

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
*Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique*  
**UNIVERSITE KASDI MERBAH –OUARGLA**  
**FACULTE DES HYDROCARBURES ET ENERGIES RENOUVELABLES**  
**ET SCIENCES DE LA TERRE ET L'UNIVERS**

**DEPARTEMENT DE FORAGE ET MCP**



*Mémoire de fin d'étude*  
*En vue de l'obtention de diplôme*  
*Master professionnel*



*Option : forage*

*Réalisé par :*

- *OURAK Walid*
- *SEMMOUHI Fares*
- *DEHIMI Dia eddine*

***Thème***

Technique de forage horizontal et optimisation  
de la trajectoire par un trou pilote.  
Application sur le puits MAMS-1

**Les members de jury:**

<b>Président</b>	<b>Mr. Hachana Oossama</b>
<b>Encadreur</b>	<b>Mr.Mecibah Ilyas</b>
<b>Exminateur</b>	<b>Mr.Toumi Nabil</b>

**2016/2017**

## Résumé

*Cette étude, portant sur la technique de forage horizontal et optimisation de la trajectoire par trou pilote est très intéressante pour nous du fait qu'elle nous a permis en un temps très limité de mieux connaître le forage horizontal, le contrôle de la trajectoire qui est développé grâce au moteur de déviation (PDM) et au plus récent système MWD, nous fournit toutes les données nécessaires sur la trajectoire le régime de forage et aussi sur les données géologiques.*

*La réalisation d'un puits horizontal a mis en évidence quelques problèmes, causés par une méconnaissance de la côte exacte de réservoir. Les géologues et géophysiciens ne peuvent pas donner cette position avec exactitude. D'où un mauvais atterrissage dans le drain horizontal, après quoi la poursuite du forage peut être gênée, puisque tout changement par rapport au programme peut entraîner plusieurs problèmes. Pour éviter le risque et réaliser un bon atterrissage, on propose d'introduire un trou pilote dans la phase build-up pour les puits sub-horizontaux.*

## ملخص

هذه الدراسة، تتمحور حول تقنية الحفر الأفقي وتحسين مسار الحفر عن طريق الثقب الموجه وهذا مثير جدا للاهتمام بالنسبة لنا لأنه سمح لنا في فترة زمنية محدودة جدا للوصول الى معرفة الحفر الأفقي، ومراقبة المسار الذي طور من خلال محرك الالتفافية ونظام أكثر حداثة (MWD)، حيث يقدم جميع البيانات الضرورية على مسار نظام الحفر وأيضا على البيانات الجيولوجية واثناء حفر البئر نواجه بعض المشاكل، الناجمة عن سوء فهم الجانب الصحيح من الخزان. علماء الجيولوجيا والجيوفيزياء لا يمكن أن تعطي هذا الموقف بدقة. حيث الهبوط السيئ في استنزاف الأفقي، وبعد ذلك يمكن أن تعرقل عملية الحفر لأن أي تغيير في برنامج لحفر الآبار يمكن أن يسبب العديد من المشاكل. لتجنب المخاطر وجعل عملية الحفر تتسير جيدا، يقترح إدخال ثقب الموجه في المرحلة المؤدية build-up في الآبار الشبه افقية

## Summary

*This study, which focuses on the horizontal drilling technique and optimization of the trajectory by pilot hole, is very interesting for us because it allowed us in a very limited time to better know the horizontal drilling, the control of the trajectory which is Developed by the Deflection Engine (PDM) and the newest MWD system, provides us with all necessary data on the drilling pattern and also on the geological data.*

*The realization of a horizontal well has highlighted some problems, caused by a misunderstanding of the exact tank coast. Geologists and geophysicists cannot give this position accurately. This results in poor landing in the horizontal drain, whereby further drilling may be hampered, as any changes to the program can lead to several problems. To avoid the risk and to make a good landing, it is proposed to introduce a pilot hole in the build-up phase for the sub-horizontal wells.*

# Sommaire

*Remerciements*

*Dédicaces*

*Résumé*

*Sommaire*

*Liste des figures*

*Liste des tableaux*

*Nomenclatures*

## **Introduction générale**

### **Chapitre I : Cadre Géologique**

I.1. Situation géographique de puits MAMS-1 .....	1
I.2. Localisation de puits MAMS-1 .....	1
I.3. Fiche technique de puits MAMS-1.....	3
I.4. Localisation générale .....	4
I.5. Itinéraire d'accès .....	5
I.6. Les puits voisins .....	6
I.7. Cadre géologique global.....	6
I.8. Cadre géologique local.....	7
I.9. Description de la série stratigraphique.....	8
I.10. Système pétrolier.....	11
I.11. Objectifs de production.....	12
I.12. Objectifs opérationnels.....	12

### **Chapitre II : le forage horizontal ; techniques et optimisation**

<b>Introduction</b> .....	<b>13</b>
---------------------------	-----------

#### **II.1. Généralités sur le forage horizontal**

II.1.1. Histoire de forage horizontal en Algérie.....	14
II.1.2. Applications du forage dirigé.....	15

---

---

II.1.3. Avantages et inconvénients du forage horizontal.....	18
II.1.4. Sélection du profil de puits horizontal.....	21
<b>II.2. Contrôle de la trajectoire</b>	
II.2.1. En cours de forage.....	25
II.2.2. En fin de puits .....	25
II.2.3. Les équipements spécifiques de forage horizontal.....	27
II.2.3.1. Equipements amagnétiques.....	27
II.2.3.2. Equipement de mesure.....	27
II.2.3.3. Equipement spécifique au forage horizontal.....	28
II.4. Les modes de forage horizontal.....	30
<b>II.3. Calculs de trajectoire</b>	
II.3.1. Principe de calcul.....	31
II.3.2. Conditions et options initiales.....	32
II.3.3. Méthode de calcul de la trajectoire.....	33
<b>II.4. Optimisation de la trajectoire par trou pilote</b>	
II.4. Introduction.....	35
II.4.1. Conception de la trajectoire.....	36
II.4.2. Identification du réservoir.....	36
II.4.3. Valeur ajoutée du trou pilote.....	37
II.4.4. Evaluation de la capacité de production du puits.....	38
II.4.5. Causes et conséquences d'un mauvais atterrissage.....	40
II.4.7. Programme de trou pilote.....	43
<b>Chapitre III : Partie pratique</b>	
<b>III.1- programme de puits MAMS-1</b>	
III.1.1. Harmonisation des diamètres.....	46
III.1.2. Programme et régime de forage.....	46
III.1.3. Programme d'outil.....	47
III.1.4. Calcul de la garniture de forage.....	48
III.1.5. Programme et volume de boue.....	51
III.1.6. Programme de tubage.....	52

---

---

**III.2- application sur le puits MAMS-1**

III.2.1. Description du puits MAMS-1.....	52
III.2.2. Un schéma représente le side track au puits MAMS-1.....	54
III.2.3. Procédure de forage et d'abandons du trou pilot.....	54
III.2.4. Pose du bouchon de ciment.....	58
III.2.5. Etude comparative entre la partie abandonnée et le trou pilote.....	59

**Conclusion générale**

**Bibliographie**

# liste des figures

## Chapitre I : Cadre géologique

Figure I.1 : Plan de situation du prospect Mammi Sud-1 (MAMS-1).....	02
Figure I.2 : Situation du puits Mammi Sud-1 (MAMS-1).....	02
Figure I.3 : Localisation générale du puits Mammi Sud-1 (MAMS-1).....	04
Figure I.4 : Schéma synoptique d'accès au forage MAMS-1.....	05
Figure I.5 : Les puits voisins au puits MAMS-1.....	06
Figure I.6 : Coupe structurale à travers la structure de Mammi.....	07
Figure I.7 : Architectures graphique de section verticale.....	10
Figure I.8 : Architectures graphique de section horizontale.....	11

## Chapitre II : Le forage horizontal ; technique et optimisation

### 1. Généralités sur le forage horizontal

Figure II.1.1 : Puits d'interception (Relief well).....	15
Figure II.1.2 : Puits latéral (Side-track).....	16
Figure II.1.3 : Emplacements de surface impraticables .....	17
Figure II.1.4 : Plates-formes de production à puits multiples .....	17
Figure II.1.5 : Réservoirs fracturés .....	18
Figure II.1.6 : Réservoirs multi-couches.....	19
Figure II.1.7 : Coning du gaz et de l'eau.....	20
Figure II.1.8 : Profils d'un forage horizontal.....	24

### 2. Contrôle de trajectoire

Figure II.2.1 : Le tool face.....	26
Figure II.2.2 : MWD.....	28
Figure II.2.3 : Principe de fonctionnement d'un PDM .....	29
Figure II.2.4 : Différents composants d'un PDM.....	30
Figure II.2.5 : Mode sliding.....	30
Figure II.2.6 : Mode rotary.....	31

---

**3. Calculs de trajectoire**

Figure II.3.1 : Méthode d'angle moyenne.....34

**4. Optimisation de la trajectoire par trou pilote**

Figure II.4.1 : Phase D'entrée Dans Le Réservoir.....41

Figure II.4.2 : Réservoir topé plus bas.....42

Figure II.4.3 : Réservoir topé plus haut.....43

Figure II.4.4 : Caractéristique De Trou Pilot.....45

**Chapitre III : Partie pratique**

**1. Programme de puits MAMS-1**

Figure III.1 : Différent outils utilisés lors de forage de puits MAMS-1.....48

**2- application sur le puits MAMS-1**

Figure III.2.1 : Un schéma représente le side track au puits MAMS-1.....54

Figure III.2.2 : Deuxième build-up .....57

# liste des tableaux

## **Chapitre III : Partie pratique**

### **1- programme de puits MAMS-1**

Tableau.III.1.1. Programme des diamètres de puits .....	46
Tableau.III.1.2. Caractéristiques des outils de forage .....	47
Tableau.III.1.3. Caractéristiques de garniture de la phase 26" .....	48
Tableau.III.1.4. Caractéristiques de garniture de la phase 16" .....	49
Tableau.III.1.5. Caractéristiques de garniture de la phase 12 <sup>1</sup> / <sub>4</sub> " .....	49
Tableau.III.1.6. Caractéristiques de garniture de la phase build-up.....	50
Tableau.III.1.7. Caractéristiques de garniture de la phase 8 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> " .....	50
Tableau.III.1.8. Caractéristiques de garniture de la phase 6" .....	51
Tableau.III.1.9. Caractéristiques de boue de forage.....	51
Tableau. .I.10. Caractéristiques de tubage.....	52
Tableau.III.1.11. Paramètres de forage du trou pilote.....	55

### **2- application sur le puits MAMS-1**

Tableau.III.2.12. Comparaison ente le side-track et le trou pilote .....	62
--	----



# Nomenclatures

BHA : Bottom Hole Assembly (garniture de fond).

EOB : End of Build.

GOC : Gaz Oil Contact.

WOC : Water Oil Contact.

HWDP : Heavy Weight Drill Pipe (Tige Lourde).

DC : Drill Collar.

DP : Drill Pipe.

HMD : Hassi Messoud.

KOP : Kick-Off Point.

L : Longueur des tiges en (ft).

LWD : Logging While Drilling.

MD : Longueur mesuré (Measured Depth).

MWD: Measurement While Drilling.

PDC : Polycristaling Diamant Compact.

PDM : Positive Displacement Motor (Moteur à Diplacement Positif).

ROP : Taux de pénétration (ft/hr).

RPM : Rotation Per Minute.

t : Temps d'enregistrement en (h).

TVD : Total Vertical Depth en (ft).

WOB : Poids sur l'outil (lbf).

GBU : Gradient de Build Up.

In: Inclinaison au sabot.

Ia : Angle d'atterrissage.

L<sub>tp</sub> : Langueur de trou pilote.


Az : Azimute.


KDA : Kilo Dinars Algerian.

J<sub>H</sub> : Index de production du puits horizontal (m<sup>3</sup>/jour/Kpascal).

J<sub>V</sub> : Index de production du puits vertical (m<sup>3</sup>/jour/Kpascal).

# Remerciements

 *Tout la gratitude et le merci à dieu le tout puissant qui a fait que ce travail soit mené et terminé.*

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

*Monsieur Mecibah ilyes*

*Pour ses encouragements à effectuer cette étude, ses conseils précieux, son sérieux et sa Disponibilité.*

 *Nous remercions également nos enseignants ,*

# Dédicaces

*C'est avec joie que je dédie le fruit mon travail a celle qui ma  
toujours soutenue dans mon travail, ma mère que j'aime beaucoup.  
Sans oublie mon chère père qui a mis à ma on disposition tous ce  
dans j'avais besoin.*

*Je dédie également ce mémoire à ma grande mère*

*A mes frères et sœur*

*A tous mes amies d'Ouargla et Bariqa*

*D. Dia Eddine*



# Dédicaces

*C'est avec joie que je dédie le fruit mon travail a celle qui ma toujours soutenue dans mon travail, ma mère que j'aime beaucoup. Sans oublier mon chère père qui a mis a ma on disposition tous ce dans j'avais besoin.*

*Je dédie également ce mémoire à ma grande mère*

*A mes frères et sœurs*

*A tous mes amies d'Ouargla et El Oued*

*S. Fares*



# Dédicaces

*C'est avec joie que je dédie le fruit mon travail a celle qui ma toujours soutenue dans mon travail, ma mère que j'aime beaucoup.  
Sans oublie mon chère père qui a mis à ma on disposition tous ce dans j'avais besoin.*

*Je dédie également ce mémoire à ma grande mère*

*A mes frères et sœurs , surtout Ayoub*

*A tous mes amies d'Ouargla et Bitam*

*A tout le groupe 01, surtout Yahia*

*O .Walid*





# INTRODUCTION

---

## **INTRODUCTION**

plusieurs techniques, procédures et méthodes ont été élaborées à travers le temps afin de résoudre des nombreux problèmes liés aux forages et à la récupération des hydrocarbures (liquide ou gazeux). Nous avons essayé de traiter la technique adoptée pour réaliser le puits MAMS-1 ainsi que l'étude des équipements utilisés, et les systèmes MWD qui ont été améliorés l'évolution du déroulement de forage en terme de contrôle directionnel, et mécanique en exploitation ainsi que les données de fond renvoyées par l'outil MWD.

La réalisation de ce puits a mis en évidence quelques problèmes techniques causés par l'incertitude au sujet de la côte exacte du réservoir, d'où l'objet de notre étude qui consiste à optimiser la phase d'atterrissage par l'introduction d'un trou pilote dans le but de déterminer les côtes exactes de notre réservoir, et pouvoir positionner le drain dans sa place optimale et faire un bon atterrissage.



# CHAPITRE I

## Cadre géologique

---



## I. Cadre géologique

### I.1. Situation géographique de puits MAMS-1

*Mammi Sud -1* (MAMS-1) est un forage d'exploration qui est prévu sur le compartiment sud de la structure décelée par la sismique réflexion dans la partie SE du périmètre El Ouabed. Cette structure a révélé, après fracturation, 7.7m<sup>3</sup>/h d'huile et 1934 m<sup>3</sup>/h de gaz sur duse ½ dans le Gédinnien. [2]

### I.2. Localisation de puits MAMS-1

Le forage *MAMMI Sud -1* (MAMS-1) est prévu dans la partie septentrionale du bloc 313, situé dans le sillon de Benoud (**Fig.1**). Il est implanté au croisement des profils sismiques 3D Cross line 1320 et In line 2340 correspondant aux coordonnées suivantes :

#### Coordonnées Géographiques

Long	Lat	Z. sol	Z. table
02°16'25.666''E	32°43'49.453''N	708.213 m	715.81 m

#### Coordonnées UTM

X	Y	Bloc
431952.457 m	3 621 359.609 m	313

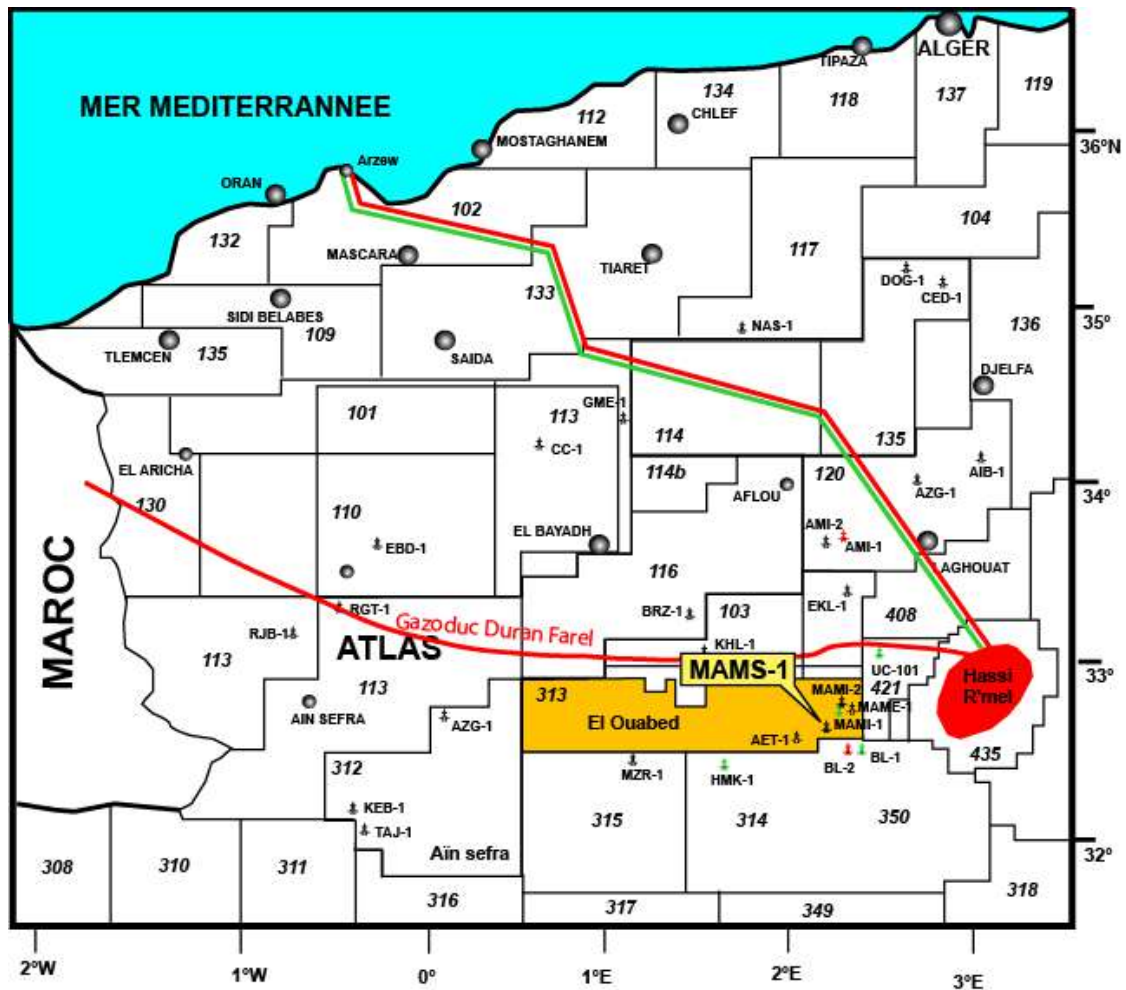


Figure I.1 : Plan de situation du prospect Mammi Sud-1 (MAMS-1).

