

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 :

AHMED ABDELLAH KOUDJIL

BABCHIKH SMAIL

Filière : Hydrocarbures

Option : Forage des puits

Thème

CONTROLE ET SUIVI DE LA TRAJECTOIRE DANS UN Puits DEVIE

EN MEDIUM RADIUS A HASSI MESSAOUD

Cas du puits : Gine1-Bis Z1

Devant le jury :

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

Année Universitaires : 2015/2016

Remerciements

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

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

*Nous remercions tout le personnel de Haliburton, en
particulier de l'appareil **TP 217**.*

*Nous remercions vivement tous ceux qui ont, de près ou
de loin, contribué pour que ce modeste travail arrive à son
terme.*

*Nous tenons aussi à exprimer nos profonds remerciements
à nos enseignants de l'université de **BOUMERDES**.*

*Enfin nos remerciements s'adressent aux membres de jury
qui nous feront l'honneur de juger notre travail.*

Dédicaces

Je Dédie ce Modeste Travail :

*A ma Très Chère Mère et mon Très Cher père qui ont
Beaucoup sacrifié avant de voir le fruit de Leur éducation*

A mon très cher frère : Abderrahmane

A tous mes amis surtout islem et Sifou

Et mon binôme Koudjil

*Et à tous ceux qui m'ont encouragé durant
ma vie étudiante.*

Smail





Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A ma très chère mère et mon très Cher père qui m'ont toujours soutenus, surtout mon oncle abed et toute la famille ahmed abdellah.

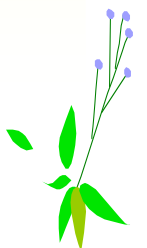
*A mes frères < nasser et ayman <
A mes sœurs «soumia , louiza et bessma».*

A toute la famille grand et petit qu'il soit.

A tous mes amis de harchoune et de inh

*Et toute la promo **MAFP 11***

koudjil



SOMMAIRE

Liste des Figures

Liste des Tableaux

Introduction générale

CHAPITRE I : PARTIE GEOLOGIQUE

Introduction :.....	01
I.1) Situation du champ de Hassi Messaoud :.....	01
I.1.1) Situation géographique :.....	01
I.1.2) Situation géologique :.....	02
I.2) Zones et numérotation des puits :.....	03
I.3) Intérêt pétrolier :	04
I.4) Localisation du puits Gine1-Bis Z1 :.....	05
I.5) Aspect structural du bassin d'Amguid Messaoud :	05
I.6) Description de la série stratigraphique :.....	06

CHAPITRE II : GENERALITE SUR LE FORAGE DIRIGE

Introduction :.....	10
II.1) Applications du forage dirigé :.....	12
II.2) Objectif des puits déviés :.....	16
II.3) Profils des puits horizontaux :.....	17
II.3.1 Long radius:.....	17
II.3.2 Medium radius:.....	17
II.3.3 Short radius:.....	18
II.3.4 Ultra short radius:.....	19
II.4) Détermination du profil du puits :.....	20
II.5) Avantages et inconvénients du forage horizontal avec comparaison technico-économique entre le forage horizontal et le forage vertical à Hassi Rmel :.....	22
II.6) Système de coordonnées	28
II.6.1. Coordonnées Géographiques ou Polaires	28
II.6.2. Projection UTM	29
II.6.3. Projection Lambert	31
II.7) Projection horizontale	33

CHAPITRE III : EQUIPEMENTS DU FORAGE DIRIGE :

III.1) Moteurs de fond (PDM) :	35
III.1.1. Principe :	35
III.1.2. Description :	35
III.1.3. Dump valve :	36
III.1.4. Géométrie des moteurs:	37
III.1.5. Débit & Perte de charge :	37
III.1.6. Limitations d'utilisation & problèmes pratiques :	37
III.2) Stabilisateurs :	39
III.3) Équipements amagnétiques :	40
III.3.1. Masse-tiges amagnétiques :	40
III.3.2. Tiges de forage amagnétiques :	40
III.3.3. Stabilisateurs amagnétiques :	40
III.3.4. Raccords amagnétiques :	40
III.3.5. Raccords d'orientation :	41
III.3.6. Raccords coudés :	41
III.4) Outils de déflexion :	42
III.5) Équipements de mesures :	43
III.5.1.Équipement de mesure en temps réel :	44
III.5.1.1. MWD (Measurement While Drilling):	44
III.5.1.1.1 Composition d'un MWD:	44
III.5.1.1.2 Géométrie des MWD :	49
III.5.1.1.3 Procédure de mise en œuvre :	50
III.5.1.1.4 Les mesures de MWD :	51
III.5.1.2 Les gyroscopes :	52
III.5.2.Outils de mesure en temps différé :	53
III.5.2.1. Inclinomètres :	53
III.5.2.2 Instruments magnétiques :	54
III.6) Différentes configurations de BHA utilisées dans le forage dévié :	56
III.6.1 Garniture de build up:	56
III.6.2 Garniture de maintien d'inclinaison :	56
III.6.3 Garniture de drop off :	56

CHAPITRE IV : CONDUITE DU FORAGE DIRIGE

Introduction :.....	57
IV.1) Le forage dirigé conventionnel :.....	57
IV.2) Le forage de navigation :.....	57
IV.3) Méthodes de démarrage du forage dirigé :	59
IV.3.1) Utilisation d'un moteur de fond :	59
IV.3.2) Jetting :	62
IV.3.3) Outil de déflexion :	63
IV.4) Méthodes de forage des phases droites ou courbes :	65
IV.4.1) Forage dirigé conventionnel :.....	65
IV.4.2) Forage de navigation (steerable drilling) :	65
IV.4.3) Geosteering, forage de navigation assisté :	65

CHAPITRE V : CONTRÔLE ET SUIVI DE LA TRAJECTOIRE

Introduction :.....	66
V.1) Calculs de trajectoire :.....	67
V.1.1) Principe du calcul :.....	67
V.1.2) Conditions et options initiales :.....	68
V.1.3) Méthodes de calcul de la trajectoire :.....	69
V.1.4) Calculs complémentaires :.....	76
V.2) Dog-leg:.....	77
V.3) Tool-face:.....	79
V.4) Calculs d'incertitude - étude anti-collision :.....	80
V.4.1) Sources d'erreur :.....	81
V.4.2) Détermination des paramètres d'incertitude :.....	82
V.4.3) Domaine d'incertitude :.....	83
V.4.4) Étude anti-collision :.....	84
V.5) Facteurs affectant la déviation :.....	85
V.5.1) Les facteurs naturels :.....	85
V.5.2) Les procédures de forage et l'équipement :.....	86

CHAPITRE VI : APPLICATION AU Puits GINE1-BIS Z1

Introduction :.....	87
VI.1) Fiche technique du puits GINE1-BIS Z1 :.....	87
VI.2) Buté du sondage :.....	88
VI.3) Les puits voisins :	88
VI.4) Résultats des Puits GINE-1, GI-1 et GI-2 :.....	89
VI.5) Problèmes rencontrés dans la région :.....	90
VI.6) Programme de forage :.....	90
VI.7) Plan prévisionnel du Gine1-Bis z1 :.....	93
VI.8) Différentes BHA utilisées pour la partie déviée :.....	94
VI.9) Plan théorique de la trajectoire :.....	96
VI.9.1 Exemple de calcul :.....	98
VI.9.2 Comparaison entre les méthodes de calcul :.....	103
VI.10) Survey :	104
VI.10.1 Représentation graphique :.....	106
VI.10.2 Correction de la trajectoire :.....	107

Conclusion et recommandations

Bibliographie

LISTE DES FIGURES

Fig.I-1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	2
Fig.I-2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.....	3
Fig.I-3 : Représentation des zones de production.....	4
Fig.I-4 : Fiche technique prévisionnelle du puits.....	9
Fig.II-1 : Vocabulaire et définitions (Puits dévié).....	11
Fig.II-2 : Vocabulaire et définitions (Puits horizontal).....	12
Fig.II-3 : Sidetrack.....	12
Fig.II-4 : Endroit inaccessible.....	13
Fig.II-5 : Dômes de sel	13
Fig.II-6: Fault drilling.....	14
Fig.II-7: Shoreline drilling.....	14
Fig.II-8: Offshore multiwell drilling.....	14
Fig.II-9 : Réservoirs inclinés.....	15
Fig.II-10 : Puits d'intervention.....	15
Fig.II-11 : Puits horizontaux.....	16
Fig.II-12 : Profils des puits horizontaux.....	20
Fig.II-13 : le coût par type d'activité de HRE103 et HRZ08.....	25
Fig.II-14 : le coût par type d'activité de HRE202 et HRZ09.....	25
Fig.II-15 : la production annuelle d'huile de HRE103 et HRZ08.....	26
Fig.II-16 : la production annuelle d'huile de HRE202 et HRZ09.....	27
Fig.II-17 : Projection UTM.....	29
Fig.II-18 : Numérotation des zones UTM.....	29
Fig.II-19 : Zones UTM.....	30
Fig.II-20 : Projection Lambert.....	32
Fig.II-21 : Différents Nord.....	33
Fig.II-22 : Déclinaison magnétique.....	34
Fig.II-23 : Convergence.....	34
Fig.III-1 : Différents éléments du moteur de fond.....	36

Fig.III.2 : Dump valve.....	37
Fig.III-3 : Raccord d'orientation.....	41
Fig.III.4 : Raccord coudé incorporé ("Bent-housing") & Raccord coudé indépendant.....	42
Fig.III-5 : Sifflet déviateur.....	42
Fig.III-6 : Mud pulse.....	46
Fig.III-7 : Système de transmission électromagnétique.....	47
Fig.III-8 : Alimentation par une turbine entraînant un alternateur.....	48
Fig.III-9 : Cliché type single-shot Magnétique.....	54
Fig.III-10 : Composition d'un single shot.....	54
Fig.III-11 : Multi-shot et single shot mécaniques.....	55
Fig.III-12 : Composition de la garniture de build up.....	56
Fig.III-13 : Garniture pour le maintien d'inclinaison.....	56
Fig.III-14 : Composition de la garniture de drop off.....	56
Fig.IV-1 : modes de forage (Rotary et Sliding).....	58
Fig.IV-2 : Calcul géométrique de l'efficacité d'un raccord coudé.....	60
Fig.IV-3 : "Jetting".....	63
Fig.IV-4 : Outil de déflexion.....	64
Fig.IV-5: Forage "geosteering" & forage "géométrique".....	65
Fig.V-1 : Méthode de l'Angle moyen.....	70
Fig.V-2 : Méthode du Rayon de courbure.....	71
Fig.V-3 : Méthode de la Courbure minimum.	73
Fig.V-4 : Méthode tangentielle.....	74
Fig.V-5 : Calculs complémentaires.....	76
Fig.V-6: dog-leg.....	78
Fig.V-7: Tool-face.....	79
Fig.V-8 : La règle du pouce.....	80
Fig.V-9 : Domaine d'incertitude.....	81
Fig.V-10 : Influence du pendage des formations.....	85
Fig.V-11 : Alternance de couches tendres et dures.....	86

Fig.VI-1 : Représentation des puits voisins.....	89
Fig.VI-2 : La courbe depth = F (time).....	92
Fig.VI-3 : Plan de Sonatrach :.....	93
Fig.VI-4 : Représentation graphique du profil théorique du puits :.....	98
Fig.VI-5 : Représentation de chaque méthode en fonction de l'erreur :.....	103
Fig.VI-6 : Représentation graphique de la trajectoire réalisée par Haliburton :.....	106
Fig.VI-7 : Comparaison avec le plan théorique (projection verticale) :.....	106
Fig.VI-8 : Comparaison avec le plan théorique (projection horizontale) :.....	107

LISTE DES TABLEAUX

Tableau.I-1 : Identification et coordonnées d'implantation du puits Gine1-BisZ1.....	5
Tableau.II-1 : Vocabulaire et définitions.....	10
Tableau.II-2 : La variation de build-up rate maximum en fonction de diamètre du trou.....	19
Tableau.IV-1 : Prédiction du build-up (deg/100 ft) en fonction des moteurs et de leur stabilisation.....	60
Tableau.V-1 : Paramètres d'incertitude couramment utilisés.....	83
Tableau.VI-1 : Fiche technique du puits.....	87
Tableau.VI-2 : Puits voisins.....	88
Tableau.VI-3 : Résultat du GINE-1.....	89
Tableau.VI-4 : Résultat du GI-1.....	89
Tableau.VI-5 : Résultat du GI-2.....	89
Tableau.VI-6 : Paramètres de forage de la phase 26".....	90
Tableau.VI-7 : Paramètres de forage de la phase 16".....	90
Tableau.VI-8 : Paramètres de forage de la phase 12 ^{1/4} ".....	91
Tableau.VI-9 : Paramètres de forage de la phase 8 ^{1/2} ".....	91
Tableau.VI-10 : Paramètres de forage de la phase 6".....	92
Tableau.VI-11 : Le plan prévisionnel	93
Tableau.VI-12 : BHA pour la phase 12 ^{1/4} ".....	94
Tableau.VI-13 : Performance de PDM 8".....	94
Tableau.VI-14 : BHA pour la phase 8 ^{1/2} ".....	95
Tableau.VI-15 : Performance de PDM 6 ^{3/4} ".....	95
Tableau.VI-16 : Plan théorique de la trajectoire :.....	96
Tableau.VI-17 : Comparaison entre les méthodes :.....	103
Tableau.VI-18 : Survey de Haliburton :.....	105

INTRODUCTION GENERALE

Le forage dirigé est la technique permettant de suivre une trajectoire donnée jusqu'à atteindre l'objectif imposé (une cible planifiée selon le réservoir).

Il n'est pas toujours possible d'implanter l'installation de forage sur la verticale de l'objectif, en particulier lorsqu'un gisement se trouve sous un lac, une mer. Parfois, aussi des forages commencés verticalement doivent être déviés, l'objectif étant décalé. Dans tous ces cas, on a recours à la technique du forage dirigé.

Pour cela, la maîtrise de la trajectoire est un facteur fondamental dans la réussite d'un projet de forage dévié. Cette maîtrise comprend aussi bien la faculté de contrôler et de modifier la trajectoire au cours du forage que l'aptitude à prédire correctement le comportement directionnel du système composé de la garniture et de l'outil de forage.

Le travail que nous allons présenter dans ce mémoire s'inscrit dans le cadre du contrôle et le suivi de la trajectoire dans le puits dévié en medium radius (Gine1-Bis Z1) à Hassi Messaoud.

Ce mémoire a été subdivisé en six chapitres, le premier donne une brève représentation du champ de Hassi Messaoud, sa situation géologique et géographique, la localisation de notre puits dans ce champ avec une description de la série stratigraphique.

Dans le second chapitre, nous avons présenté une généralité sur le forage dirigé, leurs applications, avec différents profils des puits horizontaux, leurs avantages et inconvénients.

Dans le troisième chapitre, nous avons présenté les différents équipements utilisés pour la réalisation du forage dirigé et aussi des instruments de mesures pour connaître la position du puits.

Le quatrième chapitre donne une explication sur les méthodes de démarrage du forage dirigé.

Dans le cinquième chapitre, nous avons présenté d'abord les méthodes de calcul de la trajectoire pour déterminer la position du puits, avec calculs d'incertitude qui permet de définir le domaine d'incertitude du puits.

Le dernier chapitre est consacré à une étude de cas au puits Gine1-Bis Z1, son objectif, sa fiche technique, son plan prévisionnel avec exemple de calcul en utilisant les différentes méthodes de calculs de la trajectoire et en fin représentation graphique des résultats (Survey) obtenus pendant le forage.

Introduction

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes et les plus grands du monde. Il s'étend sur une superficie voisine de 2.500 Km², découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. D'autres part, par la transformation diagénétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris forme tel que représentée par la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétrophysiques comme ils peuvent les détériorer. Le champ de Hassi Messaoud continue, depuis 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut.

I.1) Situation du champ de Hassi Messaoud :

I.1.1) 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-Est d'Alger, à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz à condensat de Hassi Rmel et à 350 km à l'Ouest de la frontière Tunisienne. Il s'étend sur une superficie de 2500 km², il a pour coordonnées Lambert :

X = [790.000 - 840.000] Est.

Y = [110.000 - 150.000] Nord.

Il est encadré par les latitudes 31°.30' et 32°.00' et les longitudes 5°.40' et 6°.20'



Fig.I-1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

I.1.2) Situation géologique :

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

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Guellala, Ben Kahla et HaoudBerkaoui)
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

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

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les haut-fond de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

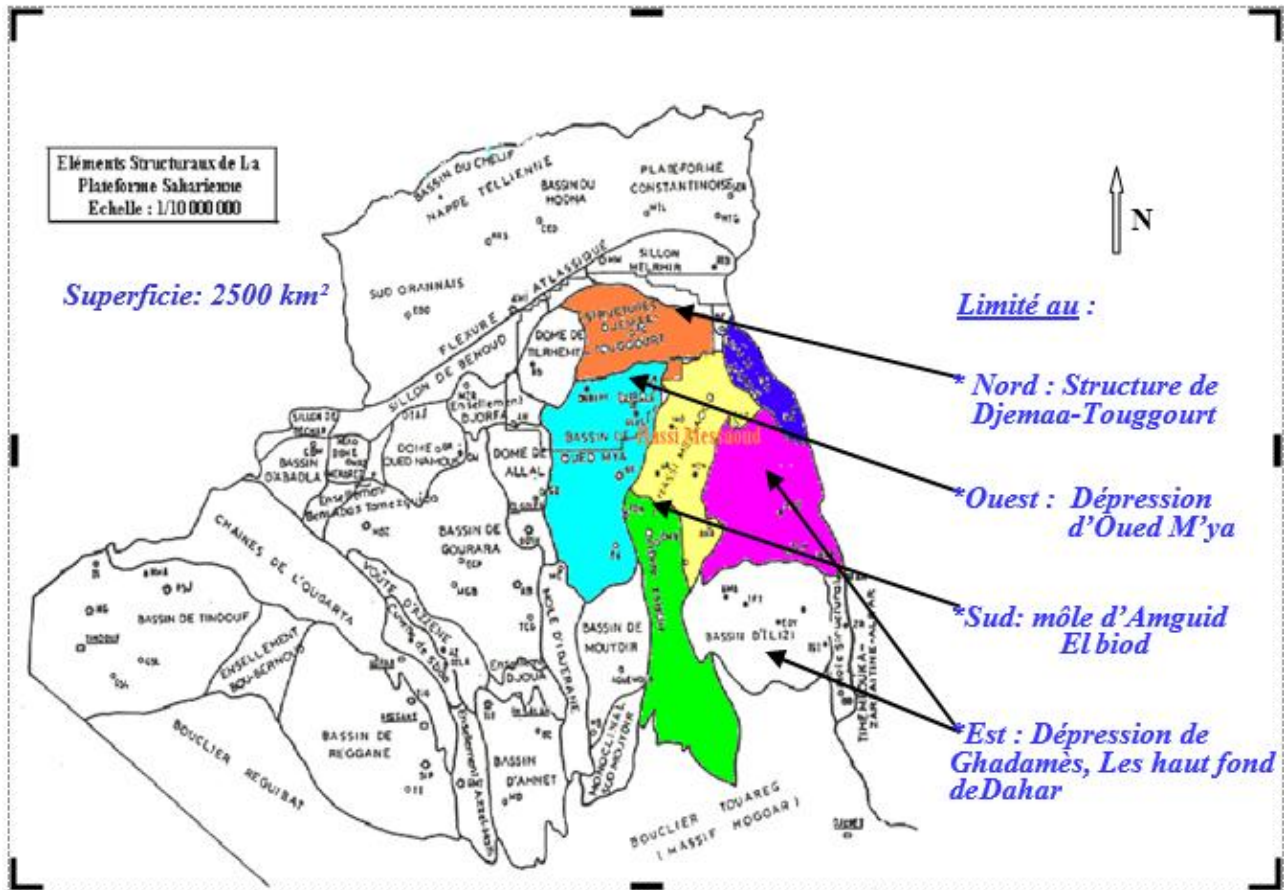


Fig.I-2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.

I.2) Zones et numérotation des puits :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie.

Toutefois, il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

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.

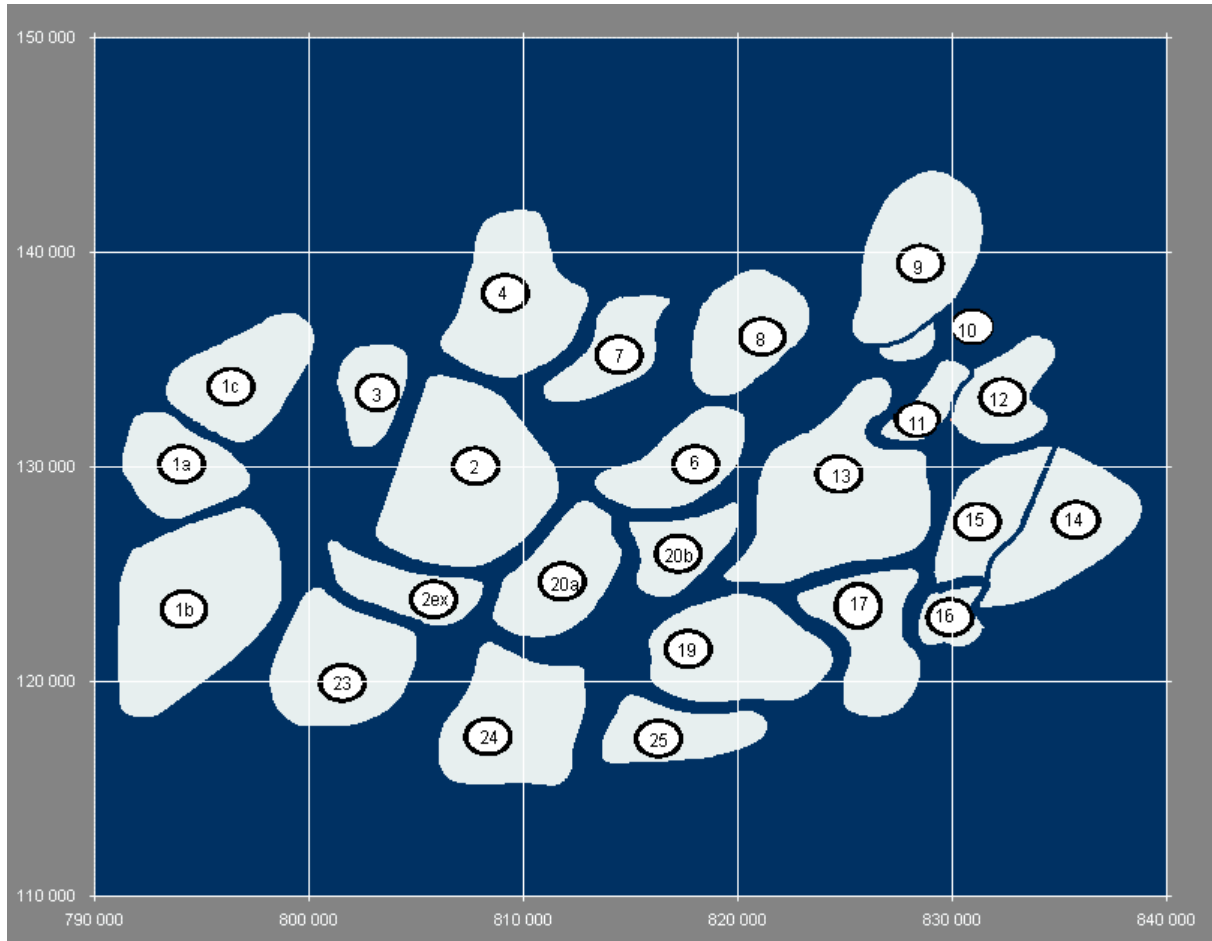


Fig.I-3 :Représentation des zones de production.

I.3) Intérêt pétrolier :

Le champ de Hassi Messaoud 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 200 mdarcy.

Le réservoir est lié au grès-quartzitiques 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 de mille 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.

I.4) Localisation du puits Gine1-BisZ1 :

Nom du Forage	<i>El Gassi Nord Est -1Bis-Z-1</i>
Sigle	<i>GiNE-1Bis-Z-1</i>
Situation	<i>Périmètre El Agreb Nord-Ouest</i>
Bassin	<i>AMGUID-MESSAOUD</i>
Willaya	<i>OUARGLA</i>
Coordonnées UTM (fuseau 31)	<i>X : 773 030.100 m Y : 3 4395 43.200 m</i>
Coordonnées géographiques	<i>X : 05° 51' 40.0379" E Y : 31° 03' 37.2282" N Zs:173.787 m Zt:181 m</i>

*Tableau.I-1 : Identification et coordonnées d'implantation du puits Gine1-Bis-Z1.***I.5) Aspect structural du bassin d'anguid messaoud :**

De par sa complexité structurale, le bassin d'Anguid Messaoud offre la possibilité de développer des pièges structuraux complexes (structuraux, mixtes, stratigraphiques).

La découverte de gisements Ordoviciens dans le permis Hassi Dzabat en particulier sur l'axe HDZ-HTF situé à la périphérie sud du champ de Hassi Messaoud a relancé l'effort exploratoire.

Le principal réservoir de la zone est représenté par la formation des Quartzites de Hamra d'une épaisseur de 100 m, cette formation ordovicienne se trouve soit directement sous la discordance hercynienne soit recouverte par les grés de Ouargla.

De qualités réservoirs généralement moyennes à médiocre. Cette formation trouve ses qualités sensiblement améliorées par la contribution des fissures.

Une meilleure compréhension de la distribution et du comportement de ce réservoir, qui semble régis par des facteurs tectono-sédimentaires est d'une importance capitale. C'est ce qui nous a incités à cerner certains aspects qui caractérisent ce type de réservoirs compacts.

I.6) Description de la série stratigraphique :

I.6.1) Cénozoïque :

6.1.1/ Mio-pliocène : (0 - 210m)

- sable blanc avec fines passées d'argile brune rouge, tendre à pâteuse.
- Calcaire blanc, crayeux, tendre.
- passées d'argile versicolore.
- marne gris brun, fortement sableux.

Ces terrains, formant un recouvrement continental essentiellement sableux, se sont mis en place par l'intermédiaire de chenaux (grande disparité de leur granulométrie horizontale et verticale). Ils sont non consolidés et leur porosité est très importante ce qui entraîne des pertes partielles ou totales et des risques d'éboulement lors du forage. Ils reposent à leur base sur l'Éocène par une surface d'abrasion.

6.1.2/ Eocène(210 – 275m), Constitué de :

- Calcaire blanc crayeux, avec inclusions de silex.
- Fines passées d'argile grise.
- Passées de dolomie blanche.

I.6.2) Mésozoïque :

6.2.1/ Crétacé :(275 - 1957 m)

6.2.1.1/ Sénonien(275 - 750 m), constitué de deux niveaux :

• Sénonien carbonaté(275 - 360m):

Alternances de calcaire dolomitique, à dolomie calcaire, avec des passées de marne et d'argile, carbonatée. Présence de calcaire blanc et d'anhydrite blanche avec traces de gypse vers la base.

• Sénonien lagunaire : niveau représenté par deux unités à faciès lagunaire:

La première **ANHYDRITIQUE** (360 - 600 m), est composée d'Anhydrite blanche à passées d'argile et de dolomie argileuse au sommet, passant à de la dolomie argileuse à passées d'argile. Intercalation irrégulières d'anhydrite.

La deuxième **SALIFÈRE** (600 - 750m), est constituée de Sel blanc massif, translucide intercalé de marne dolomitique, d'argile et d'anhydrite.

6.2.1.2/ Turonien (750 - 870 m):

Calcaire blanc localement crayeux, parfois argileux avec de fines passées d'argile gris – vert, légèrement carbonaté.

NOTA : Il contient un aquifère représenté par des eaux à odeur sulfurée, utilisé pour l'injection. Ces eaux sont produites par pompage et utilisées pour le maintien de pression par injection d'eau. Leur salinité est de 210 g/l et leur densité est de 1,13.

6.2.1.3/ Cénomanién (870 - 1065m) :

Alternance de calcaire tendre, dolomitique par endroits, d'argile grise, tendre et d'anhydrite légèrement carbonatée, localement dure.

6.2.1.4/ Albien (1065 - 1423m) :

Grés fins à moyens argileux à intercalation d'argile plastique et de sable grossier à la base.

NOTA : Il renferme un aquifère d'eau douce utilisé pour l'injection et les besoins généraux.

6.2.1.5/ Aptien (1423 - 1447m):

Calcaire dolomitique blanc, moyennement dur passant parfois à dolomie beige, microcristalline, dure.

6.2.1.6/ Barrémien (1447 - 1792m) :

Grés blanc, translucide, grossier. Intercalation d'argile brunâtre tendre à pâteuse et de calcaire gris – blanc.

6.2.1.7/ Néocomien (1792 - 1957m):

Représenté par des Argile grise à brun – rouge tendre intercalé de grés gris – blanc à beige.

6.2.2/ Jurassique (1957 - 3109m):**6.2.2.1/Malm (1957 - 2167m) :**

Alternance de grés gris – blanc fin à moyen siliceux à carbonaté, d'argile brune, tendre à pâteuse, silteuse , Passées de dolomie beige, de calcaire gris- beige et d'anhydrite.

NOTA : Il contient un aquifère d'eau potable de salinité de 30 g/l.

6.2.2.2/ Dogger(2167 - 2477m) Représenté par deux niveaux :

- **Argileux**(2167 - 2397m): Alternance d'argile versicolore, silteuse de grés gris – blanc fin à moyen, siliceux à silico – carbonaté, glauconieux, de dolomie grise dure et de marne grise.
- **lagunaire** (2397 - 2477m): Anhydrite blanche dure avec des passées de dolomie, d'argile grise carbonatée et de marne.

6.2.2.3/ Lias(2477 - 3109m) :

- **Lias Anhydritique (LD1 + LS1) :** (2477 - 2620m) Alternance d'anhydrite blanche pulvérulente, de sel massif translucide à rosâtre et d'argile brune plastique.
- **Lias Salifère (LS2 + LD2) :** (2620 à 2723m) Sel massif translucide et jaunâtre, intercalé d'anhydrite blanche, d'argiles brunes –rouge de marne et de dolomie.
- **Horizon ‘ B ‘ (LD3):**(2723 à 2753m) Calcaire gris argileux et argile grise à brune.
- **Lias S1 + S2 :** (2753 à 2967m) Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brune – rouge plastique.
- **Lias S3 :** (2967 à 3106m) Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun – rouge plastique.
- **Lias Argileux :** (3106 à 3141m) Argile brun – rouge tendre à pâteuse salifère, fines passées de sel massif translucide.

6.2.3/ Trias (3141 à 3170m) :**6.2.3.1/Trias Roches Eruptives :**

Roches éruptives gris – brun et gris – vert, intercalé d'argile brune – rouge à brune et de gris blanc fin à très fin.

I.6.3) Paléozoïque :**6.3.1) Ordovicien (3170 à 3500.5m)**

6.3.1.1)Grés d'Ouargla (3170 à 3239m) : Grés ou grés quartzitique, gris clair à blanc, à ciment argileux et carbonaté. Argile gris foncé gréseuse, micacée schisteuse.

6.3.1.2)Les quartzites d'Hamra (3239 à 3429m) :Grés gris – clair à gris –blanc fin à moyen, silico – quartzitiques à quartzitiques passant à quartzite blanc compact, dur. Passées d'argile –noir indurée silteuse.

6.3.1.3) Les grés d'El Atchane (3429à 3500.5m) : Grés gris –blanc, fin à moyen silico – quartzitiques localement glauconieux intercalé d'argile grise indurée, silteuse.

