

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° série :

UNIVERSITE KASDI MERBAH –OUARGLA

Faculté des hydrocarbures et energie renouvelables et science de la terre et l'univers



Domaine : Génie Pétrolier

Filière : Hydrocarbures

Option : Forage

Présenter par : **CHEKOUFI Said**

Thème

Forage directionnel et horizontal :

La Réalisation d'une Re-rntry Short Radius en Slim hole

Cas : Puits OMJZ-441 à Hassi Messaoud

Devant le jury :

M ^f GHARIB Toufik	Président	UKMO
M ^f FROUHAT Rachid	Encadreur /Rapporteur	UKMO
M ^f MOULAI Ibrahim	Examineur	UKMO

Année Universitaire : 2017 / 2018

DEDICACE

J'ai le grand honneur de dédier ce travail :

✚ *A ma très chère mère KAMMOUM .A*

✚ *A mon très cher père CHEKOUFI .R*

✚ *A mes frères et mes sœurs. Sans oublier mon frère*

« Taher » à la France.

✚ *A mes cousins, et toute ma famille.*

✚ *A tous mes amis, Sans n'oublié SÃO PAULO*

FLAMENGO.

✚ *A tous mes collègues, et surtout Khireddine Said.*

✚ *A tous mes enseignants de faculté des hydrocarbures.*

✚ *A la mémoire des victimes de Crash militaire à Boufarik.*

✚ *A la mémoire de mon ancien enseignant RABIA SAID.*

CHEKOUFI Said

Remerciement

En premier lieu, je tiens à remercier notre DIEU, notre créateur pour m'avoir la force pour accomplir ce travail.

J'adresse mes vifs remerciements à mon professeur consultant M^R Frouhat Rachid pour m'avoir diligenté tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience, sa compétence, et ces remarques qui m'ont été précieuses,

Ainsi qu'aux membres des sociétés SONATRACH et GREAT WALL qui m'ont beaucoup aidé à réaliser ce travail dans des bonnes conditions.

Je présente mes chaleureux remerciements aux enseignants et responsables de la faculté des hydrocarbures et énergie renouvelable et science de la terre et l'univers en général et aux enseignants et responsables de département de forage et mécanique des chantiers pétrolière spécialement pour leurs aides et orientations durant ma cinq années de formation.

Mes remerciements s'adressent aussi aux membres de jury qui nous feront l'honneur de juger mon travail.

Mes derniers remerciements et ce ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

Said Chekoufi

Sommaire

Remerciement	
Dédicaces	
Liste des Figures	
Liste des Tableaux	
Liste des Abréviations	
Introduction générale	1
 Chapitre I : Généralité sur le forage directionnel et horizontal	
I.1 Forage directionnel	2
I.1.1 Introduction	2
I.1.2 Raisons du forage directionnel	2
I.1.3 Applications de forage directionnel	3
I.1.3.1 Plusieurs puits à partir de structures offshore	3
I.1.3.2 Contrôle des puits verticaux	4
I.1.3.3 Forage latérale	4
I.1.3.4 Endroits inaccessibles	5
I.1.3.5 Forage des failles	5
I.1.3.6 Forage de dôme de sel	5
I.1.3.7 Forage du littoral	6
I.1.3.8 Puits de secours	6
I.1.4 planification du puits	7
I.1.4.1 Systèmes de référence et coordonnées	7
I.1.5 Planification de la trajectoire de puits	8
I.1.5.1 La cible	8
I.1.5.2 Type des trajectoires des puits directionnels	9
I.1.5.3 Kick off point ET build-up rate	10
I.1.5.4 Section tangent	11
I.1.5.5 Section Drop-off	11
I.1.5.6 Le plan vertical	12
I.1.5.7 Le plan horizontal	12
I.1.6 Les équipements spécifiques	13
I.1.6.1 Équipements de mesure	13
I.1.6.2 Équipements de puissance	14
I.1.7 Outils et techniques de déviation	16

I.1.7.1 Le sifflet déviateur	16
I.1.7.2 Technique de Jetting	17
I.1.7.3 Moteur de fond avec Bent-sub	19
I.2 Forage horizontal	20
I.2.1 Définition	20
I.2.2 L'intérêt de forage horizontal	20
I.2.3 Types de puits horizontaux	21
I.2.3.1 Puits en ré-entrée	21
I.2.3.1.1 Objectif du ré-entrée.....	22
I.2.3.1.2 Applications de ré-entrée	22
I.2.3.1.3 Procédure et équipements de réalisation d'une ré-entrée	22
I.2.4 Les catégories de forage horizontal	23
I.2.4.1 Ultra short radius	23
I.2.4.2 Short radius	23
I.2.4.3 Medium radius	24
I.2.4.4 Long radius	24
I.2.5 Application du forage horizontal	25
I.2.6 Avantages du forage horizontal	26
I.2.7 Inconvénients du forage horizontal	27
I.2.8 Coûts de puits horizontaux	27

Chapitre II: Work-Over, Technique Slim hole et Complétion

II.1 Work-Over	29
II.1.1 Introduction	29
II.1.2 Types de work over	29
II.1.2.1 Work-Over Preventive.....	29
II.1.2.2 Work-Over Curative	29
II.1.3 Planification d'un workover	29
II.1.4 Problèmes de puits nécessitant des Work-Over	29
II.2 La technique Slim Hole	30
II.2.1 Evaluation et sélection d'une technique	30

II.2.2 Objective	30
II 2.3 Les avantage de forage en slim hole	31
II 2.4 Les inconvénients de forage en slim hole	32
II 2.5 Amélioration de la technique de forage en slim hole en future	32
II.3 la complétion	33
II 3.1 introduction	33
II.3.2 But des complétions des puits	33
II 3.3 Types de complétion	33
II.3.3.1 Complétion en Open hole	34
II.3.3.2 Liner complétions	35
II.3.3.2.1 Slotted liner	35
II.3.3.2.2 Screen and liner	35
II.3.3.2.3 Liner cimenté	35
II.3.3.3 Perforated casing completions	36
II.3.3.4 Complétion simple	37
II.3.3.5 Complétions multiple	37
II.3.3.6 Complétions alternatives	39
II.3.3.7 Complétion Slim hole	39

Chapitre III : Application sur le puits OMJZ 441-Hassi Messaoud

III.1 Description du champ de Hassi-Messaoud	40
III.1.1 Situation géographique	40
III.1.2 Situation géologique	40
III.1.3 Description du réservoir Cambrien	40
III.1.3.1 Subdivision diagraphique	41
III.1.4 Intérêt du ré-entry en short radius à HMD	41
III.2 Application sur le puits OMJZ 441	42
III.2.1 Objectif	42
III.2.2 Les coordonnées du puits OMJZ-441	42
III.2.3 Intervention sur le puits OMJZ 441	42
III.2.4 Programme de réalisation	43
III.2.5 Déroulement d'opération de l'intervention sur le puits OMJZ 441	43
III.2.5.1 Préparation du puits	43
III.2.5.2 Neutralisation du puits	43
III.2.5.3 Perforation et remonte de tubing 4 ⁿ 1/2	44
III.2.5.4 Opération électrique GR/CCL pour recalage des côtes	44
III.2.5.5 Mise en place un bouchon de ciment et re-forage jusqu'à +/- 3382m.....	44

III.2.5.6	Descente et Ancrage de Whip stock a la cote 3382m et orientation vers l'azimut N130°	45
III.2.5.7	Ouverture d'une fenêtre dans le casing 7'' à 3384.30m	46
III.2.5.8	Forage en 5'' ^{7/8} (build up section) jusqu'au top réservoir soit 3424m	46
III.2.5.9	Descendre et cimentation liner 4'' ^{1/2} au top réservoir soit à 3424m.	48
III.2.5.10	Forage en déviation (Build Up section) en 3'' ^{3/4} slim hole	50
III.2.5.11	Forage du drain horizontal de 3516,48m à 3796,5m (section horizontal).....	51
III.2.5.12	Test du puits (DST)	52
III.2.5.13	Descente et ajustage du tubing 4'' ^{1/2} NV	54
III.2.6	fiche technique du puits après la reprise (la solution de problématique)	56
III.2.7	Le plan vertical du puits OMJZ 441 après la reprise	58
III.2.8	Le plan horizontal du puits OMJZ 441 après la reprise	58
III.2.9	Problèmes rencontrés lors de reprise de puits OMJZ441 et leurs remèdes	59

Conclusion et recommandations.

Bibliographie.

Annexes.

Liste des Figures

Chapitre I :

Figure I.1 : Raisons du forage directionnel	3
Figure I.2 : Plusieurs puits à partir de structures offshore	3
Figure I.3 : Représente Contrôle de puits vertical	4
Figure I.4 : Sidetracking	4
Figure I.5 : Inaccessible locations	5
Figure I.6 : Forage des failles	5
Figure I.7 : Forage de dôme de sel	6
Figure I.8 : Forage du littoral	6
Figure I.9 : Puits de secours (Relief Wells)	6
Figure I.10 : Représente les différents types de trajectoires des puits déviés	10
Figure I.11 : Projection vertical d'un puits horizontal	12
Figure I.11 : Projection horizontal d'un puits dévié.....	13
Figure I.12 : Composants du l'outil MWD	14
Figure I.13 : Représente un outil LWD	15
Figure I.14 : Géométrie de PDM	16
Figure I.15 : La génération de la puissance	16
Figure I.16 : Types de PDM	16
Figure I.17 : Turboforeuse	16
Figure I.18 : Whipstock	17
Figure I.19 : Jetting bit	18
Figure I.20 : Technique de jetting	19
Figure I.21 : Moteur de fond avec bent-sub	20
Figure I.22 : Projection verticale d'un forage horizontal	21

Figure I.23 : Représente une reprise du puits en ré-entrée	22
Figure I.24 : Représente les Types de puits horizontaux	25
Figure I.25 : Image représente l'avantage de productivité des puits horizontaux	27
Figure I.26 : Image montre le mauvais nettoyage des trous	27
Figure I.27 : Montre la force de friction	28

Chapitre II :

Figure II.1 : Représente la technique de forage horizontal de réservoir en slim hole	31
Figure II.2 : Diagramme de Wellbore (a) une complétion en open hole	34
(b) une complétion slotted liner	34
Figure II.3 : Diagramme de Wellbore de (a) complétion d'écran et de liner.....	36
(b) complétion du liner cimenté	36
Figure II.4 : Diagramme de Wellbore (a) une complétion perforé	37
(b) une seule complétion à l'intérieur d'un casing perforé	37
Figure II.5 : Diagramme de Wellbore (a) double complétion casing/tubing	38
(b) complétion avec double packers et double tubing string	38
Figure II.6 : Diagramme de Wellbore d'une complétion triplement conventionne	38
Figure II.7 : Diagramme de Wellbore d'une complétion simple avec une zone Alternative..	39
Figure II.8 : Exemple réel d'une complétion de puits foré en slim hole	40

Chapitre III :

Figure III.1 : Cadre géologique du champ de Hassi-Messaoud	41
Figure III.2 : Concordance entre les divers types de subdivision dans le réservoir Cambrien à HMD	42
Figure III.3 : Figure représente le profil du puits après la reprise	44
Figure III.4 : Représente les niveaux de ciment dans le puits	46
Figure III.5 : Schéma représente la cimentation du liner 4" ^{1/2}	51
Figure III.6 : Montre la situation réelle du puits OMJZ-441 après la reprise	56

Figure III.7 : Schéma représente le plan vertical du puits OMJZ-441 après la reprise57

Figure III.8 : Diagramme représente le plan horizontal réel du puits OMJZ-441 après la
Reprise57

Liste des Tableaux

Chapitre I :

Tableau I.1 : Montre les caractéristiques et applications de type trajectoire build et hold	9
Tableau I.2 : Représente les caractéristiques, variation, applications et inconvénients de trajectoire type S	9
Tableau I.3 : Représente les caractéristiques, variation, applications et inconvénients de trajectoire deep KOP	10
Tableau I.4 : Représente les différents paramètres mesurés par les outils de mesure	13

Chapitre III :

Tableau III.1 : Montre la variation des paramètres de déviation au cours de forage de drain	54
Tableau III.2 : Montre des longueurs des derniers tubings descendus dans le puits	55
Tableau III.3 : Montre les nombres et types des outils consommés lors de réalisation la reprise.....	60

Liste des Abréviations

Tèrmes	Description
BHA	Bottom Hole Assembly
HWDP	Heavy Weight Drill Pipe
MWD	Measurement While Drilling.
DST	Drilling Stem Test
GOC	Gas Oil Contact.
EOB	End Of Build.
HMD	Hassi Messaoud.
KOP	Kick-Off Point.
LWD	Logging While Drilling.
MD	Mesurer Depth
PDC	Polycristaling Diamant Compact
PDM	Positive Displacement Motor
ROP	Taux de pénétration (ft/hr).
RPM	Round Per Minute
TVD	Total Vertical Depth en (ft).
WOB	Weight on bit
TFA	Total Flow Area (in ²)
VS	Vertical Section (ft ou m)
TF	Tool Face (°)
BUR	Build Up Rate (°/30m ou °/10m)
ROC	Radius of Curvature
CBL	Cement Bond Log
GR	Gamma Ray
CCL	Casing Collar Locator
TOC	Top of Cement
WHP	Well Head Pressure
BPV	Back Pressure Valve

Liste des Abréviations

SR	Short Radius
OH	Open Hole
CH	Cased Hole
HD	Horizontal Drilling
DD	Directional Drilling
DC	Drill Collars
DP	Drill Pipe
API	American Petroleum Institute
SLB	Schlumberger
GOR	Gas Oil Rapport
OBM	Oil Base Mud
WBM	Water Base Mud
NV	New Vam (type de filetage de tubing)
X/O	Cross Over
MW	Mud Weight (sg)
Hi-Vis	High Viscosity
DLS	Dog Leg Severity
IRDV	Intelligent Remote Dual Valve
ECD	Equivalent circulating density
DJ	Drilling Jar
STB	Stabilizer

Introduction

Introduction

Après plusieurs années de production, la pression du gisement et les réserves en place ont considérablement chuté, La quantité des hydrocarbures restant piégés dans des niveaux plus profonds demande des études très poussées et des techniques de haute précision demeurant inexploitable. Au cours des dernières années, **Sonatrach** (Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures) a utilisé une nouvelle technologie de forage horizontal et multilatéral à rayon court (Short Radius) pour augmenter la récupération du pétrole, la productivité et l'injectivité des puits de production et d'injection existants.

Ceci a été réalisé en : (a) Réentrée en Sidetracking des puits pétrolier avec de mince colonne (slim Hole) et forant des trous horizontaux à rayon court (short radius) dans les réservoirs pour contrôler la crique d'eau et de gaz (water and gas coning) et augmenter la récupération de pétrole, (b) Forage de drainage de petit rayon (Slim Hole) à travers de réservoirs minces et augmenter la zone d'écoulement (perméabilité) et la productivité des puits de forage.

La réentrée (Re-entry) pour la deuxième fois dans les réservoirs de façon horizontal s'est révélée être le moyen le plus économique et le plus efficace pour augmenter la productivité des puits.

Ce projet de fin d'étude (mémoire) met l'accent sur trois axes, le premier axe est décrit la généralité sur le forage directionnel et horizontal, ses types, ses applications, les techniques et leurs équipements utilisés, le deuxième axe mentionne la technique slim hole, leur caractéristiques et applications, la complétion du puits ainsi que les types de complétions, et leur applications. Le troisième axe est représenter une étude d'un cas réel puits OMJZ-441 à Hassi Messaoud afin d'appliquer une reprise de puits avec la technique réentrée rayon court en trou mince, le point de laquelle distinguer les conditions d'application et les avantages para port les autres techniques de reprise et mettre en place les différentes étapes, les procédures ainsi que le déroulement d'opérations sur le puits OMJZ-441.

Chapitre I
Généralité sur le
Forage
Directionnel
ET
Horizontal

I.1 Forage directionnel (Directional Drilling) :

I.1.1 Introduction :

Le forage directionnel est devenu un outil très important dans le développement des gisements d'hydrocarbures. Le facteur économique a dicté le besoin de forage directionnel. Probablement l'aspect le plus important du forage directionnel est qu'il permet aux producteurs de développer des réserves qui ne pourraient jamais être atteintes d'une autre manière. [1]

On l'appelle aussi le forage dirigé, dévié ou oblique. Le forage directionnel consiste à dévier la trajectoire d'un puits par rapport à la verticale, afin d'atteindre la cible prévue située à une distance donnée. [2]

I.1.2 Raisons du forage directionnel :

Ce type de forage est utile pour résoudre plusieurs problèmes rencontrés en cas d'un forage vertical. On peut regrouper ses applications selon la nature du problème ou bien selon la nature du forage. [2]

On réalise un puits dévié pour des raisons quelconques, par exemples :

1. Side-tracking bien existant (à cause de problèmes de trous ou de poissons ou d'atteindre de nouvelles cibles)
2. Emplacements de surface restreints (emplacements inaccessibles)
3. Pour atteindre plusieurs cibles
4. Réduire le nombre de plates-formes offshore
5. Forage horizontal
6. Pour atteindre les réservoirs minces (en utilisant des puits horizontaux)
7. Forage au dôme de sel (Salt dome drilling) (diriger le puits du dôme de sel pour éviter les problèmes d'effondrement de la gaine)
8. Pour éviter les cônes de gaz ou d'eau
9. Pour les fractures croisées

10. Puits de secours (Relief Wells)

11. Pour contrôler les puits verticaux

12. Forage riverain (Shoreline drilling). [3]

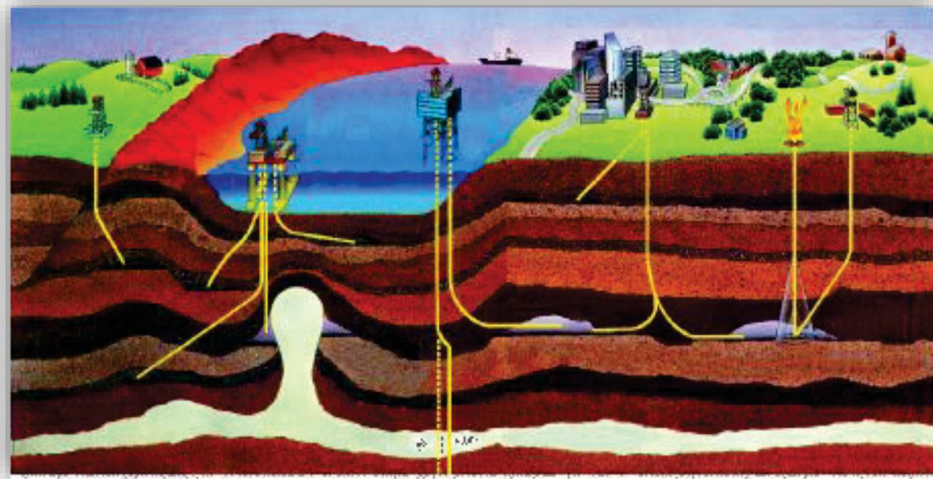


Fig. I.1 Image montre les Raisons du forage directionnel. [3]

I.1.3 Applications de forage directionnel : [4]

I.1.3.1 Plusieurs puits à partir de structures offshore (Multiple Wells from offshore structures):

Une application très courante des techniques de forage directionnel est le forage offshore. Ces puits sont forés directionnellement à partir d'une plate-forme semi-submersible ou jack-up et attachés à la plate-forme une fois qu'il a été installé.

Multiple wells from offshore structures

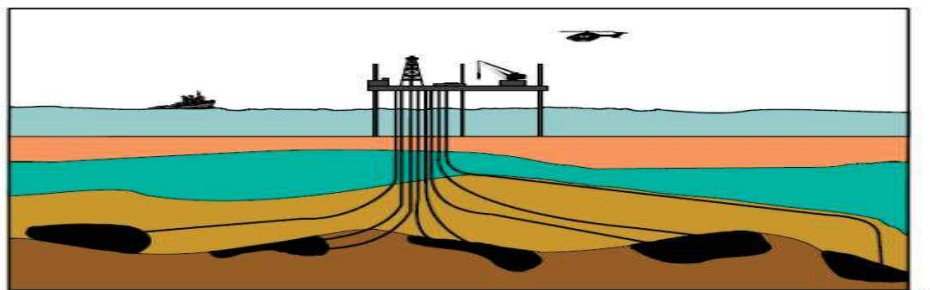


Fig. I.2 Plusieurs puits à partir de structures offshore [5]

I.1.3.2 Contrôle des puits verticaux (Controlling Vertical Wells) :

Les techniques directionnelles sont utilisées pour redresser les trous tordus. En d'autres termes, lorsque la déviation se produit dans un puits supposé vertical, diverses techniques sont utilisées pour ramener le puits à la verticale. Ce fut l'une des premières applications du forage directionnel.

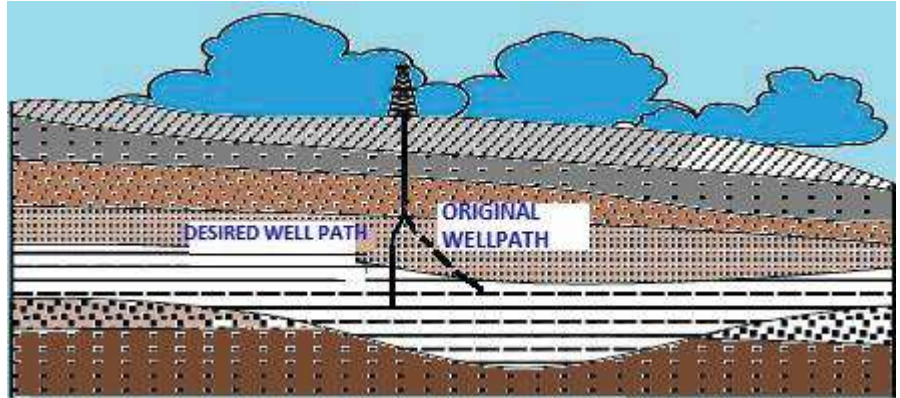


Fig. I.3: Représente Contrôle de puits vertical [5]

I.1.3.3 Forage latérale (Sidetracking) :

Le Sidetracking d'un puits de forage existant est une autre application du forage directionnel. Ce détour peut être fait pour contourner une obstruction (un «poisson») dans le puits de forage original, pour explorer l'étendue de la zone de production dans un certain secteur d'un champ, ou pour détourner un trou sec vers une cible plus prometteuse. Les puits sont également déviés pour accéder à plus de réservoir en forant une section de trou horizontale du puits de forage existant.

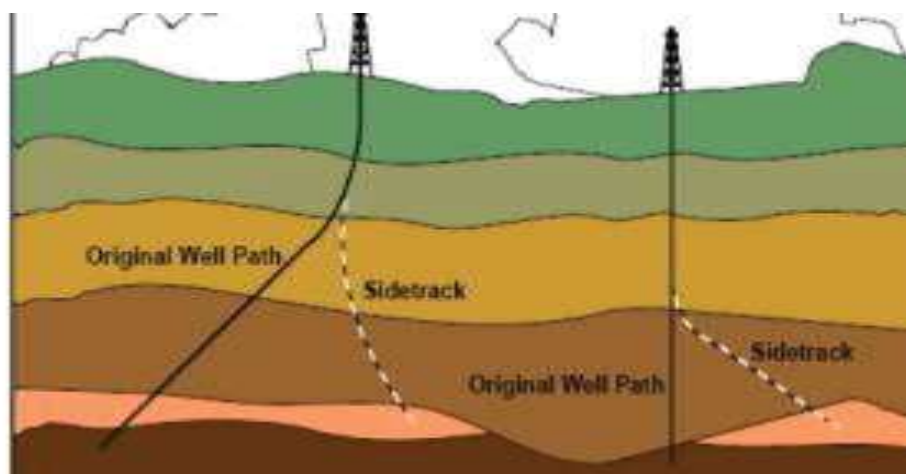


Fig. I.4 Image représente la technique de Sidetracking [5]

I.1.3.4 Endroits inaccessibles (Inaccessible locations) :

Les puits directionnels sont souvent forés parce que l'emplacement de surface directement au-dessus du réservoir est inaccessible, soit à cause d'obstacles naturels ou artificiels. Les exemples incluent les réservoirs sous les villes, les montagnes, les lacs etc.



Fig. I.5 Image montre une solution au problème d'Inaccessible locations [5]

I.1.3.5 Forage des failles (Fault Drilling) :

Des puits directionnels peuvent être utilisés pour éviter de forer un puits vertical à travers un plan de faille fortement incliné qui pourrait glisser et cisailier le tubage.

Ils sont également utilisés pour drainer, dans un puits, une série échelonnée de petites accumulations piégées sous une faille. Cette technique est connue sous le nom de "correction d'erreurs".

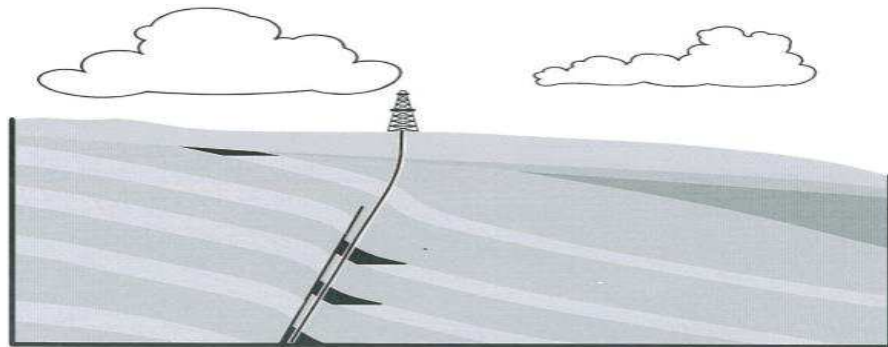


Fig. I.6 Image représente un Forage des failles. [4]

I.1.3.6 Forage de dôme de sel (Salt Dome Drilling) :

Les programmes de forage directionnel sont parfois utilisés pour surmonter les problèmes de forage de dôme de sel. Au lieu de forer à travers le sel, le puits est foré d'un côté du dôme et est ensuite dévié autour et sous le chapeau en surplomb.



Fig. I.7 Image représente un Forage de dôme de sel (Salt Dome Drilling). [5]

I.1.3.7 Forage du littoral (Shoreline Drilling) :

Dans le cas où un réservoir se trouve au large mais tout près de la terre, la façon la plus économique d'exploiter le réservoir peut être de forer des puits directionnels à partir d'une plate-forme terrestre sur la côte.

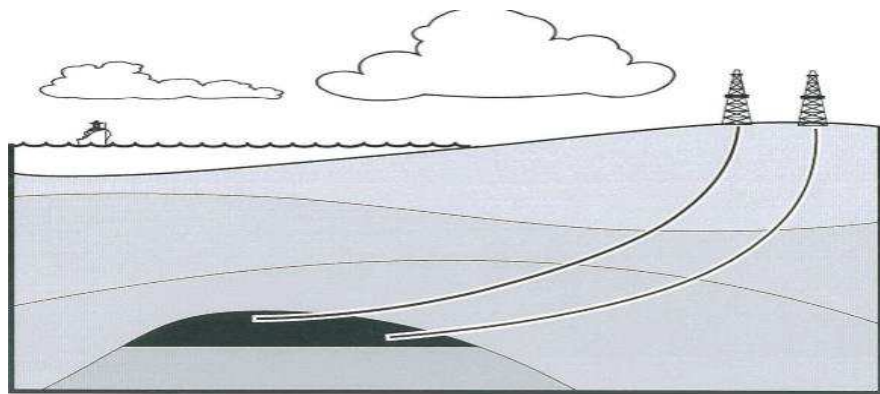


Fig. I.8 Image représente un forage du littoral (Shoreline Drilling). [4]

I.1.3.8 Puits de secours (Relief Wells) :

Des techniques directionnelles sont utilisées pour forer des puits de secours à une distance de sécurité afin de «tuer» des puits qui échappent à tout contrôle (éruptions).

