

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة امحمد بوقرة- بومرداس

UNIVERSITE « M'HAMED BOUGARA »
BOUMERDES



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
Département: Gisements Miniers et Pétroliers

Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme
MASTER

Présenté Par :

ACHOUR Adel
KADRI Mohammed Tahar

Filière : Hydrocarbures

Option : FORAGE DES PUITES

Thème

Contrôle et suivi de la trajectoire d'un puits en profil S et étude de
l'échec du retour à la verticale

Cas d'étude : Puits BRNP-ST

Devant le jury:

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



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département : Gisements miniers et pétroliers
Filière : Hydrocarbures
Option : FORAGE DES PUIITS

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

Contrôle et suivi de la trajectoire d'un puits en profil S et étude de L'échec du
retour à la verticale
Cas d'étude : Puits BRNP-ST

Présenté par :

ACHOUR Adel

KADRI Mohammed Tahar

Avis Favorables de l'encadreur :

Pr. MELLAK Abderrahmane

Avis Favorable du Président du jury

Dr. BENTRIOU Abdelhak

Cachet et signature

Sommaire

Partie théorique :

Introduction

Chapitre 1 : Présentation du Bassin de BERKINE

Introduction

I.	Situation du Bassin de BERKINE	02
	1. Situation géographique	02
	2. Géologie	03
II.	Présentation du puits BRNP-ST1	04
	Introduction	
	1. Localisation	04
	2. Carte de localisation	05
	3. Données du puits	06
	4. Profil du puits	07
III.	Stratigraphie	09
	1. Description lithologique	09
	2. Toits des formations	16
IV.	Description du puits BRNP-ST1	17
	a. Objectifs de production	17
	b. Puits voisins	18
V.	Objectif du puits BRNP-ST1	18

Chapitre 2 : Généralités sur le forage dirigé

Introduction



Sommaire

I. Généralités sur le forage dirigé	21
1. Définition d'un forage dirigé	21
2. Application du forage dirigé	21
A. Raison d'application du forage dirigé	21
B. Application du forage dirigé	22
II. Vocabulaire et définition	23
III. Profils et types des puits	26
IV. Représentations des puits	28
1. Systèmes de coordonnées	28
a. Coordonnées Géographiques ou Polaires	28
b. Le système UTM (Universal Transverse Mercator).	29
c. Le système Lambert	30
2. Projection horizontal	31
a. Les différents nord	31
b. Déclinaison magnétique	32
c. Convergence	32
V. Le forage horizontal	33
1. Historique et définition	33
2. Avantages et inconvénients	34
3. Risque opératoire	36
VI. Les différents profils des puits horizontaux	37
1. Courbure du puits	37

Chapitre 3 : Technologie du forage dirigé

Introduction

I. Equipements de forage	40
1. Equipements standards du forage	40
2. Equipements spécifiques au forage dirigé	44
3. Equipements amagnétiques	52



Sommaire

II.	Equipements de mesure	53
1.	Outils de mesure en temps différé	53
2.	Outils de mesure en temps réel	54
III.	Les nouveaux équipements de forage dirigé	56
1.	Les systèmes à mesure avancés	56
2.	Les systèmes de navigation de rotation	56
IV.	Facteurs affectant la déviation	57
1.	Les facteurs naturels	57
2.	Les procédures de forage et l'équipement	58
3.	Conséquence de forage dévié sur la forme du trou	59

Chapitre 4 : Engineering du forage dirigé

Introduction

I.	Contrôle de la trajectoire	61
1.	En cours de forage	61
2.	En fin de forage	62
II.	Calculs de la trajectoire	63
1.	Principe de calcul	63
2.	Conditions et options initiales	64
3.	Calcul	65
4.	Représentation des puits	65
4.1	Représentation mono-puits	65
4.2	Représentation multi-puits	66
III.	Méthode de calcul	67
a.	Tangentielle	67
b.	Tangentielle moyenne	67
c.	Angle moyen	67
d.	Méthode de la courbure minimum	68



Sommaire

e. Méthode du rayon de courbure	69
f. Calcul complémentaire	69
g. Dog-leg	70
IV. Calculs d'incertitudes	71
1) Source d'erreur	71
2) Détermination des paramètres d'incertitudes	71
3) Domaine d'incertitude	72

Partie pratique :

Chapitre 5 : Etude de la trajectoire

Introduction

I. Généralités	74
1. Side track	75
2. Side-tracks en trou ouvert	76
II. Calcul de la trajectoire du puits BRNP-ST1	76
1. Objectif	76
2. Le profil théorique proposé par Baker Huges	77
3. La composition de la BHA pour 4900m	79
III. La trajectoire réelle pour BRNP-ST1	79
1. Survey de Baker Huges	80
2. Survey de Schlumberger	
3. Orientation de l'outil de forage	82
IV. Etude comparative	89
1. Comparaison des résultats des deux Survey	89
2. Représentations graphiques	91
3. Analyse de la situation	94
4. Etude de l'efficacité de moteur PDM	94



Sommaire

5.	Etude de problématique de dropping off du side track	95
6.	L'impact temporel	97
V.	Proposition d'une nouvelle planification de la trajectoire	98
1.	Choix de KOP	98
2.	Calcul du profil J avec la méthode minimum curvatures	99
•	Conclusion	
•	Recommandations	
•	Bibliographie	
•	Liste des figures	
•	Liste des tableaux	
•	Liste des abréviations	



REMERCIEMENTS

En achevant ce modeste travail nous tenons à remercier chaleureusement notre professeur, chargé du suivi de notre travail,

Monsieur le Professeur MELLAK Abderrahmane

pour ses encouragements à effectuer cette étude, ses conseils précieux et sa disponibilité.

Nous tenons à remercier les superviseurs de Sonatrach M. TAHRI ABDELMALEK et M. ZOUARAR REDOUANE pour nous avoir accueilli et pour leurs précieux conseils, ainsi que toute l'aide qu'ils nous ont apporté sur le plan scientifique et humain.

Il nous est agréable aussi de remercier infiniment tout le personnel de SAHARA 2 pour leurs aides et orientations le long de notre stage

En outre, nous adressons nos reconnaissances les plus sincères à l'ingénieur de déviation BOUAROUA Mohammed Lamine

Nous remercions également nos enseignants à l'INH,

Enfin, nous adressons nos remerciements à tout le personnel de la D.F « Sonatrach », et à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

ACHOUR ADEL

KADRI Med Tahar

Dédicaces

C'est avec un cœur plein de joie que je dédie ce travail :

A ceux qui m'ont été une source d'inspiration et de volonté et mon exemple de vie, mon très cher père laid et ma très chère mère Fatima pour leurs sacrifices et encouragements durant toute la période de mes études ;

A ma grande mère : Zohra ;

Je le dédie également à mon très cher frère Amine et mes sœurs : Manel et Marwa;

Une dédicace spéciale à ma tante Salima pour ses encouragements et conseils durant la période de mes études.

A tous mes collègues du groupe MAFP 11 surtout mon binôme Tahar et tous ceux dont les noms ne figurent pas sur cette liste.

Adel



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à:

A ma source de tendresse, l'être la plus chère dans le monde, La femme la plus patiente, ma très chère mère.

Mon idéal, l'être le plus généreux, mon très cher père tous leurs sacrifices.

Mes très chers beaux-frères : Leyth ,Nacer.

Ma très chère belle-sœur : Hadjer.

Mes amis :

Karim,Ossama,Adel,Merwan ,choayb,abderraouf,Ali,

Yasser,Aymen,ILyes,Amine,Issa.

Et à tous les membres de ma grande famille qui porte le nom de " KADRI" et chacun par son prénom.

Tahar



INTRODUCTION

Après avoir mené différentes études géologiques et géophysiques, les experts déterminent l'emplacement théorique d'un piège à pétrole. Afin de confirmer les théories et récupérer les hydrocarbures, le forage d'un puits est le seul moyen pour l'extraire avec un prix de revient le plus minimal possible et dans les meilleures conditions de sécurité possibles.

Le forage a évolué très rapidement ces deux dernières décennies, passant par le forage horizontal, le side-track, la reprise en Short Radius et actuellement le forage multi-drain, avec une importante évolution du matériel qui permet d'atteindre n'importe quelle cible dans le sous-sol, notamment les moteurs steerables et le MWD (Measurement While Drilling).

Plusieurs profils de puits directionnels se présentent, le choix du type de profil dépend de type de réservoir à exploiter, des conditions de forage et de l'emplacement du puits à forer. Chaque profil a ses avantages et ses inconvénients. Cependant la réalisation du forage horizontal nécessite beaucoup de moyens techniques et technologiques et cela de la phase verticale, build up, tangente jusqu'à la phase horizontale. Pour cela les paramètres de forage intervenant à la bonne réalisation du forage doivent être optimisés : de la boue, du choix des outils et de la BHA ainsi que les équipements de déviation et de mesures. Et cela afin de minimiser les problèmes.

L'application du forage directionnel est large, du ré-entry, du forage dans des zones inaccessibles jusqu'au cas des réservoirs peu épais. Dans tous les cas, une attention particulière doit être portée quant au suivi et contrôle de la trajectoire du puits, et cela est dû au besoin de connaître sa position, afin de ne pas forer en dehors des tolérances de la trajectoire fixées par le programme prévisionnel. Et c'est cela, contrôle et suivi de la trajectoire d'un puits en profil S qui fait l'objet de notre étude.



Chapitre I :

Abstract :

Dans ce présent chapitre, on présente le bassin de Berkine, sa situation géographique et l'intérêt pétrolier de ce vaste bassin. Ensuite, on présente et on fait la description du puits BRNP1 (BIR REBAA NORD PROFOND1) sur lequel porte cette étude.

Chapitre I

Présentation du bassin de BERKINE

Introduction :

Des activités d'exploration dans le bassin de BERKINE ont commencés vers la fin des années 1950 avec la découverte du gaz et du condensat en 1958 dans les quartzites de Hamra (Ordovicien) et les réservoirs Triasiques, environ 150 puits ont été forés ayant pour résultat la découverte d'un important nombre des gisements d'huile et du gaz. L'image structurale actuelle du bassin de Berkine est l'héritage de plusieurs phases tectoniques. Ce bassin a été soumis à plusieurs déformations ayant modelé sa morphologie; dont les principales sont la phase compressive hercynienne et l'événement distensif du Trias-Lias. Ce dernier a engendré un système en horsts et grabens (un compartiment soulevé. Ce soulèvement résulte de la combinaison de failles normales conjuguées) et des pièges liés aux blocs tiltés.

La reprise en compression durant la période autrichienne a définitivement scellé les morphologies structurales et remodelé les pièges à huile et gaz. Les orientations des structures suivent la direction des failles majeures NE-SO, auxquelles elles sont greffées. La région d'étude se caractérise par un développement de changements structuraux majeurs, parallèles à la faille principale d'El Borma.

La phase compressive hercynienne se traduit par l'érosion des formations paléozoïques d'est en ouest. La majorité des structures, dans cette zone du bassin, semblent affectées par le jeu combiné des phases tectoniques calédonienne et hercynienne, se traduisant par des failles principales d'orientation NE-SO.

La réactivation autrichienne, qui est marquée par une contrainte de serrage d'orientation E-O, a engendré des mouvements de décrochements en transpression, le long des failles existantes NE-SW.

I. SITUATION DU BASSIN DE BERKINE

1. Situation géographique

Le bassin de Berkine est situé dans la partie nord de la plateforme saharienne, il est limité par:

- les frontières : tunisiennes et libyennes à l'est
- bassin d'Ilizi au sud
- dôme de Dahar au nord
- Hassi-Messaoud à l'ouest



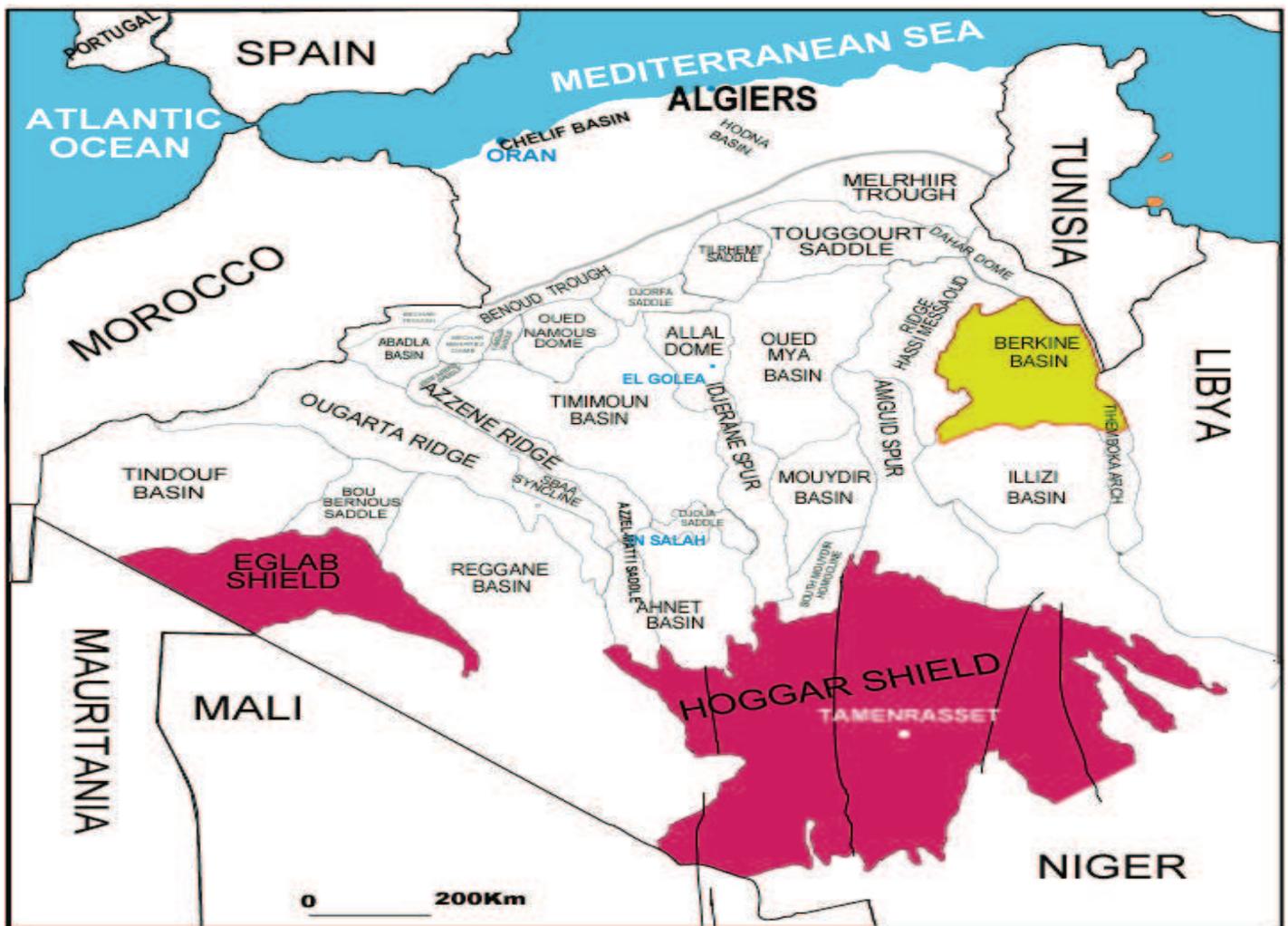


Figure 01 : Situation du bassin de BERKINE.

2. Géologie

Le bassin de Berkine constitue la partie occidentale d'un plus grand bassin (Celui de Ghadamès) qui se prolonge vers la Lybie et au sud de la Tunisie. La partie Algérienne de ce bassin qui est connue sous le nom du grand Erg Oriental, s'étend sur une surface estimée à 120,000 km² et prolonge en E – W et NS sur 350 Km. Le bassin de Berkine est influencé par une série structurale « moles » où sa structure et sa sédimentation sont contrôlées par le temps géologique. Ce bassin est le résultat des différentes phases tectoniques depuis le Précambrien jusqu'au Tertiaire.

Le bassin de Berkine est le bassin le moins exploré de la province orientale. Les travaux récents ont mis en évidence des accumulations de pétrole et montrent également que cette zone peut receler des réserves importantes d'hydrocarbures.

Les principaux réservoirs sont constitués par :



- Les grès du dévonien inférieur
- Les grès de l'ordovicien et du cambrien
- Les niveaux gréseux du carbonifère
- Les sable et grès du trias

Les roches mères sont constituées par les argiles du gothlandien dont l'épaisseur peut atteindre 250 à 300m et du dévonien supérieur et moyen.

Les argiles de l'Ordovicien et du Carbonifère ont également des caractéristiques de roches mères.

La couverture est assurée par les couches salifères du lias.

La phase tectonique hercynienne a érodé une partie de la série paléozoïque, ainsi le TAGI repose directement et en discordance sur le Frasnien (dévonien Supérieur). Cette partie du bassin conserve un remplissage sédimentaire de plus de 7000m, allant des formations paléozoïques, essentiellement argilo-gréseuses aux formations mésozoïques, caractérisées par une série salifère importante et se terminant par le Mio-Pliocène à sable moyen à gréseux.

I. Présentation du puits BRNP-ST :

Introduction :

BRNP est localisé dans le bloc 403d du domaine Zemoul El Kbar, c'est un puits d'exploration vertical dans le but d'explorer le potentiel des hydrocarbures du réservoir TAGI, Eifelien, Emsien Niv B, Siegenien, Gedinien et le Silurien Argileux Gréseux

1. LOCALISATION

BRNP-ST est situé à environ 8.6 km au Sud du puits NBRW-1 et à environ 16.9 Km au SE du puits , OEC-1, ces deux puits sont considérés comme l'Offset-well du puits BRNP-ST.



2. CARTE DE LOCALISATION

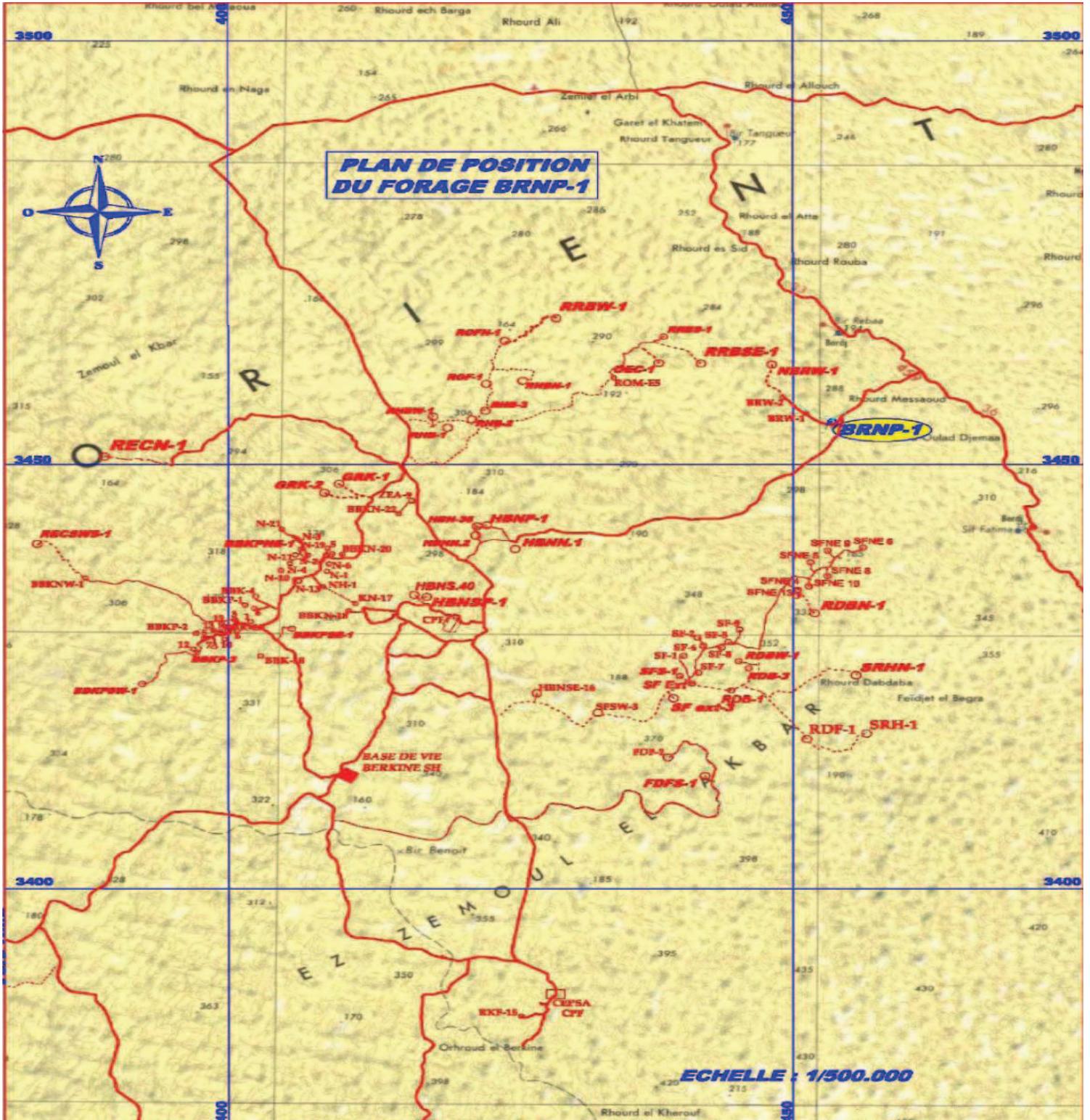


Figure 02 : Carte de localisation de puits BRNP1.



3. DONNEES DU PUIITS

PAYS	Algérie
BASSIN	BERKINE
LOCALISATION	BLOC 403d
NOM DU PUIITS	BRNP1
TYPE DU PUIITS	EXPLORATION
COORDONNEES GEOGRAPHIQUES	08° 31' 20.06752"E 31° 13' 39,40649"N
UTM	X = 454 497.207 m Z=3454 659.987 m
NIVEAU DU SOL	Z = 202.994 m (msl)
HAUTEUR DE PLACHIER	9.14 m (RKB)
NIVEAU DU PLACHIER	212.134 m
OBJECTIF GEOLOGIQUE	TAGI3034m, Eifelien3269m, Emsien , Sieginien3416m, Gedenien3456 m, Argileux Greseux 3716 m
PUITE DE REFERENCE	NRBW-1 & BBKP-3
OPEARTEUR	SONATRACH
SONDE	SAHARA RIG 2

Tableau 01 : Représentation des données du puits BRNP-ST.



4. Profil du puits

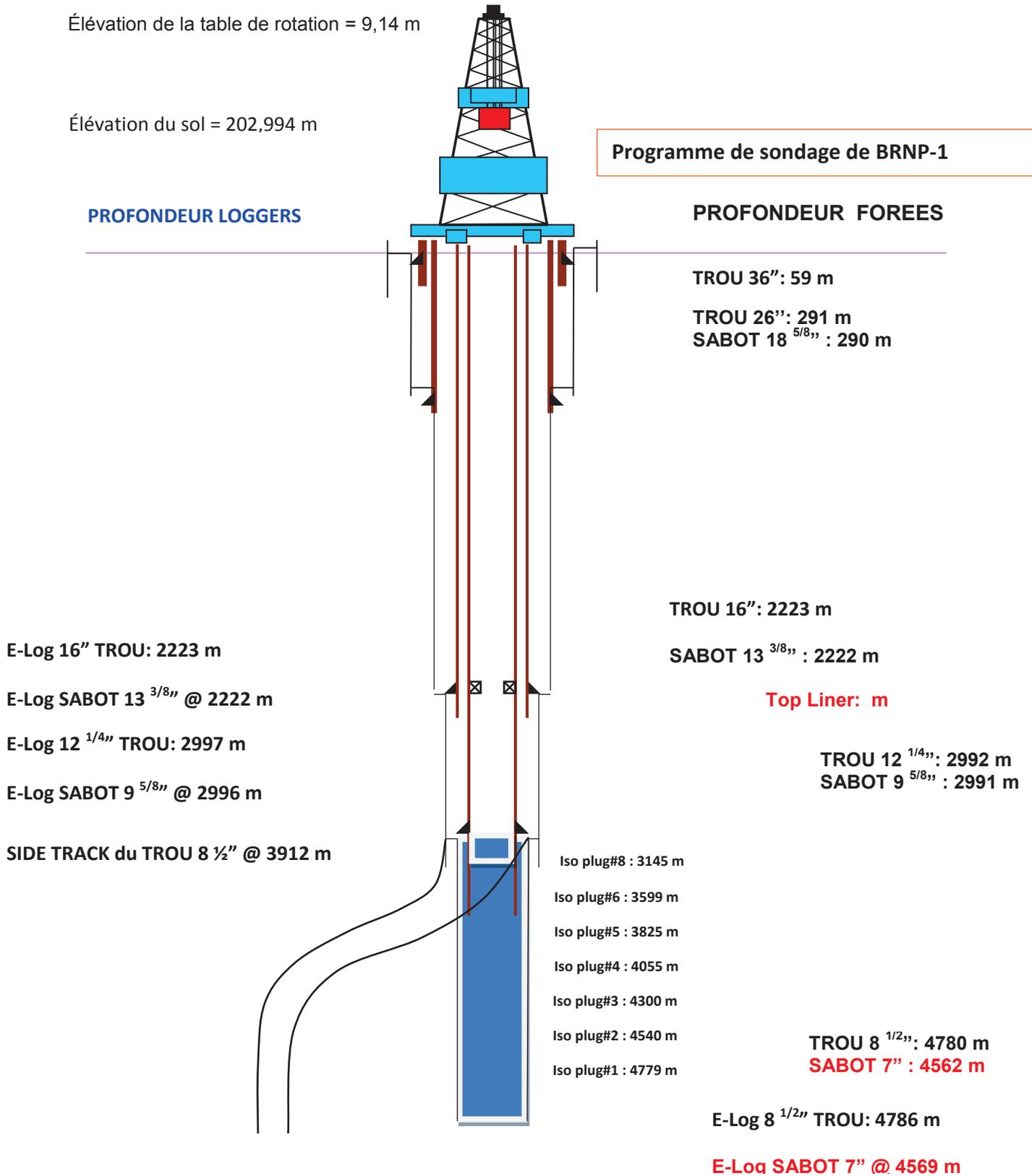


Figure 03: Profil pévissionnel du puits BRNP-ST.



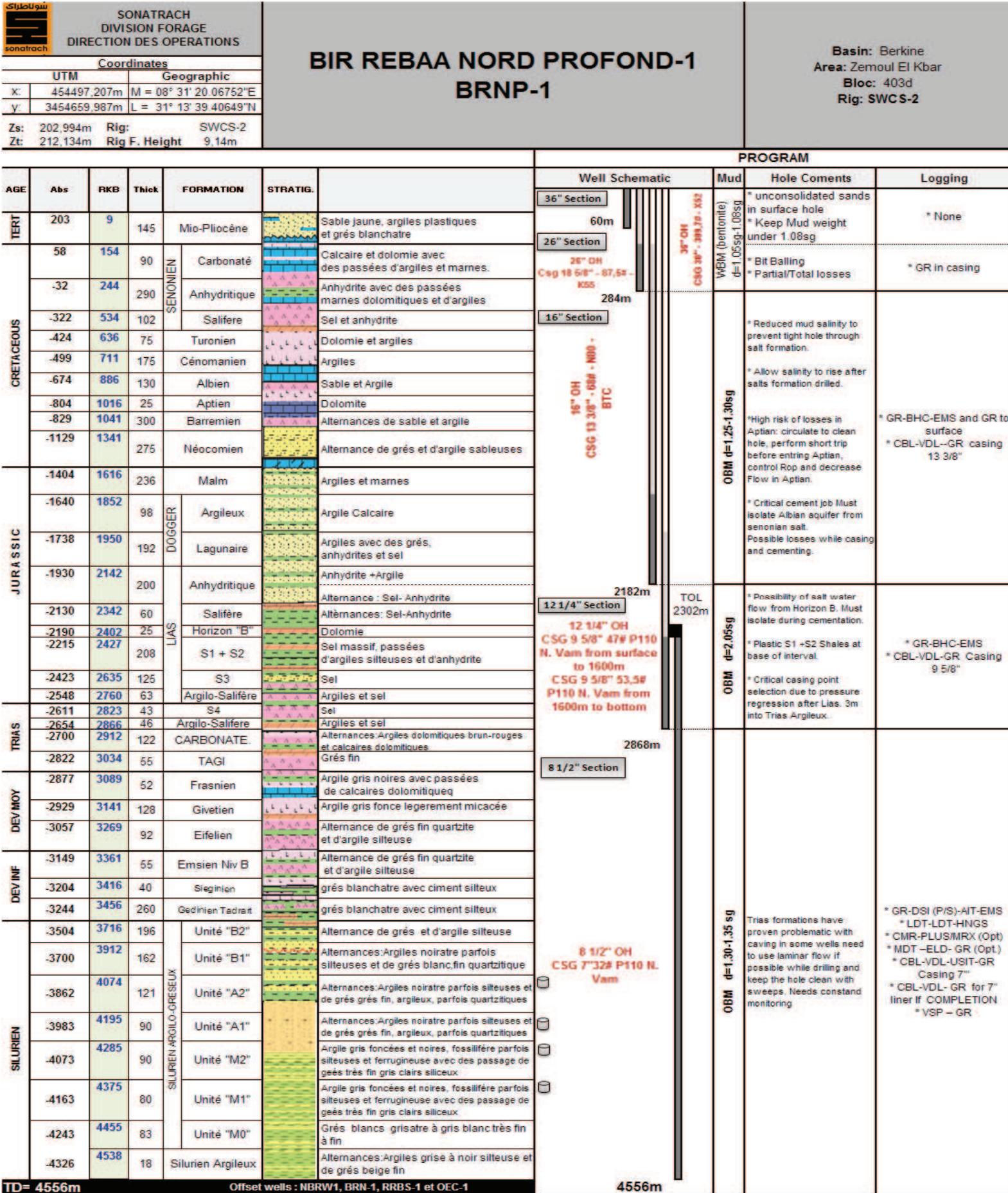


Figure 04 : Programme de forage du puits BRNP-1.



II. STRATIGRAPHIE**MIO-PLIOCENE (12 - 152 m)**

SABLE et CALCAIRE (épaisseur 114 m). SABLE : jaunâtre, blanc translucide, parfois rosâtre, fin, moyen à grossier, arrondi à subarrondi, moyennement classé.

CALCAIRE : blanc crayeux, sableux, moyennement dur.

SENONIEN CARBONATE (152 - 254 m)

CALCAIRE DOLOMITIQUE, DOLOMIE (épaisseur 102 m).

DOLOMIE CALCAIRE : beige à blanc beige, microcristalline, vacuolaire, dure avec passés de Calcaire dolomitique blanc-beige moyennement dur.

CALCAIRE DOLOMIE : blanc-beige, gris-blanc, moyennement dur à dur avec rares fines passées de Dolomie calcaire-beige microcristalline, vacuolaire, dure.

SENONIEN ANHYDRITIQUE (254 - 540 m)

ANHYDRITE et CALCAIRE DOLOMITIQUE avec intercalations de couches d'Argile (épaisseur 286 m).

ANHYDRITE : blanche, pulvérulente et cristalline, dure avec intercalations de Calcaire dolomitique blanc-beige, gris-blanc, moyennement dur à dur. Présence de Dolomie calcaire-beige microcristalline, vacuolaire, dure.

SENONIEN SALIFERE (540 – 655 m)

SEL intercale d'ARGILE et d'ANHYDRITES (épaisseur 115 m).

SEL : blanc, rosâtre, localement translucide, massif avec passées d'Anhydrite blanche, pulvérulente, et cristalline, dure et d'Argile brune rouge, grise verte, tendre à indurée, carbonatée.

ANHYDRITE blanche, pulvérulente, et cristalline, dure avec passées d'Argile grise, grise-verte, carbonatée, tendre à indurée.

ANHYDRITE : blanche, pulvérulente, tendre, localement translucide, dure.

TURONIEN (655 – 720 m)

CALCAIRE avec des petits passages d'ARGILE et de MARNE (épaisseur 65m).

CALCAIRE : gris- blanc, blanc-beige, crayeux tendre à moyennement dur, argileux avec passés de marne grise à grise-foncée, tendre par endroits indurée.



CENOMANIEN (720 – 880 m)

Intercalation de CALCAIRE et d'ARGILE avec des petits passages d'ANHYDRITE et de SEL (épaisseur 160 m)

ANHYDRITE : blanche, pulvérulente, tendre, rarement translucide, dure avec rares fines passées de CALCAIRE blanc, gris-blanc localement gris-sombre, Tendre, argileux par endroits dolomitique et DOLOMIE blanc-beige microcristalline dure.

ARGILE: grise à grise verdâtre, brune rouge tendre à indurée, carbonatée.

ALBIEN (880 –1050 m)

Alternance de GRES et d'Argile silteuse et DOLOMIE (épaisseur 170 m).

