

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALLABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie pétrolier

THEME

**TYPOLOGIE DES PROBLEMES RENCONTREES DANS
LE FORAGE DES DRAINS HORIZONTAUX DANS LE
CHAMP DE HASSI MESSAOUD**

Présenté par :

- El hadj ali Kahla
- Abdellatif Kadri
- Akram Lammouchi

Soutenu publiquement le :

Devant le jury

Président :	Mr. HACINI Messaoud	Pr. Univ.Ouargla
Promoteur :	Mr. ZEDDOURI Azeiz	Pr. Univ.Ouargla
Examineur :	Mr. RABAH Kechiched	MCA. Univ.Ouargla

Année Universitaire :2018 /2019

REMERCIEMENTS

Au terme de cette étude qui a abouti à ce modeste travail, nous tenons à remercier en premier Dieu le tout puissant. « Merci mon dieu »

Nous tenions à exprimer nos très vifs remerciements à tous nos enseignants de la filière géologie du département de géologie, université de KASDI MERBAH Ouargla, auxquels on doit beaucoup pour qualité de la formation en géologie.

Nous devons remercier particulièrement :

- Monsieur ZEDDOURI AZIEZ, enseignant à l'université de Ouargla, pour avoir accepté de diriger ce travail et pour son appui ses conseils, ses orientations tout le long de cette étude. Nous lui adressons nos vifs remerciements et notre reconnaissance.
- Merci à M. Messaoud Hacini et M. Rabah Kechiched d'avoir accepté de faire partie de notre jury.
- Nous tenons à remercier également nos collègues géologues pour leur soutien moral.
- Nous présentons aussi nos remerciements à nos collègues (Idris, Merabet, Abed, Slame, Trabelsi) pour leurs aides à faire notre pratique.

Enfin, nous tenons à remercier tous ceux et celles qui nous ont aidé à l'établissement de ce mémoire.

Dédicace

Je dédie ce travail à toute la famille « KADRI » la grande et la petite. Mes beaux-parents et en particulier à :

Mon père « KHALIFA » qui m'a beaucoup enseigné dans la vie et m'a toujours encouragé, il était derrière tous mes succès et qui représente pour moi la référence dans tous les actes de la vie et son soutien moral.

Ma mère « ZAHIRA » qui est sacrifiée pour moi et qui m'a enseigné les actes de civisme et du savoir-vivre ;

A ma tante « SAMIA » c'est la seconde mère.

A mes très chères frères et sœurs

A mon très cher binôme « Ali & Akram » qui a passé avec moi tout les bons et les mauvais moments

Aux amis de la promotion : 2^{ème} Année MASTER Géologie pétrolière et tous les enseignants de l'Université de Ouargla ;

Aux étudiants de Géologie de l'Université Kasdi Merbah Ouargla

➤ **ABDELLATIF**

Dédicace

A mon cher père pour sa générosité, sa bonté, je te remercie

Cher papa du fond du cœur pour tout ce que tu as fait pour années.

A ma très chère maman, pour sa tendresse, sa bienveillance, son

Encouragement, pour ce qu'elle a fait depuis mon enfance jusqu'à ce jour.

A mon cher frère et A mes chères sœurs et aux princesses

« Assil & Hanine »

A mes amis Akram & Abdellatif qui ont toujours été à ma coté dans

les bons et les mauvais moments.

A tous mes collègues de l'université KASDI Merbah Ouargla en

Particulier les étudiants de la 2ème année Master géologie

pétrolière promotion 2018_2019



Dédicace

A mon père, A ma mère, A tous mes frères,


A toute la famille LAMOUCHE

*A mon amis Ali & Abdellatif qui m'ont accompagné toujours et
étaient à ma coté dans les bons et les mauvais moments.*

*A tous mes collègues de l'université KASDI Merbah Ouargla en
particulier les étudiants de la*

2^{ème} année Master géologie de pétrole promotion

2018 - 2019



Liste des figures

Figures	TITRES	PAGES
01	Carte de situation géographique du champ de Hassi Messaoud.	03
02	Situation géologique du champ de Hassi Messaoud	04
03	Zones de production.	05
04	Coupe stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud	10
05	Drains producteurs à du champ de Hassi Messaoud	13
06	Types des puits horizontaux	19
07	Puits Multilatéraux	20
08	Puits multilatéraux en arête de poisson	20
09	Puits inclines	21
10	Puits Ré entree	21
11	Chemin typique d'un puits vertical	23
12	Chemin de plan horizontal d'un puits horizontal.	24
13	Réservoir naturellement fracturé	25
14	Réservoirs multicouches	25
15	Phénomène de coning d'eau	26
16	Raisons géologiques	27
17	Emplacements impraticables	27
18	Puits d'interception	28
19	Puits horizontaux en off-shore	28
20	<i>Méthode de l'angle moyen</i>	34
21	Méthode du rayon de courbure	35
22	Méthode de courbure minimum	36
23	Dog-Leg normal et dog-leg anormal	38
24	Envelope d'incertitude	41
25	Les coincements par pression différentielle	44
26	Coincement par pression différentielle vue de dessus.	45
27	Coincement par pression différentielle vue latérale	46
28	trou de serrure (key seat).	48
29	Sédimentation des déblais et nettoyage du trou	50
30	Situation des puits dans les zones de production du champ de Hassi Messaoud	53
31	Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMNZ833	54
32	Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMNZ242	54
33	Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMGZ81	55
34	Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMGZ811	56
35	Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMGZ813	56
36	Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMOZ22	57
37	Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMOZ44	58
38	Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMKZ601	58
39	Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMKZ672	59
40	Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMKZ56	60
41	Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMKZ103	60
42	Répartition du temp d'opérations de forage du puits OMPZ462	61
43	Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMPZ541	62

44	Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMPZ553	62
45	Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMPZ82	63
46	Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ550	64
47	Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ563	64
48	Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ583	65
49	Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ585	65
50	Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ564	66
51	Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ548	67
52	Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ602	67
53	Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ622	68
54	Récapitulatif de répartition du temps des opérations de forages	69
55	Profil de l'invasion par filtration	71

Liste des abbreviations

TERMES	DESCRIPTION
DC	Drill collar
DP	Drill pipe
KOP	Kick off point
BHA	Garniture
DST	Drill stem test
OD	Outer diameter
ID	Internal diameter
MD	Measured depth
TVD	True vertical depth
MWD	Measurement while drilling
LWD	Logging while drilling
BUR	Build-up rate
VS	Vertical Section
CBL	Ciment bond logging
GR	Gamma ray
DLS	Dog leg

Sommaire

Introduction	01
<u>Chapitre I</u> : Description de champ hassi messaoud	
I.2. Historique découverte de Champ Hassi Messaoud	02
I.2.1 Situation géographique	02
I.2. 2 Situation géologique	03
I.3. Zones et numérotation des puits	04
I.4. Aperçu stratigraphique et structural	06
I.4.1. Le Socle	06
I.4.2. Le Paléozoïque	06
I.4.3. Le Mésozoïque	07
I.4.4. Le Cénozoïque	10
I.5. Tectonique du champ	11
I.5.1. Structuration anté-triasique	11
I.5.2. Structuration Post-Triasique	12
I.6. Description et caractéristiques du Réservoir	12
I.7. Intérêt pétrolier	14
I.8.Problèmes rencontrés lors du forage au niveau de champ de HMD	14
1- Risques de déviation	14
2- Pertes de boue	15
3- Éboulements et cavages	15
4- Sels fluent	15
5- Venues d'eaux chlorurées calciques du LD2	15

6- Argiles fluantes	15
---------------------	----

Chapitre II : Généralités sur le forage horizontal

II.1. Introduction	17
II.2. Les différents types des puits horizontaux	17
II.2.1 Les puits horizontaux	17
II.2.2 Les puits multilatéraux	19
II.2.3 Le Puits incliné	20
II.2.4. Les Puits en ré-entrée	21
II.3. Planification et suivi de la trajectoire	21
II.3.1. Préparation de profil théorique	21
II.3.2. Le profil théorique	22
II.4. Emplacement du puits horizontal	24
II.5. Les applications des puits horizontaux	25
II.6 Applications pour des raisons géologiques	27
II.7 Emplacement des surfaces impraticables	27
II.7.1 Puits d'interception	27
II.7.2 Plates-formes de production Multi puits (Clusters)	28
II.8 Avantages et inconvénients du forage horizontal	29

Chapitre III : Contrôle de trajectoire

III.1. Introduction	30
III.2. Contrôle de trajectoire	30
III.2.1. En cours de forage	30
III.2.2. En fin de puits	31

III.3. Calculs de trajectoires	32
III.3.1. Principe du calcul	32
III.3.2. Conditions et options initiales	32
III.3.3. Calculs	33
III.4. Les méthodes de calcul	33
III.4.1. La méthode tangentielle	33
III.4.2. La méthode tangentielle moyenne	34
III.4.3. La méthode Mercurey (l'accélération compensée)	34
III.4.4. Méthode de l'angle moyen	34
III.4.5. Méthode du rayon de courbure	35
III.4.6. Méthode de courbure minimum	36
III.5. Dog-leg	37
III.6. Calcul d'incertitudes de positionnement	38
III.6.1. Sources d'erreurs	38
III.6.2. Détermination des valeurs d'incertitude	40
III.7. Étude anti-collision	42
III.8. Coincement	42
III.8.1 Généralité sur le coincement	42
III.8.2 Différent type de coincement dans forage pétrolier	42

Chapitre IV: partie pratique

IV.1. Introduction	53
IV.2. Problème de perte	53
IV.2.1. Solution de problème	54
IV.3. Les problèmes de coincement	56
IV.3.1. Solution de problème	56
Conclusion	

Introduction

Introduction

Introduction

Le pétrole et le gaz joue un rôle très important et capital dans l'industrie de plusieurs pays dont leur économie s'appuie principalement sur l'exploitation et la commercialisation de ces sources d'énergie.

L'extraction de cette source du sous-sol est considérée comme un grand investissement, nécessitant des grands travaux complémentaires et successifs.

La finalité d'un forage est d'atteindre un objectif avec un prix de revient minimal, plusieurs équipements et techniques ont été développés selon les besoins et les difficultés rencontrées pendant le forage.

Le forage a évolué très rapidement ces deux dernières décennies, passant par le forage horizontal, la reprise des puits en Short Radius et de nos jours le forage multi-drains. Cela n'a été possible que grâce à l'évolution du matériel de déviation qui permet d'atteindre n'importe quelle cible dans le sous-sol ; notamment les moteurs steerables et le MWD (Measurement While drilling).

Avec toutes les améliorations qui ont été faites, on rencontre toujours des problèmes lors de la réalisation des puits pétroliers à savoir l'instabilité des parois, les éruptions et les pertes de circulation et les coincements.

Ces problèmes coûtent à l'industrie pétrolière plusieurs milliards de dollars par an en temps perdu, coût de réalisation, et en perte de production. Tout cela a suscité un plus grand intérêt pour la prise en compte des problèmes d'instabilité des puits.

Toute perte de temps augmente le coût de forage. Celle-ci est générée la plupart du temps par trois causes principales :

- la nature des terrains traversés.
- l'état des équipements utilisés.
- la formation du personnel.

Le but de ce travail est d'étudier les conditions de réalisation des forages horizontaux et analyser les problèmes dans chaque zone du champ de Hassi Messaoud et déterminer les solutions pour optimiser l'opération de forage.

Description du Champ HMD

I. 1. Introduction :

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

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

Dès lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1200 puits. Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d’eau, fracturation, acidification, etc.). [1]

I.2 Situation du champ de Hassi Messaoud (HMD) :

I.2.1 Situation géographique :

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

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

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

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

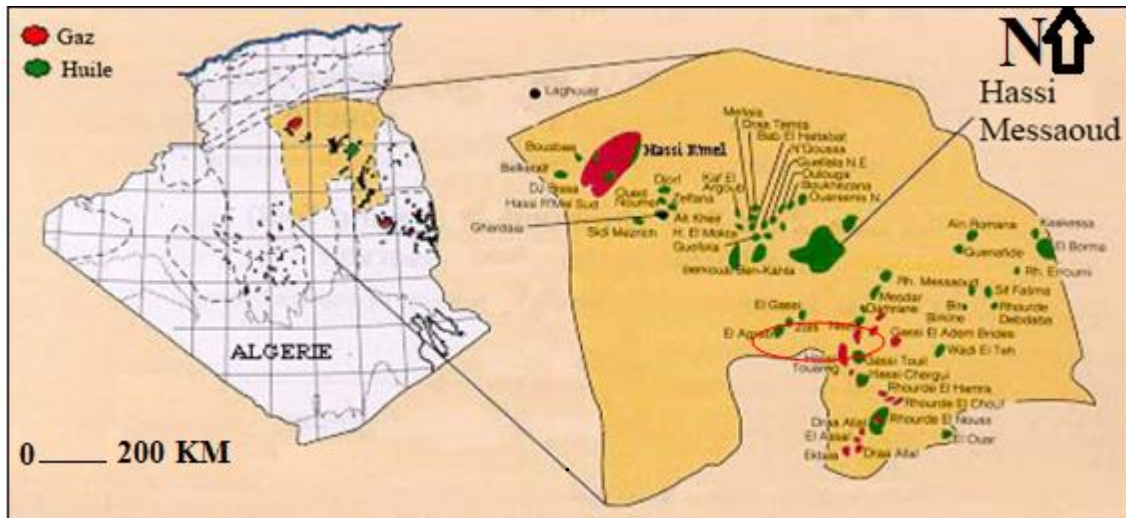


Fig.1. Carte de situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

(Dép. EXP/SONATRACH).

I.2.2 Situation géologique :

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

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

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

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt
- Al 'Est par les haut-fond de Dahra, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

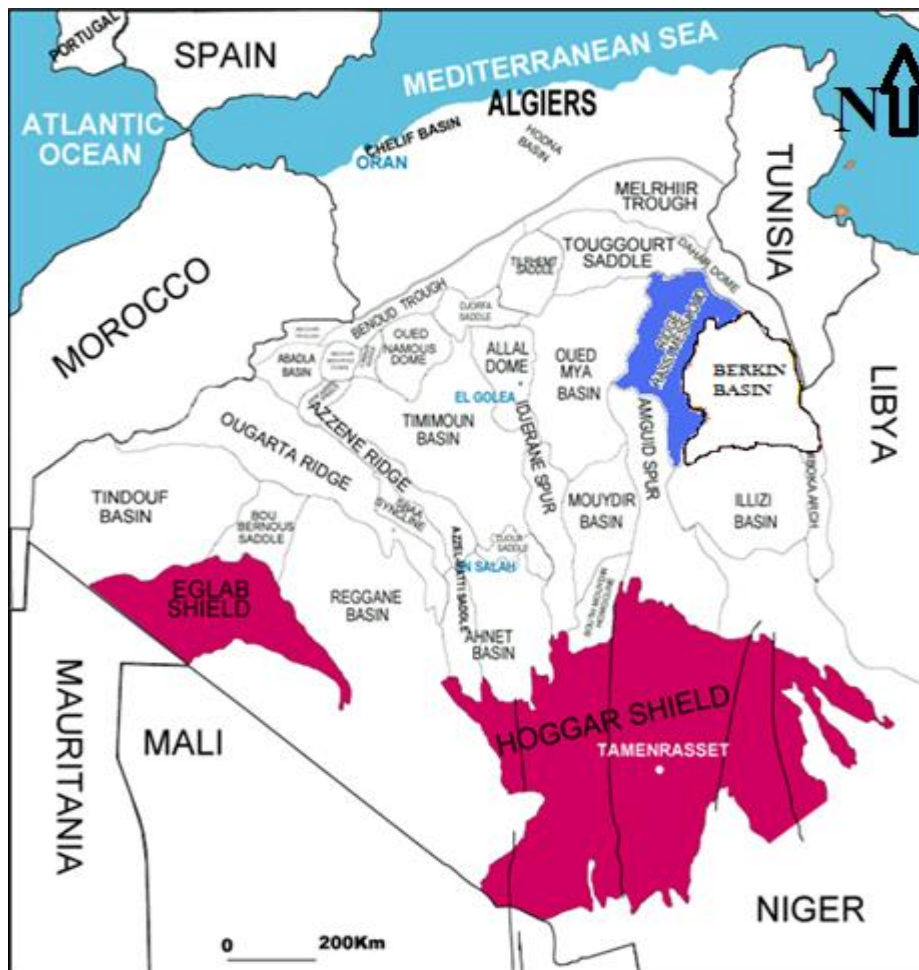


Fig.2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (Dép. EXP/SONATRACH).

I.3 Zones et numérotation des puits :

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

Toutefois, il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. [1]

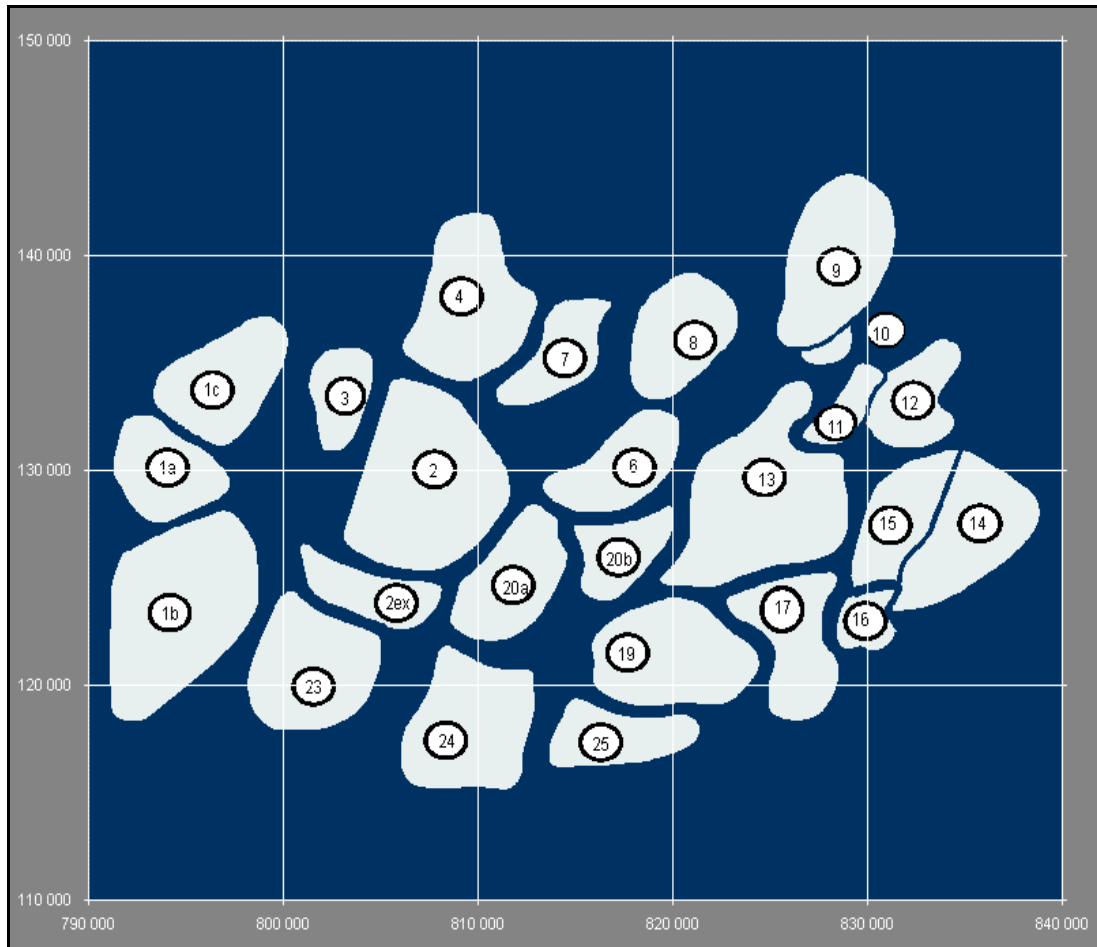


Fig. 3 : Zones de production. (Sonatrach DP-HMD, département géologique)

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

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

I.4. Aperçu stratigraphique et structural :

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

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

I.4.1. Le Socle :

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

I.4.2. Le Paléozoïque :

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

a- L'infra-Cambrien :

C'est l'unité lithologique la plus ancienne reconnue au Nord de la structure par le forage à une profondeur, constitué de grès argileux rouge.

b- Le Cambrien :

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

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

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

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

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

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

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

c- L'Ordovicien :

On distingue de la base au sommet quatre unités lithologiques.

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

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

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

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

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

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

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

Ce sont des grès quartzitiques fins.

I.4.3. Le Mésozoïque : Il est subdivisé comme suit :

a- Le Trias :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

A la base, une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise, au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite. [1]

I.4.4. Le Cénozoïque :

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

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>		240	Sable, calcaire, marne sableuse
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silex
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux	
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie	
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse	
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire	
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie	
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés	
		MALM	225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite	
	JURASSIQUE	LIA S DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise
			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
	TRIASSIQUE	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
			TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
			TS 3	202	Sel massif et traces d'argile
		ARGILEUX	113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite	
		GRESEUX	35	Grés, argile	
		ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>	0-92	Andésites altérées	
		PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75
GRES D'EL ATCHANE	25			Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
ARGILES D'EL GASSI	50			Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolites	
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				Granite porphyroïde rose	

Fig. 4 : Coupe stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud

(Dép.EXP/SONATRACH).

I.5. Tectonique Du Champ :

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

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

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

I.5.1. Structuration Anté-Triasique :

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

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

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

b- La phase Calédonienne majeure :

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

c- La phase Hercynienne :

Datée d'environ de 225 à 250 MA, cette phase est d'une importance considérable à l'échelle régionale et particulièrement à Hassi Messaoud, elle est responsable de la direction d'ensemble Sud-Ouest / Nord-Est de la structure actuelle, ceci est prouvé par la série triasique

gréseuse avec 150 m d'épaisseur supplémentaire entre les flancs et le top du gisement qui a joué le rôle de série de comblement. L'importance du bombement est soulignée par l'érosion de toute la couverture paléozoïque et par la disposition radiale des grandes vallées de creusement ou vallées hercyniennes.

I.5.2. Structuration Post-Triasique :

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

a- La phase Autrichienne :

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

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

b- La phase Atlasique :

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

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

I.6. Description et caractéristiques du Réservoir :

Le réservoir est localisé entre 3150 m. et 3350 m. Il consiste en trois majeures formations, nominativement de haut en bas : R1, R2, et R3. Le R1 a été divisé en deux formations, Ri (top) et Ra (fond). L'épaisseur moyenne du réservoir est de 140 m.

La porosité varie entre 2% et 11%, et la perméabilité de 0 à 200 md, quelques fois supérieure à 500 md. Le réservoir principal est le Ra, où la formation a été subdivisée verticalement en intervalles avec des propriétés différentes qui sont appelées des Drains (Fig.5). [1]

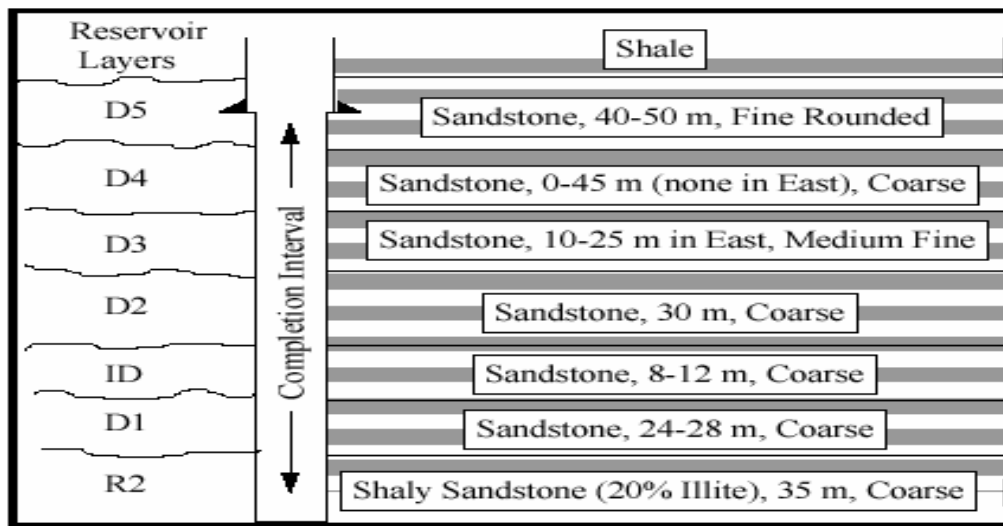


Fig. 5 : Drains producteurs à du champ de Hassi Messaoud. (Dép.EXP/SONATRACH).

