de silt et avec une épaisseur Ep de 75m.

Lithozone «R₂» : il est représenté par des grès quartziques moyennes à grossier avec une épaisseur Ep de 36m.

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

Figure n°3 : Coupe stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud

I.2.5. Description et caractéristiques du Réservoir :

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

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

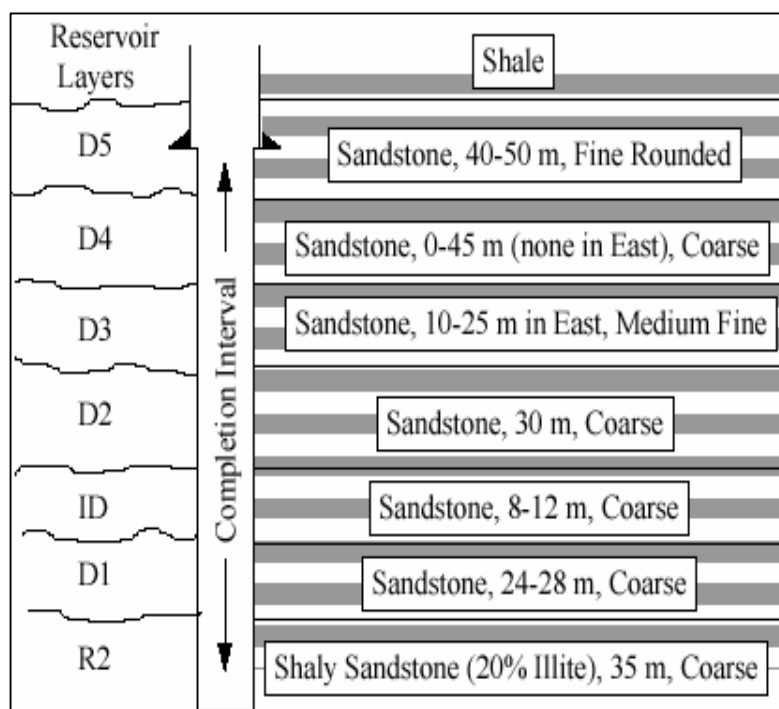


Figure n°4 : Drains producteurs à HMD Field.

Les drains supérieurs (Ri-D5, D4, D3) sont hautement laminés avec les couches du Limon (épaisseur varie entre 7" et 15 " et l'extension latérale variable de 0 à 1 km) lesquels réduisent fortement la perméabilité verticale (l'anisotropie varie de 1 à 100). Ils sont aussi partiellement à totalement érodés dans les parties centrales et nord du champ, où la porosité est moins de 5%, et la perméabilité horizontale inférieur à 1 md.

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

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

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

I.2.6. Intérêt pétrolier :

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

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

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

II. Généralités sur le forage directionnel

II.1. Introduction :

Le forage directionnel est devenu un outil très important dans le développement des gisements d'hydrocarbures. Le facteur économique a dicté la nécessité du forage directionnel.

Probablement l'aspect le plus important de forage directionnel est qu'il permet aux producteurs, partout dans le monde, de développer des réserves qui ne pourraient jamais être économiquement atteintes de n'importe quelle autre façon.

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

Le forage d'un puits directionnel implique fondamentalement le forage d'un trou à partir d'un point dans l'espace (surface) à un autre point dans l'espace (la cible).

II.2. Histoire du forage directionnel :

II.2.1. Développement :

Plusieurs conditions préalables ont permis à cette technique de devenir plus productive.

Probablement, la première exigence fut de réaliser des puits de pétrole - de puits pour l'eau, qui ne soient pas nécessairement verticaux. Cette évolution a été assez lente, et n'a pas vraiment attiré l'attention de l'industrie pétrolière avant la fin des années 1920; il y a eu alors plusieurs procès, à propos de puits ayant traversé la limite de leur propriété et pénétré dans un réservoir sur une propriété adjacente. Initialement, il était fait usage d'indications indirectes telles que les changements de production de puits pré-existants, mais ce sont de tels cas qui ont permis le développement d'outils de petit diamètre capables de sonder les puits lors du forage.

Mesurer l'inclinaison d'un puits (son écart par rapport à la verticale) est relativement simple, ne nécessitant qu'un pendule. La mesure de l'azimut (direction par rapport dans le plan horizontal), est-elle plus difficile. Dans certaines circonstances, les champs magnétiques peuvent être utilisés, mais la mesure pourrait être perturbée par les parties métalliques du puits de forage ou du matériel de forage. Le progrès décisif a été l'adaptation à la suite d'un contrat passé avec Sun Oil (qui avait été impliqué dans un des procès ci-dessus) de petites boussoles gyroscopiques par Sperry Corporation, qui fabriquait des boussoles similaires pour la navigation aéronautique. Une filiale par la suite a été absorbée par Halliburton, la "Sperry Sun" a été formée, dont la marque continue d'exister à ce jour. Trois composantes sont mesurées en tout point dans un puits de forage afin de déterminer sa position : la profondeur (profondeur mesurée), l'inclinaison et l'azimut magnétique au point considéré. Ces trois composantes combinées constituent une mesure. Une série de mesures consécutives sont nécessaires pour suivre la progression et l'emplacement d'un forage. Plusieurs des premières innovations telles que la technologie mono-coup, entre autres, pour les études de

sol ont été développés par Robert Richardson, foreur directionnel indépendant depuis les années 1940, qui était encore en activité en 2008.

Une expérience préalable avec un forage rotatif avait permis d'établir plusieurs principes pour la mise en œuvre des équipements de forage en tête de forage ("*Bottom Hole Assembly*" ou "BHA") qui étaient enclins à forer de travers (les écarts initiaux accidentels par rapport à la verticale seraient accrus). Une contre-expérience avait aussi donné aux premiers foreurs directionnels, des principes de conception et de mise en œuvre du forage BHA permettant de faire un trou tordu proche de la verticale.

Le forage directionnel a été au commencement employé comme opération réparatrice, pour un sidetrack autour d'un puits, correction de la verticalité d'un puits, ou pour contrôle des éruptions.

En 1930, le premier puits directionnel a été foré à Huntington Beach, Californie, Etats-Unis. Le puits a été foré d'un endroit terrestre vers offshore.

En 1934, John H. Eastman de Long Beach, en Californie, est devenu un pionnier dans le forage directionnel, lorsque lui et George Failing d'Enid, en Oklahoma, ont sauvé le champ de pétrole Conroe au Texas. Failing avait récemment breveté un camion de forage. Il avait fondé sa société en 1931 quand il a assemblé une installation de forage sur un camion, et à une source de puissance. Cette innovation a permis le forage rapide d'une série de puits obliques. Cette capacité à forer rapidement plusieurs puits de secours pour réduire l'énorme pression du gaz a été critique pour éteindre l'incendie Conroe. (E & P, "Making a hole was hard work" (**Forer un trou a été un travail difficile**), Kris Wells, American Oil & Gas Historical Society Contributing Editor, 1^{er} novembre 2006 et «Technology and the Conroe Crater»). En mai 1934, l'article de *Popular Science Monthly*, il a été déclaré que «Seule une poignée d'hommes dans le monde ont l'étrange pouvoir de faire, à un mile de profondeur, de la rotation à l'extrémité d'un tuyau de forage en acier, un serpent qui suit son chemin dans une courbe ou selon l'angle d'une jambe de chien(dog leg), pour atteindre un point désiré ». Eastman Whipstock, Inc, serait devenue la plus grande entreprise au monde de forage directionnelle en 1973.

Ensemble, ces outils de mesures et les conceptions BHA ont rendu le forage directionnel possible, mais il a été perçu comme ésotérique. L'autre avancée majeure suivante s'est produite dans les années 1970, quand les moteurs de forage de fond (moteurs à boue aka, mue par l'énergie hydraulique de la boue de forage circulant jusqu'au bas de la colonne de forage) est devenu commun. Ils ont permis à l'extrémité d'être tournée au fond du trou, tandis que la plupart des tubes de forage restait statique. Y compris un morceau de tuyau coudé placé entre les tubes de forage fixes et le haut du moteur a permis de modifier la direction du puits sans avoir besoin de sortir toutes les tiges de forage. Couplé au développement des moyens de mesure en cours de forage MWD (en utilisant la télémétrie d'impulsion via la boue, ce qui permet aux moyens de mesure en bas du trou de forage d'envoyer des données directionnelles à la surface sans perturber les opérations de forage), le forage directionnel est devenu plus facile. Certains profils ne pouvaient pas être réalisés, sans tiges de forage rotatives à tout moment.

II.2.2. Quelques dates importantes sur le forage directionnel :

- **Forage horizontal en Algérie :**

Le forage horizontal est une technique nouvelle dans notre pays. C'est en 1992 qu'a été foré le premier puits horizontal (HRZ1), ce puits a été réalisé à HASSI R'MEL dans l'anneau d'huile. Depuis cette date, deux puits de même type ont été forés 1993, l'un à Hassi Messaoud et l'autre à Tin Fouyé Tabenkort (TFT) en 1994. Un troisième forage dirigé a été réalisé en octobre 1994 sur OMP30D à Hassi Messaoud.

Chacun de ces forages avait son objectif propre :

- A HASSI R'MEL, on voulait éliminer le coning d'eau et de gaz et améliorer la productivité avant la déplétion de la zone ;
- A Tin Fouyé Tabenkort (TFT), les inconvénients de la fracturation hydraulique ont rendu nécessaire le forage d'un puits horizontal pour améliorer la production ;
- A Hassi Messaoud (HMD), le puits MDZ1 devait leur permettre la récupération de l'huile délaissée par le balayage de gaz d'injection dans la zone 13.

Il est important de noter les durées totales de réalisation de ces puits horizontaux, à Hassi R'MEL, il a fallu 170 jours pour forer le puits pour un drain horizontal de 590m de longueur, alors qu'à HMD, 252 jours étaient nécessaires pour un drain horizontal de 496m et pour le forage de TFT, 581m de drain horizontal, les travaux étaient achevés au bout de 156 jours.

Les résultats de production de ces puits sont encourageants. Le puit horizontal de Hassi R'mel a débité 235 m³/j d'huile alors que sur les puits verticaux le débit moyen n'est que de 90 m³/j.

A Hassi Messaoud, c'est un débit de 175m³ d'huile par jour qu'on a obtenu. Le puits de Tin Fouyé Tabenkort débitait 757.000m³ de gaz et 105m³/j de condensât, alors qu'un puits vertical dans cette zone débite en moyenne 150.000 m³/j.

Actuellement, sur les champs pétroliers Algériens, on distingue :

- Forages horizontaux propres : ce sont des puits programmés au début pour atteindre un objectif donné ;
- Reprise en Short Radius : Ce sont des puits verticaux repris en puits horizontaux pour résoudre des problèmes liés à la production (puits sec, diminution de la production, éviter le coning d'eau ou de gaz).

- **Forage en short radius en Algérie :**

P. Neal et al ^[1] ont décrit les avantages résultant des efforts qui ont été fait pour la résolution de déficit liés au forage en short radius en Algérie.

Le forage en court rayon (ré-entrée) à Hassi Messaoud a commencé en 1995. La construction du drain horizontal dans la formation Cambrian est extrêmement dure et abrasif.

- **Champ de Cusiana en Colombie :**

J.Skelton et al ^[2] ont fait une étude sur les clés de succès dans le planning et le forage dans deux bassins tectoniquement actif en Colombie au champ Cusiana et en Argentine au champ Buenos Aires.

Le Cusiana Field BP Exploration en Colombie est l'un des plus grands réservoirs dans le monde découvert ces dernières années.

Un forage directionnel en forme de J a été foré avec succès à la profondeur totale (TD) dans le domaine Cusiana en Colombie. Les conditions de forage dans ce domaine ont historiquement avéré très difficiles en raison de failles lourdes et les mouvements tectoniques très actifs associés aux montagnes des Andes qui sont relativement jeunes, ainsi que le problème d'élargissement du trou et volumes associés de cavings.

BP Exploration a foré le premier puits dans la région de Cusiana dans 1987. Elle a conduit à la découverte et le développement du champ. La zone avait été explorée plusieurs fois auparavant mais aucun n'a été réussi en raison de nombreuses difficultés de forage rencontré, y compris les pannes d'équipement et trou des problèmes de nettoyage.

Le Buenos Aires (puits B-6) a été foré en utilisant uniquement un ensemble rotatif de fond de puits (BHA), aucun moteur tourne a été planifié. Des améliorations significatives dans le forage directionnel pratiques ont été faites à la suite d'une planification minutieuse.

- **Les champs pétroliers en Arabie Saoudite :**

KA Al-Buraik and J.M. Pasnak ^[3] ont fait un rapport historique sur le forage horizontal en Arabie Saoudite dans deux réservoirs, carbonaté et gréseux.

Un total de treize puits a été foré dans les réservoirs de carbonates et huit puits dans les réservoirs de grès.

Ces puits représentent les premiers puits horizontaux forés en Arabie Saoudite.

Le forage horizontal en Arabie Saoudite a commencé en 1990 avec deux puits complétés dans le réservoir carbonaté au large des côtes (offshore). Ces deux puits ont prouvé le succès et le coût d'efficacité des puits horizontaux dans cette région, mais ils n'ont pas été mis en production.

Le premier puits complété et mis en production a été réalisé en janvier 1992, et plusieurs autres ont été faits par la suite.

En 1992, un forage horizontal ambitieux a été lancé, Trois dans le réservoir carbonaté et trois dans le réservoir de grès sont développés avec des puits horizontaux. Les puits sont à long rayon, en raison des longs déplacements latéraux requis.

- **Nimr Forage Horizontal :**

S.M. Al-Rawahi et al ^[4] revois les différentes étapes de développement du design des puits horizontaux.

Le domaine Nimr est l'une des plus grandes accumulations de pétrole dans le la province du Sud Oman Flanc Est (km 35x8 et 428x106m3 Bénitier). Le champ a été découvert en 1980 et en raison de sa complexité, quelques 50 puits d'appréciation ont été nécessaires avant qu'il ne soit mis en service en 1985.

Les trois premiers puits (court rayon) ont été forés dans le nord d'Oman en 1986, en utilisant un Système Rotatif de forage, cette expérience a été succès opérationnel.

Le premier puits horizontal en Nimr (NM-134H) a été foré en Janvier 1990. Le puits est situé dans une zone caractérisé par une colonne d'huile épaisse (84m) et relativement haute perméabilité verticale.

En Novembre 1992, il y avait 208 puits, dont 23 sont horizontaux et représentent plus de 40% de la production totale d'huile (Production actuelle de 63.000 b / j).

À la fin de 1992 quelque 26 puits horizontaux ont été achevés, tandis que 35 autres puits sont prévus pour être foré en 1993.

- **Forer un record de puits horizontaux :**

C.S. Brannin et al ^[5] ont faits un rapport sur un projet ambitieux au Danemark qui consistait à forer 36 puits à partir de deux plates-formes dans le champ de Tyra en 1987.

Le champ Tyra a été découvert par Danois Consortium souterrain (CIC) en 1968. Situé dans les eaux danoises Mer du Nord, à environ 134 miles [215 km] à l'ouest d'Esbjerg, la structure Tyra est plutôt plat tendance anticlinal et failles mineures.

Au début de 1989, Maersk Oil & Gas A / S, comme opérateur danois métro Consortium, a foré le premier puits horizontal dans le domaine Tyra au large des côtes du Danemark.

- **Forage horizontal à la mousse en Allemagne :**

T. Hanking, T.F. Rappuhn ^[6] ont étudié le forage horizontal à la mousse dans une zone sensible au Bavaria en Allemagne qui a été le premier en Europe.

Le site du nouveau stockage souterrain de gaz est l'épuisement champ de gaz Breitbrunn / Eggstätt en Bavière dans le sud de l'Allemagne. Il a été découvert en 1972 et est situé à proximité du Chiemsee zone de villégiature au bord du lac.

Le gaz sera injecté à un débit de 250 000 m³ (V n) / h et retiré à 500.000 m³ (V n -) / h. Pression de travail vont de 40 à 200 bar. Pression prévue de tête de puits d'écoulement maximale sera de 180 bars, et la pression de fonctionnement du gazoduc de 84 bars.

Entre 1975 et 1993 cinq trous horizontaux ont été foré à partir d'un emplacement à puits multiples. Le forage horizontal prévus avec des longueurs de drain de 500 à 600 m. Que ce soit des trous supplémentaires doivent être percés dans une seconde phase dépend de la production l'exécution des cinq puits.

- **Forage directionnel en chine :**

Zhang Ming Jiang ^[7] a décrits le planning, le forage et la complétion du record mondial du puits à long déport en chine.

L'opérateur sur le terrain Phillips Chine Inc et ses partenaires China Offshore Oil Nanhai East Corp et Pecten Orient Oil Co, en mer de Chine méridionale ont développés un champ nommé XJ marginal 24-1, qui est situé à environ 8 km à partir d'une plate-forme existante - XJ 24-3. Le champ XJ 24-1 a été découvert dans la fin de 1985.

Un puits a été foré et complété le 10 Juin 1997, dans un total de 101 jours pour atteindre une TD à 9238 m MD avec 8063 m de déplacement horizontal.

Les records du monde établis sur ce bien sont les suivants:

- Le plus long déplacement horizontal (8063 m).

- Les transmissions les plus longues en temps réel des données MWD / LWD (9106m).

Des forages supplémentaires dans ce domaine à découvert le Xijiang 24-3 et Xijiang 30-2 champs. Deux plates-formes ont été installées et le forage de développement a commencé en 1994. Un total de 26 puits de développement, y compris 2 puits horizontaux ont été forés et complétés à l'été 1996.

- **Vol de pétrole :**

En 1990, l'Irak a accusé le Koweït ^[8] de voler le pétrole irakien par le biais de forages dirigés. Les Nations Unies ont redessiné la frontière après la guerre du Golfe de 1991 et la libération du Koweït après sept mois d'occupation irakienne. Onze puits de pétrole, quelques fermes et une ancienne base navale passèrent du côté koweïtien.

II.3.Applications du forage directionnel:

Les applications du forage dirigé sont multiples et de plus en plus nombreuses. Parmi les principales on peut citer:

- Puits d'interception (Relief well).
- Forage latéral (Side-track).
- Forages dirigés pour raisons géologiques.
- Forage de drainage.
- Emplacements de surface impraticables.
- Plates-formes de production à puits multiples.
- Puits multilatéraux.

II.3.1. Puits d'interception (Relief well) :

Ces puits sont destinés à approcher ou même intercepter la trajectoire d'un autre puits en éruption incontrôlable. C'est l'une des premières applications du forage dirigé (John Eastman en 1934).

II.3.2. Puits latéral (Side-track) :

Le forage d'un puits latéral consiste à abandonner un puits en cours de forage pour le reprendre à une profondeur inférieure, soit pour des raisons techniques, soit pour des raisons géologiques, par exemple:

- à la suite d'opérations de repêchage infructueuses.
- en cas d'extrême dogleg.
- en cas de rupture de casing.
- en cas de rencontre d'une faille imprévue.

II.3.3. Forages dirigés pour raisons géologiques :

- Forage à travers une faille pour améliorer le contrôle de déviation ou la production.
- Forage destiné à contourner un dôme de sel.

II.3.4. Forage de drainage :

- Forages destinés à augmenter la longueur traversée dans le réservoir, les puits horizontaux en sont la plus belle illustration.

II.3.5. Emplacements de surface impraticables :

- Forages depuis le rivage pour atteindre des réservoirs offshore.
- Forages depuis la mer pour atteindre des réservoirs situés sous une côte inhospitalière.
- Forages urbains.
- Forages en montagne.

II.3.6. Plates-formes de production à puits multiples :

C'est l'une des plus importantes applications du forage dirigé,

- permettant le développement économique de réservoir offshore,
- également utilisée à terre pour des raisons soit économiques, soit écologiques.

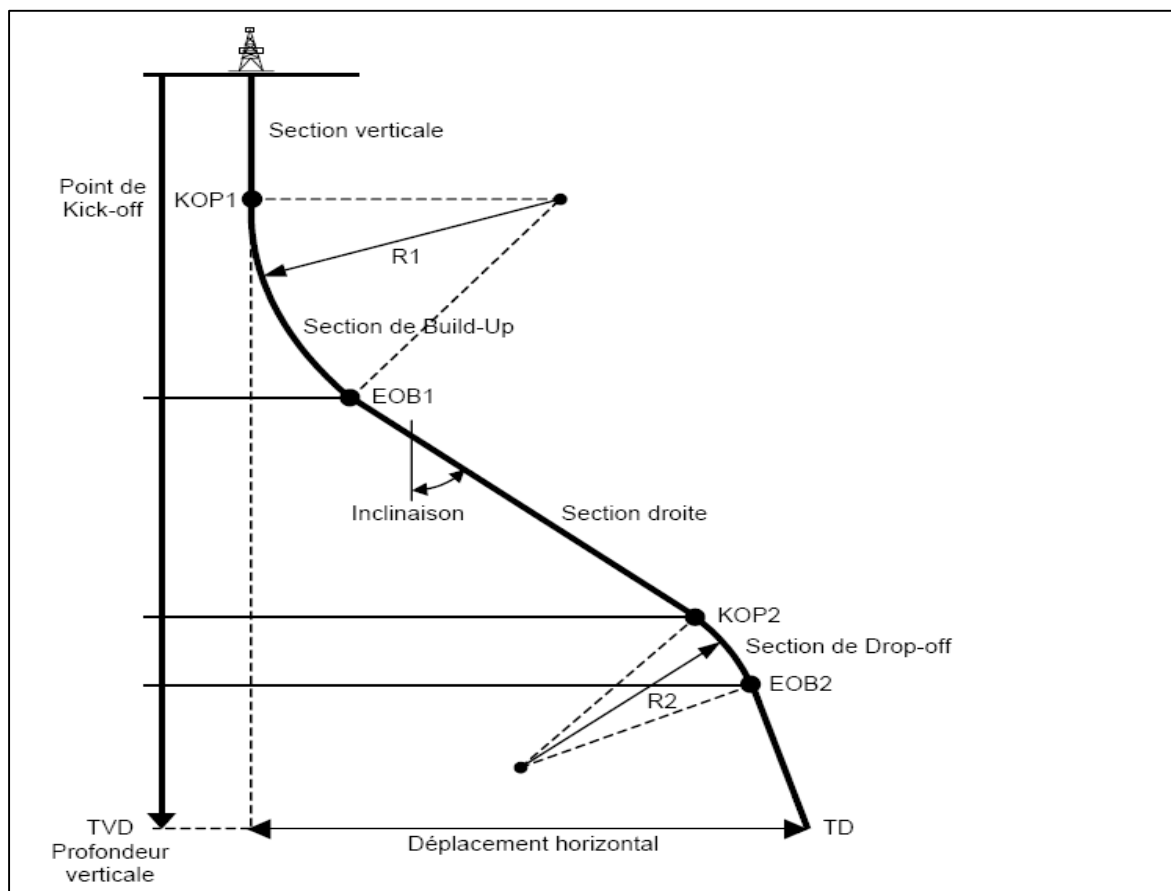


Figure n°5 : Forage conventionnel

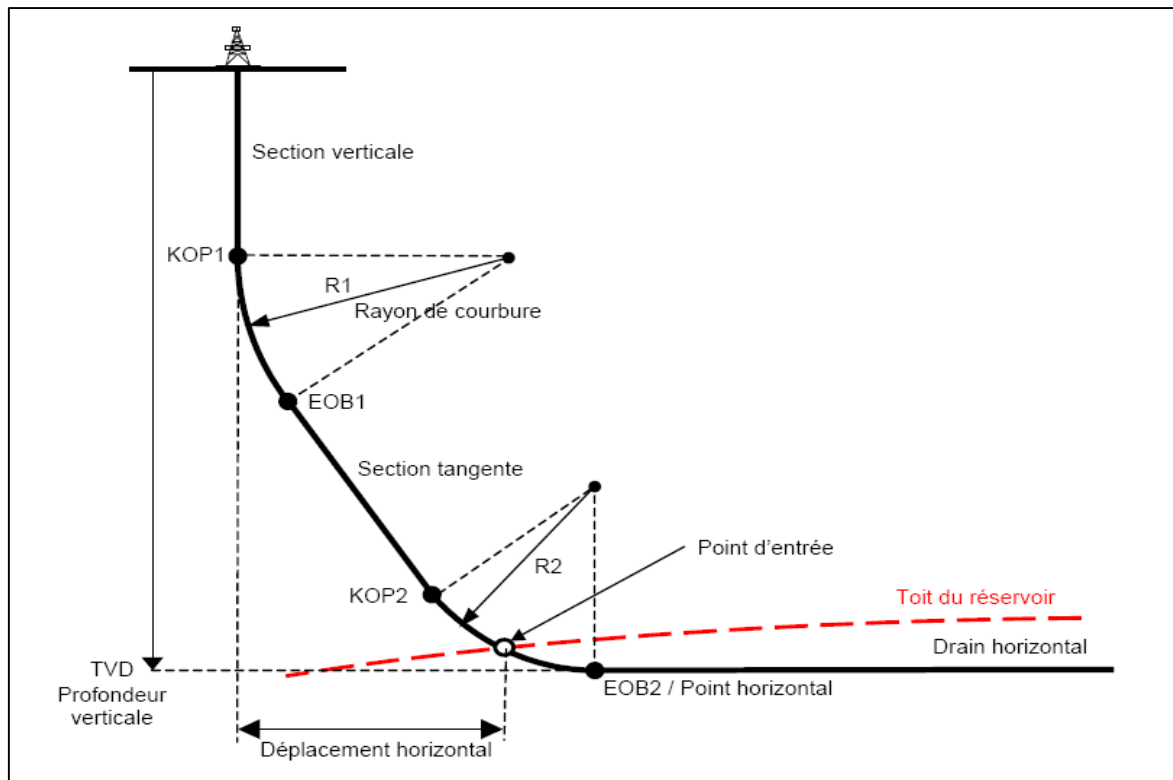


Figure n°6 : Forage horizontal

II.4. Profils et types des puits :

La forme d'un puits entre la surface et la ou les cibles est appelée profil du puits. Autrefois limités à des profils simples essentiellement bidimensionnels, les techniques actuelles de forage dirigé permettent la réalisation de profils tridimensionnels complexes, combinant à la fois des variations d'inclinaison et d'azimut.

Les profils classiques sont:

- Puits en J
- Puits en S
- Puits à double montée
- Puits horizontaux
- Puits à long déport (extended reach ou long reach wells)
- Puits inclinés dès la surface
- Puits de ré-entrée
- Puits multilatéraux

II.4.1. Puits en J :

La forme la plus simple et la plus commune des puits déviés. Ils débutent par une phase verticale, suivie d'une phase de montée et se terminent par une phase rectiligne.

II.4.2. Puits en S :

D'une forme légèrement plus élaborée, ces puits commencent comme un puits en J, mais se terminent par une chute en inclinaison, quelquefois jusqu'à la verticale, le plus souvent pour des considérations de production (installation de la pompe).

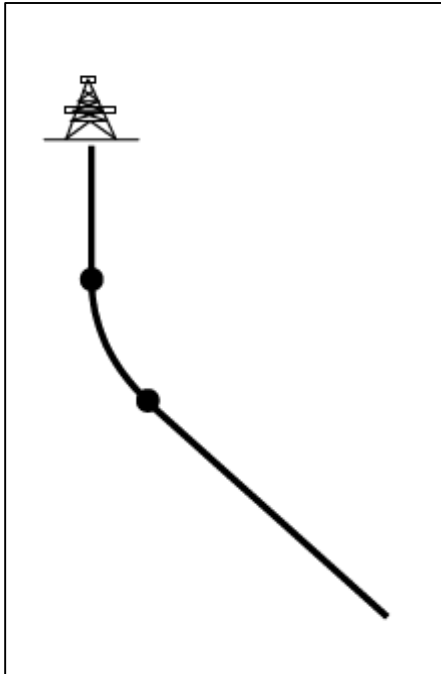


Figure n°7 : Profil en J

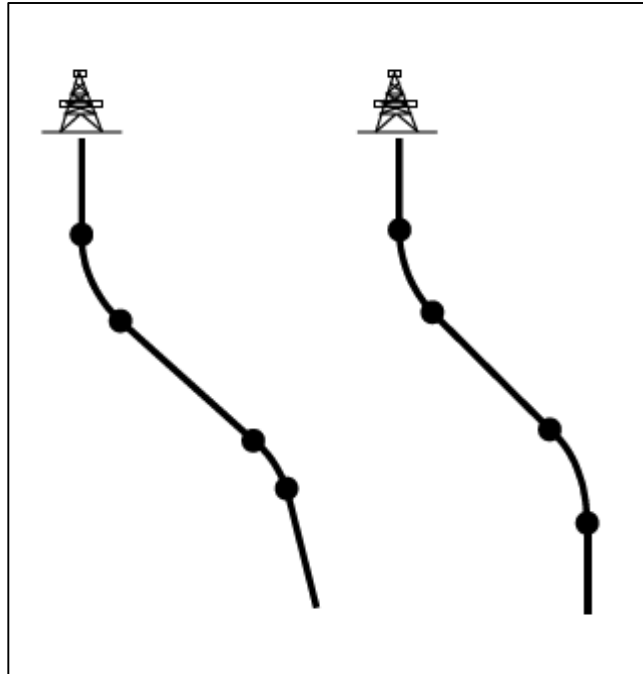


Figure n°8 : Profil en S

II.4.3. Puits à double montée :

Au contraire des puits en S, ces puits se terminent par une seconde montée en inclinaison et donc avec une inclinaison importante.

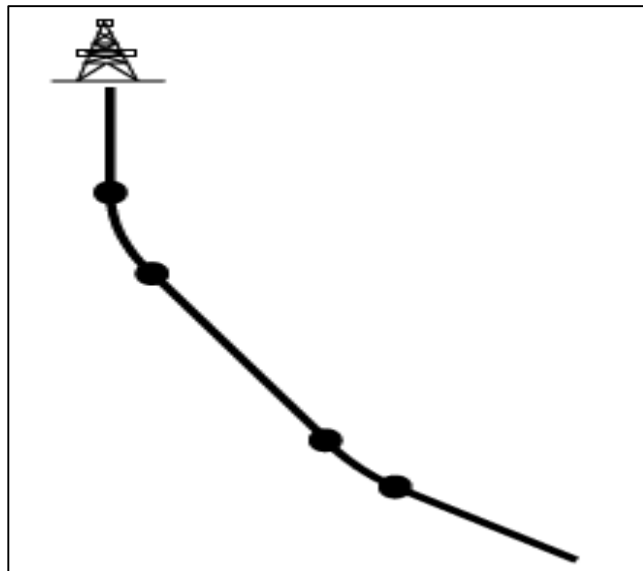


Figure n°9 : Puits à double montée

II.4.4. Puits Horizontaux :

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

Trois profils peuvent être distingués :

- Profil de puits ayant un court rayon de courbure : appellation **Short radius** ;
- Profil de puits ayant un rayon de courbure moyen : appellation **Médium radius** ;
- Profil de puits ayant un long rayon de courbure : appellation **Long radius** ;
- **Courbure du puits :**

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

II.4.4.1. Long radius :

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

- **Avantages :**
 - Ils sont plus faciles à forer et ne nécessitent que des équipements de forage classique. L'inclinaison du puits peut être obtenue puis maintenue avec des garnitures de forage rotary, il n'est pas nécessaire d'utiliser un moteur de fond. Non seulement on utilise des tiges et des tubages conventionnels, mais en plus le coût journalier du service de déviation est typiquement moins élevé que pour un puits médium ou short radius ;
 - Les puits long radius permettent de forer des drains horizontaux longs (1500 m et plus), et d'atteindre des points très éloignés (Extended Reach wells, ERD) ;
- **Inconvénients :**
 - La longueur forée nécessite un chantier de forage plus puissant muni d'une top-drive, de pompes puissantes et d'une capacité de traitement et stockage de la boue plus importante ;
 - De plus la longueur accrue du trou ouvert augmente les risques de coincement, de venue et de détérioration des parois pouvant exiger la pose de tubages supplémentaires ;
 - Le contrôle de la profondeur verticale est moins précis du fait du grand éloignement entre le démarrage du puits et la cible, encore que ce facteur devienne de moins en moins significatif avec l'emploi de MWD précis permettant la corrélation les marqueurs géologiques en temps réel ;

- Enfin les puits long radius ne sont pas envisageables sur des concessions de petite surface car le grand déport engendré pour arriver à 90° est trop important au regard de la dimension du bloc considéré.

II.4.4.2.Médium radius :

Ce sont des puits avec un rayon de courbure $100\text{m} < \text{ROC} < 200\text{m}$, soit un gradient de build up BUR compris entre 6 et 10°/30m.

Les dog legs maximums générés en mode sliding sont de l'ordre de 16 à 20°/30m.

- **Avantages :**

- Comparés aux long radius, ils sont plus précis dans l'atterrissage à l'horizontale mais génèrent davantage de frottements et de torque ;
- On peut utiliser indifféremment des MWDs de diamètres conventionnels (MWD collars) ou repêchables de petit diamètre (1 3/4" OD) ainsi que des moteurs de navigation (steerable) conventionnels ;
- On peut forer des drains de longueur importante (jusqu'à 1500 m) et carotter de façon conventionnelle.

- **Inconvénients :**

- Moins bonne transmission du poids sur l'outil car le gradient de build-up d'un puits MR est supérieur à celui d'un LR ;
- Si le diamètre du puits est $\leq 6 \frac{1}{8}"$, les options sont limitées en ce qui concerne LWD, complétion, wire-line et work-over.

II.4.4.3.Short radius :

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

- **Avantages :**

- Plus précis encore en déplacement vertical que les puits LR ou MR, les puits SR sont particulièrement attractifs sur de petites concessions ou de petites lentilles dont la position précise est connue ;
- Forés à partir de puits déjà existants, les puits short radius sont moins chers à compléter puisque l'infrastructure est déjà en place (tête de puits, tubages, génie civil, pipeline) ;
- Comme le point d'initiation de la déviation (KOP) est généralement situé sous le GOC, donc moins de risque de mauvaise isolation entre les fluides que dans un puits LR ou MR ;

- **Inconvénients :**

- Les puits SR nécessitent des équipements de forage spéciaux. Ils requièrent également des moteurs, MWDs et BHAs articulés ou très flexibles ;
- Vu le petit diamètre de forage, la vitesse d'avancement des outils est faible ainsi que leur espérance de vie. Donc un nombre très important de manœuvres sont nécessaires pour changer l'outil ou le BHA ;
- Etant donné que la garniture est particulière pour ces opérations, le coût du forage dévié peut être onéreux ;

II.4.5. Puits à long déplacement (Long reach ou Extended Reach wells) :

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

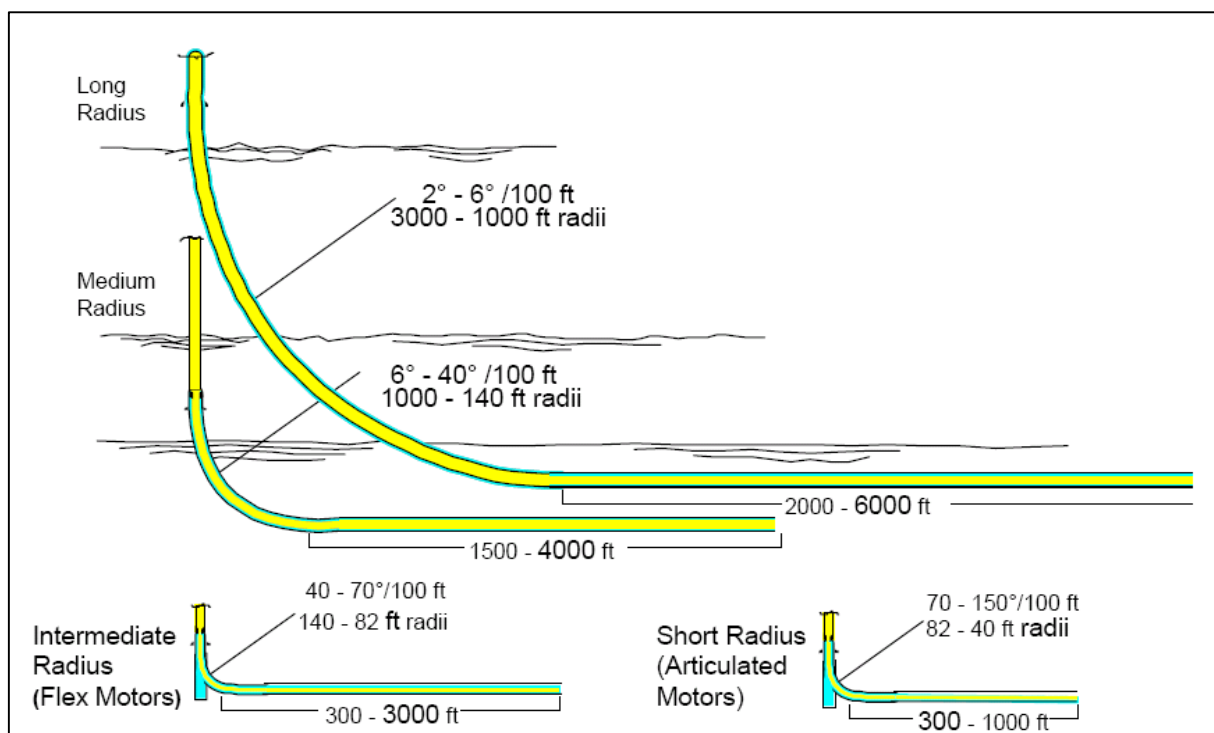


Figure n°10 : Profils de forage horizontal

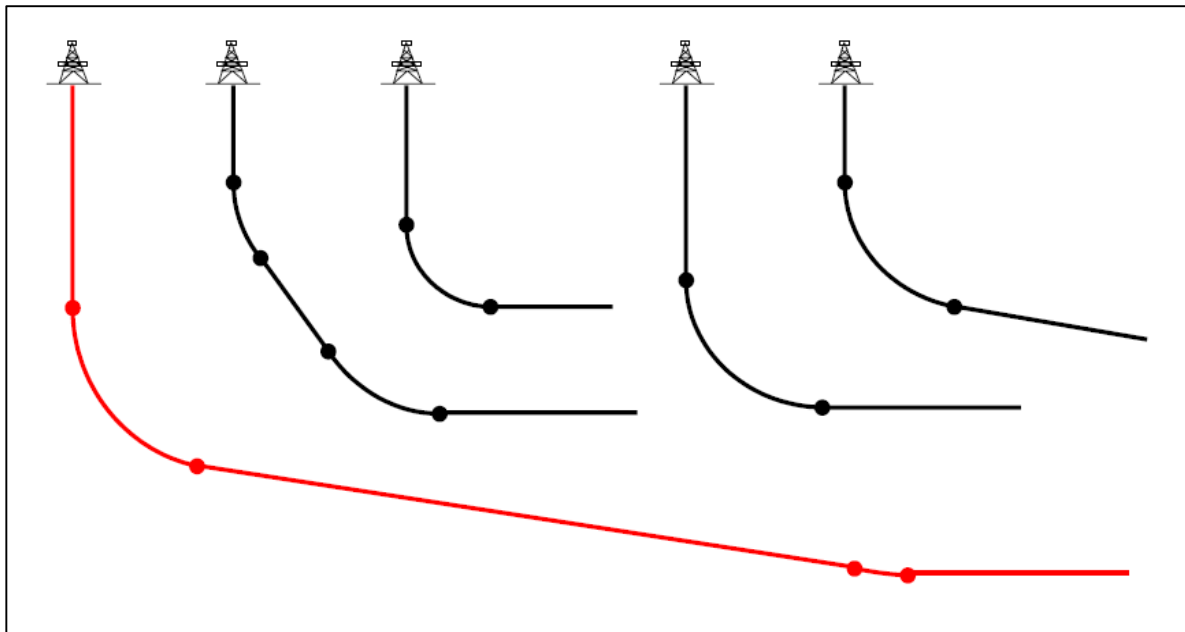


Figure n°11 : Puits à long déport et puits horizontaux

II.4.6. Puits inclinés (tilt ou slant wells) :

Puits avec une inclinaison dès la surface, pouvant atteindre 45 degrés, et nécessitant un appareil de forage spécial (tilt ou slant rig)

Entre autres utilisations cette technique permet d'atteindre l'horizontale dans des réservoirs peu profonds.

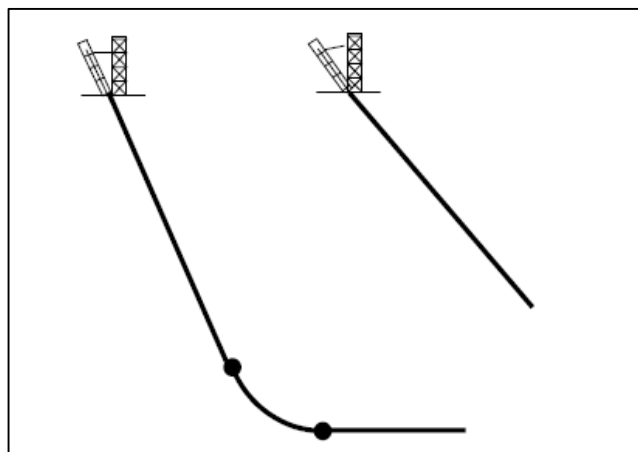


Figure n°12 : Puits inclinés dès la surface

II.4.7. Puits multilatéraux :

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

II.4.8. Puits en ré-entrée (Re-entry wells) :

Cette technique utilisée intensivement depuis les années 80 consiste à abandonner le fond d'un puits existant (vertical ou dévié) pour forer latéralement un nouveau puits, celui-ci se terminant souvent par un drain horizontal.

Cette technique permet de faire l'économie du forage et des équipements de la partie supérieure du puits.

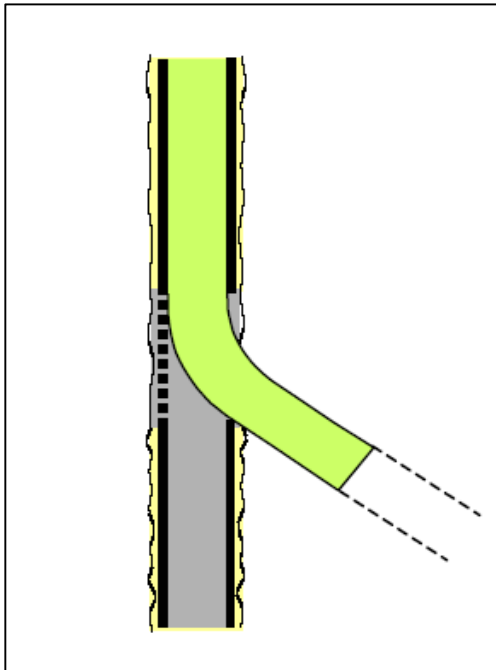


Figure n°13 : Puits en re-entry

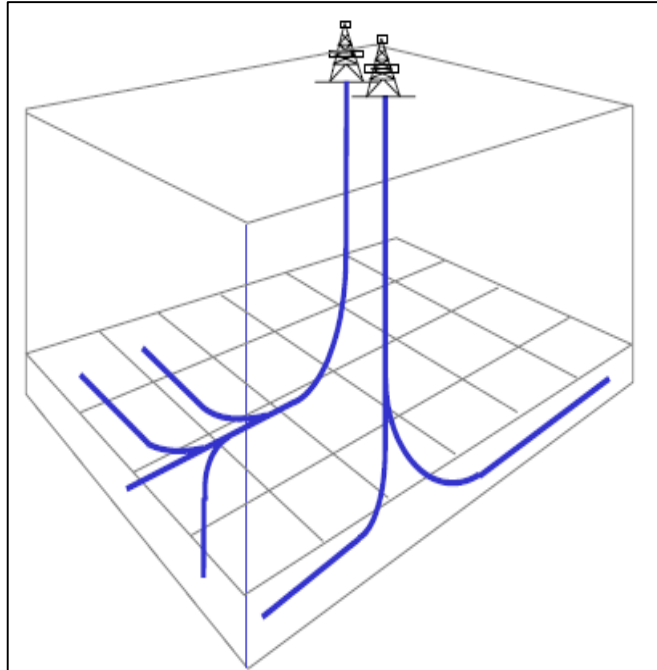


Figure n°14 : Puits multilatéraux

II.5. Avantages et Inconvénient du forage directionnel:

II.5.1. Avantages :

Les forages directionnels sont percés afin de :

- Augmenter la longueur de la section en contact avec le réservoir en forant avec un certain angle.
- Forer dans un réservoir où l'accès vertical est difficile ou impossible. Par exemple, dans le cadre d'un champ pétrolifère sous une ville, sous un lac, ou au-dessous d'une formation difficile à percer.
- Permettre de regrouper sur une même surface, plus de têtes de puits . Par exemple, sur une plate-forme pétrolière offshore, jusqu'à 40 puits environ peuvent être regroupés. Les puits sont déployés à partir de la plateforme vers le réservoir en dessous. Ce concept est appliqué au puits terrestres, permettant d'atteindre plusieurs endroits souterrains à partir d'un seul point en surface.
- Forer un « puits de secours » pour réduire la pression d'un puits de production en perdition, pour en reprendre le contrôle. Dans ce scénario, un autre puits peut être foré à une distance de sécurité du premier pour rejoindre le premier puits. Ensuite, un fluide lourd est pompé dans le puits de secours pour réduire la pression dans le puits d'origine, jusqu'à le boucher.

II.5.2. Inconvénient:

- Jusqu'à l'apparition des moteurs de fond modernes et de meilleurs outils pour mesurer l'inclinaison et l'azimut du forage, le forage directionnel et le forage horizontal étaient beaucoup plus lents que le forage vertical parce qu'il était nécessaire de les arrêter régulièrement pour mesurer la position de la tête. La vitesse de progression est également plus lente en forage directionnel (faible taux de pénétration). Ces inconvénients ont diminué au fil du temps avec l'amélioration des moteurs de fond et lorsque les mesures semi-continues sont devenues possibles.
- Il subsiste quelques différences dans les coûts de réalisation. Pour les puits ayant une inclinaison de moins de 40 degrés, les outils pour effectuer des ajustements ou des travaux de réparation peuvent être descendus par gravité dans le trou de forage. Pour des inclinaisons supérieures, des équipements plus coûteux doivent être mobilisés pour insérer les outils dans le trou.
- Un autre inconvénient des puits avec une forte inclinaison est l'augmentation des contraintes subies par le matériel. Le contrôle de la boue de forage est primordial lors de ces opérations de forage.

