

N° d'ordre : ..... / Faculté / UMBB / 2019

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES**



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

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

**MASTER**

**Présenté par :**

**MAMMARI ABDELHAFID**

**KHENNACHE YANIS AGHILES**

**Filière : Hydrocarbures**

**Option : Forage des puits des hydrocarbures**

**Thème**

---

**Modélisation et simulation du comportement directionnel des  
garnitures de forage.**

**Application au puits MD 611 à Hassi Messaoud.**

---

Devant le jury :

MELLAK Abderrahmane	Professeur	UMBB	Président
HADJADJ Ahmed	Professeur	UMBB	Encadreur
AZRIL Nadjat	MA (A)	UMBB	Examineur
CHIEB Bachir	Ex. DGA	ENTP	Examineur
BENYOUNES Khaled	Professeur	UMBB	Examineur
BOUMAZA	MA (A)	UMBB	Examineur

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



**FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE**

Département : GISEMENTS MINIERS ET PETROLIERS

Filière : HYDROCARBURES

Option : FORAGE DES PUITES DES HYDROCARBURES

**Mémoire de Fin d'Etude**

**En vue de l'obtention du diplôme:**

**MASTER**

**Thème**

**Modélisation et simulation du comportement directionnel des  
garnitures de forage.**

**Application au puits MD 611 à Hassi Messaoud.**

**Présenté par :**

MAMMERI ABDELHAFID

KENNACHE YANIS AGHILES

**Avis favorable de l'encadreur :**

**Nom et Prénom**

**Pr. HADJADJ Ahmed**

**signature**

**Avis favorable du président du jury**

**Nom et Prénom**

**Pr. MELLAK Abderrahmane**

**Signature**

## Remerciements

Nous tenons à remercier en premier lieu notre encadreur **Pr. HADJADJ** pour avoir accepté de nous suivre lors de la préparation de notre mémoire, pour nous avoir accordé de son temps.

Nous remercions **Abdelhakim KHOUISSAT** pour ses précieux conseils notamment pour l'utilisation du logiciel **DrillScan**.

Nous remercions par ailleurs **Loïc Brillaud** pour s'être intéressé à notre travail, acceptant ainsi de nous fournir une licence gratuite du logiciel **DrillScan**.

Nous remercions l'ensemble des employés de l'appareil TP 2014 et TP 196, le superviseur de forage **Abdelhak** pour avoir accepté de nous fournir les données du puits sur lequel on a travaillé, et déviateurs de chez Halliburton pour leurs précieux éclaircissements.

Moi Abdelhafid MAMMARI, je remercie mes deux montors SPE **Adebowale SULARINE** et **Roobin ROSHAZAMIR** pour leurs soutiens, leurs encouragements et leurs précieux conseils, ainsi que l'ensemble des membres du **SPE student chapter de l'université de Boumerdes** avec lesquels j'ai tant appris.

En fin, nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réussite de notre travail.

Je dédie ce modeste travail à

Ma mère

Ma mère

Et ma mère.

A ma sœur et à mon frère.

**Abdelhafid MAMMERY**

# Dédicaces

*A cœur vaillant rien d'impossible ; à conscience tranquille tout est accessible.*

*Quand il y a la soif d'apprendre ; tout vient à point à qui sait attendre.*

*Quand il y a le souci de réaliser un dessin ; Tout devient facile pour arriver à nos fins.*

*Malgré les obstacles qui s'opposent ; En dépit des difficultés qui s'interposent.*

*Les études sont avant tout ; Notre unique et seul atout.*



*Je dédie ce mémoire à ...*



## ***Mon très cher père, YAHIA***

*Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai pour toi. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être.*

*Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation.*

*Puisse Dieu, le tout puissant, te préserver et t'accorder santé, longue vie et bonheur.*

## ***Ma très chère mère, SALIHA***

*Affable, honorable, aimable : tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi. Ta prière et ta bénédiction m'ont été d'un grand secours pour mener à bien mes études. Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer ce que tu mérites pour tous les sacrifices que tu n'as cessé de me donner depuis ma naissance, durant mon enfance et même à l'âge adulte. Tu as fait plus qu'une mère puisse faire pour que ses enfants suivent le bon chemin dans leur vie et leurs études. Je te dédie ce travail en témoignage de mon profond amour. Puisse Dieu, le tout puissant, te préserver et t'accorder santé, longue vie et bonheur.*

## ***Mes très chères sœurs, SARAH et MELISSA***

*En témoignage de l'attachement, de l'amour et de l'affection que je porte pour vous. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.*

## ***A toute ma famille du plus petit au plus grand***

***A mes amis : Koceila Arezki, Fouad, Mourad, Dahmane, Aziz, Boussad et tout mes collègues***

***A tous ceux qui m'ont soutenu d'une façon ou d'une autre***

***KHENNACHE YANIS AGHILES***

# Sommaire

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclature

<b>I.</b>	<b>CHAPITRE I ETAT DE L'ART</b>	<b>4</b>
I.1	INTRODUCTION	A4
I.2	REVUES	4
I.2.1	Interaction outil/Roche	5
I.2.2	Model de la BHA (Bottom Hole Assembly)	6
I.3	COMMENTAIRES	9
<b>II.</b>	<b>CHAPITRE II PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI-MESSAOUD</b>	<b>11</b>
II.1	HISTORIQUE DECOUVERTE DU CHAMP DE HMD	11
II.2	SITUATION GEOGRAPHIQUE	11
II.3	SITUATION GEOLOGIQUE	12
II.4	GEOLOGIE DE RESERVOIR	13
II.5	CARACTERISTIQUES DU RESERVOIR	14
II.6	ZONES ET NUMEROTATION DES PUIITS	14
II.7	INTERET PETROLIER	15
II.8	PROBLEMES ATTENDUS	15
II.8.1	Pertes et éboulement	15
II.8.2	Problèmes des argiles fluentes	16
II.8.3	Problèmes des eaux chlorurées calciques	16
II.8.4	Dépôts d'asphaltes et les dépôts de sel	16
II.9	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE DE LA REGION DE HASSI-MESSAOUD	16
<b>III.</b>	<b>CHAPITRE III : GENERALITES SUR LE FORAGE DIRIGE</b>	<b>19</b>
III.1	INTRODUCTION	19
III.2	APPLICATIONS DU FORAGE DIRECTIONNEL	19
III.3	PROFILS DES PUIITS DIRIGES	20
III.3.1	Puits en J	21
III.3.2	Puits en S	21
III.3.3	Puits en montée continue	22
III.3.4	Puits horizontaux	22
III.3.5	Puits à longs déports (Extended-Reach Wells)	24
III.3.6	Puits multilatéraux	25
III.3.7	Puits de conception complexe (Design well)	25
III.4	SYSTEMES DE COORDONNEES	26
III.4.1	UTM (Universal Transverse Mercator)	26
III.4.2	Projection de Lambert	27
III.4.3	Coordonnées géographiques ou sphériques	28
III.4.4	Différents Nords	29
III.4.5	Déclinaison magnétique	30
III.4.6	Convergence cartographique (Grid convergence)	30
III.5	SURVEY DIRECTIONNEL	31
III.5.1	Instruments de mesure	32
III.5.2	Le MWD (Measurement While drilling/Mesures en cours de forage) et le LWD (Logging While Drilling/diagraphies en cours de forage)	34
III.5.3	Méthodes de calcul de la trajectoire	40

III.5.4	Dogleg .....	42
III.5.5	Notion de tool face.....	43
III.6	CONCEPTION DES BHA POUR LE CONTROL DIRECTIONNEL .....	46
III.6.1	Principe de conception- Angle de Tilt et forces latérales.....	46
III.6.2	Garnitures rotary.....	46
III.7	PLANIFICATION D'UN FORAGE DIRECTIONNEL .....	49
III.7.1	Emplacement de surface .....	49
III.7.2	Définition de la cible.....	50
III.7.3	Détermination de la trajectoire.....	51
III.8	OUTILS DE DEVIATION .....	54
III.8.1	Whipstocks (Sifflet déviateur) .....	55
III.8.2	Jetting bits (Outils à jets).....	55
III.8.3	Moteurs orientables (steerable motors ou PDM)s .....	56
III.8.4	Turbines de forage .....	61
III.8.5	Systemes rotatifs orientables (Rotary steerable systems RSS) .....	63
III.8.6	Stabilisateur à garde ajustable (adjustable gauge stabiliser AGS) .....	66
<b>IV.</b>	<b>CHAPITRE IV DESCRIPTION DU Puits MD-611 [9].....</b>	<b>68</b>
IV.1	LOCALISATION ET COORDONNEES DU Puits .....	68
IV.2	FICHE TECHNIQUE DU Puits MD-611.....	69
IV.2.1	Données du tubage .....	70
IV.2.2	Données de la complétion.....	71
IV.3	CARACTERISTIQUES GEOLOGIQUES DU Puits.....	71
IV.4	CARACTERISTIQUES PETRO PHYSIQUES DU RESERVOIR .....	72
IV.5	HISTORIQUE DU Puits MD-611 .....	72
IV.6	REPRISE DU Puits EN RE-ENTRY SHORT RADIUS .....	74
IV.6.1	Objectif de la reprise du puits MD-611 .....	74
IV.6.2	Etapas de l'opération .....	74
<b>V.</b>	<b>CHAPITRE V : ETUDE D'UN MODELE DE COMPORTEMENT DIRECTIONNEL DES GARNITURES DE FORAGE (BHA).....</b>	<b>78</b>
V.1	INTRODUCTION.....	78
V.2	NOTIONS DE BASES.....	78
V.2.1	Forces de contact .....	78
V.2.2	Forces latérales au niveau de l'outil.....	79
V.2.3	Angle de tilt .....	80
V.2.4	Point tangents .....	80
V.2.5	Walk [18] .....	81
V.2.6	Indice d'anisotropie de l'outil (Bit steerability) [18].....	81
V.2.7	Courbure du puits .....	82
V.2.8	La courbure d'équilibre (Equilibrium curvature) [18] .....	82
V.2.9	Approche pas à pas [19].....	83
V.3	MODELISATION DU COMPORTEMENT MECANIQUE DES BHA.....	83
V.3.1	Code de calcul ABIS [13].....	83
V.3.2	HyPOTHèses du model .....	84
V.3.3	Repère utilisé.....	84
V.3.4	Détermination des efforts et des moments .....	86
V.3.5	Considération des irrégularités .....	87
V.3.6	Détermination de la déformée de la structure .....	88
V.3.7	Resolution .....	89
V.3.8	Gestion des contacts (Algorithme de contact).....	89
V.4	NOTION SUR LA MODELISATION DE L'OUTIL .....	91
V.5	APPROCHES EXISTANTES POUR LA MODELISATION DE LA DEVIATION.....	93

<b>VI.</b>	<b>CHAPITRE VI : CAS DU PUITIS MD-611</b>	<b>96</b>
VI.1	INTRODUCTION	96
VI.2	GENERALITES SUR LE LOGICIEL [19]	96
VI.3	MODULE « FORAGE DIRIGE »	97
VI.3.1	Contexte théorique	97
VI.4	INTRODUCTION DU MODULE “FORAGE DIRECTIONNEL”	97
VI.4.1	Pré-analyse	97
VI.4.2	Post analyse	98
VI.4.3	Prédiction de la trajectoire	98
VI.5	PARTIE 01 SIMULATION DU COMPORTEMENT DIRECTIONNEL SUR DRILLSCAN	98
VI.5.1	BHA n° 04	99
VI.5.2	BHA n°05	111
VI.5.3	BHA n°06	116
VI.5.4	BHA 07	122
VI.5.5	BHA n°08	127
VI.6	PARTIE 02 MODELISATION DE LA COURBURE D’EQUILIBRE	132
VI.6.1	Description du modèle utilisé	132
VI.6.2	Application du modèle aux BHA	135
VI.6.3	Comparaison entre les résultats de notre modèle et les résultats de DrillScan	147
VI.6.4	Comparaison entre les résultats du model et les résultats de terrain	148
VI.7	PARTIE 03 PREDICTION DE LA TRAJECTOIRE PAR DRILLSCAN	151
VI.7.1	Procédure	152
VI.8	CONCLUSION	157
<b>VII.</b>	<b>CHAPITRE VII ETUDE ECONOMIQUE</b>	<b>159</b>
VII.1	INTRODUCTION	159
VII.2	ETUDE DE L’INVESTISSEMENT DANS LA REPRISE DU PUITIS MD-611	159
VII.3	CALCUL PAYOUT TIME	161
VII.4	INTERPRETATION DES RESULTATS	161
	<b>CONCLUSION</b>	<b>163</b>

**Recommandations**

**Références**

**Annexes**

## Abstract

In directional drilling, it is important to study the directional behavior of the drill string to control and predict well trajectories. The engineers resort to modeling and simulations to anticipate the deviating response of the drilling systems and thus optimize the planned trajectories.

With this in mind, we propose, through our final dissertation, to study a mechanical behavior model of drill strings, developed by Mine Paris Tech, and integrated into the ABIS calculation code used by the DrillScan software. We will therefore use this software to study the mechanical behavior of five bottom hole assemblies involved in drilling the curved portion of the MD-611 well. Besides, we will propose an analytical model that predicts equilibrium curvatures (which qualitatively describe the deviation) as a function of the lateral forces exerted on the drill bits.

Finally, we will use DrillScan software to predict the trajectory and compare it to the trajectory given by the Survey tool.

**Keywords:** Directional drilling, modeling, simulations, directional behavior, DrillScan, well trajectories, lateral forces, equilibrium curvature.

## Résumé

En forage dirigé, il est important d'étudier le comportement directionnel des garnitures de forage pour parvenir à contrôler les trajectoires des puits. Pour cela, les ingénieurs ont systématiquement recours à des modélisations et à des simulations pour anticiper la réponse déviatrices des systèmes de forage et ainsi optimiser les planifications des trajectoires.

Dans cette optique, nous nous proposons à travers notre mémoire de fin d'étude d'étudier un modèle de comportement mécanique des garnitures de forage développé par l'école des mine de paris et intégré dans le code de calcul ABIS qui utilise le logiciel DrillScan. Nous utiliserons donc ce logiciel pour étudier le comportement mécanique de cinq garnitures impliquées dans le forage de la partie courbe du puits MD-611. Nous proposerons en parallèle un modèle analytique qui prédit les courbures d'équilibre (qui décrit qualitativement la déviation) en fonction des forces latérales exercées au niveau des outils de forage.

En fin, nous utilisons DrillScan pour prédire la trajectoire et comparerons cette dernière à la trajectoire donnée par l'outil Survey.

**Mots clés :** Forage dirigé, modélisation, simulations, comportements directionnel, DrillScan, trajectoire de puit, forces latérales, courbure d'équilibre.

## Liste des figures

Figure 1	Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud. ....	12
Figure 2	Répartition des zones pétrolifères et gazifères. ....	13
Figure 3:	Coupe stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud .....	17
Figure 4	Différents profils des puits dirigés. ....	20
Figure 5	Puits en J. ....	21
Figure 6	Puits en S. ....	22
Figure 7	Puits en montée continue. ....	22
Figure 8	Différents rayons de courbure. ....	23
Figure 9	Classifications des puits horizontaux. ....	24
Figure 10	Puits à long déports. ....	24
Figure 11	Puits multilatéraux. ....	25
Figure 12	Puits de conception complexe. ....	26
Figure 13	Coordonnées UTM. ....	27
Figure 14	Projection de lambert. ....	28
Figure 15	Coordonnées géographiques ou sphériques. ....	28
Figure 16	Différents nord. ....	29
Figure 17	Exemple 1 de calcul de l'azimut vrai .....	30
Figure 18	Exemple 2 de calcul du vrai azimut. ....	30
Figure 19	Convergence cartographique. ....	31
Figure 20	Capteur gyroscopique. ....	34
Figure 21	Magnétomètres et accéléromètres. ....	35
Figure 22	Clapet hydraulique qui génère les impulsions positives. ....	37
Figure 23	Vanne contrôlée qui permet de générer les impulsions négatives. ....	37
Figure 24	Vanne rotative (mud siren). ....	38
Figure 25	Télémetrie électromagnétique EM. ....	39
Figure 26	Exemple de système d'alimentation d'un MWD (turbine). ....	39
Figure 27	Tool face magnétique. ....	44
Figure 28	Tool face de gravité. ....	44
Figure 29	Orientations du tool face. ....	45
Figure 30	Comportements directionnels engendrés par le tool face. ....	45
Figure 31	Différents types de stabilisateurs. ....	47
Figure 32	Les garnitures en montée d'inclinaison. ....	48
Figure 33	Les garnitures de maintien d'inclinaison. ....	48
Figure 34	Les garnitures en retombée. ....	49
Figure 35	Définition de la cible. ....	51
Figure 36	projections horizontale et verticale du profil du puits. ....	52
Figure 37	Angle de tilt et force latérale au trépan. ....	54
Figure 38	Whipstock. ....	55
Figure 39	Raccord coudé. ....	57
Figure 40	Caractéristiques de la partie motrice d'un PDM. ....	58
Figure 41	Principe de fonctionnement d'un PDM. ....	59
Figure 42	Différentes configurations des PDM. ....	59
Figure 43	Downhole motor with fixed bent housing. ....	60
Figure 44	adjustable assembly (bend adjustable). ....	60
Figure 45	Mode sliding. ....	61

Figure 46	Mode rotary.....	61
Figure 47	Section motrice d'une turbine de forage.....	62
Figure 48	Turbine avec coude logé.....	62
Figure 49	Force latérale appliquée par les patins.....	64
Figure 50	Commande des patins par une vanne rotative.....	64
Figure 51	Angle de tilt appliqué par le système POTb.....	65
Figure 52	Unité de commande qui applique un tilt à l'outil.....	66
Figure 53	stabilisateur à garde ajustable.....	66
Figure 54	Position du puits MD-611.....	68
Figure 55	Fiche technique du puits MD-611.....	69
Figure 56	Données du CBL/VDL pour le casing 9" 5/8.....	70
Figure 57	Données du CBL/VDL pour le liner 7".....	70
Figure 58	Données du CBL/VDL pour le liner 4" 1/2.....	71
Figure 59	Mise en place du bouchon de ciment.....	75
Figure 60	Schéma illustratif de l'intervention sur le puits MD-611.....	76
Figure 61	Représentation des forces de contact.....	79
Figure 62	Forces latérales au niveau de l'outil.....	79
Figure 63	Angle de tilt à l'outil.....	80
Figure 64	Point tangent.....	80
Figure 65	Définition du walk.....	81
Figure 66	: Représentation des directions du forage, du puits, et de l'outil.....	82
Figure 67	Schématisation de la procédure pas à pas.....	83
Figure 68	Représentation des repères utilisés.....	85
Figure 69	Cinématique élémentaire d'un outil.....	92
Figure 70	Préparation avant simulation.....	99
Figure 71	Eléments de la garniture.....	99
Figure 72	Représentation de la BHA par le logiciel.....	100
Figure 73	Déplacements verticaux (Run 04).....	104
Figure 74	Déplacements verticaux (Run 04).....	104
Figure 75	Déplacements latéraux (Run 04).....	105
Figure 76	Déplacements latéraux (Run 04).....	105
Figure 77	Fenêtre du module Post-analyse.....	106
Figure 78	Paramètres du module Post-analyse.....	106
Figure 79	Tendance à l'inclinaison du Run 04.....	108
Figure 80	Tendance à l'azimut du Run 04.....	109
Figure 81	Visualisation du WOB et de la tendance à l'inclinaison.....	109
Figure 82	comparaison entre build rate mesuré et build rate calculé.....	110
Figure 83	Comparaison entre les turn rate mesuré calculé.....	110
Figure 84	BHA vue de côté.....	113
Figure 85	Déplacement de la garniture vers le haut.....	113
Figure 86	BHA vue de côté.....	113
Figure 87	Déplacement de la garniture vers le haut.....	114
Figure 88	L'inclinaison du puits en fonction de la profondeur.....	115
Figure 89	L'azimut du puits en fonction de la profondeur.....	115
Figure 90	Comparaison entre la tendance mesurée et calculée du build rate.....	116
Figure 91	Comparaison entre la tendance mesurée et calculée du Turn rate.....	116
Figure 92	Garniture vue de côté.....	119

Figure 93 Déplacement vers le haut de la garniture.....	119
Figure 94 Garniture vue de haut.....	119
Figure 95 Déplacement latéral de la garniture.....	120
Figure 96 Segmentation du Run n°06.....	121
Figure 97 comparaison entre build rate mesuré et calculé.....	122
Figure 98 comparaison entre turn rate mesuré et calculé.....	122
Figure 99 BHA vue de côté.....	124
Figure 100 Déplacements vers le haut de la BHA 07.....	124
Figure 101 Garniture vue de haut.....	124
Figure 102 Déplacement vers la droite de la BHA 07.....	125
Figure 103 Segmentation du Run 07.....	125
Figure 104 Comparaison entre les Build rate : mesuré et calculé.....	126
Figure 105 Comparaison entre turn rate : mesuré et calculé.....	126
Figure 106 BHA 08 vue de côté.....	129
Figure 107 Déplacements vers le haut de la BHA 08.....	129
Figure 108 BHA 08 vue de haut.....	129
Figure 109 Déplacements à droite de la BHA 08.....	130
Figure 110 Segmentation du Run 08.....	130
Figure 111 Comparaison entre le Build rate : mesuré et calculé.....	131
Figure 112 Comparaison entre le turn rate : mesuré et calculé.....	131
Figure 113 Script MATLAB pour résoudre le système (A).....	136
Figure 114 Script MATLAB pour résoudre le système (B) et calcule des taux d'équilibre.....	137
Figure 115 Comparaison des gradients d'inclinaison.....	147
Figure 116 Comparaison des gradients d'azimut.....	148
Figure 117 Comparaison des différents Build Rate.....	150
Figure 118 Comparaison des différents Turn Rate.....	151
Figure 119 Comparaison entre inclinaison mesurée et inclinaison calculée.....	153
Figure 120 Comparaison entre azimut mesuré et azimut calculé.....	153
Figure 121 Représentation 3D de la trajectoire mesurée.....	154
Figure 122 Représentation 3D de la trajectoire prédite.....	154
Figure 123 Projection verticale-Nord.....	155
Figure 124 Projection verticale-EST.....	155
Figure 125 Projection horizontale.....	156

## Liste des tableaux

Tableau 1	Coordonnées LSA "Lambert Sud Algérie" de la plate-forme.	68
Tableau 2	Coordonnées UTM (Mercator transverse universel).	68
Tableau 3	Coordonnées géographiques.	68
Tableau 4	Données du tubage.	70
Tableau 5	données du liner 7".	70
Tableau 6	caractéristiques géologiques du puits.	71
Tableau 7	Caractéristiques petrophysiques du réservoir.	72
Tableau 8	objectifs du forage du drain latéral.	76
Tableau 9	Composition de la BHA n°04.	101
Tableau 10	Paramètres du Run n°04.	102
Tableau 11	Résultats de la Pré-analyse du Run 04.	103
Tableau 12	Courbure d'équilibre du Run 04.	104
Tableau 13	Valeurs du Tool Face et du WOB au cours du forage.	107
Tableau 14	Survey du puits MD-611	108
Tableau 15	Paramètres ajustés (Run 04).	109
Tableau 16	Erreurs après ajustements des paramètres (Run 04).	110
Tableau 17	Composition de la BHA 05.	111
Tableau 18	Paramètres de calcul Pré-analyse Run 05.	112
Tableau 19	Résultats de la Pré-analyse du Run 05.	112
Tableau 20	Courbure d'équilibre.	113
Tableau 21	Paramètres de la poste analyse (Run 05).	115
Tableau 22	Erreurs après ajustements (Post-analyse Run 05).	116
Tableau 23	Composants de la BHA du Run 06.	117
Tableau 24	Paramètres de calcul pour la Pré-analyse de la BHA n°06.	118
Tableau 25	Résultats de la Pré-analyse de la BHA n°06.	118
Tableau 26	Courbure d'équilibre Run 06.	119
Tableau 27	paramètres d'ajustement Run 06.	121
Tableau 28	Résultats de la Post-analyse du Run 06.	121
Tableau 29	Paramètres de la Pré-analyse de la BHA n°07.	122
Tableau 30	Composition de la BHA 07.	123
Tableau 31	Résultats de la Pré-analyse de la BHA 07.	123
Tableau 32	Tendance directionnelle prédite de la BHA 07.	124
Tableau 33	Paramètres d'ajustements post-analyse (Run 07).	126
Tableau 34	Erreurs après ajustements.	126
Tableau 35	Composants de la BHA 08.	127
Tableau 36	Paramètres de la Pré-analyse de a BHA 08.	128
Tableau 37	Résultats de Pré-analyse de la BHA 08.	128
Tableau 38	Courbure d'équilibre de la BHA 08.	128
Tableau 39	Paramètres d'ajustement post-analyse (Run 08).	131
Tableau 40	Erreurs après ajustement.	131
Tableau 41	Résultats de calcul du couple de taux d'équilibre pour la BHA N°4.	142
Tableau 42	Résultats de calcul du couple de taux d'équilibre pour la BHA N°5.	143
Tableau 43	Résultats de calcul du couple de taux d'équilibre pour la BHA N°6.	144
Tableau 44	Résultats de calcul du couple de taux d'équilibre pour la BHA N°7.	145
Tableau 45	Résultats de calcul du couple de taux d'équilibre pour la BHA N°8.	146

Tableau 46	Comparaison des résultats de Drillscan et ceux de notre modèle. ....	147
Tableau 47	Courbures mesurées.....	149
Tableau 48	Valeurs des différents Build Rate.....	150

## Nomenclature

$\Phi$	Porosité.
$(\vec{t}_i, \vec{n}_i, \vec{b}_i)$	Repère de FREINET .
$x_d(s)$	Vecteur de la déformée finale.
$\vec{b}_i$	Vecteur bi-normal.
$\vec{f}_c$	Force de contact.
$\vec{n}_i$	Vecteur normal.
$\vec{t}_i$	Vecteur tangent.
$\vec{w}_b$	Poids linéique.
$\mu_a$	Coefficient de frottement axial.
$\mu_r$	Coefficient de frottement radial.
$\theta_i, \alpha_i, Md_i$	Inclinaison, azimuth et profondeur mesurée.
$D_{ax}$	Formabilité axiale.
$D_{lat}$	Formabilité latérale.
$\vec{F}$ et $\vec{C}$	Actions ponctuelles aux points de Discontinuités.
$F_x$ et $F_L$	Forces axiales et latérales respectivement.
$M_t$	Moment avant déformation.
$R_f$	Rapports des formabilités.
$\vec{f}$ et $\vec{m}$	Sont respectivement l'effort et le couple.
$s_i$	Abscisse curviligne au point i.
$t_i(\theta_i, \alpha_i)$	Vecteur unitaire tangent au point i.
$t_t$	Efforts du tronçon de la garniture avant sa déformée.
$u_r(s)$	Vecteur décalage de la garniture à l'état d'équilibre.
$x_p(s)$	Trajectoire du puits.
$x_t(s)$	Vecteur-espace.
$\langle A(a) \rangle$	Saut de la grandeur A au point de dicontinuité.
<b>2D/3D</b>	2 dimensions/3 dimensions
<b>A</b>	Surface de la section transversale
<b>A1</b>	Azimuth au niveau du point supérieur.
<b>A2</b>	Azimuth au niveau du point inférieur.
<b>AGS</b>	Adjustable-Gauge Stabilize
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>BHA</b>	Bottom Hole Assembly
<b>Build rate</b>	Gradient d'inclinaison.
<b>CBL</b>	Cement Bond Log.
<b>CFPA</b>	Compagnie Française de Pétrole d'Algérie
<b>dB</b>	Decibel.
<b>DLS</b>	Dog Leg Severity.
<b>DSP</b>	Direction des Services Pétroliers
<b>DST</b>	Drill Stem Test
<b>DTP</b>	Direction des Travaux Pétroliers.
<b>E</b>	Module de YOUNG.
<b>EM</b>	Electromagnetic Telemetry.

<b>G</b>	Module de rigidité.
<b>GSH</b>	Groupe des Services des Hydrocarbures
<b>HMD</b>	Hassi-Messaoud.
<b>I</b>	Moment d'inertie.
<b>i</b>	Point quelconque de la trajectoire.
<b>I1</b>	Inclinaison au niveau du point supérieur.
<b>I2</b>	Inclinaison au niveau du point inférieur.
<b>IADC</b>	International Association of Drilling Contractors.
<b>ISCWSA</b>	Industry Steering Committee on Wellbore.
<b>k</b>	Facteur de réduction de l'effort.
<b>K</b>	Perméabilité.
<b>KOP</b>	Kick Off Point
<b>LWD</b>	Logging While Drilling.
<b>MD</b>	Measured Depth.
<b>MDF</b>	Méthode des Différences Finies
<b>MEF</b>	Méthode des Eléments Finis
<b>MPT</b>	Mud Pulse Telemetry.
<b>MWD</b>	Measurement While Drilling.
<b>PDC</b>	Poly Diamond Cristalline.
<b>PDM</b>	Positive displacement (mud) motor.
<b>Potb</b>	Point the bit.
<b>Putb</b>	Push the bit.
<b>R (O, <math>\vec{I}, \vec{J}, \vec{K}</math>)</b>	Repère orthonormé directe terrestre fixe.
<b>RF</b>	Facteur de rapport des formabilités.
<b>RPM</b>	Revolution Per Minute.
<b>RSS</b>	Rotary Steerable Systems.
<b>Sag</b>	Différence entre la position mesurée et la position réelle à cause de la déflexion de la garniture.
<b>SN REPAL</b>	Société National de Recherche Pétrolière.
<b>SPE</b>	Society of Petroleum Engineers.
<b>Stick-slip</b>	Collage et glissement de la garniture dans le puits du fait de l'effet des frottements contre les parois du puits.
<b>SW</b>	Saturation en eau.
<b>TAG</b>	Trias Argilo-Gréseux.
<b>TAML</b>	Technology Advancement for Multi-Laterals.
<b>Tool face</b>	Paramètre indiquant l'orientation de l'axe de l'outil par rapport à la partie haute de la paroi du puits.
<b>Torque and drag</b>	Effort à appliquer à la garniture pour amorcer son mouvement vers le haut ou vers le bas.
<b>Turn rate:</b>	Gradient d'azimut.
<b>TVD</b>	True Vertical Depth.
<b>UTM</b>	Universal Transverse Mercator.
<b>VDL</b>	Variable Density Log.
<b>WOB</b>	Weight On Bit.
<b>X</b>	Longitude.
<b>Y</b>	Latitude.
<b>Z</b>	Valeur de l'abscisse curviligne.
<b><math>\alpha</math></b>	Angle de walk.

$\beta$	Angle du dog leg.
$B$	Courbure du puits.
$\tau$	Tortion du puits.
$Bs$	Indice d'anisotropie de l'outil (Bit steerability).

---

# Introduction

---

## **Introduction :**

La déviation intempestive des puits a contrarié bien des foreurs dans leurs quêtes des puits parfaitement verticaux. Ce phénomène a longtemps été considéré comme une complication, jusqu'à ce qu'on se rende compte qu'on pouvait le dompter pour contrôler les trajectoires de puits. Par la suite, le forage directionnel est devenu un atout précieux et une nécessité avec l'augmentation des enjeux technico-économiques liés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures.

Avec la naissance et la maîtrise des techniques du forage directionnel et l'augmentation des réservoirs hétérogènes nécessitant des forages horizontaux, il est devenu de plus en plus important de placer avec précision les puits pour parvenir à atteindre les cibles les plus restreintes.

C'est le comportement directionnel de l'ensemble d'un système de forage qui donne à un puits sa trajectoire. La prédiction et l'optimisation de la trajectoire ne peut donc se faire que si l'on étudie préalablement la réponse déviatrice du système employé.

Au cours des dernières décennies, une multitude de travaux ont été menés visant à prédire les trajectoires des puits, et ce à travers des modèles qui se basent sur l'étude de la mécanique des garnitures et des outils.

Dans cette optique, et à travers notre mémoire de fin d'étude, nous allons étudier le comportement directionnel de cinq garnitures liées à un forage directionnel d'un puits appartenant au bassin Hassi Messaoud. Nous allons ainsi utiliser le modèle ABIS via la manipulation du logiciel DrillScan, lancer des simulations avec ce dernier, et proposer en parallèle un modèle de calcul des courbures d'équilibre associées à des BHA.

Ainsi, nous proposons dans ce mémoire sept chapitres. Nous aborderons dans le premier chapitre une brève recherche bibliographique, nous présenterons dans le second chapitre les champs de Hassi Messaoud, nous aborderons dans le troisième chapitre des généralités sur le forage dirigé, nous décrirons en suite dans le quatrième chapitre puits le MD-611 sur lequel nous avons travaillé, nous détaillerons dans le cinquième chapitre un modèle de comportement directionnel des garnitures de forage, pour étudier le cas du puits MD-611 dans le sixième chapitre, nous terminerons en fin par une petite étude économique dans le septième chapitre.

---

# **Chapitre I**

## Etat de l'art.

---

## **I. Chapitre I Etat de l'art**

### **I.1 Introduction**

La déviation des puits a longtemps été considérée comme une complication jusqu'au début du 20ème siècle où des ingénieurs ont finalement compris que le fait de contrôler la trajectoire des puits pouvait être un atout précieux, ce qui a conduit à l'invention d'outils de suivi de la trajectoire qui mesuraient l'inclinaison et l'azimut à des endroits précis dans le puits.

Les prises des mesures prenaient beaucoup de temps et se faisaient généralement après le forage d'une certaine distance. Il fallait attendre jusqu'aux années 1910 où fut utilisé pour la première fois des gyroscopes et des outils de sondage magnétiques capables de mesurer rapidement l'inclinaison et l'azimut en temps réel (Muller, 1924 ; Lahee, 1929 ; Eastman, 1937).

Le whipstocks était utilisé dès l'année 1895 dans des side-track visant à contourner des outils perdus au fond du puits (Brantly, 1971), et par le développement des outils de suivi de la trajectoire, son utilisation fut généralisée au forage directionnel. En 1932, et même si les autres ingénieurs pensaient que ça soit impossible, H. John Eastman a foré un puits délibérément dévié en utilisant un whipstock (Close, 1939).

En 1934 Eastman a réussi à tuer un puits en éruption incontrôlée en forant à proximité un second puits dévié vers le premier pour y injecter de l'eau sous pression dans le réservoir.

Par la suite, d'autres techniques et d'autres outils de déviation ont vu le jour, à l'image du knuckle joint tool ou encore la technique du jetting. Le RSS (Rotary steerable system) constitue la dernière génération d'outils de déviation et ont vu leur apparition dans les années 90 (Downton et al. 2000).

Le flambage des garnitures de forage a été considéré comme étant la cause majeure de la déviation des puits en influençant l'orientation de l'outil et la direction du puits par la même occasion (Muller, 1924;Capelushnikov, 1930). Pour pallier à ce problème, des stabilisateurs ont été introduit dans la garniture de forage pour minimiser l'effet du flambage , MacDonald et Lubinski, 1951, ont ainsi compris qu'un placement adéquat des stabilisateurs dans la BHA pouvaient influencer avantageusement la tendance directionnelle Lubinski and Woods, 1953 ; Woods and Lubinski, 1955. Les stabilisateurs sont maintenant systématiquement utilisés dans le forage dirigé.

Dans les années 70, les techniques du MWD ont été développées permettant le suivi de la trajectoire du puits en temps réel.

### **I.2 Revues**

Pour déterminer le comportement directionnel d'un système de forage, nous devons utiliser un modèle d'interaction outil/roche, un modèle de la BHA et une procédure pour coupler les deux modèles.

La publication révolutionnaire de Lubinski et Woods (1953) est peut-être le premier ouvrage théorique sur le forage directionnel et est certainement le plus influent. Bien que ce travail suivi par d'autres publications (Murphey and Cheatham, 1966) ait donné lieu à des modèles

analytiques de l'interaction outil/roche et du comportement de la BHA, il n'a pas fourni une formulation générale d'un système cinématique.

Dans les années 70 et 80, la plus part des publications sur le forage dirigé se concentraient sur la modélisation du comportement directionnel de la BHA pensant que c'était l'élément clé influençant la direction du forage. A cet égard, l'influence de l'interaction outil roche se trouve négligée jusqu'à la fin des années 80.

La contribution de Cheatham et Ho (1981) est peut-être le premier travail à ce sujet, et le travail de Ho (1987, 1989, 1995, 1997) est certainement le plus influent car il a permis d'aborder le problème de la prédiction de l'évolution de la trajectoire du puits numériquement.

Par la suite, seule quelques publications ont dérivé des équations gouvernants l'évolution du système de forage dirigé pour quelques cas, nous citons Neubert et Heisig (1996), Neubert (1997), Downton (2007), Perneder (2009). [1]

Dans la suite nous détaillerons les majeures contributions vis avis de la modélisation de l'interaction outil/roche and de la BHA.

### **I.2.1 Interaction outil/Roche**

Les premières publications à ce sujet ont attribué le comportement directionnel de l'outil pénétrant dans la roche à l'anisotropie et l'inhomogénéité de la formation Lubinski et Woods (1953) et by Murphey and Cheatham (1966). Cela revenait à affirmer que dans les formations isotropes et homogènes, l'outil forait dans la direction de la force transmise par la BHA.

Plus tard, Bradley, (1975) ; Millheim et Warren, (1978) ; Callas, (1981), ont abandonné cette hypothèse et ont affirmé qu'un angle entre la direction du forage et la direction de la force transmise par la BHA à l'outil existait quel que soit l'isotropie de la roche car la capacité des outils à forer le long de leur axes de révolution serait forcément plus grand que leur capacité à forer latéralement.

Cheatham et Ho ,(1981), ont introduit pour la première fois le concept de l'interaction outil/roche donnant ainsi une relation linéaire entre la force appliquée à l'outil et la direction du forage dans laquelle sont exprimée séparément les contributions de l'anisotropie de la roche et l'anisotropie de l'outil, c'est ce dernier qui caractérise la capacité de l'outil à forer axialement ou latéralement.

Les travaux de Ho (1987, 1989, 1995, 1997) ont permis par la suite de raffiner le model en proposant un modèle d'interaction outil/roche plus générale qui calcule les moments appliqués à l'outil et le vecteur rotation appliqué à l'outil.

Les lois qui décrivent l'interaction outil/roche donne toujours matière à débat et cela en ce qui concerne l'induction de moment sur l'outil et la nature des variable cinématiques d'entrée qui ne sont pas toutes universelles.

Dans la littérature, deux approches sont suivies pour donner lieu à des équations décrivant l'interaction outil/roche numérique et expérimentale.

Chen et Geradin, (1993) ont adopté l'approche numérique qui consiste à utiliser des lois d'interaction pour une pastille unique (Cutter) pour ensuite déduire les lois d'interface pour l'outil en entier.

Millheim et Warren, (1978) ; Brown et al. (1981); Clark and Walker, 1985; Pastusek et al. (1992); Norris et al., (1998); Ernst et al., (2007) ont adopté l'approche expérimentale.

Bradley, (1975) ;Voinov and Reutov, (1991) ; Simon, (1996) ;Boualleg et al. (2006) ont fait des recherches additionnelles sur l'interaction de l'outil avec des formations anisotropiques ou intercalées.

Cheatham and Loeb, (1985) ;Faÿ, (1993) ;Waughman et al., (2002); Rashidi et al., (2008) ont quant à eux émis des travaux portant sur l'évolution de l'usure des outils en cours de forage. [1]

### **I.2.2 Model de la BHA (Bottom Hole Assembly)**

Lors de l'étude du processus du forage directionnel, la BHA est généralement étudiée à partir de l'outil de forage jusqu'au premier point de tangente. Ce dernier est défini comme étant le point de contact avec les parois du puits hormis ceux se trouvant sur les stabilisateurs. Aux niveaux de ce point, la BHA est considérée comme étant tangente aux parois du puits. Le reste de la garniture est remplacée par des forces (à la partie supérieure de la BHA) dont le calcul requière un modèle de la garniture complète appelé Torque and drag model. Ce type de model a été longuement étudié par plusieurs ingénieurs Ho, (1988) ; Aarrestad et Blikra, (1994) ; Aadnoy et Andersen, (1998) ; Menand et al. (2006); Denoël, (2010).

La partie inferieure reflète l'interaction outil/roche, elle est souvent considérée comme condition limite sans moment. [1]

Les travaux de Millheim et al. (1978), Millheim (1979), et Birades and Fenoul (1986,1988) se sont concentré sur le calcul de les forces latérales transmise à l'outil, étant donné que la direction du forage est supposée y être uniquement liée. Cependant, la tendance actuelle considère que l'orientation de l'outil par rapport aux parois du puits est tout aussi important et peut être calculée par le modèle de la BHA comme le stipule les travaux de Callas and Callas, 1980 ; Brett et al. (1986); Williamson and Lubinski, (1986); [2].

Les modèles de la BHA peuvent prendre plusieurs formes ; analytiques ou numériques, statiques ou dynamiques, et convenants aux déformations en 2D ou 3D.

La majorité des contributions ont abordé le problème numériquement en utilisant les éléments finis ou les différences finies Fischer, (1974); Millheim, (1977); Millheim et al., (1978); Callas et Callas, (1980); Amara, (1985); Birades et Fenoul, (1986); Rafie et al., (1986); Fenoul, (1988); Chen and Wu, (2008).

Tandis que seule une poignée de travaux proposent des modèles analytiques Lubinski et Woods, (1953);Murphey and Cheatham, (1966); Bai, (1986); Chandra, (1986); Ho, (1986); Miska et al., (1987); Aadnoy and Huusgaard, (1987). [2]

Travaillant en deux ou trois dimensions, ce problème se traduit en une détermination des forces latérales a l'outil et de la déformée de la garniture à l'intérieur du puits. Le modèle 3D constituent une différence qualitative par rapport aux approches bidimensionnelles, ce qui augmente significativement la complexité du problème.

Le principe commun à ces modèles consiste à établir les équations linéaires d'équilibre de la partie de la garniture entre l'outil et le premier point de contact ou le premier stabilisateur. Selon la méthode de résolution, on peut classer les modèles en trois catégories : Analytiques, semi-Analytiques et numériques.

### I.2.2.1 Modèles analytiques

Ces modèles sont fondés sur la théorie des poutres de Timoshenko et sont basées sur de nombreuses hypothèses simplificatrices la garniture n'a pas de contact avec les parois du trou mais les seuls contacts se trouvent aux niveaux des stabilisateurs, le problème est donc linéaire. Ces méthodes permettent de calculer les garnitures uniformes avec au maximum deux stabilisateurs, mais les résultats obtenus représentent la solution exacte du problème.

Le modèle analytique 3D le plus complexe est celui de Chandra (1986) qui considère que la garniture est une poutre continue à plusieurs appuis en flexion et torsion. La courbure initiale en deux plans perpendiculaires et la torsion sont introduites dans les équations d'équilibre comme étant une force répartie. L'auteur représente le contact par un appui supplémentaire mais dans un plan vertical. Il fournit également la possibilité de prendre en compte les différentes rigidités des éléments de la garniture en considérant une rigidité équivalente. [3]

### I.2.2.2 Modèles semi-analytiques

Les méthodes semi-analytiques permettent de calculer des cas plus complexes et avec une bonne précision. Le principe consiste à construire les équations différentielles (linéaire ou non) d'équilibre avec les conditions aux limites et à appliquer une méthode numérique pour les résoudre. L'inconvénient de cette méthode réside dans la complexité de la procédure de convergence en cas de problèmes non linéaires.

On peut ainsi citer quelques-uns

- **Modèle 3D de Zifeng et al (1994)** du comportement mécanique de la garniture en grands déplacements. L'auteur montre l'avantage de la méthode du poids résidu pour la résolution des équations différentielle non-linéaires. Le modèle permet de prendre en compte le couple à l'outil, les contacts au niveau des stabilisateurs et la géométrie variable de la garniture. L'outil est modélisé par une rotule. [4]
- **Modèle 3D de Walker et Friedman (1976)** est aussi intéressant mais malheureusement vaguement explicité. Les auteurs proposent d'appliquer la théorie générale des barres en flexion et torsion développée par Love pour modéliser la garniture en petits déplacements. Les équations d'équilibre des moments de flexion et de torsion sont résolues en appliquant la technique de Galerkin, la garniture est supposée reposée sur la paroi basse du puits et l'outil se comporte comme une rotule. Les auteurs effectuent l'étude de sensibilité pour illustrer l'effet du couple sur la force latérale et sur l'angle de pivotement de l'outil par rapport à l'axe de la garniture (angle de tilt). [4]
- **Modèle de Neubert (1996)** prend en compte une garniture limitée par le deuxième stabilisateur en assumant que les contacts se produisent à l'outil et aux stabilisateurs. L'équilibre du système est décrit par les équations linéaires d'Euler-Bernoulli (théorie des poutres) avec l'hypothèse des petites déformations. Le premier stabilisateur est modélisé en ayant une excentricité par rapport à l'axe du puits. L'inconvénient majeur de ce modèle réside dans le fait qu'il néglige d'éventuels contacts entre la garniture et les parois du puits

en dehors des stabilisateurs du fait qu'il ignore la courbure et la torsion initiale dans la structure. En revanche, les forces tangentielles de frottements sur les stabilisateurs ont été prises en compte. [4]

### I.2.2.3 Les modèles numériques

#### I.2.2.3.1 Méthode des différences finies (MDF)

La méthode numérique des différences finies a été développée pour la résolution des équations différentielles surtout non-linéaires en les transformant en un système des différences de ses dérivées. Cette méthode est généralement utilisée dans le cas où les phénomènes non-linéaires sont importants. La précision satisfaisante du calcul nécessite une discrétisation très fine de la structure, ce qui augmente significativement la taille du problème.

Dans sa modélisation bi et tridimensionnelle par la MDF, Ho (1986) démontre l'évolution non-linéaire de la force latérale à l'outil due à la courbure initiale de la structure. Il a établi les équations d'équilibre en grandes déformations de chaque élément de la garniture en prenant en compte la torsion et la courbure initiale. Son approche met en lumière l'importance du moment de flexion à l'outil sur le comportement directionnel de la garniture ; ce point non considéré par la plupart des modèles existants est vite négligé par l'auteur dans ces calculs et ceci pour des raisons de simplification. Les contacts garniture-puits ainsi que le frottement stabilisateur-puits sont négligés. [3]

#### I.2.2.3.2 Méthode des éléments finis (MEF)

Cette méthode numérique est largement employée pour la modélisation du comportement mécanique des garnitures de forage. Le principe consiste à trouver le champ des déplacements, cinématiquement admissibles, qui minimise l'énergie POTentielle totale du système. Cette méthode basée sur le principe des travaux virtuels et le théorème de l'énergie POTentielle est bien adaptée pour les différents matériaux et géométries des structures sous réserve que ces caractéristiques restent constantes par élément fini.

On trouve dans la littérature de nombreuses publications sur les modélisations tridimensionnelles de la garniture par la MEF, tel que

- **Publication de Nicholson (1972)** qui considère une géométrie variable de la garniture dans un puits rectiligne. Le problème de la prise en compte du contact unilatéral est résolu par une méthode de pénalisation. [3]
- **Wolfson (1974)** a repris la recherche de Nicholson en introduisant la courbure initiale du puits mais les contacts ne sont pas pris en compte. L'outil est modélisé par une rotule. [3]
- **En 1975 la société AMOCO<sup>1</sup>** commence le développement d'un modèle tridimensionnel dynamique
- Le modèle de **Birades (1988)** représente une analyse statique et dynamique du système de forage en petits déplacements. L'auteur propose un algorithme mixte de résolution

---

<sup>1</sup> Amoco Corporation, dont le nom était originellement Standard oil Company (Indiana), était une entreprise du domaine pétrolier et chimique créée en 1889, elle a absorbé en 1910 l'American Oil Company, et a été racheté par la suite par British Petroleum.

d'équilibre statique de la garniture avec des contacts sans frottements. Le modèle quasi-dynamique prend en compte la rotation et les frottements de roulement. L'outil est modélisé par une rotule fixe. Le modèle de Briades a fait l'objet du code de calcul ORPHEE 3D. [4]

### I.3 Commentaires

A travers cette recherche bibliographique, nous avons fait le tour de la modélisation du forage directionnel en commençant par un aperçu historique pour, puis relaté les contributions faites des ingénieurs au fil des années, pour enfin connaître les différents types de modèles et leur caractéristiques.

Nous avons ainsi pu comprendre que la modélisation du comportement directionnel ne peut se faire qu'en mettant en place deux modèles différents qui ne sont autres que le modèle d'interaction outil/roche et le modèle de la BHA.

Dans le cas général le modèle d'interaction outil/roche, adopte l'approche numérique qui consiste à utiliser des lois d'interaction pour une pastille unique (Cutter) pour ensuite déduire les lois d'interface pour l'outil en entier. Tandis que Dans la résolution du problème de comportement mécanique de la garniture (Model de la BHA) trois différentes méthodes de résolution peuvent être utilisées en fonctions de la complexité du problème. Les solutions analytiques ou semi-analytiques sont à priori préférées compte tenu de la simplicité de la mise en œuvre des équations et de la rapidité dans les cas où il n'y a pas ou peu de contacts garniture-roche. La modélisation du comportement d'une vraie garniture de forage avec prise en compte de nombreux paramètres comme une courbure très élevée du puits, ou une torsion dans les tiges ou encore un grand nombre de points de contacts contre les parois du puits, nécessite le recours à des méthodes numériques éléments finis ou différences finies.

A partir d'un modèle donné, on peut établir un algorithme de calcul cependant, la manipulation d'une matrice de grande taille est très coûteuse en termes de temps de calcul. Afin de réduire cette difficulté les auteurs ont souvent recours à différentes hypothèses simplificatrices.

Après avoir fixé nos idées sur la modélisation du forage directionnel, nous nous proposons d'utiliser un des modèles établis pour des cas réels. Par la suite, nous exécuterons des simulations sur DrillScan qui utilise un autre modèle intégré dans un code de calcul appelé ABIS, à l'issue de laquelle nous analyserons, comparerons et interpréterons les résultats.

---

## **Chapitre II**

### Présentation du champ de Hassi-Messaoud

---

## **II. Chapitre II Présentation du champ de Hassi-Messaoud**

### **II.1 Historique découverte du Champ de HMD**

Après la mise en évidence par la sismique-réfraction de la structure de HMD comme étant un vaste dôme structural, la société "SN REPAL" (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie). Implante le 16 janvier 1956, le premier puits MD1, pas loin du puits chamelier de HMD

Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338 m comme étant producteurs d'huile. En mai 1957, la société "CFPA" (Compagnie Française de Pétrole d'Algérie) réalise un puits OM1 à environ 7Km au Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien. Par la suite, le champ de HMD fut divisé en deux concessions distinctes C.F.P.A pour le champ Nord et SN REPAL pour le champ Sud.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation. Dès lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1200 puits. Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, fracturation, acidification, etc.). [5]

### **II.2 Situation géographique**

Le champ de HMD est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, et se situe à environ 850 km au Sud Sud-Est d'Alger, à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz-condensât de Hassi R'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne. Il s'étend sur 2500 km<sup>2</sup>, il a pour coordonnées Lambert

X = [790.000 - 840.000] Est.

Y = [110.000 - 150.000] Nord.

Et il est encadré par

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

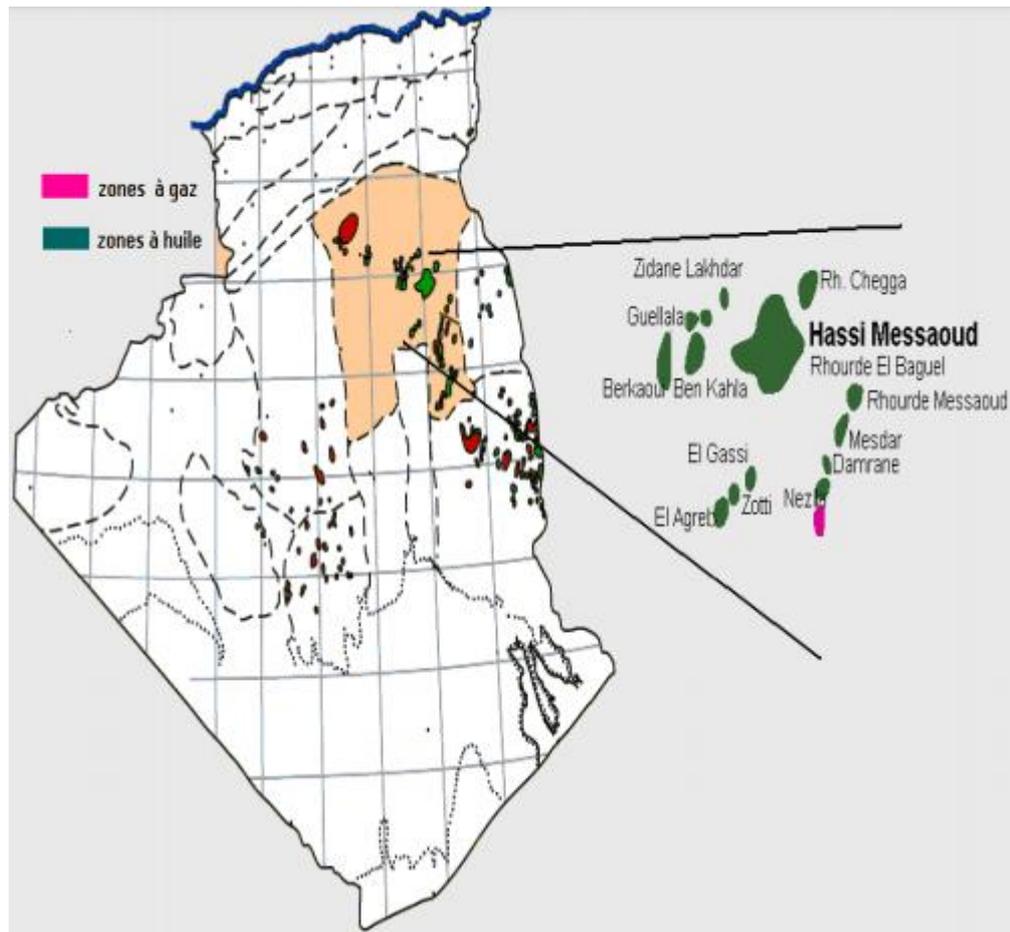


Figure 1 Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.

### II.3 Situation géologique

Par rapport aux gisements, le champ de HMD est limité

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



**Figure 2 Répartition des zones pétrolifères et gazifières.**

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

Géologiquement, il est limité

- à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya ;
- au Sud par le môle d'Amguid El Biod ;
- au Nord par la structure Djammâa-Touggourt ;
- à l'Est par les hauts-fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames. [5]

#### II.4 Géologie de réservoir

Le réservoir de Hassi-Messaoud est compris entre 3309-3411 m de profondeur en moyenne dans les terrains quartziques du cambrien, essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés des passées de siltstones argilo-micacés centimétriques et décimétriques. On y distingue trois litho-zones de haut vers le bas

R1 (Ra +Ri), R2 et R3.

- **Litho-zone Ra**

Son épaisseur moyenne est de 125 mètres. Elle représente le réservoir principal. Ce sont des grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, possédant des nombreuses intercalations de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

- **Litho-zone Ri**

Son épaisseur moyenne est de 42 mètres, elle représente le réservoir isométrique. Elle se compose de grès quartzitique isométrique fin bien classé glauconieu à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

- **Litho-zone R2**

Son épaisseur moyenne est de 100 mètres. Elle se compose de grès moyen à grossier micacés, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques.

- **Litho-zone R3**

Son épaisseur moyenne est de 300 mètres. Elle repose soit sur l'Infracambrien, soit directement sur le socle granitique, elle se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

## **II.5 Caractéristiques du réservoir**

Le gisement de HMD se caractérise par sa formation COMBRO-ORDOVICIENNE dont la profondeur est comprise entre 3361 à 3473 m. La légèreté de son huile (API = 54,5) et sa pression initiale élevée (482 Kg/cm<sup>2</sup>) pour un point de bulle compris entre 140 et 200 Kg/cm<sup>2</sup>. Le champ de Hassi Messaoud de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement variant de 120 à 400 kgf/cm<sup>2</sup>, une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 1 darcy. [5]

## **II.6 Zones et numérotation des puits**

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de HMD en 25 zones dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois, il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones et de noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être divisée en sous zones.

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

- Champ Nord comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique ;
- Champ Sud il est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert. [5]

## II.7 Intérêt pétrolier

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

Après plus de 50 années de production et plus de deux mille puits forés, la logique géologique de ce champ demeure énigmatique, c'est ainsi que certaines zones produisent en déplétion et d'autres sont en récupération secondaire par injection de gaz et d'eau.

## II.8 Problèmes attendus

Au cours du forage, plusieurs problèmes ont été rencontrés dont les causes principales sont les suivantes

- La nature des terrains traversés.
- Les régimes de pression.

On distingue trois types de problèmes [5]

### II.8.1 Pertes et éboulement

Dans la première phase, les terrains ne sont pas consolidés, perméables et très poreux, ce qui entraîne des pertes importantes et des éboulements lors du forage. Dans la troisième phase, il y a des pertes dues aux fragilités des formations de TGE.

- **Mio-pliocène**

On a des risques de pertes par absorption dans Les formations sableuses ; Les barres calcaires.

