N° Ordre ……/Faculté/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par

BELLACHE Kamel

SAHLI Nadjib

Filière : Hydrocarbures

Option : Forage des puits

Thème

Application des réseaux de neurones artificiels pour la prédiction du ROP dans les forages en UBD dans le champ de Hassi Messaoud

Devant le jury :

M. MELLAK Abderrahmane	**Pr. UMBB**	**Président**
M. BENYOUNES Khaled	**MCA. UMBB**	**Encadreur**
M. BENTRIOU Abdelhak	**MCA. UMBB**	**Examinateur**
M. HADJADJ Ahmed	**MCA. UMBB**	**Examinateur**
Mme. AZRIL Nadjet	**MA(A). UMBB**	**Examinatrice**
Mme. BOUMAZA Nadia	**MA(B). UMBB**	**Examinatrice**

Année universitaire 2015/2016

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, Nous remercions le bon Dieu de nous avoir donné le courage et la volonté pour achever nos études supérieures.

Nous tenons à remercier en premier lieu notre encadreur Mr. BENYOUNES KHALED pour ses remarques, ses conseils considérables et ces critiques constructives.

Nous tenons à remercier aussi Mr. Hamza Azzedine superintendant forage DF pour sa contribution et son aide précieuse.

Nous adressons nos remerciements à nos enseignants qui nous ont encadré durant notre cursus universitaire.

Nos remerciements vont également à tout le personnel du chantier ENF 20 et ENF 47, en particulier le chef de chantier Mr. Arar Mourad pour ses interventions et son aide précieuses.

Ainsi qu'à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

Mes très chers parents qui ont toujours veillé sur mon bien être, et ont fait de leur mieux pour m'élever et m'éduquer,

Ma grand-mère et grand père que Dieux ait son âme et mes oncles qui m'ont élevé.

Mon cher frère et mes très chères sœurs,

Mes amis(es),

Tous ceux qui m'aiment et que j'aime,

Tous ceux qui m'ont encouragé durant ma vie estudiantine,

..... *Kamel*

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

Mes très chers parents pour qui cette année a été particulièrement difficile mais qui ont toujours veillé sur mon bien être, et ont fait de leur mieux pour m'élever et m'éduquer.

A mes frères et sœurs qui m'ont beaucoup soutenu,

Mes amis(es),

Tous ceux qui m'aiment et que j'aime,

Tous ceux qui m'ont encouragé durant ma vie estudiantine.

……Nadjib

Résumé

Depuis 1990, le forage en UBD et en MPD sont devenus des alternatives plus utilisés que le forage conventionnel. Les nouvelles techniques offrent plusieurs avantages comme un taux de pénétration plus grand ; éviter l'endommagement de formation et de bénéficier de la production pendant le forage, mais aussi cette technique présente des inconvénients comme le risque de venues au cours de ces opérations qui n'est pas encore pleinement compris. L'objectif principal de la première partie de cette étude est d'évaluer et de comprendre le comportement du taux de pénétration pendant le forage du réservoir du puits ONIZ # 40.

Weatherford en association avec la supervision de Sonatrach fond une équipe de travail remarquable et atteignent le but qui est d'augmenter la production de pétrole même dans certains réservoirs avec une pression appauvrie et un endommagement des formations non consolidées (sensibles).

L'objectif de notre étude c'est de proposer un outil informatique de modélisation afin d'analyser et de prédire le taux de pénétration, ce logiciel nous aide aussi à approuver la relation Entre le ROP et les paramètres de forage en utilisant le réseau de neurones artificiel de STATISTICA.

Abstract

Since 1990 underbalanced and managed pressure drilling have become increasingly used alternatives to conventional overbalanced drilling. The new techniques provide several advantages as a bigger rate of penetration; provide formation damage and benefit while drilling, but also this technique present disadvantages as blowout risk during these operations is yet not fully understood. The main objective of the first part of this study is to evaluate and understand the behavior of rate of penetration during the reservoir drilling of the well ONIZ#40.

Weatherford in combination with Sonatrach supervising makes a remarkable work crew and reaches the purpose of increasing oil production even in some reservoirs with a depleted pressure and susceptible formation damage.

The objective of this paper is to propose a modeling computer tool in order to analyze and predict rate of penetration, the software also help us to approve the relationship between the ROP and the drilling parameters by using the data mining and artificial neurons network of STATISTICA.

Vocabulaire

Sliding : Forage avec le PDM et sans le rotary.

Flow test : Faire débiter le puits en allégeant la pression hydrostatique de la colonne de la boue de forage pour évaluer le gain.

Flow check : vérification du retour de la boue sur le trip tank à l'état statique.

Half package 32 m^3/min : Première partie des équipements de production de l'azote N_2

Full package 32 m^3/min : Deuxième partie des équipements de production de l'azote N_2

Reading job : Relever des hauteurs des bacs fermés du brut (crude= brut) et évaluation du gain.

Build up test : Donne la pression max qu'un réservoir peut atteindre après l'arrêt du débitage.

Draw down test : Donne la pression mi qu'un R peut atteindre après une longue production a débit constant.

LOT (Leak Of Test) : test de pression admissible au sabot, pour avoir la densité Maximale admissible pour ne pas fracturer la formation.

FIT (Fit Integrity Test): test de pression pour déterminer la pression admissible par une formation.

ESD (Emrgencyshut down), SSV (surface safety valve) : vanne de sécurité en cas de grande pression du retour en surface.

RCD (Rotative CirculatingDevice) : Obturateur rotatif, permet l'étanchéité et la rotation.

Stapler : outil utilisé pour élargir le diamètre des Rubbers pour faciliter l'entrée du tool-joint de la DP.

Bearing : élément qui assure l'étanchéité des deux parties du RCD.

Draw down : différence de pression entre la P_{pore}et $P_{hydraustatique}$, avec lequel on fore en UBD, unité (DD : %).

Drag : résistance de la proie à la descente de la garniture dans le puits.

Over pull : résistance de la proie à la remontée de la garniture dans le puits.

LAG Depth (LAG time) : le temps nécessaire pour le déblai pour arriver du fond jusqu'en surface. $\mathrm{LAG} = \frac{\text{volumeannulaire (m3)}}{\text{débitdepompage } (\frac{\text{m3}}{\text{min}})}$

Drive sub : Raccord qui sert à lier les tubes de surforage aux tiges de forage.

Rubber(s) : Membrane en caoutchouc dur qui assure l'étanchéité sur les tiges, il est monté à l'intérieur du B ring, il est fait soit d'éléments naturels soit synthétique.

NPU (Nitrogen Production Unite) : unité de production de l'azote, par élimination de L'O_2 existant dans l'air, ou bien le réduire à moins de 5%.

Cooler : unité de refroidissement de l'air aspiré.

Medium & High Booster : compresseurs qui augmentent la pression à 2500 et 5000 Psi respectivement.

Floatsub valve : clapet anti-retour, on le met au-dessus de l'outil.

Wash down : descente avec circulation (pompage).

Tie back sleeve : chemise de raccordement pour le tubage qui sert à avoir l'injection par l'annulaire.

Air cooler : unité de refroidissement de l'air aspiré par les compresseurs.

Ron Roughneck : Clé de serrage et desserrage automatique.

Sommaire

Résumé

Vocabulaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des courbes

Introduction

Chapitre I : Géologie de la région de Hassi-Messaoud

I.1. Situation géographique du champ de Hassi Messaoud 2
I.1.1. Introduction 2
I.1.2. Historique 2
I.1.3. Situation géographique 3
I.1.4. Situation géologique 3
I.1.5. Zones et numérotation des puits 4
I.1.6. Intérêt pétrolier 5
I.2. Aspect lithologique du champ de Hassi Messaoud 6
I.3. Description du puits 10
I.3.1. Localisation du puits ONIZ40 10
I.3.2. Architecture du puits ONIZ#40 12
I.3.3. Profil directionnel et données du puits ONIZ#40 14

Chapitre II : Partie technique et technologique

II.1. Elaboration d'un programme de forage 16
II.2. Harmonisation des diamètres 16
II.2.1. Introduction 16
II.2.2. Méthode d'établissement d'un programme d'harmonisation 17
II.2.3. Les jeux tolérés 18
II .2.4. Application du programme sur le puits ONIZ#40 18
II .2.5.Profile du puits 21
II.3. Programme de l'outil de forage 22
II.3.1. Introduction 22
II.3.2. Types d'outils 22
II.3.3. Choix des outils 23
II.3.4. Programme d'outil 24

II.3.5. Résumé du programme d'outil pour le puits ONIZ#40 25
II.4. Choix de la garniture de forage 26
II.4.1. Introduction 26
II.4.2. Composition de la garniture de forage 26
II.4.3.Choix des garnitures de forage 29
II.4.4. Application sur le puits ONIZ#40 pour la phase 16'' 31
II.5. Programme de boue de forage 35
II.5.1. Introduction 35
II.5.2. Classification des fluides de forage 35
II.5.3. Calcul des volumes de boue 36
II.5.4. Programme technique de boue pour le puits ONIZ#40 37
II.6. Programme du tubage 42
II.6.1. Introduction 42
II.6.2. Le but de tubage 42
II.6.3.Les différentes colonnes de tubage 42
II.6.4. Caractéristiques des colonnes de tubage 43
II.6.5. Préparation du tubage 43
II.6.6. Habillage de la colonne 44
II.6.7. Choix de tubage 45
II.6.8.Méthodes de calcul 45
II.7. Programme De Cimentation 47
II.7.1. Introduction 47
II.7.2. Les différents types de cimentation 47
II.7.3. Equipements de cimentation 47
II.7.4. Programme de cimentation dupuits ONIZ#40 48

Chapitre III : Généralités sur l'Underbalanced Drilling

III.1. Introduction 49
III.2. Historique de forage en UBD 50
III.3. Intérêt de la technique du forage en UBD 50
III.3.1. Les avantages de l'UBD 51
III.3.2. Inconvénients de l'UBD 55
III.4. Principe du forage en underbalance 55
III.4.1. Le Draw Down 56
III.4.2. Débit de circulation optimum 57
III.4.3. Détermination de débit de la couche productrice 58
III.4.4. Détermination du rapport Brut/Azote injecté 59
III.5. Choix des puits candidats au forage en underbalance 61
III.5.1. Méthode de sélection d'un puits pour le forage en UBD 62
III.5.2. Les réservoirs qui ne sont pas candidats à l'UBD 67
III.5.3. Critères de puits candidats à l'UBD 67

III.6. Les différents types de fluide de forage utilisés en underbalance 68
III.6.1. Les fluides incompressibles 69
III.6.2. Les fluides bi phasique 69
III.6.3. Fluides gazéifiés 70
III.6.4. Opérations à l'air 71
III.7. Les différentes méthodes d'injection 71
III.7.1. Injection par l'intérieure des tiges de forages 72
III.7.2. Injection par l'Annulaire 73
III.7.3. Injection par le Parasite String 74
III.7.4. Injection par dual drill pipe 74
III.8. La méthode de contrôle de la pression de fond 75
III.9. Conclusion 75

Chapitre IV : Les équipements du forage en UBD

IV.1. Introduction 76
IV.2. Les équipements de surface 76
IV.2.1. Les équipements d'injection et de génération d'azote 78
IV.2.2. Equipements de circuit de retour 83
IV.2.3. ligne de surface 91
IV.2.4. Les équipement de séparation 93
IV.2.5. Equipement de récupération 94
IV.3. Equipement de fond 94
IV.3.1. Vannes anti-retour 94
IV.3.2. Procédures de purge de la NRV (non return valve) 95
IV.4. Equipements spéciaux pour injection par annulaire 96
IV.5. Conclusion 96

Chapitre V : Comparaison technico-économique de l'UBD et l'OBD

V.1. Introduction 97
V.2. Etude technique de cas- Analyse et comparaison du ROP obtenue dans le forage en UBD des drains ONIZ#40 et ONIZ#632- phase 6'' 97
V.2.1. Cas du puits ONIZ#40 97
V.2.2. Cas du puits ONIZ# 632 98
V.3. Etude économique de l'UBD 99
V.3.1. Les sources de profits 99
V.3.2. Coûts de l'UBD 100
V.3.3. Coût des opérations UBD sur le puits ONIZ#40 101
V.3.4. Analyse économique d'un candidat pour l'UBD 102
V.4. Comparaison entre les deux puits ONIZ#632 et ONIZ#40 en terme du coût 103
V.4.1. Prix du mètre foré 103
V.4.2. Conclusion 105

Chapitre VI : Application des réseaux de neurones artificiels pour la prédiction du ROP dans les forages en UBD de la phase 6'' dans le champ de Hassi Messaoud

VI.1. Introduction 106
VI.2. Plan d'analyse 106
VI.2.1. Analyse des paramètres de forage 107
VI.2.2. Etude statistique 108
VI.2.3. Outil d'analyse et de modélisation 109
VI.2.4. Les Réseaux de Neurones Artificiels (ANN) 111
VI.2.5. Perceptron Multicouche (PMC) 112
VI.2.6. Application du modèle ANN 112
VI.3. Quel logiciel utiliser et pourquoi ? 115
VI.4. But du travail 116
VI.5. Outil de modélisation 117
VI.5.1. Matrice de corrélation 117
VI.5.2. Analyse et interprétation de la matrice de corrélation 119
VI.6. Analyse des composantes principales (ACP) de ROP 120
VI.6.1. Le choix des variables dans le logiciel Statistica Ver.12 121
VI.6.2. Analyse et interprétation de l'ACP 122
VI.7. Traitement de données par ANN 122
VI.7.1. Corrélation entre les ROP simulés et mesurés 125
VI.7.2. Analyse et interprétation 127
VI.7.3. Modèle de calcul de la vitesse de pénétration ROP 128
VI.8. Conclusion 130

Conclusion générale 131
Recommandations 132

Références bibliographiques

Annexe

Liste des figures

Chapitre I : Géologie de la région de Hassi-Messaoud

Figure 1 : Eléments Structuraux de la plateforme saharienne 3
Figure 2 : Situation géographique de Hassi Messaoud 4
Figure 3 : Zones et numérotations 5
Figure 4 : Localisation du puits ONIZ#40 10
Figure 5 : Offset Wells 11
Figure 6 : Architecture du puits ONIZ#40 11
Figure 7 : Coupe Lithologique du puits ONIZ#40 12
Figure 8 : Profil du puits ONIZ#40 15

Chapitre II : Partie technique et technologique

Figure 1 : Eléments de l'équation 1 17
Figure 2 : Eléments de l'équation 2 17
Figure 3 : Jeux entre la garniture de forage et le trou 18
Figure 4 : Profil du puits 21
Figure 5 : Schéma d'une tige de forage 28
Figure 6 : Tige lourde 28
Figure 7 : Différents types de masse tige 28
Figure 8 : Diamètre de tige et de trou 29
Figure 9 : Diamètre de masse tige et de trou 30
Figure 10 : Représentation du point neutre 31
Figure 11 : Programme de BHA phase 6" 34
Figure 12 : Types de colonne de tubage 42
Figure 13 : Mode de déformation par contrainte du tubage 45

Chapitre III : Généralités sur l'UBD

Figure 1: Schéma comparatif. 49
Figure 2: Endommagement de la formation (drilling damage) 51
Figure 3 : Etat outil après 12 heures de forage. 52
Figure 4 : coincement par pression Différentielle 54
Figure 5 : Instabilité des parois en cours de l'UBD 55
Figure 6 : La relation entre le débit et le nettoyage du trou 57
Figure 7 : Les Fluides de Forage et leurs densités relatives 67
Figure 8 : Etat physique du fluide de forage 68
Figure 9 : Drill pipe injection 72
Figure 10 : Concentric casing injection 73
Figure 11 : Parasite string injection 74
Figure 12 : Éléments de l'outil de mesure de la pression de fond 75

Chapitre IV : Les équipements du forage en UBD

Figure 1 : package coté gauche 32 m^3/min. 77
Figure 2 : Full package coté droit+gauche 64 m^3/min. 77
Figure 3 : séparateur vertical. 77
Figure 4: Tête de puits en UBD. 78
Figure 5 : Architecture du puits. 78
Figure 6: Installation de surface. 78
Figure 7: Nitrogen production unit (NPU). 79
Figure 8 : principe de séparation air-azote. 80
Figure 9: Compresseur. 80
Figure 10 : Amplificateur de pression (booster). 82
Figure 11 : tête de contrôle rotative. 84
Figure 12 : tête active. 84
Figure 13 : tête passive. 84
Figure 14: Type RTI BOP. 85
Figure 15 : Type Schaffer PCWD. 85
Figure 16 : Williams Model 7100. 86
Figure 17: Techcorp RPM 3000. 86
Figure 18 : Position de l'outil. 87
Figure 19 : Empilage du RBOP avec le stack BOP. 88
Figure 20 : PPM (Pull Push Machine) TISCO. 89
Figure 21: Vanne ESD. 89
Figure 22 : Choke manifold de l'UBD. 90
Figure 23 : Emplacement de la duse sur le manifold. 90
Figure 24: Duse fixe 3/8". 90
Figure 25 : Weatherford’s Sample Catcher Unit. 91
Figure 26 : Flow line Principale. 91
Figure 27 : Flow line secondaire. 92
Figure 28 : Torche allumée. 92
Figure 29 : Torche éteinte. 92
Figure 30 : Schéma d’un séparateur vertical. 93
Figure 31 : les bacs de l'UBD. 94
Figure 32 : Clapet anti-retour ou float valve. 95
Figure 33 : Opération de purge. 95
Figure 34: Tie back sleeve. 96
Figure 35 : Circulating sub. 96

Chapitre V : Comparaison technico-économique de l'UBD et l'OBD

Figure 1: Amélioration du temps de forage Vs nombre de puits. 101
Figure 2: Comparaison des prix du mètre foré de deux outils. 104

Chapitre VI : Application des réseaux de neurones artificiels pour la prédiction du ROP dans les forages en UBD de la phase 6'' dans le champ de Hassi Messaoud

Théorie

Figure 1 : Etapes d'analyse des données..... 107
Figure 2 : Schéma d'un neurone 111
Figure 3 : Architecture du modèle RNA à trois couches utilisée dans cette étude 113

Calcul :

Figure 1 : Distribution des NPT en forage UBD au champ de Hassi MESSAOUD..... 116
Figure 2 : Analyse en Composantes Principales 121
Figure 3 : Le réseau MLP à trois couches pour les variables de la ROP 124
Figure 4 : Corrélation entre la ROP simulé (sortie) et mesuré (cible). 125
Figure 5 : Coefficient de corrélation et équation de régression 126
Figure 6 : Corrélation entre ROP réel et ROP du modèle MLP 9-5-1 129

Liste des tableaux

Chapitre I : Géologie de la région de Hassi-Messaoud

Tableau 1 : Localisation du puits ONIZ#40 10
Tableau 2 : Données directionnelles du puits ONIZ#40 14

Chapitre II : Partie technique et technologique

Tableau 1 : Jeux tolérés 18
Tableau 2 : Normes de jeux entre trou et manchon 18
Tableau 3 : Résumé des phases principales du puits 20
Tableau 4 : Programme d'outil phase 16" 24
Tableau 5 : Programme d'outil phase 12 1/4 24
Tableau 6 : Programme d'outil pour BHA directionnel pour la phase 12 1/4 24
Tableau 7 : Programme d'outil pour la phase 8 ½ 25
Tableau 8 : Résumé du Programme d'outil pour ONIZ#40 25
Tableau 9 : Classe de tiges 27
Tableau 10 : Programme de BHA phase 16" 32
Tableau 11 : Programme de BHA phase 12 1/4 33
Tableau 12 : Programme de BHA de la phase 8 1/2 33
Tableau 13 : Propriétés de la boue phase 36" 37
Tableau 14 : Propriétés de la boue phase 26" 38
Tableau 15 : Propriétés de la boue phase 16" 39
Tableau 16 : Propriétés de la boue 12 1/4 40
Tableau 17 : Propriétés de la boue phase 8 1/2 41
Tableau 18 : Classement par longueur des tubage 43
Tableau 19 : Programme de tubage du puits ONIZ#40 46
Tableau 20 : Programme de cimentation du puits ONIZ#40 48

Chapitre III : généralités sur l'UBD

Tableau 1 : Connaître un puits candidat 62

Chapitre IV : Les équipements du forage en UBD

Tableau 1: Caractéristiques de la NPU. 80
Tableau 2 : Caractéristiques des compresseurs. 81
Tableau 3: Caractéristiques des refroidisseurs. 81
Tableau 4: Caractéristiques du booster. 82
Tableau 5 : liste des fabricants et leur type. 87
Tableau 6 : Caractéristiques du Push pull machine 89

Chapitre V : Comparaison technico-économique de l'UBD et l'OBD

Tableau 1: Coût des différents équipements UBD. 101
Tableau 2: rémunération du personnel de l'UBD. 102
Tableau 3: Comparaison des performances des deux méthodes. 104
Tableau 4: Informations suplimentaires. 104
Tableau 5: consommation des outils. 105

Chapitre VI : Application des réseaux de neurones artificiels pour la prédiction du ROP dans les forages en UBD de la phase 6'' dans le champ de Hassi Messaoud

Théorie

Tableau 1 : Paramètres expérimentaux de forage 108
Tableau 2 : Apport des différents problèmes dans la durée total de NPT de la phase 6" 109

Calcul :

Tableau 1 : Paramètres de l'échantillon de 31 puits UBD à Hassi Messaoud 117
Tableau 2 : Matrice de corrélation 118
Tableau 3 : Tableau d'association entre les paramètres de forage 119
Tableau 4 : Tableau des paramètres ayant une bonne corrélation avec le ROP 120
Tableau 5 : Entées dans STATISTICA 122
Tableau 6 : facteur de corrélation des modèles obtenus 123
Tableau 7 : ROP réel VS ROP Simulé 123
Tableau 8 : Analyse de la sensibilité de l'ANN 126
Tableau 9 : Liste des puits avec NPT minimaux 128
Tableau 10 : ROP réel VS ROP du modèle MLP 9-5-1 128
Tableau 11 : Erreurs relatives du modèle 129

Liste des courbes et schémas

Chapitre III : Généralités sur l'UBD

Courbe 1 : Avancement de l'outil 52
Courbe 2 : Fenêtre de pression en UBD 56
Courbe 3 : Variation du débit en fonction de la pression de fond 57
Courbe 4 : Paramètres qui influent sur la proportion du mélange Brut/Azote (Cas sans production) 59
Courbe 5 : Pression de fond en fonction de la production 60
Courbe 6 : Choix de la pression de fond 66
Schéma 1 : Arbre de décision pour sélectionner un puits candidat à l'UBD. 63
Schéma 2 : Arbre de décision pour sélectionner un puits candidat à l'UBD Hydrocarbures anticipés 64
Schéma 3 : Arbre de décision pour sélectionner un puits candidat à l'UBD Réservoirs déplétés 65

Chapitre V : Comparaison technico-économique de l'UBD et l'OBD

Graphe 1: ROP en fonction de la profondeur mesurée-puits ONIZ#40 ..... .97
Graphe 2: ROP en fonction de MD-puits ONIZ#632. 98

Introduction générale

Dans le cadre de la quête de l'exploitation pétrolière dans le monde, et en Algérie particulièrement, les réserves ont vu le déclin de leurs performances d'une manière progressive et persistante, ce qui a incité les ingénieurs et techniciens dans le domaine du forage pétrolier à trouver des techniques et méthodes nouvelles pour résoudre ce phénomène et de prolonger la durée de productivité de ces zones qui sont de caractéristiques réservoir moyennes ou voire médiocres.

La technique UBD répond bien à ces conditions réservoirs. Elle consiste à réaliser un forage avec une pression de fond qui est intentionnellement inférieure à celle du gisement. Le débit est contrôlé en surface grâce à des équipements spécifiques, notamment pour séparer le brut récupéré si le réservoir débite au cours du forage.

En Algérie, l'introduction du forage horizontale combiné avec la technique de l'underbalance qui est encore dans sa phase de commencement (dès 2002, SONATRACH a commencé l'application de cette technique, dans le champ de Hassi Messaoud, et plus précisément dans les zones à pression déplétées) a relativement amélioré la récupération et réalisé des performances bien notables en les comparants par rapport aux puis déjà forés en over balance dans ces conditions de fond.

Le forage en UBD nécessite un équipement spécifique et sophistiqué. Et son application ne veut dire en aucun cas qu'il est parfait, il présentelui aussicertains problèmes, comme il offre certainement d'importants avantages.

L'objectif de ce présent mémoire est d'établir un modèle de prévision du ROP pour des puits forés en underbalance dans le champ de Hassi Messaoud, pour cela on utilisera un outil de modélisation informatique de données Artificiel Neural Network (ANN) du logiciel Statistica Ver.12, pour vérifier l'existence de relations entre les paramètres de forage et l'avancement (ROP), on pourra ainsi prédire l'avancement du forage et optimiser les paramètres à appliquer pour des puits futurs.

Dans ce contexte, nôtre présent mémoire s'articule sur :

En premier lieu, les chapitres 1 et 2 vont présenter le cadre géologique de la région de Hassi-Messaoud et donner une description techniques et technologique du puits ONIZ#40.

En deuxième lieu, à travers les chapitres 3 et 4, on donnera les généralités sur la technique du forage en UBD appliqué à un drain horizontal et les équipements utilisés.

Enfin, dans les chapitres 5 et 6 on donnera une analyse technico-économique du ROP réalisé et le rapport avec les différents facteurs et paramètres de forage et leur influence sur l'avancement du forage, afin d'établir un modèle de prévision de l'avancement.

Chapitre I : Géologie

Chapitre I : Géologie de la région de Hassi-Messaoud

I.1. Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes du monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. D'autres part, par la transformation diagénétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris forme tel que représentée par la configuration actuelle. Ces évènements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétrophysiques comme ils peuvent les détériorer.

I.1.2. Historique

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert suite à une compagne sismique de réfraction. Le 15 Janvier 1957, le premier forage MD1 a mis en évidence de l'huile à 3338 mètres de profondeur dans les grès du Cambrien.

En Mai 1957 et à 7 km au Nord / Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

La partie Sud de la concession sur laquelle se trouve le champ, a été octroyée à la SNREPAL et celle du Nord à la CFPA.

Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière de point de vue pression de gisement.

I.1.3. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud–Sud Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

De [790.000 à 840.000] Est.

De [110.000 à 150.000] Nord.

I.1.4. Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km² de superficie, il est limité :

* Au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla [Gellala, Ben Kahla et HaoudBerkaoui].

* Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.

* Au Sud-Est par les gisements de Rhourde El Baguel et Mesdar.

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléotectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus de 800km de

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

Géologiquement, il est limité :

* A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.

* Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.

* Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.

* A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

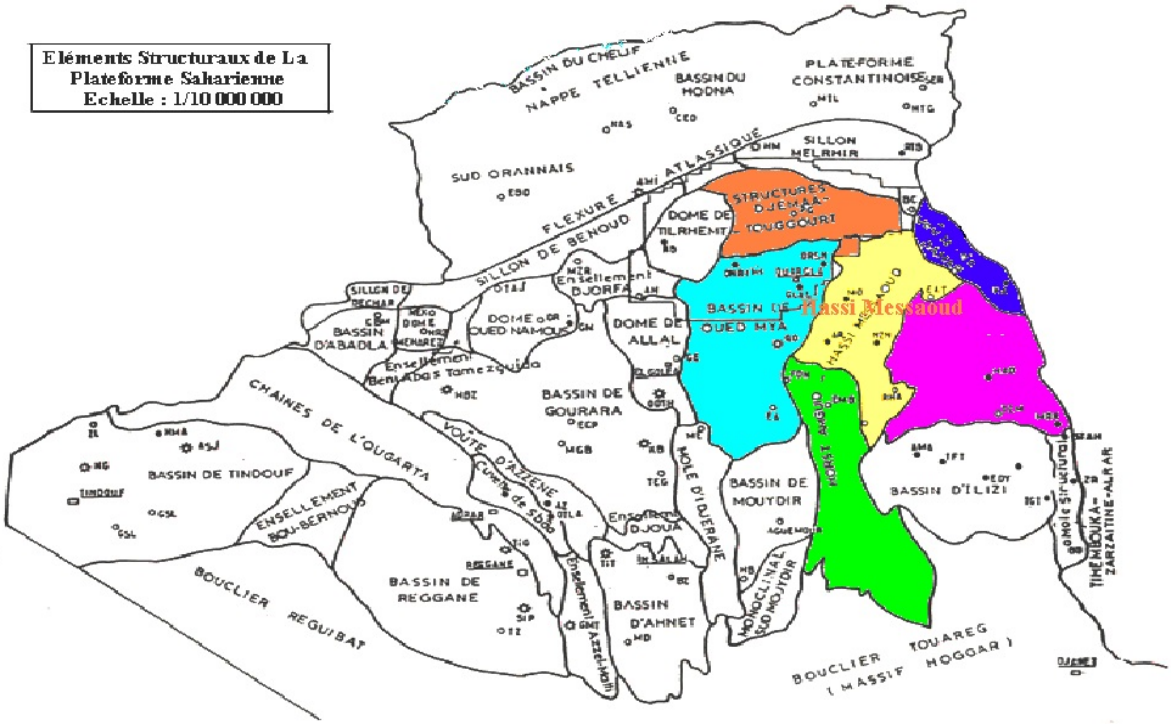


Figure 1 : Eléments Structuraux de la plateforme saharienne

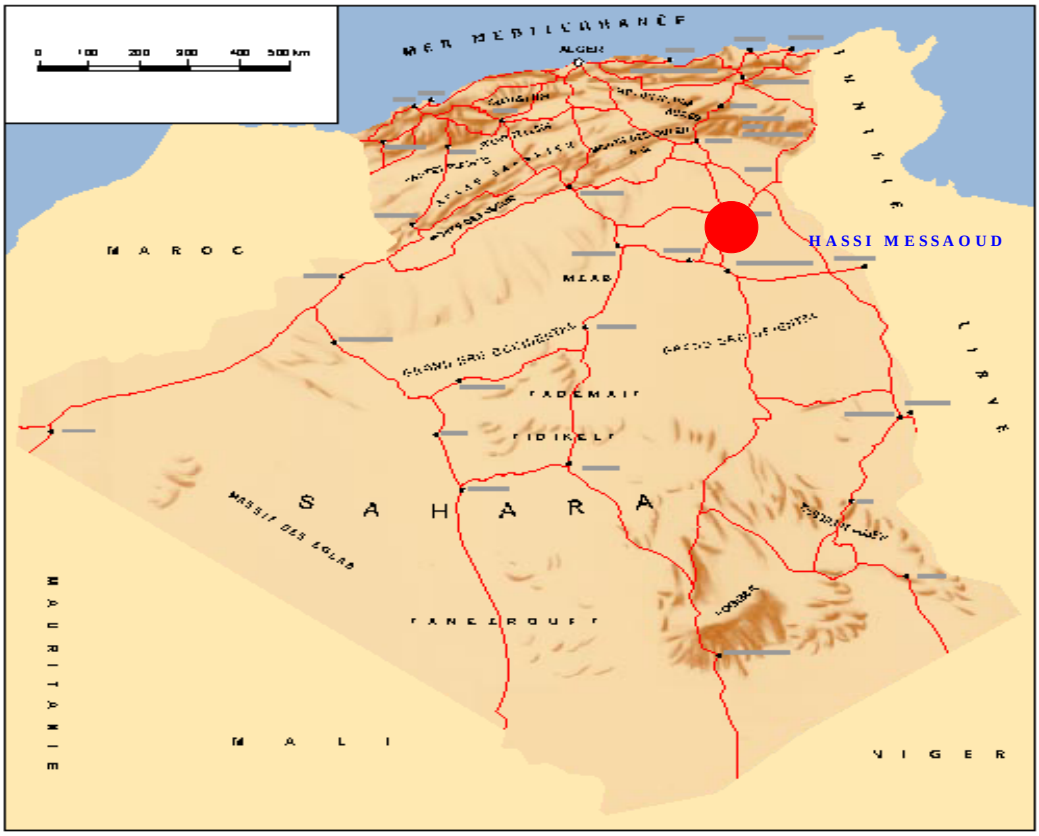


Figure 1 : Situation géographique de Hassi Messaoud

I.1.5. Zones et numérotation des puits

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois, il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

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

***Champ Nord* :** Comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique.

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

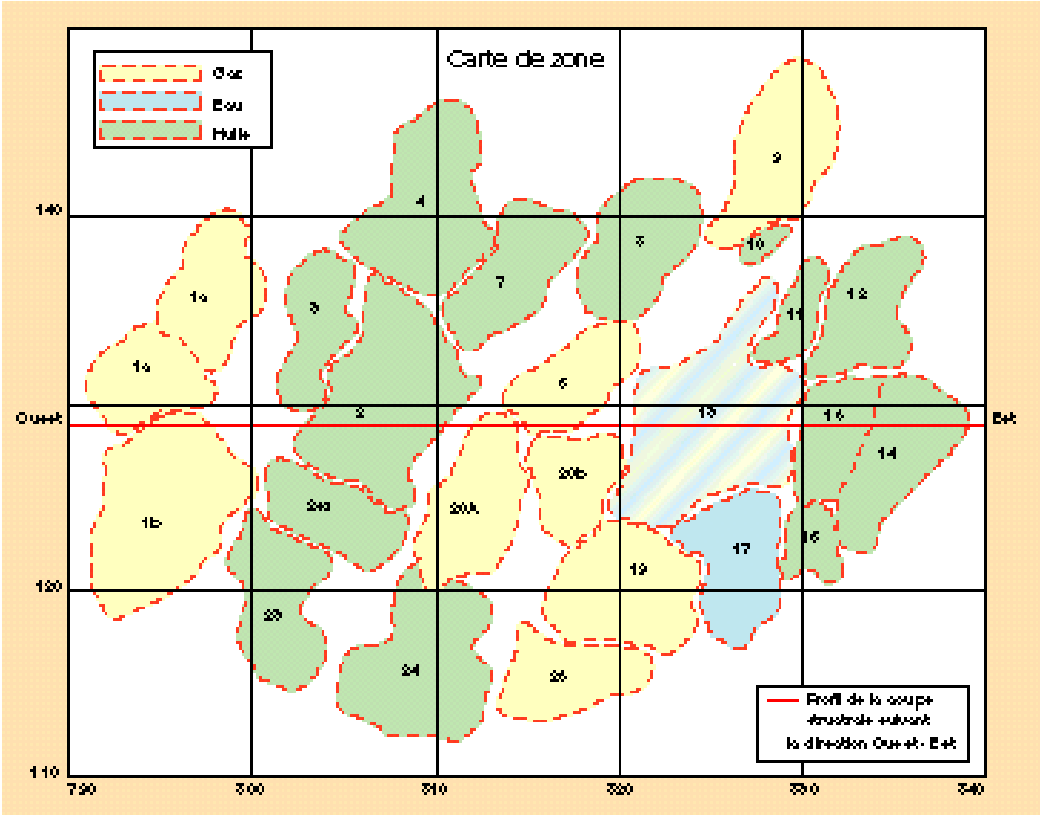


Figure 2 : Zones et numérotations

I.1.6. Intérêt pétrolier

Le champ de Hassi Messaoud de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement variant de 120 à 400 kgf/cm², une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 200 mdarcy.

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

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

I.2. Aspect lithologique du champ de Hassi Messaoud

- ***Mio- pliocène :***Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

1°/ Composé de : Croûte calcaire et gypse en surface, de sable et argile sableuse jaunâtre à rougeâtre, fine à grossière, comportant à la base des bancs marno-calcaires

- ***Eocène :***Son épaisseur moyenne est de 110 mètres.

1°/ L'éocène est topé suite apparition de la dolomie blanche.

2°/ Formation: Dolomie blanche, dolomie calcaire ou argileuse blanche à grise, localement à silex.

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

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

- ***Sénonien Carbonaté:***Son épaisseur moyenne est de 105 mètres.

1°/ Le sénonien carbonaté est topé suite apparition d'un banc d'anhydrite massive blanche d'environ 15 m d'épaisseur.

2°/ Formation: Anhydrite massive blanche au sommet et dolomie argileuse, marne dolomitique à la base.

- ***Sénonien anhydritique :***Son épaisseur moyenne est de 205 mètres.

1°/ Le sénonien anhydritique est topé suite apparition de l'anhydrite.

2°/ Formation : Anhydrite massive et marne ou argiles dolomitique dans les premiers 70 m, pour le reste : des séries de marne dolomitique, des argiles grises à verdâtres, une dolomie argileuse grise à rares intercalations d'anhydrite blanche.

- ***Sénonien Salifère :***Son épaisseur moyenne est de 140 mètres.

1°/ Le sénonien salifère est topé suite apparition d'un banc d'anhydrite d'environ 10 m d'épaisseur, et se termine par un autre banc d'épaisseur identique.

2°/ Formation: Sels massifs blancs encadrés d'anhydrite et comportant des argiles salifères ou anhydritiques.

- ***Turonien :***Son épaisseur varie de 70 à 120 mètres. Moyenne : 105 m.

1°/ le turonien est topé suite apparition des calcaires blancs, alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux ; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien présente une nappe d'eau salée.

2°/ Formation (99% calcaire): Alternance de calcaire beige vacuolaire et de calcaire blanc crayeux

- ***Cénomanien :*** Son épaisseur moyenne est de 145 mètres.

1°/ le cénomanien est topé suite apparition d'un banc d'anhydrite d'environ 3 à 5m d'épaisseur alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brun, de marne grise et de dolomie. La limite Cénomanien-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

2°/ Formation : Alternance d'anhydrites blanche et grise compacte et d'argile verte localement plastique ou dolomitique au top. Argiles grise et verte gypseuse injectées d'anhydrite à rares passées de dolomie argileuse et d'anhydrite ou bottom.

- ***Albien :***Son épaisseur moyenne est de 325 mètres.

1°/ l'Albien est topé suite apparition du premier banc de sable (5 m d'épaisseur). (Top du Vraconien qui est constitué essentiellement d'argile)

2°/ Constitué de grès et de sable fin , avec des intercalations d'argile silteuse, l'Albien représente une immense nappe aquifère.

- ***Aptien :***Son épaisseur est de 24 mètres.

1°/ l'Aptien est topé suite apparition de la dolomie microcristalline beige. (La vitesse ROP est très nette dans cet étage), Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcairo-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

2°/ Formation : dolomie microcristalline beige.

- ***Barrémien :*** Son épaisseur moyenne est de 260 mètres.

1°/ le Barrémien est topé suite apparition de l'argiles et disparition de dolomie.

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

2°/ Formation : alternance de grès moyen à grossier, rouge ou blanc compact, à ciment argileux ou argilo- dolomitique, de sable grossier, d'argile silteuse parfois gypseuse et de rares passées dolomitiques, au bottom.

- ***Néocomien :*** Son épaisseur est de 205 mètres.

1°/ le Néocomien est topé suite apparition des argiles grises et vertes gypseuses.

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

2°/ Formation : Argile grise et verte gypseuse au top et argiles verte et brune gypseuse quelquefois dolomitiques à passées silteuses et grès blancs ou rose au milieu, Argile brun rouge et verte souvent dolomitique ou gypseuse à la base.

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

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

- ***Malm :***Son épaisseur moyenne est de 230 mètres.

1°/ le Malm est topé suite apparition d'un banc de 4 à 5m d'épaisseur de dolomie cristalline, après un banc de 7 à 10 m d'anhydrite.

2°/ Formation : dolomie cristalline grise, souvent argileuse et argiles bariolées silteuses au dolomitiques grises de dolomie et de grés ou à inclusions d'anhydrite, calcaire gris argileux ou dolomitique à la base (25 à 30 m).

- ***Dogger Argileux :***Son épaisseur moyenne est de 105 mètres.

1°/ le D. Argileux est topé suite apparition de 100% d'argile après la disparition des carbonates de la base du Malm.

2°/ Formation : Série d'argiles bariolées silteuses ou dolomitiques, à fines passées de marnes dolomitiques et de calcaire argileux.

- ***Dogger lagunaire :***Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

1°/ le D. Lagunaire est topé suite apparition du 1er banc d'anhydrite

2°/ Formation : Alternance d'anhydrite compacte blanche à grise, d'argile, marne et de dolomie argileuse grise.

- ***Lias dolomitique (LD1) :***Son épaisseur moyenne est de 75 mètres.

1°/ Un banc d'argile de 4 à 5 m d'épaisseur au TOP. Et au bottom.

2°/ Formation : Alternance d'anhydrite d'argile et de dolomie.

- ***Lias salifère (LS1) :***Son épaisseur moyenne est de 95 mètres.

1°/ Un banc d'anhydrite de 4 à 5 m d'épaisseur au TOP. Et de 7 à 10 m au bottom.

2°/ Formation : Alternance de sel blanc, d'anhydrite blanche à grise et d'argile à anhydrite ou dolomitique

- ***Lias dolomitique (LD2) :***Son épaisseur moyenne est de 55 mètres.

1°/ Un banc de dolomie de 5 à 6 m au TOP. Et un banc de 2 à 3 m d'épaisseur au bottom.

2°/ Formation : Alternance d'anhydrite blanche ou grise compacte d'argiles versicolores et de bancs de dolomie grise ou beige vacuolaire.

- ***Lias Salifère (LS2) :***Son épaisseur moyenne est de 65 mètres.

1°/ Un banc de 5 m d'épaisseur de Sel blanc massif au TOP.

2°/ Formation : Sel blanc massif à intercalations d'argiles brun rouges plastiques

- ***Lias dolomitique (LD3) :***Son épaisseur moyenne est de 30 mètres.

1°/ Calcaire dolomitique ou argileux, dolomie argileuse et argiles brun rouges anhydritique.

2°/ Un banc d'argile de 6 à 10 m d'épaisseur au bottom.

- ***Trias Salifère (TS1) :***Unité constituée d'anhydrite et argile dolomitique avec intercalations de sel d'épaisseur moyenne 50 m.

1°/ Top : Un banc de sel de 4 à 5 m d'épaisseur.

2°/ Formation : Argiles plastiques brun rouge injectées d'anhydrite et anhydrite massive. Un (01) banc de sel massif blanc rosé ou top.

- ***Trias Salifère (TS2) :***Unité salifère à intercalations d'argiles et d'anhydrite d'épaisseur moyenne 195 m.

1°/ Un banc de 2 à 3 m d'argile au top.

2°/ Formation : Sel massif blanc à beige à nombreuses intercalations d'argiles plastiques grises ou beiges, saliféres ou anhydritiques, et d'anhydrite blanche compacte.

- ***Trias salifère 3 (TS3):***Unité salifère (sel massif II rose) à intercalations d'argiles d'épaisseur moyenne 210 m.

1°/ Sel massif blanc rosé admettant de minces intercalations d'argile gris noir, rouge ou gris verdâtre.

2°/ des bancs d'argiles (3 à 5) de 1 à 3 m d'épaisseur au bottom.

- ***Trias Argileux Gréseux :***Le Trias Argilo-Gréseux (T.A.G) couvre une série de terrains comprise entre la base du dernier banc épais de sel massif et l'assise paléozoïque.

1°/ A l'apparition du 1er banc de 60 % d'argile en ajoute entre 10 à 15 m (TVD), pour toper le trias argileux (G10).

2°/ Argile brun rouge et grise plastique injectée de sel avec rares et minces bancs de sel massif, et d'anhydrite.

- ***Le Cambrien :***

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

On y distingue trois (3) lithozones***R1 (Ra +Ri), R2 et R3.***

- ***L'Ordovicien :***

On distingue de la base au sommet quatre (4) unités lithologiques.

1- Zone des alternances : Son épaisseur moyenne est de 18 mètres

2- Argile d'El Gassi : Son épaisseur moyenne est d'environ 80 mètres.

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

4- Les quartzites de Hamra : Son épaisseur moyenne varie de 0 à 75 mètres.

I.3. Description du puits

Le sondage ONIZ40 est un puits de développement destiné à la production d'huile qui sera foré dans la subdivision ONI du champ de Hassi Messaoud.

ONIZ40 va être foré à la profondeur totale de +/- 3439 m (TVD) / 4182.48 m (MD), l'objectif principale est de foré un drain horizontal de 645 m en Underbalance dans le réservoir Cambrien Ra (D2, ID).