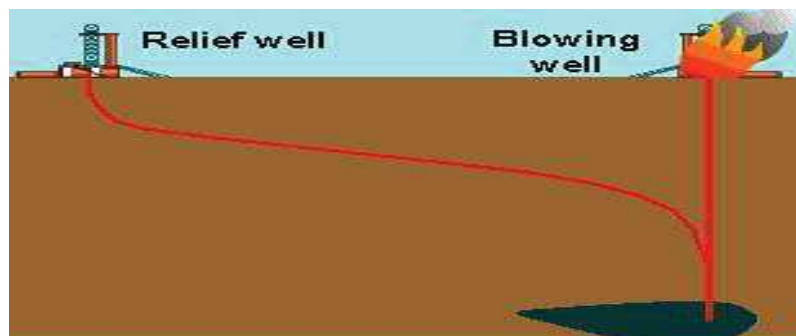


Fig. I.9 Image représente un Puits de secours (Relief Wells). [5]

I.1.4 planification du puits (well planning):

I.1.4.1 Systèmes de référence et coordonnées : [4]

À l'exception des systèmes de navigation inertielle, tous les systèmes de relevé mesurent l'inclinaison et l'azimut à des profondeurs mesurées particulières (profondeurs mesurées «le long du trou»). Ces mesures doivent être liées à des systèmes de référence fixes afin que le tracé du forage puisse être calculé et enregistré. Les systèmes de référence utilisés sont:

- Références de profondeur
- Références d'inclinaison
- Références azimut

I.1.4.1.1 Références de profondeur : [4]

Il existe deux types de profondeurs:

- **La profondeur mesurée (Measured depth MD)** : est la distance mesurée le long du parcours réel du forage depuis le point de référence de la surface jusqu'au point de levé. Cette profondeur est toujours mesurée d'une manière ou d'une autre, par exemple, le comptage des tuyaux (DP, DC, HWDP, STB, DJ...etc.), le compteur de profondeur du câble ou le compteur de profondeur des enregistreurs de boue.
- **La profondeur verticale réelle (True vertical depth TVD)** : est la distance verticale entre le point de référence de la surface et un point de la trajectoire du forage. Cette profondeur est toujours calculée à partir des données de l'enquête de déviation.

Dans la plupart des opérations de forage, l'élévation de la table de rotation ou du plancher est utilisée comme référence de profondeur de travail.

I.1.4.1.2 Références d'inclinaison : [6]

L'inclinaison d'un puits est l'angle (généralement exprimé en degrés) entre la verticale et l'axe du trou de forage à un point particulier. Elle est calculée par la relation suivante :

$$I_{nc} = 180 - \tan^{-1} \left(\frac{TVD - TVD_{kop}}{HD - R} \right) - \cos^{-1} \left[\frac{R}{TVD - TVD_{kop}} \sin \tan^{-1} \left(\frac{TVD - TVD_{kop}}{HD - R} \right) \right]$$

La référence verticale est la direction du vecteur de gravité local et serait indiquée, par exemple, par un fil à plomb.

I.1.4.1.3 Références d'azimut : [6]

Les azimuts mesurés dans le puits sont repérés par rapport:

- Au nord géographique (direction du méridien) ;
- Au nord magnétique (direction de la boussole) ;
- Au nord Lambert ou UTM (axe Y du quadrillage).

L'azimut calculée par la relation suivante :

$$A_{th} = \tan^{-1} \left(\frac{Et - EA}{Nt - NA} \right)$$

Ils sont comptés positivement en tournant dans le sens des aiguilles d'une montre :

- de 0 à 360° ou de 0 à 400 grades

Le système du quadrant encore utilisé dans certains appareils de mesure fait référence suivant la direction au nord ou au sud, de 0 à 90° vers l'est ou l'ouest.

Exemple pour mon étude (la reprise sur le puits OMJZ-441) : azimut 130° est équivalent à S50°E ou 50°SE. [17]

I.1.5 Planification de la trajectoire de puits:

La planification de la trajectoire du puits constitue un aspect de la planification des puits dans lequel les entreprises de forage directionnel sont souvent étroitement impliquées. Encore une fois, ce n'est pas une tâche aussi simple que cela puisse paraître à première vue, en particulier sur une plate-forme multi-puits encombrée. Un certain nombre d'aspects doivent être soigneusement pris en compte avant de calculer le chemin final du puits. [4]

I.1.5.1 La cible (Target):

La cible est spécifiée par le géologue, qui ne se contentera pas de définir un certain point comme cible mais aussi de spécifier la tolérance acceptable (par exemple un cercle de rayon 100 pieds ayant pour cible la cible exacte). Une zone cible doit être choisie aussi grande que possible pour atteindre l'objectif. Si plusieurs zones doivent être pénétrées, les cibles

multiples doivent être sélectionnées de manière à ce que la trajectoire prévue du puits soit raisonnable et puisse être atteinte sans causer de problèmes de forage excessifs. [4]

I.5.2 Type des trajectoires des puits directionnels : [4]

I.1.5.2.1 Build avec Hold :

Caractéristiques	Applications
<ul style="list-style-type: none"> • Point de lancement peu profond (KOP) • Section Build-up (qui peut avoir plus d'un build rate). • Section tangent à TD. 	<ul style="list-style-type: none"> • Puits profonds avec de grands déplacements horizontaux. • Puits moyennement profonds à déplacement horizontal modéré, où le tubage intermédiaire n'est pas requis.

Tableau I.1 : Montre les caractéristiques et applications de type trajectoire build et hold

I.1.5.2.2 Puits type S :

caractéristiques	variantes	applications	inconvénients
KOP Peu profond Section Build-up Section Tangent Section Drop-off	<ul style="list-style-type: none"> • Build, hold et redescendre à la verticale • Build, hold, drop and hold • Build, hold et continue Drop à travers le réservoir. 	<ul style="list-style-type: none"> • Zones de paye multiples • Réduire l'angle final dans le réservoir pour faciliter les complétions. • Limites de location ou de cible. • Pour les exigences d'espacement des puits dans les champs à puits multiples. • Puits profonds avec un petit déplacement horizontal. 	<ul style="list-style-type: none"> • Couple et traînée accrus. • Risque accru de s'asseoir à clé. • Cela peut causer des problèmes de diagraphie dus à l'augmentation de l'inclinaison maximale.

Tableau I.2 : Montre les caractéristiques, applications et inconvénients de trajectoire type S

I.1.5.2.3 Deep Kick-off and Build

caractéristiques	applications	inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Profond KOP • Section Build-up • Section tangente courte (facultatif) 	<ul style="list-style-type: none"> • Des puits d'évaluation pour évaluer l'étendue d'un réservoir nouvellement découvert. • Repositionnement de la partie inférieure du trou ou re-forage. • Forage de dôme de sel. (Salt dome drilling). 	<ul style="list-style-type: none"> • Les formations sont plus dures, donc la déviation initiale peut être plus difficile à atteindre la cible

Tableau I.3 : Montre les caractéristiques, applications et inconvénients de trajectoire Deep KOP

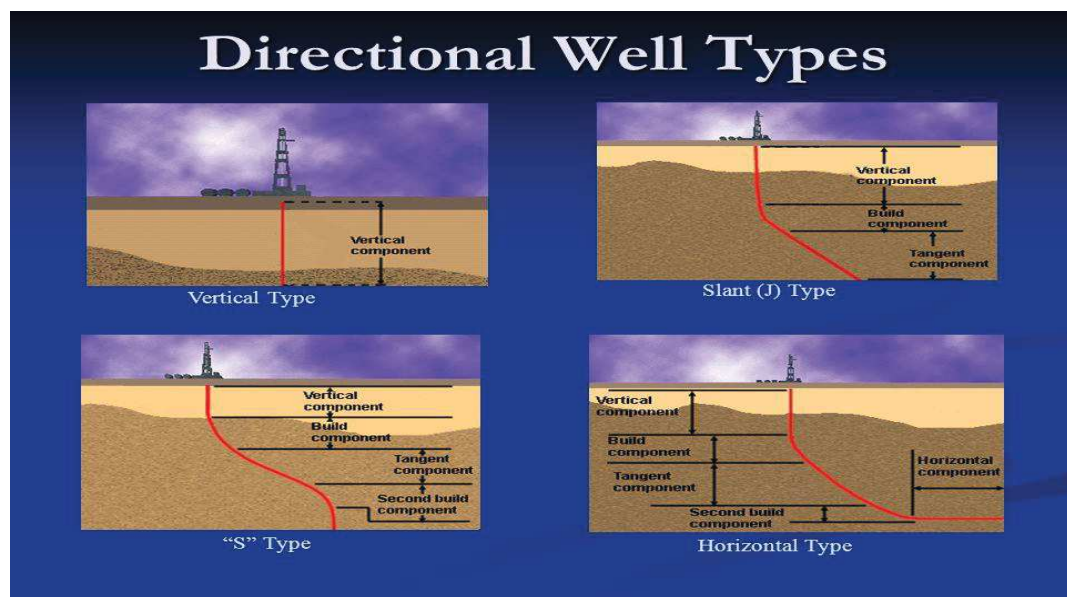


Figure I.10: représente les différents types de trajectoires des puits déviés. [3]

I.1.5.3 Kick off point et build-up rate (KOP & BUR): [4]

Le choix du point de démarrage (KOP) et du taux d'accumulation (Build up rate) dépend de nombreux facteurs, notamment le profil du trou sélectionné, le programme de tubage, le programme de fluide de forage, le déplacement horizontal requis et l'inclinaison maximale tolérable.

Plus le KOP est faible et plus le build up rate est élevé, plus l'inclinaison maximale pour atteindre une cible donnée est faible.

En pratique, la trajectoire du puits peut être calculée pour plusieurs choix de KOP et de build up rate et les résultats comparés. Le choix optimal est celui qui donne un dégagement sûr de tous les puits existants, maintient l'inclinaison maximum dans les limites désirées et évite des sévérités de dogleg inutilement élevées.

I.1.5.4 Section tangente (Hold): [4]

Au cours des années quatre-vingt, un certain nombre de projets de forage à portée étendue ont été complétés avec succès. Si des puits sont forés à des inclinaisons allant jusqu'à 80 °, la surface qui peut être couverte à partir d'une plate-forme unique est environ 8 fois celle couverte si l'inclinaison maximale des puits est limitée à 60 °. Cependant, des angles d'inclinaison supérieurs à 65 ° peuvent entraîner un couple et un frottement excessifs sur le train de tiges et présenter des problèmes de nettoyage, d'enregistrement, de tubage, de cimentation et de production des trous.

Ces problèmes peuvent tous être surmontés avec la technologie d'aujourd'hui, mais doivent être évités chaque fois qu'il existe une alternative économique.

L'expérience acquise au cours des années a montré que les problèmes de contrôle directionnel sont aggravés lorsque l'inclinaison tangentielle est inférieure à 15 °.

Ceci est dû au fait que la marche des trottoirs a plus tendance à se produire (c'est-à-dire à changer d'azimut) si bien que l'on passe plus de temps à maintenir le puits en route.

En résumé, la plupart des puits directionnels ordinaires sont toujours prévus avec des inclinaisons comprises entre 15 ° et 60 ° dans la mesure du possible

I.1.5.5 Section Drop-off: [4]

Sur les puits de type S, le taux de chute est choisi principalement en ce qui concerne la facilité d'exécution du tubage et l'évitement des problèmes de complétion et de production. Il est beaucoup moins important en ce qui concerne le forage, car il y a moins de tension dans la tige de forage qui traverse cette dogleg plus profonde et moins de temps sera consacré à la rotation sous le dogleg.

I.1.5.6 Le plan vertical: [5]

Ce plan comporte en général :

- Une partie verticale,
- Une partie courbe (Build up) à partir de l'amorce de la déviation où l'inclinaison est augmentée en suivant un gradient d'inclinaison donné jusqu'à atteindre 90 degrés qui est la cible (Target)
- Une partie horizontale en direction de l'azimut.

Le profil théorique vertical est défini par 4 paramètres :

KOP: la cote de l'amorce de la déviation.

TVD: la profondeur verticale de l'objectif (Target),

VS: le déplacement horizontal total,

BUR: le gradient d'inclinaison de la déviation.

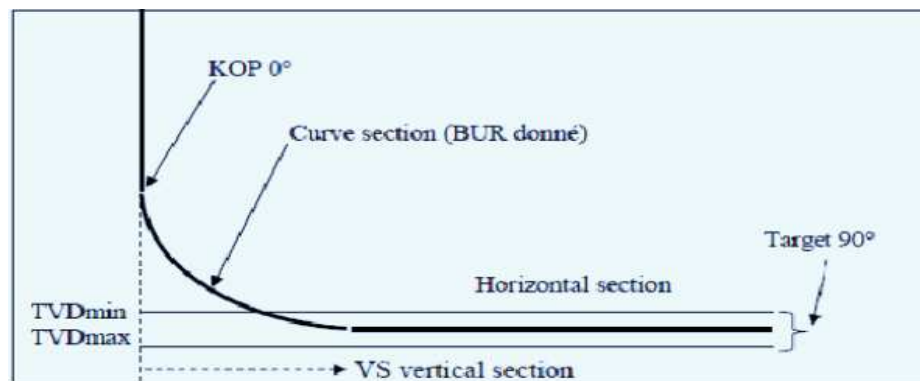


Figure. I.11 : Projection vertical d'un puits horizontal [5]

I.1.5.7 Le plan horizontal : [4]

Sur de nombreux plans de puits, la projection horizontale est juste une ligne droite tracée de la position du puits à la cible. Sur les plateformes à puits multiples, il est parfois nécessaire de démarrer le puits dans une direction différente pour éviter d'autres puits. Une fois dégagé de ceux-ci, le puits est tourné pour viser la cible. Bien sûr, il s'agit d'un virage en trois dimensions, mais sur le plan horizontal, le tracé du puits foré est tracé sur la projection horizontale en traçant les coordonnées Nord / Sud totales (Northings) par rapport aux

coordonnées Est /Ouest (Eastings). Ces coordonnées sont calculées à partir des enquêtes (surveys).

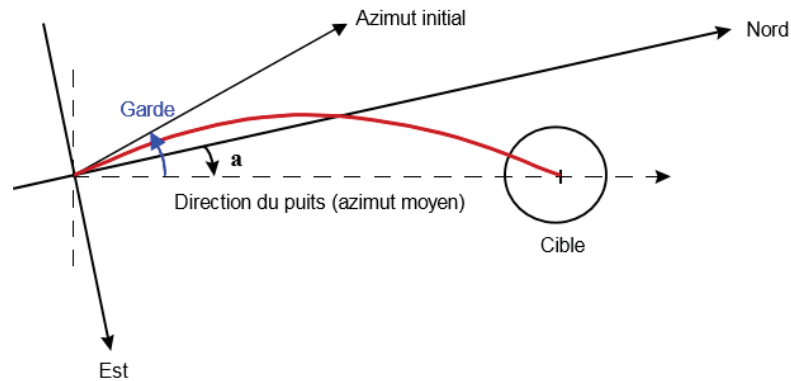


Fig.I.11 : projection horizontale d'un puits [5]

I.1.6 Les équipements spécifiques:

I.1.6.1 Equipements de mesure:

I.1.6.1.1 Objectifs des mesures : [7]

- Eviter les coudes et les dog legs générateurs des frottements, coincements et ruptures de la garniture ;
- Suivre tant que possible la trajectoire théorique programmée afin d'atteindre la cible objective ;

Pendant le forage, il est possible de transmettre à la surface de l'information suivante :

• Inclinaison	• Poids sur l'outil de forage (Weight on bit)	• Rayon gamma (Gamma ray)
• Température	• Angle de l'outil (Tool-face angle)	• Vitesse sonique (Sonic velocity)
• Direction	• Couple sur l'outil de forage (Torque on bit)	

Tableau I.4 : représente les différents paramètres mesurés par les outils de mesure [7]

La direction, l'inclinaison et Tool face ont un angle de face particulier et présentent un intérêt particulier pour le forage directionnel.

Un outil MWD à moindre coût peut intéresser le forage directionnel. il peut être utilisé si seule une information de forage directionnel est requise.

I.1.6.1.2 Measurements While Drilling (MWD): [7]

Les outils MWD utilisés aujourd'hui sont capables de fournir des données pour une variété de mesures telles que :

- Données de mesure de la formation en temps réel (présentées ici) pour l'analyse de la corrélation et de la pression interstitielle, y compris les mesures de résistivité, de densité et de porosité de la formation,
- Des levés en temps réel, y compris l'inclinaison, l'azimut et la surface de l'outil, permettant au foreur de diriger le puits pour le contrôle directionnel,
- Les données de la mécanique de forage en temps réel pour l'efficacité du forage, y compris le couple du trou sur le trou et le couple au fond du trou vers le bas.

I.1.6.1.3 Principe de fonctionnement de MWD : [7]

- Pendant le forage, le fluide de forage, ou "boue", est pompé à travers un tube de forage reliant l'équipement de surface à l'assemblage du trou inférieur (BHA).

- Les données de certains outils MWD sont transmises vers la surface par la télémétrie par impulsions de boue, tandis que d'autres outils transmettent les données à la surface par voie électronique via un fil et sont appelés systèmes MWD câblés.

- Les impulsions sont converties en tensions électriques à la surface par un transducteur monté dans la tuyauterie de refoulement de la pompe à boue. L'équipement de surface décode alors l'information, qui représente les mesures effectuées par l'outil.

L'outil MWD mesure l'inclinaison du puits en mesurant la direction du champ gravitationnel terrestre par rapport à l'outil. L'outil MWD mesure l'azimut du puits de forage en mesurant la direction du champ magnétique terrestre par rapport à l'outil. La mesure de la profondeur provient de nos capteurs de surface.

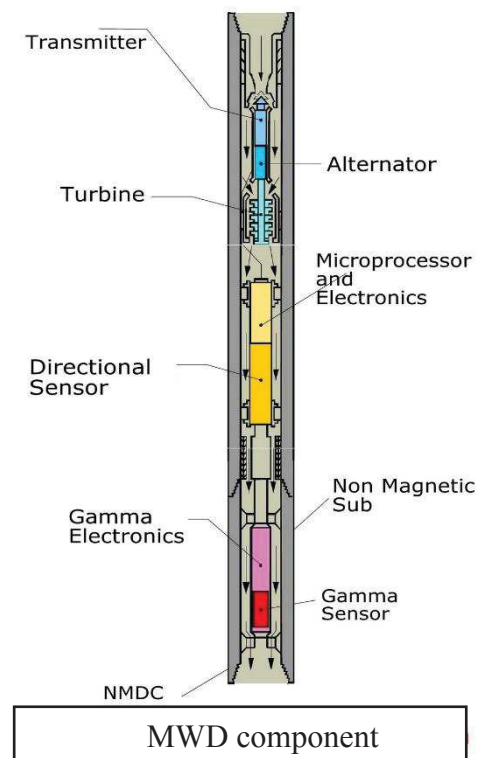


Fig.I.12 Image représente les Composants du l'outil MWD [7]

I.1.6.1.4 Logging While Drilling (LWD): [7]

Logging pendant le forage (LWD) est étroitement liée à MWD.

LWD fournit des mesures de formation, tandis que MWD fournit des mesures de mécanique et de levé de forage.

Les données MWD et LWD sont transmises en temps réel à la surface. Cependant, LWD fournit une meilleure résolution que MWD car les mesures LWD sont généralement stockées dans la mémoire de fond. Les mesures MWD ont des limitations de transmission de données, qui entravent la résolution des valeurs de mesure.



Figure I.13 : Image représente un outil LWD [7]

I.1.6.2 Équipements de puissance: [4]

I.1.6.2.1 Moteur à déplacement positif (PDM):

Ses éléments principaux sont :

- **Le rotor** : pièce hélicoïdale en acier inoxydable ;
- **Le stator** : élastomère moulé en forme d'hélice interne avec une spire supplémentaire par rapport au rotor.
- **Principe de fonctionnement** :

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

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

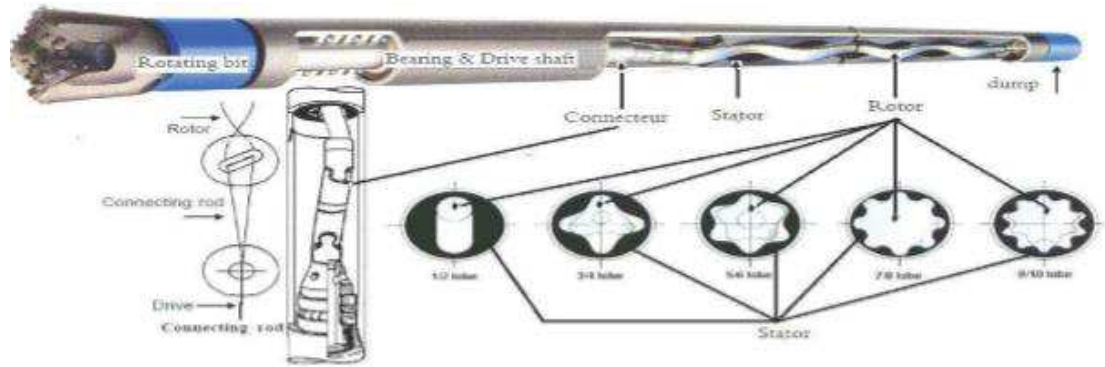


Fig.I.14 Image représente la Géométrie d'un PDM. [2]

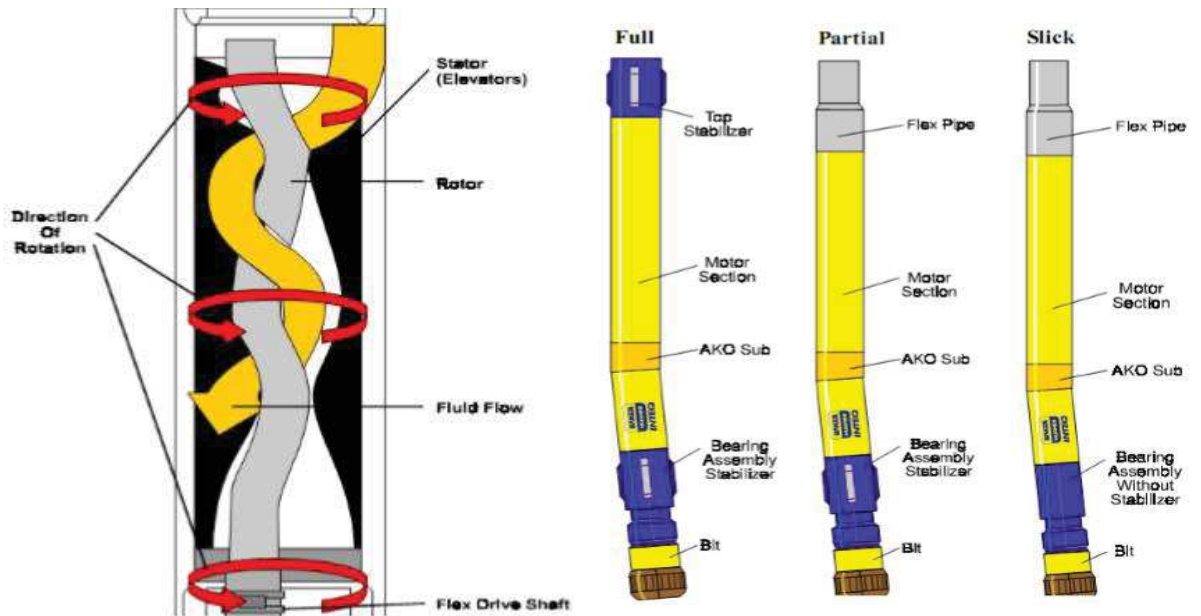


Fig.I.15 Image montre la génération de puissance [4]

Fig.I.16 Image montre les types de PDM [4]

I.1.6.2 Turboforeuses : [8]

Entraine directement l'outil de forage.

Les turboforeuses sont de type multi-étages à écoulement axiale, chaque étage comprend un stator à ailettes (aubages) de distribution de la boue sur un rotor identique qui transforme l'écoulement en couple moteur.

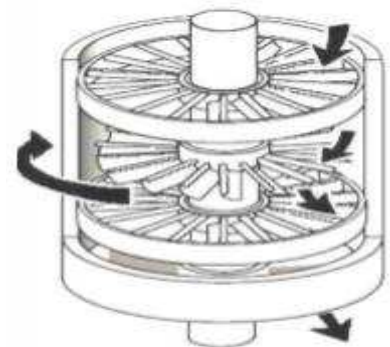


Fig.I.17 Image représente une Turboforeuse. [4]

I.1.7 Outils et techniques de déviation: [4]

I.1.7.1 Le sifflet déviateur (WHIPSTOCKS):

Le whip stock était le principal outil de déviation de Trajectoire, Son utilisation a ensuite diminué à mesure que les techniques de forage directionnel se sont améliorées, mais elle est de plus en plus utilisée dans des applications multilatérales. Les whipstocks sont maintenant également utilisés dans le work-over ou le coiled tubing pour les travaux de ré-entrée. IL y a trois types de whipstock:

- Standard removable Whipstock.
- Circulating Whipstock.
- Permanent Casing Whipstock.

L'avantage d'utiliser un sifflet déviateur de cuvelage, au lieu de la méthode normale de fraisage d'une section de cuvelage relativement longue, de placer un bouchon de ciment et de le faire dévier, est que le fraisage de fenêtre prend généralement moins de temps.

Le principal **inconvénient** est que le tubage donne un dogleg pointu (Sharp dogleg) et que le sifflet déviateur n'est pas recommandé s'il y a une distance considérable à forer sous le sidetrack, c'est-à-dire si plusieurs passages à l'intérieur de la fenêtre peuvent être nécessaires.

Ceci est une ancre parce que des problèmes peuvent survenir lorsque vous tentez de retirer les stabilisateurs d'assemblage, etc. dans le tubage à travers la fenêtre Whipstock. D'un autre côté, s'il n'y a qu'une courte distance à remplir par le packer au-dessous du point de déviation, le sifflet-déviateur du cuvelage mérite d'être considéré.

Au cours des dernières années, les améliorations apportées à la conception des systèmes de sifflets déviateurs ont éliminé le besoin d'effectuer tant de déplacements dans et hors du trou.

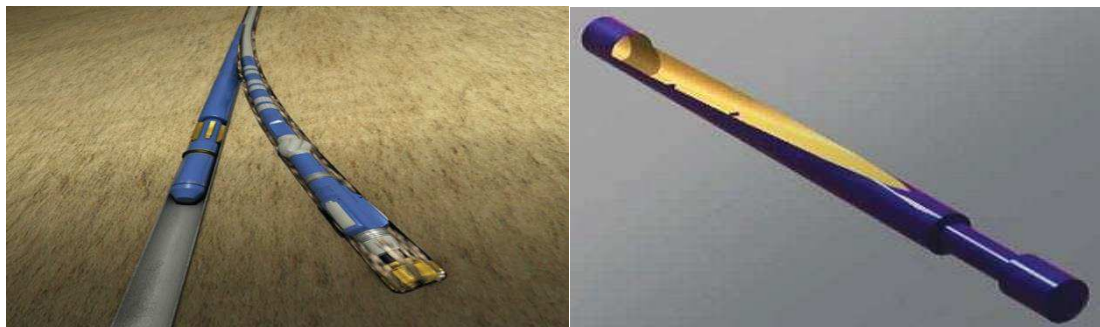


Figure I.18: whip stock [5]

I.1.7.2 Technique de Jetting:

I.1.7.2.1 Jetting:

Jetting (ou badgering) est une technique utilisée pour dévier les wellbores dans la formation douce (soft). La technique a été développée au milieu des années 1950 et a remplacé l'utilisation de whipstocks comme principale technique de déviation.