- **Sénonien**

On a des risques de pertes totales au niveau des calcaires fissurées avec éboulement de sable du mio-pliocène.

- **Turonien**

On peut avoir des pertes totales et coincement à cause du craquage de la formation sous l'effet des densités des différentes boues utilisées pour forer la couche.

### **II.8.2 Problèmes des argiles fluentes**

Ce problème est dû au fluage des argiles, ce dernier provoque des surpressions et des coincements par rétrécissement des parois.

### **II.8.3 Problèmes des eaux chlorurées calciques**

Dans la zone lias dolomitique quelques intercalations de dolomie vacuolaire renferment des eaux chlorurées calciques avec 320 à 350g/l de CaCl<sub>2</sub>. La pression est de l'ordre de 575Kg/Cm<sup>2</sup>, les venues d'eaux sont fréquentées, ce problème ne peut être résolu qu'avec l'utilisation d'une boue lourde ayant une densité 2.1 à 2.15, cette boue lourde favorise le craquage de TAG (TRIAS ARGILO-GRÉSEUX).

### **II.8.4 Ddépôts d'asphaltes et les dépôts de sel**

Ces dépôts entraînent par exemple la corrosion, le bouchage qui minimisent la production, pour traiter le problème les dépôts de sel, faire une injection d'eau douce dans le puits.

## **II.9 Description lithologique de la région de Hassi-Messaoud**

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud est résumée dans la **Figure 3**

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

Figure 3: Coupe stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud

---

# **Chapitre III**

## Généralités sur le forage dirigé.

---

## **III. Chapitre III : Généralités sur le forage dirigé**

### **III.1 Introduction**

Dans le forage conventionnel, l'outil de forage, la garniture et le tubage descendent en ligne droite. Si nous nous éloignons délibérément de la verticale, il s'agira d'un forage techniquement directionnel (ou dirigé). Le forage dirigé est défini comme étant le fait de contrôler la trajectoire d'un puits en cours de forage vers une position prédéterminée. La déviation des puits a longtemps été considérée comme complication jusqu'à ce que les ingénieurs réussissent à dompter le phénomène à leur faveur. En 1932, et même si les autres ingénieurs pensaient que ça soit impossible, H. John Eastman a foré un puits délibérément dévié en utilisant un Whipstock, depuis, le forage directionnel a été utilisé dans bien des cas. Aujourd'hui, il est devenu un atout précieux auquel on a recours pour de nombreuses applications.

Bien que le forage dirigé soit employé depuis presque un siècle, les ingénieurs ne cessent de réaliser des prouesses techniques en ce qui concerne les angles et les distances parcourues par les forages dirigés, et ce grâce aux améliorations technologiques.

Dans ce chapitre nous allons décrire les différentes applications du forage directionnel, les types de trajectoires et les méthodes de calculs, les outils et les méthodes de déviation.

### **III.2 Applications du forage directionnel**

Le forage directionnel est utilisé dans bien des domaines. Nous avons essayé dans ce qui suit de décrire ses applications dans le domaine pétrolier seulement.

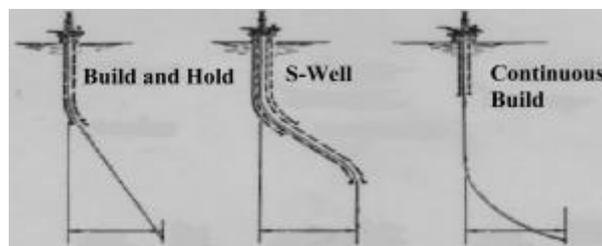
- Forages de différents puits à partir d'une seule et même position, notamment dans en offshore qui implique le forage d'un nombre optimum de puits à partir d'une plateforme. Cela permet de réduire considérablement les couts liés au forage ainsi que l'impact sur l'environnement.
- Atteindre des zones productrices qui seraient en temps normal inaccessibles à l'aide du forage vertical.
- Atteindre des zones multiples à partir d'un seul puits. C'est un moyen très rentable de produire des débits importants d'hydrocarbures. Il y'a aussi des cas où les zones productrices sont si proches que le forage dirigé à complétions multiples soit le moyen le plus économique pour produire les hydrocarbures qui s'y trouvent.
- Le sidetrack : Cette technique est utilisée soit pour contourner un obstacle dans le puits (Chute d'outil, garniture coincée...) ou bien pour repositionner le fond du puits pour des raisons géologiques comme la localisation anticipée d'une zone productrices. Dans le premier cas on a recours à un blind sidetrack tandis que dans le second cas la précision de la trajectoire implique l'utilisation d'un sidetrack orienté.

- Il est très difficile de forer un puits vertical à travers un plan de failles fortement incliné dans le cas où on veut atteindre une zone productrice sus-jacente. Dans ce cas-là, il est préférable de diriger la trajectoire du puits de façon à être soit parallèle soit perpendiculaire au plan de failles.
- Des formations productrices peuvent se situer au-dessous des dômes de sels et forer un puits vertical à travers des formations salifères peuvent engendrer plusieurs problèmes Erosion, corrosion et perte de circulation. Ainsi, forer un puits dirigé permettrait d'éviter le dôme de sel.
- Forage des puits de secours, notamment pour la neutralisation des éruptions incontrôlées des puits d'exploration. On fore ainsi un puits dirigé vers la source (puits en éruption) pour y injecter de l'eau et de la boue de façon à tuer le puits.

### III.3 Profils des puits dirigés

On dénombre trois formes globales différentes de puits dirigés, en fonction des exigences de pénétration du réservoir. Ceux-ci sont

- Puits en J (Build-and-Hold or Slant).
- Puits en S.
- Puits en montée continue (Continuous build).



**Figure 4 Différents profils des puits dirigés.**

On peut aussi citer d'autres formes moins générales

- Puits horizontaux.
- Puits à longs déports (Extended reach).
- Puits multilatéraux.

En pratique, ces formes génériques seront modifiées par les conditions locales. Obtenir la bonne trajectoire est une tâche multidisciplinaire dans laquelle les géologues conseillent le concepteur sur les points suivants

- Présence de failles.
- Forme d'une formation de sel et des diapirs.
- Nature des formations traversées.

Le type de profil choisi dépendra ainsi des objectifs géologiques et du mécanisme de production du puits.

Comprendre l'interaction entre la trajectoire 3D du puits et les contraintes de la formation, est essentiel pour garantir le forage du puits de manière sûre et efficace.

### III.3.1 Puits en J

Ces types de profils ont une trajectoire avec une section droite, une section en montée (Build section), et une section tangente droite directement à la cible. Ces types de puits sont forés là où il n'est pas souhaitable ou possible de localiser l'emplacement de la surface directement au-dessus de la cible ou d'une plate-forme à plusieurs puits.

En général, ce profil est prévu de manière à ce que l'angle de déviation initial soit obtenu à une faible profondeur, et à partir de ce point, l'angle est maintenu en ligne droite jusqu'à la zone cible.

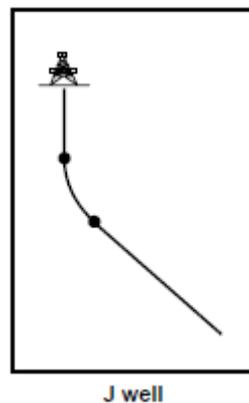
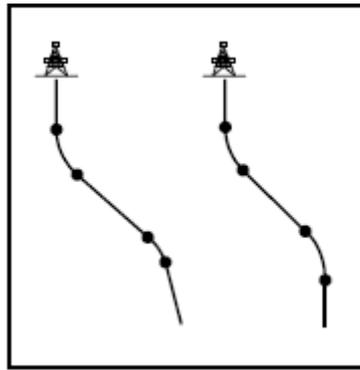


Figure 5 Puits en J.

### III.3.2 Puits en S

Ces types de puits ont une trajectoire avec une section droite, une section en montée (Build), une section tangente et une section en retombée (Drop). Ils sont forés pour améliorer l'efficacité du puits et faciliter son positionnement. Dans les forages en mer, les puits de type S peuvent garantir la précision de l'espacement des fonds des puits lorsque plusieurs puits sont forés à partir de la même plate-forme, minimisant ainsi le risque de collision.

Un puits en forme de S définit l'angle de déviation initial près de la surface. Une fois l'angle défini est atteint, le forage se poursuit sur une droite jusqu'à ce que le déplacement latéral approprié soit atteint. Le trou est ensuite ramené à la verticale (ou presque) et foré jusqu'à ce que la profondeur de la cible soit atteinte.

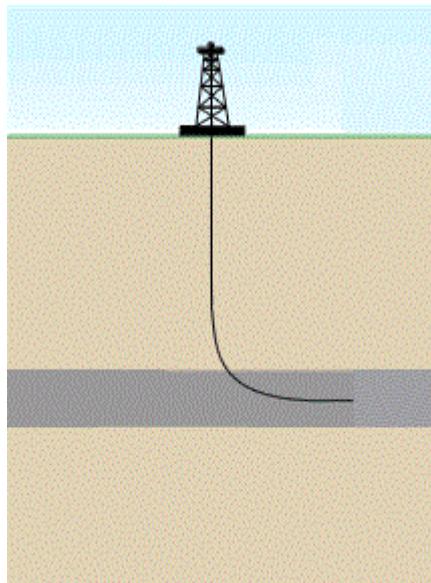


**Figure 6 Puits en S.**

### III.3.3 Puits en montée continue

Ce type de puits commence sa déviation bien en dessous de la surface. L'angle est généralement obtenu avec une montée (Build) constante jusqu'au point cible. Les angles de déviation peuvent être relativement élevés et les distances latérales entre la verticale et le point de pénétration souhaité sont relativement plus courtes que celles des autres types de puits.

Ce type de profil peut être trouvé dans les anciens champs dans lesquels le développement du est réalisé au moyen de déviations latérales à partir de puits existants qui ont cessé de produire de manière rentable depuis la complétion originale.



**Figure 7 Puits en montée continue.**

### III.3.4 Puits horizontaux

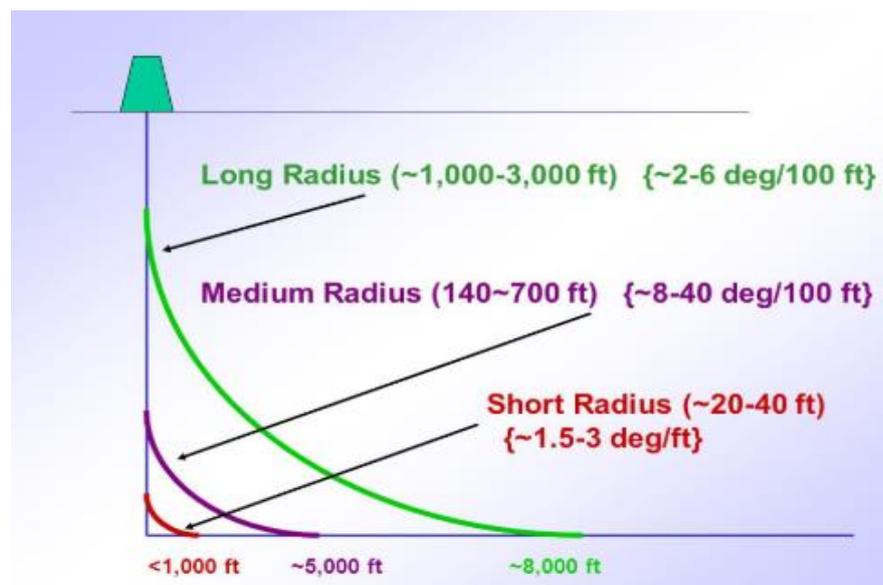
Les puits horizontaux sont des puits à angle élevé (avec une inclinaison généralement supérieure à  $85^\circ$ ) forés pour améliorer les performances du réservoir en plaçant une longue section de puits dans le réservoir.

Les avantages des puits horizontaux comprennent

- Réduction du phénomène du water and gas coning en raison de la baisse de pression dans le réservoir pour un taux de production donné, ce qui réduit les travaux correctifs.
- Augmentation du taux de production en raison de la plus grande longueur du puits de exposée au réservoir.
- Réduction de la chute de pression dans le puits.
- Réduisez les vitesses de fluide autour du puits.
- Réduction générale de la production de sable.
- Modèle de drainage plus large et plus efficace conduisant à une récupération globale des réserves.

Les puits horizontaux sont normalement caractérisés par leurs Build rate leur rayon. Plus le rayon est petit plus le build rate devient grand. Ils sont généralement classés en trois groupes

- Rayon court (Short radius).
- Moyen rayon (Medium radius).
- Long rayon (Long radius).



**Figure 8 Différents rayons de courbure.**

Le "Build rate" est le changement positif d'inclinaison sur une longueur normalisée (par exemple,  $3^\circ / 100 \text{ ft}$ ). Un changement négatif d'inclinaison serait le "Drop rate".

Un puits horizontal à long rayon est caractérisé par des build rate de 2 à  $6^\circ / 100 \text{ ft}$ , ce qui donne un rayon de 1000 à 3000 pieds. Ce profil est foré avec des outils directionnels conventionnels. Ce profil est bien adapté aux applications dans lesquelles un long déplacement horizontal est nécessaire pour atteindre le point d'entrée cible.

Les puits horizontaux de rayon moyen ont des build rate de 6 à 35 ° / 100 ft, des rayons de 160 à 1000 ft et des sections latérales allant jusqu'à 8 000 ft. Ces puits sont forés avec des moteurs fond spécialisés et des composants de forage classiques. Ce profil est commun pour les applications terrestres et pour les forages horizontaux de rentrée.

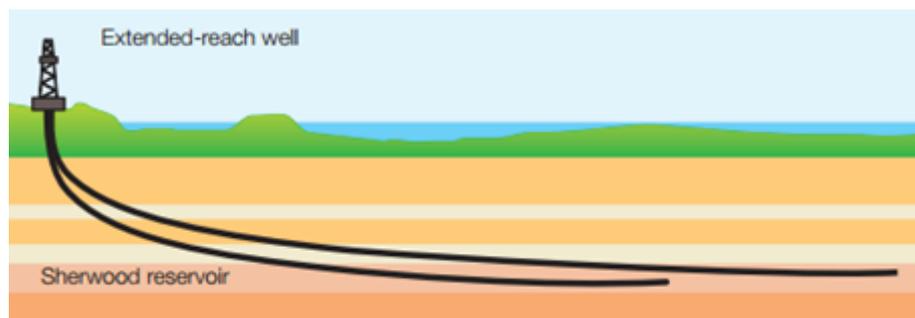
Les puits horizontaux à rayon court ont des build up de 1.5 à 3° / ft, ce qui correspond à des rayons de 40 à 200 pieds. La longueur de la section latérale varie entre 200 et 900 pieds. Les puits de rayon courts sont forés avec des techniques et des outils de forage spécialisés. Ce profil est le plus souvent foré en tant que rentrée de tout puits existant.

HORIZONTAL-WELL CLASSIFICATIONS			
Well Type	Build Rate (ft)	Radius (m)	Radius (ft)
Long radius	2 to 6°/100 ft	900 to 290	3,000 to 1,000
Medium radius	6 to 35°/100 ft	290 to 50	1,000 to 160
Short radius	5 to 10°/3 ft	12 to 6	40 to 20

**Figure 9 Classifications des puits horizontaux.**

### III.3.5 Puits à longs déports (Extended-Reach Wells)

Un puits à longue portée est un puits dans lequel le rapport de la profondeur mesurée (MD) à la profondeur verticale réelle (TVD) est au moins égal à 2. Le record du monde actuel est le puits Brintnell 2-10 (Amoco au Canada) avec le rapport MD / TVD le plus élevé et qui est de 8.



**Figure 10 Puits à long déports.**

Les puits à longue portée sont coûteux et techniquement difficiles, cependant, ils peuvent ajouter de la valeur aux opérations de forage en permettant de réduire le coût des équipements sous-marins et des pipelines, en utilisant un champ satellite, en développant des champs à partir de la côte et en réduisant l'impact sur l'environnement en aménageant des champs à partir des plateformes.

### III.3.6 Puits multilatéraux

Les puits multilatéraux sont une nouvelle évolution des puits horizontaux dans lesquels plusieurs branches de puits sont créées à partir d'un forage principal. En 1997, TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals), un consortium d'opérateurs et de sociétés de services du secteur, a été créé pour classer les puits multilatéraux en fonction de leur complexité et de leurs fonctionnalités. Les puits multilatéraux sont ainsi classés en six différentes catégories. La technologie multilatérale a considérablement progressé ces dernières années pour faciliter la récupération des hydrocarbures, en particulier dans les applications de pétrole lourd

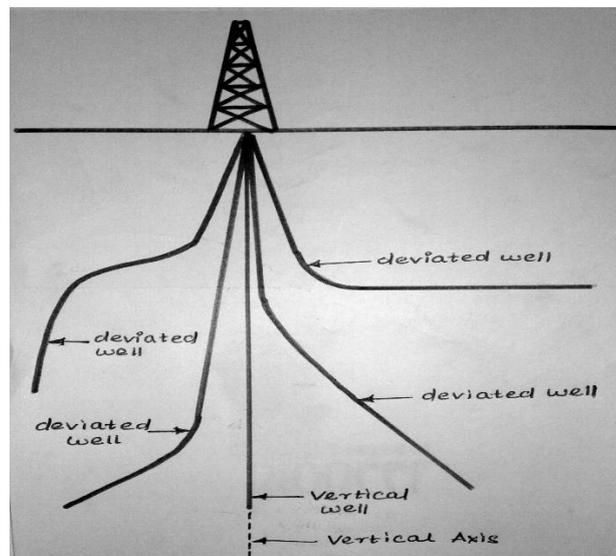
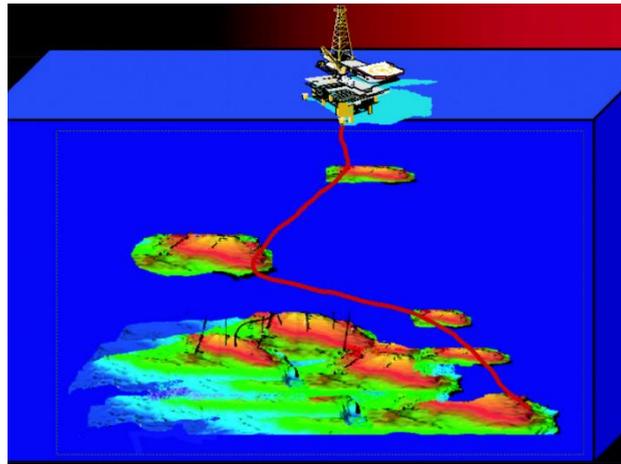


Figure 11 Puits multilatéraux.

### III.3.7 Puits de conception complexe (Design well)

Ces puits sont un sous-ensemble de puits horizontaux, la principale différence étant qu'ils sont conçus pour atteindre plusieurs gisements de pétrole ou de gaz naturel. Ils sont utilisés dans des zones comportant plusieurs sections de pétrole et de gaz récupérables. Le forage d'un puits pouvant être utilisé pour plusieurs réservoirs est beaucoup plus économique que le forage de plusieurs puits.

Dans un secteur comportant autant d'incertitudes, avoir plusieurs cibles est certainement attrayant. Les opérations de forage étant coûteuses, il est donc logique que les sociétés pétrolières souhaitent répartir leurs risques en explorant ou exploitant plusieurs réservoirs à la fois.



**Figure 12 Puits de conception complexe.**

### **III.4 Systèmes de coordonnées**

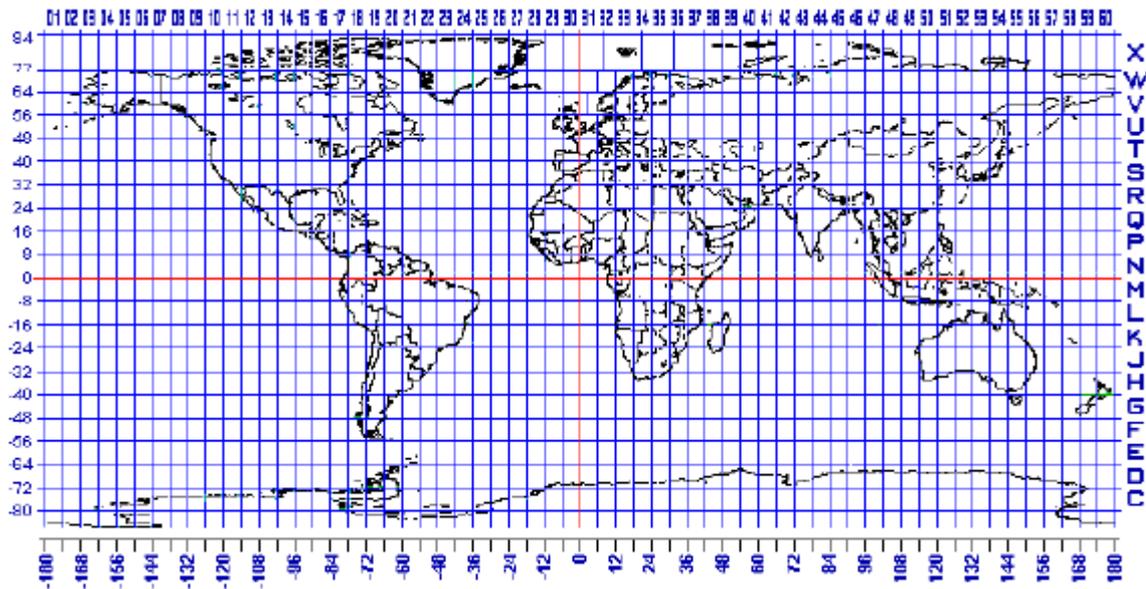
#### **III.4.1 UTM (Universal Transverse Mercator)**

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.

Des méridiens de référence sont définis tous les 6 degrés de longitude, en partant du méridien de Greenwich, divisant le globe en 60 fuseaux numérotés de 1 à 60 en partant du méridien 180 degrés. Le fuseau 31 est donc situé à l'Est du méridien de Greenwich. Chaque fuseau est divisé en "secteurs" couvrant 8 degrés de latitude, identifiés par des lettres allant de C à X (excluant I et O), entre les parallèles 80 degrés Sud et 80 degrés Nord.

Un secteur couvre donc une surface d'environ 666 km par 888 km. Dans chaque secteur les coordonnées UTM sont exprimées en mètres à partir d'origines ainsi définies

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



**Figure 13 Coordonnées UTM.**

### III.4.2 Projection de Lambert

La projection de Lambert est une projection de la sphère terrestre sur un cône dont l'axe coïncide avec l'axe de rotation de la Terre. La surface du cône tangente la sphère terrestre au "Parallèle de référence". Les déformations sont minimales au voisinage du parallèle de référence et augmentent vers le Nord et vers le Sud.

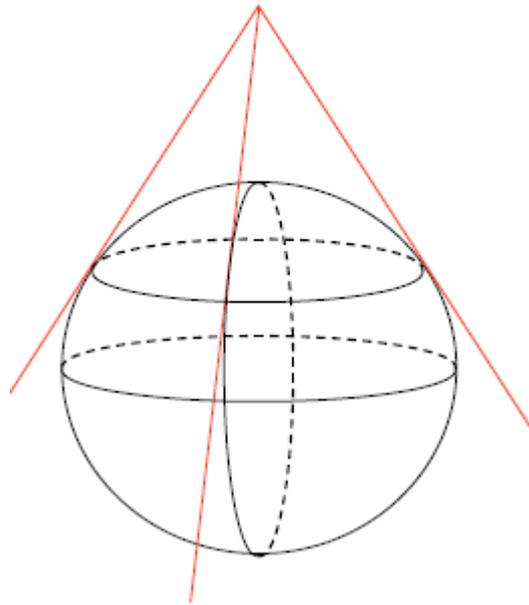
Afin de réduire les déformations, différentes projections peuvent être définies pour un même pays. Les coordonnées sont exprimées en mètres à partir de lignes de référence définies comme suit, avec le souci d'avoir à n'utiliser que des nombres positifs

- En fonction de la surface à couvrir, un méridien est défini en tant que "Méridien de référence" et 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 de ce parallèle.

$X = 435,253.00 \text{ E}$

$Y = 126,785.50 \text{ N}$

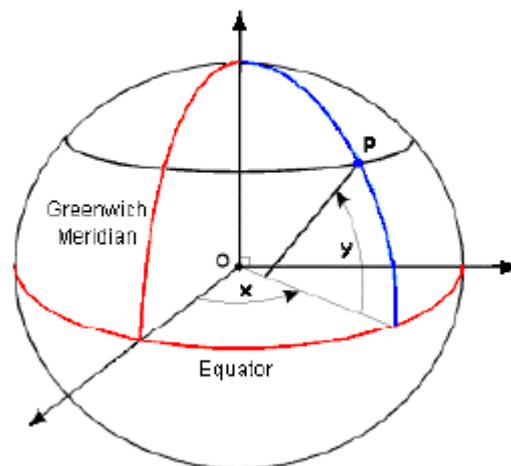


**Figure 14 Projection de Lambert.**

### III.4.3 Coordonnées géographiques ou sphériques

Les coordonnées géographiques (ou sphériques) sont exprimées en degrés – minutes secondes, avec des origines situées

- Au méridien de Greenwich pour la longitude  $X = 22^{\circ} 26' 15''$  E.
- A l'Equateur ou au pôle Sud pour la latitude  $Y = 52^{\circ} 41' 32''$  N.



**Figure 15 Coordonnées géographiques ou sphériques.**

### III.4.4 Différents Nords

La plupart des instruments utilisés pour déterminer la position d'un puits utilisent le champ magnétique terrestre. Ce champ magnétique varie en direction et en intensité, à la fois dans le temps et selon la position géographique.

Il existe ainsi différents Nord

- **Nord Géographique** C'est la direction entre tout point situé à la surface de la Terre et le Pôle Nord Géographique (intersection de l'axe de rotation avec le sphéroïde terrestre). Le Nord Géographique est une direction fixe.
- **Nord Magnétique** C'est la direction entre tout point situé à la surface de la Terre et le Pôle Nord Magnétique. C'est la direction obtenue en utilisant les instruments de mesures "magnétiques" tels que boussoles, compas ou magnétomètres. La position du pôle magnétique varie dans le temps. L'angle entre les Nord magnétique et géographique est appelé "Déclinaison magnétique".
- **Nord cartographique** C'est la direction indiquée par l'axe des ordonnées du système cartographique sélectionné. Elle dépend du système de projection utilisé. L'angle entre les Nord cartographique et géographique est appelé "Convergence".

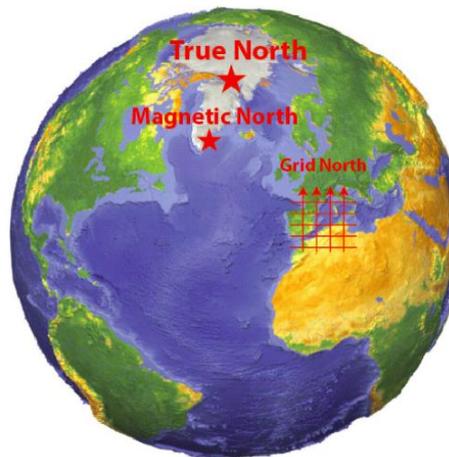


Figure 16 Différents nord.

Vue que la direction des trois Nords différents n'est pas la même, il devrait y avoir une corrélation pour convertir n'importe quel azimut vers une seule référence. Deux concepts principaux sont utilisés pour convertir l'azimut retrouvé par les outils magnétiques vers un azimut de référence.

### III.4.5 Déclinaison magnétique

La déclinaison magnétique est l'angle sur le plan horizontal entre le nord magnétique et le nord géographique. L'angle de déclinaison magnétique peut être dans le sens des aiguilles d'une montre ou dans le sens inverse, du nord vrai au nord magnétique, ce qui représente une valeur de déclinaison positive ou négative.

- Un angle du nord géographique vers le nord magnétique qui est dans les sens des aiguilles d'une montre correspond à une déclinaison positive.
- Un angle du nord géographique vers le nord magnétique qui est dans les sens inverse des aiguilles d'une montre correspond à une déclinaison négative.

La déclinaison magnétique varie en fonction du temps et du lieu.

Les valeurs des déclinaisons magnétiques peuvent être obtenues à partir de tableaux de variation, d'abaques ou de modèles informatiques.

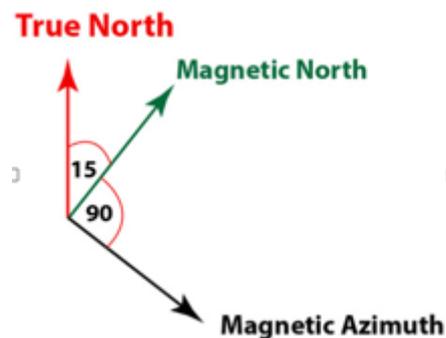


Figure 17 Exemple 1 de calcul de l'azimut vrai

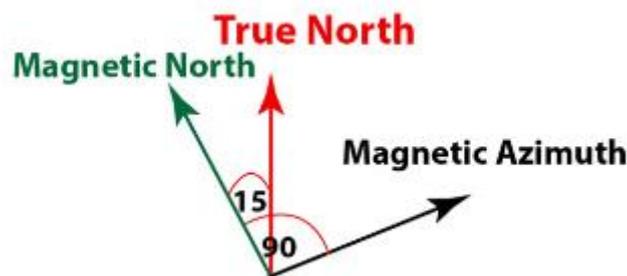
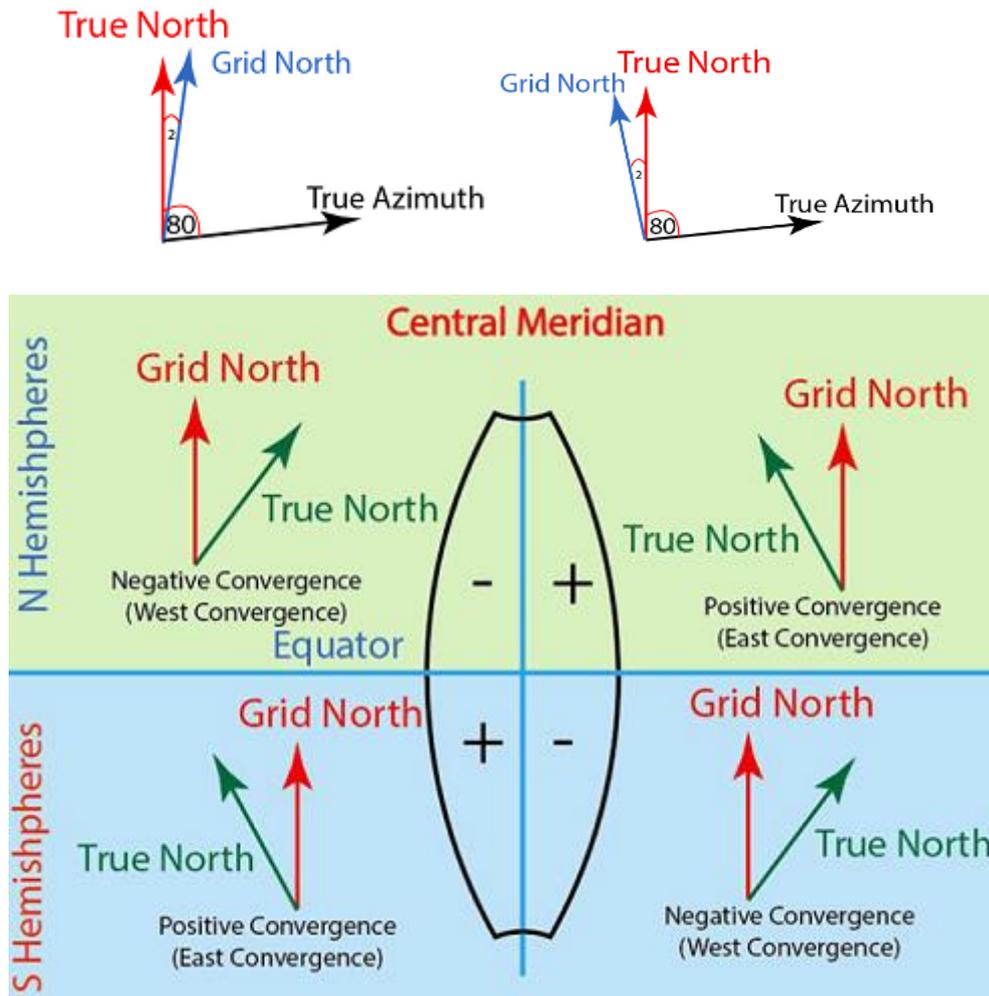


Figure 18 Exemple 2 de calcul du vrai azimut.

### III.4.6 Convergence cartographique (Grid convergence)

C'est l'angle qui existe entre le nord géographique et le nord cartographique. L'angle peut être dans le sens des aiguilles d'une montre ou dans le sens inverse, du nord vrai au nord de la grille. Tout comme la convergence magnétique, la convergence cartographique peut être positive ou négative.



**Figure 19 Convergence cartographique.**

### III.5 Survey directionnel

Le Survey directionnel est la méthode utilisée pour l'obtention des mesures nécessaires pour calculer et tracer la trajectoire du puits. Trois différents paramètres sont mesurés à des points districts le long du puits. La profondeur mesurée, l'inclinaison et la direction du puits.

La profondeur mesurée est la profondeur totale en un point quelconque du puits foré mesurée à partir de la surface.

L'inclinaison correspond à l'angle mesuré en degrés entre l'axe du puits ou de l'instrument de mesure et une ligne verticale, ainsi, une inclinaison de  $0^\circ$  correspond à une verticale parfaite tandis qu'une inclinaison de  $90^\circ$  correspond à une horizontale.

La direction du puits est l'angle, mesuré en degrés, de la composante horizontale du trou de forage ou de l'instrument de mesure par rapport à une référence connue. Cette référence est le nord vrai, le nord de quadrillage ou le nord magnétique et se mesure par convention dans le sens des aiguilles d'une montre. La direction du trou est mesurée en degrés et est exprimée sous forme d'azimut ( $0$  à  $360^\circ$ ) ou de quadrant (NE, SE, SO, NW).

Chaque enregistrement de profondeur, d'inclinaison et de direction du puits est effectué à une station de relevé et de nombreuses stations de relevé sont obtenues le long de la trajectoire du puits. Les mesures sont utilisées ensemble pour calculer les coordonnées 3D, qui peuvent ensuite être présentées sous la forme d'un tableau de nombres appelé rapport du Survey. Les mesures peuvent être effectués pendant ou après le forage.

Les objectifs du Survey sont

- Déterminez l'emplacement exact du fond du puits pour surveiller les performances du réservoir.
- Surveillez l'évolution de la trajectoire du puits pour s'assurer que la cible soit atteinte.
- Orienter les outils de déviation pour bien guider la trajectoire de puits.
- S'assurer que le puits ne coupe pas d'autres puits voisins.
- Calculer la profondeur verticale des différentes formations pour tracer la cartographie géologique.
- Calcul du DLS (Dog Leg Severity) qui est le taux de changement de l'inclinaison et/ou de l'azimut dans un puits, généralement exprimé en degrés par 100 ft.

### III.5.1 Instruments de mesure

Les instruments de mesure peuvent être configurés de différentes manières, en fonction de l'utilisation prévue de l'instrument et des méthodes utilisées pour stocker ou transmettre les informations. Il existe essentiellement deux types d'instruments de mesure magnétiques et gyroscopiques. Selon la méthode utilisée pour stocker les données, il existe des systèmes de **film** et **électroniques**. Les systèmes de mesures peuvent également être classés en fonction des méthodes utilisées pour transmettre les données à la surface, telles que les méthodes **Wireline** ou les **mesures en cours de forage (MWD)**.

#### III.5.1.1 Capteurs magnétiques

Les capteurs magnétiques doivent être utilisés dans un environnement non magnétique c.-à-d., dans un trou non tubé, dans des masses tiges non magnétiques ou dans un Wireline. Dans tous les cas, il ne doit y avoir aucune interférence magnétique provenant de puits voisins.

Les capteurs magnétiques peuvent être classés en deux catégories **les boussoles magnétiques** et **les boussoles électroniques**.

- **Boussole magnétique**

Utilise une carte compas qui s'oriente vers le nord magnétique tout comme l'aiguille d'une boussole de randonnée. L'inclinaison est mesurée au moyen d'un pendule ou d'un flotteur. Dans le dispositif à pendule, le pendule est suspendu soit sur une grille fixe, soit le long d'une échelle de vernier et est autorisé à se déplacer lorsque l'inclinaison change. Dans le second dispositif, un flotteur est suspendu dans le fluide, ce qui permet au tube de l'instrument de se déplacer de manière indépendante lorsque l'inclinaison change.

Le seul avantage des boussoles mécaniques est leur faible coût, alors que plusieurs inconvénients les empêchaient d'être largement utilisés dans les levés directionnels. Les inconvénients sont les coûts de maintenance élevés, la nécessité de choisir une plage d'inclinaison, une capacité de

température limitée, la possibilité d'erreur humaine lors de la lecture d'un film et l'impossibilité de les utiliser dans des outils de mesure en temps réels MWD.

- **La boussole électronique**

Est un instrument autonome, à contrôle directionnel, à l'état solide, qui mesure les forces magnétiques et gravitationnelles de la Terre. L'inclinaison est mesurée par des accéléromètres à gravité, qui mesurent le champ gravitationnel de la Terre dans les plans x, y et z. Le plan z est situé le long de l'axe de l'outil, x est perpendiculaire à z et aligné avec la fente de référence de l'outil, et y est perpendiculaire à la fois à x et à z. À partir de cette mesure, les composantes vectorielles peuvent être additionnées pour déterminer **l'inclinaison**. La direction du trou est mesurée par des accéléromètres de gravité et des magnétomètres à fluxgate. Les magnétomètres à fluxgate mesurent les composants du champ magnétique terrestre orthogonalement (c'est-à-dire dans les trois mêmes axes que les accéléromètres). À partir de cette mesure, les composantes vectorielles peuvent être additionnées pour déterminer la **direction du trou (L'azimut)**.

En fonction du conditionnement des capteurs électroniques, le système de boussole électronique peut être utilisé dans différents modes, tels que single-shot, multi-shot et MWD, dans lesquels des données sont envoyées à la surface en temps réel par le système de télémétrie à impulsions de la boue.

Le single-shot enregistre un seul Survey lors du forage du puits. Les capteurs mesurent les forces magnétiques et gravitationnelles de la Terre avec des magnétomètres à fluxgate et des accéléromètres à gravité, respectivement. Les composants de ce système de Survey comprennent la sonde et une batterie qui alimente la sonde. Les données brutes sont stockées au fond de puits dans la mémoire et récupérées une fois à la surface pour calculer la direction du trou, l'inclinaison et le tool face.

Le multi-shot magnétique électronique utilise les mêmes composants que le single-shot électronique ; la seule différence est que les multi-shot électroniques enregistrent plusieurs Survey. Pendant les opérations de forage, le MWD acquiert des informations de fond qui peuvent être utilisées pour prendre des décisions opportunes concernant le processus de forage. Les informations de Survey magnétique sont obtenues avec une boussole électronique, mais contrairement aux systèmes précédents qui les stockent, le MWD code les données en impulsions de boue qui sont envoyées et décodées à la surface. Les informations en temps réel permettent aux foreurs de prendre des décisions de forage directionnel pendant le forage. Les capteurs utilisés dans les outils MWD ont la même conception que ceux utilisés dans les single-shot et multi-shot magnétiques électroniques (c'est-à-dire les accéléromètres à gravité et les magnétomètres à fluxgate).

### **III.5.1.2 Capteurs gyroscopiques**

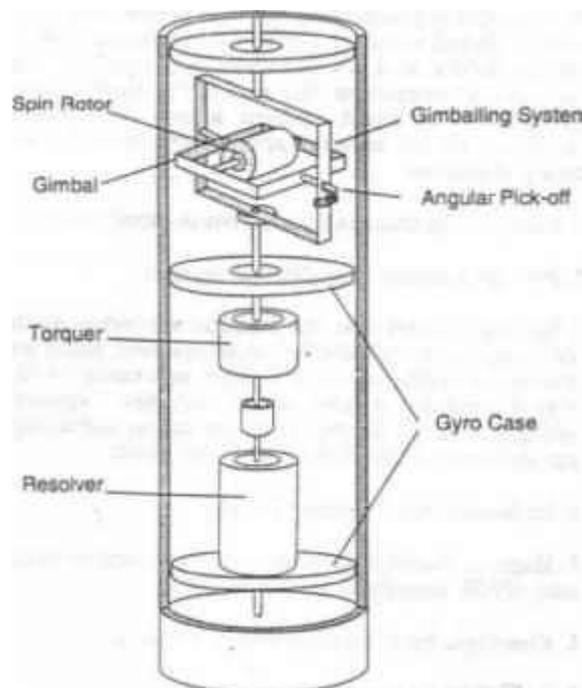
Les instruments gyroscopiques sont utilisés lorsque la précision d'un système magnétique peut être altérée par des influences extérieures telles que des trous tubés, des tubings de production, un emplacement géographique ou des puits existants à proximité.

Un gyroscope à rotor est composé d'une roue en rotation montée sur un arbre, alimenté par un moteur électrique et peut atteindre des vitesses supérieures à 40 000 tr / min. Le rotor peut être

orienté ou pointé dans une direction connue. La direction dans laquelle le gyroscope tourne est maintenue par sa propre inertie ; par conséquent, il peut être utilisé comme référence pour mesurer l'azimut.

Un agencement de cardan externe et interne permet au gyroscope de conserver sa direction prédéterminée, quelle que soit la position de l'instrument dans le puits de forage.

La carte compas est fixée à l'axe du gyroscope et alignée sur celui-ci, ce qui sert de direction de référence à partir de laquelle toutes les mesures directionnelles sont effectuées. Une fois que l'outil a atterri dans la position requise dans les masses tiges, la procédure est très similaire à celle utilisée pour le single-shot magnétique. Étant donné que la carte compas est liée à l'axe du gyroscope, elle enregistre un nord géographique qui ne nécessite pas de correction pour la déclinaison magnétique.



**Figure 20 Capteur gyroscopique.**

### III.5.2 Le MWD (Measurement While drilling/Mesures en cours de forage) et le LWD (Logging While Drilling/diagraphies en cours de forage)

Cet instrument permet la mesure de la position exacte, l'inclinaison, l'azimut et l'orientation de l'outil (tool face). Il indique également d'autres variables mécaniques, telles que le couple au fond du trou, la vitesse de rotation (RPM), les valeurs du W.O.B. et les débits de boue. Il procure aussi des Données sur l'intégrité de la BHA et l'intégrité du trou impliquant une régularité de la rotation (dérapage, rebonds du trépan, vibrations de l'outil) et aussi la température dans le fond du trou.

Diverses mesures d'évaluation des formations peuvent être ajoutées, transformant en quelques sortes, les MWD en LWD (Logging While Drilling) et permettant ainsi un contrôle total de la déviation en tenant compte de la nature de la formation traversée en évitant les mesures électriques toujours difficiles à mettre en œuvre en forage horizontal ce qui procure un gain en temps considérable. [7]

### III.5.2.1 Composants d'un MWD/LWD

#### III.5.2.1.1 Etage de mesure

A leur origine les MWD ont été conçus pour fournir les mesures nécessaires aux opérations de déviation et sont donc équipés de capteurs permettant les mesures d'inclinaison et d'azimut, et de tool-face (angle qui décrit l'endroit où le coude du moteur pointe) si le système est indexé à l'outil de déviation. Au fur et à mesure de leur évolution des mesures nouvelles ont été ajoutées, permettant l'évaluation des formations traversées et une meilleure compréhension des problèmes de forage. Les différentes mesures prises par le MWD sont citées ci-dessous [7]

##### III.5.2.1.1.1 Mesures directionnelles

L'état de l'art de la technologie des capteurs directionnels (qui sont des dispositifs électroniques semi-conducteurs) consiste en un réseau de trois magnétomètres orthogonaux à grille de flux et de trois accéléromètres mesurant respectivement les champs magnétiques terrestres et les champs gravitationnels avec une résolution très supérieure à celle des instruments de mesures en différés (compas et inclinomètres...etc.), de plus Ces capteurs permettent de mesurer l'amplitude et la direction de leurs champs respectifs et de constater ainsi toute anomalie locale.

Bien que dans des circonstances normales, les capteurs directionnels standards fournissent des résultats acceptables, toute application dans des endroits où il existe une incertitude sur les caractéristiques du fond de puits peut être gênante.

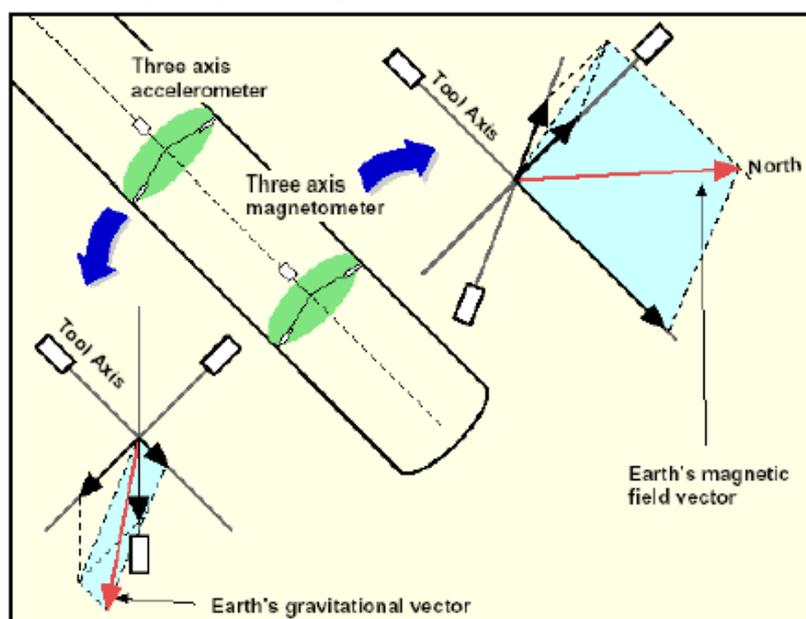


Figure 21 Magnétomètres et accéléromètres.

### **III.5.2.1.1.2 Mesures d'évaluation des formations (LWD)**

- Gamma ray.
- Porosité.
- La résistivité.

### **III.5.2.1.1.3 Autres mesures**

- Vitesse de rotation du train de tiges et son intégrité.
- Type et sévérité de toute vibration dans le fond du trou.
- Débit de boue et température de fond.

### **III.5.2.1.2 Etage de télémétrie**

Bien que plusieurs approches différentes aient été adoptées pour transmettre les données à la surface, la télémétrie par impulsions à travers la boue de forage est la méthode standard dans les systèmes commerciaux MWD. Les systèmes acoustiques transmis par les tiges de forage subissent une atténuation d'environ 150 dB (décibel) par 1000 m dans le fluide de forage. (Spinnler et Stone, 1978). Plusieurs tentatives ont été faites pour construire une garniture de forage spécial avec un câble rigide intégré. Bien qu'elle offre des débits de données exceptionnellement élevés, la méthode de télémétrie câblée intégrale nécessite une garniture de forage spécial mais coûteuse, une manipulation spéciale et des centaines de connexions électriques qui doivent toutes rester fiables dans des conditions difficiles.

La transmission électromagnétique à basse fréquence est en usage commercial limité dans les systèmes MWD. Il est parfois utilisé lorsque de l'air ou de la mousse sont utilisés comme fluide de forage. La profondeur à partir de laquelle la télémétrie électromagnétique peut être transmise est limitée par la conductivité et l'épaisseur des formations superposées. Donc les deux types de télémétrie utilisés dans les systèmes MWD sont

#### **III.5.2.1.2.1 Télémétrie par impulsions à travers la boue de forage**

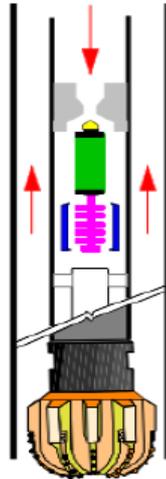
Cette forme de communication est appelée MPT (mud pulse telemetry). Le MPT est rendu possible par la création d'ondes de pression à l'intérieur de la boue de forage qui remontent à la surface à travers la garniture de forage. Ces impulsions sont reçues par des dispositifs très sensibles placés en surface. Ces données sont ensuite transmises à des ordinateurs de décodage qui les interprètent. Tout ce processus est pratiquement instantané, ce qui permet de prendre des décisions clés au fur et à mesure que le puits est foré.

Les outils de télémétrie par impulsions de boue utilisent des systèmes à impulsions positives, négatives ou à ondes continues pour transmettre en temps réel les paramètres mesurés au fond du

trou à la surface afin de faciliter l'évaluation de la formation, le contrôle directionnel, l'efficacité et la sécurité du forage.

- **Positive Mud Pulse Telemetry (impulsions positives)**

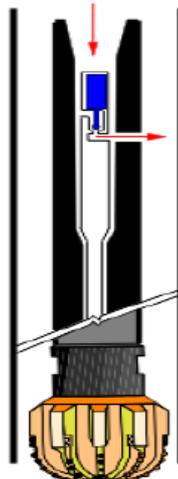
La télémétrie à impulsions positives à travers la boue de forage utilise une soupape à clapet hydraulique pour limiter momentanément l'écoulement de la boue à travers un orifice dans l'étage de télémétrie afin de générer une augmentation de pression sous la forme d'une impulsion positive ou d'une onde de pression qui remonte à la surface et est détectée dans la colonne montante grâce à un capteur de pression .



**Figure 22 Clapet hydraulique qui génère les impulsions positives.**

- **Negative Mud Pulse Telemetry (impulsions négatives)**

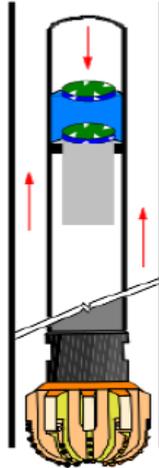
La télémétrie par impulsions de boue négatives utilise une vanne contrôlée pour évacuer momentanément la boue de l'intérieur de l'outil MWD (intérieur de la garniture) vers l'espace annulaire. Ce processus génère une diminution de pression sous la forme d'une impulsion négative ou d'une onde de pression qui remonte à la surface et est détectée au niveau de la colonne montante grâce au capteur de pression.



**Figure 23 Vanne contrôlée qui permet de générer les impulsions négatives.**

- **Continuous Wave Telemetry (Télémetrie à ondes continues)**

La télémetrie à ondes continues utilise une vanne rotative communément appelée "mud siren" avec un rotor à fente (ouverture longue et étroite) et un stator qui limite l'écoulement de boue de manière à générer une onde de pression positive modulante qui se déplace vers la surface et est détectée au niveau de la colonne montante.



**Figure 24 Vanne rotative (mud siren).**

#### III.5.2.1.2.2 Electromagnetic Telemetry (Télémetrie électromagnétique EM)

- L'outil envoie une impulsion magnétique ou un courant électrique à travers le sol vers la surface où les données sont reçues par des récepteurs reliés au sol puis ces dernières sont traitées.
- Ce type d'outil a l'avantage d'être totalement indépendants du fluide de forage. Ils peuvent donc transmettre les impulsions magnétiques en permanence (y compris pendant les arrêts de circulation) ou dans les puits forés en dépression. Les possibilités d'opération de ces outils sont limitées par la conductivité et l'épaisseur des formations traversées.
- Les systèmes EM sont nettement plus rapides (10x) que l'impulsion de boue conventionnelle.
- Les systèmes EM n'ont pas de pièces mobiles et ne créent donc pas de restrictions importantes dans le train de tiges de forage.
- Les outils EM ont des limites de profondeur qui sont fonction de la quantité d'énergie qui peut être fournie par les batteries pendant la durée de l'intervalle de forage, et avec des réglages de puissance plus élevés, les coûts des batteries peuvent être importants.

## Electromagnetic Telemetry

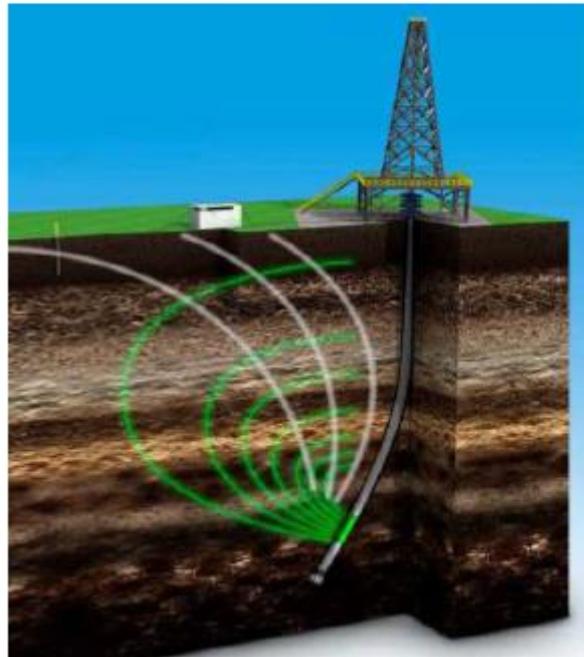


Figure 25 Télémétrie électromagnétique EM.

### III.5.2.1.3 Etage de puissance

Les systèmes d'alimentation en MWD peuvent généralement être classés en deux types : les batteries et les turbines. Les deux types de réseaux électriques présentent des avantages et des responsabilités inhérentes (primordiales). Dans de nombreux systèmes MWD, une combinaison de ces deux types de systèmes d'alimentation est utilisée pour fournir de l'énergie à la chaîne d'outils avec ou sans écoulement de fluide de forage ou dans des conditions d'écoulements intermittents.

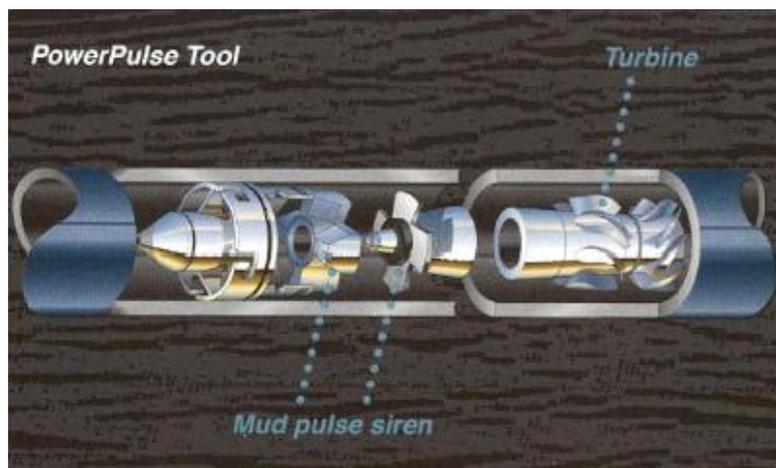


Figure 26 Exemple de système d'alimentation d'un MWD (turbine).

### III.5.2.2 Choix de l'outil MWD

Le choix se base sur certains critères qui sont

- **Débit** pour les outils MWD équipés de turbine pour l'alimentation en énergie, il faut s'assurer que celle-ci est compatible avec la plage de débit du programme de forage.
- **Format des données** suivant les besoins spécifiques d'un Run, il faut sélectionner le format optimal (données brutes du capteur ou bien valeur calculée) et la fréquence de transmission des données directionnelles et pétro physiques.
- **Durée et température maximale anticipées d'un Run** il faut s'assurer que la durée de vie des batteries ne soit pas un facteur limitant du Run, pour cela un MWD à générateur de courant est recommandé, de même si le MWD a déjà accumulé un grand nombre d'heures, il sera préférable de descendre une nouvelle sonde. On doit aussi s'assurer que la température ne dépassera pas le maximum admissible de façon à ne pas endommager les composants électroniques.

En surface une cabine (container) pressurisée de traitement de signal est nécessaire pour y placer le matériel de traitement de signal et de décodage informatisés qui permet l'interprétation et l'affichage sur le réseau de l'appareil des paramètres forage, déviation et de géologie mesurés au fond

### III.5.3 Méthodes de calcul de la trajectoire

Les points de mesures sont appelés stations (Survey stations). Les paramètres mesurés sont alors utilisés pour le calcul de la trajectoire du puits en terme de coordonnées 3D N, E et TVD. Comme cité plus haut, l'inclinaison est mesuré par rapport à la verticale tandis que l'azimut est mesuré par rapport au nord magnétique ou au vrai nord. Chaque mesure permet de calculer la variation par rapport à la mesure précédente, les valeurs élémentaires ainsi obtenues sont additionnées pour obtenir une position relative par rapport au point de référence.

Il existe plusieurs méthodes connues de calcul du Survey directionnel, leurs différences et leurs précisions résident dans l'hyPOThèse relative à la trajectoire. Les cinq méthodes les plus couramment utilisées sont Tangentielle, tangentielle équilibrée (balanced tangential), angle moyen (average angle), rayon de courbure (curvature radius), et courbure minimale (minimum curvature). Cette dernière est la plus précise.

#### III.5.3.1 La méthode tangentielle

Cette méthode est la plus simple, elle utilise l'inclinaison et l'azimut du puits à l'extrémité inférieure de la longueur du puits pour calculer une ligne droite représentant le puits de forage qui passe par l'extrémité inférieure de la longueur du cours.

Les formules de la méthode tangentielle sont énumérées ci-dessous

$$\begin{cases} Nord = MD \times \sin(I2) \times \cos(A2) \\ Est = MD \times \sin(I2) \times \cos(A2) \\ TVD = MD \times \cos(I2) \end{cases} \quad (III.1)$$

Tel que

MD : Profondeur mesurée entre les deux stations en pieds (ft).

