

N° Ordre/Faculté/UMBB/2016

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



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

BOUDINA Mohamed Seïf Eddine

Filière : Hydrocarbures

Option : Forage des puits

Thème

Maintien de la verticalité en phase 8^{1/2} et étude anticollision :

Les défis de la région de Rhourde Nouss

Devant le jury :

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

Année universitaire : 2015/2016

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

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

BOUDINA Mohamed Seïf Eddine

Filière : Hydrocarbures

Option : Forage des puits

Thème

Maintien de la verticalité en phase 8^{1/2} et étude anticollision :

Les défis de la région de Rhourde Nouss

Année universitaire : 2015/2016

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 :

Filière :

Option :

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

.....
.....
.....

Présenté par :

BOUDINA Mohamed Seif Eddine

Avis favorable de l'encadreur :

MELLAK Abderrahmane

Signature

Avis favorable du Président de jury

BENTRIOU Abdelhak

Signature

Cachet et signature

REMERCIEMENTS

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce à Dieu et au concours de plusieurs personnes à qui je voudrais témoigner toute ma reconnaissance.

Je tiens tout d'abord à remercier vivement mon encadreur :

Professeur MELLAK Abderrahmane

pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter ma réflexion.

J'aimerais aussi adresser toute ma gratitude à mes très chers parents qui ont toujours été là pour moi, qui ont tout sacrifié pour leurs enfants n'épargnant ni santé ni efforts. Vous m'avez donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance. Je suis redevable d'une éducation dont je suis fier.

Je remercie ma sœur pour ses encouragements.

Je voudrais également remercier sincèrement les membres du jury qui me font l'honneur d'évaluer ce travail.

Je désire aussi remercier les enseignants de la Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie, qui m'ont fourni les outils nécessaires à la réussite de mes études universitaires.

Je remercie également la Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie en tant que structure d'enseignement, mais aussi le Petroleum Club en tant que club scientifique et tous ses membres auprès desquels j'ai trouvé un espace d'échange, d'apprentissage, de camaraderie et de découverte.

Je ne terminerai pas sans avoir exprimé des remerciements envers toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet.

DEDICACES

Je dédie ce mémoire

A mes parents pour leur amour inestimable, leur confiance, leur soutien, leurs sacrifices et toutes les valeurs qu'ils ont su m'inculquer en leur souhaitant une longue vie.

A ma sœur pour sa présence et ses encouragements et à qui je souhaite beaucoup de réussite.

A toute ma famille ainsi qu'à mes proches et amis.

TABLE DES MATIERES

LISTE DES ABREVIATIONS

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES GRAPHIQUES ET DIAGRAMMES

INTRODUCTION 06

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LA REGION DE RHOURDE NOUSS 08

Introduction 08

1. Situation géographique et contextes 08

1.1.Les limites géographiques 08

1.2.Contexte géologique 08

1.3.Contexte géodynamique 09

2. Historique d'exploitation de la région de Rhourde Nous 09

3. Cadre géologique 10

3.1.Aspect structural 10

3.1.1. Régionalement 10

3.1.2. Localement 11

3.2.Stratigraphie de la région 13

3.3.Evolution structurale 20

3.4.Les réservoirs 23

4. Aspect pétrolier 25

CHAPITRE II : INTRODUCTION AUX CONCEPTS DE VERTICALITE 28

ET DE SURVEYS

Introduction 28

Définitions générales 28

1. Verticalité 29

1.1.Les facteurs affectant la verticalité d'un puits 30

1.2.Les conséquences de la non-verticalité sur la forme du trou 32

2. Surveillance de la trajectoire d'un puits (Surveys)	33
2.1.Applications de la prise de surveys	34
2.2.Les instruments de mesure	35
3. Les différents types d'interférences	39
3.1.Les interférences magnétiques	39
3.2.Les interférences dues au train de tiges	41
3.3.Les interférences magnétiques externes	44
4. Calculs de surveys	46

CHAPITRE III : PRESENTATION DU PUITZ RNZ 128 49

Introduction 49

1. Informations du puits	49
2. Accès au puits	50
3. Pronostics du puits	51
4. Plan de forage (Jours-Profondeur)	52
5. Détails du temps de forage	53
6. Programme de surveillance de déviation	53
7. Programme des outils de forage	54
8. Programme de tubage	54
9. Programme de boue	55

CHAPITRE IV : MAINTIEN DE LA VERTICALITE 56

Introduction 56

1. Présentation du problème	56
2. Les causes potentielles de la déviation	56
2.1.Explication théorique	57
2.2.Problèmes de formation	58
2.2.1. Déformations cassantes	58
2.2.2. Déformations souples	59
2.3.Composition de la BHA	61
3. Conséquences de la non verticalité du puits	63
4. Maintenir la verticalité	63
4.1.Garniture de maintien de la verticalité	63
4.2.Systèmes automatisés de maintien de la verticalité	67
5. Déroulement des opérations pour le puits Alpha	73

CHAPITRE V : ETUDE ANTICOLLISION	88
Introduction	88
1. Planification anticollision	88
2. L'étude anticollision	93
3. Options de calcul	96
4. Conséquences d'une collision entre puits	106
5. Etude de cas du puits Alpha	107
5.1.Positionnement du puits	107
5.2.Etude anticollision du puits	109
CONCLUSION	115
RECOMMANDATIONS	116
BIBLIOGRAPHIE	117

LISTE DES ABREVIATIONS

TAG : Trias Argileux Gréseux
TAGI : Trias Argileux Gréseux Inférieur
RT : Rotary Table
GL : Ground Level
MSL : Mean Sea Level
BHA : Bottom Hole Assembly
HW : Heavy Weight
XO : Crossover
DC : Drill Collar
DP : Drill Pipe
NMDC : Non Magnet
SST : Sleeve Stab
PC : Pony Collar
NBS : Near Bit
MWD : Measurment While Drilling
FS : Float Sub
CRS : Circulatuiion Sub
UNK : Unknown
MASD : Minimum Allowable Separation Distance
AHE : Along Hole Error
LE : Lateral Error
UE : Upward Error
TF : Tool Face
KOP : Kick Off Point
TVD : True Vertical Depth
MD : Measured Depth
PDM : Positive Displacement Motor

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Situation géographique de la région de Rhourde Nouss	09
Figure 2 : Les trends structuraux de la région de Rhourde Nouss (Sonatrach : 1991)	12
Figure 3 : Stratigraphie de la Province Orientale	17
Figure 4 : Corrélations lithostratigraphiques Dévonien moyen à Carbonifère de la Province Orientale	18
Figure 5 : Corrélations lithostratigraphiques Cambrien à Dévonien inf. des Provinces Orientales et Triasiques	19
Figure 6.1 : Schéma représentatif d'une déviation de trajectoire d'un puits	30
Figure 6.2 : Vue tridimensionnelle d'une déviation de trajectoire d'un puits	31
Figure 7 : Gyroscope typique	37
Figure 8 : Système Mesurment While Drilling (MWD)	39
Figure 9 : Champ magnétique terrestre	41
Figure 10 : Interférences magnétiques	43
Figure 11 : Equipement amagnétique pour MWD	45
Figure 12 : Schéma représentatif de la différence entre Closure Distance et Vertical Section dans un plan horizontal	48
Figure 13 : Plan d'accès au puits Alpha depuis Hassi Messaoud	50
Figure 14 : Aperçu du programme de forage (Days vs Depth)	52
Figure 15 : Schéma démonstratif de la formation d'une roche anisotrope	57
Figure 16 : Schéma descriptif des différents types de failles	59
Figure 17 : Schéma descriptif des éléments d'un pli	60
Figure 18 : Pendage des Couches au niveau du champ de Rhourde Nouss	61
Figure 19 : Structure en fleurs de la région de Rhourde Nouss	62
Figure 20 : Schéma descriptif des différents types de Bottom Hole Assembly (BHA)	66
Figure 21 : Photo du Power-V RSS lors de son Rig-up	68
Figure 22 : Photo AutoTrak-V RSS	70
Figure 23 : Photo VertiTrak lors de son Rig-up	70
Figure 24 : Photo du VertiSteer	72

Figure 25 : Représentation des deux modes de travail du PDM	73
Figure 26 : Schéma représentatif des erreurs verticales, radiales et latérales	91
Figure 27 : Spider Plot	92
Figure 28 : Travelling Cylinder Plot	93
Figure 29 : Règle de type A	94
Figure 30 : Règle de type B	94
Figure 31 : Règle de type D	95
Figure 32 : Schéma montrant un exemple de l'effet de l'erreur d'azimut dû à l'interférence magnétique axiale	98
Figure 33 : Clé de lecture des différents schémas	99
Figure 34 : Schéma montrant la méthode du plus grand demi-axe	100
Figure 35 : Schéma montrant le rayon de l'ellipse	100
Figure 36 : Schéma montrant le rayon de la courbe de la pédale ou de la surface	101
Figure 37 : Schéma montrant l'ellipsoïde ou l'ellipse de séparation	101
Figure 38 : Carte démonstratif de la localisation du puits Alpha	107
Figure 39 : Spider Plot anticollision du puits Alpha avec trajectoire prévue	109

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Historique des découvertes dans la région de Rhourde Nouss	10
Tableau 2 : Tableau récapitulatif des phases tectoniques dans la partie Est du Sahara Algérien Bassin d'Illizi et province Triasique (Boudjemaa : 1987 et Beicip-Franlab : 1975)	23
Tableau 3 : Volumes de Gaz en place - Prouvés et Probables	26
Tableau 4 : Volumes de Gaz en place - Prouvés, Probables et Possibles	26
Tableau 5 : Volumes d'huile en place - Prouvés et Probables	27
Tableau 6 : Volumes d'huile en place - Prouvés, Probables et Possibles	27
Tableau 7 : Récapitulatif des informations du puits	49
Tableau 8 : Récapitulatifs des pronostics du puits	51
Tableau 9 : Détails du temps de forage du puits Alpha	53
Tableau 10 : Programme de surveillance de déviation du puits Alpha	53
Tableau 11 : Programme des outils de forage proposés pour le puits Alpha	54
Tableau 12 : Programme de tubage du puits Alpha	54
Tableau 13 : Programme de boue pour le puits Alpha	55
Tableau 14 : Composition de la Packed Hole BHA	74
Tableau 15 : Composition de l'assemblage contenant le Power-V	77
Tableau 16 : Composition de l'assemblage contenant l'AutoTrak-V	80
Tableau 17 : Récapitulatif des erreurs typiques lors de la prise de surveys	90
Tableau 18 : Inclusion du diamètre du trou et/ou du casing	102
Tableau 19 : Valeurs de d'écart types avec niveau de confiance est implicite	102
Tableau 20 : Niveau de confiance spécifié au nombre de déviation avec nombre d'écart type est implicite	103
Tableau 21 : Coordonnées X / Y des puits de la structure RN Centre	108
Tableau 22 : Rapport anticollision du puits Alpha – Rhourde Nouss	110

LISTE DES GRAPHIQUES ET DIAGRAMMES

Graphiques :

Graphique 1 : Variation de l'inclinaison en fonction de la profondeur	75
Graphique 2 : Tracé du profil du puits	76
Graphique 3 : Variation de l'inclinaison en fonction de la profondeur	78
Graphique 4 : Tracé du profil du puits	79
Graphique 5 : Variation de l'inclinaison en fonction de la profondeur	81
Graphique 6 : Variation de l'inclinaison en fonction de la profondeur depuis la surface	82
Graphique 7 : Tracé du profil du puits à partir de la surface	83
Graphique 8 : Variation du Closure en fonction de la profondeur	84
Graphique 9 : Représentation du profil du puits en 2D (Coordonnées NS – EW)	85
Graphique 10 : Profil et orientation du puits Alpha prévus	86
Graphique 11 : Plan de localisation des puits de la structure RN Centre	109

Diagrammes :

Diagramme 1 : Catégories des Instruments de prise de Surveys	35
Diagramme 2 : Calcul de la probabilité de collision entre deux puits	105
Diagramme 3 : Calcul de la probabilité de collision entre deux puits en incluant la probabilité de se trouver du mauvais côté de l'offset well	105

INTRODUCTION

Le forage dirigé est un outil extrêmement important dans le développement des réservoirs d'huile et de gaz. Les contraintes auxquelles sont confrontés le développement et la production des hydrocarbures ont dicté l'obligation de la maîtrise et du contrôle de la trajectoire du forage. Probablement, l'aspect le plus important du forage dirigé est de permettre la production des réserves sous-marines autour du monde, chose qui aurait été économiquement impossible avec les forages verticaux.

Initialement, le forage dirigé était utilisé comme opération remède afin de contourner des outils coincés dans le puits, remettre un puits à la vertical ou forer un puits d'intervention dans le but de stopper une venue non contrôlée.

Le premier essor de cette technique était en 1929 quand le sens de l'exactitude des mesures de l'angle du puits est était introduit lors du développement du champ de Seminole en Oklahoma aux Etats Unis d'Amérique. Le premier puits dévié fut alors foré, en 1930 dans la Baie de Huntington en Californie, depuis une plateforme onshore vers un réservoir offshore.

De nos jours, l'utilisation du forage dévié est chose courante dans le monde pour l'exploration et le développement des différents champs pétroliers et gaziers.

Parallèlement à l'avancement de la technologie et au développement technique du forage dirigé, de nombreuses contraintes apparaissent, notamment en Algérie au niveau du champ de Rhourde Nouss, tel que : le maintien de la verticalité du puits dans la phase verticale du 8^{1/2} (avant l'atteinte du Kick Off Point) ainsi que l'évitement de la collision avec d'autres puits avoisinants lors du forage de la partie déviée.

L'utilisation de certains outils technologiques reste le seul moyen de faire face aux contraintes techniques que rencontre la région de Rhourde Nouss, à savoir : *Packed Hole BHA*, le Power-V, le VertiSteer, le VertiTrak...etc. pour le maintien de la verticalité, ainsi que : le Measurment While Drilling, le Wellbore Survey, Gyro Technology, l'Etude Anticollision...etc. pour l'évitement de la collision entre puits.

L'objectif de l'étude

Dans ce mémoire, on s'intéresse à la manière de traiter deux problèmes, dont l'un peut handicaper gravement les opérations de forage au niveau de la région de Rhourde Nouss au cours des prochaines années. C'est le problème du maintien de la verticalité et l'étude anticollision qui peut, si mal faite, nuire à l'intégrité des puits.

L'objectif de mon étude est de :

- Trouver le meilleur moyen de maintenir la verticalité de la phase 8^{1/2} avant l'atteinte du KOP
- Optimiser la surveillance des puits et l'étude anticollision lors de l'exploitation du champ de Rhourde Nouss.

Organisation de l'étude

Afin d'arriver aux objectifs cités précédemment, j'ai opté pour la stratégie suivante :

- Etudier la géologie de la région et déterminer le facteur affectant la verticalité du forage
- Faire une étude comparative entre les différentes méthodes utilisées lors du forage de la section verticale de la phase 8^{1/2}
- Mise au point d'un plan d'étude permettant de réduire considérablement les risques de collisions en me basant sur les *Surveys* de la région.

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LA REGION DE RHOURE NOUSS

Introduction

Le sujet de cette recherche étayant les problèmes rencontrés lors de l'exploitation du potentiel en hydrocarbures de la région de Rhourde Nouss, il est important de définir la localisation, la structure ainsi que la géologie de cette région.

Ce premier chapitre a donc pour objectif de faire le tour de toutes ces informations afin de mettre en place une carte identitaire de la région de Rhourde Nouss.

1. Situation géographique et contextes

Le champ de Rhourde Nouss est l'une des principales zones productives d'hydrocarbures du Sahara Algérien, il se situe à environ 1.200 Km au Sud-Est d'Alger, à 280 Km au Sud-Est de Hassi Messaoud et à 350 Km au Nord-Ouest d'Ain Amenas. Ce champ s'étend sur une superficie de l'ordre de 10.000 Km²

1.1.Les limites géographiques

La région de Rhourde Nouss est située dans la wilaya d'Illizi et se positionne entre :

- 29°16' et 30° parallèles.
- 06°24' et 07° méridien.

Elle est limitée au Nord par la région de Gassi-Touil, au Sud par les régions de Hamra, et de Tin-Fouyé Tabenkourt.

1.2.Contexte géologique

La région de Rhourde Nouss se trouve sur l'extrême sud de la province du Sahara Nord Orientale, se comporte comme une zone positive qui s'étend suivant une direction méridienne limitée par de grands éléments structuraux :

- A l'Ouest, par le môle d'Amguid-El Biod, ce môle présente une vaste unité structurale subméridienne s'étendant sur 600 km allant d'Amguid au Sud à Rhourde El Baguel au Nord.
- Au Nord-Est, par le bassin de Berkine vers lequel s'enfoncent les axes SW-NE des structures de Rhourde Hamra et de Rhourde Chouff.
- Au Sud-Est, par la partie Occidentale du môle d'Ahara, le fond de Tin Fouyé et Tabenkourt au SE, et le haut de Maouar à l'Est.

1.3.Contexte géodynamique

La région de Rhourde Nouss fait partie de la province triasique qui correspond à un vaste bassin intra-plaques de type plateforme épicontinentale. L'évolution géodynamique et l'architecture de la région sont en étroite relation avec celle du môle d'Amguid El Biod.

La région correspond à la partie Sud de la dorsale complexe d'Amguid El Biod- Hassi Messaoud, dont les zones horst et les zones graben sont traversées par de nombreux accidents subméridiens, ainsi que par des failles normales moins étendues de direction orthogonale et transversale par rapport à la direction principale des structures.

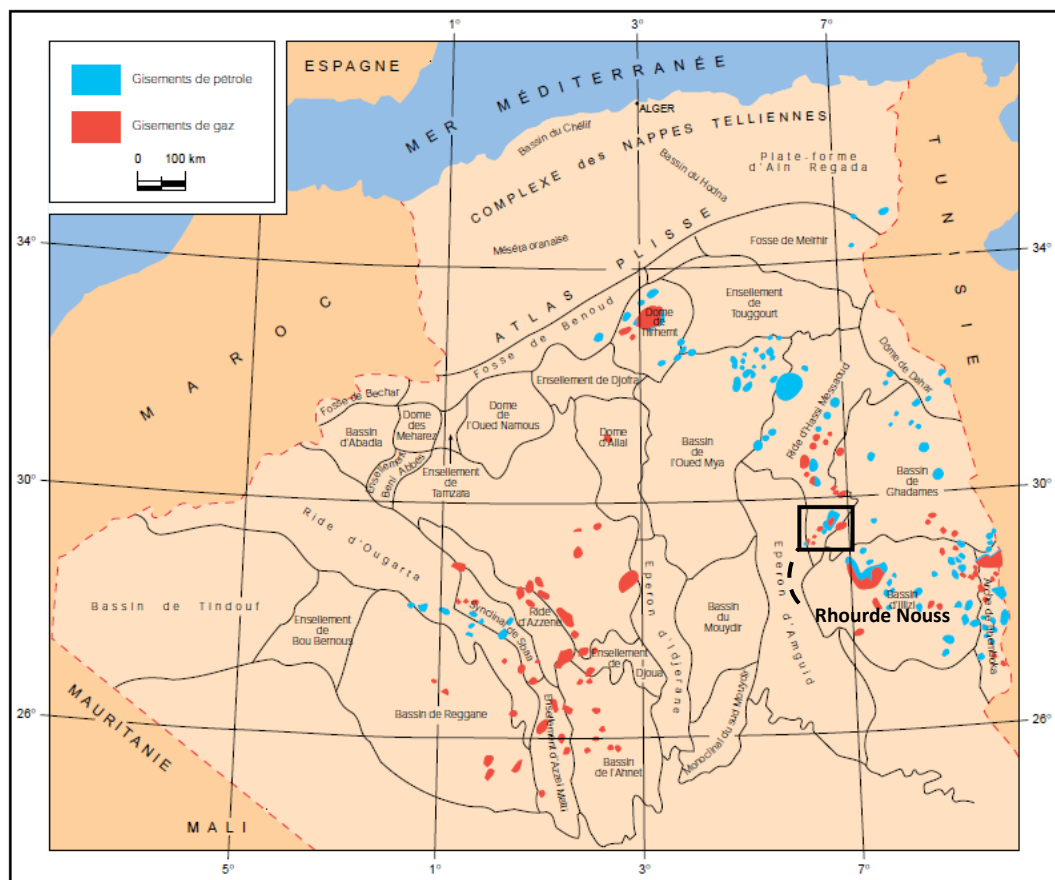


Figure 1 : Situation géographique de la région de Rhourde Nouss

2. Historique d'exploitation de la région de Rhourde Nouss

Suite à de nombreux travaux de reconnaissance : gravimétriques, magnétométriques et sismiques effectués depuis 1946 sur toute la province triasique ayant permis de mettre en évidence de nombreuses structures pouvant contenir des hydrocarbures, les travaux de recherches sur cette région ont débutés dès 1956 par la compagnie El Paso France Afrique avec

l'implantation de HR 1 qui a été foré sur la structure de Hamra. Au cours de ce forage un seul test fut effectué et ce dans le Barremo-Neocomien.

La poursuite des travaux sur cette même structure a permis en 1958 de forer HR 2. Ce dernier a mené à la découverte de Gaz dans les réservoirs Tris Gréseux et Ordovicien. Dès lors, les travaux ont été poursuivis vers l'Ouest avec la mise en évidence en 1959 de la structure de Ramade Nord qui a abouti à des résultats négatifs.

Les recherches ont été ensuite orientées vers le Nord-Est, où la structure de Rhourde Nouss a été mise en évidence. En 1962 : le sondage RN 1 de 2.100 m de profondeur a révélé la présence de Gaz dans le Trias et le Gothlandien.

En Aout 1963 : le forage RN 4, implanté sur le flanc de la structure, avait permis la découverte d'un anneau d'huile dans le Trias Argilo-Gréseux Supérieur. Cette découverte a encouragé l'exploitation des hydrocarbures dans la région, tel qu'en Février 1970 : un autre anneau d'huile dans le Silurien a été mis en évidence par le forage RN 101, alors que celui foré en Juin a révélé la présence de Gaz à Condensat dans les Quartzites de Hamra.

Depuis, le champ de Rhourde Nouss reste le siège de très nombreuses accumulations d'hydrocarbures. Pour cela, d'intenses efforts ont été fournis, dans le but de son développement et de la mise en production des autres gisements.

Structures	Année	Puits	Réservoirs	Effluants
R.Nouss Centre	1962 - 1963	RN 1 - RN 4	TRIAS + SIL + Q.HAMRA	GAZ + COND + HUILE
R.Nouss Sud-Est	1972	RNSE 1	TRIAS + SIL + Q.HAMRA	GAZ + COND + HUILE
R.Nouss Sud-West	1973 - 1974	RNSW 1	TRIAS + Q.HAMRA	GAZ + COND
R.Hamra	1971	RHA 1	TAGS + TAGI	GAZ + COND
R.Adra	1964	RA 1	TRIAS + SIL + D.MEKR + Q.HAMRA	GAZ + COND
R.Chouff	1963	RC 1	TAGS	GAZ + COND

Tableau 1 : Historique des découvertes dans la région de Rhourde Nouss

3. Cadre géologique

3.1.Aspect structural

3.1.1. Régionalement

La zone de Rhourde Nouss est située entre deux éléments structuraux majeurs de la plateforme saharienne :

- A l'Ouest : le Môle d'Amguid-El Biod, vaste unité structurale subméridienne s'étendant d'Amguid au Sud à Rhourde Baguel au Nord.

- A l'Est : la Haut de Maouar d'âge anti-Mésozoïque, érodée jusqu'à l'Ordovicien et d'orientation NNW-SSE.

Le champ de Rhourde Nouss se présente comme une zone très structurée par des plis anticlinaux le long d'un couloir relativement étroit de direction NE-SW. Ces structures, nombreuses, s'organisent le long de plusieurs failles très importantes qui ont joué en normale, inverse et en décrochement, et dont le rejet est très variable, pouvant atteindre plusieurs centaines de mètres, d'où a complexité structurale observée au niveau des accumulations.

La structuration actuelle de Rhourde Nouss serait donc le résultat des effets des nombreuses contraintes tectoniques qui se sont succédé au cours des différents temps géologiques.

L'importance des mouvements au crétacé traduit une grande mobilité de la zone. Les accidents ont joué à diverses époques d'où le poly-phasage des structures. Deux orientations structurales prédominent :

Une direction subméridienne correspondant à la direction de la faille de Ramade à l'Ouest. Les structures qui y sont associées sont des plis de vaste dimension et d'assez forte amplitude.

Une direction Nord-Est / Sud-Ouest où les accidents présentent souvent des caractéristiques de décrochement. Les structures qui y sont associées sont de plus faibles dimensions que ci-dessus mais peuvent être très accusées.

3.1.2. Localement

La structure de Rhourde Nouss est très complexe. On distingue deux familles de failles, la première famille de direction Nord-Sud et la deuxième de la direction Nord-Est, Sud-Est. Cette structure serait de dimension 40 x 30 Km², elle est composée de quatre structures différentes à savoir :

- 1- Rhourde Nouss Centre (RNC)
- 2- Rhourde Nouss Sud-Est (RNSE)
- 3- Rhourde Nouss Sud-Ouest (RNSW)
- 4- Rhourde Adra (RA)

Rhourde Nouss Centre (RNC)

Cette structure est alignée Nord-Sud et s'étend sur environ 16 x 8 Km² avec une petite structure au Nord-Est de 4 x 2,5 Km². Le réservoir contient du Gaz avec un anneau d'Huile d'une trentaine de mètres dans lequel on a foré plus de 60 Puits.

Rhourde Nouss Sud-Ouest (RNSW)

Elle est alignée SSW – NNE sur une surface de 16 x 3,5 Km². Le réservoir est à Gaz avec un anneau d'Huile d'une vingtaine de mètres, le nombre de puits forés dans le réservoir avoisine 20 puits.

Rhourde Nouss Sud-Est (RNSE)

Cette structure est alignée Nord-Sud sur une surface de 8,5 x 4 Km². Le nombre de puits forés dans le réservoir avoisine la vingtaine, dont la moitié a été foré dans le Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS), qui est producteur de Gaz, avec un anneau d'Huile d'une dizaine de mètres, tandis que l'autre moitié a été forée dans le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) qui est producteur d'Huile.

Rhourde Adra (RA)

Elle est alignée SW-NE sur une surface de 23 x 2,5 Km² le réservoir contient du Gaz et le nombre de puits forés dans cette région est supérieur à 15 puits.

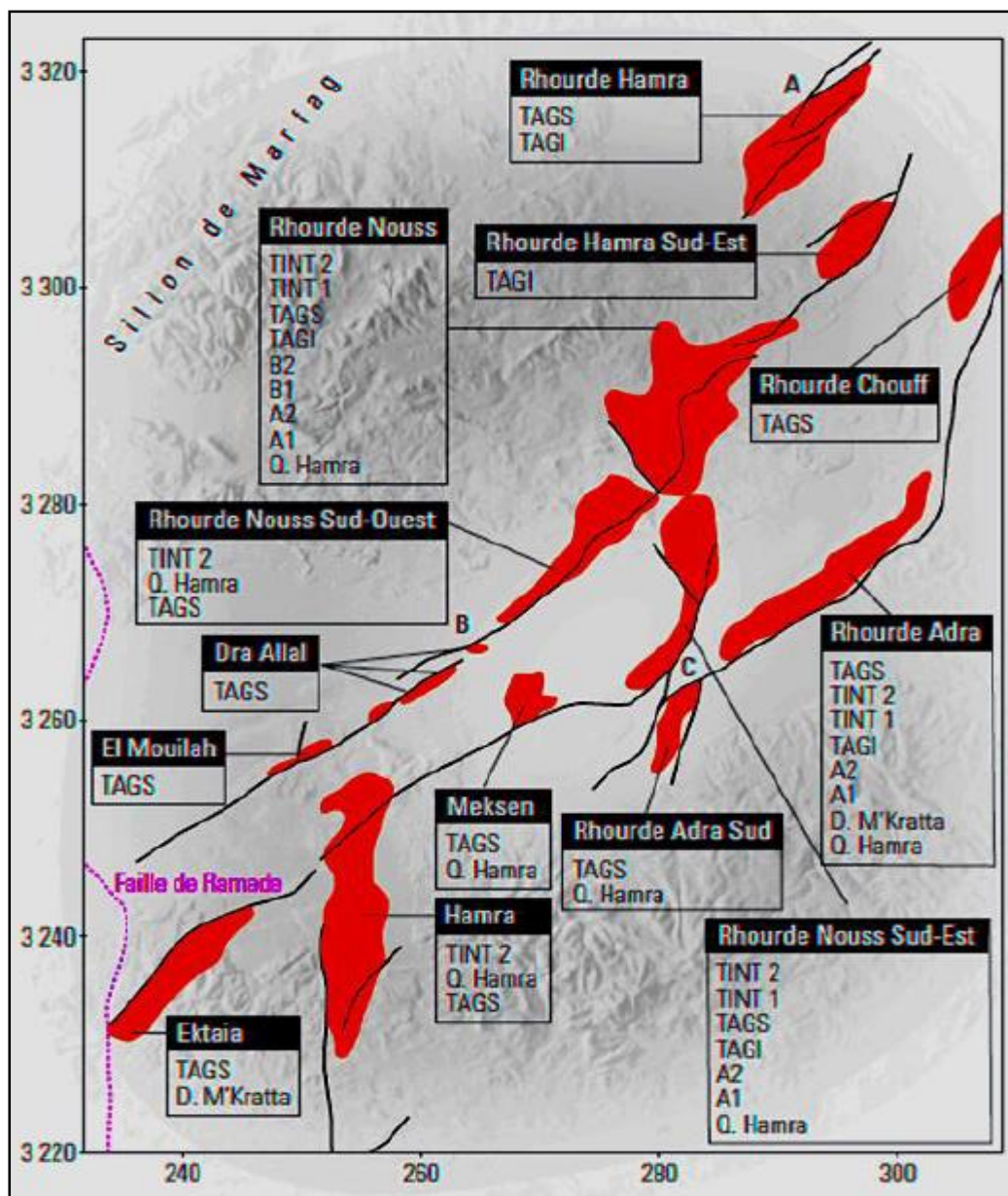


Figure 2 : Les trends structuraux de la région de Rhourde Nouss (Sonatrach : 1991)

3.2.Stratigraphie de la région

La série stratigraphique de la région de Rhourde Nouss est composée des ensembles suivants :

- Le Paléozoïque qui est incomplet, reposant sur un socle de nature granitique et /ou métamorphique
- Le Mésozoïque
- Le Cénozoïque.

Le socle

Il est représenté par un complexe granitique et /ou métamorphique plissé et faillé. Il est très peu connu en raison du nombre limité de puits qui l'ont atteint.

Le Paléozoïque

Les premiers dépôts paléozoïques sous la discordance hercynienne sont datés Silurien, ils sont constitués d'un ensemble Argilo-gréseux. Le Dévonien et le Carbonifère sont eux érodés. En revanche, on marque la présence de toutes les séries de l'Ordovicien et du Silurien, où l'épaisseur maximale est estimée 4000 mètres, notamment dans le sillon de Marfag qui se situe dans la partie ouest de la région.

- Le Cambrien

Il est représenté par les grès de Hassi Leïla, constitué dans sa partie basale par des grès quartzitiques fins à grossiers mal classés et dans sa partie sommitale par des quartzites fins.

Son épaisseur varie de 200 à 250 m.

- L'Ordovicien

C'est un terme très complexe, constitué par des alternances de grès quartzitiques et d'argiles.

Son épaisseur moyenne varie de 750 à 1.250 m et se compose de plusieurs unités se succédant de bas en haut :

- La zone des Alternances : C'est une alternance de grès fins quartzitiques et d'argile noire silteuse, d'une épaisseur allant de 100 à 150 m.
- Les argiles d'El Gassi : Epaissees de 70 à 130 m ce sont des argiles noires silteuses micacées.
- Les grès d'El Atchane : C'est une alternance d'argiles silteuses et de grès fins sur une épaisseur variant de 60 à 80 m.
- Les Quartzites de Hamra : C'est une importante formation constituée de quartzites et de grès quartzitiques translucides à gris clair fins à moyens avec quelques laminassions d'argile noire. Son épaisseur varie de 200 à 250 m.
- Les grès d'Ouargla : Cette formation dont l'épaisseur varie de 70 à 120 m débute par des grès quartzitiques gris-beige, très fins, légèrement argileux surmontés par des argiles silteuses.

- Les argiles d'Azzel : Epaisse de 60 à 70 m ce sont des argiles noires silteuses et micacées avec des traces de pyrites, admettant quelques intercalations de grès moyens à grossiers.
- Les grès d'Oued Saret : C'est une alternance de grès gris clair quartzitiques et d'argiles noires silteuses micacées sur une épaisseur variant de 20 à 80 m.
- Les Argiles Micro-Conglomératiques : Epaisse de 66 à 110 m cette unité est constituée exclusivement d'argiles micro conglomératiques à grains de quartz.
- La Dalle de M'Kratta : C'est la dernière formation de l'Ordovicien formée de grès quartzitiques mal classés de couleur gris foncé dont l'épaisseur régionale varie de 4 à 25 m.

- Le Silurien

Il est formé d'une épaisse série argileuse à sa base surmontée par un ensemble argilo-gréseux. Cet ensemble constitue une excellente roche mère qui a contribué à la mise en place d'une partie des hydrocarbures de la région.

- Le Silurien argileux : Epais de 140 à 240 m il constitue la roche mère de la région et est constitué d'argiles gris noir micacée légèrement silteuse.
- Le Silurien argilo-gréseux : Il est subdivisé de bas en haut en 6 unités :
- Unité M 1 : C'est une intercalation d'argile gris foncé et de grès fin sur une épaisseur de 10 à 60 m.
- Unité M 2 : Son épaisseur varie de 30 à 120 m. Elle est constituée d'argile semblable à celle de l'unité M 1 où s'intercalent rarement de fines passées de grès clair fin à moyen.
- Unité A 1 : Son épaisseur varie de 10 à 25 m. Elle est constituée de grès clair, fin à moyen et d'argiles gris foncé, silteuse et micacée, riche en faune (Graptolites, Lamellibranches, Brachiopodes ...)
- Unité A 2 : Son épaisseur varie de 5 à 120 m. Elle est constituée d'argile gris foncé à noire, silto-sableuse, de grès gris clair à gris foncé fins à moyen avec des traces de Lamellibranches et de Brachiopodes.
- Unité B 1 : Son épaisseur peut aller jusqu'à 150 m. Elle est constituée d'argile gris silto-sableuse où s'intercalent quelques bancs gréseux. Présence de Lamellibranches, Gastéropodes et divers débris organiques. Cette unité est parfois partiellement érodée.
- Unité B 2 : Son épaisseur va de 0 à 200 m. Dernier terme de Silurien, elle n'est présente que sur les 2/3 de la région et est constituée d'alternances de grès gris clair à brunâtre, fin à moyen, glauconieux et d'argile gris foncé indurée et micacée. A noter des traces de débris organiques et de Lamellibranches. La rapide variabilité de son épaisseur est due à l'érosion hercynienne.

- Le Dévonien

Le Dévonien quant à lui est totalement érodé.

- Le Carbonifère

A l'instar du Dévonien, l'érosion a affectée entièrement le Carbonifère.

- Le Permien

Il en est de même pour le Permien, l'érosion semble avoir touchée l'intégralité du Paléozoïque supérieur.

Le Mésozoïque

Les séries mésozoïques sont transgressives et discordantes sur les terrains paléozoïques.

- Le Trias

Il est subdivisé en cinq unités qui sont de bas en haut :

- TAGI : (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) épais de 0 à 70 m c'est le premier terme du Mésozoïque, il débute par des conglomérats à sa base surmontés par une alternance de grès fins à moyens et d'argile silteuse résultants d'un système fluvatile anastomosé.
- Tint I : (Trias Intermédiaire I) épais de 0 à 70 m c'est une alternance d'argile gris verdâtre, silteuse et de grès fins à moyens gris à gris beige à extension latérale limitée déposés en système fluvatile méandrique.
- TAM : (Trias Argileux Moyen) épais de 20 à 40 m c'est essentiellement une argile rouge violacée, sableuse, indurée avec quelques passées de grès gris clair à brun, moyen à fins.
- Tint II : (Trias Intermédiaire II) épais de 50 à 80 m c'est une alternance d'argile rouge silteuse à sableuse et de grès gris brun à beige fin grossier.
- TAGS : (Trias Argilo-Gréseux Supérieur) dont l'épaisseur varie de 150 à 200 m représente le dernier terme du Trias. C'est un ensemble argilo-gréseux avec prédominance de grès moyens à grossiers qui présentent de bonnes porosités ainsi que de bonnes perméabilités. Il est à noter une bonne continuité latérale de ce dépôt.

- Le Jurassique

Composé du Lias, du Dogger et du Malm est largement développé dans la région.

- Lias

Il est subdivisé en trois ensembles lithologiques distincts qui sont :

- Lias Argileux : Epais de 40 à 60 m et essentiellement formé d'argile rouge tendre. Il représente la couverture du réservoir TAGS.
- Lias Salifère : Epais de 100 à 500 m et constitué de sel translucide et quelques rares passées d'argile.
- Lias Argilo-Dolomitique : Epais de 60 à 100 m il présente deux bancs repères – l'horizon B dolomitique et argileux et l'horizon H anhydritique qui constitue notamment un excellent repère sismique –

- Dogger et Malm

L'épaisseur de l'ensemble varie de 300 à 500 m il est essentiellement gréseux avec intercalation d'argile.

- Le Crétacé

Il est présent avec tous ses étages allant du Néocomien au Sénonien :

- Le Néocomien : Son épaisseur varie de 46 à 345 m il s'agit d'argiles silteuses, dolomitiques avec une alternance de sables fins, à grossiers et de grès fins à très fins, ligneuse et pyriteuses par endroits.
- Le Barrémien : Il présente une épaisseur moyenne de 529 m il est formé par une alternance de sables fins à grossiers, de grès fins à très fins et d'argiles rouges briques sableuses, légèrement dolomitiques.
- L'Aptien : Son épaisseur varie de 0 à 22 m il est représenté par des marnes calco-dolomitiques.
- L'Albien : Son épaisseur varie de 30 à 216 m. L'Albien est constitué de sables fins à grossiers avec des grès argilo-dolomitiques.
- Le Cénomaniens : Il présente une épaisseur qui varie de 62 à 111 m. Il est constitué par des argiles carbonatés à passées d'anhydrite.
- Le Turonien : Son épaisseur varie de 69 à 113 m. Il est matérialisé par une alternance d'argiles versicolores plastiques et de calcaire blanc-beige parfois argileux avec des marnes calcaires.
- Le Sénonien : Il comprend trois termes :
 - Le Sénonien salifère : D'une épaisseur qui varie de 13 à 80 m. Il est constitué que de sel massif, blanc, parfois argileux.
 - Le Sénonien anhydritique : Son épaisseur varie de 111 à 233 m. Il s'agit d'une alternance d'anhydrite massive beige, et d'argiles carbonatées.
 - Le Sénonien carbonaté : Il présente une épaisseur variant de 0 à 194 m. Il s'agit d'un complexe microcristallin, dolomitique.

Le Cénozoïque

Les séries cénozoïques ne sont représentées que par le Mio-Pliocène dont l'épaisseur est d'environ 300 m.

L'épaisseur série de recouvrement Supra-Trias, d'environ 2.000 m n'a montré aucune accumulation d'hydrocarbures. Elle joue cependant un rôle important dans l'enfouissement des séries sous-jacentes d'intérêt pétrolier.