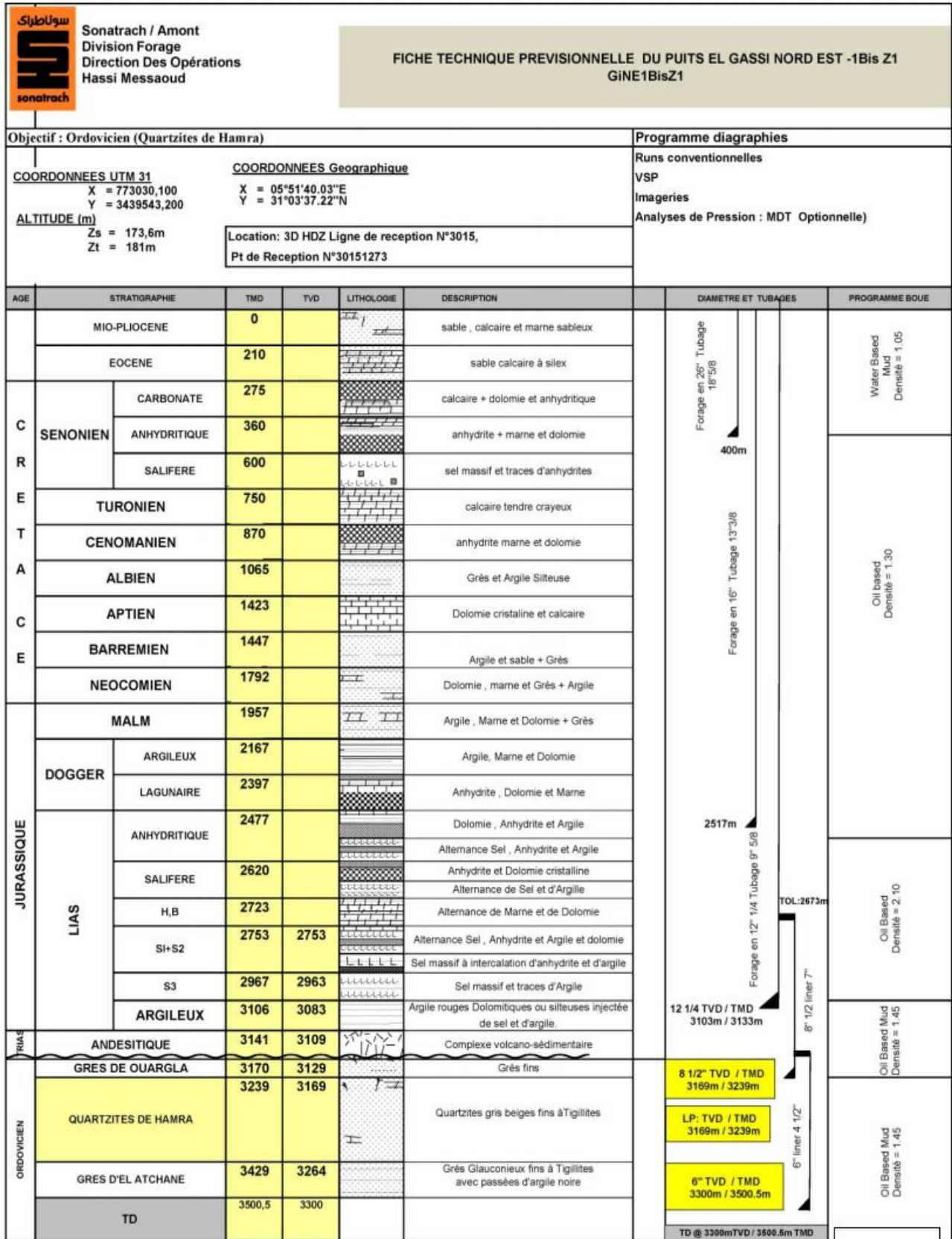


Fig.I-4 : Fiche technique prévisionnelle du puits.

Introduction :

Le forage directionnel est la science de déviation des puits selon une trajectoire préalablement établie jusqu'à la cible, dont la position donne le déplacement latéral et la direction du puits par rapport à la verticale.

-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
-Dog-leg	-Le dog-leg 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.
-"Survey"	-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.

Tableau.II-1 : Vocabulaire et définitions

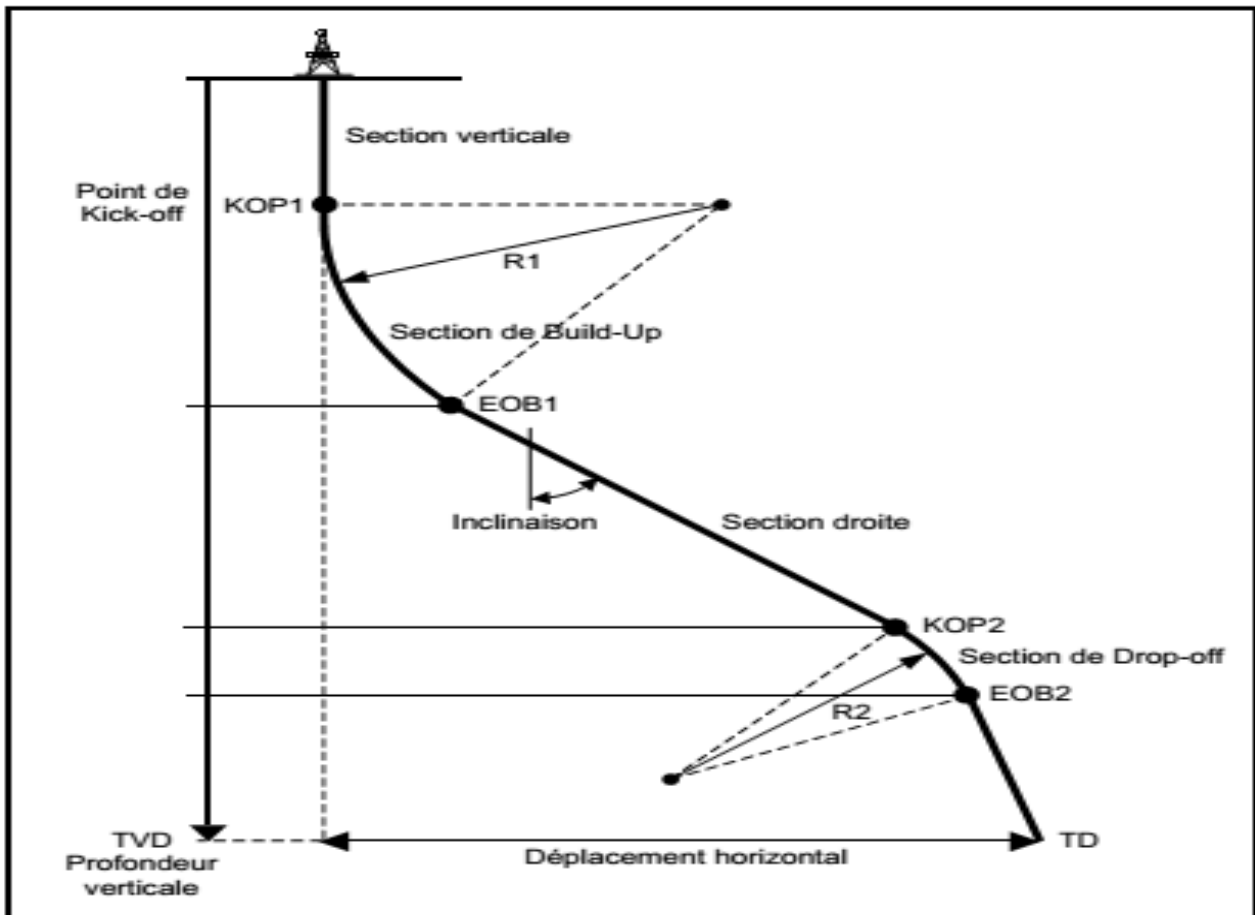


Fig.II-1 : Vocabulaire et définitions (Puits dévié)

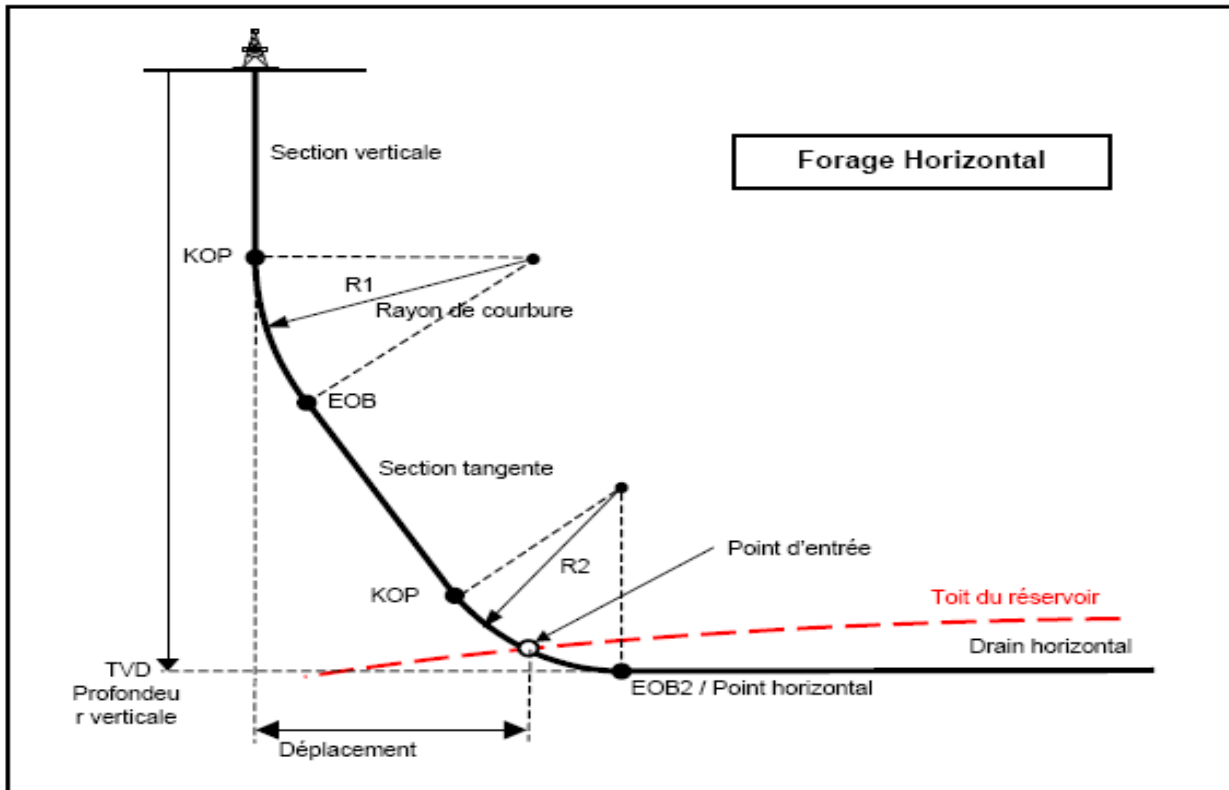


Fig.II-2 : Vocabulaire et définitions (Puits horizontal)

II.1) Applications du forage dirigé :

Les principales applications du forage dirigé sont citées ci- dessous :

1- Sidetrack :

Il représente l’origine de la technique du forage directionnel. Tout à fait au début le sidetrack est réalisé sans calculs, l’objectif était tout simplement d’éviter le poisson dans le puits initial, explorer les zones de production qui se trouve dans certains secteurs du champ ou réaliser des déviations à partir des puits secs vers des zones jugées êtres plus intéressantes. Le sidetrack permet aussi l’accès à plusieurs zones de production à partir du même puits.

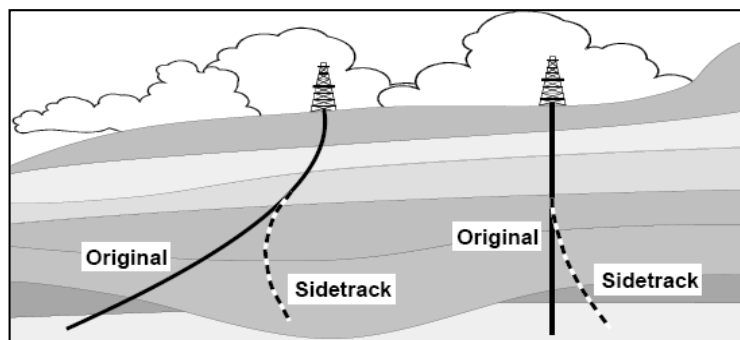


Fig.II-3 : Sidetrack

2- Endroit inaccessible :

Les réservoirs qui se situent au-dessous des villes, rivières et des surfaces environnementales sensibles exigent d'installer l'appareil de forage éloigné de ces zones. Pour accéder aux couches productrices on utilise la technique du forage dirigé.

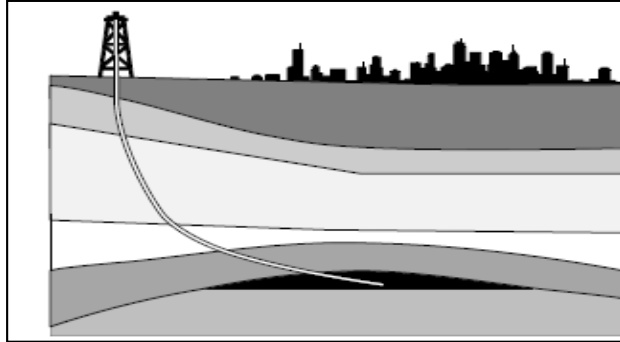


Fig.II-4 : Endroit inaccessible

3- Dômes de sel :

Elles représentent généralement des pièges naturels des hydrocarbures qui s'accumulent dans les strates au- dessous des roches couvertures. Le forage à travers ces formations salifères engendre beaucoup de problèmes, on peut les éviter en forant avec une boue salée saturée. L'autre solution consiste à forer des puits déviés, évitant ainsi les dômes de sel.

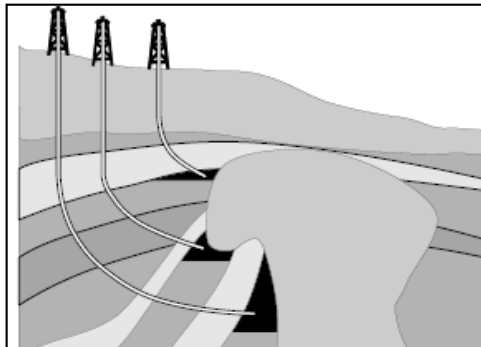


Fig.II-5 : Dômes de sel

4- Fault drilling :

Le forage directionnel est appliqué aussi pour éviter de réaliser des puits qui traversent verticalement la faille (ce qui provoque le déboitement et le cisaillement de tubages).

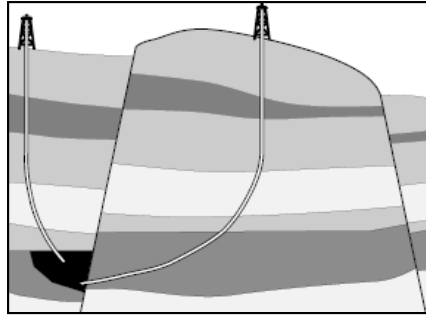


Fig.II-6: Fault drilling

5- Shoreline drilling :

Dans le cas où le réservoir est situé au-dessous de la mer et proche de la terre, il est plus économiquement rentable de forer un puits directionnel de longue départure à partir d'une plateforme terrestre.

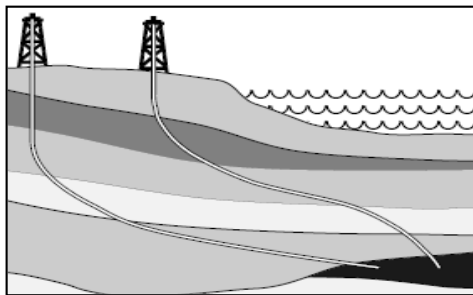


Fig.II-7: Shoreline drilling

6- Offshore multiwell drilling:

La réalisation des puits directionnels multiples à partir d'une seule plateforme offshore est la méthode la plus économique qui nous permet d'exploiter plusieurs réservoirs au même temps. La même méthode est utilisée en onshore lorsqu'il s'agit des petites surfaces (jungle, marécage)

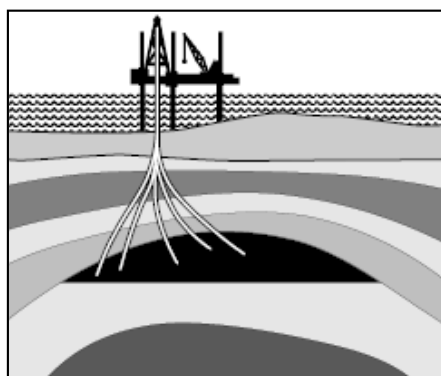


Fig.II-8 : Offshore multiwell drilling

7- Forage des réservoirs inclinés :

Dans le cas des réservoirs inclinés, la réalisation d'un puits directionnel permet de les exploiter tous à la fois en complétant ce dernier avec une complétion multiple. Le puits ainsi réalisé traverse les réservoirs avec un angle spécifique qui lui permet le maximum de pénétration.

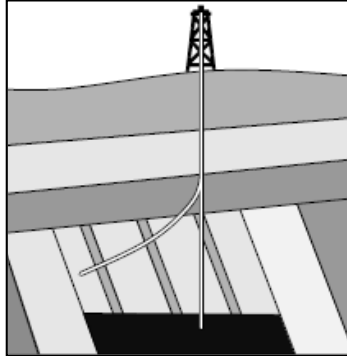


Fig.II-9 : Réservoirs inclinés

8- Puits d'intervention :

L'objectif des puits directionnels d'intervention est d'intercepter et de tuer un puits en éruption, par l'injection d'une boue lourde ou plusieurs bouchons de ciment. Le puits d'intervention doit être implanté le plus proche possible du puits en éruption en respectant une certaine distance de sécurité. La planification de la trajectoire du puits d'intervention doit se faire avec une grande précision afin d'atteindre la cible.

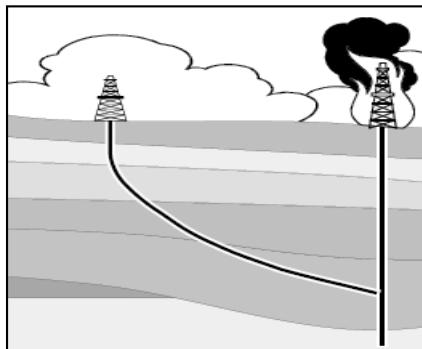


Fig.II-10 : Puits d'intervention

9- Puits horizontaux :

La diminution de la production est due à plusieurs problèmes (coning d'eau et de gaz, venue de sable, faible perméabilité horizontale). Afin d'améliorer la production, la réalisation d'un drain horizontal dans le réservoir peut être la solution. Les puits horizontaux représentent un type des puits directionnels.

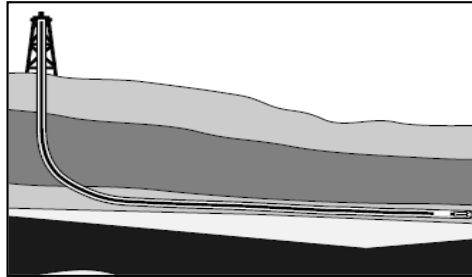


Fig.II-11 : Puits horizontaux

II.2) Objectif des puits déviés :

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

- a. Obtenir une longueur optimale de la liaison couche-trou.
- b. Augmenter l'efficacité et la productivité du puits.
- c. Limiter le nombre de puits à forer sur un champ.
- d. Pour résoudre un problème particulier de production :
 - ✧ Anisotropie de perméabilité.
 - ✧ Isolation de la formation.
 - ✧ Effet de cône de l'aquifère ou de l'anneau de gaz lors de la production (effet de coning).
 - ✧ Une géométrie particulière de réservoir ou de l'emplacement de surface.

II.3) Profils des puits horizontaux :

Les puits horizontaux sont classés suivant la longueur de leur rayon de courbure pour arriver à l'horizontal : long, medium, court, ultra-court. Ils sont également comparés en termes de gradient de build up, inversement proportionnel au rayon de courbure.

II.3.1 Long radius :

Les puits LR ont un grand rayon de courbure $ROC > 300$ m ou un gradient de build up $BUR < 2^\circ/10m$. Ces profils sont essentiellement utilisés pour les puits offshore.

a- Avantages :

Les puits LR ont plusieurs avantages. Ils sont plus faciles à forer et ne nécessitent que des équipements de forage classique. Comme souvent l'inclinaison du puits peut être obtenue puis maintenue avec des garnitures rotary, il n'est pas nécessaire d'utiliser un moteur. Non seulement on utilise des tiges et des casings standard, mais en plus le coût journalier du service de déviation est typiquement moins élevé que pour un puits medium ou short radius.

Les puits long radius permettent de forer des drains horizontaux plus longs (1500 m et plus), et d'atteindre des points très éloignés (extended reach) grâce à leur dog-leg severity plus faible et donc les frottements et torques engendrés sont moindres. Enfin ces puits permettent de descendre tous les logs, tous les types de complétion, stimulation, workover, équipement gas lift.

b- Inconvénients :

Ces puits ont également leurs revers. La longueur du rayon de courbure nécessite un rig plus puissant muni d'un top-drive, de pompes puissantes et d'une capacité de traitement et stockage de la boue plus importante. De plus la longueur accrue de l'open-hole augmente les risques de coincement, kick, détérioration des parois, pouvant exiger la pose de tubages supplémentaires. Le contrôle de la TVD 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 des marqueurs en temps réel. Enfin les puits long radius ne sont pas envisageables sur des permis (leases) de petite surface car le grand déport engendré pour arriver à 90° est trop important au regard de la dimension du bloc considéré.

II.3.2 Medium radius :

Ce sont les puits (MR) avec un rayon de courbure $\pm 100m < ROC < \pm 200m$, soit un gradient de build up compris entre 2.5° et $7^\circ/10m$. Ces profils typiquement utilisés dans les forages à terre ont été développés aux USA pour permettre d'obtenir le maximum de drain horizontal à l'intérieur des permis (leases souvent de dimensions modestes). Les outils utilisés pour les puits MR sont limités par l'espace entre le trou et la garniture de forage. Généralement on emploie des versions modifiées des équipements conventionnels long radius, conçues pour résister à des combinaisons accrues de courbure, torsion et flambage. Les dog-legs maximum générés en sliding/orienting mode sont de l'ordre de $8^\circ/10m$.

a- Avantages :

Les puits MR diffèrent des long et short radius sous bien des aspects. Comparés au long radius, ils sont plus précis dans l'atterrissage à l'horizontale mais génèrent davantage de frottements et de torque. Par contre, comparés aux puits short radius, ils sont moins précis dans l'atterrissage à l'horizontale mais génèrent moins de frottement et de torque. Autres avantages des puits MR :

- 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)
- On peut forer des drains de longueur importante (jusqu'à 1500 m) et carotter de façon conventionnelle.
- On peut descendre des casings et des complétions classiques.

b- Inconvénients :

Le torque et le poids disponibles à l'outil seront sans doute plus faibles car le gradient de build up d'un puits MR est supérieur à celui d'un LR.

Aussi la construction du profil d'un puits medium radius a-t-elle évolué. De nos jours la tendance est de démarrer le puits comme un long radius de façon à réduire le gradient de build up dans la partie supérieure du puits. Après la section tangente le profil est réalisé comme un medium radius normal, ce qui permet de forer avec moins de couple et de frottements que dans un puits de profil 100 % medium radius. Et ceci est accompli sans perte de précision dans l'atterrissage ni perte sensible de déport horizontal.

Si le diamètre du puits est $\leq 6 \frac{1}{8}$ ", les options sont limitées en ce qui concerne LWD, complétion, wireline et workover.

II.3.3 Short radius :

Les puits short radius (SR) 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.

a- Applications de la technologie Short Radius :

- Technologie principalement déployée en reprise de puits verticaux et pour forer des multilatéraux sur des champs matures.
- Occasionnellement lorsque les contraintes géologiques, réservoir ou forage, obligent à réaliser un kick-off proche de l'objectif.
- La longueur forée de drain après "atterrissage" est fonction du BUR :
 - Un Build Up agressif génère des forces de contact élevées entre tiges et parois de puits et augmente les contraintes sur la garniture de forage (T et D).
 - Le drain sera d'autant plus court que la marge de contrainte des tiges sera faible.
- Au-delà de $70^\circ/30\text{m}$ en 6" ou $50^\circ/30\text{m}$ en 8 1/2", les DP ne peuvent plus être utilisés en Rotary, les frottements aux parois du puits augmentent rapidement et rendent le Sliding impraticable, l'ensemble limite considérablement les longueurs de drain possibles.

b- Avantages :

Plus précis encore en déplacement vertical que les puits LR ou MR, les puits SR sont attractifs sur de petits permis 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 reconstituer puisque l'infrastructure est déjà en place (tête de puits, tubages, génie civil, pipeline). De plus le kick-off-point KOP est généralement situé sous le contact des fluides, ce qui signifie moins de risque de mauvaise isolation entre les fluides que dans un puits LR ou MR.

c- Inconvénients :

Les puits SR nécessitent des équipements de forage spéciaux (flexibles ou articulés) souvent lents à manier, moins résistants que les équipements standard, et non conformes aux recommandations API (risque de laisser quelque chose dans le puits). Ils requièrent également des moteurs, MWDs et BHAs articulés. La vitesse d'avancement des outils est faible, et un nombre très important de manœuvres est nécessaire pour changer l'outil ou la BHA.

De plus la longueur du drain est souvent inférieure à 150m (300m maxi), pas de possibilité de carottage ou de logging. Enfin les puits SR ne peuvent être complétés qu'en open hole, ou bien avec des complétions articulées.

La technologie short radius évolue rapidement. Baker Inteq est en train de développer un moteur court non articulé, donc plus fiable et plus puissant. Schlumberger travaille sur des outils de type LWD permettant le logging de ces puits.

La variation de build-up rate maximum en fonction de diamètre du trou est représentée dans le tableau suivant :

<i>Hole Size, (in)</i>	<i>Build Rate, max (%/ 30m)</i>	<i>Radius (m)</i>
$8^{1/2}$	47.2-86.6	37-20
$6 - 6^{3/4}$	56.1-113.2	30-15
$4^{3/4}$	63-140.7	27-12
$3^{3/4}$	70.8-188	24-9

Tableau.II-2 : La variation de build-up rate maximum en fonction de diamètre du trou

II.3.4 Ultra short radius :

C'est la nouvelle méthode de forage horizontal. Il s'agit du jetting haute pression d'un drain semi-horizontale : le rayon de courbure est de l'ordre du décimètre. En deux mots c'est une méthode où il n'y a virtuellement pas de section build up et où le trou latéral est réalisé autrement que par un outil de forage. On utilise ces puits ultra-short radius notamment pour l'injection de vapeur.

a- Avantages :

Bien que le jetting puisse s'effectuer même dans des roches dures, il est évident qu'il est plus adapté pour les formations tendres ou peu consolidées (sables bitumineux etc.). La technique ultra-short peut être retenue pour des projets miniers (par dissolution) ou pour le nettoyage des puits d'eau peu profonds.

b- Inconvénients :

La technique ultra-short radius fait appel à des équipements spéciaux et nécessite un élargissement du trou au voisinage du trou latéral. La taille du trou (2 à 6") dépend de la formation et de la tête de jetting utilisée. Le déplacement latéral est limité à une centaine de mètres. Enfin comme dans toute formation peu consolidée, la stabilité du trou et son intégrité sont des soucis majeurs.

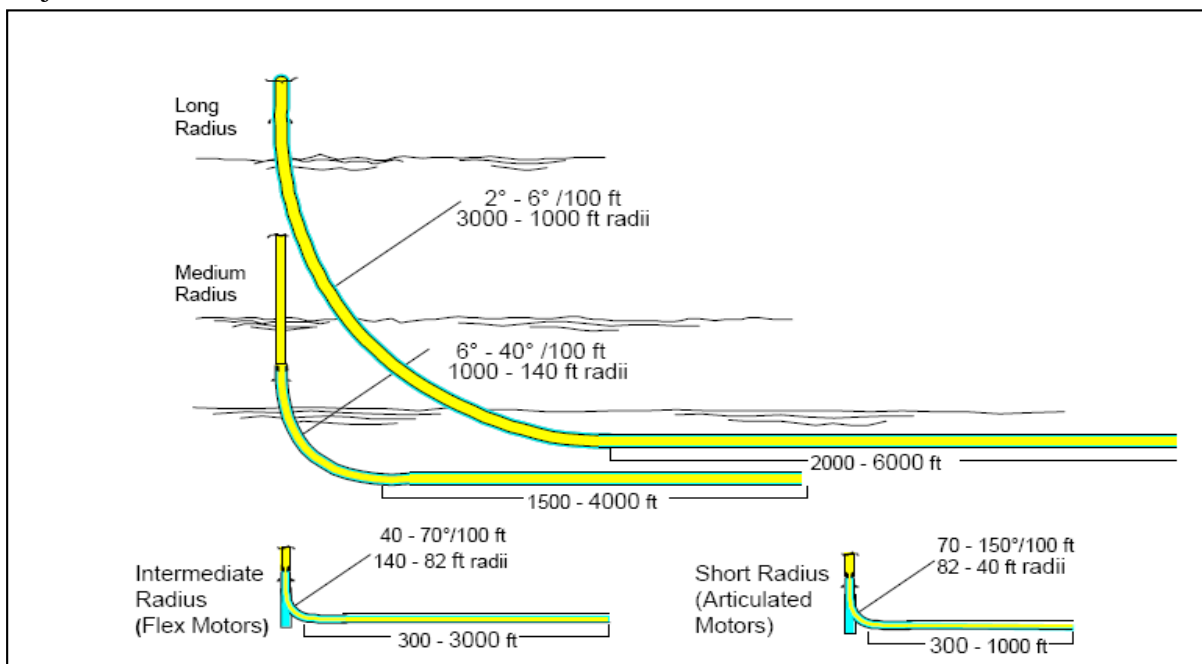


Fig.II-12 : Profils des puits horizontaux

II.4) Détermination du profil du puits :

La détermination du profil du puits dépend de nombreux paramètres et doit répondre à des impératifs à la fois géométriques et techniques quelque fois contradictoires. on peut citer :

- **Le déplacement horizontal requis au point d'entrée :** En particulier le déplacement horizontal minimum est égal au rayon de courbure d'un puits à build-up simple. Un long déplacement rendra obligatoire le forage d'une section tangentielle et donc un kick-off relativement haut.
- **La profondeur verticale du réservoir :** Un réservoir peu profond peut imposer des conditions géométriques sévères :
 - Utilisation de rayons moyens ou même courts.
 - Utilisation de rigs inclinés.

- **La précision de la connaissance de la profondeur verticale au point d'entrée :** Une incertitude de quelques mètres oblige à prévoir un atterrissage à inclinaison limitée (70 à 80°)
- **L'épaisseur du réservoir :** Un réservoir peut épais nécessite un atterrissage à haute inclinaison (85°)
- **La longueur du drain :** La longueur du drain dépend essentiellement des caractéristiques de production mais peut être techniquement limitée, par exemple dans le cas de réservoirs peut profonds.
- **La nature des formations traversées :**
 - Stabilité à haute inclinaison : La stabilité de certaines formations diminue fortement lorsque l'inclinaison augmente. des études géotechniques préliminaires sont recommandées lorsqu'un tel risque existe.
 - Capacité à permettre des gradients important
 - Les pertes : Des pertes importantes ou totales peuvent conduire à modifier le programme du puits en raison de leur influence sur le fonctionnement des moteurs de fond et des MWD à mud pulses.
- **La nature du réservoir :** La nature du réservoir influence :
 - La détermination du fluide de forage
 - Le nettoyage du puits
 - Les risques de colmatage ou d'endommagement
 - La stabilité des parois
 - La longueur du drain
 - La longueur optimum du drain doit être déterminée
- **Le type de complétion :** le type de complétion à mettre en place peut conditionner :
 - Le diamètre du drain (et donc des phases précédentes)
 - La nécessité de limiter les gradients de monté
 - La présence d'une place phase tangentielle d'inclinaison limitée ou le maintien de la verticalité aussi bas possible

II.5) Avantages et inconvénients du forage horizontal avec comparaison technico-économique entre le forage horizontal et le forage vertical à Hassi Rmel :

II.5.1 Avantages :

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

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

Le but n'est pas ici d'entrer dans de complexes considérations de réservoir, cependant de simples faits peuvent être rappelés :

a. Réservoirs fracturés :

Ces réservoirs sont parmi les meilleurs candidats au développement par un forage horizontal. Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, une conséquence directe est que le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.

b. Réservoirs multicouches :

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

c. Réservoirs à basse perméabilité :

Le forage horizontal dans un réservoir à basse perméabilité est une alternative à la fracturation de ce réservoir. Le drain horizontal se comporte comme une fracture, avec plusieurs avantages :

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

d. Formations non consolidées - Contrôle des sables :

La production de sables non consolidés présente de sérieux problèmes, cette production de sable dépend des forces de viscosité à la paroi du puits, elle-même proportionnelle au débit de production.

Un drain horizontal foré dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse à la paroi et en conséquence la production de sable, qui peut aller jusqu'à être totalement éliminée.

e. Coning du gaz et de l'eau :

Beaucoup de réservoirs sont produits grâce à un aquifère actif ou par injection artificielle. La production déclinera très rapidement si le niveau d'eau remonte trop vite dans le puits. Le forage horizontal aide énormément la production de tels réservoirs :

- en augmentant la distance entre le drain et le contact huile/eau.
- en améliorant la productivité en dispersant le soutirage et donc en diminuant la succion sur le plan d'eau.

Des considérations similaires peuvent être faites concernant l'arrivée du gaz.

f. Réservoirs d'huile lourde :

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

II.5.2 Inconvénients :**➤ Coûts additionnels :**

Les coûts additionnels d'un forage horizontal sont dus à deux principaux facteurs :

- Les puits horizontaux sont plus longs, donc nécessitent plus de temps pour les forer. Plus d'outils, plus de fluides, etc....
- Le coût des services de forage dirigé n'est pas négligeable en particulier par l'obligation d'utiliser en permanence un moteur de fond et un MWD.

