

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA  
RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITÉ DE KASDI MERBAH OUARGLA



*Faculté Des Sciences Appliquées*  
*Département : Génie Mécanique*

N° de série : .....  
N° d'ordre:.....

## MEMOIRE

En vue de l'obtention du diplôme de

# Magister

*Spécialité Génie Pétrolier*  
*Option : Exploitation Pétrolière*  
ÉTUDE RÉALISÉE PAR :

**MILOUDI Mustapha**

## THÈME

**CONTRIBUTION A L'ETUDE STATISTIQUE DU TEMPS  
NON PRODUCTIF(NPT) EN COURS DE FORAGE DE LA  
PHASE 12''<sup>1/4</sup> HASSI MESSAOUD**

Soutenu publiquement le : 23/05/2015

### MEMBRE DE JURY :

Pr. HACINI Messouad	Professeur	Univ KM, Ouargla	Président
Pr. SETTOU Noureddine	Professeur	Univ KM, Ouargla	Examineur
Dr. ZEDDOURI Aziez	Maître de conférences	Univ KM, Ouargla	Examineur
Pr. HASSINI Noureddine	Professeur	Univ oran 1, Oran	Encadreur
Dr. DOBBI Abdelmajid	Maître de conférences	Univ KM, Ouargla	Co- Encadreur

**Année universitaire : 2014/2015**

## **Remerciements :**

En préambule à ce travail, Je tiens tout d'abord à remercier en premier lieu ALLAH le tout puissant, pour m'avoir donné autant de courage, de patience et de volonté pour atteindre ce modeste travail.

Toutes mes infinies gratitudes à mon promoteur Mr HASSINI Noureddine et à mon co-promoteur, Mr DOBBI Abdelmajid pour son encadrement, ses aides précieuses et ses efforts ainsi que pour ses générosité .

Je tiens à remercier également, le président de jury et les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger et d'évaluer notre travail.

Ma sincère reconnaissance à tous mes enseignants qui ont contribué à notre formation et surtout le directeur de cette formation Mr SETTOU Noureddine et Merci aux enseignants Mr ZEDDOURI Azeiz et Mr ZERROUKI Hicham et Mr SAKAA Bachir pour les conseils sur le logiciel STATISTICA.

Je souhaiterais adresser mes remerciements les plus chaleureux aux personnes qui m'ont apporté leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire, il est très agréable de remercier :

-Mr HIDEB, Mr BACHONI, Mr DJALABI des ingénieurs à SONATRACH et Mme GHARBI administrative, Mr BAHLOUL. Mr NASRI et à tous les travailleurs de la division de forage SONATRACH .

-Milles BELAHAMMOU, GANA, SALHI, HANACHI , DJAOUADE , RIDAOUI.

- Nos collègues de cette formation magister.

-Je ne peux jamais oublier tous mes meilleures amies.

Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.

Si par mégarde, j'ai oublié quelqu'un, qu'il me pardonne et qu'il soit remercié

Merci à tous.

Merci pour tout.

## *Dédicace*

*J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail à l'esprit de mon*

*très cher père,*

*l'absent présent , leur mémoires restent toujours dans nos cœurs, que dieu*

*les accueille dans son vaste paradis.*

*A celle qui était et qui restera mon soutien dans cette vie, A ma*

*très chère mère,*

*que DIEU vous protège et vous donne la pleine santé et le plein bonheur du*

*monde, de joie et d'attestations.*

*Mustapha*

## ملخص :

تتعرض عمليات حفر آبار البترول لمشاكل متنوعة مرتبطة بطبيعة المنطقة المحفورة وسوء اختيار معايير الحفر وحالة العتاد المستعمل والاحطاء البشرية ومشاكل اخرى عديدة اثناء الحفر.

هذه العقبات تزيد بشكل معتبر من الوقت الضائع اثناء الحفر ونقصد به الوقت المستهلك في حل المشكلات التي تسبب توقف عمليات الحفر. والتي تؤدي الى خسارة ملايين الدولارات كل سنة.

اعتبارا لكل هاته الاسباب قمنا بإنجاز دراستنا هذه، والتي تعتبر مساهمة احصائية لغرض التقليل من الوقت الضائع اثناء التنقيب على البترول في المرحلة التي قطرها 12 بوصة وربع في حقل حاسي مسعود.

في هذه الرؤية سنتطرق لتأثير العوامل الميكانيكية والهيدروليكية للحفر على كمية طين الحفر الضائعة وهذا يتمثل في البحث عن مجموعة من عوامل الحفر المناسبة لغرض تقليل مشكل ضياع مانع الحفر اثناء التنقيب مع احترام الجوانب الامنية.

**الكلمات الاستدلالية :** مشاكل الحفر ، الوقت الضائع، عوامل ميكانيكية وهيدروليكية، دراسة احصائية، المرحلة 12 وربع، حاسي مسعود

## Abstract :

Drilling oil is wells exposed to a variety of problems related to the nature of the excavated area operations, the status of the equipment, human errors and many problems during .

These obstacles increase the non-productive time . The non-productive time (NPT) is the time taken to solve the problems which caused interruption in the operations of drilling.

These serious constraints lead to lose millions of dollars each year . For all these reasons, our study is a statistical contribution in order to reduce non-productive time in stage 12 ¼ in "Hassi Messaoud".

In this vision , we will discuss the influence of drilling parameters (mechanical and hydraulic) on the loss of circulation, It is indeed seeking the right mix of drilling parameters to minimize lost circulation problem, while maintaining the security aspects.

**Keywords:** Drilling problems, non-productive time, mechanical and hydraulic parameters, statistical study, STATISTICA software, ACP(analysis of components principal), ANN(Automated Neural Networks) Phase 12 ¼, "Hassi Messaoud".

## **Résumé :**

Les opérations de forage des puits pétroliers sont souvent confrontées aux divers problèmes liés à la nature des formations traversées, au mauvais choix des paramètres de forage, à l'état des équipements utilisés, aux erreurs humaines et des différents problèmes au cours de forage ( le coincement, les pertes de la boue et venue...). Ces contraintes augmentent considérablement le temps non productif de forage.

Le temps non productif (NPT) est le temps pris pour résoudre les problèmes ayant entraînés un arrêt des opérations normales de forage.

Ces sérieuses contraintes conduisent à perdre des millions de Dollars chaque année

Pour toutes ces raisons, notre étude est une contribution statistique dans le but de réduire le temps non productif dans la phase 12 ¼ à "Hassi Messaoud" .

Dans cette optique, nous allons aborder l'influence des paramètres de forage sur la perte de circulation ,Il s'agit, en effet de chercher une combinaison des paramètres adéquate afin de minimiser le problème de perte de circulation, tout en respectant les aspects sécuritaires.

**Mots clés :** forage, problèmes en cours de forage, temps non productif, paramètres mécaniques et hydrauliques, étude statistique, logiciel STATISTICA, ACP(analyse en composantes principales), RNA(réseaux des neurones artificiels ), la phase 12 ¼,"Hassi Messaoud"

## Nomenclature

$P_{ax}$	Charge axiale	tonne
$\Delta$	Jeu entre l'intérieur de la colonne et le trépan	mm
$k$	Coefficient de sécurité. $k = 1,25$	-
$D_{tr}$	Diamètre du trou	mm
$D_{extDc}$	Diamètre extérieur de masse-tige	mm
$D_{intDc}$	Diamètre intérieur de masse-tige	mm
$f$	Facteur de sécurité = 0.840	-
$P_{ecr}$	La pression d'écrasement	bars
$L_{Dc}$	Longueur des masses tiges	mètre
$m_{Dc}$	Masse des masses tiges	Kg
$F_{PN}$	Position du point neutre de la hauteur des masses tiges ; ( $F_{PN} = 75\% \sim 80\%$ )	%
$S_{tr}$	Section du trou	mm <sup>2</sup>
$S_{extDc}$	Section extérieure de la masse tige	mm <sup>2</sup>
$S_{intDc}$	Section intérieure de la masse tige	mm <sup>2</sup>
(Q)	Débit de circulation	l/m
$C_s$	Coefficient de sécurité en tension	-
$D_0$	Diamètre de l'outil	mm
$D_{int}$	Diamètre intérieur de la colonne précédente	mm
$F_f$	Facteur de flottabilité avec $F_f = 1 - (d_{boue}/d_{acier})$	-
$M_t$	marge de traction	tonne
$P_{max}$	poids maximum de la garniture dans la boue	tonne
$Q_{1cor}$	Poids corrigé	tonne
$T_a$	Traction maximale admissible en tête de tige considérée	KdaN
$T_{ch}$	Temps de chasse	heure
$T_{ch}$	Temps de pompage de ciment	heure
$T_e$	Tension à la limite élastique de la tige considérée	N/mm <sup>2</sup>
$T_{ps}$	Temps de pompage de spacer	heure
$V_1$	Volume de l'annulaire trou/csg2	m <sup>3</sup>
$V_2$	Volume de l'annulaire csg1/csg2	m <sup>3</sup>
$V_3$	Volume de 2 m de trou	m <sup>3</sup>
$V_4$	Volume de l'intérieur de tubage entre le sabot et l'anneau de retenue	m <sup>3</sup>
$V_c$	Volume de circuit de la boue	m <sup>3</sup>
$V_{ch}$	Volume de chasse ciment	m <sup>3</sup>
$V_{lt}$	Volume de laitier	m <sup>3</sup>
$V_{rés}$	Volume de réserve	m <sup>3</sup>
$V_s$	Volume de surface	m <sup>3</sup>
$V_{tr}$	Volume de trou	m <sup>3</sup>
$d_f$	Densité de la fracturation de la roche	sg(kg/l)
$q_{dc}$	La masse nominale des masses tiges	Kg/m
$d_{acier}$	Densité d'acier = 7.85	sg(kg/l)

$d_{\text{boue}}$	Densité de boue	sg(kg/l)
$D_m$	Diamètre du manchon	Mm
$D_s$	Densité apparente des sédiments sus-jacents	kg/l
$E$	Profondeur	mètre
HSI	Puissance sur le front de taille	hp/pouce <sup>2</sup>
$K_{\text{ecl}}$	Coefficient de l'écrasement $k_{\text{ecl}} = 1.00$	-
$K_{\text{ecr}}$	Coefficient de l'éclatement $k_{\text{ecr}} = 1.25$	-
$M$	Métrage foré	mètre
NPT	Temps non productif	heure
$P_{\text{adm}}$	Pression admissible	bars
$P_{\text{ca}}$	Pertes de charge dans l'espace annulaire	bars
$P_{\text{co}}$	Pertes de charge dans à travers les duses de l'outil	bars
$P_{\text{DC}}$	Pertes de charge dans l'intérieur des drills collars	bars
$P_{\text{DP}}$	Pertes de charge dans l'intérieur des tiges de forage	bars/psi
$P_f$	Pression exercée dur le fond du puits	bars
$P_h$	Pression hydrostatique	bars
$P_h$	Prix de l'appareil de forage	dollar
$P_m$	Prix du mètre foré	dollar
$P_o$	Prix de l'outil neuf	dollar
$P_R$	Pression de refoulement des pompes	bars
$P_{\text{sc}}$	Pertes de charge dans l'installation de surface	bars/psi
$R$	Coefficient de corrélation	-
$R^2$	Coefficient de détermination sur le graphe (coef de déplacement)	-
ROP	Taux de pénétration ou la vitesse d'avancement (Rate of Penetration)	m/h
RPM	La vitesse de rotation (rotation per minute)	tr/min
$S$	Contrainte géostatique	bars
$T_m$	Temps de manœuvre nécessaire pour descendre et remonter l'outil	heure
$T_r$	Temps de rotation de l'outil pour effectuer le métrage $M$	heure
$V_p$	Viscosité plastique	cp
WOB	Weight On Bit (poids sur l'outil)	tonne
$X$	Perte de boue mesurée ou valeurs des paramètres de forage	m <sup>3</sup>
$X, Y$	Coordonnées	mètre
$x_1$	Pression	pci,
$x_2$	Densité	Kg/l
$x_3$	Viscosité	cp
$x_4$	Puissance	hp/pouce <sup>2</sup>
$x_5$	ROP	m/h
$Y$	Perte de boue simulée	m <sup>3</sup>
$Y_p$	Yeld point	lbf/100ft <sup>2</sup>
$Z$	Viscosité	cp
$\Delta$	jeu entre le manchon et la paroi du puits	mm

## Liste des abréviations

$\bar{X}$	Valeur de la variable normalisée
ACP	Analyse en Composantes Principales
API	American Petroleum institute
$b_j$	Biais ou le seuil d'activation du neurone $j$ .
BOP	Block obturateur de Pression
DOB	Diesel-oil bentonite
DST	Drill stem test
$f(S_j)$	Fonction d'activation de type sigmoïde de RNA
F1	Axe horizontal de l'ACP
F2	Axe vertical de l'ACP
HMD	Hassi Messaoud
LCM	Lost Circulation Material
MWD	Measure while drilling
OBD	Over balance drilling
$\hat{Q}_i$	Valeur de la sortie simulée
PDC	Outil monobloc diamant poly cristallin (polycrystalline diamond compact)
PMC	Perceptron Multicouche
$Q_i$	Valeur de la sortie observée
R	Coefficient de corrélation
$R^2$	Coefficient de détermination sur le graphe (coef de déplacement)
RNA	Réseaux des neurones artificiels (Artificial Neural Network ANN)
$S_j$	Somme des poids entre les entrées
SCR	Système de puissance(Power system)
SOSE	Somme de l'Erreur Carré(Sum Of Square Error)
TSP	Outil monobloc diamant thermostable (thermally stable polycrystalline)
UBD	Under balance drilling
$W_1...W_n$	Poids de RNA
$X_1...X_n$	Entrées de RNA

## Liste des tableaux

<i>Chapitre II: Généralités sur le forage</i>	<i>Page</i>
<b>Tableau N° II-01</b> : Système de levage de l'appareil type Oil Well 840 <sup>E</sup>	19
<b>Tableau N° II-02</b> : Système de puissance	20
<b>Tableau N° II-03</b> : Système de circulation	20
<b>Tableau N° II-04</b> : Système de rotation	21
<b>Tableau N° II-05</b> : Système d'obturation	22
<b>Tableau N° II-06</b> : La charge de rupture et la limite élastique selon les grades des Tiges	27
<b>Tableau N° II-07</b> : Résistances mécaniques en fonction des pertes d'épaisseur	28
<b>Tableau N° II-08</b> : Caractéristiques des masses tiges recommandées	30
<i>Chapitre IV: Généralités sur la perte</i>	<i>Page</i>
<b>Tableau N° IV-01</b> : Identification des zones à perte.	52
<i>Chapitre V: Modélisation et discussion</i>	<i>Page</i>
<b>Tableau N° V-01</b> : La fréquence de la perte de la circulation dans les phases de forage	63
<b>Tableau N° V-02</b> : NPT par apport la durée total de la phase 12'' ¼	66
<b>Tableau N° V-03</b> : NPT de chaque problème par apport la durée globale de NPT de la phase	66
<b>Tableau N° V-04</b> : Les différents problèmes en coure de forage avec NPT et leur nombre de répétition	68
<b>Tableau N° V-05</b> : Valeurs moyen des paramètres expérimentaux au cours de forage.	69
<b>Tableau N° V-06</b> : Comparaison des paramètres relatifs aux puits avec et sans perte	71
<b>Tableau N° V-07</b> : Types d'outil utilisé dans le tronçon entre 2300-2500 m	72
<b>Tableau N° V-08</b> : Matrices de Corrélacion	73
<b>Tableau N° V-09</b> : Coefficient de corrélation et l'erreur	81
<b>Tableau N° V-10</b> : L'Analyse de la Sensibilité des paramètres sur la perte.	81
<b>Tableau N° V-11</b> : Les écarts entre la perte mesurée et simulée( la pression)	87
<b>Tableau N° V-12</b> : Les écarts entre la perte mesurée et simulée( la densité)	89
<b>Tableau N° V-13</b> : Les écarts entre la perte mesurée et simulée( la viscosité)	92

## Liste des figures

<b><i>Chapitre I: Présentation du champ HMD</i></b>		<b><i>Page</i></b>
<b>Figure N° I-01</b>	Carte des zones de production	04
<b>Figure N° I-02</b>	Situation géographique de champ de HMD	05
<b>Figure N° I-03</b>	Coupe lithologique	11
<b><i>Chapitre II: Généralités sur le forage</i></b>		<b><i>Page</i></b>
<b>Figure N° II-01</b>	Installation de forage	18
<b>Figure N° II-02</b>	Un outil à molettes	24
<b>Figure N° II-03</b>	Un outil à diamant naturel	25
<b>Figure N° II-04</b>	Tiges de forage	26
<b>Figure N° II-05</b>	Tools- joints	29
<b>Figure N° II-06</b>	Tige lourde standard	29
<b>Figure N° II-07</b>	Masses-tiges	31
<b>Figure N° II-08</b>	Exemples de stabilisateurs	32
<b><i>Chapitre III: Elaboration d'un programme de forage</i></b>		<b><i>Page</i></b>
<b>Figure N° III-01</b>	Répartition des efforts	38
<b>Figure N° III-03</b>	Circuit de boue	43
<b><i>Chapitre IV: Généralités sur la perte</i></b>		<b><i>Page</i></b>
<b>Figure N° IV-01</b>	perte naturelle	47
<b>Figure N° IV-02</b>	perte par craquage	48
<b>Figure N° IV-03</b>	Perte par filtration	49
<b>Figure N° IV-04</b>	Formations susceptibles à créer de perte	51
<b><i>Chapitre V: Modélisation et discussion</i></b>		<b><i>Page</i></b>
<b>Figure N° V-01</b>	Organigramme de modélisation	64
<b>Figure N° V-02</b>	Cercle de pourcentage de NPT	67
<b>Figure N° V-03</b>	Cercle ACP	75
<b>Figure N° V-04</b>	Schéma d'un neurone artificiel	77
<b>Figure N° V-05</b>	Architecture d'un Perceptron Multicouche MLP à trois couche	80
<b>Figure N° V-06</b>	Architecture de MLP (6-5-1)	82
<b>Figure N° V-07</b>	Corrélation entre les pertes simulées et mesurées	83
<b>Figure N° V-08</b>	Influence de la pression dynamique du fond( linéairement)	85
<b>Figure N° V-09</b>	Influence de la pression dynamique de fond (polynomiale)	85
<b>Figure N° V-10</b>	Influence de la densité (linéairement)	88
<b>Figure N° V-11</b>	Influence de la densité (fonction polynomiale)	88
<b>Figure N° V-12</b>	Influence de la Viscosité (linéairement)	90
<b>Figure N° V-13</b>	Influence de la Viscosité (fonction polynomiale)	91
<b>Figure N° V-14</b>	Influence de la puissance (linéairement)	92
<b>Figure N° V-15</b>	Influence de la puissance hydraulique(fonction puissance )	93
<b>Figure N° V-16</b>	Influence du ROP (linéairement)	94
<b>Figure N° V-17</b>	Influence du ROP (poly-nominalement)	94
<b>Figure N° V-18</b>	Influence de la densité et la viscosité	95

# Sommaire

ملخص

Abstract

Résumé

Liste des tableaux

Liste des figures

Nomenclateurs

Liste ses abréviations

<b><i>Introduction</i></b>	<b><i>Page</i></b>
Introduction	01
<b><i>Chapitre I: Présentation du champ HMD</i></b>	<b><i>Page</i></b>
I-1 Historique du champ de "Hassi Messaoud"	04
I-2 Situation Géographique	04
I-3 Situation Géologique	05
I-4 Description lithologique	05
I-4-1 Cénozoïque	06
I-4-2 Mésozoïque	06
I-4-3 Paléozoïque	08
I-4-4 Le Socle	10
I-5 Représentation lithologique du gisement de HMD	10
I-6 Problèmes susceptibles à apparaître au champ de HMD	12
I-6-1 Venue	12
I-6-2 Coincement	12
I-6-3 Éboulements et cavages	12
I-6-4 Risques de déviation	12
I-6-5 Le pistonnage	12
I-6-6 Perte de circulation	12
I-7 Conclusion	13
<b><i>Chapitre II: Généralités sur le forage</i></b>	<b><i>Page</i></b>
II-1 Introduction	14
II-2 Historique du forage	14
II-3 Le principe de forage rotary	14
II-4 Différents types de forage	15
II-4-1 Forage vertical	15
II-4-2 Forage directionnel	15
II-4-3 Le forage en Underbalance	17
II-5 Les équipements du forage	17
II-5-1 Equipements de surface	18
II-5-2 Equipements de fond	22
II-5-3 Choix d'une garniture de forage	33
II-6 Le choix d'un appareil de forage	33
II-7 Phases de forage et de tubage	34

II-8 Le Phase 12 ¼"	35
<b>Chapitre III: Elaboration d'un programme de forage</b>	
	<b>Page</b>
III-1 Introduction	36
III-2 Harmonisation des diamètres	36
III-3 Programme d'outils et régime de forage	36
III-4 Programme de la garniture de forage	37
III-5 Programme de Tubage	38
III-5-1 Introduction	38
III-5-2 But du tubage	39
III-6 Programme de Cimentation	40
III-6-1 Introduction	40
III-6-2 Les buts de la cimentation	40
III-7 Programme de boue	41
III-7-1 Introduction et historique	41
III-7-2 Rôle de la boue de forage	41
III-7-3 Classification des fluides de forage	42
III-7-4 Circulation de la boue	43
III-7-5 Programme de fluide de forage	43
III-8 Conclusion	45
<b>Chapitre IV: Généralités sur la perte</b>	
	<b>Page</b>
IV-1 Introduction	46
IV-2 Définition	46
IV-3 Types de pertes de circulation	46
IV-3-1 Les pertes partielles	46
IV-3-2 Les pertes totales	47
IV-4 La nature des pertes	47
IV-4-1 Perte naturelle	47
IV-4-2 Pertes par craquage	48
IV-4-3 Perte par filtration	48
IV-5 Formations susceptibles à créer des pertes	49
IV-5-1 Les formations non consolidées ou perméables	49
IV-5-2 Les formations naturellement fracturées	50
IV-5-3 Les formations fragiles	50
IV-5-4 Les formations cavernueuses	50
IV-6 Les causes de la perte de circulation	52
IV-6-1 Causes liées aux caractéristiques de la boue	52
IV-6-2 Calcul de la pression	53
IV-6-2-1 Pression dynamique de fond	53
IV-6-2-2 Pressions de formations	55
IV-6-2-3 Pression de fracturation	56
IV-6-3 Causes liées aux caractéristiques de la formation	57
IV-6-4 Causes diverses	57
IV-7 Conséquences liées aux pertes	58
IV-8 Prévention de perte de circulation	58
IV-9 Traitement des pertes de circulation	59
IV-9-1 Agents de colmatage dans la boue de forage	59
IV-9-2 Système de mélange en surface (Bouchon de ciment )	61

IV-9-3 Système de mélange au fond	61
IV-10 Conclusion	62

<b><i>Chapitre V: Modélisation et discussion</i></b>	<b><i>Page</i></b>
--	--------------------

V-1 Introduction	63
V-2 Première partie	63
V-2-1 Etude statistique	63
V-2-2 Analyse et interprétation	63
V-3 Deuxième partie	64
V-3-1 Etude statistique	65
V-3-2 Analyse des paramètres de forage pétrolier	68
V-3-2-1 Comparaison entre les paramètres relatifs aux puits avec et sans perte	71
V-3-2-2 L'outil de forage	72
V-3-3 Modélisation	73
V-3-3-1 La Matrice de Corrélation	73
V-3-3-2 L'Analyse en Composantes Principales (ACP)	74
V-3-3-3 Les réseaux des neurones artificiels RNA	76
V-3-4 Analyses et interprétations	84
V-3-4-1 Influence de la pression dynamique de fond sur la perte	84
V-3-4-2 Influence de la densité de la boue sur la perte	87
V-3-4-3 Influence de la Viscosité de la boue sur la perte	90
V-3-4-4 Influence de la Puissance hydraulique sur le front de taille HSI sur la perte	92
V-3-4-5 Influence du ROP sur la perte	94
V-3-4-6 Influence de la densité et la viscosité sur la perte	95
V-4 Conclusion	96

<b><i>Conclusion et recommandations</i></b>	<b><i>Page</i></b>
---	--------------------

Conclusion et recommandations	97
Références bibliographiques	99
Annexes	102

# *Introduction*

---

**Introduction :**

La dépendance énergétique de l'homme s'est accentuée conjointement aux évolutions sociales, démographiques et technologiques. Le pétrole est devenu la première source d'énergie exploitée par l'humanité. Il s'agit de l'avènement d'un monde «pétrolisé». Il représente la plus lourde balance commerciale de la planète en qualité énergétique et en quantité et joue un rôle considérable dans la politique d'énergie..

La forte demande en hydrocarbures à l'échelle mondiale pousse les entreprises pétrolières à des concurrences dans la découverte, le développement de nouvelles réserves de pétrole pour satisfaire la demande croissante en énergie.

L'opération de forage a une grande importance dans le domaine d'exploitation pétrolière. La finalité d'un forage est d'atteindre le réservoir avec un prix de revient minimum, sans endommager ni compromettre son exploitation (production, injection) tout en respectant les aspects sécuritaires.

Pendant la réalisation d'un puits de forage, des difficultés de tout ordre peuvent surgir et retarder l'avancement du forage, cependant, plusieurs techniques ainsi que plusieurs équipements ont été développés selon les besoins et les difficultés rencontrées durant le forage.

Notre étude est une contribution à l'étude statistique de temps non productif (NPT) au cours de forage de la phase ( $12^{''1/4}$ ) dans la région de "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.

L'objectif de cette étude est de circonscrire tous les problèmes qui peuvent affecter le bon déroulement de l'opération de forage par un choix judicieux des paramètres pour minimiser le temps non productif dans le champ de "Hassi Messaoud". A partir d'une base des données très riches enfermant des rapports journaliers de cinquante-cinq puits dans ce champ.

L'analyse montre que le temps non productif (NPT) est souvent généré par les causes suivantes :

- La nature des terrains traversés.
- L'état des équipements utilisés.
- Erreurs humaines.

Les différents problèmes en cours de forage (le coincement, Venue d'eau ou de gaz, pannes des équipements, La perte de la boue.....).

Le problème de la perte de la fluide de la circulation est très souvent rencontrés lors du forage, dans le champ de "Hassi Messaoud", et qui a une grande influence sur les plans économiques et techniques, et qui constituent un grand obstacle pour la poursuite du forage, C'est dans cet esprit, que nous avons orienté la présente l'étude vers l'analyse du problème de la perte de circulation.

Le présent travail est structuré comme suit :

**Chapitre I :** Une présentation du champ de "Hassi Messaoud" renfermant les aspects généraux relatifs à la géologie et la géographie.

**Chapitre II :** Le deuxième chapitre est des généralités sur le forage pétrolier, ses différents types, le principe du forage rotary, les équipements, et les problèmes liés à la phase (12<sup>''1/4</sup>)

**Chapitre III :** Le troisième chapitre est consacré à l'élaboration d'un programme de forage:

- Harmonisation des diamètres ;
- programme d'outils et régime de forage ;
- Programme de la Garniture de forage ;
- Programme de Tubage ;
- Programme du Cimentation ;
- Programme de boue ;

**Chapitre IV :** Le quatrième chapitre donne un aperçu sur la perte de la circulation et les différents paramètres qui favorisent ce type de problèmes ainsi que les solutions que peuvent proposer pour résoudre ce type de problème.

**Chapitre V :** Le dernier chapitre est consacré à l'analyse des données de forage récoltées sur (55) puits forés dans la région de "Hassi Messaoud" et à l'établissement des trois (03) modèles sous forme des équations simples avec une seule inconnue ( l'un des paramètres de forage)et une équation de deux inconnues. Aussi, des graphes ont été schématisés, ils mettent en évidence l'influence des différents facteurs sur le volume de la perte.

Le travail est clôturé par une conclusion et des recommandations mettant en exergue les résultats obtenus et les réserves constatées.

## *Chapitre I*

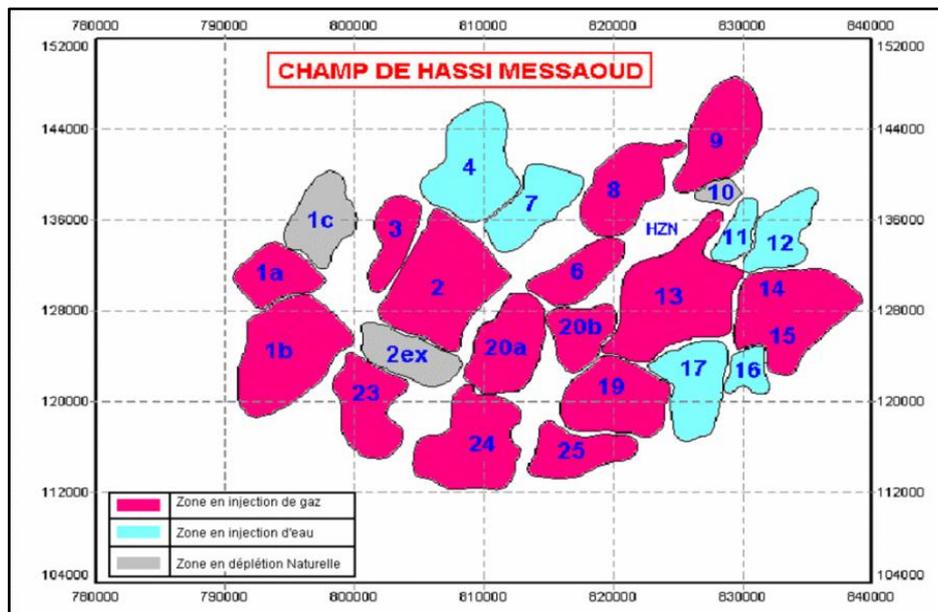
---

### *Présentation du champ HMD*

**I-1 Historique du champ de "Hassi Messaoud":**

Le Gisement de "Hassi Messaoud", l'un des plus importants du monde s'étend sur une superficie voisine de 2500 Km<sup>2</sup>. Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le premier forage HMD en mai 1957, plus exactement à 7 km nord /nord-est de HMD a mis en évidence de l'huile à 3338m de profondeur.[1]

Le champ de "Hassi Messaoud" est subdivisé en 25 zones dites de production, d'extension variable, ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportent 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.



**Figure N° I-01 : Carte des zones de production**

Le champ de "Hassi Messaoud" est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord et le champ Sud, chacun ayant sa propre numérotation.. [2]

**I-2 Situation Géographique:**

Le champ de "Hassi Messaoud" se situe à 850km sud / sud-est de l'Algérie et à 350km de la frontière tunisienne, sa localisation en coordonnées Lambert sud Algérie est la suivante :

$$X= 790000 - 840000 \text{ m}$$

$$Y= 110000 - 150000 \text{ m}$$

Il est limité :

- ✓ Au Nord-Ouest par le gisement de Ouargla [Gellala, Benkahla, Hao-Berkaoui].
- ✓ Au Sud-Ouest par les gisements d'[El Gassi, Zotti et El Agreb]
- ✓ Au Sud-est par le gisement de [Rhourd El bagual, Masdar].
- ✓ Au Nord-Est par le gisement de [ Rh Chegga] [3]

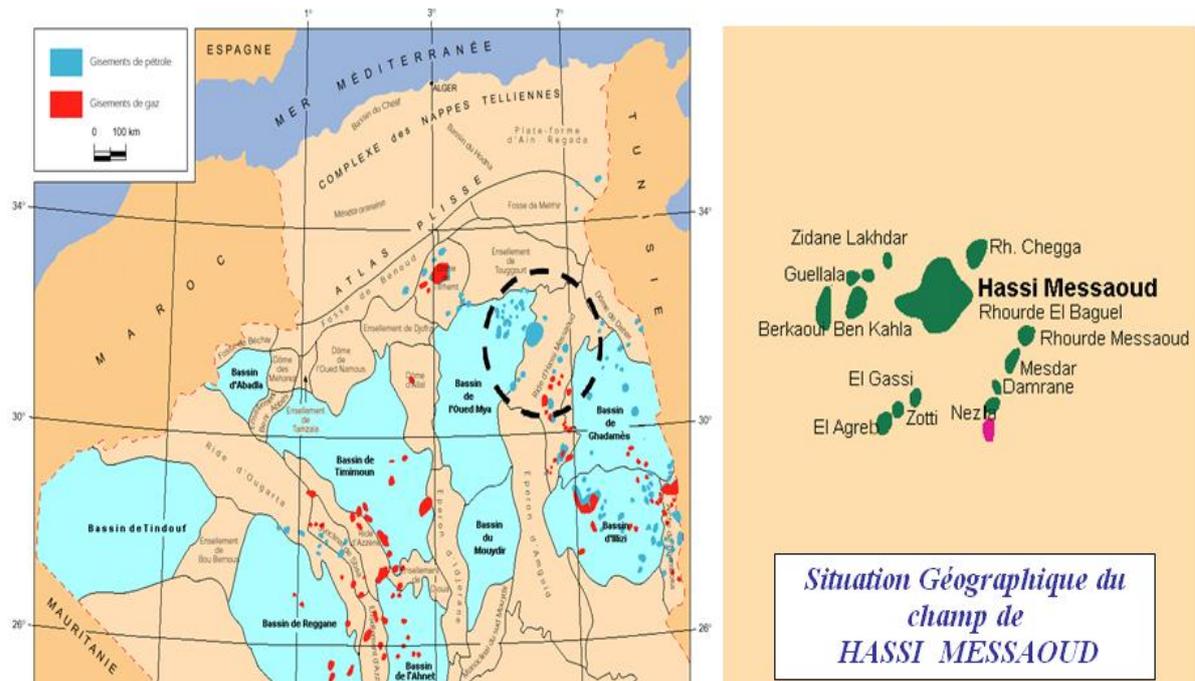


Figure N° I-02 : Situation géographique de champ de HMD

**I-3 Situation Géologique:**

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves,

Géologiquement, il est délimité par :

- ✓ A l'Ouest par la dépression d'Oude M'ya.
- ✓ Au Sud par le mole d'Amguid El Biad.
- ✓ Au Nord par la structure djamaa, Touggourt.
- ✓ A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourd El Bagual. et Ghadamès [1]

**I-4 Description lithologique:**

La série stratigraphique du champ de "Hassi Messaoud" est représentée de haut en bas par les formations suivantes: [4]

**I-4-1 Cénozoïque:**

- ✓ **I-4-1-1 Mio-Pliocène** (épaisseur moyenne = 240 m)

Constitué de :

- Sable blanc avec fines passées d'argile brun-rouge, tendre à pâteuse.
- Calcaire blanc, crayeux, tendre avec passées d'argile versicolore.
- Marne gris-brun, fortement sableuse.

