



Université M'Hamed BOUGARA-Boumerdès

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

**Département de Gisements Minières et
Pétrolières**

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolière

Option: forage de puits

THÈME

Réalisation et contrôle de la trajectoire lors d'une
reprise en side-track dans le champ de Hassi
Messaoud. Étude de cas du puits MD-231

Travail élaboré par :

ALSHIKH Ibrahim ET ELAYEB Ibrahim

Devant le jury :

MALLAK Abderrahmane
BOUMAZA Nadia
HADJADJ Ahmed
AZRIL Nadjat
BAGHLOUL Abdelouahab

Professeur
MA (A)
Professeur
MA (A)
Inj.

UMBB
UMBB
UMBB
UMBB
DF

Président
Encadreur
Examineur
Examineur
Invité



Remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu, notre créateur, pour le courage et la patience qu'il nous a donné pour accomplir ce travail.

Ainsi nos parents qui nous aident.

un grand merci à la promotrice de ce mémoire Mme nadia boumaza pour sa patience et pour sa orientations et conseils.

Nous adressons nos vifs remerciements à tout le personnel de ENTIP. et Halliburton En particulier :farag banane, boudouh maamar ,ali ait ouferoukhi.

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

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



ibrahim & ibrahim

Dédicaces

J'ai le grand honneur de dédier ce travail :

A mon dieu

Qui ma facilite le chemin pour réussir, qui me donné la force, la bonne santé et la patience au travail et sur tout qui me fixe sur la religion islamique et de lui obéir.

A ma chère maman

qui m'a soutenu Durant toute ma vie ,qui m'a aidé Durant mes année D'étude ,qui m'a appris à aimer le travail et le bon comportement, pour son amour infini et sa bienveillance jour et nuit ,je souhaite prouver mon grand remerciement qui ne sera jamais suffisant à elle que j'espère la rendre fière par ce travail .

A mon cher père

Qui était le bon exemple de père par son soutien, ses encouragement et aides des mes premières pas jusqu'à ce jour.

A mon grand frère ...

A mes Sœurs ...

A tous mes amis ...

Majd Eddine, Hamza, Fahmi, kamel, Anouer, Mohamed, Fouad, Ahmed Bezeid, Slim, Zied, Ibrahim, Fawzi, Salem, Belkacem, Mounir, Jilani, Elgaser, Mokrat, Eymen

A tous mes enseignants ...

A tous mes collegues ...

Elsayeb Ibrahim



DEDICACE

J'ai le grand honneur de dédier ce travail :

- ❖ *A ma très chère mère.*
- ❖ *A mon très cher père .*
- ❖ *A ma femme lakel .*
- ❖ *A mon frère ahmed alshikh et ma sœur.*
- ❖ *A mes grands pères et grandes mères.*
- ❖ *A mes cousins et toute ma famille.*
- ❖ *A tous mes amis, et mes collègues du groupe MAFP/14.*
- ❖ *A tous mes enseignants de l'université de boumerdes.*



ALSHIKH IBRAHIM

Résumé

Après plusieurs années le puits de pétrole mise en production il y a une chute de la quantité de production et cela est dû à plusieurs facteurs et des influences, la déclin la plus importante dans le début de réservoir et diminution pression de la formation géologique du puits, pour remédier à ce manque de production et le rendement du puits au moins proche de son état initial, nous devons faire un processeur appelé la reprise de puits par créer un Ré-entrée dans le puits.

Ce processus s'applique sur un puits foré verticalement et il change la forme à la horizontale, par élimination de partie inférieure du l'ancien puits par bouchon de ciment et la création d'un nouveau puits d'entrer latéralement dans le puits et le forage horizontalement, c'est là que nous pouvons augmenter le débit du fluide de puits ainsi élargir la zone de contact couche-trou.

Cette mémoire met l'accent sur cinq axes, la première partie est la description géologique du champ de Hassi Massaoud, la 2^{ème} partie mentionne les généralités sur forage dirigé, la 3^{ème} partie est une étude préparatoire pour le side-tracks, la 4^{ème} partiesur les équipements de mesure et la contrôle de la trajectoire du notre puits la dernière partie où nous sommes étude un cas réel afin d'appliquer la technique de reprise de puits en Ré-entrée (courbure court) dans le puits MD-231, le point de laquelle distinguer les conditions d'application de cette technologie et mettre en place les étapes et nous allons clôturer par des recommandations nécessaires pour la réussite des opérations de la reprise du puits.

Abstract

After several years the oil well put into production there is a drop in the amount of production and this is due to several factors and influences, the most important decline in the tank start and decrease pressure of the geological formation of the well , to remedy this lack of production and the efficiency of the well at least close to its initial state, we must make a processor called the well recovery by creating a re-entry into the well.

This process applies to a vertically drilled well and it changes the shape horizontally, by removing the bottom of the old well by cement plug and creating a new well to enter laterally into the well and the well. drilling horizontally, this is where we can increase the start of the well fluid so widen the layer-hole contact area.

This memory focuses on five axes, the first part is the geological description of the field of Hassi Massaoud, the second part mentions the generalities on directional drilling, the third part is a preparatory study for the side-tracks, the fourth part on the measuring equipment and control of the trajectory of our well the last part where we are studying a real case in order to apply the technique of well recovery in Re-entry (short curvature) in the well MD-231, the point of which to distinguish the conditions application of this technology and put in place the steps and we will close with the necessary recommendations for the success of well recovery operations.

ملخص

بعد عدة سنوات من إنتاج بئر النفط ، هناك انخفاض في كمية الإنتاج ، ويعزى ذلك إلى عدة عوامل وتأثيرات ، أهمها انخفاض في بداية الخزان وتقليل ضغط التكوين الجيولوجي للبئر لمعالجة هذا النقص في الإنتاج وكفاءة البئر على الأقل بالقرب من حالته الأولية ، يجب أن نجعل معالجًا يسمى استعادة البئر عن طريق إنشاء إعادة الدخول إلى البئر .

تنطبق هذه العملية على البئر المحفورة عمودياً وتغير الشكل أفقياً ، لإزالة الجزء السفلي من البئر القديم عن طريق سد الأسمنت وإنشاء بئر جديد للدخول أفقياً في البئر و الحفر أفقياً ، هذا هو المكان الذي يمكننا فيه زيادة بداية مائع البئر حتى يتسع نطاق منطقة التماس ثقب الطبقة.

تركز هذه الذاكرة على خمسة محاور ، الجزء الأول هو الوصف الجيولوجي لحقل حاسي مسعود ، الجزء الثاني يذكر العموميات على الحفر الموجه ، الجزء الثالث عبارة عن دراسة تحضيرية للمسارات الجانبية ، الجزء الرابع على أجهزة القياس والتحكم في مسار بئرنا الجزء الأخير حيث ندرس حالة حقيقية من أجل تطبيق تقنية استرداد البئر في إعادة الدخول (الانحناء القصير) في البئر MD-231 ، حيث يتم التمييز بين ظروف تطبيق هذه التكنولوجيا ووضع الخطوات وسنغلق مع التوصيات اللازمة لنجاح عمليات استعادة الآبار.

SOMMAIRE

Introduction générale	
Chapitre I : partie géologique	
Introduction.....	1
I-1- Situation du champ de Hassi Messaoud (HMD)	1
I-1-1- Situation géographique	2
I-1-2- Situation géologique.....	2
I-2- Zones et numérotation des puits.....	4
I-3- description du réservoir.	5
I-4- Tectonique du Champ.....	9
I-5- Description et caractéristiques du Réservoir. .	10
I-6- Intérêt pétrolier	12
I-7- Situation actuelle du puitsMD231.....	12
Chapitre II : Généralités sur le forage dirigé	
Vocabulaire et définitions	17
Introduction.....	18
II-1- Applications du forage dirigé	18
II- 2- Objectif des puits déviés.....	21
II-3- Profils des puits horizontaux.....	22
II-3- 1- Long radius.....	23
II-3- 2- Medium radius.....	23
II-3- 3- Short radius.....	24
II-3- 4- Ultra short radius.....	25
II-4- Système de coordonnées.....	26
II-4-1- Projection UTM	26
II-4-2- Projection Lambert.....	28
II-5-Projection horizontale.....	28
II-5-1- Différents types de nord.....	30
II-5-2- Déclinaison magnétique.....	31
II-5-3- Convergence.....	31
II-6- Méthodes de forage dirigé	32
II-6-1- Forage dirigé conventionnel	32
II-6-2- Forage de navigation :.....	33
Chapitre III : Side- tracks	
III-1: définition	35
III-2- side - tracks en trou ouvert.....	35
III-2-1-sélection de la zone de kick-of.....	35
III-2-2-programme opérationnel.....	36
III-3-side-track en tubage (trou fermer).....	38
III-3-1-généralités.....	38
III-3- 2-side-track a travers une section de tubage détruite.....	39
III-3- 2 -1-déroulement de l' Opération:	40
III-3-3-side-track avec whipstock.....	41

III-3-3-1-déroulement de l'opérations.....	44
III-4-Préparation du puits pour la reprise en side-track	43
III-4-1-Pose bouchon de ciment	45
III-4-1-2-Caractéristiques les bouchons de ciment pour.....	46
III-4-1-3-Composition du bouchon	46
III-5-Mode opératoire 'Side track' application sur le puits MD231	47
III-6- le profile de puits idéal.....	48
CONCLUSION	51

chapitre IV : Equipements de mesure et contrôle de la trajectoire

IV-1-Equipements de mesure	52
IV-1-1-Outils de mesure en temps différé	52
IV-1-2-Outils de mesure en temps réel (MWD).....	53
IV-1-2-1-Composition de MWD	53
IV-1-2-2 Les mesures obtenues avec le MWD	56
IV-2-Moteurs de fond (Positif Déplacement Motors)	58
IV-2-1- composition d'un Positif Déplacement Motors (PDM)	58
IV-2-2- Différents types de géométrie des PDMs	60
IV-2-3- Caractéristiques des fluides utilisés avec les PDMs	60
IV-3- Steerable Mud Motors	61
IV-3-1- Bent-housing Steerable Motor.....	61
IV-4- Calculs de trajectoire	64
IV-4-1- Principe du calcul	64
IV-4-2- Conditions et options initiales	65
IV-4-3- méthodes de mesure	65
IV-5- Méthodes de calcul et application sur le puits MD-231.....	66
IV-5- 1- Méthode d'angle moyenne (average angle méthode)	66
IV-5- 2- Méthode tangentielle	67
IV-5- 3- Méthode de rayon de courbure (radius of curvate méthode)	69
IV-5- 4- Méthode de courbure minimum (minimum curvate méthode)	72
IV-5- 5- Méthode tangentielle moyennée	74
IV-5- 6- Méthode d'accélération compensée (mercurey)	75
IV-5-7- calcule complémentaire.....	75
IV-6 - Correction De La Trajectoire.....	79
IV-6-1-Tool face.....	79
IV-6-1-1-Lecture de la position du Toolface	80
IV-7- Calculs d'incertitude.....	82
IV-7-1- Sources d'erreur	82
IV-7-1-1-Erreurs dues à la position de l'outil de mesure	82
IV-7-1-2-Erreurs dues aux équipements de mesure	83
IV-7-1-3-Erreurs dues au facteur humain	83
IV-7-1-4-Erreurs dues aux calculs	83
IV-8-application sur le puits MD231	84
IV-8-1- représentations numériques	84
IV-8-2- Représentation graphiques.....	86
Conclusion	

Chapitre VI : Etude de cas (puits MD231)	90
V-1-Introduction	90
V-2-Intérêt du Ré-entry à Hassi Messaoud	90
V-3-définition du problème(water coning)	91
V-4-Les paramètres sélectionné pour réaliser d'un puits Ré-entrée	92
V-4-1- Sélection des Puits.....	92
V-4-2-Choix des drains à cibler	92
V-4-3-Choix de l'azimut	92
V-4-4-L'apport des Ré-entrée à Hassi Messaoud	93
V-5-Reprise du puits MD231 en Ré-entry	94
V-5-1- Localisation et données du puits MD231.....	96
V-5-2-Historique du puits MD-231.....	96
V-6-Caractéristiques géologiques de la zone 17.....	96
V-6-1- Découpage en drains et caractéristiques pétro-physiques.....	96
V-6-2- Paramètres pétro physiques de la zone17 :.....	96
V-6-3-Caractéristiques des fluides de gisement.....	96
V-7-Programme prévisionnel de reprise	98
V-7-1- programme prévisionnel à réalis.....	98
VI-7 -2-Trajectoire prévisionnelle.....	99
V-8-Mesure de déviations	99
V-8-1-Enregistrement du Survey.....	99
V-8-2-Enregistrement du Survey du puits MD231	100
V-8-3-analyse de résultat de Survey.....	100
V-9-Exemple de calcul.....	101
V-10-Présentation du logiciel SES-5.....	104
V-10-1-notion de base de logiciel SES-5.....	104
V-10-2-Les données à introduire.....	104
V-10-3-Les calculs et les profils réalisés par SES-5	105
Conclusion.....	106

Conclusion & Recommandations

Bibliographie

Annexes



Chapitre -1

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

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

Fig (I-3): Zones de production.

Fig (I-4): Coupe stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud

Fig (I-5): Drains producteurs à HMD Field.

Fig(I-6):Caractéristiques géologiques des drains

Fig (I-7): position du puits MD231

Fig(I-8):Coupe Lithologique

Chapitre-2

Fig (II-1) : Sidetrack

Fig (II-2): Endroit inaccessible

Fig (II-3): Dômes de sel

Fig (II-4): Fault drilling

Fig (II-5): Shoreline drilling

Fig (II-6): Offshore multiwall drilling

Fig (II-7): Réservoirs inclinés

Fig (II-8): Puits d'intervention

Fig (II-9): Puits horizontaux

Fig (II-10): Profils des puits horizontaux

Fig (II-11): Projection UTM

Fig (II-12): Numérotation des zones UTM

Fig (II-13): Zones UTM

Fig (II-14): Projection Lambert

Fig (II-15) : Différents Nord

Fig (II-16): Déclinaison magnétique

Fig (II-17): Convergence

Fig (II-18): Quadrant de directions

Fig (II-19): Mode de forage

Chapitre-3

Fig(III-1) :BHA DE SIDE -TRACKS

Fig (III-2)Dual-string section Mile

Fig (III-3): side track avec whipstock

Fig (III-4) début de fenêtre amorcé

Fig (III-5):position du whipstock dans le tubage

Fig(III-6) état du puits avant et après le bouchant de ciment

Fig(III-7) évaluation de l'inclinaison en fonction de profondeur dans le puits



Chapitre-4

Fig (IV-1) : Systèmes à mud pulse

Fig(IV-1)bis : Composition de MWD

Fig (IV-2) pulsé de pulsation par HALLIBURTON

Fig (IV-3): composition d'un Positif Déplacement Motors

Fig (IV-4): Différentes géométries des PDM

Fig (IV-5): Bent-housing Steerable Motor

Fig (IV-6): Ajustement du Bent Housing

Fig (IV-7) : Méthode de l'angle moyen

Fig (IV-8) : Méthode tangentielle

Fig (IV-9): Méthode de rayon de courbure

Fig (IV-10): Schéma explicatif du rayon de courbure

Fig (IV-11): Schéma explicatif de la courbure minimum

Fig (IV-12): Méthode de courbure minimum (minimum curvate méthode)

Fig (IV-13): section Vertical

Fig (IV-14): dog-leg

Fig (IV-15): Tortuosité dans les puits

Fig (IV-16): représente les valeurs des erreurs

Fig (IV-17): Tool face

Fig (IV-18) : Règle du pouce pour l'orientation du Toolface

Fig (IV-19): représentation graphique (2D) de la trajectoire du puits MD231

Fig (IV-20): représentation graphique réel en 3D du puits MD231

Fig (IV-21): représentation graphique provisionnel en 3D du puits MD231

Fig(IV-22): représentation graphique provisionnel en 3D du puits MD231

Fig(IV-23): représentation graphique réel en 3D du puits MD231

Chapitre-5

Fig (V-1):phénomène water coning

Fig(V-2) :phénomène water coning en 3D

Fig (V-3): les résultats de quelques puits repris en Ré-entrée.

Fig(V-4):Tableau de Localisation du puits MD-231

Fig (V-5): Découpage en drains et caractéristiques pétro-physiques.

Fig(V-6):Caractéristiques des fluides de gisement

Fig(V-7) Fiche technique

Fig(V-8):Programme prévisionnel de puits MD231

Fig(V-9):Survey by Halliburton

Fig(V-10) application de méthode minimum curvate méthode sur le puits MD231

Fig (V-11):représentation schématique

Fig (V-12):représentation graphique provisionnel en 3D du puits MD231

Fig(V-13):représentation graphique réel en 3D du puits MD231

Introduction générale

Après l'augmentation des puits fermés à cause de la chute de production malgré les interventions périodiques réalisées sur ces puits (méthodes de stimulation: snubbing, acidification, fracturation hydraulique), Donc il faut usage une opération efficace (reprise des puits en Ré-entre). La reprise des puits en Ré-entre a été appliquée pour la première fois en Algérie sur le champ de HMD en 1996.

L'hétérogénéité pétro physique du réservoir du champ de Hassi Messaoud à nécessité pour son développement la mise en place des moyens conventionnels à savoir :

- Forages directionnelle propres : ce sont des puits programmés au début pour atteindre un objectif donné.
- Reprise en Ré-entre : ce sont des puits verticaux reprise en puits horizontaux à cause des problèmes liés à la production (puits sec, diminution de la production, éviter le coning d'eau ou de gaz).

Cette dernière est connue une large application au niveau du champ de Hassi Messaoud, en raison de son faible coût par rapport au coût d'un nouveau forage ou les autres opérations l'intervention acidification, et fracturation hydraulique.

La première partie de notre étude est la description géologique du champ de Hassi Massaoud, la 2^{ème} partie mentionne les généralités sur forage dirigé, la 3^{ème} partie est une étude préparatoire pour le side-tracks, la 4^{ème} partie sur les équipements de mesure et la contrôle de la trajectoire du notre puits la dernière partie où nous sommes étude un cas réel afin d'appliquer la technique de reprise de puits en Ré-entrée (courbure court) dans le puits MD231, le point de laquelle distinguer les conditions d'application de cette technologie et mettre en place les étapes et nous allons clôturer par des recommandations nécessaires pour la réussite des opérations de la reprise du puits.



I- Généralités sur le champ de Hassi Messaoud :

Introduction :

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

En mai 1957, la société “CFPA” réalise un puits OM1 à environ 7Km au Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien. Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : C.F.P.A pour le champ Nord et SN.REPAL pour le champ Sud. La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation.

Dès lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1200 puits. Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d’eau, fracturation, acidification, etc.).

I-1- Situation du champ de Hassi Messaoud (HMD) :

I-1-1- Situation géographique:

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, et se situe à environ 850 km au Sud-Est d'Alger, à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz à condensat de Hassi Rmel et à 350 km à l'Ouest de la frontière Tunisienne Fig(I-1) Il s’étend sur une superficie de 2500 km², il a pour coordonnées Lambert :

$$X = [790.000 - 840.000] \text{ Est ;}$$

$$Y = [110.000 - 150.000] \text{ Nord ;}$$

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



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

I-1-2- Situation géologique :

Par rapport aux gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité par Fig(I-2)::

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

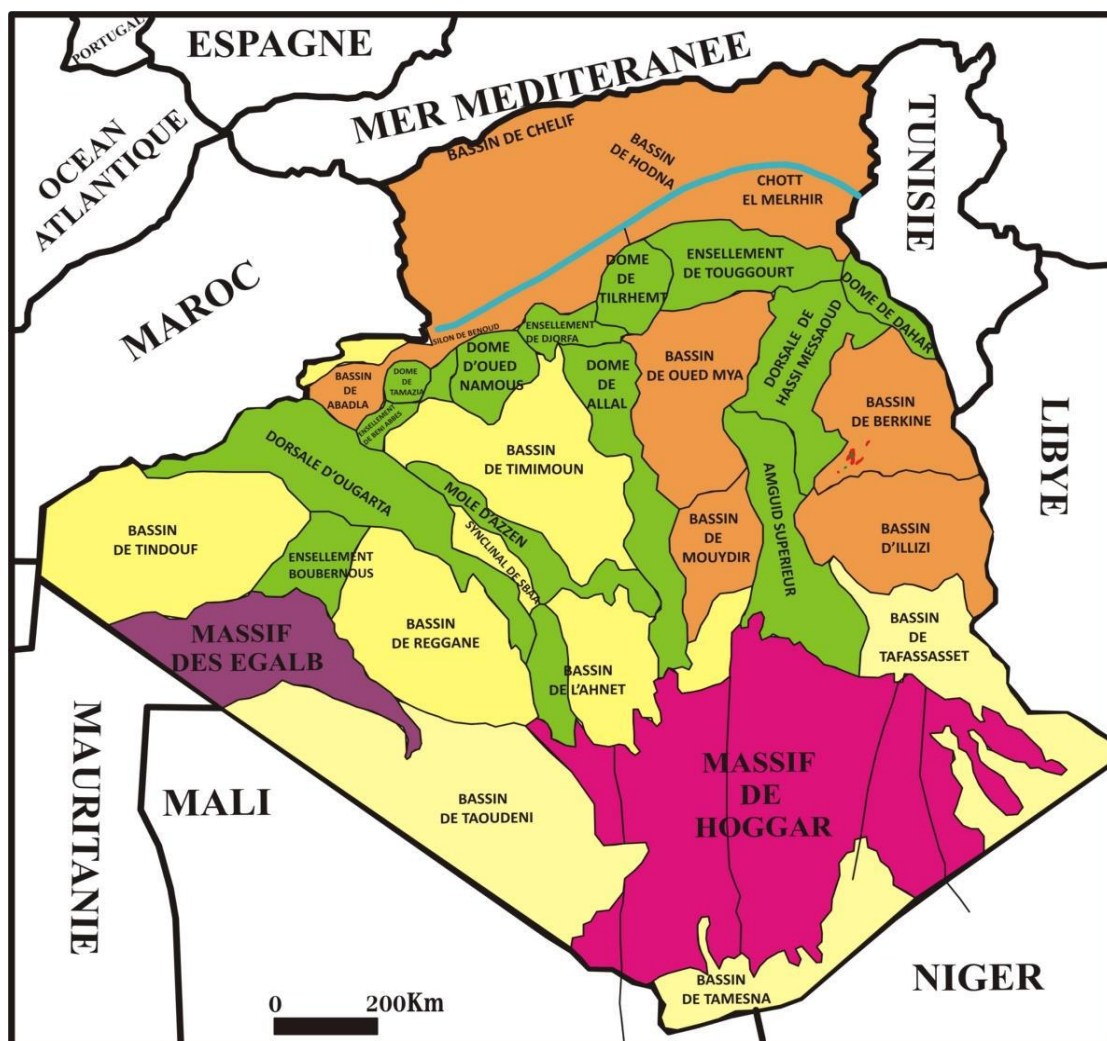
Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléo tectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus



de 800 km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Géologiquement, il est limité :

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

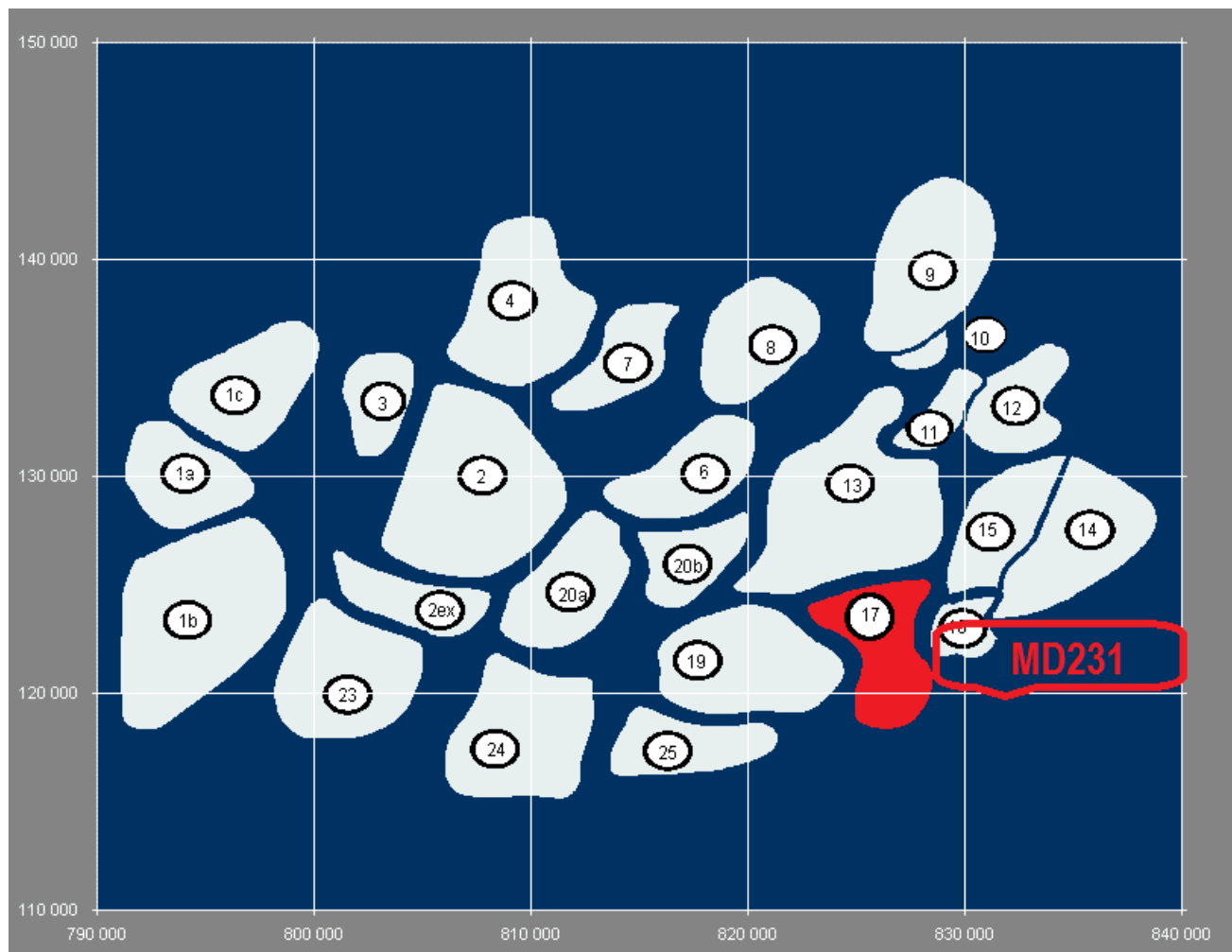


Fig(I-2): Situation géologique du champ de Hassi Messaoud

I-2- Zones et numérotation des puits :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones dites de production Fig(I-3)d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie.

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



Fig(I-3): Zones de production.



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

- *Champ Nord* : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique.

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

I-3- description du réservoir:

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne.

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète Fig(I-4).

I- 3-1- Le Socle :

Rencontré aux environs de profondeur de 4000 mètres, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

I-3-2- Le Paléozoïque :

Sur le socle, les formations paléozoïques reposent en discordance; c'est la discordance panafricaine. De la base au sommet on distingue:

a- L'infra-Cambrien :

C'est l'unité lithologique la plus ancienne reconnue au Nord ,à une profondeur de 4092 m, constitué de grès argileux rouge.

b- Le Cambrien :

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés.

On y distingue trois lithozones R1 (Ra +Ri), R2 et R3 :

- **Lithozone R3** : Son épaisseur moyenne est de 300 mètres. Elle se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

- **Lithozone R2** : Son épaisseur moyenne est de 100 mètres.

Elle se compose de grès moyen à grossier micacés, mal classé, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques.

- **Lithozone Ra** : Son épaisseur moyenne est de 125 mètres, elle représente le réservoir principal. Elle se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, par fois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.



- **Lithozone Ri** : Son épaisseur moyenne est de 42 mètres, cette zone correspond au réservoir isométrique. Elle a été recoupée essentiellement à la périphérie du champ. Elle se compose de grès quartzitique isométrique fin bien classé glauconieu à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

c- L'Ordovicien :

On distingue de la base au sommet quatre unités lithologiques.

- **Zone des alternances** : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.

Constituée de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites fins isométriques.

- **Argile d'El Gassi** : Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

C'est une argile schisteuse, indurée de couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

- **Les grès d'El Atchane** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres.

C'est un grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieux a passées d'argile et de silte.

- **Les quartzites de Hamra** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

Ce sont des grès quartzitiques fins.

I- 3-3- Le Mésozoïque: Il est subdivisé comme suit :

a- Le Trias :

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. Il est subdivisé en trois unités:

- **Trias Gréseux** : Son épaisseur varie de 0 à 75 mètres.

Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques, accompagné par des coulées éruptives.

- **Trias Argileux** : Son épaisseur moyenne est de 113 mètres.

Il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet.

- **Trias Salifère** : Son épaisseur moyenne est de 340 mètres.

Il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques.

b- Le Jurassique : Son épaisseur moyenne est de 844 mètres.

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

- **Le Lias** : Son épaisseur moyenne est de 300 mètres.

Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur.

- **Le Dogger** : Son épaisseur moyenne est de 320 mètres.



Le Dogger est subdivisé en deux formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.

- **Le Malm** : Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

Il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

c- Le Crétacé : Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres.

Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

- **Le Néocomien** : Son épaisseur est de 182 mètres.

Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

- **Le Barrémien** : Son épaisseur moyenne est de 280 mètres.

Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

- **L'Aptien** : Son épaisseur est de 25 mètres.

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

- **L'Albien** : Son épaisseur moyenne est de 350 mètres.

Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère.

- **Le Cénomaniens** : Son épaisseur moyenne est de 145 mètres.

Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomaniens-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

-**Le Turonien** : Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres.

Alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien présente une nappe d'eau salée. Ces eaux sont produites par pompage et utilisées pour le maintien de pression par injection d'eau. Leur salinité est de 210 g/l et leur densité est de 1,13.

-**Le Sénonien** : Son épaisseur moyenne est de 450 mètres.

A la base , une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite , dolomie et d'argile grise , au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite .

I- 3-4- Le Cénozoïque :

Son épaisseur moyenne est de 360 mètres. Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.



ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE discordance alpine		240	Sable, calcaire, marne sableuse	
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBIEN	350	Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grès, dolomie		
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grès		
	JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grès et traces d'anhydrite	
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grès	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
		LIAS	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
		TRIAS	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
	TS 3			202	Sel massif et traces d'argile	
	ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
	GRESEUX		35	Grès, argile		
	ERUPTIF discordance hercynienne		0.92	Andésites altérées		
	PALEOZOIQUE		ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites
		GRES D'EL ATCHANE		25	Grès fins à ciment argileux, bitumineux	
		ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
		ZONE DES ALTERNANCES		20	Alternance de grès et argile. Présence de tigillites	
		CAMBRIEN	Ri	50	Grès isométriques, fins, silteux	
Ra			120	Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
R2			100	Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
R3			300	Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse		
INFRA-CAMBRIEN		45	Grès argileux rouges			
SOCLE			Granite porphyroïde rose			

Fig(I-4): Coupe stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud



I-4- Tectonique Du Champ :

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati de direction générale Nord-Est / Sud-Ouest. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- Les failles de direction subméridienne Nord-Nord-Est / Sud-Sud-Ouest ainsi que d'autres failles qui leur sont perpendiculaires de direction Nord-Ouest / Sud-Est, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben.
- Les cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir

L'évolution structurale du gisement est le résultat de plusieurs phases tectoniques dont on peut les résumer chronologiquement par :

I-4-1- Structuration Anté-Triasique :

Le gisement se localise sur le prolongement du môle d'El Biod. Ce dernier, dépassant les 800 kilomètres de longueur, a un aspect caractéristique de la structuration saharienne ("HEVBROEK"). Cette structure a subi plusieurs contraintes orogéniques. D.MASSA M.MUHLAND et J.TOUVENIN ont fait une étude structurale détaillée sur le champ Nord de Hassi Messaoud et on résumé la chronologie structurale comme suit :

a- La phase Eo-Calédonienne précoce (ou phase Anté-Tramadocienne) :

Datée d'environ de 500 MA, cette phase intervient à la fin de dépôts du réservoir anisométrique Ra, elle est prouvée par la transgressivité des grès isométriques connue sur les flancs de la structure prouvant ainsi le début d'une structuration à cette époque plus tard il s'est produit une structuration tardive cambrienne avec érosion et failles s'établissant déjà suivant une direction Nord-Est / Sud-Ouest avec des coulées volcaniques non répondues.

b- La phase Calédonienne majeure :

Datée d'environ de 400 Ma, Cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments du Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod.

c- La phase Hercynienne :

Datée d'environ de 225 à 250 MA, cette phase est d'une importance considérable à l'échelle régionale et particulièrement à Hassi Messaoud, elle est responsable de la direction d'ensemble Sud-Ouest / Nord-Est de la structure actuelle, ceci est prouvé par la série triasique gréseuse avec 150 m d'épaisseur supplémentaire entre les flancs et le top du gisement qui a joué le rôle de série de comblement. L'importance du bombement est soulignée par l'érosion de toute la couverture paléozoïque et par la disposition radiale des grandes vallées de creusement ou vallées hercyniennes.



I-4-2- Structuration Post-Triasique :

Les déformations sont suivies d'un basculement d'environ 200 mètres entre la partie Sud / Est et Nord / Ouest du gisement, c'est la phase tectonique compressive de direction Nord-Ouest / Sud-Est qui a engendrée l'élévation de la partie Nord-Est.

a- La phase Autrichienne :

Datée d'environ de 100 MA, cette phase est presque synchrone avec la mise en place des hydrocarbures puisque des études géochimiques réalisées sur la région indiquant que la mise en place des hydrocarbures a commencé au début du Jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé. Elle correspond a une phase de raccourcissement Est / Ouest; son influence sur le réservoir se résume à :

- Une accentuation de la fermeture structurale.
- Un jeu en décrochement dextre le long des failles Nord-Est / Sud-Ouest dont l'importance de ces déplacements se manifeste au niveau de la fracturation.

b- La phase Atlasique :

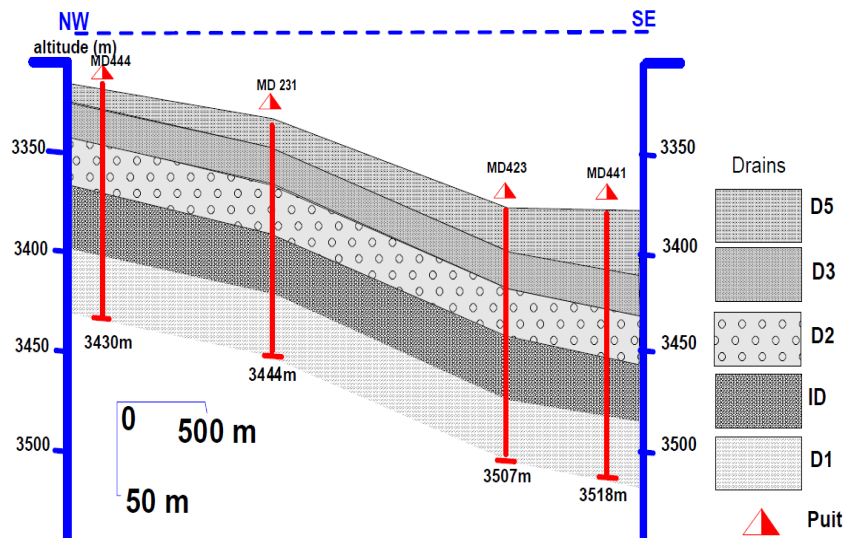
Cette phase est postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

La structure a subi au temps récent un faible réajustement épirogénique ne dépassant pas le mètre "phase villafranchien " compressive à raccourcissement Nord-Sud Quant au résultat final de ces différentes phases est de fait que la structure présente un allongement de direction Nord-Est / Sud-Ouest.(M.Ruhland, J.Thouvenin, 1971).

I-5- Description et caractéristiques du Réservoir :

Le réservoir est localisé entre 3150 m. et 3450 m. Il consiste en trois majeures formations, nominativement de haut en bas : R1, R2, et R3. Le R1 a été divisé en deux formations, Ri (top) et Ra (fond). L'épaisseur moyenne du réservoir est de 140 m.

La porosité varie entre 2% et 11%, et la perméabilité de 0 à 200 md, quelques fois supérieure à 500 md. Le réservoir principal est le Ra, où la formation a été subdivisée verticalement en intervalles avec des propriétés différentes qui sont appelées des Drains Fig(I-5).



Fig(I-5): Drains producteurs à HMD Field.

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

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

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

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

Caractéristiques du réservoir :

L'huile est légère, sous saturée. Sa composition et ses caractéristiques sont légèrement variables de zone à une autre.

- La densité API varie entre 43,7 à 45°
- La pression de bulle varie entre 155 kgf/cm² (Ouest) à 200 kgf/cm² (Est).
- Le GOR: 160 à 230 m³/m³
- Température du réservoir : 240 °F.
- Initial Oil -Water Contact: 3456 m.



I-6- Intérêt pétrolier :

Le champ de Hassi-Messaoud de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement variant de 120 à 400 kgf/cm², une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 1000 md.

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

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

I-7 - Situation actuelle du puits MD231:

1-Etat actuel du puits : Puits fermé le 06/03/2015 (Puits inondé d'eau).