Le coût additionnel d'un forage horizontal par rapport à un forage vertical dépend essentiellement de la profondeur du réservoir et de sa position, on-shore ou off-shore.

➤ Risques opératoires :

Par rapport aux puits verticaux ou peu déviés les puits horizontaux représentent, au cours de leur réalisation, un certain nombre de risques supplémentaires :

- Pour atteindre la cible :

Le forage horizontal n'est pas un problème en lui-même, la difficulté réside plus à atteindre la couche visée au bon endroit, la difficulté étant inversement proportionnelle à l'épaisseur des réservoirs.

- Le nettoyage du puits :

Un bon nettoyage du puits est indispensable lors d'un forage horizontal. Le fluide doit :

- Assurer le transport des déblais entre le front de taille et la surface.
- Éviter l'accumulation de déblais dans les parties inclinées du puits.

- L'endommagement des formations.

II.5.3 Comparaison technico-économique entre le forage horizontal et le forage vertical à Hassi Rmel :

II.5.3.1 Choix des puits à comparer :

{ HRE103
HRZ08

{ HRE202
HRZ09

Ces puits sont homogènes verticalement et hétérogènes horizontalement c'est-à-dire chaque accolade contient deux puits qui ont les mêmes conditions de porosité, perméabilité, situation géographique, pression de gisement, saturation d'huile.

✓ Les puits HRE103 et HRZ08 : ils ont les mêmes conditions suivantes :

- La situation géographique
- Les propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité) : $\phi = 20.5\%$ et $K = 502.8 \text{ md}$

✓ Les puits HRE202 et HRZ09 :

- La même situation géographique
- La même profondeur de puits $P = 2385 \text{ m}$
- La même année de la mise en service (2002)
- La même hauteur utile d'huile et la même saturation en celle-ci.

II.5.3.2) Comparaison :

❖ Comparaison en termes de coût :

Types d'activité	Coût en KDA	
	HRE103	HRZ08
DTM	6832.04	16292.45
FORAGE	33942.19	80942.31
BOUE	6323.27	15079.58
TUBAGE ET CIMENTATION	16280.62	38824.58
LOGGING	4651.60	11092.73
TESTS	1235.58	2946.5
SURVEILLANCE GEOLOGIQUE	4651.60	11092.73
OUTIL	5451.10	12999.3

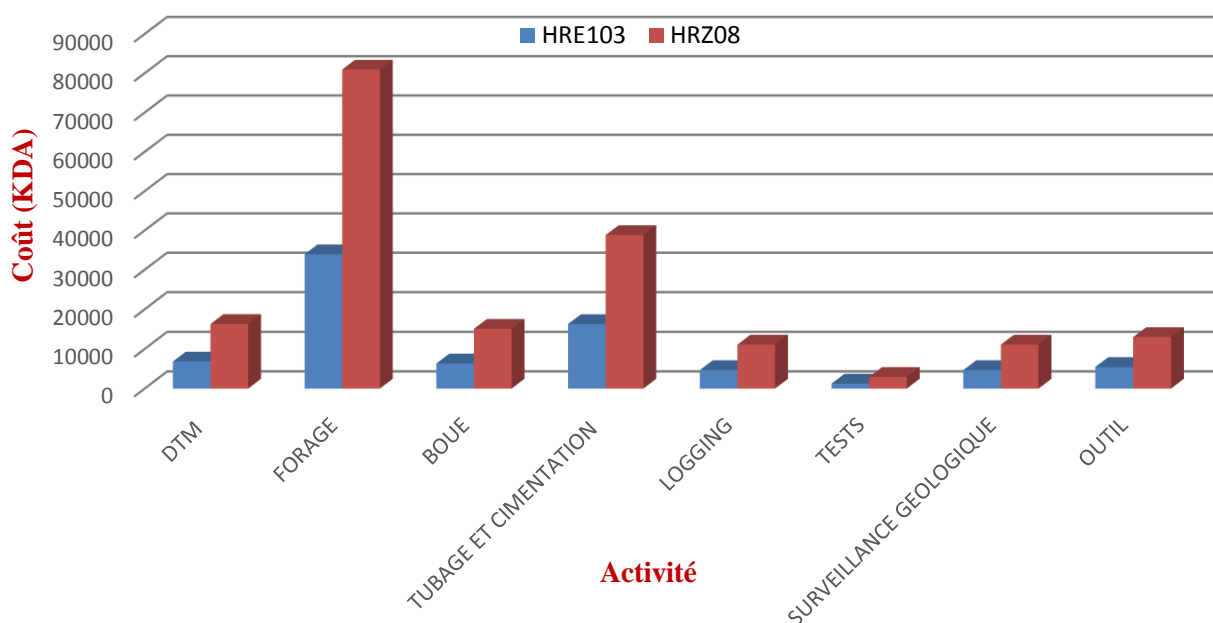


Fig.II-13 : le coût par type d'activité de HRE103 et HRZ08

Types d'activité	Coût en KDA	
	HRE202	HRZ09
DTM	5000.66	5580.54
FORAGE	24843.74	27724.64
BOUE	4628.27	5164.97
TUBAGE ET CIMENTATION	11916.48	13298.32
LOGGING	3404.71	3799.52
TESTS	904.37	1009.24
SURVEILLANCE GEOLOGIQUE	3404.71	3799.52
OUTIL	3989.89	4452.56

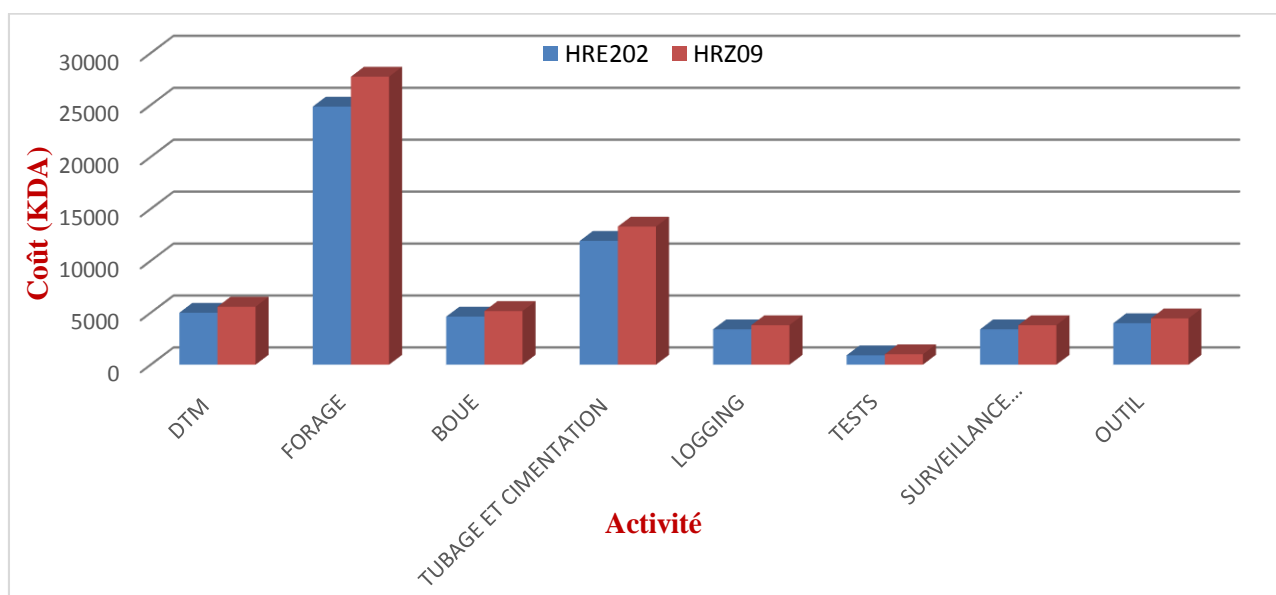


Fig.II-14 : le coût par type d'activité de HRE202 et HRZ09

❖ Comparaison en termes de production :

L'année	La production annuelle d'huile (m ³)	
	HRE103	HRZ08
2002	15391.5	20056.7
2003	12990.1	14392.8
2004	12238.3	16191.7
2005	12982	13761.1
2006	9831.4	13988.2
2007	10746.7	15618.3
2008	10074.4	12708.4
2009	3382.2	4485.5

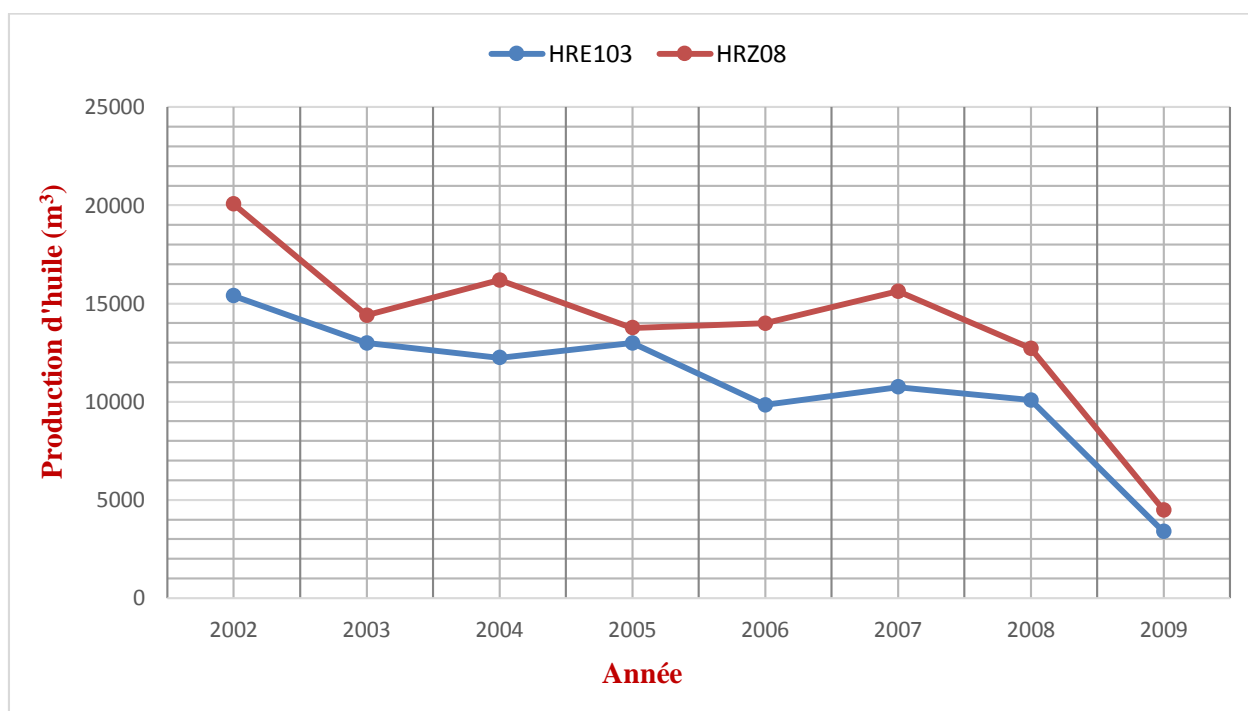


Fig.II-15 : la production annuelle d'huile de HRE103 et HRZ08

L'année	La production annuelle d'huile (m ³)	
	HRE202	HRZ09
2002	14205.2	16952.1
2003	12326.9	6249.7
2004	8393.6	9504.8
2005	5458.5	5894.3
2006	8382.4	8325.4
2007	9210.7	12710.3
2008	67.4	12709
2009	0	1607.4

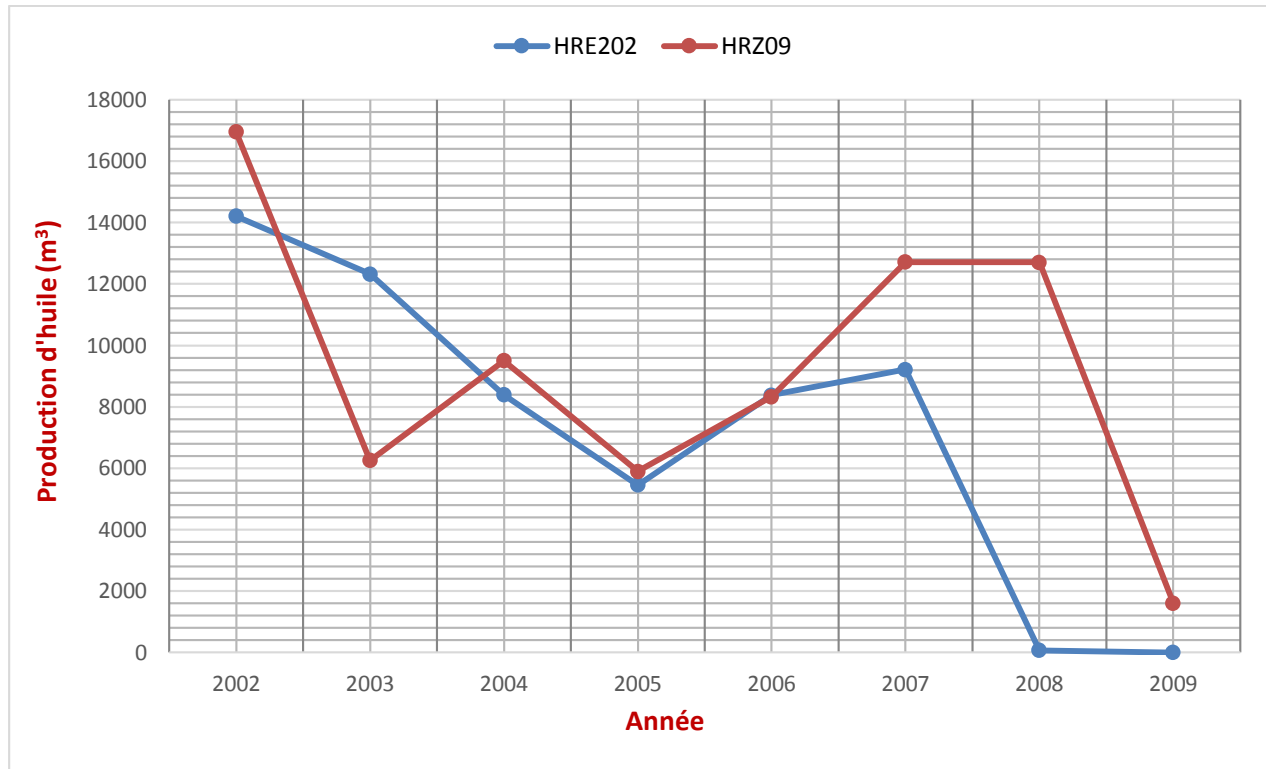


Fig.II-16 : la production annuelle d'huile de HRE202 et HRZ09

📌 Analyse des résultats :

✓ Pour le coût par type d'activité :

D'après les tableaux ci-dessus, on remarque une augmentation considérable du coût de forage, de cimentation et de logging dans le forage horizontal, ceci est causé par le surcoût de drain horizontal et de coût de l'opération de déviation. Aussi, on observe une augmentation légère dans les coûts de tests et surveillance géologique.

✓ Pour la production annuelle :

D'après le calcul de rapport de la production annuelle des puits horizontaux par rapport aux puits verticaux, on remarque que la production d'huile d'un puits foré horizontalement est supérieure à celle des puits verticaux par une fois et demie. Ceci est expliqué par l'amélioration de la perméabilité des puits horizontaux à travers la pénétration des drains horizontaux dans le réservoir.

II.6) Système de coordonnées :

Introduction :

La projection des plans est une formule mathématique qui est élaborée pour convertir les coordonnées géographiques (latitude-longitude) de positionnement sur la surface d'une sphère vers une autre méthode de positionnement qui peut être localisée dans une carte plate avec un certain degré d'erreur contrôlé et une précision connue.

Le type des méthodes de positionnement les plus communes est la méthode des coordonnées cartésiennes X, Y.

Les projections du plan sont définies par des unités spécifiques de longueur, elles définissent habituellement des coefficients qui varient avec la variation de la position sur la surface de la terre. Pour appliquer la projection des plans, des geodetics réels sont sélectionnés comme une représentation locale de la surface de la terre. La projection des plans les plus utilisés généralement est la Transverse Mercator(TM) développée par Johan Lambert en 1772.

À l'échelle mondiale la spécification des variables coefficients est appelée Universel Transverse Mercator (UTM), qui est la plus utilisée dans la famille de Transverse Mercator. La projection Lambert est aussi utilisée couramment à travers le monde.

II.6.1.Coordonnées Géographiques ou Polaires :

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

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

Exemple :

X = 22° 26' 15" E

Y = 52° 41' 32" N

II.6.2. Projection UTM :

Dans la plupart des projections, les lignes longitude et latitude sont courbées. L'intersection de ces lignes forme le quadrilatère qui prend différentes formes et tailles, et qui complique sévèrement la détermination de la position des points et la mesure des directions. Le sphéroïde terrestre est "projeté de l'intérieur" sur un cylindre horizontal enveloppant la sphère terrestre et en contact tangent avec un méridien.

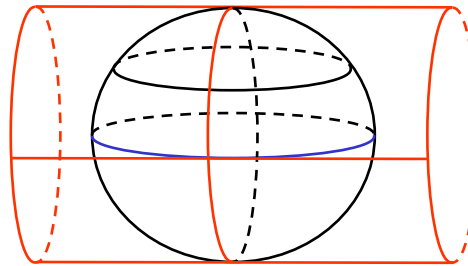


Fig.II-17 : Projection UTM.

Dans le système UTM, la terre est divisée en 60 zones égales (chacune avec une longitude de 6°) entre 84°Nord et 80° Sud. Les régions polaires sont couvertes par d'autres projections spéciales. Chaque zone a une origine qui représente l'intersection du méridien central avec l'équateur, elle est plateée et un carré est imposé sur elle. Ainsi les bornes extérieures de ces zones sont courbées lorsqu'on tire sur un plan, donc on peut suivre le méridien sur le globe.

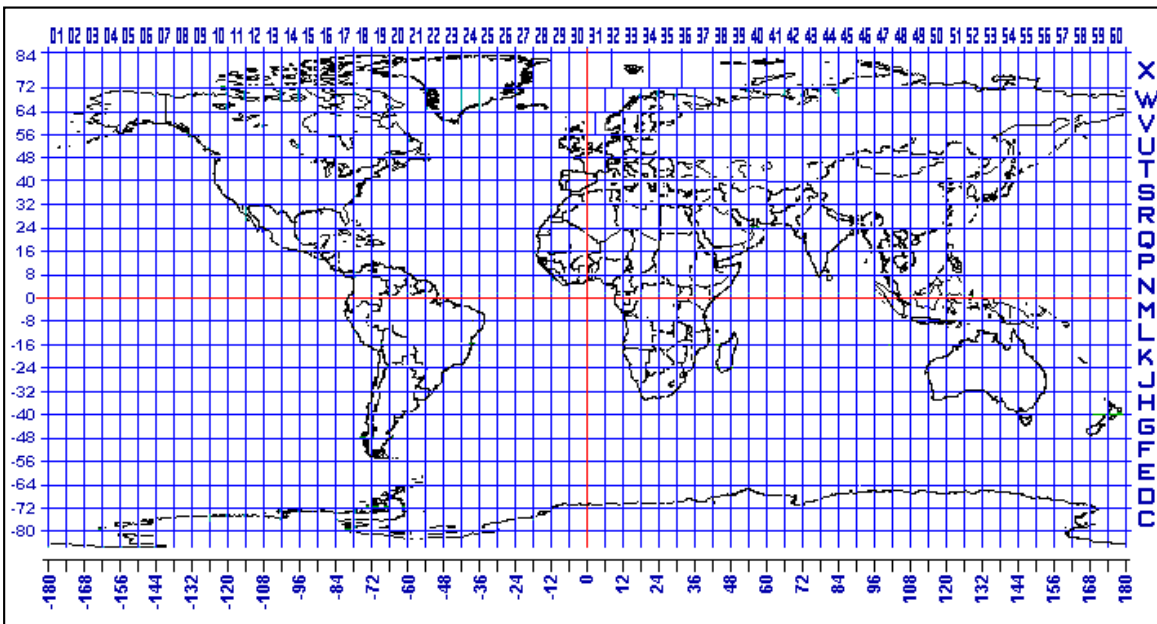


Fig.II-18 : Numérotation des zones UTM.

Chacune de ces 60 zones sont numérotées, en commençant de la zone 1 du 180° méridien. Les surfaces Est et Ouest de Greenwich méridien sont couvertes par les zones 30 et 31.

Chaque point sur la terre peut être identifié par le nombre de sa zone, sa distance en mètre à partir de l'équateur (Northing) et sa distance en mètre à partir de la ligne de référence Nord-Sud (Easting).

Les zones sont parfois divisées en secteurs représentant des intervalles de 8° de latitude, débutant de la zone C à 80° Sud, et finissant avec la zone X à 72° Nord, omettre I et O. Il n'est pas essentiel d'utiliser la lettre des secteurs pour identifier la position d'un point sur le globe.

Pour éviter les valeurs négatives dans la direction de l'Est, le méridien central dans n'importe quelle zones, on lui a attribué arbitrairement dans la direction Est la valeur de 500.000m. Le long de l'équateur, la zone est d'environ 600.000m de longitude, diminuant vers les zones polaires. Les rangés Est prennent des valeurs comprise entre 200.000m et 800.000m. Pour chaque point situé au Nord de l'équateur, la direction Nord est mesurée directement en mètre, avec une valeur nulle dans l'équateur et augmente en se dirigeant vers le Nord.

Dans la demi-sphère, on donne arbitrairement la valeur de 10.000.000m à l'équateur et les déplacements dans la direction Sud de la demi-sphère sont mesurés en décroissance, mais positivement lorsqu'on se dirige vers le Sud. Le facteur d'échelle (distance sur carte/distance réelle) dans le méridien central est par définition égal à 0.9996, il change légèrement lorsqu'on s'éloigne du méridien central.

Dans le méridien centrale, le Nord magnétique égal au Nord géographique. La convergence varie selon sa distance par rapport au méridien centrale et l'équateur. Elle est négative vers l'Est et positive vers l'Ouest.

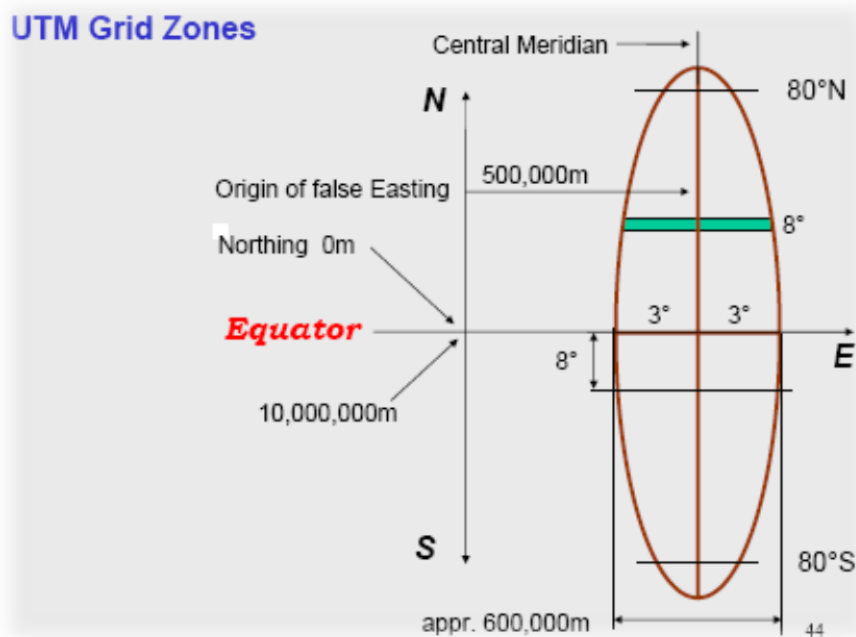


Fig.II-19 : Zones UTM

Habituellement, la proposition du puits est dérivée des coordonnées dans le système de réseau, donc les directions auront comme référence le Nord magnétique. Cependant, les mesures du puits utilisent des capteurs ayant comme référence le Nord magnétique ou le Nord géographique, les capteurs utilisés doivent être capables de transformer les signaux d'une référence à l'autre.

Exemple :

Secteur 31-U (Mer du Nord)

X = 410,250.00 m

Y = 6, 850,500.00 m

II.6.3. Projection Lambert :

Lambert Conformal Conic a été la première nouvelle projection présentée par Johan Heinrich Lambert en 1772, dans la même publication qui contient sa Transverse Mercator déjà inscrite. Dans certains Atlas, surtout les Britanniques, la Lambert Conformal Conic est appelée (Conical Orthomorphic Projection).

Lambert produit la plus grande ressemblance qu'une figure plane peut avoir avec un seul tirage sur la surface d'un intervalle. Les méridiens sont espacés également par des rayons des arcs de cercles concentriques, représentant les parallèles de latitude : ces derniers deviennent plus éloignés lorsque la distance entre les parallèles centrales augmente. Les lignes droites entre les points approchent les arcs de grands cercles des cartes de couvertures modérées. Deux parallèles peuvent être faits d'une manière standard ou vraie pour l'échelle. Dans le SPCS (State Plane Coordinat System), quelques états utilisent la projection Lambert.

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

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

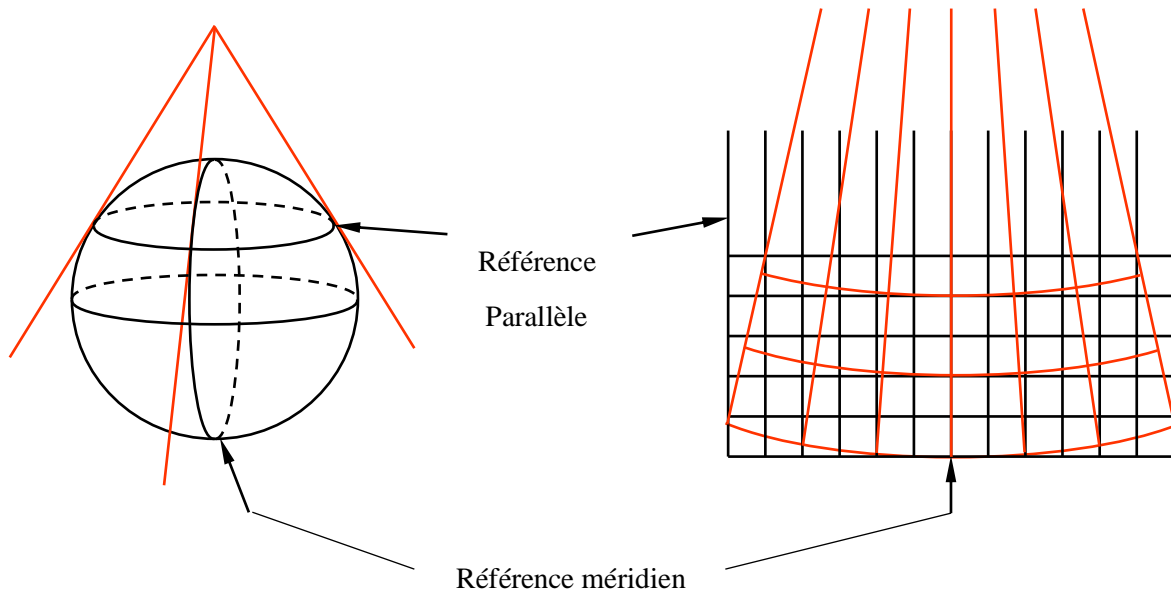


Fig.II-20 : Projection Lambert

Le choix des parallèles standards a l'effet de réduire l'échelle des parallèles centrales par une certaine valeur qui ne peut pas être simplement exprimée dans une forme exacte, lorsque l'échelle du méridien central de la carte utilise la Transverse Mercator Projection est généralement réduite par une simple fraction.

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 à 600 km à l'Ouest de ce méridien de référence.
- Le parallèle de référence est numéroté "200", définissant une origine virtuelle située à 200 km au Sud du parallèle de référence.

Exemple :

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

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

II.7) Projection horizontale :

II.7.1. Différents types de Nord : On distingue trois types :

a- Le Nord géographique :

Représente la direction entre tout point situé à la surface de la terre et le pôle Nord Géographique (intersection de l'axe de rotation avec le sphéroïde terrestre). Le Nord géographique est une direction fixe.

b- Le Nord magnétique :

C'est la direction entre tout point situé à la surface de la terre et le pôle Nord magnétique, Il est obtenu en utilisant les instruments de mesures magnétiques tels que la boussole, compas ou magnétomètres. La position du pôle magnétique varie dans le temps.

c- Le Nord cartographique (Nord de projection) :

C'est la direction indiquée par l'axe des ordonnées du système cartographique sélectionné et dépendante du système de projection utilisé.

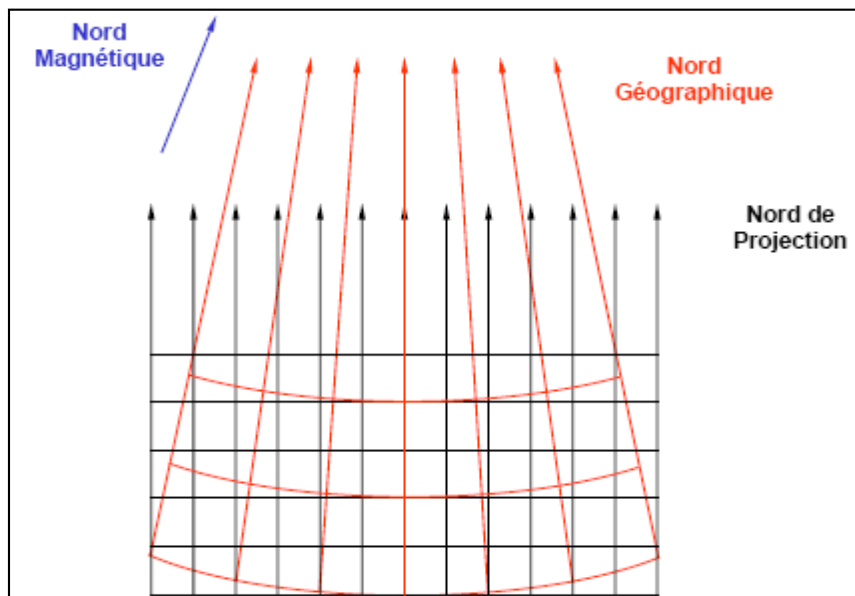


Fig.II-21 : Différents Nord

II.7.2. Déclinaison magnétique :

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 mesures d'azimut réalisées à l'aide d'un instrument "magnétique" sont 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.

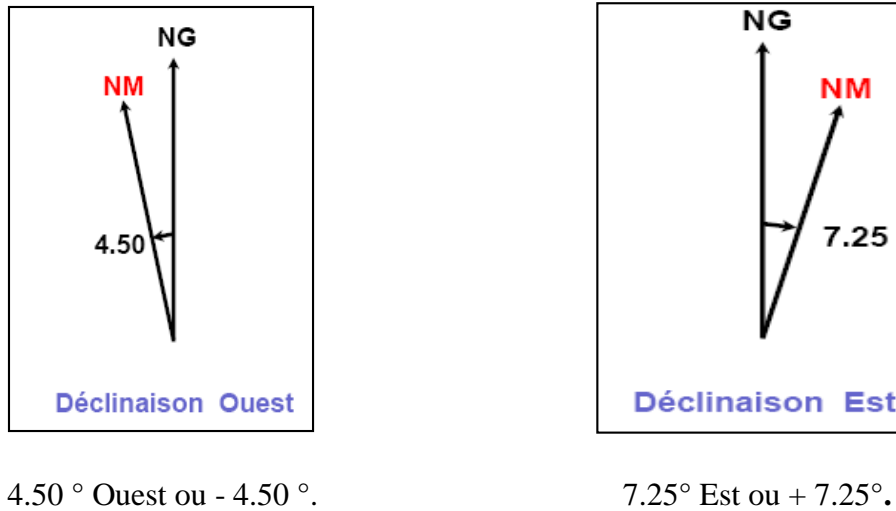


Fig.II-22 : Déclinaison magnétique

II.7.3. Convergence :

La convergence est l'angle entre le Nord géographique et le Nord de projection. 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 :

1.35° Est ou + 1.35° signifie que le Nord système est orienté de 1.35° à l'Est du Nord géographique.