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

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

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

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

Caractéristiques du réservoir :

L'huile est légère, sous saturée. Sa composition et ses caractéristiques sont légèrement variables de zone à une autre. [2]

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

I.7. Intérêt pétrolier :

Le champ de Hassi-Messaoud de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement variant de 120 à 400 kgf/cm², une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 1darcy.

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

Après plus de 40 années de production et plus d'une centaine de puits forés, la logique géologique de ce champ demeure énigmatique, c'est ainsi que certaines zones produisent en déplétion et d'autres sont en récupération secondaire par injection de gaz et d'eau. [2]

I.8. Problèmes rencontrés lors du forage au niveau de champ de Hassi Messaoud :

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

- La nature des terrains traversés
- Les régimes de pression
- Nature et caractéristiques de la boue

On peut résumer les problèmes en six types courants :

1- Risques de déviation :

Des risques de déviation peuvent exister dans le Moi Pliocène car cette formation est très friable. Des problèmes de descente du tubage de surface sont souvent rencontrés.

2- Pertes de boue :

Elles peuvent être totales ou partielles durant les différentes phases de forage. Elles sont localisées dans les sables du Moi Pliocène car se sont terrains non consolidés, perméables et très poreux, dans les calcaires du Turonien et au niveau du Trias Argilo Gréseux (TAG).

3- Éboulements et cavages :

Des risques d'éboulements et de formation de cavités peuvent apparaître dans les formations calcaires et argileuses du Mio-Pliocène et de l'Éocène, dans les sels massifs et solubles dans l'eau du Sénonien lagunaire.

4- Sels fluents :

Des coincements de la garniture de forage sont observés dans le Sénonien lagunaire salifère (672 – 815 m). Des sels fluents resserrent les parois du trou. Ce type de coincement est rencontré à chaque fin de la phase 16" et ce lors de la remontée de la garniture.

5- Venues d'eaux chlorurées calciques du LD2 :

Au niveau du LD2, il y'a risque de venues des eaux chlorurées calciques enfermées dans les dolomies du LD2, sous une pression de 560 kgf/cm^2 (549 bar). Cette zone doit donc être isolée du réservoir d'eau de l'Albien. Les venues d'eau sont fréquentes, ce problème ne peut être résolu qu'avec l'utilisation d'une boue lourde, mais cette boue lourde favorise le craquage de TAG.

6- Argiles fluentes :

Des argiles fluentes sont rencontrées au niveau du Trias Salifère TS2 (sels massifs avec intercalations d'anhydrites et d'argiles). Le fluage de ces argiles peut causer des problèmes de coincement et affecter le calibrage du puits. Ces argiles sont forées avec une boue lourde

(densité de l'ordre de 2.02). Le Trias Argilo gréseux, qui se trouve 75 m plus bas, ne résiste pas à cette densité élevée de la boue. Des pertes sont alors observées au niveau du Trias Argilo gréseux. Afin d'y remédier, il a été décidé de poser le tubage 9"5/8 au niveau du G35 (Trias Argileux).

Généralités sur le forage horizontal

II.1. Introduction :

Le forage horizontal est réellement né en Juin 1980 avec le forage du puits Elf Aquitaine Lacq- 90 dans le sud de la France.

Il est probable que quelques puits horizontaux avaient été forés avant cette date, entre autres en Russie, mais sans réel succès ni développement jusqu'aux années 80. Lacq-90 fut suivi par Lacq- 91, Castrale toujours en France puis Rospomare-6d en Italie et Pélican Lake au Canada.

Dans notre pays, c'est en 1992 qu'a eu lieu le premier forage horizontal. Ce premier puits horizontal a été réalisé à Hassi Ramel pour l'exploitation de l'anneau d'huile dont le débit est de deux à trois fois plus élevé que les puits verticaux voisins.

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

- développement des outils de mesures en temps réel
- développement d'une nouvelle génération de moteurs de fond
- évolution des fluides de forage et développement de nouvel équipement de contrôle des solides
- meilleure compréhension du comportement du train de tiges. [9]

II.2. Les différents types des puits horizontaux :

II.2.1 Les puits horizontaux :

Les puits horizontaux sont subdivisés en plusieurs catégories (Fig 6) qui sont :

●Long radius:

Les puits LR (long radius) ont un grand rayon de courbure $ROC > 300m$ où un gradient de build-up $BUR < 6^\circ/30m$. Ces profils sont particulièrement utilisés pour les puits offshore et les puits à long déport (ERD). [11]

Tous les types de complétion ainsi le logging, l'échantillonnage et la stimulation sont réalisables. Ils permettent l'utilisation de toutes les procédures de forage conventionnel.

Dans ce genre de puits, le forage avec des équipements standards et pour des puits sans restriction de diamètres est possible. [3]

•Medium radius :

Ce sont des puits avec un rayon de courbure $\pm 100\text{m} < \text{ROC} < \pm 200\text{m}$, soit un gradient de build-up **BUR** compris entre 6 et $10^\circ/30\text{m}$ ($6^\circ < \text{BUR} < 30^\circ/30\text{m}$). Les dog legs maximums générés en mode sliding sont de l'ordre de 16 à $20^\circ/30\text{m}$.

Tous les types de complétion sont possibles, le logging, l'échantillonnage et la stimulation peuvent aussi avoir lieu.

•Short radius :

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

Ils sont complétés comme open hole ou avec slotted liner. Dans ce cas l'échantillonnage et le logging ne sont pas réalisables.

•Ultra short radius:

C'est la toute nouvelle méthode de forage horizontal. Il s'agit du jetting haute pression d'un drain semi-horizontale : le rayon de courbure est de l'ordre du décimètre. On utilise ces puits ultra short radius notamment pour l'injection de vapeur. [8]

Ces puits ont une longueur de drain inférieure à 200 ft, avec un build up rate de 45 à $60^\circ/\text{ft}$, un rayon de tubing de 1,25 à 2,5 pouce et un rayon de courbure de 1 à 2 ft.

En raison de sa petite longueur et petit diamètre, il est complété comme slotted liner pré-perforé ou gravel packed. Dans ce type de puits on ne peut pas faire l'échantillonnage ou le logging.(1)

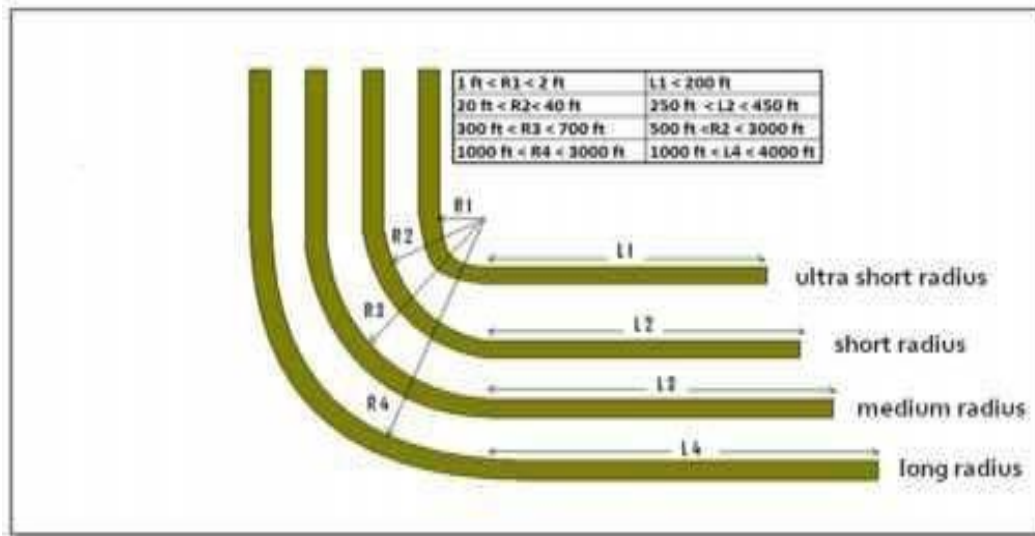


Figure 6 : Types des puits horizontaux. [3]

II.2.2 Les puits multilatéraux :

Les puits multilatéraux sont le développement du forage horizontal. Ils consistent à forer une ou plusieurs branches à partir d'un drain primaire qui peut être vertical, dévié ou lui même horizontal.

De nombreux types du puits multilatéraux ont été forés. Nous ne citerons que deux exemples allant du plus simple au plus élaboré : (figure7) et (figure 8)

- un puits vertical avec une branche horizontale,
- les puits dits en "arête de poisson" ayant plusieurs branches latérales forées alternativement à partir d'un drain principal. [2]

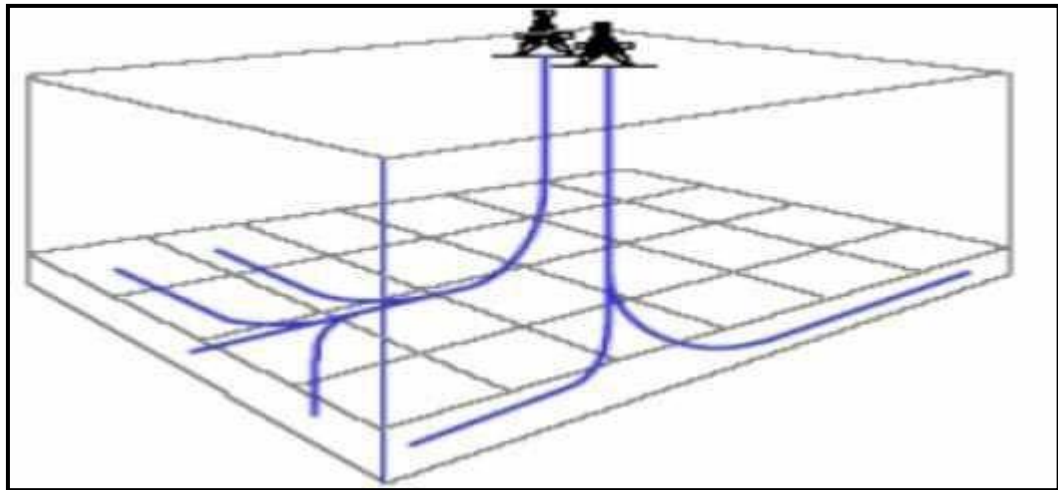


Figure 7 : Puits Multilatéraux.

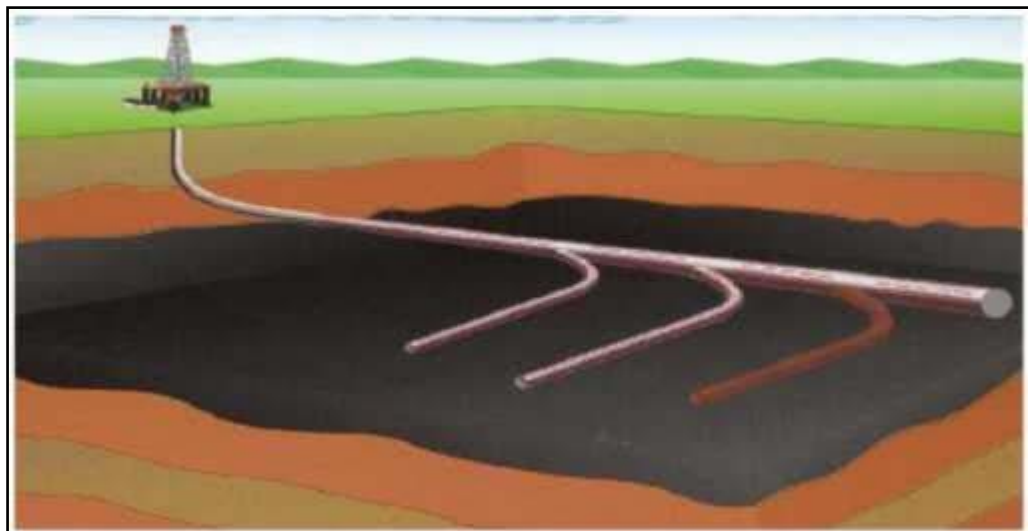


Figure 8 : Puits multilatéraux en arête de poisson. [13]

II.2.3 Le Puits incliné :

Puits avec une inclinaison dès la surface, pouvant atteindre 45 degrés, et nécessitant un appareil de forage spécial (tilt ou slant rig). L'utilisation de cette technique permet d'atteindre l'horizontal dans des réservoirs peu profonds. [2]

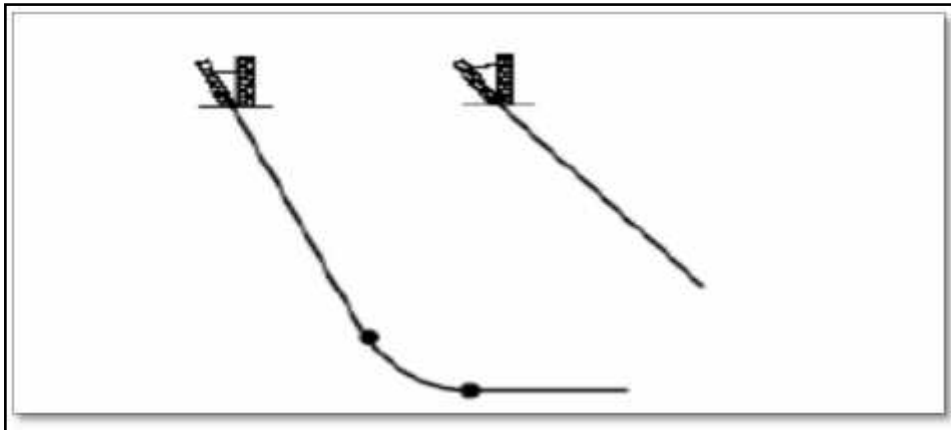


Figure 9: Puits inclinés. [13]

II.2.4. Les Puits en réentrée :

Les puits en Réentrée sont un développement du forage horizontal. Ils consistent un repartir d'un puits déjà existant, vertical ou dévié, qui est alors abandonné et bouché afin de forer un puits latéral se terminant le plus souvent à l'horizontal. (Fig 10). [3]

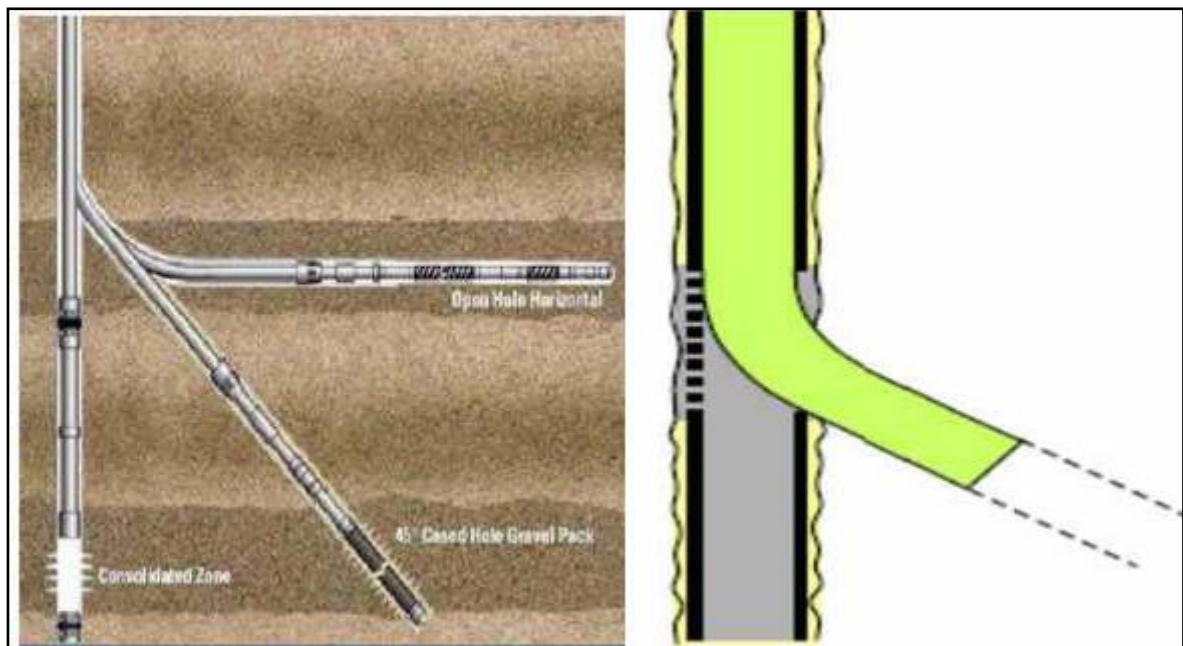


Figure 10 : Puits Re entrée. [13]

II-3. Planification et suivi de la trajectoire :

II.3.1. Préparation de profil théorique :

La détermination du profil d'un puits dépend essentiellement de nombreux paramètres et doit répondre à des exigences à la fois géométriques et parfois techniques, tel que :

- **Le déplacement horizontal requis au point d'entrée :**

Est égal au rayon de courbures (déviation) d'un puits à un rayon de courbures simple. Un long déplacement peut rendre obligatoire le forage d'une section tangentielle et donc un kick of (KOP) relativement haut. [3]

- **La longueur du drain horizontal :**

Dépend essentiellement des caractéristiques de production, mais peut être du point de vue technique, est limitée. Par exemple, dans le cas d'un réservoir peu profond.

- **Capacité à permettre des gradients importants :**

C'est la capacité du matériel de déviation (moteur de fond).

- **les pertes :**

Il n'y a pas mal de problèmes qui peuvent influencer sur le fonctionnement des moteurs de fond et des MWD à mud pulses. Ce sont les pertes partielles ou totales qui peuvent conduire à modifier le programme.

- **La nature de réservoir :**

- La nature du réservoir influe sur :
- La détermination de fluide de forage (nettoyage, risque d'endommagement)
- La stabilité des parois.
- La longueur du drain (la longueur optimale du drain doit être déterminée)

II.3.2. Le profil théorique :

Généralement, la trajectoire théorique d'un puits horizontal est composée de deux plans :

a) Le plan vertical :

Dans lequel on trouve la profondeur et le déplacement, Ce plan comporte généralement :

Une partie verticale.

Une partie courbe (build up) à partir de l'amorce de la déviation ou l'inclinaison peut atteindre 90° degrés qui va vers le drain cible : le cible (target)

une partie horizontale : c'est le vertical section vers l'azimut choisi. Un profil théorique vertical est défini par quatre paramètres à savoir :

TVD: C'est la distance verticale séparant la tête du puits (ou la table de rotation ou encore tout autre niveau de référence), de la cible appelée côte ou « total vertical depth , 'TVD' » ;

Alors que la longueur de la trajectoire réellement forée par l'outil sera appelée profondeur ou « longueur forée » ou bien mesurent depth (MD).

VS: le déplacement horizontal total.

KOP: la côte de l'amorce de la déviation (kick off point) et pour le choix, il faut tenir compte des paramètres géologiques et éviter les zones à perte ou le forage est difficile.

BFR: le gradient d'inclinaison de la déviation (build up rate) . [3]

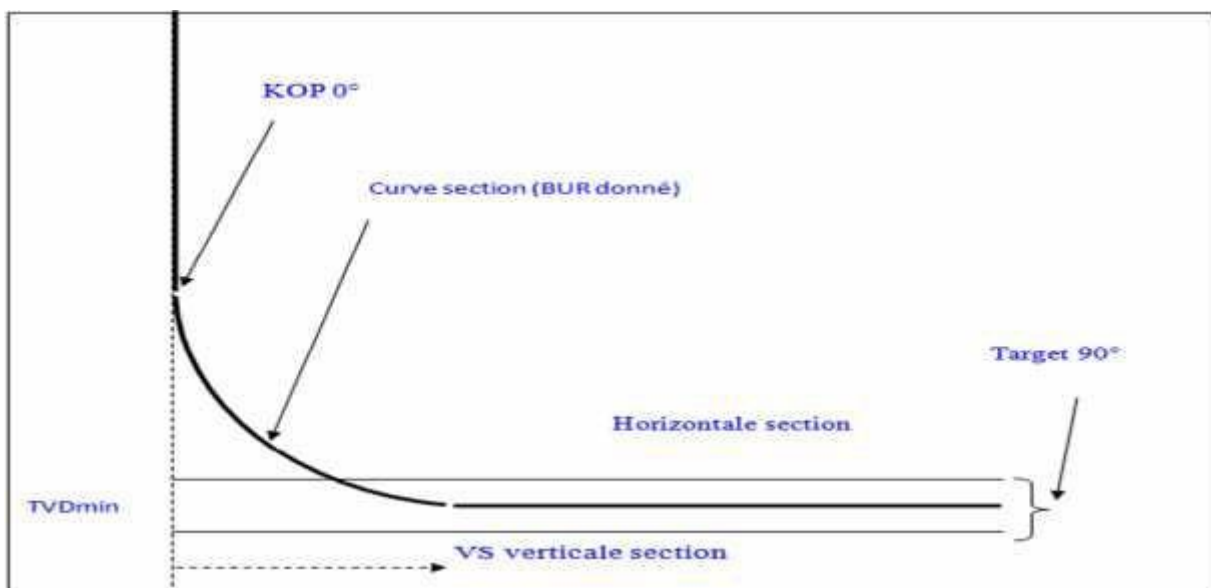


Figure 11: Chemin typique d'un puits horizontal. [3]

b) Le plan horizontal :

Dans ce plan, on représente la position du puits dans un plan horizontal par rapport au Nord en indiquant l'azimut dans ce dernier. Exemple : un puits qui a un déplacement horizontal de 600 m, un azimuth de 45° sera présente comme suit (Fig 12). [3]

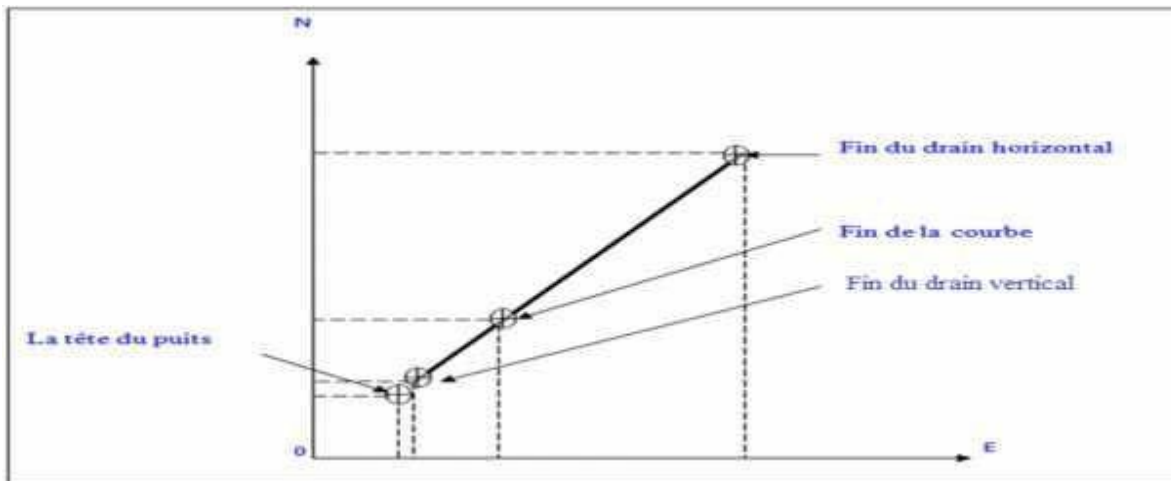


Figure 12: Chemin de plan horizontal d'un puits horizontal. [3]

II-4. Emplacement du puits horizontal :

Ce choix doit prendre en considération les cas suivants :

- **L'excentricité du puits** : (c'est l'emplacement suivant la hauteur) la hauteur influe sur l'index de productivité car si on s'écarte du centre du réservoir en hauteur, cela influera sur la nature de l'écoulement et de ce fait, l'excentricité diminue l'index de productivité.
- **L'orientation du puits** : doit être choisie avec la direction de la plus forte perméabilité (par exemple perpendiculaire aux fissures).