Paramètres de production du **12/05/2015 :** *Duse $\phi = 18$ mm*

<i>Whp</i> <i>kg/cm²</i>	<i>P.p</i> <i>kg/cm²</i>	<i>P.sép</i> <i>kg/cm²</i>	<i>Q_h</i> <i>m³/h</i>	<i>Q_{eau}</i> <i>l/h</i>	<i>Np</i> <i>m³</i>
26.5	15.5	15.5	2.46	490	2591295.22

<i>Pression de gisement(*) :</i>	300	<i>Kg/cm2(Pression estimée par Service Welltest)</i>
----------------------------------	------------	--

2-Données du puits:

<i>Coordonnées de location</i>	<i>X =</i>	825000.25	<i>Y =</i>	121874.758
--------------------------------	------------	------------------	------------	-------------------

<i>Z (sol) =</i>	139.03m	<i>Z (Table) =</i>	147m
------------------	----------------	--------------------	-------------

<i>Fond TVD</i>	<i>Fond MD</i>	<i>KOP</i>	<i>Azîmut</i>	<i>Inclinaison</i>	<i>VS</i>
3471.5 m	3471.5 m	-	-	-	-

<i>Colonne de surface</i>	13" 3/8	@	348.00m	-
---------------------------	----------------	---	----------------	---

CBL Data 13"3/8 Pas de CBL



Colonne intermédiaire	9" 5/8	@	2247.00m	-
------------------------------	---------------	----------	-----------------	---

CBL Data 9"5/8 Pas de CBL

Cuvelage technique	7"	@	3272.00 m	-
---------------------------	-----------	----------	------------------	---

CBL Data 7" Pas de CBL

Tubing de production	Tubing 4"1/2 N.Vam P110 13,5#			
-----------------------------	--------------------------------------	--	--	--

Liner de production	Liner mixte (Liner Cimenté 4"1/2 x Crépine 5")			
	Top :	3250.5 m/TR	Bottom :	3471.5 m/TR

Packer	Halliburton Packer MHR 7"FA 32-38#	@	3245.5 m/TR
---------------	---	----------	--------------------

3- Caractéristiques géologiques:

R E N S E I G N E M E N T S G E O L O G I Q U E S S U R L E P U I T S : M D 2 3 1 Z O N E : 1 7

Zsol: 138.40 m , Zt(A+B): 146.00 m.

T O P S D E S F O R M A T I O N S											
ETAGES->	T.ARGILEUX	T.GRESEUX	T.ERUPTIF	Q.HAMRA	G.E.A	A.E.G	Z_ALT	Cm Ri	Cm Ra	Cm R2	Cm R3
TOIT (m)	3179.00							3315.00	3329.00	3436.00	
Cte Abs(m)	-3033.00							-3169.00	-3183.00	-3290.00	
Epais. (m)	136.00							14.00	107.00	27.00	

ALBIEN : 1024.00---1378.00 m.
 LIAS (LD2) : 2563.00---2622.00 m.
 REPERE "C" : 3472.00 m (-3326.00 m) PAR EXTRAPOLATION
 PLAN D'EAU THEORIQUE : 3456.00 m (- 3310.00 m).

C A R A C T E R I S T I Q U E S P E T R O P H Y S I Q U E S D U R E S E R V O I R														
D E C O U P A G E			R E S U L T A T S - C A R O T T E S						I N T E R P R E T A T I O N P A R E L A N					
DRAIN	TOIT (m)	MUR (m)	EPAIS. (m)	K (md)	φ (%)	So (%)	Sw (%)	EP-CAR (m)	DENS-SILT	INTERVALLE INTERP (m)	EP.INTERP (m)	φ (%)	Sw (%)	Vc1 (%)
D5	3315.0	3329.0	14.0							3317.0---3329.0	12.0	07.18	12.64	01.87
D3	3329.0	3352.0	23.0							3329.0---3352.0	23.0	04.89	01.85	08.80
D2	3352.0	3377.0	25.0							3352.0---3377.0	25.0	08.23	06.28	03.81
ID	3377.0	3405.0	28.0							3377.0---3405.0	28.0	05.74	03.26	07.33
D1	3405.0	3431.0	26.0											
ZP	3431.0	3436.0	5.0											
D1_ZP	3405.0	3436.0	31.0							3405.0---3436.0	31.0	06.53	01.08	09.70
R2	3436.0	3463.0	27.0							3436.0---3460.8	24.8	04.21	00.10	18.19

Fig(I-6)Caractéristiques géologiques des drains



Fig(I-8) Coupe Lithologique

HASSI MESSAOUD FIELD

MD 231

Stratigraphy		Tops m	Lithology	Description	Drilling Hazards	CASINGS	Bits	D boue	
SYS	SERIES								
TERTIARY	Mio-Pliocene	0		Sand, Calcareous & Sandy marl	Potential risk of complete loss in surface unconsolidated formations, Mud Weight to be kept at a minimum. Control ROP and maintain YP > 40	13 3/8" CSG 348 m	OUTIL TRICONE	1,05 à 1,08	
	Eocene	348		Dolomite & Clay					
CRETACEOUS	SENONIAN	CARB SEN		Calcareous, Dolomite & Clay	Possible losses and differential sticking in the permeable sandstone of the Albian & the Barremian. Tight hole in Cenomanian formation & the Senonian Salt which can be avoided by using the proper Mud Weight and the maintenance of rheological properties.	9 5/8" CSG	OUTIL PDC	1,18	
		Lagunar SEN	493						Anhydrite, Dolomite & Salt
	Salifère	708							
	TURONIAN	846		Limestone & Dolom.					
	CENOMANIAN	1098		Anhydrite					
	ALBIAN	1436		Sandstone w/ Claystone Alternating Dolomite					
	APTIAN	1460		Dolomite					
	BARREMIAN	1738		Sand & Sandstone					
	NEOCOMIEN	2128		Dolomite					
	JURASSIC	MALM	2236						Sandstone w/ Traces of Anhydrite
DOGGER		Argileux	2247		Clay, Anhydrite, Dolomite w/ fine passages of Sandstone				
		Lagunaire	2614						
LIAS		LD1	2673		Dolom. & Anhyd.				
		LS1	2737		Salt & Anhydrite				
		LD2	2773		Dolomite				
TRIAS		TS1	3017		Salt & Anhydrite	Possible losses in the Triassic series Inferior. Use proper LCM such as BARACARB to cure formation losses.	7"	outil à dent	2 à 2,20
	TS2	3267		Salt					
	TS3	3356		Salt w/ traces of Clay					
	Trias ARG (G10)	3251 m		Clay w/ Sandstone & Dolomite					
	ARGILO-GRESEUX & CARBONATE	3356		Complexe volcano-sédimentaire					
ORDOVICIEN	QUARTZITES DE HAMRA			Quartzites					
	GRES D'EL ATCHANE			Sandstone					
	ARGILES D'EL GASSI			Clay					
	ZONE DES ALTERNANCES RESERVOIR RI			Clay+Sandstone					
				Sandstone/Quartz					
CAMBRIEN	Ra	3371		Sand & Clay	Possibility for incurring losses. Cleaning sweeps must be used to ensure good hole cleaning.				
	R2								
	R3								
	INFRACAMBRIEN								





Vocabulaire et définitions :

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



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

II-Généralités sur le forage dirigé :

Introduction :

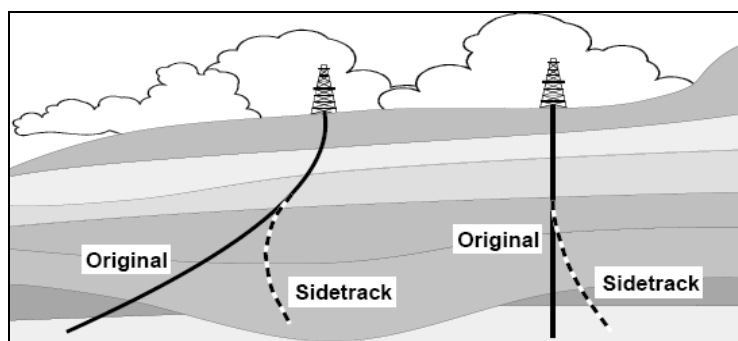
Le forage directionnel est la science de déviation des puits selon une trajectoire préalablement établie jusqu'à la cible, dont la position donne le déplacement latéral et la direction du puits par rapport à la verticale.

II-1- Applications du forage dirigé :

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

1- Sidetrack :

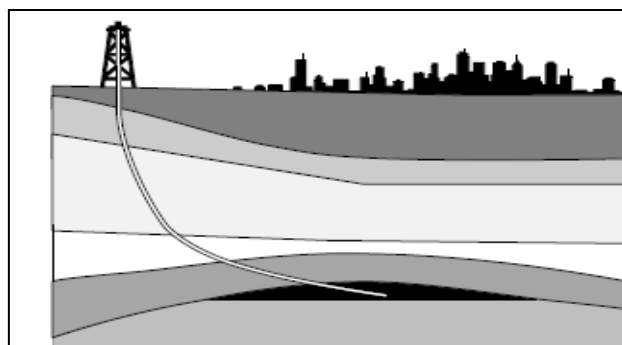
Il représente l'origine de la technique du forage directionnel Fig(II-1). Tout à fait au début le sidetrack est réalisé sans calculs, l'objectif était tout simplement d'éviter le poisson dans le puits initial, explorer les zones de production qui se trouvent dans certains secteurs du champ ou réaliser des déviations à partir des puits secs vers des zones jugées être plus intéressantes. Le sidetrack permet aussi l'accès à plusieurs zones de production à partir du même puits.



Fig(II-1) : Sidetrack

2- Endroit inaccessible :

Les réservoirs qui se situent au dessous des villes, rivières et des surfaces environnementales sensibles exigent d'installer l'appareil de forage éloigné de ces zones. Pour accéder aux couches productrices on utilise la technique du forage dirigé Fig(II-2).

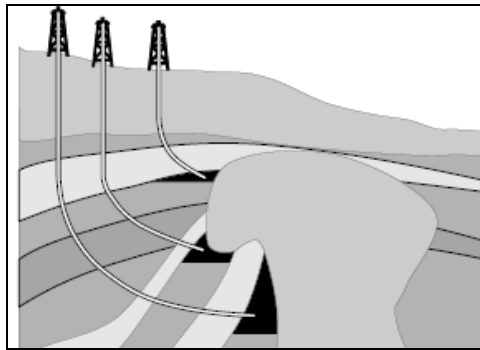


Fig(II-2): Endroit inaccessible



3- Dômes de sel :

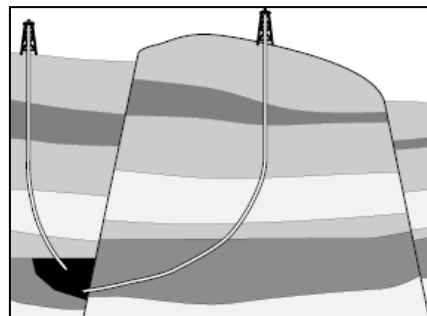
Elles représentent généralement des pièges naturels des hydrocarbures qui s'accumulent dans les strates au-dessous des roches couvertures. Le forage à travers ces formations salifères engendre beaucoup de problèmes, on peut les éviter en forant avec une boue salée saturée. L'autre solution consiste à forer des puits déviés, évitant ainsi les dômes de sel Fig(II-3)



Fig(II-3): Dômes de sel

4- Fault drilling :

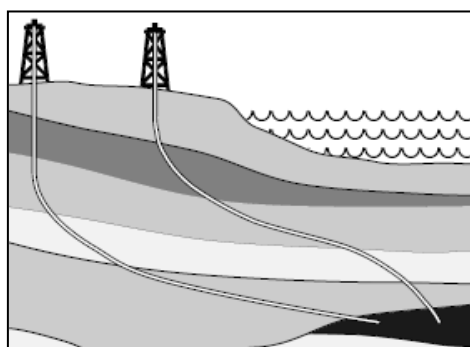
Le forage directionnel est appliqué aussi pour éviter de réaliser des puits qui traversent verticalement la faille (ce qui provoque le déboîtement et le cisaillement de tubages) Fig(II-4):



Fig(II-4): Fault drilling

5- Shoreline drilling :

Dans le cas où le réservoir est situé au-dessous de la mer et proche de la terre, il est plus économiquement rentable de forer un puits directionnel de longue départure à partir d'une plate forme terrestre Fig(II-5):

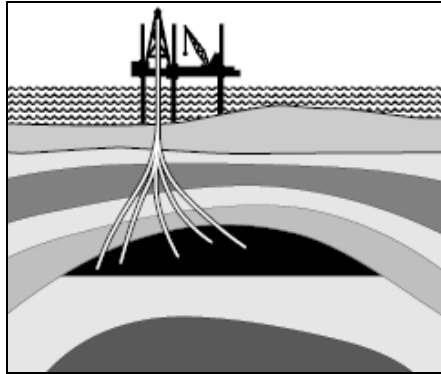


Fig(II-5): Shoreline drilling



6- Offshore multi well drilling :

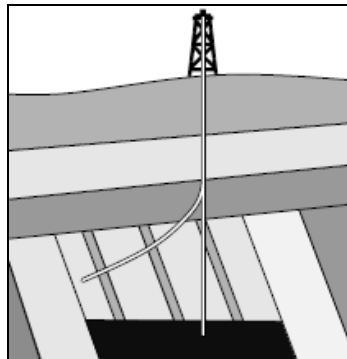
La réalisation des puits directionnels multiples à partir d'une seule plate forme offshore est la méthode la plus économique qui nous permet d'exploiter plusieurs réservoirs au même temps. La même méthode est utilisée en onshore lorsqu'il s'agit des petites surfaces (jungle, marécage) Fig(II-6)



Fig(II-6): Offshore multiwell drilling

7- Forage des réservoirs inclinés :

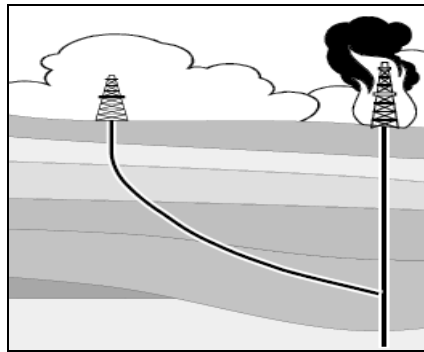
Dans le cas des réservoirs inclinés, la réalisation d'un puits directionnel permet de les exploiter tous à la fois on complétant se dernier avec une complétion multiple. Le puits ainsi réalisé traverse les réservoirs avec un angle spécifique qui lui permet le maximum de pénétration Fig(II-7):



Fig(II-7): Réservoirs inclinés

8- Puits d'intervention :

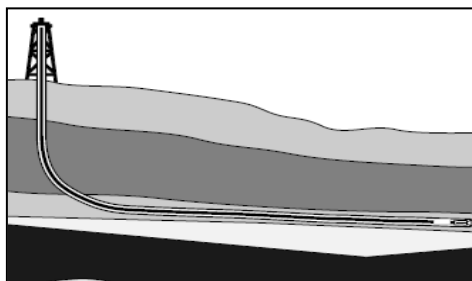
L'objectif des puits directionnels d'intervention est d'intercepter et de tuer un puits en éruption, par l'injection d'une boue lourde ou plusieurs bouchons de ciment. Le puits d'intervention doit être implanté le plus proche possible du puits en éruption en respectant une certaine distance de sécurité. La planification de la trajectoire du puits d'intervention doit se faire avec une grande précision afin d'atteindre la cible Fig(II-8):



Fig(II-8): Puits d'intervention

9- Puits horizontaux :

La diminution de la production est due à plusieurs problèmes (coning d'eau et de gaz, venue de sable, faible perméabilité horizontale). Afin d'améliorer la production la réalisation d'un drain horizontal dans le réservoir peut être la solution. Les puits horizontaux représentent un type des puits directionnels Fig(II-9).



Fig(II-9): Puits horizontaux

II- 2- Objectif des puits déviés :

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

- Obtenir une longueur optimale de la liaison couche-trou ;
- Augmenter l'efficacité et la productivité du puits ;
- Limiter le nombre de puits à forer sur un champ ;
- Diminuer les pertes de charge (vitesse de fluide moins importante) ;
- Produire à débit plus élevé pour une même ΔP (faible draw down) ;
- Cout moins élevé dans le cas de la reprise des puits (partie verticale déjà foré) ;
- Pour résoudre un problème particulier de production tel que :
 - Anisotropie de perméabilité ;
 - Isolation de la formation ;
 - Effet de cône de l'aquifère ou de l'anneau de gaz lors de la production (effet de 'coning') ;
 - Une géométrie particulière du réservoir ou de l'emplacement de surface ;
 - Piètre production des puits conventionnels ;
 - Toutes combinaisons de problèmes décrits ci-dessus ;



II-3- Profils des puits horizontaux :

Les puits horizontaux sont classés suivant la longueur de leur rayon de courbure pour arriver à l'horizontal: long, medium, court, ultra-court Fig(II-10). Ils sont également comparés en termes de gradient de build up, inversement proportionnel au rayon de courbure.

II-3- 1- Long radius :

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

a- Avantages :

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

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

b- Inconvénients :

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

II-3- 2- Medium radius :

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



équipements conventionnels long radius, conçues pour résister à des combinaisons accrues de courbure, torsion et flambage. Les dog-legs maximum générés en sliding/orienting mode sont de l'ordre de $8^\circ/10\text{m}$.

a- Avantages :

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

- On peut utiliser indifféremment des MWDs de diamètres conventionnels (MWD collars) ou repêchables de petit diamètre ($1\frac{3}{4}$ " OD) ainsi que des moteurs de navigation (steerable);
- On peut forer des drains de longueur importante (jusqu'à 1500 m) et carotter de façon conventionnelle;
- On peut descendre des casings et des complétions classiques.

b- Inconvénients :

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

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

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

II-3- 3- Short radius :

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

a- Applications de la technologie Short Radius :

- Technologie principalement déployée en reprise de puits verticaux et pour forer des multilatéraux sur des champs matures ;
- Occasionnellement lorsque les contraintes géologiques, réservoir ou forage, Obligent à réaliser un kick-off proche de l'objectif ;
- La longueur forée de drain après "atterrissage" est fonction du BUR :
 - Un Build Up agressif génère des forces de contact élevées entre tiges et parois de puits et augmente les contraintes sur la garniture de forage (T et D) ;



- Le drain sera d'autant plus court que la marge de contrainte des tiges sera faible.
- Au-delà de 70°/30m en 6" ou 50°/30m en 8 1/2", les DP ne peuvent plus être utilisés en Rotary, les frottements aux parois du puits augmentent rapidement et rendent le Sliding impraticable, l'ensemble limite considérablement les longueurs de drain possibles

b- Avantages :

Plus précis encore en déplacement vertical que les puits LR ou MR, les puits SR sont attractifs sur de petits permis ou de petites lentilles dont la position précise est connue. Forés à partir de puits déjà existants, les puits short radius sont moins chers à recompléter puisque l'infrastructure est déjà en place (tête de puits, tubages, génie civil, pipeline). De plus le kick-off-point KOP est généralement situé sous le contact des fluides, ce qui signifie moins de risque de mauvaise isolation entre les fluides que dans un puits LR ou MR.

c- Inconvénients :

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

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

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

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

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

II-3- 4- Ultra short radius :

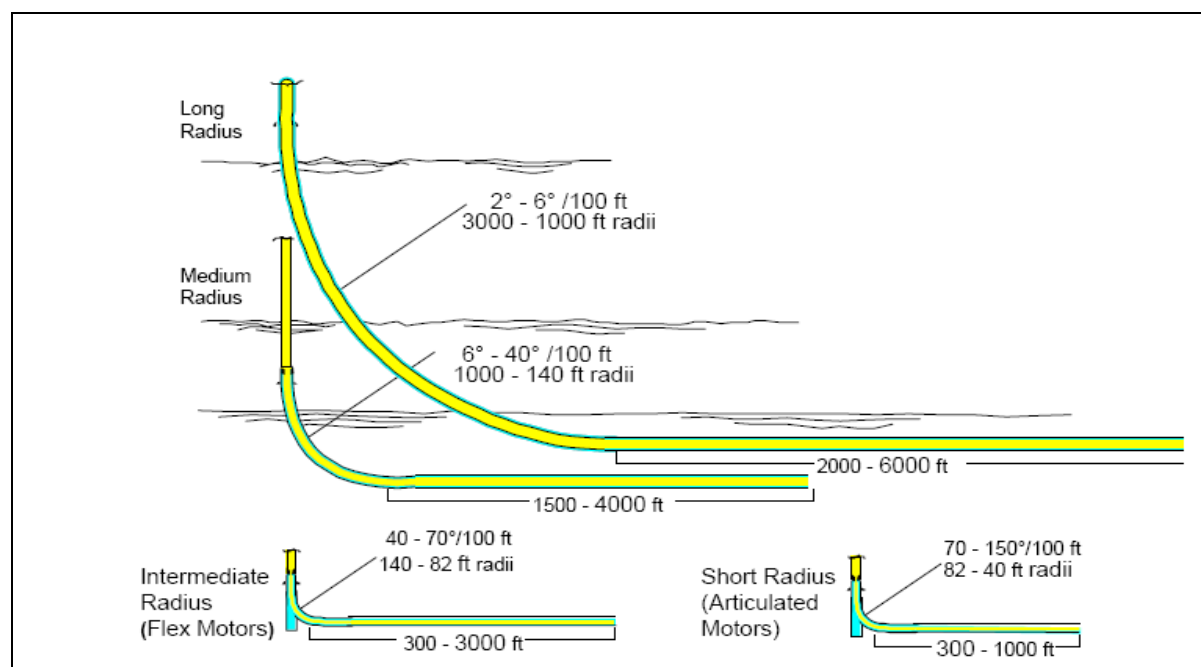
C'est la nouvelle méthode de forage horizontal. Il s'agit du jetting haute pression d'un drain semi-horizontale : le rayon de courbure est de l'ordre du décimètre. En deux mots c'est une méthode où il n'y a virtuellement pas de section build up et où le trou latéral est réalisé autrement que par un outil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

a- Avantages :

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

b- Inconvénients :

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



Fig(II-10): Profils des puits horizontaux



II-4- Système de coordonnées :

Introduction :

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

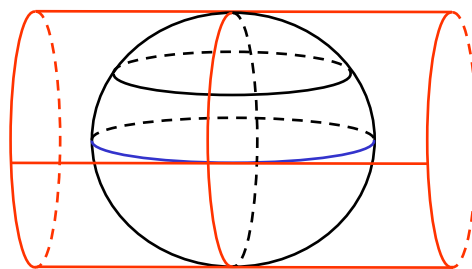
Le type des méthodes de positionnement les plus communes est la méthode des coordonnées cartésiennes X, Y.

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

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

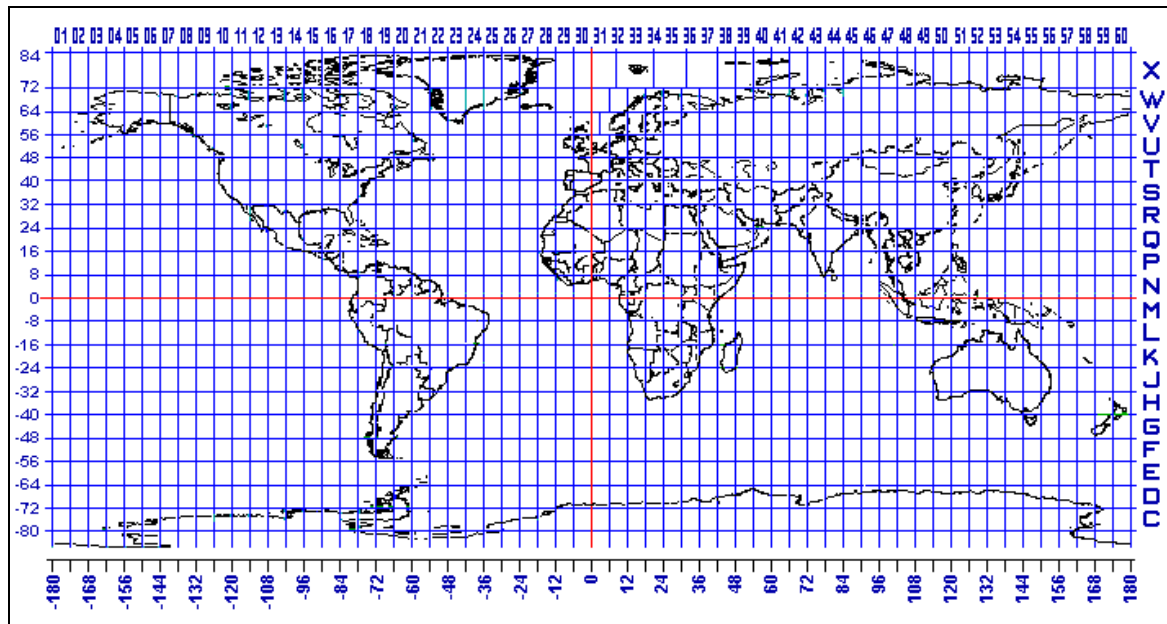
II-4-1- Projection UTM :

Dans la plupart des projections, les lignes longitude et latitude sont courbées. L'intersection de ces lignes forme le quadrilatère qui prend différentes formes et tailles, et qui complique sévèrement la détermination de la position des points et la mesure des directions. Le sphéroïde terrestre est "projeté de l'intérieur" sur un cylindre horizontal enveloppant la sphère terrestre et en contact tangent avec un méridien Fig(II-11).



Fig(II-11): Projection UTM

Dans le système UTM, la terre est divisée en 60 zones égales Fig(II-12), (chacune avec une longitude de 6°) entre 84° Nord et 80° Sud. Les régions polaires sont couvertes par d'autres projections spéciales. Chaque zone a une origine qui représente l'intersection du méridien central avec l'équateur, elle est plate et un carré est imposé sur elle. Ainsi les bornes extérieures de ces zones sont courbées lorsqu'on tire sur un plan, donc on peut suivre le méridien sur le globe.



Fig(II-12): Numérotation des zones UTM

Chacune de ces 60 zones sont numérotées, en commençant de la zone 1 du 180° méridien. Les surfaces Est et Ouest de Greenwich méridien sont couvertes par les zones 30 et 31. Chaque point sur la terre peut être identifié par le nombre de sa zone, sa distance en mètre à partir de l'équateur (Northing) et sa distance en mètre à partir de la ligne de référence Nord-Sud (Easting).

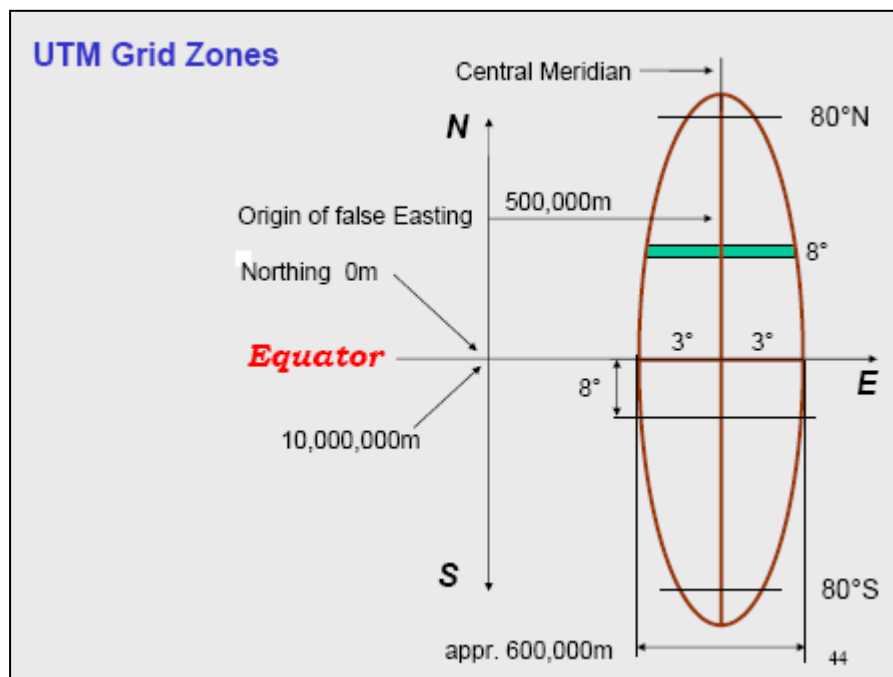
Les zones sont parfois divisées en secteurs représentant des intervalles de 8° de latitude, débutant de la zone C à 80° Sud, et finissant avec la zone X à 72° Nord, omettre I et O. Il n'est pas essentiel d'utiliser la lettre des secteurs pour identifier la position d'un point sur le globe.

Pour éviter les valeurs négatives dans la direction de l'Est, le méridien central dans n'importe quelle zones, on lui a attribué arbitrairement dans la direction Est la valeur de 500.000m. Le long de l'équateur, la zone est d'environ 600.000m de longitude, diminuant vers les zones polaires Fig(II-13). Les rangés Est prennent des valeurs comprise entre 200.000m et 800.000m. Pour chaque point situé au Nord de l'équateur, la direction Nord est mesurée directement en mètre, avec une valeur nulle dans l'équateur et augmente en se dirigeant vers le Nord.

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

Dans le méridien centrale, le Nord magnétique égal au Nord géographique.

La convergence varie selon sa distance par rapport au méridien centrale et l'équateur. Elle est négative vers l'Est et positive vers l'Ouest.



Fig(II-13): Zones UTM

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

Exemple :

Secteur 31-U (Mer du Nord)

X = 410,250.00 m

Y = 6,850,500.00 m

II-4-2- Projection Lambert :

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

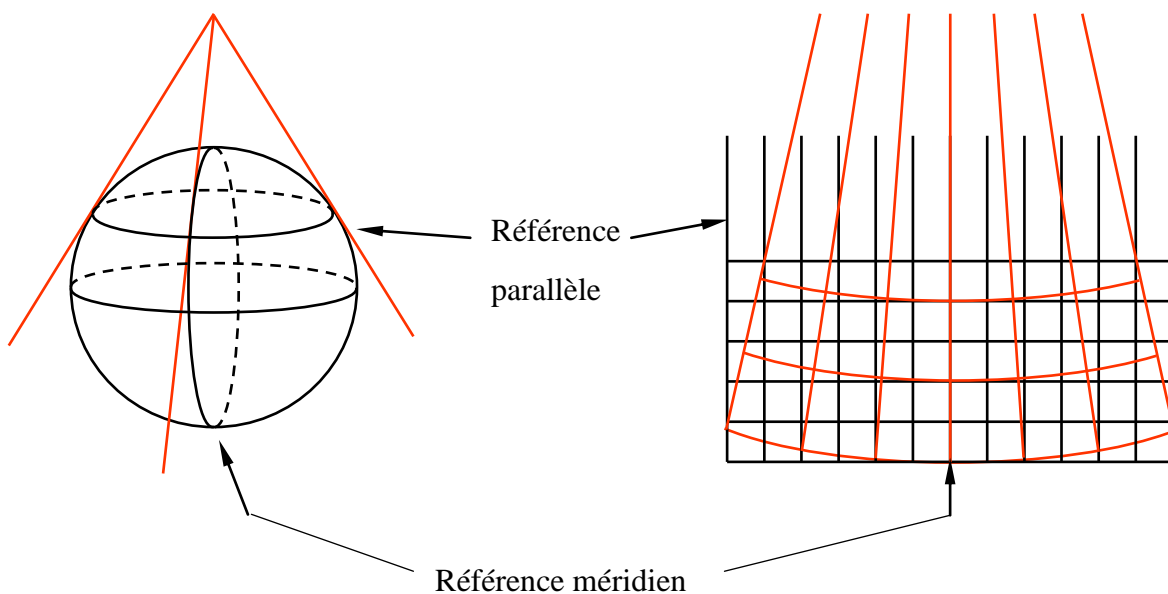
Lambert produit la plus grande ressemblance qu'une figure plane peut avoir avec un seul tirage sur la surface d'un intervalle. Les méridiens sont espacés également par des rayons des arcs de cercles concentriques, représentant les parallèles de latitude : ces derniers deviennent plus éloignés lorsque la distance entre les parallèles centrales augmente. Les lignes droites entre les points approchent les arcs de grands



cercles des cartes de couvertures modérées. Deux parallèles peuvent être faits d'une manière standard ou vraie pour l'échelle. Dans le SPCS (State Plane Coordinate System), quelques états utilisent la projection Lambert.

La projection Lambert est une projection de la sphère terrestre sur un cône Fig(II-14).

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



Fig(II-14): Projection Lambert

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

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

- En fonction de la projection, un méridien est défini en tant que "Méridien de référence", numéroté "600", et donc définissant une origine virtuelle située à 600 km à l'Ouest de ce méridien de référence ;
- Le parallèle de référence est numéroté "200", définissant une origine virtuelle située à 200 km au Sud du parallèle de référence.

Exemple :



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

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

II-5- Projection horizontale :

II-5-1- Différents types de Nord :

On distingue trois types Fig(II-15).:

a- Le Nord géographique :

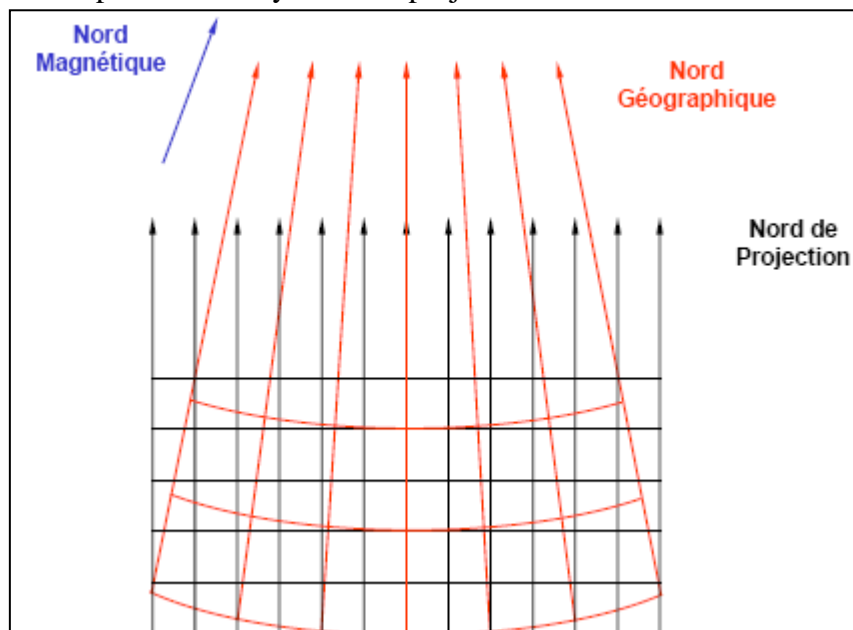
Représente la direction entre tout point situé à la surface de la terre et le pôle Nord géographique (intersection de l'axe de rotation avec le sphéroïde terrestre). Le Nord géographique est une direction fixe.

a- Le Nord magnétique :

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

c- Le Nord cartographique (Nord de projection) :

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



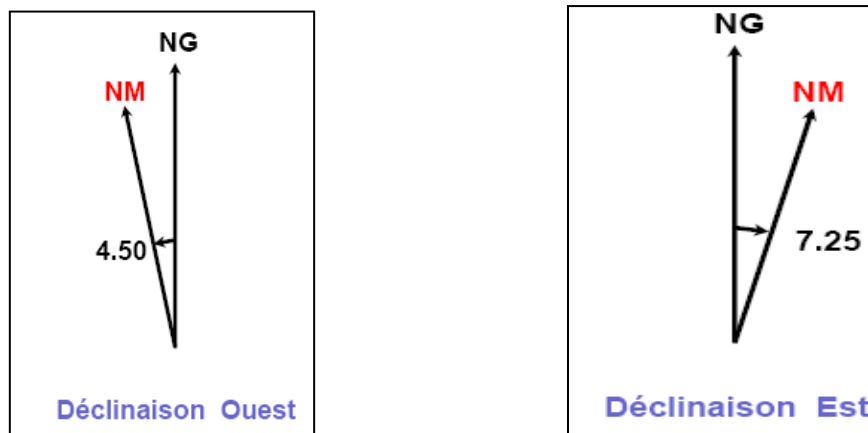
Fig(II-15) : Différents Nord



II-5-2- Déclinaison magnétique :

La "déclinaison magnétique" est l'angle entre le Nord magnétique et le Nord géographique Fig(II-16). Elle est exprimée comme un angle orienté vers l'est ou vers l'Ouest.

Les mesures d'azimut réalisées à l'aide d'un instrument "magnétique" sont des mesures "à un instant donné", qui devront être corrigées de manière à revenir dans le repère permanent du Nord géographique. La connaissance de la déclinaison magnétique au moment du forage permettra cette correction.



4.50 ° Ouest ou - 4.50 °.

7.25° Est ou + 7.25°.

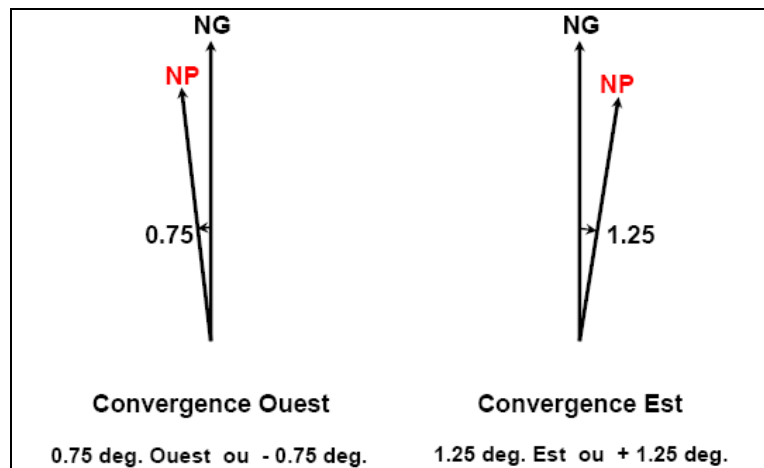
Fig(II-16): Déclinaison magnétique

II-5-3- Convergence :

La convergence est l'angle entre le Nord géographique et le Nord de projection Fig(II-17). Elle est exprimée comme un angle référence par rapport à l'Est ou à l'Ouest. La convergence dépend de la situation géographique de la tête de puits par rapport au système de référence utilisé.

Exemple:

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



Fig(II-17): Convergence

Système de transformation des directions en degrés :

Fig(II-18).

$$NxxE = xx$$

$$SxxE = 180^\circ - xx$$

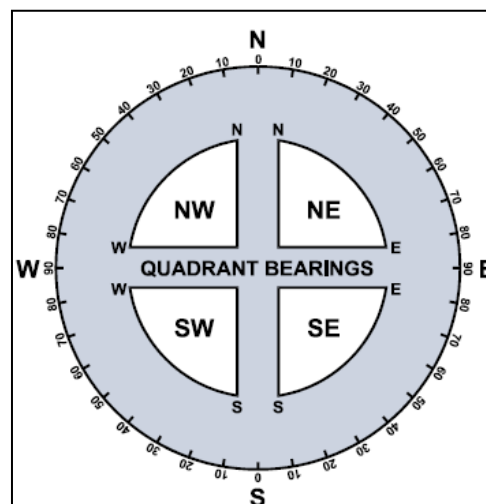
$$SxxW = 180^\circ + xx$$

$$NxxW = 360^\circ - xx$$

Exemple :

$$N40E = 40^\circ \quad S30E = 150^\circ$$

$$S40E = 140^\circ \quad N50W = 310^\circ$$



Fig(II-18): Quadrant de directions

II-6- Méthodes de forage dirigé :

Le choix de la méthode de forage dirigé est essentiel au bon achèvement d'un puits dévié.