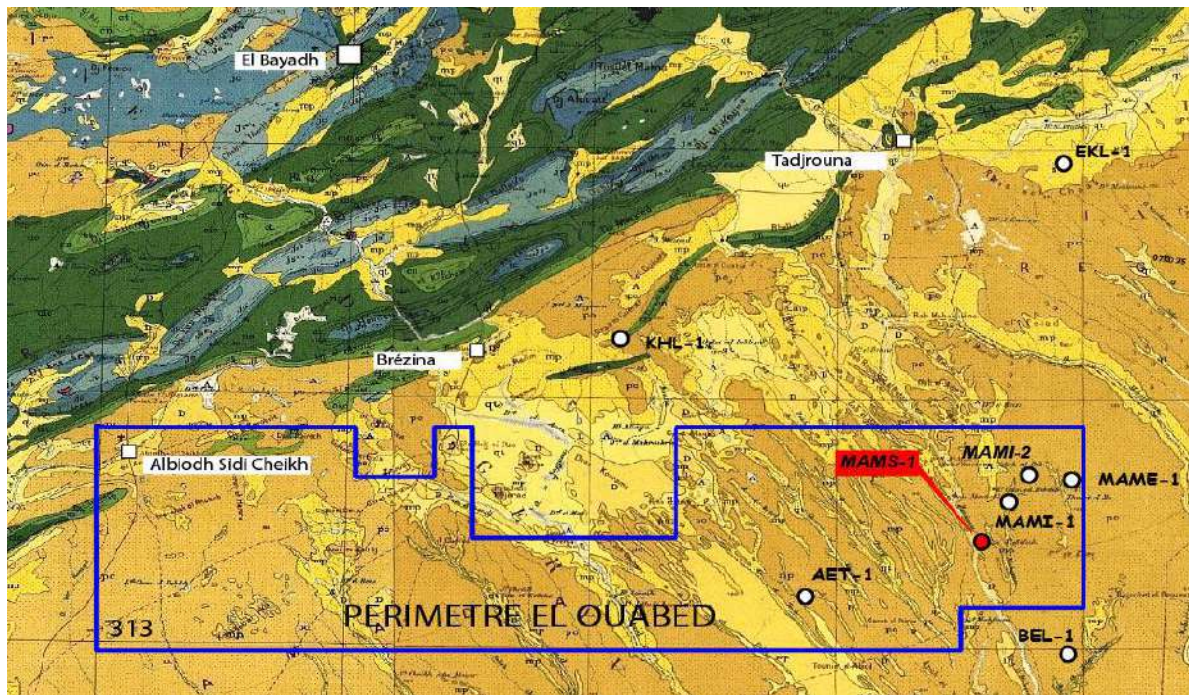


Figure I. 2 : Situation du puits Mammi Sud-1 (MAMS-1).

**I.3. Fiche technique de puits**

Nom du puits	MAMI SUD-1	
Sigle	MAMS-1	
Bassin	Sillon de Benoud	
Périmètre	El Ouabed	
Wilaya	El Bayadh	
Bloc	313	
Classification du Prospect	Exploration	
Emplacement	Cross line 1320 & In line 2340	
Coordonnées UTM (fuseau 31)	<b>X = 431952.488 m</b> <b>Y = 3621359.631m</b>	
Coordonnées géographiques	<b>X = 32°43'38".78 N</b> <b>Y = 2°16'25".78 E</b>	
Altitude	Zs= 708.213 m Zt=715.81 m	
Fermeture structurale	Dév inf : 115m	
Superficie	Dév inf : 104 km <sup>2</sup>	
Objectif pétrolier principal	Gédinnien : 52.44 10 <sup>5</sup> m <sup>3</sup> (huile)	Profondeur : 4256 m
Profondeur finale prévue	4256 m	
Formation d'arrêt de forage	Silurien	
Durée prévue	147.25 jours	
Appareil de forage	ENF#29	
Début de forage	15/02/2016	
Fin de forage	07/08/2016	

**- Données générales de l'appareil de forage**

Nom de l'appareil	ENF#29
Construction	KERUI
Entrepreneur	ENAFOR
Prof. Max. de forage	7000m
Capacité de stockage	Ciment 200 t
	Baryte 500 t
	Bac à boue 420m <sup>3</sup>
	Carburant 120m <sup>3</sup>
	Eau de forage 240m <sup>3</sup> + 50 m <sup>3</sup> Sécurité
Équipements de forage	Treuil KERUI E2000.DC
	Top Drive :Canrig :1250AC, 1150HP, 500Ton

I.4. Localisation générale

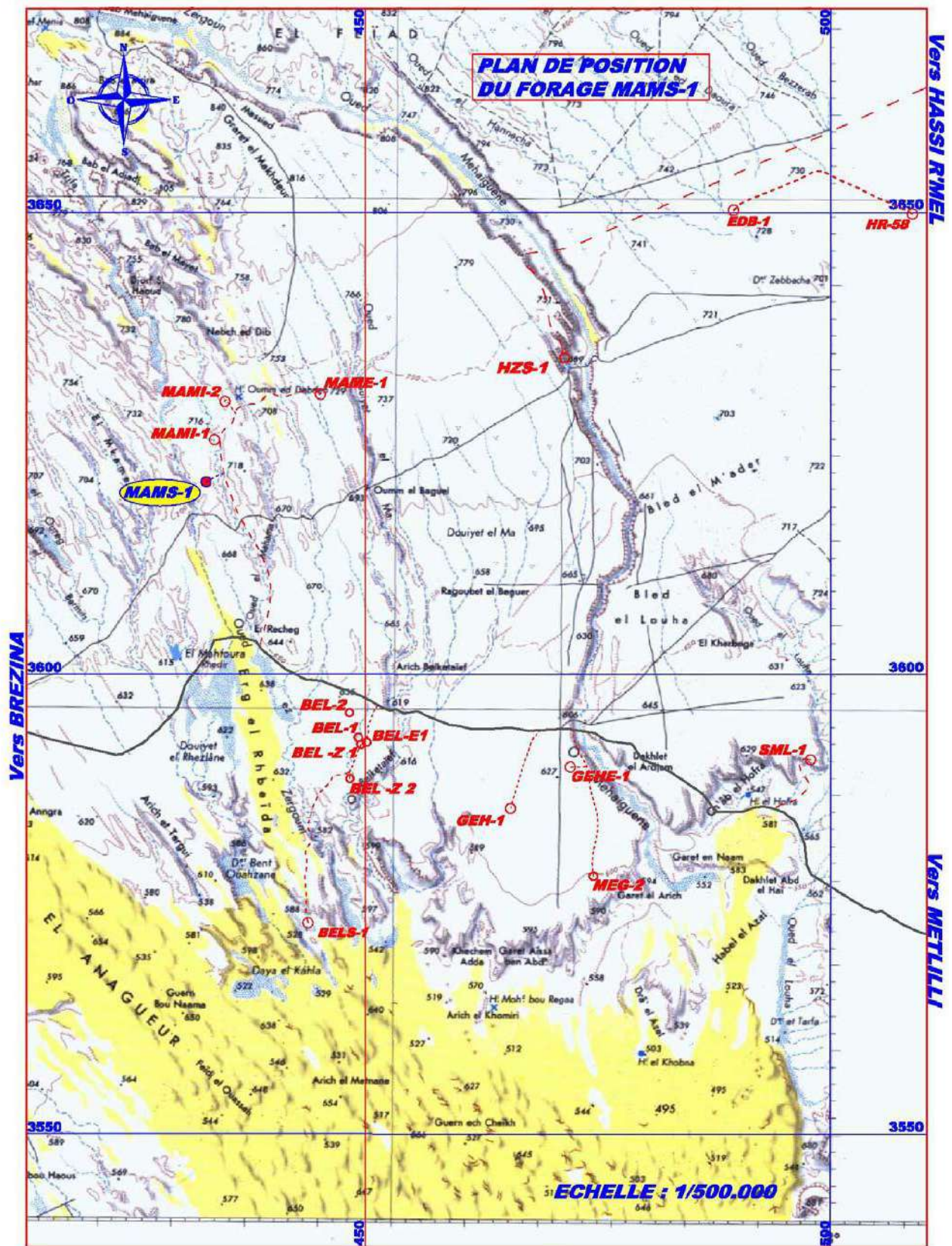


Figure I. 3 : Localisation générale du puits Mammi Sud-1 (MAMS-1).

## I.5. Itinéraire d'accès

### ➤ A partir de Hassi-Messaoud

De Hassi Messaoud prendre la route de Ghardaïa jusqu'à l'embranchement de Metlili sur 250Km. Tourner à gauche en empruntant la route de Brézina sur une distance de 160 Km, de la tourner à droite et suivre la piste du forage MAMI-1 sur 18.8Km, bifurquer à gauche et suivre l'accès jalonnée (direction SO) sur 2.3Km et arriver au forage MAMS-1.

### ➤ A partir d'Alger

D'Alger prendre la Route de Metlili en passant par Ghardaïa. Arrivé à l'embranchement de Metlili, tourner à droite en empruntant la route de Brézina sur une distance de 160 Km, de la tourner à droite et suivre la piste du forage MAMI-1 sur 18.8Km, bifurquer à gauche et suivre l'accès jalonnée (direction SO) sur 2.3Km et arriver au forage MAMS-1.

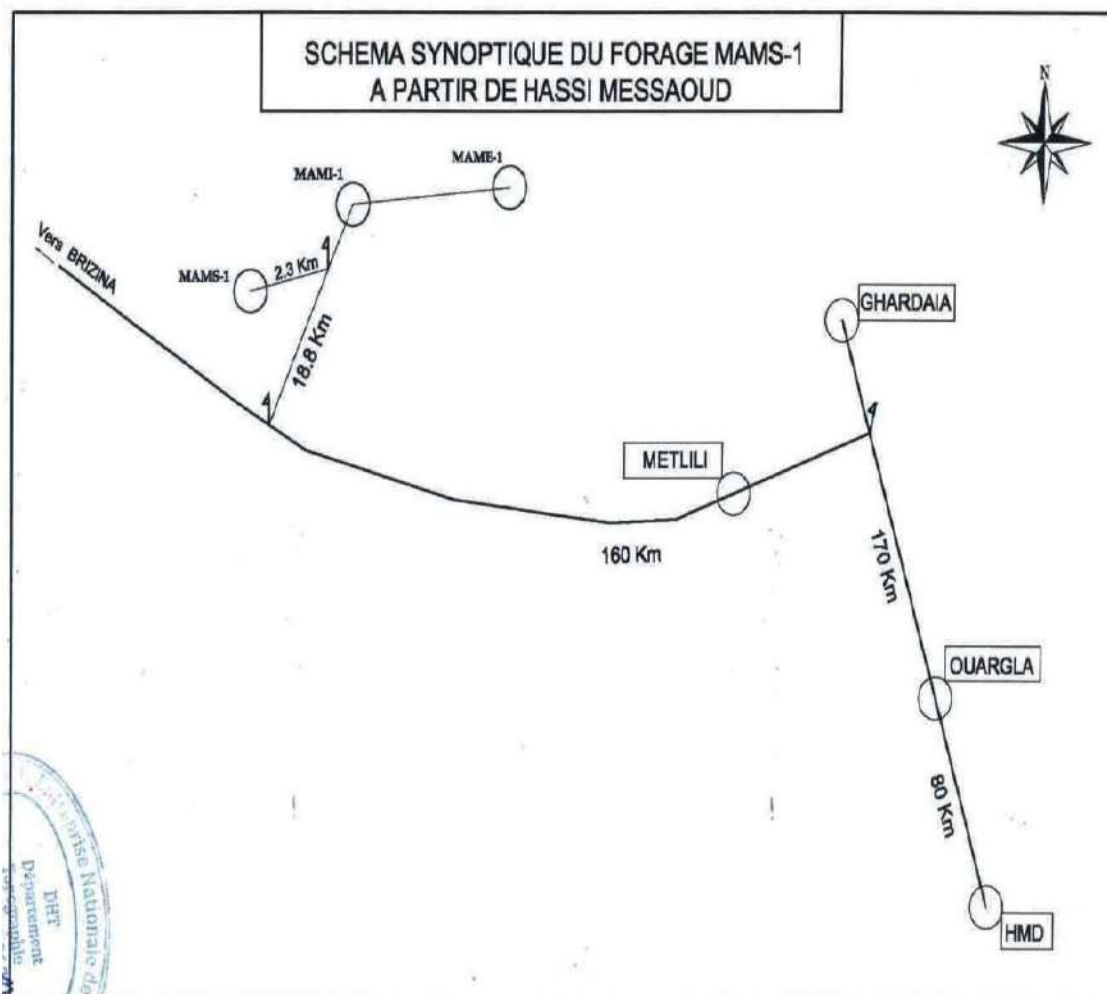


Figure I.4 : Schéma synoptique d'accès au forage MAMS-1.

I.6. Les puits voisins

WELL	X coor	Ycoor	Zs	Distance (m)
MAMS-1	431 952,46	3 621 359,61		
MAMI-1	432 829,09	3 625 900,95		4 625,18
MAMI-2	433 944,60	3 630 034,50		8 900,69
MAME-1	444 182,14	3 630 816,14		15 459,34
AET-1	399 040,00	3 608 704,00		35 261,80

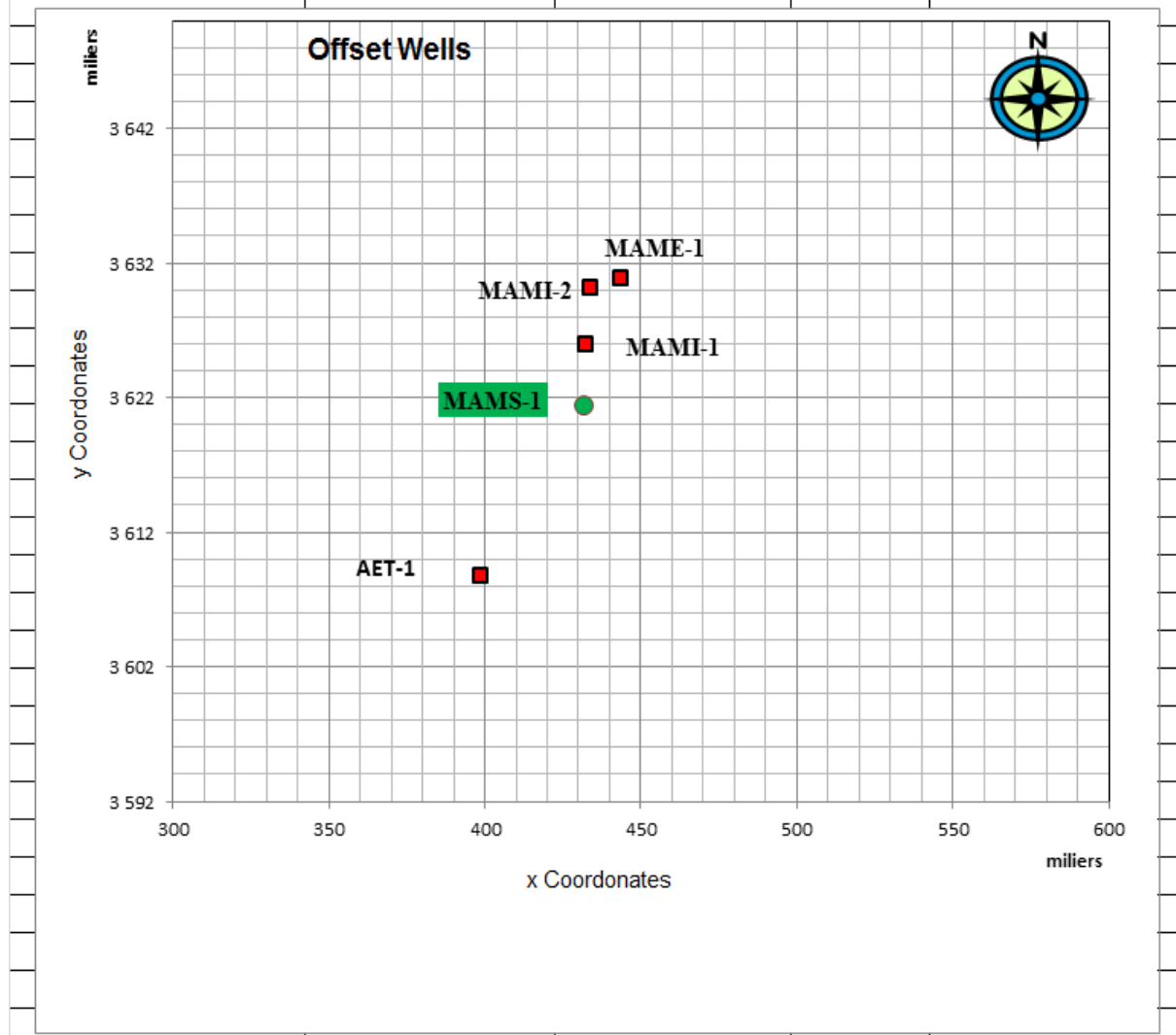


Figure I.5 : les puits voisins au puits MAMS-1.

I.7. Cadre géologique global

Le forage MAMS-1 est situé dans la partie méridionale de la Plate-forme Saharienne du périmètre El Ouabed, à la limite avec l'ensellement de Djofra. Le permis de recherche El Ouabed représente la partie orientale du Sillon de Benoud. C'est un bassin étroit et

asymétrique d'orientation NE-SW dessinant un monoclin à pendage nord. Il est localisé entre deux domaines tectoniquement différents :

- La Plate-forme Saharienne au Sud, représentée par la voûte de Oued Namous, l'ensellement de Djofra et le dôme de Tilhremt (Hassi R'mel). Cette zone a pris naissance au cours du cycle Calédonien et a été déformés au cours du cycle Hercynien.
- Et le bassin de l'Atlas saharien occidental au Nord. Ce dernier a commencé à fonctionner en distension au Trias, puis en compression à partir de l'Eocène jusqu'à l'Actuel.

### I.8. Cadre géologique local

Le forage MAMS-1 est localisé dans une zone caractérisée par une déformation cassante en blocs basculés, avec des failles normales ENE-WSW à NE-SW. La structure de Mammi ferme contre une faille NNE-SSW qui s'atténue dans le Jurassique supérieur. D'autres failles plus récentes affectent la couverture mésozoïque atteignant parfois le Paléozoïque, mais n'ont aucun effet négatif sur la structure de Mammi.

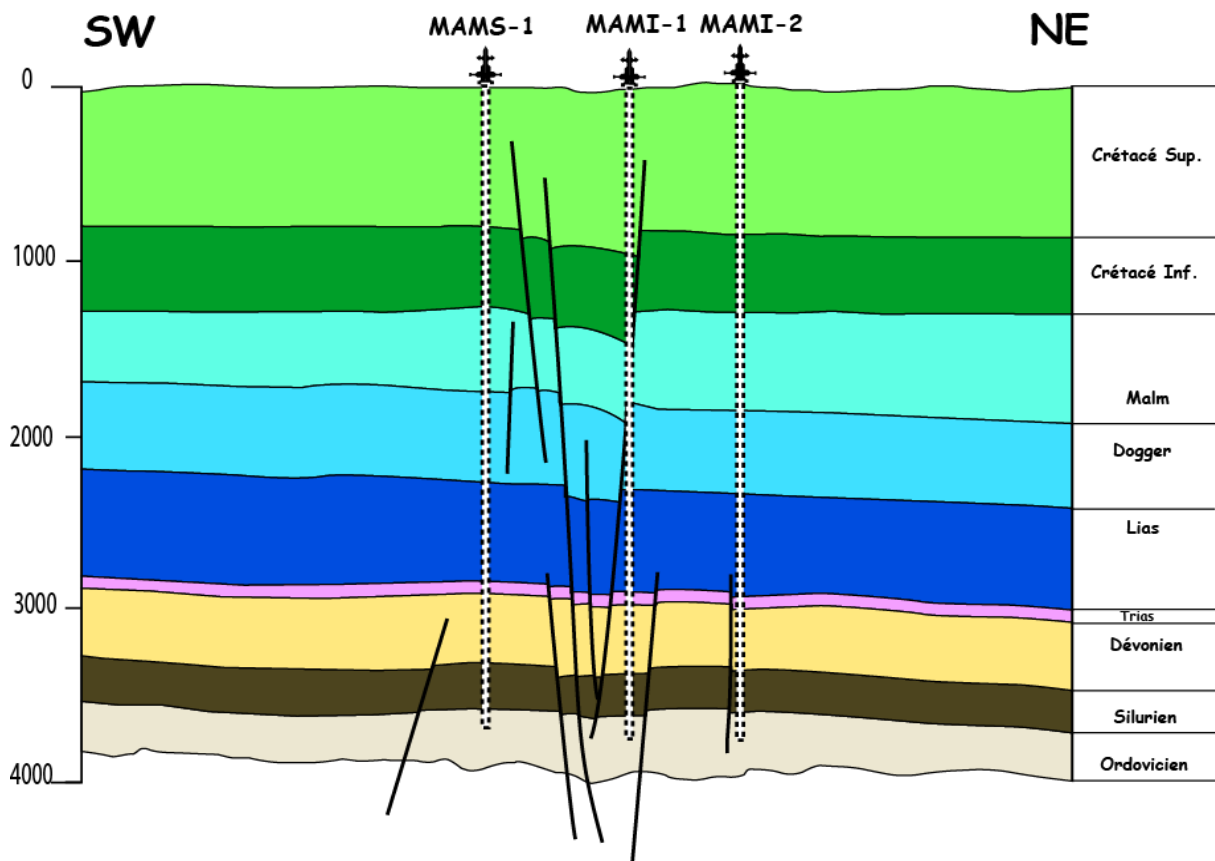


Figure I.6 : Coupe structurale à travers la structure de Mammi.