Ces terrains, forment un recouvrement continental essentiellement sableux, se sont mis en place par l'intermédiaire de chenaux (grande disparité de leur granulométrie horizontale et verticale). Ils sont non consolidés et leur porosité est très importante ce qui entraîne des pertes partielles ou totales et des risques d'éboulement lors du forage. Ils reposent à leur base sur l'Éocène par une surface d'abrasion.

- ✓ **I-4-1-2 Eocène**(épaisseur moyenne = 120 m)

Constitué de :

- *a)* Argile brun-rouge, fortement sableuse,
- *b)* Marne et fines passées d'anhydrite blanche,
- *c)* Calcaire dolomitique crayeux, avec parfois des rognons de silex.

Le tertiaire renferme un complexe aquifère d'eau potable.

**I-4-2 Mésozoïque :**

- ✓ **I-4-2-1 Crétacé :**

- *a) sénonien* : constitué de deux niveaux :

- **carbonaté** (épaisseur moyenne = 107 m)

Il est constitué de calcaire dolomitique avec fines passées d'anhydrite.

- **lagunaire** niveau représenté par deux unités à faciès lagunaire:

La première **anhydritique**, d'une épaisseur moyenne de 219 m, elle est composée d'anhydrite blanche, cristalline, de dolomie moyennement dure, de marne et de calcaire argilo-dolomitique.

La deuxième **salifère**, d'une épaisseur moyenne de 140 m, elle est constituée de sel massif à traces d'anhydrite.

- **b) turonien** (épaisseur moyenne = 70 m à 120 m). Ce sont des formations carbonatées, constituées de calcaire, craie, dolomie et quelques niveaux argileux.

Il contient un aquifère représenté par des eaux à odeur sulfurée, utilisé pour l'injection.

- **c) cénomanien** (épaisseur moyenne = 145 m). Constitué par une alternance d'anhydrite et d'argile rouge, de marne grise et de dolomie.
- **d) albien** (épaisseur moyenne = 350 m). Il est représenté par des grès et sables fins avec intercalations d'argile silteuse.

Il renferme un aquifère d'eau douce utilisée pour l'injection et les besoins généraux.

- **e) aptien** (épaisseur moyenne = 25 m). Représenté par deux bancs de dolomie cristalline encadrant un niveau argileux.
- **f) barrémien** (épaisseur moyenne = 280 m). Représenté par des grès fins carbonatés alternant avec des niveaux d'argiles et grès dolomitiques.
- **g) néocomien** (épaisseur moyenne = 180 m). Représenté de la dolomie micro-cristalline, des marnes et des argiles avec de fines passées de grés.

#### ✓ I-4-2-2 Jurassique:

- **a) malm** (épaisseur moyenne = 225 m). Représenté par des dépôts d'argile et de marne avec des intercalations de bancs calcaires et de dolomie accompagnées de quelques traces d'anhydrite.

Il contient un aquifère d'eau potable.

- **b) dogger** représenté par deux niveaux :

•**Argileux** : Argiles silteuses, marnes dolomitiques à fines passées de grès (épaisseur moyenne = 105m).

•**Lagunaire** : Anhydrite, dolomie argileuse, marne (épaisseur moyenne = 210 m).

- **c) lias** D'une épaisseur de 300 m, il est représenté par cinq niveaux :

•**LD1** (épaisseur moyenne = 65 m) : Dolomie grise, dure, anhydrite blanche avec parfois des passées d'argile silteuse .

•**LS1** : Bancs de sels et argiles avec des passées d'anhydrite blanche (épaisseur moyenne = 90 m).

•**LD2** : Dolomies massives, micro-cristalline à quelques passées marneuses renfermant des eaux.. Chlorurées calciques. (épaisseur moyenne = 55 m)

•**LS2** : Sel massif, blanc, translucide avec des intercalations argilo-salifère (épaisseur moyenne = 60 m).

•**LD3** (épaisseur moyenne =30 m) : marnes à passées dolomitiques.

✓ **I-4-2-3 Trias:** Représenté par quatre niveaux :

- **a) salifère** subdivisé en trois horizons

•**TS1** : d'une épaisseur de 46 m, ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argile dolomitique.

•**TS2** (épaisseur moyenne = 189 m): Sel massif à intercalations d'anhydrite blanche et d'argile gypsifère silteuse.

•**TS3** (épaisseur moyenne = 202m) : Sel massif à traces d'argile silteuse, tendre.

Il faut noter que les horizons TS2 et TS3 sont le siège de manifestations d'argiles fluentes.

- **b) argileux** Argiles plus ou moins silteuses, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet (épaisseur moyenne = 113m).

- **c) gréseux** Grès fin à ciment argileux (épaisseur moyenne = 35m).

- **d) éruptif** Andésite altérées alternant avec des argiles (0 < épaisseur moyenne < 92 m) reposant par l'intermédiaire d'une discordance (hercynienne) sur les terrains du Primaire.

Les terrains du Trias argilo- gréseux (TAG) sont le siège de zones à pertes plus ou moins virulentes selon la position ou l'on se trouve sur le champ.

Le Trias repose en discordance directement sur le Cambrien au centre de la structure et sur l'Ordovicien au niveau des zones périphériques.

### **I-4-3 Paléozoïque:**

✓ **I-4-3-1 Ordovicien:**

Dans sa représentation la plus complète il est constitué de quatre termes:

- *a) les quartzites d'hamra* (épaisseur moyenne de 12 à 75 m) quartzites localement grossières, présentant parfois des intercalations argileuses.
- *b) les grès d'el atchane* (épaisseur moyenne = 25m) grès fin à ciment argileux, bitumineux.
- *c) les argiles d'el gassi* (épaisseur moyenne = 50 m) argiles schisteuses, carbonatées, vertes et noires.
- *d) zone des alternances* (épaisseur moyenne = 20 m) argiles indurées, alternant avec des bancs quartzitiques isométriques et de grès moyens à fins.

**Remarque :**

La série Ordovicienne n'est présente que sur la partie sub-méridionale de la structure, du fait de l'érosion

Au centre de la structure, zone la plus exposée à l'érosion, le Trias repose directement sur le Cambrien.

✓ **I-4-3-2 Le Cambrien:**

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passées de silt stones argilo-micacés, ces matériaux dites grès de Messaoud. On y distingue trois litho-zones R1 (Ri+Ra), R2 et R3.

- *a) litho-zone R1 :*

- Litho-zone Ri : correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là , où la série est complète ; ce sont des grès quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux, avec de nombreuses passées silteuses. Il repose sur le Ra supérieur par une surface d'abrasion. (épaisseur moyenne = 50 m)
- Litho-zone Ra : représente le réservoir principal.

Dans sa partie supérieure et moyenne (épaisseur moyenne de 20 à 60 m) il est formé de grès quartzites, en isométriques, moyens à grossiers, à ciment silico - argileux (kaolinite) localement constitué de quartzites franches.

Dans la partie inférieure s'intercalent, de manière irrégulière, des passées centimétriques de siltstones argileux.

L'épaisseur moyenne totale du Ra est de 100 à 120 m.

- *b) litho-zone R2 :* est constitué de grès quartzites et quartzites gréseuses, moyens à grossiers, en isométriques, avec parfois des niveaux micro-

conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite) . On note des intercalations millimétriques de silt. (épaisseur moyenne = 100 m)

- **c) litho-zone R3** :Litho-zone R3 : repose sur l’Infracambrien, et parfois directement sur le socle granitique, c’est une série de comblement d’une épaisseur moyenne de 300 m, elle se compose de grès grossiers à micro conglomérats feldspathique, les grains sont mal classés, le ciment est de nature argileuse avec parfois des zones à grès ferrugineux, et des intercalations d’argiles silteuses. Le “R3”ne présente aucun intérêt pétrolier.

#### ✓ I-4-3-3 L'infra-Cambrien:

Unité géologique la plus ancienne reconnue au Nord de la structure par le forage Omg47 à une profondeur de 4092 m. Il est composé de grès argileux de couleur rouge. (épaisseur moyenne = 45 m)

#### I-4-4 Le Socle:

Rencontré aux environs de la profondeur de 4000 m, il est constitué de granite porphyroïde de couleur rose à deux micas.

#### I-5 Représentation lithologique du gisement de HMD:

Le réservoir de "Hassi Messaoud" se situe dans le Cambrio-Ordovicien vers 3300m, il est de forme anticlinale. La roche couverte est constituée par le complexe argilo-gréseux et salifère du trias. La structure développée suit une direction générale nord et sud est. Ce sont des sédiments cambrien saturés en huile, constitués essentiellement de grès hétérogènes fin à très grossiers argentés. Le réservoir est constitué de 4 zones superposées R1 (Ri+Ra), R2 et R3.[4]

Ayant des différences physique et pétrographiques fondamentales.

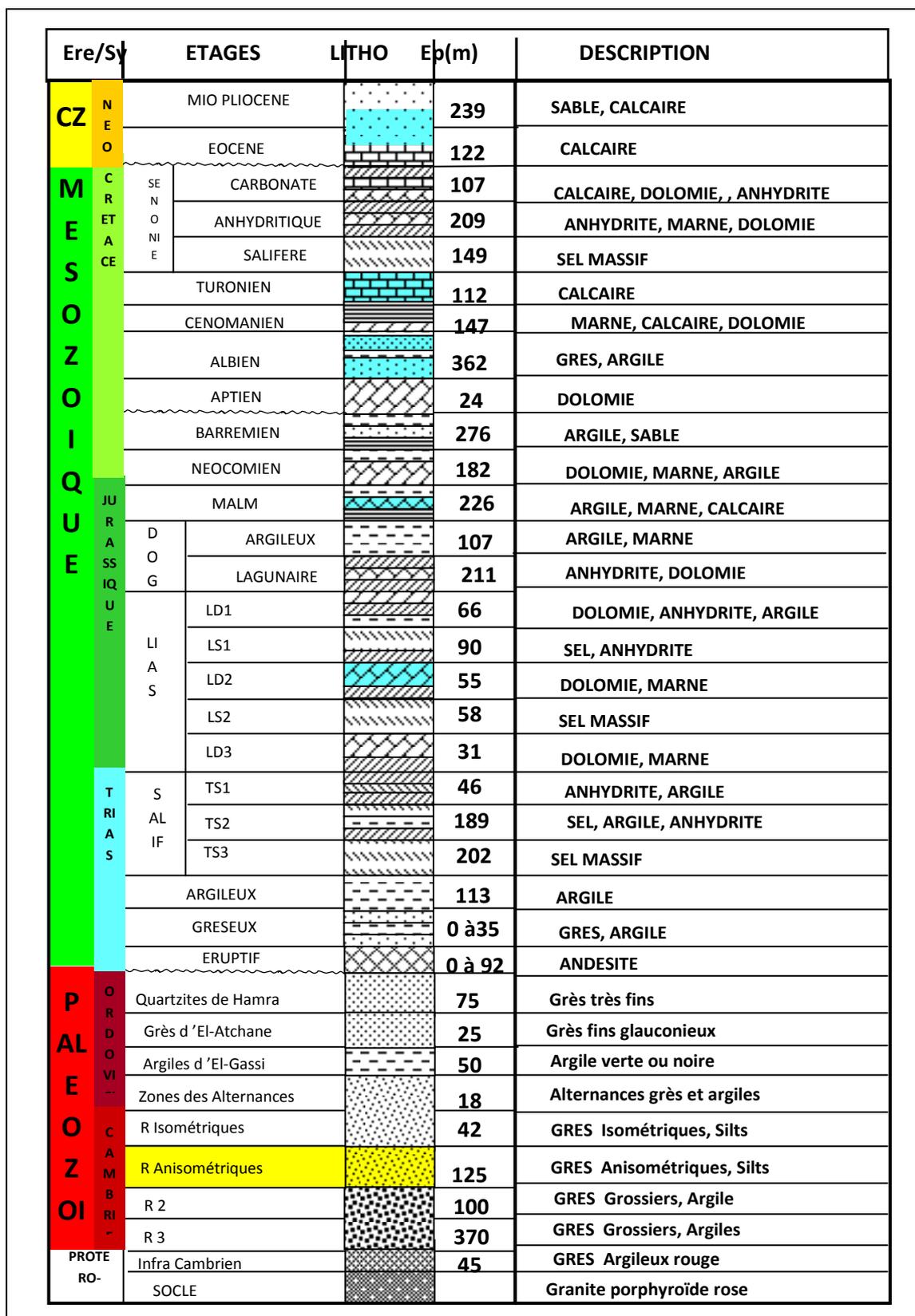


Figure N° I-03 : Coupe lithologique

**I-6 Problèmes susceptibles à apparaître au champ de HMD:**

Pendant le déroulement d'un forage, plusieurs types d'incidents peuvent survenir en entravant la poursuite normale de l'opération dans le champ de "Hassi Messaoud". Parmi ces effets nuisibles on cite :

**I-6-1 Venue :**

Il y a une venue quand les fluides en place dans un réservoir débitent dans le puits. Ces fluides peuvent être soit de l'eau, soit du gaz ou de l'huile, soit un mélange. Au niveau du LD2, il y'a risque de venues des eaux chlorurées calciques enfermées dans les dolomies du LD2.[4]

**I-6-2 Coincement :**

En général 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.[4]

**I-6-3 Éboulements et cavages :**

Des risques d'éboulements et de formation de cavités peuvent apparaître dans les formations calcaires et argileuses du Moi Pliocène et de l'Éocène, dans les sels massifs et solubles dans l'eau du Sénonien Lagunaire. [4]

**I-6-4 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.[4]

**I-6-5 Le pistonnage :**

Le pistonnage vers le haut (Swabbing) ou vers le bas (Surging) est un phénomène qui se manifeste lors remontée ou la descente de la garniture entraînant une dépression au fond du puits.[4]

**I-6-6 Perte de circulation:**

La perte de circulation (perte de la boue) peut se produire à n'importe quelle profondeur pendant n'importe quelle opération, elle peut être totale ou partielle. Elle est localisée dans 4 étages :

- Mio-pliocène : les pertes par absorption ont souvent lieu dans l'ensemble des formations sableuses la barre calcaire occasionné est très souvent totale accompagnée d'éboulement de sables ;
- Sénonien : pertes totales au niveau des calcaires, les carbonates supérieurs entraînent souvent l'éboulement des sables de mio- pliocène ;
- Turonien : les calcaires fissurés peuvent donner lieu à des pertes ;
- Trais argileux gréseux : craquage de la formation sous l'effet des densités de boue nécessaire pour résister à l'éruption des eaux chlorurées calciques du lias le fluage de argiles du trias argileux peut provoquer le craquage des formations gréseuses entraînant des pertes totales et des coincements (plus de détaille voir Ch IV).[5]

**I-7 Conclusion :**

L'étude du champ de "Hassi Messaoud" du côté géographique, géologique et la description lithologique avec l'étude des problèmes qui peuvent se présenter durant le forage, nous a permis de conclure l'importance de ce champ. Cette importance est la cause de notre choix de ce champ pour être la scène de notre mémoire.

## *Chapitre II*

---

# *Généralités sur le Forage*

**II-1 Introduction :**

L'exploration pétrolière ou gazière, nécessite un processus de forage pour extraire la matière et parvenir aux réservoirs d'hydrocarbures.

Une opération de forage est un dispositif qui assure l'extraction de la matière pour réaliser un puits.

Ce chapitre est pour comprendre le principe de cette opération, les équipements nécessaires, les phases et les problèmes liés à la phase d'étude

**II-2 Historique du forage :**

En 1889, en Pennsylvanie, le pétrole jaillissait pour la première fois sur le sol des Etats Unis, d'un puits foré à 69.50 Ft(21.18m). Le colonel Drake venait d'entrer dans l'histoire de l'exploitation pétrolière .Il ne faut pas oublier les premiers puits forés bien avant pour la production d'eau. Tous ces forages y compris celui de Drake étaient forés par la technique du forage par battage.

C'est au début du siècle que Antony Lucas démontra au monde entier l'efficacité du forage Rotary par la découverte du champ de Spindeltop (Texas) en utilisant la combinaison d'un outil rotatif et l'injection continue de boue. Depuis ce jour, cette technique est universellement utilisée et elle a bénéficié des améliorations apportées par le progrès technique, il est remplacé Le forage par battage définitivement.

Une autre technique de forage est l'opération d'interventions avec un moteur hydraulique de fond au coiled tubing ont effectivement commencé à être utilisées dans l'industrie pétrolière dans les années soixante. [6]

**II-3 Le principe de forage rotary :**

Le principe de forage rotary consiste à mettre en rotation un outil sur lequel s'applique une force orientée dans la direction d'avancement. Ce procédé permet de creuser un trou de rayon égal à celui de l'outil. Les copeaux (cutting) générés au fond du trou suite à la destruction de la roche par l'outil remontent en continu à la surface grâce à la circulation du fluide de forage qui est généralement une boue à base d'eau ou d'huile . Ce fluide est pompé depuis la surface vers l'intérieur des tiges de forage pour être injecté au travers de l'outil sur le front de coupe. La boue remonte ensuite dans l'espace annulaire entre les tiges et les parois du puits et entraîne ainsi les copeaux de roche vers la surface. [7]. Le poids sur l'outil (Weight On Bit :WOB) est obtenu par gravité grâce à l'introduction

de tiges lourdes appelées masses- tiges. Le couple de rotation est obtenu soit à partir d'un couple en surface transmis vers l'outil via un train de tiges soit à partir d'un moteur fond de trou au dessus de l'outil et piloté en surface.

La sonde de forage rotary est l'appareillage nécessaire à la réalisation des trois fonctions suivantes :

- Poids sur l'outil ;
- Rotation de l'outil ;
- Injection d'un fluide . [8]

#### **II-4 Différents types de forage :**

Il peut être classé en plusieurs types des puits qui se distinguent entre eux suivant leurs trajectoires : le forage vertical, dirigé, et horizontal. Et les puits Underbalance (OBD) , Overbalance (UBD) qui se distinguent selon la pression .

##### **II-4-1 Forage vertical :**

L'objectif d'un forage vertical est d'atteindre un réservoir pétrolier tout en restant dans la verticale avec une inclinaison acceptable. A cet effet on doit à chaque fois contrôler et corriger l'inclinaison en cours de forage. [6]

##### **II-4-2 Forage directionnel :**

Le forage directionnel peut être classé parmi les techniques conventionnelles de forage, il est devenu très courant en forage de développement, il peut être classé en deux groupes comme suit.

- Forage dirigé ;
- Forage de drainage ;

##### **II-4-2-1 Forage dirigé :**

Le forage d'un puits directionnel implique fondamentalement le forage d'un trou à partir d'un point dans la surface à un autre point au niveau de la cible, tous les deux définis par un système de coordonnées préétablies. [9]

##### ***a) Applications du forage dirigé :***

Le forage dirigé est employé dans les cas suivants :

- Puits d'interception (Relief well) ;
- Puits dévié (Side-track) ;

- Emplacements de surface impraticables ;
- Forages dirigés pour des raisons géologiques ;
- Puits en ré-entrée (Re-entry wells) ;
- **Puits d'interception (Relief well)**

Ce type forage s'applique pour intercepter la trajectoire d'un autre puits en éruption incontrôlable.

- **Puits dévié (Side-track).**

Le forage dévié est pratiqué pour abandonner une partie de puits en cours de forage pour le reprendre à une profondeur inférieure pour les raisons suivantes :

- Raisons techniques.
- Suite d'opérations de repêchage infructueuses.
- Rupture de casing ou une partie de garniture.
- **Forages dirigés pour les emplacements des surfaces impraticables**

Le forage dévié est aussi pratiqué lorsque l'implantation d'un appareil de forage en position verticale à la cible est techniquement ou économiquement impossible

- **Forages dirigés 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.

- **Puits en ré-entrée (Re-entry wells)**

Cette technique utilisée depuis les années 80 pour abandonner le fond d'un puits existant (vertical ou dévié) et de forer latéralement un nouveau puits, celui-ci se terminant souvent par un drain horizontal.

Cette technique permet de faire l'économie du forage et des équipements de la partie supérieure du puits.

#### **II-4-2-2 Forage de drainage**

Forages destinés à augmenter la longueur traversée dans le réservoir (puits horizontaux).

**- Puits horizontaux:**

Les puits horizontaux sont des puits où le réservoir est percé par une section horizontale ou sub-horizontale (80 à 100 degrés). Ils sont utilisés généralement dans le but d'améliorer la production du réservoir. Cette amélioration est due à l'augmentation de la surface couche – trou. Par exemple, un puits vertical peut donner une idée sur les réserves avec une profondeur de 6 à 10 m dans le réservoir, tandis qu'un puits horizontal foré dans le même réservoir peut donner une idée sur les réserves de 600 à 1000 m. [6]

**- Les différents types de profil de puits horizontaux**

Trois variantes peuvent être considérées selon le gradient de montée ( le rayon de courbure):

- a) Long rayon (Long radius)      gradients de 1 à 2 degré/10m)
- b) Moyen rayon (Medium radius)      gradients de 3 à 10 degré/10m)
- c) Court rayon (short radius)      gradients 3 à 10 degré/m)

Le forage horizontal est une technique beaucoup plus coûteuse et complexe que le forage conventionnel tel que le forage vertical ou dévié. Les statistiques montrent que le budget d'un puits vertical est généralement majoré de 28 à 38 % pour obtenir le budget d'un puits horizontal.

**II-4-3 Le forage en Underbalance**

Le forage en overbalance (OBD) également connu sous le nom de forage conventionnel est réalisé avec un fluide de forage exerçant une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement . Par contre le forage en underbalance (UBD) est réalisé avec une pression hydrostatique de la boue inférieure à la pression de gisement.[9]

**II-5 Les équipements du forage :**

Le processus de forage rotary se découpe en deux grands ensembles : l'installation et la garniture de forage ou les équipements de surface et de fond. La figure N°II-01 présente les différents constituants d'un processus de forage.

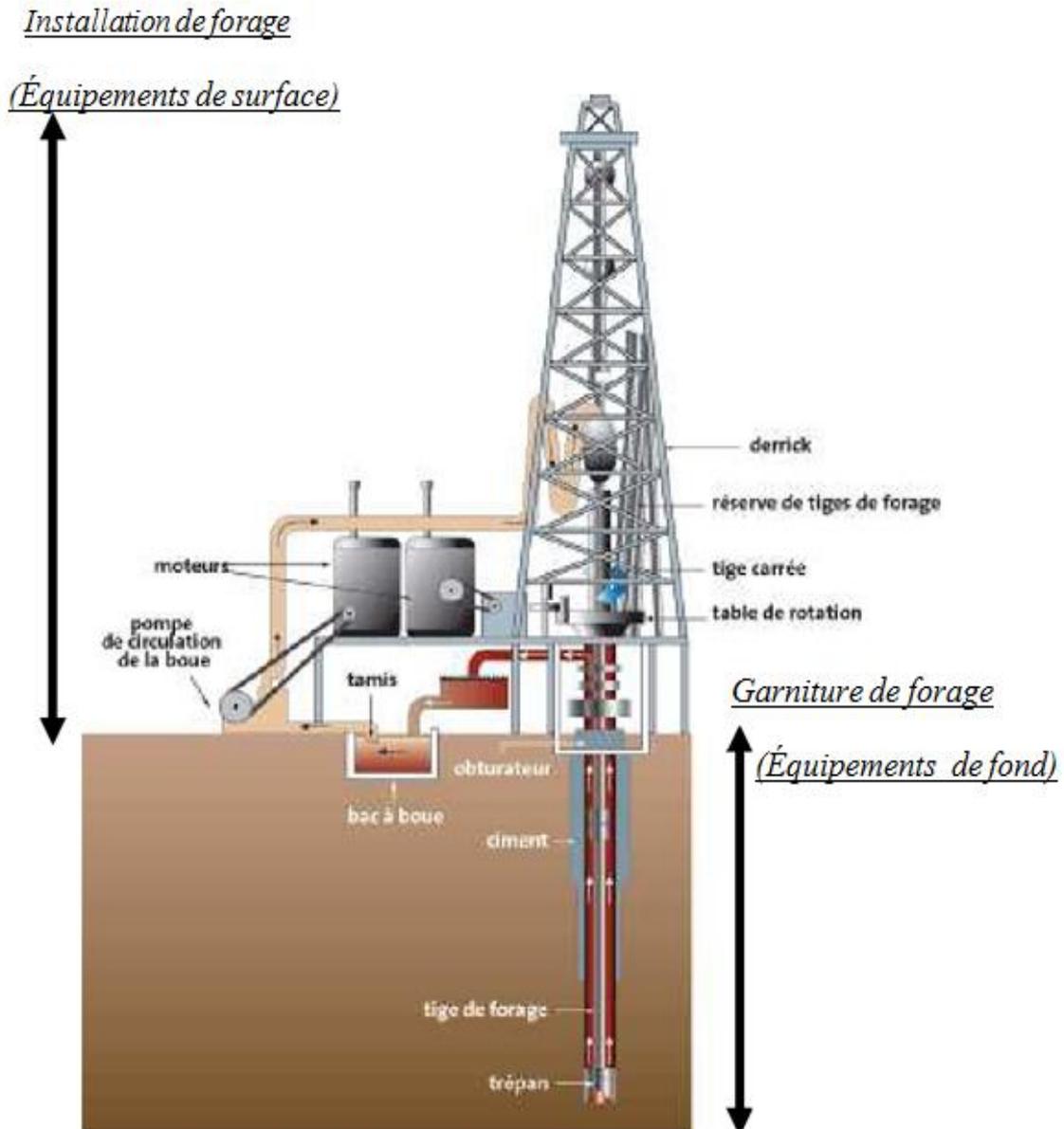


Figure N° II-01 : Processus de forage

### II-5-1 Equipements de surface :

Se composent principalement de :

**II-5-1-1 Système de levage :** La tâche dédiée au système de suspension de grande capacité réside dans les déplacements du processus de forage (montée, descente) et dans le contrôle du poids appliqué sur l'outil. Il dispose d'un Mât (Derrick) . Le derrick représente le point culminant de la plateforme. C'est une tour métallique qui soutient une tige au bout de laquelle se situe le trépan. il repose sur une substructure qui supporte la table de rotation,

le treuil et la garniture de forage. et d' un treuil motorisé, Moufle fixe, Moufle mobile avec un crochet et un Câble de forage. on prend l'appareil lourds de type Oil Well 840E comme un exemple.[6]

**Tableau N° II-01 : Système de levage de l'appareil type Oil Well 840E [10]**

Systèmes	Equipements
Système de levage (Hoisting system)	Mât (Derrick) Marque : Lee C-Moore ou Pyramid Capacité : 1 330 000 LBS
	Substructure Hauteur Plancher : 7.62m Largeur : 6.70m
	Moufle mobile (Travelling Block) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Marque : Oil Well 500T</li> <li>• Capacité : B J 500 tonnes</li> <li>• Diamètre et nombre des poulies 60'',7</li> </ul>
	Moufle fixe (Crown Block) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Marque : Oil Well 500T</li> <li>• Capacité : 600 tonnes</li> <li>• Diamètre et nombre des poulies 60'',7</li> </ul>
	Câble de forage (Drill line) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Diamètre : 1 ½ ''</li> <li>• Type Union : Rope</li> </ul>
	Treuil (Drawworks) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Marque : Oil Well 840 T</li> <li>• Capacité : 1 500 HP</li> </ul>
	Crochet Capacité : BJ5 500

**II-5-1-2 Système de puissance :** l'énergie est produite par des moteurs diesels, puis elle est acheminée sous forme électrique ou mécanique vers les différents systèmes d'installation: pompe à boue, treuil et table de rotation.[11]

Tableau N° II-02 : Système de puissance

Systemes	Equipements
Système de puissance (Power system) SCR	Source d'énergie La source d'énergie est donnée par des moteurs thermiques.
	Puissance électrique L'énergie mécanique est transformée en courant électrique alternatif par des alternateurs de courant.
	Courant généré Une partie du courant alternatif est convertie en continu pour alimenter les équipements des fonctions principales, le courant alternatif est distribué pour les équipements des fonctions auxiliaires

**II-5-1-3 Système de circulation (hydraulique) :** Il est formé de tous les équipements à travers lesquels la boue de forage circule. Il s'agit des bacs à boue, la conduite d'aspiration, les pompes de boue, la conduite de refoulement, le flexible de forage, la colonne montante, la tête d'injection, la tige carrée et enfin la garniture de forage avant son retour aux bacs à boue.[11]

Tableau N° II-03 : Système de circulation [10]

Systemes	Equipements
Système de circulation (circulating system)	Tête d'injection <ul style="list-style-type: none"> <li>• Marque : National P- 500</li> <li>• Capacité statique : 500 tonnes</li> <li>• Pression maximale : 500 Psi</li> </ul>
	Bacs à boue (MudPits) : se compose de <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2 bacs sablière : S1 et S2</li> <li>• 2 bacs de décantation : (2 x 18m<sup>3</sup>)</li> <li>• 2 bacs de circulation : (33m<sup>3</sup>+34 m<sup>3</sup>)</li> <li>• 5 bacs de réserve (5x38 m<sup>3</sup>)</li> <li>• Trip tank : (10 m<sup>3</sup>)</li> <li>• Pill tank : (9m<sup>3</sup>)</li> <li>• Dégazeur tank</li> </ul> Totale de : 202m <sup>3</sup>

**II-5-1-4 Système de rotation :** Pour faire tourner l’outil, on visse au sommet des tiges de formes cylindriques, une autre de section carrée ou hexagonale, appelée « Tige d’entraînement » est introduite dans un moyeu appelé « Table de rotation », sur cette table on place un carré d’entraînement qui comporte des rouleaux épousant la forme de la tige d’entraînement, ce carré est entraîné par la table de rotation. Il permet de transmettre le mouvement de rotation de la table à la tige d’entraînement, ainsi que sa translation sans risque de se frotter sur les bords et s’user. Cette table sert aussi au calage de la garniture de forage lors de sa manœuvre dans le puits. [6]

**Remarque :** les nouveaux appareils de forage utilisent la tope drive qui représente une nouvelle technologie.

Le top drive est une tête d’injection motorisée qui, en plus de l’injection, assure la rotation de la garniture de forage.

Ainsi, on n’a besoin ni de la tige d’entraînement ni de la table de rotation pour faire tourner la garniture, c’est le top drive qui s’en charge. En plus, pendant le forage, au lieu de faire les ajouts simple par simple, on peut les faire longueur par longueur.

Plusieurs autres options existent dans cet équipement : les bras de l’élévateur sont articulés hydrauliquement pour faciliter le travail de l’accrocheur et il possède une clé automatique et même une coulisse intégrées.

Des rails placés tout le long du mât le guident dans ses déplacements.[11]

**Tableau N° II-04 :** Système de rotation [10]

Systeme	Equipements
Système de rotation (rotating system)	Table de rotation <ul style="list-style-type: none"> <li>• Marque : National Oil Well D 375</li> <li>• Diamètre nominale : 37 ½ ‘’</li> </ul>

**II-5-1-5 Système d’obturation sécurité :** Pour éviter le problème de venues et d’éruption, on place au dessus de la tête du puits des obturateurs (vannes) qui ferment le puits (BOP system). et des Accumulateur de pression (unité koomey) et Choke Manifold. [6]

Tableau N° II-05 : Système d’obturation [11]

Système	Equipements
Système d’obturation (BOP system) (Block obturateur de Pression)	Obturateurs annulaire (annular preventer) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Diamètre d’alésage : 13 5/8 ‘’</li> <li>• Pression de service : 5000Psi</li> </ul>
	Obturateurs à mâchoires (ram –type BOP) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Diamètre d’alésage : 13 5/8 ‘’</li> <li>• Pression de service : 5000Psi</li> </ul>
	Simple ram
	Double ram
	Mud cross
	Chock line
	Kill line

**II-5-2 Equipements de fond:**

La garniture de forage est un ensemble d’organes mécaniques, elle est désignée aussi par arbre de forage, qui joue le rôle de liaison entre la motorisation rotative en surface (table de forage) et le trépan qui correspond à la partie opérative dans le puits, ses fonctions principales sont :

- La transmission du mouvement de rotation et l’énergie nécessaire à l’outil de forage pour la destruction de la roche.
- La réalisation, le contrôle et le guidage de la trajectoire de l’outil de forage.
- Fournir du poids sur l’outil
- Elle constitue un moyen de circulation du fluide de forage à partir de la surface jusqu’à l’outil tout en minimisant les pertes de charge. Elle est composée de :
  - a) La tige d’entraînement(Kelly) ;
  - b) Des tiges de forage (Drill pipe) ;
  - c) Des tiges lourdes (Heavy weight drill pipe) ;
  - d) Des masses tiges (Drill collar) ;
  - e) Des raccords de filetage (Sub ou Cross Over) ;

- f) Shock-absorber ;
- g) Des stabilisateurs incorporés entre les masses tiges ;
- h) Des équipements spéciaux (Upper et Lower Kelly – cock, float valve, ...etc) qui permettent de fermer l'intérieur de la garniture en cas de venue(en cours de manœuvre) et des équipements de mesures (MWD) qu'ils embrquent avec la garniture afin de mesurer l'évolution de certains paramètres comme l'inclinaison et l'azimut en fonction de la profondeur forée .
- i) Un outil de forage :

La partie inférieure de la garniture de forage est communément appelée la BHA (abréviation du mot anglais :Bottom Hole Assembly) . Elle est principalement constituée de l'outil de forage, des masses tiges et des stabilisateurs. La BHA a un effet prépondérant sur le comportement directionnel du système de forage. [6]

#### II-5-2-1 L'outils de forage Rotary :

L'outil ou trépan de forage est la pièce la moins volumineuse mais la plus importante pour réaliser un puits de forage. C'est le premier élément à s'attaquer aux terrains. Pour le foreur, l'outil qui se trouve au bout des tiges qui forent le sol est une des clés de son activité. [6]

Tout compte fait, l'outil est la seule partie de l'équipement qui actuellement fait le trou.