Deux méthodes peuvent être considérées pour la réalisation d'un forage dirigé:

II-6-1- Forage dirigé conventionnel :

Le forage dirigé dit "conventionnel" est l'approche initiale du forage dirigé, à savoir l'utilisation alternée de :

- "moteur" (utilisant un moteur de fond, en principe sans rotation du train de tiges) ;



- "rotary" (sans moteur de fond).

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

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

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

II-6-2- Forage de navigation :

Le forage dirigé dit de "navigation" (*steerable drilling*) consiste à utiliser des moteurs de fond pour la totalité des phases de forage dirigé, conjointement ou non avec la rotation du train de tiges. Il ne peut être pratiqué qu'avec des moteurs équipés d'un raccord coudé incorporé .

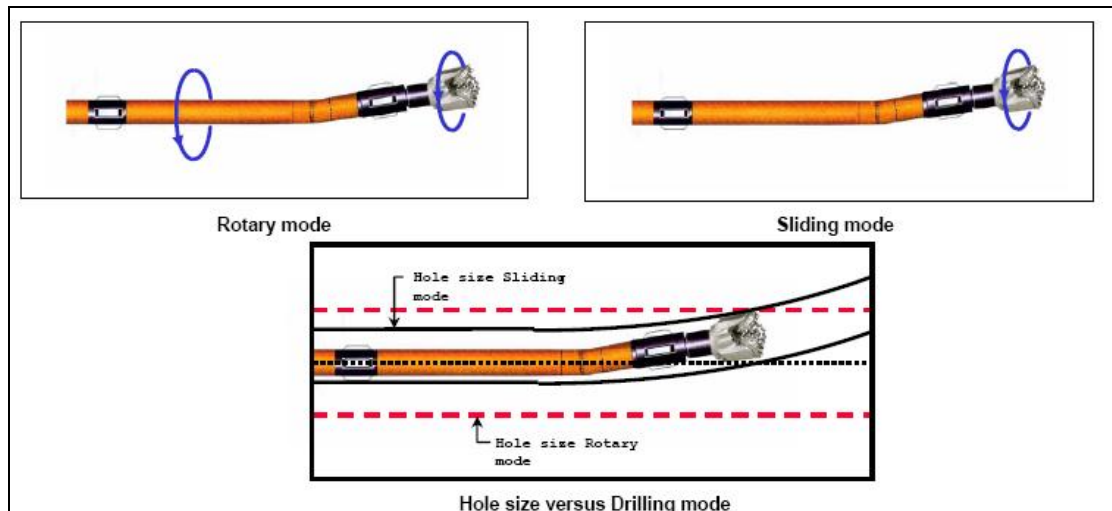
Il est appelé de navigation car il permet un contrôle permanent de l'inclinaison et d'azimut par petites corrections obtenues à l'aide du raccord coudé.

Il consiste à alterner :

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

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

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



Fig(II-19): Mode de forage



III- Etude préparatoire pour le side- tracks

III-1: Définition:

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

Un side-track est défini , dans le temps , de la façon suivante :

Gerbage de l'extension tiges ou tubing pour **mise en place du bouchon de ciment** sur le poisson ou pour abandonner une partie du découvert .

OU

Gerbage de l'outil de side-track, comme casing cutter , section **mill, bridgeplug** ou **whipstock**, dans le cas d'un side-track en tubage n'imposant pas la présence d'un bouchon de ciment .

III-2: Side - tracks en (trou ouvert):

III-2-1-Sélection De La Zone De Kick-Off:

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

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

Les distances minimales prises en compte pour la réalisation d'un side-track sont généralement basées sur une variation d'angle de l'ordre de **1°/10m** . De ce fait en prendra comme hauteur verticale minimum nécessaire à sa réalisation :

Phase 6"= 12 mètres + 50% sécurité=18 mètres

Phase 8 1/2"= 12 mètres + 50% sécurité=18 mètres

Phase 12 1/4"= 17 mètres + 50% sécurité=25 mètres

Phase 17 1/2"= 25 mètres + 50% sécurité=37 mètres



En conditions extrêmes les 50% de sécurité peuvent être supprimées .Dans le cas d'un **side-track** au-dessus d'un poisson abandonné , la pratique recommande une distance supplémentaire permettant d'éviter toute collision avec le top du poisson , ceci afin de passer à ce niveau à une distance minimum de l'ordre de **2 à 3 mètres** .

III-2-2-Programme Opérationnel:

1 -Descendre l'extension tiges ou tubings à la côte de mise en place du bouchon de ciment .

2 -Mettre en place le bouchon de ciment de façon à couvrir un minimum de 15m au dessus de la côte choisie pour le début du side-track. La formulation de ce ciment doit être telle qu'elle permette d'obtenir un ciment très dur en 24 heures.

3 -Pendant l'attente séchage ciment (De l'ordre de 24 heures) descendre un outil et araser le top du ciment jusqu'à 9m de la côte théorique de début de side-track. Nettoyer le trou et tester la dureté du ciment en appliquant sur le bouchon 1,5T/Pouce (Diamètre outil) sans rotation mais avec un maximum de débit . Si aucune pénétration n'est observée dans de telles conditions le ciment sera considéré comme suffisamment dur, dans le cas contraire attendre 1 à 2 heures et refaire le test . Demander au "déviateur" d'être présent au moment du reforage. Lorsque le test est concluant reforer le ciment jusqu'à la côte prévue pour le side-track.

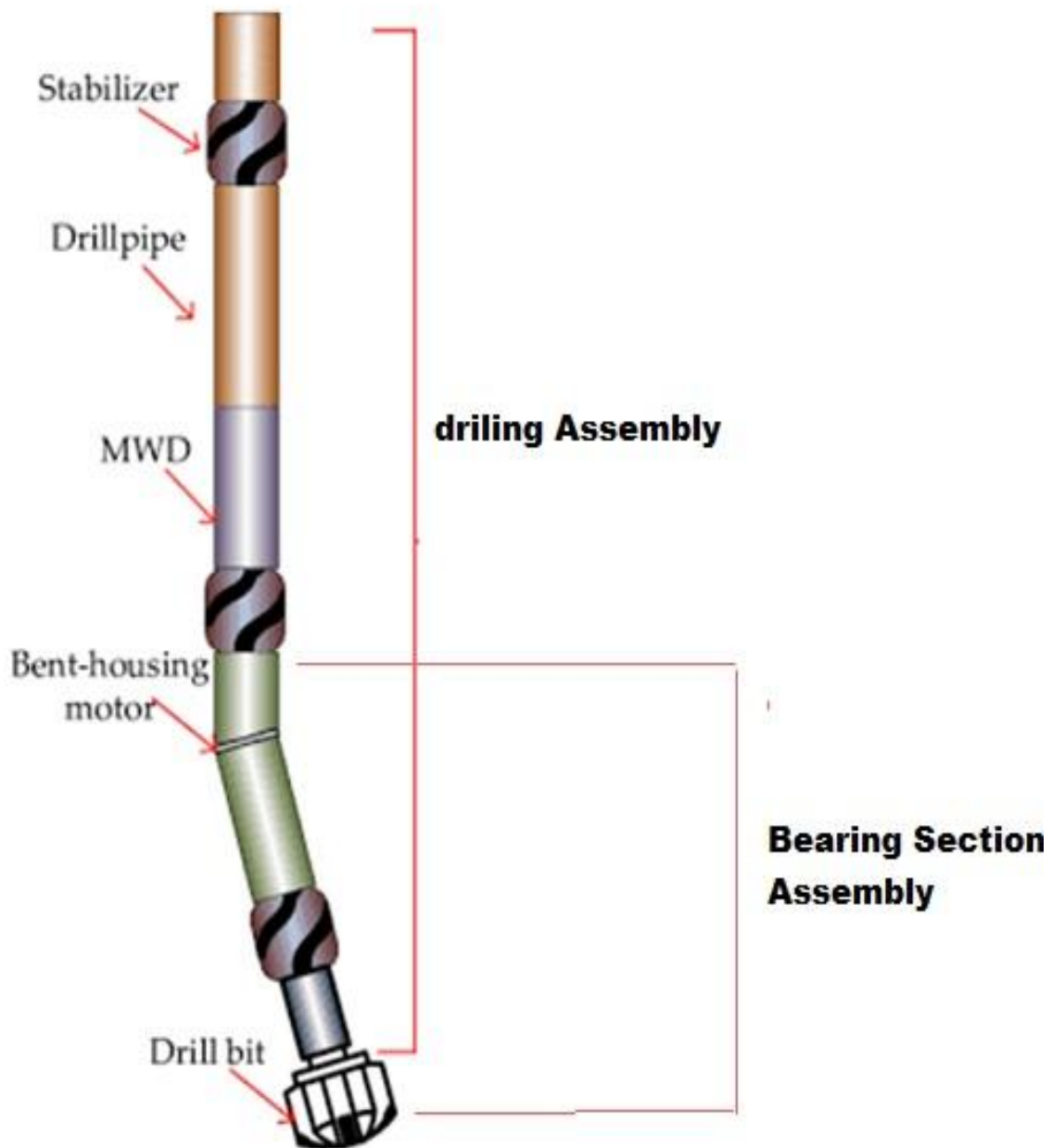
4 -Circler et **prendre une mesure de déviation** .

ATTENTION :Si l'on doit faire un side-track orienté il est indispensable d'avoir gerbé suffisamment de masses tiges amagnétiques dans la garniture descendue .

5 -Descendre la garniture de side-track (Voir Fig(III-1))

Le raccord coudé sera choisi de façon à obtenir une montée en angle de l'ordre **de 1°/10 m** et de ne pas dépasser cette valeur afin d'éviter les possibles problèmes d'accrochages ultérieurs dans cette partie . Le raccord coudé sera choisi entre **1.5°** et **2°** en fonction du diamètre de side-track utilisé .(Le Bent housing) est utilisable mais non recommandé .

6- Descendre les derniers 9 mètres en circulation lente et ajuster la longueur de la garniture de façon à avoir , outil posé au fond , une longueur complète de tige carrée au dessus de la table de rotation .-Si le side-track à effectuer est un side-track orienté , orienter le toolface dans la direction voulue et suivre les étapes (7) et (8) suivantes .
-Si le side-track à effectuer n'est pas orienté ,manœuvré sur les 9 derniers mètres sans circulation ni rotation , afin de permettre à l'outil de se stabiliser sur le fond . A ce moment là bloquer la table de rotation et empêcher toute rotation ultérieure jusqu'à la fin de la passe de turbine .
-Dans le cas d'un side-track non orienté dans un puits déjà dévié (Mini 10°) la direction optimale de side-track est la partie basse du profil .
-Dans ce cas la garniture de side-track sera simplement constituée par une garniture rotary dite de "Drop-off" proche d'une garniture pendulaire .



Fig(III-1) :BHA DE SIDE -TRACKS

7 - Avec la table bloquée et les pompes à un débit constant :

- *Forer la moitié de la tige carrée à 1m / heure .
- *Forer la deuxième moitié la tige carrée à 1,5m / heure en vérifiant les pourcentages de ciment et formation en retour .
- Faire la connexion avec précaution en s'assurant que la garniture ne tourne pas ns
- * Continuer le side-track sur les 9 mètres suivants avec un avancement de l'ordre de 2m/heure . Vérifier les retours de ciment et dès l'obtention de 100% de formation augmenter progressivement le poids sur l'outil .
- Faire une nouvelle connexion et forer les 9 mètres avec des paramètres normaux .



Note : Dans le cas du side-track avec garniture rotary seules les étapes marquées d'un astérisque " * " devront être suivies .

8 -Prendre une mesure de déviation au bout de 3 tiges et continuer le side-track jusqu'à l'obtention d'un angle minimum de 5° à l'outil , dans ce cas prendre une nouvelle mesure et remonter le garniture deside-track.

9 -Dans certaines conditions et en particulier si l'on veut s'éloigner au maximum du premier puits pour éviter des problèmes de trou , on pourra être amenés à poursuivre la déviation amorcée avec une garniture rotary . Suivant le cas cette garniture pourra être une garniture montante ou une garniture stabilisé suivant les règles appliquées aux garnitures de déviation classiques . Si le side-track a simplement pour but de dépasser un poison et reprendre le forage en vertical on descendra alors une garniture de type léger drop off .

10 -Penser à noter sur le rapport journalier le moment ou le puits en side-track atteint la côte d'arrêt du puits précédent (Analyse des temps et suivi des coûts) .

III-3 :Side -tracks en tubage (trou fermé)

III-3- 1-généralités:

Trois méthodes de side-track à l'intérieur d'un tubage sont applicables :

1-Remonté de la partie supérieure non cimentée d'une colonne et effectuer le-side-tracken open hole comme décrit dans les pages précédentes .

2-Ouverture d'une fenêtre dans la colonne par destruction d'une section de tubage sur toute sa circonférence puis réalisation du side-track .

3-Ouverture d'une fenêtre dans la colonne sur une partie de la circonférence dans la direction de side-track prévu à l'aide d'un **whipstock**.

La sélection d'une de ces méthodes sera fonction du statut du puits , des conditions rencontrées et du type deside-track prévu . Leur efficacité peut être considérée comme identique .

III-3- 2 -side-track a travers une section de tubage détruite :

Comme dans le cas du side-tracken trou ouvert on choisira au préalable la zone de side-tracken fonction de terrains et de leur formabilité.

La longueur minimum de tubage à détruire sera de 22 mètres , 18 mètres étant considéré comme la longueur nécessaire pour sortir de l'ancien trou en phase 8 1/2" ,

La destruction du tubage est en général facilitée si ce dernier est **bien cimenté dans la zone considérée**, il faudra en tenir compte au moment du choix , si nécessaire faire un CBL .

III-3- 2 -1-déroulement de l' Opération:

-Descente d'une "casing section mill" et destruction d'une longueur minimale de 22m de tubage .

Durant cette opération , compte tenu de la longueur moyenne des joints de tubage il sera nécessaire de détruire 1 à 2 manchons à l'origine d'usure importante sur les coupeaux de la "section mill" . Il est indispensable de réduire au maximum le nombre de manchons à détruire en jouant sur la position du début de coupe compte tenu de la liste de tubage et de l'habillage . Si nécessaire faire un CCL de confirmation . Prévoir de même un nombre suffisant de coupeaux de rechange pour la " section mill"

-Descendre d'une extension tiges ou tubing au minimum 9 mètres au-dessous de la base de la coupe réalisée .

-Mise en place d'un bouchon de ciment remontant au minimum de 15 mètres au dessus du débit de la fenêtre (45 à 50 mètres mini) . Formulation pour obtenir un maximum de dureté au bout de 24 heures .

-Suivre les opérations telles que décrites de ces procédures excepté que le début du side-track sera fait 2 mètres sous le top de la fenêtre précédemment ouverte et qu'en cas de side-track directionnel il faudra prévoir l'utilisation d'un singles hot gyro pour les mesures en raison des perturbations magnétiques liées au tubage . Ces perturbations persisteront jusqu'à ce que l'outil soit à environ 12/15m de déport du tubage .



Fig(III-2)Dual-string section Mile



III-3-3-Side-track avec whipstock:

Dans le cas où le **tubage est bien cimenté et en bon état** (Absence de corrosion ou de déformations) cette technique est en fait la plus sûre 1000% (d'après le déviateur de Haliburton) utilise pour les sidetraks et les puits dreige avec Azimuth dans le tubage avec le gyro ,ancrer le packer .

Comme pour les autres méthodes de choix de la zone de side-track sera faite en fonction des formations rencontrées . La longueur minimum de fenêtre nécessaire pour sortir du tubage dans ce cas est de **9 mètres** , on évitera d'avoir un manchon et l'habillage dans la zone d'ouverture .

Effectuer un CCL et un CBL de confirmation.

III-3-3-1-déroulement de l' Opérations : (voir Fig(III-3):)

1- Faire un run de **scraper**.

2- Mettre en place le Packer permanent :

-Dans le cas d'un **side-track directionnel**, le packer permanent doit être mis en place avec les tiges de forage afin de permettre l'orientation du whipstock grâce au raccord d'orientation .

-Packer permanent avec pins d'alignement pour le whipstock.

-Setting tool hydraulique avec bille en place car cette dernière ne passe pas dans le raccord d'orientation .

-Raccord d'orientation avec mule shoe

-Tiges lourdes puits tiges de forage

La procédures de mise en place est la suivante :

1. -Descendre à la côte de pose .
2. -Orienter le packer en utilisant un single shot gyro.
3. -Ancrer le packer en appliquant la pression .
4. -Dégager les etting tool en traction (shear pins).
5. -Dans le cas d'un **side-track non directionnel** , le packer sera mis en place soit avec les tiges , soit au wireline . Il ne sera pas nécessaire d'orienter le packer.

Il est intéressant de poser le packer environ 1 mètre au dessus d'un manchon de tubage de façon à pouvoir ouvrir la future fenêtre dans le corps du joint .

3- Descendre et mettre en place le whipstock soit :

-Casing whipstock avec son raccord d'ancrage

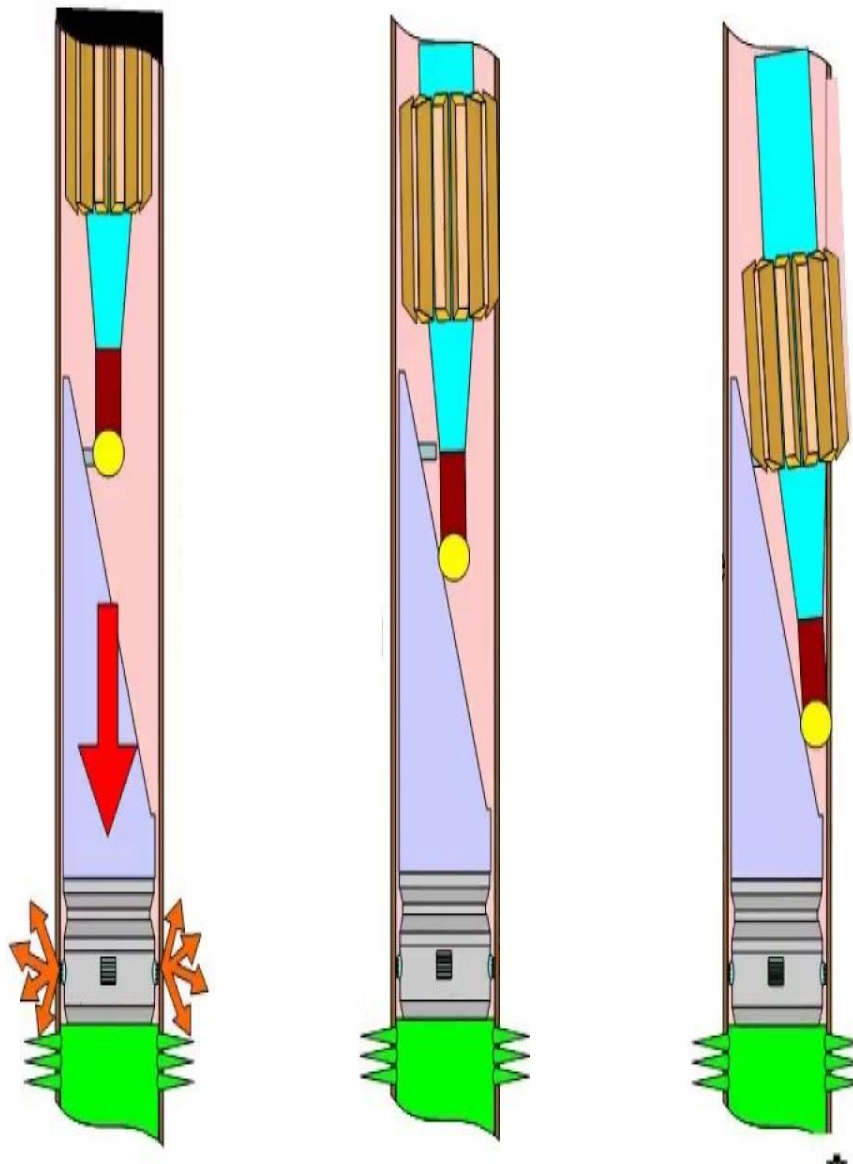
-Starting mill connectée au whipstock par une shear pin

-Tiges lourdes puis tiges de forage

La procédure est la suivante :

-Engager le whipstock dans le packer permanent , ceci sans rotation de façon à ce que le whipstocks' oriente par rapport à la clef d'orientation située sur le packer. Le whipstocks' ancre alors automatiquement dans le packer.

-Casser la shear pin de la starting millen appliquant du poids (5 à 6t) .



Fig(III-3):side track avec whipstock

4 -Coupe de la fenêtre :

-La coupe de la fenêtre se fait alors par rotation normale de la Starting millen laissant descendre la garniture de 30 centimètres en 15 minutes sur une longueur totale de 1 mètre . La forme du whipstock va alors repousser la face coupante de la Starting mill contre le corps du tubage à couper .

La coupe sera effective jusqu'à ce que le nez de la Starting mil rentre en contact avec le corps du tubage . Remonter cette garniture dès que la Starting mil prend du poids .Ne jamais travailler avec du poids sur le whipstock, les risques de la désancrer et/ou de le faire tourner étant importants.

La garniture suivante est composée de :

- Fraise diamant
- Watermelon mill
- Un 1 joint de tiges lourdes
- Un minimum de DC (10 t).

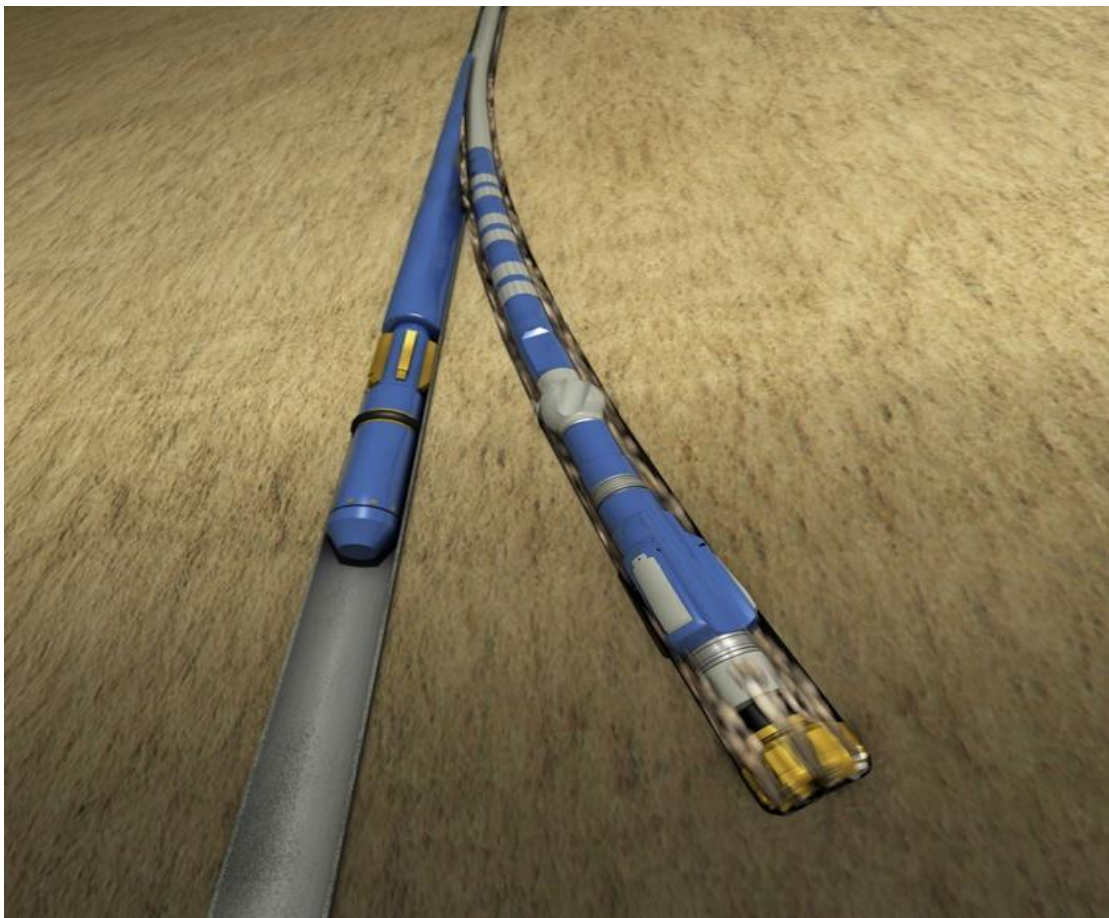
Au top du whipstock commencer le reaming du début de fenêtre amorcé par le Starting mil là environ 90t/min . Lorsque le torque disparaît , augmenter la rotation à 130t/min et ajuster le poids de façon à obtenir un torque faible et constant jusqu'à ce que 3 mètres de formation aient été forés . Remonter alors cette garniture .

La garniture suivante est composée de :

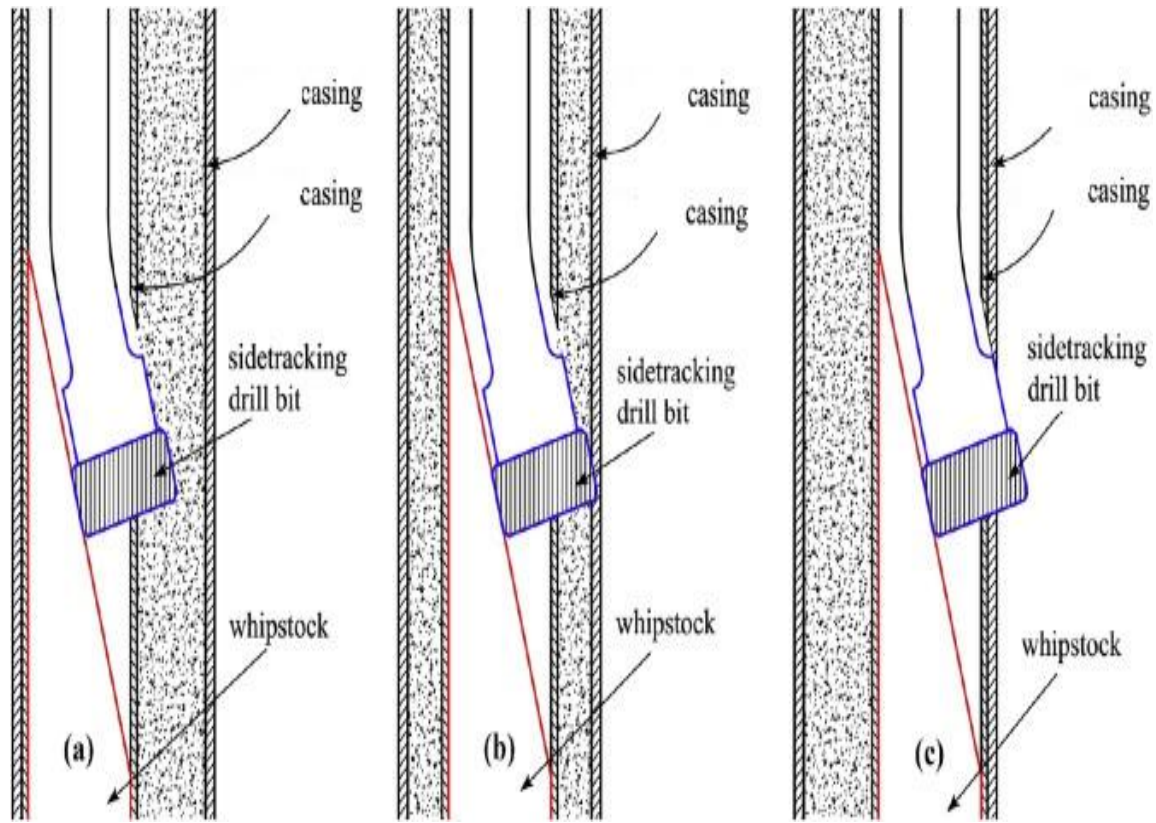
- Tapermill
- Stringmill
- Watermelon mill
- Mases tiges (Incorporer des mases tiges amagnétiques si nécessaire)

Comme ci-dessus reamer systématiquement au niveau de la fenêtre et forer 2 simples . Après mesure de déviation reprendre le forage sur 3 simples et reprendre une mesure . On forera ainsi jusqu'à l'obtention d'un déport minimum de 3 mètres par rapport à l'ancien trou .

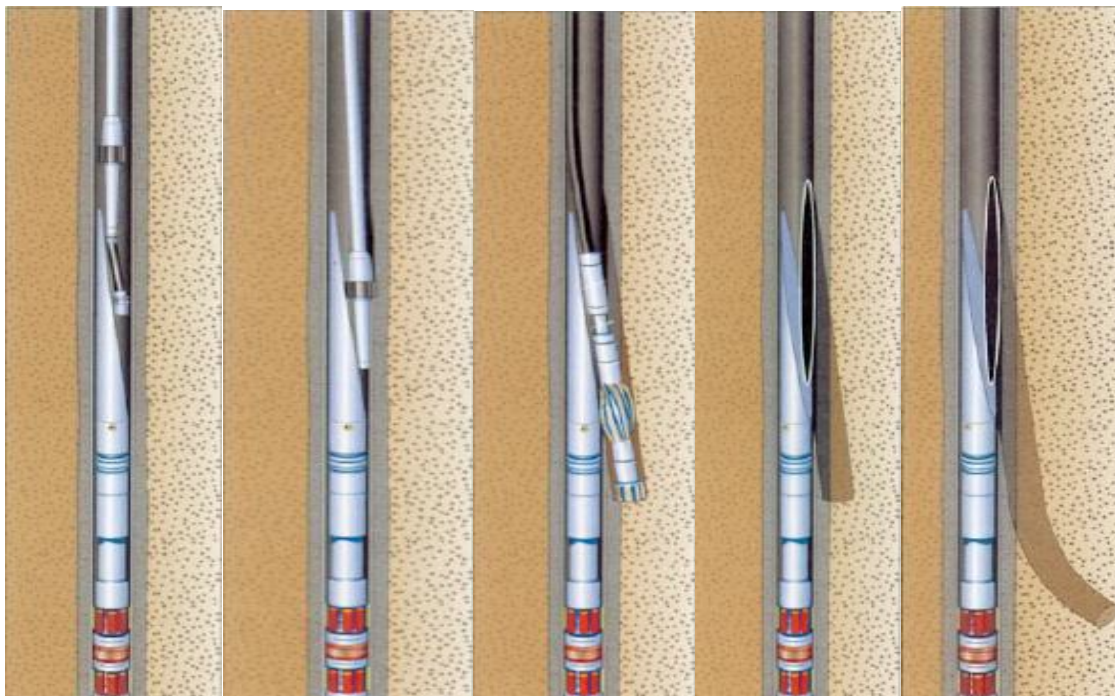
A ce stade remonter pour descendre une garniture de forage classique .



Fig(III-4) début de fenêtre amorcé



Fig(III-5):POSITION DU WHIPSTOCK DANS LE TUBAGE



Descente Ws avec Les tiges de forage

encrage WS

glisse de MT

time drilling

réalisation de rate hole



III-4- Préparation du puits pour la reprise en side-track:

- **Préparation du puits:**

- Perforer le tubing 4"1/2 avec un Tubing-Puncher à la côte 3220m/VM.
- Circuler le puits avec une boue à base d'huile de **densité d=0,97***.
- N.B: (*) Densité requise pour une pression de gisement de 300kg/cm² (Pression estimée par Service Well-test). Ajuster la densité de boue si nécessaire.

- **Démontage de la tête de puits :**

- Visser la Back Pressure Valve (BPV) dans l'olive.
- Démontez la tête du puits jusqu'à la Tubing-Head.
- Monter et tester l'empilage BOP.

- **Remontée de complétion 4"1/2 :**

- Désancrer l'Anchor-Seal et remonter le tubing 4"1/2 N.Vam P110 13,5#.
N.B: Faire des coupes chimiques si nécessaire.
- Procéder au fraisage et au repêchage du packer Halliburton MHR 7" 32-38# ancré à 3245,4m/TR .

- **Contrôle de fond :**

- Contrôler et nettoyer le fond du puits jusqu'à TD=3471,5m/TR.

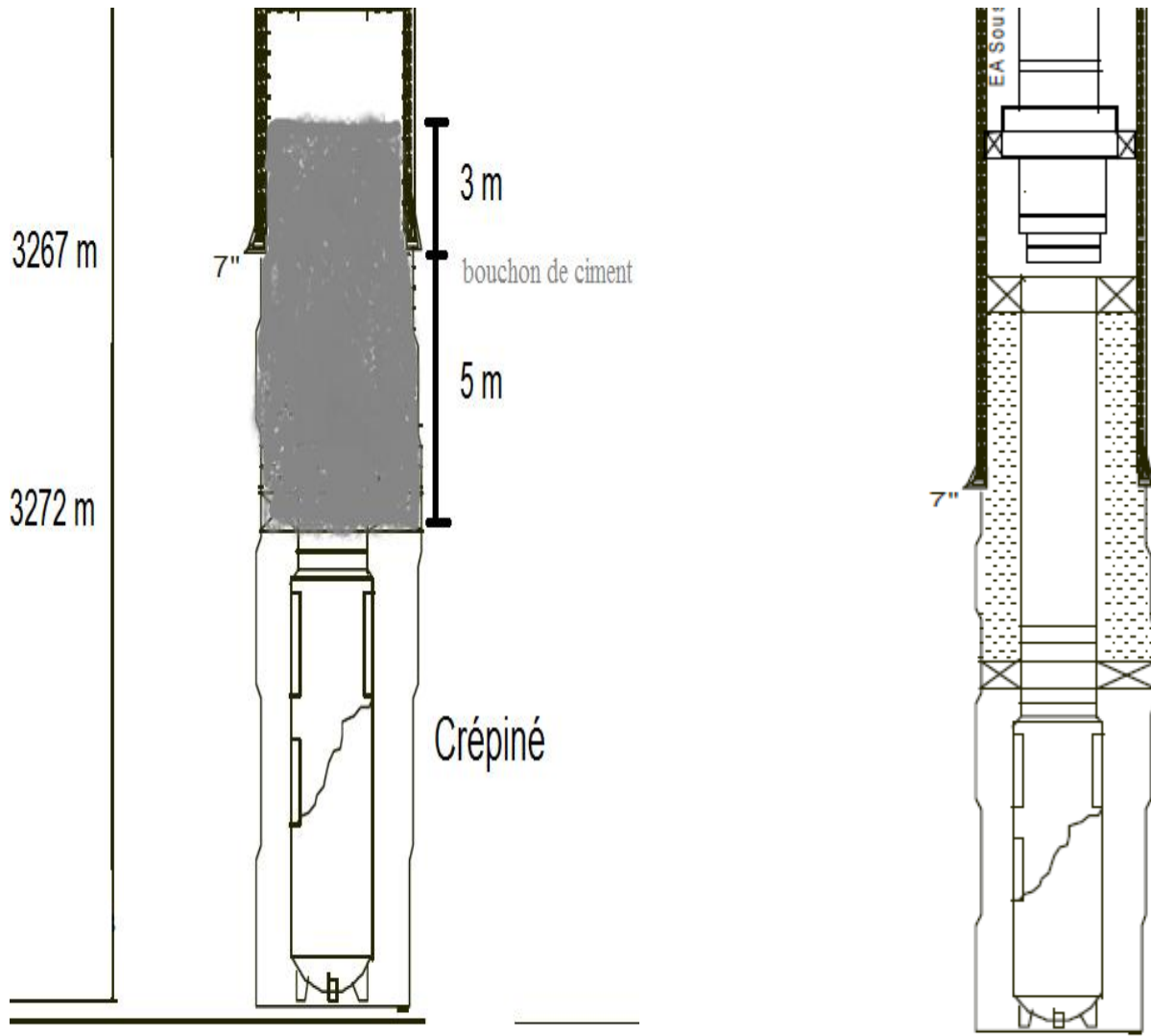
- **Abandon de l'ancienne liaison Couche-Trou :**

- Procéder au fraisage de la partie supérieure du Liner mixte (Liner Cimenté 4"1/2 x Crépine 5") jusqu'à la côte 3282m/TR (+/-15m en dessous du sabot 7").
- Abandonner l'ancien trou avec un bouchon de ciment jusqu'à +/-3m à l'intérieur du casing 7". **voir Fig(III-6).**
- Ajuster le bouchon de ciment à 3272m/TR (soit +/- 5m sous le sabot 7").

- **Contrôle et test d'intégrité des casings:**

- Effectuer un Log de corrosion pour le Casing 7" et 9"5/8.
- Contrôler et tester l'état et l'intégrité des tubages. Prendre en considération les valeurs suivantes :
 - ✓ Tester le Casing 7" à 1500psi.
 - ✓ Tester l'EA 9"5/8 x 7" à 800psi.
 - ✓ Tester l'EA 13"3/8 x 9"5/8 à 400psi.

N.B: Si le test est négatif, réparer les communications éventuelles.



Fig(III-6) état du puits avant et après le bouchant de ciment

III-4-1-Pose bouchon de ciment :

III-4-1-1-Objectifs générale des bouchons de ciment :

Les bouchons de ciment trouvent de nombreuses applications, soit en cours de forage, soit après la production d'un puits. Parmi ces applications nous pouvons citer :

- colmatage de pertes ;
- isolation des zones ;
- abandon ;
- déviation ;
- ancrage d'un packer en trou ouvert.