Bien que le jetting ait été éliminé par la suite par des ensembles de déviation du moteur de fond (comme méthode de déviation primaire), il est encore utilisé fréquemment et offre plusieurs avantages qui en font la méthode préférée dans certaines situations.

On peut utiliser un jet spécial, mais il est également courant d'utiliser un trépan à tricône souple standard, avec une très grande duse et deux petites duses (large nozzle et deux small nozzles) comme montre la figure ci-contre.

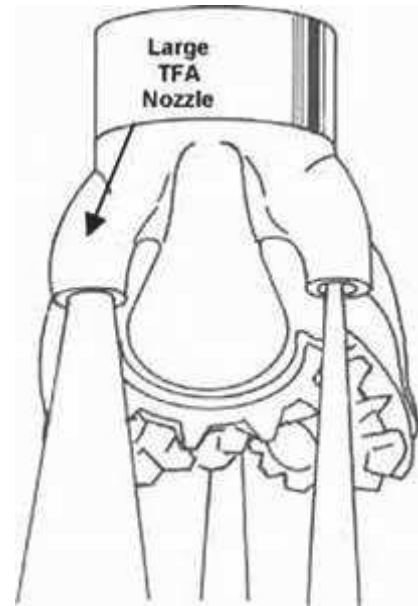


Fig.I.19 Image représente un jetting bit [8]

I.1.7.2.2 Exigence pour Jetting :

Les formations doivent être suffisamment molles (soft) pour être érodées par le fluide de forage sortant de la grande buse à jet. En règle générale, si les formations ne peuvent pas être forées à des taux de pénétration supérieurs à 80 pieds / h en utilisant des paramètres de forage normaux à grand jet, elles ne conviennent pas au jetting.

Le jetting est plus efficace dans les formations sableuses et douces, et bien sûr l'efficacité est réduite à mesure que la profondeur augmente, puisque les formations deviennent plus compactées. Dans le golfe du Mexique, la profondeur maximale pour un jet efficace est d'environ 2500 pieds.

Une puissance hydraulique adéquate doit être disponible. Pour que le jet soit réussi, il faut qu'il y ait suffisamment d'énergie hydraulique disponible au niveau du bit pour éroder la formation. Une règle empirique pour le jet est que la vitesse du fluide de forage à travers le grand jet devrait être de 500 ft / sec ou plus.

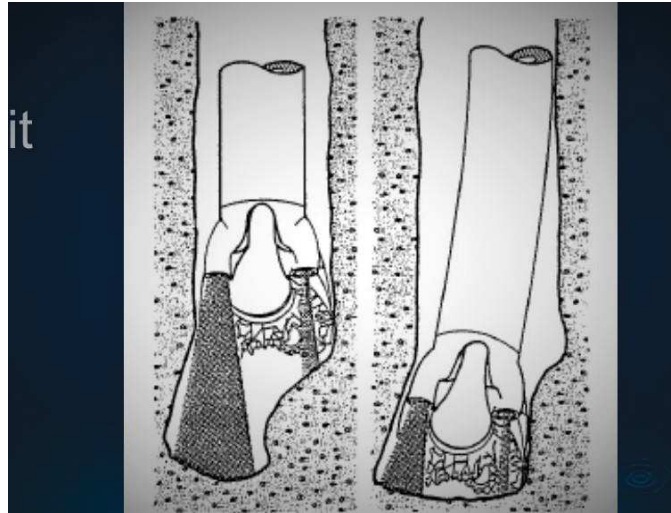


Fig.I.20 Image représente la technique de jetting [8]

I.1.7.2.3 Avantages de la technique de Jetting:

- C'est une méthode simple et peu coûteuse pour dévier les puits dans les formations douces. Aucun équipement spécial n'est nécessaire sauf, peut-être, un jet bit.
- La sévérité du dogleg peut être partiellement contrôlée depuis la surface en faisant varier le nombre de pieds «projetés» à chaque fois.
- L'outil de sondage n'est pas loin derrière le bit, donc les profondeurs de levé ne sont pas très inférieures aux profondeurs de bits correspondantes.
- L'orientation de Tool face est assez facile.
- Le même assemblage peut être utilisé pour un forage rotatif normal en tant qu'ensemble de construction d'angle.

I.1.7.2.4 Inconvénients de la technique de jetting :

La technique ne fonctionne que dans des formations douces et donc généralement seulement à de faibles profondeurs.

Pour cette raison, le jet est principalement utilisé pour lancer des puits à de faibles profondeurs.

En jet, des sévérités élevées de dogleg sont souvent produites. La déviation est produite dans une série de changements brutaux, plutôt qu'un changement continu sans heurt. Pour cette raison, il est normal de forer un trou sous la jauge, puis de l'ouvrir à plein calibre, ce qui lisse les mauvais des doglegs.

I.1.7.3 Moteur de fond avec Bent-sub :

Une méthode courante pour dévier les puits de forage consiste à utiliser un moteur de fond et un bent sub. Comme illustré à la figure suivante, le bent-sub est placé directement au-dessus du moteur et c'est le bent-sub qui en fait un ensemble de déviation. Son filetage inférieur (sur l'axe) est incliné de 1° à 3° par rapport à l'axe du caisson.

La bent-sub agit comme le pivot d'un levier et le trépan est poussé latéralement et vers le bas. Cette composante latérale de la force au niveau du trépan donne au moteur une tendance à forer un trajet courbé, à condition qu'il n'y ait pas de rotation du train de forage.

Le degré de courbure (gravité du dogleg) dépend du sous-angle coudé et du diamètre extérieur du moteur, du sous-coudé et des colliers de forage par rapport au diamètre du trou. Cela dépend aussi de la longueur du moteur.

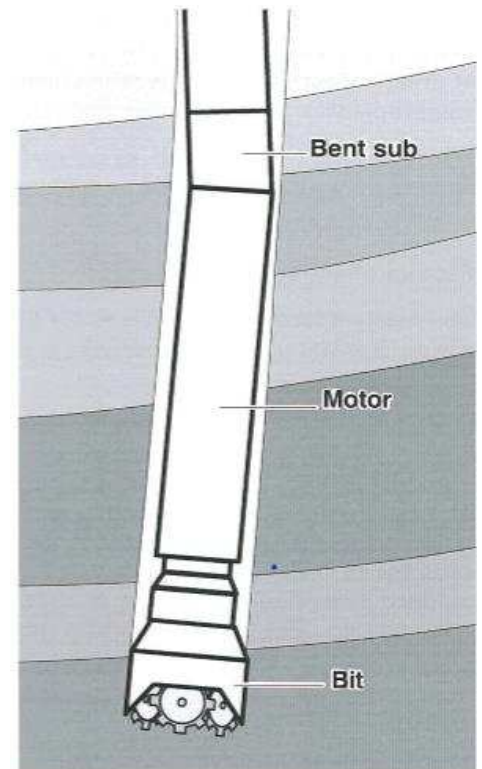


Fig.I.21 Image représente Moteur de fond avec bent-sub [8]

Un moteur de fond et un Bent-sub peuvent être utilisés pour déboucher des puits, pour effectuer des corrections ou pour détourner les puits (sideracking).

Notez l'absence de stabilisateurs dans la partie inférieure de cet assemblage. Habituellement, il n'y aurait pas de stabilisateurs à au moins 90 pieds (30 m) au-dessus du bent-sub. En fait, il n'est pas rare que tout le BHA soit «lisse» lorsqu'un moteur et un bent-sub sont utilisés pour donner des coups de pied à de faibles profondeurs (kicking off at shallow depths).

I.2 Forage horizontal :

I.2.1 Définition : [9]

Le forage horizontal est le processus consistant à diriger une mèche pour suivre un trajet horizontal orienté à environ 90° de la verticale à travers la roche réservoir.

I.2.2 L'intérêt de forage horizontal : [9]

L'intérêt pour le forage de puits horizontaux peut être attribué aux raisons majeures suivantes:

- Amélioration de la production primaire.
- Amélioration de la production secondaire.
- Amélioration de la récupération finale des hydrocarbures en place.
- Réduction significative du nombre de puits à développer comme champ entier.
- Augmentation significative de la production.

Les puits horizontaux permettent également la récupération des hydrocarbures liquides à partir d'un intervalle entre un contact huile-eau et un contact gaz-huile si mince qu'il ne pourrait pas être produit du tout d'un puits vertical, à cause de l'effet de cône.

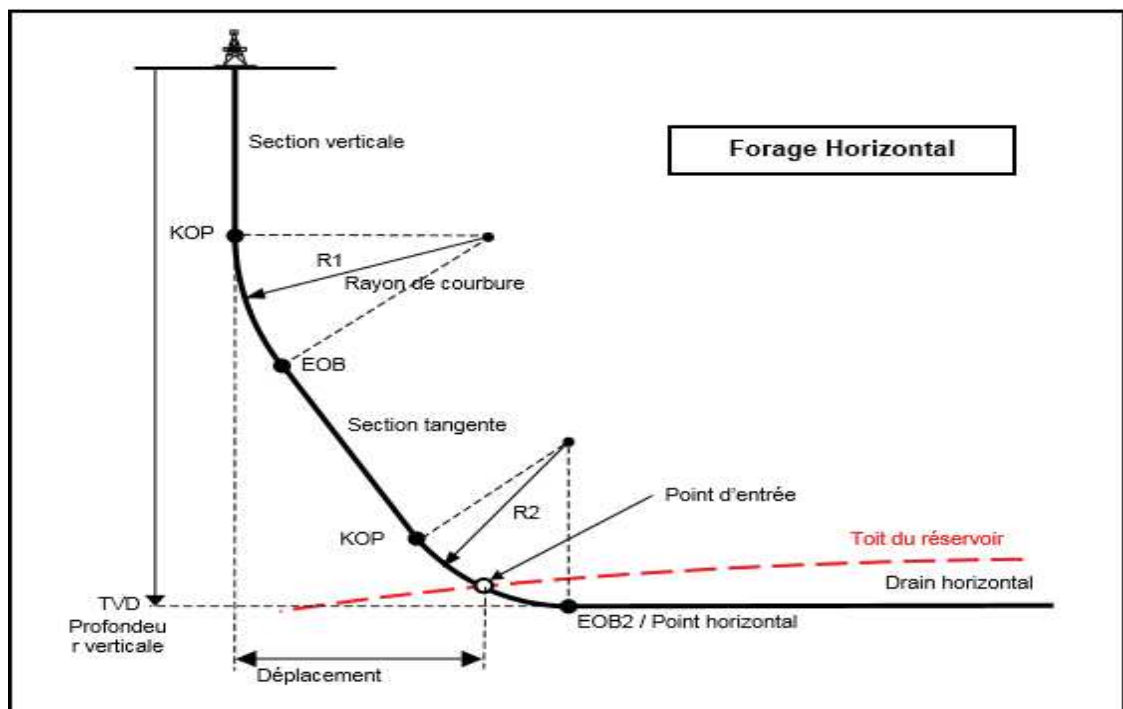


Fig. I.22 Image illustre la Projection verticale d'un forage horizontal [3]

I.2.3 Types de puits horizontaux : [3]

Avant d'aborder diverses techniques de forage, il est important de définir les termes: puits horizontal et drain.

- **Puits horizontal:** un puits horizontal est un nouveau puits foré à partir de la surface dont la longueur varie habituellement de 1000 à 4500 pieds.
- **Drainhole:** les drainholes, qui sont aussi appelés latéraux, forent normalement à partir d'un puits existant. Cette longueur varie généralement de 100 à 700 pieds.

I.2.3.1 Puits en ré-entrée (Re-entry wells) : [3]

Cette technique utilisée intensivement depuis les années 80 consiste à abandonner le fond d'un puits existant (vertical ou dévié) pour forer latéralement un nouveau puits, celui-ci se terminant souvent par un drain horizontal. Cette technique permet de faire l'économie du forage et des équipements de la partie supérieure du puits.

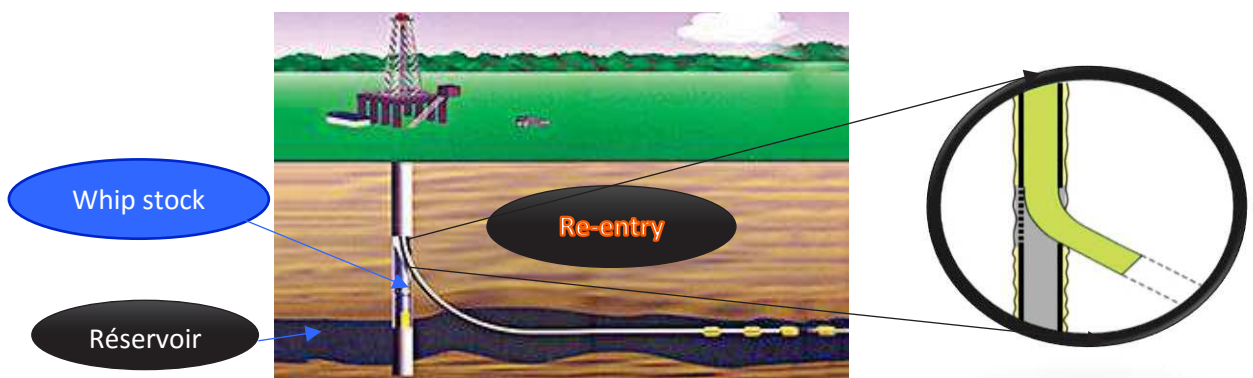


Figure I.23 : représente une reprise du puits en ré-entrée [3]

I.2.3.1.1 Objectif du ré-entrée:

Les objectifs essentiels de la reprise des puits en ré-entrée sont :

- Drainer la partie qui présente des meilleures caractéristiques pétro physiques pour produire à débit plus élevé pour une même ΔP .
- Améliorer la récupération totale.
- Remédier les problèmes de percé d'eau ou de gaz.
- Optimiser le nombre des puits de développement et baisser la pression d'abandon. [3]

I.2.3.1.2 Applications de réentrée : [3]

Le forage en réentrée s'applique surtout aux puits secs ou à faibles productions, qui nécessitent une étude géologique et de réservoir afin de bien choisir :

- ✓ les puits candidats.
- ✓ la position idéale pour les drains cibles.
- ✓ l'orientation favorable à leur donner.

I.2.3.1.3 Procédure et équipements de réalisation d'une ré-entrée :

- La sélection de la plateforme de réalisation est importante pour effectuer une bonne ré-entrée en short radius, on peut utiliser des plateformes légères ou des plateformes désignées aux opérations de workover, pour économiser notre projet.
- La réalisation de ré-entrée nécessite le whipstock en premier lieu pour assurer la déviation, puis un moteur à déplacement positif (PDM) muni d'un bend sub indépendant ou intégré à son intérieur, plus une garniture de build up, avec des masses tiges et des tiges de forage spiralés, parfois un élargisseur.
- Les instruments de mesure recommandés sont le MWD ou le géosteering. En cas d'utilisation des instruments de mesure magnétiques, quelques équipements peuvent être aimantés (comme les drill collars), pour avoir plus d'exactitude de mesure, en évitant la perturbation créée par le champ magnétique terrestre.
- La garniture peut être composée par d'autres équipements standards selon le cas et la nature de formation traversée. [3]

I.2.4 Les catégories de forage horizontal : [9]

Les techniques de forage des puits horizontaux et de drain sont classées en quatre catégories, selon leur rayon de braquage (courbure). Le rayon de braquage est le rayon requis pour passer de la direction verticale à la direction horizontale. Les quatre catégories de forage sont:

I.2.4.1 Ultra short radius:

Le rayon de braquage est de 1 à 2 pieds, l'angle de construction (build up angle) est de 45 ° à 60 ° / ft dans cette technique, les trous de drainage de 100 à 200 pieds sont forés avec des jets d'eau, les trous de drainage sont forés sur une longueur de 7 à 10 pieds. Zone sous - alésée

d'environ deux pieds de diamètre. Le diamètre des tubes de drainage varie de 1 ¼ à 2 ½ pouces, selon le système de forage utilisé.

Après le forage, le liner est perforé ou recouverte de gravier. Ensuite, le tube est sectionné et le trou de drainage suivant est percé à la même élévation. Il est possible de forer plusieurs trous de drainage, comme des rayons de bicyclette, à une élévation donnée.

I.2.4.2 Short radius:

Le rayon de braquage est de 20 à 40 pieds. L'angle de construction (build up angle) est de 2 ° à 5 ° / pied. Dans cette technique, les trous de drainage sont forés soit à travers un casing ou à travers une volonte verticale non enveloppée (open hole). Dans les trous forés, une fenêtre d'environ 20 pieds de long est fraisée pour débiter latéralement. Les versions précédentes du système de forage utilisaient un forage rotatif de surface pour forer des trous. En plus de la rotation de surface. Des joints de colliers de forage flexibles sont utilisés pour faciliter le forage. Normalement, et l'assemblage d'angle (BHA avec bend) est utilisé pour forer le sifflet déviateur dans la formation jusqu'à environ 85 °, un second assemblage stabilisé fore le reste du trou.

Le forage horizontal à rayon court présente également certains **avantages économiques**. Celles-ci comprennent un coût en capital plus faible, le fait que la tête d'aspiration des pompes de production en fond de trou est plus petite et que l'utilisation d'un système MWD n'est souvent pas nécessaire si de longues sections horizontales ne doivent pas être forées.

Un inconvénient actuel à l'utilisation d'un puits horizontal de petit rayon (short radius) est que la formation de cible devrait être appropriée pour un trou ouvert ou un liner fendue (open hole or slotted liner completion), car des outils adéquats n'existent pas encore pour produire de façon fiable des zones d'isolation, de réparation ou de stimulation.

Trous de petit rayon (short radius). En outre, le diamètre du trou peut seulement aller jusqu'à environ 6 pouces, et le trou ne peut pas être enregistré car des outils de mesure suffisamment petits ne sont pas encore disponibles.

I.2.4.3 Medium radius:

Le rayon d'ouverture (turn in radius) est de 300 à 800 pieds, l'angle de construction (build up angle) est de 6 ° à 20 ° / 100 pieds. Cela devient une méthode prédominante pour forer des puits horizontaux. En raison du rayon de braquage généreux, il est possible d'utiliser la

plupart des outils de champ pétrolier conventionnels dans le trou. Des moteurs de boue de fond spécialement conçus sont utilisés pour forer des puits horizontaux. Un moteur d'angle est utilisé pour construire l'angle et un moteur de maintien d'angle est utilisé pour forer la section du puits horizontal (drain). Il est possible de forer de très longs puits de 2000 à 4000 pieds de long. De plus, il est possible de les compléter comme trou ouvert, avec des chemises fendues, avec des liners et garniture d'externes de casing packer (liner and external casing Packers), ou il est possible de cimenter et perforer ces puits. Ces types de puits ont été forés, et il est possible de les fracturer en les stimulants.

I.2.4.4 Long radius:

Le rayon de braquage est de 1000 à 3000 pieds, l'angle de construction (build up angle) est de 2° à $6^\circ / 100$ pieds. Cette technique utilise une combinaison de forage rotatif et de moteurs de boue de fond pour forer ces puits. Semblable au forage directionnel conventionnel, les sous-marins coudés sont utilisés pour donner le coup d'envoi et construire l'angle (kick – off and build angle). La position horizontale est forée à l'aide de moteurs de boue de fond. Des puits très longs peuvent être forés en utilisant cette technique. Il est possible de centrer ces puits. En outre, plusieurs options de compilation sont également disponibles dans ces trous.

TYPES DE FORAGES NON CONVENTIONNELS

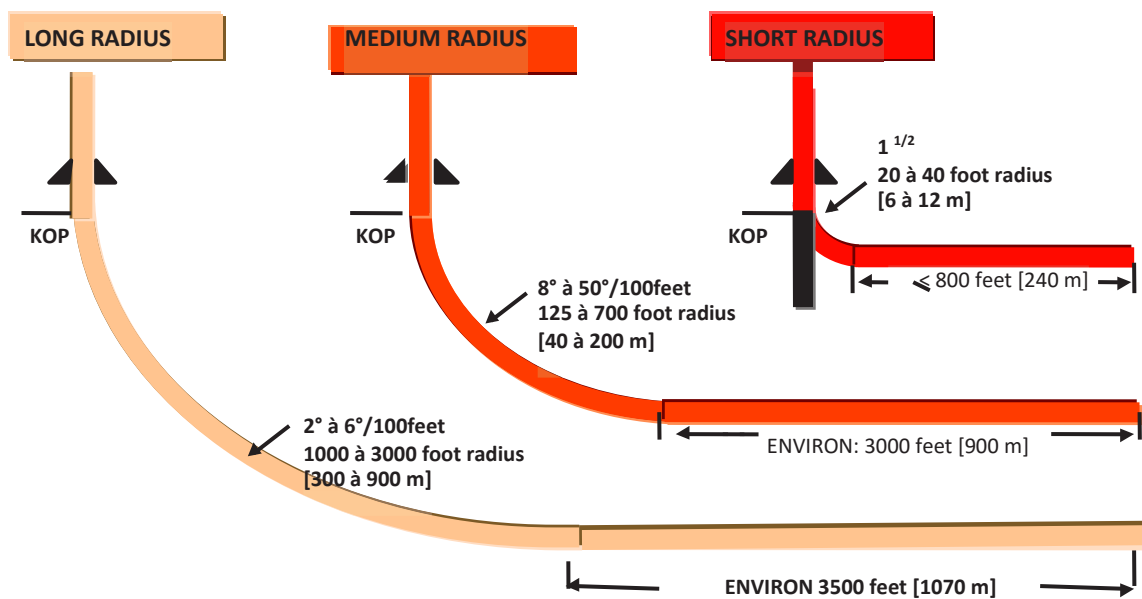


Figure I.24 Représente les Types (catégories) de puits horizontaux [9]

I.2.5 Application du forage horizontal : [3]

Les réservoirs qui peuvent être considérés comme des candidats possibles pour le forage horizontal sont :

- ✚ Réservoirs pouvant présenter des problèmes potentiels d'eau / de gaz
- ✚ Réservoirs étanches (perméabilité $\ll 1$ milli darcy [md])
- ✚ Réservoirs naturels fracturés verticalement.
- ✚ Réservoirs économiquement inaccessibles.
- ✚ Réservoirs de pétrole lourd.
- ✚ Réservoirs de sable de canal et de récif.
- ✚ Réservoirs de méthane de lit de charbon.
- ✚ Réservoirs minces.
- ✚ Réservoirs superposés avec un angle d'inclinaison élevé.
- ✚ Réservoirs partiellement épuisés.

I.2.6 Avantages du forage horizontal : [3]

- Intersecté de nombreuses fractures dans une formation contenant des hydrocarbures. Très populaire dans le calcaire et certaines formations de schiste.
- Éviter de forer dans l'eau au-dessous (ou au-dessus d'un gaz) d'hydrocarbures ou de perforer à côté d'eau ou de gaz. Soit on pense à promouvoir le gaz et l'eau coning. Populaire dans les formations contenant des zones de pétrole relativement minces par rapport à la zone d'eau sous-jacente.
- Augmenter à la fois la zone de drainage du puits dans le réservoir et la surface latérale du puits de forage. Le premier est pensé pour augmenter la production d'hydrocarbures cumulative, tandis que le second augmente le taux de production d'hydrocarbures. Populaire dans les formations contenant du pétrole lourd. Ces trous peuvent être considérés comme des trous de drainage dans certains cas.
- Intersection des réservoirs stratifiés à des angles de pendage élevés.
- Amélioration de la production de gaz de charbon.
- Améliorer l'injection d'eau, de gaz, de vapeur, de produits chimiques et de polymères dans les formations.

➤ **Avantage des puits horizontaux en termes de productivité:** [10]

Le forage des puits horizontaux peut être réalisé sur un intervalle de réservoir mince ou, épais ayant une bonne perméabilité verticale ; On peut assimiler le drainage d'un puits horizontal à un ellipsoïde piloté par l'anisotropie de perméabilité.

La configuration ellipsoïdale est contrôlée par trois facteurs :

- ✓ La perméabilité horizontale : K_h .
- ✓ La perméabilité verticale : K_v .
- ✓ La longueur de la section verticale L .

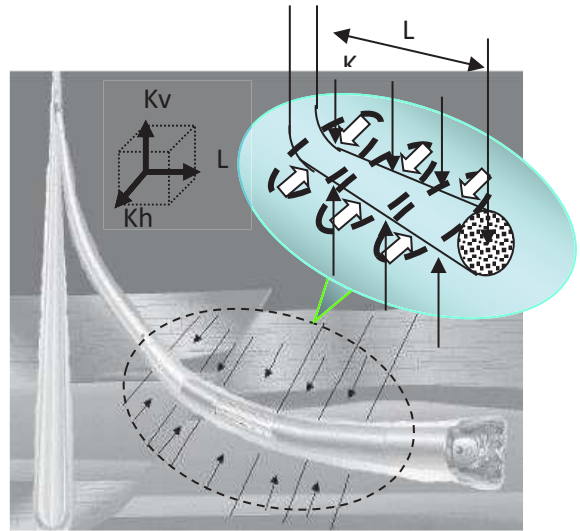


Fig. I.25 : Image représente l'avantage en productivité des puits horizontaux. [10]

I.2.7 Inconvénients du forage horizontal : [11]

I.2.7.1 Nettoyage de trou (hole cleaning):

Comme la garniture de forage repose sur le côté le plus bas du trou, des lits de boutures s'accablent autour du bord du forage. Ceux-ci peuvent être très difficiles de nettoyer le trou.

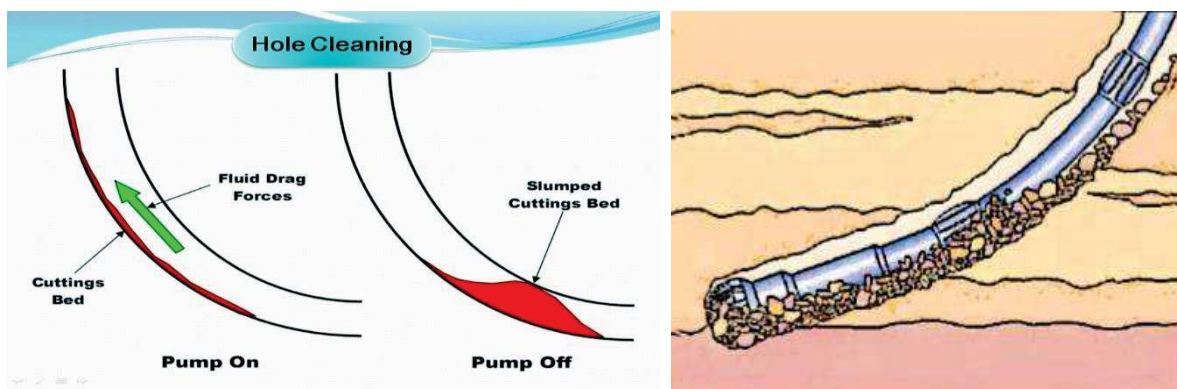


Fig. I.26 : Image montre le mauvais nettoyage des trous [11]

I.2.7.2 Forces de friction (Frictional forces) :

La puissance nécessaire pour faire tourner le train de tiges ou pour l'extraire du trou est plus élevée sur un puits horizontal que sur un puits normalement dévié ou vertical.