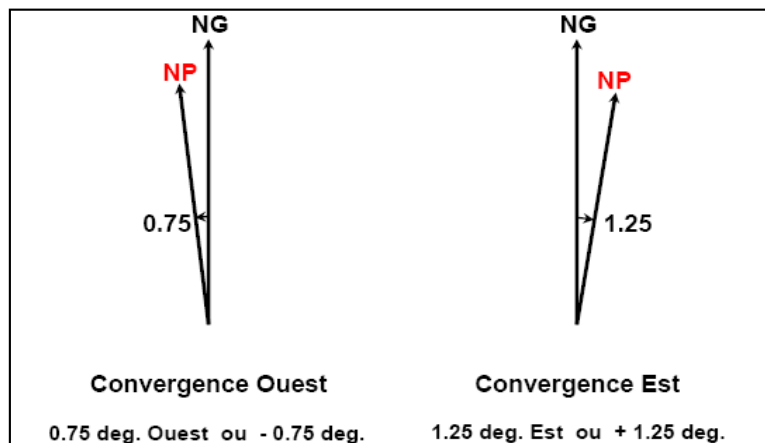


Fig.II-23 : Convergence

III.1) Moteurs de fond (PDM) :

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.

III.1.1) Principe :

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

- **Rotor** : pièce hélicoïdale (hélice externe en queue de cochon) fabriquée en acier inoxydable,
- **Stator** : élastomère (nitriles synthétiques butyle ou acryle) 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, une montée de pression apparaît entraînant la rotation du rotor et permettant le passage du fluide dans la cavité voisine. Le fluide progresse alors de cavité en cavité entraînant ainsi une rotation régulière du rotor.

« La vitesse de rotation est proportionnelle au débit à travers le moteur »

III.1.2.Description : Les éléments constituant d'un PDM sont les suivants :

- **Un étage moteur** : Différentes variantes permettent d'obtenir des vitesses et des puissances différentes.
- **Un étage de roulements** : 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.

- **Un 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.
- **Un arbre d'entraînement :** L'arbre d'entraînement apparaît à la partie inférieure du corps du moteur et permet le visage de l'outil de forage.

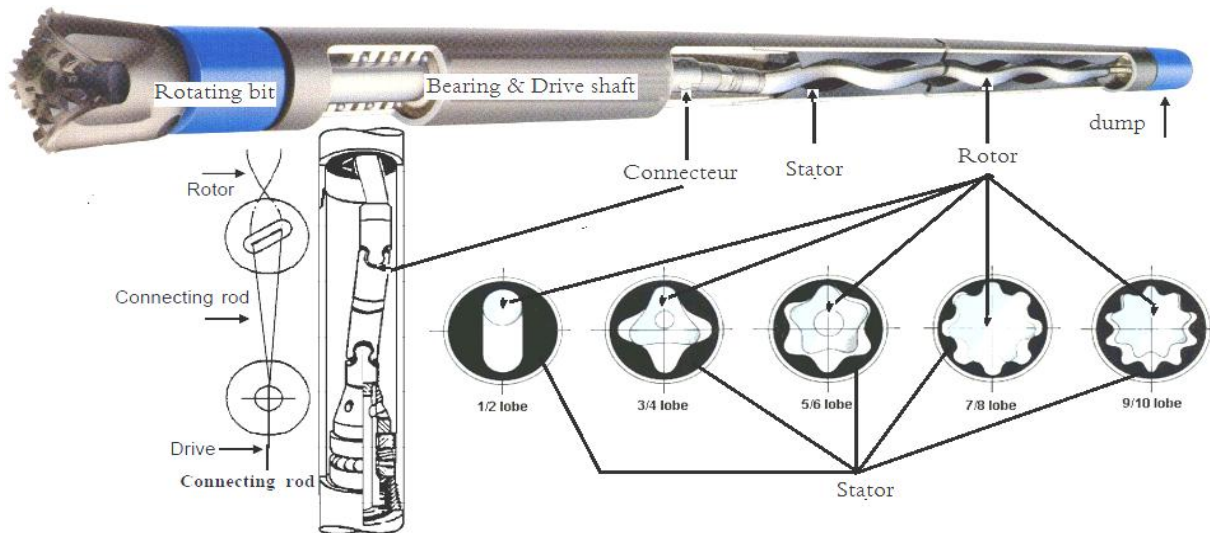


Fig. III-1 : Différents éléments du moteur de fond

III.1.3. Dump valve :

Au-dessus de la section motrice se situe une vanne automatique à ressort ('dump valve' ou 'by-pass'). A $\pm 30\%$ du débit maximum recommandé la vanne est activée : la boue déplace une chemise vers le bas, isolant les orifices latéraux, et la circulation se fait à travers le moteur. Si on arrête la circulation, le ressort pousse la chemise vers le haut, ouvrant les orifices latéraux.

Cette vanne est optionnelle sur beaucoup de PDM : au lieu de faire partie intégrante du moteur, il s'agit alors d'un sub indépendant que l'on visse au top.

Cette valve a plusieurs rôles :

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

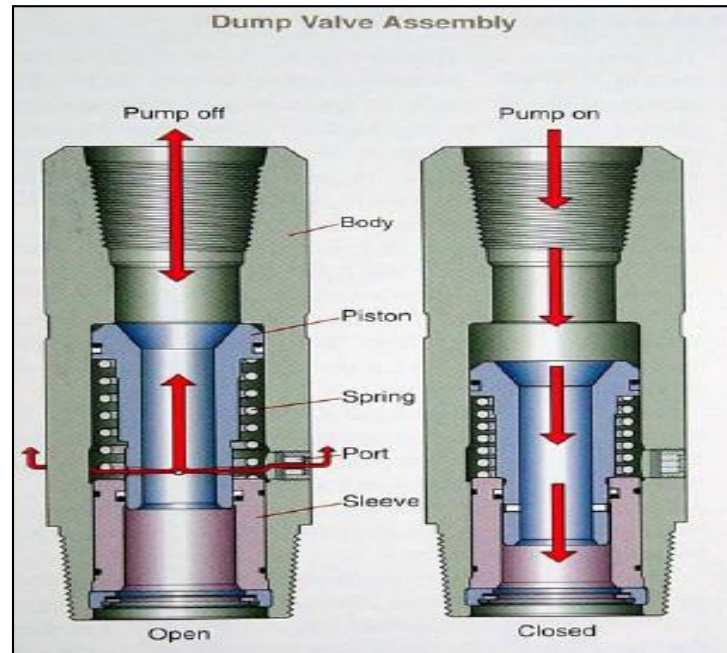


Fig III.2: Dump valve.

III.1.4. Géométrie des moteurs:

À leur origine les PDM étaient construits avec un corps droit. L'angulation par rapport au train de tiges était obtenue à l'aide d'un raccord coudé installé au-dessus du moteur. Ils incorporent maintenant un coude fixe ou ajustable (*bent-housing*) situé dans la partie basse du moteur.

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

III.1.5. Débit & Perte de charge :

Les moteurs de fond fonctionnent correctement dans une plage de débit donnée, indiquée par le constructeur.

À débit constant et dégagé du fond, la perte de charge à travers le moteur est constante. Elle augmente quand l'outil atteint le fond et avec elle croît la pression de circulation. Cette variation de pression est appelée "delta P" du moteur.

III.1.6. Limitations d'utilisation & problèmes pratiques :

Les moteurs de fond sont des outils relativement fragiles, en particulier leurs stator et roulements. Ceci entraîne quelques limites de fonctionnement. La durée de vie d'un moteur peut être dramatiquement réduite si ces limites ne sont pas respectées.

➤ **Calage :**

Si un poids excessif est appliqué à l'outil de forage, le moteur calera (*stall-out*) c'est à dire stoppera brutalement de tourner.

Des calages répétitifs risquent d'endommager le moteur, en particulier son stator, et doivent être évités.

En cas de calage le foreur doit dégager l'outil du fond, remonter quelques mètres en stoppant la circulation, puis redémarrer la circulation et reprendre le fond doucement en n'excédant pas le "delta P" nominal.

➤ **Chute de pression à l'outil de forage :**

La perte de charge à travers l'outil de forage affecte le débit de circulation et donc la quantité de fluide traversant les roulements et donc leur lubrification.

Il est donc quelquefois nécessaire de limiter cette perte de pression en utilisant soit des duses de gros diamètre soit un outil sans duses.

➤ **Bouchage :**

Dans les formations tendres ou dans les formations où l'accumulation de déblais est un problème, le moteur peut avoir tendance à se remplir et se boucher.

Ce problème peut être résolu par l'introduction d'une valve anti-retour entre l'outil et le moteur.

➤ **Quantité de solides dans le fluide de forage :**

Un excès de solides dans le fluide de forage aura un effet abrasif accélérant l'usure du stator et même du rotor.

➤ **Température :**

Les élastomères constituant les stators supportent mal les hautes températures réduisant la durée de vie des moteurs.

Cependant des élastomères dits "hautes températures" sont apparus dans les années récentes repoussant les limites d'utilisation des moteurs.

➤ **Boues à l'huile :**

De même les boues à base d'huile provoquent une altération chimique des élastomères et réduisent la durée de vie des moteurs.

III.2) Stabilisateurs :

En forage dirigé, l'utilisation des stabilisateurs est 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 points d'appuis permettant de contrôler la "déformée" de la garniture de forage.

Ce contrôle est obtenu en jouant soit sur le diamètre des stabilisateurs, soit sur la longueur entre lames, soit sur les deux à la fois.

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 femelle x femelle 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 du raccord. Différents types de stabilisateurs sont disponibles, variant essentiellement par la conception de leurs lames.

- lames soudées
- lames intégrales
- à chemise
- à chemise non rotative

La forme des lames varie également :

- lames droites
- lames spiralées à droite
- lames spiralées à gauche

III.3) Équipements 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).

III.3.1. Masse-tiges amagnétiques :

Les masse-tiges amagnétiques sont les éléments les plus utilisés pour éliminer les perturbations du champ magnétique dues à la présence train de tiges.

La longueur nécessaire varie en fonction de la position géographique et peut être déterminée à l'aide de tables ou cartes.

Les masse-tiges amagnétiques sont trois à quatre fois plus chères que les masse-tiges en acier standard.

III.3.2. Tiges de forage amagnétiques :

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

III.3.3. Stabilisateurs amagnétiques :

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

III.3.4. Raccords amagnétiques :

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

III.3.5. 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.

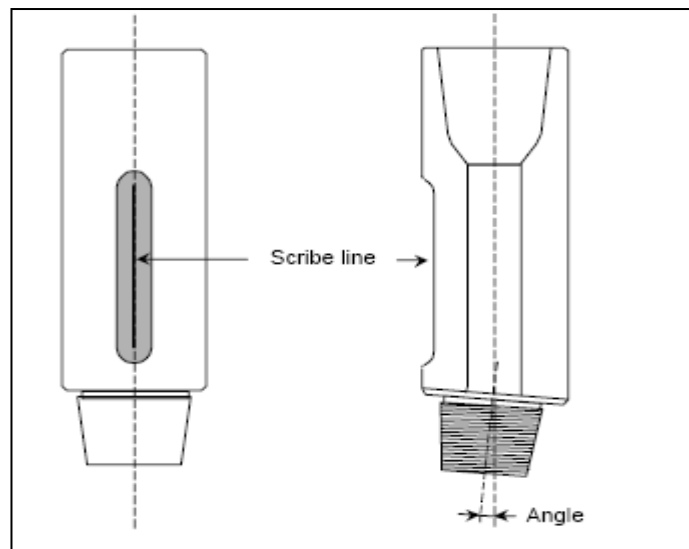


Fig. III-3 : Raccord d'orientation

III.3.6. 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 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. Il est donc nécessaire de disposer sur site de raccords de différentes valeurs afin de couvrir une gamme de gradients adaptée au programme de forage.

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".

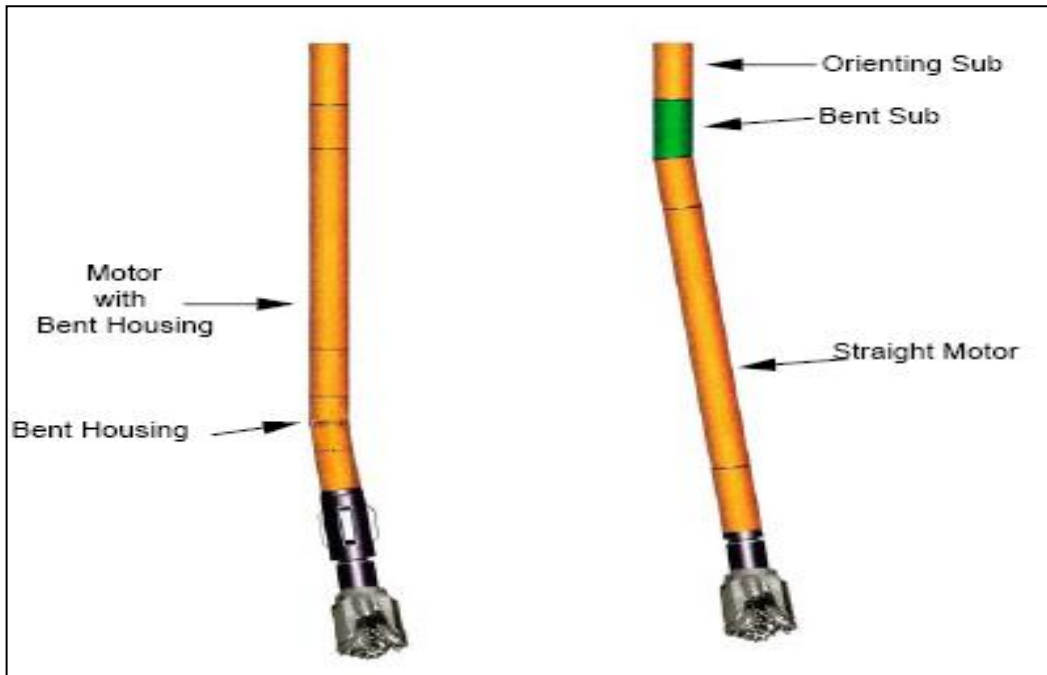


Fig.III.4 : Raccord coudé incorporé ("Bent-housing") & Raccord coudé indépendant.

III.4) Outils de déflexion :

III.4.1 Sifflet déviateur :

Les sifflets déviateurs sont communément appelés Whipstock leurs but est d'initier la déviation d'un puits ou d'une branche d'un puits, soit en trou ouvert, soit à partir de l'intérieur d'un tubage.

Un sifflet déviateur est un sabot d'acier dans lequel est usiné un sillon concave qui forcera l'outil de forage vers la paroi du puits créant ainsi une force latérale permettant soit d'initier une branche secondaire d'un puits, soit d'ouvrir une fenêtre dans un tubage.

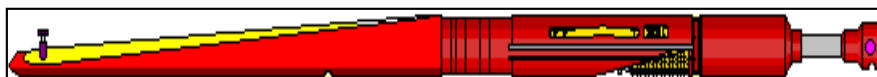


Fig III-5 : Sifflet déviateur

Les sifflets déviateurs peuvent être :

- Permanent ou récupérables.
- Posés ou ancrés.
- Orientés ou non.

III.5) Équipements de mesures :

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
- Plats-formes inertielles

III.5.1. Equipement de mesure en temps réel :**III.5.1.1. MWD (*Measurement While Drilling*):**

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

Ils mesurent et transmettent l'inclinaison, l'azimut et le tool face, à l'aide de capteurs ultra sensibles, accéléromètres et des 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.

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

III.5.1.1.1 Composition d'un MWD :

- a) l'étage de mesure.
- b) l'étage de télémétrie.
- c) l'étage de puissance.

a) Le(s) étage(s) de mesures :

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

Au fur et à mesure de leur évolution des mesures nouvelles ont été ajoutées, 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
- vibrations

b) L'étage de télémétrie :

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

Deux systèmes de télémétrie sont couramment utilisés :

- 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.

b-1) Systèmes à mud pulse :

Un mécanisme (pulser) crée des surpressions ou bien des dépressions dans la colonne de boue, générant un train d'ondes qui remontent jusqu'en surface via la garniture de forage, où elles sont détectées par un capteur de pression au niveau du stand pipe. On distingue 3 types de pulsations utilisées :

✓ **Pulses positifs** : (accroissement de pression)

Un petit obturateur (poppet valve, restricter) bloque momentanément le passage de la boue, créant une surpression dans la garniture. Il a l'inconvénient de créer une restriction à l'intérieur de la garniture et donc de rendre plus difficile le traitement des pertes avec des LCM.

✓ **Pulses négatifs** : (baisse de pression)

Une vanne de décharge (dump/relief valve) évacue un petit volume de boue dans l'annulaire, créant ainsi une dépression dans la garniture.

Inconvénient : perte de l'intégrité de la séparation entre intérieur de la garniture et annulaire.

✓ **Pulses sinusoïdaux** :

Une sirène actionnée par la boue émet un signal de pression continu, en onde sinusoïdale et à modulation de phase. Ce système développé par Anadrill permet le rythme de transmission le plus rapide. Vanne rotative constituée d'un rotor et d'un stator, la sirène induit une onde de pression de 12 Hz dans la colonne de boue par blocage alternatif du passage de boue à travers l'outil MWD. Cette onde est modulée en abaissant momentanément la vitesse du rotor à 9 Hz, ce qui correspond à la digit "1". Cette modulation de pression est captée en surface sur le stand-pipe, décodée, et fournit les données à raison de 3 bits/sec avec les outils M1 et M3, et jusqu'à 10 bps avec l'outil M10 (appelé "power pulse").

Ce rythme de transmission est essentiel pour le déviateur qui a besoin d'une actualisation de la position du tool-face aussi rapide que possible lorsqu'il oriente le puits. C'est également un facteur critique pour obtenir des données pétro-physiques de qualité avec une actualisation régulière.

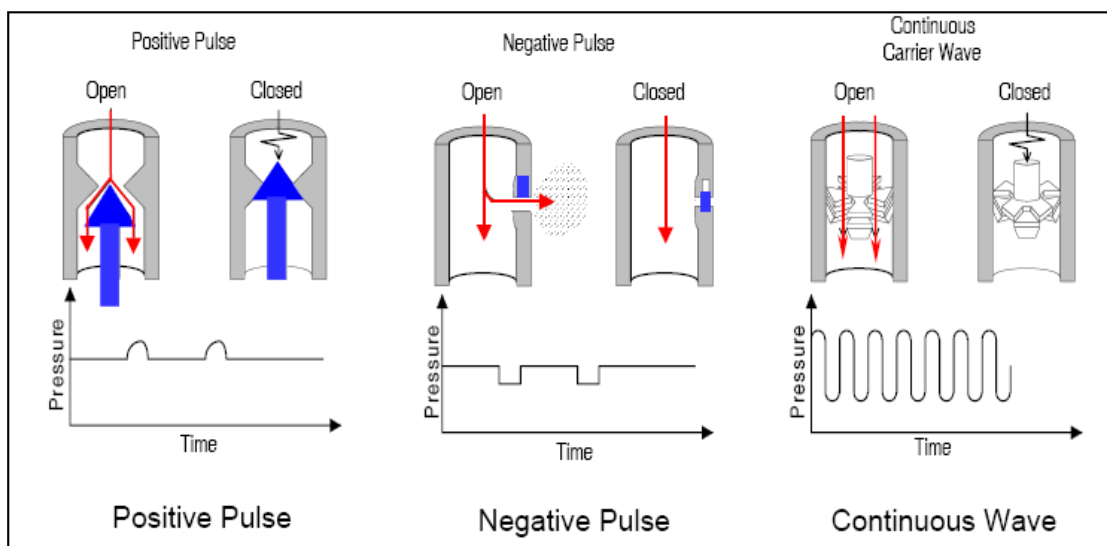


Fig.III-6 : Mud pulse.

❖ *Avantages de mud pulse :*

- Opération mécanique simple.
- Fiable si maintenu correctement.
- Méthode originale de télémétrie ; années 20+ de l'histoire de développement et d'amélioration.

❖ *Inconvénients de mud pulse :*

- Le milieu de transmission doit être incompressible (aucun air dans la colonne de boue).
- Bits/sec des taux de transmission de données (1 à 3) lent.
- Des techniques avancées de traitement des signaux sont exigées pour réduire les effets de la déformation et du bruit dans la bande de télémétrie.
- Possibilités bi-directionnelles limitées de downlink (avoir besoin d'une série de cycles de pompe pour commuter entre 2 modes fixes).
- Les systèmes négatifs d'impulsion exigent de la chute de pression suffisante au-dessous de la valve de produire de l'amplitude d'impulsion suffisante - affecte l'hydraulique d'installation
- Les systèmes positifs d'impulsion exigent l'utilisation des écrans de tube de forage.

b-2) 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.

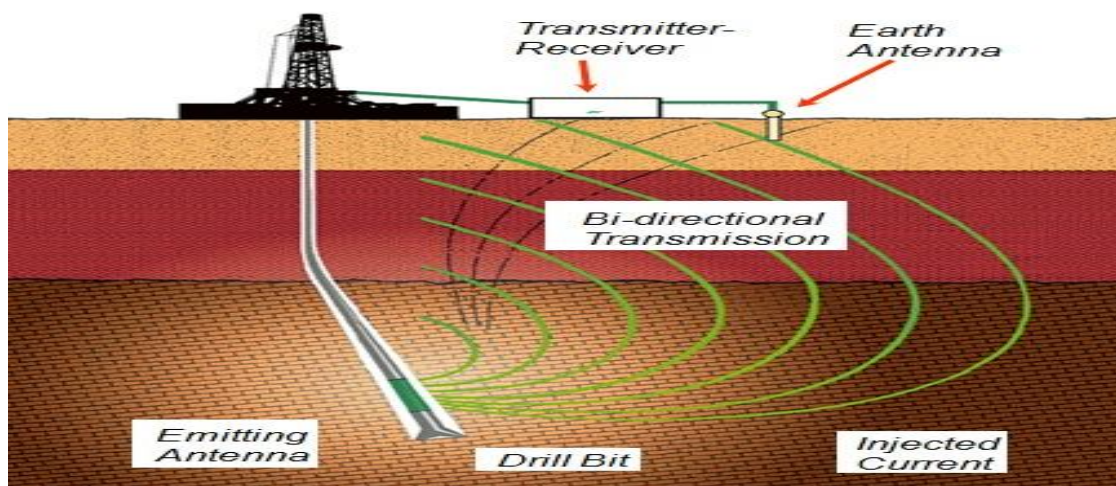


Fig. III-7 : Système de transmission électromagnétique.

❖ **Avantage de la transmission électromagnétique :**

- Télécommande de l'outil MWD.
- Augmenter au diminuer la puissance de transmission.
- Changer la séquence des paramètres à transmettre.
- Prendre des mesures au moment le plus approprié en réduisant le risque de collage par pression différentiel et cavage.
- Communication en temps réel quel que soit l'activité : forage, circulation, manœuvre.
- Indépendante des caractéristiques du fluide de forage : densité, viscosité, LCM, solides.
- Indépendante des conditions hydrauliques : venu, pertes, pompage.
- Indépendante du type de fluide de forage : WBM, OBM, boue aérée, forage à l'air.

❖ **Inconvénients Électromagnétiques de Télémétrie :**

- Limité dedans où elle peut fonctionner à côté de l'atténuation de signal provoquée par la résistivité en bloc de formation.
- Taux lent de transmission de données (1-3 bits/sec).
- Des niveaux plus élevés de vibration underbalanced dedans le forage.

c) **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.

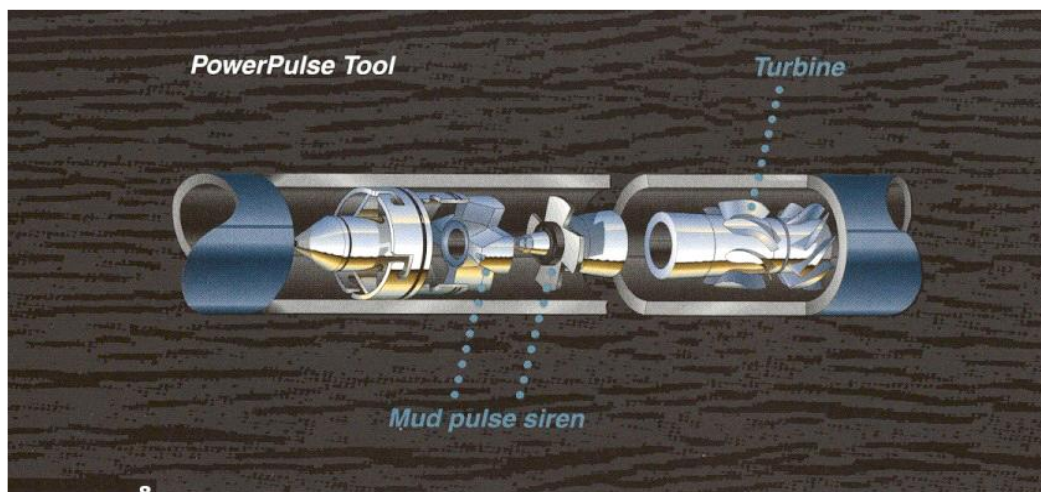


Fig.III-8 : Alimentation par une turbine entraînant un alternateur.

III .5.1.1.2 Géométrie des MWD :

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

- Type drill collar.
- Type sonde (probe type).

a) Type "collar" :

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

b) Type "sonde" :

Les composants de l'outil sont installés à l'intérieur d'une sonde (probe) étanche de petit diamètre. La sonde MWD est placée à l'intérieur d'un drill collar amagnétique conventionnel, et peut être ou non repêchable au câble.

- **Repêchable:**

A la base des NMDCs se trouve un UBHO (universal bottom hole orientating sub) dans lequel vient se loger la mule shoe de la sonde, et qui fournit le tool face du MWD.

En fait le repêchable au câble (tête de repêchage + coulisse de battage) n'est possible que si l'inclinaison du puits est $\leq 30^\circ$. Donc si l'inclinaison est supérieure, il faut remonter la garniture jusqu'à ce que $I \leq 30^\circ$ avant de pouvoir se livrer à l'opération.

D'autre part la redescente au câble est hasardeuse car on n'a aucune garantie que la sonde s'engage correctement dans le UBHO \Rightarrow on ignore si le tool face communiqué par le MWD est bien celui de l'UBHO (dont le tool face est référencé par rapport à celui du moteur).

C'est la raison pour laquelle les opérateurs préfèrent remonter en surface pour changer et remettre en place les sondes repêchables.

- **Non repêchable :**

Au top des NMDCs est vissé un "hang off sub", encore appelé "alignment sub", dans lequel est suspendue la sonde. Le tool face du MWD est fourni de la façon suivante : la scribe line gravée au sommet de la sonde est alignée avec celle située sur le corps du NMDC réceptacle. Ce dernier a généralement un scribe line gravée à sa base et à son sommet.

Les MWDs de type sonde sont de plus en plus proposés par les compagnies de service, car leur prix de revient (coût opérationnel) est plus économique qu'un MWD collar : plus facilement transportables, moins de charges de stockage et de capital immobilisé. Pour la compagnie de service, le MWD collar n'est rentable qu'en association avec des mesures autres que directionnelles.

III.5.1.1.3 Procédure de mise en œuvre :

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 :

- Equipement de détection de surface alimenté en courant et testé.
- Etat des connections du MWD.
- Communication entre le computer et le MWD.
- Etat 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 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 $< 0.5^\circ$ d'inclinaison et 2° d'azimut.
- 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 $< 0.5^\circ$ d'inclinaison et 2° d'azimut.

➤ 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 $\pm 0.5^\circ$ d'inclinaison et 2° d'azimut.

➤ Tie-in point :

La dernière mesure avant la remontée sert de tie-in point pour la prochaine section à forer.

III.5.1.1.4 Les mesures de MWD :**a. Direction et inclinaison (D&I) :**

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

b. Tool face :

Le tool face TF mesure l'orientation de la BHA par rapport à la paroi supérieur du trou (highside) ⇒ "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.

c. Poids et couple sur l'outil de forage (WOB, TOR) :

Des jauges de contrainte mesurent le poids et couple effectifs appliqués à l'outil, et les mesures sont transmises à la surface en permanence.

d. Débit au fond :

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

e. 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.

f. Pression annulaire :

Le capteur mesure en temps réel la pression annulaire au fond, et détecte des variations de 5 psis. La connaissance de l'ECD réelle et ça 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).

g. Chocs et vibrations :

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

III.5.1.2 Les gyroscopes :

Les "gyroscopes" constituent une autre famille d'instruments de mesure. L'azimut étant ici mesuré à l'aide d'un système gyroscopique ou inertiel indépendant du champ magnétique terrestre, ils peuvent donc être utilisés dans un environnement métallique. L'inclinaison reste mesurée à l'aide d'inclinomètres ou d'accéléromètres. Associés à un système d'orientation (UBHO), ils fournissent également le tool-face. Les gyroscopes sont fragiles et ne supportent pas les conditions de forage.

Ils sont donc utilisés :

- Hors forage pour :
 - Orienter un outil de déviation dans un tubage (side-tracks, puits en ré-entrée)
 - Contrôler la déviation des tubes conducteurs sur une plate-forme multi-puits.

- En fin de forage, avant complétion du puits pour :
 - Effectuer une mesure complète entre le fond et la surface. L'outil est alors descendu au câble, centré dans le tubage de production.

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)

Deux types de systèmes sont utilisés :

- ❶ Les gyroscopes "conventionnels" ou "libres", mis en œuvre dès les années 1930.

Ces systèmes fournissent une mesure relative de l'azimut à partir de leur orientation initiale. Avant leur descente dans le puits ils doivent donc être alignés sur un repère de surface d'orientation connue.

Soumis aux forces résultant de la rotation terrestre, ces systèmes subissent une "dérive" de leur orientation. Les différentes mesures d'azimut doivent donc être corrigées en fonction de cette dérive, déterminée par la mesure de l'orientation finale du système, et assumant une dérive régulière.

- ❷ Les "centrales inertielle" (rate-gyro) ou "gyroscopes à recherche automatique du Nord" (North-seeking gyro), développés depuis 1970 à partir des systèmes de navigation aériens.

Avec ce type de système, la combinaison gyro-accéléromètres permet de déterminer le vecteur-forces résultant de la rotation de la Terre. Cette valeur associée à la latitude (connue) et à l'inclinaison (mesurée) du puits permet de calculer la direction du Nord géographique, et donc de déterminer l'azimut du puits.

Les gyroscopes sont disponibles en différents diamètres, de 1"3/4 à une dizaine de pouces, leur précision augmentant avec le diamètre. Ils peuvent être single ou multi-shot.

Les gyroscopes sont réputés avoir une meilleure précision que les outils de mesures magnétiques. Leurs mesures ont longtemps été utilisées comme référence pour établir la position du puits.

III.5.2. Outils de mesure en temps différé :

III.5.2.1. Inclinomètres :

Les inclinomètres sont les plus simples des instruments de mesures directionnelles, ils ne mesurent que l'inclinaison du puits, et essentiellement utilisés pour contrôler sa verticalité. Ils sont constitués d'une pendule ou d'un peson uniquement affecté par le champ gravimétrique terrestre.

- Inclinomètre Totco :

Constitué d'une pointe sous l'effet de son poids propre vient perforer un disque de carton gradué (seule l'inclinaison est mesurée), l'instrument est déployé au câble ou en mode "Go-devilled"

III.5.2.2 Instruments magnétiques :

1- Single Shot et multi shot :

Ils sont conçus pour effectuer une mesure unique de l'inclinaison et d'azimut du puits, les enregistrés et les conservés jusqu'à leurs lectures.

Ils doivent être positionnés dans une masse-tige amagnétique, ils sont utilisés conjointement avec un raccord d'orientation indexé (UBHO), ils fournissent simultanément une mesure de Tool-Face.

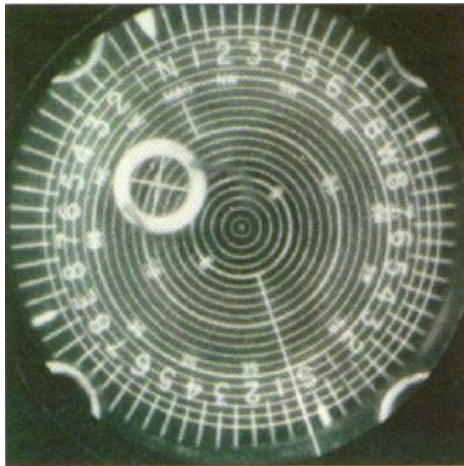


Fig. III-9 : Cliché type single-shot Magnétique.



Fig. III-10 : Composition d'un single shot.

Ils sont constitués des composants suivants :

1- Un système de mesure : Constitué de deux parties :

- ✓ 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'une boussole flottante.
- ✓ Ensemble d'accéléromètres et de magnétomètres.

2- Un système d'enregistrement des mesures : Constitué de :

- ✓ Caméra : Conçue pour photographier une image des instruments de mesure, incluant une lentille et un jeu d'ampoules permettant d'exposer un négatif (cliché unique cas du single-shot) ou une pellicule pour la prise de plusieurs clichés (cas du multi-shot).
- ✓ Mémoire électronique.