III-4-1-2-Caractéristiques les bouchons de ciment pour déviation :

Un bouchon de ciment, en vue d'une déviation doit avoir certaines propriétés spécifiques :

- une résistance mécanique la plus importante possible, et obtenue dans un temps le plus court possible.
- le top ciment doit être situé au niveau d'une zone moins dure, de façon que le trépan ait une chance de quitter le puits initial.
- un *temps de pompabilité* adéquat pour la mise en place du laitier, tout en ayant une résistance initiale à la compression élevée.

III-4-1-3-Composition du bouchon :

le tableau suivant résumé les donner de cimentation

	Volumes	densité	
bouchon spacer	4.00 m ³	1.20	
		3.13 m ³ ahead	0.87m ³ behind
laitier de densité	3.89 m ³	2.10	

- temps de prise de ciment (24h-32:00h) avec 500 psi la pression en tête .

III-5- Mode opératoire 'Side track' application sur le puits MD231 :

le **sidetrack** a été réalisé dans le but de détacher du 1er puits tout en déviant la trajectoire suivante un plans bien déterminé , pour arrête la percé d'eau de gisement des drains de grand perméabilités comme les **drain D2** et **ID** de réservoir .



dans ce qui suit nous allons décrire les différents étapes de réalisation du puits:

- la BHA de fond est compose de : un outil imprégné , un moteur PDM medium speed (Bend est de 2.12 deg) le grand Bend pour la sorti facilement , et un MWD pour l'enregistrement des mesures directionnelles et des rayons GAMMA.
- la pose doit être sur un **ciment dure** forage du ciment de 3267 m (top ciment) jusqu'a la cote 3271 m avec les paramétrés de forage suivants:
Q=700 Lpm RPM=200trs/min WOB= 1-2 T.
- Dégage la garniture et circuler pour le nettoyage du trou tout en contrôlant le pourcentage (%) du ciment par rapport à la (%) formation sur les tamis.
- continuer le forage du cimente avec : **Q=700LPM , RPM=200trs/min, WOB= 2-4 T (100%sliding)** en orientons le tool-face vers lowside et cela jusqu'à la cote de 3273 m .

- Forage en (**time drilling**) avec: **WOB=0T Q=660Lpm p=1150psi**

jusqu'a la cote 3273.5 m analysant les échantillons récupérés au niveau des tamis. le % de formation déplus en plus augmente de 10% à 80% en parallèle nous essayons d'augmenter le ROP comme suite:

<u>% Formation</u>	<u>ROP</u>
10%	15 cm/h
50%	30 cm/h
70%	50 cm/h

Des qu'on a obtenu 80% formation en surface ,on commencé a forer en utilisant le poids sur l'outil(sliding) ,dont les paramètres sont : **WOB=4 T Q=660 Lpm p=1150 psi** ,

a la cote 3276 m, 100% formation atteinte , on a continué le forage avec les paramètres optimaux jusqu'a MWD (toolface) est connue a cause on est aveugle, donc le déviateur peut remonter la garniture et changé l'angle, et le side track réussi.

- continu avec (hold section) mode rotation jusqu'a la cote 3436 m.

III-6- le profile de puits idéal :

un profile de puits idéal peut être défini comme suite :

c'est un profile où tous les efforts lies au **torque** et **drags** sont nuls ,C'est a dire que le poids au crochet P_{cr} sera égale au poids au crochet d'un puits verticale de même longueur ,malgré c'est impossible de réaliser un puits avec side track avec un T&D nul ,mais on essaye toujours de minimiser au maximum le T&D.



le tableau suivante nous montre le profile réel de notre puits :

Dans le programme de forage de puits MD-231 et demande de faire un side track donc dans le tableau suivant on va vérifier si le programme est respecter par la - compagnie de service HALLIBURTAN .

Profondeur (m)	Inclinaison (deg)	Azimuth (°)	BULDi (deg/30m)	Section verticale (m)
3263.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3270.00	2.300	274.680	9.857	0.113
3283.50	7.110	232.850	12.464	1.164
3296.00	8.00	232.850	2.136	2.800

calcule de build up moyen :

$$\text{BUILD}_{\text{moy}} = \sum (\text{BULDi}/4) = 8.152 \text{ deg}/100\text{ft}$$

puisque le BUILD_{moy} est entre :

$$7.5 < 8.152 < 21 \text{ (deg}/100\text{ft)}$$

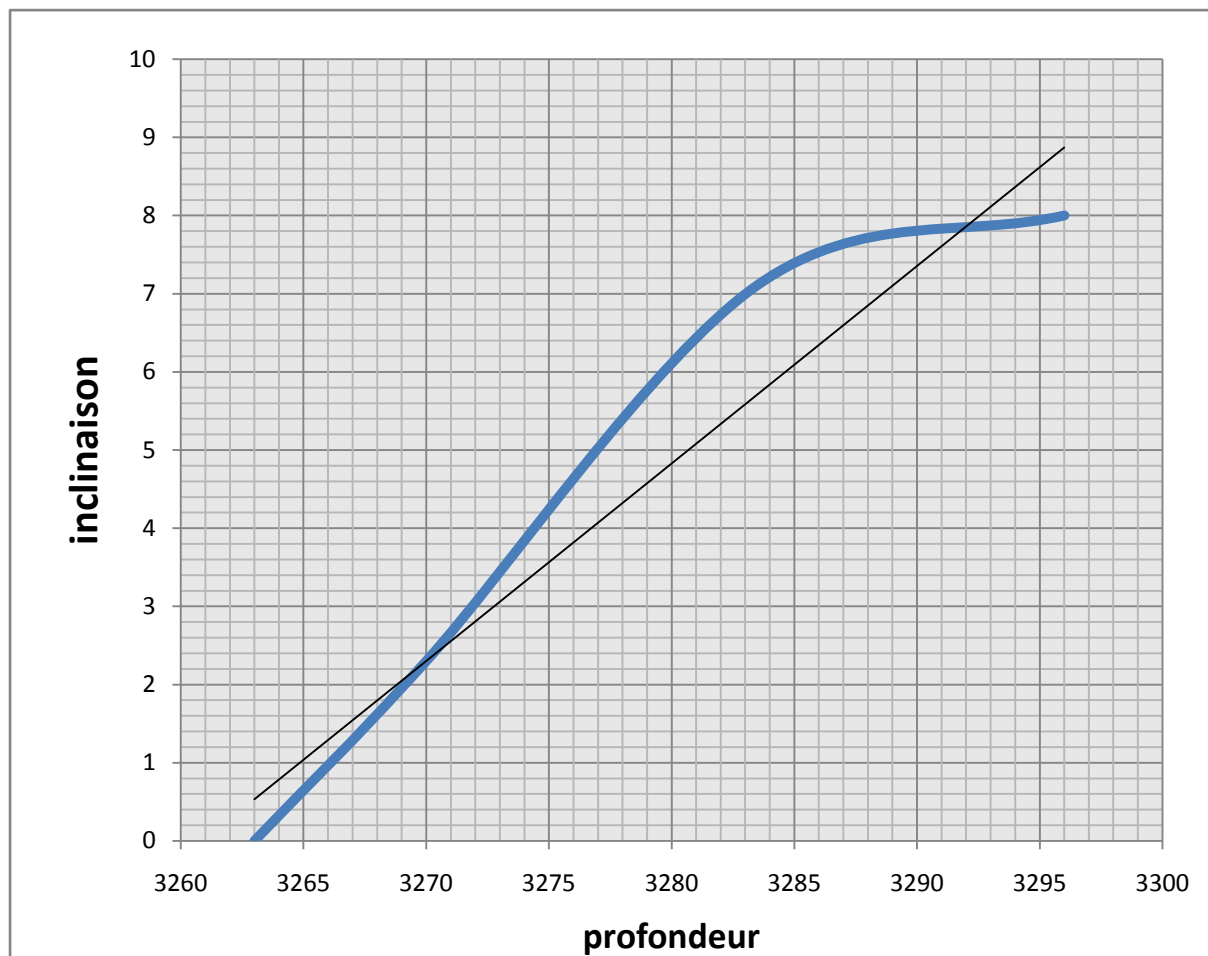
Donc la nature de profile au point d'entrée ' KOP' de **MEDIUM RADIUS**.

on peut utiliser indifféremment des MWDs de diamètres conventionnels (MWD collars) ou repêchable de petit diamètre (1 3/4" OD) ainsi que des moteurs de navigation (steerable);

une autre démonstration sur la nature de profile ,mais cette foi-ci avec l'utilisation d'un processus Mathématique plus précise (méthode de moindre carre).



alors le graphe suivante représente les données réelles de l'inclinaison en fonction de profondeurs.



Fig(III-7) évaluation de l'inclinaison en fonction de profondeur dans le puits

l'estimation de rayon de courbure est démontrée par la méthode mathématique des moindres carrés.

C'est vrai que d'après le graphe on remarque que la courbe est semblable à une droite, c'est à cette raison qu'on a choisi la méthode de moindres carrés.

Donc :

$$\alpha = A * X + B$$

$$\alpha_i = A * X_i + B$$

A : constant (build up) deg/30m.

B : constante qui n'a pas de sens physique.

α : l'angle d'inclinaison.



La méthode de moindre carrée consiste à donner les valeurs à (A et B) pour minimiser au maximum l'erreur.

$$S = \sum_{i=1}^5 (A * Xi + B - \alpha_i)^2$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dS}{dA} \\ \frac{dS}{dB} \end{array} \right. \text{ par ce que A et B sont des constantes}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^5 [2 * Xi * (A * Xi + B - \alpha_i)] = 0 \\ \sum_{i=1}^5 [2 * (A * Xi + B - \alpha_i)] = 0 \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} A * \sum_{i=1}^5 (Xi)^2 + B * \sum_{i=1}^5 (Xi) = \sum_{i=1}^5 (Xi * \alpha_i) \\ A * \sum_{i=1}^5 (Xi) + B * \sum_{i=1}^5 (1) = \sum_{i=1}^5 (\alpha_i) \end{array} \right. \quad (I)$$

Xi : c'est la profondeur.

la résolution de système d'équation (I) va nous donner les valeurs de (A et B).

$\sum_{i=1}^5 (i)^2$	$\sum_{i=1}^5 (Xi)$	$\sum_{i=1}^5 (Xi * \alpha_i)$	$\sum_{i=1}^5 (Xi)^2$	$\sum_{i=1}^5 (\alpha_i)$
30	3278	14307.78	10738855.5	17.41

Donc :

$$A = \text{buildup} = 8.65 \text{ deg/100ft}$$

Et:

le buildup théorique proposé par HALLIBURANT est égale = 10 deg/30m
vraiment le gradient d'inclinaison réel est très proche à celui théorique, c'est un bon succès.

**CONCLUSION :**

le side track en cas générales utiliser pour évité d'abandonner les puis forer avec des problèmes d'instrumentations et en cas de poisson dans le puits, mais dans notre cas il est proposer pour régler le problème de water coning au réservoir cambrant a hassi Massoud, par l'intervention sur la liaison Couche-Trou et le petite dogleg et toujours proposer ,et a vérifier après la réalisation par la société service dans ces cas des puits pour éviter tout coincement au niveau du complétion a la section build up .



IV-1-Equipements de mesure :

IV-1-1-Outils de mesure en temps différé :

1 - Inclinomètres :

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

- Inclinomètre Totco :

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

2- le Gyroscope :

Les éléments constitutifs d'un Gyroscope sont:

- Un système de mesure d'inclinaison (inclinomètres ou accéléromètres) ;
- Un système de mesure d'azimut ;
- Un système de mémorisation (film ou mémoire électronique) et/ou de transmission des mesures (câble électrique mono/multi conducteur) ;
- Un système de déclenchement des mesures (horloge mécanique ou électronique) ;
- Une source d'énergie (batteries ou câble électrique).

Les systèmes gyroscopiques ou inertiels permettent de mesurer l'azimut en s'affranchissant du champ magnétique terrestre. Ils peuvent donc être utilisés à proximité (puits alentour) ou dans un environnement métallique (intérieur d'un tubage).

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

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

Principales utilisations :

- Orienter un outil de déviation dans un tubage (side-track, reprise de puits type re-entry), l'outil est alors descendu au câble électrique dans le train de tiges ;
- Contrôler la déviation des tubes conducteurs sur une plate-forme multi puits, l'outil est alors descendu au câble électrique ;
- Anti-collision de la trajectoire du puits sur la plate-forme, l'outil est alors descendu au câble électrique dans le train de tiges ;
- En fin de forage ou de tubage on effectue une mesure complète de contrôle afin de détecter une contradiction entre le fond et la surface, l'outil est alors descendu au câble électrique et centré dans le tubage de production.



IV-1-2-Outils de mesure en temps réel (MWD):

Introduction :

La progression du forage doit être enregistrée, contrôlée et comparée à la planification du puits. Au fur et à mesure que de nouvelles données deviennent disponibles, il peut s'avérer nécessaire de modifier le programme.

On applique alors les programmes de contingences élaborés lors de la préparation du forage (plans de contingence) lorsque des changements par rapport au plan optimal surviennent :

- Comportement du BHA non conforme aux prévisions ;
- Présence d'une faille ou d'une non-conformité non signalée par les géologues.

Ce suivi peut être réalisé à partir de 3 familles de mesures :

- Mesures directionnelles MWD (Measurement While Drilling);
- Paramètres mécaniques de forage MWD ;
- Evaluation de la formation LWD.

Eventuellement toutes ces données peuvent être traitées et analysées en surface par un système informatique.

précision grâce à des magnétomètres et accéléromètres, les MWD sont des outils de mesure magnétiques. Aujourd'hui ils mesurent également des paramètres d'évaluation des formations et des paramètres de forage de fond.

IV-1-2-1-Composition de MWD :

Il y a deux applications de base pour les systèmes directionnels MWD :

- "single shot" : les mesures de déviation (Survey) sont prises pour **contrôler la trajectoire** au fur et à mesure du forage;
- "steering tool" : le MWD est utilisé pour piloter le moteur de navigation suivant une trajectoire pré-établie pendant le kick off, la corrigée.

Un outil MWD est composé de trois éléments de base :

- Une section fournissant l'énergie électrique ;
- Une section de télémétrie ;
- Une ou plusieurs sections de mesures.

Les paramètres mesurés sont codés (en binaire) par un système de télémétrie puis transmis en surface de différentes façons (par modulation de la colonne de boue du train de tiges de forage ou par courant électromagnétique injecté dans les tiges ou la formation). En surface ces informations sont décodées, interprétées et affichées.

a-Alimentation électrique:

La puissance nécessaire peut être fournie par :

- Un ou plusieurs packs de batteries de longue durée et haute température (150°C).

Leurs vies est néanmoins limitée et dépend essentiellement de la fréquence de la transmission des données vers la surface. Pour circonvier à ce problème, certains outils MWD sont équipés de batteries repêchables.

- Une génératrice (turbine) entraînée par le fluide de forage. Il n'y a pas de limitation de durée ou de température, mais il faut toujours qu'il y est circulation pour produire le



courant. Le fonctionnement de la turbine peut être altéré par des bouchons de colmatant moyens et grossiers. Si on prévoit de forer dans une zone à perte, il vaut mieux alors s'orienter vers une alimentation par batteries.

- Une combinaison turbine / batteries.

b-Télémetrie :

La télémetrie a deux fonctions :

- 1-coder les paramètres mesurés sous une forme binaire (0 et 1) qui peut être transmise ;
- 2- transmettre l'information codée.

Les outils MWD diffèrent essentiellement par leurs systèmes téléométriques. Il en existe deux :

- le système à "mud pulse", qui utilise la colonne de boue comme vecteur de la transmission ;
- le système électromagnétique, qui utilise les formations (roches) comme conducteur.

1- Systèmes à mud pulse :

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

On distingue trois cas (Fig-IV-1) :

➤ Pulses positifs (accroissement de pression):

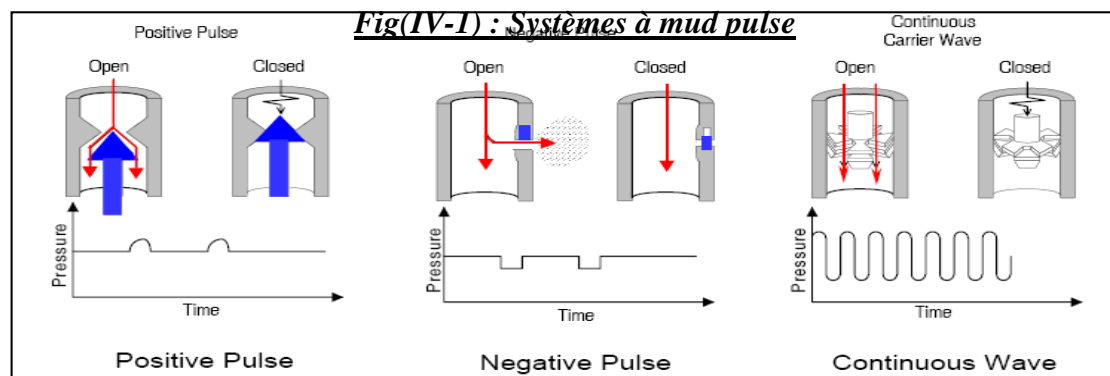
Un petit obturateur (poppet valve, restricter) bloque momentanément le passage de la boue, créant une surpression dans la garniture.

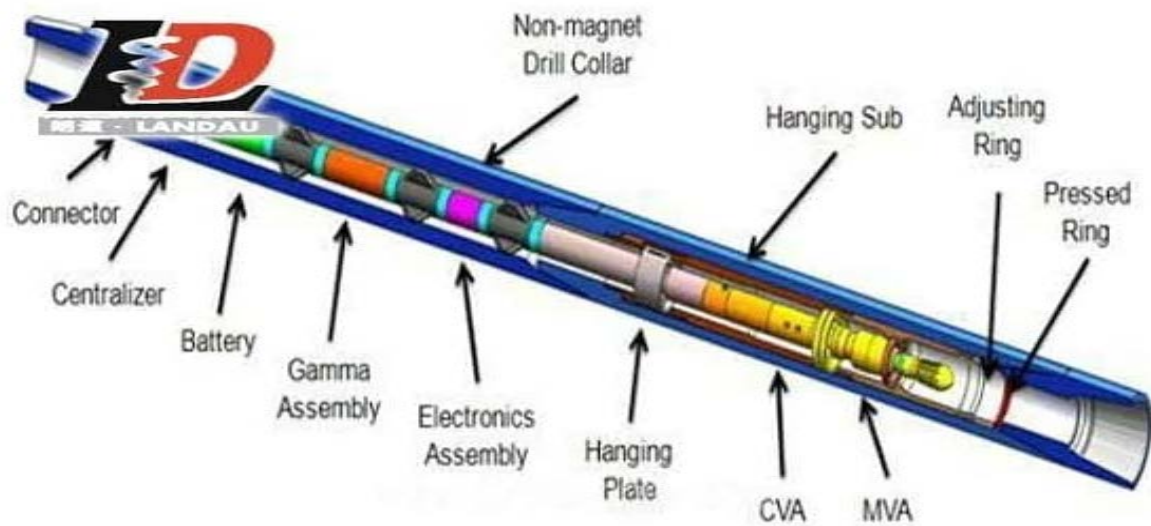
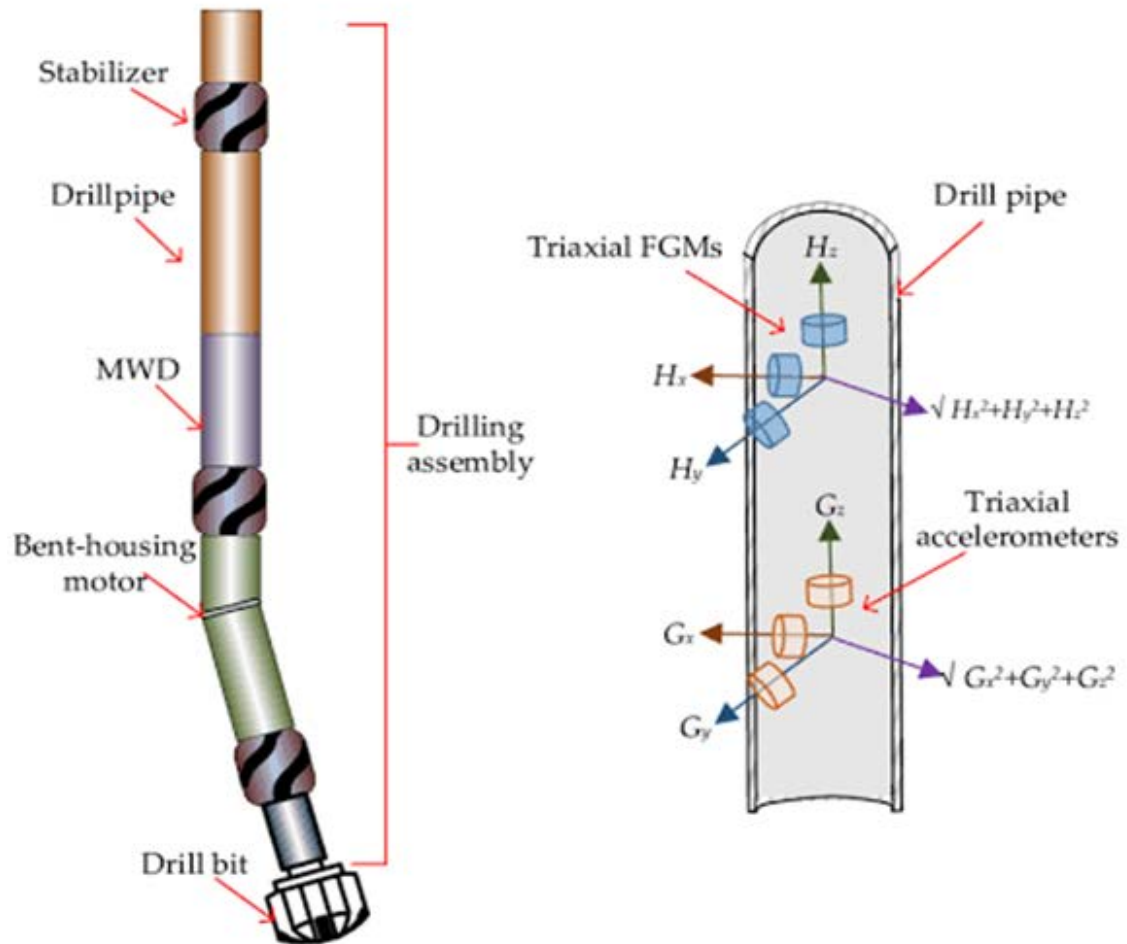
➤ Pulses négatifs (baisse de pression):

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

➤ Pulses sinusoïdaux:

Une sirène actionnée par la boue émet un signal de pression continu, en onde sinusoïdale et à modulation de phase. Ce système développé par Anadrill permet le rythme de transmission le plus rapide.





Fig(IV-1).bis : Composition de MWD



2- Système électromagnétique :

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

l'avantage de ce système est de pouvoir transmettre et recevoir dans les deux directions : les données sont envoyées par l'outil à la surface, et de même des instructions peuvent être envoyées de la surface à l'outil. Ceci signifie que le format ou la séquence des données transmises peut être modifiée en fonction des besoins des opérations d'une part, pour optimiser la durée des batteries d'autre part.

Avantage de la transmission électromagnétique :

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

c- Capteurs :

Si tous les outils MWD offrent les mesures directionnelles de base, certains paramètres d'évaluation de formation peuvent également être mesurés.

Les capteurs existants sont :

- Capteurs directionnels (**3 magnétomètres** et **3 accéléromètres** disposés X, Y, Z qui donne Inclinaison , Azimuth, Toolface) ;
- Jauges de contrainte (mesures de fond du couple DTOR et du poids DWOB sur l'outil) ;
- Résistivité short normal ;
- Gamma ray basic (corrélation) ;
- Capteurs de température et de pression annulaire.

IV-1-2-2 Les mesures obtenues avec le MWD :

a- Direction et inclinaison (D,I) :

Le capteur de D et I consiste en un accéléromètre et un magnétomètre triaxiaux. Une fois monté à l'intérieur de la cartouche de MWD, l'ensemble est calibré dans un champ magnétique constant et corrigé pour les variations de température. Tous les constituants sont en métal amagnétique.

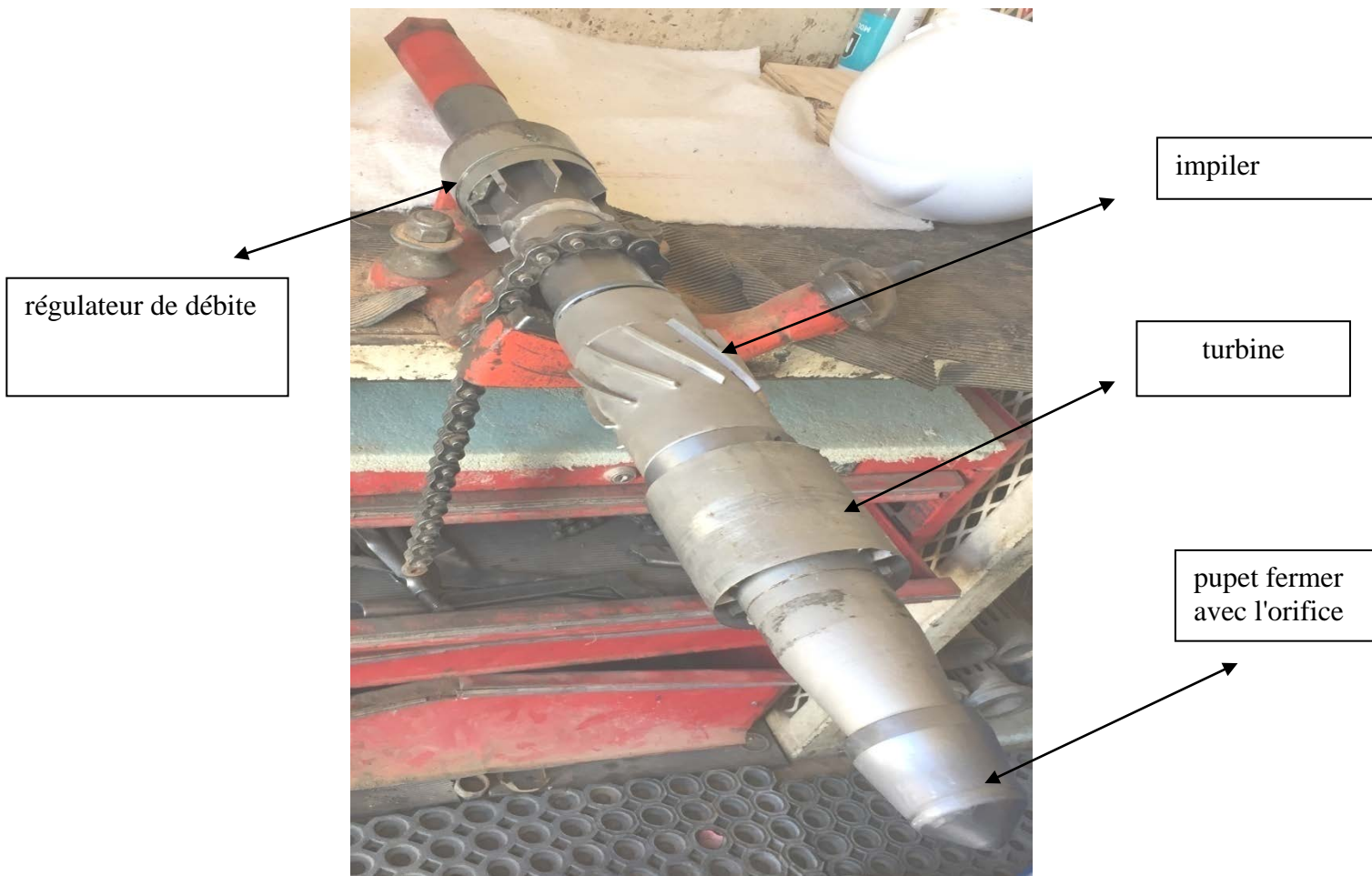
Les mesures sont réalisées en actionnant les pompes de forage. Les calculs de D et I sont réalisés en surface par le computer en utilisant les valeurs régionales d'amplitude de la gravité terrestre et du champ magnétique terrestre.



b- Tool face (TF) :

Le tool face (TF) mesure l'orientation de la BHA par rapport à la paroi supérieure du trou (high side) (gravity tool face), ou bien par rapport au nord magnétique (magnetic tool face).

Quand on visse le MWD collar avec la BHA, le scribe line (tool face) du MWD ne sera pas aligné avec le tool face de la BHA. Il faut donc mesurer la différence angulaire entre les deux TF, de façon à corriger la lecture du TF de MWD. Dans le cas d'un MWD type "sonde non repêchable", il faudra en plus mesurer l'angle entre le TF de la sonde et le scribe line du NMDC réceptable.



Fig(IV-2) pulser de pulsation par HALLIBURTON

Principe de calcul de l'inclinaison et d'azimut avec le MWD :

Tous les MWD utilisent des accéléromètres (mesure de l'accélération due à la gravité) et des magnétomètres (mesure de la force d'un champ magnétique), les trois sensors de chaque type étant alignés selon les trois axes XYZ :



- Les **accéléromètres** mesurent de façon indépendante l'inclinaison et le high side tool face HSTF (inclinaison $> 5^\circ$). Le HSTF représente l'angle entre le scribe line du MWD et le high side du trou ;
- L'ensemble **d'accéléromètres et magnétomètres** mesure la direction du puits et le tool face magnétique MTF (inclinaison $< 5^\circ$). Le MTF représente l'angle entre le scribe line du MWD et le Nord magnétique.

le tool face de MWD n'est pas au tool face de moteur de navigation.

Une fois le MWD et le moteur sont assemblés, on mesure l'angle entre les deux TF avant la descente.

- L'inclinaison et le high side tool face HSTF (gravité TF pour une inclinaison supérieure à 5°) sont calculés par le computer uniquement à partir des données des accéléromètres G_{XYZ} .

voir Fig(IV-1).bis

$$INC = \frac{\sqrt{GX^2 + GY^2}}{GZ}$$

$$HS = \text{Arctan}\left(\frac{-GY}{GX}\right)$$

- Azimut :

Il est calculé à partir des données conjointes des accéléromètres G_{XYZ} et magnétomètres H_{XYZ} comme suit :

De ce fait une source d'erreur sur n'importe quel sensor affectera le résultat final de l'azimut calculé par le computer.

IV-2-Moteurs de fond (Positif Déplacement Motors) :

IV-2-1- composition d'un Positif Déplacement Motors (PDM) :

Un positif déplacement motor est un moteur de fond hydraulique qui utilise le principe Moineau inverse pour faire tourner l'outil, indépendamment du train de tiges.

Le PDM est composé de plusieurs sections citées ci-dessous Fig(IV-3):

- By-pass valve or dump sub ;
- Motor section;
- Universal joint or connecting rod section;
- Bearing section with drive sub.

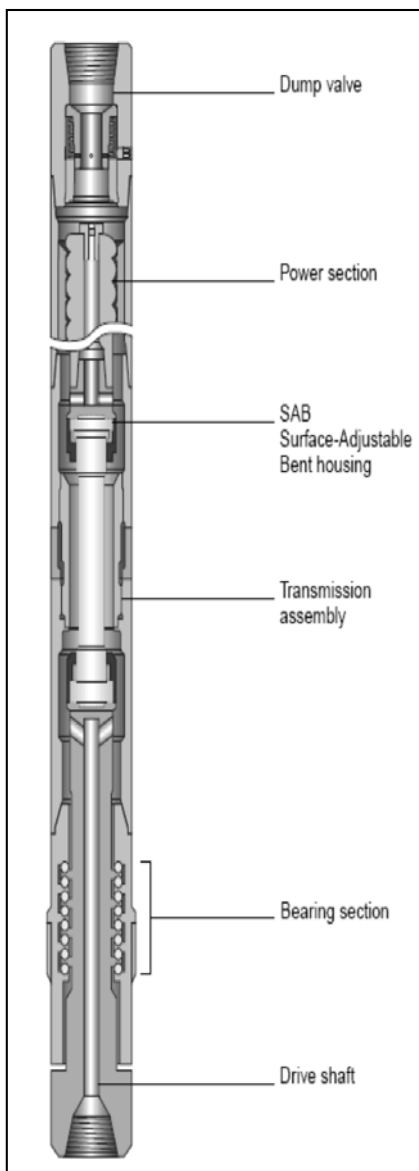
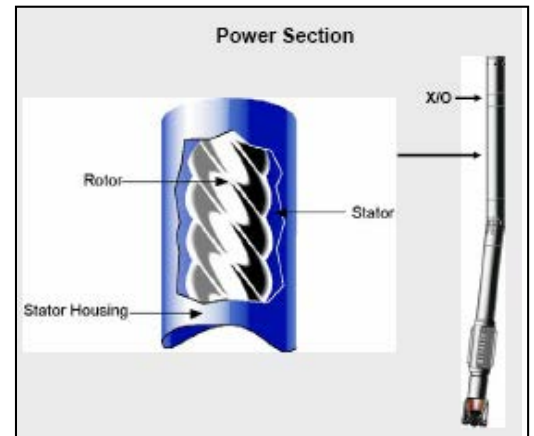


a- By-pass valve :

Elle permet de remplir ou de vider le drill string avec de la boue lors des manœuvres de remontée ou de descente. Quand un débit minimum est établi, le by-pass valve est forcé vers le bas entrainant la fermeture des orifices connectés avec l'espace annulaire. Ainsi, toute la boue est dirigée vers le moteur .

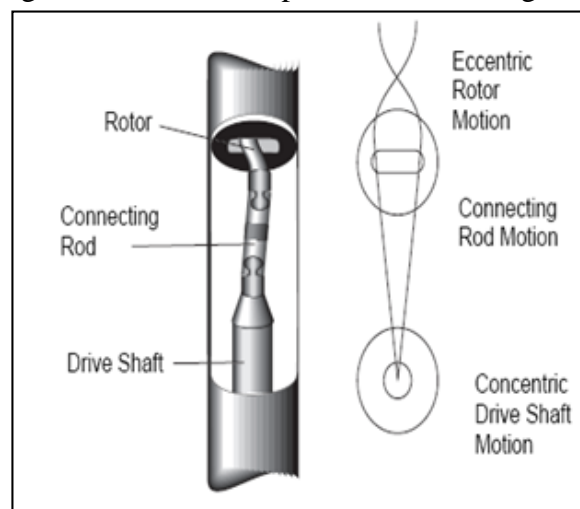
b- Power section :

Les PDM sont basés sur le principe des pompes Moineau inverse. Lorsque la boue est pompée dans le moteur, elle remplit les cavités entre le rotor et le stator. Le rotor est forcé de céder le passage a la boue par sa rotation ou en d'autres termes, est déplacé (d'où le nom PDM)



c- Connecting Rod Assemblée:

Ceci est attaché à l'extrémité inférieure du rotor. Il transmet le couple et la vitesse de rotation du rotor à travers l'arbre d'entraînement vers l'outil. Le joint universel convertit le mouvement excentrique du rotor en mouvement concentrique à l'arbre d'entraînement. Sur certains modèles de moteurs, le "boots" renforcé en caoutchouc couvre les u-joints afin de les protéger contre l'érosion par la boue de forage



Fig(IV-3): composition d'un Positif Déplacement Motors



IV-2-2- Différents types de géométrie des PDMs :

Les différentes géométries des PDM sont montrées ci-dessous Fig(IV-4) :

Straight motor	DTU motors (Double Tilted Unit)	Single bent housing (fixed or adjustable)	Dual bent housings
----------------	-------------------------------------	--	-----------------------



Fig(IV-4): Différentes géométries des PDM

IV-2-3- Caractéristiques des fluides utilisés avec les PDMs :

L'entraînement des moteurs de fond peut se faire avec des boues à base d'eau ou à base d'huile, les recommandations suivantes sont exigées :

- La densité maximum recommandée de la boue est de 17ppg ;
- La teneur de la boue en sable doit être inférieure à 1%, si elle dépasse les 5% la durée de vie du moteur se réduit de 50% ;
- La boue à base d'huile doit maintenir la température du moteur de fond <200°F pour un bon fonctionnement. Lorsque la température est comprise entre 200°F et 300°F certains paramètres du moteur deviennent critiques. Si la température dépasse 300°F, certains composants du moteur se détériorent (élastomère du stator,)



IV-3- Steerable Mud Motors :

Les robustes moteurs à multi aubes ont été utilisés comme base pour la conception de la majorité des Steerable PDM.

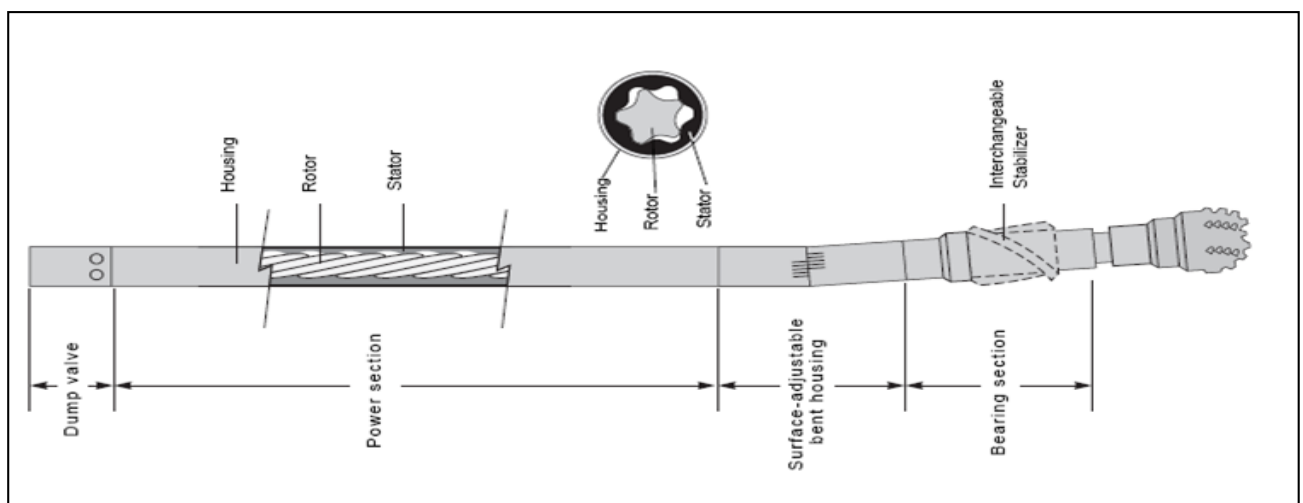
Il existe deux grandes conceptions des Steerable PDM:

1. Bent-housing Steerable Motor;
2. Double tilted U-joint Housing.

IV-3-1- Bent-housing Steerable Motor:

Dans le cas des torques élevés, il est convenable d'utiliser les moteurs à multi aubes menus d'un bent-housing, avec un offset qui varie généralement entre $0,25^\circ$ et $1,5^\circ$. Ce dernier représente l'angle entre l'axe de l'outil et celle du trou. Un stabilisateur concentriques est mis sur le bearing housing, le diamètre de ce stabilisateur est toujours légèrement inférieur à celui du trou (par exemple : $12^{1/8}$ dans un trou de $12^{1/4}$). Selon la conception des PDM, ce stabilisateur peut être de type manchon (possible de modifier le drill floor), ou une partie intégrante dans le bearing housing Fig(IV-5), Fig(IV-6).