I1 : Inclinaison au niveau du point supérieur.

I2 : Inclinaison au niveau du point inférieur.

A1 Azimut au niveau du point supérieur.

A2 Azimut au niveau du point inférieur.

Avec cette méthode, nous n'avons ainsi même pas besoin des mesure de direction et d'azimut au point supérieure et vu que le puits est supposé être une ligne droite sur toute la longueur du parcours, il s'agit donc de la méthode la moins précise qui soit et devrait être abandonné complètement.

### III.5.3.2 Méthode tangentielle équilibrée (Balanced tangential)

Cette méthode, assume deux sections droites entre deux mesures consécutives. On considère que la moitié de la distance mesurée entre les deux stations soit tangente à l'inclinaison et l'azimut de la station supérieure, et que la seconde moitié soit tangente à l'inclinaison et l'azimut de la station inférieure.

Les formules de méthode tangentielle sont les suivantes

$$\begin{cases} \text{Nord} = \frac{MD}{2} \times [\sin(I1) \times \cos(A1) + \sin(I2) \times \cos(A2)] \\ \text{Est} = \frac{MD}{2} \times [\sin(I1) \times \sin(A1) + \sin(I2) \times \sin(A2)] \\ \text{TVD} = \frac{MD}{2} \times [\cos(I1) + \cos(I2)] \end{cases} \quad (\text{III.2})$$

Cette méthode est plus précise que la précédente.

### III.5.3.3 Méthode de l'angle moyen (average angle)

La méthode utilise la moyenne des angles d'inclinaison et de direction du trou mesurés aux extrémités supérieure et inférieure de la longueur du parcours. La moyenne des deux ensembles d'angles est supposée être l'inclinaison et la direction de la longueur du parcours.

Le chemin du puits est ensuite calculé avec des fonctions trigonométriques simples

$$\begin{cases} \Delta\text{Nord} = \Delta\text{MD} \times \sin\left(\frac{I1+I2}{2}\right)\cos\left(\frac{A1+A2}{2}\right) \\ \Delta\text{Est} = \Delta\text{MD} \times \sin\left(\frac{I1+I2}{2}\right)\sin\left(\frac{A1+A2}{2}\right) \\ \Delta\text{TVD} = \Delta\text{MD} \times \cos\left(\frac{I1+I2}{2}\right) \end{cases} \quad (\text{III.4})$$

### III.5.3.4 Méthode du rayon de courbure (Curvature radius)

Connaissant l'inclinaison et l'azimut mesurés aux extrémités supérieure et inférieure de la longueur du tronçon, cette méthode génère un arc lorsqu'elle est visualisée dans les plans vertical et horizontal. Cette méthode est ainsi les plus précises disponibles.

Les formules de cette méthode sont énumérées ci-dessous

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Nord} = \frac{MD \times \cos(I1 - I2) \times \sin(A2 - A1)}{(I2 - I1)(A2 - A1)} \times \frac{180^2}{\pi} \\ \text{Est} = \frac{MD \times \cos(I1 - I2) \times \cos(A1 - A2)}{(I2 - I1)(A2 - A1)} \times \frac{180^2}{\pi} \\ \text{TVD} = \frac{MD \times \sin(I2) - \sin(I1)}{I2 - I1} \times \frac{180}{\pi} \end{array} \right. \quad (\text{III.4})$$

### III.5.3.5 Méthode de la courbure minimale (Minimum Curvature)

Comme la méthode du rayon de courbure, cette méthode, la plus précise de toutes les méthodes répertoriées, utilise l'inclinaison et la direction du trou mesurées aux extrémités supérieure et inférieure de la longueur du parcours pour générer un arc lisse représentant le tracé du puits. La différence entre les méthodes du rayon de courbure et la méthode de courbure minimale réside dans le fait que le rayon de courbure utilise le changement d'inclinaison de la longueur du tracé pour calculer le déplacement dans le plan horizontal (la profondeur verticale réelle [TVD] n'est pas affectée), alors que la méthode de courbure minimale utilise Dogleg Severity (DLS) pour calculer les déplacements dans les deux plans. La courbure minimale est considérée comme la méthode la plus précise, mais elle ne se prête pas facilement aux procédures normales de calcul manuel.

Les formules pour la méthode de courbure minimale sont énumérées ci-dessous.

$$\left\{ \begin{array}{l} \beta = \cos^{-1}[\cos(I2 - I1) - \sin(I1) \times \sin(I2) \times (1 - \cos(A2 - A1))] \\ \text{RF} = \frac{2}{\beta} \tan\left(\frac{\beta}{2}\right) \end{array} \right. \quad (\text{III.5})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Nord} = \frac{MD}{2} \times [\sin(I1) \times \cos(A1) + \sin(I2) \times \cos(A2)] \times \text{RF} \\ \text{Est} = \frac{MD}{2} \times [\sin(I1) \times \sin(A1) + \sin(I2) \times \sin(A2)] \times \text{RF} \\ \text{TVD} = \frac{MD}{2} \times [\cos(I1) + \cos(I2)] \times \text{RF} \end{array} \right. \quad (\text{III.6})$$

Avec

RF : Facteur de rapport.

$\beta$  : Angle du dog leg.

La courbure minimale est considérée comme la méthode la plus précise, mais elle ne se prête pas facilement aux procédures normales de calcul manuel.

### III.5.4 Dogleg

Un Dog leg désigne un endroit particulièrement tordu dans un puits de forage où la trajectoire du puits change rapidement dans un espace tridimensionnel.

Dans beaucoup de cas, les Dogleg sont créés intentionnellement dans des forages dirigés et ce pour emprunter la trajectoire prévue pour le puits. Cependant ce terme désigne aussi une section du trou qui change de direction plus rapidement que prévu ou souhaité, généralement avec des effets secondaires néfastes, il y'a ainsi plusieurs difficultés associées au Dogleg

- Une déviation intempestive de la trajectoire prévue pour le puits.
- Difficulté de descente des tubages dans les sections excessivement courbées.
- Une abrasion répétée par le train de tiges dans un endroit particulier du Dogleg entraîne la formation de key-Seat qui peut engendrer le coincement de la garniture.
- Usure prématurée du casing cimenté.
- Une garniture relativement rigide peut ne pas passer à travers un Dogleg créé par une garniture souple.

Habituellement, ces problèmes sont gérables. Si le Dogleg altère le puits, des mesures correctives peuvent être prises, telles que l'alésage ou le sous-lissage, ou même le détournement dans des situations extrêmes.

Un calcul standard de la sévérité du Dogleg est effectué, généralement exprimé en degrés bidimensionnels par 100 pieds [degrés par 30 m] de longueur de puits.

#### III.5.4.1 Sévérité du Dogleg (DLS)

La sévérité d'un Dogleg est une mesure du changement de direction ou d'azimut d'un puits de forage sur une longueur définie, normalement mesurée en degrés par 100 ft de longueur. Plus le Dogleg est sévère, plus la garniture est obligée de suivre une trajectoire de puits courbe, plus elle est sujette à des risques de coincement entre autres.

Il n'existe pas de formule mathématique répondant au problème et le calcul du Dogleg repose sur des hypothèses et approximations. Plusieurs formules ont été proposées et sont utilisées, néanmoins la méthode qui est largement utilisée est basée sur la méthode de rayon de courbure et est énoncée comme suit

$$DLS = \{ \cos^{-1} [ \cos I1 \times \cos I2 + (\sin I1 \times \sin I2) \times \cos(A2 - A1) ] \} \times 100 \div MD \quad (III.7)$$

DLS : Dog Leg severity.

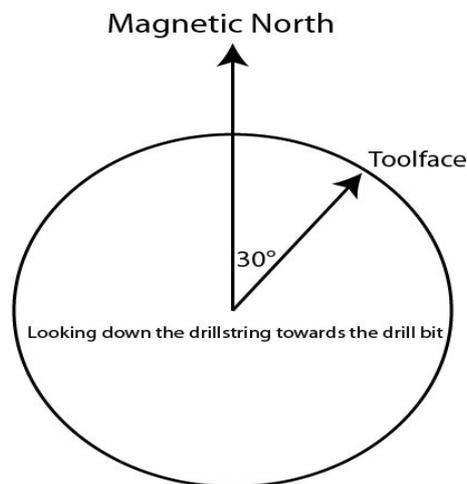
A noter que la valeur du Dogleg calculé dépend essentiellement de la distance entre les deux points de mesures. Si ces points sont trop éloignés, un "lissage" se produit et le Dogleg calculé ne sera pas représentatif de la trajectoire du puits.

#### III.5.5 Notion de tool face

Le « tool face » d'un outil est la partie qui est orientée dans une direction particulière pour effectuer la direction souhaitée dans le puits. Il exprime un angle représenté sur un plan perpendiculaire à l'axe du puits, entre la projection horizontale de l'axe de l'outil et une direction de référence. En fonction du degré d'inclinaison du puits, on peut exprimer le tool face de deux manières différentes Tool face magnétique et tool face de gravité (ou high side tool face).

### III.5.5.1 Tool face magnétique

Ce type de tool face est utilisé dans des puits à faible inclinaison (ne dépassant pas les 5°). La direction de référence pour l'expression de l'angle d'orientation est le Nord magnétique. On utilise bien évidemment des outils magnétiques pour identifier l'orientation de l'outil.

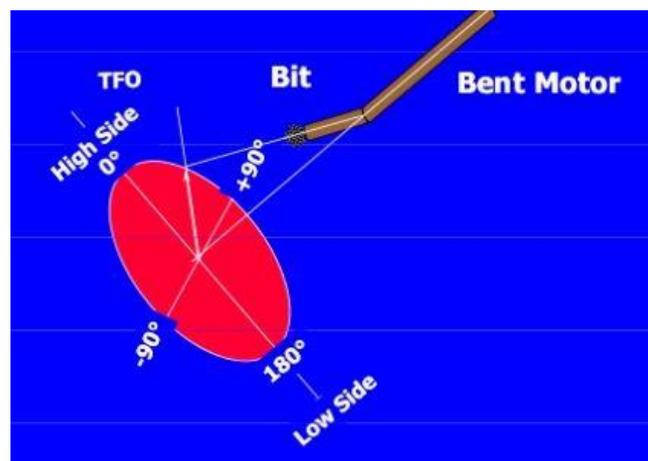


**Figure 27** Tool face magnétique.

### III.5.5.2 Tool face de gravité (ou high side tool face)

Le high side tool face est utilisé dans fortements inclinés (dont l'inclinaison dépasse largement les 5°). Ici, la direction de référence est le côté haut du puits (High side).

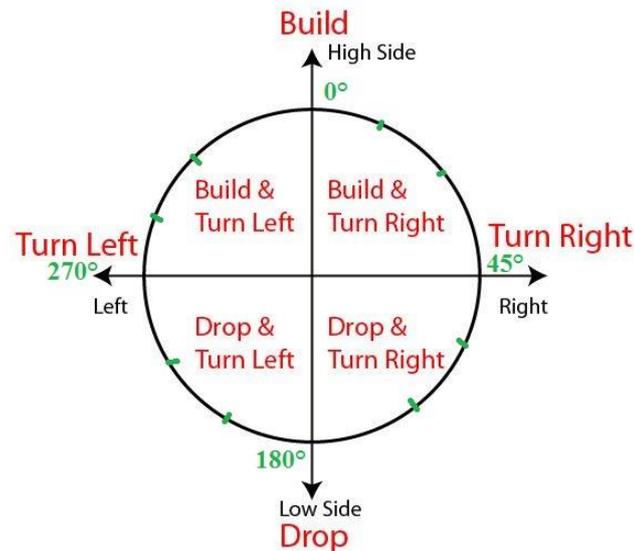
Tout puits incliné possède un côté haut et un côté bas. Le côté haut est tout simplement la paroi du puits de moindre profondeur verticale à partir de la surface. Inversement la côté bas du puits (Low side) est la paroi de plus grande profondeur.



**Figure 28** Tool face de gravité.

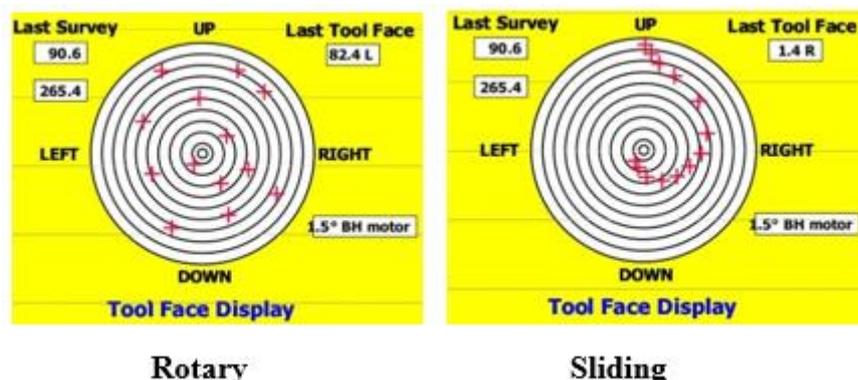
Le MWD permet de mesurer le tool face qui sera ainsi représenté en temps réel en surface

En fonction de l'orientation du tool face, on pourra lui donner un comportement directionnel voulu. Le tool face est ainsi un paramètre très important lors du suivi et du contrôle de la trajectoire, il permet d'orienter l'outil efficacement à partir de la surface pour suivre une trajectoire adéquate ou corriger une mauvaise déviation.



**Figure 29 Orientations du tool face.**

A noter que les tool face engendrent des comportements directionnels en utilisant le mode sliding, tandis que le mode rotary donne lui à des trajectoires relativement droites. Sur cette figure, on peut apercevoir les mesures du tool face en mode sliding et en mode rotary.



**Figure 30 Comportements directionnels engendrés par le tool face.**

## **III.6 Conception des BHA pour le control directionnel**

### **III.6.1 Principe de conception- Angle de Tilt et forces latérales**

La BHA est une partie du train de tiges qui affecte la trajectoire de l'outil et, par conséquent, la trajectoire du puits. En général, les facteurs qui déterminent le comportement directionnel d'une BHA sont la force latérale au niveau de l'outil, l'angle de tilt, le système hydraulique et le pendage de la formation. L'objectif de la conception d'une BHA est de fournir une tendance directionnelle qui correspondra à la trajectoire prévue du puits. La force latérale au niveau de l'outil est le facteur le plus important ayant une incidence sur la tendance directionnelle de l'outil. La direction et la magnitude de la force latérale déterminent les tendances de montée (build), retombée (drop) et de virement (turn).

Une garniture en montée (build) est définie comme étant la garniture induisant une force latérale exercée vers le côté fort de l'outil, tandis qu'une garniture en retombée (drop) induit une force latérale exercée sur le côté faible. Une la force latérale nulle au niveau de l'outil est obtenue avec garniture de maintien d'inclinaison (hold). L'angle de tilt est par définition l'angle existant entre l'axe de l'outil et l'axe du puits. Etant donné qu'un outil est destiné à forer parallèlement à son axe, l'angle de tilt affecte lui aussi la direction du forage.

### **III.6.2 Garnitures rotary**

Les garnitures rotary sont destinées à augmenter, diminuer ou maintenir l'angle de l'inclinaison.

Le comportement d'une quelconque garniture est régi par le diamètre et la position des stabilisateurs dans les premiers 120ft à partir de l'outil, les stabilisateur placées plus hauts n'auront que peu d'influence sur les performances de la garniture.

Les garnitures rotary ne sont pas orientables, la tendance à la variation sur l'azimut ne peut être contrôlée par une garniture par une garniture rotary. De plus, chaque type de garniture a sa propre tendance d'augmentation ou de diminution d'inclinaison. Dans ce cas-là, il est nécessaire de remplacer la garniture pour corriger la course. Les stabilisateurs les plus couramment utilisés sont de type sleeve, à lames soudées et à lames intégrées. Pour une grande durée de vie, le facteur géologique est le plus important pour la sélection d'un type de stabilisateur.

Les stabilisateurs de type sleeve sont les moins chers mais aussi les moins solide. Les stabilisateurs à lames soudées sont utilisés dans des puits de grands diamètres et dans des formations tendres. Les stabilisateurs à blades intégrées sont utilisés dans des formations dures et abrasives. Les Roller reamers sont quelquefois utilisés avec des stabilisateurs pour ouvrir le puits à son plein diamètre et éviter des problèmes de coincement.



**Figure 31 Différents types de stabilisateurs.**

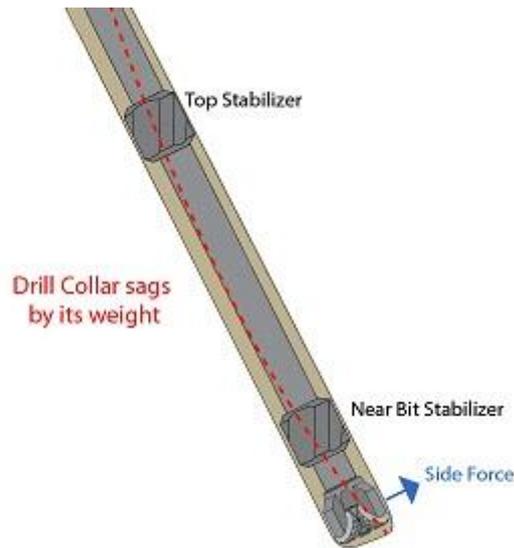
### III.6.2.1 Les garnitures en montée d'inclinaison (Building)

Ces types de garniture utilisent le principe de Fulcrum. Un stabilisateur est placé tout près de l'outil de forage, crée un point de pivot alors que les masses tiges en torsion forcent le stabilisateur vers le côté bas du puits ce qui crée une force latérale au niveau de l'outil dirigé vers le côté haut du puits.

Une garniture en montée utilise généralement deux à trois stabilisateurs. Le premier stabilisateur est connecté directement à l'outil dans le cas où cela est possible, si non la distance qui le sépare avec l'outil ne doit pas dépasser les 6ft pour s'assurer que ça reste une garniture en montée. Le second stabilisateur est ajouté pour augmenter le contrôle de la force latérale.

Le taux de montée en déviation peut être augmentée en augmentant la distance entre les deux stabilisateurs. Quand cette distance est augmentée suffisamment pour créer un Sag dans les masses tiges qui entre en contact avec le côté bas du puits, la force latérale et l'angle de tilt au niveau de l'outil atteignent leurs maximum. Le taux de sag dépend aussi du diamètre du puits et des masses tiges, de l'inclinaison, de la garde des stabilisateurs, et du poids sur l'outil (WOB).

Les autres facteurs importants pour la garniture en montée d'inclinaison sont l'inclinaison, le poids sur l'outil, et la vitesse de rotation. Le taux de montée en inclinaison augmente quand l'inclinaison elle-même du puits augmente, cela est dû à la torsion des composants les plus larges de la garniture à cause de leurs poids. Le fait d'augmenter le poids sur l'outil augmentera la torsion des masses tiges au-dessus du premier stabilisateur ce qui augmente la force latérale au niveau de l'outil induisant ainsi un important taux de montée en inclinaison.

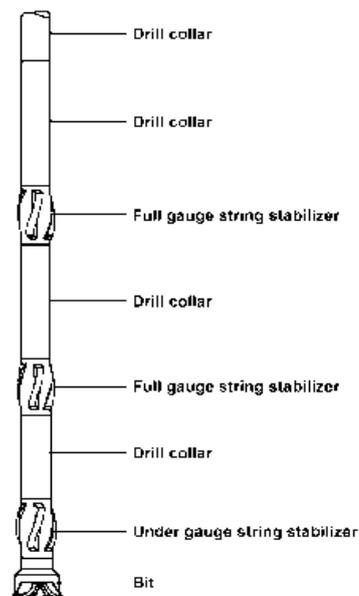


**Figure 32 Les garnitures en montée d'inclinaison.**

Une grande vitesse de rotation tend à détendre la garniture ce qui diminue le taux de déviation. Dans les formations tendres, un haut débit de circulation de la boue peut engendrer le cavage des parois du puits ce qui diminue le contact avec les stabilisateurs réduisant par la même occasion le taux de déviation.

### III.6.2.2 Garnitures de maintien d'inclinaison (Holding ou Packed hole)

Contiennent trois à cinq stabilisateurs correctement espacés pour maintenir l'angle. La rigidité de la BHA ajoutée par les stabilisateurs empêche la garniture de tordre ou de se courber et force l'outil à forer droit.



**Figure 33 Les garnitures de maintien d'inclinaison.**

### III.6.2.3 Les garnitures en retombée (Dropping)

Cette garniture utilise le principe de la pendule. Le phénomène est obtenu en retirant le stabilisateur se trouvant au-dessus de l'outil de forage tout en conservant les autres stabilisateurs se trouvant dans la partie supérieure.

Alors que les stabilisateurs maintiennent les masses tiges inférieures à l'écart du côté bas des parois du puits, la gravité agit sur l'outil de forage et tend à le tirer vers le côté bas diminuant ainsi l'angle d'inclinaison du puits.

Généralement, ce type de garniture contient deux stabilisateurs, et comme la distance qui sépare le premier stabilisateur de l'outil augmente, la gravité attire l'outil vers la paroi basse du puits ce qui augmente la force latérale et l'angle de tilt. Si cette distance est très grande l'outil se reorientera vers la paroi haute du puits, cela veut dire que le taux de retombée a atteint son maximum. Dans le cas général, la distance entre le stabilisateur et l'outil est de 30 ft. Le second stabilisateur est incorporé dans la garniture pour augmenter le contrôle de la force latérale.

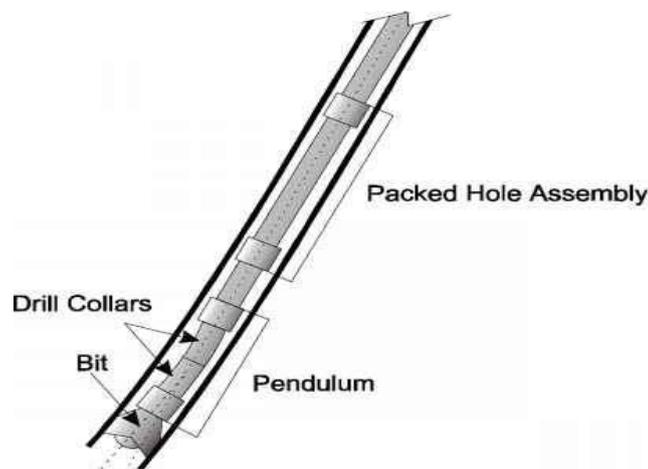


Figure 34 Les garnitures en retombée.

## III.7 Planification d'un forage directionnel

L'objectif principal du forage directionnel est de construire un puits techniquement et économiquement efficace, et cette efficacité dépend de la réussite du puits à atteindre une cible préalablement déterminée. Cela nécessite alors une planification minutieuse.

La planification de la trajectoire d'un puits est un mélange de nombreux paramètres et il s'agit au final d'identifier le chemin le plus optimal. Cela consiste à utiliser des modèles de calcul mathématique exacts pour calculer avec précision les trajectoires de forage.

### III.7.1 Emplacement de surface

La préparation du programme de forage d'un puits pétrolier nécessite la compilation d'un certain nombre d'information et de paramètres, soit déterminés, soit mesurés, définissant l'emplacement

de surface. Toutes ces données doivent être enregistrées afin de servir de référence lors des opérations.

- **Système de coordonnées**

Nous avons vu précédemment les différents systèmes de coordonnées qui existent.

Le système de coordonnées qui sera utilisé doit être déterminé. Il est le plus souvent imposé par les autorités administratives locales. En fonction de ce système, la convergence locale sera déterminée.

- **Coordonnées de l'emplacement**

Les coordonnées (X, Y, Z) de la tête de puits doivent être déterminées avec précision, soit par relevé topographique, soit par mesure satellite

X coordonnées Est-Ouest

Y coordonnée Nord-Sud

Z Altitude de la surface se référant au zéro hydrographique. En fonction des considérations des ingénieurs Z peut être soit l'altitude du sol soit celle de la table de rotation.

- **Déclinaison magnétique**

La déclinaison magnétique (vue précédemment) devra être calculée au moment des opérations de forage.

### III.7.2 Définition de la cible

La cible est déterminée par les géologues et ingénieurs réservoirs.

Il est quelquefois demandé d'atteindre plusieurs cibles lors d'un même forage, ceci pouvant conduire à la réalisation de trajectoires tri dimensionnelles.

Les coordonnées x, y & z de chacune des cibles demandées devront être fournies dans le système déterminé.

Comme on admet souvent une certaine tolérance autour de la cible, celle-ci est souvent donnée comme des surfaces dans un plan horizontal

- Cercle en spécifiant le rayon du cercle.
- Ellipse en spécifiant les axes et leur direction.
- Carré en spécifiant les coordonnées x & y des sommets du carré.
- Polygone en spécifiant les coordonnées x & y des sommets.

En ajoutant aux paramètres ci-dessus une tolérance verticale, les cibles seront donnée sous un mode tridimensionnel, soit par définition un volume.

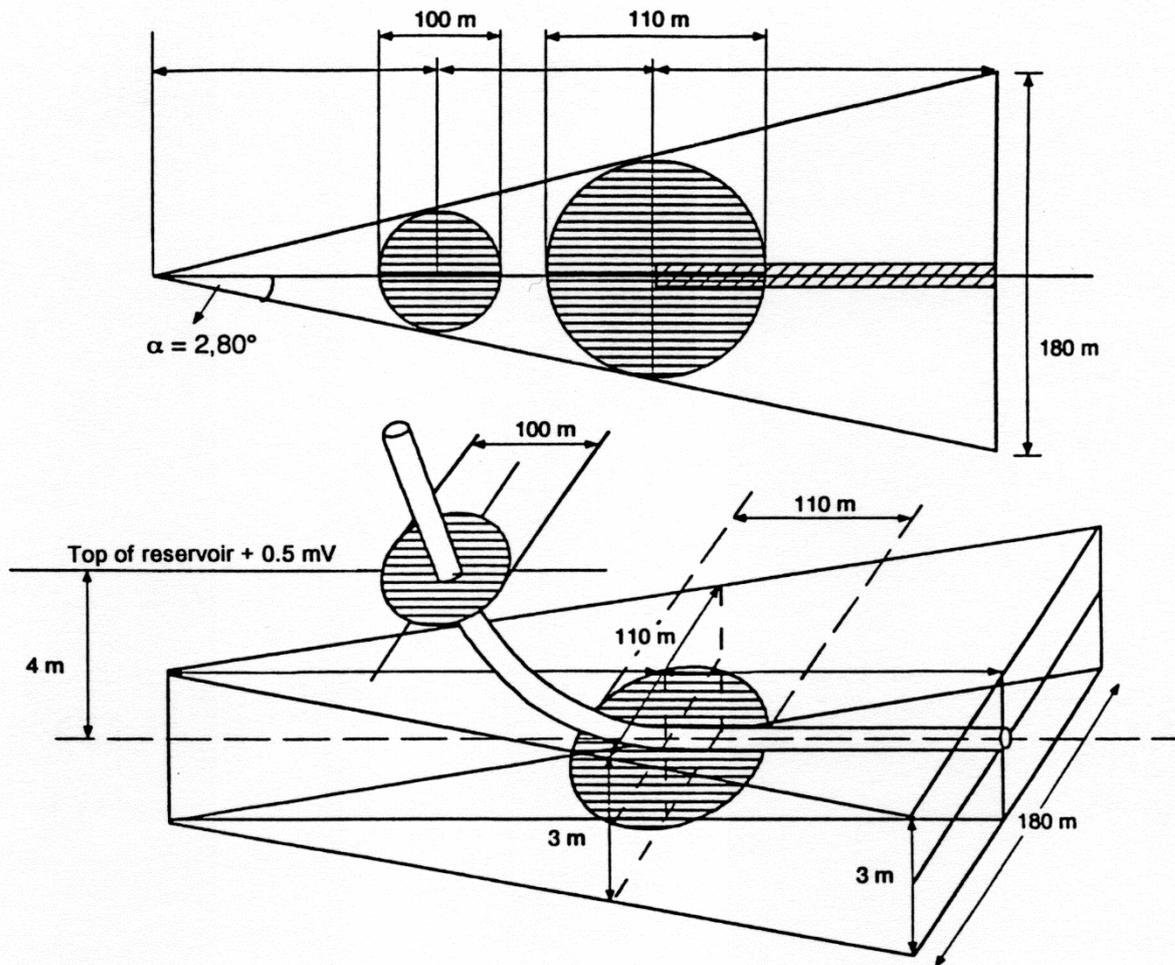


Figure 35 Définition de la cible.

La préparation d'un puits horizontale nécessite une définition plus élaborée. Il faut ainsi définir un point d'entrée, une définition absolue à l'aide des coordonnées, une définition relative par rapport au relief du réservoir (toit, mur..), tolérance verticales, direction du drain et tolérance autour de ce dernier.

### III.7.3 Détermination de la trajectoire

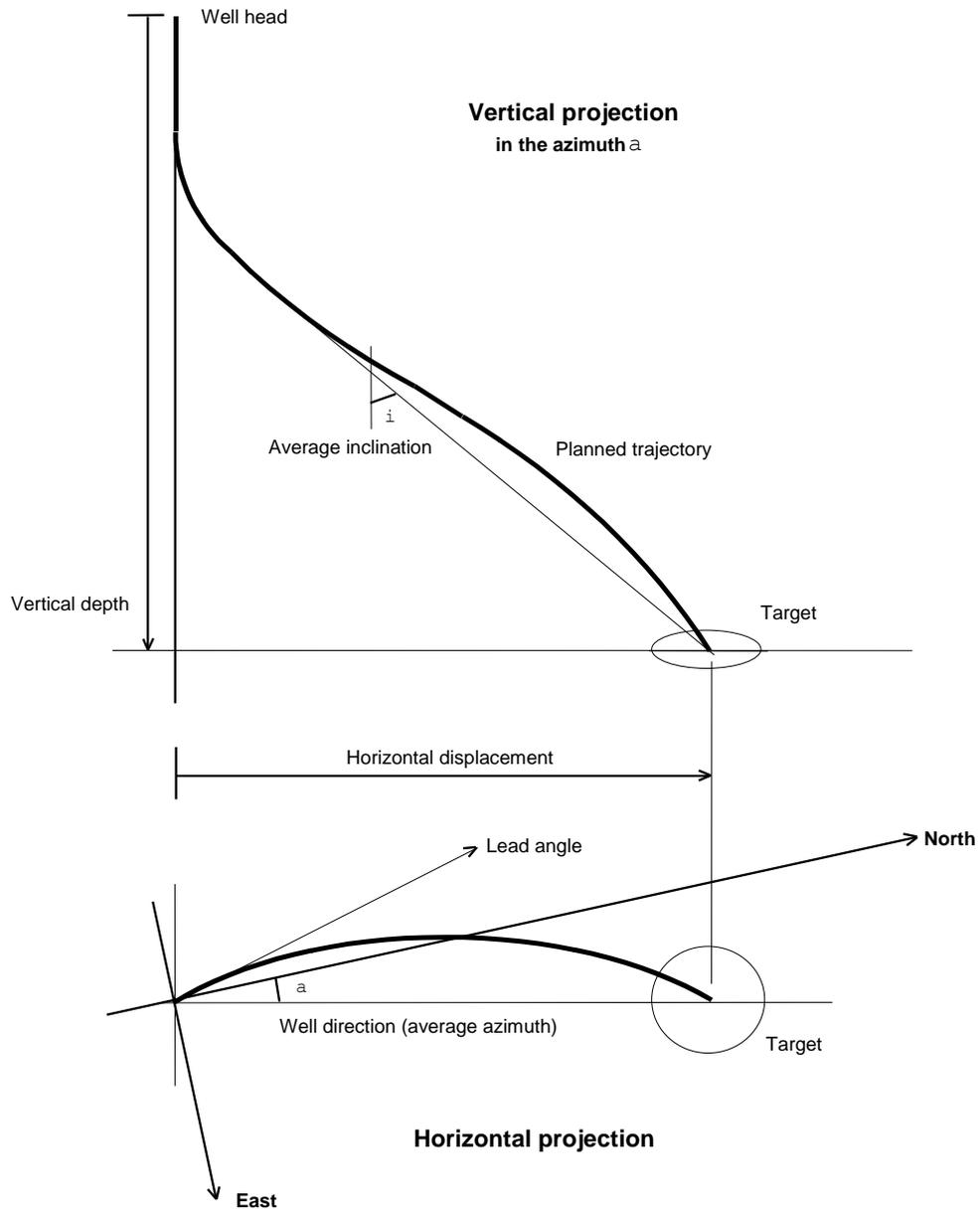
La détermination de la trajectoire d'un puits doit intégrer un ensemble de paramètres. Le puits doit non seulement atteindre la ou les cibles mais il doit aussi pouvoir être foré et complété, cela sous-entend que les Dog Leg et les frottements POTentiels doivent être minimisés.

#### III.7.3.1 Détermination du profil du puits

Nous avons vu plus haut les différents profils de puits qui puissent exister. Le profil du puits doit être sélectionné en fonction des critères énoncés ci-dessus mais aussi en anticipant le comportement des formations traversées. Dans les phases de montée en inclinaison par exemple,

on doit considérer la faculté de la formation à monter et le risque de formation de Key-Seat. On doit aussi étudier la stabilité des parois en fonction de l'inclinaison.

Et si le puits fait partie d'une plateforme multi-puits le profil du puits tiendra compte de ceux des autres.



**Figure 36 projections horizontale et verticale du profil du puits.**

### III.7.3.2 Détermination de la profondeur du Kick-off point (KOP)

Il faut cibler une formation favorable au démarrage de la montée en inclinaison. Les formations trop dures ou trop tendres ne permettent pas une montée efficace.

Dans le cas de l'utilisation d'un single-shot, il faut tenir compte de la profondeur du Kick-off car les mesures d'inclinaison et d'azimut nécessiteraient des manœuvres de la garniture qui prend beaucoup de temps si la profondeur est importante. Cependant, si un MWD est utilisé, la profondeur du Kick-Off n'aurait pas d'incidence sur le temps de la déviation.

Et si le puits fait partie d'une plateforme multi-puits, le choix du Kick-off tiendra compte des profils des autres puits.

### III.7.3.3 Orientation initiale du puits

La direction initiale du puits doit être étudiée en fonction de la méthode de forage sélectionnée et éventuellement du type d'outil utilisé.

La direction du puits à la fin de la phase de montée réalisée au moteur doit être déterminée en tenant compte du futur comportement azimutal de la trajectoire. Ce comportement dépend des outils de forage qui seront utilisés et des formations traversées. Les outils à molettes sont connus pour leurs tendances à tourner à droite tandis que les outils PDC forent relativement droit. Il est alors prudent de prendre une "garde" c'est à dire de définir une direction initiale du puits qui lui permettra de revenir naturellement dans la direction de cible.

La garde (lead angle) est l'angle entre la direction du puits (celle de la cible) et la direction initiale déterminée. On parle de garde à droite ou de garde à gauche selon le sens de l'angle déterminé. La garde est habituellement de l'ordre d'une dizaine de degrés (le plus souvent à gauche).

Dans le forage en mode navigation (sliding), la direction du puits est celle de la cible car on est dans la mesure de guider l'outil à partir de la surface.

### III.7.3.4 Choix du rayon de courbure

Le choix du rayon de courbure de la ou des phases de montées en inclinaison doit être fait en tenant compte des objectifs du puits, y compris sa complétion.

Les éléments suivants doivent être pris en compte

- Faculté des formations à permettre la déflexion.

Certaines formations ne permettent pas d'obtenir des gradients importants.

- Faculté des formations à supporter la déflexion.

Certaines formations auront tendance à créer des key-seats ou autres irrégularités du puits.

- Méthode de forage dirigé choisie.

Un gradient important dans la première phase rendra la rotation impossible.

- Différents équipements qui seront descendus dans le puits.

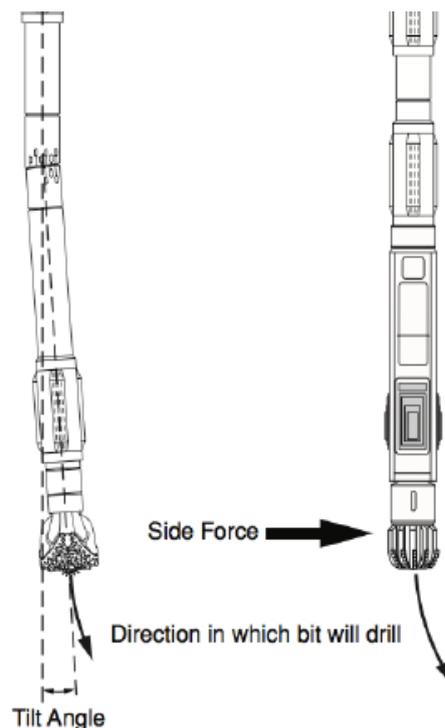
Certains équipements pourraient ne pas accepter une flexion importante, particulièrement si leur diamètre extérieur est proche du diamètre intérieur du puits (par exemple un hanger ou un packer).

- Phases de montée sont généralement plus lentes et plus difficiles que les sections droites. Il peut être intéressant de réduire la longueur des phases de montée en utilisant des gradients importants.

### III.8 Outils de déviation

Il existe sur le marché une panoplie d'outils et de techniques de forage directionnel qui peuvent être utilisés pour changer et contrôler la direction dans laquelle le trépan est entraîné de forer (changer l'inclinaison ou la direction azimutale du puits ou les deux). Ces derniers fonctionnent sur l'un des deux principes de base suivants (voir figure 50)

- Le premier principe consiste à introduire un angle d'inclinaison (angle de tilt) entre l'axe de rotation de l'outil de forage et la tangente au fond du trou, juste au-dessus de l'outil.
- Le second consiste à introduire une force latérale à l'outil.



**Figure 37 Angle de tilt et force latérale au trépan.**

L'application d'un de ces deux principes au trépan nécessite l'usage d'un des principaux outils de déviation qui sont

- Whipstocks (Sifflet déviateur).
- Jetting Bits.

- Steerable Motor Assemblies or PDM's (assemblage de moteur de fond et raccord coudé).
- Turbines de forage.
- Rotary steerable systems.
- Adjustable-Gauge Stabilizers (AGS's).

### III.8.1 Whipstocks (Sifflet déviateur)

Le sifflet déviateur consiste en une pièce en forme de gouttière inclinée de quelques degrés et posée au fond du trou ; elle force l'outil à glisser dans la direction souhaitée. Cet équipement est généralement utilisé dans un trou tubé lors d'une opération de déviation durant la reprise d'un puits déjà existant. Le but de la mise en place du sifflet déviateur dans les puits tubés est d'appliquer une force latérale au trépan (grâce à son inclinaison) dans la direction souhaitée, qui en utilisant l'outil adéquat, nous permettra d'ouvrir une fenêtre dans le tubage au point où la déviation doit être initiée (KOP). Lorsque le trou dans le tubage a été créé, on remplace l'outil qui a ouvert la fenêtre par celui nécessaire à la phase en cours (selon la lithologie), et ainsi on aura entamé le forage la partie déviée du puits.

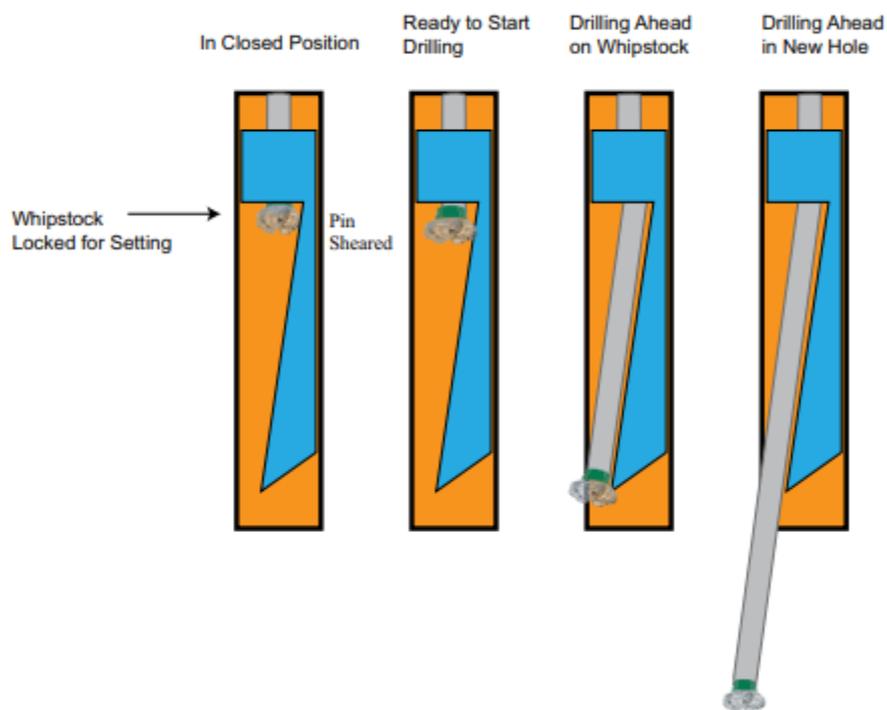


Figure 38 Whipstock.

### III.8.2 Jetting bits (Outils à jets)

La technique de jetting a été développée au milieu des années cinquante. Rarement utilisée au vingtème siècle, elle reste une méthode de déviation valable et peu coûteuse pour les formations

tendres. Elle consiste à éroder la formation sous l'action d'un impact hydraulique et dans une direction choisie. Ceci peut se faire en utilisant un outil de forage dont toutes les duses sont obturées sauf une (Exceptionnellement deux), ou bien avec un outil spécial possédant une duse très large et deux autres très étroites. Sous l'action de l'impact hydraulique (la vitesse du fluide doit être au moins de 100 mètres par seconde) et sans rotation du train de tiges, la formation sera érodée par le jet, créant une poche latérale orientée vers le bas et latéralement dans le sens du jet. Il suffit alors d'orienter cette duse dans la direction souhaitée pour initier la montée en Inclinaison dans la direction choisie pour la déviation.

### Points importants concernant le jetting

- Le jetting ne peut être pratiqué que dans les formations tendres, tel que par le sable. La pénétration peut être de l'ordre du mètre par minute.
- Les Dogleg créés par le jetting peuvent être sévères et difficile à prévoir.
- L'efficacité est réduite à mesure que le diamètre du trépan et de la BHA augmentent.

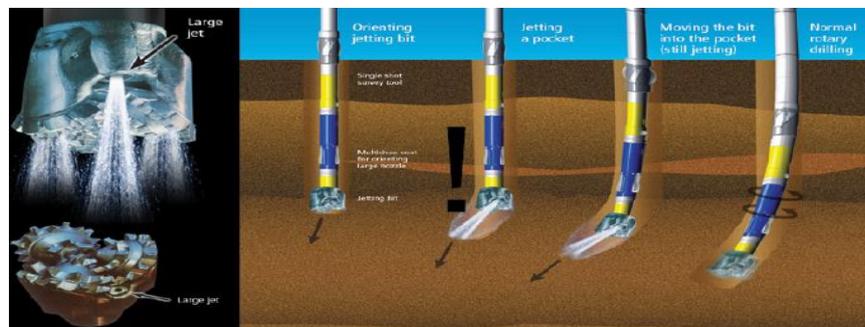


Fig. Déviation avec un jetting bit.

### III.8.3 Moteurs orientables (steerable motors ou PDM)s

L'orientation du forage peut être suivie et maîtrisée, en utilisant conjointement des outils déviateurs classiques tels qu'un moteur de fond assemblé à un raccord coudé ou, plus récemment, un moteur de fond avec un coude intégré fixe ou ajustable. Ces outils de forage, principalement le dernier cité, qui est très largement utilisé de nos jours, ont pris une part de plus en plus importante au sein de la panoplie des outils directionnels mis au service des opérations du forage dirigé.

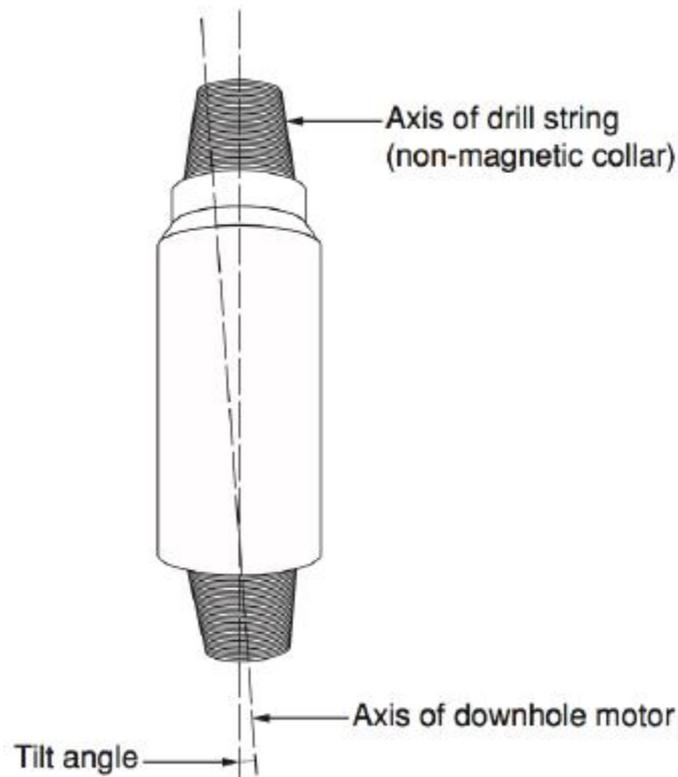
#### III.8.3.1 Moteur de fond assemblé à un raccord coudé

La technique la plus couramment utilisée pour modifier la trajectoire d'un puits utilise une pièce d'équipement appelée « raccord coudé (bent sub) » assemblé à un moteur de fond de type PDM (positive displacement (mud) motor).

##### III.8.3.1.1 Raccord coudé (bent sub)

Un raccord coudé est faible de longueur et de diamètre approximativement identique à celui des masses tiges, possédant des connexions filetées à chaque une de ses extrémités. Il est fabriqué de

telle manière que l'axe de la connexion inférieure est légèrement décalé (moins de 3 degrés) par rapport à l'axe de la connexion supérieure. Lorsqu'il est intégré dans la BHA, il introduit un angle d'inclinaison « angle de tilt » pour les éléments de la BHA situés en dessous, et donc à l'outil de forage, et il n'est donc pas possible de faire tourner l'outil de forage en mettant en rotation le train de tiges depuis la surface. Même si cela était possible, l'effet de l'angle d'inclinaison serait bien entendu éliminé car il n'y aurait pas de direction préférentielle du trépan pour le forage.



**Figure 39 Raccord coudé.**

### III.8.3.1.2 Moteur de fond PDM (Positive Displacement Motor)

Les moteurs de fond aussi appelés moteurs à déplacements positifs (PDM) sont les outils sans lesquels le forage dirigé n'aurait pu évoluer aussi rapidement au cours des dernières années.

Ils dérivent de la « pompe à cavité progressive » inventée par le français « René Moineau » en 1934, inversée dans les années 50 pour en faire des moteurs, et depuis ils sont en évolution continue.

#### III.8.3.1.2.1 Description d'un PDM

Un PDM est un moteur de fond hydraulique qui emploie le principe de Moineau inverse pour faire tourner l'outil, indépendamment du train de tige. Et il est composé de

- **Un étage moteur** Différentes variantes permettant d'obtenir des vitesses et des puissances différentes.

- **Un étage de roulements** Il est constitué des 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 contraintes. 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 vissage de l'outil de forage.
- **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.

### III.8.3.1.2.2 Principe de fonctionnement

La partie motrice d'un PDM est constituée de deux éléments essentiels

- **Le ROTOR** arbre hélicoïdal (hélice externe en queue de cochon) fabriqué en acier inoxydable.
- **Le STATOR** élastomère moulé en forme d'hélice interne, avec une spire supplémentaire par rapport au rotor.

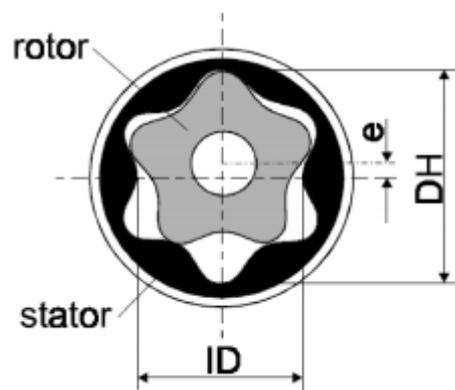


Figure 40 Caractéristiques de la partie motrice d'un PDM.

Le rotor et le stator correspondent étroitement et engendrent des cavités, à l'état statique ces cavités sont étanches les unes des autres.

Le fluide de forage est pompé à travers le moteur à déplacement positif, convertissant la puissance hydraulique du fluide en puissance mécanique, générant une montée en pression entraînant ainsi la rotation du rotor permettant le passage du fluide vers la cavité voisine.

Le fluide progresse alors de cavité en cavité créant une rotation régulière du rotor.

La vitesse de rotation résultante est proportionnelle au débit du fluide de forage.

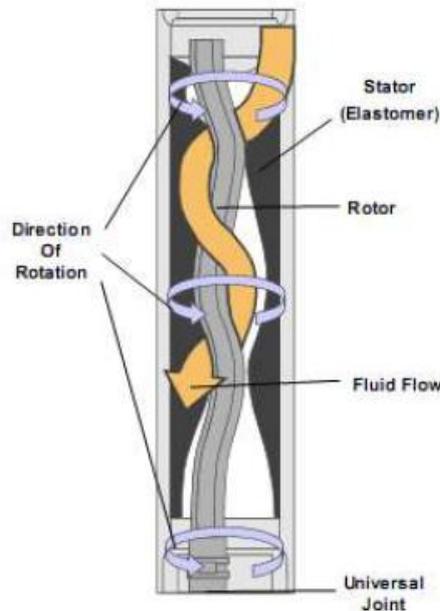


Figure 41 Principe de fonctionnement d'un PDM.

### III.8.3.1.2.3 Différents types de moteurs (Puissance, Couple et Vitesse)

- **Single lobe (1/2 lobe)** Elles engendrent de grandes vitesses mais un faible torque.
- **Multiple lobe** Elles engendrent de forts torques mais de faibles vitesses.

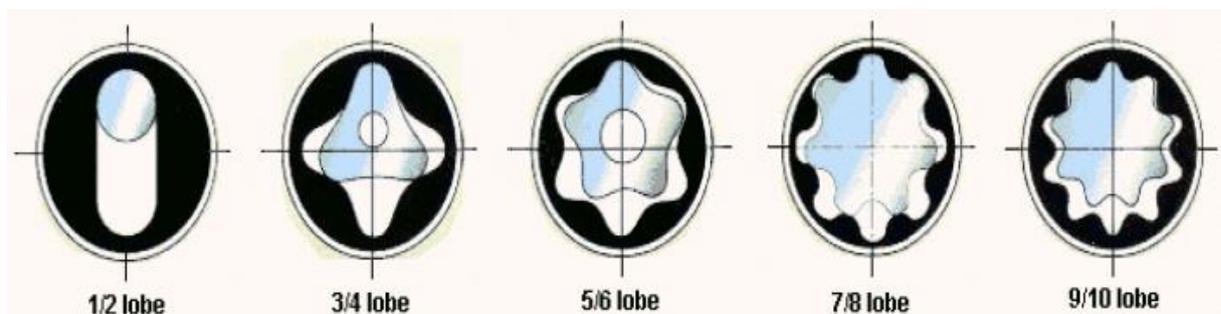


Figure 42 Différentes configurations des PDM.

### III.8.3.2 Moteur de fond avec un coude intégré fixe ou ajustable

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 habituellement de  $0.25^\circ$  -  $1.5^\circ$ . Cela incline l'axe de l'outil par rapport à l'axe du trou. La force latérale sur l'outil est considérable même pour un petit angle à cause de la distance entre le coude et l'outil.

Ils ont incorporé en suite un coude fixe situé dans la partie basse du moteur. Un stabilisateur concentrique est placé sur le logement de la section d'appui. Ce stabilisateur est toujours légèrement sous-dimensionné (par exemple 12 1/8 " dans 12 1/4 " trou). Selon la conception du PDM, ce stabilisateur peut être à chemise interchangeable en surface ou une partie intégrante de la section d'appui.

À cause du manque de flexibilité des vieux moteurs directionnels, un coude réglable en surface a été développé. Cela autorise l'ajustement de l'angle du PDM sur le planché de l'appareil de  $0^\circ$  (c.-à-d. équivalent à un moteur en ligne droite) jusqu'à  $3^\circ$ , dans les petites dimensions. Le coude permet à l'outil de changer l'inclinaison et/ou la direction du trou quand la garniture ne tourne pas et forer tout droit quand la garniture est en rotation. Le nombre de manœuvre est donc radicalement réduit. [8]

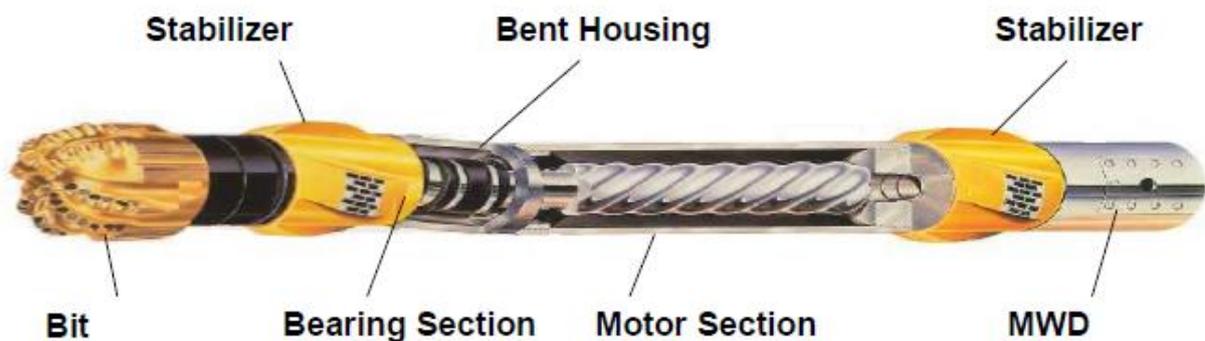


Figure 43 Downhole motor with fixed bent housing.

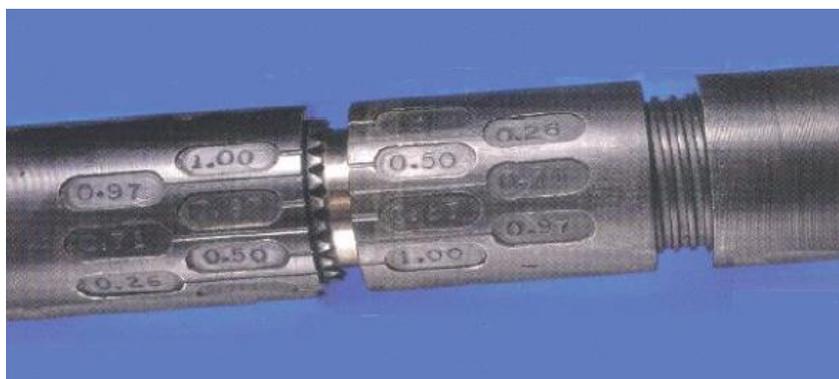


Figure 44 adjustable assembly (bend adjustable).

### III.8.3.3 Différents modes de fonctionnement des moteurs orientables

- **Mode de glissement (sliding)**

La rotation de la garniture de forage étant arrêtée depuis la surface, seul le moteur de fond permet la rotation de l'outil. Cela permet de varier l'inclinaison (sections build up) et/ou pour le contrôle continu de l'azimut.



**Figure 45 Mode sliding.**

- **Mode rotary (table en rotation)**

Ce mode s'applique lorsqu'on veut garder la trajectoire rectiligne, puisque la rotation de l'ensemble (table de rotation et le moteur de fond) annule l'effet du bent housing (ou bent sub). IL en résulte un trou de diamètre légèrement surdimensionné.



**Figure 46 Mode rotary.**

### III.8.4 Turbines de forage

Une turbine est constituée d'une section motrice composée de plusieurs étages, une section d'appui et un arbre de transmission relié à un porte outil rotatif. Un "étage" consiste en un rotor et un stator de profil identique. Les stators sont stationnaires, fixés au corps de la turbine, et dévient le flux du fluide de forage sur les rotors qui sont fixés à l'arbre de transmission.

Le fluide de forage (boue) est pompé à haute vitesse à travers la section motrice qui à cause de l'angle des aubes de chaque rotor et stator (les quelles formes un étage), entraîne la rotation du rotor et par conséquent l'arbre de transmission du moteur entraînant ainsi la rotation de l'outil. L'énergie cinétique de l'écoulement de la boue de forage est ainsi convertie à travers le rotor et le stator (étage) en énergie mécanique de rotation.

Les turbines de forage servent à transmettre la rotation sur l'outil lorsque la vitesse à transmettre est trop grande pour être exercée avec la table de rotation, comme pour l'outil diamanté ou lorsqu'il y a des difficultés de rotation (mauvais profil des trous en déviation et frottements trop importants) ou dans certains cas lorsqu'on ne peut pas utiliser la rotation du tout (départ en déviation).