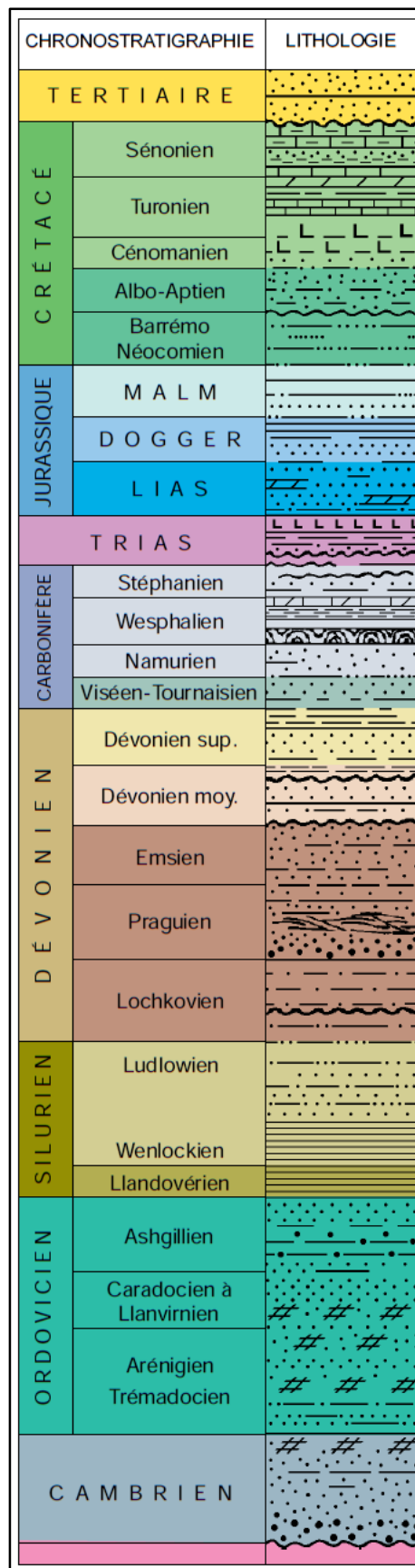


Figure 3 : Stratigraphie de la Province Orientale

ÉCHELLE STRATIGRAPHIQUE					PROVINCE ORIENTALE				
					TINRHERT ILLIZI		GHADAMES		
CARBONIFÈRE	SUPÉRIEUR	Stéphanien		Série de Tiguentourine					
		Westphalien (Moscovien)		SUP	Formation de l'Adeb Larache	Unité F	Complexe Argilo-carbonaté		
				INF		Unité E			
		Namurien		SUP	Formation de l'Oued Oubarakat	Unité D	Complexe Argilo-gréseux carbonaté		
				INF				Formation d'Asse-kaïfaf	
	INFÉRIEUR	Viséen		SUP	Formation d'Issen-djel	Unité C	Complexe Argilo-gréseux glauconieux		
				INF		Unité B			
		Tournaisien		SUP		Unité A	Complexe Argilo-gréseux		
				INF					
		DÉVONIEN	SUPÉRIEUR	Strunien		Formation argilo gréseuse de Gazelle	Réservoir F2	Réservoir F2	
							Série argileuse	Série argileuse	
Mur pic radioactif	Mur pic radioactif								
MOYEN	Famennien		Série argileuse		Série argileuse				
	Frasnien					Réservoir F3	Réservoir F3		
Givétien		Formation argilo gréseuse d'Alrar (supérieur)	Série argileuse	Série argileuse					
Eifélien (Couvinién)									

Figure 4 : Corrélations lithostratigraphiques Dévonien moyen à Carbonifère de la Province Orientale

ÉCHELLE STRATIGRAPHIQUE			PROVINCE ORIENTALE						
			TINRHERT ILLIZI			GHADAMÈS			
DÉVONIEN	INFÉRIEUR	Emsien	Formation argilo-gréseuse d'Alrar	F4 Série argileuse F5		Formation argilo-gréseuse d'Alrar (inférieur)	Argiles F4 Série argileuse		
		Praguien		C3 C2 C1	C3 C2 C1				
		Lochkovien							
SILURIEN	SUPÉRIEUR	Pridolien	Formation grés-argileuse de l'Oued Tifist	B2	Formation grés-argileuse de l'Oued Tifist	B2	B2		
		Ludlowien						B1	B1
								A A2 M M2	A A2 M M2
	INFÉRIEUR	Wenlockien	Formation de Mederba	M	Formation de Mederba	M	M		
		Llandoveryien	Argiles a Graptolithes	Argiles a Graptolithes Argiles radioactives					
ORDOVICIEN	SUPÉRIEUR	Ashgillien	UNITE IV IV ₃ IV ₂ IV ₁ Formation de Gara Loulé	Dalle terminale ou Mkratta Argiles microconglomératiques Grès Taradert	Complexe de Hassi el Hadjar	Dalle de Mkratta Argiles microconglomératiques			
		Caradocien							
	INFÉRIEUR	Llandeillien	UNITE III III ₃ III ₂ III ₁	Argilo-gréseux de l'Edjeleh	Formation de l'argilo-gréseux de Hassi Touareg	Grès d'Oued Saret Argiles d'Azzel			
		Llanvirnien				Grès de Ouargla			
		Arénigien				Formation des quartzites de Hamra			
		Tremadocien				Grès d'El Atchane Argiles d'El Gassi Zone des alternances			
CAMBRIEN	SUPERIEUR		UNITE II	Grès de Tintaradjelli ou grès de Hassi Leila	Formation des grès de Hassi Leila	Zone Ri			
	MOYEN					Zone Ra Zone Rz			
	INFÉRIEUR					Zone R3			

Figure 5 : Corrélations lithostratigraphiques Cambrien à Dévonien inf. des Provinces Orientales et Triasiques

3.3. Evolution structurale

L'évolution tectonique de la région de Rhourde Nouss s'inscrit dans le cadre de la tectonique globale de la plateforme saharienne dont l'héritage structural est à rechercher d'abord dans les phases tectoniques antépaléozoïque (Orogenèse Panafricaine, la distension du Cambro-Ordovicien ...) puis dans les événements hercyniens et Alpins. D'après la synthèse structurale du Beicip-Franlab (1957) Boudjemaa (1987) et Saïfi (2006), la plateforme saharienne aurait été soumise à plusieurs phases de déformation.

- **L'Orogenèse Panafricaine**

La collision du craton Ouest Africain (C.O.A) à la zone mobile du Hoggar (Targui) durant l'orogenèse panafricaine (Kennedy : 1964 - Bertrand & Caby : 1978 – Black : 1978) selon le modèle Himalayen de Molnar- Tapponier, va résulter par la cratonisation du bouclier Targui et l'amalgame de 32 microcontinents (Black & Al : 1994). Cette dernière se manifeste de manière diachronique entre 750 et 550 Ma. Les traits structuraux majeurs de cet événement tectono-métamorphique sont représentés par les grands accidents subméridiens, auxquels sont associés un réseau de failles conjuguées (NE-SW dextres et NW-SE senestres).

- **La distension du Cambro-Ordovicien**

L'événement majeur Panafricain est suivi d'une érosion importante aboutissant à une vaste pédiplaine dite infra-tassilienne (Beuf & Al : 1971). La sédimentation des séries Cambro-Ordoviciennes se caractérise par des perturbations tectoniques dues à des failles normales de direction NE-SW. Cette distension se manifeste par :

- D'importantes variations d'épaisseur et de faciès
- Les jeux des accidents subméridiens hérités de l'orogenèse panafricaine
- La présence des roches éruptives intercalées dans les grès Cambro-Ordoviciens et dans les argiles d'El Gassi, témoignant des phénomènes distensifs.

- **La compression Tectonique (Caradoc-Ashgill)**

Cette phase de compression (Beuf & Al : 1971) se traduit principalement par :

- Des soulèvements régionaux des anciens boucliers (le Reguibat et le Targui)
- Mouvements inverses le long des accidents subméridiens.

- **La compression Siluro-Dévonienne ou Calédonienne**

Les dépôts gréseux provenant notamment du Sud-Est annonce à nouveau un changement de régime tectonique à caractère compressif. Follet (1952), dans sa monographie consacrée à l'Ahnet et Mouydir, soulève pour la première fois la notion de la phase Calédonienne.

La littérature, souvent, par soucis de vouloir rapprocher les choses et de corréliser des événements tectoniques, impute à des lacunes ou à des érosions sédimentaires, des phases tectoniques observées sur d'autres continents (Zazoun & Mahdjoub, 2003).

Cette problématique a été abordée par Kazi Tani (1966) concernant la discordance Calédonienne. Selon cet auteur la présence d'une discordance à la limite Siluro-Dévonienne dans le bassin d'Illizi a été prouvée par les géologues pétroliers sahariens (C.R.E.P.S - Claracq & Al : 1963 - Kazi Tani : 1966). Elle est imputée à la phase Ardennaise. Cependant, la question se pose de savoir dans quelle mesure l'Afrique a pu être concernée par un événement tectonique résultant d'une collision entre l'Amérique du Nord et l'Europe du Nord.

- **La distension de Frasnien**

Elle correspond au dépôt de la formation de Hassi Tabenkort du bassin d'Illizi. Elle est caractérisée par d'importants événements tectono-sédimentaires et caractérisée notamment par :

- Des variations en terme d'épaisseur et de faciès, en particulier de part et d'autre de grands accidents orientés NE-SW
- Un non dépôt et une érosion locale dans la mole d'Ahara
- Une intense activité volcanique, représentée par des écoulements de roches basiques représentées dans les parties orientales du Hoggar.

La période distensive qu'a connu le Dévonien inférieur a contribué dans l'existence de deux discordances majeures, la première Post-Emsienne et la seconde dite intra-Dévonienne.

- **La phase Hercynienne**

Les premières études relatives à l'orogénèse hercynienne remontent aux travaux de Follet (1952).

Les travaux de géologie structurale réalisés par le Beicip-Franlab (1975) pour l'entreprise Sonatrach concernant cette tectogénèse mettent en évidence l'existence de deux phases de compression :

- Une phase N40° Viséenne : Les premiers mouvements tectoniques hercyniens ont eu lieu pendant la période allant du Tournaisien jusqu'au Viséen inférieur, perturbant fortement la sédimentation régionale et donnant naissance à des structures d'orientation NW-SE et des plis en échelons. Cette phase serait responsable du soulèvement de l'Ougarta et des érosions observées sur la Tihemboka.
- Une phase N120° (Carbonifère supérieur-Permien) : Les grands signes de l'orogénèse hercynienne au Carbonifère ont mis fin aux conditions de stabilité relative de la plate-forme saharienne. Le soulèvement hercynien s'est produit le long d'axes de socle, préexistants tels que l'axe Amguid El Biod, l'axe El Agreb-Hassi Messaoud-El Gassi. L'épaisse série sédimentaire Anté-Cambrienne a été érodée dans les parties soulevées, notamment à Hassi Messaoud. Selon certains auteurs, cette érosion serait responsable dans l'amélioration des caractéristiques pétrophysiques des grès cambro-ordoviciens d'Hassi Messaoud.

La collision du Gondwana et de la Laurasie vers la fin du Carbonifère va permettre l'édification d'un édifice orogénique hercynien. En Afrique du Nord, cette zone de collision est localisée au Nord-Ouest. Cette dernière va se manifester sous forme de surrection du bâti Paléozoïque et de

chevauchements au Maroc et dans la partie du Sud-Ouest Algérien et avec une intensité de déformation qui décroît d'Ouest en Est. Des surrections et des phénomènes transgressifs sont observables dans la région de Hassi Messaoud où l'ampleur du phénomène érosif a atteint le Cambrien. En Algérie, des plissements et des érosions sont observables dans le bassin de l'Ahnnet (Zazoun : 2001), la chaîne de l'Ougarta (Zazoun & Al : 2003) et la cuvette de Sbâa. A l'intérieur du craton et plus loin vers l'Est, dans le bassin de Murzuk et le Sud-Ouest Libyen, la phase hercynienne va se manifester sous forme de discordances angulaires (Lüning : 2005). Selon Zazoun (2001), l'orogénèse hercynienne pourrait être interprétée comme étant un continuum de déformation et non comme une déformation polyphasée suggéré par les études du Beicip (1975 et Boudjemaa (1987). Il s'avère que seule la phase N40° est décelable. Selon Zazoun (2001), aucun argument structural ne milite en faveur d'un polyphasage.

Les études menées en Algérie, dans l'Ahnnet Mouydir par Haddoum & al. (2001) et au Maroc par Hoepfner & al. 2006) et Bukhard & al. (2006) corroborent cette hypothèse.

- **Les phases de rifting du Trias (Carnien-Norien-Rhétien) et du Lias (Post-Hettangien)**

Vers le Trias supérieur, une phase de rifting va avoir lieu au niveau de la plateforme saharienne, conséquence de l'ouverture de la mer thétysienne à l'Est. La propagation de ce rifting s'opère d'Est en Ouest avec une direction d'extension NW-SE et va être matérialisée par l'existence de failles normales NE-SW synsédimentaires et la mise en place d'un volcanisme basaltique fissural. A cette phase de rifting, va succéder une phase de subsidence thermique datée de l'Hettangien contemporaine du dépôt de l'horizon dolomitique D2.

Bien plus tard, durant le Jurassique moyen-début Crétacé, la plateforme saharienne serait le siège d'un nouvel épisode distensif, observable surtout dans la partie Ouest, où un matériel éruptif de type doléritique a été daté jurassique.

- **La phase dite autrichienne (Crétacé inférieur)**

Une phase de compression Nord-Sud correspondant à la phase dite Autrichienne a été décrite dans les Alpes européennes par Guiraud & Al. (1987). Cette phase serait la phase annonciatrice de l'orogénèse alpine sensu stricto. L'enregistrement de cette dernière va se matérialiser par une discordance intra-Aptienne, observable selon ces auteurs dans l'Atlas et le bassin de Ghadamès. Selon Beicip-Franlab (1975) cette phase correspondrait à un raccourcissement Est-Ouest et aurait influencé le réservoir en exerçant, un jeu inverse et décrochements dextres le long des failles subméridiennes et une accentuation de la fermeture structurale du gisement de Hassi Messaoud. La mise en place des hydrocarbures aurait commencé au Lias et elle s'est poursuivie jusqu'à l'Albien et le Cénomanien.

- **Les phases tertiaires**

Les phases compressives atlasiques d'âge début Lutétien et Miocène se traduisent par une érosion locale des terrains éocènes et une lacune du Miocène. Ces phases postérieures à la formation des hydrocarbures, seraient probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs ce qui a favorisé la création des barrières de perméabilité par des fractures colmatées.

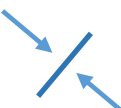
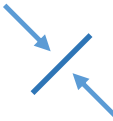
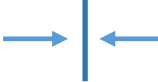
Ere	Epoque		Phases	Direction des phases	Effets sur les jeux de failles
Cénozoïque	Néogène	Miocène	/Alpine Tardive /Tertiaire Tardive NW 60°	 N 60°	Jeu en compression
	Paléogène	Eocène	/Alpine Moyenne /Eocène N 160°	 N 160°	Jeu en compression sur les accidents N-S et création de nouvelles structures
Mésozoïque	Crétacé		/Phase Autrichienne /(Alpine Précoce)	 N 90°	Jeu en inverse sur les accidents N-S
	Jurassique				
	Trias				
Paléozoïque	Permien		Phase Hercynienne Tardive	 N 120°	Jeu inverse sur les failles NE-SW
	Carbonifère	Visien	Phase Hercynienne Précoce	 N 40°	Jeu inverse sur les failles NW-SE
	Dévonien	Supérieur	Phase Frasnienne	 NW-SE	Jeu en failles normales sur les failles NE-SW (Variation de faciès et d'épaisseur) (Volcanisme)
		Moyen			
		Inférieur			
	Silurien		Phase Calédonienne	 E-O	Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les môles subméridiens)
	Ordovicien				
750 - 550 Ma			Phase Panafricaine	 E-O	Tectonique cassante. Réseau NE-SW et NW-SE

Tableau 2 : Tableau récapitulatif des phases tectoniques dans la partie Est du Sahara Algérien - Bassin d'Illizi et province Triasique (Boudjema : 1987 et Beicip-Franlab : 1975)

3.4. Les Réservoirs

La région de Rhourde Nouss renferme les réservoirs suivants, de haut en bas :

- **Trias Argilo-Gréseux Supérieur**

Le TAGS représente le dernier terme du Trias dont il est le principal réservoir. Avec une hauteur totale variant de 100 à 200 m dont plus de la moitié serait utile. C'est un réservoir à Gaz avec à sa base un anneau d'huile épais d'une centaine de mètres.

L'extension du TAGS dessine un immense cône alluvial qui se développe du Sud vers le Nord sur environ 150 à 200 Km.

Les facies typiques du TAGS sont représentés par des grès propres moyens à grossiers à stratifications obliques.

De ce fait, leurs caractéristiques pétrophysiques moyennes sont très bonnes, de nombreuses valeurs de porosité entre 15 et 20 % sont observées, ainsi que la présence de bonnes perméabilités ; en fait, l'étude pétrophysique du TAGS montre l'existence d'une porosité primaire particulièrement élevée (granulométrie grossière et faible argilosité). D'autre part, il est à noter la présence de bonnes perméabilités.

A ces bonnes caractéristiques pétrophysiques s'ajoute la grande continuité du TAGS qui font de lui le meilleur réservoir.

- **Trias Intermédiaire II**

Epais de plus de 60 m à RN Centre et d'environ 45 m à RNSE, il est essentiellement constitué d'argile rouge parfois verte, silteuse et sableuse et de grès fins à moyens plus ou moins argileux. Ces grès chenalisés sont présents tantôt à la base de la formation, tantôt dans la moitié supérieur où ils sont en communication verticale avec ceux du TAGS. C'est un réservoir à Huile et à Gaz.

- **Trias Intermédiaire I**

Ce réservoir est constitué par des grès chenalisés dus à un système fluvatile méandriforme où les chenaux ont une épaisseur plurimétrique et présentent une extension latérale limitée (< 1 Km). La hauteur utile cumulée des grès varie de 10 à 30 m, la porosité moyenne de 8,4 % à 14,1 % et la perméabilité dépasse rarement 10 md. C'est un réservoir à Huile et à Gaz à RN Centre et à Huile à RNSE.

- **Trias Argilo-Gréseux Inférieur**

C'est un réservoir à Gaz riche en condensat. Il est constitué de grès fins à très fins à ciment argileux et d'argiles silteuses. Ces grès se présentent sous la forme de corps chenalisés lenticulaires résultants d'un système fluvatile anastomosé. Ils reposent sur la discordance hercynienne et leur continuité semble mieux assurée que pour le Tint I. Leur épaisseur utile varie entre 10 et 35 m, la porosité moyenne entre 8,4 % et 13,7 %, la perméabilité est rarement supérieure à 10 md.

- **Silurien B 2**

Totalement érodé sur RNSE, RNSO et sur les 2/3 de la structure de RN Centre, ce réservoir à Gaz est constitué de grès fins à moyens déposés dans un système de barres marines épaisses de 5 à 10 md. L'épaisseur utile cumulée de ces grès est d'une trentaine de mètres mais peut se réduire à 0 m par suite de l'érosion hercynienne. La porosité moyenne est d'environ 12,5 %.

- **Silurien B 1**

Le réservoir de cette formation est constitué par une succession de grès quartzitiques fins à moyens déposés dans un système de barres de plateforme marine et d'argiles gris noir indurées,

silteuses et micacées. L'érosion hercynienne a plus ou moins tronqué cette formation dont l'épaisseur varie de 0 à 145 m à RN Centre et qui est totalement érodée sur RNSE et RNSW. La porosité moyenne de ce réservoir est généralement inférieure à 7 %. Il est à Huile et à Gaz à condensat dans RN Centre.

- **Silurien A 2**

Son faciès est identique à celui du Silurien A 1. Son épaisseur utile avoisine les 50 m au niveau de RN Centre pour atteindre environ 15 m à RNSE et il est absent par érosion sur RNSW. La porosité moyenne est de 12,3 % à 15,5 % à RN Centre et de 7,8 % à 15,4 % à RNSE. De même, la perméabilité peut atteindre 200 md à RN Centre tandis qu'elle ne dépasse guère 12 md à RNSE. Ce réservoir est à Huile et à Gaz à condensat au niveau de RN Centre et RNSE.

- **Silurien A 1**

C'est un réservoir formé de grès fins à moyens, bien consolidés, déposés sous forme de barres sableuses de plateforme marine intercalées de fines passées d'argiles gris noir indurées, silteuses et micacées. Son épaisseur totale avoisine les 20 m et son épaisseur utile oscille entre 5 et 18 m. La porosité moyenne varie de 6,1 % à 17,7 % et la perméabilité mesurée sur carottes est d'environ 2,4 md. Il renferme de l'Huile à RN Centre alors qu'à RNSE il est à Huile et à Gaz.

- **Quartzites de Hamra**

Ce réservoir contient du Gaz à condensat. Il est constitué de quartzites et de grès quartzitiques moyens à grossiers intercalés de quelques petits niveaux d'argile finement gréseuse vers la base. Il est épais d'environ 250 m. Sa porosité moyenne varie de 2,7 % à 4,1 % et sa perméabilité est en général inférieure à 0,1 md. Il ne produit que lorsqu'il est fissuré.

4. Aspect pétrolier

Le système pétrolier principal est admis comme étant lié à l'association des roches mères du Silurien basal, des pièges de forte amplitude générés par les mouvements dits autrichiens, des réservoirs du Trias et du Silurien Argilo-Gréseux et de l'excellente couverture de l'ensemble, constituée par les évaporites du Lias. Les pièges sont supposés avoir été mis en charge par des migrations latérales à longue distance provenant de l'Ouest et du Nord et possiblement, verticalement à travers les failles. Un système pétrolier secondaire est associé au réservoir profond des Quartzites de Hamra.

Les hydrocarbures reconnus sont :

- De l'Huile et du Gaz à condensat dans le TAGS et l'infra-TAGS de Rhourde Nouss Centre
- Du Gaz à condensat dans le TAGS et l'infra-TAGS de Rhourde Adra

- De l'Huile et du Gaz à condensât dans le TAGS de Rhourde Nouss Sud-Est et Rhourde Nouss Sud-Ouest
- De l'Huile dans l'infra-TAGS de Rhourde Nouss Sud-Est (Trias et Silurien A)
- Du Gaz à condensât et un peu d'Huile dans les Quartzites de Hamra de Rhourde Nouss Centre, Rhourde Nouss Sud-Est et Sud-Ouest, de Rhourde Adra et de Meksen.

Champ	Formation			Total (106 m3)
	TAGS (106 m3)	Infra-TAGS (106 m3)	Quartzite Hamra (106 m3)	
Rhourde Nouss Centre	165,949	36,794	69,076	271,819
Rhourde Nouss Sud-Ouest	55,722	7,134	3,177	66,033
Rhourde Nouss Sud-Est	52,591	1,241	56,195	110,027
Rhourde Adra	33,176	0,865	37,059	71,1
Total du Complexe Rhourde Nouss	307,438	46,034	165,507	518,979
Rhourde Hamra	26,857	8,07	-	34,927
Rhourde Chouff	12,013	-	-	12,013
Total de la Région de Rhourde Nouss	346,308	54,104	165,507	565,919

Tableau 3 : Volumes de Gaz en place - Prouvés et Probables

Champ	Formation			Total (106 m3)
	TAGS (106 m3)	Infra-TAGS (106 m3)	Quartzite Hamra (106 m3)	
Rhourde Nouss Centre	165,949	39,409	76,194	281,552
Rhourde Nouss Sud-Ouest	55,722	18,317	12,782	86,821
Rhourde Nouss Sud-Est	52,591	1,2	72,409	126,2
Rhourde Adra	33,176	4,739	38,306	76,221
Total du Complexe Rhourde Nouss	307,438	63,665	199,691	570,794
Rhourde Hamra	26,857	8,07	-	34,927
Rhourde Chouff	12,013	-	-	12,013
Total de la Région de Rhourde Nouss	346,308	71,735	199,691	617,734

Tableau 4 : Volumes de Gaz en place - Prouvés, Probables et Possibles

Champ	Formation		Total (106 m3)
	TAGS (106 m3)	Infra-TAGS (106 m3)	
Rhourde Nouss Centre	52,061	37,04	89,101
Rhourde Nouss Sud-Ouest	16,473	-	16,473
Rhourde Nouss Sud-Est	18,714	56,395	75,109
Total du Complexe Rhourde Nouss	87,248	93,435	180,683

Tableau 5 : Volumes d'huile en place - Prouvés et Probables

Champ	Formation		Total (106 m3)
	TAGS (106 m3)	Infra-TAGS (106 m3)	
Rhourde Nouss Centre	52,061	51,781	103,842
Rhourde Nouss Sud-Ouest	16,473	2,24	18,713
Rhourde Nouss Sud-Est	25,09	62,774	87,864
Total du Complexe Rhourde Nouss	93,624	116,795	210,419

Tableau 6 : Volumes d'huile en place - Prouvés, Probables et Possibles

Conclusion

La région de Rhourde Nouss présente un grand potentiel en hydrocarbures (Gaz, Huile et Gaz à condensat) et ce dans divers réservoirs à des profondeurs différentes. Cependant, l'évolution compliquée de son aspect structural augmente la complexité des opérations de forage dans cette région en engendrant des problèmes plus ou moins importants au cours des différentes phases.

Les forages déviés présentent souvent la solution la plus adéquate pour atteindre les réservoirs les plus éloignés tels que les Quartzites de Hamra.

Le champ de Rhourde Nouss représente le second potentiel Gazier des différents champs pétroliers Algériens après celui de Hassi Rmel.

Il est également à noter que le Gaz à condensat représente l'objectif le plus important des différentes opérations de développement au niveau du champ de Rhourde Nouss.

CHAPITRE II : INTRODUCTION AUX CONCEPTS DE VERTICALITE ET DE SURVEYS

Introduction

Le champ de Rhourde Nouss est le second champ Gazier Algérien après celui de Hassi Rmel. Ce dernier renferme également des réservoirs à Huile et à Gaz à condensat, ce qui lui donne une grande importance en termes de réserves en hydrocarbures.

Néanmoins, lors de l'exploitation de la structure de Rhourde Nouss Centre et lors du forage des puits, certaines contraintes entravent le bon déroulement des opérations : les pertes de boue (partielles ou totales), les coincements en tout genre, le contrôle trou, la surveillance du puits...etc. Cependant, certains problèmes particuliers sont caractéristiques à la structure de Rhourde Nouss Centre, ceux-là feront l'objet de cette étude : le problème de verticalité des puits dans la phase 8''^{1/2}, la surveillance de la trajectoire des puits et le risque de collision.

Ces deux problèmes représentent des défis techniques auxquels sont confrontés les opérateurs du domaine pétrolier dans la région de Rhourde Nouss. Le premier étant dû à des contraintes géologiques tandis que le second est simplement la conséquence du nombre croissant des sondages dans la région.

De ce fait, ce chapitre a pour but d'introduire le concept de ces contraintes techniques. Quant aux causes, suggestions et solutions, elles seront traitées dans les chapitres suivants.

Définitions générales

Certaines définitions sont à prendre en compte afin de mieux assimiler le concept de la verticalité ainsi que celui de la surveillance de la trajectoire d'un puits :

- Inclinaison : C'est l'angle entre la verticale et l'axe du puits. Le principe de la mesure est de détecter l'angle de déviation par rapport au champ gravitaire par des pendules, ou des accéléromètres.
- L'azimut magnétique : C'est l'angle entre le plan vertical passant par l'axe du puits et le plan vertical passant par le nord magnétique. La mesure se fait par aiguille aimantée ou compas flottant qui s'orientent dans la direction du flux magnétique terrestre, ou par des magnétomètres qui mesurent les trois projections du vecteur champ magnétique. Ces mesures magnétiques, quelles qu'elles soient, nécessitent la mise en place de leur appareillage dans des tubulaires amagnétiques pour éviter les perturbations consécutives à la masse de la garniture de forage. Ils peuvent opérer dans un casing.
- Wellbore : Le trou de forage.
- Kick off Point (*KOP*) : Point de la côte à partir de laquelle le profil du puits commence à dévier.
- Closure : Distance horizontale séparant le *Wellbore* de l'axe vertical du puits.

- **Surveys** : Les *surveys* représentent des prises de mesures de différents paramètres tels : l'orientation du *Tool-face*, la côte exacte du forage, l'azimut, mais principalement : l'inclinaison et le closure, à un intervalle de forage prédéfini.
Le but des *Surveys* est de surveiller la trajectoire du puits.
- **Mesure gyroscopique de l'azimut** : La mesure d'azimut à l'aide d'un gyroscope est une mesure relative par rapport à une position de référence prise en surface.

Le principe du gyroscope est représenté comme suit :

Le disque tournant à grande vitesse conserve sa même position tant qu'il y a équilibre parfait des cadres articulés en double cardan. S'il y a un déséquilibre dû aux frottements, à des variations de température, le cadre intérieur tourne et par réaction le cadre extérieur tourne d'un angle. Cet angle représente la dérive du gyroscope dont il faudra tenir compte à la fin du relevé.

- **Tool-face** : Cette mesure n'est nécessaire que pour l'orientation de l'outil déviateur dans le puits afin de corriger la trajectoire. C'est en fait un repérage d'une génératrice de la garniture par rapport à l'azimut.

La formule suivante permet le calcul du Tool-face :

$$TF = \tan^{-1} \frac{\pi(A_2 - A_1)}{180 \ln \frac{\tan(\frac{I_2}{2})}{\tan(\frac{I_1}{2})}} \quad (\text{Formule 1})$$

Tel que :

TF : Tool-face [°N]

A : Azimut [°N]

I : Inclinaison [°]

1. Verticalité

Le forage des puits d'hydrocarbures passe par plusieurs phases, toutes tubées, cimentées et suivies de phases de diamètres inférieurs. Tout comme le forage vertical, le forage dirigé passe également par une partie totalement verticale avant de dévier au niveau du *Kick Off Point* pour se diriger vers la cible. Cette partie verticale, au niveau de plusieurs champs pétroliers Algériens, passe par trois phases de forage et s'engage nettement dans la quatrième avant d'atteindre le *Kick Off Point*.

Par définition : un puits vertical ne doit dépasser une inclinaison de 3°. Le cas échéant, ce dernier sera considéré comme dévié.

Cependant, au champ pétrolier de Rhourde Nouss, des problèmes de verticalité surviennent lors du forage de la phase 8''^{1/2}, au cours du forage de cette dernière l'inclinaison mesurée peut nettement dépasser les 3°. L'annulation de l'inclinaison étant essentielle, plusieurs moyens technologiques peuvent être utilisés afin d'opérer à cette correction, du train de sonde

particulièrement assemblé pour maintenir la verticalité aux différents outils développés dans ce sens.

L'outil de mesure de l'inclinaison est conventionnellement l'inclinomètre qui représente l'outil que l'on retrouve sur tous les chantiers de forage, il n'est pas destiné à réaliser des forages dirigés, mais uniquement à contrôler que le forage reste proche de la verticale. La pastille poinçonnée par l'aiguille pendulaire est lue directement lorsque l'appareil est remonté à la surface soit par repêchage au câble, soit à la fin de la manœuvre de changement d'outil.

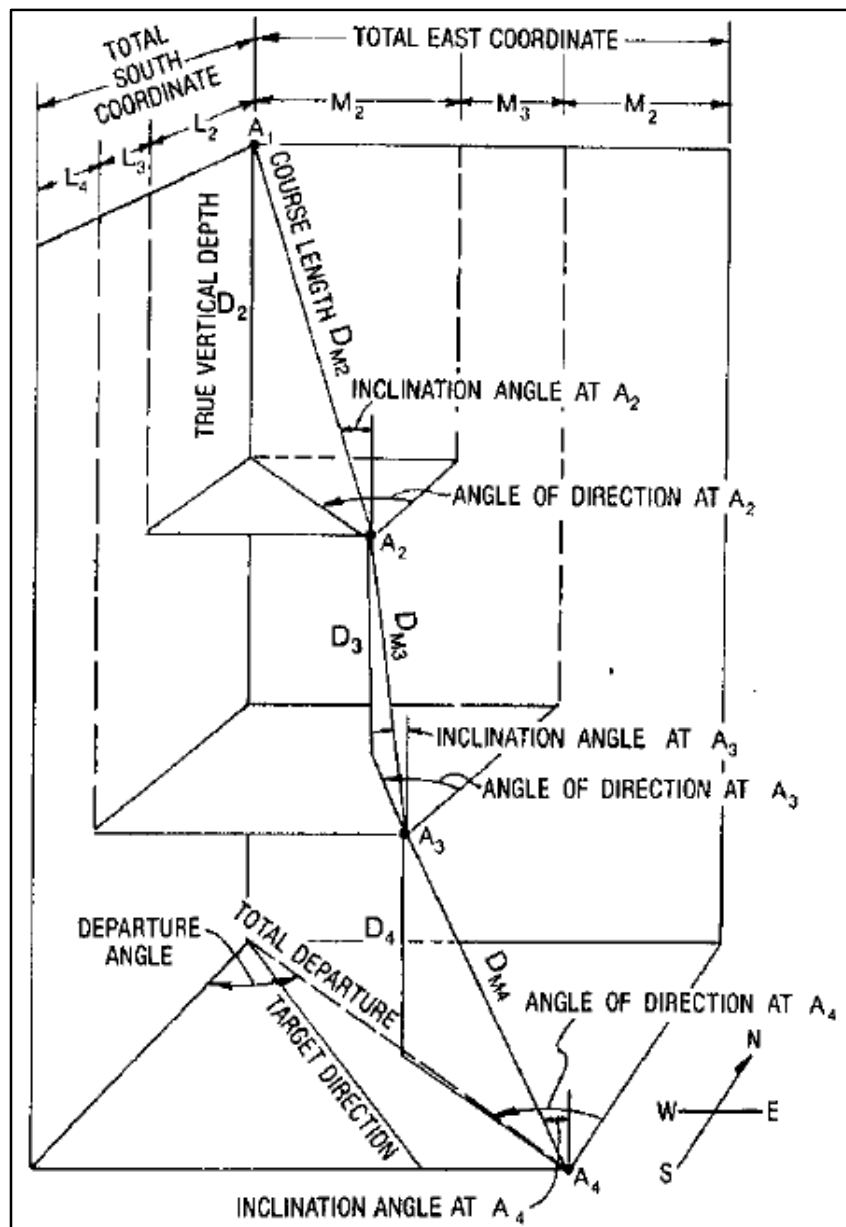


Figure 6.1 : Schéma représentatif d'une déviation de trajectoire d'un puits

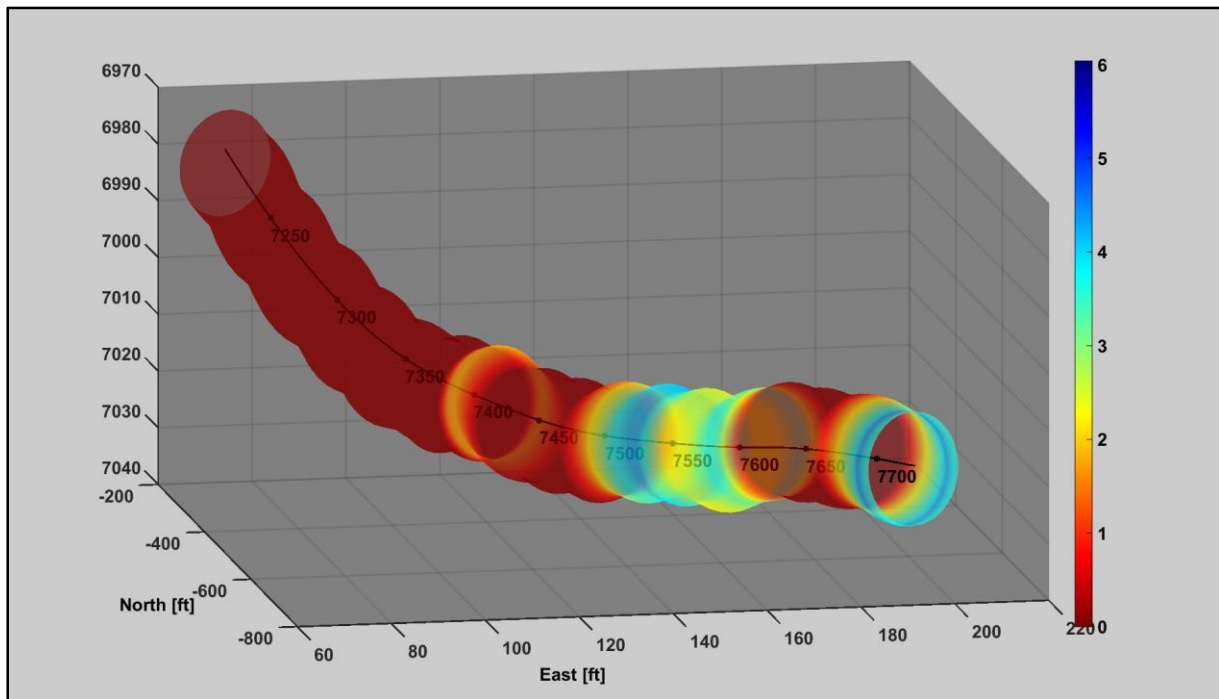


Figure 6.2 : Vue tridimensionnelle d'une déviation de trajectoire d'un puits

1.1. Les facteurs affectant la verticalité d'un puits

Différents facteurs affectent les opérations de forage, avec parfois des effets indésirables. Le programme de forage doit tenir compte de ces facteurs en se basant sur les données des Offset Wells. Parmi ces différents facteurs, on distingue :

- Les facteurs naturels

Le pendage des couches

Les alternances de formations tendres et dures

- Les procédures de forage et l'équipement

La méthode de forage

Le type de la garniture de forage (BHA)

La rigidité

Les points d'appuis

Le type de l'outil de forage

Le poids sur l'outil

1.2. Les conséquences de la non-verticalité sur la forme du trou

- Trous ovalisés :

La plupart des trous forés lorsque le puits dévie sont ovalisés. Le grand axe de l'ovale n'a pas de direction constante.

Le phénomène est dû à des causes multiples dont les frottements du train de tiges à la paroi du puits.

Les inconvénients majeurs résultant sont un plus grand volume de puits et une modification des conditions hydrauliques.

- Trous spiralés :

Certains trous déviés sont spiralés ou de forme hélicoïdale, le pas de la spirale pouvant être réduit à quelques mètres.

Ce phénomène dont les causes sont mal comprises se produit surtout dans les formations tendres.

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

- Trous élargis :

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

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

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

- Marches :

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

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

- Dog-leg :

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

- Formation de Key-seat :

La formation d'un key-seat est la cause de nombreux problèmes et se termine le plus souvent par un side-track si elle n'est pas détectée et traitée à temps.

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

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

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

Si la formation du key-seat est un phénomène progressif (des signes avant-coureurs apparaissent en général lors des manœuvres), le blocage est lui quasi-instantané et se produit le plus souvent lors d'une manœuvre de remontée.

La prévention et/ou le traitement des key-seat se fait à l'aide d'un aléreur de key-seat.

2. Surveillance de la trajectoire d'un puits (Surveys)

Lors du forage d'un puits (vertical et dévié), il est important d'être en mesure de : localiser la position actuelle du sondage, connaître son degré d'inclinaison et son orientation, mais aussi de projeter sa direction.

Plus le profil prévu du puits est compliqué, avec de fortes inclinaisons à de grandes profondeurs, plus l'importance de la surveillance de trajectoire paraît évidente. Cette surveillance a pour but de permettre l'atteindre la zone cible tout en minimisant l'erreur de positionnement.

Aussi, en raison de l'accroissement du nombre de puits forés au niveau de par le monde et particulièrement dans la zone d'étude, qui n'est autre que le champ pétrolier de Rhourde Nouss, le risque de collision entre deux puits distincts se voit lui aussi augmenter proportionnellement à cette exploitation. Le risque ne pouvant être totalement éliminé, il est donc très important d'utiliser de tous les moyens technologiques à dispositions afin de le réduire au maximum ; c'est pour cela que la surveillance de la trajectoire des puits est encore une fois impérative pour le déroulement des opérations de forage en toute sécurité.

Avec la large gamme des technologies disponibles, il existe un bon nombre de méthodes qui permettent l'obtention des informations requises. La sélection des équipements de surveillance appropriés dépend principalement de la localisation du puits, de la taille de la cible et des coûts engendrés. Au final, il est cohérent de dire que c'est les objectifs du forage qui détermine le choix des équipements de surveillance.

C'est en fait à partir des mesures d'inclinaison, d'azimut et de longueur forée que l'on peut reconstituer le trajet de l'outil. Mais ces mesures sont ponctuelles et espacées. La trajectoire calculée sera la plus probable au sens statistique compte tenu des erreurs systématiques et aléatoires.

2.1.Applications de la prise de surveys

Tout comme la planification des trajectoires dans la marine ou dans l'aviation, les forages pétroliers eux aussi doivent être soigneusement planifiés et scrupuleusement surveillés car ils sont tout aussi importants et très coûteux.

Les raisons clés de la prise de *surveys* sont :

- D'éviter la collision avec d'autres puits
- De permettre l'interception lors du forage d'un puits de secours
- De localiser les doglegs et de permettre le calcul de leur sévérité
- De permettre l'atteinte des cibles géologiques
- De faciliter l'ingénierie de réservoir
- Le respect des réglementations gouvernementales.

Les *surveys* sont requis durant toute la durée de vie d'un puits pétrolier, du forage à la production et l'abandon en passant par la complétion. Ils sont donc nécessaires pour les forages pétroliers tant pour des raisons de respect de réglementation que pour des raisons opérationnelles.

Pour généraliser, il est possible de regrouper les applications de la prise de *surveys* en quatre catégories majeures :

- Le contrôle du forage
- La vérification de position
- L'orientation
- La production.

Dans chacune de ces catégories, il existe différents types d'instruments pouvant être utilisés pour la prise de *surveys*. Le type d'instruments utilisés ne dépend que du type de données à acquérir, et les principaux objectifs de tout bon *survey* sont :

- De recueillir et de stocker des informations sur l'emplacement du puits
- De veiller à ce que les données satisfassent aux exigences de précision de la structure
- De mener à bien le programme de la manière la plus rentable possible, tout en satisfaisant les exigences techniques.