Les puits horizontaux sont appliqués par le besoin de régler les problèmes de production telle que :

- Faible perméabilité du réservoir.
- Forte chute de pression aux alentours du puits.
- Forte viscosité des fluides de la formation.
- Hétérogénéité des caractéristiques du réservoir.

Le forage horizontal peut placer le puits près du top du réservoir loin du contact huile/eau et on aura ainsi une production avec plus d'huile et moins d'eau par rapport au forage vertical.

C'est dans ce but que le forage horizontal est plus favorable dans les réservoirs à problème de coning.

L'utilisation du forage horizontal a permis d'améliorer la production jusqu'à parfois 4 fois mieux que le forage vertical avec une réduction du GOR. [3]

II-5. Les applications des puits horizontaux :

Réservoirs naturellement fracturés :

Les réservoirs sont parmi les meilleurs candidats au développement par un forage horizontal. Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, une conséquence directe est que le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale. (Fig 13)

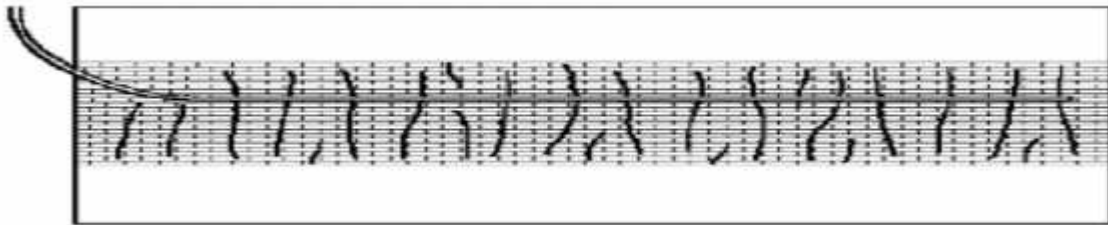


Figure 13 : Réservoir naturellement fracturé.[12]

Réservoirs multicouches :

Dans ce cas un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux en interceptant plusieurs couches (Fig 14).

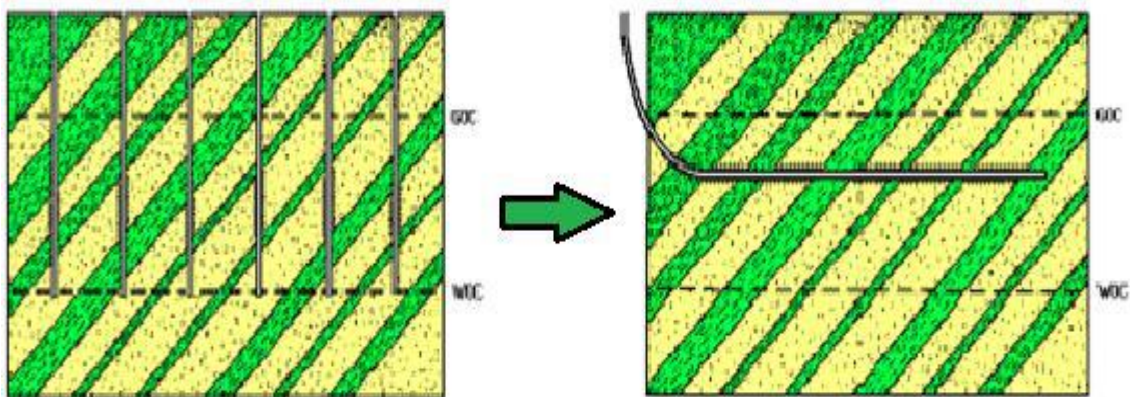


Figure 14:Réservoirs multicouches. [10]

Réservoirs à faible perméabilité :

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

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

- Il est plus facile et plus économique de forer un long drain plutôt que d'essayer de créer une fracture équivalente.

- La direction est parfaitement contrôlée, ce qui n'est pas possible avec la fracturation.[3]

Coning du gaz et de l'eau :

Dans le cas d'un gisement alimenté par un aquifère ou à gaz cap, la production chute rapidement avec l'arrivée de l'eau ou de gaz (Fig 15).

Les puits horizontaux réduisent la chute de pression par rapport aux verticaux ce qui réduit la vitesse du fluide par conséquent le phénomène de coning, aidant ainsi le balayage de l'huile .

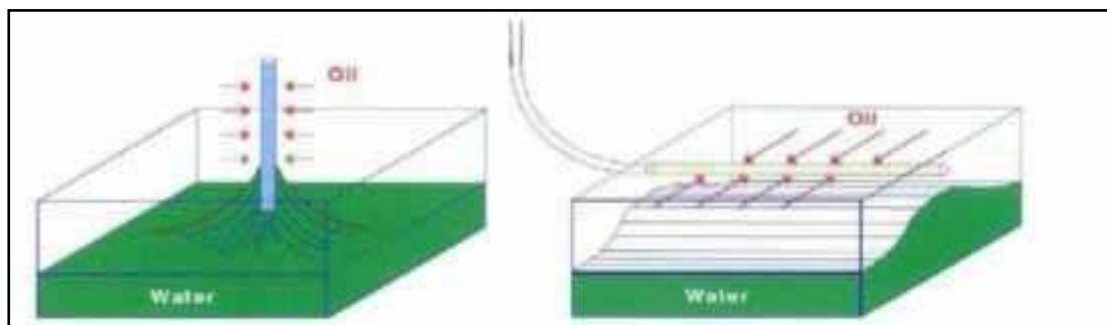


Figure 15 : Phénomène de coning d'eau. [10]

Réservoirs d'huile lourde :

Les réservoirs d'huiles lourdes sont une application directe des considérations ci-dessus. Comme l'eau est beaucoup plus mobile que l'huile, la quantité d'eau augmente très rapidement dès la percée du plan d'eau. La durée de la période libre d'eau augmente à l'aide du forage horizontal. [3]

II.6. Applications pour des raisons géologiques :

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

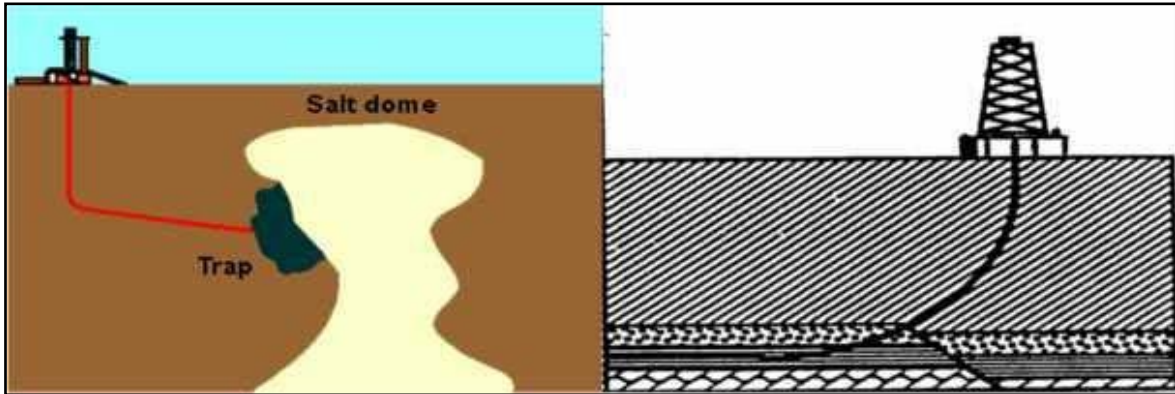


Figure 16: Raisons géologiques [12]

II.7 Emplacement des surfaces impraticables :

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

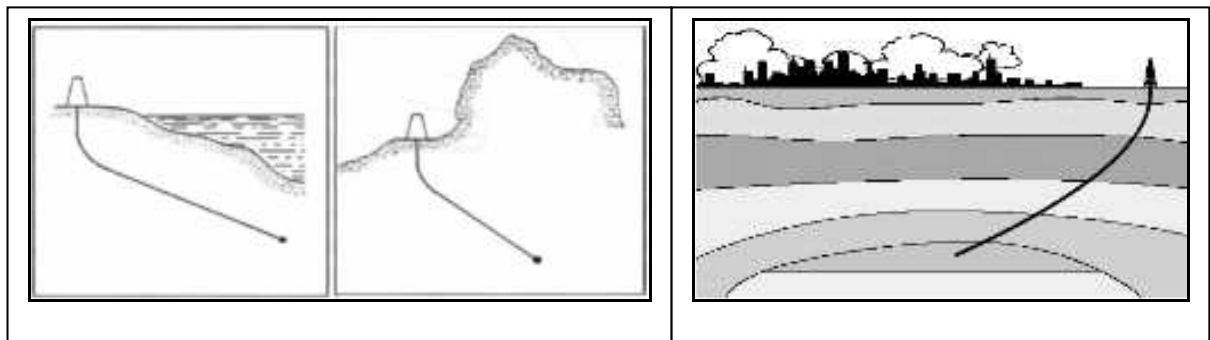


Figure 17: Emplacements impraticables

Puits d'interception :

Ces puits sont destinés à approcher ou même intercepter la trajectoire d'un autre puits en sdérupcion incontrôlable (Fig 18). C'est l'une des premières applications du forage dirigé (John Eastman en 1934). [12]

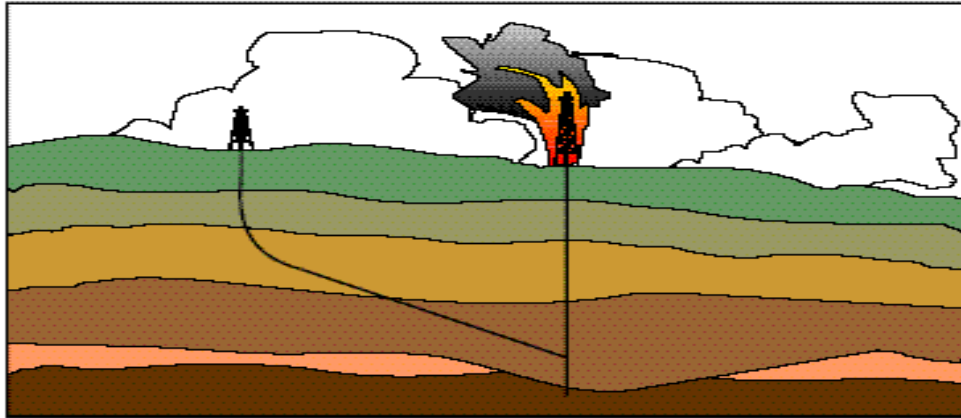


Figure 18: Puits d'interception. [12]

Plates-formes de production Multi puits (Clusters) :

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

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

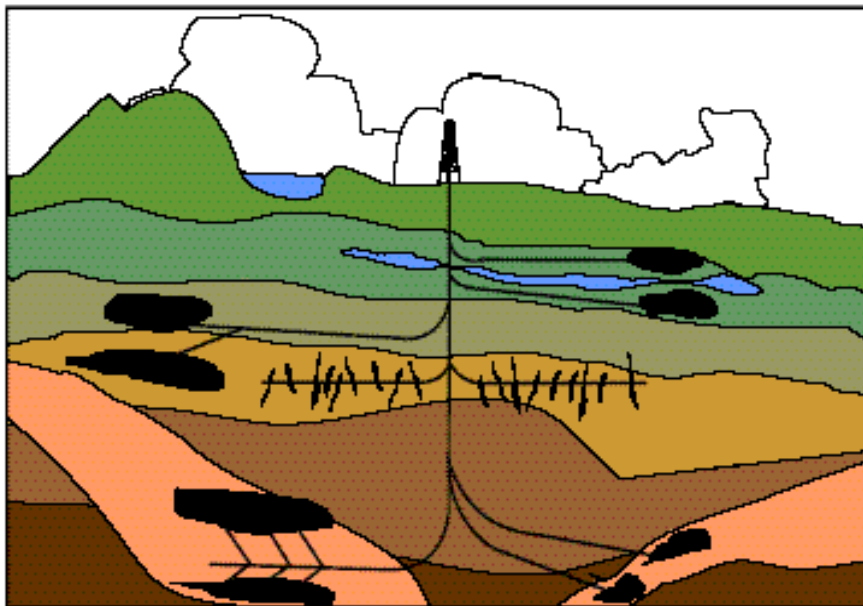


Figure 19 : Puits horizontaux en off-shore. [12]

II.8. Avantages et inconvénients du forage horizontal

❖ Les avantages :

Le forage horizontal présente plusieurs avantages, la cause qui a accéléré son évolution, car il

Permet l'augmentation de la production, en améliorant aussi le taux de récupération

Exploitation meilleure d'un réservoir fracturé, notamment si ces fractures sont verticales.

- La même chose pour un réservoir multicouche.
- Le réservoir à basse perméabilité qui nécessite la fracturation, en forant et fracturant la formation le long du drain horizontal.
- Le coning (l'arrivée rapide) de l'eau ou du gaz dans les réservoirs d'huile.

❖ **Les inconvénients:**

- Coûts additionnels dépendant de la profondeur du réservoir et de sa position en on shore ou en offshore, le temps de plus et l'exigence des équipements sophistiqués tels que le moteur de fond et le MWD, par rapport au forage vertical.
- Les risques opératoires ainsi que les difficultés de gagner la cible. [3]

Contrôle de trajectoire

III.1. Introduction :

Dans le but d'atteindre la cible et pour ne pas rater, un calcul précis de la trajectoire doit être fait, tout en choisissant la méthode de calcul la plus simple, la plus pratique et la plus commode pour notre champ, mais ceci n'est pas suffisant pour avoir de bons résultats, un contrôle rigoureux de la trajectoire est nécessaire pour ne pas rater l'objectif.

Actuellement un grand nombre de méthodes de calcul de trajectoire ont été établies pour déterminer la position du puits dans l'espace géométrique, elles dérivent toutes de considérations trigonométriques et elles sont plus au moins précises en fonction des hypothèses de bases effectuées quant à la forme de la section joignant deux points consécutifs (segment de droite, arc de cercle, etc.).

Leurs différences et donc leurs précisions résident dans l'hypothèse relative à la trajectoire.

III.2. Contrôle de trajectoire :

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

III.2.1. En cours de forage :

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

La détermination possible étant alors un calcul mathématique utilisant ces paramètres. Divers outils existent permettant de mesurer ces paramètres, plus ou moins sophistiqués, installés au fond de manière permanente ou temporaire.

La détermination de la position du puits de même que la conduite de la trajectoire peuvent être améliorées par l'utilisation d'outils permettant la mesure et la transmission en temps réel (MWD), les plus sophistiqués mesurant également certains paramètres d'évaluation de la formation (LWD) et conduisant au "GeoSteering", c'est à dire à un contrôle de trajectoire, non plus seulement géométrique, mais tenant compte des caractéristiques de la formation. [5]

III.2.2. En fin de puits :

- pour rapports administrative
- pour archivage permettant le forage d'autres puits
- pour contrôle de la production du champ.

Ce contrôle peut et doit être effectué en temps réel, il est quelquefois complété pour confirmation par des mesures à posteriori.

Ce suivi doit être continu pendant tout le forage du puits et met en œuvre des techniques variées. Il peut être résumé comme suit :

1. **Mesurer** :

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

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

2. **Calculer** :

Le calcul de la position du puits sera effectué par l'obtention des mesures et selon la méthode de calcul déterminée dans le programme de forage.

3. **Représenter & extrapoler** :

Les résultants obtenus seront utilisés pour interpréter le comportement de la trajectoire et extrapoler en anticipant les tendances naturelles et si nécessaire en considérant les possibilités de correction "raisonnable".

4. **Decider** :

Les éléments ci-dessus permettront alors de décider de la suite des opérations, continuité ou mise en œuvre des moyens de correction. [5]

III.3. Calculs de trajectoire :

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

III.3.1.Principe du calcul :

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

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

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

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

MD_x = Profondeur mesurée à la station x mètre

; I_x = Inclinaison à la station x degré ;

A_x = Azimut à la station x degré. .

Le calcul de transformation devra fournir les paramètres élémentaires ΔV , ΔX et ΔY . [5]

III.3.2.Conditions et options initiales :

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

a) Niveau de référence :

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

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

b) Système des coordonnées :

Le choix du système varie d'un pays à l'autre et dépend à la fois des autorités locales et de la compagnie pétrolière. Les systèmes communément utilisés sont:

- le système UTM (Universel Transverse Mercator).
- le système Lambert
- coordonnées polaires

Le système des coordonnées à utiliser doit être déterminé par le programme de forage,

ainsi que les paramètres associés:

- X, Y, Z coordonnées de la tête de puits
- déclinaison magnétique.
- convergence si nécessaire. [5]

c) **Méthode de calcul :**

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

d) **Azimut de projection :**

L'azimut de projection nécessaire à la projection verticale est habituellement choisi égal à la direction de la cible. Plusieurs azimuts peuvent être utilisés dans le cas de puits tri dimensionnels. [5]

III.3.3.Calculs :

Chaque mesure fournira les paramètres de base:

- Profondeur mesurée : Obtenue par la mesure du train de tiges et corrigée de manière à déterminer la profondeur des instruments de mesure :

$MD_x =$ Measured depth at station (x) par meters ou pieds.

- Inclination : Obtenue de l'outil de fond :

$I_x =$ Inclination at station (x) par degree

- Azimut : Obtenu de l'outil de fond et corrigé en fonction du type d'outil utilisé (déclinaison magnétique) et du système de projection (déclinaison) :

$A_x =$ Azimut à la station (x) degrés Nord. [4]

III.4. Les méthodes de calcul :

III.4.1. La méthode tangentielle :

Elle assume une section droite entre deux mesures consécutives. Les calculs sont simples imprécisions importantes.

III.4.2. La méthode tangentielle moyenne :

Elle assume deux sections droites entre deux mesures consécutives. Les calculs sont manuels mais complexes: bonne précision.

III.4.3. La méthode Mercurey (l'accélération compensée) :

Elle assume une combinaison de sections droites tangentielles et de sections courbes. Les calculs sont complexes. Cette méthode est peu utilisée dans l'industrie pétrolière.

III.4.4. Méthode de l'angle moyen :

Elle utilise des valeurs moyennes de l'inclinaison et de l'azimut entre deux mesures consécutives. Les Calculs sont simples avec une assez bonne précision.

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes :

$$\Delta V = \Delta L \times \cos\left\{ (I_1 + I_2) \div 2 \right\}$$

$$\Delta H = \Delta L \times \sin\left[(I_1 + I_2) \div 2 \right]$$

$$\Delta X = \Delta L \times \sin\left\{ (I_1 + I_2) \div 2 \right\} \times \sin\left[(A_1 + A_2) \div 2 \right]$$

$$\Delta Y = \Delta L \times \sin\left[(I_1 + I_2) \div 2 \right] \times \cos\left[(A_1 + A_2) \div 2 \right]$$

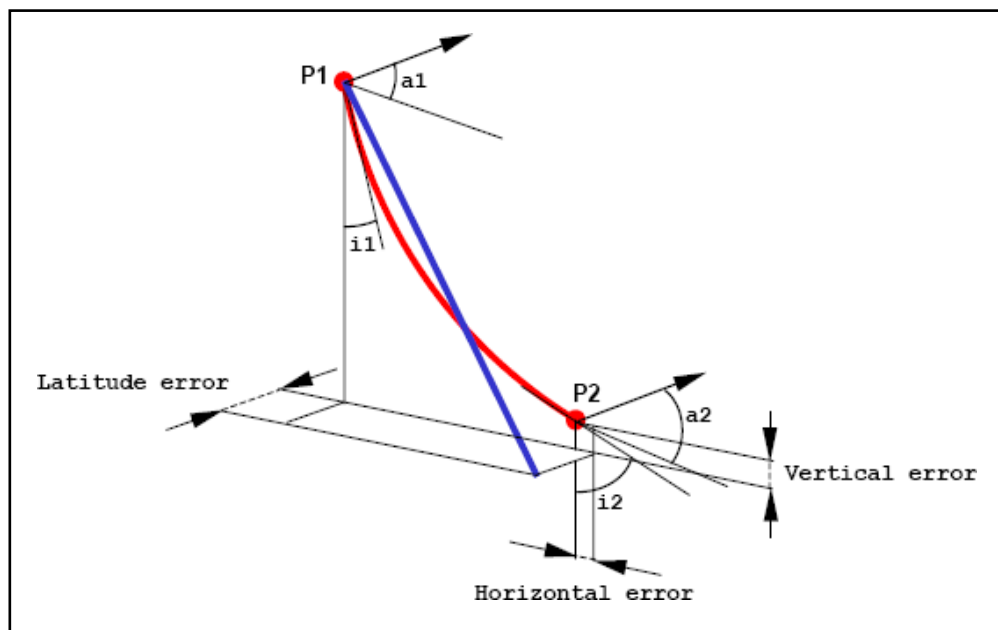


Figure.20 : Méthode de l'angle moyen [12]

III.4.5. Méthode du rayon de courbure :

Elle assume une section courbe entre deux mesures consécutives avec une bonne précision. Elle est communément utilisée.

-Gradient d'inclinaison = $\Delta I / \Delta L$; Gradient d'azimut = $\Delta A / \Delta L$.

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes :

$$\Delta V = (180 / \pi) \times \Delta L \times (\sin I_2 - \sin I_1) / (I_2 - I_1)$$

$$\Delta H = (180 / \pi) \times \Delta L \times (\cos I_1 - \cos I_2) / (I_2 - I_1)$$

$$\Delta X = (180 / \pi) \times \Delta H \times (\cos A_1 - \cos A_2) / (A_2 - A_1)$$

$$\Delta Y = (180 / \pi) \times \Delta H \times (\sin A_2 - \sin A_1) / (A_2 - A_1)$$

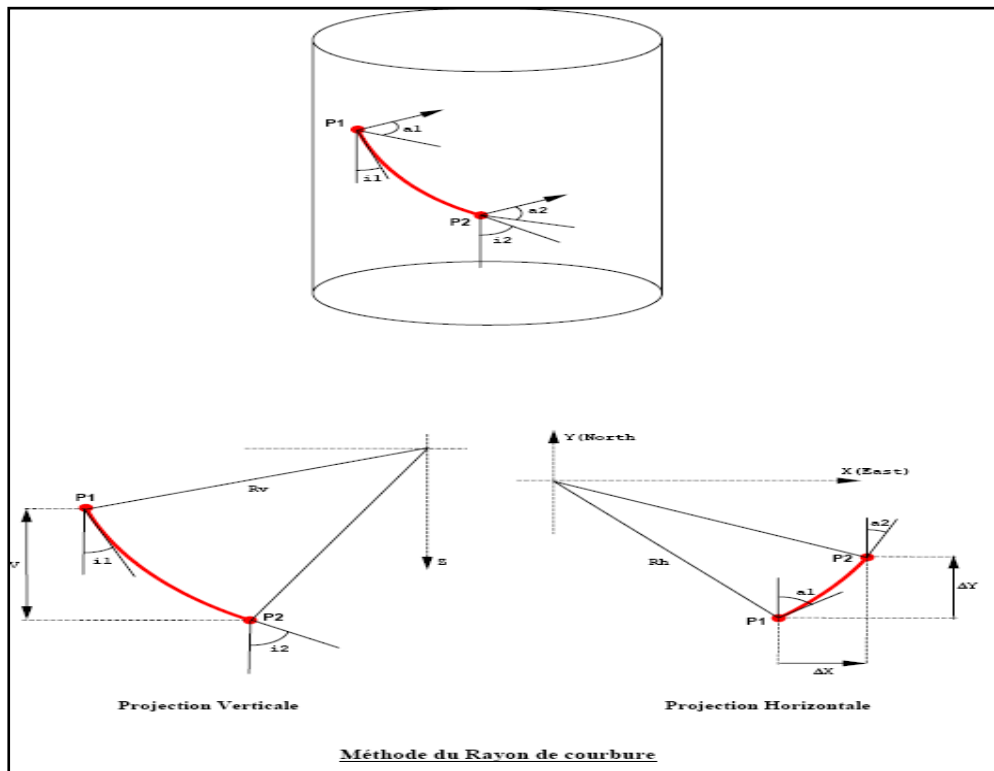


Figure.21 : Méthode du rayon de courbure [12]

III.4.6. Méthode de courbure minimum :

Elle assume une section courbe de rayon minimum entre deux mesures consécutives avec une bonne précision. Elle est communément utilisée.