3- Un système de déclenchement :

Conçu pour déclencher la prise de vue à un instant donné ou quand l'outil est en position pour la mesure, composé de :

✓ Horloge mécanique ou électronique :

Elle sert au déclenchement de la prise de vue après un délai ajustable en surface selon le temps nécessaire pour amener l'outil en position de mesure (cas du single shot), dans le cas du multi-shot elle se déclenche à intervalles réguliers (timer électronique).

✓ Détecteur de mouvement (single-shot) :

Il sert au déclenchement de la prise de vue après une période déterminée sans aucun mouvement.

✓ Détecteur de Monel (acier amagnétique, single-shot) :

Il détecte la présence de l'outil dans un environnement amagnétique et déclenche la prise de vue après une période déterminée dans cet environnement.

4- Un système d'alimentation :

Utilisé pour procurer l'énergie nécessaire au fonctionnement de l'outil, habituellement constitué d'un ensemble de piles de 1,5 volt.

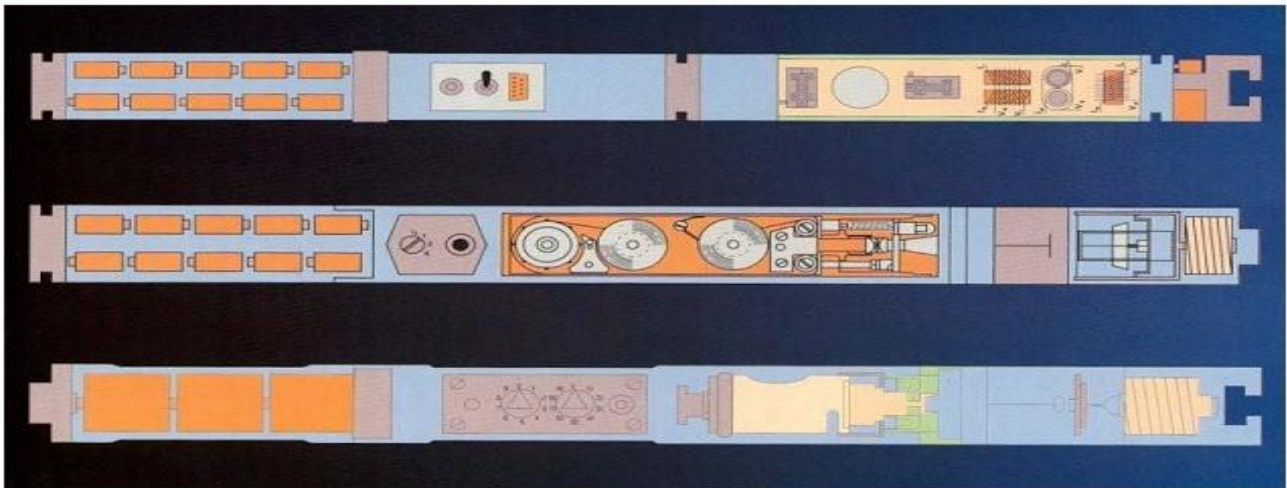


Fig.III-11 : Multi-shot et single shot mécaniques

III.6) Différentes configurations de BHA utilisées dans le forage dévié :

III.6.1 Garniture de build up : Elle permet d’augmente le build-up, elle est composé de :

Rock bit + near bit + critical DC (masse tige de longueur critique) + stabilisateur 1 + DC standard + stabilisateur 2

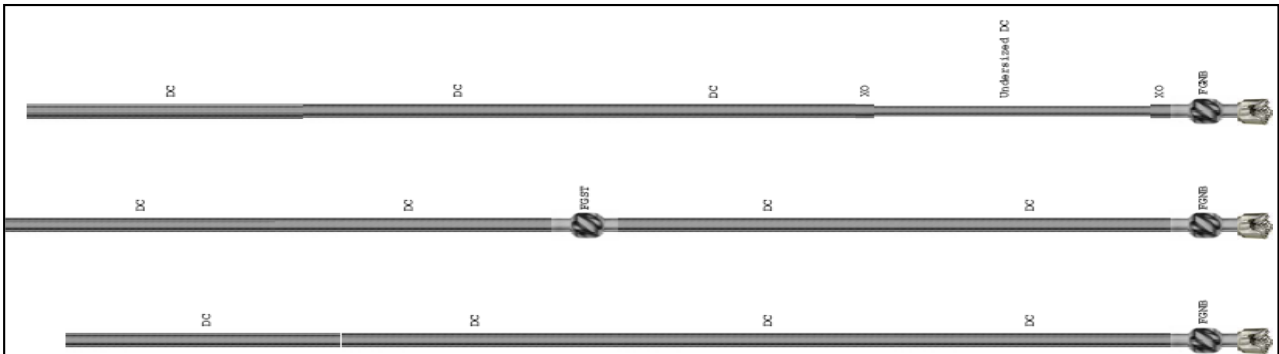


Fig.III-12 : Composition de la garniture de build up

III.6.2 Garniture de maintien d’inclinaison : Elle permet de garder globalement l’inclinaison donné, elle est composé de :Rock bit + near bit + short DC+ stabilisateur 1+ critical DC+ stabilisateur 2+ DC standard + stabilisateur 3

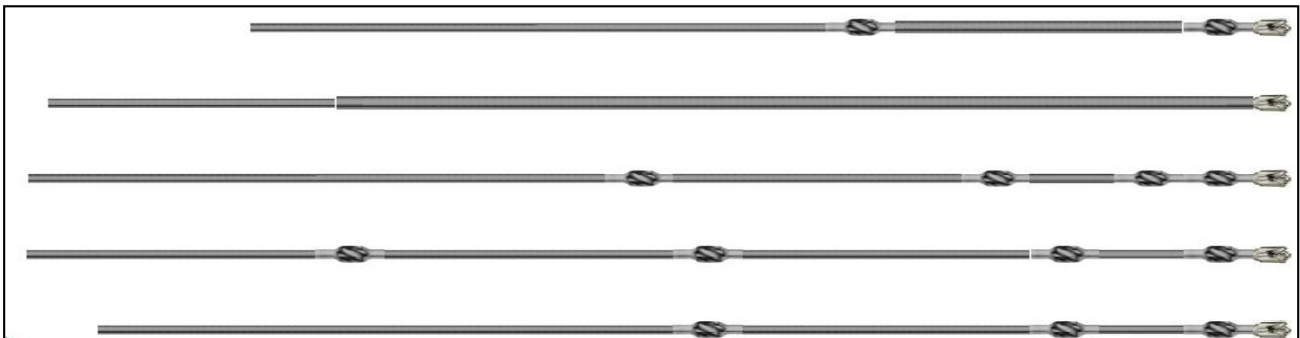


Fig.III-13 : Garniture pour le maintien d’inclinaison

III.6.3 Garniture de drop off : Elle permet de diminuer l’inclinaison et de ramener la garniture vers la vertical, elle composé : Rock bit + critical DC + stabilisateur 1 + DC standard + stabilisateur 2

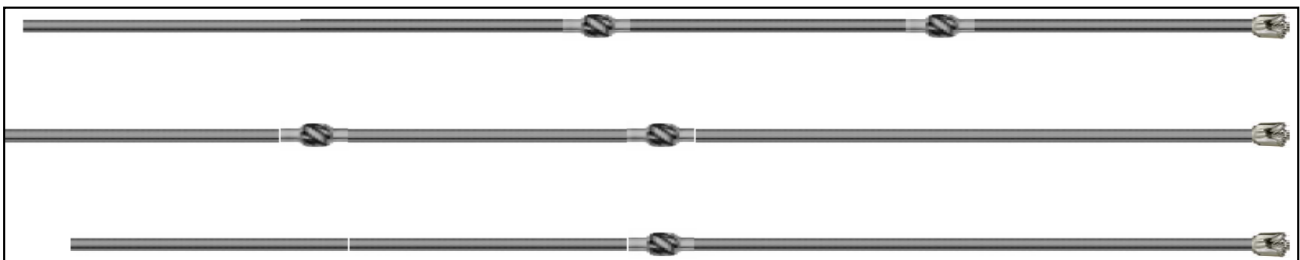


Fig.III-14 : Composition de la garniture de drop off

Introduction :

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

- ✓ Le forage dirigé conventionnel
- ✓ Le forage de navigation

IV.1) Le forage dirigé conventionnel :

Le forage dirigé dit "conventionnel" est l'approche initiale du forage dirigé, à savoir l'utilisation alternée de phases "moteur" (utilisant un moteur de fond, en principe sans rotation du train de tiges) et de phases "rotary" (sans moteur de fond).

Le déroulement d'un puits dévié en forage dirigé conventionnel est le suivant :

- Montée initiale en inclinaison et orientation du puits à l'aide d'un moteur de fond équipé d'un raccord coudé jusqu'à l'obtention d'une inclinaison minimum de l'ordre de 10 degrés et de l'orientation du puits dans l'azimut initial déterminé.
- Continuation de la phase de montée en mode rotary.
- Forage des sections droites en mode rotary.
- Si nécessaire, correction(s) d'azimut et/ou d'inclinaison à l'aide d'un moteur de fond équipé d'un raccord coudé.

Cette méthode était et reste adaptée au forage de la plupart des puits en "J" ou en "S" avec l'assistance d'un MWD ou même en utilisant un single-shot. Elle ne convient pas à la réalisation des puits horizontaux ou tri dimensionnels.

IV.2) Le forage de navigation :

Le forage dirigé dit de "navigation" (*steerable drilling*) consiste à utiliser des moteurs de fond pour la totalité des phases de forage dirigé, conjointement ou non avec la rotation du train de tiges. Il ne peut être pratiqué qu'avec des moteurs équipés d'un raccord coudé incorporé. Il est appelé de navigation car il permet un contrôle permanent de l'inclinaison et l'azimut par petites corrections obtenues à l'aide du raccord coudé.

Il consiste à alterner :

- Des phases sans rotation du train de tiges ("*sliding*") permettant le contrôle de l'azimut et/ou un changement d'inclinaison.
- Des phases avec rotation du train de tiges ("*rotary*"), la rotation annulant l'effet du raccord coudé et résultant en un forage rectiligne.

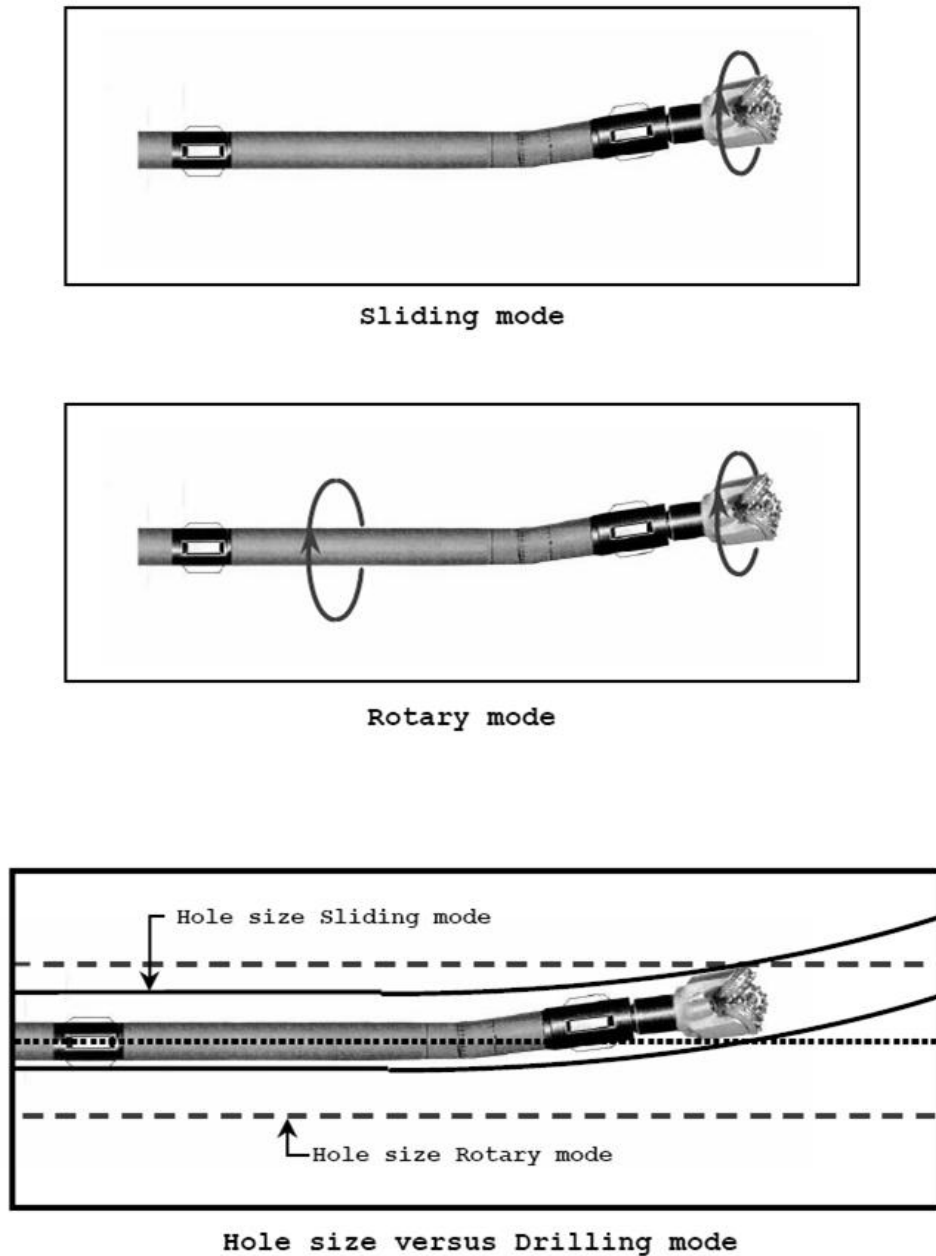


Fig.IV-1 : modes de forage (Rotary et Sliding)

Le forage de navigation permet de suivre parfaitement une trajectoire théorique et donc d'atteindre une cible avec certitude. Il est donc nécessaire au forage horizontal dans lequel l'arrivée au point d'entrée à haute inclinaison et souvent avec une tolérance verticale faible ne serait pas possible avec les méthodes conventionnelles.

La phase de préparation du puits doit déterminer la méthode de forage afin entre autres de déterminer les équipements de forage dirigé nécessaires à la réalisation de la trajectoire.

Quelle que soit la méthode choisie il faut distinguer la première phase de forage dirigé des phases suivantes :

- Phase initiale - démarrage des phases dirigées (kick-off) : La première phase de forage dirigé devra assurer deux fonctions :
- L'initiation de la montée en inclinaison : Partant de la verticale il est impossible d'atteindre une inclinaison significative sans recourir à des méthodes et/ou des équipements spécifiques.
 - L'orientation du puits : Une orientation correcte du puits doit être atteinte en fin de cette phase initiale.

Trois méthodes peuvent être utilisées :

- Le "jetting"
- L'utilisation d'un outil de déflexion
- L'utilisation d'un moteur de fond

➤ Les autres phases

Après avoir obtenu un minimum d'inclinaison, l'une ou l'autre des méthodes de forage dirigé peut être utilisée :

- Forage rotary
- Forage de navigation
- Forage de navigation assisté ("Geosteering")

Le choix dépend essentiellement de la nature et de la complexité du profil du puits.

IV.3) Méthodes de démarrage du forage dirigé :

IV.3.1) Utilisation d'un moteur de fond :

C'est de loin la méthode la plus communément utilisée. Un moteur de fond équipé d'un raccord coudé (incorporé ou non) ayant son tool-face à zéro forera selon une trajectoire courbe dans la direction du plan du raccord.

Le gradient de montée obtenu dépend de :

- L'angle utilisé.
- La formation traversée.
- La distance du coude par rapport à l'outil de forage : L'efficacité d'un raccord coudé incorporé est évidemment plus grande que celle d'un raccord situé au-dessus du moteur
- La flexion du moteur.

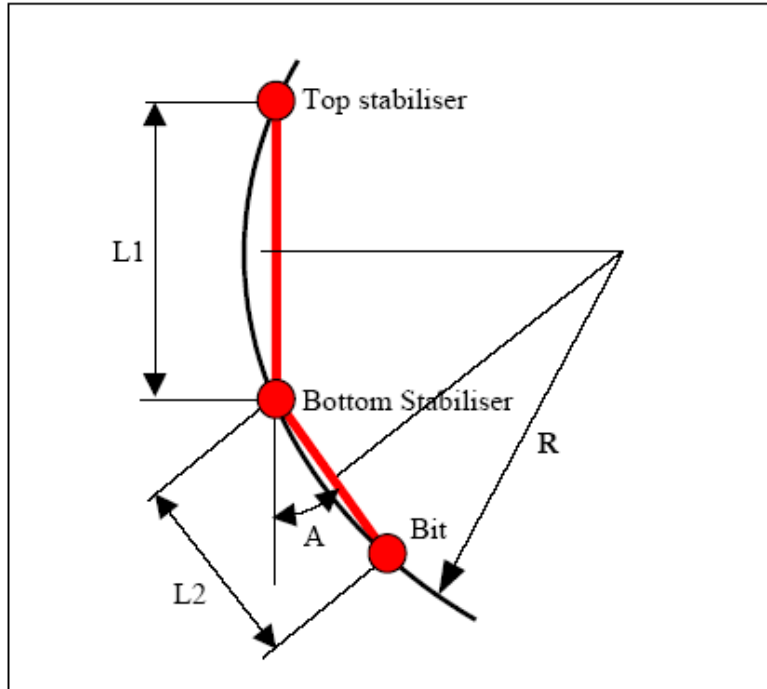


Fig.IV-2 : Calcul géométrique de l'efficacité d'un raccord coudé

Motor OD	Hole size	Two Stabs					One Stab					No Stab				
		Bent					Bent					Bent				
		0.78°	1.15°	1.50°	2.12°	3.00°	0.78°	1.15°	1.50°	2.12°	3.00°	0.78°	1.15°	1.50°	2.12°	3.00°
2"3/8	2"7/8											2.6	20.0	28.0	42.1	62.1
	3"1/2											0.0	8.9	17.0	31.0	51.1
2"7/8	3"3/8											7.8	23.6	31.0	44.0	62.3
	3"3/4											2.0	17.8	25.2	38.2	56.5
3"1/2	4"1/4											0.4	6.5	11.1	24.3	36.3
	4"3/4											0.0	6.7	11.5	19.1	31.9
4"3/4	6"	5.8	9.3	12.5	18.3	26.4	7.5	11.0	14.2	20.0	28.1					
	6"3/4	5.6	9.1	12.3	18.1	26.2	8.8	12.2	15.5	21.2	29.4					
6"3/4	8"1/2	4.4	7.0	9.3	13.6	20.4	6.0	8.5	10.9	15.2	22.4					
	9"7/8	4.4	7.0	9.3	13.6	19.5	7.4	9.9	12.3	16.5	22.5					
	10"5/8	4.4	6.7	9.3	13.6	19.5	8.1	10.6	13.0	17.2	23.2					
8"	10"5/8	3.9	6.1	8.3	12.0	17.3	5.9	8.2	10.3	14.0	19.7					
	12"1/4	3.9	6.1	8.3	12.0	17.3	7.3	9.5	11.6	15.4	20.6					
9"5/8	12"1/4	3.6	5.6	7.5	10.9	15.6	5.2	7.2	9.1	12.5	17.2					
	15"	3.1	5.6	7.5	10.9	15.5	6.4	8.4	10.3	13.6	18.3					
	17"1/2	3.1	5.1	7.0	10.3	15.0	8.0	10.0	11.9	15.2	19.9					
11"1/4	15"	2.8	5.2	6.9	9.9	14.2	4.7	6.5	8.2	11.3	15.6					
	17"1/2	3.0	4.7	6.4	9.4	13.8	6.0	7.8	9.5	12.6	16.9					

Tableau.IV-1 : Prédications du build-up (deg/100 ft) en fonction des moteurs et de leur stabilisation

Ce type de tableau est habituellement fourni par le fournisseur du moteur. Les résultats réels peuvent être sensiblement différents.

Pratique :

La méthode diffère en fonction du type de raccord coudé utilisé, incorporé au moteur ou non :

❖ Raccord coudé installé au-dessus du moteur :

- Choisir et installer un raccord coudé dont l'angle est légèrement supérieur au besoin ou mieux en fonction de l'expérience locale. Descendre jusqu'au fond.
- Orienter le moteur dans l'azimut initial déterminé, mettre le tool face à zéro et bloquer la table de rotation.
- Démarrer le pompage et descendre le train de tiges jusqu'à atteindre la perte de pression nominale du moteur.
- Forer une tige.
- Prendre une mesure.
- Contrôler le gradient de montée résultant et l'orientation.
- Corriger l'orientation si nécessaire.
- Forer une tige et répéter la procédure.
- En fonction du gradient de montée obtenu soit le forage sera continué soit l'outil sera remonté pour changer le raccord coudé.

❖ Raccord coudé incorporé :

La courbe de montée sera construite en alternant des sections en montée et des sections droites.

- Choisir un angle supérieur au besoin ou mieux en fonction de l'expérience locale. Ajuster le raccord et descendre jusqu'au fond.
- Orienter le moteur dans l'azimut initial déterminé, mettre le tool face à zéro et bloquer la table de rotation.
- Démarrer le pompage et descendre le train de tiges jusqu'à atteindre la perte de pression nominale du moteur..
- Forer quatre à cinq mètres en "mode orienté" (sliding)
- Forer le reste de la tige en mode rotary.
- Prendre une mesure
- Contrôler le gradient de montée résultant et l'orientation
- Corriger l'orientation si nécessaire
- Forer une tige et répéter la procédure
- Reprendre le forage en ajustant les longueurs respectives de sliding et de rotary pour obtenir le gradient désiré.

Note :

Cette méthode a l'avantage :

- De permettre un meilleur contrôle de la trajectoire
- D'éviter d'avoir à remonter le train de tiges pour changer le raccord coudé
- Permet éventuellement de continuer le forage en phase rectiligne sans avoir à remonter.

Cependant la courbe résultante ne possède pas la régularité d'une courbe réalisée intégralement en sliding. La valeur de l'angle doit être choisie de manière à atteindre le gradient souhaité en conservant des longueurs de sliding au moins égale à la moitié d'une tige. Un bon choix est (2/3 - 1/3) c'est à dire 6 mètres en sliding suivis de 3 mètres en rotary.

Même si le gradient moyen résultant est similaire les sections de fort gradient accentuent les risques associés aux phases de montée (key-seats, frottements).

IV.3.2) Jetting:

Cette méthode consiste à éroder la formation sous l'action d'un impact hydraulique et dans une direction privilégiée. Ceci peut se faire en utilisant un outil de forage dont toutes les duses sauf une (exceptionnellement deux) sont obturées.

Sous l'action de l'impact hydraulique (la vitesse du fluide doit être au moins de 100 m/s) et sans rotation du train de tiges, la formation sera érodée par le jet, créant une poche latérale orientée vers le bas et latéralement dans le sens du jet.

Il suffit alors d'orienter cette duse dans la direction souhaitée pour initier la montée en inclinaison dans la direction donnée.

Le jetting ne peut être pratiqué que dans les formations tendres, telle que par exemple du sable. La pénétration peut être de l'ordre du mètre par minute.

Dans des formations plus dures, l'effet hydraulique est complété d'un effet mécanique consistant en du martelage obtenu en laissant tomber la garniture de quelques mètres sur le fond de trou.

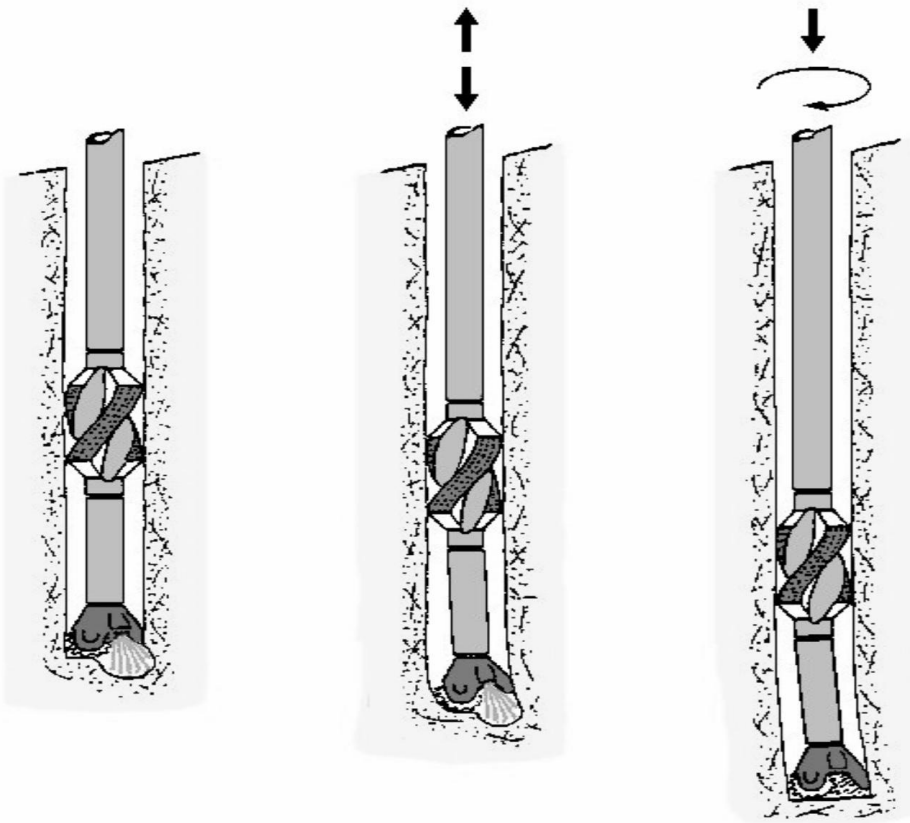


Fig.IV-3 : "Jetting"

IV.3.3) Outil de déflexion:

La troisième solution pour initier la déviation et orienter un puits est l'utilisation d'un outil de déflexion.

Ces outils, communément appelés Whipstocks, ont été utilisés dès les débuts du forage dirigé puis ont été éclipsés par le développement des moteurs de fond.

Ils réapparaissent aujourd'hui avec le développement des puits en ré-entrée où ils offrent une bonne solution pour l'ouverture de la fenêtre.

Ils peuvent être utilisés :

- En trou ouvert.
- Dans un tubage pour y ouvrir une fenêtre.

Pratique:

Les procédures diffèrent énormément en fonction du type d'outil et selon que l'on démarre en trou ouvert ou dans un tubage. Les grandes lignes sont comme suit :

- Descendre l'outil de déflexion à la profondeur déterminée.
- Orienter dans l'azimut désiré et ancrer l'outil.
- Si nécessaire remonter l'outil de mise en place et redescendre avec la garniture de forage (rotary ou moteur de fond).
- Commencer le forage.
- Contrôler l'azimut et la réalisation de trajectoire.

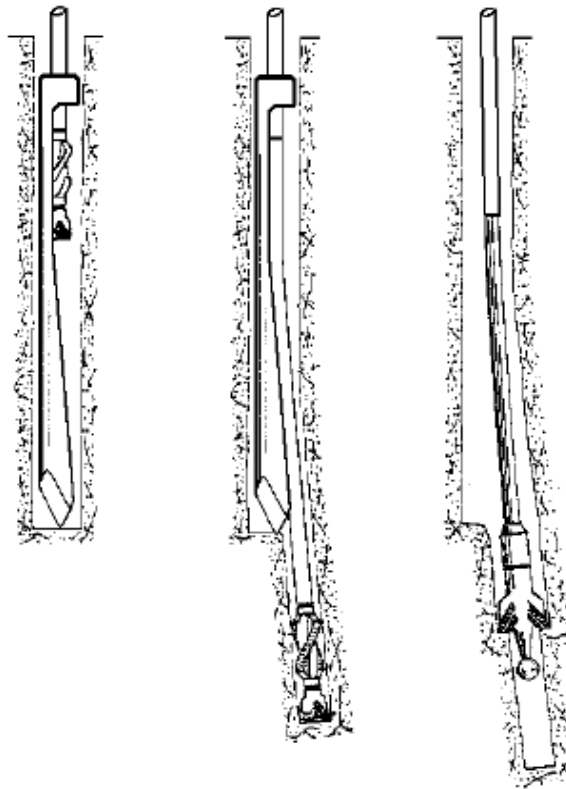


Fig.IV-4 : Outil de déflexion

IV.4) Méthodes de forage des phases droites ou courbes:

IV.4.1) Forage dirigé conventionnel:

Le forage dirigé conventionnel met en œuvre des garnitures rotary pour la réalisation des sections rectilignes ou courbes des puits.

IV.4.2) Forage de navigation (steerable drilling):

Le forage de navigation utilise un moteur de fond équipé d'un raccord coudé incorporé et nécessite un MWD. Il permet donc un contrôle constant de l'inclinaison et de l'azimut du puits

Les phases courbes sont forées en alternant des sections en sliding utilisant l'effet du raccord coudé, et des sections rotary où l'effet du raccord coudé est annulé par la rotation du train de tiges.

Les phases rectilignes sont forées en utilisant en quasi permanence la rotation du train de tiges.

IV.4.3) Geosteering, forage de navigation assisté:

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

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

Cette méthode est particulièrement utile pour le forage de drains dans des réservoirs peu épais (quelques mètres).

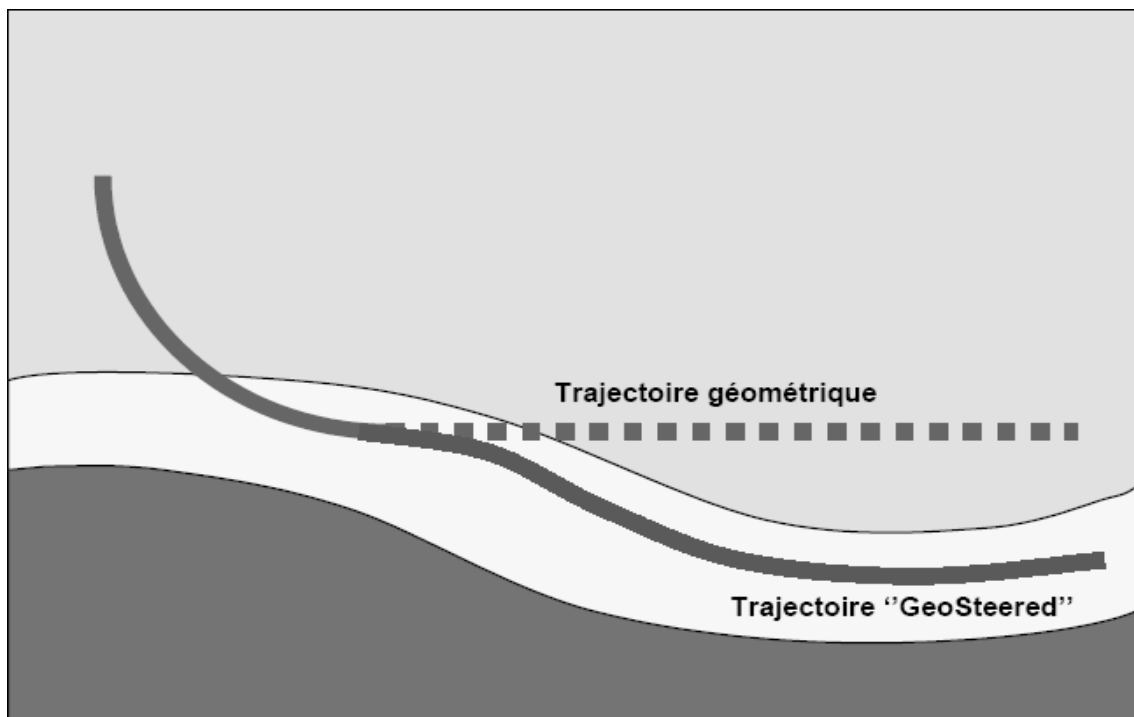


Fig.IV-5:Forage "geosteering" & forage "géométrique"

Introduction

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.

✓ 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.

✓ En fin de puits :

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

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.

V.1) Calculs de trajectoire :

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

V.1.1) Principe du calcul :

Le calcul est fait point par point, dont l'origine est le point de surface. La méthode utilisée consiste à effectuer des mesures à intervalles réguliers, et à l'aide des paramètres obtenus, on détermine la position du puits. Cette position sera considérée comme la position réelle du puits.

Si nécessaire les erreurs dues aux opérations de mesure seront prises en compte pour évaluer le "domaine d'incertitude" dans lequel se situe réellement le puits.

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

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

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

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

Avec :

ΔV = variation de la profondeur verticale entre deux mesures consécutives.