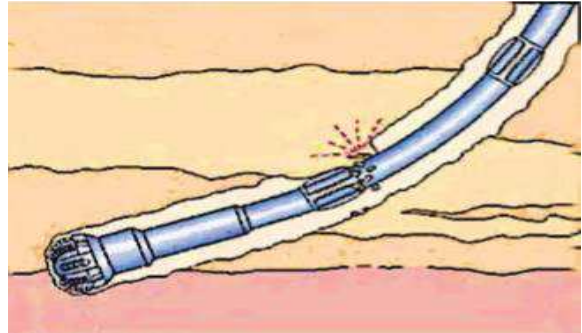


Fig. I.27 Montre la force de friction [11]

I.2.8 Coûts de puits horizontaux (Horizontal Well Costs) : [11]

Le coût du forage d'un puits horizontal dépend de nombreux facteurs, contingences et circonstances; cependant, les coûts de forage peuvent être rapprochés en trois sections du trou:

1. La section verticale.
2. La section build (s).
3. La section horizontale.

En comparaison avec les trous verticaux, les trous horizontaux auront probablement des coûts supplémentaires dans les zones suivantes. Ces coûts peuvent représenter 120% des coûts de puits verticaux.

1. Emplacement de surface et équipement de surface.
2. Casing et tubing.
3. Taux de location de gréement et location d'outils.
4. Location d'équipement BHA (à l'exclusion des outils directionnels et des moteurs)
5. Matériel de manutention de la boue et de la boue.
6. Perte de trou et pêche (ou sidetracking).
7. Le coût du forage d'un puits horizontal est donné par l'équation suivante:

$$\text{Cost } \$ = \text{Location} + \text{Casing} + \text{Mud} + \text{Tool Rental} + \text{Directional} + \text{Rig Rental} + \text{Drilling Time} + \text{Logging}$$

Chapitre II

**WORKOVER,
Technique de Slim
Hole
ET
complétion**

II.1 Reconditionnement (Work-Over) : [12]

II.1.1 Définition :

Workover qui est une reprise du puits, nécessite l'utilisation d'un appareil de forage, il consiste à effectuer une suite d'opérations qui varient selon les situations rencontrées.

Work-Over est l'intervention de dernier recours, qui fait appel aux grands moyens et qui nécessite obligatoirement la neutralisation du puits.

II.1.2 Types de work over:

II.1.2.1 Work-Over Préventive:

Il y a quelques années un problème très important a été apparaît lors du Work over sur les puits de hassi messaoud, celui de l'augmentation du GOR.

Pour cela, il faut équiper les puits par des vannes de sécurité de subsurface qui Permettent de contrôler en cas de chute de pression au niveau de la tête de puits.

II.1.2.2 Work-Over Curatif :

L'intervention sur le puits devient obligatoire et par moment relève l'urgence.

Les causes de ce type du Work-Over sont significatives et portent sur :

- le percement de colonne de tubage 7".
- le siège hors service et coincement de sécurité de fond.
- le percement ou désarticulation de colonne de tubing.

II.1.3 Planification d'un workover:

Lors de la planification d'une opération de reconditionnement d'un puits, l'ingénieur doit:

- Identifier la cause du problème du puits.
- Déterminer quels types d'opérations de reconditionnement résoudront le problème.
- Déterminer quelles techniques de reconditionnement et quels équipements sont disponibles pour effectuer un work-over.
- Évaluer l'économie, les avantages et les limites des techniques alternatives de reconditionnement.

- Sélectionnez la technique appropriée pour l'opération.
- Mettre en place des opérations de terrain sûres et efficaces.
- Analyser, enregistrer et classer les procédures de workover et les résultats.

II.1.4 Problèmes de puits nécessitant des Work-Over:

Des Workover peuvent être nécessaires dans des puits à problèmes pour:

- Augmenter un taux de production ou d'injection en baisse causée par une faible pression du réservoir, une faible perméabilité du réservoir, des dommages à la formation, des restrictions de forage, une huile à viscosité élevée, dimensionnement difficile de l'équipement ou ascenseur artificiel difficile.

Par **exemple**, un puits à productivité élevée peut avoir été complété avec des tubes de 4"½ pour permettre des débits élevés, ce qui signifie que le réservoir ne peut plus supporter un écoulement stable. Ceci peut mener à un workover pour remplacer le tube de 4"½ avec le tube de 2"7/8. L'alésage plus étroit permet un écoulement plus stable.

- Réduire la production excessive d'eau ou de gaz.
- Réparer les défaillances mécaniques.
- Réparer les défaillances primaires de cimentation.

Il peut également être nécessaire d'effectuer un workover sur un problème sans problème pour:

- Augmenter la production en complétant ou en stimulant un puits.
- Évaluer le puits ou le réservoir.
- Convertir un puits existant en un puits d'injection ou d'élimination.

NB : Souvent, le workover le moins cher n'est pas le meilleur workover lorsque des facteurs autres que le coût sont pris en compte.

II.2 La technique Slim Hole: [13]

II.2.1 Evaluation et sélection d'une technique :

Après avoir évalué le problème et passé en revue les techniques de rechange, l'ingénieur devrait évaluer les meilleures techniques possibles en ce qui concerne l'économie, les limites et les capacités de la technique, ainsi que d'autres facteurs tels que la sécurité, l'opportunité et la fiabilité.

II.2.2 Objective de Technique Slim hole:

Forage en Slim Hole est une technique de forage qui est utilisée pour développer un trou mince. Un puits à trou mince (slim hole) est un type de puits de gaz ou de pétrole dont la taille du trou de forage est considérablement plus petite que la taille habituelle du trou de forage. Il a généralement moins de 6 pouces de diamètre et $4^{3/4}$, $3^{3/4}$ pouces ou moins. Un trou mince établit une corrélation parfaite entre le coût du puits et le volume de roche foré. Cela va de similaire avec le fait que le coût de développement d'un puits de gaz ou de pétrole diminuera si moins de roches sont extraites.

L'utilisation du forage à trous minces dans l'industrie pétrolière et gazière a été rendue possible par le développement de matériaux et de technologies permettant le forage, la complétion et la production dans les limites des plus petits diamètres concernés.

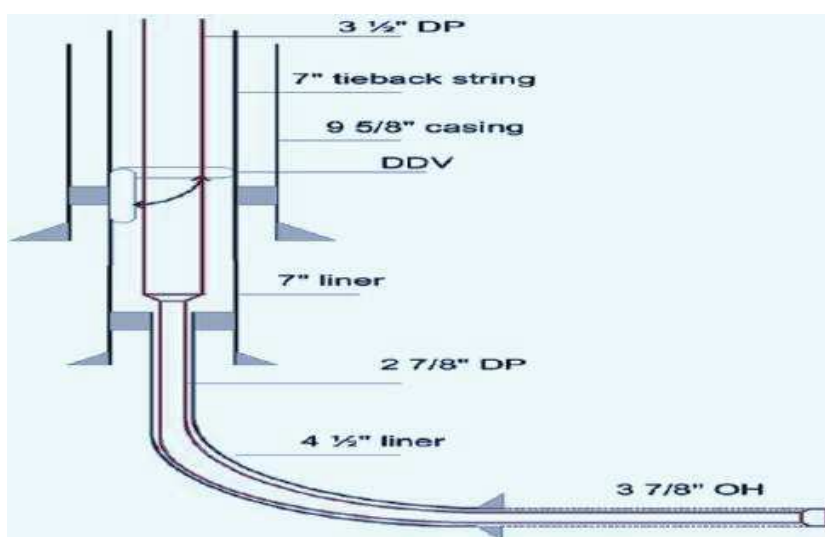


Figure II.1 : représente la technique de forage horizontal de réservoir en slim hole [13]

II.2.3 Les avantages de forage en slim hole :

Comme de plus en plus d'instruments et d'outils sont conçus et construits pour accommoder les plus petits diamètres de trous minces, il y aura une extension parfaitement naturelle du forage à trous minces aux opérations de forage dévié et horizontal, en raison de son **principal avantage: coût réduit**.

Par exemple, l'acier est évalué à la tonne et 1.000 pieds de tubing $4^{1/2}$ pour un trou de 6'' pèsent 62 tonnes tandis que la longueur équivalente d'un tubage de $2^{7/8}$ pour un trou de

3''^{3/4} ne pèse que 43 tonnes. Des coûts plus bas résultent également pour beaucoup d'autres articles les bits, les coûts de carburant, les produits chimiques de boue, le ciment et les déblais de nettoyage et d'élimination. Au-delà de cela, la taille totale de la plate-forme de forage nécessaire, sa capacité de levage et son encombrement peuvent tous être réduits en réduisant le diamètre du trou, bien que la capacité de transmission du couple soit réduite utilisation de taux de rotation plus élevés que ceux couramment utilisés dans les forages conventionnels. Enfin, le temps de TD est généralement réduit, car un trou de plus petit diamètre est généralement beaucoup plus rapide à forer, tous les autres facteurs étant identiques.

Le forage de puits minces (slim hole) est le critère d'ingénierie le plus communément accepté de nos jours dans l'industrie. Cela est dû au fait que les coûts de développement des puits sont réduits de 30% après avoir respecté ces critères de forage.

Le petit diamètre et la faible profondeur présentent les **avantages** suivants:

- Utilise moins de matière dans la préparation du puits.
- Utilise moins de temps de maintien.
- Augmente le nombre de forages en même temps.
- Réduit les volumes de boue résiduelle.
- Utilise moins de main-d'œuvre.
- Gain de temps dans la préparation de l'emplacement et de nombreux autres avantages.

II.2.4 Les inconvénients de forage en slim hole :

Certains des inconvénients des puits forés à trous minces comprennent:

- ECD (Densité de circulation équivalente) est élevé, ce qui peut limiter le poids de la boue.
- Il élimine les contingences.
- L'information géophysique est limitée.
- La production sera pour de petits taux.
- Cela limite le potentiel de l'option sidetrack.

Des taux de production allant jusqu'à 50 mmscfd de gaz, 4000 bpd d'huile sont réalisables dans de nombreux cas à travers un trou de forage de 3^{3/4} pouces et un liner de 2^{7/8} pouces.

II.2.5 Amélioration de la technique de forage en slim hole en future:

Les progrès récents de la technologie de forage à trous minces (Slim hole) ont amélioré l'application de cette technique de forage aux puits d'exploration et de développement, pétroliers et gaziers. Ces avancées, décrites lors de la réunion annuelle de la Society of Petroleum Engineers à Washington DC, du 4 au 7 octobre, comprennent: Optimisation des systèmes hydrauliques de forage à trous minces Application d'un agent de pondération de petites particules pour améliorer le contrôle des puits techniques pour forer des puits horizontaux, Utilisation d'une nouvelle fraise compacte en diamant poly cristallin (PDC) pour permettre la réentrée économique de puits de petit diamètre dans la roche dure.

II.3 La complétion :

II.3.1 Définition : [14]

La complétion d'un puits de forage est l'ensemble des opérations de finition du puits, qui doivent permettre sa mise en service optimale, que ce soit en production, en injection (pour la fracturation) ou en observation.

Le « compléteur » en est responsable et y travaille avec le foreur qui cherche à répondre aux spécifications techniques requises pour le meilleur rendement et un bon fonctionnement lors de toute la phase d'extraction des hydrocarbures.

L'essentiel du travail du « compléteur » est la préparation du fond du forage ou des forages multiples (dans le cas d'un seul puits conduisant à plusieurs forages horizontaux par exemple, ce qui est de plus en plus fréquent, Parfois, le processus de démarrage (rodage) et de cimentation du tubage « casing » est également inclus.

La qualité de la complétion est souvent vérifiée par la réalisation de plusieurs diagraphies.

II.3.2 But des complétions des puits : [15]

Les objectifs de la complétion d'un puits sont :

- Connecter le réservoir à la surface pour que les fluides puissent être produits ou injectés dans le réservoir.
- Fournir un conduit pour les traitements de stimulation de puits.
- Isoler le réservoir de production des autres zones.
- Protéger l'intégrité du réservoir, en particulier dans les formations non consolidées.

- Fournir un conduit pour mesurer les changements de débit et de pression nécessaires pour effectuer un test de puits.

Le puits de forage fournit le seul chemin de la surface au réservoir. Dans une large mesure, la réussite de la production et de l'épuisement d'un réservoir dépend de l'exécution réussie et des opérations de reconditionnement appliquées à un puits. Dans la plupart des entreprises, l'ingénieur de production conçoit et supervise toutes les opérations de complétion et de reconditionnement (workover).

II.3.3 Types de complétion : [15]

Les complétions peuvent être divisées en trois catégories: open hole complétions, liner complétions, et perforated casing complétions.

Dans la plupart des puits, des finitions de tubage perforées simples conventionnelles sont utilisées; cependant, des complétions multiples, alternées ou minces peuvent être utilisées dans certaines conditions. Le choix du type de complétion devrait être strictement coordonné avec l'élaboration du plan de gestion du réservoir. Par exemple, la taille, le poids et la qualité des produits tubulaires seront déterminés en fonction de l'utilisation finale d'un puits de forage. Un puits d'injection peut nécessiter un tubage plus solide qu'un puits de production.

II.3.3.1 Complétion en Open hole :

La complétion des trous ouverts (open hole completion) a été utilisée à l'origine dans les premiers jours de l'industrie pétrolière lorsque la plupart des puits ont été forés avec des outils de câble. Normalement, le tubage était coulé lorsque le trou était foré. Lorsque la formation a été pénétrée et que le pétrole et le gaz ont commencé à s'écouler, le forage a arrêté et le puits a été produit comme un trou ouvert. Alors que les appareils de forage rotatifs commençaient à forer la majorité des puits, il était toujours courant de compléter un puits en utilisant un trou ouvert. Si le puits devait être stimulé, on a utilisé de la nitroglycérine pour broyer la formation près du puits de forage. La figure suivante illustre un diagramme de puits de forage typique pour une complétion de trou ouvert. Bien qu'ils ne soient pas communs dans la plupart des régions, les complétions de trous ouverts sont encore utilisées aujourd'hui dans certaines situations, comme les complétions horizontales des puits. Dans une complétion de trou ouvert typique, le tubage est réglé avant le forage dans l'intervalle de

production. Un fluide non envahissant peut ensuite être utilisé pour forer dans la section de paiement (réservoir).

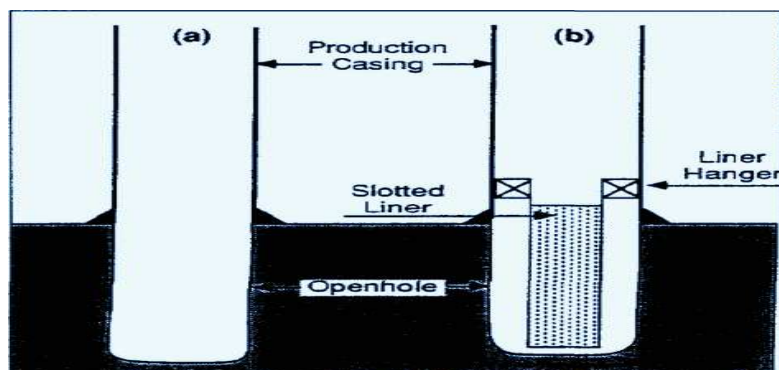


Figure II.2 Diagramme de Wellbore (a) une complétion en open hole, (b) une complétion slotted liner [15]

Un **inconvenient important** de la complétion d'un trou ouvert est que le tubage de production doit être réglé avant le forage et l'enregistrement du réservoir. Si, pour une raison d'ordre géologique ou technique, la formation de la cible n'est pas productive, de l'argent a été dépensé pour installer le tubage dans un puits qui peut être bouché comme un trou sec. Un autre inconvenient est le manque de contrôle qui se produit lors de la complétion d'un trou ouvert. On ne peut pas contrôler l'écoulement des fluides du réservoir dans le puits de forage ni le profil d'injection dans un trou ouvert. De plus, si la formation n'est pas compétente, les zones d'éboulement peuvent craquer dans le puits de forage et arrêter l'écoulement à la surface.

II.2.3.2 Liner complétions :

Les liners complétion sont similaires aux complétions des trous ouverts car le tubage doit être réglé avant le forage de l'intervalle de production. **L'avantage** de la complétion d'un liner est que le système de fluide de forage peut être changé et qu'un fluide non amorçant est utilisé pour forer l'intervalle de paiement. Plusieurs types de complétions de liner sont couramment employés dans les complétions de puits. Ceux-ci inclus

- Slotted liner.
- Screen and liner.
- Cemented liner.

II.2.3.2.1 Liner fendue (Slotted liner):

La complétion Slotted liner est similaire à une complétion de trou ouvert et présente tous les avantages et inconvénients majeurs discutés pour les complétions de trou ouvert.

La seule différence est qu'une gaine fendue est suspendue dans l'intervalle de trou ouvert pour minimiser l'affaissement de la formation dans le puits de forage (figure 2b).

II.2.3.2.2 Écran et Liner (Screen and liner) :

Une complétion Screen et liner est similaire à la complétion de la Slotted liner en ce qu'un écran et un revêtement sont placés dans la section de trou ouvert du puits de forage.

La différence est que le gravier est parfois placé derrière l'écran (figure 3a).

Les avantages et les inconvénients sont les mêmes que pour les complétions de trous ouverts.

La complétion de l'écran et du revêtement est principalement utilisé dans les formations non consolidées pour empêcher le déplacement des matériaux de formation dans le puits de forage, ce qui limite l'écoulement des fluides du réservoir.

II.2.3.2.3 Liner cimenté (Cemented liner) :

La complétion du liner cimenté est utilisée lorsque le tubage intermédiaire est placé dans un puits avant d'atteindre la profondeur totale (figure 3b). Plusieurs fois, le tubage intermédiaire est utilisé pour isoler les zones derrière les tuyaux, comme les intervalles de faible pression qui ont tendance à causer des problèmes de circulation perdus ou à isoler des zones telles que les schistes argileux ou les couches de sel. L'enveloppe intermédiaire est également définie dans les zones de transition entre les intervalles normalement soumis à des pressions et les intervalles géo pressurisés. Une fois le tubage réglé, le poids ou la composition chimique du fluide de forage peut être modifié pour continuer à forer le puits. La complétion de liner cimenté est avantageuse parce que les intervalles particuliers derrière la garniture peuvent être perforés sélectivement. Cette sélection permettra de contrôler à la fois la production et l'injection de fluides dans ces intervalles. Le principal inconvénient d'une complétion cimentée est la difficulté rencontrée pour obtenir un bon travail de ciment primaire à travers le casing. Si un bon travail de ciment est obtenu, alors une complétion de liner cimenté est très similaire à une complétion de tubage perforé.

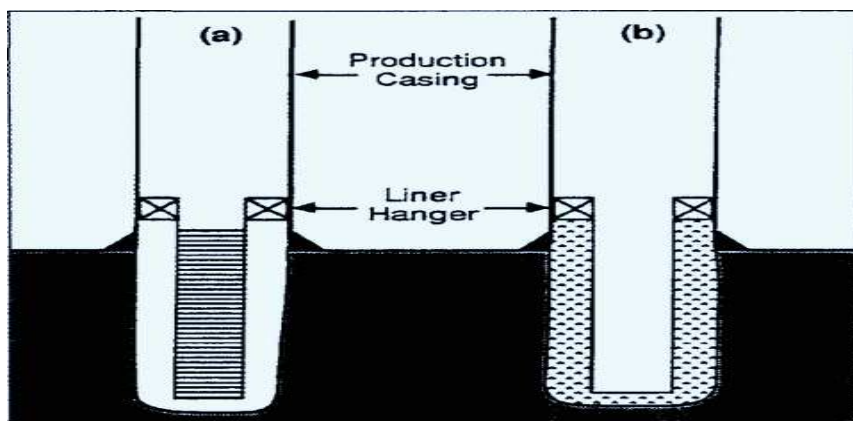


Figure II.3 : Diagramme de Wellbore de (a) complétion d'écran et de liner

(b) complétion du liner cimenté. [15]

II.2.3.3 Complétion casing perforée (Perforated casing completions):

La complétion d'un tubage perforé, illustré à la figure 4a, est la technique de complétion la plus couramment utilisée aujourd'hui. Le principal avantage de ce type de complétion est que le puits peut être foré et connecté à la profondeur totale avant de couler et de cimenter le tubage de production. En obtenant des carottes et des journaux de l'intervalle de production potentiel, on peut estimer la valeur économique de ce puits de forage avant d'engager des fonds pour compléter le puits. Un autre avantage de complétion d'un casing perforé est qu'il est plus facile d'obtenir un bon travail de ciment, par rapport à une complétion de revêtement. Si le travail de cimentation primaire est effectué correctement, on peut produire et injecter sélectivement dans le réservoir et isoler les intervalles selon les besoins. La production d'une formation non consolidée peut être accomplie en réalisant un paquet de gravier intérieur. Enfin, la complétion de casing perforée est tout à fait adaptable aux complétions multiples et aux complétions alternées.

II.2.3.4 Complétion simple (Single completions) :

Une fois que la décision a été prise de compléter un puits en complétant un trou ouvert, en complétant un liner ou en complétant un liner perforé, il faut décider du nombre d'intervalles différents qui seront produits. La méthode la plus courante est la complétion unique dans lequel un seul intervalle est produit à la fois (figure 4b). Une seule complétion est simple et entraîne moins de problèmes d'exploitation et moins de coûts que les complétions multiples.

Les complétions individuelles sont courantes sur les terres où les réservoirs sont peu profonds ou très profonds. Si la formation est très peu profonde, les coûts de forage sont minimes et les complétions uniques sont généralement les meilleures. Dans les puits très profonds, les complétions simples sont préférables en raison de la complexité et des dépenses associées à la complétion d'un double ou triple dans les réservoirs de plus de 10 000 pieds.

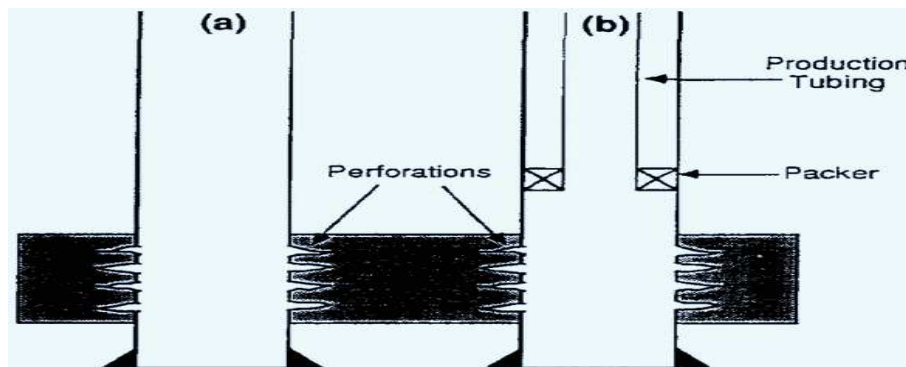


Figure II.4 : Diagramme de Wellbore (a) une complétion perforée, (b) une seule complétion à l'intérieur d'un casing perforé [15]

II.2.3.5 Complétion multiple (Multiple completions) :

Dans certains cas, des complétions multiples peuvent fournir le meilleur contrôle des opérations du réservoir. Les complétions multiples comprennent les doubles cordes tubulaires à double tubage, et la triple complétion typique constituée de trois cordons tubulaires. Les figures 5 et 6 illustrent ces complétions multiples.

Plus la complétion est complexe, plus on peut s'attendre à des problèmes dans les opérations de complétion et dans les opérations de reconditionnement subséquentes. Les complétions multiples doivent être considérées uniquement dans des situations spéciales. Ces situations comprennent des zones où les coûts de forage sont très élevés ou où la superficie allouée pour forer des puits est très élevée. Ces zones comprennent les zones extracôtées, les zones très peuplées et les emplacements éloignés.

Le **principal avantage** des complétions multiples est que deux ou plusieurs réservoirs peuvent être produits simultanément à partir d'un seul puits de forage. Si tout va bien, l'économie de l'utilisation de plusieurs complétions peut être attrayante; Cependant, les coûts d'exploitation et de reconditionnement peuvent être assez élevés. Ces facteurs opérationnels doivent être pris en compte lors de l'examen de plusieurs complétions.

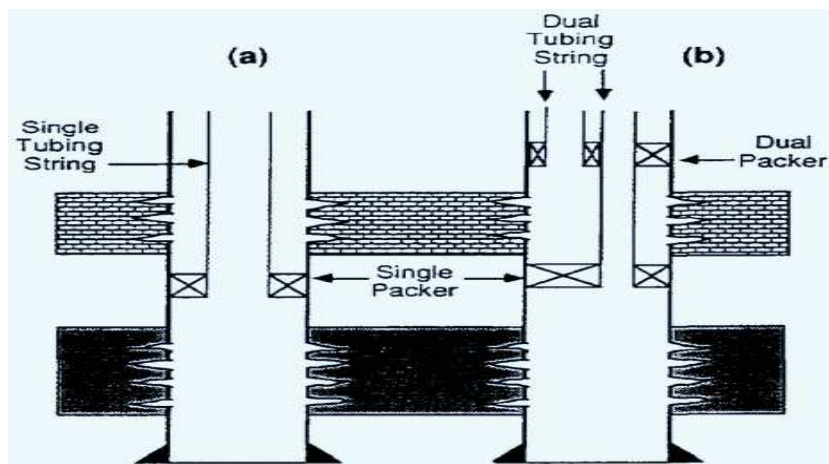
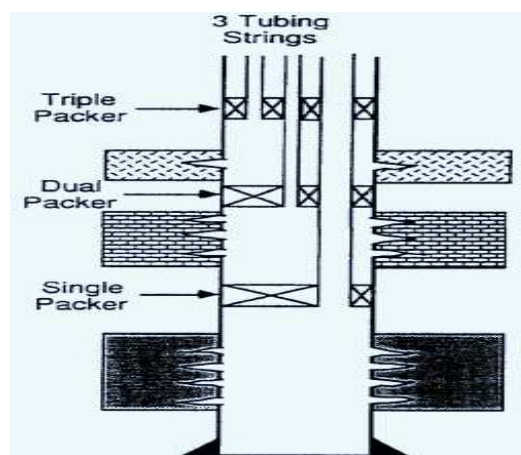


Figure II.5: Diagramme de Wellbore (a) double complétion casing/tubing
(b) complétion avec double packers et double tubing string. [15]

Figure II.6 Diagramme de Wellbore d'une complétion triplement conventionne [15]



II.2.3.6 Complétions alternatives (Alternate completions) :

Complétions alternatives sont utilisés pour permettre des ré-complétions peu coûteuses. Normalement, un seul intervalle est terminé et produit jusqu'à l'abandon, puis, en Utilisant des outils wire line, l'intervalle inférieur est isolé et l'intervalle supérieur ouvert à la production (figure 7).

Les remplacements alternatifs éliminent le besoin de reconditionnements (workover) coûteux, Il est possible d'avoir un double puits avec deux complétions alternées, cependant, à mesure que la complétion devient plus complexe, d'autres problèmes produiront.

Complétions alternatives sont utilisés dans les zones où les coûts de reconditionnement par des méthodes conventionnelles peuvent être assez élevés.

L'utilisation la plus courante des complétions alternées est en offshore.