La section forcée est assimilée à un arc sphérique de courbure minimum (rayon maximum) [4]

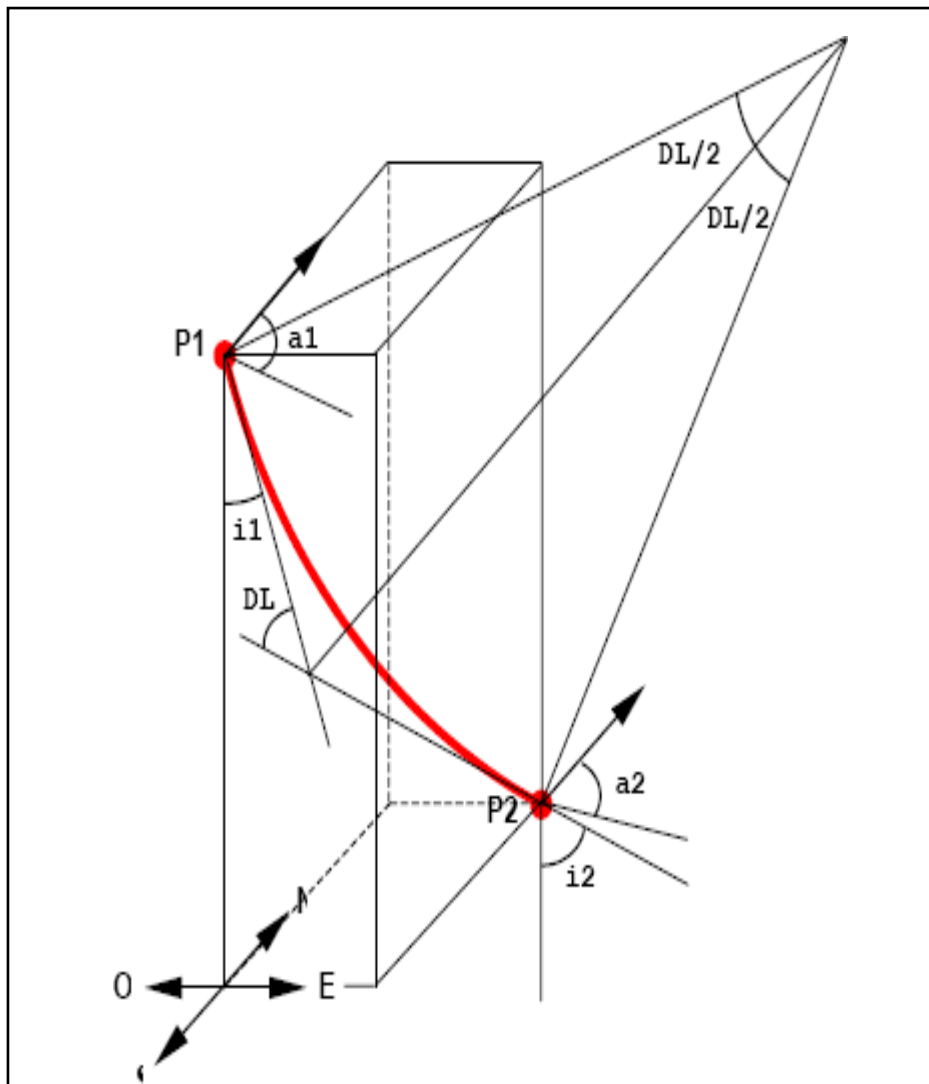


Figure.22 : Méthode de courbure minimum [12]

Un calcul préliminaire est nécessaire pour déterminer la courbure de l'arc :

$$K = (180 / \pi) \times (\Delta L / DL) \times \tan (DL / 2)$$

Les calculs élémentaires sont alors obtenus par les formules suivantes :

$$\Delta V = K \times (\cos I_2 + \cos I_1)$$

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

$$\Delta X = K \times [(\sin I_1 \times \sin A_1) + (\sin I_2 \times \sin A_2)]$$

$$\Delta Y = K \times [(\sin I_1 \times \cos A_1) + (\sin I_2 \times \cos A_2)].$$

III.5. Dog-leg

Le paramètre appelé « dog-leg » représente un changement global 3D de la direction du puits, en inclinaison et azimuth en même temps. La réalisation d'un forage dirigé implique donc la création de dog-legs (gradients de courbure) afin d'obtenir la trajectoire déterminée.

Dans la pratique nous rencontrerons donc des dog-legs souhaités, mais aussi des dog-legs non souhaités. Les dog-legs réels seront dits :

- dog-leg normal (circulaire) quand il correspond à la courbure moyenne du puits.
- dog-leg anormal (abrupt) quand il correspond à un changement brutal de direction du puits. [4]

Le calcul des dog-legs est empirique, il repose sur des hypothèses et des approximations.

Ils s'expriment en [°/10m], [°/30m] et [°/100ft] :

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

Une autre formule courante est :

$$DLS = 10/\Delta L \times [\Delta I_2 + (\Delta A_2 \times \sin(I_1 + I_2)/2)^2]^{1/2} \quad \text{deg}/10\text{m}$$

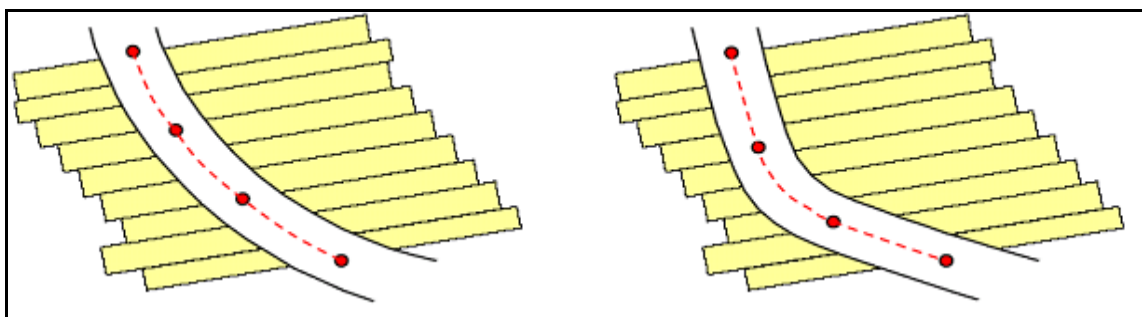


Fig.23 : Dog-Leg normal et dog-leg anormal [12]

III.6. Calcul d'incertitudes de positionnement :

Le calcul de trajectoire étant basé sur des paramètres résultant de mesures physiques, Ces résultats sont soumis aux incertitudes affectant les mesures de ces différents

paramètres. Une estimation de l'erreur potentielle sur la position réelle du puits est donc nécessaire [4]

III.6.1.Sources d'erreurs:

❖ Erreurs dues aux instruments de mesures :

- Erreurs dues aux caractéristiques des capteurs.

❖ Erreurs dues à la position de l'outil de mesure dans le puits :

- Profondeur des mesures
- Alignement des outils de mesures
- Les capteurs de mesures doivent être alignés avec le puits
- Alignement des capteurs dans l'outil de mesure
- Alignement de l'outil dans le puits;
- Movement des capteurs;
- Certains capteurs sont très sensibles aux vibrations ;
- Le train de tiges doit être immobile et la circulation stoppée pendant la durée de la mesure

❖ Erreurs dues aux conditions locales de mesures :

Sont des erreurs dues aux interférences magnétiques (si outils "magnétiques"):

- interférences dues au train de tiges
- perturbation magnétique locale
- proximité du casing
- puits voisins
- équipement amagnétique défectueux ("hot spots").

❖ Erreurs dues au facteur humain :

- Erreurs de lecture
- Erreurs de transcription des paramètres.

❖ Erreurs dues aux types de calculs :

Sont des erreurs dues aux approximations faites selon la méthode de calcul :

Inclinaison	Equipement de mesure	Erreur en Inclinaison	Erreur en Azimut
< 5 degrés	Single Shot magnétique	+/- 0.25	+/- 5.0
	Steering tool	+/- 0.25	+/- 5.0
	MWD	+/- 0.25	+/- 5.0
	Gyroscope	+/- 0.25	+/- 5.0
> 5 degrés	Single Shot magnétique	+/- 0.20	+/- 2.0
	Steering tool	+/- 0.15	+/- 1.50
	MWD	+/- 0.10	+/- 1.25
	Gyroscope	+/- 0.10	+/- 1.25

Tableau.01: les Erreurs dues aux types de calculs. [12]

III.6.2. Détermination des valeurs d'incertitude :

- Les valeurs d'incertitude seront prises en compte dans les calculs d'incertitude positionnement du puits
- Elles résultent de l'estimation des différentes erreurs potentielles
- Elles dépendent essentiellement du type d'outil utilisé (et donc des capteurs utilisés)
- Valeurs typiquement utilisées:
 - Erreurs sur l'inclinaison: +/- 0.25 degrés.
 - Erreurs sur l'azimu: +/- 1.50 degrés.
 - Erreur sur la longueur mesurée: 1/500 à 1/1000.

❖ Ellipse d'incertitude :

La combinaison systématique des erreurs en inclinaison et en azimut conduit à l'obtention des

différentes trajectoires "corrigées". L'enveloppe de ces trajectoires est assimilée à un cône dit *cône d'incertitude* ayant pour axe la trajectoire théorique (non "corrigée"). L'intersection de ce cône avec un plan perpendiculaire à la trajectoire théorique définit le cercle d'incertitude.

❖ **Calcul du rayon du cercle d'incertitude :**

Calculer: X_t , Y_t et Z_t de la trajectoire théorique.

Calculer: X_m , Y_m et Z_m en utilisant les erreurs positives en inclinaison et en azimut (erreur maximum). Le rayon du cercle s'écrit alors :

$$R = [(X_t - X_m)^2 + (Y_t - Y_m)^2 + (Z_t - Z_m)^2]^{1/2}$$

❖ **Enveloppe d'incertitude :**

Une étude Anticollision est le rassemblement de différentes techniques permettant d'évaluer la distance entre deux ou plusieurs puits incluant notamment :

- Détermination des paramètres d'incertitude
- Détermination des ellipses d'incertitude
- Calcul de la distance horizontale entre les puits
- Compilation des différents résultats.

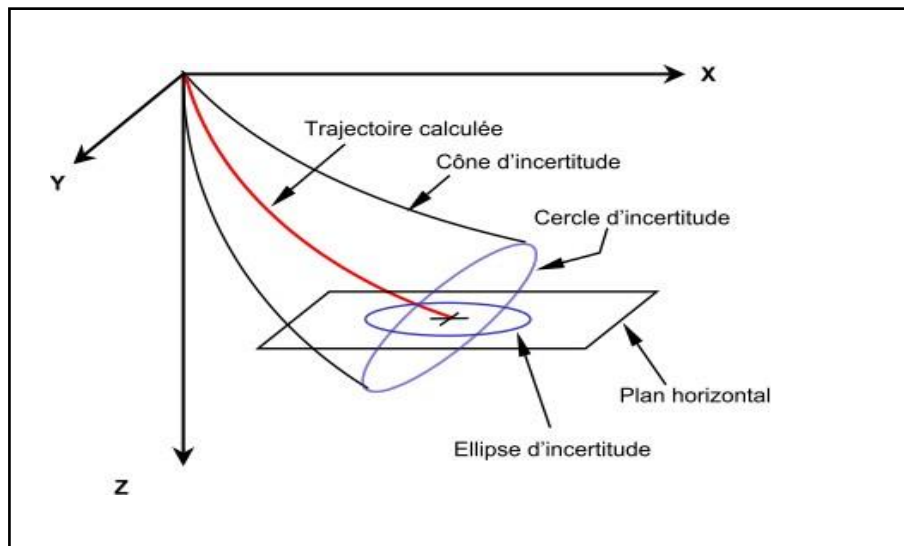


Figure.24 : Enveloppe d'incertitude. [12]

III.7. Étude Anticollision :

Une étude anticollision entre puits est la procédure permettant d'évaluer le risque de

collision entre différents puits. Cette procédure plus ou moins complexe selon le nombre des puits à considérer et leur géométrie ment en œuvre différents calculs, le principe de base restant la comparaison de la position des puits dans un plan horizontal :

- Détermination des ellipses d'incertitude
- Calcul de la distance horizontale entre les puits
- Compilation des différent résultats
- Détermination des paramètres d'incertitude [4]

III.8 COINCEMENT:

III.8.1 Généralité sur le coincement :

On distingue plusieurs cas de coincement pouvant survenir lors de forages horizontaux et verticaux à cause de l'argile gonflante ou argiles fluentes ou éboulement ou chute de ciment ou écrasement du tubage ou accumulation de déblais.

III.8.2. Différents types de coincement dans le forage pétrolier:

On peut définir un coincement comme étant un obstacle qui provoque l'arrêt du forage dont la durée est difficilement prévisible, ce qui nécessite parfois des opérations d'instrumentations mais avant de mettre en œuvre des moyens importants donc coûteux, il est indispensable d'évaluer les chances de réussite et bien entendu son coût.

On peut classer les coincements on 3 catégories:

Coincement par pression différentielle : Au droit des formations poreuses et perméables, provoque le collage de la garniture contre les parois.

Les coincements mécaniques : (Trou de serrure, chute de ferraille, chute de ciment, écrasement du tubage, accumulation de déblais etc...).

Coincement par instabilité des formations : (Formations éboulent, fluentes, non consolidée, gonflantes, etc.). [8]

Types de coincement :

a) **Coincement par pression différentielle (collage)** :

Le collage est causé par la différence de pression entre la pression de formation (PF) et la

pression hydrostatique (PH) de la colonne de boue, cette différence de pression s'exerce en particulier sur les masse-tiges lorsque ceux-ci, immobilisés par exemple pour un ajout de tige, sont en contact avec la paroi du trou.

Le cake de la boue forme alors un joint qui empêche l'égalisation entre les deux faces des masse-tiges. Plus le cake est épais, plus augmente la surface sur laquelle s'exerce cette différence de pression. [8]

Les causes de coincement par différence de pression :

Les coincements par différence de pression requièrent que une seul condition ci-dessous Soient satisfaite (Figure25.26.27) :

- Pression hydrostatique de la colonne de boue, supérieure à la pression de formation.
- Zone perméable au point de contact des masse-tiges avec la paroi.
- Filtrat élevé et surtout cake épais et de résistance médiocre.
- Augmentation de l'épaisseur de la croute se qui permet a la force différentielle de se manifester.

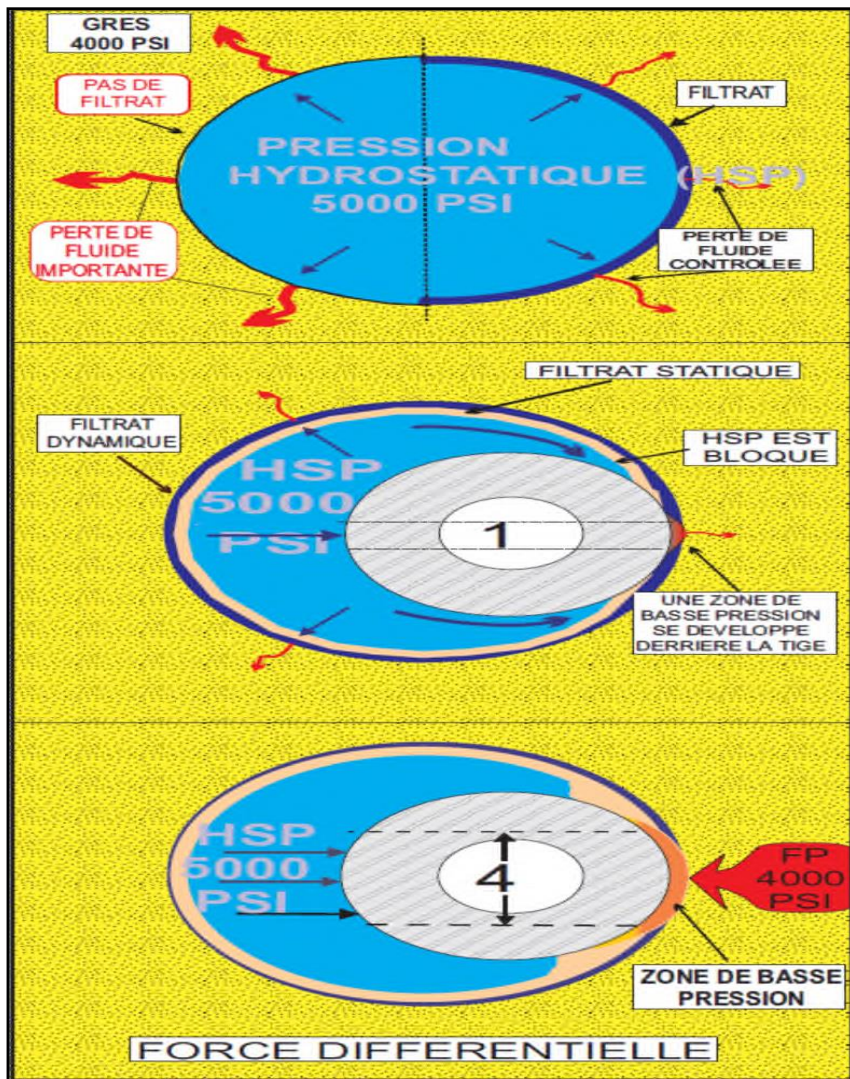


Figure 25 : Les coincements par pression différentielle.
 (stuck pipe prevntion self-learning course)

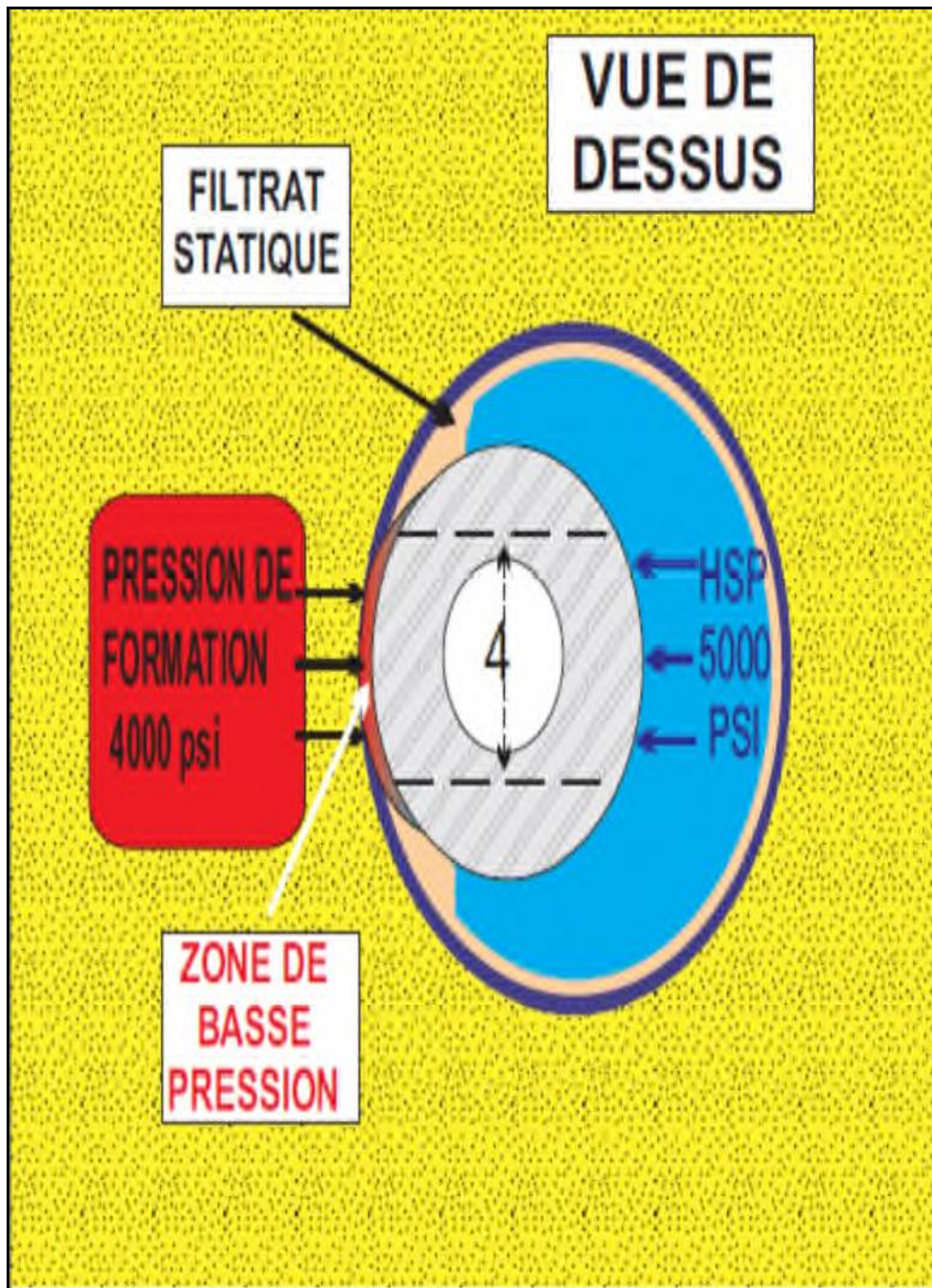


Figure 26 : coincement par pression différentielle vue de dessus.

(stuck pipe prevention self-learning course)

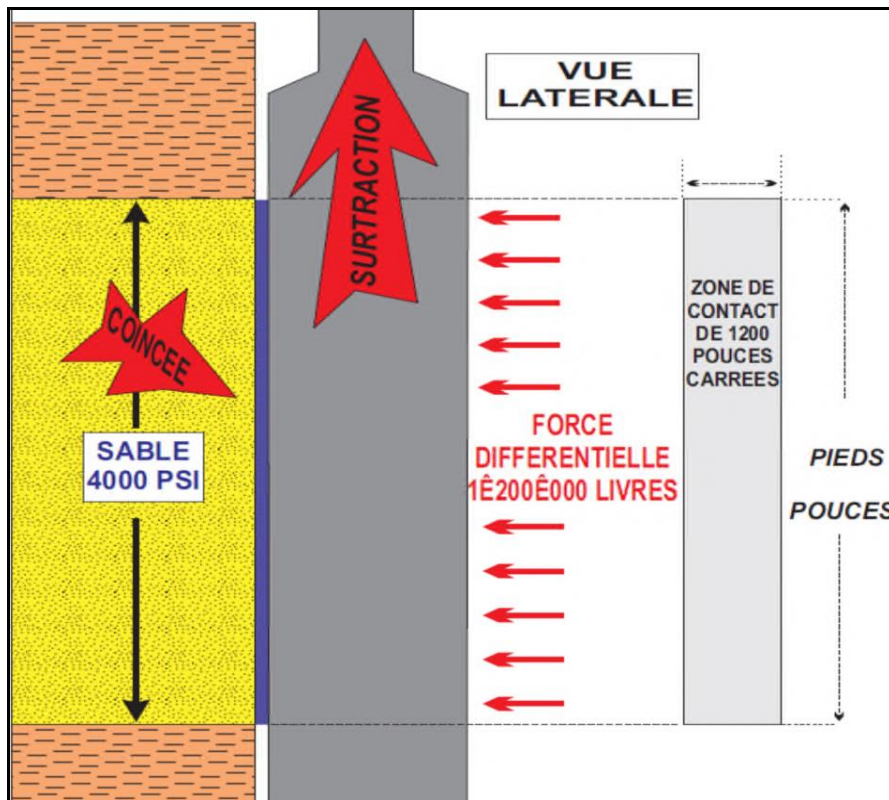


Figure27 : coincement par pression différentielle vue latérale.