2.2. Les instruments de mesure

Il existe deux types d'instruments de mesure : Magnétiques et Gyroscopiques. Les instruments magnétiques utilisent le champ magnétique de la terre afin de déterminer la direction du puits. Les instruments gyroscopiques utilisent le Gyro pour la détermination de la direction du puits.

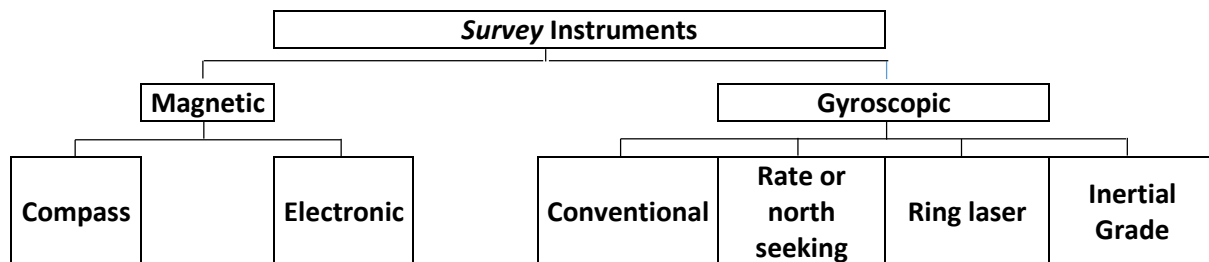


Diagramme 1 : Catégories des Instruments de prise de Surveys

- **Les instruments magnétiques**

Ce type d'instruments peut être divisé en deux catégories : ceux utilisant une boussole et ceux basés sur l'électronique.

Les instruments basés sur les boussoles utilisent différents types de boussoles afin de déterminer la direction du puits. Dans certaines unités, la boussole et l'indicateur d'inclinaison flottent au sein du fluide de forage. D'autres utilisent un pendule cardan-suspendu qui se déplace sur une rose des vents. Les unités à angle élevé utilisent une suspension à cardan double. La boussole se déplace sur la suspension principale alors que l'inclinomètre se déplace sur la suspension interne. Dans chacun des cas, l'inclinaison et la direction au point de mesure sont enregistrées sur un film photographique. Ainsi, un instrument basé sur la boussole contient une boussole et un appareil photo.

Les instruments basés sur l'électronique obtiennent la direction du puits à partir d'une grille de flux magnétométrique et l'inclinaison à l'aide d'accéléromètres. Les magnétomètres mesurent les composantes X – Y et Z du champ magnétique de la terre et la somme vectorielle de ces composantes déterminera la direction du puits. La composante de gravité de la terre est mesurée par un accéléromètre à trois axes pour déterminer l'inclinaison. Ces instruments enregistrent les *surveys* sur une puce électronique au fond du puits ou transmettent les données à la surface par un fil conducteur, impulsion de boue ou d'ondes électromagnétiques.

Les instruments magnétiques sont utilisés pour les single-shot et les multi-shot *surveys*. Comme le nom l'indique, les instruments single-shot prennent une seule photo au point de mesure. L'unité est récupérée lors de la remontée et le film est développé pour déterminer la direction

et l'inclinaison du puits. Les instruments multi-shot opèrent de manière identique à l'exception qu'ils sont capables de prendre plusieurs *surveys* par run (exécution). Pour les unités à boussole, une bobine de film enregistre les *surveys* qui sont stockés dans une mémoire.

Les instruments single-shot peuvent être activés par une horloge préréglée, capteur de mouvement ou un capteur Monel. L'avantage de l'horloge et d'avoir l'heure de prise du *survey* ; cependant il est requis d'attendre le temps de déclenchement. Le temps d'assemblage et de descente de l'outil dans le trou doit être estimé avec un facteur de sécurité de quelques minutes supplémentaires au temps de prise du *survey*. Le détecteur de mouvement est plus économique car il prend le *survey* dans un délai de 60 s après l'arrêt total de l'instrument (pas de mouvement). Avec le détecteur de mouvement, l'instrument doit impérativement être maintenu en mouvement jusqu'à l'atteinte de la tige amagnétique. Une défaillance mécanique lors de la prise du *survey* peut aboutir à un *survey* pris dans les tiges de forage. Le capteur de Monel est un bien meilleur instrument car il prend une capture dès qu'il atteint la tige amagnétique. L'appareil photo n'est activé que si l'instrument est dans la tige non-magnétique.

Habituellement, l'instrument single-shot est runner à l'aide d'une Slick Line et placé à l'intérieur d'une tige amagnétique. Il peut aussi être laissé dans le puits et être récupéré par la suite à l'aide d'un Overshot ou tiré avec le train de tige.

Comme le single-shot, le multi-shot peut être runner en open hole ou positionné dans une tige amagnétique. Grâce à une minuterie les *surveys* sont pris à un intervalle prédéfini. L'instrument peut être préprogrammé pour attendre 'x' minutes avant de prendre le premier *survey*, ce qui lui permet d'atteindre le fond avant de prendre le premier *survey*. Ensuite, cet instrument prendra plusieurs *surveys* à cet intervalle prédéfini. Au final, il sera remonté avec le train de tige ou alors récupéré avant la fin à l'aide d'une Slick Line.

Aussi, l'appareil de mesure magnétique à câble (Steering tool) permet de faire des mesures instantanées de l'inclinaison, azimut et tool-face. L'appareil comprend une sonde directionnelle composée de capteurs électroniques de mesure d'inclinaison de l'azimut, avec rampe d'orientation pour se positionner en une orientation fixe dans le raccord mule-shoe. Un câble électrique de liaison du même type que le câble de logging de Schlumberger permet la descente et la remontée de cette sonde ainsi que l'alimentation électrique nécessaire aux mesures. Les conducteurs de ce câble sont reliés à un ordinateur qui traite les mesures avant de les envoyer sur un pupitre d'affichage.

- **Les instruments gyroscopiques**

Les instruments gyroscopiques utilisent un gyro tournant afin de déterminer la direction du puits. Il existe quatre types d'instruments gyroscopiques : conventional gyro, rate or north seeking, ring laser and inertial grade. Ces instruments sont utilisés là où les instruments magnétiques ne peuvent être utilisés, tant en puits tubé (cased hole) que dans les zones où les interférences magnétiques sont contraignantes.

Le gyro conventionnel est disponible en instrument single-shot mais son utilisation est limitée aux *surveys* et à l'orientation des outils de déviation dans les zones où l'on rencontre des

interférences magnétiques (trou tubé et à proximité d'autres puits). Les gyroscopes, à base de film, sont rarement (voire jamais) utilisés.

La plupart du temps, les gyroscopes sont runner en multi-shot avec fil électrique conducteur de données du fond vers la surface. Les mesures sont effectuées en stations plus ou moins rapprochées avec régulièrement des paliers de contrôle de dérive. Ces appareils nécessitent une mise en œuvre relativement longue et un traitement de surface assez lourd. Ce dernier peut également être utilisé pour orienter les outils de déviation.

Egalement, il y a les systèmes inertiels qui sont dérivés des centrales inertielles utilisées en aéronautique. Ces centrales sont capables de détecter le nord géographique en fonction de leur sensibilité à la rotation de la terre, elles suppriment donc tous les problèmes de dérive et d'erreur de calage.

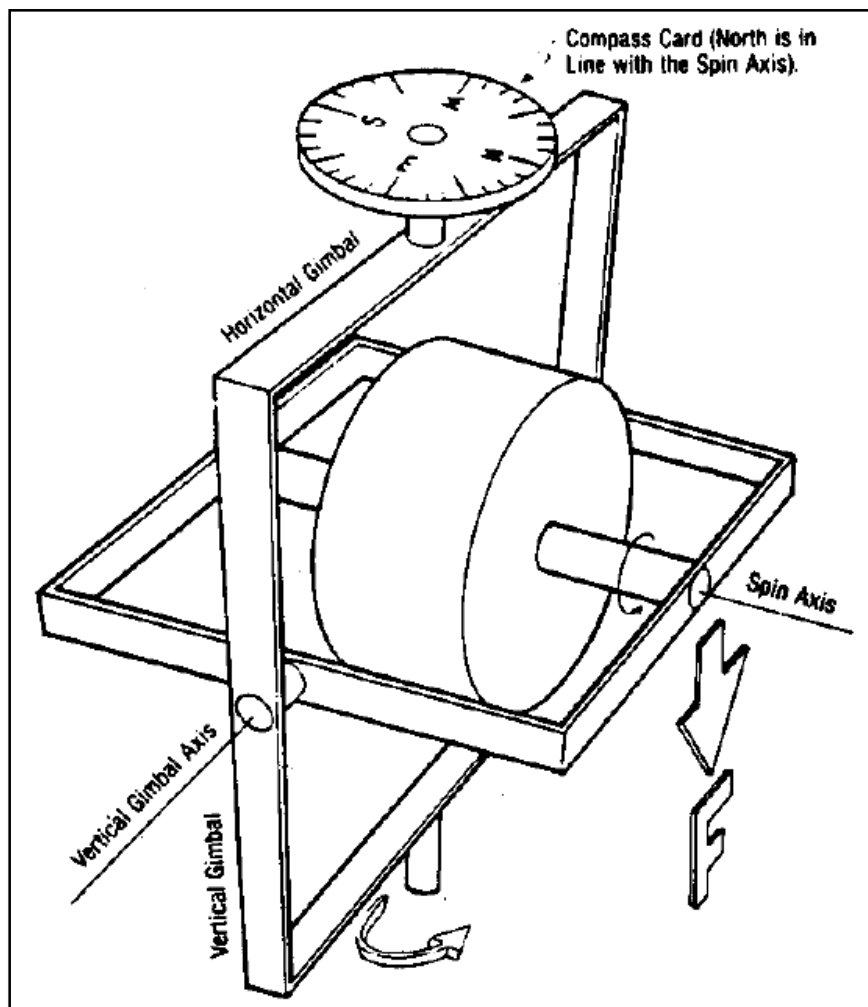


Figure 7 : Gyroscope typique

- **Les systèmes MWD (Measurement While Drilling)**

A côté des deux grands types d'instruments cités précédemment, les appareils de mesure de la dernière génération ont des objectifs plus étendus que la trajectométrie. En particulier compléter les diagraphies dites instantanées par des mesures au fond instantanées : gamma ray, résistivité, température, pression...etc. Ils s'apparentent à une masse-tige amagnétique, aucune liaison, aucune interférence donc aucune gêne d'utilisation pour les foreurs. Il y a deux principes de fonctionnement actuellement industrialisés :

- Les appareils à transmission par ondes de pressions dans la colonne de boue
- Les appareils à transmission par ondes électromagnétiques.

Les appareils à transmission dans la boue existent sous trois formes : ondes de surpression, ondes continues, ondes de dépression. Un ou plusieurs capteurs de surface montés sur la colonne stand-pipe lisent ces mots codés pour les transmettre au calculateur qui traitera ces mesures.

L'appareil électromagnétique est basé sur la transmission de signaux électromagnétiques guidés par le train de tiges. Les données mesurées au fond du trou sont transmises par la modulation de la phase d'une onde porteuse. Le grand avantage que présente cette technique est la bidirectionnalité plus aisée de la transmission : des ondes peuvent être acheminées depuis la surface vers le fond par le même canal de transmission.

Les principaux avantages que présente cette technologie sont les suivants :

- Gain de temps : Pour qu'un *survey* soit pris, il ne faut que de 3 à 5 min avec une interruption du forage, généralement opérée lors des connections. Ca réduit le temps nécessaire pour l'orientation du moteur de fond, car l'outil transmet un nouveau tool-face au plus chaque 2 min. Cet outil joue également pleinement le rôle du steering tool, ce qui permet de l'éliminer. L'outil n'a aucun besoin de condition particulière dans le trou, il transmet les données avec les pompes en marche.
- Réduction des risques lors du forage : Le risque de coincement est réduit. La circulation est maintenue durant le *survey* et seulement 1.5 min de statique sont suffisantes pour la prise du *survey*.
- L'outil est compatible avec toutes les opérations de forage : Il n'a besoin d'aucune installation particulière, il est fixé à sa propre masse-tige amagnétique.
- Le train de tige peut tourner avec le MWD dans le trou : Sans câble dans le trou, le train de tige peut tourner. Ainsi la technologie MWD a permis le développement du moteur de fond orientable.

Bien que le système MWD puisse faire gagner du temps de forage, le coût du MWD doit également être pris en considération. Il n'est rentable que si le coût global de l'opération de forage est réduit. Dans quasiment toutes les opérations de forage dévié, le MWD est rentable et est très utile, donc utilisé.

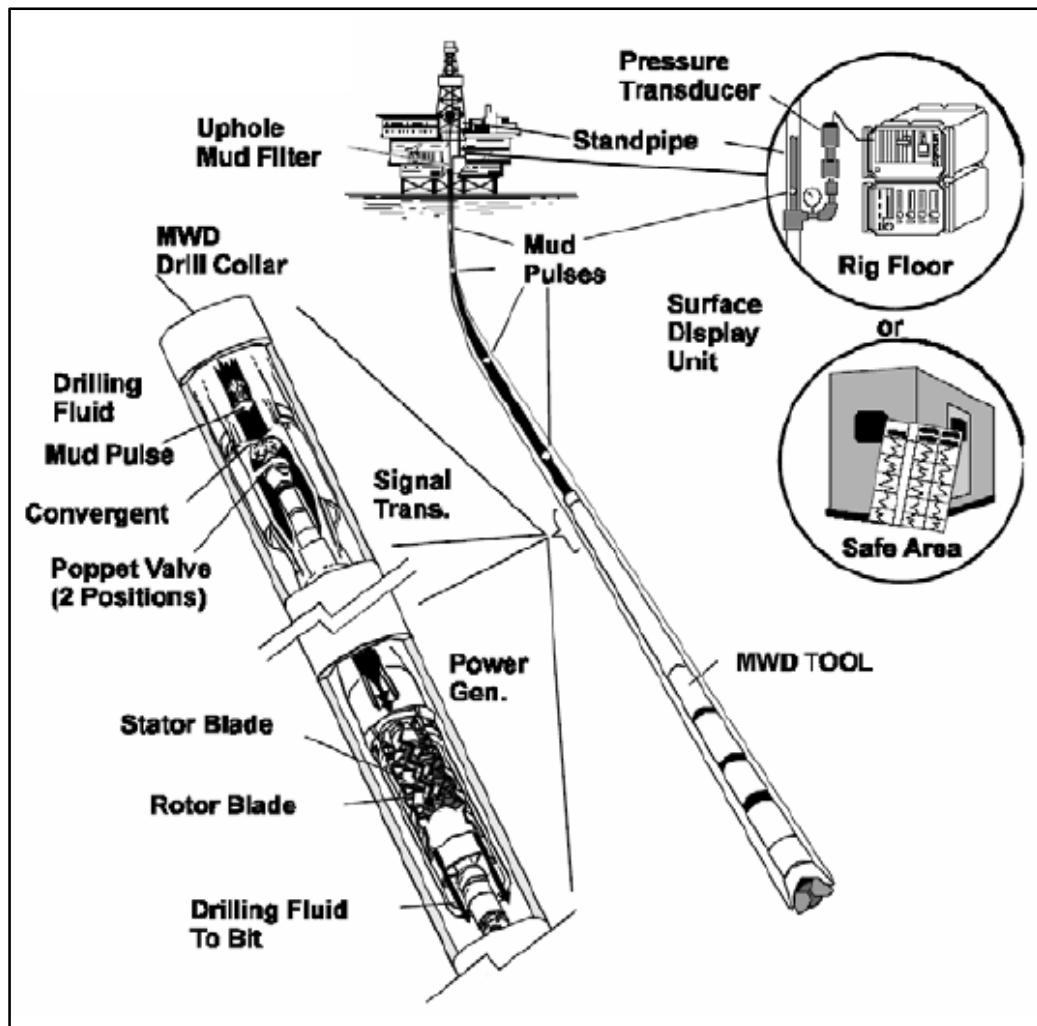


Figure 8 : Système Measurement While Drilling (MWD)

3. Les différents types d'interférences

Lors de la prise de *survey* dans le but de contrôler la trajectoire d'un puits, certaines interférences peuvent, si elles ne sont pas prises en compte, fausser cette mesure, et donc induire en erreur l'ensemble des opérateurs du chantier.

La négligence des différentes interférences peut avoir des conséquences désastreuses sur le bon déroulement des opérations de forage. Parmi elles, on cite les deux principales catégories :

3.1. Les interférences magnétiques

Durant le forage et lors de la prise des *surveys*, les instruments de mesure magnétiques peuvent subir des interférences dans le puits. Cela faussera évidemment les résultats obtenus et peut engendrer des accidents dus à ces données erronées.

On distingue deux types d'interférences magnétiques :

- Interférences dus au train de tiges
- Interférences magnétiques externes qui peuvent provenir de :
 - Un poisson abandonné dans le puits
 - Un "hot spot" magnétique dans les masse-tiges
 - Des fluctuations du champ magnétique de la terre
 - Un casing proche de l'outil de mesure
 - Certaines formations géologiques (pyrite de fer, l'hématite et éventuellement la boue hématite).

Tout écart par rapport à la valeur du champ magnétique prévu peut causer des interférences magnétiques. Les interférences magnétiques externes surviennent lorsque le train de tiges est loin du sabot ou de la fenêtre du casing. Elles peuvent également survenir lorsque le casing d'un second puits et proche du train de tiges du puits concerné. Tout instrument utilisant des magnétomètres sera affecté par ces interférences. Dans ces cas particuliers, il est impératif d'opter pour l'usage des instruments gyroscopiques. Cependant, dans certaines situations, l'interférence magnétique peut être prise en compte ou même corrigée jusqu'à ce qu'un autre train de tiges soit descendu dans le puits.

Afin de mieux interpréter le concept des différentes interférences, il est important de définir la notion suivante :

- **Champ magnétique terrestre :**

Le champ magnétique terrestre est approximativement assimilable à celui d'un aimant droit placé au centre de la Terre (et dont l'axe est incliné d'un faible angle par rapport à l'axe de rotation). Le pôle magnétique Sud se trouve à proximité du pôle géographique nord. De même le pôle magnétique Nord se trouve près du pôle géographique sud.

L'ensemble des lignes de champ magnétique de la Terre situées au-dessus de l'ionosphère, soit à plus de 1000 km, est appelé magnétosphère. L'influence du champ magnétique terrestre se fait sentir à plusieurs dizaines de milliers de kilomètres.

Le pôle Nord magnétique terrestre est en réalité un pôle de magnétisme « sud » qui attire le pôle « nord » de l'aimant que constitue l'aiguille de la boussole. Cette erreur historique d'appellation conventionnelle des pôles de magnétisme nord sera difficile à rectifier ; noter que le pôle de magnétisme nord de l'« aimant terrestre » pointe vers le sud géographique. L'axe géomagnétique, passant par les deux pôles magnétiques, fait un angle de 11.5° par rapport à l'axe de rotation de la Terre et de ce fait, le pôle nord magnétique (Nm) est à environ 1000 km du pôle nord géographique (Ng), en direction du Canada. Le pôle nord magnétique se rapproche actuellement du pôle nord géographique à une vitesse moyenne de 40 km/an. La position du pôle magnétique varie au cours de la journée, se déplaçant ainsi de plusieurs dizaines de Km autour de sa position moyenne.

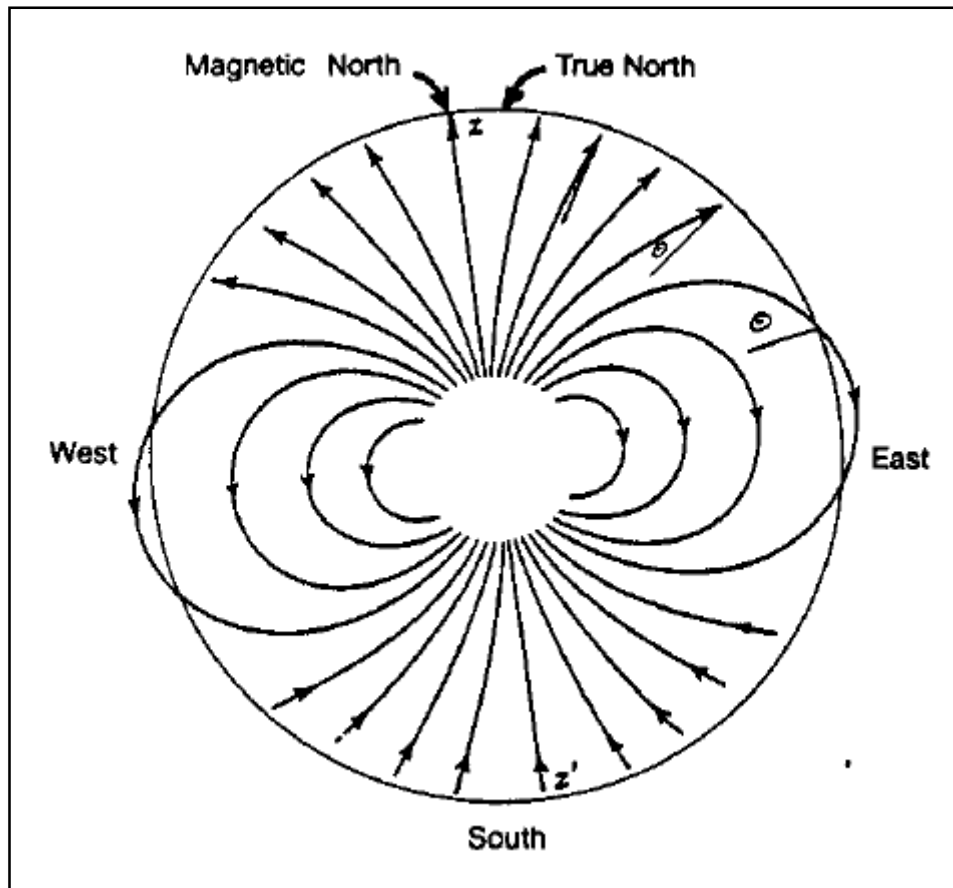


Figure 9 : Champ magnétique terrestre

3.2. Interférences dues au train de tiges

Le train de tige peut être comparé à un aimant long et effilé à son extrémité inférieure, comprenant l'un des pôles magnétiques. Même si l'ensemble des éléments d'un train de tige sont démagnétisés suite à leur contrôle, ces derniers seront de nouveau aimantés par la présence du champ magnétique terrestre.

Il est important de noter que chaque instrument de mesure est préréglé sur un des trois axes : X – Y ou Z. A titre d'exemple, le SlimPulse prend l'axe Z comme axe de référence tandis que d'autres instruments Anadrill prennent l'axe X comme référence.

Une garniture de forage magnétisée peut être une source d'erreur pour les calculs effectués sur la base des données fournies par le magnétomètre. Cela peut se produire si l'angle dévie de la verticale ou si l'azimut dévie de l'axe Nord-Sud. Aussi, changer la composition de la BHA (Bottom Hole Assembly) entre deux runs peut changer l'effet du train de tige. Les programmes de correction du magnétisme du train de tige existent et sont utilisés à cet effet.

C'est à cause du magnétisme du train de tige que les masse-tiges amagnétiques sont requises. Les masse-tiges amagnétiques sont utilisées dans le but de positionner les boussoles ou les packs de mesure de déviation et de l'inclinaison (D&I package) en dehors de l'influence magnétique du train de tige. Les magnétomètres mesurent le vecteur résultant du champ magnétique de la terre et du train de tige. Etant donné que le train de tige est un aimant dipolaire avec des lignes de flux parallèles, seul l'axe Z de l'ensemble du package (l'axe Z étant généralement l'axe de l'instrument de mesure) est affecté, ce qui crée un plus grand effet du champ magnétique le long de cet axe.

L'ampleur de cette erreur dépend de la force du pôle des composants magnétisés du train de tige, mais aussi de la distance avec le MWD.

Quand le magnétisme du train de tiges cause une erreur sur l'axe Z du magnétomètre, seulement la composante horizontale de cette erreur peut interférer avec la mesure du champ magnétique de la terre. La composante horizontale de l'erreur sur l'axe Z est égale à l'erreur sur l'axe Z multipliée par le sinus de la déviation du puits.

La valeur accrue de l'axe Z en raison du magnétisme du train de tiges faussera tout calcul de l'azimut en l'orientant plus vers le Nord. Cette erreur apparaîtra si un gyroscope est descendu dans le puits pour les mesures. Tous les résultats de *surveys* des MWD seront donc systématiquement positionnés au Nord des stations résultantes des mesures gyroscopiques.

- **Minimiser les erreurs**

Dans le but de minimiser l'erreur due aux interférences du train de tiges, il est requis d'éliminer le plus possible son magnétisme. Cela est possible en isolant le pack magnétométrique par le maximum de masse-tiges amagnétiques. Théoriquement cette longueur de masse-tiges amagnétiques implique un environnement amagnétique uniforme et non interrompu. Cependant, ceci n'est pas totalement vrai en pratique.

Chaque connexion du train de tiges, qu'elle soit magnétique ou amagnétique, engendre un effet magnétique en raison du torque mécanique des joints. Ce frottement métal-métal au niveau des connexions cause un changement des propriétés magnétiques et peut erroné la mesure de l'azimut d'une dizaine de degrés dans certain cas. Par conséquent, il est déconseillé de prendre des mesures à une distance inférieure à 2 feet d'une connexion. Ajouter à cela, ne pas disposer l'outil de mesure au centre d'une tige amagnétique.

Quand une tige est alésée aux deux extrémités, il y'a une légère crête qui se forme au point où les deux aléseurs se rejoignent. Ce point précis devient magnétique en raison de la rotation à laquelle le train de tiges est soumis. En règle générale, cet effet peut être éliminé en trépanant les aléseurs. Cet effet, parfois ignoré, peut générer jusqu'à 40 % d'erreur sur l'azimut.

De toute évidence, la présence d'un stabilisateur en acier ou de tout autre composant en acier entre deux tiges amagnétiques engendre une erreur de mesure. Cela est préjudiciable à la précision du *survey*. Un stabilisateur en acier peut faire l'affaire et ne pas avoir d'effet sur la mesure, si le chantier se trouve sur la ligne de l'Equateur mais très loin au nord. En Alaska, tous les stabilisateurs utilisés dans la *BHA* sont amagnétiques, étant donné qu'un stabilisateur d'acier

conventionnel situé entre deux tiges amagnétiques induira une erreur de mesure pouvant atteindre 250 gammas.

Même si les stabilisateurs amagnétiques ne le sont pas réellement à proximité des lames. Au minimum, les matrices et l'acier dur utilisés sur les stabilisateurs peut être très magnétique. Il est donc impératif de ne jamais prendre de mesure à l'intérieur d'un stabilisateur amagnétique.

La liste suivante décrit les situations majeures, où l'utilisation de masse-tiges amagnétiques est impérative afin de contrer les interférences magnétiques du train de tiges :

- Lorsque la latitude de la localisation du chantier est au-dessus de celle de l'Equateur
- Lorsque le degré d'inclinaison du puits est considérable
- D'autant plus que l'azimut du puits et loin de l'axe Nord-Sud.

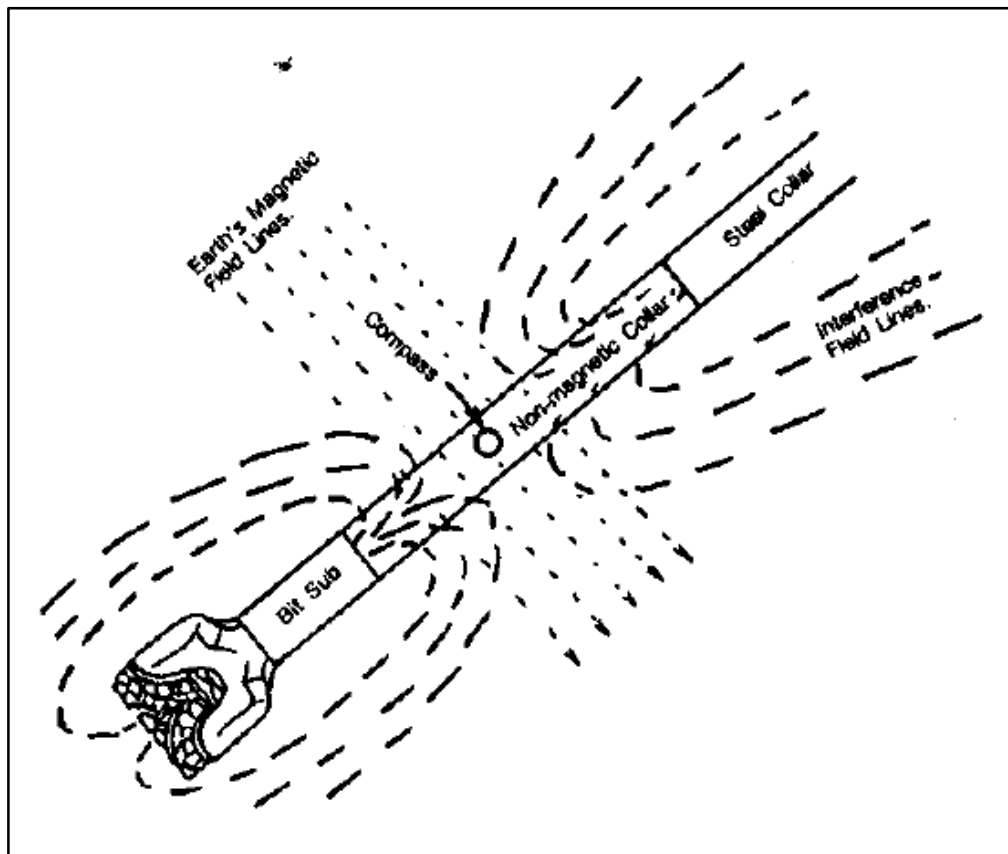


Figure 10 : Interférences magnétiques

3.3. Interférences magnétiques externes

Lorsque des interférences venant de sources externes sont rencontrées (tant venant d'un poisson dans le puits que de la proximité du casing d'un second d'autres puits), les trois axes du package D&I seront affectés. Et donc, le champ magnétique total variera. (La valeur totale H variera également quand le package D&I est proche des joints du casing).

Si un hot spot se produit au niveau d'une tige amagnétique, la valeur totale H changera avec une variation des paramètres du tool-face, mais elle se répètera lorsque la BHA sera placée dans la même orientation. A noter que dans des endroits tels l'Alaska, la force totale du champ peut régulièrement varier d'une marge de 100 gammas.

En définitif, il est impératif de :

- Ne pas interpréter à tort le changement de la valeur totale H comme étant une défaillance du magnétomètre. Elle peut être causée par une interférence magnétique externe.
- Ne pas interpréter à tort le changement de la valeur d'un survey avec un magnétomètre ou un inclinomètre comme étant défaillance. Elle peut être due à une dépendance au tool-face.

- **L'assemblage amagnétique**

Dans le but d'écarter et d'éviter toute interférence, les tiges de forage amagnétiques doivent être utilisées.

Autrefois, les chartes empiriques étaient utilisées pour estimer la longueur du matériel amagnétique nécessaire. Ces chartes faisaient l'affaire car la plupart des puits étaient forés avec un degré d'inclinaison inférieur à 10° et souvent sans moteur de fond (whipstock, jetting).

Les expériences ont démontré que le moteur de fond produit un champ magnétique de 3 à 10 fois plus grand que les autres composants du train de tiges. Il est donc impératif de prendre pour règle l'utilisation de courtes masse-tiges amagnétiques (de 10 à 15 feet) à chaque fois qu'un Positive Displacement Motor (PDM) est utilisé. Ces masse-tiges sont placées entre le moteur et le D&I package. Dans certaines zones du monde il peut être nécessaire d'utiliser des "Bent Sub" amagnétiques. Les chartes empiriques restent utiles pour obtenir une estimation approximative du matériel amagnétique nécessaire dans des zones particulières. Cependant, celle-ci ne doivent être utilisées comme moyen d'obtention de réponses fiables.

La formule suivante peut être utilisée afin de prédire avec précision les erreurs de mesure de l'azimut due à l'interférence magnétique provenant du train de tiges. D'autres formules existent également pour les packages D&I, mais celle-ci reste la plus précise (par démonstration pratique).

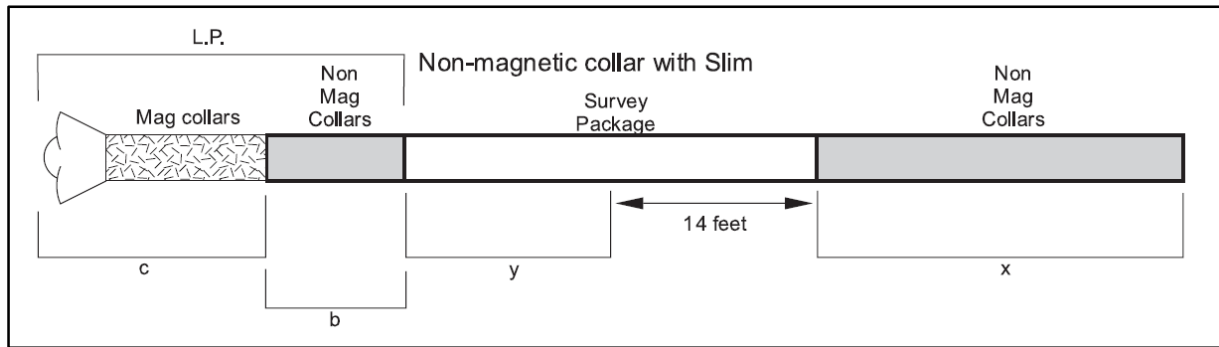


Figure 11 : Equipement amagnétique pour MWD

$$IF = \frac{770}{(z+x)^2} + \frac{LP}{(y+b)^2} - \frac{LP}{(y+b+c)^2} \mu T \quad (\text{Formule 2})$$

$$AE = \frac{57\,300 \times IF \times \sin I \times \sin(Az - MD)}{H \times \cos Dip} \quad (\text{Formule 3})$$

For LP use the following values :

Stabilizer and bit	= 77
30 ft or more DC or other BHA	= 260
Mud motor or turbine	= 860

IF : The calculated interfering field (micro Tesla)

LP : Pole strength of components below the MWD

AE : Predicted azimuth error due to interfering field

H : Total magnetic field strength in gammas

Az : Azimuth of the well (relative to True North)

I : Inclination of the well

MD : Magnetic declination

Dip : Magnetic dip angle

x : Length of non-magnetic collar above the MWD

y : Length of MWD collar below D&I sensor point

z : Length of MWD collar above D&I sensor point

b : Length of non-magnetic collar below MWD

c : Length of magnetic material below MWD

NB : Toutes les longueurs sont en pieds (feet)

La (formule 3) est relativement simple d'utilisation et d'interprétation. La valeur absolue de l'erreur d'azimut prédit (AE) doit impérativement être inférieure à 0.5° . Si ce n'est pas le cas, il est nécessaire de continuer à ajouter plus de longueur de masse-tiges amagnétiques, tant au-dessus qu'en dessous du MWD, jusqu'à ce que la valeur AE soit en-dessous de 0.5° .

Pour le forage horizontal, et spécialement pour le well paths avec une déviation en medium radius, il peut être techniquement impossible d'obtenir une valeur de l'erreur inférieure à 0.5° . Certains opérateurs préfèrent forer avec une erreur prédit de 1° durant la phase de build up et opérer à la correction ultérieurement.

Si le moteur *PDM* est utilisé pour la correction de l'azimut et qu'un changement du champ magnétique est observé due aux interférences magnétiques du moteur, le changement peut ne pas poser de problème tant que l'opérateur est conscient de ce changement et qu'il en tient compte. La méthode la plus simple serait de surveiller la correction de la position du puits avec un package ou *BHA* différente.

4. Calculs de surveys

Les mesures de *surveys* sont prises à des intervalles spécifiques afin de déterminer la position du fond de puits par rapport à l'implantation de surface. Les *surveys* sont convertis en données : Nord-Sud (N-S), Est-Ouest (E-W) et profondeur verticale en utilisant l'une des différentes méthodes de calcul. Les coordonnées sont ensuite projetées sur les deux plans : horizontal et vertical. En traçant les courbes des coordonnées obtenues grâce au *survey* il est possible de surveiller la progression du profil du puits afin d'apporter, si nécessaire, des corrections pour atteindre la cible géologique.

Il existe plusieurs méthodes de calcul pour l'interprétation des données transmises grâce aux *surveys*. Cependant, certaines d'entre elles sont plus précises que d'autres. Par celles existantes, on citera les plus utilisées par le domaine pétrolier :

- La méthode tangentielle
- La méthode tangentielle balancée
- La méthode de l'angle moyen
- La méthode du rayon de courbure
- La méthode de courbure minimum.

La différence entre ces différentes méthodes de calcul réside dans la différence des formules utilisées par chacune d'elles.

Parmi ces méthodes, la tangentielle est la moins précise, tandis que celle du rayon de courbure et celle de courbure minimum sont les plus précises.

- **Closure & Direction (Azimut)**

La ligne nommée "Closure" ou encore "Departure" est définie comme : une ligne droite, dans un plan horizontal contenant la position du dernier *survey*, dessinée depuis la projection du point de surface jusqu'au point localisant le dernier *survey*. Autrement dit, le closure représente

la plus courte distance entre l'emplacement de surface et la projection horizontale du dernier point de *survey*. Le closure est toujours est une ligne droite, car la ligne droite représente la plus courte distance entre deux points.

Lors de la définition du closure, la direction ‘closure azimuth’ doit également être donnée. Sans indication de la direction, la projection du point de *survey* peut être n'importe où sur la circonférence d'un cercle dont le rayon est égal à la valeur du closure. La direction du closure spécifie exactement là où le point de *survey* se situe par rapport à l'emplacement de surface.

La distance et la direction du closure sont calculées en utilisant les équations suivantes, en supposant que les coordonnées de la tête de puits est de : zéro mètre Nord et zéro mètre Est.

$$\text{Closure Distance} = \sqrt{(\text{North})^2 + (\text{East})^2} \quad (\text{Formule 4})$$

$$\text{Closure Direction} = \tan^{-1} \frac{\text{East}}{\text{North}} \quad (\text{Formule 5})$$

Dans le cas où les coordonnées de la tête de puits ne sont pas nuls du Nord et de l'Est, celles-ci doivent être soustraites des équations.

- **La section verticale**

La section verticale est la longueur horizontale d'une projection du puits dans un plan vertical spécifique et mis à l'échelle avec la profondeur verticale. Lorsqu'on a pour objectif de tracer la trajectoire du puits, on tracera la section verticale en fonction de la profondeur totale verticale (TVD).

Le closure ne peut être tracé avec précision car le profil du puits peut subir un changement entre deux *surveys*. La projection verticale d'un puits se fait dans un plan spécifique. La figure suivante montre la différence entre le closure et la section verticale. Le closure et la section verticale sont égaux uniquement lorsque la direction du closure est identique au plan de la section verticale.

L'azimut de la section verticale est également choisi comme étant l'azimut depuis la tête de puits au centre de la cible géologique. S'ils y a différentes cibles géologiques et que des changements d'azimut sont requis afin d'attendre chaque cible, la section verticale est généralement choisie comme étant l'azimut depuis la tête de puits jusqu'à la fin du trou.

La section verticale est calculée à partir de la valeur du closure et de son orientation. L'équation qui permet ce calcul est la suivante :

$$Vs = \cos(\text{Grid Azimuth} - \text{Closure Azimuth}) \times (\text{Closure Distance}) \quad (\text{Formule 6})$$

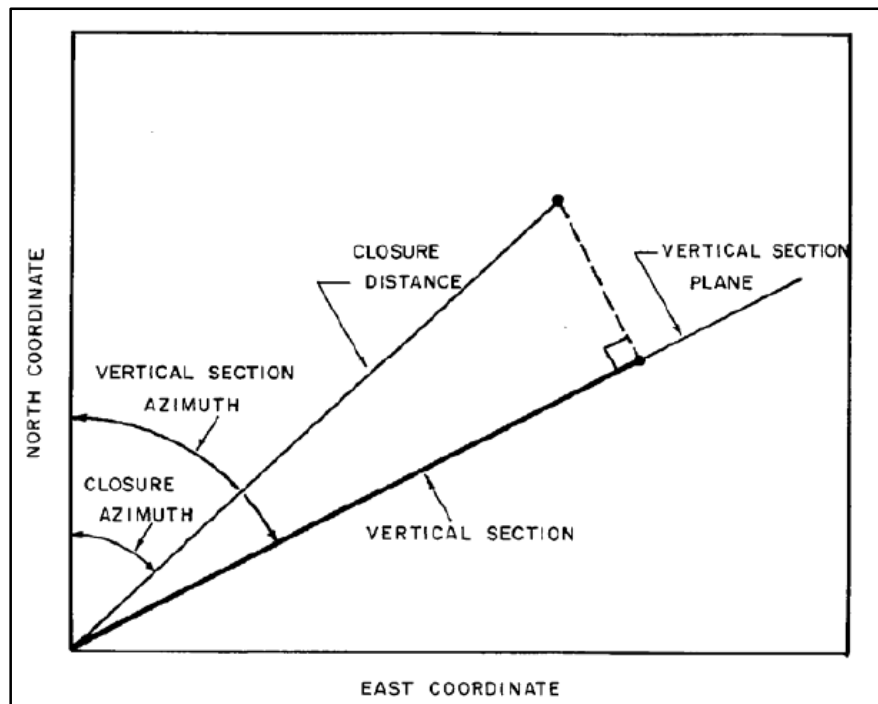


Figure 12 : Schéma représentatif de la différence entre Closure Distance et Vertical Section dans un plan horizontal

Conclusion

Le forage des puits des hydrocarbures représente un investissement extrêmement coûteux, il est donc absolument nécessaire de prêter une attention particulière au profil du puits afin de permettre le bon déroulement des opérations avec pour objectif l'atteinte de la cible géologique dans la limite de l'erreur admissible.