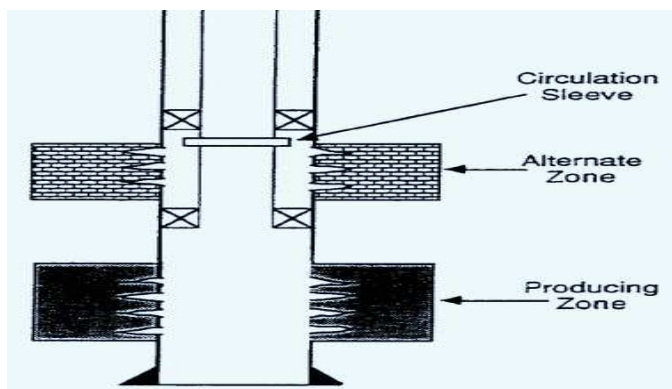


Figure II.7 : Diagramme de Wellbore d'une complétion simple avec une zone Alternative. [15]

II.2.3.7 Complétion Slim hole (Slim hole completion):

Dans certains réservoirs, la valeur économique des réserves ne justifie pas les frais des méthodes de complétions normales. Un exemple d'un tel réservoir serait une série de minces intervalles de gaz secs lenticulaires. Dans certaines conditions, le réservoir pourrait ne pas justifier l'utilisation d'un grand tubage de production et de tubes pour produire le gaz ou de pétrole. Pour de tels réservoirs, des techniques de complétion des trous minces (slim hole) pourraient être justifiées dans les petits tuyaux, tels que 4''^{1/2} ou 2''^{7/8}, le tubage est coulé et cimenté dans le puits de forage. Ce petit casing sert de tubing et de casing pour le puits de forage. Cette pratique de complétion est utilisée pour minimiser les coûts de complétion et ne devrait être utilisée que pour les puits dont la production devrait être courte et qui ne nécessitent pas de levage artificiel.

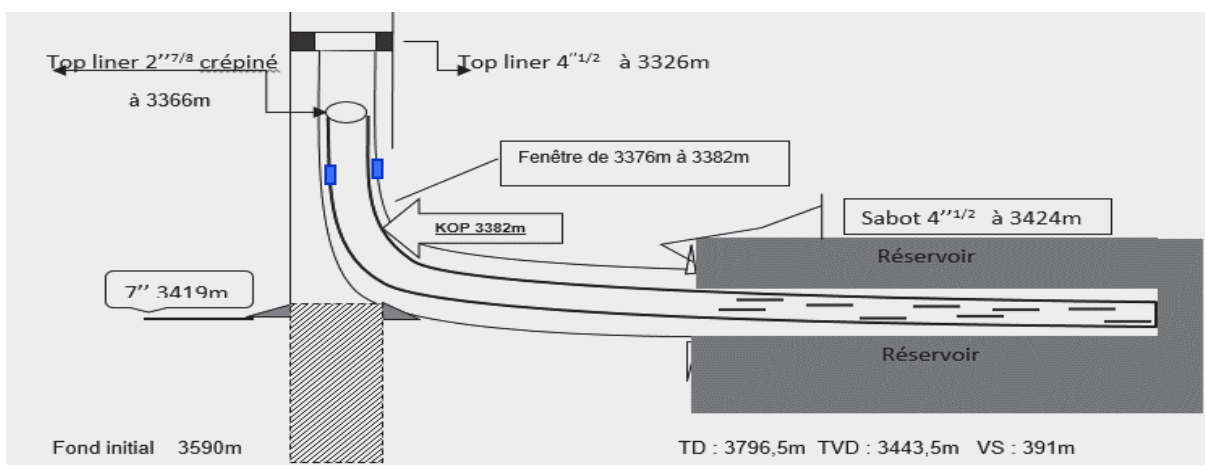


Figure II.8 : Exemple réel d'une complétion de puits foré en slim hole [17]

Chapitre III
Application
Sur le Puits
OMJZ-441
A
Hassei
Messagawa

III.1 Description du champ de Hassi-Messaoud : [16]

III.1.1 Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est D'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma. Il a pour coordonnées Lambert :

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

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

Et il est encadré par les latitudes 31°.30'et 32°.00' et les longitudes 5°.40'et 6°.20'.

III.1.2 Situation géologique :

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique, il est limité :

- Au Nord, par les structures de Djemââ- Touggourt.
- A l 'Ouest, par les hauts fonds d'Oued Mya.
- A l'Est, par les hauts fonds de Dehar et la structure de Ghadamès.
- Au Sud, par le haut fond d'Amguid.

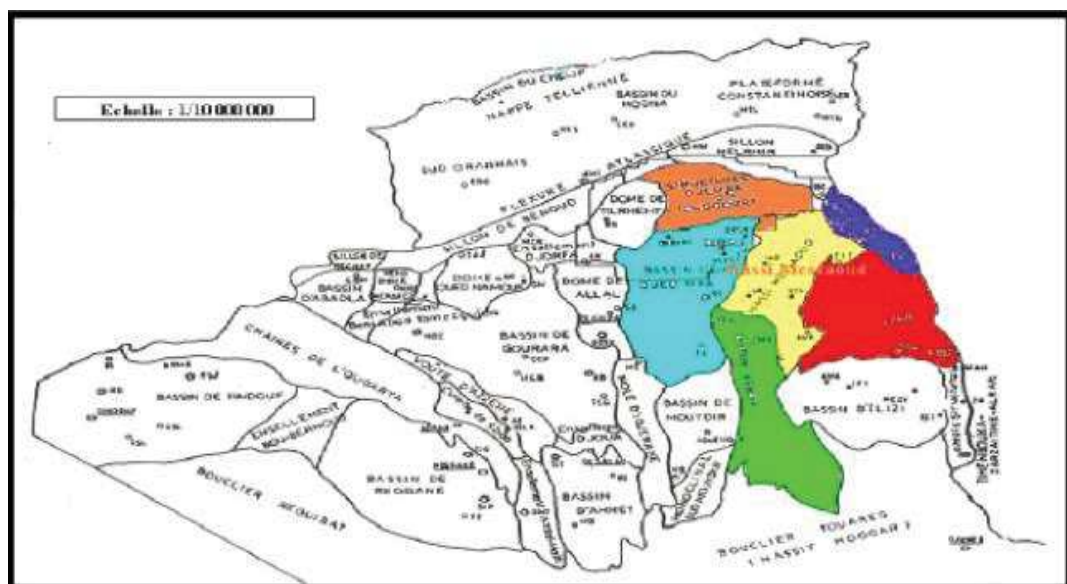


Figure III.1 : Cadre géologique du champ de Hassi-Messaoud [16]

III.1.3 Description du réservoir Cambrien :

III.1.3.1 Subdivision diagraphique :

Les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes, RI, RA, R2, R3 ou :

- Zone Ri ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5 ou (R70 R90), subdivisé en trois tranches 7, 8,9.
- Zone Ra : Ce terme est constitué de grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de silt stones centimétriques à décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la formation. Le terme Ra a été érodé au centre du champ :

D4 : Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquents formant des méga-rides d'un à plus de deux mètres d'épaisseur.

D3: Il correspond à la zone fine médiane (granulométrie plus faible). La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des tigillites en particulier).

D2: Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fins bioturbations.

ID: Niveau plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.

D1: Grès grossiers à stratifications, de type oblique arqués, dominantes bien marquées et souvent à base micro- conglomérations, avec absence de tigillites

Zone R2 : zone de grès quartzites, plus argileuses présentant et rarement des qualités réservoirs dans sa partie supérieure (R200-R300), R2 ab (R200-R250).

Zone R3 : zone très grossière à micro - conglomératiques très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400).

Figure III.2 : Concordance entre les divers types de subdivision dans le réservoir Cambrien de HMD [16]

TYPE DE CORELATION		CFPA		SN REPAL		
		DIAGRAPHIE	PETRO-PHYSIQUE	SED. L. THOMER	DIAG.	
LE CAMBRIEN	Grès isométriques	Ri	D5	Ra sup.	Y ₀	
		R1			R ₇₀	
	Réservoir	Ra			D4	M ₇
		Ra (SN REPAL)			D3	M ₆
		R1 (CFPA)			D2	M ₅
		R1 (SN REPAL)			ID	M ₄
		R2			Ra inf.	M ₃
		R2 (CFPA)			D1	M ₂
		R2 (SN REPAL)				M ₁
		R3				
R2						
R3						

III.1.3.2 Caractéristique de réservoir cambrien :

Le réservoir est localisé entre 3310m et 3450m. Il consiste en trois majeures formations, nominativement de haut en bas : R1, R2, et R3. Le R1 a été divisé en deux formations, Ri (top) et Ra (fond). L'épaisseur moyenne du réservoir est de 140 m.

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

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

- La densité API varie entre 43,7 à 45°
- La pression de bulle varie entre 155 kgf/cm² (Ouest) à 200 kgf/cm² (Est).
- Le GOR: 160 à 230 m³/m³
- Température du réservoir : 240 °F.
- Initial Oil -Water Contact: 3380 m.

III.1.4 Intérêt du ré-entry en short radius à HMD : [10]

Les buts essentiels de la reprise des puits en short radius à hassi Messaoud sont :

- Drainer la partie qui présente de meilleures caractéristiques pétro-physiques

- Remédier aux problèmes de forage d'eau ou de gaz.
- Optimiser le nombre des puits de développement.
- Baisser la pression d'abandon.
- Augmenter la récupération totale.
- Produire à débit plus élevé pour un même ΔP (faible draw down).

Les puits reconvertis en short radius doivent obéir aux conditions suivantes :

- ✓ Eviter le plan d'eau.
- ✓ Eviter les zones à gaz ou les rayons des puits injecteurs d'eau ou de gaz
- ✓ Eviter les rayons de zone sèche.
- ✓ Eviter la zone à eau pour les puits situés en côté de structure, ou en zone d'injection d'eau.
- ✓ Eviter la zone à gaz pour les puits à fort GOR.

III.2 Application sur le puits OMJZ 441 :

III.2.1 Objectif : [17]

L'objectif principal dans la reprise de puits OMJZ-441 est de le remettre en production en augmentant ses potentialités, tout en préservant le réservoir de l'endommagement.

La reprise du puits OMJZ-441 a pour objectif de réaliser un réentrée short radius en slim hole d'un drain horizontal d'environ 450 m, traversant le réservoir (Cambrien Ra) avec une inclinaison de 87.14° dont :

Puits	Réservoir	KOP	azimut	MD	TVD	VS
OMJZ-441	Cambrien Ra	3382m	N130°	3857m	3447m	450 m

III.2.2 Les coordonnées du puits OMJZ-441 : [17]

X	Y	Z Sol	Z Table
804250	144993	172.77m	181.97m

III.2.3 Intervention sur le puits OMJZ 441 :

L'intérêt de cette intervention est l'exploitation du puits par le Workover pour la réalisation d'un drain latéral en short radius et en slim hole avec le KOP situé à la cote 3382m, donc 37 m au-dessus du sabot 7".

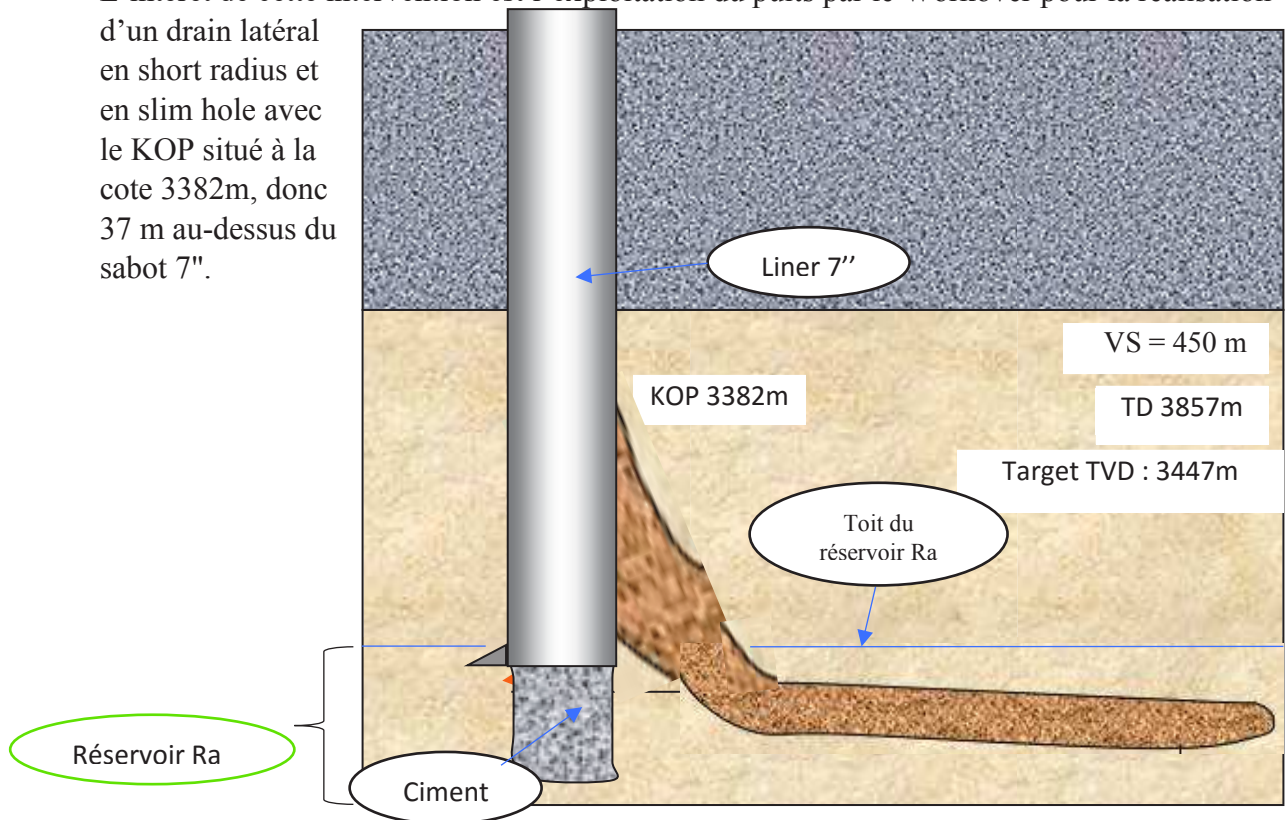


Figure III.3 Schéma représente la reprise de puits OMJZ en short radius et en slim hole

III.2.4 Programme de réalisation : [17]

Le puits OMJZ 441 sera entrepris avec l'appareil chinois de workover (Great Wall DC-29) pour préparation et réalisation d'une ré-entry short radius en slim Hole, le programme de réalisation de cette reprise après la neutralisation du puits est comme suite :

1. Opération électrique GR/CCL/CBL pour recalage des côtes.
2. Mise en place un bouchon de ciment et re-forage jusqu'à la cote +/- 3382m/TR.
3. Descente et Whip stock a la cote 3382m/TR et orientation vers l'azimut N130°.
4. Création d'une fenêtre dans le casing 7" de 3376m à 3382m.
5. Forage en 5^{7/8} et construction de la courbure (Build Up section) jusqu'au top réservoir (cambrien R1) soit 3424m/TR avec une boue à huile de densité $d = 1.45$.
6. Descendre un liner 4^{1/2} au top réservoir soit à 3424m/TR et cimentation du liner.

7. Enregistrement CBL+VDL du liner 4''^{1/2}.
8. Forage en déviation (Build Up section) en 3''^{3/4} slim hole avec une boue à huile de densité de 1.23 et continue le forage du drain horizontal de 3424m à 3791m.
9. Effectuer DST.
10. Descendre un liner crépiné 2''^{7/8} de 3366m (top) jusqu'à fond du puits soit 3791m.
11. Compléter le puits avec un tubing 4''^{1/2} NV P110 ancré à 3325m.
12. Top DTM.

III.2.5 Déroulement d'opération de l'intervention sur le puits OMJZ 441:

III.2.5.1 Préparation du puits :

- DTM et inspection appareil.
- Gerbage et stockage 3''^{1/2} DP.

III.2.5.2 Neutralisation du puits :

La neutralisation du puits avec 25 m³ de boue à l'huile (OBM) de densité 1.28sg en vue workover.

- **Situation du puits après la neutralisation :** [17]

Qh m ³ /h	GOR m ³ /m ³	Whp kg/cm ²	Pp Kg/cm ²	Pan 7'' Kg/cm ²	Pan 9'' ^{5/8} Kg/cm ²	Np m ³
00	00	00	00	00	00	00

III.2.5.3 Perforation et remonte de tubing 4''^{1/2} :

- Montage les équipements slick-line SLB.
- Opérations SLIKE-LINE de perforation de tubing 4''^{1/2} (puncher opération) à 3200m Et puis Circulation inverse (puncher ok).
- Remonte tubing 4''^{1/2} à la surface.
Circulation et homogénéisation de la boue avec Q= 800l/min P=500 psi. Din:1.22 Dout:1.22 et Observation du puits (si le puits est stable) :
- Mise en place BPV.
- Démontage tête de puits.
- Montage BOP 11" + mud cross + accessoires

III.2.5.4 Opération électrique GR/CCL pour recalage des côtes :

(Effectuer les opérations de GR/CCL pour localiser les côtes du réservoir).

Enregistrement GR /caliper de l’open hole avec wire line (HESP) et avec MWD, puis recoler les cotes à partir des deux logs.

- Montage équipement logging HESP.
- Opération électrique : GR/ CCL.
- Assemblage sheo et Descente extension 2^{7/8} N.VAM a 3467m.
- Remontée extension 2^{7/8}.
- Assemblage MWD avec outil 5^{7/8} et test MWD à 3466m.
- logging avec MWD de 3466 à 3370m (prendre les mesures chaque 500m).
- Remontée MWD.

III.2.5.5 Mise en place un bouchon de ciment et re-forage jusqu’à la cote +/- 3382m :

- **Objectif :** abandonner la partie inferieur de puits.
- **Calcul de volume de bouchon de ciment :**

■ Ancien bouchon ciment ■ nouveau bouchon ciment

$$V_{\text{ciment}} = V_{\text{ciment (OH)}} + V_{\text{ciment (int csg 7)}}$$

$$V_{\text{ciment (OH)}} = \frac{D^2}{4} \pi h = \frac{(6 * 0,0254)^2}{4} \pi .47 = 0,857 \text{ m}^3$$

$$0,857 * 0,25 = 0,21425 \text{ (majoration de volume 25\%)}$$

$$\rightarrow V_{\text{ciment (OH)}} = 0,857 + 0,21425 = 1,07 \text{ m}^3$$

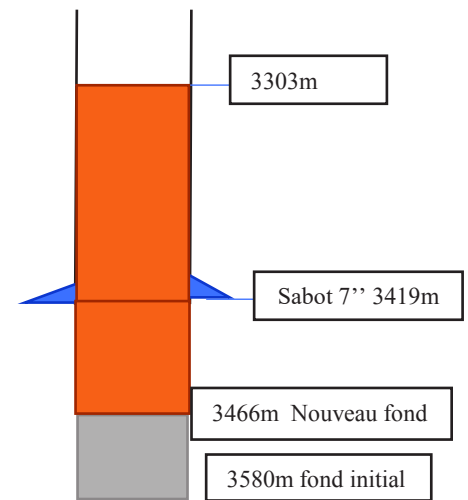


Figure.III.4 : représente les niveaux de ciment dans le puits

$$\text{Alors } \rightarrow V_{\text{ciment}} = 2,182 + 1,071 = 3,253 \text{ m}^3$$

- Descente extension 2^{7/8} à 3466m.
- Circulation à 3466m en vue montage équipement cimentation & mixage slurry.
- Test la line de cimentation 5000psi/10min.

- Pompage 6.24m³ spacer1 d=1.50sg + 3.253m³ slurry d=1.90sg + 0.76m³ spacer2 +11.83m³ volume de chasse ; OBM d=1.22sg.
- Remontée extension 2"7/8 après circulation inverse et attente prise ciment.
- Assemblage et descente outil 5"7/8 à 3303m.
- Re-forage ciment de 3303m à 3379m (ROP=3m/h), test bouchon ciment (test hardness) à WOB=10T jusqu'à 10 min. -Ok- (ciment dure)
- Pompage 3m³ Hi-vis et circulation avec Q=600l/m P=1100psi.
- Remontée outil 5"7/8.

❖ **Scrappage de la zone 3282m à 3379m pour l'ancrage de whipstock :**

- Assemblage et descente outil 5"7/8 + Scraper 7" à 3282m.
- Scrapage en 04 passes de 3282 à 3379m.
- Pompage 3m³ Hi-vis et circulation avec Q=600l/m P=1100psi.
- Remontée outils 5"7/8 + Scraper 7".

III.2.5.6 Descente et Ancrage de Whip stock a la cote 3382m et orientation vers l'azimut N130°:

- Assemblage et descente Whip stock 7" +Window Mill 5"7/8 et orientation vers l'azimut N130°.
- Montage unité slick line.
- Opération Gyro data.

Tool face	INC	AZIMUT
122.68°	0,76°	72.29°

- Démontage unité slick line.
- Ancrage Wi stock 7" et teste d'intégrité de Casing 7" x 9"5/8 @1500psi
Orientation whipstock 7":

III.2.5.7 Ouverture d'une fenêtre dans le casing 7" à 3384.30m :

- Assemblage et descente Window Mill 5"7/8.
- Alésage d'une fenêtre dans le casing 7" de 3374.66 à 3382.10m (5m Rathole).
- Ouverture d'une fenêtre dans le casing 7" de 3379.90m à 3384.25m (ROP=4m/24h)
- Pompage 3m³ HI-VIS et circulation à 3380m avec (Q=600l/m - P=1200 psi).
- Remontée Window Mill 5"7/8.

III.2.5.8 Forage en 5^{7/8} (build up section) jusqu'au top réservoir soit 3424m :

- **Calcul du BUR (Build up Rate) :** (°/30m)

Le BUR est calculé par la formule suivante: [18]

$$BUR = \frac{I_2 - I_1}{TMD_2 - TMD_1} .30 \quad \text{avec :}$$

I_1 : angle initial (°) , I_2 : angle final (°)

TMD_1 : profondeur mesuré correspond à I_1 , TMD_2 : profondeur mesuré correspond à I_2

- **AN sur le puits OMJZ 441:**

$$I_1 = 2.97^\circ \quad TMD_1 = 3384 \text{ m}$$

$$I_2 = 87.14^\circ \quad TMD_2 = 3424 \text{ m}$$

$$BUR = \frac{87,14 - 2.97}{3424 - 3384} 30 = 63.13\% / 30\text{m}$$

- **Calcul de rayon de courbure :**

$C = 2 \pi R$, Le cercle est équivalent à 360°

$$ROC = \frac{360}{2\pi BUR} .10 = \frac{572.95}{BUR} \quad \text{Donc : } ROC = \frac{573}{BUR}$$

- **AN sur le puits OMJZ 441:**

$$ROC = \frac{573}{63,13} = 9,07 \text{ m}$$

- Assemblage BHA Haliburton N°01, moteur Bend 2,97° + MWD
- Test en surface (shallow test) de MWD avec Q=700l/m P=1000psi -ok-
- Visser tricône bit 5^{7/8} et descente avec remplissage chaque 10 longueurs.
- Montage unité slick line pour Opération Gyro data.

Reprise Opération Gyro data :

Survey	Tool face	INC	AZIMUT
à 3382m	135.39°	0.72°	61.86°

- Turboforage de 3382.10m à 3394..34m.

- Remontée BHA Halliburton N°01.
- Assemblage BHA 02 bull nose 4^{3/4} et descente à 3394 m.

Survey	MD	INC	AZIMUT
à 3394m	3394m	10.82°	135.39°

- **Calcul de Dog leg:** Le paramètre appelé "dog-leg" représente un changement global (Tridimensionnel) de la direction du puits, à la fois en inclinaison et en azimut.

$$DLS = \frac{10}{\Delta L} \times \cos^{-1} [\cos I_2 \times \cos I_1 + \sin I_2 \times \sin I_1 \times \cos (A_2 - A_1)] \quad \text{deg/10m} \quad [6]$$

- **AN sur le puits OMJZ 441:**

$$DLS = \frac{10}{12} \times \cos^{-1} [\cos 10.82 \times \cos 0.72 + \sin 10.82 \times \sin 0.72 \times \cos (135.39 - 61.86)]$$

$$= 9.03^\circ/10\text{m}$$

- Circulation et pompage high-vis 03 m³ Q=650 l/mn P=1600 psi, chute la densité out a 1.38 sg, Continue circulation D in=D out =1.45 sg.
- Remontée BHA 02 bull nose 4^{3/4}.
- Assemblage et descente BHA#03 tricône 5^{7/8} + moteur 2.97° Bend +MWD, Test à 750 l/mn avec remplissage à chaque 10 longueur à 3394.34m.
- Turboforage de 3394..34m à 3415.30m Q= 750 l/mn, P=1350psi, WOB=04-05 t Remontée BHA#03 tricône 5^{7/8}.
- Assemblage et descente BHA#04 tricône 5^{7/8} + moteur 2.97° Bend +MWD, Test à 750 l/mn avec remplissage à chaque 10 longueur à 3415.30m, Circulation à 3415m et pompage Hi-vis 02 m³ Q=650 l/mn P=1600 psi
Turboforage de 3415m à 3429.50 m Q= 600 l/mn, P=1450 psi, WOB=04-05 t
Short trip de 3429.5m à 3370m, et puis remontée BHA#04 tricône 5^{7/8}.
Short trip : Un court trajet (short trip) est souvent utilisé pour déterminer si un trou est propre ou si le poids de la boue est suffisant pour permettre une sortie complète du trou.
- Assemblage BHA #05 tricône 5^{7/8} et descente à 3429.5m
Circulation à 3428 m Q=650 l/mn, P=1200 psi
Contrôle open hole de 3370m à 3428.30 m et Topper fond à 04 tonnes,
Short trip de 3428.4m à 3370m, Circulation à 3428m, (Q= 700 l/mn, P=1800 psi)

Remontée BHA#05 tricône 5^{7/8}.

- Assemblage BHA #05 tricône 5^{7/8} + Scrapper 7" et descente à 3370m
Circulation @3370m et pompage bouchon viseaux 2m³ Q= 600 l/mn, P=1500 psi,
Remontée BHA#05 tricône 5^{7/8} +Scraper 7".
- Assemblage et descente BHA #06 tricône 5^{7/8} à 3428m
Circulation à 3428 m avec pompage 02 m³ Q=650 l/mn, P=1600 psi
Remontée l'outil à 3370 m Déplacement la boue D=1.45 sg par une boue D= 1.47 sg,
Circulation D in=D out =1.47 sg, Continue descente à 3428 m avec Circulation et
homogénéisation la boue Q=650 l/mn, P=1600 psi.
Short trip de 3374.66 jusque à fond 3428.5 m, Passage libre.
Remontée BHA#06 tricône 5^{7/8}.

III.2.5.9 Descendre un liner 4^{1/2} au top réservoir soit à 3424m et cimentation du liner:

- Montage clé automatique (ELGAITH).
- Assemblage liner hunger LCP 4^{1/2} N-Vam 13.5# P-110 avec gerbage jts de Tubing 4^{1/2} avec remplissage, L=100 m (total =10 jts).
Sabot liner +02 jts Tubing 4^{1/2}+Landing collar+08 jts Tubing 4^{1/2}+tete de liner Baker)
avec couple de serrage 6370 Lbs. Ft.
Remplissage et circulation, ok poids liner =01 tonne.
- Descente liner 4^{1/2} avec DP 3^{1/2} en calibrage et remplissage à 10 longueurs à 3426m
 - ✓ Circulation Q=400 l/min P =500psi
 - ✓ Ancrage liner hunger-OK et confirmation ancrage avec 10T de compression+
Dévissage setting Tools-ok (Top liner @3325 m - Sabot @3426 m).