(stuck pipe prevntion self-learning course)

Action de prévention :

- Concevoir le programme de tubage pour réduire au minimum le suréquilibre des formations de trou ouvert moins profondes.
- Limiter le poids de la boue au minimum nécessaire pour la stabilité du trou et le contrôle du puits.
- Conserver les pertes de fluide dans les limites spécifiées.
- Réduire au minimum la longueur de BHA lorsque cela est possible.
- Limiter la longueur de BHA non stabilisée. Utiliser des cols de forage en spirale.
- maintenir la garniture en mouvement. Envisager de faire tourner la garniture pendant les ajouts des tiges et les manœuvrer lorsque BHA est contre des zones potentielles de collage.
- Prévoir à l'avance de réduire au minimum le temps d'arrêt pour les opérations qui

exigent que le collage reste statique (relevés, réparations mineures, etc...).

- Dans les zones à risque de collage élevé, réduire au minimum les pertes par suintement à l'aide d'agents de bouchage.
- Préparer un bouchon de dégagement de tige sur place lorsque le risque de collage différentiel est élevé. [6]

b) Coincement mécaniques :

Contrairement aux collages, ces coincements sont presque toujours localisés sur une faible portion de la garniture et généralement situés au niveau des changements de diamètre de la garniture. Les causes de ces coincements sont très diverses et pas toujours faciles à identifier, nous ne retiendrons que les principales. [6]

Trou de serrure (Key Seat):

Les Key Seat sont des gouttiers creusées dans le terrain par le frottement des tiges pendant le forage ou les manœuvres (Figure 28), ces gouttières se développent au niveau des dog legs ou des décrochements que sont d'autant plus profond que :

- Le terrain est tendre.
- Le dog legs est élevé.
- La tension des tiges est grande.

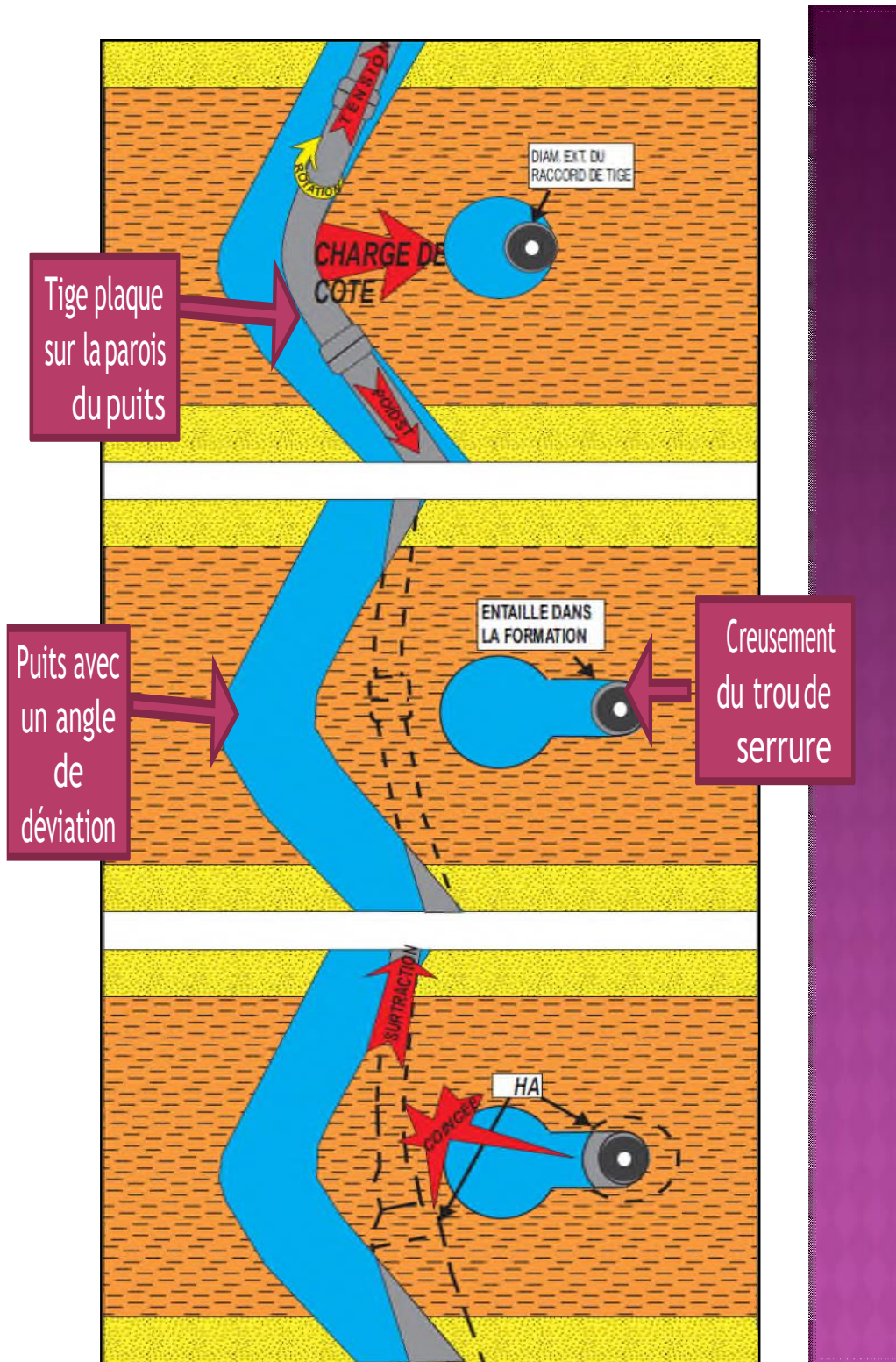


Figure 28: trou de serrure (key seat). (stuck pipe prevention self-learning course)

Cause de coincement par trou de serrure (Key Seat) :

- Changement abrupt de déviation ou de direction dans une formation mi-tendre ou mi- dure.
- La pression élevée de la garniture et la rotation de la tige font une entaille dans la formation.
- Pendant la remontée, les raccords de tige sont bloqués dans la fente (ouverture en longueur dans le puits) [6]

Signes précurseurs :

Le développement d'un Key Seat est facile à identifier. Les manifestations sont :

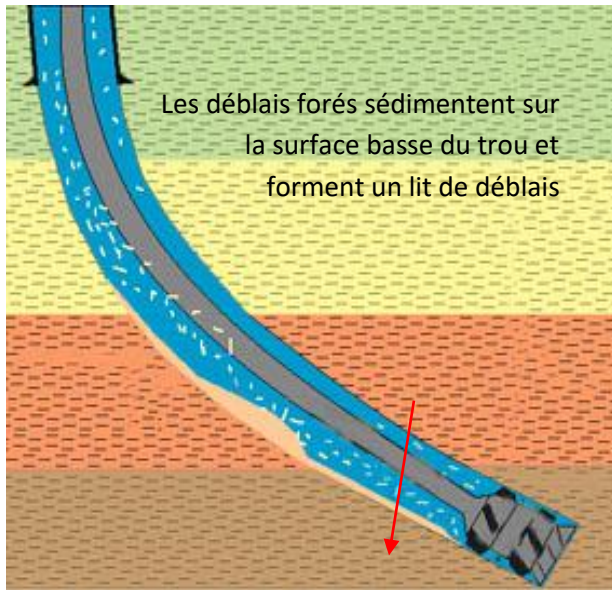
- Accrochages vers le haut lors du passage de la 1ère masse-tige ou stabilisateur à une cote bien précise.
- Descente toujours libre au niveau du Key Seat.
- La cote d'accrochage correspondant à un dog leg.

Action de prévention :

- Réduire au minimum la déviation du coude a 3/100 pieds au moins.
- Limiter les tractions dans les intervalles soupçonnées.
- Prévoir des manœuvres de raclage ou de reforage lorsqu'un dogleg est présent. [8]

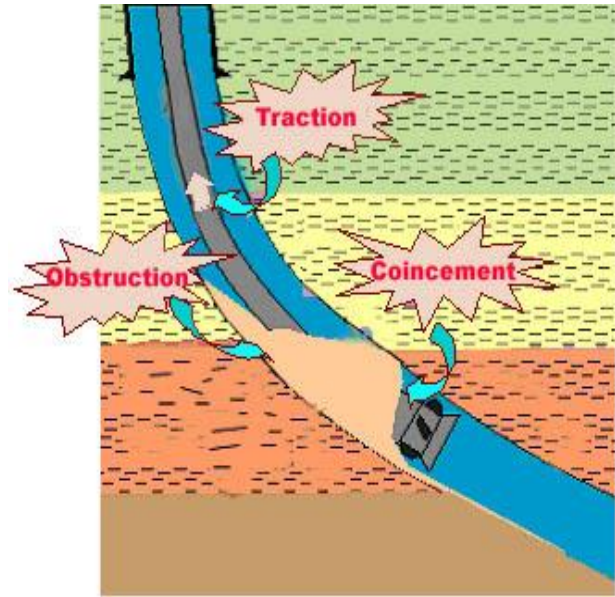
Sédimentation des déblais et nettoyage du trou :

Si les déblais forés ne sont pas transportés vers la surface, dû à une vitesse de remontée (vélocité) insuffisante et/ou des caractéristiques boues inadaptées (rhéologie) ; Quand la circulation est arrêtée, les déblais tombent dans le trou et obstruent l'espace annulaire autour de la garniture de forage causant ainsi un coincement (Figure 29). [7]



FORAGE

Le lit de déblais s'épaissit puis glisse au fond du trou obstruant l'espace annulaire autour de la garniture de forage.



MANOEUVRE

Pendant la manoeuvre de remontée, le lit de déblais est entraîné vers le haut avec la BHA et finit par former un bouchon entravant le passage de la garniture.

Figure 29: Sédimentation des déblais et nettoyage du trou. [11]

Causes de coincement par Sédimentation des déblais et nettoyage du trou :

- Les déblais forés ne sont pas transportés en surface dû à une vitesse de remontée insuffisante et/ou des caractéristiques boues inadaptées (rhéologie).
- Quand la circulation est arrêtée, les déblais tombent dans le trou et obstruent l'espace annulaire autour de la garniture de forage.
- Le lit de déblais s'épaissit pendant le forage et glisse dans le trou pour former un bouchon obstruant la garniture de forage sur son espace annulaire [7]

Actions préventives

- Maintenir les propriétés requises de la boue.
- Ne pas permettre à la vitesse de pénétration de dépasser la capacité de nettoyage du trou
- Relever les tendances de couple et de frottement pour identifier des symptômes de nettoyage insuffisant du trou
- Envisager une manœuvre de raclage après le forage d'une section longue avec un moteur de fond
- Racler le trou à la vitesse maximale de circulation aussi longtemps que possible (5 - 10 minutes) avant les ajouts. Faire tourner à la vitesse maximale si possible
- Augmenter au maximum les mouvements de la garniture lors de la circulation de nettoyage du trou. Utiliser la vitesse de rotation maximale pratique, soulever lentement la garniture de forage (5 minutes/longueur) et poser à une vitesse rapide mais de sécurité (1 min/longueur)
- Envisager de pomper des bouchons de viscosité élevée dans les puits à faible déviation (<35°). Envisager des bouchons de viscosité faible / viscosité élevée dans les puits de plus forte déviation (>35°)
- Ne pas arrêté la circulation avant le retour de tous les bouchons.
- Circuler jusqu'à ce que le trou soit propre. Si le dernier bouchon ramène une quantité excessive de déblais, continué à nettoyer le trou. Plusieurs circulations peuvent être nécessaires. [7]

Partie pratique

IV.1. Introduction :

Pendant la réalisation d'un forage, plusieurs problèmes peuvent survenir interdisant ainsi la poursuite normale de l'opération. Pour cela, nous étudions la répartition du temps des opérations de forage pour quelques puits réalisés dans différentes zones de production du champ Hassi Messaoud.

Notre étude est une contribution à l'étude du temps non productif (NPT) au cours de forage des drains horizontaux dans le champ Hassi Messaoud. Le temps non productif (NPT) est le temps pris pour résoudre les problèmes ayant entraînés un arrêt des opérations normales de forage. Il comprend toutes les opérations nécessaires à un retour à la situation précédente avant l'apparition du problème. Cette perte de temps augmente la durée d'exécution du puits ce qui implique une augmentation de son coût de revient.

Nous disposons de données relatives au temps des opérations dans 23 forages horizontaux répartis sur neuf (09) zones comme illustré sur la figure suivante.

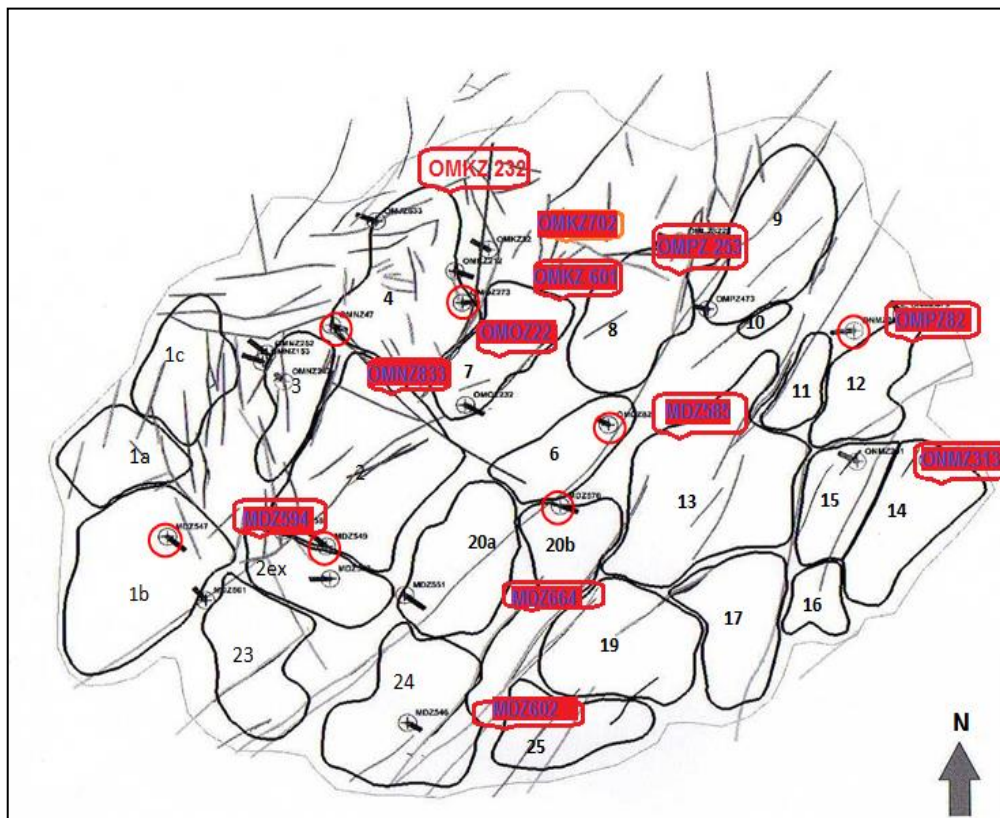


Fig.30 : Situation des puits dans les zones de production du champ de Hassi Messaoud

Partie pratique

ZONE 2 : deux forages ont été étudiés dans cette zone : le puits OMNZ833 et le puits OMNZ242.

À travers le graphique suivant de répartition de temps d'opération de forage OMNZ833 , nous pouvons observé la dominance d'opération de forage et manœuvres sur le temps total nécessaire pour un forage pétrolier ou le forage représente 18.72% et manœuvres représente 35.7% tandis que l'opération de descente casing et cimentation représente 12.93% ainsi que représenté opération de carottage 3.56% et logging 4.85% et DST 7.23% et nous notons que le temps improductif NPT représente (Attentes 3.78%, coincement 0.31%, perte 0.06 %, repêchage 0.23% , réparations 2.75% et divers dès les opérations 0.47%).

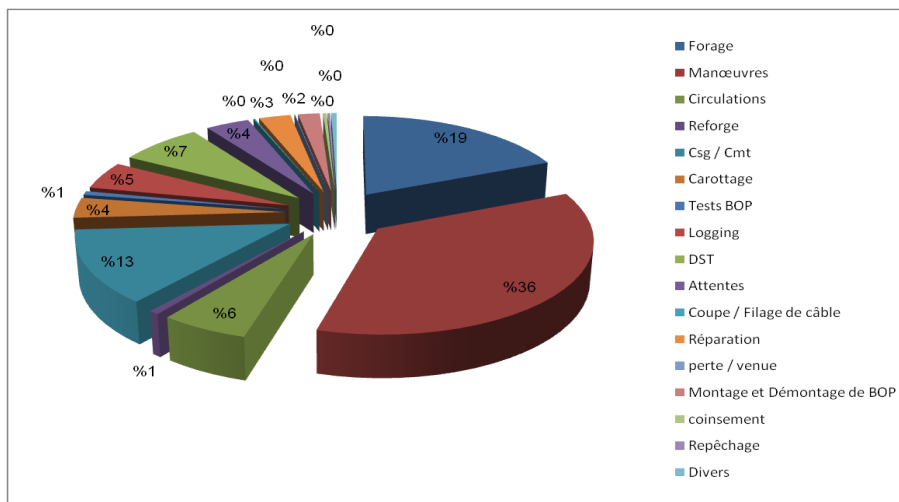


Figure 31 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMNZ833

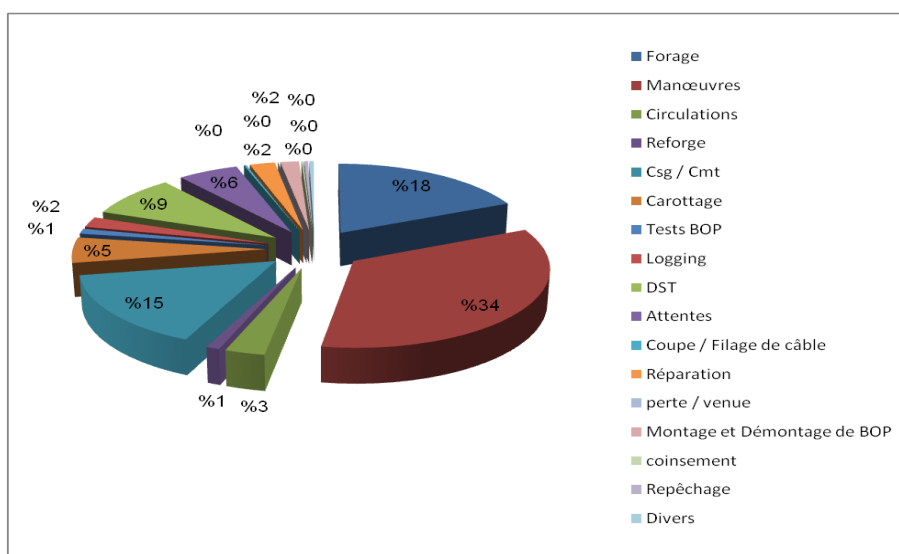


Figure 32 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMNZ242

Partie pratique

La répartition de temps pour différents les opérations lors du forage d'un puits de pétrole OMNZ242 (fig. 32) indique que l'opération de forage représente 18.33% et manœuvres représente 34.31% et le temps d'opération de descente casing et cimentation représente 15.44% et nous distinguons que l'opération de carottage représenté 5.27% et logging 2.15% et DST 8.5%, tandis que le coincement représente 0.16%, qu'ils sont inclus dans le calcul du temps improductif NPT.

ZONE 4 : huit forages sont traités dans cette zone :

La figure 32 montre la répartition du temps enregistré au niveau du forage OMGZ81 , nous pouvons observer la dominance d'opération de forage et manœuvres sur le temps total nécessaire pour un forage pétrolier où le forage représente 20.46% et les manœuvres représentent 27.21% ; tandis que l'opération de descente du casing et la cimentation représente 6.71%. L'opération de carottage a pris 7.57% et les enregistrements de diagraphies (logging) 4.41% et DST 3.93%. Nous notons que le temps improductif NPT représente 9.15% comme attentes, 0.25 % pour les pertes, et 4.41% pour des opérations diverses.

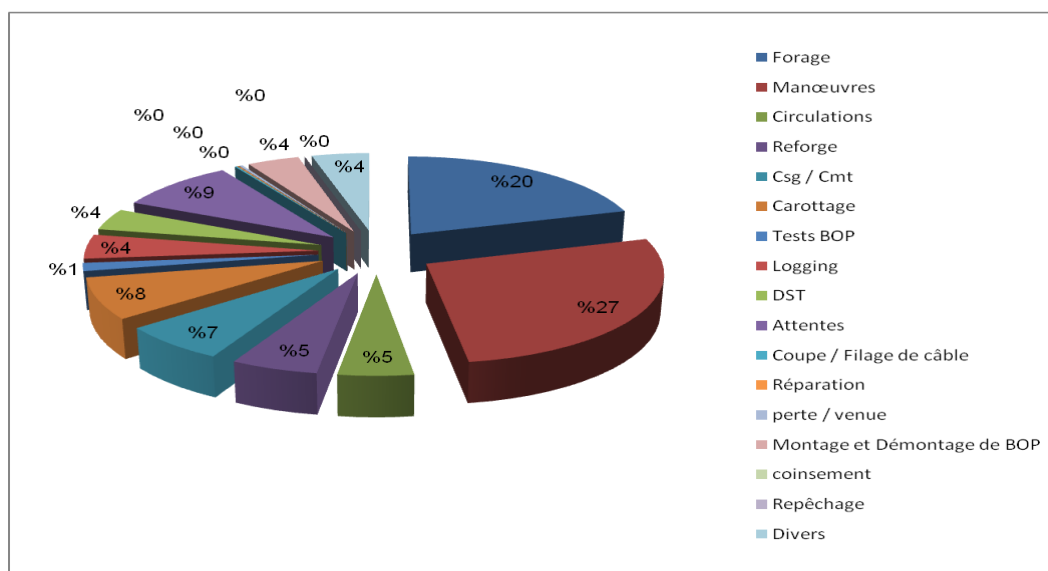


Figure 33 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMGZ81

Lors du forage du puits OMGZ811, la répartition du temps pour les différentes opérations indique que le forage a consommé 19.88%, les manœuvres représentent 31.25% et le temps d'opération de descente du casing et la cimentation représente 4.04%. Nous distinguons que l'opération de carottage représenté 0.95% et logging

Partie pratique

3.51% et DST 4.12%. Tandis qu'une perte a pris 0.11% et les attentes 11.60% du temps improductif NPT. (Figure 33)

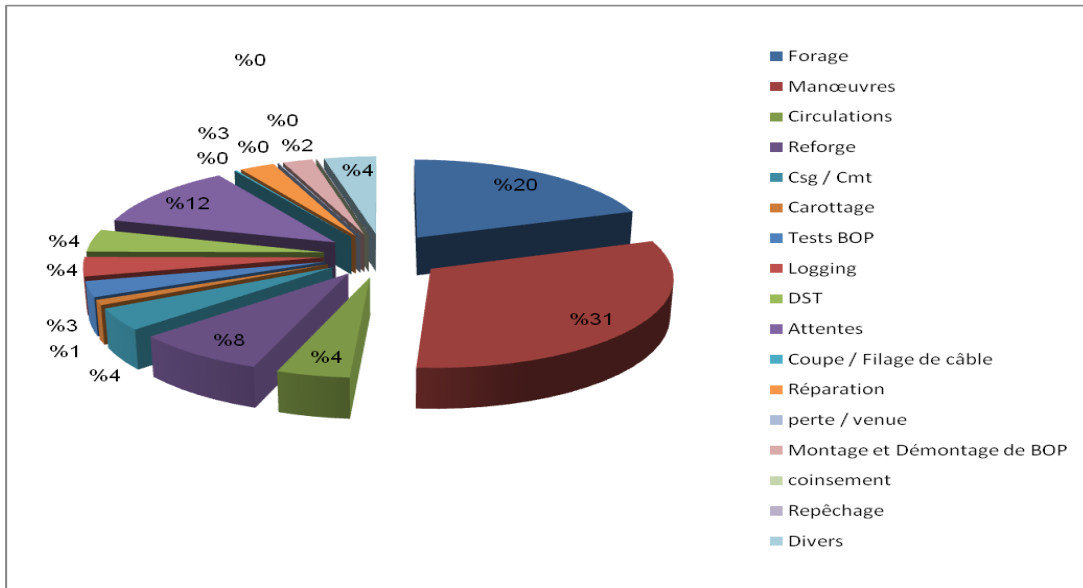


Figure 34 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMGZ811

À travers ce graphique (Figure 34) de répartition du temps d'opérations du puits OMGZ813, on observe que la dominance d'opération de forage et manœuvres sur le temps total où le forage représente 24.52% et les manœuvres représentent 31.90%. L'opération de descente du casing et cimentation représente 4.85%, ainsi que l'opération de carottage représente 0.46% et logging 5.33% et DST 6.94%.