I.3.1. Localisation du puits ONIZ40

Tableau 1 : Localisation du puits ONIZ#40

Well Name	**ONIZ40**	
Field	**HASSI MESSAOUD**	
Well Classification	Development	
Operator	SONATRACH	
Drilling Contractor	ENF	
Drilling Rig	ENF47	
Surface Location	LSA	X = 835190.40 m, Y =140041.82 m
	Latitude	N 31° 48' 18.3111"
	Longitude	E 06° 14' 20.57"
	UTM Zone 31	X = 806 673.976 m
		Y = 3523134.022 m
Well Located in coordinate system	UTM Zone 31on North Sahara, Clarke 80 (This system will be used as reference in all documents)	
Elevations	Ground Level	161.393 m above Mean Sea Level (MSL)
	Rotary Table Elevation	9.14m above Ground Level (AGL)
	Rotary Table Elevation	170.53 m above Mean Sea Level (AMSL)
Well TD	TVD / TMD	3439 m/ 4182m

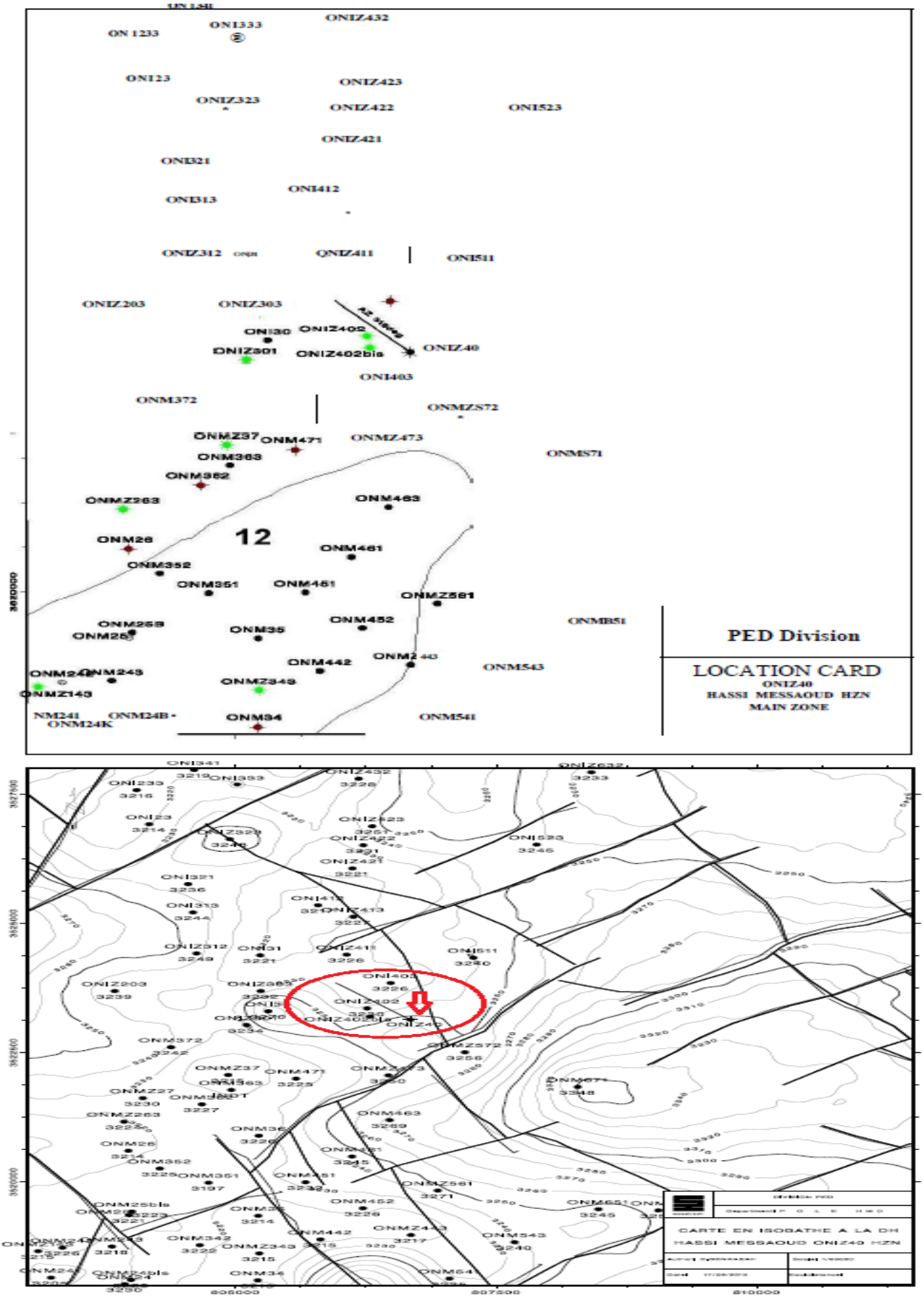


Figure 3 : Localisation du puits ONIZ#40

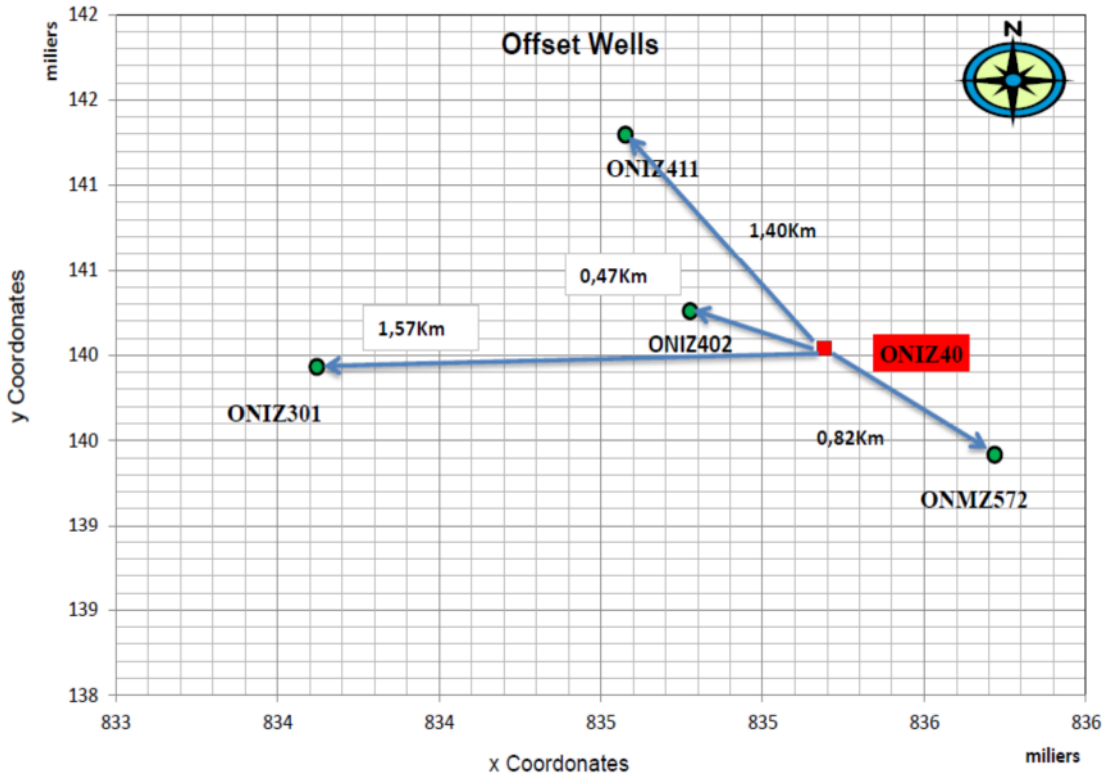


Figure 4 : Offset Wells

I.3.2. Architecture du puits ONIZ#40

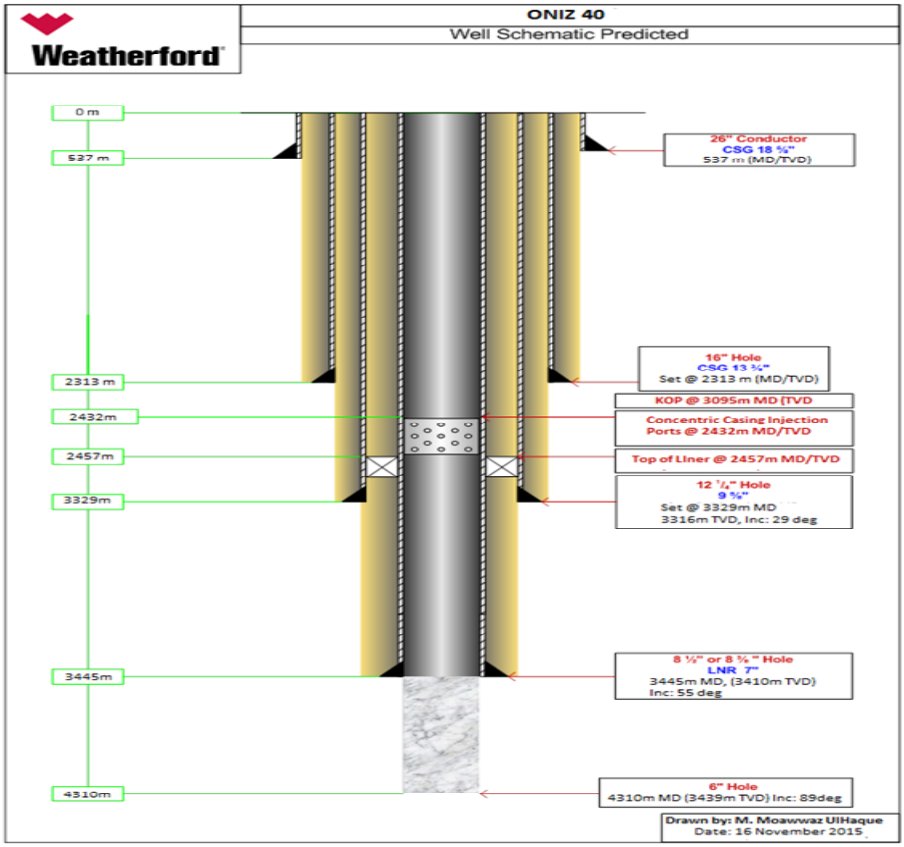


Figure 5 : Architecture du puits ONIZ#40

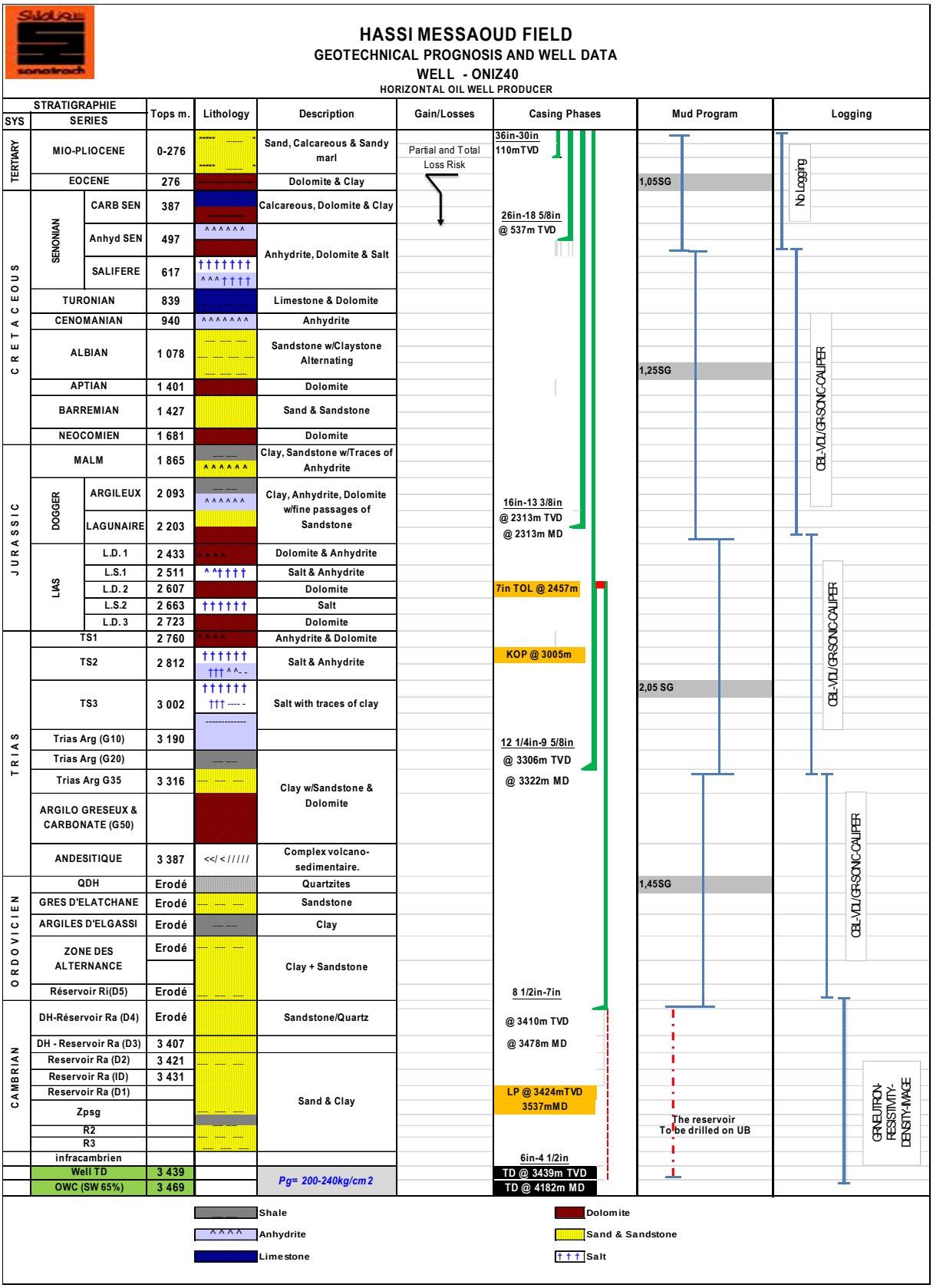


Figure 6 : Coupe Lithologique du puits ONIZ#40

I.3.3. Profil directionnel et données du puits ONIZ#40

Tableau 2 : Données directionnelles du puits ONIZ#40

TARGET DEFINITION					
	TVD/ MD (m)	Inclination (°) at section TD	Direction (azimut) (°)	**Build-up of rate (°/30m)**	**DisplacementVS(m)**
KOP “ 3m into TS3 ”	3005	-	-	-	-
12 ¼ BU section	3306 / 3322.24	32°	315	**3.03**	**86.31**
8 1/2 section “ top of DH/D2“	3410/ 3478.53	63	315	**4.62**	**200.38**
Landing Point “ Top of D2“	3424.25 / 3537	88.69°	315	**13.12**	**256.88**
End of target “ Top of ID “	3431 / 3832.55	88.68°	315	-	**552**
Well TD “ ID “	3439/ 4182	88.69°	315	-	**901.9**

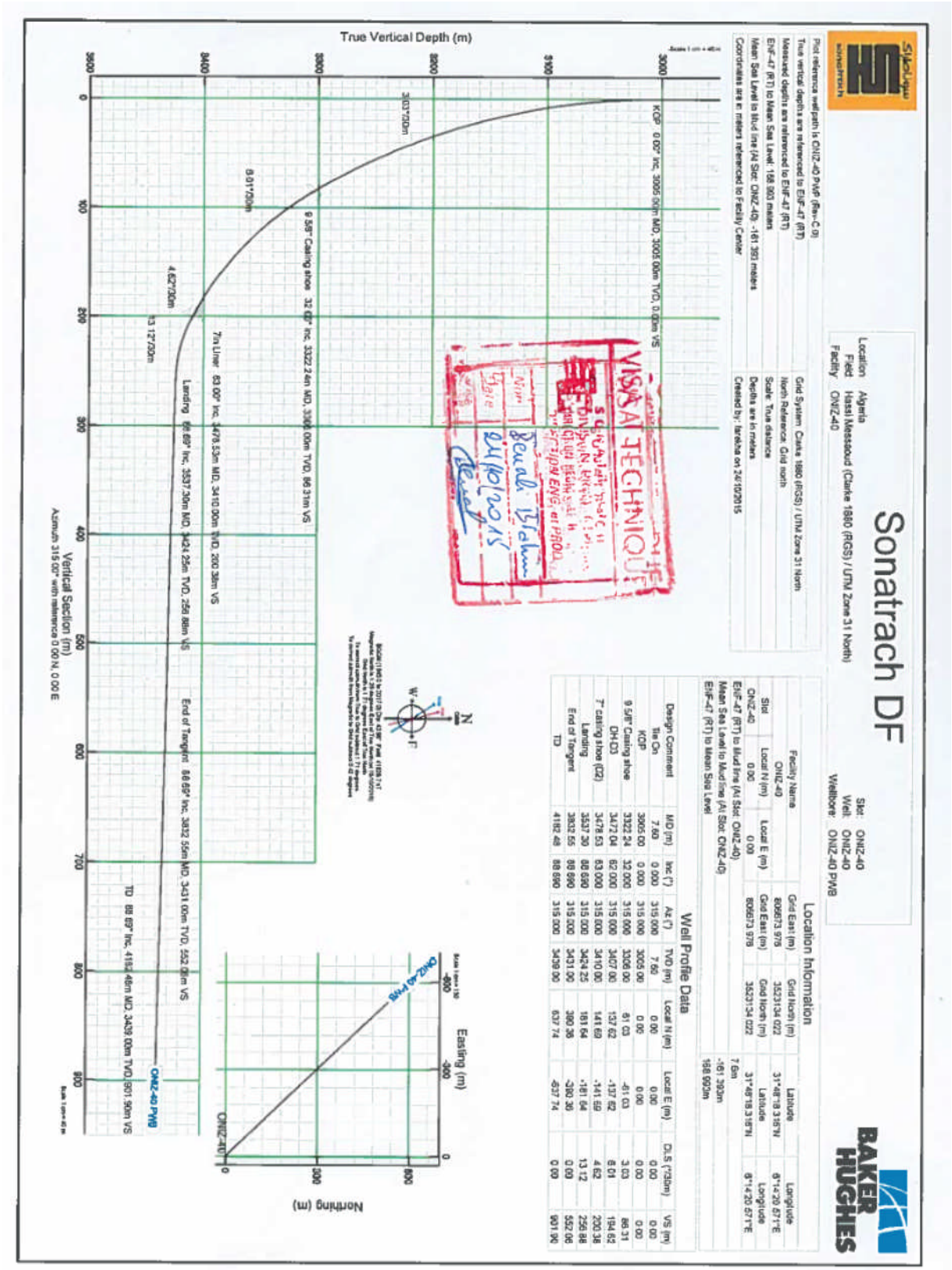


Figure 7 : Profil du puits ONIZ#40

Chapitre II : Partie technique et technologique

Chapitre II : Partie technique et technologique

II.1. Elaboration d'un programme de forage

L'établissement d'un programme de forage demande donc au préalable la réunion du plus grand nombre possible de renseignements et la connaissance de leur degré de validité.

Il convient, en effet, de choisir les caractéristiques de construction du puits afin que ce dernier puisse atteindre son objectif dans les meilleures conditions techniques et économiques, tout en respectant un certain nombre de données.

Les caractéristiques à choisir sont les suivantes :

- ✓ Diamètres respectifs des trépans et des colonnes de tubage.
- ✓ Nombre de colonnes et profondeur de pose.
- ✓ Hauteurs à cimenter derrière les colonnes.

Un programme insuffisamment développé peut entrainer l'impossibilité d'atteindre les objectifs proposés, d'où échec complet des travaux, Par contre un programme trop lourd charge de façon injustifiée le prix de revient de l'exploration et diminuer le nombre de puits pouvant être fait avec un budget déterminer, et cela réduit donc la possibilité de découvertes.

II.2. Harmonisation des diamètres

II.2.1. Introduction : L'harmonisation des diamètres a pour but de choisir les diamètres de forage et de sélectionner les diamètres des colonnes de tubage à descendre dans le puits.

Pour déterminer les diamètres respectifs de tubage et de forage (outil) on se base sur la colonne de production et le mode de complétion (simple ou double) autrement dit le calcul se fait de bas en haut et la réalisation s'effectue de haut en bas, 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.

Donc, il est nécessaire d'établir un planning des diamètres des colonnes de tubages ainsi que ceux des outils de forage tenant compte des conditions suivantes :

1ère condition : Jeu entre le trou foré et le diamètre extérieur du tubage.

Ce jeu constitue l'anneau d'étanchéité et de résistance entre le terrain et la colonne, et facilite la descente du tubage en tenant compte du diamètre du manchon, ce jeu est préservé pour chaque diamètre du tubage.

2ème condition : jeu entre l'outil et le diamètre intérieur de tubage.

C'est le plus petit diamètre intérieur de tubage qui doit permettre le passage de l'outil de la phase suivante, pour cela il existe une règle qui limite la valeur minimale du jeu à 3/32 de pouce (2.38 mm) du tubage le plus épais.

II.2.2. Méthode d'établissement d'un programme d'harmonisation

Cette méthode consiste d'abord à choisir le diamètre du dernier tubage et celui de l'outil :

a- Calcul de diamètre du trou

D_{tr} : diamètre du trou.

D_m : diamètre du manchon.

$$D_{tr} = D_m + 2\delta$$

δ : le jeu entre le manchon et le trou.

b- Calcul du diamètre intérieur de la colonneprécédente

Δ : Jeu entre l'intérieur de la colonne et le trépan (mm).

D_{int} : Diamètre intérieur de la colonne (mm).

D_t : Diamètre du trou (mm).

$$D_{int} = D_t + 2\Delta$$

Eléments de l'équation (1)

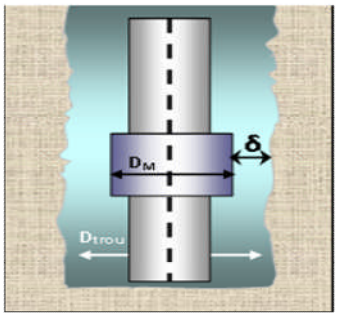


Fig.6. jeu entre la paroi du trou et le manchon (δ).

Figure 1 : Eléments de l'équation 1

Eléments de l'équation (2)

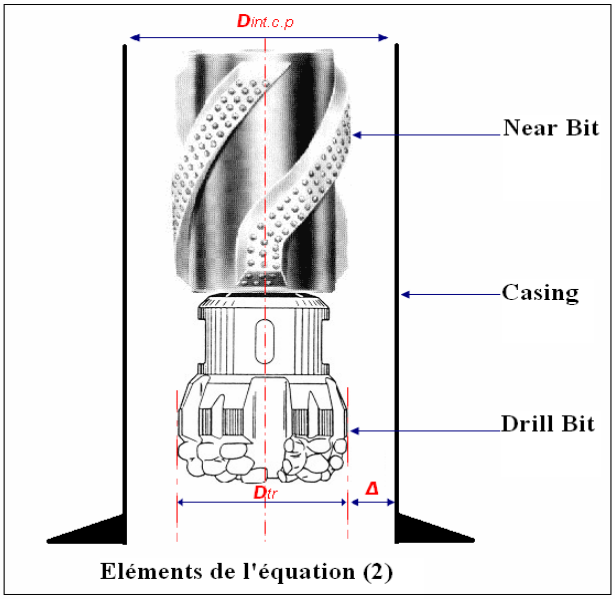


Figure 2 : Eléments de l'équation 2

II.2.3. Jeux tolérés

Tableau 1 : Normes de jeux entre trou et manchon

Diamètre du tubage (in)	Jeu entre outil et paroi intérieure du tubage (mm)
4½"	4-5
7"	4-5
9$^{5/8}$"	4-5
13$^{3/8}$"	4-5

Tableau 2 : Jeux tolérés

Diamètre extérieur du tubage (in)	Diamètre du manchon (mm)	Jeu entre trou et manchon (mm)
4½"	127,0	5-10
7"	194,5	10-20
9$^{5/8}$"	269,9	20-30
13$^{3/8}$"	365,5	20-30

II .2.4. Application du programme sur le puits ONIZ#40

Dans notre cas, la colonne de production est un liner de diamètre Dc =4 ½= 114.3 mm

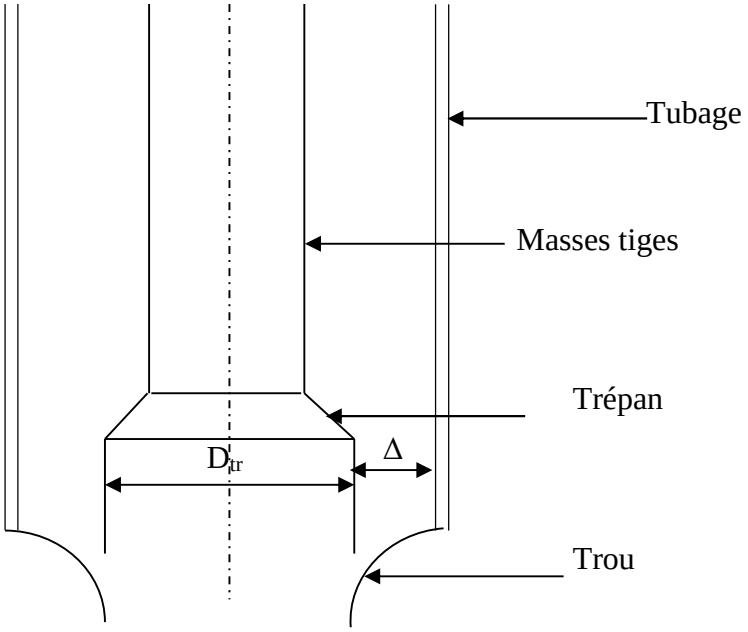


Figure 3 : Jeux entre la garniture de forage et le trou

1- Diamètre du trou

$$D_{tr} = D_m + 2\delta$$

Diamètre de la colonne : 4 ½

Pour δ = 12,5 mm.

D_{trou} = 127 + 2 (12,5) = 152 mm

Pour cette valeur le diamètre de trépan normalisé est le : 6"

Elle sera en trou ouvert (Open-Hole)

2- Diamètre de la colonne

$$D_{int} = D_{trep} + 2\Delta$$

Pour Δ = 4 mm

D_{int} = 152 + 2(4) = 160,4

Le diamètre de la colonne normalisé est de 7"

3- Diamètre du trou

$$D_{tr} = D_m + 2\delta$$

Pour δ = 10,35 mm.

D_{trou} = 194,5 + 2 (10,35) = 215,2 mm

Le diamètre de trépan normalisé est le : 8"½

4- Diamètre de la colonne

$$D_{int} = D_{trep} + 2\Delta$$

On prend Δ = 4 mm

D_{int} = 215,9 + 2(4) = 223,9 mm

Le diamètre de la colonne normalisé est de 9" 5/8

5- Diamètre du trou

$$D_{tr} = D_m + 2\delta$$

Pour $\delta = 20$ mm.

$D_{trou} = 269{,}9 + 2\ (20) = 309{,}9$ mm

Le diamètre de trépan normalisé est le : 12"¼

6- Diamètre de la colonne

$$D_{int} = D_{trep} + 2\Delta$$

Pour $\Delta = 4$ mm

$D_{int} = 311m1 + 2(4) = 319.4$ mm

Le diamètre de la colonne normalisé est de 13" 3/8

7- Diamètre du trou

$$D_{tr} = D_m + 2\delta$$

On prend $\delta = 20$ mm.

$D_{trou} = 365{,}1 + 2\ (20) = 405.1$ mm

Le diamètre de trépan normalisé est le : 16"

- Résumé des phases principales du puits

Tableau 3 : Résumé des phases principales du puits

Phases	Diamètres du trou (in)	Diamètres du casing (in)
1	16"	13"3/8
2	12"1/4	9"5/8
3	8"1/2	7"
4	6"	4"1/2

II.2.5. Profil du puits

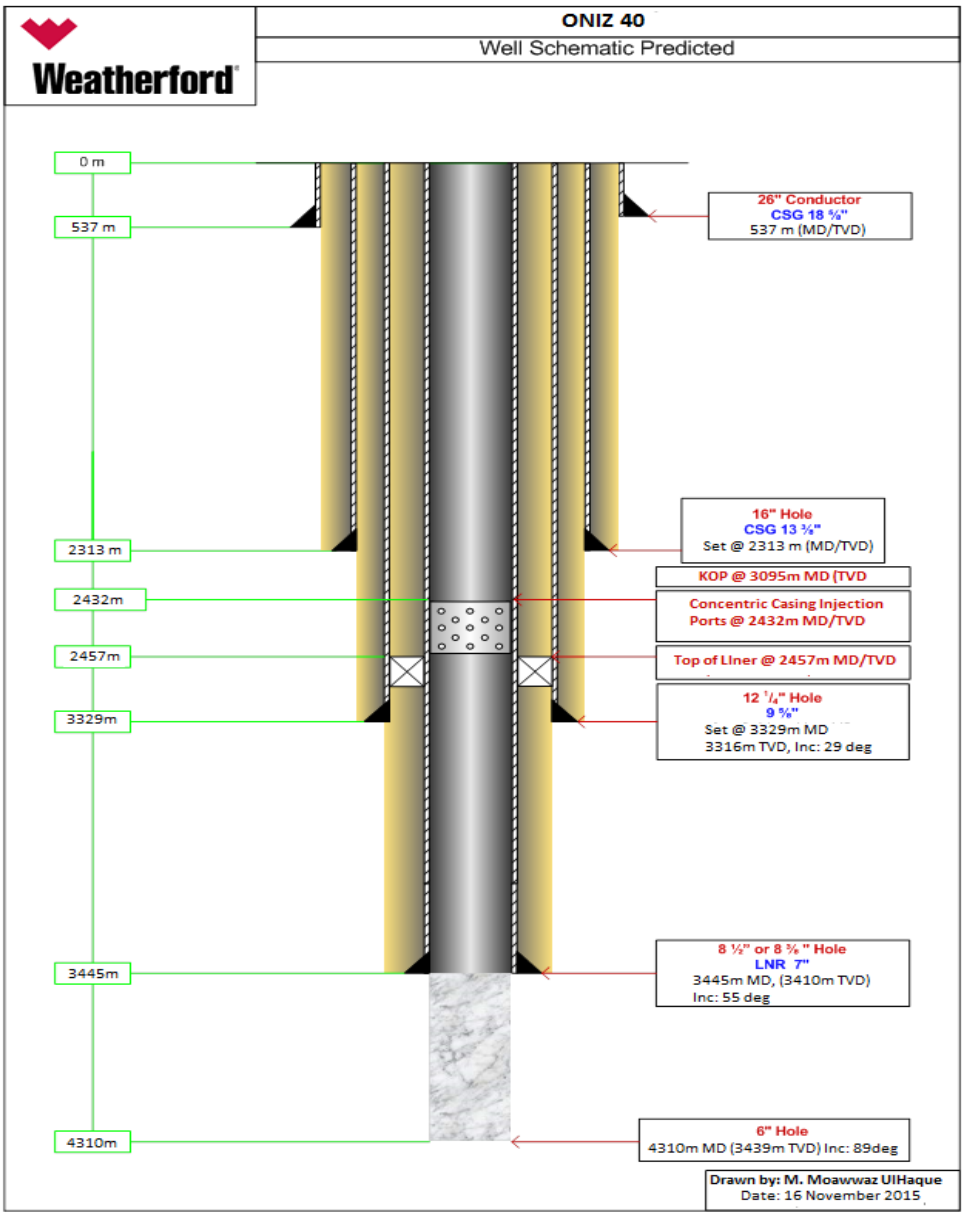


Figure 4 : Profil du puits

II.3. Programme de l'outil de forage

II.3.1. Introduction

Le but d'un forage est de parvenir à l'objectif final de la manière la plus économique possible.

Le coût du forage proprement dit (coût environné), c'est-à-dire le coût total de l'opération lorsque l'outil au fond est en train de détruire la roche, représente environ 30 % du coût global du puits. Il est donc important d'optimiser le moyen utilisé pour détruire la roche afin de réduire les coûts du puits. La facilité avec laquelle une roche est détruite dépend de nombreux paramètres :

- La nature de la roche (dureté et abrasivité du minéral la constituant, etc.…).
- Les caractéristiques du milieu environnant (contraintes en place, diagenèse du sédiment, pression de formation, pendage de la couche, etc.…).
- La trajectoire du puits qui agit sur la répartition des contraintes dans la roche.
- Les moyens utilisés pour réaliser le puits (type d'outil, dusage de l'outil, type de boue, de BHA, de garniture, etc.…).
- Les paramètres appliqués pour détruire la roche (poids sur l'outil, vitesse de rotation, débit de forage, etc.).

II.3.2. Types d'outils

Les outils de forage ont évolué au cours du temps pour répondre aux problèmes techniques du forage qui s'avérèrent de plus en plus complexes, Ces outils se classent en deux catégories :

- ***Les outils à molette :*** ils sont constitués de trois cônes tournant de façon indépendante et montés sur trois bras réunis entre eux par soudure constituant le corps de l'outil. Plusieurs types de roulements sont utilisés (rouleaux avec ou sans étanchéité, paliers de friction, système de lubrification, etc.). Ces outils travaillent principalement en compression.
- ***Les outils à diamant :*** ils ne possèdent pas de pièces tournantes ; ce sont des outils monobloc. Des diamants naturels et synthétiques sont utilisés pour leur fabrication.

Les outils à diamant naturel travaillent à la façon d'une lime tandis que les outils à diamants synthétiques travaillent à la façon d'un rabot.

II.3.3. Choix des outils

Avant d'entamer un puits, un programme d'outils doit être fait. Ce programme ne devra être modifié lors de l'approfondissement du puits que si les conditions rencontrées ne correspondent pas aux prévisions.

La raison d'un tel programme est fondamental. L'efficacité de l'ensemble des opérations de forage repose sur ce facteur de base : le type d'outil à utiliser et Quelque fois la puissance disponible pour un appareil de forage (pour la rotation, l'énergie hydraulique etc.). Seul le type de l'outil choisi fera que cette puissance sera utilisée avec le maximum d'efficacité ou non. Le seul critère permettant de comparer les performances de deux outils est les prix du mètre foré qui se définit ainsi :

$$Pm = \frac{Po + Ph \times (Tm + Tr)}{M}$$

Pm: Prix moyen du mètre fore.

Po : Prix de l'outil neuf.

Ph : Prix de l'heure de l'appareil de forage.

Tm: Temps de manœuvre nécessaire pour descendre et remonter l'outil.

Tr : Temps de rotation de l'outil pour effectuer le métrage.

M : Métrage.

II.3.4. Programme d'outil

- ✓ **Phase 16 ″**

Tableau 4 : Programme d'outil phase 16''

BIT	**16" TFF913S (NOV)-new**
BHA TYPE	Packed BHA
INTERVAL	537 m – 2,313m
FLOW RATE (LPM)	2,800 – 3,400
NOZZLES	9 x 12
TFA (SQ IN)	0.994
WOB	5 - 23 Ton
RPM	90 – 230 (Packed)
BACK UP BIT	**16" Q609F - RR**

- ✓ **Phase** *12″ 1/4*

Tableau 5 : Programme d'outil phase 12 1/4

Bit	**12 ¼" PDCDSF813MNEW(NOV)**
BHA type	Rotary – Packed BHA
Interval	2313m – 3005 m TVD
Flow rate (Lpm)	1,900 –2,850
Nozzles	3X19/32 + 6X15
TFA (sq in)	1.87 in2
WOB	10 –18 T
RPM	90 – 150
BACK UP BIT	**PDCMI616PX - RR (SMITH)**

Tableau 6 : Programme d'outil pour BHA directionnel pour la phase 12 1/4

Bit	**12 1/4 " HCM408 RR**
BHA type	Directional BHA
Interval	3005m – 3306 /3322 m TVD / MD
Formation	TS3 –G10 –G20-
Flow rate (Lpm)	2550 – 2,850
Nozzles	Check hydraulicscalculations.
TFA (sq in)	Check hydraulicscalculations.
WOB	10 - 20 T
RPM	90– 170
BACK UP BIT	**121/4 " HCM408 RR**

✓ **Phase** *8"1/2*

Tableau 7 : Programme d'outil pour la phase 8 ½

Bit	**8 1/2 "NEW MMD84i (DBS)**
BHA type	Directional BHA
Interval	3322 m to 3478.53m MD
Flow rate (Lpm)	2000 – 2,300
Nozzles	Check hydraulicscalculations
TFA (sq in)	Check hydraulicscalculations
WOB	4 - 10T
RPM	80 - 130
BACKUP BIT	**SB537DOD1PD(SMITH)TCI**

II.3.5. Résumé du programme d'outil pour le puits ONIZ#40

Tableau 8 : Résumé du Programme d'outil pour ONIZ#40

HOLE SIZE	PRIMARY	BACKUP
26"Hole Section	TCI new :GTXC03(IADC 415) (Baker)X 01	TCI-RRSB445C(SMITH) X 01
16''Hole Section	PDC-New :TFF913S (NOV) X 01	PDC-RR : Q609F (Baker) X 01
12 1/4"Hole SectionVERT/B-UP	PDC New: DSF813M(NOV) X 01 PDC-RR : HCM408 (Baker) X 01	PDC RR:MI616PX (SMITH) X 01 PDC-RR : HCM408 (Baker) X 01
8 1/2" Hole Section	Hyb New: MMD84i (DBS) X 1 PDC – RR :KH813PX (SMITH)	TCI-New :SB537DOD1PD(SMITH)
6" Hole Section	TCI new: XR40YDDOD1PD X 4	PDC-RR : FX94 (DBS) for drill-out X 01

II.4. Choix de la garniture de forage

II.4.1. Introduction

Le forage rotary exige l'utilisation d'un arbre de forage creux appelé garniture de forage (drill stem ou drill string), appelée aussi train de sonde ou assemblage de fond, c'est un long arbre reliant le trépan, au fond du puits avec l'équipement en surface. C'est la mécanique de liaison entre une motorisation rotative en surface et l'outil de forage, autrement dit c'est le moyen de liaison entre le fond du trou et la surface. Qui assure de nombreuses fonctions. Parmi ces fonctions :

- Transmission du couple de rotation à l'outil ;
- Guidage et contrôle de la trajectoire de l'outil ;
- Application d'une force de compression sur l'outil de forage ou poids sur l'outil (WOB) ;
- Circulation du fluide de forage avec le minimum de perte de charge ;
- Transmission de l'énergie hydraulique dans le cas de turbo foreuse ;
- Permission de la réalisation des opérations spéciales telles que la cimentation, le repêchage et les tests de formation (DST) ;
- Connaissance avec précision la profondeur de forage.

II.4.2. Composition de la garniture de forage

II.4.2.1. Tige d'entraînement (Kelly)

Elle assure la liaison entre la table de rotation et la garniture de forage. Elle supporte également la charge totale de la garniture on distingue deux types de tige d'entraînement : la tige carrée et hexagonal.

II.4.2.2. Tiges de Forage (Drill Pipe)

Ce sont des tubes métalliques fabriqués selon les normes API sans soudure. Elles sont constituées d'un corps généralement uniforme et de 2 Tool-Joint de part et d'autre (1 Tool-Joint mâle et 1 Tool-Joint femelle). Ces Tool-Joint sont filetés de manière à ce que les tiges soient vissées les unes sur les autres.

- **Caractéristiques des tiges de forage**

a- Diamètre nominal

C'est le diamètre extérieur du corps de la tige exprimé en pouce. Les diamètres normalisés par l'API sont : 2 3/8, 2 7/8, 3 1/2, 4, 4 1/2, 5, 5 1/2 et 6 5/8.

b- Grade

Il détermine la qualité de l'acier et donne la résistance de la tige à la traction et la torsion.

Les grades d'acier normalisés sont **:D55 - E75 - X95 - G105 - S135**.

c- Gamme

Caractérise la longueur des tiges. Il existe 3 gammes de longueur de tige :

-gamme 1 : 5,50 m à 6,70 m. -gamme 2 : 8,25 m à 9,15 m.

- gamme 3 : 11,60 m à 13,70 m.

d- Poids nominal

Le poids nominal correspond au poids linéaire du corps de la tige (le poids des tool joints n'est pas inclus dans cette valeur). Il s'exprime en lb / ft.Les tiges 5" standard ont un poids nominal de 19.50 lb / ft.

e- Type de tige

Suivant la position de l'upset, on distingue des tiges :

InternalUpset (I U) : le refoulement est situé à l'intérieur du tube,

ExternalUpset (E U) : le refoulement est situé à l'extérieur du tube,

InternalExternalUpset (I E U) : le refoulement est situé à l'intérieur et à l'extérieur du tube.

f- Type de Filetage

Les filetages API sont :

Internal Flush IF, Regular REG, Full hole FH, Numerote NC.

g- Classification des tiges

Tableau 9 : Classe de tiges

Classe	Couleur
Classe 1	1 bande blanche
Classe premium	2 bandes blanches
Classe 2	1 bande jaune
Classe 3	1 bande orange
Classe 4	1 bande verte
Rebut	1 bande rouge

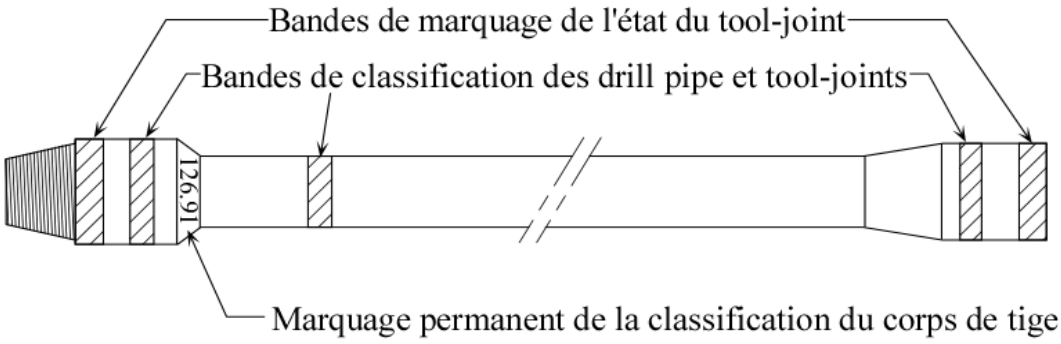


Figure 5 : Schéma d'une tige de forage

II.4.2.3. Tiges Lourdes (Heavy-Weight)

Les tiges lourdes sont des tiges de forage ayant un corps plus épais, pour un même diamètre extérieur, un poids linéaire plus important, une plus grande rigidité et une meilleure résistance à la compression et à la traction. Dans les puits verticaux, les tiges lourdes sont utilisées comme des tiges de transition. Et dans les puits déviés comme tiges de transition en remplacement des masses-tiges. D'une part leur résistance et leur flexibilité, elles permettent d'appliquer le poids sur l'outil sans créer de flambage.

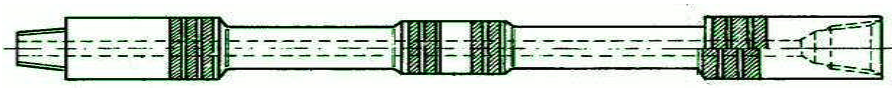


Figure 6 : Tige lourde

II.4.2.4. Masse-tiges (drill collars DC)

Les masse-tiges sont utilisées pour donner le poids sur l'outil, grâce à leurs caractéristiques, les masse-tiges se mettent dans un état de compression sans avoir le phénomène de flambage.

- **Différents types des masses tiges utilisées**
  - Les masses tiges lisses (Slick DC)
  - Les masses tiges spiralées (Spiral DC)

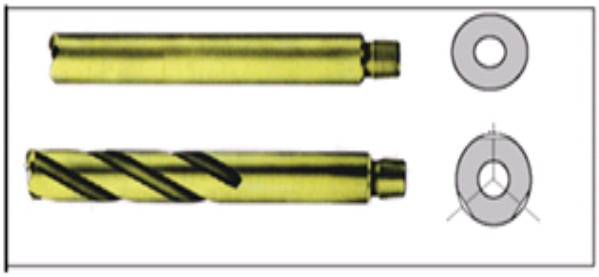


Figure 7 : Différents types de masse tige

II.4.2.5. Stabilisateurs

Ils sont incorporés entre les masse-tiges afin de garder et contrôler la trajectoire de l'outil.

Leur position dans la garniture de forage est très importante surtout dans les puits déviés.

II.4.2.6. Aléseurs

Ils sont intercalés dans le train de sonde, leur rôle est l'alésage des parois de puits d'une part, d'autre part ils ont un rôle analogue à celui des stabilisateurs.

II.4.2.7. Raccords de filetage

Pour connecter les différents éléments de la garniture de diamètres ou de filetages différents.

II.4.2.8. Porte outil

C'est une réduction de 1 m, en général, pour adapter le filetage entre l'outil et la première masse-tige**.**

II.4.2.9. Outil de forage

C'est le premier élément qui s'attaque au terrain.

II.4.3. Choix des garnitures de forage

- **Choix des diamètres des tiges de forage**

Pour le choix des diamètres des tiges de forage, il faut avoir une section de l'espace annulaire S_e égale à 3÷5 fois de la section intérieure des tiges S_i.

$$S_e/S_i = (S_{trou} - S_{exttige})/S_{int\ tige} = 3 \div 5$$

Ou :

$$S_e/S_i = (D^2_{trou} - D^2_{ext\ tige})/D^2_{int\ tige} = 3 \div 5$$

Avec **:**

- ✓ D_{trou} **:** Diamètre du trou ;
- ✓ $D_{int\ tige}$ **:** Diamètre intérieur des tiges ;
- ✓ $D_{ext\ tige}$ **:** Diamètre extérieur des tiges.

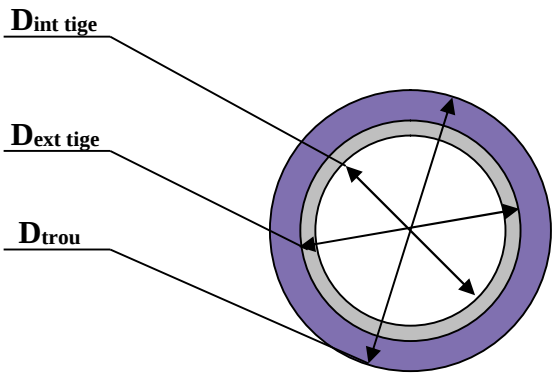


Figure 8 : Diamètre de tige et de trou

❖ Choix des diamètres des masse-tiges

Le choix des masse-tiges s'effectue suivant le rapport $S_e/S_i = 6 \div 7$ tel que :

S_e : Section de l'espace annulaire ;

S_i : Section intérieure des masse-tiges.

$$S_e/S_i = (S_{trou} - S_{extDC})/S_{int\ DC} = 6 \div 7$$

Ou :

$$S_e/S_i = (D^2_{trou} - D^2_{ext\ DC})/D^2_{int\ DC} = 6 \div 7$$

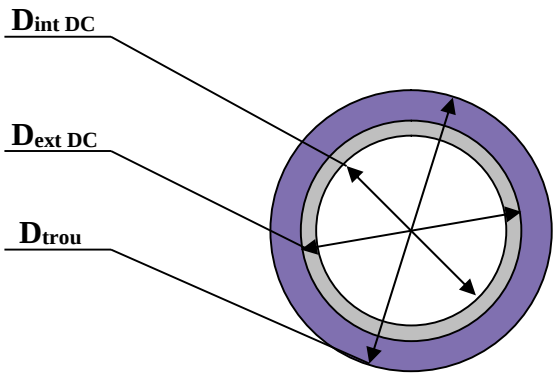


Figure 9 : Diamètre de masse tige et de trou

Avec :

- ✓ **D_{trou} :** Diamètre du trou ;
- ✓ **$D_{int\ DC}$:**Diamètre intérieur des masse-tiges ;
- ✓ **$D_{ext\ DC}$:** Diamètre extérieur des masse-tiges.

❖ Calcul de la longueur des masse-tiges :

Connaissant le poids qu'il faut poser sur l'outil, on peut déterminer la longueur des masse-tiges nécessaire grâce à la formule suivante :

$$L_{DC} = 10^5\ WOB / (m_{DC} x\ F_{PN}\ x\ f\ x\ \cos\alpha)$$

Avec :

- ✓ **WOB :** Poids appliqué sur l'outil exprimé en [Tonnes] ;
- ✓ **m_{DC} :** Masse linéaire des masse-tiges dans l'air exprimée en [Kg/m] ;
- ✓ **L_{DC} :** Longueur des masse-tiges pour un WOB donné exprimée en [m] ;
- ✓ **f :** Coefficient de flottabilité ;
- ✓ **α:** Inclinaison du puits exprimée en [°] ;

- **F_{PN} :** Position du point neutre exprimée en pourcentage de la hauteur totale des masse-tiges .

Remarque

Pendant le forage, le train de sonde se subdivise en deux parties qui travaillent à deux actions opposées **:**

- Une partie travaille en traction ;
- Une partie en compression.

Le point d'intersection entre ces deux parties s'appelle le point neutre. Il est situé à 80% de la longueur totale des masse-tiges.

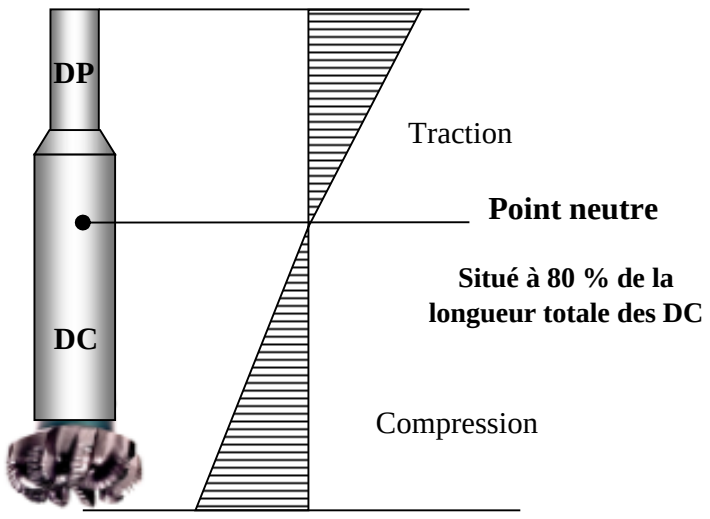


Figure 10 : Représentation du point neutre

II.4.4. Application sur le puits ONIZ#40 pour la phase 16’’

- Masses tiges utilisées : $9^{1/2''} \times 3''$.

$$(16)^2 - (9^{1/2})^2 / (3)^2 = 10.02 \approx 10$$

Donc le rapport est vérifié pour les masses tiges.

- Tiges de forage utilisées $5'' \times 3''^{1/2}$

$$(8^{1/2})^2 - (5'')^2 / (3^{1/2})^2 = 3{,}85$$

- **Calcul de la longueur de DC**

D’après la formule précédente :

$L_{DC} = 10^5$ WOB / (m_{DC}x F_{PN} x f x cosα).

Les données :

- D’après le formulaire de foreur : q_{DC} =323.18 kg ;(F.F)
- D’après le régime de forage : WOB = 23 tonnes ;
- L’inclinaison de trou : 0° (puits vertical) ;

Le facteur de flottabilité : $K_f = 1 - (d_b / d_a) = 1 - (1{,}25 / 7{,}85) = 0{,}84$.

AN : **L_{DC}** $= 23 \times 10^5 / (80 \times 323.18 \times 0{,}84 \times 1) = 103$m.

Le nombre de masses tiges = L_{DC}/ 9 = 11 DC.

- **Calcul de la longueur des tiges de forage**

$$L_{DP} = Z - L_{DC}.$$

Où :

L_{DP}: longueur des tiges de forage (m) ;

Z : profondeur total de la phase considérée (m) ;

L_{DC}: longueur des masses tiges (m).

On a :

Z =2313 m **L_{DC}** =103 m.

Donc :

L_{DP} = 2313 – 103 = 2210m.

L_{DP} = 2210 m

Le nombre des tiges = L_{DP} / 9 = 245DC

- **Programme de BHA pour le puits ONIZ#40**

✓ **Phase 16**

Tableau 10 : Programme de BHA phase 16''

ITEM	JOINTS	OD [IN]	ID
16” PDC bit	1	16.00	
Short neck NB Stabilizer 15 15/16”	1	15.94	3.00
9.5” Short Drill Collar	1	9.50	3.00
Stabilizer 15 15/16”	1	15.94	3.00
9.5” Drill Collar	1	9.50	3.00
Stabilizer 15 15/16”	1	15.94	3.00
9.5” Drill Collar	2	9.50	3.00
XO	1	9.50	3.00
8” Drill Collar	9	8.00	2.81
8” Hydraulic jar	1	8.00	3.00
8” Drill Collar	2	8.00	2.81
XO	1	8.00	2.81
5” HWDPs	12	5.00	3.00

✓ Phase 12$^{1/4}$

Tableau 11 : Programme de BHA phase 12 1/4

ITEM	Joints	OD [in]	ID	Connection
12 ¼” PDC Bit	1	12 ¼		
NB Stabilizer 12 3/16”	1	12 3/16	3.00	7 5/8” REG
9 ½ ” Short Drill Collar	1	9 ½	3.00	7 5/8” REG
Stabilizer 12 3/16”	1	12 3/16	3.00	7 5/8” REG
9 ½ ” Drill Collar	1	9 ½	3.00	7 5/8” REG
Stabilizer 12 3/16”	1	12 3/16	3.00	7 5/8” REG
9 ½ ” Drill Collar	2	9 ½	3.00	7 5/8” REG
XO	1	9 ½	3.00	
8” Drill Collar	9	8.00	2.81	6 5/8” REG
8” Hydraulic jar	1	8.00	3.00	6 5/8” REG
8” Drill Collar	2	8.00	2.81	6 5/8” REG
XO	1	8.00	2.81	
5.0” HWDPs	12	5.00	3.00	41/2 ” IF

✓ Phase 8$^{1/2}$

Tableau 12 : Programme de BHA de la phase 8 1/2

Item	Joints	OD [in]	ID
8 1/2” PDC bit	1	8.50	
BAKER Motor	1	6.79	5.40
Drill pipe compressive	1	5	2.81
Baker MWD pulser	1	6.75	2.81
circulatingsub	1	6.75	2.25
5 ” Drill pipe	15	5	3
5 ” HWDP	24	5	3
Sub –XO	1	6.75	2.50
61/2 ” Hydraulic jar	1	6.50	2.75
Sub –XO	1	6.75	2.50
5 ”HWDP	11	5	3.00

✓ **Phase 6’’**

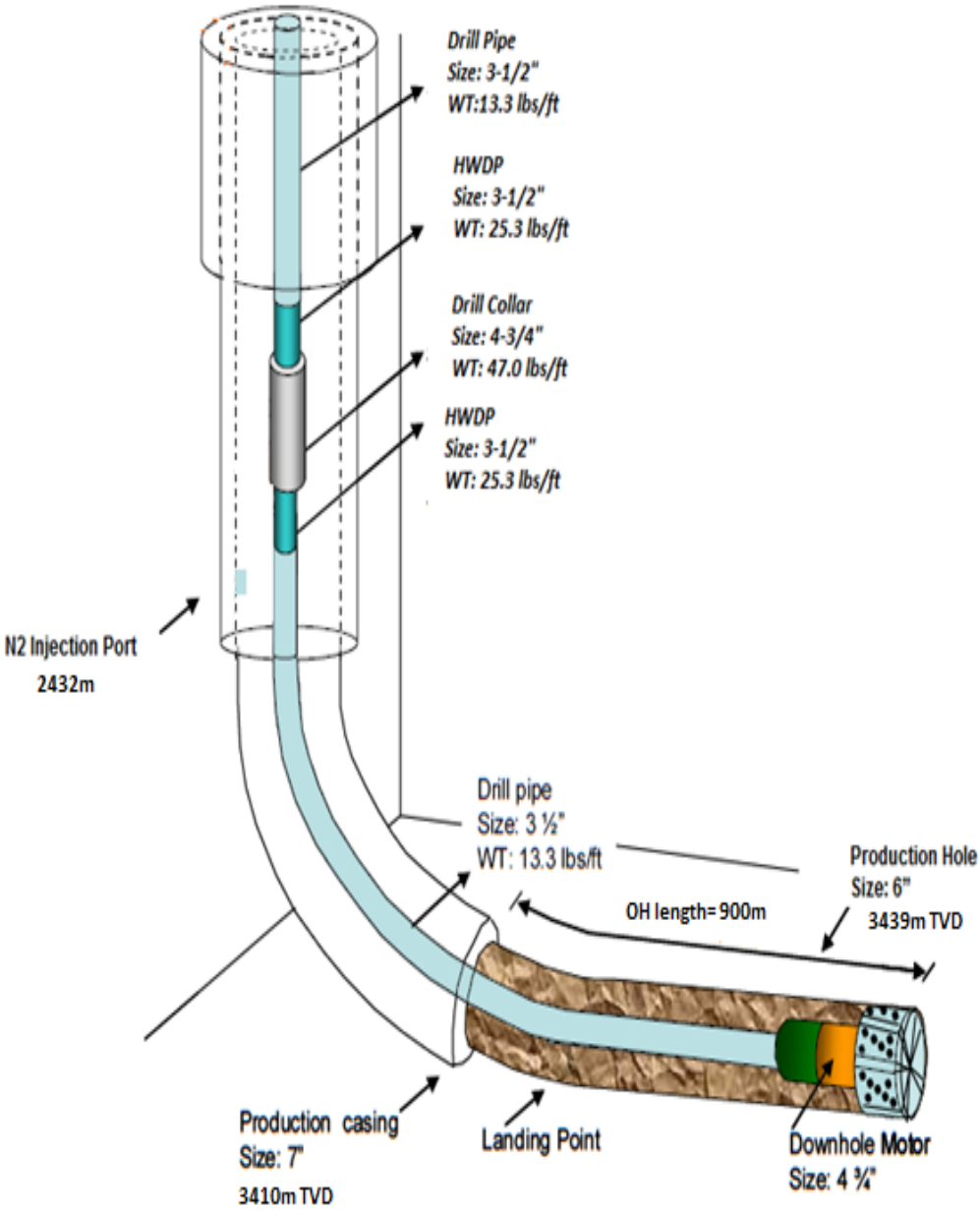


Figure 11 : Programme de BHA phase 6''

II.5. Programme de boue de forage

II.5.1. Introduction

Parmi les éléments les plus importants pour la conception d'un puits pétrolier c'est la boue de forage, qu'elle doitavoirdespropriétéstellesqu'ilsfacilitent,accélèrent le forage et le favorisent ouaumoinsne le réduisent pas. La boue est la première barrière de sécurité sur un puits, elle assure le contrôle primaire.

A cet effet, l'établissement d'un programme de boue constitue une opération primordiale pour la réussite d'un forage. Il s'agit de choisir les caractéristiques de la boue, afin qu'on puisse atteindre l'objectif dans les meilleurs conditions techniques, économiques et de sécurité, tout en respectant un certain nombre des données, l'architecture de puits et d'objectif du sondage.