✚ Cimentation du liner 4^{1/2} :

- **Calcul de volume de ciment :**

$$V_{\text{ciment}} = V_{\text{ciment (OH)}} + V_{\text{ciment (int csg 7)}} + V_{\text{ciment (int liner 4 1/2)}}$$

$$V_{\text{ciment (OH)}} = \frac{D^2}{4} \pi h = \frac{(5,875 * 0,0254)^2 - (4,5 * 0,0254)^2}{4} \pi 46,5 = 0,336 \text{ m}^3$$

$$\text{Majoration : } 0,336 * 0,25 = 0,084 \text{ m}^3 \text{ Alors } \rightarrow V_{\text{ciment (OH)}} = 0,336 + 0,084 = 0,42 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{ciment (int csg 7)}} = \frac{D^2}{4} \pi h = \frac{(6,094 * 0,0254)^2 - (4,5 * 0,0254)^2}{4} \pi .56 = 0,48 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{ciment (int liner 4 1/2)}} = \frac{D^2}{4} \pi h = \frac{(3,920 * 0,0254)^2}{4} \pi * 24,18 = 0,188 \text{ m}^3$$

Donc $\rightarrow V_{\text{ciment}} = 1,083 \text{ m}^3$

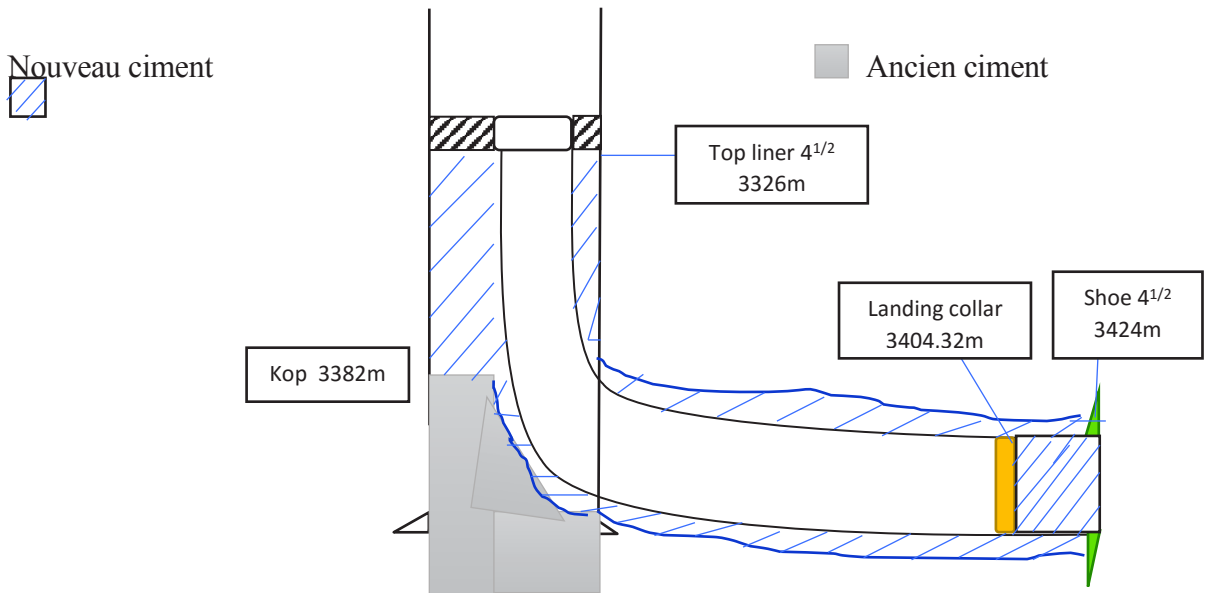


Figure III.5 : schéma représente la cimentation du liner 4^{1/2}

- Montage tête de cimentation et équipements Halliburton associées.
- Test la line de cimentation 5000psi/10min.
- Pompage 07m³ espacer d=1.7 sg + 2,083 m³ ciment d=1.90 sg, libérer plug et chasse avec 1.6m³ d'eau et 11.74 m³ boue d=1.47sg.

(1^{er} à-coup @12.72m³, pression 900 psi) (2^{ème} à-coup @13.34 m³, Pression max 2500psi).

- ✓ Ancrage packer liner avec 15Tonnes-ok (packer ancrée),
- ✓ Circulation inverse éjection 01 m³ de ciment et Remontée Liner setting tool.

- **Re-forage le ciment et fraisage le sabot du liner 4^{1/2} :**

- Assemblage l'outil steep 3^{23/32} et descente de 3325 m à 3382.86 m systématiquement avec circulation et rotation Q=500 l/mn, RPM =50 tr/mn, P=1300 psi.

✓ Re-forage ciment du l'intérieur liner 4^{1/2} jusqu'à landing collar (LC) soit 3404.32 m; Q=33 spm WOB=1.5-2T, RPM=65 tr/mn,

Continue re-forage ciment de 3406.71 m à 3421 m, Q=500 l/mn, P=1600 psi, RPM =65 tr/mn, WOB=2T, Circulation et conditionnement la boue @ 3420.5 m Q=500 l/mn, P=1600psi. Et puis remontée l'outil steep 3^{23/32} à la surface.

- Assemblage l'outil steep 3^{23/32} +Casing scraper 4^{1/2} et descente à 3324.50, descente avec scrapage liner 4^{1/2} en 02 passes de 3324.50 m à 3421 m.
 - ✓ Circulation avec pompage 03 m³ bouchon Hi-vis et conditionnement la boue Q=500 l/mn, P=1600psi et puis Remontée l'outil steep 3^{23/32} +BHA # 09 à la surface.
 - Montage unité wire-line(HESP) : Logging CBL, VDL, CCL de liner 4^{1/2} pour contrôler la qualité de cimentation et top de cement.
 - Assemblage et descente Junk Mill 3^{3/4} à 3421m pour fraisage de sabot de liner 4^{1/2} :
 - ✓ Circulation et déplacement la boue D=1.47sg par une boue D=1.22 sg
 - ✓ Circulation et homogénéisation la boue, Q=400 l/mn, P=1650 psi.
 - ✓ Reforage ciment de 3421m au 3422.73 m Q= 500 l/mn, PM=70 tr/mn, WOP=2.5-3T passage difficile 0.20m /h.
 - ✓ Tentative de fraisage sabot du liner 4" soit 3422.73 m à 3423.05 m avec Q=500 l/mn, RPM=70tr/min WOP=3-3.5T passage difficile.
- Continue fraisage sabot de liner 4^{1/2} de 3422.05 m à 3423.30 m passage libre,
 Continue re-forage ciment jusque à 3424.23 m pas d'avancement.
 Circulation à 3422.5 m avec pompage 03 m³ bouchon HI-Vis Q=500 l/mn, P=1500 psi
 Continue re-forage ciment à 3424.36 m passage nulle avec :
 Circulation Q=500 l/mn, RPM=70 tr/mn, P=1500 psi
 Circulation et nettoyage de fond à 3423 m, Q=550 L/mn, P=1600 psi.
- ✓ Remontée Junk Mill 3^{3/4} à la surface.

III.2.5.10 Forage en déviation (Build Up section) en 3^{3/4} slim hole :

- Assemblage et descente BHA HALLIBURTON déviation tricône 3^{3/4}+moteur bend 0.
- Forage en slim hole de 3424.50m à 3426.58m avec Q=350 l/mn, P=1600 psi, WOP=0.5-1T.

MD	INC	AZM	TVD	VS	DLS
3426.2m	62.41°	132.58°	3412.79m	22.87m	35.11°/30m

- Assemblage et descente BHA HALLIBURTON avec changement nouveau moteur bend 2.57° +test BHA.
- Forage en slim hole section courbe de 3426.58m à 3431m avec Q=200 l/min, P=1400psi.
- Continu le forage section courbe, WOB 1-2 t, 470 l/min, P = 1900 psi, du 3431.53 m au 3464.32 m.

MD	INC	AZM	TVD	VS	DLS
3434.4m	66.98°	130.18°	3420.67m	30.28m	18.50°/30m
3442.2m	73.75°	129.06°	3423.29m	37.62m	26.35°/30m
3450.1m	82.43°	129.30°	3424.92m	45.35m	33.67°/30m
3464.3m	84.61°	130.01°	3425.34m	64.27m	13.76°/30m

- Continué le forage 3^{3/4} section courbe, WOB 1-2.5 t, Q = 470 l/min, P = 2400 psi, de 3516.48m.

MD	INC	AZM	TVD	VS	DLS
3475.1m	87.50°	130.22°	3426.75m	70.27m	1.96°/30m
3505.30m	88°	128.78°	3427.90m	100.45m	1.67°/30m
3516.48 m	86.74°	128.58°	3428.62m	116.02 m	2.453°/30m

III.2.5.11 Forage du drain horizontal de 3516,48m à 3796,5m:

Une fois le build up est terminé, il faut maintenir l'inclinaison et l'azimut à des valeurs constantes, cela en jouant sur la composition de la garniture et sur les paramètres de forage.

Dans les terrains tendres et perméables, l'utilisation de DC spiralés et HW est recommandée pour éviter le collage par pression différentielle, qui peut se produire pendant les mesures car la garniture est immobile (10 à 40 mn).

- Continué le Forage en slim hole 3^{3/4} drain section de 3516.48 m à 3796.50m
Avec : Q = 470 l/m, P = 2400 psi, 1-3 ton WOB.

MD	INC	AZM	TVD	VS	DLS
3534.63 m	86.20°	128.58°	3429.73m	134.08 m	0.905°/30m
3557m	86.50°	128.50°	3430.87m	152.04m	0.398°/30m
3577m	86.80°	128.50°	3432.33m	171.98m	0.794°/30m
3592m	88.9°	127.90°	3432.33m	186.98m	2.144°/30m
3602m	87.30°	127.50°	3432.95m	196.96m	2.282°/30m
3636m	87.8°	129°	3435m	230.85m	4.101°/30m
3637.5m	89°	129°	3434.99m	232.36m	4.133°/30m

	3641m	88°	128.5°	3435.22m	235.85m	1.756°/30m
	3645.5m	88°	129°	3435.37m	240.35m	2.107°/30m
	3657m	88°	128.7°	3435.45m	251.84m	2.321°/30m
	3666.5m	85.8°	129.5°	3435.46m	261.32m	4.239°/30m
	3705m	87°	129.8°	3439.28m	299.89m	2.871°/30m
	3719m	87.5°	130°	3440.03m	313.68m	1.762°/30m
	3730m	89°	128.5°	3440.24m	324.67m	3.139°/30m
	3740.50m	88.5°	129°	3439.39m	335.18m	2.372°/30m
	3763.52m	87°	128.3°	3440.7m	357.65m	1.864°/30m
	3773.57m	84.8°	130°	3441.59m	368.12m	4.834°/30m
	3789m	86°	130.8°	3442.73m	383.57m	2.014°/30m
	3796.5m	87°	131°	3443.54m	391.03m	4.833°/30m
Objective	3857m	87.14°	130°	3447m	450m	0.00°/30m

Tableau III.1 : montre la variation des paramètres de déviation au cours de forage de drain [17]

- short trip à 3424 à 3792m (passage libre)
- Pompage un bouchon HI-VIS 3m³ et circulation au fond à 3792m (Q =350 l/m P= 950 psi)
- Scrappage en 03 passes de 3325 m à 3282 m et circulation (Q= 600 P= 1400psi)

(Descente kill string et attente inspection SH/HSE -DST).

Top Liner 4"1/2 @ 3324.35 m TOP Liner 7" @ 3282m

III.2.5.12 Test du puits (DST operation):

Objectif : tester le puits en degorgement et déterminer sa productivité (potentiel de réservoir).

Méthode : mettre le puits en éruption contrôlée , créant des perturbations pour évaluer et tester le puits, mise en production provisoire on utilise les équipements temporaires.

- Assemblage et Descendre train de test DST (Schlumberger).
- Test pression des équipements de surface:
 - ✓ line de torche =500psi, line de séparateur= 1000psi.
- Descente liner LPP à 3791m top liner 3366m.
- Ancrage de packer électrique à 3325m.
- Ouverture de la vanne de fond IRDV pour prédébit (dégorgement du puits)

- Fermeture de la vanne de fond IRDV et enregistrement de la pression vierge
- Ouverture pour débit prolongé
- Fermeture du manifold de duses et enregistrement de pression 2^{ème} build up
- Ouverture du manifold de duses
- Remise sous contrôle hydrostatique (circulation inverse)
- Désencrage du packer et remonte train de test.

III.2.5.13 Descente et ajustage du tubing 4’’^{1/2} NV :

A. Calcul d’ajustage :

(Tubing 4’’^{1/2} ancré à 20 Tonnes de compression)

Détermination de la cote d'ajustage (voir schéma) :

Hauteur table de rotation	9,36 m
Distance top garniture / T. R	0,9 m
Profondeur olive sous bride	
Supérieure tubing head	0,44 m
Total B=	10,7 m

Distance bride sup T. H / Sol	0,56 m
Longueur d'un manchon	0,25 m
Total C=	0,81 m

Relevé des derniers tubings descendus		
N°	L.unit (m)	Total (m)
365	9,06	3292,56
366	9,07	3301,63
367	9,06	3310,69
368	8,96	3319,65
369	Total A =	3328,6

Tableau III.2 : Montre des longueurs des derniers tubings descendus dans le puits

Cote d’ajustage $D = A - B + C = 3318,71 \text{ m}$

Cette cote représente la longueur que doit avoir la garniture, le manchon est inclus dans la mesure de longueur des tubings.

B. Ajustage de la garniture :

Rechercher et choisir parmi les derniers tubings descendus et les tubings restants sur le rack la combinaison qui ajuste la longueur de la garniture à la cote D calculée précédemment.

III 2.6 l'état du puits après la reprise (la solution de problématique) :

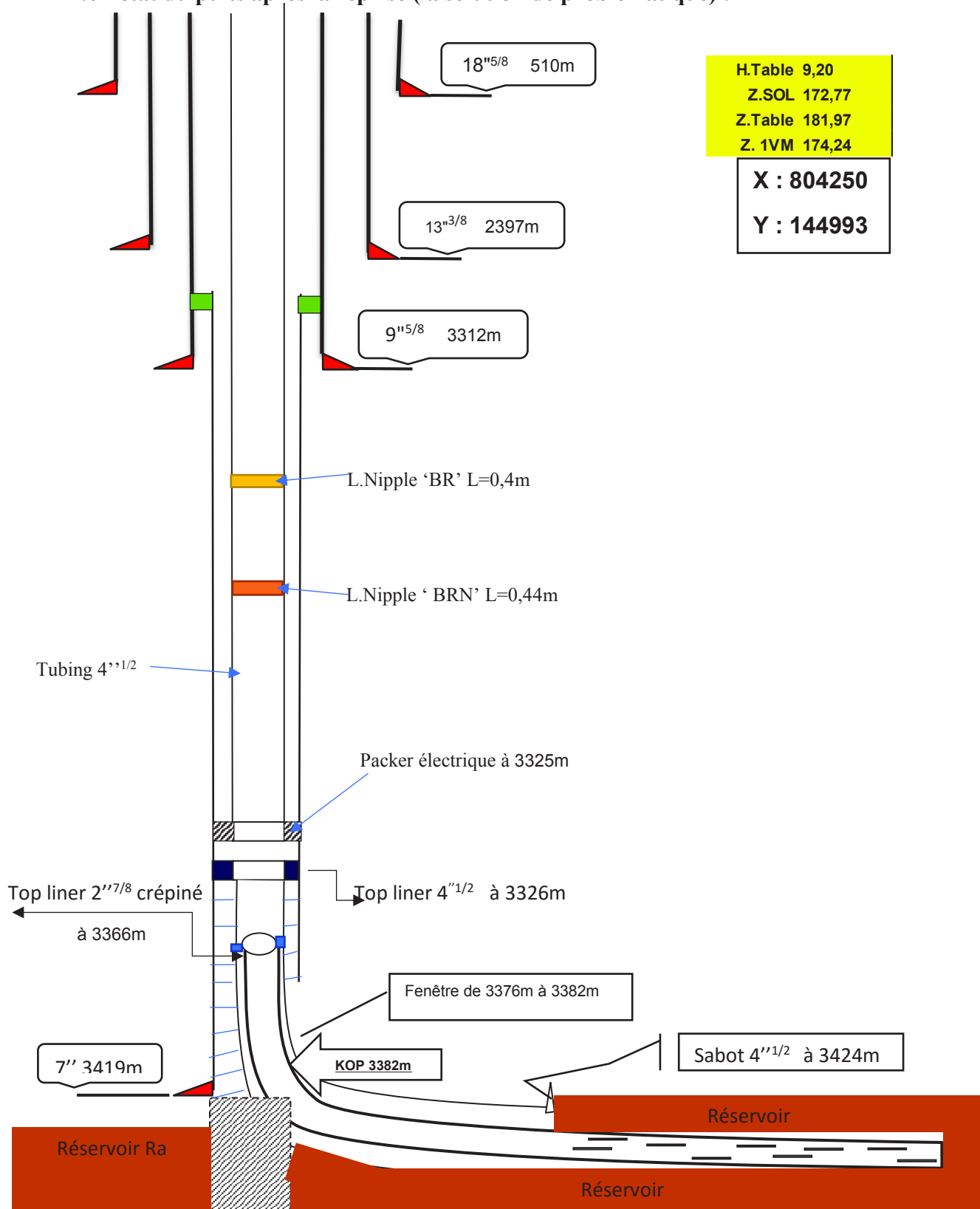


Figure III.6 : Montre le profil réel du puits OMJZ-441 après la reprise

III.2.7 Le plan vertical du puits OMJZ 441 après la reprise:

Dans cette figure on à représenter le profil réel du puits OMJZ-441, on remarque qu'il y'a un décalage à cause des dog legs insuffisantes qui ont fait atteindre le TVD programmé mais qu'on n'a pas pu atteindre le déplacement horizontal finale programmée (VS=450m).

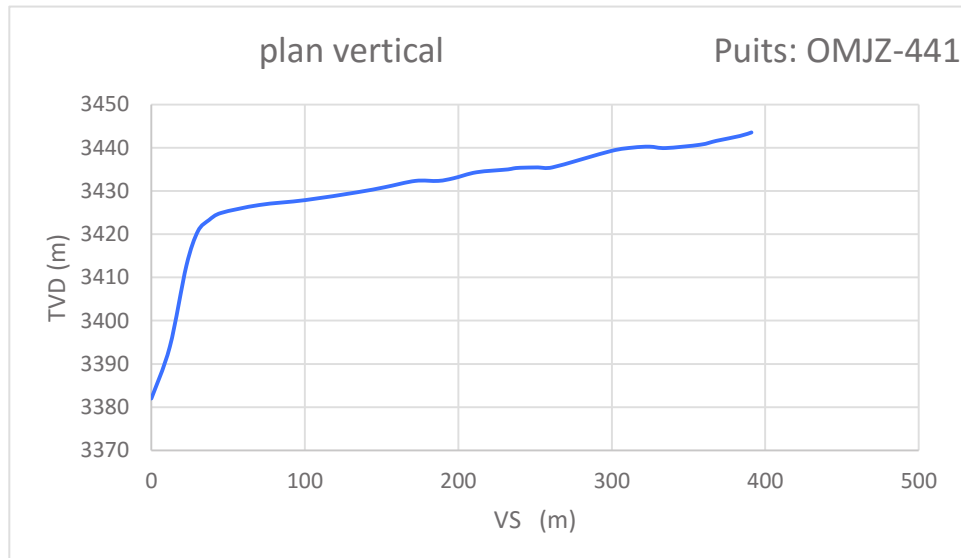


Figure III.7 : diagramme représente le plan vertical réel du puits OMJZ-441 après la reprise

III.2.8 Le plan horizontal du puits OMJZ 441 après la reprise :

Le plan suivant montre l'évolution de l'azimut réel du puits OMJZ-441

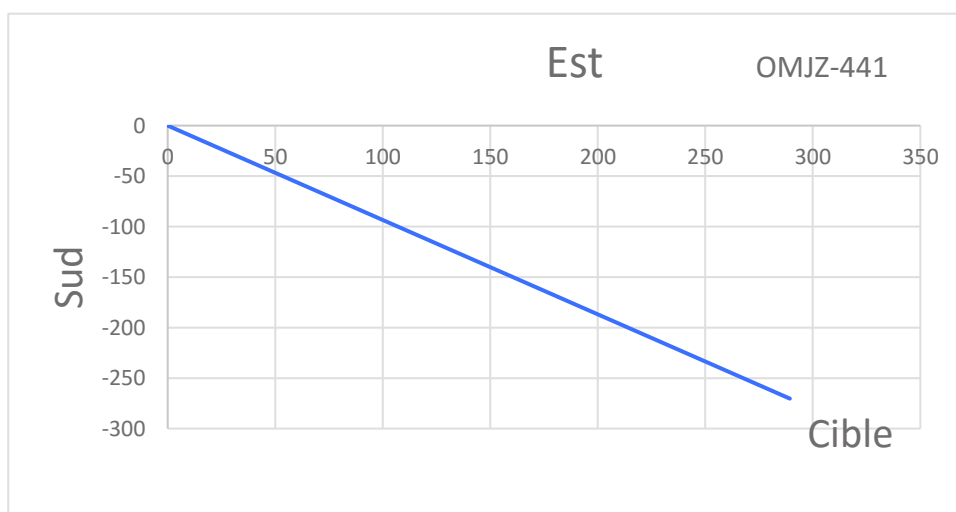


Figure III.8 : Diagramme représente le plan horizontal réel du puits OMJZ-441 après la reprise

III.2.9 Problèmes rencontrés lors de reprise de puits OMJZ441 et leurs remèdes :

Lors de la reprise de puits OMJZ-441 en short radius et en slim hole, plusieurs problèmes ont été présents permet ces problèmes on cite :

III.2.9.1. Avancement nulle :

Lors de forage en slim a 3431m avec $Q=200$ l/min, $P=1400$ psi on a constaté que l'avancement est nulle. Après la Remontée BHA à la surface on a remarqué que l'outil usée 100% (02 morceaux de tricône rester dans le fond).

Le remède est comme suite :

- ✓ Montage et descente 3"1/2 fishing magnet, nettoyage de fond et tentée le repêchage des junks et puis Remontée BHA de repêchage au surface.
- ✓ Montage et descente 3"3/4 INSERTED JUNK MILL.
- ✓ Reaming avec 3"3/4 INSERTED JUNK MILL, et forage de 3426.5m au 3431.17m,
- ✓ Pompage 3 m³ HI-VIS $Q=700$ l/min, $P=700$ psi et circulation, et continue le forage.

III.2.9.2 Bouchage dans la garniture :

Pendant le forage à 3426.62 m avec $Q=350$ l/mn, $P=1600$ psi, $WOP=0.5-1$ T. Ici la pression augmente de 1600 psi jusque a 2500 psi,

Remède :

- ✓ Arrêt le forage suite bouchage dans la garniture.
- ✓ Remontée la garniture de forage, en observant la garniture DP 5'+BHA on a remarqué que l'outil 3"3/4 est partiellement bouché par des particules de ciment (Lors le re-forage de bouchon de ciment à la cote 3426.62 m, l'avancement est rapide suivi une augmentation de pression au niveau de l'outil car le ciment est tendre causée un bouchage de l'outil).
- ✓ Déboucher, Assembler et redescende la garniture.

III.2.9.3 Lectures erronées de Gyroscope (temps morte) :

Lors de l'orientation du BHA à la cote de 3364.5m le Gyroscope donne des lectures erronés ce qui entraine une perte de temps (12 h) lors d'orientation de BHA.

III.2.9.4 Des signaux négatifs de MWD :

A cause de bouchage de mud pulse par les produits de la boue de forage le MWD ne donne pas des lectures ce qui cause une manœuvre de remonte pour identifie le problème.

III.2.9.5 Erreur de manipulation :

Plusieurs calages de moteur a en lieu durant la reprise de puits, ceci due à un excès de poids sur l'outil ou lors d'un changement de formation, le couple requis à l'outil peut dépasser la capacité de couple de sorte de la section motrice : de moteur cale (stall out), c.-à-d. que la rotation de l'arbre s'arrête brutalement, résultant en une brusque augmentation de pression à travers du moteur ce qui nécessite une manœuvre pour régler le problème.

III.2.9.6 Le nombre élevé des outils utilisés :

Les outils à molettes sont les plus utilisés en forage du drain en raison de leur facilité de passage dans la courbe.

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

L'utilisation de PDM (positif déplacement motor) donne une grande vitesse de rotation qui réduit la durée de vie de l'outil, Ce qui produit plusieurs manœuvres de remonte pour changer l'outil de forage.

La durée de vie des outils tricônes est calculée comme suit : [18]

$T = \text{nombre de tour de roulement} / \text{RPM}$

a) **En mode oriente (sliding):** $\text{RPM} = F * Q$ avec :

F: RPM flow unit (caractéristique de moteur) (rpm/l/min)

Q: le débit (l/min)

b) **En mode rotary:** $\text{RPM} = \text{RPM}_{\text{moteur}} + \text{RPM}_{\text{table}}$

- **Exemple d'application sur le puits OMJZ 441 :**

1) **En utilise des outils tricône de diamètre 5^{7/8}" avec la durée de vie suivant :**

➤ Nbre de tour de roulement donnée par le constructeur : 350000 tours ;

➤ $F = 0.264$ rpm/l/min (caractéristique de moteur)

➤ $Q = 840$ l/min

1.1 Mode oriente (sliding) :

$$\text{RPM} = 0.264 * 840 = 221.76 \text{ tr/min}$$

$$T = 350000 / 221.76 = 1578.28 \text{ min}$$

Donc : la durée de vie de l'outil lors de forage en sliding est 26 h

Mais le changement d'outil se fait après 24 h de travail (2h de sécurité)

1.2 Mode rotary :

- $RPM_{table} = 40 \text{ tr/min}$
- $RPM_{moteur} = 221.76 \text{ tr / min}$

$$RPM = 261.7 \text{ tr/min}$$

$$T = 350000 / 261.7 = 1337.4 \text{ min}$$

Lors de forage avec le mode rotary la durée de vie de l'outil devient 22h (le changement se fait après 20h de travail (2h de sécurité)

2) En utilise des outils tricône de diamètre 3^{3/4}" avec la durée de vie suivant :

- Nbre de tour de roulement donnée par le constructeur : 500000 tours ;
- $F = 0.421 \text{ rpm/l/min}$ (caractéristique de moteur)
- $Q = 600 \text{ l/min}$

2.1 Mode oriente (sliding) :

$$RPM = 0.421 * 600 = 252.6 \text{ tr/min}$$

$$T = 500000 / 252.6 = 1979.41 \text{ min}$$

Donc : la durée de vie de l'outil lors de forage en sliding est 32 h

Mais le changement d'outil se fait après 30 h de travail (2h de sécurité)

2.2 Mode rotary :

- $RPM_{table} = 40 \text{ tr/min}$
- $RPM_{moteur} = 252.6 \text{ tr / min}$

$$RPM = 292.6 \text{ tr/min}$$

$$T = 500000 / 292.6 = 1708,81 \text{ min}$$

Lors de forage avec le mode rotary la durée de vie de l'outil devient 28h (le changement se fait après 26h de travail (2h de sécurité).

- **Les outils consommés lors de la réalisation cette reprise sur le puits OMJZ-441 :**

Type d'outil	Model	Nbre d'outils consommés	Diamètre
Tricône	STX-M50DX	3	5 ^{7/8}
Tricône	STX-MDS50FDX	5	3 ^{3/4}
PDC	IQ608 / Diamond	1	3 ^{3/4}
Impregn bit	Baker Hughes	2	3 ^{3/4}

Tableau III.3 : Montre les nombres et types des outils consommés lors de réalisation de la reprise

Conclusion

Et

Recommendation

Conclusion

La réussite de la réalisation d'une réentrée short radius en slim hole sur un puits est une relative à une bonne programmation, une bonne connaissance du terrain et une bonne vision des objectifs en question.