ARGILE : grise à grise verdâtre, brune rouge tendre à indurée, carbonatée avec intercalations d'ANHYDRITE blanche, pulvérulente, tendre, rarement translucide, dure avec rares passées de DOLOMIE beige, microcristalline, moyennement dure.

SABLE : blanc, translucide, fin, moyen par endroits grossier, arrondi à subarrondi avec passés d'Argile brune rouge, grise verte, tendre à indurée, silteuse.

APTIAN (1050 – 1076 m)

CALCAIRE DOLOMITIQUE (épaisseur 26 m). CALCAIRE DOLOMITIQUE: Dolomie calcaire beige, microcristalline moyennement dure.

BARREMIEN (1076 – 1379 m)

Intercalation de GRES et d'ARGILE (épaisseur 303 m). Grès gris blanc, gris vert parfois brun rouge, fin à très fin, rarement moyen, devenant moyen à grossier vers la base, argileux, friable par endroits siliceux bien consolidé avec passées d'Argile grise-verdâtre, brune-rouge, tendre à indurée, silteuse. Présence des grains de quartz et de pyrite.

NEOCOMIAN (1379 – 1655 m)

Alternance de GRES et d'ARGILE avec passés de SABLE (épaisseur 276 m). Argile grise verte à verte rarement brune rouge, tendre à indurée, silteuse avec passés de Grès blanc, gris-blanc, gris vert, moyen à fin, argileux, friable par endroits siliceux bien consolidé. Grès blanc, gris-blanc, gris vert moyen à fin, argileux, friable, par endroits siliceux bien consolidé avec rares fines passées d'Argile grise verte à verte, rarement brune rouge, indurée, silteuse.

MALM (1655 – 1890 m)

Des ARGILES intercalées de GRES avec passées de DOLOMIE et d'ANHYDRITE (épaisseur 235 m). Alternances d'Argile grise verte à verte parfois brune rouge, indurée,



silteuse et d'Anhydrite blanche pulvérulente et Calcaire dolomitique gris blanc, blanc moucheté friable à moyennement dur avec passés de Grès blanc, gris blanc, gris vert , fin à très fin, argileux, friable et de dolomie beige tendre. Présence de pyrite.

DOGGER ARGILEUX (1890 – 1992 m)

ARGILE intercalée par endroits de GRES et de SILTSTONE avec fines passées de CALCAIRE et CALCAIRE DOLOMITIQUE (Epaisseur 102 m). Argile versicolore grise-foncée, grise verte, verte rarement brune rouge, jaunâtre, indurée localement silteuse avec passées de Grès blanc, gris-blanc, gris vert par endroits gris-sombre , fin, argileux, friable et calcaire dolomitique gris blanc, blanc, moucheté, tendre. Présence de dolomie beige microcristalline dure.

DOGGER LAGUNAIRE (1992 – 2189 m)

ARGILE alternée d'Anhydrite et de CALCAIRE à CALCAIRE DOLOMITIQUE avec traces d'ANHYDRITE (épaisseur 197 m). Argile versicolore grise verte, verte, grise-foncée, rarement brune rouge, indurée localement silteuse avec passées d'Anhydrite blanche pulvérulente et fines passées de calcaire dolomitique gris blanc, blanc, moucheté, tendre et Grès blanc, gris-blanc, gris vert par endroits gris-sombre , fin, argileux, friable.

LIAS ANHYDRITE (2189 – 2394 m)

ANHYDRITE avec intercalations argileuses et carbonatées, légèrement silteuse (épaisseur 205 m). Argile grise à grise verdâtre et brune rouge, tendre et indurée légèrement silteuse. Argile versicolore grise verte, verte, grise-foncée, rarement brune rouge, indurée localement silteuse avec passées d'Anhydrite blanche pulvérulente et fines passées de calcaire dolomitique gris blanc, blanc, moucheté, tendre.

J LIAS SALIFERE (2394 – 2452 m)

SEL a fin passés argileux (épaisseur 58 m) Sel blanc, translucide, rosâtre avec fines passées d'Argile brune rouge, grise verdâtre, tendre à indurée, salifère.

J LIAS HORIZON 'B' (2552 - 2478 m)

CALCAIRE DOLOMITIQUE a intercalations argileuses et carbonatées et a niveaux anhydritiques (épaisseur 26 m). Calcaire dolomitique gris blanc, blanc beige, moyennement dur, localement argileux tendre. Présence d'Anhydrite blanche, pulvérulente et Argile grise verdâtre, indurée carbonatée.

J LIAS S1/S2 (2478 – 2715 m)

SEL et ANHYDRITE légèrement carbonaté (épaisseur 237 m). Sel blanc translucide, rarement rosâtre, massif avec intercalation d'Argile brune rouge, grise verdâtre, tendre à indurée, salifère. Anhydrite blanche, pulvérulente avec passées d'Argile grise verdâtre,



tendre à indurée et, Sel blanc translucide, rarement rosâtre, Présence de dolomie gris beige, moyennement dure, argileuse.

J LIAS S3 (2715 – 2886 m)

Intercalation d'Argile dans du Sel, localement Anhydritique (épaisseur 171 m). Sel blanc, translucide, localement rosâtre, massif avec fines passées d'Argile grise à grise verdâtre, tendre à indurée, salifère. Présence d'Anhydrite blanche, pulvérulente.

LIAS ARGILO-SALIFAIRE SUP (2886 – 2947 m)

ARGILES salifères et anhydritiques (épaisseur 61 m). Argile brune rouge, rarement grise verdâtre, tendre à indurée, silteuse, localement salifère avec fines passées de Sel blanc translucide et rosâtre. Sel blanc, translucide et rosâtre, massif avec passées d'Argile brune rouge, grise verdâtre, tendre à indurée, silteuse localement salifère.

LIAS S4 (2947 – 2989 m)

SEL massif avec passées d'argiles et niveaux d'anhydrite (épaisseur 42 m). Sel blanc, translucide et rosâtre, massif avec passées d'Argile grise verdâtre, brune rouge, tendre à indurée, silteuse localement salifère.

TRIAS ARGILO – SALIFERE (2989 – 3062 m)

Argile: brune rouge, brune et grise verte à grise, indurée, silteuse à fortement silteuse, avec passées d'Anhydrite blanche, rarement grise, pulvérulente, dure.

Trias Argileux carbonaté (3062 – 3195 m)

Argile brune rouge à brune et verte claire, tendre à indurée, silteuse, légèrement carbonatée, avec passées de Calcaire gris clair, gris blanc à blanc parfois gris beige, microcristallin, dolomitique par endroits et traces à fines passées de Grès gris vert à gris clair et gris, fin à très fin, argileux, friable.

Argile grise verte foncée à verte, grise et grise noire à noire, tendre à indurée, silteuse, avec passées de Calcaire gris clair, gris blanc à blanc parfois gris beige, microcristallin, dolomitique par endroits et de Grès gris vert à gris clair et gris, fin à très fin, argileux, friable.

TAGI (3195 – 3263 m)

Grès blanc, gris-blanc à gris-verdâtre, moyen à fin, argileux, friable, Argile grise-verte à verdâtre, brune, tendre localement indurée, silteuse.

FRASNIEN (3263 – 3540 m)

Argile grise foncée à noire et grise verte, silteuse, micacée, carbonatée par endroits, indurée avec fines passées de Calcaire gris clair à blanc, parfois gris, microcristallin, moyennement dur.



GIVETIEN/EIFELIEN (3540 – 3655 m)

Argile grise à gris foncé, indurée, silteuse, localement carbonatée avec présence de dolomie calcaire gris blanc à gris beige, tendre à dure.

EMSIEN NIVEAU B (3655 – 3740 m)

Grès blanc, gris-blanc, parfois quartzeux, rarement gris-verdâtre, fin à très fin, argileux, friable, avec passées d'Argile grise à grise-foncée, indurée, silteuse.

SIEGENIEN (3740 – 3865 m)

Grès gris-blanc, gris-verdâtre, fin à très fin, argileux, consolidé, avec passées d'Argile grise à grise-verdâtre, tendre à indurée, silteuse.

GEDINIEN (3865 – 4113 m)

Grès blanc à gris-blanc, parfois gris-vert, fin à très fin, passant à Silstone par endroits, siliceux, friable à faiblement consolidé, avec traces d'Argile grise-foncée à grise-verte, localement rouge brique, silteuse, indurée. Présence de bancs de Calcaire blanc, microcristallin, très dur. Quartzite gris-blanc à gris-vert, moyen à fin à, sub-arrondi à sub-anguleux, à ciment siliceux, très dur à compact. Grès gris-blanc à gris-vert, fin à très fin, passant à Silstone par endroits, siliceux, friable à faiblement consolidé intercalé d'Argile grise-foncée à gris-verdâtre, silteuse, indurée à tendre.

SILURIEN. A. G. UNITE B2 (4113 – 4341 m)**1- De 4113 m à 4173 m :**

Argile grise à grise-verte, localement brune, silteuse, indurée à tendre, intercalée de Grés gris-blanc à gris-vert, très fin passant à siltstone par endroits, siliceux à silico-argileux, friable à faiblement consolidé.

2- De 4173 m à 4200 m :

Argile grise à grise-verte, silteuse à légèrement gréseuse, indurée à tendre, avec fines passées de Grés gris-clair à gris-sombre, localement gris-vert, fin à très fin, silico-argileux à siliceux, friable à moyennement consolidé rarement quartzitique à quartzeux, blanc à gris-blanc, parfois translucide, moyen fin, subarrondi à subanguleux, très dur à compact. Présence de quelques bancs de Siltstone gris-vert.

3- De 4200 m à 4221 m :

Faiblement consolidé et d'Argile grise à gris-foncé silteuse, indurée à tendre avec quelques bancs de Siltstone gris-vert.

Trace de Grés quartzitique à Quartzite blanc très dur à compact.

4- De 4221 m à 4236 m :

Argile grise à gris-foncé, silteuse, localement feuilletée, indurée à tendre avec passées de Grès quartzitique à quartzite, blanc à gris-blanc, localement translucide, fin à très fin, très dur à compact.

5- De 4237 m à 4263 m :

Alternances d'Argile grise à gris-foncé, silteuse, rarement feuilletée, indurée à tendre et de Grès à Grès quartzitique passant à quartzite par endroits, blanc à gris-blanc, localement translucide, moyen à fin, sub-arrondi à sub-anguleux, très dur à compact, avec quelques bancs de Siltstone gris-vert.

6- De 4263 m à 4341 m :

Argile grise à gris-sombre, parfois gris verdâtre, silteuse, micacée, tendre à indurée et Grès gris-clair, gris sombre, moucheté, fin à très fin, moyennement consolidé à friable et parfois blanc, siliceux, dur.

SILURIEN. A. G. UNITE A2 (4341 – 4461 m)**1- De 4341 m à 4380 m :**

Grès blanc, fin à très fin, siliceux, bien consolidé dur et gris-clair, gris sombre, moucheté, silico-argileux, moyennement consolidé à friable, et Argile grise à grise-sombre, parfois grise verdâtre, silteuse, micacée, tendre à indurée.

2- De 4380 m à 4430 m :

Argile grise à gris-sombre, parfois gris verdâtre, silteuse à fortement silteuse, micacée, tendre à indurée avec intercalation de Grès blanc, parfois gris sombre, verdâtre, fin à très fin, rarement moyen, siliceux, dur à moyennement dur, et gris-clair, gris moucheté, très fin, silico-argileux, moyennement consolidé à friable. Trace de pyrite.

3- De 4430 m à 4461 m :

Argile grise à gris-sombre, parfois gris verdâtre, silteuse à fortement silteuse, micacée, tendre à indurée et Grès blanc, translucide, parfois gris sombre, très fin, rarement moyen, siliceux, à silico-quartzitique dur à moyennement dur, et gris-clair, blanc beige, moucheté, très gris-clair, blanc beige, moucheté, très consolidé à friable

SILURIEN. A. G. UNITE A1 (4461 – 4565 m)**1- De 4461 m à 4510 m :**

Grès blanc, translucide, gris sombre, parfois verdâtre, fin à très fin, siliceux, à silico-quartzitique dur à moyennement dur et gris-clair, blanc beige moucheté, fin à très fin, silico-argileux, moyennement consolidé à friable et Argile grise à grise-sombre, grise-noire, parfois grise verdâtre, silteuse, micacée, tendre à indurée et silt gris sombre, dur.

2- De 4510 m à 4565 m :

Argile grise, gris foncé à noire, mouchetée, parfois verdâtre, micacée, mouchetée, parfois verdâtre, micacée, silteuse, indurée, par endroit gréseuse, et Grès blanc, translucide, gris sombre, fin à très fin, rarement moyen, siliceux à silico-argileux, moyennement consolidé à friable. Trace de calcaire blanc beige argileux et trace de pyrite.

SILURIEN. A. G. UNITE M2 (4565 – 4650 m)

1- De 4465 m à 4605 m :

Grès blanc, beige, translucide, parfois gris sombre, très fin à fin, rarement moyen, siliceux à silico-argileux, moyennement consolidé à friable, parfois compact et Argile grise, grise claire, parfois, grise foncée à noire, rarement verdâtre, silteuse, indurée, par endroit gréseuse Présence de calcaire blanc laiteux, microcristallin, dur.

2- De 4605 m à 4650 m :

Argile grise, silteuse, indurée, par-endroit gréseuse, avec intercalation de Grès blanc, translucide, beige, rarement verdâtre, fin à très fin, siliceux à silico-argileux, moyennement consolidé à friable.

SILURIEN. A. G. UNITE M1 (4650 – 4731 m)

1- De 4650 m à 4705 m :

Argile grise, grise foncée, grise sombre, parfois verdâtre, silteuse, indurée, par-endroit, gréseuse, et Grès blanc, translucide, beige, parfois gris, rarement verdâtre, fin à très fin, rarement moyen, siliceux à silico-argileux, moyennement consolidé à friable.

III. TOITS DES FORMATIONS

<i>GL(m)</i>	<i>202.994</i>	Réelle		
		Profondeur		Epaisseur
<i>RKB (m)</i>	<i>212.134</i>	M (MD-RT)	TVDSS	(m)
Formations				
Mio Pliocène		12	+ 200.134	140
Sénonien carbonates		152	+60.134	102
Sénonien anhydrite		254	-41.866	286
Sénonien salifère		540	-327.866	115
Turonien		655	-442.866	65
Cénomanién		720	-507.866	160



Albien	880	-667.866	170
Aptien	1050	-837.866	26
Barrémien	1076	-863.866	303
Néocomien	1379	-166.866	276
Malm	1655	-1444.866	235
Dogger argileux	1890	-1677.866	102
Dogger lagunaire	1992	-1779.866	197
Lias anhydrite	2189	-1976.866	205
Lias salifère	2394	-2181.866	58
Lias horizon B	2452	-2239.866	26
Lias S1+S2	2478	-2265.866	237
Lias S3	2715	-2502.866	174
Lias argilo-salifère Sup.	2889	-2676.866	58
Trias S4	2947	-2734.866	42
Trias argilo-salifère	2989	-2776.866	73
Trias carbonate	3062	-2849.866	133
TAGI	3195	-2982.866	68
Frasnien	3263	-3050.866	277
Givetien/Eifelien	3540	-3327.866	115
Emsien niveau B	3655	-3442.866	85
Siegenien	3740	-3527.866	125
Gedinien	3865	-3652.866	248
Silurien A. G unite B2	4113	-3900.866	104
Silurien A. G unite B1	4217	-4004.866	124
Silurien A. G unite A2	4341	-4128.866	120
Silurien A. G unite A1	4461	-4248.866	104



Silurien A. G unite M2	4565	-4352.866	85
Silurien A. G unite M1	4650	-4437.866	81
Silurien argileux	4731	-4518.866	49
	4780	-4567.866	/

Tableau 02 : Toits des formations de BRNP-ST.

5. Les puits voisins :

	WELL NAME	RIG	DISTANCE
1	NBRW-1	SWCS2	2.9 KM
2	RRB-1		4.5 KM
3	OCE-1	ENF29	3.5 KM

Tableau 03 : Les puits voisins du puits BRNP-ST.

6. Offset well location

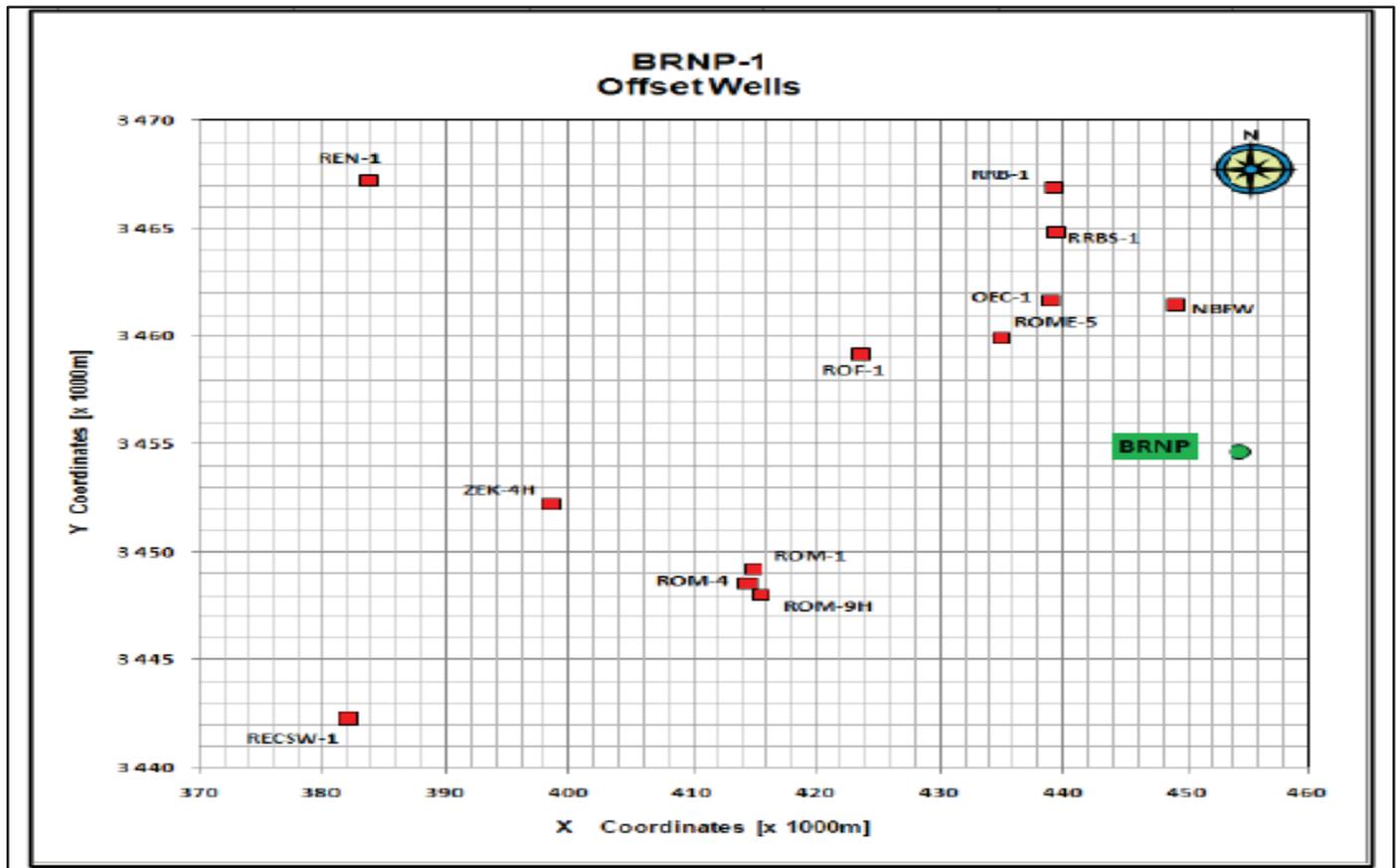


Figure 05 : Les puits voisins de BRNP1.



7. Objectif de puits BRNP- ST1

Bir Rebaa Nord Profond BRNP-1 est localisé dans le bloc 403d du domaine Zemoul El Kbar, c'est un puits d'exploration vertical dans le but d'explorer le potentiel des hydrocarbures du réservoir TAGI, Eifelien, Emsien Niv B, Siegenien, Gedinien et le Silurien Argileux Gréseux. Le forage vertical principal a été foré à 4481m avant qu'il a été découvert que la plate-forme a été placée dans une mauvaise coordonnée de surface. Une piste latérale de type S a été effectuée. L'objectif du BRNP-ST est de forer la section 8 ½ "de BRNP-1 en tant que profil directionnel avec objectif principal d'obtenir 500 m déplacement horizontal en haut du réservoir. La BHA proposée pour forer cette section contient un «moteur XL 6 ¾ Ultra complètement stabilisé (UBHS: 8 1/8 "; top stabilisant: 7 ¾") fixé à 1,5 ° AKO, le bit serait un 6 à 7 lames avec 13 cutters mm Ø, Un outil NaviGamma MWD sera inclus pour la topographie, le contrôle directionnel et la formation évaluation.



Chapitre II

Abstract :

Dans ce présent chapitre, on trouve des généralités sur le forage dirigé et ses différents profils. Les coordonnées de positionnement et le vocabulaire utilisé en forage directionnel. Le but de ce chapitre est de se familiariser avec le forage directionnel pour pouvoir assimiler la suite de ce travail de recherche.

Chapitre II

Généralités sur le forage dirigé

Introduction :

Le forage directionnel fait désormais partie intégrante des techniques conventionnelles de forage car il est devenu très courant si on l'est systématiquement en développement de gisement. Cette technique ne consiste pas uniquement à définir les mesures, les appareils de mesure ; les outils de déviation, les paramètres de forage appropriés, l'architecture d'un puits compatible avec la trajectoire, les techniques de cimentation les plus performantes et les méthodes de complétion acceptables dans un drain incliné ou à l'extrême horizontal. Les méthodes de mesure de déviation ont été développées dans les années 20 et le forage directionnel a pris du progrès à partir de 1929 avec l'invention des équipements de mesure d'inclinaison et d'azimut. En 1930 à Huntington Beach Field, on avait foré le premier puits à direction contrôlée pour atteindre un objectif offshore à partir d'un offshore. Et aujourd'hui le forage dirigé est d'une importance capitale dans l'industrie pétrolière vu qu'il permet d'atteindre des réservoirs impossibles d'être produits sans un forage dirigé.

- 1950 les russes ont foré 43 puits horizontaux.
- 1978 Esso, modern horizontal, Alberta.
- 1979 Elf test 3 puits horizontaux onshore.
- 1986 50 puits horizontaux à travers le monde, coûtant 1.5-2 fois le coût d'un puits vertical
- 1987-1988 horizontal well test theory and productivity assessment. Guidelines, le nombre de puits horizontaux est augmenté dramatiquement.
- 1989 256 puits horizontaux ont été forés à travers le monde.
- 1990 1000 puits horizontaux ont été forés.
- 1991 premier puits horizontal à l'Australie.
- 1992-2000 plus de 2500 puits forés à travers le monde, 75% en Amérique du nord.
- 1993-2000 les puits horizontaux sont forés un peu partout dans le monde et sont devenus une routine.



I. Généralités sur le forage dirigé**1. Définition d'un forage dirigé :**

Le forage dirigé est l'art et la science évoquant une déflexion voulue du découvert dans une direction donnée pour atteindre avec une trajectoire bien étudiée, un objectif se trouvant dans le sous-sol de la terre.

2. Application du forage dirigé :**a. Raisons d'application du forage dirigé :**

Le forage dirigé est utilisé pour les raisons suivantes :

- Le réservoir ne peut pas être atteint avec un profil vertical.
- Pour une meilleur productivité, certain réservoirs exigent un forage horizontal, et cela lorsque le réservoir s'étend sur un plan horizontal large mais son épaisseur est relativement faible.
- Effectuer un side track sur un puits vertical pour des raisons de coincements.
- Pour atteindre plusieurs horizons différents.
- Pour réduire le nombre de plateforme en offshore.
- Pour éviter les dômes de sel.
- Pour éviter les conings d'eau et de gaz.
- Pour des raisons géologique, comme les failles.
- Les puits d'interventions.

b. Applicatons de forage dirigé :

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

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

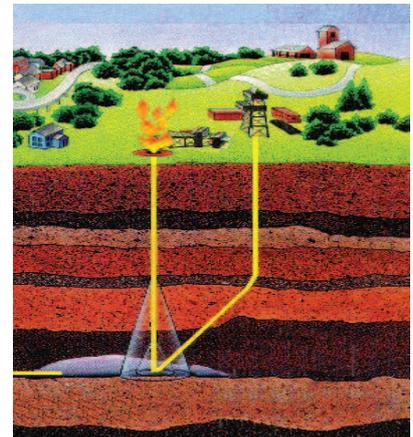


Figure 06:Puits d'intervention

1. Puits d'interception (Relief well)

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



2. Puits latéral (Side-track)

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

- A la suite d'opérations de repêchage infructueuses
- En cas d'extrême dog-leg
- En cas de rupture de casing
- En cas de rencontre d'une faille imprévue

3. Forages dirigés pour raisons géologiques

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

4. Forage de drainage

- Forages destinés à augmenter la longueur traversée dans le réservoir.

Les puits horizontaux en sont la plus belle illustration.

5. Emplacements de surface impraticables

- Forages depuis le rivage pour atteindre des réservoirs offshore. **(cas 1)**
- Forages depuis la mer pour atteindre des réservoirs situés sous une côte inhospitalière. **(cas 2)**
- Forages urbains. **(cas 3)**
- Forages en montagne. **(cas 4)**

Les puits à long déplacement résultent le plus souvent de l'une de ces causes. **(cas 4)**

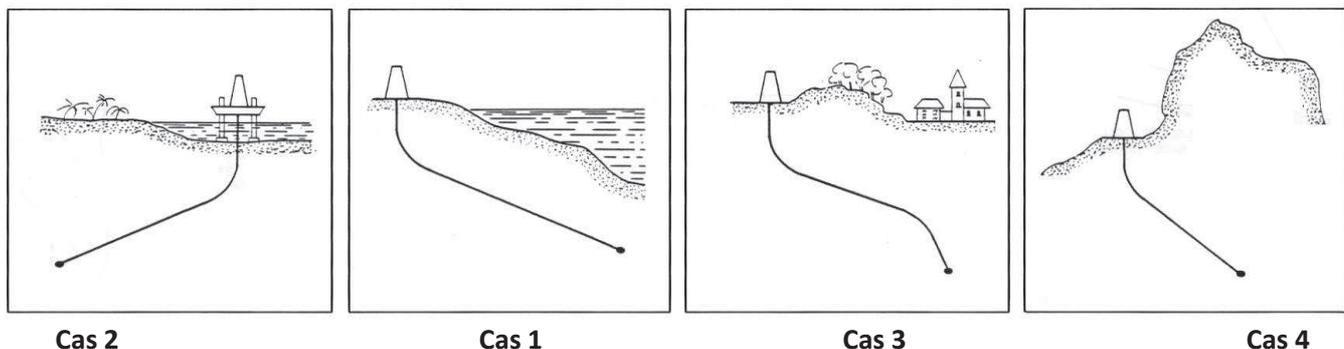


Figure 07 :Représentation des cas des emplacements de surface impraticables.

6. Plates-formes de production à puits multiples

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

- Permettant le développement économique de réservoir offshore
- Egalement utile utilisée à terre pour des raisons soit économiques, soit écologiques.



II. Vocabulaire et définitions

- **Position du puits** : L'emplacement de la tête de puits.
- **Cible(s) Target(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** : Le point où le puits quitte la verticale.
- **Inclinaison** : L'angle du puits par rapport à la verticale.
- **Azimut** : La direction du puits par rapport au Nord.
- **Profondeur mesurée** : 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.
- **Déplacement horizontale** : distance horizontal entre un point du puits et la projection verticale de la tête du puits.
- **Build-up** : Section du puits où l'inclinaison augmente.
- **Gradient de montée** : Gradient de montée **deg/10m, deg/30m, deg/100 ft.**
- **Drop-off** : Section du puits où l'inclinaison diminue.
- **Gradient de chute** : Le rayon d'une section curviligne du puits.
- **Section droite** : Section rectiligne du puits.
- **Drain** : Section du puits située dans le réservoir.
- **Dog-leg** : Paramètre représentant un changement (3-d) de direction du puits.
- **Azimut initial** : Azimut du puits en fin de phase d'orientation.
- **Station** : Point du puits où est effectuée une 'mesure' des paramètres directionnels d'un puits.
- **Mesure (Survey)** : Opérations permettant de mesurer l'inclinaison et l'azimut du puits.
- **Correction** : Modification de la trajectoire.



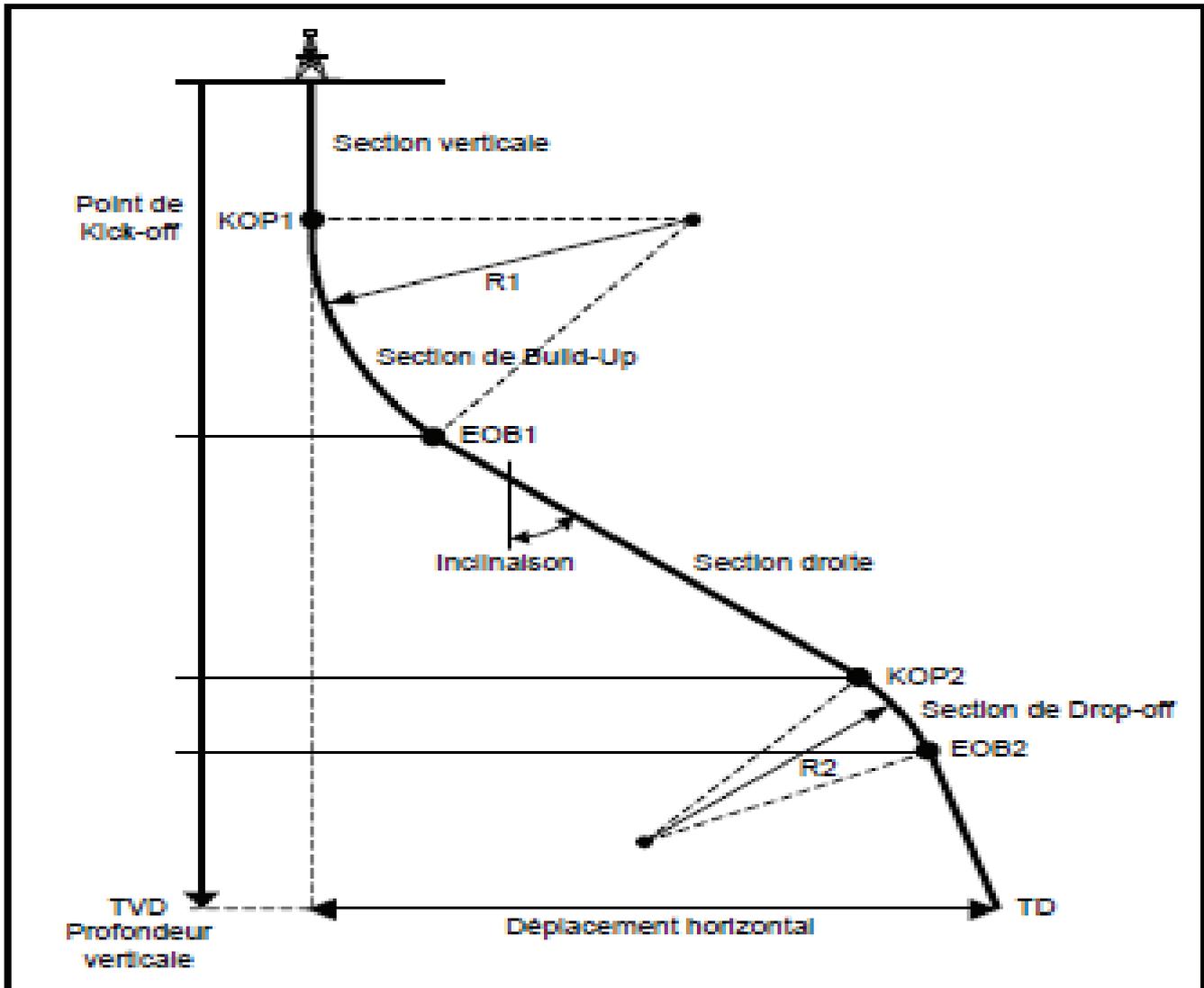


Figure 08 : Profil général d'un puits dévié et les points importants de la trajectoire.