## **I.9. Description de la série stratigraphique**

La colonne stratigraphique prévisionnelle qui sera traversée par le forage *MAMS-1* sera la même que celle traversée par les forages *MAMI-1*, *MAME-1*, *MAMI-2* et *AET-1* :

- **Quaternaire 0-125 (125m)** : sables à ciment carbonaté et des bancs gréseux. Il admet des argiles rougeâtres, pâteuses, calcaires avec des passées de sable siliceux fin à moyen.
- **Mio-pliocène et Paléogène 125-193 (68m)** : sable blanc translucide, fin à moyen parfois grossier, sub-arrondi intercalés avec des argiles sableuses, des argiles rouges brique à brune carbonatées à silteuses, très plastiques, des passées de calcaire blanc beige dolomitique dur, des sables blancs translucides, avec intercalation de calcaire dolomitique et passées d'argile.
- **Cénomano-Turonien 193-292 (99m)** : calcaire blanc et des argiles gypsifères, plastiques, avec des passées de gypse et de dolomie.
- **Albien 292-351 (59m)** : grès blanc à jaune, carbonaté et argilo-carbonaté passant à des sables blancs avec des passées d'argiles silteuses à silto-sableuses, localement carbonatées.
- **Aptien 351-369 (18m)** : dolomie argileuse et argiles gris-vert dolomitiques, tendres à pâteuses.
- **Barrémo-Néocomien 369-973 (604m)** : grès très fin à moyen, argilo-carbonaté, localement silto-carbonaté, passant à sable à gravier. Intercalation d'argiles brunes, localement tendres à indurées, silteuses à silto-sableuses, légèrement dolomitiques. Présence de rares passées de calcaire dolomitique à dolomie-calcaire, localement gréseuse et argileuse. Intercalations d'argile pâteuse dolomitique, passant parfois à des marnes et des grès fins à grossiers argilo-carbonatés, glauconieux. Présence de calcaire blanchâtre, tendre, argileux.
- **Malm 973-1368 (395m)** : grès siliceux à silto-argileux, glauconieux, légèrement carbonaté. Dolomie et anhydrite pulvérulente. Présence de gypse fibreux. Argiles fortement silteuses, dolomitiques, avec des dolomies et du gypse.
- **Dogger 1368-1878 (510m)** : grès siliceux, compact, parfois dolomitique avec des passées d'argile grise, localement carbonatée. Présence de calcaire dolomitique. Alternance de grès, localement carbonaté, de dolomie oolithique et d'argile verte, silteuse. Argile silteuse, feuilletée à intercalations de grès.



- **Lias 1878-2420 (594m)** : calcaire oolithique à rare passées d'argile et de grès blanc. Marne passant localement à des argiles silteuses, indurées et feuilletées. Anhydrites et argiles gypseuses.
- **Trias 2420-2640 (220m)** : Sel et argiles brun rouge.
- **Emsien 2640-2939 (299m)** : Grès blanc à blanc, fin à moyen, parfois très fin, siliceux à silico- carbonate moyennement dur à dur, micacé, avec veinules et très fines passées de silstone gris, argileux, dur, micacé.
- **Ségienien 2939-3181 (242m)** : Grès : blanc a gris blanc, très fin a fin, parfois moyen, carbonate, moyennement a bien consolide, micacé, légèrement bitumineux.
- **Gédinien 3181-3337 (156m)** : Grès blanc, très fin a fin, carbonatée moyennement à bien consolide.
- **Silurien 3337-3380 ((+/-43m)** : argiles noires à grises, silteuses et micacées, localement dolomitiques et charbonneuses. Présence de petits bancs calcareo-gréseux, avec des traces de pyrite.

**Remarque** : L'établissement du log prévisionnel s'est fait en se basant sur les puits MAMI-1, MAMI-2, MAME-1 et AET-1. [2]

SONATRACH		Division Forage Direction Opérations Forage		MAMMI SUD-1 (MAMS-1)							
Coordonnées UTM : X = 431952,457 m    X = 02°16'25,968" E Y = 3821359,609 m    Y = 32°43'49,4634" N Z <sub>1</sub> = 708,21 (msl)    Z <sub>2</sub> = 715,81 m				Permis : EL OUABED				Bloc : 313			
PREVISIONS GEOLOGIQUES						PROGRAMMES					
AGE	STAGE	STRAT	DEPTH Z <sub>1</sub>	DEPTH Z <sub>2</sub>	LITHOLOGY	CORE	TESTS	CASING	Bit Size	MUD	
Cénozoïque	Quaternaire		0	8	Sable et bancs gréseux et argiles rouges	18 5/8" @ 310 m			26"	Bent mud d=1.05 sg	
	Mio-Pliocène		125	133	sable, argiles rouges à brune et calcaire dolomitique						
MESOZOÏQUE	Cénom-Turon		193	201	grès et calcaire , avec passée d'argile silteuse	13 3/8" @ 1338 m			16"	OBM d = 1.10 - 1,15 sg	GR. SONIC. CAL VSP
	Albien		292	300	argiles siteuses avec bancs de grès au sommet						
	Aptien		351	359	dolomie argileuse						
	Barremo-Néocomien		369	377	grès fin à moyen, Intercalation d'argiles brunes, rares passées de calcaire dolomitique. Intercalations d'argile pâteuse dolomitique, passant à des marnes. Présence de calcaire blanchâtre,						
	Malm		973	981	grès siliceux, glauconieux, légèrement carbonaté. Dolomie et anhydrite pulvérulente. Présence de gypse fibreux. Argiles fortement silteuses.						
	Dogger		1368	1376	grès siliceux compact, parfois dolomitique à passées d'argile grise, localement carbonatée. présence de calcaire dolomitique et d'alternance de grès.						
	Lias		1878	1886	calcaire oolithique et argile localement silteuse indurées et feuilletées. présence de dolomie. anhydrite blanche, pulvérulente, tendre et translucide, gypsifère. présence possible de sel à la base						
	Trias		2420	2428	Sel ; Argiles brun rouge						
	Emsien		2640	2648	Grès blanc, fin à moyen, siliceux à silico-carbonate moyennement dur a dur, micacé, avec passées de siltone gris, argileux, dur, micacé.						
PALEOZOÏQUE	Ségienien		2939	2947	Grès: blanc, très fin, carbonate, moyennement consolide, micacé, légèrement bitumineux.	8 1/2" OH @ 3388 m			8" 1/2	OBM d=1.40 sg	GR. Cal. Neutron.Densité. Resistivités. Sonic Scanner. FMI-UBI. ECS-CMR. MIDT. Dual Packer. VSP
	Gédinien		3181	3189	Grès blanc, très fin a fin, carbonatée moyennement à bien consolide.						
	Silurien		3337	3345	argiles noires à grises, silto-carbonatées, micacée avec des passées de calcaires blancs tendres.						
	Final depth (m)			3380	3388						
Profondeur Finale (TD) =			3 388 m		Puits de référence MAMI1						

Figure I.7 : Architectures graphique de section verticale.

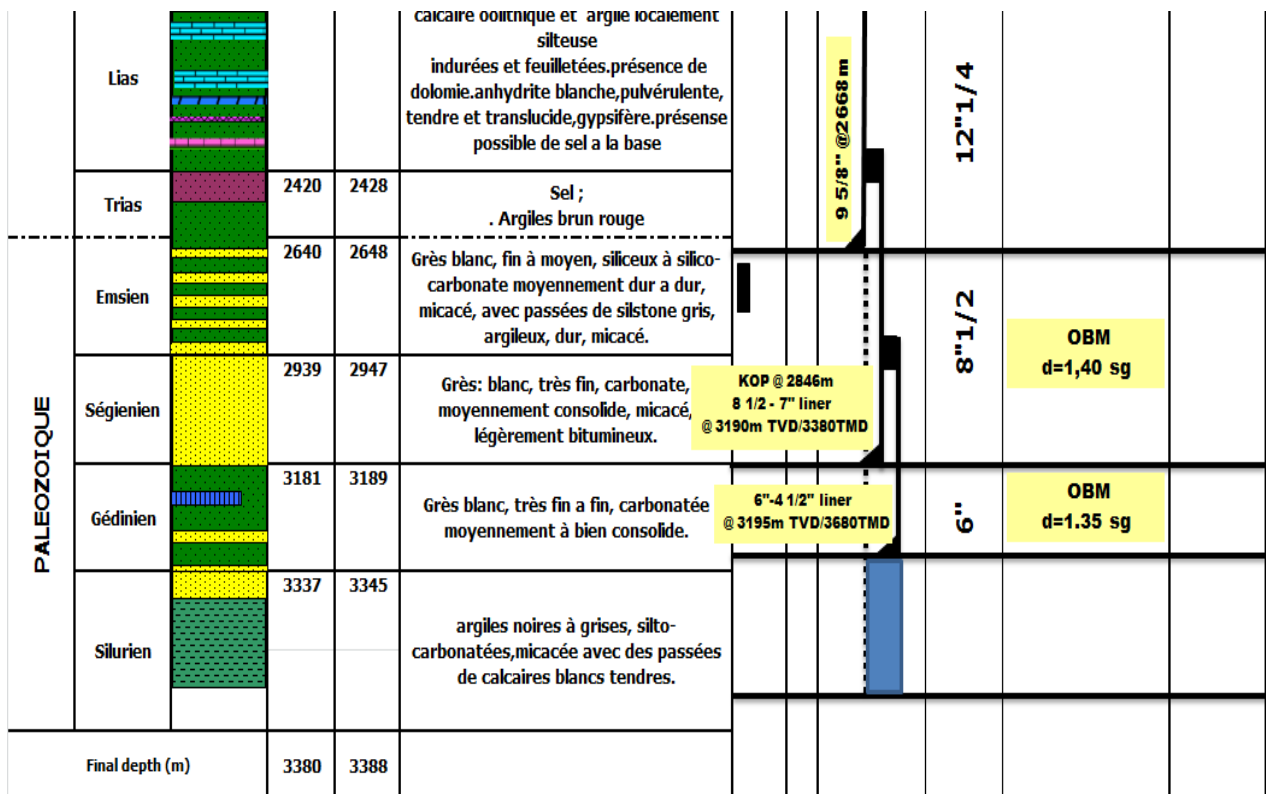


Figure I.8 : Architectures graphique de section horizontale.

### I.10. Système pétrolier

Le puits *MAMS-1* va être foré sur un compartiment d'une structure qui a déjà révélé la présence d'hydrocarbures dans le Dévonien inf. (Gédinnien).

#### 1 -Roches mères

Le Sillon de Benoud recèle un potentiel pétrolier certain. Le Silurien constitue le niveau roche mère le plus intéressant dans la région. Il a une épaisseur qui varie de 100 à 400m. Les valeurs de COT oscillent entre 3.95 et 13%. Les analyses effectuées sur les cuttings du puits Mami-1 (foré 2010) ont révélé des valeurs en COT allant de 0.4 à 7.06%, avec une moyenne de 3.97%. Les températures maximales de pyrolyse, variant de 443 à 460°, placent la roche mère silurienne dans la fin phase à l'huile à phase à condensât-gaz humide.

La migration des hydrocarbures au sein du système Hassi R'mel-Ouest Benoud se fait aussi bien verticalement que latéralement à partir de la roche mère silurienne vers les réservoirs du Dévonien inférieur. La migration verticale est favorisée par le réseau de failles le plus souvent normales qui affectent la région jusqu'aux abords du sillon de Benoud. L'existence de discordances, au niveau de l'Ordovicien, du Silurien, du Dévonien et du Carbonifère, facilite la migration latérale des hydrocarbures générés vers les niveaux réservoirs. [2]

## **2 -Les réservoirs**

Le puits *MAMS-1* aura à traverser et explorer les réservoirs du dévonien inférieur : les grès de l'Emsien, du Siégénien et du Gédinnien, traversés par les puits MAMI-1, MAME-1, MAMI-2 et AET-1. Ces réservoirs ont révélé de bonnes porosités (plus de 13%), mais de faibles perméabilités (<0.1 mD). Ceci peut être expliqué par la granulométrie très fine des sédiments (influence des environnements de dépôts), la présence d'un pourcentage élevé d'argile et d'une importante cimentation siliceuse et carbonatée remplissant l'espace de connectivité inter granulaire.

## **3 -Les couvertures**

Les couvertures des réservoirs potentiels de la région peuvent être assurées par les niveaux salifères du Trias.

### **I.11. Objectif de production**

MAMS-1 a pour objectif le drain du réservoir, qu'il traversera sur une longueur de 750m environ suivant un azimut 310° avec un diamètre de trou de 6". Il sera réalisé comme suite :

- KOP à 3080m ;
- Pose du 9 5/8 à 3290m VD, inc = 40.00° AZ=310° ;
- Pose du liner 7" 3m VD dans la DH (3359). inc = 72.50° AZ=310° ;
- L'atterrissage au top de réservoir à 3372m VD, vertical section de 250m par rapport à la tête de puits ;
- Arrêt du forage à 3396m VD, 4256m MD.

### **I.12. Objectifs opérationnels**

- Zéro accident ;
- pas atteinte à l'environnement, nettoyage permanent de la plateforme ;
- drain horizontal de 750 m dans le réservoir ;
- top hole, 3434m en 64.4 jours ;
- ROP général de 97.33m/jour (top hole) ;
- TD 4256m en 46.08 jours ;
- ROP général de 92.36m/jour.(TD) ;
- NPT global < 5% ;
- Collecte des informations (données de forage) pour une optimisation future ;
- Atteinte les objectifs géologiques avec une «trajectoire régulière ». [2]



# CHAPITRE II

**Le froage horizontal ;  
technique et optimisation**

## **Introduction**

Le forage horizontal est réellement né en Juin 1980 avec le forage du puits Elf Aquitaine Lacq-90 dans le sud de la France. Il est probable que quelques puits horizontaux avaient été forés avant cette date, entre autre en Russie, volontairement ou non, mais sans réel succès ni développement jusqu'aux années 80. Lacq-90 fut suivi par Lacq-91, Casteralou toujours en France puis Rospomare-6d en Italie et Pélican lake au Canada.

A la fin des années 80 des centaines puis des milliers de puits horizontaux étaient forés chaque année. Dans notre pays, c'est en 1992 qu'a eu lieu le premier forage horizontal. Ce premier puits horizontal a été réalisée à Hassi R'mel pour l'exploitation de l'anneau d'huile dont le débit est de deux à trois fois plus élevé que les puits verticaux voisins.

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

- développement des outils de mesures en temps réel ;
- développement d'une nouvelle génération de moteurs de fond ;
- évolution des fluides de forage et développement de nouveau équipement de contrôle des solides ;
- meilleure compréhension du comportement du train de tiges. [1]

## **II.1. Généralités sur le forage horizontal**

### **II.1.1. Histoire de forage horizontal en Algérie**

Le forage horizontal est une technique nouvelle dans notre pays. C'est en 1992 qu'a été foré le premier puits horizontal (HRZ1), ce puits a été réalisé à HASSI R'MEL dans l'anneau d'huile. Depuis cette date, deux puits de même type ont été forés 1993, l'un à Hassi Messaoud et l'autre à Tin Fouyé Tabenkort (TFT) en 1994. Un troisième forage dirigé a été réalisé en octobre 1994 sur OMP30D à Hassi Messaoud.

Chacun de ces forages avait son objectif propre :

- A HASSI R'MEL, on voulait éliminer le coning d'eau et de gaz et améliorer la productivité avant la déplétion de la zone ;
- A Tin Fouyé Tabenkort (TFT), les inconvénients de la fracturation hydraulique ont rendu nécessaire le forage d'un puits horizontal pour améliorer la production ;
- A Hassi Messaoud (HMD), le puits MDZ1 devait leur permettre la récupération de l'huile délaissée par le balayage de gaz d'injection dans la zone 13.

Il est important de noter les durées totales de réalisation de ces puits horizontaux, à Hassi R'MEL, il a fallu 170 jours pour forer le puits pour un drain horizontal de 590m de longueur, alors qu'à HMD, 252 jours étaient nécessaires pour un drain horizontal de 496m et pour le forage de TFT, 581m de drain horizontal, les travaux étaient achevés au bout de 156 jours.

Les résultats de production de ces puits sont encourageants. Le puit horizontal de Hassi R'mel à débité 235 m<sup>3</sup>/j d'huile alors que sur les puits verticaux le débit moyen n'est que de 90 m<sup>3</sup>/j. A Hassi Messaoud, c'est un débit de 175m<sup>3</sup> d'huile par jour qu'on a obtenu. Le puits de Tin Fouyé Tabenkort débitait 757.000m<sup>3</sup> de gaz et 105m<sup>3</sup>/j de condensât, alors q'un puits vertical dans cette zone débite en moyenne 150.000 m<sup>3</sup>/j.

Actuellement, sur les champs pétroliers Algériens, on distingue :

- Forages horizontaux propres : ce sont des puits programmés au début pour atteindre un objectif donné ;
- Reprise en Short Radius : Ce sont des puits verticaux repris en puits horizontaux pour résoudre des problèmes liés à la production (puits sec, diminution de la production, éviter le coning d'eau ou de gaz). [3]

### II.1.2. Applications du forage dirigé

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

#### a. Réservoirs de faible épaisseur

Dans un tel réservoir, un puits vertical ne peut avoir qu'une faible pénétration dans le drain et le but d'un puits horizontal c'est d'avoir une pénétration plus importante afin de réduire le nombre de puits nécessaires pour exploiter le réservoir.

#### b. Réservoirs fissurés

Connaissant l'orientation des fissures verticales, on peut positionner le drain d'une façon à ce qu'il recoupe le maximum de fissures ( sub vertical ) qui peuvent être traversées par un puits vertical, et peut apporter un gain de production très important, car les fissures vont servir de conduites supplémentaires de bonne perméabilité.

#### c. Réservoirs hétérogènes

Ce sont des réservoirs heptagones ou contenant des fissures non poreuses, dans ce cas un drain horizontal a de plus grandes chances de rencontrer des zones de bonne perméabilité (productivité), dans ces réservoirs la productivité peut être multiplié par un facteur allant de 4 à 10 fois celle d'un puits vertical.

#### d. Puits d'interception (Relief well)

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

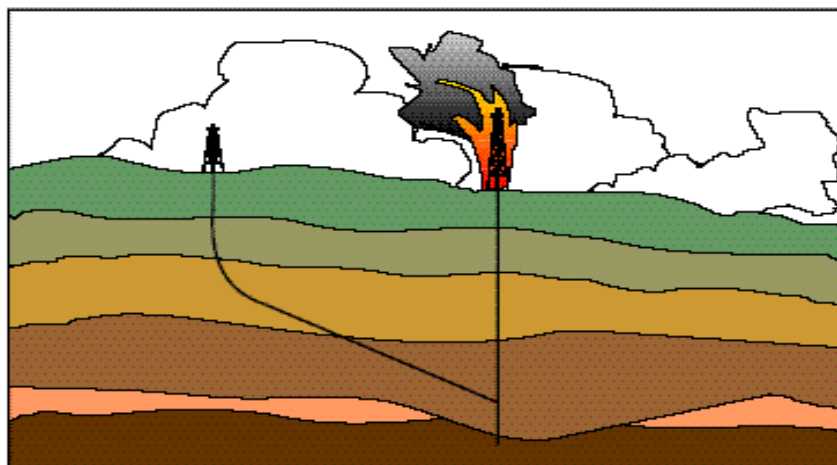


Figure II.1.1 : Puits d'interception (Relief well).