Lors d'un forage vertical, conserver une inclinaison inférieure à 3° est injonctif si l'on veut éliminer tout risque pouvant s'opposer à l'avancement du chantier. Pour les puits déviés, une partie verticale subsiste et elle est régie par les mêmes conditions techniques ; tandis que la partie déviée doit quant à elle être surveillée à intervalle régulier grâce aux prises de mesures des surveys.

La surveillance du profil du puits, quel que soit son type, se fait à l'aide de divers instruments de mesure. Cependant, ces instruments peuvent subir différentes sortes d'interférences qui doivent être prises en compte et corrigées dans la mesure du possible.

Le maintien de la verticalité du puits dans la partie verticale ainsi que la surveillance de la trajectoire prise par le forage sont des éléments d'une importance capitale, qui doivent être contrôlés et maintenus dans la norme technique.

La suite de cette recherche aura donc pour but de présenter les moyens de maintien de la verticalité et de définir le rôle des surveys dans l'étude anticollision d'un puits de forage hydrocarbures.

CHAPITRE III : PRESENTATION DU PUITS ETUDIE

Introduction

La région de Rhourde Nouss (RN) est située au sud du champ de Toual dans le bloc de Gassi Touil, au Nord-Ouest du bassin d'Ilizi, à l'Ouest du bassin de Berkine et au Sud-Est du creux de Marfag. La zone se compose de cinq champs Rhourde Nouss, Rhourde Nouss Sud-Est, Rhourde Adra, Rhourde Chouff et Rhourde Hamra.

NB : Pour des raisons de confidentialité, le puits étudié sera nommé Alpha tout le long de ce travail de recherche.

Le puits Alpha est un puits dévié de développement, le programme de forage est prévu avec 72 ° d'inclinaison et un azimuth de N235° afin d'optimiser la production de gaz dans les réservoirs de l'Ordovicien, en particulier les grès de Ouargla et Quartzites de Hamra.

En ce qui concerne les Offset Wells, Alpha est localisé à 450 m au Sud-Ouest du RNA 8, 400 m à l'Ouest du RNZ 115, 310 m au Nord-Est du RN 46 et à 460 m au Nord du RN 101.

Ce puits permettra l'optimisation et le développement du projet Gassi Touil.

1. Informations du puits

Well name	Alpha
Well class	Development Well
Well type	Deviated
Field	Rhourde Nouss
Drilling duration	180 days (include completion)
Operator	SONATRACH
Drilling Contractor	ENAFOR
Rig Name	ENF52
TD	4100 m MD / 3512 m TVD
Objectives	Primary : Grès d'Ouargla and Hamra Quartzites
Surface Coordinates (UTM)	X = 281 835,431 m Y= 3 284 673,102 m
Surface Geographic Coordinates	M : 6° 44' 44,43" E L : 29° 40' 31,02" N
RT - GL	9,30 m
Elevation (GL-MSL / RT-MSL)	266 m / 275 m
Water Sources	Using water trucks to transport water

Tableau 7 : Récapitulatif des informations du puits Alpha

2. Accès au puits

L'accès au puits Alpha se fait depuis la base 24 Février – Hassi Messaoud – par route, en allant à 227 km au Sud de la ville de Hassi Messaoud en se dirigeant vers Ain Amenas, pour ensuite prendre la direction de la base de vie Rhourde Nouss en parcourant un trajet de 33 km vers l'Est. Après cela, il faudra prendre la direction du Sud à 64 km vers le champ de Rhourde Adra, avant de parcourir 21 km vers le puits 115 à l'Est. Ce cumul de 345 km est totalement goudronné.

Enfin il faudra terminer avec 300 m de piste vers le Sud-Est en direction du puits Alpha.

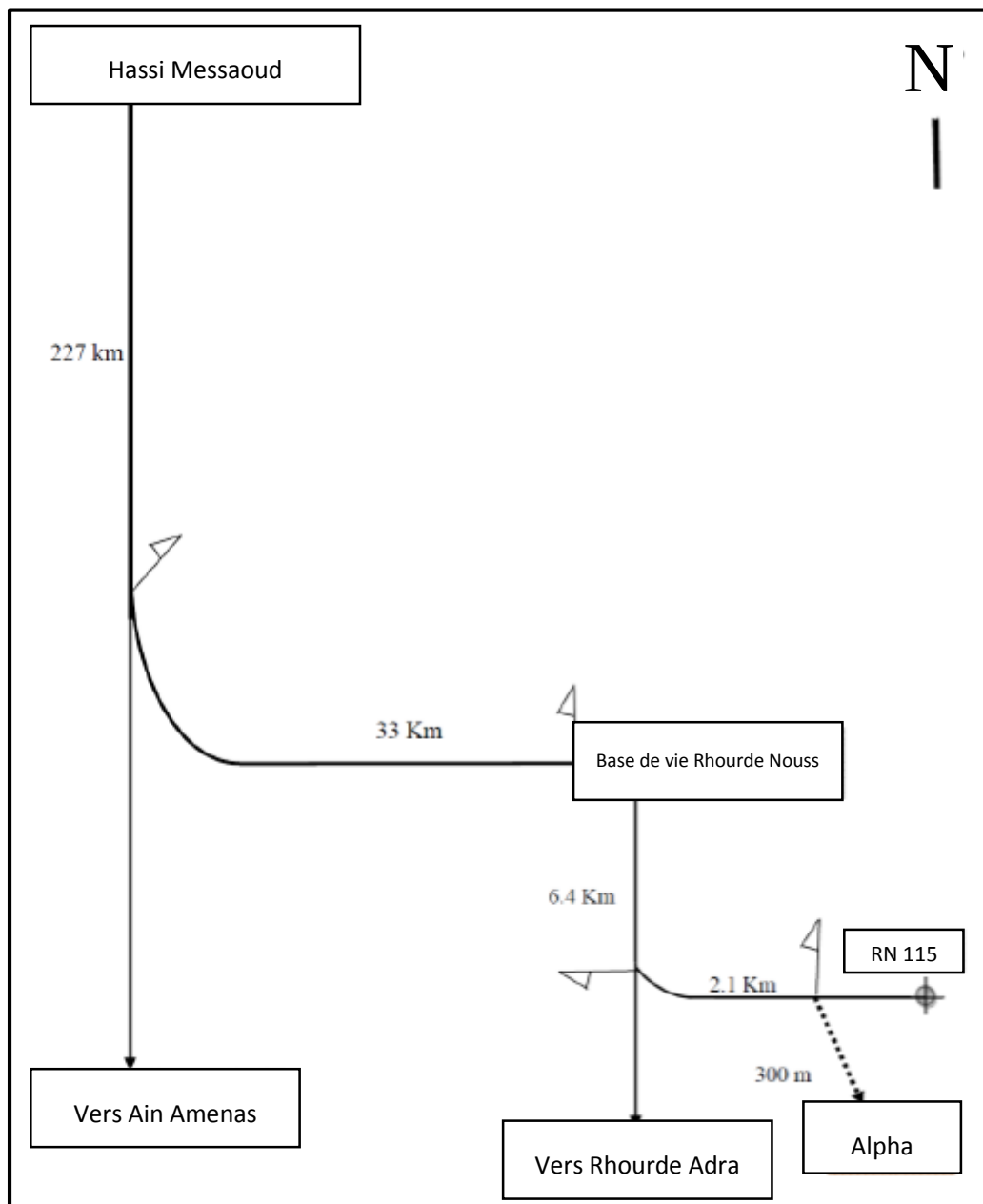


Figure 13 : Plan d'accès au puits Alpha depuis Hassi Messaoud

3. Prévisions du puits

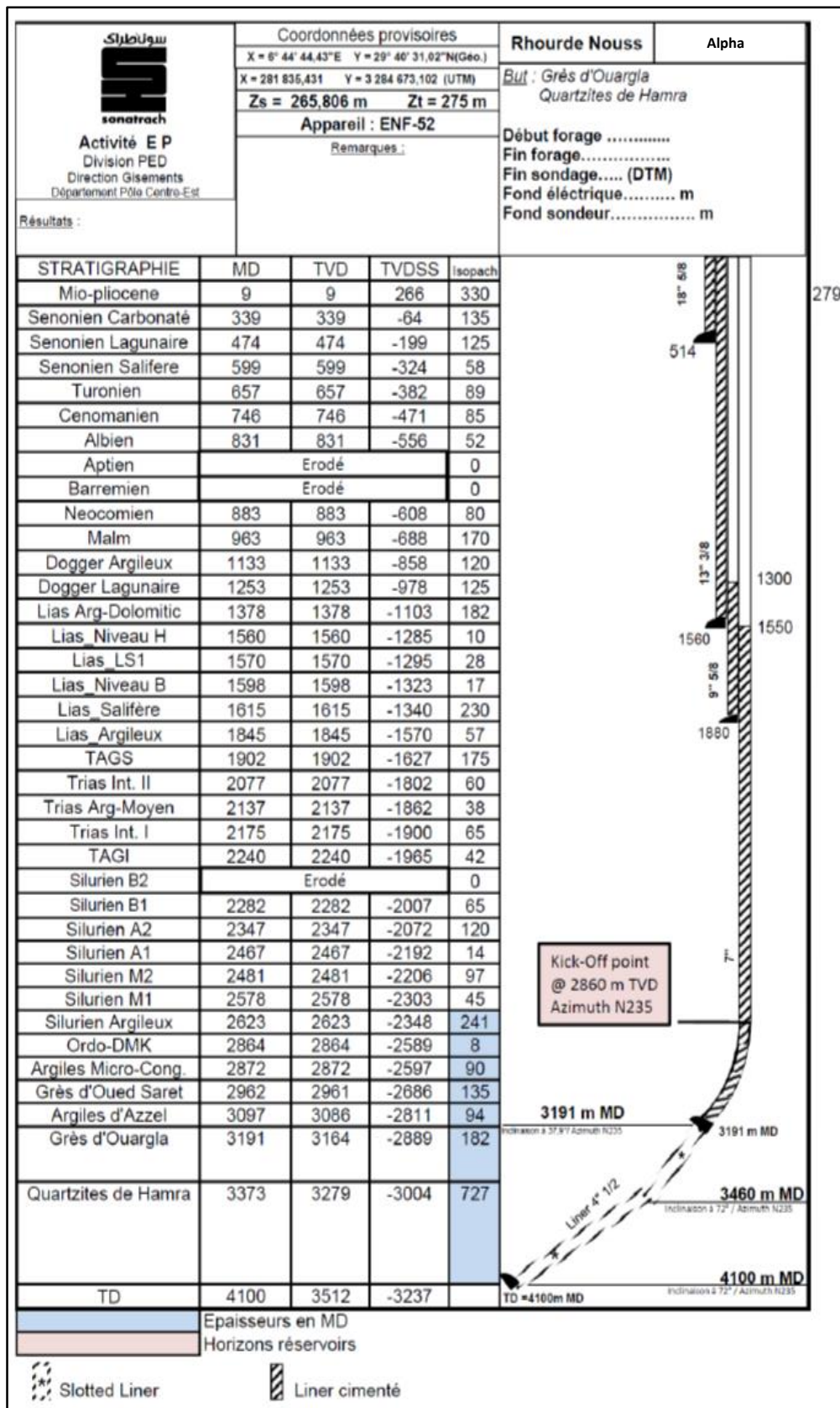


Tableau 8 : Récapitulatifs des prévisions du puits

4. Plan de forage (Jours – Profondeur)

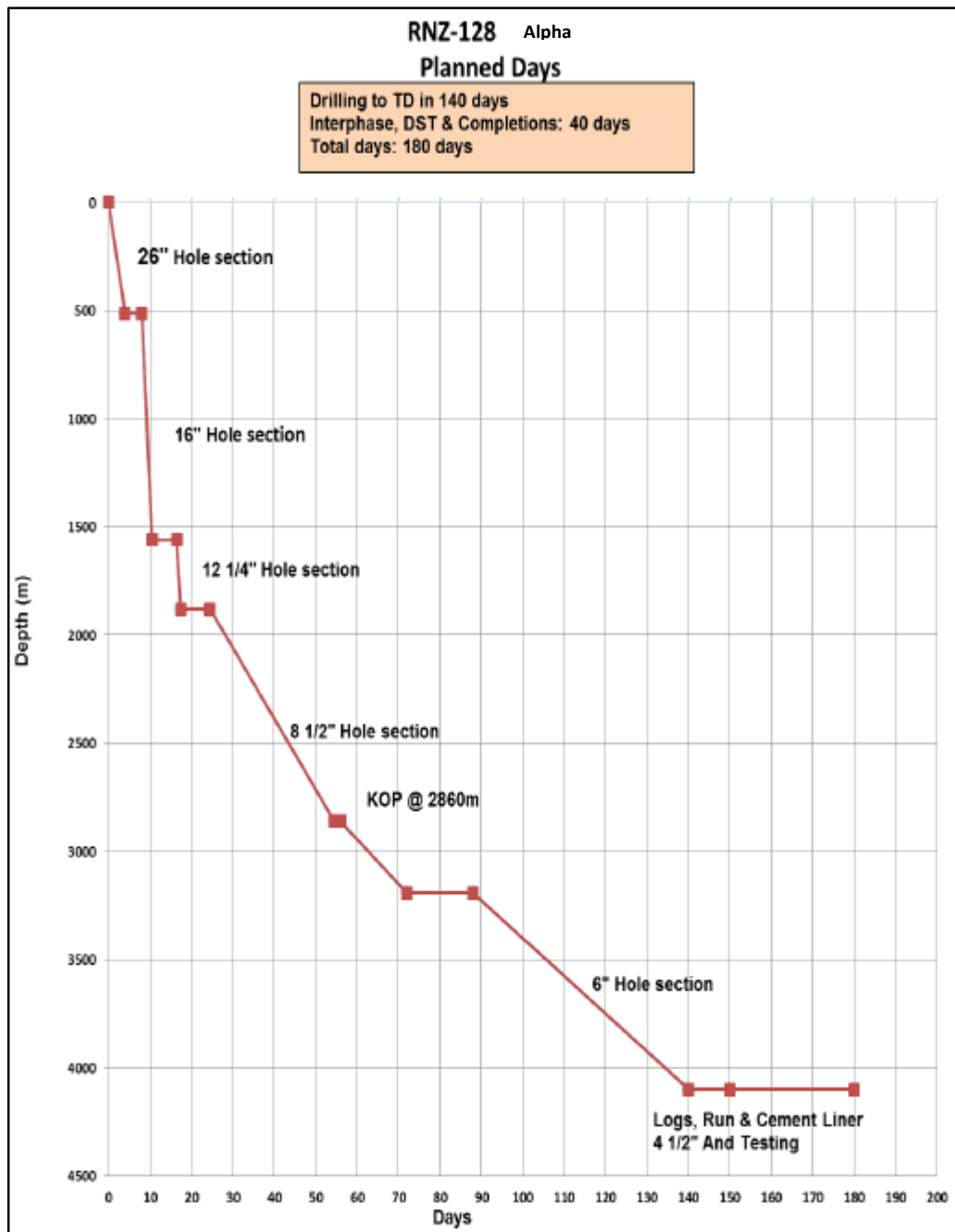


Figure 14 : Aperçu du programme de forage (Days vs Depth)

5. Détails du temps de forage

Alpha - Rhourde Nouss					
Activity	Depth (MD) [m]	Depth (TVD) [m]	Activity [Days]	Cum [Days]	Thickness [m]
Surface	0	0	0	0	
Drill surface 26" Hole	514	514	4	4	514
Inter - Phase (18" 5/8 x 16")	514	514	4	8	
Drill surface (13" 3/8 x 12" 1/4)	1560	1560	2,5	10,5	1046
Inter - Phase (13" 3/8 x 12" 1/4)	1560	1560	6	16,5	
Drill 12" 1/4 Hole	1880	1880	1	17,5	320
Inter - Phase (9" 5/8 x 8" 1/2)	1880	1880	7	24,5	
Drill 8" 1/2 Vertical hole section	2860	2860	30	54,5	980
Trip to change BHA	2860	2860	1,5	56	
Drill 8" 1/2 Build Up hole	3191	3164	16	72	331
Inter - Phase (7" x 6")	3191	3164	16	88	
Drill 6" to TD	4100	3512	52	140	909
Log run & cement 4" 1/2 Liner	4100	3512	10	150	
Testing and Completion	4100	3512	30	180	
Total days	180 days				

Tableau 9 : Détails du temps de forage du puits Alpha

6. Programme de surveillance de déviation

Hole Size	Surveys	
26"	Totco	On every trip and at section TD
16"	Totco	On every trip and at section TD
12" 1/4	Totco	On every trip and at section TD
8" 1/2	MWD (With PDM or Power-V)	All the section : From previous csg shoe to KOP : to maintain verticality From KOP to csg point : for deviation
6"	MWD (With PDM)	All the section

Tableau 10 : Programme de surveillance de déviation du puits Alpha

7. Programme des outils de forage

Hole size	Proposed Bit	N° of Bits	Jets / TFA	TFA (sq in)	Bit Supplier	Proposed Backup
26"	ER14JMRS (New)	1	4 x 16	0,994	VAREL	SB115 or ER1GJMRS (MT)
16"	VTD919LDGXU (New)	1	9 x 12	0,994	VAREL	MSI916LVPX (PDC) HR1GJMRS (MT)
12" 1/4	SP619A (New)	1	6 x 15 + 3 x 20	1,96	ENSP	HC606S SB117 (MT)
8" 1/2	DSF713M	2	7 x 12	0,774	NOV	Q507FX
	MM84I (Hybrid)	2	8 x 12	0,844	HDBS	DSF811M KH813PX (Hybrid)
	K503BPX	2	-	1,5	Smith	IQ616D
	GX44 (TCI)	1	-	-	Hughes	
	SB217(MT)	1	-	-	Smith	
6"	DD5560	2	-	1,25	NOV	HHS352
	HHD372G8	2	-	1,2	Hughes	K505BPX
	STX40 (TCI)	1	-	-		
	XR+ (MT)	1	-	-		
3" 3/4	MKS36DG	1	For cleanout - to be ordred from HMD SH/DF base			

Note : The above recommended bits are subject to availability at SH stock, Bits will be replaced accordingly,

Tableau 11 : Programme des outils de forage proposés pour le puits Alpha

8. Programme de tubage

Hole size	Csg	OD	Specifications			Top Setting Depth (m)	Length (m)	Objective
			Weight (ppf)	Grade	Connection			
26"	Surface	18" 5/8	87,5	K55	BTC	0 - 514	514	40 m in Sen. Langunaire
16"	Interm	13" 3/8	68	N80	BTC	0 - 1560	1560	To be set at top Lias NH
12" 1/4	Interm	9" 5/8	47	P110	BTC	0 - 1880	1880	To be set 38 m in Lias Argileux
8" 1/2	Prod Csg	7"	32	P110	N.VAM	0 - 3191	3191	To be set at top Grès d'Ouargla
6"	Prod Liner	4" 1/2 Blank	13,5	P110	N.VAM	3000 - 3191	191	To be set at TD TOL and top of Slotted Csg to be confirmed later
		4" 1/2 Stollod		N80	V.TOP	3191 - 4100	909	

Tableau 12 : Programme de tubage du puits Alpha

9. Programme de boue

Interval proprieties	26"	16"	12" 1/4	8" 1/2	6"
Mud type	Spud Mud	OBM Invermul	OBM Invermul	OBM Invermul	OBM Invermul
Density SG	1,05 - 1,08	1,28 - 1,30	1,70 - 1,75	1,33 - 1,37	1,30 - 1,40
Yield Value lb/100 ft²	45 - 55	18 - 24	10 to 14	10 to 12	6 to 8
API fluid loss cc's / 30 min	NC to +/- 20	-	-	-	-
HPHT @ 250°F & 500 Psi	-	< 10	< 10	< 4	< 4
Pom	-	3 to 4	3 to 4	2 - 2,5	2 - 2,5
MBT Kg/m3	80 - 100	-	-	-	-
PH	11 to 12	-	-	-	-
LGS %	< 5	< 5	< 5	< 4	< 4
Oil / Water	-	70 / 30 - 90 / 10	90 / 10 - 95 / 05	90 / 10 - 95 / 05	95 / 05
Electrical Stability	-	> 60	> 1000	> 1000	> 1000

Tableau 13 : Programme de boue pour le puits Alpha

CHAPITRE IV : MAINTIEN DE LA VERTICALITE

Introduction

Le forage des puits verticaux a souvent été considéré comme étant moins compliqué que le forage des puits déviés avec des trajectoires tortueuses. En réalité, les forages verticaux dominent l'activité de forage dans le monde, par ailleurs, même les forages déviés passent impérativement par une partie verticale.

Les opérations de forage des puits des hydrocarbures, au niveau du champ de Rhourde Nouss, peuvent rencontrer plusieurs types de difficultés. Ces dernières peuvent se traduire, entre autres, par la non verticalité des puits.

La gravité du problème de non verticalité peut conduire jusqu'à la perte du puits, ce qui nécessite donc une étude approfondie permettant de donner une explication, et de déterminer les causes et les conséquences ainsi que les différentes méthodes pour y remédier.

Cette non verticalité lors du forage de la phase 8^{1/2} des puits forés, dans la région de Rhourde Nouss, fait l'objet de cette étude.

Le puits étudié pour cas est le puits Alpha dont les opérations sont toujours en cours au niveau du bassin d'Illizi – Rhourde Nouss Centre. Ce puits présente la particularité d'avoir vu l'utilisation de trois différentes méthodes de contrôle de la verticalité, uniquement lors du forage de la partie verticale de la phase 8^{1/2}.

1. Présentation du problème

Lors de la planification du forage du puits Alpha, il a été prédit un problème d'inclinaison non contrôlée au niveau de la section verticale de la phase 8^{1/2} en se basant sur les offset wells de la région. Dans la plupart des cas, la solution au problème est d'opter pour l'utilisation d'un des instruments RSS de contrôle de l'inclinaison. Cependant, dans le cas présent, il a été décidé de tenter le contrôle grâce à une Packed BHA, malgré la recommandation d'utilisation d'un instrument de contrôle (PowerV) par le programme de forage.

2. Les causes potentielles de la déviation

Dans le but de déterminer les causes conduisant à la quasi impossibilité de forer verticalement, sans procéder à un suivi permanent de la trajectoire à l'aide des différents instruments de mesure et/ou de contrôle, au niveau de la région de Rhourde Nouss, plusieurs explication ont vues le jour.

2.1. Explication théorique

La nature et la dureté de la roche forée peuvent avoir une influence prononcée sur des tendances directionnelles, bien que dans beaucoup de cas, son importance peut être exagérée. Le plus important est de savoir si la roche est isotrope ou anisotrope. La première est une roche possédant les mêmes propriétés et se comportant de la même manière indépendamment de sa direction (la majorité des grès sont isotropes). Tandis que la seconde représente les roches n'ayant pas les mêmes propriétés et comportement dans toutes les directions (telle que les schistes).

La majeure partie des forages de gisement pétrolier se font dans des roches sédimentaires. En raison de leurs dépôts, les roches sédimentaires ont des couches ou des plans de stratifications qui font monter un certain degré d'anisotropie.

L'étude des forages dans les formations inclinées a démontré que l'outil est obligé de forer vers une direction préférentielle liée à l'angle du pendage et la direction de la stratification. Un certain nombre de théories et de modèles ont été proposés au cours des années pour expliquer ces effets.

- **Théorie des formations anisotropes**

La théorie des formations anisotropes est largement acceptée. Les études théoriques passées ont supposé que l'outil fore dans la direction de la force résultante dans les formations uniformes ou isotropes. Ceci implique que l'outil ne montre pas une direction préférentielle du forage.

On assume qu'une formation stratifiée ou anisotrope possède une forabilité parallèle différente de celle perpendiculaire aux plans de stratification, avec le résultat que l'outil ne fore pas dans la direction de la force résultante.

Chaque formation est caractérisée par son indice d'anisotropie et son angle de pendage. L'indice d'anisotropie ne dépend pas des propriétés spécifiques de la roche mais il est une constante empirique déterminée à partir des mesures de forage.

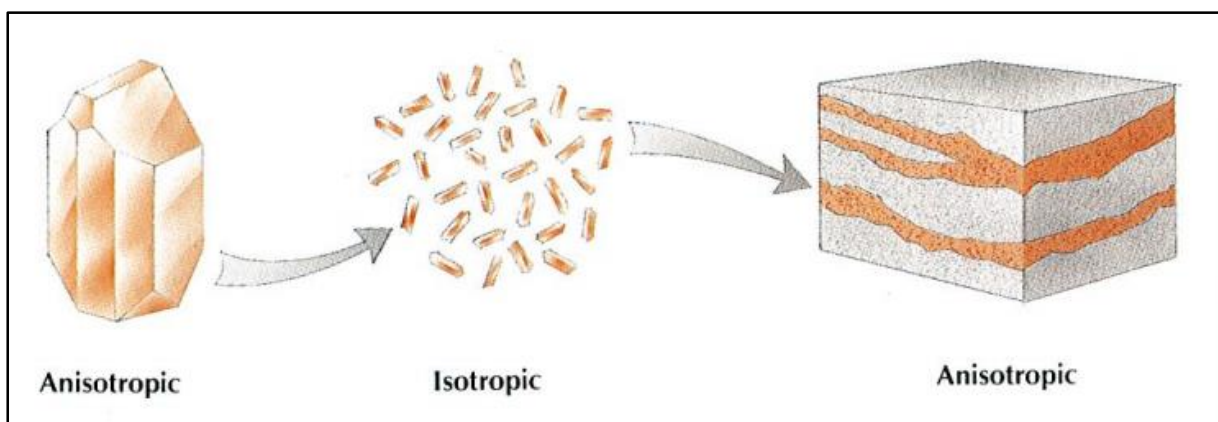


Figure 15 : Schéma démonstratif de la formation d'une roche anisotrope

- **Théorie de la différence de vitesse d'avancement**

La théorie de la différence de vitesse d'avancement dans la formation cherche à expliquer le changement d'angle du puits en termes de différence de vitesse d'avancement dans les formations inclinées dures et tendres.

Vraisemblablement, l'angle du puits change parce que l'outil fore plus lentement dans la partie dure de la formation. La supposition fondamentale que le poids d'outil est réparti uniformément sur le fond du puits est inhérente à cette théorie. Elle prévoit la déviation *updip* lorsque l'outil fore dans une roche plus tendre et *downdip* dans une roche plus dure.

- **Théorie des moments aux masses tiges**

La théorie des moments aux masses tiges suggère que lorsqu'un outil fore d'une formation tendre à une formation dure, le poids sur l'outil n'est pas distribué régulièrement le long du fond du puits.

Puisque, plus de poids sur l'outil est pris par la formation dure, un moment est produit à l'outil. En l'absence de stabilisateur sur l'outil, le moment de flexion est transmis aux masse-tiges situées directement au-dessus de l'outil. La variation de la force latérale n'est pas la même lorsque l'outil fore des formations tendres aux formations dures comme lorsqu'il fore des formations dures aux formations tendres et peut, par conséquent, effectuer un changement d'inclinaison du puits.

L'expérience a prouvé que la déviation se produit le plus souvent dans les couches stratifiées que dans les couches épaisses homogènes. La déviation est presque toujours associée aux formations abruptes.

Après analyse, il n'y a pas une seule explication satisfaisante pour la déviation. Cette dernière semble bien évidemment être liée à la géologie.

La déviation n'est jamais plus grande que le pendage des couches. Toutes les théories ainsi que la pratique indiquent que la déviation maximum est perpendiculaire ou parallèle au pendage de formation.

2.2.Problèmes de formations

2.2.1. Déformations cassantes

Elles se manifestent par des surfaces généralement perpendiculaires ou fortement obliques aux surfaces de stratification. Elles se regroupent en deux grandes catégories :

- **Diaclases, fissures et fentes de tension :**

Le déplacement des blocs de part et d'autre de la fracture est généralement de faible amplitude. Lorsqu'il y a écartement des blocs, il se produit souvent un remplissage des cristaux formant un filon.

- **Failles :**

Une faille est une fracture accompagnée du déplacement relatif des différents compartiments. Le plan de faille est la surface la plus ou moins ondulée qui sépare les deux compartiments. La valeur du déplacement entre deux points homologues de part et d'autre est le rejet.

Une faille est dite normale ou directe lorsque la surface de faille a sa pente en direction du compartiment abaissé. Dans le cas contraire, elle est dite inverse. Une faille normale résulte d'une distension, une faille inverse d'une compression.

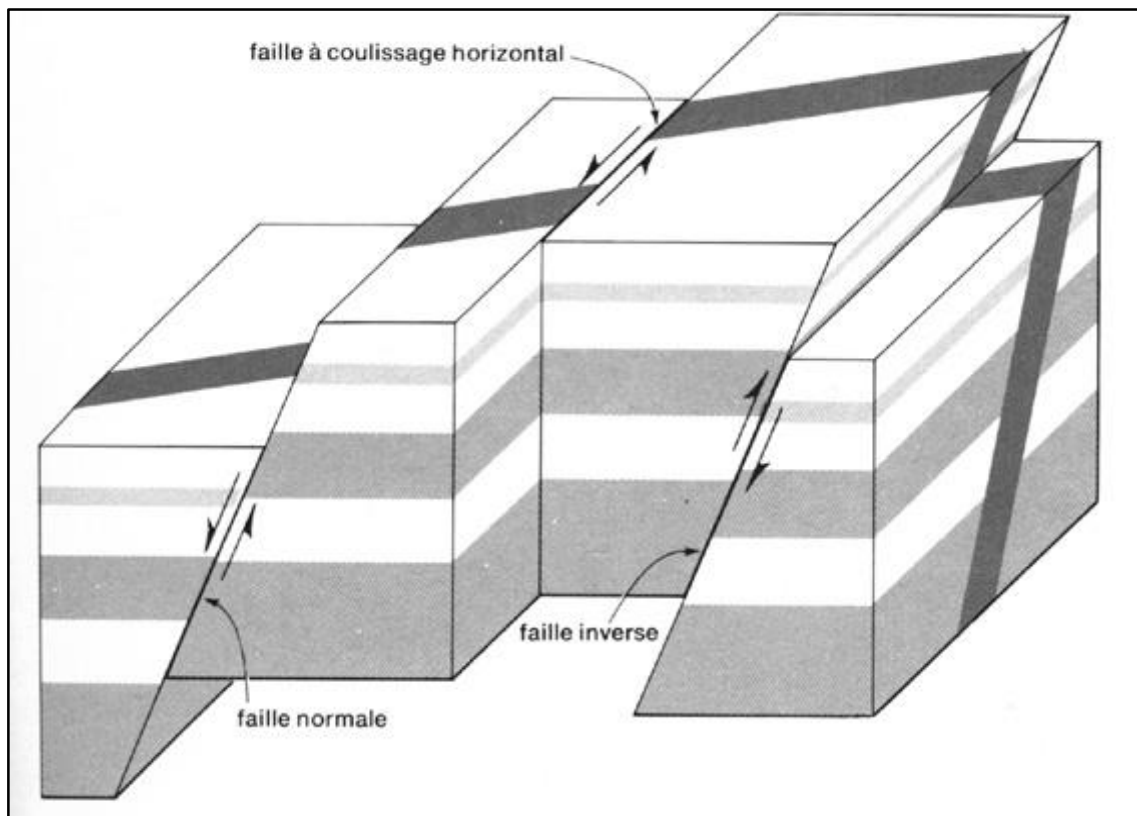


Figure 16 : Schéma descriptif des différents types de failles

2.2.2. Déformation souples

- **Les plis**

Les terrains peuvent réagir aux efforts tectoniques de façon plastique en formant des plis. Le pli comporte une forme convexe vers le haut, l'anticlinal, et une forme concave vers le bas, le synclinal. Un anticlinal ou un synclinal comporte un axe.

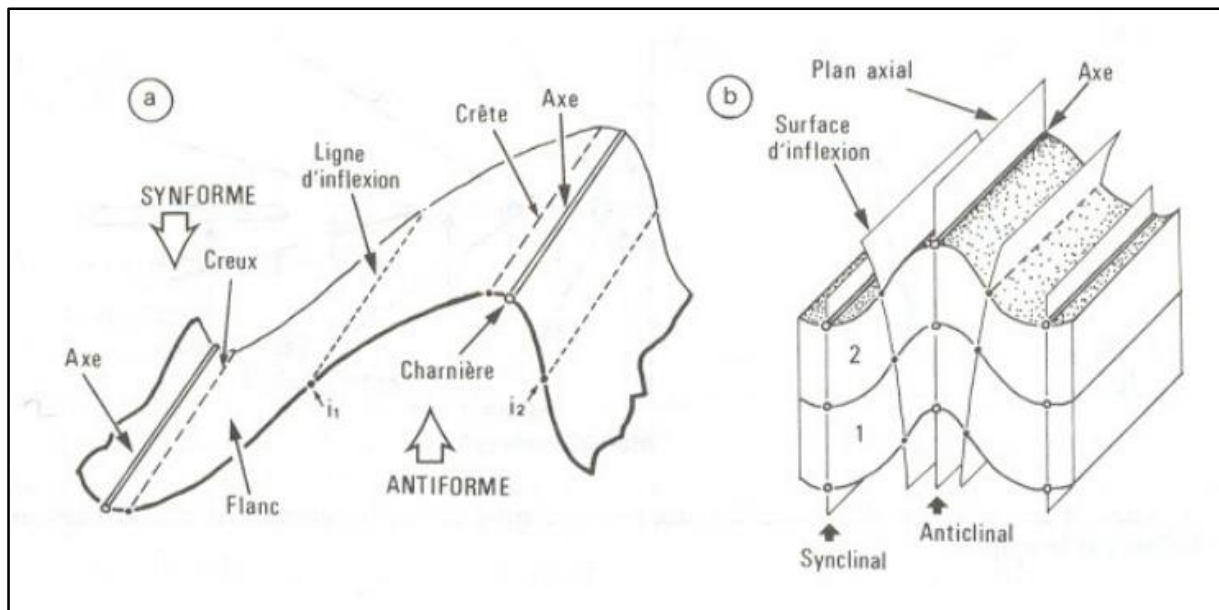


Figure 17 : Schéma descriptif des éléments d'un pli

- **Contraintes dues à la formation**

Ce sont des forces latérales naturellement présentes dans les formations qui obligent l'outil de forage à dévier pour réaliser un profil de puits elliptique.

- **Les alternances de formations tendres et dures**

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

Les formations tendres posent moins de résistances à l'avancement de l'outil et en raison de leurs instabilités le forage de ces formations se fait d'une manière très facile mais aléatoire. Les formations dures, possédant une résistance plus élevée, la forabilité devient plus difficile, ce qui entraînera une déviation incontrôlée de la trajectoire de l'outil.

- **Pendage des couches**

Le pendage des couches des terrains sédimentaires, à l'origine déposées horizontalement, est une manifestation des déformations structurales.

Il est défini par deux valeurs angulaires :

- L'azimut qui est l'angle entre l'horizontale de la couche et de la direction du nord
- L'angle de la ligne de plus grande pente par rapport à l'horizontale.

Le pendage de la formation traversée affecte fortement la direction du forage. Le phénomène varie selon la valeur du pendage. Il a été observé que :

- Si le pendage est inférieur à 45 degrés : le puits aura tendance à ‘’monter’’ pour venir perpendiculairement au pendage
- Si le pendage est supérieur à 45 degrés : le puits aura tendance à ‘’suivre’’ le pendage. Le contrôle de ce phénomène est difficile et il est préférable de l'utiliser plutôt que de le combattre.

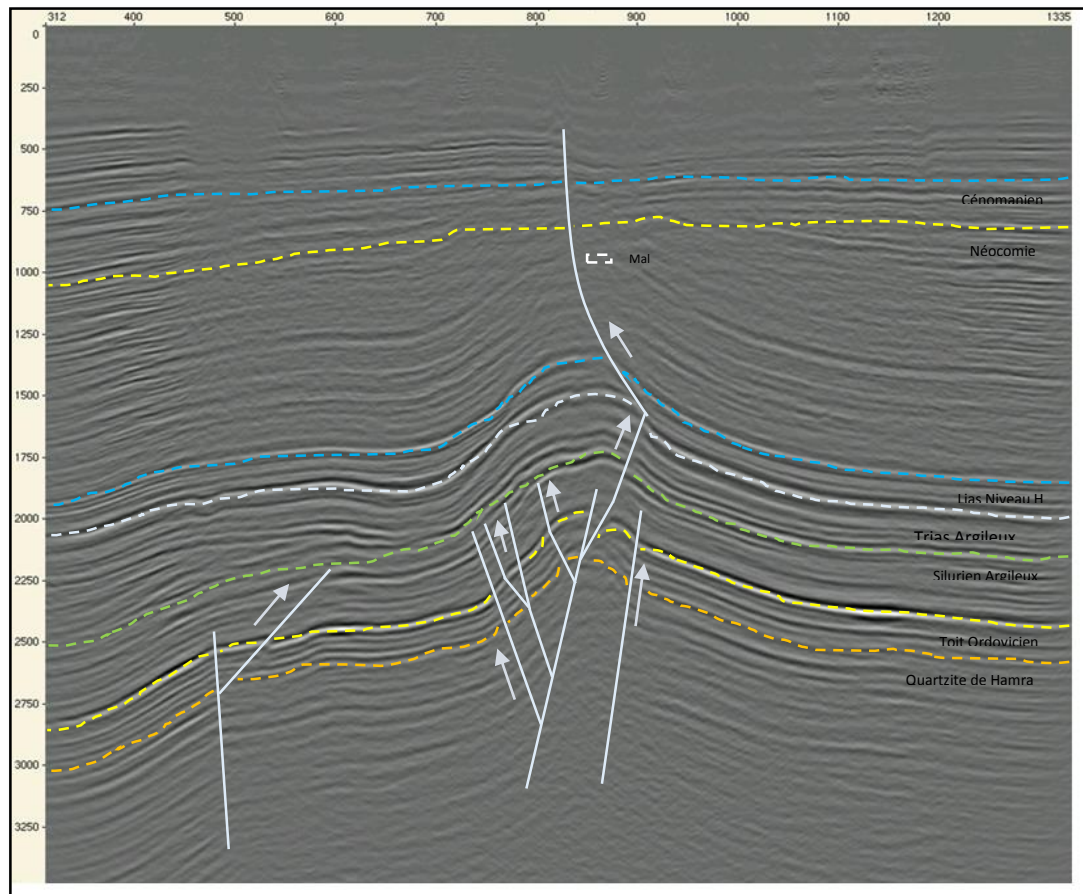


Figure 18 : Pendage des Couches au niveau du champ de Rhourde Nouss

2.3.Composition de la BHA

La composition de la BHA est un élément permettant de contrôler le comportement du puits. Le comportement des garnitures conventionnelles (rotary) est dominé par deux facteurs essentiels, quelques fois antagonistes :

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

- **Le type d'outil**

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

- Les outils tricônes ont tendance à tourner vers la droite, augmentant ainsi l'azimut
- Les outils PDC ont plutôt tendance à forer droit avec un azimut constant ou à tourner légèrement vers la gauche diminuant ainsi l'azimut.

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

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

- **Le poids sur l'outil**

De fait que la garniture de forage conventionnel peut se déformer et créer des points d'appui contre les parois du puits, desquels résulteront un comportement parfois non souhaité.

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

Finalement :

Pour la région de Rhourde Nouss, les causes les plus probables restent le pendage des couches ainsi que les nombreuses failles présentes sur ce terrain. Cette région a donc une structure en fleurs, favorisant ainsi la déviation lors du forage.