L'utilisation de la turbine n'est pas toujours possible car elle demande un équipement approprié en surface (pompes puissantes et conduites de refoulement de 5000 psi minimum). [8]

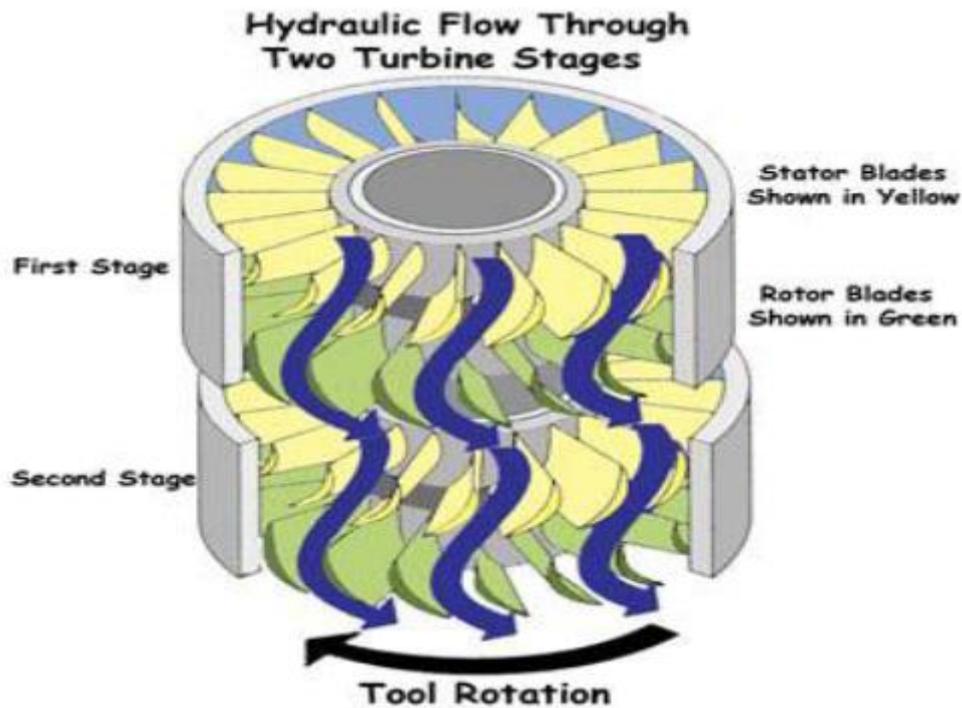


Figure 47 Section motrice d'une turbine de forage.

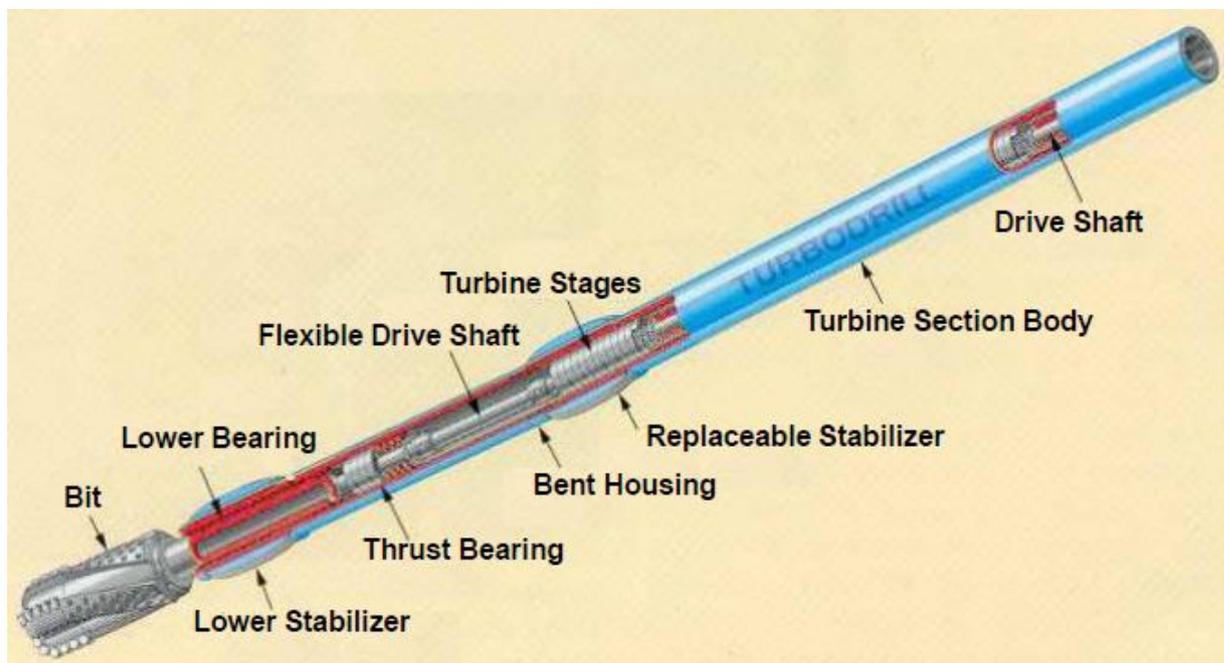


Figure 48 Turbine avec coude logé.

### III.8.5 Systemes rotatifs orientables (Rotary steerable systems RSS)

Apparus à la fin des années 90, les RSS ne cessent d'évoluer et de marquer des records dans le forage des puits à trajectoires tridimensionnelles complexes. Le forage de certains puits, surtout horizontaux, n'était pas possible avec les garnitures conventionnelles rotary ou à coude. Ces garnitures permettent de diriger les trajectoires sans avoir besoin d'arrêter la rotation des tiges. L'efficacité de ces nouveaux systèmes réside dans leur utilisation d'une boucle de régulation rendant ainsi automatique ou semi-automatique les opérations de contrôle et de correction. Cette technologie a permis de :

- Le contrôle de la trajectoire du forage avec une grande précision.
- La réduction du couple et des forces de frottement.
- Le forage sans avoir recours au mode sliding.
- L'augmentation de la vitesse de pénétration.
- La réduction de la durée de forage et, par conséquent, des coûts du forage.

On distingue aujourd'hui deux grandes familles de **RSS**. Elles sont présentées ci-dessous.

#### III.8.5.1 Push the bit (PuTB)

Cette technologie se résume à l'application d'une force latérale sur l'outil afin de changer la direction de forage. L'amplitude de cette force ainsi que sa direction sont variables en fonction des caractéristiques de l'outil de forage utilisé, des formations forées et de la DLS à atteindre.

Un système PuTB se compose généralement de deux unités

- **Unité bias** Se trouve directement avant la tête de forage et applique une force latérale par le biais de trois patins qui sont contrôlés séparément. Le contrôle se fait par une valve qui ajuste le flux de boue nécessaire à l'application d'une pression sur les patins. Une fois excités, les patins glisseront séparément vers l'extérieur (extension maximale de 1 cm) pour s'appuyer contre les parois du puits et générer ainsi une force latérale à l'outil, résultante des trois forces appliquées par les patins.
- **Unité de contrôle** Se compose de cartes électroniques autoalimentées, de capteurs et de mécanismes qui contrôlent l'amplitude et la direction de la force latérale. Un algorithme calcule en continu la pression à appliquer sur chaque patin pour fournir la force désirée.

Généralement, avec ce type de RSS toutes les tiges de forage sont continuellement en rotation. Les Bias & Control Unit sont maintenues géostatiques par le biais des patins qui poussent contre les parois du puits tout au long de la phase de déviation. L'absence de la phase sliding dans les systèmes PuTB garantit un nettoyage permanent du fond de puits. Ces systèmes peuvent être couplés avec des moteurs de fond de puits. Cela a permis une augmentation considérable des vitesses de pénétration et un gain de temps important, par rapport au système moteur coudé. L'inconvénient des systèmes PuTB réside dans le risque d'usure des patins lors des phases de déviation. Cette technique n'est pas applicable dans le cas des formations tendres à cause de problèmes d'enfoncement des patins dans la roche ou quand le diamètre du trou devient supérieur à celui de l'outil, l'extension des patins étant limitée à 1 cm au plus [4].

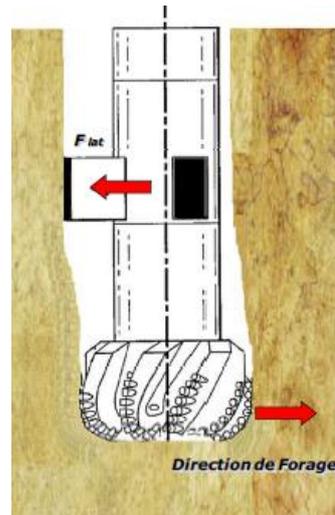


Figure 49 la force latérale appliquée par les patins.

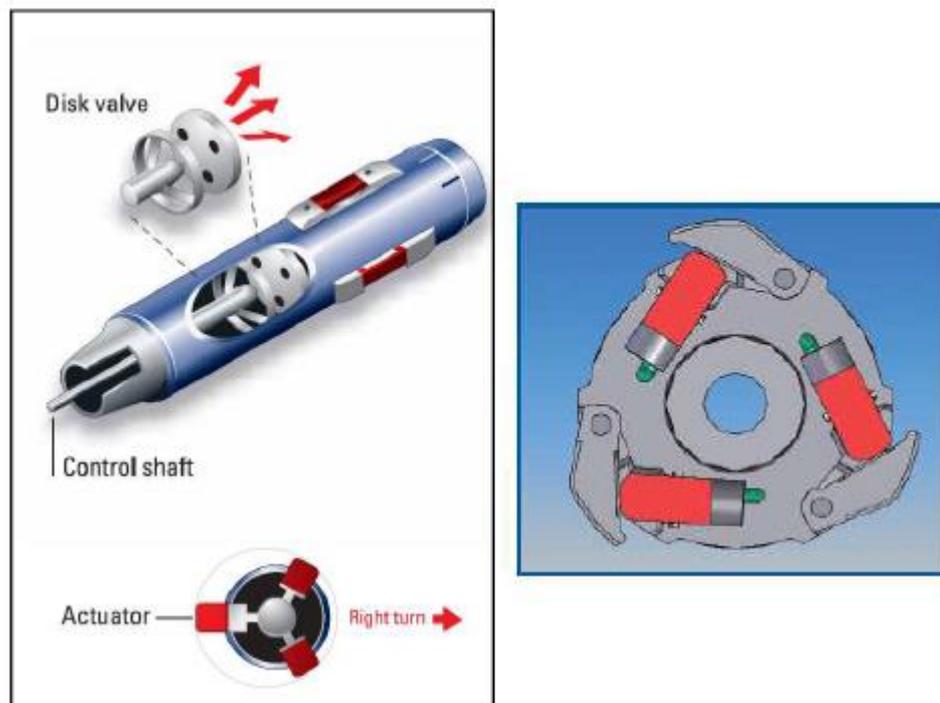


Figure 50 Commande des patins par une vanne rotative.

### III.8.5.2 Point the bit (POTb)

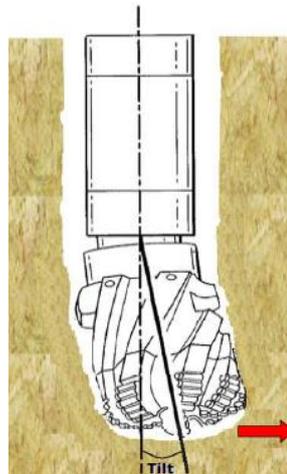
Cette technologie consiste à appliquer un angle de pivotement, appelé angle de tilt, à l'outil de forage. Un tilt est défini comme étant l'angle entre l'axe de rotation de l'outil et la tangente au fond du trou. Le principe de fonctionnement du système POTB est similaire à celui des moteurs à coudes. Cependant, à l'encontre de la garniture à coude, les systèmes POTB permettent d'appliquer un tilt variable à l'outil et en temps réel sans besoin d'arrêter la rotation des tiges de forage.

Le système POTB se compose généralement de trois parties différentes :

- **Section de pilotage (Steering section)** C'est l'unité de commande qui applique un tilt à l'outil. Il y a une panoplie de technologies utilisées pour orienter l'outil. Il y a des modèles qui permettent d'excentrer l'arbre de forage, qui est ainsi déformée, par un jeu de deux cames (excentriques). L'angle de tilt appliqué à l'outil est proportionnel à l'angle et à la direction de rotation des cames. Il existe d'autres modèles qui utilisent un moteur à la place des cames.
- **Section des commandes électriques (Electronics & Sensor section)** Se compose de cartes électroniques autoalimentées et de capteurs qui contrôlent l'angle et la direction de rotation des cames ou du moteur qui sont générés en fonction de la trajectoire préalablement programmée par les ingénieurs de forage. Le système fonctionne donc en boucle fermée et compare, en temps réel, la direction de la face de l'outil à la direction programmée. Le forage est complètement automatisé et les foreurs peuvent agir à tout moment pour corriger la trajectoire.
- **Module d'énergie (Power Generation section)** Il s'agit d'une turbine qui convertit le flux de boue de forage en puissance électrique pour l'alimentation du système.

Dans les systèmes POTB le module d'énergie et la section des commandes électriques sont maintenus géostationnaires, ce qui permet d'avoir une référence sur laquelle le système calcule l'angle de tilt. Les tiges de forage, en revanche, sont en rotation continue garantissant un nettoyage permanent du fond de puits.

L'avantage des systèmes POTB réside dans l'absence de composants frottant contre les parois du puits, ce qui leur confère un comportement plus déterministe que les systèmes PuTB. En revanche, ces garnitures directionnelles présentent l'inconvénient de ne pas pouvoir fournir de force latérale suffisante à l'outil. De même, le fonctionnement de ces systèmes peut s'accompagner de vibrations importantes.[4]



**Figure 51** Angle de tilt appliqué par le système POTB.

- A : cames de sens opposés  $\Rightarrow$  tilt=0 ;  
 B : cames de même sens  $\Rightarrow$  tilt max vers le haut ;  
 C : jeux des deux cames  $\Rightarrow$  tilt intermédiaire.

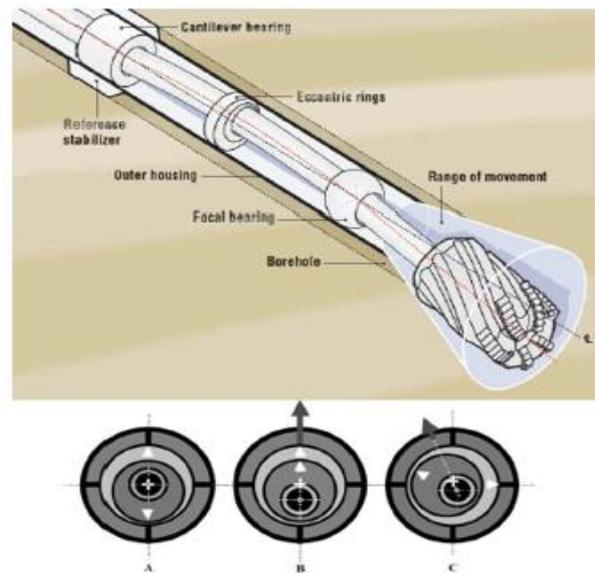


Figure 52 Unité de commande qui applique un tilt à l'outil.

### III.8.6 Stabilisateur à garde ajustable (adjustable gauge stabiliser AGS)

Avec les AGS, les foreurs pouvaient modifier le diamètre extérieur du stabilisateur sans effectuer de longues et coûteuses manœuvres. Ils fonctionnant dans des ensembles rotatifs et sont souvent placés près du trépan ou à environ 15 à 30 ft de celui-ci. Dans ces positions, des modifications de la garde pourraient contrôler efficacement la tendance build-up ou drop-off de l'ensemble, parce qu'ils pouvaient contrôler l'inclinaison en mode rotatif, ces ensembles ont été appelés «systèmes rotatifs 2D». Les systèmes AGS peuvent également fonctionner avec des systèmes à moteur orientable. Faire fonctionner des AGS avec les ensembles de moteurs orientables permet de contrôler l'inclinaison avec le stabilisateur pendant le forage en mode rotatif. Si le puits nécessite un changement d'azimut, il faudrait revenir au mode de glissement (sliding). [8]

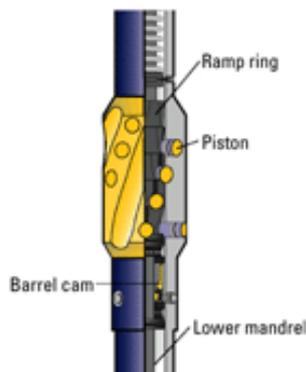


Figure 53 stabilisateur à garde ajustable.

---

# **Chapitre IV**

## **Description du puits MD-611**

---

## IV. Chapitre IV Description du puits MD-611 [9]

### IV.1 Localisation et coordonnées du puits

Le puits horizontal **MD-611** s'inscrit dans le cadre du développement du gisement de Hassi-Messaoud. Il est implanté dans la partie Nord-Est de la zone **centrale** du gisement.

**Tableau 1 Coordonnées LSA "Lambert Sud Algérie" de la plate-forme.**

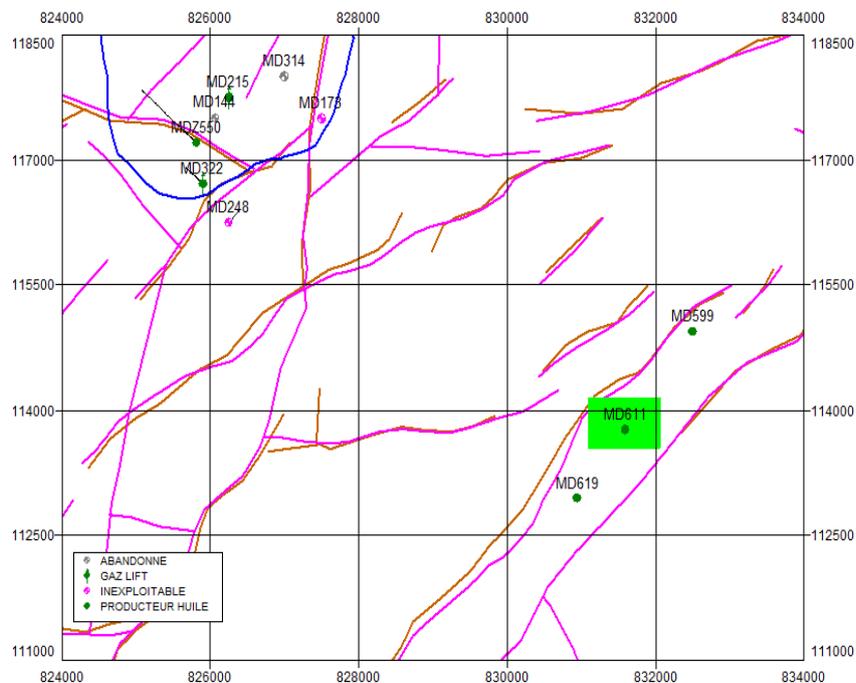
X(m)	Y(m)	Niveau du sol (m)	Niveau table de rotation (m)
831600,1	113761,77	150,11	160

**Tableau 2 Coordonnées UTM (Mercator transverse universel).**

X(m)	Y(m)	Zone
803083,16	3496112,80	Centrale HZSE

**Tableau 3 Coordonnées géographiques.**

Latitude	Longitude
31° 41' 23.61354'' N	06° 05' 02.71312'' E



**Figure 54 Position du puits MD-611.**

IV.2 Fiche technique du puits MD-611

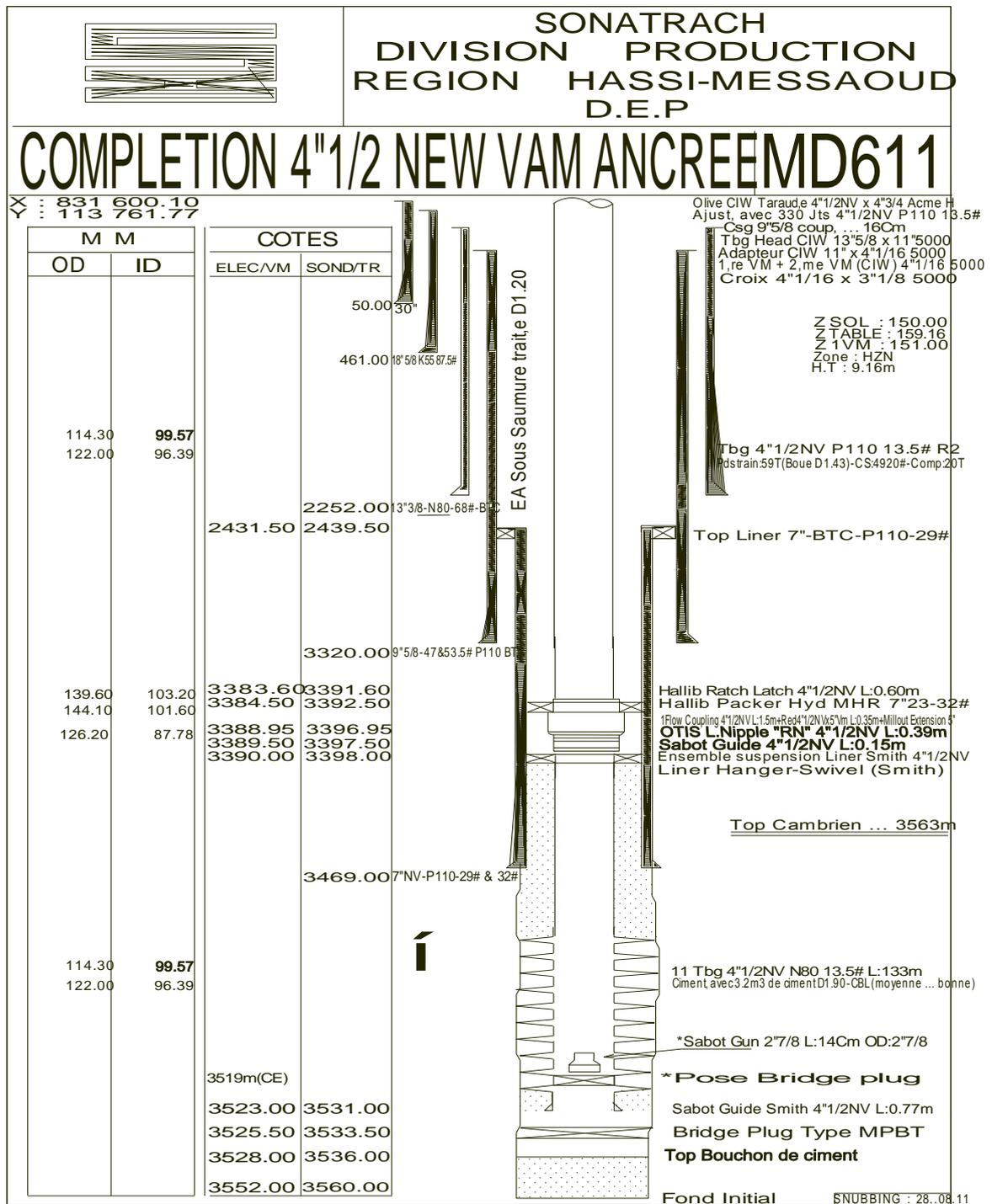


Figure 55 Fiche technique du puits MD-611.

## IV.2.1 Données du tubage

Tableau 4 Données du tubage.

Colonnes	Diamètre nominal (in)	Longueur (m)	Cimentation
Colonne de surface	18 <sup>5/8</sup>	461	Jusqu'en surface
Colonne intermédiaire N°1	13 <sup>3/8</sup>	2252	Jusqu'en surface
Colonne intermédiaire N°2	9 <sup>5/8</sup>	3220	Voir les données du CBL/VDL pour le casing 9 <sup>5/8</sup>

```

CBL/VDL CSG 9"5/8 DU 09/02/2009
-----
DE 3325 m A 3287 m: BONNE
DE 3287 m A 3277 m: MOYENNE.
DE 3277 m A 3200 m: MAUVAISE.
DE 3200 m A 3180 m: MOYENNE A MAUVAISE.
DE 3180 m A 2975 m: BONNE.
DE 2975 m A 2900 m: MOYENNE A MAUVAISE.
DE 2900 m A 2230 m: MAUVAISE PARFOIS MOYENNE.
DE 2230 m A 2050 m: TRES MAUVAISE.

```

Figure 56 Données du CBL/VDL pour le casing 9" 5/8

Tableau 5 données du liner 7".

Liner	7"	Top 2439.50m Bottom 3469m	Voir les données du CBL/VDL pour le liner 7"
-------	----	------------------------------	--

```

CBL/VDL CSG7" DU 15/02/2009
-----
DE 3468 m A 3125 m : TRES MAUVAISE.
A FREE PIPE

(AVANT RESTAURATION)

```

Figure 57 Données du CBL/VDL pour le liner 7".

**Remarque** Après constatation de l'échec de la tentative de cimentation du liner 7", il a été décidé de remonter la colonne 7" en surface Puis redescendre celle-ci au fond 8<sup>1/2</sup>". Aucun enregistrement de log CBL/VDL n'a été trouvé dans le dossier du puits ni dans la banque de données au sujet de la qualité de la cimentation du liner 7" suite à la 2<sup>ème</sup> descente.

### IV.2.2 Données de la complétion

Complétion de diamètre 4<sup>1/2</sup> ancré.

Liaison couche trou liner 4<sup>1/2</sup> cimenté. L'enregistrement du CBL/VDL pour le liner 4<sup>1/2</sup> est présenté ci-dessous

```

CBL/VDL LINER 4"1/2 DU 20/03/2009
-----
DE 3528 m A 3470 m : BONNE.
DE 3470 M A 3453 M : MOYENNE A MAUVAISE.
DE 3453M A 3441M : MAUVAISE
DE 3441M A 3430M : MOYENNE A MAUVAISE.
DE 3430M A 3420M : BONNE
DE 3420M A 3410M : MAUVAISE
DE 3410M A 3408M : BONNE

TOP LINER 4"1/2 A 3401M CE
  
```

Figure 58 Données du CBL/VDL pour le liner 4" 1/2.

## IV.3 Caractéristiques géologiques du puits

Tableau 6 caractéristiques géologiques du puits.

RENSEIGNEMENTS GEOLOGIQUES SUR LE PUIITS : MD611 ZONE CENTRALE HZSE												
Coord. plate forme : XLSA=	831600.1	XUTM31 =	803083.16	Zsol :	150,11m	DDF :	18/01/2009	APPAREIL :	F21			
YLSA=	113761.77	YUTM31 =	3496112.80	Zt :	160 m	DDF :	24/03/2009					
TOPS DES FORMATIONS												
ETAGES->	T.ARGILEUX	T.GRESEUX	T.ERUPTIF	Q.HAMRA	G.E.A	A.E.G	Z_ALT	Cm Ri	Cm Ra	Cm R2	Cm R3	FOND
TOIT (m)	3193	3372	---	---	---	3397	3452	3468	3516			3562
Cte Abs (m)	-3033	-3212	---	---	---	-3237	-3292	-3308	-3356			-3402
Epais. (m)	179	25	---	---	---	55	16	48	46			

- ALBIEN DE 966 m A 1292m Epaisseur. = 326m.
- LD2 DE 2517 m A 2577m Epaisseur. = 60m.
- LD3 DE 2645 m A 2672m Epaisseur. = 27m.

**Albien** Son épaisseur moyenne est de 350 m. Constitué de grés et de sable fin, avec des intercalations d'argiles silteuses, il représente une immense nappe aquifère.

**LD2 (Lias dolomitique 2)** Généralement rencontré à 2620 m de profondeur, son épaisseur moyenne est de 55 m. Il est formé par une intercalation de bancs de dolomies grises et d'anhydrite avec des passées de marnes grises à gris foncés, légèrement dolomitique.

**LD3 (Lias dolomitique 3)** Généralement rencontré à 2841 m de profondeur, son épaisseur moyenne est de 35 m. Il est composé de calcaires argileux gris blancs passant localement à des marnes dolomitique grises.

**Trias argileux** Son épaisseur moyenne est de 113 m. Il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun-rouges à bariolées, dolomitiques et anhydritiques et des bancs d'argile légèrement silteuse et dolomitique.

**Trias-gréseux** Son épaisseur varie de 0 à 75 mètres. Il constitue le premier remplissage du relief Paléozoïque et se subdivise en plusieurs unités qui diffèrent par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques. Il repose, localement, sur une coulée éruptive remplissant les vallées d'érosion hercynienne profondes.

**A.E.G (Argiles d'El-Gassi)** Son épaisseur moyenne est d'environ 50 m. Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur la périphérie Ouest à Sud-Ouest du champ de Hassi-Messaoud.

**Z\_ALT (zones des alternances)** Son épaisseur moyenne est de 20 m. Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs de quartzites fines et isométriques.

#### IV.4 Caractéristiques pétro physiques du réservoir

**Tableau 7 Caractéristiques petrophysiques du réservoir.**

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DRAIN	TOIT (metres)	MUR	EPAIS. (m)	Ep.Ut. (m)	VCL (%)	POR(%) Log	So(%) Log	Sw(%) Log	EP.EF (m)	POR(%) Core	K (MD) Core	SO Cm3 /100g	SW Cm3 /100g	DENSITE Silts
AEG	3397	3452	55											
Z_ALT	3452	3468	16											
D5	3468	3516	48		06	06		23						
D3	3516	3539	23		06	07		25						
D2	3539	3562	23					AQUIFERE						

**Drain D5 (3468m-3516m)** caractérise la lithozone Ri ; avec une porosité de 6% ; une saturation en eau de 23% et un volume d'argile de 6%.

**Drain D3 (3516m-3539m)** caractérise la lithozone Ra ; avec une porosité de 7% ; une saturation en eau de 25% et un volume d'argile de 6%.

#### IV.5 Historique du puits MD-611

- Le puits MD-611 a été Foré en Mars 2009 et Complété en Tubing 4"1/2 ancré avec réservoir en LCP.
- Le DST a été réalisé le 07/03/2009, le puits débita avec 10,21 m<sup>3</sup>/h.
- La liaison couche trou a été assurée par un liner 4"1/2 cimenté.
- Tentative de mise du puits sous eau traitée en vue d'une opération de perforation le 22/07/2009 , l'opération a été annulée pour cause d'éruption du puits.

- Descente d'un PLT (production Logging tool) pour élucider le comportement éruptif du puits avant même qu'il ne soit perforé le 25/08/2009.
- Le PLT montrait que la totalité de la production provenait du fond du puits.
- Neutralisation du puits et pose d'un bridge plug de type MPBT (mechanical bridge plug tool) 02/09/2009, à 3523 m BC (2 m) à 3521 m.
- Perforations d'un intervalle de 34,5 m dans le D5 le 05/10/2009
- Opération de PLT qui confirma que le puits continue de produire du fond, même après la pose du MPBT (78 % de l'huile provenait du fond) le 10/10/2009.
- Le POTentiel du puits chuta drastiquement, pour passer de 9,7 m<sup>3</sup>/h à 2 m<sup>3</sup>/h en l'espace de trois mois
- Les Clean Out et les grattages au Wire Line réalisés au premier trimestre de 2010 révélaient la présence des asphaltes et des cristaux de sel.
- Le puits était exploité par de réguliers Clean Out, bouchons d'eau et grattages au Wire Line pendant près de 16 mois, produisant ainsi avec un POTentiel moyen ne dépassant pas 2 m<sup>3</sup>/h.
- Tentative de remonter la jauge électrique du Build Up sans résultat, un poisson a été laissé à la côte 3388 m, le 21/09/2010
- Repêchage réussi du poisson laissé au fond le 21/09/2010 grâce au Wire Line, le 25/09/2010
- Opération électrique descente d'un GR/CCL (casing collar locator) à 3522 m et la Pose d'un bouchon de ciment de 1 m dans liner 4"1/2, le 10/03/2011
- Nettoyage du puits au réformât, sans aucun impact positif, le 26/03/2011.
- Opération électrique pour la pose d'un bouchon de ciment entre 3521,5 m et 3523 m, Le 28/05/2011.
- Pose d'un bouchon de ciment entre 3528 m et 3526,5 m (1,5 m). Le résultat était négatif suite à un passage négatif à la côte 3501 m, le 03/06/2011.
- SNB pour but le nettoyage du puits jusqu'au fond à 3519 m, du 15/06 au 31/08/2011
- Perforation de 3495 m à 3505 m, le 11/09/2011
- Tentative de redémarrage du puits sans résultat, le 30/09/2011
- Clean Out du puits sans résultat, le 11/10/2011
- Perforation de l'intervalle 3506 m à 3516 m, le 16/10/2011
- Redémarrage du puits, le 23/10/2011
- Après son redémarrage, le puits afficha un POTentiel de 1,99 m<sup>3</sup>/h au jaugeage du 05/11/2011.
- Bouchon de sable, le 23/04/2016
- Test d'injectivité négatif, le 26/04/2016
- Surgi-jet OK, le 29/04/2016
- Test d'injectivité nul BHP = 16790psi, le 01/05/2016.

- Fracturation hydraulique annulé suite à l'injectivité nulle, le 11/02/2017.
- Tentative de démarrage (Kick off) négatif, le 29/09/2017.
- Wireline Mesure de pression PFS, le 27/03/2018.
- Le Puits a été fermé depuis le 30/04/2018 suite à un débit quasiment de 0.38 m<sup>3</sup>/h nul et une pression de gisement de 402.7 kg/cm<sup>2</sup>.

## **IV.6 Reprise du puits en ré-entry short radius**

### **IV.6.1 Objectif de la reprise du puits MD-611**

Dans notre cas le but de la reprise consiste en la Remise du puits en production en effectuant un drain latéral dans le D5. Le choix de ce drain est basé sur une analyse des caractéristiques petrophysiques (porosité, perméabilité et saturation en eau) obtenues par les logs de diagraphie, le long du réservoir et il s'est avéré que le D5 était l'intervalle le plus poreux et perméable, ils ont dû aussi tenir compte du plan d'eau pour éviter les percés.

#### **Remarque**

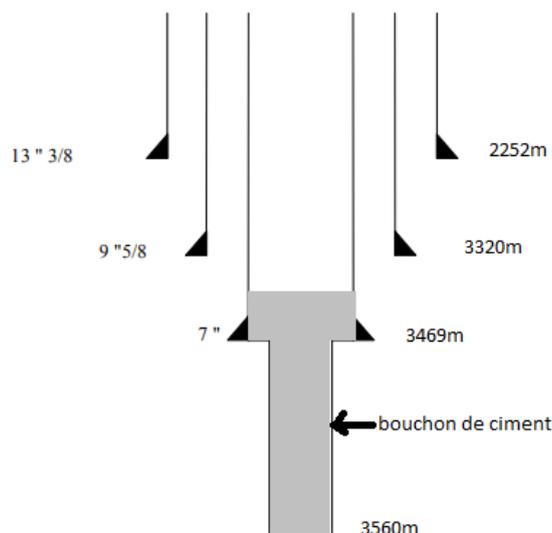
Les puits reconvertis en ré-entry doivent obéir aux conditions suivantes

- 1) Eviter le plan d'eau ;
- 2) Eviter les zones à gaz ou les rayons des puits injecteurs d'eau ou de gaz ;
- 3) Eviter les rayons de zone sèche ;
- 4) Eviter la zone à eau pour les puits situés en flanc de structure, ou en zone d'injection d'eau ;
- 5) Eviter la zone à gaz pour les puits à fort GOR.

### **IV.6.2 Etapes de l'opération**

#### **IV.6.2.1 Préparation du puits**

- Neutralisation du puits
  - Remonter la complétion existante
  - Contrôle intérieur du liner 4<sup>1/2</sup> et fraisage.
  - Opérations électriques pour localiser le sabot 7''
  - Mise en place d'un bouchon de ciment : Remplir le volume nécessaire avec du ciment jusqu'à l'intérieur du casing 7" afin d'abandonner définitivement l'ancien trou.
- Attendre la prise du ciment.



**Figure 59 Mise en place du bouchon de ciment.**

- Contrôler et tester l'intégrité des tubages.
- Procéder à la réparation des communications et anomalies rencontrées en fonction des résultats du log et des tests effectués.

#### **IV.6.2.2 Réalisation du short radius**

##### **IV.6.2.2.1 Choix du drain à cibler**

Le choix du drain est basé sur une analyse des caractéristiques pétro physiques ( $\Phi$ , K et SW) le long du réservoir afin de déterminer l'intervalle le plus poreux et perméable, on doit aussi tenir compte du plan d'eau pour éviter les percés.

##### **IV.6.2.2.2 Choix de l'azimut**

L'amélioration des caractéristiques petrophysiques correspond à une direction géographique, qui sera l'azimut de forage. Les caractéristiques pétrophysiques de la direction choisie déterminent au préalable la capacité et la durée de production du puits. D'autres paramètres conditionnent le choix de l'azimut tel que la direction des contraintes, l'orientation des structures sédimentaires (stratifications obliques).

En générale, les contraintes horizontales maximales sont de direction NW-SE. Afin de faciliter la pénétration et d'éviter l'éboulement du trou, il est préférable de forer perpendiculairement à la direction des contraintes maximales.

##### **IV.6.2.2.3 Reforage du bouchon de ciment**

- Descendre la garniture de forage pour toper ciment,
- Reforage du bouchon de ciment jusqu'à la cote KOP à +/- 3 m sous le sabot 7", prévue pour l'amorçage de la déviation soit à +/- 3473 m.

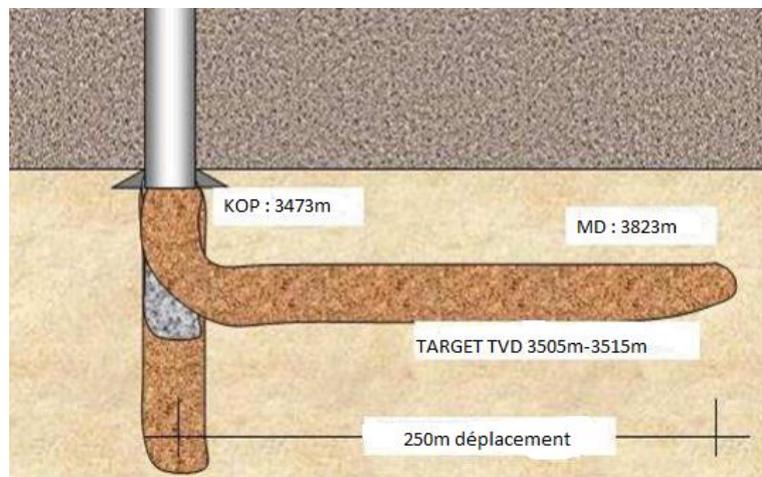
#### IV.6.2.2.4 Forage du drain latéral dans le D5

Faire une Circulation avec une boue à l'huile de densité d 1.25

Forage en 5<sup>7/8</sup> short radius dans l'azimut prévu, puis entamer la réalisation de la courbe avec les objectifs suivants

**Tableau 8 objectifs du forage du drain latéral.**

Drain	Target	Azimut	Déplacement (m)
D5	(3505m à 3515m)	N 340°	250



**Figure 60 Schéma illustratif de l'intervention sur le puits MD-611.**

---

# **Chapitre V**

Etude d'un modèle de  
comportement directionnel des  
BHA

---

## **V. Chapitre V : Etude d'un modèle de comportement directionnel des garnitures de forage (BHA)**

### **V.1 Introduction**

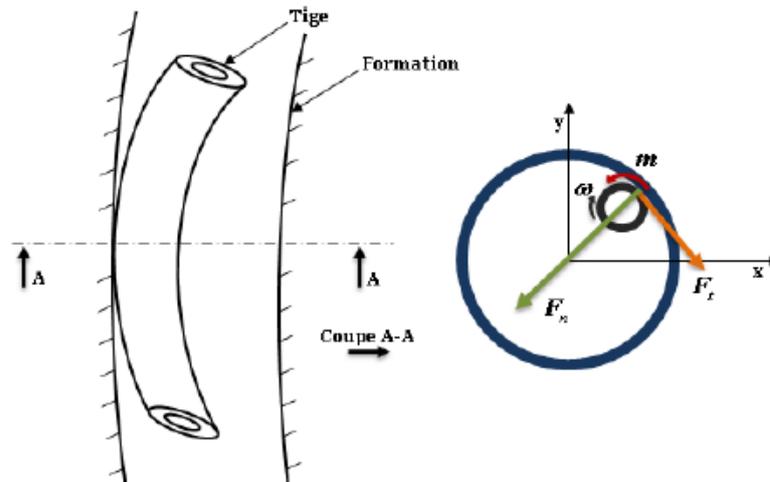
Le control de la trajectoire est l'un des plus importants procédés lors du forage des puits déviés ou horizontaux, comme mentionné dans le troisième chapitre, plusieurs techniques sont utilisées dans le but de contrôler la trajectoire des puits Outils à jets, moteurs de fonds avec raccords coudés et RSS pour ne citer que quelque uns. La modélisation du comportement directionnel d'un système de forage englobe la modélisation de l'outil et la modélisation de la garniture de forage. Les garnitures de forages elles-mêmes possèdent une certaine tendance directionnelle. Les post-analyses des forages montrent souvent que des décisions incorrectes sont prises par les opérateurs de forage à cause de leur méconnaissance du comportement directionnel des garnitures. Cela ne se traduit par des manœuvres intempestives coûteuses en temps et en argent. Les désagréments peuvent être évités en analysant préalablement le comportement de la garniture. Nombreux sont les auteurs qui ont fournis des efforts colossaux pour développer des modèles sophistiqués qui pourraient permettre aux ingénieurs de comprendre les divers mécanismes et variables qui interviennent dans le comportement des BHA. Nous allons ainsi abordé dans ce chapitre le concept de la modélisation du comportement mécanique des garnitures de forage.

### **V.2 Notions de bases**

Pour la compréhension de la modélisation du comportement directionnel des BHA, il est important de connaître les définitions de bases qui sont les suivantes

#### **V.2.1 Forces de contact**

La présence des zones de contact entre la garniture de forage et les parois du puits entraîne une augmentation sensible des efforts dans la tige et surtout au niveau de la tige surtout au niveau du couple de torsion [13]. Les efforts de contact peuvent être représentés par une force normale, une force tangentielle et un moment qui s'oppose à la rotation de la tige, comme schématisé dans la figure suivante.



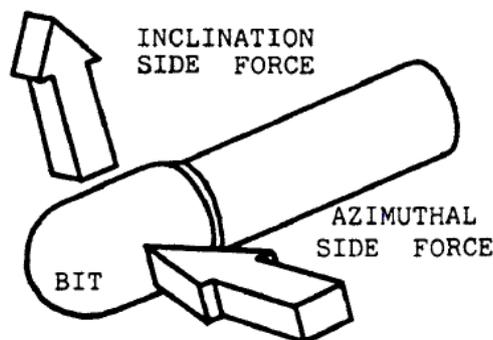
**Figure 61 Représentation des forces de contact.**

### V.2.2 Forces latérales au niveau de l'outil

C'est un paramètre important traduisant le comportement directionnel d'une garniture. Les paramètres opérationnels exercés sur une BHA se traduiront ainsi par des forces latérales le long de la garniture.

La force latérale au niveau de l'outil peut être divisée en deux différentes forces. La force latérale d'inclinaison et la force latérale d'azimut (right side force) [14]

- Force latérale d'inclinaison, plus communément décrite comme force latérale vers le haut, est la force perpendiculaire à l'axe de l'outil et incluse dans le plan vertical contenant ce dernier. Une force latérale d'inclinaison de valeur négative veut tout simplement dire qu'elle est orientée vers le bas et anime ainsi la garniture d'une tendance de descente en inclinaison (drop).
- Force latérale d'azimut, plus communément décrite comme force latérale vers la droite et la force perpendiculaire à la fois à l'axe du puits et à la force d'inclinaison. Une valeur de force latérale d'azimut négative veut dire que la force est dirigée vers la gauche.



**Figure 62 Forces latérales au niveau de l'outil.**

Les forces latérales aux niveaux de l'outil sont le facteur de contrôle de la trajectoire pour les formations dures (taux d'avancement 1 à 10 ft/h) [15]. Pour les formations tendres à moyennement dures, les forces latérales au niveau de l'outil ne sont pas les seuls paramètres influençant la direction du forage, l'angle de tilt devient lui aussi un facteur tout aussi important.

### V.2.3 Angle de tilt

C'est un autre facteur de la mécanique de la BHA qui influence la direction du forage. Il correspond à l'angle qui existe entre l'axe du puits au niveau de l'outil et l'axe de l'outil lui-même, la déflexion de la garniture est transmise à l'outil causant ainsi le tilt. Plus la formation est tendre plus l'angle de tilt influence la trajectoire, en d'autres termes, plus la formation est dure, plus l'influence des forces latérales prédominent le contrôle de la trajectoire [16]. La garniture avec raccord coudé (bent housing) par exemple travaille sur le principe du tilt à l'outil.

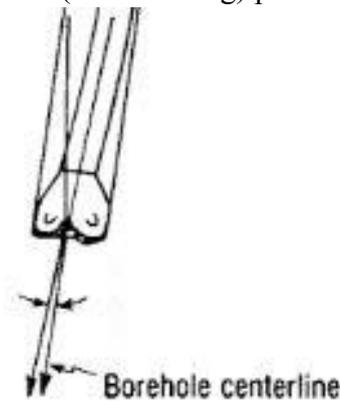


Figure 63 Angle de tilt à l'outil.

### V.2.4 Point tangents

Désigne le premier point de contact permanent avec le puits juste derrière le dernier stabilisateur [17]. La BHA est généralement étudiée à partir de l'outil de forage jusqu'au premier point tangent, cette longueur est appelée longueur effective. Une analyse statique est nécessaire pour déterminer cette longueur.

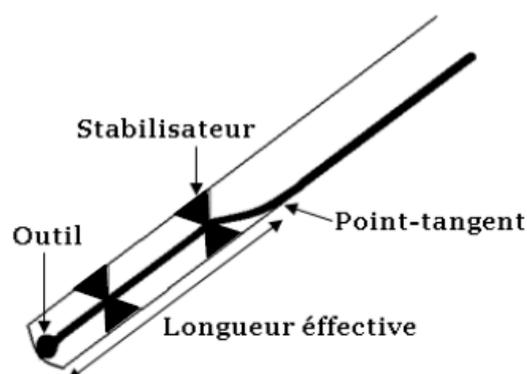


Figure 64 Point tangent.

### V.2.5 Walk [18]

C'est la tendance d'un outil à dévier latéralement pendant le forage. En pratique, le walk correspond à l'angle dans le plan perpendiculaire à l'axe de l'outil entre la force latérale exercée sur l'outil et la direction du déplacement latéral de son dernier. Cet angle caractérise le comportement azimutal intrinsèque à l'outil de forage. Les valeurs de l'angle de walk sont comprises entre -90 et 90 degrés. Quand la direction du déplacement latéral est à droite de la force latérale, (walk entre 0 et 90 degrés) on dit que l'outil a une tendance à droite. Dans le cas contraire (Walk entre -90 et 0 degrés), on dit qu'il a une tendance à gauche. On dit que la tendance d'un outil est neutre, quand la force et le déplacement latéral ont la même direction, il est toutes fois à noter qu'un outil à tendance neutre n'impliquerait pas forcément un taux nul de montée en inclinaison car cela dépend aussi du comportement directionnel de la BHA et des caractéristiques de la formation.

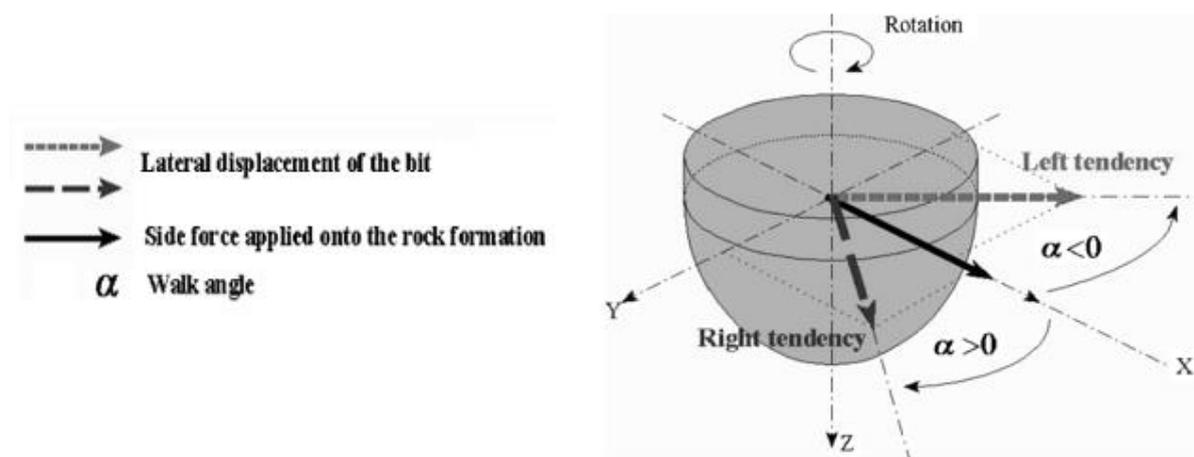


Figure 65 Définition du walk.

### V.2.6 Indice d'anisotropie de l'outil (Bit steerability) [18]

Correspond à la capacité de l'outil à initier une déviation lorsqu'il est soumis à des forces axiales et latérales. Il peut être défini comme un rapport de la formabilité latérale à la formabilité axiale.

$$BS = \frac{D_{lat}}{D_{ax}} \quad (V.1)$$

La formabilité latérale ( $D_{lat}$ ) est définie comme étant le rapport de la pénétration latérale par tour, à la force latérale exercée sur l'outil. De la même manière on définit la formabilité axiale ( $D_{ax}$ ) comme étant le rapport de la pénétration axiale de l'outil par tour, au poids sur l'outil.

Un outil avec un fort indice d'anisotropie signifie une forte tendance à la déviation naturelle permettant ainsi d'obtenir un fort POTentiel pour la montée ou la descente en inclinaison. Cet indice tient est régie par la longueur de la *garde active*<sup>2</sup> et de la *garde passive*<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> La garde active correspond à la partie transitoire entre la structure coupante de l'outil et la garde passive.

A noter que l'angle de walk et l'indice d'anisotropie de l'outil sont des paramètres intrinsèques à ce dernier et ce dans des formations homogènes.

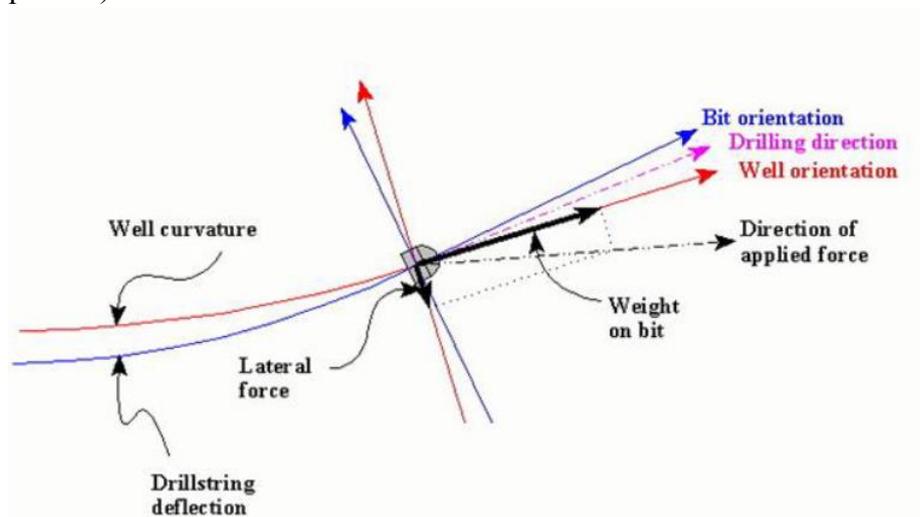
### V.2.7 Courbure du puits

Une courbure d'un puits est définie par un taux de montée en inclinaison et un taux de montée en azimut. La connaissance de la courbure d'un puits permet de contribuer à la prédiction de la trajectoire d'un outil. En fonction de la géométrie du puits, le modèle de BHA permet d'évaluer la force latérale transmise à l'outil et l'orientation de ce dernier. Par la suite, l'application du modèle de l'outil permet de définir la direction du forage en fonction de l'orientation de l'outil et de la force totale (Poids sur l'outil et forces latérale).

### V.2.8 La courbure d'équilibre (Equilibrium curvature) [18]

Par définition, la courbure d'équilibre est la courbure (gradients d'inclinaison et d'azimut) pour laquelle la direction du puits au niveau de l'outil et la direction du forage sont colinéaires. Une BHA qui monte en inclinaison et en azimut voit sa courbure varier jusqu'à atteindre la courbure d'équilibre, à ce moment-là elle continuera avec cette courbure.

Cela veut dire que la trajectoire du puits foré avec une BHA en utilisant des paramètres déterminés aura à peu près l'allure de la courbure d'équilibre si les conditions opérationnelles restent constantes. Cette méthode se fait que le système (BHA, outil), tend à forer dans la direction qui réduit les forces latérales. Quand ses dernières s'annulent la courbure du puits reste constante ; c'est cette dernière qu'on qualifie de courbure d'équilibre (Build up d'équilibre et turn rate d'équilibre).



**Figure 66 : Représentation des directions du forage, du puits, et de l'outil.**

Toutes fois, L'approche de « Courbure d'équilibre » ne permet de fournir qu'une réponse globale de l'outil et une prédiction qualitative, contrairement à l'approche « Pas à pas » qui donne des réponses locale impliquant une prédiction assez précise de la trajectoire.

<sup>3</sup> La garde passive est la partie de l'outil de forage qui est en contact avec le tool joint. Elle joue un rôle important dans la stabilité de l'outil. Elle est caractérisée par sa longueur et les caractéristiques des lames qui définissent une surface de friction avec les parois du puits.

### V.2.9 Approche pas à pas [19]

Les calculs pas à pas pour la prévision de la trajectoire sont effectués selon le processus suivant :

- Déflexion de la garniture est calculée à une profondeur donnée avec le modèle de la BHA ce qui permet de déduire les forces latérales au niveau de l'outil et l'angle de tilt.
- Direction du forage est calculée en connaissant le modèle de l'outil, la direction de l'outil, et les forces totales (Poids sur l'outil et force latérale).
- Trajectoire du puits est mise à jour avec un incrément.
- Déflexion de la BHA est recalculée dans la nouvelle trajectoire.

Cette approche est complémentaire à la méthode de la courbure d'équilibre en considérant les variations locales des conditions dans la prédiction de la trajectoire.

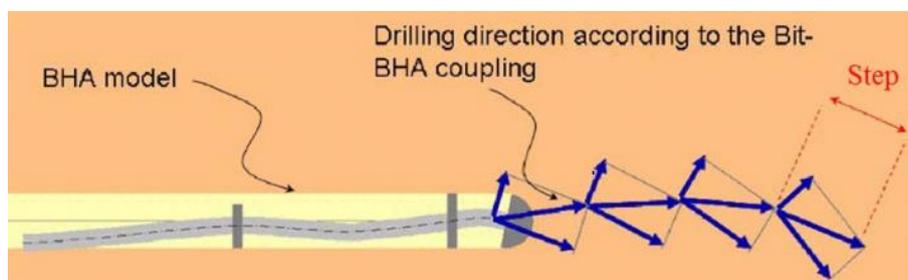


Figure 67 Schématisation de la procédure pas à pas.

## V.3 Modélisation du comportement mécanique des BHA

Une multitude de modèles de comportement mécanique des garnitures de forages ont été élaborés au fil des années, ils ont cependant tous un principe en commun qui consiste à établir des équations d'équilibre de la partie de la garniture entre l'outil et le premier point tangent. Les équations sont ensuite résolues par l'une des méthodes de résolution existantes, pour donner lieu à un modèle. Le problème se traduit en la détermination des forces latérales exercées sur l'outil et de la déformée de la garniture à l'intérieur du puits.

Dans la partie pratique, nous allons simuler le comportement directionnel de quelques garnitures en utilisant le logiciel DrillScan. Ce dernier se base sur un modèle tridimensionnel de comportement mécanique des garnitures, intégré dans un code de calcul appelé ABIS.

### V.3.1 Code de calcul ABIS [13]

ABIS est un code de calcul développé au Centre de Gestion de Géotechnique et d'exploitation du sous-sol (CGES) de l'école des mines de Paris. Il succède à un ancien code appelé STEL qui se basait sur les éléments finis. Comparé à l'ancien code, ABIS vient apporter un gain important dans le temps de calcul notamment lors du traitement de garnitures très élancées (Plusieurs milliers de mètres). Avec ABIS, la résolution du problème mécanique s'effectue par intégration directe des équations différentielles et algébriques contrairement aux autres codes de calcul qui ont recours aux méthodes d'éléments finis coûteuses en temps de calcul. Ce code de calcul permet de déterminer en statique, la déformée de la garniture à l'intérieur du puits, ses points de

contact contre les parois de puits, ainsi que les efforts de contact en ses points. De plus, ce modèle détermine tous les efforts en tout point sur la garniture de forage (effort axial et efforts tranchants, torsion et moments de flexion).

Dans ce qui suit, nous donnerons un aperçu sur le fondement théorique de la méthode utilisée par ABIS.