### e. Puits latéral (Side-track)

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

- à la suite d'opérations de repêchage infructueuses ;
- en cas d'extrême dog-leg ;
- en cas de rupture de casing ;
- en cas de rencontre d'une faille imprévue.

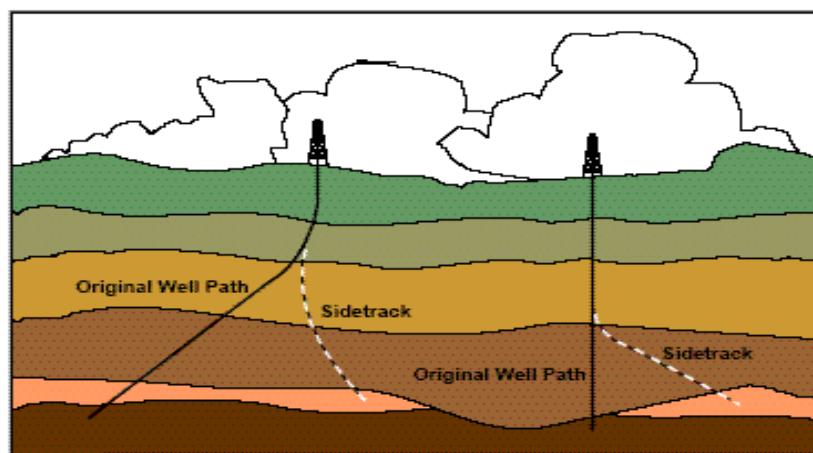


Figure II.1.2 : Puits latéral (Side-track).

### f. Forages dirigés pour raisons géologiques

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

### g. Forage de drainage

- Forages destinés à augmenter la longueur traversée dans le réservoir.
- Les puits horizontaux en sont la plus belle illustration.

### h. Emplacements de surface impraticables

- Forages depuis le rivage pour atteindre des réservoirs offshore ;
- Forages depuis la mer pour atteindre des réservoirs situés sous une côte inhospitalière ;
- Forages urbains ;
- Forages en montagne.

Les puits à long déplacement résultent le plus souvent de l'une de ces causes.

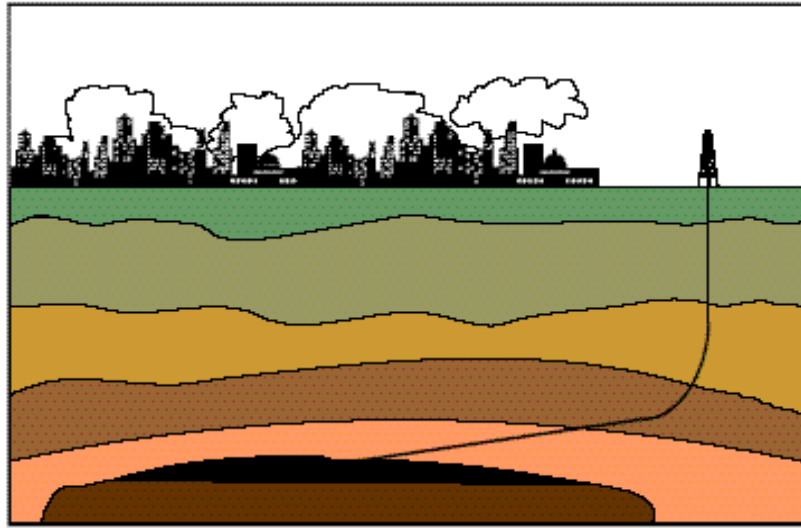


Figure II.1.3 : Emplacements de surface impraticables.

**i. Plates-formes de production à puits multiples**

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

- permettant le développement économique de réservoir offshore ;
- également utilisée à terre pour des raisons soit économiques, soit écologiques.

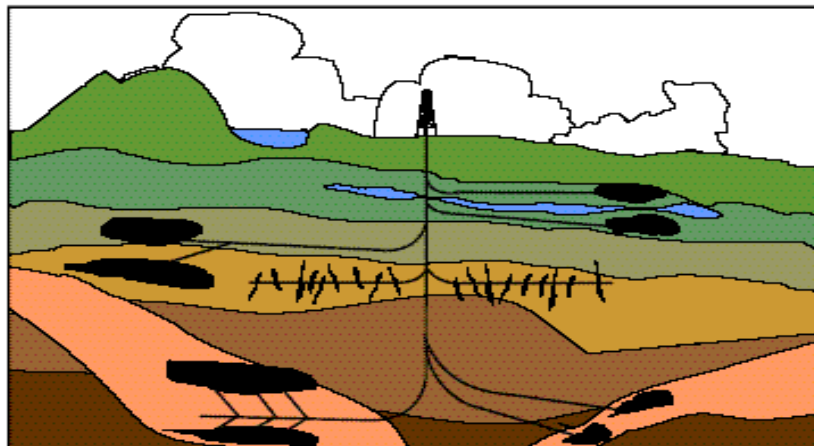


Figure II.1.4 : Plates-formes de production à puits multiples.

### II.1.3. Avantages et inconvénients du forage horizontal

#### II.1.3.1. Avantages du forage horizontal

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

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

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

#### a. Réservoirs fracturés

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

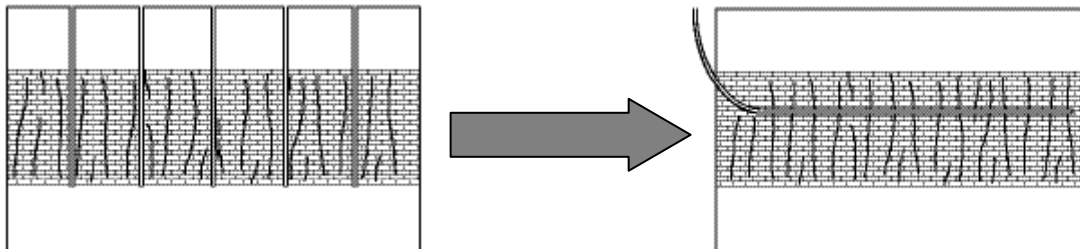
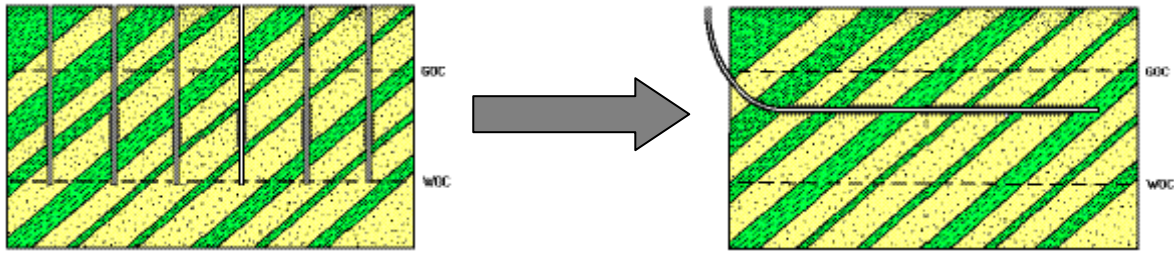


Figure II.1.5 : Réservoirs fracturés.

#### b. Réservoirs multi-couches

Dans la plupart des réservoirs multi-couches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

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



**Figure II.1.6 : Réservoirs multi-couches.**

### c. Réservoirs à basse perméabilité

Le forage horizontal dans un réservoir à basse perméabilité est une alternative à la fracturation de ce réservoir.

Le drain horizontal se comporte comme une fracture, avec plusieurs avantages :

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

### d. Formations non consolidées - Contrôle des sables

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

Cette production de sable dépend des forces de viscosité à la paroi du puits, elle même proportionnelle au débit de production.

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

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

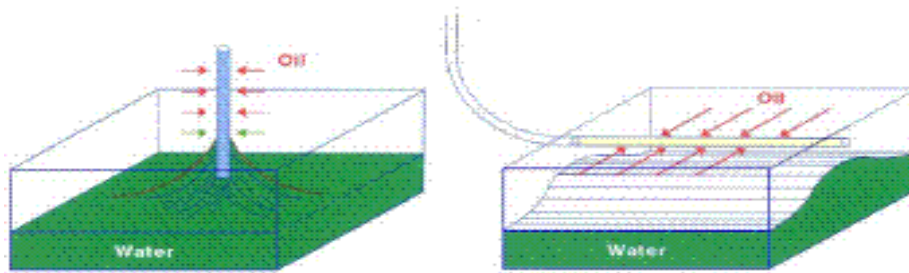
### e. Coning du gaz et de l'eau

Beaucoup de réservoirs sont produits grâce à un aquifère actif ou par injection artificielle. La production déclinera très rapidement si le niveau d'eau remonte trop vite dans le puits.

Le forage horizontal aide énormément la production de tels réservoirs :

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

Des considérations similaires peuvent être faites concernant l'arrivé



**Figure II.1.7 : Coning du gaz et de l'eau.**

#### **f. Réservoirs d'huile lourde**

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

#### **II.1.3.2. Inconvénients du forage horizontal**

##### **a. Coûts additionnels**

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

- les puits horizontaux sont plus longs, donc nécessitent plus de temps pour les forer, plus d'outils, plus de fluide, etc. ... ;
- le coût des services de forage dirigé n'est pas négligeable en particulier par l'obligation d'utiliser en permanence un moteur de fond et un MWD ;
- Le coût additionnel d'un forage horizontal par rapport à un forage vertical dépend essentiellement de la profondeur du réservoir et de sa position, on shore ou offshore.
- Un puits foré dans un réservoir onshore peu profond sera comparativement plus cher qu'un puits foré offshore dans un réservoir profond dont le surcoût pourrait ne pas dépasser 20 à 30%.

##### **b. Risques opératoires**

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

- Pour atteindre la cible

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

- Le nettoyage du puits

Un bon nettoyage du puits est indispensable au succès d'un forage horizontal. Le fluide doit : Assurer le transport des déblais entre le front de taille et la surface.

- Eviter l'accumulation de déblais dans les parties inclinées du puits

Une élimination efficace des solides est également nécessaire.

- Le comportement des formations

Le comportement des formations peut être très différent lorsqu'elles sont forées à haute. Inclinaison, en particulier leur stabilité.

- L'endommagement des formations.

- L'évaluation du potentiel de production. [7]

### **II.1.4. Sélection du profil de puits horizontal**

Un autre aspect important lors de la sélection des puits candidats est de déterminer le profil de puits le plus approprié à son exploitation :

#### **II.1.4.1. Long radius**

Les puits LR (long radius) ont un grand rayon de courbure  $ROC > 300m$  ou un gradient de build-up  $BUR < 6^\circ/30m$ . Ces profils sont particulièrement utilisés pour les puits offshore et les puits à long déport (ERD).

##### **a. Avantages**

Les puits LR ont plusieurs avantages :

- Ils sont plus faciles à forer et ne nécessitent que des équipements de forage classique. L'inclinaison du puits peut être obtenue puis maintenue avec des garnitures de forage rotary, il n'est pas nécessaire d'utiliser un moteur de fond. Non seulement on utilise des tiges et des tubages conventionnels, mais en plus, le coût journalier du service de déviation est typiquement moins élevé que pour un puits médium ou short radius ;
- Les puits long radius permettent de forer des drains horizontaux longs (1500m et plus), et d'atteindre des points très éloignés (Extended Reach wells, ERD) ;
- Enfin ces puits permettent de descendre tous les types de diagraphies électriques différées conventionnelles. Ils s'accommodent de tous les types de complétion, de stimulation, de work-over, et des équipements classiques de gas-lift.

**b. Inconvénients**

- La longueur forée nécessite un chantier de forage plus puissant muni d'une top-drive, de pompes puissantes et d'une capacité de traitement et stockage de la boue plus importante ;
- De plus la longueur accrue du trou ouvert augmente les risques de coincement, de venue et de détérioration des parois pouvant exiger la pose de tubages supplémentaires ;
- Le contrôle de la profondeur verticale 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 géologiques en temps réel ;
- Enfin les puits long radius ne sont pas envisageables sur des concessions de petite surface car le grand déport engendré pour arriver à 90° est trop important au regard de la dimension du bloc considéré.

**II.1.4.2. Médium radius**

Ce sont des puits avec un rayon de courbure  $\pm 100\text{m} < \text{ROC} < \pm 200\text{m}$  ou soit un gradient de build-up BUR compris entre 6° et 30°/30m. Ces profils typiquement utilisés dans les forages à terre ont été surtout développés aux USA pour permettre d'obtenir le maximum de drain horizontal à l'intérieur de concessions aux dimensions modestes. Les équipements de forage 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 maximums générés en mode sliding/orienting sont de l'ordre de 16-20°/30m.

**a. Avantages**

- Comparés aux long radius, ils sont plus précis dans l'atterrissage à l'horizontale mais génèrent davantage de frottements et de torque ;
- On peut utiliser indifféremment des MWDs de diamètres conventionnels (MWD collars) ou repêchables de petit diamètre (1 3/4" OD) ainsi que des moteurs de navigation (steerable) conventionnels ;
- On peut forer des drains de longueur importante (jusqu'à 1500m) et carotter de façon conventionnelle ;
- On peut descendre des tubages et des complétions classiques.

**b. Inconvénients**

- Moins bonne transmission du poids sur l'outil 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 médium 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 médium radius normal, ce qui permet de forer avec moins de couple et de frottements que dans un puits de profil 100 % médium 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, wire-line et work-over.

**II.1.4.3. Short radius**

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

**a. Avantages**

- Plus précis encore en déplacement vertical que les puits LR ou MR, les puits SR sont particulièrement attractifs sur de petites concessions 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 compléter puisque l'infrastructure est déjà en place (tête de puits, tubages, génie civil, pipeline).
- Comme le point d'initiation de la déviation KOP (kick of point) est généralement situé sous le contact des fluides, ce qui signifie moins de risque de mauvaise isolation entre les fluides que dans un puits long radius ou médium radius ;

**b. Inconvénients**

- Les puits SR nécessitent des équipements de forage spéciaux (flexibles ou articulés) souvent lents à manier, moins résistants que les équipements standards, et souvent non conformes aux recommandations API. Ils requièrent également des moteurs, MWDs et BHAs articulés ou très flexibles.
- Vu le petit diamètre de forage, la vitesse d'avancement des outils est faible ainsi que leur espérance de vie. Donc un nombre très important de manœuvres est nécessaire pour changer l'outil ou le BHA.



- Etant donné que la garniture est particulière pour ces opérations, le coût du forage dévié peut être onéreux.
- De plus la longueur du drain est souvent inférieure à 150m (300m maxi), sans possibilité de carottage ou de diagraphies électriques différées.
- Enfin les puits SR ne peuvent être complétés qu'en trou ouvert ou bien avec des complétions très souples. [5]

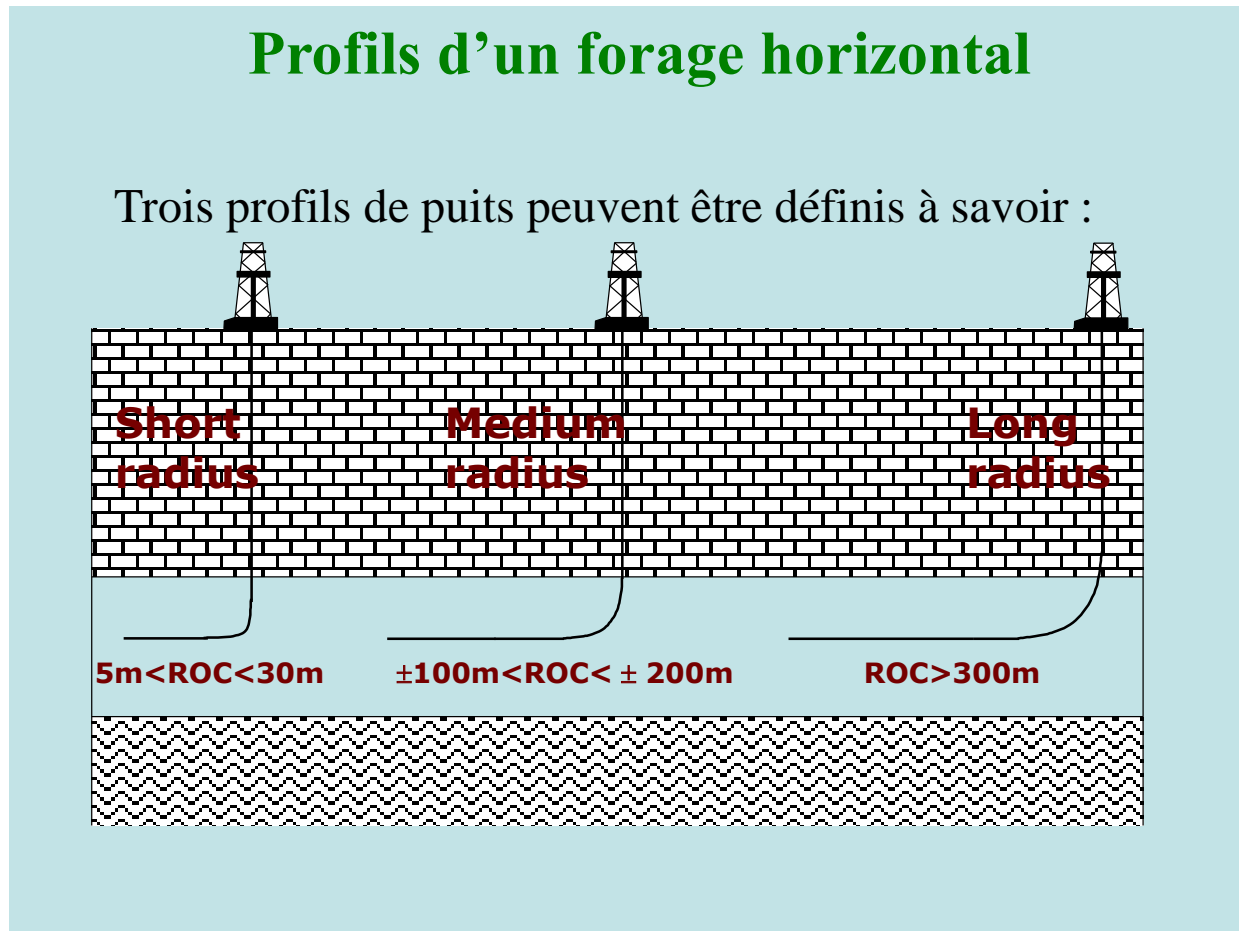


Figure II.1.8 : Profils d'un forage horizontal.

## **II.2. Contrôle de trajectoire**

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

### **II.2.1. En cours de forage**

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

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

Divers outils existent permettant de mesurer ces paramètres, plus ou moins sophistiqués, installés au fond de manière permanente ou temporaire.

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

### **II.2.2. 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 :

#### **Mesurer**

Trois paramètres sont nécessaires pour déterminer les coordonnées X, Y, Z représentant la position du puits. L'azimut et l'inclinaison sont mesurés en fond de puits, le troisième

paramètre étant la profondeur mesurée des instruments de mesure, obtenue par mesure de la longueur du train de tiges.

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

**Calculer**

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 résultants 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".

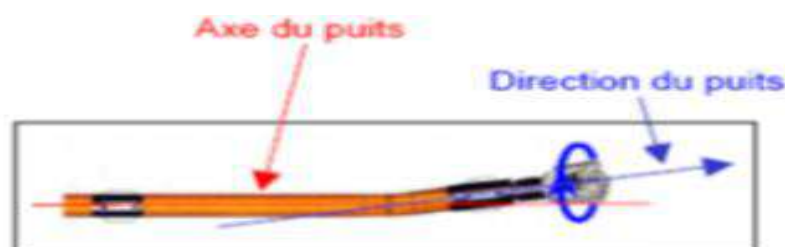
**Décider**

Les éléments ci-dessus permettront alors de décider de la suite des opérations, continuité ou mise en œuvre des moyens de correction. [4]

La réussite d'un forage horizontal dépend de la qualité de la trajectoire (la déviation dans le bon sens), et pour diriger une trajectoire vers une cible précise, il faudrait suivre 4 éléments :

- ✓ Inclinaison ;
- ✓ Direction de puits(Azimut) ;
- ✓ Profondeur mesurée(MD) ;
- ✓ Tool face :

Angle caractérisant la direction de l'outil de forage par rapport à l'axe de puits.