III. Equipements associés au forage directionnel

Dans ce chapitre nous allons présenter les équipements standards de forage puis les équipements spécifiques au forage directionnel. Par la suite nous allons aussi présenter les équipements amagnétiques, les équipements de mesure ainsi que le moteur de fond.

III .1. Equipements standard de forage :

- Masse-tiges.
- Tiges et tiges lourdes.
- Coulisses de forage.
- Stabilisateurs.
- Raccords.

III .1.1. Masse-tiges :

Les masse-tiges sont des tubes d'acier dont l'épaisseur du corps leur confère un poids important.

En forage vertical ou avec une inclinaison limitée leurs buts essentiels sont:

- de fournir le poids nécessaire sur l'outil de forage sans avoir à mettre à contribution les tiges de forage (le point neutre est localisé dans les masses tiges).
- de procurer une certaine rigidité à proximité de l'outil de forage

Les masses tiges perdent de leur utilité en forage très dévié et leur utilisation peut même apporter plus d'inconvénients (frottements) que d'avantages. De nombreux drains horizontaux sont forés sans aucune masse-tige dans la garniture.

Différents types de masse-tiges sont utilisés:

III .1.1.1. Masses tiges lisses (Slick DC) :

Ce sont les masse-tiges les plus courantes, purement tubulaires. Elles ne devraient pas être utilisées en forage dirigé.

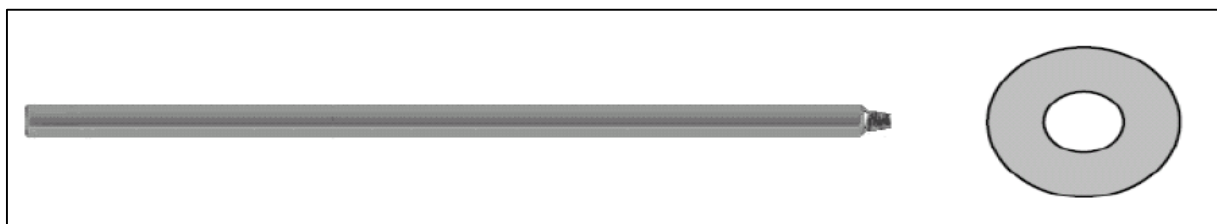


Figure n°15 : Masse tige lisse

III .1.1.2. Masse-tiges spiralées (spiraled DC) :

Les masse-tiges spiralées sont des masse-tiges ayant trois "méplats" usinés en spirale sur environ 8 mètres de leur longueur.

Leur avantage est de diminuer la surface de contact avec la paroi du puits et ainsi de réduire les risques de collage. La perte de poids par rapport à des masse-tiges lisses est d'environ 4%. Seules les masse-tiges spiralées devraient être utilisées en forage dirigé.

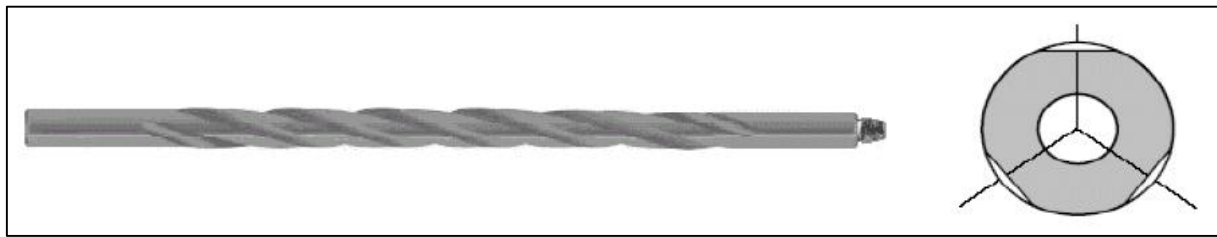


Figure n°16 : Masse tige spiralée

III .1.1.3. Masse-tiges carrées :

L'utilisation de masse-tiges carrées peut présenter un certain nombre d'avantages:

- elles fournissent une bonne centralisation.
- elles fournissent une meilleure rigidité.
- elles minimisent les vibrations axiales.

Mais aussi des désavantages:

- elles créent un torque important.
- elles broient et rebroient les déblais entraînant la création de fines, et donc augmentent la quantité de solides dans le fluide de forage.
- elles sont difficilement repêchables.
- elles sont chères.

Les masse-tiges carrées sont aujourd'hui peu utilisées.

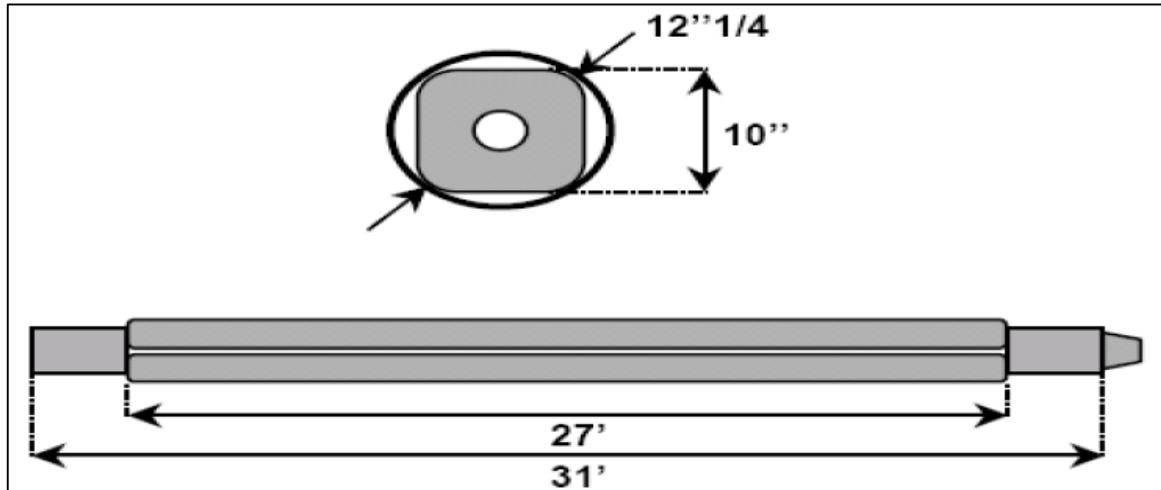


Figure n°17 : Masse tige carrée

III .1.1.4. Masse-tiges asymétriques :

Les masse-tiges asymétriques sont utilisées afin de tenter de maintenir la verticalité d'un puits en créant un "balourd" dans le mouvement de rotation du train de tiges.

Elles sont fabriquées à partir de masse-tiges lisses sur lesquelles sont usinés des trous le long d'une génératrice.

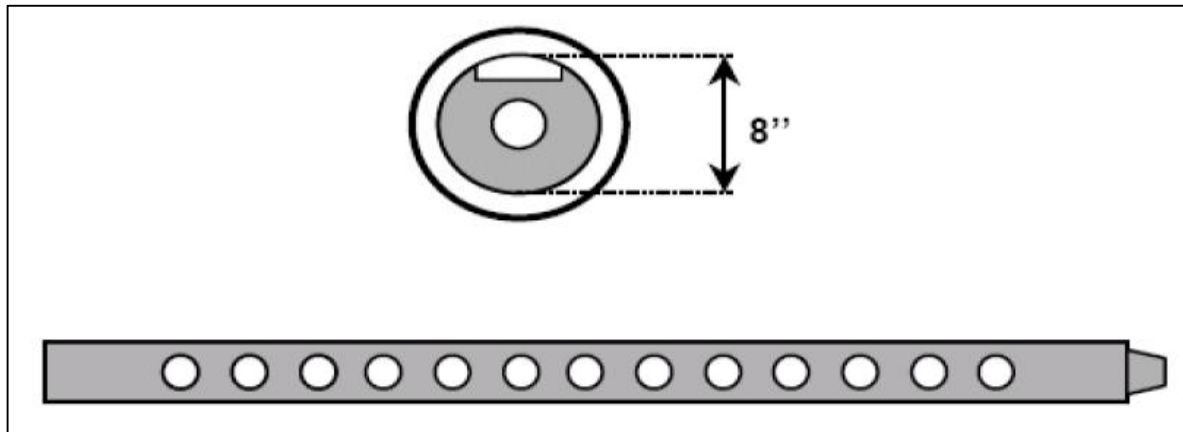


Figure n°18 : Masse tige asymétrique

III.1.2. Tiges de forage :

Les tiges de forage sont, en nombre, les principaux éléments du train de tiges.

Les tiges de forage sont des tubes d'acier de faible épaisseur, manchonnés et filetés à chaque extrémité. Elles sont disponibles en différents diamètres, poids linéaires et grades d'acier ainsi que plus ou moins renforcées, d'où différents types:

III.1.2.1 Tiges standards (Drill pipes - DP) :

Les tiges standards de forage sont des tubes d'acier de faible épaisseur, manchonnés (soudure par friction) et filetés (Male x Femelle) à chaque extrémités, de manière à permettre des connections rapides.

Elles sont disponibles en différents diamètres, poids linéaires et grades d'acier, leur conférant différentes résistances en traction et compression.

Elles représentent presque toujours le point faible du train de tiges.

Il a longtemps été considéré qu'elles ne devraient pas être utilisées en compression.

L'évolution des puits et des techniques a montré qu'une certaine compression était acceptable dans des conditions bien définies. Il reste vrai que les tiges de forage ne doivent pas être utilisées en compression dans les puits verticaux.

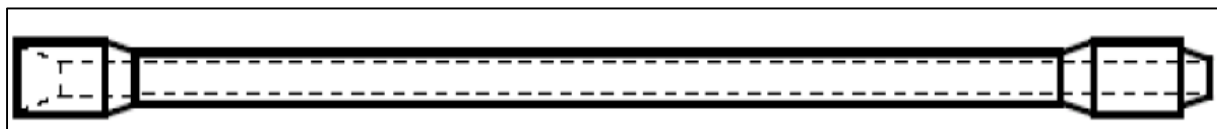


Figure n°19 : Tige de forage

III.1.2.2 Tiges Lourdes (Heavy weight drill pipes - HWDP):

Les "tiges lourdes" sont des tiges de forage ayant un corps plus épais et donc, pour un même diamètre extérieur, un poids linéaire plus important, une plus grande rigidité et une meilleure résistance à la compression et à la traction.

De plus un coussin d'usure est usiné en leur milieu afin de limiter l'usure du corps.

De par leur construction, les tiges lourdes peuvent supporter une compression limitée, même en forage vertical et le point neutre y est quelquefois localisé.

L'utilisation des tiges lourdes à des buts multiples:

- fournir une provision supplémentaire de poids sur l'outil, avec l'avantage d'un diamètre extérieur réduit et donc une surface de contact réduite avec la paroi du puits.
- servir de transition entre les masse-tiges et les tiges.
- fournir du poids sur une coulisse de forage.

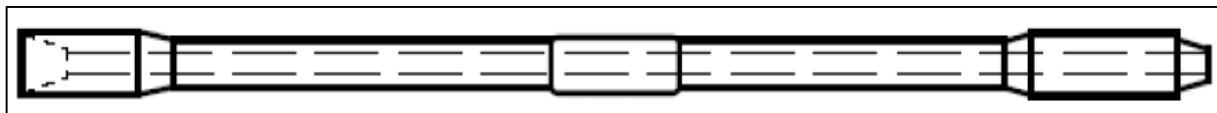


Figure n°20 : Tige lourde

III.1.2.3 Tiges de compression (compressive drill pipes) :

Les tiges de compression sont apparues avec le développement des forages à hautes inclinaisons (elles sont aussi appelées aussi "tiges de services").

Comme leur nom l'indique, elles sont destinées à travailler en compression et sont donc équipées de deux ou même trois coussins d'usure destinés à réduire leur usure et leur fatigue.

Elles sont habituellement fabriquées en acier S-135, mais aussi en acier amagnétique afin de pouvoir être installées près des instruments de mesure.

De plus la présence des coussins d'usure à un effet bénéfique sur le nettoyage du trou en agitant les déblais par effet de drague.

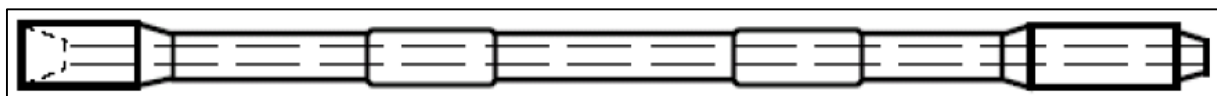


Figure n°21 : Tige de compression

III.1.3. Coulisses de forage :

Le but des coulisses de forage est d'aider à libérer le train de tiges en cas de collage ou de coincement dans le puits.

Les coulisses de forage sont des accumulateurs d'énergie, cette énergie étant accumulée soit par compression, soit par extension et donc restituée vers le bas ou vers le haut.

Les coulisses sont conçues pour transmettre le couple rotary et pour restituer, sur demande, l'énergie accumulée.

Une coulisse de forage doit être installée dans le train de tiges à une position où elle ne risque peu ou pas, d'être elle-même coincée.

Cette énergie peut être de nature mécanique (ressorts) ou hydraulique (bain d'huile). On rencontrera donc deux types de coulisses:

III.1.3.1. Coulisses mécaniques :

L'énergie des coulisses de forage mécaniques provient de la compression ou de l'extension de ressorts.

Des seuils de déclenchement indépendants peuvent être ajustés en deçà desquels la coulisse ne sera pas activée. Au-delà du seuil de déclenchement l'activation de la coulisse est immédiate. Le réarmement est également instantané.

Selon les coulisses ces seuils peuvent être ajustés en surface ou au fond depuis la surface, en appliquant un couple par rotation du train de tiges.

Les coulisses ajustables en surface doivent être ajustées avant leur descente dans le puits, ceci étant fait plutôt en atelier que sur le chantier. Les seuils sont ajustables de 0 à 100 tonnes.

Les coulisses doivent être mises en extension avant leur descente dans le puits.

III.1.3.2. Coulisses hydrauliques :

L'énergie des coulisses de forage hydrauliques provient de la compression ou de l'extension d'un fluide, le plus souvent étant de l'huile.

Ces coulisses ne possèdent pas de seuils de déclenchement et seront activées après leur mise en compression ou extension. Au contraire des coulisses mécaniques, la frappe n'est pas immédiate et peut nécessiter quelques minutes avant activation. De même le réarmement demande un certain délai.

L'amplitude de l'impact dépend à la fois du montant de traction ou de compression appliqué et la vitesse imprimée au train de tiges.

Ce type de fonctionnement peut poser problème dans les puits à haute inclinaison et donc ayant des frottements significatifs, ceci pouvant conduire à des déclenchements intempestifs de la coulisse.



Figure n°22 : Coulisse mécanique à gauche & coulisse hydraulique à droite

III.1.4. Stabilisateurs :

En forage dirigé, l'utilisation de stabilisateurs est l'un, sinon le moyen, de contrôler l'inclinaison du puits. Ils sont donc largement utilisés, particulièrement en forage dirigé conventionnel. Ces outils sont constitués par des "lames" installées sur des corps tubulaires équivalents aux masses tiges de la même phase. Ces lames ont un diamètre égal ou inférieur à celui de l'outil de forage. Elles centrent les masses tiges dans le puits et constituent autant de point d'appuis permettant de contrôler la "déformée" de la garniture de forage.

Les stabilisateurs sont installés soit directement au-dessus de l'outil de forage et sont alors appelés "near-bit" ou plus haut dans la BHA où ils sont appelés "string".

Les stabilisateurs near-bit possèdent des filetages femelles x femelles permettant le vissage direct sur l'outil. Un logement permettant d'installer une valve anti-retour est souvent aménagé à leur extrémité inférieure, évitant ainsi l'utilisation d'un raccord. Différents types de stabilisateurs sont disponibles, variant essentiellement par la conception de leurs lames:

Lames soudées, lames intégrales, à chemise et à chemise non rotative.

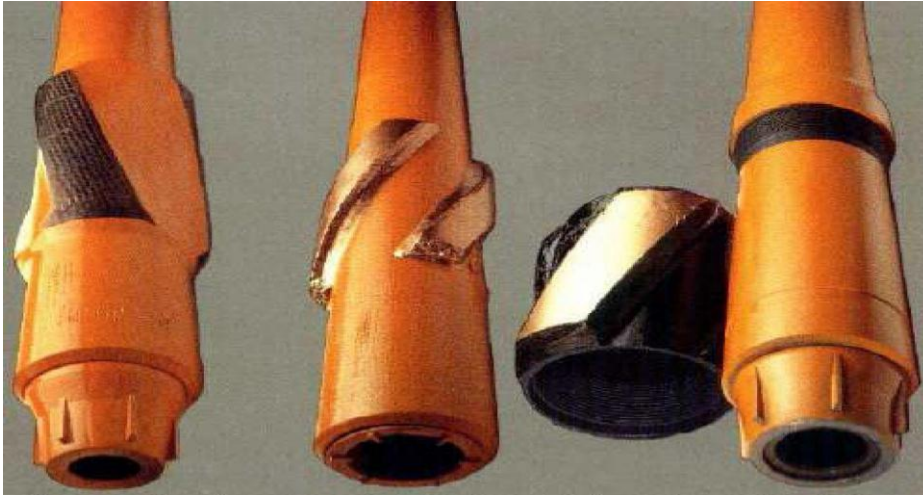


Figure n°23 : Différents type de stabilisateurs

III.1.5. Raccords :

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

III.1.5.1. Raccords "Cross-over" :

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

III.1.5.2. Raccords pour valve anti-retour :

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

III.1.5.3. Raccords d'usure :

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

III.2. Equipements spécifiques au forage directionnel :

- Equipements amagnétiques.
- Equipements de mesure.
- Moteur de fond.

III.2.1. Equipements amagnétiques :

L'acier des éléments du train de tiges perturbe les lignes du champ magnétique terrestre, Cette perturbation est proportionnelle à la masse et inversement proportionnelles à la distance. Pour la bonne utilisation d'instruments de mesures magnétiques il est donc nécessaire d'éloigner les équipements de mesure des éléments perturbants. Ceci est réalisé en utilisant des matériaux dits non-magnétiques ou amagnétiques au voisinage des capteurs de mesure.

Ces matériaux amagnétiques peuvent être:

- de l'aluminium.
- des aciers inoxydables de haute qualité.
- des alliages tels que le "Monel" (70% nickel + 30% cuivre).

Les équipements amagnétiques les plus courants sont:

- des masse-tiges.
- des masse-tiges courtes.
- des tiges de forage compressives.
- des tiges de forage.
- des stabilisateurs.

Et bien sur les équipements de mesure eux-mêmes :

- MWD.
- Steering tools.

III.2.1.1. Masse tige amagnétique :

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

III.2.1.2. Tiges de forage amagnétiques :

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

III.2.1.3. Stabilisateurs amagnétiques :

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

III.2.1.4. Raccords amagnétiques :

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

III.2.1.5. Raccords d'orientation :

Les raccords d'orientation sont conçus pour recevoir une chemise dans laquelle viendra se loger l'extrémité inférieure ("*mule shoe*") de l'outil de mesure. Ils sont habituellement fabriqués en acier amagnétique en raison de leur proximité par rapport au compas ou aux magnétomètres. La chemise peut être positionnée et bloquée dans une position permettant d'indexer l'orientation de l'outil de déviation par rapport à l'outil de mesure.

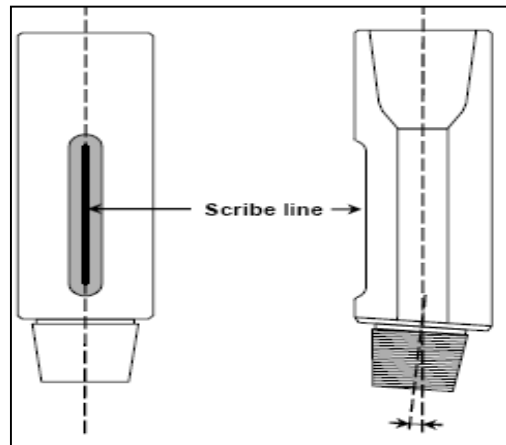


Figure n°24 : Raccords d'orientation

III.2.1.6. Raccords coudés :

Les raccords coudés sont utilisés en combinaison avec un moteur de fond (de corps droit) pour le désaxer par rapport à l'axe du puits et donc désaxer l'outil de forage. L'angle est obtenu en désaxant le filetage mâle et sa portée par rapport à l'axe du corps

Ils sont installés immédiatement au-dessus du moteur. Ils sont fabriqués soit en acier standard, soit en acier amagnétique.

La valeur de l'angle est gravée dans le corps du raccord et une ligne de repérage ("*scribe line*") est usinée le long du corps afin de permettre le repérage précis de l'angle.

La valeur de l'angle détermine le gradient de montée ou de rotation du puits, qui dépend aussi des diamètres du trou et du moteur ainsi que de la longueur de celui-ci, mais aussi de la formation, Le rendement du raccord est donc difficilement prévisible à moins de disposer d'une expérience locale.

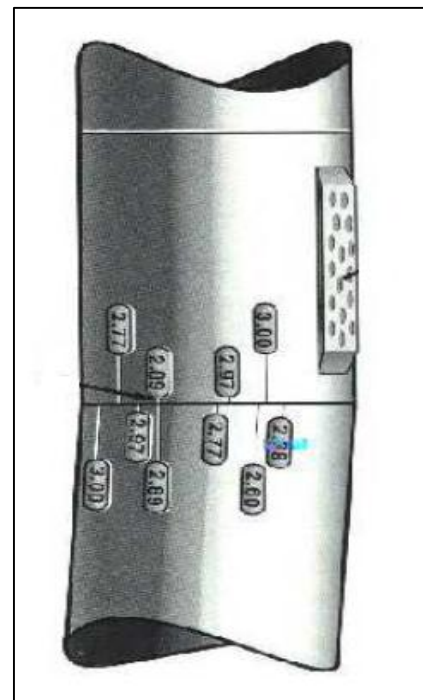


Figure n°25 : Coude ajustable (bent housing)

L'utilisation des raccords coudés tend à disparaître avec le développement des coudes incorporés aux moteurs ("*bent-housing*").

Les raccords coudés et les raccords d'orientation sont fréquemment combinés en seul raccord appelé "raccord coudé d'orientation".

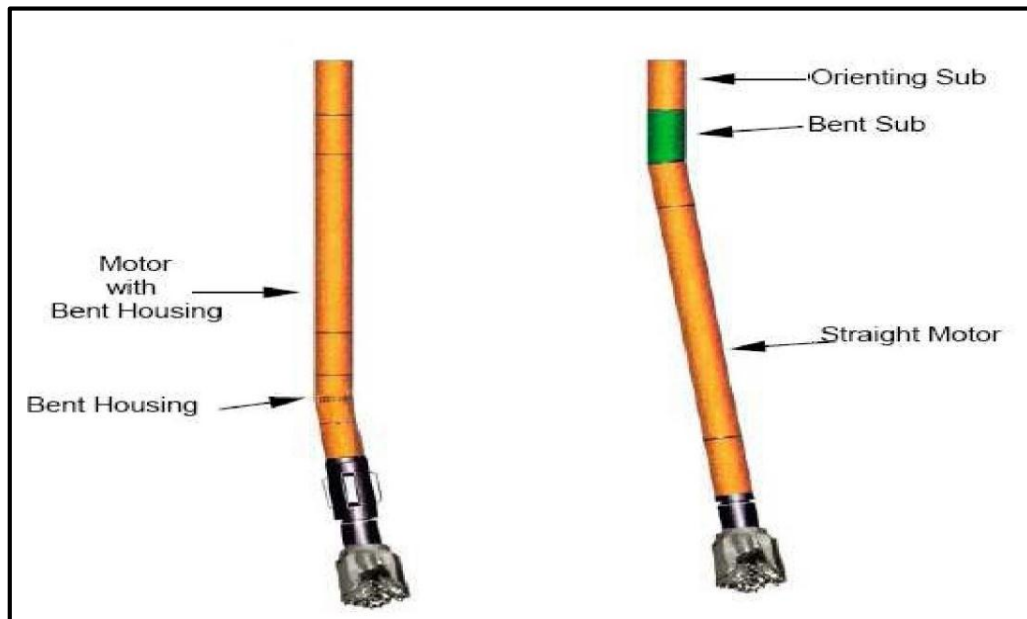


Figure n°26 : Raccord coudé incorporé "*Bent housing*" & Raccord coudé indépendant "*Bent sub*"

III.2.1.7. Outils de déflexion :

Les outils de déflexion sont souvent appelés "*Whipstock*" du nom de leur inventeur.

Un Whipstock est un sabot d'acier dont la surface intérieure est concave et sur laquelle viendra s'appuyer l'outil de forage, ainsi obligé de riper vers la paroi et de sortir du puits initial.

Ils peuvent être utilisés :

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

Communément utilisés au début du forage dirigé, les Whipstocks avaient peu à peu disparus avec le développement des moteurs de fond et les progrès relatifs à l'orientation.

Ils réapparaissent en raison du développement des puits en ré-entrée, offrant un bon moyen d'ouvrir une fenêtre dans le tubage.

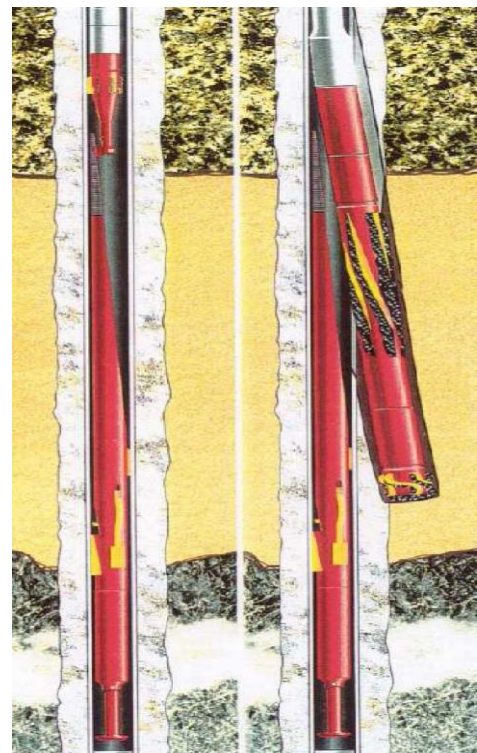


Figure n°27 : Whipstocks

III.2.2. Equipements de mesure :

Le besoin de connaître la position de la trajectoire d'un puits dévié conduit au besoin de mesurer régulièrement l'inclinaison et l'azimut du puits. En mode orienté ces mesures permettent de plus de contrôler le tool face du moteur et donc la direction du puits. Ces mesures peuvent être effectuées par des instruments de mesures en fond de trou. Ils diffèrent par le type des capteurs utilisés mais surtout par leur type de transmission de l'information qui peut être:

- en temps différé : l'information est remontée avec l'outil lui-même.
- en temps réel : l'information est transmise du fond vers la surface par l'intermédiaire d'un système de télémétrie.

Les mesures sont faites à l'aide de capteurs plus ou moins sophistiqués:

- Mesure de l'inclinaison :
 - Pendules.
 - Inclinomètres.
 - Accéléromètres.

- Mesure de l'azimut:

La mesure de l'azimut peut être effectuée soit à l'aide d'instruments repérant le Nord magnétique:

- Compas.
- Magnétomètres.

Ou s'alignant dans une direction référencée:

- Gyroscopes.
- Plates-formes inertielles.

III.2.2.1. Equipements de mesures en temps différé :

Les outils de mesures en temps différé sont conçus pour effectuer une ou plusieurs mesures de l'inclinaison et de l'azimut du puits, les enregistrer et les conserver jusqu'à leur lecture après remontée de l'outil en surface. Ils sont descendus dans le trou soit par l'intermédiaire d'un câble ou jetés à travers les tiges ("go-devil") puis récupérés au câble ou lors de la manœuvre de remontée.

Ils sont composés:

- d'un ensemble de capteurs de mesures.
- d'un système d'horlogerie capable de déclencher les mesures et leur enregistrement après un délai programmé.
- d'un système d'enregistrement.

On distingue les:

- Inclinomètres.
- Single-shots magnétique.
- Multi-shots magnétique.
- Gyroscopes.

- **Inclinomètres :**

Les inclinomètres sont les plus simples des instruments de mesures directionnelles en ne mesurant que l'inclinaison du puits. Ils utilisent un pendule qui n'est affecté que par le champ gravimétrique terrestre. Ces outils sont essentiellement utilisés pour vérifier l'inclinaison des puits verticaux.

- **Single-shots magnétiques et Multi-shots magnétiques :**

Un Single-shot magnétique est conçu pour effectuer une unique mesure de l'inclinaison et de l'azimut du puits (par mesure du champ magnétique), l'enregistrer et la conserver jusqu'à sa lecture. Ils nécessitent donc d'être installés dans au moins une masse-tige amagnétique. Utilisé conjointement avec un raccord d'orientation indexé avec le raccord coudé, ils fournissent simultanément une mesure du tool-face, permettant ainsi l'orientation et le contrôle de la direction du puits.

Un Single-shot magnétique est constitué des composants suivants:

- **Système de mesure** : qui peut être :
 - appelé unité d'angles : L'inclinaison est mesurée à l'aide d'un pendule ou d'un peson flottant, l'azimut est mesuré à l'aide d'un compas flottant
 - un ensemble d'accéléromètres et de magnétomètres.
- **Système d'enregistrement des mesures** : qui peut être :
 - Caméra: conçu pour photographier une image de l'instrument de mesure, incluant une lentille et une lampe permettant d'exposer un disque sensible (diamètre un pouce).
 - Mémoire électronique
- **Système de déclenchement**: qui peut être :
 - une horloge, mécanique ou électronique, permettant de déclencher la prise de vue après un délai ajustable en surface selon le temps nécessaire pour amener l'outil en position de mesure. Un détecteur de mouvement, déclenchant la prise de vue après une période déterminée sans aucun mouvement.
 - un détecteur de Monel, détectant la présence de l'outil dans un environnement non magnétique et déclenchant la prise de vue après une période déterminée dans cet environnement.
- **un système d'alimentation** :
 - procurant l'énergie nécessaire au bon fonctionnement de l'outil, habituellement constitué d'un ensemble de piles de 1.5 Volts.

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.

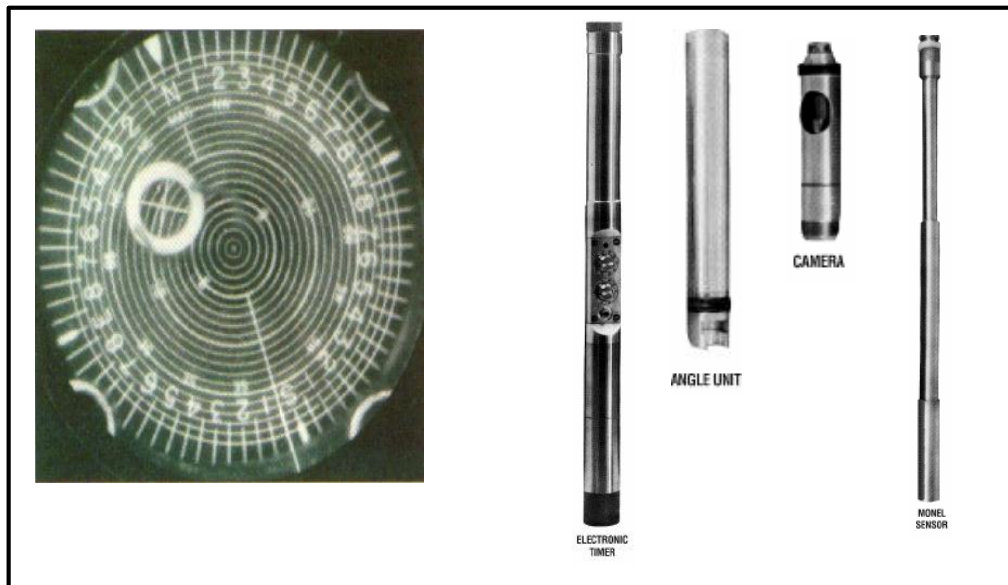


Figure n°28 : Différents éléments de single-shot

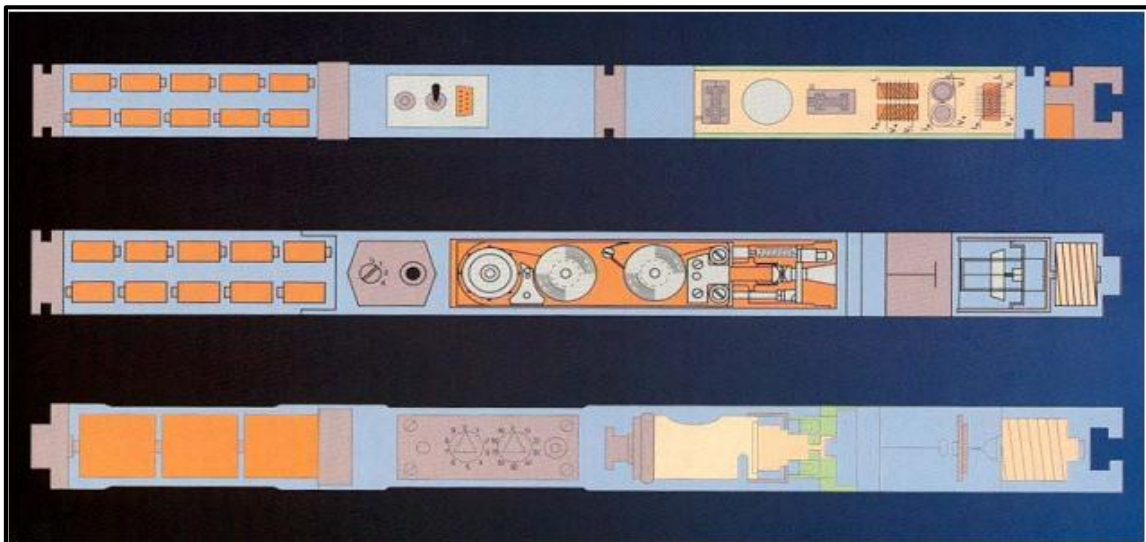


Figure n°29 : Multi-shot et single shot mécaniques

- **Le Gyroscopie**

Principe de gyroscope :

Un gyroscope est fondamentalement une masse équilibrée et tournante, qui est libre pour tourner sur un ou plusieurs axes. Le fonctionnement de base d'un gyroscope peut être comparé à un top de rotation. Comme le top spin tourne assez rapidement, il essaye de tenir son orientation verticale.

Si le top a été propulsé par un moteur de rotation à une vitesse particulière indiquée par sa masse, il resterait vertical tant que le moteur a fonctionné, c-à-d, si force externe n'agissait pas sur le top. C'est la base simple de tous les gyroscopes utilisés dans la navigation, une masse de rotation qui par son élan devient résistant aux forces externes et essaye de maintenir l'orientation aimant de top dans l'espace.

Le fonctionnement des gyroscopes est basé sur l'effet physique qui est le moment gyroscopique, un gyroscope tournant autour de l'axe X (axe propre du gyroscope) et qui subit une rotation (ou un moment) selon Y, va alors avoir tendance à aligner son axe de rotation propre (ici X : spin axis) avec l'axe de rotation imposé (ici Y : input axis), il va donc tourner autour de Z (axe de précession : output axis). Les systèmes gyroscopiques ou inertiels permettent de mesurer l'azimut en s'affranchissant du champ magnétique terrestre. Ils peuvent donc être utilisés à proximité (puits alentour) ou dans un environnement métallique (intérieur d'un tubage).

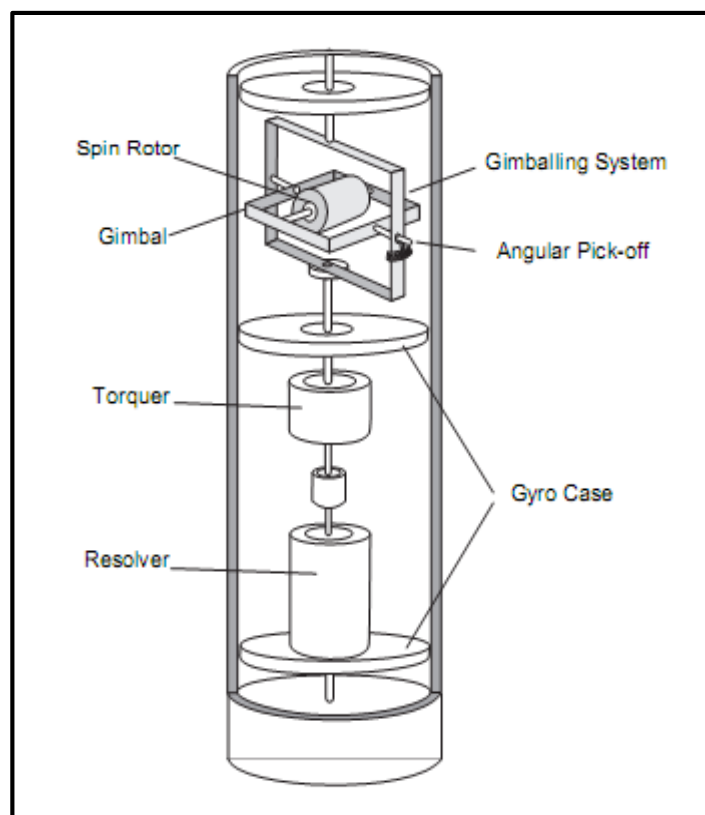


Figure n°30 : Schéma simplifié d'un gyroscope

Les éléments constitutifs d'un "gyroscope" sont:

- un système de mesure d'inclinaison (pendule, accéléromètres).
- un système de mesure d'azimut.
- un système de mémorisation (film, mémoire électronique) et/ou de transmission des mesures (câble électrique).
- un système de déclenchement des mesures (horloge mécanique ou électronique).
- une source d'énergie (batteries ou câble électrique).

L'inclinaison est toujours mesurée à l'aide d'inclinomètres ou d'accéléromètres, associés à un système d'orientation (UBHO), ils fournissent le Tool-Face.

Les gyroscopes sont des instruments fragiles, des précautions particulières sont prises pour pouvoir déployer certains systèmes en conditions de forage.

Principales utilisations :

- pour orienter un outil de déviation dans un tubage (side-tracks, puits en ré-entrée).
- pour contrôler la déviation des tubes conducteurs sur une plate-forme multi-puits.
- en fin de forage, pour effectuer une mesure complète entre le fond et la surface.

L'outil est alors descendu au câble, centré dans le tubage de production.

III.2.2.2. Equipement de mesure à temps réel MWD :

Les premiers MWD (Measurement While Drilling) sont apparus dans les années 70, apportant au forage dirigé l'un des instruments qui allait lui permettre une évolution sans précédent, en particulier le développement du forage horizontal et de ses séquelles. Ils mesurent et transmettent l'inclinaison, l'azimut et le tool face, à l'aide de capteurs ultra sensibles, (accéléromètres et magnétomètres), leur conférant une précision inégalée par les instruments de mesure classiques.

Diverses mesures d'évaluation des formations peuvent être ajoutées, transformant les MWD en LWD (Logging While Drilling) et permettant un contrôle de la déviation tenant compte de la nature de la formation forée et/ou évitant les mesures électriques toujours difficiles à mettre en œuvre en forage horizontal.



Figure n°31: Système LWD "Geo-steerable"

Les paramètres mesurés sont transmis vers la surface après avoir été codés sous forme binaire. Deux systèmes de transmission sont utilisés:

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

Les composants d'un MWD sont:

- l'étage de mesure.
- l'étage de télémétrie.
- l'étage de puissance.

- **Etages de mesures :**

A leur origine les MWD ont été conçus pour fournir les mesures nécessaires aux opérations de déviation et sont donc équipés de capteurs permettant les mesures d'inclinaison, d'azimut et de tool-face si le système est indexé à l'outil de déviation.

Au fur et à mesure de leur évolution des mesures nouvelles ont été ajoutées, permettant l'évaluation des formations traversées et une meilleure compréhension des problèmes de forage.

- Mesures directionnelles :

Les capteurs utilisés sont des accéléromètres et des magnétomètres mesurant respectivement les champs gravitationnel et magnétique terrestres avec une résolution très supérieure à celle des instruments utilisés précédemment, compas et inclinomètres.

Ces capteurs montés en trièdre ("trois axes") permettent de plus de mesurer l'amplitude et la direction de leurs champs respectifs et de constater ainsi toute anomalie locale.

- Mesures d'évaluation des formations :

- Gamma ray.
- Résistivité.
- Porosité.

- Autres mesures :

- Pression annulaire.
- Paramètres de forage.
- Chocs vibrations.

- **Etage de télémétrie :**

L'étage de télémétrie a pour fonction de transmettre les mesures depuis le fond de trou vers la surface.

Deux systèmes de télémétrie sont couramment utilisés:

- la transmission par impulsions à travers le fluide de forage ("mud pulses")
- la transmission électromagnétique utilisant les formations en tant que conducteur.

Pour être transmis les paramètres mesurés doivent préalablement être transformés en information binaire.

➤ Télémétrie par impulsions à travers le fluide de forage:

Le principe consiste à créer des impulsions dans le fluide de forage, à l'aide d'un système mécanique appelé "*pulser*". Ces impulsions sont:

- soit des dépressions (impulsions négatives)
- soit des surpressions (impulsions positives)

Ces impulsions se transmettent à travers le fluide à l'intérieur du train de tiges et sont mesurées en surface par l'intermédiaire d'un capteur de pression installé sur la ligne d'injection.

Divers systèmes sont utilisés, plus ou moins performants dans leur capacité de transmission.

Les systèmes à impulsions sont très dépendants du fluide de forage. Ils ne peuvent fonctionner avec l'air ou la mousse.

- Impulsion positive (Positive mud pulse telemetry):

Utilise un reniflard hydraulique pour limiter momentanément l'écoulement de la boue par un orifice dans le pulser. Ceci produit d'une augmentation de pression sous forme de vague positive d'impulsion ou de surpression qui transmet à la surface à l'intérieur de la garniture de forage et est détecté par un capteur sur la colonne.

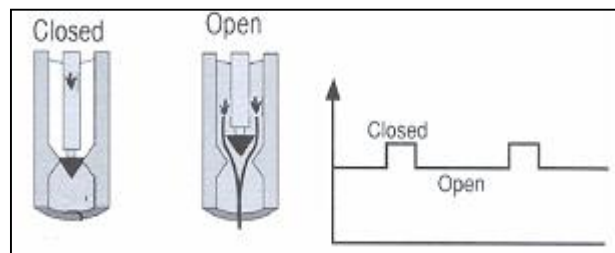


Figure n°32 : Impulsion positive

- Impulsion négative (Negative mud pulse telemetry):

Utilise une soupape de commande pour exhiler la boue momentanément de l'intérieur de l'outil dans l'anneau de forage. Ceci produit d'une diminution de pression sous forme de vague négative d'impulsion ou dépression qui transmet à la surface à l'intérieur de la garniture de forage et est détecté à la colonne.

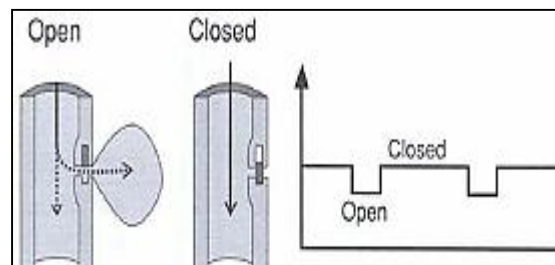


Figure n°33 : Impulsion négative

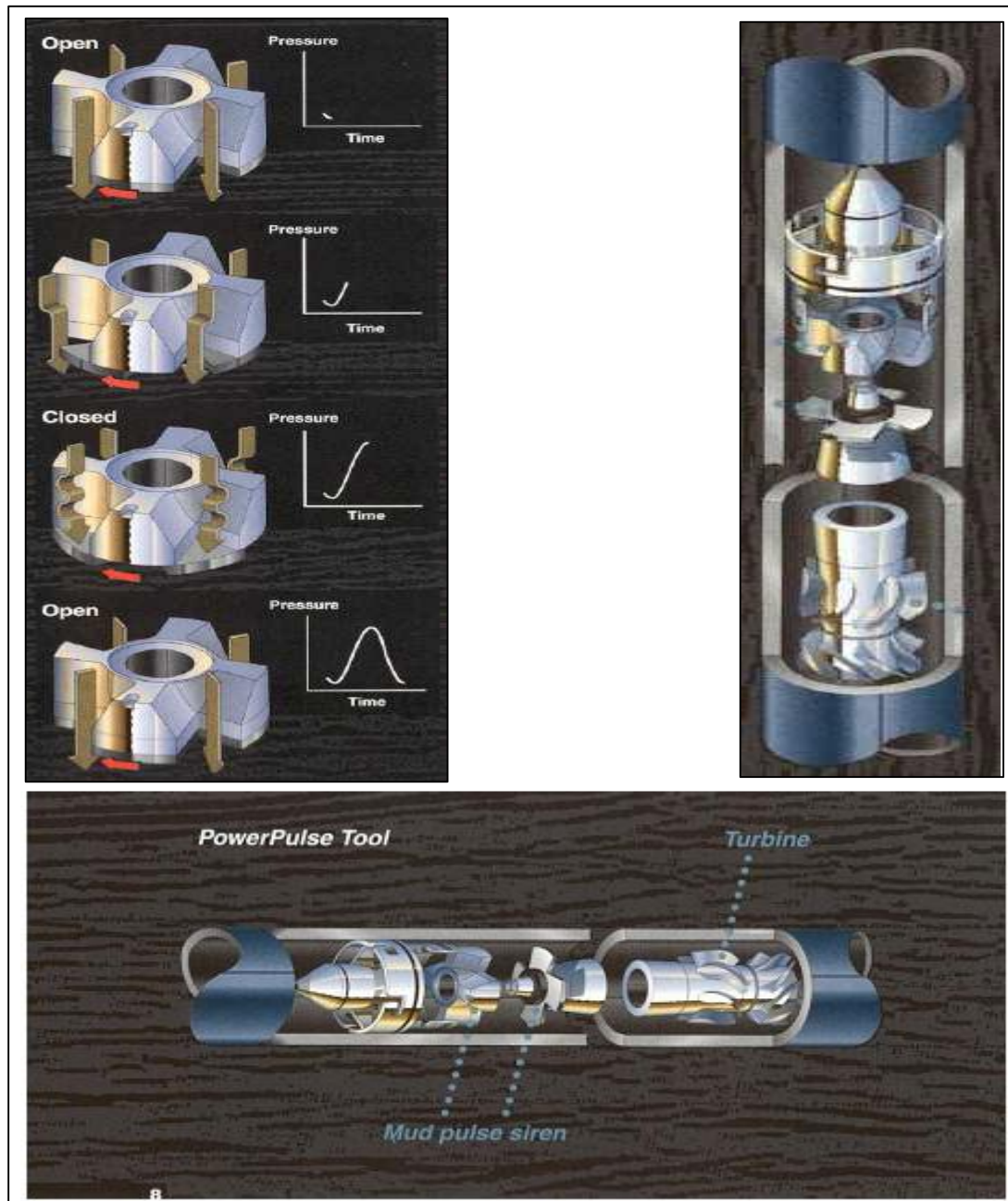


Figure n°34 : Transmission à "Mud Pulses"

➤ Transmission électromagnétique :

Un courant électrique est injecté dans la formation et mesuré en surface.