- **Section tangente** : Section droite intermédiaire.
- **Atterrissage** : Procédure permettant d'atteindre les paramètres désirés au point d'entrée et/ou au point horizontal.
- **Point d'entrée** : Intersection de la trajectoire avec le toit du réservoir.
- **Point horizontal** : Point d'arrivée à l'horizontale (ou à l'inclinaison en début de drain).
- **Tool Face** : Angle déterminé par deux plans :



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

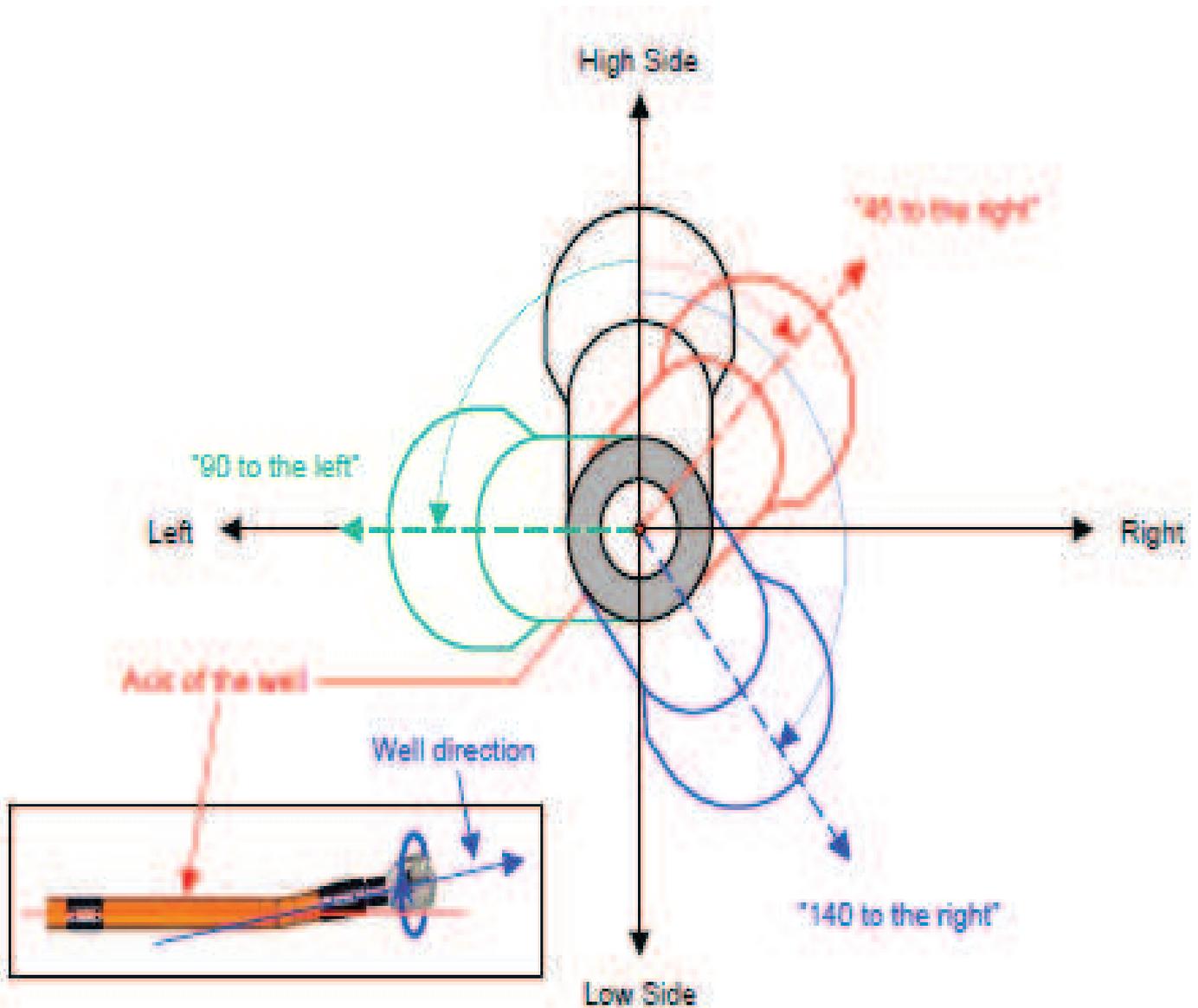


Figure 09 : Représentation du Tool face.



III. Profils et types des puits

La forme d'un puits entre la surface et là où les cibles est appelée profil du puits.

Autrefois limités à des profils simples essentiellement bidimensionnels, les techniques actuelles de forage dirigé permettent la réalisation de profils tridimensionnels complexes, combinant à la fois des variations d'inclinaison et d'azimut.

Les profils classiques sont:

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

Puits en J

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

Puits en S

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

Puits à double montée

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

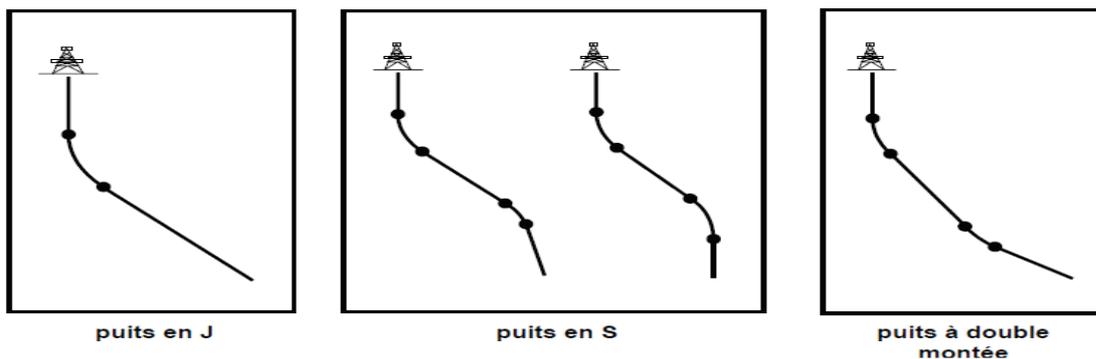


Figure 10 : Profils et types de puits.



Puits horizontaux

Cette terminologie couvre les puits où le réservoir est foré par une section horizontale ou subhorizontale (8 à 100 degrés). Trois variantes peuvent être considérées selon le gradient de montée et donc le rayon de courbure :

- ✓ Long rayon (gradient de 1 à 2 deg/10m)
- ✓ Moyen rayon (gradient de 3 à 10 deg/10m)
- ✓ Court rayon (gradient <10deg/m).

Ils peuvent être :

- à monter unique
- à monter multiples, séparées par des sections rectilignes (dites tangentielles)

Puits multilatéraux

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

Puits en ré-entrée (Re-entrée wells)

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

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

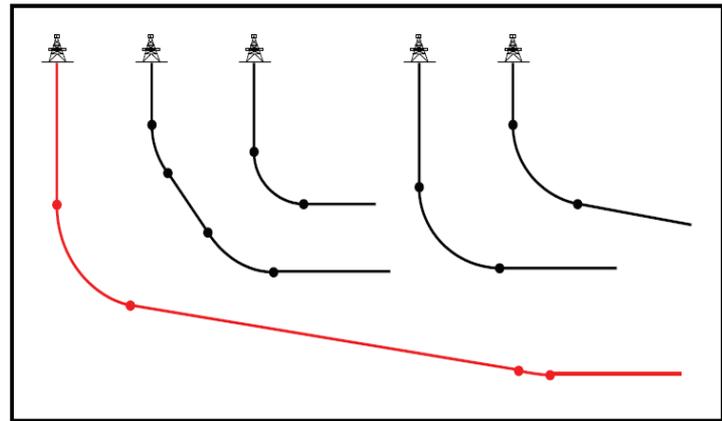


Figure11 : Puits horizontaux et puits à long déport.

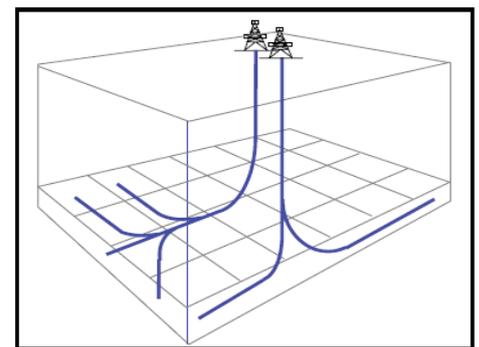


Figure 12 : Puits multilatéraux.

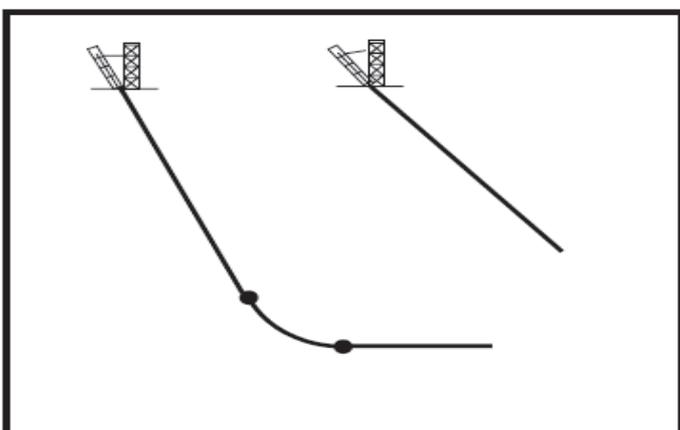


Figure 13 : Puits incliné depuis la surface.

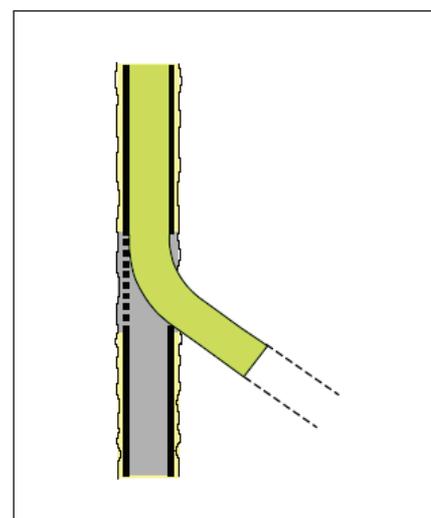


Figure 14 : Puits en re-entrée.



IV. Représentation des puits

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

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

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

- soit à partir d'une centrale inertielle permettant de repérer le Nord géographique. Ces instruments sont communément appelés "gyroscopes".

- soit en repérant le Nord magnétique (boussoles, compas) soit en mesurant le champ magnétique terrestre (magnétomètres). Ces instruments sont dits "magnétiques".

Les pages suivantes présentent les systèmes de coordonnées les plus couramment utilisés dans l'industrie pétrolière et les corrections devant être apportées aux mesures afin d'utiliser ces systèmes :

- Systèmes de coordonnées.
- Projections horizontales.

1. Systèmes de coordonnées

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

- ❖ Coordonnées Géographiques ou Polaires.
- ❖ le système UTM (Universal Transverse Mercator).
- ❖ le système Lambert.

1.1 Coordonnées Géographiques ou Polaires :

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

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

Exemple:

X = 22° 26' 15" E

Y = 52° 41' 32" N

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

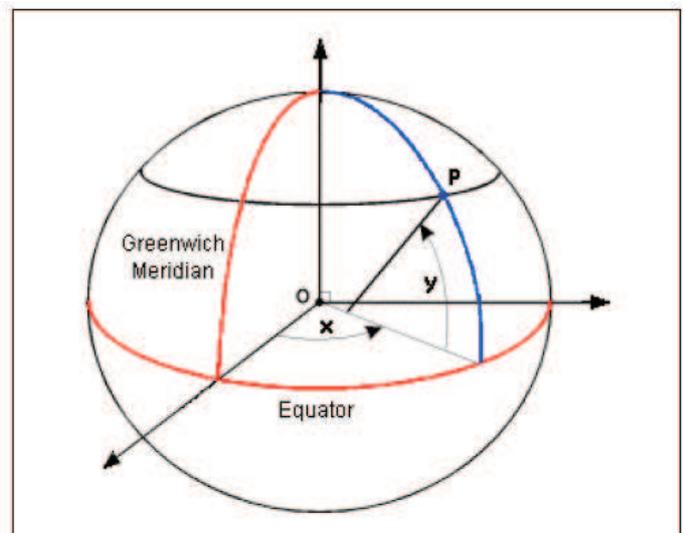


Figure 16 : Coordonnées Géographiques.



1.2 Le système UTM (Universal Transverse Mercator).

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

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

Afin de limiter ces imprécisions, différents méridiens de contact sont utilisés

La projection UTM est donc définie comme suit:

Des méridiens de référence ont été définis tous les 6 degrés de longitude, en partant du méridien de Greenwich, divisant le globe en 60 fuseaux.

Ces fuseaux sont numérotés de 1 à 60 en partant du méridien 180 degrés.

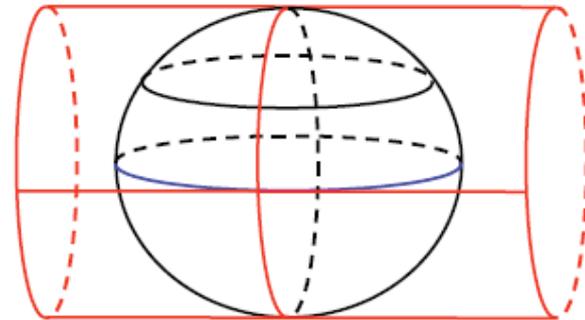


Figure 17 : Projection transverse.

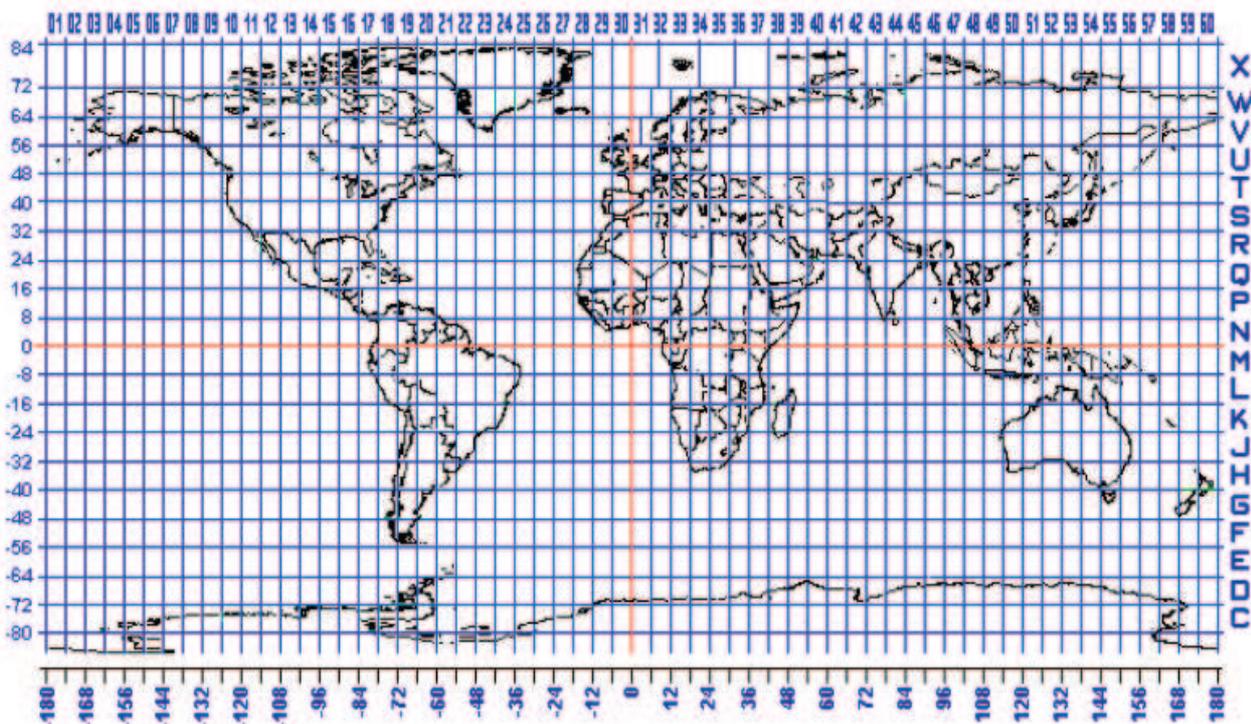


Figure 18 : Numérotation des zones UTM.

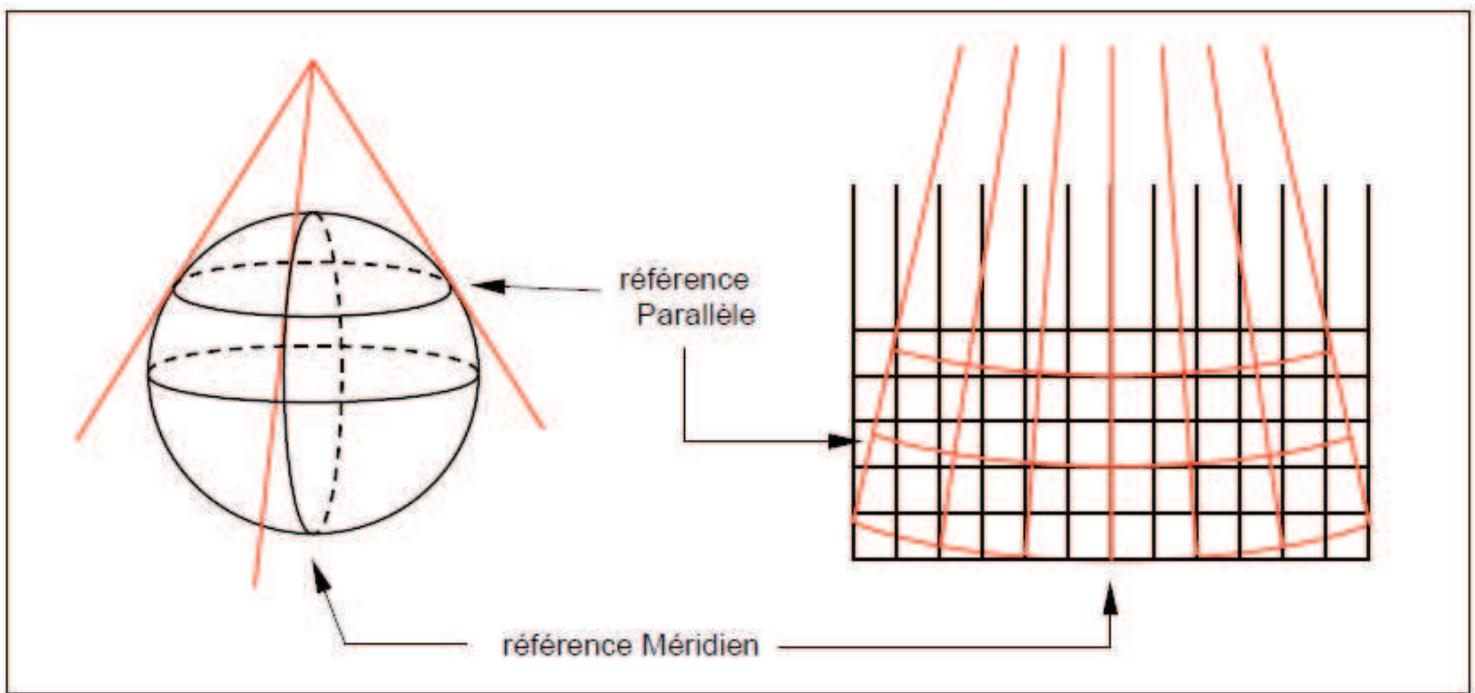


1.3 Le système Lambert

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

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

Les déformations sont minimums au voisinage du parallèle de référence et augmentent vers le Nord et vers le Sud. Les projections Lambert sont donc mieux adaptées à des petites superficies.



Projection conique tangentielle

Quadrillage Lambert

Figure 19 : Représentation du système Lambert.

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

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

Définissant une origine virtuelle située 200 km au Sud du parallèle de référence.



2. Projections horizontales

2.1 Les différents Nord :

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

a/ le Nord géographique

Le "Nord géographique" est le point d'intersection entre l'axe de rotation de la terre et son hémisphère.

Ce point est fixe géométriquement et dans le temps.

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

b/ le Nord Magnétique

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

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

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

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

c/ le Nord Système

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

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

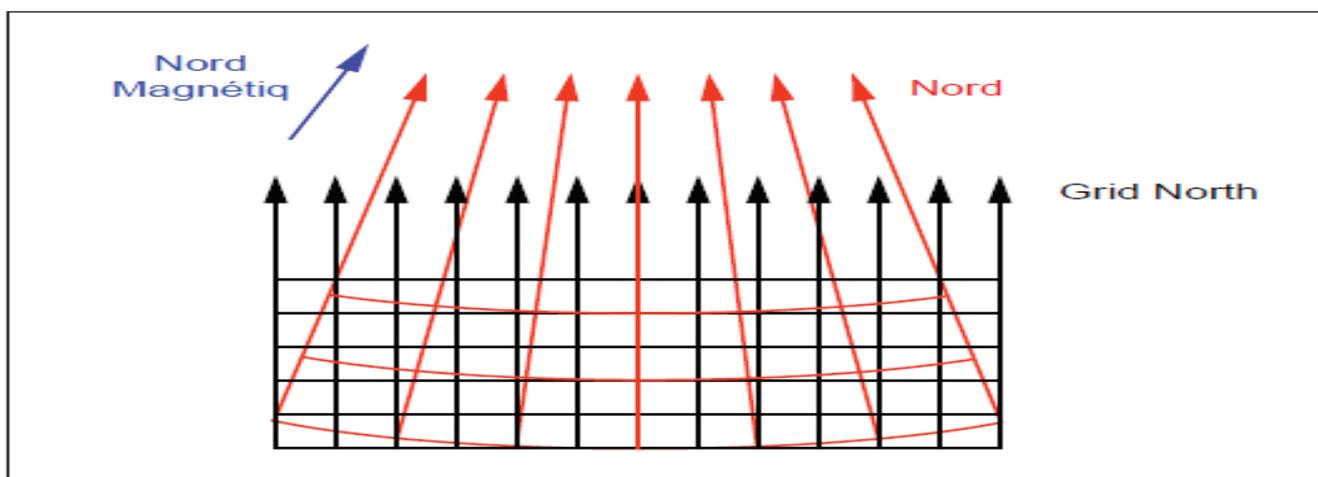


Figure 20 : Représentation du Nord Géographique, Magnétique et Système.



2.2 Déclinaison magnétique

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

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

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

- son intensité
- son inclinaison
- sa direction

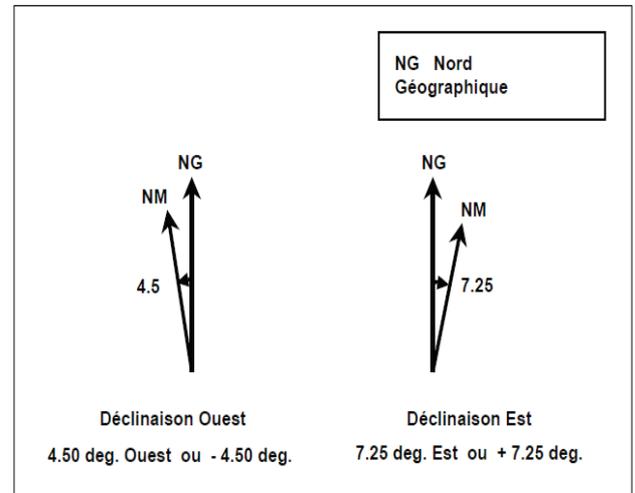


Figure 21 : Représentation la déclinaison magnétique.

2.3 Convergence

La convergence est l'angle entre le Nord géographique et le Nord système.

Elle est exprimée comme un angle référence par rapport à l'Est ou à l'Ouest.

La convergence dépend de la situation géographique de la tête de puits par rapport au système de référence utilisé.

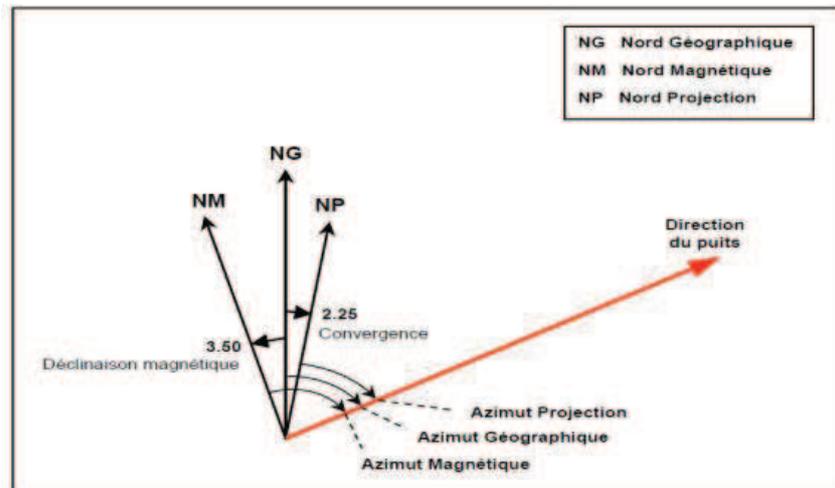


Figure22 : Représentation des différents Azimuts d'un puits.

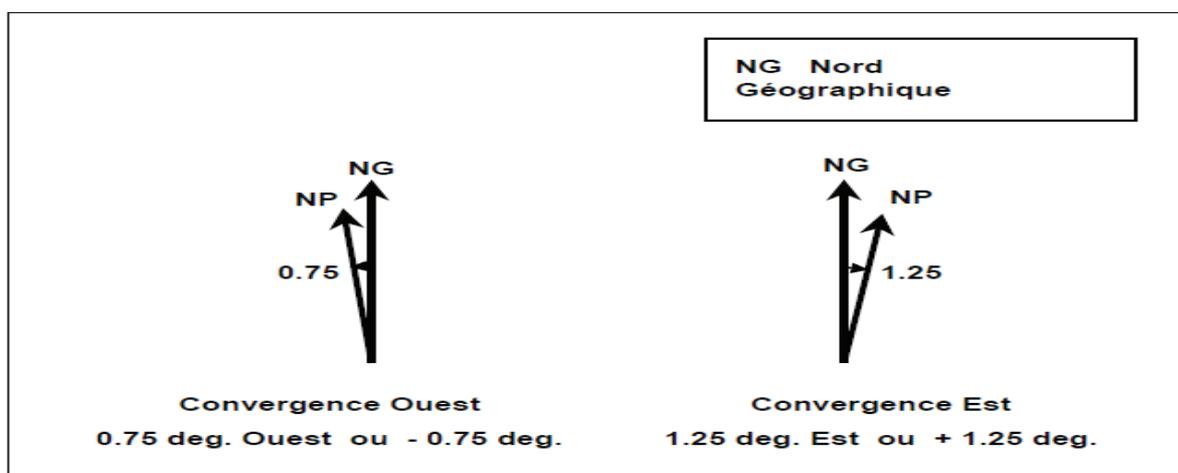


Figure23 : Représentation de la convergence.



I. Le forage horizontal

1. Historique & Introduction

Le forage horizontal est réellement né en Juin 1980 avec le forage du puits Elf Aquitaine Lacq-90 dans le sud de la France.

Il est probable que quelques puits horizontaux avaient été forés avant cette date, entre autre en Russie, volontairement ou non, mais sans réel succès ni développement jusqu'aux années 80.

Lacq-90 fut suivi par Lacq-91, Casteralou toujours en France puis Rospomare-6d en Italie et Pelican lake au Canada.

A la fin des années 80 des centaines puis des milliers de puits horizontaux étaient forés chaque année.



Figure 24: Un ensemble des appareils du forage dans les premières années de l'industrie pétrolière.

Un tel succès ne s'explique que par les excellents résultats obtenus grâce à la technique du forage horizontal, malgré quelques ratés, surtout au début. Ce succès a été rendu possible par une rapide évolution technologique des équipements:

- développement des outils de mesures en temps réel.
- développement d'une nouvelle génération de moteurs de fond.
- évolution des fluides de forage et développement de nouvel équipement de contrôle des solides.
- meilleure compréhension du comportement du train de tiges



2. Avantages et inconvénients du forage horizontal

a. Avantage du forage horizontal

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

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

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

1. Réservoirs fracturés

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

Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, une conséquence directe est que le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale

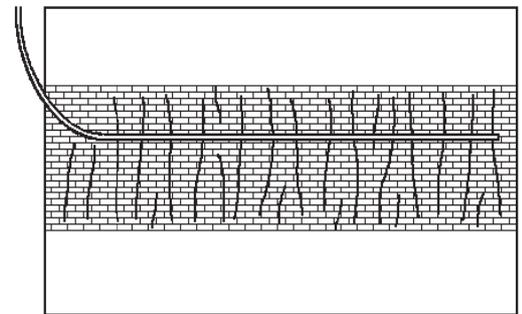


Figure 25 : Réservoir fracturé.

2. Réservoirs multi-couches

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

La figure de la page opposée illustre un tel cas de réservoir compartimenté ou un seul puits horizontal remplace six puits verticaux et de plus améliore la production en retardant le coning.

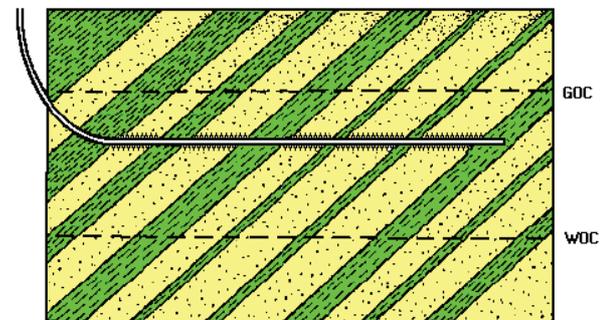


Figure 26 : Réservoirs multicouches.

3. 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.

4. Formations non consolidées - Contrôle des sables

La production de sables non consolidés présente de sérieux problèmes pour limiter la quantité de sable entrant dans le puits.

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. Une autre conséquence est que ces puits peuvent quelquefois être produits sans mise en place de coûteuses crépines calibrées.

5. 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'arrivé de gaz.

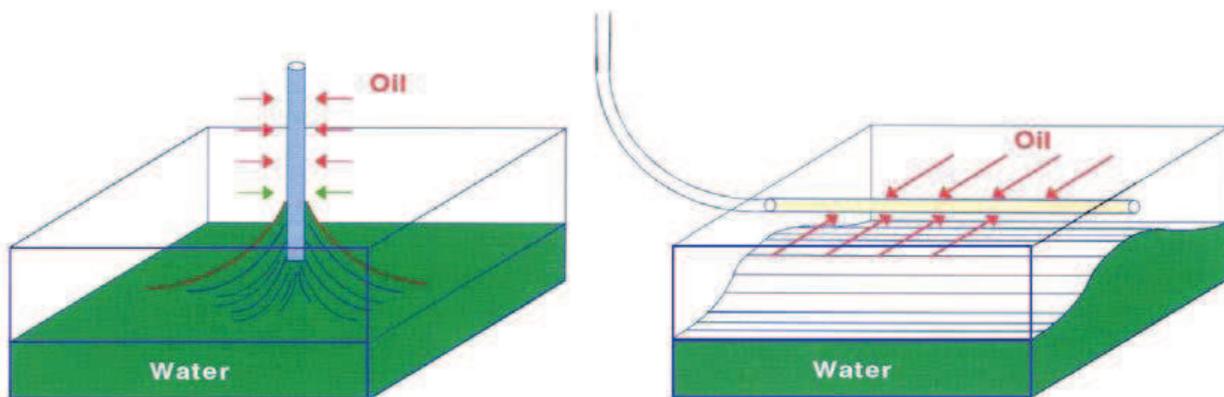


Figure 27 : Représentation de phénomène du water coning.

6. 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.



b. Inconvénients du forage horizontal**➤ Coûts additionnels**

Il est évident qu'un forage horizontal a un coût plus élevé qu'un forage vertical ou peu dévié. Les coûts additionnels sont dus à deux facteurs principaux:

- les puits horizontaux sont plus longs, donc nécessitent plus de temps pour les forer, plus d'outils, plus de fluide, 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, onshore or offshore.

Un puits foré dans un réservoir onshore peu profond sera comparativement plus cher qu'un puits foré offshore dans un réservoir profond dont le surcoût pourrait ne pas dépasser 20 à 30%.

➤ 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

a. Pour atteindre la cible

Le forage horizontal n'est pas un problème en lui-même, la difficulté réside plus à atteindre une cible ayant quelquefois une tolérance vertical réduite.

b. Le nettoyage du puits

Un bon nettoyage du puits est indispensable au succès 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.

Une élimination efficace des solides est également nécessaire.

c. Le comportement des formations

Le comportement des formations peuvent être très différentes lorsqu'elles sont forées à haute inclinaison, en particulier leur stabilité.

d. L'endommagement des formations

II. Les différents profils des puits horizontaux

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

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

1. Courbure du puits

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

CATEGORIES	Build Up Rate °/30m	Curvature Radii meters
Long Radius	BUR < 8	> 215
Medium Radius	8 < BUR < 40	43 < CR < 215
Short Radius	40 < BUR < 90	19 < CR < 43
Ultra Short Radius	> 90	< 19

Tableau 04 :Les catégories des puits horizontaux.



Figure 28 : Les courbures du puits horizontaux.



1.1 Long radius

Les puits LR (long radius) ont un **grand rayon de courbure ROC > 250 m** ou un gradient de build-up **BUR < 8°/30m**. Ces profils sont particulièrement utilisés pour les puits offshore et les puits à long déport (ERD).