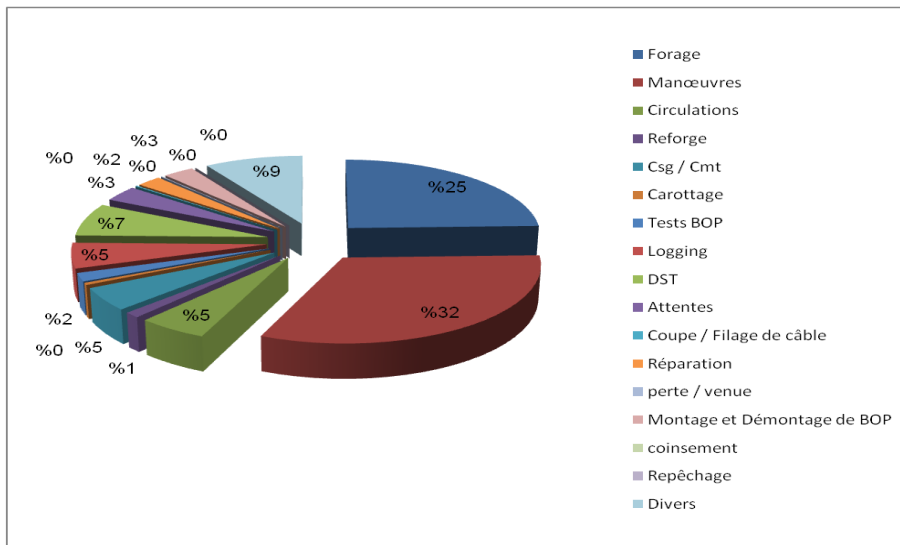


Figure 35 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMGZ813

Partie pratique

La répartition de temps pour différents les opérations lors du forage du puits de pétrole OMOZ22 indique que l'opération de forage représente 22.36% et manœuvres représente 23.52% et le temps d'opération de descente casing et cimentation représente 4.25% et nous distinguons que l'opération de carottage a représenté 5.25% et logging 5.07% et DST 3.81%, tandis que les pertes ont représenté 0.03% du NPT. (Figure 45)

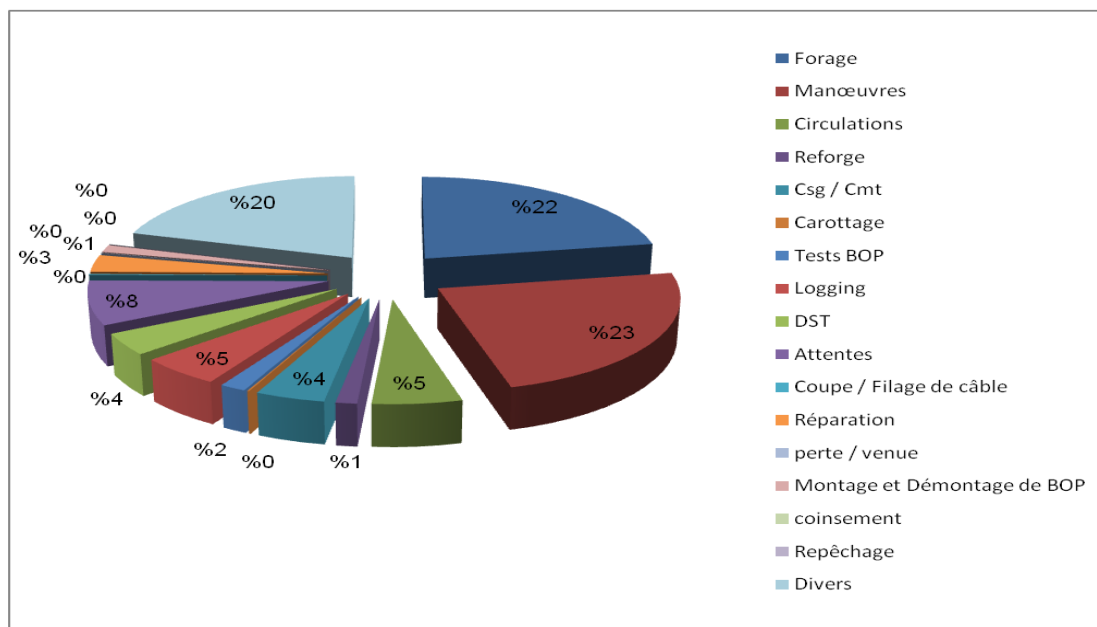


Figure 36 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMOZ22

À travers ce graphique (Figure 36) de répartition du temps d'opérations du puits OMOZ44, on observe que la dominance d'opération de forage et manœuvres sur le temps total où le forage représente 24.12% et les manœuvres représentent 19.31%. L'opération de descente du casing et cimentation représente 6.28%, ainsi que l'opération de carottage représente 1.19% et logging 6.60% et DST 7.19%. Notons que le temps improductif NPT est représenté par les attentes 6.81%, les coincements 0.66%, les pertes avec 0.03 %, repêchage 5.18% , réparations 5.07% et d'autres opérations 2.12%).

Partie pratique

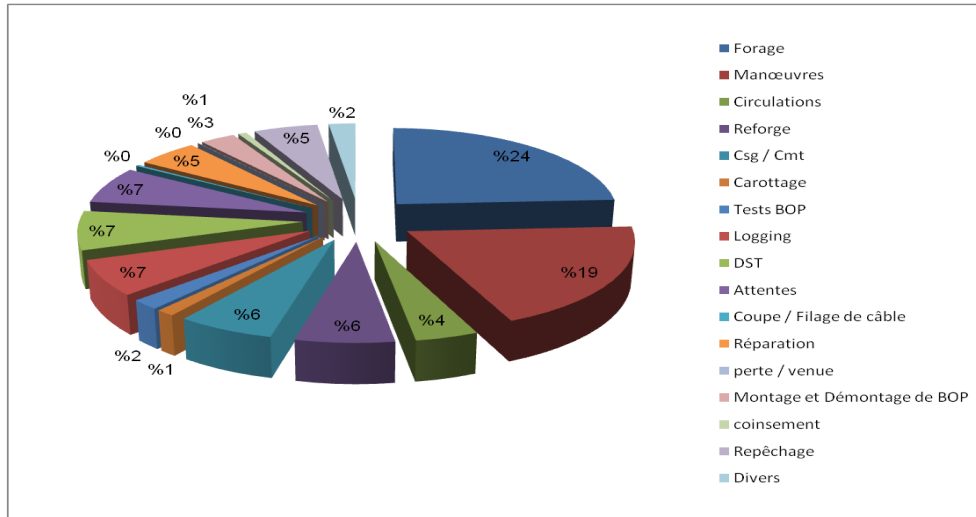


Figure 37 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMOZ44

Pour le puits OMKZ601, la répartition du temps indique que l'opération de forage a consommé 20.75%, les manœuvres représentent 25.59%, le reforage représente 12% et le temps d'opération de descente du casing et cimentation représente 3.38%. L'opération de carottage représente 3.61% et les loggings 4.19% et DST 3.73%, tandis que les coincements ont pris 0.15% du temps total.

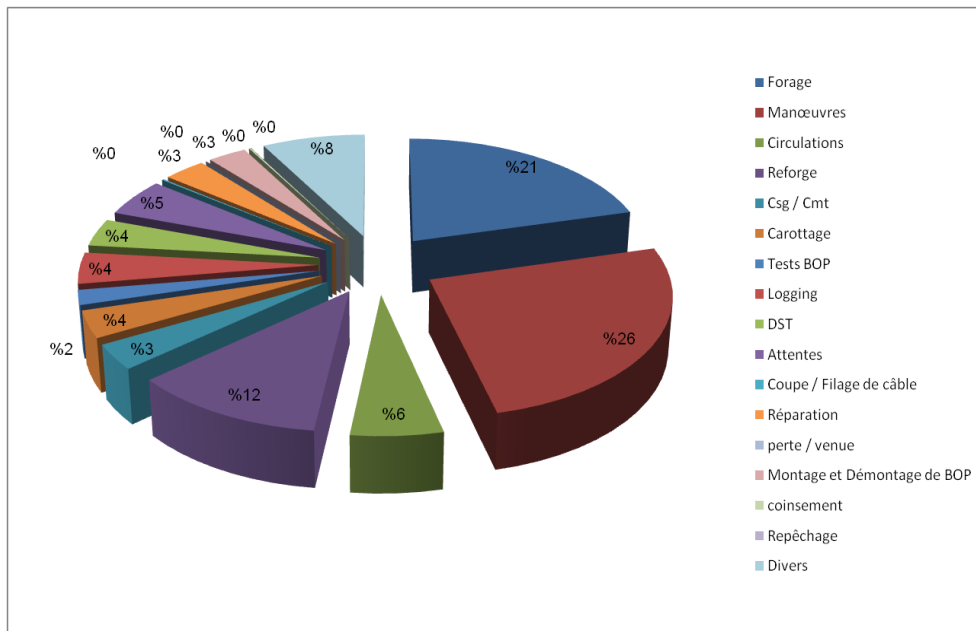


Figure 38 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMKZ601

Partie pratique

À travers la figure 39 pour le forage OMKZ672, nous pouvons observer la dominance d'opération de forage et manœuvres sur le temps total nécessaire pour un forage pétrolier où le forage représente 21.54%, les manœuvres représentent 29.34% ; tandis que l'opération de descente du casing et cimentation représente 6.89%. Ainsi que l'opération de carottage avec 1.44% et logging 4.06% et DST 2.35%. Notons que le temps improductif NPT représente près de 20% du temps total : (attentes 1.60%, coincement 3.13%, perte 0.5 %, repêchage 2.06%, réparations 4.35% et divers 7.45%).

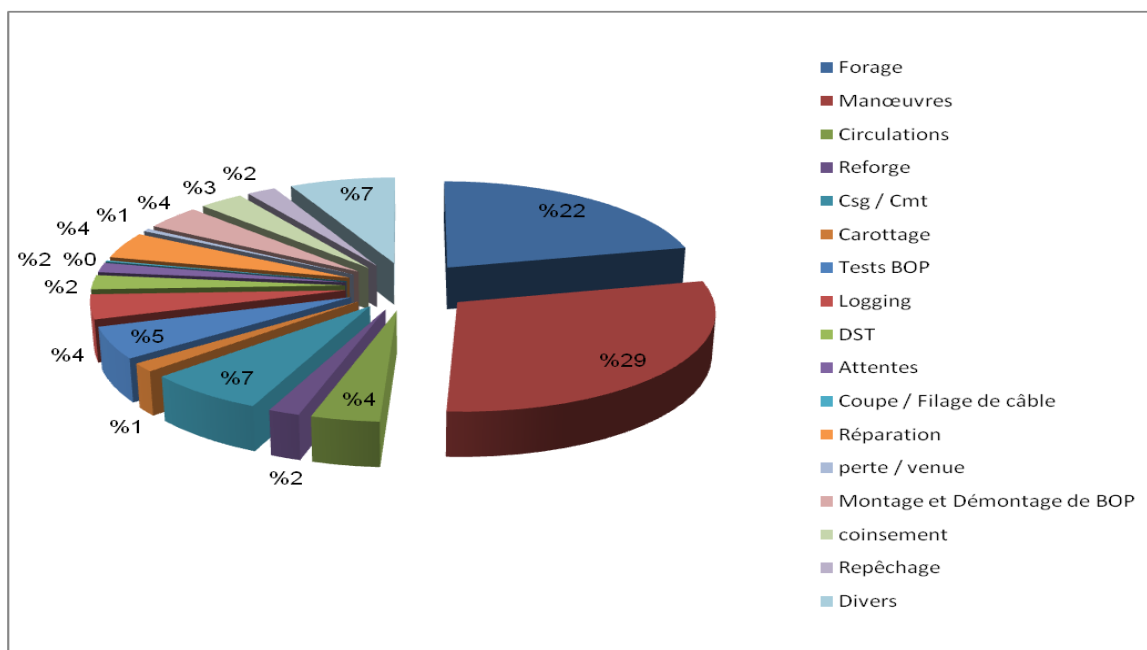


Figure 39 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMKZ672

Le graphe de la figure 40 illustre la distribution du temps des opérations du forage OMKZ56. Nous pouvons observer la dominance d'opération de forage et manœuvres sur le temps total où le forage représente 15.31% et les manœuvres représentent 26%. La descente du casing et la cimentation représentent 8.18% ; l'opération de carottage 0.83% ; logging 4.32% et DST 7.19%. Pour les opérations improductives, on distingue les attentes avec 12%, les coincements 1%, les pertes 0.94%, les réparations 2% et divers 10%.

Partie pratique

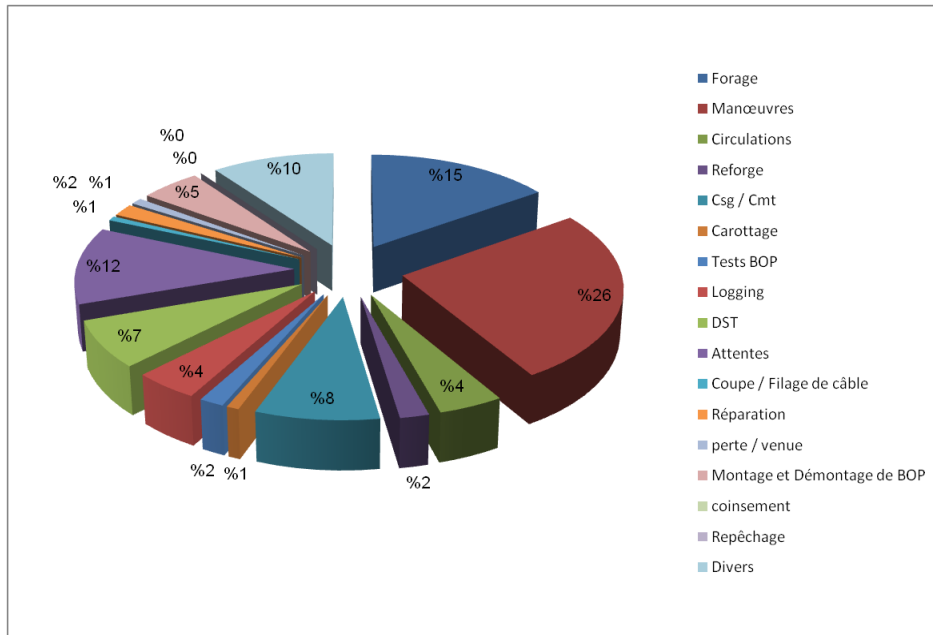


Figure 40 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMKZ56

Zone 8:

Pour le puits OMKZ103, la répartition du temps indique que l'opération de forage a consommé 18.87%, les manœuvres représentent 22.50%, le reforge représente 6% et le temps d'opération de descente du casing et cimentation représente 4.29%. L'opération de carottage représente 0.51% et les loggings 3.14% et DST 6.55%. Notons que le temps improductif NPT représenté par les attentes avec 11.67%, les coincements avec 0.50%, les réparations 3.42% et divers 12.57%.

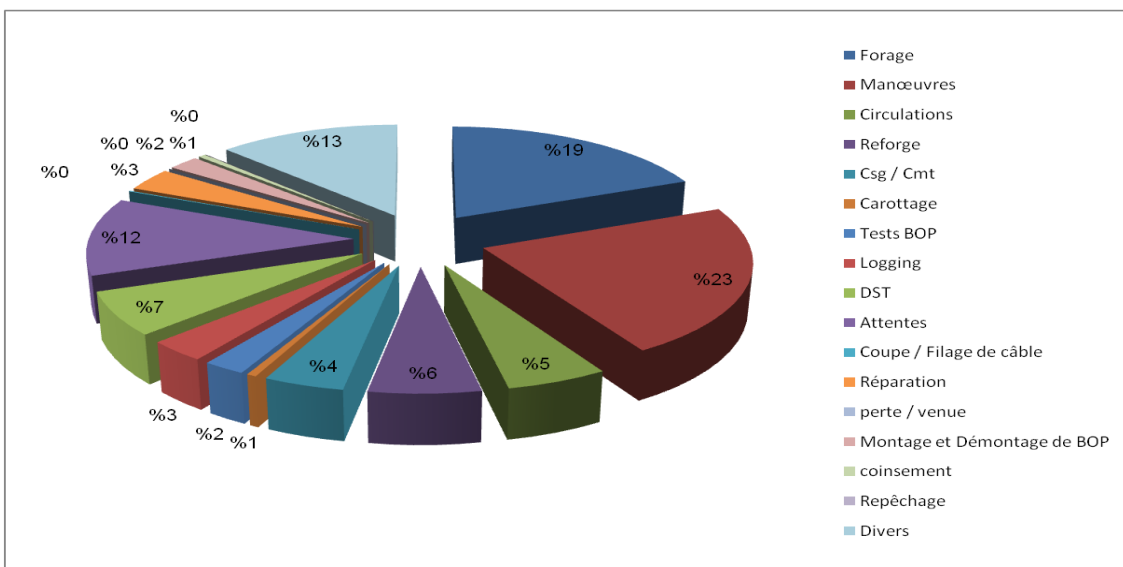
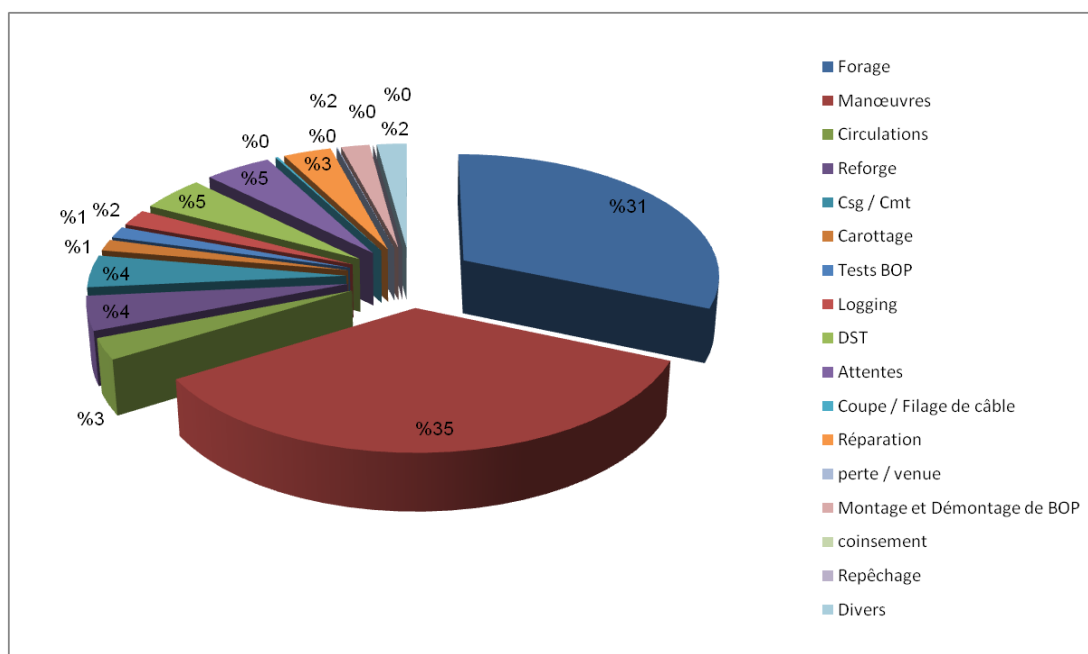


Figure 41 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMKZ103

ZONE 9:

La répartition du temps pour les opérations lors du forage du puits OMPZ462 indique que l'opération de forage représente 31.42% et manœuvres représente 34.82% et le temps d'opération de descente casing et cimentation représente 4.22% et nous distinguons que l'opération de carottage représenté 1.48% et logging 2.15% et DST 4.56%.



i

Figure 42 : répartition du temp d'opérations de forage du puits OMPZ462

Le graphe suivant (figure 43) montre la répartition du temps d'opérations pendant le forage du puits OMPZ541. Nous pouvons observer la dominance d'opération de forage et manœuvres sur le temps total nécessaire pour un forage pétrolier où le forage représente 19.41% et manœuvres représente 28.72% tandis que l'opération de descente du casing et cimentation représente 4.69%. Pour l'opération de carottage on a seulement 0.88% et logging 2.92% et DST 4.14%. et nous notons que le temps improductif NPT représente (Attentes 11.37%, coincement 0.12%, une petite perte a pris 0.06 % du temps, pour le repêchage 1.81%, les réparations 4.72% et 3.89% pour divers opérations.

Partie pratique

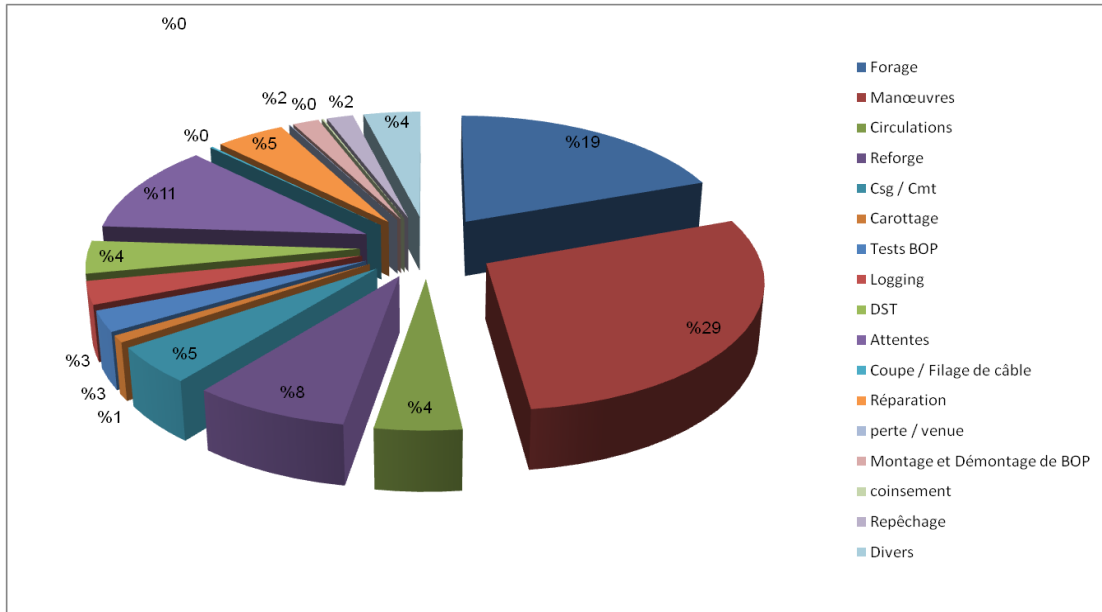


Figure 43 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMPZ541

Les opérations du forage et les manœuvres représentent plus de 54 % du temps total du puits OMPZ553. Le graphe de la figure 44 indique que l'opération de forage représente 24.10 % et les manœuvres représentent 29.92 %. Le temps d'opération de descente du casing et cimentation représente 4.60 %. L'opération de carottage représente seulement 0.5 % alors que les diagraphies représentent 4.96 % et les essais DST ont pris 6.44 % du temps total.