Ce type d'outil à l'avantage d'être totalement indépendants du fluide de forage. Ils peuvent donc transmettre en permanence (y compris pendant les arrêts de circulation) ou dans les puits forés en dépression.

Les possibilités d'opération de ces outils sont limitées par la résistivité des formations traversées.

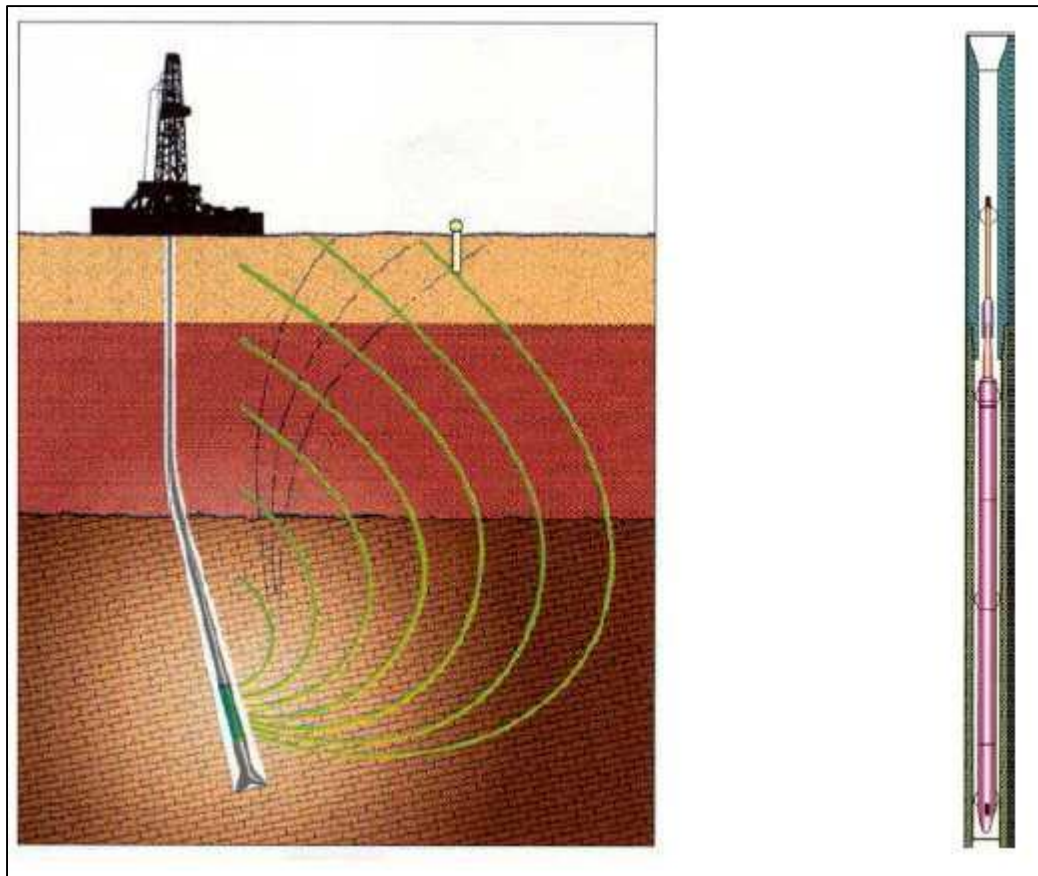


Figure n°35 : Transmission Electro-magnétique

- **l'étage de puissance :**

Les différents composants d'un MWD nécessitent une alimentation électrique fournie soit:

- par des batteries
- par une turbine entraînant un alternateur
- une combinaison batteries – turbine

- **Construction des MWD :**

Les outils MWD se présentent en différentes configurations plus ou moins lourdes:

- sous forme de masse-tiges :

Les divers composants et capteurs de l'outil sont fixés dans des tubes en acier magnétique ayant le même diamètre extérieur que les masses-tiges ordinaires (9"1/2, 8", 6"3/4, 4"3/4, etc.).

- sous forme de tube intérieur :

Tous les composants de l'outil sont installés dans un tube de petit diamètre (de l'ordre de 2 pouces), lui-même mis en place dans une masse-tige magnétique standard ou spécifique.

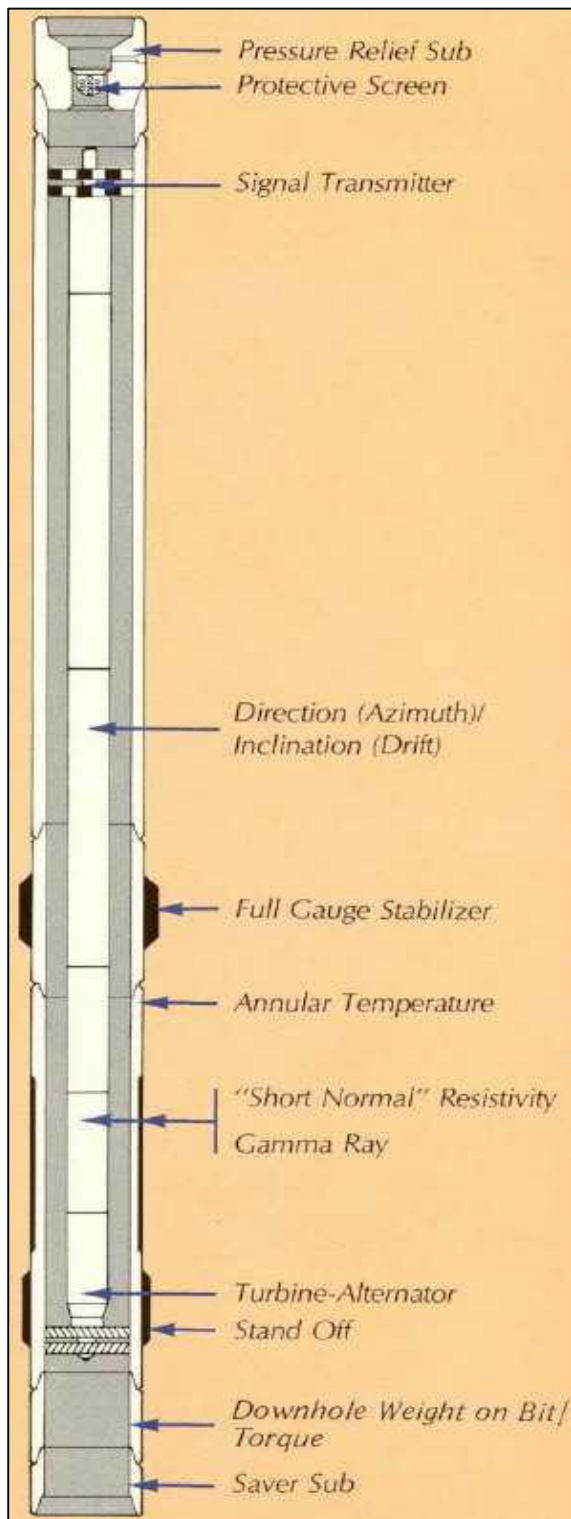


Figure n°36: MWD style "drill-collar"

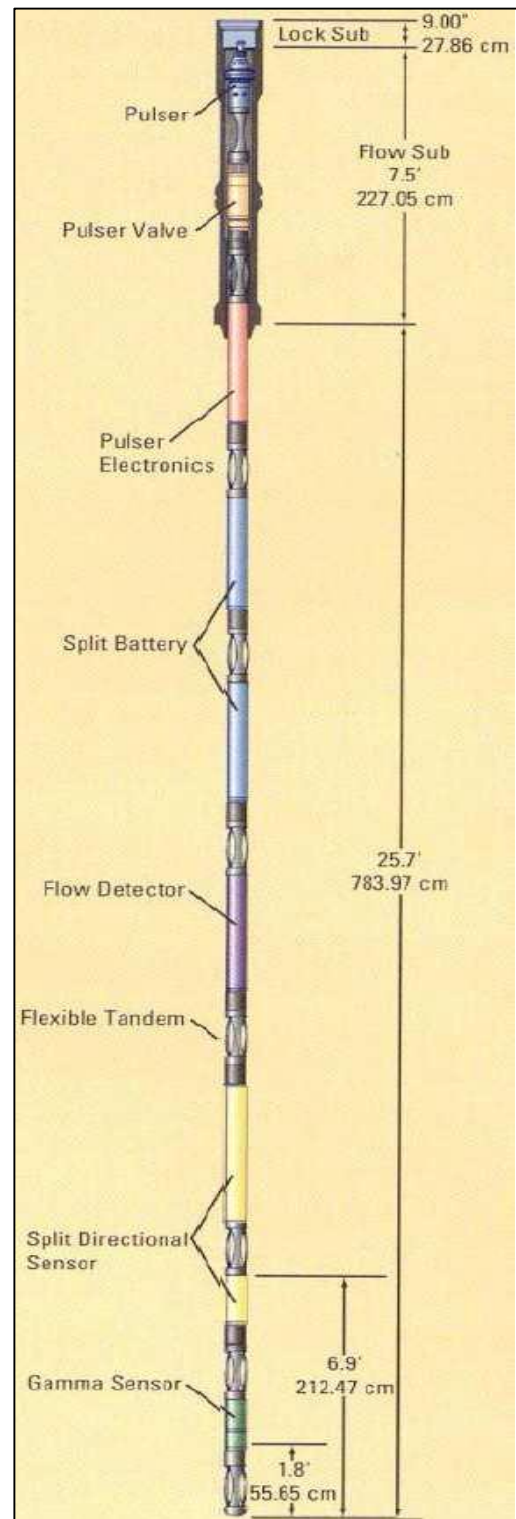


Figure n°37: MWD style "tube interne"

- **Les mesures MWD :**

Les mesures que l'outil MWD offre sont :

- La Direction et inclinaison (D&I).
- Le Tool face (TFO).
- Chocs et vibrations.
- Gamma-ray (GR).
- La Pression annulaire au fond.

➤ Direction et inclinaison (D&I) :

Le capteur (D&I) consiste en un set d'accéléromètres tri-axiaux et de magnétomètres triaxiaux.

Une fois monté à l'intérieure de la cartouche MWD, l'ensemble est calibré dans un champ magnétique constant et corrigé pour les variations de température. Tous les constituants sont en métal amagnétique.

Les mesures sont réalisées en actionnant les pompes de forage. Les calculs D&I sont réalisés en surface par le computer en utilisant les valeurs régionales d'amplitude de la gravité terrestre et du champ magnétique terrestre.

➤ Tool face :

Le tool face TF mesure l'orientation de la BHA par rapport à la paroi supérieure du trou (high side) ⇒ "gravity tool face",

Ou bien par rapport au nord magnétique ⇒ "magnetic tool face".

Comme il s'agit de l'orientation de la BHA, TFO nécessite une transmission MWD continue jusqu'à la surface, avec une actualisation (update) très rapide.

➤ Gamma Ray :

Un détecteur de la radioactivité naturelle de roches peut être adjoint au système. Ce système est très utile, il permet de faire de corrélation lors du forage.

➤ Pression annulaire :

Le capteur mesure en temps réel la pression annulaire au fond, et détecte des variations de 5 psi.

La connaissance de l'ECD réelle et sa courbe d'évolution est un outil très puissant pour détecter toute accumulation de cuttings dans le trou (mauvais nettoyage) : toute accumulation se traduira par une augmentation de l'ECD. Il faudra donc réagir en conséquences (arrêt du forage et circulation, short trip, bouchon visqueux, changement de rhéologie) rapidement pour éviter le coincement mécanique ou le risque de pertes (⇒ coincement par pression différentiel).

III.2.3. Moteur de fond :

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

Ils dérivent de la "pompe à cavité progressive" inventée par le Français "Moineau" en 1934, inversée dans les années 50 pour en faire des moteurs, depuis en évolution continue.

III.2.3.1. Principe de fonctionnement :

Les éléments clés d'un moteur de fond sont :

- **Le rotor:**

Pièce hélicoïdale (hélice externe en queue de cochon) fabriquée en acier inoxydable.

- **Le stator:**

Élastomère moulé en forme d'hélice interne, avec une spire supplémentaire par rapport au rotor.

Le rotor et le stator correspondent étroitement et engendrent des cavités étanches les unes des autres.

Quand le fluide de forage est pompé à travers le moteur en remplissant la première cavité qui se présente, une montée de pression apparaît entraînant la rotation du rotor et permettant le passage du fluide dans la cavité voisine. Le fluide progresse alors de cavité en cavité entraînant ainsi une rotation régulière du rotor. Cette action se traduit par une conversion de l'énergie hydraulique contenue dans le fluide de forage en énergie mécanique de rotation.

La vitesse de rotation est proportionnelle au débit à travers le moteur. Les moteurs de fond fonctionnent correctement dans une plage de débit donnée, indiqué par le constructeur.

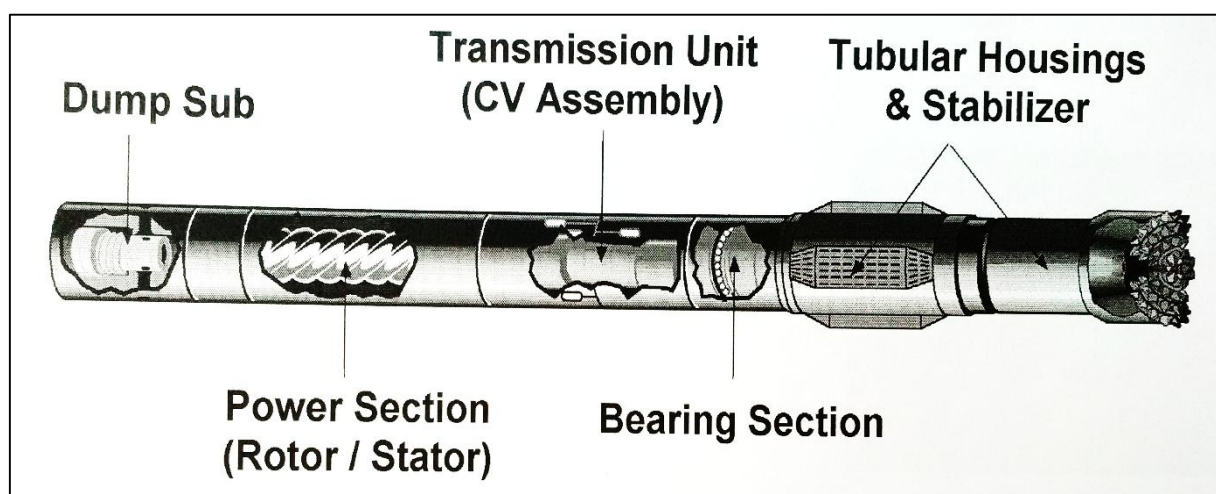


Figure n°38: Moteur de fond

III.2.3.2. Description :

Les éléments constitutifs d'un PDM sont les suivants:

- **Etage moteur :**

Différentes variantes permettent d'obtenir des vitesses et des puissances différentes.

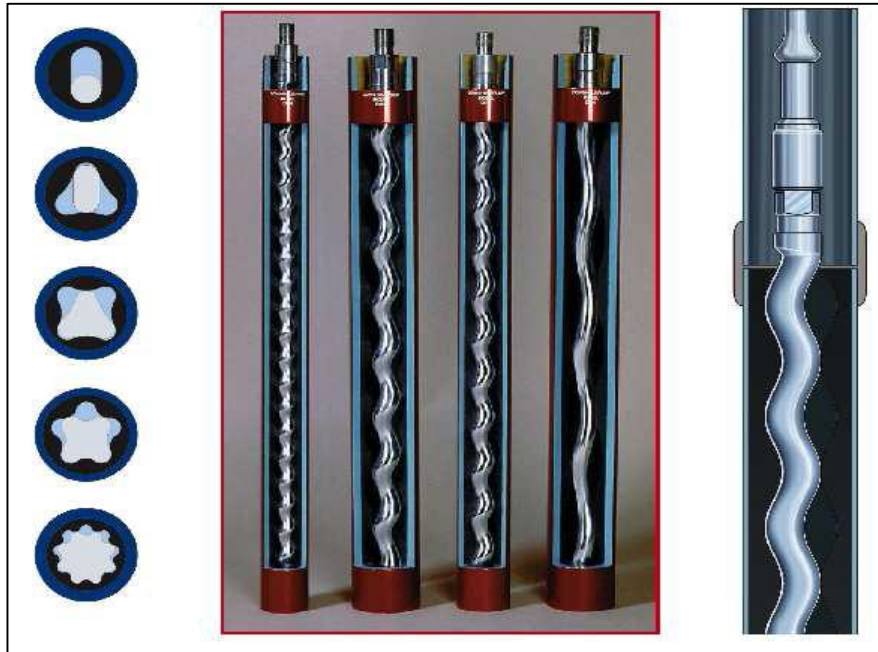


Figure n°39: Etage moteur

- **Etage de roulements :**

Il est constitué de roulements axiaux et radiaux qui supportent l'arbre de transmission et transfèrent les efforts de manière à ce que l'étage moteur ne soit pas sous contrainte.

Ces roulements sont lubrifiés, soit par le fluide de forage lui-même, soit en étant enfermés dans des logements étanches remplis d'huile.

Plus que l'étage moteur, c'est l'étage "sensible" duquel dépend la durée de vie du moteur.

- **Joint universel (cardan) :**

Le rotor et l'arbre de transmission sont reliés par un joint de cardan, nécessaire pour transformer le mouvement excentrique du rotor en un mouvement concentrique.

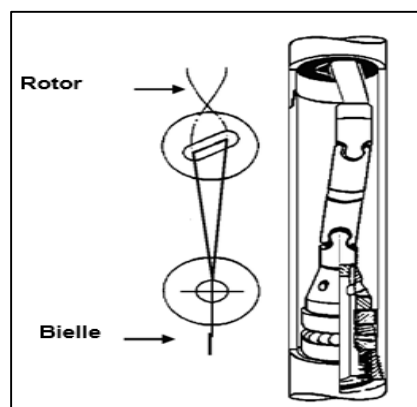


Figure n°40: Joint universel (cardan)

- **Arbre d'entraînement :**

L'arbre d'entraînement apparaît à la partie inférieure du corps du moteur et permet le vissage de l'outil de forage.

- **Valve de détournement (by-pass) :**

Les PDM sont protégés par une valve de détournement (by-pass) installée à la partie supérieure du corps. Cette valve fonctionne par pression différentielle et permet le détournement du fluide lorsque le moteur ne tourne pas (Il faut se souvenir que l'étage moteur est étanche lorsque le rotor ne tourne pas). Cette valve a plusieurs rôles:

- Elle permet le remplissage du train de tiges en cours de descente et son vidage en cours de remontée.
- Elle permet d'amortir le démarrage de la rotation.

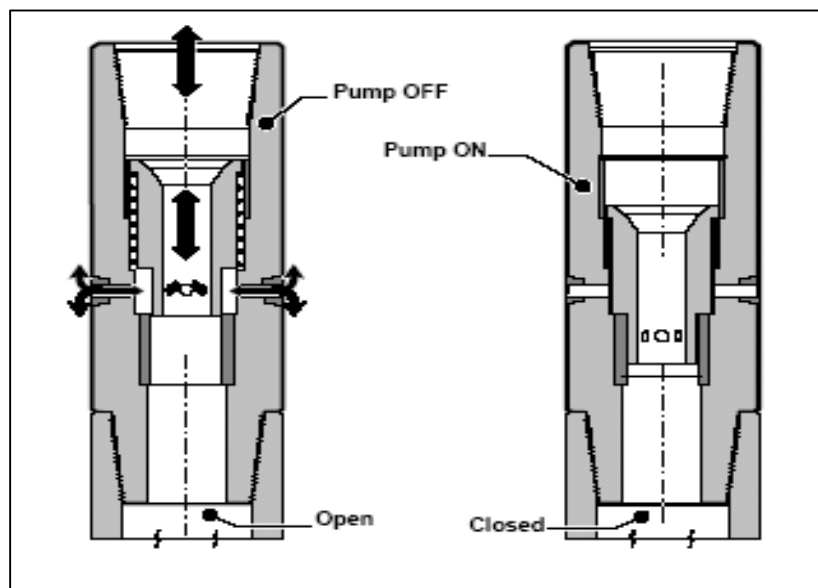


Figure n°41: Valve de détournement

III.2.3.3. Différents types de moteurs :

Les moteurs diffèrent et sont souvent caractérisés par le nombre de circonvolutions du rotor et du stator, appelé "lobes". Le stator possède nécessairement un lobe de plus que le rotor.

On parlera donc, par exemple, de moteur 1/2, 4/5 ou 9/10.

La multiplication des lobes augmente la puissance du moteur et réduit sa vitesse de rotation.

On peut donc distinguer:

- **Moteurs à lobe unique (1/2 lobes) :**

Ces moteurs génèrent des couples relativement faibles (2000 ft x lb) à des vitesses pouvant atteindre 500 rpm. Le faible couple réactif généré permet un bon contrôle du tool face.

- **Moteurs multi-lobes :**

Ces moteurs génèrent des vitesses faibles avec des couples élevés ou bien des vitesses moyennes avec des couples moyens.

Un moteur 9/10 délivre un couple important (10000 ftxlb) à des vitesses inférieures à 100 rpm.

Un moteur 5/6 délivre un couple moyen (8000 ftxlb) à des vitesses variant autour de 120 rpm, préservant donc la vie des outils de forage.

Le couple développé par de tels moteurs peut rendre problématique le contrôle du tool face. Ils sont préférés pour le forage des sections droites plutôt que pour les phases de montée en inclinaison.

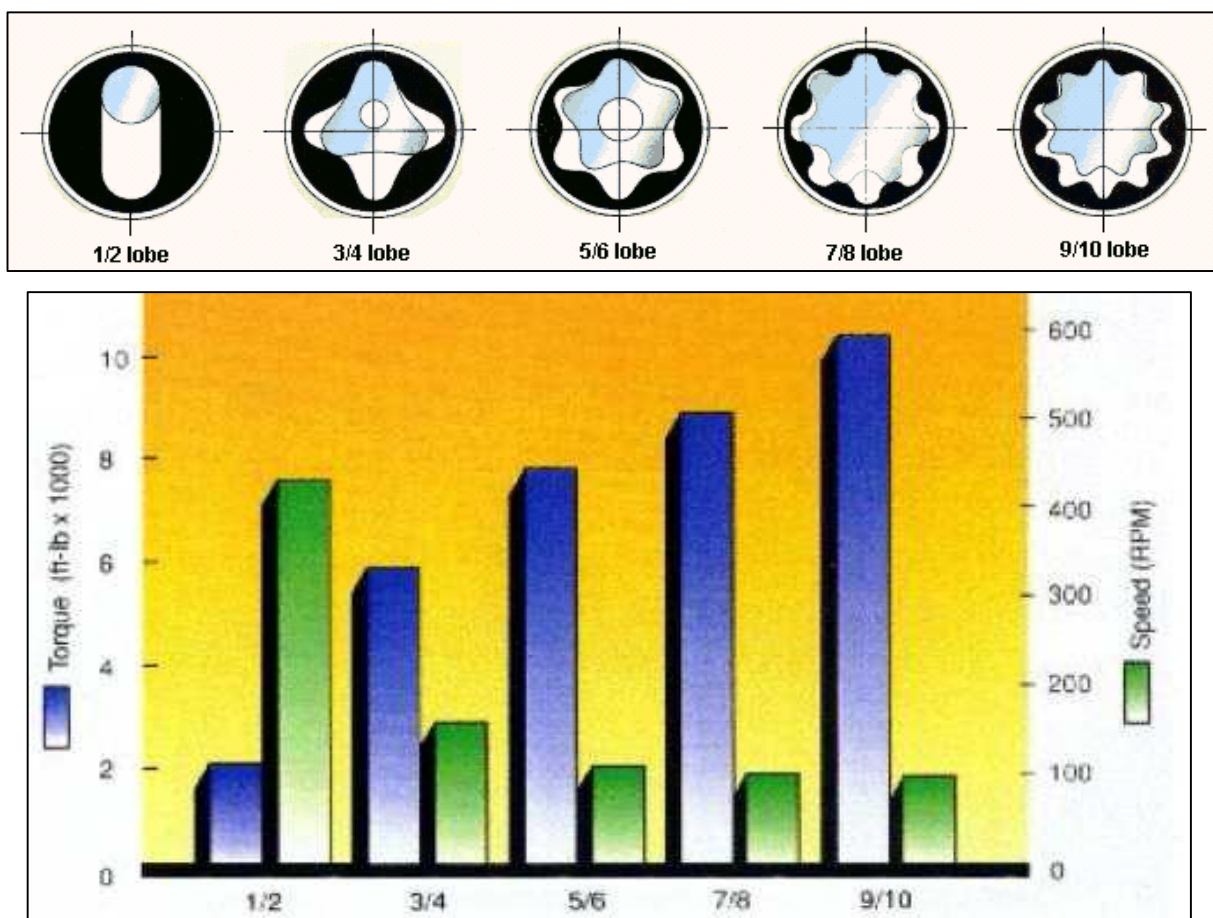


Figure n°42 : Relation entre le torque et la vitesse de rotation des moteurs de fond

IV. Représentation des puits

IV. 1. Introduction :

La nécessité de représenter les puits et de les repérer dans l'espace est évidente et il est apparu logique de se rattacher à l'un des nombreux systèmes de cartographie existants.

Un grand nombre de projections ont été proposées, le problème de fond étant de représenter la sphère (ou plutôt le sphéroïde) terrestre sur une surface plane.

De plus les instruments permettant de repérer la position d'un puits déterminent les azimuts:

- soit à partir d'une centrale inertielle permettant de repérer le Nord géographique. Ces instruments sont communément appelés "gyroscopes".
- soit en repérant le Nord magnétique (boussoles, compas)
- soit en mesurant le champ magnétique terrestre (magnétomètres). Ces instruments sont dits "magnétiques".

IV. 2. Systèmes de coordonnées :

Le choix du système varie d'un pays à l'autre et dépend à la fois des autorités locales et de la compagnie pétrolière. Les systèmes communément utilisés sont:

- le système UTM (Universal Transverse Mercator)
- le système Lambert
- les coordonnées polaires

IV.2.1. 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:

$X = 22^{\circ} 26' 15'' \text{ E}$

$Y = 52^{\circ} 41' 32'' \text{ N}$

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

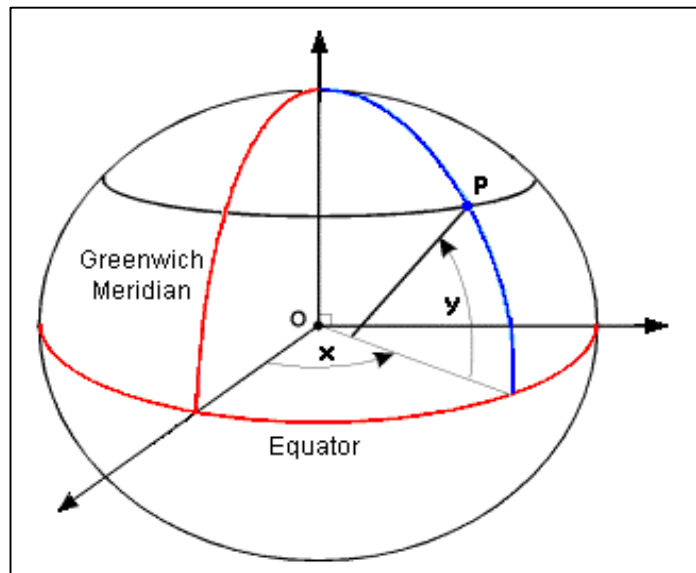


Figure n°43 : Coordonnées géographique ou polaire

IV.2.2. 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.

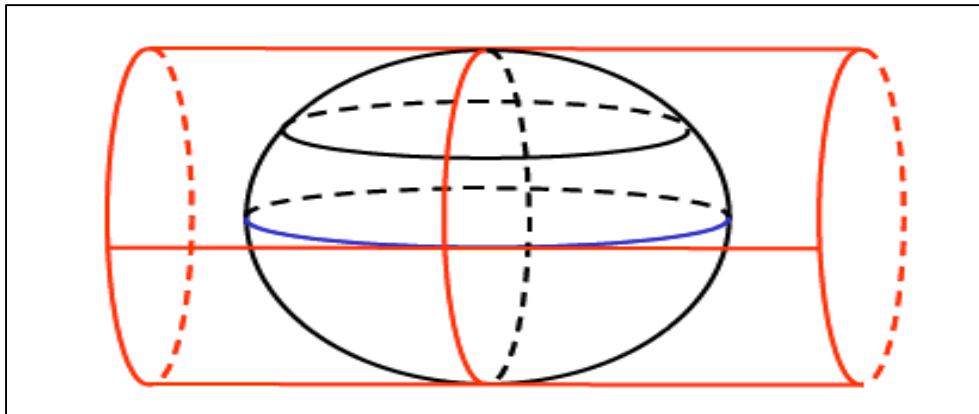


Figure n°44 : Projection transverse

Le développement du cylindre donne alors une représentation de plus en plus déformée au fur et à mesure que l'on s'éloigne du méridien de contact.

Afin de limiter ces imprécisions, 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.

- Le fuseau 31 est donc situé immédiatement à l'Est du méridien de Greenwich. 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.

- Un secteur couvre donc une surface d'environ 666 km par 888 km

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

Exemple 1:

Secteur 31-U (Mer du Nord)

X = 410,250.00

Y = 6,850,500.00

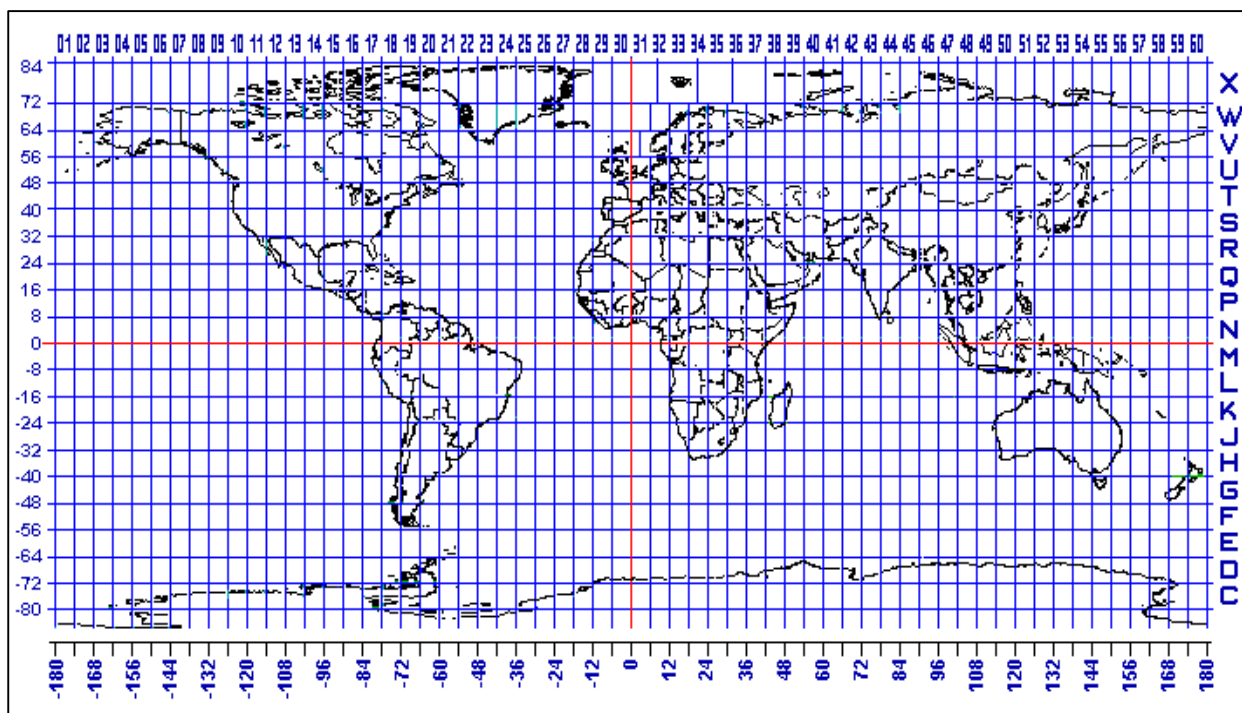


Figure n°45 : Coordonnées UTM

IV.2.3. 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 minimales 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 (voir cas de la France ci-dessous)

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.

Exemple 1:

$X = 435,253.00$ signifie 435,250.00 mètres à l'Est du méridien origine, soit 164,747 m ($=600,000-435,253$) à l'Ouest du méridien de référence.

$Y = 326,785.50$ signifie 326,785.50 mètres au Nord du parallèle origine, soit 126,785.50 m au Nord du parallèle de référence.

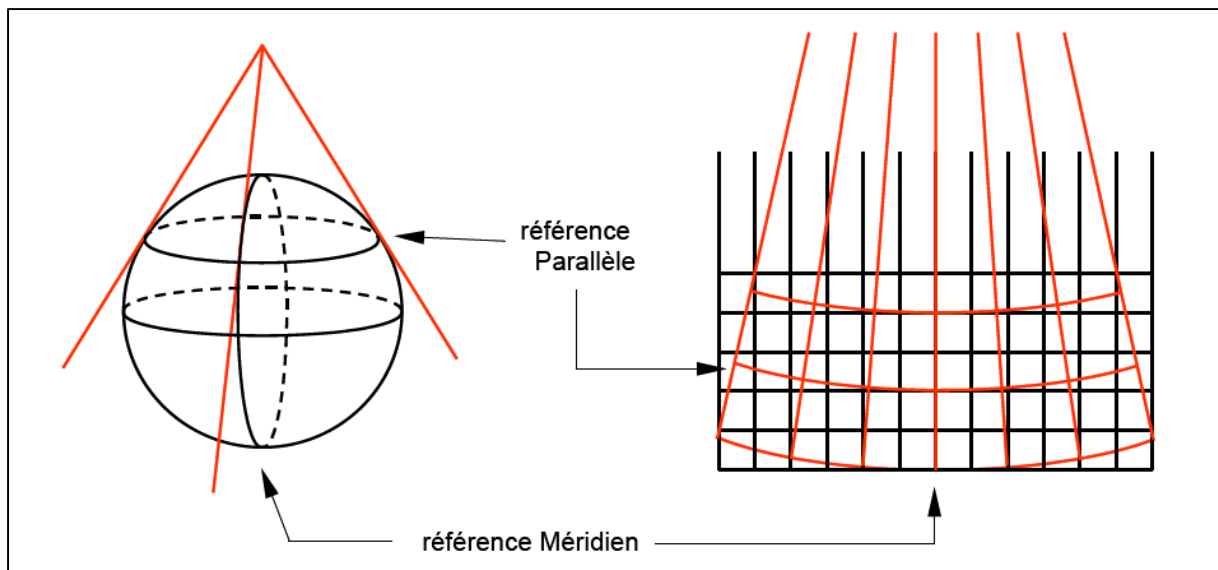


Figure n°46 : Coordonnées Lambert

IV. 3. Projections horizontales :

IV.3.1. Différents Nord :

En fonction des outils de mesures utilisés et du système de coordonnées sélectionné, trois "Nord" différents peuvent être rencontrés et doivent être considérés :

IV.3.1.1. 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.

Tout point du globe terrestre peut donc être repéré, d'une manière permanente, par sa direction vers ce point. Cette direction est appelée azimut géographique ou azimut vrai.

IV.3.1.2. Nord Magnétique :

Le Nord magnétique est un point mobile au voisinage du Nord géographique, résultant des phénomènes liés au champ magnétique terrestre.

L'azimut magnétique est la direction obtenue à l'aide d'une boussole ou d'un compas. C'est la direction du "Nord magnétique".

L'azimut magnétique est soumis aux variations de position du Nord magnétique dans le temps.

L'angle entre les directions magnétique et géographique est appelé "déclinaison magnétique".

IV.3.1.3. Nord Système :

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

L'angle entre les directions Nord Système et Nord géographique est appelé "Convergence".

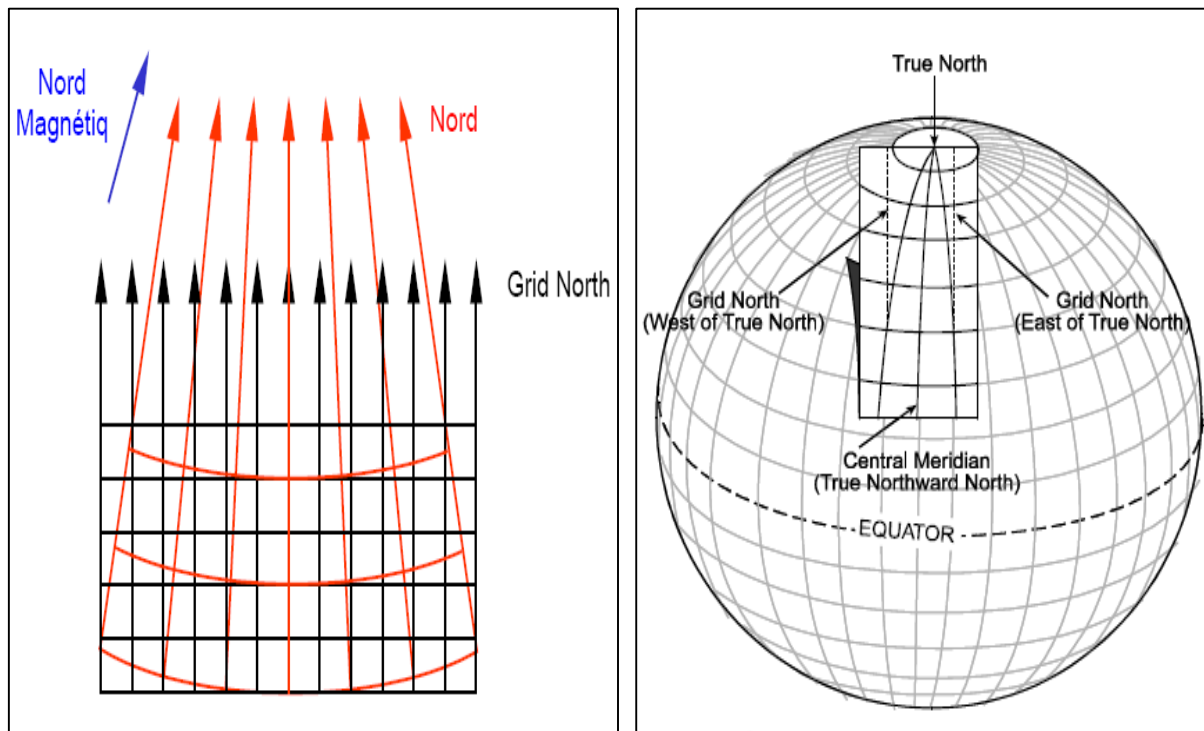


Figure n°47 : Nord Géographique, Magnétique et Système

IV.3.2. Déclinaison magnétique :

La plupart des mesures d'azimut effectuées pendant les opérations de forage sont réalisées à l'aide d'instruments s'alignant sur le champ magnétique terrestre (compas, magnétomètres).

Le champ magnétique terrestre varie en direction et en intensité selon la position géographique à la surface du globe, ainsi qu'en fonction du temps.

A un instant donné le champ magnétique terrestre peut être caractérisé par:

- son intensité.
- son inclinaison.
- sa direction.

La "déclinaison magnétique" 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.

Les cartes isodynamiques représentent les lignes joignant les points de même intensité horizontale.

Les cartes isoclines représentent les lignes joignant les points de même inclinaison.

Les cartes isogoniques représentent les lignes de même déclinaison magnétique.

Ces cartes sont établies à une date donnée et indiquée, de même que la variation annuelle correspondante.

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.

La connaissance de la déclinaison magnétique au moment du forage permettra cette correction.

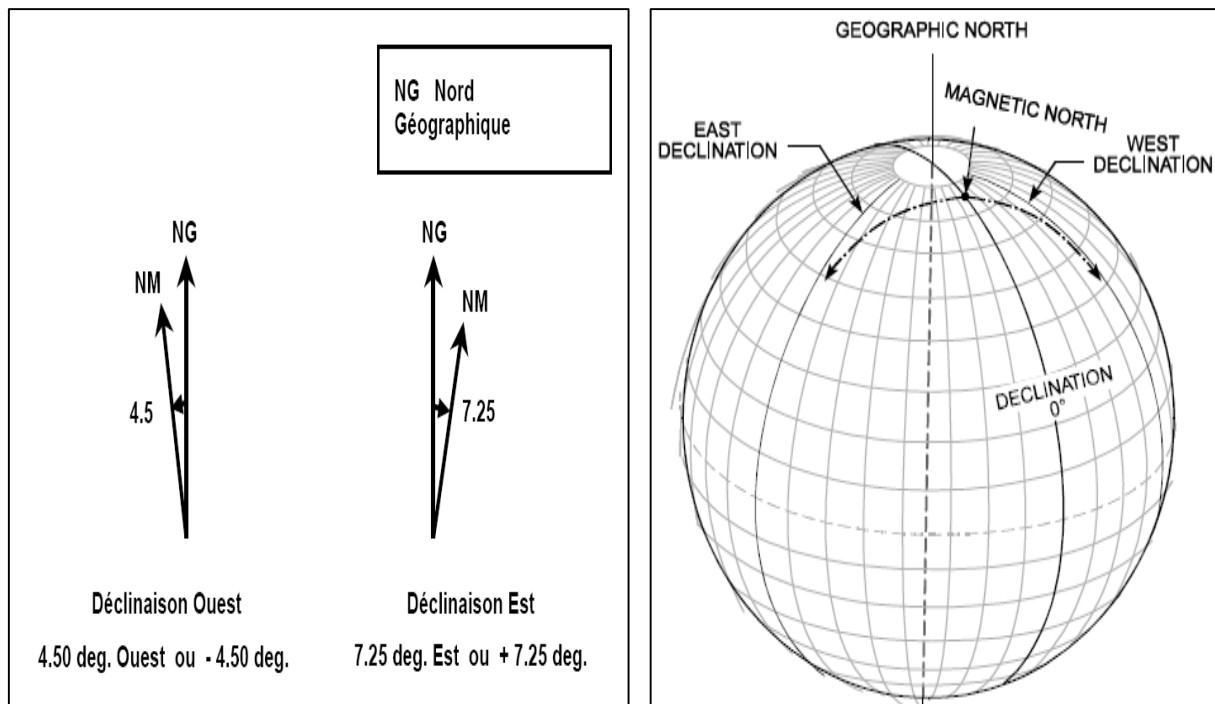


Figure n°48 : Déclinaison magnétiques

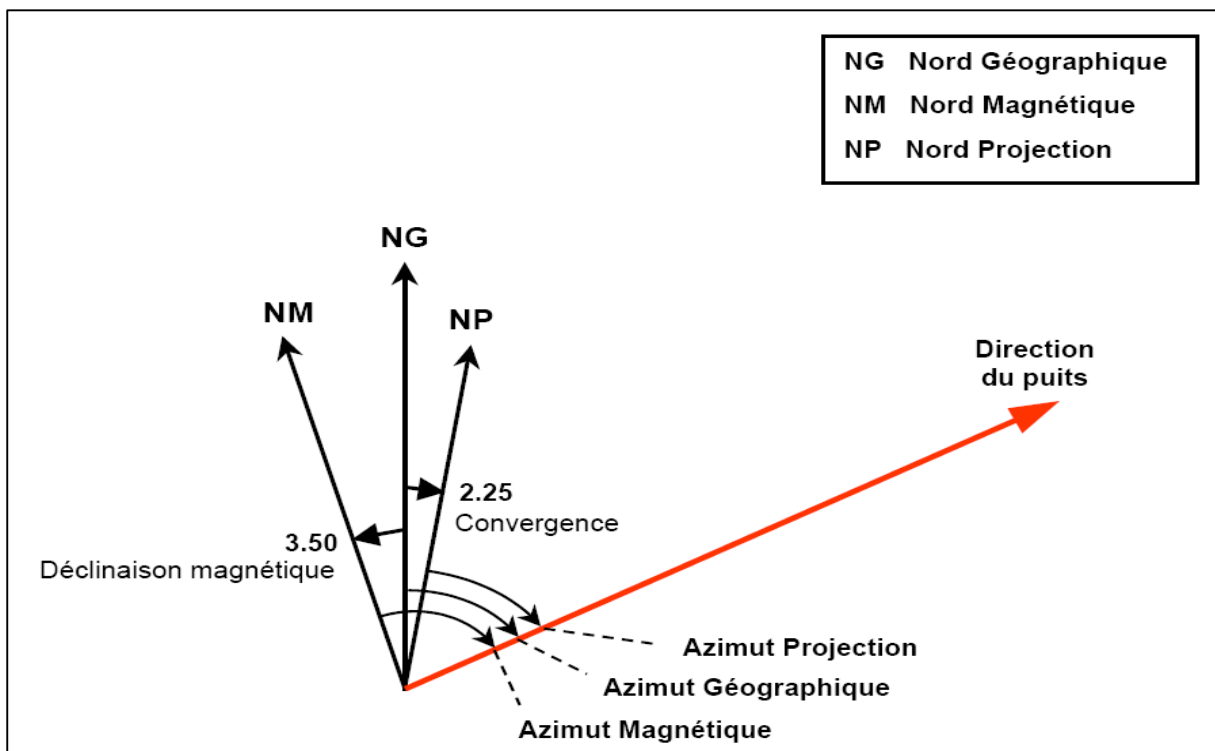


Figure n°49 : Différents azimuts d'un puits

IV.3.3. 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.