En raison du manque de souplesse des premiers Steerable moteurs, la surface ajustable de bent housing est développée. Cette dernière permet l'ajustement de l'angle de bent-housing du PDM de 0° (c'est-à-dire l'équivalent d'une position droite) jusqu'à 3° (dans le cas des ANADRILL motor), dans le cas des petites augmentations.



Fig(IV-5): Bent-housing Steerable Motor

Le bent housing permet à l'outil d'augmenter l'inclinaison et / ou de changer la direction du trou lorsque la table de rotation ou la top-drive sont suspendus, et pour forer en ligne droite lorsque la garniture de forage est en rotation. L'utilisation d'un outil et d'une BHA adéquate réduit le nombre de manœuvres.



Fig(IV-6): Ajustement du Bent Housing

En raison de leur grand couple réactif, il est généralement difficile d'essayer d'orienter le steerable PDM on utilisant des single-shot surveys. Il est lent et peut conduire le trou en cours de forage vers une mauvaise direction. Dans le cas où le control du tool-face est perdue on va avoir des dogleg elvés.

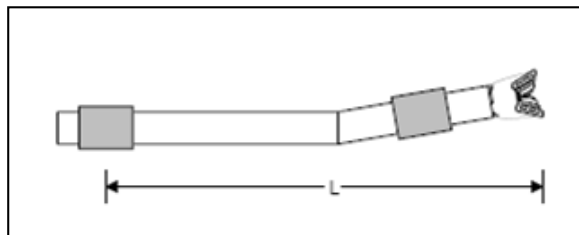
Afin de bien contrôler la trajectoire de puits en introduit dans la BHA l'outil MWD. Evidemment, avec tous les Steerable moteurs, il est difficile de marquer la référence du scribe line sur le PDM housing.

Le décalage entre l'angle de celui-ci et la référence de Toolface du MWD déterminera la valeur de tool-face lue.

Estimation du dog-leg :

Le dog-leg attendu qui peut être réalisé par des outils et des moteurs spécifiques (bent housing offset angle) est calculé par la géométrie des trois points. Lorsque aucune information (build up rate) précise n'est disponible sur le steerable motor's, une bonne estimation est obtenu en utilisant la formule suivante:

$$\frac{\text{Bent housing angle} \times 200}{L} = BUR \text{ } ^\circ/100ft$$





IV-4- Calculs de trajectoire :

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

➤ **En cours de forage :**

- Pour établir la position du puits ;
- Pour contrôler son cheminement et corriger
- Pour rester dans le réservoir en cas de forage horizontal.

➤ **En fin de puits :**

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

Ce contrôle peut et doit être effectué en temps réel, il est quelquefois complété pour confirmation par des mesures à posteriori. Ce suivi doit être continu pendant tout le forage du puits et met en œuvre des techniques variées. Il peut être résumé comme suit:

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

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

- Le calcul de la position du puits sera effectué dès l'obtention des mesures et selon la méthode de calcul déterminée dans le programme de forage.
- Représenter et extrapoler : Les résultats obtenus seront utilisés pour interpréter le comportement de la trajectoire et extrapoler en anticipant les tendances naturelles et si nécessaire en considérant les possibilités de correction "raisonnable".
- Les éléments ci-dessus permettront alors de décider de la suite des opérations, continuité ou mise en œuvre des moyens de correction.



une calcul mathématique est nécessaire dont le but est d'établir la position du puits dans un repère géométrique (et donc géographique) donné.

IV-4-1- Principe du calcul :

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

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

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

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

- La profondeur verticale $V_x = \sum_0^x (\Delta V)$
- La coordonnée Est/Ouest $X_x = \sum_0^x (\Delta X)$
- La coordonnée Nord/Sud $Y_x = \sum_0^x (\Delta Y)$

Avec:

ΔTVD : Variation de la profondeur verticale entre deux mesures consécutives ;

ΔEst : Variation de coordonnée Est/Ouest entre deux mesures consécutives ;

$\Delta Nord$: Variation de coordonnée Nord/Sud entre deux mesures consécutives.

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

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

Z : Profondeur mesurée à la station x (m: mètre)

I_Z : Inclinaison à la station x (°:degré)

A_Z : Azimut à la station x (°:degré)

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

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

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

IV-4-2- Conditions et options initiales :

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

**a- Niveau de référence :**

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

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

b- Système de coordonnées :

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

- X,Y,Z coordonnées de la tête de puits ;
- Déclinaison magnétique ;
- Convergence si nécessaire.

c- Méthode de calcul :

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

d- Azimut de projection :

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

e- Autres paramètres :

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

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

IV-4-3- méthodes de mesure :

Chaque mesure fournira les paramètres de base:

➤ *Profondeur mesurée*: obtenue par la mesure du train de tiges et corrigée de manière à déterminer la profondeur des instruments de mesure.

Z: Profondeur mesurée à la station x (m: mètres ou pied)

➤ *Inclinaison* : obtenue à l'aide de l'outil de fond

I_x : Inclinaison à la station x degrés

➤ *Azimut* : obtenu de l'outil de mesure et corrigé en fonction du type d'outil utilisé (déclinaison magnétique) et du système de projection (déclinaison).

A_x : Azimut à la station x degrés Nord

**Note:**

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

On ne peut pas parler d'azimut du puits lorsque l'inclinaison est nulle, une valeur est néanmoins nécessaire au calcul, elle est généralement:

- Soit zéro ;
- Soit égale à l'azimut de la première station.

IV-5- Méthodes de calcul et application sur le puits MD-231:

Il n'existe pas de solution purement mathématique pour répondre au problème de calcul de trajectoire. Un grand nombre de méthodes ont été établies pour déterminer la position du puits dans l'espace géométrique. Elles dérivent toutes de considérations trigonométriques et sont plus ou moins précises en fonction des hypothèses de bases effectuées quand à la forme de la section joignant deux points consécutifs (segment de droite, arc de cercle, etc.).

- 1-Méthode d'angle moyenne (average angle méthode) ;
- 2-Méthode tangentielle ;
- 3-Méthode de rayon de courbure (radius of curvate méthode) ;
- 4-Méthode de courbure minimum (minimum curvate méthode) ;
- 5-Méthode tangentielle moyennée ;
- 6-Méthode l'accélération compensée (mercury).

Les méthodes les plus utilisées sont la méthode d'angle moyen (en cas de calcul manuel), la méthode du rayon de courbure et de courbure minimum.

IV-5- 1- Méthode d'angle moyenne (average angle méthode) :

La méthode d'angle moyenne utilise la moyenne des mesures d'inclinaison et d'azimut effectuées dans les extrémités de chaque palier de la longueur forée.

La section forée entre deux stations consécutives est assimilée à un segment de droite ayant pour inclinaison la moyenne des inclinaisons et pour azimut la moyenne des azimuts. Cette méthode est très simple et juste, exécutée à l'aide d'une calculatrice, elle nécessite pas des manipulations mathématiques sophistiquées Fig(IV-7).

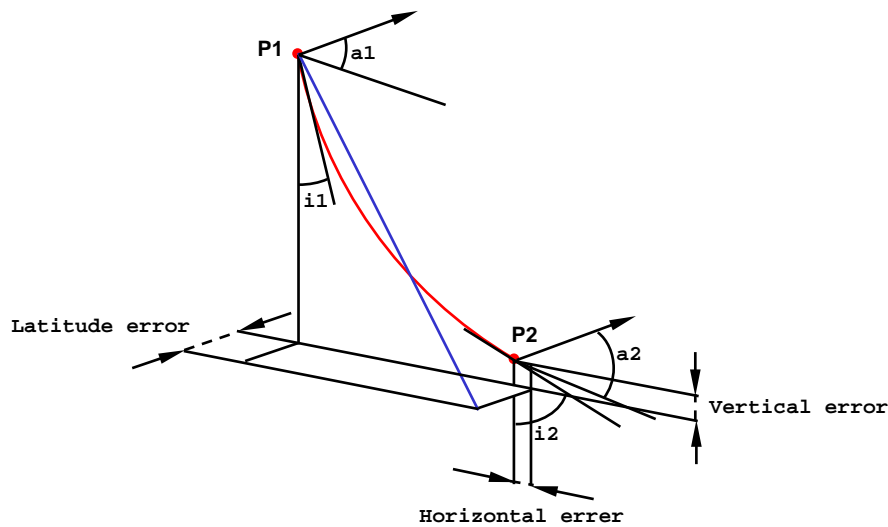
Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes:

$$\Delta TVD = \Delta MD \times \cos ((I_1 + I_2) / 2) \quad \text{mètres ou pieds} \quad (1-1)$$

$$\Delta H = \Delta MD \times \sin ((I_1 + I_2) / 2) \quad \text{mètres ou pieds} \quad (1-2)$$

$$\Delta Est = \Delta MD \times \sin ((I_1 + I_2) / 2) \times \sin ((A_1 + A_2) / 2) \quad \text{mètres ou pieds} \quad (1-3)$$

$$\Delta Nord = \Delta MD \times \sin ((I_1 + I_2) / 2) \times \cos ((A_1 + A_2) / 2) \quad \text{mètres ou pieds} \quad (1-4)$$



Fig(IV-7) : Méthode de l'angle moyen

application:

$\Delta Z(m)$	$Inc (^{\circ})$	$Azi (^{\circ})$
3283.5	7.110	232.850
3296	8.000	232.851

$$\Delta Z = 3296 - 3283.5 = \mathbf{12.5\ m}$$

$$\Delta TVD = 12.5 * \cos ((7.11+8.00) / 2) = \mathbf{12.39\ m}$$

$$\Delta H = 12.5 * \sin ((7.11+8.00) / 2) = \mathbf{1.64\ m}$$

$$\Delta Est = 12.5 * \sin ((7.11+8.00) / 2) * \sin ((232.85+232.85) / 2) = \mathbf{1.3\ m}$$

$$\Delta Nord = 12.5 * \sin ((7.11+8.00) / 2) * \cos ((232.850+232.851) / 2) = \mathbf{0.94\ m}$$

avantage : méthode simple et facile.

inconvénient : n'est pas exacte car elle tient compte que le segment est droit.

IV-5- 2- Méthode tangentielle :

Par définition, la méthode tangentielle utilise seulement l'inclinaison et l'azimut mesurée en bas de l'extrémité inférieure de la course. La trajectoire du puits foré est assimilée d'être une tangente à ces angles à travers la course Fig (IV-8).

Cette méthode est la moins utilisée parmi les autres méthodes de calcul à cause de son inexactitude, les calculs sont basés seulement sur l'inclinaison I_2 et l'azimut A_2 .



Généralement la méthode aboutit a un grand déplacement latérale indique un petit déplacement verticale au fur et a mesure que l'angle est élevée ainsi que la distance entre deux stations de mesure l'erreur devient assez importante, la méthode donne aussi des erreurs élevés au niveau des puits de configuration build et hole. Si les mesures sont prises à un intervalle de 1ft, l'erreur devient tolérable.

L'inclinaison augmente selon des estimations prédéterminées jusqu'a atteindre l'angle finale ensuite la maintenir à cette valeur jusqu'a la fin du forage.

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes:

$$\Delta Nord = \Delta MD \times \sin I_2 \times \cos Az_2 \quad (2-1)$$

$$\Delta Est = \Delta MD \times \sin I_2 \times \sin Az_2 \quad (2-2)$$

$$\Delta TVD = \Delta MD \times \cos I_2 \quad (2-3)$$

$$\Delta H = \Delta MD \sin I_2 \quad (2-4)$$

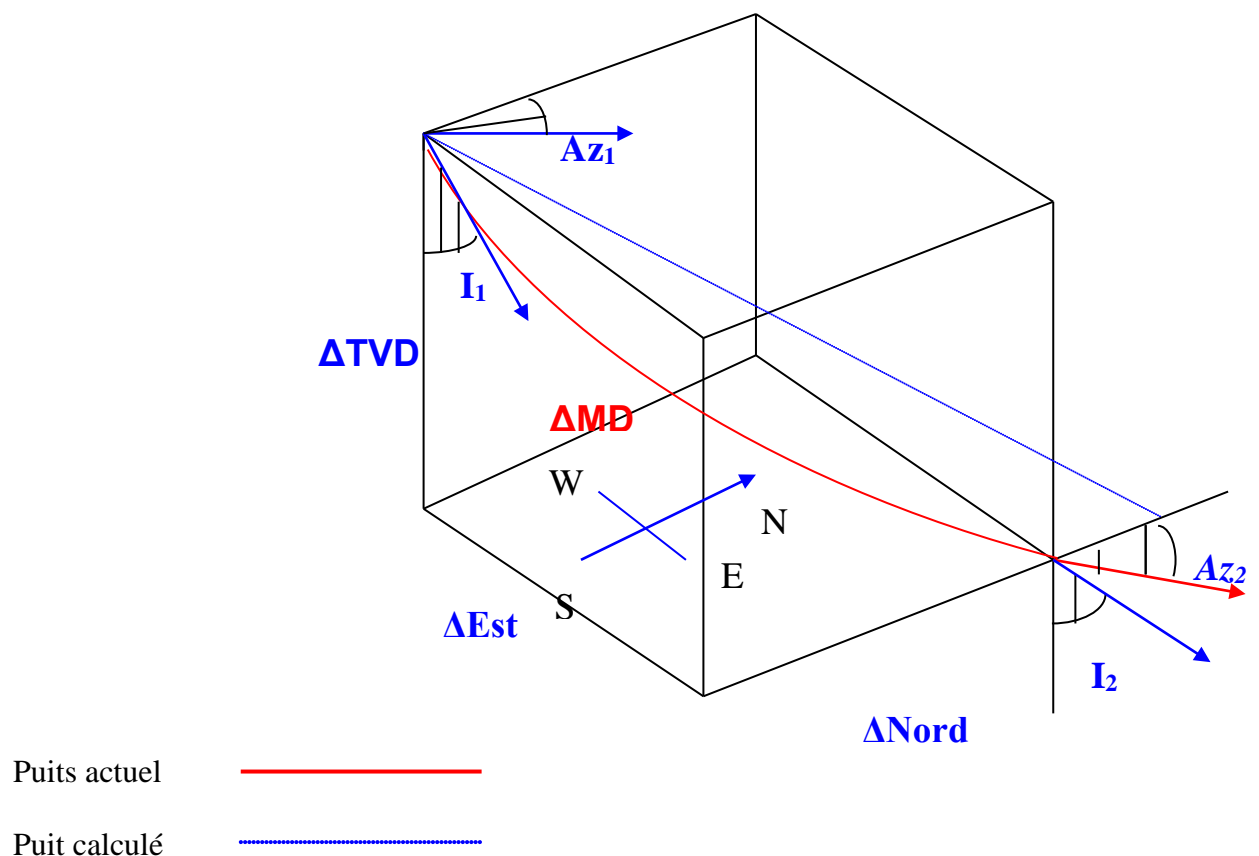


Fig.(IV-8) : Méthode tangentielle

**application:**

$\Delta Z(m)$	$Inc (^{\circ})$	$Azi (^{\circ})$
3283.5	7.110	232.85
3296	8.000	232.85

$$\Delta N / S = 12.5 \times \sin 8.00 \times \cos 232.85 = 1.05m$$

$$\Delta E / O = 12.5 \times \sin 8.00 \times \sin 232.85 = 1.40m$$

$$\Delta TVD = 12.5 \times \cos 8.00 = 12.37m$$

$$\Delta H = 12.5 * \sin 8.00 = 1.74m$$

$$\begin{aligned} \Delta N/S &= 1.05m \\ \Delta E/O &= 1.40m \\ \Delta TVD &= 13.37m \\ \Delta H &= 1.74m \end{aligned}$$

IV-5- 3- Méthode de rayon de courbure (radius of curvate méthode) :

Cette méthode utilise les mesures d'azimut et d'inclinaisons faites dans des stations au niveau du top et du fond de la longueur de la course, donne une courbe dans l'espace (la trajectoire du puits) (Fig IV-9). Cette méthode est l'une des moyens les plus exactes afin de déterminer la position du puits foré. Elle suppose que le puits se trouve dans un cylindre dont l'axe est vertical, et a un rayon égal au rayon de la courbure dans le plan horizontal (Fig IV-10).

Elle détermine la longueur de l'arc entre les deux extrémités, supérieure et inférieure de la longueur de la course dans le plan horizontal. Le cylindre peut alors être étalé pour calculer la longueur de l'arc circulaire le long de la surface de cylindre. Par conséquent, l'incrément du TVD ne change pas par le changement d'azimut.

Cette courbe à la forme d'un arc circulaire dans un plan vertical enroulé autour d'un cylindre. Elle est tangentielle à l'inclinaison et à l'azimut passant par les extrémités supérieures et inférieures de la longueur de la course.

Cette méthode est recommandée pour les calculs final faits par l'ordinateur.

Dans cette méthode comme dans les autres méthodes, la précision diminue avec l'augmentation de la distance entre deux stations de mesure. Elle est complexe et difficile à exécuté avec une calculatrice.



Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes:

$$\Delta Nord = \frac{\Delta MD \times [(\cos I_1 - \cos I_2) \times (\sin Az_2 - \sin Az_1)]}{(I_2 - I_1) \times (Az_2 - Az_1)} \quad (3-1)$$

$$\Delta Est = \frac{\Delta MD \times [(\cos I_1 - \cos I_2) \times (\cos Az_1 - \cos Az_2)]}{(I_2 - I_1) \times (Az_2 - Az_1)} \quad (3-2)$$

$$\Delta TVD = \frac{\Delta MD \times [(\sin I_2 - \sin I_1)]}{(I_2 - I_1)} \quad (3-3)$$

$$\Delta H = \frac{\Delta MD \times [(\cos I_2 - \cos I_1)]}{(I_2 - I_1)} \quad (3-4)$$

application :

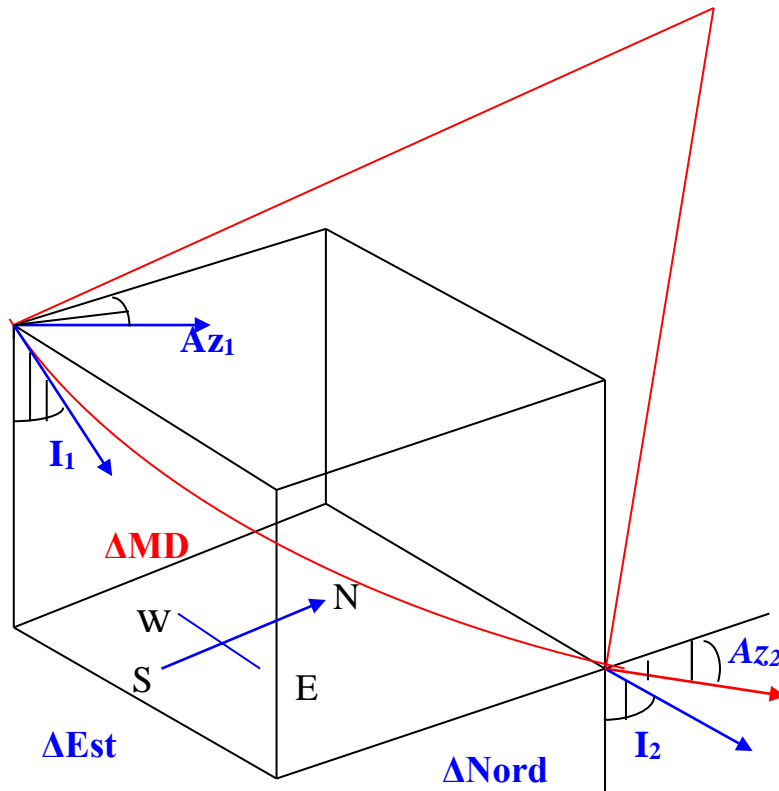
$\Delta Z(m)$	$Inc (^{\circ})$	$Inc (rad)$	$Azi (^{\circ})$
3283.5	7.110	0.1395	232.850
3296	8.000	0.12403	232.851

$$\Delta Nord = \frac{12.5 \times [(\cos 7.110 - \cos 8.0) \times (\sin 232.850 - \sin 232.851)]}{(8.00 - 7.110) \times (232.85 - 232.851)} = \boxed{0.871 \text{ m}}$$

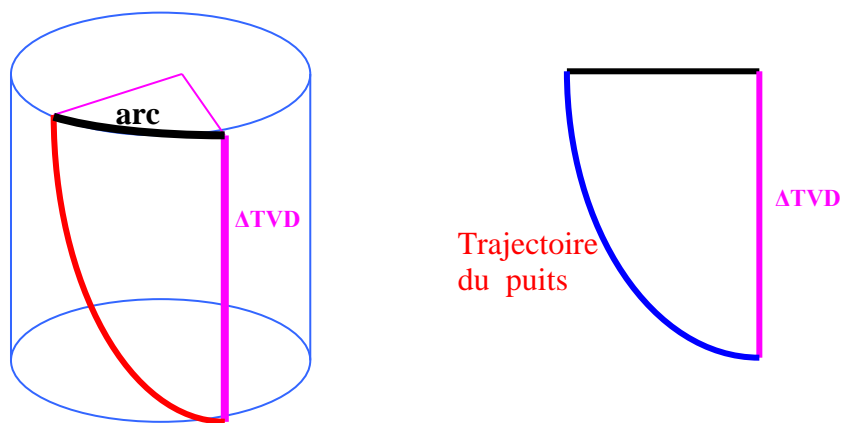
$$\Delta Est = \frac{12.5 \times [(\cos 7.11 - \cos 8.0) \times (\cos 232.851 - \cos 232.68)]}{(8.00 - 7.110) \times (232.85 - 232.851)} = \boxed{1.056 \text{ m}}$$

$$\Delta TVD = \frac{12.5 \times [(\sin 8.00 - \sin 7.11)]}{(8.00 - 7.110)} = \boxed{12.23 \text{ m}}$$

$$\Delta H = \frac{12.5 \times [(\cos 8.00 - \cos 7.110)]}{(8.00 - 7.110)} = \boxed{1.67 \text{ m}}$$



Fig(IV-9): Méthode de rayon de courbure



Fig(IV-10): Schéma explicatif du rayon de courbure

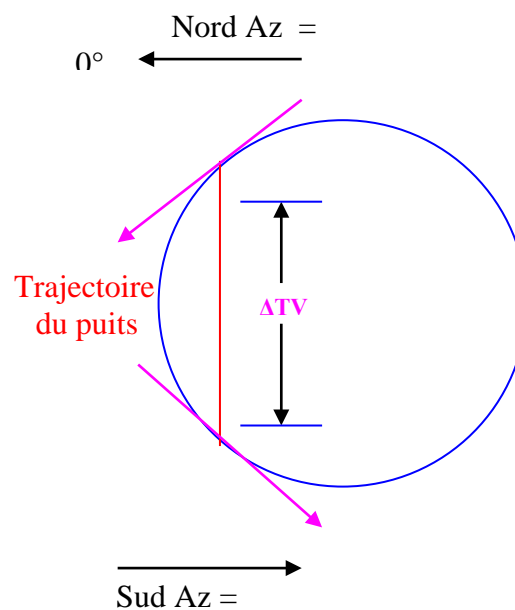


IV-5- 4- Méthode de courbure minimum (minimum curvate méthode) :

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

Au lieu d'approximer le chemin de puits avec deux lignes droites, cette méthode de courbure minimum remplace ces lignes par un arc circulaire Fig(IV-11). Cet arc est calculé en employant un facteur d'échelle de Dogleg basé sur le taux de changement angulaire à la fin de la longueur de la course.

Cette méthode suppose que la trajectoire du puits se trouve sur une sphère, par conséquent, ΔTVD sera une fonction de la longueur de la course Fig(IV-11).



Fig(IV-11) : Schéma explicatif de la courbure minimum

La différence entre la méthode du rayon de courbure et celle de la courbure minimum est que la première utilise le taux de changement de l'inclinaison à la fin de la longueur de la course pour calculer les déplacements dans le plan vertical et le taux de changement des azimuts pour calculer les déplacements dans le plan horizontal. Alors que la méthode de la courbure minimum utilise le dogleg pour le calcul des déplacements dans les deux plans. Cette méthode est parmi les méthodes les plus précises qui déterminent la position d'un puits donné, mais elle n'est pas adorable par les procédures manuelles, elle nécessite un calculateur puissant.

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes:

$$\Delta Nord = \frac{\Delta MD}{2} \times [(\sin I_1 \times \cos Az_1) + (\sin I_2 \times \cos Az_2)] \times RF \quad (4-1)$$

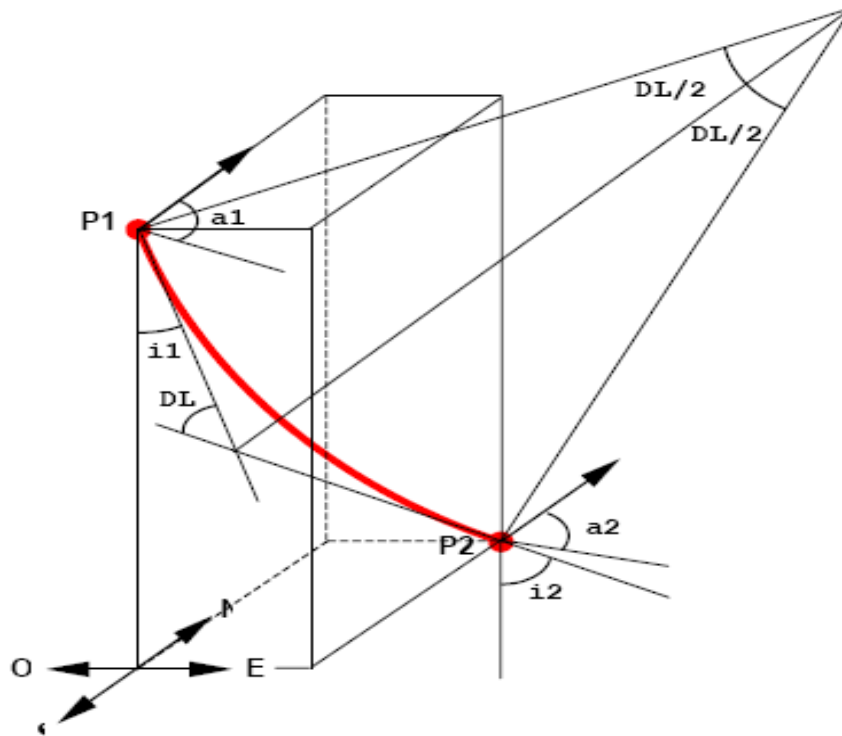
$$\Delta Est = \frac{\Delta MD}{2} \times [(\sin I_1 \times \sin Az_1) + (\sin I_2 \times \sin Az_2)] \times RF \quad (4-2)$$

$$\Delta TVD = \frac{\Delta MD}{2} \times (\cos I_1 \times \cos I_2) \times RF \quad (4-3)$$



Avec :
$$RF = \frac{180}{\pi} \times \frac{\Delta MD}{DL} \tan \frac{DL}{2} \quad (4-4)$$

Et
$$\cos DL = \cos(I_2 - I_1) - \sin I_1 \times \sin I_2 \times [1 - \cos(Az_2 - Az_1)] \quad (4-5)$$



Fig(IV-12) Méthode de courbure minimum (minimum curvate méthode)

application:

$\Delta Z(m)$	$Inc (^{\circ})$	$Inc (rad)$	$Azi (^{\circ})$
3283.5	7.110	0.1395	232.850
3296	8.000	0.12403	232.851

$$\cos DL = \cos(8.00 - 7.110) - \sin 7.110 \times \sin 8.00 \times [1 - \cos(232.851 - 232.850)]$$

$$\cos DL = 0.9998 \rightarrow DL = 0.92387$$

$$RF = \frac{180}{\pi} \times \frac{12.5}{0.9238} \tan \frac{0.92387}{2}$$

RF=1.002

$$\Delta Nord = \frac{12.5}{2} \times [(\sin 7.110 \times \cos 232.850) + (\sin 8.00 \times \cos 232.851)] \times 1.002$$

$\Delta N/S=0.998 \text{ m}$

$$\Delta Est = \frac{12.5}{2} \times [(\sin 7.110 \times \sin 232.850) + (\sin 8.00 \times \sin 232.851)] \times 1.002$$

$\Delta E/O=1.283 \text{ m}$

$$\Delta TVD = \frac{12.5}{2} \times (\cos 7.110 + \cos 8.00) \times 1.002$$

$\Delta TVD=12.39 \text{ m}$

$$\Delta H = \frac{12.5}{2} \times (\sin 7.110 + \sin 8.00) \times 1.002$$

$\Delta H=1.644 \text{ m}$



IV-5- 5- Méthode tangentielle moyennée :

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

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes:

$$\Delta Nord = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 \cos Az_1 + \sin I_2 \cos Az_2) \quad (5-1)$$

$$\Delta Est = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 \sin Az_1 + \sin I_2 \sin Az_2) \quad (5-2)$$

$$\Delta TVD = \frac{\Delta MD}{2} (\cos I_1 + \cos I_2) \quad (5-3)$$

$$\Delta H = \frac{\Delta MD}{2} (\sin I_1 + \sin I_2) \quad (5-4)$$

application:

$\Delta Z(m)$	$Inc (^{\circ})$	$Inc (rad)$	$Azi (^{\circ})$
3283.5	7.110	0.1395	232.850
3296	8.000	0.12403	232.851

$$\Delta Nord = \frac{12.5}{2} (\sin(7.110) * \cos(232.850) + \sin(8.00) * \cos(232.851)) = \Delta N/S = 0.9964 \text{ m}$$

$$\Delta Est = \frac{12.5}{2} (\sin(7.110) * \sin(232.850) + \sin(8.00) * \sin(232.851)) = \Delta E = 1.3099 \text{ m}$$

$$\Delta TVD = \frac{12.5}{2} (\cos 7.110 + \cos 8.00) = \Delta TVD = 12.39 \text{ m}$$

$$\Delta H = \frac{12.5}{2} (\sin 7.110 + \sin 8.00) = \Delta H = 1.64 \text{ m}$$

IV-5- 6- Méthode d'accélération compensée (mercurey) :

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

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes:



$$\Delta TVD = \frac{\Delta MD - STL}{2} (\cos Az_1 + \cos Az_2) + STL \cos Az_2 \quad (6-1)$$

$$\Delta Nord = \frac{\Delta MD - STL}{2} (\sin I_1 + \cos Az_1 + \sin I_2 \cos Az_2) + STL \sin I_2 \cos Az_2 \quad (6-2)$$

$$\Delta Est = \frac{\Delta MD - STL}{2} (\sin I_1 \sin Az_1 + \sin I_2 \sin Az_2) + STL \sin I_2 \sin Az_2 \quad (6-3)$$

STL : Length of the survey tool.

IV-5- 7- calcul complémentaire:

1- Vertical section :

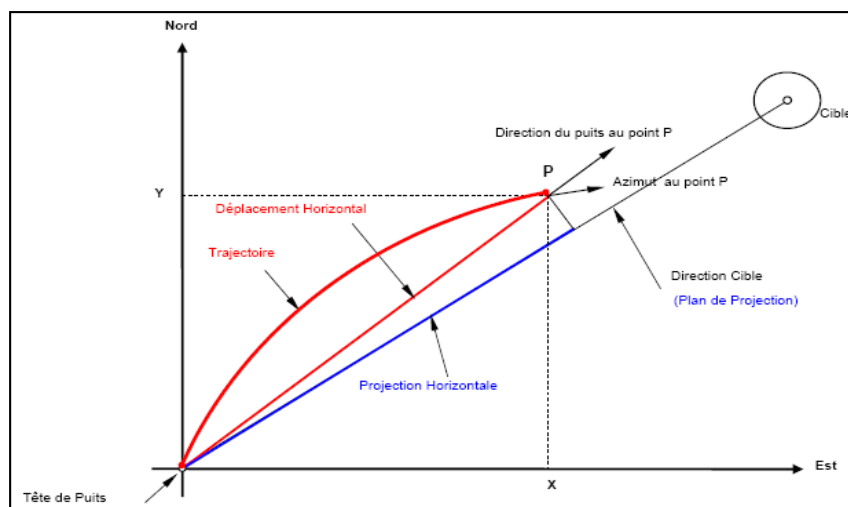
Elle représente la projection du déplacement horizontal (distance horizontale entre un point du puits et la projection verticale de la tête de puits) sur le plan vertical Fig(IV-13).

Elle est calculée par la formule suivante :

$$\begin{aligned} VS &= HD \cos(Az_{th} - Az) & (7) \\ \text{Avec : } HD &= (X^2 + Y^2)^{1/2} \\ Az &= \arctan (X / Y) \quad Y > 0 \\ Az &= 180^\circ + \arctan (X / Y) \quad Y < 0 \end{aligned}$$

Tels que :

- VS : Vertical section ;
- HD : Déplacement horizontal ;
- X , Y : Position de la station par rapport à l'Est et au Nord successivement ;
- Az_{th} : Azimut théorique de la cible ;
- Az : Azimut du puits.



Fig(IV-13) : section Vertical



2- Concept de Dog Leg Severity (DLS):

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

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

-Formulation mathématique de DLS :

$$DLS = \frac{180}{\pi} \alpha \left(\frac{1}{R_n} + \frac{1}{T_n} \right) \quad (8)$$

- DLS : Généralement défini en °/100 ft ou °/10 m ou °/30 m ;
- α : Coefficient de longueur égal à 100, 10 ou 30 dépendant de l'unité sélectionnée ;
- R_n : Défini comme le rayon de courbure toujours >0 en ft ou m ;
- T_n : Défini comme le rayon de torsion, il peut être >0 or <0 en ft ou m.

Où R_n et T_n sont calculés comme suit :

$$\frac{1}{R_n} = (G_I^2 + G_{Az}^2 \sin^2 I_n)^{1/2}$$

$$\frac{1}{T_n} = -(G_{Az} \cos I_n)(R_n^2 G_I^2 + 1)$$

Avec :

- G_I : Gradient d'inclinaison $G_I = (I_n - I_{n-1}) / (S_n - S_{n-1})$
- G_{Az} : Gradient d'azimut $G_{Az} = (AZ_n - AZ_{n-1}) / (S_n - S_{n-1})$

- I_n : Inclinaison du puits à la station de mesure n radient
- AZ_n : Azimut du puits à la station de mesure n radient
- S_n : Longueur forée du puits à la station de mesure n ft ou m.

Quand $T_n \rightarrow \infty$, la courbe est dite plane le DLS se simplifie à :

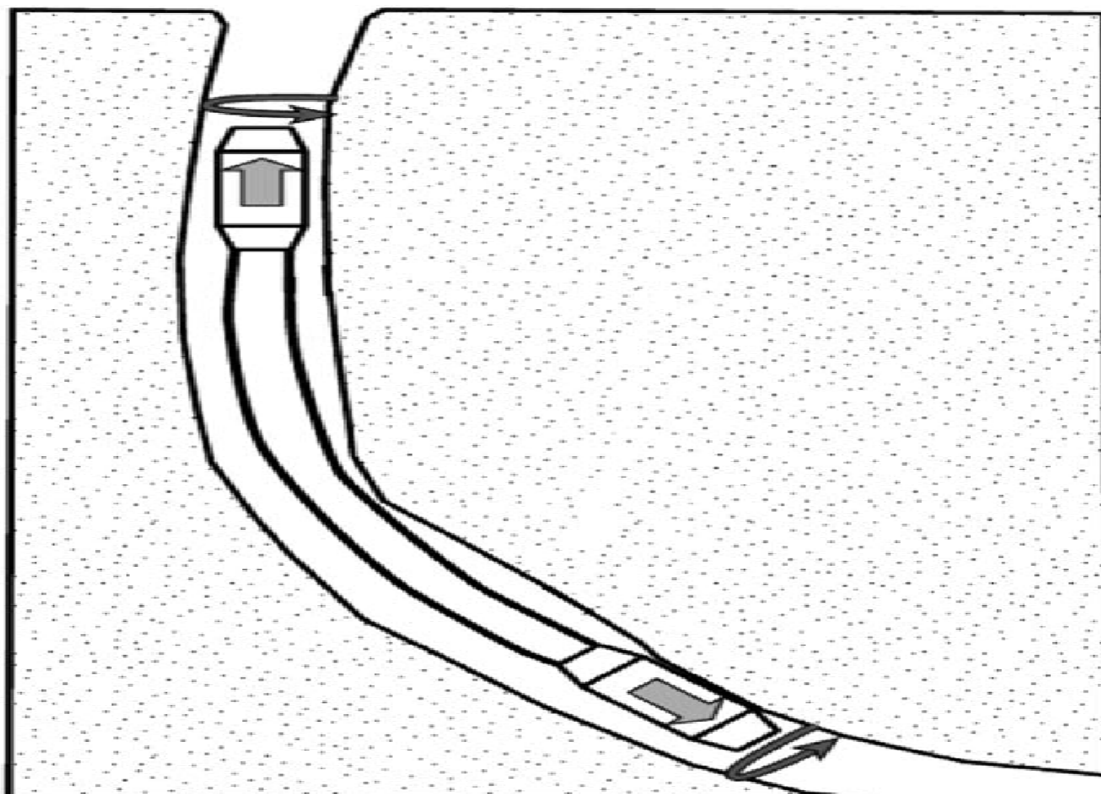
$$DLS = \frac{180}{\pi} \alpha \left(\frac{1}{R_n} \right)$$

Dans le cas plan : le rayon de courbure d'une courbe est donné par :

$$R_n = (S_n - S_{n-1}) / \gamma_n$$

Où γ_n est donné par :

$$\gamma_n = \cos^{-1}(\sin I_n \sin I_{n-1}(\sin AZ_n \sin AZ_{n-1} + \cos AZ_n \cos AZ_{n-1}) + \cos I_n \cos I_{n-1})$$



Fig(IV-14) dog-leg

C'est de cette manière que l'API définit le concept de DLS. Bien sur ces deux formulations donnent le même résultat dans le cas plan.