La technique repose sur le succès des préparations de puits telles que le sidetracking et le drainage. De plus, de nombreux projets de forage de réentrée sont effectués avec des installations de reconditionnement (work over) qui ne sont pas idéales pour le travail, et sont conçus et supervisés par le personnel de l'entreprise qui ne travaille pas.

Bien que les méthodes de forage rotatif aient également été étudiées, le développement d'un système basé sur un moteur de fond (PDM) et un outil de mesure pendant le forage (MWD) a été poursuivi car il était considéré comme ayant un plus grand potentiel de précision et d'efficacité de forage. Pour permettre un déploiement rapide, un système à PDM avec un outil MWD également été considéré comme étant le plus proche des techniques de forage directionnel conventionnel et donc capable d'utiliser l'expérience du personnel de terrain existant.

Même si des problèmes ont surgi lors de la reprise du puits en short radius, nous devons nous persuader que rater la cible n'est pas rater les objectifs, car après toute l'expérience acquise est égale à l'ensemble de nos erreurs.

J'ai noté que tout les réentrée short radius en slim hole réussi doit consacrer tous les moyens fiables et le personnel qualifié afin de joindre l'art et de la manière.

Enfin, Cette réalisation de Réentrée short radius en slim hole sur le puits OMJZ-441 à Hassi Messaoud réussie par mode agréable pour les objectifs posés initialement et toutes les études établies en programme prévisionnel de reprise :

- Le profil de puits final très rapproché à profile théorique ;
 - Augmentation du débit de production (0.4 à 3.38 m³ / h).
-

Recommandation

L'attention était concentrée sur les points suivants:

- Forer une courbe avec des taux de construction exceptionnellement élevés (40 à 140/100 ft).
 - Faites passer un moteur à faible taux de construction et outil MWD précisé sur toute la courbe et Forer le latéral de manière efficace.
 - Imposer des équipements de bonne qualité pour réaliser le puits afin d'éliminer toute probabilité d'attente préjudiciable sur le coût final de l'opération.
 - Choix judicieux des paramètres directionnels et la méthode de forage convenable.
 - Eviter les gros dog legs, c'est-à-dire éviter les gros intervalles de sliding.
 - Bien définir les angles du bend avant chaque choix de BHA pour avoir le DLS requis, pour ceci, l'utilisation des résultats acquis dans les puits voisins est plus que nécessaire.
 - Choisir des paramètres de forage convenable (débit, ROP, WOB, RPM).
-

Annexe

Annexe

- **Définitions et Terminologies :**

Position du puits : L'emplacement de la tête de puits.

Target(s) : Le(s) point(s) visé(s) en sous-sol (la cible).

Direction de la cible : L'azimut relatif entre la tête de puits et la cible

Référence de profondeur : L'origine des mesures de profondeur

Trajectoire : Le cheminement du puits depuis la tête de puits jusqu'à sa profondeur finale.

Kick-off : Le point où le puits quitte la verticale.

Inclinaison : L'angle du puits par rapport à la verticale.

Azimut : La direction du puits par rapport au Nord.

Profondeur mesurée : Longueur du puits mesurée le long de la trajectoire.

Profondeur verticale : La distance verticale entre le plan horizontal contenant un point du puits et le plan de la référence de profondeur.

Déplacement horizontal : Distance horizontale entre un point du puits et la projection verticale de la tête de puits

Build-up : Section du puits où l'inclinaison augmente

Drop-off : Section du puits où l'inclinaison diminue

Rayon de courbure : Le rayon d'une section curviligne du puits

Section droite : Section rectiligne du puits

Drain Section : du puit situé dans le réservoir

Dog-leg : Paramètre représentant un changement (3-d) de direction du puits

Azimut initial : Azimut du puits en fin de phase d'orientation (voir 'garde' ci-après)

Station : Point du puits où est effectuée une 'mesure des paramètres directionnels d'un puits.

Mesure (Survey) : Opérations permettant de mesurer l'inclinaison et l'azimut du puits.

Correction : Modification de la trajectoire.

Section tangente : Section droite intermédiaire.

Atterrissage : Procédure permettant d'atteindre les paramètres désirés au point d'entrée et/ou au point horizontal.

Point d'entrée : Intersection de la trajectoire avec le toit du réservoir.

Point horizontal : Point d'arrivée à l'horizontale (ou à l'inclinaison en début de drain)

Tool Face : C'est la face de l'outil, et aussi c'est l'Angle déterminé par deux plans:

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

Il y a deux manières d'exprimer l'orientation de la Tool face :

- Magnétique ou Gyro Tool face:
- High Side Tool face:

Le contrôle du Tool Face permet d'orienter le puits dans la direction souhaitée.

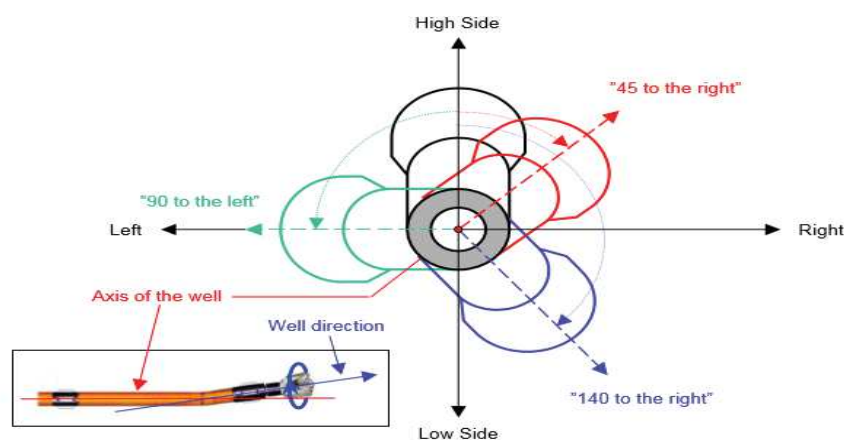


Figure représente le changement de Tool face [5]

CCL (Casing Collar Locator): c'est un outil qui permet de localiser les points du casing ou du tubing.

GR (Gamma Ray) : Son principe est l'enregistrement des variations de la radioactivité naturelle des formations. Les argiles émettent généralement le plus haut niveau des radiations gamma. Le GR Permet:

- ✓ la lecture des changements lithologiques à travers les casings.
 - ✓ la localisation des traceurs radioactifs.
 - ✓ la présence d'argile.
- **Architecture d'une réentrée short radius en slim hole :**

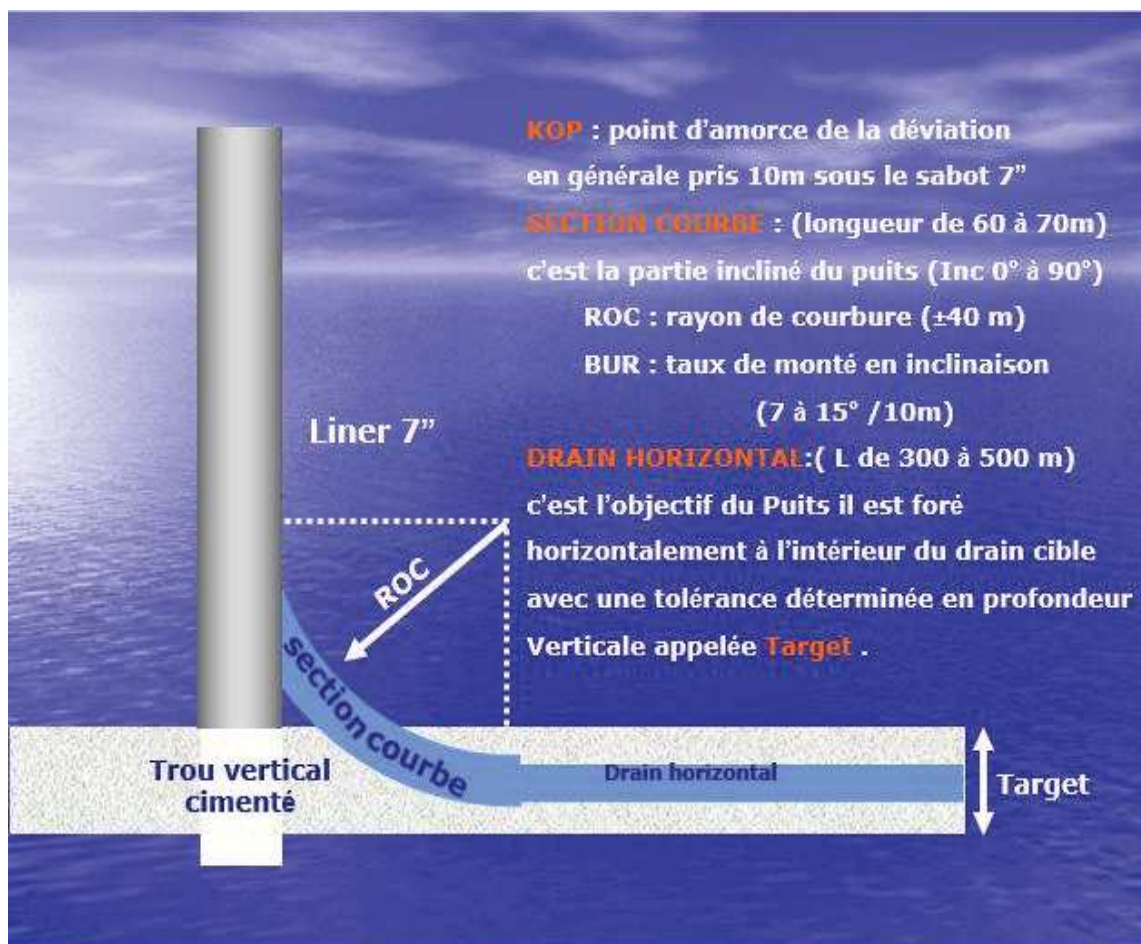
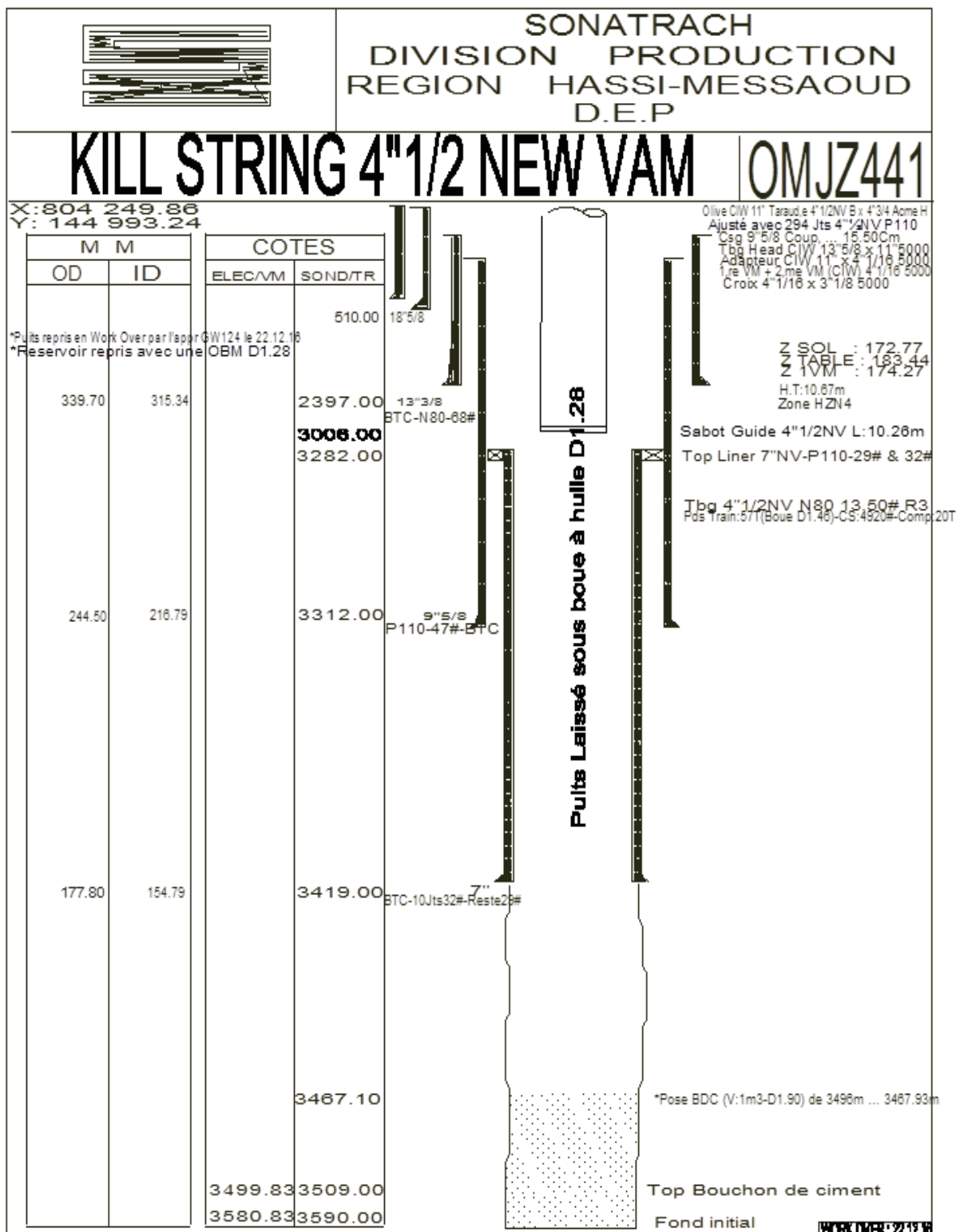


Schéma représentative de l'architecture d'une réentrée en short radius [10]



- Situation du puits OMJZ-441 avant la reprise :

Figure illustre la fiche technique du puits OMJZ-441 avant la reprise [17]

- **BHA pour le KOP :**

BHA NO.: 1		MOTOR SETTING: 2.77				NOZZLES: 14, 14, 14, n/a: 0.451 in ² TFA						
QTY	COMPONENT	SERIAL #	MODEL	DETAIL	BOT OD	TOP OD	ID	FNECK	BOT. CONN.	TOP CONN.	LEN.	C.LEN.
1	Tri-Cone Bit	5161902	STX-M50DX		0	5.875	0	-		3 1/2" REG Pin	0.18 m	0.18 m
1	Drilling Motor	475 1325		4 3/4" (121mm)	0	4.75	0	-	3 1/2" REG Box	3 1/2" IF Box	5.28 m	5.46 m
1	NM Muleshoe Sub	1028		4.75	4.75	4.75	0	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	1.04 m	6.50 m
1	Flex NMDC	SBMLD 14		4.54	4.54	4.54	2.79	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	8.96 m	15.46 m
1	UBHO Sub	SBD 25642		4.75	4.75	4.75	0	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	0.90 m	16.36 m
1	Flex NMDC	DCNF 475 13136			0	0	0	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	9.22 m	25.58 m
60	Drill Pipe				3.5	3.5	2.5	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	556.01 m	581.59 m
7	Drill Collar				4.75	4.75	2.25	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	65.03 m	646.62 m
1	Jar				4.75	4.75	2.25	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	8.26 m	654.88 m
4	Drill Collar				4.75	4.75	2.25	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	37.22 m	692.10 m
TOTAL:											692.10 m	

(O.D. units are in; I.D. units are in; FNeck units are m)

Tableau représente les caractéristiques de BHA pour le KOP [17]

- **BHA pour le build up :**

BHA NO.: 2		MOTOR SETTING: 3				NOZZLES: 14, 14, 14, n/a: 0.451 in ² TFA						
QTY	COMPONENT	SERIAL #	MODEL	DETAIL	BOT OD	TOP OD	ID	FNECK	BOT. CONN.	TOP CONN.	LEN.	C.LEN.
1	Tri-Cone Bit	5161232	STX-M50DX		0	5.875	0	-		3 1/2" REG Pin	0.18 m	0.18 m
1	Drilling Motor	475 1325		4 3/4" (121mm)	0	4.75	0	-	3 1/2" REG Box	3 1/2" IF Box	5.28 m	5.46 m
1	NM Muleshoe Sub	1028		4.75	4.75	4.75	0	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	1.04 m	6.50 m
1	Flex NMDC	SBMLD 14		4.54	4.54	4.54	2.79	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	8.96 m	15.46 m
1	Flex NMDC	DCNF 475 13136			0	0	0	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	9.22 m	24.68 m
1	Circulating Sub	SBD 6553		4.75	4.75	4.75	0	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	0.83 m	25.51 m
60	Drill Pipe				3.5	3.5	2.5	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	556.01 m	581.52 m
7	Drill Collar				4.75	4.75	2.25	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	65.03 m	646.55 m
1	Jar				4.75	4.75	2.25	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	8.26 m	654.81 m
4	Drill Collar				4.75	4.75	2.25	-	3 1/2" IF Pin	3 1/2" IF Box	37.22 m	692.03 m
TOTAL:											692.03 m	

(O.D. units are in; I.D. units are in; FNeck units are m)

Tableau représente les caractéristiques de BHA pour la section Build-up [17]

- **BHA pour le forage de drain horizontal en slim hole:** [17]

- ✚ BHA: 3-3/4" Impregbit +3-1/8" Sperry Drill Lobe+ X/O sub+MWD+ XO 2-7/8" HTPAC (Smith) Box + 61 Jts 2-7/8" DP HTPAC+XO HTPAC P X 3-1/ 2" IF BOX +Downhole Screen+Float Sub+15 jts 3-1/2" HWDP+ 4-3/4" D-jar (Slb)+02 jts 3-1/2" HWDP + 03 std 3-1/2" DP + XO + 5" DP.

- ✚ BHA : 3-3/4" tricone +3-1/8" Sperry Drill Lobe+ X/O sub+MWD+ XO 2-7/8" HTPAC (Smith) Box + 61 Jts 2-7/8" DP HTPAC+XO HTPAC P X 3-1/ 2" IF BOX +Downhole Screen+Float Sub+15 jts 3-1/2" HWDP+ 4-3/4" D-jar (Slb)+02 jts 3-1/2" HWDP + 03 std 3-1/2" DP + XO + 5" DP

- **Les outils utilisés lors de la reprise du puits OMJZ-441 :** [17]



Outils à molettes 5^{7/8}'' et 3^{3/4}''

3^{3/4}''



Outils imprégnés 3^{3/4}''



Outil PDC

(Utilisés pour le forage de section courbe)
horizontal)

(Utilisés pour le forage de drain



Outil
Outils junk mill 3^{3/4}''



window mill 5^{7/8}''

Pour le fraisage de sabot de liner 4^{1/2}''

Pour l'alésage d'une fenêtre dans le casing 7''

- Les caractéristiques de la boue de forage de chaque section : [17]

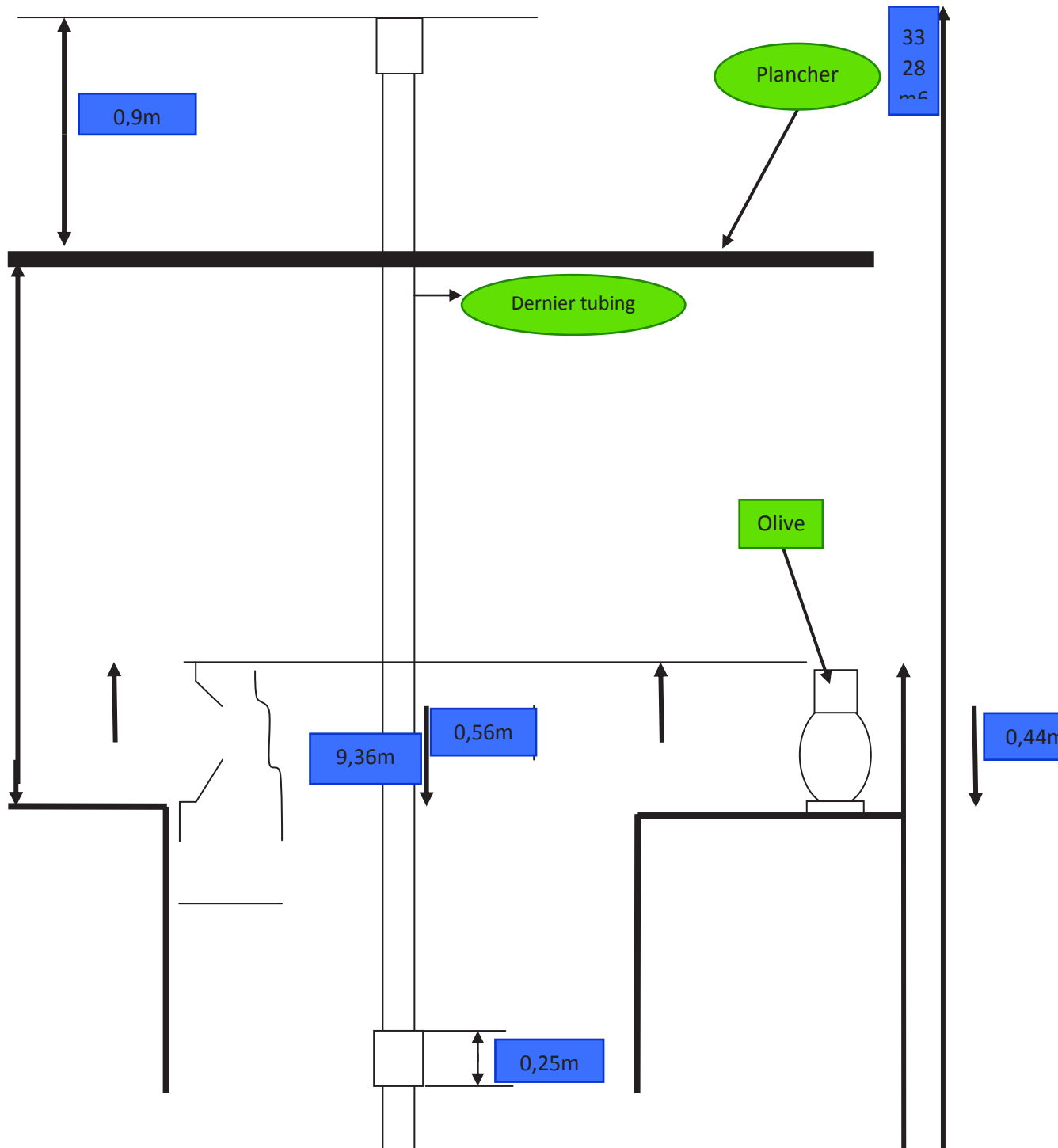
1) Forage de ciment et KOP

2) Forage de section courbe (Build up)

Type		MI-SWACO		Type		MI-SWACO	
OBM				OBM			
Réception boue		27		Réception boue		27	
Réintégration boue				Réintégration boue			
Perte surface + ejection		OBM		Perte surface + ejection		1	
Volume puits		Type		Versadrill (MI)		128	
Volume surface						173	
Densité	1,47					P.V	11
Y. Marsh	48	Réception boue				EI St (Y)	
Filtrat	12	Réintégration boue				LGS	5
Solide (Z)	46	Perte surface + ejection		2		Gel 0/10	3-5.
Y.P	7	Volume puits		128		Salinity g/l	
Huile Z	96	Volume surface		107		oil	48
H // E	94/6	Densité	1,22	P.V	6	water	3
		Y. Marsh	45	EI St (Y)		horizontal (drain section)	
		Filtrat	12	LGS	2		
		Solide (Z)	28	Gel 0/10	3-4.		
		Y.P	7	Salinity g/l			
		Huile Z	69	oil			
		H // E	94/6	water	3		

3) Forage de drain

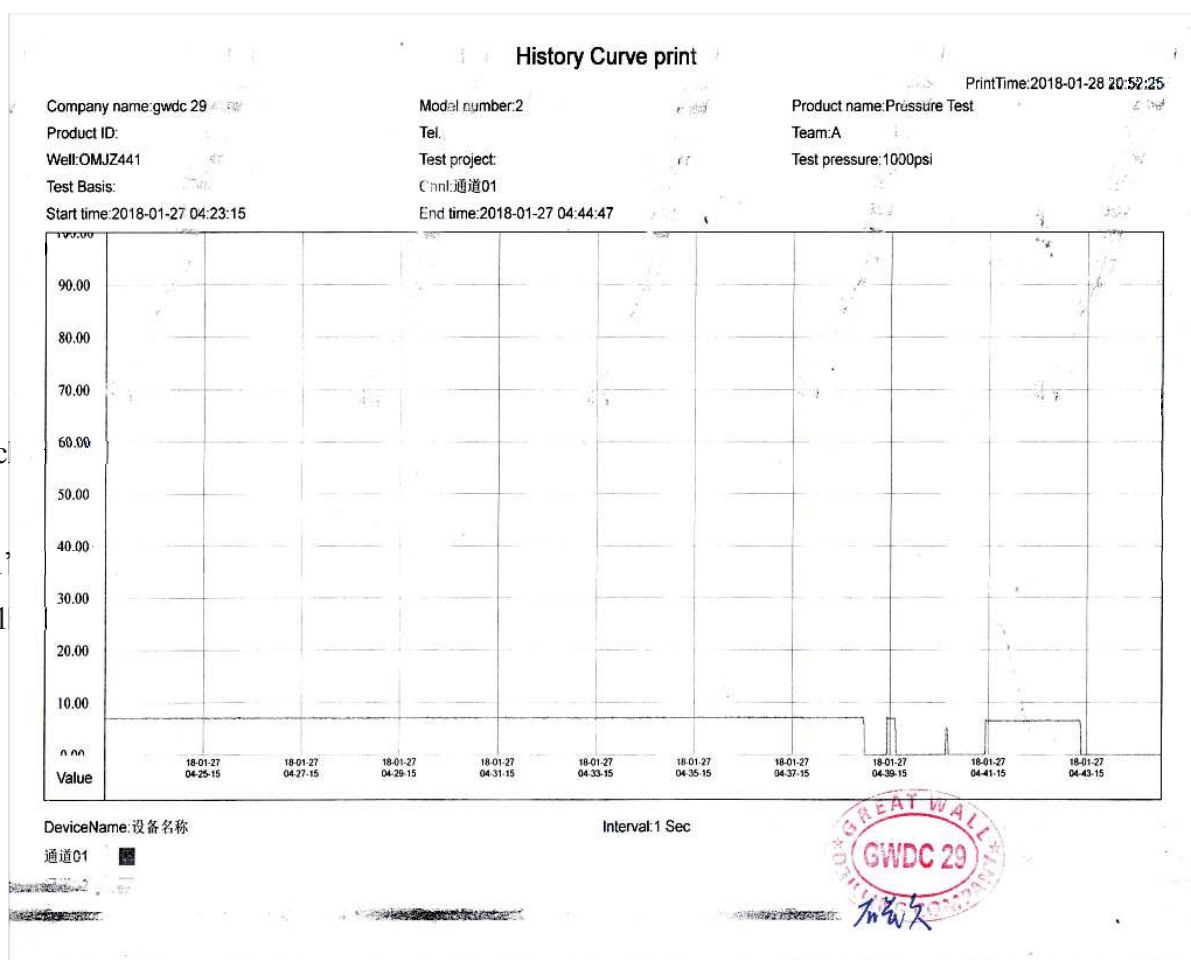
• Fiche d'ajustage :



3318,71 m

Schéma représente l'ajustage de tubing [17]

- Test



- Tête du puits OMJZ-441 et son nomenclature après la reprise :