**Figure II.2.1 : Le tool face.**

### **II.2.3. Les équipements spécifiques de forage horizontal**

Les divers équipements spécifiques utilisés en forage horizontal sont :

#### **II.2.3.1. Equipements amagnétiques**

Les éléments amagnétiques sont utilisés pour éliminer les perturbations d'un champ magnétique dues à la présence du train de tiges.

Les équipements amagnétiques les plus courants sont :

- ⊕ des masse-tiges
- ⊕ des masse-tiges courtes
- ⊕ des tiges de forage compressives
- ⊕ des tiges de forage
- ⊕ des stabilisateurs
- ⊕ des raccords
- ⊕ Outils de déflexion

#### **II.2.3.2. Les équipements de mesure**

- ⊕ MWD (Measurement While Drilling)
- ⊕ steering tools

##### **➤ Equipement de mesure en temps réel MWD**

Les premiers MWD (Measurement While Drilling) sont apparus dans les années 70, apportant au forage dirigé l'un des instruments qui allait lui permettre une évolution sans précédent, en particulier le développement du forage horizontal et de ses séquelles. Ils mesurent et transmettent l'inclinaison, l'azimut et le tool face, à l'aide de capteurs ultra sensibles, accéléromètres et des magnétomètres, leur conférant une précision inégalée par les instruments de mesure classiques.

Diverses mesures d'évaluation des formations peuvent être ajoutées, transformant les MWD en LWD (Logging While Drilling) et permettant un contrôle de la déviation tenant compte de la nature de la formation forée et/ou évitant les mesures électriques toujours difficiles à mettre en œuvre en forage horizontal.

### ➤ Composition de MWD

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.

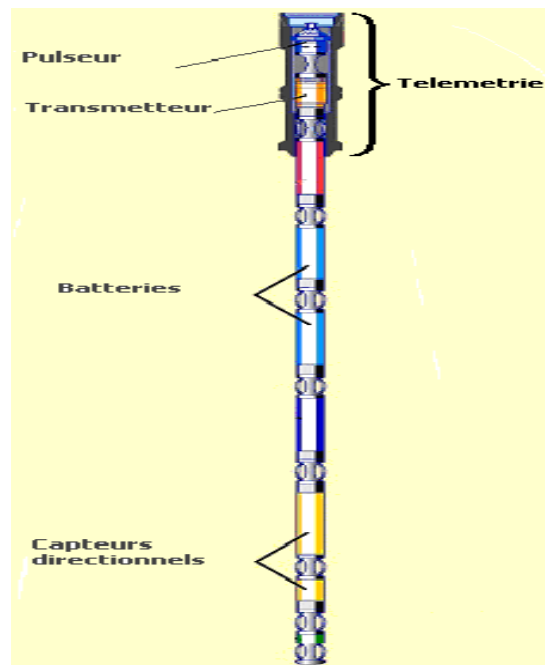


Figure II.2.2 : Measurement While Drilling (MWD).

### II.2.3.3. Equipement spécifique au forage horizontal

#### ➤ Les moteurs de fond PDM (Positive Displacement Motor)

L'idée d'utiliser des moteurs de fond pour tourner directement l'outil n'est pas un neuf.

Un des premiers moteurs commerciaux était la turbine. Le premier brevet pour un turboforage a existé en 1873. L'URSS a focalisé des efforts dans le développement des moteurs de fond dès les années 20 et a continué à utiliser des moteurs intensivement dans leur activité de forage. Après 1945, les efforts focalisés occidentaux plus sur le forage rotary, mais les demandes de champ de moteurs de fond a augmenté spectaculairement à partir des années 80.

➤ **Principe de fonctionnement d'un PDM**

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

- rotor : pièce hélicoïdale (hélice externe en queue de cochon) fabriquée en acier inoxydable,
- stator : élastomère moulé en forme d'hélice interne, avec une spire supplémentaire par rapport au rotor

Le rotor et le stator correspondent étroitement et engendrent des cavités étanches les unes des autres.

Quand le fluide de forage est pompé à travers le moteur, une montée de pression apparaît et permettant le passage du fluide dans la cavité voisine. Le fluide progresse alors de cavité en cavité entraînant une rotation régulière du rotor.

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

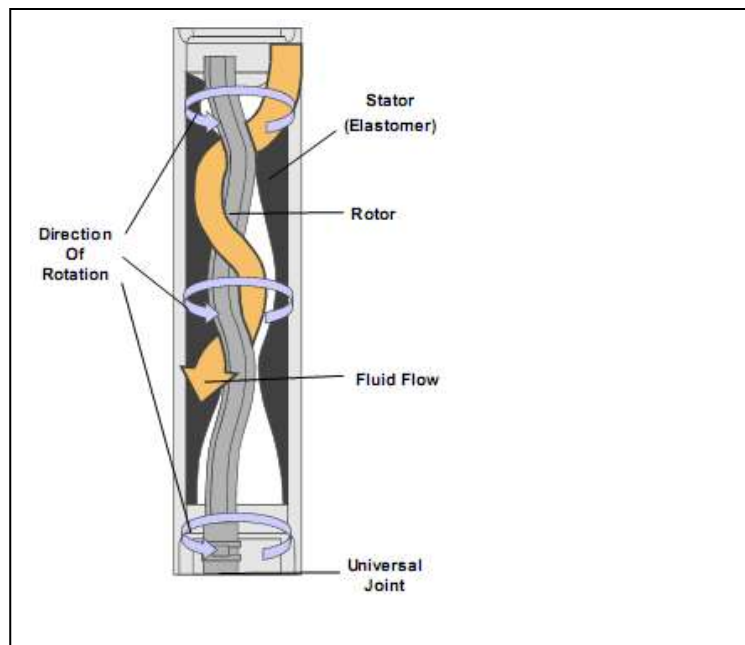


Figure II.2.3 : Principe de fonctionnement d'un PDM.

➤ **Descriptions de Positive Displacement Motors PDM**

Un positive displacement motors (PDM) est un moteur de fond hydraulique qui emploie le principe de Moineau inverse pour tourner l'outil, indépendant de train de tige.

Le PDM se compose de plusieurs sections :

- By-pass valve ou dump sub.
- Power section.
- Universal joint ou connecting rod section.

- Bearing section avec drive sub.

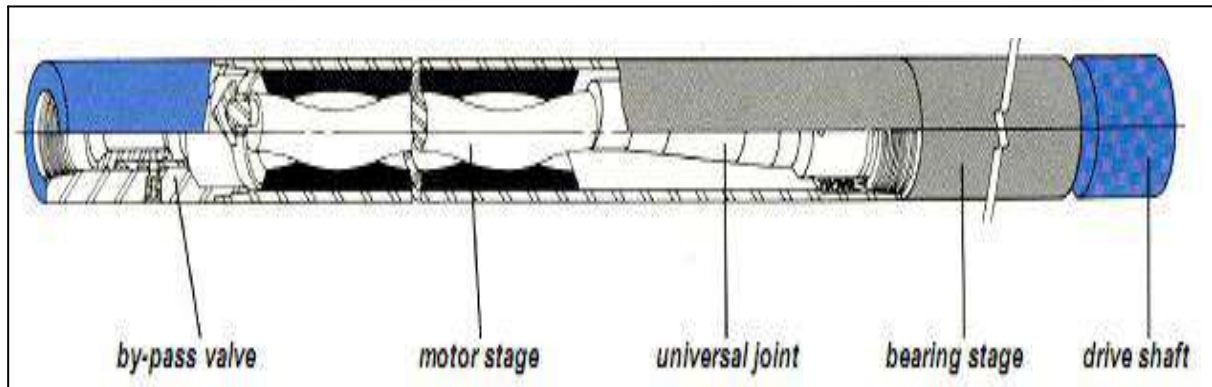


Figure II.2.4 : différents composants d'un PDM.

## II.2.4. Les modes de forage horizontal

### Mode Sliding

Appelée « orienting » ou encore « steering mode » dans lequel seulement l'outil qui tourne et non par tout la garniture, ce mode s'applique pour faire augmenter l'inclinaison (section build-up) et d'autre part un contrôle continue de l'azimut.

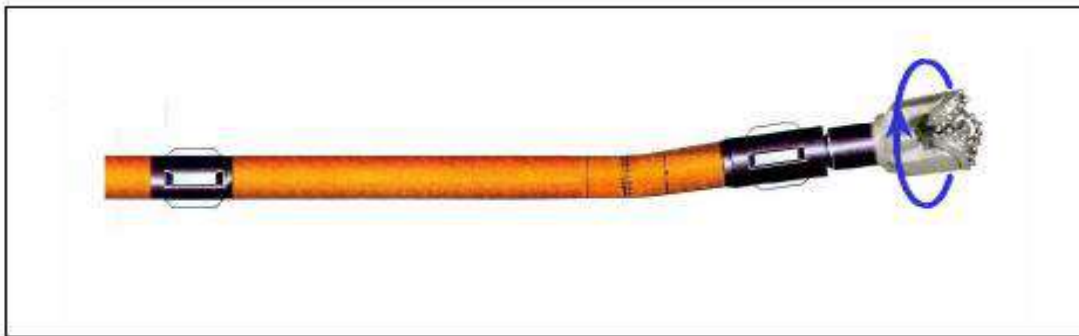


Figure II.2.5: Mode sliding.

### Mode rotary

Ce mode est appliqué lorsqu' l'on veut garder la trajectoire rectiligne puisque la rotation de la garniture annule l'effet du (Bent housing) (pour forer le drain). [4]

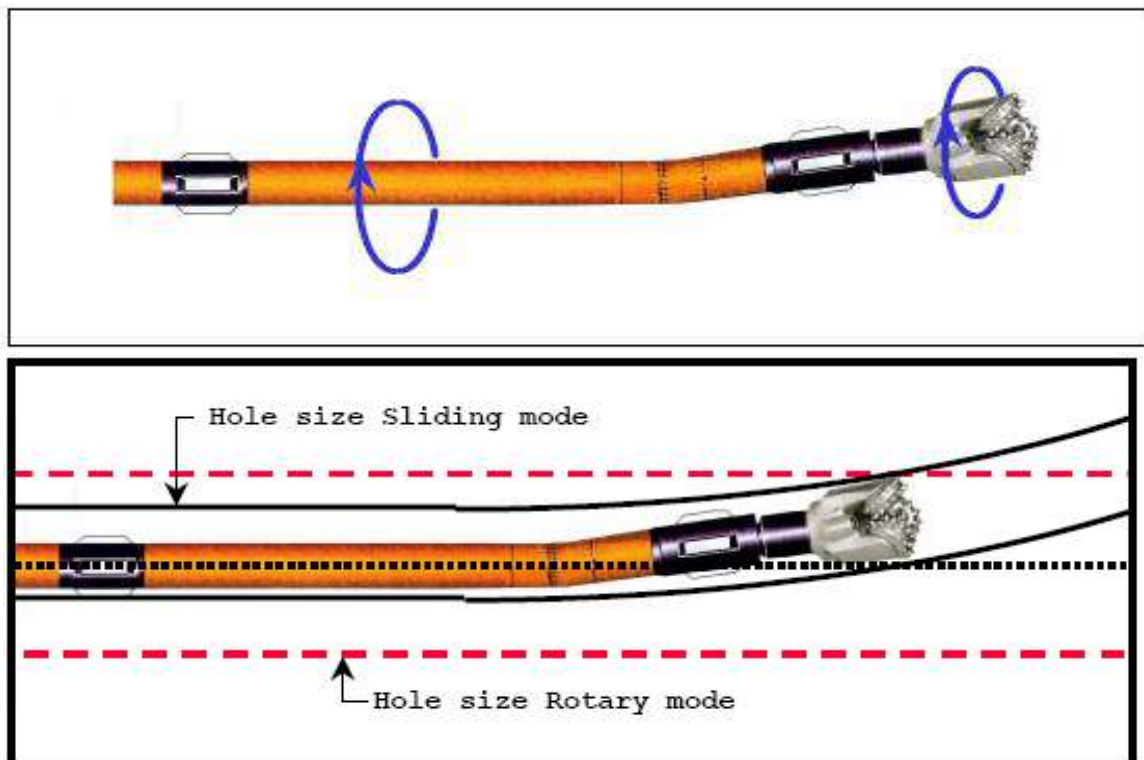


Figure II.2.6 : Mode rotary.

## II.3. Calculs de trajectoire

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

### II.3.1. Principe de 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 :

V = variation de la profondeur verticale entre deux mesures consécutives ;

X = variation de coordonnée Est/Ouest entre deux mesures consécutives ;

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

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

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

$MD_x$  = profondeur mesurée à la station x.....(mètre) ;

$I_x$  = inclinaison à la station x.....(degré) ;

$A_x$  = azimut à la station x.....(degré).

Soit une longueur et deux angles à transformer en trois longueurs. Le calcul de transformation devra fournir les paramètres élémentaires V, X et Y. Les autres paramètres tel que le déplacement horizontal seront déduits de ces éléments.

### **II.3.2. Conditions et options initiales**

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

#### **a. Niveau de référence**

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

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

#### **b. Système of coordonnées**

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

- X, Y, Z coordonnées de la tête de puits ;
- déclinaison magnétique ;
- convergence si nécessaire.

#### **c. Méthode de calcul**

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

**d. Azimut de projection**

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

**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).

**II.3.3. Méthode de calcul de la trajectoire**

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 au moins précises et fonction des hypothèses de bases effectuées quant à la formation de la section joignant deux points consécutifs (segment de droite, arc de cercle etc...)

- Méthode d'angle moyenne (average angle method) ;
- Méthode tangentielle ;
- Méthode de rayon de courbure (radius of curvate method) ;
- Méthode minimum de courbure (minimum curvate method) ;
- Méthode tangentielle moyennée ;
- Méthode l'accélération compensée (mercury).

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

**Méthode d'angle moyenne (average angle method)**

Elle utilise la moyenne des inclinaisons et des azimuts mesurés aux unités de sondage supérieurs et inférieurs. On suppose que la moyenne des deux ensembles d'angles soit l'inclinaison et l'azimut obtenus au dessus de la profondeur mesurée par palier. La trajectoire du puits est alors estimée en utilisant des formules trigonométriques simples. Cette méthode est tout à fait adéquate pour les opérations in-situ car elle exige seulement des calculs simples qui peuvent être exécutés à l'aide d'une calculatrice.

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

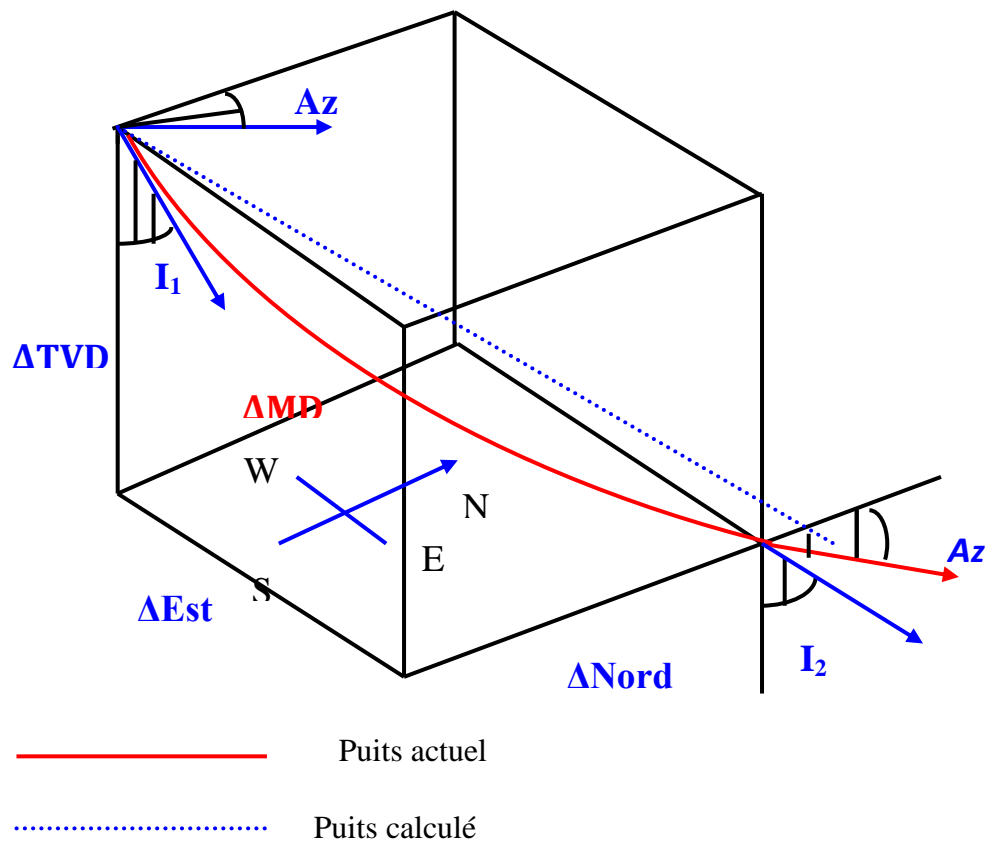


Figure II.3.1 : Méthode d'angle moyenne.

Calcul de l'angle moyenne

$$\Delta Nord = \Delta MD \times \sin\left(\frac{I_1 + I_2}{2}\right) \times \cos\left(\frac{Az_1 + Az_2}{2}\right) \dots\dots\dots \text{II.1}$$

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

$$\Delta TVD = \Delta MD \times \cos\left(\frac{I_1 + I_2}{2}\right) \dots\dots\dots \text{II.3} \quad [8]$$

## **II.4. Optimisation de la trajectoire par trou pilote**

### **Introduction**

La réalisation d'un puits horizontal a mis en évidence quelques problèmes, causés par une méconnaissance de la cote exacte de réservoir. Les géologues et géophysiciens ne peuvent pas donner cette position avec exactitude. Il y a trop d'aléas géologiques qui font que le réservoir peut être rencontré plus haut ou plus bas. D'où un mauvais atterrissage dans le drain horizontal, après quoi la poursuite du forage peut être gênée, puisque tout changement par rapport au programme peut entraîner plusieurs problèmes.

Pour éviter le risque et réaliser un bon atterrissage, on propose d'introduire un trou pilote dans la phase build-up pour les puits sub horizontaux.

Le but de ce trou est de donner les repères géologiques exacts et établir la build-up approprié et bien positionner le drain dans le réservoir.

Les trous pilotes peuvent être forés :

- Verticalement ;
- Inclonnés dans le prolongement d'une section tangente.

### **1. Drain horizontal**

La section horizontale du puits est généralement forée à 90° degrés, mais on peut être amené à réaliser des puits ayant des drains sub-horizontaux (85°-90°) ou supra horizontaux (jusqu'à 95°-100°) ou profil émergeant (inclinaison > 110°). Le drain peut être aussi foré avec un profil sinueux ou avec un changement d'azimut. La section de drain peut dépasser les 1000 m. L'augmentation de la longueur horizontale du drain aura comme inconvénient de pénaliser la descente du casing. L'expérience montre que la plupart des problèmes sont rencontrés lors de la descente du casing/liner et non lors du forage du drain. [6]

#### **2.1. Définition d'un marqueur géologique**

- Côte des formations ;
- Réponse anormale lors des diagraphies instantanées de type MWD ;
- Contacts des fluides dans le réservoir (GOC ou WOC).

#### **2.2. Détermination des marqueurs géologiques**

Dès que le marqueur géologique est reconnu, les erreurs d'incertitude verticale de position de la trajectoire sont réduites substantiellement.

- Ceci nous permet de placer correctement le drain dans la cible ;
- Si aucune mesure de correction n'est prise lors du forage du puits, les erreurs de mesure cumulées placeraient inévitablement le drain en dehors de la cible.

### **II.4.1. Conception de la trajectoire**

La trajectoire du puits est principalement dictée par la géométrie du réservoir, sa structure (angle et direction du pendage), et la distribution des fluides dans le réservoir.

De ces données découlent la nécessité :

- De forer des trous pilotes.

L'implantation du chantier de forage.

- La position du (des) point(s) d'initiation de montée en inclinaison (kick off point) ;
- Des gradients de montée en inclinaison (Build-Up) ;
- le nombre et l'inclinaison des sections tangentes ;
- La longueur de la section horizontale ;
- La tolérance pour atteindre la cible et pour maintenir le profil du drain.