Utilité de cette méthode :

On peut donc simuler la trajectoire du puits avec différentes sévérités de DLS pour la section verticale, build-up, tangente, drop off, horizontale. Le concepteur de trajectoire peut diminuer ou augmenter les dog legs selon le type de BHA ou selon l'habileté du déviateur à maintenir le puits dans le plan du profil théorique. Cette simulation est faite d'après les données de puits voisins.

3- Tortuosité :

a- Concept de tortuosité :

La tortuosité d'un puits est définie comme la variation des dog-legs entre le profil réel et théorique du puits sur un même intervalle.

L'amplitude de la variation d'angle sur un intervalle donné de longueur L est définie :

$$DL = \left(\frac{1}{R_n} + \frac{1}{|T_n|} \right) \quad DL: \text{Amplitude en degré.} \quad (9)$$

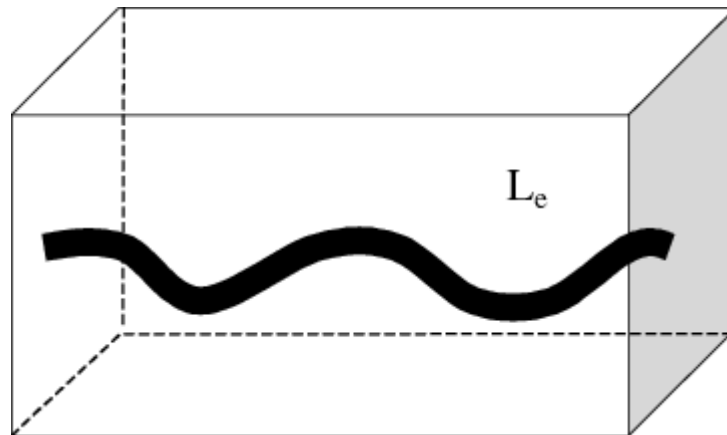
Avec :



$$\frac{1}{R_n} = \sqrt{(I_n - I_{n-1})^2 + (A_n - A_{n-1})^2 \sin^2 I_n} \quad \frac{1}{|T_n|} = ((A_n - A_{n-1}) \cos I_n) (R_n^2 G_i^2 + 1)$$

Tous les angles sont en degrés.

Note : le terme T_n peut être négligé.



Fig(IV-15): Tortuosité dans les puits

Index de tortuosité :

Pour une section ou un intervalle donné il sera donc la somme des différences des amplitudes du puits réel par rapport au puits théorique rapportée à la longueur de l'intervalle et exprimée en unité de DLS sélectionné.

$$ID_{Tor} = \frac{\sum_{i=0}^m DL_{s,m} - \sum_{i=0}^m DL_{p,m}}{\Delta MD} \alpha \quad (10)$$

L'index de Tortuosité sera exprimé en °/30m ou °/10m ou °/100ft.

la tableau suivante représente une comparaison entre les différentes méthodes de calcule :

Méthodes	$\Delta TVD(m)$	$\Delta H(m)$	$\Delta E/O(m)$	$\Delta N/S(m)$	ERREUR (%)
1-angle moyen	12.39	1.64	1.30	0.940	5
2-tangentielle	13.37	1.74	1.40	1.052	2.6
3-rayon de courbure	12.01	1.29	1.06	0.871	8.1
4-courbure minimum	12.39	1.644	1.28	1.028	0.3
5-tangentielle moyenne	12.39	1.64	1.31	0.996	3.7
valeur du Survey	12.391	1.636	1.28	0.99	/



l'histogramme ci -dessous Fig(IV-16) représente les valeur des erreur des méthodes respectivement au tableau :

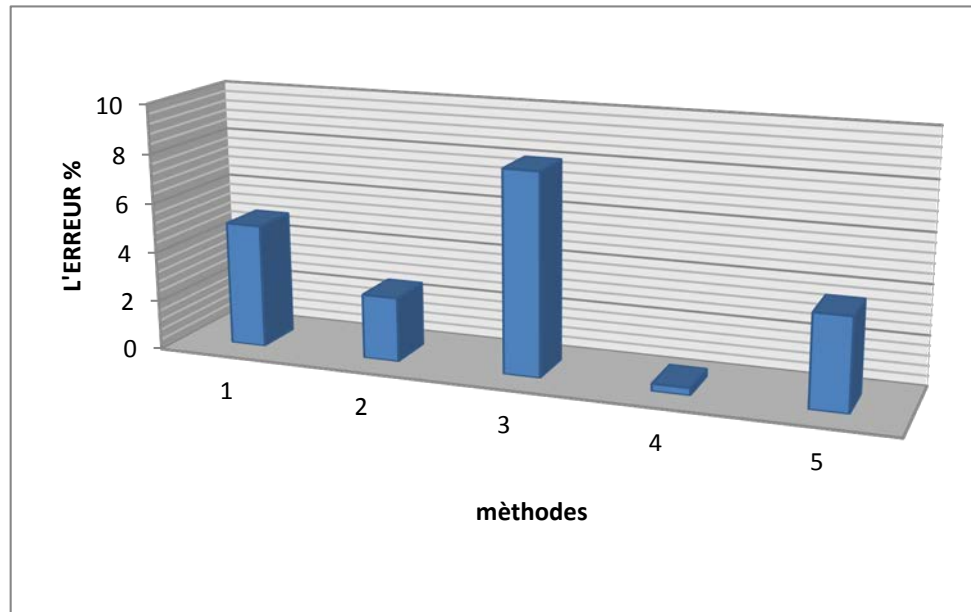


Fig (IV-16): représente les valeur des erreur

D'après cette histogramme on voit que la méthode de courbure minimum est celle qu'est correspond à la moindre valeur d'erreur ,c'est pour cette raison elle est la utilisée dans le calcule de contrôle de la trajectoires .

IV-6 - CORRECTION DE LA TRAJECTOIRE

pendant le forage on rencontre les problèmes de la déviation de l'outil de forage ce qui nécessite toujours une éventuelle correction pour qu'on pouvoir atteindre notre objectif cibler dans le programme.

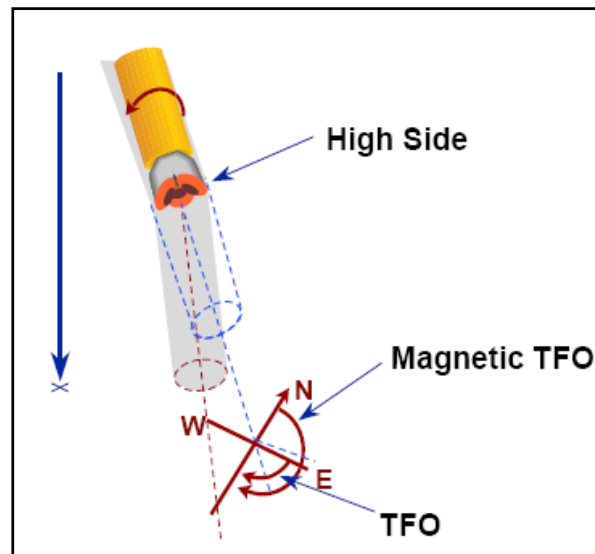
on fait la correction de la trajectoire à l'aide de toolface(la direction de l'outil de forage) en **mode sliding** c.-à-d. on fixe la garniture et la rotation de l'outil se réalisé par le moteur de fond

IV-6-1-Tool face:

le tool-face est une angle caractérisant la direction de l'outil de forage par rapport à l'axe du puits. C'est l'angle déterminé par le plan vertical passant par l'axe du moteur situé au-dessus du raccord coudé et le plan déterminé par ce même axe et l'axe de la partie du moteur située sous le raccord coudé Fig(IV-17).



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



Fig(IV-17):Tool face

IV-6-1-1-Lecture de la position du Toolface :

1. Précautions :

Quand on utilise un moteur de fond (PDM) pour le forage dirigé, il faut tenir compte du couple réactif, celui-ci est transmis à la garniture dès que le moteur se met en route sous l'effet de la boue de forage et que le forage commence. Le coup le réactif entraîne une position du toolface à gauche de sa position en statique.

Cette variation de la position du toolface doit être estimée préalablement. Elle dépend de divers facteurs :

- Le type (puissance) .
- Le diamètre de la garniture.
- L'inclinaison du puits (frottement).
- Le type d'outil de forage .
- Le poids sur l'outil (WOB).

Il est possible de vérifier son estimation en utilisant soit un moyen de mesure intermittent, soit un système de mesure continu.

La mesure continue est possible si l'on utilise un Steering tool ou un MWD, les effets de couple réactif sur la position du toolface peuvent être suivis directement et l'orientation de celui-ci ajustée en fonction de cette transmission continue, offre à la surface de multiples avantages, en particulier :

- Diminution très sensible des temps de mesure de déviation.
- Diminution des risques de coincement pendant les mesures



2. La règle du pouce (gouverneur de pouce) :

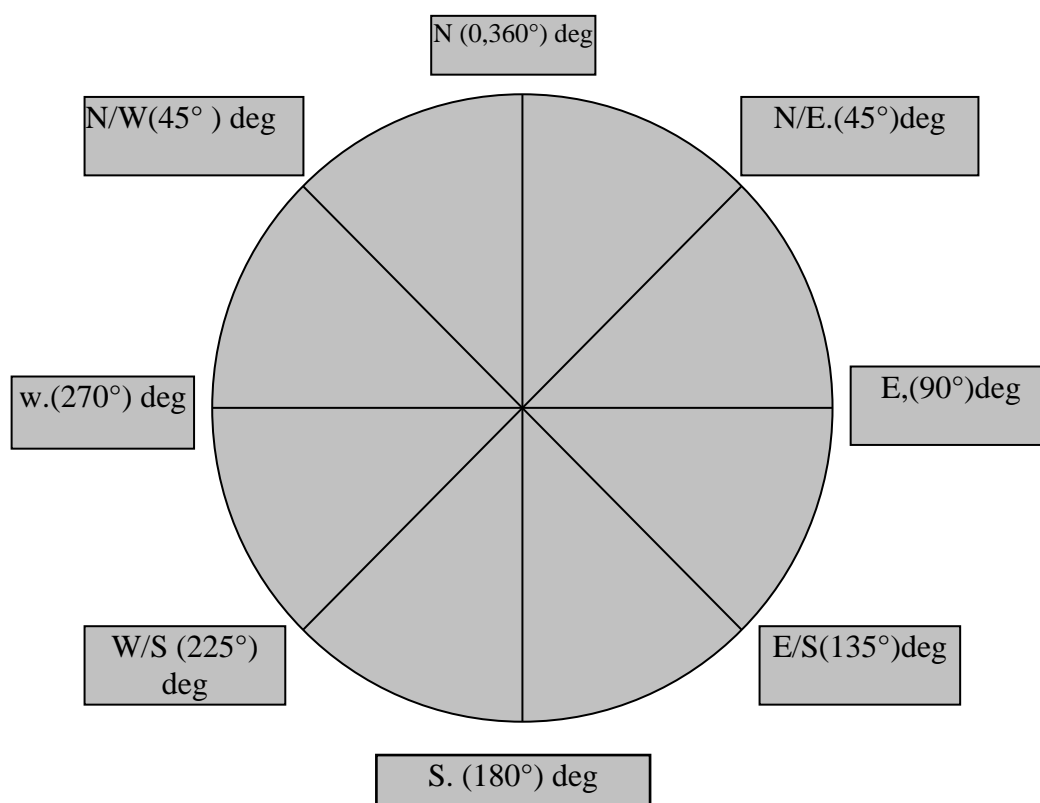
La règle s'applique à tous les outils de déflexion dans le cas où l'inclinaison est inférieure à 30° . La figure ci-dessous représente les inclinaisons supérieures à 30° dans des formations tendres ou moyennement dures, l'effet probable de positionner le toolface à 90° du highside, outre le **changement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

L'augmentation de l'inclinaison affecte également cette tendance.

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

Le diagramme montre la position désirée du toolface pendant le forage.

Quelque soit l'inclinaison du puits, orienter le toolface sur le highside aura pour effet d'augmenter l'inclinaison et de maintenir l'azimut constant. De même, orienter le toolface sur le lowside aura pour effet de diminuer l'inclinaison et de maintenir l'azimut constant.



Fig(IV-18) Règle du pouce pour l'orientation du Toolface



IV-7- Calculs d'incertitude

- Etude anti-collision :

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

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

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

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

IV-7-1- Sources d'erreur :

De nombreuses sources d'erreur peuvent être identifiées:

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

IV-7-1-1- Erreurs dues à la position de l'outil de mesure :

1)-profondeur des capteurs de l'outil de mesure :

La profondeur des capteurs dépend de la mesure du train de tiges (Il est bien connu que c'est là une grande source d'erreur !).

Il faut aussi éviter la confusion entre profondeur du puits et profondeur de la mesure.

2)-Alignement de l'outil :

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

Deux sources d'erreur sont possibles :

1-mauvais alignement de l'outil dans le trou.

2-mauvais alignement des capteurs dans l'outil.

3-Mouvement des capteurs :

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

IV-7-1-2- Erreurs dues aux équipements de mesure :

- ◆ Erreurs dues aux outils eux-mêmes (caractéristiques des capteurs).
- ◆ Erreurs dues aux interférences magnétiques (outils magnétiques).
- ◆ interférences dues au train de tiges.
- ◆ perturbations magnétiques locales.
- ◆ proximité des tubages.
- ◆ puits voisins.
- ◆ Equipement amagnétique défectueux (hot spots).



le tableau suivante illustre les erreurs relatives pour chaque un des équipements suivants:

Inclination	Equipements	Erreur en inclinaison (%)	Erreur en Azimut (%)
< 5 degrés	Single shot magnétique	+/- 0.25	+/- 5.0
	Steering tool	+/- 0.25	+/- 5.0
	MWD	+/- 0.25	+/- 5.0
	Gyroscope	+/- 0.25	+/- 5.0
> 5 degrés	Single shot magnétique	+/- 0.20	+/- 2.0
	Steering tool	+/- 0.15	+/- 1.5
	MWD	+/- 0.10	+/- 1.25
	Gyroscope	+/- 0.10	+/- 1.25

IV-7-1-3-Erreurs dues au facteur humain :

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

IV-7-1-4-Erreurs dues aux calculs :

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

IV-8-application sur le puits MD231 :

Dans la pratique les résultats sont présentes sous différentes formes:

IV-8-1- représentations numériques :

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

- les paramètre mesures.
- les paramètre corriges .
- les résultats du calcule.



le tableau suivant représenter le programme prévisionnel de puits:

section	Depth rang (m) MD-RT	Sect.Length (m)	BUR (deg/30m)	Inclination (deg)	Azimuth GN (deg)
12 ^{1/4} " vertical	0.00-2247.00	2247.00	0.00	0.00	0.00
8" vertical	2247.00-3267.00	1020.00	0.00	0.00	0.00
6" Build	3267.00-3294.00	27.00	10.00	8.00	Blind
6" tangent	3294.00-3436.00	142.00	0.00	8.00	Blind
Total depth	3436.00	169.00	/	/	/

- Le tableau suivant représente le Survey du puits MD231 pour déviation de 3270 m jusqu' 3328 m, le calcul des paramètres du puits dans ce tableau effectué par la société Halliburton qui est très proche des valeur de méthode de courbure minimum :

Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD(m)	Local Coordinates		Map Coordinates		Dogleg Rate (°/30m)	Vertical Section (m)
				Northing (m)	Easting (m)	Northing (m)	Easting (m)		
3263.00	0.000	0.00	3263.00	0.00 N	0.00 E	121874.7580	825000.25000	0.000	0.000
3270.00	2.300	274.680	3269.998	0.01 N	0.14 W	121874.7649	825000.1097	9.857	0.108
3283.50	7.110	232.850	3283.452	0.47 S	1.08 W	121874.2516	824999.1894	12.464	1.151
3295.20	8.620	231.300	3295.041	1.46 S	2.34 W	121873.2251	824997.9609	3.909	2.750
3313.00	8.500	231.300	3312.643	3.11 S	4.41 W	121871.5016	824995.9487	0.202	5.395
3328.00	8.450	231.300	3327.412	4.91 S	6.35 W	121871.2354	824993.8465	0.197	8.151

remarque: c'est les Survey du puits MD231 qui prendre a la duré de notre stage pratique .



IV-8-2- Analyse des résultats du Survey pour le puits MD-231:

-De 3263 - 3270 m : on remarque l'azimut de la sortie de verticalité est de 274.680° et il est changer dans les 13 m suivante a la valeur 231.300° , le déviateur peut le corriger la trajectoire mais après calcul simple il est besoin de 130 m pour la correction de trajectoire a 274.680° .

-De 3270 - 3295.2 m : on constate une augmentation de l'inclinaison de 2.30° à 8.620° la réalisation de la section de build up est bien terminer avec inclinaison qui est dépasser la valeur proposer (8°) on peut commencer la section tangentiel (hold section) avec la rotation de moteur et tout la garniture de forage ,le déviateur peut toujours corriger la trajectoire du puits d'après quelque mètre forer en mode sliding .

-De 3295.2 -3313 m : on remarque un petite diminution de l'inclinaison de 8.620° à 8.500° on peut pas appelé comme un section drop off mais une petite correction de trajectoire d'après le déviateur de Halliburton

IV-8-3- Exemple de correction proposer:

le Survey donne les résultat suivant :

MD(m)	Inclinaison ($^\circ$)	Azimut ($^\circ$)	TVD
3295.200	8.620	231.300	3295.041

la proposition donne les résultat suivant :

MD(m)	Inclinaison ($^\circ$)	Azimut ($^\circ$)	TVD
3295	8.00	231.300	3294.853

♦ inclinaison :

$$I_{PLAN} - I_{SURVEY} = 8.00 - 8.62 = -0.62^\circ$$

➤ il faut diminuer l'inclinaison de 0.62° .

- on a utilisé un moteur avec un Bend de 1.50 qui donne un DLS= $10^\circ/30m$, on aura:
 $10^\circ \longrightarrow 30m$

$$0.62^\circ \longrightarrow X \text{ m} \quad \text{Alor : } X = 1.86 \text{ m}$$

Donc on doit faire un **sliding** de 1.86 m drop (low side TF= 180°) pour diminuer l'inclinaison

♦ L'azimut :

$$A_{PLAN} - A_{SURVEY} = 274.68 - 231.30 = 43.38^\circ$$

➤ il faut diminuer l'azimut de 43.38° .

- on a utilisé un moteur avec un Bend de 1.50 qui donne un DLS= $10^\circ/30m$, on aura:
 $10^\circ \longrightarrow 30m$

$$43.38^\circ \longrightarrow X \text{ m} \quad \text{Alor : } X = 130.14 \text{ m}$$

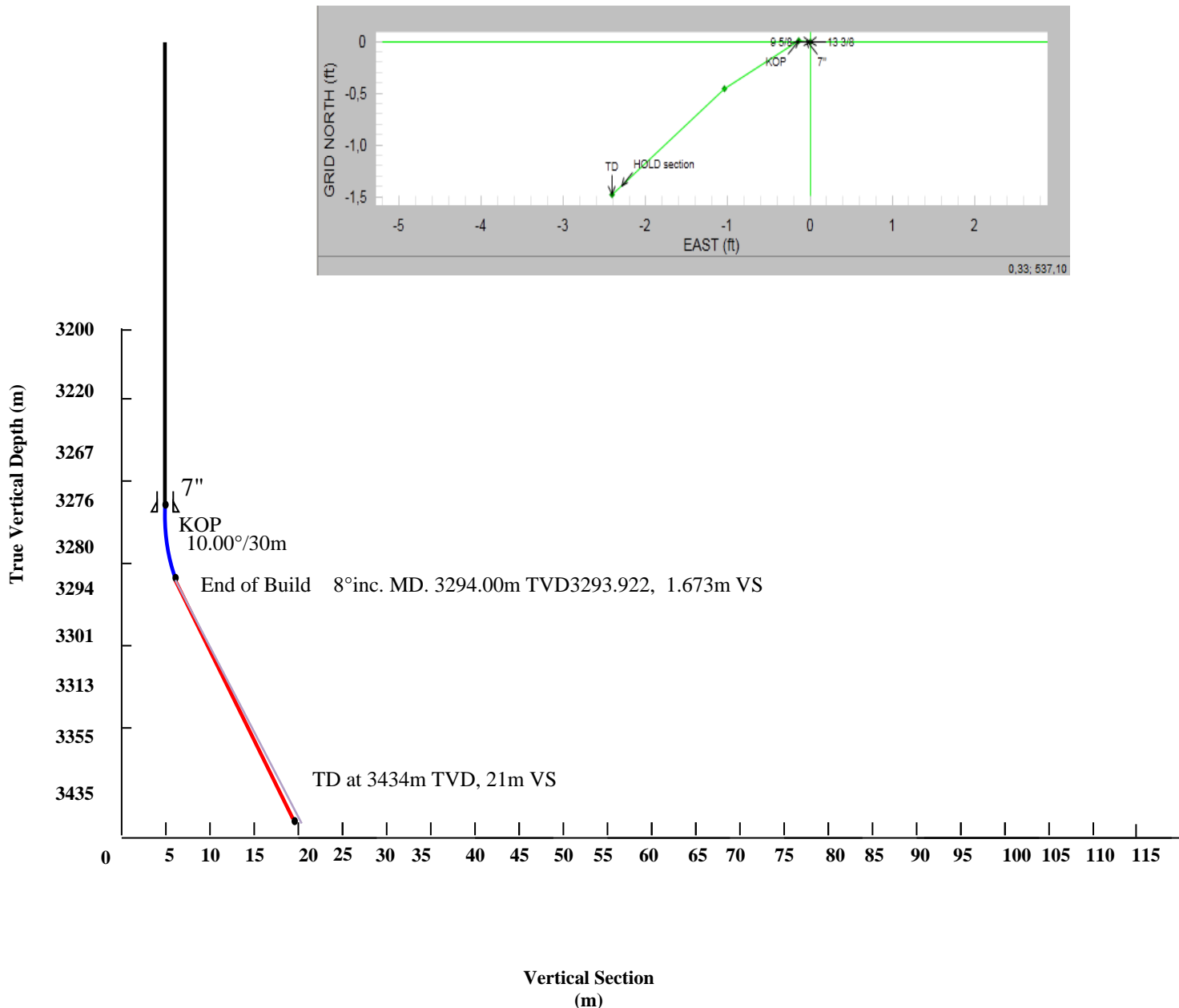
Donc on doit faire un **sliding** de 130.14 m left (TF= -90°) pour diminuer l'azimut



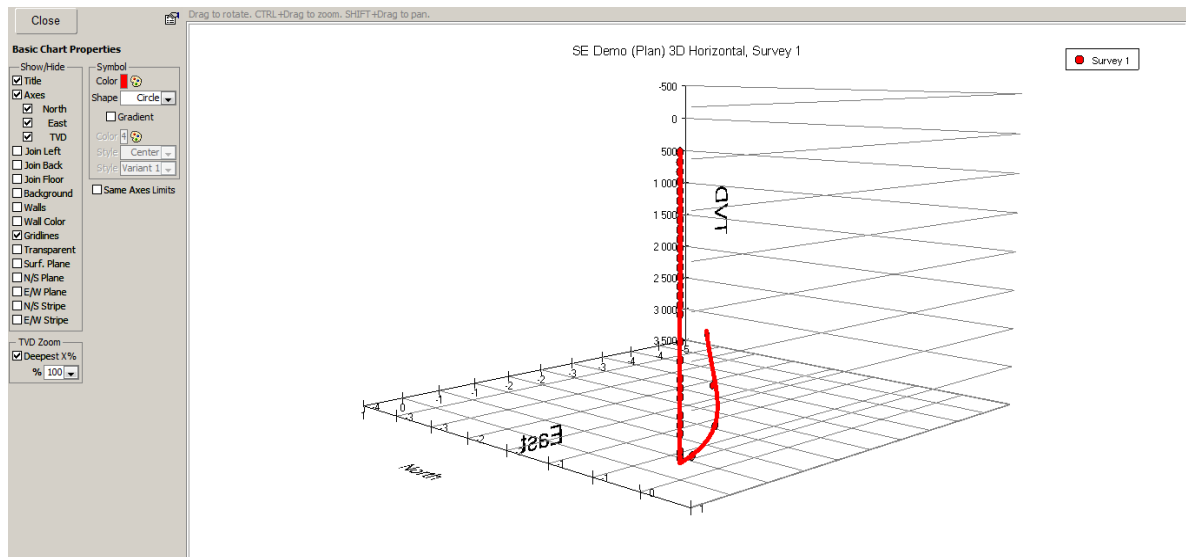
IV-8-4- Représentations graphiques:

les puits sont représentés à l'aide de projection verticale, dans un azimuth déterminé selon la forme du puits projections horizontales représentations tridimensionnelle .

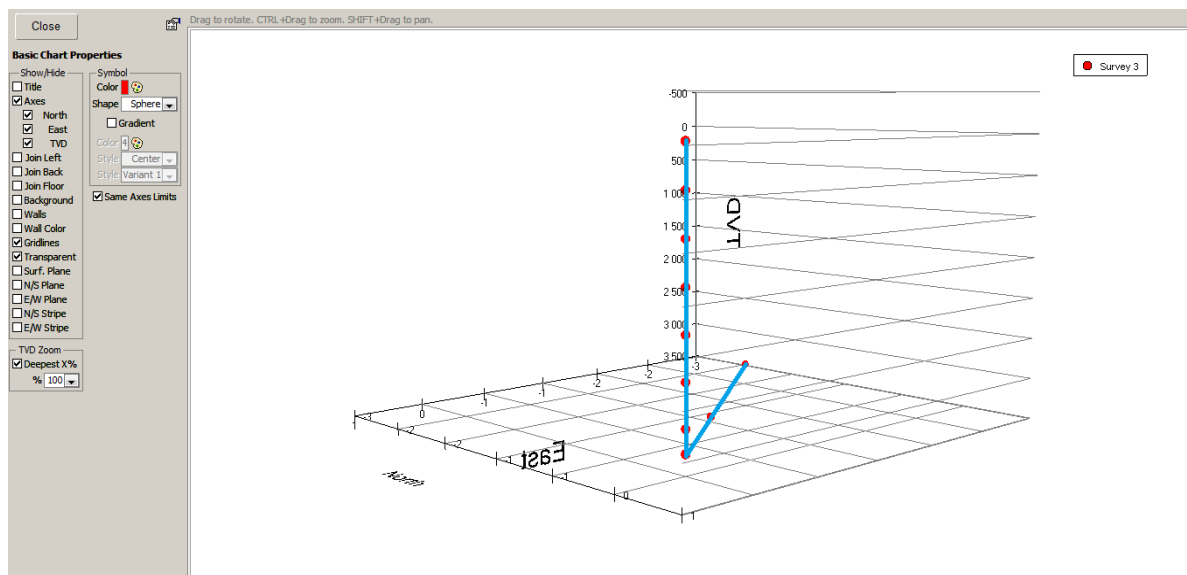
Un plan mural d'usage quotidien est habituellement tracé par le déviateur ,incluant la trajectoire théorique et sur laquelle sont reportées les station mesurées, présentant une projection verticale et une projection horizontale .



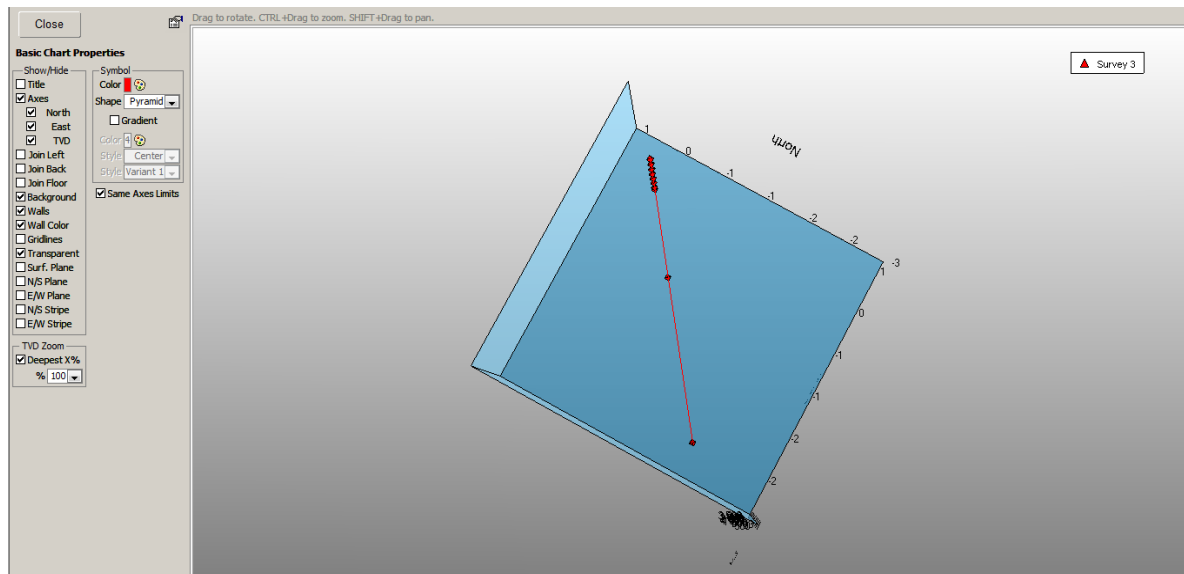
Fig(IV-19): représentation graphique schématique (2D) de la trajectoire du puits MD231



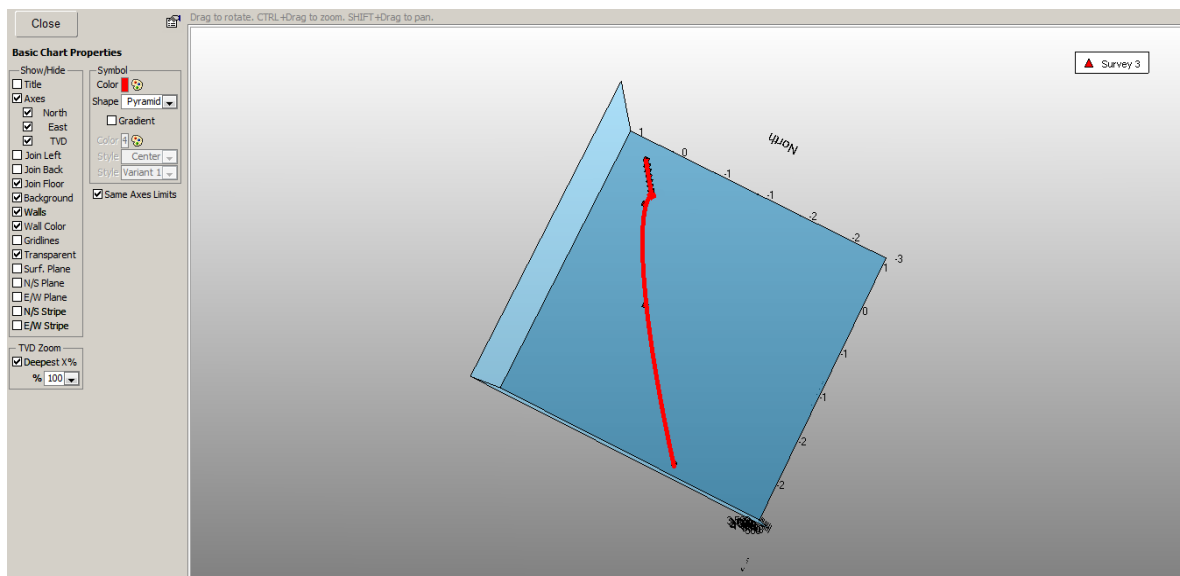
Fig(IV-20):représentation graphique réel en 3D du puits MD231



Fig(IV-21):représentation graphique provisionnel en 3D du puits MD231



Fig(IV-22):représentation graphique provisionnel en 3D du puits MD231



Fig(IV-23):représentation graphique réel en 3D du puits MD231

commentaire sur le trajectoire :

- on remarque d'après la présentation graphique en 3D de trajectoire de puits MD-231 que on a un petit décalage dans l'azimut a la sortie de verticalité qui est impliqué un mauvais inclinaison sur le Bend de moteur ,après le déviateur corriger la trajectoire avec les Survey a prendre , Le problème de mauvais sorti c'est l' MWD est aveugle ne peut pas donner des information sur l'inclinaison et l'azimut a cause de la position de l'MWD dans la partie vertical.



CONCLUSION:

Autant que l'opération de contrôle de la trajectoire a été évoluée ,elle reste toujours une opération délicate et ambiguë qui est basée sur l'habileté du déviateur qui réalise le suivi et le processus de son déroulement .

Donc la réussite de forage de puits est confiée à une déviateur expérimenté.
D'après le développement ci-dessus on peut conclure aussi que la méthode de courbure minimum est conseillée pour le calcul et le contrôle de la trajectoire car elle est plus facile et nous donne des valeurs plus proche des résultats réels.



V-1-INTRODUCTION :

MD-231 est un puits producteur d'huile

- **foré en Juin 1975.**
- **fracturé en Décembre 2001 .**
- **mis en Gas-Lift en Novembre 2006.**

-Dernièrement, la production d'eau de formation a manifesté d'une manière rigoureuse dans ce puits, ce qui a conduit à l'inondation de celui-ci (Plusieurs opérations Kick-Off sont effectuées sans résultat significatif). Pour cela, l'intervention sur la liaison Couche-Trou a devenu inévitable.

L'objectif de cette intervention Work-over est de réaliser un Side-Track et descendre un Liner Cimenté 4"1/2 pour but de bloquer les venues d'eau de formation « **Water Shut-Off** ».

V-2-Intérêt du Ré-entry à Hassi Messaoud :

Les buts essentiels de la reprise des puits en Ré-entry sont :

- 1) Remédier aux problèmes de percé d'eau ou de gaz ;
- 2) Optimiser le nombre des puits de développement ;
- 3) Baisser la pression d'abandon ;
- 4) Augmenter la récupération totale ;
- 5) Drainer la partie qui présente de meilleures caractéristiques pétro physiques ;
- 6) Produire à débit plus élevé pour une même ΔP (faible draw down).

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

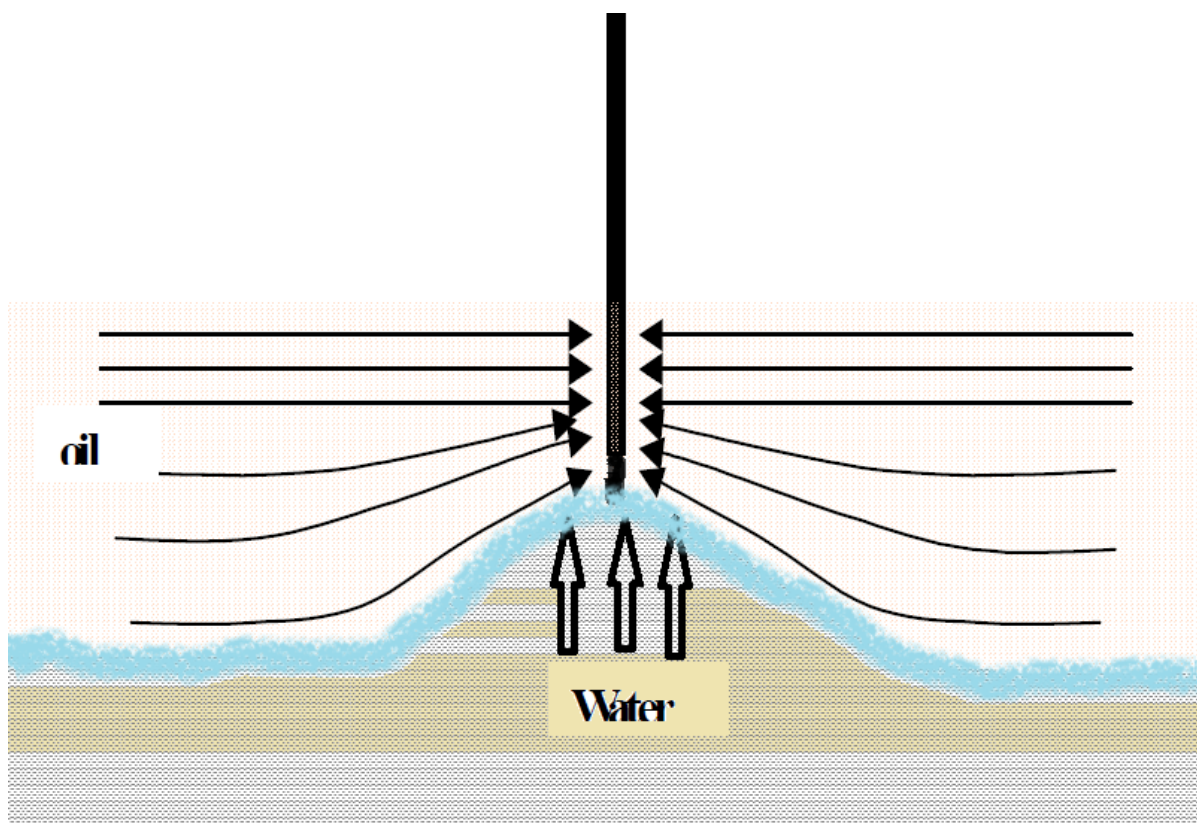
- 1) Eviter le plan d'eau ;
- 2) Eviter les zones à gaz ou les rayons des puits injecteurs d'eau ou de gaz ;
- 3) Eviter les rayons de zone sèche ;
- 4) Eviter la zone à eau pour les puits situés en flanc de structure, ou en zone d'injection d'eau ;
- 5) Eviter la zone à gaz pour les puits à fort GOR.