### V.3.2 HypOTHèses du model

Le model étudié se base sur plusieurs hypOTHèses qui sont les suivantes

- La garniture est une structure *élançée*<sup>4</sup>.
- Les calculs sont *quasi statiques*<sup>5</sup>, donc les forces d'inertie que la garniture peut subir sont négligeables.
- La garniture est considérée comme un matériau élastique caractérisé par un module de Young, un coefficient de poisson et un module de cisaillement.
- La garniture peut être divisée en des tronçons distincts dont les caractéristiques géométriques, à savoir l'aire et le moment d'inertie, de la section droite sont constant dans chaque morceau.
- A l'état relâchée et en l'absence de toute action externe, la garniture prend la forme d'une poutre droite où le centre de la section droite est repéré par une abscisse curviligne  $s \in [0, L]$  où  $L$  est la longueur de la poutre.
- La garniture est soumise à plusieurs types d'actions mécaniques son poids propre et la poussée d'Archimède due au fluide de forage, les actions des fluides (intérieur et extérieur) qui se traduisent par une force ponctuelle aux points de changement de section, les actions extérieures au niveau du crochet ( $s = 0$ ) et au niveau de l'outil ( $s=L$ ). Puisqu'on force la structure à rentrer dans un puits à parois rigide, elle est soumise en plus à des efforts de contact, la loi de frottement de Coulomb est utilisée et les coefficients de frottement sont constants par morceaux.
- La longueur de la garniture ne varie peu et sa section droite reste droite.

### V.3.3 Repère utilisé

La trajectoire d'un puits représente une *courbe gauche*<sup>6</sup> décrite dans un repère orthonormé directe terrestre fixe dont l'origine est généralement située au niveau de la table de rotation. Dans ce qui suit, on définira notre repère ainsi  $R(O, \vec{I}, \vec{J}, \vec{K})$ .

Comme expliqué dans le troisième chapitre, un point quelconque  $i$  de la trajectoire du puits est caractérisé par une inclinaison  $\theta_i$ , un azimut  $\alpha_i$ , et une profondeur mesurée  $Md_i$ . Ces trois paramètres sont retrouvés à partir de mesures effectuées à intervalles réguliers

<sup>4</sup>Mince et de grande taille. En d'autres termes, le rapport du diamètre à la longueur est très petit ( $\ll 1$ )

<sup>5</sup> Etudier chaque position du mécanisme comme position d'équilibre (absence de mouvement). C'est une démarche proposée par de nombreux logiciels de calcul en mécanique.

<sup>6</sup> En mathématiques, une courbe gauche ou courbe à double courbure est une courbe qui n'est pas contenue dans un plan.

en cours de forage (MWD). Ainsi, on peut définir en un point quelconque du puits le vecteur unitaire tangent  $t_i(\Theta_i, \alpha_i)$  en plus de l'abscisse curviligne  $s_i$ .

Dans le repère terrestre R, le point i est représenté par le vecteur-espace  $\vec{x}_i(s_i)$  de coordonnées  $(x_i, y_i, z_i)$  calculées par une méthode de reconstruction de la trajectoire.

En chaque point de la trajectoire, on définit aussi un repère de *Freinet*<sup>7</sup>, défini par le trièdre orthonormé  $(\vec{t}_i, \vec{n}_i, \vec{b}_i)$ , où  $\vec{t}_i$  est le vecteur tangent,  $\vec{n}_i$  le vecteur normal, et  $\vec{b}_i$  le vecteur bi-normal.

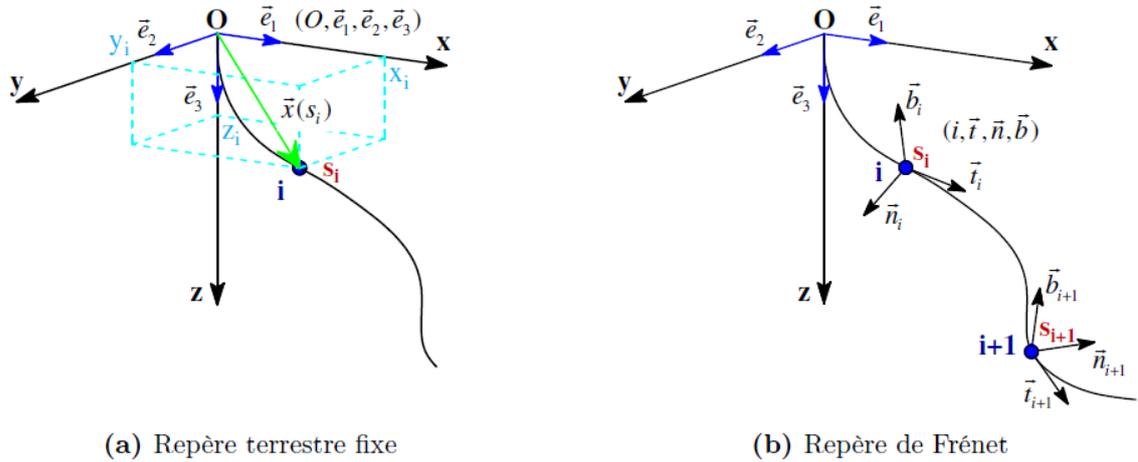


Figure 68 Représentation des repères utilisés.

Le repère de Freinet est défini le long de la trajectoire par les expressions suivantes [20]

$$\vec{t} = \frac{d\vec{x}(s)}{ds} \tag{V.2}$$

$$\vec{n} = \frac{1}{B} \frac{d\vec{t}}{ds} \text{ Avec } B = \left\| \frac{d\vec{t}}{ds} \right\| \tag{V.3}$$

$$\vec{b} = \vec{t} \wedge \vec{n} \tag{V.4}$$

$$\frac{d\vec{b}}{ds} = -\tau \vec{n} \text{ Avec } \tau = \left\| \frac{d\vec{b}}{ds} \right\| \tag{V.5}$$

Avec  $B$  et  $\tau$  représentent respectivement la courbure et le gauchissement de la trajectoire du puits. En d'autres termes, ce sont les gadients d'inclinaison et d'azimut de la courbure du puits.

A l'état de référence, la géométrie de la garniture est représentée par le vecteur-espace  $x_t(s)$ , le vecteur position d'un point du train de tige correspondant à l'abscisse  $s$ . Par défaut, la géométrie de la garniture peut être confondue à la trajectoire du puits  $x_p(s)$ .

<sup>7</sup> Repère mobile au sein d'une trajectoire. Généralement utilisé quand la trajectoire du système étudié n'est pas droite.

On peut définir néanmoins un vecteur  $u_r$  qui est le vecteur décalage de la garniture à l'état de références par rapport au puits  $u_r(s) = x_t(s) - x_p(s)$  (V.6)

A l'état d'équilibre, la déformée finale de la garniture peut être représentée par le vecteur  $x_d(s) = x_t(s) + u(s)$  (V.7), avec  $u(s)$  le vecteur de déplacement de la garniture par rapport à l'état de référence. Le nouveau vecteur de décalage est donc  $u(s) + u_r(s)$ .

On peut au final écrire  $x_d(s) - x_p(s) = u(s) + u_r(s)$  (V.8). Cette équation traduit l'écart entre la déformation de la garniture à l'état d'équilibre et la trajectoire du puits qui correspondent à l'abscisse curviligne  $s$ , et utilisée pour la gestion des contacts.

### V.3.4 Détermination des efforts et des moments

D'après la théorie de l'élasticité, le moment et l'effort résultant de l'état déformé  $x(s)$  d'un tronçon supposé homogène (module de Yong  $E$  et moment d'inertie  $I$  constants) d'une garniture, sont donnés par les équations suivantes

$$\vec{M} = E.I. \vec{t} \wedge \frac{d\vec{t}}{ds} + M_t \vec{t} \quad (\text{V.9})$$

$$\vec{T} = -E.I. \frac{dB}{ds} \cdot \vec{n} + B(M_t - E.I. \tau) \vec{b} \cdot T_t \cdot \vec{t} \quad (\text{V.10})$$

$M_t$  et  $t_t$  Moment et efforts du tronçon de la garniture avant sa déformée mais en considérant son décalage par rapport au puits (par rapport à l'état de référence)

Les équations d'équilibre local de la structure s'écrivent

$$\frac{d\vec{T}}{ds} + \vec{f} = \vec{0} \quad (\text{V.11})$$

$$\frac{d\vec{M}}{ds} + \vec{t} \wedge \vec{T} + \vec{m} = \vec{0} \quad (\text{V.12})$$

$\vec{f}$  et  $\vec{m}$  sont respectivement l'effort et le couple extérieures (ne résultants pas de la déformée de la garniture) y compris les efforts et coupes de contact.

Soient  $\vec{w}_b$  et  $\vec{f}_c$  respectivement, le poids linéique et la force de contact qu'exerce la paroi du puits sur l'élément de la structure, nous aurons

$$\vec{f} = \overline{W}\vec{b} + \vec{f}_c + \mu_a \left| |\vec{f}_c| \right| \vec{t} - \mu_r \vec{t} \wedge \vec{f}_c \quad (\text{V.13})$$

$$\vec{m} = \mu_r r_e \left| |\vec{f}_c| \right| \vec{t} \quad (\text{V.14})$$

Les termes  $\mu_a \left| |\vec{f}_c| \right| \vec{t}$  et  $-\mu_r \vec{t} \wedge \vec{f}_c$  sont respectivement les forces de frottement axial

(Induite par le mouvement axial de la structure) et radial (induite par la rotation de l'élément de la structure autour de son axe  $\vec{t}$ ).  $\mu_a$  et  $\mu_r$  sont respectivement les coefficients de frottement axial et radial dont le signe dépend du sens du mouvement.

$\mu_a$  est positif en remontée, négatif en descente et nul à en position neutre.  $\mu_r$  est positif lorsque le système tourne dans le sens des aiguilles d'une montre, négatif dans le sens inverse et nul en l'absence de rotation.

### V.3.5 Considération des irrégularités

La garniture de forage n'étant pas régulière le long du puits, nous devons considérer les irrégularités. Pour cela, nous introduisons des paramètres qui traduisent le saut des grandeurs étudiés (effort et moments aux points de singularités).

Pour les irrégularités du moment  $\vec{M}$  et de l'effort  $\vec{T}$ , on admet que ses derniers sont presque partout dérivables et pouvant présenter des discontinuités<sup>8</sup> en un nombre fini de points les deux extrémités de la garniture  $s = 0$  et  $s = L$ , les points de contacts avec les parois du puits, et les points de changement de section (du fait de l'action du fluide de forage).

Soit  $\langle A(a) \rangle$  le saut de la grandeur  $A$  au point de discontinuité  $a$ . L'équation suivante exprime le phénomène du saut de la grandeur  $A$  entre les deux côté du point de discontinuité  $a$ .

$$\langle A(a) \rangle = \lim_{s \rightarrow a(s > a)} A(s) - \lim_{s \rightarrow a(s < a)} A(s) \quad (\text{V.15})$$

A un point de singularité les sauts de l'effort  $\langle T \rangle$  et du moment  $\langle M \rangle$  satisfont les égalités suivantes

$$\langle T \rangle + \vec{F} = \vec{0} \quad (\text{V.16})$$

$$\langle M \rangle + \vec{C} = \vec{0} \quad (\text{V.17})$$

Où  $\vec{F}$  et  $\vec{C}$  sont les actions ponctuelles aux points de discontinuités.

En analysant les irrégularités de la garniture dans le puits, on admet que  $\vec{t}$  est presque partout dérivable avec une dérivée  $\frac{d\vec{t}}{ds}$  qui peut présenter des discontinuités en un nombre fini de points. Cela revient à calculer les efforts et les moments pour chaque tronçon en utilisant les équations I.5 et I.6 (Vue que le moment d'inertie et le module de Young sont constant dans chaque tronçon), ainsi que dans les points de discontinuité (passage entre deux tronçons).

<sup>8</sup>On dit qu'une fonction est continue sur un point appartenant à son domaine de définition si et seulement si la limite de cette fonction quand la variable tend vers le point en question est égale à l'image même du point par la fonction. Si cette condition n'est pas satisfaite, on dit que le point étudié est un point de discontinuité.

### V.3.6 Détermination de la déformée de la structure

La garniture de forage initialement droite est introduite dans un puits (à parois rigides). A l'aide d'une transformation élastique linéaire *infinitésimale*<sup>9</sup> caractérisée par un déplacement  $\vec{u}(S)$  et une rotation de la section droite  $\vec{w}(S)$ , la géométrie peut passer de l'état de référence  $\vec{x}(S)$  (confondu avec la géométrie du puits), à l'état final (après déplacement et rotation)  $\vec{x}(S) + \vec{u}(S)$ .

Ainsi, le vecteur tangent passe de  $\vec{t}$  à l'état de référence à  $\vec{t} + \frac{d\vec{u}}{ds}$  après déformation.

La relation classique de d'élasticité de Timoshenko [19] s'écrit

$$T = T^0 + K.G.A. \left[ \frac{d\vec{u}}{ds} - \vec{w} \wedge \vec{t} - \left( \frac{d\vec{u}}{ds} \cdot \vec{t} \right) \vec{t} \right] + E.A. \left( \frac{d\vec{u}}{ds} \cdot \vec{t} \right) \vec{t} \quad (\text{V.18})$$

$$M = M^0 + EI. \left[ \frac{d\vec{w}}{ds} - \left( \frac{d\vec{w}}{ds} \cdot \vec{t} \right) \vec{t} \right] + 2.G.I. \left( \frac{d\vec{w}}{ds} \cdot \vec{t} \right) \vec{t} \quad (\text{V.19})$$

Où k est le facteur de réduction de l'effort tranchant dans la théorie de Timoshenko, G le module de rigidité et A la surface de la section transversale.

$T^0$  et  $M^0$  sont respectivement l'effort et le moment dans la structure à l'état de référence  $\vec{x}(s)$  ce qui correspond à  $\vec{u}(s) = \vec{0}$  et  $\vec{w}(s) = \vec{0}$ .

On peut inverser les équations I.11 et I.12 pour calculer  $\vec{u}(s)$  et  $\vec{w}(s)$ .

$$\frac{d\vec{w}}{ds} = \frac{1}{EI} \left\{ \left( \vec{M} - \vec{M}^0 \right) - \left[ \left( \vec{M} - \vec{M}^0 \right) \cdot \vec{t} \right] \cdot \vec{t} \right\} + \frac{1}{2.G.I} \left[ \left( \vec{M} - \vec{M}^0 \right) \cdot \vec{t} \right] \vec{t} \quad (\text{V.20})$$

$$\frac{d\vec{u}}{ds} = \frac{1}{K.G.A} \left\{ \left( \vec{T} - \vec{T}^0 \right) - \left[ \left( \vec{T} - \vec{T}^0 \right) \cdot \vec{t} \right] \cdot \vec{t} \right\} + \vec{w} \wedge \vec{t} + \frac{1}{E.A} \left[ \left( \vec{T} - \vec{T}^0 \right) \cdot \vec{t} \right] \vec{t} \quad (\text{V.21})$$

Avec nos hypothèses que la section droite reste droite et que la longueur de la Structure ne varie pas, nous pouvons négliger les termes utilisant k.G.A (effet de l'effort tranchant) et de E.A (effet de la déformation longitudinale). L'équation 5.14 est donc simplifiée comme suit

$$\frac{d\vec{u}}{ds} = \vec{w} \wedge \vec{t} \quad (\text{V.22})$$

Et si maintenant on considère que  $M_t^0 = M_t = \vec{M} \cdot \vec{t}$  (histoire de négliger toute complexité supplémentaire entre l'état de référence  $\vec{x}(s)$  et la déformation finale). L'équation 5.13 devient

$$\frac{d\vec{w}}{ds} = \frac{1}{EI} \left[ \vec{M} - \left( \vec{M} \cdot \vec{t} \right) \vec{t} \right] - \vec{t} \wedge \frac{d\vec{t}}{ds} \quad (\text{V.23})$$

<sup>9</sup> Relative aux quantités infiniment petites.

### V.3.7 Resolution

Maintenant qu'on a établi les équations qui régissent le comportement mécanique des garnitures, nous devons les résoudre. Les équations d'équilibre **5.7**, **5.8** et d'élasticité **5.15** et **5.16** sont résolues par intégration numérique directe (ABIS) sans avoir recours à la méthode des éléments finis ce qui permet un gain important en temps de calcul. Et ce en supposant connues toutes les forces extérieures y compris les efforts et couples de contact  $\vec{f}$  et  $\vec{c}$ .

L'objectif de cette résolution est de déterminer les actions internes ( $\vec{T}$  et  $\vec{M}$ ) et les déplacements ( $\vec{u}$  et  $\vec{w}$ ) et donc de décrire le comportement mécanique de la garniture à l'intérieur du puits.

Cette approche se fait en quatre étapes d'intégration simples, deux intégrations des équations d'équilibre pour les actions internes ( $\vec{T}$  et  $\vec{M}$ ) et deux autres intégrations pour des équations d'élasticités pour les déplacements ( $\vec{u}$  et  $\vec{w}$ ).

#### V.3.7.1 Intégration des équations d'équilibre

$$\vec{T}(s) = \int_s^L \vec{f}(z) dz + \vec{T}(L) \quad (\text{V.24})$$

$$\vec{M}(s) = \int_s^L [\vec{t}(z)\vec{T}(z) + C(z)] dz + \vec{M}(L) \quad (\text{V.23})$$

Avec  $z$  la valeur de l'abscisse curviligne à un point quelconque.

#### V.3.7.2 Intégration des équations d'élasticité

$$\vec{w}(s) = \int_0^s \left[ \frac{1}{E.I} [\vec{M}(z) - (\vec{M}(z)\vec{t}(z))\vec{t}(z)] - \vec{t}(z) \wedge \frac{d\vec{t}}{ds}(z) \right] dz \quad (\text{V.25})$$

$$\vec{u}(s) = \int_0^s \vec{w}(z) \wedge \vec{t}(z) dz \quad (\text{V.26})$$

### V.3.8 Gestion des contacts (Algorithme de contact)

Dans les intégrations précédentes, les efforts ont été supposés connus y compris les efforts de contact  $\vec{f}(c)$ . En réalité, les efforts de contact sont eux aussi à déterminer lors du processus de résolution.

Nous avons vu plus haut que la géométrie déformée de la garniture  $\vec{x}(d)$  avec

$$\vec{x}_d(s) = \vec{x}_p(s) + \vec{u}(s) + \vec{u}_r(s).$$

Le nouveau vecteur de décalage  $\vec{u}_{rn}(s) = \vec{u}(s) + \vec{u}_r(s)$  doit satisfaire la condition de la restriction de l'ensemble de la garniture à rester dans le puits (à parois rigides). Donc le

déplacement latéral  $\vec{u}_{rn}(s) = \vec{u}(s) + \vec{u}_L = \vec{u}_{rn} - (\vec{u}_{rn} \vec{t}_p) \vec{t}_p$  doit satisfaire la condition  $\|\vec{u}_{rn}\| \leq J$  où  $J(s)$  est le jeu entre la garniture et le trou. Les conditions de contact sont les suivantes

- Si  $\|\vec{u}_{rn}\| < J$ , il n'y a pas de contact entre la garniture et les parois du puits. Cela revient à dire que les forces de contact sont nulles.
- Si  $\|\vec{u}_{rn}\| \geq J$ , alors la garniture est en contact avec les parois du puits et  $\frac{\vec{f}_c}{\|\vec{f}_c\|} = -\frac{\vec{u}_L}{J}$  (L'effort de contact s'oppose au mouvement latéral).

Une itération de cet algorithme nous permet de retrouver un ensemble de point de contact. La détermination des forces de contacts à ses points (dans cette itération) comprend les étapes suivantes

### V.3.8.1 Calcul de l'intensité des forces de contact

A partir des forces  $\vec{f}$  et  $\vec{m}$  juste avant le processus itératif de contact, le vecteur de décalage  $\vec{u}_{rn}(\vec{f}, \vec{m}) = \vec{u}_r + u(\vec{f}, \vec{m})$  ainsi que le déplacement latéral  $u_L(\vec{f}, \vec{m})$  déterminés. Nous supposons que la direction de  $\vec{f}_c$  est parallèle et de sens inverse au vecteur  $\vec{v}_c$  (avant le processus itératif de contact, il est égal au mouvement latéral  $\vec{v}_c = u_L(\vec{f}, \vec{m})$ ). La force de contact est donc  $\vec{f}_c = -f_c \frac{\vec{v}_c}{\|\vec{v}_c\|}$

Les valeurs  $f_c$  sont déterminées pour que le nouveau décalage  $\vec{u}_{rn}(\vec{f}_n, \vec{m}_n)$  résultant des nouvelles forces  $\vec{f}_n$  et  $\vec{m}_n$  (y compris les nouvelles forces de contact) soit égal à  $J$  dans le sens de  $\vec{v}_c$  (ou  $\vec{u}_{rn}(\vec{f}_n, \vec{m}_n) \cdot \frac{\vec{v}_c}{\|\vec{v}_c\|} = J$ ) en tous points de contact.

### V.3.8.2 Calcul de la nouvelle direction des forces de contact

La direction des forces de contact est supposée parallèle au vecteur  $\vec{v}_c$  dans l'étape précédente. Cependant, les forces de contacts trouvées  $\vec{f}_c$  peuvent ne pas être parallèles au nouveau vecteur de déplacement latéral  $\vec{u}_L(\vec{f}_n, \vec{m}_n)$ . Ainsi, dans cette étape on va chercher les nouvelles directions de  $\vec{v}_c$  (pour l'itération prochaine) pour assurer le mieux possible la condition  $\vec{f}_c$  et  $(-\vec{u}_L)$  parallèles et de même sens, de façon à éliminer le composant de  $\vec{u}_{rn}$  dans le sens  $\vec{v}_c \wedge \vec{t}_p$  (mais en gardant la condition  $\vec{u}_{rn}(\vec{f}_n, \vec{m}_n) \cdot \frac{\vec{v}_c}{\|\vec{v}_c\|} = J$ ) aux points de contact. Autrement dit, ici on cherche le nouveau vecteur  $\vec{v}_c$  pour que sa direction soit parallèle à celle du vecteur  $\vec{u}_L(\vec{f}_n, \vec{m}_n)$  résultant (sachant que l'intensité des forces de contact a déjà été calculée dans l'étape précédente).

Les déterminations des forces et de leurs directions de contact décrites plus haut sont réalisées lorsqu'on connaît a priori les points de contact (l'ensemble des points de contact  $C$  déterminé). En fin de chaque itération, on fait évoluer l'ensemble des points de contact. Ainsi

- On ajoute le point pour lequel la condition  $\|\vec{u}_{rn}\| < J$  est la moins respectée. En cas de pluralité, on ne garde que le premier.
- S'il existe des points de contact pour lesquels leurs valeurs  $f_c$  calculées dans la partie précédente sont négatives, on enlève le point le plus négatif.

Ainsi, l'étude complète du comportement mécanique de la garniture nous renseigne sur la déformée de la garniture dans le puits, les efforts et les moments dus à cette déformée, les points de contacts, les forces de contacts et leur directions.

L'objet de notre étude étant l'étude du comportement directionnel des garnitures de forage, ce qui nous intéresse le plus à notre stade ce sont les forces de contacte au niveau de l'outil et la déformée de la garniture mise en évidence par l'estimation des déplacements.

D'un côté, l'estimation des forces de contacts au niveau de l'outil et leurs directions nous renseignent sur les forces latérales. D'un autre côté, les valeurs de déplacement de la garniture au niveau de l'outil, peut nous renseigner sur la direction initiale du trépan défini par un angle de tilt. Comme nous l'avons vu plus haut, l'angle de tilt tout comme les forces latérales sont des paramètres propres à la mécanique de la garniture et qui influencent la direction du forage. Ainsi la prédiction de ses derniers contribue à la prédiction de la trajectoire du puits.

#### V.4 Notion sur la modélisation de l'outil

Bien que notre étude soit portée sur la modélisation du comportement directionnel des garnitures de forage, il est important d'aborder la modélisation des outils, car le comportement directionnel de l'ensemble du système dépend à la fois de la mécanique de la garniture et du comportement de l'outil.

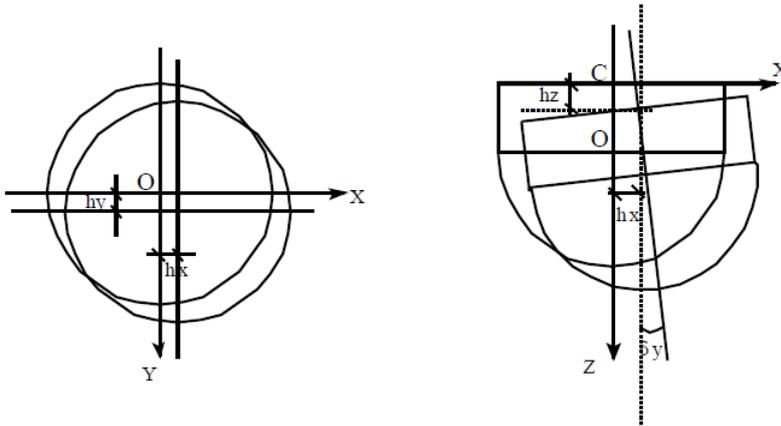
La modélisation du comportement des outils de type PDC se base sur des modèles d'interactions élémentaires entre les composants de l'outil et la roche. Le couplage d'un modèle d'outil avec le comportement mécanique d'une garniture permet de définir le rôle de l'outil dans le comportement directionnel de l'ensemble du système de forage. L'objectif d'une modélisation de l'interaction outil-roche est de déterminer la loi reliant les efforts exercés sur l'outil aux déplacements de ce dernier au cours d'une révolution (translations axiales et latérale, rotations, et pivotement). Un modèle met en jeu la géométrie de l'outil, les caractéristiques mécaniques de la roche (UCS), les caractéristiques du fluide de forage et la vitesse de rotation. Le principe de la modélisation consiste à étudier l'interaction élémentaire d'une pastille du PDC et de la roche pour en déduire l'interaction de l'ensemble de l'outil avec la roche en décomposant l'outil en plusieurs parties. La structure de coupe (profil de coupe, angles de coupe des pastilles et *chanfreins*<sup>10</sup> des pastilles), la garde active (Longueur, nombre de trimmers<sup>11</sup>, surface de frottement et angle de coupe) et garde passive (logeur et structure). (Sellami, 1989 ; Gerbauld, 1999 ; Menand, 2001) [21]

<sup>10</sup>Bord biseauté obtenu en abattant l'arrête de la pièce. Il se mesure en degrés entre les deux faces.

<sup>11</sup>Pastilles tronquée de l'outil. Elle se trouve au niveau de la garde passive.

La modélisation de l'interaction outil/roche a pour but de déterminer les paramètres qui caractérisent la déviation, à savoir l'angle de walk  $\alpha$  et les rapports des formabilités  $R_f$  (dont les définitions ont été vues plus haut).

Le mouvement de l'outil sollicité par des forces axiales  $F_x$  et latérales  $F_L$  sera animé d'un mouvement de translation selon les trois axes x, y et z, et de pivotement autour de deux axes x et y.



**Figure 69 Cinématique élémentaire d'un outil.**

Le mouvement de translation est lié au rapport des formabilités, tandis que le mouvement de pivotement est lié à l'angle de walk.

Les relations entre ces deux paramètres et les forces latérales aux niveaux de l'outil sont décrites par les lois suivantes

$$D_{\text{lat}} = \frac{\sqrt{h_x^2 + h_y^2}}{F_{\text{lat}}} \quad [\text{mm/N/tour}] \quad (\text{V.28})$$

$$D_{\text{ax}} = \frac{h_z}{F_z} \quad [\text{mm/N/tour}] \quad (\text{V.29})$$

$$F_{\text{lat}} = \sqrt{F_x^2 + F_y^2} \quad [\text{N}] \quad (\text{V.30})$$

$$R_f = \frac{D_{\text{lat}}}{D_{\text{ax}}} \quad (\text{V.31})$$

$$\alpha = \text{actan} \frac{F_y}{F_x} - \text{actan} \frac{h_y}{h_x} \quad [\text{Degrés}] \quad (\text{V.30})$$

Ainsi, le couplage du model de l'outil avec celui de la garniture nous permet la prédiction de la tendance directionnelle de l'ensemble du système de forage.

## V.5 Approches existantes pour la modélisation de la déviation

La connaissance du comportement directionnel de la BHA et de l'outil de forage ne suffit pas à elle seule pour juger de la tendance déviatrice de l'ensemble du système de forage. D'où la nécessité de la prédiction de la trajectoire.

Les approches existantes pour la modélisation peuvent être classées selon le critère choisit pour l'évaluation de la tendance directionnelle du système. On peut ainsi distinguer quatre différentes approches qui sont les suivantes

- **Déviations prédéfinies par une composition spécifique de la garniture**

Le principe consiste à employer une garniture à tendance type montante, descendante ou stabilisante. (Voire le titre **conception des BHA pour le control directionnel** au chapitre 03). Cependant, l'influence de la géométrie de la section (courbure et inclinaison) peut faire qu'une BHA montante devienne descendante ou inversement et ce, à certaines courbures et inclinaisons critiques. Ainsi, cette méthode n'est pas toujours fiable même pour la prédiction qualitative du phénomène de déviation. De plus, l'effet de la formation et de l'outil ne sont pas pris en compte.

- **Déviations définies par la direction de la force latérale à l'outil**

La plus grande partie des tentatives de modélisation du comportement directionnel de la garniture utilisent ce principe. A l'image du modèle de Toutain (1981) qui est basée sur l'hyPOThèse que la position du point de contact outil-parois par rapport au centre du puits [22] (calculée suivant la direction de la force latérale à l'outil). Des études de cas pratiques ont démontré que ce type d'approche permet une estimation qualitative de la déviation de la garniture. Toutes fois, ici non plus, l'effet de la formation et de l'outil ne sont pas pris en compte.

- **Evaluation basée sur un critère d'équilibre**

Le principe consiste à rechercher en maintenant une orientation fixe au niveau de l'outil, la courbure de la BHA pour lequel le critère d'équilibre est satisfait.

Dans cette optique, Birades (1981) propose un critère selon lequel la courbure d'équilibre est celle pour laquelle la force latérale à l'outil devient nulle [14].

Nous utiliserons cette approche dans la partie pratique pour déterminer les courbures d'équilibre des cinq différentes BHA utiliser pour le forage de la partie courbe du puits MD-611. Les modèles utilisés et la méthode de résolution suivie y sont détaillés. L'inconvénient majeur de la méthode de la courbure d'équilibre réside dans le fait de ne pas prendre en considération l'historique de la trajectoire forée précédemment.

- **Evaluation basée sur l'interaction entre le système de forage et la roche**

Ici un modèle de l'interaction outils/roche est ajouté. Le principe consiste à trouver le vecteur de la direction du forage qui tiendrait en compte la direction de la force latérale à l'outil, la direction de l'axe de l'outil et la direction des pendages des couches dans le cas des formations anisotropes.

Cette approche est utilisée dans le calcul de la trajectoire par la méthode pas à pas (dont la définition a été vue plus haut) et est de loin celle qui redit la trajectoire le plus précisément (estimation quantitative).

### **Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons abordé le principe de la modélisation du comportement directionnel des BHA tout en détaillant le modèle du comportement mécanique des garnitures élaboré au Centre de Gestion de Géotechnique et d'exploitation du sous-sol (CGES) de l'école des mines de Paris puis intégré dans le code de calcul ABIS développé dans le même établissement et qui a comme particularité d'utiliser la méthode de l'intégration directe lors de la résolution des équations, au lieu de la résolution par la méthode des éléments finis très gourmande en temps de calcul (le code ABIS est intégré dans le logiciel DrillScan que nous allons utiliser dans la partie pratique). Nous avons ainsi vu les hypothèses qu'utilise le modèle, les repères utilisés, les équations utilisées et leurs fondements (Equations d'équilibre local des efforts et des moments, et les équations d'élasticités) ce qui permet dans un premier temps de déterminer la déformée de la garniture (déplacements et rotation) puis déduire les points de contacts, les forces de contact et leur direction par un processus itératif.

Nous avons ensuite abordé brièvement la modélisation de l'outil de forage, en mettant l'accent sur l'intérêt de la connaissance des paramètres angle de walk et rapport des forabilités la détermination de la tendance directionnelle, couplé au modèle de la BHA.

En fin, nous avons introduit la modélisation de la trajectoire des puits en énumérant les différentes approches existantes, entre autre la méthode de la courbure d'équilibre que nous allons aborder dans la partie pratique.

---

# **Chapitre VI**

Application au cas du puits

MD-611

---

## VI. Chapitre VI : Cas du puits MD-611

### VI.1 Introduction

Nous avons vu dans le chapitre précédant les différentes étapes de la modélisation du comportement directionnel de la *BHA*<sup>12</sup>. Il faut savoir toutes fois que les calculs manuels sont peu pratiques car ils prennent beaucoup de temps et sont sujettes à des imprécisions. Avec l'avancée technologique et le développement des langages de programmation, il est devenu facile de confectionner un programme informatique à partir d'un modèle mathématique.

Beaucoup de logiciels informatiques existent dans le domaine pétrolier dans son ensemble et dans le forage en particulier, le logiciel DrillScan en fait partie. Il est le plus récent de tous et contient les modèles les plus à jours, offrant ainsi les meilleurs résultats qui puissent exister.

A travers ce chapitre, nous allons donc simuler le comportement directionnel de cinq garnitures impliquées dans le forage dirigé de la partie courbe du puits MD-611, et ce à l'aide du module « Forage dirigé » du logiciel DrillScan et d'un modèle analytique (Que nous allons décrire plus tard) que nous avons programmé sur Matlab.

### VI.2 Généralités sur le logiciel [19]

Basée sur des modèles scientifiques élaborés par "MINES ParisTech" et développée en collaboration avec des opérateurs, la plate-forme logicielle WellScan intègre des modules - validés sur le terrain- dans différents modules d'ingénierie reliés à une base de données centrale.

La plate-forme logicielle WellScan s'appuie sur d'importants modèles scientifiques

- Modèles de BHA/Outils/Formation couplés.
- Modèle de garniture rigide (Stif string) 3D "ABIS", un modèle semi-analytique unique permettant un calcul en temps réel.
- Modèle 3D d'outil PDC résultant d'une recherche intensive en interaction PDC / roche et d'une validation en laboratoire à l'aide du banc d'essai de Pau (France).
- Méthodologie unique pour corriger les erreurs dues à l'effet du Sag.
- Normes relatives aux modèles d'erreur *ISCWSA*<sup>13</sup> pour l'évaluation de l'incertitude des puits de forage.

La plateforme logicielle WellScan comprend ainsi un ensemble de modules indépendants

- Forage directionnel Pré-analyse de la BHA, Post-Analyse, et prédiction de la trajectoire.
- Gestion de l'outil de forage Modèle de l'outil.
- Dynamique de forage *Stick slip*<sup>14</sup>, modèle d'analyse de vibration, et tournoiement.
- Hydraulique Hydraulique aux parois dans le puits.

<sup>12</sup>Bottom Hole Assembly. C'est la partie inférieure du train de tiges, à savoir toute la garniture sauf les tiges de forage.

<sup>13</sup> "Industry Steering Committee on Wellbore Survey Accuracy", c'est une section affiliée à la SPE et qui se charge des techniques de positionnement dans les puits.

<sup>14</sup> Collage et glissement de la garniture dans le puits du fait de l'effet des frottements contre les parois du puits.

- Mécanique de la garniture de forage Fatigue de la garniture, *Torque and drague*<sup>15</sup>.
- Sécurité du puits déformation et usure du tubage.
- Well planning Conception du puits.
- Survey du puits Pré-analyse du phénomène du Sag la BHA, Correction du Sag, les Dogleg locaux, Correction du Sag du puits.

De tous les modules, celui qui nous intéresse le plus pour nos simulations et le module « Forage dirigé »

## VI.3 Module « Forage dirigé »

### VI.3.1 Contexte théorique

Pour déterminer le comportement directionnel d'un système de forage, DrillScan utilise un modèle de BHA, un modèle d'outil et une méthode pour coupler ces deux modèles à fin de déterminer la directionnel du forage.

#### VI.3.1.1 Modèle de BHA

Les calculs sont effectués à l'aide du modèle 3D de la garniture rigide élaboré par l'école des mines de paris. Pour une trajectoire de puits donnée et pour un ensemble de paramètres opérationnels, le programme calcule la déflexion de la garniture, les points de contacts, et les forces de contacts entre la garniture et les parois du puits. A noter que les contacts sont considérés unilatéraux avec ou sans frottement.

#### VI.3.1.2 Modèle de l'outil

Le comportement directionnel de l'outil est décrit par deux paramètres

- Anisotropie de l'outil (Bit steerability) (%) Correspond au rapport des formabilités axiale et latérale de l'outil, et renseigne sur la capacité de l'outil à la déviation.
- Walk de l'outil (Degrés) Correspond à l'angle entre la force latérale appliquée par la BHA au niveau de l'outil et la direction de la formabilité latérale, et renseigne sur la réponse de l'outil à une sollicitation par une force.
- L'anisotropie d'un outil peut aller de moins d'1% pour les outils ayant une garde passive à 100% pour les pastilles coupantes seules.
- En général, ces deux paramètres sont considérés comme étant intrinsèques à la géométrie de l'outil de forage.

## VI.4 Introduction du module “Forage directionnel”

Le module « Forage dirigé » est divisé en trois différents sous modules, à savoir Pré-analyse, Post-Analyse, et prédiction de trajectoire.

### VI.4.1 Pré-analyse

C'est un outil très utile pour l'optimisation de la conception de l'outil et de la BHA. Pour une géométrie donnée d'un puits et pour un ensemble de paramètres opérationnels, ce module permet de calculer la déflexion de la garniture de forage et la direction du forage. Par la suite, la

---

<sup>15</sup> Représente l'effort à appliquer à la garniture pour amorcer son mouvement vers le haut ou vers le bas.

tendance directionnelle de la garniture (gradients d'inclinaison et d'azimut) peut être évaluée par un algorithme itératif.

#### VI.4.2 Post analyse

Ce module permet d'analyser la réponse directionnelle de n'importe quelle BHA descendue et de comprendre ses mauvaises performances. Les paramètres difficiles à évaluer tels que le sur-calibrage du puits, facteur de frottement, les rapports des formabilités et le walk de l'outil peuvent être ajustés pour optimiser la prévisibilité de la prochaine BHA.

#### VI.4.3 Prédiction de la trajectoire

Le module de prédiction de trajectoire est un module de calcul pas à pas avec des fonctions directionnelles. Il permet donc de prédire une trajectoire d'un puits en prenant en compte les paramètres de forages et le comportement directionnel de la BHA et de l'outil pour effectuer des calculs locaux par une méthode itérative et en choisissant un petit pas. Plus le pas et petit plus les résultats seront précis.

Nous allons maintenant diviser notre travail en trois parties Partie simulation du comportement directionnel sur DrillScan, partie modélisation de la courbure d'équilibre sur Matlab et partie prédiction de la trajectoire par drillScan.

### VI.5 Partie 01 Simulation du comportement directionnel sur DrillScan

Nous proposons dans cette section d'étudier et simuler le comportement directionnel de garnitures avec moteurs de fond et raccords coudés, destinées au forage d'un drain latéral en *Short radius*<sup>16</sup> dans le puits MD-611 repris en *work over*<sup>17</sup> (Les détails du puits et de l'opération sont cités dans le chapitre 04).

Nous n'étudierons que la partie courbe du puits contenue entre les deux profondeurs mesurées 3474.5m et 3564m, étant donné que c'est dans cette partie que les comportements directionnels des garnitures sont le plus explicites. Au-delà, le profil du puits devient horizontal et le comportement directionnel de la garniture n'intervient pas (ou peu) dans le contrôle de la trajectoire. Pour forer cette partie, les déviateurs de chez Halliburton ont utilisé six garnitures différentes par leurs compositions mais toutes étant dotées d'un moteur de fond et raccord coudé.

Nous allons dans un premier temps utiliser le module Pré-Analyse pour étudier le comportement directionnel de chaque garniture, puis nous effectuerons une post-analyse en exploitant les *Survey*<sup>18</sup> obtenus (voir annexe B), pour étudier la réponse de la BHA associé à un tronçon de puits (Voire annexe C).

Nous nous attarderons sur la partie Pré-analyse car notre travail repose sur le comportement directionnel des BHA.

Nous avons dans un premier temps créé une base de données contenant les coordonnées de notre puits dans le logiciel pour ensuite la remplir au fur et à mesure de notre travail.

<sup>16</sup>Les puits horizontaux à rayon court qui ont des taux de montée en inclinaison de 1.5 à 3 ° / ft. Ils sont décrits dans le premier chapitre.

<sup>17</sup>C'est le fait de reprendre un puits déjà foré, et en utilisant un appareil lourd (Appareil de forage).

<sup>18</sup>Mesures de déviation (vue dans le premier chapitre)

Nous avons ainsi eu accès aux fonctionnalités des différents modules, et comme cité plus haut, le module qui nous intéresse dans notre travail est le module « Forage dirigé » avec ses trois sous-modules Pré-analyse, Post-analyse, et prediction de trajectoire.



**Figure 70 Préparation avant simulation.**

Nous allons dans ce qui suit étudier les cinq BHA impliquées dans le forage de la partie courbe du drain latéral. Chaque BHA est associée à un Run<sup>19</sup>.

**VI.5.1 BHA n° 04**

La BHA n°04 est dotée d’un gyroscope pour l’orientation, en conjonction avec un outil tricône vissé à un moteur de fond avec raccord coudé de 3.34 degrés, et destinée à amorcer le forage de la partie courbe du puits à en veillant à aller vers l’azimut 340 degrés.

**VI.5.1.1 Pré-analyse**

Cette partie est la plus importante. Elle consiste à étudier le comportement directionnel de la BHA pour prédire sa tendance à la déviation.

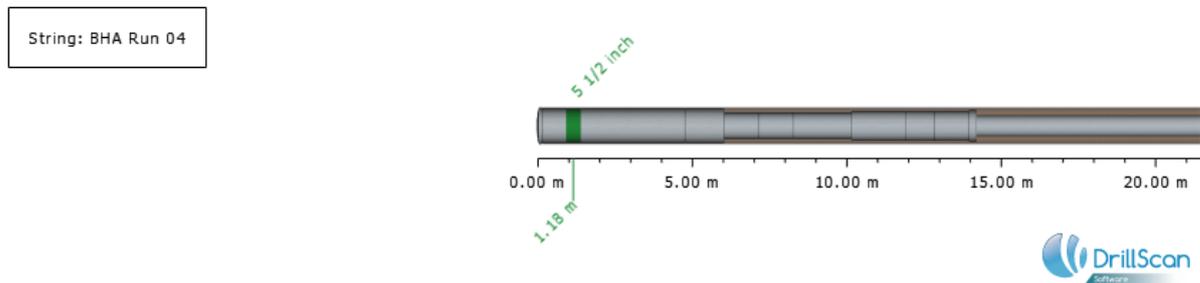
Il a fallu donc commencer par l’introduction de la BHA avec toutes ses caractéristiques dans la base de données du logiciel.

Design diameter (inch)	Type	Name	Length (m)	OD (inch)	ID (inch)	Gauge (inch)	Total	
5 7/8	Tricone		0.18	-	-	5 7/8	0.18	Add
5 7/8	Steerable mud motor	sperydrill - 3.24	4.62	5 1/2	2.90	-	4.80	Modify
-	STA	-	-	-	-	5 1/2	-	Replace
-	BNT	-	-	-	-	-	-	Remove
5 7/8	XO x 1	Lower supper flex x-Over sub	1.26	5 1/2	2 3/4	-	6.06	Repeat
5 7/8	Flex x 1	DGWD super flex	1.12	4 1/4	3.08	-	7.18	Duplicate
5 7/8	Flex x 1	Super flex flow sub	1.12	4 1/4	3.08	-	8.30	Report
5 7/8	XO x 1	Uper super flex X-over sub	1.88	4 1/4	2 3/4	-	10.1	
5 7/8	Other x 1	Down hole screen	1.76	4.78	3 3/8	-	11.9	
5 7/8	Float sub x 1		0.93	4 3/4	2 1/4	-	12.8	
5 7/8	Sub x 1	UBHO Sub	1.11	4 3/4	2	-	13.9	
5 7/8	DP x 6		57.72	3 1/2	2.76	-	71.7	
5 7/8	DC x 15		137.52	4 3/4	2 1/4	-	209.	
5 7/8	DP x 105		983.85	3 1/2	2.76	-	1193.	
5 7/8	XO x 1		1.19	4 3/4	2 13/16	-	1194.	
5 7/8	DP x 254		2379.98	4.99	4.28	-	3574.	

**Figure 71 Eléments de la garniture**

<sup>19</sup>Descente d’une garniture dans le puits. Le Run est défini par une profondeur mesurée initiale et une profondeur mesurée finale.

La partie basse de l'interface du logiciel permet de visualiser la représentation de notre BHA.



**Figure 72 Représentation de la BHA par le logiciel.**

Les caractéristiques de la garniture sont décrites dans le **Tableau 9**.

Maintenant on doit enregistrer notre garniture et introduire les paramètres d'ajustement selon lesquelles nous allons lancer notre simulation.

Le logiciel nous donne le choix du profil d'ajustement à choisir entre le profil « Standard » et le profil « JMG expert ». Avec le profil standard, les calculs sont effectués une seule fois par paramètres, tandis que dans le profil JMG expert, les calculs sont répétés trois fois en fonction de la variation du *sur-calibrage*<sup>20</sup> du puits (Overgauge). On a aussi la possibilité de créer carrément un autre type de profil et choisir le paramètre à faire varier.

<sup>20</sup>C'est la valeur dont le diamètre du puits a augmenté par rapport au diamètre de l'outil.

Type	Nom	Length (m)	OD (inch)	ID (inch)	Gauge (inch)	Total length (m)	Contact (m)	Mass (kg)	Total mass (kg)	Linear mass (kg/m)
Tricone		0.18	-	-	5 7/8	0.18	-	3.82	3.82	21.24
Steerable mud motor	sperydrill - 3.24	4.62	5 1/2	2.90	-	4.80	-	80.76	84.58	17.48
STA	-	-	-	-	5 1/2	-	1.18	-	-	-
BNT	-	-	-	-	-	-	1.28	-	-	-
XO x 1	Lower supper flex x-Over sub	1.26	5 1/2	2 3/4	-	6.06	-	22.94	107.53	18.21
Flex x 1	DGWD super flex	1.12	4 1/4	3.08	-	7.18	-	12.13	119.66	10.83
Flex x 1	Super flex flow sub	1.12	4 1/4	3.08	-	8.30	-	10.24	129.89	9.14
XO x 1	Uper super flex X-over sub	1.88	4 1/4	2 3/4	-	10.18	-	21.57	151.46	11.48
Other x 1	Down hole screen	1.76	4.78	3 3/8	-	11.94	-	24.48	175.95	13.91
Float sub x 1		0.93	4 3/4	2 1/4	-	12.87	-	43.56	219.51	46.84
Sub x 1	UBHO Sub	1.11	4 3/4	2	-	13.98	-	25.02	244.53	22.54
DP x 6		57.72	3 1/2	2.76	-	71.70	-	379.22	623.75	6.57
DC x 15		137.52	4 3/4	2 1/4	-	209.22	-	2912.67	3536.42	21.18
DP x 105		983.85	3 1/2	2.76	-	1193.07	-	6466.35	10002.77	6.57
XO x 1		1.19	4 3/4	2 13/16	-	1194.26	-	21.16	10023.94	17.79
DP x 254		2379.98	4.99	4.28	-	3574.24	-	23657	33680.94	9.94

Tableau 9 Composition de la BHA n°04

Dans la case « courbure » on a le choix entre équilibrée (Equilibrium) et fixe (Fixed).

- Si on choisit une courbure fixe nous devons introduire des gradients d'inclinaison et d'inclinaison qui décrivent la géométrie du puits au niveau de l'outil, le logiciel calculera en suite la déflexion de la garniture, les forces de contact et les moments de torsion.
- Si on choisit la courbure équilibrée, nous devons introduire en plus des paramètres opérationnels du forage, les paramètres propres à l'outil Bit walk et steerability, le logiciel calculerait ainsi par couplage entre le modèle de BHA et celui de l'outil, les taux de montée en inclinaison et en azimut correspondants à la courbure équilibrée.
- Dans notre cas nous allons choisir cette dernière car le but de notre simulation est de prédire le comportement directionnel de notre garniture, qui se traduit par une tendance à la déviation estimée par la courbure d'équilibre.
- Dans la case « mode de calcul » on a le choix entre unique (Single) et variation. Le premier effectue les calculs une seule fois par paramètre d'entrée. Le second nous permet de faire varier un ou plusieurs paramètres, les calculs seront ainsi répétés selon la variation des variables. Le résultat final sera la moyenne de tous les résultats obtenus en balayant les valeurs des variables.

Nous allons travailler dans un premier temps avec la courbure « Equilibrée » pour estimer la courbure d'équilibre du système et en utilisant les paramètres du Run étudié (**Tableau 10**), et dans la deuxième partie (Modélisation par Matlab) nous travaillerons avec la courbure « Fixed » dont nous couplerons les résultats (Forces latérales) avec un programme de calcul que nous avons programmé sur Matlab et qui donne comme résultat la courbure d'équilibre, pour ainsi comparer et interpréter les résultats.

Paramètre	Unité	Valeur
<b>Curvature</b>	-	<b>Équilibrée</b>
<b>Inclinaison</b>	(deg)	6.90
<b>WOB</b>	(tf)	5
<b>Densité de la boue</b>	(SG)	1.25000
<b>Frottements</b>	(nu)	0.2
<b>Steerability</b>	(%)	15
<b>Walk</b>	(deg)	0.00
<b>Overgauge</b>	(inch)	0
<b>Mode du moteur</b>	-	<u>Sliding</u> <sup>21</sup>
<b>Orientation du Tool face</b>	(deg)	340

**Tableau 10 Paramètres du Run n°04.**

<sup>21</sup>Le mode sliding désigne le mode où seul l'outil de forage tourne. Le reste de la garniture est fixe.

Il est possible d'associer la BHA préalablement à un Run lors de son enregistrement, à ce moment-là les paramètres d'ajustement seraient automatiquement initialisés aux paramètres associés au Run.

En fonction de la composition de la BHA introduite et des paramètres qui lui ont été associés, le logiciel calcule

- Position des points de contact.
- Forces axiales et les forces latérales vers le haut et vers les droites.
- Déplacements vers le haut, les déplacements à droite.
- Le  $Sag^{22}$  vers le haut et le sag à droite.
- Gradients d'inclinaison et d'azimut (Build and turn rate).

Les résultats de la Pré-analyse de la BHA 04 sont résumés dans le **tableau 11**.

Position (m)	Force axiale (kgf)	Force vers le haut (kgf)	Force droite à (kgf)	déplacement vers le haut (mm)	deplacement à droite (mm)	Sag vers le haut (mdeg)	Sag droite à (mdeg)
0.00	10000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1030.04	0.00
0.60	0.00	6952.18	0.00	4.76	0.00	121.38	0.00
1.28	0.00	-22339.19	0.00	-4.76	0.00	69.73	0.00
10.18	0.00	-1233.40	0.00	-13.91	0.00	-347.28	0.00
14.38	0.00	-459.41	0.00	-13.91	0.00	1.01	0.00
38.68	0.00	-350.92	0.00	-13.91	0.00	0.38	0.00
43.98	0.00	-339.29	0.00	-13.91	0.00	0.34	0.00
48.28	0.00	-387.40	0.00	-13.91	0.00	0.33	0.00
49.38	0.00	-268.55	0.00	-13.91	0.00	-1.57	0.00
59.38	0.00	-647.07	0.00	-13.91	0.00	0.50	0.00
61.38	0.00	-663.69	0.00	-13.91	0.00	0.03	0.00
63.18	0.00	-901.50	0.00	-13.91	0.00	-6.78	0.00
68.98	0.00	1776.23	0.00	13.91	0.00	41.24	0.00
7.98	0.00	-1452.66	0.00	-20.64	0.00	-8.65	0.00
70.18	-9842.96	-3433.72	0.00	0.00	0.00	1546.19	0.00

**Tableau 11 Résultats de la Pré-analyse du Run 04.**

<sup>22</sup>C'est la différence entre la longueur mesurée et la longueur réelle à cause de la déflexion de la garniture.



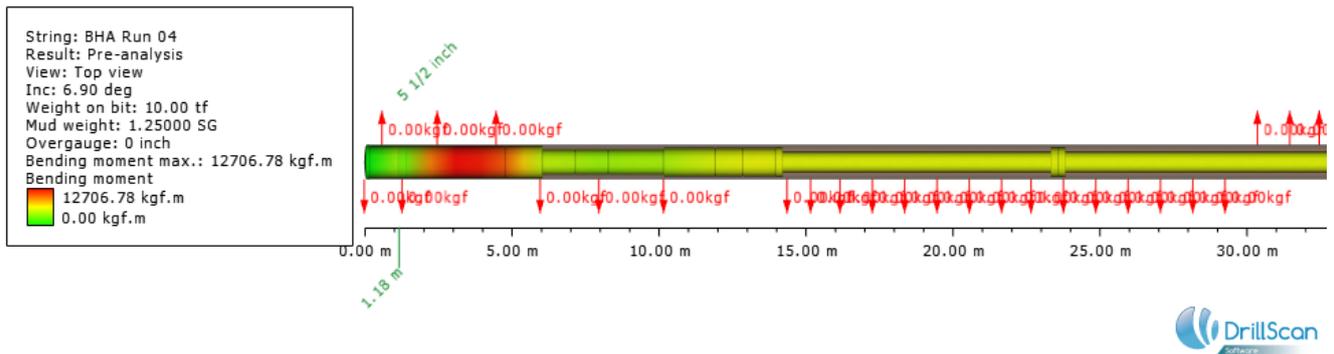


Figure 75 Déplacements latéraux (Run 04).

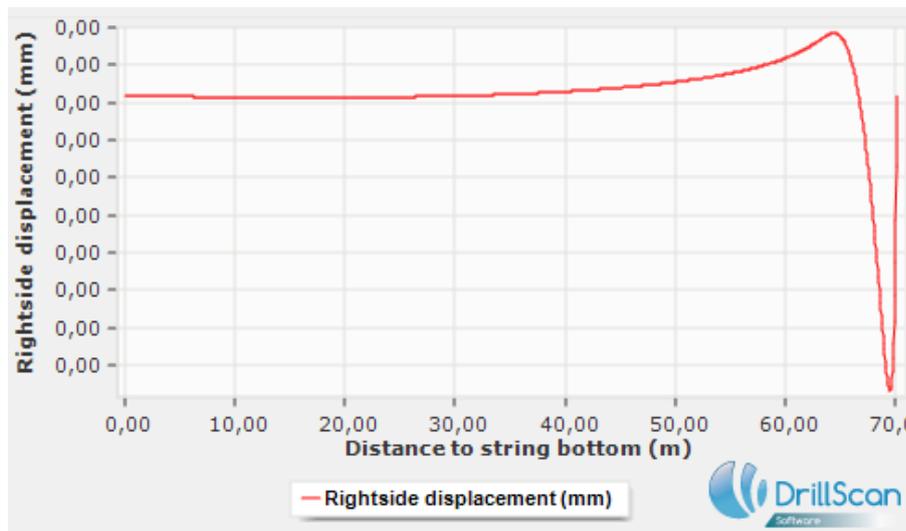


Figure 76 Déplacements latéraux (Run 04).

### Interprétation

La flexion de la garniture entraîne des déplacements verticaux et latéraux en tous points de la garniture. Pour bien comprendre le phénomène, on peut associer le graphe du déplacement vertical à la vue de côté de la garniture, et celui du déplacement latéral à la vue de haut. On remarque alors que les endroits les plus fléchis ont les déplacements les plus importants. Une valeur de déplacement négative veut tout simplement dire que le déplacement c'est fait vers le bas ou vers la gauche.

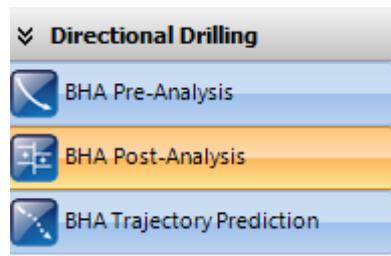
En fonction des paramètres intrinsèques à l'outil introduit comme paramètres d'entrée, le logiciel calcul automatiquement, par couplage des modèles de BHA et de l'outil, la courbure d'équilibre (Gradients d'équilibre). Ces gradients nous renseignent explicitement sur le comportement directionnel qu'aura notre BHA. En utilisant les paramètres de forages introduits, la garniture monterait donc en inclinaison avec un taux de  $57.47^\circ/30\text{ m}$  et en azimut avec un taux de  $0^\circ/30\text{ m}$  (L'azimut ne varierait pas).

A noter que la procédure de courbure d'équilibre ne donne qu'une trajectoire globale du puits. La trajectoire réelle peut être calculée par la procédure pas à pas décrite plus haut.

### VI.5.1.2 Post analyse

Nous nous sommes procuré le *Survey*<sup>23</sup>(Voir **Tableau 14**) du tronçon foré par la BHA du Run n°04 à savoir le tronçon compris entre les profondeurs 3474.5m et 3497m pour faire une post-analyse. L'objectif de cette analyse est de vérifier dans un premier temps si notre prediction du comportement directionnel de la BHA concorde avec sa tendance réelle, et dans un second temps d'ajuster les paramètres difficiles à évaluer L'anisotropie et le walk de l'outil, l'Overgauge du puits, et le facteur de frottement ; et ce à fin d'optimiser ultérieurement la prévisibilité de la tendance directionnelle des garnitures.