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

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

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

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

- MD_x : Profondeur mesurée à la station x . **mètre**
- I_x : Inclinaison à la station x . **degré**
- A_x : Azimut à la station x . **degré**

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

V.1.2) Conditions et options initiales :

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

a) 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).

b) 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.

c) Méthodes de calcul :

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

d) Azimut de projection :

Elle est 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 tri- dimensionnels.

e) 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).

A) Méthode de l'Angle moyen :

Elle utilise la moyenne des inclinaisons et des azimuts mesurés aux unités de sondage supérieures et inférieures. On suppose que la moyenne des deux ensembles d'angles soit l'inclinaison et l'azimut obtenus au-dessus de la profondeur mesurée par palier. La trajectoire du puits est alors estimée en utilisant des formules trigonométriques simples.

Cette méthode est tout à fait adéquate pour les opérations in-situ car elle exige seulement des calculs simples qui peuvent être exécutés à l'aide d'une calculatrice.

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

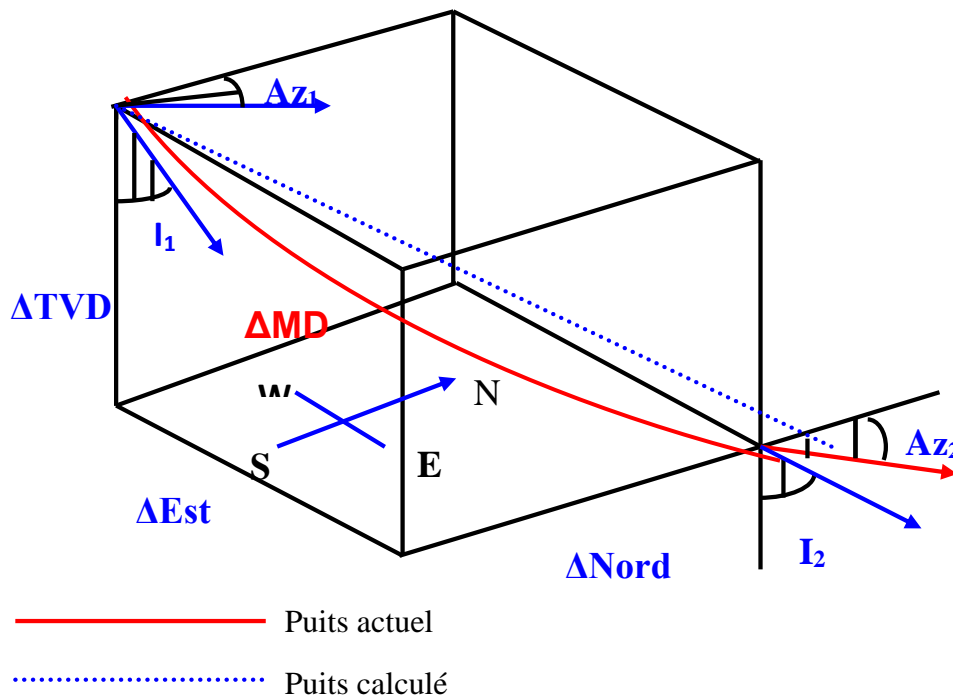


Fig.V-1 : Méthode de l'Angle moyen.

⇒ Calcul de l'angle moyen :

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

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

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

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

B) Méthode du Rayon de courbure :

La section forcée est assimilée à une courbe inscrite sur un cylindre vertical. Ses projections horizontale et verticale sont assumées être des arcs de courbure constante correspondants à leurs gradients respectifs.

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

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

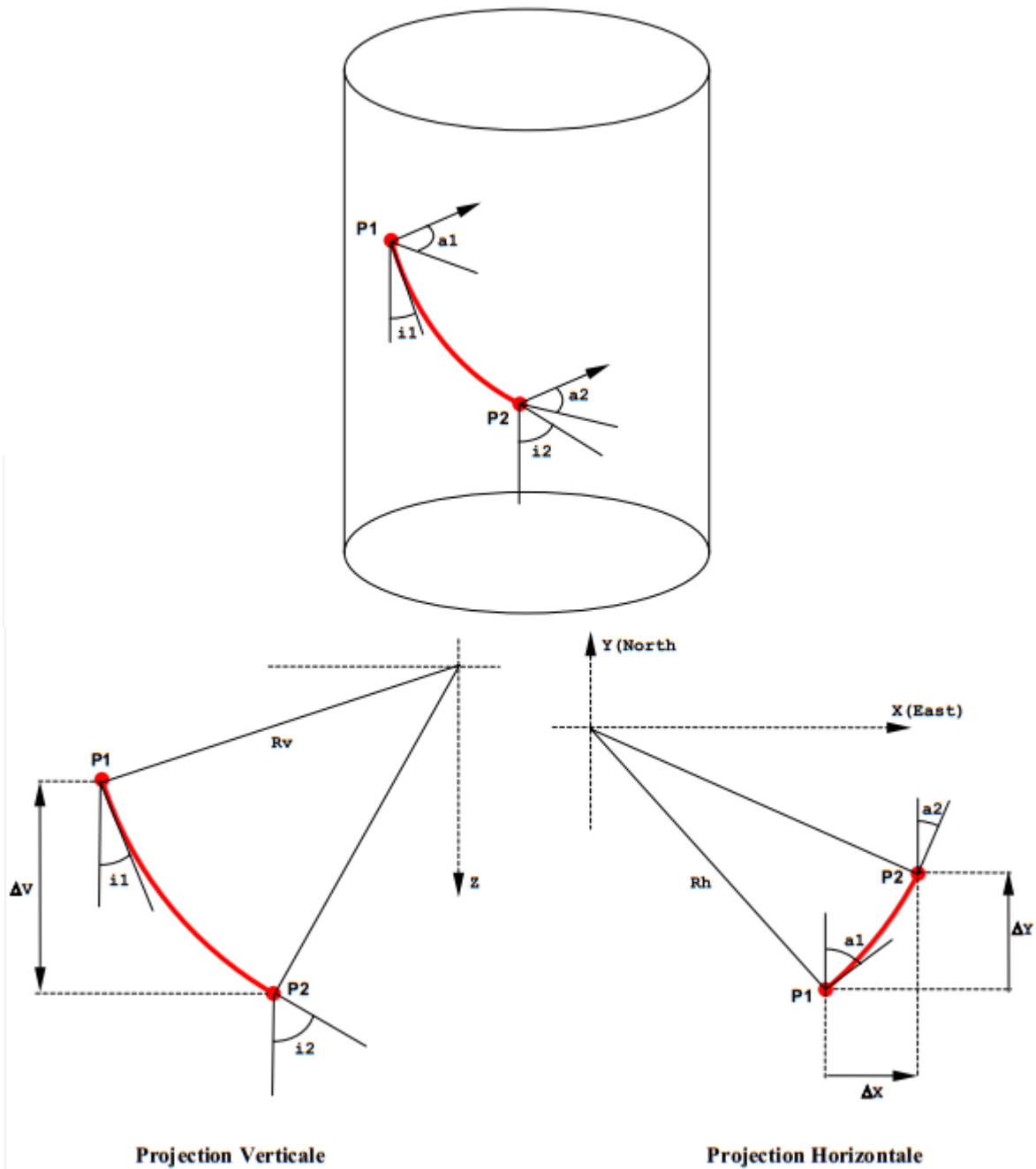


Fig.V-2 : Méthode du Rayon de courbure.

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes :

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

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

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

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

C) Méthode de la courbure minimum :

Comme la méthode de rayon de courbure, cette méthode donne la trajectoire du puits en utilisant l'inclinaison et l'azimut mesurés aux extrémités inférieures et supérieures de la longueur de la course pour avoir un lissage.

Cette méthode est une modification de la méthode tangentielle équilibrée. Au lieu d'approximer le chemin de puits avec deux lignes droites, cette méthode de courbure minimum remplace ces lignes par un arc circulaire. Cet arc est calculé en employant un facteur d'échelle de dog-leg basé sur le taux de changement angulaire à la fin de la longueur de la course.

Cette méthode suppose que la trajectoire du puits se trouve sur une sphère. Par conséquent, ΔTVD sera une fonction de la longueur de la course.

La différence entre la méthode du rayon de courbure et celle de la courbure minimum est que la première utilise le taux de changement de l'inclinaison à la fin de la longueur de la course pour calculer les déplacements dans le plan vertical et le taux de changement des azimuts pour calculer les déplacements dans le plan horizontal. Alors que la méthode de la courbure minimum utilise le dog-leg Pour le calcul des déplacements dans les deux plans.

Cette méthode est parmi les méthodes les plus précises qui déterminent la position d'un puits donné, mais elle n'est pas adorable par les procédures manuelles, elle nécessite un calculateur puissant.

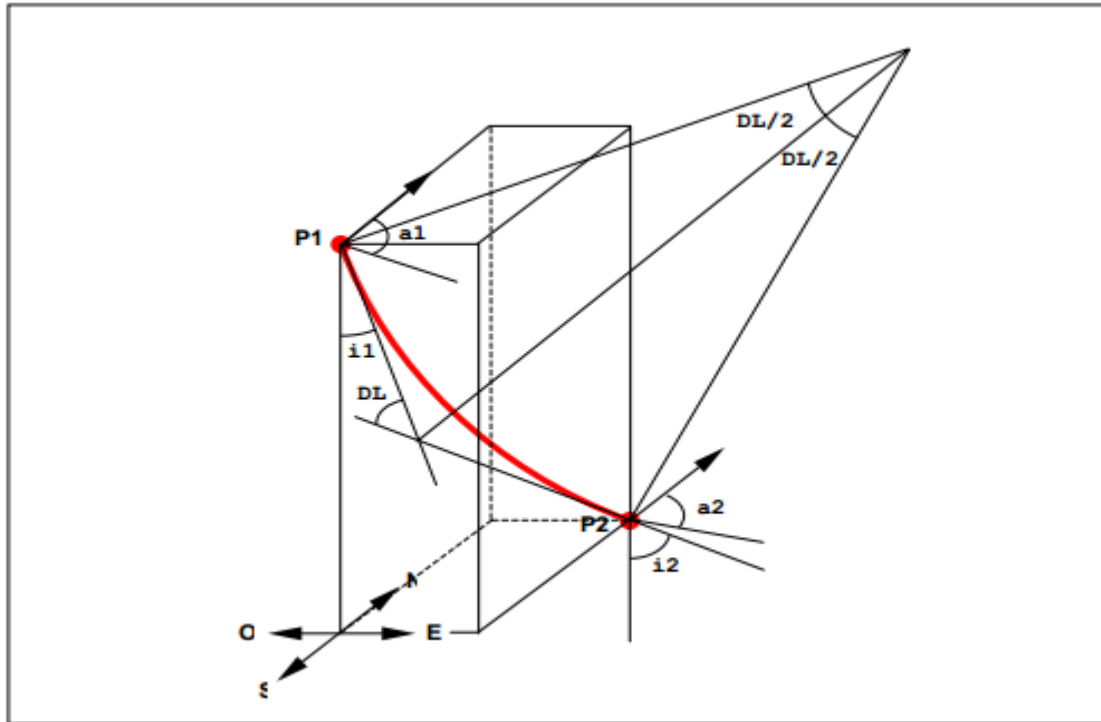


Fig.V-3 : Méthode de la Courbure minimum.

⇒ Calcul de la courbure minimum :

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

et:

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

Les calculs élémentaires sont alors obtenus par les formules suivantes:

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

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

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

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

Il existe d'autres formules :

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

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

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

$$\Delta VS = \frac{\Delta MD}{2} \times (\sin I_1 + \sin I_2) \times RF$$

Avec :

$$RF = \frac{360}{\pi DL} \times \tan \frac{DL}{2}$$

Et :

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

DL : Dog leg.

D) Méthode tangentielle :

La méthode tangentielle suppose que le puits de forage a une inclinaison constante du point de Survey à points. Il y'a des failles à cette hypothèse parce que tous les forages ont une inclinaison constante, par conséquent, les courbes de cette méthode ne peut pas fournir des résultats réalistes.

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

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

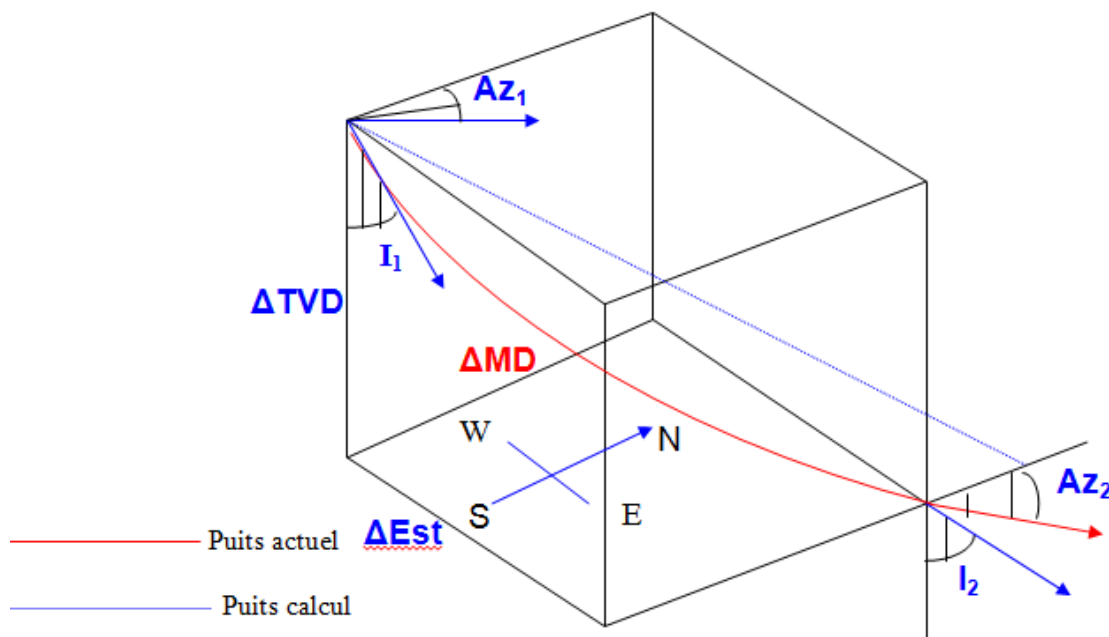


Fig.V-4 : Méthode tangentielle.

⇒ Calcul tangentiel :

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

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

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

$$\Delta VS = \Delta MD \times \sin I_2$$

E) Méthode tangentielle moyennée :

Cette méthode utilise l'inclinaison et l'azimut mesurée au top et au fond de la longueur de la course. Théoriquement cette méthode combine les fonctions trigonométriques qui prévoient la moyenne des inclinaisons et des azimuts qui sont utilisées dans les procédures standards de calcul. La trajectoire du puits est assimilée à un segment de droite entre deux mesures consécutives. Son calcul manuel est difficile.

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes :

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

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

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

$$\Delta VS = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 + \sin I_2)$$

F) Méthode d'accélération compensée (mercury) :

C'est une combinaison entre la méthode tangentielle et la méthode tangentielle moyenne qui traite une partie de la course mesurée définie par la longueur des équipements de mesure dans la ligne droite (tangentielle) et le reste de la course mesurée par la tangentielle moyenne. Elle assume une combinaison de section droite et courbe, donne une bonne précision.

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes :

$$\Delta TVD = \frac{\Delta MD - STL}{2} (\cos Az_1 + \cos Az_2) + STL \cos Az_2$$

$$\Delta Nord = \frac{\Delta MD - STL}{2} (\sin I_1 \cos Az_1 + \sin I_2 \cos Az_2) + STL \sin I_2 \cos Az_2$$

$$\Delta Est = \frac{\Delta MD - STL}{2} (\sin I_1 \sin Az_1 + \sin I_2 \sin Az_2) + STL \sin I_2 \sin Az_2$$

STL: Length of the survey tool.

V.1.4) Calculs complémentaires :

Ayant calculé les paramètres de base à la station x :

TVD_x : profondeur verticale.

Est_x : coordonnée Est/Ouest.

Nord_x : coordonnée Nord/Sud.

Des paramètres complémentaires doivent être déterminés :

- **Le déplacement horizontal à la station x :**

$$HD = \sqrt{Est^2 + Nord^2}$$

- **La direction du puits :**

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

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

- **Le déplacement horizontal sur la projection verticale :**

$$HP = HD \times \cos (A_{th} - A)$$

A_{th} : azimut théorique de cible.

- **Les coordonnées absolues :**

$$E = E_{wh} + Est_x$$

E_{wh} coordonnée Est/Ouest de la tête de puits.

$$N = N_{wh} + Nord_x$$

N_{wh} coordonnée Nord/Sud de la tête de puits.

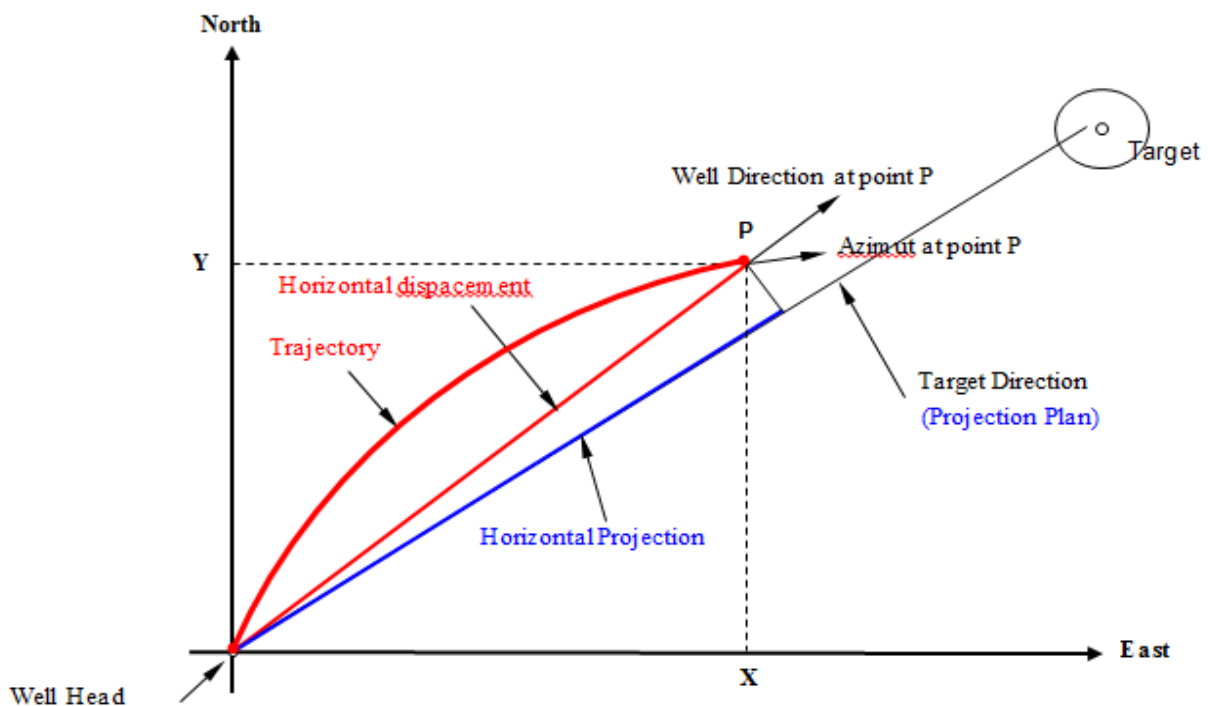


Fig.V-5 : Calculs complémentaires.

V.2) Dog-leg :

Le paramètre appelé "dog-leg" représente un changement global (tri-dimensionnel) de la direction du puits, à la fois en inclinaison et en azimut.

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

Dans la pratique nous rencontrerons donc des dog-legs souhaités (résultant des procédures de forage) mais aussi des dog-legs non souhaités (résultant de divers phénomènes géologiques ou d'erreurs de pratique de forage). Les dog-legs réels seront dits :

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

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

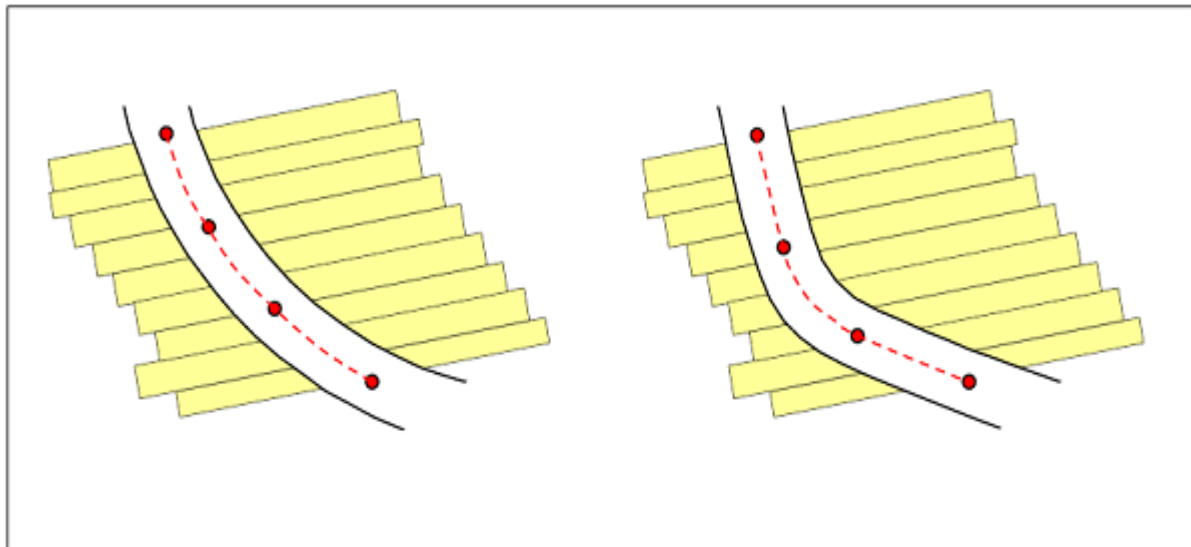
La détermination des dog-legs d'un puits est essentielle car elle représente la "régularité" ou "non tortuosité" du puits. De plus la présence de dog-legs anormaux peut entraîner des conséquences fatales pour le puits.

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

Plusieurs formules ont été proposées et sont utilisées, les plus utilisées sont les suivantes :

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

$$DLS = \frac{10}{\Delta MD} \sqrt{\Delta I^2 + (\Delta A \sin(I_1 + I_2) / 2)^2} \quad \text{deg/10m}$$



Dog-leg Normal
(Courbure du puits)

Dog-leg Abrupt

Fig.V-6: dog-leg.

Remarque:

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

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:**

$$DLH = \frac{30}{\Delta MD} \Delta A \times \sin((I_2 + I_1)/2) \quad \text{deg/30 m}$$

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

$$DLV = \frac{30}{\Delta MD} \Delta I \quad \text{deg/30 m}$$

V.3) 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.

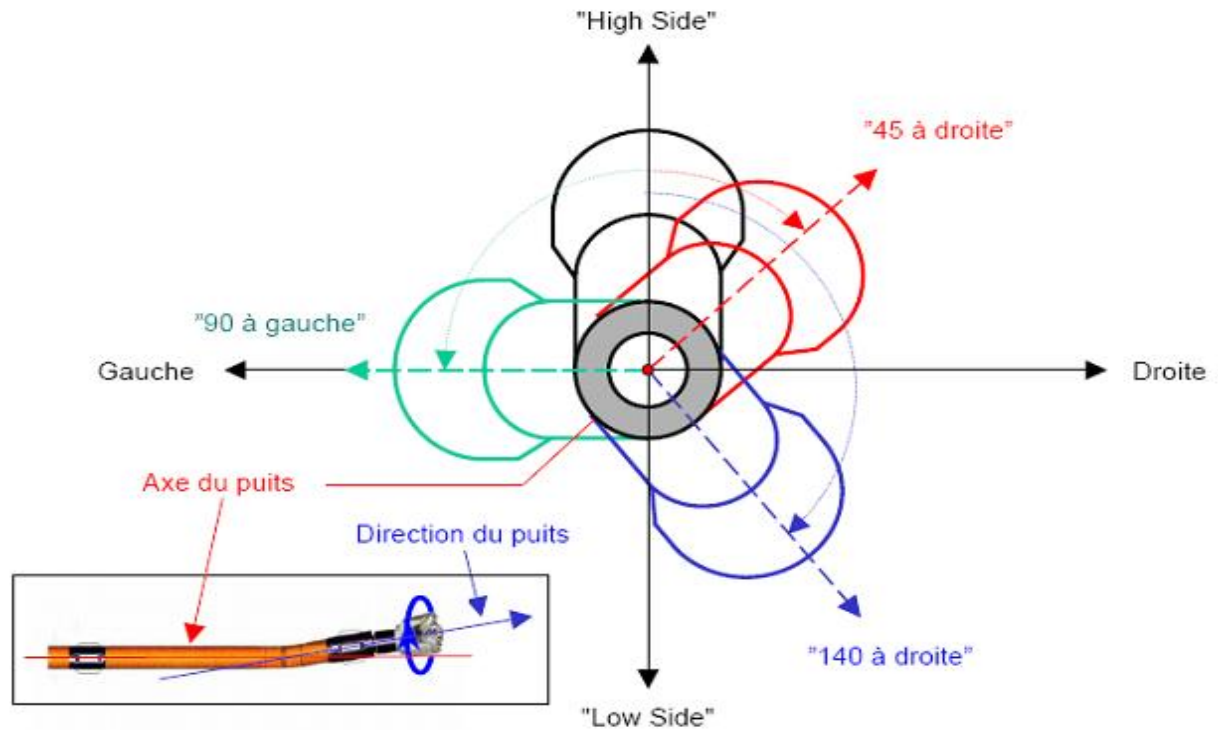


Fig.V-7 : Tool-face

★ Lecture de la position du Toolface :

➤ La règle du pouce (gouverneur de pouce) :

La règle s'applique à tous les outils de déflexion dans le cas où l'inclinaison est inférieure à 30°. La figure ci-dessous représente les inclinaisons supérieures à 30° dans des formations tendres ou moyennement dures, l'effet probable de positionner le tool-face à 90° du highside, outre le changement d'azimut à droite ou à gauche, sera chuter en inclinaison. Cette tendance à chuter augmente dans les formations plus tendres, tout spécialement si on utilise un moteur non stabilisé (slick motor) avec un raccord coudé. L'augmentation de l'inclinaison affecte également cette tendance.

Par contre dans les formations plus dures, un toolface orienté à 90° à gauche ou à droite du highside peut maintenir en fait l'inclinaison ou même l'augmenter légèrement, ceci même si l'inclinaison est déjà conséquente la règle du pouce est établis par rapport au highside du trou : il s'agit du « highside tool-face ».

Le diagramme montre la position désirée du tool-face pendant le forage. Quel que soit l'inclinaison du puits, orienter le tool-face sur le highside aura pour effet d'augmenter l'inclinaison et de maintenir l'azimut constant. De même, orienter le tool-face sur le lowside aura pour effet de diminuer l'inclinaison et de maintenir l'azimut constant.

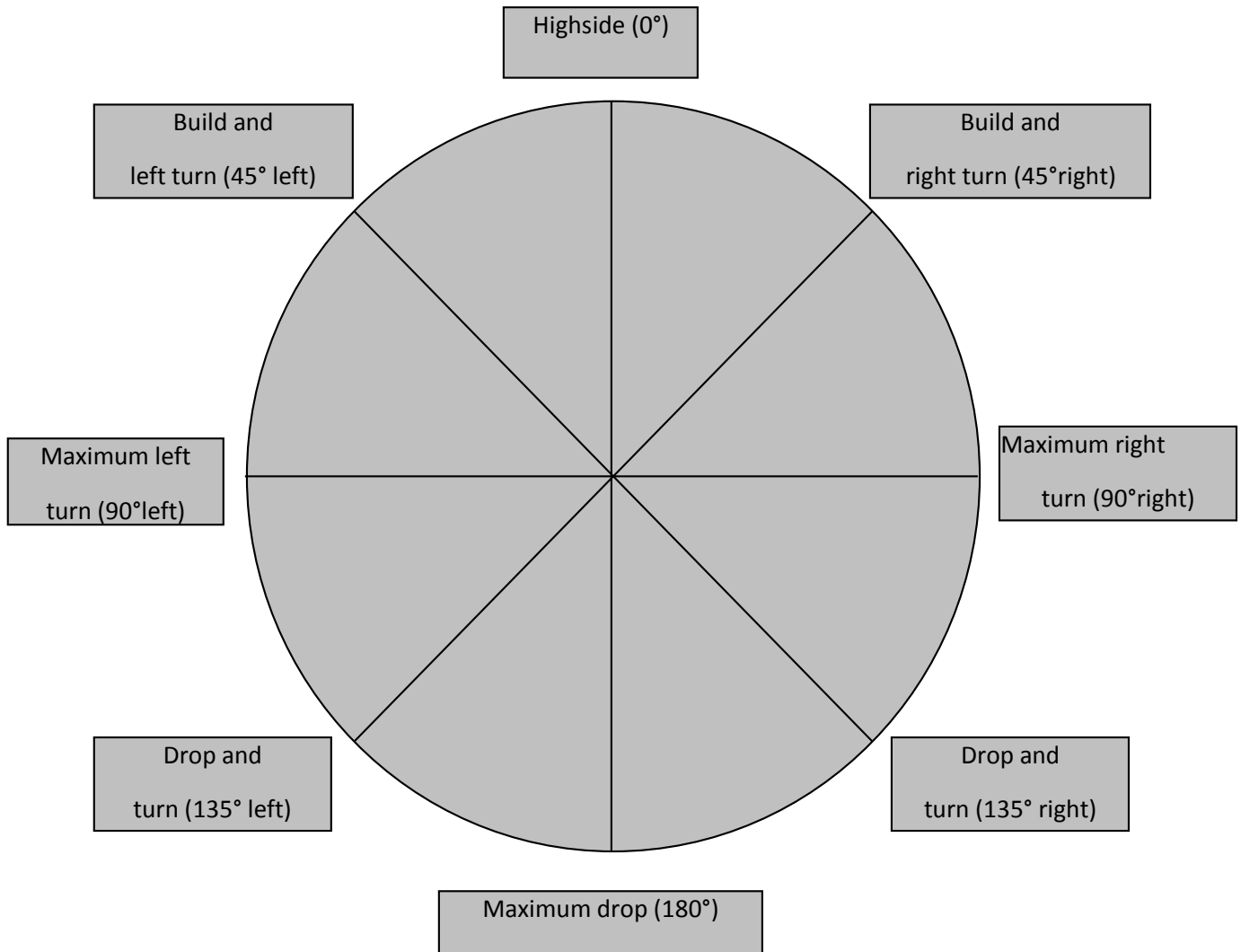


Fig.V-8 : La règle du pouce

V.4) Calculs d'incertitude - étude 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).

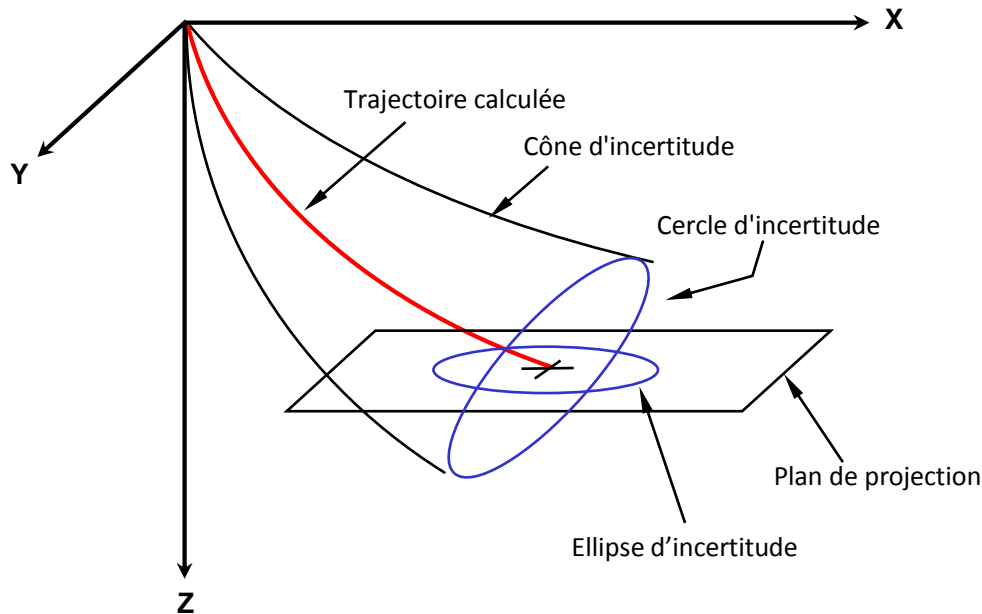


Fig.V-9 : Domaine d'incertitude.

V.4.1) Sources d'erreur :

De nombreuses sources d'erreur peuvent être identifiées :

- erreurs dues à la position de l'outil de mesure.
- erreurs dues à l'équipement de mesure.
- erreurs dues au facteur humain.
- erreurs dues aux calculs.