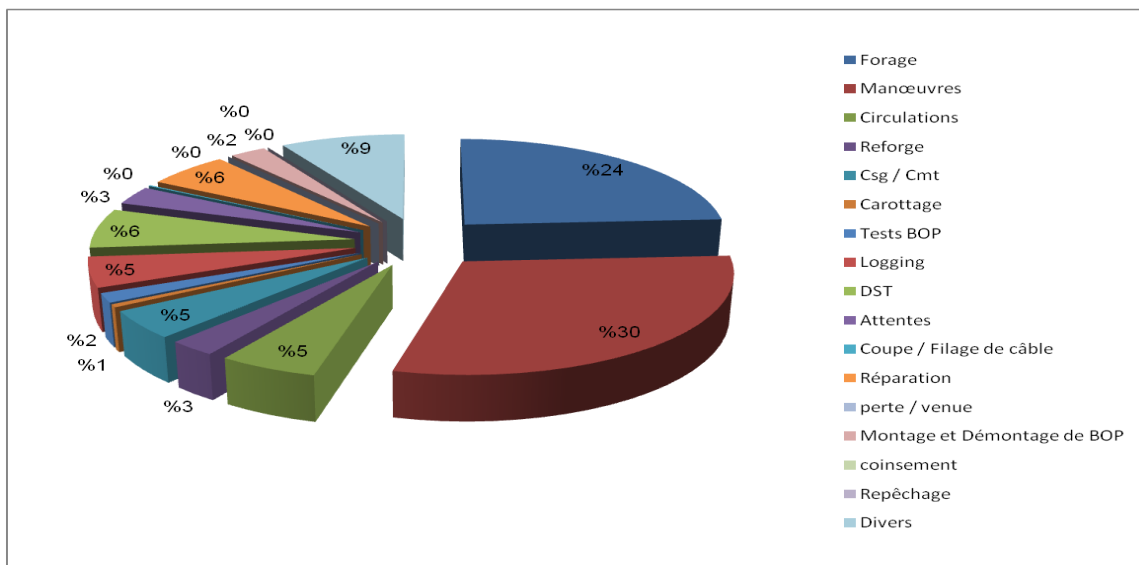


Figure 44 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMPZ553

Partie pratique

ZONE 12:

À travers la figure 45 de répartition de temps d'opération de forage OMPZ82, nous pouvons observer la dominance d'opération de forage et manœuvres sur le temps total nécessaire pour un forage pétrolier où le forage représente 27.05% et manœuvres représente 26.01% tandis que l'opération de descente du casing et cimentation représente 5.07% ; l'opération de carottage 0.31% et logging 6.10% et DST 4.95%. Les opérations improductives ont consommé près de 17% du temps total (attentes 4.49%, coincement 1.27%, réparations 5.10% et divers opérations 6.88%).

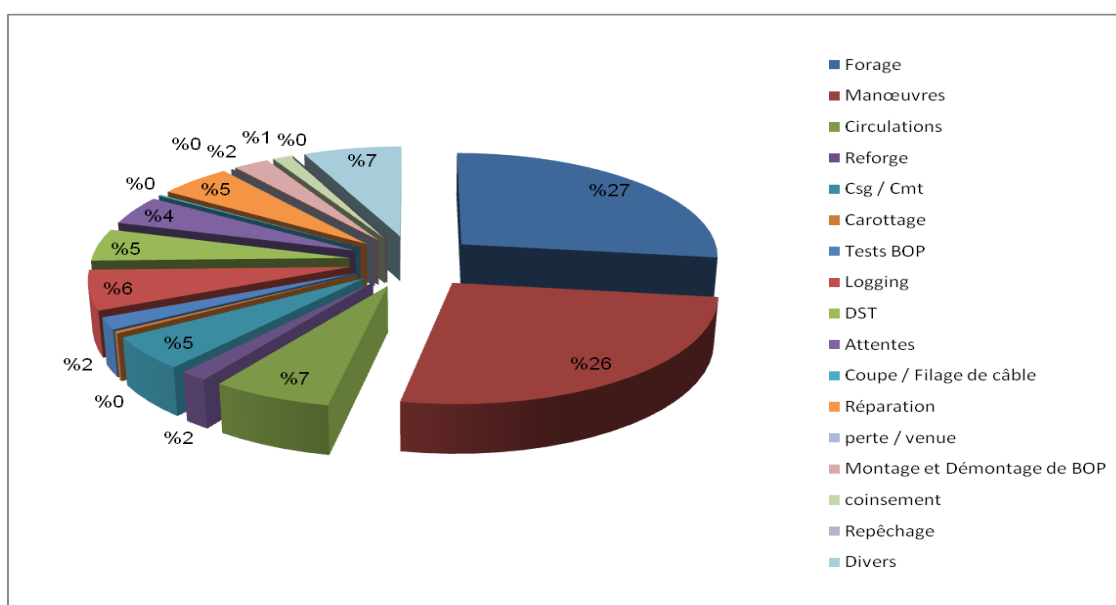


Figure 45 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits OMPZ82

ZONE 13:

La distribution de temps pour les différentes opérations lors du forage du puits de pétrole MDZ550 indique que l'opération de forage représente 34.39% et manœuvres représente 31.67% et le temps d'opération de descente du casing et cimentation représente 3.59%. Nous distinguons que l'opération de carottage représente 2.05%, logging 3.77% et DST 3.45%, tandis que le coincement représente 0.43%. (Figure 46)

Partie pratique

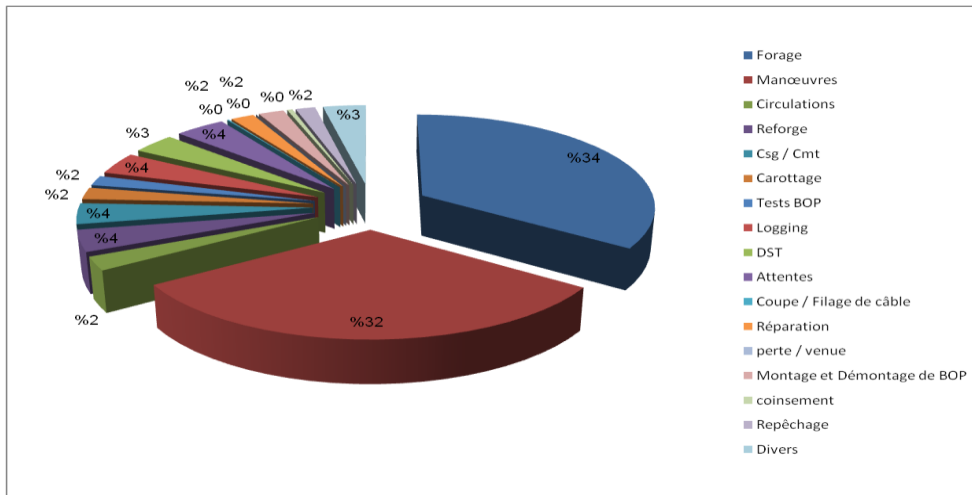


Figure 46 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ550

À travers le graphique suivant (Figure 47) de répartition de temps d'opération de forage MDZ563, nous constatons la dominance d'opération de forage et manœuvres sur le temps total nécessaire pour un forage pétrolier où le forage représente 25.25% et les manœuvres représente 37.79% tandis que l'opération de descente du casing et cimentation représente 3.24%. Le carottage, les logging et les DST ont consommé respectivement 2.01%, 2.12% et 3.91% du temps total. Notons que le temps improductif NPT est représenté par les opérations suivantes : attentes 3.55%, coincement 0.82%, repêchage 1.17% , réparations 3.07% et divers 5.28%.

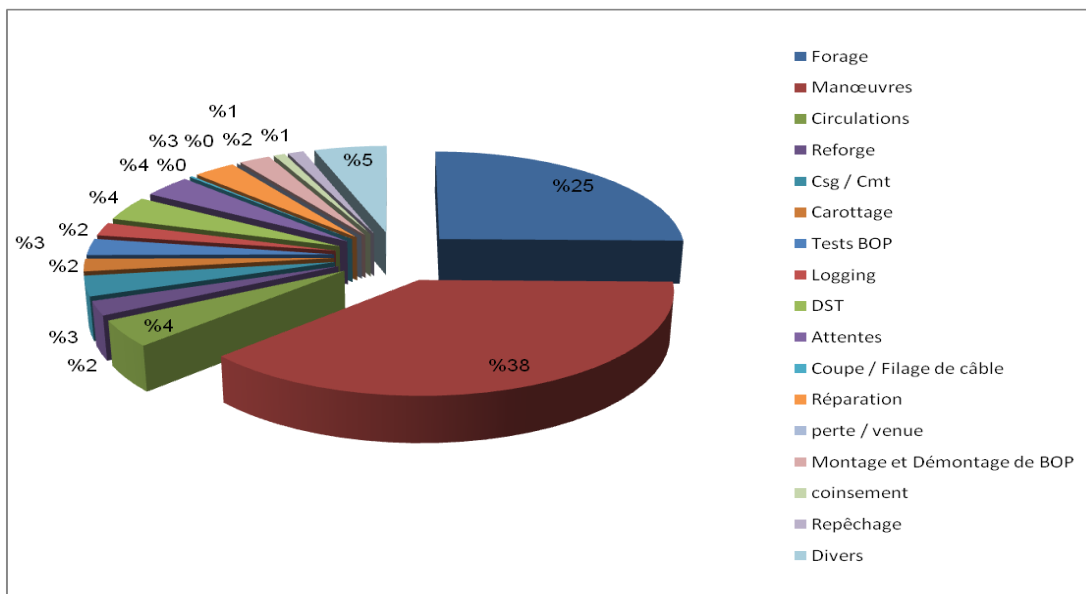


Figure 47 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ563

Partie pratique

La répartition de temps pour les différentes opérations pour forer le puits pétrolier MDZ583 indique que l'opération de forage représente 29.90% et les manœuvres représentent 36.46% et le temps de descente du casing et cimentation représente 4.06% et nous distinguons que l'opération de carottage a représenté 0.8% et logging 1.83% et DST 4.56%, tandis que le coincement a représenté 0.29%. (Figure 49)

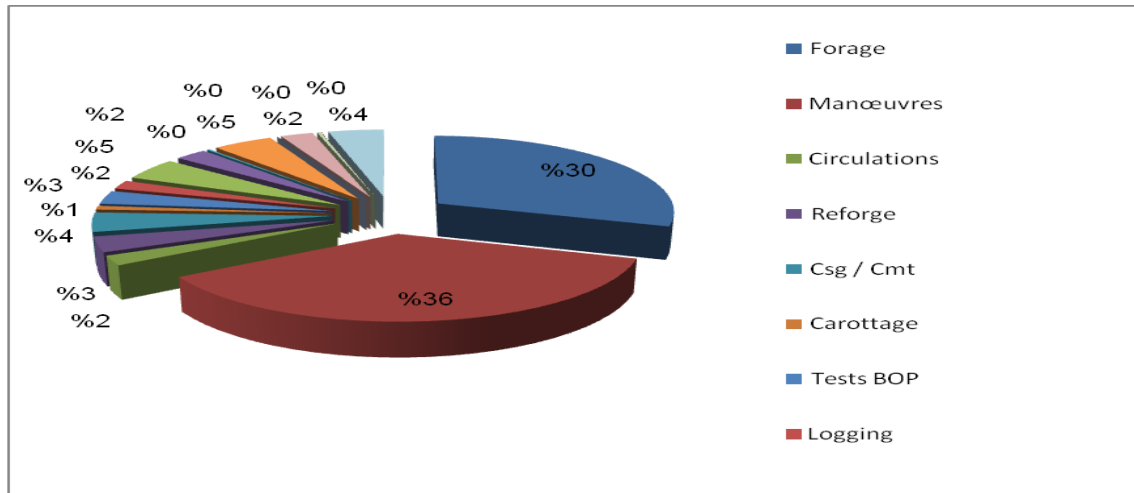


Figure 48 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ583

L'examen du graphique de la figure 48 qui illustre la répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ585, démontre la dominance d'opération de forage et manœuvres sur le temps total où le forage représente 27.71% et les manœuvres représente 31.44% ; tandis que l'opération de descente du casing et cimentation représente 5.78%. Les enregistrements de diagraphies 2.32% et les essais DST 4.43% et le temps improductif NPT représente plus de 11% avec : attentes 3.82%, coincement 0.17%, réparations 4.12% et opérations diverses 3.02%.

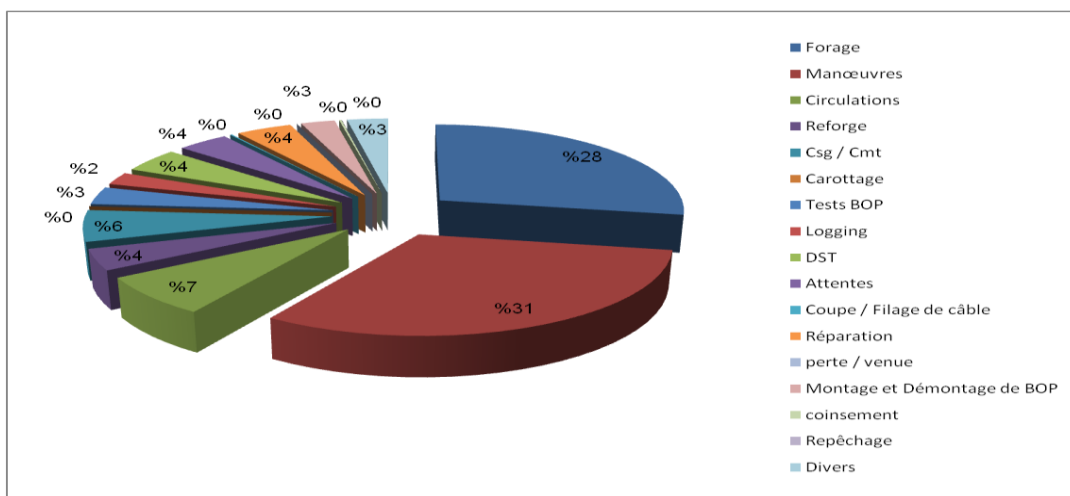


Figure 49 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ585

Partie pratique

ZONE 19:

La répartition du temps pour les opérations menées lors du forage du puits de pétrole MDZ564 indique que l'opération de forage représente 25.23% et les manœuvres représentent 36.24%. Le temps d'opération de descente du casing et cimentation représente 2.18% et on note que l'opération de carottage a représenté 1 % et le logging 2.03% et DST 5.11%. Le coincement a consommé 0.46% du temps total. (figure 50)

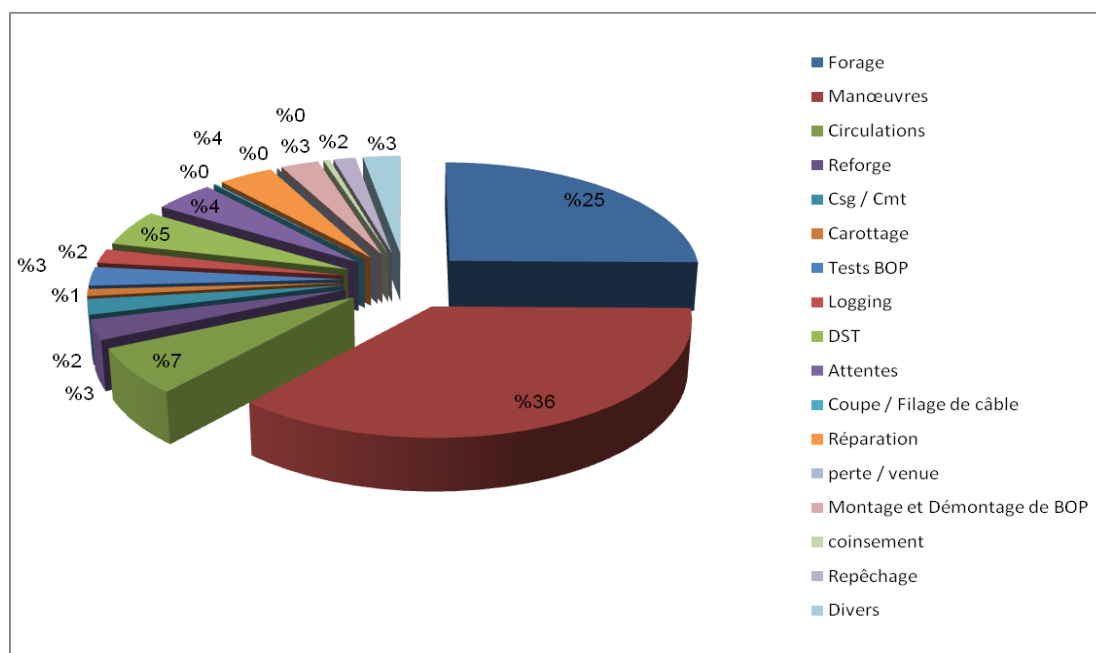


Figure 50 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ564

ZONE 20b:

Le graphe suivant (figure 51) montre la répartition de temps d'opération de forage MDZ548, nous observons la dominance d'opération de forage et manœuvres sur le temps total nécessaire pour un forage pétrolier où le forage représente 28.53% et manœuvres représente 19.13% tandis que l'opération de descente du casing et cimentation représente 2.28%. le carottage 4.44% et logging 6.03% et DST 7.36% et nous notons que le temps improductif NPT représente (Attentes 5.46%, coincement 0.53%, repêchage 0.38% , réparations 5.97% et opérations diverses 8.33%).

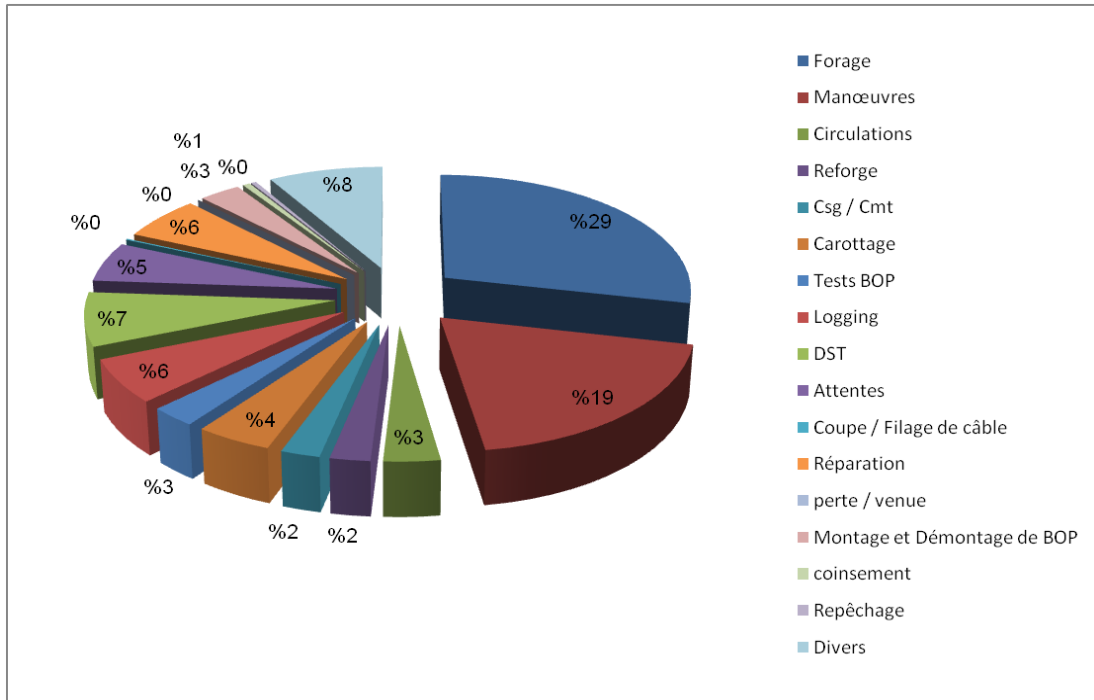


Figure 51 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ548

ZONE 25:

La répartition de temps pour les différentes opérations lors du forage du puits MDZ602 indique que l'opération de forage représente 24.54% et les manœuvres représentent 30.51% et le temps d'opération de descente du tubage et cimentation représente 2.08%, logging 5.06% et DST 6.81%, tandis que le coincement a seulement représenté 0.66%. (Figure 52)

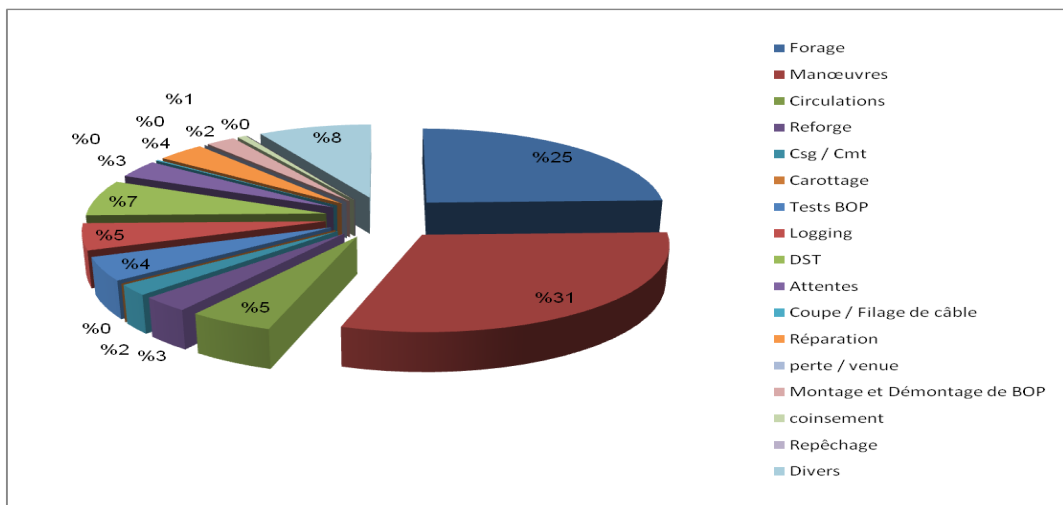


Figure 52 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ602

Partie pratique

Le dernier graphique (figure 53) montre les résultats de répartition de temps d'opération de forage pour le puits MDZ622, avec toujours, la dominance d'opération de forage et manœuvres sur le temps total où le forage représente 23.18% et les manœuvres ont atteint 26.26%, tandis que l'opération de descente du casing et cimentation représente 2.85%. L'opération de carottage quant à elle 1.3% et logging 4.5% et DST 5.23% et nous notons que le temps improductif NPT est représenté par les opérations suivantes : attentes 10.25%, coincement 0.36%, repêchage 2.9%, réparations 3% et opérations diverses 6.44%.