- a) **Types des outils de forage** :Il existe une grande gamme d'outils de technologies différentes pour couvrir tous les besoins techniques et économiques. . On distingue deux types d'outils, à molettes (tricônes) et monoblocs (diamant, PDC, TSP).[12]

**a)-1 Les outils à molettes (roller bits)** :Les outils à molettes ont été introduits dans le forage rotary par H.R. HUGUES en 1909. Ils peuvent être des bi-cônes (utilisés actuellement dans les déviations par pression), des tricônes (les plus utilisés dans les forages actuels) ou des quadri-cônes (actuellement disparus). [13]

Un outil à molettes est constitué de trois parties principales : les molettes, les roulements et le corps de l'outil.

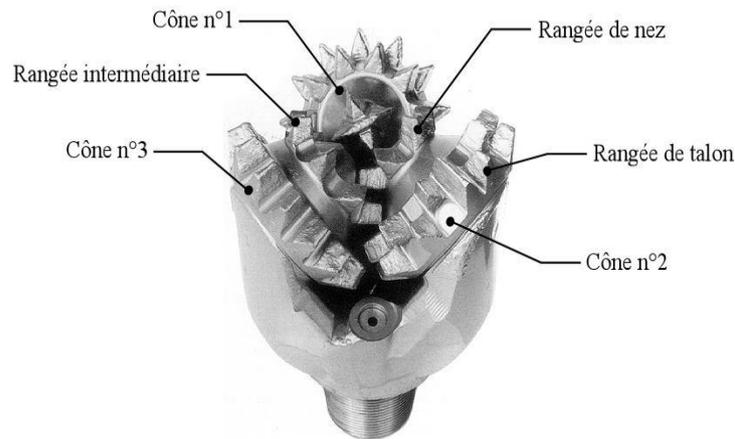


Figure N° II-02 : Un outil à molettes

*a)-2 Les outils diamantés monoblocs* : Les outils diamant ont fait leur apparition vers 1870 pour la recherche du charbon.

L'utilisation du diamant par l'industrie du pétrole est plus récente. L'utilisation du diamant s'est étendue au forage pétrolier vers 1930 (carottage). En Europe, les outils diamantés sont apparus vers 1953.

Les outils diamantés sont de trois types :

- à diamants naturels: le diamant naturel abruse la roche et travaille comme une macro meule.
- à taillants PDC (polycristallin diamond compact : diamant polycristallin) : ils cisailent la roche en découpant des copeaux comme un outil de tournage des métaux.
- à taillants TSP (thermally stable polycristallin : diamant thermostable).

La forme de tous ces outils de forage est monobloc ce qui leur confère une certaine solidité. [13]



**Figure N° II-03 :** Un outil à diamants naturels

*b) Choix Des Outils :* Le but de cette sélection est de choisir l'outil qui donnera le prix de revient du mètre foré le plus faible.

Des critères techniques et économiques vont donc intervenir dans cette sélection.

En raison de la grande variété de formations à forer, de la relative méconnaissance des caractéristiques de ces formations, des nombreux types d'outils disponibles sur le marché, de la rapide évolution de la technologie des outils et des coûts très différents des opérations de forage, il est relativement difficile de choisir l'outil le mieux adapté.

Donc Le meilleur outil étant celui qui permet d'obtenir le prix du mètre foré le plus bas, dans de bonnes conditions techniques. [14]

Le prix du mètre foré est donné par la formule suivante :

$$P_m = \frac{P_0 + P_h(T_r + T_m)}{m} \dots\dots\dots(II.1) \dots(II.1)$$

Où :

$P_m$ : Prix du mètre foré ;

$P_h$ : Prix de horaire de l'appareil de forage ;

$P_0$ : Prix de l'outil neuf ;

$T_r$ : Temps de rotation de l'outil pour effectuer le métrage M ;

$T_m$ : Temps de manœuvre nécessaire pour descendre et remonter l'outil ;

$m$ : Métrage foré.

### II-5-2-2 Les tiges de forage :

Les tiges de forage assurent la transmission du mouvement de rotation à partir de la table jusqu'à l'outil et permettent aussi la canalisation du fluide de forage jusqu'à ce dernier. Elles travaillent en tension afin d'éviter les problèmes liés à leur frottement contre les parois.[15]

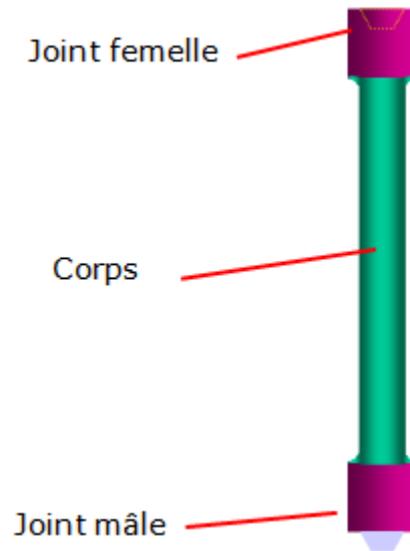


Figure N° II-04 : Tiges de forage

#### a) Caractéristiques des tiges de forage :

La garniture de forage est caractérisée par :

- **1) Le diamètre nominal** : est le diamètre extérieur du corps de la tige exprimé en pouces. Les diamètres nominaux normalisés sont :  $2^{3/8}$ '' ,  $2^{7/8}$ '' ,  $3^{1/2}$ '' , 4'' ,  $4^{1/2}$ '' , 5'' ,  $5^{1/2}$ '' . Il y a lieu de signaler que les tiges les plus utilisées pour le forage pétrolier sont  $3^{1/2}$ '' et 5'' , elles permettent de forer la plupart des programmes. [9](5)
- **2) Le grade** : Détermine la nuance de l'acier et exprime la résistance de la tige à la traction et à la torsion, La contrainte maximale admissible (La limite élastique) . Les grades normalisés sont : D55- E75 - X95 - G105 - S135 .

Le grade standard appliqué au forage est le grade E, si la résistance mécanique des tiges de grade E est insuffisante, on doit passer aux grades supérieurs (X, G ou S) ou on doit ajouter en tête des tiges de grades supérieurs (garniture mixte). [15]

Tableau N° II-06 : la charge de rupture et la limite élastique selon les grades des tiges

Grade	limite élastique		Charge de rupture
	Minimale PSI (Mpa)	Maximale PSI (Mpa)	Minimale PSI (Mpa)
E-75	75 000 (517)	105 000 (724)	100 000 (690)
X-95	95 000 (655)	125 000 (862)	105 000 (724)
G-105	105 000 (724)	135 000 (931)	115 000 (793)
S-135	135 000 (931)	165 000 (1 138)	145 000 (1 000)

- **3) La classification d'une tige** : Elle définit son degré d'usure lors de son utilisation qui entraîne la diminution de sa section causant ainsi la dégradation de ses caractéristiques mécaniques.

Les classes de tiges sont définies par l'API comme suit :

- **Classe I:** Tiges neuves, aucune trace d'usure, elles sont marquées d'une bande blanche.
- **Classe supérieure (premium):** Elles sont marquées de deux bandes blanches.
  - ✓ Réduction uniforme de l'épaisseur de 20% ;
  - ✓ Réduction excentrique de l'épaisseur de 20% ;
  - ✓ La section critique doit être calculée en fonction de la réduction uniforme de l'épaisseur de 20%.
- **Classe II:** Elles sont marquées d'une bande jaune.
  - ✓ Réduction uniforme de l'épaisseur de 20% ;
  - ✓ Réduction excentrique de l'épaisseur de 35% ;
  - ✓ La section critique doit se calculer en fonction de la réduction uniforme de l'épaisseur de 20%.

- **Classe III:** Elles sont marquées d'une bande orange.
- ✓ Réduction uniforme de l'épaisseur de 37.5% ;
- ✓ Réduction excentrique de l'épaisseur de 45% ;
- ✓ La section critique doit se calculer en fonction de la réduction uniforme de l'épaisseur de 37.5% .
- **Classe IV:** Elles sont marquées d'une bande verte.

Tiges possédant un degré d'usure supérieur à celui de la classe III. [15]

**Remarque :** Les tiges rebutées et les tiges fissurées sont marquées d'une bande rouge. Les sociétés pétrolières contrôlent leurs garnitures après usage et doivent se conformer aux normes API de la classe d'usure de leurs tiges. Exemple [16] p. 61-65.

**Tableau N° II-07:** Résistances mécaniques en fonction des pertes d'épaisseur

		<b>Classe I</b>	<b>premium</b>	<b>ClasseII</b>
<b>Résistance en tension(10<sup>3</sup> dan)</b>	3 1/2 – 13.30 Grade E	120.8	94.4	81.6
	5 – 19.50 Grade E	176	138.6	120.3
<b>Résistance en torsion(dan.m)</b>	3 1/2 – 13.30 Grade E	2 520	1 950	1 680
	5 – 19.50 Grade E	5 580	4 380	3 790
<b>Pression d'éclatement (Mpa)</b>	3 1/2 – 13.30 Grade E	95.1	87	76.1
	5 – 19.50 Grade E	65.5	59.9	52.4

Exemple:3 ½’’ -13.30 Grade E : 3 ½’’ diamètre extérieur de la tige, Grade E c'est la nuance du métal, 13.30 lbs/ft: la masse linéaire.

- **4) La gamme :** Exprime la longueur des tiges
  - Gamme1(Range1) :5.50 à 6.70m (18’’ à 22’’)
  - Gamme 2(Range2) : 8 .25 à 9.15m (27’’ à 30’’) est plus utilisée en forage.
  - Gamme 3(Range3) :11.60 à 13.70m (38’’à 45’’)[16]
- **5) Le poids nominal :** Exprimé en livres par pied .Il indique le poids du corps de la tige
 

Fabrication : Elles sont fabriquées à partir des tubes d'acier au carbone étirés sans soudure avec des extrémités refoulées.

A l'intérieur (internal upset ou IU)

A l'extérieur (external upset ou Eu)

Des extrémités mixtes (internal – external upset ou IEU)[15]

### II-5-2-3 Les Tools- joints :

Ce sont des joints qui font la liaison entre les tiges d'habitude soudées et /ou vissées au corps de tiges. Leurs caractéristiques sont : Le diamètre extérieur, leur filetage et le diamètre nominal de leur filetage. On procède parfois à les recharger extérieurement pour les protéger contre toute contrainte causant leurs usures. [11]



Figure N° II-05 : Tools- joints

### II-5-2-4 Les tiges lourdes (Heavy weight drill pipe) :

Sont plus flexibles que les masses tiges moins flexibles que les tiges normales. Dans les forages verticaux on utilise les tiges lourdes pour créer un gradient de rigidité intermédiaire entre des masses tiges et des tiges puisqu' on a affaire dans ce cas à une variation de section causant l'apparition des contraintes élevées.[11]



Figure N° II-06 : Tige lourde standard

### II-5-2-5 Masse-tiges :

Les masse-tiges fournissent des efforts d'application de l'outil de forage (poids sur l'outil) et permettent aux tiges de forage de ne pas travailler en compression, le poids

utilisé par les masse – tiges ne devra pas dépasser 80% de leur poids propre dans la boue, elles sont plus rigides que les tiges lourds. Elles sont caractérisées par : [15]

**Tableau N° II-08 : Caractéristiques des masses tiges recommandées**

<b>Diamètre extérieur Nominal (Pouce)</b>	<b>Diamètre intérieur (Pouce)</b>	<b>Longueur (pieds)</b>	<b>Diamètre de forage (pouce)</b>
9 ½	3	30	De 24 à 12 ¼
7 ¾ à 8	2 13/16	30	9 7/8
6 ¾	2 13/16 ou éventuellement 2 ¼	30	De 8 ¾ à 8 ½
4 ¾	2 ¼	30	De 6 ¾ à 6

**a) Les différents types de masses-tiges:**

- Masses tiges classiques :
  - 1) Masses tiges lisses : Elles sont lisses sur toute leur longueur .L'utilisation du collier de sécurité pour leur manœuvre dans le puits est obligatoire.
  - 2) Masses tiges à rétreints : Deux retraits sont usinés dans la partie supérieure pour permettre l'utilisation de la cale et l'élévateur sans collier de sécurité.
- Masses tiges à extrémités soudées : Les extrémités sont filetées séparément du corps puis reliées à ce dernier par soudure.
- Masses tiges à partie centrale surdimensionnée : Utilisées dans les grosses dimensions elles assurent un meilleur guidage et une meilleure rigidité d'où moins de tendance à dévier.

La partie supérieure est réduite pour permettre le repêchage par l'extérieur avec un overshot standard et l'utilisation de filetages courants, donc de couples de serrage acceptables.

- Masses tiges carrées : Ayant une rigidité importante et un très bon guidage dans le trou, elles sont utilisées pour supprimer les dog legs et diminuer la déviation.

Les angles sont rechargés par un composite carbure – diamant pour éviter leur usure dans les terrains abrasifs.

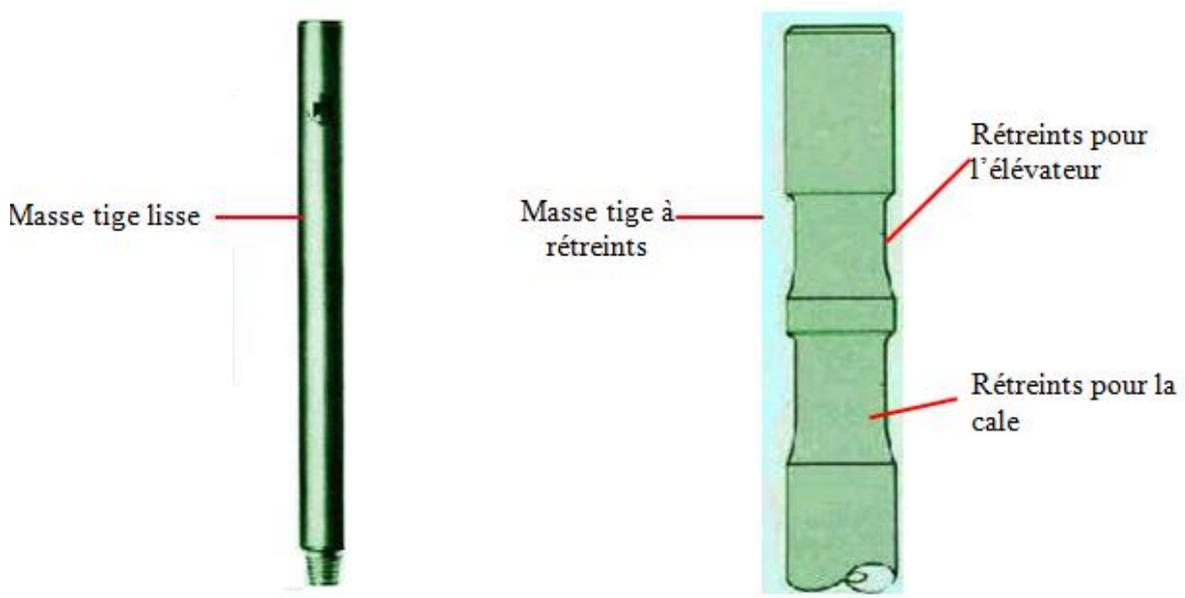
On n'utilise jamais les masses-tiges carrées dans un trou. Cette masse-tiges doit être placée au-dessus d'un aléreur, lui-même placé directement sur l'outil. La présence de cet aléreur est indispensable car, étant donné le faible jeu de la masse-tige carrée dans le trou, il y aurait coincement en cas de perte de diamètre de l'outil.

Cet aléreur devra être du type à rouleaux droits (non inclinés), possédant des picots en carbure de tungstène pour obtenir un parfait calibrage du trou.

- Masses tiges spirales : Elles réduisent le risque de coincement par pression différentielle en diminuant la surface de contact masse-tiges / trou. Leur masse est d'environ 4% inférieure à celle des masse-tige classiques.
- Masses tiges amagnétiques : Elles sont utilisées lorsqu'on veut faire des mesures de déviation avec une référence par rapport au nord magnétique.

Ces masse tiges sont de forma cylindrique .On n'en utilise qu'une seule, placée directement au -dessus de l'outil et centrée par un stabilisateur à sa partie supérieure.[15]

L'inspection est du type ultrasonique si elle se fait à usure, par ressuage si elle se fait sur le chantier.



**Figure N° II-07 : Masses-tiges [11]**

### II-5-2-6 Les raccords :

Pour connecter tous les éléments de la garniture entre eux, il est nécessaire, soit d'utiliser le même filetage, ce qui n'est pas possible compte tenu de la grande variété de dimensions nominales, soit d'intercaler des raccords d'adaptation (cross over sub ou X sub ou sub). Le contracteur de forage doit posséder un éventail le plus large possible afin de couvrir tout changement de masses-tiges, de moteur, de stabilisateur,, etc.[11]

### II-5-2-7 Les stabilisateurs :

Comme leur nom l'indique, ils sont incorporés à la garniture de forage et plus précisément au niveau des masses-tiges afin de garder et contrôler la trajectoire de l'outil, qu'elle soit verticale ou inclinée. Leurs formes et construction sont multiples en fonction des terrains, des abrasivités, et des puis plus ou moins long que l'on désire. Trois stabilisateurs sur une BHA (Bottom Hole Assembly) paraît être un maximum compte tenu des frottements importants qu'ils procurent dans le puits.[15]

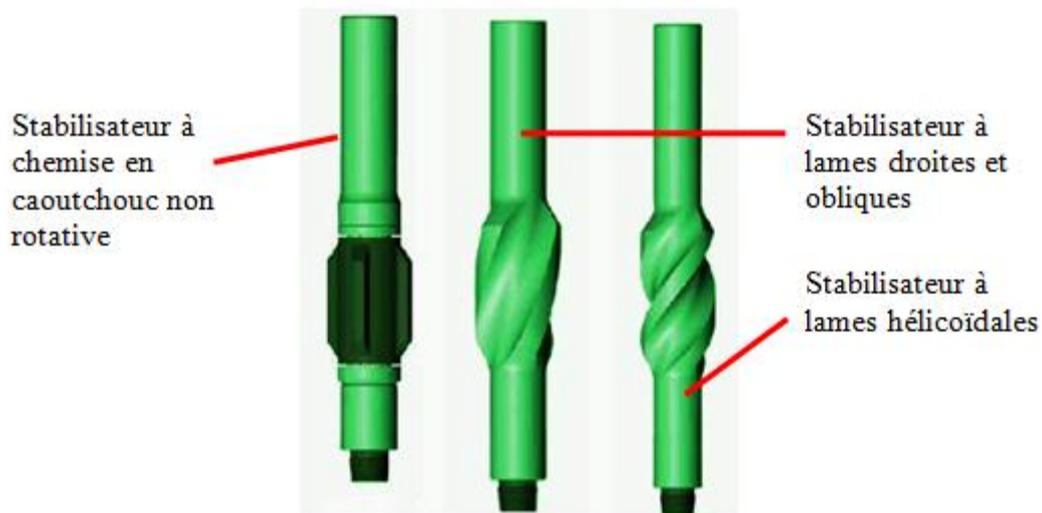


Figure N° II-08 : Exemples de stabilisateurs [11]

### II-5-2-8 Shock-absorber :

Il se présente comme une masse-tige que l'on visse juste au-dessus de l'outil. Sa fonction est d'amortir (filtrer) les vibrations générées par la rotation de l'outil de forage.[15]

**II-5-3 Choix d'une garniture de forage :**

Le choix de la garniture de fond se fera en fonction du diamètre du puits et du poids à appliquer sur l'outil de la trajectoire. Il faut veiller à utiliser des garnitures de fond aussi courtes que possible afin de réduire le couple, la friction, les pertes de charge annulaires et les risques de rupture liés au travail de cette partie de la garniture en compression. Une transition doit être aménagée entre les tiges et la garniture de fond afin de minimiser les risques d'endommagements par fatigue.[17]

**II-5-3-1 Garniture simple :**

Le choix et la fonction des tiges :

- De la profondeur maximale pouvant être atteinte suivant la composition de la garniture de forage.
- De la réserve de traction disponible (en cas de coincement)

Longueur maximale de tiges :

Compte tenu des résistances en traction à la limite élastique (Tableau N°07: Résistances mécaniques en fonction des pertes d'épaisseur), on peut calculer la profondeur maximale atteinte, dans certaines conditions, et pour un type de tige ( chapitre III).

Dans le cas où la longueur maximale de la garniture ne permet pas d'atteindre la profondeur fixée avec la même réserve de traction, la poursuite de l'opération de forage, on doit passer au grade supérieur que Grade E (Garniture Mixte)[17]

**II-5-3-2 Garniture Mixte :**

Il faut ajouter en tête de la même garniture, des tiges de poids nominal ou de grade supérieur dans ce cas. On cherche alors la longueur maximale des nouvelles tiges en fonction de la même réserve de traction fixée. (La méthode du calcul de la longueur du nouveau tronçon est présenté dans le chapitre III) [17]

**II-6 Le choix d'un appareil de forage :**

Choisir un appareil adapté aux besoins de capacité et de puissance requis par le programme de forage constitue un préalable à toute opération de forage.

Un appareil trop lourd entraîne un surcoût en consommations et en frais de location journaliers, tandis qu'un appareil sous - dimensionné conduit à accroître les risques et à limiter les possibilités de traction.

Chaque appareil de forage est donc conçu pour forer dans une gamme de profondeurs donnée. On peut les classer schématiquement, pour des tiges de 4"1/2, en appareils légers (moins de 2000 m), moyens (entre 2000 et 3000 m), lourds (entre 3000 et 5000 m) et ultra - lourds (plus de 5000 m).

La réalisation de ces programmes conduit aux calculs des poids des colonnes et de garnitures.

Il s'agit alors de définir en fonction des valeurs calculées les capacités et les puissances requises des principaux équipements en tenant compte des coefficients de sécurité et des marges de traction préalablement choisis. Sans oublier la combinaison des paramètres géologiques et géophysiques des formations à traverser. Ces renseignements permettent de définir le mode de forage, les appareils les mieux adaptés aux formations et l'ordre de grandeur des différents paramètres nécessaires à la conduite d'un tel processus dans les meilleures conditions techniques et économiques, sans oublier l'aspect sécuritaire.[14]

## II-7 Phases de forage et de tubage

Le forage d'un puits pétrolier passe généralement par plusieurs phases. Le passage d'une phase à une autre se traduit par la diminution du diamètre du puits qui devient de plus en plus petit (26", 16", 12 ¼", 8½"... ). Le forage ayant été accompli à la profondeur prévue pour une phase donnée, la garniture entière est remontée en surface pour le changement de l'outil et de la BHA en vue de la prochaine phase. Mais avant le début de la nouvelle phase, la phase déjà forée doit être tubée et cimentée. Le tubage consiste à descendre dans le puits des tubes en acier (*casing*) afin de consolider les parois du puits au fur et à mesure de l'avancement du forage et surtout de préparer l'infrastructure pour la production une fois la cible atteinte. Cette opération, périlleuse du fait du faible jeu tubage-trou et la quasi impossibilité de mettre en rotation la colonne de tubage, consiste en une manœuvre de descente par ajout unitaire de tubes. D'une phase de forage à l'autre, les tubages sont empilés les uns dans les autres depuis la surface. A la fin de la descente et pendant chaque phase, c'est par circulation directe (c'est à dire injection du fluide par l'intérieur du tube et retour par l'annulaire) que l'on mettra en place le ciment dans l'annulaire (phase cimentation). La qualité de la cimentation dépend de la manière dont le ciment s'écoule dans l'annulaire. Un anneau de ciment ayant une épaisseur suffisante permet d'assurer un lien étanche et résistant entre le corps du tube et les parois du puits.

Pour l'élaboration d'un programme de tubage, la considération du jeu entre le tubage et les parois du puits est très importante. D'autres considérations doivent aussi être prises en compte dans le programme du tubage comme les pressions des fluides dans les terrains forés ou la résistance mécanique des tubes utilisés. [8]

### **II-8 Le Phase 12" ¼ :**

Parmi les phases de forage pétrolier, notre étude s'intéresse à la phase 12"<sup>1/4</sup>.

Le but de cette phase est de couvrir avec la colonne 9"<sup>5/8</sup> la partie inférieure du Crétacé et une partie des formations du Jurassique (Lias Salifère et Argileux) et d'isoler ainsi les formations qui ne résisteront pas à la densité de la boue lors de la prochaine phase.

La cote d'arrêt se situe à environ 40 mètres sous le toit du Lias Argileux généralement.

Parmi les couches traversées dans cette phase une couche de sel massif dans le Sénonien +/- 418 m. un risque de tractions et Coincements au niveau des argiles fluides du TS2 existe.

Des pertes de boue sont possibles dans l'Aptien, il faut faire attention aux augmentations de la densité par une surcharge en cuttings. Et faire une circulation de l'annulaire si nécessaire à la base de l'Albien.

Venues d'eau douce de l'Albien ne pouvant être liées, compte tenu des densités de boue utilisées pour cette phase, qui a un mauvais remplissage en manœuvre ou un effet de pistonage.

Tendance à la déviation (surtout pour les puits implantés sur la structure centrale).

Ces problèmes sont des obstacles pour le forage durant cette phase dans le champ HMD. Enfin la partie spéciale dans notre mémoire analyse de façon profonde ces problèmes Pour mieux les comprendre.[18]

## *Chapitre III*

---

### *Elaboration d'un programme de forage*

**III-1 Introduction:**

L'élaboration d'un programme de forage d'un puits est une étape très importante pour le bon déroulement de l'opération de forage. Ce programme dépend de plusieurs facteurs, à savoir :

Destination du puits, profondeur du puits, caractéristiques des formations, type de complétion, méthode de forage, particularités géologiques des formations, profil du puits.

Il est structuré comme suit :

- Harmonisation des diamètres;
- programme d'outils ;
- Programme de la Garniture de forage ;
- Programme de Tubage ;
- Programme de Cimentation ;
- Programme de boue.

Ce chapitre se base beaucoup plus sur le programme du fluide de forage à cause de son importance et son influence sur la perte de circulation au cours du forage .

**III-2 Harmonisation des diamètres**

L'harmonisation a pour but de choisir les diamètres de forage et de sélectionner les diamètres des colonnes de tubage à descendre dans le puits.

Le choix des diamètres de l'outil de forage et de tubage des différentes phases se fait à partir de celui de la dernière colonne à descendre (colonne de production). Le calcul se fait de bas en haut ; ensuite on détermine le diamètre du trou à forer pour chaque phase de telle manière à ce que le tubage descende librement en respectant les normes API.[1]

Ainsi donc l'harmonisation doit répondre aux exigences suivantes:

- Passage libre de la colonne à descendre ;
- Epaisseur suffisante de ciment dans l'espace annulaire (gaine de ciment) ;
- Possibilité d'introduire des appareils de mesure ;[19]

**III-3 Programme d'outils et régime de forage :**

L'outil de forage est le premier élément qui s'attaque au terrain, donc c'est la pièce la moins volumineuse mais la plus importante.

L'outil fore sous l'action d'une charge axiale WOB et d'un couple moteur RPM. Son type, sa forme et sa résistance doivent être bien adaptés aux terrains à traverser. (Pour plus de détails voir le deuxième chapitre Généralités sur le forage)

Le régime de forage est un ensemble de facteurs qui exercent une action directe sur le processus de forage. Cet ensemble est composé de :

- Choix des outils ;
- La vitesse de rotation (RPM) ;
- Poids sur l'outil (WOB) ;
- Débit de circulation (Q) ;
- Caractéristiques des fluides de forage.

Les paramètres doivent être déterminés de façon à ce que l'opération de forage se passe sans problèmes.

Alors ; pour la détermination d'un régime optimal, nous devons prendre en considération :

- La lithologie de la formation ;
- Les propriétés physico mécaniques des formations ;
- Les profondeurs du gisement ou des couches productives ;
- Les diamètres du puits en fonction des profondeurs. [13]

#### **III-4 Programme de la garniture de forage :**

La garniture de forage (drill stem ou drill string), appelée aussi train de sonde ou assemblage de fond, c'est donc le moyen de liaison entre l'outil de forage travaillant au fond et une motorisation rotative en surface, Parmi ses rôles principaux:

- La transmission du couple de rotation à l'outil ;
- assure un poids sur l'outil (WOB) pendant le forage;
- le passage du fluide de forage qui doit aboutir à l'outil ;
- Permet la réalisation des opérations spéciales telles que la cimentation, le repêchage et les tests de formation (DST) ;
- Guider et contrôler la trajectoire d'un puits ;

- Permet de connaître avec une bonne précision la profondeur atteinte en forage ;
- Transmet l'énergie hydraulique dans un turboforage (quand on travaille avec un moteur de fond). [15]

Une garniture de forage est constituée des principaux éléments suivants :

- les tiges (Drill Pipes) ;
- les tiges lourdes (Heavy Weight Drill Pipes) ;
- les masse-tiges (Drill Collars).

Cette composition permet à la garniture de travailler en traction et en compression, telle que la partie supérieure de la garniture travaille en traction tandis que la partie inférieure de la garniture travaille en compression, mais lorsqu'elle soit suspendue toute la garniture travaille en traction. [6]

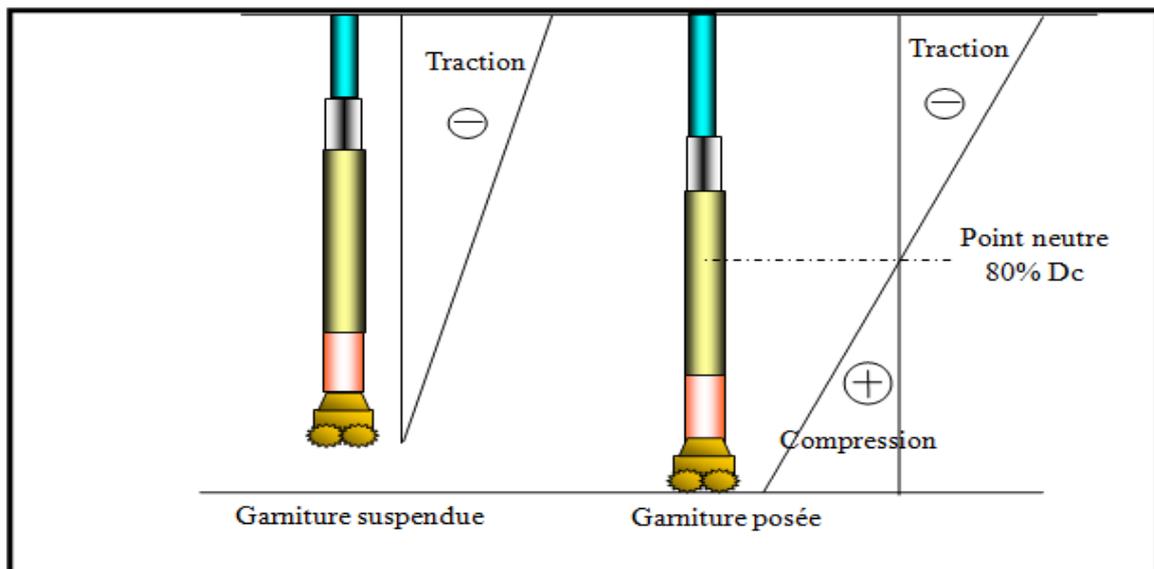


Figure N° III-01 : Répartition des efforts

### III-5 Programme de Tubage

#### III-5-1 Introduction :

Après avoir foré en profondeur pour une phase donnée, il est indispensable de descendre dans le puits une colonne de tubage afin de pouvoir continuer le forage des phases suivantes en toute sécurité et le faire fixer à l'aide d'un bouchon de laitier du ciment

entre les parois et le trou et le diamètre extérieur des tubes. Cette opération s'appelle ; opération de tubage.

### **III-5-2 But du tubage :**

Les principaux buts de tubage sont :

- La séparation de toutes les couches incompatibles traversées (aquifères, gazéifier et pétrolières) ;
- Le maintien en place des parois du puits afin du pouvoir continuer le forage dans des bonnes conditions techniques ;
- Couvrir les zones à perte ;
- Séparer les couches à faible pression ;
- Sécuriser et mettre en place de l'équipement de production tout le long du puits.[19]

### **III-5-3 Les différents types de colonnes:**

Dans les puits de pétrole et de gaz on trouve généralement les colonnes suivantes :

#### **III-5-3-1 Tube guide :**

Le tube guide est une colonne très courte utilisée lorsque la couche de surface est tendre et sujet à des éboulements. Son but est de protéger les colonnes ultérieures contre la corrosion ; prévenir l'affouillement du terrain sur les pieds de l'appareil de forage.