➤ Erreurs dues à la position de l'outil de mesure :

✓ profondeur des capteurs de l'outil de mesure :

La profondeur des capteurs dépend de la mesure du train de tiges (Il est bien connu que c'est là une grande source d'erreur). Il faut aussi éviter la confusion entre profondeur du puits et profondeur de la mesure.

✓ Alignement de l'outil :

L'outil de mesure doit être aligné correctement par rapport au puits.

Deux sources d'erreur sont possibles :

- mauvais alignement de l'outil dans le trou.

- mauvais alignement des capteurs dans l'outil.

✓ Mouvement des capteurs :

Pour une bonne mesure, les outils de mesure doivent être parfaitement immobiles et sans vibrations.

➤ **Erreurs dues aux équipements de mesure :**

- ↗ Erreurs dues aux outils eux-mêmes (caractéristiques des capteurs).
- ↗ Erreurs dues aux interférences magnétiques (outils magnétiques).
 - Interférences dues au train de tiges.
 - Perturbations magnétiques locales.
 - Proximité des tubages.
 - Puits voisins.
 - Équipement amagnétique défectueux (hot spots).

➤ **Erreurs dues au facteur humain :**

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

➤ **Erreurs dues aux calculs :**

- ↗ Erreurs dues aux approximations de la méthode de calcul utilisées.

V.4.2) 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 : ce tableau montre les valeurs typiquement utilisées en fonction du type d'outil.

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.V- 1 : Paramètres d'incertitude couramment utilisés.

⇒ 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).

V.4.3) Domaine d'incertitude :

a) 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 tri-dimensionnel 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 azimut et en profondeur (erreur maximum).

Le rayon R se calcule alors :

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

b) Méthode pratique - Ellipses d'incertitude :

L'approche ci-dessus - tri-dimensionnelle - 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 bi-dimensionnel.

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 = azimut du puits

-rayon principal = $2 \times R / \cos(i)$

-rayon transverse = $2 \times R$

V.4.4) Étude 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 oeuvre 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.

V.5) 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.5.1) Les facteurs naturels :

★ 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.

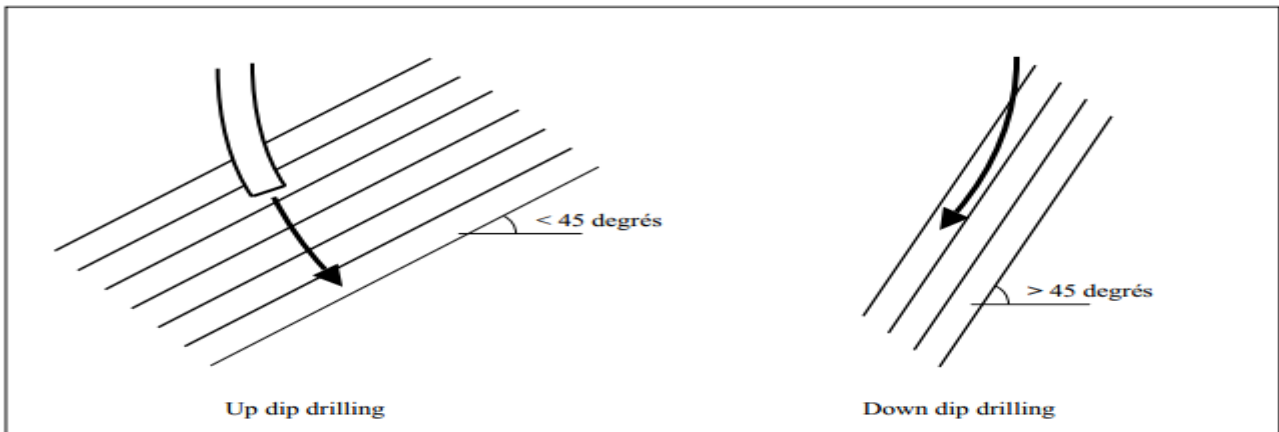


Fig.V-10 : Influence du pendage des formations.

★ Les 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.

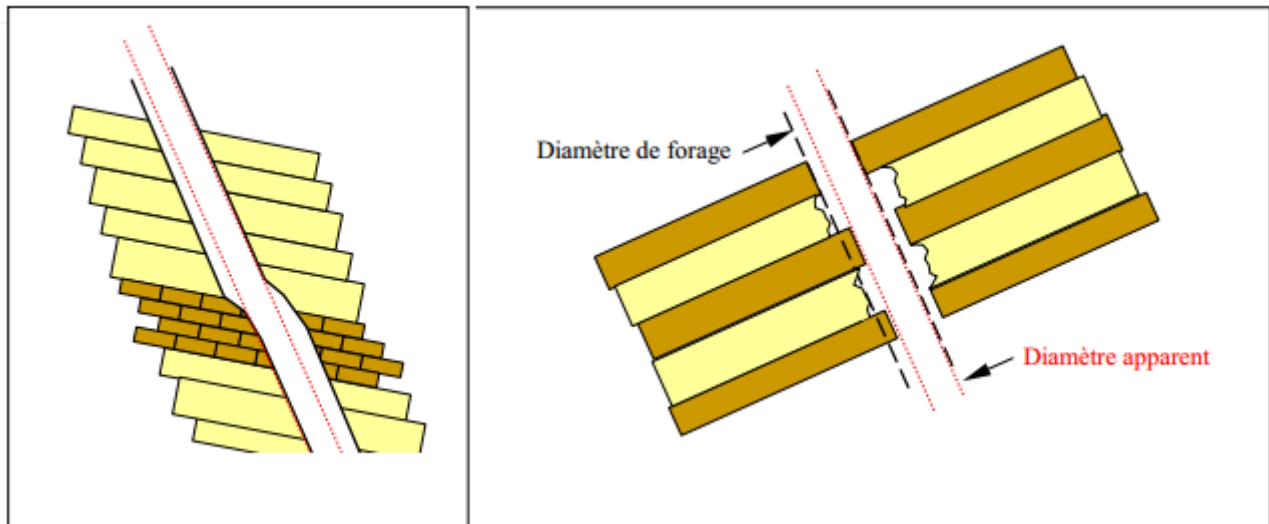


Fig.V-11 : Alternance de couches tendres et dures.

V.5.2) Les procédures de forage et l'équipement :

★ La 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.

★ Le 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.

★ Le 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 azimut. 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.

L'expérience locale est évidemment prépondérante dans les choix ci-dessus. Les mauvaises surprises (comportement inhabituel ou même inverse) ne sont pas exclues.

★ Le 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.

Introduction :

Le forage du puits **GINE-1Bis-Z-1 (EL GASSI NORD EST-1Bis-Z-1)** s'inscrit dans le cadre d'un programme de forage de délimitation visant à confirmer les potentialités du réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) au Sud-Est des champs déjà découverts HASSI TERFA et HASSI D'ZABAT.

Sa localisation dans un contexte pétrolier et infrastructurel favorable constituera une grande opportunité pour accroître la superficie imprégnée du réservoir Ordovicien au Nord-Est du champ d'El Gassi Zotti à objectif Cambrien.

Le forage sera implanté dans le périmètre El Agreb Nord-Ouest, à 350m au Sud du puits GINE-1, à 2.6km au Sud-Est du puits GI-1 et à 6.3km au Nord-Est du puits GI-2. Il sera réalisé en forage dévié en direction du puits pilote GINE-1.

VI.1) Fiche technique du puits Gine1-Bis-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.VI-1 : Fiche technique du puits.

VI.2) But du sondage :

Le Forage GINE-1Bis-Z-1 a pour objectif l'évaluation du réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) au Sud du puits GINE-1, puits ayant donné en circulation inverse 5m³d'huile, comme il nous permettra de confirmer les volumes d'huile en place estimés à 78 Millions de m³.

↗ Objectifs opérationnels:

- Zéro accident.
- Pas d'atteinte à l'environnement, nettoyage permanent de la plateforme.
- 3500 m MD en 146 jours.
- Évaluation de Quartzites de Hamra.
- Collecter des informations (données de forage) pour une optimisation future.

VI.3) Les puits voisins :

Puits	X coor (m)	Y coor (m)	Distance (Km)
GINE1-BIS-Z1	773 030.10	3 439 543.20	
GINE1	773 255.50	3 439 765.50	0.32
HOD1	769 799.29	3 446 394.88	7.58
HBM1	774 083.19	3 448 083.99	8.61
HGI1	776 267.36	3 450 057.40	11.00

Tableau.VI-2 : Puits voisins

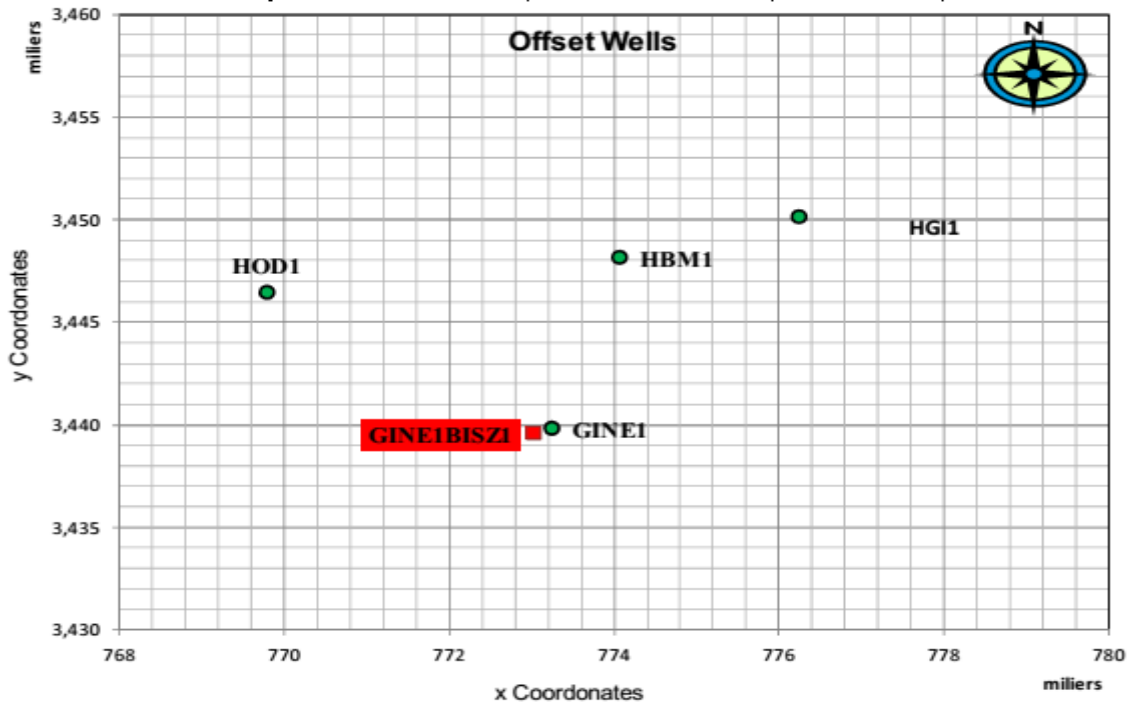


Fig.VI-1 : Représentation des puits voisins

VI.4) Résultats des Puits GINE-1, GI-1 et GI-2 (Puits de Référence) :

4.1) Puits GINE-1 :

Formation	Intervalle testé (m)	Résultat
Quartzites de Hamra	3235– 3430 m	Récupéré 5m ³ huile en circulation inverse

Tableau.VI-3 : Résultat du GINE-1

4.2) Puits GI-1 :

Formation	Intervalle testé (m)	Résultat
Quartzites de Hamra	3251 – 3294 m	Récupéré Boue émulsionnée d'huile (0.755 m ³)

Tableau.VI-4 : Résultat du GI-1

4.3) Puits GI-2 :

Formation	Intervalle testé (m)	Résultat
Quartzites de Hamra	3100 – 3174 m	Test productif d'huile (0.23m ³ / h)

Tableau.VI-5 : Résultat du GI-2

VI.5) Problèmes rencontrés dans la région :

Les forages réalisés au Sud de la zone de Hassi D'zabat, à savoir les puits de HTF, HDZ et les GI n'ont pas rencontrés de problèmes techniques assez significatifs, sauf que des pertes partielles à totales ont été enregistrées dans les phases 8½'' et 6'' dans le trias roches éruptives, ainsi que de rares coincements dans les Quartzites de Hamra et le Cambrien.

VI.6) Programme de forage (voir figure I-4) :**6.1) Phase 26'' :**

La durée : 5.9 jours.

Forage jusqu'à : 400 m (Moi-Pliocène à Sénonien Anhydritique).

Outil : Tricône 26'' NEW TC ER24JM RS

Densité de boue : bentonitique de densité $d = 1.05$

Paramètres:

WOB (tonnes)	RPM (tr/min)	Débit (l/min)
5-25	60-120	1000-3200

Tableau.VI-6 : Paramètres de forage de la phase 26''

✓ Interphase 26''-16'' :

La durée : 2.26 jours.

Tubage : 18^{5/8} K55 87.50 #

Cimentation : Lead 1.58 sg light to surface.

Tail 1.90 sg 100 m above shoe.

6.2) Phase 16'' :

La durée : 8.48 jours.

Forage : de 400m à 2517m (Sénonien Anhydritique à Lias Anhydritique).

Outil : PDC 16'' TFF913S

Densité de boue : boue à l'huile de densité $d = 1.3$

Paramètres :

WOB (tonnes)	RPM (tr/min)	Débit (l/min)
10-25	80-180	2800

Tableau.VI-7 : Paramètres de forage de la phase 16''

✓ Interphase 16"-12"^{1/4} :

La durée : 5.6 jours.

Tubage : 13^{3/8} N80 68 #

Cimentation: Lead 1.35 sg light to surface.

Tail 1.90 sg 200 m above shoe.

6.3) Phase 12"^{1/4} :

La durée : 3.18 jours.

Forage : de 2517 à 3128 m. (Lias Anhydritique à Lias Argileux)

Outil :New PDC SP619A /PDC-RR: DSF813(NOV)

Densité de boue : boue à l'huile de densité d=2.05

Paramètres :

WOB (tonnes)	RPM (tr/min)	Débit (l/min)
10-20	90-150	2800

Tableau.VI-8 : Paramètres de forage de la phase 12"^{1/4}

✓ Interphase 12"^{1/4}-8"^{1/2} :

La durée : 8.9 jours.

Tubage : 9"^{5/8} P110 53.5# de 3128 m jusqu'à 1500m et le P110 47# de 1500m à la surface.

Cimentation: Single stage 2.14 sg to 200 m above shoe.

6.4) Phase 8"^{1/2} :

La durée : 3.85 jours.

Forage : de 3128 m à 3239 m (Lias Argileux à QZ de Hamra).

Outil :PDC New : DSF811 (NOV) X01/New IMP IQ616D

Densité de boue : boue à l'huile de d=1.45

Paramètres :

WOB (tonnes)	RPM (tr/min)	Débit (l/min)
5-15	80-150	1800

Tableau.VI-9 :Paramètres de forage de la phase 8"^{1/2}

✓ Interphase 8^{1/2}-6":

La durée : 17.33 jours.

Tubage : 7" P110 29# de 2673m à 3239 m.

Cimentation: Single stage 1.9sg to top of liner.

6.5) Phase 6":

La durée : 46.99 jours.

Forage : de 3239 m à 3500 m (QZ de Hamra à 20 m dans l'Argile d'el Gassi)

Outil : New 6 Imprg BIT K505BEPX

Densité de boue : boue à l'huile de densité d= 1.45

Paramètres :

WOB (tonnes)	RPM (tr/min)	Débit (l/min)
3-9	60-90	800

Tableau.VI-10 : Paramètres de forage de la phase 6"

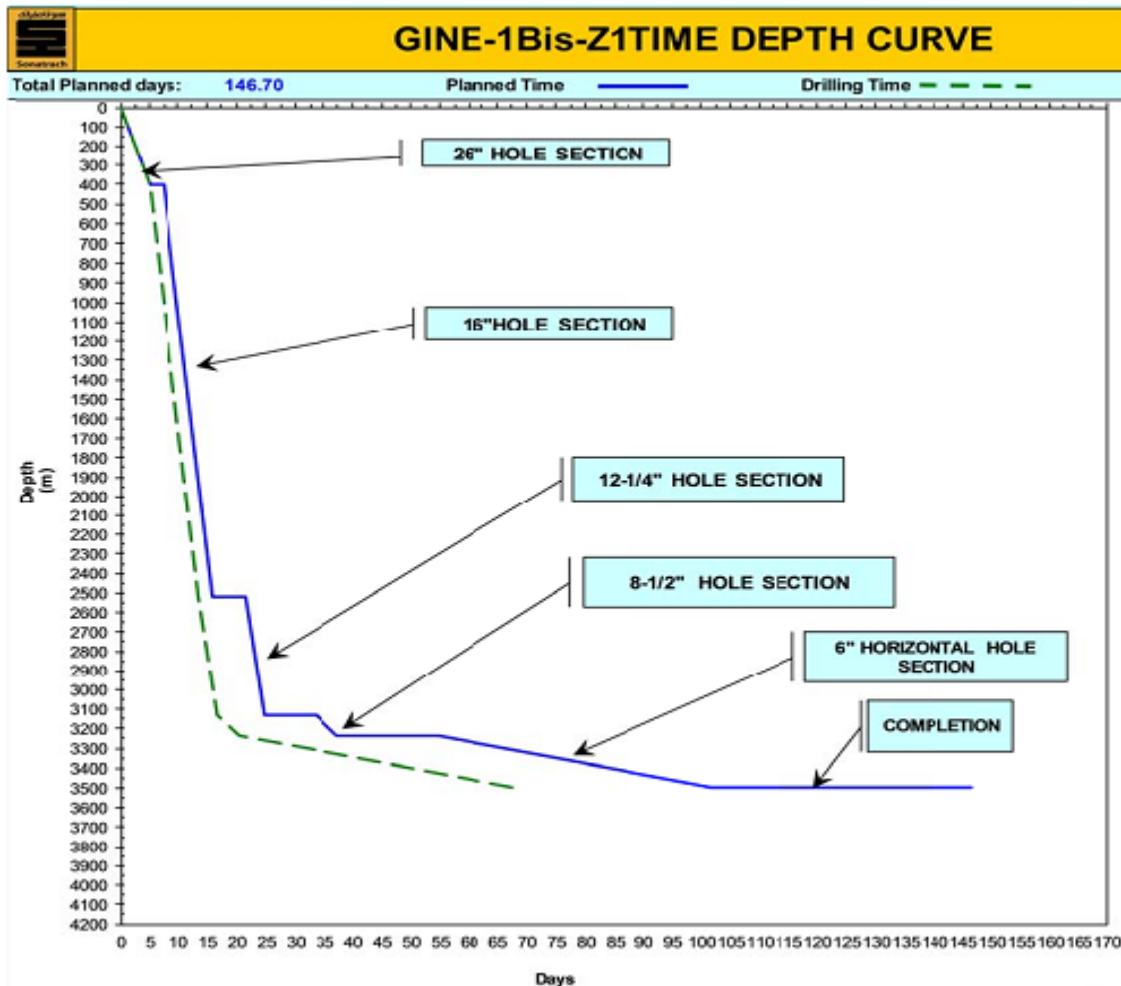


Fig.VI-2 : La courbe depth = F (time).

VI.7) Plan prévisionnel du Gine1-Bis Z1 :

MD (m)	TVD (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Dog-leg rate (°/30m)	Vertical Section (m)	Comments
2782.50	2781.743	1.500	20.840	0.000	31.764	
2800.00	2799.24	1.500	20.840	0.000	32.217	KOP
3125.02	3100.00	38.000	30.000	3.371	140.145	Start 8" 1/2 section BU
3230.84	3169.00	60.000	30.000	6.237	219.521	Start 6" at Landing Point
3492.84	3300.00	60.000	30.000	0.000	446.419	Well TD

Tableau.VI-11 : Le plan prévisionnel

- **Kick-off point (KOP)** : Le point où le puits quitte la verticale.
- **Landing point** : le point d'Atterrissage.
- **TVD** : (Profondeur verticale) La distance verticale entre le plan horizontal contenant un point du puits et le plan de la référence de profondeur.
- **MD** : (Profondeur mesurée) La longueur du puits mesurée le long de la trajectoire (obtenue par mesure de la longueur du train de tiges).

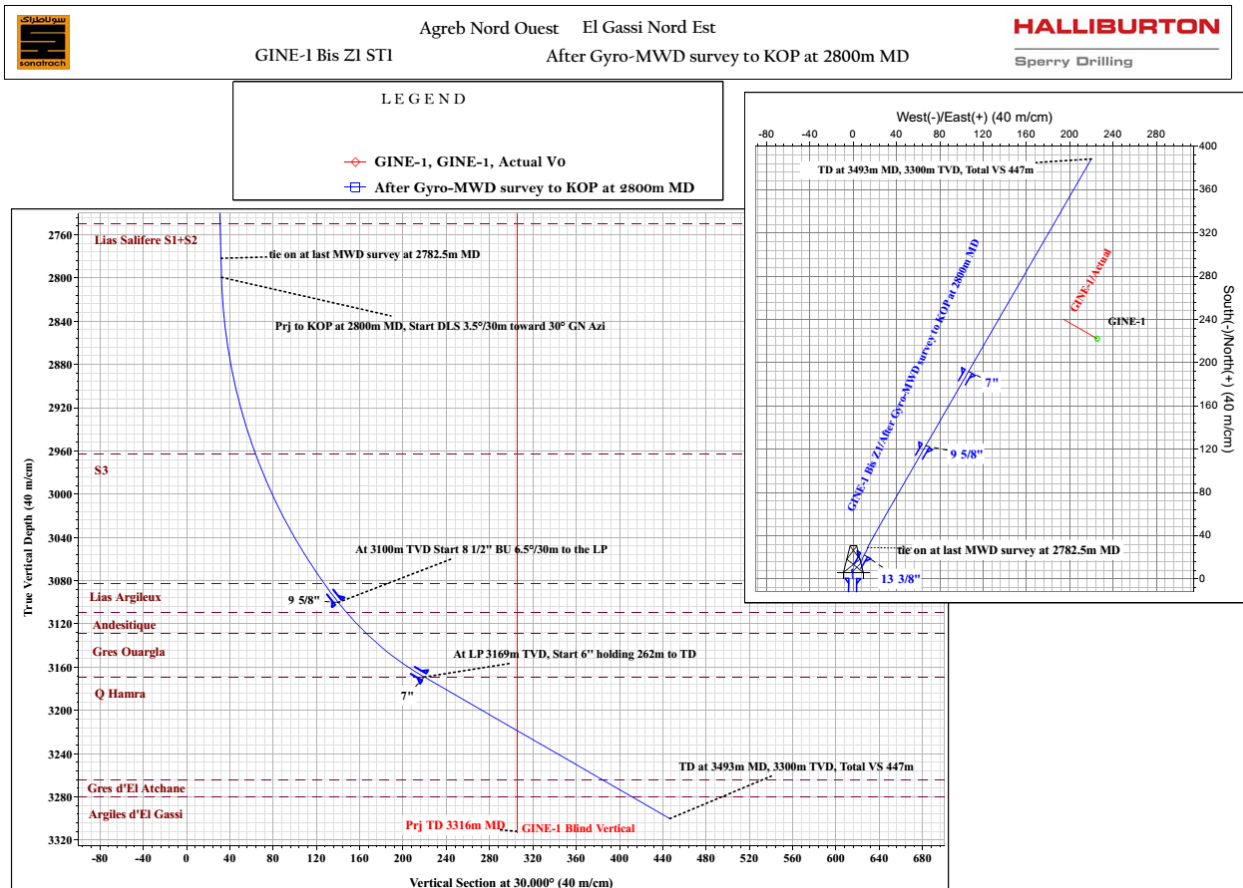


Fig.VI-3 : Plan de Sonatrach

VI.8) Différentes BHA utilisées pour la partie déviée :

✓ La partie déviée 12^{1/4} :

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.VI-12: BHA pour la phase 12^{1/4}

❖ Performance de PDM 8" Sperry Drill Lobe 4/5, 5.3 Stage:

Performance Data	
Standard Flow Range	300–900 gpm 1,136–3,407 lpm
Bit Speed Range (Free Running)	75–230 RPM
Max. Operating Torque	7,500 ft. lb 10,169 Nm
Max. Operating HP (Theoretical)	328.4 hp 244.9 kW
Max. WOB	70,000 lb 31,752 kg
Bit Pressure Range	200–1,200 psi 1,379–8,274 kPa

Tableau.VI-13 : Performance de PDM 8"

✓ La partie 8 1/2" :

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.VI-14 : BHA pour la phase 8 1/2"

❖ Performance de PDM 6 3/4" Sperry Drill Lobe 4/5, 7.0 Stage:

Performance Data	
Standard Flow Range	300–600 gpm 1,136–2,272 lpm
Bit Speed Range (Free Running)	150–300 RPM
Max. Operating Torque	5,174 ft. lb 7,015 Nm
Max. Operating HP (Theoretical)	295.5 hp 220.4 kW
Max. WOB	50,000 lb 22,680 kg
Bit Pressure Range	200–1,200 psi 1,379–8,274 kPa

Tableau.VI-15 : Performance de PDM 6 3/4"

VI.9) Plan théorique de la trajectoire :

Le logiciel utilisé par le déviateur donne les résultats sous forme numérique.

↗ Les résultats numériques sont montrés dans les tableaux suivants :

- **+N/-S** : La coordonnée Nord/Sud.
- **+E/-W** : La coordonnée Est/Ouest.
- **VS** : Déplacement horizontal c'est : La distance horizontale entre un point du puits et la projection verticale de la tête de puits.
- **DLS** : Dog-leg severity.

MD[m]	Inc[deg]	Azi[deg]	TVD[m]	+N/-S[m]	+E/-W[m]	DLS [deg/30m]	Vertical Section (m)
2800,00	1,50	20,84	2799,68	34,47N	13,12E		36,49
2810,00	2,61	24,90	2809,67	34,80N	13,26E	3,37	36,85
2820,00	3,73	26,53	2819,65	35,29N	13,50E	3,37	37,40
2830,00	4,86	27,41	2829,63	35,96N	13,84E	3,37	38,15
2840,00	5,98	27,96	2839,58	36,80N	14,28E	3,37	39,09
2850,00	7,10	28,33	2849,52	37,80N	14,82E	3,37	40,23
2860,00	8,22	28,61	2859,43	38,97N	15,46E	3,37	41,56
2870,00	9,35	28,82	2869,31	40,31N	16,19E	3,37	43,09
2880,00	10,47	28,98	2879,16	41,82N	17,02E	3,37	44,81
2890,00	11,59	29,11	2888,97	43,49N	17,95E	3,37	46,73
2900,00	12,72	29,22	2898,75	45,33N	18,98E	3,37	48,83
2910,00	13,84	29,31	2908,48	47,34N	20,10E	3,37	51,13
2920,00	14,97	29,39	2918,17	49,50N	21,32E	3,37	53,62
2930,00	16,09	29,46	2927,80	51,83N	22,64E	3,37	56,29
2940,00	17,21	29,52	2937,38	54,33N	24,05E	3,37	59,16
2950,00	18,34	29,57	2946,91	56,98N	25,55E	3,37	62,21
2960,00	19,46	29,62	2956,37	59,80N	27,15E	3,37	65,45
2970,00	20,58	29,66	2965,76	62,78N	28,84E	3,37	68,87
2980,00	21,71	29,70	2975,09	65,91N	30,63E	3,37	72,48
2990,00	22,83	29,73	2984,34	69,20N	32,51E	3,37	76,27
3000,00	23,95	29,76	2993,52	72,65N	34,48E	3,37	80,24
3010,00	25,08	29,79	3002,62	76,25N	36,54E	3,37	84,39
3020,00	25,85	29,81	3011,64	80,00N	38,69E	3,37	88,72
3030,00	27,32	29,86	3020,56	83,91N	40,93E	3,37	93,22
3040,00	28,45	29,87	3029,40	87,97N	43,26E	3,37	97,89
3050,00	29,57	29,88	3038,15	92,17N	45,67E	3,37	102,74
3060,00	30,69	29,90	3046,80	96,53N	48,17E	3,37	107,76
3070,00	31,82	29,92	3055,34	101,02N	50,76E	3,37	112,95
3080,00	32,94	29,93	3063,79	105,66N	53,43E	3,37	118,31
3090,00	34,07	29,95	3072,13	110,45N	56,19E	3,37	123,83
3100,00	35,19	29,97	3080,36	115,37N	59,02E	3,37	129,51
3110,00	36,31	29,98	3088,47	120,43N	61,94E	3,37	135,35
3120,00	37,44	29,99	3096,47	125,63N	64,94E	3,37	141,35
3125,02	38,00	30,00	3100,44	128,29N	66,48E	3,37	144,42
3130,00	39,04	30,00	3104,34	130,97N	68,03E	6,24	147,52
3140,00	41,12	30,00	3111,99	136,55N	71,25E	6,24	153,96
3150,00	43,19	30,00	3119,40	142,36N	74,60E	6,24	160,67

3160,00	45,27	30,00	3126,57	148,40N	78,09E	6,24	167,64
3170,00	47,35	30,00	3133,47	154,66N	81,71E	6,24	174,87
3180,00	49,43	30,00	3140,11	161,14N	85,44E	6,24	182,35
3190,00	51,51	30,00	3146,48	167,82N	89,30E	6,24	190,06
3200,00	53,59	30,00	3152,56	174,69N	93,27E	6,24	198,00
3210,00	55,67	30,00	3158,35	181,75N	97,35E	6,24	206,15
3220,00	57,75	30,00	3163,84	188,99N	101,53E	6,24	214,51
3230,00	59,83	30,00	3169,02	196,40N	105,80E	6,24	223,06
3230,84	60,00	30,00	3169,44	197,03N	106,17E	6,24	223,78
3240,00	60,00	30,00	3174,02	203,90N	110,13E	==>	231,72
3250,00	60,00	30,00	3179,02	211,40N	114,46E	==>	240,38
3260,00	60,00	30,00	3184,02	218,90N	118,79E	==>	249,04
3270,00	60,00	30,00	3189,02	226,40N	123,12E	==>	257,70
3280,00	60,00	30,00	3194,02	233,90N	127,45E	==>	266,36
3290,00	60,00	30,00	3199,02	241,40N	131,78E	==>	275,01
3300,00	60,00	30,00	3204,02	248,90N	136,11E	==>	283,67
3310,00	60,00	30,00	3209,02	256,40N	140,44E	==>	292,33
3320,00	60,00	30,00	3214,02	263,90N	144,77E	==>	300,99
3330,00	60,00	30,00	3219,02	271,40N	149,10E	==>	309,65
3340,00	60,00	30,00	3224,02	278,90N	153,43E	==>	318,31
3350,00	60,00	30,00	3229,02	286,40N	157,76E	==>	326,97
3360,00	60,00	30,00	3234,02	293,90N	162,09E	==>	335,63
3370,00	60,00	30,00	3239,02	301,40N	166,42E	==>	344,29
3380,00	60,00	30,00	3244,02	308,90N	170,75E	==>	352,95
3390,00	60,00	30,00	3249,02	316,40N	175,08E	==>	361,61
3400,00	60,00	30,00	3254,02	323,90N	179,41E	==>	370,27
3410,00	60,00	30,00	3259,02	331,40N	183,74E	==>	378,93
3420,00	60,00	30,00	3264,02	338,90N	188,07E	==>	387,59
3430,00	60,00	30,00	3269,02	346,40N	192,40E	==>	396,25
3440,00	60,00	30,00	3274,02	353,90N	196,74E	==>	404,90
3450,00	60,00	30,00	3279,02	361,40N	201,07E	==>	413,56
3460,00	60,00	30,00	3284,02	368,90N	205,40E	==>	422,22
3470,00	60,00	30,00	3289,02	376,40N	209,72E	==>	430,88
3480,00	60,00	30,00	3294,02	383,90N	214,06E	==>	439,54
3490,00	60,00	30,00	3299,02	391,40N	218,38E	==>	448,20
3492,84	60,00	30,00	3300,44	393,53N	219,62E	==>	450,66