II.5.2. Rôles de la boue de forage :

A l'origine du forage rotary, le rôle essentiel de la boue était d'évacuer les déblais du fond du trou en surface.

Aujourd'hui, on s'accorde à lui reconnaître au moins une dizaine de fonctions importantes :

- Arrachage des cuttings et transport en surface.
- Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de tige.
- Coffrage des parois par un cakeimperméable.
- Contrôle des pressions des formations rencontrées.
- Maintien des cuttings en suspension lors d'arrêts de circulation.
- Sédimentation des sables et cuttings en surface.
- Allègement de la garniture et des casings.
- Réduction au minimum de l'endommagement des formations productrices.
- Obtention du maximum d'informations concernant les formations forées.
- Transmission de la puissance hydraulique à l'outil.

II.5.2. Classification des fluides de forage

Les boues de forage peuvent être subdivisées en deux grands groupes :

- ✓ Les boues dont la phase continue est l'eau.
- ✓ Les boues dont la phase continue est l'huile.

II.5.2.1. Boues dont la phase continue est l'eau Ces boues sont utilisées par trois phases distinctes :

- L'eau qui est la phase la plus importante en volume et certains produits chimiques solubles.

- Les argiles sont ajoutées pour : Augmenter la viscosité (c'est une fonction primaire) Réduire le filtrat (fonction secondaire).quand les argiles proviennent de la formation forée, un traitement mécanique est nécessaire en surface.

- Les solides inertes : la barytine, le calcaire, les sables. Ces produits doivent être insensibles à la réaction chimique et ne doivent agir que par effet de masse (augmenter la densité).

II.5.2.2. Boues dont la phase continue est l'huile

On distingue les boues directes et les boues inverses :

- les boues directes (à huile) pouvant contenir 5 à 15% d'eau au maximum.
- Les boues inverses (à émulsion inverse) pouvant contenir jusqu'à 60% d'eau.

Tout comme les boues à base d'eau, les boues à base d'huile sont constituées de trois phases :

- La phase liquide qui peut être de l'huile raffinée, de brut ou du gasoil et l'eau d'émulsion peut être une eau douce ou salée.
- La phase colloïdale peut être constituée des savons, d'argiles « Organophiles ».
- Les produits inertes qui ne doivent agir que par effet de masse.

II.5.3. Calcul des volumes de boue

V_T: Volume total de la boue en m^3 ; $V_T = V_{tr} + V_s + V_r$

V_{tr}: Volume du trou en m^3 ; $V_{tr} = (\pi D^2/4).H.K$

V_s: Volume de surface en m^3 ; $V_s = V_g + V_{bac.déc} + V_{bac.asp}$

V_r: Volume de reserve en m^3 ; $V_r = V_{tr}/2$ (pas risque de perte)

V_g: Volume de boue dans la goulotte en m^3 ;

$V_{bac.déc}$: Volume de boue dans les bacs de décantation en m^3 ;

$V_{bac.asp}$: Volume de boue dans les bacs d'aspiration en m^3 ;

D: Diamètre du trou en m ;

H: Profondeur du trou en m ;

K: Coefficient de majoration (cavernosité) =1.25.

Remarque

- Trou ouvert (**K**=1.25) ;
- Lorsque cette phase est tubée **(K**=1) ;
- Si on est dans la 1ere phase $\mathbf{V_r = V_{tr}}$ **;**
- Si on est dans la 2eme phase $\mathbf{V_r = V_{tr}/2}$**.**

II.5.4. Programme technique de boue pour le puits ONIZ#40

II.5.4.1. Phase 36"

Boue de démarrage bentonitique qui convient aux formations superficielles mal consolidées où se manifestent des pertes ce qui nécessite un cake épais .Ce type de boue est stable et efficace dans des conditions de basses pression et température. Cette boue utilisée présenté les avantages suivants :

- Forme un cake interne et consolide la paroi de trou afin de réduire les pertes ;
- Stabiliser la paroi grâce à leur faible densité ;
- Le coût de cette boue est négligeable.

Propriétés de la boue

Tableau 13 : Propriétés de la boue phase 36''

Propriétés	
Density SG	1.05
Viscosity Sec/qt	80
Yield Point lb/1 00 ft^2	40 - 60
PV (cP)	ALAP
Gels (1 0sec/1 0mn)	20 – 40
FL API cc/30 min.	NC
pH	11 - 12
Total Hardness	< 400 mg/l
MBT Eq Bentonite	80 - 100

Propriétés	***Requirement Kg/m3***
Water	0.965
Soda Ash	1
Caustic soda	1
Bentonite	85

a) Volume de trou

D: Diamètre de trou 36’’.

K : Coefficient de cavernosité =1,25.

Vtr = (3,14 x $(0.9144)^2$ /4) X 110 x 1,25 = 90.25 m^3.

b) Volume de surface

Vdéc = volume de bac de décantation = 32m^3.

Vasp = volume de bac d’aspiration = 65 m^3.

Vgol = volume de la goulotte = 5 m^3.

c) Volume de réserve

Vres = Vtr = 90.25 m^3.

d) Volume Total (Vt)

Vt = Vtr+ Vs + Vr = 90.25 + 102 + 90.25 = 282.5 m^3.

II.5.4.2. Phase 26"

INTERVAL	:	110 – 537 m
LENGTH	:	427 m
HOLE SIZE	:	26"
CASING SIZE	:	18 5/8"

Elle sera foré avec une boue à base d’eau la meme que la précèdente phase

Tableau 14 : Propriétés de la boue phase 26''

Propriétés	***Requirement***
Density SG	1.05
Viscosity Sec/qt	80
Yield Point lb/1 00 ft^2	40-60 (30@ Csg point)
PV (cP)	ALAP
Gels (10 sec / 10min)	20 / 40
FL API cc/30 min.	No Control to ±20 cc*
pH	11 – 12
Water Hardness	<400
MBT Kg/ m3	80 – 100
Property	***Requirement Kg/m3***
Water	0.965
Soda Ash	1
Caustic soda	1.5
Bentonite	85
Dextrid LTE	8

II.5.5.3. Phase 16"

INTERVAL : 537-2313m.

LENGTH : 1776 m.

HOLE SIZE : 16"

CASING : 13 3/8"

Cette section va être forée avec une boue à base d'huile Boue émulsionnée inverse (INVERMUL OIL BASE MUD) OBM. Elle présente les avantages suivants :

- Evite le gonflement ;
- Résiste aux contaminants ;
- Excellent pouvoir lubrifiant ;
- Limite les coincements par pression différentielle ;
- Pas de corrosion.

Les Inconvénients :

- Très coûteuse ;
- Très polluante.

Propriétés de la boue :1.25 sg OWR=70/30 OBM

Tableau 15 : Propriétés de la boue phase 16''

Product	Concentration kg/m3 or
Diesel	0.522
Water	0.359
BARABLOK	1.00
GELTONE II	14
EZ-MUL	40
BAROMUL 290	35
Lime	30
Salt	89.42
Barite	348.63

Property	Requirement
Mud Weight SG	1.25
Yield Point lb/100 ft^2	18 – 24
PV (cP)	ALAP
Gels (0/10)	12 – 18
FL HTHP 200ºF/500 psi	<10
NaCl % / water	26 %
Electric Stability Volts	>600
Pb (cc 0.1 H2 SO4)	3 – 4
O/W ratio	70/30 – 85/15
% LGS by volume	< 5
NaCl g/l water	360

II.5.5.4. Phase 12$^{1/4}$"

INTERVAL : 2313 – 3322m.

LENGTH : 1009 m.

HOLE SIZE : 12 1/4"

CASING SIZE : 9 5/8"

Propriétés de la boue : 2.05 sg OWR=85/15 OBM

Tableau 16 : Propriétés de la boue 12 1/4

Product	*Concentration kg/m3 or m3/m3*
Diesel	0.480
Water	0.097
BARABLOK	4
EZ MUL	25
INVERMUL	25
Lime	25
Salt	32.52
Barite	1439.65

Property	*Requirement*
Mud Weight sg	2.05
PV Cp	ALAP
YP lb / 100ft^2	10 - 14
Gels(10sec/10mn)	12 / 16
HPHT Filtrate @200°F	<10
O/W ratio	85/15 - 90/10
ElectricalStability Volts	> 1000
NaCl g/l /water	360
% LGS	< 5
Pb (cc 0.1 H2SO4)	3 - 4

II.5.5.5. Phase 8$^{1/2}$"

INTERVAL : 3322 - 3478 m.

LENGTH : 156 m.

HOLE SIZE : 8 1/2″

CASING SIZE : 7″

Propriétés de la boue : 1.40 SG OWR= 90/10OBM

Tableau 17 : Propriétés de la boue phase 8 1/2

Product	***Concentration kg/m³ or m 3/m 3***
Diesel	0.717
Water	0.078
BAROMUL NT	11
EZ MUL NT	8
BARABLOCK	9
GELTONE II	27
Salt	28.09
Lime	25
BARITE	632.18

Property	***Requirement***
Mud Weight SG	**1.45**
Yield Point lb/100 ft²	10 - 14
PV (cP)	ALAP
FL HPHT 250ºF/500 psi	<4
NaCl g/L Water	360
Electric Stability Volts	> 1000
Pb (cc 0.1 H2 SO4)	2 – 2.5
O/W ratio	95/05
% LGS by volume	< 4

II.5.5.5. Phase 6"

INTERVAL	:	*3478 - 4182 m.*
LENGTH	:	704 m.
HOLE SIZE	:	6″
CASING SIZE	:	4″1/2

La phase sera foré avec la technique de l'UBD en utilisant du brute à 0.82 sg comme fluide de forage qui peut etre alleger en utilisant un gaz inerte dans notre cas du Nitrogène N_2

II.6. Programme du tubage

II.6.1. Introduction

C'est l'action d'introduire une colonne de tubage dans le trou préalablement foré.

Cela consiste en fait à une manœuvre de descente d'une tubulaire spéciale en comparaison à la garniture de forage : par sa fragilité mécanique à la traction et au couple par ses équipements types racleurs, centreurs qui augmentent les frottements. Il apparait donc que cette descente est délicate dans bien des cas et en particulier en forage dévie.

Cette colonne introduite doit être adaptée aux conditions du fond, car les différents efforts telle que la température, la pression et de l'effluent qui est parfois corrosif peut entraîner un endommagement excessif si le choix des tubes n'a pas pris en considération ces facteurs.

II.6.2. Le but de tubage

- 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 et à haut pression.
- Sécurité et mise en place de l'équipement de production tout le long du puits.
- Assurer une bonne étanchéité jusqu'en surface .

II.6.3. Différentes colonnes de tubage

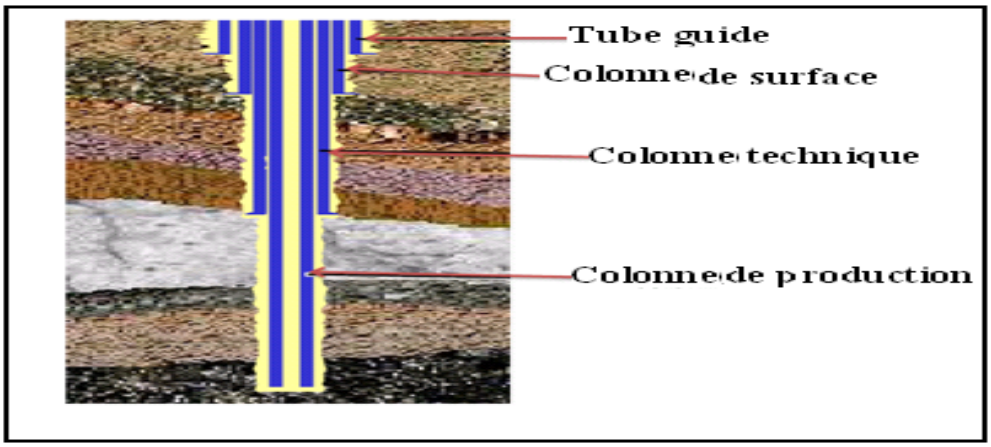


Figure 12 : Types de colonne de tubage

II.6.4. Caractéristiques des colonnes de tubage

Les tubes API sont filetés et manchonnés et tout le corps a un diamètre uniforme.

On désigne un tube de sondage par :

- **Diamètre nominal**

C'est le diamètre extérieur du corps du tube. Ils sont au nombre de quatorze :

4"½, 5", 5"½, 6"⅝, 7", 7"⅝, 8"⅝, 9"⅝, 10"¾, 11"¾, 13"⅜, 16", 18"⅝, 20".

- **Longueur :**

La longueur d'un tube se mesure entre la face extérieure du manchon et le nez de filetage mâle.

Tableau 18 : Classement par longueur des tubage

	Range 1	Range 2	Range 3
Casing	**16 à 25 ft**	**25 à 34 ft**	**34 à 48 ft**

- **Masse nominale**

C'est la masse unitaire exprimée en livres par pied (#). On distingue la masse nominale du corps du tube et la masse nominale du tube manchonné.

- **Filetage**

Les différents types de filetage sont :

-Filetage API ou filetage fin.

-Filetage Extrême Line XL.

-Filetage BUTTRESS.

– Filetage N. VAM ou carré.

- **Nuance (grade)**

Elle désigne la qualité de l'acier, elle s'exprime par une lettre suivie par la limite élastique minimale en milliers de psi. Ex : **H40, J55 , C75 , N80 , C95 , P110 , Q125 , V150.**

II.6.5. Préparation du tubage

II.6.5.1. Préparation lointaine :

Consiste à calculer la composition de la colonne et à choisir les accessoires qui vont l'équiper.

II.6.5.2. Préparation sur chantier :

- Déchargement des tubes sur les racks. Le manchon doit être orienté vers le plancher.

- Enlever les protecteurs de filetage.

- Calibrer les tubes. Cette opération est très importante. Elle consiste à vérifier le diamètre intérieur de chaque tube. Les tubes défectueux seront enlevés des racks.

- Mesurer les tubes.

- Nettoyer les filetages et remettre les protecteurs.

- Etablir un registre.

II.6.6. Habillage de la colonne

II.6.6.1. Sabot

Le sabot est vissé sur le premier tube à descendre dans le puits. Il permet de guider la colonne pendant sa descente et joue un rôle pendant la cimentation.

On distingue trois types de sabot qui sont :

- *Sabot à canal ordinaire.*
- *Sabot à clapet anti-retour.*
- *Sabot à soupape ou à bille de flottaison.*

II.6.6.2. Anneau de retenue

Il est vissé sur le manchon du deuxième tube. Il permet de retenir les bouchons de cimentation en fin d'opération.On distingue deux types d'anneaux :

- *Anneau à soupape.*
- *Anneau à balle à remplissage permanent.*

II.6.6.3. Centreurs

Ils sont placés le long de la colonne et permettent de la centrer dans le puits.

II.6.6.4. Gratteurs

Ils permettent de gratter le cake déposé par la boue pendant le forage et assurer ainsi une bonne adhérence du ciment sur les parois du puits.

II.6.6.5. Stop Collars

Ils sont fixés sur les tubes à l'aide de broches. Ils permettent d'éviter le glissement des centreurs et gratteurs le long des tubes.

II.6.7. Choix de tubage

Le tubage est un élément essentiel très important dans le prix de revient d'un puits par ce qu'il coûte très chère, par conséquent le choix du nombre de colonne du tubage, leurs poids, leurs grades, type de filetage, constituant un facteur d'une importance primordiale. Pour choisir un tube, on se base sur la pression hydrostatique, par ce qu'à l'aide de cette dernière on sait maintenir les parois du trou. On commence les calculs par l'extrémité inférieur en déterminant sa nuance qui exige sa résistance à l'écrasement. Il faut faire des calculs avant toute descente de tubage, en tenant compte de la sécurité, l'économie et de l'approvisionnement.

II.6.8.Méthodes de calcul

Dans le cas général, on calcul une colonne d'une façon à résister à trois contrainte principales :

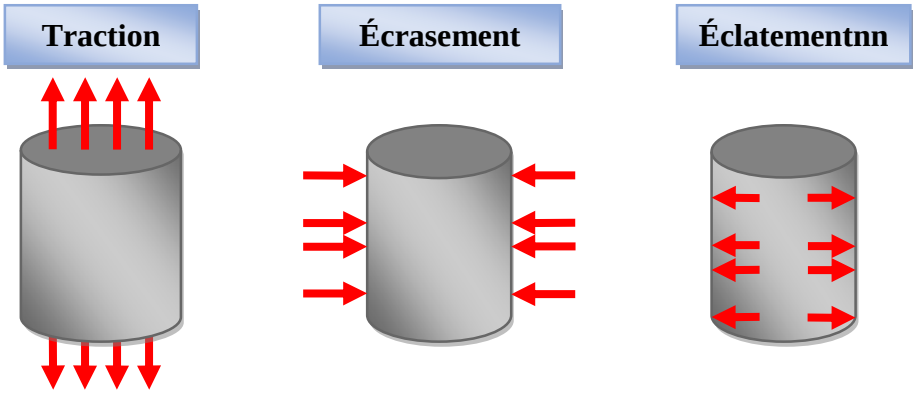


Figure 13 : Mode de déformation par contrainte du tubage

a- Méthode API

Cette méthode est utilisée pour le calcul des colonnes de production, elle retient les coefficients de sécurité suivants :

- **Ecrasement : C**s = **1,125** la colonne est supposée vide et l'extérieur (espace annulaire) plein.
- **Eclatement : C**s = **1,000** : la colonne est supposée pleine et l'extérieur vide.

- **Traction : Cs = 1,750** la colonne est supposée suspendue.

b- Méthode LA GULF :

La méthode LA GULF est essentiellement utilisée dans les sondages de développement, où l'on peut avoir des précisions sur le programme de forage et le tubage.

Cette méthode ne convient que pour le calcul des colonnes techniques, elle retient les coefficients de sécurité suivants:

1) Ecrasement : On admet que la cimentation diminue les efforts d'écrasement sur les tubes.

a) Partie Cimentée

Cs = 0.85 le cas où le tube peut se vider (perte de circulation) ;

Cs = 0.65 le cas où le tubage est constamment plein ;

b) Partie non cimentée : Cs = 1.80

2) Eclatement : Cs = 1.00 on choisit la densité de boue maximale ;

3) Traction : Cs = 1.75.

II.6.9. Programme de tubage du puits ONIZ#40

Tableau 19 : Programme de tubage du puits ONIZ#40

HOLE / CASING SIZE	TVD	Poids (lb/ft)	GRADE	filetage
26''/ Surface Csg 18 5/8in	537 m	87.50	K55	BTC
16''/ Intermédiaire Csg 13 3/8in	2313 m	68.00	N80	BTC
$12^{1/4}$ / Intermédiaire Csg 9 5/8in	Surface to 1822 m	47.00	P110	BTC
	1822 m to 3322mMD (1500m)	53.50	P110	BTC
$8^{1/2}$ / Production (Liner) Csg 7in	2457m to 3511mMD	32.00	P110	N.VAM

II.7. Programme De Cimentation

II.7.1. Introduction

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. Le ciment, en faisant prise, assurera la liaison entre la colonne de tubage et le terrain.

II.7.2. Différents types de cimentation

a) Cimentation simple ou primaire

C'est la cimentation la plus connue, elle consiste en la mise en place d'un laitier de ciment approprié dans l'espace annulaire entre le trou foré et le tubage en place.

b) Cimentation à deux étages

Lorsque le programme prévoie une cimentation étagée, il est indispensable d'incorporer une DV dans la colonne de tubage dont le but principal est le besoin en pression c'est-à-dire réaliser la cimentation en évitant la fracturation de la formation.

c) Cimentation au stinger

Elle est utilisée dans les colonnes de surface de grand diamètre où l'utilisation du stinger vissé au bout d'une garniture de tige permet de mieux contrôler l'opération et diminuer le volume et le temps de chasse.

d) Cimentation du liner

La colonne perdue est ancrée en profondeur dans une colonne précédente. Elle est descendue par la garniture de tiges précédée par l'outil de pose. Pour avoir le maximum de chances d'obtenir une bonne cimentation du sommet du Liner, il faut un recouvrement de 80 à 150 m dans la colonne précédente.

II.7.3. Equipements de cimentation

Outre les tubes, une colonne de tubage est munie de certains accessoires destinés soit à faciliter sa descente, soit à augmenter les chances de réussite de la cimentation. Ce sont :

II.7. 3.1. Tête de cimentation

Elle est vissée sur le dernier tube de la colonne (première tube au niveau du plancher). Elle permet de loger le bouchon de cimentation. Cette tête de cimentation est un cylindre avec des couvertes et des vannes de circulation.

II.7.3.2. Bouchons de cimentation

Ils sont constitués d'une matière en caoutchouc qui permet de séparer le laitier de la boue de forage. On distingue :

- ✓ **Bouchon supérieur**

Il a la même forme que le bouchon inférieur, mais il est totalement plein. Ces bouchons de cimentation sont retenus dans l'anneau en fin d'opération de cimentation.

- ✓ **Bouchon inférieur**

Il est creux à l'intérieur et possède une membrane sensible à sa partie supérieure (Sous l'effet d'une simple pression on perfore cette membrane).Ces bouchons de cimentation sont retenus dans l'anneau en fin d'opération de cimentation doivent être reforés pour contenue le forage.

II.7.4. Programme de cimentation du puits ONIZ#40

Tableau 20 : Programme de cimentation du puits ONIZ#40

Casing	Trou	Top du laitier de queue	Top du laitier de tète
18 5/8 in	26 in	437 m	Surface
13 3/8 in		1427 m	337m
9 5/8 in			2113m
7 in			2457m

Chapitre III : Généralités UBD

III. Généralités sur le forage en UBD

III.1. Introduction

L'UBD (Underbalanced Drilling) est une méthode de forage dans laquelle la pression de fond exercée par le fluide de forage est maintenue inférieure à la pression des pores du réservoir facilitant l'écoulement de l'effluent dans le puits, contrairement à l'Overbalanced où la pression exercée par le fluide de forage est légèrement supérieure à la pression de pores tout en respectant les conditions à ne pas fracturer la formation.

Puisque, la pression hydrostatique exercée par le fluide de forage est plus grande que la pression de pore, le filtrat envahi les pores de la roche réservoir et endommageant ainsi la matrice et diminuer la perméabilité. Le forage en underbalance (UBD) constitue donc une solution à ce problème.

Dans les opérations d'underbalance on distinguera toute une gamme de fluides de forage allant de 100% gaz à 100%fluides.

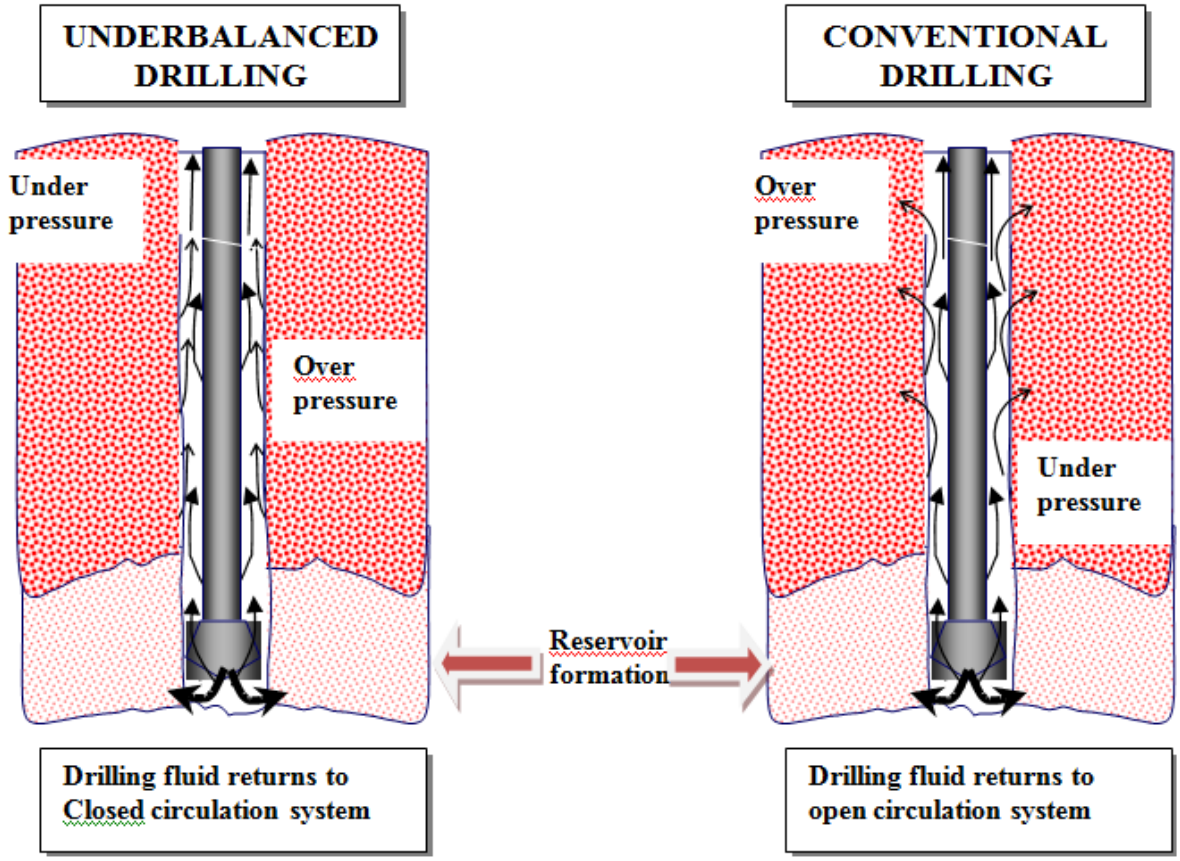


Figure 1: Schéma comparatif.

III.2. Historique de forage en UBD

Le concept du forage avec un fluide léger, dont la pression de circulation est inférieure à celle de réservoir a été fait breveter la première fois aux **Etats-Unis** en **1866**. Les premières applications utilisaient l'air comprimé pour forer le trou. L'évolution de la technologie au cours des années, permet d'introduire d'autres fluides tels que la mousse et le fluide aéré (gazéifié) pour des conditions de forage spécifiques.

La technique appelée " flow drilling" a été développée la première fois au Sud de Texas, puis elle est devenue mondiale avec des exploits au Canada, en Australie et en Chine. Elle a été principalement utilisée pour le développement des champs à pression déplétée (épuisée).

Pendant les années 90, l'UBD avait été appliqué avec succès dans des opérations de forage en offshore et à travers l'Europe.

Les premières techniques ont été développées par **Angel** (1957) et, **Moore** et **Cole** (1965) essaient de prévoir le volume d'air ou de gaz nécessaire pour un nettoyage efficace du trou foré. Il y avait également plusieurs tentatives éditées dans la littérature pour développer une procédure systématique de conception basée sur l'estimation des paramètres hydrauliques de forage en Underbalance dans des applications de forage.

Actuellement, le forage en underbalance est le développement le plus passionnant dans le secteur de forage. En même temps que la technique de forage horizontal et multilatéral, il tient la valeur énorme pour forer des puits plus rentables.

III.3. Intérêt de la technique du forage UBD

L'expérience a montré que le forage en underbalance est plus adapté que l'overbalance pour le forage des réservoirs d'huiles. Et parfois nécessaire pour forer des réservoirs déplétés (à faible pression). Si la réalisation de l'opération UBD exige des coûts additionnels plus élevés, l'UBD est rentable par rapport à la technique conventionnelle. Pour trois raisons, ce sont :

- Maximiser la production.
- Minimiser les problèmes de forage.
- Minimiser le temps de forage.

III.3.1. Avantages de l'UBD

a) Réduction ou élimination de l'endommagement de la formation

Parmi les problèmes rencontrés en Overbalanced est l'endommagement ou colmatage du réservoir. Soit par les solides qui arrivent à pénétrer dans le réservoir, soit par le liquide qui entre en réaction avec le fluide de réservoir. Le résultat de ce colmatage est la réduction de la production, ce phénomène d'endommagement a des effets plus graves dans les zones déplétées, à titre d'exemple les zones 7 et 17 à Hassi Messaoud.

Dans ces conditions, la nécessité de la mise en œuvre des opérations spéciales afin de remédier le problème. Le forage en UBD est recommandé, car la pression de fond sera contrôlée en contrôlant le draw down et maintenue inférieur à celle de réservoir pendant toute la durée de forage. Cette différence de pression permet l'écoulement de l'effluent de la couche vers le puits empêchant le colmatage du réservoir

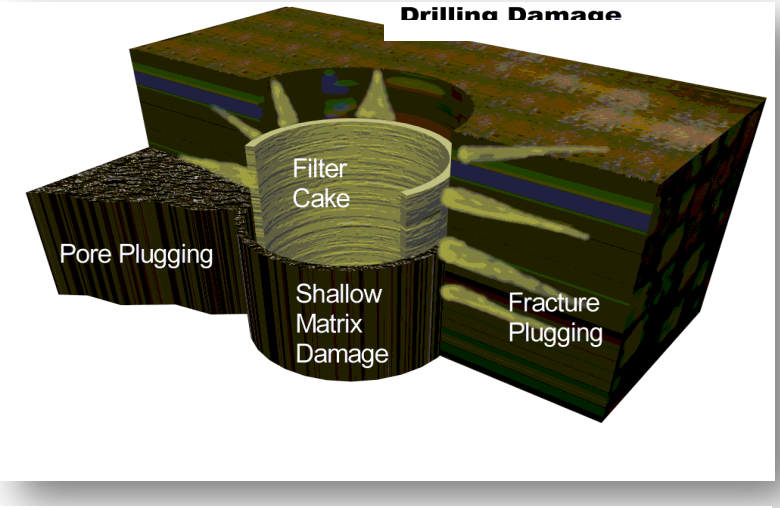


Figure 2: Endommagement de la formation (drilling damage)

b) Amélioration de l'avancement de l'outil (ROP)

Dans le forage conventionnel (Overbalanced) la pression de fond du fluide de forage exerce une force contre la roche. De ce fait une énergie plus importante est exigée pour permettre l'enlèvement et la destruction de la roche. C'est à dire la roche sera encore plus compactée en même temps le cake se dépose sur les parois du trou causant un embourbement des débris ce qui influe directement sur la vitesse d'avancement de l'outil.

Par contre dans le forage en UBD la pression de fond du fluide n'exerce aucune force sur la roche et il n'y a pas de dépôts de cake sur les parois du trou risquant d'embourber les débris (généralement on fore avec le brut azoté. On assure ainsi une bonne vitesse d'avancement de l'outil (ROP excède 5 fois le ROP en forage overbalance).

.

Courbe 1 : Avancement de l'outil.

c) Longévité et consommation moindre des outils de forage

Une quantité considérable de chaleur est produite par le frottement de l'outil lorsqu'il entre en contact avec la formation. Le fluide de forage transporte la chaleur loin de ces emplacements de friction par la convection. Il convient de noter que les solides dans le fluide de forage contribuent à créer une chaleur de friction supplémentaire en plus que celle produite par l'outil.

Cet outil est remonté après presque 12 heures de travail, on remarque qu'il est relativement neuf.

Figure 3 : Etat outil après 12 heures de forage.

d) Elimination des pertes de circulation dans la formation

La perte de circulation se définie comme étant une perte de boue dans la formation. Cette perte se produit lorsque la pression hydrostatique du fluide de forage est supérieure au gradient de rupture de la formation.

Les dimensions des ouvertures dans la formation sont environ trois fois plus grandes que celles des plus grandes particules dans le fluide de forage.

La perte de circulation est un risque constant. Elle peut se produire dans des cas spéciaux, tels que des écoulements de l'eau, dus à la formation des anneaux de boue et d'emballage loin dans la formation.

C'est pour ces raisons que l'underbalanced drilling est appliqué pour le forage des réservoirs sévèrement épuisés ou des réservoirs sous pressurisés ne peuvent pas être forés avec la méthode du forage conventionnel. De plus, une réduction de la pression hydrostatique dans l'annulaire réduit les pertes de fluide dans la formation. En UBD, la pression hydrostatique est réduite à un niveau où les pertes ne peuvent avoir lieu.

e) Anticipation sur la production

Pendant le forage dans une zone de production, le puits débite même pendant les manœuvres. Le profit engendré peut être très significatif, parfois il atteint 12 m^3/heure, voir même l'éventualité de couvrir le coût de forage de puits.

L'augmentation de la productivité du puits et du réservoir plus précisément est le but principal recherché à travers l'application de l'UBD.

La boue employée dans le forage conventionnel exerce un effort, qui correspond au poids de la colonne hydrostatique, entraînant une invasion et une contamination de notre réservoir par cette boue. Ceci réduit la productivité du réservoir et nécessite des opérations spéciales de dégorgement.

f) Elimination de la stimulation et DST

L'un des plus grands avantages de l'UBD est que l'endommagement de la formation est réduit voir éliminé. Ceci va réduire ou éliminer le besoin de stimuler le puits, En addition le forage en UBD permet l'analyse continuelle de la production pendant les opérations. C.à.d. on peut effectuer les différents tests tels que : Build up ; Draw down ; flow test… D'où l'élimination du DST.

g) Elimination des collages par pression différentielle

Le collage par pression différentielle constitue un véritable problème en Overbalanced, due à la formation de cake aux abords du puits, d'où le forage en UBD permet d'éviter cette formation du cake, grâce à la dépression entre le réservoir et la pression de fond.

Lorsque la garniture de forage en OBD entre en contact avec les parois du trou en face d'une zone perméable, le cake déposé crée une différence de pression entre la formation et la garniture de forage. Ceci induit un coincement ou un collage de la garniture de forage par pression différentielle.

Dans le cas du forage en UBD en l'absence de pression différentielle et de cake, il est impossible d'avoir un coincement par pression différentielle même si la formation est poreuse et perméable.

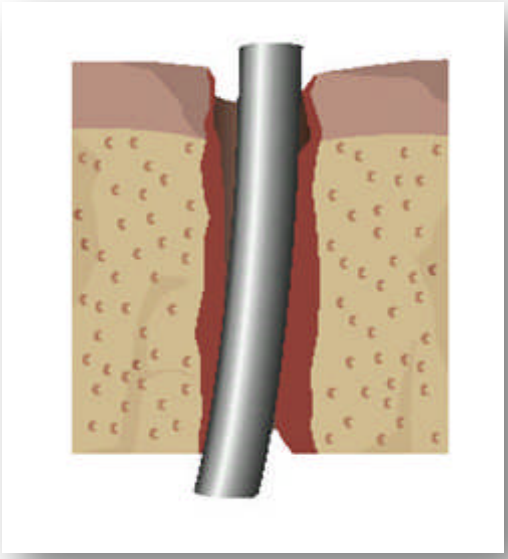


Figure 4: coincement par pression Différentielle.

h) Réduction des programmes de fluides de forage coûteux

Les systèmes de fabrications des fluides de forage en OBD ainsi que les additifs chimiques utilisés pour le contrôle de la densité et la viscosité, aussi bien l'ajout des produits colmatant dans les cas de pertes sont très onéreux.

Par contre, des économies significatives peuvent être réalisées en forage UBD, en utilisant des fluides autres tels que la mousse, le brut azoté et le mist.

Ainsi par l'utilisation de l'UBD on évite les pertes de fluides coûtants très chers dans leurs fabrications.

i) Plus de sécurité et moins d'impact sur l'environnement

Ceci se résume par une vigilance plus accrue du personnel et par une moindre utilisation des produits chimiques tels que les additifs chimiques et additifs synthétiques.

III.3.2. Inconvénients de l'UBD

Bien que l'UBD offre une multitude d'avantages on remarque par ailleurs quelques facteurs limitatifs (inconvénients) qui peuvent générer des complications lors de l'exécution du programme de forage tel que :

- Utilisations de technologie supplémentaire et complexités opérationnelles, ce qui demande une connaissance parfaite du terrain.

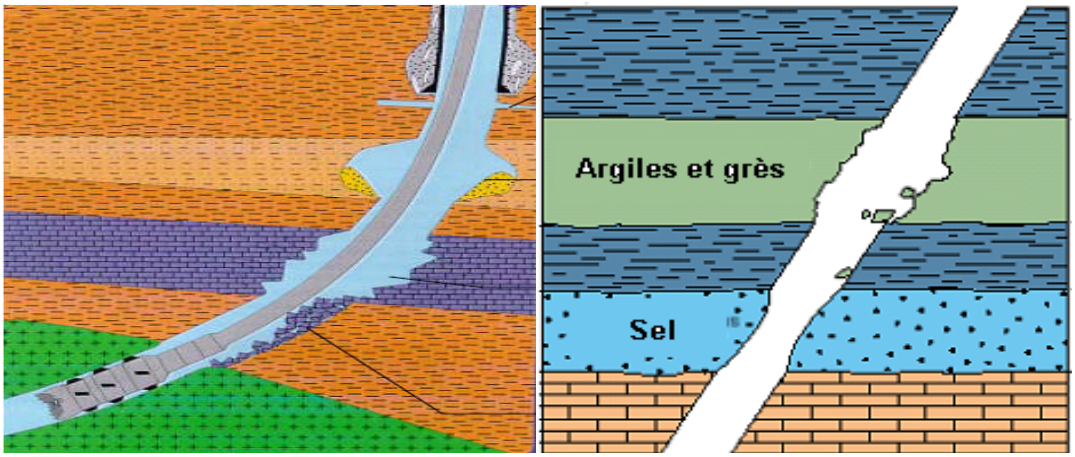


Figure 5: Instabilité des parois en cours de l'UBD.

- Instabilités potentielles du puits de forage (telles que la présence des schistes).
- Risques opérationnels accrus (tels que des pressions superficielles plus élevées.
- Utilisation des équipements spéciaux.
- Risque d'incendie au fond du puits (si $\%O_2$ est important).
- Débit d'eau excessif (cas du forage à la mousse).
- Augmentation des coûts de forage selon le système utilisé.
- Incompatibilité avec MWD (Drill pipe Injection).
- Problème de nettoyage de fond du trou à cause de la faible viscosité du fluide de forage.
- Augmentation du torque et des frictions (tirage).

Malgré tous ces inconvénients l'UBD peut servir d'outil supplémentaire à une filiale à l'exercice telle que **Sonatrach**, pour produire à partir de ces réservoirs qui ne peuvent pas être exploités par des méthodes de forages conventionnels.

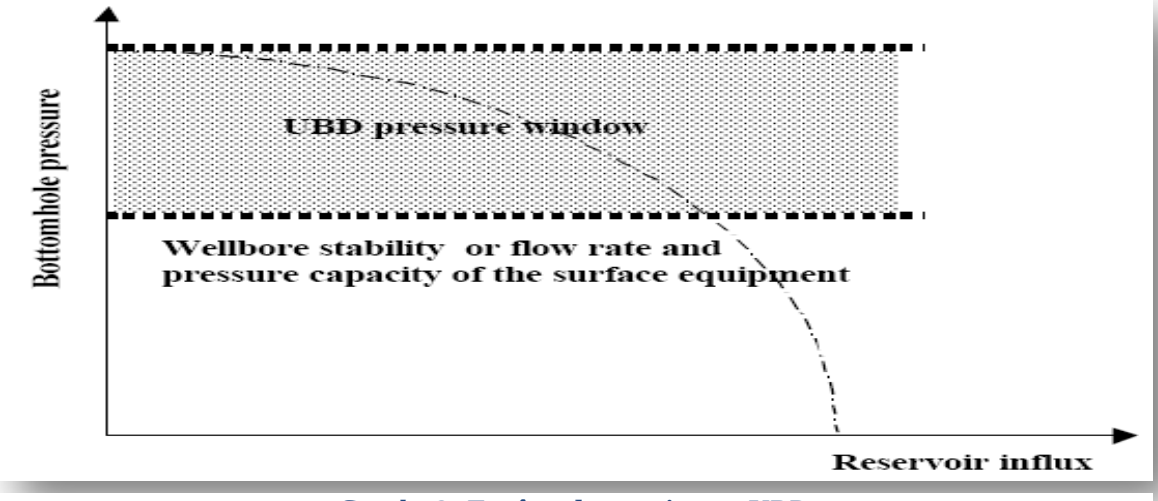
III.4. Principe du forage en underbalance

Le principe de la technique en underbalance est de maintenir la pression de fond inférieure à celle du réservoir selon une ΔP (draw down) désiré et ce durant toute l'opération de forage et en cours des manœuvres. Toute en assurant un contrôle de débit en surface, la

pression de fond (BHP) doit être maintenue entre deux valeurs de pressions limites, qui en réalité délimitent la fenêtre de la pression de travail.

La pression des pores donne la limite supérieure, alors que la limite inférieure de BHP est déterminée par :

1. La stabilité des proies.
2. Les débits d'injection.
3. Les pressions de service du l'équipement de surface.



Courbe 2: Fenêtre de pression en UBD.

III.4.1. Draw Down

On définit le draw down est la différence entre la pression du gisement et la pression au fond du puits, exprimé en pourcentage par rapport à la pression de gisement.

$$(Pg - Pf) * \frac{100}{Pg} \ldots\ldots\ldots\ldots (1)$$

On doit pouvoir établir la pression de fond (Pf=Ph+ ΔPa) en conditions de production ou sans production .Dans le cas de la production on doit connaître le débit de la couche productrice

Tel que :

Pf : la pression de fond.

Ph : la pression hydrostatique.

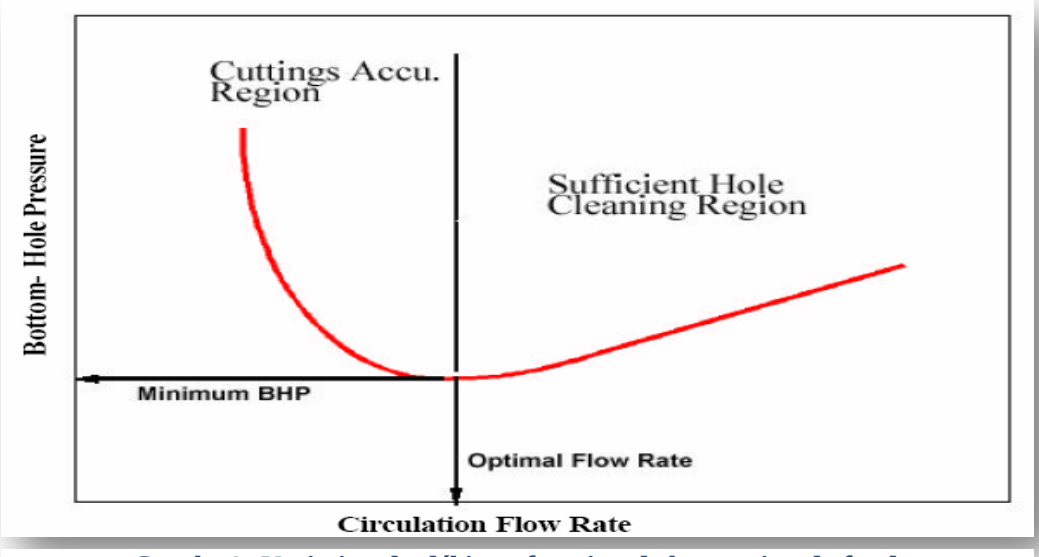
ΔPa : les pertes de charges annulaires.

III.4.2. Débit de circulation optimum

Pour empêcher l'accumulation des débris à l'intérieur du puits, la circulation est un facteur prédominant.

Cependant, au-delà d'un certain seuil la circulation va engendrer :

1. Augmentation des coûts pour le fluide supplémentaire.
2. Utilisation abusive des pompes.
3. Augmentation des frictions le long du l'annulaire.
4. Consommation excessive de l'énergie.



Courbe 3: Variation du débit en fonction de la pression de fond.

Ce graphe montre que le débit optimum correspond à une pression de fond minimale, et selon les exigences de la BHP en UBD on peut jouer sur le débit pour ajuster la pression.

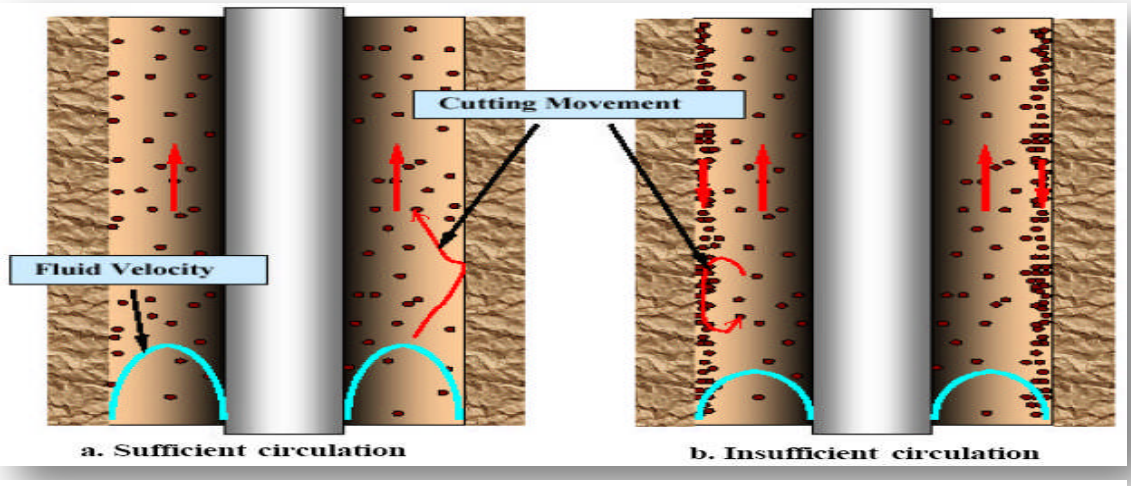


Figure 6: La relation entre le débit et le nettoyage du trou.

III.4.3. Détermination de débit de la couche productrice

Le débit de la couche est calculé par le biais de la loi de DARCY en fonction du draw-down appliqué, des caractéristiques du réservoir, la nature de son fluide et du GOR. Dont les paramètres ci-dessous sont connus :

$$Q = \frac{2\pi . K_0 . h . \Delta P}{\mu_0 . B_0 . \ln\left(\frac{R}{r_w}\right)} \quad \text{..... (2)}$$

Avec :

Q : débit de production en (m3/h)

K_0 : perméabilité en (md)

h : hauteur de la couche en (m)

Δp : gradient de pression entre la pression de gisement et la pression de fond (bar)

μ_0 : viscosité dynamique (CP)

B_0 : facteur de débit

R : rayon d'investigation (m)

r_w : rayon du puits en (cm)

Le draw down maximal est fixé à **20%** qui est la limite de la stabilité des parois du puits (dans certaines formations moins consolidées voir **15%)**. Au-delà de cette valeur on peut avoir un risque de collapse des parois. La détermination du débit de la couche dépendra des caractéristiques du réservoir, on peut citer :

- La pression et température du réservoir.
- Caractéristiques du fluide et son comportement PVT.
- La perméabilité et la porosité de la roche réservoir.
- Section de l'écoulement du réservoir.
- Rayon de drainage et rayon du puits.
- La nature et la composition du fluide du réservoir.
- Le GOR.

La pression de fond détermine le rapport du mélange brut – gaz à utiliser de sorte à obtenir un draw down correspondant à Δp. Le calcul doit tenir compte de la production de la couche et des caractéristiques PVT du fluide produit.

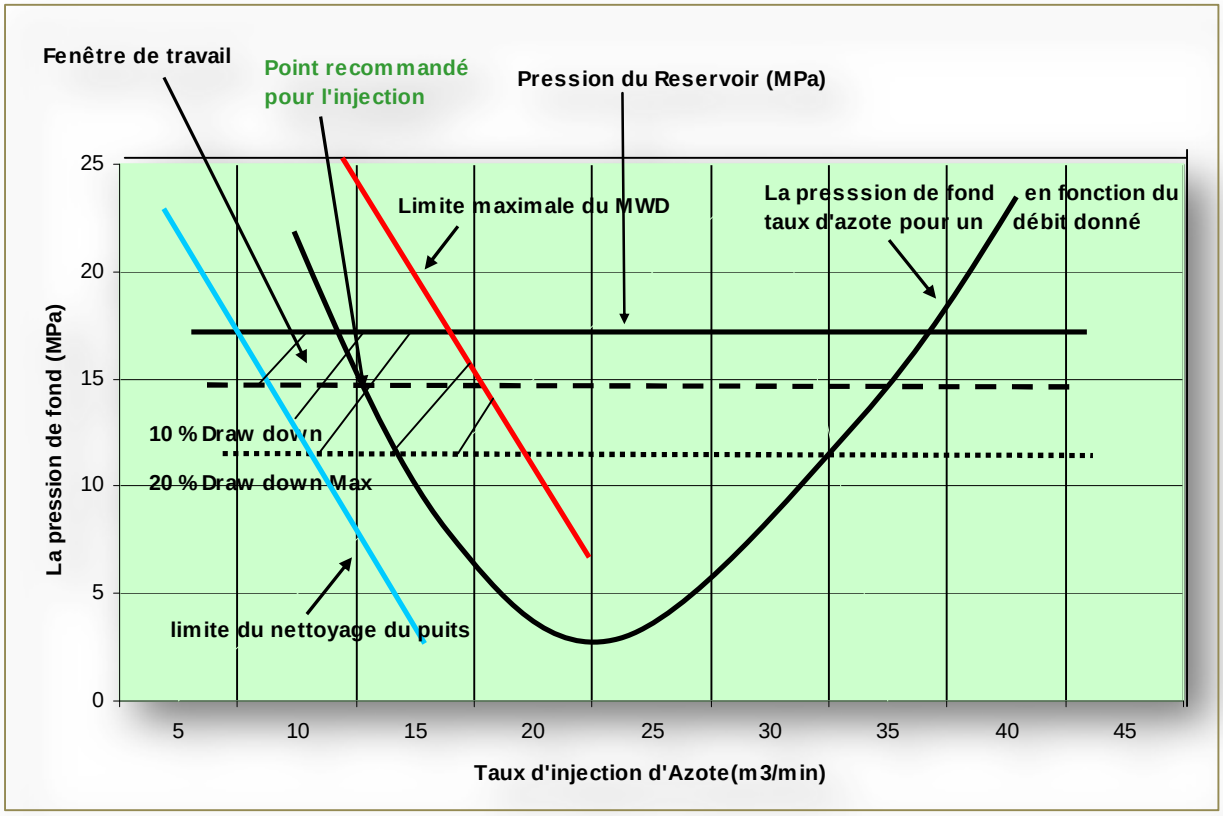
III.4.4. Détermination du rapport Brut/Azote injecté

La proportion du mélange azote/brute à injecter doit être tel qu'elle engendre en circulation une pression de fond (Pf=Ph+ΔPa) désirée et procure une vitesse nécessaire pour l'évacuation des cuttings (limite du nettoyage du puits).