Parfois on l'utilise pour la mise en place d'un obturateur de sécurité s'il y a risque de rencontrer des couches à gaz à faible profondeur.

#### **III-5-3-2 Colonne de surface ou de fermeture des eaux de surface :**

On l'appelle aussi la colonne de protection des eaux douces de surface, elle permet de maintenir en place les terrains de surface qui sont généralement friables et sujets à des éboulements. Elle est cimentée jusqu'en surface et sert d'assise pour la tête de puits. Ce tube doit avoir suffisamment de résistance pour pouvoir supporter l'obturateur et résister aux pressions rencontrées au cours de la réalisation du sondage.

Cette colonne doit fournir un encrage solide pour la tête de puits quand ce dernier est mis en production.

**III-5-3-3 Une ou plusieurs colonnes techniques ou intermédiaires :**

Suivant les difficultés des terrains et la profondeur du puits, on descend une ou plusieurs colonnes intermédiaires. Le but principal de cette colonne est de protéger le trou et de rendre possible la poursuite de forage.

Les colonnes techniques doivent être obligatoirement cimentées jusqu'en surface pour les puits à gaz, mais pas nécessairement pour les puits à huiles.

**III-5-3-4 Colonne de production :**

La pose de cette colonne constitue un des objectifs principaux de forage d'un puits pétrolier. Ce tubage isole le réservoir de tous les fluides indésirables de la zone de production elle-même ainsi que les zones traversés par le puits.

Cette colonne peut être suspendue soit en surface dans la tête de puits, soit en profondeur (encrage dans une colonne technique), dans ce cas on l'appelle une colonne perdue ou Liner.

Avant toute descente d'une colonne de tubage, le responsable doit faire des calculs de tubage, en tenant compte de la sécurité, l'économie et le provisionnement.

Deux méthode de calcul existe pour le programme de tubage ; la méthode de LA GULF et la méthode de calcul API.

**III-6 Programme de Cimentation****III-6-1 Introduction :**

Les opérations de tubage et de la cimentation sont deux opérations complémentaires, dont le but principal est de relier la couche productrice de l'huile ou du gaz par la surface ; en assurant la production en toute sécurité.

Cimenter une colonne de tubage consiste à mettre en place un laitier de ciment dans tout ou une partie de l'espace annulaire entre le tubage et le trou foré. [1]

**III-6-2 Les buts de la cimentation**

- Prévenir le dévissage des tubes lors du forage ;
- L'étanchéité de la colonne ;
- Réalisation d'une séparation entre différentes couches poreuses peuvent contenir des fluides a pression déférentes ;
- Prévenir la pollution des nappes d'eau douces par la boue ;

- La séparation des horizons perméables entre eux ;
- La protection de la colonne contre la corrosion, par les agents chimiques (eau minéralisée) ;
- L'ancrage de la colonne aux parois de puits. [6]

### **III-7 Programme de boue**

#### **III-7-1 Introduction et historique :**

L'élément important et principal qui peut créer beaucoup de problèmes lors du forage c'est bien la boue de forage, si celle-ci n'est pas bien contrôlée.

Il a été rapporté que la boue est utilisée pour la première fois en USA (TEXAS) et son évolution se fait au fur à mesure pour les problèmes rencontrés et la possibilité technique.

On peut diviser l'historique de la boue en quatre phases :

1. Période artisanale 1901 ;
2. Période empirique 1901 – 1928 ;
3. Période expérimentale 1928 – 1955 ;
4. Période technique 1955 à ce jour.

L'établissement du programme de boue constitue une opération primordiale pour la réussite d'un forage. Il s'agit en effet de choisir les caractéristiques de boue, afin qu'on puisse atteindre l'objectif dans les meilleures conditions économiques, tout en respectant certaines données.

A cet effet, la boue de forage est choisie en fonction de la nature de formation, de l'architecture du puits et des objectifs de sondage.

Les boues de forage sont des fluides non newtoniens, mais visqueuses ou viscoplastiques (elles sont composées d'une phase solide et d'une phase fluide).

Les performances de forage ont considérablement évolué grâce aux progrès techniques sur la nature physico-chimique des fluides de forage.[22]

#### **III-7-2 Rôle de la boue de forage :**

Les fonctions les plus importantes du fluide de forage sont :

- Refroidir et lubrifier de l'outil et la garniture de forage ;

- Contrôler les fluides des formations traversées et remonter efficacement les cuttings hors du puits ;
- Maintenir la stabilité des parois du puits ;
- Réduire le torque et les frottements de la garniture avec les parois de trou ;
- transmettre la puissance au moteur de fond.[22]

### III-7-3 Classification des fluides de forage :

Les fluides de forage peuvent être subdivisés en deux groupes:[23]

#### III-7-3-1 Fluide de forage dont la phase continue est l'eau :

Ces fluides sont constitués par trois phases distinctes :

- **Phase liquide** : elle représente l'eau, cette eau peut être douce ou salée, les eaux de mer sont aussi parfois utilisées ; cette phase est aussi constituée des produits chimiques solubles dans l'eau.
- **Phase colloïdale** : cette phase est constituée essentiellement par les argiles, ces derniers sont ajoutés pour donner du corps à la boue (la viscosité). La bentonite est l'argile la plus utilisée dans ce type de boue.
- **Phase solide** : les solides ajoutés au fluide de forage tel que la barytine  $BaSO_4$  (connu par la Baryte) mais aussi les sables, calcaires et dolomies sont des corps insolubles dans l'eau, ils n'agissent que par effet de masse.

#### III-7-3-2 Fluide de forage dont la phase continue est l'huile :

On distingue les boues directes et les boues inverses. Tous comme les fluides à base d'eau les fluides à bases d'huile sont constitués de trois phases :

- **Phase liquide** : l'huile peut être un huile raffiné ou de brut, et l'eau d'émulsion peut être douce salée ou salée saturée ;
- **Phase colloïdale** : les savons et les argiles qui donnent de la viscosité à la boue et qui réduisent son filtrat ;
- **Phase solide** : on ajoute le Barytine, carbonate de calcium, dolomie et les sables.....etc.

III-7-4 Circulation de la boue

La procédure consiste à remplir périodiquement le tubage lors de sa descente dans le trou, et faire circuler la boue entre le tubage et les parois du trou.

Une condition essentielle pour une bonne pose de colonne consiste à avoir un trou en bon état et bien le nettoyer des débris de forage et du cake de boue en excès avant la cimentation. Les trous et les boues non conditionnés ont causé ainsi des cimentations primaires défectueuses, des dépenses supplémentaires pour des cimentations secondaires, et même des reforages de puits.

Une des fonctions importantes de la circulation est la vérification du système de conduites en surface; une autre, dans l'élimination des débris et du cake de boue avant la cimentation.[6]

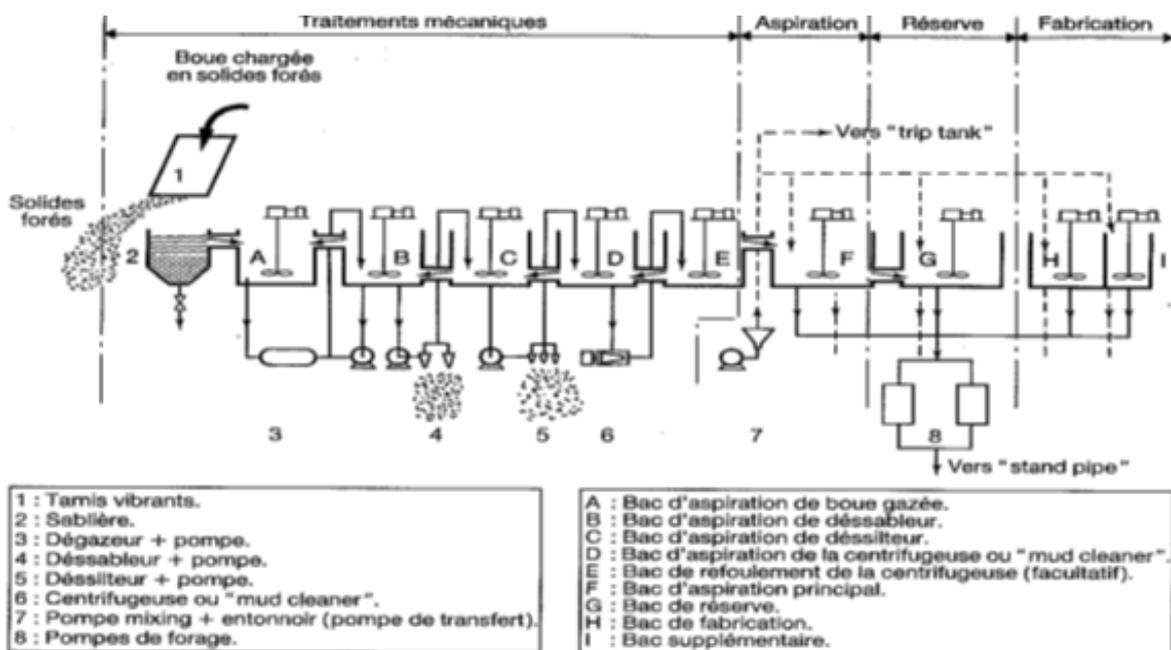


Figure N° III-02 : Circuit de boue. [12]

III-7-5 Programme de fluide de forage [22] :

III-7-5-1 Volume nécessaire de Boue :

Le volume du circuit de boue est composé de trois volumes qui sont :

- **Volume de surface  $V_s$** : c'est la somme des volumes de la goulotte, bac d'aspiration et celui de décantation.

- **Volume de trou  $V_{tr}$** : c'est le volume qui se trouve à l'intérieur du puits, du fond jusqu'en surface, lorsque la garniture est en surface.
- **Volume de réserve  $V_{rés}$** : c'est le volume nécessaire en cas de perte. il est égale au volume de trou pour la première phase (cas où il y a des pertes totales) et la moitié de ce volume pour les autres phases (cas où il n'y a pas des pertes).

Le volume de circuit ( $V_c$ ) est donc calculé comme suit :

$$V_c = V_s + V_{tr} + V_{rés}$$

Avec :

$$V_s = V_{goulotte} + V_{bac\ asp} + V_{bac\ déc}$$

$$V_{tr} = (\pi D_1^2 / 4) L_1 + (\pi D_2^2 / 4) L_2 K$$

$$V_{rés} = V_{tr} \text{ Si on y est dans la première phase = grand diamètre}$$

$$V_{rés} = 1/2 V_{tr} \text{ Si on y est dans un trou possédant deux parties}$$

### III-7-5-2 Calcul du volume de boue (phase 12''<sup>1/4</sup>) :

$$\text{Volume total } V_c = V_s + V_{tr} + V_{rés}$$

$$\text{Volume de surface } V_s = 5 + 37.8 + 34 = 76.8 m^3$$

$$\text{Volume du trou } V_{tr} = (\pi D_1^2 / 4) L_1 + (\pi D_2^2 / 4) L_2 K$$

$D_1$ : Diamètre intérieur de tubage 13''<sup>3/8</sup> = 0,315 m

$D_2$ : Diamètre de l'outil 12''<sup>1/4</sup> = 0,311 m

$L_1 = 2307$  m,  $L_2 = 814$  m

$K$ : Coefficient de cavernosité = 1,25

$$V_{tr} = (\pi(0.315)^2 / 4) 2307 + (\pi(0.311)^2 / 4) 814(1.25) = 257 m^3$$

Volume de réserve  $V_{rés} = 1/2 V_{tr} = 257/2 = 128,5$  (pas de risque de perte)

$$V_T = 76.8 + 257 + 128.5 = 462.3 m^3$$

$$\mathbf{V_T = 462.3 m^3}$$

**III-8 Conclusion :**

L'élaboration d'un programme de forage avec tous les programmes de l'harmonisation des diamètres, l'outil et la garniture de forage, tubage, autrement dit la cimentation est une étape essentielle et très importante pour assurer une bonne prédiction afin de faciliter la réalisation d'un puits dans les normes. Notamment le programme de la boue car la correspondance directe entre la boue forage et la perte de circulation qui nous a fait concentrer sur le calcul de boue avec plus de détails.

## *Chapitre IV*

---

### *Généralités sur la perte*

**IV-1 Introduction :**

Les conditions économiques et environnementales de l'industrie pétrolière imposent que les opérations de forage soient conduites avec un maximum d'efficacité et de sécurité. Le contrôle et la prévention des pertes de boue sont des priorités pour respecter de telles exigences, essentiellement lors des opérations de forage du réservoir.

Malgré tous les progrès réalisés au cours des dernières années, les pertes de boue constituent, de nos jours encore, un obstacle majeur au déroulement normal des opérations de forage.

Cette perte impose un arrêt de forage dont la durée est difficilement prévisible. Les surcoûts de l'opération, la future production du puits et sa durée de vie ainsi, peut causer d'autres problèmes tel que les coincements et les venues, pouvant aller jusqu'à la perte du puits.

Ce chapitre est destiné à mettre en évidence ce phénomène de perte en donnant une définition exacte de la perte du fluide du forage, ces types tout en expliquant ses raisons et ses conséquences, et donner des solutions et un traitement possible de ce problème de perte.

**IV-2 Définition :**

Les pertes de circulation sont la conséquence logique des déséquilibres de pression, existante ou créé, entre le milieu traversé et le fluide utilisé en forage.

Les pertes de circulation sont définies comme la perte totale ou partielle du fluide de forage (la boue de forage) dans les formations , c'est-à-dire un débit de boue à la sortie du puits inférieur au débit de pompage.

Donc on distingue deux types de pertes : Les pertes partielles et les pertes totales.[24]

**IV-3 Types de pertes de circulation :****IV-3-1 Les pertes partielles :**

Les pertes sont partielles lorsqu'une partie seule du volume pompé dans le puits revient en surface après leur passage dans le puits, il y a donc une diminution de retour de boue. Le puits reste plein durant l'arrêt de pompage.

Dans le cas de perte de circulation partielle, on peut avoir les indices suivants :

- Diminution du niveau de la boue sur les bacs .
- Si la pompe de forage en arrêt (cas de manœuvre) le niveau hydrostatique de la boue de forage dans le puits est diminué partiellement.[25]

#### IV-3-2 Les pertes totales :

Une perte est dite totale, lorsqu'il n'y a pas de retour à la goulotte et que le puits se vide partiellement ou totalement.

Dans le cas de perte de circulation totale, on peut avoir les indices suivants :

- Si la pompe de forage est en marche (en cours du forage) on observe que le retour de la boue est nul.
- Si la pompe de forage est en arrêt (cas de manœuvrer) le niveau hydrostatique de la boue de forage dans le puits est en diminution brusque. [25]

#### IV-4 La nature des pertes :

On considère trois types par rapport à la nature de la perte :

##### IV-4-1 Perte naturelle :

Elle se produit soit dans les vides de la roche (pores, fissures, fractures), lorsque la pression de fluide de forage est supérieure à la pression de la couche de gisement

$$P_{boue} > P_{couche} \quad [26]$$

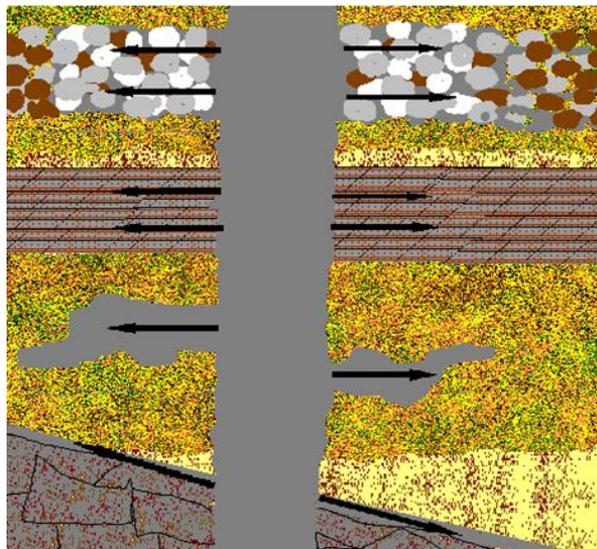
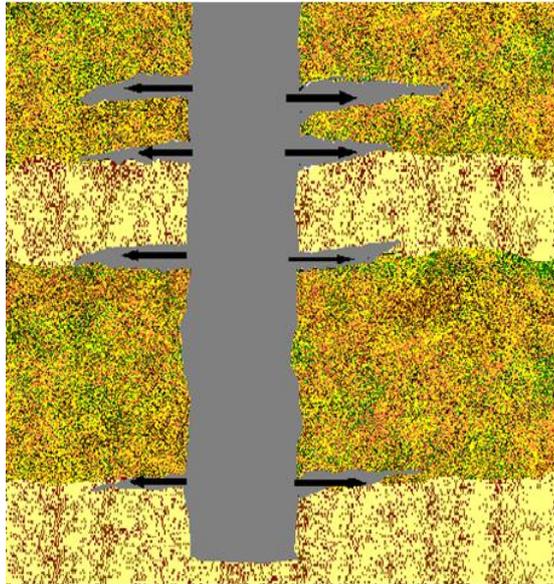


Figure N° IV-01 : Perte naturelle

**IV-4-2 Pertes par craquage :**

Elles se produisent dans les vides créés (fissures ou fractures) lorsque la pression exercée par la boue est supérieure à la pression de fracturation de la roche ( $p_f > p_{frac}$ )[26]. (Voir le titre IV-6-2 Calcul de la pression)



**Figure N° IV-02 : Perte par craquage**

**IV-4-3 Perte par filtration :**

Le phénomène de la filtration est lié entre la boue de forage et les pores de la roche sous l'action de la différence de pression entre eux, c'est le passage du filtrat dans la formation.

Une large quantité de boue envahissant les formations perméables est palliée 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.[27]

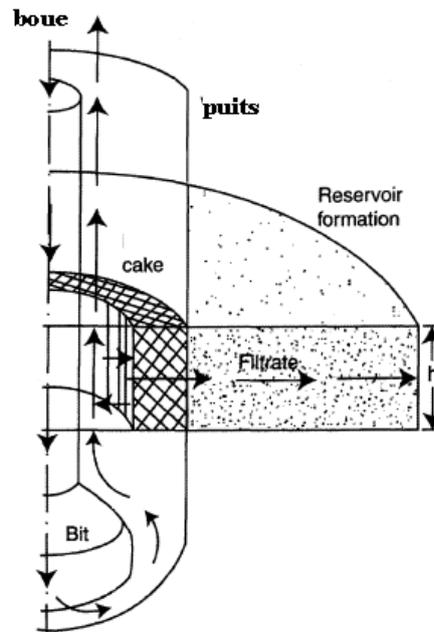


Figure N° IV-03 : Perte par filtration

#### IV-5 Formations susceptibles à créer des pertes :

Il existe quatre catégories de formations offrant des possibilités de pertes (figure N° IV-04), ce sont par ordre de gravité croissant [28]

##### IV-5-1 Les formations non consolidées ou perméables :

Bien qu'il soit impossible de déterminer exactement la formation capable d'arrêter la boue, il faut retenir que, pour qu'il y ait perte il est nécessaire que les ouvertures des pores soient plus grandes que les dimensions des particules de boue.

L'élément solide d'une boue n'entre pas dans les pores des couches ordinairement rencontrées telles que les argiles, les marnes ou les sables de perméabilité normale. Par contre certaines couches laissent pénétrer les phases liquides et solides de la boue en offrant des ouvertures suffisantes :

- Les sables grossiers, contenant des particules de grandes dimensions, se rencontrent le plus souvent à de faibles profondeurs et constituent des terrains très perméables et peu compactés.
- Les graviers contiennent un nombre insuffisant de petites particules (petits graviers ou sables) permettant d'empêcher les pertes.

- Les réservoirs gréseux, les pertes dans ces zones sont des pertes par filtration. Ces dernières seront contrôlées de très près de façon à minimiser le rayon d'invasion de la formation par le fluide de forage. On réduira le plus possible le filtrat de la boue par un choix très strict des produits à utiliser dans la boue.
- Les dolomies, ce sont très souvent des couches très peu consolidées s'effritant très facilement sous l'action de l'outil et sujettes à des pertes de boue.[24]

**IV-5-2 Les formations naturellement fracturées:**

Certaines couches rocheuses sont souvent fissurées par suite des pressions de compaction dues à l'enfouissement (pression géostatique). Ce type de fracture existe lorsqu'il y a un changement brutal de dureté des formations successives (roche carbonatées et les roches volcaniques). Sans oublier que la fracturation naturel est lié originalement à l'activité tectonique du champ. [24]

**IV-5-3 Les formations fragiles :**

Elles sont sensibles aux fractures provoquées. Ce sont préférentiellement des terrains de faible structure comme les grés. Ces terrains sont influencés par la pression hydrostatique de la boue de forage, ce qui provoque des pertes partielles même parfois totales.[24]

**IV-5-4 Les formations cavernieuses :**

Elles se présentent surtout en terrains calcaires par suite du phénomène de passage d'eau et la dissolution en créant du vide. Dans ces zones cavernieuses, les chemins de passage du fluide sont généralement de très grande surface et constituent soit des cavités, des crevasses ou des canaux. Dans ce type de formation le volume de perte peut être trop grand en fonction de la liaison des fissures.[24]

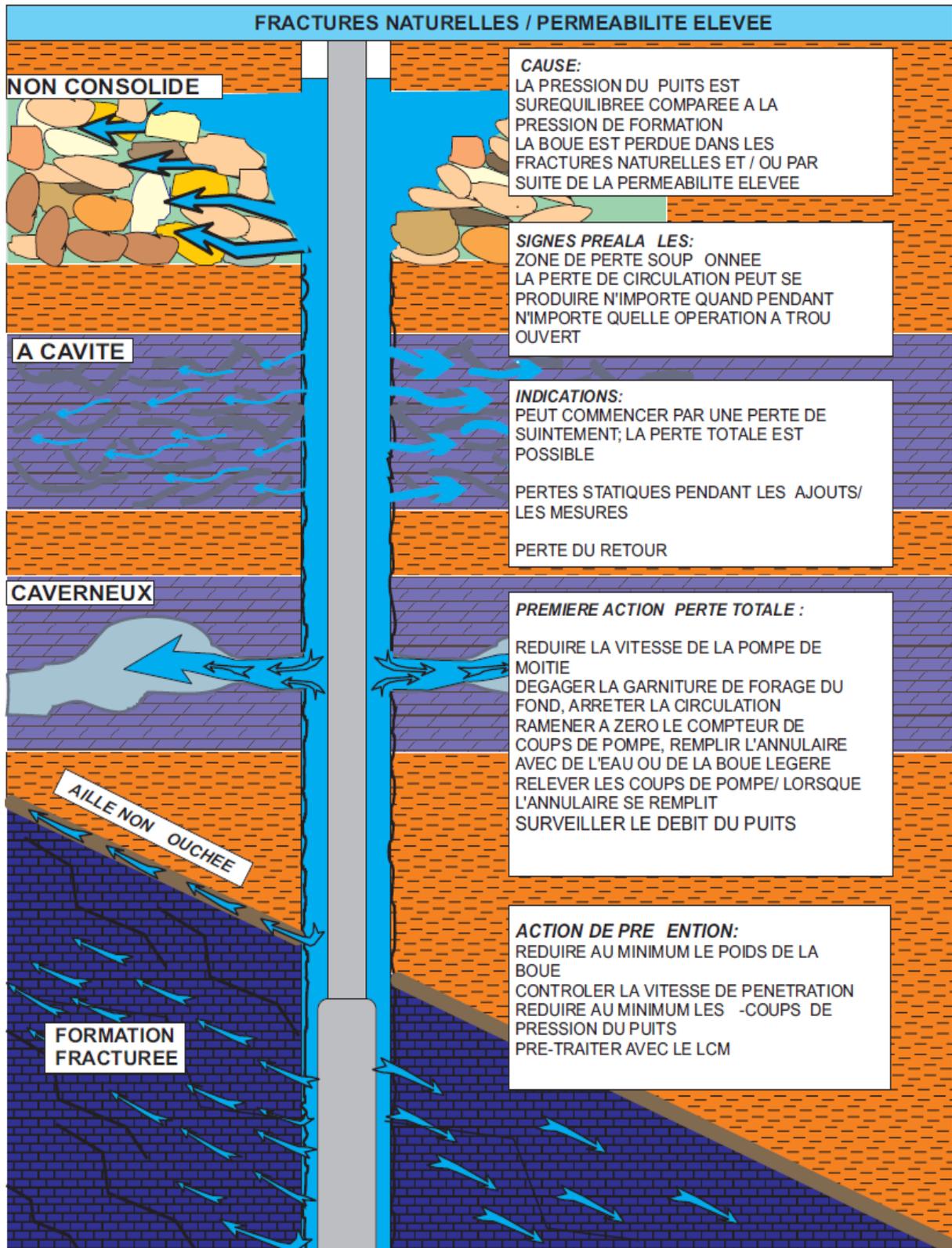


Figure N° IV-04 : Formations susceptibles à créer de perte[25]

Tableau N° IV-01 : Identification des zones à perte.

<p><b>Les formations perméables</b></p>	<p>1. Diminution graduelle du niveau des bacs</p> <p>2. La perte devient totale si le forage continue</p> <p>3. Pour qu'il y ait pénétration totale de la boue dans une formation il faut que sa perméabilité dépasse 10 d.</p> <p>La perméabilité des sables non Consolidés qui contiennent l'huile et le gaz, dépasse rarement 3.5 d. Il est improbable qu'il y ait perte de boue dans ce type de formation à moins qu'elle soit fracturée</p>
<p><b>Les formations fracturées naturellement</b></p>	<p>1. Peuvent arriver à n'importe qu'elle type de roche</p> <p>2. La perte est approuvée par la perte graduelle de la boue dans les bacs. Si le forage continue et plusieurs fractures sont exposées, la perte totale du retour peut être atteinte</p> <p>3. La fracture doit avoir une largeur de soutènement définie pour recevoir la boue</p>
<p><b>Les formations fragiles</b></p>	<p>1. Arrivent à n'importe quelle type de formation sous la colonne de boue où les fractures sont horizontales</p> <p>2. La perte est toujours soudaine et accompagnée par une perte totale du retour, les conditions sont favorables pour créer des fractures induites lorsque la densité de la boue dépasse 10.51 b/gal</p> <p>3. Une augmentation brusque de pression ou une descente rapide de garniture peut être suivie par une perte.</p> <p>4. Lorsqu'une perte arrive et que dans le puits adjacent il n'y avait pas de perte alors la perte est due à des fractures induites.</p>
<p><b>Les formations cavernueuses</b></p>	<p>1. Normalement associées aux formations calcaires.</p> <p>2. Perte de retour peut être soudaine est totale.</p> <p>3. L'avancement du forage est faible avant la perte.</p>

#### IV-6 Les causes de la perte de circulation:

Différentes causes peuvent produire une perte de circulation :

##### IV-6-1 Causes liées aux caractéristiques de la boue :

##### IV-6-1-1 Causes liées aux caractéristiques rhéologiques :

Une viscosité plastique et un yield-value trop fort entraînent à grande profondeur des pertes de charge élevées dans l'annulaire, facteur susceptible de provoquer une perte.

**IV-6-1-2 Cause liée à la thixotropie :**

Une reprise de circulation ou une manœuvre trop rapide avec une boue à gel élevé provoque une surpression importante au fond. Il faut noter qu'à faible profondeur et dans le cas des pertes par infiltration dans les terrains à perméabilité moyenne, le maintien d'une thixotropie élevée permet souvent l'arrêt des pertes. En effet, d'une part il y a colmatage des terrains en profondeur par la gelée et d'autre part, les pertes de charge dans l'annulaire sont négligeables pendant les premières centaines de mètres forés en gros diamètre.[25]

**IV-6-1-3 Pression de la boue trop élevée:**

Le déséquilibre de pression entre le milieu traversé et les fluides utilisés en forage crée logiquement une perte de circulation. Elles peuvent avoir une densité trop élevée ou une pression de refoulement (débit, caractéristiques rhéologiques) trop élevée.

Donc la raison principale des pertes de circulation est que la pression dans le puits dépasse la pression de couche.

C'est pour cela ce titre nommé " calcul de la pression" est nécessaire pour les analyses statistiques étudiées dans le chapitre V.

**IV-6-2 Calcul de la pression :**

Dans les rapports journaliers (base des données) il n'existe que la pression de refoulement, mais l'effet principal de la pression est créé par la pression du fond.

Le calcul de la pression permis de calculer la pression du fond

**IV-6-2-1 Pression dynamique de fond :**

Les pertes de charge dans une conduite représentent la résistance totale du fluide à l'écoulement, cette résistance est due essentiellement aux forces de frottement internes et externes au fluide.

La répartition des pertes de charge dans le circuit de forage est comme suit :

- L'installation de surface ( $P_{sc}$ ) ;
- L'intérieur des tiges de forage ( $P_{DP}$ ) ;
- L'intérieur des drills collars ( $P_{DC}$ ) ;
- A travers les duses de l'outil ( $P_{co}$ ) ;
- Dans l'espace ( $P_{ca}$ ).

La pression de refoulement des pompes ( $P_R$ ) est la somme de toutes les pertes de charge dans le circuit de circulation.

$$P_R = P_{SC} + P_{DP} + P_{DC} + P_{CO} + P_{ca} \quad \text{IV-1}$$

Donc :

$$P_{ca} = P_R - (P_{SC} + P_{DP} + P_{DC} + P_{CO}) \quad \text{IV-2}$$

D'autre part et d'après Formulaire du Foreur :

$$P_{ca} = (L_4 N_4 + L_5 N_5) B \quad \text{IV-3}$$

$$P_{sc} = N_1 \times B \quad \text{IV-4}$$

$$P_{DP} = N_2 \times B \quad \text{IV-5}$$

$$P_{DC} = N_3 \times B \quad \text{IV-6}$$

$$P_{CO} = Q^2 d / 2959.41 \times (0.95)^2 A^2$$

Avec :

$N$  et  $B$  sont des coefficients à partir de Formulaire du Foreur ;

$L_4 L_5$  : longueur des tiges et les masse tiges (m) ;

$Q$  : débit de la boue (l/min) ;

$D$  : densité (sg (kg/l)).

La pression exercée sur le fond du puits ( $P_f$ ) est la somme des pressions dans l'annulaire et la pression hydrostatique

$$P_f = P_{ha} + P_{ca} \quad \text{IV-7}$$

Avec :

La pression hydrostatique est définie comme étant le poids d'une colonne verticale de fluide par unité de surface.

Pression hydrostatique = densité de fluide x profondeur verticale.

$$P_h = \frac{Z \times d}{10.2} \quad \text{IV-8}$$

Où :

$P_h$  : pression hydrostatique (bars) ;

$d$  : densité du fluide (kg/L) ;

Z : hauteur verticale du fluide (m) ;

$P_R$  : d'après les rapports journalière. [29]

#### IV-6-2-2 Pressions de formations :

C'est la pression du fluide contenu dans les pores d'une formation. Elle est aussi appelée pression de pores ou pression de gisement.

##### a) Pression géostatique :

La pression géostatique à une profondeur donnée est la pression exercée par le poids des sédiments sus-jacents. Comme il ne s'agit pas d'une pression de fluide on préfère souvent, pour faire la distinction fluide/matrice, utiliser le terme contrainte géostatique.

Elle peut être exprimée ainsi :

$$S = \frac{ds \times Z}{10.2} \quad \text{IV - 9}$$

Où :

ds : densité apparente des sédiments sus-jacents (kg/L) ;

S : contrainte géostatique (bars) ;

Z : hauteur verticale des sédiments (m).[30]

##### b) Pression normale :

La pression normale de pores une profondeur donnée correspond à la pression hydrostatique du fluide au point situé à la cote verticale Z.

Ce qui implique une connexion pore à pore jusqu'à l'atmosphère indépendamment du cheminement du fluide.[30]

##### c) Pression anormale :

En l'absence d'une barrière de perméabilité, l'augmentation du poids géostatique due à la sédimentation représente la force essentielle de l'expulsion des fluides.

Si au cours du processus de sédimentation l'expulsion est freinée par une barrière de perméabilité ou une vitesse de sédimentation supérieure à la vitesse d'expulsion du fluide, la pression de pores devient anormale.

Lorsque le fluide de formation supporte une partie de la contrainte géostatique il y a sous-compaction caractérisée par une augmentation de la porosité et diminution de la densité. [30]

#### **IV-6-2-3 Pression de fracturation :**

En général, les formations moins profondes ont des pressions de fracturations relativement fiables par rapport à celles des grandes profondeurs, ceci est dû à l'augmentation du poids géostatique et la compaction des sédiments sous-jacents.[29]

##### **a) Définition :**

La pression de fracturation est la pression à laquelle il y aura rupture de la matrice de la roche, cette fracturation est accompagnée par une perte de boue.

Dans le cas d'un forage, la formation sous le sabot représente en général le point le plus fragile du découvert. Par ailleurs la traversée des couches profondes nécessite des densités de boue plus élevées pour le maintien des parois de trou et empêcher l'intrusion des fluides de formations.

La connaissance de la pression de fracturation est d'une importance vitale pour l'élaboration du programme de forage et de tubage.[30]

##### **b) Leak-off test :**

Les calculs théoriques basés sur l'estimation de la densité apparente des sédiments par découpage lithologique ont donné des valeurs approximatives de la pression de fracturation.

Une leak-off test est un essai de pression qui détermine la valeur réelle de la pression exercée sur la formation jusqu'à initier l'injection du fluide de forage dans la formation.