Pour cela, il faut d'abord ouvrir le sous-module « Pré-analyse », introduire la trajectoire mesurée, et les logs de poids sur l'outil en cours de forage, et le log de l'orientation du tool face.



**Figure 77 Fenêtre du module Post-analyse.**

Il est primordial d'introduire les paramètres du Run qui sont la profondeur mesurée initiale, la profondeur mesurée finale, et la densité de la boue. Le lancement de la simulation nécessite aussi l'introduction des logs du poids sur l'outil (WOB) et de l'orientation du tool face (TFO).

Actual tra.	Actual Run 06	Weight on bit	WOB WOB 06	Activation
Run	6 Drilling / Side	Active dia.		Caliper
String	BHA 06 STE Act	TFO	TFO TFO 06 29+	Lithology

**Figure 78 Paramètres du module Post-analyse.**

<sup>23</sup>Un Survey est un ensemble de mesures d'inclinaison et d'azimut en fonction de la profondeur, dans un tronçon d'un puits.

Les valeurs des paramètres introduits (WOB et Tool face) sont indiquées dans les **Tableau 13**.

<b>MD</b>	<b>WOB</b>	<b>TFO</b>	<b>MD</b>	<b>WOB</b>	<b>TFO</b>
<b>(m)</b>	<b>(tf)</b>	<b>Degrés</b>	<b>(m)</b>	<b>(tf)</b>	<b>degrés</b>
<b>3469.70</b>	0.00	340	<b>3545.50</b>	4.00	160
<b>3469.90</b>	0.00	340	<b>3548.00</b>	8.00	180
<b>3471.30</b>	0.00	340	<b>3550.00</b>	4.00	160
<b>3472.80</b>	0.00	340	<b>3551.50</b>	4.00	20
<b>3474.50</b>	5.00	340	<b>3560.00</b>	4.00	150
<b>3477.00</b>	6.00	340	<b>3563.50</b>	4.00	150
<b>3488.00</b>	6.00	20	<b>3564.00</b>	2.00	150
<b>3491.00</b>	6.00	20	<b>3565.00</b>	7.00	145
<b>3495.00</b>	6.00	20	<b>3566.00</b>	4.50	15
<b>3497.00</b>	6.00	25	<b>3570.00</b>	4.50	20
<b>3506.00</b>	6.00	0	<b>3579.50</b>	7.00	180
<b>3515.00</b>	6.00	0	<b>3581.00</b>	7.00	180
<b>3517.00</b>	6.00	0	<b>3588.00</b>	4.50	20
<b>3520.00</b>	6.00	45	<b>3590.00</b>	7.00	170
<b>3530.00</b>	8.00	90	<b>3592.00</b>	4.50	15
<b>3531.20</b>	8.00	120	<b>3656.50</b>	6.50	180
<b>3532.50</b>	8.00	95	<b>3658.00</b>	4.00	20
<b>3537.00</b>	3.50	15	<b>3666.00</b>	4.00	20
<b>3539.00</b>	3.50	15	<b>3676.00</b>	6.00	180
<b>3539.50</b>	4.00	15	<b>3677.00</b>	6.50	180
<b>3541.00</b>	8.00	160	<b>3678.00</b>	6.00	20
<b>3544.00</b>	4.00	15	<b>3684.50</b>	4.00	20

**Tableau 13 Valeurs du Tool Face et du WOB au cours du forage.**

MD (m)	Inclination (Degrés)	Azimut (Degrés)	MD (m)	Inclination (Degrés)	Azimut (Degrés)
3467	0	0	3561,7	87,1	354,7
3470,1	1,51	232,9	3571,2	88,09	354,9
3479,5	10,44	327,38	3579,9	89,01	356
3489,3	31,15	327,56	3590	90,34	357,9
3497,9	47,87	333,57	3603,7	89,2	343,1
3507,3	62,45	343,89	3618,6	87,63	340,92
3520,4	83,86	344,03	3628,2	87,47	340,63
3529,1	85,82	347,13	3638	87,23	340,02
3533	86,7	348,51	3647,2	87,42	340,18
3539	88,05	350,6	3656,6	86,79	340
3542,6	87,87	351,23	3666	86,79	339,56
3551,7	87,5	353,05	3675,6	86,67	339,67

Tableau 14 Survey du puits MD-611

En fonction du Survey introduit, la tendance de la BHA est automatiquement calculée et plotée.

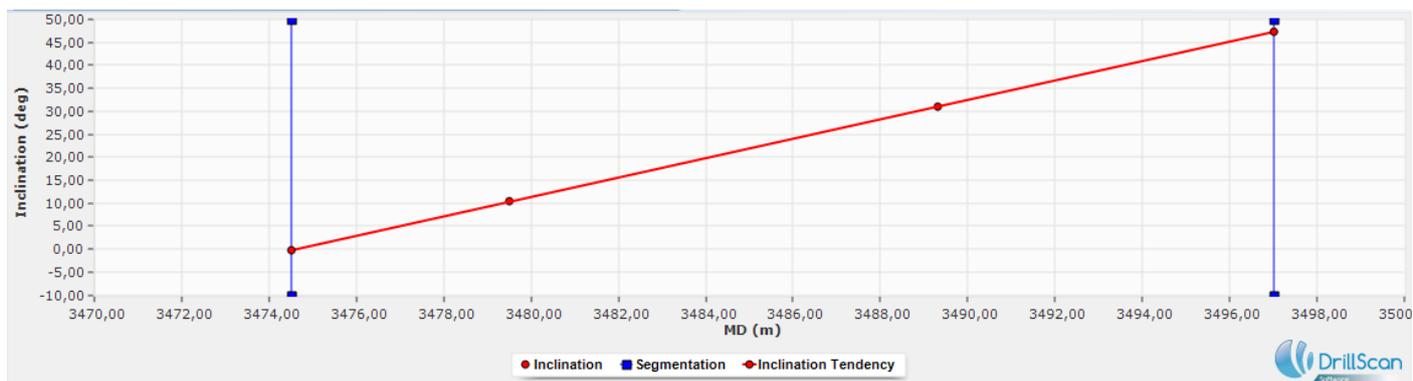


Figure 79 Tendance à l'inclinaison du Run 04.

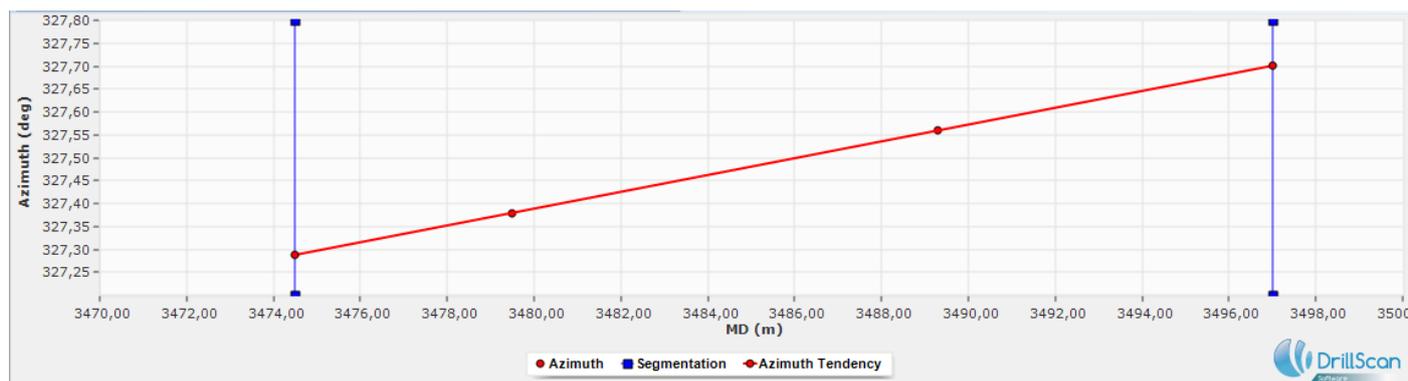


Figure 80 Tendence à l'azimut du Run 04.

L'outil DrillScan offre la possibilité de découper le Run en plusieurs segments en fonctions de la variation des paramètres opérationnels (WOB et Tool face). Sur le même graphe, on peut lire la tendance de la BHA à la déviation, et la variation de l'un des paramètres WOB ou TFO, ce qui facilite notre segmentation.

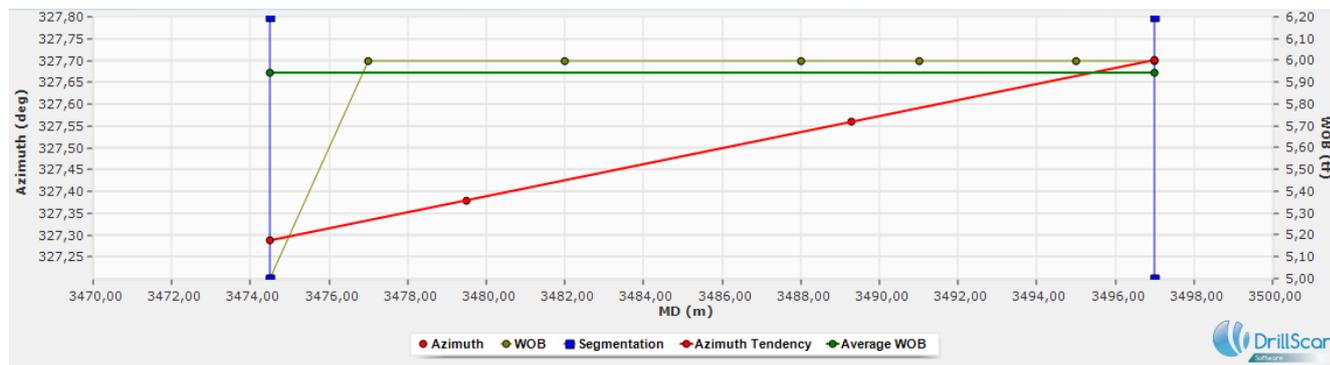


Figure 81 Visualisation du WOB et de la tendance à l'inclinaison.

Vu que le poids sur l'outil ne connaît pas une grande variation, nous avons choisi de ne pas segmenter notre Run.

La particularité du sous-module « Preanalyse » est qu'il nous donne la possibilité d'ajuster les paramètres Steerability, walk, overgauge et frottements, jusqu'à faire coïncider les deux tendances calculées et mesurée.

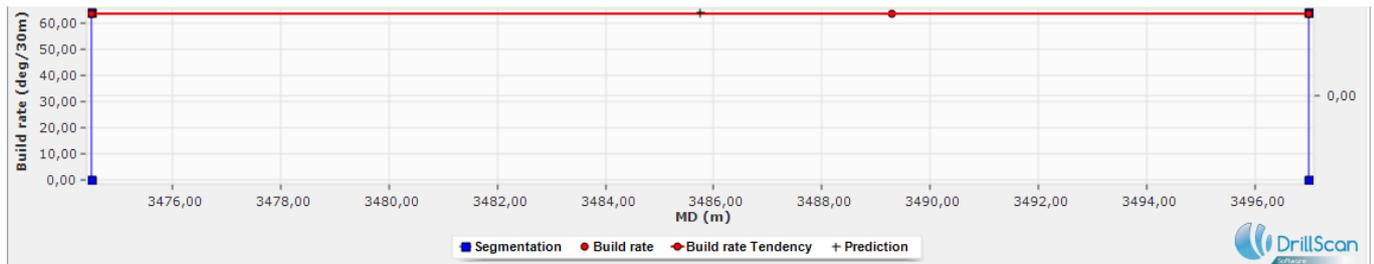
En tâtonnant nous avons trouvé les paramètres qui décrivent le mieux le comportement directionnel mesuré (Tableaux 15 et 16)

Steerability (%)	Walk (degrés)	Overgauge du puits	friction
20	0	1/32	0.2

Tableau 15 Paramètres ajustés (Run 04).

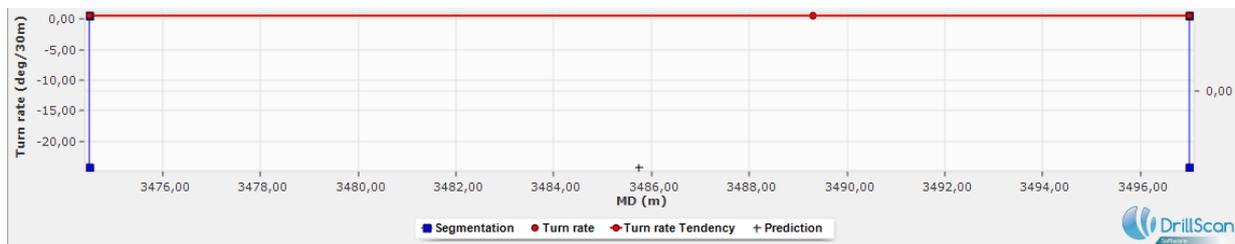
Build rate mesuré (Deg/30m)	Build rate calculé (Deg/30m)	Turn rate mesuré (Deg/30m)	Turn rate calculé (Deg/30m)
<b>63.4</b>	63.98	0.55	-2.3
Erreur de 0.9%		Erreur trop importante	

**Tableau 16 Erreurs après ajustements des paramètres (Run 04).**



**Figure 82 comparaison entre build rate mesuré et build rate calculé.**

On remarque qu'il y'a une concordance parfaite entre la tendance du build rate mesurée après ajustement des paramètres.



**Figure 83 Comparaison entre les turn rate mesuré calculé.**

On remarque qu'il y'a un écart important entre la tendance du turn rate prédite par le logiciel et celle mesurée en exploitant le Survey, et malgré nos tentatives d'ajustements des paramètres, les deux valeurs n'ont pas pu concorder.

### Interprétation

Pour les paramètres d'ajustements décrits ci-haut, nous avons pu approcher les taux mesurés de montées en inclinaison à 0.9% ce qui est très satisfaisant. Ce n'est pas le cas du taux de montée en azimuth où nous avons trouvé un écart très important entre le taux mesuré et le taux calculé. Ils pourraient être dus aux incertitudes liés à certains équipements de la BHA mais surtout au manque d'informations concernant l'outil utilisé le walk et l'anisotropie. Notamment pour le walk. Il pourrait provenir des erreurs de mesures d'azimut dus au phénomène de Sag.

**VI.5.2 BHA n°05**

La BHA n°05 est dotée d'un outil tricône vissé à un moteur de fond avec raccord coudé de 2.97degrés, et destinée à continuer le forage de la partie courbe à partir de la profondeur mesurée 3497 m, et en veillant à aller vers l'azimut 340 degrés.

La composition de la BHA est décrite dans le tableau suivant

Type	Name	Long (m)	OD (inc)	ID (inch)	Garde (inch)	Long totale (m)	Contacte (m)	Masse (kg)	Masse totale (kg)	Masse lineaire (kg/m)
<b>Tricone</b>	-	0.18	-	-	5 7/8	0.18	-	3.82	3.82	21.24
<b>Steerable mud motor</b>	sperydr ill - 3.10	4.62	4 ¾	2.90	-	4.80	-	80.76	84.58	17.48
<b>STA</b>	-	-	-	-	5 ½	-	1.18	-	-	-
<b>BNT</b>	-	-	-	-	-	-	1.28	-	-	-
<b>XO x 1</b>	Lower supper flex x- Over sub	1.26	4 ¾	2 ¾	-	6.06	-	22.94	107.53	18.21
<b>Flex x 1</b>	DGWD super flex	6.05	4.06	2 ¾	-	12.11	-	65.52	173.05	10.83
<b>Flex x 1</b>	Super flex flow sub	1.12	4 ¼	3.08	-	13.23	-	10.24	183.28	9.14
<b>XO x 1</b>	Uper super flex X- over sub	1.88	4 ¼	2 ¾	-	15.11	-	21.57	204.86	11.48
<b>Other x 1</b>	Down hole screen	1.76	4.78	3 3/8	-	16.87	-	24.48	229.34	13.91
<b>Float sub x 1</b>	-	0.93	4 ¾	2 ¼	-	17.80	-	19.76	249.10	21.25
<b>DP x 6</b>	-	55.77	3 ½	2.76	-	73.57	-	366.41	615.51	6.57
<b>DC x 15</b>	-	137.52	4 ¾	2 ¼	-	211.09	-	2912.67	3528.18	21.18
<b>DP x 105</b>	-	984.90	3 ½	2.76	-	1195.99	-	6470.79	9998.97	6.57
<b>XO x 1</b>	-	1.19	4 ¾	2 13/16	-	1197.18	-	21.16	10020.14	17.79
<b>DP x 243</b>	-	2276.91	5	4.28	-	3474.09	-	22632.5	32652.62	9.94

**Tableau 17 Composition de la BHA 05.**

### VI.5.2.1 Pré-analyse

Les paramètres de calcul qui caractérisent la profondeur initiale du Run n°05, à savoir la profondeur mesurée 3497m sont décrits dans le **Tableau 18**.

Paramètres	Unité	Valeur
Courbure	-	équilibrée
Inclinaison	(deg)	46.12
WOB	(tf)	6.00
Densité de la boue	(SG)	1.24000
Coefficient de friction	(nu)	0.2
Steerability	(%)	20
Walk	(deg)	0.00
Overgauge	(inch)	1/32
Etat du moteur	-	Sliding
Orientation du Tool face	(deg)	25.00

**Tableau 18 Paramètres de calcul Pré-analyse Run 05.**

Les résultats de la simulation sont résumés dans tableau suivant

Position (m)	Force axiale (kgf)	Force vers le haut (kgf)	Force à droite (kgf)	Déplacement vers le haut (mm)	Déplacement à droite (mm)	Sag vers le haut (mdeg)	Sag à droite (mdeg)
<b>0.00</b>	<b>6000.00</b>	<b>-0.07</b>	<b>0.12</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>-634.21</b>	<b>281.29</b>
1.18	-0.02	-2341.30	-1081.70	-4.68	-2.16	1090.46	-505.43
10.08	0.00	-112.58	-73.34	-19.65	-12.80	-17.39	11.32
12.11	0.04	-486.72	-342.60	-17.20	-12.11	-71.14	51.30
14.93	-6004.91	-93.64	-73.20	-16.57	-12.96	0.30	0.32
3.18	-0.09	1695.87	863.51	13.09	6.66	12.36	-3.22
8.08	-0.01	-168.91	-101.46	-20.10	-12.07	13.16	-9.88
8.58	-0.03	-713.48	-437.64	-19.99	-12.26	-2.21	0.07

**Tableau 19 Résultats de la Pré-analyse du Run 05.**

Inclination (deg)	Build rate (deg/30m)	Turn rate (deg/30m)
46.12	42.19	36.30

Tableau 20 Courbure d'équilibre.

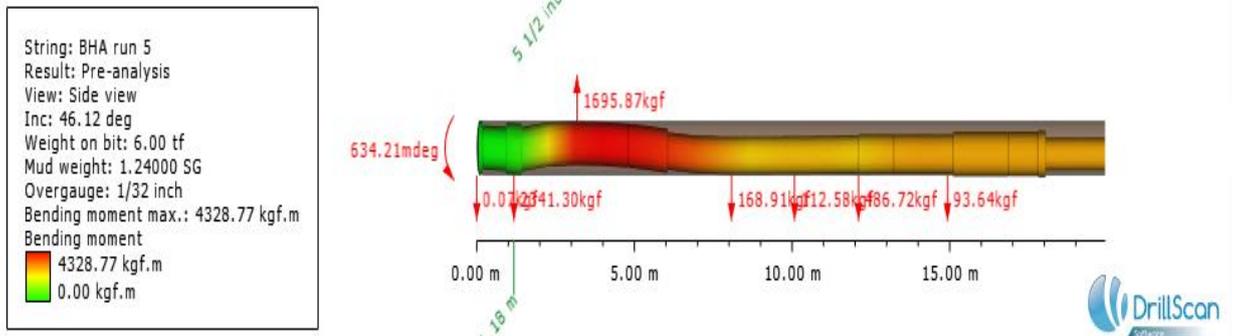


Figure 84 BHA vue de côté.

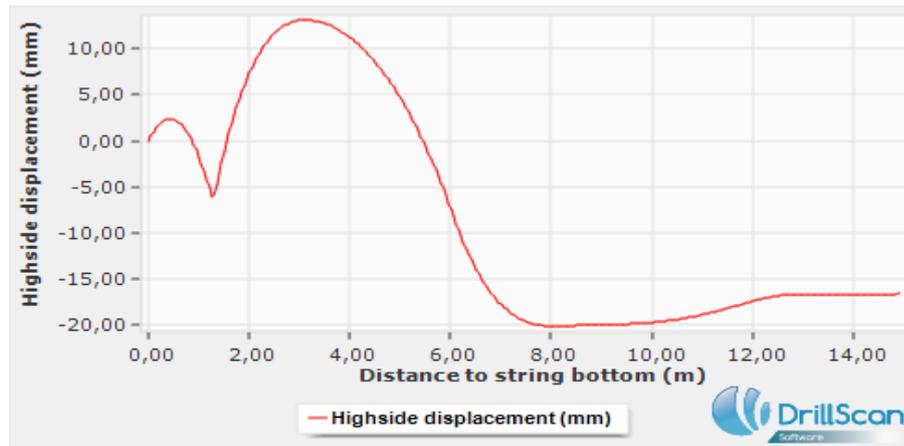


Figure 85 Déplacement de la garniture vers le haut.

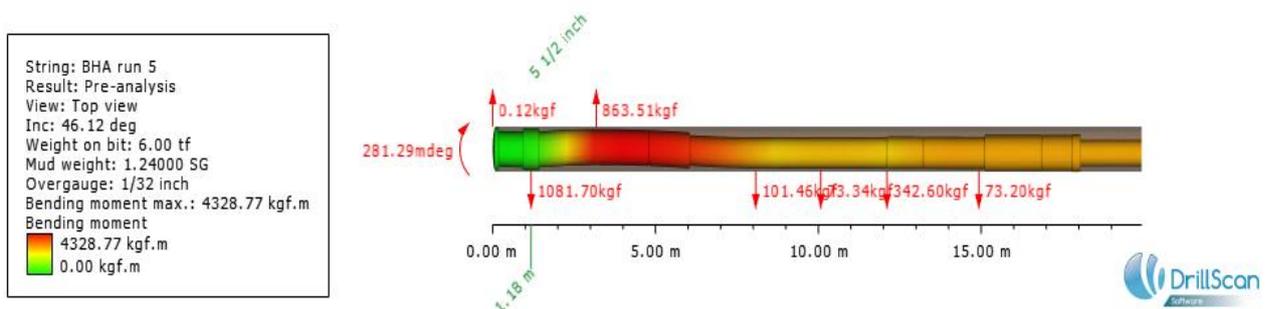
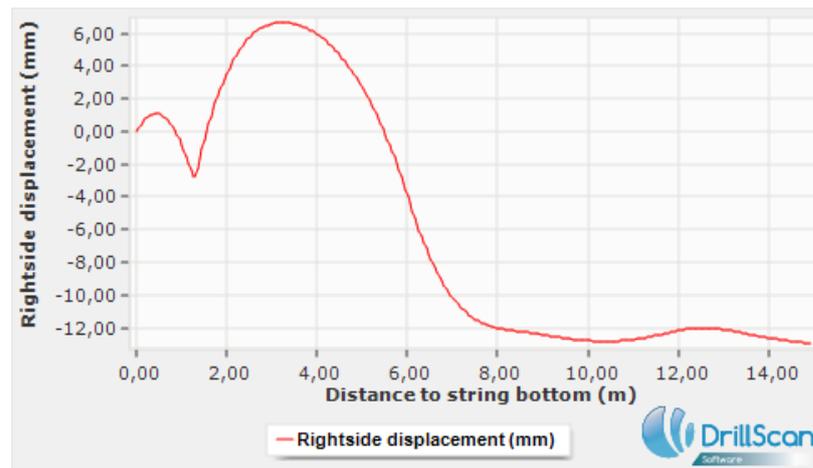


Figure 86 BHA vue de côté.



**Figure 87 Déplacement de la garniture vers le haut.**

### Interprétation

La déflexion de la garniture a entraîné des déplacements axiaux et latéraux à des positions définies, ce qui a engendré des forces de contacts, et ont dirigé l'outil vers une direction donnée, lui donnant ainsi un comportement directionnel.

Au niveau de l'outil, les forces incidentes sont

- Force axiale de 6000 kgf. Cette force correspond au WOB.
- Force vers le haut de -0.7 kgf et forces à droite de 0.12, des valeurs presque nulles qui correspondent aux conditions d'équilibre.
- L'effet des forces latérales associée au moteur de fond à raccord coudé engendreraient un taux de montée en inclinaison de 42.19 degrés/30m et en azimut de 36.3 degrés/30m avec les paramètres de calcul introduits.

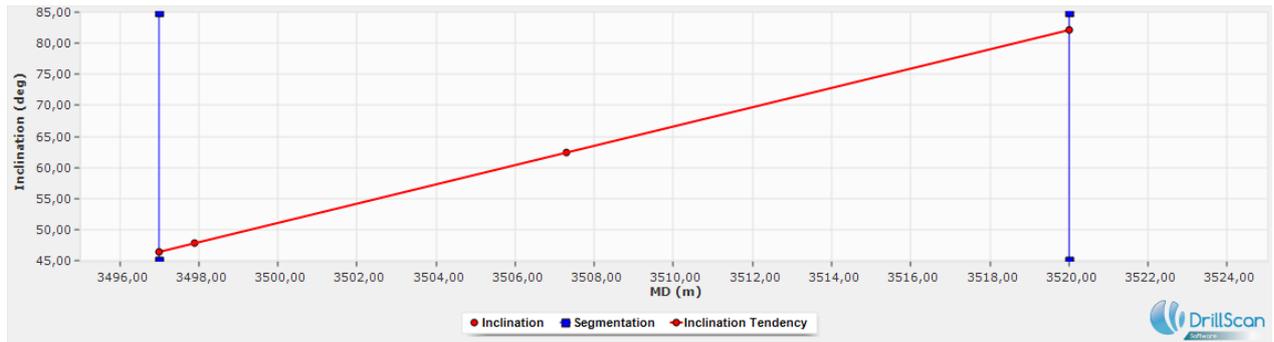
En prédisant ainsi le comportement directionnel de notre BHA on pourrait optimiser la prediction de la trajectoire du puits.

#### VI.5.2.2 Post-analyse

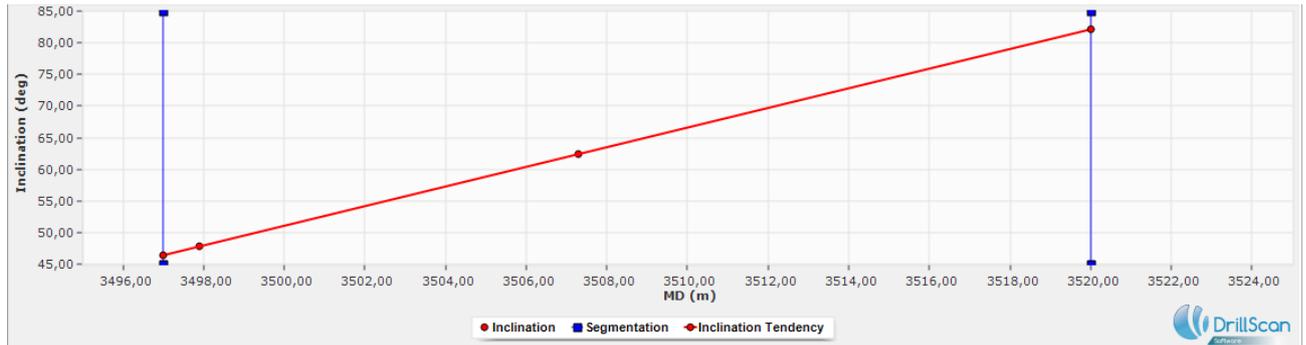
On a associé notre BHA au Run défini par la profondeur initiale 3497m et finale 3520m.

La trajectoire complète et le log du poids sur l'outil et celui de l'orientation du tool face ont été d'ores et déjà introduits lors de la post-analyse de la BHA précédente.

On peut ainsi visualiser la tendance de la BHA à la montée en inclinaison et en azimut.



**Figure 88 L'inclinaison du puits en fonction de la profondeur.**



**Figure 89 L'azimut du puits en fonction de la profondeur.**

Nous avons choisi de définir qu'un seul segment vue que le tronçon du puits ne comprend pas beaucoup de points de mesure et que le WOB ne varie pas beaucoup sur cette partie.

Nous avons lancé la simulation avec les paramètres d'ajustement suivants

Steerability (%)	Walk (degrés)	Overgauge du puits	friction
100	2.0	1/32	0.2

**Tableau 21 Paramètres de la poste analyse (Run 05).**

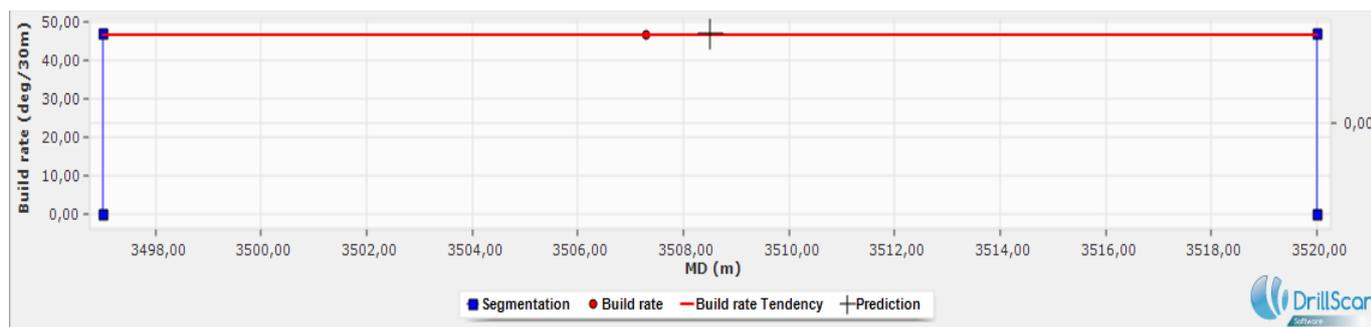


Figure 90 Comparaison entre la tendance mesurée et calculée du build rate.

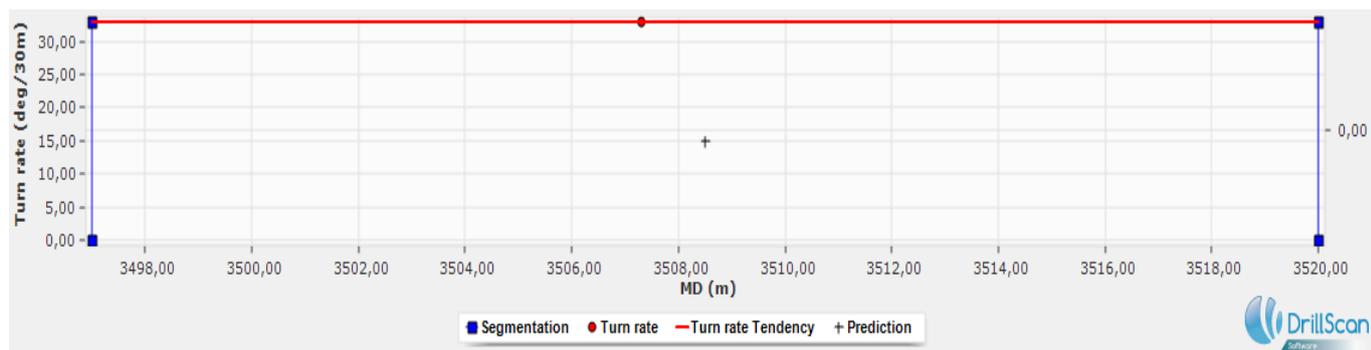


Figure 91 Comparaison entre la tendance mesurée et calculée du Turn rate.

Build rate mesuré (Deg/30m)	Build rate calculé (Deg/30m)	Turn rate mesuré (Deg/30m)	Turn rate calculé (Deg/30m)
<b>46.53</b>	46.95	32.94	15.04
Erreur de 0.89%		Erreur trop importante	

Tableau 22 Erreurs après ajustements (Post-analyse Run 05).

### Interprétation

Pour les paramètres d’ajustements décrits ci-haut, nous avons pu approcher les taux mesurés de montées en inclinaison à 0.89% ce qui est très satisfaisant. Ce n’est pas le cas du taux de montée en azimuth où nous avons trouvé un écart très important entre le taux mesuré et le taux calculé. Ils pourraient être dus aux incertitudes liés à certains équipements de la BHA mais surtout au manque d’informations quant à concernant l’outil utilisé le walk et l’anisotropie. Nous avons lancé nos simulations jusqu’à présent avec une valeur de 20% de steerability et 0 degrés pour le walk. Le phénomène du Sag a aussi pu influencer les mesures du Survey.

### VI.5.3 BHA n°06

Sur cette BHA, le moteur de fond a été remplacé par un autre moteur ayant un raccord coudé de 1.24 degrés. Les composants de cette BHA sont décrits dans le **Tableau23**.

Type	Name	Long (m)	OD (inch)	ID (inch)	Garde (inch)	Log totale (m)	Contact (m)	Masse (kg)	Masse lineaire (kg/m)
Tricone	-	0.18	-	-	5 7/8	0.18	-	3.82	21.24
Steerable mud motor	sperydrill - 1.23	4.62	4 3/4	2.90	-	4.80	-	80.78	17.49
STA	-	-	-	-	5 1/2	-	1.18	-	-
BNT	-	-	-	-	-	-	1.28	-	-
XO x 1	Lower supper flex x-Over sub	1.26	4 3/4	2 3/4	-	6.06	-	22.94	18.21
Flex x 1	DGWD super flex	6.05	4.06	2 3/4	-	12.11	-	65.52	10.83
Flex x 1	Super flex flow sub	1.12	4 1/4	3.08	-	13.23	-	10.24	9.14
XO x 1	Uper super flex X-over sub	1.88	4 1/4	2 3/4	-	15.11	-	21.57	11.48
Other x 1	Down hole screen	1.76	4.78	3 3/8	-	16.87	-	24.48	13.91
Float sub x 1	-	0.93	4 3/4	2 1/4	-	17.80	-	19.76	21.25
DP x 1	-	9.27	3 1/2	2.76	-	27.07	-	61.77	6.66
DP x 12	-	112.44	3 1/2	2.76	-	139.51	-	748.85	6.66
DC x 15	-	137.52	4 3/4	2 1/4	-	277.03	-	2912.67	21.18
Jar x 1	-	9.27	4.28	2	-	286.30	-	184.59	19.91
DC x 2	-	17.75	4 3/4	2 1/4	-	304.05	-	375.99	21.18
DP x 111	-	1040.07	3 1/2	2.76	-	1344.12	-	6833.26	6.57
XO x 1	-	1.19	4 3/4	2 13/16	-	1345.31	-	21.16	17.79
DP x 233	-	2183.21	5	4.28	-	3528.52	-	21707.00	9.94

Tableau 23 Composants de la BHA du Run 06.

## VI.5.3.1 Pré-analyse

Paramètres	Unités	Valeur
<b>Courbure</b>	-	<b>Equilibrée</b>
<b>Inclinaison</b>	(deg)	83.77
<b>WOB</b>	(tf)	6.00
<b>Densité de la boue</b>	(SG)	1.24000
<b>Coefficient de friction</b>	(nu)	0.2
<b>Steerability</b>	(%)	20
<b>Walk</b>	(deg)	0.00
<b>Overgauge</b>	(inch)	0
<b>Etat du moteur</b>	-	Sliding
<b>Orientation du tool face</b>	(deg)	45.00

Tableau 24 Paramètres de calcul pour la Pré-analyse de la BHA n°06.

Les résultats de la Pré-analyse sont résumés dans les **Tableaux 25 et 26**.

Position (m)	Forces axiales (kgf)	Forces le haut (kgf)	vers	Forces latérales (kgf)	Déplacement vers le haut (mm)	Déplacement à droite. (mm)	Sag vers le haut (mdeg)	Sag droite (mdeg)	à
<b>0.00</b>	<b>6000.00</b>	<b>0.00</b>		<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>1.05</b>	<b>25.28</b>	
1.18	0.00	-293.35		-229.21	-3.75	-2.93	365.07	-311.25	
12.11	0.00	-235.73		-184.81	-16.24	-12.73	-63.44	19.43	
16.21	0.00	-71.62		-61.79	-15.63	-13.48	-1.78	-2.20	
18.01	0.00	-69.57		-60.40	-15.58	-13.53	0.87	-0.03	
20.11	0.00	-72.81		-63.23	-15.58	-13.53	0.61	1.32	
22.11	0.01	-68.60		-59.61	-15.58	-13.54	0.54	0.54	
24.11	0.01	-71.34		-62.20	-15.56	-13.56	0.13	-0.12	
26.21	0.01	-74.43		-65.23	-15.52	-13.60	0.18	0.04	
28.31	0.01	-68.37		-60.01	-15.51	-13.61	1.09	2.19	
30.21	0.02	-69.23		-60.21	-15.57	-13.54	5.04	4.79	
32.21	0.02	-60.52		-51.06	-15.77	-13.31	8.24	11.68	
33.21	0.05	-101.86		-83.81	-15.94	-13.11	11.69	13.93	
42.11	-5960.40	-210.31		-198.18	0.00	0.00	215.66	-286.43	
9.48	0.00	-45.47		-30.73	-19.10	-12.91	-1.48	-52.92	

Tableau 25 Résultats de la Pré-analyse de la BHA n°06.

Inclinaison (deg)	Build rate (deg/30m)	Turn rate (deg/30m)
83.77	9.15	8.60

Tableau 26 Courbure d'équilibre Run 06.

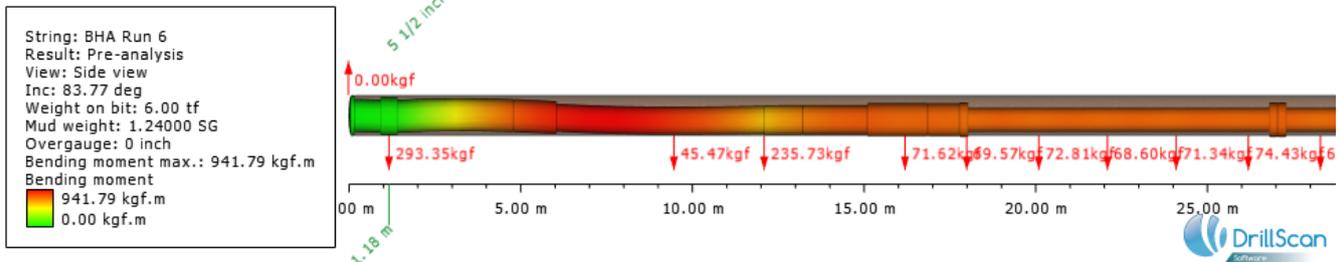


Figure 92 Garniture vue de côté.

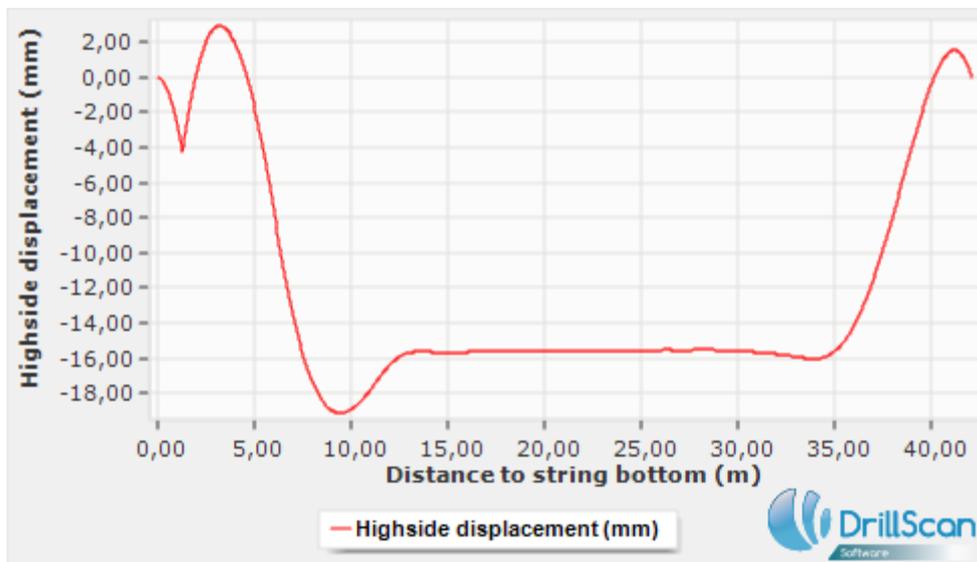


Figure 93 Déplacement vers le haut de la garniture.

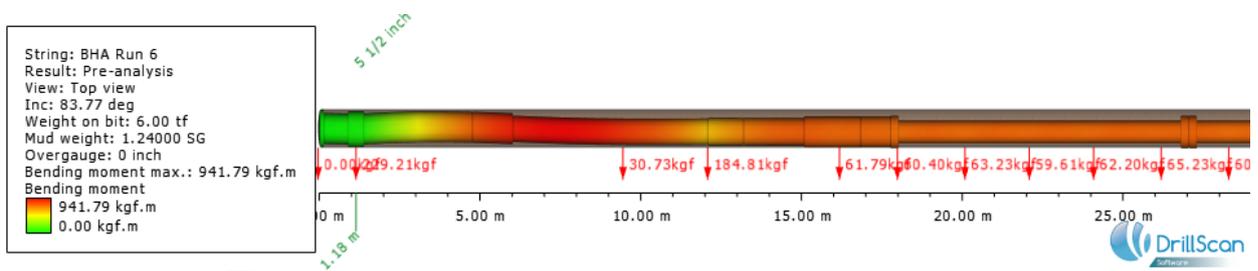
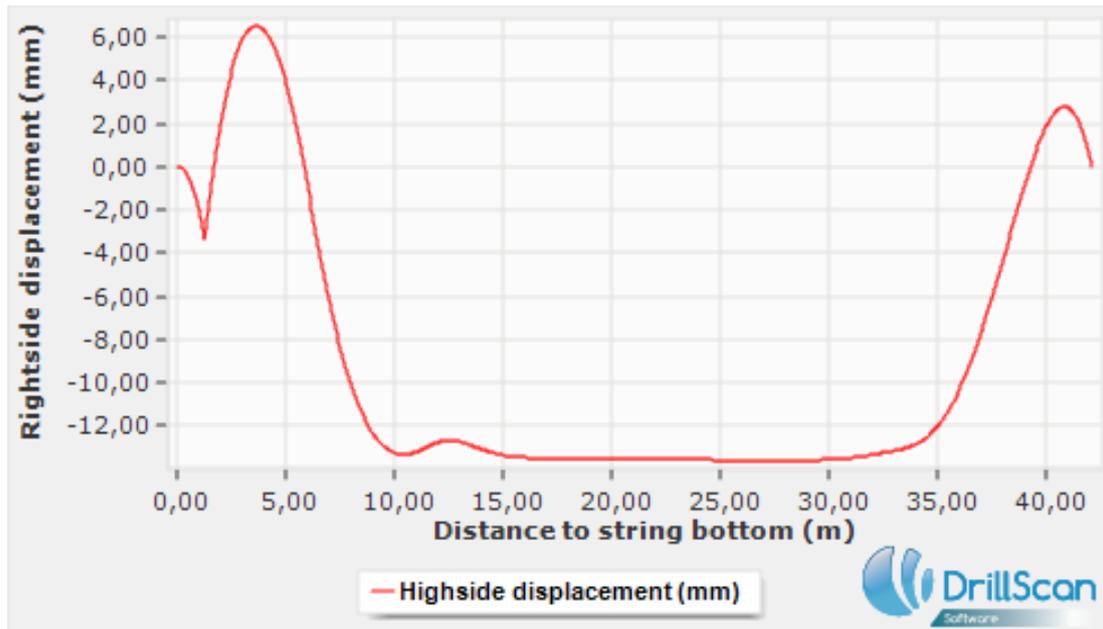


Figure 94 Garniture vue de haut.



**Figure 95 Déplacement latéral de la garniture.**

### Interprétation

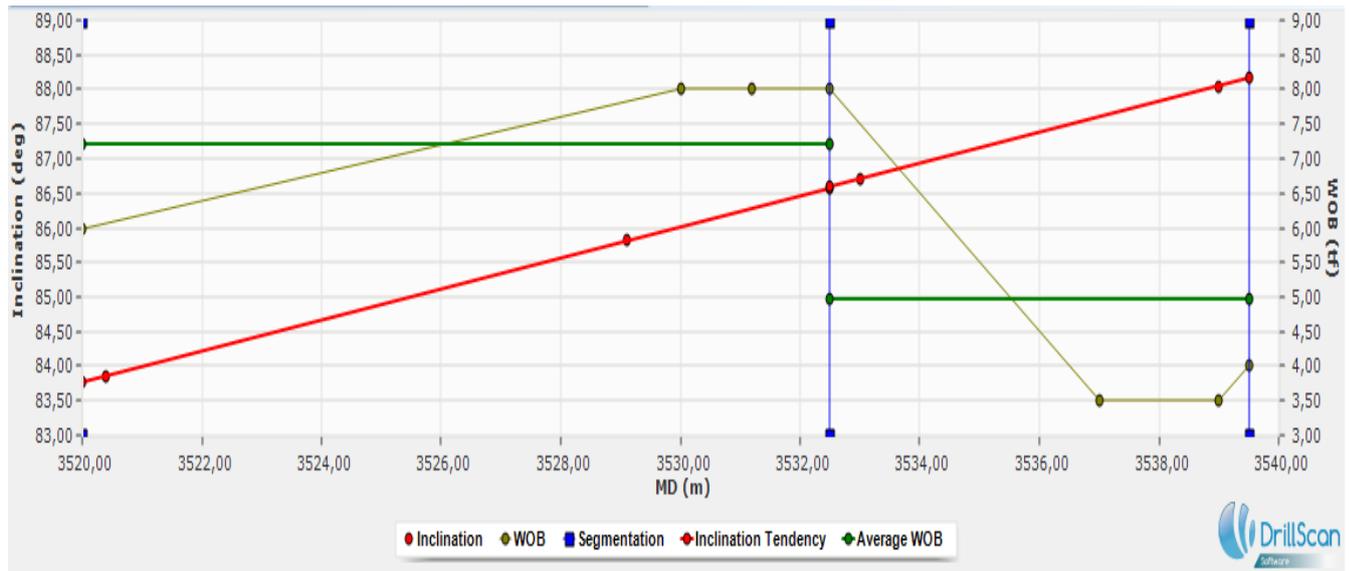
Au niveau de l'outil, et avec les paramètres de calcul introduits, le taux de monté en inclinaison et en azimut d'équilibre seraient ainsi respectivement de 9.15 degrés/30m et 8.7 degrés/30m. On remarque dans les résultats de la simulation que les forces latérales sont nulles, c'est la condition de calcul de la courbure d'équilibre.

### VI.5.3.2 Post-analyse

Comme dans les précédents cas, nous allons exploiter le Survey du puits et les logs d'orientation du tool face et du poids sur l'outil, et ce sur l'intervalle de profondeurs mesurées compris entre 3520 m et 3539 m.

En fonction de la variation du WOB, nous avons divisé le Run en deux segments

- De 3520 m à 3533 m.
- De 3533 m à 3539.5 m.



**Figure 96 Segmentation du Run n°06.**

On tâtonnant, les paramètres d’ajustements avec lesquels on se rapproche le plus de la tendance mesurée sont

Steerability (%)	Walk (degrés)	Overgauge du puits	friction
100	2.0	1/32	0.2

**Tableau 27 paramètres d’ajustement Run 06.**

Les résultats obtenus sont résumés dans le **Tableau 28**

Segments 1	BR mesuré	6.76	Erreur 10 %
	BR calculé	7.53	
	TR mesuré	10.73	Erreur 1.3%
	TR calculé	10.59	
Segment 2	BR mesuré	5.96	Erreur 11%
	BR calculé	6.75	
	TR mesuré	9.90	Erreur 5%
	TR calculé	10.45	

**Tableau 28 Résultats de la Post-analyse du Run 06.**

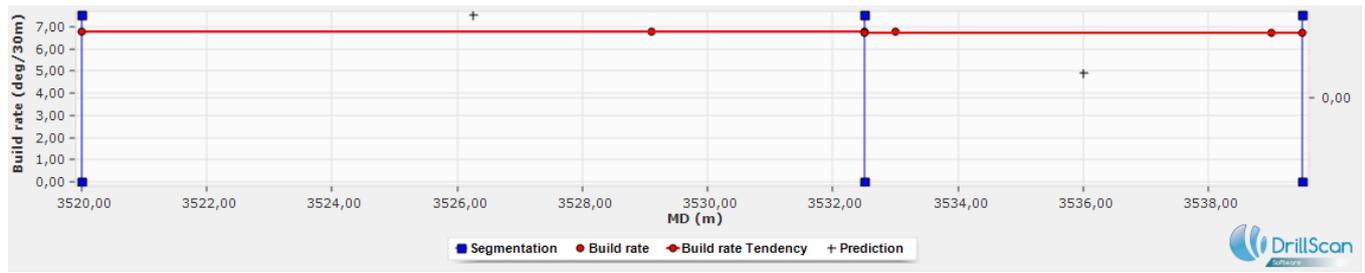


Figure 97 comparaison entre build rate mesuré et calculé.

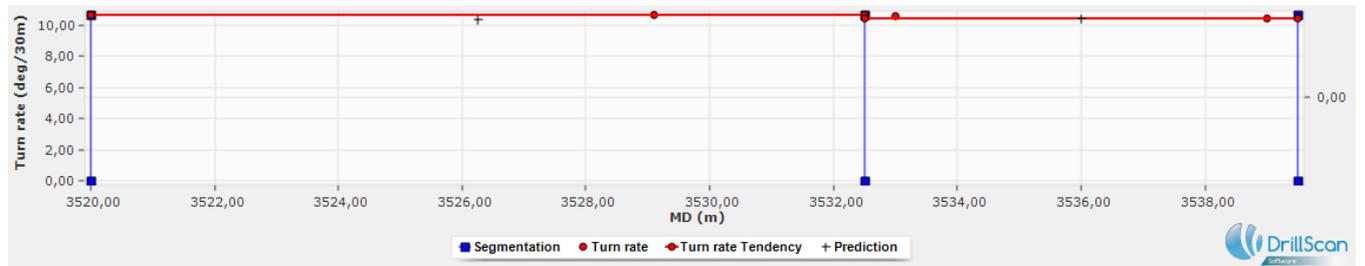


Figure 98 comparaison entre turn rate mesuré et calculé.

#### VI.5.4 BHA 07

Les composants de la BHA sont détaillés dans le **Tableau 30**

##### VI.5.4.1 Pré-analyse

Pour lancer la simulation, nous avons introduit les paramètres de calcul propres à la profondeur initiale du Run n°07 (5539.5m) suivants

Paramètres	Unité	Valeur
Courbure	-	Equilibrée
Inclinaison	(deg)	88.05
WOB	(tf)	4.00
Densité de la boue	(SG)	1.25000
Coefficient de friction	(nu)	0.20
Steerability	(%)	20
Walk	(deg)	0.00
Overgauge	(inch)	0
Etat du moteur	-	Sliding
Orientation du tool face	(deg)	15.00

Tableau 29 Paramètres de la Pré-analyse de la BHA n°07.

Type	Nom	Long (m)	OD (inch)	ID (inch)	Garde (inch)	Long totale (m)	Contact (m)	Masse (kg)	Masse totale (kg)	Masse lineaire (kg/m)
Tricone		0.18	-	-	5 7/8	0.18	-	3.82	3.82	21.24
Steerable motor	mud	- 1.24	4 3/4	2.82	-	4.56	-	92.81	96.64	21.19
BNT		-	-	-	-	-	1.28	-	-	-
Flex x 1	DGWD Flex HOC	9.39	4 3/4	2 13/16	-	13.95	-	166.86	263.50	17.77
Other x 1	Down hole screen	1.76	4.78	3 3/8	-	15.71	-	24.48	287.98	13.91
Float sub x 1		0.94	4.67	2 ¼	-	16.65	-	19.11	307.09	20.33
Sub x 1	Circ sub	0.77	4.80	2	-	17.42	-	17.80	324.89	23.12
DP x 37		348.17	3 1/2	2.76	-	365.59	-	2318.81	2643.7 0	6.66
DC x 15		137.52	4 3/4	2 ¼	-	503.11	-	2912.67	5556.3 7	21.18
Jar x 1		9.27	4 3/4	2 ¼	-	512.38	-	196.95	5753.3 2	21.25
DC x 2		17.75	4 3/4	2 ¼	-	530.13	-	377.12	6130.4 4	21.25
DP x 111		1040.0 7	3 1/2	2.76	-	1570.2 0	-	6835.86	12966. 30	6.57
XO x 1		1.19	4 3/4	2 13/16	-	1571.3 9	-	21.16	12987. 46	17.78
DP x 211		1977.0 7	4.99	4.28	-	3548.4 6	-	19652.08	32639. 53	9.94

Tableau 30 Composition de la BHA 07.

Les résultats de la simulation sont résumés dans les **Tableau 31**.

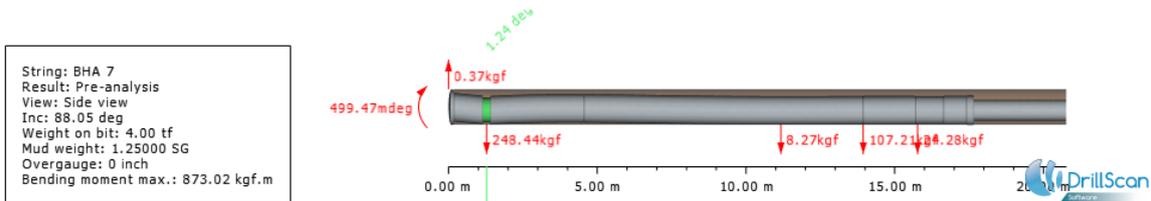
Position (m)	Forces axiales (kgf)	Forces vers le haut (kgf)	Forces vers la droite (kgf)	Déplacement vers le haut (mm)	Déplacement à droite. (mm)	Sag vers le haut (mdeg)	Sag à droite (mdeg)
0.00	4000.00	0.37	0.20	0.00	0.00	499.47	-80.64
1.28	0.00	-248.44	-45.32	-14.06	-2.56	184.79	5.07
11.18	0.00	-8.27	0.13	-14.29	0.22	6.21	-37.11
13.95	0.00	-107.21	-13.34	-13.80	-1.72	-4.37	-45.13
15.78	-3993.74	-24.28	-5.60	-13.55	-3.12	-10.46	-43.39

Tableau 31 Résultats de la Pré-analyse de la BHA 07.

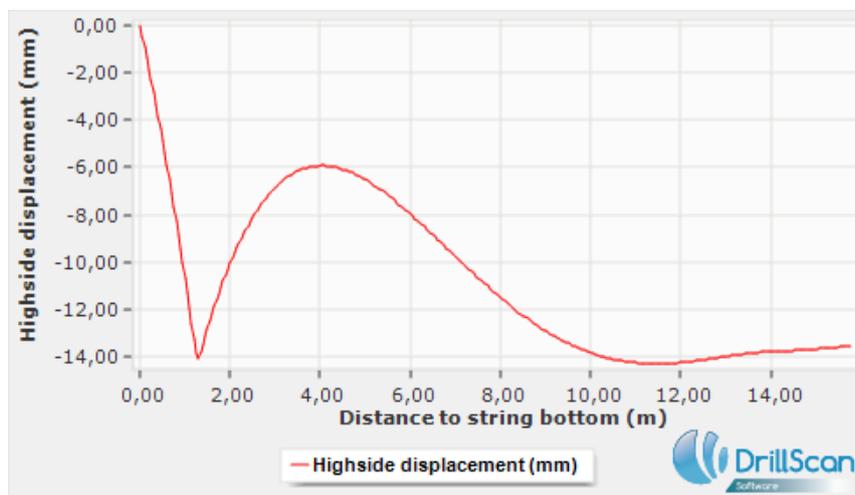
Inclination (deg)	Build rate (deg/30m)	Turn rate (deg/30m)
88.05	6.59	1.74

**Tableau 32 Tendence directionnelle prédite de la BHA 07.**

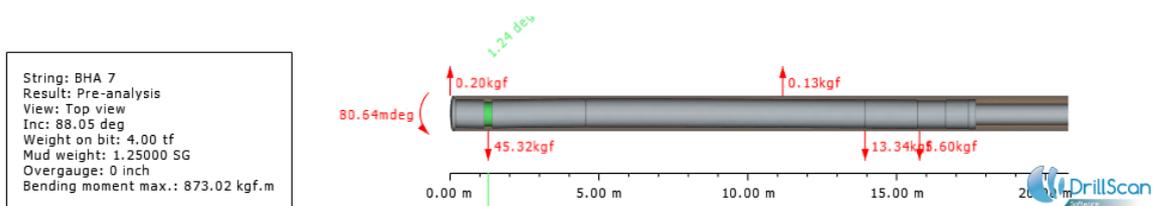
Les figures suivantes permettent de visualiser la deflexion de la BHA.