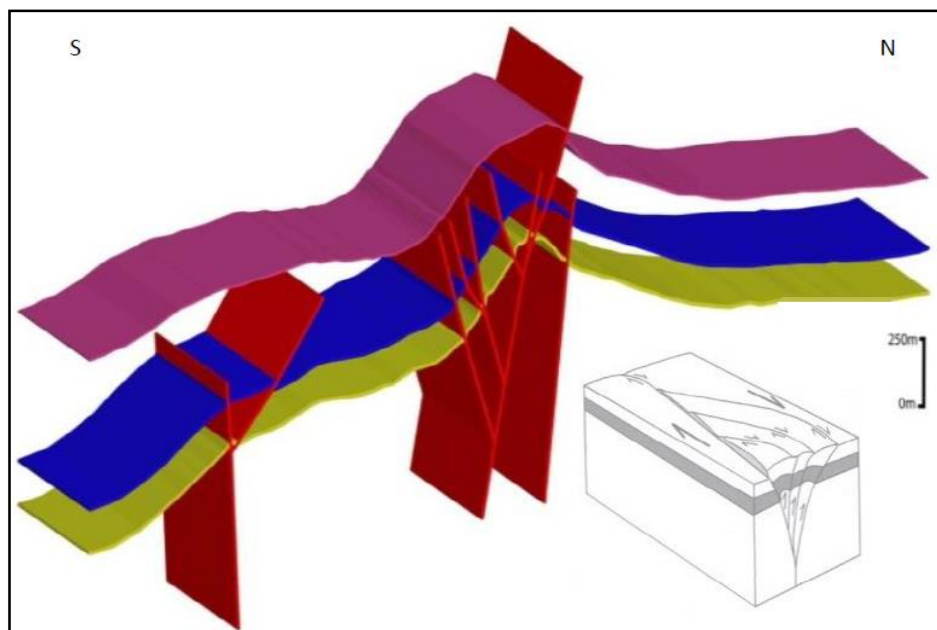


Figure 19 : Structure en fleurs de la région de Rhourde Nouss

3. Conséquences de la non-verticalité du puits

La non-verticalité (incontrôlée) d'un puits conduit inévitablement à des conséquences plus ou moins désastreuses pour l'intégrité du puits, et pour le bon déroulement des opérations. Parmi les conséquences les plus importantes, on citera :

- Les cibles non atteintes
- Les coincements
 - o Coincement par des déblais accumulés
 - o Coincement dans des formations fracturées et faillées
- La formation des doglegs
- La formation des Key-Seat
- L'augmentation du torque et du drag
- La mauvaise géométrie du puits
- Les frottements
- La fatigue du matériel tubulaire.

4. Maintenir la verticalité

Un puits vertical ou une section verticale est un trou foré, dont l'inclinaison ne dépasse pas les 3° par rapport à l'axe vertical du puits. Cependant, pour les raisons mentionnées ci-dessus, il est requis de faire usage des différents moyens techniques permettant le maintien de la verticalité.

Les diverses méthodes utilisées de nos jours dans l'industrie du forage pétrolier sont les suivantes :

4.1. Garniture de maintien de la verticalité

Le maintien de la verticalité d'un puits peut être obtenu à l'aide de différents moyens. L'assemblage d'une garniture adaptée représente l'un d'eux. Il existe divers types de garniture stabilisatrice de l'inclinaison d'un puits :

- Garnitures lisses dans les formations tendres
- Garnitures pendulaires dans les formations à faible pendage
- Garnitures stabilisées dans les formations dures ou moyennement dures, ou ayant un pendage important.

On distingue donc :

- **La garniture lisse**

La plus simple des garnitures est dite "lisse" (Slick assembly). Elle est constituée de :

Un outil

Un Non Magnet Drill Collar (NMDC) ou *MWD*

Nombre de DC

Ainsi que les Drill Pipe (DP)

L'application de la théorie pendulaire permet les considérations suivantes :

- Lorsque le train de tiges est suspendu (aucun poids sur l'outil), seule la force pendulaire est appliquée à l'outil. Elle tendrait à ramener le puits à la verticale
- L'application d'un poids introduit une flexion et rapproche le point de tangence de l'outil, diminuant donc la force pendulaire et créant une force axiale poussant l'outil. La résultante de ces forces est difficilement prévisible, dépendant à la fois du poids et de la rigidité des éléments inférieurs.

Une telle garniture peut difficilement être utilisée en forage dirigée.

• La garniture pendulaire (Pendulum assemblies)

Une chute d'inclinaison est souvent difficile à réaliser ou à contrôler, en particulier aux faibles inclinaisons.

Revenir à la verticale peut se révéler quasiment impossible avec une garniture rotary.

Une chute d'inclinaison a peu de chance de réussir dans les formations dures. Ce devrait être évité dans la mesure du possible.

L'effet de chute sera d'autant plus remarqué que la force pendulaire est forte, il faut donc repousser le point de tangence aussi loin que possible de l'outil.

La garniture de chute la plus courante consiste à intercaler dans les masse-tiges un stabilisateur (string plein trou), de 15 à 20 au-dessus de l'outil.

Dans la plupart des cas, l'utilisation d'une garniture de chute provoque une forte rotation vers la droite.

Si une garniture de chute ne produit pas l'effet escompté, diverses tentatives peuvent être faites pour améliorer le résultat :

- En diminuant le poids sur l'outil
- En diminuant la rotation

Les garnitures les plus utilisées sont les suivantes :

Outil	Outil	Outil
MWD ou NMDC	MWD ou NMDC	MWD ou NMDC
NMDC	Pony NMDC	Stab string
Stab string	Stab string	NMDC
DC	Drill Collars	Stab string
Drill Collars	Drill Pipes	Drill Collars
Drill Pipes		Drill Pipes

- La garniture de maintien de l'inclinaison (*Packed-Hole-Assemblies*)

L'inclinaison d'un puits peut être maintenue à l'aide d'une garniture dite "stabilisée" (*packed hole assembly*), combinaison de plusieurs stabilisateurs et éléments tubulaires arrangés de manière à obtenir une résultante latérale nulle ou négligeable.

La composition de base d'une telle garniture consiste en :

- Un stabilisateur Near-Bit (plein trou)
- Plusieurs stabilisateurs strings (plein trou)
- Des éléments tubulaires (Drill-Collars, *MWD*...etc.) les reliant de manière à obtenir un ensemble rigide, mais aussi suffisamment souple pour, par exemple, permettre de compenser une tendance à la chute.

La combinaison exacte nécessaire dépend étroitement des conditions locales :

- Inclinaison du puits
- Poids sur l'outil : Cependant l'effet d'une variation de poids reste limité avec ce type de garniture.
- Vitesse de rotation : Une augmentation de vitesse augmente la rigidité apparente.
- Type de formation

Le comportement de la garniture dépend de la formation traversée. Ce problème doit être anticipé lorsque le forage de longues sections est prévu.

Plus que jamais, l'expérience locale est utile à la détermination de la "bonne" garniture.

Les garnitures les plus utilisées sont dites :

- Trois points Un Near Bit et deux stabilisateurs string
- Quatre points Un Near Bit et trois stabilisateurs string

Les garnitures les plus utilisées sont les suivantes :

Outil	Outil	Outil
Near Bit	Near Bit	Near Bit
DC court 2 à 3 m	DC court 2 à 3 m	<i>MWD</i> ou NMDC
String stab	String stab	String stab
<i>MWD</i> ou NMDC	<i>MWD</i> ou NMDC	<i>MWD</i> ou NMDC
(NM) String stab	(NM) String stab	String stab
NMDC	NMDC	DC
String stab	String stab	Drill Collars
Drill Collars	Drill Collars	
Drill Pipes	Drill Pipes	

Des garnitures plus sophistiquées sont quelques fois utilisées :

- Deux stabilisateurs consécutifs (Piggy Back)
- Des masse-tiges de gros diamètre
- Des drill-collars carrés.

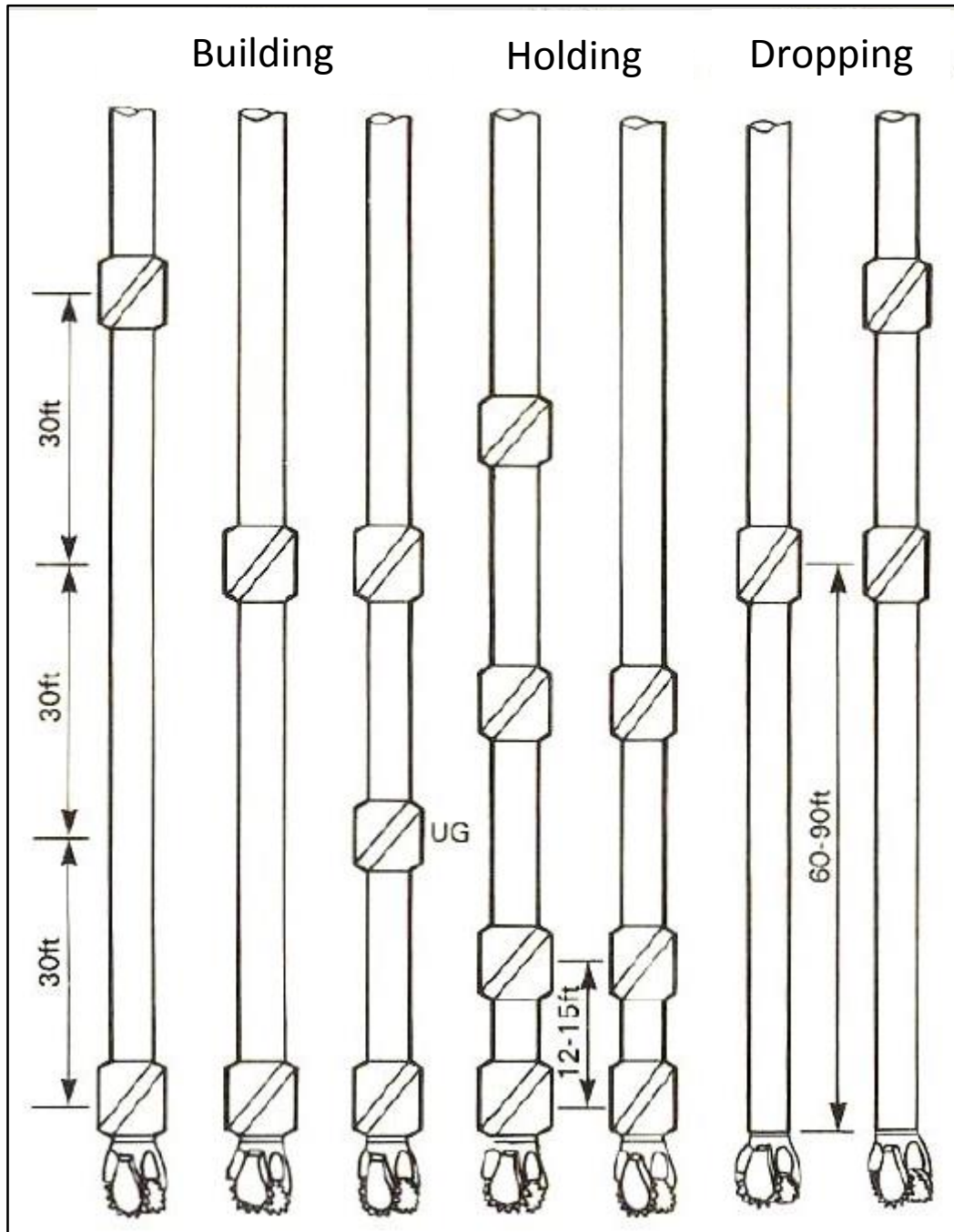


Figure 20 : Schéma descriptif des différents types de Bottom Hole Assembly (BHA)

4.2. Systèmes automatisés de maintien de la verticalité

A côté des différents types de garnitures et d'assemblages spécifiques ayant pour but de maintenir la verticalité du puits lors du forage, on distingue également un certain nombre de systèmes automatisés ayant le même objectif :

- **Power-V (Service Company A)**

Le PowerV RSS (Rotary Steerable System) de la *Service Company A* est un système de forage vertical automatique. Ce système de forage vertical permet de forer de la surface au TD tout en conservant automatiquement le plan vertical du puits. Complètement rotatif, il permet de maintenir automatiquement la verticalité du puits et rend le forage rentable en éliminant les potentielles corrections coûteuses.

La pleine rotation du PowerV améliore l'efficacité du nettoyage du trou et de la qualité du puits. Elle réduit également les pertes de fluide ainsi que les coincements mécaniques et par pression différentielle. Cet outil technologique fonctionne grâce à une alimentation basée sur le système rotatif du PowerDrive, un système qui a déjà fait ses preuves. Tout comme ce système, tous ses composants tournent.

Le PowerV HT a prouvé quant à lui son excellent fonctionnement dans des milieux à haute températures dans le monde entier.

Le système du PowerV dirige activement et automatiquement le plan du puits vers le fond verticalement quel que soit l'azimut. Toute tendance à construire un angle avec l'axe du puits est automatiquement corrigée. Ce contrôle automatique ne nécessite aucune intervention depuis la surface. Le système ne nécessite également aucun système *MWD* pour fonctionner. Les instruments *MWD* ou *SlimPulse* peuvent cependant être utilisés pour une confirmation en temps réel.

Principe de fonctionnement :

Le PowerV est une sorte de tige de forage de longueur de 4.11 m avec à son extrémité inférieure trois pistons (pads). Le rôle de ces pistons est de s'ouvrir sous l'effet de la pression de la boue générée de l'intérieur du PowerV, dans un des sens (pendant une fraction de seconde – puisqu'il est en rotation permanent). Le pad a pour objectif, en s'ouvrant, de donner un coup contre la paroi du puits afin de pousser la garniture de forage dans le sens opposer et de la rendre à la verticale (plusieurs coups peuvent être donnés à chaque tour de la *BHA* si nécessaire).

Le PowerV présente divers avantages en se basant sur certaines caractéristiques de fonctionnement. On notera ce qui suit :

Caractéristiques :

- Système vertical rotatif totalement tournant
- Fonctionnement de fond totalement automatique

- Compatible avec la technologie des moteurs de fond
- Simple à conception robuste
- Il existe des modèles qui fonctionnent en option à haute température avoisinant 300°F.

Avantages :

- Maintient le puits à la verticale automatiquement, en éliminant de potentiels coûts de corrections
- Nécessite peu ou pas de supervision ou d'interaction
- Fourni la solution de forage optimale en utilisant l'énergie de surface, de fond ou les deux
- Minimise de potentiels pertes de boue et permet un bon nettoyage du puits
- Ne crée aucune interférence avec les opérations de forage en permettant : reaming, backreaming et shoe drillout
- Fonctionne indépendamment du MWD, si requis.



Figure 21 : Photo du Power-V RSS lors de son Rig-up

- **AutoTrak-V (Service Company B)**

L'AutoTrakV RSS de la *Service Company B* est un système de configuration identique au PowerV, son mode de fonctionnement ne diffère que lui aussi. A la seule différence que l'AutoTrakV contient un capteur NBI intégré qui a la possibilité de fournir des données en continu sur l'inclinaison du puits, sans nécessité d'utilisation d'un MWD.

On note ce qui suit :

Caractéristiques :

- L'AutoTrak-V a quasiment les mêmes caractéristiques que le Power V excepté sa non tolérance des hautes températures
- L'AutoTrak-V est commandé depuis la surface grâce à des combinaisons de pression.

Avantages :

- Délivre un puits vertical et réduit le temps de forage en éliminant les corrections et le temps de déviation avec moteur de fond.
- Améliore la qualité du trou, minimisant ainsi les problèmes lors de la descente du tubage (casing)
- Minimise le risque de collision et assure l'atteinte de la cible géologique avec précision
- Les performances de forage sont optimisées en permettant l'ajustement des conditions hydrauliques de l'application
- Augmenter le ROP (Rate of Penetration) en minimisant les dysfonctionnements lors du forage
- Réduction des temps de réglage tout en assurant une bonne efficacité lors du forage.

- **VertiTrak (Service Company B)**

Le VertiTrak de la *Service Company B* est un système de forage automatisé pour les sections verticales. Celui-ci fournit un contrôle fiable pour faire face à de multiples défis allant des formations de sel à des zones faillées et des formations hautement fracturées sans compromettre les paramètres de forage.

Ce système fournit un vrai contrôle en maintenant une inclinaison nulle du profil du puits dans des conditions difficiles pour les opérateurs.

Le VertiTrak incorpore des sections de puissance X-treme dans différentes combinaisons pour différentes vitesses d'outils, ainsi que la même mécanique de direction que l'AutoTrak-V connu comme Rotary Closed Loop System (RCLS).

Ce système est conçu pour forer sans aucune rotation de surface, ce qui donne un avantage supplémentaire quand le forage se fait dans des environnements abrasifs.

Le VertiTrak, avec sa capacité de contrôle, permet donc un contrôle parfait de l'inclinaison du puits sans sacrifier la qualité du trou et du ROP.

Caractéristiques :

- Le mécanisme de contrôle permet un contrôle en continu du profile du puits
- Système de forage totalement automatisé ne nécessitant aucune intervention depuis la surface
- Le mécanisme de contrôle est indépendant des paramètres hydrauliques et du débit ou de la densité de la boue
- Plusieurs types de moteurs X-treme peuvent donner différentes puissances et vitesses

Avantages :

- Minimiser le temps de descente du casing grâce à un bon profile du puits avec réduction des forces de trainées
- Réduire les coûts de l'opération de cimentation en minimisant les pertes éventuelles.
- Elimination du phénomène Stick-Slip et l'usure des tubulaires
- Réduire le temps total de forage en optimisant les paramètres hydrauliques afin d'améliorer le ROP
- Système pouvant être adapté en fonction des exigences spécifiques du forage
- Il représente un système fiable pouvant si besoin être tourné depuis la surface.



Figure 22 : Photo AutoTrak-V RSS



Figure 23 : Photo VertiTrak lors de son Rig-up

- **VertiSteer (Service Company C)**

Le VertiSteer est un système développé par la *Service Company C* ayant la capacité de correction de la verticalité du puits sans aucune intervention depuis la surface.

Ce système a pour objectif d'améliorer l'efficacité du forage dans des zones à fortes tendances de déviation naturelle, tels que les lits fortement inclinés et des formations salifères massives. Le temps de forage est considérablement réduit en éliminant les faibles ROP obtenus en corrigeant la verticalité avec les moteurs conventionnels.

Le VertiSteer représente un système purement hydromécanique sans électronique, le rendant plus fiable et mieux adapté au forage Hard-Rock et les niveaux élevés de vibrations qui accompagnent généralement ce type de formations.

L'outil maintient la verticalité du puits en activant les pads, qui appliquent la force latérale de correction pour guider le forage en le rendant à la verticale. Une fois le puits revenu à la verticale, les pads sont désactivés. Les diamants des roulements maintiennent le mandarin interne et le corps externe en poids d'alignement axial sur le trépan est transféré à travers l'arbre intérieur et non à travers les paliers de butée.

Le VertiSteer est conçu pour être utilisé pour différentes applications, notamment le forage vertical afin de maintenir la verticalité d'un puits à moindre prix. Il maintient automatiquement la verticalité pendant le forage de longs intervalles verticaux tels que :

Les longues sections verticales dans les formations de schiste

Les grandes surfaces de forage dans les puits Offshore / eau profonde

Les sections verticales serrées

Les puits typiques d'exploitation verticale

On cite, ce qui suit :

Caractéristiques :

- Technologie entièrement rotative poussant le trépan à un forage vertical
- Correction verticale automatique
- Correction en mode rotatif
- Technologie autonome
- La gravité agit comme mécanisme de contrôle
- Le mouvement pendulaire actionne des soupapes de commande, en utilisant la boue de forage par l'alignement des lignes de flux avec les plots de commande
- Nécessite une chute de pression optimale sur le trépan : 500 Psi (3.45 MPa)
- Disponible pour les environnements hostiles jusqu'à 450 °F (232 °C)
- Une gamme étendue des paramètres de fonctionnement existe
- Le système ne contient qu'un système hydromécanique et pas d'électronique, ce qui lui permet de fonctionner dans des conditions extrêmes
- Utilisable avec tout type de fluide de forage

- Utilisable avec ou sans moteur de fond. Même utilisé avec un moteur de fond, le VertiSteer continuera à faire des corrections de la verticalité.

Avantages :

- Augmentation du ROP
- L'amélioration des performances de forage diminuera les coûts d'exploitation
- Corrige automatiquement l'inclinaison afin de la rendre à la verticale sans aucune intervention
- Assure l'atteinte de la cible géologique avec précision, atténuant donc le risque de correction et réduisant les temps morts
- Assure une excellente qualité du trou pour un meilleur nettoyage
- Facilite la mise en place du casing sans aucune défaillance
- Réduit l'usure du train de sonde, *BHA*, outil et du casing.



Figure 24 : Photo du VertiSteer

- **PDM (Positive Displacement Motor)**

Un moteur coudé fore un trou surdimensionné et relativement droit lors de son utilisation en mode rotary (garniture de forage en rotation). Le trou est de diamètre plus faible et présente une courbure dans les sections forées en mode orienté.

Les pires contraintes qui s'exercent sur un moteur apparaissent quand la garniture est mise en rotation, avec l'outil au fond, alors que l'on vient de forer un intervalle en mode orienté. La rotation de la garniture dans une section courbe et de diamètre "réduit" du trou engendre des

contraintes de torsion et des forces latérales pouvant aisément atteindre 3 à 8 tonnes selon le diamètre du moteur. Les frottements résultant de cette situation peuvent entraîner des calages du moteur, et l'utilisation de la garniture au-delà des paramètres critiques.

Après une passe de forage en mode orienté, il convient donc de remonter l'outil jusqu'à atteindre la section précédente forée en rotation. La garniture peut alors être mise en rotation pour reforer l'intervalle foré en "sliding" et poursuivre le forage en mode "rotary".

Il est à noter que dans des formations tendres à moyennement tendres, ce reforage présente le risque de compromettre le travail directionnel effectué en mode orienté.

Le forage d'un puits à l'aide d'un PDM résultera en un trou spiralé qui peut par la suite, causer des désagréments lors de la descente du tubage, voire même lors de la remontée de la garniture.

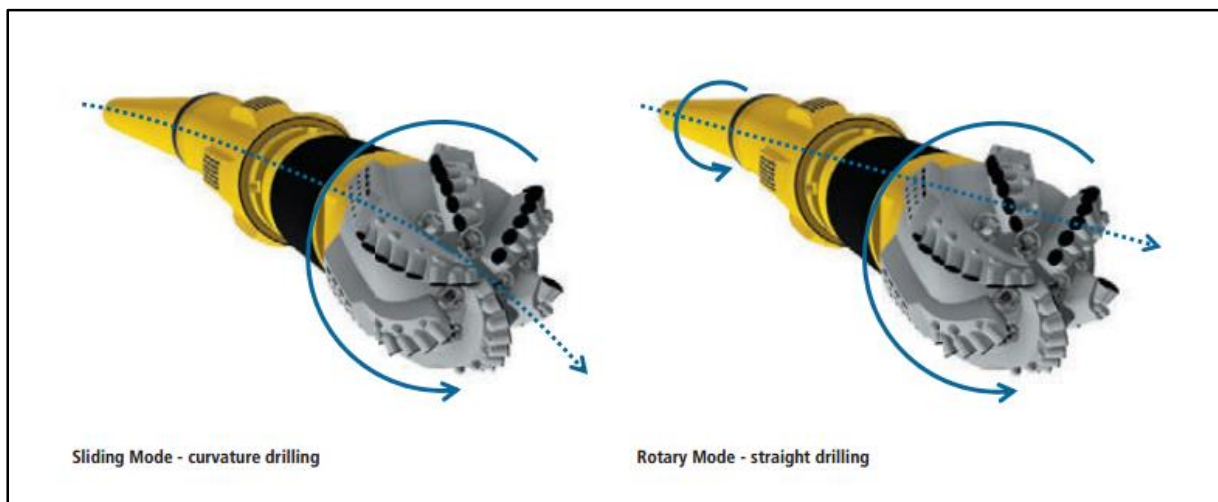


Figure 25 : Représentation des deux modes de travail du PDM

5. Déroulement des opérations pour le puits Alpha

Lors du début de la phase 8''^{1/2}, il a été décidé de forer la section verticale de cette phase à l'aide d'une *Packed Hole BHA* afin d'essayer de contrôler l'inclinaison et de maintenir le puits à la verticale. Ceci a été décidé tout en sachant que les Offset Wells ainsi que de l'historique de la région qui, tous deux, prédissent une augmentation de l'angle d'inclinaison du puits en raison des différentes contraintes géologiques que connaît la région de Rhourde Nous.

Cette assemblage (*Packed Hole BHA*) n'a cependant pas aidé à contrôler l'inclinaison du puits, qui n'a cessé de croître jusqu'à atteindre 2.59° @ 2309 m.

A partir de là, faire intervenir l'un des systèmes de contrôle automatisés a été nécessaire. La Sonatrach a donc fait appel à la *Service Company A* afin de faire usage du Power-V RSS.

Le Power-V a quant à lui été utilisé depuis la côte @ 2309 à 2476 m avec des résultats très satisfaisant s'agissant de l'inclinaison. Ce dernier a ensuite été remplacé par l'AutoTrak-V RSS de la *Service Company B*, avec certains problèmes d'utilisation, il a tout de même rempli sa mission quant à l'inclinaison. Sauf que, son utilisation a conduit à un résultat très mitigé s'agissant de l'éloignement du puits de son axe vertical.

Ce qui suit donne les résultats obtenus par l'utilisation des différentes méthodes de contrôle de la verticalité du puits tout en indiquant les différents Runs ainsi que les profondeurs forés à l'aide de chaque système.

Données préalables

- Le forage a eu lieu de la surface jusqu'au début de la phase 8''^{1/2} dans des conditions normales
- Aucun incident particulier n'est à noter
- La côte du Sabot du Casing 9''^{5/8} est @ 1890 m
- Le forage de la phase 8''^{1/2} se fera à l'aide d'une boue à l'huile comme mentionné sur le programme de boue.

Run n°1 : (Utilisation d'une *Packed Hole BHA*)

L'assemblage utilisé pour cette *Packed Hole BHA* est indiqué dans le tableau qui suit.

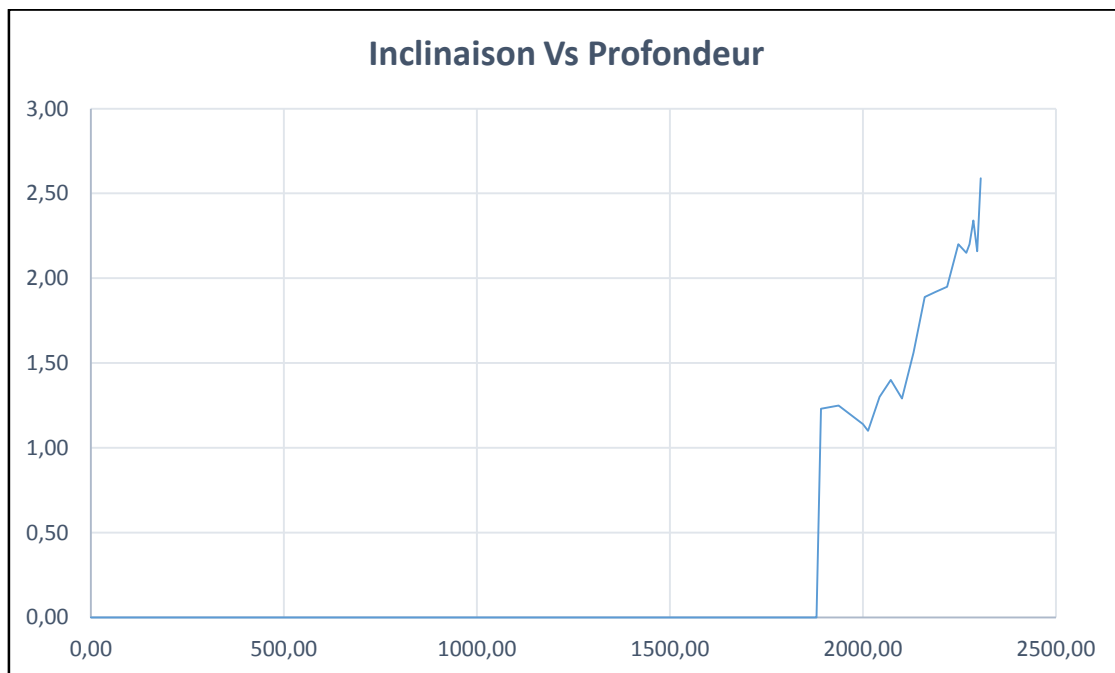
Tool Name	Joints No	Length
HW	8	75,21
XO	1	0,92
Jar	1	9,7
XO	1	0,92
HW	21	196,72
NDC	1	9,43
SST	1	1,3
<i>MWD</i>	1	10,41
SST	1	1,27
PC	1	3,57
XO	1	0,92
NBS	1	1,5
PDC	1	0,23

Tableau 14 : Composition de la *Packed Hole BHA*

L'utilisation de cet assemblage de la côte @ 1890 à 2309 m a conduit à des résultats non satisfaisants. Des surveys ont été pris grâce au *MWD* descendu dans cet assemblage, et les graphiques suivants traduisent les données obtenues.

Il est à noter que :

- Le *MWD* ne joue aucun rôle dans la variation de l'inclinaison, ce dernier ne fait que prendre des mesures
- Il a été supposé que le puits est parfaitement vertical de la surface à la côte du sabot du Csg 9^{5/8} c'est-à-dire @1890 m.

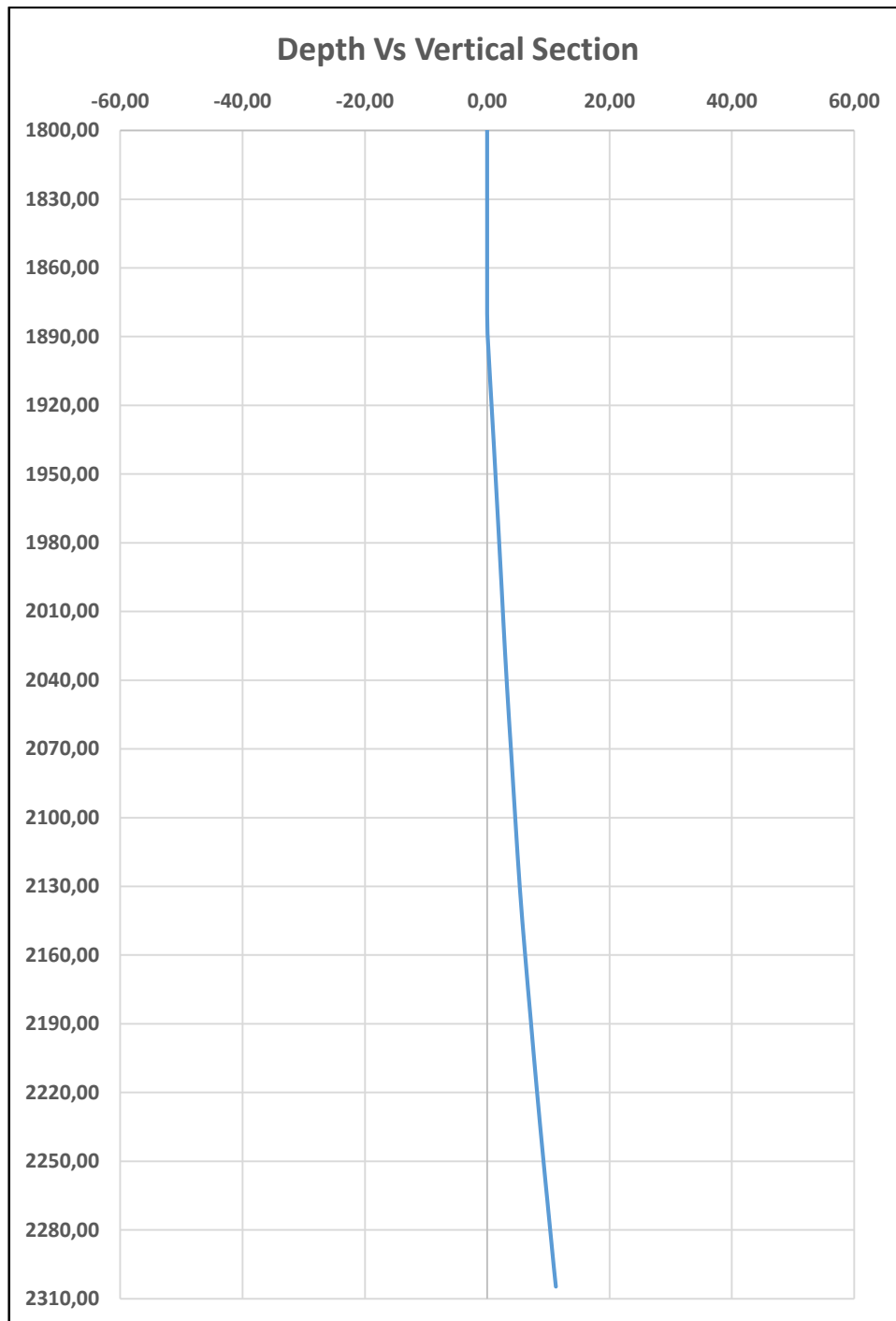


Graphique 1 : Variation de l'inclinaison en fonction de la profondeur

Commentaires :

Ce graphique montre clairement l'évolution de l'inclinaison du puits en fonction de la profondeur. Cette section de 419 m a été forée à l'aide de la *Packed Hole BHA*, cité précédemment, dans le but d'empêcher la déviation du puits en le maintenant à la verticale, grâce à trois stabilisateurs au fond du train de tige.

Cependant, cette méthode n'a pas donné les résultats escomptés et a donc conduit à une augmentation progressive de l'inclinaison jusqu'à la valeur de 2.59° où il a été décidé de ne pas prendre le risque de continuer ainsi, et d'utiliser un système de contrôle automatisé, en l'occurrence le Power-V RSS de la *Service Company A*.



Graphique 2 : Tracé du profil du puits

Commentaires :

En supposant que le puits soit totalement à la verticale, de la surface jusqu'à la cote du sabot 9^{5/8} @ 1890 m (aucun survey n'a été pris), et en prenant compte des multiples surveys pris durant les 419 m forés en *Packed Hole BHA*, on obtient le profil du puits ci-dessus.

On peut observer sur le graphique, un profil loin de la verticale, mais surtout très excentré par rapport à l'axe du puits. La distance horizontale séparant le trou de forage de l'axe vertical du puits, appelée aussi Closure, a atteint la valeur de 11.28 m, ce qui considérablement élevé par rapport à un forage vertical aux normes.

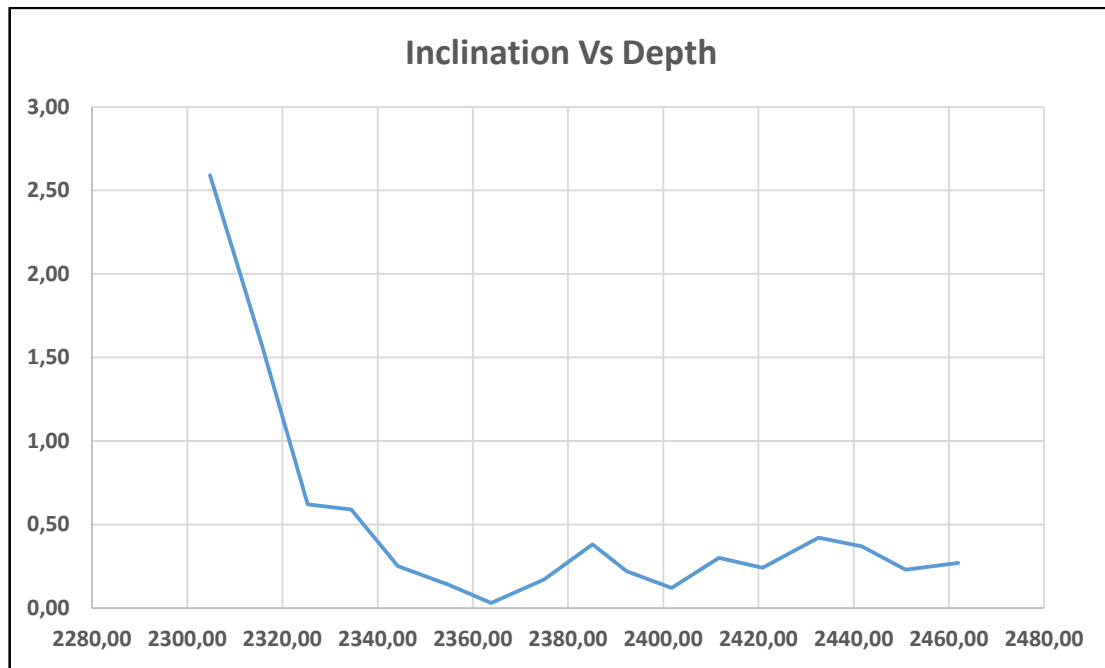
Run n°2 : (Utilisation du Power-V)

L'assemblage utilisé est indiqué dans le tableau qui suit.

Tool Name	Joints No	Length
HW	8	75,21
XO	1	0,92
Jar	1	9,7
XO	1	0,92
HW	21	196,72
NDC	1	9,43
SST	1	1,3
MWD	1	10,41
SST	1	1,27
FS	1	1,22
Power-V	1	4,1
PDC	1	0,23

Tableau 15 : Composition de l'assemblage contenant le Power-V

L'utilisation de cet assemblage de la côte @ 2309 à 2476 m a conduit à des résultats très satisfaisants. Des surveys ont été pris grâce au MWD descendu dans cet assemblage, et les graphiques suivants traduisent les données obtenues.



Graphique 3 : Variation de l'inclinaison en fonction de la profondeur

Commentaires :

Ce graphique, quant à lui, démontre la diminution de la valeur de l'inclinaison dès l'intervention du Power-V RSS jusqu'à atteindre des valeurs proches de 0°, nettement admissibles. Grâce aux Pads que contient ce système de contrôle, la verticalité du train de tiges, par conséquent celle du puits, est maintenu.

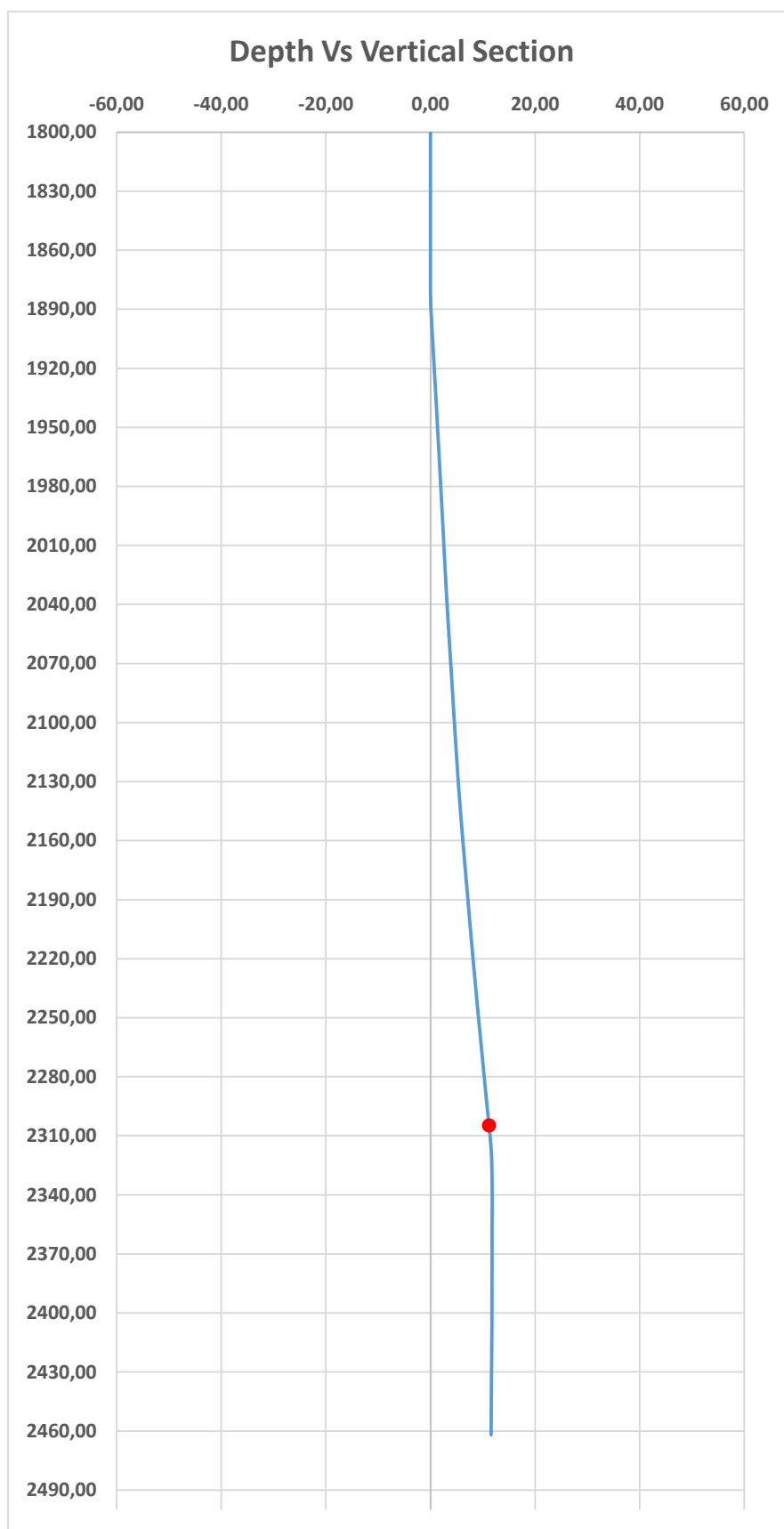
Suite à cela, alors que tout semblait avancer parfaitement, il a été décidé de procéder à un changement d'équipements et d'opérateurs, pour faire appel à l'AutoTrak-V de la *Service Company B* pour une raison méconnue.