En contrôle de venue, la pression d'injectivité est essentielle pour la détermination de la pression maximale admissible en surface ( $P_{adm}$ ) afin d'éviter la fracturation de la formation la plus fragile dans le découvert.[30]

##### **c) Pression maximale admissible ( $P_{adm}$ ) :**

La pression maximale admissible est la pression limite à ne pas dépasser en tête d'annulaire pour éviter la fracturation la plus fragile.

$$P_{adm} = P_{frac} - \frac{Z_s \times d}{10.2} = \frac{(P_{frac} - d) \times Z_s}{10.2} \quad \text{IV - 10}$$

**Note :** La pression admissible doit être recalculée à chaque changement de densité de boue. [30]

#### **IV-6-3 Causes liées aux caractéristiques de la formation:**

Une perte de boue est déclenchée à la droite de les quatre types des formations déclarées avant: formations perméables, naturellement fracturées, fragiles et cavernueuses. [25]

#### **IV-6-4 Causes diverses:**

##### **IV-6-4-1 Surpression et dépression dues aux manœuvres trop rapides:**

Suivant les articles qui regroupent et resouvent des procédés de calcul et des expérimentations directes sur puits, mettent l'accent sur l'importance que peuvent atteindre ces surpression et dépression (5 à 50 kg/cm<sup>2</sup>) suivant ou si on préfère des augmentations ou diminutions artificielles de l'effet de la densité de la boue du même ordre qu'une augmentation ou diminution réelle.[25]

##### **IV-6-4-2 Reprises brutales de pompage:**

La reprise brutale du pompage va créer sur le fond une surpression à cause des forces de thixotropie qui forment des gels lors de l'arrêt de pompage pendant les manœuvres et les opérations électriques.[25]

##### **IV-6-4-3 Changements brutaux des types d'écoulement:**

Il arrive que pendant la remontée de la boue dans l'espace annulaire, elle rencontre des caves qui conduisent à un changement de vitesse de remontée et peut être à un changement de régime, et donc l'arrêt des cuttings dans cet intervalle suivi d'une réduction des caractéristiques rhéologiques, ce qui peut conduire à l'éboulement de cette masse de cuttings provoqué par l'obstruction de l'annulaire à un coup de pression susceptible de provoquer le craquage d'une formation.[25]

##### **IV-6-4-4 Grande vitesse d'avancement :**

Du fait que l'avancement sera trop rapide ce qui implique une grande quantité de cuttings dans la boue provoquant ainsi ce qui provoque une augmentation de densité dans l'espace annulaire qui signifie une pression de fond plus grande. Lorsque la pression de

fond est proche de la pression de fracturation il faut maintenir la concentration des cuttings inférieur à 4%. [25]

#### **IV-6-4-5 Mauvaise estimation de la pression de gisement :**

Qui est beaucoup plus rencontrée pour le forage d'exploration, dont la zone est mal connue. [25]

#### **IV-7 Conséquences liées aux pertes :**

Les pertes de boue sont très coûteuses, les quantités de boues perdues peuvent être considérables malgré tous les remèdes utilisés. Le colmatage étant des fois impossible. Le temps des essais de colmatage est un temps mort pour le forage. Ces pertes peuvent varier à partir de la baisse du niveau du bac de circulation (perte partielle) jusqu'à la perte complète du retour (perte totale).

Les conséquences majeures de la perte de circulation sont :

- Coût très élevé à cause de la perte de boue, temps de mobilisation de l'appareil et l'opération de la cimentation complémentaire ;
- Possibilité de venue à cause de la baisse du niveau dans le puits ;
- Possibilité de coincement de la garniture à cause de la mauvaise remontée des déblais ;
- Perte de zone de production résultant de l'endommagement excessif de la formation ;
- Pour résoudre le problème de la perte de circulation avec des techniques correctes, il est nécessaire de connaître le type de la zone à perte et l'historique du forage du puits juste avant la perte. [28]

#### **IV-8 Prévention de perte de circulation :**

La prévention de la perte de circulation doit être considérée dans les phases de planification des puits de forage et d'analyse après-forage.

- Concevoir le programme de tubage pour protéger des zones de basse pression ou de perte de circulation soupçonnées ;
- Maintenir la densité de boue au minimum exigé pour contrôler les pressions connues de formation. Une densité de boue élevée est l'un des causes principales de la perte de circulation ;

- Maintenir des valeurs minimales de rhéologie de boue, qui soient acceptables pour nettoyer le trou ;
- La rotation de la garniture de forage lors du commencement de la circulation aide à briser les gels ;
- Commencer lentement la circulation après les ajouts ;
- Utiliser le débit minimum pour nettoyer le trou lors du forage des zones connues de perte de circulation ;
- Contrôler l'avancement dans les zones connues de pertes de circulation pour éviter de charger l'annulaire avec des déblais ;
- Réduire les vitesses de manœuvre pour réduire au minimum la pression de pistonnage.[27]

#### **IV-9 Traitement des pertes de circulation :**

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 colmatants dont on peut citer :

- Agents de colmatage dans la boue de forage ;
- Système de mixage en surface ;
- Système de mixage au fond.

Selon l'importance du degré de la perte de circulation, on adopte une technique optimale appropriée à chaque cas. [24]

#### **IV-9-1 Agents de colmatage dans la boue de forage :**

Ces produits appelés également LCM (Lost Circulation Material) sont ajoutés directement dans la boue.

Les LCM existent sous 4 formes :

- Granulaires ;
- Lamellaires ;
- Fibreux ;
- Gonflants.

**IV-9-1-1 Colmatant granuleux :**

Coquilles de noix, d'abricots, noyaux d'olives etc...

Ce sont les plus efficaces et les plus résistants aux pressions différentielles. Ils existent en différentes granulométries suivant les fabricants.

Ce type de colmatage continue jusqu'à ce que l'espace des vides devienne plus petit que la dimension des particules solides dans la boue, le problème devient finalement une filtration.[25]

**IV-9-1-2 Colmatant fibreux :**

Fibres de bois, laine de verre, éponge synthétique etc...

Les colmatants fibreux sont mieux utilisés pour contrôler les pertes dans des formations poreuses avec haute perméabilité car ils sont capables de former une trame sur l'ouverture de pore.

Le but des colmatants fibreux est de tisser une enveloppe autour des colmatants granulaires. Ces colmatants ont une faible résistance mécanique à l'extension (rupture des colmatants fibreux sous l'influence des pressions différentielles).[25]

**IV-9-1-3 Colmatant lamellaires :**

Cellophane, mica. Ils forment un colmatage surtout superficiel, ils sont en générale utilisés pour améliorer le colmatage réalisé par les colmatants granulaires et fibreux.[26]

**IV-9-1-4 Colmatant gonflants :**

Forment une gelée très visqueuse - peuvent servir de support à un bouchon de ciment, ou forment un mélange plastique ou durcis sable.

Ils sont plus ou moins efficaces en fonction de la dimension des fractures. Ils forment deux types de colmatage :

- Face à la formation aux abords du puits ;
- A l'intérieur de la formation.

Le deuxième type de colmatage est recherché car il est permanent et difficile à détruire par le mouvement de la garniture.

Les colmatant granulaires sont préférables car ils pénètrent aisément dans la formation.

L'utilisation du mélange de colmatant granulaires, floconneux et fibreux est efficace pour résoudre le problème de perte de circulation dans les différents types de zones à perte. [26]

#### **IV-9-2 Système de mélange en surface (Bouchon de ciment) :**

Le laitier de ciment pur est très efficace pour résoudre le problème de perte par filtration ou de faible débit de perte avec l'avantage de donner une contrainte de compression finale très élevée. Le laitier avec des filtrats limités peut être utilisé pour résoudre les pertes par filtration partielle ou totale. (Ce laitier contient un mélange d'argiles terre à diatomée et des colmatant). La taille des produits colmatant est augmentée avec la sévérité de la perte.

Le laitier de ciment de faible densité est utilisé généralement pour résoudre tous les problèmes de perte de circulation. L'avantage qu'il a de plus est de réduire la pression hydrostatique. [25]

#### **IV-9-3 Système de mélange au fond :**

Les systèmes mélangés au fond contiennent deux fluides ou plus qui en faisant contact dans le découvert en face des zones à pertes, forment un bouchon visqueux ou précipitant qui étanche la zone. Il est pratiquement nécessaire d'éviter le mixage des fluides jusqu'à ce qu'ils soient devant la zone à perte par pompage d'un spacer ou par pompage d'un fluide par la garniture pendant que l'autre fluide est simultanément pompé par l'annulaire.

Ces systèmes ne conviennent pas avec les pertes totales où le taux de déplacement actuel n'est pas connu, du fait de la difficulté de contrôler le mixage des fluides. Pour les pertes partielles, en utilisant un bouchon boue « diesel-oil bentonite » (M-DOB) à la place des LCMS.

Les bouchons M-DOB sont d'une combinaison d'huile et de bentonite. Ces mélanges sont appelés « gust plugs ».

Quand ce mélange se met en contact avec l'eau ou avec une boue à base d'eau, une masse avec un gel élevé est formée. Des bouchons tendres, moyens ou durs peuvent être formés en contrôlant les propriétés des composants. Le laitier de D.O.B est pompé à travers les tiges et la boue par l'annulaire.

Notamment les bouchons M-DOB ont l'inconvénient de se dégrader avec le temps.

- difficiles à appliquer pour les grands intervalles ;
- Impossible d'atteindre le taux de pompage réel par l'annulaire donc le degré de mixage ne peut pas être contrôlé quand la perte est très sévère ;
- Aucune contrainte de compression n'est développée.

Pour augmenter la contrainte du gel des bouchons M-DOB on mélange un polymère soluble dans l'eau avec la bentonite dans l'huile. Au contact de l'eau, le polymère s'hydrate et l'argile gonfle pour former un bouchon de dureté permanente comme du ciment. [24]

#### **IV-10 Conclusion :**

Les problèmes des pertes de circulation en forage peuvent être résolus si une technique correcte est appliquée pour chaque cas.

Le choix de la technique appropriée parmi celles que nous avons décrites ci-dessus est une tâche très difficile, cependant des orientations générales peuvent être toujours suivies.

Les facteurs les plus importants à prendre en considération sont:

1. La localisation de la zone à perte devrait être déterminée exactement sinon le colmatant serait placé dans l'endroit non prévu.
2. Les produits colmatants et les techniques devraient être systématiquement mariés aux types et aux degrés des zones à perte. La technique la plus efficace et qui a de meilleures chances de réussir est le mixage des produits de fond avec des produits de surface à de faibles densités, et comportement thixotropique et bon développement de résistance.
3. la consultation des enregistrements des expériences antérieures sur les pertes de circulation dans des champs particuliers nous indique souvent la solution efficace à adopter pour résoudre les problèmes de pertes.
4. Un planning préliminaire peut éviter les problèmes de pertes de circulation. Il est important d'obtenir, si possible, des informations suffisantes du puits pour exécuter l'opération de cimentation dans un simulateur de cimentation.

## *Chapitre V*

---

### *Modélisation et discussion*

**V-1 Introduction :**

Notre étude est une contribution statistique sur le temps non productif dans la phase 12 ¼. Ce chapitre est basé sur une étude statistique de cinquante-cinq puits (première partie) et autre étude de cent treize puits (deuxième partie), tous ces puits est forés dans la région de "Hassi Messaoud".

**V-2 Première partie :****V-2-1 Etude statistique :**

Une étude statistique (voir l'annexe2) qu'on a faite. Depuis cinq ans (2008-2012) (204) puits était réalisée dans Le champ de HMD,(113) puits à partir du nombre total des puits (204) a un problème de la perte de la circulation aux différentes phases . [37]

La perte de 113 puits est partagé sur les phases comme de suite :

**Tableau N° V-01 :** La fréquence de la perte de la circulation dans les phases de forage

<b>Nbr total des puits</b>	<b>Année de forage</b>	<b>Phase</b>	<b>nbr de puits (perte)</b>	<b>pourcentage de la perte %</b>
113	2008/2012	36"	6	5,31
		<b>26"</b>	49	<b>43,36</b>
		16"	8	7,08
		<b>12.25"</b>	29	<b>25,66</b>
		8.5"	7	6,19
		6"	10	8,85
		99	4	3,54

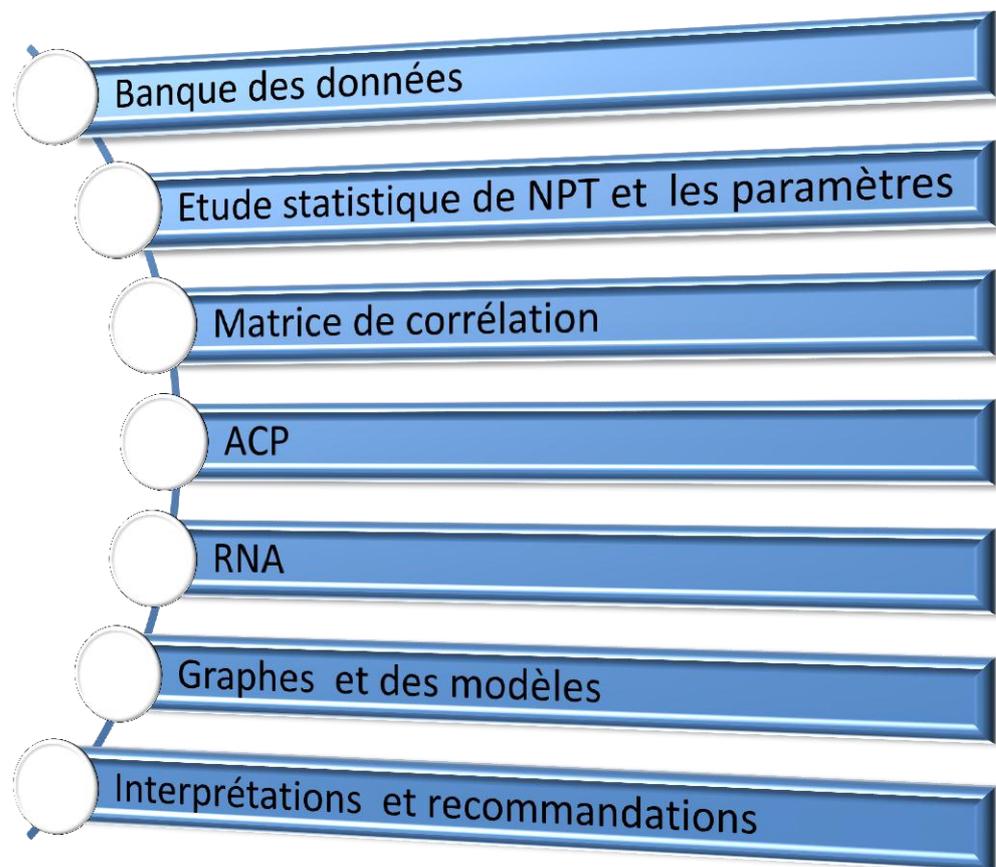
**V-2-2 Analyse et interprétation :**

La phase 26" est le premier dans la répétition de la perte de circulation avec un pourcentage de 43,36% après la phase 12.25" avec 25,66%. L'ensemble de toutes les autres phases représente moins de 31%. L'importance de cette valeur montre le degré de la fréquence de perte dans notre phase d'étude et cette dernière ne se croise pas avec la première étude au contraire elle l'éclaircie.

**V-3 Deuxième partie :**

L'étude statistique nous permet de circonscrire tous les problèmes qui peuvent affecter le bon déroulement de l'opération de forage dans ce champ, et d'analyser les paramètres hydrauliques et mécaniques au cours du forage, enfin des modèles de calcul ont été élaborés à partir de la modélisation avec le logiciel STATISTICA permettant ainsi d'estimer ou de prédire le volume du fluide de forage perdu en fonction de l'un des paramètres de forage .

L'organigramme suivant expose les principaux axes de ce chapitre :



**Figure N° V-01 :** Organigramme de la modélisation

L'organigramme **Figure N° V-01** illustre les étapes détaillées que nous avons utilisé, pour appliquer ce chapitre, à partir d'une base de donnée très riche enfermant des rapports journaliers de cinquante-cinq puits, nous analysons les paramètres mécaniques et hydrauliques de forage, la simulation est faite durant trois étapes : tout abord une matrice de corrélation ,après l'analyse en composantes principales (ACP) et finalement les réseaux

des neurones artificiels (RNA).les résultats exploités dans des graphes et les modèles de calculs ont été élaborés. Le chapitre est clôturé par une conclusion et des recommandations

### **V-3-1 Etude statistique :**

La présente étude est une analyse statistique dans le but de réduire le temps non productif dans la phase 12 ¼ à HMD. Nous essayons d'analyser les problèmes majeurs qui constituent des grands obstacles pour la poursuite normale du forage, En volume horaires.

Sur le base de cinquante-cinq puits (921 rapports journaliers) forés dans la région de "Hassi Messaoud" nous avons constaté que les problèmes rencontrés sont liés à :

- La perte de circulation du fluide de forage (lost) ;
- Coincement de l'outil (stuc) ;
- Venue d'eau (Inflow water) ;
- Alésage (Reaming)et Alésage vers haut(back reaming);
- (Fishing);
- Problème de trou (Problem hole condition phc) ;
- Problème de cimentation (Cmt) ;
- Problème du fluide de forage (Mud) ;
- Service d'outil (Bit service) ;
- MWD (Measure While Drilling) ;
- Attente matériel (Wait) ;
- Temps exclusif (Exclusive time) ;
- Pannes des équipements (Equipments) ;
- autres problèmes secondaires (Other) ; [31]

La représentation des données formulées sur l'EXCEL, nous a donné les résultats suivants:

Tableau N° V-02 : NPT par apport la durée total de la phase 12'' ¼

Classement	Problèmes	NPT (heure)	NPT (jours)	Durée de la phase 12'' ¼ de 55 puis	Pourcentage NPT par apport la durée total de la phase 12'' ¼
01	Lost	2894	120,58	936.69 jours (22480,56)h	12,87%
02	Equipments	1052,75	43,86		4,68%
03	Fishing	684,25	28,51		3,04%
04	Phc	677,75	28,21		3,01%
05	Bit s	518	21,58		2,31%
06	Cmt	419,5	17,47		1,87%
07	Wait	330,75	13,78		1,47%
08	Stuck	222,75	9,28		0,99%
09	Mwd	134,5	5,60		0,60%
10	Mud	117,5	4,90		0,52%
11	Other	111,25	0,46		0,50%
12	Reaming, Back Reaming	203	8,45		0,90%
13	Exc time	77	3,20		0,34%
14	Inflow water	72	3		0,32%
	<b>NPT</b>	<b>7515</b>	<b>313,125</b>		

Tableau N° V-03: NPT de chaque problème par apport la durée globale de NPT de la phase 12'' ¼

Classement	Problèmes	NPT (heure)	NPT (jours)	Durée de NPT de la phase 12'' ¼ de de 55 puis	Pourcentage NPT par apport la durée globale de NPT de la phase 12'' ¼
01	Lost	2894	120,58	313,125jours (7515)h	38,50%
02	Equipments	1052,75	43,86		14,01%
03	Fishing	684,25	28,51		9,10%
04	Phc	677,75	28,21		9,02%
05	bit s	518	21,58		6,90%
06	Cmt	419,5	17,47		5,58%
07	Wait	330,75	13,78		4,41%
08	Stuck	222,75	9,28		2,96%
09	Mwd	134,5	5,60		1,79%
10	Mud	117,5	4,90		1,56%
11	Other	111,25	0,46		1,49%
12	Reaming, Back Reaming	203	8,45		2,70%
13	Exc time	77	3,20		1,02%
14	Inflow water	72	3		0,96%
	<b>NPT</b>	<b>7515</b>	<b>313,125</b>		
				<b>313,125 jour≈</b>	<b>La durée de 05 puits</b>

D'après l'analyse des données on a pu constater que le forage de la phase 12 ¼ de cinquante-cinq(55) puits a duré neuf cent trente-sept (937) jours, soit une moyenne de dix-sept (17) jours par phase pour chaque puits, le temps non productif représente **33,42%** du temps global de la phase 12 ¼ (313 jours) ; équivalent à la durée de la réalisation de plus de cinq (05) puits.

Aussi, on a pu remarquer que le problème le plus fréquent et le plus coûteux dans le champ de "Hassi Messaoud" dans cette phases est celui de la perte de fluide de forage qui représente **12,87%** du temps global de la réalisation des puits dans cette phase, et représente **38,50%** par rapport la durée globale de la phase 12 ¼. Aussi, on a pu constater que sa fréquence d'apparition est faible , la perte de fluide de forage a été enregistrée sur onze (11) puits seulement, cependant, le temps de traitement du problème et temps d'immobilisation est très élevé environ (121jours), la figure ci-dessous (Figure N°V-01) représente la fraction du NPT dû au problème de perte de fluide de forage ainsi le NPT résultant des autres anomalies.

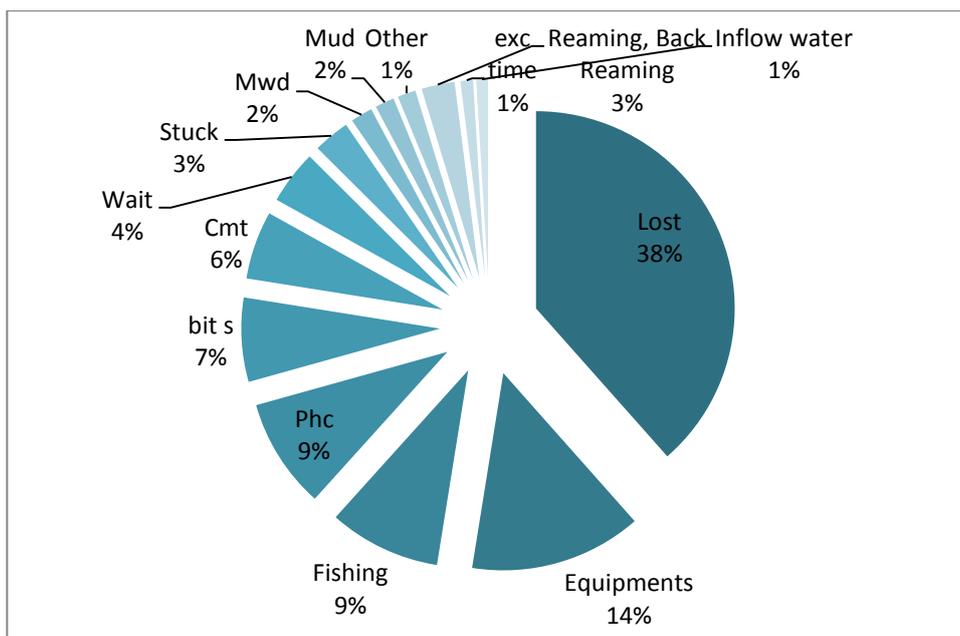


Figure N° V-02 : Cercle de pourcentage de NPT

Dans le Tableau en dessous nous nous concentrons sur les problèmes qui ont une relation directe avec le forage comme : la perte, le coincement, le fishing, et la venue d'eau.

Ainsi, on a noté que les autres problèmes qu'on aurait pu traiter sont du ressort d'un autre domaine tout à fait différent comme celui de la maintenance mécanique pour éviter

les pannes, l'organisation du temps pour minimiser les attentes, et la discipline ainsi que l'expérience pour amoindrir le temps nécessaire de manœuvre... etc.

Ces principaux problèmes au niveau du temps perdu rencontrés au niveau d'un échantillon de (55) puits avec le problème des équipements sont présentés dans le tableau N°V-03, avec le nombre de la répétition de le problème.

**Tableau N° V-04:** Les différents problèmes en cours de forage avec NPT et leur nombre de répétition

Problèmes	Perte	Fishing	Stuck	Inflow	Equipements	Totale
Nombre de cas survenus	14	04	10	06	53	87
Pourcentage de répétition %	16	05	11	07	61	100
Temps (jours)	121	29	09	03	44	206
Pourcentage de NPT%	39	09	03	01	14	66

On a pu constater que le phénomène le plus répétitif parmi les problèmes importants dans la phase 12 ¼ à HMD était celui des pannes des équipements, avec une répétition dans tous les puits sauf deux (53fois). Mais il représente 14% de temps non productive après la perte qui cumule le plus grand nombre d'heures non productives avec un pourcentage de 39% et de répétition de (14 fois à travers 11 puits). Aussi, on a pu noter que le Fishing n'aurait conduit qu'à des (04) répétitions seulement, cependant qu'il provoque NPT à un pourcentage de 09%, et on a pu signaler que deux opérations Fishing parmi les quatre a été causé par un coincement, du volume horaire de (622,5h). Dans ce cas le pourcentage du coincement aura augmenté à 11% (la deuxième classe) .

A cet effet la présente étude sera orientée vers le problème de pertes de circulation dans le but de réduire au maximum le NPT, à partir des paramètres hydrauliques et mécaniques du forage.

**V-3-2 Analyse des paramètres de forage pétrolier :**

Durant cette étude la formation est supposée homogène.

L'analyse des rapports journaliers de cinquante-cinq puits forés dans la région objet de l'étude, uniquement les moyennes de paramètres suivants ont été pris en compte dans l'analyse:

- Les paramètres hydrauliques (Density : densité, Yield point  $Y_p$ :Point de rendement, Flow :Débit, HSI Puissance hydraulique : la puissance hydraulique sur le front de taille, Down hole Pressure  $P_f$  : pression dynamique de fond, Plastic Viscosity  $V_p$ : viscosité plastique)
- Les paramètres mécaniques ROP (Rate of Penetration): Taux de pénétration ou la vitesse d'avancement, WOB (Weight On Bit) : Poids sur l'outil, RPM :rotation per minute) , sont des valeurs moyennes en cours de forage dont toutes ces données sont récapitulées et regroupées dans le tableau issu par EXCEL.

**Tableau N° V-05 : Valeurs moyennes des paramètres expérimentaux au cours de forage (phase 12<sup>1/4</sup>).**

N°	PUITS PRMS (valeur moyennes)	ROP (m/h)	WOB (tonne)	RPM (tr/m)	Density (sg)	Yeld point $Y_p$ (lbf/100ft <sup>2</sup> )	FLOW (l/m)	Puissance HSI (hp/pouce <sup>2</sup> )	Down hole Pressure $P_f$ (psi)	Plastic Viscosity $V_p$ (cp)
1	HDZ08	9,14	15,00	135	1,34	16,29	2811	2,08	2825	19
2	HDZ09	44,14	14,20	166	1,39	14,38	2406	2,29	2851	22
3	HDZ10	37,02	13,80	169	1,42	14,50	2550	2,25	2868	16
4	HDZ11	43,20	13,00	133	1,33	16,50	2307	1,99	2617	20
5	HDZ12	42,49	14,33	135	1,42	15,63	2250	1,43	2934	21
6	HDZ13	34,01	26,90	160	1,24	16,50	2418	1,88	2537	20
7	HDZ14	48,69	15,58	116	1,38	17,27	2246	1,19	2920	22
8	HGA26	11,94	14,83	143	1,29	18,56	2919	2,80	2769	20
<b>9</b>	<b>HGA29</b>	<b>5,56</b>	<b>9,19</b>	<b>101</b>	<b>1,99</b>	<b>23,72</b>	<b>1556</b>	<b>1,03</b>	<b>8582</b>	<b>56</b>
10	HGA32	0,77	30,00	75	1,43	15,73	2402	1,21	3332	23
11	HGA33	8,19	12,43	126	1,94	13,73	2298	1,21	8072	31
12	HGA35	33,49	14,20	150	1,32	17,22	2500	2,35	3306	22
<b>13</b>	<b>HGA36</b>	<b>27,70</b>	<b>14,17</b>	<b>133</b>	<b>1,53</b>	<b>17,50</b>	<b>2461</b>	<b>1,67</b>	<b>3756</b>	<b>27</b>
<b>14</b>	<b>HSA1</b>	<b>27,11</b>	<b>8,67</b>	<b>104</b>	<b>1,32</b>	<b>14,56</b>	<b>2060</b>	<b>1,74</b>	<b>3570</b>	<b>20</b>
15	HGA37	40,95	16,30	171	1,31	17,92	2087	2,10	3162	21
<b>16</b>	<b>HTF09</b>	<b>41,93</b>	<b>14,00</b>	<b>149</b>	<b>1,39</b>	<b>17,70</b>	<b>2355</b>	<b>1,85</b>	<b>3932</b>	<b>23</b>
<b>17</b>	<b>HTF11</b>	<b>23,36</b>	<b>13,79</b>	<b>145</b>	<b>1,31</b>	<b>15,27</b>	<b>2437</b>	<b>1,87</b>	<b>3147</b>	<b>22</b>
18	HTF12	24,79	15,60	148	1,29	18,08	1968	1,46	3038	22

<b>19</b>	<b>HTF14</b>	13,77	10,70	120	1,94	12,60	2362	0,95	7840	34
20	HTF15	35,60	16,00	149	1,25	14,56	2534	1,36	2878	17
21	HTF16	8,45	15,70	112	1,80	11,00	2055	0,64	7503	27
<b>22</b>	<b>MD636</b>	12,13	17,50	148	1,99	15,33	2115	1,55	8205	41
23	MD660	10,21	15,56	123	1,91	13,85	2421	1,08	7817	39
24	MDZ605	18,77	12,13	89	1,90	14,50	2368	0,92	8000	44
25	MDZ618	10,35	10,69	73	1,81	13,21	1586	1,20	7687	31
26	MDZ622	5,27	8,89	168	1,94	12,08	1939	1,15	7858	34
27	MDZ625	6,36	11,50	150	1,97	12,92	2199	0,84	8155	38
28	MDZ642	5,71	11,67	126	1,95	13,47	2084	0,98	8362	33
29	MDZ657	6,42	14,90	113	2,02	15,10	2418	0,72	8123	33
30	OMG520	6,81	12,25	168	2,06	20,91	2081	0,65	8721	42
31	OMG723	7,86	12,58	140	1,97	12,22	1886	0,99	8104	37
32	OMJ661	6,42	8,40	141	1,95	11,62	2039	0,68	7921	34
33	OMJZ201	5,18	12,95	111	1,97	13,21	2305	1,11	7996	27
34	OMJZ311	7,48	13,38	143	2,04	15,86	2181	0,64	8639	37
35	OMK141	10,05	11,21	150	1,87	14,00	2091	1,20	8061	26
36	OMKZ773	8,69	11,43	71	2,01	14,33	2229	1,25	8389	43
37	OMKZ77	8,35	9,64	151	2,09	17,91	1793	0,55	8534	46
<b>38</b>	<b>OMKZ253</b>	6,21	12,37	156	2,07	17,30	2049	0,73	8405	46
39	OMKZ522	7,28	10,13	73	2,01	13,10	2081	0,78	8319	40
40	OMKZ601	10,42	10,69	73	1,96	13,80	2222	0,93	8323	38
41	OMKZ622	5,85	12,13	107	2,00	14,06	2142	0,85	8519	55
42	OMKZ821	5,05	9,44	111	2,02	15,30	2484	0,62	8139	41
43	OMLZ432	9,23	9,12	152	1,62	16,76	2145	2,25	6667	64
<b>44</b>	<b>OMM85</b>	5,20	9,33	37	2,02	12,33	376	0,51	9224	42
45	OMM733	2,74	13,08	123	1,93	14,27	1559	0,75	7849	44
<b>46</b>	<b>OMN711</b>	6,51	15,44	133	2,03	15,43	2254	1,06	8127	40
47	OMO95	5,31	9,14	158	1,96	12,88	2329	0,93	8112	36
48	OMOZ553	3,86	9,79	130	1,95	10,87	1871	0,85	7921	31
49	OMPZ36	10,42	13,38	103	2,05	14,58	2322	0,74	8282	38
50	OMPZ462	5,31	8,68	158	1,96	12,81	2329	0,93	8113	36
51	OMPZ553	4,62	9,60	136	2,02	14,27	1853	0,69	8135	37
52	ONIZ323	6,27	10,75	130	2,05	13,92	1911	0,59	8330	38
53	OMMZ27	7,15	15,05	126	2,23	13,35	1501	0,58	9366	68
<b>54</b>	<b>RDC11</b>	5,99	15,11	133	2,19	13,94	2244	0,67	9543	61
55	RDC12	21,84	8,2	115	1,37	16,6	2427,59	1,04	3748	19

**Remarque :** Il y a lieu de signaler que les valeurs de la pression du fond mentionnées dans le tableau ci-dessus ont été calculées par des relations théoriques (IV-6-2 Calcul de la pression).

### V-3-2-1 Comparaison entre les paramètres relatifs aux puits avec et sans perte :

Le tableau au-dessous montre les variations des paramètres de forage (valeurs moyennes) des puits qui ont la perte et les autres puits qui n'ont pas de perte .

**Tableau N° V-06 :** Comparaison des paramètres relatifs aux puits avec et sans perte

PUITS \ PRBS (moy)	ROP (m/h)	WOB (tonne)	RPM (tr/m)	Density (sg)	Y <sub>p</sub> (lbf/100ft <sup>2</sup> )	FLOW (l/m)	HSI (hp/pouce <sup>2</sup> )	P <sub>r</sub> (psi)	V <sub>p</sub> (cp)
Puits avec perte	8,67	13,75	121,76	2,02	15,05	1843,74	0,96	8376,89	44,58
Puits sans perte	14,82	13,05	129,55	1,77	14,76	2194,26	1,20	6495,50	33,00
Ecart%	41,50	5,09	6,01	12,37	1,92	15,98	20	22,45	25,97

#### Commentaires :

Les puits avec et sans perte de circulation dans la phase 12<sup>n1/4</sup> sont situés dans la même zone (des puits voisins), la formation est supposée homogène horizontalement qui donne la possibilité de garder les paramètres mécaniques constants (WOB, RPM) pour tous les puits, en analysant les paramètres enregistrés en cours de forage, on a pu constater que ces paramètres ont gardé les mêmes valeurs relativement .