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

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

Tableau 05 : Avantages et inconvénients les puits LR.

1.2 Médium radius

Ce sont des puits avec un rayon de courbure $43\text{m} < \text{ROC} < 215\text{m}$, soit un gradient de build up **BUR** compris entre **8 et 40°/30m** ($8^\circ < \text{BUR} < 40^\circ/30\text{m}$). Les dog legs maximums générés en mode sliding sont de l'ordre de 16 à 20°/30m.

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



Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> -Comparés aux longs radius, ils sont plus précis dans l'atterrissage à l'horizontale mais d'avantage de frottements et de torque. -On peut forer des drains de longueur importante (jusqu'à 1500 m) et carotter de façon conventionnelle. -Contrôle de la trajectoire et définition des structures -Équipements de forage quasi-conventionnels. -Cimentation espace (casing / open hole) Possible. -Large choix de complétion existant. 	<ul style="list-style-type: none"> -Nombreuses limitations pour les build-up rates élevés. -Le torque et le drag peuvent être des facteurs limitant le forage. -Peut nécessiter des équipements de forage spécial. -Coût des équipements spéciaux très Significatif.

Tableau 06 : Avantages et inconvénients les puits MR.

1.3 Short radius

Les puits short radius ont un rayon de courbure **19 m < ROC < 43 m**, soit un gradient de build-up compris entre **3° et 10° par mètre (40° < BUR < 90°/30m)**.

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

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

Tableau 07 : Avantages et inconvénients les puits SR.



Chapitre III

Abstract :

Dans ce présent chapitre, on traite le côté technologique de forage directionnel. Le but de ce chapitre est de comprendre les différents équipements utilisés dans le forage directionnel, puis on trouve les facteurs affectant la déviation.

Chapitre III

Technologie de forage dirigé

Introduction :

Ce chapitre présente les divers équipements utilisés en forage dirigé, les équipements standards dans leur utilisation en forage dirigé puis les équipements spécifiques au forage dirigé. Il présente ensuite les équipements de mesure ainsi que les "nouveaux" équipements de navigation.

I. Equipements de forage

1. Equipements standards de forage

Les équipements standards de forage dirigé sont :

- Masse-tiges.
- Tiges de forage.
- Coulisses de forage.
- Elargisseurs.
- Aléseurs à rouleaux.
- Amortisseurs de vibrations.
- Raccords.
- Aléseurs de key-seat.

➤ Les Masse-tiges

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

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

- De fournir le poids nécessaire sur l'outil de forage sans avoir à mettre à contribution les tiges de forage (le point neutre est localisé dans les masse-tiges).

- De procurer une certaine rigidité à proximité de l'outil de forage.

Les masses tiges perdent de leur utilité en forage très dévié et leur utilisation peut même apporter plus d'inconvénients (frottements, etc) que d'avantages.



De nombreux drains horizontaux sont forés sans aucune masse-tige dans la garniture, et les différents types de masse-tiges sont utilisés:

- Les masses tiges lisses (Slick DC)
- Les masse-tiges spiralées (spiraled DC)
- Les masse-tiges carrées
- Masse-tiges asymétriques
- Masse-tiges articulées

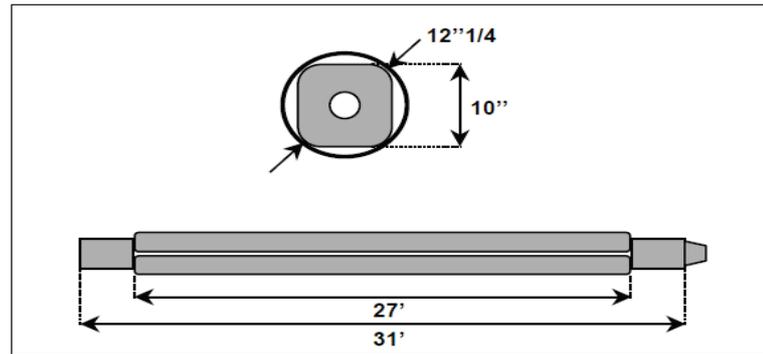
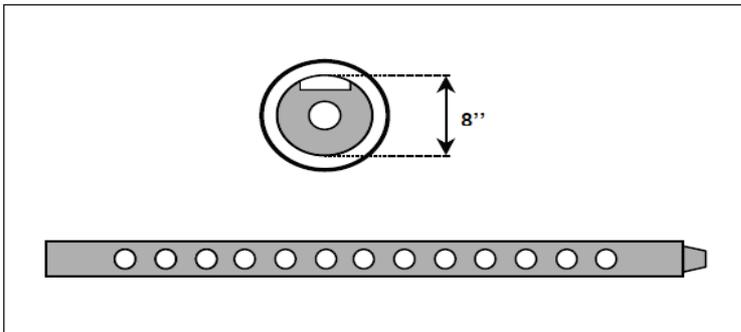


Figure 30 : Représentation des DC asymétriques et carrées.

➤ Tiges de forage

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

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

- ✓ Tiges standards (Drill-pipes - DP)
- ✓ Tiges Lourdes (Heavy weight drill pipes - HWDP)
- ✓ Tiges de compression (compressive drill pipes)
- ✓ Tiges lourdes spiralées



Figure 31 : Représentation des tiges de forage.



➤ **Coulisses de forage :**

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

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

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

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

- les coulisses mécaniques.
- les coulisses hydrauliques.

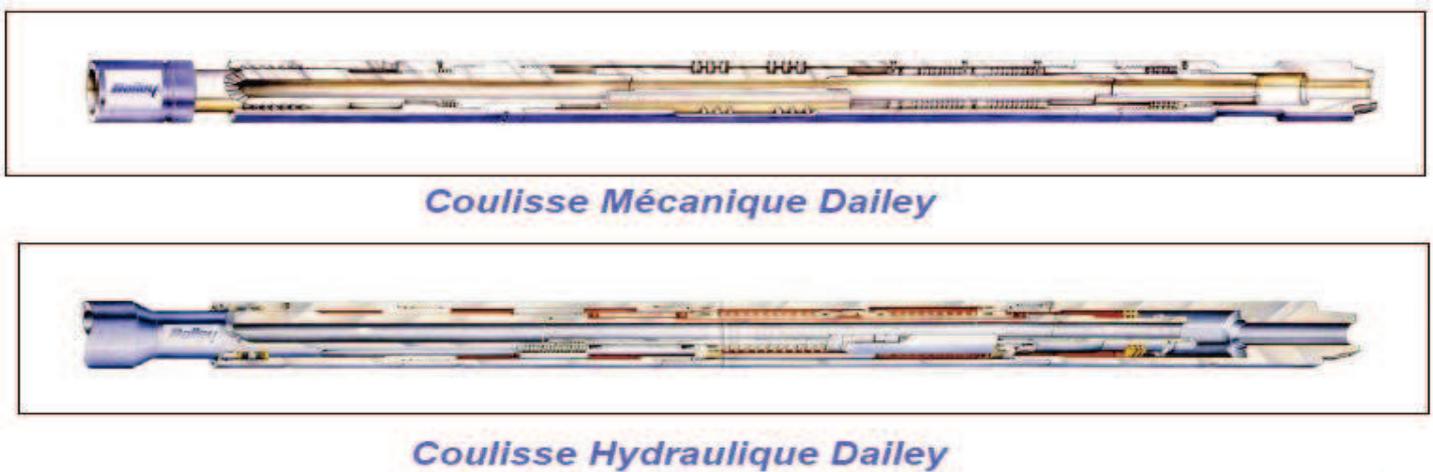


Figure 32 : Représentation des coulisses mécaniques et hydraulique.

➤ **Elargisseurs**

Les élargisseurs sont des outils conçus pour élargir un trou déjà foré. On distingue:

- les élargisseurs à bras fixes :

Destinés à élargir un puits jusqu'au diamètre permis par la section précédente.

- les élargisseurs hydrauliques (à bras mobiles) :

Destinés à élargir un puits à un diamètre supérieur à celui de la section précédente (tubée ou non).



Fig33 : Représentation des élargisseurs.



➤ **Aléseur à rouleaux**

Les aléseurs à rouleaux sont constitués de rouleaux dont la surface est abrasive, montés autour d'un corps tubulaire.

Le nombre de rouleaux varie de deux à six. Ils sont usinés ou fabriqués avec des revêtements différents permettant de s'adapter aux formations traversées (dents d'acier ou boutons de carbure de tungstène)

L'utilisation principale des aléseurs à rouleaux est de maintenir le diamètre d'un trou ayant tendance à se resserrer.



Figure 34 : Représentation des aléseurs à rouleaux.

➤ **Raccords**

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

- a) **Raccords "Cross-over"**
- b) **Raccords pour valve anti-retour**
- c) **Raccords d'usure**
- d) **Extensions**
- e) **Raccords à entrer latérale (Side entry subs)**
- f) **Junk subs.**



Figure 35 : Les raccords.

➤ **Aléseurs de key-seat (key-seat wipers)**

Le but d'un aléseur de key-seat est de prévenir la formation d'un key-seat ou de l'éliminer du puits.

Ces outils sont constitués d'une chemise coulissant sur un mandrin



Cette chemise possède à son pourtour des lames agressives dont le diamètre extérieur est déterminé en fonction du diamètre extérieur des joints des tiges ou des masses tiges (1/8 à 1/2 pouces supérieur à ce diamètre).

- elle coulisse et tourne librement en cours de descente ou lors du forage.
- en cours de remontée le bas de la chemise se bloque sur un ergot bloquant sa libre rotation. Elle tourne alors en fonction de la rotation du train de tiges.

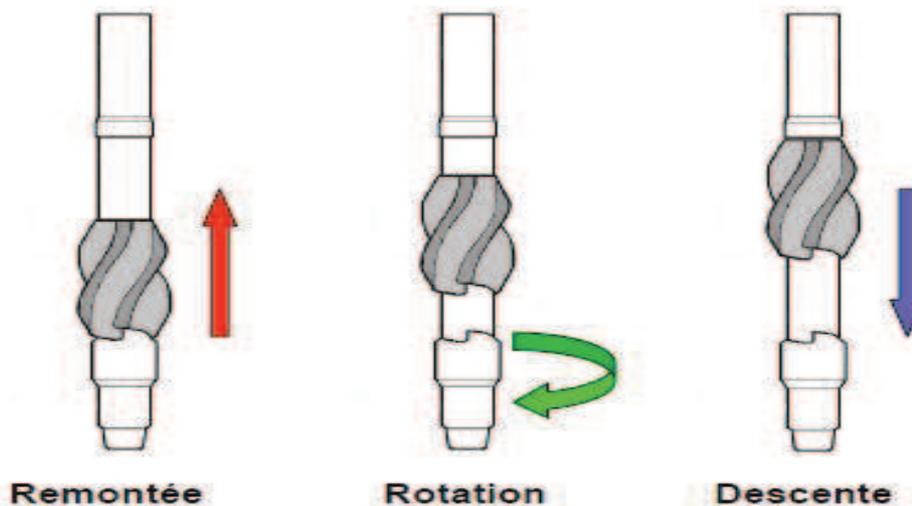


Figure 36 : Mode de fonctionnement d'un aléreur de Key-seat.

2. Equipements spécifiques au forage dirigé

Les équipements spécifiques au forage dirigé sont :

- Moteurs de fond
- Stabilisateurs
- Equipement amagnétique
- Raccords d'orientation
- Raccords coudés
- Outils de déflexion

1. Moteurs de fond

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

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

a/ 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 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 stator 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.

b/ 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.

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

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

▪ 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.

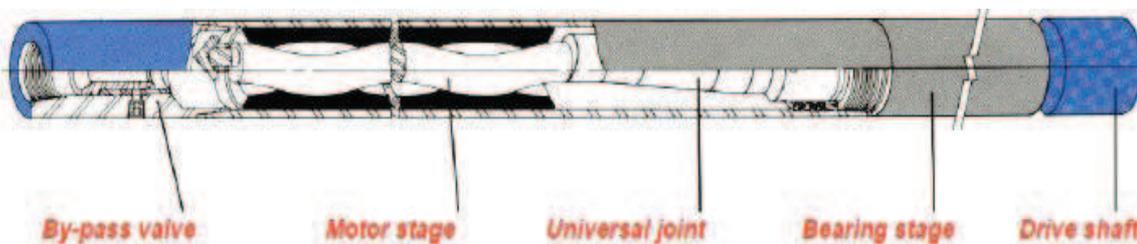


Figure 37: Représentation de l'arbre d'entraînement.



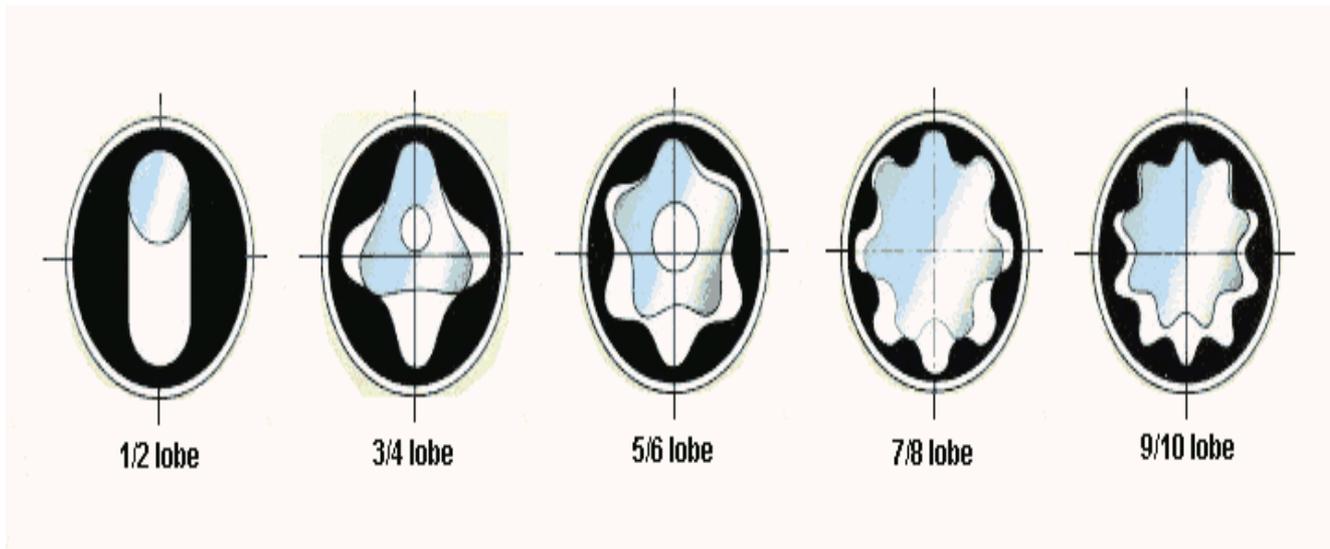


Figure 38 : Représentation de configuration des moteurs de fond.

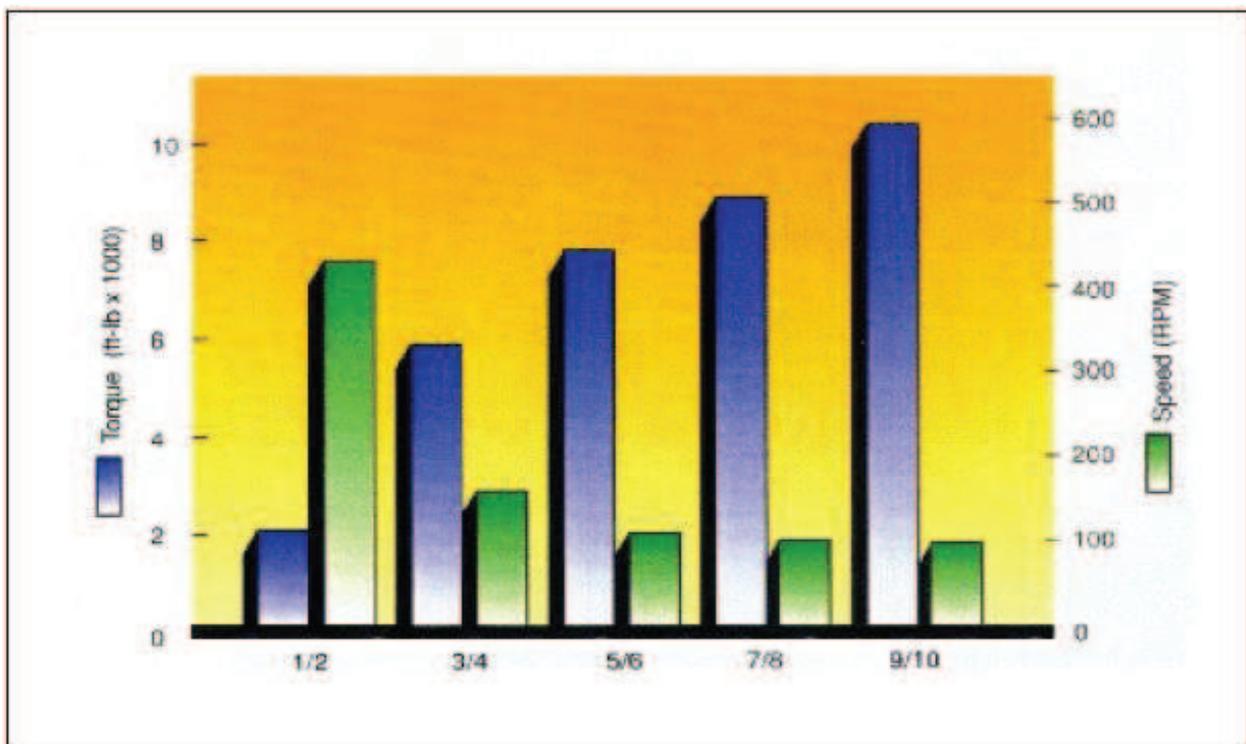


Figure 39 : Relation entre le torque & la vitesse de rotation des moteurs de fond.



▪ Une valve de détournement (by-pass)

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

Cette valve a plusieurs rôles:

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

2. Différents types de moteurs**1. Puissance, couple & vitesse**

Les moteurs diffèrent et sont souvent caractérisés par le nombre de circonvolutions du rotor et du stator, appelé "lobes".

Le stator possède nécessairement un lobe de plus que le rotor.

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

La multiplication des lobes augmente la puissance du moteur et réduit sa vitesse de rotation. On peut donc distinguer:

- les moteurs à lobe unique (1/2 lobes) > grande vitesse & couple faible

Ces moteurs génèrent des couples relativement faibles (2000 ft x lb) à des vitesses pouvant atteindre 500 rpm.

Le faible couple réactif généré permet un bon contrôle du tool face.

- les moteurs multilobes

- vitesse & couple moyen
- basse vitesse & couple élevé

Le nombre de lobes peut atteindre 9/10

De tels moteurs délivrent un couple important (10000 ft/lb) à des vitesses inférieures à 100 rpm.

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

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



2. Géométrie des moteurs

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

Ils incorporent maintenant un coude fixe ou ajustable (bent-housing) situé dans la partie basse du moteur.

La proximité de ces coudes par rapport à l'outil de forage augmente l'efficacité de l'angle.

L'angle faible et la diminution de la distance angle - outil permettent la rotation du train de tiges et donc l'élimination de l'effet d'angle et donc de forer droit tout en utilisant un moteur coudé.

Ces coudes sont le plus souvent ajustables, en surface, de zéro (moteur droit) à 3 degrés, par quart de degrés.

Une dernière génération de moteur possède un coude ajustable depuis la surface, permettant de modifier le comportement de la garniture sans avoir à manœuvrer. Certains moteurs à un corps courbe.

D'autres sont articulés. De nombreuses configurations sont disponibles:

- moteurs à coude incorporé simple Fixes ou ajustables

Ces moteurs sont utilisés pour la plupart des applications de forage dirigé.

- moteurs à double coudes incorporés (dual bent-housing)

Ces moteurs sont équipés de deux coudes ajustables, l'un dans la partie basse, l'autre dans la partie supérieure du moteur.

Ils sont utilisés pour les forages à courbure moyenne.

L'utilisation de tels moteurs ne permet plus la rotation du train de tiges

- moteurs DTU (Double Tilted Unit)

Ces moteurs possèdent un système composé de deux angles fixes et opposés.

Les moteurs sont également plus ou moins stabilisés, soit par des lames soudées (quelquefois un seul "patin") ou des chemises interchangeables. Des stabilisateurs de type "clamp-on" sont aussi utilisés.

3. Débit & Perte de charge

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

A 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 la pression de circulation.

Le poids sur l'outil est directement proportionnel à cet accroissement de pression appelé "delta P" du moteur.



4. 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 les ces limites ne sont pas respectées. On distingue :

✓ Couple réactif

La rotation de l'arbre est obtenue par le passage du fluide de forage à travers le rotor/stator.

Pendant le forage l'outil de forage rencontre une résistance qui se traduit par un couple, et le moteur à alors tendance à tourner en sens inverse en raison du débit qui continue à l'actionner, jusqu'à atteindre un état d'équilibre.

Ce phénomène est appelé couple réactif.

✓ Calage

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 pression 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 ont un effet corrosif sur les élastomères et réduisent la durée de vie des moteurs.

Là aussi des progrès récents améliorent les performances des moteurs.

✓ **Durée de vie des outils de forage**

La durée de vie des outils de forages à molettes est limitée par un nombre total de rotation des roulements et donc inversement proportionnelle à la vitesse de rotation des outils.

Un outil utilisé avec un moteur à grande vitesse verra sa durée de vie réduite, limitant la longueur forable en une seule descente.

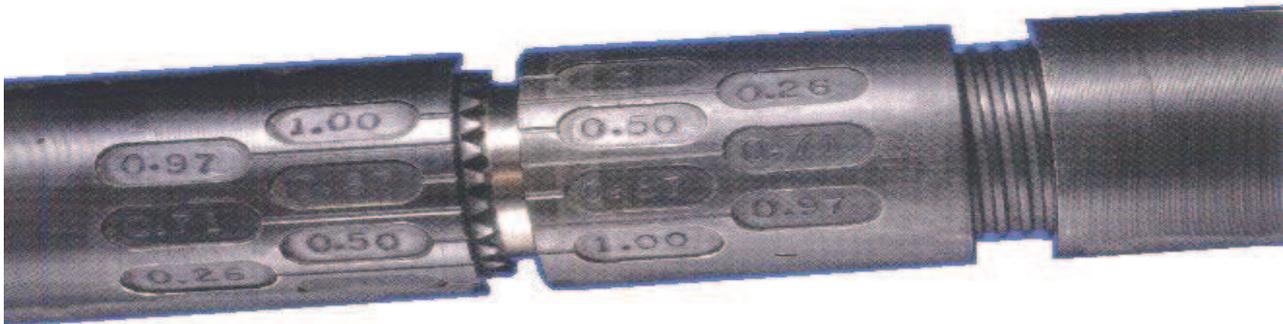


Figure 40 : Coude ajustable incorporé au moteur (en position débloquée).



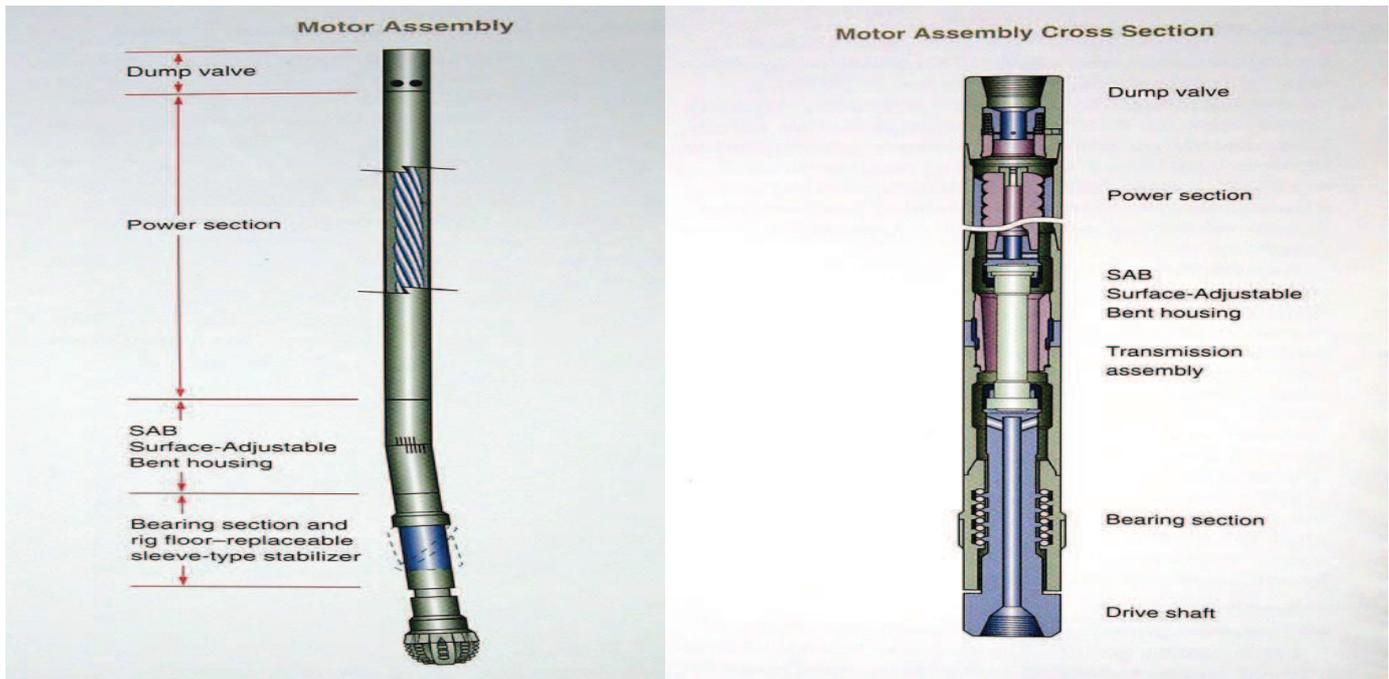


Figure 41 : Représentation des Motors du fond.

2. Stabilisateurs

En forage dirigé, l'utilisation de stabilisateurs est l'un, sinon **le** moyen, de contrôler l'inclinaison du puits. Ils sont donc largement utilisés, particulièrement en forage dirigé conventionnel.

Ces outils sont constitués par des "lames" installées sur des corps tubulaires équivalents aux masse-tiges de la même phase. Ces lames ont un diamètre égal ou inférieur à celui de l'outil de forage. Elles centrent les masses tiges dans le puits et constituent autant de point d'appuis permettant de contrôler la "déformée" de la garniture de forage.

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".

Différents types de stabilisateurs sont disponibles, variant essentiellement par la conception de leurs lames:

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

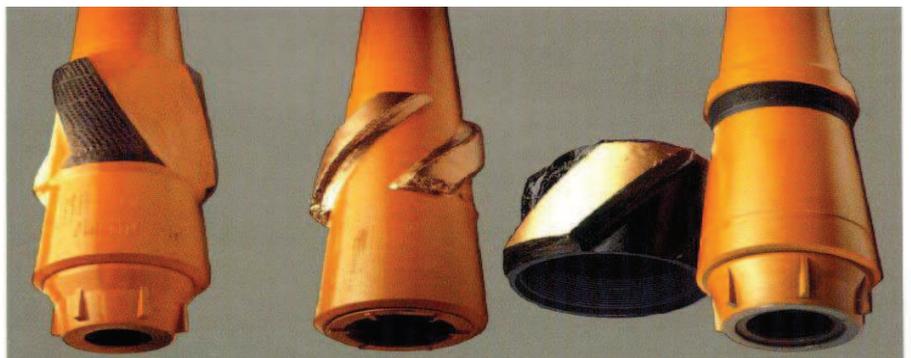


Figure 42 : Représentation des différents types de stabilisateurs.



3. Equipements amagnétiques

L'acier des éléments du train de tiges perturbe les lignes du champ magnétique terrestre. Cette perturbation est proportionnelle à la masse et inversement proportionnelles à la distance.

Les équipements amagnétiques les plus courants sont:

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

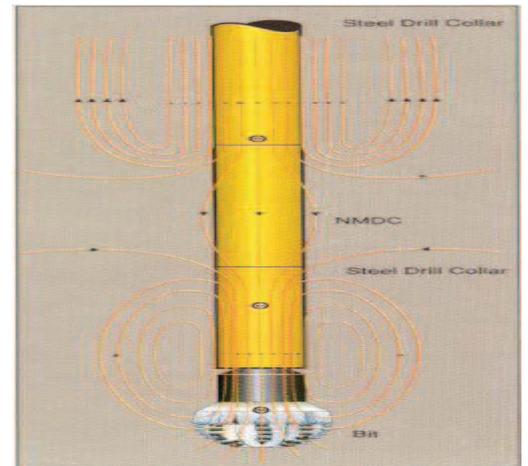


Figure 43 : Représentation de l'interférence magnétique.

4. Raccords d'orientation

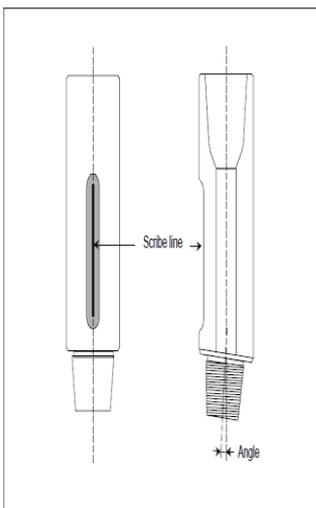
Les raccords d'orientation sont conçus pour recevoir une chemise dans laquelle viendra se loger l'extrémité inférieure ("mule shoe") de l'outil de mesure

5. 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.

6. Outils de déflexion

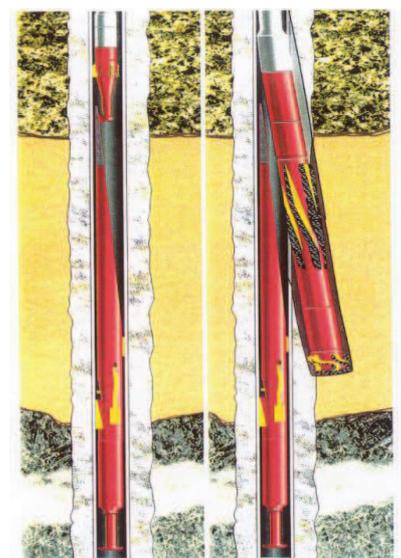
Les outils de déflexion sont souvent appelés "Whipstock" du nom de leur inventeur. Un Whipstock est un sabot d'acier dont la surface intérieure est concave et sur laquelle viendra s'appuyer l'outil de forage, ainsi obligé de riper vers la paroi et de sortir du puits initial.



Raccord d'orientation



Raccord coudé



Whipstock



II. Equipements de mesure

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

Ces mesures peuvent être effectuées par des instruments de mesures en fond de trou. Ils diffèrent par le type des capteurs utilisés mais surtout par leur type de transmission de l'information qui peut être:

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

1. Outils de mesures en temps différé

Les outils de mesures en temps différé sont conçus pour effectuer une ou plusieurs mesures de l'inclinaison et de l'azimut du puits, les enregistrer et les conserver jusqu'à leur lecture après remontée de l'outil en surface.

Ils sont descendus dans le trou soit par l'intermédiaire d'un câble ou jetés à travers les tiges ("go-devil") puis récupérés au câble ou lors de la manœuvre de remontée. On distingue les :

- **Inclinomètres.**
- **Single-shots magnétiques.**
- **Multi-shots magnétiques.**
- **Gyroscopes.**

1.1 Inclinomètres

Les inclinomètres sont les plus simples des instruments de mesures directionnelles en ne mesurant que l'inclinaison du puits.

Ils utilisent un pendule qui n'est affecté que par le champ gravimétrique terrestre.

Ces outils sont essentiellement utilisés pour vérifier l'inclinaison des puits verticaux.

1.2 Single-shots magnétiques

Un Single-shot magnétique est conçu pour effectuer une unique mesure de l'inclinaison et de l'azimut du puits (par mesure du champ magnétique), l'enregistrer et la conserver jusqu'à sa lecture. Ils nécessitent donc d'être installés dans au moins une masse-tige amagnétique.



1.3 Multi-shots magnétiques

Les multi-shots sont similaires aux single-shots mais capables d'effectuer et de stocker plusieurs mesures déclenchées à un intervalle régulier programmé en surface.

1.4 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.

2. Outils de mesures en temps réel

Les outils de mesures en temps réel sont conçus pour effectuer une ou plusieurs mesures de l'inclinaison et de l'azimut du puits et les transmettre vers la surface. Les outils les plus sophistiqués ont de plus des capteurs permettant la mesure, la transmission et le stockage de paramètres d'évaluation des formations. On distingue les :

- ✓ Steering tools
- ✓ MWD et LWD
- ✓ Gyroscopes

2.1 Steering tools

Les Steering tools mesurent l'inclinaison et l'azimut du puits (et donc le tool face) et transmettent l'information à travers un câble électrique. Associés à un système d'orientation ils transmettent une visualisation instantanée du tool face.