Cependant, il est à noter que :

- L'utilisation du Power-V RSS n'a rencontré aucun problème technique
- Il n'y eu aucun changement par rapport à la garniture de forage lors du remplacement
- Pas de changement également par rapport à l'outil de forage
- L'AutoTrak-V n'a pas été accompagné d'un MWD pour la prise de Surveys.

L'outil de forage utilisé est le Q507FX de la *Service Company B*, un outil PDC parfaitement adapté à la formation traversée.

Par conséquent, du point de vue technique, le changement du Power-V pour l'AutoTrak-V n'est absolument pas explicable.



Graphique 4 : Tracé du profil du puits

NB : Le point rouge représente la côte d'intervention du Power-V RSS.

Commentaires :

Ce graphique représente le profil du puits de la côte @ 1800 m jusqu'au remplacement du Power-V RSS @ 2476 m. On peut aisément remarquer le changement de l'allure de la courbe qui tendait à s'éloigner de l'axe du puits. Le profil du puits est nettement revenu vers la verticale tout en maintenant une tendance stable d'éloignement par rapport à l'axe du puits. La distance horizontale (Closure) est maintenue constante à 11.75 m.

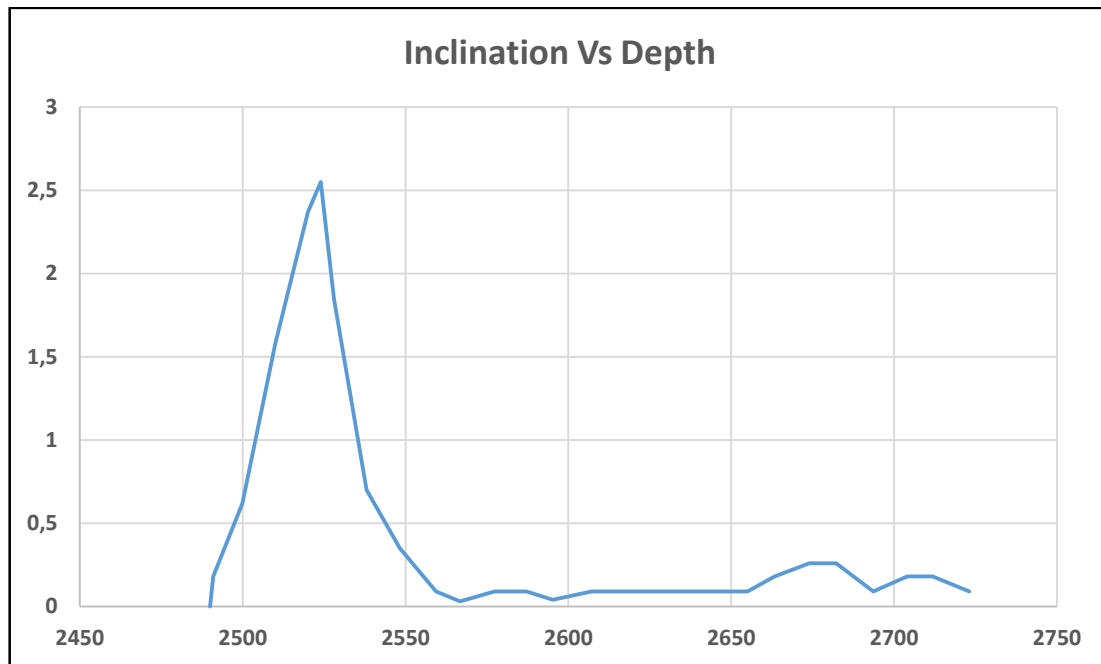
Run n°3 : (Utilisation de l'AutoTrak-V)

L'assemblage utilisé est indiqué dans le tableau qui suit.

Tool Name	Joints No	Length
HW	8	75,21
XO	1	0,92
Jar	1	9,7
XO	1	0,92
HW	21	196,72
CRS	1	9,43
UNK	1	1,3
FS	1	10,41
SST	1	1,27
MWD	1	3,57
AutoTrak-V	1	0,92
NBS	1	1,5
PDC	1	0,23

Tableau 16 : Composition de l'assemblage contenant l'AutoTrak-V

L'utilisation de cet assemblage de la côte @ 2476 à 2860 m (KOP @2860 m) a conduit à des résultats très mitigés dus à des défaillances techniques. Des surveys ont été pris grâce à un MWD intégré à l'AutoTrak-V descendu dans cet assemblage, et le graphique suivant traduit les données obtenues par rapport à l'inclinaison.



Graphique 5 : Variation de l'inclinaison en fonction de la profondeur

Commentaires :

Ce graphique représente l'évolution de la valeur de l'inclinaison en fonction de la profondeur, lors de l'utilisation de l'AutoTrak-V.

La valeur de l'inclinaison prise @ 2476 m a été supposée 0° lors du Rig down du Power-V.

On remarque facilement la brusque augmentation cette valeur, dans un intervalle de forage très réduit, pour atteindre 2.55° @ 2524 m.

Suite à cela, on constate une forte chute de la valeur de l'inclinaison du puits, jusqu'à atteindre des valeurs proches de 0° jusqu'à la côte @ 2800 m.

Les raisons de ce changement (augmentation puis diminution) sont les suivantes :

- L'AutoTrak-V a deux modes de fonctionnement : Tripping mode et Correction mode
- Lors du Rig up de l'AutoTrak-V aucun problème n'était à signaler
- Ce dernier est donc descendu en mode Tripping jusqu'à atteindre le fond
- Afin de l'activer, une fois le fond atteint, la commande hydraulique (via des coups de pompes, avec le fluide de forage) a été mal exécutée
- Cependant, l'AutoTrak-V a rendu une réponse positive laissant croire qu'il été bien activé en mode Correction
- Cette réponse erronée a laissé croire en le bon fonctionnement de l'AutoTrak-V
- Ce n'était pas le cas, cela est donc la raison de l'augmentation de l'inclinaison
- L'erreur a quand même été identifiée et corrigée par la suite, après la remontée de tout le train de tige à la surface.

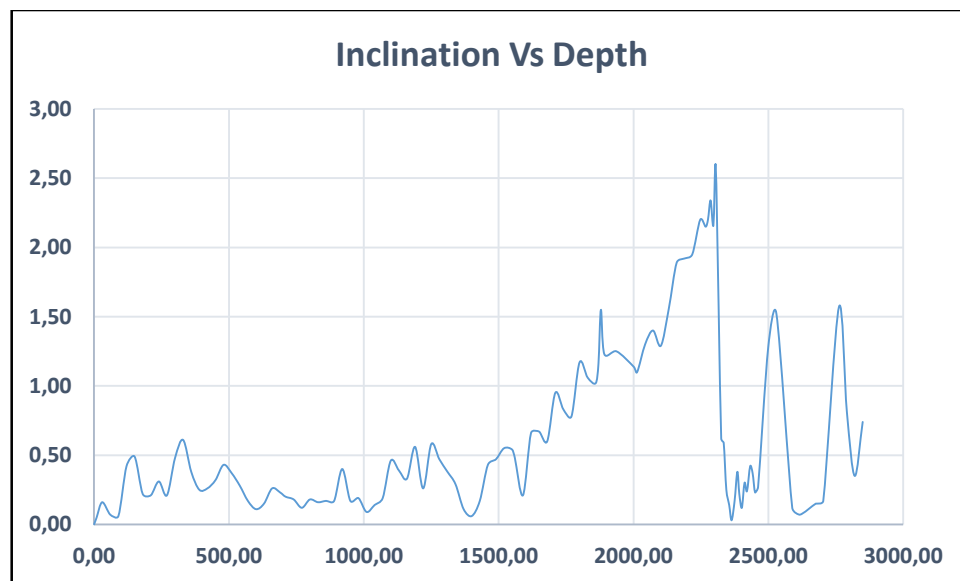
L'AutoTrak-V n'ayant pas été accompagné d'un outil de survey adéquat, tel le *MWD*, aucune donnée concernant l'orientation du puits, son positionnement aux points de mesures de l'inclinaison, ou de son azimuth n'a pu être obtenu. Cela, pour la simple raison que le *MWD* intégré à l'AutoTrak-V ne soit conçu que pour la prise de mesure de l'inclinaison.

Par conséquent, le profil du puits ne peut être ni connu ni tracé en raison de ce manque de données. Il a fallu l'intervention d'une équipe de la *Service Company A*, qui avait pour mission de prendre en charge la partie déviée de ce forage à partir du *KOP @2860 m*, et qui a décidé de parcourir toute la profondeur du forage, depuis la surface, avec des prises de surveys tous les 30 m, pour enfin avoir le profil final du puits, de la surface au *KOP*.

Run n°4 : (Mise en place d'un *PDM* et d'un *MWD*)

Lors de ce Run ayant pour objectif d'entamer le forage de la partie déviée du puits Alpha, il a été décidé de procéder à un certain nombre de surveys depuis la surface et à intervalle de 30 m. Ces prises de surveys avaient pour but de contrôler l'inclinaison du puits depuis la surface mais aussi son orientation, son positionnement exact ainsi que son azimuth à tout moment.

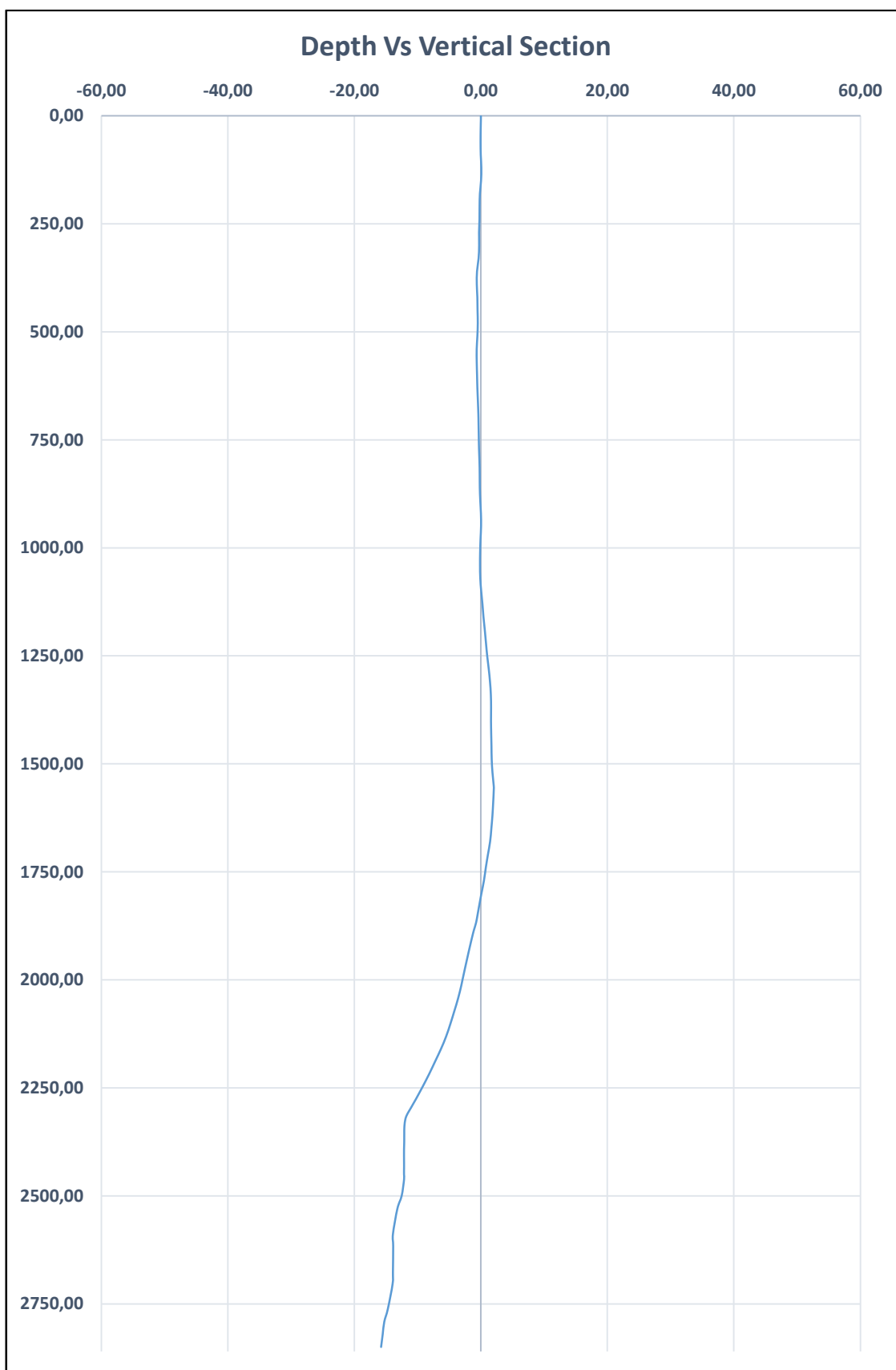
Les surveys ont été pris grâce à l'utilisation d'un *MWD*, et les résultats suivants ont en résulté :



Graphique 6 : Variation de l'inclinaison en fonction de la profondeur depuis la surface

Commentaires :

Ce graphique représente la variation de la valeur de l'inclinaison du puits en fonction la profondeur, de la surface à la côte du *KOP @ 2860 m*. On peut facilement noter tous les changements avec un pic d'inclinaison de 2.59° enregistré à la côte @ 2309 m.



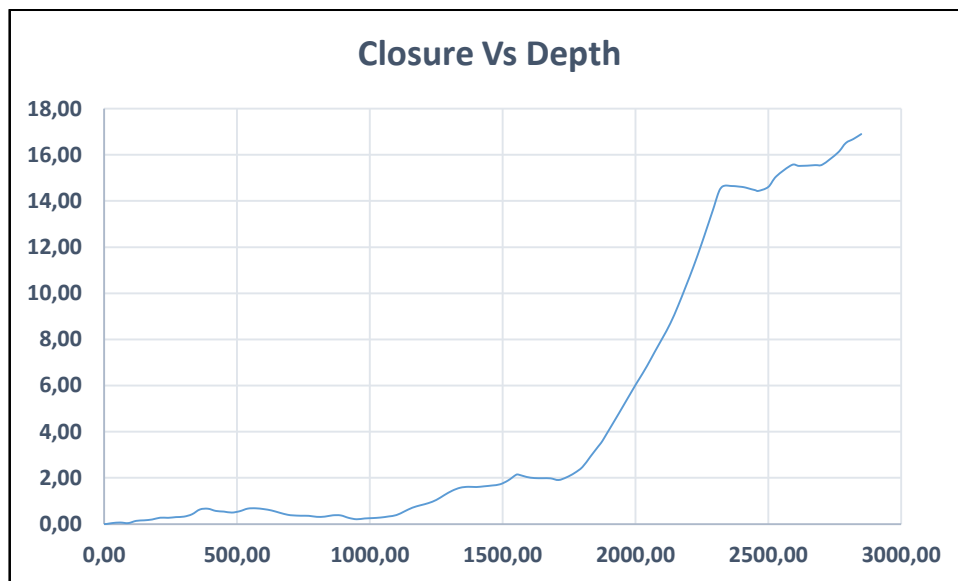
Graphique 7 : Tracé du profil du puits à partir de la surface

Commentaires :

Le profil du puits représenté sur le graphique ci-dessus montre clairement une large déviation, ainsi qu'un éloignement considérable par rapport à l'axe du puits. Les variations de la valeur de l'inclinaison sont dues aux conditions et contraintes géologiques, précédemment citées.

Cela dit, il est important de mentionner que le profil du puits a subi plusieurs déviations non programmées, cela peut sans doute causer des problèmes techniques :

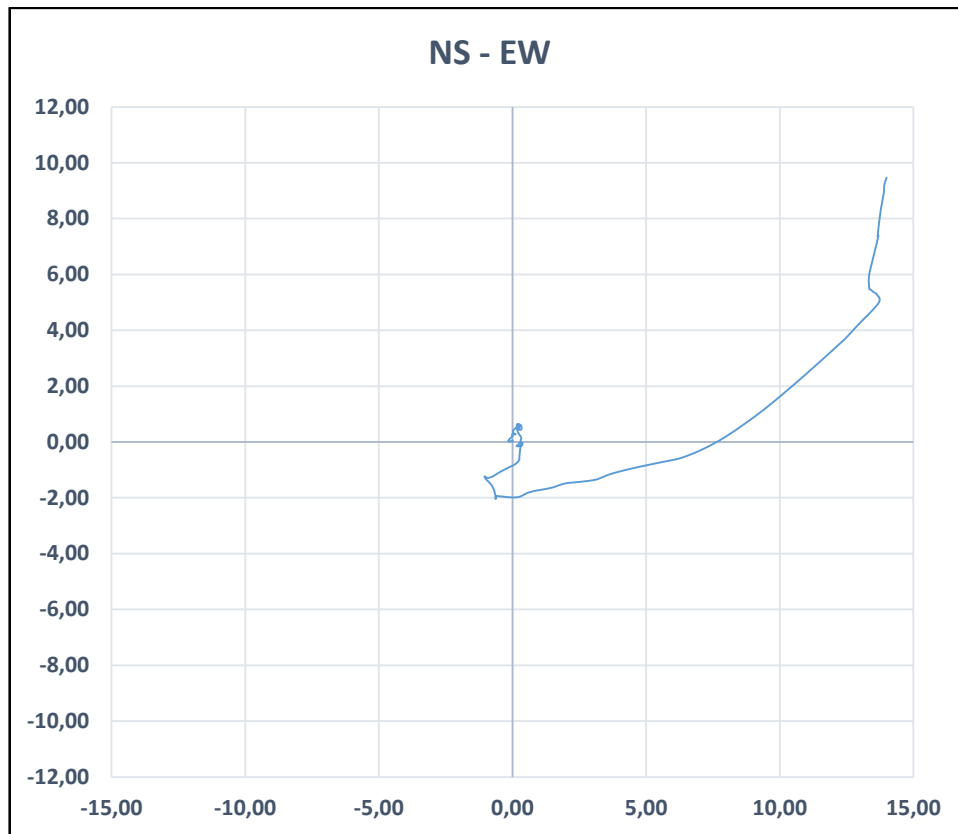
- Formation de Dog Legs
- Coincements mécaniques
- Frottements
- Usures du matériel tubulaire
- Coincement lors de la descente du tubage
- Risque de surforage du tubage après la cimentation
- Raccourcissement de la durée de vie du puits en raison de la diminution de l'épaisseur du tubage ...etc.



Graphique 8 : Variation du Closure en fonction de la profondeur

Commentaires :

Le graphique ci-dessus montre l'augmentation continue de la valeur du Closure, qui représente l'éloignement horizontal de l'axe du puits. Ce dernier a atteint quasiment 17 m, une valeur très importante qui peut être à l'origine de plusieurs gênes ainsi que de problèmes techniques lors de l'entame du forage de la section déviée au-delà du Kick Off Point @ 2860 m.



Graphique 9 : Représentation du profil du puits en 2D (Coordonnées NS – EW)

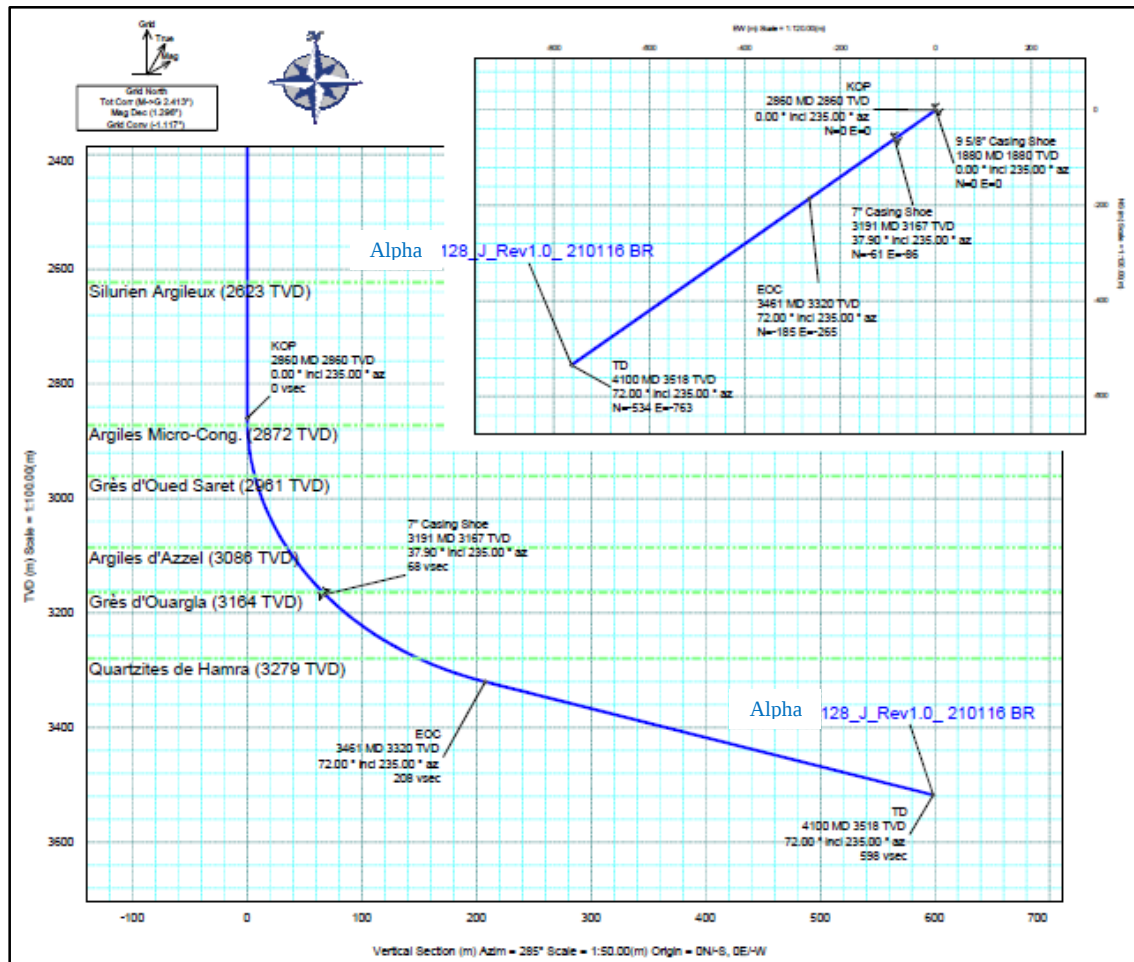
Commentaires :

Cette représentation de la direction du forage en 2D (sur un plan NS-EW) montre clairement un profil non contrôlé qui n'a pu être corrigé. Aussi, on remarque une orientation finale à $N45^\circ$ alors que l'azimut de déviation à partir du *KOP* doit être de $N235^\circ$, ce qui est totalement à l'opposé de la situation actuelle.

Cette erreur est principalement due au forage de plusieurs centaines de mètres avec l'AutoTrak-V sans aucune surveillance d'azimut, seulement de l'inclinaison. La raison étant que l'AutoTrak-V n'a pas été accompagné d'un *MWD* pour la prise de surveys complets.

Il faudra donc, à partir du *KOP*, procéder à une correction de l'azimut et de la direction du Tool-Face afin de parvenir à atteindre l'objectif géologique prévu.

Les résultats précédemment détaillés ont été obtenus suite au forage jusqu'à la côte du Kick Off Point @ 2860 m, alors qu'initialement les résultats escomptés et attendus auraient dû être comme le montre le plan suivant :



Graphique 10 : Profil et orientation du puits Alpha prévus

Commentaires généraux :

Le forage de la partie verticale de la phase 8^{1/2} s'est fait en 3 étapes distinctes. Chacune de ces différentes étapes (*Runs*) a conduit à un résultat différent. Le plus probant reste l'utilisation du Power-V RSS qui a fait le travail du maintien de la verticalité à des valeurs négligeables, proches de 0°, tout en maintenant le déplacement horizontal (*Closure*) à une valeur constante.

L'AutoTrak-V n'en est pas moins efficace si ce n'est l'erreur de manipulation qui a conduit à des résultats négatifs.

L'utilisation de la *Packed Hole BHA* reste une des méthodes les moins probantes dans la région de Rhourde Nouss en raison de la difficulté du terrain et des contraintes géologiques.

Conclusion

Le forage de la section verticale de la phase 8^{''1/2} dans la région de Rhourde Nouss peut rencontrer un grand nombre de problèmes, en raison des difficultés que présente la structure géologique de cette région.

La plus grande et la plus importante des difficultés n'est autre que l'instabilité de l'inclinaison de cette section particulière.

Cependant, plusieurs moyens peuvent être mis en œuvre dans le but de remédier aux problèmes rencontrés. Que le choix des opérateurs se porte sur la simple garniture de maintien (*Packed Hole BHA*) ou encore sur l'un des différents systèmes de contrôle automatisés, le plus important est de toujours faire en sorte de surveiller la trajectoire du puits, de faire des tracés et d'enregistrer le tout pour des fins ultérieures.

L'inclinaison et l'azimut font partie des paramètres les plus importants du forage, spécialement dans cette région, d'où l'obligation d'y porter une attention particulière.

Un bon contrôle et un bon suivi de la trajectoire du puits permettent le bon déroulement des opérations de forage et l'atteinte des objectifs prédéfinis.

CHAPITRE V : ETUDE ANTICOLLISION

Introduction

L'étude anticollision intervient principalement lors du forage de la partie déviée d'un puits d'hydrocarbures. L'objectif étant de ne pas entrer en collision avec d'autres puits avoisinant, cette étude est primordiale pour l'intégrité du puits ainsi que pour le bon déroulement des opérations.

De nombreuses sociétés d'exploitation pétrolière ont ainsi des politiques qui définissent la façon dont ils gèrent le risque de collision. Chaque politique inclue invariablement une ou plusieurs règles pouvant définir la proximité à laquelle le puits de référence peut être foré par rapport aux offset wells.

La politique anticollision spécifie les actions correctives à déclencher lors de la proximité du puits nominal d'une distance minimale admissible. Ce chapitre aura pour but de définir cette distance minimale admissible et de l'appliquer à l'étude du puits Alpha.

Cependant, l'adoption d'une règle de séparation minimale admissible n'assure aucunement l'élimination du risque de collision. Plusieurs autres facteurs y contribuent, y compris le suivi par l'opérateur des procédures anticollision, ainsi que de l'exhaustivité et l'exactitude de la base de données directionnelles.

1. Planification anticollision

Pour les opérations de forage dans les champs pétrolier encombrés, un risque de collision entre puits existe. De ce fait, la planification des opérations est requise, à commencer par le tracé des trajectoires des puits déjà forés en se basant sur les données des différents *surveys*. Ensuite, il faudra superposer les différents tracés d'une même parcelle de terrain pour avoir une idée précise de la trajectoire possible à suivre du puits à forer. Cette parcelle est appelé Spider Plot et montre les coordonnées NS et EW des puits. Il en résulte un relevé précis est essentiel permettant d'éviter les problèmes désastreux.

Si le Spider Plot montre qu'il existe une possibilité de collision entre un ancien puits et le forage actuel alors un certain nombre de mesure doit de mesures doit être mis en œuvre pour éviter toute catastrophe, y compris : la modification du profile du puits et/ou la fermeture des puits de production.

- **Calcul d'incertitude de positionnement**

Etant donné que les *surveys* directionnels sont des mesures en trois dimensions, ils sont donc soumis à des erreurs de mesure en trois dimensions résultant en un volume d'incertitude. Le volume d'erreur en tout point dans un puits prend la forme d'un ellipsoïde. Lorsque la mesure d'erreur est signalé sur le plan horizontal, elle ensuite appelé l'ellipse d'incertitude.

Il y a plusieurs erreurs associées à la prise de *surveys*. Celles-ci sont dues aux :

- Erreurs systématiques dues aux compas magnétique ou au gyroscope
- Désalignement de l'outil de mesure dans le puits
- Erreur de profondeur
- Erreur d'inclinaison

La recherche de Wolff & Wardt a présenté une méthode mathématique permettant le calcul de la position probable d'un *wellbore* sur la base de l'analyse et la quantification des erreurs associées aux éléments d'un *survey*. Ils ont proposé un ellipsoïde (une ellipse en 3D) pour représenter l'enveloppe contenant la position probable du *wellbore*.

Cet ellipsoïde est appelé volume d'incertitude et sa taille et sa forme est évaluée en utilisant un maximum des six termes suivants :

- Erreur magnétique de la boussole : l'erreur est due à l'instrument de mesure de l'azimut
- Erreur de magnétisme des tiges : cette erreur est applicable uniquement aux instruments de mesure magnétiques et est causée par les effets magnétiques du train de tiges qui provoque des erreurs dans la mesure de l'azimut
- Erreur du gyro (dérive) : cette erreur est applicable uniquement aux *surveys* gyroscopiques
- Erreur de désalignement : erreur due à un mauvais alignement physique de l'instrument dans le puits et cette erreur affecte à la fois la mesure de l'inclinaison et celle de l'azimut
- Erreur de l'inclinaison vraie : erreur due à l'instrument de mesure de l'inclinaison
- Erreur de profondeur : cette erreur est due à la mesure physique de la profondeur du trou le long des drillpipes ou du wireline.

L'opérateur devrait noter que le volume d'incertitude est un volume de probabilité (pas un volume absolu) déterminé à partir des erreurs estimées à partir de l'équipement de prise de *surveys* utilisé dans le puits. Certaines de ces erreurs sont aléatoires, d'autres sont systématiques. Par conséquent, la position du puits peut être n'importe où à l'intérieur de l'ellipsoïde.

Depuis que le modèle Wolff & De Wardt a été publié, il y a eu plusieurs développements pour estimer la position du puits avec les mathématiques, qui deviennent plus complexes que d'autres termes sont ajoutés aux six conditions initiales. Ce modèle offre une précision suffisante pour la plupart des puits.

Les applications de l'ellipsoïde d'incertitude de position sont :

- Contraintes des cibles géologiques : la taille de l'ellipse est incorporée dans la taille de la cible définie et des contraintes de la ligne de localisation.
- Forage en relief : plus la taille de l'ellipse est petite, plus le coût du forage est moindre en raison d'une plus grande certitude dans l'intersection du puits avoisinant.
- Anticollision : l'ellipse d'incertitude peut être utilisée comme mesure pour la planification de la proximité des puits et est ensuite utilisée pour prendre des mesures de sécurité en cas d'erreurs dangereuses dans les nouveaux puits.

• Quantification des sources d'erreurs

Le tableau ci-dessous donne des erreurs de *surveys* typiques associés à certains instruments de mesure. Un zéro à la fin d'un terme représentant une valeur d'erreur de base de ce terme, par exemple : ΔC_{20} est une erreur de base du magnétisme du train de tige.

- Erreur magnétique de la boussole

$$\Delta C_1 = \Delta C_{10} \times \pi / 180 \quad (\text{Formule 7})$$

- Erreur magnétique du train de tige

$$\Delta C_2 = \Delta C_{20} \times \sin I \times \sin A (\pi / 180) \quad (\text{Formule 8})$$

- Erreur du Gyro

$$\Delta C_3 = (\Delta C_{30} / \cos I) \times \pi / 180 \quad (\text{Formule 9})$$

- Erreur totale de l'azimut

$$\Delta C = \Delta C_1 + \Delta C_2 + \Delta C_3 \quad (\text{Formule 10})$$

- Erreur de désalignement

$$\Delta I_m = \Delta I_m \quad (\text{Formule 11})$$

- Erreur d'inclinaison

$$\Delta I_t = \Delta I_{t0} \times \sin I \quad (\text{Formule 12})$$

- Erreur relative de profondeur

$$\varepsilon = \varepsilon \times (10^{-3}) \quad (\text{Formule 13})$$

	Relative Depth	Misalignment	The Inclinaison	Reference Error	Drillstring Magnetization	Gyro Compass
	ε	ΔI_m	ΔI_{t0}	ΔC_{10}	ΔC_{20}	ΔC_{30}
	(10^{-3})	(degrees)	(degrees)	(degrees)	(degrees)	(degrees)
Good Gyro	0,5	0,03	0,2	0,1		0,5
Poor Gyro	2	0,2	0,5	1		2,5
Good Mag	1	0,1	0,5	1,5	0,25	
Poor Mag	2	0,3	1	1,5	5,0 + 5,0	

Tableau 17 : Récapitulatif des erreurs typiques lors de la prise de surveys

• Equations descriptives de l'ellipsoïde

Le fond du puits est décrit par les dimensions des demi-axes de l'ellipsoïde suivantes :

- Erreur le long du trou

$$AHE = MD \times \varepsilon \quad (\text{Formule 14})$$

- Erreur latérale

$$LE = MD \sqrt{\Delta I_m^2 + (\Delta C \sin I)^2} \quad (\text{Formule 15})$$

- Erreur vers le haut

$$UE = MD \sqrt{\Delta I_m^2 + \Delta I_t^2} \quad (\text{Formule 16})$$

Les trois équations ci-dessus peuvent être utilisées pour décrire la forme et la taille de l'ellipsoïde. L'erreur normalement utilisée pour l'évaluation de l'erreur dans le puits est celle qui est la plus grande, généralement l'erreur latérale. En effet, l'erreur latérale dépend des mesures d'azimut qui sont soumis à de plus grandes erreurs que ce soit l'inclinaison ou la profondeur mesurée.

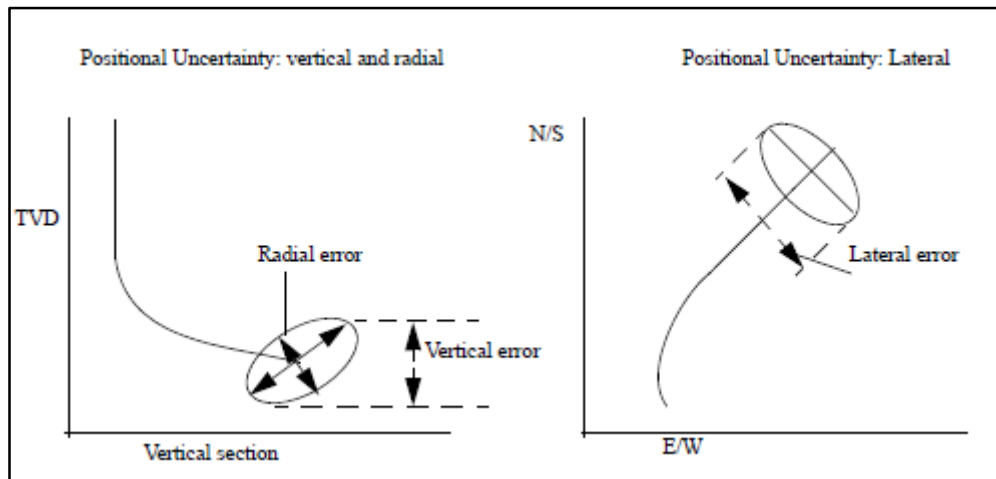


Figure 26 : Schéma représentatif des erreurs verticales, radiales et latérales

• Spider Plots

Un Spider Plot est une vue en plan horizontal à l'échelle de tous les puits considérés comme des puits présentant un risque de collision potentiel pour le puits. Les échelles choisies pour les Spider Plots incluent :

- 1''/5' échelle pouvant requise pour les plots des casings de surface
- 2''/200' plot pouvant être requis pour montrer tous les puits forés à partir d'un modèle de plate-forme.

Pour faciliter l'inspection visuelle, une fiche complémentaire de toutes les données de proximité est normalement préparée en plus des Spider Plots.

Les données suivantes sont nécessaires sur tous les Spider Plots :

- Nom du puits, nom du champ, nom du contracteur directionnel et spécification de l'échelle choisie
- Référence du nord
- Le rayon d'incertitude devrait être inclus pour chaque puits au même TVD lorsque cela est possible
- Coordonnées du centre du modèle de plate-forme avec tous les emplacements répertoriés par rapport au centre du modèle.

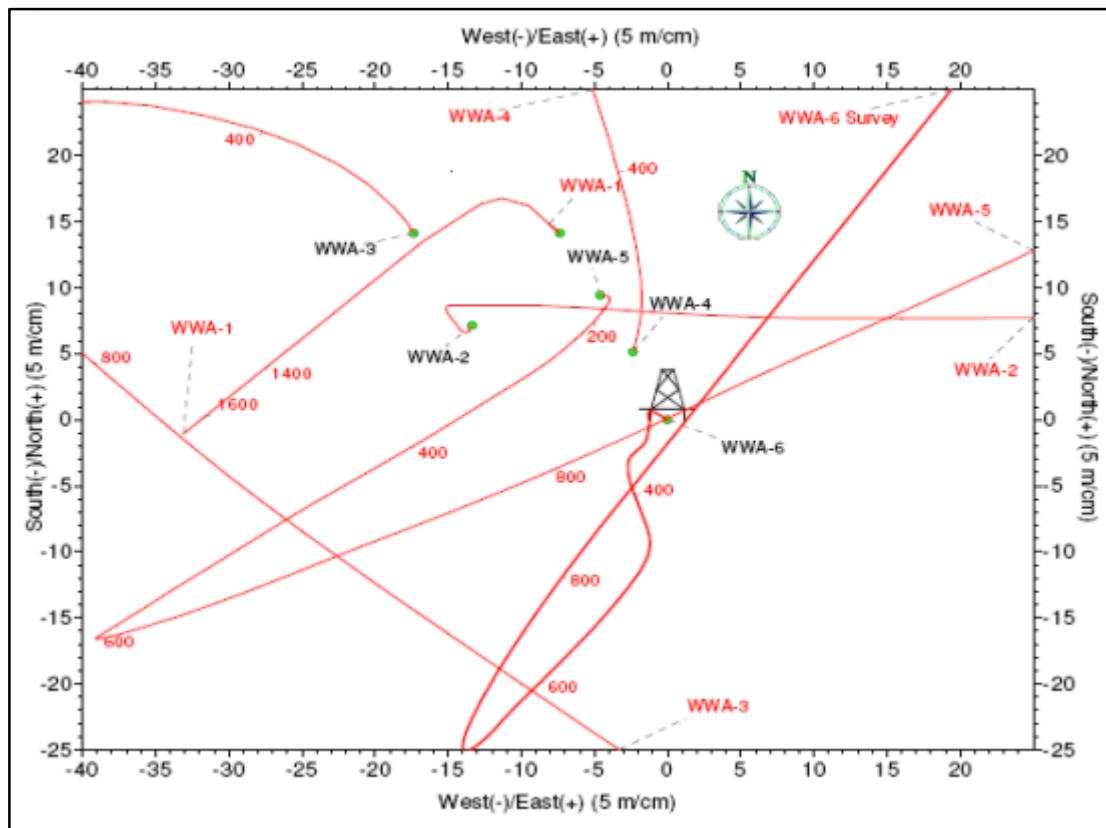


Figure 27 : Spider Plot

• Travelling Cylinder Plot

Le Travelling Cylinder Plot est un plot populaire concernant la position du puits prévu par rapport à tous les autres puits de cibles potentielles à différentes profondeurs complété avec des données comme indiqué ci-dessous :

- Nom du puits, nom du champ, nom du contracteur directionnel et spécification de l'échelle choisie
- Référence du nord ou référence high-side
- Conditions de prises de surveys

L'analyse avec le Travelling Cylinder permet une visualisation qui consiste à imaginer plusieurs cercles concentriques, qui sont à la normale du puits prévu. Ces cercles concentriques forment un cylindre imaginaire que l'on déplace vers le bas du puits, d'où le nom "Travelling Cylinder". Les puits adjacents qui peuvent causer des problèmes de collision seront d'abord entrés dans le cercle extérieur, ensuite, entrés progressivement les cercles intérieurs. Suite à cela, toutes les profondeurs d'intérêt sont réduites à un plan plat unique.

Le Travelling Cylinder peut donc être utilisé pour identifier la meilleure trajectoire pour la planification du puits. La trajectoire des puits en cours de forage doit également être surveillée pendant le forage afin de s'assurer que ce dernier ne soit pas à la dérive vers les puits à proximité.