- La vitesse de rotation moyenne RPM:
  - puits avec perte: 121,76 tr/mn ;
  - puits sans perte: 129,55 tr/mn, avec un changement de 6%.
- Poids sur l'outil WOB:
  - puits avec perte: 13,75 tonnes ;
  - puits sans perte: 13,05 tr/mn, avec un changement de 5%.
- la vitesse d'avancement des puits sans perte est largement supérieure à celle des puits avec perte de boue de valeur de (40%), la Puissance hydraulique sur le front de taille avec une variation de (20%), même que le Débit de (16%).
- Aussi dans les puits perdus de boue ont une augmentation de la pression de fond de (22%), la densité(13%), la viscosité plastic( 26%) et ce par rapport aux puits dont la boue n'est pas perdue. Ainsi on remarque un faible changement pour Yield point.

**V-3-2-2 L'outil de forage :**

Le tronçon entre 2300-2500 m (une profondeur de 200 m) de cinquante-cinq puits a été foré par différents types d'outil (rapports journalier).

**Tableau N° V-07 :**Types d'outil utilisé dans le tronçon entre 2300-2500 m

Type de l'outil utilisé	FX84R	SPH639	ML616PX	SP619A	DSX619M	VTD813DGX
puits avec perte	03	01	00	03	01	02
puits sans perte	09	10	06	12	04	04
Nombre des puits	12	11	06	15	05	06
Profondeur forée par outil(m) (moy)	846,33	1093,20	822,66	1941,75	1711,25	1773,25
Rapport Puits sans perte/prof x1000	10,63	9,14	7,29	6,17	2,33	2,25

**Commentaire:**

Pour forer les phases 12"1/4 dans la zone considérée, le rapport [ nombre des puits sans perte/(prof x 1000 m) ] peut servir comme un indicateur parmi d'autres paramètres pour minimiser les problèmes en cours de forage.

Les résultats obtenus dans cette phase montre clairement que l'outil de type FX84R avec un rapport 10.63(puits sans perte/1000m) est le plus performant.

Aussi, Il y a lieu de signaler que les outil de types FX84R avec un rapport 10,63 (puits sans perte/1000m), SPH639 avec un rapport 9,14 et ML616PX avec un rapport 7,29 peuvent faire l'objet d'une analyse approfondie en leur appliquant des paramètres de forage optimisés afin d'améliorer davantage la vitesse d'avancement avec un minimum de problèmes.

### V-3-3 Modélisation :

Les objectifs de la modélisation est de construire un modèle mathématique de prévision reliant entre les paramètres mécaniques et hydrauliques et la perte de circulation à partir du **logiciel STATISTICA** version **8.0**. Les outils choisis pour ce travail sont :

- Les Matrices de Corrélation ;
- L'Analyse en Composantes Principales (ACP) ;
- Les réseaux des neurones artificiels RNA (Artificial Neural Network). [32]

#### V-3-3-1 La Matrice de Corrélation

Le coefficient de corrélation de Bravais-Pearson est un indice statistique qui exprime l'intensité et le sens (positif ou négatif) de la relation linéaire entre deux variables quantitatives. C'est une mesure de la liaison linéaire. En revanche, ce coefficient est nul ( $r = 0$ ) lorsqu'il n'y a pas de relation linéaire entre les variables. Par ailleurs, le coefficient est désigné positif si la relation est positive (directe, croissante) et de signe négatif si la relation est négative (inverse, décroissante). [33]

L'analyse réalisée est portée sur un échantillon de onze (11) puits ont subi le problème de perte de circulation avec neuf (09) variables comme s'est représenté sur la tableau ci-après:

**Tableau N° V-08 : Matrice de Corrélation**

	ROP	WOB	RPM	Density	Y <sub>P</sub>	Flow	HSI	P <sub>f</sub>	V <sub>p</sub>	Lost
ROP	1,00									
WOB	0,40	1,00								
RPM	0,59	0,29	1,00							
Density	-0,81	-0,20	-0,44	1,00						
Y <sub>P</sub>	0,21	-0,43	0,07	-0,17	1,00					
Flow	<b>0,69</b>	-0,01	0,28	<b>-0,79</b>	-0,02	1,00				
HSI	0,67	0,09	0,63	<b>-0,73</b>	0,34	0,59	1,00			
P <sub>f</sub>	<b>-0,87</b>	-0,27	-0,46	<b>0,97</b>	-0,18	<b>-0,79</b>	-0,67	1,00		
V <sub>p</sub>	<b>-0,72</b>	-0,34	-0,19	<b>0,78</b>	0,03	<b>-0,68</b>	-0,24	<b>0,82</b>	1,00	
Lost	-0,46	0,04	-0,13	<b>0,79</b>	-0,28	-0,63	-0,56	<b>0,70</b>	<b>0,69</b>	1,00

A partir du tableau précédent, nous déduisons le coefficient de corrélation acceptable, dans le cas présent  $r = 0,69$ .

L'observation indique des coefficients de corrélations positifs ( $r > 0$ ) et d'autres négatifs ( $r < 0$ ), mettant en évidence des corrélations inverses, on remarque une bonne correspondance entre les paramètres de forage pétrolier suivants : Density,  $V_p$  (Viscosity plastique),  $P_f$  (Down hole Pressure), ROP, Flow et HSI, à l'issue de cette analyse des paramètres, on conclut que :

la perte de la boue est corrélée clairement avec la densité, la pression du fond et la viscosité une corrélation directe:  $(\text{Lost}/\text{Density}) = 0,79$ ,  $(\text{Lost}/P_f(\text{Downhole Pressure})) = 0,70$  et  $(\text{Lost}/V_p(\text{Viscosity})) = 0,69$ .

la perte de la boue est en corrélation faible avec Les paramètres (RPM, WOB,  $Y_p$ )

### V-3-3-2 L'Analyse en Composantes Principales (ACP)

L'analyse en composantes principales (ACP) est une méthode statistique essentiellement descriptive ; son objectif est de présenter, sous une forme graphique, le maximum de l'information contenue dans un tableau de données (Diday & al. 1982 ; Philipeau, 1992). Ce tableau doit être constitué, en lignes, par des individus sur lesquels sont mesurées des variables quantitatives (Gaudin, 1982 ; Diday & al. 1982 ; Philipeau, 1992 ; Dervin, 1992). L'ACP permet de réduire le nombre des variables afin de projeter le nuage de points dans un sous-espace bidimensionnel engendré par des couples d'axes fonctionnels ou facteurs.[35]

La méthode cherche d'abord l'indice pour lequel la variation des individus est maximale : cet indice est appelé première composante principale ou premier axe principal.

Ensuite, une seconde composante est recherchée et ceci sous deux conditions :

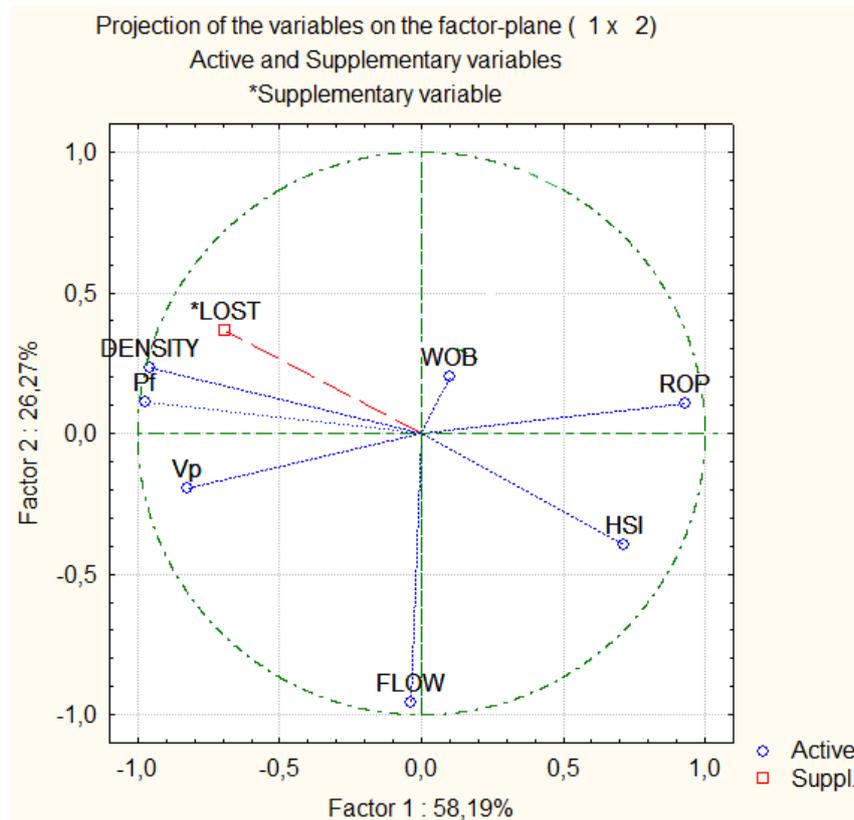
- Avoir une corrélation nulle avec la première.
- Avoir, à son tour, la plus grande variance.[36]

Ainsi, cette deuxième composante fournit la plus grande information non expliquée par la première (Dervin, 1992 ; Philipeau, 1992).

Le processus se déroule ainsi jusqu'à l'obtention de la dernière composante principale, la part d'information expliquée par chacune d'elle devenant de plus en plus faible (Diday & al. 1982 ; Philipeau, 1992).[32]

Notre **ACP** comporte tous les variables précédents qui a une bonne corrélation à partir du tableau de la matrice de corrélation (les paramètres mécaniques et hydrauliques suivants : la densité, Pf, V<sub>p</sub>, Flow, HSI, WOB et ROP).

Après l'application du **logiciel STATISTICA** nous obtenons le cercle au dessous :



**Figure N° V-03 : Cercle ACP**

L'observation du cercle **Figure N° V-02**, formé par les axes F1F2 (85%) de l'information totale, montre selon l'axe F1 (58,19%) horizontal, une opposition entre les paramètres constituant la partie positive de l'axe et nous remarquons un groupement de ROP, HSI et même de WOB avec un degré amoindrit. Ainsi que la pression du fond, la densité et la viscosité occupent la partie négative de l'axe près de la perte de circulation qui indique une corrélation directe entre ces paramètres avec la perte tandis que FLOW et près de la valeur nul .

Selon l'axe F2 (26,27%) vertical, on note que tous les paramètres sont positionnés positivement sauf la viscosité plastique (V<sub>p</sub>), la puissance sur le front de taille (HSI) et FLOW qui sont positionnées négativement de l'axe .

Donc le cercle ACP confirme la Matrice de corrélation et montre clairement une correspondance directe et croissante entre les pertes et la pression, la densité et la viscosité d'une part et inverse décroissante entre les pertes et ROP, HSI d'autre part, et faiblement corrélation avec FLOW et WOB.

### V-3-3-3 Les réseaux des neurones artificiels RNA:

Les réseaux de neurones artificiels **RNA** ou **ANN**(Artificial Neural Network), sont des modèles mathématiques non linéaires de type "boîte noire" capables d'établir des relations entre les entrées et les sorties d'un système.

Les réseaux des neurones artificiels RNA sont exprimés dans le logiciel de calcul par le module Data Mining (Automated Neural Networks) du STATISTICA, version 8.0 a été utilisé dans ce travail pour caractériser les variables d'efficacité et d'établir des relations par simulation entre la variable de Sortie (dépendante) et les variables Entrées indépendantes.

L'RNA est un programme complet, puissant et extrêmement rapide. Le module RNA sous STATISTICA 8.0 comportant :

- Intégration pré- post-traitement, y compris la sélection des données, mise à l'échelle, la normalisation et la substitution des valeurs manquantes, l'interprétation de la classification, régression, et les problèmes de séries chronologiques.
- La facilité exceptionnelle de l'utilisation couplée avec une puissance analytique non surpassée, par exemple, un type unique intelligent (Solveur du Problème) peut guider étape par étape dans la procédure de création des différents réseaux et en choisissant le réseau le plus performant.
- Des techniques analytiques et exploratoires puissantes, y compris la sélection des algorithmes d'entrée (choix des variables d'entrée appropriées à l'analyse exploratoire des données, qui est une application typique des réseaux de neurones).
- État de l'Art des algorithmes d'apprentissage hautement optimisé, et plein contrôle sur tous les aspects qui influent sur les performances du réseau telles que l'activation et les fonctions d'erreur, ou la complexité du réseau.
- Graphique compréhensif et statistique qui facilite les analyses exploratoires interactives.[34]

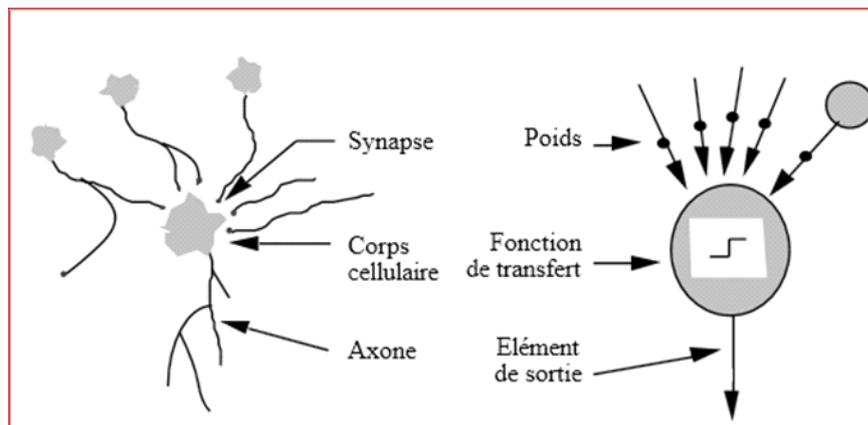
**a) Présentation de la méthode neuronale :**

Les réseaux de neurones artificiels sont issus des premiers travaux réalisés dans le domaine de l'intelligence artificielle pour modéliser le fonctionnement du cerveau humain (Mc Culloch et Pitts, 1943) en se basant principalement sur le concept des neurones. Les réseaux de neurones artificiels constituent une nouvelle approche de modélisation des systèmes complexes, particulièrement utile lorsque ces systèmes sont difficiles à modéliser à l'aide des méthodes statistiques classiques. Il s'agit d'un modèle empirique non linéaire (Fortin et al., 1997)

Un neurone est caractérisé par trois concepts : son état, ses connexions avec d'autres neurones et sa fonction de transition. Il possède un état interne, et reçoit des signaux qui lui permettent de changer l'état. [32]

**b) Connexions entre les neurones**

Les réseaux de neurones sont organisés en couches ; ces couches se composent d'un certain nombre de neurones interconnectés qui contiennent une fonction d'activation. Des entrées ( $X_1, X_i, \dots, X_n$ ) sont présentées au réseau par l'intermédiaire de la couche d'entrée, qui les communique aux couches cachées où le traitement s'effectue en utilisant des connexions pondérées. Puis, les couches cachées transmettent la réponse à la couche de sortie ( $S$ ). Les connexions entre les neurones se font par des poids ( $W_1, W_i, \dots, W_n$ )



**Figure N° V-04 : Schéma d'un neurone artificiel**

Le type de réseau le plus utilisé parmi plusieurs autres est le Perceptron Multicouche (PMC). Ce dernier comporte une ou plusieurs couches de neurones artificiels pour capter les entrées, une ou plusieurs couches cachées (MLP ou MultiLayers Perceptron) et une couche de neurones artificiels pour émettre les sorties du modèle. Chaque couche contient des unités de calcul (neurones) connectées à d'autres neurones par

la voie des poids ( $W_{ij}$  et  $W_{jk}$ ) [Najjar and Zhang (2000), Najjar and Ali (1998a) & (1998b)].

La fonction de transfert ou d'activation de non-linéarité peut avoir plusieurs formes différentes. La fonction la plus utilisée est en général une somme pondérée de type sigmoïde car il s'agit d'une fonction continue, non décroissante, différentiable et bornée, mais aussi elle introduit de la non linéarité et dérivée d'elle-même.

À chaque connexion entre les neurones de deux couches successives est associé un poids modifiable au cours de l'apprentissage en fonction des jeux de données en entrée et en sortie.[34]

Un Perceptron Multicouche (Multilayer perceptron MLP) peut contenir autant de couches cachées que l'on désire mais il a été montré que quel qu'en soit le nombre, il existe un MLP équivalent avec une seule couche cachée.

Un réseau de neurones artificiels est organisé en couches, chacune de ces couches comportant plusieurs neurones. Chacun de ces neurones qui se présente comme unité de calcul autonome, est relié à la totalité ou à certains neurones de la ou des couches précédentes par l'imposition de poids.

Si les états des neurones de la couche d'entrée sont déterminés par les variables à l'entrée du réseau, les autres neurones (de la couche cachée et de sortie) doivent évaluer l'intensité de la simulation en provenance des neurones de la couche précédente par la relation suivante :

$$S_j = \sum_{i=1}^n X_i W_{ij} + b_j \quad (\text{V-1})$$

Avec :

$S_j$ : somme des poids entre les entrées du  $j^{\text{ème}}$  neurone de la couche cachée ;

$X_i$ : valeur de sortie du  $i^{\text{ème}}$  neurone de couche précédente

$W_{ij}$ : poids synaptique du neurone  $i$  de la couche d'entrée au neurone  $j$  de la couche cachée,

$b_j$ : est le biais ou le seuil d'activation du neurone  $j$ .

La réponse des neurones est une fonction d'activation non linéaire de type sigmoïde qui est défini par la formule suivante :

$$f(S_j) = \frac{1}{1+e^{-S_j}} \quad (\text{V-1})$$

$f(S_j)$  est pratiquement linéaire entre 0 et 1.

Les valeurs des variables d'entrées ont été normalisées entre [0, 1] par le modèle selon l'équation suivante :

$$\bar{X} = \frac{X - X_{min}}{X_{max} - X_{min}} \quad (V-2)$$

Avec :

$X$  est la valeur de la variable d'entrée,  $X_{min}$  est sa valeur minimale,  $X_{max}$  est sa valeur maximale et  $\bar{X}$  est la valeur de la variable normalisée.

La Somme de l'Erreur Carré (SOSE), peuvent être comme un indicateur numérique pour définir un réseau (MLP) optimal (Lallahem et Mania, 2003; Riad et al, 2003; Najjar et al, 1996). D'ailleurs que, la SOSE peut être utilisé pour comparer la performance du (MLP) avec d'autres types communs de l'ANN (Legates et McCabe, 1999).

$$SOSE = \sum_{i=1}^N (Q_i - \hat{Q}_i)^2 \quad (V-3)$$

Ou :

$Q_i$  : est la valeur de la sortie observée ;

$\hat{Q}_i$  : est la valeur de la sortie simulée.

$N$  : est le nombre total des données

La SOSE donne une indication quantitative de l'erreur du réseau. Elle mesure l'écart entre la valeur prévue et celle observée correspondante. La valeur idéale pour la SOSE est zéro. [33]

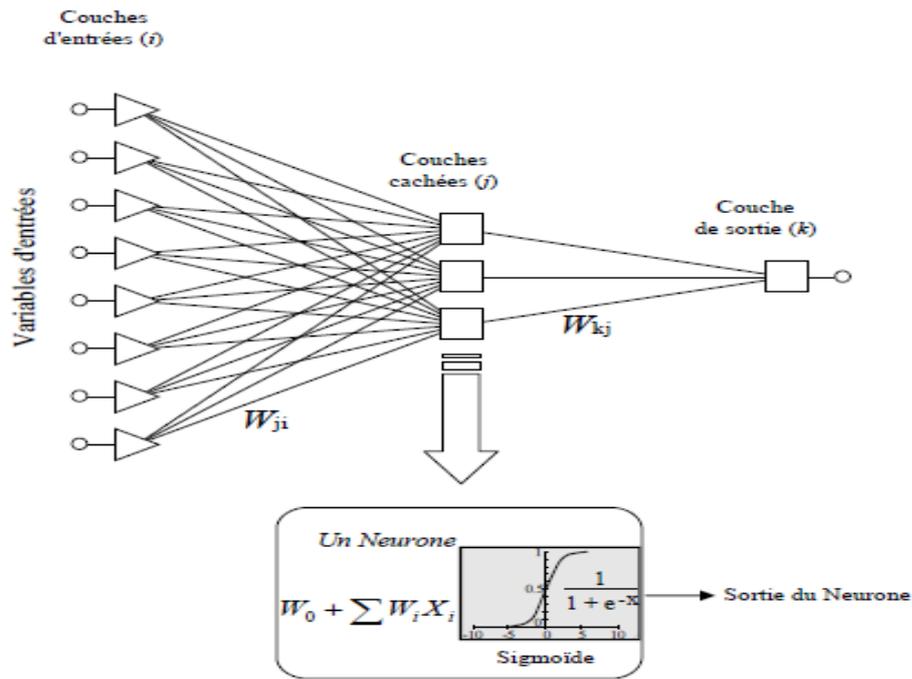


Figure N° V-05 : Architecture d'un Perceptron Multicouche MLP à trois couche

*c) Calibrage et vérification du modèle :*

La vérification a été employée pendant l'arrêt des critères de détermination du nombre optimal de nœuds de la couche caché (Braddock, Kremmer et Sanzogni, 1997) tout en évitant l'excès dans l'apprentissage (Campolo, M., Andreussi, P., & Soldati, A. (1999). La vérification en travers est une technique utilisée généralement en modèles d'ANN, elle a prouvé un impact significatif sur la division des données (Bruden, Brereton et Walsh, 997).[34]

60% de cet ensemble de données est utilisé pour la phase d'apprentissage (Training), 20% de données constituent la phase de test (Testing) et les 20% de données restantes sont réservées pour la phase de validation (Verification). La majeure partie des données est utilisée dans la phase d'apprentissage pour fournir des résultats très satisfaisants et adéquats.

*d) Les variables choisies :*

Autrement dit les paramètres mécaniques et hydrauliques qui on était choisi dans la couche d'entrée, ces sont les sept (7) paramètres suivants:

La pression du fond PF, la densité Density et la viscosité VP de la boue, vitesse de pénétration ROP, la puissance hydraulique HSI, débit FLOW et poids sur l'outil WOB

À partir de l'APC il est clair que ces paramètres sont les plus influents

*e) Architecture du RNA :*

L'architecture du réseau précise le nombre des couches qui le composent et le nombre de neurones dans chaque couche, ainsi que le poids des connexions. Un réseau de neurones artificiels est organisé en couches, chacune de ces couches comportant plusieurs neurones.

Chacun de ces neurones qui se présente comme unité de calcul autonome, est relié à la totalité ou à certains neurones de la ou des couches précédentes par l'imposition de poids.[32]

Pendant l'analyse, plusieurs réseaux ont été testés. Le meilleur modèle du RNA trouvé est le MLP (3 couches) avec 7 variables d'entrée(couche d'entrée) et 6 nœuds cachés(couche cachée) et un seul sortie(couche de sortie) c'est la perte de circulation simulée (Figure N°V-05), c'est à dire **MLP 7-6-1**. Avec un minimum de SOSE (Sum Of Square Error) de 0.004257 par rapport aux autres types d'ANN (Tableau N° V-08).En outre, le coefficient de corrélation est supérieur à 99% pour la phase d'apprentissage, et égale à l'unité de validation et de test, ce qui montre un excellent accord entre les paramètres mécaniques et hydrauliques de forage pétrolier sélectionnés et la perte de fluide de forage observée et simulée.

**Tableau N° V-09 : Coefficient de corrélation et l'erreur SOSE**

	Corrélation			SOSE		
	Training	Test	Validation	Training	Test	Validation
MLP 7-6-1	0,991563	1,000000	1,000000	0,000966	0,005115	0,004257

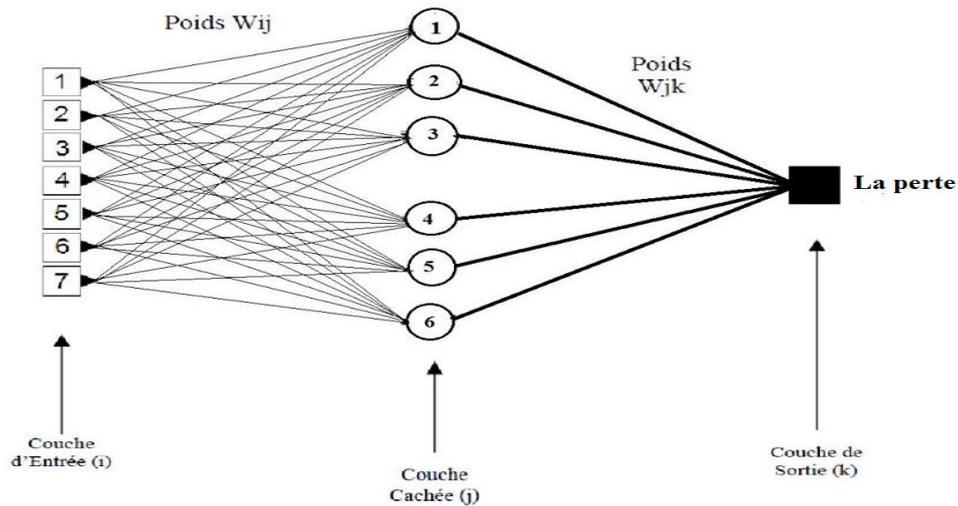
*f) L'Analyse de la Sensibilité des paramètres des forages sur la perte :*

Aussi, on peut soutenir ces résultats avec un tableau qui représente le classement de la sensibilité des paramètres de forage sur la perte de circulation.

**Tableau N° V-10 : L'Analyse de la Sensibilité des paramètres des forages sur la perte.**

Density	Pf	Pv	HSI	ROP	FLOW	WOB
22,14279	15,18033	11,56289	10,56423	5,623898	1,342369	0,802177

L'analyse de la sensibilité de l'ANN aux paramètres de forage sur la perte dans la phase de vérification (Tableau N° V-09) indique que la densité, la pression de fond et la viscosité sont les principaux paramètres qui influencent sur la perte, et puis ils sont suivis par la puissance hydraulique sur le front de taille et ROP. L'analyse de la sensibilité indique la faible sensibilité de deux (02) variables d'entrée, ces variables sont : FLOW et WOB .



**Figure N° V-06 : Architecture de MLP (7-6-1)**

- 1.2.3...7 dans la couche d'entrée représentent les paramètres (Pf, Vp, density, ROP, WOB, HSI, FLOW) .
- 1.2.3...6 dans la couche cachée représentent les nœuds .

**g) Corrélation entre les pertes simulées et mesurées :**

Un excellent accord entre la conductivité observée et simulée comme montre la figure suivante :

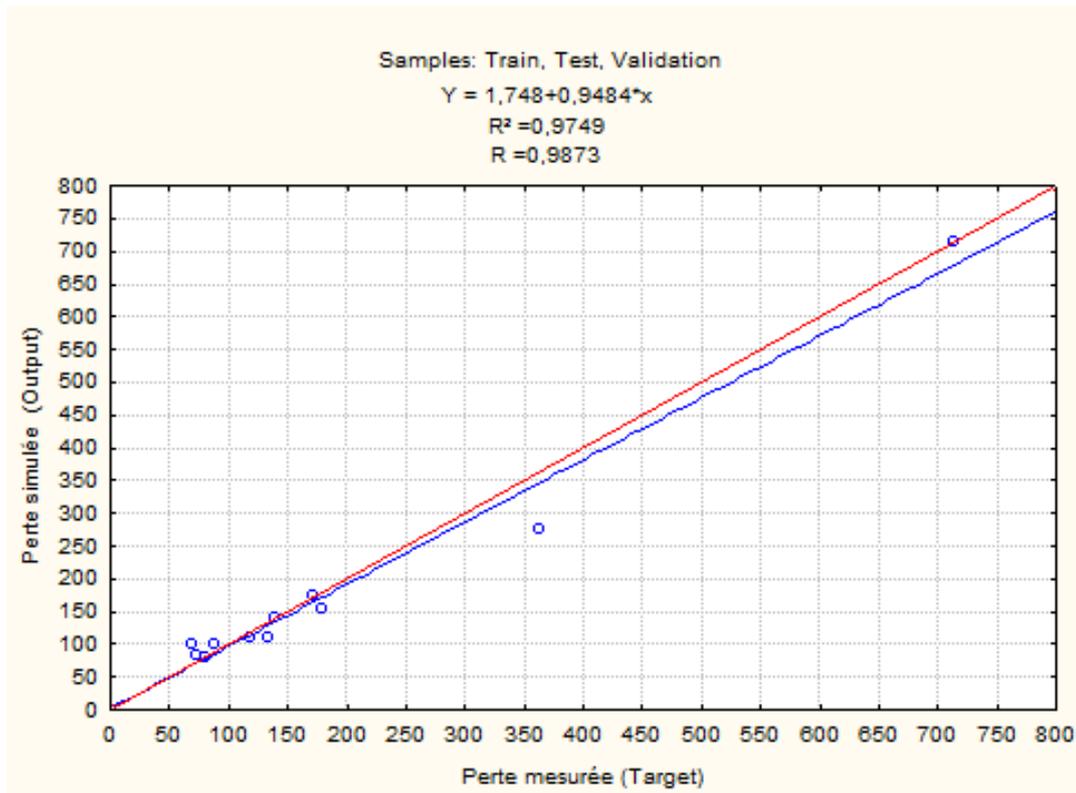


Figure N° V-07 : Corrélation entre les pertes simulées et mesurées

Cette graphe présente les pertes de circulation en cours du forage observées (mesurées) en fonction des pertes de circulation simulées par le STATISTICA par rapport la courbe rouge ( $x=y$ ), avec une corrélation exprimée par l'équation suivante :

$$Y = Ax + B ;$$

$$Y = 0,9484x + 1,748 ;$$

$$R^2 = 0,9749 .$$

Avec :

- Y : la perte de boue simulée ( $m^3$ ) ;
- x : la perte de boue mesurée ( $m^3$ ) ;
- $R^2$  : le coefficient de détermination sur le graphe (coef de déplacement).

La précision du modèle est très élevée, elle est proche de l'unité ( $R^2=0,9749$ ), il serve comme un indicateur qualitatif des résultats de notre logiciel de calcul qui donne une valeur de notre étude afin d'éviter le problème de perte de circulation en cours de forage. En effet, la validation des résultats obtenus aux relevés expérimentales effectuées valide l'utilité du logiciel et mettre en évidence leur profit.

### V-3-4 Analyses et interprétations :

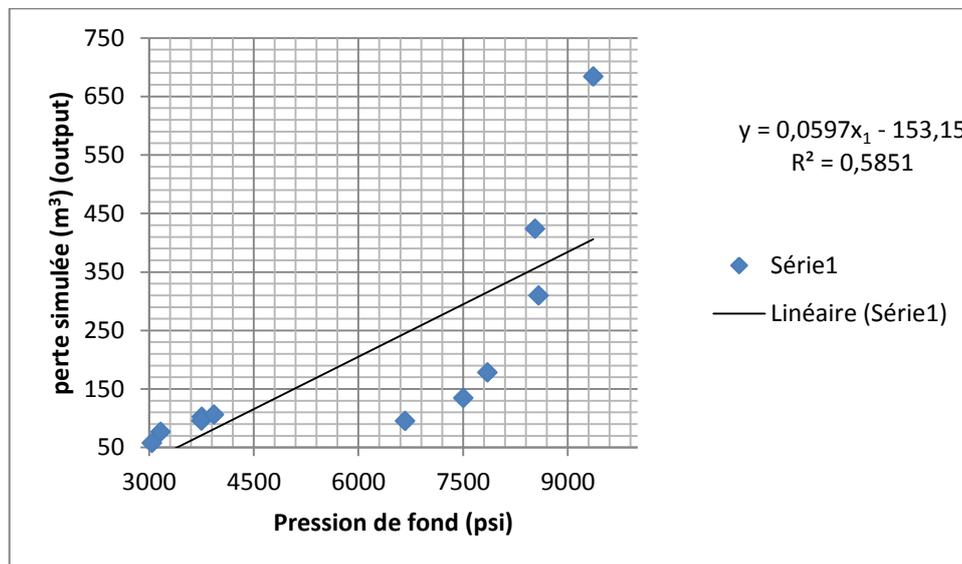
Le volume de fluide de forage perdu peut être calculé par une simple équation, d'un seul inconnu qui est le paramètre de forage, il suffit de connaître les valeurs de l'un des paramètres de forage.

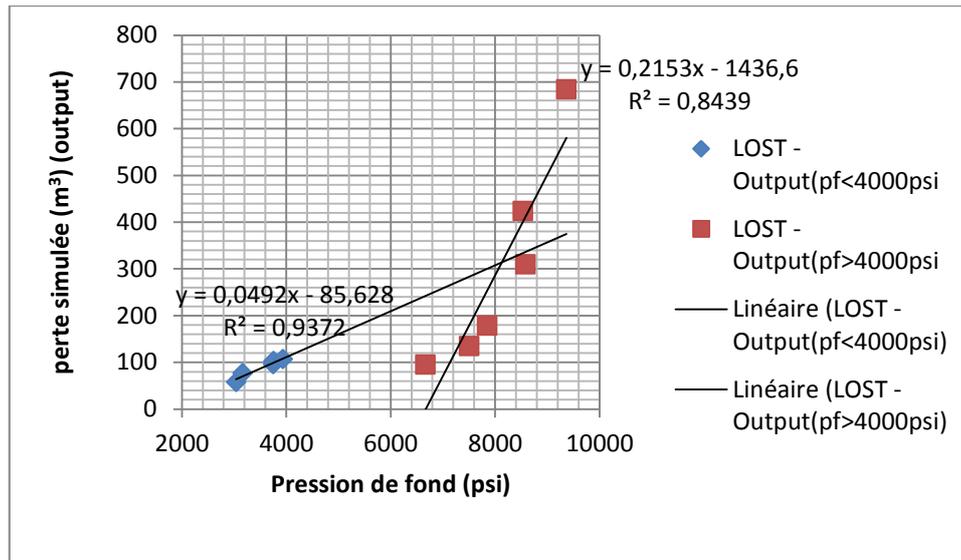
Le but de cette analyse est de déterminer les valeurs admissibles pour les valeurs de pression, la densité et la viscosité de la boue appliquées en cours de forage sans observation de la perte de la circulation et avec la considération des besoins du forage. Et améliorer des modèles mathématiques en relation à la maîtrise des problèmes lors de forage.