Le programme de forage doit d'une part se fonder sur des marqueurs géologiques précis que l'on détectera à mesure que l'on progressera vers la cible, et d'autre part permettre des révisions en cas de changement de TVD pour l'entrée dans la cible, changement de KOP, de gradient de build-up, d'inclinaisons et longueurs des sections tangentes.

### **II.4.2. Identification du réservoir**

Lorsque des doutes sérieux existent pour une identification aisée du réservoir lors du forage, un trou pilote sera planifié. Généralement, il sera initié après avoir descendu et cimenté le casing  $9^{5/8}$ . Plusieurs locations du point d'impact du trou pilote dans le réservoir sont possibles

- Positionné le plus près possible du point d'entrée du drain.

Afin d'identifier précisément le réservoir, le trou pilote pourra être :

- Foré entièrement dans le réservoir avec reconnaissance du plan d'eau ;
- Carotté intégralement ;
- Diagraphie pendant ou/et après le forage ;
- Le réservoir ainsi identifié pourra être testé, si nécessaire ;

Après ce travail d'identification du réservoir, le trou pilote sera :

- Bouché avec un bouchon de ciment jusqu'au dernier casing ;

- Le puits pourra être suspendu pour de plus amples investigations géologiques.

### **II.4.3. Valeur ajoutée au trou pilote**

- Les trous pilotes constituent une source d'informations extrêmement précieuses quant à la connaissance des interfaces du réservoir (contacts gaz/huile/eau) et de données structurales ;
- L'analyse des carottes permet de mesurer les contraintes situ et fournit les données nécessaires à l'évaluation de stabilité mécanique des parois ;

#### **II.4.3.1. Détermination de la longueur du drain optimale**

- Si au jour d'aujourd'hui, la longueur record forée horizontalement est de l'ordre de 2600 m, faut-il obligatoirement forer pour le record ?
- Quelle est la longueur optimale d'un drain horizontal ?
- Doit-on forcément avoir recours aux techniques modernes de forage pour réaliser des drains horizontaux ?

Forer de très longs drains horizontaux présente des avantages évidents.

Cependant, trois paramètres techniques déterminent la longueur optimale d'un drain.

#### **II.4.3.2. Choix du point d'initiation de montée en inclinaison (KOP)**

En règle générale, la déviation du puits sera préférentiellement initialisée le plus bas possible.

Toutefois il faut s'assurer que :

- Les gradients de build-up soient compatibles avec les formations forées et les équipements de déviation et de complétion ;

Le choix du ou des gradients de build-up et des sections tangentes seront sélectionnés pour :

- Fournir un déplacement horizontal suffisant permettant d'atteindre la cible dans les limites de tolérance fixées ;
- D'ajuster des fluctuations en TVD afin de corriger les incertitudes liées à la géologie.
- De s'accommoder des différences entre le plan et le profil réel qui dépendent des performances directionnelles ;
- Assurer une section droite pour assoire correctement le sabot du casing et des équipements de complétion ;
- Eviter la collision avec d'autres puits ;

- Lors de puits ‘ré-entry’, il faudra absolument refaire des mesures de déviation avant d’initialiser la déviation du puits.

Lorsque tous les points listés ci-dessus ont été revus, la location du point d’initiation de la déviation de la trajectoire verticale peut être sélectionnée.

- Il faut éviter de positionner le ‘KOP’ dans des zones à problèmes. Ces zones doivent être préférentiellement forées et tubées verticalement ;
- Quand on initialise la montée en inclinaison de la section verticale, le point de KOP sera choisi au moins 20 à 30m plus bas que le dernier tubage afin d’éviter des interférences magnétiques sur les instruments de mesures directionnelles. S’il est nécessaire d’initialiser la montée en inclinaison au sabot du dernier tubage, il faudra avoir recours à des mesures gyroscopiques (pénalité de coûts et temps) ;
- Toutefois la montée en inclinaison directement sous le sabot du dernier tubage pourra être initialisée si le puits possède déjà une inclinaison supérieure à 5°. L’orientation du puits se fera par l’utilisation de la gravité Toolface.

#### **II.4.4. Evaluation de la capacité de production du puits**

Il n’y a aucune raison d’augmenter le taux de production du puits si l’on ne peut pas évacuer la production vers la surface.

##### **II.4.4.1. L’hétérogénéité du réservoir**

La plupart des réservoirs hydrocarburés sont produits avec un contrôle judicieux de l’envahissement de la zone de production par l’eau ou le gaz. Avoir un grand nombre de puits verticaux autorise une certaine flexibilité de production. Avec de très longs drains horizontaux, le même résultat peut être obtenu avec une complétion sélective sur des sections différentes de la section du drain seulement ; Cela implique un matériel de complétion très complexe et cher qui n’a pas cependant prouvé toute son efficacité.

##### **II.4.4.2. La puissance du chantier de forage sélectionné :**

La puissance du chantier de forage limite la longueur du puits. Les fonctions principales de l’appareil de forage sont l’hydraulique (pompage), la rotation et le levage. Ces paramètres doivent donc être correctement estimés avant de sélectionner l’appareil de forage.

Pour les réservoirs présentant une faible perméabilité, avec une huile visqueuse et dont les fluides indésirables (eau et gaz) ne crée guère de problèmes majeurs, l’amélioration de l’index de production (IP) est l’objectif recherché. Dans ce cas, plus long sera le drain horizontal, plus le puits deviendra attractif.

**II.4.4.3. Equation du débit de production d'un drain horizontal**

Quelle est l'influence de la longueur du drain sur le débit du puits horizontal ?

En tenant compte de l'anisotropie de la perméabilité dans le réservoir, des effets de convergences, de l'endommagement de la formation (Skin factor), et de la turbulence du débit, Merkulov établit une équation de débit qui compare l'index de production d'un puits horizontal à l'index de production d'un puits vertical foré dans le même réservoir. Cette équation en débit est valable tant qu'il y a un courant pseudo radial latéral vers le puits. Aussi cela suppose que rien ne modifie l'écoulement dans une région large autour du puits tels que les limites du réservoir, ou des puits voisins en mode de production ou d'injection. Dans ce cas, il est établi que la chute de pression dépend du logarithme de la longueur du drain. Cependant la formule de Merkulov n'a plus de validité quand au moins une de la dimension de la région de drainage est moins que deux fois la longueur du drain. [6]

$$\frac{J_H}{J_V} = \frac{\ln(r_{eV}/r_{wV})}{\ln \frac{1 + [1 + (L/2 r_{eH})^2]^{1/2}}{(L/2 r_{eH})} + \frac{h}{L} \ln(h/2\pi r_{wH})} \dots\dots\dots \text{II.4}$$

Avec :

- $J_H$  : L'index de production du puits horizontal m<sup>3</sup>/jour/Kpascal
- $J_V$  : L'index de production du puits vertical m<sup>3</sup>/jour/Kpascal
- $r_{eV}$  : rayon de drainage de puits vertical m
- $r_{wV}$  : rayon du puits vertical m
- $r_{eH}$  : rayon de drainage de puits horizontal m
- $r_{wH}$  : rayon du puits horizontal m
- $L$  : Longueur du drain m
- $h$  : la hauteur utile du réservoir m



## **II.4.5. Causes et conséquences d'un mauvais atterrissage**

Pour mettre en évidence l'importance de l'optimisation de la phase d'atterrissage on commence par la présentation des causes et des conséquences d'un mauvais atterrissage :

### **II.4.5.1. Causes de l'incertitude sur le réservoir**

Les causes qui peuvent ramener la trajectoire à rater la cible sont :

- Erreur d'estimation géologique ;
- Erreur des instruments de mesure.

#### **a. Erreur d'estimation géologique**

Les prévisions géologiques sont basées sur les données des puits voisins (corrélation) et les cartes isobathes comme nous avons, ces données ne sont pas forcément représentatives à cause de la discordance qui caractérise le réservoir qui est généralement mal estimée ainsi que la structure générale compliquée de réservoir.

En général l'erreur géologique sur la position du réservoir peut varier de 5m à 20m est des fois plus,

Comme le cas de puit OMPZ-341 on a constatée une erreur de 6m vers le bas.

#### **b. Erreur des instruments de mesure**

La trajectoire d'un puits est déterminée à partir de trois éléments :

- **In** (inclinaison) ;
- **Az** (azimute) ;
- **MD** (mesure depth).

Ou toutes les mesure étant physiques (inhérentes à la nature/ construction de l'appareil de mesure) avec ces erreur on ne peut pas attendre la cible avec une précision parfaite.

#### **c. 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 aux calculs.

##### **c.1. Erreurs dues à la position de l'outil de mesure**

- profondeur des capteurs de l'outil de mesure ;
- Mauvais alignement de l'outil dans le trou ;
- Mauvais alignement des capteurs dans l'outil.

**c.2. Erreurs dues à l'équipement de mesure**

- Erreurs dues aux outils eux-mêmes (caractéristiques des capteurs) ;
- Erreurs dues aux interférences magnétiques (outils magnétiques).

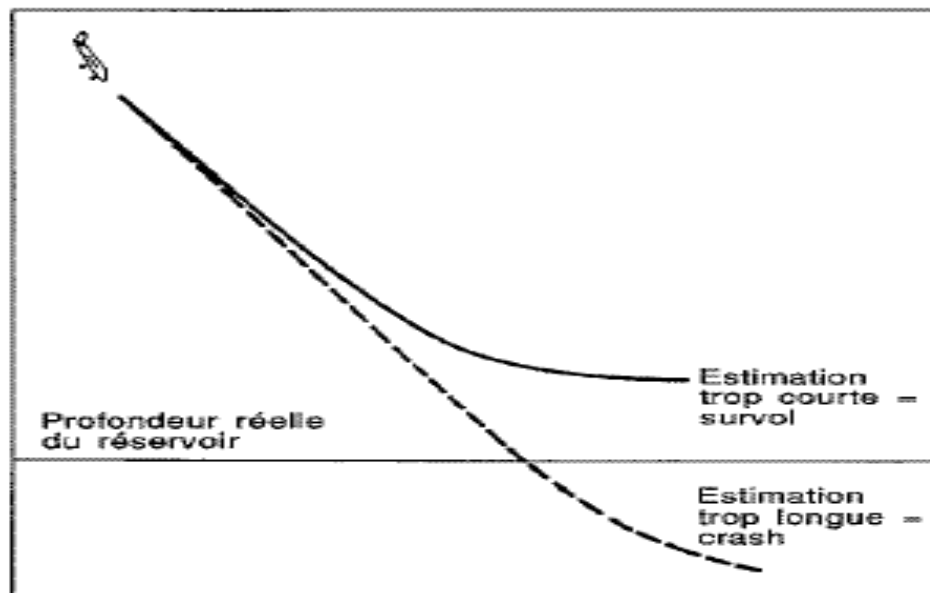
**II.4.5.2. Conséquences liés à l'incertitude sur le réservoir**

L'allure des drains sub-horizontaux à El Ouabed est programmée de telle façon à permettre la production des réservoirs du Silurien , et une telle architecture nécessite de terminer la phase de build-up avant d'entrer dans le réservoir et commencer le drain au toit de réservoir en suivant un angle inférieur à  $90^\circ$ , cet angle dépend de la longueur du drain et l'épaisseur du réservoir.

Le foreur durant la phase build-up, est dans la position d'un pilote qui doit poser son avion sur une piste dont il ne connaît pas exactement l'altitude. S'il redresse l'avion trop tôt, il va survoler la piste, trop tard il va s'écraser dessus. Dans cette position, les indications de l'altimètre ne sont que de peu d'intérêt (voir figure).

L'existence d'une incertitude sur le drain horizontal (toit de réservoir) on risque d'être devant deux situations difficiles à corriger :

- Réservoir topé plus bas ;
- Réservoir topé plus haut. [6]



**Figure II.4.1 : Phase D'entrée Dans Le Réservoir.**

#### II.4.6.1. Réservoir topé plus bas (cas OMPZ341)

Cette situation se présente si on atteint l'angle d'atterrissage alors que le réservoir est encore plus bas, alors dans ce cas, on doit forer rectilignement jusqu'à atteindre le réservoir c'est le cas du puits OMPZ341 ou le réservoir s'y est trouvé plus bas de 6m que prévu alors la conséquence était sévère :

- ✓ Foré seulement 560,5m dans le réservoir R2 alors que le programme a demandé 750m (l'objectif du puits OMPZ341 foré une longueur de 750m environ dans le réservoir R2 suivant un azimut 310° avec un diamètre de trou de 6") ;
- ✓ Par conséquent une production moindre 9m<sup>3</sup> /h au lieu de 13m<sup>3</sup>/h prévue par les études.

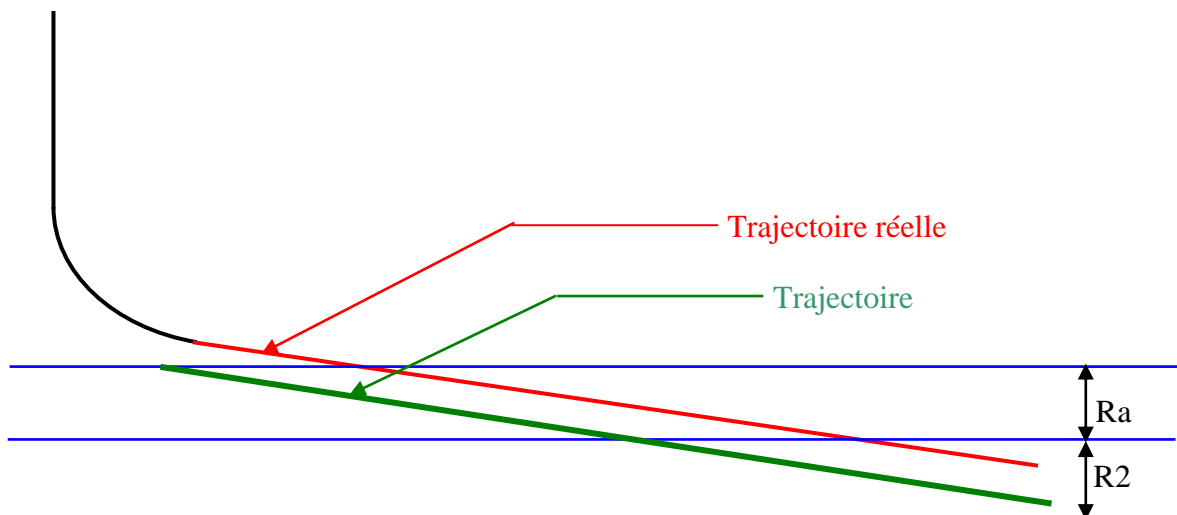


Figure II.4.2 : Réservoir topé plus bas.

#### II.4.6.2. Réservoir topé plus haut

Dans ce cas la côte réelle du réservoir est topée plus haut par rapport à la cote provisionnelle donc on risque d'arriver trop tôt dans le réservoir avec un angle insuffisant, entraîne alors un gradient de build-up trop sévère pour passer rapidement à l'horizontal on s'écrase alors sur l'objectif.

C'est le cas du puits OMKZ32 dans lequel topé le réservoir 7m plus haute. Cette situation a engendrée deux problèmes majeurs qui sont :

- ✓ Le réservoir étant composé de grès durs et abrasifs a entraîné beaucoup de torque au niveau du moteur ce qui a causé une défaillance du moteur ;
- ✓ Usure rapide des outils, trois outils ont été consommés pour terminer le build-up.

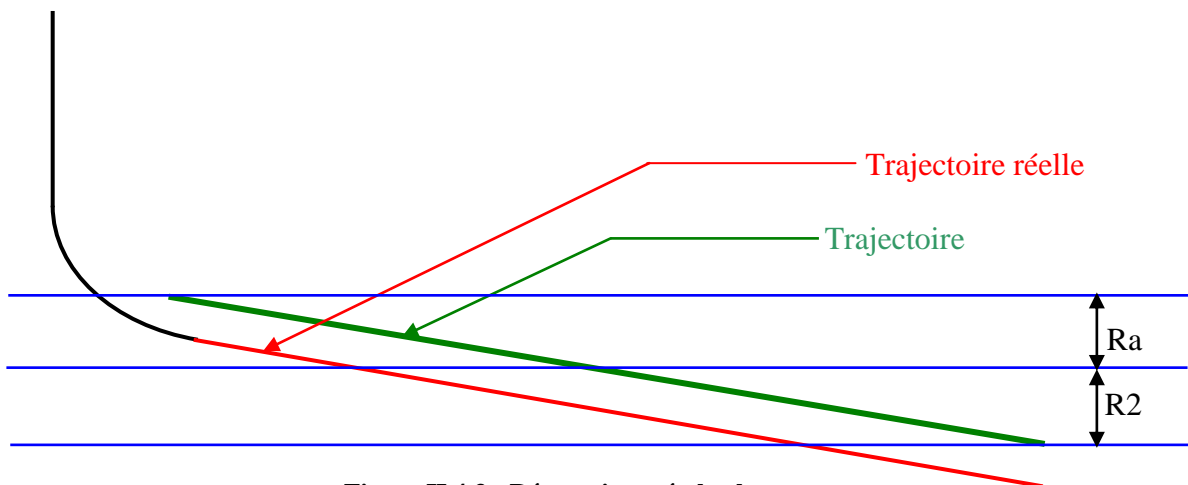


Figure II.4.3 : Réservoir topé plus haut.

### II.4.7. Programme de trou pilote

Pour les puits sub-horizontaux à Hassi Messaoud qui traversent les deux niveaux Ra et R2 le drain commence au toit de Ra et le traverse avec un angle qui dépend de l'épaisseur de ce dernier et de la longueur du drain demandé par le service réservoir. Dans ce cas pour réaliser un bon atterrissage dans Ra et R2 les deux tops doivent être bien déterminés, alors notre proposition se résume comme suit :

- Réalisation d'un trou pilote après la pose de sabot 9" <sup>5/8</sup> (40°) est ça jusqu'à pénétrer de deux mètres au dessous de R2 en déterminant les cotes réelles des deux niveaux et l'épaisseur réelle de Ra et R2 ;
- Recalcul du deuxième KOP ainsi que l'angle d'atterrissage et abandon du trou pilote.

Les différents points qui caractérisent le trou pilote ainsi que les procédures à suivre sont présentées dans cette partie.

#### II.4.7.1. Caractéristiques du trou pilote

- Les trous pilotes peuvent être forés soit verticalement soit en inclinaison à partir d'un point quelconque de la trajectoire ;
- Les trous pilotes constituent une source d'information extrêmement précieuse pour la connaissance des terrains (interfaces) du réservoir à fin de permettre d'identifier précisément le réservoir ;
- Le trou pilot pourra être, soit carotte pendant le forage soit réalise une opération de diagrapes après le forage ;

➤ Les opérations de diagraphies, carottage et teste coûtent cher et ne fournissent pas de données forcément représentatives pour le drain, alors on peut se contenter de la détermination des tops de Ra et R2 pour le seul objectif d'optimiser. L'atterrissage et de bien positionner le drain dans le réservoir.

#### **II.4.7.2. Positionnement, et dimensions du trou pilote**

##### **a. Positionnement**

Le trou pilote doit se foré juste après la pose du sabot 9" <sup>5/8</sup> avec un angle de 40°. C'est la position idéale pour ne pas perturber la poursuite du forage après son abandon. Et pour foré une longueur minimum.

##### **b. Le diamètre**

Le trou pilote est foré en diamètre 6" pour les objectifs suivants :

- Avec l'outil 6" le forage est plus rapide et la pose du bouchon de ciment est facile (temps et volume de ciment) ;
- L'abandon est facile car pendant le side track l'outil 8" <sup>3/8</sup> est déjà engagé dans la roche et ne risque pas de suivre l'ancien trou car le ciment est plus dure que la roche facile à forer.