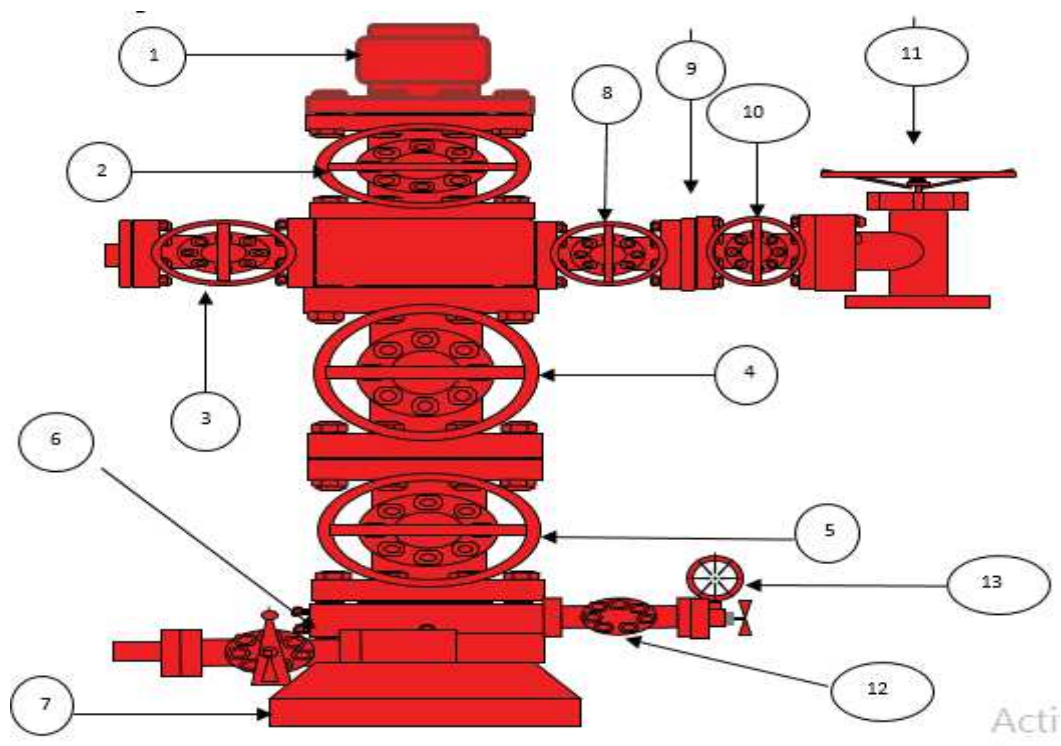


Image représente la tête du puits OMJZ-441 [17]

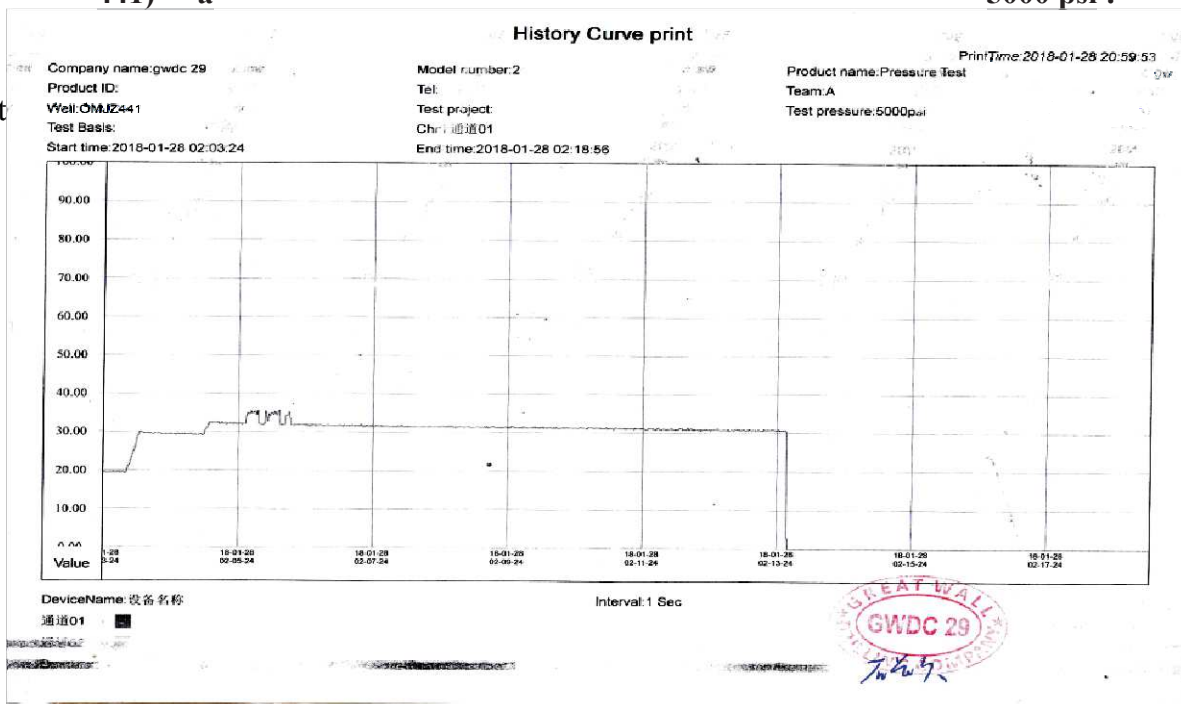
N°	Nomenclature	Montage
1	Top Cap Stream flo 4"1/16 5000 psi	✓
2	Vanne de curage Stream flo 4"1/16 500psi	✓
3	Vanne latérale Cameron 3"1/8 5000 psi	✓
4	2 ^{ème} Vanne maitresse Stream flo 4"1/16 5000 psi	✓
5	1 ^{er} Vanne maitresse Stream flo 4"1/16 5000 psi	✓
6	Adapter cameron 11" 5000 psi x 4"1/16 5000 psi	✓
7	Tubing Head Cameron 13" 5/8 5000 psi x 11" 5000 psi	✓
8	Vanne latérale Cameron 3"1/8 5000 psi	✓
9	Galette prise de pression 3"1/8 5000 psi	✓
10	Vanne latérale Stream flo 3"1/8 5000 psi	✓
11	Porte duse Stream flo ajustable 3"1/8 5000 psi	✓
12	Vanne de sortie latérale 2"1/16 5000 psi	✓
13	Bride 2"1/16 5000 psi taraudée en 2"LP	✓

Nomenclature de la composition de tête du puits OMJZ-441 [17]

- Test de 441) à

la tête de puits (OMJZ 5000 psi :

test
psi

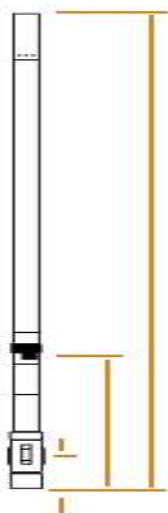


e la charte
1) à 5000

- Caractéristique des moteurs utilisés lors de réalisation de reprise en short radius sur le puits OMJZ 441 : [17]

La reprise de puits OMJZ-441 a été réalisée avec deux moteurs de fond à des caractéristiques suivantes :

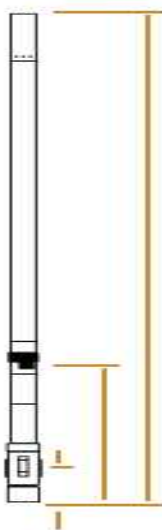
**4 3/4" 120 mm Eliminator Drilling Motor
7-8 3.8 Stage**



PHYSICAL DATA	STANDARD	METRIC
Motor OD	4.75"	120 mm
OD @ Stab Protector	5.625"	143 mm
Lobe Configuration	7-8 3.8 Stage	7-8 3.8 Stage
Overall Length	19.8"	6.03 m
Bit to Bend	51"	1.3 m
Bit to Stab Centre	19"	.48 m
Weight	900 lbs	449 kg
Bit Size Range	5.88" - 7.88"	149 - 200 mm
Top Sub Connection	3.5" IF	3.5" IF
Bit Box Connection	3.5" Reg	3.5" Reg
Adjustable Range	0-3 Degree	0-3 Degree
PERFORMANCE DATA	STANDARD	METRIC
Flow Range	150 - 300 gpm	250 - 1000 Lpm
Revolutions per	.56/gal	.148/L
Max Bit Speed	65 - 148 rpm	65 - 148 rpm
Max Operating dP	450 psi	3100 kPa
Operating Torque	2810 ft-lbs	4075 Nm
Horsepower	54 hp	40 kW
WOB, Operating	10,800 lbs	9800 dN
Maximum Allowable Pull	95,000 lbs	42,500 dN

Fiche technique représente les caractéristique de moteur utilisé pendant de forage section courbe

3 1/8" 79 mm Eliminator Drilling Motor 7-8 3.0 Stage



PHYSICAL DATA	STANDARD	METRIC
Motor OD	3.125"	79 mm
Lobe Configuration	7-8 3.0 Stage	7-8 3.0 Stage
Overall Length	14.25'	4.96 m
Bit to Bend	NA	NA
Bit to Stab Centre	NA	NA
Weight	230 lbs	104 kg
Bit Size Range	3.75" - 4.5"	92 - 114 mm
Top Sub Connection	2.38" Reg	2.38" Reg
Bit Box Connection	2.38" Reg	2.38" Reg
Adjustable Range	Str. Housing	Str. Housing
PERFORMANCE DATA	STANDARD	METRIC
Flow Range	80 - 140 gpm	303 - 530 Lpm
Revolutions per	2.23/gal	0.59/L
Max Bit Speed	130 - 240 rpm	130 - 240 rpm
Max Operating dP	500 psi	3447 kPa
Operating Torque	440 ft-lbs	597 Nm
Horsepower	14.5 hp	10.8 kW
WOB, Operating	14,000 lbs	6350 kg
Maximum Allowable Pull	60,000 lbs	27,216 kg

Fiche technique représente les caractéristique de moteur utilisé pendant de forage de drain [17]

- **Test de moteur en surface (shallow test) :** [17]

Ce test peut être effectué en premier lieu, avant le vissage de l'outil

Le test de surface du moteur et de MWD est généralement effectué simultanément, dans le cas où le test est réalisé avant le gerbage du MWD, la tige carrée ou top drive étant directement au-dessus du moteur.

Démarrer les pompes lentement, pour atteindre le débit nécessaire à la fermeture de la vanne

Noter le débit et la pression de fermeture et dégager suffisamment, de façon à pouvoir voir le drive sub du moteur sous la table de rotation

Vérifier sa rotation, et confirmer le passage de boue entre le palier radial et le drivesub

Réaliser le test à trois débits différents et noter les pressions correspondantes

- **Mesure de gap (jeu axial):** [17]

Avant de visser l'outil, il est recommandé de vérifier le jeu axial du moteur, en mesurant la distance entre le bas de la section de roulement et le haut de bit sub.

Mesurer cette distance deux fois, une fois avec le moteur suspendu, puis avec le bas du moteur posé sur la table de rotation, appuyant de tout son poids.

La différence entre les deux mesures est le jeu axial. Refaire la mesure à la remontée du moteur au jour. Les valeurs de jeu axial (gap) sont normalisées aux spécifications techniques de constructeur.

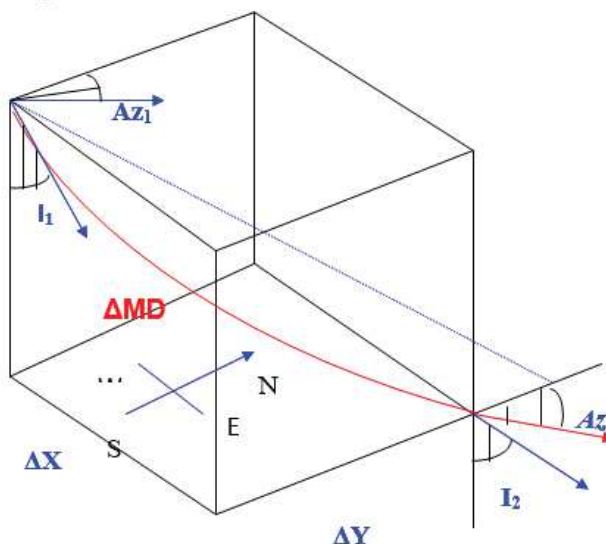
- **Les Méthodes de calcul de trajectoire : [2]**

Toutes les méthodes de calcul existantes se basent sur la trigonométrie et les hypothèses de bases effectuées quant à la forme de la section joignant 2 points consécutifs (segment de droite ou arc de cercle) .Il existe plusieurs méthodes de calcul, dont les plus connues et publiées sont :

1. La méthode tangentielle (Tangential method) :

Le Tableau et la figure suivants représente les paramètres d'un puits dévié calculés par la méthode tangentielle.

Assimilation	ab est assimilé au segment ab' // tangente en b à la trajectoire réelle, dont I_2 et A_2 en b
Z (Cote)	$L \cos I_2$
D (Déport)	$L \sin I_2$
X (longitude)	$D \sin A_2 = L \sin I_2 \sin A_2$
X (latitude)	$D \cos A_2 = L \sin I_2 \cos A_2$
Inconvénient	Manque de précision : <ul style="list-style-type: none"> • la trajectoire calculée est très éloignée de la trajectoire réelle • en build up : la cote calculée < la cote réelle • le déport calculé > le déport réel
Avantage	Calcul simple
Utilisation	Abandonné (déviations de calculs / réalité)



2. La méthode de l'angle moyen (Average angle method) :

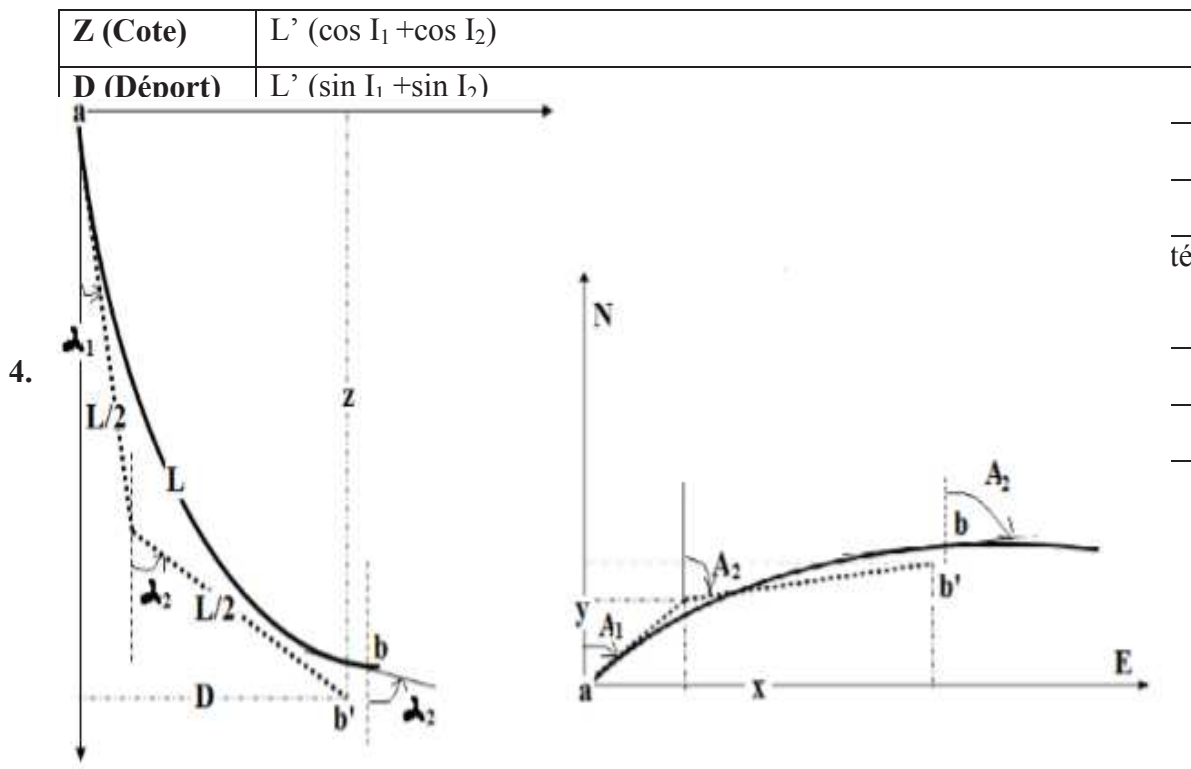
Le Tableau et la figure suivants représente les paramètres d'un puits dévié calculés par la méthode l'angle moyen

Assimilation	Le tronçon foré à un segment de droite de même longueur, Avec $I = I_1 + I_2 / 2$ et $A = A_1 + A_2 / 2$
Z (Cote)	$L \cos I$
D (Déport)	$L \sin I$
X (longitude)	$L \sin I \sin A$
Y (latitude)	$L \sin I \cos A$
Inconvénient	Build Up : profondeur verticale plus grande / déport plus court // réalité Drop Off : l'inverse
Avantage	Calculs simples
Utilisation	Ne nécessite pas l'ordinateur

3. La méthode tangentielle pondérée (balanced tangential method) :

Le Tableau et la figure suivants représente les paramètres d'un puits dévié calculés par la méthode tangentielle pondérée

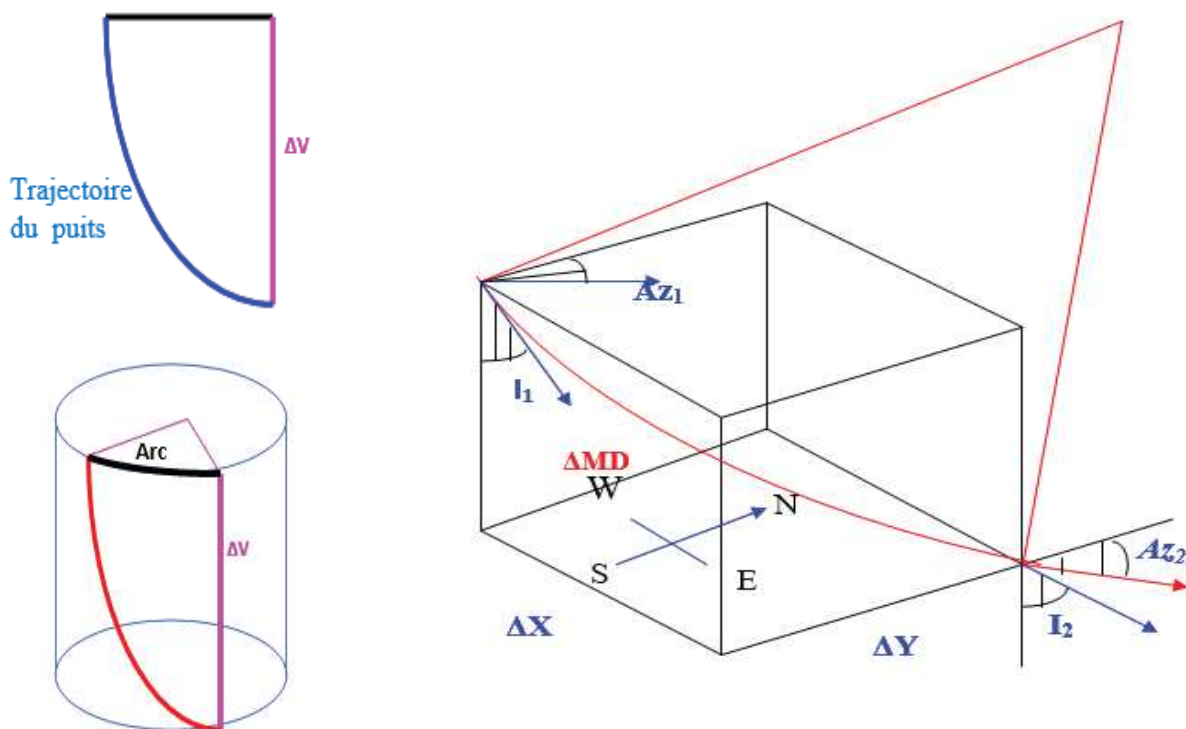
Assimilation	Le tronçon foré à un segment de droites consécutives $L' = L/2$ I_1 et A_1 en a , I_2 et A_2 en b
---------------------	--



e de rayon de courbure (radius of curvature method) :

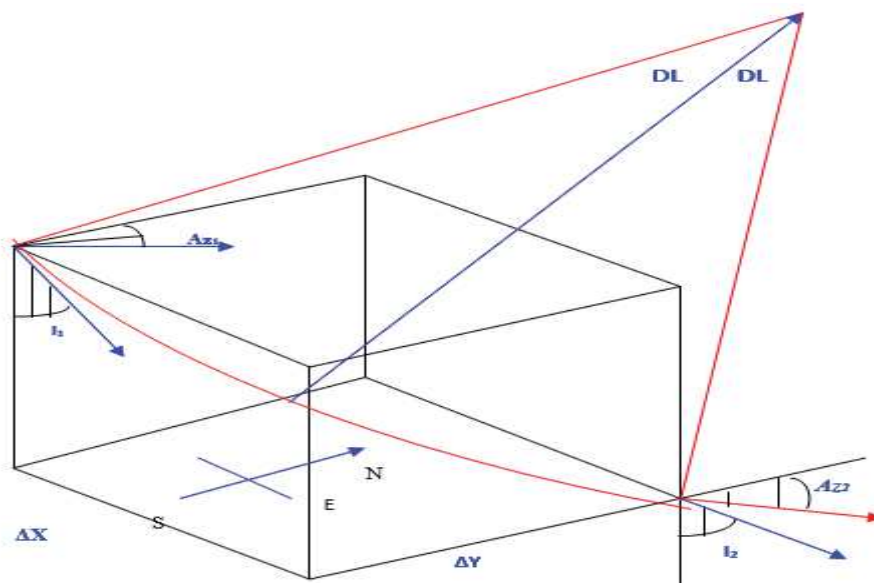
Le Tableau et la figure suivants représente les paramètres d'un puits dévié calculés par la méthode rayon de courbure

Assimilation	<ul style="list-style-type: none"> • Le tronçon foré à une courbe qui s'inscrit sur une surface cylindrique d'un axe vertical. • Les projections verticales et horizontales (sur un plan vertical de A moyen) de cette courbe sont supposées être des arcs de cercle dont les rayons sont calculés en fonction de : <ul style="list-style-type: none"> • gradient de l'inclinaison : $I_1 - I_2 / L$ • gradient d'azimut : $A_2 - A_1 / L$
Z (Cote)	$(180/\pi) (L/ I_2 - I_1) (\sin I_2 - \sin I_1)$
D (Déport)	$(180/\pi) (L/ I_2 - I_1) (\cos I_1 - \cos I_2)$
X (longitude)	$(180/\pi) (D/ A_2 - A_1) (\cos A_1 - \cos A_2)$
Y (latitude)	$(180/\pi) (D/ A_2 - A_1) (\sin A_1 - \sin A_2)$
Avantage	Très bonne précision
Utilisation	Nécessitent l'outil informatique



5. La méthode de la courbure minimum :

La figure et le tableau suivants représente les paramètres d'un puits dévié calculés par la méthode de la courbure minimum



Assimilation	Se calcule à partir des tangentes en A et B, en introduisant un
---------------------	---

	<p>coefficient correcteur.</p> <p>Le résultat obtenu assimile la trajectoire AB à un arc de cercle.</p> <p>B' se calcule par un facteur multiplicateur :</p> $K = 2/DL (180/\pi) \tan (DL/2)$ $DL = \cos^{-1} [\cos I_1 \cos I_2 + \sin I_1 \sin I_2 \cos (A_2 - A_1)]$
Z (Cote)	$LK/2 (\cos I_1 + \cos I_2)$
D (Déport)	$LK/2 (\sin I_1 + \sin I_2)$
X (longitude)	$LK/2 (\sin I_1 \sin A_1 + \sin I_2 \sin A_2)$
Y (latitude)	$LK/2 (\sin I_1 \cos A_1 + \sin I_2 \cos A_2)$
Avantage	Très bonne précision
Utilisation	Nécessitent l'outil informatique

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>		240	Sable, calcaire, marne sableuse
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silex
MESOZOIQUE	CRETACE	SENOMIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux	
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie	
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse	
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire	
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie	
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés	
	JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise
		LIAS	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline
			L.S 2	60	Alternances sel et argile
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne
	TRIAS	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
			TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
			TS 3	202	Sel massif et traces d'argile
		ARGILEUX	113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite	
		GRESEUX	35	Grés, argile	
		ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>	0.92	Andésites altérées	
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites	
		GRES D'EL ATCHANE	25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
		ARGILES D'EL GASSI	50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
		ZONE DES ALTERNANCES	20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites	
	CAMBRIEN	R1	50	Grés isométriques, fins, silteux	
		Ra	120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts	
		R2	100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique	
		R3	300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse	
	INFRA-CAMBRIEN	45	Grés argileux rouges		
	S O C L E				

Image illustre la Coupe lithologique de champ de Hassi Messaoud [17]

Bibliographie

Bibliographie

- [1] SONARACH (drilling, production and reservoir engineering), “*Forage dirigé et UBD*”, Boumerdes, Algerian petroleum institute (IAP), February 2008, 215 pages.
- [2] HADJADJ Souad, « *cours de forage dirigé et horizontal* », Ouargla, Université kasdi merbeh, 2016, 38 pages.
- [3] JAIN Paul Szezuka, « *Ingénierie du forage dirigé* », 3^{ème} édition, France, ENSPM, Juin 2005.
- [4] Baker Hughes INTEQ, “*Drilling Engineering Workbook*”, Hoston (USA), Training and development, December 1995, 410 pages.
- [5] WDLP, “*Directional drilling*”, section 7, part 3, Version 2.0.0, May 2005, 129 pages
- [6] GABOLD Gilles, NGUYEN Jean-Paul, « *Formulaire du foreur* », Rueil-Malmaison à Paris, institut français de pétrole « ENSPM » ,6^{ème} édition, 1989, 542 pages.
- [7] ANDREA Navajas, “*MWD Drilling & Measurements*”, Schlumberger, 2007, 47 pages.
- [8] T. A. Inglis, “*Directional Drilling*”, Volume 2, Burlington (USA), Petroleum Engineering and Development Studies, 1987, 280 pages.
- [9] J. A. JIM SHOR, “*Introduction to directional and horizontal drilling*”, PENNWELL PUBLISHING COMPANY, Tulsa (Oklahoma), 1993, 232 pages.
- [10] ZEGHLACHE El-Mahdi, mémoire fin d’étude « *Reprise des puits (ré- entry) à HMD en Underbalance étude d’un cas puits MD 418* », Université de Boumerdes, 2006.
- [11] FARAHAT Mohamed shehata, “*horizontal well drilling technology*», Egypt, Suez canal university, 2000, 113 pages.
- [12] BOUMEDIEN Abdelkader, L’GHOUL Nacer-Eddine, mémoire fin d’étude « *Etude de la réalisation d’un Short Radius dans le champ de Hassi-Messaoud Application sur le puits MD 56* », Université de Boumerdes, 2007.
- [13] DIANE W.Lique, CRAIG H. Cranston, DAVID F. Morehouse , “*Drilling Sideways -- A Review of Horizontal Well Technology and Its Domestic Application*”, Office of Oil and Gas U.S. Department of Energy, Washington, April 1993, 30 pages.
- [14] [http://dictionnaire.sensagent.leparisien.fr/Compl%C3%A9tion%20\(forage\)/fr-fr/](http://dictionnaire.sensagent.leparisien.fr/Compl%C3%A9tion%20(forage)/fr-fr/)
- [15] http://wiki.aapg.org/Well_completion
- [16] HAKKOUM Abdallah, TIDJANI Oussama, mémoire fin d’étude « *la récupération assistée des hydrocarbures cas de la zone 4 du champ de hassi Messaoud* », Ouargla, Université kasdi merbah-ouargla, 2016, 88 pages.
-

[17] SONATRACH (division development / Engineering), « *rapports journaliers et fiches techniques du puits OMJZ-441* », Hassi Messaoud, division production, 2018.

[18] NORTON J. Lapeyrouse, “*Formulas and Calculations for Drilling, Production, and Workover*”, Gulf Professional Publishing, Second Edition, 2002, 224 pages.