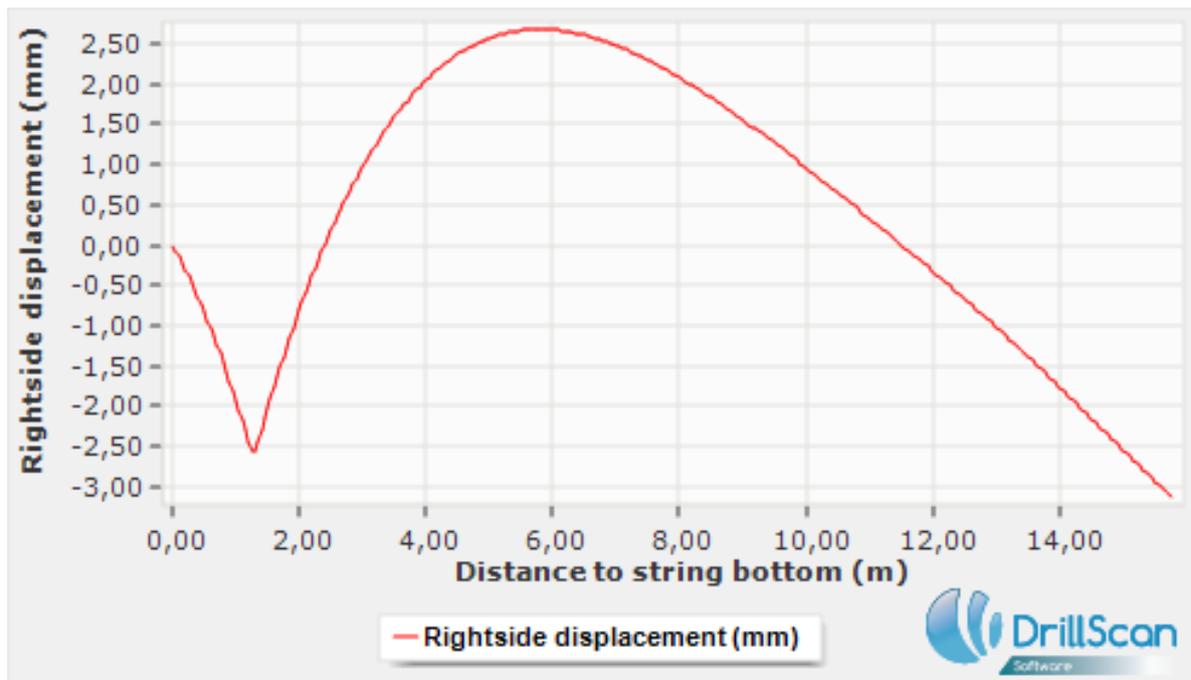
**Figure 99 BHA vue de côté.**



**Figure 100 Déplacements vers le haut de la BHA 07.**



**Figure 101 Garniture vue de haut.**



**Figure 102 Déplacement vers la droite de la BHA 07.**

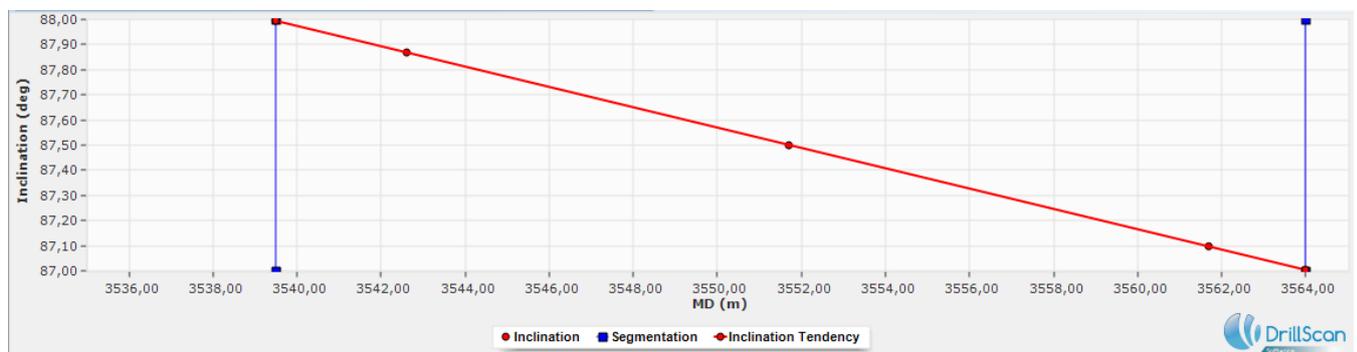
### Interprétation

Les taux d'équilibre de montée en inclinaison et en azimuth seraient respectivement de 6.59degrés/30m et 1.74degrés/30m. Le point tangent se trouve à peine à 15m de l'outil, ce qui s'explique par la forte déformé de la BHA, induisant ainsi un contact precausse avec la parois du puits.

### VI.5.4.2 Post-analyse

Comme dans les précédents cas, nous allons exploiter le Survey du puits et les logs d'orientation du tool face et du poids sur l'outil, et ce sur l'intervalle de profondeurs mesurées compris entre 3539.5 et 3564 m correspondants au Run 07.

Nous avons choisi de n'utiliser qu'un sel segment vue que le WOB ne varie pas beaucoup sur l'intervalle étudié.



**Figure 103 Segmentation du Run 07.**

Après tâtonnement, les paramètres d'ajustements les plus optimaux sont les suivant

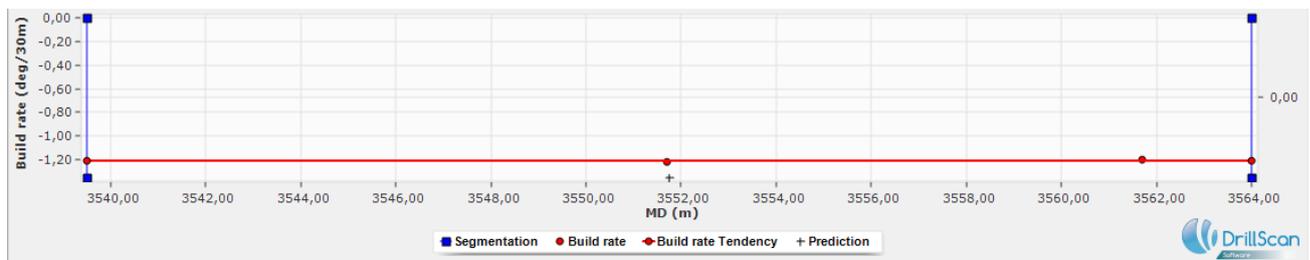
Steerability (%)	Walk (degrés)	Overgauge du puits	friction
30	0	1/32	0.3

**Tableau 33 Paramètres d'ajustements post-analyse (Run 07).**

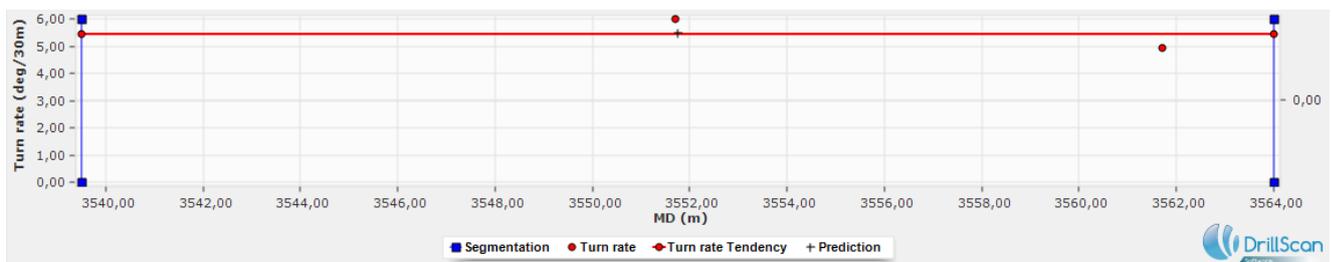
Nous avons ainsi abouti aux résultats suivants

Build rate mesuré (Deg/30m)	Build rate calculé (Deg/30m)	Turn rate mesuré (Deg/30m)	Turn rate calculé (Deg/30m)
-1.25	-1.35	5.44	5.27
Erreur de 07%		Erreur de 03%	

**Tableau 34 Erreurs après ajustements.**



**Figure 104 Comparaison entre les Build rate : mesuré et calculé.**



**Figure 105 Comparaison entre turn rate : mesuré et calculé.**

### Interprétation

Pour ce Run nous avons eu de très bons résultats dans la prediction de la tendance directionnelle de la BHA. Nous avons approché la tendance réelle de la tendance mesurée de 3 à 7%.

A noter que la valeur négative du Build rate veut dire que la BHA tend à descendre en inclinaison, cela est dû à l'orientation du tool face. En effet, la moyenne des valeurs du tool face sur le tronçon étudié est de 98.19 degrés, cette valeur appartient au quart du bas à droite du cadran (vu dans le premier chapitre) qui donne une tendance à la montée en azimuth et à la descente en inclinaison, ce qui explique très bien les résultats obtenus.

**VI.5.5 BHA n°08**

Les composants de la BHA sont détaillés dans le tableau suivant

Type	Nom	Long (m)	OD (inch)	ID (inch)	Garde (inch)	Long totale (m)	Contact (m)	Masse (kg)	Masse totale (kg)	Masse lineaire (kg/m)
Tricone	-	0.18	-	-	5 7/8	0.18	-	3.82	3.82	21.24
Steerable mud motor	- 1.24	4.38	4 3/4	2.82	-	4.56	-	92.81	96.64	21.19
BNT	-	-	-	-	-	-	1.28	-	-	-
Flex x 1	DGWD Flex HOC	9.39	4 3/4	2 13/16	-	13.95	-	166.86	263.50	17.77
Other x 1	Down hole screen	1.76	4.78	3 3/8	-	15.71	-	24.48	287.98	13.91
Float sub x 1	-	0.94	4.67	2 1/4	-	16.65	-	19.11	307.09	20.33
Sub x 1	Circ sub	0.77	4.80	2	-	17.42	-	17.80	324.89	23.12
DP x 37	-	348.17	3 1/2	2.76	-	365.59	-	2318.81	2643.7 0	6.66
DC x 15	-	137.52	4 3/4	2 1/4	-	503.11	-	2912.67	5556.3 7	21.18
Jar x 1	-	9.27	4 3/4	2 1/4	-	512.38	-	196.95	5753.3 2	21.25
DC x 2	-	17.75	4 3/4	2 1/4	-	530.13	-	377.12	6130.4 4	21.25
DP x 111	-	1040.0 7	3 1/2	2.76	-	1570.20	-	6835.86	12966. 30	6.57
XO x 1	-	1.19	4 3/4	2 13/16	-	1571.39	-	21.16	12987. 46	17.78
DP x 211	-	1977.0 7	4.99	4.28	-	3548.46	-	19652.08	32639. 53	9.94

**Tableau 35 Composants de la BHA 08.**

### VI.5.5.1 Pré-analyse

Pour lancer la simulation nous avons introduit les paramètres correspondants à la profondeur initiale du Run 08, à savoir 3564m. Les paramètres sont les suivants

Paramètres	Unité	Valeur
<b>Courbure</b>	-	<b>Equilibrée</b>
<b>Inclinaison</b>	(deg)	87.34
<b>WOB</b>	(tf)	2.00
<b>Densité de la boue</b>	(SG)	1.25000
<b>Frottements</b>	(nu)	0.00
<b>Steerability</b>	(%)	100.00
<b>Walk</b>	(deg)	0.00
<b>Overgauge</b>	(inch)	1/32
<b>Etat du moteur</b>	-	Sliding
<b>Orientation du Tool face</b>	(deg)	15.00

**Tableau 36 Paramètres de la Pré-analyse de a BHA 08.**

Les résultats de la Pré-analyse sont résumés dans le tableau suivant

Position (m)	Forces axiales (kgf)	Forces vers le haut (kgf)	Forces vers la droite (kgf)	Déplacement vers le haut (mm)	Déplacement à droite. (mm)	Sag vers le haut (mdeg)	Sag à droite (mdeg)
<b>0.00</b>	<b>2000.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>543.76</b>	<b>-62.09</b>
1.28	0.00	-178.78	-24.87	-14.54	-2.02	183.77	35.08
15.35	-1992.05	-63.32	-1.52	-14.30	-0.34	-2.58	-71.09

**Tableau 37 Résultats de Pré-analyse de la BHA 08.**

<b>Inclination</b> (deg)	<b>Build rate</b> (deg/30m)	<b>Turn rate</b> (deg/30m)
87.34	5.56	1.48

**Tableau 38 Courbure d'équilibre de la BHA 08.**

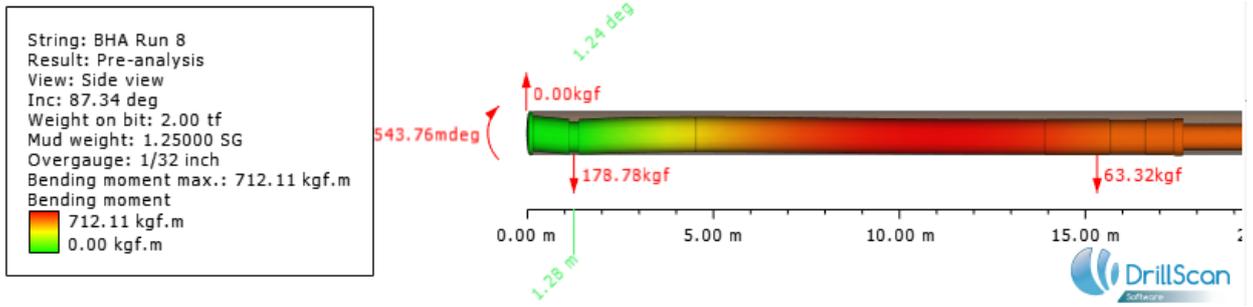


Figure 106 BHA 08 vue de côté.

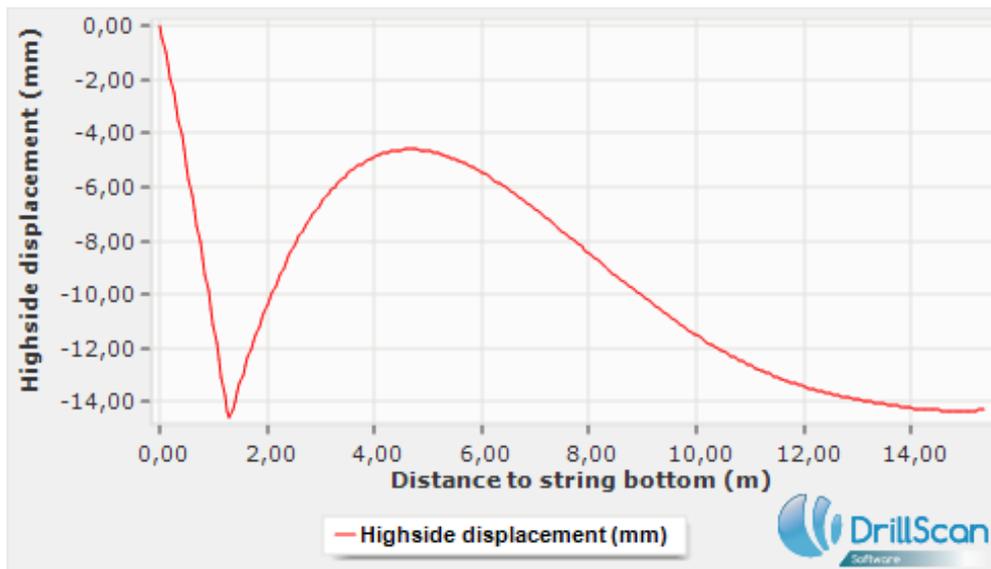


Figure 107 Déplacements vers le haut de la BHA 08.

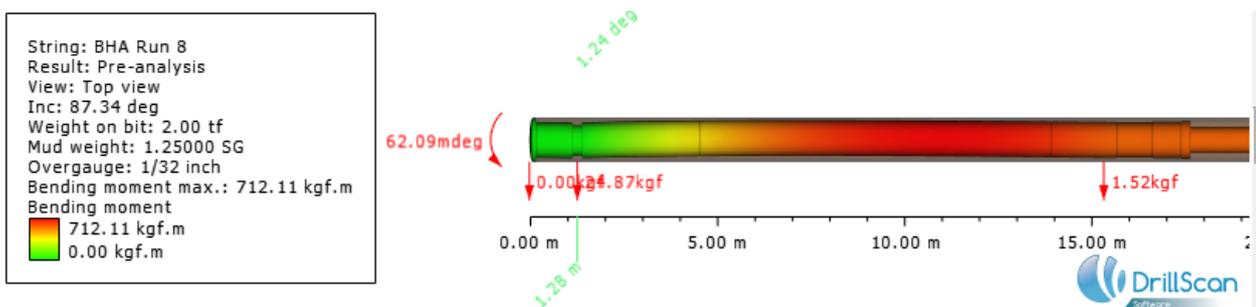
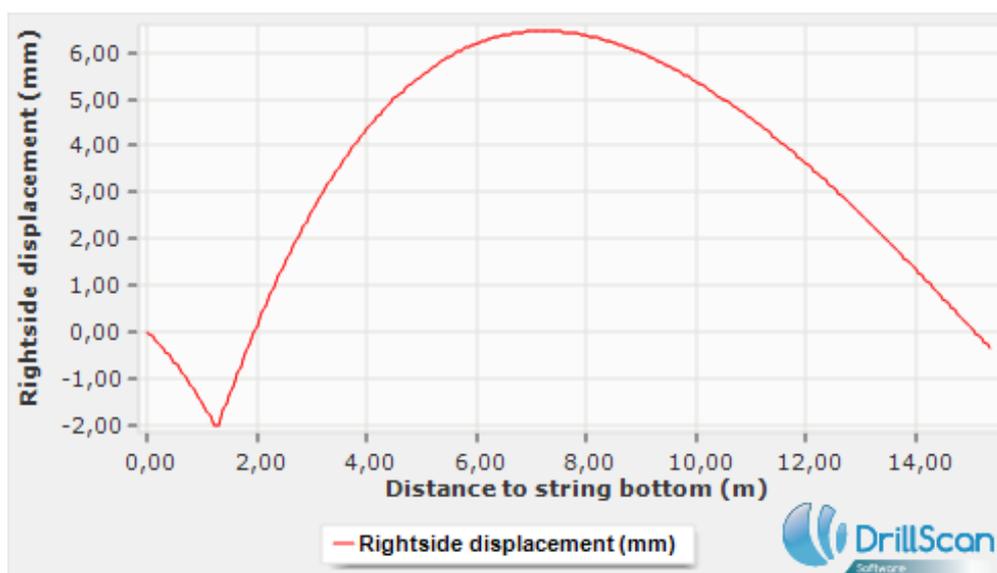


Figure 108 BHA 08 vue de haut.



**Figure 109 Déplacements à droite de la BHA 08.**

### Interprétation

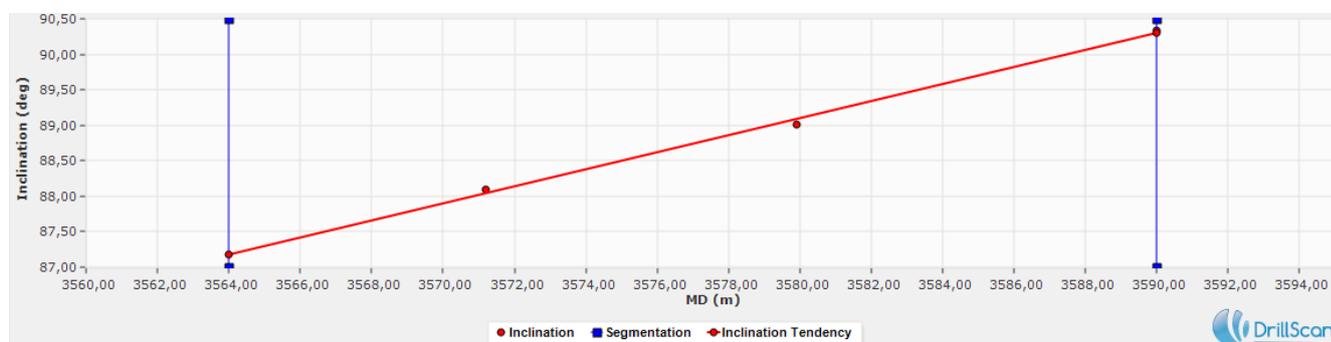
Le logiciel a calculé la courbure équilibrée correspondants aux paramètres de calculs introduits.

Donc pour les paramètres introduits la courbure du puits évoluerait jusqu'à atteindre la courbure d'équilibre définie par les taux de montée en inclinaison et en azimuth respectivement de 5.56 et 1.48 degrés/30m. Tout comme la BHA 07, la BHA 08 est marquée par une déformation importante induisant un contact avec les parois du puits à 15m du fond.

### VI.5.5.2 Post-analyse

Nous allons une fois de plus exploiter le Survey du puits et les logs d'orientation du tool face et du poids sur l'outil, et ce sur l'intervalle de profondeurs mesurées compris entre 3564m et 3590m correspondants au Run 07.

Nous avons choisi de n'utiliser qu'un sel segment vue que le WOB ne varie pas beaucoup sur l'intervalle étudié et que les points de mesure ne sont pas nombreux.



**Figure 110 Segmentation du Run 08.**

Le but de post-analyse et d'ajuster les paramètres de calculs jusqu'à trouver ceux qui donnent les meilleurs résultats. En d'autres termes, il faut identifier les paramètres avec lesquels la tendance directionnelle mesurée en utilisant le Survey se rapprocherait de la tendance calculée.

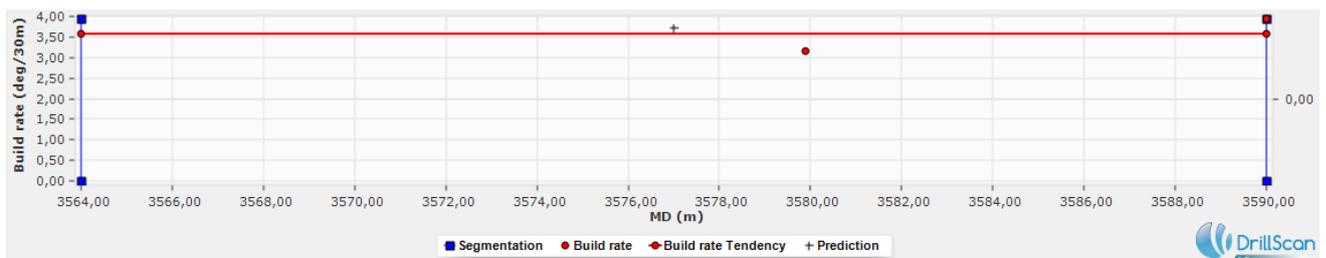
Steerability (%)	Walk (degrés)	Overgauge du puits	friction
25	2	1/16	0.4

**Tableau 39 Paramètres d’ajustement post-analyse (Run 08).**

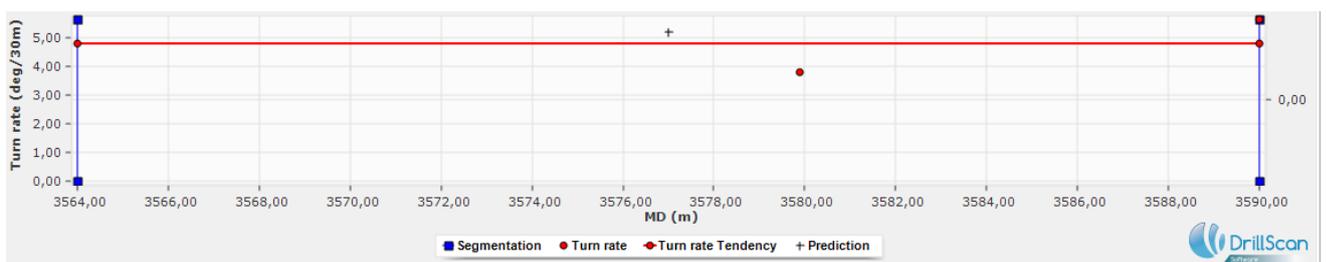
Nous avons ainsi abouti aux résultats suivants

Build rate mesuré (Deg/30m)	Build rate calculé (Deg/30m)	Turn rate mesuré (Deg/30m)	Turn rate calculé (Deg/30m)
<b>3.6</b>	3.74	4.81	5.22
<b>Erreur de 3.7%</b>		<b>Erreur de 7.85%</b>	

**Tableau 40 Erreurs après ajustement.**



**Figure 111 Comparaison entre le Build rate : mesuré et calculé.**



**Figure 112 Comparaison entre le turn rate : mesuré et calculé.**

## Interprétation

Pour ce Run aussi nous avons eu de très bons résultats dans la prédiction de la tendance directionnelle de la BHA. Nous avons approché la tendance réelle de la tendance mesurée de 3 à 7% avec des paramètres d'ajustements.

La tendance directionnelle moyenne de la BHA sur le Run 08 donne des taux de montées en inclinaison et en azimut respectivement de 3.6 et 4.81 degrés/30m ce qui est logique étant donné que l'orientation moyenne du tool face est de 53.81 degrés, cette valeur appartient à l'intervalle  $[0^\circ ; 90^\circ]$  définie comme donnant une montée en inclinaison et en azimut.

## VI.6 Partie 02 Modélisation de la courbure d'équilibre

Dans cette partie on propose un modèle qui permet de prédire la courbure du puits réalisable par un trépan et une BHA donnés incluant des moteurs de fond avec bent sub ou bent housing (vus dans le troisième chapitre) dans une formation donnée.

Tout d'abord, nous présentons la structure du modèle qui détermine la courbure d'équilibre de la BHA dans le puits en fonction des forces latérales sur le trépan qui sont

- **Force latérale d'inclinaison** est la force perpendiculaire à l'axe du trépan et est incluse dans le plan vertical qui contient cet axe.
- **Force latérale azimutale** est la force horizontale perpendiculaire à l'axe du trépan

Ces forces sont préalablement évaluées à partir d'un modèle numérique par intégration direct (ABIS) intégré dans DrillScan. Cependant, elles ne fournissent qu'une prédiction qualitative du comportement directionnel de la BHA. De plus, cette prédiction n'est pas représentative à long terme car la tendance directionnelle de la BHA dépend de la géométrie des derniers mètres forés.

Par la suite, nous présentons la procédure adoptée pour l'analyse des 5 différentes BHA étudiées de la partie précédente.

Et enfin, les prédictions du modèle, les prédictions de DrillScan et les résultats de terrain seront comparés.

### VI.6.1 Description du modèle utilisé

Étant donné que les forces latérales (d'inclinaison et d'azimut) à elles seules ne décrivent pas la trajectoire du puits, l'utilisation de la méthode de la courbure d'équilibre est maintenant un moyen conventionnel pour obtenir une prédiction quantitative de ce comportement. En effet il fournit les taux d'équilibre build/drop rate (Be) et turn rate (Te) de la BHA.

Cette méthode repose sur l'hypothèse que la BHA a tendance à forer dans une direction qui réduit les forces latérales. Lorsque ces forces sont ramenées s'annulent, les gradients d'inclinaison et d'azimut du puits restent constantes ; on les appelle les "courbures d'équilibre de la BHA".

Le calcul est facile pour les BHA sans raccord coudé, car les comportements d'inclinaison et azimutal sont pratiquement désaccouplés. Cela signifie que l'on peut d'abord annuler la force latérale d'inclinaison pour trouver le build/drop rate d'équilibre, puis annuler la force latérale azimutale pour trouver le turn rate d'équilibre.

Contrairement à notre cas où nous sommes faces à des BHA avec raccord coudé, un fort couplage inclinaison/azimut [14].

Ainsi il est évident qu'il est impossible de trouver le build rate d'équilibre (qui annule la force latérale d'inclinaison) sans connaître au préalable le turn rate. Mais, de la même manière, on peut prouver que le build rate doit d'abord être déterminé pour obtenir ensuite le turn rate.

La méthode de calcul présentée ci-dessous s'avère être la solution pour résoudre ce problème de couplage.

### VI.6.1.1 Notations

On notera  $F_i(B_i, T_i)$  et  $F_a(B_i, T_i)$  les forces latérales d'inclinaison et d'azimut respectivement qui sont générées par le build/drop rate  $B$  et le turn rate  $T$ .

### VI.6.1.2 Condition d'équilibre

La courbure d'équilibre est atteinte lorsque les forces latérales d'inclinaison et d'azimut deviennent nulles à l'atteinte du build/drop rate d'équilibre ( $B_e$ ) et du turn rate d'équilibre ( $T_e$ ). C'est-à-dire

$$\begin{cases} \mathbf{F}_i(\mathbf{B}_e, \mathbf{T}_e) = \mathbf{0} \\ \mathbf{F}_a(\mathbf{B}_e, \mathbf{T}_e) = \mathbf{0} \end{cases} \quad (\text{VI.1})$$

### VI.6.1.3 Approximation des forces latérales $F_i(B_i, T_i)$ et $F_a(B_i, T_i)$

Les fonctions  $F_i$  et  $F_a$  varient linéairement en  $B$  et  $T$ , à proximité de la solution. Ceci peut s'écrire comme suit

$$\begin{cases} \mathbf{F}_i(\mathbf{B}_e, \mathbf{T}_e) = \mathbf{a}_1 \cdot \mathbf{B}_i + \mathbf{b}_1 \cdot \mathbf{T}_i + \mathbf{k}_1 \\ \mathbf{F}_a(\mathbf{B}_e, \mathbf{T}_e) = \mathbf{a}_2 \cdot \mathbf{B}_i + \mathbf{b}_2 \cdot \mathbf{T}_i + \mathbf{k}_2 \end{cases} \quad (\text{VI.2})$$

Avec

$T_i$  Turn rate (deg/30m).

$B_i$  Build/drop rate (deg/30m).

$a_1, b_1, k_1, a_2, b_2, k_2$  Coefficients du système (VI.2)

### VI.6.1.4 Calcul des taux d'équilibre $B_e$ et $T_e$

A l'équilibre les forces latérales d'inclinaison et d'azimut sont nulles. Ainsi les taux d'équilibre sont simplement obtenus en résolvant le système linéaire suivant où  $B_e$  et  $T_e$  sont inconnus

$$\begin{cases} \mathbf{a}_1 \cdot \mathbf{B}_e + \mathbf{b}_1 \cdot \mathbf{T}_e + \mathbf{k}_1 = \mathbf{0} \\ \mathbf{a}_2 \cdot \mathbf{B}_e + \mathbf{b}_2 \cdot \mathbf{T}_e + \mathbf{k}_2 = \mathbf{0} \end{cases} \quad (\text{VI.3})$$

D'où nous en déduisons

$$\begin{cases} \mathbf{B}_e = \frac{b_1 \cdot k_2 - k_1 \cdot b_2}{a_1 \cdot b_2 - b_1 \cdot a_2} \\ \mathbf{T}_e = \frac{k_1 \cdot a_2 - a_1 \cdot k_2}{a_1 \cdot b_2 - b_1 \cdot a_2} \end{cases} \quad (\text{VI.4})$$

### VI.6.1.5 Calcul des coefficients du système

Pour déterminer les valeurs des constantes  $a_1, b_1, k_1, a_2, b_2, k_2$  qui sont les coefficients du système. Nous devons faire trois calculs de couples de forces latérales (Fi1, Fa1), (Fi2, Fa2) et (Fi3, Fa3) en fonction de trois couples de courbures  $(B_1, T_1), (B_2, T_2)$  et  $(B_3, T_3)$ . Qu'on remplacera dans les équations 6.1 et 6.2

On obtient ainsi un système de 6 équations avec 6 inconnues  $(a_1, b_1, k_1, a_2, b_2, k_2)$

$$\begin{cases} \mathbf{Fa1} = a_1 \cdot B_1 + b_1 \cdot T_1 + k_1 \\ \mathbf{Fi1} = a_2 \cdot B_1 + b_2 \cdot T_1 + k_2 \\ \mathbf{Fa2} = a_1 \cdot B_2 + b_1 \cdot T_2 + k_1 \quad \dots\dots\dots \text{Système (1)} \\ \mathbf{Fi2} = a_2 \cdot B_2 + b_2 \cdot T_2 + k_2 \\ \mathbf{Fa3} = a_1 \cdot B_3 + b_1 \cdot T_3 + k_1 \\ \mathbf{Fi3} = a_2 \cdot B_3 + b_2 \cdot T_3 + k_2 \end{cases}$$

#### VI.6.1.5.1 Résolution du système (1)

Le système (1) se résume à 2 systèmes linéaires avec 3 équations et 3 inconnues

$$\begin{cases} \mathbf{Fa1} = a_1 \cdot B_1 + b_1 \cdot T_1 + k_1 \\ \mathbf{Fa2} = a_1 \cdot B_2 + b_1 \cdot T_2 + k_1 \quad \dots\dots\dots \text{système (A)} \\ \mathbf{Fa3} = a_1 \cdot B_3 + b_1 \cdot T_3 + k_1 \end{cases}$$

$$\begin{cases} \mathbf{Fi1} = a_2 \cdot B_1 + b_2 \cdot T_1 + k_2 \\ \mathbf{Fi2} = a_2 \cdot B_2 + b_2 \cdot T_2 + k_2 \quad \dots\dots\dots \text{Système (B)} \\ \mathbf{Fi3} = a_2 \cdot B_3 + b_2 \cdot T_3 + k_2 \end{cases}$$

Pour la résolution de chacun de ces deux nous devons nous référer à une méthode parmi la panoplie existante. Dans notre étude on optera pour la méthode matricielle (méthode de la matrice inverse) qui sera expliquée dans l'annexe A.

### VI.6.1.6 Calcul de la courbure d'équilibre ( $B_e, T_e$ )

Le calcul de la courbure d'équilibre se fait en utilisant La méthode itérative de calcul des taux d'équilibre qui consiste tout d'abord à sélectionner 3 couples arbitraires de build rate et de turn rate ( $B_1, T_1$ ), ( $B_2, T_2$ ) et ( $B_3, T_3$ ) pour ensuite calculer les 3 couples de forces latérales ( $F_{i1}, F_{a1}$ ), ( $F_{i2}, F_{a2}$ ) et ( $F_{i3}, F_{a3}$ ) avec les équations 6.1 et 6.2 et ainsi nous pourrons résoudre les 2 systèmes (A) et (B) pour enfin calculer le couple ( $B_e, T_e$ ) avec les équations 6.5 et 6.6.

Par la suite avec le couple de taux trouvé nous devons calculer les forces latérales d'inclinaison et d'azimut. Si la condition (VI.1) est satisfaite, c.-à-d. :

$$\begin{cases} \mathbf{Fi}(B_e, T_e) = \mathbf{0} \\ \mathbf{Fa}(B_e, T_e) = \mathbf{0} \end{cases}$$

Alors on pourra dire que le couple trouvé est le couple des **taux de la courbure d'équilibre**.

Sinon, une autre itération sera faite en effectuant les changements suivants

$$\left\{ \begin{array}{llll} B_1 = B_2 & T_1 = T_2 & F_{i1} = F_{i2} & F_{a1} = F_{a2} \\ B_2 = B_3 & T_2 = T_3 & F_{i2} = F_{i3} & F_{a2} = F_{a3} \quad \dots\dots\dots \text{(Itération)} \\ B_3 = B_e & T_3 = T_e & F_{i3} = F_i(B_e, T_e) & F_{a3} = F_a(B_e, T_e) \end{array} \right.$$

On répète ces opérations jusqu'à ce que le résultat voulu soit obtenu (jusqu'à convergence).

## VI.6.2 Application du modèle aux BHA

### VI.6.2.1 Procédure adoptée

- Pour chaque BHA on sélectionne arbitrairement 3 couples de courbures ( $B_1, T_1$ ), ( $B_2, T_2$ ) et ( $B_3, T_3$ ) pour calculer ensuite avec une manipulation adéquate du logiciel Drill Scan les 3 couples de forces latérales qu'ils engendrent ( $F_{i1}, F_{a1}$ ), ( $F_{i2}, F_{a2}$ ) et ( $F_{i3}, F_{a3}$ ) respectivement.
- En utilisant les trois couples de courbures choisis arbitrairement et les trois couples de forces calculés dans l'étape précédente. On introduit un programme sur le logiciel de calcul MATLAB qui consiste en un couplage de deux scripts, qui permet de résoudre les deux systèmes (A) et (B) à 3 équations chacun cités plus haut (pour déterminer les valeurs des 6 coefficients des 2 systèmes ( $a_1, b_1, k_1, a_2, b_2, k_2$ )). Ce programme en question nous permettra aussi de calculer le couple de courbure d'équilibre ( $B_e, T_e$ ) grâce aux équations 6.5 et 6.6 définies plus haut.
- Ensuite on réintroduit le couple de courbure d'équilibre ( $B_e, T_e$ ) calculé par notre programme dans le logiciel de calcul MATLAB dans le logiciel DrillScan pour calculer le couple de forces latérales engendré par ce dernier ( $F_a(B_e, T_e)$  et  $F_i(B_e, T_e)$ ).
- Si ces dernières sont nulles ou presque il s'agira alors de la courbure d'équilibre. Sinon on procédera à une autre itération faisant les changements nécessaires (expliqués dans la page précédente) lors de l'exécution du programme MATLAB.
- On effectuera autant d'itération que nécessaire jusqu'à convergence.

## VI.6.2.2 Programme MATLAB

### VI.6.2.2.1 Premier script MATLAB

Ce premier script permet de résoudre le système (A) pour trouver les coefficients  $a_1, b_1, k_1$ . Ce script est enregistré sous « scriptaz.m » pour l'exécuter il suffit de taper « scriptaz » dans l'espace de travail MATLAB il nous permettra d'introduire les 3 couples de courbures et les 3 forces latérales d'azimut calculées par drill scan pour ensuite afficher les valeurs des 3 coefficients.

```

1 - B1=input('entrez la valeur de B1:');
2 - B2=input('entrez la valeur de B2:');
3 - B3=input('entrez la valeur de B3:');
4 - T1=input('entrez la valeur de T1:');
5 - T2=input('entrez la valeur de T2:');
6 - T3=input('entrez la valeur de T3:');
7 - Fa1=input('entrez la valeur de Fa1:');
8 - Fa2=input('entrez la valeur de Fa2:');
9 - Fa3=input('entrez la valeur de Fa3:');
10 - A=[B1 T1 1;B2 T2 1;B3 T3 1];
11 - B=[Fa1;Fa2;Fa3];
12 - X=A^(-1)*B;
13 - disp('la valeur de a1 est')
14 - a1=X(1,1)
15 - disp('la valeur de b1 est')
16 - b1=X(2,1)
17 - disp('la valeur de k1 est')
18 - k1=X(3,1)

```

Figure 113 Script MATLAB pour résoudre le système (A).

### VI.6.2.2.2 Deuxième script

Ce deuxième script nous permettra de résoudre le système (B) pour trouver les coefficients  $(a_2, b_2, k_2)$ . ce script est enregistré sous « scriptin ». Tout comme le premier, pour l'exécuter il suffit de taper « scriptin » dans l'espace de travail MATLAB. Il nous permettra d'introduire les 3 force latérales d'inclinaison calculées par DrillScan (étant donné que MATLAB stock les variables selon leurs dernières valeurs affectées ce n'est pas la peine de réintroduire les 3 couples de courbures) pour ensuite afficher les valeurs des 3 coefficients et aussi pour calculer et afficher les valeurs du couple de courbure d'équilibre  $(B_e, T_e)$ .

```

1 - Fi1=input('entrez la valeur de Fi1:');
2 - Fi2=input('entrez la valeur de Fi2:');
3 - Fi3=input('entrez la valeur de Fi3:');
4 - A=[B1 T1 1;B2 T2 1;B3 T3 1];
5 - B=[Fi1;Fi2;Fi3];
6 - X=A^(-1)*B;
7 - disp('la valeur de a2 est:')
8 - a2=X(1,1)
9 - disp('la valeur de b2 est:')
10 - b2=X(2,1)
11 - disp('la valeur de k2 est:')
12 - k2=X(3,1)
13 - disp('les valeurs de la courbure calculée Be(build rate) et Te(turn rate) sont :')
14
15 - Be=(b1*k2-k1*b2)/(a1*b2-b1*a2)
16
17 - Te=(k1*a2-a1*k2)/(a1*b2-b1*a2)

```

Figure 114 Script MATLAB pour résoudre le système (B) et calcule des taux d'équilibre.

### Exemple d'application du couplage des deux scripts

Les 3 couples de courbures

$$(B_1, T_1) = (5, 4)$$

$$(B_2, T_2) = (10, 11)$$

$$(B_3, T_3) = (15, 15)$$

Les 3 couples de forces calculés par DrillScan

$$(F_{i1}, F_{a1}) = (339.42, 286.1)$$

$$(F_{i2}, F_{a2}) = (-123.74, -167.6)$$

$$(F_{i3}, F_{a3}) = (-381.86, -336.75)$$

## Affichage dans l'espace de travail MATLAB

```
>> scriptaz
entrez la valeur de B1:5
entrez la valeur de B2:10
entrez la valeur de B3:15
entrez la valeur de T1:4
entrez la valeur de T2:11
entrez la valeur de T3:15
entrez la valeur de Fa1:286.1
entrez la valeur de Fa2:-167.6
entrez la valeur de Fa3:-336.75
la valeur de a1 est
```

```
a1 =
```

```
42.0500
```

```
la valeur de b1 est
```

```
b1 =
```

```
-94.8500
```

```
la valeur de k1 est
```

```
k1 =
```

```
455.2500
```

```
>> scriptin
entrez la valeur de Fi1:339.42
entrez la valeur de Fi2:-123.74
entrez la valeur de Fi3:-381.86
la valeur de a2 est:
```

```
a2 =
```

```
3.0533
```

```
la valeur de b2 est:
```

```
b2 =
```

```
-68.3467
```

```
la valeur de k2 est:
```

```
k2 =
```

```
597.5400
```

les valeurs de la courbure calculée  $Be$ (build rate) et  $Te$ (turn rate) sont :

$Be =$

9.8909

$Te =$

9.1847

### VI.6.2.3 Calcul des courbures d'équilibre des cinq BHA de notre cas avec notre model

#### VI.6.2.3.1 BHA du Run N°04

##### 1ere iteration

```
>> scriptaz
entrez la valeur de B1:55
entrez la valeur de B2:60
entrez la valeur de B3:65
entrez la valeur de T1:-1
entrez la valeur de T2:0.1
entrez la valeur de T3:1
entrez la valeur de Fa1:-26.68
entrez la valeur de Fa2:3.18
entrez la valeur de Fa3:44.24
la valeur de a1 est

a1 =

    18.2920

la valeur de b1 est

b1 =

   -56.0000

la valeur de k1 est

k1 =

  -1.0887e+03
```

```
>> scriptin
entrez la valeur de Fi1:3150.34
entrez la valeur de Fi2:2057.37
entrez la valeur de Fi3:-668.26
la valeur de a2 est:

a2 =

-2.0145e+03

la valeur de b2 est:

b2 =

8.1633e+03

la valeur de k2 est:

k2 =

1.2211e+05
```

les valeurs de la courbure calculée  $B_e$  (build rate) et  $T_e$  (turn rate) sont :

```
Be =

56.1333
```

```
Te =

-1.1062
```

Les forces latérales engendrées par ces deux taux sont ensuite calculée avec le logiciel DrillScan on trouve

$$F_a(B_e, T_e) = -30.81 \text{ kg.f}$$

$$F_i(B_e, T_e) = 2902.51 \text{ kg.f}$$

Les deux forces ne sont pas nulles, nous devons donc faire une nouvelle itération.

### 2eme itération

Le changement des valeurs des variables à chaque itération (jusqu'à convergence) s'effectue de la manière suivante

```
>> scriptaz
entrez la valeur de B1:B2
entrez la valeur de B2:B3
entrez la valeur de B3:Be
entrez la valeur de T1:T2
entrez la valeur de T2:T3
entrez la valeur de T3:Te
entrez la valeur de Fa1:Fa2
entrez la valeur de Fa2:Fa3
entrez la valeur de Fa3:-30.81
la valeur de a1 est

a1 =

    7.4229

la valeur de b1 est

b1 =

    4.3841

la valeur de k1 est

k1 =

   -442.6305

>> scriptin
entrez la valeur de Fi1:Fi2
entrez la valeur de Fi2:Fi3
entrez la valeur de Fi3:2902.51
la valeur de a2 est:

a2 =

   -990.5744

la valeur de b2 est:

b2 =

    2.4747e+03

la valeur de k2 est:

k2 =

    6.1244e+04
```

les valeurs de la courbure calculée  $B_e$  (build rate) et  $T_e$  (turn rate) sont :

$B_e =$   
60.0506

$T_e =$   
-0.7111

Les forces latérales engendrées par ces deux taux sont encore calculée avec le logiciel DrillScan on trouve

$$F_a(B_e, T_e) = -22.26 \text{ kg.f}$$

$$F_i(B_e, T_e) = 2046.38 \text{ kg.f}$$

Les deux forces ne sont pas nulles, nous devons donc faire une nouvelle itération, on continuera de la même manière jusqu'à convergence pour les cinq BHA.

Le tableau suivant résume l'intégralité des itérations effectuées pour la BHA n°04

Iteration	1	2	3	4	5	6	7	8
$B_1$	55	60	65	56.133	60.0506	69.0682	71.4068	64.1482
$B_2$	60	65	56.133	60.0506	69.0682	71.4068	64.1482	63.6866
$B_3$	65	56.133	60.0506	69.0682	71.4068	64.1482	63.6866	63.687
$T_1$	-1	0.1	1	-1.106	-0.7111	0.2546	0.4258	-0.4729
$T_2$	0.1	1	-1.106	-0.7111	0.2546	0.4258	-0.4729	0.3861
$T_3$	1	-1.106	-0.7111	0.2546	0.4258	-0.4729	0.3861	0.0104
$F_{a1}$	-26.68	3.18	44.24	-30.81	-22.66	13.75	25.42	-19.97
$F_{a2}$	3.18	44.24	-30.81	-22.66	13.75	25.42	-19.97	15.89
$F_{a3}$	44.24	-30.81	-22.26	13.75	25.42	-19.97	15.89	0.43
$F_{i1}$	3150.34	2057.37	-668.26	2902.51	2046.38	-2739.3	-3929.7	-234.77
$F_{i2}$	2057.37	-668.26	2902.51	2046.38	-2739.3	-3929.7	-234.77	0.19
$F_{i3}$	-668.26	2902.51	2046.38	-2739.3	-3929.7	-234.77	0.19	-0.03
$B_e$	56.133	60.0506	69.0682	71.4068	64.1482	63.6866	63.687	63.6869
$T_e$	-1.106	-0.7111	0.2546	0.4258	-0.4729	0.3861	0.0104	0.00001
$F_a(B_e, T_e)$	-30.81	-22.26	13.75	25.42	-19.97	15.89	0.43	0
$F_i(B_e, T_e)$	2902.51	2046.38	-2739.3	-3929.7	-234.77	0.19	-0.03	-0.03

Tableau 41 Résultats de calcul du couple de taux d'équilibre pour la BHA N°4.

## VI.6.2.3.2 BHA du Run N°05

Iteration	1	2	3	4
$B_1$	35	40	45	51.2784
$B_2$	40	45	51.2784	42.1455
$B_3$	45	51.2784	42.1455	42.1531
$T_1$	30	35	40	46.2851
$T_2$	35	40	46.2851	37.1552
$T_3$	40	46.2851	37.1552	37.2233
<b>Fa1</b>	298.59	54.43	-165.55	-414.48
<b>Fa2</b>	54.43	-165.55	-414.48	-43.15
<b>Fa3</b>	-165.55	-414.48	-43.15	-45.51
<b>Fi1</b>	847.15	248.92	-346.21	-1089.1
<b>Fi2</b>	248.92	-346.21	-1089.1	-6.81
<b>Fi3</b>	-346.21	-1089.1	-6.81	-8.54
$B_e$	51.2784	42.1455	42.1531	42.1906
$T_e$	46.2851	37.1552	37.2233	36.3089
<b>Fa (<math>B_e, T_e</math>)</b>	-414.48	-43.15	-46.51	-0.47
<b>Fi (<math>B_e, T_e</math>)</b>	-1089.1	-6.81	-8.54	0.07

Tableau 42 Résultats de calcul du couple de taux d'équilibre pour la BHA N°5.

## VI.6.2.3.3 BHA du Run N°06

Iteration	1	2	3	4	5	6	7
$B_1$	5	10	15	9.8909	10.8781	9.4394	9.5266
$B_2$	10	15	9.8909	10.8781	9.4394	9.5266	9.1497
$B_3$	15	9.8909	10.8781	9.4394	9.5266	9.1497	9.1601
$T_1$	4	11	15	9.1847	9.0391	8.1814	8.5755
$T_2$	11	15	9.1847	9.0391	8.1814	8.5755	8.5820
$T_3$	15	9.1847	9.0391	8.1814	8.5755	8.5820	8.5724
$Fa1$	286.10	-167.60	-336.75	-35.89	-69.90	17.33	-8.78
$Fa2$	-167.60	-336.75	-35.89	-69.90	17.33	-8.78	-0.34
$Fa3$	-336.75	-35.89	-69.90	17.33	-8.78	-0.34	0.01
$Fi1$	339.42	-123.74	-381.86	-8.41	-144.36	-13.64	-29.13
$Fi2$	-123.74	-381.86	-8.41	-144.36	-13.64	-29.13	0.62
$Fi3$	-381.86	-8.41	-144.36	-13.64	-29.13	0.62	0.01
$B_e$	9.8909	10.8781	9.4394	9.5266	9.1497	9.1601	9.1602
$T_e$	9.1847	9.0391	8.1814	8.5755	8.5820	8.5724	8.5725
$Fa(B_e, T_e)$	-35.89	-69.90	17.33	-8.78	-0.34	0.01	0
$Fi(B_e, T_e)$	-8.41	-144.36	-13.64	-29.13	0.62	0.01	0

Tableau 43 Résultats de calcul du couple de taux d'équilibre pour la BHA N°6.

## VI.6.2.3.4 BHA du Run N°07

iteration	1	2	3	4	5	6	7
$B_1$	10	15	20	-1.779	7.4633	8.4857	6.1080
$B_2$	15	20	-1.4779	7.4633	8.4857	6.1080	6.3010
$B_3$	20	-1.4779	7.4633	8.4857	6.1080	6.3010	6.3899
$T_1$	1.5	2.6	3.4	0.5018	1.680	1.8184	1.5259
$T_2$	2.6	3.4	0.5018	1.680	1.8184	1.5259	1.7560
$T_3$	3.4	0.5018	1.680	1.8184	1.5259	1.7560	1.6843
$Fa_1$	-31.85	-55.68	-75.02		-6.53	-21.50	7.99
$Fa_2$	-55.68	-75.02	74.76	-6.53	-21.50	7.99	-1.90
$Fa_3$	-75.02	74.76	-6.53	-21.50	7.99	-1.90	0.25
$Fi_1$	-279.36	-396.82	-516.19	541.93	-81.82	-165.61	22.43
$Fi_2$	-396.82	-516.19	541.93	-81.82	-165.61	22.43	6.94
$Fi_3$	-516.19	541.93	-81.82	-165.61	22.43	6.94	0.64
$B_e$	-1.4779	7.4633	8.4857	6.1080	6.3010	6.3899	6.3981
$T_e$	0.5018	1.680	1.8184	1.5259	1.7560	1.6843	1.6895
$Fa(B_e, T_e)$	74.76	-6.53	-21.50	7.99	-1.90	0.25	0.01
$Fi(B_e, T_e)$	541.93	-81.82	-165.61	22.43	6.94	0.64	0

Tableau 44 Résultats de calcul du couple de taux d'équilibre pour la BHA N°7.

## VI.6.2.3.5 BHA du Run N°8

itérations	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$B_1$	10	15	20	-1.828	-8.039	8.3503	5.6695	8.7462	5.9016
$B_2$	15	20	-1.828	-8.039	8.3503	5.6695	8.7462	5.9016	5.9971
$B_3$	20	-1.828	-8.039	8.3503	5.6695	8.7462	5.9016	5.9971	6.0170
$T_1$	1.5	2.6	3.4	0.1925	-1.164	1.7965	1.4664	4.2494	2.4348
$T_2$	2.6	3.4	0.1925	-1.164	1.7965	1.4664	4.2494	2.4348	2.2176
$T_3$	3.4	0.1925	-1.164	1.7965	1.4664	4.2494	2.4348	2.2176	2.1923
$Fa_1$	-31.6	-55.63	-73.81	108	255.03	-14.73	30.77	-90.08	-8.2
$Fa_2$	-55.63	-73.81	108	255.03	-14.73	30.77	-90.08	-8.2	-0.81
$Fa_3$	-73.81	108	255.03	-14.73	30.77	-90.08	-8.2	-0.81	-0.04
$Fi_1$	-279.48	-396.63	-514.32	529.76	1002.8	-175.1	30.70	-238.5	7
$Fi_2$	-396.63	-514.32	529.76	1002.8	-175.1	30.70	-238.5	7	1.36
$Fi_3$	-514.32	529.76	1002.8	-175.1	30.70	-238.5	7	1.36	0.1
$B_e$	-1.8288	-8.039	8.3503	5.6695	8.7462	5.9016	5.9971	6.0170	6.0185
$T_e$	0.1925	-1.164	1.7965	1.4664	4.2494	2.4348	2.2176	2.1923	2.1909
$Fa$ ( $B_e, T_e$ )	108	255.03	-14.73	30.77	-90.08	-8.2	-0.81	-0.04	0
$Fi$ ( $B_e, T_e$ )	529.76	1002.8	-175.1	30.70	-238.5	7	1.36	0.1	0

Tableau 45 Résultats de calcul du couple de taux d'équilibre pour la BHA N°8.

## VI.6.2.4 Interpretation des resultats

Après observation des tableaux on remarque que

- La courbure d'équilibre de la BHA N°4 est représentée par le couple de taux ( $B_e, T_e$ ) = (63.6869, 0.00001). Le nombre d'itérations étant de 8.
- La courbure d'équilibre de la BHA N°5 est représentée par le couple de taux ( $B_e, T_e$ ) = (42.1906, 36.3089). Le nombre d'itérations étant de 4

- La courbure d'équilibre de la BHA N°6 est représentée par le couple de taux  $(B_e, T_e) = (9.1602, 8.5725)$ . Le nombre d'itérations étant de 7
- La courbure d'équilibre pour la BHA N°7 est représentée par le couple de taux  $(B_e, T_e) = (6.3981, 1.6895)$ . Le nombre d'itérations étant de 7
- La courbure d'équilibre pour la BHA N°8 est représentée par le couple de taux  $(B_e, T_e) = (6.0185, 2.1909)$ . Le nombre d'itérations étant de 9
  - Sachant que les fonctions traduisant les conditions d'équilibres vues plus haut ne sont pas strictement linéaires, le nombre d'itérations en dépend. Cette linéarité est influencée par la composition de la BHA et les paramètres opérationnels.
  - Le nombre d'itérations dépend aussi de l'écart entre les valeurs des couples de taux initiaux choisis arbitrairement  $(B_1, T_1)$ ,  $(B_2, T_2)$  et  $(B_3, T_3)$  et le couple de taux d'équilibre  $(B_e, T_e)$ .
  - Dans les cinq cas, les forces latérales convergent vers des valeurs nulles, ce qui prouve que les courbures calculées représentent bien les courbures d'équilibre.

### VI.6.3 Comparaison entre les résultats de notre modèle et les résultats de DrillScan

Run	DrillScan		Matlab	
	$B_e$	$T_e$	$B_e$	$T_e$
04	57.47	0.00	63,68	0
05	42.19	36.30	42,19	36,308
06	9.15	8.60	9,16	8,57
07	6.59	1.74	6,398	1,689
08	5.56	1.48	6,019	2,1909

Tableau 46 Comparaison des résultats de Drillsan et ceux de notre modèle.

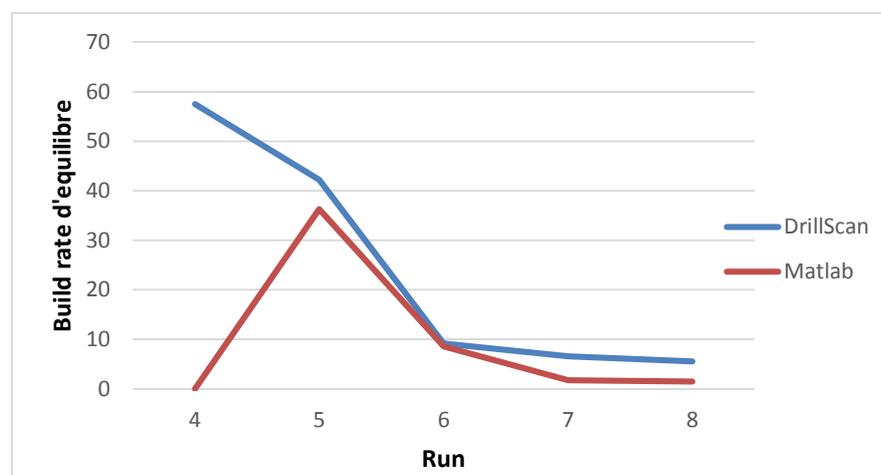
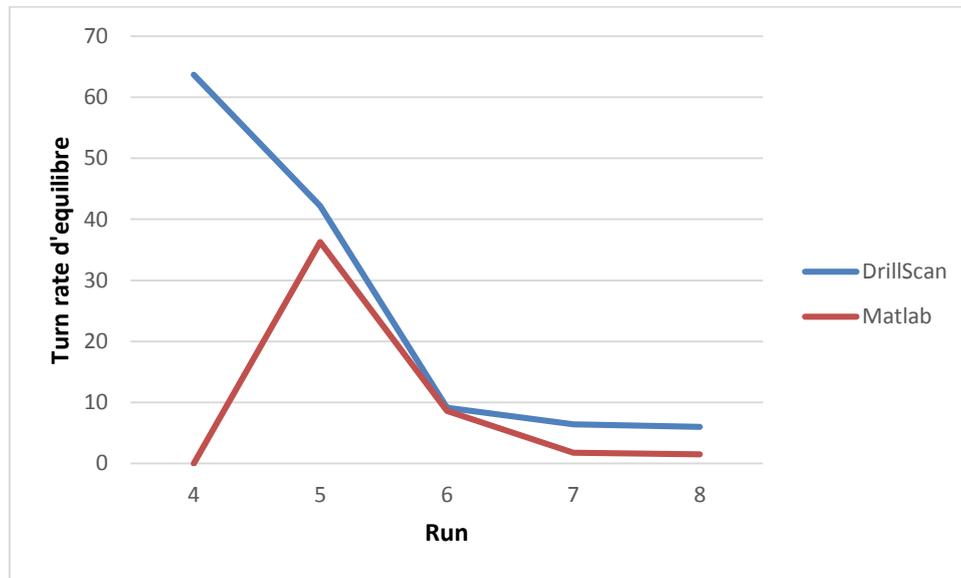


Figure 115 Comparaison des gradients d'inclinaison.