##### **c. La longueur**

Les données réelles l'épaisseur du réservoir qui va dicter la longueur finale du trou pilote, car son forage est poursuivi jusqu'à la pénétration d'un maximum de 2m au-dessous de la couche réservoir. Longueur suffisante pour que le géologue sur le site puisse le détecter en observant les cuttings. [6]

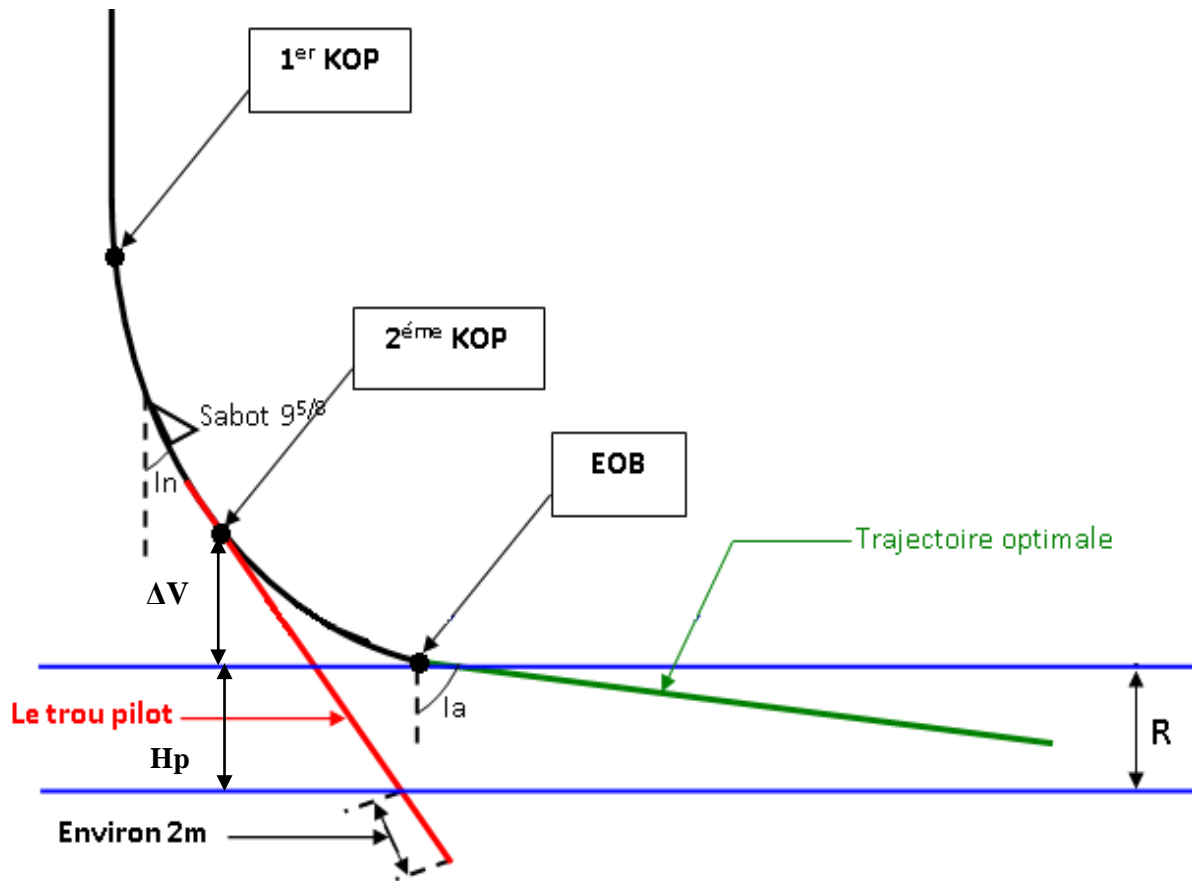


Figure II.4.4 : Caractéristique de trou pilot.



# CHAPITRE III

## Partie pratique

## **III.1- programme de puits MAMS-1**

### III.1.1.harmonisation des diamètres

Phases	Diamètre du trou (in)	Diamètre du casing (in)
1	26	$18^{5/8}$
2	16	$13^{3/8}$
3	$12^{1/4}$	$9^{5/8}$
4	$8^{1/2}$	7
5	6	$4^{1/2}$

**Tableau III.1.1 : Programme des diamètres de puits.**

### III.1.2. Programme et régime de forage

#### 1. Phase 26"

Avec les paramètres de forage suivants :

Intervalle (m)	Les paramètres		
30-533	WOB (t)	RPM (tr/min)	Q (l/min)
	5-10	60-80	3000-3200

#### 2. Phase 16"

Avec les paramètres de forage suivants :

Intervalle (m)	Les paramètres		
533-2346	WOB (t)	RPM (tr/min)	Q (l/min)
	5-20	100-140	3000-3200

#### 3. Phase $12^{1/4}$ "

Avec les paramètres de forage suivants :

Intervalle (m)	Les paramètres		
2346-3308	WOB (t)	RPM (tr/min)	Q (l/min)
	2-18	100-120	2600-2800



**4. Phase 8''<sup>1/2</sup>**

Avec les paramètres de forage suivants :

Intervalle (m)	Les paramètres		
3308-3434	WOB (t)	RPM (tr/min)	Q (l/min)
	5-10	120-140	1700-1800

**5. Phase 6''**

Avec les paramètres de forage suivants :

Intervalle (m)	Les paramètres		
3434-4256	WOB (t)	RPM (tr/min)	Q (l/min)
	3-5	140-160	900

**III.1.3. Programme d'outil**

Outil	N° de phase (in)	Type	Série	Dusses	Métrage (m)	Début (m)	Heures (h)
1	26"	GTXCG1	6039707	3*18+1*16	0 à 518	518	82
2	16"	DSX 92HF	209709	9*12	518 à 2336	1818	110,91
3	12¼"	DSX134HGNW	112451	6*18	2336 à 3080	744	61,64
4	12¼"	HCM408	7005706	8*15	3080 à 3315	235	55,09
5	8'' <sup>1/2</sup>	SVH	MX5840	Open	3315 à 3316	1	0,39
6	8'' <sup>1/2</sup>	SE3841i	10751384	4*15	3316 à 3438	122	45,31
7	6"	HHD372G8	7109030	1,05	3438 à 3670	232	57,28
8	6"	HDD372G8	7109021	1,05	3670 à 3922	252	37,09
9	6"	KGR50BEPX	SCA829	1,2	3922 à 3935	13	9,95
10	6"	XR40YDD2PD	PD0031	3*11	3935 à 4090	155	22,49
11	6"	XR40YDD2PD	PD6864	3*11	4090 à 4256	166	19,76

**Tableau III.1.2 : Caractéristiques des outils de forage**



Figure III.1 : Différent outils utilisés lors de forage de puits MAMS-1.

### III.1.4. Programme de garniture de forage

#### 1- La phase 26" (0-533m)

N° ordre	Élément	D <sub>ext</sub> (inch)	D <sub>int</sub> (inch)	Longueur M
1	Outil	26	NA	0,75
2	Bit sub	9 1/2	2,81	1
3	X sub	9 1/2	2,81	3,29
4	2 Spirall Drill collar	9 1/2	3	18
5	Intégral blade stabilizer	25.88	2,81	2,39
6	Drill collar	9 1/2	3	9,24
7	X-Over	9,5 x 8	2,81	1,08
8	12 Drill collar	8	2,81	107,4
9	X-Over	8 x 5,5	2,81	1,13
10	12 HWDP	5 1/2	3,63	111,5
11	Drill pipe	5 1/2	4,78	N

Tableau III.1.3 : Caractéristiques de garniture de la phase 26".

## 2- Phase 16" (533m-2346m)

N° ordre	Elément	OD (inch)	ID (inch)	Longueur M
1	Outil	16	NA	0,47
2	Near bit stabiliser	15 15/16	3	2,37
3	Short drill collar	9½	3	3,03
4	Intergral blade stabilizer	15,88	3	2,44
5	Drill collar	9½	3	8,78
6	Intergral blade stabilizer	15.94	3	2,36
7	Drill collar	9½	3	18,46
8	X-Over	9,5 x 8	3	1,08
9	Drill collar	8	2 13/16	79,69
10	Drill Jar	8	2 13/16	9,95
11	Drill collar	8	2 13/16	18,43
12	X-Over	8 x 5,5	2 13/16	1,13
13	12 HWDP	5½	3	111,54
14	Drill pipe	5½	4,78	2086.27

Tableau III.1.4 : Caractéristiques de garniture de la phase 16".

## 3- Phase 12" ¼ (phase vertical 2346- 3080m)

N° ordre	Elément	OD (inch)	ID (inch)	Longueur M
1	Outil PDC	12¼	NA	0,30
2	Near bit stabiliser	12 3/16	3	1,72
3	Short drill collar	9½	3	3,03
4	stabilizer	12 3/16	3	1,84
5	Drill collar	9½	3	8,78
6	stabilizer	12 3/16	3	1,59
7	Drill collar	9½	3	18,46
8	X-Over	9,5 x 8	3	1,08
9	09 Drill collar	8	2,81	79,69
10	01 Drill Jar	8	2,81	9,95
11	02 Drill collar	8	2,81	18,43
12	X-Over	8 x 5,5	3	1,13
13	12 HWDP	5½	3,63	111,54
14	Drill pipe	5½	4,78	N

Tableau III.1.5 : Caractéristiques de garniture de la phase 12"¼.

## 4- La phase build up (3080 – 3308m)

N° order	Élément	OD (inch)	ID (inch)	Longueur M
1	Outil PDC	12¼	NA	0,35
2	A800M 4553XP	8 1/4	6 1/4	8,83
3	Flex top sub	8 1/4	2,81	1,51
4	Non Mag poney DC	8	2,88	2,59
5	Slim pulse MWD	8 1/4	5	10,27
6	Non Mag drill collar	8	2,88	8,31
7	X-Over	8	2,81	0,97
8	Circulating sub	6,65	2,25	0,76
9	27 HWDP	5	3	246,31
10	X-Over	7,25	2,81	1,13
11	6 HWDP	5,5	3,25	55,73
12	X-Over	7,25	2,81	1,13
13	01 H/Jar	6,5	2,75	9,65
14	X-Over	6,5	2,81	1,17
15	6 HWDP	5 1/2	3,25	55,81
16	Drill pipe	5½	4,78	2901,48

Tableau III.1.6 : Caractéristiques de garniture de la phase build-up.

5- Phase 8''<sup>1/2</sup> (3308-3434m)

N° ordre	Élément	OD (inch)	ID (inch)	Longueur M
1	Outil PDC	8 1/2	NA	0,38
2	A675M4570XP	6 3/4	5 1/2	9,12
4	Non Mag poney DC	6 1/2	2,25	2,51
5	Slim pulse MWD	6 3/4	3,88	10,24
6	Non Mag DC	6 1/2	2,25	9,37
8	Circulating sub	6,5	2,26	0,76
9	27 HWDP	5	3	246,31
10	X-Over	7,25	2,81	1,13
11	6 HWDP	5,5	3,25	55,73
12	X-Over	7,25	2,81	1,13
13	01 H/Jar	6,5	2,75	9,65
14	X-Over	7,25	2,81	1,17
15	6 HWDP	5 1/2	3,25	55,81
16	Drill pipe	5 1/2	4,78	3030,69

Tableau III.1.7 : Caractéristiques de garniture de la phase 8''<sup>1/2</sup>

## 6- Phase 6" (3434 – 4256m)

N° ordre	Elément	OD (inch)	ID (inch)	Longueur M
1	Outil PDC	6	1,25	0,19
2	A500HS (1,15 deg)	5	3 3/4	6,87
4	NM Pony FC	3 1/2	2,5	2,97
5	SlimPulse-Bar, On bot	4 5/8	3,5	10,00
6	NMDC-PC	4 1/2	2,5	9,47
8	Circulating Sub	4 3/4	2,81	0,77
9	130 x 3 1/2" DP	3 1/2	2,76	1240,61
10	27 x 3 1/2" HWDP	3 1/2	2,25	242,00
11	Hydraulic Jar	4 3/4	2,25	9,09
12	8 x 3 1/2" HWDP	3 1/2	2,25	73,62
13	40 x 3 1/2" DP	3 1/2	2,76	374,03
14	Crossover	4 3/4	2,81	1,24
15	Drill pipe	5 1/2	4,78	2284,84

Tableau III.1.8 : Caractéristiques de garniture de la phase 6".

## III.1.5. Programme et volume de boue

Phases	Profondeurs (m)	Type de la boue	Volume de la boue (m <sup>3</sup> )	Densité
26"	0 – 533m	boue à base d'eau	627.40	1.05
16"	533 – 2346m	la boue à émulsion inverse	749.29	1.10
12 <sup>1/4</sup> "	2346 – 3308m	boue à émulsion inverse	562.56	1.20
8 <sup>1/2</sup> "	3308 – 3434m	la boue à émulsion inverse	322.73	1.4
6"	3434 – 4256m	boue à l'huile	325.08	1.35

Tableau III.1.9 : Caractéristiques de boue de forage.

### III.1.6. Programme de tubage

Tronçon	Φ Casing (in)	Nuance	# (lb/ft)	Capacite (l/m)	Longueur (m)
1	18 <sup>5/8</sup>	J55	87.50	159.73	533
2	13 <sup>3/8</sup>	N80	68.00	78.10	2346
3	9 <sup>5/8</sup>	P110	47	38.19	3308
4	7	P110	32	18.82	3434
5	4 <sup>1/2</sup>	N80	13.50	7.79	4256

Tableau III.1.10 : Caractéristiques de tubage

## III.2- application sur le puits MAMS-1

### III.2.1. Description du puits MAMS-1

Le puits MAMS-1 a été foré en cinq (05) phases, traversant une série de dépôts de 4256 m d'épaisseur

#### A/ Phase 26"

Intervalle : Surface à 533m  
 Durée : 7.68 Jours  
 Cote Sabot : 531m

#### B/ Phase 16"

Intervalle : De 533m à 2346m  
 Durée : 18.39 jours  
 Cote Sabot : 2344m

#### C/ Phase 12 ¼"

Intervalle : De 2346m à 3308m  
 Durée : 35.71 jours  
 Cote Sabot : 3292m

**D/ Phase 8 1/2"**

Intervalle : De 3308m à 3434m

Durée : 68.36 jours

Cote Tubage : 3434 m

Durant cette phase, le forage a traversé en partie les formations du Trias, représentées par le sel, et les argiles brun rouge, avant de pénétrer de 155m avec un angle d'inclinaison final de 88.17 °. Elle a débuté par la descente de l'outil n° 06, de type SE3841i, dusé en 4\*16/32", pour reforage ciment, de 3286m à 3328m, avec déplacement de la boue de densité 2.02 sg par une boue de 1.40 sg, avant d'entamer le forage De la formation jusqu'à 3521m, avec un avancement moyen de 3.08 m/h. L'outil fut remonté suite à la mauvaise trajectoire réalisée.

Selon les prévisions la côte d'atterrissage dans le Silurien se situe au environ 3353m TVD, avec un angle de 88.17° d'inclinaison, mais une fois cet objectif est atteint le top du Silurien se situe encore plus bas selon les échantillons récupérés sur site et les corrélations effectuées avec le gamma Ray des puits avoisinants. Alors la décision prise est de poser un bouchon de ciment plus haut afin de rectifier la trajectoire du puits.

Lors de la remontée un tirage de 10 T est enregistré à la côte 3515m, la suite de la remontée est effectuée avec rotation et circulation jusqu'à la côte 3432m.

Après la pose du bouchon de ciment de 8m<sup>3</sup>, un nouveau outil diamant SE3841i est descendu dans le puits avec un nouveau moteur pour entamer le Side track à partir de la côte 3355m MD correspondant à une inclinaison de 40°. Apres le reforage du ciment de la côte 3302m à 3355m le side track est enclenchée à partir de cette côte soit 3355m. L'outil est remonté en surface après avoir pénétré le réservoir 'Silurien ' de 03m en TVD (11m MD) soit à la côte 3469m, réalisant un avancement moyen de 2.02 m/h. La remontée fut libre dans le découvert.

**E/ Phase 6"**

Intervalle : De 3434 m à 4256m

Durée : 83,99 jours

Durant cette phase, le forage a traversé les formations du Silurien.

Elle a été entamée par la descente de l'outil n° 07, de type HHDS372G, TFA = 1.02 in<sup>2</sup>, qui a procédé au reforage du ciment et des équipements du casing de 3443m à 3469 m, suivi du forage de la formation jusqu'à la côte 3533m réalise un avancement moyen de 1.09m/h, l'outil est remonté en surface vue les difficultés rencontrées à effectuer le build up nécessaire. [2]

### III.2.2. Un schéma représente le side track au puits MAMS-1

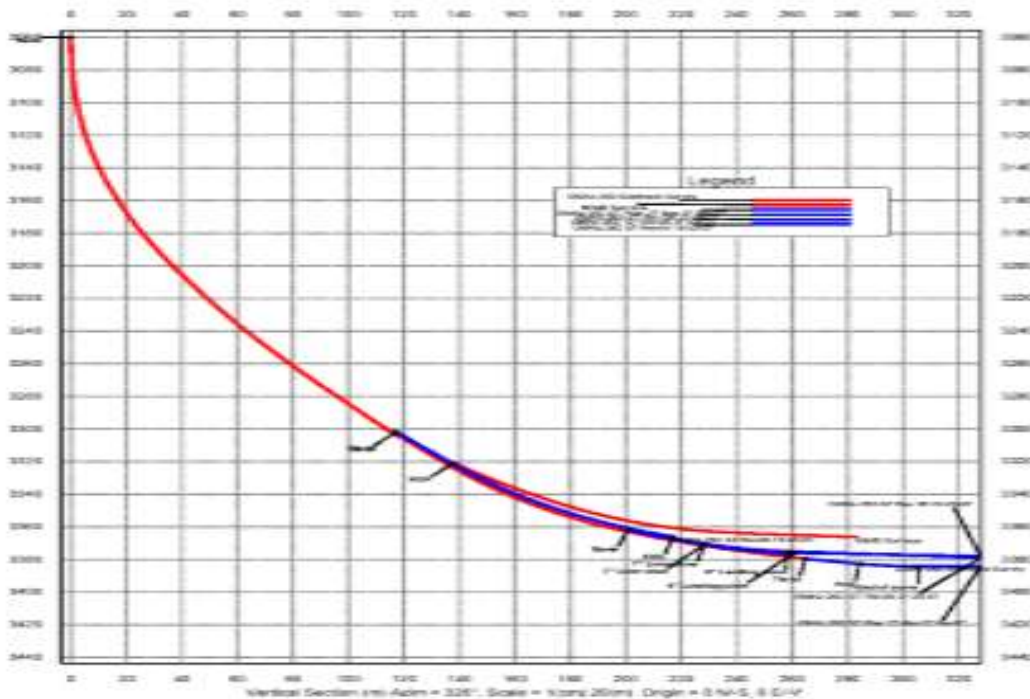


Figure III.2.1 : un schéma représente le side track au puits MAMS-1.

### III.2.3. Procédure de forage et d'abandon du trou pilote

Le programme du puits MAMS-1 :

- Tubage 13<sup>3/8</sup> à 2346m ;
- KOP à 3080m ;
- Tubage 9<sup>5/8</sup> à 3308m MD (in=40°) ;
- Cible à 4256m MD (in=88.17°).

Le trou pilote est foré puis abandonné par un bouchon de ciment après avoir pris les côtes réelles du réservoir.

La deuxième amorce de déviation est faite à partir d'un certain point de ce trou qui est calculé.



