V-3-définition du problème(water coning)

Dans les puits de pétrole et de gaz contenant de l'eau de fond, lorsque le gradient de pression P sous le fond du puits de production dépasse la différence de gravité des deux fluides ΔG , l'interface entre les deux fluides se déplace vers le haut \uparrow

Le mouvement ascendant de l'interface entre les deux phases entraînerait une interface en forme de cône Fig(V-1).

Lorsque le pic du cône (interface) atteint le fond du puits, de l'eau pénétrera dans le puits, entraînant une réduction importante du taux de production de pétrole. Dans les réservoirs de pétrole dotés d'un bouchon d'eau, le puits souffrirait de la condensation simultanée de l'eau et du gaz. Dans les puits de gaz contenant de l'eau de fond, un cône d'eau se formerait à l'interface du gaz et de l'eau.



Fig(V-1):phénomène water coning

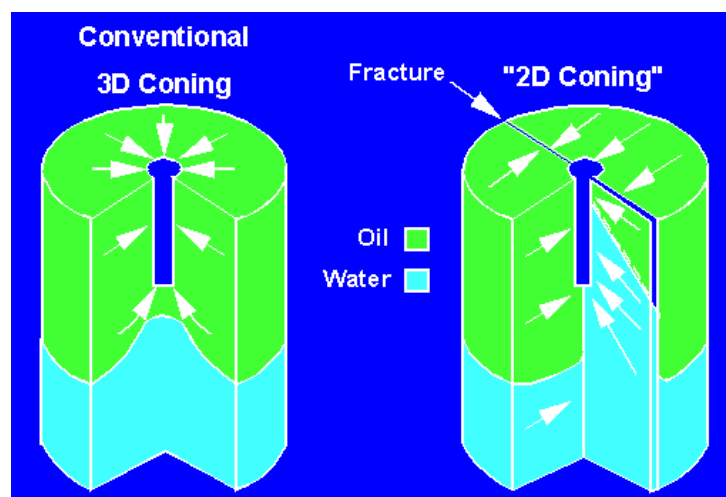
-Ce phénomène est reconnu depuis de nombreuses années. Les producteurs ont toujours essayé de réduire la production d'eau. Certaines des méthodes traditionnelles incluent une contrainte sur le taux de production de pétrole pour empêcher la percée .

Dans l'industrie pétrolière, plusieurs auteurs ont mis au point des méthodes permettant de contrôler le captage de l'eau dans les réservoirs d'entraînement par le fond.

Ces **méthodes** comprennent:

1. -le colmatage sélectif en eau;
2. -déflecteurs gélifiés chimiques;
3. -perforations optimisées;
4. -puits horizontaux .

notre cas du puits MD231 on essaye de réduire la production d'eau avec **l'intervention sur la liaison Couche-Trou** pénétration du réservoir cambrien avec side-track



Fig(V-2) :phénomène water coning en 3D



V-4-Les paramétrés sélectionné pour réaliser d'un puits Ré-entrée :

Cette sélection se fait à partir des études géologiques et tient en compte trois critères :

V-4-1- Sélection des Puits : Pour reprendre un puits en ré-entry il doit obéir aux conditions suivantes :

- 1) Etre un puits sec ou mauvais producteur (sélection primaire) ;
- 2) Etre loin des puits injecteurs (eau et gaz) ;
- 3) Etre dans une zone à faible GOR ;
- 4) Etre dans une zone non tectonisée (éviter les failles) ;
- 5) Le plan d'eau doit être le plus bas possible.

V-4-2-Choix des drains à cibler :

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

V-4-3-Choix de l'azimut :

L'amélioration des caractéristiques pétrophysique correspond à une direction géographique, qui sera l'azimut de forage. Les caractéristiques pétro physiques de la direction choisie déterminent au préalable la capacité et la durée de production du puits. D'autres paramètres conditionnent le choix de l'azimut tel que la direction des contraintes, l'orientation des structures sédimentaires (stratifications obliques). En générale, les contraintes horizontales maximales sont de direction NW-SE. Afin de faciliter la pénétration et d'éviter l'éboulement du trou, il est préférable de forer perpendiculairement à la direction des contraintes maximales.

V-4-4-L'apport des Ré-entrée à Hassi Messaoud :

Jusqu'à présent en compte environ **140 puits** repris en Ré-entrée, la production totale depuis la mise en production du premier puits repris est très considérable.

Le tableau ci-après nous donne une idée sur le cumul de production des puits short radius depuis leur démarrage après la reprise.

NB: Sans compter les puits qui ont été échoués, la remise en production d'un puits sec ou faible producteur reste toujours bénéfique. La plus part de ces puits ont fait des gains qui ont dépassé l'investissement.

Résultats actualisé en 2010:

- 1) Nombre de puits repris en 61 ;
- 2) Nombre de puits actifs 36 ;
- 3) Nombre de puits fermés 25 ;
- 4) Taux de participation dans la production du champ 7.2 % ;
- 5) Investissement total pour la réalisation 106.000.000 \$;
- 6) Gain de production après réalisé 4.072.207 m³ ;
- 7) Gains de production 511.469.199,2 \$.



N	Puits	Zone	Date	DST		Débit actuel m ³ /h	Cumul avant SR m ³	Cumul actuel m ³	Gain de productio n m ³
				P (kg/cm ²)	Débit (m ³ /h)				
1	Md218	14	20-08-96	62.00	6.72	0	247847	366314	118467
2	Md54	HZS	26-10-00	48.67	9.05	5.37	68851	157918	89067
3	Omj702	4	09-03-97	34.20	2.17	6.37	0	261569	261569
4	Md294	1B	16-05-97	62.00	7.23	-	443634	445864	2230
5	Omn88	4	22-01-98	38.50	7.51	11.29	0	626377	626377
6	Md380	20A	05-08-02	46.10	8.64	9.90	60788	69649	8861
7	Md278	19	20-04-01	19.60	4.39	5.78	607743	686124	78381
8	Omn35	3	17-02-00	32.30	6.66	5.23	489394	605200	115806
9	Md105	2 S	22-11-98	70.40	11.46	9.23	148584	519635	371041
10	Md448	15	26-05-99	159.00	9.81	2.2	16318	172913	156595
11	Omk57	23	04-04-02	107.50	24.04	4.36	99	18246	18147
12	Omo31	7	17-04-02	14.80	2.17	0	19253	20554	1301
13	Omk12	HZ	28-05-02	42.54	8.89	5.99	4061	17781	13720
14	Omn15	12	16-06-02	17.20	2.59	-	204272	204272	0
15	Omn25	3	02-01-01	0.00	00	6.85	17799	171041	153242

Fig(V-3): les résultats de quelques puits repris en Ré-entrée.

V-5-Reprise du puits MD231 en Ré-entry :

V-5-1- Localisation et données du puits MD231:

Nom de puits	Coordonnées de location	Z (sol)	Z (Table):
MD-231	X=825000.25 Y=121874.758	139.03 m	147 m

Fig(V-4) Tableau de Localisation du puits MD-231



V-5-2-Historique du puits MD-231:

MD231 est un puits producteur d'huile foré en Juin 1975, fracturé en Décembre 2001 et mis en GL en Novembre 2006. Pendant la durée de vie de ce puits, plusieurs opérations sont effectuées d'où :

- **En 2001:**
- **Opération spéciale. Démarrage:**
 - Puits fermé, Whp=0.
 - Descente CTU jusqu'à 3000m et pompage d'azote. Retour des HC sur torche.
 - Kick-Off à 2500m. Retour des HC sur torche.
 - Remontée CTU. Whp=0. Fermeture du puits.
- **Intervention Workover. Changement de complétion.**
 - Descente Tubing Puncher 4"1/2 et essai de perforation à 3227m, négatif.
 - Essai de circulation, retour après pompage de 15m³ de boue (communication en surface 250m)
 - Remontée complétion 4"1/2.
 - Descente complétion et ajustage à la côte 3254,3m.
- **fracturation**
 - Pompage de l'eau traitée.
 - Pompage de Slurry Gel + Sable.
- **En 2005:**
- **Opération spéciale. Kick-Off.**
 - Whp=0.
 - Kick-Off à 2500m. Retour d'eau et des HC sur torche.
 - Whp=280psi.
 - Kick-Off à 2500m. Retour d'eau et des HC sur torche.
 - Whp=240psi. Retour d'huile sur torche.
 - Kick-Off à 2500m. Retour d'eau et des HC sur torche.
 - Whp=140psi. Retour d'huile sur torche.
- **En 2014 :**
- **Intervention Snubbing :**
 - Descente couronne 83mm jusqu'au TS à 3419m.
 - Nettoyage puits au brut nitrifié jusqu'à 3443m (avancement nul). Circulation et remontée
 - Descente CCE 1,660 et ajustage sabot à 3425m.
- **En 2015 :**
- **Intervention Snubbing :**
 - Abandon pour Workover.
 - Poisson restant : 301 Joints 1"660. Top poisson à 452m.
 - Déboitement tubing 4"1/2NV à cette côte.



- **En 2017 :**
- **Opération Spéciale: Mise en production.**
 - Puits fermé. Whp=0.
 - Nettoyage du puits avec Gel + Foam + N2 jusqu'à TD= 3442m. Retour de boue et de mousse sur torche.
 - Kick-Off à 2800m. Retour de boue et des produits de nettoyage sur torche.
 - Whp=0. Fermeture de puits.

- **Le 05/10/2017 : Opération Spéciale: Tube Clean / Jet Blaster :**
 - Ouverture de puits. Whp=0.
 - Nettoyage du puits avec TW + Acide + Gel Pill + N2 jusqu'à TD=3443m.
 - Kick-Off à 3100m. Retour d'acide et de l'eau sur torche.
 - Whp=0. Fermeture de puits.

- **Le 06/10/2017 : Opération Spéciale: Acidification :**
 - Whp=0.
 - Nettoyage du puits avec TW + N2 jusqu'à TD=3444,6m.
 - Traitement matriciel : PF + Mud Acid + OF (3étages).
 - Kick-Off à 2800m. Retour des produits de nettoyage et des traces d'huile sur torche.
 - Whp=0.

- **Le 07/10/2017 : Opération Spéciale: Kick-Off :**
 - Whp=0.
 - Kick-Off à 2900m. Retour de l'eau sur torche.
 - Whp=0. Fermeture de puits.

- **Le 07/10/2017 : Opération Spéciale: Kick-Off :**
 - Ouverture de puits. Whp=0.
 - Kick-Off à 2900m. Retour de boue et de l'eau sur torche.Whp=0. Fermeture de puits.



V-6-Caractéristiques géologiques de la zone 17:

V-6-1- Découpage en drains et caractéristiques pétro-physiques:

	D1	ID	D2	D3	D5
K (md)	4.94	11.74	14.54	11.07	2.93
Ø (%)	8.65	7.48	7.33	6.24	5.31
So(%)	42.18	39.69	33.02	26.46	24.88
Sw(%)	9.97	6.62	6.49	7.28	15.67
Vsh(%)	0.21	0.92	0.52	0.91	0.28

Fig(V-5): Découpage en drains et caractéristiques pétro-physiques.

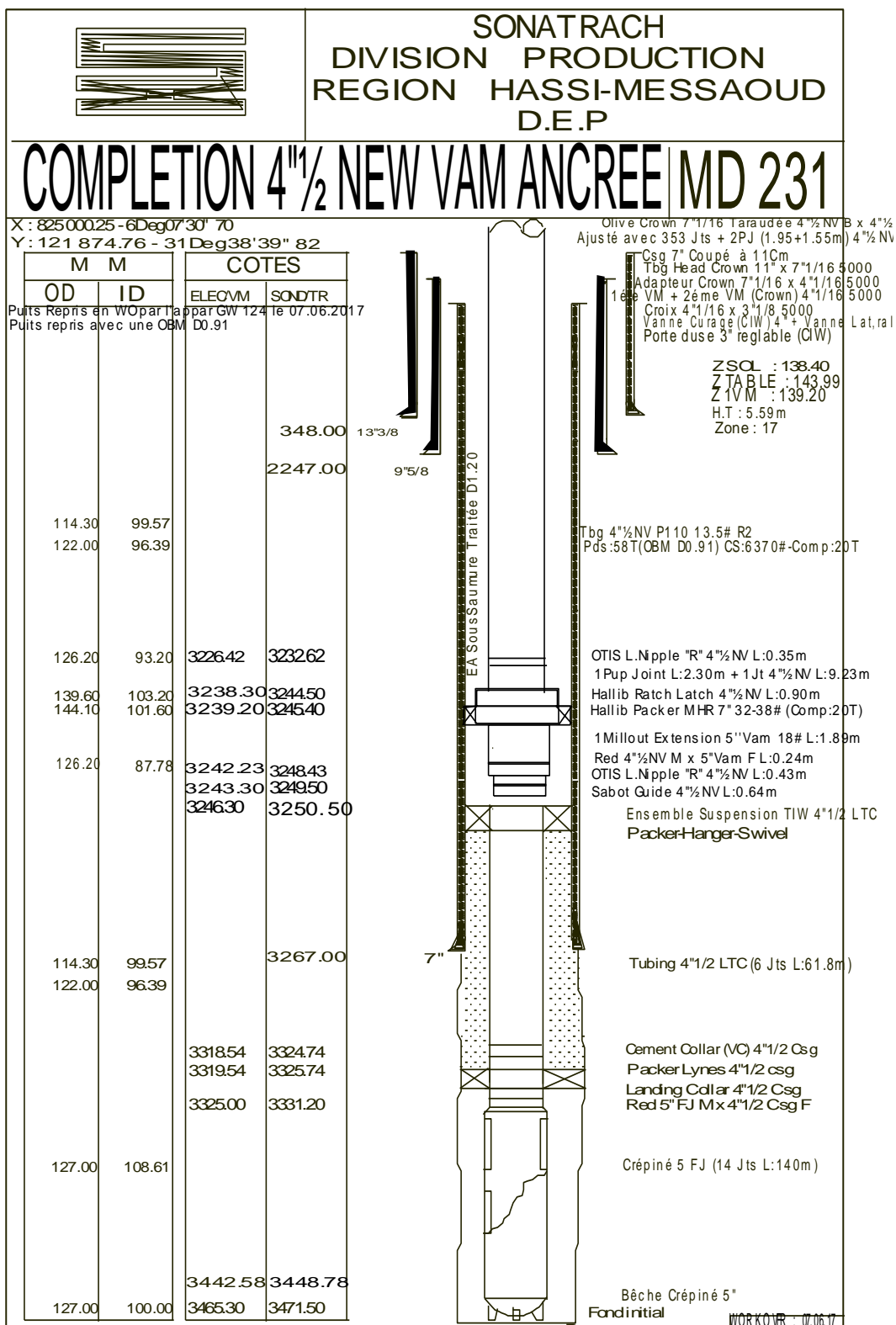
V-6-2- Paramètres pétro physiques de la zone17 :

- Perméabilité moyenne : 9.044 md ;
- Porosité moyenne : 7.002 % ;
- Hauteur du réservoir : 120 m ;
- Sw : 9.206 % ;
- Shuile : 33.246 % ;

V-6-3-Caractéristiques des fluides de gisement:

gaz de gisement	L'eau de gisement	huile de gisement
- Coefficient de compressibilité Z =0.8. - μ_g : 0.0233 cp. - Densité du gaz 0.70	-La salinité de l'eau de gisement est de 78g/l (le 08/11/2014). - μ_w : 0.45 cp. -Densité : 1.12.	-Pb est de 145mg/l (le 08/11/2014). -Bo: 1.753 m ³ /m ³ . - μ_o : 0.2233 cp. -Densité de l'huile est de 0.80.

Fig(V-6):Caractéristiques des fluides de gisement



Fig(V-7) Fiche technique



V-7-Programme prévisionnel de reprise :

V-7-1- programme prévisionnel à réalisé :

Les données suivantes, du département géologie de SH vont dicter l'établissement du programme prévisionnel réalisé par HALLIBURTON Services:

Cote du sabot 7" corrigé = 3263m .

- Azimuth = Blind .

- Inclination = 8.00°.

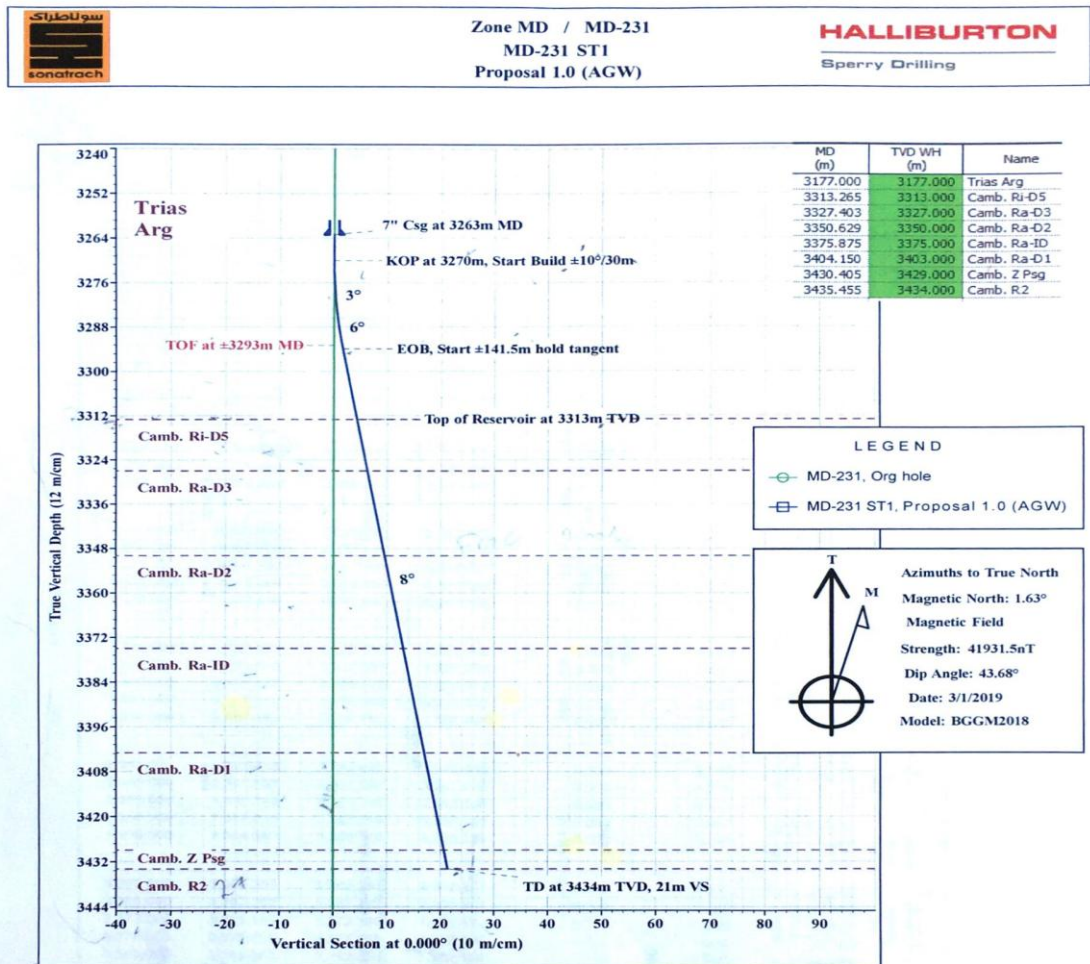
Target recalculates (top_ bottom): 3276m _ 3436m .

- Drain pénétré = Réservoir Ra- (D1 , ID , D2 , D3) .
= Réservoir Ri- (D5) .

- KOP = 3270 m .

- BUR = 10°/100ft.

X= 825000.25, Y= 121874.758 // Lat=N31°38'39.82'', Long= 006° 07'30.70''



Fig(V-8):Programme prévisionnel de puits MD231



-Le calcul de la trajectoire prévisionnelle s'est effectué tous les 13m pour les paramètres directionnels en inclinaison et azimuth. Il correspond à un side-track avec KOP à 3270m et un BUR final de 10°/100ft.

VI-7 -2-Trajectoire prévisionnelle:

MD(m)	CL(m)	INC(°)	AZI(°)	TVD(m)	NS(m)	EW(m)	V.SEC (m)	DOGLEG (°/30m)
3263.00	0.00	0.00	Blind	3263.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3270.00	7.00	0.00	Blind	3270.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3294.00	24.00	8.00	Blind	3293.922	1.673	0.00	1.673	10.00
3313.00	19.27	8.00	Blind	3313.00	4.354	0.00	4.354	0.00
3435.00	122.19	8.00	Blind	3434	21.359	0.00	21.359	0.00

V-8-Mesure de déviations :

V-8-1-Enregistrement du Survey:

le Survey consiste à prendre les mesures enregistrer par MWD chaque 5-20m fores procédure à suivre pour une mesure:

pour prendre une de déviation le chef de poste doit suivre le séquence générale suivante:

❖ **Dégager l'outil du fond et mettre le frein: vibration+coincement**

L'outil doit se trouve au minimum à **1 mètre** au dessus du fond , pour laisser de la place pour se dégager vers le bs en cas de coincement.

❖ **arrêter les pompes :**

L'arrêter des pompes entrain l'arrêt de l'alimentation électrique des MWD dotés de génératrice.

❖ **Arrêter la rotation:**

le capteur directionnelle de MWD ont généralement un capteur de rotation interne qui déclenche leur fonctionnement dès que la rotation cesse .Si on inverse cette étape avec l'étape précédant donc le MWD va commence a prendre le Survey avant que la garniture ne soit immobiliser .Cette mesure erronée risque d'être toujours dans la mémoire de MWD a un démarrage des pompes.

❖ **Démarré les pompes**

le train de tige étant maintenu parfaitement immobile, pomper au-dessus du minimum recommandé par le constructeur ,notamment pour délivrer suffisamment de RPM à la génitrice du MDW.



V-8-2-Enregistrement du Survey du puits MD231 :

Les tableaux suivants présentent les mesures faites entre 7 et 18 m concernant l'azimut, l'inclinaison, TVD...etc. Ces mesures sont enregistrées en temps réel par MWD en lisant le tool face et l'inclinaison. En fonction des mesures en surface on

HALLIBURTON

Survey Report for MD-231 - Actual Surveys

Measured Depth (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD below System (m)	Vertical Depth (m)	Local Coordinates		Map Coordinates		Dogleg Rate (°/30m)	Vertical Section (m)
					Northing (m)	Easting (m)	Northing (m)	Easting (m)		
3,263.000	0.000	0.000	-3,116.350	3,263.000	0.00 N	0.00 E	121,874.7580	825,000.2500	0.000	0.000
3,270.000	2.300	274.680	-3,123.348	3,269.998	0.01 N	0.14 W	121,874.7649	825,000.1097	9.857	0.108
3,283.500	7.110	232.850	-3,136.802	3,283.452	0.47 S	1.08 W	121,874.2516	824,999.1894	12.464	1.151
3,295.200	8.620	231.300	-3,148.391	3,295.041	1.46 S	2.34 W	121,873.2251	824,997.9609	3.909	2.750
3,313.000	8.500	231.300	-3,165.993	3,312.643	3.11 S	4.41 W	121,871.5016	824,995.9487	0.202	5.395

Survey Annotations

Measured Depth (m)	Vertical Depth (m)	Local Coordinates		Comment
		+N/-S (m)	+E/-W (m)	
3,270.000	3,269.998	0.011	-0.140	KOP
3,295.200	3,295.041	-1.457	-2.338	Last Survey Interfered Azimuth Projection to Bit
3,313.000	3,312.643	-3.113	-4.406	

réalise les corrections appropriées en relation avec les données prévisionnelles.

Fig(V-9) Survey by Halliburton

V-8-3-analyse de résultat de Survey

on remarque que les résultats obtenus dans ce Survey concernant les différents paramètres de contrôle de trajectoire de notre puits sont conformes au plan théorique établie et les opérations de déviations ont été menées avec succès en alternant des sections en forage rotary et d'autres en sliding, ainsi que des manœuvres de remontée pour re-ajustage du bent afin de corriger la trajectoire, donc le % d'erreur est très faible, par exemple au point d'entrée (Landing point) à la cote 3270 m en TVD, on a estimé l'erreur sur l'inclinaison à 2.8% et sur l'Azimuth à 3%, **et de là on peut conclure que la méthode de courbure minimum est une méthode de calcul qui donne des résultats assez satisfaisants en terme de précision**



V-9-Exemple de calcul:

On choisit cette fois la méthode (**minimum curvate méthode**) avec deux pions suivant :

$$\Delta Nord = [(\sin I_1 \times \cos Az_1) + (\sin I_2 \times \cos Az_2)] \times RF$$

$$\Delta Est = [(\sin I_1 \times \sin Az_1) + (\sin I_2 \times \sin Az_2)] \times RF$$

$$\Delta TVD = (\cos I_1 + \cos I_2) \times RF$$

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

$$\text{Avec : } RF = \frac{180}{\pi} \times \frac{\Delta MD}{DL} \tan \frac{DL}{2}$$

$$\text{Et } \cos DL = \cos(I_2 - I_1) - \sin I_1 \times \sin I_2 \times [1 - \cos(Az_2 - Az_1)]$$

application:

$\Delta Z(m)$	$Inc (^{\circ})$	$Inc (rad)$	$Azi (^{\circ})$
3283.5	7.110	0.124	232.850
3295.2	8.620	0.150	231.300

$$\cos DL = \cos(8.620 - 7.110) - \sin 7.110 \times \sin 8.62 \times [1 - \cos(232.850 - 231.300)]$$

$$\cos DL = 0.99969 \rightarrow DL = 1.42078$$

$$RF = \frac{180}{\pi} \times \frac{12.5}{1.42078} \tan \frac{1.42078}{2} = 5.853$$

❖ calcul +N/-S

$$\Delta Nord = [(\sin 7.110 \times \cos 232.850) + (\sin 8.62 \times \cos 231.300)] \times 5.853 \Rightarrow \Delta N / S = 0.998m$$

$$\Rightarrow Nord = 0.47 + 0.998 = 1.468m$$

❖ calcul +E/-W

$$\Delta Est = [(\sin 7.110 \times \sin 232.850) + (\sin 8.62 \times \sin 231.300)] \times 5.853 \Rightarrow \Delta E / W = 1.263m$$

$$\Rightarrow Est = 1.08 + 1.263 = 2.343m$$

❖ calcul TVD

$$\Delta TVD = (\cos 7.110 + \cos 8.62) \times 5.853 \Rightarrow 11.595m$$

$$TVD = 3283.452 + 11.595 = 3295.047m$$

❖ calcul la section verticale

$$\Delta H = (\sin 7.110 + \sin 8.62) \times 5.853 \Rightarrow 1.6017m$$

$$VS = 1.151 + 1.6017 = 2.7527m$$



❖ **calcul dog-leg:**

Et pour le calcul du dog-leg ,on choisit la formule suivant:

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

ou

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

$$DLS = \frac{10}{11.7} \sqrt{2.28^2 + (1.55 * \sin(7.110 + 8.62)/2)^2} = 1.303 \text{ deg}/10m$$

1.303 deg → 10m

DLS deg → 30m ⇒ DLS = 3.909 deg/ 30m

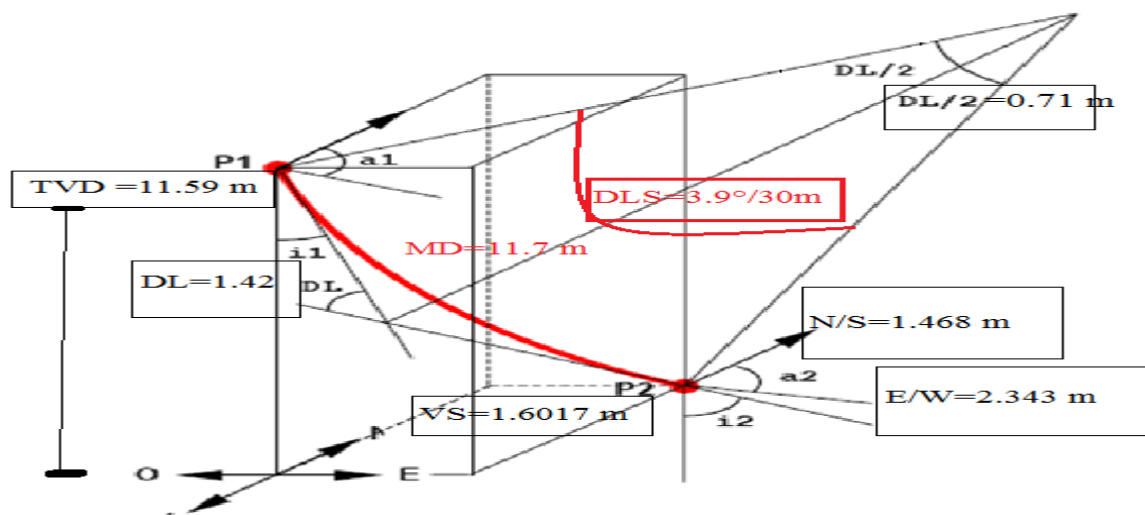
❖ **calcul build-up:**

$$BUR = \frac{10}{\Delta MD} \times \Delta I \quad \text{deg}/10m$$

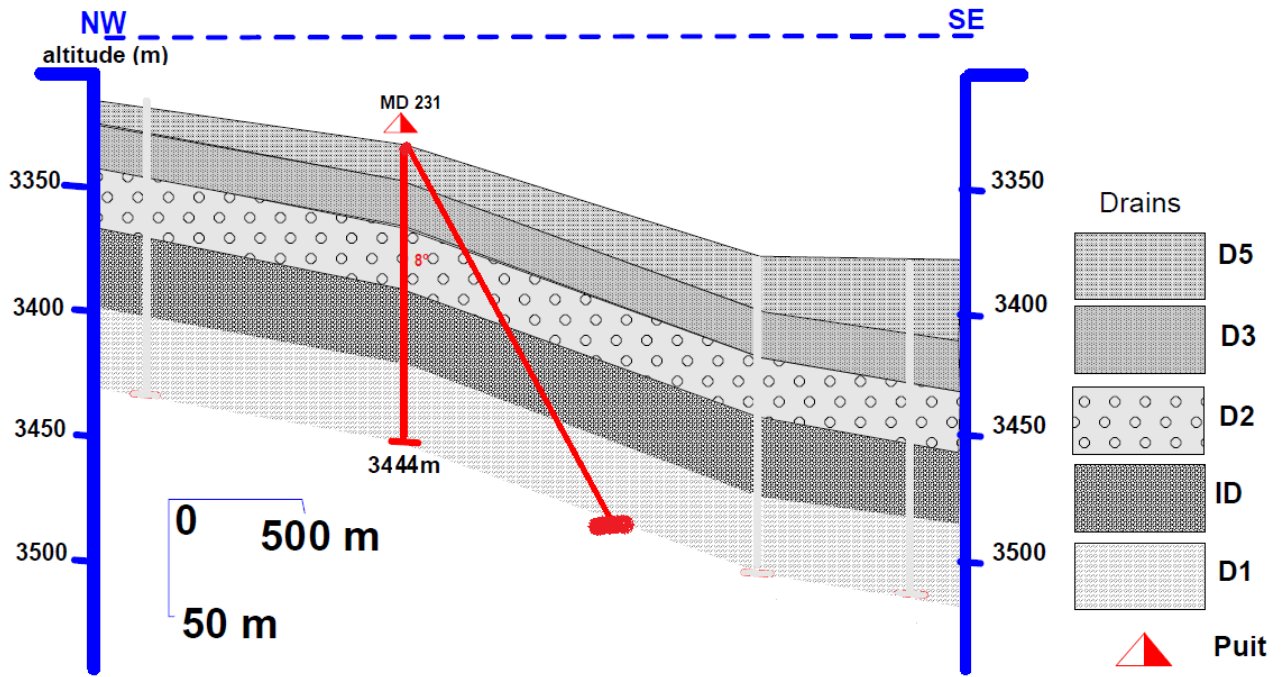
$$BUR = \frac{10}{11.7} \times (8.62 - 7.11) = 1.2906m$$

1.2906 deg → 10m

DLS deg → 30m ⇒ DLS = 3.8717 deg/ 30m

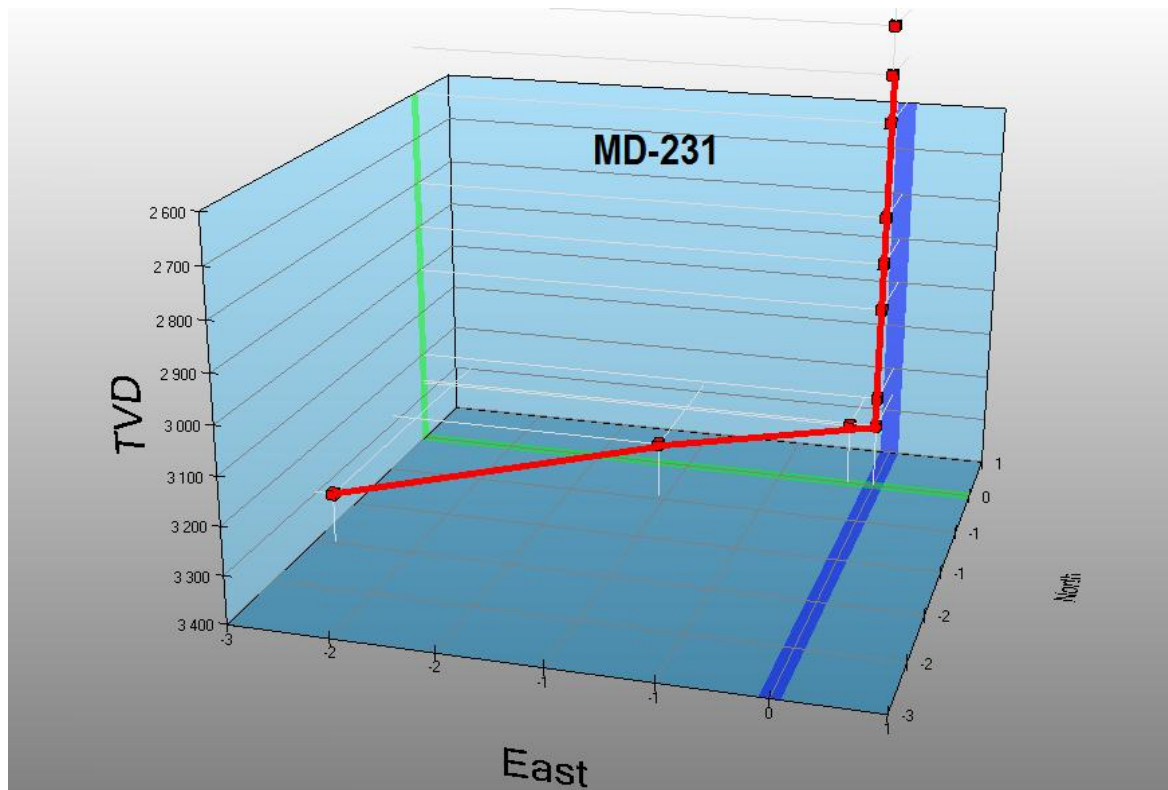


Fig(V-10) application de méthode minimum curvate méthode sur le puits MD231



Fig(V-11)-représentation schématique

-l'utilisation de logiciel de simulation de trajectoire SES-5 nous a permis de tracer le profile de notre puits en 3D dimension.

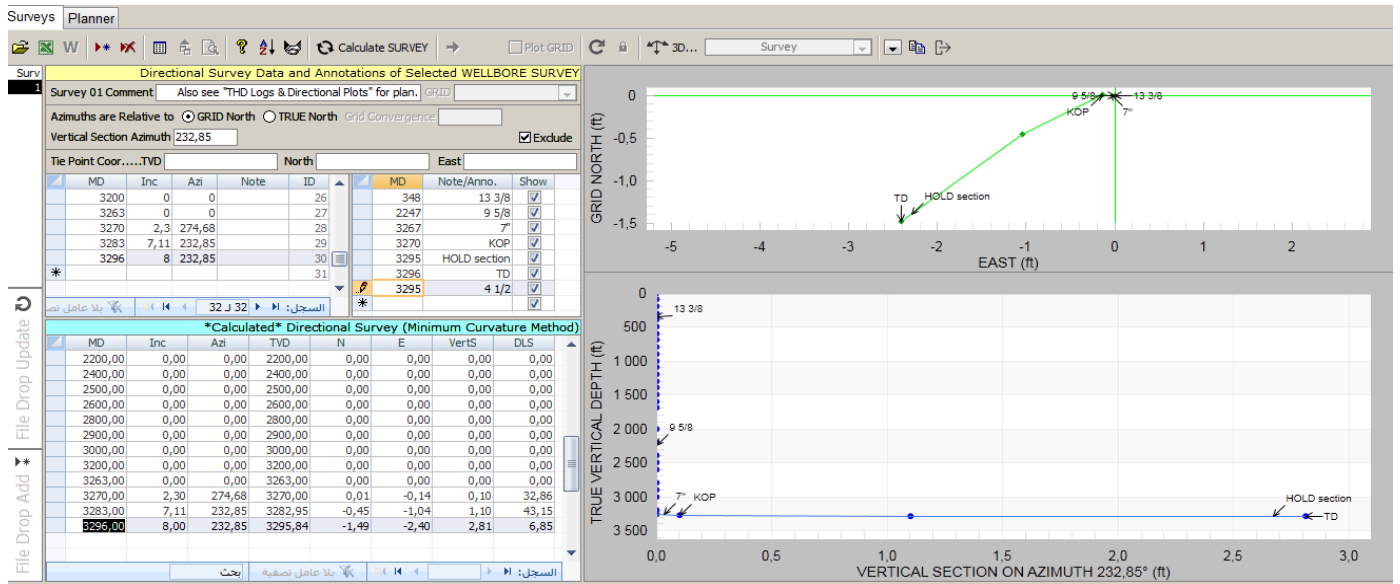


Fig(V-12):représentation graphique provisionnel en 3D du puits MD231



V-10-Présentation du logiciel SES-5:
V-10-1-notion de base de logiciel SES-5:

le logiciel de simulation de trajectoire SES-5 permet de calculer les différents paramètres directionnels à partir des enregistrements de MWD ,ainsi que de tracer le profile de puits en 2Det 3D.