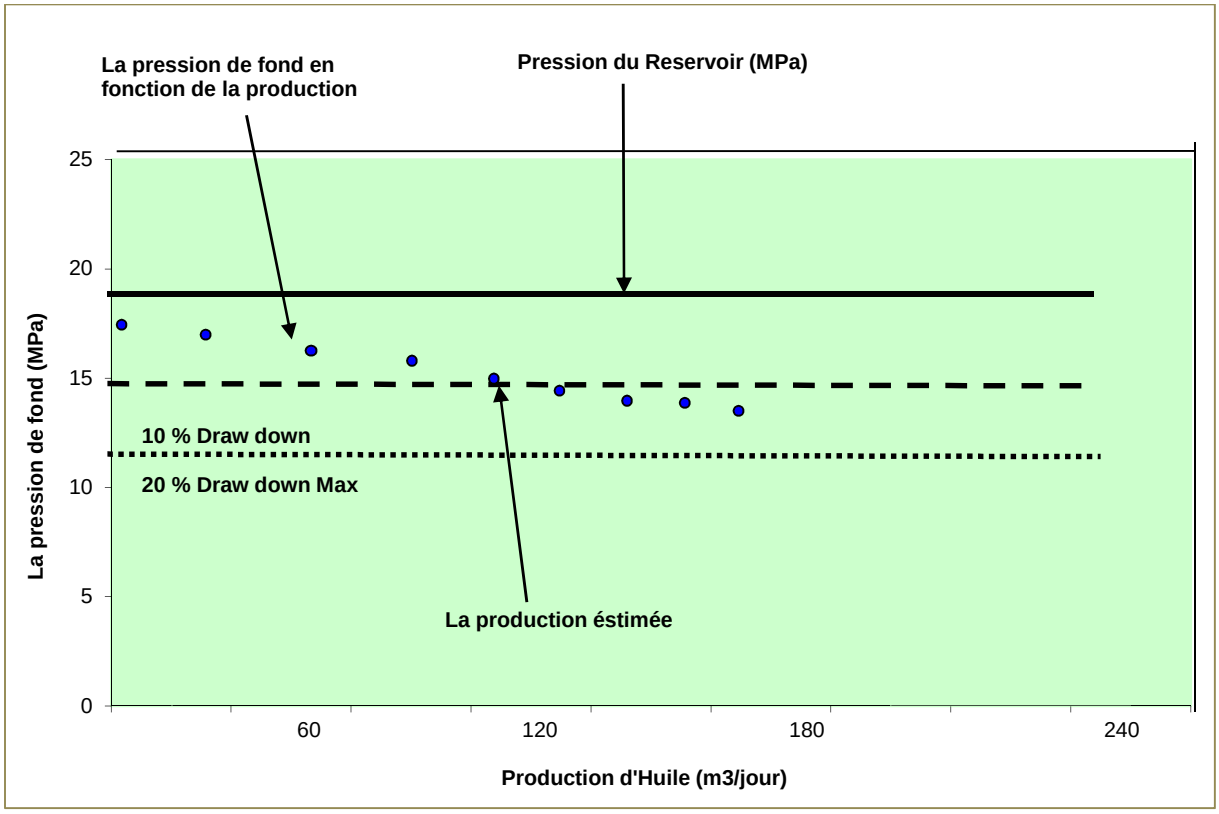
Si le système d'injection de gaz est effectué par les tiges de forages, on doit tenir compte de la limite de fonctionnement du moteur de fond.

Ces paramètres ci-dessus nous délimitent ce qu'on appelle la fenêtre de travail voir figure (9) et (10).

L'écoulement du fluide bi-phasique injecté auquel s'ajoute le fluide produit caractérisé par un GOR rend la détermination des pertes de charge très compliquées. Ces pertes de charge dépendent des régimes d'écoulement établis dans le puits.



Courbe 4: Paramètres qui influent sur la proportion du mélange Brut/Azote (Cas sans production).



Courbe 5: Pression de fond en fonction de la production.

On utilise souvent un logiciel pour faire la simulation des débits de gaz et de liquide. Le résultat est présenté sous forme de tableau.
On simule dans un cas sans production, puis avec production.

Pour chaque débit de brut, on fait varier le débit de gaz et on choisit enfin de compte les débits de gaz et de liquide qui assurent le draw down qu'on a fixé et qui assure en même temps la stabilité des parois du puits.

En plus la vitesse du liquide soit supérieure à la vitesse minimale de transport des déblais (cuttings) ; voir les figures (9) et (10).

- **Exemple de logiciel de simulation :** un logiciel appelé **WELLFLO 7** de la société **NEOTEC** qui permet de déterminer le rapport de fluides et d'autres paramètres.

III.5. Choix des puits candidats au forage en underbalance

La première étape critique dans le forage en underbalance est la sélection d'un puits (candidat) approprié au forage en **UBD**.

Comme on a vu précédemment l'UBD a des avantages et des limitations pour sa réalisation, donc ce n'est pas toujours applicable.

Le choix d'un puits candidat se fait par le service d'engineering de la **Sonatrach**, par lequel l'application de l'UBD pour le candidat doit être évaluée techniquement et économiquement.

Une étude très approfondie sur le puits appelé le criblage est la première étape dans le choix d'un puits candidat au forage en UBD dans lequel le potentiel du puits est analysé pour déterminer s'il a des attributs qui lui permettraient d'être un bon candidat, où l'excluraient de la technologie du forage en UBD.

Le criblage de candidat est un processus technique d'évaluation qui répond aux questions suivantes :

- Y aurait-il un bon avancement du forage par l'utilisation de l'UBD ?
- Le forage conventionnel endommage-t-il la formation et cet endommagement peut-il être réduit par l'utilisation de l'UBD dans ce puits ?
- Y aurait-il des problèmes réservoir-formation par l'utilisation de l'UBD ?
- Problèmes de stabilité des parois du puits ?
- Le puits supporterait-il conjointement la haute pression avec une perméabilité élevée ?
- La formation du puits est-elle susceptible à l'imbibition spontanée ?
- Est-ce que l'UBD peut être pratiquement réalisable ?
- La possibilité d'avoir un draw-down fixe ?
- La possibilité d'avoir un bon nettoyage du puits (trou) ?
- Compatibilité du moteur de fond avec la BHA pour l'opération de l'UBD ?
- La possibilité de contrôler la pression du trou tout en forant ?
- La disponibilité des pompes, des compresseurs, de l'aiguillage tournant, de l'équipement extérieur, des appareils de manutention de solides, etc.
- Un système liquide approprié peut-il être conçu ? :

  -Fluide / compatibilité de formation.

  -Fluide / compatibilité extérieure de système.

  -Compatibilité de la mousse / anti-mousse.
- Une considération spéciale qui pose des obstacles ? :

-A hautes températures.

-Dans un environnement corrosif.

-Sécurité et considérations de normalisation.

-Logistique et disponibilité d'équipement

- Le puits est-il économiquement viable ?
- La position topographique de puits.

III.5.1. Méthode de sélection d'un puits pour le forage en UBD

Un arbre de décision a été créé pour permettre à l'ingénieur de déterminer si un puits convient à la considération de l'UBD ou pas.

Le schéma 1, le schéma 2 et le schéma 3, montrent l'arbre de décision actuellement disponible au site web d 'IADC (International Association of Drilling Contractors).

Si l'UBD a déjà été réalisé dans le champ où se trouve le puits candidat et que cette réalisation a donné de très bons résultats, on recommande l'application de l'UBD.

Si le champ où se trouve le puits candidat n'a pas d'antécédents de réalisation de l'UBD, alors l'arbre de décision doit être traversé selon les réponses aux questions.

Si par l'utilisation du forage conventionnel on n'a pas de problèmes de pertes de circulation, pas de collage par pression différentielle, pas d'endommagements du réservoir et une vitesse de pénétration ROP efficace, l'arbre suggère que l'UBD ne devrait pas être appliqué.

Si un ou plusieurs de ces problèmes existent et si le fonctionnement proposé par l'UBD est économiquement justifiable, alors l'arbre de décision recommande l'utilisation de l'UBD. L'application de l'UBD est surtout prévue au niveau des zones productrices épuisées ou sous pressurisées.

Il est possible de tabuler les indicateurs pour déterminer si un puits est candidat à l'UBD.

Tableau 1 : Connaître un puits candidat.

Indicateurs	Commentaire
Réservoirs épuisés	Typiquement l'exposé à une perte de circulation et des problèmes gluants différentiels. Si la formation est consolidée, fait un candidat excellent.
Formations Naturellement fracturées et vugular.	Exposez d'habitude à des pertes de circulation énormes, qui peuvent engendrer de grave problèmes de contrôle ou collage par pression différentiel ou mécanique, les faisant de bons candidats à UBD.
Formations de hard rock	D'habitude consolidé et peut supporter UBD. Bons candidats à cause d'un meilleur ROP et bon longévité de l'outil de forage
Formations fortement permeable	Aussi exposez à des pertes de circulation énormes, collage par pression différentiel, les faisant de bons candidats à UBD.
formations à subit endommagent par invasion	UBD réduira et peut etre éliminera de tels mécanismes destructeurs.

- **Arbre de décision pour effectuer un forage en underbalance**

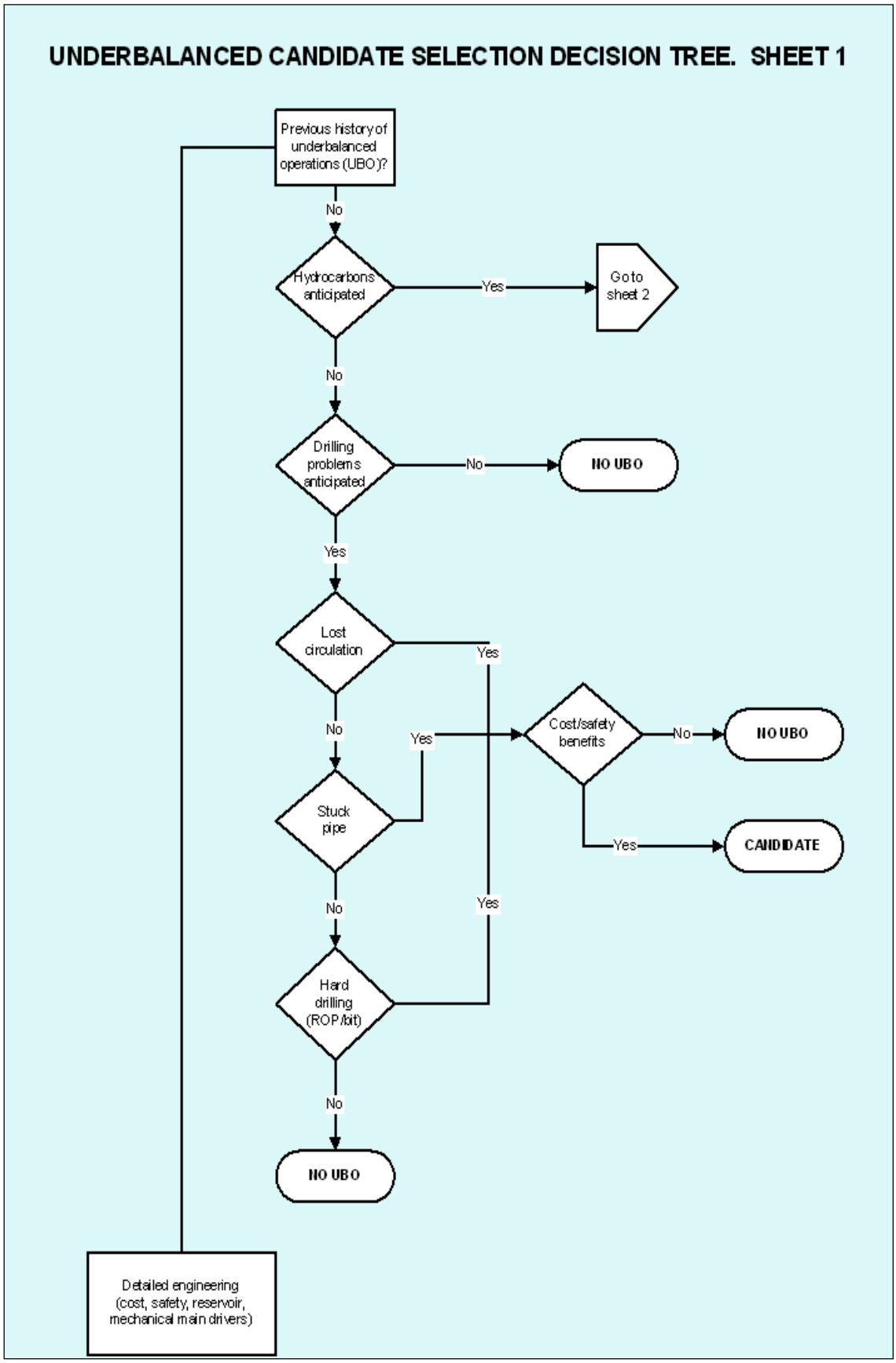


Schéma 1 : Arbre de décision pour sélectionner un puits candidat à l'UBD.

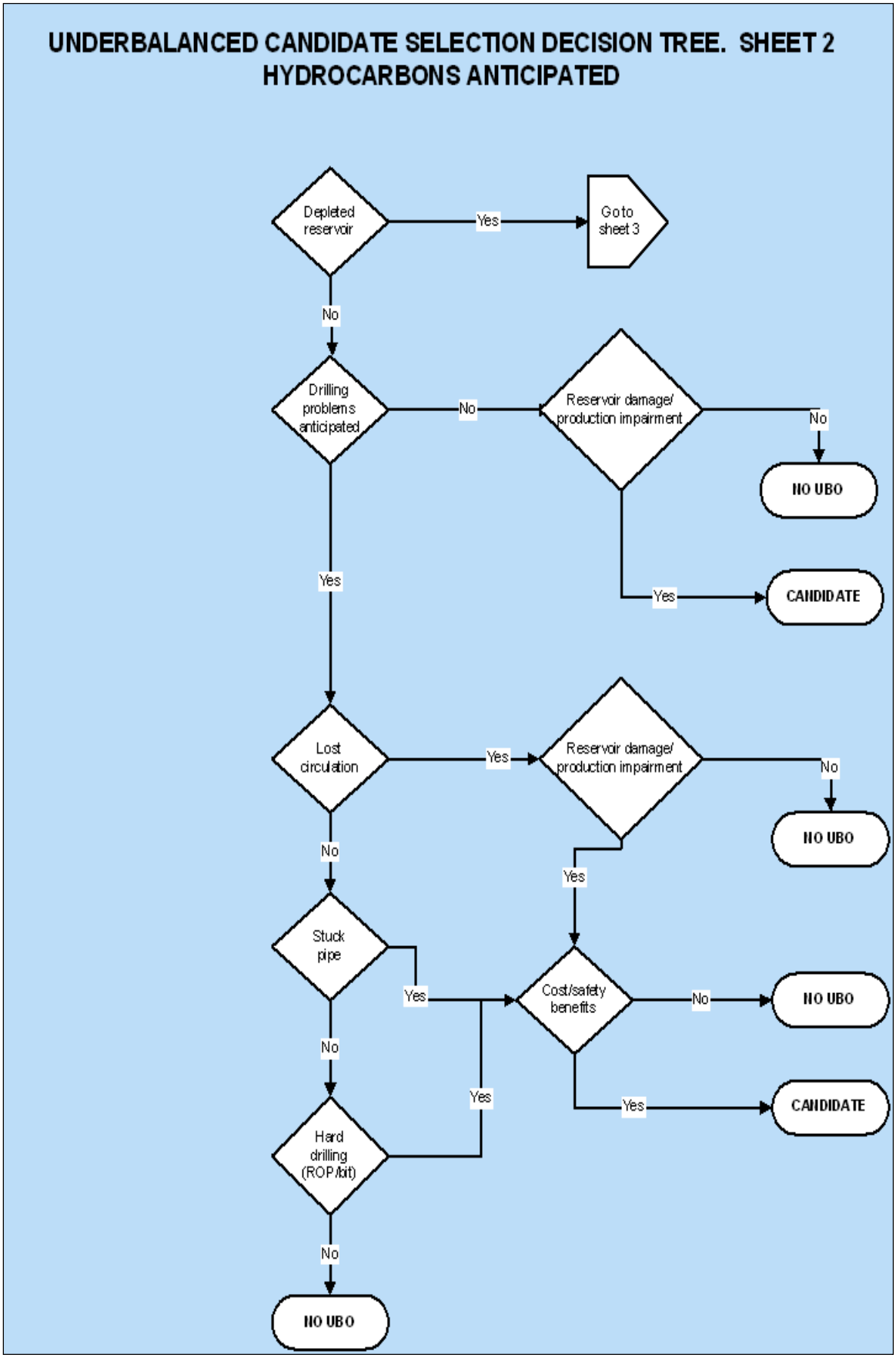


Schéma 2 : Arbre de décision pour sélectionner un puits candidat à l'UBD Hydrocarbures anticipés.

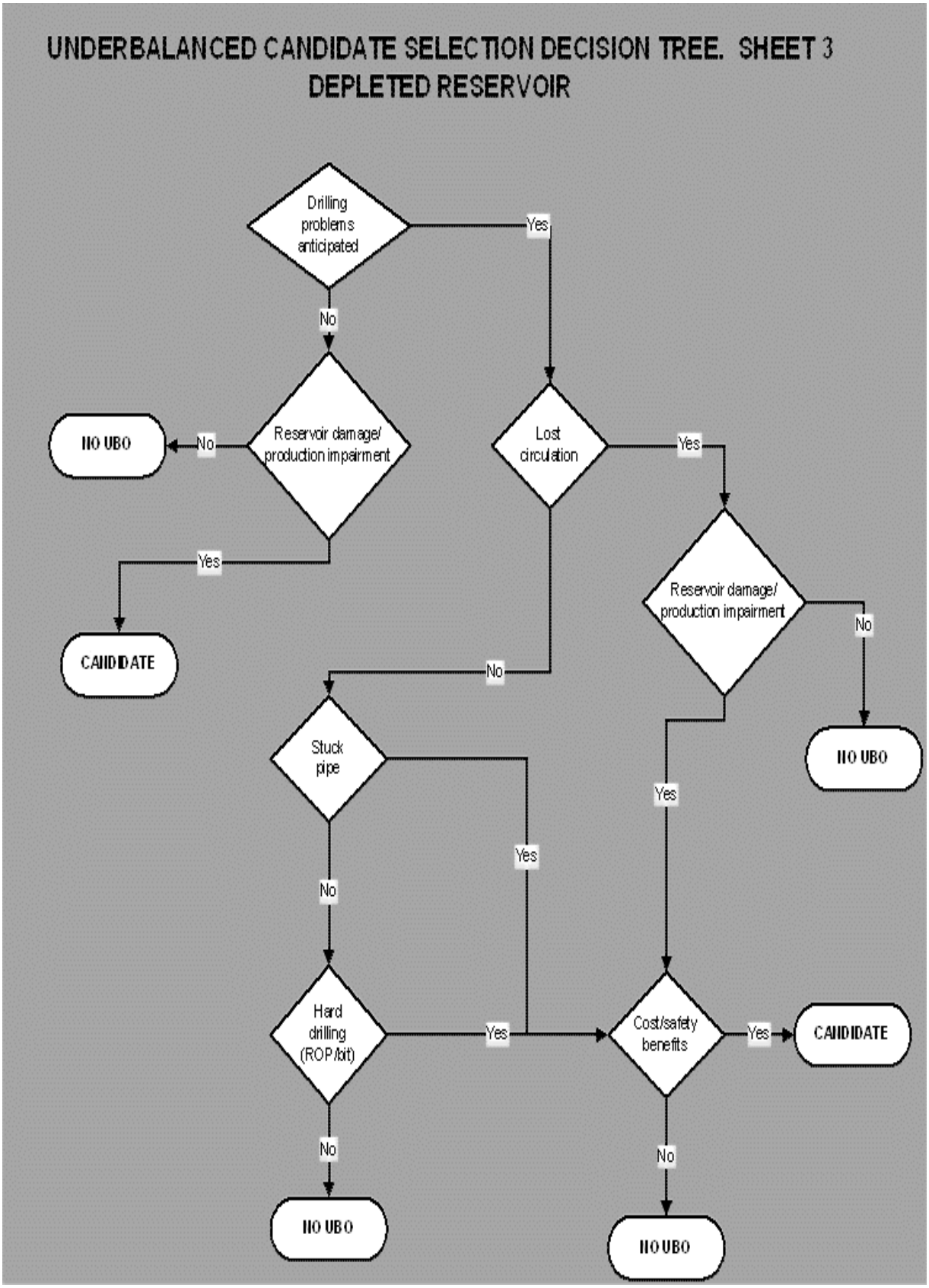


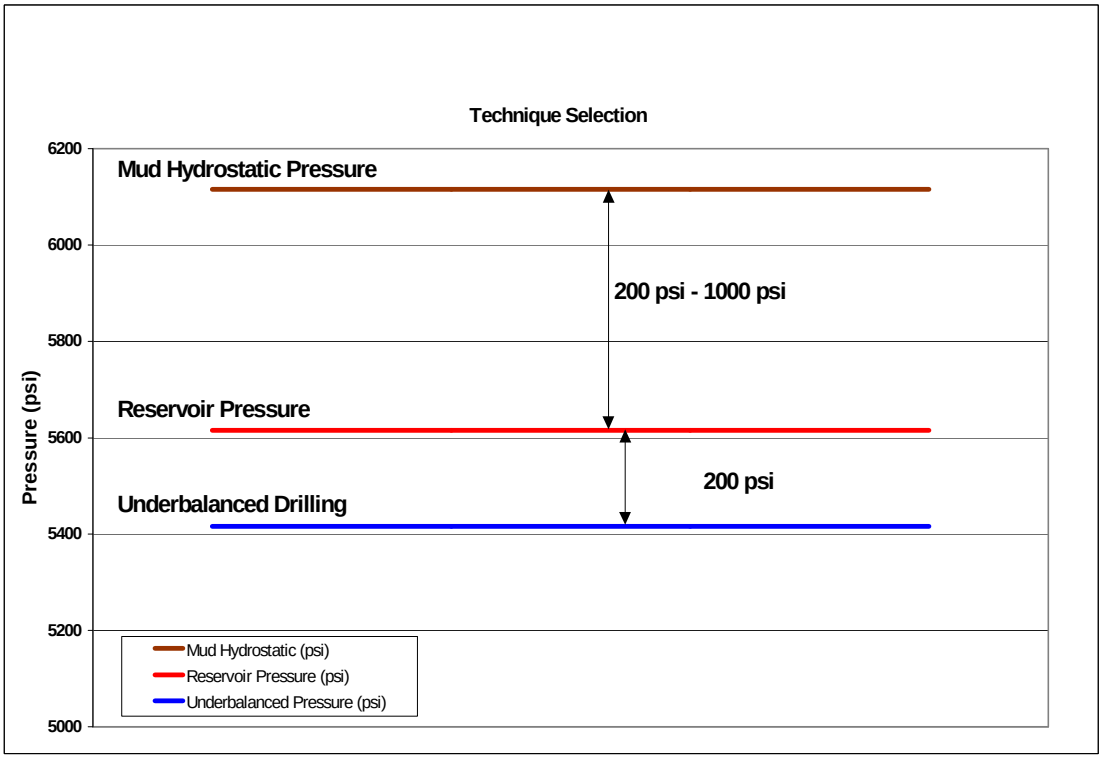
Schéma 3 : Arbre de décision pour sélectionner un puits candidat à l'UBD Réservoirs déplétés.

A. Technique de sélection du forage UBD

Un processus de base de quatre étapes est appliqué pour déterminer les options et les conditions pour le forage en UBD :

- ✓ Détermination des conditions du bottom hole pressure BHP.
- ✓ Identification des caractéristiques des fluides de forage.
- ✓ Etablir le design du puits et le modélisation de l'écoulement.
- ✓ La sélection des équipements de surface

B. Exigences de la bottom hole pressure



Courbe 6: Choix de la pression de fond.

C. Caractéristiques du fluide de forage

Le choix exact des caractéristiques du fluide de forage utilisé en UBD est la clef du succès des opérations du forage en underbalance. Trois systèmes existent :

- ✓ Les fluides Bi phasiques gazeux et compressible.
- ✓ Les fluides monophasiques.
- ✓ Le système Gaz lift.

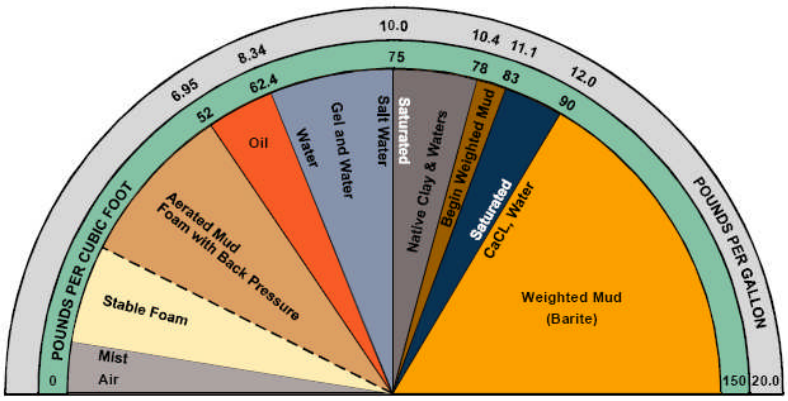


Figure 7 : Les Fluides de Forage et leurs densités relatives.

III.5.2. Réservoirs qui ne sont pas candidats à l'UBD

On compte parmi ces réservoirs :

- Réservoirs dont la perméabilité est extrêmement basse.
- Formations non consolidées.
- Formations instables.
- Réservoirs qui contiennent des zones multiples avec des pressions différentes.

III.5.3. Critères de puits candidats à l'UBD

On dit qu'un puits est candidat pour un forage en underbalance en remplissant les exigences suivantes**.**

- Formations qui subissent habituellement des endommagements pendant des opérations de forage ou de complétion.
- Formations qui montrent habituellement des grandes tendances au coincement différentiel et la perte de la garniture.
- Formations à sévères pertes de circulation.
- Puits à grandes fractures macroscopiques.
- Formations fortement stratifiées et hétérogènes qui montrent des perméabilités, des porosités différentes au sein du réservoir.
- Formations qui ont une roche sensible au fluide.
- Formations très dures de faible ROP en Overbalanced.
- Formations avec des sensibilités Roche/fluide et fluide/roche.

III.6. Différents types de fluide de forage utilisés en underbalance

On croit toujours que puisque le puits est foré en Underbalanced, la conception du fluide de forage est sans importance.

Un système de fluide de forage mal conçu peut causer des dommages à la formation forée ce qui élimine toutes les indemnités du forage Underbalanced.

Un fluide de forage mal conçu peut également augmenter le coût du forage par la création de problèmes de corrosion et de risques d'incendie.

Le choix d'un fluide inadéquat, peut également mener à la défaillance du projet dû au faible nettoyage de trou ou de la création des émulsions.

Donc, La sélection correcte du type de fluide utilisé dans l'underbalance est la clé de la réussite du forage en Underbalance. Trois types de fluides peuvent être utilisés.

- Fluides incompressibles (liquides) exemple : eau, boue, brut.
- Fluide bi phasique (mousse, mist, boue aérée, brut et azote).
- Air ou gaz naturel.

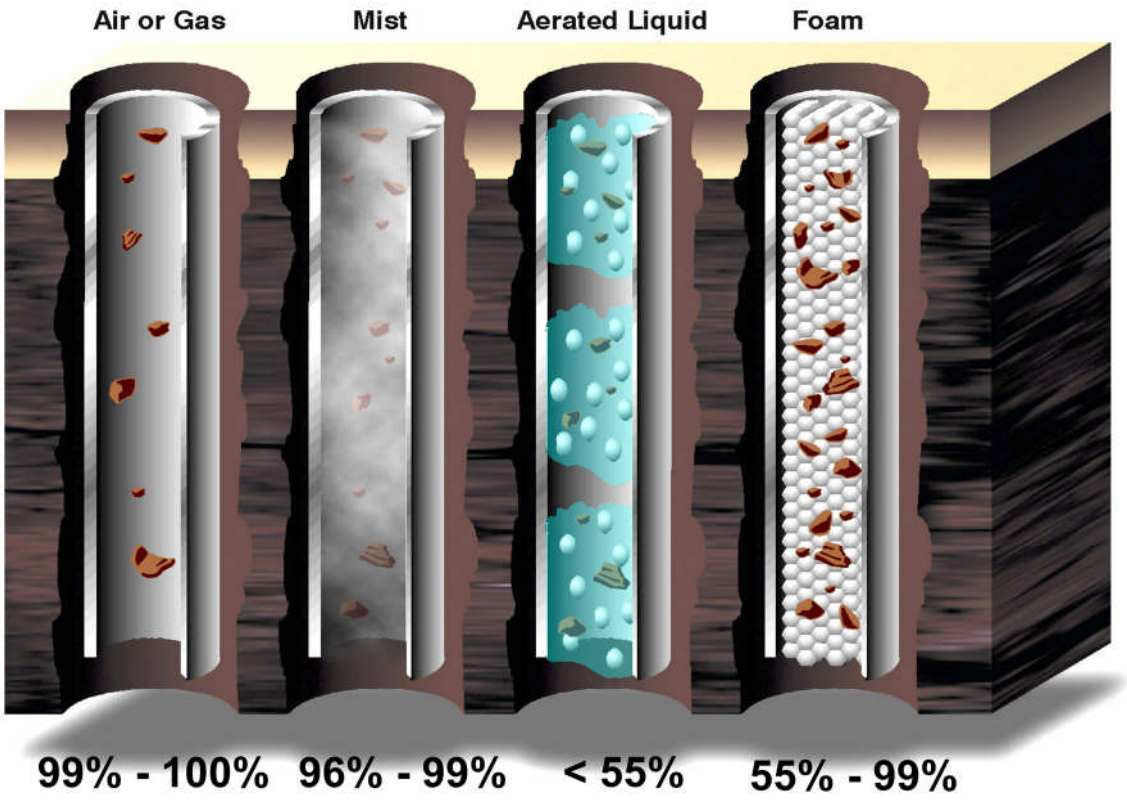


Figure 8 : Etat physique du fluide de forage.

III.6.1. Fluides incompressibles

Ce système est utilisé dans la formation où la pression est au-dessus d'un gradient normal de pression c'est à dire employé là où la pression du réservoir est suffisamment haute pour maintenir des conditions de forage en Underbalanced sans avoir la nécessité d'utiliser un fluide bi-phasique. Ce qui permet au puits de débiter pendant le forage.

Les systèmes liquides monophasés sont des fluides en général propres tels que l'eau, le gasoil et le brut.

Dans ce cas la pression de fluide des pores dépasse la pression hydrostatique de l'eau douce ou l'eau salée (la saumure) à la même profondeur, donc il est possible d'utiliser un liquide monophasique compatible avec le fluide de la formation à forer (réservoir). Et qu'il doit avoir une bonne capacité de transport de déblais vers la surface.

III.6.2. Fluides bi phasique

Ce type de fluides se compose d'une phase gazeuse et d'une phase liquide (eau, huile, boue à base d'huile). L'azote ou l'air constituent la phase gazeuse dans de ce système. Ce fluide permet d'avoir des densités suffisantes pour créer les conditions d'underbalance. Aussi il remplit les rôles d'un fluide de forage en matière de lubrification de l'outil et de nettoyage du trou.

Les fluides gazéifiés n'incluent pas l'utilisation des surfactants (agents moussant).
Les fluides gazéifiés sont une combinaison de liquide et de gaz où le liquide est la phase continue. Les liquides gazéifiés n'ont pas d'agents tensioactifs qui lient le gaz dans le liquide.

Les avantages des liquides gazéifiés sont à moindres coûts, la possibilité de réutiliser le liquide, de meilleures propriétés environnementales et leur simplicité d'injection.
Pour réduire au minimum les risques de feux de fonds, on préfère utiliser comme gaz, l'azote ou la mist.

Dans un souci d'abaisser le coût de forage et d'améliorer la sécurité opérationnelle sur les puits directionnels forés par gaz, un système de forage en nitrogène a été développé. Ce système est basé sur la technologie des membranes qui exige moins de compression initiale, enlève l'oxygène de l'air atmosphérique, et apporte des degrés variables de pureté d'azote et par conséquent les risques d'incendie au fond du puits sont évités.

III.6.3. Fluides gazéifiés

La fraction du volume liquide dans le mélange dépasse 25% approximativement et le gaz forme des bulles isolées qui sont indépendantes de la phase liquide à la mesure que les deux phases peuvent se déplacer avec des vitesses différentes. Ce n'est pas exceptionnel pour le liquide d'être eau douce ou eau salée, on peut utiliser le gasoil ou même l'huile brute.

On distingue :

A. les mousses

Dans ce type d'opération, le principe est le même que celui des fluides aérés/gazéifiés cité précédemment, sauf que dans ce cas l'utilisation des surfactants qui assurent et la génération de la mousse et sa stabilité est nécessaire.

Dans ce type de fluides la phase continue est la phase liquide (eau, boue à l'eau ou boue à l'huile).

Le système de mousse est créé quand l'eau et le gaz sont mélangés à un agent tensioactif. L'agent tensioactif lie le gaz dans la surfacture du liquide. Comme le gaz est lié dans le liquide, le gaz et le liquide se déplacent ensemble, augmentant ainsi la vitesse du liquide. En raison de sa structure, (capacité de charges de solides énormes), la mousse a de meilleures caractéristiques de nettoyage de trou qu'une boue conventionnelle.

La mousse a également l'avantage de posséder une plus grande tolérance à surpasser le fluide avant que celui-ci ne soit perdu dans la formation.

La mousse a également beaucoup d'inconvénients. En plus du coût de l'agent tensioactif et du matériel supplémentaire exigés, la mousse ajoute un degré à la complexité du système de forage.

La mousse est également instable lorsqu'elle rencontre des températures élevées. Un autre inconvénient dans le système de mousse est la viscosité relative plus élevée. Ceci augmente la perte par friction dans le puits.

B. La brume (mist)

Cette opération a le même principe que le système à mousse, sauf que dans ce cas l'utilisation des surfactants est exclue, la phase continue dans le système est la phase gazeuse.

Le liquide dans ce système est suspendu dans le milieu sous forme de gouttelettes.

Les avantages principaux d'un système de brume est sa tolérance plus élevée pour les formations aquifères. Ceci élimine la formation des anneaux de boue tout en forant.

Le désavantage du système de brume est qu'il demande un volume de gaz très important pour avoir une BHP voulue, un taux de corrosion élevé et un mauvais impact sur les schistes sensibles à l'eau.

III.6.4. Opérations à l'air

Dans ce type d'opération le forage utilise le gaz comme fluide de forage. Ce gaz peut être l'air, l'azote, le gaz naturel, le CO_2 ou une combinaison gazeuse.

Le forage à l'air sec est le plus simple et le moins cher lorsqu'il est appliqué à l'Underbalanced et il peut également réaliser le plus bas BHP.

Les problèmes liés au forage au gaz comprennent :

- La basse tolérance pour les formations qui contiennent de l'eau.
- Risques très importants d'incendie de fonds.
- Les problèmes potentiels de stabilité du puits.
- L'impossibilité d'employer les outils conventionnels de MWD.
- Le besoin de moteurs spéciaux.

L'inconvénient majeur du système de forage au gaz sec est son inefficacité au niveau des formations contenant même de faibles quantités d'eau.

Si l'eau est produite pendant le forage au gaz, elle se mélangera aux cuttings pour former un anneau de boue et ceci peut conduire à une perte de circulation et peut même mener à une déclaration d'incendie au fond du puits.

Pour toutes ces considérations le gaz est seulement employé pour forer des formations avec peu ou pas de perméabilité.

Il est rarement employé pour forer une zone productive.

III.7. Différentes méthodes d'injection

Si la densité d'un fluide est exigée qu'elle soit réduite, l'utilisation de l'injection de gaz dans le flux de fluide peut être choisie. Ceci nécessite non seulement le choix du gaz d'injection à utiliser mais également de la manière dont le gaz sera injecté dans le puits.

Trois méthodes d'injection (figure) sont disponibles pour réduire la pression hydrostatique et ceux-ci sont discutés ci-dessous :

III.7.1. Injection par l'intérieure des tiges de forages (Drill pipe injection)

Le gaz comprimé est injecté dans les tiges de forage où il se mélange au fluide de forage. L'avantage principal de cette méthode est qu'aucun équipement spécial de fond n'est exigé dans le puits. L'utilisation des soupapes anti-retour fiables est nécessaire pour empêcher l'écoulement vers le haut dans les tiges de forages. Les taux de gaz utilisés en forant avec ce système d'injection sont normalement inférieurs qu'avec l'ascenseur annulaire de gaz.

L'inconvénient dans ce système c'est la nécessité de cesser de pomper et dégager toute pression emprisonnée restante dans les tiges de forages pour chaque connexion. Ceci a comme conséquence une augmentation de pression de fond et il peut être difficile d'obtenir un système stable et d'éviter des transitoires de pression au réservoir en utilisant l'injection à l'intérieure des tubes de forages. L'utilisation des outils du type MWD d'impulsion est seulement possible jusqu' à 20% de volume de gaz. Si des volumes plus élevés de gaz sont employés le système d'impulsion aura un problème de transmission des données du MWD.

Un autre inconvénient pour l'injection dans les tiges de forages est le risque que peut procurer le gaz sur le moteur de fond du MWD si ce taux d'injection de gaz est grand.

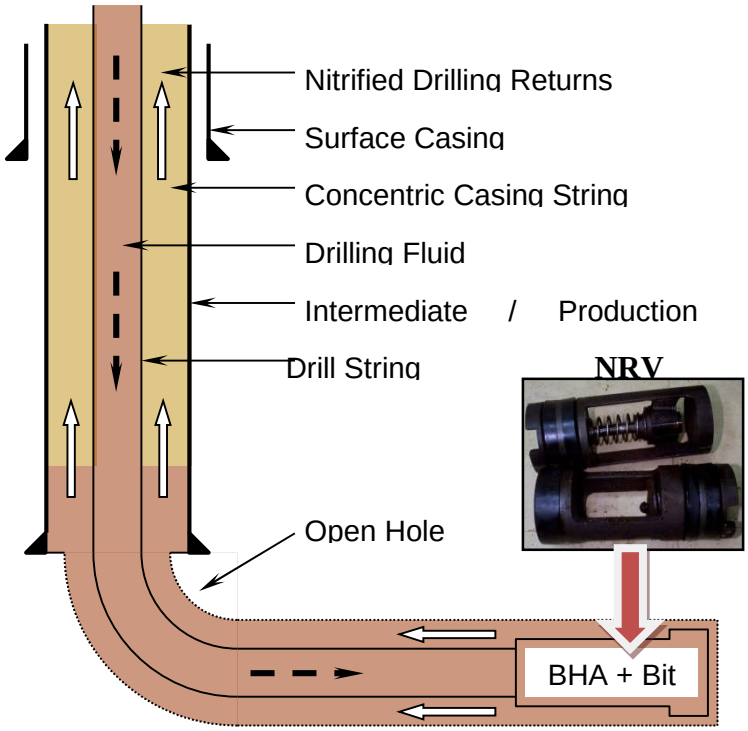


Figure 9 : Drill pipe injection.

III.7.2. Injection par l'Annulaire

L'injection dans l'annulaire par un concentrique est ce qui a été employé le plus en mer du Nord. Cette méthode est bonne si un arrangement approprié de tuyauterie d'enveloppe ou d'accomplissement est installé dans le puits. Pour un nouveau puits foré, un Liner devrait être placé juste au-dessus de la formation cible. Le Liner est alors attaché de nouveau à la surface en utilisant un cintre modifié de tuyauterie. Le gaz est injecté dans l'anneau entre le casing et le Liner pour obtenir le draw-down exigé pendant l'opération de forage.

L'inconvénient avec ce type d'opération est que la taille des outils de trou exigés est limitée par le diamètre de la complétion. L'avantage principal d'employer un anneau pour introduire le gaz dans le système est que l'injection de gaz est continuée pendant les raccordements créant de ce fait une pression de fond de trou plus stable. Pendant que le gaz est injecté par l'intermédiaire de l'annulaire, seule un fluide monophasé est pompé à l'intérieur des tiges de forages. Ceci a l'avantage que les outils conventionnels de MWD actionnent dans leur environnement préféré. Les inconvénients de ce système cependant, sont qu'un arrangement approprié de casing/complétion doit être disponible et le point d'injection doit être assez bas pour obtenir les conditions d'underbalance exigés. Il peut y avoir quelques modifications exigées à la tête de puits pour l'installation du tie-back string et le système d'injection de gaz.

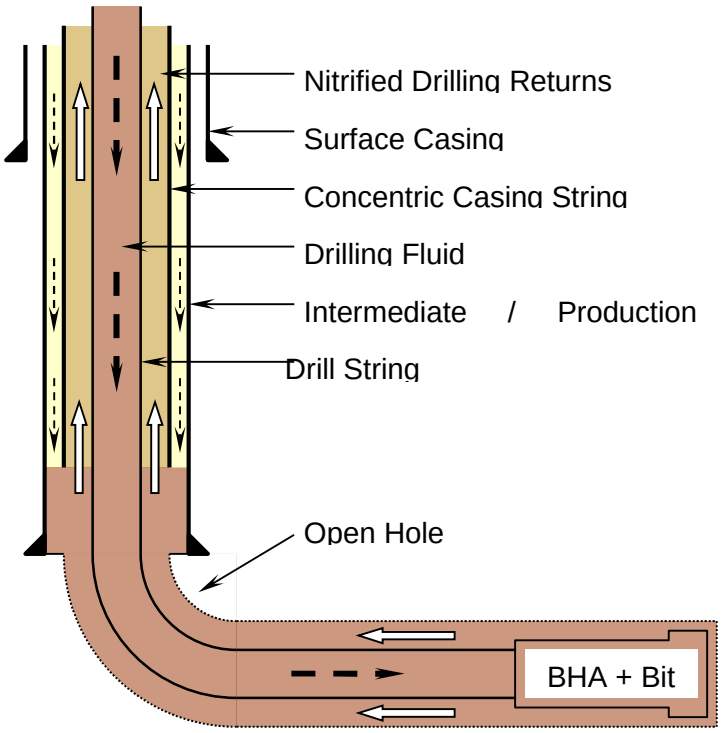


Figure 10 : Concentric casing injection.

III.7.3. Injection par le Parasite String

L'utilisation d'un petit parasite string attachée à l'extérieur du casing pour l'injection de gaz est vraiment seulement employée dans les puits verticaux et cela pour des raisons de sécurités.

Le gaz est pompé en bas du parasite string et injecté dans l'annulaire. L'installation du casing de production et la descente des deux parasites strings laisse cette opération très compliquée. L'adaptation de la tête de puits est exigée pour fournir les raccordements extérieurs aux parasites strings. Le système ne peut pas être employé dans les puits déviés. Les principes de fonctionnement et les avantages du système sont identiques comme le système d'injection par l'annulaire.

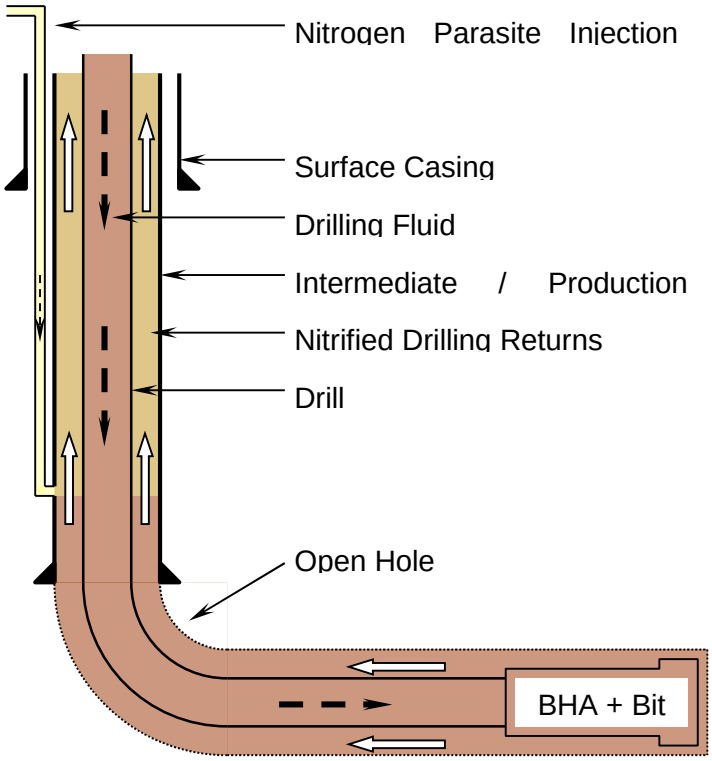


Figure 11 : Parasite string injection.

III.7.4. Injection par dual drill pipe

Les DP utilisés dans cette méthode ont une double 'peau' (double cloisonnement)
Le fluide et pompé à l'intérieure de drill pipe, le gaz aussi est véhiculé par les tiges de forage en utilisant le vide existant entre les peaux jusqu'à une cross-over sub puis dans l'annulaire. Mais cette méthode exige des Drill pipes spéciales ; la tige d'entraînement spéciale et des tool-joint spéciaux d'où sa répercussion sur le coût et le temps allouer

III.8. Méthode de contrôle de la pression de fond

Lors du processus du forage en UBD les influx de la formation (huile, gaz et cuttings) entrent dans l'annulaire, en se mélangeant avec le fluide de base injecté l'huile + N2, le mélange multiphasique subit des variations de températures et de pression et génèrent des régimes d'écoulements différents à chaque point durant sa remontée dans l'annulaire, résultant à une fluctuation permanente de la pression de fond.

La pression de fond doit d'être maintenue dans la fenêtre de fonctionnement de l'underbalance voir courbe (4) et (5).

Le contrôle de pression de fond est obtenu en circulant le retour du puits sous duse réglable (choke).

Le PWD (pressure while drilling) est un instrument de mesure utilisé pour mesurer avec exactitude les pressions annulaire et intérieure des tiges au fond du puits, ces mesures sont transmisses en continu en surface. La pression de fond est ajustée à sa juste valeur si celle-ci fluctue par réglage de la duse de surface.

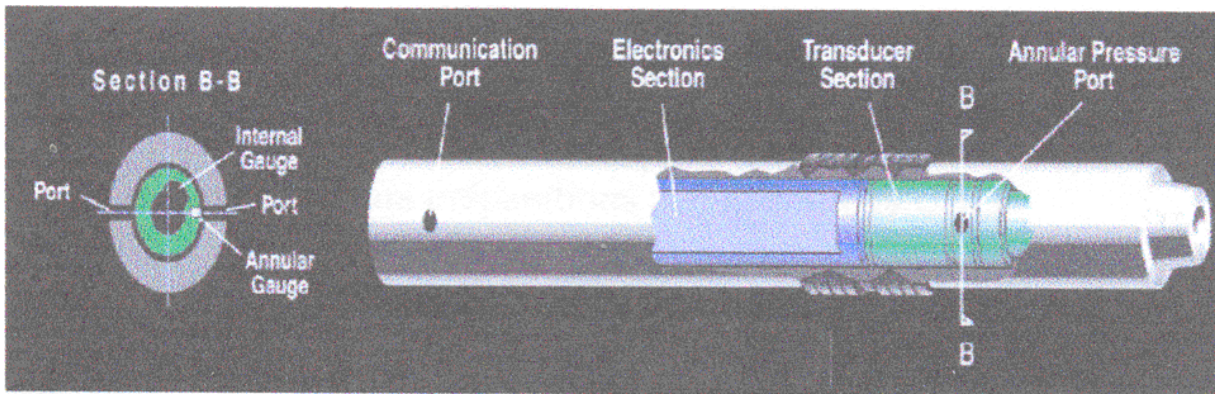


Figure 12 : Éléments de l'outil de mesure de la pression de fond.

III.9. Conclusion

La technique du forage en underbalance est une technique délicate vu les nombreux facteurs qui influencent le déroulement des opérations et la manipulation des différents paramètres au cours même du forage, ce qui exige au ingénieur la bonne maitrise et l'anticipation des problèmes et la planification des opérations, tout de même pour les opérateurs qui doivent suivre à la lettre les consigne des ingénieurs afin d'éviter d'éventuelle problèmes.

Chapitre IV : Equipements de l'UBD

IV. Les équipements du forage en UBD

IV.1. Introduction

Le forage en UBD nécessite l'installation des équipements supplémentaires par rapport au forage conventionnel, l'installation des équipements de génération et d'injection de l'azote, et des équipements de séparation des fluides qui proviennent du puits. On peut subdiviser ces équipements on deux groupes :

- Les équipements de surface.
- Les équipements de fond.

IV.2. Equipements de surface

Les équipements de surface d'un forage en underbalance ce sont tous les équipements installés en surface et qu'on peut voir, et sont schématisés dans les figures (1), (2), (3), (4), (5) et (6).

Ce sont composé de :

- Un système de fabrication et d'injection de l'azote.
- Un système de séparation des phases : eau, huile, gaz et cuttings.
- Un système composé d'un BOP à tête rotative.

Grâce à un système de manifold, le brut est mélangé au gaz et introduit dans les tiges de forages, et remonte par l'annulaire avec une vitesse suffisante pour transporter les cuttings. Le fluide annulaire, composé du brut injecté, du gaz, des cuttings et de l'huile de formation, remonte en surface, il sera acheminé vers le système de séparation composé d'une batterie de séparateurs multiphasique :

- Le gaz est dirigé vers la torche.
- Une partie de l'huile retourne au circuit et l'autre partie est dirigée vers les bacs de stockages.
- L'eau est dirigée vers le Bourbier

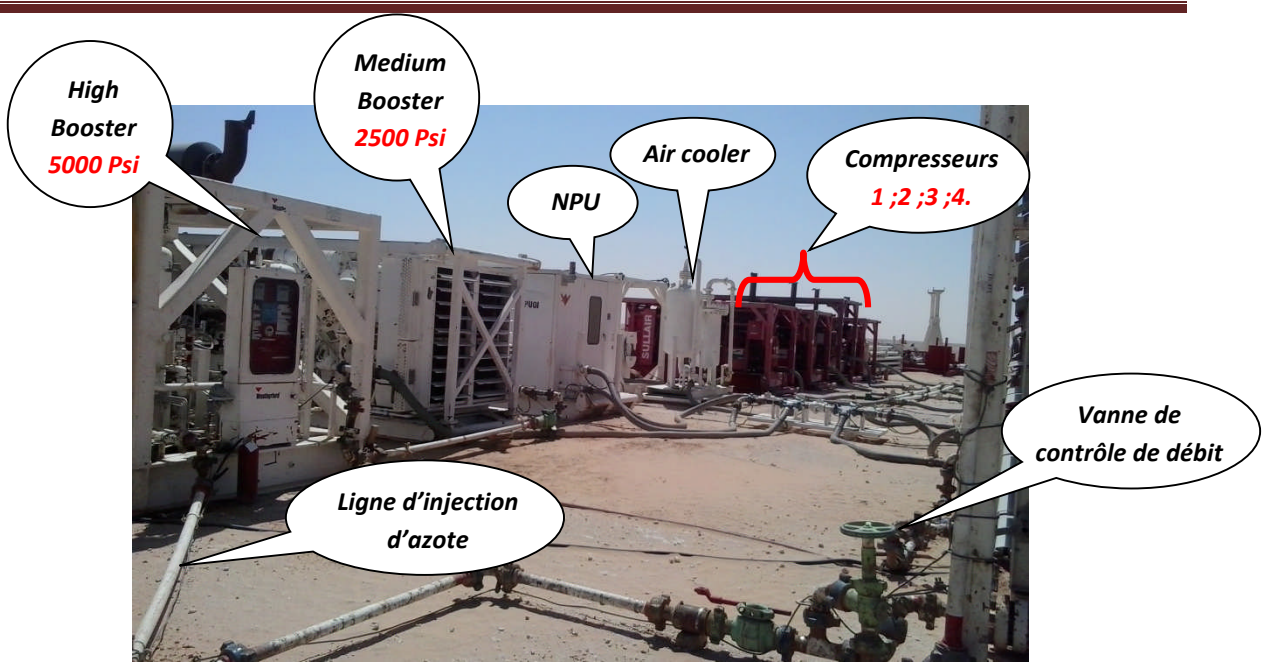


Figure 1 : package côté gauche 32 m³/min.