Exemple:

1.25 degrés Est ou + 1.25 degrés, signifie que le Nord Système est orienté 1.25 degrés à l'Est du Nord Géographique.

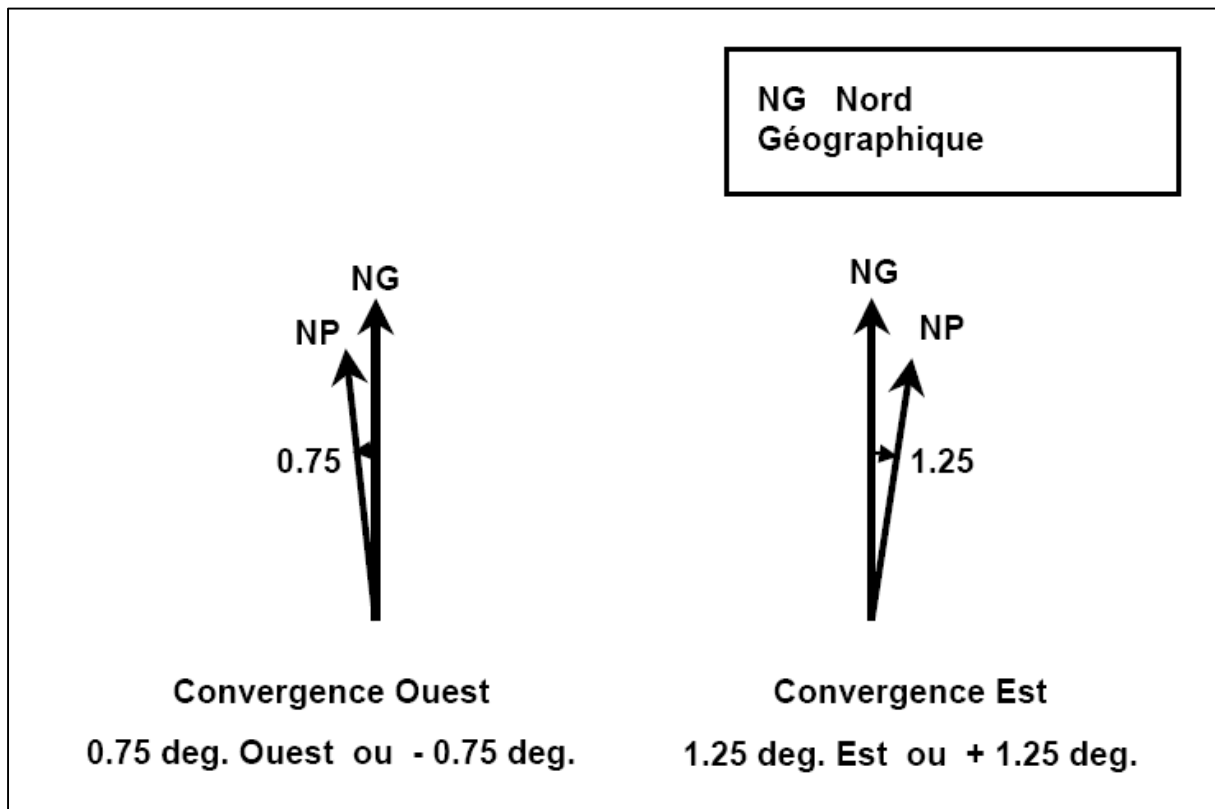


Figure n°50 : Convergence

- **Pratique:**

Les références permanentes sont les Nord Géographique et Système.

En conséquence et pour utilisation ultérieure :

- Tous les calculs directionnels doivent être effectués et enregistrés
 - Soit par rapport au Nord géographique
 - Soit par rapport au Nord Système.
- Tous les documents doivent clairement indiquer le Nord de référence utilisé.

V. Calcul de la trajectoire

V. 1. Généralités :

V. 1.1. But du calcul de la trajectoire :

C'est de déterminer la position du puits dans l'espace tridimensionnel c'est-à-dire ; déterminer les coordonnées X,Y,Z de tout points de la trajectoire.

V. 1.2. Définitions :

V. 1.2.1. Inclinaison :

C'est l'angle entre le centre du puits et la verticale

- Lorsque le puits et vertical l'inclinaison est égale à 0°
- Lorsque le puits est horizontal l'inclinaison est égale à 90°

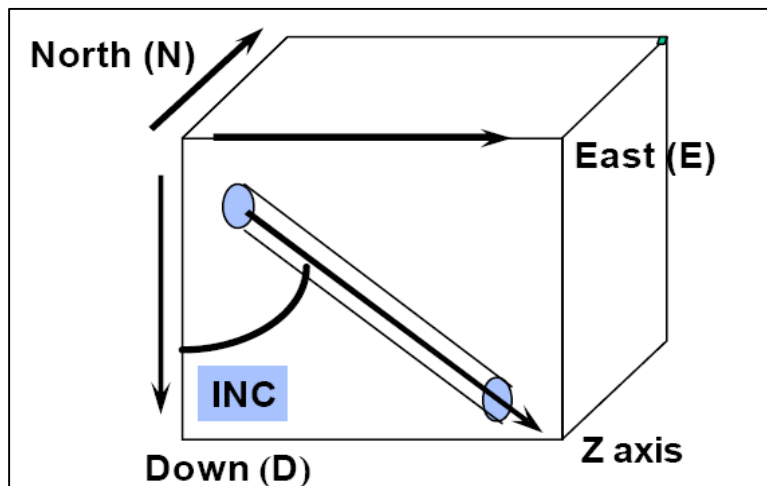


Figure n°51 : Inclinaison d'un puits

V. 1.2.2. Azimut :

L'azimut d'un puits à un point donné représente la direction du puits dans un plan horizontal mesuré de (0° à 360°) par rapport au nord de référence.

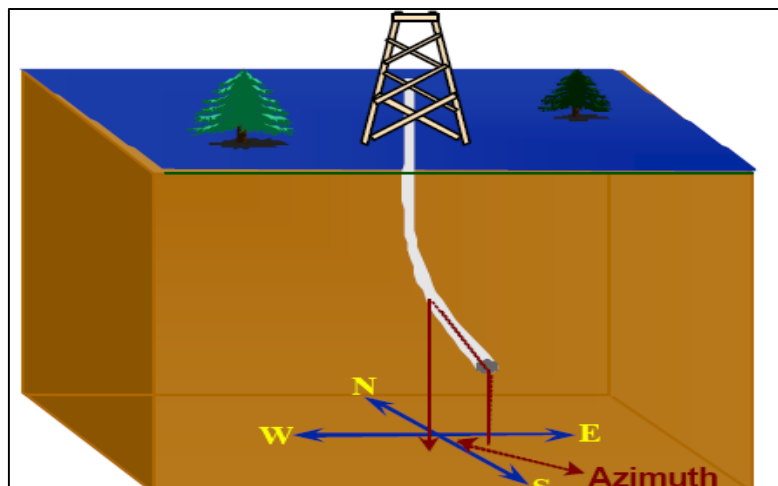


Figure n°52 : Azimut d'un puits

V. 2. Contrôle de la trajectoire :

La détermination précise de la position d'un puits est nécessaire à la fois pour des raisons techniques et administratives. Un contrôle continu de la trajectoire d'un puits dévié est donc nécessaire afin d'établir sa position réelle:

V. 2.1. En cours de forage :

- pour établir la position du puits.
- pour contrôler son cheminement et éventuellement corriger sa trajectoire de manière à atteindre l'objectif, ceci particulièrement en forage horizontal ou sur tout forage où il est nécessaire de suivre la trajectoire théorique au plus près.
- pour rester dans le réservoir en cas de forage horizontal.

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 et l'azimut, 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.

La détermination de la position du puits de même que la conduite de la trajectoire peuvent être améliorées par l'utilisation d'outils permettant la mesure et la transmission en temps réel (MWD), les plus sophistiqués mesurant également certains paramètres d'évaluation de la formation (LWD) et conduisant au "GeoSteering", c'est à dire à un contrôle de trajectoire, non seulement géométrique, mais tenant compte des caractéristiques de la formation.

V. 2.2. En fin de puits :

- pour rapports administratifs
- pour archivage permettant le forage d'autres puits
- pour contrôle de la production du champ.

Ce contrôle peut et doit être effectué en temps réel, il est quelquefois complété pour confirmation par des mesures à posteriori.

Ce suivi doit être continu pendant tout le forage du puits et met en œuvre des techniques variées. Il peut être résumé comme suit:

V. 2.2.1. Mesure :

Trois paramètres sont nécessaires pour déterminer les coordonnées X,Y,Z représentant la position du puits. L'azimut et l'inclinaison sont mesurés en fond de puits, le troisième paramètre étant la profondeur mesurée des instruments de mesure, obtenue par mesure de la longueur du train de tiges.

Le type d'outil à mettre en œuvre est déterminé par le programme de forage, de même que la fréquence des mesures. Cette fréquence peut être adaptée en fonction des besoins des opérations.

V. 2.2.2. Calcul :

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.

V. 2.2.3. Représentation & extrapolation :

Les résultats obtenus seront utilisés pour interpréter le comportement de la trajectoire et extrapoler en anticipant les tendances naturelles et si nécessaire en considérant les possibilités de correction "raisonnable".

V. 2.2.3. Décision :

Les éléments ci-dessus permettront alors de décider de la suite des opérations, continuité ou mise en œuvre des moyens de correction.

V. 3. Calcul de la trajectoire :

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

V. 3.1. Principe du calcul :

Le calcul est un calcul point par point, dont l'origine est le point de surface.

La méthode utilisée consiste à effectuer des mesures à intervalles réguliers, et à l'aide des paramètres obtenus, de déterminer - de proche en proche et par le calcul - la position du puits.

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

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

$$\text{La profondeur verticale } V_x = \sum_0^x (\Delta V) \quad [\dots \text{Eq V.1}]$$

$$\text{La coordonnée Est/Ouest } X_x = \sum_0^x (\Delta X) \quad [\dots \text{Eq V.2}]$$

$$\text{La coordonnée Nord/Sud } Y_x = \sum_0^x (\Delta Y) \quad [\dots \text{Eq V.3}]$$

Avec:

ΔV = variation de la profondeur verticale entre deux mesures consécutives

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

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

Ces trois paramètres ne sont pas directement mesurables. Il faut donc faire appel à des paramètres mesurables et à un calcul de transformation.

Les paramètres physiquement mesurables sont la profondeur mesurée (longueur du train de tiges), l'inclinaison et l'azimut (outil de mesures de fond).

MD_x = Profondeur mesurée à la station x [mètre]

I_x = Inclinaison à la station x [degré]

A_x = Azimut à la station x [degré]

Soit une longueur et deux angles à transformer en trois longueurs.

Le calcul de transformation devra fournir les paramètres élémentaires ΔV , ΔX et ΔY .

V. 3.2. Conditions et options initiales :

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

V. 3.2.1. Niveau de référence :

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

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

V. 3.2.2. Système de coordonnées :

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

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

V. 3.2.3. Méthode de calcul :

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

V. 3.2.4. Azimut de projection :

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

V. 3.2.5. Autres paramètres :

Un certain nombre de paramètres supplémentaires doivent être déterminés, à des fins de calcul ou de rapport:

- Altitude du sol
- Hauteur de la table de rotation par rapport au sol
- Profondeur d'eau (si offshore)

V. 3.3. Calcul :

Chaque mesure fournira les paramètres de base:

V. 3.3.1. Profondeur mesurée :

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

MDx = Profondeur mesurée à la station x [mètres] ou [pieds]

V. 3.3.2. Inclinaison :

Obtenue de l'outil de fond

Ix = Inclinaison à la station x [degrés]

V. 3.3.3. Azimut :

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

Ax = Azimut à la station x [degrés Nord]

Note:

Selon la méthode de calcul utilisée, le choix de l'azimut initial (en surface) peut influencer de manière significative sur les résultats du premier calcul, ceci d'autant plus que la mesure est profonde.

On ne peut pas parler d'azimut du puits lorsque l'inclinaison est nulle. Une valeur est néanmoins nécessaire au calcul. Cette valeur est généralement:

- soit zéro
- soit égale à l'azimut de la première

V. 3.4. Représentations des puits :

Dans la pratique les résultats sont présentés sous différentes formes:

V. 3.4.1. Représentations mono-puits :

- **Représentations numériques**

Elles doivent indiquer les paramètres de "référence", et montrer:

- les paramètres mesurés
- les paramètres corrigés
- les résultats du calcul

- **Représentations graphiques :**

Les puits sont représentés à l'aide de

- projections verticales, dans un azimut déterminé selon la forme du puits
- projections horizontales
- représentations tridimensionnelles

Un plan mural d'usage quotidien est habituellement tracé par le déviateur, incluant la trajectoire théorique et sur laquelle sont reportées les stations mesurées, présentant une projection verticale et une projection horizontale.

V. 3.4.2. Graphiques multi-puits :

Différents graphiques sont également utilisés pour représenter plusieurs puits d'une même plate-forme ou d'un champ, soit en tant que rapport, soit dans le cadre d'étude anti-collision.

- **Projections verticales :**

Les trajectoires des différents puits d'une plate-forme sont projetées dans un plan vertical. Différents azimuts peuvent être utilisés pour une meilleure visualisation.

- **Projection horizontales :**

- **représentations tridimensionnelles :**

Dans certains cas la représentation tridimensionnelle peut être tracée en utilisant différent angle de projection pour une meilleure visualisation.

- **Représentation polaire :**

Il représente la distance entre un puits sélectionné et les autres puits de la plate-forme.

Le puits de référence est représenté vertical au centre du graphique. Les autres points du graphique sont obtenus en calculant et pointant, pour chaque puits:

- leur distance horizontale par rapport au puits de référence
- l'azimut relatif entre les deux puits.

V. 3.5. Méthodes de calcul :

Il n'existe pas de solution purement mathématique pour répondre au problème de calcul de trajectoire.

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

• Données d'entrées (Input) :

Chacune des méthodes de calculs de survey utilise la totalité ou certaine de ces entrées suivantes :

I1 : inclinaison de la précédente station.

I2 : inclinaison de la station actuelle.

A1 : azimut de la précédente station.

A2 : azimut de la station actuelle.

MD1 : profondeur mesurée de la station précédente.

MD2 : profondeur mesurée de la station actuelle.

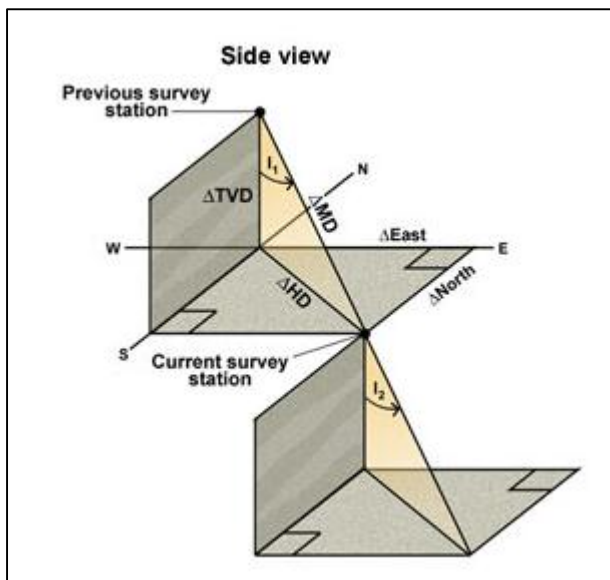


Figure n°53 : Inclinaison

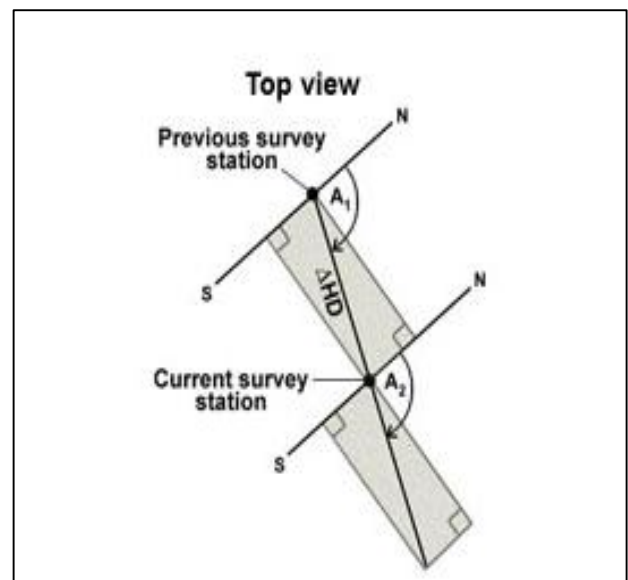


Figure n°54 : Azimut

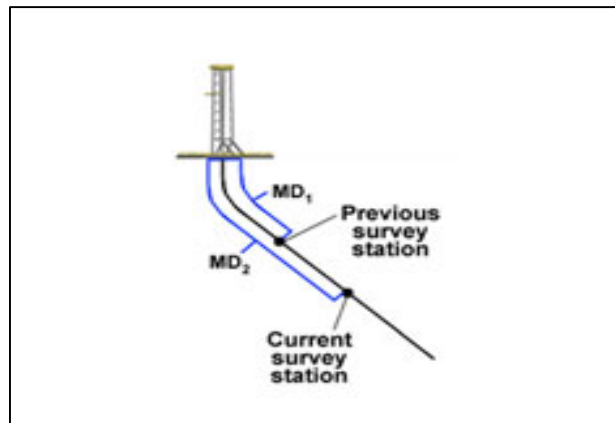


Figure n°55 : Profondeur mesurée

• **Données de sorties (Output) :**

Les calculs des survey produisent une partie ou la totalité des valeurs énumérés ci-dessous. Ces sorties représentent la variation de la station actuelle par rapport à la station précédente. Ils sont ajoutés aux coordonnées de la station de précédente pour calculer les coordonnées de la station actuelle.

Δ North : le changement dans la distance north/south.

Δ East : le changement dans la distance east/west.

Δ MD : le changement dans la profondeur mesurée.

Δ TVD : le changement dans la profondeur verticale (TVD).

Δ HD : Le changement dans le déplacement horizontal, qui est la distance entre la précédente et l'actuelle station mesurée dans le plan horizontal.

Δ VS : Le changement dans la verticale section, qui est la projection de Δ HD dans vertical view.

Dogleg : La courbure d'une partie du puits représenté par l'angle DL.

Dogleg Severity (DLS) : Le changement dans l'inclinaison et/ou l'azimut dans une distance spécifiée.

Remarque: Dogleg and dogleg severity (DLS) ne sont pas la même chose.

d : L'intervalle utilisé pour le calcul du DLS qui est 30m ou 100ft.

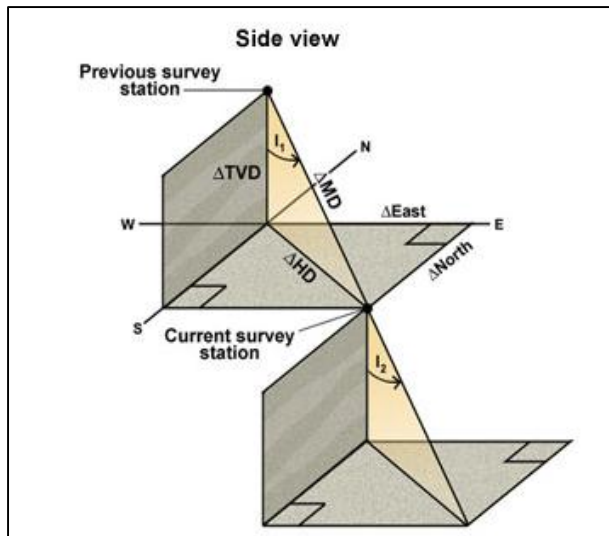


Figure n°56 : Side view

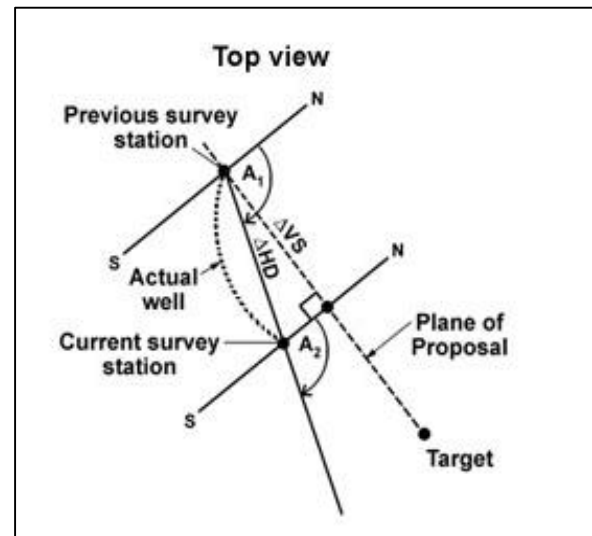


Figure n°57 : Top view

V. 3.5.1. Méthode tangentielle

Cette méthode est la plus ancienne et la moins précise car il suppose que l'inclinaison et l'azimut sont maintenus constants de la précédente à la station de l'enquête en cours. Il utilise seulement l'inclinaison et l'azimut à la station de l'enquête en cours.

Cette méthode ne donne pas de résultats réalistes pour les enquêtes prises dans les sections courbes du puits de forage. Cependant, il peut être utilisé pour des calculs rapides à l'aide d'une calculatrice de poche lorsque l'inclinaison et de l'azimut ne changent pas beaucoup, ou sur de courtes distances.

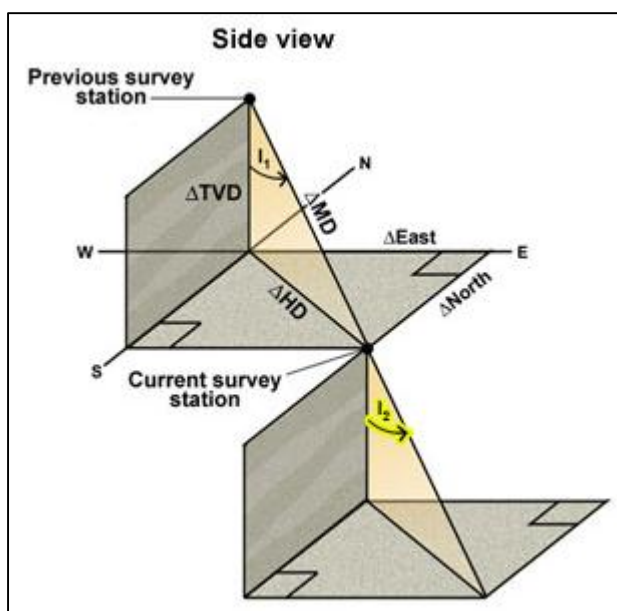


Figure n°58 : Méthode tangentielle side view

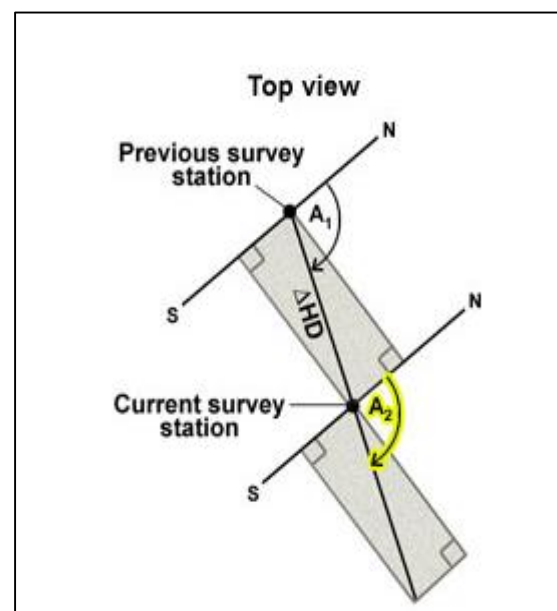


Figure n°59 : Méthode tangentielle top view

- Calculs correspondant à la méthode tangentielle :

$$\Delta\text{North} = \Delta\text{MD} * \sin I_2 * \cos A_2 \quad [\dots\text{Eq V.4}]$$

$$\Delta\text{East} = \Delta\text{MD} * \sin I_2 * \sin A_2 \quad [\dots\text{Eq V.5}]$$

$$\Delta\text{TVD} = \Delta\text{MD} * \cos I_2 \quad [\dots\text{Eq V.6}]$$

$$\Delta\text{HD} = \Delta\text{MD} * \sin I_2 \quad [\dots\text{Eq V.7}]$$

- ΔNorth et ΔEast calculs peuvent être simplifiés comme suit :

$$\Delta\text{North} = \Delta\text{HD} * \cos A_2 \quad [\dots\text{Eq V.8}]$$

$$\Delta\text{East} = \Delta\text{HD} * \sin A_2 \quad [\dots\text{Eq V.9}]$$

V. 3.5.2. La méthode tangentielle moyenne :

La méthode tangentielle moyenne est une autre forme de la méthode tangentielle. Elle produit une approximation plus proche de la position de fond de trou, car il utilise les deux données d'enquête précédente et actuelles. Il calcule également dogleg severity (DLS). La longueur du trou de forage entre les deux stations de sondage (ΔMD) est divisée en deux segments égaux.

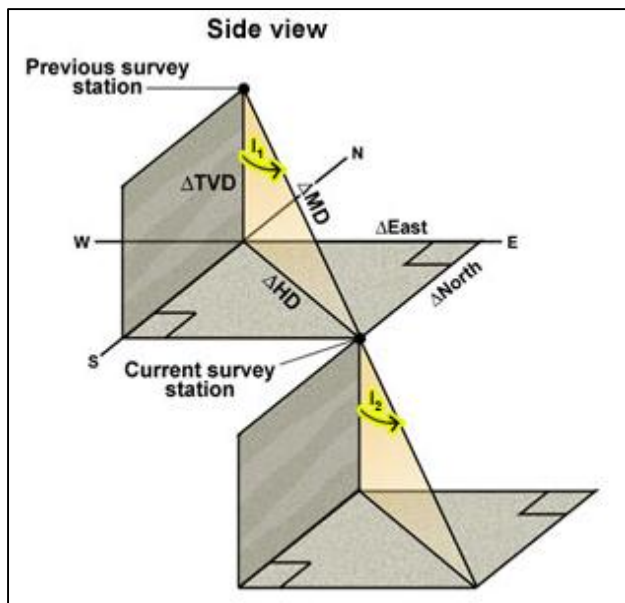


Figure n°60 : Tangentielle moyenne side view

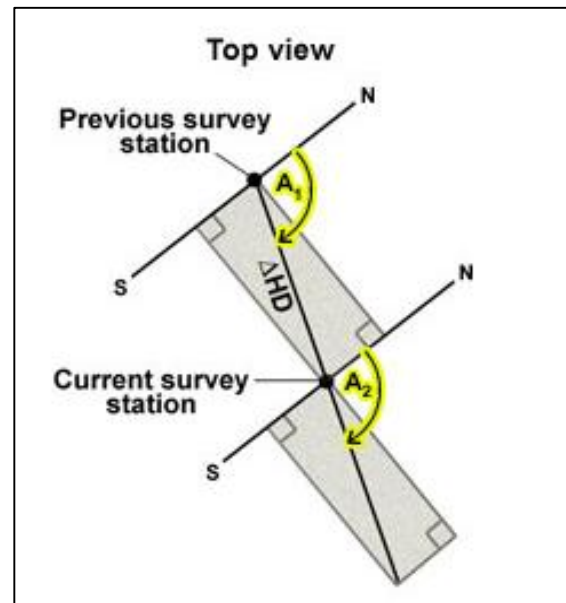


Figure n°61 : Tangentielle moyenne top view

- Calculs correspondant à la méthode tangentielle moyenne calculs :

$$\Delta\text{North} = \frac{\Delta\text{MD}}{2} * (\sin I_1 * \cos A_1 + \sin I_2 * \cos A_2) \quad [\dots\text{Eq. V.10}]$$

$$\Delta\text{East} = \frac{\Delta\text{MD}}{2} * (\sin I_1 * \sin A_1 + \sin I_2 * \sin A_2) \quad [\dots\text{Eq. V.11}]$$

$$\Delta\text{TVD} = \frac{\Delta\text{MD}}{2} * (\cos I_1 + \cos I_2) \quad [\dots\text{Eq. V.12}]$$

$$\Delta\text{HD} = \frac{\Delta\text{MD}}{2} * (\sin I_1 + \sin I_2) \quad [\dots\text{Eq. V.13}]$$

$$\text{DLS} = \left[\frac{d}{\Delta\text{MD}} \right] * \cos^{-1}((\sin I_1 * \sin I_2) * (\sin A_1 * \sin A_2 + \cos A_1 * \cos A_2) + (\cos I_1 * \cos I_2)) \quad [\dots\text{Eq. V.14}]$$

V. 3.5.3. Méthode de l'angle moyen :

La méthode d'angle moyen utilise une inclinaison et un azimuth moyens entre deux mesures consécutives.

Calculer des angles moyens n'est pas la méthode la plus précise. Cependant, il peut être utilisé avec une calculatrice pour effectuer des calculs rapides sur de courtes distances.

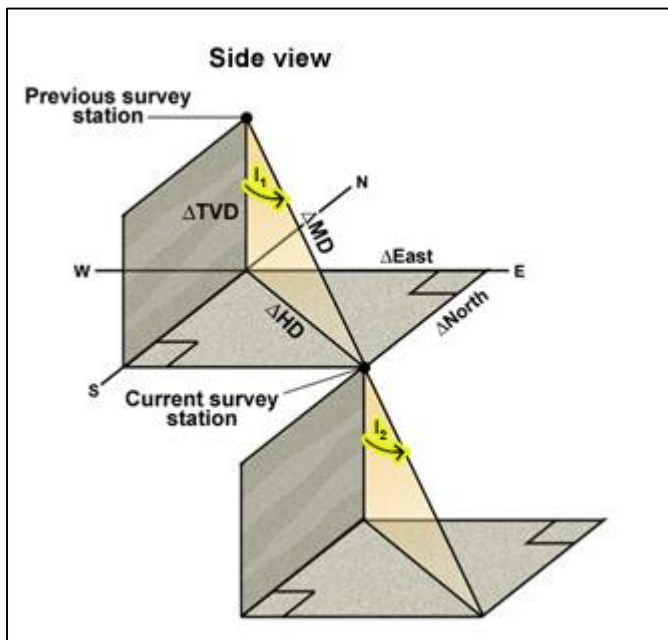


Figure n°62 : Angle moyen side view

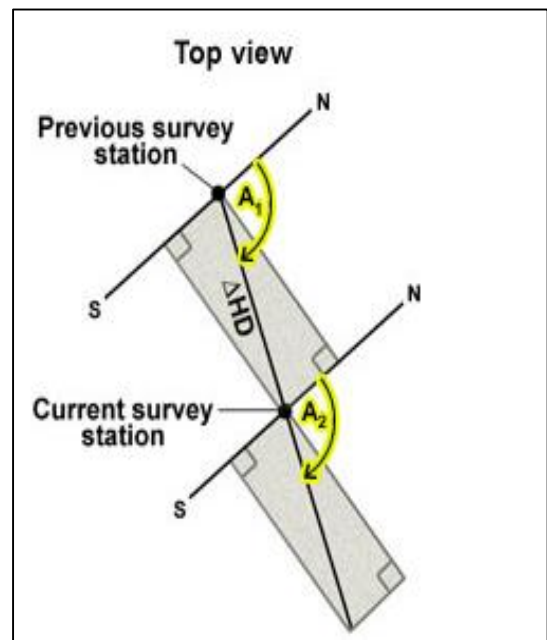


Figure n°63 : Angle moyen top view

- Calculs correspondant à la méthode d'angle moyen :

$$\Delta\text{North} = \Delta\text{MD} * \sin \frac{(I_1+I_2)}{2} * \cos \frac{(A_1+A_2)}{2} \quad [\dots\text{Eq. V.15}]$$

$$\Delta\text{East} = \Delta\text{MD} * \sin \frac{(I_1+I_2)}{2} * \sin \frac{(A_1+A_2)}{2} \quad [\dots\text{Eq. V.16}]$$

$$\Delta\text{TVD} = \Delta\text{MD} * \cos \frac{(I_1+I_2)}{2} \quad [\dots\text{Eq. V.17}]$$

$$\Delta\text{HD} = \Delta\text{MD} * \sin \frac{(I_1+I_2)}{2} \quad [\dots\text{Eq. V.18}]$$

$$\Delta \text{ Vertical Section} = \Delta \text{HD} * \cos \left[\frac{(A1+A2)}{2} - \text{Target Direction} \right] \quad [\dots \text{Eq} \text{ V.19}]$$

Avec : Target Direction = Azimut de la cible

V. 3.5.4. Méthode de rayon de courbure :

La méthode de rayon de courbure calcule la position de fond de trou de manière plus précise que la méthode de l'angle moyen, car la section forée est assimilée à une courbe inscrite sur un cylindre vertical. En effet, le trou de forage est projeté sur un plan vertical et horizontal. Ces projections produisent des coordonnées plus précises que dans la vue plane et la Vue verticale en coupe.

• Projection verticale :

Pour créer la projection verticale, une tranche verticale à travers les stations de survey précédente et actuelle est déballée. Ceci produit un arc de longueur ΔMD . Le rayon de cet arc est utilisé pour calculer ΔTVD et ΔHD .

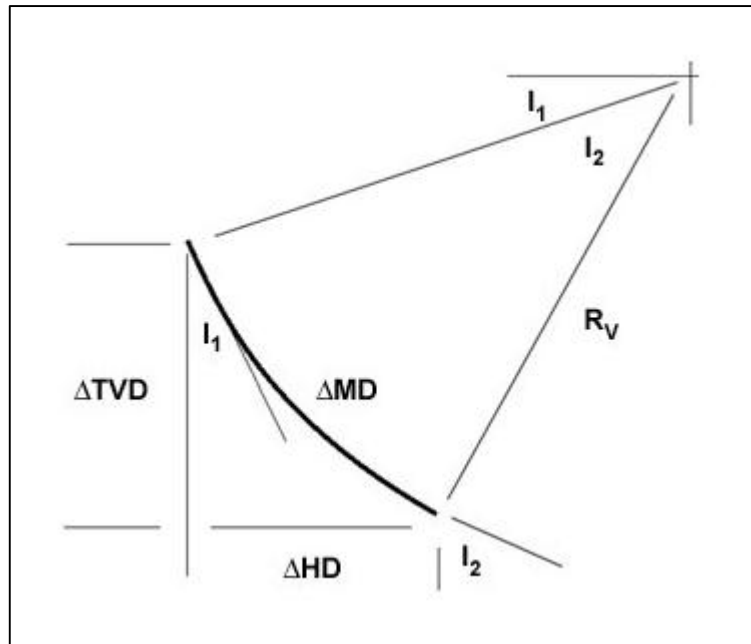


Figure n°64 : Projection verticale

- Le rayon de l'arc ΔMD est calculé comme suit :

$$R_v = \frac{[180 * \Delta \text{MD}]}{\pi * (I2 - I1)} \quad [\dots \text{Eq} \text{ V.20}]$$

- En utilisant R_v ; ΔTVD et ΔHD peuvent être calculés comme suit :

$$\Delta \text{TVD} = R_v * (\sin I2 - \sin I1) \quad [\dots \text{Eq} \text{ V.21}]$$

$$\Delta HD = R_v * (\cos I1 - \cos I2) \quad [\dots \text{Eq V.22}]$$

• **Projection horizontale :**

Pour créer la projection horizontale, une tranche horizontale à travers les stations d'enquête antérieures et actuelles est déballée. Ceci produit un arc de longueur ΔHD . (La longueur de ΔHD a été calculée précédemment dans la projection verticale.) Le rayon de cet arc est utilisé pour calculer ΔNorth et ΔEast .

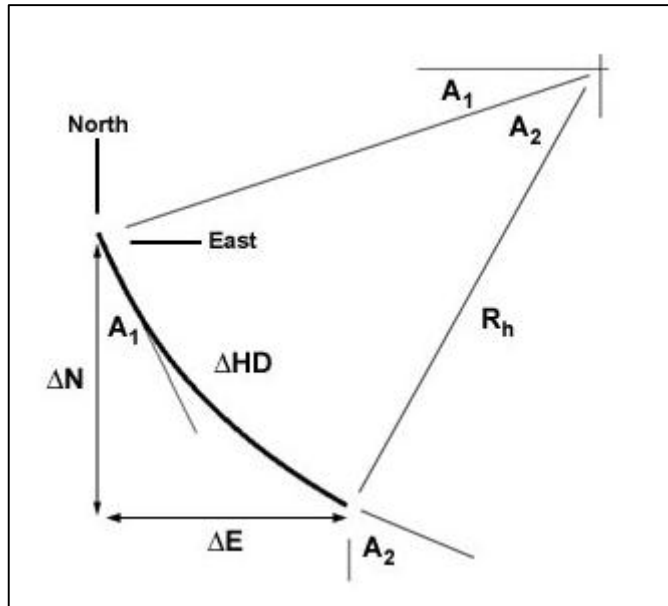


Figure n°65 : Projection horizontale

- Le rayon de l'arc ΔHD est calculé comme suit :

$$R_h = \frac{[180 - \Delta HD]}{\pi * (A2 - A1)} \quad [\dots \text{Eq V.23}]$$

Ensuite on calcule ΔNorth et ΔEast :

$$\Delta \text{North} = R_h * (\sin A2 - \sin A1) \quad [\dots \text{Eq V.24}]$$

$$\Delta \text{East} = R_h * (\cos A1 - \cos A2) \quad [\dots \text{Eq V.25}]$$

V. 3.5.5. Méthode Courbure Minimum :

Courbure minimum aussi appelée méthode de l'arc circulaire. Il est le standard de l'industrie et la méthode préférée pour les puits horizontaux en raison de sa précision dans la détermination de la position du fond du trou.

Courbure minimum correspond à un arc sphérique sur deux points de survey. L'inclinaison et l'azimut à chaque point sont définis comme des vecteurs spatiaux. Ces vecteurs sont lissés sur le trou de forage au moyen d'un facteur de rapport appelé dogleg.

Dans le graphique ci-dessous, l'angle DL représente le dogleg :

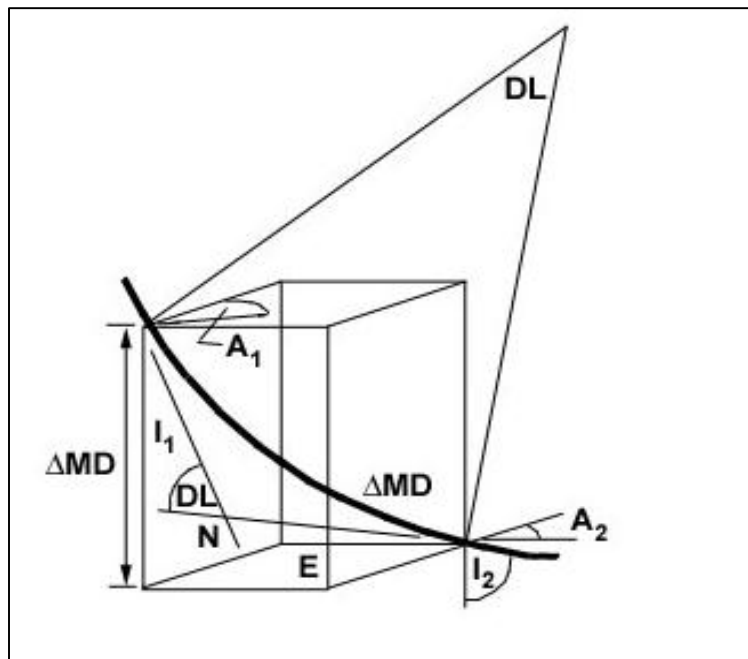


Figure n°66 : Méthode Courbure Minimum

- **Dogleg et Ratio Factor:**

Les segments de droite qui définissent des angles I1, I2, A1 et A2 sont lissés sur la courbe à l'aide du facteur de rapport, RF, qui comprend la valeur de DL.

Le Dogleg est calculé en utilisant la formule suivante:

$$DL = \cos^{-1}[\cos(I_2 - I_1) - \sin I_1 * \sin I_2 * (1 - \cos(A_2 - A_1))] \quad [\dots \text{Eq. V.26}]$$

Il Ya deux formes pour le calcul du RF. Pour de petits angles ou $DL < 0.0001$ il est d'usage de prendre $RF=1$ (DL est en degré).

$$RF = \frac{360}{DL * \pi} * \tan \frac{DL}{2} \quad \text{Ou} \quad RF = \frac{360}{DL * \pi} * \frac{1 - \cos DL}{\sin DL} \quad [\dots \text{Eq. V.27}]$$

- Calculs correspondant à la méthode courbure minimum :

En utilisant RF ; $\Delta North$, $\Delta East$, ΔTVD , ΔHD et DLS sont calculés comme suit:

$$\Delta North = \frac{\Delta MD}{2} * (\sin I1 * \cos A1 + \sin I2 * \cos A2) * RF \quad [...Eq V.28]$$

$$\Delta East = \frac{\Delta MD}{2} * (\sin I1 * \sin A1 + \sin I2 * \sin A2) * RF \quad [...Eq V.29]$$

$$\Delta TVD = \frac{\Delta MD}{2} * (\cos I1 + \cos I2) * RF \quad [...Eq V.30]$$

$$\Delta HD = \frac{\Delta MD}{2} * (\sin I1 + \sin I2) * RF \quad [...Eq V.31]$$

$$DLS = \frac{d}{\Delta MD} * \cos^{-1}[\cos \Delta I - (\sin I1 * \sin I2) * (1 - \cos \Delta A)] \quad [...Eq V. 32]$$

V. 3.5.6. Calculs complémentaires :

Ayant calculé les paramètres de base à la station x :

V_x profondeur verticale

X_x coordonnée Est/Ouest

Y_x coordonnée Nord/Sud

Des paramètres complémentaires doivent être déterminés:

- **Le déplacement horizontal :**

$$HD = \sqrt{(X^2 + Y^2)} \quad [...Eq V.33]$$

- **La direction du puits :**

$$Az = \tan^{-1} \left(\frac{X}{Y} \right) \quad \text{Si } Y > 0 \quad [...Eq V.34]$$

$$Az = 180 + \tan^{-1} \left(\frac{X}{Y} \right) \quad \text{Si } Y < 0 \quad [...Eq V.35]$$

- **Section vertical:**

Elle représente la projection du déplacement horizontal sur le plan vertical. Elle est calculée par les formules suivantes :

$$VS = HD * \cos(Azth - Az) \quad [...Eq V. 36]$$

- **Les coordonnées absolues :**

$$E = Ewh + X \quad \text{Avec: } Ewh : \text{coordonnée Est/Ouest de la tête de puits} \quad [...Eq V. 37]$$

$$N = Nwh + Y \quad \text{Avec: } Nwh : \text{coordonnée Nord/Sud de la tête de puits} \quad [...Eq V. 38]$$

V. 4. Dogleg :

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

La réalisation d'un forage dirigé implique donc la création de dog-legs (gradients de courbure) afin d'obtenir la trajectoire déterminée.

Dans la pratique nous rencontrerons donc des dog-legs souhaités (résultant des procédures de forage) mais aussi des dog-legs non souhaités (résultant de divers phénomènes géologiques).

Les dog-legs réels seront dits :

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

Le dogleg est exprimé en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft.

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

Un dogleg anormal devrait être remarqué par le foreur (frottements répétitifs ponctuels). Autant que possible un dogleg anormal devra être éliminé du puits (par exemple alésage).

Remarque:

La valeur du dogleg calculé dépend essentiellement de la distance entre les deux points de mesures. Si ces points sont trop éloignés, un "lissage" se produit et le dogleg calculé ne représente pas la réalité du puits.

On considère quelquefois les dog-legs verticaux et horizontaux. Ils représentent respectivement les variations de direction du puits dans les plans horizontaux et verticaux.

DLH: Dog-leg Horizontal

$$DLH = \frac{10}{\Delta MD} * \Delta A * \sin \frac{I_1 + I_2}{2} \quad \text{degré /10m} \quad [\dots \text{Eq V. 39}]$$

DLV: Dog-leg Vertical (égal au gradient d'inclinaison)

$$DLV = \frac{10}{\Delta MD} * \Delta I \quad \text{degré/10m} \quad [\dots \text{Eq V. 40}]$$

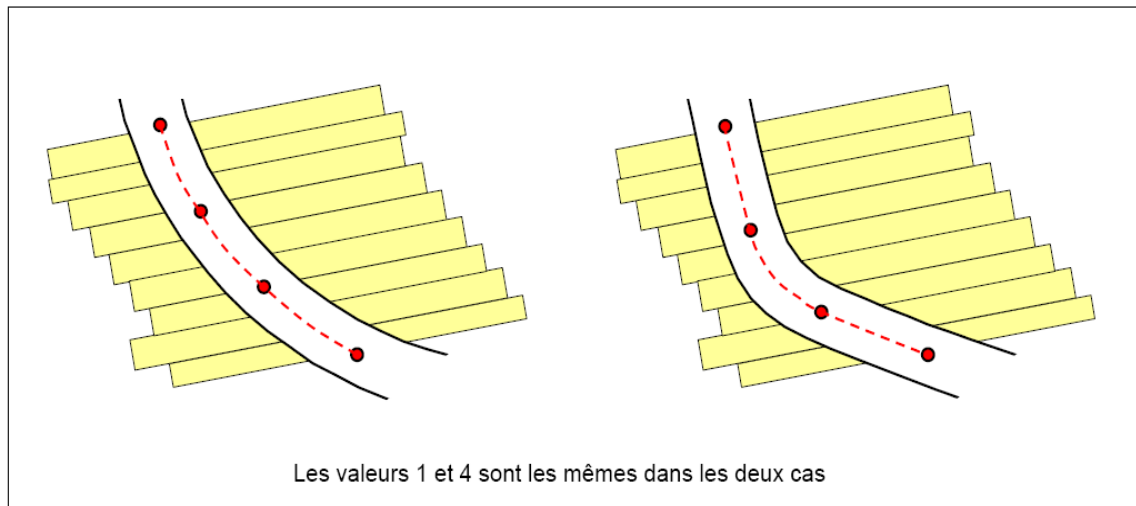


Figure n°67: Dog leg normal & dog leg reel

V. 5. Tool face :

Angle caractérisant la direction de l'outil de forage par rapport à l'axe du puits.