#### V-3-4-1 Influence de la pression dynamique de fond sur la perte:

##### a) la fonction linéaire :

la fonction linéaire explique clairement les phénomènes produits, c'est la raison pour laquelle nous avons opté pour utiliser dans notre analyse graphique, et parfois on utilise une autre fonction pour améliorer le coefficient de détermination sur le graphe et par conséquent les modèles sont meilleurs.





**Figure N° V-08 :** Influence de la pression dynamique du fond (linéairement)

On peut diviser le graphe linéaire en deux autres courbes linéaires suivant l'évolution de la pression du fond, par ordre croissant comme suit :

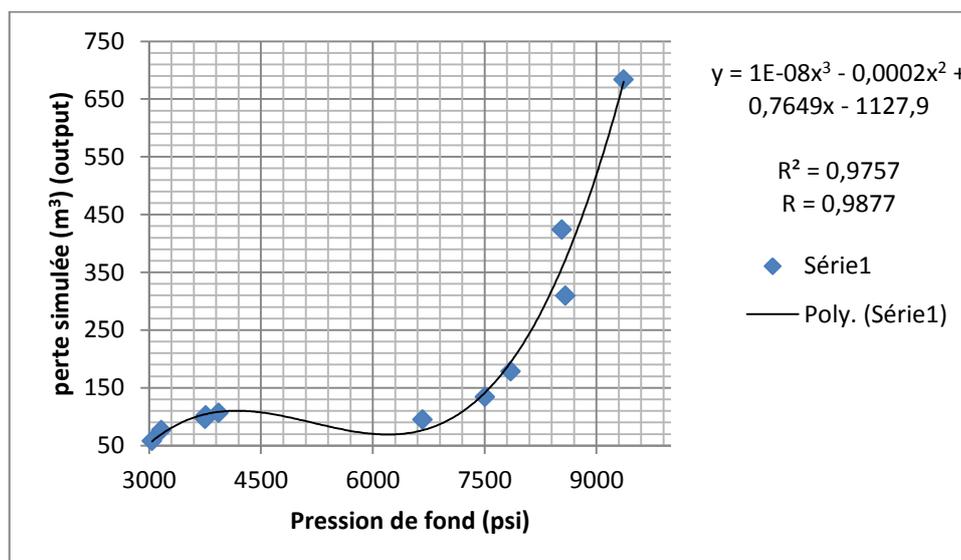
Classe I :  $3038,450 \leq P_f \leq 3931,760$  (psi) selon l'équation :

- $y = 0,0492x_1 - 85,628$  et un coefficient de corrélation :
- $R^2 = 0.9372$

Classe II :  $6667,450 \leq P_f \leq 9365,700$  (psi) une augmentation très rapide de volume de fluide de forage selon l'équation :

- $y = 0,2153x_1 - 1436,6$  et un coefficient de corrélation :
- $R^2 = 0.8439$

**b) La fonction polynomiale :**



**Figure N° V-09 :** Influence de la pression dynamique de fond (fonction polynomiale)

L'exploitation des résultats représentés par la courbe d'évolution de la perte simulée en fonction de la variation de la pression du fond du puits et en tenant compte du coefficient de déplacement très élevé; avoisinant du 1 (fonction polynomiale), reflète la proportionnalité entre l'augmentation de la Pression et la fréquence d'apparition et reproduction du phénomène de perte de boue.

Effectivement, nous constatons que ce facteur a des conséquences directes sur la perte. La pression est un facteur principal qui provoque une fracturation ou une infiltration et introduction de la boue dans la formation.

Le graphe ci-dessus présente un modèle de calcul sous la forme polynomiale d'ordre trois :

$$Y = ax^3 + bx^2 + cx + d$$

$$Y = 1E-08 x_1^3 - 0,0002 x_1^2 + 0,7649 x_1 - 1127,9$$

Avec :

- Y = le volume de la perte de la boue (m<sup>3</sup>);
- x<sub>1</sub> = la pression dynamique du fond ;

Ce modèle est d'une précision de  $R^2 = 0,9757$  .

**c) Précision du modèle de la pression du fond :**

$$Ecart (\%) = \frac{|Y_{mesuré} - Y_{modèle}|}{Y_{mesuré}} \times 100$$

Y : présent la Perte de boue en mètre cube

Tableau N° V-11 : Les écarts entre la perte mesurée et simulée en fonction de la pression

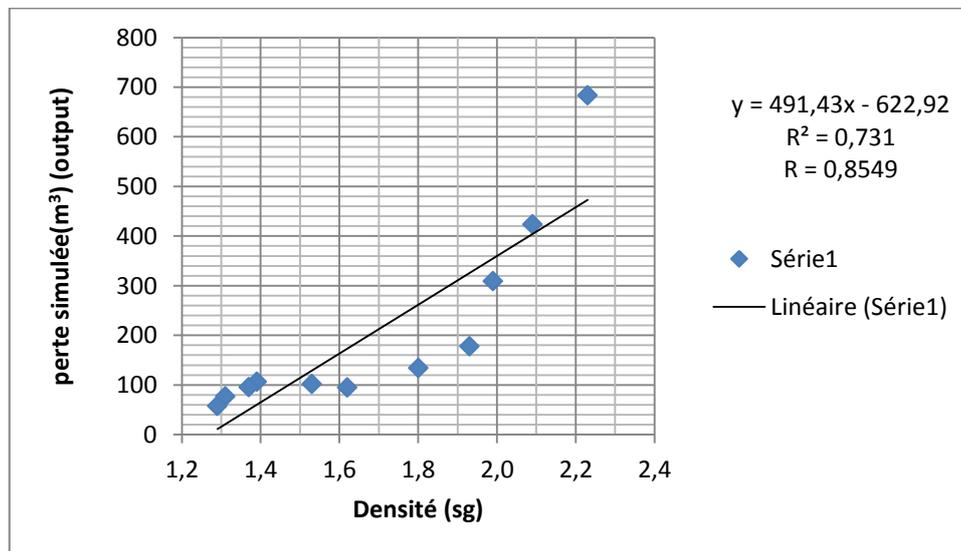
Puits	Pf	Perte mesurée	Perte simulée	Ecarts %
HGA29	8582,26	309,50	306,41	01
HGA36	3755,95	102,35	92,11	10
HTF09	3162,44	76,76	68,32	11
HTF11	3931,76	106,35	104,22	02
HTF14	3038,45	57,81	57,81	0
MD636	7502,92	134,38	127,66	05
OMKZ253	8534,15	423,84	423,76	0
OMM85	6667,45	95,08	95,18	0
OMN711	7848,95	178,10	174,54	02
RDC11	9365,7	683,80	663,28	03
HSA1	3747,79	95,91	95,88	0

**Commentaire :**

Ce modèle de calcul du volume de boue perdue dans la phase 12<sup>1/4</sup> qui est en fonction de la pression du fond a des écarts % entre les valeurs mesurées et celles obtenues par ce modèle proches de zéro, d'où la précision est grande.

**V-3-4-2 Influence de la densité de la boue sur la perte:**

*a) la fonction linéaire :*



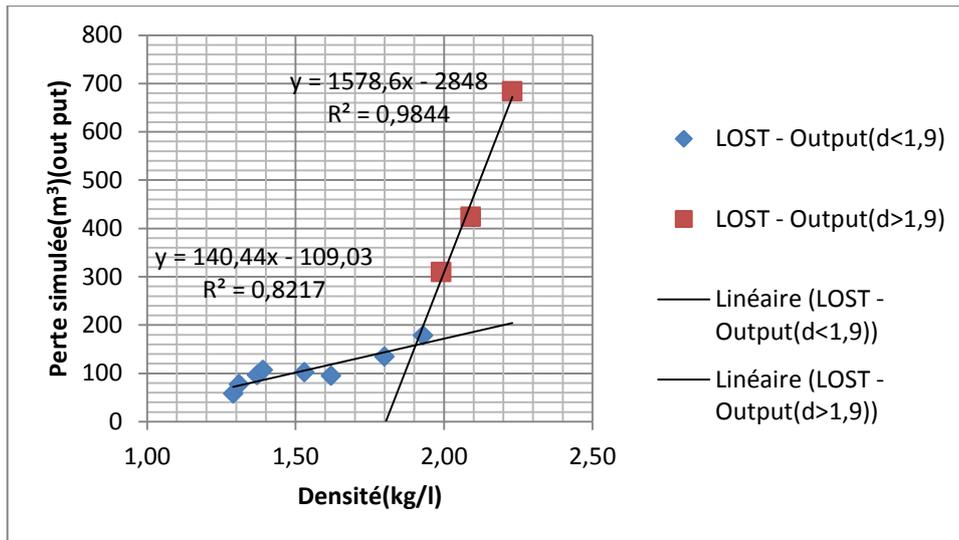


Figure N° V-10 : Influence de la densité (linéairement)

On peut partager le graphe linéaire a deux autres courbes linéaires (Figure N°V-10) suivant l'influence de la densité, comme suit :

Classe I :  $1,29 \leq d \leq 1,8$  (kg/l) selon l'équation :

- $y = 105,33x_2 - 59,614$  et un coefficient de corrélation :
- $R^2 = 0,6736$

Classe II :  $1,93 \leq d \leq 2,23$  (kg/l) une quantité considérable de boue perdue dans cette intervalle :

- $y = 1630,7x_2 - 2960,4$  et un coefficient de corrélation :
- $R^2 = 0,9904$

b) la fonction polynomiale :

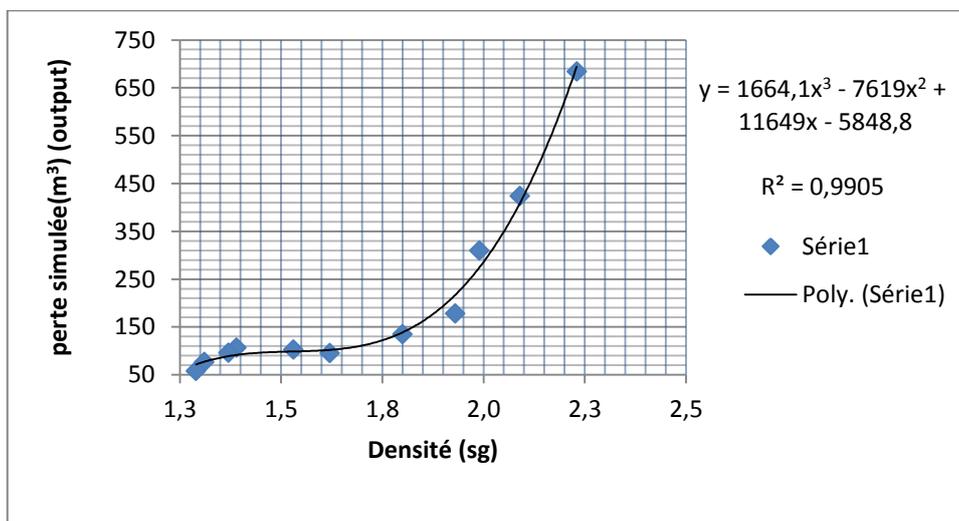


Figure N° V-11 : Influence de la densité (fonction polynomiale)

La lecture de la figure ci-dessus représente la courbe d'influence de la densité de la boue sur la fréquence de perte; montre nettement que l'augmentation de la densité de la boue contribue notablement sur la perte de boue, ce phénomène pourrait être expliqué par l'augmentation de la pression hydrostatique qu'est provoquée par l'augmentation de la pression dynamique de fond directement dans le forage.

Le graphe ci-dessus présente un modèle de calcul sous la forme polynomial d'ordre trois :

$$Y = ax^3 + bx^2 + cx + d$$

$$Y = 1664,1 x_2^3 - 7619 x_2^2 + 11649 x_2 - 5848,8$$

Avec :

- Y= le volume de la perte de la boue (m<sup>3</sup>) ;
- x<sub>2</sub> = la densité de la boue ;
- R<sup>2</sup>= le coefficient de détermination sur le graphe (résiduel)

Ce modèle est d'une précision de R<sup>2</sup> = 0,9905.

*c) Précision du modèle de la densité:*

**Tableau N° V-12 :** Les écarts entre la perte mesurée et simulée en fonction de la densité

<b>Puits</b>	<b>Densité</b>	<b>Perte mesurée</b>	<b>Perte simulée</b>	<b>Ecart%</b>
HGA29	1,99	309,50	274,81	11
HGA36	1,53	102,35	98,96	<b>03</b>
HTF09	1,31	76,76	77,47	<b>01</b>
HTF11	1,39	106,35	91,78	14
HTF14	1,29	71,75	71,94	<b>0</b>
MD636	1,8	134,38	138,87	<b>03</b>
OMKZ253	2,09	423,84	409,17	<b>03</b>
OMM85	1,62	95,08	102,24	<b>08</b>
OMN711	1,93	178,10	217,07	22
RDC11	2,23	683,80	694,09	<b>02</b>
HSA1	1,37	95,91	89,22	<b>07</b>

**Commentaire :**

On a pu constater que les écarts entre les valeurs mesurées et celles obtenues par le modèle de la densité sont relativement faible donc ces résultats sont acceptables.

V-3-4-3 Influence de la Viscosité de la boue sur la perte :

a) la fonction linéaire :

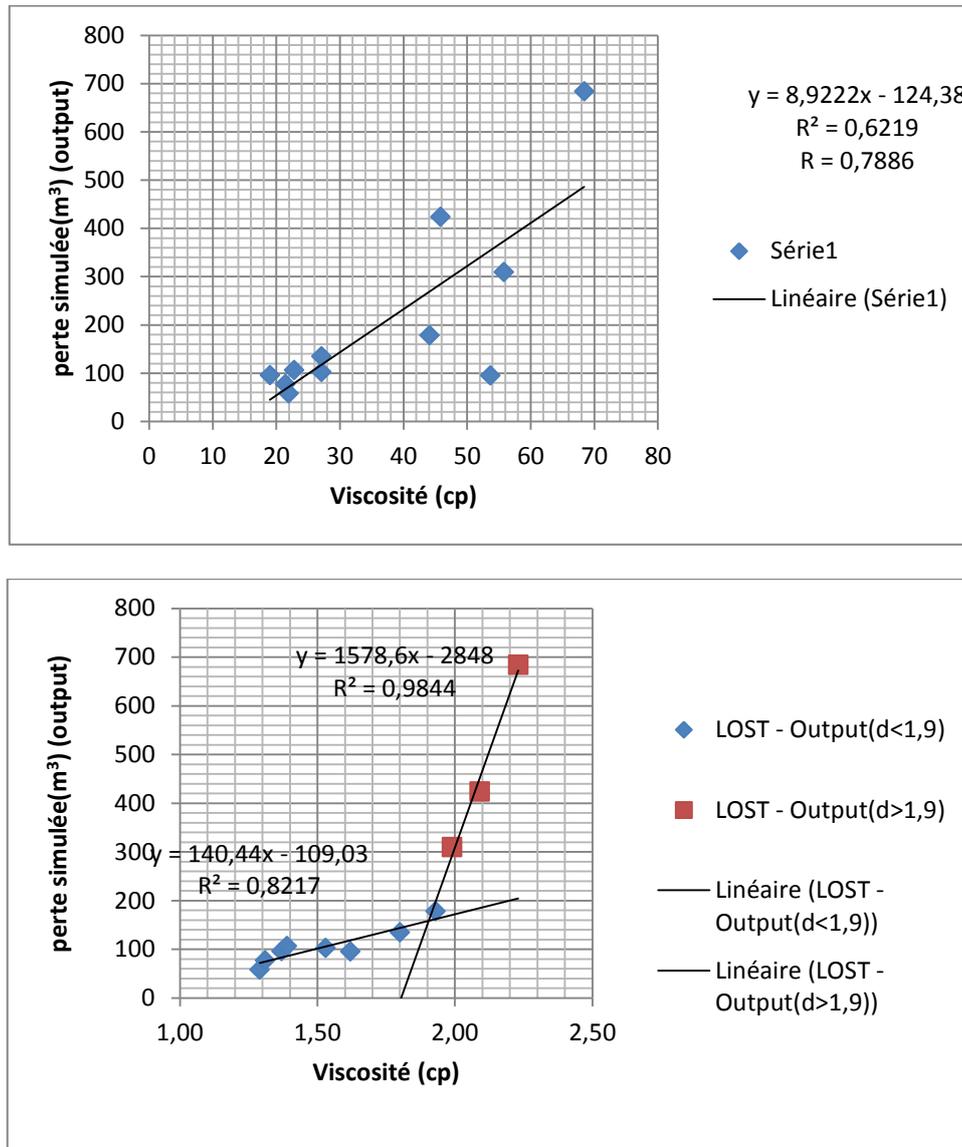


Figure N° V-12: Influence de la Viscosité (linéairement)

On peut partager le graphe en deux courbes linéaires , dépend de la viscosité comme suit :

Classe I :  $19,00 \leq V_p \leq 45,84$  [cp] avec une équation :

- $y = 9,3849x_3 - 121,96$  et un coefficient de corrélation :
- $R^2 = 0,6942$

Classe II :  $53,65 \leq V_p \leq 68,40$  [cp] avec une équation :

- $y = 36,366x_3 - 1793,2$  et un coefficient de corrélation :
- $R^2 = 0,9467$

## b) la fonction polynomiale :

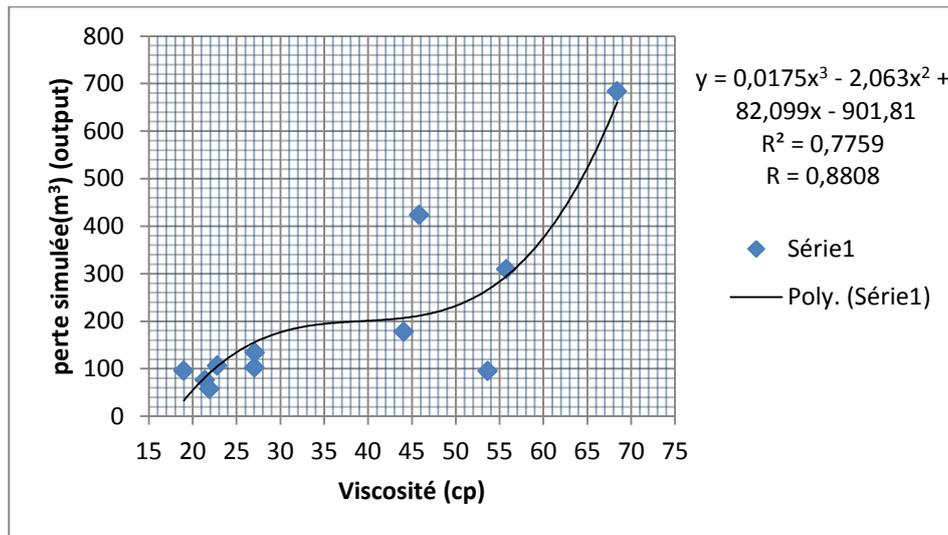


Figure N° V-13 : Influence de la Viscosité (fonction polynomiale)

L'exploitation des résultats représentés par la courbe d'évolution de la perte simulée en fonction de la variation de Viscosité reflète la proportionnalité entre l'augmentation de la Viscosité et la fréquence d'apparition et reproduction du phénomène de perte de boue dont le gradient croissant, a cause que les pertes de charge sont proportionnelles à la viscosité.(La viscosité est la résistance qu'oppose le fluide à tout glissement de ses molécules les unes sur les autres).

La perte de circulation en terme de volume en fonction de la viscosité peut être donnée par un polynôme de trois degré par la relation suivante:

$$Y = ax^3 + bx^2 + cx + d$$

$$Y = 0,0175 x_3^3 - 2,063 x_3^2 + 82,099 x_3 - 901,81$$

Avec :

- Y= le volume de la perte de la boue en (m<sup>3</sup>) ;
- x<sub>3</sub> = la Viscosité de la boue ;
- R<sup>2</sup> = 0,7759 .

c) Précision du modèle de la viscosité:

Tableau N° V-13 : Les écarts entre la perte mesurée et simulée en fonction de la viscosité

Puits	Viscosité	Perte mesurée	Perte simulée	Ecarts%
HGA29	55,800	309,5016	305,69	01
HGA36	27,071	102,3485	158,22	35
HTF09	21,417	76,7615	83,52	8
HTF11	22,800	106,3513	106,59	0
HTF14	21,923	57,8111	92,37	37
MD636	27,077	134,3757	158,27	15
OMKZ253	45,840	423,8371	218,59	48
OMM85	63,653	490,012	490,82	0
OMN711	44,091	178,0981	213,33	17
RDC11	68,408	683,7955	676,54	01
HSA1	19,000	95,9118	34,44	64

Commentaire :

À travers ces résultats on a pu distinguer que les écarts entre les valeurs mesurées et celles obtenues par le modèle de la viscosité sont relativement acceptables. Il y a lieu de signaler que deux valeur présentent des écarts élevés (48% et 64%).

V-3-4-4 Influence de la Puissance hydraulique sur le front de taille HSI sur la perte :

a) la fonction linéaire :

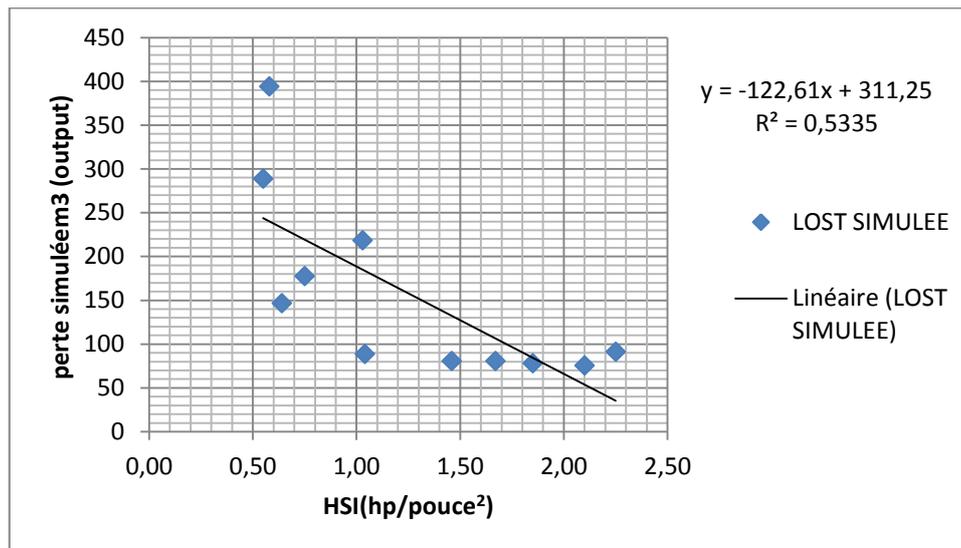
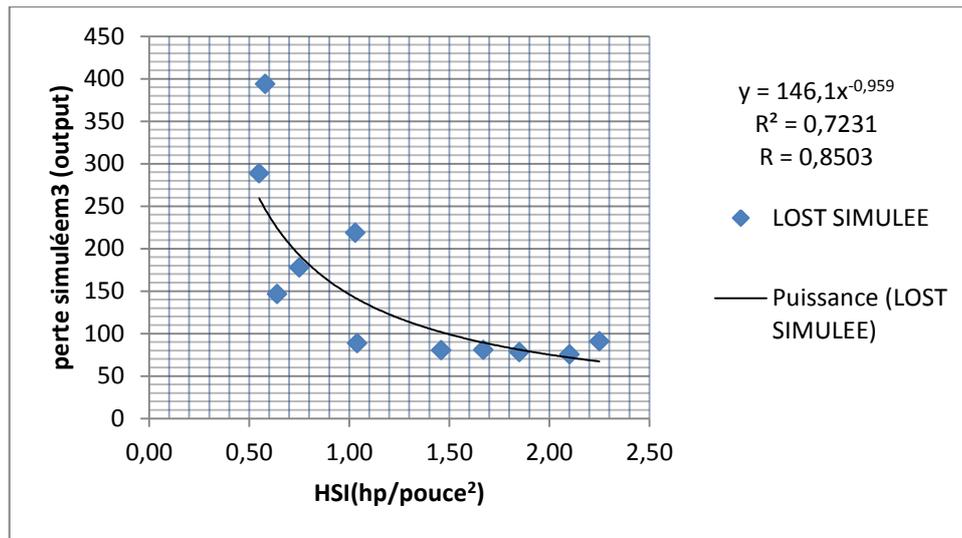


Figure N° V-14 : Influence de la puissance hydraulique (linéairement)

A l'issue de la représentation graphique d'influence de la puissance hydraulique sur le front de taille HSI nous constatons que ce facteur a une évolution décroissante avec la perte médiatement. Même si la puissance est le résultat de la multiplication du débit avec la pression hydraulique, cependant le graphe montre une corrélation inverse bien comme montre l'ACP et le Matrice de Corrélation et même que L'Analyse de la Sensibilité qui est réduit la rôle de la puissance sur la perte dans cette étude.

**b) la fonction puissance :**



**Figure N° V-15 :** Influence de la puissance hydraulique (fonction puissance)

La fonction puissance a un coefficient de détermination plus grand que la fonction linéaire, ce qui motive le choix de son utilisation :

$$Y = a x^b$$

$$Y = 146,1x_4^{-0,959}$$

Avec :

- Y= le temps de la perte de la boue ;
- $x_4$  = la puissance hydraulique ;
- $R^2$ = le coefficient de détermination (déplacement) sur le graphe  $R^2=0,7231$  .

V-3-4-5 Influence du ROP sur la perte :

a) la fonction linéaire :

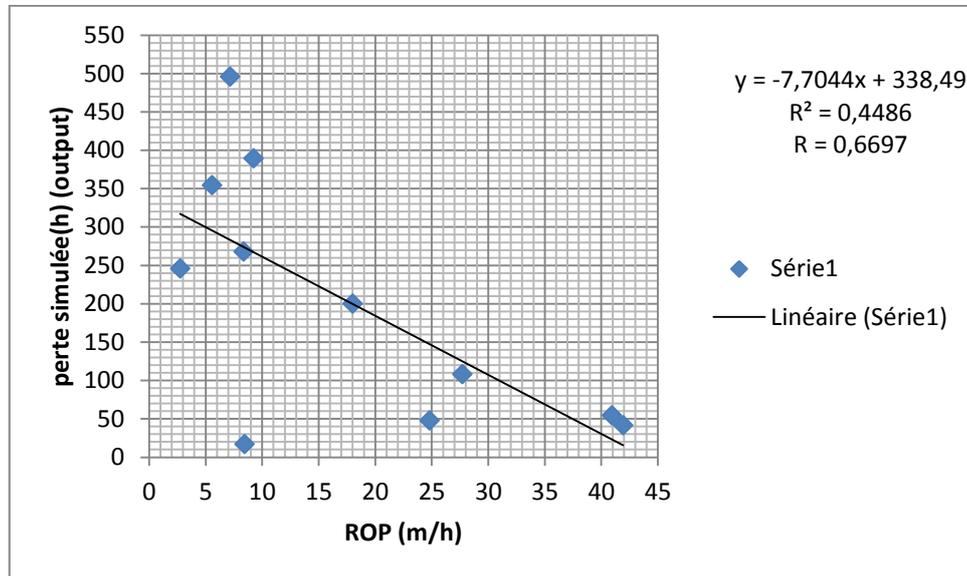


Figure N° V-16 : Influence du ROP (linéairement)

Le graphe au dessus montre une relation inverse entre la vitesse de pénétration de l’outil de forage et la perte de circulation ; une évolution décroissante médiatement. Ainsi qu’un bon avancement de forage élimine les problèmes de perte relativement.

b) la fonction polynomiale :

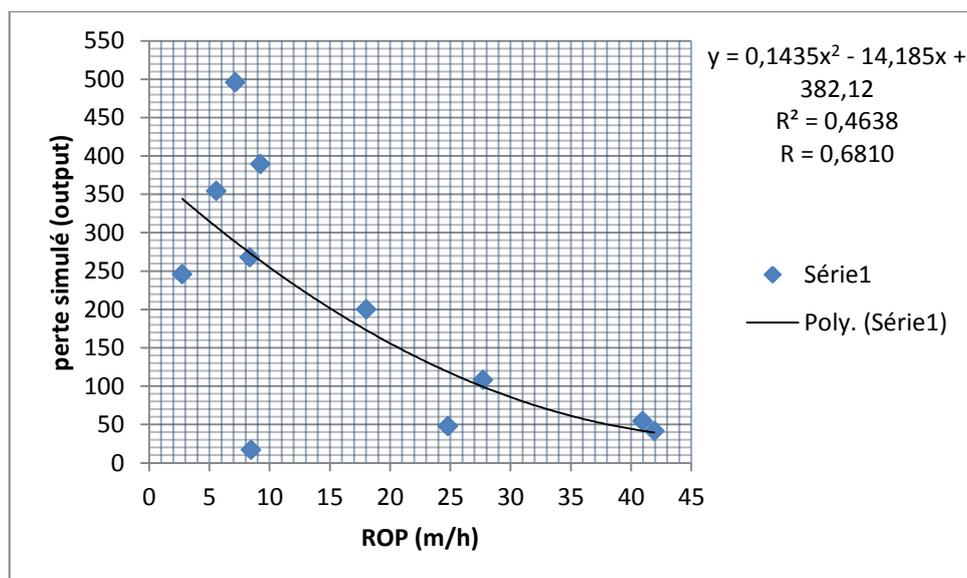


Figure N° V-17 : Influence du ROP (poly-nominalemment)

Avec une corrélation moyenne, la fonction polynomiale est exprimée par l'équation mathématique suivante :

$$Y = 0,1435 x_5^2 - 14,185 x_5 + 382,12$$

Avec :

- Y= le temps de la perte de la boue ;
- $x_5$ = la Vitesse de pénétration ROP ;
- $R^2$ = le coefficient de détermination sur le graphe  $R^2 = 0,4638$  ;

#### V-3-4-6 Influence de la densité et la viscosité sur la perte :

La perte s'affecte directement par la densité, la pression et la viscosité et pour expliquer cette influence on a choisi la courbe tridimensionnelle et parce-que il y'a une concordance entre la densité et la pression c'est pour ça on a décidé de la comparer la densité avec la viscosité, d'ici on a obtenu la courbe suivante :

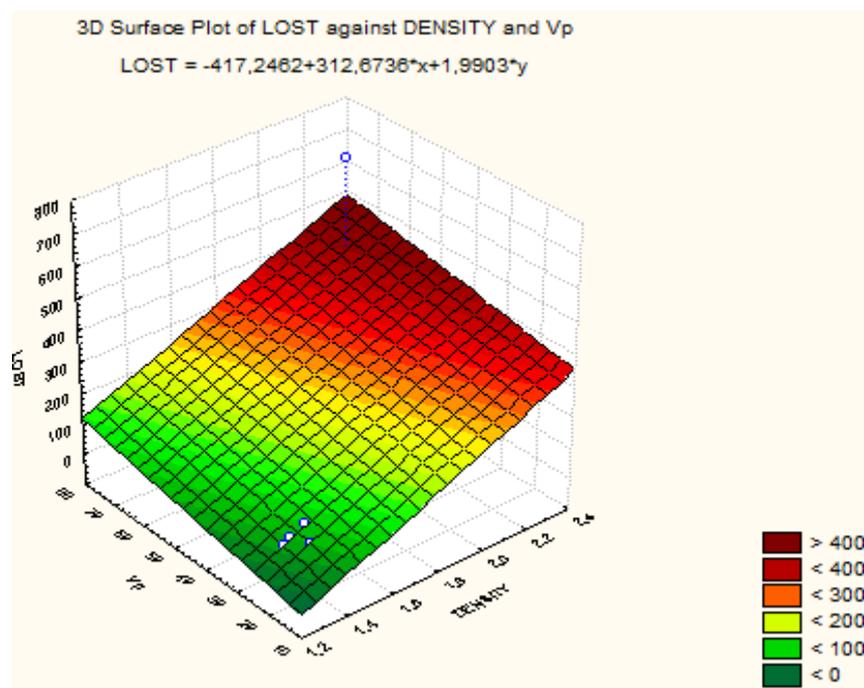


Figure N° V-18 : Influence de la densité et la viscosité

$$Y = 312,6736 x_6 + 1,9903 z - 417,2462$$

Avec :

- $Y$  = le volume de la perte de la boue en ( $m^3$ ) ;
- $x_6$  = la densité ;
- $z$  = la Viscosité de la boue ;

La courbe tridimensionnelle montre clairement que lorsque la densité augmente, la perte augmente aussi, même que la viscosité mais avec un degré moindre, notamment lorsque les deux paramètres augmentent en parallèle la perte de boue apparaît avec un volume considérable.

#### V-4 Conclusion:

L'analyse et les interprétations des résultats de cinquante-cinq puits pétroliers montre clairement que le problème perturbant de l'activité forage en terme de perte de temps dans le champ de "Hassi Messaoud" dans la phase  $12^{1/4}$  est lié la perte de circulation avec un taux estimé de **38.5%** du temps non productif .

La perte de la boue est fréquentée dans la phase  $12^{1/4}$  dans le champ de "Hassi Messaoud" à un pourcentage **25,66 %** par rapport les autres phases depuis les cinq années (2008-2012) .