Dans ce qui suit nous allons citer les étapes d'utilisation de ce programme pour contrôler la trajectoire de notre puits :

V-10-2-Les données à introduire:

- Introduit le north de référence (grid north)et l'azimut souhaité .

This screenshot shows the input fields for survey parameters. It includes radio buttons for 'Azimuths are Relative to' (GRID North selected, TRUE North unselected), a text field for 'Vertical Section Azimuth' (232,85), a checked 'Exclude' box, and text fields for 'Tie Point Coord....TVD', 'North', and 'East'.

- Insérer les cotes des tubage ainsi que les cotes spécifiques dans le puits (KOP,LP,TD,HOLD SECTION)

MD	Note/Anno.	Show
348	13 3/8	<input checked="" type="checkbox"/>
2247	9 5/8	<input checked="" type="checkbox"/>
3267	7'	<input checked="" type="checkbox"/>
3270	KOP	<input checked="" type="checkbox"/>
3295	HOLD section	<input checked="" type="checkbox"/>
3296	TD	<input checked="" type="checkbox"/>
3295	4 1/2	<input checked="" type="checkbox"/>
*		<input checked="" type="checkbox"/>

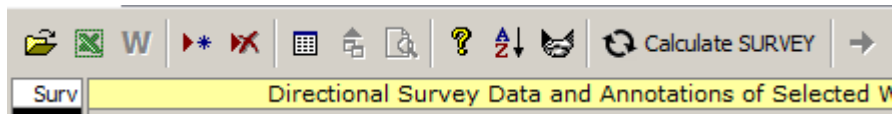
- Incérer les enregistrement de :profondeur mesurer MD,et, l'inclinaison , azimut fournir par MWD après la prise de Survey

MD	Inc	Azi	Note	ID
3200	0	0		26
3263	0	0		27
3270	2,3	274,68		28
3283	7,11	232,85		29
3296	8	232,85		30
*				31



V-10-3-Les calcule et les profile réalisés par SES-5

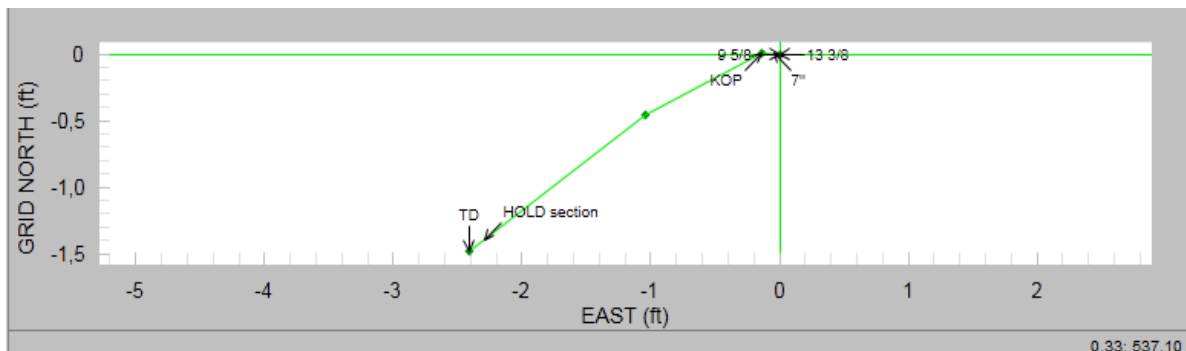
✚ Taper sur le bouton "Calcule Survey"



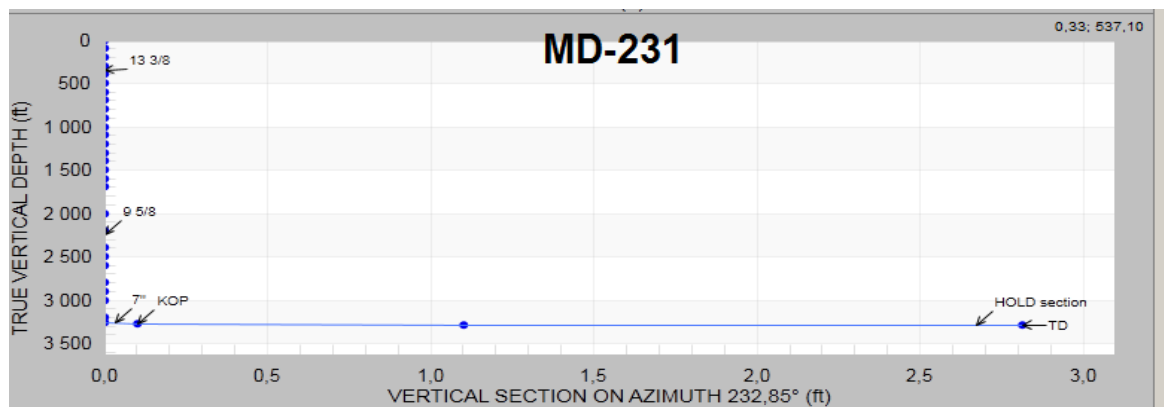
✚ Le logiciel calcule les paramètre directionnel du puits en utilisant la méthode de courbe minimum

Calculated Directional Survey (Minimum Curvature Methc								
MD	Inc	Azi	TVD	N	E	VertS	DLS	
2200,00	0,00	0,00	2200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2400,00	0,00	0,00	2400,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2500,00	0,00	0,00	2500,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2600,00	0,00	0,00	2600,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2800,00	0,00	0,00	2800,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2900,00	0,00	0,00	2900,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3000,00	0,00	0,00	3000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3200,00	0,00	0,00	3200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3263,00	0,00	0,00	3263,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3270,00	2,30	274,68	3270,00	0,01	-0,14	0,10	32,86	
3283,00	7,11	232,85	3282,95	-0,45	-1,04	1,10	43,15	
3296,00	8,00	232,85	3295,84	-1,49	-2,40	2,81	6,85	

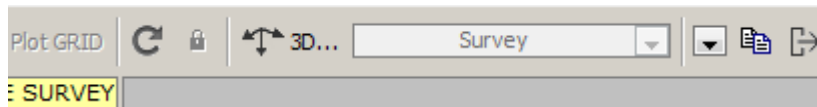
✚ Apres cela le logiciel trace automatiquement le profile du puits suivant une projection verticale en précisant les cotes spécifiques déjà introduites .



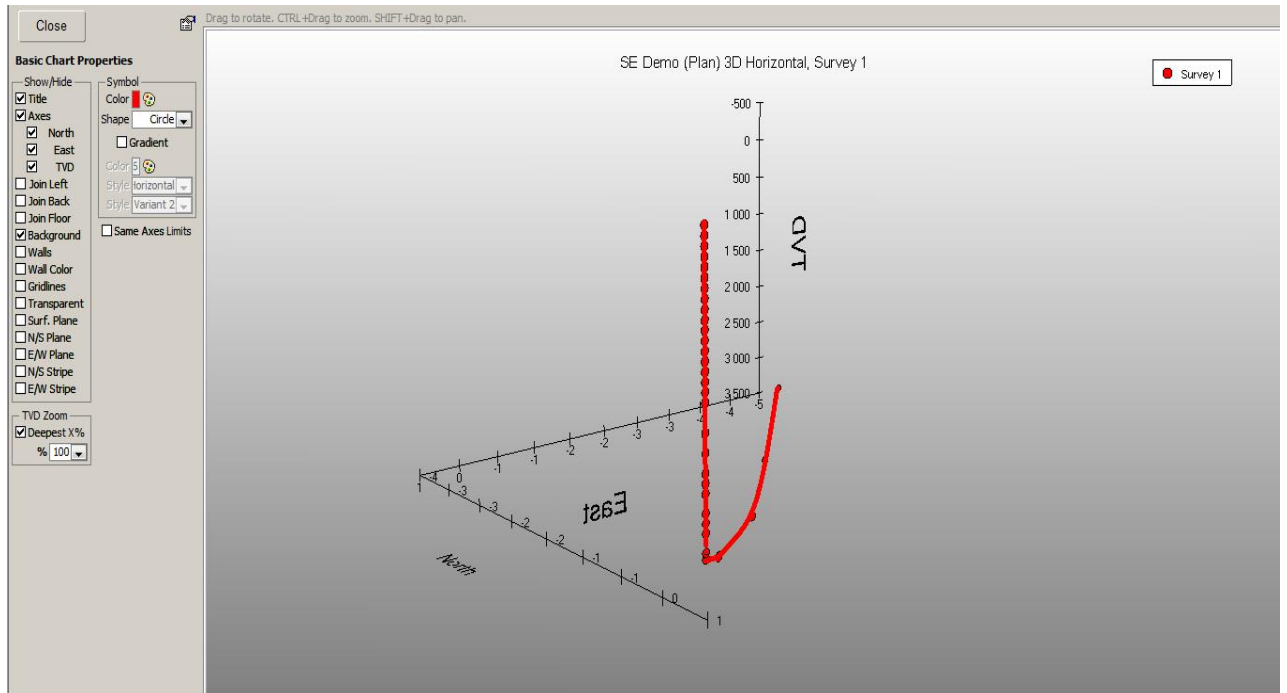
✚ Une projection horizontale est également réaliser par le logiciel elle est comme suite:



- Appuyer sur le bouton 3D :



- Obtention du profile de trajectoire de notre puits dans l'espace et aptitude de l'apercevoir de différents cotes (rotation dans tous les sens)



Fig(V-13):représentation graphique réel en 3D du puits MD231

Conclusion:

Après avoir réalisé ce side-track d'une longueur de 165 m dans le réservoir **Ra et Ri**, les résultats obtenus montrent que nous avons pénétré tous les drains du réservoir cambrien et nous pouvons maintenant comprendre pourquoi nous avons percé de l'eau, après des loggings de production PLT et les logiciels nous aident à dessiner des courbes réelles en temps réel sur la trajectoire par les Survey prendra.

Conclusion et Recommandations

Après ce travail de recherche qu'on a effectués dans le puits **MD231**, on s'est rendu compte de l'importance du bon contrôle et suivi de la trajectoire du forage horizontal pour une meilleur exploitation des réservoirs pétrolières et gazières et également améliorer leurs productivité.

Durant notre présence au chantier on a assisté aux opérations de forage de la partie dévié du puits et le contrôle de l'évolution de des paramètres de forage et de la trajectoire, ainsi que l'ajustage de Bend de moteur du fond pour l'adapter aux conditions du forage des différents sections , et aussi la mesure de la différence angulaire entre le tool face de moteur et celui de MWD afin d'effectuer la correction su les enregistrements obtenues.

Dans ce travail, on a cité le déroulement des différentes opérations de réalisation de la reprise de puits **MD231** en side-track, établir son profil théorique et contrôler son profil réel.

L'utilisation du logiciel de simulation **SES-5** nous a permet de contrôler et suivre les différent paramètres directionnels tel que : l'inclinaison, azimuth, TVD ... etc. Ainsi que de tracer le profil de trajectoire du puits en 2D et 3D et cela pour une bonne compréhension et assimilation des résultats numériques obtenues à partir des Survey.

Enfin le développement de la technique de forage dévié dont les équipements de fond telle que : les moteur PDM et les instrumentations des mesures à temps réel (système MWD), ainsi que les outils de diagraphies et les outils de forage ont permet toutefois de réaliser des puits dévié avec le maximum de précision et d'efficacité. Toutefois, pour palier à tout éventuel problème de décalage par rapport à la trajectoire fixé par le programme prévisionnel.



Il est recommandé de :

- Le choix de BHA, des équipements de mesures et des paramètres de forage adéquat ont une très grande importance pour la réussite de l'opération de déviation et atteindre la cible.
- La méthode de courbure minimum est une très bonne méthode de calcul de trajectoire du moment qu'elle fournit des résultats très précis.
- Les tendances des formations à dévier l'outil affecte le contrôle de trajectoire et le maintien du profil réel proche de celui tracé théoriquement, pour cela une bonne connaissance de la géologie du site à implanter le sondage est nécessaire pour le bon déroulement des opérations de déviation.
- L'ajustement des paramètres rhéologiques du fluides de forage ainsi que son traitement en surface est essentiel pour un bon nettoyage du trou, et permettre le contrôle des paramètres directionnels à partir de l'enregistrement de MWD, et cela afin d'éviter plusieurs problèmes tel que : les coincements formation des lits des déblais, bouchage de l'outil de forage, diminution de ROP, obtention de de valeurs insignifiantes des paramètres directionnels ...etc.
- Les sections de forage en rotary doivent être réalisées en utilisant des Bend adéquats pour réduire l'usure de l'outil de forage.
- La vérification de l'usure des déroulements de moteur du fond et de l'outil de forage est indispensable à chaque remonté de la garniture pour réduire le nombre de manœuvre et s'assurer de la fiabilité de ces derniers.
- Le travail selon les normes de HSE est essentiel pour la bonne exécution des opérations dans les meilleures conditions de sécurité du personnel et de matériels

BIBLIOGRAPHIE :

- Les rapports journaliers du puits MD231 ,19/03/2019.
- MD231 Side-Track + LCP (Water Shut-Off) - SONATRACH.
- procédure générales side - track préparé par: Dr m.benyoucef. 04/1994
- SONATRACH : Module FD2, 2004.
- **DIRECTIONAL DRILLING Sperry Drill® Technical Information Handbook**
Third Edition.
- Directional Surveying Baker Hughes INTEQ Technical Communications .
- Halliburton Company : **Sperry Drilling Services 2006**
- Internet (site web : www.makinghole.com /SES-5).

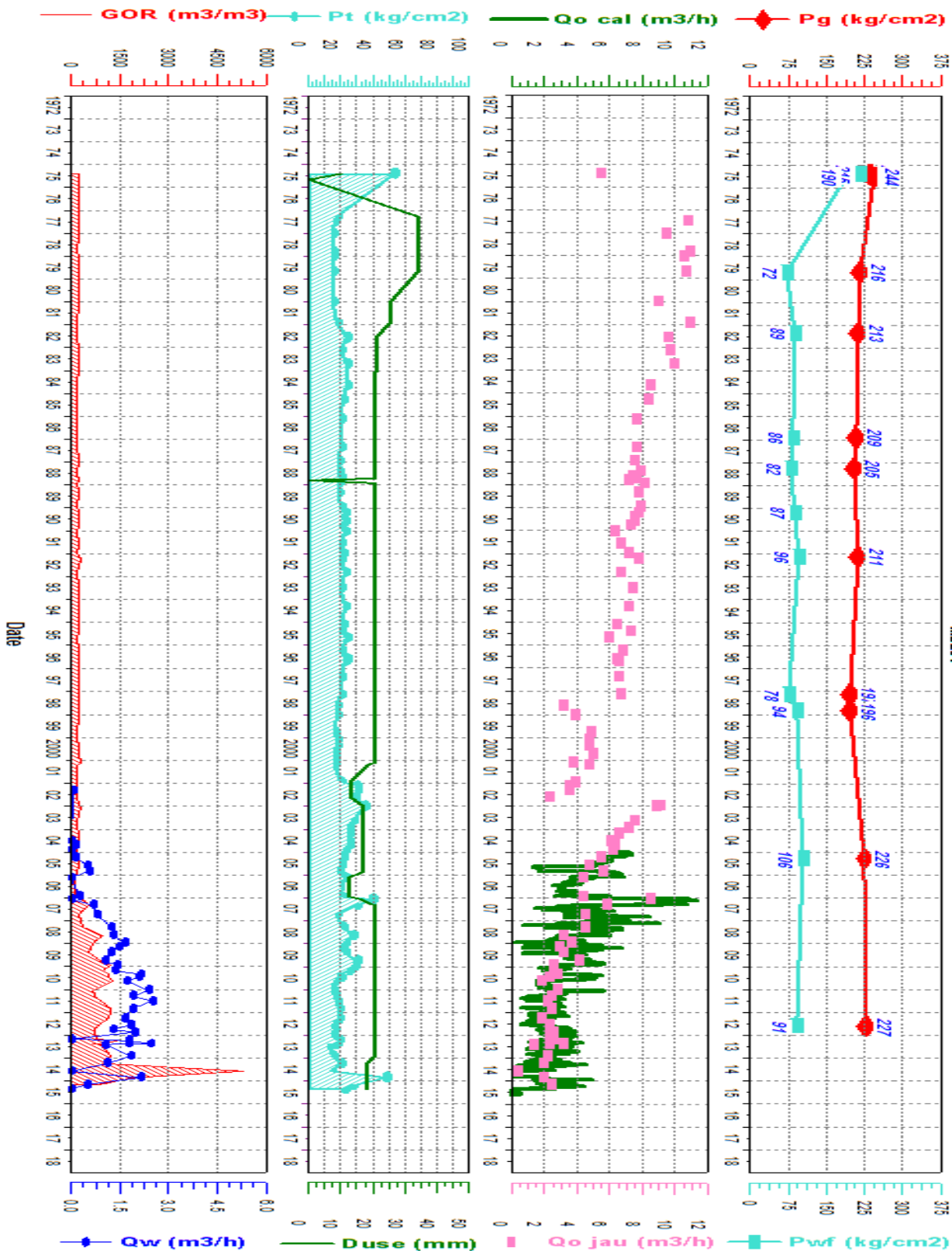


Annexe

Données des derniers jaugeages

xDate Mesure	Diam. Duse(mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Pt	Pp	Psép			Récupérée	Injectée
04/03/2010	20	600	2.57	2504.50	975	24.8	15	4.59	28	2.1212	1350	0
08/05/2010	20	600	2.8	3115.40	1113	18	15.5	4.49	30.31	1.2057	2100	0
20/06/2010	20	1440	2.37	2705.78	1140	20	18.3	5.66	27	1.3138	2050	0
24/08/2010	20	720	1.77	2231.39	1259	15.6	14.2	5	32	1.4032	1700	0
15/01/2011	20	600	2.76	1774.83	642	15	13	3.57	29	1.004	2375	0
17/04/2011	20	-	2.38	1681.20	705	16.2	13.8	3.47	22	1.3019	1900	0
13/07/2011	20	600	2.2	2000.60	909	17.2	13.5	4.28	43	1.6633	2500	0
11/11/2011	20	720	2.38	2892.39	1213	18	14	5.71	22	1.6176	1850	0
09/04/2012	20	-	1.79	1999.36	1117	18	14	4.28	21	2.1549	1635	0
27/07/2012	20	600	2.35	1951.69	830	15	12.5	5.4	37	1.2688	1800	0
05/10/2012	20	1440	2.34	1597.59	682	15.5	14	14.28	35	1.0863	1250	0
25/11/2012	20	Vx29	2.55	1787.08	701	15	13.3	--	25	1.026	1941	0
08/03/2013	20	Vx29	2.61	2058.31	787	15.7	12.9	--	34	1.2177	0	0
28/03/2013	20	600	2.36	3332.89	1412	18.2	12.6	5.1	33	1.6939	1750	0
20/05/2013	20	600	3.14	2557.28	815	17.5	12.5	4.28	37	1.2259	2400	0
21/05/2013	20	600	2.36	1507.74	639	15.2	12.5	4.28	34	1.3055	1720	0
06/06/2013	20	600	1.37	1202.98	878	12	11	5.3	38	1.3542	1040	0
03/12/2013	20	600	2.17	2572.17	1183	14.5	11.3	4.28	28	1.4272	1837	0
28/03/2014	18	600	1.98	1890.32	954	20	10.5	3.57	25	1.8344	1100	0
02/08/2014	18	600	.33	1758.86	5277	13.8	10.5	4.18	--	7.4473	0	0
08/11/2014	18	600	1.97	3651.98	1850	47.5	14	5.81	29	4.3727	2100	0
06/03/2015	18	1440	2.46	2154.41	876	26.5	15.5	15.5	15	1.9593	490	0
12/05/2015	18	1440	null	--	null	22.3	17	17.03	--	0	0	0

Historique de production :



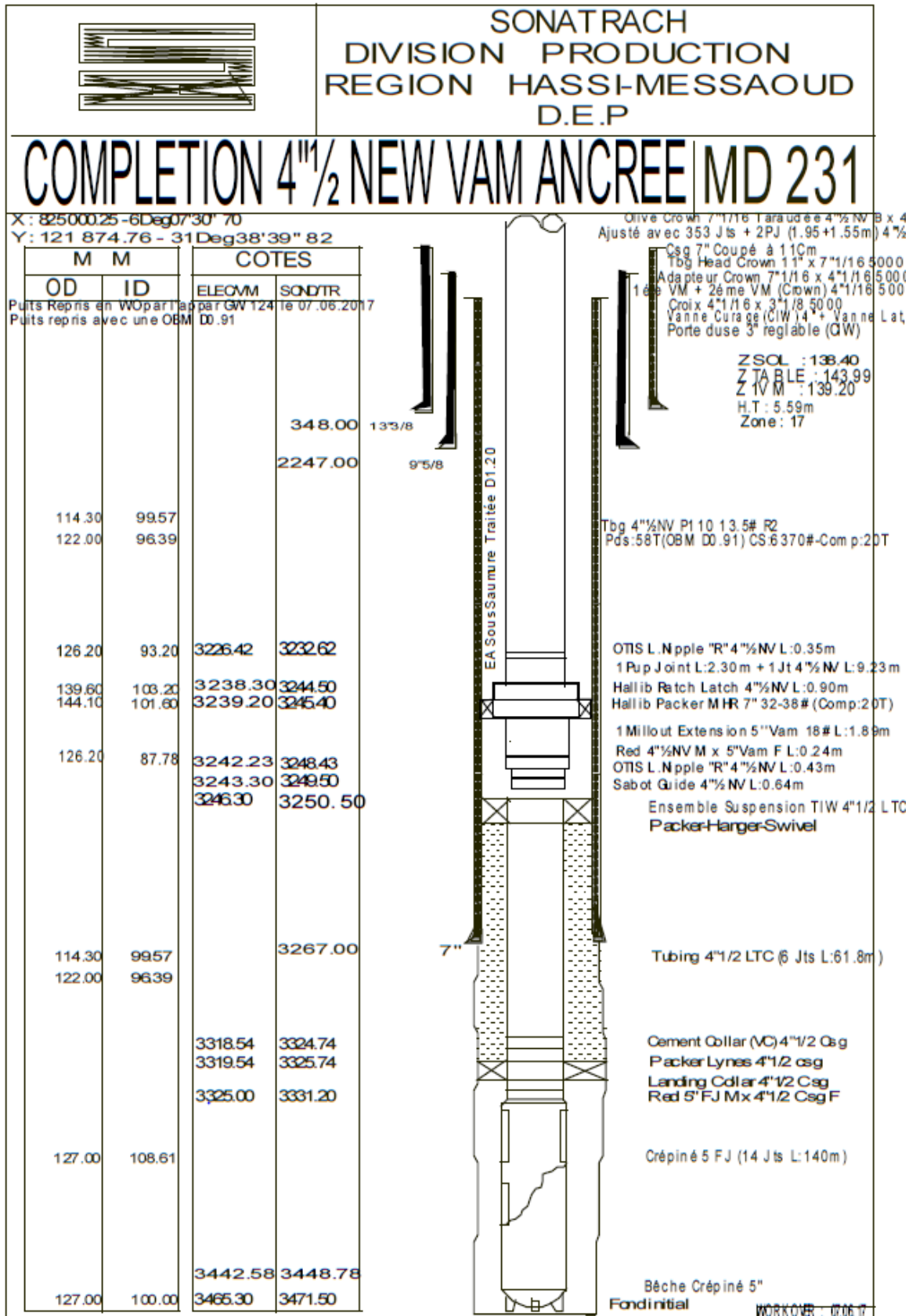


Caractéristiques de la production :

Test	Date	PG(kg/cm ²)	PFD(kg/cm ²)	PT(kg/cm ²)	Débit		IP	HKP	HKL	Skin	Duse	Remarques
					Huile	(m ³ /h)						
DST	23/05/1975	236.4	214.97	53.4	Huile	2.8	.378	301	-	-1.7	9.5	DST1
EP BU	01/07/1975	244	190	51	Huile	10.77	.235	376	-	3.4	0	EPBU
BU	04/09/1979	216	71.7	15.6	Huile	11.9	.088	71	-	-3	0	BU
BU	07/05/1982	212.5	88.8	19.2	Huile	8.8	.077	79	-	-2.1	20	BU
BU	30/11/1986	208.64	85.67	19.4	Huile	7.46	.066	66	-	-3	20	BU
BU	30/03/1988	204.78	82.44	19.3	Huile	8	.071	70	-	-3.06	20	BU
PFD	10/03/1990	200	86.83	21.4	Huile	7.71	.07	-	-	-	20	PFD
BU	08/02/1992	210.96	96.03	20.4	Huile	7.18	.068	68	-	-3.4	20	RP
BU	10/02/1998	197.17	77.65	20.3	Huile	6.69	.061	70	-	-2.15	20	BU
BU	31/10/1998	196.23	93.52	18	Huile	3.82	.04	67	0	.7	20	BU
BU	17/04/2005	226	105.66	21.1	Huile	5.94	.0491	92	-	.19	16.67	Puits en percée d'eau de gisement et de l'injecteur eau MD100.
BU	10/08/2012	227.07	91.33	15	Huile	2.35	.0173	10.3	-	-3.84	20	PFD @ 3277m abs

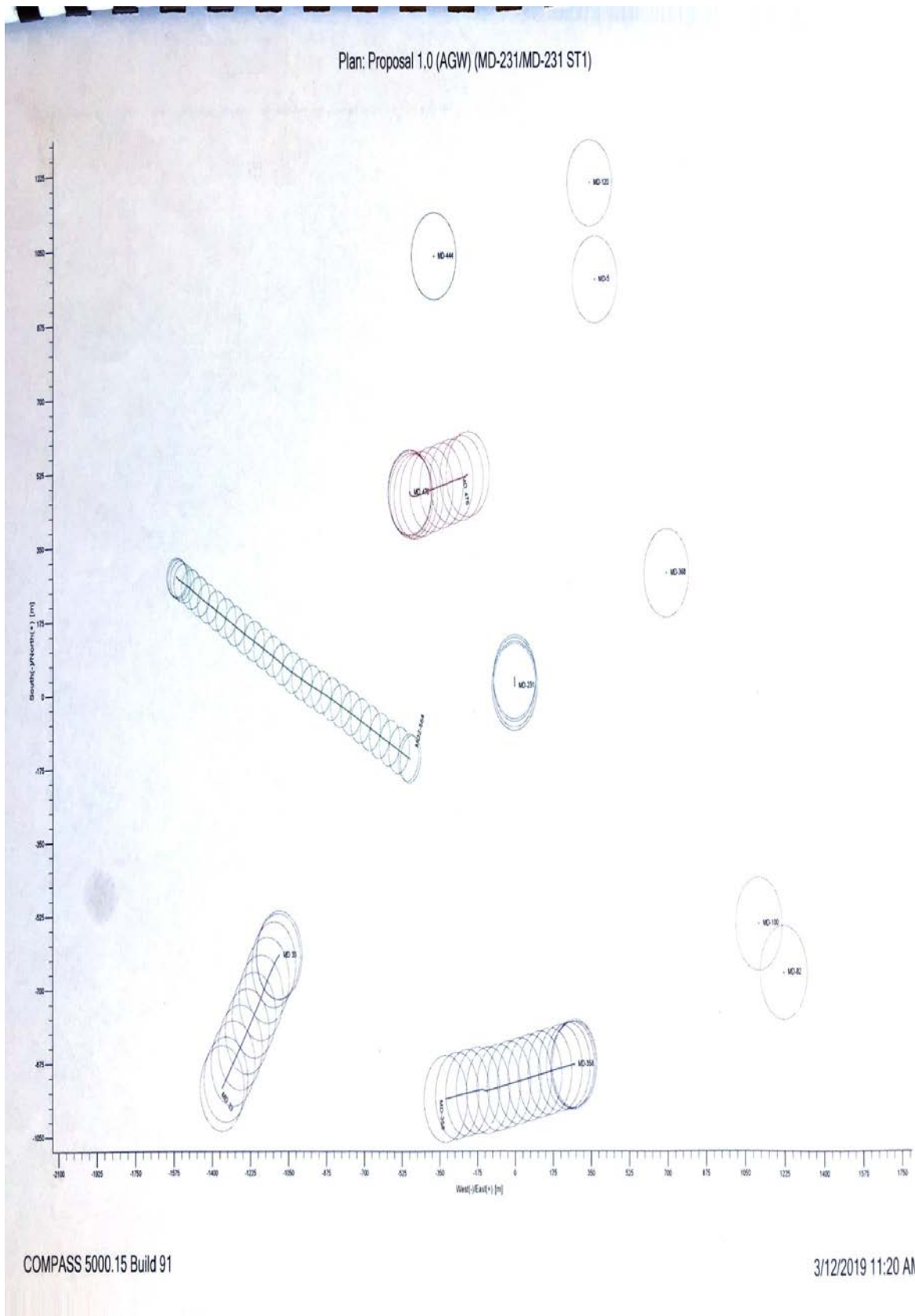


Fiche technique :

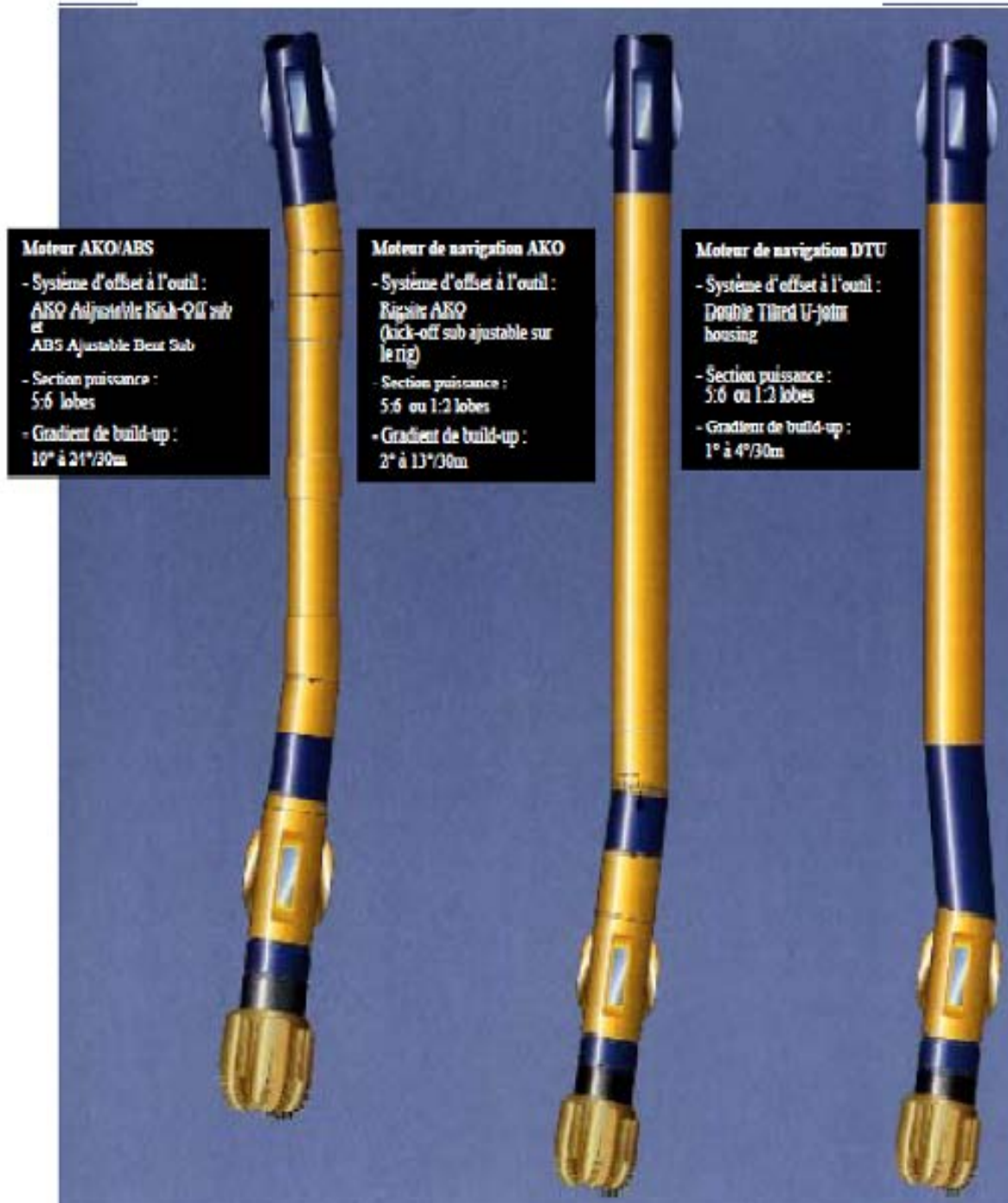




étude anti collision proposal Halliburton



Les moteurs de navigation les plus utilisés (PDMs)



sliding mode en fonction de bend housing setting

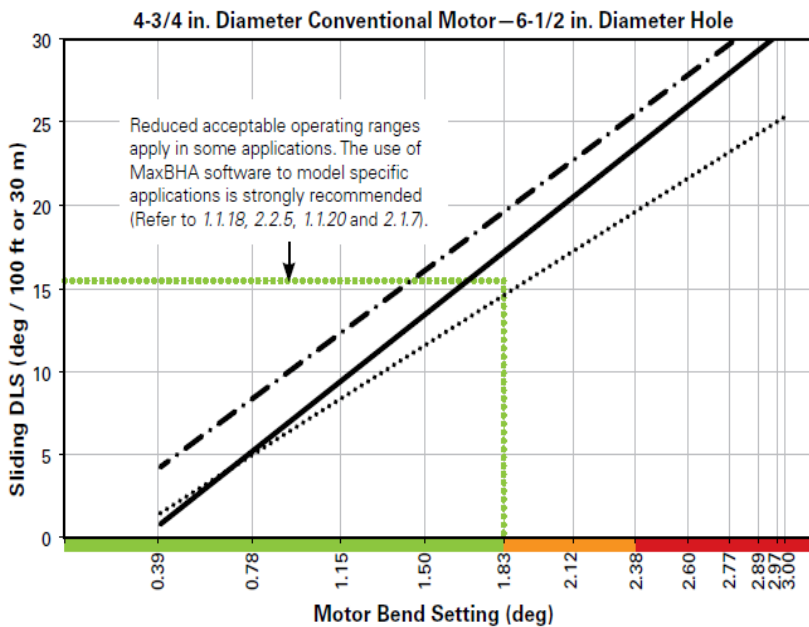


Figure 1.1.19 (4)

Sliding DLS Expectation

- Stabilized at Top and Bottom
Stabilized at 1.52 ft and 31.52 ft from the first gauge row of the bit
- - - Stabilized at Bottom
Stabilized at 1.52 ft from the first gauge row of the bit
- No Stabilization

Two different concepts are presented; anticipated directional response for a given bend setting, and mechanical loading concentrated at the stator connections.

The black curves represent directional response expressed on the y axis based on a specific motor bend setting on the x-axis.

To obtain the expected dogleg value for a specific BHA assembly; from the motor bend setting on the x-axis project a vertical line to intersect the relevant sliding DLS curve, from the intersection point project a horizontal line to the sliding DLS axis.

The box bounded by the dotted green lines and x and y axes represents a guideline 'safe to rotate to 80 – 100 rpm in specific dogleg severity' zone; based on bending moments obtained when modeling the BHA assemblies presented (see table on page 63).

Note: The amber zone for motor bend settings indicates that rotating at these bend settings will initiate fatigue damage in stator connections.

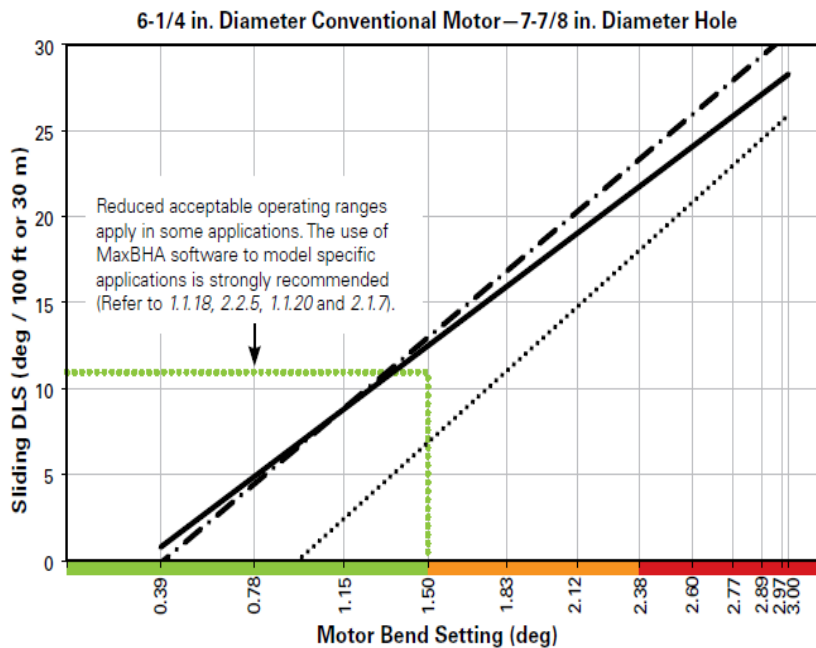


Figure 1.1.19 (7)

Sliding DLS Expectation

- Stabilized at Top and Bottom
Stabilized at 1.52 ft and 31.52 ft from the first gauge row of the bit
- - - Stabilized at Bottom
Stabilized at 1.52 ft from the first gauge row of the bit
- No Stabilization

Two different concepts are presented; anticipated directional response for a given bend setting, and mechanical loading concentrated at the stator connections.

The black curves represent directional response expressed on the y axis based on a specific motor bend setting on the x-axis.

To obtain the expected dogleg value for a specific BHA assembly; from the motor bend setting on the x-axis project a vertical line to intersect the relevant sliding DLS curve, from the intersection point project a horizontal line to the sliding DLS axis.

The box bounded by the dotted green lines and x and y axes represents a guideline 'safe to rotate to 80 – 100 rpm in specific dogleg severity' zone; based on bending moments obtained when modeling the BHA assemblies presented (see table on page 63).

Note: The amber zone for motor bend settings indicates that rotating at these bend settings will initiate fatigue damage in stator connections.