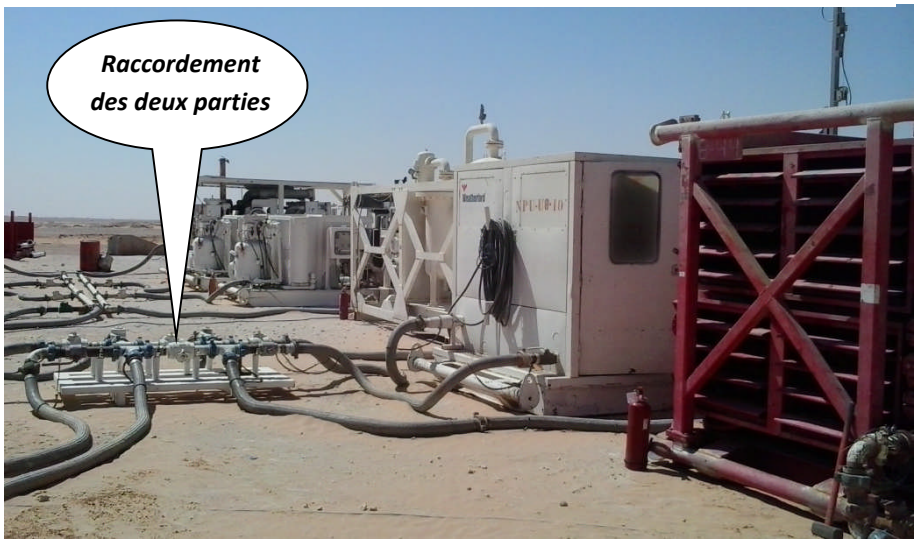


Figure 2 : Full package côté droit + gauche 64 m³/min.

Figure 3 : Séparateur vertical.

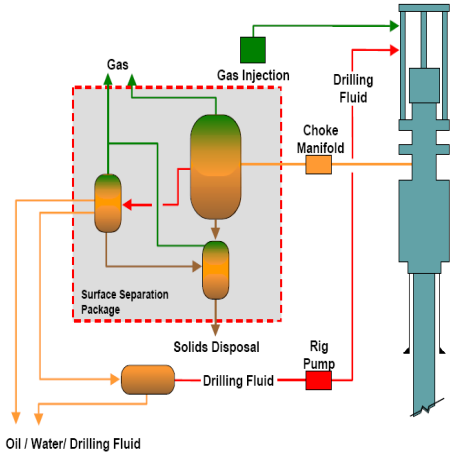


Figure 6: Installation de surface.

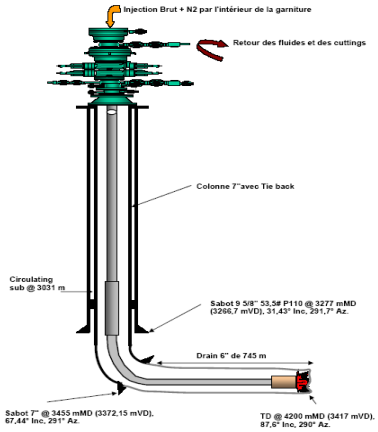


Figure 5 : Architecture du puits.

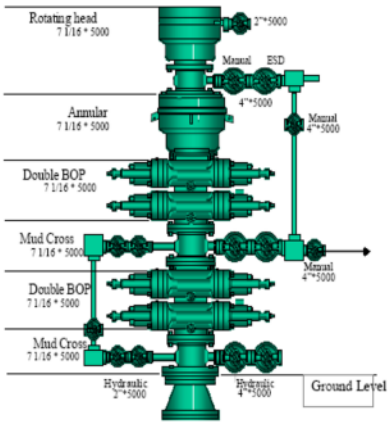


Figure 4: Tête de puits en UBD.

IV.2.1. Equipements d'injection et de génération d'azote

A. Azote cryogénique

L'azote a été utilisé la première dans l'industrie de pétrole en 1956.

L'azote liquide passe dans un convertisseur où, le fluide est pompé sous pression avant d'être converti en gaz, ce dernier par la suite est injecté dans le puits.

A.1. Avantages et inconvénients de l'utilisation de l'azote cryogénique

❖ **Avantages**

- Sa capacité de faire sécher le trou et d'éviter les accumulations des mud rings.
- La limite explosive inférieure pour les hydrocarbures est approximativement 12.8% d'oxygène sous les conditions standard. Dans la plupart des opérations, où l'azote est utilisé, le contenu de l'oxygène est au-dessous 5%
- Utiliser de l'azote cryogénique élimine la possibilité de corrosion.

❖ **Inconvenants**

- Pour les opérations qui excèdent 48 hrs, la consommation d'azote liquide peut être assez importante, ce qui peut crier un problème de logistique. L'usage d'azote cryogénique n'est pas recommandé quelquefois dans offshore. Pompant 1500 SCFM (Standard cubic feet per minute) d'azote pour un forage de 24hr exigerait 15 citernes de 2000 gal chacune.

A.2. Paramètres d'utilisation d'azote

Pour assurer un bon nettoyage de puits, les paramètres suivants sont considérés: débits d'azote de 350-3500 scfm (10–100 m3/min) à pressions de 1000–3000 psi

B. Azote a membranes

Un générateur d'azote est un système du filtre. Il utilise de petites membranes pour filtrer l'air. L'oxygène est déchargé à l'atmosphère et l'azote est pistonné à la Pression d'injection.

L'efficacité d'un générateur d'azote est de 50%. Cela veut dire que si 1500 scfm d'azote est requise, 3000 scfm de l'air sont pompés dans le générateur. Pour produire 1500 scfm, il faudrait 3 ou 4 grands compresseurs de l'air, un générateur d'azote et un compresseur amplificateur.

Une des autres questions associée avec la génération d'azote est la pureté d'azote.
En générale un taux de 95% d'azote et 5% oxygène sera délivré. Bien que ce ne soit pas assez d'oxygène pour causer une explosion, mais c'est suffisant pour une corrosion considérable.

B.1. Equipement de génération (NPU)

Le matériel fondamental pour la génération d'azote sur site est l'unité de production d'azote (NPU), ou Unité Génératrice d'azote, (NGU).

La NPU est un ensemble de modules, chacun contient des millions de membranes de fibres creuses empaquetées ensemble.

L'air est injecté en utilisant un compresseur, il traverse en premier les filtres, qui enlèvent le maximum d'impuretés, huile, et eau.

Vu que 20–50 psi sont perdu dans la membrane, un compresseur amplificateur est utilisé à la sortie de l'NPU pour injecter l'azote dans le puits.

Figure 7: Nitrogen production unit (NPU).

B.2. Caractéristiques du générateur d'azote

Tableau 1: Caractéristiques de la NPU.

Débit d'entrée d'air	T° d'entrée d'air	Pression sortie N2	Débit de sortie N2	Puissance	Pureté N2
65 m3/min	50°C	175 PSI	32 m3/min	75 KW	95%

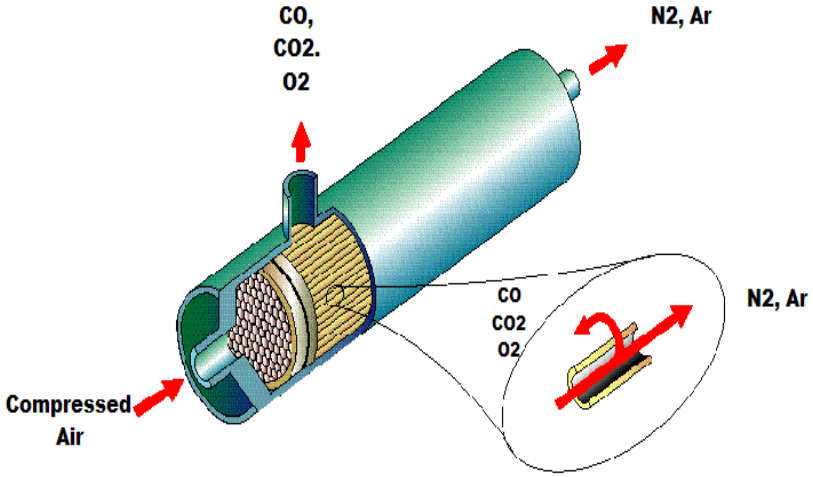


Figure 8 : Principe de séparation air-azote.

C. Compresseurs

Nous avons trois compresseurs (deux fonctionnels le troisième en back up), pour comprimer l'air de la pression atmosphérique a une pression de 300 psi avec une vitesse de rotation de 2100 tr/min et un débit max de 50 m^3/min à la sortie.

Figure 9: Compresseur.

C.1. Caractéristiques des compresseurs

Trois compresseurs sur chantier (deux fonctionnels, le troisième en back up), pour comprimer l'air de la pression atmosphérique a une pression de 300 psi.

Tableau 2 : Caractéristiques des compresseurs.

Entrée d'air	Pres sortie d'air comprimé	RPM	Débit max
Pression atm	200 psi	2100 tr/min	50m3/min

D. Refroidisseur (Air cooler)

Le refroidisseur d'air enlève l'humidité permettant d'obtenir un air pur dirigé vers le générateur d'azote. Il permet également de refroidir l'air chauffé pas les opérations de l'aspiration et de la compression.

D.1. Caractéristiques du refroidisseur

Le rôle de déshumidificateur est attribué au refroidisseur d'air, qui le dirige vers l'NPU.

- Le refroidisseur a les caractéristiques suivantes:
  - Pression d'entrée : 200 psi. - pression de sortie : 175 psi.
  - Température d'entrée : 42°c. - Température de sortie : 32°c.
  - Débit de sortie : 85 m3/min.

Tableau 3: Caractéristiques des refroidisseurs.

Pression entrée	Pres sortie	Débit sortie	T° d'entrée	T° sortie
200 psi	175psi	85m3/min	43°C	32°C

E. Amplificateurs de pression (Booster)

Dans cet amplificateur de pression l'azote pénètre à une pression de 300 psi et ressort du booster à une pression variant de 1500 à 2500 psi. On distingue deux équipements :

Medium & High Booster : compresseurs qui augmentent la pression à 2500 et 5000 Psi respectivement.

Figure 10 : Amplificateur de pression (booster).

E.1. Caractéristiques du suppresseur (booster)

Dans cet amplificateur de pression l'azote pénètre à une pression de 300 psi et ressort du booster à une pression variant de 1500 à 2500 psi.

Tableau 4: Caractéristiques du booster.

Pression d'entrée N2	Pression N2 comprimé	RPM
175 PSI	1500 à 2500 PSI	Min 1200 tr/min Max 1800 tr/min

N.B :

- L'ensemble de ces équipements constituent un package, et généralement on en installe sur chantier deux :
  - ✓ ***Half package 32 m³/min :*** Première partie des équipements de production de l'azote N_2
  - ✓ ***Full package 32 m³/min :*** Deuxième partie des équipements de production de l'azote N_2
- Le diamètre de circuit d'injection d'azote est 2".
- Le circuit de refouement de N2 est disposé de clapets anti-retour.

F. Pompe triplex

Cette pompe refoule l'azote vers le puits à travers les conduites de refoulement Elle a les caractéristiques suivantes

Diamètre du piston : 3" Course du piston : 5"

Débits : 248l/min Pression max : 2300 psi

IV.2.2. Equipements de circuit de retour

Si on injecte dans le puits un fluide bi phasique composé de brut et de l'azote, le fluide qui va sortir du puits sera un fluide multiphasique composé de trois phase.

- Phase liquide comprend brut injecté, brut produit et eau par fois.
- Phase gazeuse (azote, gaz sort de réservoir).
- Phase solide (cutting de forage).

Le débit de ce fluide multiphasique doit être contrôlé, et toutes ces phases doivent être séparées en surface. Pour se faire, les équipements suivants sont indispensables. (Schéma de circuit, voir annexe).

Le circuit de retour est disposé de deux lignes, une principale et l'autre secondaire.

- ✓ **Flow line Principale**

Elle est située à la sortie de la tête rotative, elle est normalement utilisée pendant toute la durée des opérations underbalance.

- ✓ **Flow line secondaire**

La Flow line secondaire n'est utilisée que comme back up de la Flow line principale, elle est généralement située entre les BOP's simple et double, et par fois, le choke line et Manifold de chantier constitue une ligne secondaire.

A. Tête de Contrôle rotative (BOP Rotatif)

La technologie de la tête rotative est devenue un élément clé dans beaucoup de programmes de forage. Elle aussi appelée RCD (Rotative Circulating Device) ou RCH (Rotative Control Head) parce que l'élément d'étanchéité tourne avec les tiges de forage pendant que son logement Bol en acier (steal bowl) et un ensemble de roulement (bearing assembly) contrôlent le débit.

Ce système est appelé une tête du contrôle rotative communément.

Figure 11 : Tête de contrôle rotative.

On peut distinguer deux types de têtes de contrôle rotatives; passives et actives :

A.1. Têtes passives

Elles comptent sur les pressions ascendantes de puits pour assurer l'étanchéité de l'élément sur les tiges. Plus la pression de puits est élevée, plus l'étanchéité est élevée.

A.2. Têtes actives

Elles comptent sur la pression d'un circuit hydraulique pour stimuler l'élément autour des tiges de forage. A chaque dégradation de l'élément ou des montées de pression annulaires, la pression hydraulique peut être augmentée pour, à son tour augmenter la pression du scellement.

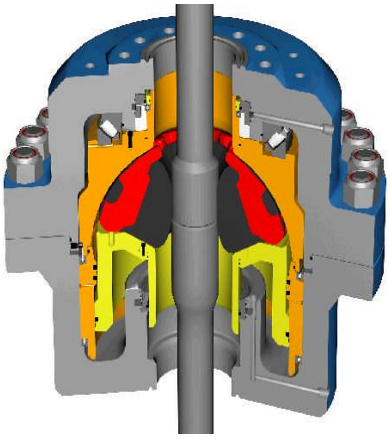


Figure 13 : tête passive.

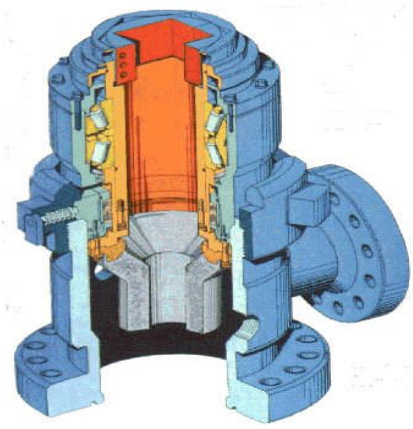


Figure 12 : tête active.

Approximativement huit types de têtes rotatives conviennent pour des applications à pressions élevées. Nous allons énumérés quatre:

A. RTI RBOP.
B. Schaffer PCWD.
C. Williams Oil Tools Control Heads.
D. Techcorp RPM 3000.

✓ **RTI RBOP**

➢ **Points forts :**

- 1500 & 2000 psi
- Conçu pour le stripping
- Sa durabilité est confirmée

Figure 14: Type RTI BOP.

✓ **Schaffer PCWD**

➢ **Points forts :**

- Pression de service 3000 & 5000 psi.
- Accumulateur auxiliaire en cas de panne de courant.

➢ **Points faibles :**

- Élément en une seule pièce.
- Temps de changement de l'élément excessif.

Figure 15 : Type Schaffer PCWD.

✓ **Williams Model 7100**

- **Points forts :**

- Pression de service 2500 & 5000 psi.
- L'élément d'étanchéité se compose de deux pièces.
- 4400 puits déjà forés avec.

- **Points faibles :**

- Le staging des outils n'est pas assuré

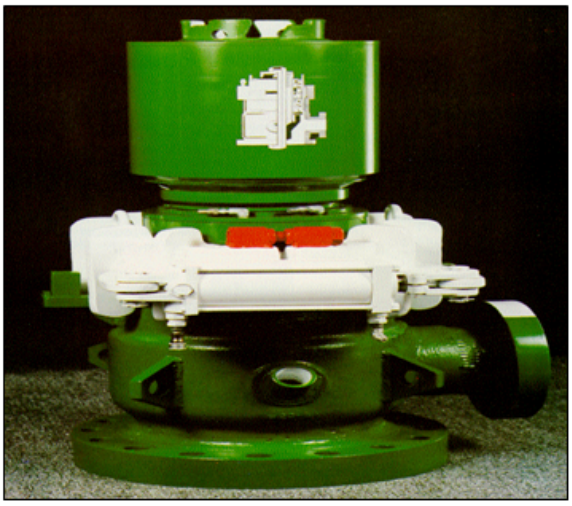


Figure 16 : Williams Model 7100.

✓ **Techcorp RPM 3000**

- **Points forts :**

- Pression de service 2000/3000 psi.
- Etanchéité Active/Passive.
- Accumulateur de réserve.

- **Points faibles :**

- Pas d'expérience rapporté (nouveau).

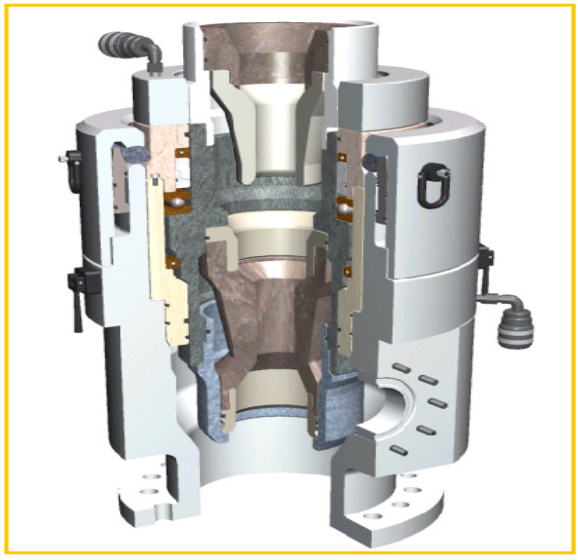


Figure 17: Techcorp RPM 3000.

A.3. Différents fabricants et types de têtes rotatives

Il y a plusieurs fabricants de RCH, parmi eux, on cite Williams Tool company, Grant et autres qu'on va énumérer dans le tableau qui suit.

Tableau 5 : liste des fabricants et leur type.

	Marque (fabricant)	*type*
1	**Williams**	**Passive**
2	**RPM 3000**	**Active**
3	**Northland RBOP**	**Active**
4	**Shaffer PCWD**	**Active**
5	**Grant**	**Passive**
6	**Hydril**	**Passive**
7	**Pruitt**	**Passive**
8	**Washington**	**Passive**

A.4. Stating Tools

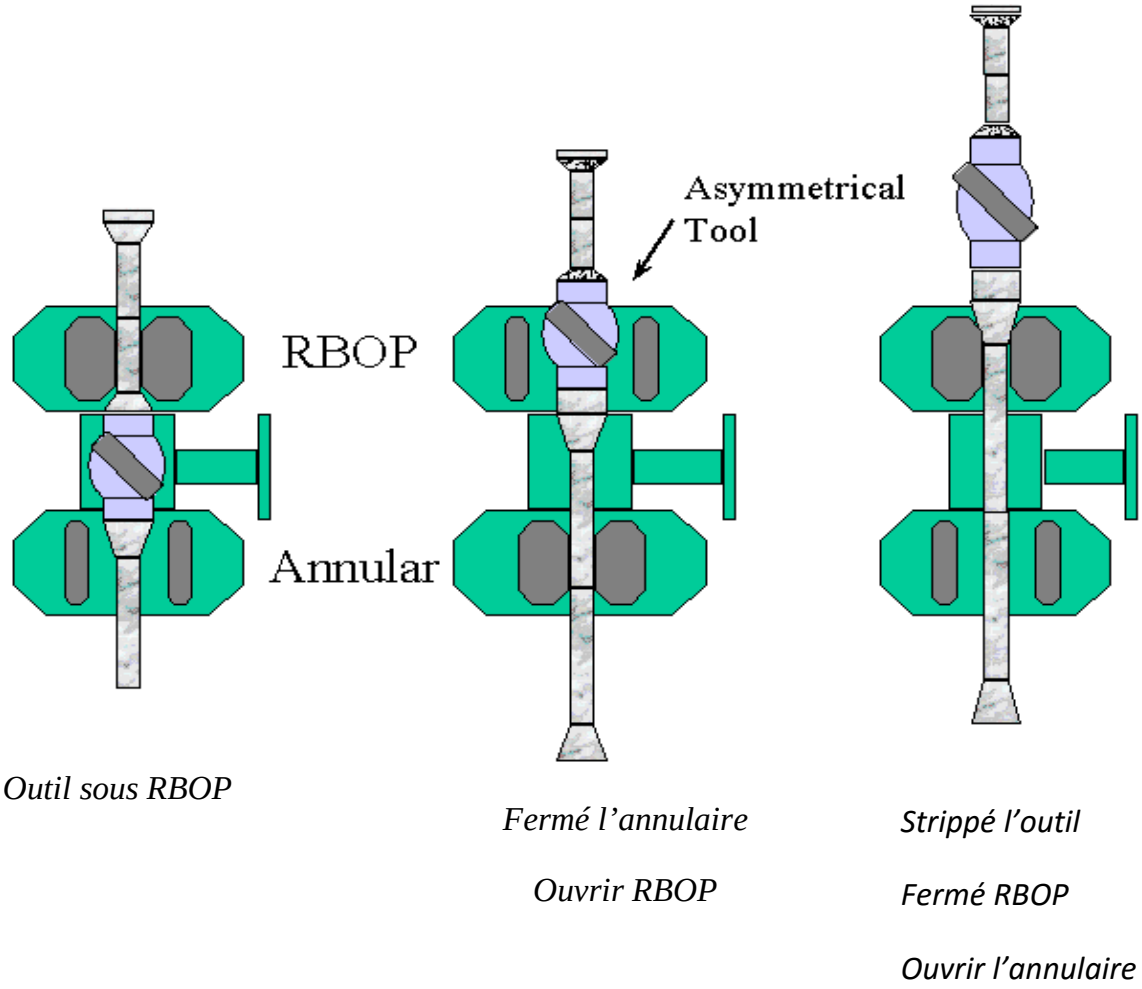


Figure 18 : Position de l'outil.

A.5. Système d'empilage

L'empilage BOP conventionnel n'est pas compromis pendant les opérations d'underbalance. Une tête du contrôle rotative et une flow line principale avec des valves ESD sont installés sur le stack conventionnel.

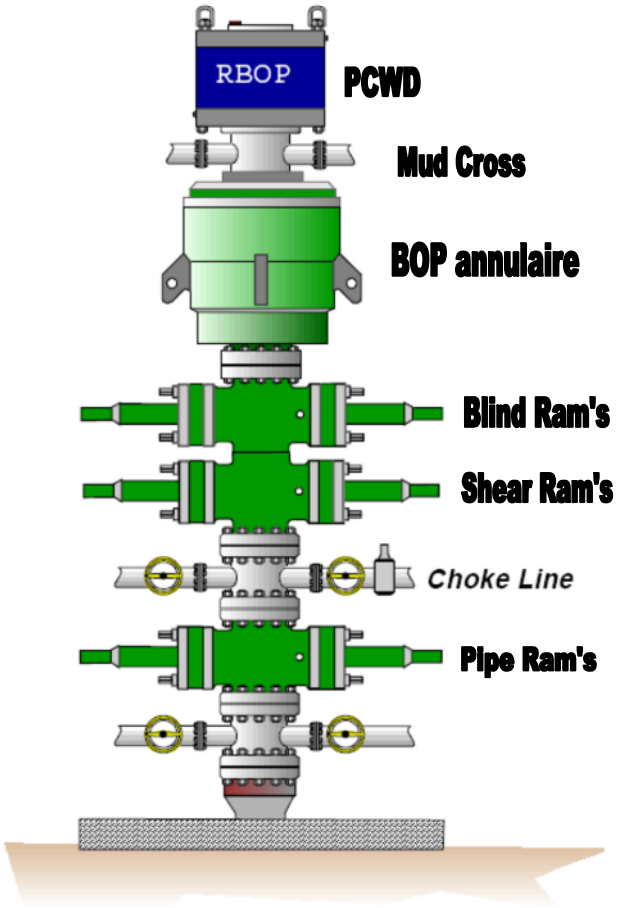


Figure 19 : Empilage du RBOP avec le Stack BOP.

A.6. Système de snubbing

Si les manœuvres sont en underbalance, un snubbing système sera installé sur le plancher. La PPM (Pull Push Machine) à une course de 10 feet, elle est utilisée pour pousser les tiges dans le puits ou outrepasser la pression de puits pendant la remontée. Une fois le poids de la garniture l'emporte sur la pression exercée, on procède à son démontage.

❖ **Caractéristiques du Push pull machine**

Tableau 6 : Caractéristiques du Push pull machine.

Travail vers le bas	*Travail vers le haut*	*Course de travail*
50000 lb – 22240 daN	*25000 lb - 11120 daN*	*3m*

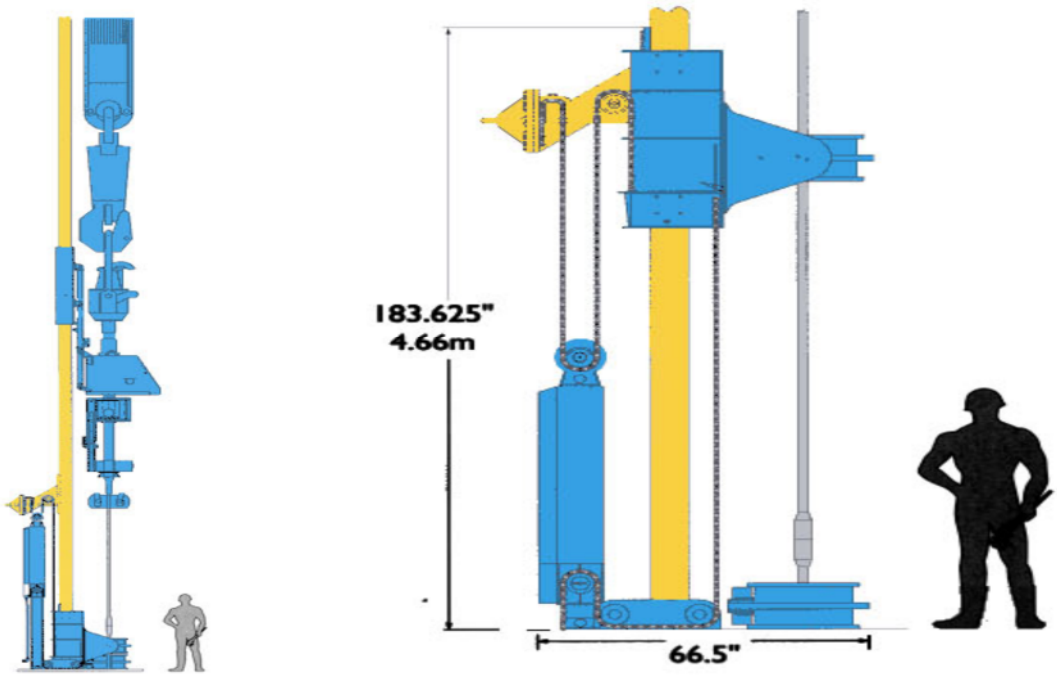


Figure 20 : PPM (Pull Push Machine) TISCO.

B. Vanne d'arrêt d'urgence, ESD (Emergency Shut Down)

C'est une vanne hydraulique située à la sortie latérale de la UBD Mud Cross. Cette vanne de sécurité est utilisée en cas d'éventuels problèmes tels que :

- Le changement de la garniture.
- Fuite au niveau des équipements.
- On cas de détection d'un gaz toxique (H2 S).

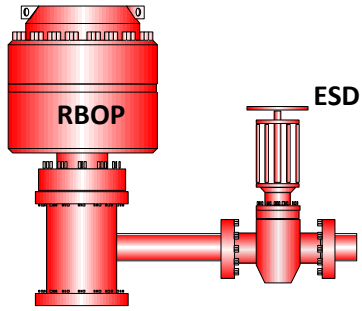


Figure 21: Vanne ESD.

C. Duses et Manifolds d'UBD

Le choke manifold et le stand pipe manifold sont des parties importantes dans L'UBD. Tous les manifolds devraient avoir au moins la même pression de service que les BOP et devraient être conçus pour supporter la pression ; la température ; l'abrasivité et la corrosivité de la formation et des fluides de forage.

Le choke manifold devrait être conçu pour faire face et anticiper la pression maximale en surface. Et supporter les concentrations élevées des solides abrasifs.

Figure 22 : Choke manifold de l'UBD.

Le choke manifold est disposé sur la sortie annulaire de la flow line principale, il est composé de duses réglables, manuelle et automatique.

Le rôle des duses réglables c'est le contrôle de la pression de fond pendant le forage, connexion, et la remontée.

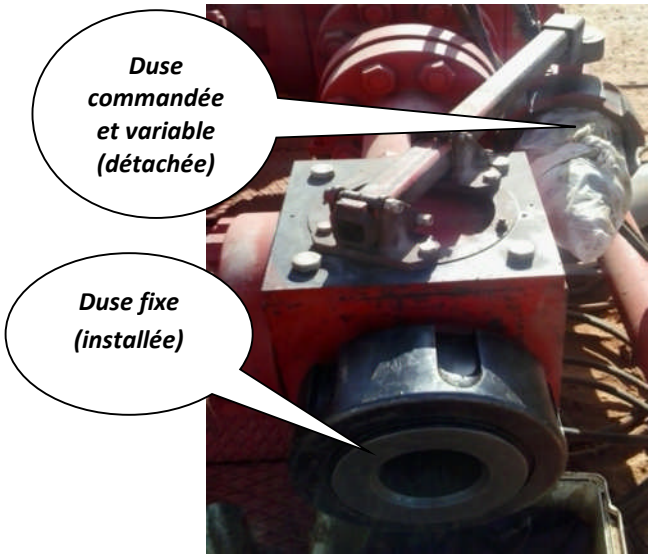


Figure 23 : Emplacement de la duse sur le manifold.

Figure 24: Duse fixe 3/8''.

IV.2.3. ligne de surface

A. Module d'échantillonnage géologique (Sample catcher)

Le manifold de duse est muni d'une chambre d'échantillonnage de 4" de diamètre pour la récupération des échantillons pour analyse géologique.

L'avantage principal des séparateurs HES est l'échantillonnage au niveau d'un module se trouvant à l'amant de séparateur c'est que :

Il permet l'échantillonnage continu des fluides et cuttings dans un système de séparation pressurisé et tout le temps fermé.

Figure 25 : Weatherford's Sample Catcher Unit.

B. Flow line Principale

Elle est située à la sortie de la tête rotative, elle est normalement utilisée pendant toute la durée des opérations d'underbalance

Figure 26 : Flow line Principale.

C. Flow line secondaire

La Flow line secondaire n'est utilisée que comme back up de la Flow line principale, elle est généralement située entre les BOP's simple et double

Il est a noté que cette Flow line est équipée d'une ESD.

Figure 27 : Flow line secondaire.

D. Ligne de torche (Flare & Ignition System)

La conduite de torche durant le forage en underbalance est indispensable, l'effluent qui remonte du puits contient une certaine quantité de gaz et lorsque cette dernière est séparée du brut par le séparateur, elle est ensuite envoyée vers la torche pour être bruler.

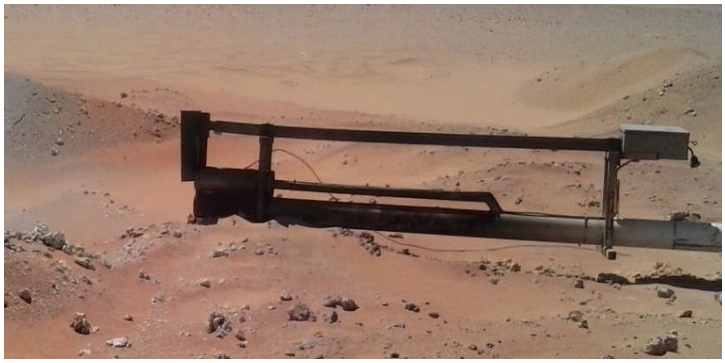


Figure 29 : Torche éteinte.

Figure 28 : Torche allumée.

IV.2.4. Equipement de séparation

A. Séparateur

C'est un séparateur vertical qui sépare le liquide du gaz (figure : 28), sa pression de travail est de 5000 psi. Il est constitué par un corps cylindrique en acier fermé à chaque extrémité par fond bombé. Ce dernier à une forme sphérique pour éviter les pressions perpendiculaires sur les parois.

Le séparateur comporte des étages de décompression, et porte un certain nombre d'orifices :

- orifice latéral pour l'entrer des fluides tangentiels.
- Orifice à l'extrémité supérieur pour l'évacuation des gaz.
- Orifice situé à l'extrémité supérieure reliant la conduite de purge, qui est raccordée au collecteur de refoulement, cette conduite permet de purger l'intérieur des tiges vers le séparateur lors d'une éventuelle connexion pendant le forage.
- Orifice à l'extrémité inférieur qui permet la sortie du fluide (liquide- déblais) du séparateur, relié à la conduite de retour du fluide. Cette dernière reliée à une pompe centrifugeuse, son rôle est de vider le séparateur du fluide (liquide – déblais) afin d'éviter la décantation au fond du séparateur. Cette pompe assure le refoulement du fluide vers les tamis.

Lors du forage le fluide sortant du puits est dirigé vers le manifold de l'underbalance, puis vers le séparateur ou s'effectue la séparation entre le liquide et le gaz. La séparation se fait en trois étapes :

le fluide (liquide et gaz) venant du puits est dirigé vers la chambre de compression, ou se fait la séparation gaz- liquide, cette chambre de compression du gaz ralentit le débit du gaz et élimine l'homogénéité du fluide pour permettre la séparation. La chambre de compression sépare le liquide du gaz, grâce à des chicanes superposées et des valves de décompression de gaz.

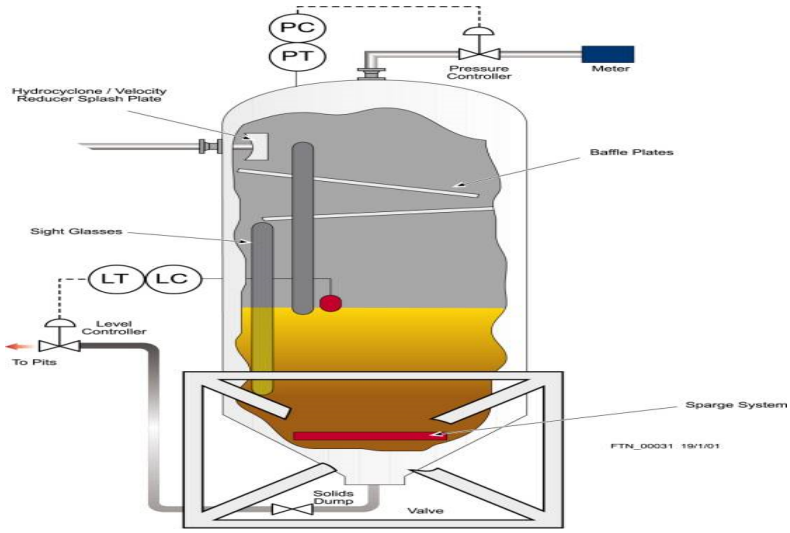


Figure 30 : Schéma d'un séparateur vertical.

IV.2.5. Equipement de récupération

A. Bac de décantation

Il sert à la récupération du brut de forage et celui produit, équipé avec des tamis pour l'élimination des déblais, après ce fluide vas être traiter par des centrifugeuses pour éliminer la quantité de l'eau et particules solides à fin d'avoir une phase d'huile (brute) de 98%, en fin le liquide est acheminé vers les tank farms.

B. Tank farm

Ce sont des bacs de circulation utilisés pour le stockage du brute pour le réinjecter dans le puits et si on a excès du brute on le transport vers le réseau de production.

Il a les caractéristiques suivantes :

- Ouvert à l'atmosphère avec un volume total de 30.5 m^3 et un volume actif de 24 m^3.

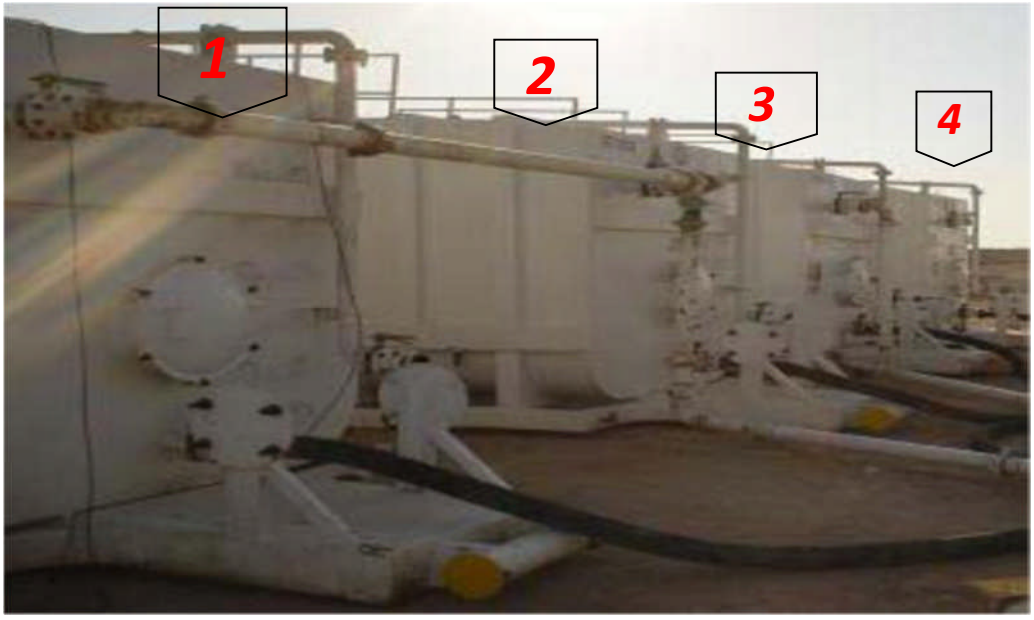


Figure 31 : les bacs de l'UBD.

IV.3. Equipement de fond

IV.3.1. Vannes anti-retour

Pour des raisons de sécurité du puits (well control), dans les opérations de forage en underbalance, on ajoute deux vannes anti retour (non-ported float valve) juste au-dessus de l'outil de type Spring loaded plunger, dans le but d'éviter le retour par l'intérieure et le bouchage de l'outil.

Aussi, au-dessus de la BHA et/ou à chaque 400 m en trouve une autre vanne anti-retour (string float valve) de type Flapper, dans le but de conservé le gaz injecté pendant les purges, d'où la réduction des temps de manœuvres.

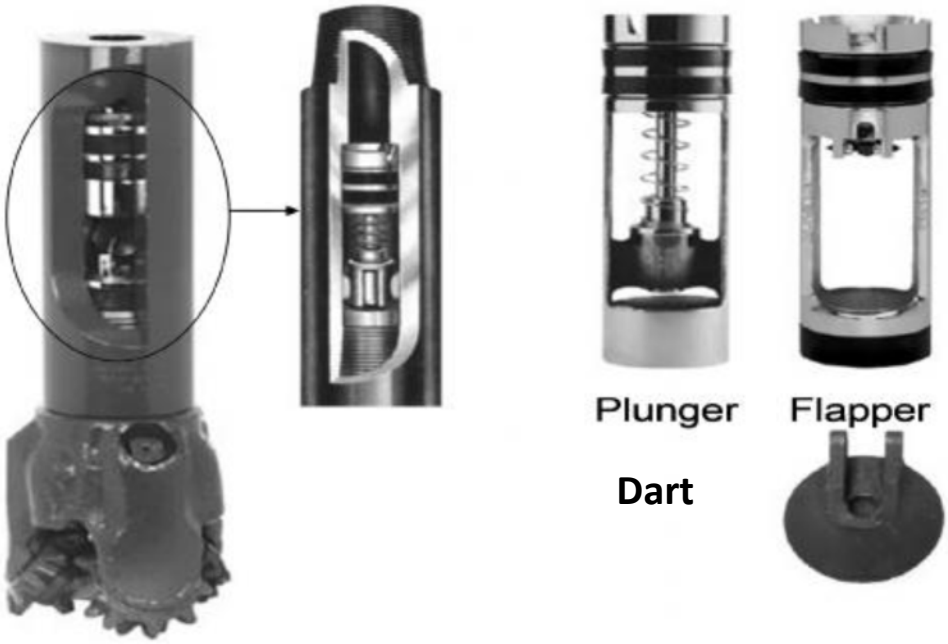


Figure 32 : Clapet anti-retour ou float valve.

IV.3.2. Procédures de purge de la NRV (non return valve)

1 Dévisser le joint se trouvant juste au-dessus du float sub.

2 Visser le bleeds off down tool.

3 Purger la pression au-dessous du bleed –off Tool.

4 S'assurer qu'il n'y a plus de pression au-dessous du float sub.

5 Dévisser le bleed off Tool et le float sub avec le float valve.

6 Continuer la remontée de la garniture.

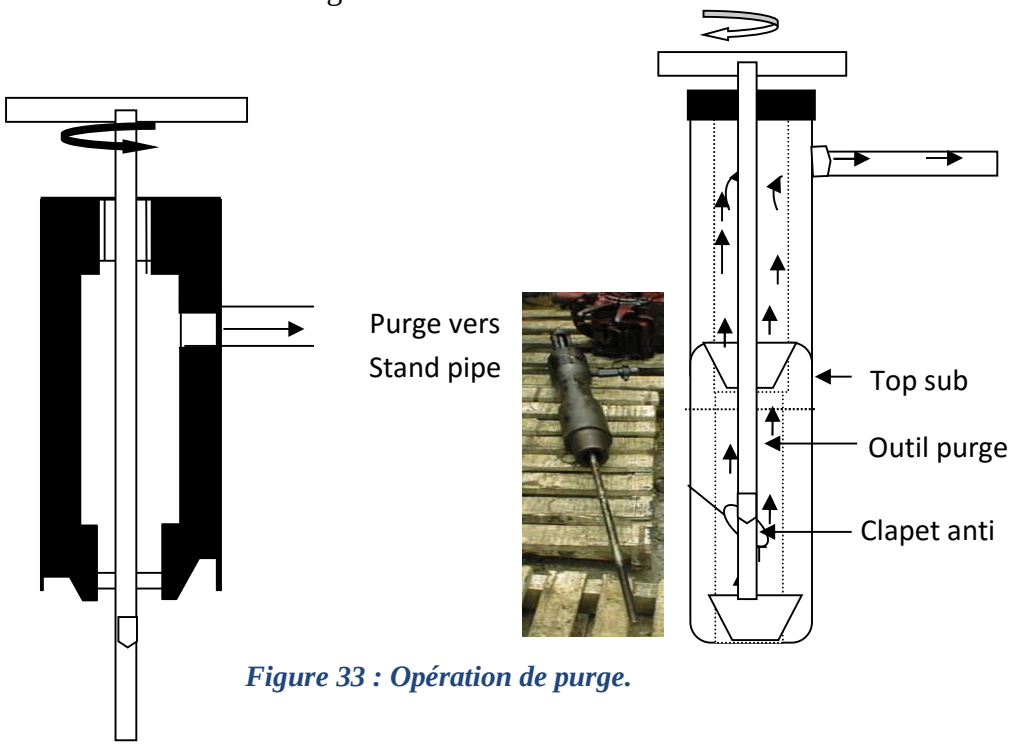


Figure 33 : Opération de purge.

IV.4. Equipements spéciaux pour injection par annulaire

Pour l'injection d'azote au fond du puits, il nous faut des équipements spéciaux qui sont :

- Le Tie back sleeve (chemise de raccordement pour le tubage) : il est placé sur lee top liner pour permettre de raccordement du tubage7 jusqu'à la surface, pour avoir le micro annulaire d'injection d'azote.

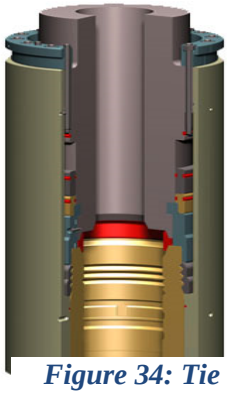


Figure 34: Tie back sleeve.

- La circulating sub (raccorde de circulation) : c'est un raccord placé à trois joints du tie back sleeve, il permet de circuler l'azote à travers les trois trous qui placés à raison de 120° entre chacun.

Figure 35 : Circulating sub.

- Le Tie back qui est le reste de la colonne du tubage7, est connecté à partir de la circulating sud jusqu'à la surface.

IV.5. Conclusion

On peut retenir après avoir achevé ce chapitre sur les équipements utilisés dans les opérations du forage en UBD :

- La nécessité et la fiabilité de tous les équipements sur site.
- Le bon déroulement des opérations en vue des paramètres appliqués.
- Le contrôle et la maintenance préventive et corrective doivent être effectués.
- Le personnel qui s'exerce près des moteurs doit être équipé de stop bruit et d'équipement de réduction de nuisance.

Chapitre V : Comparaison technico-économique

Chapitre V : Comparaison technico-économique de l'UBD et l'OBD (Puits UBD ONIZ#40 et OBD ONIZ#632)

V.1. Introduction

D'après la théorie la technique du forage en UBD se révèle très économique du fait de la durée de réalisation des phases réservoirs, le bon choix des paramètres mécaniques et hydrauliques du forage est capitale pour avoir un ROP optimum et ainsi réduire le temps du forage.

Les formations traversées dans la région de Hassi-Messaoud restent inchangées, donc la comparaison et la modélisation de la vitesse d'avancement et des paramètres du forage va bien marquer la différence, et c'est ainsi basée notre analyse.

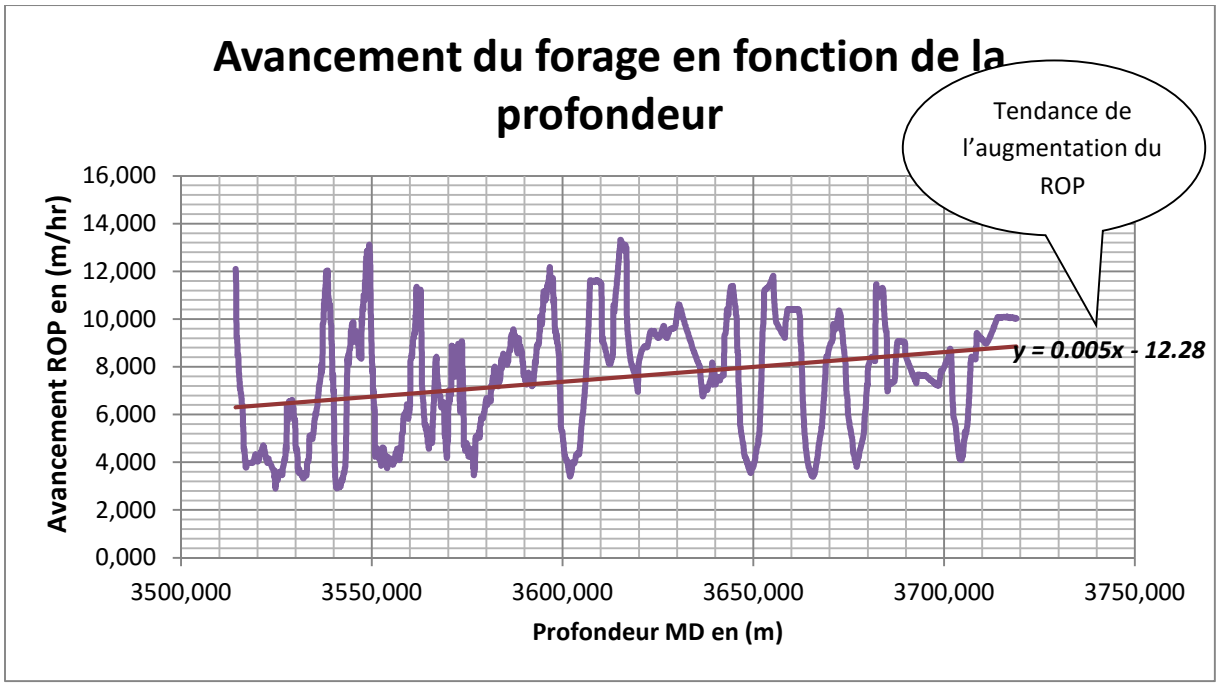
Le puits ONIZ#40 se situe dans le gisement de Hassi-Messaoud, à 28 Km environ au nord-est du centre de la ville, le réservoir est foré à l'horizontal et par la technique de UBD, ces deux techniques sont combinées pour avoir à la fois une récupération maximum et toucher plusieurs poche réservoirs.

V.2. Etude technique de cas- Analyse et comparaison du ROP

Analyse des résultats obtenues dans le forage de deux puits UBD et OBD des drains ONIZ#40 et ONIZ#632- phase 6''

V.2.1. Cas du puits ONIZ#40

❖ **Courbe de l'avancement du forage en fonction de la profondeur**



Graphe 1: ROP en fonction de la profondeur mesurée -puits ONIZ#40.

- **Commentaire et analyse du graphe**

On Remarque que l'avancement du forage dans le drain foré n'est pas stable et change sa valeur continuellement et ceci est essentiellement dû au changement de la dureté de la roche et au changement de la BHP, la valeur maximale est de 13.32 [m/hr] enregistrée à 3615 mètres et la valeur minimale est de 2.92 [m/hr] enregistrée à 3523 mètres.

- **L'avancement moyen :**en calculant la moyenne arithmétique, on aura :

ROP moy= 7.75 [m/hr]

- **L'équation de la tendance linéaire de l'augmentation du ROP**

$$\boldsymbol{ROP = 0.005 * MD - 12.28}$$

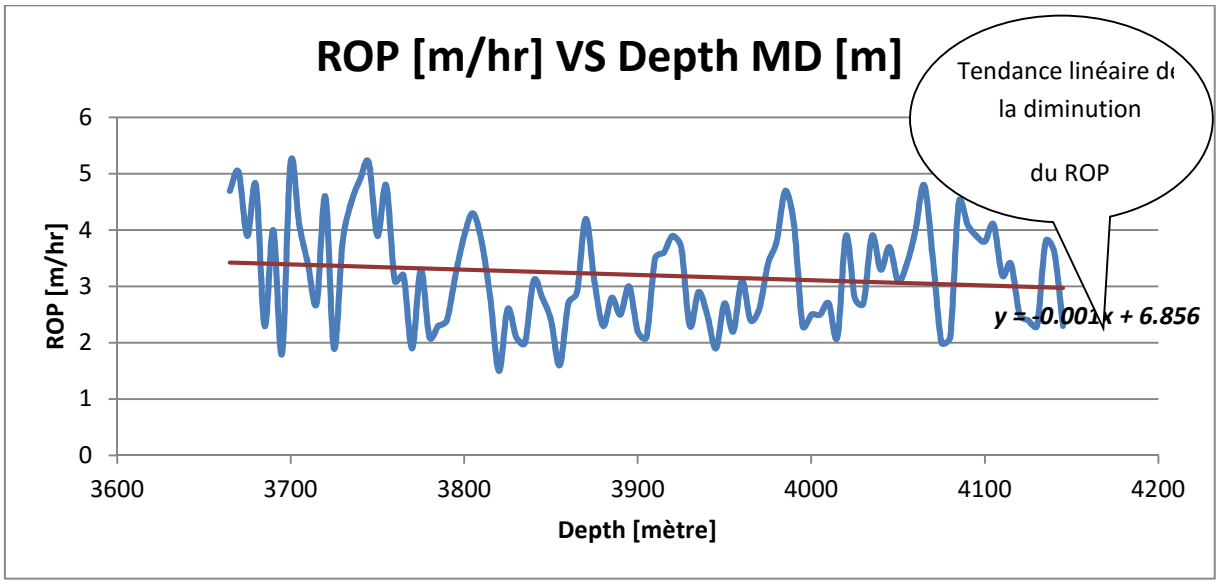
Avec :

- ✓ ROP: rate of penetration [m/hr].
- ✓ MD: measured depth [m].