C'est l'angle déterminé par le plan vertical passant par l'axe du moteur situé au-dessus du raccord coudé et le plan déterminé par ce même axe et l'axe de la partie du moteur située sous le raccord coudé.

Le contrôle du tool-face permet d'orienter le puits dans la direction souhaitée.

Il existe deux types de tool face:

V. 5.1. High side tool face :

Il est défini comme étant l'orientation du bend par rapport à la partie supérieure du puits.

Ce type est utilisé lorsque l'inclinaison $> 5^\circ$

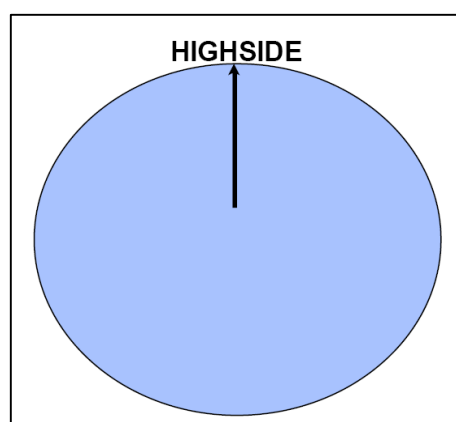


Figure n°68: High side du puit

Dans la déviation l'orientation du high side tool face va décider ce qui va se passer à l'inclinaison et l'azimut.

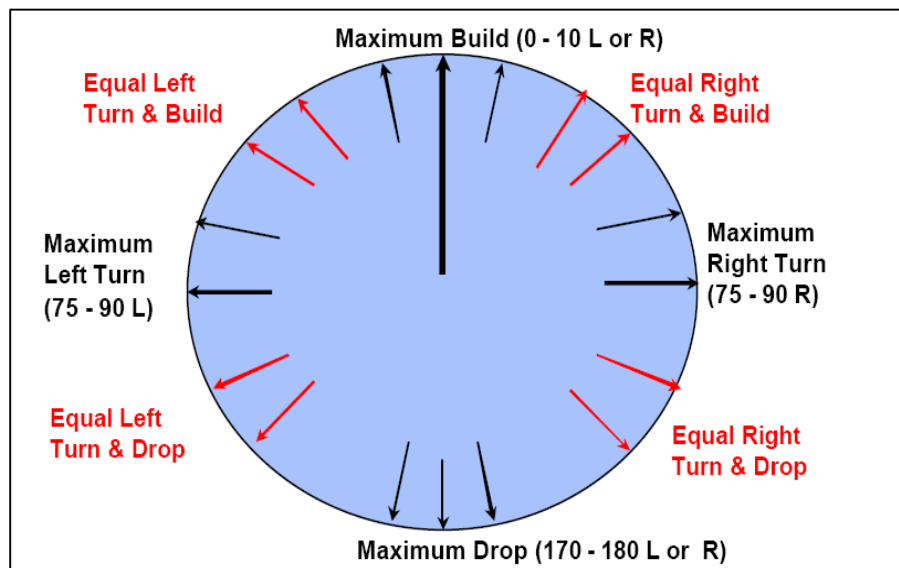


Figure n°69: Orientation du high side tool face

V. 5.2. Tool face magnétique :

Il est utilisé dans un puits vertical où l'inclinaison $< 5^\circ$, car il est difficile de définir le high side du puits alors il est nécessaire de référencer au Nord.

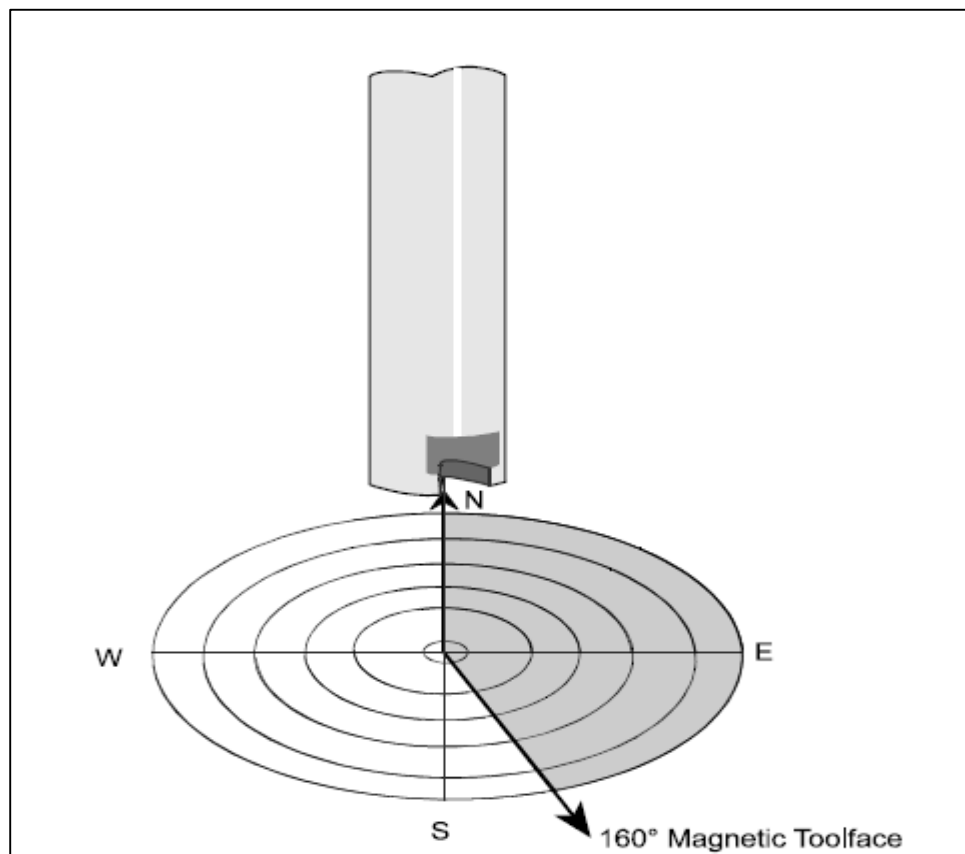


Figure n°70 : Magnétique tool face

V. 5.3. Calcul du tool face:

Soit une inclinaison $I1$ obtenue par un Survey et In l'inclinaison théorique de la prochaine station. Pour que la trajectoire réelle ait la valeur de l'inclinaison In dans la prochaine station le tool face doit être orienté de l'angle suivant :

$$\gamma = \cos^{-1} \left(\frac{\cos I1 * \cos DL - \cos In}{\sin I1 * \sin DL} \right) \quad [\dots \text{Eq. V. 41}]$$

Avec : DL : Dog leg

V. 6. Calculs d'incertitude - Etude anti-collision :

Résultant de mesures physiques le calcul de trajectoire est soumis à différentes erreurs dues aux outils et procédures utilisées.

Un recensement de ces erreurs doit donc être fait pour aboutir à la détermination d'une erreur globale permettant d'évaluer la précision du calcul.

Ceci conduit aux "calculs_d'incertitude" décrits ci-après permettant de définir le "domaine d'incertitude" du puits, c'est à dire un volume à l'intérieur duquel le puits peut être localisé avec certitude.

Dans le cas d'une plate-forme multi-puits ce calcul peut conduire à une "étude anti-collision" destinée à évaluer les risques de collision entre puits ou au contraire permettant de créer une quasi-collision (relief well).

V. 6.1. Sources d'erreur :

On peut distinguer :

- les erreurs dues à la position de l'outil de mesure pendant la mesure.
- les erreurs dues à l'outil de mesure lui-même.
- les erreurs humaines.
- les erreurs dues au type de calcul.

V. 6.1.1. Erreurs dues à la position de l'outil de mesure pendant la mesure :

- Profondeur réelle du capteur (sensor) :

La profondeur réelle du sensor dépend de la mesure de la garniture de forage, grande source d'erreur comme chacun sait.

- Alignement de l'outil :

L'outil devrait être aligné avec le puits, pas avec la garniture de forage.

Autre problème : l'alignement du sensor par rapport à l'outil.

- Mouvement du capteur (sensor) :

Pour effectuer une bonne mesure, l'outil doit être parfaitement immobile et sans vibration.

V. 6.1.2. Erreurs dues à l'outil de mesure lui-même :

- Erreurs dues à l'outil lui-même (caractéristiques du sensor).
- Erreurs des outils magnétiques dues aux interférences (interférence de la garniture de forage, magnétisme local de la formation, proximité du casing, puits adjacents, défectuosité dans les matériaux amagnétiques = hot spot).

V. 6.1.3. Erreurs humaines :

Erreurs de lecture dès qu'il s'agit d'instruments de mesure non automatiques (Single Shot, film de Multi-Shot, décamètre).

V. 6.1.4. Erreurs dues au type de calcul :

Ce sont les approximations inhérentes à la méthode de calcul choisie.

V. 6.2. Détermination des paramètres d'incertitude :

Les paramètres d'incertitude sont les paramètres résultants des différentes sources d'erreurs identifiées ci-dessus. Ces paramètres seront utilisés dans les "calculs d'incertitude" permettant de déterminer le domaine d'incertitude d'un puits.

Pour simplifier seules les erreurs de mesures sont habituellement considérées, assumant que les autres erreurs sont négligeables ou se compensent mutuellement.

- Erreurs d'inclinaison et d'azimut dues à l'outil de mesure:

Le tableau ci-dessous montre les valeurs typiquement utilisées en fonction du type d'outil.

- Erreurs dues à la mesure de longueur du train de tiges:

Une erreur de 1/500 à 1/1000 est communément admise (1 mètre pour 500 à 1000 mètres de train de tiges).

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

Tableau n°1 : Paramètres d'incertitudes

V. 6.3. Domaine d'incertitude :**V. 6.3.1. Approche du problème :**

Les paramètres mesurés permettent de calculer une trajectoire "théorique" du puits. Il peut être nécessaire de déterminer un domaine dans lequel il sera possible de localiser le puits avec certitude. Ce domaine tridimensionnel est appelé "domaine d'incertitude". Ce domaine est déterminé comme suit:

En considérant les erreurs potentiellement commises à chaque mesure et en les combinant systématiquement, il est possible de calculer différentes trajectoires dites "corrigées".

Ces trajectoires peuvent être enveloppées par un cône ayant pour axe la trajectoire "théorique" du puits, appelé "cône d'incertitude", à l'intérieur duquel se trouve le puits.

A son extrémité inférieure, l'intersection de ce cône avec un plan perpendiculaire à son axe est un cercle appelé "cercle d'incertitude". La projection de cercle sur le plan horizontal est une ellipse, déterminant "l'ellipsoïde d'incertitude", à l'intérieur duquel se trouve l'extrémité du puits.

Le rayon du cercle d'incertitude peut se déterminer comme suit:

- calculer X_t , Y_t , Z_t de la trajectoire "théorique"
- calculer X_m , Y_m et Z_m en ajoutant systématiquement les erreurs positives en inclinaison, en azimuth et en profondeur (erreur maximum).

Le rayon R se calcule alors:

$$R = \sqrt{[(X_t - X_m)^2 + (Y_t - Y_m)^2 + (Z_t - Z_m)^2]} \quad [\dots \text{Eq V. 42}]$$

V. 6.3.2. Méthode pratique - Ellipses d'incertitude :

L'approche ci-dessus - tridimensionnelle - ne permet pas une comparaison pratique entre différents puits. Elle peut être simplifiée en considérant qu'une collision entre puits ne peut survenir que si les deux puits sont dans un même plan horizontal. L'étude est alors ramenée à un problème bidimensionnel.

Une première méthode consiste à calculer les différentes trajectoires "corrigées" jusqu'à la profondeur verticale Z_t . Les points obtenus dans le plan horizontal à Z_t déterminent un polygone à l'intérieur duquel se trouve le puits.

Une seconde méthode consiste à déterminer pour chaque puits:

- son rayon d'incertitude (selon la formule ci-dessus)
- son ellipse d'incertitude à Z_t , définie comme suit :

- orientation de l'axe principal = azimuth du puits.
- Rayon principal = $2 \times R / \cos(i)$
- rayon transverse = $2 \times R$

V. 6.4. Etude anti-collision :

Une étude anti-collision entre puits est la procédure permettant d'évaluer le risque de collision entre différents puits. Cette procédure - plus ou moins complexe selon le nombre de puits à considérer et leur géométrie - met en œuvre différents calculs, le principe de base restant la comparaison de la position des puits dans un plan horizontal:

- Calcul de la distance horizontale entre puits
- Détermination des paramètres d'incertitude, en fonction du/des types de matériel utilisés.
- Détermination des ellipses d'incertitude
- Compilation des différents résultats

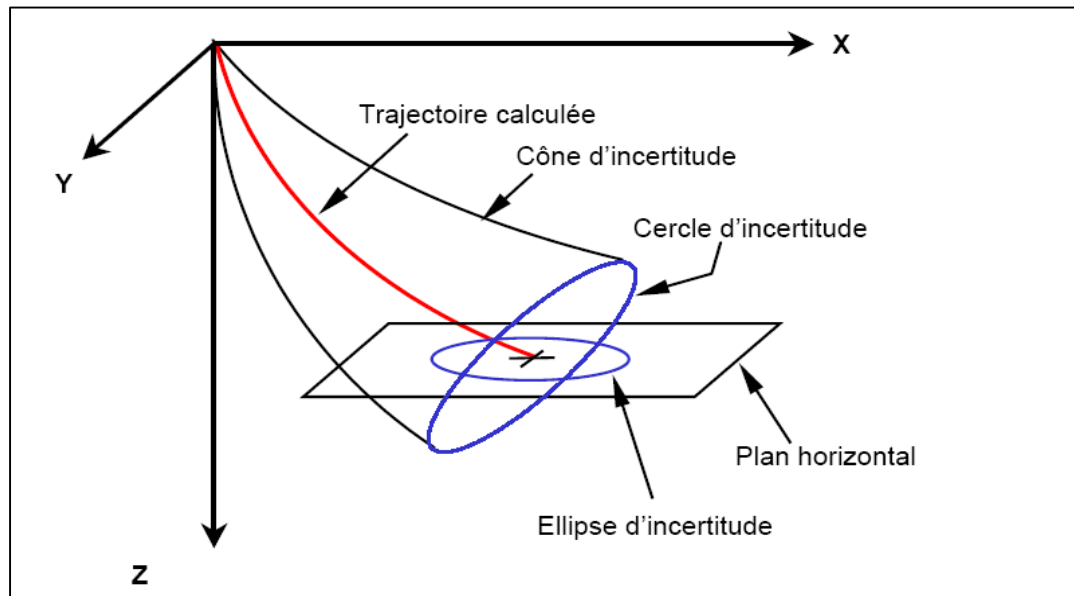


Figure n°71 : Ellipse d'incertitude

V. 7. Facteurs affectant la déviation :

Différents facteurs affectent les opérations de forage dirigé, avec des effets soit positifs soit négatifs.

Le programme de forage et le déviateur doivent tenir compte de ces facteurs et même les utiliser quand ils sont positifs.

V. 7.1. Les facteurs naturels :

V. 7.1.1. Le pendage des formations:

Le pendage de la formation traversée affecte fortement la direction du forage.

Le phénomène varie selon la valeur du pendage. Il a été observé que:

- si le pendage est inférieur à 45 degrés: le puits aura tendance à "monter" pour venir perpendiculaire au pendage.
- si le pendage est supérieur à 45 degrés: le puits aura tendance à "suivre" le pendage.

Le contrôle de ce phénomène est difficile et il est préférable de l'utiliser plutôt que de le combattre.

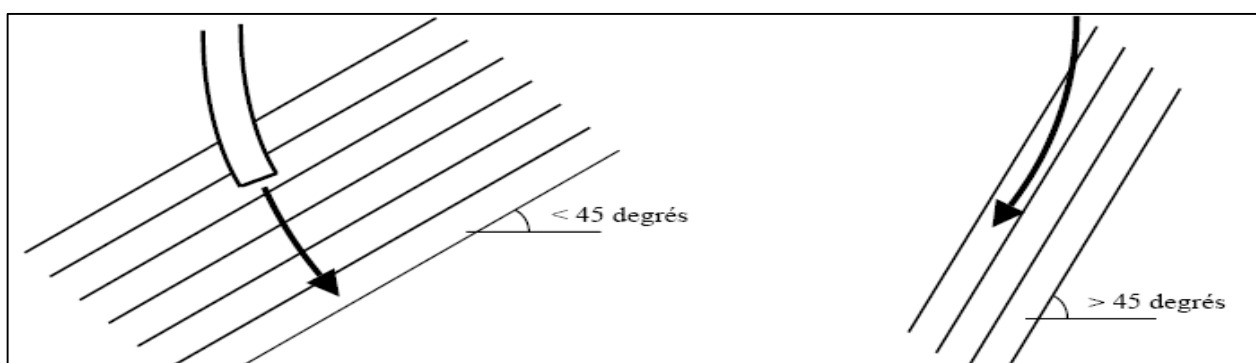


Figure n°72 : Influence du pendage des formations

V. 7.1.2. Alternances de formations tendres et dures:

Les alternances de formations tendres et dures peuvent provoquer un décalage de l'axe du puits, résultant en un diamètre "apparent" inférieur au diamètre de forage

L'utilisation de garnitures rigides limite habituellement le phénomène.

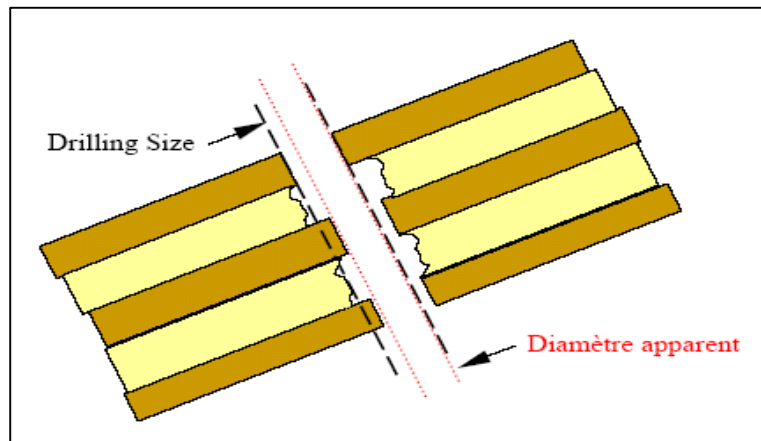


Figure n°73 : Alternance de couches tendres et dures

V. 7.2. Procédures de forage et l'équipement :

V. 7.2.1. Méthode de forage:

Les différentes méthodes de forage, conventionnel ou de navigation, affectent (heureusement !) le forage dirigé. Il peut en résulter des puits de "formes" variables

V. 7.2.2. Type de la garniture de forage (BHA):

La détermination du type et la conception de la garniture de forage sont les éléments permettant de contrôler le comportement du puits.

Le comportement des garnitures conventionnelles (rotary) est dominé par deux facteurs essentiels quelquefois antagonistes:

- la rigidité
- la création et la répartition de points d'appuis permettant d'obtenir une déformation permanente dont résultera le mouvement désiré.

V. 7.2.3. Type d'outil de forage:

Le type de l'outil de forage utilisé affecte grandement le comportement d'un puits en inclinaison et surtout en azimuth. Il est communément admis et observé que:

- les outils tricônes ont tendance à "tourner vers la droite" (augmentation de l'azimut).
- les outils PDC ont plutôt tendance à forer droit (azimut constant) ou à tourner légèrement vers la gauche (diminution de l'azimut).

Le programme de forage doit impérativement tenir compte du comportement prévisible des outils, prévoir ceux-ci en conséquence et adapter les paramètres initiaux du puits (en particulier la "garde").

L'expérience locale est évidemment prépondérante dans les choix ci-dessus.

Les mauvaises surprises (comportement inhabituel ou même inverse) ne sont pas exclues.

V. 7.2.4. Poids sur l'outil:

Une garniture de forage conventionnel est conçue pour se déformer et créer des points d'appuis déterminés, desquels résulteront le comportement souhaité.

Le poids sur l'outil de forage et en particulier un poids excessif affecte le comportement de la garniture de forage en modifiant sa "déformée". Un poids excessif peut entraîner un comportement inverse du comportement prévu.

V. 7.3. Conséquences du forage dévié sur la forme des trous :

V. 7.3.1. Trous ovalisés:

La plupart des trous forés en déviation sont ovalisés. Le grand axe de l'ovale n'a pas une direction constante.

Le phénomène est dû à des causes multiples dont les frottements du train de tiges à la paroi du puits. Les inconvénients majeurs résultant sont un plus grand volume de puits et une modification des conditions hydrauliques.

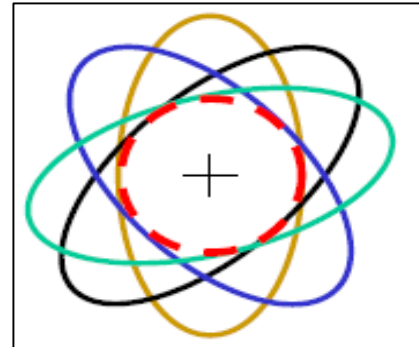


Figure n°74: puits ovalisé

V. 7.3.2. Trous spiralés:

Certains trous déviés sont spiralés ou de forme hélicoïdale, le pas de la spirale pouvant être réduit à quelques mètres. Ce phénomène dont les causes sont mal comprises se produit surtout dans les formations tendres.

Il en résulte des trous dont le diamètre apparent est inférieur au diamètre de forage, des frottements plus importants et des difficultés potentielles pour descendre le tubage.

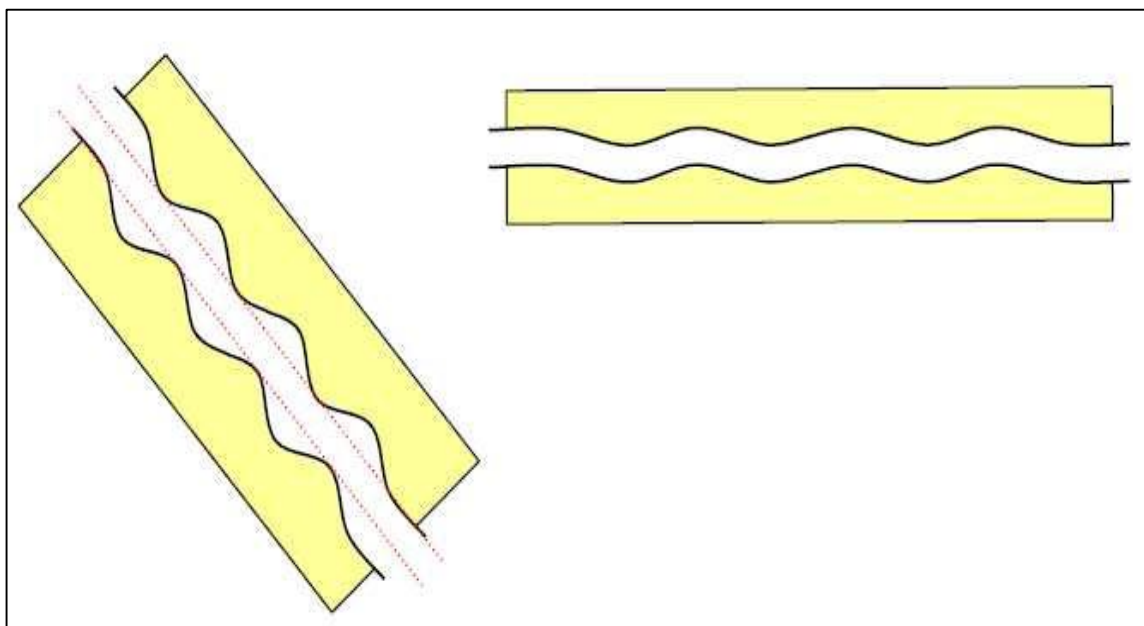


Figure n°75 : Trou Spiralé

V. 7.3.3. Trous élargis:

A longueur égale, les puits déviés ont un volume supérieur aux puits verticaux. Ceci peut résulter de différentes causes, en particulier de l'ovalisation des trous et de la technique de forage de navigation quand elle est pratiquée.

L'élargissement peut également résulter de l'utilisation de stabilisateurs avec des conséquences sur le comportement de la garniture (la répartition des points d'appuis dépend du diamètre foré).

D'une manière générale l'élargissement du trou entraîne une plus grande consommation de fluide et une modification des conditions hydrauliques mais aussi des difficultés de centrage des tubages.

V. 7.3.4. Marches:

Les alternances de formations dures et tendres peuvent causer un décalage de l'axe du puits, créant un puits en "escalier" et de nombreux points d'accrochage. Il peut en résulter un diamètre apparent inférieur au diamètre de forage et des difficultés potentielles pour descendre le tubage.

V. 7.3.5. Dogleg:

L'arrivée de l'outil sur une formation plus dure peut provoquer un décalage brutal de l'axe du puits ("ripage") résultant en un dogleg important et créant un point de fatigue du train de tiges (voir figure ci-dessous). Il en résulte également un diamètre apparent inférieur au diamètre de forage et des difficultés potentielles pour descendre le tubage.

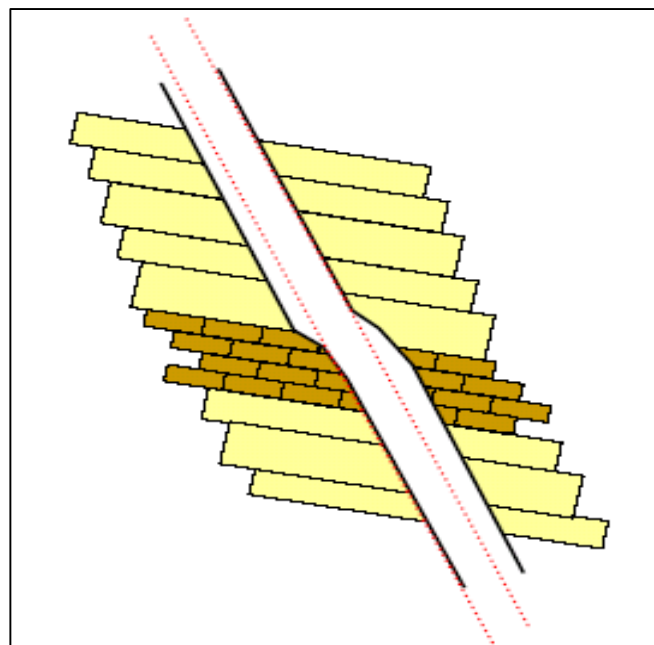


Figure n°76 : Dog- leg résultant d'une couche dure

V. 7.3.6. Formation de Key-seat:

La formation d'un Key-seat (voir figure ci-dessous) est la cause de nombreux problèmes et se termine le plus souvent par un side-track si elle n'est pas détectée et traitée à temps. Elle résulte du frottement du train de tiges sur la paroi du puits, creusant petit à petit un trou latéral ayant pour diamètre le diamètre du corps des tiges. Elle se produit donc de

préférence dans les sections courbes du puits ou sur un dogleg prononcé. Lorsque le trou latéral est suffisamment profond, le passage d'une section de plus gros diamètre ou même d'un tool-joint de tiges devient impossible.

Si la formation du key-seat est un phénomène progressif (des signes avantcoureurs apparaissent en général lors des manœuvres), le blocage est lui quasiinstantané et se produit le plus souvent lors d'une manœuvre de remontée. La prévention et/ou le traitement des key-seat se fait à l'aide d'un aléreur de key-seat

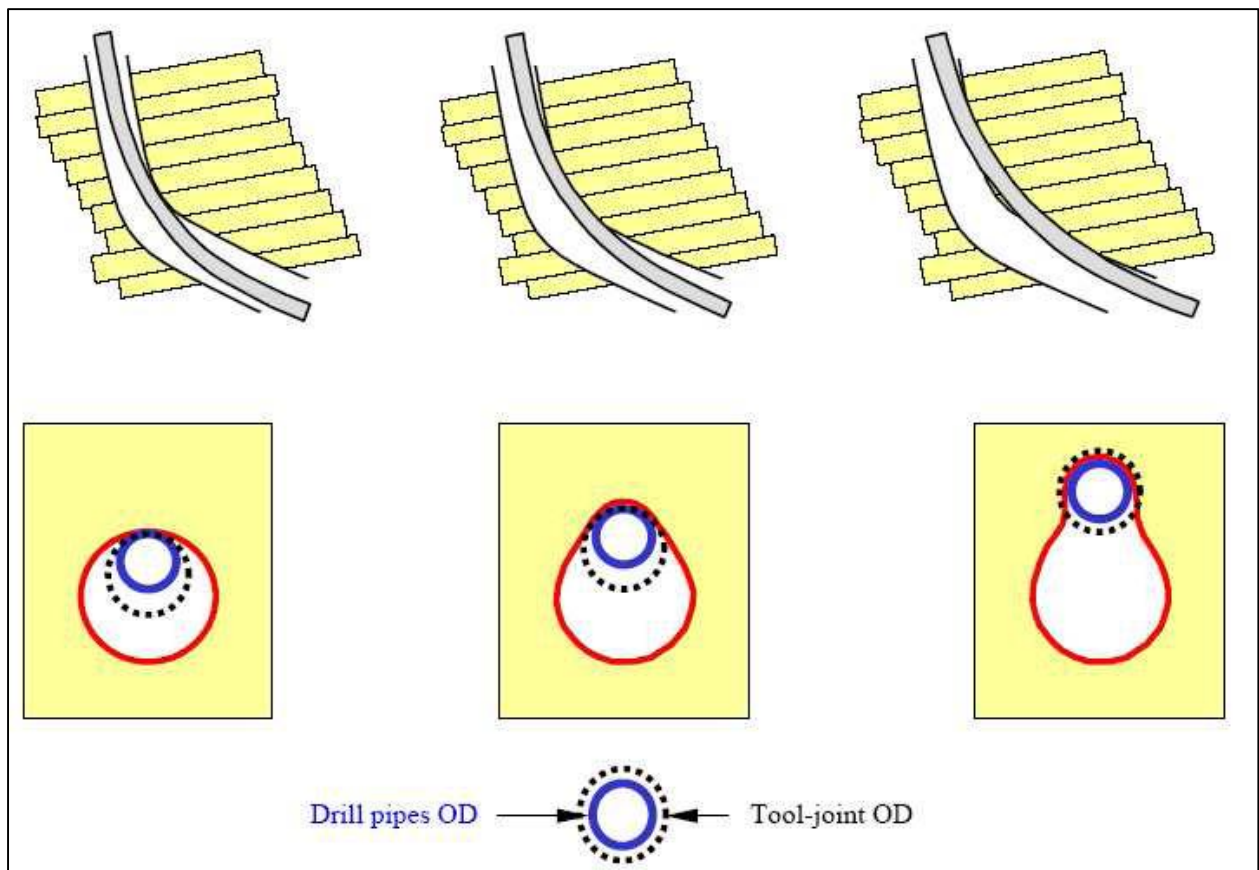


Figure n°77 : Développement d'un Key – Seat

VI.1. Programme de forage du puits GINE-1Bis-Z1

VI. 1.1. Aperçu de puits GINE-1Bis-Z1 :

Le puits El Gassi Nord Est -1Bis-Z-1 (GINE-1Bis-Z1) est situé dans le Nord-Ouest de la région El Agreb (Bloc 428, 429, 431b, 439b). C'est un puits dévié (profil en J 60°), dans le but d'explorer le potentiel en hydrocarbure du réservoir qui se situe dans Quartzite de Hamra, profondeur final est programmée à +/- 3500 m.

VI. 1.2. Données de puits GINE-1Bis-Z1 :

Well Name:	GINE-1Bis-Z1
Field:	Hassi D'zabat
Block:	428, 429, 431b, 439b
Basin:	(AMGUID-MESSAoud)
Geographic Coordinates:	X: 05° 51' 40.0379" E Y: 31° 03' 37.2282" N Zs: 173.787 m Zt: 181 m
Grid Coordinates UTM:	X: 773 030.100 m Y: 3 4395 43.200 m
Willaya:	OUARGLA
Well Type:	Delineation
Well Profile:	(J profile 60 °)
Primary objective	Ordovician : Quartzite de Hamra
Total depth	3500 m / 3300m (TMD/TVD)
Formation at TD:	Argile D'elgassi
Target days:	146 days
Drilling Rig:	TP217

Tableau n°2 : Description du puits

VI. 1.3. Objectifs de puits GINE-1Bis-Z1 :

Les objectifs primaires sont les suivants :

- Forer le puits sans accidents, incidents et sans dommage sur l'environnement.
- Réaliser toutes les opérations conformément aux directives de Sonatrach standard HSE.
- Forer jusqu'à TMD @ +/- 3500 m dans 146 jours.
- Evaluer Quartzite Hamra.
- Accomplir les objectifs de la diagrapie.
- Acquérir des informations et des leçons apprises pour les futurs puits.

VI. 1.4. Localisation générale :

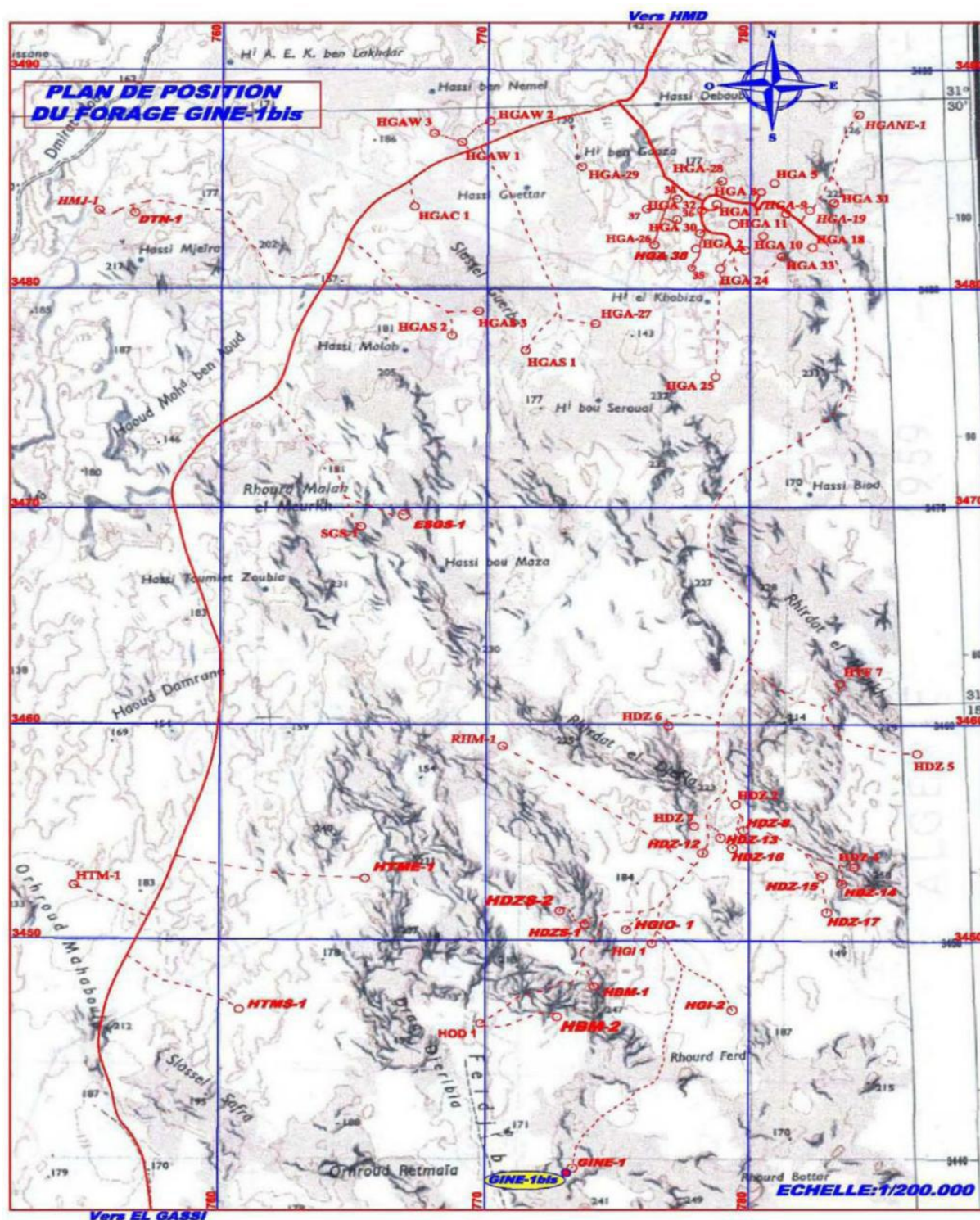


Figure n°78 : Localisation du puits GINE-1Bis-Z1

VI. 1.5. Les puits avoisinants :

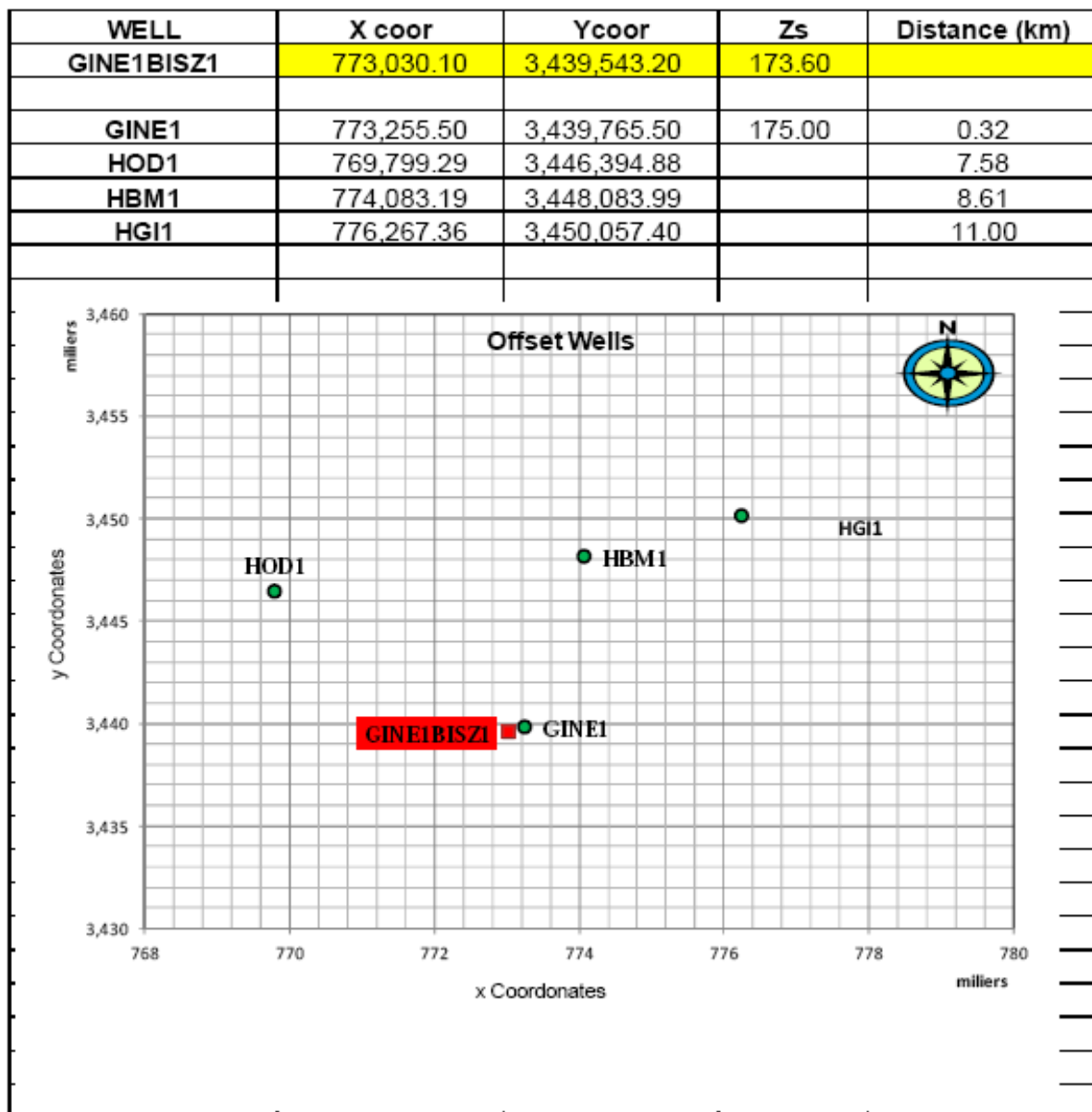


Figure n°79: Carte des puits voisins

VI. 1.6. Programme du puits :**VI. 1.6.1. Programme de tubage :**

Setting Depth (m)	Top (m)	Size (in)	Wt (lb/ft)	Grade	Conn	ID (in)	Drift (in)	Capacity (ltr/m)	Safety Factors			
									Burst	Collapse	Tension	Triaxial
400	0	18 5/8	87.5	K55	BTC	17.755	17.567	159.74	1.81	2.48	4.13	2.32
2517	0	13 3/8	68.0	N80	BTC	12.415	12.259	78.10	1.42	1.02	2.60	1.77
1500	0	9 5/8	47.0	P110	NVAM	8.681	8.525	38.19	1.46	1.55	2.46	1.78
3128	1500		53.5	P110	NVAM	8.535	8.500	36.91				
3239	2673	7	29.0	P110	NVAM	6.184	6.059	19.38	1.50	1.12	2.63	1.54
3500	3089	4 1/2	13.5	N80	NVAM	3.920	3.795	7.79	1.80	1.24	2.40	1.52

Tableau n°3 : Programme de tubage**VI. 1.6.2. Programme de cimentation :**

Casing	Shoe Depth (m)	Estimated BHST °C	Cement Type	Volume	Simulated ECD @ prev. shoe (sg)	Simulated ECD @TD(sg)
18"5/8	400	40	Lead - 1.58sg light to surface Tail - 1.90sg to 100m above shoe	Lead - 50% OH excess Tail - 35% OH excess	NA	1.66
13"3/8	2517	102	Lead - 1.35sg light to surface Tail - 1.90sg to 200m above shoe	Lead - caliper + 15% Tail - caliper + 10%	1.35	1.61
9"5/8	3128	118	Single stage - 2,14sg to 200m above shoe	Lead - caliper + 15% Tail - caliper + 10%	2.14	2.15
7" Liner	3239	128	Single stage - 1.90sg to top of liner	50% Excess	1.48	1.51

Tableau n°4 : Programme de cimentation

VI. 1.6.3. Programme des outils :

Bit size	Formation	Start	End	Length	BHA	Primary Bit Type Nozzles TFA	WOB RPM Flow Rate	Back-up Bits
26"	Moi-Pliocene to Senonian Anhydritic	0	400	400	Pendulum	NEW TCI ER24JMRS	5-25 t 60-120 RPM 1000-3200 lpm	NEW MT SB115C
16"	Senonian Anhydritic to Lias Anhydritic	400	2517	2117	Packed	New TFF913S	10-25 t 80-180 RPM 2800 lpm	RR MSI916LVPX New SB445C New SB215C
12-1/4"	Lias Anhydritic to Lias Argileux	2517	3128	611	Packed + Directional	New PDC SP619A PDC-RR : DSF813(NOV) X 01	10-20 t 90-150 RPM 2800 lpm	RR MI616 New DT4GMRS PDC-RR : HCM408 (Baker) X 01
8-1/2"	Lias Argileux QZ	3128	3239	111	Directional	PDC New : DSF811 (NOV X 01) Or KH813PX (smith)	5-15 t 80-150 RPM 1800 lpm	TCI-New : EQH69DR (DBS) (IADC 647) X 01 PDC-RR: KH813PX(DBS) X 01 (Hybrid) IMP BIT RR : HH356G8 X01
6"	QZ To 20 m into Argile d'el gassi	3239	3500	261	Directional	03 New 6 Imprg BIT K505BEPX 01 * 6 PDC MM94R	3-9t 60-90RPM 800 lpm	RR 1 * VTD 909DG 2 New XR40YDDOD1PD 2 MX-DS50DX2DH 1 ETD4GMRS

Tableau n°5 :Programme des outils

VI. 1.6.4. Programme de boue :

Interval Properties	26"	16"	12 ¼"	8 ½"	6"
Mud type	Spud Mud	OBM INVERMUL	OBM INVERMUL	OBM INVERMUL	OBM INVERMUL
Density SG	1.05	1.30	2.05	1.45	1.45
Yield Value lb / 100 ft ²	45 - 55	18 - 24	10 - 12	10 - 14	10 - 12
API Fluid Loss cc's/30 in	NC to +/- 20	-	-	-	-
HPHT @ 250F & 500 PSI	-	<10	<10	<4	<4
Pom	-	3 - 4	3 - 4	2 - 3	2 - 3
MBT kg/m ³	80 - 100	-	-	-	-
PH	11 - 12	-	-	-	-
LGS %	< 5	<5	< 5	< 5	< 5
Oil / Water	-	70/30 – 85/15	85/5-90/10	90/10	95/5
Electrical Stability	-	>600	>1000	>1000	>1000

Tableau n°6 : Programme de boue

VI. 1.6.5. Choix de la garniture de forage (BHA):

- Phase 26 " : (de la surface à 400m) :