L'originalité de ce travail réside dans l'utilisation de STATISTICA, version 8.0 et l'établissement des modèles, Le meilleur modèle optimal du RNA trouvé est le **MLP 7-6-1** avec un minimum de erreur.

Les modèles établis ont des précisions relativement élevée avec des coefficients de corrélation proche de l'unité, le volume de la perte de fluide de forage peut être calculé par une simple équation d'une seule inconnue qui est l'un des paramètres de forage (paramètre mesurable).

Par ailleurs, il faut signaler que les graphes montre que l'augmentation de la densité et la pression jouent un rôle principal dans le phénomène de la perte notamment la viscosité.

## *Conclusion et recommandations*

## **Conclusion et recommandations**

L'objectif de ce travail est d'étudier et analyser les incidents au cours de forage des puits forés dans la région de "Hassi Messaoud" afin de déterminer l'influence individuelle ou combinée des paramètres de forage sur les différents problèmes dans la phase 12<sup>1/4</sup>".

L'analyse des données de 113 puits forés pendant cinq ans (2008 au 2012) montre que la fréquence de la perte de circulation dans la phase 12<sup>1/4</sup> présente un taux de **25.66%**, il vient juste après celle de la phase 26<sup>1/4</sup> qui a cumulé un taux de 43.36%.

Aussi, l'autre principale étude statistique de cinquante-cinq puits montre que le problème majeur c'est la perte de boue de forage qui représente un taux de **38.5%** de l'ensemble des problèmes dans la phase 12<sup>1/4</sup>" et qui possède la fraction la plus importante de temps non productif (NPT) en cours de forage.

L'originalité de ce travail de modélisation réside dans l'utilisation de STATISTICA, version 8.0 constitué des modules suivants :

- Les Matrices de Corrélation
- L'Analyse en Composantes Principales (ACP)
- Les réseaux des neurones artificiels RNA (Artificial Neural Network ANN).

Par ailleurs des modèles de calculs ont été élaborés permettant d'estimer ou prédire le volume de fluide de forage perdu en fonction de l'un des paramètres de forage, il suffit tout simplement de connaître une seule inconnue qui est facilement mesurable (la densité de la boue ou la pression dynamique du fond ou la viscosité de la boue) .

Egalement, un autre modèle à deux paramètres (la densité et la viscosité de la boue) ont été établis.

Il y a lieu de noter que les coefficients de la corrélation de ces modèles sont proches de l'unité et les écarts % sont proches de zéro précision, ce qui donne une précision très grande.

L'intérêt de ces modèles réside dans leur capacité d'apprendre des relations à partir des données numériques qui sont fondées sur des graphes et modèles mathématiques qui tentent d'établir des relations entre les paramètres d'entrée et de sortie.

Ces modèles servent comme mesure de prévention puisqu'ils donnent des informations concernant le volume de la boue dans le programme prévisionnel d'un puits.

Les graphes montrent que l'augmentation de la densité et la pression jouent un rôle principal dans le phénomène de la perte, notamment la viscosité. Par contre la puissance hydraulique et ROP sont inversement proportionnelles avec la perte.

L'étude met en exergue la contribution du mauvais choix de l'outil de forage dans la perte de circulation.

Par ailleurs, il y a lieu de noter qu'il serait impératif de compléter ce travail par une optimisation combinée des caractéristiques de la boue (pression et la densité) et caractéristiques rhéologiques (viscosité plastique, yield-value) c'est à dire une combinaison cohérente et compatible entre les paramètres mécaniques et hydrauliques d'une part, et une autre combinaison avec les caractéristiques de la formation, d'autre part.

Aussi, la présente étude nécessite d'être complétée par une banque de données plus riches et validée dans les conditions réelle d'exploitation afin de maîtriser le problème de pertes de circulation.

## ***Références Bibliographiques***

---

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] KRARROUBI Ratiba «Problème de coincement au niveau du turonien sur le champ de HMD» Mémoire d'ingénieur. Univ Boumerdes. 2006.
- [2] A. SID, Y.MAKHLOUF «Critères de choix des paramètres et la minimisation des problèmes au cours de forage, Champs Hassi Messaoud» Mémoire de Master , Univ Ouargla. 2012.
- [3] Web graphic : [www.sonatrach.com/nos-activites.html](http://www.sonatrach.com/nos-activites.html).
- [4] D. SAADA «Choix des paramètres de forage et la minimisation du temps non productif au cours de forage Cas : Hassi Messaoud» Mémoire de Magister .Univ. Ouargla 2013.
- [5] BOUAZA Kheireddine, DJELAILA Brahim et DADI SIDI Ali «Optimisation des paramètres mécaniques du forage horizontal» Mémoire de Master, Univ Ouargla 2013.
- [6] Jean-Paul NGUYEN «Techniques d'exploitation pétrolière- le forage » Institut Français Du Pétrole, 1993.
- [7] AMADOU Abdoulaye «Contribution à la surveillance d'un processus de forage pétrolier» Thèse Doctorat, l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers,31 mars 2010.
- [8] BELAID Abdessalem « Modélisation tridimensionnelle du comportement mécanique de la garniture de forage dans les puits a trajectoires complexes: application à la prédiction des frottements garniture-puits» Thèse doctorat, 27 Septembre 2005.
- [9] ALGERIAN PETROLEUM INSTITUTE IAP spa. Drilling, Production & Reservoir Engineering: Forage Dirigé & UBD. Février 2008.
- [10] Document ENAFOR l'appareil type Oil Well 840E.
- [11] SLIMANI. A et DADDOU. M «Formation d'ingénieurs en forage. Modules M1» Sonatrach-division forage. mars 2004
- [12] HADJ ABBAS Abbas «les bourbiers de forage pétrolière impact sur l'environnement et technique de traitement » Mémoire de Magister Univ. Ouargla 2011.
- [13] ENSPM Formation Industrie-forage-production-gisement «Les outils de forage». France.1999.
- [14] SLIMANI.A «Formation d'ingénieurs en forage. Modules M3. » Sonatrach-division forage.

- [15] ENSPM Formation Industrie - IFP Training, forage «garniture de forage». France. 2006.
- [16] Formulaire du Foreur, 6e édition, Éditions Technip, Paris, 1989.
- [17] SLIMANIA et DADDOU. M «Formation d'ingénieurs en forage. Modules M2. » Sonatrach-division forage.
- [18] BENYOUCEF.M et KLOUL.S «procédures de forage d'un puits à huile sur le champ de TFT. » SONATRACH SH – FOR.1998.
- [19] RAHMOUNI Mostefa, BECHENEB Daoud et DOKMA Brahim: «Étude statistique de temps non productif dans la phase « 12 ¼ »En Cours De Forage à HMD ». Mémoire de MASTER .Univ. Ouargla 2013.
- [20] BENBRAHIM Sofiane etBOUABDELLI L Lakhdar «étude des coincements dans les drain horizontale a HMD», Mémoire d'ingénieur Univ.Boumerdes. 2007.
- [21] ENSPM Formation Industrie – IFP Training «Cimentation d'une colonne perdue ou liner» France. 2005.
- [22] ENSPM Formation Industrie – IFP Training «Les fluides de forage» France. 2006.
- [23] SAFI Brahim «Contribution à l'étude de l'amélioration des propriétés physico-chimique et rhéologique de la boue salée saturée alourdie lors de forage 8<sup>1/8</sup> HMD» Mémoire de Magister Univ Boumerdes 2001.
- [24] DADDOU. M «Formation d'ingénieurs en forage. Modules FFFpertes en cours de forage» SONATRACH-division forage. Avril 2005.
- [25] Drilling notions. « Perte de circulation».
- [26] AIT ABDELKOUIS «Etude et analyse de la perte totale en phase 26'' a HMD cas du puits OMKZ751» Mémoire d'ingénieur Spécialisé. Algerian petroleum institute IAP 2008.
- [27] SAADI ALI et BOUCHAKOUR Abderrahmane «Etude analytique des pertes de Circulation le long du drain horizontal Application sur le puits ONIZ 41» Mémoire d'ingénieur. Univ Boumerdes 2006.
- [28] RIAHI Omar «Etude des pertes de circulation dans la phase 81/2 dans le champs de Haoud Berkaoui Application sur le puits OKN 530 » Mémoire d'ingénieur. Univ Boumerdes 2007.

- [29] ZAABOUB Ahmed et LAFI Widad «Contribution à l'étude de la prédiction et le contrôle de la pression de fond en forage». Mémoire d'ingénieur, Univ Boumerdes 2009.
- [30] DJOUGHLAL. A et DJOUDI. M« Contrôle de venue». Mémoire d'ingénieur. Univ Boumerdes 2009.
- [31] Une base des données riches des rapports journaliers de (55) puits réalisé à HMD. SONATRACH. DF (2008-2013).
- [32] SAKAA Bachir «Développement Durable, Vers Un Modèle De Gestion Intégrée Des Ressources En Eau Dans Le Bassin Versant De Saf-Saf » Thèse Doctorat,Univ Annaba 2013.
- [33] HABES Sameh «Caractéristiques chimiques d'un lac appartenant aux écosystèmes humides du Nord de l'Algérie» Thèse Doctorat, Univ Annaba 2013.
- [34]Mlle Souad RIAD «Typologie et analyse hydrologique des eaux superficielles à partir de quelque bassins versants représentatifs du MAROC» Thèse Doctorat, Univ Ibnouzhir d'Agadir MAROC. 2003.
- [35] HAMZAOUI Wahiba «Caractérisation de la pollution des eaux en milieu industriel et urbain.Cas de la plaine d'El-Hadjar» . Mémoire de Magister. Univ Annaba 2007.
- [36] GHRIEB Lassaad «Impact des formations triasiques sur les eaux d'une plaine en zone semi- aride : cas de la plaine bekkaria-tebessa». Mémoire de Magister. Univ Annaba 2007.
- [37] Une base des données des rapports statistiques sur (204) puits réalisé à HMD. SONATRACH. DF (2008-2012).

# *Annexes*

---

## Annexe N°01 :

Le premier annexe est un exemple d'une page de rapport journalier ; dans cette étude en a traité 921 rapports journalier de 55 puits dans la phase 12 "1/4" .

SONATRACH												Page 1 of 2	
Daily Drilling Report													
WELL & SIDETRACK: OMM85		DATE: 06/11/2010	DAY: 37	DOP: 57,75	DFS: 36,50	TMD: 3 295,0 (m)	TVD: 3 295,0 (m)	FORMATION TOP: TRIAS ARGILEUX G30 @ 3 222,0 (			PROGRESS: 0,0 (m)	ROT: 0,00 (hr)	
SUPERVISOR / SUPERINTENDENT: A. MEZIANE / A. DJEMAI			RIG: TP202	FIELD: HASSI MESSAOUD		ACC.FREE: 44 (day)	AFE (KD): 760 107	DAILY (KD): 1 784	CUM (KD): 70 087	WELL OBJECT.: DEVELOPMENT			
LAST CSG/LINR SHOE: 13,375 (in) @ 2 366,00 (m)		LAST CSG/LINR TOP: 11,00 (m)		FM.TEST/EMW: 2,16 (sg) @ 3 295,0 (m)		L.BOP TEST: 27/10/2010	L.SAFETY MEETG: 06/11/2010	DAILY NPT: 21,75 (hrs)	CUM NPT: 7,02 (day)	SERVICE: NONE			
ACCIDENT / INCIDENT TOPICS: No Accidents/Incidents: 02 SM, 03 SC's, 01 WP, 01 JSA													
BIT DATA			LAST BHA				MUD CHECKS						
BIT No. / Re-Run (U)	/	/	NAME:				TYPE 1	INVERMUL	TIME/LOC	06:00/OTH			
BIT RUN No.			OD	TOOL TYPE	JTS No.	LENGTH (m)	TYPE 2		TIME/LOC	/			
BIT SIZE							DENSITY (sg)	2,04	ECD (sg)				
BIT MANUFACTURE							DEPTH (m)	3 295,00	SAND (%)	0,10			
BIT TYPE							FL TEMP (°F)	150	SOLIDS (%)	38,00			
BIT IADC CODE							FUN VIS (s/qt)	50	OIL %	58,00			
BIT SERIAL No.							PV (op)	45	H2O %	4,00			
BIT JETS							YP (lb/100ft²)	13	OIL/H2O	93/7	/		
BIT TFA							G (0) (lb/100ft²)	12,00	LGS (%)	3,60			
BIT DEPTH IN							G (10) (lb/100ft²)	17,00	HGS (%)	33,30			
BIT DEPTH OUT							API FL (cc/30min)		E LIME (g/L)	8,13			
CUM PROGRESS.							HPHT FL (cc/30min)	5,20	CL-MUD	9			
CUM HOURS							pH		Cl Brine (g/L)	192			
CUM ROP (WOC)							Pf (cc / cc)		NaCl Brine (g/L)	317,00			
WOB (Min/Max)	/	/					Mf		Ca++ (g/L)	4			
RPM (Min/Max)	/	/					Pm (cc)	2,20	K+ (g/L)				
BIT COND (IODL)	--	--					KCL (%wt)		CaCl2 (g/L)				
BIT ond (BGOR)	--	--					ES (mV)	1 800,00	MBT (kg/m3)				
TOTAL BHA LENGTH							DAILY GEOLOGY DATA						
BIT HSI			ITEM SINCE LAST INSPECT. HRS				FROM	TO	W.C	W.O.C	FORMATION		
FUEL & WATER		MUD LOSSES	MOTOR & TURBINE		SHOCK SUB								
FUEL: (m3)	SURF0,0 (m3)		MOTOR: (hr)		JAR								
WATER:62,00 (m3)	HOLE9,0 (m3)		TURBINE: (hr)		BHA								
PUMP DATA			WELL & LOCATION			SLOW PUMP			MATERIAL TRANSPORT				

Dans le rapport existent plusieurs informations, parmi les informations il y a

- Le non du puits OMM85 ;
- Appareil TP202 ;
- Champ HMD ;
- la date 06/11/2010 ;
- Jour 37 ;
- Profondeur 3295m ;
- NPT 21.75 h de perte de boue ;
- Quantité perdue 09 m3 ;
- Paramètres hydraulique et mécaniques de forage : densité =2.04 sg, ROP=0 m/h .....

## Annexe N°02 :

Un fichier d'Excel (Archive de la division de forage)

NPT					NO			
Field	Name	Start Date	End Date	Phase	Field	Name	Start Date	End Date
HMD	MD600	05/01/2008	24/04/2008	26"	HMD	ONM541	31/01/2010	14/04/2010
HMD	OMMZ733	06/02/2008	01/05/2008	26"	HMD	OMMZ653	27/01/2010	21/04/2010
HMD	OMJZ652	24/02/2008	06/05/2008	99	HMD	ONI551	23/01/2010	23/04/2010
HMD	ONI341	12/02/2008	10/05/2008	26"	HMD	OMKZ522	12/04/2010	03/05/2010
HMD	OMG832	25/01/2008	18/05/2008	12.25"	HMD	ONI313	07/03/2010	12/05/2010
HMD	ONIZ432	17/02/2008	06/06/2008	8.375"	HMD	OMKZ46	31/01/2010	15/05/2010
HMD	OMLZ662	14/01/2008	08/06/2008	26"	HMD	OMKZ773	23/02/2010	22/05/2010
HMD	OMLZ78	25/03/2008	07/07/2008	36"	HMD	MD630	15/03/2010	23/05/2010
HMD	OMKZ56	08/02/2008	09/07/2008	26"	HMD	MD633	09/04/2010	10/06/2010
HMD	MDZ605	01/05/2008	12/07/2008	12.25"	HMD	MD629	07/01/2010	20/06/2010
HMD	OMF502	06/05/2008	15/07/2008	8.5"	HMD	OMJ66	24/03/2010	20/06/2010
HMD	OMLZ312	21/03/2008	21/07/2008	8.375"	HMD	ONI353	23/04/2010	20/06/2010
HMD	OMJZ441	04/04/2008	01/08/2008	12.25"	HMD	MD632	12/05/2010	02/07/2010
HMD	MDZ602	08/06/2008	04/08/2008	99	HMD	MDZ631	21/04/2010	12/07/2010
HMD	ONI171	11/05/2008	09/08/2008	6"	HMD	OMJZ203	14/04/2010	21/07/2010
HMD	MD599	04/04/2008	17/08/2008	12.25"	HMD	OMK60	10/06/2010	24/08/2010
HMD	MD601	24/04/2008	18/08/2008	26"	HMD	OMG73	20/06/2010	27/08/2010
HMD	OMPZ462	08/07/2008	03/09/2008	26"	HMD	OMLZ432	22/05/2010	31/08/2010
HMD	OMLZ562	07/06/2008	21/09/2008	12.25"	HMD	OMJZ532	14/04/2010	10/09/2010
HMD	OMGZ81	18/05/2008	29/09/2008	6"	HMD	MD634	02/07/2010	13/09/2010
HMD	OMKZ77	12/07/2008	04/10/2008	12.25"	HMD	ONIZ541	03/05/2010	18/09/2010
HMD	OMPZ82	01/08/2008	11/10/2008	16"	HMD	MD635	21/07/2010	17/10/2010
HMD	OMJ64	15/07/2008	15/10/2008	26"	HMD	OMJ743	21/06/2010	19/10/2010
HMD	MDZ603	20/04/2008	22/10/2008	26"	HMD	OMGZ802	12/07/2010	29/10/2010
HMD	MDZ606	09/07/2008	25/10/2008	26"	HMD	OMLZ362	22/09/2010	20/11/2010
HMD	ONI652	10/08/2008	11/11/2008	6"	HMD	ONM65	25/08/2010	22/11/2010
HMD	MDZ608	04/08/2008	28/11/2008	99	HMD	OMKZ822	15/05/2010	05/12/2010
HMD	ONE321	21/07/2008	10/12/2008	26"	HMD	ONI572	27/08/2010	05/12/2010
HMD	MD604	19/08/2008	21/12/2008	26"	HMD	ONI523	18/09/2010	25/12/2010
HMD	OMG812	29/09/2008	25/12/2008	6"	HMD	MD637	18/10/2010	29/12/2010
HMD	OMOZ22	31/10/2008	04/01/2009	12.25"	HMD	OMPZ36	20/10/2010	31/12/2010
HMD	OMLZ272	21/09/2008	07/01/2009	12.25"	HMD	OMLZ452	29/10/2010	21/01/2011
HMD	OMJZ311	04/10/2008	07/01/2009	26"	HMD	OMKZ522Bis	01/09/2010	05/02/2011
HMD	MD610	25/10/2008	10/01/2009	12.25"	HMD	OMOZ44	01/01/2011	08/02/2011
HMD	MD607	12/10/2008	12/01/2009	12.25"	HMD	MD638	22/11/2010	19/02/2011
HMD	OMKZ433	15/10/2008	14/01/2009	12.25"	HMD	OMG133	05/12/2010	07/03/2011
HMD	ONI23	12/11/2008	18/01/2009	26"	HMD	OMM85	10/09/2010	09/03/2011
HMD	OMPZ253	29/11/2008	29/01/2009	12.25"	HMD	MD640	06/01/2011	20/03/2011
HMD	OMPZ462	10/12/2008	31/01/2009	8.375"	HMD	ONI442	25/12/2010	31/03/2011

HMD	MD609	23/10/2008	10/02/2009	12.25"	HMD	MD639	14/02/2011	12/04/2011
HMD	ONIZ312	04/09/2008	14/02/2009	6"	HMD	OMPZ123	05/12/2010	20/04/2011
HMD	MD614	10/11/2008	20/02/2009	26"	HMD	OMJZ121	22/01/2011	29/04/2011
HMD	OMP742	17/08/2008	03/03/2009	36"	HMD	MD641	19/02/2011	04/05/2011
HMD	ONI343	25/12/2008	21/03/2009	26"	HMD	OMKZ421	29/04/2011	12/05/2011
HMD	OMJ512	14/01/2009	21/03/2009	12.25"	HMD	MDZ642	06/02/2011	22/05/2011
HMD	MD611	10/01/2009	24/03/2009	12.25"	HMD	OMH452	07/03/2011	01/06/2011
HMD	OMKZ821	07/01/2009	27/03/2009	26"	HMD	OMG711	09/02/2011	10/06/2011
HMD	MD612	22/12/2008	05/04/2009	6"	HMD	MD636	09/03/2011	19/06/2011
HMD	OMG513	18/01/2009	09/04/2009	16"	HMD	OMM322	13/04/2011	27/06/2011
HMD	MDZ602	31/01/2009	12/04/2009	12.25"	HMD	OMMZ77	28/03/2011	03/07/2011
HMD	OMKZ873	07/01/2009	21/04/2009	26"	HMD	MD645	04/05/2011	07/07/2011
HMD	MDHA9	27/02/2009	24/04/2009	26"	HMD	OMGZ813	31/03/2011	09/07/2011
HMD	OMO133	04/01/2009	27/04/2009	36"	HMD	MD644	02/06/2011	17/08/2011
HMD	MDZ615	12/01/2009	14/05/2009	26"	HMD	MD643	20/04/2011	06/09/2011
HMD	OMJZ761	30/01/2009	18/05/2009	36"	HMD	MD646	19/06/2011	09/09/2011
HMD	OMPZ82	12/04/2009	24/05/2009	26"	HMD	OMJ661	23/05/2011	20/09/2011
HMD	MDZ616	10/02/2009	29/05/2009	26"	HMD	ONI34	03/07/2011	21/09/2011
HMD	ONIZ422	20/02/2009	06/06/2009	26"	HMD	MDZ626	10/06/2011	15/10/2011
HMD	MD617	25/03/2009	14/06/2009	12.25"	HMD	MD647	07/07/2011	23/10/2011
HMD	MDZ618	27/03/2009	15/06/2009	16"	HMD	OMJZ21	27/06/2011	31/10/2011
HMD	OMK333	21/03/2009	19/06/2009	6"	HMD	ONIZ632	09/07/2011	05/11/2011
HMD	ONMZ712	21/03/2009	26/06/2009	12.25"	HMD	OMP652	17/08/2011	16/11/2011
HMD	ONM543	09/04/2009	03/07/2009	12.25"	HMD	MD648	08/09/2011	24/12/2011
HMD	OMP651	05/04/2009	05/07/2009	26"	HMD	MDZ649	02/10/2011	24/12/2011
HMD	OMLZ473	14/02/2009	15/07/2009	12.25"	HMD	OMJ771	07/09/2011	26/12/2011
HMD	OMPZ253	24/05/2009	15/07/2009	26"	HMD	OMLZ572	05/08/2011	07/01/2012
HMD	OMP222	03/03/2009	16/07/2009	36"	HMD	OMG20	31/10/2011	11/01/2012
HMD	MDZ622	15/06/2009	28/07/2009	12.25"	HMD	OMKZ253	20/09/2011	24/01/2012
HMD	OMKHA2	08/06/2009	09/08/2009	16"	HMD	MD650	23/10/2011	26/01/2012
HMD	OMJZ86	27/04/2009	20/08/2009	16"	HMD	MD653	25/12/2011	12/03/2012
HMD	MD620	15/06/2009	23/08/2009	26"	HMD	MD652	24/12/2011	28/03/2012
HMD	OMKZ612	22/04/2009	24/08/2009	12.25"	HMD	OMJ42	10/01/2012	02/04/2012
HMD	ONI54	26/06/2009	27/08/2009	12.25"	HMD	MDZ651	13/11/2011	21/04/2012
HMD	OMOZ22	16/07/2009	01/09/2009	26"	HMD	OMJ552	27/12/2011	29/04/2012
HMD	OMNZ132	14/05/2009	02/09/2009	8.5"	HMD	MD654	17/02/2012	05/05/2012
HMD	OMKZ601	28/07/2009	07/09/2009	26"	HMD	OMG723	15/10/2011	07/05/2012
HMD	OMKZ441	18/05/2009	09/09/2009	12.25"	HMD	ONMZ27	24/01/2012	15/05/2012
HMD	MD621	03/07/2009	11/09/2009	26"	HMD	OMIZ821	06/11/2011	24/05/2012
HMD	OMLZ573	29/05/2009	15/09/2009	6"	HMD	OMJZ751	10/02/2012	09/06/2012
HMD	MD619	19/06/2009	21/09/2009	26"	HMD	OMJ67	29/03/2012	13/07/2012
HMD	ONI45	05/07/2009	24/09/2009	26"	HMD	OMG102	02/04/2012	17/07/2012
HMD	OMGZ822	06/06/2009	28/09/2009	6"	HMD	ONM413	20/04/2012	30/07/2012
HMD	OMJ333	16/07/2009	07/10/2009	12.25"	HMD	OMJZ32	12/03/2012	28/08/2012
HMD	OMF84	24/08/2009	31/10/2009	26"	HMD	MD655	24/07/2012	30/09/2012

HMD	OMKZ251	15/07/2009	02/11/2009	26"	HMD	MDZ656	25/05/2012	04/10/2012
HMD	MDZ622	02/09/2009	11/11/2009	8.5"	HMD	ONI233	08/08/2012	17/10/2012
HMD	OMPZ36	24/08/2009	17/11/2009	8.5"	HMD	ONIZ323	15/05/2012	18/10/2012
HMD	OMLZ87	07/09/2009	24/11/2009	26"	HMD	ONIZ402BIS	19/10/2012	24/11/2012
HMD	MDZ623	27/08/2009	26/11/2009	26"	HMD	MD260BIS	04/10/2012	13/12/2012
HMD	OMKZ332	02/09/2009	29/11/2009	26"	HMD	MD42BIS	16/10/2012	18/01/2013
HMD	MD624	11/09/2009	03/12/2009	26"	HMD	MDZ657	23/11/2012	05/04/2013
HMD	ONI321	24/09/2009	08/12/2009	26"	HMD	MD412BIS	31/12/2012	10/04/2013
HMD	OMKZ36	10/09/2009	29/12/2009	36"	HMD	-	-	-
HMD	OMKZ601	11/11/2009	30/12/2009	12.25"	HMD	-	-	-
HMD	OMGZ801	28/09/2009	01/01/2010	26"	HMD	-	-	-
HMD	OMH511	01/11/2009	06/01/2010	26"	HMD	-	-	-
HMD	OMN14	08/10/2009	07/01/2010	16"	HMD	-	-	-
HMD	OMOZ44	29/11/2009	22/01/2010	26"	HMD	-	-	-
HMD	ONM651	22/09/2009	23/01/2010	12.25"	HMD	-	-	-
HMD	MDZ626	25/11/2009	27/01/2010	16"	HMD	-	-	-
HMD	OMLZ233	02/11/2009	30/01/2010	26"	HMD	-	-	-
HMD	OMJ443	26/11/2009	31/01/2010	26"	HMD	-	-	-
HMD	OMI813	03/12/2009	07/02/2010	26"	HMD	-	-	-
HMD	MDZ625	18/11/2009	23/02/2010	99	HMD	-	-	-
HMD	ONIZ203	15/09/2009	27/02/2010	12.25"	HMD	-	-	-
HMD	OMH751	06/01/2010	07/03/2010	6"	HMD	-	-	-
HMD	ONI511	08/12/2009	15/03/2010	26"	HMD	-	-	-
HMD	OMPZ541	30/12/2009	24/03/2010	26"	HMD	-	-	-
HMD	MDZ627	29/12/2009	29/03/2010	26"	HMD	-	-	-
HMD	OMG74	07/02/2010	09/04/2010	16"	HMD	-	-	-
HMD	MD628	23/01/2010	11/04/2010	26"	HMD	-	-	-
HMD	OMJZ52	01/01/2010	14/04/2010	26"	HMD	-	-	-

## Annexe N°03 :

Calcul de la pression du fond à partir de la pression de refoulement et les règles de (F,F)

puit/PRM	HGA29	HGA36	HSA1	HTF09	HTF11	HTF14	MD636	OMKZ253	OMM85	OMN711	RDC11
ropmoy	5,55875	27,695	21,84	40,946	41,928	24,788	8,454	8,34571429	9,22705882	2,74	7,146
wobmoy	9,1875	14,1666667	8,2	16,3	14	15,6	15,7	9,64285714	9,11764706	13,08333333	15,05
rpmoy	101,09375	133,333333	114,5	171	149	147,5	112	151,428571	151,676471	122,5	125,8
densite	1,9932	1,52857143	1,37	1,30833333	1,385	1,29	1,79769231	2,085	1,62058824	1,93	2,23
yeld value	23,72	17,5	16,6	17,9166667	17,7	18,0769231	11	17,9090909	16,7647059	14,2692308	13,3529412
debit	1556,26429	2461,368	2427,59	2087,435	2355,02889	1968,05833	2054,85375	1793,43526	2145,02429	1559,49167	1501,31983
puissance	1,03125	1,67266667	1,04	2,104	1,85285714	1,456	0,6426	0,55285714	2,2508	0,745625	0,58
pression	1974,19355	2573,88889	2451,54584	2119,61538	2522,22222	1505,76923	1215,38462	2027,89474	1391,47727	1785,18519	1637
prof(m)	3015,5	1703,5	1903	1680	1971	1637	2911	2860	2862,5	2843,5	2941,5
DC	238,86	241,84	220	284,9	294,8	295,65	242,79	239,95	256,65	242,93	242,18
DP	2754,24	1449,24	1617	1375,97	1656,03	1317,78	2649,86	2598,5	2575,54	2580,35	2681,96
BHA	261,26	254,26	286	304,03	314,97	319,22	261,14	261,5	286,96	263,15	259,54
PV cp	55,8	27,0714286	18,84	21,4166667	22,8	21,9230769	27,0769231	45,84	63,6527778	44,0909091	68,4081633
PV cp	56	27	19	21	23	22	27	46	64	44	68
densitesg	2,0	1,5	1,37	1,3	1,4	1,3	1,8	2,1	1,6	1,9	2,2
coef B	3,89	2,67	2,315	2,27	2,45	2,29	3,095	3,89	3,35	3,56	4,37
debit l/m	1556	2461	2428	2087	2355	1968	2055	1793	2145	1559	1501
N1	79	180	120	136	167	119	130	103	142	79	74
N2 ,p334	37	84	74	63	78	58	61	48	66	37	35
N3	314	717	616	543	865	497	520	411	566	352	296
N4	15	33	33	25	31	23	24	19	27	15	14
N5	1	4	3	3	3	3	3	2	3	2	1
P duse	582,836204	3509,24526	2541,54876	1984,88097	2674,43712	1739,62557	742,826085	501,756668	801,791564	459,33906	376,404977

DP*N2	1019,0688	1217,3616	112,3658	866,8611	1291,7034	764,3124	1616,4146	1247,28	1699,8564	954,7295	938,686
DC*N3	6578,77766	3504,84202	4589 ,21458	3920,13853	4881,97644	3896,01657	6433,59509	6235,10075	6610,12341	6268,44426	6495,17073
DC*N4	35,829	79,8072	72,6	71,225	91,388	67,9995	58,2696	45,5905	69,2955	36,4395	33,9052
DP*N5	27,5424	57,9696	48,51	41,2791	49,6809	39,5334	79,4958	51,97	77,2662	51,607	26,8196
!*B	30109,4475	13456,7477	280,36965	11430,5935	15880,2844	11190,9137	25743,5139	29886,6415	28805,1141	26309,1841	33074,7013
Pan	246,514746	367,864056	280,36965	255,384307	345,618805	246,250341	426,383913	379,510345	490,981695	313,44554	265,367376
Phyd (Kp)	58926,4176	25528,6415	25559,902	21549,0196	26763,0882	20703,2353	51304,7285	58461,7647	45479,7434	53803,4804	64309,2647
P total ref	30692,28	16965,99	17041,44	13415,47	18554,72	12930,54	26486,34	30388,40	29606,91	26768,52	33451,11
Debit 2	2421958,53	6058332,43	60584,45	4357384,88	5546161,07	3873253,6	4222423,93	3216410,04	4601129,19	2432014,26	2253961,22
A inch	1,761	0,994	1,024	1,037	1,037	1,037	1,956	2,237	1,866	1,956	2,236
coef1	2959,41	2959,41	2959,41	2959,41	2959,41	2959,41	2959,41	2959,41	2959,41	2959,41	2959,41
coef2	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
A inch2	3,101121	0,988036	1,0254	1,075369	1,075369	1,075369	3,825936	5,004169	3,481956	3,825936	4,999696
2coef2	0,9025	0,9025	0,902	0,9025	0,9025	0,9025	0,9025	0,9025	0,9025	0,9025	0,9025
P duse(KP)	582,84	3509,25	2548,2	1984,88	2674,44	1739,63	742,83	501,76	801,79	459,34	376,40
P refoulm(kp)	13611,6697	17746,4491	18475,254	14614,3242	17390,2178	10381,9777	8379,83385	13981,9286	9593,9575	12308,4948	11286,7876
episeur(m)	1052	1972	1903	1911,5	1955	1973	874	869	941	947	1240
N1*B	307,31	480,6	420,1	308,72	409,15	272,51	402,35	400,67	475,7	281,24	323,38
DP*N2*B	3964,17763	3250,35547	2154,32569	1967,7747	3164,67333	1750,2754	5002,80319	4851,9192	5694,51894	3398,83702	4102,05782
DC*N3*B	25591,4451	9357,92818	9012 ,45879	8898,71446	11960,8423	8921,87795	19911,9768	24254,5419	22143,9134	22315,6615	28383,8961
DC*N4*B	139,37481	213,085224	168,069	161,68075	223,9006	155,718855	180,344412	177,347045	232,139925	129,72462	148,165724
DP*N5*B	107,139936	154,778832	112,30065	93,703557	121,718205	90,531486	246,039501	202,1633	258,84177	183,72092	117,201652
Pf pci	8582,260	3755,950	3747,790	3162,440	3931,760	3038,450	7502,920	8534,150	6667,450	7848,950	9365,700