L'équation montre que l'avancement tend à augmenter légèrement en fonction de la profondeur.On peut expliquer cela par le fait que, en forant d'avantage dans le réservoir, la pression augmente et il est de même pour le drawdown, et le ROP engendré a tendance à croitre.

V.2.2. Cas du puits ONIZ# 632

- **Courbe de l'avancement du forage en fonction de la profondeur**



Graphe 2: ROP en fonction de MD-puits ONIZ#632.

- **Commentaire et analyse du graphe**

L'avancement de l'outil dans ce cas est encore variable, il s'alterne autour d'une valeur moyenne de 3.04 [m/hr], la nature de la roche constituant la formation en question en est la cause principale. On observe deux valeurs maximale et minimale, qui sont respectivement : 5.2 [m/hr] enregistrée à 3700 m ; 1.5 [m/hr] enregistrée à 3820 m.

- **L'avancement moyen :** en calculant la moyenne arithmétique, on aura :

ROP moy = 3.05 [m/hr]

- **L'équation de la tendance linéaire de l'augmentation du ROP**

$$\boldsymbol{ROP = -0.001 * MD + 6.856}$$

Avec :

- ✓ ROP: rate of penetration [m/hr].
- ✓ MD: measured depth [m].

La tendance de l'avancement dans ce cas, contrairement au précédent, est légèrement décroissante. On peut expliquer cette tendance par le fait que, à mesure qu'on avance dans le forage du drain avec une horizontalité pas totalement atteinte, la TVD augmente et puisque on fore en OBD, donc la pression hydrostatique augmente elle aussi croît et provoque une compaction de la formation, ce qui explique la diminution de l'ROP en avançant dans le forage.

.

V.3. Etude économique de l'UBD

Parmi les raisons de l'emploie du forage en UBD sur toutes les autres technologies, est bien le côté économique, c.à.d. elle génère des profits.

Comme l'UBD engendre des coûts additionnels comme l'engineering et la location du matériel, Le gain dû à cette technologie doit compenser les dépenses en plus.

V.3.1. Les sources de profits

- ✓ Réduire les coûts de forage en augmentant le ROP et la durée de vie de l'outil.
- ✓ Eliminer les fluides de forage.
- ✓ Réduire les charges dues à la stimulation.
- ✓ Réduire les différents NPT.
- ✓ Accélérer le temps de livraison d'un puits.

- ✓ Production pendant le forage.
- ✓ Augmenter le taux de récupération du réservoir.

L'analyse des coûts ne comprend pas uniquement l'équipement et le personnel, mais également le pré engineering, training et le management sont à concéderai dans les coûts d'un UBD.

V.3.2. Coûts de l'UBD

Le premier pas dans le projet UBD est l'estimation des coûts de l'équipement et des services liés à la réussite de projet.

Les coûts dépendent de plusieurs facteurs, comme :

- ✓ Le facteur site
- ✓ La complexité du projet
- ✓ Le nombre de puits forés

On peut trouver différent types de tarif :

- ✓ Tarif journalier.
- ✓ Tarif stand-by.
- ✓ Tarif fixe (comprend la mobilisation et démobilisation).
- ✓ Tarif par puits (comprend les consommables).

a- Facteur Site

La location de pack UBD dépend directement du l'endroit de projet (distance de l'industrie du l'UBD) et de niveau de la compétition

Le prix d'un système UBD complet peut varie de $ 5,000 /j @ $ 50,000 /j

b- Complexité de projet

L'impact de la Complexité du projet sur le coût total est très significatif (par exemple : le forage avec du l'air n'est pas cher en le comparant à l'utilisation d'un séparateur de 4 phases de 5000 psi).

c- L'impact du nombre de puits sur le coût

Le nombre de puits a un très grand impact sur le coût du projet en UBD. Le coût par puits va être réduit avec le nombre de puits forés à cause la « learning curve ».

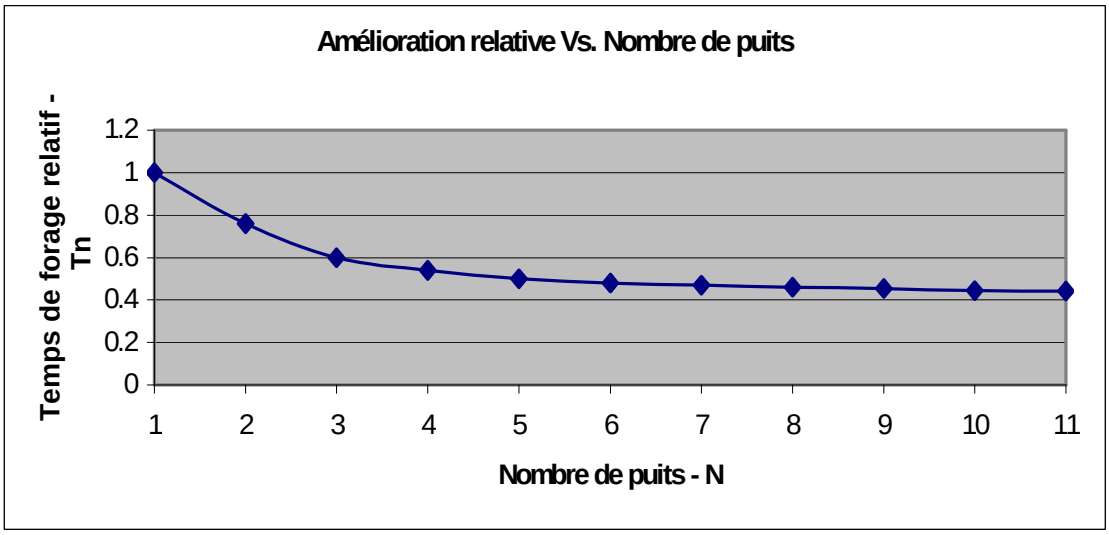


Figure 1: Amélioration du temps de forage Vs nombre de puits.

V.3.3. Coût des opérations UBD sur le puits ONIZ#40

a- Le coût du matériel dur site

Tableau 1: Coût des différents équipements UBD.

Date:	4-Apr-16	Rig No:	ENF-47	Well :	ONIZ-40	Field:	HMD	
FULL PACKAGE FOR UBD								
Iden	Description			Quanity	Operating Hours [Hrs]	Operating Rate/day	Standby Hours [Hrs]	Stand-by Rate/day	Total
E1	RCD 5000 psi			1	24	$2,975.00		$1,487.50	$2,975.00
E2	MAIN SEPARATOR			1	24	$2,550.00		$1,275.00	$2,550.00
E4	UBD CHOKE MANIFOLD			1	24	$2,125.00		$1,062.50	$2,125.00
E5	ESD SYSTEM			1	24	$300.00		$150.00	$300.00
E6	NITROGEN PRODUCTION UNIT FOR CONCENTRIC CASING INJECTION			1	24	$8,075.00		$4,037.50	$8,075.00
E8	N2 INJECTION MANIFOLD			1	24	$425.00		$212.50	$425.00
E9	GEOLOGICAL SAMPLE CATCHER			1	24	$215.00		$107.50	$215.00
E11	SETTLING TANK			1	24	$2,125.00		$1,062.50	$2,125.00
E12	TANK FARM & EXPORT PUMP			1	24	$2,550.00		$1,275.00	$2,550.00
E13	FLARE SYSTEM			1	24	$640.00		$320.00	$640.00
E17	GENERATOR			1	24	$850.00		$425.00	$850.00
E18	FUEL TANK			1	24	$425.00		$212.50	$425.00
				Total	288		0	$23,255.00	
OPTIONAL EQUIPMENTS									
Iden	Description			Quanity	Operating Hours [Hrs]	Operating Rate/day	Standby Hours [Hrs]	Stand-by Rate/day	Total
E3	SECONDARY SEPARATOR			1		$1,275.00	0	$637.50	$0.00
E26	EXTRA AIR FEED COMPRESSOR			1		$425.00	0	$212.50	$0.00
E27	EXTRA HIGH PRESSURE BOOSTER			1		$640.00	0	$320.00	$0.00
E28	RCD1000 psi			1		$2,500.00	0	$1,250.00	$0.00
E29	POOR BOY TYPE SEPARATOR			1		$400.00	0	$200.00	$0.00
				Total	0		0	$0.00	
ADDITIONAL EQUIPEMNT RENTAL									
Iden	Description			Quanity	Operating Hours [Hrs]		Operating Rate/day		Total
E30	DOWN HOLE ISOLATION VALVE			1	0		$3,000.00		$0.00
E31	DSA or CROSS-OVER SPOOL			1	0		$150.00		$0.00
				Total	0		$0.00		

b- Les rémunérations du personnel de l'UBD

Tableau 2: rémunération du personnel de l'UBD.

Date:	9-Apr-16	Rig No:	ENF-47	Well :	ONIZ-40	Field:	HMD
PERSONNEL UBD							
Iden	Description	Name			Quanity	Site Personnel Day Rate	Total
P2	UBD WELLSITE SENIOR SUPERVISOR	Mohamed Boudalia / Ourezguia Lamine			2	$1,350.00	$2,700.00
P3	WELLSITE ENGINEER	Luis Rodriguez / Moawwaz UlHaque			2	$1,350.00	$2,700.00
P4	SEPARATION SUPERVISOR	Hachi Noureddine / Mohd Eddalia			2	$1,050.00	$2,100.00
P5	NITROGEN UNIT& COMPRESSION TECHNICIAN	Nacer Zaid / Bohada Hamid			2	$1,050.00	$2,100.00
P6	RCD TECHNICIAN	Nassr Afoune / Mahjoubi Abdel Latif			2	$1,050.00	$2,100.00
P7	24 HRS MECHANICAL TECHNICIAN	Yasir Matin			1	$900.00	$900.00
P8	24 HRS ELECTRICAL TECHNICIAN	Haes Redha			1	$1,050.00	$1,050.00
				Total	12	$13,650.00	

c- Le coût total

Au total le coût journalier des équipements et du personnel s'élève à **36 905 $.**

Le coût journalier élevé pour un UBD ne veut en aucun cas dire que le coût total du puits en UBD est élevé, à cause des facteurs suivants :

- **Réduction du coût de forage**

La réduction du coût de forage est due d'une part à la réduction de la durée totale de forage comme résultat d'un ROP élevé et la durée de vie de l'outil ajouté à réduction des NPT. D'une autre part la réduction de coût de forage peut être attribué à l'élimination des coûts associe à des forages conventionnels. Comme l'élimination de la stimulation, DST et la réduction du coût de fluide de forage.

- **Réduction dans l'endommagement de la formation**

La réduction de l'endommagement de la formation est un facteur déterminant dans les applications de l'UBD. Effectivement réduire l'endommagement c'est augmenter le profitet l'amélioration de la productivité, et ainsi augmenté le taux de récupération.

- **Augmentation de la production**

Il est évident que le forage en UBD réduire l'endommagement de la formation. Mais il reste très difficile de le quantifier. L'expérience a montré 2 à 6 fois l'augmentation en production.

V.3.4. Analyse économique d'un candidat pour l'UBD

- **La valeur nette actuelle NPV (Net Present Value)**

Toute décision financière peut être considérée en tant que détermination pour juger si ce qui est investi aujourd'hui (c.-à-d. prix d'achat d'une action, montant d'un prêt demandé ou dépenses initiales d'un projet) est plus grand ou plus petit que ce qui est récupéré (c.-à-d. valeur escomptée de futurs avantages). Cette approche est connue en tant que calcul de valeur nette (NPV = Net present value). La valeur nette est plus particulièrement utilisée pour choisir des projets capitaux.

A cause de la durée de vie d'un puits producteur, le temps entre l'investissement et le profit est primordial. L'argent qu'on investit maintenant a plus de valeur qu'un certain profit dans l'avenir. Cette méthode prend en considération quand l'investissement ou le profit est réalisé, et un taux de rabais.

$$NPV = \sum_{1-i}^{n} \frac{valeurs_i}{(1 + R_D)^i}$$

OÙ :

Valeurs : Un profit positif ou un investissement négatif.

R_D : Taux de rabais. (Diminution sur le prix)

n : nombre du temps périodique.

i : le temps à partir de présent.

- Une décision positive sera prise si NVP est plus grand que zéro.

Quand on utilise une prévision de revenus, Naturellement, la difficulté n'est pas dans le choix des chiffres ; elle réside dans la bonne détermination des revenus et des coûts, et dans le choix d'un taux d'escompte approprié. Les dépenses initiales sont habituellement le prix d'achat. Mais les autres besoins de fonds ne doivent pas être oubliés, comme l'augmentation du stock, une provision pour créances irrécouvrables plus grande, la formation du nouveau personnel et les dépenses d'installation, pour n'en citer que quelques-uns.

V.4. Comparaison entre les deux puits ONIZ#632 et ONIZ#40 en terme du coût

On va calculer le prix du mètre foré pour les deux puits, le puits ONIZ#632a été foré en OBD et le puits ONIZ#40 a été foré en UBD, on va inclure tousles coûts relatifs à l'UBD pour le deuxième puits.

V.4.1. Prix du mètre foré

Le prix de revient du mètre foré est un critère utilisé pour déterminer à quel moment il est le plus économique de remonter l'outil, mais il permet également de comparer les performances de différents outils et de déterminer, pour un type d'outil donné, les performances qu'il doit

réaliser pour être compétitif. Dans notre cas on supposera que les outils et la formation des deux puits restent inchangés.

La formule qui permet de calculer le prix de revient du mètre foré est :

$$P_m = \frac{P_o + P_h \times (T_f + T_m)}{M}$$

Tableau 3: Comparaison des performances des deux méthodes.

Outil	P_h [$/h]	P_o [$]	T_m [h]	T_f [h]	M [m]	P_m [$/m]
Outil descendu dans ONIZ#40	2,076.96	14,775.00	238.00	103.23	122.00	5,930.29
Outil descendu dansONIZ#632	1,152.00	14,969.00	281.25	329.25	99.86	7,192.93
Déférence	924.958333	-194	-43.25	-226.02	22.143	-1,262.635

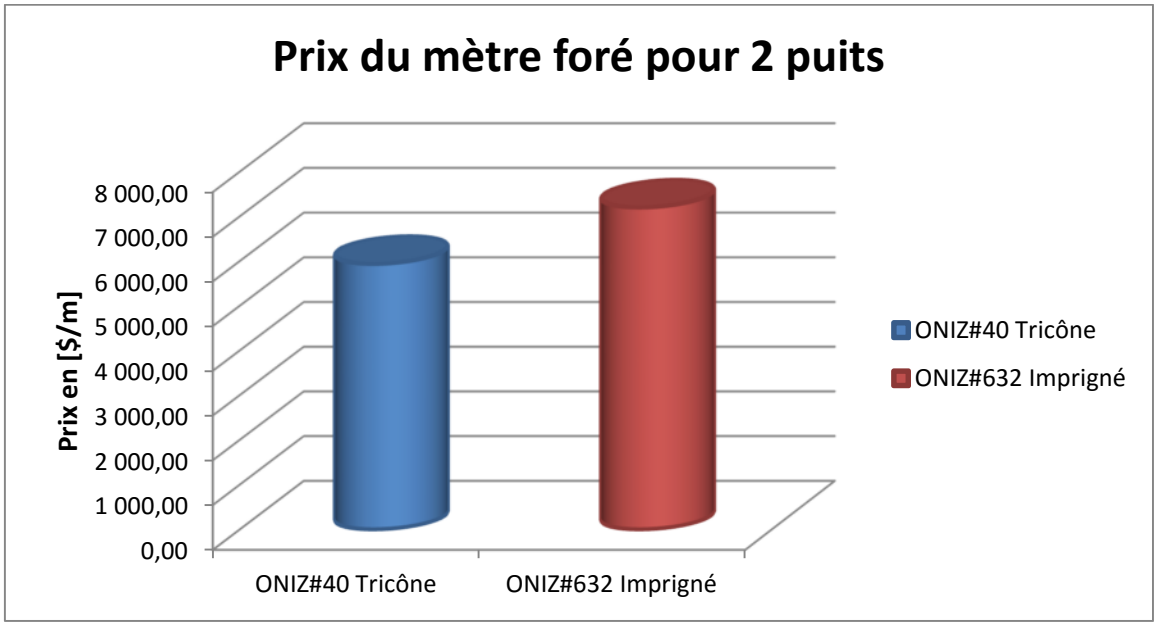


Figure 2: Comparaison des prix du mètre foré de deux outils.

Tableau 4: Informations suplimentaires.

Puits ;outil	*Pm [kDA/m]*	*Total time[hr]*	*BEGIN DEPTH [m]*	*END DEPTH [m]*	*Drain[m]*	*NBR D'OUTILS*
ONIZ#40 Tricône	593.03	341,23	3512	4000	488	4
ONIZ#632 Impriqné	719,29	610,5	3446	4145	699	7

- **Commentaires et analyses des coûts du mètre foré :**

Ces deux outils ont foré la même formation (phase 6") dans deux puits qui s'éloigne de 5.085 Km. On observe que l'outil descendu dans ONIZ#40 a un prix de revient de mètre foré moins élevé que celui descendu dans ONIZ#632 malgré que dans le premier puits le drain a été de 488 m et pour le deuxième il a été de 699 m, c.à.d. on a foré 211 m en moins par rapport au deuxième puits mais avec une consommation d'outil moindre (dans le ONIZ#40 on a consommé 4 outils ,mais 7 outils dans le ONIZ#632); en voyant d'un autre côté, le nombre d'heures réalisé par le premier est plus faible que celui de deuxième, donc si le premier a foré le même métrage que le deuxième, alors le nombre d'heures augmente, et le prix de revient du mètre foré augmente aussi. Mais tout cela est pris en compte dans la formule de calcul. Enfin on arrive à dire que le coût du mètre foré de l'outil descendu dans ONIZ#40 est moins élevé que celui descendu dans ONIZ#632.

En analysant ces performances, on trouve que le prix de revient du mètre foré est influencé en premier lieu par la vitesse d'avancement (ROP) ; plus le ROP augmente, plus le nombre de mètres forés augmente et le temps de forage diminue, ce qui réduit considérablement le coût du mètre foré. D'autre part le coût élevé du service UBD sur chantier influence le prix horaire en l'augmentant d'avantage.

- **Consommation des outils :**

Dans les deux puits en questions ONIZ#40 et ONIZ#632, on remarque une différence en ce qui concerne la consommation des outils de forage ; c.à.d. on a consommé moins dans le premier puits qui a été foré en underbalance mais avec une longueur de 211 mètres en moins par rapport au deuxième qui a été foré en overbalance.

Tableau 5: consommation des outils.

Puits	*BEGIN DEPTH [m]*	*END DEPTH [m]*	*Drain[m]*	*Nombre D'OUTILS*
ONIZ#40 Tricône	3512	4000	488	4
ONIZ#632 Imprigné	3446	4145	699	7
déférence			-211.000	-3

V.4.2. Conclusion :

- On conclue que la méthode de forage en underbalance approuve bien l'hypothèse supposée théoriquement à propos de l'augmentation de la vitesse d'avancement (ROP).
- Cette comparaison nous montre l'efficacité de l'UBD par rapport à l'OBD sur le plan économique, les résultats montrent que l'écart entre les prix du mètre foré pour l'UBD et l'OBD représenteune déférence de 1,262.635 **$**.

Chapitre VI : Modèle de prévision ROP puits UBD HMD

VI. Application des réseaux de neurones artificiels pour la prédiction du ROP dans les forages en UBD de la phase 6'' dans le champ de Hassi Messaoud

VI.1. Introduction

Le but de cette étude consiste à analyser les avantages et les inconvénients des forages en UBD dans la région de "Hassi Messaoud". Ce type de forage a été étudié et est proposé comme remède, à titre préventif, permettant la réduction maximale des pertes de temps et d'argent occasionnées par un type de difficultés majeures dans cette région s'agissant des coincements surtout dans la phase du CAMBRIAN.

Notre étude est une contribution statistique pour réduire le temps non productif dans la phase 6" à HMD. Nous essayons d'analyser les problèmes majeurs qui comportent des grands obstacles pour la poursuite normale du forage.

Le temps non productif (NPT) c'est un temps pris pour résoudre les problèmes ayant entrainés l'arrêt des opérations normales de forage. Il contient 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 fait une augmentation de son coût de revient.

L'analyse des rapports de forages montre aussi que le temps non productif (NPT) est souvent lié aux causes suivantes :

- La nature des terrains traversés.
- L'état des équipements utilisés.
- Erreurs humaines.
- Les différents problèmes au cours de forage (le coincement, Les pertes de la boue. Venue…)

IV.2. Plan d'analyse

Nous avons utilisé pour ce travail, L'ANN (Réseau de Neurones Artificiels), pour l'évaluation du forage en UBD et l'optimisation des paramètres de forage, ainsi que les statistiques multivariées. Le logiciel STATISTICA version 10 nous a permis d'appliquerces méthodes. La figure ci-dessous montre les étapes à suivre dans cette analyse :

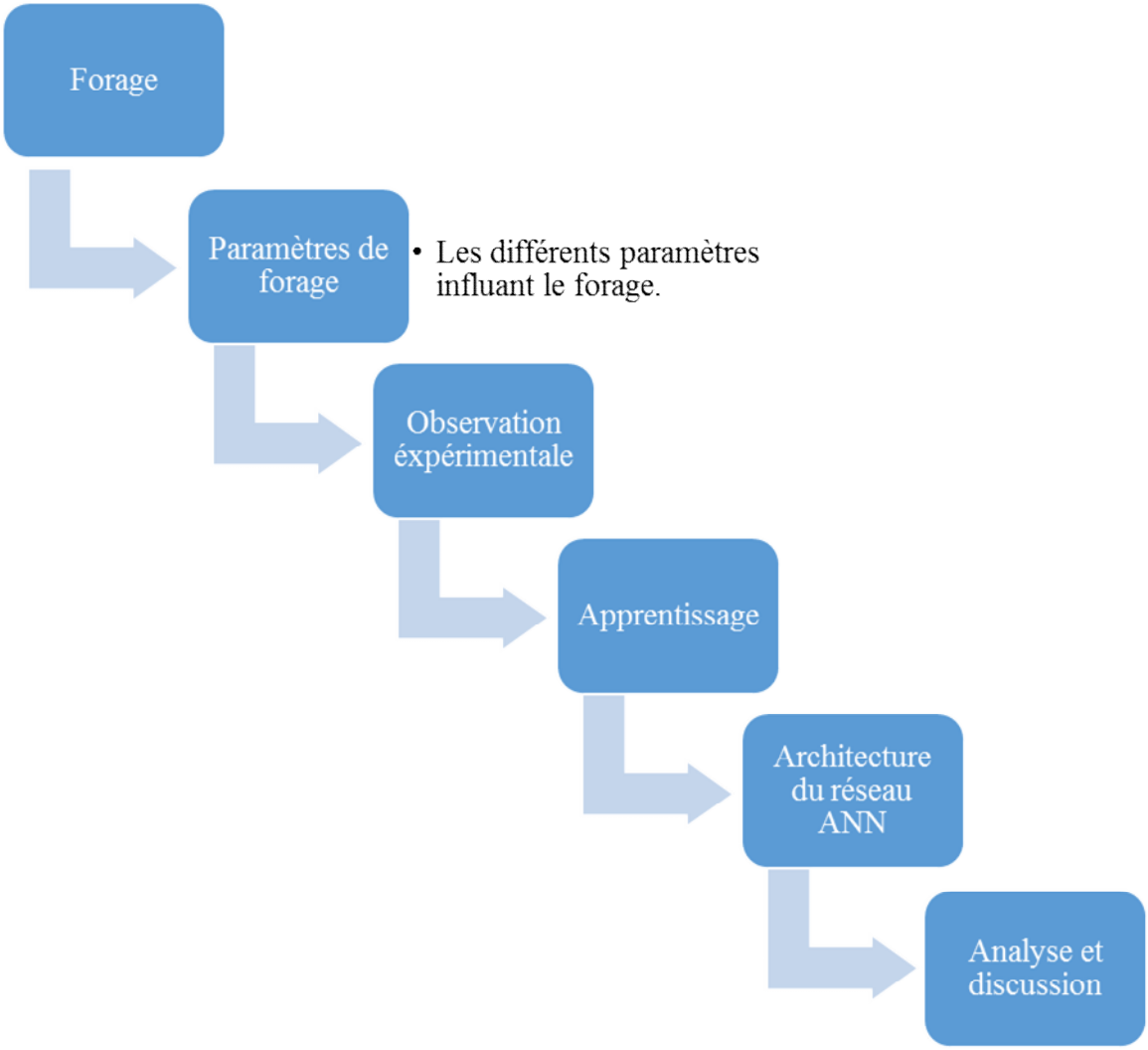


Figure 1 : Etapes d'analyse des données

VI.2.1. Analyse des paramètres de forage

Nous supposons pendant cette étude que la formation est homogène c'est-à-dire que les paramètres mécaniques sont constants.

En se basant sur le rapport des forages en UBD de la compagnie de service Weatherford sur la région de Hassi Messaoud, nous avons récolté les informations suivantes :

- Les paramètres hydrauliques telle que la densité, le débit d'huile et de N_2, la pression de fond (BHCP), Draw down, SPP.
- Les paramètres mécaniques (ROP, WOB, RPM)

Tous ces paramètres sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 1 : Paramètres expérimentaux de forage

Nom des puits	Densité (sg)	Q-oil (l/m)	Q-N2(l/min	WOB (T)	RPM (tr/mn	SPP (psi)	BHCP (psi)	DRAW DOWN
MDZ622	0,85	705	65	6,00	155,0	1230	3030	12,00%
OMKZ60	0,84	652	45	2,50	100,0	1360	3000	6,00%
OMOZ22	0,82	760	30	2,00	40,00	1160	2960	2,50%
OMOZ44	0,86	512	31	6,00	170,0	1100	2485	15,00%
OMPZ36	0,82	816	45	2,00	55,00	1150	3200	5,00%
OMPZ462	0,82	655	44	5,00	60,00	1500	3500	3,00%
OMPZ541	0,85	850	31	3,00	110,0	1120	2700	2,50%
OMPZ553	0,85	700	45	4,00	55,00	1200	2980	4,00%
OMNZ24	0,83	700	61	8,00	110,0	1540	3330	11,00%
OMKZ10	0,89	800	65	12,00	230,0	1100	2480	13,00%
MDZ548	0,83	800	60	6,00	75,00	1300	2970	6,70%
OMOZ54	0,84	800	28	7,00	147,0	1250	2593	9,00%
ONMZ20	0,87	750	45	7,00	120,0	1350	2816	10,00%
ONMZ10	0,83	800	27	6,00	160,0	1500	2636	7,20%
MDZ565	0,82	750	32	7,00	140,0	1440	2810	10,20%
OMOZ41	0,81	850	60	2,00	70,00	1320	2828	11,00%
OMOZ52	0,85	800	44	6,00	145,0	1400	2845	6,60%
OMOZ83	0,82	600	28	2,00	85,00	1300	2845	10,30%
ONMZ26	0,85	800	65	7,00	145,0	1300	2895	15,10%
MDZ562	0,88	1000	32	12,50	225,0	1250	2700	15,60%
MDZ564	0,87	800	30	8,00	130,0	1300	2790	7,00%
OMNZ70	0,89	410	36	15,00	200,0	1330	2700	25,00%
OMOZ22	0,88	675	32	6,00	180,0	1250	2750	10,00%
OMOZ52	0,86	900	32	5,50	115,0	1400	2610	13,00%
MDZ550	0,89	800	54	5,00	195,0	1400	2820	9,80%
MDZ563	0,89	500	32	14,00	235,0	1100	2650	21,70%
MDZ581	0,87	700	32	9,00	80,00	1600	2880	20,00%
OMNZ83	0,85	700	55	8,00	165,0	1100	2552	10,30%
OMOZ13	0,82	700	45	5,00	140,0	900	2393	6,50%
OMOZ44	0,84	900	65	5,50	150,0	1350	2500	12,10%
OMPZ451	0,83	650	32	6,00	115,0	1300	2400	6,00%

VI.2.2. Etude statistique

Dans notre étude nous essayons d'analyser les problèmes majeurs qui constituent les obstacles majeurs pour l'avancement normale du forage. Afin d'y arriver cette étude statistique va analyser ces problèmes afin de réduire les temps non productifs de la phase 6'' à HMD.

A partir de 31 puits forés dans la région de "Hassi Messaoud", on a pu constater que les problèmes rencontrés sont liés à :

- La perte de circulation des fluides de forage (lost)

- Coincement des outils (stuc).
- Venues
- Fishing
- Problèmes de trou.
- Problèmes du fluide de forage (mud).
- Service d'outil (bit service).
- MWD (measure while drilling).
- Pannes des équipements (Equipement).

Tableau 2 : Apport des différents problèmes dans la durée total de NPT de la phase 6¨

Problèmes	Pourcentage dans la durée des NPT de la phase 6''	NPT (heure)
Coincement	20%	432.75
Perte	1%	23.5
Venue	1%	12
Fishing et side track	13%	306
Poor hole condition	6%	163.75
Mud condition	4%	82.75
Problème	55%	1220.75

On peut remarquer que le problème le plus présent dans le champ de Hassi Messaoud et qui est lié au champs lui-même est le problème de coincement qui représente 20 % des NPT.

Donc notre étude sera orientée vers le problème de coincement dans le but de réduire les NPT au maximum.

VI.2.3. Outil d'analyse et de modélisation

L'objectif de la modélisation est de construire un modèle mathématique de prévision reliant les paramètres mécaniques, hydrauliques et les vitesses d'avancement en utilisant le**logiciel STATISTICA** Ver.10. Les modèles d'analyse utilisés dans ce travail sont : les réseaux de Neurone Artificiels (ANN), l'analyse des matrices de corrélation, l'analyse multivariée notamment l'analyse en composantes principales :

- La Matrice de Corrélation
- L'Analyse en Composantes Principales (ACP)
- Le réseau de neurone artificiel RNA (Artificiel Neural Network ANN).

a- 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, c'est à dire de la capacité de prédire une variable x par une autre y à l'aide d'un modèle linéaire. Il permet de mesurer l'intensité de la liaison entre deux caractères quantitatifs. C'est donc un paramètre important dans l'analyse des régressions linéaires (simples ou multiples). En revanche, ce coefficient est nul (r = 0) lorsqu'il n'y a pas de relation linéaire entre les variables (ce qui n'exclut pas l'existence d'une relation autre que linéaire). Par ailleurs, le coefficient est de signe positif si la relation est positive (directe, croissante) et de signe négatif si la relation est négative (inverse, décroissante).

Ce coefficient varie entre -1 et +1 ; l'intensité de la relation linéaire sera donc d'autant plus forte que la valeur du coefficient est proche de +1 ou de - 1, et d'autant plus faible qu'elle est proche de 0.

- Une valeur proche de +1 montre une forte liaison entre les deux caractères. La relation linéaire est ici croissante (c'est-à-dire que les variables varient dans le même sens).
- Une valeur proche de -1 montre également une forte liaison mais la relation linéaire entre les deux caractères est décroissante (les variables varient dans le sens contraire).
- Une valeur proche de 0 montre une absence de relation linéaire entre les deux caractères.

b- Techniques d'exploration multivariée

- **Analyse en Composantes Principales (ACP)**

L'ACP est une méthode descriptive qui 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. Deux types d'analyses sont disponibles, selon les données normalisées ou bien centrées. Dans le premier cas, l'analyse est effectuée par la matrice de corrélation, alors que le deuxième cas, l'analyse est effectuée par la matrice de covariance. Cependant, la méthode de base se compose d'une matrice symétrique diagonale : de corrélation ou de covariance. La particularité de ce modèle est le graphisme qui fournit une aide visuelle pour le classement des variables et des cas (observations). Ce modèle a une caractéristique unique comme actif, ainsi que les variables et les observations peuvent être spécifiées. Les variables actives dans l'ACP (Analyse en composantes principales) sont utilisées dans les calculs l'ANN (Artificial Neural Network). L'ACP produit des résultats sous deux formes : les tables de calculs et les graphiques, les tables de calculs sont utilisées pour interpréter les résultats et les graphiques associés aident au classement des variables et des observations visuellement, elle produit également un large éventail de résultats.

L'ACP permet donc de réduire des tableaux de grandes tailles en un petit nombre de variables (2 ou 3 généralement) tout en conservant un maximum d'information. Les variables de départ sont dites 'métriques'.

L'objectif de l'analyse en composantes principales (ou ACP) est purement descriptif : il s'agit « d'explorer » un ensemble d'observations rassemblées sous la forme d'un tableau de donnéesindiquant pour chaque unité statistique les valeurs observées d'un certain nombre de variablesquantitatives.

VI.2.4. Réseaux de Neurones Artificiels (ANN)

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

a- Présentation de la méthode neuronale

Les réseaux de neurones artificiels (**RNA** ou **ANN**) 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. 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 (McCulloch et Pitts, 1943) [1] en se basant principalement sur le concept des neurones. Il s'agit d'un modèle empirique non linéaire. Il se compose d'éléments de traitement interconnectés (neurones) travaillant conjointement pour résoudre un problème spécifique. R. Hecht Nielsen [2] en 1990 donne la définition suivante : un réseau de neurones est un système de calcul composé d'éléments de traitement simples fortement interconnectés, qui traitent l'information par leur changement d'état dynamique en réponse à une entrée externe.

b- Connections 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 (*i n X1*, *X2*, ..., *X*i) 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 connections entre les neurones se font par des poids (*W1, W2, …Wj*).

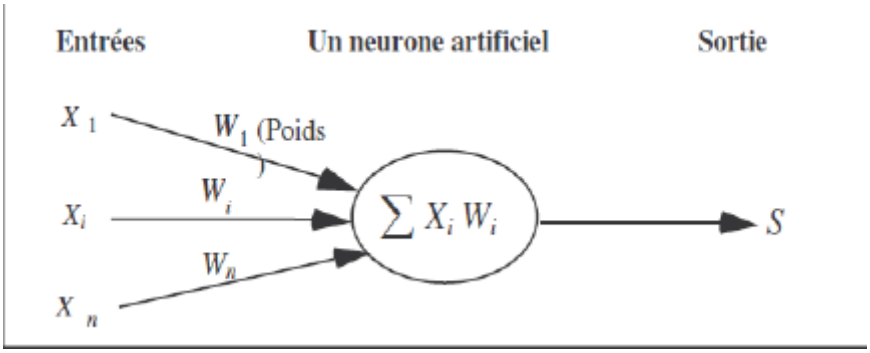


Figure 2 : Schéma d'un neurone

Le fonctionnement d'un neurone artificiel s'inspire du fonctionnement schématisé du neurone humain.

VI.2.5. Perceptron Multicouche (PMC) ou (MLP)

Il existe une grande variété d'agencements possibles de neurones artificiels (Lippmann, 1987) [3], mais le type de réseau le plus utilisé pour la prévision de phénomènes technique est le perceptron multicouche (PMC). Ce réseau comporte une couche 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 (*Wij*et *Wjk*).

La fonction de transfert ou d'activation de non-linéarité peut avoir différentes formes. 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 la non-linéarité et dérivée d'elle-même.

A 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. Un PMC peut contenir autant de couches cachées que l'on désire.

VI.2.6. Applications du modèle ANN

Les performances des réseaux de neurones dans la modélisation non linéaire ont été prouvées dans plusieurs domaines de l'ingénierie et de la Science. Dans le domaine de l'ingénierie essentiellement en géotechnique on peut citer Najjar et *al* (1996) [4], Najjar and Ali (1998a) & (1998b)[5] et Najjar and Zhang (2000) [6] qui ont appliqué les RNA pour l'évaluation de la perméabilité des argiles.

a- Architecture du réseau ANN

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

Le réseau de neurones utilisé dans notre étude est un réseau à trois couches : une couche d'entrée qui recevra les données sources que l'on veut utiliser pour l'analyse, une seule couche cachée constituée par l'ensemble de neurones des sorties de la couche d'entrée et une couche de sortie qui donne le résultat obtenu après compilation par le réseau des données entrant dans la première couche. Le réseau de neurones utilisé est l'algorithme de rétro propagation [7] de l'erreur qui correspond au perceptron multicouche MLP.

Dans la majorité des cas, pour limiter le temps de calcul et surtout lorsque les résultats sont en général satisfaisants, c'est un réseau à une seule couche cachée qui est utilisé. Ce type de réseau de neurones est appelé un réseau multicouche.

Parfois l'addition d'une couche cachée n'a pas diminué l'erreur et elle fait décliner la performance et la convergence du modèle. Les meilleurs résultats de la simulation avecbonne

convergence et performance du modèle sont obtenus dans le cas d'utilisation d'une seule couche cachée (Cybenko., 1989) [8].

Dans ce travail, l'utilisation d'une seule couche cachée est jugée suffisante pour le modèle de RNA (ANN).

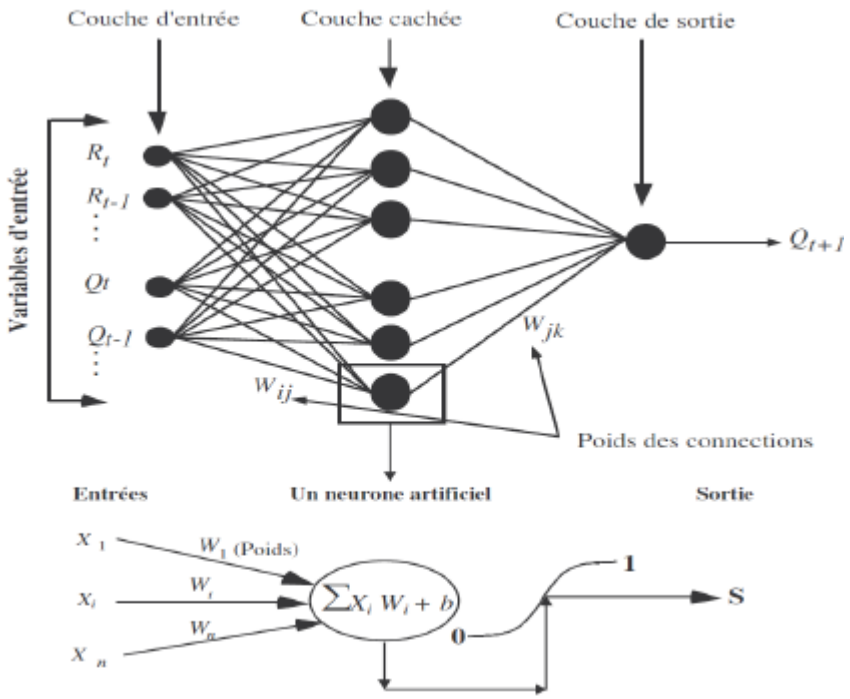


Figure 3 : Architecture du modèle RNA à trois couches utilisée dans cette étude

b- Calage du Modèle

Après que le nombre des neurones dans les trois couches ait été arrangé de façon que les résultats, statistiquement soient plus plausibles, trois partitions différentes de la base de données sont alors utilisées pour les simulations. La base de données a été divisée en trois phases afin d'éviter le sur-apprentissage : une phase d'apprentissage (Training) (70% de données), une phase de validation (Vérification) (15% de données) et une phase de test (Testing) (15%). La validation est une technique utilisée couramment dans les modèles ANN, et a un impact significatif sur la répartition des données.

Pour détecter la perturbation du modèle, on utilise qu'une partie de données pour l'apprentissage et une autre partie sera réservée pour tester la performance du modèle afin de décider l'arrêt de l'apprentissage avec des nœuds cachés optimales. Cet arrêt est fait lorsque l'erreur de la validation du modèle commence à augmenter.

c- Critère de Performance du Modèle

Il existe de nombreux critères pour l'évaluation des modèles conceptuels, ces critères sont proposés par l'organisation mondiale de la météorologie, et utilisés dans le domaine de simulation. Les critères sont classés dans deux groupes : un groupe des indicateurs graphiques et un autre groupe des mesures numériques. La Somme de l'Erreur Carré (SOSE), et le coefficient de détermination R^2 peuvent être classés comme des indicateurs numériques pour définir un réseau (MLP) optimal. D'ailleurs, la SOSE peut être utilisé pour comparer la performance du (MLP) avec d'autres types communs de l'ANN.

$$R^2 = \left[\frac{\sum_{i=1}^{N} (Qi - \overline{Qi})(\hat{Q}i - \overline{\hat{Q}i})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{N} (Qi - \overline{Qi})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^{N} (\hat{Q}i - \overline{\hat{Q}i})^2}} \right]^2$$

Où :
Qi : est la valeur de la sortie observée ;
Q i : est la valeur de la sortie prévue ;
Qi : est la valeur de la moyenne des valeurs des Q i ;
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. Le coefficient de détermination R^2 représente la proportion de variation des valeurs des sorties. Des valeurs de sortie de 90% indiquent que la performance du modèle est très bonne, la performance du modèle est bonne lorsque 80% < R^2 < 90%, le modèle est non performant si : 60% < R^2 < 80%.

d- Détermination des entrées du modèle

Les modèles RNA ont la capacité de déterminer quels intrants sont essentiels. Ils sont surtout utiles pour des problèmes complexes où le nombre d'entrées possibles est grand et où la connaissance a priori n'est pas disponible pour déterminer les apports appropriés. Une analyse de sensibilité peut être réalisée afin d'identifier l'importance des variables d'entrée. Ceci indique quelles variables sont considérées comme les plus utiles pour être retenu par le modèle ANN. Les modèles ANN supprime les variables d'entrée avec une faible sensibilité. Les variables importantes ont une grande erreur, ce qui indique que les performances du réseau se détériorent gravement s'ils ne sont pas présents. Le ratio indique le rapport entre l'erreur et l'erreur de base (c'est à dire l'erreur du réseau si toutes les variables sont "disponibles"). Le rang énumère simplement les variables dans l'ordre de leur importance.

Les résultats obtenus dans ce modèle d'ANN indiquent que ce sont les réseaux de MLP qui s'avèrent être la meilleure structure du RNA pour modéliser.

L'originalité de ce travail de modélisation réside dans l'utilisation des réseaux neuronaux (approche connexionniste) qui sont fondés sur des modèles qui tentent d'établir des relations entre les paramètres d'entrée et de sortie par interconnections des neurones.

L'intérêt de ces modèles réside dans leur capacité d'apprendre des relations complexes à partir de données numériques. C'est pourquoi le choix et l'application d'un modèle neuronal

demeure un domaine de recherche très actif contrairement aux modèles stochastiques classiques.

VI.3. Quel logiciel utiliser et pourquoi ?

Le module Data mining (Automated Neural Networks) du logiciel STATISTICA, version 12 a été utilisée dans ce travail de recherche 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'ANN est un programme complet, puissant et extrêmement rapide, le module ANN sous STATISTICA 12 comprend :

1. Intégration pré- et 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.

2. 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.

3. 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, qui est une application typique des réseaux de neurones).

VI.4. But du travail

La profondeur moyenne forée par puits dans le champ de Hassi Messaoud est d'environ 3500m. La phase 6" d'une longueur de 500m constitue grande section. Avec une boue à huile de densité 0.82 sg, le forage optimal des formations de cette section, représente un défi, le forage de ces formations est marqué par la présence de différents types de vibrations, parfois très sévères.

Les performances dans la phase 6" en termes de ROP, ont considérablement été améliorées durant ces trois dernières années avec l'introduction de nouvelles générations d'outils PDC. Cependant, un problème majeur reste à mitiger ; les coincements difficiles dans le CAMBRIAN lors des remontées et qui causent des pertes en temps et en argent considérables.

Pour maintenir ces performances à un bon niveau, et éradiquer le problème de coincement dans le CAMBRIAN, la compréhension des facteurs positifs et négatifs affectant le temps global de réalisation de la phase 6"" est très important.

L'objectif de cette étude est de comprendre les paramètres affectant le ROP ainsi optimiser cette avancement toute en travaillant dans les meilleures conditions possibles ainsi réduire les temps non productifs, ce qui représente un gain de temps et d'argent. Et afin d'y parvenir nous utiliserons le logiciel Statistica Ver.12 dans lequel on utilisera les matrices de corrélation pour définir les paramètres mécaniques et hydrauliques qui affectent le ROP (Rate Of Penetration), ainsi que l'analyse des composants principales pour définir l'importance de l'impact de chaque paramètre sur l'avancement, et enfin en utilisant l'ANN (Artificial Neural Network et en se basant sur les données de 31 puits forés en UBD dans le champ de Hassi Messaoud, on établira un modèle de prévision du ROP sur le chams de Hassi Messaoud.

Les informations utilisées concernent 31 puits étudiés et sont illustrées dans la figure suivante :

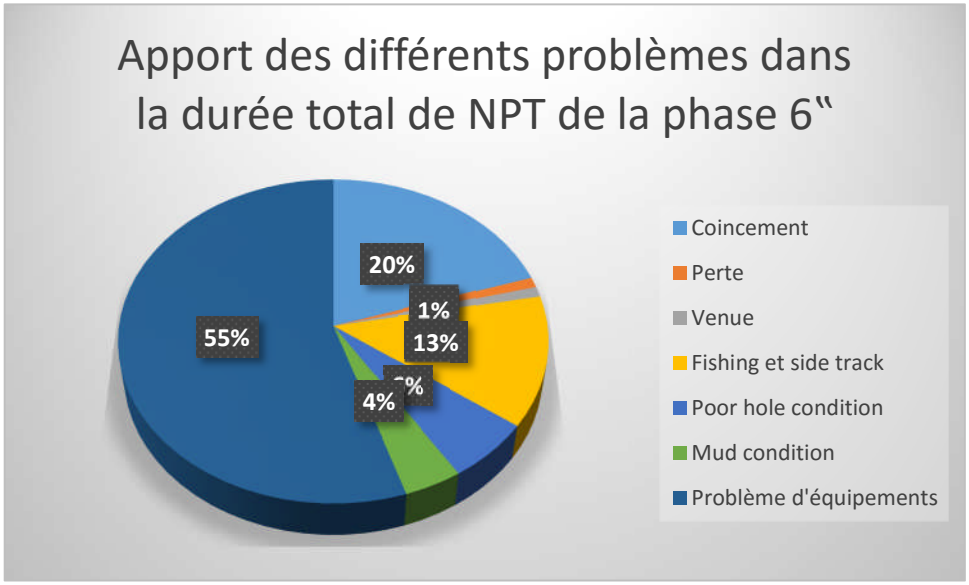


Figure 1 : Distribution des NPT en forage UBD au champ de Hassi MESSAOUD

Dans cette figure on remarque que les problèmes majeurs dans le forage en UBD sont les coincements et ceux liés à l'équipement, dans cette étude nous nous concentrons sur les problèmes propres au forage.

VI.5. Outil de modélisation

Les outils d'étude utilisés dans le travail suivant sont l'analyse des matrices de corrélation, l'analyse des composants principales et l'ANN (Artificial Neural Network) du data mining du logiciel Statistica Ver.12.

VI.5.1. Matrice de corrélation

En supposant que la formation est homogène c'est-à-dire que les propriétés mécaniques de la roche réservoir sont constantes, on effectue une analyse avec STATISTICA des paramètres mécaniques, hydrauliques ainsi que le ROP d'un échantillon de 31 puits forés en UBD dans le champ de Hassi Messaoud. Nous regroupons tous ces paramètres dans le **Tableau 1** ci-dessous.

Tableau 1 : Paramètres de l'échantillon de 31 puits UBD à Hassi Messaoud

Puits	Densité (sg)	Q-oil (l/m)	Q-N_2(m^3/m)	WOB (T)	RPM	SPP	BHCP	Draw Down	ROP (m/h)
MDZ622	0,85	600,00	65	6,00	155,00	123	3030	12,00%	9,49
OMKZ601	0,84	550,00	45	2,50	100,00	136	3000	6,00%	4,61
OMOZ22	0,82	410,00	30	2,00	40,00	116	2960	2,50%	3,20
OMOZ44	0,86	760,00	31	6,00	170,00	110	2485	15,00%	10,44
OMPZ36	0,82	512,00	45	2,00	55,00	115	3200	5,00%	5,50
OMPZ462	0,82	450,00	44	5,00	60,00	150	3500	3,00%	9,70
OMPZ541	0,85	655,00	31	3,00	110,00	112	2700	2,50%	6,28
OMPZ553	0,85	420,00	45	4,00	55,00	120	2980	4,00%	4,10
OMNZ242	0,83	540,00	61	8,00	110,00	154	3330	11,00%	10,44
OMKZ103	0,89	700,00	65	12,00	230,00	110	2480	13,00%	14,58
MDZ548	0,83	475,00	60	6,00	75,00	130	2970	6,70%	6,28
OMOZ543	0,84	800,00	28	7,00	147,00	125	2593	9,00%	9,53
ONMZ201	0,87	800,00	45	7,00	120,00	135	2816	10,00%	9,50
ONMZ103	0,83	750,00	27	6,00	160,00	150	2636	7,20%	6,30
MDZ565	0,82	650,00	32	7,00	140,00	144	2810	10,20%	8,34
OMOZ411	0,81	420,00	60	2,00	70,00	132	2828	11,00%	3,20
OMOZ522	0,85	605,00	44	6,00	145,00	140	2845	6,60%	8,58
OMOZ833	0,82	460,00	28	2,00	85,00	130	2845	10,30%	5,46
ONMZ263	0,85	805,00	65	7,00	145,00	130	2895	15,10%	6,80
MDZ562	0,88	800,00	32	12,50	225,00	125	2700	15,60%	9,69
MDZ564	0,87	800,00	30	8,00	130,00	130	2790	7,00%	13,05

OMNZ703	0,89	900,00	36	15,00	200,00		133	2700	25,00%	15,98
OMOZ222	0,88	675,00	32	6,00	180,00		125	2750	10,00%	10,65
OMOZ523	0,86	690,00	32	5,50	115,00		140	2610	13,00%	11,92
MDZ550	0,89	800,00	54	5,00	195,00		140	2820	9,80%	11,77
MDZ563	0,89	850,00	32	14,00	235,00		110	2650	21,70%	15,00
MDZ581	0,87	700,00	32	9,00	80,00		160	2880	20,00%	10,30
OMNZ833	0,85	700,00	55	8,00	165,00		110	2552	10,30%	10,70
OMOZ131	0,82	600,00	45	5,00	140,00		900	2393	6,50%	11,20
OMOZ441	0,84	652,00	65	5,50	150,00		135	2500	12,10%	8,99
OMPZ451	0,83	500,00	32	6,00	115,00		130	2400	6,00%	10,30

Après l'introduction du **Tableau 1** dans la feuille de travail de Statistica, on calcul la matrice de corrélation. On obtient la matrice représentée dans le **Tableau 2.**

Tableau 2 : Matrice de corrélation

Paramètre	Moyenne	Ecart-type	Densité	Q oil	Q N2	WOB	RPM	SPP	BHCP	DD	ROP
Densité	0,849	0,0248	1,000000								
Q oil	736,613	122,8038	-0,143101	1,000000							
Q N2	42,839	13,3569	-0,064855	0,213685	1,000000						
WOB	6,452	3,3400	0,701255	-0,253031	-0,035671	1,000000					
RPM	132,323	53,1811	0,717383	-0,105352	0,015796	0,742094	1,000000				
SPP	1287,097	152,6258	-0,069420	0,110735	-0,020349	0,005273	-0,222875	1,000000			
BHCP	2795,097	256,3001	-0,303932	-0,019079	0,221443	-0,282823	-0,554648	0,451155	1,000000		
DD	0,102	0,0541	0,601028	-0,354058	0,012796	0,760156	0,595175	0,099075	-0,276385	1,000000	
ROP	9,093	3,3206	0,699513	-0,321491	-0,052733	0,795527	0,720145	-0,067306	-0,367071	0,600695	1,000000

VI.5.2. Analyse et interprétation de la matrice de corrélation

A partir de la matrice de corrélation, nous pouvons remarquer qu'il existe des interactions plus au moins fortes entre les paramètres de forage. En effet, nous pouvons remarquer que le facteur de corrélation **r** indique une relation entre les paramètres de forage des 31 puits c'est-à-dire que si **r>0.4** donc un lien modéré existe entre les deux paramètres. Ainsi on peut relever les associations suivantes : **Densité-WOB, Densité-RPM, Densité-Draw down, Densité-ROP, WOB-RPM, WOB-Draw Down, WOB-ROP, RPM-BHCP, RPM-Draw Down, RPM-ROP, SPP-BHCP, Draw Down- ROP, BHCP-ROP.**

On représente dans le tableau suivant toutes les associations ainsi que leurs coefficients de corrélation :

Tableau 3 : Tableau d'association entre les paramètres de forage

Association	Coefficient de corrélation r	Remarque
Densité-WOB	0,701255	Lien fort. En effet, la pratique rejoint la théorie car le poids sur l'outil a une relation avec la densité de la boue.
Densité-RPM	0,717383	Lien fort direct c'est à dire qu'ils évoluent dans le même sens
Densité-Draw down	0,601028	Lien fort direct
Densité-ROP	0,699513	Lien fort direct
WOB-RPM	0,742094	Lien fort direct
WOB-Draw Down	0,760156	Lien fort direct
WOB-ROP	0,795527	Lien fort direct
RPM-BHCP	-0,554648	Lien modéré inverse à cause du signe négatif ce veux dire que si l'un des deux augmente l'autre diminue
RPM-Draw Down	0,595175	Lien fort direct
RPM-ROP	0,720145	Lien fort direct
SPP-BHCP	0,451155	Lien modéré direct
Draw Down- ROP	0,600695	Lien fort direct
BHCP-ROP	-0,367071	Lien faible inverse

On peut aussi souligner la présence de lien entre d'autres paramètres comme entre **BHCP et Q-N_2, Draw Down** ainsi que **Q-oil et BHCP, Draw Down** mais avec un coefficient de corrélation assez faible, pour confirmer cette relation il nous faut un échantillon de puits plus important.