**Figure 116 Comparaison des gradients d'azimut.**

### Interprétation

Les gradients d'équilibre d'inclinaison et d'azimut calculés par DrillScan et notre modèle analytique sont très proche pour les Run 5, 6, 7,8, ce qui montre que notre modèle est fiable.

La différence au niveau de la BHA n°04 a une explication. En effet, lors du calcul de la courbure d'équilibre par notre modèle, nous avons simplifié le problème en considérant le Tool Face nul, et ce lors des itérations effectuées en utilisant l'outil DrillScan. Tandis que la courbure calculée directement par ce dernier a tenu compte de l'orientation du tool face.

La petite différence entre les gradients calculés par DrillScan et ceux calculés à l'aide de notre modèle s'explique par le fait que notre modèle ne tient pas compte des propriétés de l'outil (interaction outil roche) contrairement au code de calcul implanté dans DrillScan.

### VI.6.4 Comparaison entre les résultats du model et les résultats de terrain

Nous nous proposons ici de calculer les build rate et les turn rate instantanés au niveau de chaque points de mesure, et ce en exploitants le Survey contenant les taux d'inclinaison et d'azimut mesurés, et en utilisant les formules suivantes

$$\begin{cases} BR = \frac{\text{Inclinaison}_i - \text{Inclinaison}_{i+1}}{MD_i - MD_{i+1}} \times 30 \left( \frac{\text{Degrés}}{30m} \right) \\ TR = \frac{\text{Azimut}_i - \text{Azimut}_{i+1}}{MD_i - MD_{i+1}} \times 30 \left( \frac{\text{Degrés}}{30m} \right) \end{cases} \quad (VI.5)$$

Les résultats des calculs sont résumés dans le tableau suivant

MD (m)	Inclination (deg)	Azimut (deg)	Build rate (Deg/30m)	Turn rate Deg/30m)
3474,5	5	320,62	60,0	0,5
3479,5	15	320,7	49,4	21,0
3489,3	31,15	327,56	58,3	21,6
3497	46,11	333,11	47,6	31,4
3507,3	62,45	343,89	49,0	0,3
3512	70,13	343,94	48,0	0,4
3517	78,13	344	48,7	4,0
3520	83	344,4	9,3	8,6
3529,1	85,82	347	6,8	11,6
3533	86,7	348,51	2,5	10,6
3539,5	87,25	350,8	6,0	1,9
3542,6	87,87	351	-1,2	6,8
3551,7	87,5	353,05	-1,2	4,9
3561,7	87,1	354,7	0,0	-3,9
3564	87,1	354,4	6,3	2,1
3571,2	88,6	354,9	1,4	3,8
3579,9	89,01	356	4,0	5,6
3590	90,34	357,9	-2,5	-32,4

**Tableau 47 Courbures mesurées.**

Pour estimer la représentativité des courbures d'équilibre calculées analytiquement, il suffit de les comparer aux courbures mesurées. Nous les avons comparés une fois aux moyennes des courbures mesurées, et une autre fois aux courbures correspondant au début de chaque Run.

Les valeurs des courbures sont mentionnées dans les tableaux suivants.

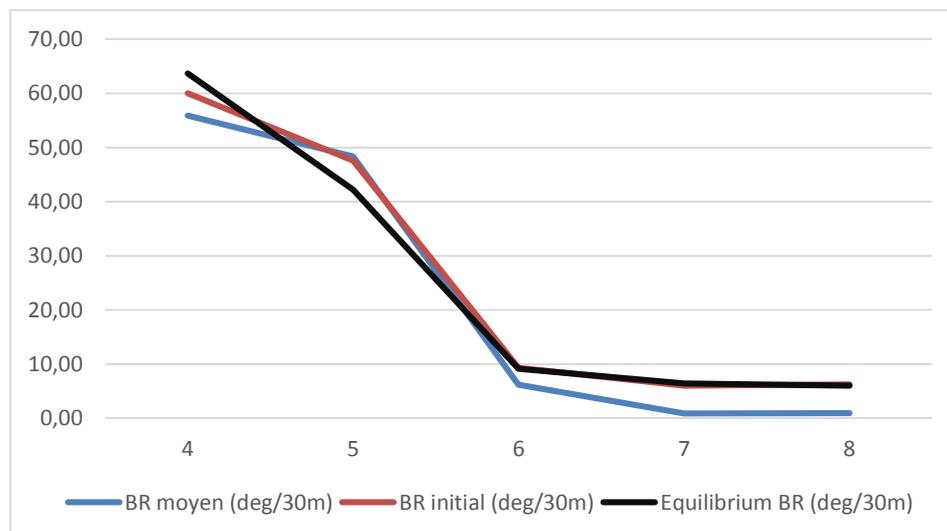
Run	BR moyen (deg/30m)	BR initial (deg/30m)	Equilibrium BR (deg/30m)
4	55,91	60,0	63,68
5	48,33	47,6	42,19
6	6,20	9,3	9,16
7	0,90	6,0	6,398
8	0,96	6,3	6,019

**Tableau 48 Valeurs des différents Build Rate.**

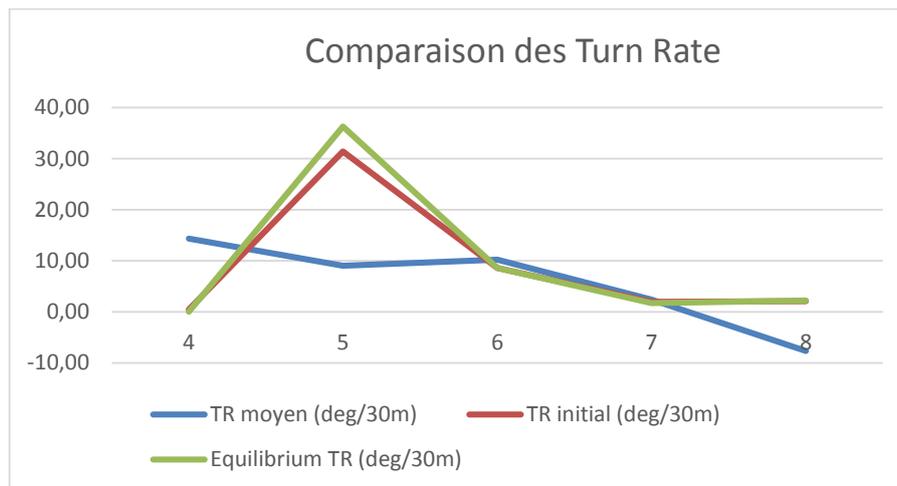
Run	TR moyen (deg/30m)	TR initial (deg/30m)	Equilibrium TR (deg/30m)
4	14,37	0,5	0
5	9,02	31,4	36,308
6	10,25	8,6	8,57
7	2,43	1,9	1,689
8	-7,66	2,1	2,1909

**Tableau 49 Valeur des différents Turn Rate.**

Pour faciliter la comparaison, nous avons représenté sur les deux graphes suivants, les différents gradients d'inclinaison sur le premier, et les différents gradients d'azimut sur l'autre.



**Figure 117 Comparaison des différents Build Rate.**



**Figure 118 Comparaison des différents Turn Rate.**

### Analyse et interprétation des résultats

Nous remarquons que la courbe correspondant aux gradients d'inclinaison de la courbure d'équilibre est très proche de la courbe correspondant aux gradients mesurés aux débuts des Run étudiés, et tend à s'éloigner des courbes représentant les moyennes. Cela reste valable pour les courbures des gradients d'azimut où la différence avec la moyenne des gradients dans chaque Run est plus accentuée.

Le fait que les courbures d'équilibre calculée soit proches des courbures mesurées au début des Run prouve que notre modèle est assez fiable. Cependant, son utilisation doit être limitée à la formation à faible influence directionnelles (formations homogènes).

Le fait que la courbure d'équilibre calculée s'éloigne de la moyenne des courbures, veut tout simplement dire que la courbure équilibrée n'est représentative que des premiers mètres forés du fait de la variation des paramètres opérationnels en cours de forage, notamment le poids sur l'outil et le Tool Face. Ce dernier est varié de manière à orienter l'outil à fin de contrôler la direction du forage.

Pour une prédiction plus précise de la trajectoire, l'approche étape par étape doit être adoptée.

## VI.7 Partie 03 Prédiction de la trajectoire par DrillScan

Le module « Prédiction de trajectoire » est un module de calcul « étape par étape », complémentaire à l'approche « courbure équilibrée » en fonction des informations disponibles et de la connaissance de la géologie locale. Les étapes peuvent être aussi petites que possible, pour une prédiction correcte de la trajectoire. Le module « prédiction de la trajectoire » est ainsi :

- Un outil d'évaluation des conséquences des perturbations (dus à la géologie ou aux systèmes de contrôle directionnel) sur la courbure équilibrée de la BHA.
- Un outil de contrôle assurance/contrôle qualité de la trajectoire conçue par les ingénieurs.
- Un outil d'analyse de la stabilité directionnelle quand la BHA rencontrent un pendage des couches géologique ou un changement de densité des couches traversées.

Le module « prédiction de trajectoire » peut utiliser toutes les informations disponibles telles que la géologie, les conditions du puits (*strike-and-dip*<sup>24</sup>, *UCS*<sup>25</sup>) et les logs des paramètres opérationnels pour simuler la trajectoire du puits.

**Calcul étape par étape :** Consiste en ce qui suit :

- La déflexion de la garniture est calculée dans le puits à une profondeur donnée et en considérant toutes les informations disponibles.
- La direction du forage est calculé par couplage avec le model de l'outil.
- La trajectoire du puits est mise à jour.
- La déflexion de la garniture est recalculée dans la nouvelle trajectoire.

Dans ce qui suit, nous allons utiliser le module « Prediction de trajectoire » pour prédire la trajectoire du puits, en utilisant les BHA, les logs des paramètres opérationnels (WOB) et des paramètres de contrôle (Tool face) respectifs à chaque Run.

### VI.7.1 Procédure

- Ouvrir la BHA associé à un Run.
- Dans la barre des paramètres introduire la profondeur mesurée initiale, la profondeur finale, l'inclinaison initiale, l'azimut initial, le taux de montée en inclinaison initial, et le taux de montée en inclinaison final.
- Lancer la simulation et enregistrer la trajectoire.
- Répéter les étapes pour chaque Run.

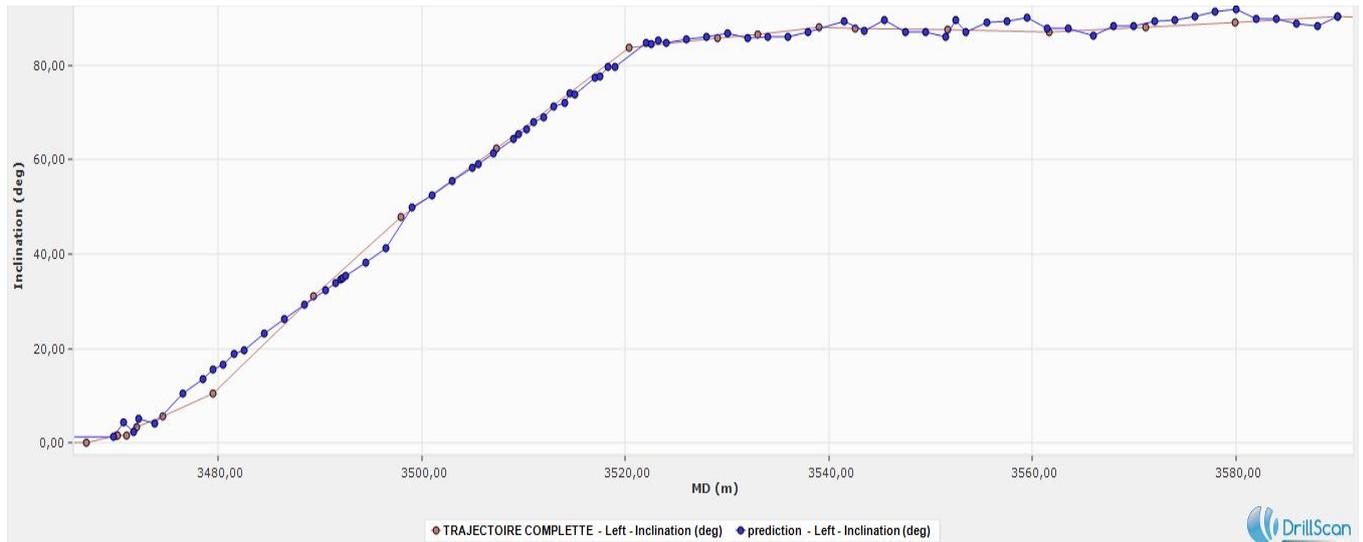
On aura ainsi cinq trajectoires qu'on pourra fusionner pour avoir une idée sur la trajectoire complète du tronçon de puits étudié.

Après fusion des trajectoires des Run, nous avons produit la trajectoire calculée et la trajectoire mesurée sur les mêmes graphes, l'un représente la variation de l'inclinaison en fonction de la profondeur mesurée et l'autre la variation de l'azimut en fonction de la profondeur. On pourra donc comparer les deux trajectoires et juger de la pertinence des résultats obtenus.

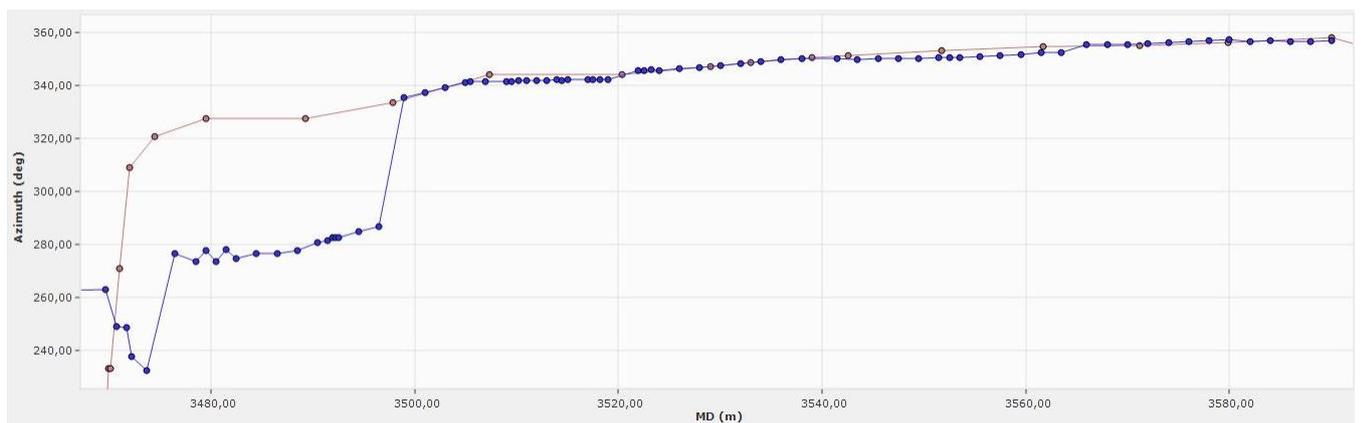
---

<sup>24</sup>C'est un paramètre qui décrit l'orientation d'une couche de roche, il est caractérisé par le strike-and-dip. Le strike est la ligne formée par l'intersection entre la couche de roche et le plan horizontal. Le dip est l'angle dans le plan perpendiculaire à la ligne de strike, entre la couche de roche et le plan horizontal.

<sup>25</sup> Unconfined Compressive Strength (UCS), c'est la mesure des résistances des roches par des tests en compression sur des carottes.



**Figure 119 Comparaison entre inclinaison mesurée et inclinaison calculée.**



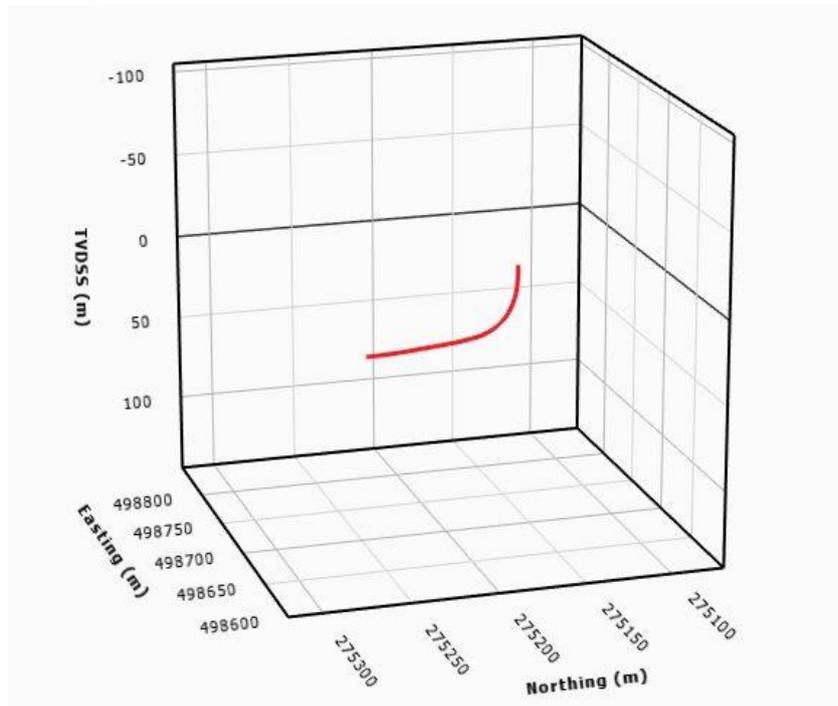
**Figure 120 Comparaison entre azimut mesuré et azimut calculé.**

### Interprétation

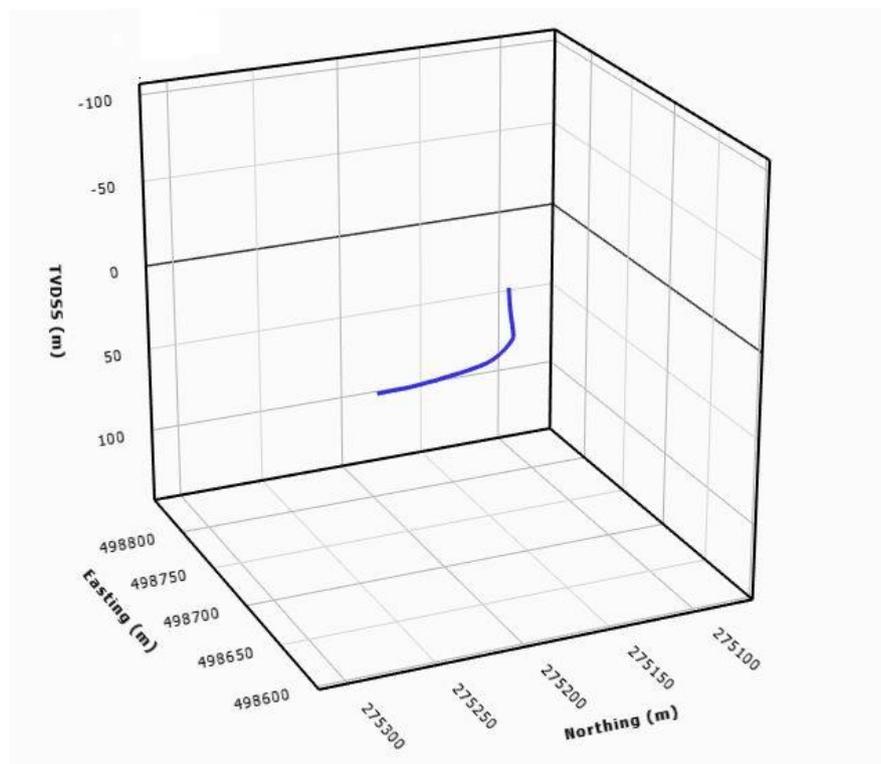
Nous pouvons clairement apercevoir que l'inclinaison calculée par le logiciel en fonction des BHA et des paramètres de calcul introduits, se rapproche beaucoup de la trajectoire mesurée sur chantier, et ce tout le long du tronçon étudié.

En revanche, l'étude de l'azimut montre une légère divergence entre la trajectoire mesurée et la trajectoire prédite par le logiciel et ce sur une petite partie du tronçon étudié allant de 3474.5 m à 3520 m. correspondant aux Run 04. La prédiction pour le reste du tronçon se rapproche des résultats mesurés. Les résultats de la simulation sont satisfaisants.

Les deux trajectoires mesurée et prédite sont représentées en trois dimensions dans les figures 128 et 129.



**Figure 121 Représentation 3D de la trajectoire mesurée.**



**Figure 122 Représentation 3D de la trajectoire prédite.**

Pour comparer les deux trajectoires, nous les avons représentée dans le même espaces en 3D, et effectuer des vues sur plusieurs plans.

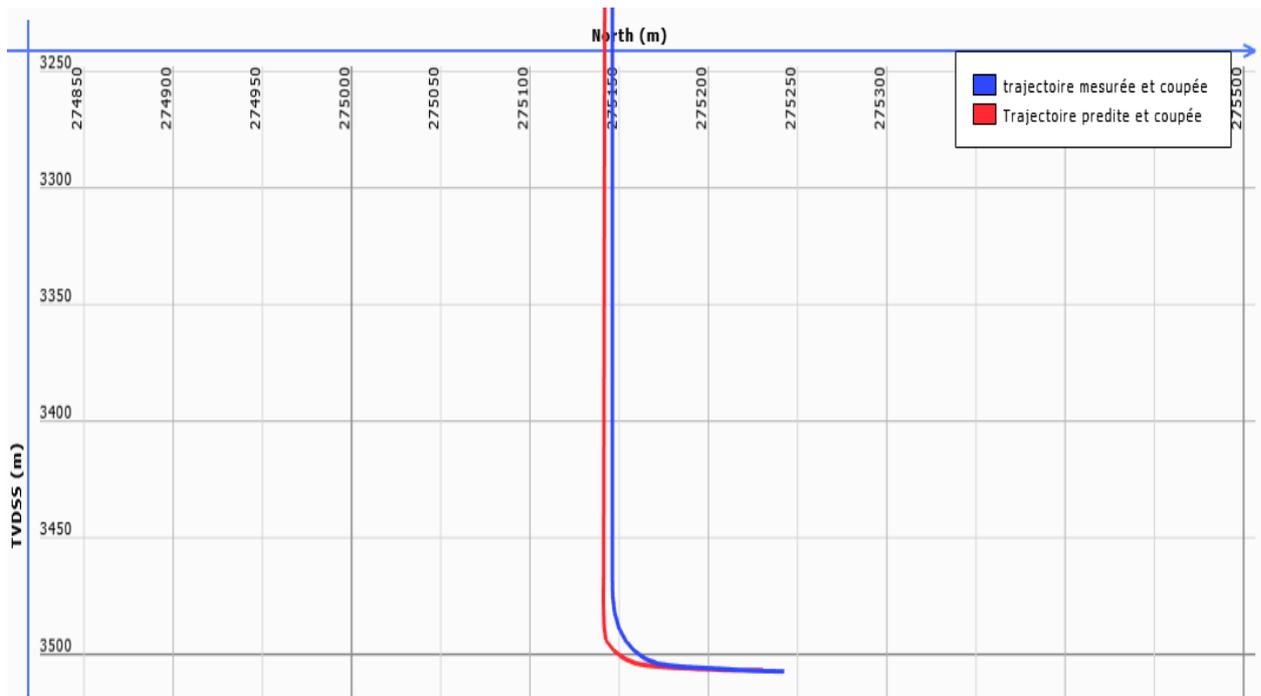


Figure 123 Projection verticale-Nord.

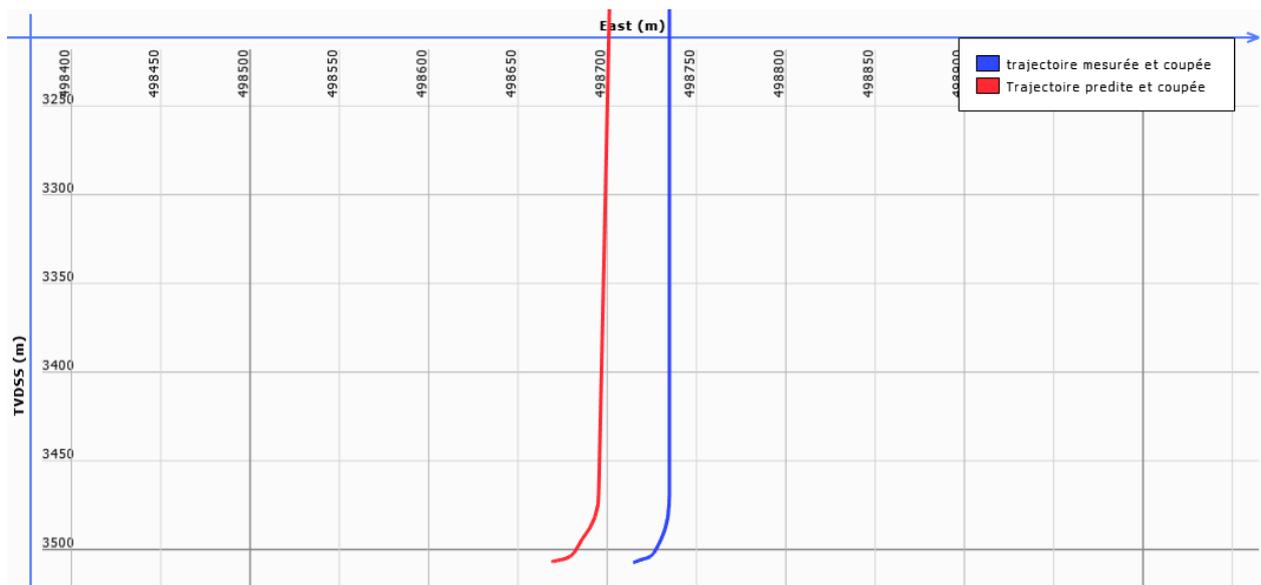
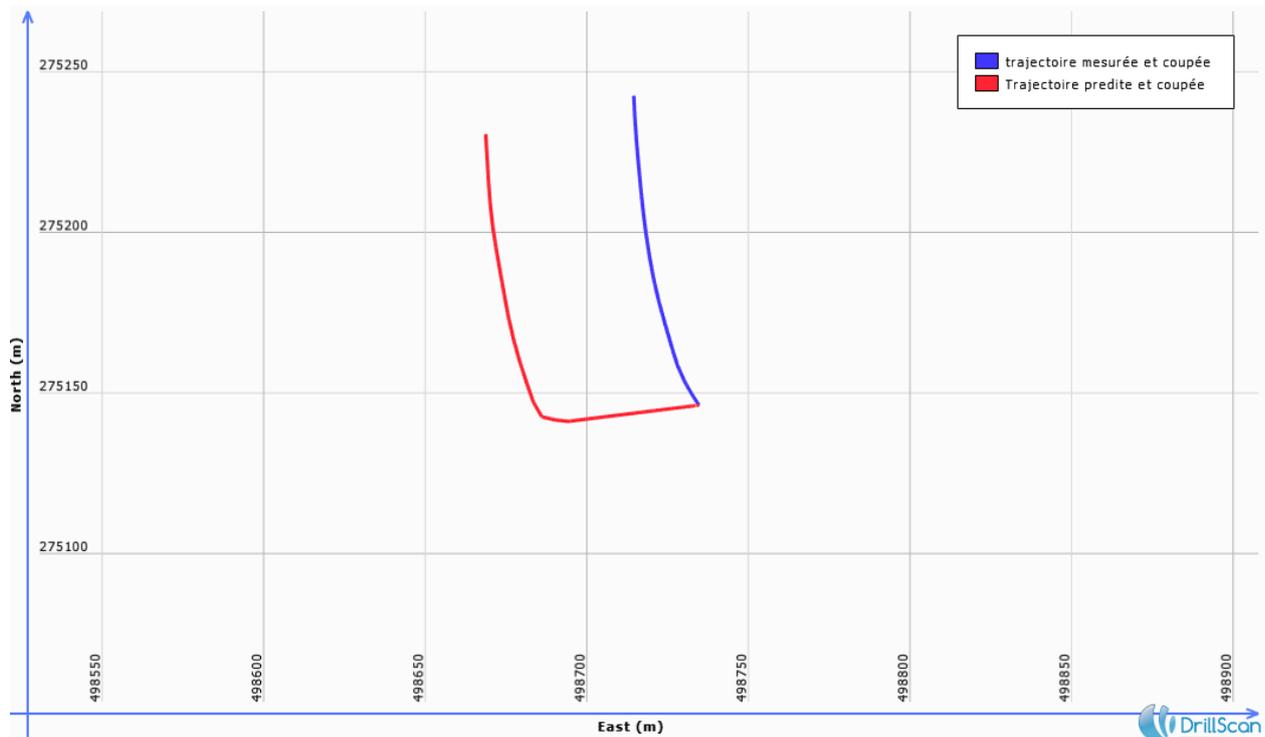


Figure 124 Projection verticale-EST.



**Figure 125 Projection horizontale.**

## Discussions

Les projections verticales des trajectoires mesurées (Survey) et celles prédites par DrillScan montre que ces dernières sont très proches (colinéaires). Cela indique que le logiciel a parfaitement prédit l'inclinaison de la trajectoire. Ceci dit, la projection verticale révèle un écart entre les deux trajectoires notamment lors de l'amorçage de la trajectoire (Whip-stock), en suite les deux trajectoires deviennent parallèles, cela veut dire que DrillScan a aussi bien prédit le comportement azimutal des garnitures, car l'écart provient du fait que nous avons lancé la simulation (prédictions de la trajectoire) sans tenir compte de la présence du Whip-stock, ce dernier est doté d'une orientation prédéfinie qui annule l'effet du et le comportement mécanique de la BHA.

## VI.8 Conclusion

A travers les trois parties de ce chapitre, nous avons dans un premier temps pu comprendre le fonctionnement du modèle ABIS qu'utilise le logiciel DrillScan, et appris à utiliser ce dernier notamment les module Pré-analyse et Post-analyse du forage dirigé. Nous avons ainsi étudié le comportement directionnel de cinq garnitures impliquées dans le forage directionnel de la partie courbe du puits MD-611 pour prédire leurs comportements directionnels décrits par les courbures d'équilibres. Par la suite, et en exploitant le Survey du puits, nous avons pu identifier les défauts de la prédiction en ajustant quelques paramètres, qui en temps normal sont difficiles à estimer, notamment les rapports des formabilités de l'outil, son angle de walk, le sur-calibrage du puits et le coefficient de friction des parois du puits. Le but de ces ajustements est d'optimiser la prédictibilité des autres BHA (Si toutes fois elles utilisent les mêmes types d'outil). Nous avons ainsi eu des résultats satisfaisants.

Dans la seconde partie du chapitre, nous avons proposé un modèle analytique de calcul des courbures d'équilibre, en nous basant sur des publications SPE [14] qui lient les forces latérales au gradients d'équilibres. Nous avons programmé le modèle sur Matlab, et utilisé DrillScan pour obtenir les forces latérales (données de départ du modèle). Notre modèle approche la courbure d'équilibre par un processus itératif. Nous avons ainsi eu des résultats concluants qui se rapprochent des résultats obtenus par DrillScan, de plus il est facile d'emplois. L'écart entre les deux résultats réside dans le fait que notre modèle ne considère pas l'influence du comportement de l'outil contrairement au modèle qu'utilise DrillScan. Par ailleurs, la comparaison des courbures prédites et les courbures mesurées sur le terrain montrent qu'il existe une similitude avec les gradients des premiers mètres forés dans chaque Run, et que le résultat divergent si on les compare avec les courbures moyennes dans chaque Run. Cela s'explique par le fait que les paramètres opératoires (Tool face, et WOB), varient au cours du forage d'un tronçon de puits, et que la méthode de courbure d'équilibre ne considère pas cette variation, donc elle ne fournit qu'une prédiction qualitative de la tendance directionnelle du système. Il est dès lors nécessaire de prédire la trajectoire du puits en considérant les variations locales des conditions. C'est l'objet de la troisième partie du chapitre.

Dans la troisième partie du chapitre, nous avons utilisé le module « Prédiction de trajectoire » de DrillScan qui utilise la méthode « Etape par étape » en exploitant les logs des variations locales des paramètres (WOB, Tool face) et les paramètres d'ajustements obtenus dans la Pré-analyse des BHA. En comparant la trajectoire prédite à la trajectoire réelle (Survey) nous avons conclu que la méthode pas à pas fournis une prédiction assez précise et plus explicite que la méthode de courbure d'équilibre

---

# **Chapitre VII**

## Etude économique

---

## VII. Chapitre VII Etude économique

### VII.1 Introduction

Dans son processus de développement, l'entreprise cherche à maximiser son profit quel que soit son secteur d'activité (industrie pétrolière ou service ...etc.). Elle investit dans des idées nouvelles et de nouvelles installations, qui vont renforcer la croissance économique du pays et la prospérité du peuple d'où l'importance de la décision d'investissement.

La décision d'investir dans un quelconque projet se base principalement sur l'évaluation de son intérêt économique et par conséquent du calcul de sa rentabilité. La rentabilité d'un projet dépend des coûts qu'il engendre et des gains qu'il procure. Si la somme des gains est supérieure aux coûts de l'investissement le projet est rentable.

Cependant, la décision d'investir est prise dans un contexte d'incertitude un investissement génère des coûts qui ne sont pas précisément connus, les taux d'intérêt sont variables et les conditions économiques ou technologiques sont constamment en évolution.

### VII.2 Etude de l'investissement dans la reprise du puits MD-611

Pour que le projet soit économiquement intéressant, il faut que le temps d'amortissement de son investissement ne dépasse pas douze mois ; c'est à dire, après avoir clôturé les travaux sur le puits et sa mise en production, ce dernier devra récupérer la totalité de l'investissement (toutes les dépenses) en moins d'une année.

Pour cela on introduit une formule qui nous permet de calculer le Payout Time (POT) à partir du gain en débit. Le POT est le temps d'amortissement (temps de déboursement) nécessaire pour que le puits puisse récupérer son coût d'investissement. [30]

$$\text{POT} = \frac{\text{le coût global de l'opération} + \text{les pertes de production}}{(\text{gain en débit}) \times 24 \times (\text{prix net du mètre cube de brut})} \text{ (jours)} \quad (\text{VII.1})$$

Avec

**Gain en débit** = débit après l'intervention – débit avant l'intervention

**Pertes de production** = débit avant l'intervention × 24 heures × les jours d'intervention × le Prix net d'un mètre cube de brut.

**Coût globale de l'opération** = Le coût de location d'appareil Work-Over + DTM + Le coût de gardiennage + Le coût de prestations hôtelières + Le coût de prestation de boue + Le coût de Différentes opérations [(Slick line (HALLIBURTON) ; Opération Electrique (GAM-RAY) ; Opération Cimentation(HALLIBURTON) ; le coût des employés lors du forage du drain latéral (HALLIBURTON) ; Opération de DST] + Le coût de la complétion (extraction de l'ancienne et mise en place de la nouvelle) + Le coût de la réparation des équipements endommagés. [30]

**Prix net du mètre cube de brut** = le prix de vente – le prix de revient

Le prix de vente d'un  $m^3$  de brut est calculé comme suit **[prix du baril (159 L) \*1000] / 159**.

### Application Numérique:

- **Gain en débit**

Le débit avant l'opération selon le dernier DST est de  $0.38 m^3/h$ .

Le débit après l'opération selon le DST en fin de puits est de  $4.95 m^3/h$ .

Donc le gain en débit est  $4.95 - 0.38 = 4.57 m^3/h$

- **Prix net du mètre cube de brut**

- **Prix de revient**

Le coût de production d'un baril de brut est estimé à **4 \$** (1 baril =  $0.159m^3$ ) donc Le Coût de production d'un  $m^3$  de brut est estimé à **25 \$** (prix de revient)

- **Prix de vente**

Actuellement, le prix de vente d'un baril est de **55 \$** Donc le prix de vente d'un mètre cube est de

$$\frac{55 * 1000}{159} = \mathbf{345.91 \$}$$

Donc le prix net d'un mètre cube de brut est de

$$345.91 - 25 = \mathbf{320.91 \$}$$

- **Les pertes de production**

On a la durée de l'opération de Work-Over du 08/02/2019 au 17/05/2019 (100 jrs).

Donc Perte de production =  $0.38 * 24 * 100 * 320.91 = \mathbf{292669.92 \$}$

- **Le coût global de l'opération (Voire annexe D et E)**

- Le coût de location de l'appareil Work-Over (TP 214) + DTM (du 08/02/2019 au 17/05/2019) **2265032.70 \$**.
- Le coût de gardiennage (la société SHAPS) **90489.70 \$**.
- Le coût des prestations hôtelières **84025.5 \$**.
- Le coût de Prestation de Boue **8508.5 \$**.
- Le coût de différentes opérations **141360.5 \$**.
- Le coût de la complétion **470588.23 \$**.
- Le coût de la réparation des équipements endommagés est négligeable **0 \$**.

Donc le coût global de l'opération est de **3060005.13 \$**

### VII.3 Calcul Payout time

$$\text{POT} = \frac{3060005.13 + 292669.92}{4.57 * 24 * 320.91} = 95.25 \text{ jours}$$

### VII.4 Interpretation des résultats

Après l'analyse des coûts engendrés par la reprise du puits MD-611 on a pu calculer le Payout time c'est-à-dire, le temps d'amortissement (temps de déboursement) nécessaire pour que le puits puisse récupérer son coût d'investissement.

On a pu démontrer que le puits MD-611 a pu récupérer la totalité des dépenses en moins de 4 mois (95.25 jours), ce qui nous amène à dire que la décision prise par l'entreprise nationale des travaux aux puits de reprendre le puits en short radius était vraiment bénéfique pour celle-ci et lui a permis de maximiser son profit afin d'accroître son développement.

On a constaté également que les dépenses les plus élevées sont liées à la location de l'appareil work-over.

---

# CONCLUSION

---

## Conclusion

Avec la maîtrise des techniques du forage directionnel et l'augmentation des forages dans des réservoirs hétérogènes, il est devenu de plus en plus important de placer avec précision les puits pour parvenir à atteindre les cibles les plus restreintes. Pour cela il est devenu nécessaire de contrôler la trajectoire des puits, mais surtout réussir à la prédire avant d'entamer le forage. C'est là qu'intervient l'étude du comportement directionnel des systèmes de forage.

Cette approche consiste à développer un modèle ou à utiliser un modèle déjà existant qui prédit les réponses déviatrices des systèmes de forage, et ce dans le but d'optimiser les trajectoires des puits. Un modèle complet tient compte du comportement mécanique de la BHA et du comportement de l'outil, à l'image du modèle utilisé par le logiciel DrillScan.

Dans cette approche, nous avons tenté de comprendre le modèle de comportement mécanique des garnitures de forage, développé à l'école des mines de paris, et intégré dans le code de calcul ABIS qu'utilise DrillScan. Ce code se base sur une méthode de résolution par intégration directe qui permet une économie importante dans le temps de calcul, contrairement à la majorité des autres modèles qui se basent sur la méthode des éléments finis. La finalité du modèle est le calcul de la déformation de la garniture, les points de contact avec les parois du puits, les moments et forces engendrées, et leurs directions. Les connaissances des efforts et leurs directions, notamment les forces latérales au niveau de l'outil permet d'estimer qualitativement la déviation du système, et ce en calculant la courbure d'équilibre. Ceci dit, la prédiction serait plus précise si on couplait le comportement de la BHA avec celui de l'outil.

Le logiciel DrillScan nous a permis de calculer les courbures d'équilibres propres aux cinq garniture impliquées dans le forage de la partie courbe du puits MD-611. Des post-analyses effectuées en exploitant le Survey du puits nous ont permis d'ajuster les paramètres : Sur-calibrage de l'outil, Walk, steerability et coefficient de friction, pour ainsi optimiser la prédictibilité d'autres BHA. Dans un second temps, nous avons proposé un modèle analytique capable de calculer les courbures d'équilibre des garnitures en connaissant les forces latérales engendrées par des courbures bien déterminées. Les résultats fournis par notre modèle et ceux fournis par le logiciel DrillScan sont proches, toutes fois, il est à noter que notre modèle ne s'applique que pour les formations homogènes étant donnée qu'il ne prend pas en considération l'interaction outil-roche. L'étude de la trajectoire réelle du puits a démontré que la courbure d'équilibre n'est représentative que des premiers mètres forés, cette méthode ne donne donc qu'une estimation qualitative de la direction du forage. Le module « Prediction de trajectoire » de DrillScan utilise quant à lui la méthode « Etape par étape » pour prédire la trajectoire du puits en considérant la variation des conditions locales de forage. La trajectoire prédite est ainsi très proche de la trajectoire réelle, ce qui atteste de la fiabilité des résultats de la simulation.

Notre brève étude économique consiste à calculer le Payout Time correspondant au temps nécessaire pour amortir les dépenses engendrée par la ré-entry du puits. Nous avons trouvé une valeur de 95 jours, ce qui est plus qu'acceptable. Ainsi, la décision de reprendre le puits en work-Over est justifiée.

## Recommandation

A travers notre travail et en s'appuyant sur la théorie de la modélisation et les résultats de notre étude de cas, nous pouvons tirer quelques recommandations importantes qui sont les suivantes recommandations suivantes

- Avant d'entamer le forage d'une quelconque section déviée d'un puits, il est primordial d'étudier le comportement directionnel des garnitures et choisir celles donnant des tendances déviatrices qui correspondent à la trajectoire planifiée.
- Il faut répertorier minutieusement les caractéristiques des composants des BHA étudiées car le comportement mécanique de cette dernière en dépend.
- Tenir compte des propriétés déviatrices de l'outil lors des planifications d'un forage dirigé.
- Inclure la correction du phénomène du Sag dans la mesure de l'inclinaison et de l'azimut.
- Durant forage, il faut faire des post-analyses dans lesquelles il faut ajuster les paramètres qui sont difficiles à estimer : rapport des formabilités de l'outil, angle de walk, coefficients de friction, et sur-calibrage du puits ; et ce pour optimiser la prédictibilités dans d'autres traçons.
- Il ne faut utiliser des modèles analytiques que dans leurs limites d'utilisabilité (Dans notre cas, formations n'influençant pas la déviation)
- Pour une prédiction explicite de la trajectoire du puits, il faut adopter la méthode pas à pas, en considérant les variations locales des paramètres du forage UCS, Tool Face, Poids sur l'outil.
- Tenir compte de la présence des équipements à orientation prédéfinie, tels que le Whip-stock, dont l'influence sur la déviation l'emporte sur l'influence du comportement mécanique des garnitures.

## References

- [1] DETOURNAY E, “Method and Apparatus for Modelling the Interaction of a Drill Bit With the Earth Formation”, Patent Application Publication, Pub. No. : US 2010/0324825 A1, December 2010.
- [2] M.Birades, “ étude du comportement directionnel des garnitures de forage. Modélisation par éléments finis avec contact unilatéral statique et dynamique”, mémoire de thèse, école centrale de paris (1988).
- [3] M.Birades, P.Toutain, “Modélisation numérique des garnitures de forage dirigé”, pétrole et technique, No.337, Dec, 1987.
- [4] Julia Kaplan, “Modélisation tridimensionnelle du comportement directionnel du système de forage rotary ”. ParisTech, thèse Doctorat, 2003.
- [5] M.Moussawi, S.Bralla, “Géologie du champ de Hassi Messaoud,SH/DG”, Hassi Messaoud, (1993).
- [6] Entreprise National des Travaux aux Puits. “Manuel général d’organisation”, [2012].
- [7] Iain Dowell, Andrew A. Mills, “Chapter 4: Measurement-While-Drilling (MWD), Logging- While-Drilling (LWD) and Geosteering”, Halliburton Energy Services, Esso Australia Ltd
- [8] Petro wiki, Search: “deflection tools in directional drilling” 25/04/2019, 15h26.
- [9] Document SONATRACH, département techniques puits, service études & programmes (Programme Work over, MD-611, Zone (HZS) /HMD – Zone Centrale, Préparation / Réalisation Short radius)
- [10] Drilling formulas.
- [11] ENSPM
- [12] 2006 ENSPM Formation Industrie — IFP Training
- [13] Abdesslem Belaid. “Modélisation tridimensionnelle du comportement mécanique de la garniture de Forage dans les puits à trajectoires complexes : application à la prédiction des frottements garniture puits”. Géologie appliquée. École Nationale Supérieure des Mines de Paris. Français. NNT: 2005ENMP1323. Pastel-00579916. (2005)
- [14] M. Birades - D. Gazaniol. “ORPHEE 3D: Original Results on the Directional Behavior of BHAs with Bent Subs”. SPE number/page 19 244/1. (Elf Aquitaine) (1989)
- [15] World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Computer and Information Engineering Vol: 2, No: 12, 2008

- [16] A.T. Bourgoyne Jr (Author), K.K. Millheim (Author), M.E. Chenevert (Author), F.S. Young Jr (Author). “Applied Drilling Engineering”, Society of Petroleum Engineers (1995).
- [17] Dhaker Ezzedine. “Médicalisation du comportement dynamique d’un train de tiges de forage pétrolier : application aux vibrations latérales”. Thèse Doctorat ParisTech (2013).
- [17] Dhaker Ezzedine. “Médicalisation du comportement dynamique d’un train de tiges de forage pétrolier : application aux vibrations latérales”. Thèse Doctorat ParisTech (2013).
- [18] Menand, S., Sellami, H., Simon, C., Besson, A., & Da Silva, “How Bit Profile and Gauges Affect Well Trajectory”. SPE Drilling & Completion, 18(01), 22-32. doi:10.2118/82412-pa.(2003)
- [19] Tutoriels “Directional drilling” du logiciels DrillScan.
- [20] Ngoc Ha DAO “Modélisation de la fatigue des systèmes de forage de puits à trajectoire complexe”. Paris Tech, these Doctorat (2014).
- [21] Vladimir A. Palmov “Model for the bit-rock interaction analysis”. Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering. (2002)
- [22] J.B. Williams (DRD Corp.) | M.C. Apostal (DRD Corp.) | G.A. Haduch (Jordan, Apostsal, Ritter Assocs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas,) (8-11 October 1989).
- [23] Yung-Hsiang Chen “General Dynamic Shape Functions and Stiffness Matrix of Timoshenko Beam and Their Application to Structure-borne Noise on Ships”, Journal of Ship Research, (National Taiwan University), (1988).
- [24] “Prise en compte de l’interaction outil-roche dans le comportement dynamique du système de forage”. Journées des Doctorants – Paris, 19 et 20 avril 2017, Géosciences, Ressources Naturelles et Environnement.
- [25] [Directionaldrilling.wordpress.com](http://Directionaldrilling.wordpress.com)
- [26] U. Chandra, consultant SPE Member. SPE 15467 “Basic Concepts in Static BHA”, (1986)
- [27] Michel Brades “Static and Dynamic Three-dimensional Bottom hole Assembly Computer Models”, SPE, Elf Aquitaine (1990).
- [28] M. Hassani “Médicalisation du comportement dynamique d’un train de tiges de forage pétrolier” : application aux vibrations latérales. ParisTech thèse Doctorat présentée (2010).

[29] Documentation Sonatrach, Direction EP, Département des opérations ; Bilan des opérations de Work Over MD 611; Octobre - Mars 2019.

## Annexe A

Le but de cet annexe est d'expliquer la méthode matricielle (méthode de la matrice inverse) pour la résolution des systèmes d'équations tel que :

$$\left\{ \begin{array}{l} a_{11} \cdot x_1 + a_{12} \cdot x_2 + \dots + a_{1n} \cdot x_n = b_1 \\ a_{21} \cdot x_1 + a_{22} \cdot x_2 + \dots + a_{2n} \cdot x_n = b_2 \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ a_{m1} \cdot x_1 + a_{m2} \cdot x_2 + \dots + a_{mn} \cdot x_n = b_m \end{array} \right.$$

Dans ce système, on a  $A = a_{ij}$  connue,  $B = b_i$  connues et  $X = x_j$  inconnues ( $i = 1, 2, 3, \dots, m$ ) et ( $j = 1, 2, 3, \dots, n$ ),

Avec :

A : Est une matrice avec j colonnes et i lignes.

B : Est une matrice avec 1 colonne et i lignes.

X : Est une matrice avec j colonnes et i lignes.

Si  $m = n \rightarrow$  on a un système déterminé qui admet une solution unique Si  $\det(A) \neq 0$  (pour qu'il y ait ainsi la possibilité de calculer la matrice inverse de A)

Avec  $\det(A)$  est le déterminant de la matrice A

Donc avec la méthode matricielle Si  $A^{-1}$  est la matrice inverse de A, le système  $A \times X = B$  est résolu comme suit :

$$X = A^{-1} \times B$$

La connaissance de  $A^{-1}$  permet alors de calculer directement la solution X par produit matriciel direct.

L'intégralité de nos calculs matriciels ont été effectués à l'aide du logiciel de calcul MATLAB avec des algorithmes de résolution de ces systèmes qu'on a préalablement programmés.

**Survey Report for MD-611 - 5 7/8" MWD Survey**

Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD below System (m)	Vertical Depth (m)	Local Coordinates (m)		Map Coordinates (m)		Dogleg Rate (°/30m)	Vertical Section (m)	Comments
					Northing	Eastng	Northing	Eastng			
3.467.000	0.000	0.000	3.307.940	3.467.000	0.00 N	0.00 E	113.761.7700	831.600.1000	0.000	0.000	
3.470.100	1.510	232.800	3.310.940	3.470.100	0.02 S	0.03 W	113.761.7443	831.600.0883	14.613	-0.012	
3.479.600	10.440	327.380	3.320.287	3.479.447	0.62 N	0.69 W	113.762.3897	831.598.4875	34.033	0.756	
3.489.300	31.150	327.660	3.329.399	3.488.659	3.94 N	2.46 W	113.765.2247	831.597.6323	63.388	4.163	
3.497.900	47.870	333.570	3.336.013	3.495.173	8.31 N	5.08 W	113.769.9025	831.594.7421	69.773	9.546	
3.507.300	62.450	343.890	3.341.378	3.500.538	16.48 N	7.81 W	113.776.9838	831.591.7761	53.718	17.221	
3.520.400	84.440	344.590	3.346.088	3.504.248	27.50 N	11.20 W	113.788.8756	831.587.9907	60.382	28.667	
3.529.100	87.660	342.460	3.346.687	3.504.947	36.62 N	13.66 W	113.797.1100	831.586.2525	13.303	38.328	
3.942.600	88.060	340.070	3.346.192	3.505.362	48.59 N	17.99 W	113.809.7327	831.580.4948	5.381	51.814	
3.551.700	87.320	338.740	3.346.558	3.505.718	57.13 N	21.11 W	113.818.1624	831.577.0868	2.671	60.907	
3.561.700	87.680	338.930	3.348.994	3.508.154	66.51 N	24.96 W	113.827.4200	831.573.3311	1.221	70.897	
3.571.200	88.090	338.910	3.347.345	3.508.505	75.43 N	27.82 W	113.836.2224	831.568.7752	1.296	80.391	
3.579.800	89.010	338.450	3.347.566	3.508.725	83.68 N	30.84 W	113.844.2727	831.566.4838	3.547	89.088	
3.580.000	90.340	340.070	3.347.623	3.508.783	93.06 N	34.33 W	113.853.6284	831.562.0749	4.359	99.167	
3.603.700	89.200	341.000	3.347.678	3.508.838	105.97 N	38.90 W	113.866.3830	831.557.6802	3.222	112.896	
3.618.800	87.630	340.920	3.348.090	3.507.250	120.05 N	43.76 W	113.880.2916	831.552.3531	3.166	127.778	
3.628.200	87.470	340.630	3.348.500	3.507.690	129.11 N	46.81 W	113.889.2372	831.548.8938	1.034	137.388	
3.639.000	87.230	340.020	3.348.953	3.508.113	138.33 N	50.21 W	113.898.3397	831.545.2913	2.005	147.157	
3.947.200	87.420	340.190	3.349.383	3.508.543	146.97 N	53.34 W	113.908.8716	831.541.8759	0.810	156.347	
3.656.600	86.790	340.000	3.349.857	3.508.017	155.79 N	56.53 W	113.915.5994	831.538.3854	2.091	166.735	
3.698.000	86.790	338.960	3.350.394	3.508.544	164.60 N	59.78 W	113.924.2768	831.534.9488	1.402	175.120	
3.675.600	86.670	338.670	3.350.931	3.510.061	173.69 N	63.12 W	113.933.1472	831.531.2116	0.508	194.704	

**Vertical Section Information**

Angle Type	Target	Azimuth (°)	Origin Type	+N_ S (m)	+E/W (m)	Start TVD (m)
User	No Target (Freehand)	340.000	Slot	0.000	0.000	0.000

**Survey tool program**

From (m)	To (m)	Survey/Plan	Survey Tool
10.000	3.467.000	Blind Vertical	Blind
3.470.100	3.675.600	5 7/8" MWD Survey	MWD

## Annexe C :

HALLIBURTON   Sperry Drilling	
<b>WELL INFORMATION</b>	
<b>March 2019</b>	
<p style="text-align: center;"><b>BHA Tally</b></p> <p style="text-align: center;">Drillstring</p> <p>IADC Rig BHA#</p> <p style="text-align: center;">Run# 400</p>	<p>Customer : Sonatrach DP</p> <p>Well Name : MD-611</p> <p>Job Number : AL-XX-0903765279</p> <p>Rig Name : TP 214</p> <p>Field Name : Hassi Messaoud</p> <p>Country : Algeria</p>

COMPONENT DATA									
Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbf)	Top Connection	Length (m)	Cumulative Length (m)
1	Tricone Bit	12755365	4.750	2.250	5.875	46.84	P 3-1/2" REG	0.18	0.18
2	4 3/4" SperryDrill Lobe 7/8 - 2.2 stg - Stealth	11683278	4.750	2.901		38.55	B 3.5" WT31	4.62	4.80
	Stabilizer				5.500				
3	Lower Super-Flex X-Over Sub	701287	4.750	2.750		40.15		1.26	6.06
4	DGWD Super-Flex	672661	4.060	2.750		23.88		6.05	12.11
5	Super-Flex Flow Sub	2806320	4.125	3.080		20.15		1.12	13.23
6	Upper Super-Flex X-Over Sub	671869	4.125	2.750		25.30	B 3-1/2" IF	1.88	15.11
7	Downhole Screen	11256437	4.780	3.375		30.67	B 3-1/2" IF	1.76	16.87
8	Float Sub	SBD71306	4.750	2.250		46.84	B 3-1/2" IF	0.93	17.80
9	Orienting Sub UBHO	7535005	4.750	2.000		49.89	B 3-1/2" IF	1.11	18.91
10	6x DP 3-1/2" X 2.764" - 13.3# NC 38 (IF)		3.500	2.764		14.49		55.77	74.68
11	15x 4 3/4" X 2.25" - 46.7# Drill Collar		4.750	2.250		46.70	B 3-1/2" IF	137.52	212.20
12	105x DP 3-1/2" X 2.764" - 13.3# NC 38 (IF)		3.500	2.764		14.49		984.68	1196.88
13	X-Over Sub		4.750	2.813		39.21		1.19	1198.07
14	DP 5" X 4.276" - 10.5# NC 50 (XH)		5.000	4.276		21.92		2276.82	3474.89
<b>Total:</b>								<b>3474.89</b>	

Tableau 1 : BHA du Run N°4.

BIT DATA			
Bit Number	: 2	Nozzles	: 3x26
Bit Size (in)	: 5.875	TFA (in <sup>2</sup> )	: 1.5555
Manufacturer	: HDBS	Dull Grade In	: NEW
Model	: EQH 52 DRD	Dull Grade Out	:
Serial Number	: 12755365		

Tableau 2 : Informations sur les outils du Run N°4.

MOTOR DATA			
Motor Number	: 2	Bend (deg)	: 3.24
OD (in)	: 4.750	Nozzles (32nd)	: 0.0
Manufacturer	: Sperry Drilling	Avg Diff Press	:
Model	: SperryDrill	Cumul Cir Hrs	:
Serial Number	: 11683278		

Tableau 3 : Informations sur les moteurs du Run N°4.