Section Type	Nbr of Joints	OD (in)	ID (in)	Length (m)	Weight (kg/m)	Bouy Wt. (t)	Cuml Bouy Wt (t)	Cuml Length (m)
Drill Pipe 19.50# G	17	5.000	4.280	160.90	32.62	4.55	46.23	400.00
Heavy Weight	6	5.000	3.000	55.80	73.40	3.55	41.68	239.10
XO	1	8.000	2.813	1.00	223.04	0.19	38.13	183.30
Drill Collar	17	8.000	2.813	158.10	223.04	30.55	37.94	182.30
X/O	1	9.500	3.000	1.00	323.11	0.28	7.39	24.20
Stabilizer 25"15/16	1	9.500	3.000	2.40	403.88	0.84	7.11	23.20
Drill Collar	1	9.500	3.000	9.30	323.11	2.60	6.27	20.80
Stabilizer 25"15/16	1	9.500	3.000	2.40	403.88	0.84	3.67	11.50
Short Drill Collar	1	9.500	3.000	4.00	323.11	1.12	2.83	9.10
Shock Sub	1	9.500	3.000	4.00	323.11	1.12	1.71	5.10
Bit Sub	1	9.500	3.000	0.50	323.11	0.14	0.59	1.10
Tricone Bit	1	26.000	NA	0.60	870.00	0.452	0.45	0.60
Mud Weight (sg)	1.05	Buoyancy = 0.866						
Note: Ensure a float valve and TOTCO ring are included in the BHA								

Tableau n°7 : BHA pour la phase 26 "

- Phase 16 " : (de 400m à 2517m) :

Section Type	Nbr of Joints	OD (in)	ID (in)	Length (m)	Weight (kg/m)	Bouy Wt. (t)	Cuml Bouy Wt (t)	Cuml Length (m)
Drill Pipe 19.50# G	243	5.000	4.280	2261.60	32.62	61.55	105.49	2517.00
Heavy Weight	6	5.000	3.000	55.80	73.40	3.42	43.94	255.40
XO	1	8.000	2.813	1.00	223.04	0.19	40.53	199.60
Drill Collar	2	8.000	2.813	18.60	223.04	3.46	40.34	198.60
Drilling Jar	1	8.000	2.813	9.20	223.04	1.71	36.88	180.00
Drill Collar	15	8.000	2.813	139.50	223.04	25.96	35.17	170.80
X/O	1	9.500	3.000	1.00	323.11	0.27	9.21	31.30
Drill Collar	1	9.500	3.000	9.30	323.11	2.51	8.94	30.30
Stabilizer 15-15/16"	1	9.500	3.000	2.40	403.88	0.81	6.43	21.00
Drill Collar	1	9.500	3.000	9.30	323.11	2.51	5.62	18.60
Stabilizer 15-15/16"	1	9.500	3.000	2.40	403.88	0.81	3.11	9.30
Drill Collar	1	9.500	3.000	4.00	323.11	1.08	2.30	6.90
NB Stabilizer 15-15/16"	1	9.500	3.000	2.40	403.88	0.81	1.23	2.90
Bit	1	16.000	NA	0.50	1000.00	0.42	0.42	0.50
Mud Weight (sg)		1.30		Buoyancy = 0.834				

Note: Ensure a float valve and TOTCO ring are included in the BHA

Tableau n°8 : BHA pour la phase 16 "

- Phase 12 ¼ " : (de 2517m TVD à 3125 m/3100m TMD/TVD) :

➤ BHA verticale (packed BHA) :

Section Type	Nbr of Joints	OD (in)	ID (in)	Length (m)	Weight (kg/m)	Bouy Wt. (t)	Cuml Bouy Wt (t)	Cuml Length (m)
Drill Pipe 19.50# G	274	5.000	4.280	2544.80	32.62	60.80	99.14	2800.00
Heavy Weight	6	5.000	3.000	55.80	73.40	3.00	38.34	255.20
XO	1	8.000	2.813	1.00	223.04	0.16	35.34	199.40
Drill Collar	2	8.000	2.813	18.60	223.04	3.04	35.18	198.40
Drilling Jar	1	8.000	2.813	9.20	223.04	1.50	32.14	179.80
Drill Collar	15	8.000	2.813	139.50	223.04	22.79	30.64	170.60
X/O	1	9.500	3.000	1.00	323.11	0.24	7.85	31.10
Drill Collar	1	9.500	3.000	9.30	323.11	2.20	7.61	30.10
Stabilizer 12-3/16"	1	9.500	3.000	2.40	403.88	0.71	5.41	20.80
Drill Collar	1	9.500	3.000	9.30	323.11	2.20	4.70	18.40
Stabilizer 12-3/16"	1	9.500	3.000	2.40	403.88	0.71	2.50	9.10
Short DC	1	9.500	3.000	4.00	323.11	0.95	1.79	6.70
NB Stabilizer 12-3/16"	1	9.500	3.000	2.40	403.88	0.71	0.84	2.70
Bit	1	12.250	NA	0.30	600.00	0.13	0.13	0.30
Mud Weight (sg)		2.10		Buoyancy = 0.732				

Note: Ensure a float valve and TOTCO ring are included in the BHA

Tableau n°9 : BHA verticale pour la phase 12 ¼ "

➤ BHA directionnelle :

COMPONENT DATA									
Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Top Connection	Length (m)	Cumulative Length (m)
1	PDC steerable Bit		8.000	4.000	12.250	128.48	P 6-5/8" REG	0.30	0.30
2	8" SperryDrill Lobe 4/5 - 5.3 stg		8.000	5.000		104.39	B 6-5/8" REG	10.75	11.05
	Lower Sleeve Stab				12.000				
3	8" DGWD Slick NMDC		8.100	3.250		147.34	B 6-5/8" REG	9.46	20.51
4	HOS		8.000	3.250		143.03	B 6-5/8" REG	1.55	22.06
5	Circ Sub		8.000	3.000		147.22	B 6-5/8" REG	0.85	22.91
6	X-Over Sub		7.250	2.875		118.57	B 4-1/2" IF	1.09	24.00
7	18x 5" X 4.276" - 19.5# 6-1/2" X 3-1/4" NC 50 (XH)		5.000	4.276		21.92		169.17	193.17
8	30x 5" X 3" HWDP #49.3 - NC50(IF)		5.000	3.000		49.30		271.95	465.12
9	6-1/2" Drilling Jar		6.500	2.375		97.99	B 4-1/2" IF	9.86	474.98
10	5x 5" X 3" HWDP #49.3 - NC50(IF)		5.000	3.000		49.30		45.52	520.50
11	5" X 4.276" - 19.5# 6-1/2" X 3-1/4" NC 50 (XH)		5.000	4.276		21.92		2357.50	2878.00
Total:								2878	

Tableau n°10 : BHA directionnelle pour la phase 12 ¼ "

• Phase 8 ½" : (de +/- 3125 m TMD /3100m TVD à +/- 3230m TMD / 3169m TVD) :

➤ BHA directionnelle :

COMPONENT DATA									
Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Top Connection	Length (m)	Cumulative Length (m)
1	PDC steerable Bit		6.500	2.000	8.500	177.03	P 4-1/2" REG	0.21	0.21
2	6 3/4" SperryDrill Lobe 4/5 - 7.0 stg		6.750	4.437		69.26	B 4-1/2" IF	8.08	8.29
	Pad				0.250				
3	6 3/4" DGWD		6.360	2.845		86.60	B 4-1/2" IF	6.95	15.24
4	HOS		6.650	3.250		90.10	B 4-1/2" IF	1.75	16.99
5	Downhole Screen		6.800	2.875		101.64	B 4-1/2" IF	2.39	19.38
6	Float Sub		6.500	2.250		99.54	B 4-1/2" IF	0.91	20.29
7	Circ Sub		6.600	2.250		103.04	B 4-1/2" IF	0.90	21.19
8	30x 5" X 4.276" - 19.5# 6-1/2" X 3-1/4" NC 50 (XH)		5.000	4.276		21.92		282.19	303.38
9	30x 5" X 3" HWDP #49.3 - NC50(IF)		5.000	3.000		49.30		271.85	575.23
10	6-1/2" Jar		6.500	2.375		25.00		9.86	585.09
11	5x 5" X 3" HWDP #49.3 - NC50(IF)		5.000	3.000		49.30		45.52	630.61
12	5" X 4.276" - 19.5# 6-1/2" X 3-1/4" NC 50 (XH)		5.000	4.276		21.92		9.20	639.81
Total:								639.81	

Tableau n°11 : BHA directionnelle pour la phase 8 ½"

- Phase 6" : (de +/- 3230m TMD / 3169 m TVD à +/- 3493 m TMD /3300 m TVD) :

➤ BHA directionnelle :

COMPONENT DATA									
Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Top Connection	Length (m)	Cumulative Length (m)
1	Diamond Bit		4.750	2.000	6.000	49.69	P 3-1/2" REG	0.27	0.27
2	4 3/4" Sperry Drill motor 2/3 lobe - 8.0 stages		4.750	3.197		42.06	B 3-1/2" IF	8.90	9.17
3	Non Mag Flex Collar 350 MW system		4.800	2.815		40.46	B 3-1/2" IF	10.08	19.25
4	Downhole Screen		4.650	2.000		47.17	B 3-1/2" IF	2.00	21.25
5	Float Sub		4.850	2.250		49.41	B 3-1/2" IF	0.94	22.19
6	Circ Sub		4.650	2.000		47.17	B 3-1/2" IF	0.66	22.85
7	57 x 3-1/2" X 2.764" - 13.3# 4-3/4" X 2-11/16" SL H-90		3.500	2.764		14.07		524.40	547.25
8	24 x 3-1/2" X 2-1/16" HWDP #25.30 - NC38(IF)		3.500	2.063		25.30		220.38	767.63
9	4-3/4" Drilling Jar		4.750	2.437		44.50		9.00	776.63
10	8 x 3-1/2" X 2-1/16" HWDP #25.30 - NC38(IF)		3.500	2.063		25.30		74.47	851.10
11	X-Over Sub		4.750	2.250		46.84	B 3-1/2" IF	1.17	852.27
12	5" X 4.276" - 19.5# 6-1/2" X 3-1/4" NC 50 (XH)		5.000	4.276		21.92		9.14	861.41
Total:								861.41	

Tableau n°12 : BHA directionnelle pour la phase 6"

VI. 1.6.7. Programme prévisionnel du puits GINE-1Bis-Z1 :

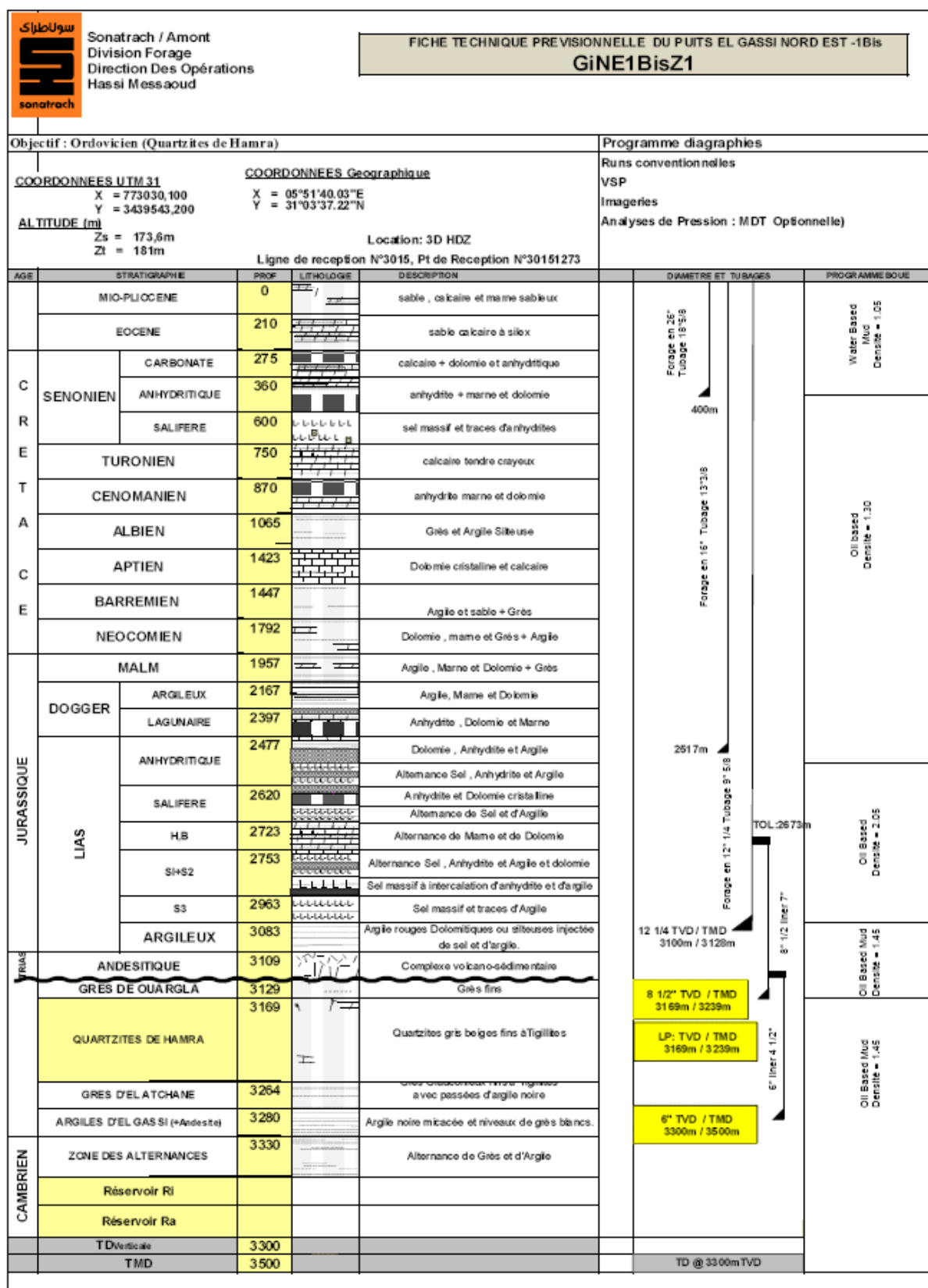


Figure n°80 : Programme prévisionnel du puits GINE-1Bis-Z1

VI. 2. Etude comparative entre les différentes méthodes de calcul de la trajectoire:

Un puits théorique dans une direction nord (Azimut=0) est supposée fait. MD est de 0 à 2000 feet le dogleg rate est de 3°/100 feet, avec des surveys à chaque 100 ft. L'actuel TVD est 1653.99 ft et HD (déplacement horizontal) est 954.93 ft.

Le programme Matlab permettant la comparaison entre ces différentes méthodes est représenté dans l'annexe II.

Les résultats de la comparaison de la précision relative des cinq méthodes de calcul sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

Méthodes de calcul	Erreur en TVD (ft)	Erreur en HD (ft)
Tangentielle	-25.3812	43.0828
Tangentielle moyennée	-0.3812	-0.2185
Angle moyen	0.1856	0.1088
Rayon de courbure	-0.0033 ≈ 0	-3.4145 $10^{-4} \approx 0$
Courbure minimum	-0.0033 ≈ 0	-3.4145 $10^{-4} \approx 0$

Tableau n°13 : Erreur en TVD et en HD des différentes méthodes

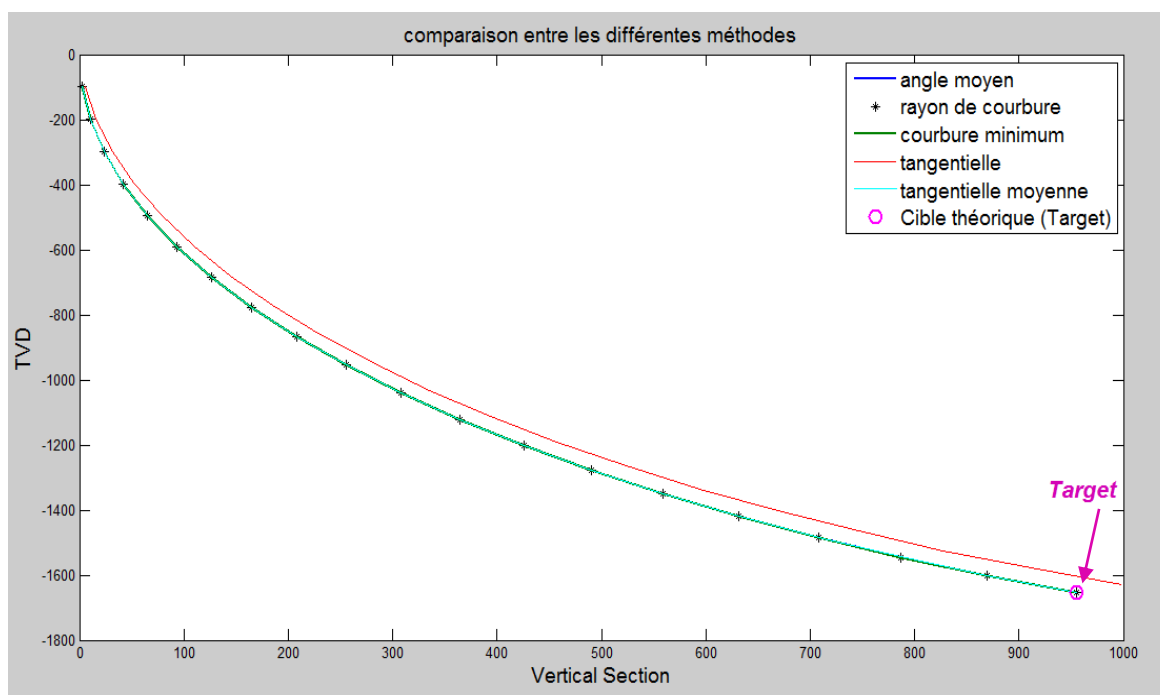


Figure n°92 : Représentation du profil des différentes méthodes

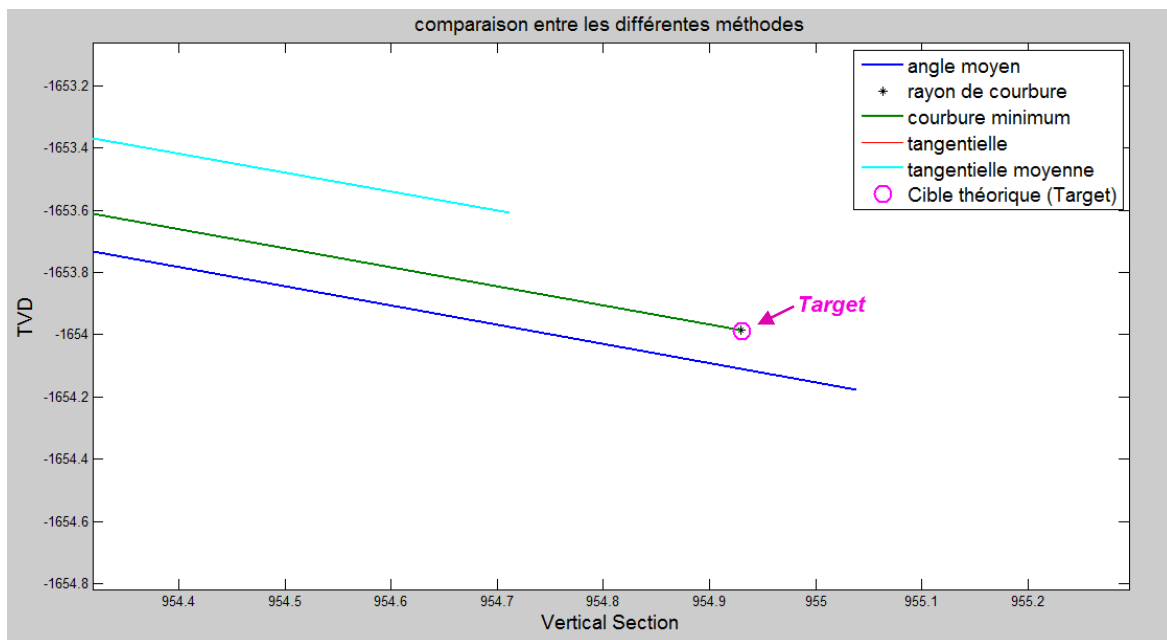


Figure n°93 : Représentation du profil des différentes méthodes (Zoomée)

Interprétation :

D'après la figure (92), on constate que la méthode tangentielle (en rouge) présente une séparation par rapport aux autres méthodes, et par conséquent une importante erreur en TVD et en déplacement horizontal, et on le voit clairement dans le tableau (13), car ses calculs ne prennent pas en considération les coordonnées de la position précédente.

Les autres méthodes sont pratiquement superposées et difficiles à les distinguer les unes des autres dans la figure (92), et après le zoom on constate sur la figure (93), que les méthodes les plus proches à la cible (Target) sont rayon de courbure et courbure minimum, et c'est ce qui est montré dans le tableau (13) par leur erreurs qui sont quasi nulles.

Conclusion :

A partir de cette comparaison on déduit que les méthodes les plus fiables sont le rayon de courbure et courbure minimum, et donc les plus utilisées.

VI. 3. Calcul et contrôle de la trajectoire

VI. 3.1. Objectif de la partie :

L'objectif de cette partie est le suivi et le contrôle de la trajectoire du puits GINE-Bis Z1 dans la phase 8 ^{1/2}" qui commence par un build up de 6.30°/30m et atteindre le top du réservoir (quartzite Hamra) à la profondeur 3230 avec une inclinaison de 60°. Et de mettre en évidence les techniques utilisées pour arriver à la cible tout en respectant le programme du forage dévié.

VI. 3.2. Situation de la tête du puits par rapport au différent nord :

Les coordonnées géographiques du puits : 31° 03' 37.22" N, 005° 51' 40.04"E

Les coordonnées du puits par rapport au nord système : 3,439,543.2000 m N,
773,030.1000 m E

La convergence système à la surface est de 1.477°

La convergence magnétique à la surface est de : 0.270°

Le nord système (grid north) est à 1.477° Est du nord géographique (true north) (convergence système).

Le nord magnétique est à 0.265° Ouest du nord système (convergence magnétique)

Le nord magnétique (magnetic north) est à 1.212° Est du nord géographique (déclinaison magnétique).

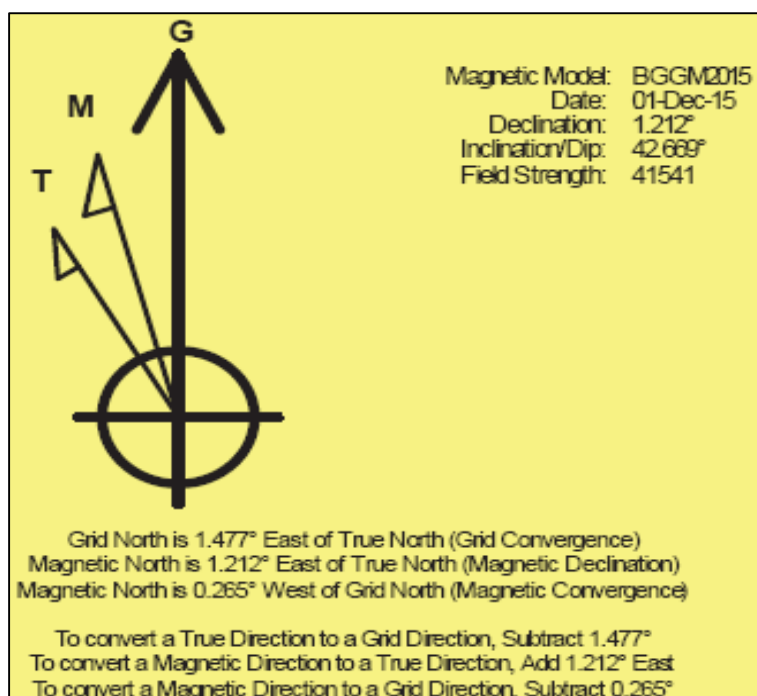


Figure n°81 : Situation de la tête de puits

VI. 3.3. Historique du puits :

- **Phase 26" :**

C'est un tronçon vertical depuis la surface jusqu'à 400m à travers le Moipliocene jusqu'au Senonien Anydritique.

- **Phase 16" :**

C'est un tronçon vertical de la profondeur 400m jusqu'à 2517m.

Un problème est survenu lors de son forage, qui est une anomalie dans le frein auxiliaire, alors ils ont décidé de remonter la garniture pour le changer, la remontée était en back reaming à cause du tirage qui a eu lieu, mais durant cette remontée le torque a augmenté brusquement sans se faire remarquer par le chef de poste alors la garniture s'est dévissée et restée dans le fond du puits. Des tentatives de repêchage sont faites mais sans résultats alors il a fallu laisser un poisson et réaliser un side track.

- Top du poisson à 2086m.
- Fond du poisson à 2468m.

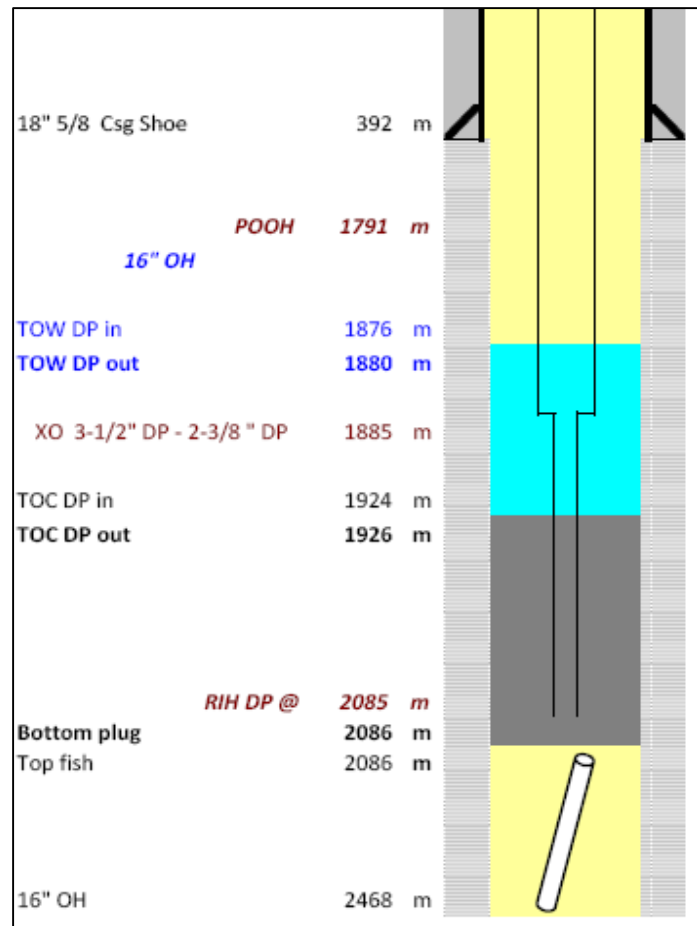


Figure n°82 : Schéma du puits

L'opération side track a été réalisée par la compagnie HALLIBURTON

➤ Trajectoire du side track :

- Faire le side track jusqu'au KOP +/- 1960m MD, +/- 120m au-dessus du top du poisson, montée en inclinaison jusqu'à 5° avec $\pm 3.8^\circ/30\text{m}$ build up rate.
- Forer une tangente de $\pm 30\text{m}$ pour avoir une séparation suffisante avec le poisson ensuite diminuer l'inclinaison (drop off) pour revenir à la verticale et obtenir une séparation de $\pm 6\text{m}$ du poisson.

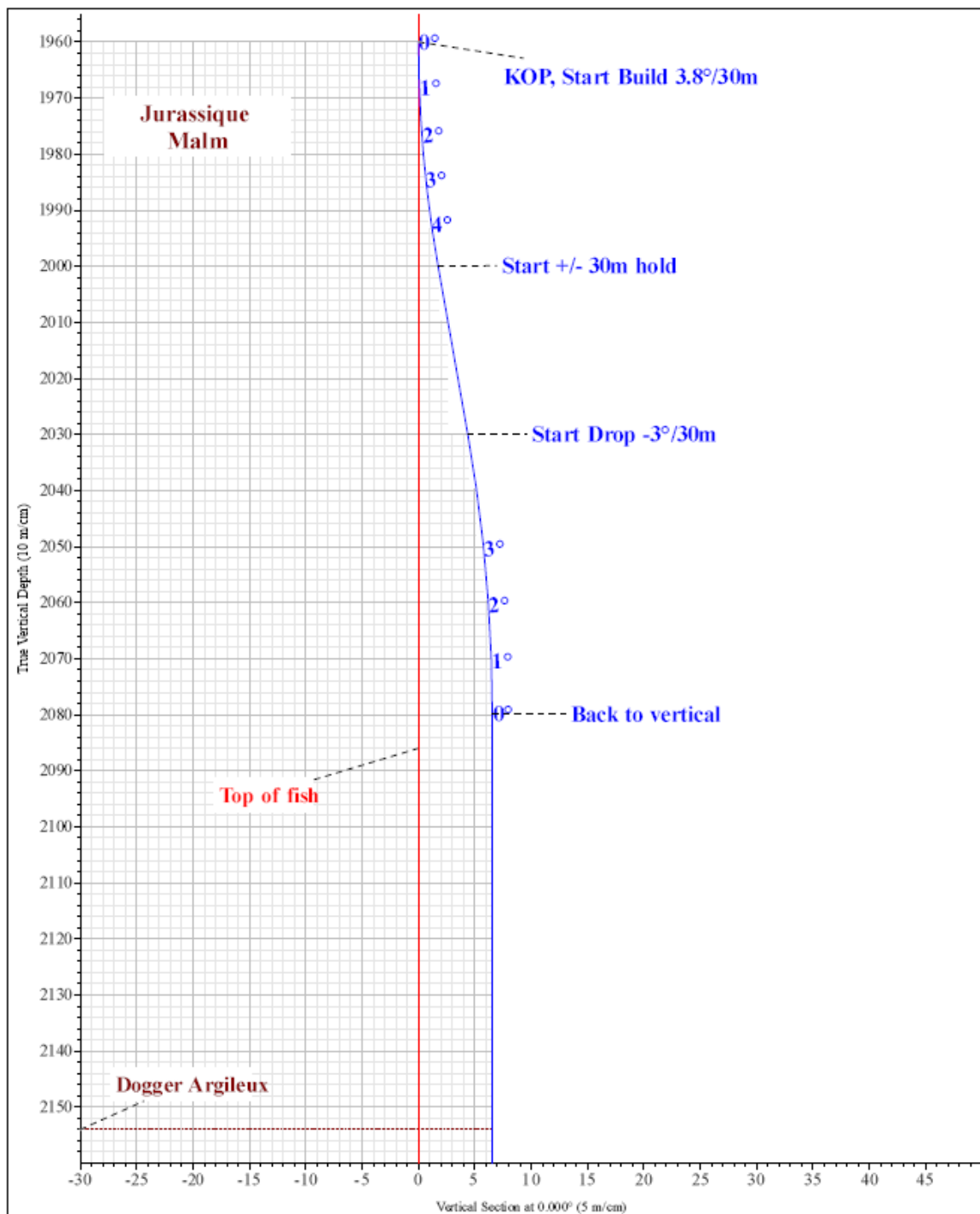
➤ Plan du side track:

Figure n°83 : Schéma du side track

• **Phase 12^{1/4} '' :**

C'est un build up qui commence de 2517m TVD, caractérisé par +/- 4°/30m de BUR à travers Lias S1+S2, S3 pour atteindre une inclinaison de +/- 38° à la cote 3125 m/3100m TMD/TVD. Un azimuth de 20° à 30° est recommandé.

- **Phase 8^{1/2} " :**

C'est un build up qui commence par 3125 m/3100m TMD/TVD, caractérisé par +/- 6°/30m de BUR jusqu'à atteindre une inclinaison de 60° à 3230m /3169m TMD/TVD.

Cette phase passe par le Trias Andésitique (roche éruptives) et le Grès de Ouargla jusqu'à atteindre le top de Quartzite Hamra

- **Phase 6" :**

C'est une section tangente (partie hold) de +/-260m à travers le réservoir de Quartzite Hamra caractérisée par une inclinaison de 60° et un azimuth de 30°, pour atteindre la profondeur totale (cible) de 3493m/3300m TMD/TVD.

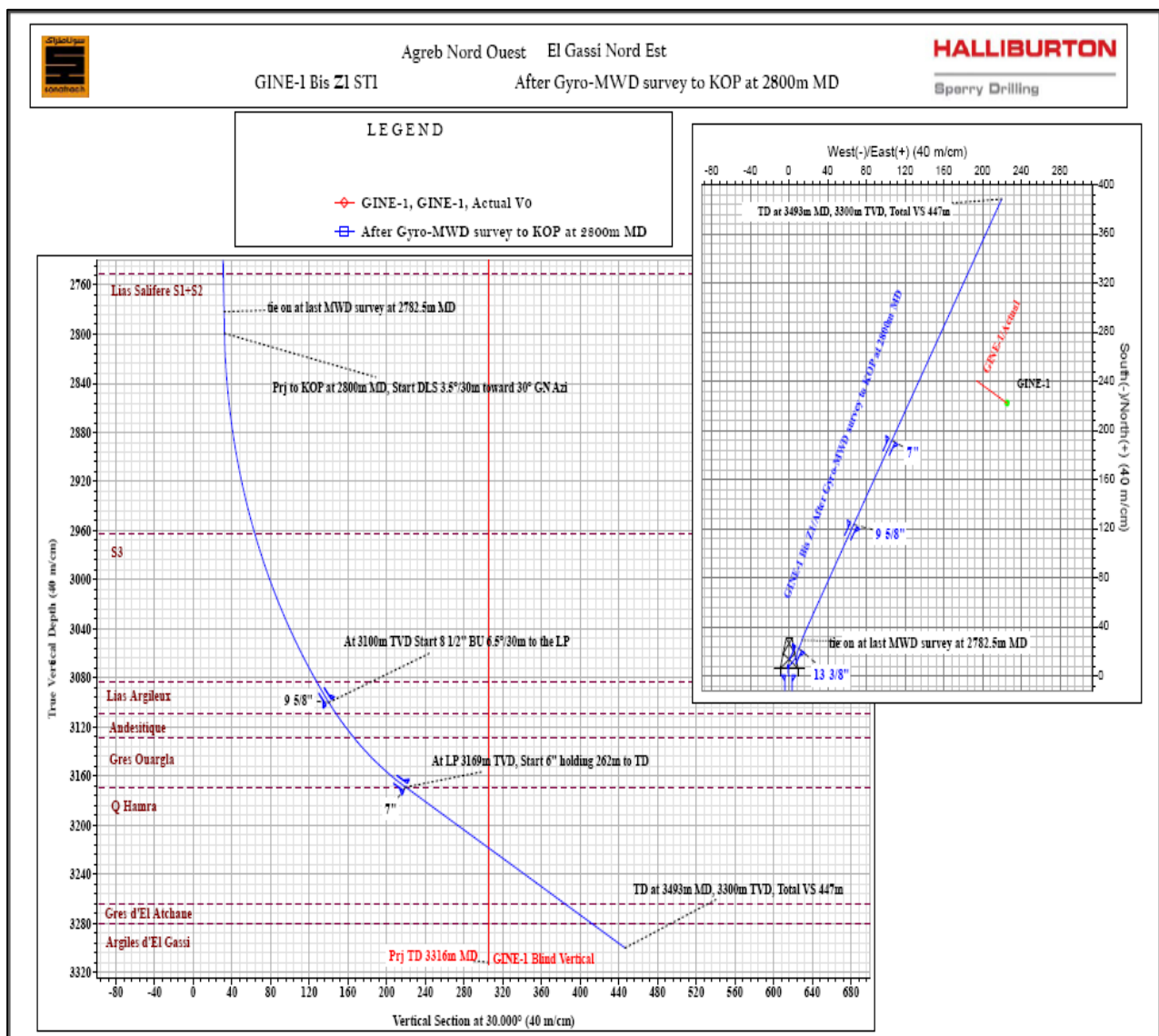


Figure n°84 : Trajectoire théorique du puits

VI. 3.4. Calcul et contrôle de la trajectoire

La progression du forage doit être :

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

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

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

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

VI. 3.4.1. Enregistrement :

L'enregistrement se fait grâce au système MWD qui mesure l'information à l'aide des capteurs (azimut, inclinaison, gamma ray, chocs et vibrations, température) qui va être transmise par l'impulseur situé au-dessus de ces capteurs à travers la boue sous forme de différence de pression.

La différence de pression va être enregistrée par les capteurs de surface, elle va être ensuite envoyée vers la cabine d'enregistrement où elle sera décodée et traduite en valeur numérique d'un paramètre.

Les capteurs directionnels sont composés de circuits électroniques, un magnétomètre tri-axial, un accéléromètre tri-axial et un capteur de température. Ces capteurs sont montés dans la BHA à l'intérieur d'une masse tige amagnétique. Le capteur fournit des mesures directionnelles, qui sont utilisés pour déterminer l'orientation de la tige de forage à l'emplacement des capteurs.

Les capteurs directionnels mesurent trois axes orthogonaux du palier magnétique, trois axes orthogonaux d'inclinaison et de la température de l'instrument. Ces mesures sont traitées et transmises par le générateur d'impulsions à la surface. L'ordinateur de surface utilise ensuite ces données pour calculer des paramètres tels que l'inclinaison, l'azimut, le tool face de l'outil (high-side).

Les axes de capteurs ne sont pas parfaitement orthogonale et ne sont pas parfaitement alignés, par conséquent, la compensation des valeurs mesurées pour les désalignements connues sont nécessaires afin de fournir des valeurs parfaitement orthogonales. La

sensibilité électronique exacte, facteur d'échelle et de biais, pour chaque axe du capteur est uniquement fonction de la température du capteur local. Par conséquent, les sorties brutes du capteur doivent être ajustés pour les effets thermiques sur le biais et le facteur d'échelle.

Remarque :

La procédure générale de descente d'un outil MWD est dans l'annexe I.

- **Procédure à suivre pour prendre un survey :**

Pour prendre une mesure de déviation le chef de poste doit suivre la séquence générale suivante :

- dégager l'outil du fond et mettre le frein :

L'outil doit se trouver au minimum 1 mètre au-dessus du fond, pour laisser de la place pour se dégager vers le bas en cas de coincement.

- arrêter les pompes :

L'arrêt des pompes entraîne l'arrêt de l'alimentation électrique des MWDs dotés de génératrice.

- arrêter la rotation :

Les capteurs directionnels du MWD ont généralement un capteur de rotation interne qui déclenche leur fonctionnement dès que la rotation cesse. Si les étapes 2 et 3 sont inversées, le MWD va commencer à prendre le survey avant que la garniture ne soit immobilisée. Cette mesure erronée risque d'être toujours dans la mémoire du MWD au démarrage des pompes.

- démarrer les pompes, le train de tiges étant maintenu parfaitement immobile :

Pomper au-dessus du minimum recommandé par le constructeur, notamment pour délivrer suffisamment de RPM à la génératrice du MWD.

Il est capital de garder la garniture immobile pendant la période où les capteurs de fond effectuent le survey. Les accéléromètres, par nature sensibles au mouvement, donneraient des mesures erronées.

Une fois les mesures de fond sont effectuées et que la transmission des données a commencée, on peut alors faire bouger la garniture de forage pour éviter les collages et les coincements.

Il est recommandé d'attendre que le survey soit reçu complètement en surface avant de reprendre le forage, car toute variation brutale de pression engendrée par l'outil lors de la reprise du fond risque de corrompre la chaîne des données et causer des erreurs de lecture.