VI.6. Analyse des composants principales (ACP) de ROP

Dans cette partie, nous nous intéressons aux paramètres qui ont un lien avec l'avancement (ROP). Dans le tableau suivant nous résumons les facteurs affectant le ROP.

Tableau 4 : Tableau des paramètres ayant une bonne corrélation avec le ROP

Puits	Densité	WOB	RPM	BHCP	SPP	Draw Down	ROP	Méthode d'injection
MDZ622	0,85	6	155	3030	1230	0,12	9,49	DP
OMKZ601	0,84	2,5	100	3000	1360	0,06	4,61	DP
OMOZ22	0,82	2	40	2960	1160	0,025	3,2	DP
OMOZ44	0,86	6	170	2485	1100	0,15	10,44	DP
OMPZ36	0,82	2	55	3200	1150	0,05	5,5	DP
OMPZ462	0,82	5	60	3500	1500	0,03	9,7	CI
OMPZ541	0,85	3	110	2700	1120	0,025	6,28	DP
OMPZ553	0,85	4	55	2980	1200	0,05	4,1	CI
OMNZ242	0,83	8	110	2650	1540	0,11	10,44	CI
OMKZ103	0,89	12	230	2480	1100	0,13	14,58	CI
MDZ548	0,83	6	75	2970	1300	0,067	6,28	CI
OMOZ543	0,84	7	147	2593	1250	0,09	9,53	DP
ONMZ201	0,87	7	120	2816	1350	0,1	9,5	CI
ONMZ103	0,83	6	160	2636	1500	0,072	6,3	CI
MDZ565	0,82	7	140	2810	1440	0,102	8,34	CI
OMOZ411	0,81	2	70	2828	1320	0,11	3,2	CI
OMOZ522	0,85	6	145	2845	1400	0,066	8,58	CI
OMOZ833	0,82	2	85	2845	1300	0,103	5,46	DP
ONMZ263	0,85	7	145	2895	1300	0,1	6,8	CI
MDZ562	0,88	12,5	225	2700	1250	0,07	9,69	DP
MDZ564	0,87	8	130	2790	1300	0,1	13,05	CI
OMNZ703	0,89	15	200	2700	1330	0,117	10,37	DP
OMOZ222	0,88	6	180	2750	1250	0,1	10,65	CI
OMOZ523	0,86	5,5	115	2615	1400	0,13	11,92	CI
MDZ550	0,89	5	195	2820	1400	0,1	5,5	CI
MDZ563	0,89	14	235	2650	1100	0,121	15	DP
MDZ581	0,87	9	80	2880	1600	0,09	7	CI
OMNZ833	0,85	8	165	3400	1100	0,103	8,57	DP
OMOZ131	0,82	5	140	2393	900	0,15	11,2	DP
OMOZ441	0,84	5,5	150	2500	1350	0,12	9,49	DP
OMPZ451	0,83	6	115	2400	1300	0,06	4,61	CI

Notre ACP comporte toutes les variables ayant une bonne corrélation avec le ROP déduite de la matrice de corrélation précédemment calculée. Ainsi que des variables supplémentaires telles que la méthode d'injection et Q-oil.

VI.6.1. Le choix des variables dans le logiciel Statistica Ver.12

1- Variables actives

Nous choisissons comme variables actives toutes les variables quantitatives.

2- Variables supplémentaire

Nous avons choisi comme variable supplémentaire le ROP.

3- Variables avec individus actif

Nous avons choisi comme variable illustrative la méthode d'injection.

4- Variables illustratives

Nous avons choisi comme variables avec individus actif l'échantillon de 31 puits UBD forés à Hassi Messaoud.

Après l'application de l'ACP du logiciel Statistica 12.0 nous obtenons les résultats suivants :

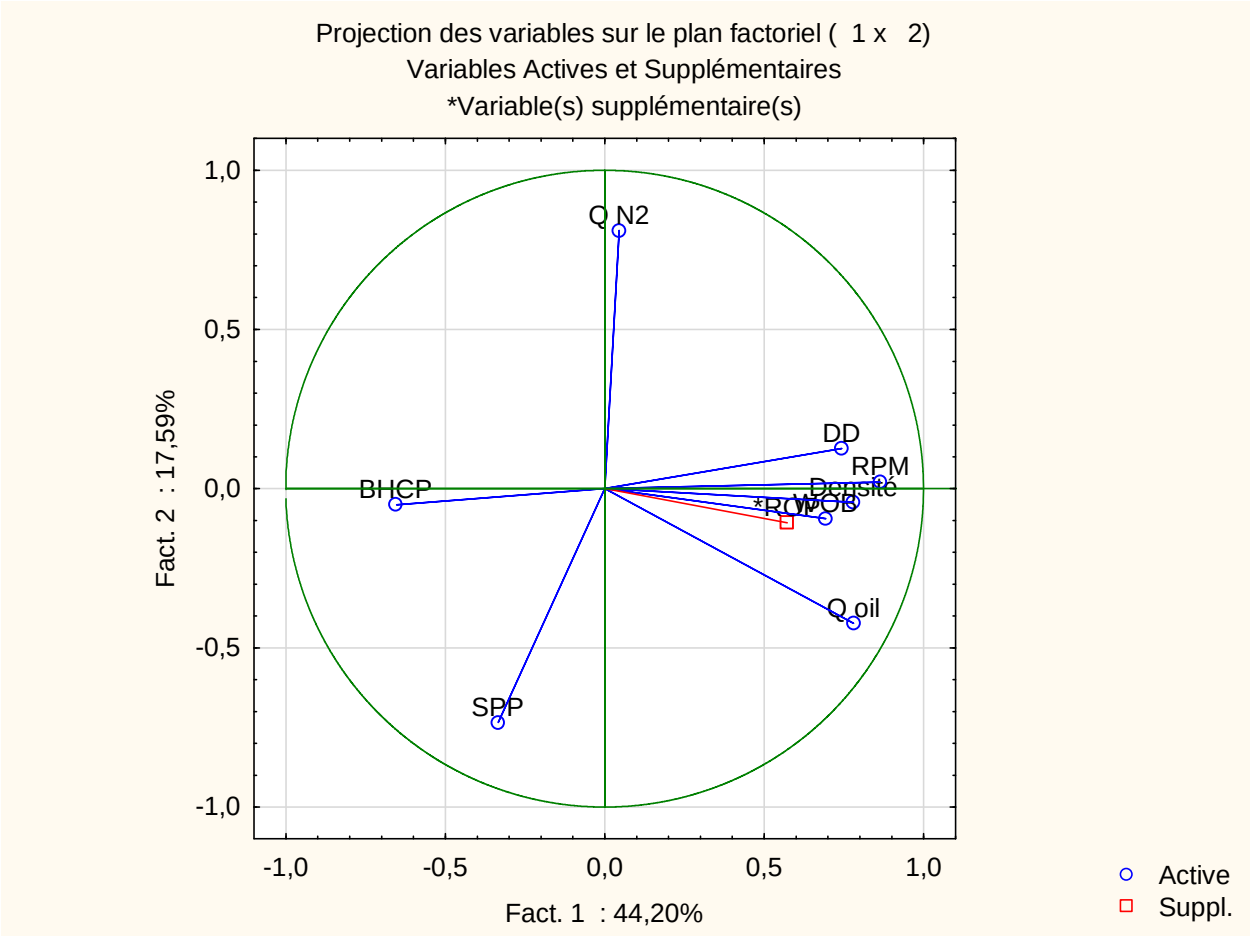


Figure 2 : Analyse en Composantes Principales

VI.6.2. Analyse et interprétation de l'ACP

La proximité des points sur le graphique nous indique une forte corrélation entre ces facteurs c'est-à-dire que cette ACP nous confirme les résultats obtenu grâce à la matrice de corrélation. Le ROP est fortement corrélé avec le RPM, WOB et les paramètres hydrauliques (densité, DD…etc.)

VI.7. Traitement de données par ANN

Pour optimiser les paramètres de forage pour obtenir une meilleure vitesse d'avancement, les réseaux de neurones peuvent nous fournir un modèle facilitant cette optimisation.

D'après les résultats de l'analyse en composantes principales (ACP) les paramètres affectant la vitesse d'avancement (ROP) sont : RPM, WOB et les paramétrés hydrauliques

Sur cette base on va construire un modèle multicouche (MLP) avec comme entrées les paramètres déjà cités, et comme sortie est la vitesse d'avancement (ROP), le nombre de neurones dans la couche cachée est généré par le logiciel en donnant à chaque fois le coefficient de corrélation correspondant.

On a pris les données de 31 puits en choisissant 70% pour l'apprentissage, 15% pour le test et 15% pour la validation.

Voici le tableau résumant les entrées dans le module Data Mining du logiciel Statistica :

Tableau 5 : Entées dans STATISTICA

Densité	*WOB*	*RPM*	*BHCP*	*Q oil*	*DD*	*ROP*	*Méthode d'injection*	*Q N_2*
0,85	6	155	3030	600	0,12	9,49	DP	65
0,84	2,5	100	3000	550	0,06	4,61	DP	45
0,82	2	40	2960	410	0,025	3,2	DP	30
0,86	6	170	2485	760	0,15	10,44	DP	31
0,82	2	55	3200	512	0,05	5,5	DP	45
0,82	5	60	3500	450	0,03	9,7	CI	44
0,85	3	110	2700	655	0,025	6,28	DP	31
0,85	4	55	2980	420	0,05	4,1	CI	45
0,83	8	110	2650	540	0,11	10,44	CI	61
0,89	12	230	2480	700	0,13	14,58	CI	65
0,83	6	75	2970	475	0,067	6,28	CI	60
0,84	7	147	2593	800	0,09	9,53	DP	28
0,87	7	120	2816	800	0,1	9,5	CI	45
0,83	6	160	2636	750	0,072	6,3	CI	27
0,82	7	140	2810	650	0,102	8,34	CI	32
0,81	2	70	2828	420	0,11	3,2	CI	60
0,85	6	145	2845	605	0,066	8,58	CI	44
0,82	2	85	2845	460	0,103	5,46	DP	28
0,85	7	145	2895	805	0,1	6,8	CI	65
0,88	12,5	225	2700	800	0,07	9,69	DP	32
0,87	8	130	2790	800	0,1	13,05	CI	30
0,89	15	200	2700	900	0,117	10,37	DP	36

0,88	6	180	2750	675	0,1	10,65	CI	32
0,86	5,5	115	2615	690	0,13	11,92	CI	32
0,89	5	195	2820	800	0,1	5,5	CI	54
0,89	14	235	2650	850	0,121	15	DP	32
0,87	9	80	2880	700	0,09	7	CI	32
0,85	8	165	3400	700	0,103	8,57	DP	55
0,82	5	140	2393	600	0,15	11,2	DP	45
0,84	5,5	150	2500	652	0,13	8,99	DP	65
0,83	6	115	2400	500	0,15	10,3	CI	32

Le tableau suivant définit le facteur de corrélation pour les différents modèles obtenus avec Statistica :

Tableau 6 : Facteur de corrélation des modèles obtenus

Modèle	Coefficient de corrélation
MLP 9-8-1	0,652661
MLP 9-9-1	0,269198
MLP 9-8-1	0,464612
MLP 9-7-1	0,090159
MLP 9-5-1	0,992398

Nous remarquons que le modèle multicouche MLP 9-5-1, nous donne un très bon facteur de corrélation 0.99238, ce qui indique une très bonne corrélation entre le ROP réel et celui simulé par le modèle.

Le tableau ci-dessous nous montre la comparaison entre ROP réel et le ROP calculé par le modèle MLP 9-5-1 :

Tableau 7 : ROP réel VS ROP Simulé

ROP REEL	ROP SIMULE
4,61000	5,85167
3,20000	2,91885
10,44000	10,81095
5,50000	4,98781
9,70000	9,66125
6,28000	5,47927
4,10000	4,46096
10,44000	10,84488
14,58000	14,66912
6,28000	6,19783
6,30000	6,55996
8,34000	8,37337
3,20000	2,94396
8,58000	7,96417
6,80000	6,87516
10,37000	10,21526
11,92000	11,91287

15,00000	15,29018
7,00000	7,10327
8,57000	8,42530
11,20000	11,09518
8,99000	9,22251
10,30000	10,29442

Nous remarquons que le modèle nous donne des résultats assez proches de la réalité.

L'illustration ci-dessous nous schématise le réseau MLP du ROP :

Avec 8 données à l'entrée, 5 couches cachés et une sortie le ROP.

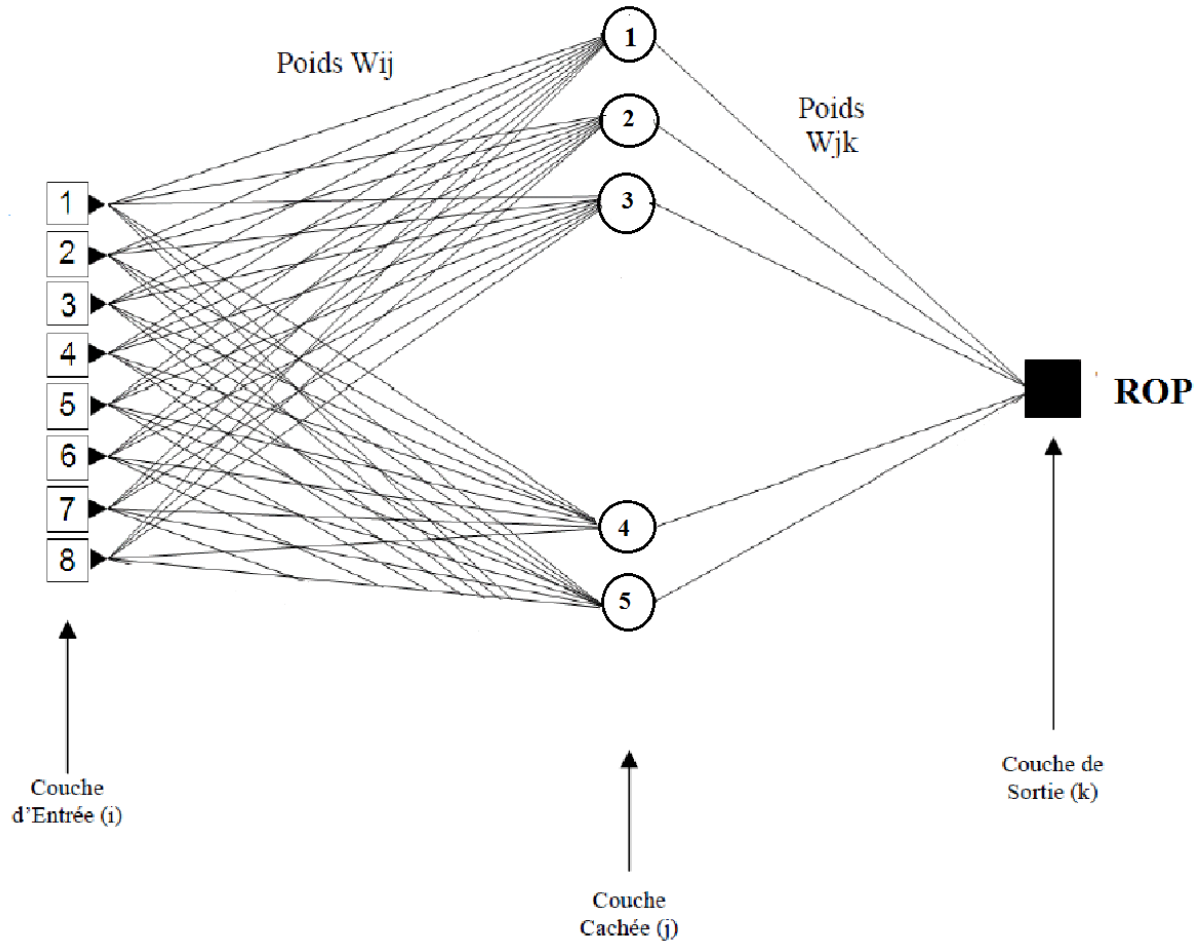


Figure 3 : Le réseau MLP à trois couches pour les variables de la ROP

ROP : Vitesse d'avancement (ROP).

1 : Densité (sg).

2 : Poids sur l'outil (WOB).

3 : Vitesse de rotation (RPM).

4 : Débit d'huile (Q-oil).

5 : Débit d'Azote (Q-N2).

6 : Draw down.

7 : Pression de fond (BHCP).

8 : Méthode d'injection.

VI.7.1. Corrélation entre les ROP simulés et mesurés

Le graphe ci-dessous nous montre une très bonne corrélation entre les ROP simulés et les ROP réels :

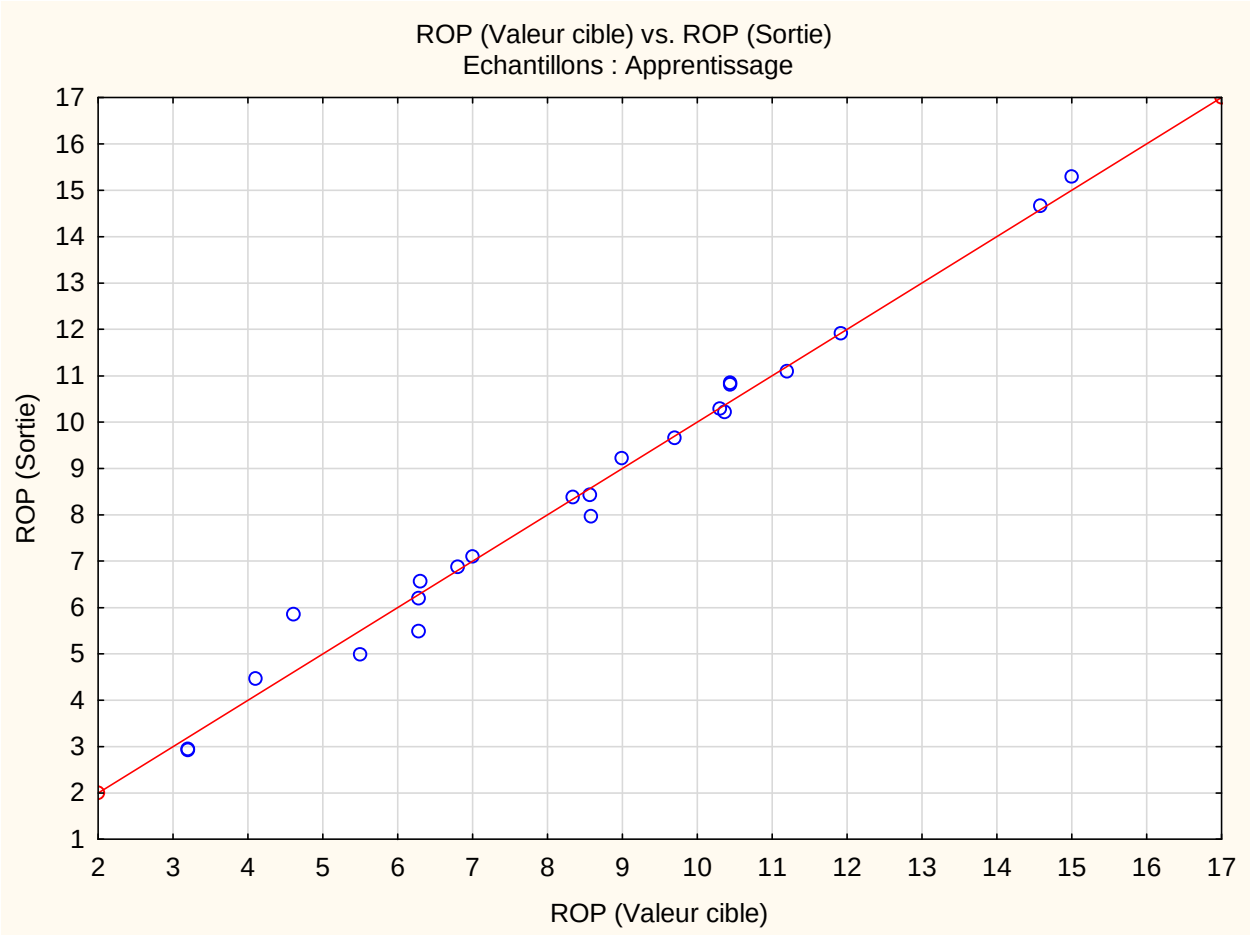


Figure 4 : Corrélation entre la ROP simulé (sortie) et mesuré (cible).

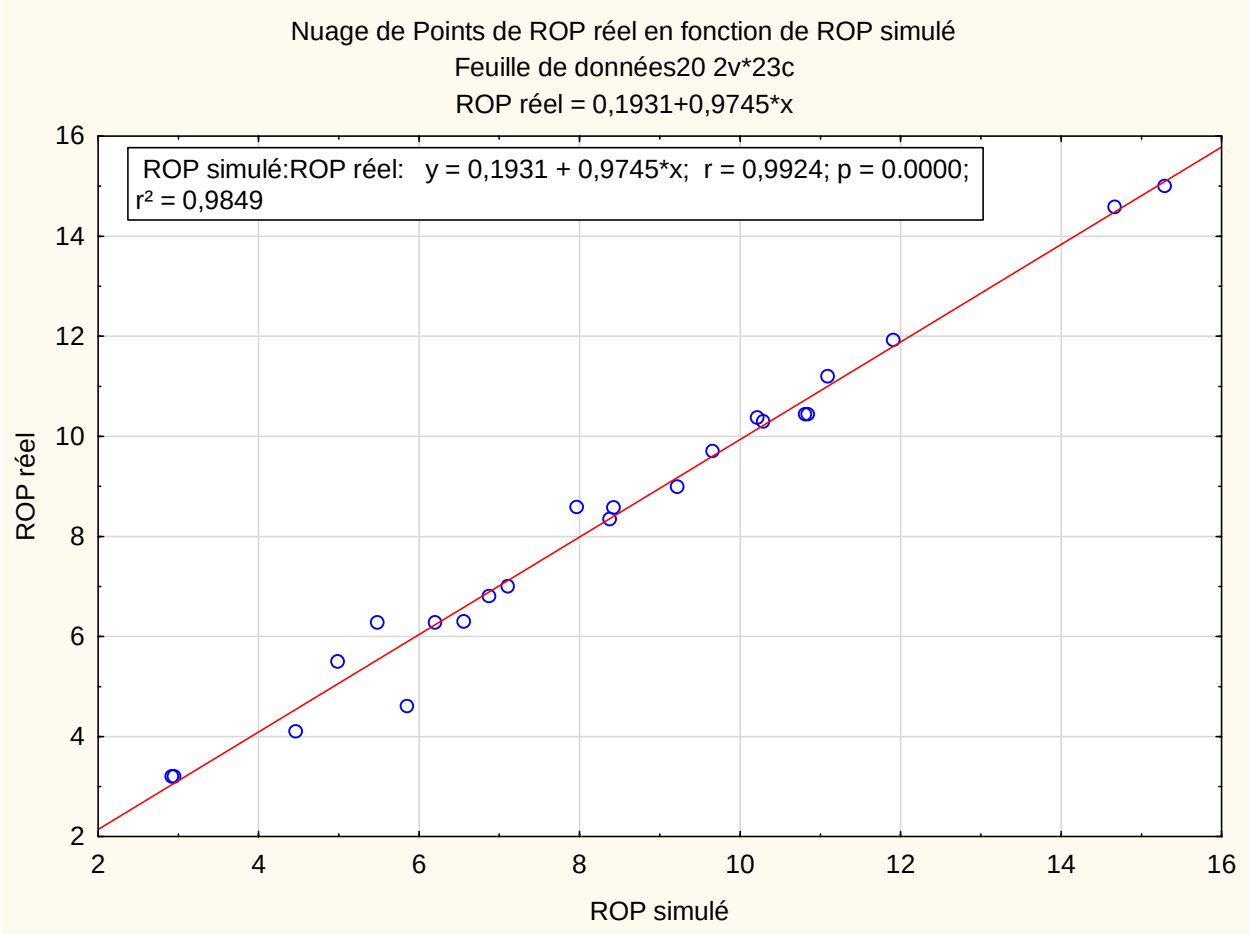


Figure 5 : Coefficient de corrélation et équation de régression

A partir des résultats présentés dans la (Figure 5), on a trouvé le coefficient de corrélation entre ROP mesuré et ROP calculé : r^2=0,9849 ce qui indique que le modèle MLP 9-5-1 donne de bons résultats car le coefficient de corrélation est proche de l'unité.

On peut aussi donner un tableau qui représente le classement de la sensibilité des paramètres de forage sur la vitesse d'avancement c'est-à-dire l'ampleur de l'impact de chaque paramètre sur le ROP.

Tableau 8 : Analyse de la sensibilité de l'ANN

WOB	RPM	Densité	Draw Down	BHCP	Q oil	Q N2	Méthode Injection
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**

L'analyse de la sensibilité de l'ANN (Tableau 8) aux paramètres de forage indique que le poids sur l'outil (WOB) et La vitesse de rotation (RPM) sont les deux principaux paramètres qui influencent sur vitesse d'avancement, et puis ils sont suivis par le Draw Down, BHCP, les différents débits d'injection et enfin la méthode d'injection.

VI.7.2. Analyse et interprétation

a- Effet du WOB sur le ROP

On constate sur le tableau de la sensibilité que dans une certaine gamme de WOB, l'augmentation de le ROP est proportionnelle à l'augmentation de WOB. A partir d'une certaine valeur du WOB, l'augmentation de le ROP diminue rapidement et devient quasiment nulle.

b- Effet du RPM sur le ROP

Dans une certaine gamme de RPM, l'augmentation de le ROP est proportionnelle à l'augmentation du RPM. A partir d'une certaine valeur de RPM, l'augmentation du ROP diminue fortement devient quasiment nulle. La raison de cette faible augmentation du ROP est lorsque le RPM devient relativement importante est que le temps entre les impacts des éléments de coupe sur la roche est de plus en plus court (ce dernier point est supporté par le fait que l'augmentation de le RPM produit une diminution de couple à l'outil).

c- Effet de la densité sur le ROP

Avec une pression différentielle inferieure (ou négative dans le cas du forage UBD), la pression de formation facilite l'expulsion des déblais du font de taille et le nettoyage. Avec une pression différentielle positive, la pression exercée par le fluide de forage tend à plaquer les déblais sur le front de taille et rend le nettoyage moins efficace. Les meilleures ROP sont obtenues en forant avec une boue de densité meilleur pour stabilise la paroi de puits.

d- Effet du Draw Down et BHCP sur le ROP

Il est à noter du tableau que l'étude du comportement du ROP en fonction du Draw down et de la BHCP est que la diminution de la pression hydrostatique favorise et accélère l'expulsion des déblais en dehors du puits et aussi l'huile produite facilite à son tour la circulation et le dégagement des cuttings.

e- Effet des débits d'huile et d'azote sur le ROP

On remarque dans le tableau de la sensibilité que les débits d'huile et d'azote est très faible parce que le débit d'huile assure le nettoyage de puits et le débit d'azote assure diminution la densité de fluide de forage (la boue de forage).

VI.7.3. Modèle de calcul de la vitesse de pénétration ROP

La vitesse d'avancement peut être calculée par un modèle mathématique, qu'on a précédemment calculer avec le logiciel Statistica, qui est composé de plusieurs inconnus qui sont représentés par les paramètres de forage, il suffit de connaitre les valeurs de l'un des paramètres de forage pour avoir la vitesse d'avancement.

En effet, le logiciel Statistica permet grâce à son module Data Mining de faire des prévisions sur le ROP en se basant sur des entrées déjà connus (les paramètres de forage).

Ce modèle a une précision proche de 1 « $r^2 = 0.9849$», il sert comme un indicateur afin d'éviter les problèmes en cours de forage et il peut être appliqués dans d'autres régions avec des rapprochements plus au moins acceptables.

Les résultats obtenus dans ce modèle indiquent que les réseaux de MLP s'avèrent être la meilleure structure du RNA (ANN) pour modéliser et prévoir l'interaction des paramètres influençant la vitesse d'avancement. Les puits « sans problème » sont retenus comme références pour tester le modèle établi.

Le tableau ci-dessous représente les paramètres de 8 puits sur les 31 forages qu'on va choisir car ils ont des temps non productifs minimaux pour tester l'efficacité du modèle.

Tableau 9 : Liste des puits avec NPT minimaux

Puits	Densité (sg)	Q-oil (m3/hr)	Q-N2 (l/min)	WOB (T)	RPM (tr/min)	BHCP (psi)	Draw Down	Méthode injection
OMPZ36	0,82	512,00	45	2,00	55,00	3200	5,00%	DP
OMPZ462	0,82	450,00	44	5,00	60,00	3500	3,00%	CI
OMPZ553	0,85	420,00	45	4,00	55,00	2980	4,00%	CI
MDZ548	0,83	475,00	60	6,00	75,00	2970	6,70%	CI
OMOZ411	0,81	420,00	60	2,00	70,00	2828	11,00%	CI
OMOZ833	0,82	460,00	28	2,00	85,00	2845	10,30%	DP

Après l'application du modèle avec les paramètres de forage cités ci-dessus nous obtenons les paramètres suivants :

Tableau 10 : ROP réel VS ROP du modèle MLP 9-5-1

ROP réel	*ROP simulé par le modèle MLP 9-5-1*
5,50	4,987806
9,70	9,661248
4,10	3,956609
6,28	6,197833
3,20	2,943961
5,46	5,987759

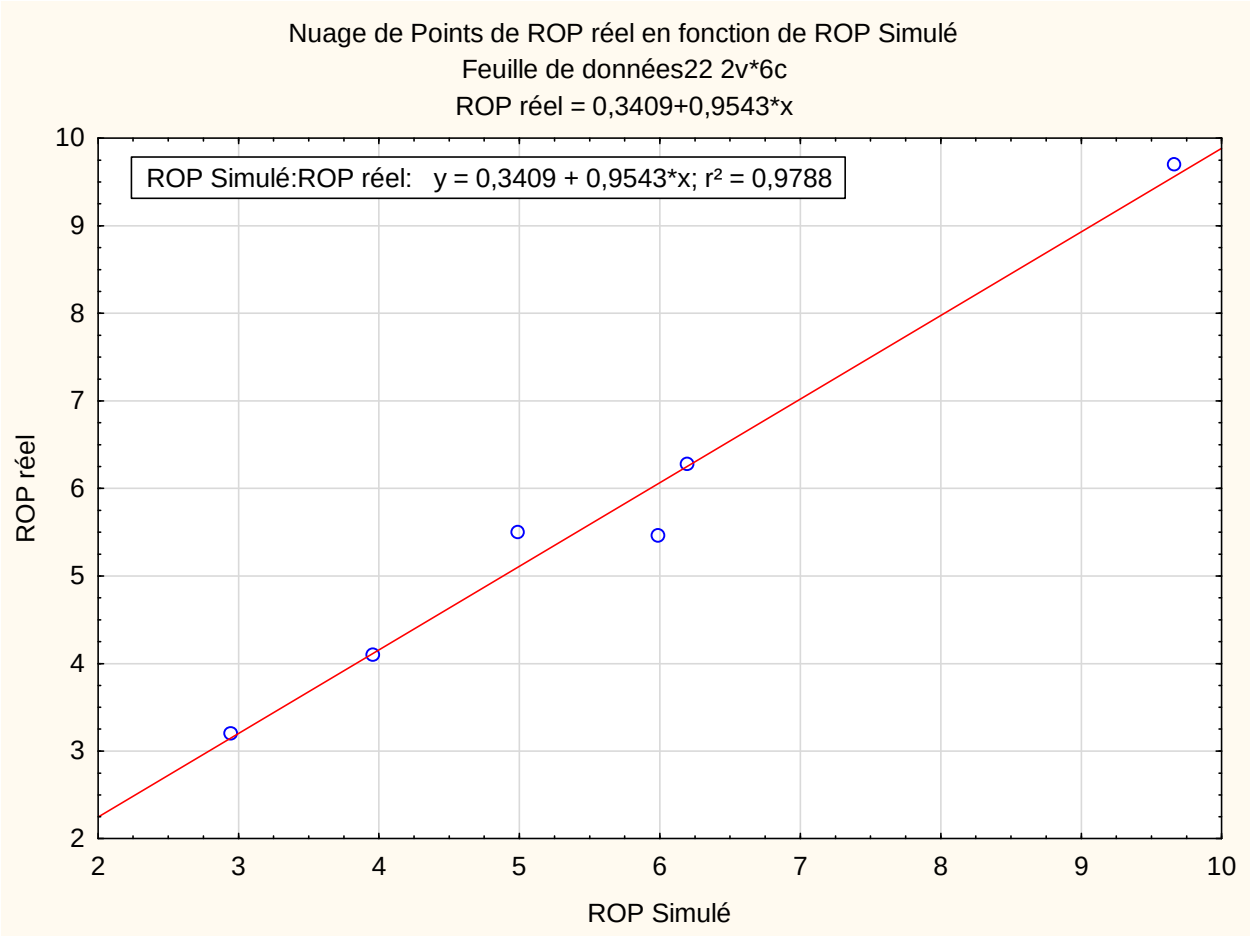


Figure 6 : Corrélation entre ROP réel et ROP du modèle MLP 9-5-1

Nous calculons l'erreur relative du modèle, on obtient le tableau suivant :

Tableau 11 : Erreurs relatives du modèle

ROP Réel	ROP simulé	Erreur relative [%]
5,50000	4,98781	9,312618182
9,7	9,661248	0,399505155
4,1	3,956609	3,497341463
6,28	6,197833	1,30839172
3,2	2,943961	8,00121875
5,46	5,987759	9,665915751

On remarque dans les résultats que l'écart entre ROP mesuré et ROP simulé est faible et les résultats obtenus dans ce modèle sont très proches de la réalité parce que l'erreur relative maximaux « 10% », Le graphe ci-dessus (Figure 6) présente la corrélation entre ROP mesuré et ROP simulé : r^2=0,97 calculé par le modèle sur l'échantillon pris dans nos calculs.

La précision du modèle est élevée, elle est proche de l'unité, il sert comme un indicateur qualitatif des résultats de notre programme de calcul qui donne les paramètres de forage les plus performant dans notre zone d'étude afin d'optimiser la vitesse d'avancement pour éviter le problème de coincement et minimiser les NPT. En effet, la validation des résultats obtenus aux relevés expérimentaux effectués valide l'utilité du modèle établi et met en évidence leur profit.

VI.8. Conclusion

Les résultats obtenus dans cette étude indiquent que ce sont les réseaux de MLP qui s'avèrent être la meilleure structure du RNA pour modéliser le taux d'avancement dans les forages en UBD.

L'analyse statistique de 31 puits pétroliers forés avec UBD indique que le problème majeur dans le champ de "Hassi Messaoud" est le coincement en cours de l'opération de forage des drains horizontaux avec un pourcentage égale à 20% de l'ensemble des problèmes.

L'originalité de ce travail de modélisation réside dans l'utilisation des réseaux neuronaux (approche connexionniste) qui sont fondés sur des modèles qui tentent d'établir des relations entre les paramètres d'entrée et de sortie par interconnections des neurones.

Le modèle utilisé de type MLP 9-5-1 constitué de 9 neurones d'entrés et 5 neurones de la couche caché a donnée de bons résultats avec un coefficient de détermination r^2 égale à 0.9849 soit un coefficient de corrélation r égale à 0.9924.

L'analyse ANN a montré que le perceptron multicouche MLP avec l'algorithme de rétro-propagation BFGS (Broyden Fletcher Goldfarb Shano) est avéré avoir la meilleure performance pour simuler la relation entre la vitesse d'avancement et les paramètres de forage notamment : les paramètres hydrauliques, les débits d'huile et d'azote et la méthode d'injection utilisée dans le forage. En outre, les réseaux MLP permet de caractériser et de hiérarchiser les variables efficaces dans chaque catégorie. Ainsi l'analyse de sensibilité a classé ces paramètres selon leur impact sur la sortie et le classement était le suivant : WOB, RPM, Densité, Draw Down, BHCP, Q-oil, Q-N2, Me-inj.

La validation a été faite par l'utilisation des puits forés sans problème (c.à.d. ayant un temps non productif minimal < à 5 heures). La reconstitution des ROP de 6 forages « sans problème » a prouvé la bonne performance du modèle en donnant un coefficient $\mathbf{r^2 = 0.97}$ soit un coefficient de corrélation **r** égale à **0.98**.

Conclusion générale

Depuis la découverte du champ de Hassi Messaoud en 1956, et après une exploitation de plus de 50 ans, la production est entrain de déclinée à cause de la baisse de la pression du gisement, on dit que le gisement est déplétés. Le forage conventionnel Overbalanced Drilling OBD génère de sérieux problèmes, pertes de circulation, faible vitesse de pénétration (R.O.P), utilisation de plusieurs outils de forage et des durées de réalisation des puits élevées, et à cause de tous ces facteurs Sonatrach a commencé à se tourner vers cette nouvelle technique qui a connu un essor fulgurant et exponentiel durant les deux dernières décennies.

Le forage des puits pétroliers est souvent marqué par plusieurs contraintes, notamment les problèmes de coincement lors de la remonté, ce qui engendre des pertes de temps énormes, et par conséquent un surcoût de forage.

Dans le souci de minimiser la perte du temps engendrée par ces problèmes, nous avons élaboré un modèle à l'aide du logiciel STATISTICA en utilisant la structure des réseaux de neurone artificiels (ANN) qui permet de calculer la vitesse d'avancement en fonction de plusieurs paramètres de forage.

Le modèle établi permet de calculer la vitesse d'avancement pour différentes valeurs des paramètres de forage pour n'importe quel puits dans la zone de Hassi Messaoud, il suffit d'introduire les valeurs des paramètres de forage et qui représente plusieurs catégories à définir (paramètres mécaniques et hydrauliques). Ces modèles ont donné de bons résultats avec un coefficient de détermination " r^2 " proche de 1.

La comparaison des résultats issus de l'expérimentation pour 31 puits déjà forés, dans la région de Hassi Messaoud avec ceux issus des modèles montre que le coefficient de corrélation est élevé avec une précision significative.

Par ailleurs, il y a lieu de signaler que la bonne maitrise de la vitesse d'avancement est subordonnée fortement par la bonne optimisation des paramètres mécaniques et hydrauliques.

En perspective, dans le cadre de la poursuite des présents travaux, ce travail nécessite d'être compléter par une banque de données plus large afin de minimiser les erreurs des modèles, ainsi le calage définitif des modèles impose la mise en œuvre de ces résultats dans la zone considérée dans les conditions réelles.

Enfin ces modèles peuvent servir au futur comme une plateforme de simulation afin de prédire l'optimisation des paramètres et mettre en place à l'appui de ces résultats une procédure pour forer d'autres puits en exploitant leurs propres données.

Recommandations

Les modèles mathématiques restent un moyen d'approche et ne constituent pas exactement la réalité du puits à forer.

La méthode expérimentale reste le moyen le plus fiable pour déterminer l'avancement du forage. Cette méthode établie permet seulement de prédire un ROP à partir des paramètres de forage voulus et ainsi de les corriger afin d'avoir un ROP optimum lors d'un futur puits.

Ainsi nous recommandons de :

- Agrandir la base de données entrées dans le logiciel Statistica et de rajouter tous les paramètres de la formation tel que la résistance à la compression, la forabilité…etc. afin d'améliorer la précision du modèle de prédiction.
- Le contrôle des paramètres mécaniques (WOB, RPM) est un facteur déterminant pour avoir un avancement optimal.
- Le bon contrôle des paramètres hydraulique (densité, pressions et débit) est un facteur qu'il faut surveiller en premier lieu pour contrôler le taux d'avancement.
- Optimiser les deux facteurs ROP et nettoyage du trou est essentiel lors d'un forage UBD car nous n'utilisons pas une boue traditionnelle mais du brut qui nettoie le puits avec sa vitesse de remonté car sa viscosité est très faible et cela est un facteur déterminant pour éviter tous coincement dans la phase réservoir.
- Nous recommandons l'utilisation et la maitrise des outils de calcul de donnée (ANN ; ACP) dans le cadre de la prévision et de la prédiction de l'avancement du forage qui vont améliorer la planification et la bonne gestion des opérations dans ce secteur qui est relativement couteux. De ce fait la prédiction de l'avancement du forage va améliorer le bon déroulement des opérations de l'UBD.
- L'application de la technique du forage en underbalance n'est pas toujours recommandée du fait que parfois on arrive mal à choisir le puits candidat et ceci est dû aux mauvaises prévisions des caractéristiques réservoirs. A ce titre la compréhension des mécanismes d'endommagement des réservoirs et leurs facteurs de récupérations associées et profiles de production, vont amener plus d'approche sélective pour le forage en UBD des réservoirs quand nécessaire. De plus l'acquisition des données en surface et au fond vont améliorer le choix de plus de puits a foré en UBD avec plus d'efficacité.

Références bibliographiques

- Ning, J., Honghai, F., Yinghu, Z., and Tianyu, L. (2013). A New Model of ROP Prediction for Drilling Engineering with Data Mining Technology. Advances in Information Sciences and Service Sciences, 5(7), 597.
- Donneau, A. F. (2009). Introduction à l'utilisation du logiciel Statistica.,127.
- Yann Boniface, Nicolas P. Rougier ; janvier 2012 ; Introduction aux réseaux de neurones artificiels. 6.
- Le Moal, L. (2002). L'analyse en composantes principales. *LACP sous SPSS*,18.
- Advantage, L. E., Church, O. S., & Bucksburn, A. (2002). Introduction to underbalanced drilling. Leading Edge Advantage Ltd., Aberdeen.
- WikiStat, Introduction à l'Analyse en Composantes Principales (ACP), Université de Toulouse,17.
- Blade UBD Course "Course in Advanced Underbalanced Drilling Version 1.0".
- Documents Weatherford-Directional engineering, Weatherford-UBD engineering.
- Documents SONATRACH, division forage.
- Shell- February 1998 - Well Engineers Notebook.
- Sonatrach DP, 2014; UBD Well Data, Sonatrach ONIZ-40, 2015- UB Drilling Program.
- ONIZ40-ENF47 Drilling Program et ONIZ40 Mud Program BASP.
- Pr. Christine Dufour & Vincent Larivière, Hiver 2012 ; L'analyse de corrélation.
- Touzet, C. (1992). Réseaux de neurones artificiels : Introduction au connexionnisme Artificial neural nets : Introduction to connectionism).
- Fabrice Rossi ; Réseaux de neurones : le perceptron multi-couches MLP, Université Paris-IX Dauphine,
- Marc Parizeau, Hiver 2006 ; Réseaux de neurones, Université Laval.

Webographie :

- Le site web de l'IADC (International Association of Drilling Contractors): http://www.iadc.org/, le Samedi 16 Avril 2016 à 14h 50 min.
- Le site web Wikipedia 'gisement de Hassi Messaoud', https://fr.wikipedia.org/wiki/Hassi_Messaoud_(gisement), Mercredi 2 Mars 2016 à 19 :26.

[1] McCulloch et Pitts 1943

En 1943, les deux scientifiques américains McCulloch et Pitts ont écrit un article intitulé « Un calculateur logique des idées immanentes dans l'activité nerveuse »Ils y montrent comment les neurones avec leurs deux états, activé ou non-activé, peuvent être la base d'une machinerie capable de réaliser un véritable calcul logique, La conjonction logique, la disjonction, la négation et les autres connecteurs logiques sont matérialisés par des configurations particulières de liens excitateurs ou inhibiteurs entre les groupes de neurones, configurations matérialisant telle ou telle proposition logique. C'est selon le même principe que sont alors construits à peu près à la même époque les ordinateurs. L'étude logique de ce que peuvent réaliser les réseaux logiques nerveux se rattache par ailleurs directement aux travaux sur le fondement des mathématiques réalisés par des auteurs tels que Gödel ou Turing, le père spirituel de l'intelligence artificielle.

[2] R. Hecht Nielsen 1990

Hecht Nielsen écrit un ouvrage nommé Neurocomputing dans le quelle il explique le réseau de neurone et met les bases du traitement de donnée par l'ANN et son application qui aboutiront à l'intelligence artificiel.

[3] Lippmann, 1987

Richard Lippmann sort une publication nommé « An introduction to computing with neural nets » dans laquelle il met en évidence six type de réseau de neurones en les décrivant mathématiquement en mettant en place des algorithmes de calculs.

[4][5][6] Najjar et al (1996) Najjar and Ali (1998a) & (1998b) Najjar and Zhang (2000)

Najjar et ces différents auteurs ont écrit et améliorer au fil des années une publication dans Geotechnical and Geological Engineering un article nommé "Utilizing computational neural networks for evaluating the permeability of compacted clay liners" dans lequel il établissent un modèle de calcul de la perméabilité des argiles compacts aux états unis.

[7] Rétro propagation

C'est une méthode qui permet de calculer le gradient de l'erreur pour chaque neurone d'un réseau de neurones, de la dernière couche vers la première. De façon abusive, on appelle souvent technique de rétro propagation du gradient. Cette technique consiste à corriger les erreurs selon l'importance des éléments qui ont justement participé à la réalisation de ces erreurs. Dans le cas des réseaux de neurones, les poids synaptiques qui contribuent à engendrer une erreur importante se verront modifiés de manière plus significative que les poids qui ont engendré une erreur marginale.

[8] Cybenko., 1989,

En 1989, George Cybenko a prouvé qu'une seule couche cachée dans un réseau de neurone peut donner une bonne approximation de n'importe quelle fonction continue. Et que l'erreur dans les réseaux de neurone est causée par de mauvais poids ou un sur apprentissage.