Les steering tools sont les seuls instruments fournissant une information permanente, permettant en particulier l'observation de l'effet du couple réactif sur le moteur et de l'évolution résultante du tool face.

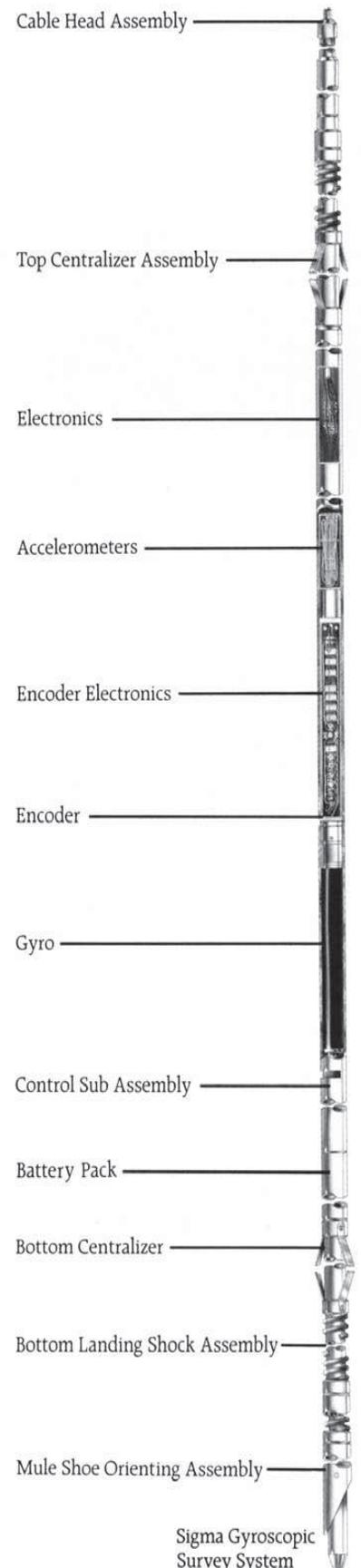


Figure 44 : Représentation d'un gyroscope.



2.2 Les MWD (Measurement While Drilling) et LWD (Logging 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 et de ses séquelles.

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

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.

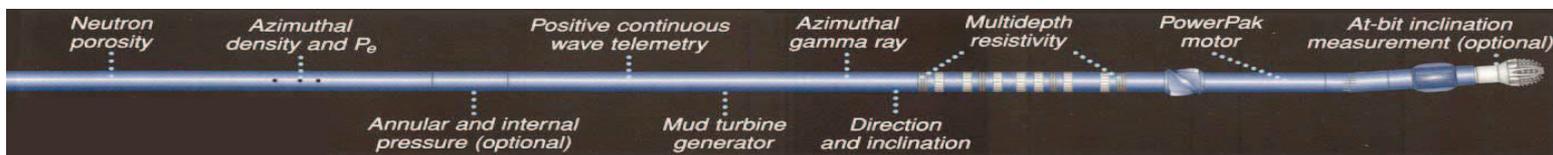


Figure 45 : Représentation du Système LWD "Geo-steerable".

Les composants d'un MWD sont:

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

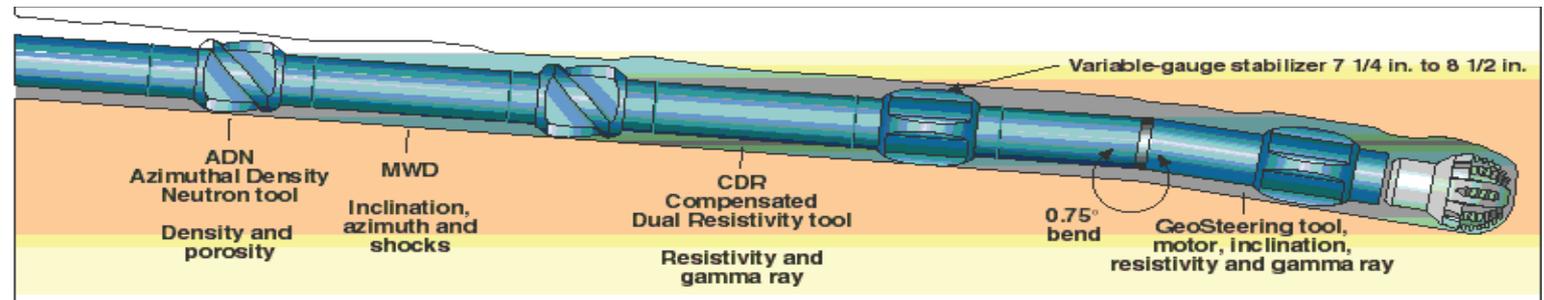


Figure 46 : Représentation du Système Moteur-LWD "Geo-steerable".

2.3 Gyroscopes

Des gyroscopes à recherche automatique du Nord géographique et transmettant les informations à l'aide d'un câble électrique sont également disponibles.

En raison de leur relative fragilité, ils ne peuvent pas être utilisés en cours de forage.



III. Les nouveaux équipements de forage dirigé

L'accroissement des besoins en précision de la navigation, ainsi que la complexité de certaines trajectoires (les puits 3-D) ont favorisés le développement de techniques plus sophistiquées voire nouvelles:

- Les systèmes à mesures avancées
- Les techniques de navigation en rotation ("rotary steerable systems")

1. Les systèmes à mesures avancées

Ces systèmes sont des améliorations des MWD, permettant de réaliser certaines mesures à partir d'un raccord situé juste derrière l'outil de forage et devant le moteur

L'avantage de ces systèmes réside en une détection rapide des changements de paramètres géologiques ou géométriques (dans un système MWD classique les premières mesures sont effectuées au mieux à une quinzaine de mètres de l'outil),

- détection rapide de toute sortie du réservoir
- détection rapide d'un banc d'argile
- évaluation de la qualité du réservoir
- détection rapide des variations d'inclinaison.

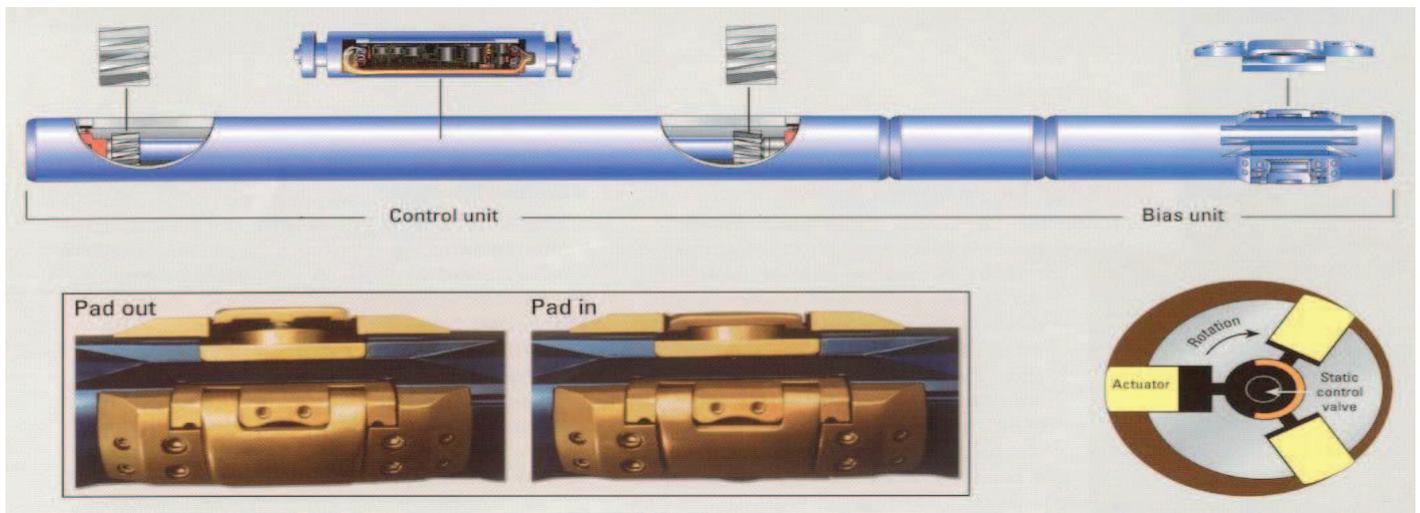


Figure 47 : Représentation de MWD avancé.

2. Les systèmes de navigation en rotation ("Rotary Steerable")

Ses système sont en cours de développement. On distingue les:

- ✓ AutoTrak.
- ✓ PowerDrive.
- ✓ GeoPilot.
- ✓ Rotary Steerable Tools.



IV. 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.

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.

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.

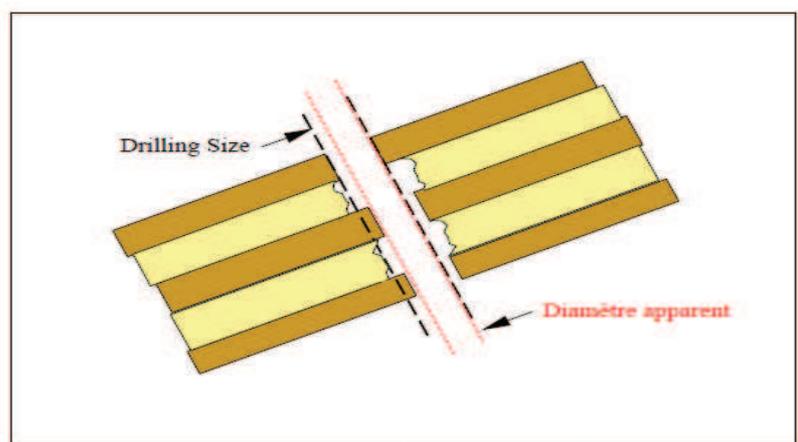
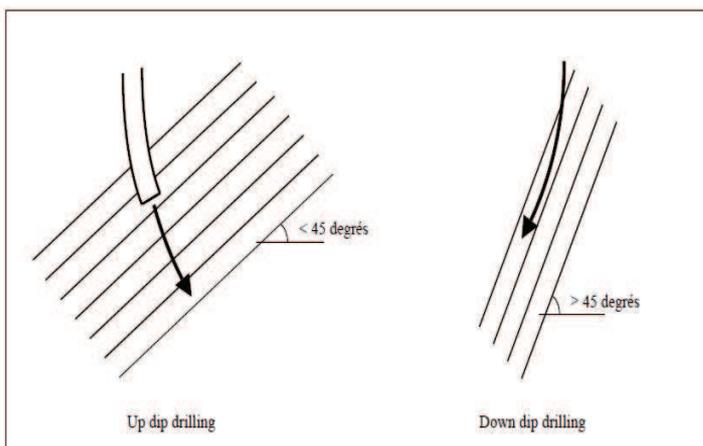


Figure 48 : Représentation de l'Influence du pendage des formations.

Figure 49 : Représentation des alternances de couches tendres et dures.



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 (en particulier la "garde").

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

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

- **Le poids sur l'outil:**

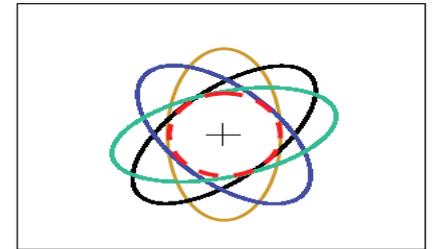
Une garniture de forage conventionnel est conçue pour se déformer et créer des points d'appuis déterminés, desquels résulteront le comportement souhaité.

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.



3. Conséquences du forage dévié sur la forme des trous

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



Trous spiralés: Certains trous déviés sont spiralés ou de forme hélicoïdale (voir figure ci-contre), le pas de la spirale pouvant être réduit à quelques mètres.

Figure 50 : Représentation du trou ovalisés.

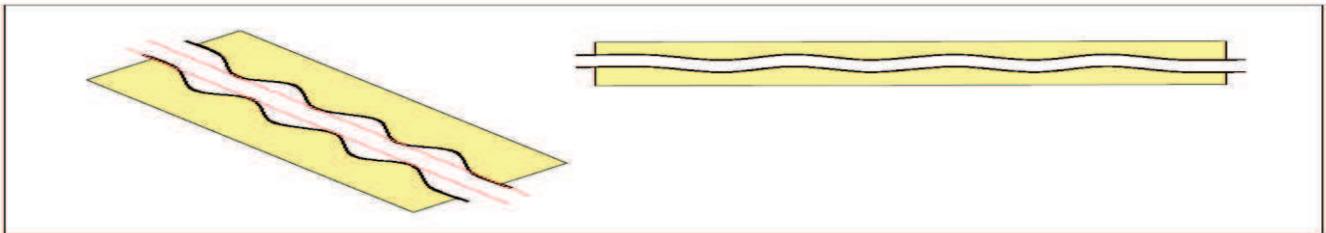


Figure 51 : Représentation des trous spiralés.

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

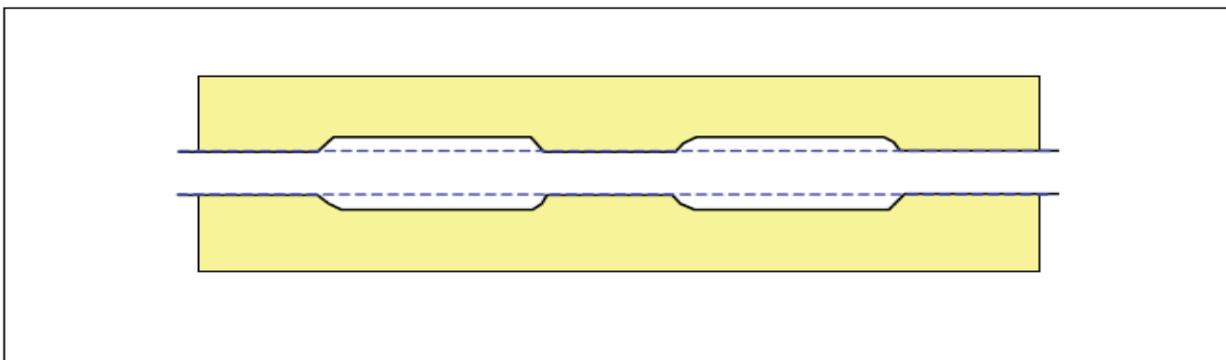


Figure 52 : Représentation des trous élargis.

Marches: Les alternances de formations dures et tendres peuvent causer un décalage de l'axe du puits, créant un puits en "escalier" et de nombreux points d'accrochage.

Il peut en résulter un diamètre apparent inférieur au diamètre de forage et des difficultés potentielles pour descendre le tubage.



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

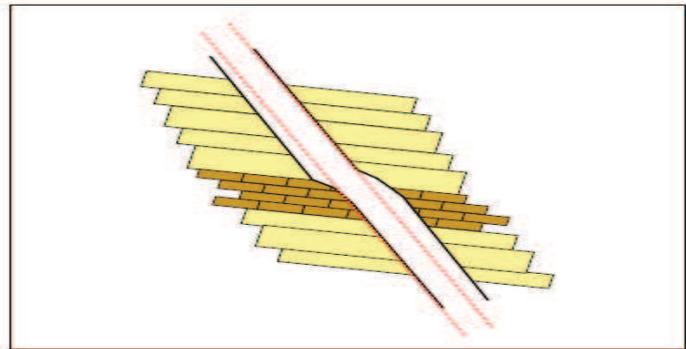


Figure 53 : Représentation d'un Dog-Leg.

Formation de Key-seat: La formation d'un Key-seat (voir figure ci-contre) est la cause de nombreux problèmes et se termine le plus souvent par un side-track si elle n'est pas détectée et traitée à temps.

Elle résulte du frottement du train de tiges sur la paroi du puits, creusant petit à petit un trou latéral ayant pour diamètre le diamètre du corps des tiges.

Elle se produit donc de préférence dans les sections courbes du puits ou sur un dog-leg prononcé.

Lorsque le trou latéral est suffisamment profond, le passage d'une section de plus gros diamètre ou même d'un tool-joint de tiges devient impossible.

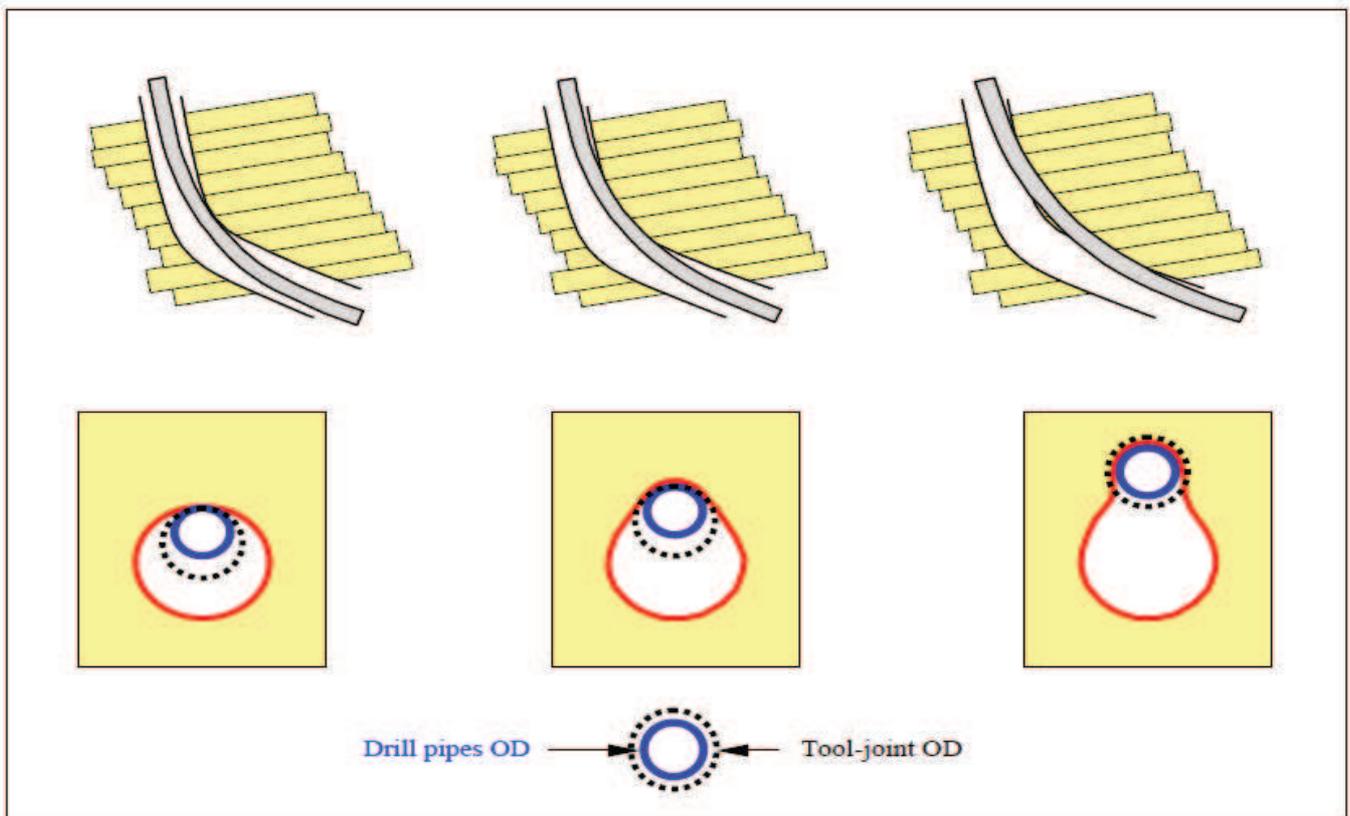


Figure 54 : Représentation du développement d'un "Key-seat".



Chapitre IV :

Abstract :

Dans ce présent chapitre, on traite l'engineering du forage directionnel, le but de ce chapitre est de comprendre les méthodes de planifications, suivre et contrôler la trajectoire. Savoir calculer un Survey et l'incertitude qui l'accompagne.

Chapitre IV

Engineering du forage dirigé

Introduction :

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

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

I. Contrôle de trajectoire

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

> En cours de forage

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

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

Divers outils existent permettant de mesurer ces paramètres, plus ou moins sophistiqués, installés au fond de manière permanente ou temporaire. Leur description est faite au chapitre 2.

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



> En fin de puits

- Pour rapports administratifs
- Pour archivage permettant le forage d'autres puits

Pour contrôler de la production du champ.

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

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

1. La mesure de l'azimut, l'inclinaison et de la profondeur mesurée.

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

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

2. Le calcul de la position du puits.

Le calcul de la position du puits sera effectué dès l'obtention des mesures et selon la méthode de calcul déterminée dans le programme de forage.

3. Représentation de la trajectoire réalisée.

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

4. La correction de la trajectoire.

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

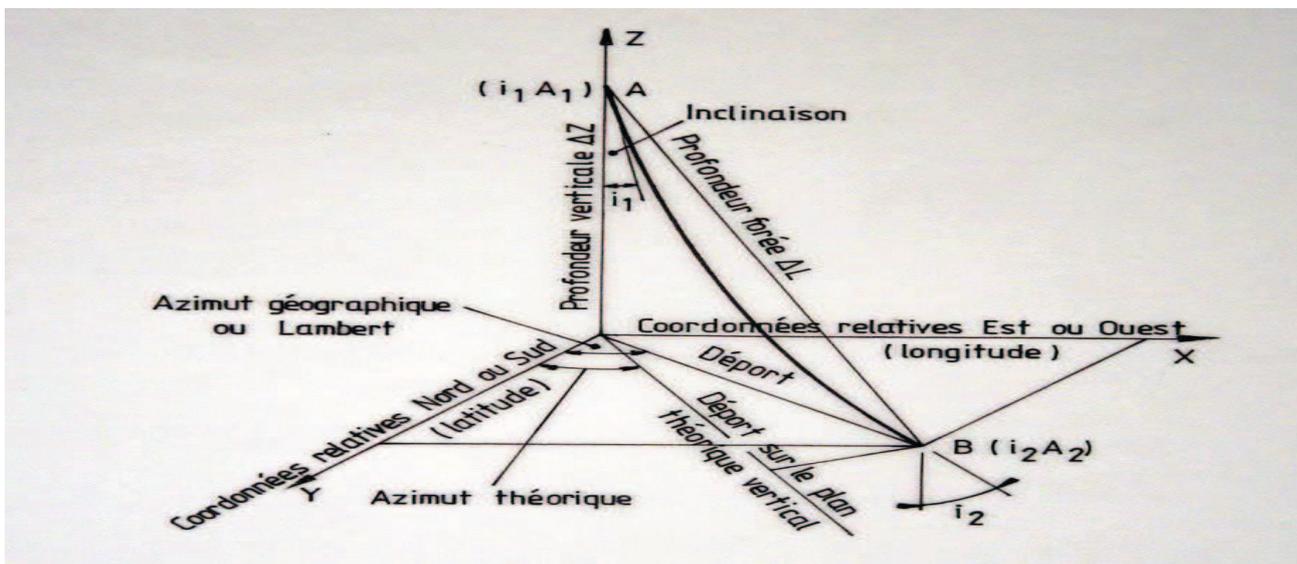


Figure 55 : Control de la trajectoire.



II. Calculs de trajectoire

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

1. Principe du calcul

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

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

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

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

- ✓ 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 , ΔX et ΔY .

Les autres paramètres tel que le déplacement horizontal seront déduits de ces éléments.



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 of 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) Méthode de calcul

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

d) Azimut de projection

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

d) 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)

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) Méthode de calcul

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



d) Azimut de projection

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

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)

3. Calcul

Chaque mesure fournira les paramètres de base suivant :

- **Profondeur mesurée**: obtenue par la mesure du train de tiges et corrigée de manière à déterminer la profondeur des instruments de mesure MDx: Profondeur mesurée à la station par **mètre ou pied**).
- **Inclinaison** : obtenue à l'aide de l'outil de fond lx : Inclinaison à la station x (**degré**).
- **Azimut** : obtenu de l'outil de mesure et corrigé en fonction du type d'outil utilisé (déclinaison magnétique) et du système de projection (déclinaison), Ax : Azimut à la station x (**degré**).

4. Représentations des puits

Dans la pratique les résultats sont présentés sous différentes formes:

1 Représentations mono-puits

a/ Représentations numériques

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

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

b/ Représentations graphiques

Les puits sont représentés à l'aide de

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

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



2. Graphiques multi-puits

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

- ✓ projections verticales
- ✓ projection horizontales
- ✓ représentations tridimensionnelles
- ✓ Représentation polaire

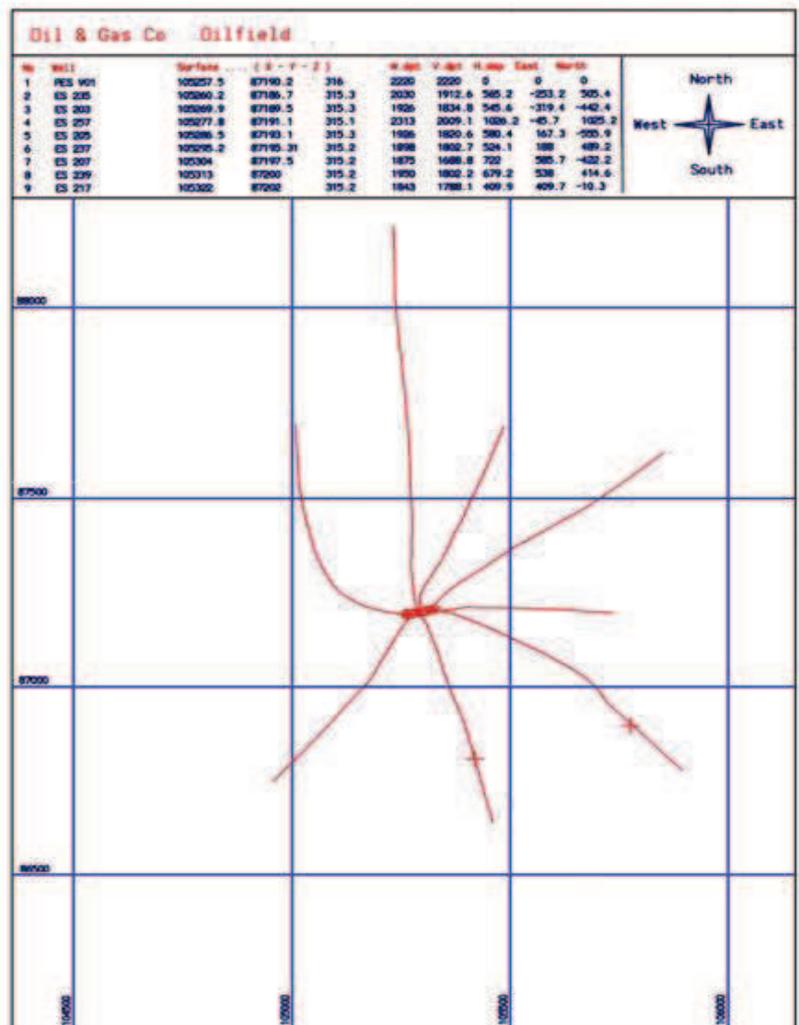
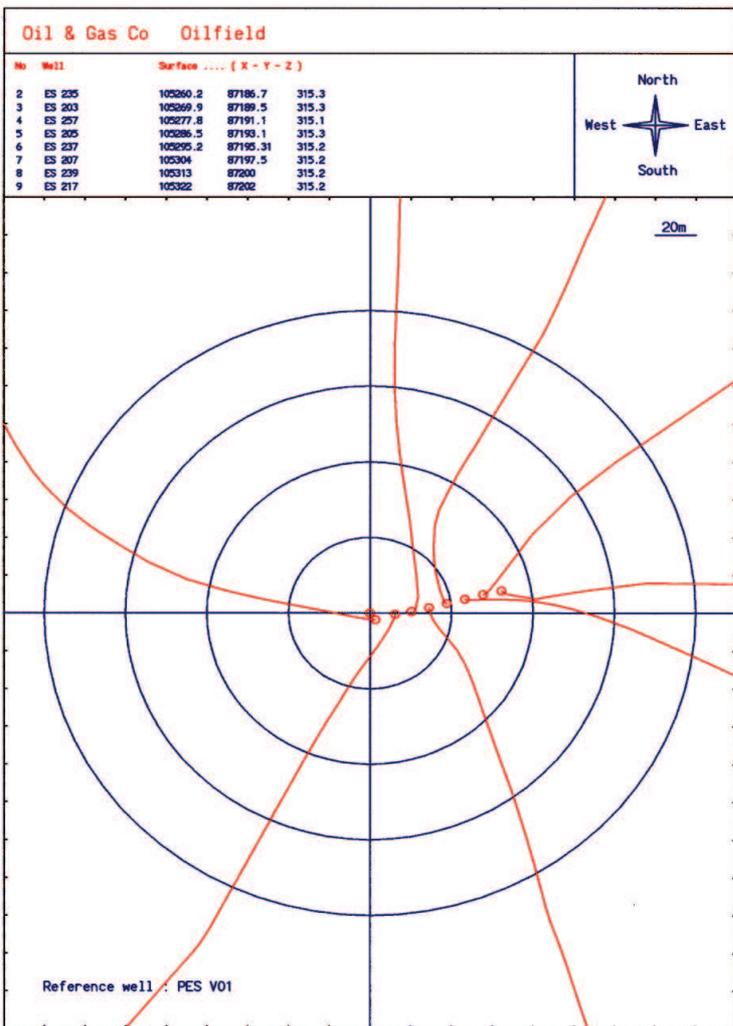


Figure 56 : Représentation graphique mono puits.

Figure 57 : Représentation graphique multi-puits.



III. Méthodes de calcul

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

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

a) Tangentielle

- ✓ assume un segment de droite entre deux mesures consécutives.
- ✓ calculs simples.
- ✓ elle n'est plus utilisée en raison de son manque de précision.

b) Tangentielle moyennée

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

c) Angle moyen

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

Cette méthode est d'autant plus imprécise que les variations d'inclinaison et d'azimut sont importantes, ainsi que l'espacement entre les mesures. (voir figure ci-après)

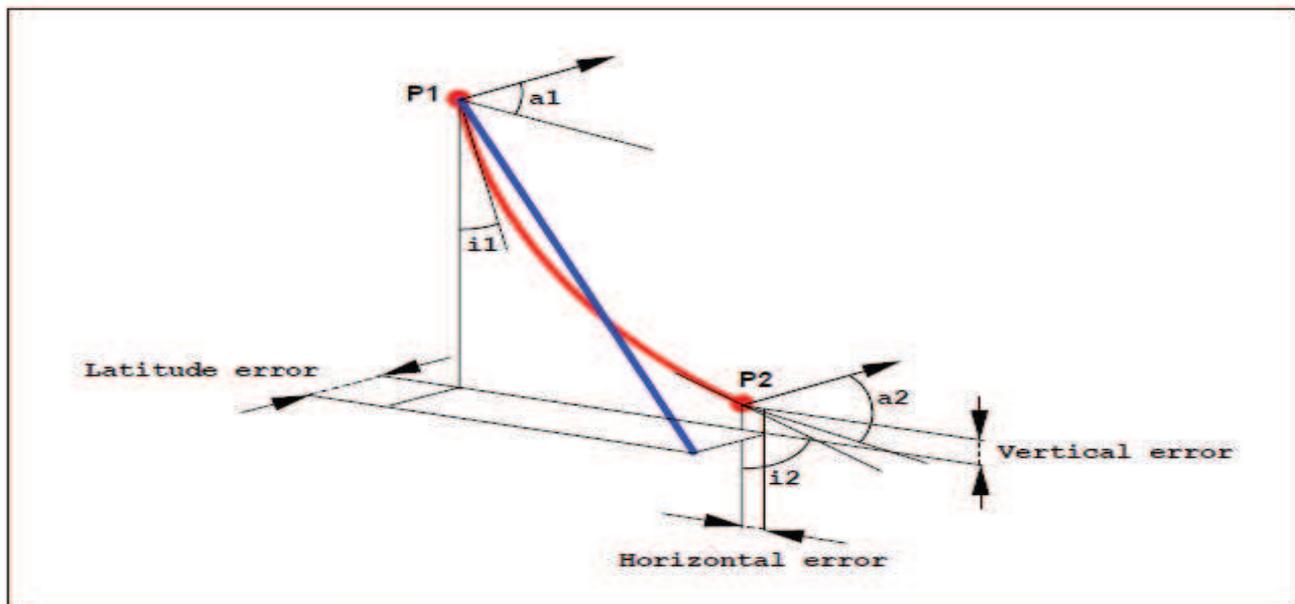


Figure 58 : Représentation de la méthode de l'Angle moyen.



Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes:

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

$$\Delta H = \Delta L \times \sin ((I_1+I_2) / 2) \quad (\text{mètres ou pieds})$$

$$\Delta X = \Delta L \times \sin ((I_1+I_2) / 2) \times \sin ((A_1+A_2) / 2) \quad (\text{mètres ou pieds})$$

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

d) Méthode du la Courbure Minimum

La section joignant deux points est assimilée à un arc s'inscrivant sur une sphère de rayon maximum, c'est à dire de courbure minimum (voir figure ci-contre)

Un calcul préliminaire est nécessaire pour déterminer la courbure de l'arc:

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

Et:

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

Les calculs élémentaires sont alors obtenus par les formules suivantes:

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

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

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

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

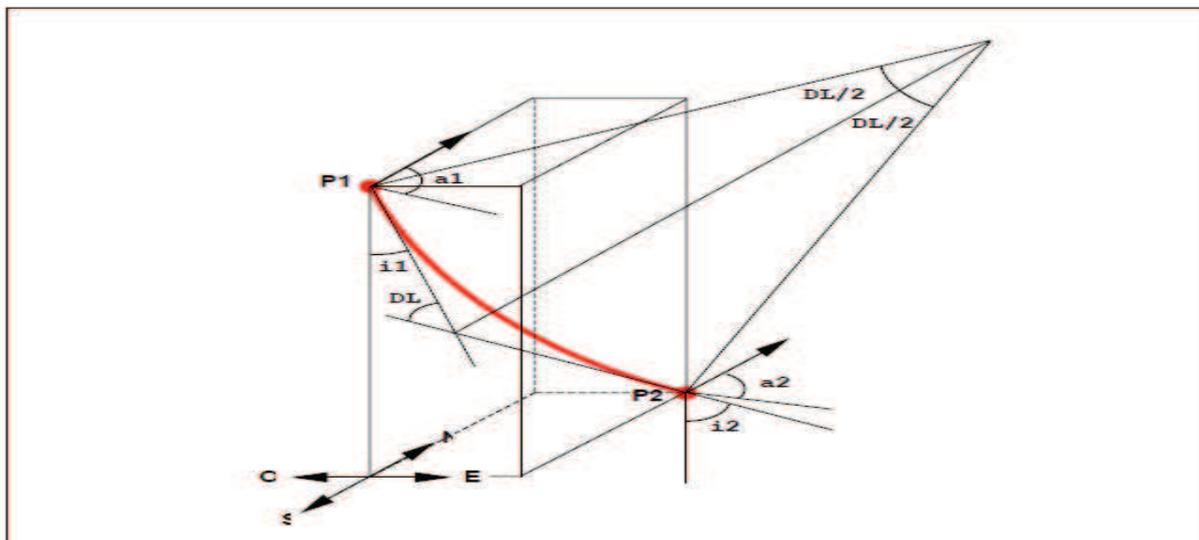


Figure 59 : Représentation de la Méthode de la Courbure Minimum.



e) Méthode du Rayon de courbure

La section forée est assimilée à une courbe inscrite sur un cylindre vertical. Ses projections horizontale et verticale sont assumées être des arcs de courbure constante correspondants à leurs gradients respectifs. (Voir figure ci-contre)

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

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

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes:

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

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

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

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

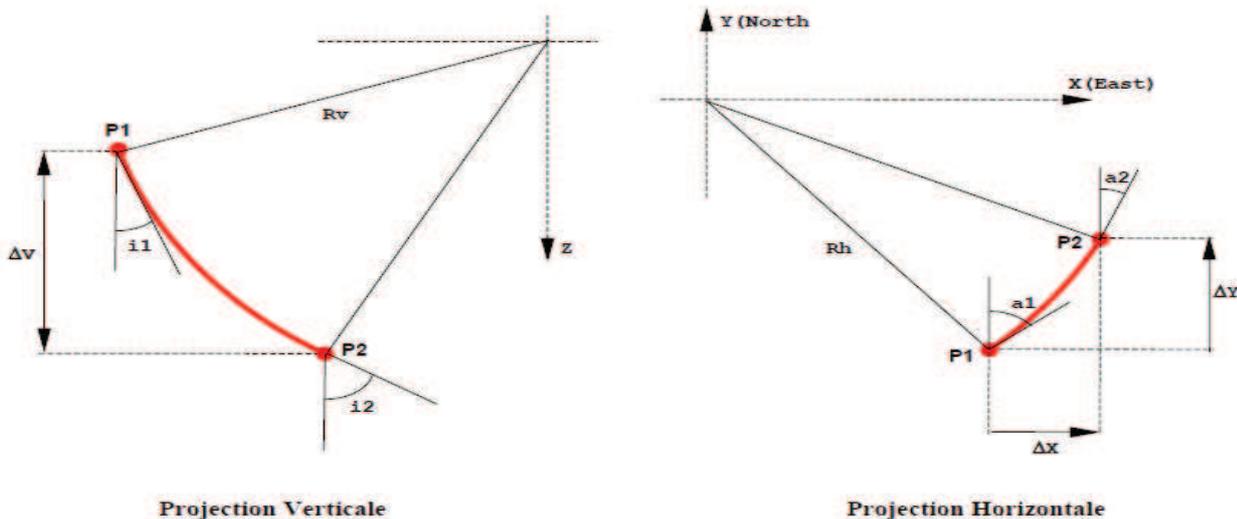


Figure 60 : Représentation de la Méthode du Rayon de courbure.

f) Calculs complémentaires

Ayant calculé les paramètres de base à la station x

V_x profondeur verticale

X_x coordonnée Est/Ouest

Y_x coordonnée Nord/Sud

Des paramètres complémentaires doivent être déterminés:

a/ Le déplacement horizontal

$$HD = \sqrt{x^2 + y^2}$$

b/ La direction du puits

$$A_{av} = \text{atn}(X / Y) \quad \text{if } Y > 0$$

$$= 180 + \text{atn}(X / Y) \quad \text{if } Y < 0$$



c/ Le déplacement horizontal sur la projection verticale

$$HP = HD \times \cos (Ath - Aav)$$

d/ Les coordonnées absolues

E = Ewh + X Ewh coordonnée Est/Ouest de la tête de puits

N = Nwh + Y Nwh coordonnée Nord/Sud de la tête de puits

g) Dog-leg

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

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

Dans la pratique nous rencontrerons donc des dog-legs souhaités (résultant des procédures de forage) mais aussi des dog-legs non souhaités (résultant de divers phénomènes géologiques - voir paragraphe 1.8 - 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.

Comme dans le cas des calculs de trajectoire, il n'existe pas de formule mathématique répondant au problème et le calcul du dog-leg repose sur des hypothèses et approximations. Plusieurs formules ont été proposées et sont utilisées. L'une des plus usitées est la suivante:

$$DLS = \frac{10}{\Delta L} \times \sqrt{\Delta I^2 + (\Delta A \sin(I + I))/2)^2}$$

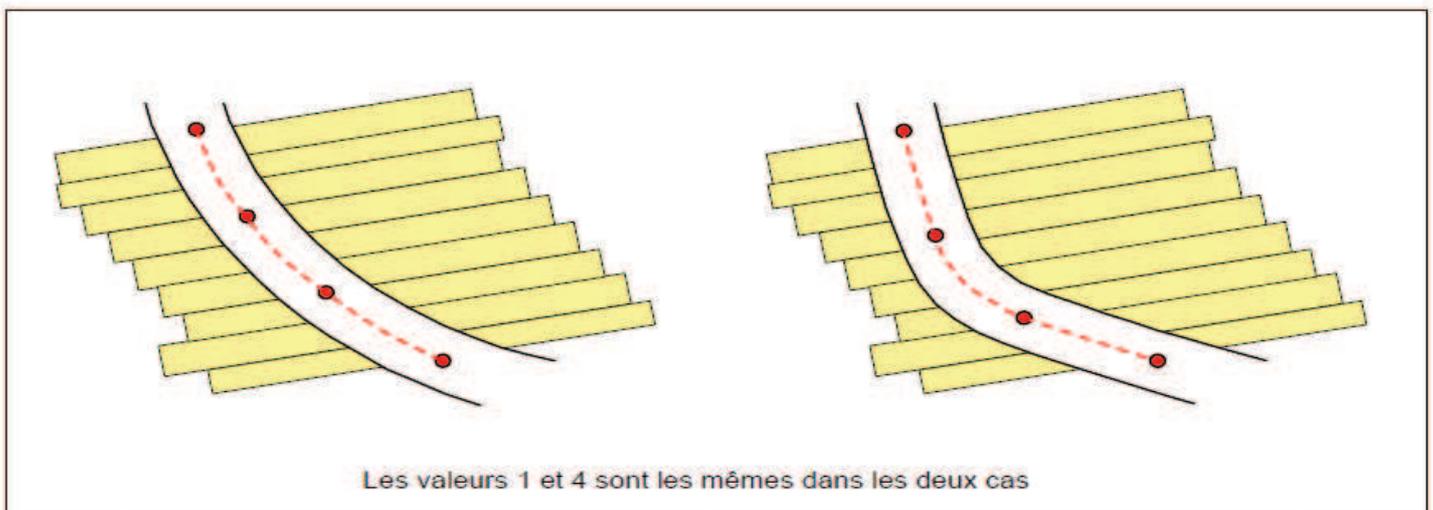


Figure 61 : Représentation des Dog-Leg.



IV. Calculs d'incertitude - Etude anti-collision

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

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 anticollision" destinée à évaluer les risques de collision entre puits ou au contraire permettant de créer une quasi-collision (relief well).

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

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.

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

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

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

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

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

Tableau 08 : Représentation des Paramètres d'incertitude couramment utilisés.



3) Domaine d'incertitude

1. Approche du problème

Les paramètres mesurés permettent de calculer une trajectoire "théorique" du puits. Il peut être nécessaire de déterminer un domaine dans lequel il sera possible de localiser le puits avec certitude. Ce domaine 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 ce 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).

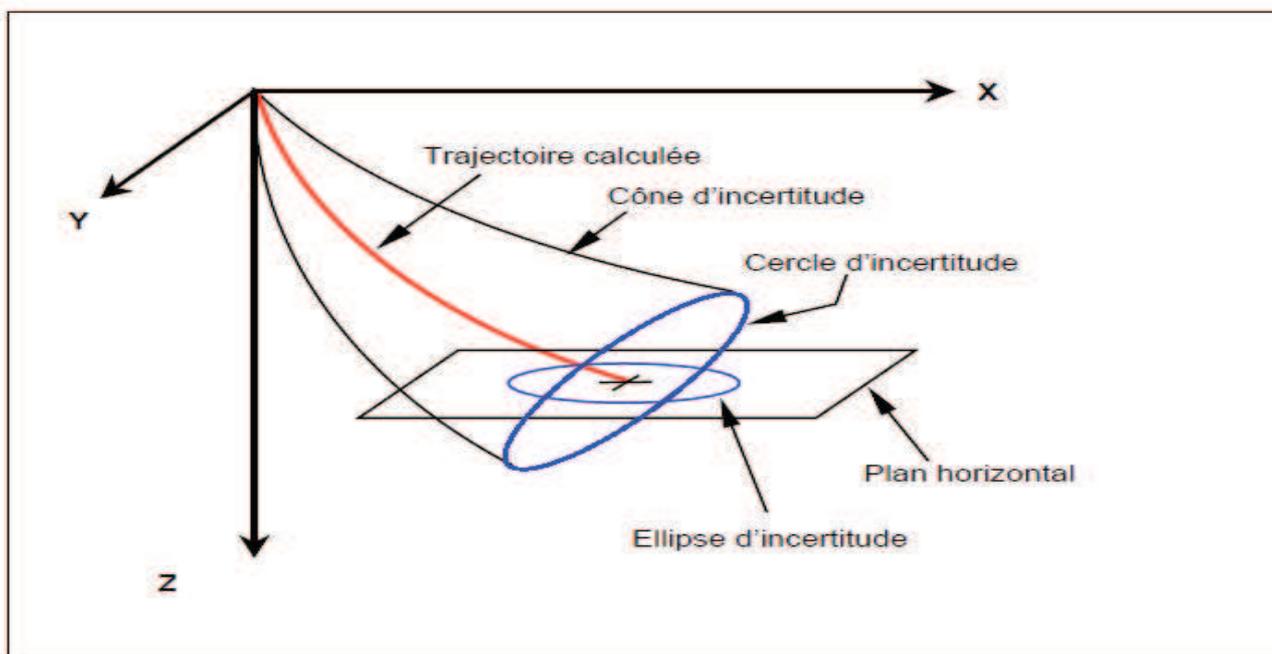


Figure 62 : Représentation du domaine d'incertitude.



2. Méthode pratique - Ellipses d'incertitude

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.
- ✓ son ellipse d'incertitude à Z_t .

4) Etude anti-collision

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

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



Chapitre V

Abstract :

Ce chapitre est consacré à l'étude de la trajectoire du side-track BRNP-ST en profil **S** et sa comparaison avec le profil proposé et faire une évaluation de la qualité de la trajectoire réalisée et comprendre les raisons qui font que cette dernière soit souvent différente de celle qu'on a planifié, ensuite on a fait une analyse des paramètres qui peuvent être la raison de ces décalages, ensuite on va chercher la raison de l'échec de dropping off de la première compagnie de service. À la fin on va présenter une proposition d'une autre planification en profil **J** pour atteindre le TD avec un coût global réduit et en minimisant les risques techniques rencontrés lors de la réalisation de la déviation en profil S.

Chapitre V

Etude du contrôle de la trajectoire du side track BRNP-ST

Introduction :

Avant de commencer un forage side track, on prépare un profil prévisionnel, le foreur déviateur suit ce plan pour le contrôle de la trajectoire en cours de forage en essayant le maximum de réaliser le profil le plus proche de celui de plan proposé qu'est le cas parfait. Mais on n'arrive à jamais avoir une trajectoire parfaite pour cela on fixe des tolérances sur l'angle d'inclinaison et l'azimut et sur le dog leg severity surtout lorsqu'il s'agit d'atteindre un TD bien précis, mais pourquoi on n'y arrive jamais avoir la trajectoire parfaite lors de forage dévié ?

Le contenu de cette étude permettra à la fin de répondre à cette question, le side track du puits BRNP-ST1 est réalisé après une fausse implantation et a comme objectif d'atteindre un déplacement horizontal de 500 mètres, ce side track est dévié par deux compagnies de services.

La première a travaillé depuis le KOP mais elle n'a pas réussi de revenir à la verticalité lors de la réalisation de la partie de Drop off, le client a fait appel à une deuxième compagnie de services qui a eu le succès de redresser la trajectoire et de revenir à la verticalité. Dans ce qui suit-on va vous exposer une étude comparative entre le profil prévisionnel et réellement réalisé, en essayant d'expliquer les raisons derrière chaque décalage, à partir de résultats de cette étude, des recommandations seront proposées dans le but de réduire les problèmes de trajectoire.

1. Généralités

1. Side-track :

Un side-track est utilisé pour réaliser un nouveau trou à partir d'un puits existant. Cette opération consiste à abandonner la section inférieure d'un puits suite à une instrumentation infructueuse ou pour raisons géologiques.



NOTE : avant de débiter un side track, quel qu'il soit, nous devons s'assurer que la garniture est en état parfait et ne nécessite pas une inspection surtout si ce side-track suit une instrumentation de repêchage.

1. Side-tracks en trou ouvert

a. Sélection de la zone de kick-off :

Dès la prise de décision de side-track il est nécessaire de recherche la zone où la formation présente les caractéristiques les plus aptes à permettre un side-track. Cette opération se fait en analysant les avancements rencontrés en cours de forage. La formation idéale est une formation consolidée associée à une vitesse de pénétration élevée et un trou calibré.

Dans tous les cas éviter de débiter le side-track dans des argiles en raison des risques de cavage en début de déviation.

Les distances minimales prises en compte pour la réalisation d'un side-track sont généralement basées sur une variation d'angle de l'ordre de 1°/10m.

Dans le cas d'un side track au-dessus d'un poisson, une marge de sécurité entre le nouveau trou et le haut du poisson doit être prise. Elle pourra être comprise entre 1 et 2 mètres (minimum) suivant le diamètre du trou.

Voici la méthode de calcul de la distance minimum à prendre entre le haut du poisson et le KOP (début du side track proprement dit):

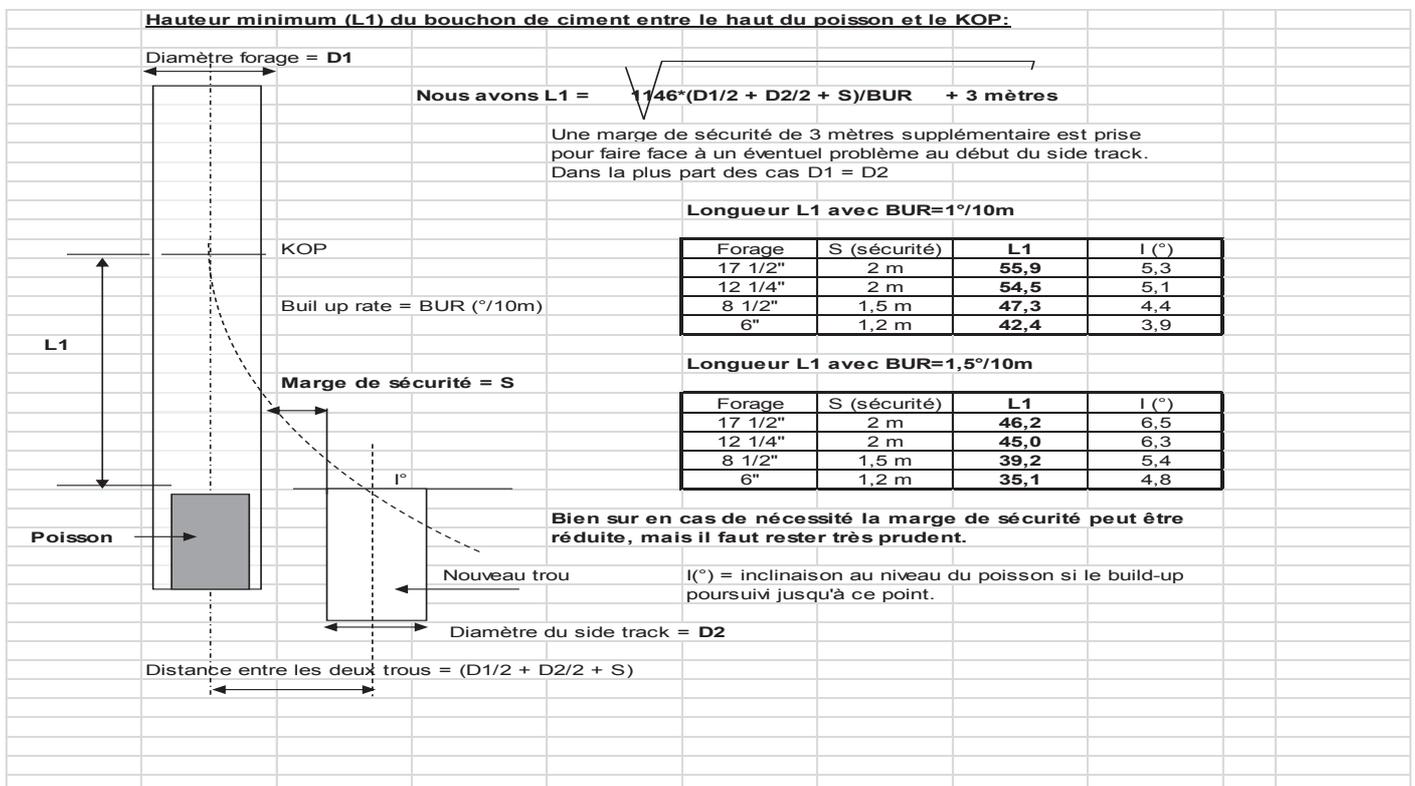


Figure 63 : Hauteur minimum du bouchon du ciment entre le haut du poisson et le KOP.



b. Choix du KOP du BRNP-ST :

BRNP1-ST : Point de déviation à 3012 m où la formation est composée d’argile brune rouge à brune et verte clair tendre à indurée, silteuse, légèrement carbonatée, avec passées de Calcaire gris clair, gris blanc à blanc parfois gris beige, microcristallin, dolomitique par endroits et traces à fines passées de Grès gris vert à gris clair et gris, fin à très fin, argileux, friable.

c. Calcul de la trajectoire du side-track BRNP-ST avec la méthode minimum courvure :

1. Objectif :

L’objectif de ce side-track est de faire le forage de la phase 8 ½” comme un forage dirigé de profil S avec l’objectif principal de réaliser un déplacement horizontal de 500 m au top du réservoir.

La BHA proposée pour réaliser le forage de cette section contient un 6 ¾” Ultra XL motor fully stabilized (UBHS: 8 1/8”; top stabilizer: 7 ¾”) et un NaviGamma MWD tool pour le surveying, le control directionnel et l’évaluation de la formation.

Comme le forage de cette section sera à travers la formation réservoir un risque potentiel de perte ou de venue peut être rencontré. La formation Trias a montré une tendance de cavage dans puits précédents forés dans la région.

Le tableau ci-dessous représente l’ensemble des résultats de calculs prévisionnel de la trajectoire du side-track BRNP-ST au objectifs directionnel avec la méthode ‘minimum curvature’, les formules utilisées sont représentées précédemment :

Well Profile Data								
Design Comment	MD (m)	Inc (°)	Az (°)	TVD (m)	Local N (m)	Local E (m)	DLS (°/30m)	VS (m)
Tie On	9.14	0.000	120.000	9.14	0.00	0.00	0.00	0.00
9 5/8" CSG Shoe	2992.00	0.000	120.000	2992.00	0.00	0.00	0.00	0.00
KOP	3012.00	0.000	120.000	3012.00	0.00	0.00	0.00	0.00
End Of Build	3387.00	50.000	120.000	3341.18	-76.75	132.94	4.00	153.50
End of Tangent	3611.50	50.000	120.000	3485.49	-162.74	281.87	0.00	325.48
End of Drop	4038.14	0.000	120.000	3860.00	-250.06	433.11	3.52	500.11
Reservoir	4518.14	0.000	120.000	4340.00	-250.06	433.11	0.00	500.11
TD	4678.14	0.000	120.000	4500.00	-250.06	433.11	0.00	500.11

Tableau 09 : Le ‘ proposal’ des objectifs du side track de BRNP-ST.



La présentation graphique de la trajectoire prévisionnelle du profil S en utilisant Matlab est représentée dans la figure ci-dessous :

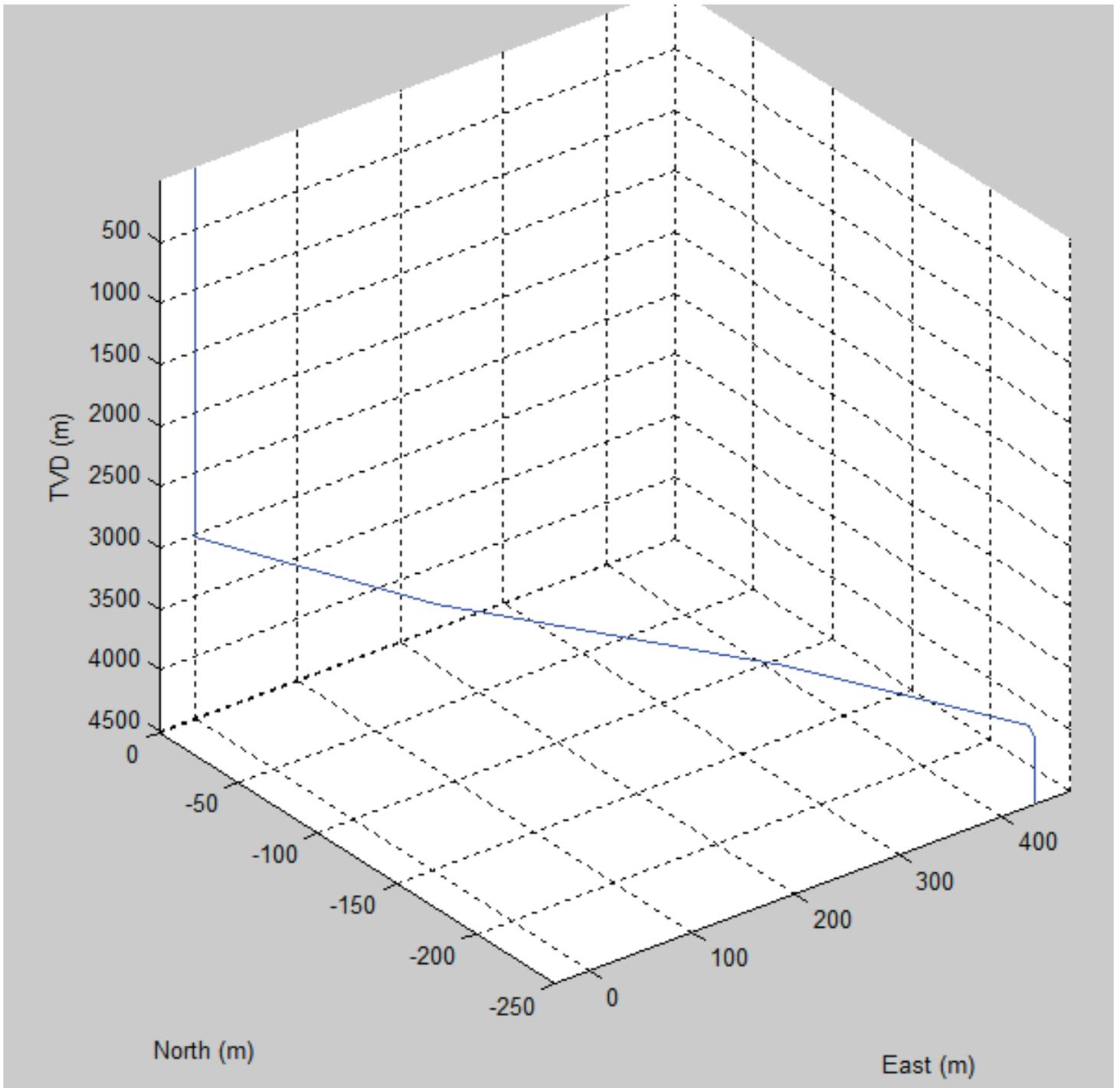


Figure 65 : Présentation graphique en 3D du profil prévisionnel en S.



3. La composition de la BHA pour un total length de 4900m :

String Components							
Item	#	Component	Gauge OD in	OD in	ID in	Length m	Total Len m
	11	Drill pipe		5	4.276	4640.70	4900.00
	10	HWDP x 3		5	3	27.56	259.30
	9	Jar		6 1/2	2 3/4	9.58	231.74
	8	HWDP x 21		5	3	198.45	222.16
	7	Sub - circulation		6 3/4	2 1/4	0.78	23.71
	6	NM Sub - filter		6 11/16	3	0.78	22.93
	5	MWD - pulser		6 3/4	2 13/16	1.55	22.15
	4	Drill pipe - compressive	6 3/4	5	3	9.14	20.60
	3	Stab - string	7 3/4	6 3/4	2 1/2	1.42	11.46
	2	Motor - steerable	8 1/8	6.791	5.400	9.65	10.04
	1	Bit - PDC - fixed cutter	8 1/2	8 1/2		0.39	0.39

Figure 66 : La composition de la BHA pour un 'total length 'de 4900m.

2. La trajectoire réelle du puits BRNP-ST

Avant de commencer cette partie je voudrais mentionner quelques détails concernant la réalisation de la trajectoire du side-track BRNP-ST .la déviation a commencé depuis le KOP à la profondeur mesurée 3012 m, la première compagnie a réalisé le service jusqu'à la profondeur mesurée 4094 m après avoir raté le dropping off. Pour cela le client Sonatrach a fait appel à une deuxième compagnie de services pour redresser la trajectoire et pouvoir en fin revenir à la verticale, donc de la cote 4094 m (MD) jusqu'à la TD à 4879.17.



a) La première compagnie de services :

Measured Depth	Total Vertical Depth	Inclination	Azimuth
(m)	(m)	(Deg)	(Deg)
2998.00	2998.00	1.92	135.63
3012	3011.99	2.75	126.96
3020.5	3020.48	3.66	119.46
3037.5	3037.41	6.08	114.66
3051.24	3051.06	7.3	112.21
3060.57	3060.31	8.01	111.08
3070.24	3069.87	8.73	110.28
3079.76	3079.28	9.20	111.86
3089.49	3088.78	9.84	111.35
3098.82	3098.05	11.16	113.15
3108.36	3107.38	12.5	115.62
3117.87	3116.66	13.75	116.74
3127.43	3125.91	14.73	117.34
3136.96	3135.11	15.50	117.90
3146.33	3144.13	15.86	117.40
3155.64	3153.08	16.10	118.01
3165.34	3162.39	16.80	118.79
3174.94	3171.57	17.60	119.60
3184.32	3180.51	17.79	119.38
3193.85	3189.57	18.60	119.25
3202.67	3197.92	19.04	121.89
3212.22	3206.90	20.65	119.98
3221.76	3215.77	22.50	119.50
3231.30	3224.54	23.79	118.66
3240.84	3233.23	24.91	118.66
3250.36	3241.83	26.07	119.67
3259.96	3250.41	27.17	119.82
3269.50	3258.84	28.49	120.22
3279.06	3267.20	29.63	119.77
3290.36	3276.98	30.61	120.75
3299.91	3285.17	31.30	121.07
3309.43	3293.24	32.59	120.94
3318.95	3301.22	33.54	120.58
3328.36	3309.00	34.85	120.37
3338.03	3316.87	36.39	119.87
3347.57	3324.47	37.88	119.04
3357.10	3331.92	39.33	118.54
3366.64	3339.23	40.62	118.39
3376.00	3346.27	41.71	119.34
3385.39	3353.21	43.01	119.76
3394.93	3360.11	44.32	119.73
3404.47	3366.84	45.99	119.67
3414.03	3373.49	45.89	119.48
3423.56	3380.13	45.73	119.65
3433.10	3386.79	45.77	119.86



3442.64	3393.46	45.51	120.02
3452.17	3400.13	45.64	119.97
3461.72	3406.81	45.51	120.30
3471.26	3413.50	45.53	120.43
3480.80	3420.18	45.48	120.18
3490.33	3426.88	45.34	120.43
3499.87	3433.59	45.16	120.58
3509.36	3440.30	44.92	120.78
3518.90	3447.06	44.78	120.46
3528.44	3453.87	44.53	120.72
3537.97	3460.65	44.34	120.96
3547.51	3467.43	45.06	121.03
3557.06	3474.19	44.95	120.91
3566.53	3480.90	44.69	121.06
3576.07	3487.69	44.53	120.85
3585.6	3494.49	44.53	120.89
3595.14	3501.30	44.36	120.94
3604.68	3508.12	44.43	120.73
3614.23	3514.91	44.87	120.6
3623.76	3521.66	44.95	120.4
3633.28	3528.41	44.78	120.49
3642.76	3535.14	44.62	120.7
3652.13	3541.80	44.79	120.58
3661.67	3548.59	44.54	120.87
3671.20	3555.39	44.46	120.59
3680.81	3562.25	44.31	120.9
3690.4	3569.10	44.52	121.15
3699.72	3575.83	43.14	121.12
3709.27	3582.88	41.61	120.79
3718.8	3590.08	40.38	120.84
3728.32	3597.41	38.9	121.08
3737.82	3604.89	37.23	120.45
3747.43	3612.60	35.88	119.72
3756.91	3620.31	35.46	118.95
3766.47	3628.13	34.16	119.19
3775.94	3636.04	33.03	119.47
3784.01	3642.84	32.28	119.31
3793.59	3650.95	31.98	119.25
3803.13	3659.10	30.56	119.86
3812.66	3667.36	28.82	119.93
3822.18	3675.77	27.69	120.02
3831.70	3684.24	26.55	120.25
3841.21	3692.77	26.03	120.08
3850.76	3701.38	25.32	119.99
3860.32	3710.04	24.7	119.34
3869.84	3718.71	24.12	119.56
3879.02	3727.13	22.92	120.17
3888.53	3735.90	22.43	120.32
3898.09	3744.77	21.47	120.26
3907.64	3753.66	21.39	118.92
3916.91	3762.29	21.21	119.21
3926.52	3771.27	20.76	119.73
3936.14	3780.27	20.34	118.73



3945.46	3789.07	19.2	119.2
3954.99	3798.05	18.84	118.67
3960.40	3803.18	18.64	118.89
3971.69	3813.59	17.8	118.23
3980.91	3822.71	16.79	116.06
3990.44	3831.85	15.85	116.2
3999.8	3840.87	15.29	116.4
4009.13	3849.88	14.51	116.63
4015.6	3856.16	13.72	116.0
4019.04	3859.50	13.68	115.11
4028.5	3868.69	13.91	114.46
4037.71	3877.65	12.39	114.6
4047.42	3887.12	12.38	112.48
4057.0	3896.50	11.35	112.87
4068.0	3907.29	10.73	112.12
4076.30	3915.45	10.43	112.45

b) La deuxième compagnie de services :

Measured Depth	Total Vertical Depth	Inclination	Azimuth
4080.61	3918.71	10.5	111.79
4095.11	3932.97	10.02	112.68
4105.17	3942.89	9.06	114.76
4116.51	3954.11	7.81	115.69
4126.66	3964.18	6.56	117.87
4135.01	3972.48	5.61	119.10
4145.60	3983.03	4.23	119.74
4155.10	3992.52	3.02	121.19
4165.09	4002.50	1.82	125.54
4175.03	4012.43	0.52	146.04
4189.07	4026.47	0.23	178.72
4210.30	4047.70	0.15	179.61
4230.07	4067.47	0.24	143.93
4250.2	4087.60	1.58	139.94
4261.1	4098.50	2.08	138.91
4270.10	4107.49	2.32	137.04
4285.17	4122.58	2.53	138.4
4300.19	4137.55	2.49	136.67
4315.12	4152.47	2.43	135.67
4330.14	4167.47	2.39	136.56



4330.14	4167.47	2.39	136.56
4345.09	4182.41	2.35	136.86
4355.42	4192.73	2.28	137.24
4370.05	4207.35	2.16	136.18
4395.04	4232.32	2.03	136.42
4420.03	4257.30	1.81	134.91
4445.00	4282.26	1.63	129.53
4470.04	4307.29	1.43	123.43
4485.06	4322.31	1.24	118.51
4505.04	4342.28	1.29	122.29
4525.27	4362.51	1.45	126.93
4540.02	4377.25	1.24	125.08
4560.05	4397.28	1.18	118.83
4580.15	4417.37	1.14	115.35
4600.09	4437.31	1.20	109.46
4620.33	4457.55	0.96	107.06
4640.08	4477.29	0.79	104.38
4660.18	4497.39	0.62	85.49
4700.14	4737.35	0.65	31.09
4720.12	4557.33	0.63	23.43
4740.17	4577.38	0.75	15.24
4760.00	4597.20	0.94	1.13
4780.02	4617.22	0.74	354.79
4800.13	4637.33	1.36	394.64
4820.00	4657.18	2.97	338.7
4845.66	4682.79	4.40	328.97
4870.02	4707.08	4.41	320.63
4879.17	4716.20	4.22	315.64

3. Orientation de l'outil de forage :

Afin d'amorcer la déviation, plusieurs méthodes sont utilisées. Les premiers moyens étaient l'utilisation des 'whipstocks' et des 'jettings bits', plus tard les PDM avec un raccord coudé ont été introduits. Dans ce paragraphe on expliquera la façon du contrôle et du changement de l'inclinaison et de l'azimut en traitant un exemple.