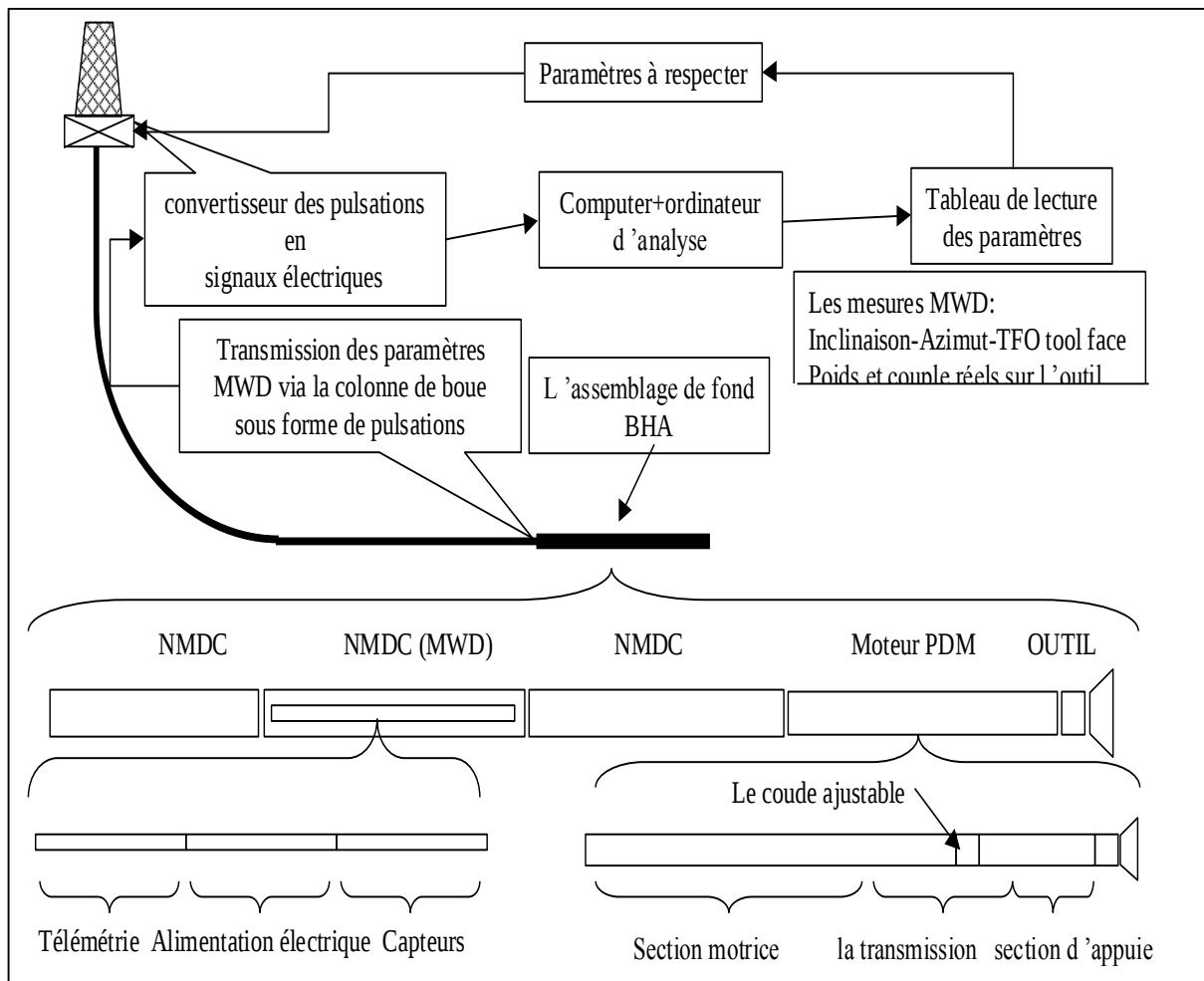


Figure n°85 : Schéma démonstratif d'un enregistrement

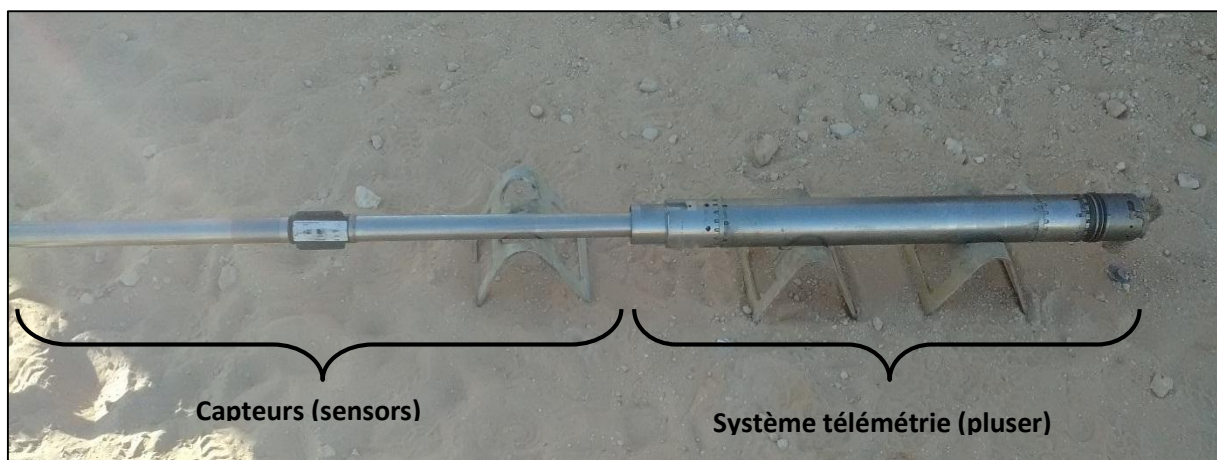


Figure n°86 : Système MWD

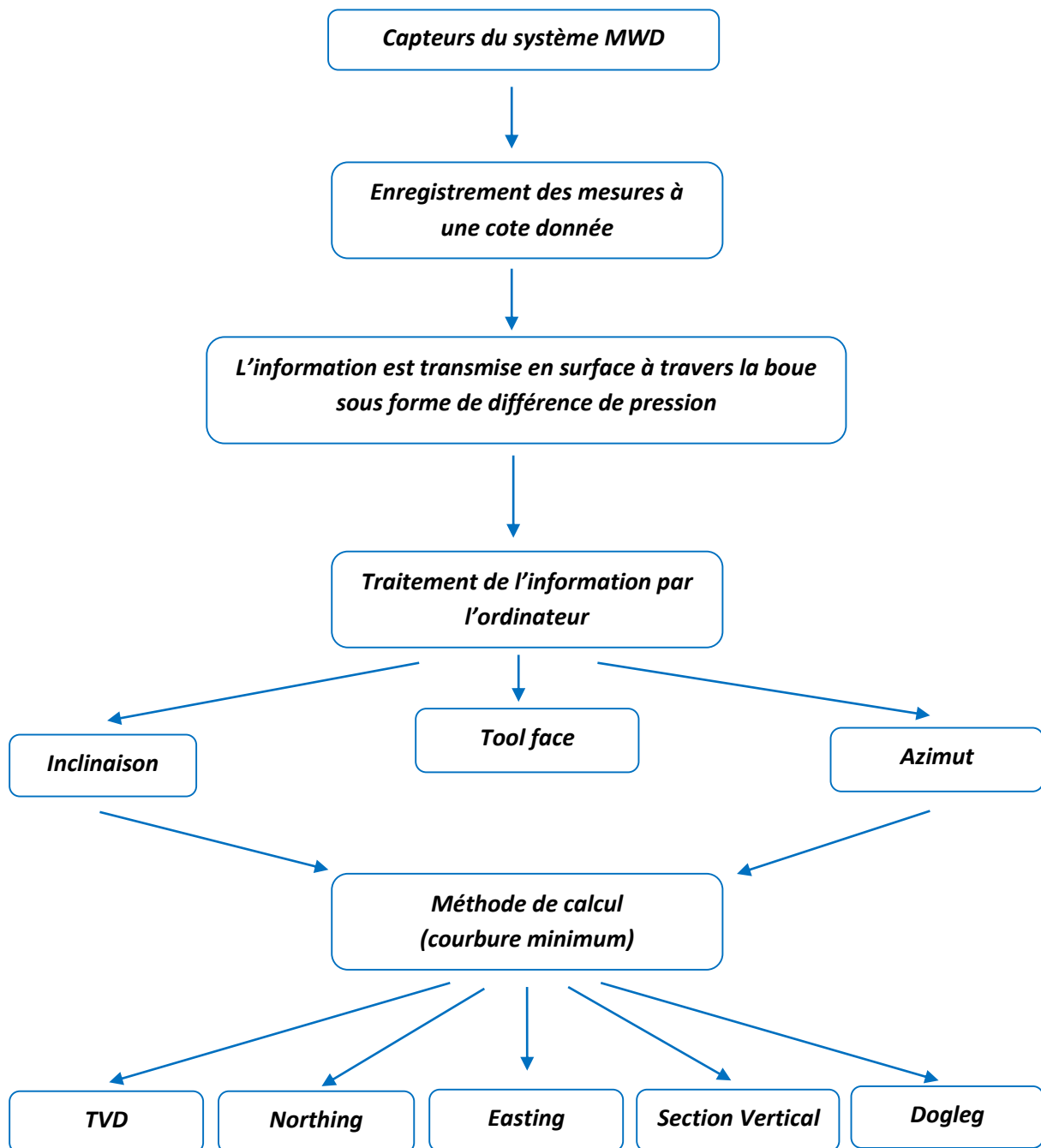
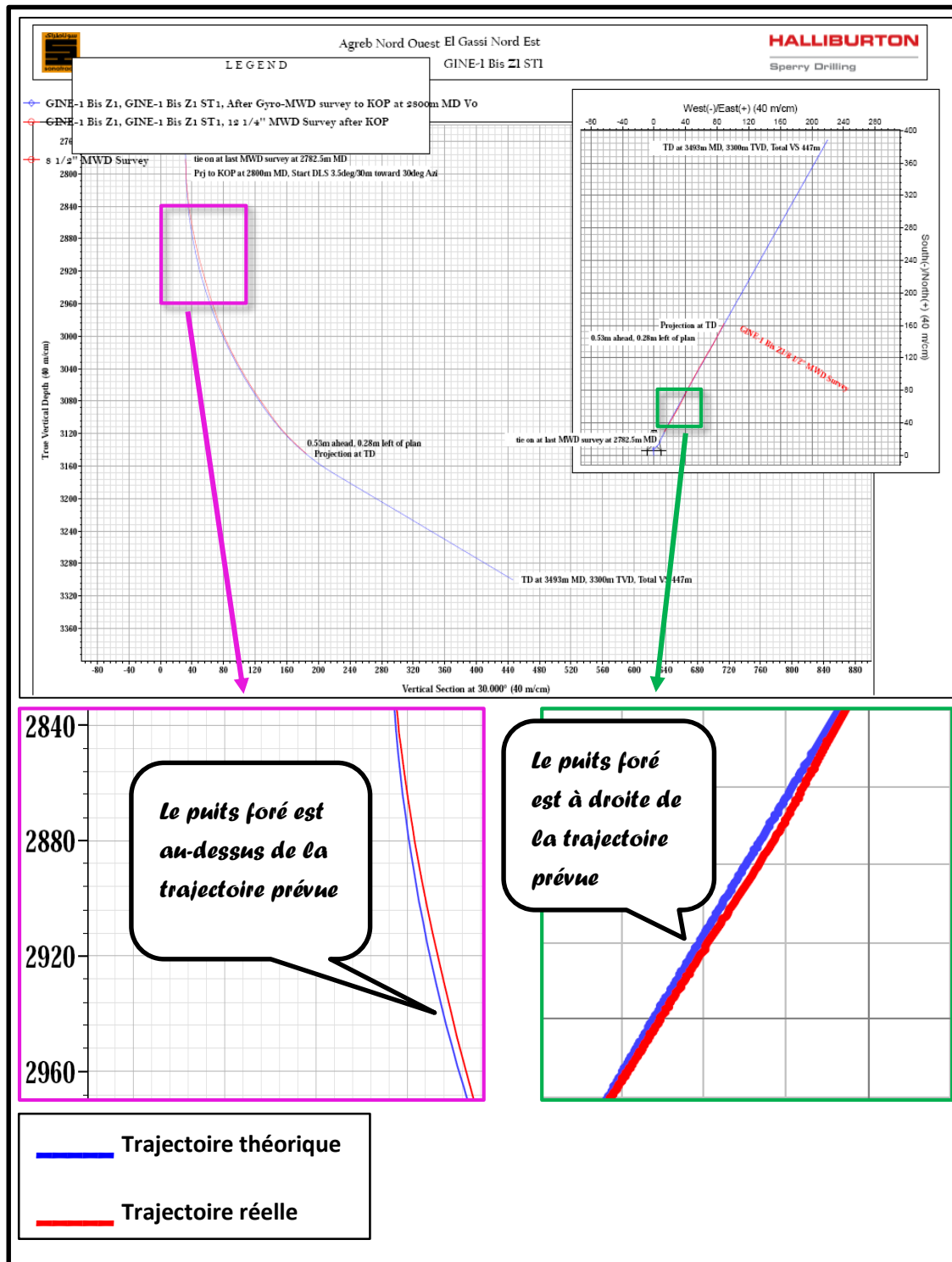


Figure n°87: Organigramme d'enregistrement et de traitement de l'information

VI.3.4.2. Comparaison par rapport à la planification du puits:

Après avoir fait les Survey à un intervalle régulier (10m en moyenne) une comparaison entre les valeurs numériques enregistrées et les valeurs numériques prévisionnelles est faite, ce qui va permettre de situer la trajectoire réelle par rapport à la trajectoire théorique (décalage à droite ou à gauche, au-dessus ou au-dessous).



- **Analyse du graphe :**

La partie zoomée à gauche (vertical section view) :

Elle représente l'avancement du puits en vertical (TVD : true vertical depth) en fonction de déplacement horizontal dans la direction de la cible (VS : vertical section). On peut aussi déterminer l'inclinaison en chaque point de cette courbe (l'inclinaison représente la tangente à chaque point).

On constate sur le plot que le puits est au-dessus de la trajectoire prévue donc le build up rate est supérieur à celui requis.

La partie zoomée à droite (plan view):

Elle représente le déplacement horizontal du puits en direction de la cible (avancement dans la direction du Nord et dans la direction de l'Est).

On voit sur le plot que le puits est décalé à droite de la trajectoire donc il y a eu une augmentation de l'azimut par rapport à celle requise.

VI.3.4.3. Contrôle :

Une fois la position de la trajectoire réelle est déterminée, un contrôle doit être fait et trois cas se manifestent :

- par le maintien de la trajectoire si elle est sur le plan théorique.
- Par l'arrêt du forage si on est trop loin du plan théorique et qu'on ne peut pas atteindre la cible, et cela se fait en mettant un bouchon de ciment et refaire le forage.
- Par la correction de la position du puits, et cela se fait par l'orientation du tool face vers une direction précise selon la position du puits (d'après le graphe), et aussi combiner entre le forage en mode rotary et en mode sliding.

- **Evaluation entre les pourcentages de rotary et de slide :**

Le forage en mode orienté (sliding) : la garniture n'est pas en rotation (rotation du moteur de fond seulement), il ne peut être pratiqué qu'avec des moteurs équipés d'un bent housing.

Le forage en mode orienté permet le contrôle de l'inclinaison et l'azimut par des corrections obtenues à l'aide du raccord coudé. Il permet aussi de suivre la trajectoire théorique et donc d'atteindre la cible.

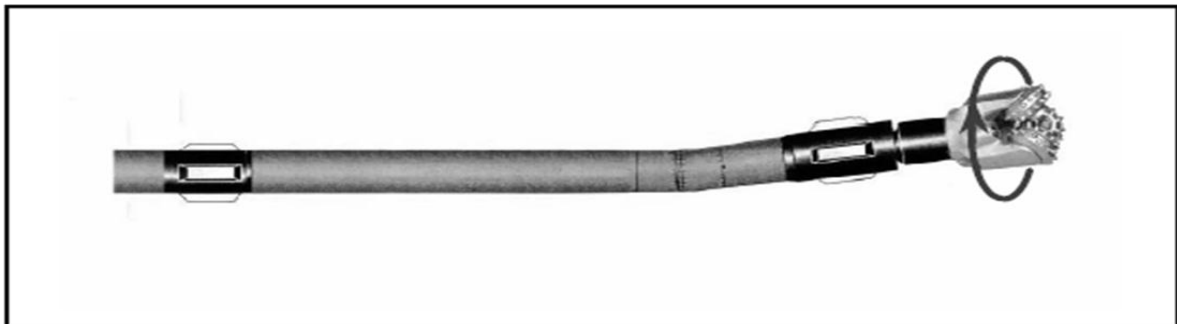


Figure n°89 : Mode orienté (sliding)

Le forage en mode rotary : (rotation du train de tige par la table de rotation + rotation du moteur de fond) permet de forer un trou surdimensionné et relativement droit, c'est-à-dire de maintenir l'inclinaison constante (pas de build up). La vitesse d'avancement en mode rotary est plus grande qu'en mode orienté, de plus la rotation de la garniture empêche la formation de lit de cuttings sur la paroi inférieure du trou, contribuant ainsi à un meilleur nettoyage du puits.

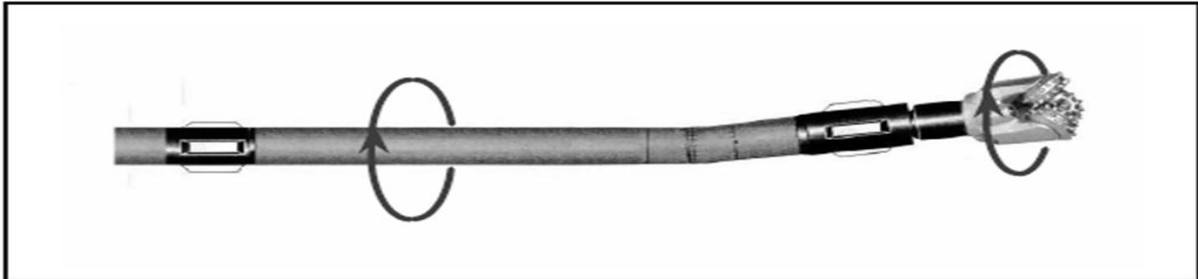


Figure n°90 : Mode rotary

Le forage d'une partie build up ne se fait pas uniquement par le mode sliding mais par des pourcentages bien définis entre ces deux modes.

Exemple :

(Calcul approximatif fait par l'opérateur pour une approche de ce pourcentage) :

Tout d'abord il faut évaluer le rendement de la BHA lors du forage des premiers mètres avec 100% de slide:

Station (1) : I1=50° MD1=3190m

Station (2) : I2=50.5° MD1=3192m

On assume que l'azimut reste constante dans cet interval.

$$\Delta I = I2 - I1 = 50.5 - 50 = 0.5^\circ$$

$$\Delta I = 0.5^\circ \longrightarrow 2m$$

$$DLS = ? \longrightarrow 30m$$

$$DLS = \frac{0.5 * 30}{2} = 7.5^\circ / 30m$$

Le DLS recommandé est de 6°/30m

$$\text{Alors : } \%slide = \frac{DLS(th)}{DLS(BHA)}$$

$$\%slide = \frac{6}{7.5} = 0.8 = 80\%$$

Donc : pour forer la distance entre deux stations, 80% de cette distance sera forée en slide et 20% en rotary.

Comme la distance entre deux stations correspond à une tige de 9m donc, on fore (9*0.8=7.2m) en slide et (9*0.2=1.8m) en rotary.

Différents cas se présentent :

- le puits est au-dessus de la trajectoire théorique : c'est-à-dire l'inclinaison de puits est supérieure à celle requise alors il convient de diminuer le build up rate. Et cela se fait par la diminution du pourcentage du sliding.
- Le puits est au-dessous de la trajectoire théorique : c'est-à-dire l'inclinaison de puits est inférieure à celle requise alors il convient d'augmenter le build up rate. Et cela se fait par l'augmentation du pourcentage du sliding.
- Le puits est à droite de la trajectoire théorique : c'est-à-dire l'azimut de puits est supérieure à celle requise alors il convient de la diminuer. Et cela se fait par un turn à gauche.
- Le puits est à gauche de la trajectoire théorique : c'est-à-dire l'azimut de puits est inférieur à celle requise alors il convient de l'augmenter. Et cela se fait par un turn à droite.
- Le puits est au-dessus et à droite : il faut une diminution du pourcentage de sliding avec un turn à gauche.
- Le puits est au-dessus et à gauche : il faut une diminution du pourcentage de sliding avec un turn à droite.
- Le puits est au-dessous et à droite : il faut une augmentation du pourcentage de sliding avec un turn à gauche.
- Le puits est au-dessous et à gauche : il faut une augmentation du pourcentage de sliding avec un turn à droite.

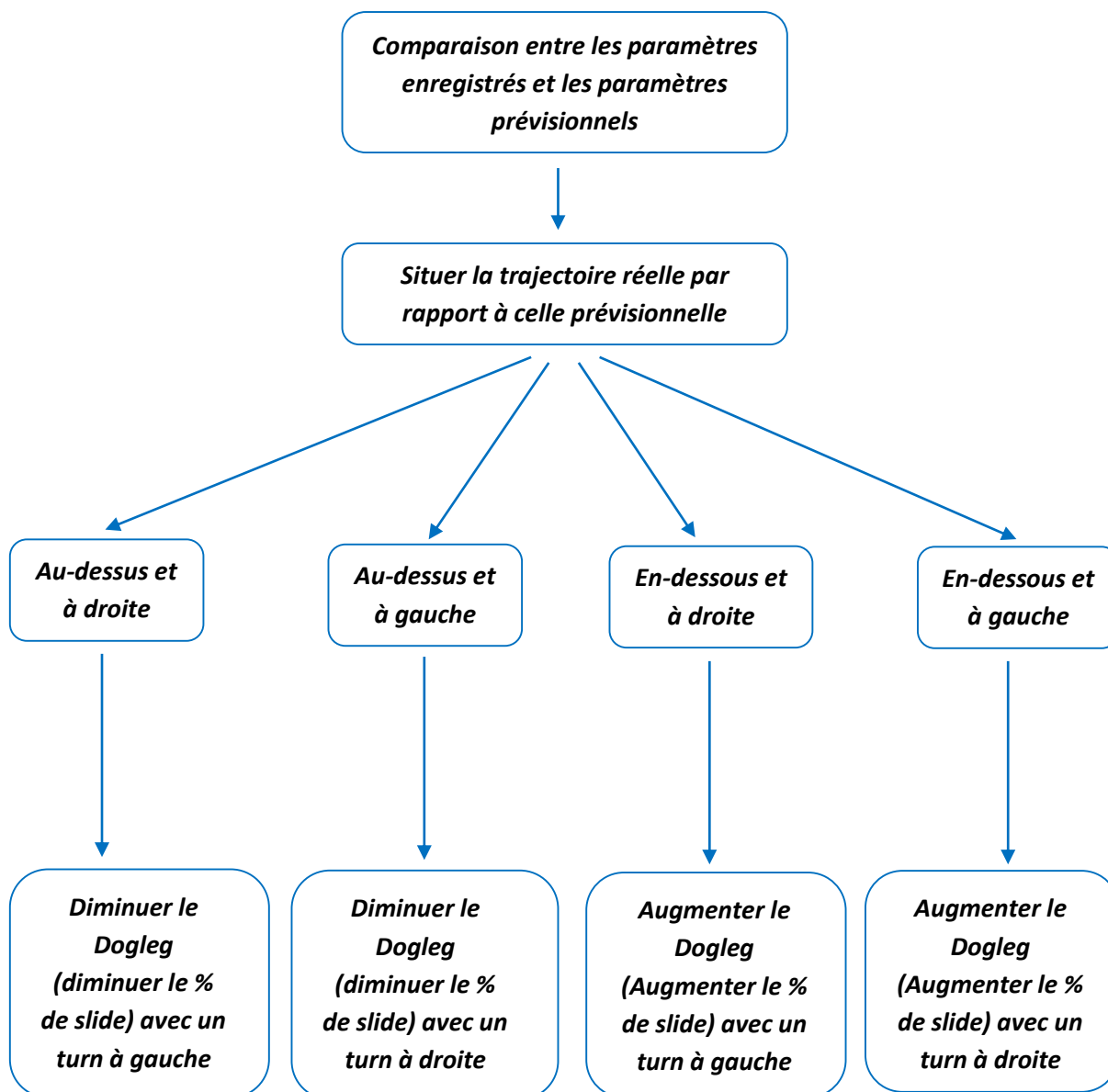


Figure n°91 : Organigramme de correction de la trajectoire

- Exemple de calcul du puits GINE-Bis Z1 :

Soient les deux stations suivantes :

	MD (m)	Inclinaison (°)	Azimet (°)	TVD(m)	Northing (m)	Easting (m)	Vertical Section(m)	DLS (°/30m)
Station1	3120	36.219	31.517	3096.097	122.26N	65.90E	138.828	1.724
Station2	3130	37.147	32.074	?	?	?	?	?

Tableau n°14 : Exemple de calcul station (1) et (2)

En utilisant la méthode de courbure minimum, on calcul les paramètres de la station2 et de les comparer avec les résultats trouvés par le software de la compagnie HALLIBURTON :

Calcul de DL (dog leg):

$$DL = \cos^{-1} [\cos \Delta I - (\sin I_1 * \sin I_2)(1 - \cos \Delta A)]$$

AN:

$$DL = \cos^{-1} [\cos(0.928) - (\sin(36.219) * \sin(37.147))(1 - \cos(0.557))]$$

$$DL=0.9858^\circ$$

Calcul de K:

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

AN :

$$K = (180/\pi) \times ((3130-3120) / 0.9858) \times \tan (0.9858/2)$$

$$K=5.0026$$

Les calculs élémentaires sont alors obtenus par les formules suivantes:

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

AN:

$$\Delta V = 5.0026 \times (\cos(37.147) + \cos(36.219))$$

$$\Delta V= 8.023 \text{ m}$$

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

AN:

$$\Delta H = 5.0026 \times (\sin(37.147) + \sin(36.219))$$

$$\Delta H =5.976 \text{ m}$$

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

AN:

$$\Delta X = 5.0026 \times (\sin(36.219) \times \sin(31.517) + \sin(37.147) \times \sin(32.074))$$

$$\Delta X = 3.149 \text{ m}$$

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

AN:

$$\Delta Y = 5.0026 \times (\sin(36.219) \times \cos(31.517) + \sin(37.147) \times \cos(32.074))$$

$$\Delta Y = 5.079 \text{ m}$$

Calcul de DLS (dog leg severity) :

$$DLS = \frac{d}{\Delta L} * \cos^{-1} [\cos \Delta I - (\sin I_1 * \sin I_2)(1 - \cos \Delta A)]$$

AN :

$$DLS = \frac{30}{10} * \cos^{-1} [\cos(0.928) - (\sin(36.219) * \sin(37.147))(1 - \cos(0.557))]$$

$$DLS = 2.9574^\circ/30m$$

D'après les calculs précédents on va obtenir les paramètres de la station2 :

- TVD (station2)=TVD (station1) + ΔV
- Vertical Section (station2)= Vertical Section (station1) + ΔH
- Easting (station2)= Easting (station1) + ΔX
- Northing (station2)=Northing (station1) + ΔY

	MD(m)	Inclinaison (°)	Azimet (°)	TVD(m)	Northing (m)	Easting (m)	Vertical Section(m)	DLS (°/30m)
Station2 (calcul manuel)	3120	36.219	31.517	3104.120	127.339 N	69.049 E	144.804	2.957
Station2 (Survey)	3130	37.147	32.074	3104.122	127.33N	69.05E	144.792	2.959

Tableau n°15 : Exemple de calcul station (1) et (2) complet

Le programme permettent le calcul de ces paramètres en utilisant les différentes méthodes est dans l'annexe III :

	MD(m)	Inclinaison (°)	Azimet (°)	TVD (m)	Northing (m)	Easting (m)	Vertical Section (m)	DLS (°/30m)
Station2 (Survey)	3130	37.147	32.074	3104.122	127.33 N	69.05 E	144.792	2.959
tangentielle	3130	37.147	32.074	3104.0679	127.3769 N	69.1066 E	144.866	
Tangentielle moyenne	3130	37.147	32.074	3104.1163	127.3370 N	69.0477 E	144.8017	2.9575
Angle moyen	3130	37.147	32.074	3104.1165	127.3374 N	69.0476 E	144.8019	
Rayon de courbure	3130	37.147	32.074	3104.1164	123.0817 N	66.4094 E	144.8018	
Courbure minimum	3130	37.147	32.074	3104.1165	127.3371 N	69.0478 E	144.8018	2.9575

Tableau n°16 : Paramètres de la station (2) par les différentes méthodes

	MD (m)	Inclinaison (°)	Azimut (°)	TVD (m)	Northing (m)	Easting (m)	Vertical Section (m)	DLS (°/30m)
Station1	3120	36.219	31.517	3096.097	122.26N	65.90E	138.828	1.724
Station2	3130	37.147	32.074	3104.1165	127.3371 N	69.0478E	144.801 8	2.9575
Station3	3140	40.318	31.378	3111.9163	132.659N	72.3364E	151.057 9	9.6022
Station4	3150	43.211	29.227	3119.3747	138.4101 N	75.6933E	157.718 3	9.684
Station5	3160	45.558	28.178	3126.521	144.5454 N	79.0511E	164.712 6	7.3769
Station6	3170	47.014	28.443	3133.4314	150.9085 N	82.4791E	171.940 4	4.4056
Station7	3180	49.104	28.816	3140.1147	157.4369 N	86.0432E	179.378 3	6.325

Tableau n°17 : Paramètres des stations (1) jusqu'à (7)

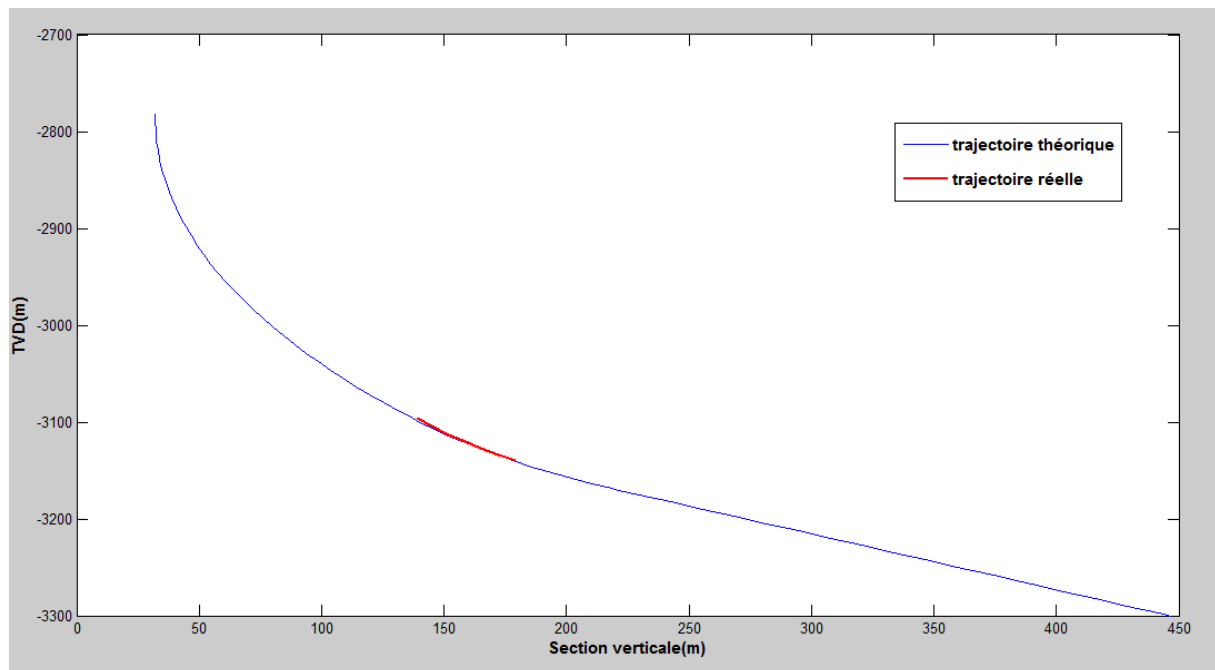


Figure n°94 : Section verticale (section view)

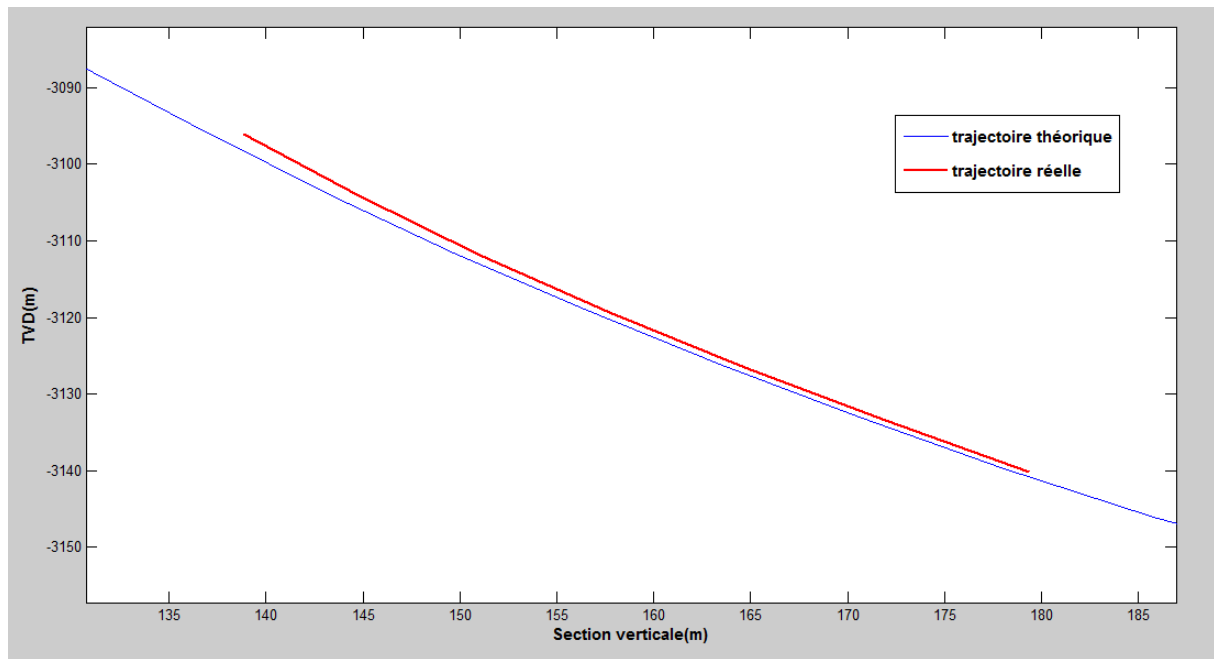


Figure n°95 : Section verticale (section view) zoomée

Interprétation :

Sur le graphe on remarque que le puits (en rouge) est situé au-dessus de la courbe théorique c'est-à-dire qu'à un moment donné (avant 3120 m) le dog leg réel a dépassé celui théorique et c'est ce qui a causé la séparation des deux courbes.

Au début de cette phase la séparation est plus au moins importante, et au fur et à mesure de l'avancement la trajectoire réelle se rapproche de celle théorique, et cela s'explique du fait que la valeur du dog leg réel est inférieure à celle théorique c'est-à-dire que la montée en inclinaison réelle est inférieure à celle théorique.

Lorsque les deux courbes sont suffisamment rapprochées les dog leg (réel et théorique) doivent être égaux pour que la trajectoire réelle suit celle théorique.

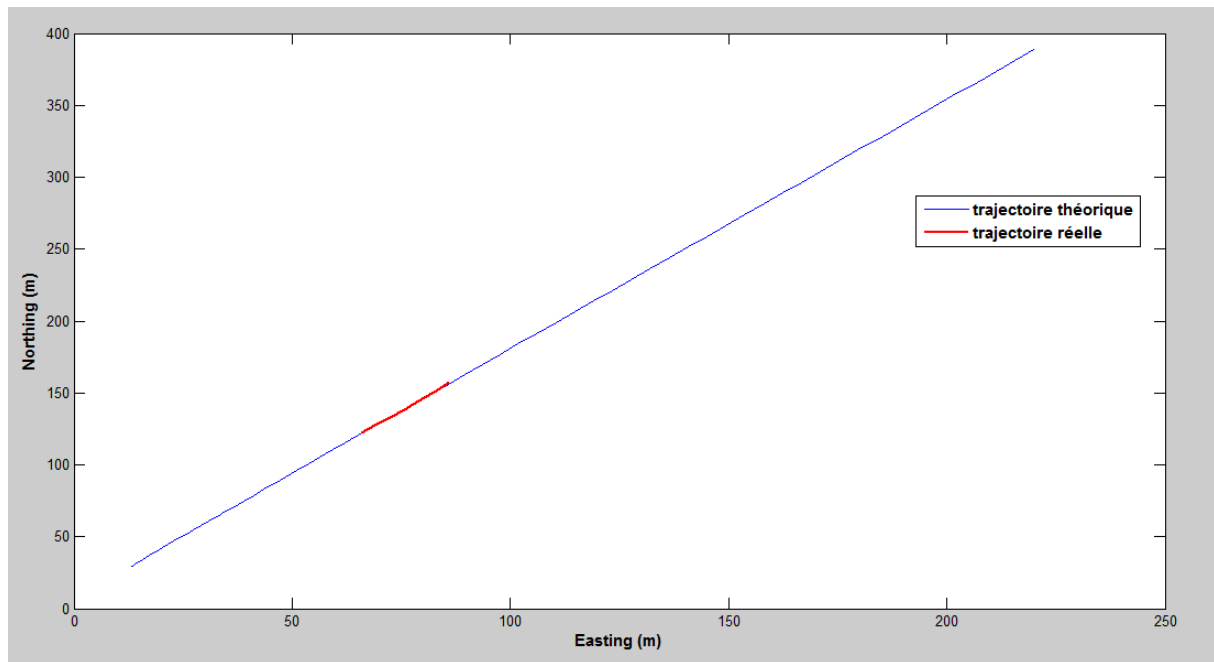


Figure n°96 : Section horizontale (plan view)

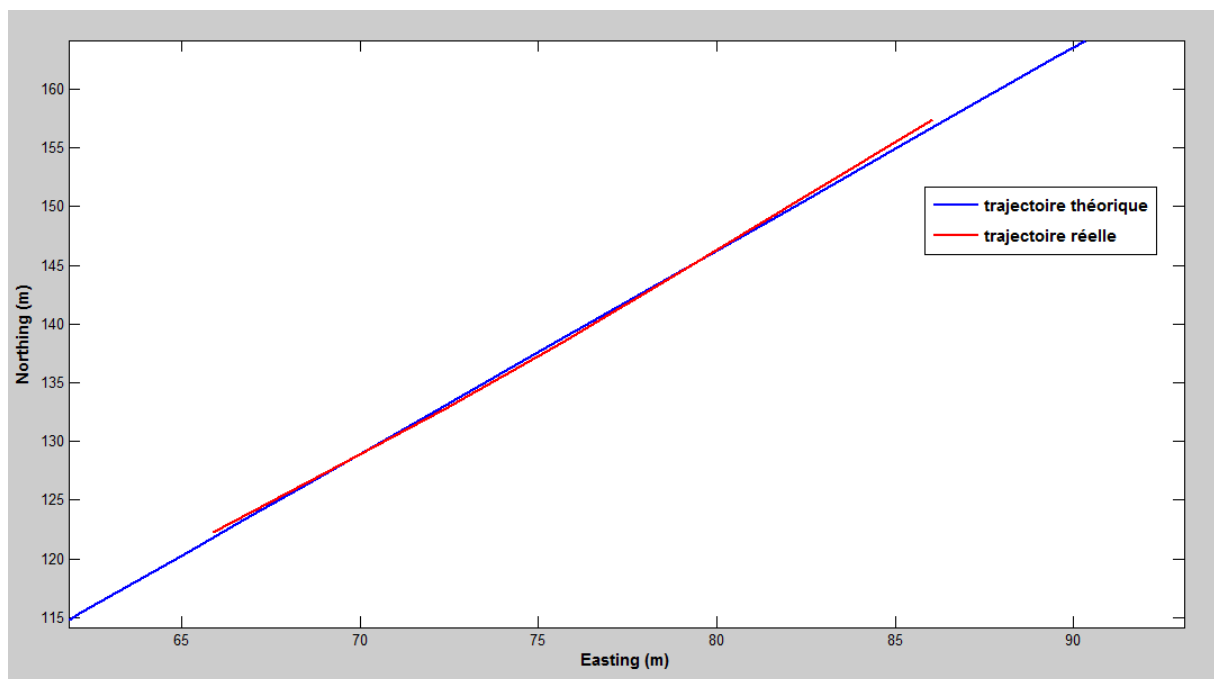


Figure n°97 : Section horizontale (plan view) zoomée

Interprétation :

On remarque sur le graphe au-dessus qu'au début de la phase la trajectoire réelle ($Az=31.517^\circ$) est située à gauche de celle théorique ($Az= 30^\circ$), c'est-à-dire qu'à moment donné avant l'entrée dans cette phase la trajectoire réelle était à gauche avec un azimut inférieure à 30° , alors il a fallu la corriger avec une légère orientation du tool face à droite qui va la ramener à droite, et c'est ce qu'on remarque du début de la phase jusqu'à environ

75 m à l'est. A cette position la courbe réelle est située à droite de celle théorique avec un azimuth de 31.378° alors il convient de la corriger en orientant le tool face à gauche ce qui a tendance à ramener la trajectoire réelle à gauche, c'est ce qu'on remarque sur la figure.

Exemple de correction :

Dans cet exemple on cherche à coïncider avec la trajectoire théorique à la prochaine station (3170m) vu que la station actuelle (3160m) est séparée de celle prévue.

	MD (m)	Inclinaison (°)	Azimet (°)	TVD(m)	Northing (m)	Easting (m)	Vertical Section(m)	DLS (°/30m)
Station2 (Survey)	3160	45.558	28.178	3126.521	144.545 N	79.051 E	164.712	7.376
Station3 (prévisionnelle)	3170	47.352	30.00	3133.035	149.670 N	81.970 E	170.604	6.237

Tableau n°18 : Exemple de correction de trajectoire

Méthode numérique :

Calcul du dog leg :

$$DL = \cos^{-1} [\cos I_3 \times \cos I_2 + \sin I_3 \times \sin I_2 \times \cos (A_3 - A_2)]$$

AN:

$$DL = \cos^{-1} [\cos (47.352) \times \cos (45.558) + \sin (47.352) \times \sin (45.558) \times \cos (30.00 - 28.178)]$$

$$DL = 2.227^\circ$$

Donc il faut un dog leg de 2.227° pour arriver à la station3 avec une inclinaison de 47.352° et un azimuth de 30.00°

Calcul du tool face:

$$\gamma = \cos^{-1} \left(\frac{\cos I_2 * \cos DL - \cos I_3}{\sin I_2 * \sin DL} \right)$$

AN:

$$\gamma = \cos^{-1} \left(\frac{\cos 45.558 * \cos 2.227 - \cos 47.352}{\sin 45.558 * \sin 2.227} \right)$$

$$\gamma = 36.97^\circ$$

Donc il faut tourner le tool face de 36.97° à droite.

Méthode graphique :

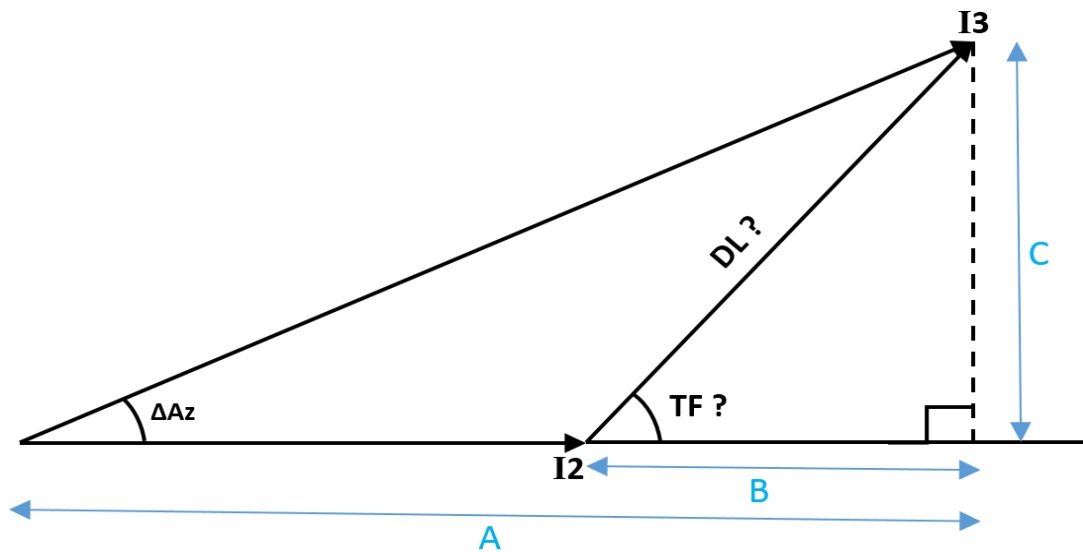


Figure n°98 : Méthode graphique

Alors :

$$A = I_3 \cos \Delta Az$$

$$B = A - I_2$$

$$C = I_3 \sin \Delta Az$$

$$DL = \sqrt{C^2 + B^2}$$

$$TF = \cos^{-1} \left(\frac{B}{DL} \right)$$

AN :

$$A = 47.352 * \cos(1.822) = 47.328$$

$$B = 47.328 - 45.558 = 1.770$$

$$C = 47.352 * \sin(1.822) = 1.505$$

$$DL = \sqrt{(1.505)^2 + (1.770)^2}$$

$$DL = 2.323^\circ$$

$$TF = \cos^{-1} \left(\frac{1.770}{2.323} \right)$$

$$TF = 40.36^\circ$$

Remarque:

Il est recommandé de ne pas revenir immédiatement au plan théorique car cela va engendrer la tortuosité du trou, car les clients dans le monde entier exigent un puits avec une minime tortuosité possible (low tortuosity).

Procédure pratique de la correction de la trajectoire:

Lorsqu'on constate une séparation entre les deux trajectoires, ça veut dire qu'à un moment donné il y a eu un changement dans le dog rate par rapport à celui prévisionnelle et par conséquent un changement dans l'inclinaison et l'azimut par rapport à ceux théoriques.

Dans notre exemple dans la station 2 citée précédemment, le puits est au-dessus du plan théorique le dog leg rate ($7.376^\circ / 30\text{m}$) est supérieur à celui théorique ($6.237^\circ / 30\text{m}$).

On ne va pas chercher à coïncider avec le plan théorique dès la prochaine station, mais essayer de se rapprocher de manière régulière en diminuant la valeur de build up rate jusqu'à une valeur inférieure à celle théorique et de la maintenir jusqu'à ce que les deux courbes soient très proches en suite augmenter le build up rate jusqu'à la valeur théorique pour que les deux courbes se rejoignent.

On procède de la même manière pour les autres cas.

Les paramètres de la courbes théorique à partir du KOP jusqu'à la fin de la phase 6" sont dans l'annexe IV.

Les mesures prises à chaque survey à partir du KOP jusqu'à la fin de la phase 8 ^{1/2}" sont présentées dans l'annexe V.

VI. 4. Déroulement des opérations de forage de la phase 8^{1/2} " :

Cette phase a été forée avec un moteur de fond, dont les caractéristiques sont les suivantes :

- Type: performance medium speed 6-3/4 in.O.D.4:5 lobe, 7.0 stage.
- Bend range: 0-3° (on a utilisé un bend de 1.83° avec offset pad)
- Standard flow range : 1136-2272 lpm (on a utilisé un débit de 1900 lpm)
- Vitesse de rotation de la table en mode rotary : 20-25 RPM.
- Revolutions : 0.13 rev /litre.

Donc la vitesse de rotation du moteur avec un débit de 1900 lpm est de :

RPM (moteur)= standard flow range * revolutions

RPM (moteur)= 1900*0.13=247 rev(tr)/minute.

- WOB : 4-8 tonnes en mode sliding
6 tonnes en mode rotary
- Differential pressure : 200 psi
- Type d'outil : PDC (steerable bit), S/N° :JK5770, model : KH813, Duses (/32)/TFA : 6*13.



Fig n°99 : Moteur du fond de la phase 8^{1/2}"

Déroulement :

Les survey ont été pris avec un décalage de 11.4m (Directional to bit) qui est la distance entre l'outil de forage et les capteurs MWD.

Cette phase a été forée en deux runs :

Run 1 : de 3122m jusqu'à 3147.5m

- On a foré en sliding de 3122m (In=35.48°, Az=30.41°) jusqu'à 3142.5m (In=37.2°, Az=32.10°) avec tool face vers HS.
- Ensuite on a changé l'orientation du tool face vers 30L toujours en sliding jusqu'à 3145.5m.
- Forage en mode rotary de 3145.5m à 3147.5m.
92.15% Sliding et 7.85 % Rotary

A cette profondeur un problème est survenu dans le système MWD (perte de signal à cause de déblais posés dans le siège du pulser ce qui empêche le déplacement du pulser qui est responsable de l'envoi du signal sous forme de différence de pression).

Alors il a fallu remonter la BHA pour nettoyer le système MWD.

Run 2 : de 3147.5m jusqu'à 3187m

- On a repris le forage en mode rotary jusqu'à la profondeur 3150m (In=40.23°, Az=31.45°).
- Ensuite forage en mode sliding de 3150m à 3156m avec un tool face 20L.
- Forage en mode rotary de 3156m à 3161m (In=42.86°, Az=29.41°).
- Forage en mode sliding de 3161m à 3164m avec un tool face 20R.
- Forage en mode rotary de 3164m à 3170.5m (In=45.37°, Az=28.15°).
- Forage en mode sliding de 3170.5m à 3173.5m avec un tool face 20R.
- Forage mode rotary de 3173.5m à 3179.5m (In=47.58°, Az=28.33°).
- Forage en mode sliding de 3179.5m à 3186m (In=47.99°, Az=28.69°) avec un tool face 15R.
- Forage en mode rotary de 3186m jusqu'à la fin de la phase à la côte 3187m.
46.83% Sliding et 53.17 % Rotary.

Remarque :

Il est prévu qu'à la fin de cette phase on va atteindre le toit du réservoir (QUARTZITES DE HAMRA) avec une inclinaison de 60° et ce n'était pas le cas parceque le toit du réservoir a été trouver 26 m plus haut que la cote prévue, et cela est due au pendage des couches. Le tableau représentant les tops des formations est dans l'annexe VI

Conclusion :

A la fin de ce chapitre il est important de savoir que lors de la réalisation d'un puits dévié il est très difficile d'obtenir un profil identique à celui fournit par le client parceque non seulement les survey sont pris à un interval régulier de 10 m, mais il y a un décalage de 11.4 m entre l'outil de forage et le système MWD (les capteurs) qui est le problème majeur de ce système du fait que lorsque le survey est pris dans une station donnée le forage est en avance de 11.4 m dont on ignore sa position exacte.

Mais tout de même il faut rester le plus près possible de ce profil.

Conclusion

Le nombre des puits horizontaux forés par an dans le monde ne cesse d'augmenter grâce aux progrès réalisés dans la perfection des méthodes de calcul de trajectoire et les outils de mesure (MWD). Reste à noter que tout forage réussi doit consacrer tous les moyens fiables et le personnel qualifié afin de joindre l'art et la manière.

L'amorce, le suivi et le contrôle de la trajectoire est assuré grâce au moteur de déviation (PDM) et au système MWD qui nous procure toutes les données nécessaires sur la trajectoire le régime de forage et les données géologiques.

De nos jours la technique et le savoir-faire existent pour faire orienter un puits de 0° à 90° avec des dogleg allant jusqu'à (7°/30m) dont le choix est validé par les études d'ingénierie des puits.

Enfin, la réussite d'un forage directionnel mise à part le respect de la trajectoire fournie par le client, c'est d'atteindre la cible avec les paramètres recommandés (inclinaison et azimuth).

Lors de la réalisation d'un forage dévié, et selon notre présente étude il est recommandé de :

- ✓ D'utiliser la méthode de courbure minimum pour le calcul des différents paramètres de la trajectoire vue qu'elle est la méthode la plus fiable.
- ✓ Lorsque la trajectoire est séparée du plan théorique, il est recommandé de ne pas chercher à la corriger immédiatement avec des fort dog leg ce qui va former un trou tortueux qui va causer des problèmes à la suite des opérations (coincement, torque, tirage...).
- ✓ Le choix d'un moteur de fond adéquat conditionné par le choix de l'outil de forage selon les formations à traverser.
- ✓ Respecter les limites imposées par le constructeur sur les équipements employés.
- ✓ Une bonne communication entre le déviateur et le chef de poste est primordiale afin de contribuer au bon déroulement des différentes opérations.