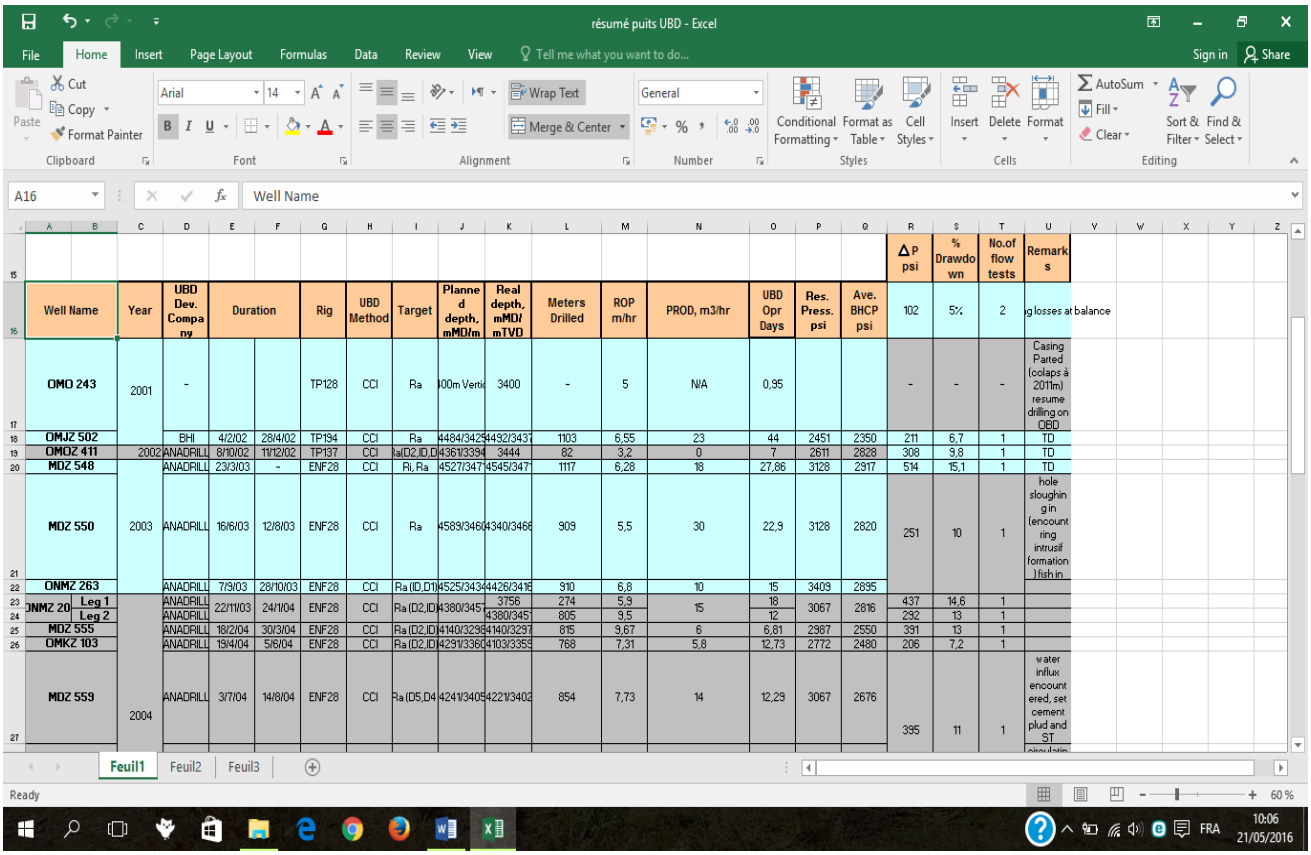


Figure 1 : Résumé des puits UBD Hassi Messaoud

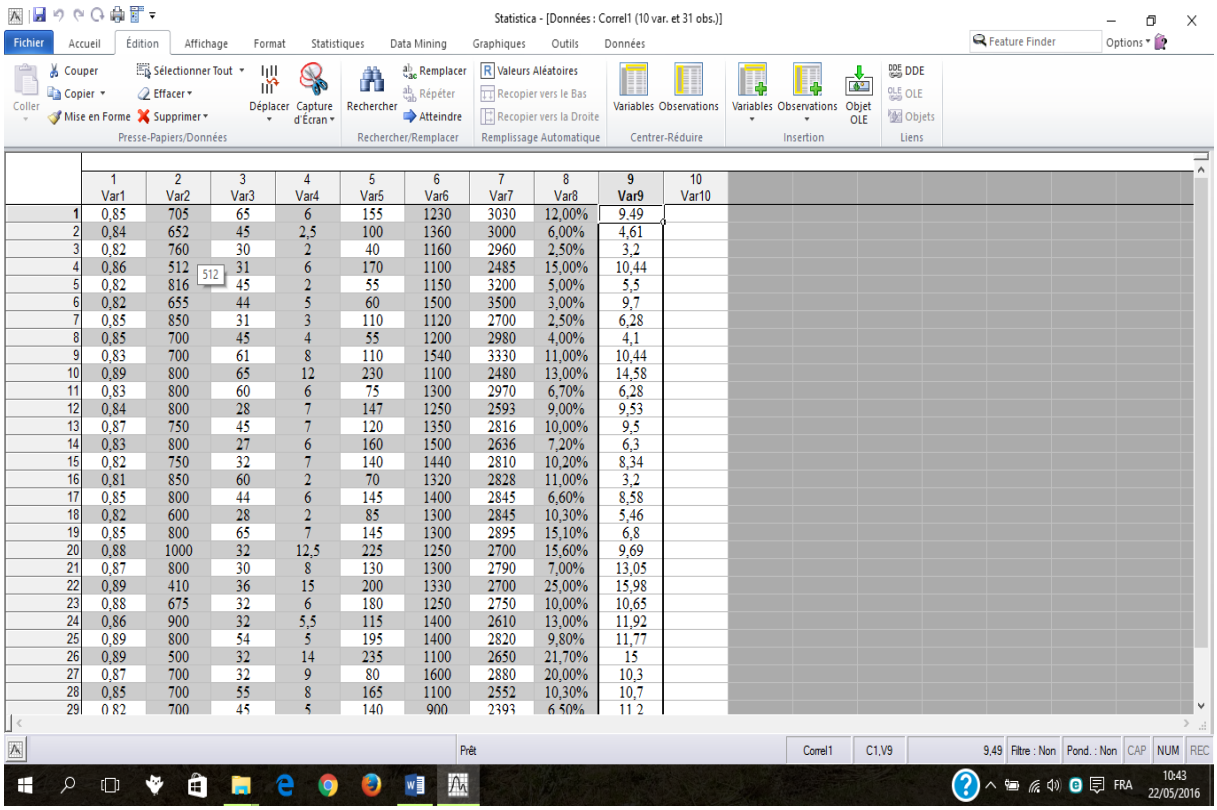
Tableau 1 : Temps des problèmes rencontrés lors de l'UBD à Hassi Messaoud 1

Puits	Coincement (hr)	ROP (m/hr)	UBD (Days)	Perte total (hr)
MDZ622	14,50	9,49	39	0
OMKZ601	5,00	4,61	18	0
OMOZ22	0,00	3,20	21	0
OMOZ44	18,50	10,44	18	0
OMPZ36	1,75	5,50	19	0
OMPZ462	0,00	9,70	24	0
OMPZ541	6,50	6,28	15,5	0
OMPZ553	0,00	4,10	20	0
OMNZ242	9,00	10,44	16,51	0
OMKZ103	28,25	14,58	12,73	0
MDZ548	4,50	6,28	27,86	0
OMOZ543	18,50	9,53	20,9	0
ONMZ201	17,75	9,50	12	0
ONMZ103	18,25	6,30	26	0
MDZ565	12,50	8,34	12,58	0
OMOZ411	0,50	3,20	7	0
OMOZ522	13,50	8,58	13,21	0
OMOZ833	3,75	5,46	18,27	0
ONMZ263	18,50	6,80	15	0
MDZ562	27,00	9,69	18,92	0

MDZ564	21,25	13,05	11,48	3
OMNZ703	33,75	15,98	9,44	0
OMOZ222	21,00	10,65	12,43	0
OMOZ523	10,50	11,92	15,75	9,75
MDZ550	21,00	11,77	22,9	0
MDZ563	29,50	15,00	9,25	1,5
MDZ581	22,50	10,30	12,04	0
OMNZ833	16,00	10,70	18,27	3,25
OMOZ131	13,75	11,20	12,75	0
OMOZ441	15,75	8,99	22,1	0
OMPZ451	9,50	10,30	12,04	6

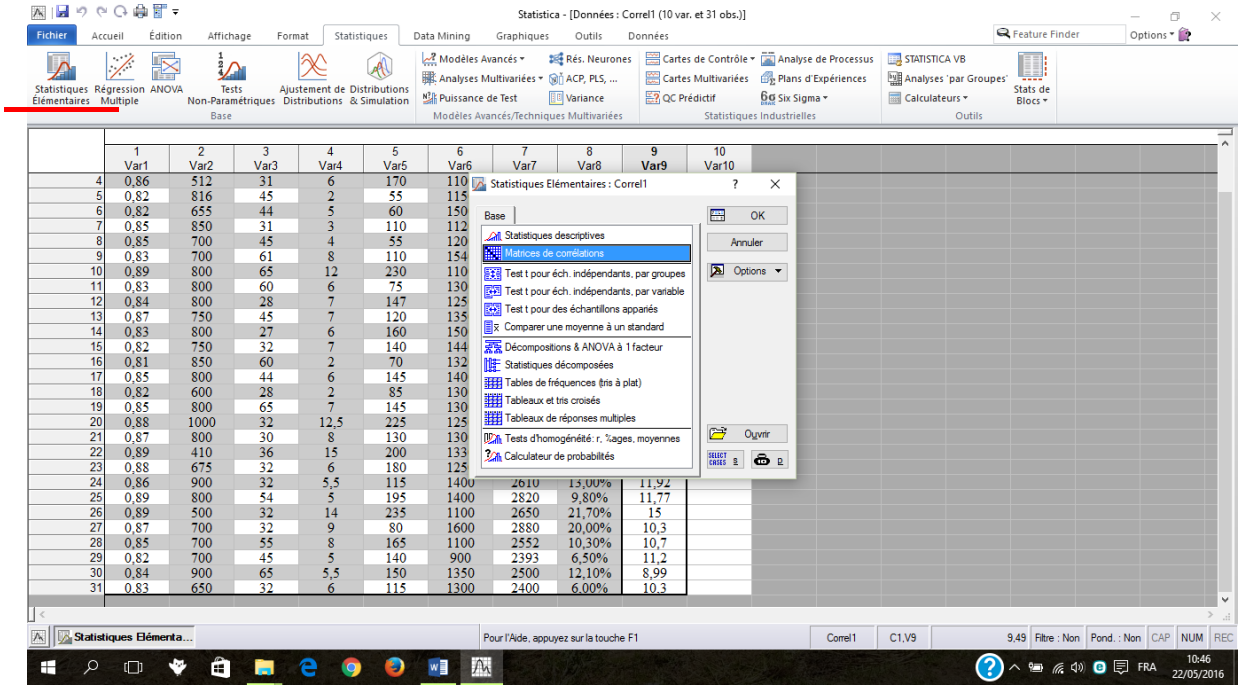
Tableau 2 : Temps des problèmes rencontrés lors de l'UBD à Hassi Messaoud 2

Puits	Venue (hr)	fishing et side track (hr)	Poor hole condition (hr)	Mud condition (hr)	Problème d'Equipment (hr)
MDZ622	0	36,25	6,75	2,5	126,75
OMKZ601	0	0	6,5	1,75	72
OMOZ22	1,5	0	3	1	37,5
OMOZ44	0	0	2	1,75	43,25
OMPZ36	1,5	0	1,5	26,5	220,5
OMPZ462	0	0	4	0	73
OMPZ541	0	0	1,5	0	45,25
OMPZ553	0	0	0	0	6,75
OMNZ242	0	20,75	9,25	0	0
OMKZ103	0	0	4,25	1,5	3
MDZ548	9	33,25	17,75	11,25	89,5
OMOZ543	0	8,75	0,75	0	13,5
ONMZ201	0	57,25	0	0	5,5
ONMZ103	0	37,5	2,25	1	11,5
MDZ565	0	0	0	0	9,25
OMOZ411	0	5,5	12,5	0	5,25
OMOZ522	0	0	3	2	5,5
OMOZ833	0	0	2,25	0	12,5
ONMZ263	0	0	0,5	1,75	14,25
MDZ562	0	0	2,75	0	34,75
MDZ564	0	3,5	2,25	1,5	32,75
OMNZ703	0	0	5,25	2	4,25
OMOZ222	0	63	9,5	3	62
OMOZ523	0	0	4,25	9,25	45
MDZ550	0	19,25	8,75	1,5	19,75
MDZ563	0	0	1,25	0	11,5
MDZ581	0	0	2,25	5,25	30,5
OMNZ833	0	11,75	13	9,25	93,5
OMOZ131	0	0	0	0	5,25
OMOZ441	0	0	5,25	0	19
OMPZ451	0	9,75	3	0	60



	1 Var1	2 Var2	3 Var3	4 Var4	5 Var5	6 Var6	7 Var7	8 Var8	9 Var9	10 Var10
1	0,85	705	65	6	155	1230	3030	12,00%	9,49	
2	0,84	652	45	2,5	100	1360	3000	6,00%	4,61	
3	0,82	760	30	2	40	1160	2960	2,50%	3,2	
4	0,86	512	31	6	170	1100	2485	15,00%	10,44	
5	0,82	816	45	2	55	1150	3200	5,00%	5,5	
6	0,82	655	44	5	60	1500	3500	3,00%	9,7	
7	0,85	850	31	3	110	1120	2700	2,50%	6,28	
8	0,85	700	45	4	55	1200	2980	4,00%	4,1	
9	0,83	700	61	8	110	1540	3330	11,00%	10,44	
10	0,89	800	65	12	230	1100	2480	13,00%	14,58	
11	0,83	800	60	6	75	1300	2970	6,70%	6,28	
12	0,84	800	28	7	147	1250	2593	9,00%	9,53	
13	0,87	750	45	7	120	1350	2816	10,00%	9,5	
14	0,83	800	27	6	160	1500	2636	7,20%	6,3	
15	0,82	750	32	7	140	1440	2810	10,20%	8,34	
16	0,81	850	60	2	70	1320	2828	11,00%	3,2	
17	0,85	800	44	6	145	1400	2845	6,60%	8,58	
18	0,82	600	28	2	85	1300	2845	10,30%	5,46	
19	0,85	800	65	7	145	1300	2895	15,10%	6,8	
20	0,88	1000	32	12,5	225	1250	2700	15,60%	9,69	
21	0,87	800	30	8	130	1300	2790	7,00%	13,05	
22	0,89	410	36	15	200	1330	2700	25,00%	15,98	
23	0,88	675	32	6	180	1250	2750	10,00%	10,65	
24	0,86	900	32	5,5	115	1400	2610	13,00%	11,92	
25	0,89	800	54	5	195	1400	2820	9,80%	11,77	
26	0,89	500	32	14	235	1100	2650	21,70%	15	
27	0,87	700	32	9	80	1600	2880	20,00%	10,3	
28	0,85	700	55	8	165	1100	2552	10,30%	10,7	
29	0,82	700	45	5	140	900	2393	6,50%	11,2	

Figure 2 : Fenêtre des entrées de STATISTICA



	1 Var1	2 Var2	3 Var3	4 Var4	5 Var5	6 Var6	7 Var7	8 Var8	9 Var9	10 Var10
4	0,86	512	31	6	170	110				
5	0,82	816	45	2	55	115				
6	0,82	655	44	5	60	150				
7	0,85	850	31	3	110	112				
8	0,85	700	45	4	55	120				
9	0,83	700	61	8	110	154				
10	0,89	800	65	12	230	110				
11	0,83	800	60	6	75	130				
12	0,84	800	28	7	147	125				
13	0,87	750	45	7	120	135				
14	0,83	800	27	6	160	150				
15	0,82	750	32	7	140	144				
16	0,81	850	60	2	70	132				
17	0,85	800	44	6	145	140				
18	0,82	600	28	2	85	130				
19	0,85	800	65	7	145	130				
20	0,88	1000	32	12,5	225	125				
21	0,87	800	30	8	130	130				
22	0,89	410	36	15	200	133				
23	0,88	675	32	6	180	125				
24	0,86	900	32	5,5	115	1400	2610	13,00%	11,92	
25	0,89	800	54	5	195	1400	2820	9,80%	11,77	
26	0,89	500	32	14	235	1100	2650	21,70%	15	
27	0,87	700	32	9	80	1600	2880	20,00%	10,3	
28	0,85	700	55	8	165	1100	2552	10,30%	10,7	
29	0,82	700	45	5	140	900	2393	6,50%	11,2	
30	0,84	900	65	5,5	150	1350	2500	12,10%	8,99	
31	0,83	650	32	6	115	1300	2400	6,00%	10,3	

Figure 3 : Sélection Matrice de Corrélation dans Statistiques Elémentaires

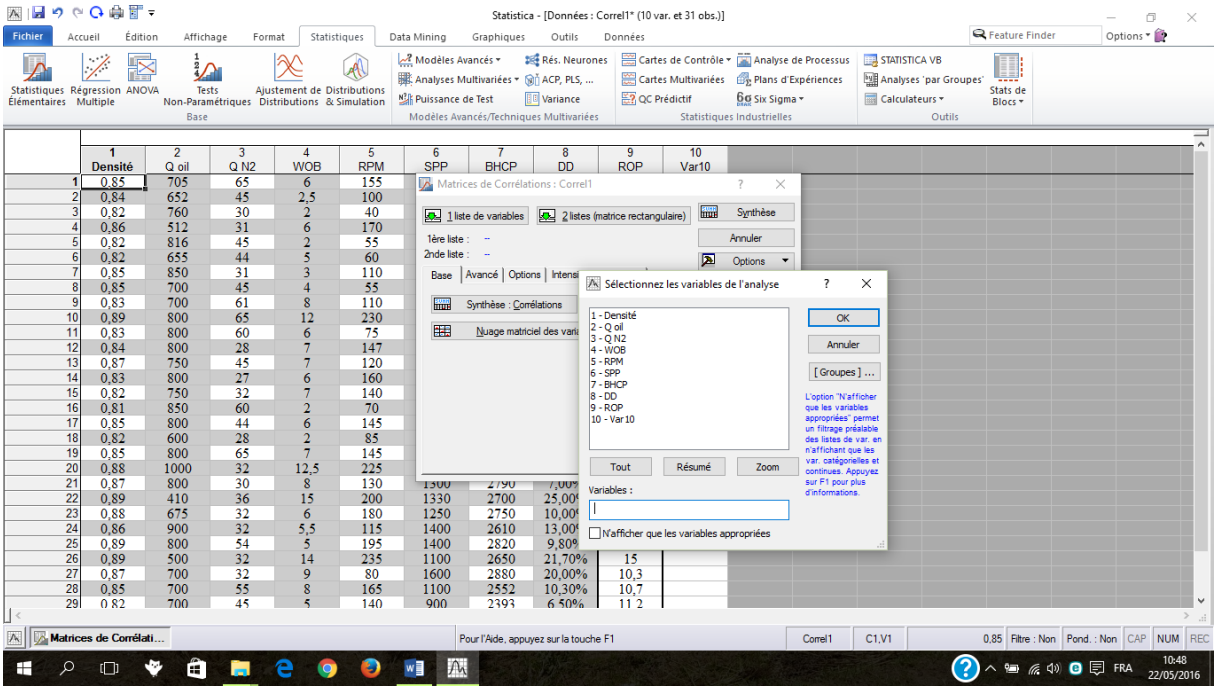


Figure 4 : Sélection des variables pour matrice de corrélation

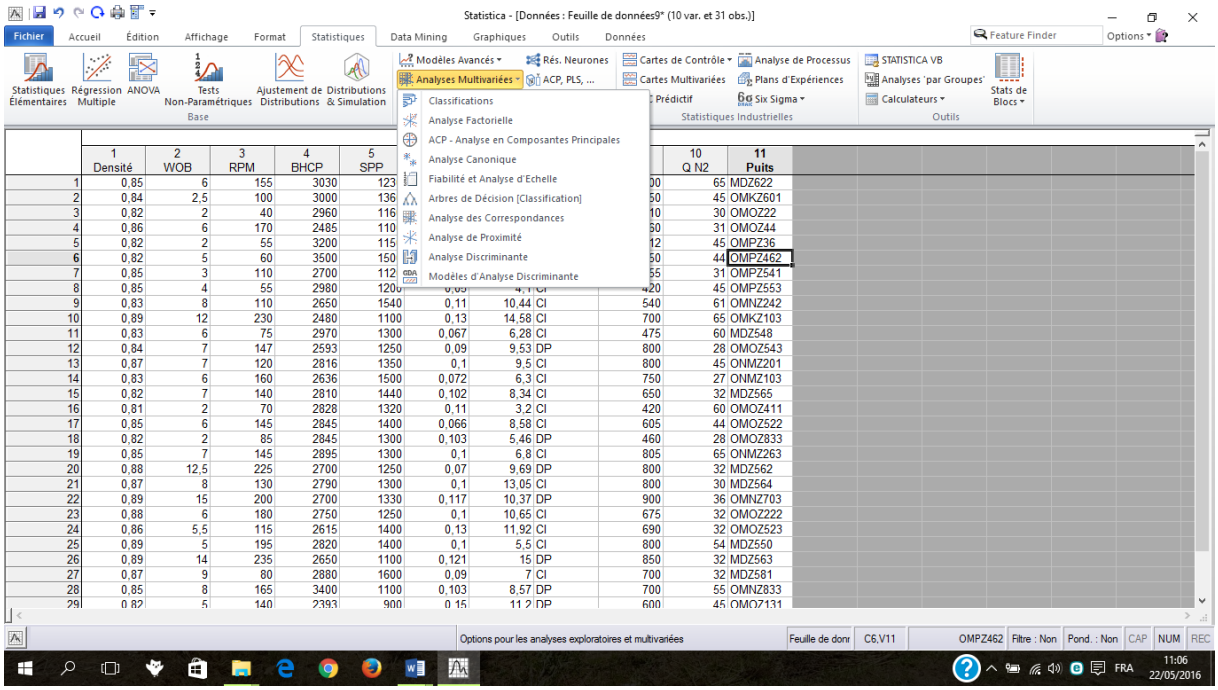


Figure 5 : Sélection de ACP (Analyse en Composantes Principales)

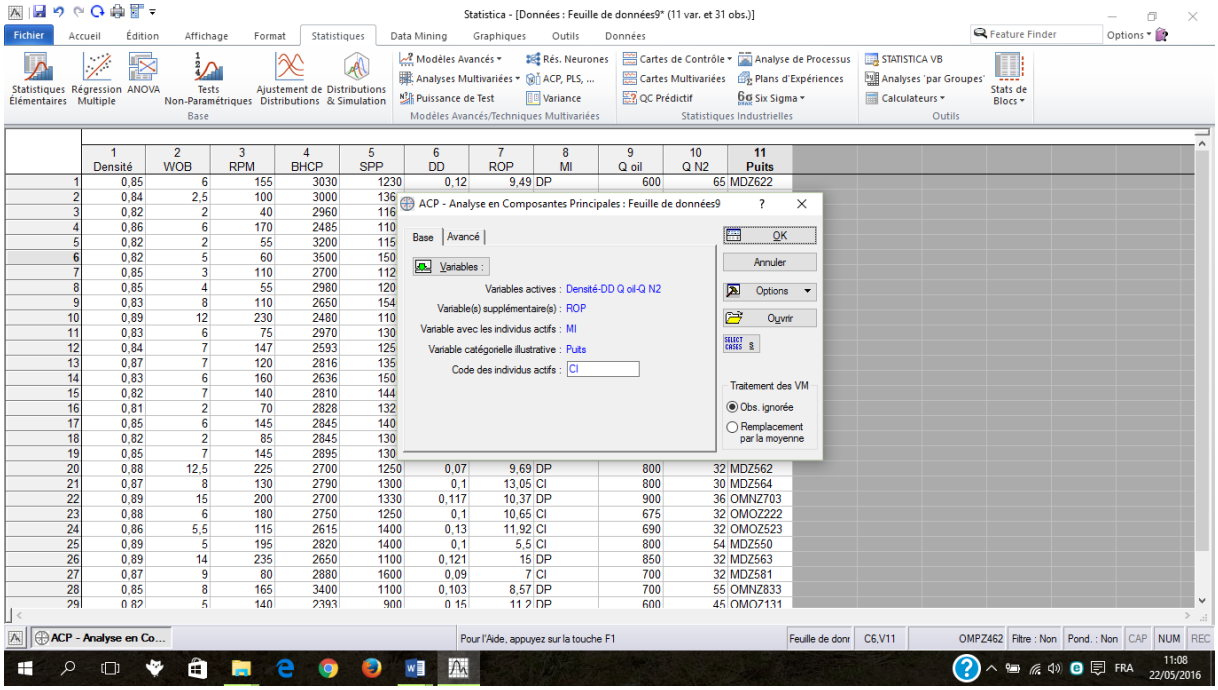


Figure 6 : Sélection des variables pour l'ACP

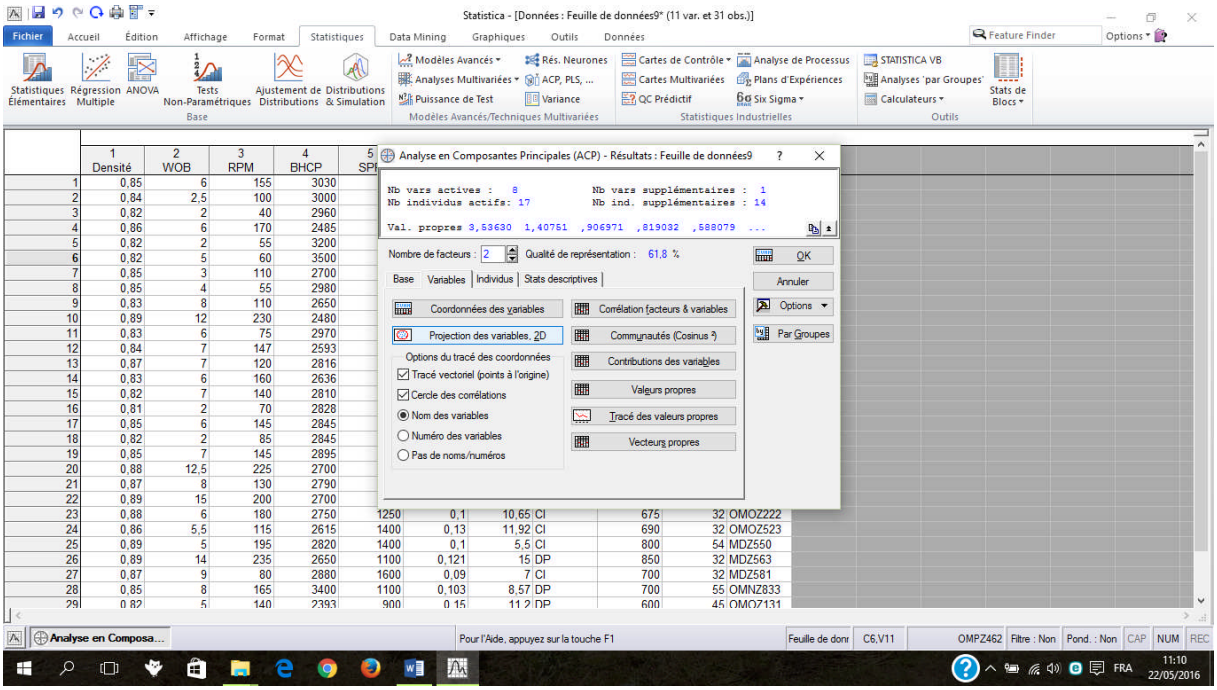


Figure 7 : Projection de L'ACP en Cercle de corrélation

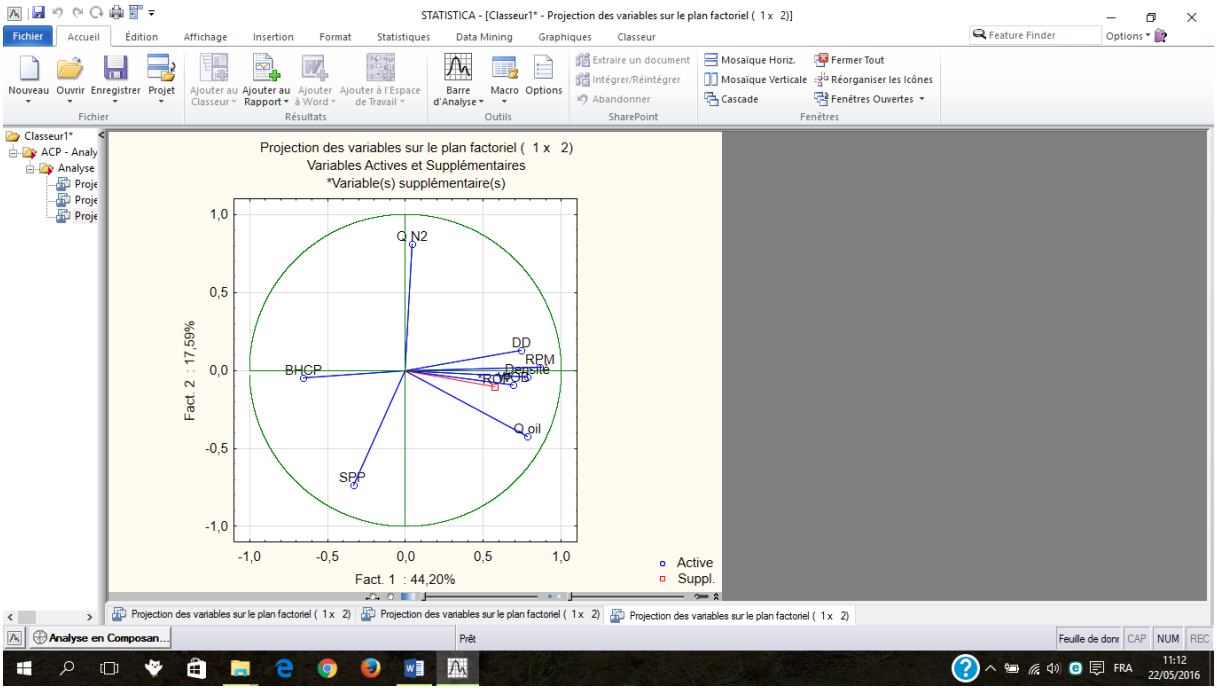
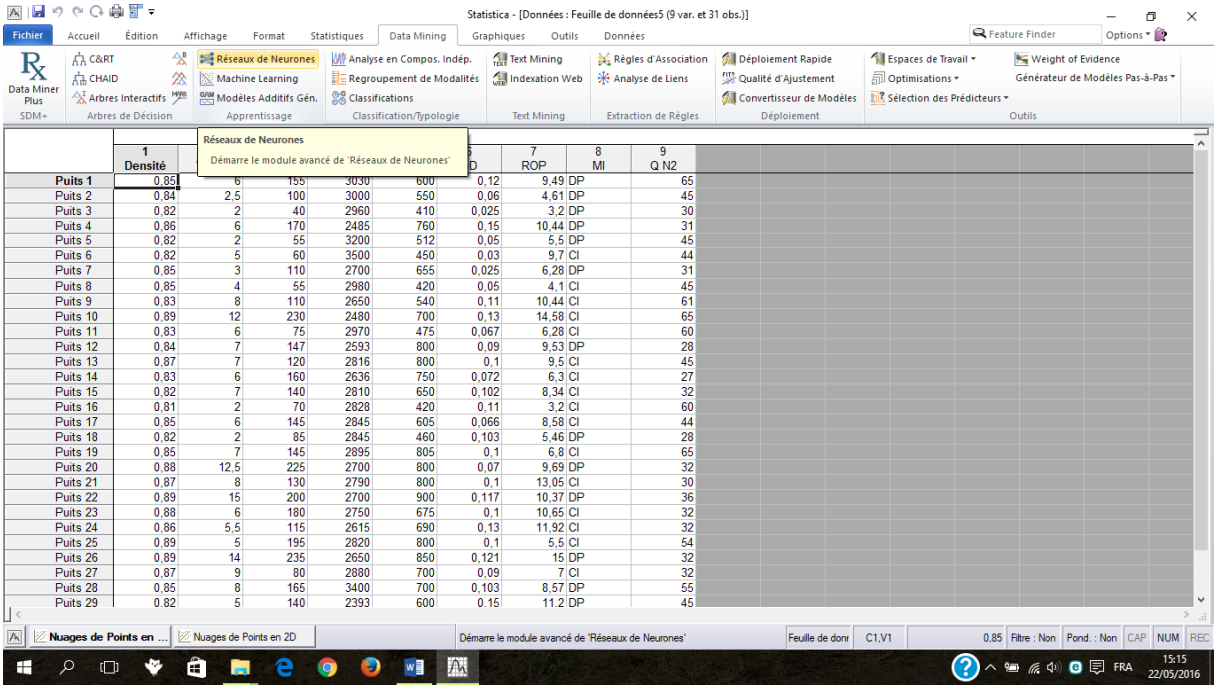


Figure 8 : Résultats de l'ACP



	1 Densité					7 ROP	8 MI	9 Q N2
Puits 1	0,85	6	155	3030	600	0,12	9,49 DP	65
Puits 2	0,84	2,5	100	3000	550	0,06	4,61 DP	45
Puits 3	0,82	2	40	2960	410	0,025	3,2 DP	30
Puits 4	0,86	6	170	2485	760	0,15	10,44 DP	31
Puits 5	0,82	2	55	3200	512	0,05	5,5 DP	45
Puits 6	0,82	5	60	3500	450	0,03	9,7 CI	44
Puits 7	0,85	3	110	2700	655	0,025	6,28 DP	31
Puits 8	0,85	4	55	2980	420	0,05	4,1 CI	45
Puits 9	0,83	8	110	2650	540	0,11	10,44 CI	61
Puits 10	0,89	12	230	2480	700	0,13	14,58 CI	65
Puits 11	0,83	6	75	2970	475	0,067	6,28 CI	60
Puits 12	0,84	7	147	2593	800	0,09	9,53 DP	28
Puits 13	0,87	7	120	2816	800	0,1	9,5 CI	45
Puits 14	0,83	6	160	2636	750	0,072	6,3 CI	27
Puits 15	0,82	7	140	2810	650	0,102	8,34 CI	32
Puits 16	0,81	2	70	2828	420	0,11	3,2 CI	60
Puits 17	0,85	6	145	2845	605	0,066	8,58 CI	44
Puits 18	0,82	2	85	2845	460	0,103	5,46 DP	28
Puits 19	0,85	7	145	2895	805	0,1	6,8 CI	65
Puits 20	0,88	12,5	225	2700	800	0,07	9,69 DP	32
Puits 21	0,87	8	130	2790	800	0,1	13,05 CI	30
Puits 22	0,89	15	200	2700	900	0,117	10,37 DP	36
Puits 23	0,88	6	180	2750	675	0,1	10,65 CI	32
Puits 24	0,86	5,5	115	2615	690	0,13	11,92 CI	32
Puits 25	0,89	5	195	2820	800	0,1	5,5 CI	54
Puits 26	0,89	14	235	2650	850	0,121	15 DP	32
Puits 27	0,87	9	80	2880	700	0,09	7 CI	32
Puits 28	0,85	8	165	3400	700	0,103	8,57 DP	55
Puits 29	0,82	5	140	2393	600	0,15	11,2 DP	45

Figure 9 : Sélection de réseau de neurones dans l'onglet Data Minig

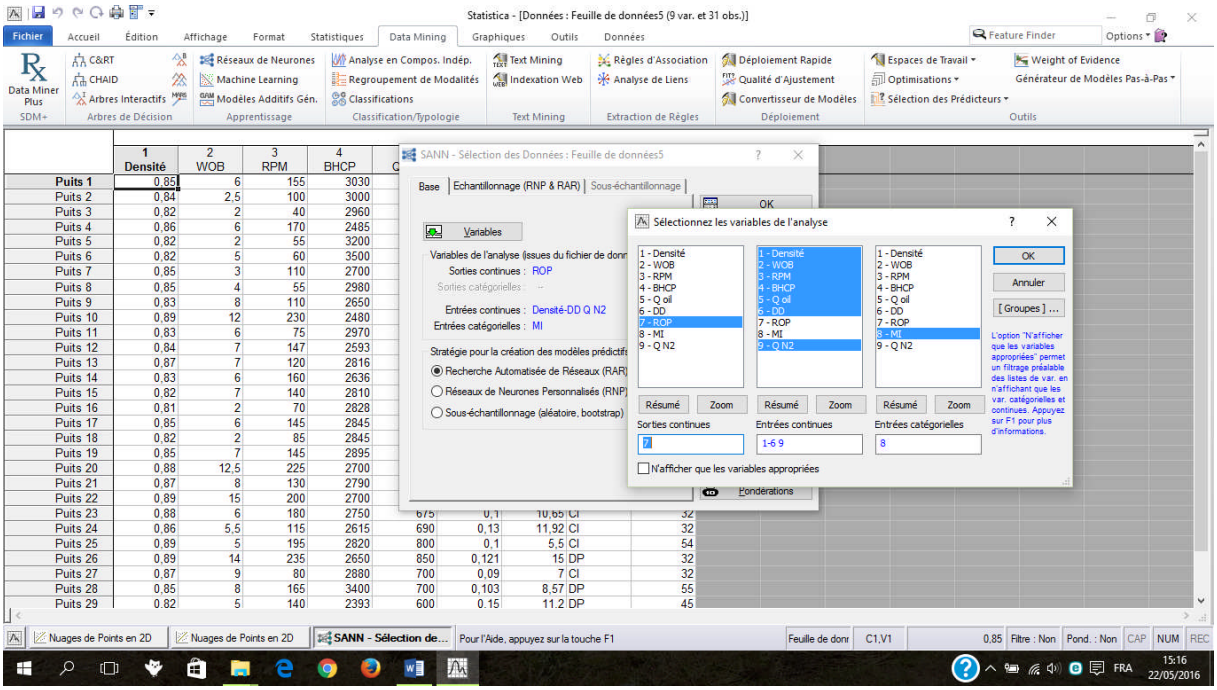


Figure 10 : Sélection des variables pour ANN

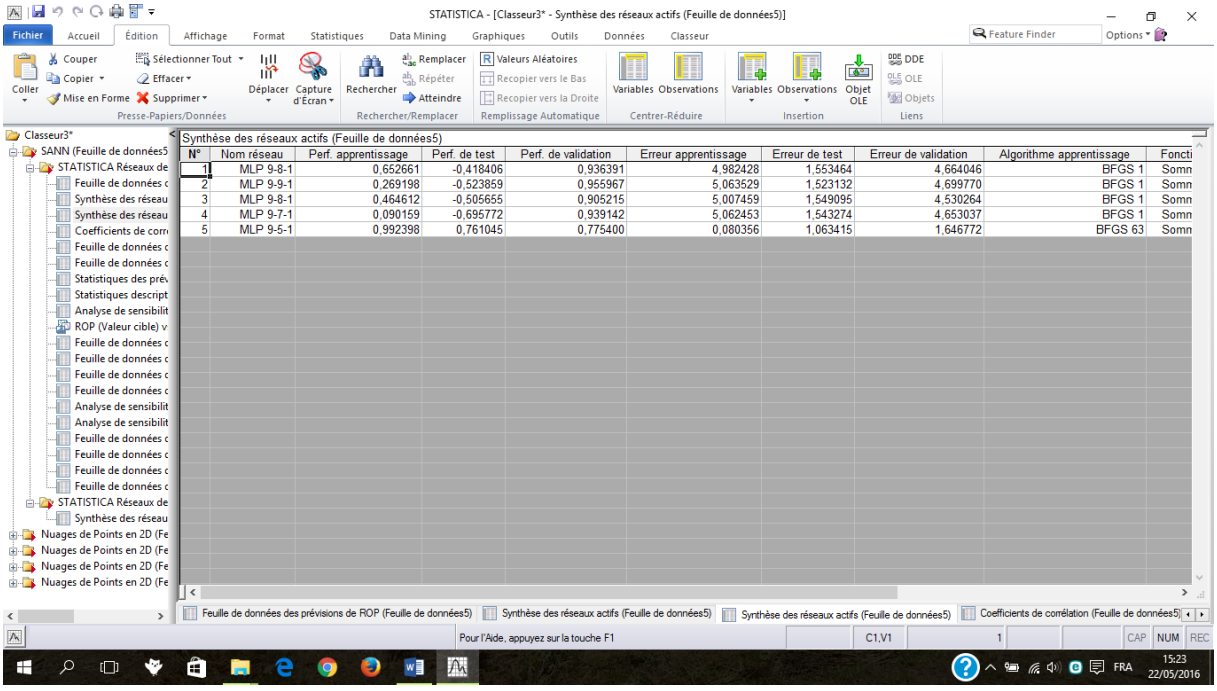


Figure 11 : Obtention des résultats de l'ANN

Feuille de données des prévisions de ROP (Feuille de données5)
Echantillons : Apprentissage

Nom / n° d'observation	ROP Valeur cible	ROP - Sortie 5. MLP 9-5-1
Puits 2	4,61000	5,85167
Puits 3	3,20000	2,91885
Puits 4	10,44000	10,81095
Puits 5	5,50000	4,98781
Puits 6	9,70000	9,66125
Puits 7	6,28000	5,47927
Puits 8	4,10000	4,46096
Puits 9	10,44000	10,84488
Puits 10	14,58000	14,66912
Puits 11	6,28000	6,19783
Puits 14	6,30000	6,55996
Puits 15	8,34000	8,37337
Puits 16	3,20000	2,94396
Puits 17	8,58000	7,96417
Puits 19	6,80000	6,87516
Puits 22	10,37000	10,21526
Puits 24	11,92000	11,91287
Puits 26	15,00000	15,29018
Puits 27	7,00000	7,10327
Puits 28	8,57000	8,42530
Puits 29	11,20000	11,09518
Puits 30	8,99000	9,22251
Puits 31	10,30000	10,29442

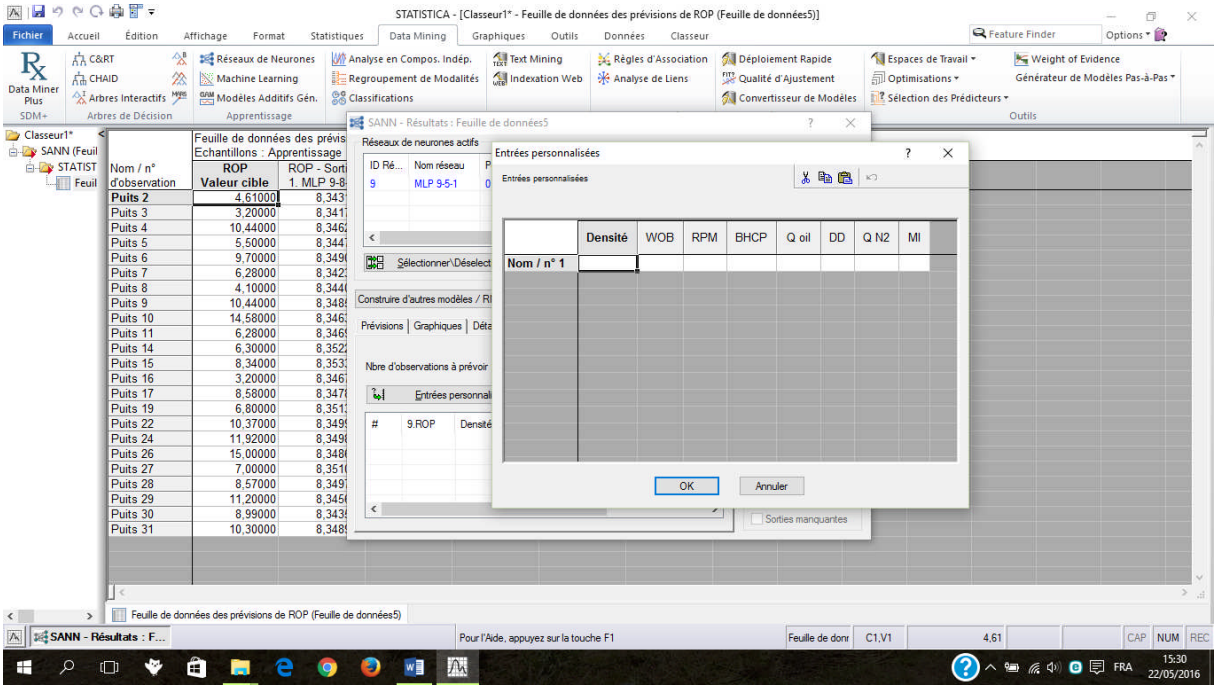


Figure 12 : Tableau des résultats simulés et des prévisions personnalisées

Schéma d'installation des équipements de l'UBD

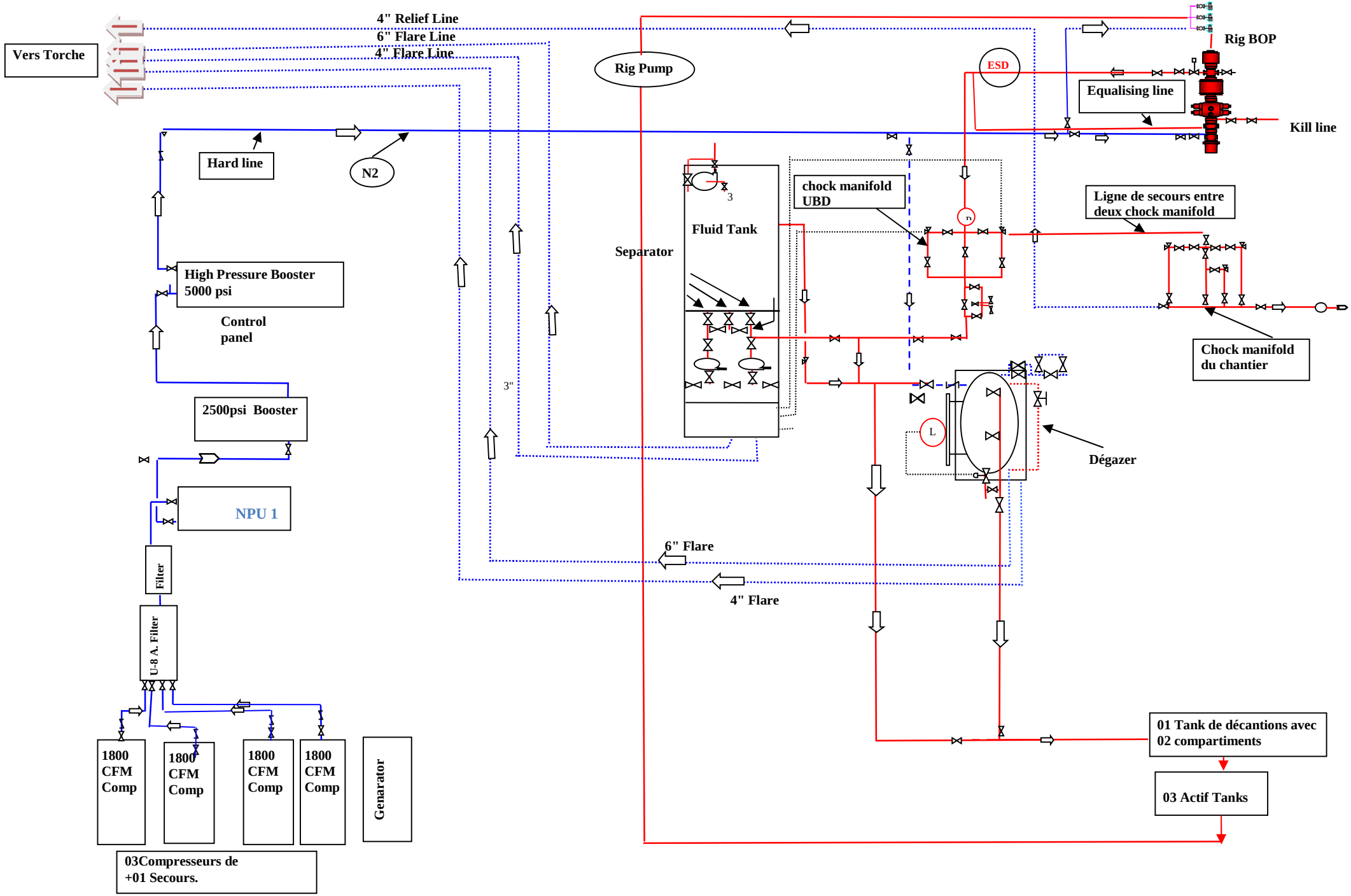


Tableau 1: Flow-tests sur ONIZ#40.

Date	Time (Durée)	Bit position (m)	crude flow	N2 flow	draw dow	SPP	choke	gain [m3]	estimated flow	gas production	GOR 3/ m3]
21/03/2016	7:45 to 19:00	3 513.0	650 l/m	46m3/min	15%	1120Psi	ajustable	/	/	/	/
22-23/03/2016	19:00 to 3:00	3 512.0	nope	nope		/	ajustable	3.68	Q=0,49m3/h	/	/
27/03/2016	15:30 to 0:00	3 512,0	nope	nope	15% Max	/	ajustable	67.7	Q=8.47m3/h	16 m3/min	167.87
03/04/2016	22:00 to 0:00	3 511,0	nope	nope	15%	/	ajustable	à 23h:50.7	Qav=7.14 m3/hr	/	/
04/04/2016	0:00 to 9:00	3 511,0	nope	nope	15%	/	ajustable		Qav= 5,07 m3/hr	/	/
07/04/2016	22:00 to 0:00	3 511,0	nope	nope	7%	/	3/8" FIXED	12.69	Qav= 6,35 m3/hr	/	/
08/04/2016	0:00 to 2:00	3 511,0	nope	nope	7%	/	3/8" FIXED	24.5	Qav= 6,12 m3/hr	/	/
08/04/2016	2:30 to 6:30	3 511,0	nope	nope	15%	/	1/2" FIXED	41.72	Qav= 10.43 m3/hr	/	/

Tableau 2 : Build up-tests sur ONIZ#40.

Date	Time (Durée)	Bit position (m)	TVD [ft]	WHP (Psi)	BHP (Psi)	MicAnP (Psi)	choke	Reservoir pressure [Psi]	Pr [Bar]	Pressure rate [Psi/hr]
23/03/2016	3:00 to 19:00	3 512.0	11259.84	354	4171	1831	Close	4411.89	304.27	32
08/04/2016	06:30 to 16:30	3 511.0	11269.69	954	3715	/	Close	5015.44	345.89	/

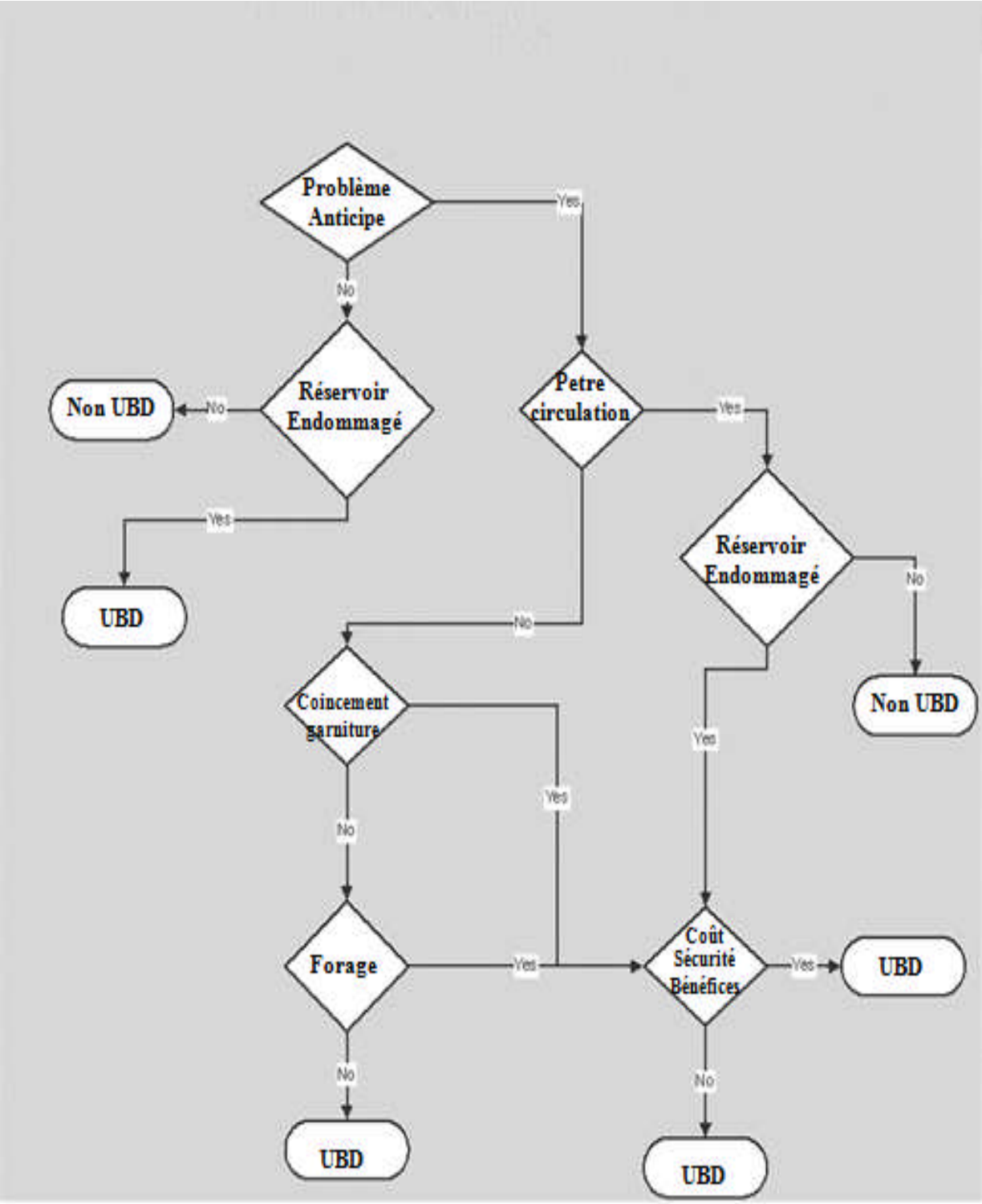


Schéma 1: Arbre de décision pour le choix de l'UBD