Les mesures de MWD à la cote 3387m (MD) nous donnent les résultats suivants : incl= 43.010° et Azim= 119.760° mais d'après le proposal de la déviation on doit atteindre la cote 3387m avec incl= 50° et Azim= 120° dans le plan théorique, on détermine le tool face γ et le dog-leg β pour suivre ces valeurs théoriques.

Plan	MD (m)	Incl (degré)	Azim (degré)
Réel	3387	43.010	119.760
Théorique	3387	50	120

3.1 Utilisation de la méthode numérique :

Calcul le dog-leg β :

$$\beta = \arccos(\cos\Delta Az \sin I_n \sin I + \cos I \cos I_n)$$

Avec:

$$\Delta Az = 120 - 119.760 = 0.24^\circ$$

$$I_n = 50^\circ$$

$$I = 43.010^\circ$$

AN:

$$\beta = \arccos(\cos 0.24 \times \sin 50 \times \sin 43.010 + \cos 43.010 \times \cos 50) = 6.99^\circ$$

Calcul le tool face γ

$$\gamma = \arccos\left(\frac{\cos I \cos \beta - \cos I_n}{\sin I \sin \beta}\right)$$

Avec:

$$\beta = 6.99^\circ$$

$$I_n = 50^\circ$$

$$I = 43.010^\circ$$

AN:

$$\gamma = \arccos\left(\frac{\cos(43.010) \cos(6.99) - \cos(50)}{\sin(43.010) \sin(6.99)}\right)$$

$$\gamma = 2.65^\circ$$

Donc on doit orienter le tool face 2.65° à droite de high side de trou.



3.2 Méthode géométrique :

➤ Utilisant le Ouija Board Nomographe :

Généralement, on utilise une technique graphique qui est le "Ouija Board Nomographe" afin de déterminer les paramètres α , $\Delta\varepsilon$, β et γ .

Pour des valeurs où l'angle β est petit, c'est-à-dire inférieur à 6° , on utilise les développements limités suivants :

$$\cos \beta \approx 1$$

$$\sin \beta \approx \beta \text{ (radian)}$$

Et

$$\tan \beta \approx \beta \text{ (radian)}$$

En utilisant les équations suivantes :

$$\Delta\varepsilon = \arctan \frac{\beta \sin \gamma}{\sin \alpha + \beta \cos \alpha \cos \gamma}$$

Et

$$\gamma = \arcsin \left[\frac{1 - \cos \alpha \cos \alpha n \tan(\Delta\varepsilon)}{\beta \sin \alpha} \right]$$

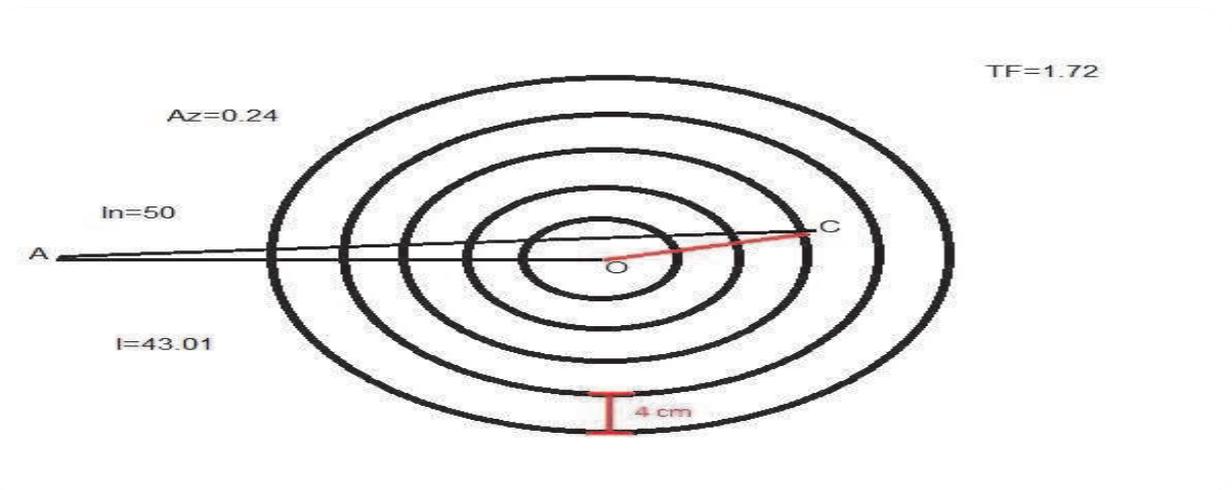


Figure 67 : Représentation de la méthode Ouija Board nomographe.



On a l'inclinaison initial $I = 43.01^\circ$ qui représente par le vecteur \vec{AO} en veut trouver une inclinaison $I_n = 50^\circ$ qui est représenté par le vecteur \vec{AB} , l'angle OAB est $\Delta A_z = 0.24^\circ$

On a: $\beta = \vec{OA} + \vec{AB} = -\vec{AO} + \vec{AB}$

Avec: $AO = I$ et $AB = I_n$

Donc

$$\beta = (I_n^2 + I^2 - 2 * I_n * I * \cos \Delta A_z)^{1/2}$$

AN:

$$\beta = (50^2 + 43.010^2 - 2 * 50 * 43.010 * \cos (0.24))^{1/2} = 6.99^\circ$$

-Tool face:

$$\gamma = \tan^{-1} \frac{I_n \sin \Delta A_z}{-I + I_n \cos \Delta A_z}$$

AN :

$$\gamma = \tan^{-1} \frac{50 * \sin(0.24)}{-43.010 + 50 * \cos(0.24)} = 1.72^\circ$$

Le point d'intersection de la droite OB est projeté sur le demi-cercle extérieur en C qui est lu comme la valeur du tool-face $\gamma = 1.71^\circ$ à droite du High side.

Pour le dog leg β on remarque que la valeur trouvée par la méthode Ouija Board nomographe est la même par rapport à celle trouvée par la méthode numérique, alors que la valeur du tool face γ est légèrement différente par rapport à celle de la méthode numérique cela est dû aux approximations faites ($\tan \beta \approx \beta$ et $\sin \beta = \beta$) si β est petit.

Identification des décalages :

➤ **Le 1^{er} décalage : MD (3012-3259m) :**

La trajectoire réelle et celle proposée semblent être parallèles ce qui fait que la VS réelle est plus importante (4m d'avance à 3152 m (MD)) ce qui n'est pas bien pour atteindre le point EOB mais à la cote 3259 m on avait corrigé et redressé la trajectoire.

➤ **Le 2^{ème} décalage de la trajectoire MD (3692-4036m) :**

Dans cette partie comme il est mentionné dans le tableau ci-dessus on remarque une divergence entre la trajectoire réelle et proposée due à une augmentation du Drop Off Rate jusqu'à $5.41^\circ/30m$ au MD 3737 m suivie par un retard de la VS de 8 m à 3737m (MD), après on remarque une convergence entre la trajectoire réelle et proposée due à la correction et redressement de la trajectoire par une diminution de drop of rate jusqu'à la valeur recommandée ($3.44^\circ/30m$).



➤ **Le 3ème décalage MD (4036-4094m) :**

De 4036 à 4094 on avait une augmentation sévère de l'inclinaison (9.775°) et la VS a augmenté de 10.31 m .le 1^{er} prestataire de service n'a pas pu réussir à corriger la trajectoire et réaliser un dog leg sévère pour pouvoir revenir à la verticale.

Les résultats graphiques sont les suivants :

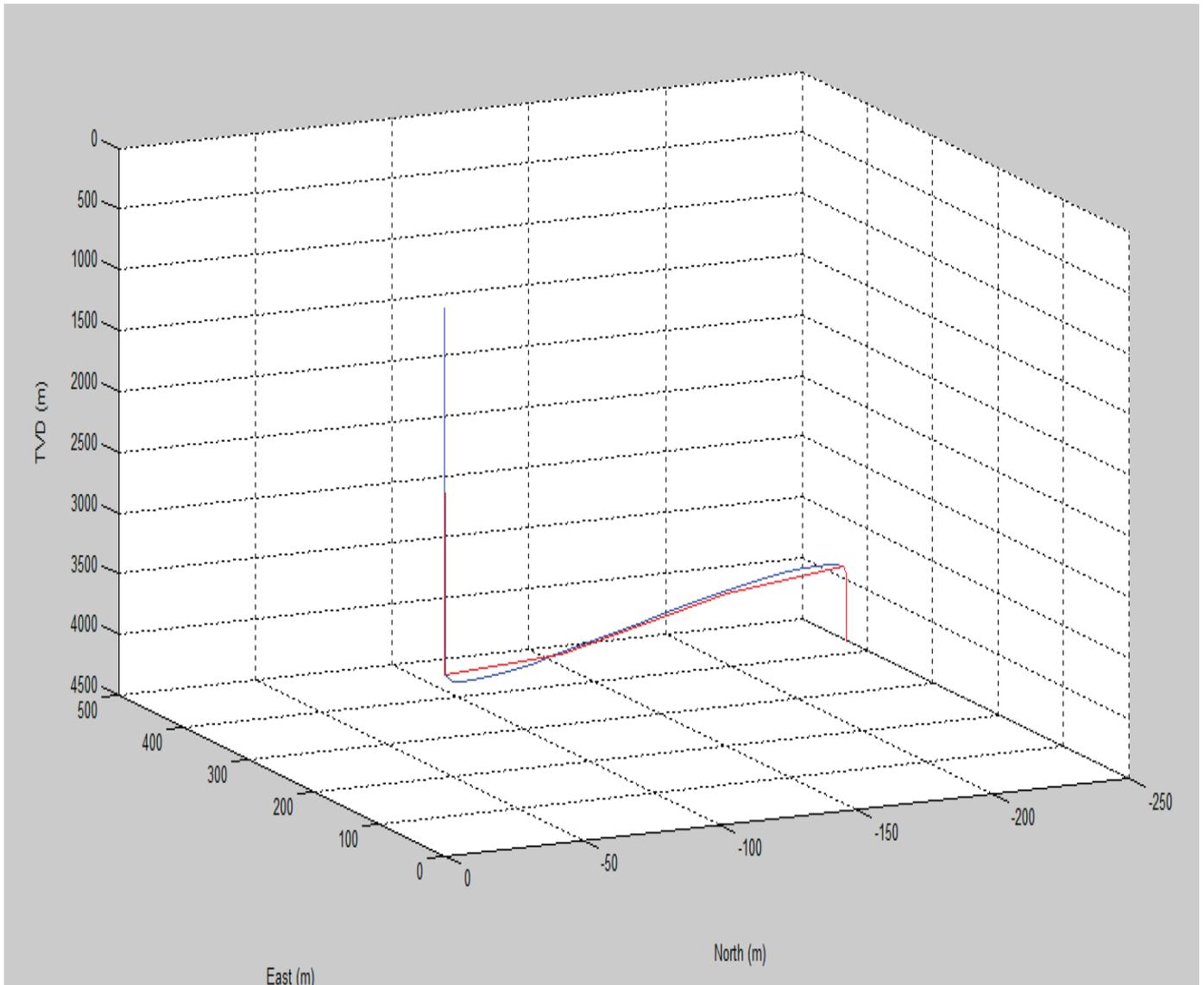


Figure 68 : Représentation graphique en 3D des deux profils réel et prévisionnel.

En rouge : le profil prévisionnel.

En bleu : le profil réel.



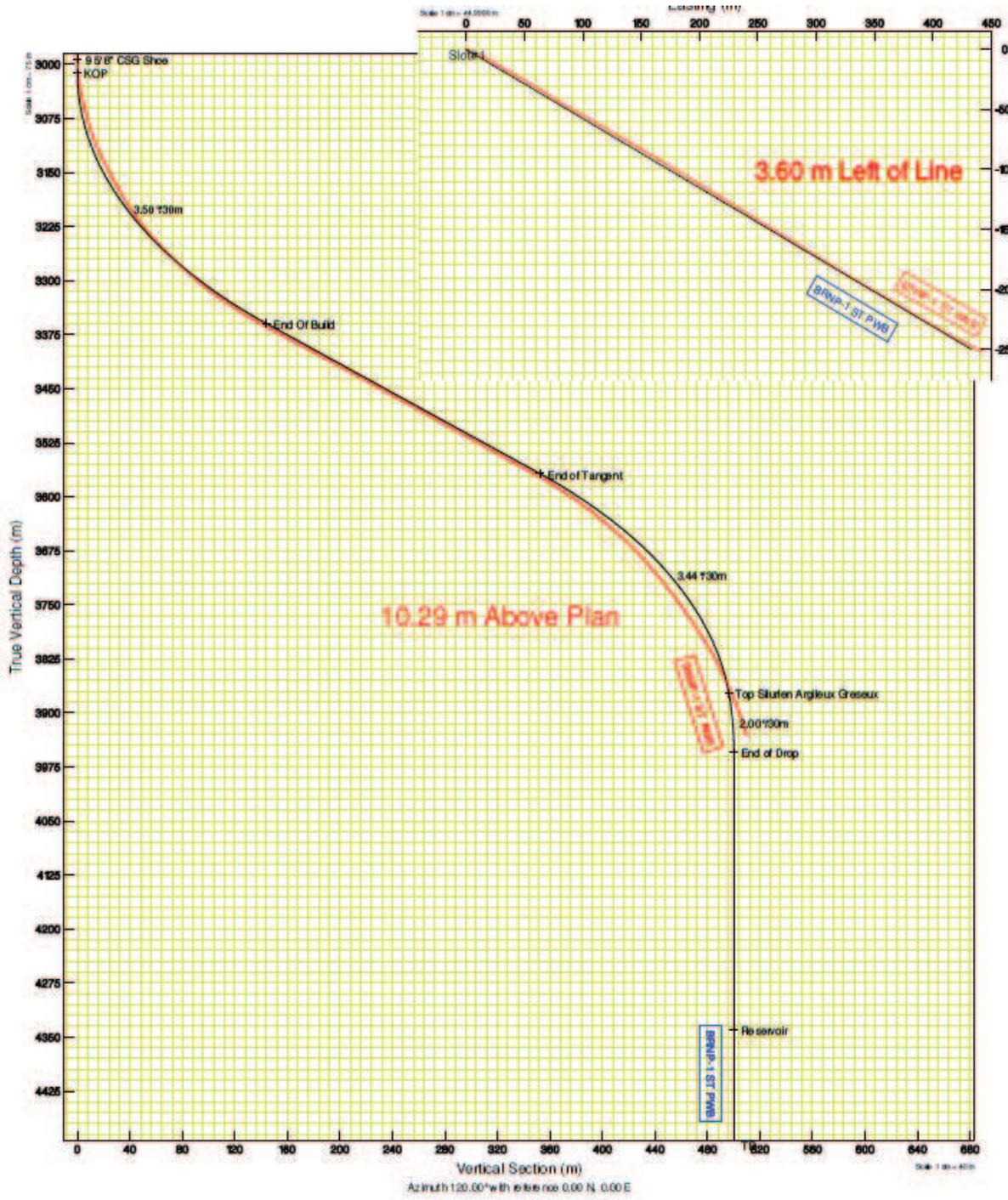


Figure 69 : Final plot de la trajectoire réalisée par la première compagnie de services.

En noir : trajectoire prévisionnelle ;

En rouge : trajectoire réelle.

On voit bien qu'il y a des écarts entre la trajectoire prévisionnelle et celle réelle, surtout dans les parties courbures alors qu'il n'y a pas un grand écart entre la trajectoire



prévisionnelle et celle réelle dans la partie rectiligne (Hold on) où la trajectoire réelle correspondant presque précisément à celle proposée.

4. Etude comparative :

1. Comparaison des résultats des deux Survey (proposé et réel) :

Cette partie porte sur la comparaison des résultats du plan proposé et les résultats réels de la déviation. Le but de cette comparaison est de déterminer les zones où les décalages de la trajectoire sont les plus intolérables, les causes de ces écarts, les interprétations et les explications qu'on puisse donner et enfin les conséquences et l'impact temporel qui en découle.

Les tableaux ci-dessous représentent les écarts entre les résultats du plan proposé et les résultats de mesure réelle.

a) La première compagnie de services :

1) Les mesures des différents paramètres mesurés dans les points essentiels du side-track :

Well Profile Data										
Design comment	MD (m)	Inc (°)	Az (°)	TVD (m)	Local (m)	N	Local (m)	E	DLS (°/30m)	VS (m)
Tie on	9.14	0.000	135.630	9.14	0.00		0.00		0.00	0.00
9 5/8" CSB Shoe	2992.00	0.000	120.000	2992.00	0.00		0.00		0.00	0.00
KOP	3012.00	2.570	126.960	3012.00	-0.43		0.49		1.57	0.63
End Of Build	3397.71	44.320	119.730	3360.11	-67.91		122.74		4.12	140.25
End of Tangent	3692.71	44.520	121.150	3569.10	-173.89		302.70		0.86	349.09
Top Silurien Argileux	4036.86	12.930	114.600	3877.65	-247.86		433.75		3.19	499.56



End of Drop	4119.36	/	/	/	/	/	/	/
Réservoir	4503.99	/	/	/	/	/	/	/
TD	4663.99	/	/	/	/	/	/	/

Tableau 11 : Les mesures réelles au niveau des objectifs directionnels.

2) Calcul des écarts entre les mesures réelles et prévisionnelles :

Well Profile Data									
Design comment	MD (m)	Δ Inc (°)	Δ Az (°)	Δ TVD (m)	Δ Local N(m)	Δ Local E (m)	Δ DLS (°/30m)	Δ VS (m)	
Tie on	9.14	0.000	15.630	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
9 5/8" CSB Shoe	2992.00	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
KOP	3012.00	2.570	6.960	0.00	-0.43	0.49	1.57	0.63	
End Of Build	3397.71	-0.68	-0.270	0.84	4.01	-1.83	0.62	-3.59	
End of Tangent	3692.71	-0.48	1.150	1.24	2.33	-2.52	0.86	-3.35	
Top Silurien Argileux Greseux	4036.86	7.43	-5.400	4.65	0.32	3.90	-0.25	3.21	
End of Drop	4119.36	/	/	/	/	/	/	/	
Réservoir	4503.99	/	/	/	/	/	/	/	
TD	4663.99	/	/	/	/	/	/	/	

Tableau 12 : Les écarts entre les mesures réelles et prévisionnelles.



b) La deuxième compagnie de services :

- 1) Les mesures des différents paramètres mesurés dans les points essentiels du side-track :

Well Profile Data								
Design comment	MD (m)	Inc (°)	Az (°)	TVD (m)	Local N (m)	Local E (m)	DLS (°/30m)	VS (m)
Tie on	9.14	0.000	135.36	9.14	0.00	0.00	0.00	0.00
9 5/8" CSB Shoe	2992.00	0.000	120.00	2992.00	0.00	0.00	0.00	0.00
KOP	3012.00	2.570	120.96	3012.00	-0.43	0.49	1.57	0.63
End Of Build	3397.71	43.17	120.14	3354.14	-65.57	118.37	3.84	135.30
End of Tangent	3692.71	43.15	120.89	3575.70	-178.22	308.66	1.55	356.42
Top Silurien Argileux Gréseux	4036.86	12.87	114.8	3880.98	-249.89	435.56	1.28	502.15
End of Drop	4119.36	7.81	115.69	3954.11	-255.25	448.02	3.33	515.62
Réservoir	4503.99	1.29	122.29	4342.28	-263.93	458.30	0.15	528.87
TD	4663.99	0.62	85.49	4497.39	-265.20	460.97	0.43	531.82

Tableau 13 : Les mesures réelles dans objectifs directionnels.

2) Calcul des écarts entre les mesures réelles et prévisionnelles :

Well Profile Data								
Design comment	MD (m)	Δ Inc (°)	Δ Az (°)	Δ TVD (m)	Δ Local N(m)	Δ Local E (m)	Δ DLS (°/30m)	Δ VS(m)
Tie on	9.14	0.000	15.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9 5/8" CSB Shoe	2992.00	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
KOP	3012.00	2.570	0.960	0.00	-0.43	0.49	1.57	0.63
End Of Build	3397.71	-1.83	0.140	-5.12	6.35	-6.2	0.34	-8.54
End of Tangent	3692.71	-1.85	0.890	7.84	-2.00	3.44	1.55	3.98
Top Silurien	4036.86	7.37	5.200	7.98	-1.71	5.71	-2.16	5.80



Argileux Greseux								
End of Drop	4119.36	7.81	4.310	-1.62	-5.10	14.74	1.33	15.31
Réservoir	4503.99	1.29	2.290	2.28	-13.78	25.02	0.15	28.56
TD	4663.99	0.62	-3.51	-2.61	-15.05	27.69	0.43	31.51

Tableau 14 : Les écarts entre les mesures réelles et prévisionnelles.

2. Représentation de la variation de l'angle d'inclinaison réel et proposé en fonction de la profondeur mesurée :

Dans cette partie, on avait utilisé MATLAB pour tracer les variations de l'angle d'inclinaison réelle et proposée en fonction de la profondeur mesurée, les écarts et les décalages de l'inclinaison réelle sont parfaitement visibles.

a) Trajectoire réalisée par la première compagnie de services :

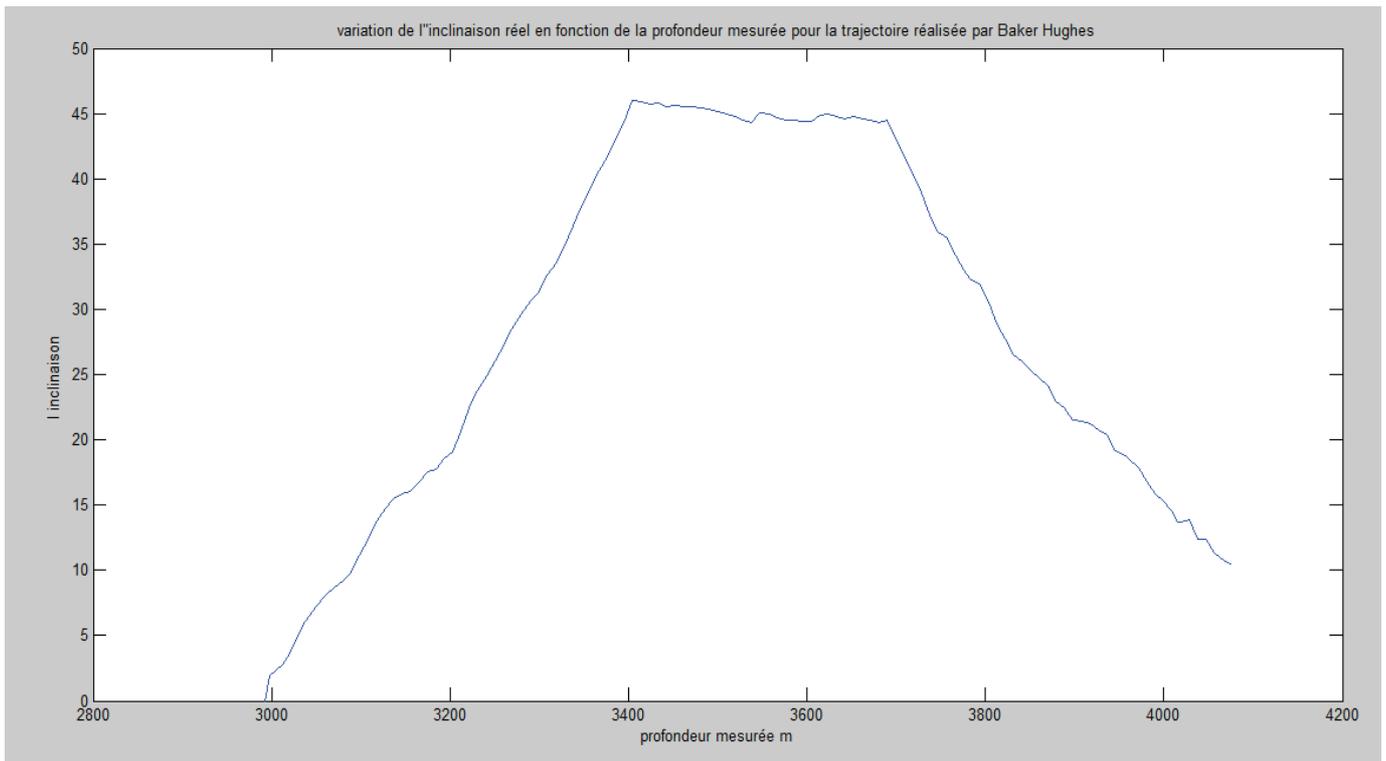


Figure 70 : Variations de l'angle d'inclinaison en fonction de la profondeur mesurée pour la trajectoire réalisé.



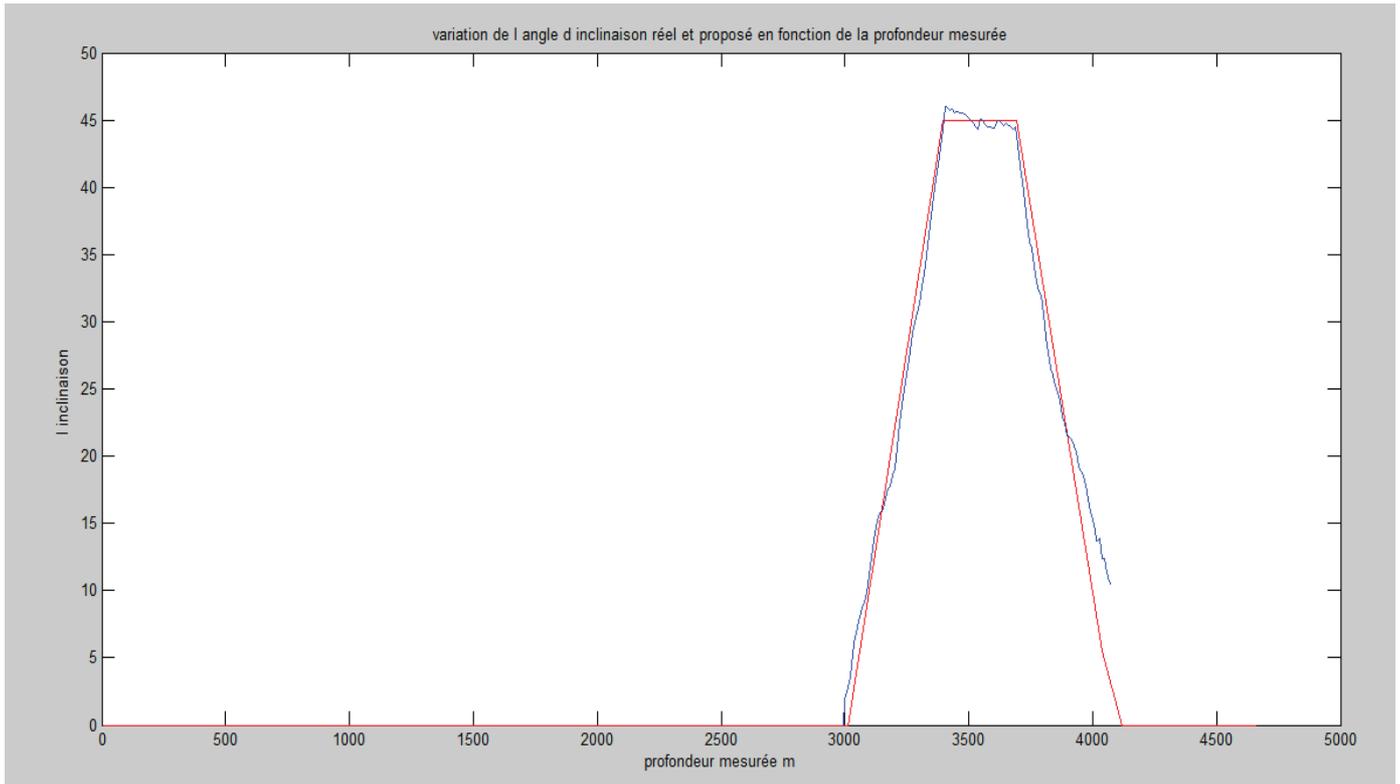


Figure 71 : Variations de l'angle réel et proposé en fonction de la profondeur mesurée.

Lors de la réalisation de la première partie de la déviation qu'est le build up les deux courbes semblent être parallèles et présentant des fluctuations autour des inclinaisons prévisionnels en provoquant des écarts tolérables qu'on a pu les corriger en réalisant des dog leg variant de 0.50 °/30m à 6°/30m.

Pour la partie rectiligne on voit bien qu'il n'y a pas un grand écart entre l'inclinaison prévisionnelle et celle réelle, donc du point de vue trajectoire on pourra dire que la déviation en cette partie est réalisée avec succès.