Bibliographie

- [1] : P. Neal, A.El-Demerdash, B. Benamor et R.Zeghouani, (SPE 67694).
- [2] : J. Skelton and T.W. Hogg (BP Exploration Company Colombia); R. Cross and L. Verheggen (Sperry-Sun Drilling Sewices), (IADC/SPE 29380).
- [3] : KA Al-Buraik and J.M. Pasnak, Saudi Aramco, (SPE 25592).
- [4] : S.M. Al-Rawahi, G.P. Small and D.R. Glendinning, Petroleum Development Oman, (SPE 25591).
- [5] : C.S. Brannin, Texaco Denmark; L. Velser, Maersk Oil & Gas A/S; and M.P. Williams, Eastman Christensen, (IADC/SPE 19985).
- [6] : T. Hanking, T.F. Rappuhn, RWE-DEA AG, (IADC/SPE 35068).
- [7] : Zhang Ming Jiang, (IADC/SPE 47785).
- [8] : AP News at ABC Inc, WABC-TV/DT New York News website. (Article Iraq to Reopen Embassy in Kuwait published September 04, 2005).
- Jean-Paul Szezuka, Forage dirigé Ingénierie et méthodes, ENSPM, Edition 3.3, Juin 2005.
- Jean-Paul NGUYEN, "Techniques d'exploitation pétrolière «le forage» ", ÉDITIONS TECHNIP, 1993.
- Document SONATRACH, "U F R Drilling, Production & Reservoir Engineering Forage Dirigé & UBD", Février 2008.
- Document HALLIBURTON, "Gine1 bis Z1 ST1 Interpolated plan" et "slide sheet".
- Document HALLIBURTON, "Gine1 bis Z1 ST1 Interpolated surveys".
- Document SONATRACH "Drilling program GINE-1Bis-Z1, GASSI NORD-EST-Bis Z1 (GINE-1Bis-Z1) TP -217".
- Online Interactive Learning (Schlumberger).
- Mike Smith , "Directional Drilling Training Manual", Anadrill Technique, 1996.
- MWD Directional Service, TECHNICAL TRAINING DEPARTMENT, 2001.
- Internet " https://fr.wikipedia.org/wiki/Forage_dirig%C3%A9 ".
- Mémoires de fin d'études.

Annexe I

Procédure générale de descente de l'outil MWD (VI.3)

Chaque modèle de MWD requiert une procédure de mise en œuvre particulière liée à son design, que ce soit avant et pendant la descente, puis pendant le run.

Il faut donc se conformer aux recommandations spécifiques du constructeur (= souvent la Compagnie de Service). Cependant il est possible de dégager quelques points communs à tous les MWD.

- Vérifications sur chantier avant la descente :
 - équipement de détection de surface alimenté en courant et testé;
 - état des connections du MWD;
 - communication entre le computer et le MWD;
 - état des batteries (en l'absence de turbine);
 - données de déviation, tie-in point, programmes de correction rentrés en mémoire.
- Vérifications pendant la descente :
 - shallow test, soit sous la table de rotation, ou bien au 1er joint HWDP, de façon à vérifier que tous les capteurs (sensors) marchent (aucun sensor n'indique zéro volt), et que l'inclinaison est $\pm 0^\circ$;
 - benchmark test en open hole (inclinaison $> 10^\circ$), à comparer à la mesure du run précédent : l'écart doit être $< 0.5^\circ$ inclinaison et 2° azimuth;
 - au fond du puits, un autre benchmark test doit être pris et comparé à la mesure faite avant la remontée; à nouveau l'écart doit être $< 0.5^\circ$ inclinaison et 2° azimuth.
- Contrôle de qualité durant le run :
 - Lors de chaque mesure de déviation, il faut appliquer aux données transmises les critères de contrôle suivants : facteur de qualité de transmission, tolérance sur les mesures de la gravité / force du champ magnétique / inclinaison du champ magnétique.
 - Les valeurs de ces divers critères sont fournies par le constructeur.
 - Si les données transmises par le MWD répondent à tous les critères ci-dessus, le dernier contrôle de qualité à effectuer est la répétabilité des mesures : quand on refait la mesure à la même profondeur, les résultats doivent être identiques à $\pm 0.5^\circ$ inclinaison et 2° azimuth.
- Tie-in point
 - La dernière mesure avant remontée sert de tie-in point pour la prochaine section à forer.

Annexe II

Programme Matlab permettant la comparaison entre les différentes méthodes de calculs de trajectoire (VI.2).

Description du programme :

Ce programme permet de calculer la TVD (profondeur verticale) et le déplacement horizontal d'une trajectoire théorique qui démarre à partir de la surface avec (inclinaison=0 degré), profondeur (0 foot) TVD (0 foot) et de déplacement horizontal (0 foot) vers une cible dont on connaît ses coordonnées (TVD et déplacement horizontal) avec un gradient d'inclinaison de 3°/100 feet en assumant que l'azimut ne change pas durant ce parcours. Et ceci est fait en utilisant les différentes méthodes de calcul de trajectoire qui a pour objectif la détermination de la méthode la plus fiable.

```
1  %% Comparaison des méthodes de calcul de trajectoire
   (Réalisé par GRIM Ahmed et HASSANI Samir)
2- clc
3- close all
4- clear all
5  %% données de la station 0
6- disp('station (0):')
7- In=input('entrer la valeur de l inclinaison de la station (0) en deg : ');
8- MD=input('entrer la valeur de la profondeur de la station (0)en feet : ');
9- TVD=input('entrer la valeur de la TVD de la station (0)en feet : ');
10- Vertical_section=input('entrer la valeur de la Vertical_section de la
    station(0) en feet : ');
11- disp(' ')
12  %% methode tangentielle
13- disp('methode tangentielle');
14- In_t=In;
15- MD_t=MD;
16- TVD_t=TVD;
17- Vertical_section_t=Vertical_section;
18- A_t=[0];
19- b_t=[0];
20- for i=1:1:20
21-     DLongueur=100;
22-     DVt=DLongueur*cosd(In_t+3);
23-     DHt=DLongueur*sind(In_t+3);
24-     In_t=In_t+3;
25-     MD_t=MD_t+100;
26-     TVD_t=TVD_t+DVt;
27-     Vertical_section_t=Vertical_section_t+DHt;
28-     A_t(i)=TVD_t;
29-     B_t(i)=Vertical_section_t;
30- end
31- disp('TVD: ');
32- disp(TVD_t);
33- disp('Vertical section: ');
34- disp(Vertical_section_t);
35- erreurTVD=TVD_t-1653.99;
36- erreurVS=Vertical_section_t-954.93;
37- disp('erreur en TVD: ');
38- disp(erreurTVD);
39- disp('erreur en deplacement hotizontal: ');
40- disp(erreurVS);
```

```

41- disp(' ');
42- %% méthode tangentielle moyenne
43- disp('methode tangentielle moyenne');
44- In_tm=In;
45- MD_tm=MD;
46- TVD_tm=TVD;
47- Vertical_section_tm=Vertical_section;
48- A_tm=[0];
49- b_tm=[0];
50- for i=1:1:20
51-     DLongueur=100;
52-     DVtm=DLongueur/2*(cosd(In_tm)+cosd(In_tm+3));
53-     DHtm=DLongueur/2*(sind(In_tm)+sind(In_tm+3));
54-     In_tm=In_tm+3;
55-     MD_tm=MD_tm+100;
56-     TVD_tm=TVD_tm+DVtm;
57-     Vertical_section_tm=Vertical_section_tm+DHtm;
58-     A_tm(i)=TVD_tm;
59-     B_tm(i)=Vertical_section_tm;
60- end
61- disp('TVD: ');
62- disp(TVD_tm);
63- disp('Vertical section: ');
64- disp(Vertical_section_tm);
65- erreurTVD=TVD_tm-1653.99;
66- erreurVS=Vertical_section_tm-954.93;
67- disp('erreur en TVD: ');
68- disp(erreurTVD);
69- disp('erreur en déplacement horizontal: ');
70- disp(erreurVS);
71- disp(' ');
72- %% méthode angle moyen
73- disp('méthode angle moyen');
74- In_am=In;
75- MD_am=MD;
76- TVD_am=TVD;
77- Vertical_section_am=Vertical_section;
78- A_am=[0];
79- B_am=[0];
80- for i=1:1:20
81-     DLongueur=100;
82-     DVam=DLongueur*cosd((2*In_am+3)/2);
83-     DHam=DLongueur*sind((2*In_am+3)/2);
84-     In_am=In_am+3;
85-     MD_am=MD_am+100;
86-     TVD_am=TVD_am+DVam;
87-     Vertical_section_am=Vertical_section_am+DHam;
88-     A_am(i)=TVD_am;
89-     B_am(i)=Vertical_section_am;
90- end
91- disp('TVD: ');
92- disp(TVD_am);
93- disp('Vertical section: ');
94- disp(Vertical_section_am);
95- erreurTVD=TVD_am-1653.99;
96- erreurVS=Vertical_section_am-954.93;
97- disp('erreur en TVD: ');
98- disp(erreurTVD);

```

```

99- disp('erreur en déplacement horizontal: ');
100- disp(erreurVS);
101- disp(' ');
102- %% méthode rayon de courbure
103- disp('méthode rayon de courbure');
104- In_rc=In;
105- MD_rc=MD;
106- TVD_rc=TVD;
107- Vertical_section_rc=Vertical_section;
108- Rv=(180*100)/(pi*3);
109- A_rc=[0];
110- b_rc=[0];
111- for i=1:1:20
112-     DLongueur=100;
113-     DVrc=Rv*(sind(In_rc+3)-sind(In_rc));
114-     DHrc=Rv*(cosd(In_rc)-cosd(In_rc+3));
115-     In_rc=In_rc+3;
116-     MD_rc=MD_rc+100;
117-     TVD_rc=TVD_rc+DVrc;
118-     Vertical_section_rc=Vertical_section_rc+DHrc;
119-     A_rc(i)=TVD_rc;
120-     B_rc(i)=Vertical_section_rc;
121- end
122- disp('TVD: ');
123- disp(TVD_rc);
124- disp('Vertical section: ');
125- disp(Vertical_section_rc);
126- erreurTVD=TVD_rc-1653.99;
127- erreurVS=Vertical_section_rc-954.93;
128- disp('erreur en TVD: ');
129- disp(erreurTVD);
130- disp('erreur en déplacement horizontal: ');
131- disp(erreurVS);
132- disp(' ');
133- %% méthode corbure minimum
134- disp('méthode corbure minimum');
135- In_cm=In;
136- MD_cm=MD;
137- TVD_cm=TVD;
138- Vertical_section_cm=Vertical_section;
139- A_cm=[0];
140- B_cm=[0];
141- RF=360/(3*pi)*tand(3/2);
142- for i=1:1:20
143-     DLongueur=100;
144-     DVcm=RF*DLongueur/2*(cosd(In_cm)+cosd(In_cm+3));
145-     DHcm=RF*DLongueur/2*(sind(In_cm)+sind(In_cm+3));
146-     In_cm=In_cm+3;
147-     MD_cm=MD_cm+100;
148-     TVD_cm=TVD_cm+DVcm;
149-     Vertical_section_cm=Vertical_section_cm+DHcm;
150-     A_cm(i)=TVD_cm;
151-     B_cm(i)=Vertical_section_cm;
152- end
153- disp('TVD: ');
154- disp(TVD_cm);
155- disp('Vertical section: ');
156- disp(Vertical_section_cm);

```

```

157- erreurTVD=TVD_cm-1653.99;
158- erreurVS=Vertical_section_cm-954.93;
159- disp('erreur en TVD: ');
160- disp(erreurTVD);
161- disp('erreur en déplacement horizontal: ');
162- disp(erreurVS);
163- disp(' ');
164  %% les graphiques
165- TVD_R=-1653.99;
166- Vertical_section_R=954.93;
167- A_amt=-1*A_am;
168- A_rct=-1*A_rc;
169- A_cmt=-1*A_cm;
170- A_tt=-1*A_t;
171- A_tmt=-1*A_tm;
172- plot(B_am,A_amt,B_rc,A_rct,'k*',B_cm,A_cmt,B_t,A_tt,B_tm,A_tmt,'y.',
Vertical_section_R,TVD_R,'r*');
173- title('comparaison entre les différentes méthodes');
174- xlabel('Vertical Section');
175- ylabel('TVD');
176- legend('angle moyen','rayon de courbure','courbure
minimum','tangentielle','tangentielle moyenne','Cible théorique (Target)');

```

Annexe III

Le programme permettant le calcul des différents paramètres (TVD, Northing, Easting, Vertical Section et DLS) en utilisant les différentes méthodes (VI.3.4.3).

Description du programme :

Ce programme permet de calculer les différents paramètres (TVD, Northing, Easting, Vertical Section et DLS) en utilisant les différentes méthodes de calcul de la trajectoire de manière continue en entrant à chaque station de mesure les valeurs d'inclinaison et d'azimut, et de tracer la trajectoire réelle sur le plan théorique à fin de savoir la position de la trajectoire réelle par rapport à celle théorique.

```
1  %% Différentes méthodes de calcul de trajectoire
   (Réalisé par GRIM Ahmed et HASSANI Samir)
2- clc
3- close all
4- clear all
5  %% données de la station 1
6- disp('station (1):')
7- In1=input('entrer la valeur de l inclinaison de la station (1) en deg : ');
8- Az1=input('entrer la valeur de l azimut de la station (1)en deg : ');
9- MD1=input('entrer la valeur de la profondeur de la station (1)en mètres :
   ');
10- TVD1=input('entrer la valeur de la TVD de la station (1)en mètres : ');
11- Northing1=input('entrer la valeur du Northing de la station (1)en mètres :
   ');
12- Easting1=input('entrer la valeur du Easting de la station (1)en mètres : ');
13- Vertical_section1=input('entrer la valeur de la Vertical_section de la
   station(1) en mètres : ');
14- disp(' ')
15- disp(' ')
16- rep='oui';
17  %% calcul des paramètres (TVD,Northing,Easting,Vertical_section1)
18  %% calcul de DMD
19- MD2=MD1+10;
20- DLongueur=MD2-MD1;
21  %% Initialisation des données
22- t=1;
23- tm=1;
24- am=1;
25- rc=1;
26- cm=1;
27- TVD1_t=TVD1;
28- Northing1_t=Northing1;
29- Easting1_t=Easting1;
30- Vertical_section1_t=Vertical_section1;
31- A_t(1)=TVD1_t;
32- B_t(1)=Northing1_t;
33- C_t(1)=Easting1_t;
34- D_t(1)=Vertical_section1_t;
35
36- TVD1_tm=TVD1;
37- Northing1_tm=Northing1;
38- Easting1_tm=Easting1;
39- Vertical_section1_tm=Vertical_section1;
40- A_tm(1)=TVD1_tm;
41- B_tm(1)=Northing1_tm;
```

```

42- C_tm(1)=Easting1_tm;
43- D_tm(1)=Vertical_section1_tm;
44
45- TVD1_am=TVD1;
46- Northing1_am=Northing1;
48- Easting1_am=Easting1;
49- ertical_section1_am=Vertical_section1;
50- A_am(1)=TVD1_am;
51- B_am(1)=Northing1_am;
52- C_am(1)=Easting1_am;
53- D_am(1)=Vertical_section1_am;
54
55- TVD1_rc=TVD1;
56- Northing1_rc=Northing1;
57- Easting1_rc=Easting1;
58- Vertical_section1_rc=Vertical_section1;
59- A_rc(1)=TVD1_rc;
60- B_rc(1)=Northing1_rc;
61- C_rc(1)=Easting1_rc;
62- D_rc(1)=Vertical_section1_rc;
63
64- TVD1_cm=TVD1;
65- Northing1_cm=Northing1;
66- Easting1_cm=Easting1;
67- Vertical_section1_cm=Vertical_section1;
68- A_cm(1)=TVD1_cm;
69- B_cm(1)=Northing1_cm;
70- C_cm(1)=Easting1_cm;
71- D_cm(1)=Vertical_section1_cm;
72- while (rep=='oui')
73- In2=input('entrer la valeur de l inclinaison de la station (2): ');
74- Az2=input('entrer la valeur de l azimuth de la station (2): ');
75- %% methode tangentielle
76- %calcul élémentaire
77- DTVD_t=DLongueur*cosd(In2);
78- DHD_t=DLongueur*sind(In2);
79- DEast_t=DLongueur*sind(In2)*sind(Az2);
80- DNorth_t=DLongueur*sind(In2)*cosd(Az2);
81- %résultats
82- TVD2_t=TVD1_t+DTVD_t;
83- Northing2_t=Northing1_t+DNorth_t;
84- Easting2_t=Easting1_t+DEast_t;
85- Vertical_section2_t=Vertical_section1_t+DHD_t;
86- TVD1_t=TVD2_t;
87- Northing1_t=Northing2_t;
88- Easting1_t=Easting2_t;
89- Vertical_section1_t=Vertical_section2_t;
90- t=t+1;
91- A_t(t)=TVD1_t;
92- B_t(t)=Northing1_t;
93- C_t(t)=Easting1_t;
94- D_t(t)=Vertical_section1_t;
95- %affichage des résultats de la méthode tangentielle
96- disp(' ')
97- disp('résultats de la méthodes tangentielle:')
98- TVD_t=['la valeur de la TVD de la deuxième station est:
',num2str(TVD2_t),('m .')];
99- Northing_t=['la valeur du Northing de la deuxième station est:

```

```

    ',num2str(Northing2_t),(' m .')]);
100- Easting_t=['la valeur du Esting de la deuxième station est:
    ',num2str(Easting2_t),(' m .')]);
101- Vertical_section_t=['la valeur de la Vertical section de la deuxième station
est:',num2str(Vertical_section2_t),(' m .')]);
102- disp(TVD_t);
103- disp(Northing_t);
104- disp(Easting_t);
105- disp(Vertical_section_t);
106 %% méthode tangentielle moyenne
107 %calcul élémentaire
108- DTVD_tm=DLongueur/2*(cosd(In1)+cosd(In2));
109- DHD_tm=DLongueur/2*(sind(In1)+sind(In2));
110- DEast_tm=DLongueur/2*(sind(In1)*sind(Az1)+sind(In2)*sind(Az2));
111- DNorth_tm=DLongueur/2*(sind(In1)*cosd(Az1)+sind(In2)*cosd(Az2));
112- DLS_tm=(30/DLongueur)*acosd((sind(In1)*sind(In2))*(sind(Az1)*sind(Az2)
+cosd(Az1)*cosd(Az2)))+(cosd(In1)*cosd(In2));
113 %résultats
114- TVD2_tm=TVD1_tm+DTVD_tm;
115- Northing2_tm=Northing1_tm+DNorth_tm;
116- Easting2_tm=Easting1_tm+DEast_tm;
117- Vertical_section2_tm=Vertical_section1_tm+DHD_tm;
118- TVD1_tm=TVD2_tm;
119- Northing1_tm=Northing2_tm;
120- Easting1_tm=Easting2_tm;
121- Vertical_section1_tm=Vertical_section2_tm;
122- tm=tm+1;
123- A_tm(tm)=TVD1_tm;
124- B_tm(tm)=Northing1_tm;
125- C_tm(tm)=Easting1_tm;
126- D_tm(tm)=Vertical_section1_tm;
127 %affichage des résultats de la méthode tangentielle moyenne
128- disp(' ')
129- disp('résultats de la méthodes tangentielle moyenne:')
130- TVD_tm=['la valeur de la TVD de la deuxième station est:
    ',num2str(TVD2_tm),(' m .')]);
131- Northing_tm=['la valeur du Northing de la deuxième station est:
    ',num2str(Northing2_tm),(' m .')]);
132- Easting_tm=['la valeur du Esting de la deuxième station est:
    ',num2str(Easting2_tm),(' m .')]);
133- Vertical_section_tm=['la valeur de la Vertical section de la deuxième station
est:',num2str(Vertical_section2_tm),(' m .')]);
134- DLS_tm1=['la valeur du dog leg severity de la deuxième station est:
    ',num2str(DLS_tm),(' m .')]);
135- disp(TVD_tm);
136- disp(Northing_tm);
137- disp(Easting_tm);
138- disp(Vertical_section_tm);
139- disp(DLS_tm1);
140 %% méthodes de l'angle moyen
141 %calculs élémentaires
142- DTVD_am=DLongueur*cosd((In1+In2)/2);
143- DHD_am=DLongueur*sind((In1+In2)/2);
144- DEast_am=DLongueur*sind((In1+In2)/2)*sind((Az1+Az2)/2);
145- DNorth_am=DLongueur*sind((In1+In2)/2)*cosd((Az1+Az2)/2);
146 %résultats
147- TVD2_am=TVD1_am+DTVD_am;
148- Northing2_am=Northing1_am+DNorth_am;

```

```

149- Easting2_am=Easting1_am+DEast_am;
150- Vertical_section2_am=Vertical_section1_am+DHD_am;
151- TVD1_am=TVD2_am;
152- Northing1_am=Northing2_am;
153- Easting1_am=Easting2_am;
154- Vertical_section1_am=Vertical_section2_am;
155- am=am+1;
156- A_am(am)=TVD1_am;
157- B_am(am)=Northing1_am;
158- C_am(am)=Easting1_am;
159- D_am(am)=Vertical_section1_am;
160- %affichage des résultats de la méthodes de l'angle moyen
161- disp(' ')
162- disp('résultats de la méthodes angle moyen:')
163- TVD_am=['la valeur de la TVD de la deuxième station est:
',num2str(TVD2_am),(' m .')];
164- Northing_am=['la valeur du Northing de la deuxième station est:
',num2str(Northing2_am),(' m .')];
165- Easting_am=['la valeur du Esting de la deuxième station est:
',num2str(Easting2_am),(' m .')];
166- Vertical_section_am=['la valeur de la Vertical section de la deuxième station
est:',num2str(Vertical_section2_am),(' m .')];
167- disp(TVD_am);
168- disp(Northing_am);
169- disp(Easting_am);
170- disp(Vertical_section_am);
171- %% méthode de rayon de courbure
172- %calculs élémentaires
173- Rv=(180*DLongueur)/(pi*(In2-In1));
174- DTVD_rc=Rv*(sind(In2)-sind(In1));
175- DHD_rc=Rv*(cosd(In1)-cosd(In2));
176- Rh=(180-DHD_rc)/(pi*(Az2-Az1));
177- DEast_rc=Rh*(cosd(Az1)-cosd(Az2));
178- DNorth_rc=Rh*(sind(Az2)-sind(Az1));
179- %résultats
180- TVD2_rc=TVD1_rc+DTVD_rc;
181- Northing2_rc=Northing1_rc+DNorth_rc;
182- Easting2_rc=Easting1_rc+DEast_rc;
183- Vertical_section2_rc=Vertical_section1_rc+DHD_rc;
184- TVD1_rc=TVD2_rc;
185- Northing1_rc=Northing2_rc;
186- Easting1_rc=Easting2_rc;
187- Vertical_section1_rc=Vertical_section2_rc;
188- rc=rc+1;
189- A_rc(rc)=TVD1_rc;
190- B_rc(rc)=Northing1_rc;
191- C_rc(rc)=Easting1_rc;
192- D_rc(rc)=Vertical_section1_rc;
193- %affichage des résultats de la méthode de rayon de courbure
194- disp(' ')
195- disp('résultats de la méthodes rayon de courbure:')
196- TVD_rc=['la valeur de la TVD de la deuxième station est:
',num2str(TVD2_rc),(' m .')];
197- Northing_rc=['la valeur du Northing de la deuxième station est:
',num2str(Northing2_rc),(' m .')];
198- Easting_rc=['la valeur du Esting de la deuxième station est:
',num2str(Easting2_rc),(' m .')];
199- Vertical_section_rc=['la valeur de la Vertical section de la deuxième station

```

```

est:',num2str(Vertical_section2_rc),(' m .')];
200- disp(TVD_rc);
201- disp(Northing_rc);
202- disp(Easting_rc);
203- disp(Vertical_section_rc);
204  %% méthode de courbure minimum
205  %calcul élémentaire
206- DL=acosd(cosd(In2-In1)-(sind(In1)*sind(In2))*(1-cosd(Az2-Az1)));
207- Rf=(360/(DL*pi))*tand(DL/2);
208- DTVD_cm=Rf*DLongueur/2*(cosd(In2)+cosd(In1));
209- DHD_cm=Rf*DLongueur/2*(sind(In2)+sind(In1));
210- DEast_cm=Rf*DLongueur/2*(sind(In1)*sind(Az1)+sind(In2)*sind(Az2));
211- DNorth_cm=Rf*DLongueur/2*(sind(In1)*cosd(Az1)+sind(In2)*cosd(Az2));
212- DLS_cm=(30/DLongueur)*DL;
213  %résultats
214- TVD2_cm=TVD1_cm+DTVD_cm;
215- Northing2_cm=Northing1_cm+DNorth_cm;
216- Easting2_cm=Easting1_cm+DEast_cm;
217- Vertical_section2_cm=Vertical_section1_cm+DHD_cm;
218- TVD1_cm=TVD2_cm;
219- Northing1_cm=Northing2_cm;
220- Easting1_cm=Easting2_cm;
221- Vertical_section1_cm=Vertical_section2_cm;
222- cm=cm+1;
223- A_cm(cm)=TVD1_cm;
224- B_cm(cm)=Northing1_cm;
225- C_cm(cm)=Easting1_cm;
226- D_cm(cm)=Vertical_section1_cm;
227  %affichage des résultats de la méthode courbure minimum
228- disp(' ');
229- disp('résultats de la méthodes courbure minimum:')
230- TVD_cm=['la valeur de la TVD de la deuxième station est:
',num2str(TVD2_cm),(' m .')];
231- Northing_cm=['la valeur du Northing de la deuxième station est:
',num2str(Northing2_cm),(' m .')];
232- Easting_cm=['la valeur du Esting de la deuxième station est:
',num2str(Easting2_cm),(' m .')];
233- Vertical_section_cm=['la valeur de la Vertical section de la deuxième station
est: ',num2str(Vertical_section2_cm),(' m .')];
234- DLS_cm1=['la valeur du dog leg severity de la deuxième station est:
',num2str(DLS_cm),(' m .')];
235- disp(TVD_cm);
236- disp(Northing_cm);
237- disp(Easting_cm);
238- disp(Vertical_section_cm);
239- disp(DLS_cm1);
240- disp(' ');
241- disp(' ');
242- disp(' ');
243- A_tn=-1*A_t;
244- A_tmn=-1*A_tm;
245- A_amn=-1*A_am;
246- A_rcn=-1*A_rc;
247- A_cmn=-1*A_cm;
248- VSP=[31.764 31.958 32.217 32.573 33.126 33.874 34.817 35.955 37.288 38.816
40.536 42.450 44.555 46.852 49.339 52.016 54.881 57.934 61.172 64.596
68.203 71.992 75.962 80.111 84.438 88.941 93.618 98.468 103.488 108.676
114.031 119.551 125.234 131.076 137.077 140.145 143.249 149.687 156.398

```

```

163.373 170.604 178.081 185.793 193.731 201.885 210.243 218.795 219.520
227.455 236.115 244.776 253.436 262.096 270.756 279.417 288.077 296.737
305.397 314.058 322.718 331.378 340.038 348.699 357.359 366.019 374.679
383.340 392.000 400.660 409.320 417.981 426.641 435.301 443.961 446.419];
249- TVDP=[2781.743 2789.241 2799.237 2809.231 2819.215 2829.187 2839.142 2849.077
2858.988 2868.870 2878.721 2888.536 2898.311 2908.044 2917.729 2927.364
2936.945 2946.467 2955.928 2965.324 2974.650 2983.904 2993.082 3002.181
3011.196 3020.125 3028.963 3037.708 3046.357 3054.905 3063.350 3071.689
3079.917 3088.033 3096.032 3100.000 3103.899 3111.551 3118.964 3126.128
3133.035 3139.675 3146.040 3152.120 3157.909 3163.398 3168.580 3169.000
3173.581 3178.581 3183.581 3188.581 3193.581 3198.581 3203.581 3208.581
3213.581 3218.581 3223.581 3228.581 3233.581 3238.581 3243.581 3248.581
3253.581 3258.581 3263.581 3268.581 3273.581 3278.581 3283.581 3288.581
3293.581 3298.581 3300.000];
250- TVDPN=-1*TVDP;
251- Northing_p=[29.04 29.23 29.47 29.80 30.30 30.97 31.80 32.81 33.98 35.32 36.83
38.50 40.34 42.34 44.51 46.84 49.33 51.99 54.81 57.78 60.92 64.21
67.65 71.26 75.01 78.92 82.97 87.18 91.53 96.03 100.67 105.45
110.38 115.44 120.63 123.29 125.98 131.55 137.37 143.41 149.67
156.14 162.82 169.70 176.76 184.00 191.40 192.03 198.90 206.40
213.90 221.40 228.90 236.40 243.90 251.40 258.90 266.40
273.90 281.40 288.90 296.40 303.90 311.40 318.90 326.40 333.90
341.40 348.90 356.40 363.90 371.40 378.90 386.40 388.53];
252- Easting_p=[13.22 13.29 13.39 13.53 13.77 14.11 14.55 15.09 15.72 16.46 17.29
18.22 19.24 20.37 21.59 22.90 24.31 25.82 27.42 29.11 30.90 32.77
34.74 36.81 38.96 41.20 43.52 45.94 48.44 51.03 53.70 56.45 59.29
62.21 65.21 66.74 68.30 71.51 74.87 78.36 81.97 85.71 89.57 93.54
97.61 101.79 106.07 106.43 110.40 114.73 119.06 123.39 127.72
132.05 136.38 140.71 145.04 149.37 153.70 158.03 162.36 166.69
171.02 175.35 179.68 184.01 188.34 192.67 197.00 201.33 205.66
209.99 214.32 218.65 219.88];
253- close all
254- subplot(2,1,1);
255- plot(VSP,TVDPN,'b',D_t,A_tn,'k',D_tm,A_tmn,'m',D_am,A_amn,'c',
D_rc,A_rcn,'*g',D_cm,A_cmn,'r');
legend('courbe théorique','méthode tangentielle','méthode tangentielle
moyenne','méthode angle moyen','méthode rayon de courbure',
'méthode courbure minimum');
256- xlabel('vertical section (m)');
257- ylabel('TVD (m)');
258- subplot(2,1,2);
259- plot(Easting_p,Northing_p,'b',C_t,B_t,'k',C_tm,B_tm,'m',C_am,B_am,'c',
C_rc,B_rc,'*g',C_cm,B_cm,'r');
260- legend('courbe théorique','méthode tangentielle','méthode tangentielle
moyenne','méthode angle moyen','méthode rayon de courbure','méthode courbure
minimum');
261- xlabel('Easting (m)');
262- ylabel('Northing (m)');
263- Az1=Az2;
264- In1=In2;
265- rep=input('voulez vous continuer le calcul (oui/non) : ' , 's');
266- disp(' ');
267- end

```

Annexe IV

Tableau des paramètres de la courbe théorique à partir du kOP jusqu'à la fin de la phase 6" (VI.3.4.3).

Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD below system (m)	Vertical Depth (m)	Local coordinates		Dogleg Rate (m)	Vertical Section (m)
					Northing (m)	Easting (m)		
2,782.500	1.500	20.840	-2,600.743	2,781.743	29.04N	13.22 E	0.000	31.764
2,790.000	1.500	20.840	-2,608.241	2,789.241	29.23 N	13.29 E	0.000	31.958
2,800.000	1.500	20.840	-2,618.237	2,799.237	29.47 N	13.39 E	0.000	32.217
2,810.000	2.615	24.899	-2,628.231	2,809.231	29.80 N	13.53 E	3.371	32.573
2,820.000	3.735	26.530	-2,638.215	2,819.215	30.30 N	13.77 E	3.371	33.126
2,830.000	4.857	27.408	-2,648.187	2,829.187	30.97 N	14.11 E	3.371	33.874
2,840.000	5.979	27.957	-2,658.142	2,839.142	31.80 N	14.55 E	3.371	34.817
2,850.000	7.102	28.333	-2,668.077	2,849.077	32.81 N	15.09 E	3.371	35.955
2,860.000	8.225	28.607	-2,677.988	2,858.988	33.98 N	15.72 E	3.371	37.288
2,870.000	9.348	28.815	-2,687.870	2,868.870	35.32 N	16.46 E	3.371	38.816
2,880.000	10.471	28.980	-2,697.721	2,878.721	36.83 N	17.29 E	3.371	40.536
2,890.000	11.595	29.112	-2,707.536	2,888.536	38.50 N	18.22 E	3.371	42.450
2,900.000	12.718	29.222	-2,717.311	2,898.311	40.34 N	19.24 E	3.371	44.555
2,910.000	13.842	29.314	-2,727.044	2,908.044	42.34 N	20.37 E	3.371	46.852
2,920.000	14.965	29.392	-2,736.729	2,917.729	44.51 N	21.59 E	3.371	49.339
2,930.000	16.089	29.460	-2,746.364	2,927.364	46.84 N	22.90 E	3.371	52.016
2,940.000	17.212	29.519	-2,755.945	2,936.945	49.33 N	24.31 E	3.371	54.881
2,950.000	18.336	29.571	-2,765.467	2,946.467	51.99 N	25.82 E	3.371	57.934
2,960.000	19.459	29.617	-2,774.928	2,955.928	54.81 N	27.42 E	3.371	61.172
2,970.000	20.583	29.658	-2,784.324	2,965.324	57.78 N	29.11 E	3.371	64.596
2,980.000	21.706	29.696	-2,793.650	2,974.650	60.92 N	30.90 E	3.371	68.203
2,990.000	22.830	29.729	-2,802.904	2,983.904	64.21 N	32.77 E	3.371	71.992
3,000.000	23.953	29.760	-2,812.082	2,993.082	67.65 N	34.74 E	3.371	75.962
3,010.000	25.077	29.788	-2,821.181	3,002.181	71.26 N	36.81 E	3.371	80.111
3,020.000	26.200	29.814	-2,830.196	3,011.196	75.01 N	38.96 E	3.371	84.438
3,030.000	27.324	29.838	-2,839.125	3,020.125	78.92 N	41.20 E	3.371	88.941
3,040.000	28.448	29.860	-2,847.963	3,028.963	82.97 N	43.52 E	3.371	93.618
3,050.000	29.571	29.881	-2,856.708	3,037.708	87.18 N	45.94 E	3.371	98.468
3,060.000	30.695	29.900	-2,865.357	3,046.357	91.53 N	48.44 E	3.371	103.488
3,070.000	31.818	29.918	-2,873.905	3,054.905	96.03 N	51.03 E	3.371	108.676
3,080.000	32.942	29.935	-2,882.350	3,063.350	100.67N	53.70 E	3.371	114.031
3,090.000	34.066	29.951	-2,890.689	3,071.689	105.45N	56.45 E	3.371	119.551
3,100.000	35.189	29.966	-2,898.917	3,079.917	110.38N	59.29 E	3.371	125.234
3,110.000	36.313	29.980	-2,907.033	3,088.033	115.44N	62.21 E	3.371	131.076
3,120.000	37.436	29.994	-2,915.032	3,096.032	120.63N	65.21 E	3.371	137.077
3,125.016	38.000	30.000	-2,919.000	3,100.000	123.29N	66.74 E	3.371	140.145
3,130.000	39.036	30.000	-2,922.899	3,103.899	125.98N	68.30 E	6.237	143.249
3,140.000	41.115	30.000	-2,930.551	3,111.551	131.55N	71.51 E	6.237	149.687
3,150.000	43.194	30.000	-2,937.964	3,118.964	137.37N	74.87 E	6.237	156.398
3,160.000	45.273	30.000	-2,945.128	3,126.128	143.41N	78.36 E	6.237	163.373

3,170.000	47.352	30.000	-2,952.035	3,133.035	149.67N	81.97 E	6.237	170.604
3,180.000	49.431	30.000	-2,958.675	3,139.675	156.14N	85.71 E	6.237	178.081
3,190.000	51.510	30.000	-2,965.040	3,146.040	162.82N	89.57 E	6.237	185.793
3,200.000	53.589	30.000	-2,971.120	3,152.120	169.70N	93.54 E	6.237	193.731
3,210.000	55.668	30.000	-2,976.909	3,157.909	176.76N	97.61 E	6.237	201.885
3,220.000	57.747	30.000	-2,982.398	3,163.398	184.00N	101.79 E	6.237	210.243
3,230.000	59.826	30.000	-2,987.580	3,168.580	191.40N	106.07 E	6.237	218.795
3,230.838	60.000	30.000	-2,988.000	3,169.000	192.03N	106.43 E	6.237	219.520
3,240.000	60.000	30.000	-2,992.581	3,173.581	198.90N	110.40 E	0.000	227.455
3,250.000	60.000	30.000	-2,997.581	3,178.581	206.40N	114.73 E	0.000	236.115
3,260.000	60.000	30.000	-3,002.581	3,183.581	213.90N	119.06 E	0.000	244.776
3,270.000	60.000	30.000	-3,007.581	3,188.581	221.40N	123.39 E	0.000	253.436
3,280.000	60.000	30.000	-3,012.581	3,193.581	228.90N	127.72 E	0.000	262.096
3,290.000	60.000	30.000	-3,017.581	3,198.581	236.40N	132.05 E	0.000	270.756
3,300.000	60.000	30.000	-3,022.581	3,203.581	243.90N	136.38 E	0.000	279.417
3,310.000	60.000	30.000	-3,027.581	3,208.581	251.40N	140.71 E	0.000	288.077
3,320.000	60.000	30.000	-3,032.581	3,213.581	258.90N	145.04 E	0.000	296.737
3,330.000	60.000	30.000	-3,037.581	3,218.581	266.40N	149.37 E	0.000	305.397
3,340.000	60.000	30.000	-3,042.581	3,223.581	273.90N	153.70 E	0.000	314.058
3,350.000	60.000	30.000	-3,047.581	3,228.581	281.40N	158.03 E	0.000	322.718
3,360.000	60.000	30.000	-3,052.581	3,233.581	288.90N	162.36 E	0.000	331.378
3,370.000	60.000	30.000	-3,057.581	3,238.581	296.40N	166.69 E	0.000	340.038
3,380.000	60.000	30.000	-3,062.581	3,243.581	303.90N	171.02 E	0.000	348.699
3,390.000	60.000	30.000	-3,067.581	3,248.581	311.40N	175.35 E	0.000	357.359
3,400.000	60.000	30.000	-3,072.581	3,253.581	318.90N	179.68 E	0.000	366.019
3,410.000	60.000	30.000	-3,077.581	3,258.581	326.40N	184.01 E	0.000	374.679
3,420.000	60.000	30.000	-3,082.581	3,263.581	333.90N	188.34 E	0.000	383.340
3,430.000	60.000	30.000	-3,087.581	3,268.581	341.40N	192.67 E	0.000	392.000
3,440.000	60.000	30.000	-3,092.581	3,273.581	348.90N	197.00 E	0.000	400.660
3,450.000	60.000	30.000	-3,097.581	3,278.581	356.40N	201.33 E	0.000	409.320
3,460.000	60.000	30.000	-3,102.581	3,283.581	363.90N	205.66 E	0.000	417.981
3,470.000	60.000	30.000	-3,107.581	3,288.581	371.40N	209.99 E	0.000	426.641
3,480.000	60.000	30.000	-3,112.581	3,293.581	378.90N	214.32 E	0.000	435.301
3,490.000	60.000	30.000	-3,117.581	3,298.581	386.40N	218.65 E	0.000	443.961
3,492.838	60.000	30.000	-3,119.000	3,300.000	388.53N	219.88 E	0.000	446.419

Annexe V

Tableau des paramètres de la courbe réelle à partir du kOP jusqu'à la fin de la phase 8^{1/2"} **(VI.3.4.3).**

Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD below system (m)	Vertical Depth (m)	Local coordinates		Dogleg Rate (m)	Vertical Section (m)
					Northing (m)	Easting (m)		
2,800.000	2.634	29.151	-2,618.234	2,799.234	29.54 N	13.48 E	3.124	32.325
2,810.000	3.962	30.416	-2,628.217	2,809.217	30.04 N	13.77 E	3.990	32.899
2,820.000	5.475	31.313	-2,638.183	2,819.183	30.74 N	14.19 E	4.544	33.719
2,830.000	6.398	31.122	-2,648.130	2,829.130	31.63 N	14.72 E	2.772	34.751
2,840.000	7.847	30.713	-2,658.052	2,839.052	32.69 N	15.36 E	4.348	35.993
2,850.000	9.006	31.307	-2,667.944	2,848.944	33.95 N	16.12 E	3.487	37.460
2,860.000	9.978	31.437	-2,677.807	2,858.807	35.36 N	16.98 E	2.916	39.108
2,870.000	10.970	30.386	-2,687.640	2,868.640	36.92 N	17.91 E	3.031	40.926
2,880.000	12.034	30.261	-2,697.440	2,878.440	38.64 N	18.91 E	3.193	42.916
2,890.000	13.091	30.540	-2,707.199	2,888.199	40.52 N	20.02 E	3.177	45.099
2,900.000	13.965	30.613	-2,716.922	2,897.922	42.53 N	21.21 E	2.622	47.436
2,910.000	14.878	30.848	-2,726.606	2,907.606	44.67 N	22.48 E	2.743	49.927
2,920.000	15.676	31.231	-2,736.252	2,917.252	46.93 N	23.84 E	2.414	52.565
2,930.000	16.313	31.263	-2,745.864	2,926.864	49.29 N	25.27 E	1.912	55.322
2,940.000	16.914	31.429	-2,755.446	2,936.446	51.73 N	26.76 E	1.808	58.180
2,950.000	17.641	31.447	-2,764.996	2,945.996	54.26 N	28.31 E	2.182	61.146
2,960.000	18.359	30.381	-2,774.506	2,955.506	56.91 N	29.90 E	2.367	64.237
2,970.000	18.816	28.999	-2,783.984	2,964.984	59.68 N	31.48 E	1.905	67.427
2,980.000	19.613	26.843	-2,793.427	2,974.427	62.59 N	33.02 E	3.202	70.713
2,990.000	20.808	26.383	-2,802.812	2,983.812	65.68 N	34.57 E	3.616	74.160
3,000.000	22.696	26.945	-2,812.099	2,993.099	68.99 N	36.23 E	5.697	77.861
3,010.000	24.211	26.910	-2,821.273	3,002.273	72.54 N	38.03 E	4.547	81.835
3,020.000	25.778	27.277	-2,830.337	3,011.337	76.30 N	39.95 E	4.723	86.053
3,030.000	27.363	27.853	-2,839.278	3,020.278	80.26 N	42.03 E	4.817	90.526
3,040.000	28.765	28.187	-2,848.102	3,029.102	84.42 N	44.24 E	4.232	95.229
3,050.000	29.922	28.634	-2,856.814	3,037.814	88.74 N	46.57 E	3.533	100.135
3,060.000	30.968	29.199	-2,865.439	3,046.439	93.17 N	49.02 E	3.253	105.195
3,070.000	32.221	29.457	-2,873.957	3,054.957	97.73 N	51.59 E	3.781	110.432
3,080.000	33.413	29.636	-2,882.359	3,063.359	102.45N	54.26 E	3.590	115.854
3,090.000	34.346	29.990	-2,890.658	3,071.658	107.29N	57.03 E	2.860	121.434
3,100.000	35.220	30.326	-2,898.871	3,079.871	112.22N	59.90 E	2.683	127.137
3,110.000	35.785	30.874	-2,907.007	3,088.007	117.23N	62.86 E	1.948	132.951
3,120.000	36.219	31.517	-2,915.097	3,096.097	122.26N	65.90 E	1.724	138.828
3,130.000	37.147	32.074	-2,923.122	3,104.122	127.33N	69.05 E	2.959	144.792
3,140.000	40.318	31.378	-2,930.927	3,111.927	132.64N	72.34 E	9.602	151.038
3,150.000	43.211	29.227	-2,938.382	3,119.382	138.40N	75.69 E	9.683	157.701
3,160.000	45.558	28.178	-2,945.520	3,126.520	144.55N	79.04 E	7.378	164.701
3,170.000	47.014	28.443	-2,952.436	3,133.436	150.91N	82.47 E	4.404	171.921
3,180.000	49.104	28.816	-2,959.129	3,140.129	157.42N	86.03 E	6.327	179.348

Annexe VI

Tableau représentant les tops des formations traversées (VI.4).

Top formation	Prévisionnel (TVD m)	Actuel (TVD m)	Actuel (MD m)
MIO-PLIOCENE	SURFACE	SURFACE	SURFACE
EOCENE	210	208	208
SENONIEN CARBONATE	275	271	271
SENONIEN ANHYDRITIQUE	360	355	355
SENONIEN SALIFAIR	600	602.99	603
TURONIEN	750	748.98	749
CENOMANIEN	870	863.98	864
ALBIEN	1065	1062.98	1063
APTIEN	1423	1406.97	1407
BARREMIEN	1447	1430.97	1431
NEOCOMIEN	1792	1780.96	1781
MALM	1957	1937.95	1938
DOGGER ARGILEUX	2167	2157.47	2158
DOGGER LAGUNAIRE	2397	2379.4	2380
LIAS ANHYDRITIQUE	2477	2462.38	2463
LIAS SALIFER	2620	2619.33	2620
LIAS HB	2723	2715.3	2716
LIAS S1+S2	2753	2750.28	2751
LIAS S3	2963	2951.73	2956
LIAS ARGILEUX	3083	3068.37	3086
TRIAS ANDESTIQUE	3109	3104.94	3131
GRES D'OUARGLA	3129	3117.21	3147
QUARTZITES DE HAMRA	3169	3143.88	3185
GRES D'EL ATCHANE	3264		
ARGILE D'EL GASSI	3280		
ZONE D'ALTEIRNANCE	3330		