**Paramètres de forage du trou pilote**

<b>Bit</b>	6" RB.XR40.ODP
<b>BHA type</b>	Directional BHA
<b>Interval</b>	3292 – 3394 m
<b>Formation</b>	Tria Argileux ,Silurien
<b>Flow rate (Lpm)</b>	800
<b>Nozzles</b>	3x13/32
<b>TFA (sq in)</b>	0.39
<b>Pump pressure</b>	~ 2700 - 2900 psi
<b>WOB</b>	7- 8 Ton

**Tableau III.2.11 : Paramètres de forage du trou pilote.**


Une garniture de 6" est descendue pour le forage du trou pilote. La composition de cette garniture est la suivante :

	Cum. Len. (m)
 5-1/2 " 21.90 DPG, 10% Wear	2035,96
 Crossover	2035,96
 3-1/2 " 13.30 DPG, 10% Wear	2034,76
 (33 joints)	
 3 1/2" HWDP (6 joints)	1721,46
 Hydraulic Jar	1665,84
 3 1/2" HWDP (28 joints)	1656,84
 3-1/2 " 13.30 DPG, 10% Wear (144 joints)	1397,37
 Circulating Sub	29,67
 S# 33235	
 4 3/4" Non Mag Collar S# 26203	28,94
 SlimPulse MWD (SPSA) S# 2080	19,67
 Float Sub/Valve	9,69
 S# 8375	
 A500M2310.5HS (1.5 deg) S# 2939 (Nozzle 16/32)	9,21
 6" R /Bit : XR40 ODP	0,38

**SHDF**

**El ouabed  
MAMS-1  
6" BHA Landing & Drain**

BHA DESCRIPTION				
ELEMENT	LENGTH (m)	OD (in)	ID (in)	MAX OD (in)
6" R/Bit : XR40 ODP	0,38	6,00	1,25	6,00
A500M2310.5HS	8,83	5,00	3,75	5,20
Float Sub/Valve	0,48	4,75	2,00	4,75
SlimPulse MWD	9,98	4,63	2,25	4,75
4 3/4" NMag Collar	9,27	4,75	2,25	4,75
Circulating Sub	0,73	4,75	2,25	4,75
3-1/2 " 13.30 DP	1367,70	3,43	2,76	5,00
3 1/2" HWDP	259,47	3,50	2,06	4,75
Hydraulic Jar	9,00	4,75	2,25	4,75
3 1/2" HWDP	55,62	3,50	2,06	4,75
3-1/2 " 13.30 DP	313,30	3,43	2,76	5,00
Crossover	1,20	4,75	2,25	4,75
5-1/2 " 21.90 DP	0,00	5,43	4,78	7,25



Depth in : 3292m  Inclination in : 40,00°  Direction in : 310,00°  Total Drilled : 102 m	Depth out : 3394,77m
--	----------------------

Après l'abandon du trou pilote un deuxième build-up doit être réalisé à partir d'un certain point du trou pilote en utilisant la valeur réelle du top de réservoir

#### Les données disponibles sont

- Cote sabot 9<sup>5/8</sup> MD: 3315m, TVD: 3292m;
- Cote de réservoir : 3378m;
- Epaisseur de réservoir : Hp=20,5m ;
- Distance entre sabot 9<sup>5/8</sup> et R : H1=86m ;
- Inclinaison au sabot 9<sup>5/8</sup> In 40° ;
- Longueur de drain L=750m ;
- GBU=4°/10m(deuxième build-up).

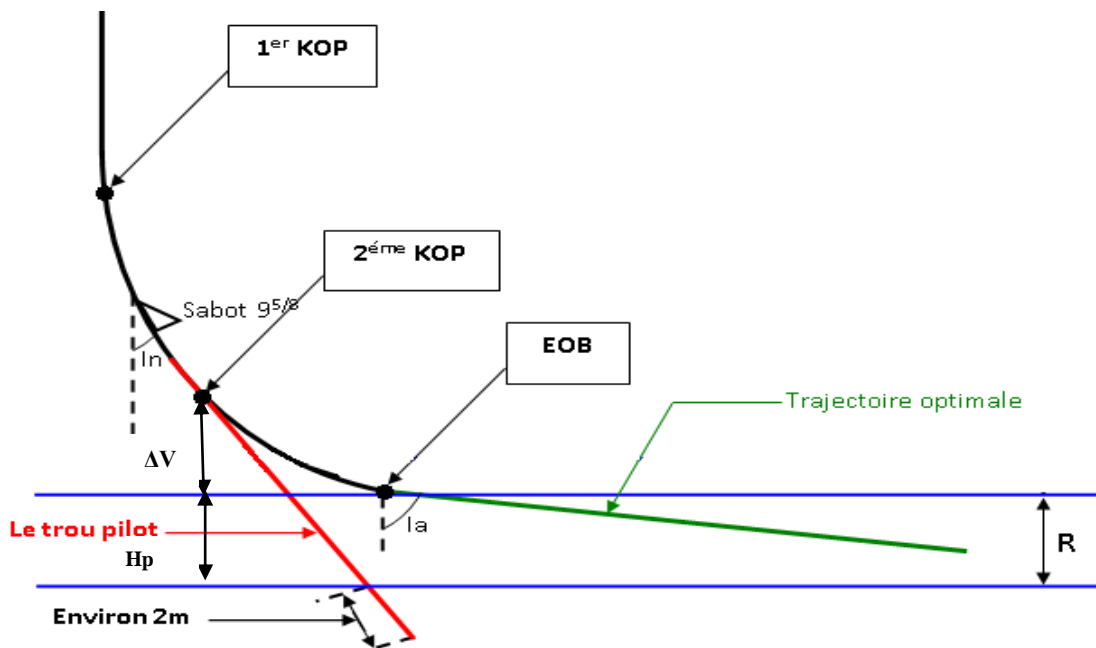


Figure III.2.2 : Deuxième build-up.

Pour calculer le deuxième KOP on doit calculer tout d'abord l'angle d'atterrissage (**Ia**) qui dépend de l'épaisseur du réservoir R puis on calcule la distance verticale ( $\Delta V$ ) entre le deuxième KOP et le réservoir qui dépendra de l'angle d'atterrissage.

a. Calcule de l'angle d'atterrissage  $I_a$  :

$$I_a = \cos^{-1}(H_p/L)$$

$$I_a = \cos^{-1}(20,5/750) = 88,43^\circ$$

$$I_a = 88,43^\circ$$

b. Calcul du déplacement vertical entre le 2<sup>ème</sup> KOP et R ( $\Delta V$ )

$$\Delta V = 573 / \text{GBU2} * (\sin I_a - \sin I_n)$$

$$\Delta V = 573 / 4 * (\sin 88,43^\circ - \sin 40^\circ) = 56,7\text{m}$$

$$\Delta V = 56,7\text{m}$$

## • Cote de deuxième KOP

Cote verticale = Cote R -  $\Delta V = 3321,31\text{m}$  (VD).

Cote mesurée = Cote sabot  $9^{5/8}$  +  $(H_1 - \Delta V) / \cos I_n$ .

Cote mesurée =  $3315 + (86 - 56,7) / \cos 40^\circ$ .

Donc la Cote mesurée de 2<sup>ème</sup> KOP =  $3351,2\text{m}$  : MD.

Alors pour réaliser le deuxième build-up il faut forer en mode rotary à  $40^\circ$  jusqu'à la cote  $3351,2\text{m}$  MD puis commencer à forer en mode orienté avec un gradient moyen de  $4^\circ/10\text{m}$ .

Le moteur doit avoir un dent housing de capacité  $4^\circ/10\text{m}$  afin de permettre le bon control de la trajectoire et la réussite de l'atterrissage avec un angle de  $88,43^\circ$ . [2]

**III.2.4. Pose du bouchon de ciment**

Après le forage du trou pilote le moteur et ses accessoires sont degerbés et un bouchon de ciment est posé pour couvrir entièrement le trou  $6''$ .

➤ **Calcul du volume de ciment**

Donnée :

- Diamètre de trou pilote est :  $D = 6'' = 152,40\text{mm}$  ;
- $\Delta V = 56,7\text{m}$  ;
- Epaisseur de réservoir  $H_p = 20,5\text{m}$  ;
- Inclinaison au sabot  $9^{5/8}$  In  $40^\circ$ .

La longueur de trou pilote à partir de 2<sup>ème</sup> KOP est L

$$L_{tp} = (\Delta V + H_p) / \cos(40^\circ) + 2$$

$$V_c = D^2 / 4 * L$$

AN:

$$L_{tp} = (56.7 + 20.5) / \cos(40^\circ) + 2 = 102.77 \text{ m}$$

$$L_{tp} = 102 \text{ m}$$

$$V = (152.40 * 10^{-3})^2 / 4 * 102.77 = 0.6 \text{ m}^3$$

$$V = 0.6 \text{ m}^3$$

Pour éviter la contamination du ciment il faut ajouter un volume de sécurité environ 2 m<sup>3</sup>

**Volume total du ciment**

$$V_T = 0.6 + 2$$

$$V_T = 2.6 \text{ m}^3$$

$$V_T = 2.6 \text{ m}^3$$

**Tableau récapitulatif des résultats**

In	Ia	$\Delta V$	$L_{tp}$	$V_c$
40°	88.43°	56.7m	102m	2.6m <sup>3</sup>

### III.2.5. Etude comparative entre la partie abandonnée et le trou pilote

#### 1. Coût de cimentation

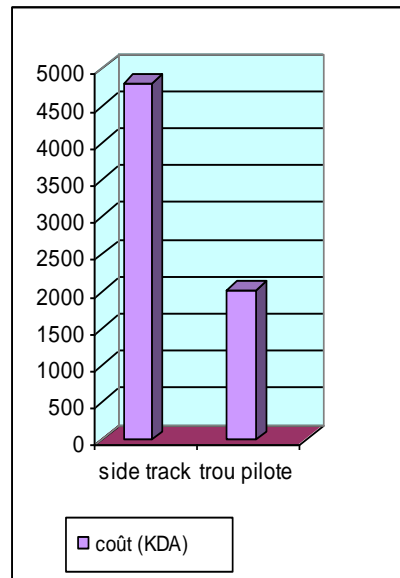
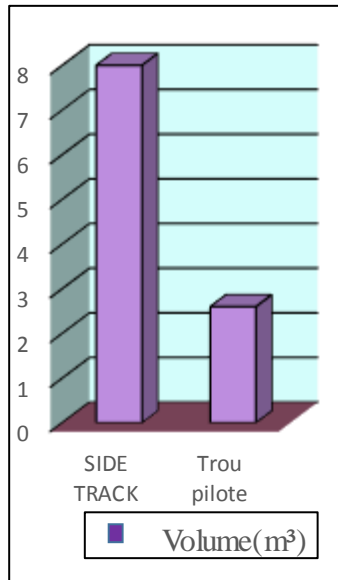
Sachant que le coût de cimentation de 1 m<sup>3</sup> est de 600 KDA

Donc : le coût total = 600 \* 2.6

$$= 1560 \text{ KDA.}$$

-pour le bouchon de side track ils ont utilisé 8 m<sup>3</sup> de ciment avec un coût de 4800 KDA.

Les histogrammes suivants représentent la comparaison entre les volumes utilisés et les coûts dans chaque cas :



## 2. Le temps de forage et le prix de location de l'appareil

### a) La partie abandonnée

Début de forage : 12/06/2016 à 16 :00

La fin de forage : 15 /06/2016 à 16 :00

Alors la durée = 03 jours

Sachant que le prix de location est de 1400 KDA/jour

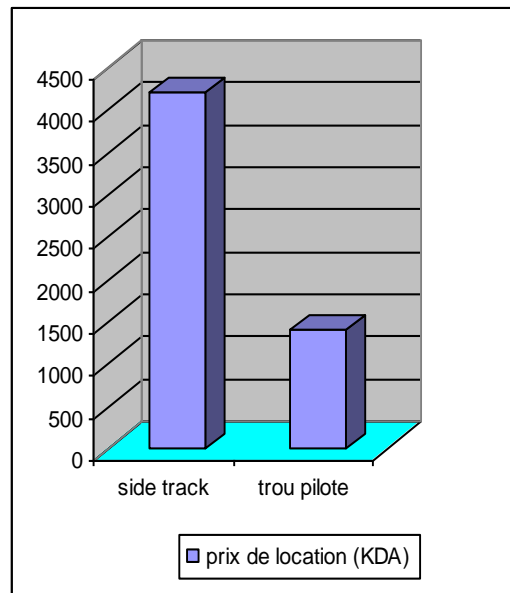
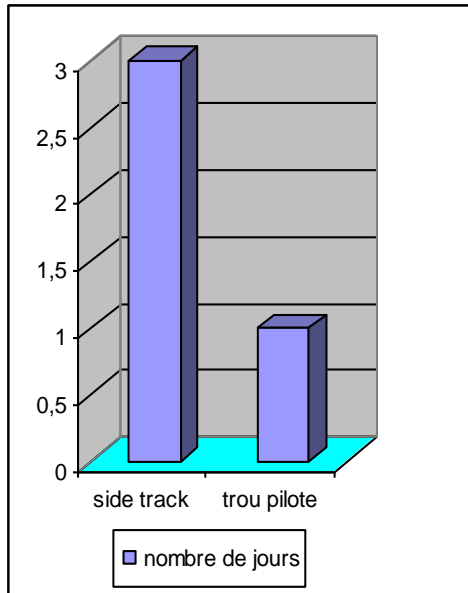
Alors le prix de location = 4200 KDA

### b) Trou pilote

Pour le forage du trou pilote ( $L_{tp}=102m$ ), si on utilise un outil tricône 6" l'avancement moyen sera 4 m/h

Donc la durée  $\approx 01$  jour

Prix de location de l'appareil = 1400 KDA



### 3. Prix de service de déviation

Pour le service de déviation le prix est calculé par mètre foré, il est de 370 \$ /m

Partie abandonnée (L=166m) : 61420 \$

Trou pilote (L<sub>tp</sub>=102m) : 37740 \$

Les résultats sont représentés par l'histogramme suivant :



**Tableau récapitulatif**

	Volume de ciment (m <sup>3</sup> )	Coût de cimentation (KDA)	Temps de forage (Jours)	Prix de location de l'appareil (KDA)	Prix de déviation (\$ )
Partie abandonnée	08	4800	03	4200	61420
Trou pilote	2.6	1560	01	1400	37740

**Tableau III.2.12 : Comparaison ente le side-track et le trou pilote.**

D'après le tableau ci-dessus, on remarque que la solution proposée (Trou pilote) est plus rentable du fait qu'on aura un gain en :

- ✓ Volume de ciment d'environ : 5.4m<sup>3</sup>
- ✓ Coût de cimentation d'environ : 3240 KDA
- ✓ Temps de forage d'environ : 02 jours
- ✓ Prix de location d'environ : 2800 KDA
- ✓ Prix de déviation d'environ : 23680 \$

- Il est utile de noter que le temps de forage du trou pilote est très réduit par rapport à la partie abandonnée, ce qui fait diminuer le coût global de réalisation.

D'après cette analyse on peut conclure que la solution la plus performante pour remédier le mauvais atterrissage du point de vue économique est le trou pilote. [2]



---

A decorative border with a repeating floral and vine pattern in blue, yellow, and green, framing the central text.

**CONCLUSION**

---

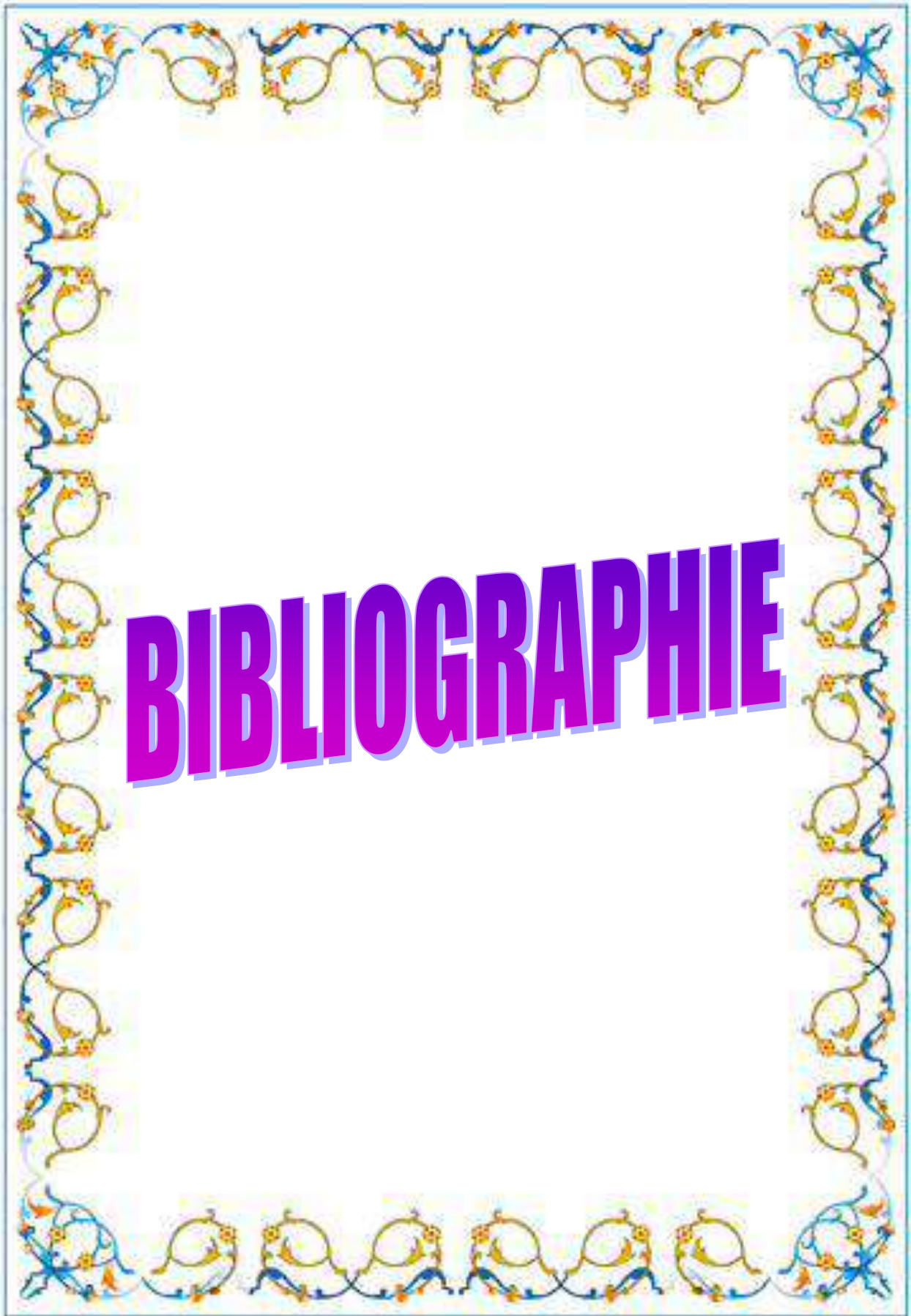
## *Conclusion*

Le nombre de puits horizontaux forés dans le monde ne cesse d'augmenter grâce aux progrès réalisés dans la perfection des moteurs de fond, des outils diagraphiques et des outils de forage. Ce travail, portant sur technique de forage horizontal et optimisation de la trajectoire par trou pilote est très intéressant pour nous du fait qu'il nous a permis en un temps très limité de mieux connaître le forage horizontal.

Le contrôle de la trajectoire qui est développé grâce au moteur de déviation (PDM) et au système MWD le dernier nous donnent toutes les données nécessaires sur la trajectoire le régime de forage et les données géologiques. Le calcul de la trajectoire se fait selon une méthode rigoureuse et le choix du moteur de fond qui dépend du diamètre et l'inclinaison ont été effectués. La correction de l'azimut et l'inclinaison dans le cas de changement s'effectue par un mode orienter/rotary en utilisant la table de rotation.

Aujourd'hui la technique et l'expérience existant pour faire tourner un puits de 0° à 90° avec des dog leg allant jusqu'à (7°/30m) et le choix est une affaire d'ingénierie de puits.

Enfin dans n'importe quel puits horizontal, la position de drain dans le réservoir doit être respectée scrupuleusement et les trous pilotes dans les forages sub-horizontaux semblent être une nécessité vu la complexité du réservoir, car la phase d'atterrissage est très délicate notamment dans un puits sub-horizontale, les où la trajectoire est caractérisée par la cible (toit de réservoir).



# **BIBLIOGRAPHIE**

# Bibliographie

- [1] *Le forage horizontal « session FD2 », 1999 ;*
  - [2] *Document « SONATRACH » : "Fiche puits MAMI SUD-1 ,2016" ;*
  - [3] *"Le forage" : J.P. NGUYEN : Editions Technip 1993 ;*
  - [4] *Document Haliburton : " Conception et Planification d'un puits horizontal" Edition : Juin 2001 ;*
  - [5] *Formulaire du foreur (Editions Technip 1989) ;*
  - [6] *Document « COMPUTALOG » : "Directional Drilling Course" ;*
  - [7] *"Forage dirigé : Ingénierie et méthodes" : Jean-Paul Szezuka : Edition 3.3 - Juin 2005 ;*
  - [8] *Society of petroleum engineers, «Horizontal drilling», 1991.*
-