Tableau.VI-16 : Plan théorique de la trajectoire

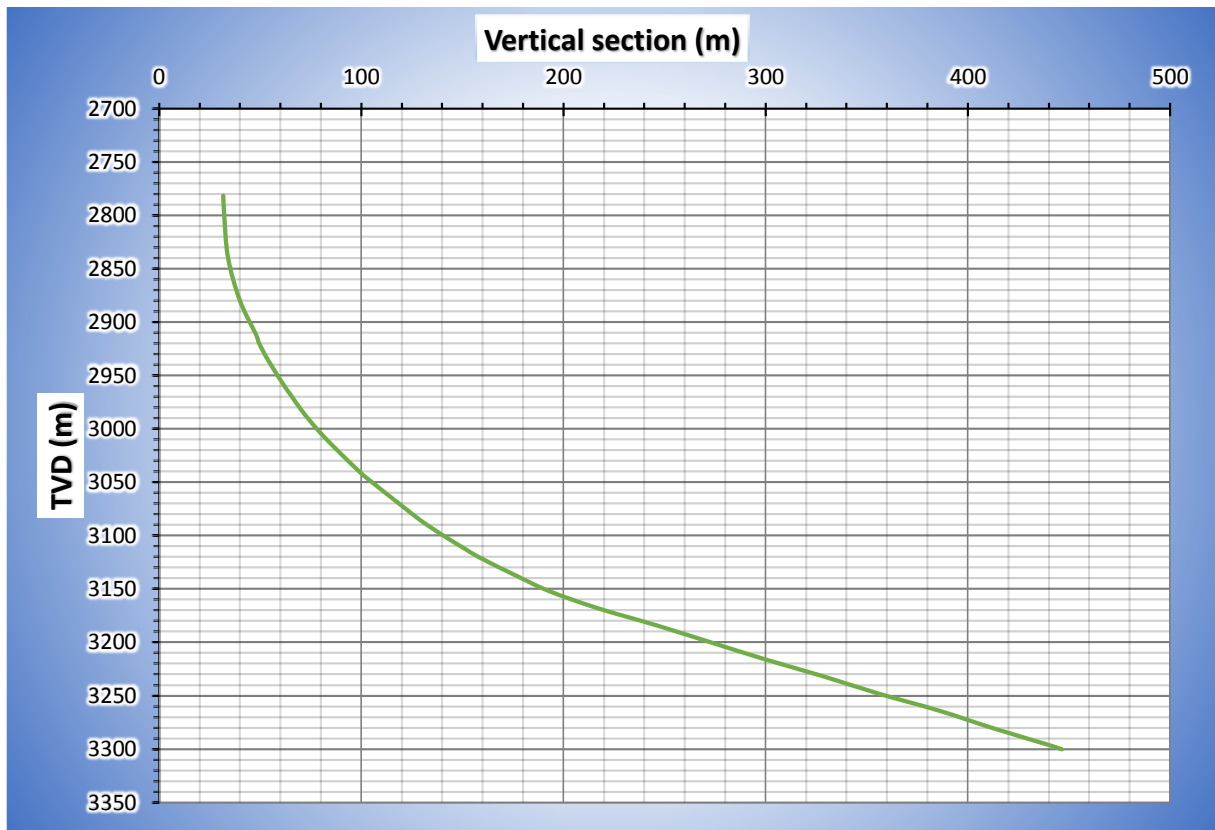


Fig.VI-4 : Représentation graphique du profil théorique du puits

VI.9.1) Exemple de calcul : Nous avons choisi les deux points suivants :

MD (m)	INCL(°)	AZIM (°)	TVD (m)	N/-S (m)	E/-W (m)	VS (m)
3020	25.85	29.81	3011.64	80	38.69	88.72
3030	27.32	29.86

On utilise les méthodes suivantes :

- ✓ Méthode de l'angle moyen.
- ✓ Méthode de rayon de courbure.
- ✓ Méthode de courbure minimum.

a) Méthode de l'angle moyen: les équations utilisées sont :

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

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

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

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

➤ **Calcul +N/-S :**

$$\Delta(N/-S) = 10 \times \sin\left(\frac{25.85+27.32}{2}\right) \times \cos\left(\frac{29.81+29.86}{2}\right) = 3.882 \text{ m}$$

$$\text{Donc : } N/-S = 3.882 + 80 = 83.882 \text{ m}$$

$$N/-S = 83.882 \text{ m}$$

➤ **Calcul +E/-W :**

$$\Delta(E/-W) = 10 \times \sin\left(\frac{25.85+27.32}{2}\right) \times \sin\left(\frac{29.81+29.86}{2}\right) = 2.226 \text{ m}$$

$$\text{Donc : } E/-W = 2.226 + 38.69 = 40.916 \text{ m}$$

$$E/-W = 40.916 \text{ m}$$

➤ **Calcul VS :**

$$\Delta VS = 10 \times \sin\left(\frac{25.85+27.32}{2}\right) = 4.475 \text{ m}$$

$$\text{Donc : } VS = 4.475 + 88.72 = 93.195 \text{ m}$$

$$VS = 93.195 \text{ m}$$

➤ **Calcul TVD :**

$$\Delta TVD = 10 \times \cos\left(\frac{25.85+27.32}{2}\right) = 8.943 \text{ m}$$

$$\text{Donc : } TVD = 8.943 + 3011.64 = 3020.58 \text{ m}$$

$$TVD = 3020.58 \text{ m}$$

b) Méthode de rayon de courbure : les équations utilisées sont :

$$\begin{aligned}\Delta V &= (180/\pi) \times \Delta L \times (\sin I_2 - \sin I_1) / (I_2 - I_1) \\ \Delta H &= (180/\pi) \times \Delta L \times (\cos I_1 - \cos I_2) / (I_2 - I_1) \\ \Delta X &= (180/\pi) \times \Delta H \times (\cos A_1 - \cos A_2) / (A_2 - A_1) \\ \Delta Y &= (180/\pi) \times \Delta H \times (\sin A_2 - \sin A_1) / (A_2 - A_1)\end{aligned}$$

➤ **Calcul VS :**

$$\Delta H = \Delta VS = (180/\pi) \times 10 \times (\cos 25.85 - \cos 27.32) / (27.32 - 25.85) = 4.475 \text{ m}$$

$$\text{Donc : } VS = 4.475 + 88.72 = 93.195 \text{ m}$$

$$VS = 93.195 \text{ m}$$

➤ **Calcul TVD :**

$$\Delta V = \Delta TVD = (180/\pi) \times 10 \times (\sin 27.32 - \sin 25.85) / (27.32 - 25.85) = 8.942 \text{ m}$$

$$\text{Donc : } TVD = 8.942 + 3011.64 = 3020.58 \text{ m}$$

$$TVD = 3020.58 \text{ m}$$

➤ **Calcul +N/-S :**

$$\Delta Y = \Delta(N/-S) = (180/\pi) \times 4.475 \times (\sin 29.86 - \sin 29.81) / (29.86 - 29.81) = 3.882 \text{ m}$$

$$\text{Donc : } N/-S = 3.882 + 80 = 83.882 \text{ m}$$

$$N/-S = 83.882 \text{ m}$$

➤ **Calcul +E/-W :**

$$\Delta X = \Delta(E/-W) = (180/\pi) \times 4.475 \times (\cos 29.86 - \cos 29.81) / (29.86 - 29.81) = 2.226 \text{ m}$$

$$\text{Donc : } E/-W = 2.226 + 38.69 = 40.916 \text{ m}$$

$$E/-W = 40.916 \text{ m}$$

c) **Méthode de courbure minimum** : les équations utilisées sont :

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

et:

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

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

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

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

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

➤ **Calcul de Dog-Leg :**

$$DL = \cos^{-1} [\cos 27.32 \times \cos 25.85 + \sin 27.32 \times \sin 25.85 \times \cos (29.86 - 29.81)] = 1.47^\circ$$

➤ **Calcul de coefficient K :**

$$K = (180/\pi) \times (10 / 1.47) \times \tan (1.47 / 2) = 5.003$$

➤ **Calcul +N/-S :**

$$\Delta Y = \Delta (N/-S) = 5.003 \times (\sin 25.85 \times \cos 29.81 + \sin 27.32 \times \cos 29.86) = 3.884 \text{ m}$$

$$\text{Donc : } N/-S = 3.884 + 80 = 83.884 \text{ m}$$

$$N/-S = 83.884 \text{ m}$$

➤ **Calcul +E/-W :**

$$\Delta X = \Delta (E/-W) = 5.003 \times (\sin 25.85 \times \sin 29.81 + \sin 27.32 \times \sin 29.86) = 2.228 \text{ m}$$

$$\text{Donc : } E/-W = 2.228 + 38.69 = 40.918 \text{ m}$$

$$E/-W = 40.918 \text{ m}$$

➤ **Calcul VS :**

$$\Delta H = \Delta VS = 5.003 \times (\sin 27.32 + \sin 25.85) = 4.477 \text{ m}$$

$$\text{Donc : } VS = 4.477 + 88.72 = 93.197 \text{ m}$$

$$VS = 93.197 \text{ m}$$

➤ *Calcul TVD :*

$$\Delta V = \Delta TVD = 5.003 \times (\cos 27.32 + \cos 25.85) = 8.947 \text{ m}$$

$$\text{Donc : } TVD = 8.947 + 3011.64 = 3020.59 \text{ m}$$

TVD = 3020.59 m

❖ Calculs complémentaires :

- **Le déplacement horizontal à la station x :**

$$HD = \sqrt{Est^2 + Nord^2} \quad \Longrightarrow \quad HD = \sqrt{40.93^2 + 83.91^2} = 93.36 \text{ m}$$

- **La direction du puits :**

$$N = 83.91 > 0 \quad \text{donc } A = \arctan (Est/Nord) \quad \Longrightarrow \quad A = \arctan (40.93/83.91) = 26^\circ$$

- **Les coordonnées absolues :**

$$E = E_{wh} + Est_x = 773030.1 + 40.93 = 773071.03 \text{ m}$$

$$N = N_{wh} + Nord_x = 3439543.2 + 83.91 = 3439627.11 \text{ m}$$

- **Calcul de build =DLV**

$$DLV = 30 \times \left(\frac{\Delta I}{\Delta MD} \right) = 30 \times (1.47/10) = 4.41^\circ/30 \text{ m}$$

- **Calcul de Turn = DLH**

$$DLH = (30/\Delta MD) \times \Delta A \times \sin\left(\frac{I1+I2}{2}\right) = (30/10) \times 0.05 \times \sin\left(\frac{25.85+27.32}{2}\right) = 0.07^\circ/30 \text{ m}$$

VI.9.2) Comparaison entre les méthodes de calcul:

Le tableau suivant représente une comparaison entre les différentes méthodes :

<i>Méthode</i>	$\Delta N/S$	$\Delta E/W$	ΔTVD	ΔVS	<i>ERREUR(%)</i>
<i>Tangentielle</i>	3.980	2,285	8,885	4,590	1,550
<i>Rayon de courbure</i>	3.882	2,226	8,942	4,475	0,532
<i>Tangentielle moyennée</i>	3.882	2,226	8,942	4,475	0,534
<i>Courbure minimum</i>	3.884	2,228	8,947	4,477	0,507
<i>L'angle moyen</i>	3.882	2,226	8,943	4,475	0,531
<i>Valeur du Survey</i>	3.91	2,24	8.92	4,5	/

Tableau.VI-17 : Comparaison entre les méthodes.

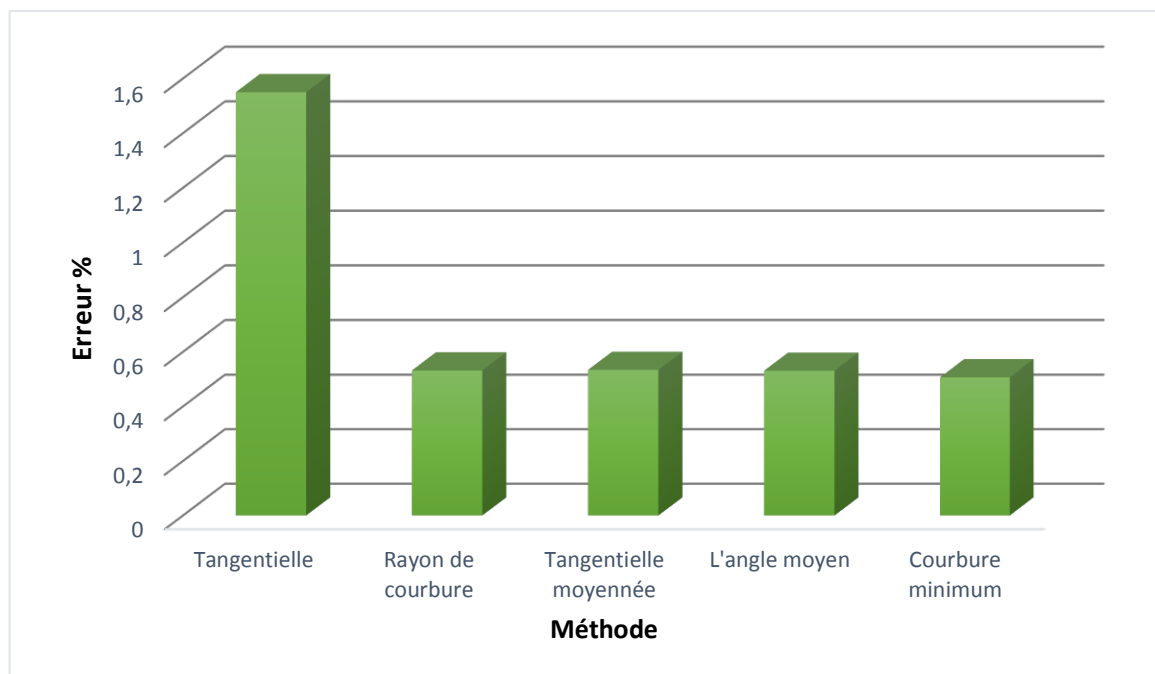


Fig.VI-5 : Représentation de chaque méthode en fonction de l'erreur.

Conclusion :

D'après notre calculs, nous remarquons que la méthode de courbure minimum donne une grande précision, donc c'est pour cette raison elle est la plus utilisée par les compagnies de services.

VI.10) Survey :

C'est une opération qui consiste à contrôler la trajectoire chaque 6 à 10 mètres forés.

❖ Procédure à suivre pour effectuer une mesure :

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 à 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 MWD 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 on inverse cette étape et l'étape précédente, 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.

Dans notre cas, nous avons suivi et contrôlé la trajectoire réalisée par HALIBURTON de 2800 à 3187 m. Les Survey sont comme suit :

Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (m)	Local Coordinates		Dogleg Rate (°/30m)	Vertical Section (m)
				Northing (m)	Easting (m)		
2,801.000	2.750	29.150	2,800.233	29.58 N	13.51 E	3.490	32.372
2,811.100	4.110	30.520	2,810.315	30.11 N	13.81 E	4.047	32.976
2,820.100	5.490	31.320	2,819.283	30.75 N	14.19 E	4.605	33.729
2,829.400	6.310	31.160	2,828.534	31.57 N	14.69 E	2.646	34.685
2,839.100	7.740	30.650	2,838.160	32.59 N	15.30 E	4.427	35.871
2,848.700	8.880	31.240	2,847.659	33.78 N	16.01 E	3.572	37.258
2,858.200	9.800	31.690	2,857.033	35.09 N	16.82 E	2.914	38.799
2,867.600	10.730	30.460	2,866.283	36.53 N	17.68 E	3.049	40.474
2,876.900	11.660	30.190	2,875.406	38.09 N	18.59 E	3.005	42.280
2,886.100	12.770	30.390	2,884.397	39.77 N	19.58 E	3.622	44.226
2,895.200	13.520	30.730	2,893.259	41.55 N	20.63 E	2.486	46.295
2,904.900	14.420	30.500	2,902.672	43.56 N	21.82 E	2.789	48.637
2,914.700	15.300	31.150	2,912.144	45.72 N	23.11 E	2.742	51.150
2,924.000	15.960	31.290	2,921.100	47.86 N	24.41 E	2.133	53.655
2,933.000	16.490	31.250	2,929.742	50.01 N	25.71 E	1.767	56.169
2,942.900	17.090	31.500	2,939.220	52.45 N	27.20 E	1.831	59.028
2,952.300	17.820	31.430	2,948.187	54.86 N	28.67 E	2.331	61.847
2,961.300	18.450	30.210	2,956.740	57.27 N	30.11 E	2.452	64.648
2,970.800	18.850	28.890	2,965.741	59.91 N	31.61 E	1.836	67.685
2,980.200	19.630	26.800	2,974.616	62.65 N	33.05 E	3.321	70.780
2,989.800	20.770	26.370	2,983.625	65.61 N	34.53 E	3.593	74.089
2,999.500	22.620	26.950	2,992.638	68.82 N	36.14 E	5.760	77.668
3,008.700	24.010	26.870	3,001.086	72.06 N	37.79 E	4.534	81.304
3,018.200	25.480	27.150	3,009.714	75.61 N	39.60 E	4.657	85.275
3,026.900	26.920	27.740	3,017.520	79.01 N	41.37 E	5.046	89.112
3,037.400	28.420	28.110	3,026.819	83.32 N	43.65 E	4.314	93.985
3,046.000	29.560	28.360	3,034.341	86.99 N	45.62 E	3.999	98.151
3,055.500	30.420	29.000	3,042.569	91.16 N	47.90 E	2.898	102.898
3,064.700	31.540	29.400	3,050.456	95.29 N	50.21 E	3.713	107.633
3,074.200	32.760	29.500	3,058.500	99.70 N	52.70 E	3.856	112.688
3,083.700	33.830	29.720	3,066.440	104.23 N	55.28 E	3.400	117.903
3,093.100	34.600	30.120	3,074.213	108.81 N	57.91 E	2.560	123.189
3,102.900	35.480	30.410	3,082.237	113.67 N	60.75 E	2.742	128.815
3,122.100	36.310	31.650	3,097.791	123.31 N	66.55 E	1.724	140.070
3,130.500	37.200	32.100	3,104.521	127.58 N	69.21 E	3.321	145.093
3,139.700	40.230	31.450	3,111.698	132.47 N	72.24 E	9.969	150.844
3,148.600	42.860	29.410	3,118.359	137.56 N	75.22 E	9.968	156.745
3,158.600	45.370	28.150	3,125.538	143.67 N	78.57 E	7.976	163.704
3,167.600	46.580	28.330	3,131.793	149.37 N	81.63 E	4.056	170.172
3,175.400	47.990	28.690	3,137.084	154.40 N	84.37 E	5.518	175.901
3,187.000	50.800	29.000	3,144.633	162.12 N	88.62 E	7.293	184.705

Tableau.VI-18 : Survey de Haliburton.

VI.10.1) Représentation graphique :

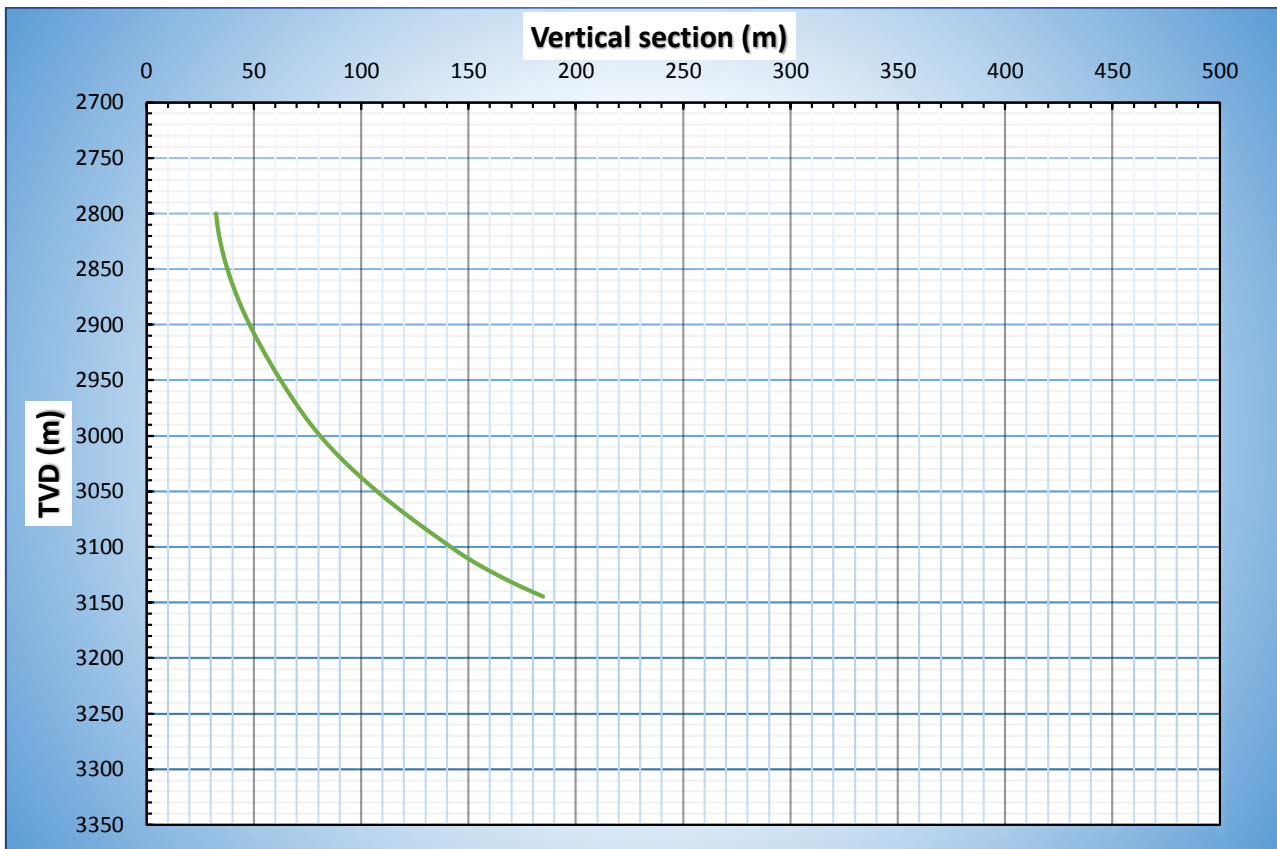


Fig.VI-6: Représentation graphique de la trajectoire réalisée par Haliburton

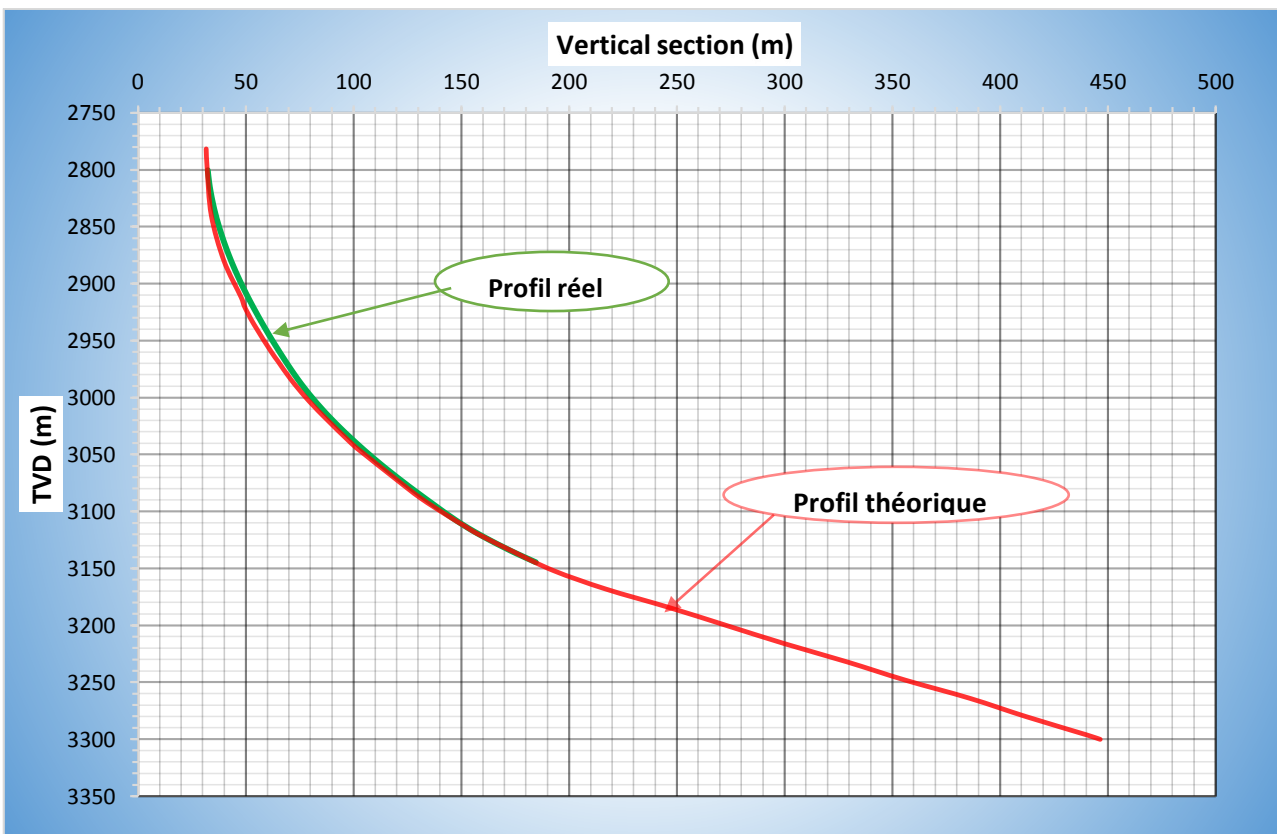


Fig.VI-7 : Comparaison avec le plan théorique (projection verticale)

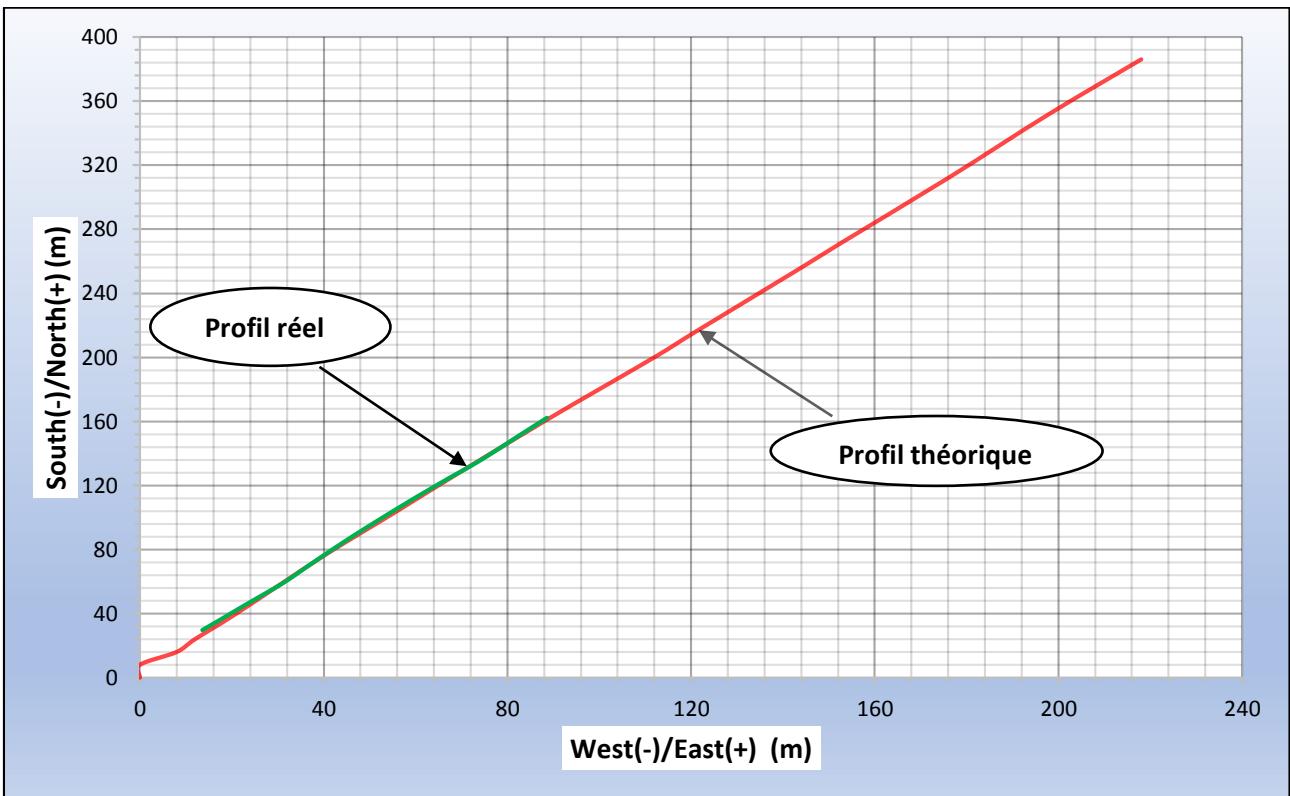


Fig.VI-8 : Comparaison avec le plan théorique(projection horizontale)

Conclusion :

D’après la comparaison avec le plan théorique, on remarque qu’il n’y a pas un grand écart entre la trajectoire théorique et celle réelle, donc on pourra dire que HALIBURTON a réalisé cette partie de la trajectoire avec succès.

VI.10.2) Correction de la trajectoire :

Exemple :on prend MD = 3130.5 m:

MD (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Dog leg (°/30m)	VS(m)
3130.5	37.2	32.1	3104.521	127.58N	69.21E	3.321	145.093

Mais dans le plan théorique il faut que les résultats soient :

MD (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Dog leg (°/30m)	VS(m)
3130.00	39.04	30	3104.34	130.97 N	68.03 E	6.24	147.52

Nous remarquons que l'azimute et l'inclinaison de ce Survey ne sont pas identiques par rapport au plan théorique, alors il faut corriger ces deux paramètres :

◆ L'inclinaison :

$$I_{PLAN} - I_{SURVEY} = 39.04^\circ - 37.2^\circ = 1.84^\circ$$

⇒ Il faut augmenter l'inclinaison de 1.84°

On a utilisé un moteur avec un bent de 1.83° qui donne $8^\circ/30m$

$$8^\circ \longrightarrow 30m$$

$$1.84^\circ \longrightarrow X \quad \text{donc } X = 6.9 \text{ m}$$

Donc on doit faire un sliding de **6.9 m** build (highside TF = 0°) pour augmenter l'inclinaison.

◆ L'azimut :

$$A_{PLAN} - A_{SURVEY} = 30^\circ - 32.1^\circ = -2.1^\circ$$

⇒ Il faut diminuer l'azimute de 2.1°

$$8^\circ \longrightarrow 30m$$

$$2.1^\circ \longrightarrow Y \quad \text{Alors } Y = 7.9 \text{ m}$$

Alors on doit faire un deuxième sliding de **7.9m** left (TF = 90°) pour diminuer l'azimut. On fait les trois étapes précédentes pour toutes les Survey qui suivent. (Deux slide + rotary).

Conclusion et recommandations

Au cours du forage d'un puits dévié, il est presque impossible de réaliser la trajectoire réelle comme le plan théorique. Pour cette raison, il est important de suivre la trajectoire du puits et de faire des corrections si nécessaire. Pour atteindre cet objectif, les outils de mesure doivent être fiables pour déterminer l'inclinaison, l'azimut et peut-être le tool-face à différents points le long du chemin du puits.

La réussite d'un forage dévié en medium radius dépend de plusieurs facteurs à savoir le choix des paramètres adéquats de forage (dans notre cas WOB (5-10T), RPM (80-150 tr/min)), les outils de mesure, le moteur de fond (les équipements de Haliburton) et la garniture de forage convenable.

Dans ce travail, nous avons cité le déroulement de l'opération de réalisation de forage d'un puits dévié, établi son profil théorique, contrôlé son profil réel et les procédures utilisées pour corriger la trajectoire. D'après nos calculs nous avons confirmé que les méthodes courbure minimum (utilisé par Haliburton), rayon de courbure et l'angle moyen donnent une grande précision.

Le forage d'un puits dévié a pour avantage d'avoir un bon débit de production (c'est l'objectif de ce puits Gine1-Bis Z1).

D'après les résultats de nos travaux, nous recommandons de :

- Mettre les tiges les plus résistantes dans le build up et la partie verticale du puits (où la tension et le couple sont les plus importants) Si plusieurs grades de tiges sont employés (garniture mixte).
- Travailler selon les normes HSE.
- Imposer des équipements de bonne qualité pour réaliser le puits.
- Nettoyer le trou (paramètre non négligeable) ce qui permet de diminuer les frictions sur la garniture qui nous amène au coincement.
- S'assurer que les configurations du moteur de fond et MWD permettent d'avoir le débit requis pour optimiser la performance de l'outil, tout spécialement avec un outil PDC.

BIBLIOGRAPHIE

- *Le forage horizontal « session FD2 », 1999*
- *Forage dirigé : Ingénierie et méthodes, Jean-Paul Szezuka, Edition 3.3 juin 2005*
- *Edition Technip, Réalisation des forages dirigés et contrôle des trajectoires*
- *Drilling program de SONATRACH*
- *Rapport d'implantation du forage Gine1-Bis Z1*
- *Directional drilling program de sperry drilling (HALIBURTON)*
- *Survey de sperry drilling (HALIBURTON)*
- *Edition IFP, 1989, Formulaire du foreur.*