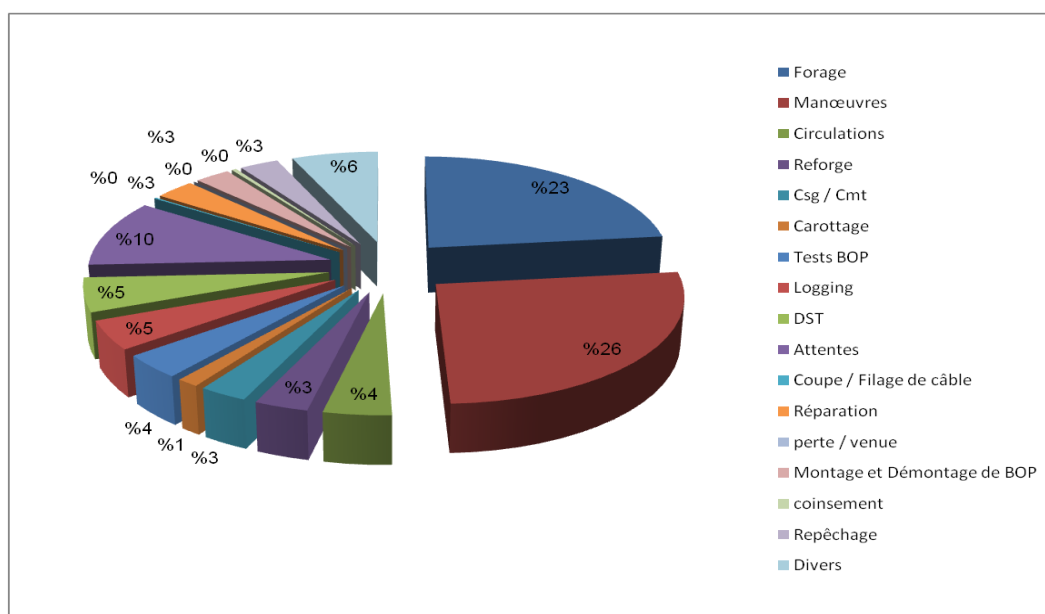


Figure 53 : Répartition de temps d'opérations de forage du puits MDZ622

Récapitulatif de la distribution du temps de forage dans les zones étudiées

La représentation graphique des zones que nous avons étudiée (10 zones) montre qu'une opération de forage représente 23.57% par rapport au temps total de forage d'un puits de pétrole dans le champ Hassi Messaoud, tandis que l'opération de Manœuvres représente 29.13 %, et nous notons que l'opération de descente de casing et cimentation du puits est 5.22 % et carottage représente 1.70% et logging 3.87 %, et le graphique nous montre que l'opération de DST représente 5.71 %, Alors que le coincement représenté 0.44 % et perte 0.03%, qui sont inclus dans le calcul du temps improductif NPT que représente 19.93% dans champ Hassi Messaoud.

Partie pratique

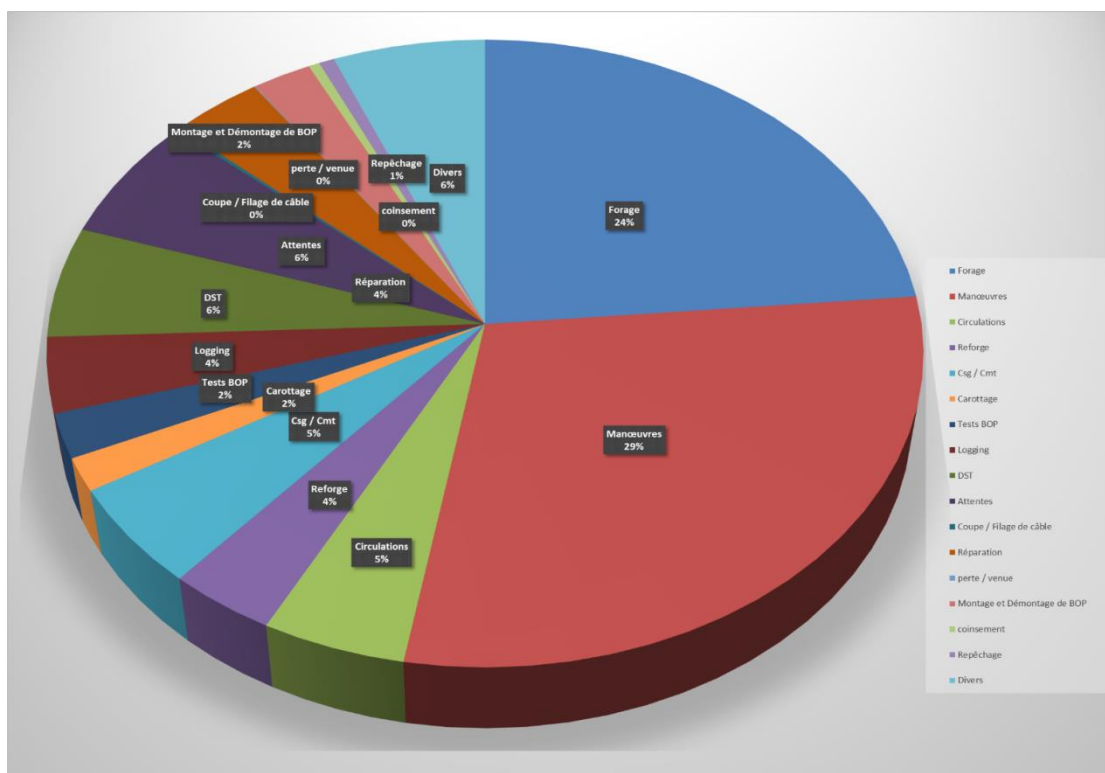


Figure 54 : Récapitulatif de répartition du temps des opérations de forages

L'analyse montre que le temps non productif (NPT) est souvent lié à l'état des équipements et la nature de terrains et aussi, on a pu remarquer que le problème en cours de forage et le plus fréquent et le plus coûteux dans le champ de Hassi Messaoud dans toutes les zones de production est celui de la perte de fluide de forage et le coincement des équipements de forage pendant le forage horizontal.

Les pertes de fluide sont moins fréquentes au niveau des drains horizontaux avec seulement une moyenne de 0,06% du temps global de la réalisation des puits dans la zone 2, et représente 0,16 % dans la zone 4 et 0,37% dans la zone 7, et 0,06% dans la zone 9, et non enregistrée dans les zones 8, 12, 13, 19, 20b et 25.

Alors que le coincement représente 0,24% du temps global de la réalisation des puits dans la zone 2, et représente 0,16 % dans la zone 4 et 1,85% dans la zone 7, et représente 0,50 % dans la zone 8 et 0,04% dans la zone 9 et représente 1,27 % dans la zone 12 et 0,42% dans la zone 13, et représente 0,43% dans la zone 19 et 0,53% dans la zone 20b et représente 0,51% dans la zone 25.

IV.2. Les problèmes des pertes de fluide :

A travers notre étude statistique les répartition de temps de opérations du forage horizontaux des puits on observe la dominance du problème de perte de boue dans les zones 2 ; 3 ; 4 ; 7 ; 9 qui se caractérise par les formations très mal consolidées (sable, gravier, etc.....) et de perméabilité excessive (présence des vacuoles dues à la dissolution du lessivage d'une partie de la roche) et les formations fissurées ou cavernueuses qui conduisent à la perte de la boue.

On peut distinguer deux types de perte : perte partielle et totale.

IV.2.1. Solution de problème :

❖ Les procédures à suivre en cas des pertes :

- Il faut d'abord être prêt pour la possibilité d'une éruption.
- Accumuler le maximum d'informations pour pouvoir diagnostiquer la nature de la Perte :
- ✓ Les informations sur la formation (fracturé, traversé par une faille).
- ✓ Vérification de surface : (Pertes au tamis, Vanne mal fermée, Fuite d'un bassin)
- ✓ Les informations opérationnelles : dans ce cas on doit connaître :
 - Cas de pertes a été constaté durant le forage, la manœuvre ou en circulation.
 - La pression de refoulement au moment de la perte.
 - Vitesse d'avancement.
 - La densité de boue.
 - Mouvement de la garniture.
 - La cote de perte.

Après avoir accumulé le maximum d'informations, afin de restaurer rapidement la circulation, on doit au préalable préparer et injecter des **bouchons colmatant** selon la cadence de la perte et contrôler le retour de la boue.

Partie pratique

Le premier remède consiste à pomper des produits colmatant afin de boucher les pores ou les fissures des formations à perte. Il existe une grande variété des comatants dont on peut citer :

- 1- Agents de colmatage dans la boue de forage (LCM), il est existant sous 4 formes (Granulaires , Lamellaires , Fibreux, Gonflants).
- 2- Système de mixage en surface. (Bouchon de ciment)
- 3- Système de mixage au fond.

Selon l'importance du degré de la perte de circulation, on adopte une technique optimale appropriée à chaque cas.

En cas perte par filtration :

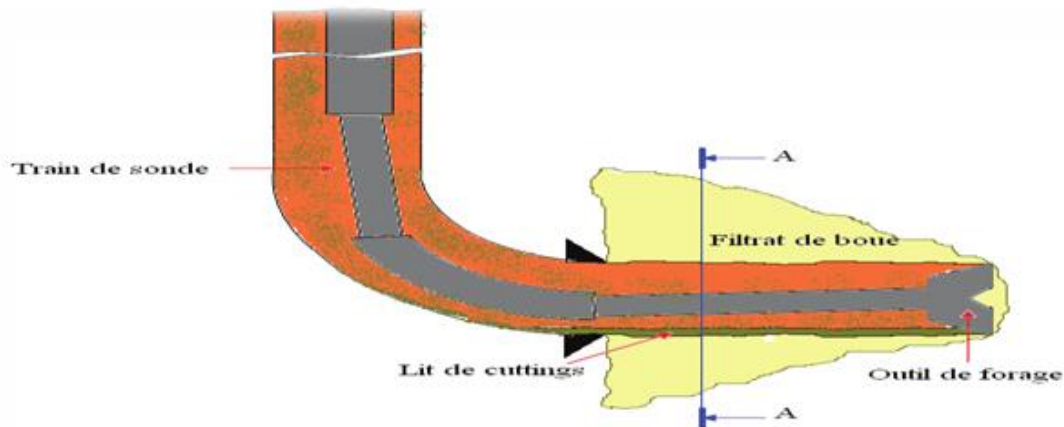


Fig.55 : Profil de l'invasion par filtration

Dans la mesure de prévenir contre la pénétration des fluides de formation dans le puits durant le forage (OBD), la pression hydrostatique de la colonne de boue doit être supérieure à celle de la formation. Une large quantité de boue envahissant les formations perméables est pallié par la formation d'un cake relativement imperméable, à travers lequel aucune filtration n'aura lieu. La boue est donc sujette à un traitement offrant les caractéristiques voulues, dans la mesure de préserver la stabilité des parois et de minimiser l'invasion par filtration des niveaux à potentiel productif.

❖ Particularité sur le drain horizontal :

La théorie stipule que la répartition du flux de perte par filtration à un point donné

Partie pratique

du drain horizontal est uniforme sur toute la circonférence de trou, ce qui garde la forme conique de profil d'invasion. Cependant pratiquement, dans un puits foré en horizontal, les conditions dont sont soumises les parois sont différents du point de vue concentration des solides, vitesse de fluide, taille et forme des particules et contraintes appliquées sur la surface, la figure (31).

Donc ; Pour éviter les pertes dans ces zones il faut prendre en considération les paramètres suivants :

- Densité de boue.
- Rhéologie de la boue.
- ROP.
- Régime d'écoulement.
- Mouvement de la garniture.

IV.3. Les problèmes de coincement :

A travers notre étude du forage horizontal des puits, On observe la dominance du problème de coincement dans les zones 2 ; 4 ; 7 ; 8 ; 9 ; 12 ; 13 ; 20b ; 25

IV.3.1. Solution de problème :

a. Bouchon d'acide :

En cas d'un coincement au droit d'une formation carbonatée, ce dernier peut être facilement résolu par l'injection de bouchons d'acide chlorhydrique dilué à 15 % qui seront déplacés à un débit d'autant plus élevé que la teneur en calcaire de la formation est élevée.

Procédure :

- Mise en place des unités de pompage des fluides et les citernes.
- Faire la réunion de sécurité à tout le personnel présent sur chantier.
- Explication des risques liés à l'opération.
- Distribution des rôles.
- Montage de l'ensemble des équipements.

Partie pratique

- Remplissage des lignes et test à 5000 psi pendant 15 minutes.
- Pompage de 02 m³ de gas-oil.
- Pompage d'un bouchon d'inhibiteur de 01 m³ (992 lts d'eau + 8 lts d'inhibiteur de corrosion).
- Pompage de 10 m³ d'acide HCL à 15 % (eau 550 lts + 434 lts d'acide à 33 % + 10 kg d'agent séquestrant + 10 lts d'inhibiteur de corrosion + 5 lts de non émulsifiant).

Pompage de 01 m³ d'un bouchon de queue (eau 950 lts + 50 lts surfactant).

- Chasse de l'acide par paliers couvrant uniquement la hauteur outil-top Turonien et laisser agir durant 02 heures (01 heure est le minimum) avec travail garniture.
- Circulation et évacuation des fluides à fort débit (à réduire à l'arrivée du bouchon en surface car la réaction d'acidification provoque la formation de gaz carbonique qui en sortant, peut engendrer des éclaboussures).

Remarque :

Le volume utile d'acide à pomper dépend de l'épaisseur de la formation à dissoudre sur une longueur donnée (Turonien 100/130m) sachant qu'il faut 12,269 m³ d'acide 15 % pour dissoudre 01 m³ de calcaire

Si la garniture se libère, on continue les opérations comme prévues sinon on refait un autre bouchon d'acide comme précédemment

Après que le coincement ait lieu, on procède comme suit :

b. Le battage :

Le battage s'effectue à l'aide de la coulisse de battage. Dans le cas où la garniture est coincée sous la coulisse, cette dernière permet de développer une force d'impact à partir de l'énergie potentielle que représente la garniture libre au-dessus (libre relativement à la course d'ouverture). Cette force, susceptible de libérer la partie coincée, peut être appliquée vers le haut ou vers le bas. Dans ce but, les constructeurs ont étudié divers systèmes, et cela a donné naissance à plusieurs familles de coulisses de forage.

La coulisse est considérée comme un trait d'union entre la garniture libre et la garniture coincée, constitué de deux pièces coulissant l'une dans l'autre : celle de plus faible diamètre appelée "mandrin" et celle de plus fort diamètre appelée "corps de coulisse".

c. Devissage Back-Off :

Lorsque les essais de décroincement n'ont donné aucun résultat, il faut procéder au dévissage (Back off) de la partie libre de la garniture. Il existe deux méthodes pour dévisser une garniture coincée :

Une méthode mécanique par mesure d'allongement (extentiomètre) de la garniture coincée donne une connaissance approximative du point de coincement mais permet d'anticiper sur le programme et le matériel nécessaire pour l'intervention après dévissage.

Une mesure électrique appelée " Free point indicator "qui donne d'excellent résultat dans les tiges et les tiges lourdes.

C.1 Back off à l'explosif :

c.1.1 Dévissage à l'explosif :

Principe :

L'ensemble de la garniture étant soumis à un couple à gauche, le dévissage du joint choisi est favorisé par les vibrations provoquées par une explosion déclenchée au niveau de ce joint. L'explosif est descendu au bout d'un câble conducteur qui permet ensuite de déclencher électriquement la mise à feu à partir de la surface.

Le back off est une opération délicate et dangereuse et les chances de succès sont souvent relativement faibles.

c.1.2 Coupes à l'explosif :

Principe : Une charge creuse équipée d'un détonateur est descendue à l'aide d'un câble électrique. La côte de coupe est localisée au CCL et la mise à feu est commandée de la surface.

c.2 Dévissage mécanique :

Partie pratique

- Dévissage en soumettant la garniture à un couple à gauche.
- Opération délicate, le point de dévissage est incertain.
- Nécessite l'application d'un couple à gauche important, supérieur au couple de blocage à droite.
- Au mieux, dévissage dans une zone proche du joint choisi.

❖ **Recommandations sur le back-off :**

➤ **Back-off mécanique :**

- En fait, le dévissage mécanique n'a aucune chance de succès sur un poisson dont les joints sont bloqués au maximum. Ce qui est le cas de la plupart des poissons qui sont généralement soumis à un couple très élevé lors des manœuvres de décoincement.
- Lors de calcul de point neutre il faut tenir compte les frottements de la garniture avec les parois du puits qui sont causés par des Dog-leg ou la déviation du puits.
- Le blocage de la partie libre de la garniture se fait au-dessus du jar.

➤ **Coupe à l'explosif :**

- Pour que l'opération de coupure avec l'explosif soit réussie il faut que la valeur de tension soit nécessaire et ne dépasse pas la limite d'élasticité de l'élément plus fragile de la garniture.
- L'identification de l'élément coupé est obligatoire pour faire le meilleur choix de la charge de l'explosif.

Conclusion Générale

Le forage horizontal est devenu une méthode très importante et pratique dans le champ de Hassi Messaoud. Il est vrai très maîtrisée, mais elle donne de très bons résultats, quel que soit la technique de reprise des puits utilisée (Ultra short radius, short radius, Medium radius ou Long radius), ils sont appliqués essentiellement sur les réserves naturellement fracturées, dans les réservoirs multicouches ou dans les réservoirs qui ont le problème de coing du gaz et de l'eau, sec ou à faible production, selon les trois paramètres principaux : sélection des puits, choix des drains à cibler et choix d'azimut.

Malgré l'efficacité et le nombre des problèmes résolus par le forage horizontal, il reste un choix secondaire après le forage vertical à cause de plusieurs inconvénients. Dans ce travail nous avons étudié 23 puits dans le champ de Hassi Messaoud qui sont forés par des forages horizontaux, pendant l'opération de forage on a détecté deux problèmes majeurs qui sont : Problème de perte de boue et le problème de coincements de la garniture. Le premier problème est lié à la nature de formation et sa qualité pétro physique (sans oublier la densité de boue), le deuxième problème est lié au degré d'inclinaison de la garniture et aussi à la perte de boue, dans les formations poreuses et perméables et par l'effet de la pression hydrostatique, la boue de forage pénètre dans la formation et crée des Mud cake sur la paroi de puits, cette précipitation peut coincer la garniture si elle est épaisse.

Les différentes solutions possibles pour le réglage des problèmes mentionnés dans notre étude sont liées essentiellement à la bonne reconnaissance du terrain et la nature des couches traversées. Donc il faut rassembler le maximum de résultats à partir des données collectées sur le terrain concernant les forages, ces résultats peuvent être quantitatifs par exemple les paramètres pétro physiques ou qualitatifs par exemple la diaggraphie. L'utilisation de diaggraphie peut résoudre plusieurs problèmes et donner des informations nécessaires pour la bonne caractérisation du réservoir.

En fin de ce travail, on peut dire que malgré les inconvénients du forage horizontal et sa difficulté, mais il reste systématiquement utilisé et pratique dans le champ de Hassi Messaoud, sa pénétration horizontale dans le réservoir permet une très bonne reconnaissance des paramètres pétrophysiques et la qualité du réservoir, et plus que ça, elle élimine certains phénomènes non souhaités comme le water coning. Dans les zones étudiées, la production est augmentée progressivement et donne un très bon coût de revient.

Bibliographie

- [1] Sonatrach : Procédure de forage dans la région de Hassi Messaoud HMD.
- [2] Documentations SONATRACH pour les puits étudiés (rapports journaliers, fiche puits, rapport d'implantation, rapport de fin de sondage)
- [3] Kamel Belkheir, 2002, Stabilité des parois de puits : Application au forage dirigé. ENSPM-SH. Décembre 2002
- [4] Badi Rabie, Laribi Walid, 2014. Contrôle et suivi de la trajectoire du forage horizontal en medium radius, application sur le puits MDZ 661), Mémoire de master, université Kasdi Merbah, Ouargla.
- [5] Tabet Salim, Katfi Samir, Souag Abderrahmane, 2016. Contrôle et suivi de la Trajectoire du Forage Horizontal En short Radius, Application sur le puits MD 56. Mémoire d'université Kasdi Merbah, Ouargla.
- [6] SLIMANI A, 2004. Problème de trou, Rapport interne, division forage.
- [7] Alouane Seif, 2015. Optimisation des parametre de forage pour un bon nettoyage dans le drain Horizontal – champ HMD, etude de cas : MDZ 670. Mémoire de fin de formation – IAP SONATRACH
- [8] Bouabdella lakhader, Benbrahim soufiane, 2007. Etude des coincements dans drain horizontal a HMD. Mémoire d'ingénieur, université M'Hamed Bougara, Boumerdes
- [9] Jean-Paul NGUYEN, 1993. Le forage directionnel, édition technip 27 rue ginoux 75737 paris cedex 15. Chapitre 10, (p 294-297).
- [10] Belkhira Hicham et Souilem Younes, 2016. Etude Analytique Des PertesDe Circulation Le LongDes Drains Horizontaux. Mémoire de master, université Kasdi Merbah, Ouargla.
- [11] krarroubi ratiba, 2006. Problème de coincement au niveau du Turonien sur le champ de Hmd. Mémoire d'ingénieur, université M'Hamed Bougara, Boumerdes.
- [12] Ellafi Djelloulj Guerrach Djelloul, 2006. Techniques de forage horizontal et optimisation de la trajectoire par trou pilote sur le champ de Hassi Messaoud. Mémoire d'ingénieur de l'université M'Hamed Bougara, Boumerdes
- [13] Tabatabaei nejad, 2014. An Introduction to Directional Drilling. Master of Petroleum Drilling & Production engineering. Sahand University of Technology

الملخص

يعد حقل حاسي مسعود بالنظر لأبعاده من اكبر حقول النفط في العالم حيث يتربع على مساحة تقارب 2500 كم² ويتم استخراج النفط انطلاقا من الخزانات الكمبرواوردفيسي.

يعتبر الحفر الأفقي احدث طرق استخراج النفط ويشمل عدة أنواع بحيث تتمحور دراستنا على معرفة أنواع الحفر الأفقي و مراقبة المسار. ويواجه الحفر الأفقي مشاكل في منطقة حاسي مسعود حيث تظهر دراستنا عن وجود مشاكل الانسداد في المناطق التالية (14 ; 13 ; 7 ; 4 ; 3 ; 2 ; 1) ومشكلة خسارة الطين الاصطناعي في المناطق التالية (2 ; 7 ; 8 ; 12 ; 13 ; 20 ; 25) تظهر أهمية هذه الدراسة في إيجاد حلول لهاته المشاكل مع معرفة المشاكل الموجودة في كل منطقة.

كلمات المفتاحية : الحفر الأفقي . الانسداد . المسار ضياع الوحل .

RESUMÉ

Le gisement de Hassi Messaoud est considéré en termes de dimensions et de réserves parmi les plus grands gisements de pétrole du monde ou il occupe une superficie d'environ 2 500km. Le forage horizontal est la méthode la plus sollicitée pour l'exploitation des hydrocarbures. Notre étude porte principalement sur les types de forage horizontal et de contrôle de trajectoire ainsi que sur les problèmes la région de HMD. L'étude des problèmes rencontrés au cours du forage des drains horizontaux montre la dominance des problèmes des coincements dans les zones 2 ; 7 ; 8 ; 12 ; 13 ; 20 et 25 tandis que les problèmes de perte dominant dans les zones 1 ; 2 ; 3 ; 4 ; 7 ; 13 et 14.

L'importance cette étude est de trouver des solutions aux problèmes et identifier les problèmes dans chaque région.

Mots-Clés: forage horizontal, trajectoire, coincements, pertes, champs de Hassi Messaoud.

ABSTRACT

The Hassi Messaoud deposit is considered in terms of dimensions and reserves among the largest oil deposits in the world where it occupies an area of approximately 2,500km.

Horizontal drilling is the most popular method for hydrocarbon mining. Our study focuses on the types of horizontal drilling and trajectory control as well as on the problems of the HMD region. The study of the problems encountered during the drilling of horizontal drains shows the dominance of jamming problems in zones 2; 7; 8; 12; 13; 20 and 25 while loss problems dominate in zones 1; 2; 3; 4; 7; 13 and 14.

The importance of this study is to find solutions to problems and identify problems in each region.

Keywords: horizontal drilling, trajectory, jamming, losses, Hassi Messaoud fields.