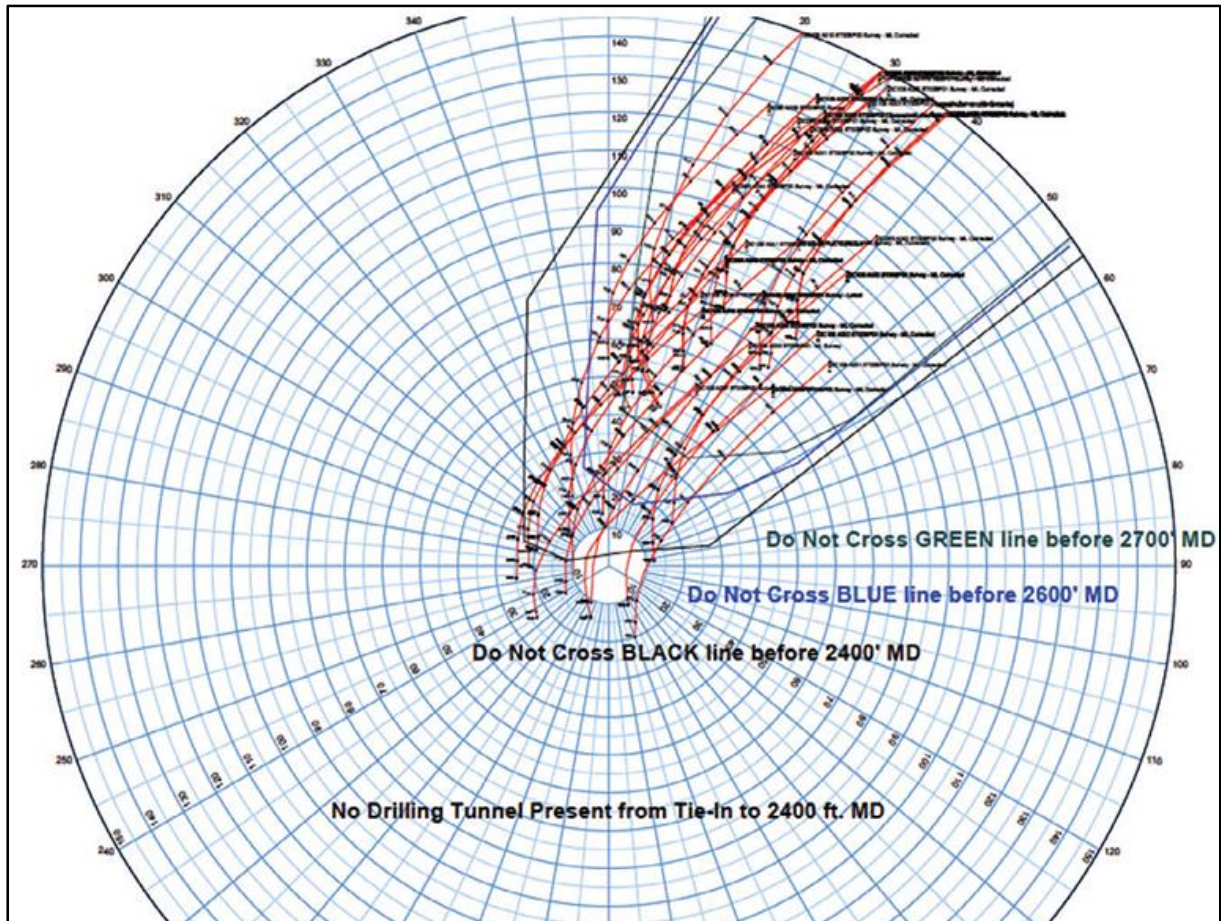


Figure 28 : Travelling Cylinder Plot

2. L'étude anticollision

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

- Calcul de la distance horizontale entre puits
- Détermination des paramètres d'incertitudes en fonction du type de matériel utilisées
- Détermination des ellipses d'incertitude
- Compilation des différents résultats

Les règles anticollision peuvent être généralisées, selon le critère utilisé, dans en quatre catégories. On adoptera les abréviations A, B, C et D pour plus de commodité, mais elle ne représente pas une nomenclature standard de l'industrie pétrolière.

Cependant, la politique anticollision de telle ou telle compagnie peut utiliser plus d'un type de règles :

Type A : distance de séparation des puits

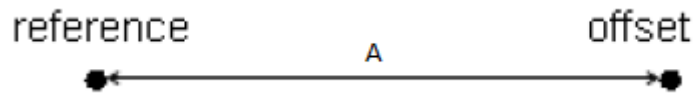


Figure 29 : Règle de type A

Comme elle ne tient aucunement compte de la position d'incertitude, la règle de type A est généralement considérée comme trop simpliste pour être utilisé comme la règle principale dans une politique anticollision, mais elle peut être la seule règle significative à faible profondeur et à grande proximité.

D'autres types de règle peuvent donner un faux sentiment de sécurité lorsque la position d'incertitude est très faible et les puits très proches, cela peut être le cas à de faible profondeur. La règle de type A est donc parfois utilisé en conjonction avec une autre règle dans le cadre d'une politique de prévention anticollision.

Type B : Position de l'ellipse d'incertitude ou distance de séparation elliptique

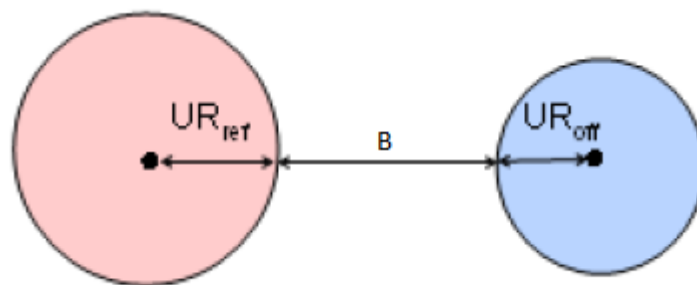


Figure 30 : Règle de type B

UR_{ref} : rayon de l'ellipse d'incertitude du puits de référence

UR_{off} : rayon de l'ellipse d'incertitude du offset well

La distance B peut être calculée comme étant la distance la plus courte entre les deux ellipses ou comme :

$$S - (UR_{Ref} + UR_{off}) \quad (Formule 17)$$

Type C : Ratio de la distance de séparation des puits combiné à la distance ellipsoïde
Fréquemment désigné comme facteur de séparation, il peut être calculé de deux manières différentes :

$$A / A - B \quad (Formule 18)$$

$$A / (UR_{Ref} + UR_{off}) \quad (Formule 19)$$

Le facteur de séparation est souvent abrégé à SF et interpréter à tort comme étant le facteur de sécurité. En fait, parce que l'ampleur de l'incertitude se rapporte à une répartition de probabilité. A titre d'exemple : une SF 2 ne représente pas une situation deux fois plus sûr qu'une SF 1.

Type D : Probabilité d'intersection

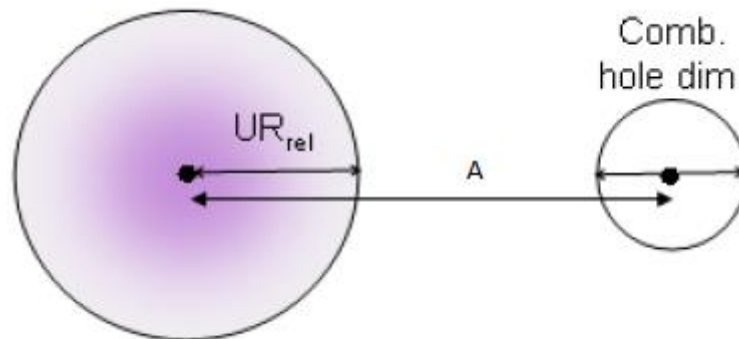


Figure 31 : Règle de type D

UR_{rel} : incertitude relative combinée à 1 sigma

Comb dim trou : reference well ou diamètre du casing + offset well ou diamètre du casing

La probabilité d'intersection est calculée en fonction de la règle de type A, UR_{rel} et les dimensions combinées des puits.

La règle de type D est la seule règle qui permet la qualification de la probabilité de collision. Cependant, les méthodes actuelles de calcul reposent sur des hypothèses qui ne sont pas valables dans toutes les conditions.

3. Options de calcul

Une règle se compose de plusieurs composants, des variations existent pour chaque composant, il est donc nécessaire que chacun des composants soit clairement spécifié. Certaines variations peuvent donner suite à des différences négligeables dans les résultats. Toutefois, ces différences sont perceptibles dans les rapports, il est donc important d'être cohérent lors de l'implémentation de la même règle dans différents programmes ou sur des ordinateurs différents. La liste suivante décrit les variations affectant les treize (13) composants utilisés pour les différentes règles d'étude anticollision :

Lors d'investigations sur les écarts entre deux études anticollision indépendantes de type B, C ou D, la première étape est de vérifier que les deux systèmes retournent le même résultat d'analyse que le type A. Si cela ne correspond pas, alors cela est sûrement dû aux deux premiers points suivants :

3.1. Bien calculer la distance de centre à centre (Affecte A, B, C et D)

En général, le logiciel prend en compte 3 méthodes de balayage :

- Distance minimum (aussi appelée l'approche 3D)
 - Le vecteur normal à l'offset
 - Quand il n'y a pas de vecteur normal à l'offset pour le point d'intérêt (même lorsque le puits de référence est plus profond que l'offset), la distance minimum est calculée par la ligne joignant le point d'intérêt au fond de l'offset well
 - Souvent utilisée pour les analyses numériques
- Plan Travelling Cylinder
 - Normal au puits de référence
 - Généralement utilisé seulement pour le tracer d'un diagramme Travelling Cylinder
- Plan horizontal
 - Normalement, pas utilisé pour l'étude anticollision

Bien que le Traveling Cylinder soit considéré uniquement comme une méthode alternative pour la présentation de la proximité des calculs, l'utilisation du plan TC dans le calcul de la règle choisie ne change aucunement le résultat, et peut donc influer sur les décisions du forage directionnel en temps réel. Il est donc une variable de calcul et non pas seulement une option de reporting.

L'option du plan horizontal n'est pas prise en charge par tous les logiciels. Lorsque cette option est présente, il y a un risque qu'elle soit sélectionnée par erreur.

Les trois méthodes d'analyse peuvent ne pas identifier la profondeur de l'approche si le balayage est trop grand. Il est donc important que les logiciels et les procédures soient conçus pour veiller à ce que toute approche des offset wells soit identifiée à temps pour prendre des mesures correctives. La numérisation dans les plans horizontaux et du TC peut manquer ou

identifier tardivement une approche dangereuse d'un offset well s'ils sont situés à proximité du plan de balayage. En outre, les puits approchant de l'outil de forage ne seront pas identifiés par les scans. Pour les rapports de déminage TC, ces faiblesses sont surmontées par l'exécution d'analyses de distance minimum entre le puits de référence et l'offset well. (Notez que cette méthode aboutit à des intervalles de rapport irréguliers)

3.2. Intervalle de balayage (Affecte A, B, C et D)

L'intervalle de balayage ne représente pas un élément explicite pour les règles de forage. Il est généralement supposé que la méthode de numérisation permettra d'identifier tous les points d'approche de l'offset well de manière significative.

Le software effectue des analyses de déroulement à intervalles prédéfinis le long du wellpath ; par exemple à chaque station de prise de *survey* pour wellpaths réels, et à une augmentation régulière du MD (généralement 30 m) prévue. Le point le plus proche du offset well est alors identifié par la méthode de bisection ou par une méthode similaire.

Comme il a été mentionné précédemment, les scans TC sont normalement effectués à intervalles réguliers sur l'offset well, résultant en des intervalles irréguliers des stations du puits de référence dans le rapport d'habilitation.

Les calculs d'une analyse anticollision peuvent prendre beaucoup de temps sur les grands champs encombrés, même avec un intervalle de 30m. Cependant, certains wellpath peuvent nécessiter des incréments plus courts afin d'assurer l'identification des intervalles contenant les points les plus proches des offset wells. Par conséquent, les opérateurs doivent comprendre le fonctionnement du software utilisé, et ce dernier doit permettre à l'opérateur de remplacer l'intervalle par défaut.

3.3. Modèles d'incertitudes utilisés pour calculer la position d'incertitude (Affecte B, C et D)

Plusieurs modèles d'incertitudes différents existent et peuvent être utilisés. Les modèles généraux ISCWSA sont largement utilisés, mais les modèles de cône ainsi que les modèles Wolff et De Wardt sont encore d'usage chez certaines sociétés d'exploitation. Dans tous les cas, ce sont des modèles généraux qui doivent être fournis en valeurs à long terme d'outils spécifiques, qui peuvent varier entre les utilisateurs du même modèle général.

La gestion des sources d'erreur biaisées

La plupart des erreurs sont supposées avoir des distributions avec une moyenne de zéro, mais certains ont des valeurs non-nuls. Le décalage de la moyenne de la valeur du zéro est désigné comme étant une erreur de polarisation. Elle est donc traitée comme une erreur connue et non pas comme une incertitude statistique.

Le modèle ISCWSA accueille les termes biaisés. Son modèle générique de l'outil MWD identifie la flexibilité des tiges de forage et l'interférence magnétique axiale comme étant des

termes susceptibles d'être biaisés, et fournis des valeurs de polarisation et d'incertitude pour les deux options. Toutefois, l'inclusion d'erreurs biaisées résulte en des incertitudes de position pour les outputs, il peut donc être difficile d'interpréter et d'appliquer toute opération de routine.

Plusieurs approches peuvent être utilisées pour la gestion des erreurs biaisées :

- Retirer les biais
 - Corriger le *survey* pour l'erreur de polarisation et remettre la valeur de polarisation à zéro
- Ignorer les biais
 - Remettre la valeur de polarisation à zéro et accroître l'incertitude du terme biaisé
- Inclure les biais dans le rapport d'incertitude de position, les calculs de distance de séparation et les règles de calcul anticollision :
 - Toujours inclure les biais dans les calculs de séparation
 - Inclure les biais seulement quand il en résulte une distance de séparation minimale admissible (Masd) plus grande.

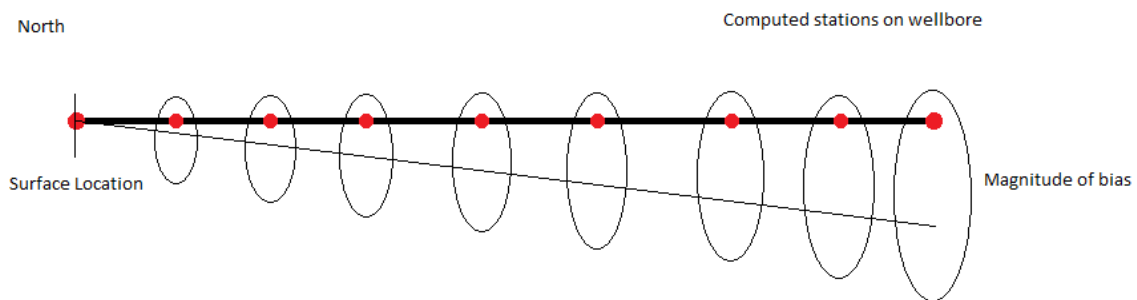


Figure 32 : Schéma montrant un exemple de l'effet de l'erreur d'azimut dû à l'interférence magnétique axiale

La figure ci-dessus montre la méthode la plus courante pour la représentation des biais. Les centres ellipsoïdaux sont déplacés, tandis que le wellpath nominal reste inchangé. Cependant, le parti pris lors de l'incorporation dans l'une des quatre règles anticollision, le biais est effectivement appliqué à la distance de séparation des puits.

Pour les interférences magnétiques des tiges de forage, le sens de l'erreur de polarisation dépend de l'angle entre le wellpath et le vecteur du champ magnétique terrestre. Par exemple, un wellpath foré dans l'hémisphère nord de la terre aura une polarisation opposée à la même trajectoire du puits dans l'emplacement équivalent dans l'hémisphère sud. La valeur à long terme de la polarisation prévu dans (SPE 67616) pour le modèle ISCWSA du MWD est positive, ce qui pourrait être mal interprété en le sens que la valeur à long terme est toujours

positive. L'implémentation de ce terme peut ne pas être uniforme pour tous les logiciels qui acceptent sa version biaisée.

3.4. Rayon de l'ellipsoïde (Affecte B et C)

Dans certains logiciels, la géométrie 3D réelle est tout d'abord projetée sur un plan 2D, mais les méthodes énumérées ci-dessous peuvent toutes être appliquées à des ellipsoïdes ou des ellipses. Le choix entre 3D et 2D et, pour 2D, le choix du plan de projection, peut avoir un effet négligeable sur les résultats.

Dans les schémas suivants, seule la construction du rayon sur le puits de référence est affichée, mais la même méthode sera appliquée pour déterminer le rayon du offset well.

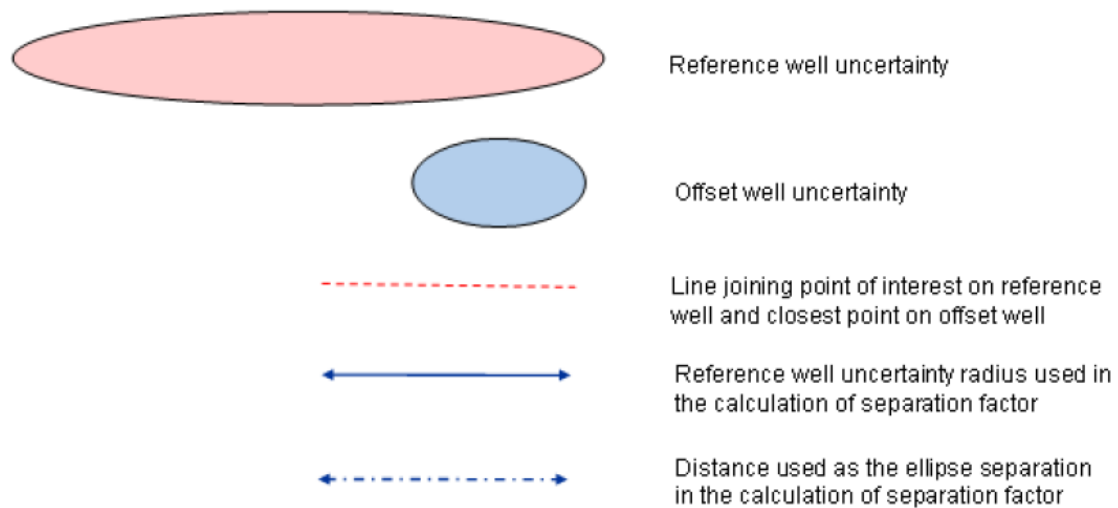


Figure 33 : Clé de lecture des différents schémas

- Le plus grand demi-axe (équivalent à l'hypothèse d'une ellipse circulaire ou ellipsoïdale sphérique)

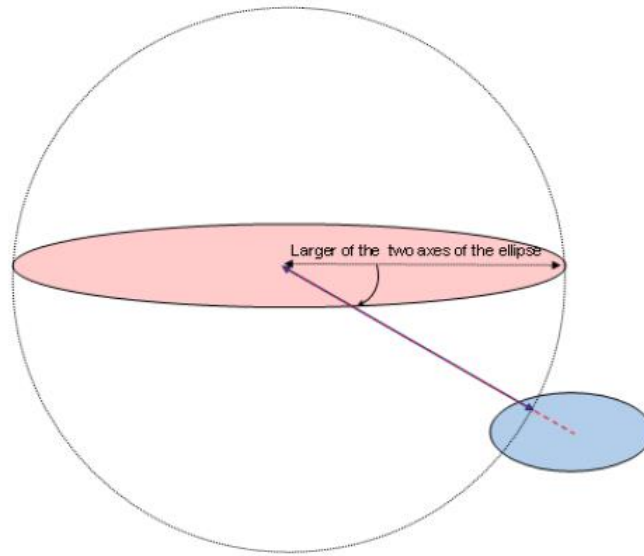


Figure 34 : Schéma montrant la méthode du plus grand demi-axe

Cette méthode estime généralement les incertitudes de position, mais cela est fait d'une mauvaise manière. Elle ne fournit aucune sécurité supplémentaire dans certaines circonstances, mais peut être plus conservateur dans d'autres. Elle peut déclencher inutilement une nouvelle planification, un changement de trajectoire ou encore une intervention au puits.

- Rayon de l'ellipse ou de l'ellipsoïde le long de la ligne joignant les points d'intérêt sur le puits de référence et offset well (probablement pas mis en œuvre dans tous les logiciels en cours).

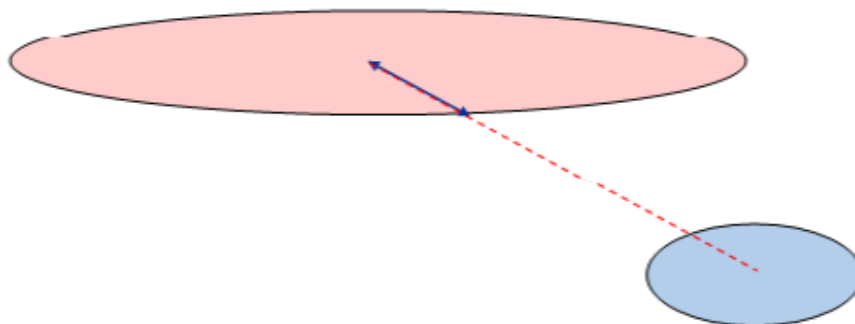


Figure 35 : Schéma montrant le rayon de l'ellipse

Pour certaines orientations relatives des ellipsoïdes, cette méthode sous-estime les incertitudes.

- Rayon de la courbe de la pédale ou de la surface (dimension projetée de l'ellipse ou de l'ellipsoïde sur la ligne joignant les points d'intérêt sur le puits de référence et l'offset well)

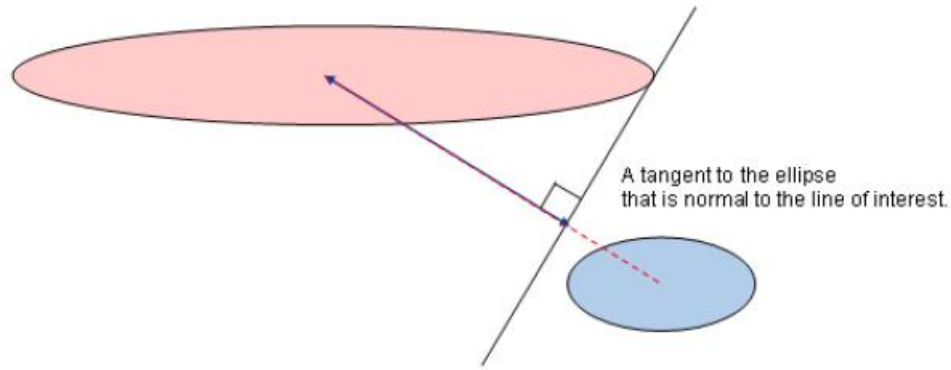


Figure 36 : Schéma montrant le rayon de la courbe de la pédale ou de la surface

Cette méthode est celle par défaut pour la majorité des logiciels de planification, mais surestime l'incertitude pour certaines opérations relative de l'ellipsoïde.

- Ellipsoïde ou ellipse de séparation (spécifique aux règles de types B et C)

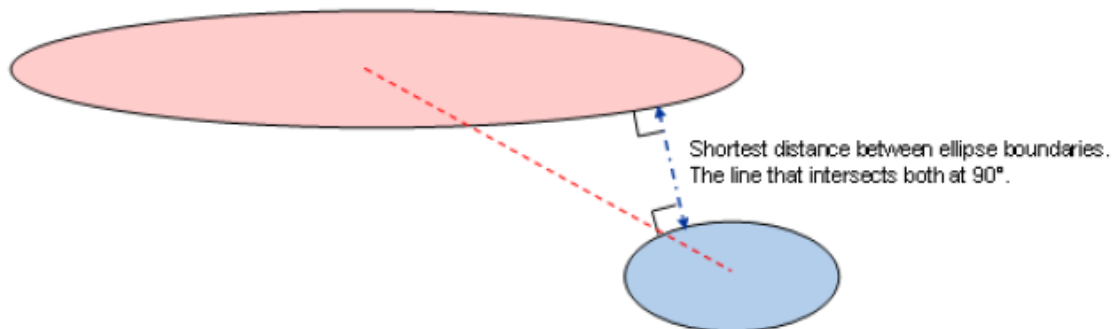


Figure 37 : Schéma montrant l'ellipsoïde ou l'ellipse de séparation

La meilleure approche des surfaces d'ellipses ou d'ellipsoïdes, indépendante de la ligne d'intérêt. Lorsque cette méthode est utilisée pour une règle de type C, le ratio est calculé comme :

$$A/A - B \quad (\text{Formule 20})$$

3.5. Inclusion du diamètre du trou et/ou du casing (Affecte A, B, C, D)

L'inclusion des dimensions du trou dans le calcul est nécessaire pour les règles de type D, et recommandé pour toutes les autres règles. Lorsque les puits sont à proximité, il est trompeur et potentiellement dangereux de ne pas inclure ces dimensions dans les calculs.

Il y a quelques variations mineures dans la façon dont les dimensions sont comptabilisées :

Qu'est-ce qui est inclus ?

Reference	Offset
Hole	Csg
Csg	Csg
Hole	Hole
None (not an option for P type rule)	

Tableau 18 : Inclusion du diamètre du trou et/ou du casing

Comment est-il inclus ?

- Soustrait de la distance de séparation des puits
- Ajouté aux dimensions d'incertitude (option pour la règle de type C)

3.6. Mise à l'échelle de l'ellipse ou de l'ellipsoïde (Affecte B et C)

Choix de l'intervalle de confiance.

Ce choix a un effet important sur les dimensions de l'ellipsoïde. Le choix est souvent arbitraire, mais : 2 – 2.58 – 2.79 et 3 sigma sont des valeurs couramment utilisées.

Comment est-il défini ?

- Valeurs de d'écart types

Le niveau de confiance est implicite

Probability dimensions	standard deviations				
	±1	±2	±2.58	±2.79	±3
1	68.27%	95.45%	99.01%	99.47%	99.73%
2	39.35%	86.47%	96.41%	97.96%	98.89%
3	19.87%	73.85%	91.63%	94.93%	97.07%

Tableau 19 : Valeurs de d'écart types avec niveau de confiance est implicite

- Niveau de confiance spécifié au nombre de déviation

Le nombre d'écart type est implicite

Probability dimensions	Confidence level				
	68.3%	90.0%	95.0%	99.0%	99.7%
1	0.9999	1.6448	1.9599	2.5758	2.9677
2	1.5151	2.1459	2.4477	3.0348	3.4086
3	1.8779	2.5002	2.7954	3.3682	3.7325

Tableau 20 : Niveau de confiance spécifié au nombre de déviation avec nombre d'écart type est implicite

3.7.Fonction de distribution d'erreur (Affecte D)

La pratique universelle courante est de supposer une distribution normale. Une analyse réalisée par StatoilHydro a montré que certaines erreurs de référence géomagnétiques peuvent avoir de lourdes répercussions. Les membres du groupe de travail ont reporté des preuves faisant état de plusieurs termes d'erreur pouvant se comporter d'une manière similaire. Un tel comportement a des répercussions importantes sur la probabilité de calcul anticollision (règle de type D).

Une étude a eu pour but d'examiner les distributions alternatives qui permettraient de mieux modéliser un tel comportement. Il a été constaté que très peu de fonctions appropriées de lourde queue existent et tout calcul introduisant la complexité qui peut rendre leur mise en œuvre pratique.

En 2009, une réévaluation des incertitudes liées au modèle géomécanique mondial BGS (BGGM), largement utilisé, a donné lieu à des estimations d'erreur significativement différentes aux estimations actuelles en usage. Le rapport résultant (Macmilan S. Mac Kay A. and Grindrod S. "Confidence Limits Associated with Values of the Earth's Magnetic Field Used for Directional Drilling" SPE/IADC 119851) a conclu que les distributions d'erreur sont mieux modélisées à l'aide de tables de constructions classées par niveau de confiance désiré, et a recommandé que le modèle des termes géomagnétiques du ISCWSA MWD soient remplacé par des inputs du look-up tables.

La grande probabilité de distribution d'erreurs typiques rend l'estimation de la probabilité d'intersection basée sur l'hypothèse des distributions normales optimistes. Cela peut être une raison expliquant pourquoi certaines politiques anticollision n'appliquent pas les règles de type D dans des situations qui ne représentent pas de risque HSE.

Le groupe de travail a alors recommandé que, lors du calcul des valeurs du terme d'erreur à partir de données, une norme standard de déviation et définie comme étant l'intervalle de confiance de 95.4 % divisé par 2. Cette méthode assure une meilleure insertion entre la distribution normale et réelle au sein de la gamme critique des niveaux de confiance.

3.8. Inclusion de l'incertitude de localisation de surface (Affecte B, C et D)

Plus exactement, la position du puits de référence, ou l'incertitude associée à la profondeur de la station du premier *survey*. Cela peut être le cas d'un puits offshore.

La pratique actuelle varie :

- Incluse ou non-incluse
- Si incluse :
 - o Tout simplement ajouté l'incertitude du *survey*
 - o Corrélation avec l'incertitude du *survey* (invariablement non-corrélées)
 - o Corrélation avec l'incertitude de surface de l'offset well

L'incertitude de la localisation de surface peut être significative par rapport au respect de la proximité puits à puits, il est donc de bonne pratique de toujours en prendre compte. La bonne façon de l'inclure est de la mettre en corrélation avec les différentes autres erreurs de *survey*.

3.9. Calcul de l'incertitude relative (Affecte C et D)

Comptabilisation pour les corrélations des erreurs puits à puits :

- Utiliser des ellipsoïdes séparés pour les deux puits
 - o Pratique courante actuellement pour la règle de type C
- Supposer non-corrélé (coefficient nul)
 - o Pratique courante actuellement pour la règle de type D
 - o Atteint en ajoutant les matrices de covariances des deux puits (référence et offset well)
- Tenir dûment compte de la corrélation réelle
 - o La corrélation puits à puits est correctement traitée par les modèles ISCWSA par le coefficient de corrélation rho 3, si implémenté.
 - o Les formules mathématiques et méthodes liées au calcul de l'incertitude relative sont contenues dans le document (SPE 67616)

3.10. Inclusion d'une incertitude supplémentaire arbitrairement quantifiée (Affecte A, B et C)

Incluse dans le but de :

- Tenir compte des erreurs grossières
- Peuvent être ajouté aux incertitudes ou soustraite de la distance de séparation des puits
- Peuvent être une valeur fixe ou un pourcentage (%) de la profondeur forée
- Le pourcentage foré peut être plafonné ou non

Les modèles d'erreurs ne tiennent pas compte des fautes. Des procédures QC strictes doivent être appliquées aux datas provenant des *surveys* afin d'assurer que ces derniers sont conformes au modèle de prédiction.

3.11. Calcul de la probabilité de collision (Affecte D)

Une seule méthode de calcul de la probabilité de collision est en cours d'utilisation, bien que d'autres ont été proposés. La méthode actuelle est basée sur l'intégration d'une fonction unidimensionnelle le long de la ligne normale à la distance puits à puits, comme montré sur les diagrammes suivants.

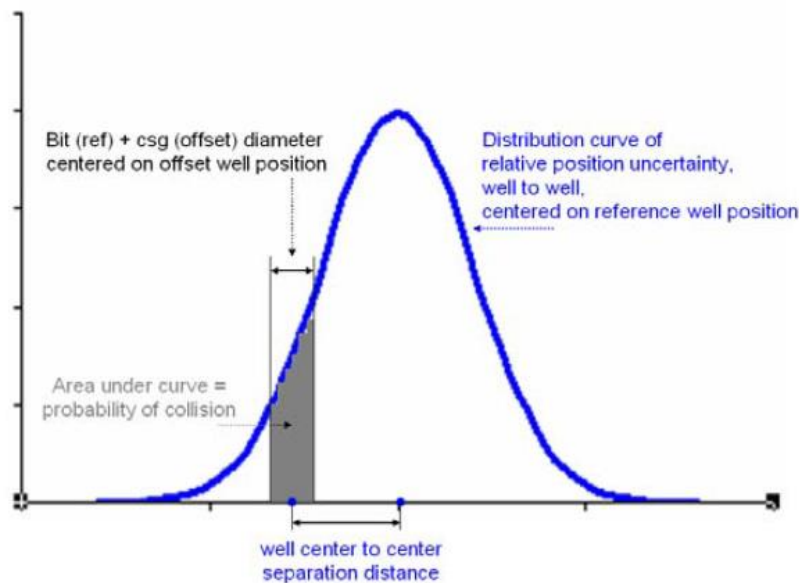


Diagramme 2 : Calcul de la probabilité de collision entre deux puits

Une implémentation alternative de cette méthode inclue la probabilité de se trouver du mauvais côté de l'offset well.

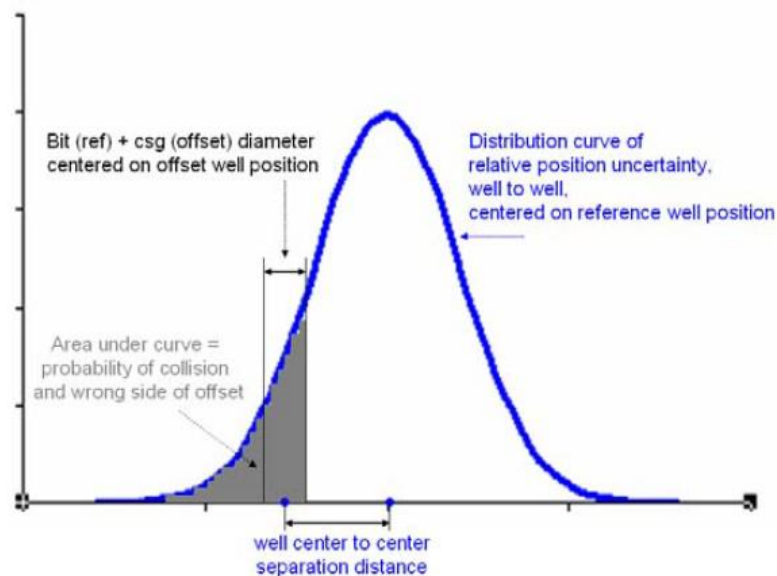


Diagramme 3 : Calcul de la probabilité de collision entre deux puits en incluant la probabilité de se trouver du mauvais côté de l'offset well

3.12. Choix de la manière dont les paramètres sont quantifiés (Affecte A, B, C et D)

Les mesures de base sont :

A : la distance

B : la distance

C : le rapport

D : la fraction (rapporté comme une fraction décimale, un pourcentage % ou comme 1 : x)

Pour tous les types de règle, la valeur limite peut être exprimée sous la forme d'une distance spécifique à chaque station (la distance de séparation minimale admissible ou Masd). La distance de séparation du puits actuel est alors comparée à la Masd afin de déterminer si la proximité du puits est acceptable.

3.13. La valeur limite qui définit la règle (Affecte A, B, C et D)

Une politique anticollision peut faire usage de plus d'une valeur limite, définissant des actions correctives en escalier allant avec l'augmentation du risque de collision.

Pour les règles de types B et C, le choix de la valeur limite est étroitement lié au choix de l'intervalle de confiance. Par exemple, une règle de type C avec des ellipses fixées à 3 sigma et une valeur limite de 1.0, résulte à la même valeur Masd comme une règle utilisant 2 sigma et une valeur limite de 1.5.

4. Conséquence d'une collision entre puits

Les conséquences d'une collision entre deux puits pétroliers peuvent être divisées en deux catégories du plus au moins grave :

- Répercussions HSE
 - Explosion et pertes humaines
 - Pollution environnementale
 - Dégradation de l'environnement.
- Répercussions économiques
 - Explosion et perte de l'Offset Well
 - Risque de perte du réservoir en cas de feu
 - Perte et abandon du puits en cours de forage
 - Grandes pertes de l'investissement sur le forage.

De ce fait, il est extrêmement important de suivre les différentes règles anticollision à la lettre, tout en mettant en œuvre les moyens adéquats pour la minimisation des erreurs et l'élimination des risques.

5. Etude de cas du puits Alpha

5.1. Positionnement du puits

Le puits Alpha est situé dans la région de Rhourde Nouss au niveau de la structure de Rhourde Nouss Centre (RNC). Il est entouré dans cette structure d'un nombre de 36 puits. La majorité d'entre eux sont déjà en production, tandis que certains sont encore en cours de forage.

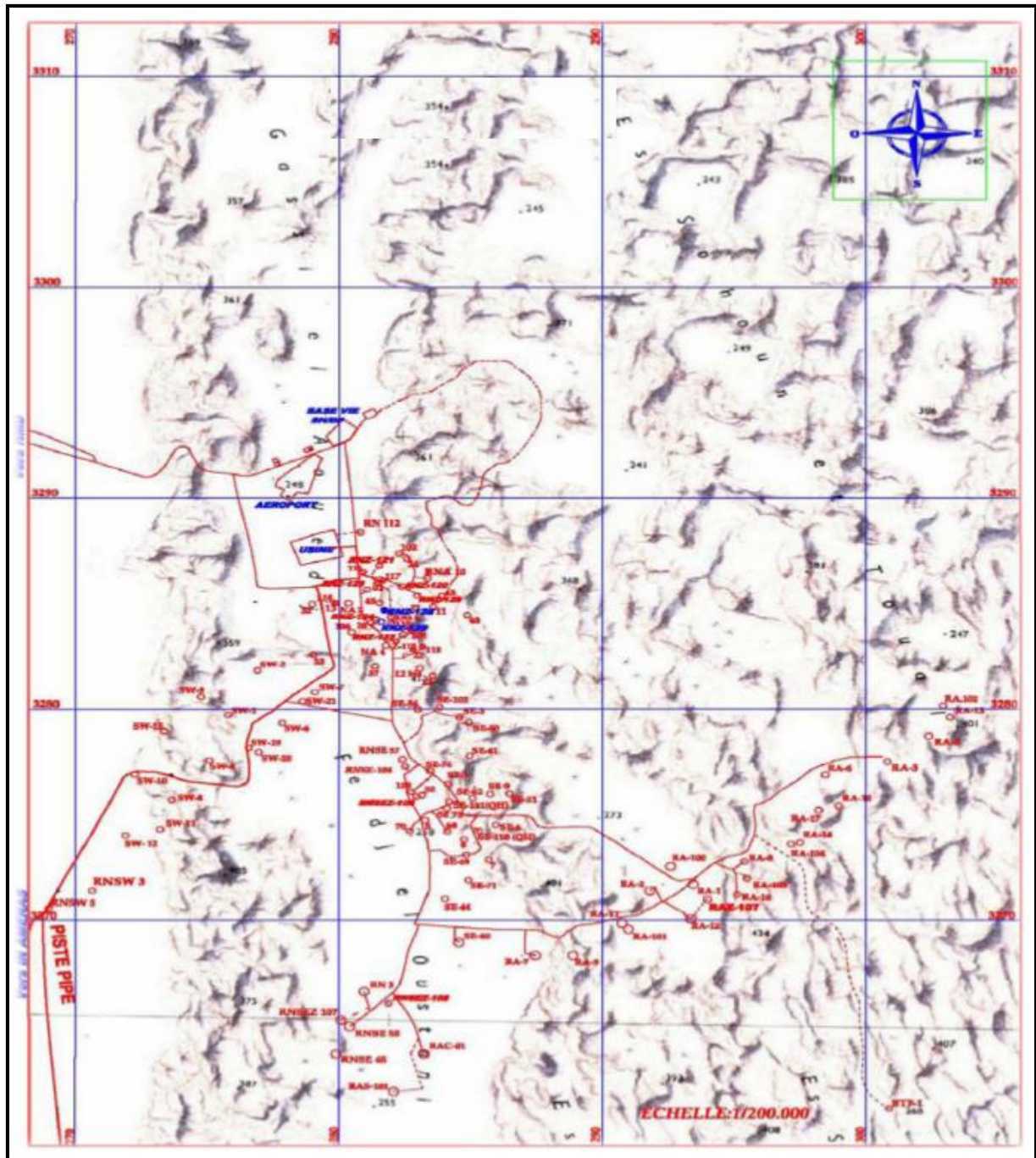
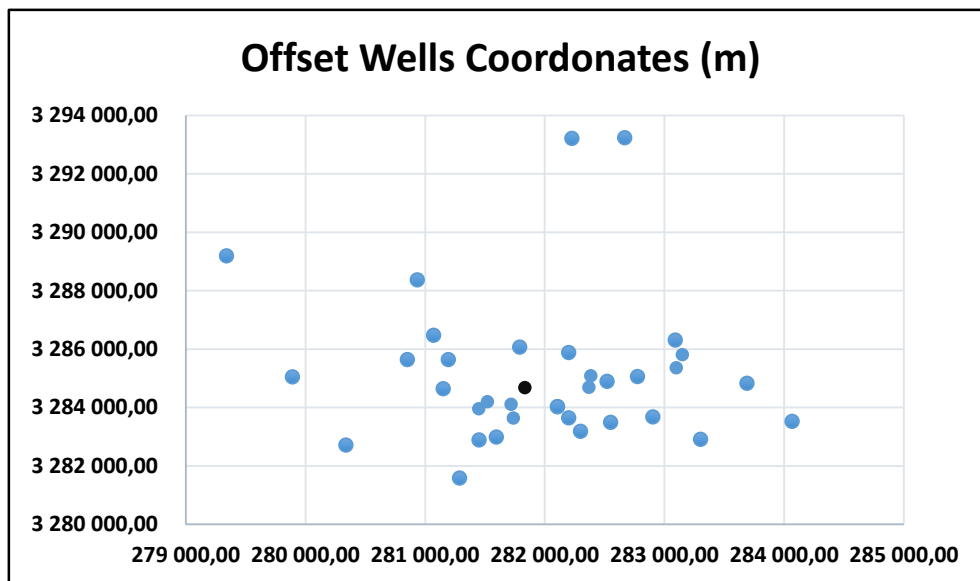


Figure 38 : Carte démonstratif de la localisation du puits Alpha

Le tableau et le graphique suivants regroupent les coordonnées géographiques de localisation d'un nombre de 36 puits de la structure de Rhourde Nouss Centre (Alpha Compris) :

Well	X	Y
Alpha	281 835,43	3 284 673,10
RN 11	283 688,00	3 284 837,00
RN 25	283 150,00	3 285 800,00
RN 27	282 200,00	3 283 650,00
RN 37	281 287,00	3 281 593,00
RN 40	284 065,00	3 283 529,00
RN 42	280 337,00	3 282 718,00
RN 46	281 450,00	3 283 951,00
RN 47	282 520,00	3 284 900,00
RN 101	281 738,00	3 283 635,00
RN 104	281 150,00	3 284 645,00
RN 105	282 903,00	3 283 684,00
RN 106	281 450,00	3 282 900,00
RN 107	280 850,00	3 285 651,00
RN 108	282 774,00	3 285 065,00
RN 110	281 596,00	3 282 990,00
RN 112	280 934,00	3 288 370,00
RN 113	283 300,05	3 282 920,01
RN 115	282 105,50	3 284 040,00
RN 116	281 071,00	3 286 480,00
RN 117	281 789,00	3 286 069,00
RNZ 1	282 667,92	3 293 247,15
RNZ 3	279 340,84	3 289 199,66
RNZ 4	282 225,43	3 293 215,75
RNZ 109	283 089,00	3 286 310,00
RNZ 114	282 385,71	3 285 079,98
RNZ 115	282 105,50	3 284 040,00
RNZ 118	279 890,27	3 285 057,27
RNZ 119	282 297,76	3 283 185,37
RNZ 122	282 549,99	3 283 500,00
RNZ 123	281 193,27	3 285 648,14
RNZ 124	281 521,81	3 284 190,88
RNZ 125	282 367,93	3 284 684,87
RNZ 126	283 100,01	3 285 350,70
RNZ 127	282 199,00	3 285 890,97
RNZ 129	281 718,79	3 284 106,20

Tableau 21 : Coordonnées X / Y des puits de la structure RN Centre



NB : Le point noir représente le puits Alpha.