Lors de la réalisation de la dernière phase de déviation on avait rencontré des difficultés à faire diminuer l'inclinaison et atteindre la verticalité et le moteur du fond n'a pas pu réaliser des dog leg nécessaire pour redresser la trajectoire et retrouver la verticalité et diminuer l'inclinaison au-dessous de 9.775°.



b) Trajectoire réalisé par la deuxième compagnie de services :

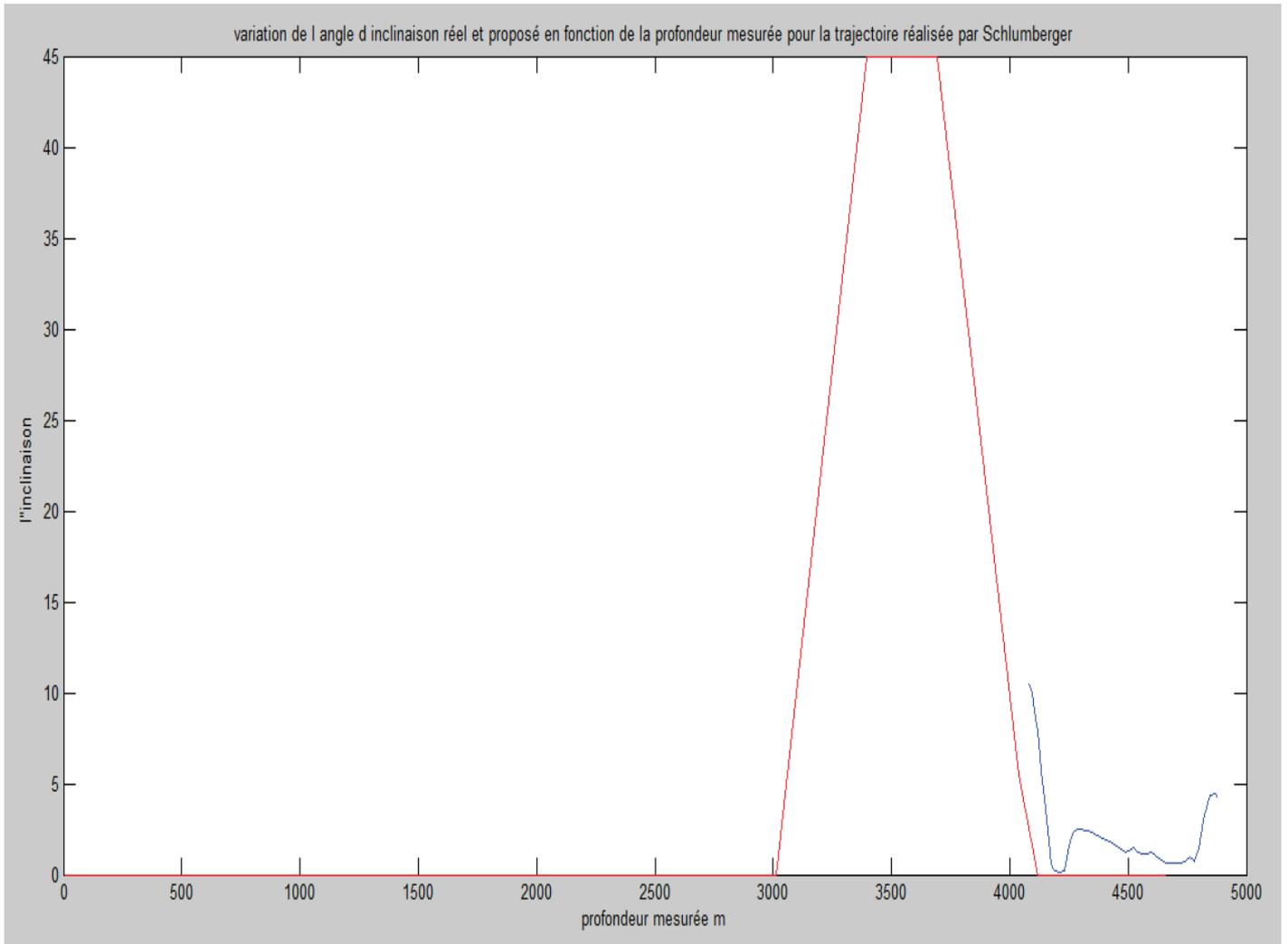


Figure 72 : Variations de l'angle réel et propose en fonction de la profondeur mesurée.

Le deuxième prestataire de services a réussi à réaliser un dog leg sévère et diminuer l'inclinaison de 9.775° à 0.45° sur une profondeur mesurée de 25.36 m où on a réussi à retrouver la verticalité à 4175.03m, après on avait des augmentations légères des inclinaisons (jusqu'à 5°) qui n'ont pas affecté l'arrivée à la cible.

Analyse de la situation

a) Etude des paramètres de forage utilisés :

	Section	SSP(Psi)	WOB (tons)	Débit (lpm)	RPM(tr/min) Au fond
Valeur recommandée		2600-3700	5-10	1550-2000	150-250
Valeur Utilisée	MD 3012-3259	2600-3100	1-5	1650-1800	180-230
	MD 3692-4036	2700-3300	3-12	1800-1900	160-220
	MD 4036-4094	3400-3900	1-7	1800-1900	160-240

Les paramètres de forage utilisés par la deuxième compagnie de services à la cote MD 4094m lorsqu'ils ont redressé trajectoire sont :

	SSP(Psi)	WOB (tons)	Débit (lpm)	RPM (tr/min) Au fond
Valeur utilisée	2600	2-7	1700	70-90

On remarque que tous les paramètres de forage sont respectés lors des décalages de la trajectoire. Nous pouvons donc dire que la cause de cet échec est loin d'être les paramètres de forage utilisés.

3. Etude de l'efficacité du moteur PDM :

DLmax théorique :

C'est le dog leg que peut réaliser la géométrie du moteur de fond avec 100% Sliding, il est estimé par des formules empirique, il dépend de plusieurs paramètres comme la configuration de la BHA et le profil du puits et le mode de forage (Build, Hold, Drop).

De la cote 4036m, la trajectoire commence à se décaler de nouveau par un drop off rate très petit par rapport à celui recommandé, un mode rotary adopté pendant cette partie et une augmentation de 55 RPM en surface mais ça n'a pas apporté un effet positif.

	Cote	Incl réel	Incl prop	DLnéc	DLmax	Mode de forage
De	4036	12.930°	0.00°	0.69°/m	0.42°/m	Rotary
A	4057	11.350°	0.00°			



On remarque que théoriquement le moteur **PDM** ne peut pas réaliser une diminution d'angle d'inclinaison jusqu'à 0° (la verticalité) sur cette longueur et d'autre part le mode rotary utilisé a pour effet une diminution très petite de 1.58° sur 21m MD ce qui va graver la situation de plus en plus, On a ensuite essayé de corriger la trajectoire en redressant en adoptant le mode Sliding pour atteindre la verticalité avant la EOD.

	Cote	Incl réel	Incl prop	DLnéc	DLmax	Mode de forage
De	4057	11.350	0.00°	0.21°/m	0.42°/m	Sliding
A	4119.36	/	0.00°			

Donc le moteur de fond théoriquement peut réaliser cette diminution d'angle jusqu'à 0° avec 100% Sliding avec un dog leg de 0.21°/m, théoriquement on va avoir une inclinaison de 3.58° à la cote 4094m MD mais on a réalisé qu'une inclinaison de 9.775°.

On a remarqué que le mode de forage adopté qu'est le Sliding pour redresser et corriger la trajectoire lors des différents décalages rencontrés a conduit à la défaillance du moteur PDM et la diminution de sa capacité de réaliser des dog leg sévères.

Puis à partir de la cote 4094m (MD), la deuxième compagnie de services a pris le relais en utilisant un moteur avec un Dog leg max de 0.65 °/m et en adoptant un mode forage 90% sliding, ils ont pu réaliser un dog leg très sévère et ont pu corriger l'allure de la trajectoire et atteindre la verticalité à la cote 4210.30 m MD avec une inclinaison de 0.15°. Puis on a continué avec le rotary et en enregistré une augmentation de l'inclinaison de 4 ° entre 4845.66 m MD et 4845.66 m MD.

4. Etude de la problématique du dropping off du side-track :

Dans cette partie on va étudier la faisabilité d'un redressement de la trajectoire qui permet de retrouver la verticalité en calculant le dog leg nécessaire et sa faisabilité en le comparant avec le dog leg max que peut le moteur le réaliser et en déterminant aussi la proportion des deux modes de forage à utiliser.

1) Le calcul du drop off rate entre 4094 et 4119.36 m (End of Drop) :

- Drop of rate = $\Delta\text{Incl}/\Delta\text{MD}$

- Application numérique : Drop of rate = $(9.775-0.00)/(4094-4119.36)= 0.385^\circ/\text{m}$

2) Le calcul du Turn entre 4094 et 4119.36m (End Of Drop) :

- Turn = $\Delta\text{Azim}/\Delta\text{MD}$



- Application numérique : $Turn=(120-112.450)/(4119.36-4094)=0.08^\circ/m$

3) le calcul du dog leg nécessaire entre 4094 et 4119.36m (End Of Drop) :

- Dog leg= $\sqrt{(\text{Drop of rate}^2 + \text{turn}^2)}$

- Le calcul du DL nécessaire = $0.385^\circ/m=11.55^\circ/30m$

Le dog leg que peut réaliser la géométrie du moteur de fond avec 100% Sliding DLmax= $12.5^\circ/30m$

On DLmax >DL nécessaire, donc la séquence est physiquement réalisable théoriquement pour réaliser le Dog leg $0.385^\circ/m$ donc il faut forer en sliding

Le calcul du pourcentage du Sliding :

On a $0.42^\circ/m$ \longrightarrow 100%

$0.385^\circ/m$ \longrightarrow x

$X= (0.385*100)/0.42=92\%$ sliding

Donc 8% rotary sur tout l'intervalle 4094 et 4119.36m (End Of Drop).

3) Calcul du tool face pour réaliser cette correction :

- $TF=\tan^{-1} \frac{(\pi(A2-A1))}{180Ln\left(\frac{\tan\left(\frac{I2}{2}\right)}{\tan\left(\frac{I1}{2}\right)}\right)}$

- Application numérique : $TF= \tan^{-1} \left(\frac{(\pi(120-112.450))}{180Ln\left(\frac{\tan\left(\frac{0.00}{2}\right)}{\tan\left(\frac{119.775}{2}\right)}\right)} \right) = +87.58$

Donc 87.58 Right



Le mode de forage Rotary entre 4094 et 4119.36m n'est pas efficace.

Le mode de forage à adopter est le suivant :

- ✓ 92% Sliding (4094 et 4119.36m)
- ✓ 8% Rotary (de 4094 et 4119.36m)

Mais on remarque que le résultat réel est carrément en désaccord avec le calcul théorique .le moteur n'a pas pu réaliser cette diminution d'angle

5. L'impact temporel :

Lors de chaque décalage, une correction et un redressement de la trajectoire est obligatoire donc le nombre de manœuvres et le temps perdu pour des opérations improductives ne font que causer des dépenses en plus, les décalages cités ci-dessus ont couté une certaine somme d'argent en plus, le NPT (non productive time) pour chaque décalage est illustré dans le tableau suivant :

Cote de décalage	NPT total pour chaque décalage	NPT total
MD 3012-3259	110H	300H
MD 3692-4036	130H	
MD 4036-4094	60H	

Tableau 15 : L'impact temporel.



4) Proposition d'une nouvelle planification de la trajectoire

Dans le but de réduire le cout global découlé de la déviation par profil **S** et les décalages fréquemment rencontrés lors de la réalisation de la trajectoire du side-track BRNP-ST on propose de réaliser un profil **J** pour atteindre le TD.

Les trajectoires en forme de "J" sont les plus répandues et les plus économiques. Elles sont constituées d'une première phase verticale jusqu'au KOP (*kick-off-point*) à partir duquel commence la déviation, sa position est déterminée en fonction de la nature géologique des terrains traversés lors de la première phase montante (*build-up*) au cours de laquelle l'angle d'inclinaison croît.

Une fois la courbure prévue est réalisée et lorsqu'on se trouve dans la bonne direction, on initialise alors une phase rectiligne appelée stabilisée (*hold*) amenant directement (si c'est possible) à la cible.

1. Choix du Kick Off Point (KOP) :

Pour le but de diminuer le (measured depth) de la section déviée on va choisir une cote 3250m MD au-dessous du KOP précédent où la formation gréseuse moyennement consolidée.

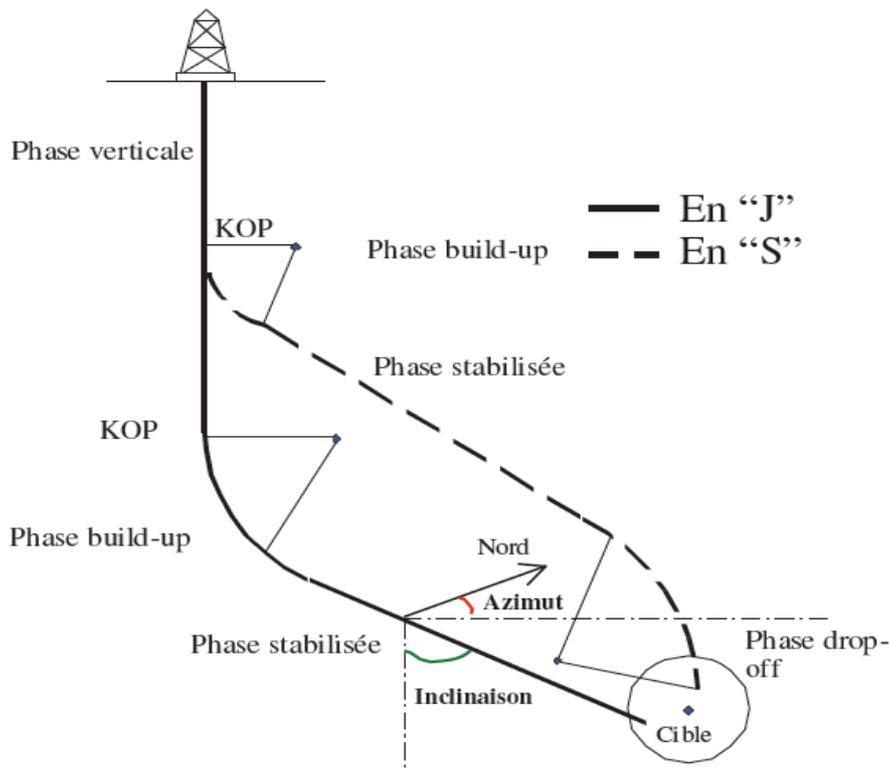


Figure 73 : Représentation des deux profils J et S.



2. Calcul de trajectoire du nouveau profil J par la méthode minimum courvure :

On va choisir un taux d'augmentation de l'angle d'inclinaison de 8°/30m, ce BUR permet l'utilisation de toutes les procédures de forage conventionnel, forage rotary, carottage, tubage, etc, dans ce qui suit on va présenter les différents calculs utilisés pour déterminer les mesures prévisionnelles au objectifs directionnels :

1) Le calcul du rayon de courbure de la section build up :

- $R1 = \frac{180}{\pi} * \frac{1}{BUR}$

- Application numérique : $R1 = \frac{180}{\pi} * \frac{30}{8} = 215m$

2) Le calcul de l'angle d'inclinaison à l'EOC (End Of Curve) :

- $INC = 180 - \arctan\left(\frac{TVD(TD) - TVD(KOP)}{FinalVS - R1}\right) - \arccos\left[\left(\frac{R1}{TVD(TD) - TVD(KOP)}\right) * \sin\left(\arctan\left(\frac{TVD(TD) - TVD(KOP)}{FinalVS - R1}\right)\right)\right]$

- Application numérique : $INC = 18.46^\circ$

3) L'azimut : la direction sera la même que celle de profil précédent

Azimut = 120°

4) Le calcul de la profondeur mesurée MD au objectifs directionnel :

- Au EOC (End Of Curve):

$MD(EOC) = TVD(KOP) + \frac{\pi}{180} * R1 * INC$

- Application numérique : $MD(EOC) = 3319m$

- Au TD:



- $MD(TD) = MD(EOC) + \frac{final\ VS}{\sin(INC)}$

- Application numérique : $MD(TD) = 4831.9m$

5) Le calcul de la profondeur verticale TVD au objectifs directionnel :

- $TVD(EOC) = TVD(KOP) + R1 \sin(INC)$

- Application numérique : $TVD(EOC) = 3318.08m$

- $TVD(TD) = TVD(EOC) + \frac{final\ VS}{\tan(INC)}$

- Application numérique : $TVD(TD) = 4515.89m$

6) Le calcul du déplacement vers le nord (local North) :

- $\Delta NORTH = \frac{\Delta MD}{2} (\sin(IN1) \cos(A1) + \sin(IN2) \cos(A2)) \cdot RF$

- RF : Ratio factor $RF = \frac{360}{DL \cdot \pi} * \frac{1 - \cos(DL)}{\sin(DL)}$

- Application numérique : $RF = 1.02$

- $NORTH(EOC) = -5.57m$

- $NORTH(TD) = -260.46m$

7) Le calcul du déplacement vers l'est (local EAST):

- $\Delta EAST = \frac{\Delta MD}{2} (\sin(IN1) \sin(A1) + \sin(IN2) \sin(A2)) \cdot RF$

- $EAST(EOC) = 9.64m$



- EAST(TD)=460.77m

8) Le calcul de la section verticale (VS) :

- $VS(EOC)=R1-R1\cos(INC)$

- Application numérique $VS(EOC) = 11.06m$

- $VS(TD)=500m$ puisque le top de notre réservoir est situé de à un déplacement de 500m horizontalement du TD du premier puits qui a été foré verticalement.

3. Le programme prévisionnel des mesures aux objectifs directionnels :

L'ensemble des calculs au niveau des objectifs directionnels sont représentés dans le tableau suivant :

Well Profile Data								
Design comment	MD (m)	Inc (°)	Az (°)	TVD (m)	Local N (m)	Local E (m)	DLS (°/30m)	VS (m)
Tie on	9.14	0.000	120.000	9.14	0.00	0.00	0.00	0.00
9 5/8" CSB Shoe	2992.00	0.000	120.000	2992.00	0.00	0.00	0.00	0.00
KOP	3250.00	0.000	120.000	3250.00	0.00	0.00	0.00	0.00
End Of Build	3319.00	18.46	120.000	3318.08	-5.57	9.46	8.00	11.0
End of Tangent	4831.90	18.46	120.000	4515.89	-260.46	460.77	0.00	500

Tableau 16 : Le programme prévisionnel des mesures des objectifs directionnels.
(Proposé par notre étude)



La présentation en 3 dimensions du profil proposé par notre étude en utilisant Matlab :

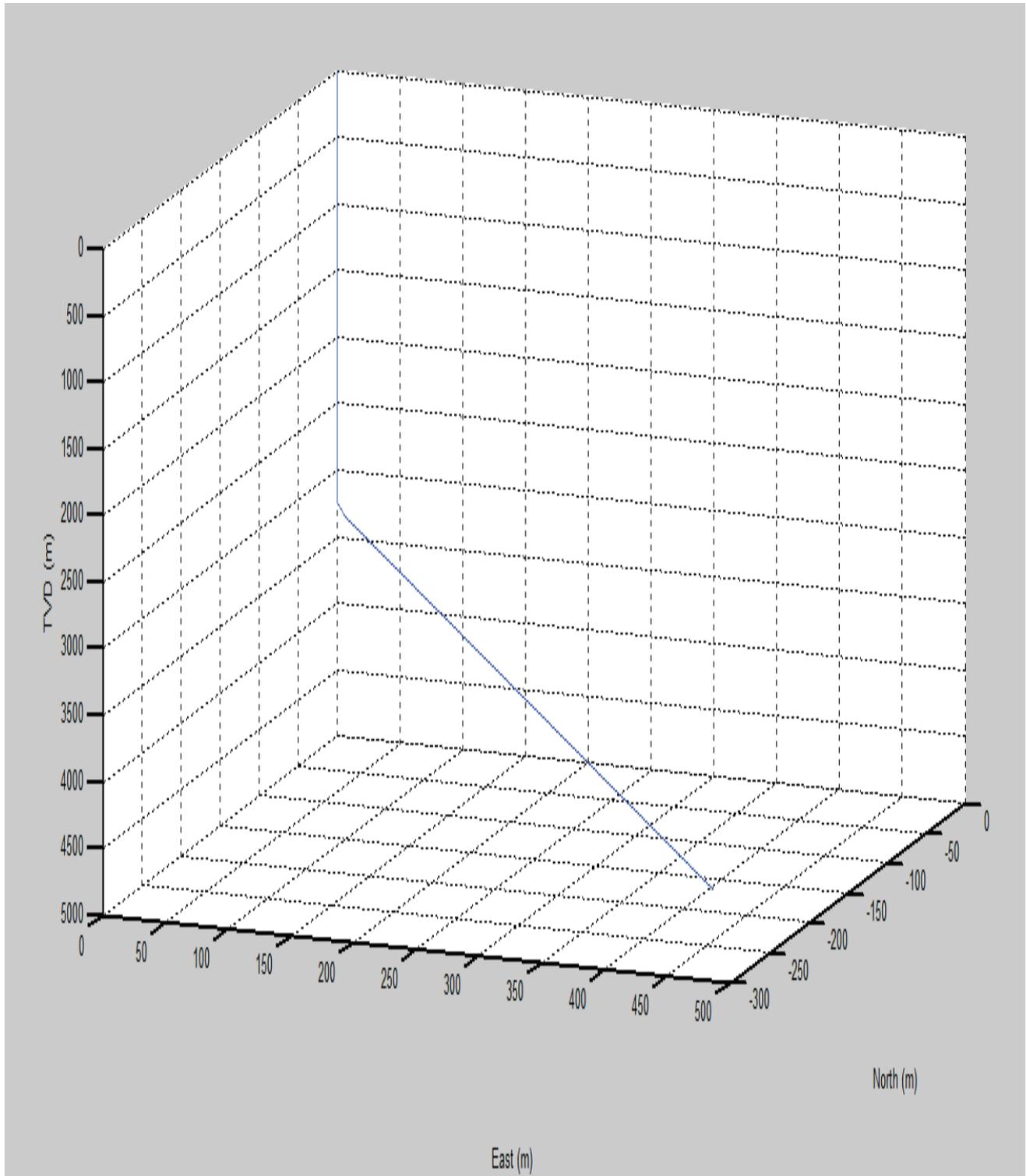


Figure 74 : Le plot du profil prévisionnel de la trajectoire proposée.



Discussion et analyses :

En substituant le profil de la trajectoire réalisée par un profil J dont le programme prévisionnel est présenté ci-dessus on aura une diminution de la profondeur mesurée dans la partie déviée de 1867.17m à 1581m donc une réduction de 285m ce qui va faire réduire considérablement le cout globale du forage et optimiser plus de temps.

D'un autre point de vue technique le profil J sera un choix idéal pour minimiser les décalages fréquemment rencontrés lors de la réalisation de la trajectoire en favorisant la partie rectiligne (Hold) sur la partie courbure (curve), où cette dernière ne représente que 69m de la profondeur mesurée de la partie déviée de la trajectoire en profil J proposée, l'équivalent de 4% de la profondeur mesurée totale, alors que dans la trajectoire réalisée en profil S était 84% de la profondeur mesurée.



Conclusion

Conclusion

Au cours du forage dirigé, il est presque impossible de faire la trajectoire réelle qui correspond précisément à celle proposée. Pour cette raison, il est important de suivre la trajectoire du puits et de prendre des actions correctives après chaque décalage. Ces décalages sont dues à l'ensemble des contraintes existantes pendant la déviation, et les erreurs qui accompagnent chaque information obtenue. Ce qu'il y a lieu de faire est d'essayer de réaliser une trajectoire la plus proche possible de celle qu'on a proposé.

D'après l'analyse de la situation ci-dessus on peut conclure que plusieurs facteurs sont la cause des décalages, en commençant par le moteur de fond utilisé, d'après les résultats obtenus, il se peut qu'il ait été affecté par un abus du mode de forage sliding. Le pendage des formations et la variation de la dureté de la formation font désorienter l'outil et complique donc la réalisation du dog leg voulu donc ces deux phénomènes sont difficiles et il est préférable de les utiliser plutôt de les combattre. Le poids excessif sur l'outil de forage affecte aussi le comportement de la garniture de forage. Un poids excessif peut entraîner un comportement inverse du comportement prévu.

La 2ème compagnie de service a réussi de redresser la trajectoire après l'échec du Dropping off en réalisant un dog leg très sévère en utilisant un moteur de fond de qualité accompagné d'un mode de forage efficace.

Comme le forage est fait à l'aveugle, la vraie cause du problème ne pourra jamais être identifiée avec précision quelques soient les interprétations et les explications qu'on peut donner.

Dans le but réaliser des trajectoires parfaites avec des formes très compliquées de nouvelles technologies sont introduites et des procédures pratiques doivent être respectées, tout cela sera développé dans la partie recommandation.



Recommandations :

D'après l'analyse des résultats précédents, on voudra recommander quelques points afin d'éviter les décalages et afin de réaliser des trajectoires très semblables à celle qu'on propose :

- Respecter strictement les paramètres mécaniques et hydrauliques et éviter l'application des poids excessifs sur l'outil.
- Prendre en compte l'alternance de formations tendres et dures.
- Prendre en considération le pendage des couches, l'angle de pendage et le sens de pendage.
- une bonne stabilisation de la garniture est nécessaire et doit être appropriée à chaque section.
- Effectuer autant de survey que possible pour pouvoir apporter les corrections nécessaires.

- Proposer des plans autant simples que possible avec profondeur mesurée et DDI(drilling difficulty index) les plus courts.
- Prendre en considération le DLS max de la BHA.

- Ne pas abuser le mode sliding car cela affecte la qualité de déviation du moteur de fond.
- Choisir le bend adéquat pour le changement de la direction ou l'angle d'inclinaison voulu.
- Utiliser la nouvelle technologie du forage directionnel RSS (Rotary Steerable System) car ce système permet de forer en rotary en mode orienté, la mesure de l'angle d'inclinaison et de l'azimut se fait juste au-dessus de l'outil et en continu, les corrections sur l'angle d'inclinaison ou sur l'azimut sont introduites dans le système en surface puis transmises au niveau du moteur, ce qui permet de guider ou piloter l'outil au millimètre près et en temps réel.
- Le RSS permet la rotation continue de la garniture de forage en mode orienté, d'où un meilleur transfert du poids sur l'outil et par conséquent un accroissement de l'avancement
- Le RSS permet d'avoir une meilleure qualité du trou très supérieure par rapport au forage par moteur PDM, les parois du trou mieux calibrés et moins spiralés contribuant à une réduction des frottements.



Bibliographie

- BRNP-1 Drilling program 2015.
- BRNP-1 ST Drilling proposal 2015.
- Applied drilling engineering, Adam T, édition SPE 1986.
- Directional Drilling Seminar, Colorado School of Mines. Alfred W. Eustes III, Ph.D., P.E 1996.
- Forage Dirigé & UBD, IAP, 2008.
- Forage dirigé Ingénierie et méthodes , Jean-Paul Szezuka , ENSPM, Juin 2005, Edition 3.
- réalisation des forage dirigés et contrôle des trajectoire, Bernard ASTIER , Guy BAON , Edition technip, paris, 1985.
- Techniques d'exploitation pétrolière le forage, Jean-Paul NGUYEN , édition Technip 1993.
- Géologie de l'Algérie , Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement 2009.
- Petroleum engineering and development studies , volume2, directional drilling T.A.inglis 1988.
- Introduction to directional drilling weatherford august 2008.
- IFP courses 2003.
- Directional drilling : cours de foramation .
- Well engineering and construction ,Hussian Rabia 2002.
- Advanced drilling engineering course ,2004.
- An introduction to directional drilling .J. A short 1993.

- Baker Hughes INTEQ's guide to measurement while drilling 1997.
- "Drilling Engineering Workbook", Baker Hughes INTEQ, USA, December 1995.
- Navi-Drill motor handbook 12th edition 2012.
- Wellsite geology ,Baker hughes INTEQ , refrence guide 1995.
- General BHA handling procedures ,Baker Hughes INTEQ 2011.
- Survey calculation Sperry sun drilling services 2007 Halliburton.
- Directional surveying fundamentals, Halliburton 1999.
- Drilling manual well path design , Halliburton 2008.



Liste des figures

- **Figure 01** : Situation du bassin de BERKINE
- **Figure 02** : Carte de localisation de puits BRNP1
- **Figure 03**: Profil pévisionnel du puits BRNP1
- **Figure 04** : Profil du puits et la lithologie de la formation traversée
- **Figure 05** : Les puits voisins de BRNP1
- **Figure 06** : Puits d'intervention
- **Figure 07** : Représentation des emplacements de surface.
- **Figure 08** : Profil général d'un puits dévié et les points importants de la trajectoire
- **Figure 09** : Représentation le Tool face
- **Figure 10** : Représentation des profils et types du puits.
- **Figure11** : Puits horizontaux et puits à long déport
- **Figure 12** : Puits multilatéraux
- **Figure13** : Puits incliné à l'origine
- **Figure 14** : Puits en re-entrée
- **Figure 16** : Coordonnées Géographiques
- **Figure 17** : Projection transverse
- **Figure 18** : Numérotation des Zones UTM
- **Figure 19** : Système de lambert
- **Figure 20** : Représente le Nord Géographique, Magnétique et Système
- **Figure 21** : Représente la déclinaison magnétique
- **Figure 22** : Représente Les différents Azimuts d'un puits
- **Figure23** : Représente la convergence



Liste des figures

- **Figure 24** : Ensemble des appareils du forage dans les premières années de l'industrie pétrolier.
- **Figure 25** : Réservoir fracturé .
- **Figure 26** : Réservoir multicouches.
- **Figure 27** : Représente water coning.
- **Figure 28** : Représente les courbures du puits.
- **Figure30** : Représente les DC asymétriques et carrées.
- **Figure 31** : Représente les tiges de forage.
- **Figure 32**: Représente les coulisses mécaniques et hydrauliques
- **Figure 33** : Représentation des alérgissuer.
- **Figure 34** : Représente les aléseurs à rouleaux
- **Figure 35** : Les raccords
- **Figure 36** : Opérations avec un aléteur de Key-seat
- **Figure 37** : Représentation de l'arbre d'entraînement.
- **Figure 38** : Représentation des configurations des motor de fond
- **Figure 39** : Relation entre le torque & la vitesse de rotation des moteurs
- **Figure40** : Coude ajustable incorporé au moteur (en position débloquée)

- **Figure 41** : Représentation de motor du fond
- **Figure 42** : Représentation des différents types de stabilisateurs.

- **Figure 43** : Représentation de l'interférence magnétique
- **Figure 44** : Représentation d'un gyroscope.
- **Figure 46** : Représentation le Système Moteur-LWD "Geo-steerable"
- **Figure 47** : ReprésenteationMWD avancée
- **Figure 48** : Représente l'Influence du pendage des formations
- **Figure 49** : Représente les Alternance de couches tendres et dures



Liste des figures

- **Figure 50** : Trou ovalisés
- **Figure 51** : Trous spiralés
- **Figure 52** : Trous élargis
- **Figure 53** : Dog-Leg
- **Figure 54** : Représente le développement d'un "Key-seat"
- **Figure 55** : Représentation le contrôle de trajectoire
- **Figure 56** : Représentation graphique mono puits
- **Figure 57** : Représentation graphique multi-puits
- **Figure 58** : Méthode de l'Angle moyen
- **Figure 59** : Méthode de la Courbure Minimum
- **Figure 60** : Méthode du Rayon de courbure
- **Figure 61** : Dog-Leg & Courbure du puits
- **Figure 62** : Domaine d'incertitude
- **Figure 63** : Hauteur minimum du bouchon du ciment entre le haut du poisson et le KOP.
- **Figure 64** : Le profil théorique proposé par la première compagnie de services
- **Figure 65** : Présentation graphique en 3D du profil prévisionnel en S.
- **Figure 66** : La composition de la BHA pour un 'total length 'de 4900m.
- **Figure 67** : Représentation Oujda Board nomographe.
- **Figure 68** : Représentation graphique en 3D des deux profils réel et prévisionnel
- **Figure 69** : Final plot de la trajectoire réalisée par la première compagnie de services.
- **Figure 70** : Variations de l'angle d'inclinaison en fonction de la profondeur mesurée pour la trajectoire réalisé.
- **Figure 71** : Variations de l'angle réel et proposé en fonction de la profondeur mesurée.
- **Figure 72**: Variations de l'angle réel et propose en fonction de la profondeur mesurée.



Liste des figures

- **Figure 73:** Représentation des deux profils J et S.
- **Figure74 :** Le plot du profil prévisionnel de la trajectoire proposée



Liste des tableaux

Liste des tableaux

Tableau	Titre de tableau	Page
Tab01	Les données du puits BRNP-ST1	06
Tab02	toits des foramtions de BRNP-ST1	19
Tab03	Puits voisin du puits BRNP-ST1	19
Tab04	Les courbures du puits	38
Tab05	Avantage et les inconvénients les puits LR	39
Tab06	Avantage et les inconvénients les puits MR	40
Tab07	Avantage et les inconvénients les puits SR	40
Tab08	Paramètres d'incertitude couramment utilisées	72
Tab09	Proposal des objectifs de side track de BRNP	76
Tab10	Les coordonnées de localisation de BRNP-ST1	77
Tab11	Survey de Baker Huges	89
Tab12	Survey de Shlumberger	90
Tab13	Les écarts entre les mesures de Baker Huges	91
Tab14	Les écarts entre les mesure de Shlumberger	91
Tab15	L'impact temporel	98
Tab16	Le programme prévisionnel des mesures des objectifs directionnels	102



Liste des abréviations :

- **MD** : measured depth
- **TVD** : true vertical depth
- **KOP** : Kick off point
- **BU** : Build up
- **BUR** : Build up rate
- **DOR** : Drop off rate
- **TD** : Total depth
- **UTM** :Universal Transverse Mercator
- **NG** : Nord géographique
- **NM** :Nord magnétique
- **NP** : Nord de projection
- **MWD** :Measurement while drilling
- **RF** : Ratio Factor
- **DDI** : Drilling difficulty index
- **VS** : vertical section
- **DL** :Dog leg
- **DLS** : Dog Leg Severity
- **PDM** : psitive displacement motor
- **BHA** : Bottom hole assembly
- **RPM** : Revolution per minute
- **ROP** : Rate of penetration
- **WOB** : Weight on bit
- **NPT** :Non productive time
- **EOC** : End of curve
- **EOB** :End of build up
- **EOT** :End of tangent
- **TF** :Tool face
- **DH** : Déplacement horizontal
- **LWD** : Logging While Drilling
- **RSS** : Rotary steerable system
- **TS** : Tangent Section
- **LP** : Landing Point
- **TEP** : Target Entry Point
- **LE** :Lateral Error
- **BRNP** : *Bir Rebaa Nord Porfond*