Graphique 11 : Plan de localisation des puits de la structure RN Centre

5.2. Etude anticollision du puits

L'étude anticollision du puits Alpha a été faite en prenant compte de toutes les règles mentionnées précédemment, bien que ce puits soit assez éloigné d'autres puits avoisinant.

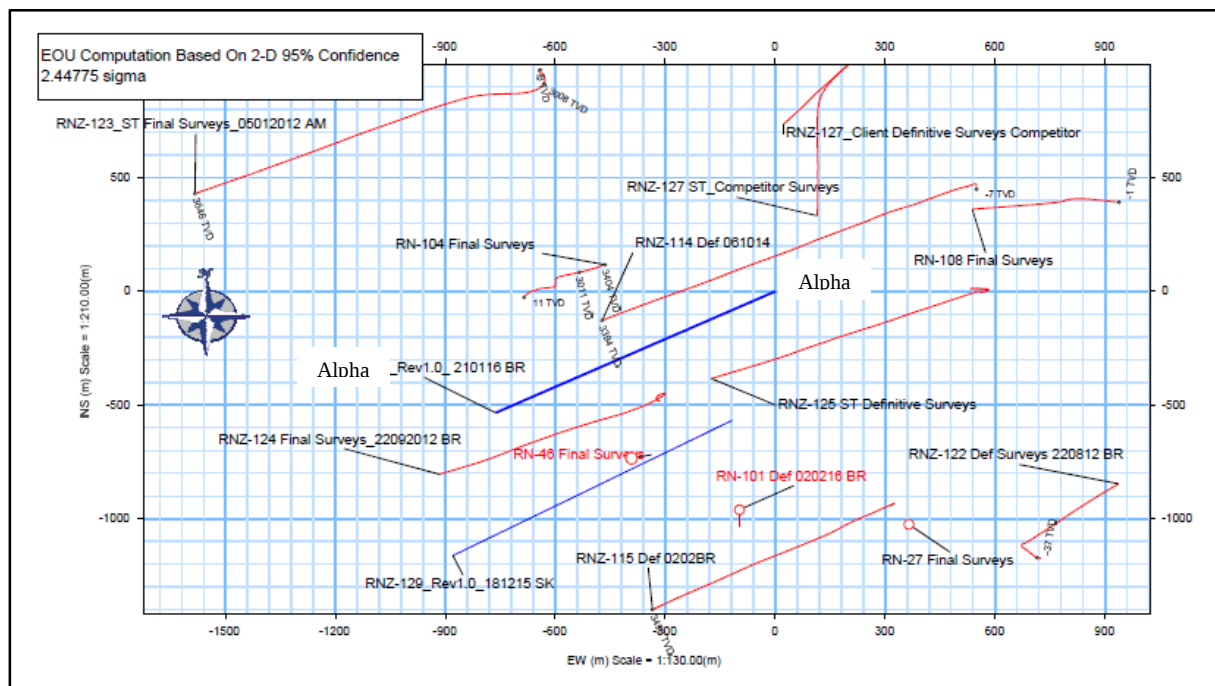


Figure 39 : Spider Plot anticollision du puits Alpha avec trajectoire prévue

Analysis Date-24hr Time: February 03, 2016 - 21:17

Client: SH
 Field: Rhoud Nouse
 Structure:
 Slot:
 Well: **Alpha**
 Borehole:
 Scan MD Range: 0.00m ~ 4100.00m

Analysis Method: 3D Least Distance
 Reference Trajectory: RNZ-128_J_Rev1.0_210116 BR (Def Plan)
 Depth Interval: Every 30.00 Measured Depth (m)
 Rule Set: D&M AntiCollision Standard S002 v5.1/5.2
 Min Pts: All local minima indicated.
 Version / Patch: 2.9.365.0
 Database \ Project: localhost\drilling-project1

Trajectory Error Model: ISWASA 3-D 95.000% Confidence 2.7955 sigma

Offset Trajectories Summary

Offset Selection Criteria

Wellhead distance scan: Restricted within 16600 m
 Selection filters: Definitive Surveys - Definitive Plans - Definitive surveys exclude definitive plans
 - All Non-Def Surveys when no Def-Survey is set in a borehole - All Non-Def Plans when no Def-Plan is set in a borehole

Offset Trajectory	Separation			Allow Dev. (m)	Sep. Fact.	Controlling Rule	Reference Trajectory		Risk Level			Alert	Status
	Ct-Ct (m)	MAS (m)	EOU (m)				MD (m)	TVD (m)	Alert	Minor	Major		
RNZ-114 Def 081014 (Def Survey)													
	709.76	10.00	709.27	699.76	N/A	MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00					Fail Major
	709.76	10.00	709.25	699.76	54908.53	MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19					MinPts
	725.03	219.23	578.71	505.80	4.97	OSF1.50	2130.00	2130.00	OSF<5.00				WRP
	725.31	250.27	558.30	475.04	4.35	OSF1.50	2430.00	2430.00	OSF<5.00				Enter Alert
	583.12	182.63	461.20	400.49	4.80	OSF1.50	2640.00	2640.00	OSF<5.00				Exit Alert
	560.88	187.21	435.61	373.67	4.50	OSF1.50	2670.00	2670.00	OSF<5.00				Enter Alert
	305.54	120.96	308.74	265.58	4.58	OSF1.50	2850.00	2850.00	OSF<5.00				Enter Alert
	202.34	212.97	60.16	-10.63	1.42	OSF1.50	3120.00	3108.46	OSF<1.50				Enter Minor
	168.19	252.69	-0.46	-84.50	1.00	OSF1.50	3210.00	3182.13	OSF<1.00				Enter Major
	153.46	287.11	-38.13	-133.65	0.80	OSF1.50	3330.00	3262.37					MinPts-CtCt
	154.05	293.24	-40.70	-138.25	0.79	OSF1.50	3360.00	3293.01					MinPts
	106.40	296.70	-0.70	-100.29	1.00	OSF1.50	3720.00	3400.13	OSF>1.00				Exit Major
	282.32	294.68	85.62	-12.36	1.44	OSF1.50	3840.00	3437.21	OSF>1.50				Exit Minor
	514.82	287.72	322.79	227.10	2.69	OSF1.50	4100.00	3517.56					TD
RNZ-124 Final Surveys_22062012 BR (Def Survey)													
	575.27	10.00	574.78	565.27	N/A	MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00					Fail Major
	575.27	10.00	574.78	565.27	N/A	MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19					Surface
	575.09	23.10	559.57	551.97	37.82	OSF1.50	240.00	240.00					WRP
	575.98	51.04	541.86	524.94	17.02	OSF1.50	510.00	510.00	OSF<5.00				MinPts-CtCt
	577.34	100.72	510.09	476.62	8.62	OSF1.50	960.00	960.00					MinPts-CtCt
	572.93	172.11	458.09	400.82	5.00	OSF1.50	1680.00	1680.00	OSF<5.00				Enter Alert
	541.34	280.94	353.92	260.40	2.89	OSF1.50	2730.00	2730.00					MinPts-CtCt
	544.84	292.87	349.39	251.97	2.79	OSF1.50	2850.00	2850.00					MINPT-O-EOU
	545.60	293.74	349.56	251.88	2.79	OSF1.50	2880.00	2880.00					MinPts
	253.54	281.10	79.26	-7.56	1.48	OSF1.50	3780.00	3418.67	OSF<1.50				Enter Minor
	180.93	278.37	-4.86	-97.45	0.97	OSF1.50	4080.00	3511.37	OSF<1.00				Enter Major
	178.09	279.70	-8.60	-101.63	0.95	OSF1.50	4100.00	3517.56					MinPts
RNZ-125 ST Definitive Surveys (Def Survey)													
	532.42	10.00	531.91	522.42	35527.01	MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00					Fail Major
	532.44	10.00	531.82	522.44	4084.78	MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19					MinPts
	567.43	171.18	453.14	368.25	4.98	OSF1.50	810.00	810.00	OSF<5.00				WRP
	577.19	266.73	397.20	307.46	3.21	OSF1.50	1770.00	1770.00					Enter Alert
	554.52	340.45	327.38	214.07	2.44	OSF1.50	2730.00	2730.00					MinPts-O-SF
	200.50	306.17	84.21	-18.68	1.41	OSF1.50	3150.00	3134.04	OSF<1.50				MinPts
	231.47	350.37	-2.29	-118.91	0.99	OSF1.50	3390.00	3293.01	OSF<1.00				Enter Minor
	215.03	355.95	-22.50	-140.92	0.90	OSF1.50	3510.00	3335.23	OSF<1.00				Enter Major
	233.75	356.43	-4.17	-122.68	0.98	OSF1.50	3600.00	3383.05	OSF>1.00				MinPts
	346.46	348.44	113.91	-1.98	1.49	OSF1.50	3780.00	3418.67	OSF>1.50				Exit Major
	629.52	341.17	401.92	288.35	2.77	OSF1.50	4100.00	3517.56					Exit Minor
													TD
RNZ-123 ST2_R1_2_06062012AM_2650m KOP (Non-Def Plan)													
	1167.28	10.00	1166.79	1157.28	N/A	MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00					Fail Major
	1167.25	10.00	1166.76	1157.25	N/A	MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19					Surface
	1167.25	382.34	925.53	804.91	4.84	OSF1.50	360.00	360.00	OSF<5.00				WRP
	1167.25	1175.81	383.21	-8.56	1.49	OSF1.50	1170.00	1170.00	OSF<1.50				Enter Alert
	1167.25	1770.27	-13.09	-803.02	0.99	OSF1.50	1740.00	1740.00					Enter Minor
	1161.97	2074.12	-220.94	-912.15	0.84	OSF1.50	2340.00	2340.00	OSF<1.00				Enter Major
	1162.15	2074.83	-221.25	-912.66	0.84	OSF1.50	2400.00	2400.00					MinPts-CtCt
	1162.38	2075.17	-221.24	-912.79	0.84	OSF1.50	2430.00	2430.00					MinPts
	1155.91	2077.71	-229.40	-921.80	0.83	OSF1.50	2640.00	2640.00					MinPts-O-ADP
	1154.71	2075.79	-229.32	-921.06	0.83	OSF1.50	2670.00	2670.00					MinPts
	1106.46	2080.79	-280.65	-974.34	0.80	OSF1.50	3060.00	3054.72					MinPts-O-SF
	1106.49	2081.22	-281.20	-974.72	0.80	OSF1.50	3060.00	3081.99					MinPts-CtCt
	1209.76	2081.17	-177.84	-871.41	0.87	OSF1.50	3660.00	3381.59					MinPts
	1247.08	2080.50	-140.07	-833.42	0.90	OSF1.50	4100.00	3517.56					TD
RNZ-123 ST2_R1_1_06062012AM_2650m KOP (Non-Def Plan)													
	1167.28	10.00	1166.79	1157.28	N/A	MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00					Fail Major
	1167.25	10.00	1166.76	1157.25	N/A	MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19					Surface
	1167.25	382.34	925.53	804.91	4.84	OSF1.50	360.00	360.00	OSF<5.00				WRP
	1167.25	1175.81	383.21	-8.56	1.49	OSF1.50	1170.00	1170.00	OSF<1.50				Enter Alert
	1167.25	1770.27	-13.09	-803.02	0.99	OSF1.50	1740.00	1740.00					Enter Minor
	1161.97	2074.12	-220.94	-912.15	0.84	OSF1.50	2340.00	2340.00	OSF<1.00				Enter Major
	1162.15	2074.83	-221.25	-912.66	0.84	OSF1.50	2400.00	2400.00					MinPts-CtCt
	1162.38	2075.17	-221.24	-912.79	0.84	OSF1.50	2430.00	2430.00					MinPts
	1155.91	2077.71	-229.40	-921.80	0.83	OSF1.50	2640.00	2640.00					MinPts-O-ADP
	1154.71	2075.79	-229.32	-921.06	0.83	OSF1.50	2670.00	2670.00					MinPts
													MinPts-O-SF

Offset Trajectory	Separation			Allow Dev. (m)	Sep. Fact.	Controlling Rule	Reference Trajectory		Risk Level			Alert	Status
	Ct-Ct (m)	MAS (m)	EOU (m)				MD (m)	TVD (m)	Alert	Minor	Major		
	750.00	779.92	235.88	-23.92	1.45	OSF1.50	3810.00	3427.94				MinPt-CtCt	
	758.28	785.88	234.22	-27.58	1.45	OSF1.50	3870.00	3446.48				MINPT-O-EOU	
	761.04	788.91	234.95	-27.87	1.45	OSF1.50	3900.00	3455.75				MinPts	
	805.70	806.18	296.09	-3.49	1.49	OSF1.50	4100.00	3517.56				TD	
RN-108 Final Surveys (Def Survey)													
	1017.20	10.00	1016.71	1007.20	N/A	MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00				Surface	Fail Minor
	1017.20	10.00	1015.61	1007.20	923.09	MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19				WRP	
	1017.20	311.14	809.61	706.06	4.91	OSF1.50	330.00	330.00	OSF<5.00			Enter Alert	
	1016.96	1037.54	325.10	-20.58	1.47	OSF1.50	1020.00	1020.00		OSF<1.50		Enter Minor	
	888.50	1184.50	96.80	-296.00	1.13	OSF1.50	2790.00	2790.00				MinPts	
	849.58	1219.06	36.64	-369.48	1.05	OSF1.50	3000.00	2998.18				MinPt-CtCt	
	893.56	1283.21	21.20	-369.65	1.03	OSF1.50	3120.00	3108.46				MINPT-O-EOU	
	871.54	1275.13	21.25	-403.58	1.03	OSF1.50	3150.00	3134.04				MinPt-O-SF	
	892.76	1299.49	26.25	-406.73	1.03	OSF1.50	3210.00	3182.13				MinPt-O-AOP	
	1500.81	1514.97	400.68	-14.16	1.49	OSF1.50	3990.00	3483.56	OSF>1.50			Exit Minor	
	1598.15	1523.31	582.46	74.84	1.57	OSF1.50	4100.00	3517.56				TD	
RN-117_Final Survey_10062011_ZH (Def Survey)													
	1396.34	10.00	1395.85	1386.34	N/A	MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00				Surface	Fail Minor
	1396.32	10.00	1395.83	1386.32	N/A	MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19				WRP	
	1396.32	425.34	1112.60	970.98	4.93	OSF1.50	450.00	450.00	OSF<5.00			Enter Alert	
	1396.32	1426.53	445.13	-30.22	1.47	OSF1.50	1410.00	1410.00		OSF<1.50		Enter Minor	
	1396.32	1927.13	111.40	-530.82	1.09	OSF1.50	1890.00	1890.00				MinPt-CtCt	
	1397.51	1959.87	90.75	-562.39	1.07	OSF1.50	1980.00	1980.00				MinPts	
	1401.11	1968.29	90.08	-565.19	1.07	OSF1.50	2160.00	2160.00				MinPt-CtCt	
	1400.94	1968.47	88.46	-567.54	1.07	OSF1.50	2340.00	2340.00				MinPt-CtCt	
	1400.93	1971.24	86.80	-570.32	1.07	OSF1.50	2550.00	2550.00				MinPt-CtCt	
	1400.98	1973.81	84.64	-572.83	1.06	OSF1.50	2730.00	2730.00				MinPt-CtCt	
	1401.04	1974.68	84.41	-573.65	1.06	OSF1.50	2790.00	2790.00				MinPts	
	1401.58	1975.70	84.22	-574.21	1.06	OSF1.50	2880.00	2880.00				MinPts	
	1972.83	1975.89	655.41	-3.07	1.50	OSF1.50	3990.00	3483.56	OSF>1.50			Exit Minor	
	2057.70	1975.94	740.26	81.76	1.56	OSF1.50	4100.00	3517.56				TD	
RN-117_ST_Def Surveys_18072011_MN (Def Survey)													
	1396.34	10.00	1395.85	1386.34	N/A	MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00				Surface	Fail Minor
	1396.32	10.00	1395.83	1386.32	N/A	MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19				WRP	
	1396.32	425.34	1112.60	970.98	4.93	OSF1.50	450.00	450.00	OSF<5.00			Enter Alert	
	1396.32	1426.53	445.13	-30.22	1.47	OSF1.50	1410.00	1410.00		OSF<1.50		Enter Minor	
	1396.32	1927.13	111.40	-530.82	1.09	OSF1.50	1890.00	1890.00				MinPt-CtCt	
	1397.51	1959.87	90.75	-562.39	1.07	OSF1.50	1980.00	1980.00				MinPts	
	1401.11	1968.29	90.08	-565.19	1.07	OSF1.50	2160.00	2160.00				MinPt-CtCt	
	1400.94	1968.47	88.46	-567.54	1.07	OSF1.50	2340.00	2340.00				MinPt-CtCt	
	1400.93	1971.24	86.80	-570.32	1.07	OSF1.50	2550.00	2550.00				MinPt-CtCt	
	1400.98	1973.81	84.64	-572.83	1.06	OSF1.50	2730.00	2730.00				MinPt-CtCt	
	1401.04	1974.68	84.41	-573.65	1.06	OSF1.50	2790.00	2790.00				MinPts	
	1401.58	1975.70	84.22	-574.21	1.06	OSF1.50	2880.00	2880.00				MinPts	
	1965.48	1965.73	654.94	-0.25	1.50	OSF1.50	4080.00	3511.37	OSF>1.50			Exit Minor	
	1980.47	1966.81	669.11	13.66	1.51	OSF1.50	4100.00	3517.56				TD	
RNZ-120_Rev1.0_181215 SK (Def Plan)													
	578.79	10.00	578.49	568.79	N/A	MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00				Surface	Warning Alert
	578.79	10.00	578.47	568.79	44818.03	MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19				WRP	
	578.79	175.82	461.47	402.96	4.94	OSF1.50	1710.00	1710.00	OSF<5.00			Enter Alert	
	578.79	290.64	384.93	288.15	2.99	OSF1.50	2820.00	2820.00				MinPt-CtCt	
	579.00	294.79	382.30	284.21	2.95	OSF1.50	2880.00	2880.00				MinPts	
	579.22	294.89	382.53	284.33	2.95	OSF1.50	2880.00	2879.99				MinPt-O-SF	
	425.73	290.47	231.68	135.26	2.20	OSF1.50	3900.00	3455.75				MinPt-CtCt	
	426.10	293.16	230.54	132.91	2.18	OSF1.50	3990.00	3483.56				MINPT-O-EOU	
	426.53	293.77	230.55	132.78	2.18	OSF1.50	4020.00	3492.83				MinPts	
	428.14	294.88	231.46	133.26	2.18	OSF1.50	4080.00	3511.37				MinPt-O-SF	
	428.74	295.28	231.79	133.46	2.18	OSF1.50	4100.00	3517.56				TD	
RNZ-125 Definitive Surveys (Def Survey)													
	532.42	10.00	531.91	522.42	35527.01	MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00				MinPts	Warning Alert
	532.44	10.00	531.82	522.44	4084.78	MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19				WRP	
	567.43	171.18	453.14	396.25	4.98	OSF1.50	810.00	810.00	OSF<5.00			Enter Alert	
	577.19	299.73	397.20	307.48	3.21	OSF1.50	1770.00	1770.00				MinPt-O-SF	
	572.58	274.30	399.55	298.27	3.13	OSF1.50	1950.00	1950.00				MinPt-CtCt	
	572.33	290.53	378.48	281.80	2.96	OSF1.50	2160.00	2160.00				MinPt-CtCt	
	573.36	306.36	388.60	286.97	2.81	OSF1.50	2340.00	2340.00				MinPts	
	575.73	308.05	370.13	267.66	2.81	OSF1.50	2370.00	2370.00	OSF>5.00			MinPt-O-SF	
	808.38	252.83	639.67	555.55	4.80	OSF1.50	2880.00	2879.99				Exit Alert	
	1878.38	271.95	1696.92	1696.42	10.38	OSF1.50	4100.00	3517.56				TD	
RNZ-127_Client Definitive Surveys Competitor (Def Survey)													
	1270.71	10.00	1270.22	1260.71	N/A	MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00				Surface	Warning Alert
	1270.71	10.00	1269.94	1260.71	4569.56	MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19				WRP	
	1265.28	385.09	1008.39	880.19	4.93	OSF1.50	1680.00	1680.00	OSF<5.00			Enter Alert	
	1261.24	511.11	920.34	750.13	3.70	OSF1.50	2220.00	2220.00	OSF>5.00			Exit Alert	
	1218.09	374.73	906.10	841.35	4.87	OSF1.50	2280.00	2280.00	OSF<5.00			Enter Alert	
	784.30	621.93	369.25	162.38	1.89	OSF1.50	3090.00	3054.72				MinPt-CtCt	
	785.70	627.11	367.23	158.68	1.88	OSF1.50	3090.00	3081.69				MINPT-O-EOU	
	789.50	631.35	368.24	158.24	1.88	OSF1.50	3120.00	3108.46				MinPts	
	1518.80	628.04	1098.04	888.85	3.62	OSF1.50	4100.00	3517.56				TD	
RN-46 Final Surveys (Def Survey)													
	818.52	10.00	818.03	808.52	N/A	MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00				Surface	Warning Alert
	818.51	10.00	818.02	808.51	N/A	MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19				MinPts	
	829.38	251.03	661.89	578.35	4.96	OSF1.50	810.00	810.00	OSF<5.00			Enter Alert	
	831.50	292.57	636.29	538.93	4.27	OSF1.50	960.00	960.00				MinPts	
	830.17	277.51	645.00	552.66	4.49	OSF1.50	1080.00	1080.00				MinPt-CtCt	

Offset Trajectory	Separation			Allow	Sep. Fact.	Controlling Rule	Reference Trajectory		Risk Level			Alert	Status
	Ct-Ct (m)	MAS (m)	EOU (m)	Dev. (m)			MD (m)	TVD (m)	Alert	Minor	Major		
830.86	288.78	838.03	541.83	4.33		OSF1.50	1200.00	1200.00				MinPts	
830.04	271.04	840.19	559.00	4.80		OSF1.50	1350.00	1350.00				MinPt-CtCt	
835.01	411.80	800.35	423.21	3.04		OSF1.50	1650.00	1650.00				MinPts	
833.44	393.50	870.05	439.94	3.18		OSF1.50	2100.00	2100.00				MinPt-CtCt	
833.47	394.20	870.49	439.21	3.17		OSF1.50	2130.00	2130.00				MinPts	
832.33	382.00	877.49	450.33	3.27		OSF1.50	2250.00	2250.00				MinPt-CtCt	
833.31	383.78	877.28	449.53	3.26		OSF1.50	2280.00	2280.00				MinPts	
836.37	385.07	878.43	450.30	3.20		OSF1.50	2310.00	2310.00				MinPt-O-SF	
1084.36	327.12	868.12	757.24	4.98		OSF1.50	2940.00	2939.88	OSF<5.00			Exit Alert	
1218.51	190.33	1091.47	1028.18	9.82		OSF1.50	3510.00	3335.23				MinPt-CtCt	
1347.34	135.88	1256.80	1211.46	14.62		OSF1.50	4100.00	3517.56				MinPt-O-SF	
RNZ-115 Def 0202BR (Def Survey)													Warning Alert
995.30	10.00	993.58	985.30	790.93		MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00				Surface	
995.30	10.00	992.92	985.30	525.28		MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19				WRP	
995.30	304.53	792.12	690.77	4.91		OSF1.50	1320.00	1320.00	OSF<5.00			Enter Alert	
887.97	483.87	866.36	504.31	3.07		OSF1.50	2580.00	2580.00				MinPt-CtCt	
887.48	490.59	860.24	498.87	3.02		OSF1.50	2700.00	2700.00				MinPt-CtCt	
888.89	495.00	858.22	493.20	2.99		OSF1.50	2790.00	2790.00				MINPT-O-EOU	
990.31	497.15	858.04	493.18	2.99		OSF1.50	2820.00	2820.00				MinPt-O-ADP	
992.79	499.19	859.75	493.60	2.99		OSF1.50	2880.00	2880.00				MinPt-O-SF	
1002.34	492.75	873.69	508.59	3.05		OSF1.50	3191.02	3197.40				MinPt-O-SF	
961.09	498.88	828.34	492.19	2.89		OSF1.50	4100.00	3517.56				MinPts	
RN-27 Final Surveys (Def Survey)													Warning Alert
1085.06	10.00	1085.47	1075.06	N/A		MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00				Surface	
1085.05	10.00	1085.46	1075.05	566848.05		MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19				WRP	
1084.43	128.57	968.55	955.86	12.89		OSF1.50	180.00	180.00				MinPt-CtCt	
1085.40	162.09	976.58	922.41	10.01		OSF1.50	300.00	300.00				MinPts	
1085.04	70.35	1037.97	1014.69	23.29		OSF1.50	540.00	540.00				MinPt-CtCt	
1084.25	193.19	955.30	891.08	8.44		OSF1.50	930.00	930.00				MinPt-CtCt	
1089.10	350.81	855.20	738.49	4.86		OSF1.50	1380.00	1380.00	OSF<5.00			Enter Alert	
1089.18	418.94	809.73	670.24	3.90		OSF1.50	1470.00	1470.00				MinPts	
1089.78	330.14	869.50	759.82	4.98		OSF1.50	1740.00	1740.00	OSF>5.00			Exit Alert	
1089.82	328.84	870.43	760.98	4.98		OSF1.50	1890.00	1890.00	OSF<5.00			Enter Alert	
1089.82	410.36	816.00	679.48	3.99		OSF1.50	2040.00	2040.00				MinPts	
1088.27	402.89	819.52	685.38	4.05		OSF1.50	2190.00	2190.00				MinPt-CtCt	
1089.33	414.23	812.69	675.11	3.95		OSF1.50	2250.00	2250.00				MinPts	
1093.58	416.81	815.48	676.77	3.94		OSF1.50	2310.00	2310.00				MinPt-O-SF	
1281.75	389.81	1021.71	891.94	4.94		OSF1.50	2880.00	2879.99	OSF>5.00			Exit Alert	
1800.45	328.14	1581.54	1472.31	8.24		OSF1.50	4100.00	3517.56				TD	
RNZ-123_ST Final Surveys_05012012 AM (Def Survey)													Warning Alert
1167.28	10.00	1166.79	1157.28	N/A		MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00				Surface	
1167.25	10.00	1166.76	1157.25	N/A		MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19				WRP	
1167.25	393.35	931.52	813.90	4.96		OSF1.50	1560.00	1560.00	OSF<5.00			Enter Alert	
1162.03	477.31	844.26	865.33	3.86		OSF1.50	2340.00	2340.00				MinPt-CtCt	
1156.40	494.83	826.39	861.58	3.51		OSF1.50	2670.00	2670.00				MinPts	
1100.93	508.92	762.78	594.01	3.26		OSF1.50	3090.00	3081.99				MinPts	
1210.48	507.42	872.05	703.08	3.58		OSF1.50	3690.00	3381.59				MinPts	
1223.77	1071.46	509.31	152.31	1.71		OSF1.50	3810.00	3427.94				MinPts	
1233.53	1082.24	511.88	151.20	1.71		OSF1.50	3990.00	3474.29				MINPT-O-EOU	
1235.74	1085.20	512.12	150.54	1.71		OSF1.50	3990.00	3483.58				MinPts	
1244.50	1085.30	520.82	150.21	1.72		OSF1.50	4100.00	3517.56				TD	
RN-106 (Def Survey)													Warning Alert
1814.34	10.00	1813.85	1804.34	N/A		MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00				Surface	
1814.33	10.00	1813.78	1804.33	27027.52		MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19				WRP	
1813.77	493.60	1494.54	1320.17	5.52		OSF1.50	600.00	600.00				MinPt-CtCt	
1817.30	523.21	1498.33	1294.09	5.21		OSF1.50	1320.00	1320.00				MinPts	
1814.89	522.31	1496.52	1292.58	5.22		OSF1.50	1470.00	1470.00				MinPt-O-SF	
1814.83	522.28	1496.49	1292.55	5.22		OSF1.50	1500.00	1500.00				MinPts	
1815.32	536.27	1457.84	1279.05	5.08		OSF1.50	1620.00	1620.00				MinPt-CtCt	
1816.59	540.06	1456.79	1275.65	5.04		OSF1.50	2010.00	2010.00				MINPT-O-EOU	
1819.08	543.72	1458.31	1275.28	5.02		OSF1.50	2070.00	2070.00				MinPt-O-ADP	
1822.56	547.47	1457.39	1275.08	5.00		OSF1.50	2130.00	2130.00	OSF<5.00			Exit Alert	
1820.25	547.21	1456.27	1273.03	4.99		OSF1.50	2250.00	2250.00	OSF<5.00			Enter Alert	
1820.13	548.54	1454.29	1271.59	4.98		OSF1.50	2280.00	2280.00				MinPt-CtCt	
1816.34	554.00	1448.85	1262.34	4.92		OSF1.50	2430.00	2430.00				MinPt-O-SF	
1210.54	596.14	812.73	814.43	3.05		OSF1.50	4100.00	3517.56				MinPts	
RNZ-120_ST Def Surveys 310812_MN (Def Survey)													Warning Alert
1308.10	10.00	1307.80	1296.10	N/A		MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00				Surface	
1308.04	10.00	1307.74	1296.04	385304.13		MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19				WRP	
1308.04	394.22	1045.13	913.82	4.98		OSF1.50	1740.00	1740.00	OSF<5.00			Enter Alert	
1304.32	452.31	1002.68	852.01	4.33		OSF1.50	2250.00	2250.00				MinPt-CtCt	
1295.16	487.56	970.02	807.60	3.99		OSF1.50	2890.00	2890.00				MinPts	
1295.46	487.75	970.20	807.72	3.99		OSF1.50	2880.00	2879.99	OSF>5.00			MinPt-O-SF	
1612.12	487.48	1287.04	1124.64	4.96		OSF1.50	3480.00	3325.96				Exit Alert	
2188.55	485.37	1894.87	1703.17	6.77		OSF1.50	4100.00	3517.56				TD	
RNZ-120 Original Hole Def Surveys (Def Survey)													Warning Alert
1308.10	10.00	1307.81	1296.10	N/A		MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00				Surface	
1308.04	10.00	1307.55	1296.04	385248.46		MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19				WRP	
1308.04	394.40	1044.94	913.63	4.98		OSF1.50	1740.00	1740.00	OSF<5.00			Enter Alert	
1304.32	452.50	1002.49	851.82	4.33		OSF1.50	2250.00	2250.00				MinPt-CtCt	
1295.16	487.75	969.83	807.41	3.99		OSF1.50	2890.00	2890.00				MinPts	
1295.46	487.93	970.01	807.53	3.99		OSF1.50	2880.00	2879.99	OSF>5.00			MinPt-O-SF	
1612.12	487.64	1286.88	1124.49	4.96		OSF1.50	3480.00	3325.96				Exit Alert	
2188.55	485.53	1894.71	1703.02	6.77		OSF1.50	4100.00	3517.56				TD	
RNZ-119 Def Surveys (Def Survey)													Warning Alert
1558.12	10.00	1557.82	1548.12	N/A		MAS = 10.00 (m)	0.00	0.00				Surface	
1558.10	10.00	1557.80	1548.10	N/A		MAS = 10.00 (m)	9.19	9.19				WRP	

Tableau 22 : Rapport anticollision du puits Alpha – Rhourde Nouss

Conclusion

L'étude anticollision est une étape incontournable pour la sécurité du puits et pour le bon déroulement des opérations de forage, tout en évitant tout risque de collision entre deux puits (voire plus).

Il existe quatre différentes règles anticollision, toutes différentes, mais pas incompatibles. Leur utilisation est requise afin d'obtenir des résultats fiables et utilisable.

L'étude anticollision est surtout, et le plus souvent, utilisé au niveau du forage des puits multidrains ou sur les plateformes offshore. La région de Rhourde Nouss est quant à elle une région en pleine expansion, avec une nette augmentation des puits forés et exploités, atteignant plusieurs centaines de puits dans tout le champ, d'où l'utilité du développement des études anticollision, d'une politique adéquate de prise de *surveys* et de la mise en place d'une base de donnée fiable pour une utilisation quasi-systématique lors du forage de chaque nouveau puits.

CONCLUSION

Voici donc en substance les deux défis majeurs auxquels font face les opérateurs pétroliers de la région de Rhourde Nouss dans le sud Algérien : le maintien de la verticalité de la phase 8'' $\frac{1}{2}$ ainsi que l'étude anticollision.

Deux problèmes récurrents sont étroitement liés l'un à l'autre, dans la mesure où la verticalité de la section verticale du forage est très importante de par la simplification de l'atteinte de l'objectif géologique, mais également pour le respect de l'étude anticollision, préalablement établie. Car, en cas de non verticalité de cette section, le profil du puits ne sera pas respecté, à des degrés plus ou moins élevés, et cela rendra purement et simplement l'étude anticollision obsolète.

L'étude anticollision est faite sur la base de l'ensemble des données récoltées par les prises de *surveys* au niveau des Offset Wells, des prévisions ainsi que du programme de forage.

Donc, si l'un de ces paramètres est erroné, l'étude sera inutilisable.

Au final, il est important de veiller au maintien de la verticalité du puits dans toute la section verticale, de contrôler et de faire un suivi permanent de la trajectoire du forage afin de :

- Permettre le suivi du programme prédéfini et l'utilisation de l'étude anticollision établie
- Faire une nouvelle collecte de données afin d'actualiser l'étude anticollision ou d'en établir une nouvelle.

Les conséquences d'une collision entre puits peut être désastreuse aussi bien sur le plan HSE que sur le plan économique, ce qui souligne l'importance du maintien de la verticalité et de l'élaboration d'une bonne étude anticollision.

RECOMMANDATIONS

En fin de cette étude, pour le bon déroulement des opérations de forage dans la région de Rhourde Nouss il est recommandé de :

- Mettre en œuvre un bon programme de forage qui tient compte des contraintes géologiques de la région
- Faire usage des données Offset Wells afin d'avoir une meilleure connaissance du terrain et des problèmes rencontrés lors du forage de ces derniers
- Eliminer la perte de temps et d'argent en supprimant les tentatives de contrôle à l'aide de la *Packed Hole BHA* qui, le plus souvent, donne des résultats négatifs.
- Planifier systématiquement, et mettre en œuvre, l'utilisation d'une des méthodes de contrôle de trajectoire et de maintien de la verticalité : les meilleurs choix possibles restent, dans l'ordre, le VertiSteer, le VertiTrak, le Power-V RSS, l'AutoTrak-V ainsi que le *PDM* :

Le VertiSteer ainsi que VertiTrak font le travail tout en offrant un meilleur avancement lors du forage grâce à leur mode de fonctionnement qui est semblable à un moteur de fond (rotation indépendante de la rotation de la garniture), ces derniers doivent, cependant, être accompagnés d'un MWD qui n'est pas offert avec cette technologie.

Par ailleurs, le Power-V RSS reste très efficace pour le contrôle et le maintien de la verticalité. Ce dernier est également accompagné d'un MWD, compris dans la facturation de cette technologie (pas de frais supplémentaires).

L'AutoTrak-V fait la part des choses sans pour autant être le meilleur, du fait qu'il n'offre aucune surveillance d'azimut ni d'orientation de l'outil.

En dernier, le *PDM* est quant à lui efficace, mais présente plusieurs risques, telle une usure rapide et donc engendre des manœuvres répétitives ou l'obtention d'un trou spiralé.

- Accompanyer systématiquement le forage de la phase 8''^{1/2} d'un MWD pour le suivi de la trajectoire et du profil du puits ;
- Actualiser l'étude anticollision au fur et à mesure de l'actualisation des données obtenues par les surveys ;
- Dans le cas d'un changement total du profil du puits, faire une nouvelle étude anticollision en conséquence ;
- Mettre au point une base de données régionales ayant pour but d'avoir un support de travail efficace pour les études anticollision, tout en permettant d'avoir des références de comparaison pour toutes sortes de problèmes rencontrés lors du forage des puits.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Lyons E.P. and Mechem, O.E. “Design and Implementation of Directional-Drilling Programs THUMS Offshore Islands Development Wells East Wilmington Field” Paper 68-075, API Drilling and Production Practice, 1968.
- [2] Poedjono B. Isevcian E. Lombardo G.J. Walker J. and McCulloch S. “Anti-Collision and Risk Management Offshore Qatar: A Successful Collaboration” IPTC -13142-PP International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 7–9 December 2009.
- [3] Roper D.J. and Henly A.G. “A Process for Directional Drilling” International Patent Application WO 96/35859 November 1996.
- [3] Tsao, Y-H. Dawson, C.R and Ure D.W.: “Well Collision Avoidance” U.S. Patent No. 5,901,795 (1999).
- [4] Xu H. Zhang, J. and Jiang C.: “Directional Trajectory Control by Employing Statistics and Probability Methods” paper SPE 22384 presented at the 1992 International Meeting on Petroleum Engineering Beijing China 24-27 March.
- [5] Brooks A. G. "A New Look at Wellbore Collision Probability" paper SPE 116155 SPE Drilling & Completion Online First.
- [6] Leraand F. et al.: “Relief-Well Planning and Drilling for a North Sea Underground Blowout” JPT (March 1992) 266- 273.
- [7] Sawaryn S.J. and Thorogood, J.L.: “A Compendium of Directional Calculations Based on the Minimum Curvature Method” SPEDE (March 2005) 24-36.
- [8] Sawaryn S.J. Sanstrom, B. and McColpin, G.: “The Management of Drilling Engineering and Well Services Software as Safety-Critical Systems” SPEDE (June 2006) 141-147.
- [9] Wellbore Survey Quality Considerations – Presentation for APSG Huston 6 May 2011 Neil S. Bergstrom P.E. Halliburton Sperry Drilling.
- [10] The Fundamentals of Successful Well Collision Avoidance Managment – Collision Avoidance Workgroup ISCWSA – January 2014.
- [11] Gyro Technology in the Oil and Gas Industry – Ben Hawkinson SDC, Steve Mullin Gyrodata, SPE WPTS Meeting – May 2014.
- [12] A Comprehensive Approach to Well-Collision Avoidance AADE-07-NTCE-28 (2007).
- [13] BP Amoco Directional Survey Handbook BPA-D-004 September 1999.
- [14] A.Slimani – M.Dadou : Formation JDF module F3 Sonatrach Division Forage Département Formation.

- [15] F.Grondin : Formation JDF module M2 Tome 2 Sonatrach Division Forage Département Formation.
- [16] Richard S. Carden – Robert D. Grace horizontal and directionnel drilling – Petroskills (2007).
- [17] Schlumberger Powerpak Steerable Motor Handbook – Schlumberger Educationnel Services 2004.
- [18] Baker Hughes : Navi-Drill Motor Handbook – Baker Hughes Incorporated 2009.
- [19] Jean-Paul Szezuka : Forage dirigé Ingénierie et méthodes : ENSPM : 2005.
- [20] Vertisteer Vertical Drilling Tool : Sperry Drilling – Halliburton (2015).