



**UNIVERSITE ABDERAHMANE MIRA - BEJAIA
FACULTE DE TECHNOLOGIE**

DEPARTEMENT DES MINES ET GEOLOGIE

En vue de l'obtention du Diplôme de Master en Mines et

Géologie

Option : Exploitation Minières

Mémoire de Master

Présenté par

MAMMAR Lila

KHITER Habiba

Thème

*Optimisation de la production pétrolière par la
technique UBD au champ de Hassi Messaoud
« Cas du puits MDZ664 »*

Soutenu le 16/06/2015 devant le jury composé de:

Présidente:	Mme.	Z.Souici	UAMB
Encadreur:	Mme.	K. Kicher	UAMB
Examineur:	Mr.	A. Akdim	UAMB

Année Universitaire: 2014-2015



Remerciement

Nous tenons, tous d'abord à remercier en premier lieu et avant tous le grâce au
BON DIEU *le tous puissant, qui nous donne la force, la patience de mener a bien*
ce modeste travail

Nous présentant nos sincères remerciements à notre adorable promotrice **Mme**
KIKICHER *et notre merveilleux Co-promoteur monsieur* **BENHMED LOCIF** *qui*
nous ont aidés le long de notre travail.

Tous les membres de jurys, à **Mme SOUCI** *pour sa présidence* **Mr AKDIM** *pour*
avoir accepté d'examiner notre travail.

Les directeur de la division de forage 'ENTP' Mr **GHELLEB, ATAILIA**
Pour leur disponibilités, leur conseils et pour nous avoir constamment encouragés
Au personnel et l'équipe **WEATHERFORD**

Tous les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin a réalisé se travail

Toute la promotion **MASTER II** *Exploitation Minière 2014/2015*

Tous ceux qui ont l'aimable volonté de feuilleter ce mémoire



DÉDICACE

A ma chère mère Aldjia à mon cher père Mohamed merci pour votre soutien et votre patience.

Et mes frères Slimane, Karim,

Et ces femmes Samia, Fadhila

A ma sœur Naima

A mon adorable neveu Abd Elmalek

A tous les membres de la famille Mammar et la famille Beldjilali

A mes sœurs et copines de parcours Radia, thouraya

Mon équipe de choc : Nesrine, Linda, Malika hayet, Louiza

A vous Kamel.

A vous messieurs Locif, Akdim,

Tous mes amis et tous ceux que j'ai connu durant mes années de faculté.

A mon binôme Khiter habiba.

Je vous dédie ce travail.

Lila « Je ne vous oublierai jamais »



DÉDICACE

*A mon cher père **Dine** à ma chère mère **Khaira** merci pour votre soutien et votre
patience.*

*Et mes frères **Mohamed, Amine, Ahmed***

*A mes sœurs **Fatima, Khadidja, Samira, Fatiha, Touta, Houria***

*A mes adorables nièces et neveux **Souad, Rofaida, Maroua, Islam, Samir***

*A tous les membres de la famille **Khiter** et la famille **Benzitouni***

*A mes sœurs et copines de parcours **Fatima, Malika***

*Mon équipe de choc : **Ikram, Yasmine, Sihem, Ines, Amira***

*A vous **Habib, Farid, Fouad, Amer, Oussama***

*Mon équipe HSE d'école **TUSNA***

*A vous messieurs **Akdim, Hakim***

Tous mes amis et tous ceux que j'ai connu durant mes années de faculté.

*A mon binôme **Mammar Lila.***

Je vous dédie ce travail.

Habiba « Je ne vous oublierai jamais »



Introduction

Chapitre I Généralités sur le forage pétrolier

Introduction	03
1. Définition et principe de forage	03
1.1. Le forage par battage	03
1.1.1. Principe de fonctionnement	03
1.2. Le forage rotary	04
1.2.1. Description d'un forage rotary	05
2. Classification des puits de forage	07
3. Ingénierie et méthode de forage	08
3.1. Description des puits horizontaux	08
3.2. Application des puits horizontaux	09
3.3. Productivité des puits horizontaux	09
3.4. Détermination du profil du puits horizontal	10
3.4.1. Profil théorique d'un puits horizontal.....	11
3.4.2. Le plan horizontal.....	12
4. Programme de forage	13
4.1. Système de forage.....	13
4.2. Phase de tubage	15
4.3. Phase de cimentation	16
4.3.1. Buts de l'opération de cimentation.....	16
4.3.2. Matériel de cimentation	16
5. Fluide de forage	17
5.1. Type de boue	18
5.2. Rôle de boue de forage	18
Conclusion	19

Chapitre II Géologie de Hassi Messoud

Introduction	20
1. Cadre géologique de HMD	20
1.1. Situation géographique de HMD	20
1.2. Géologie régionale de HMD.....	21
1.3. Description lithologique de la région	21
1.4. Aperçus sur la formation des gisements d'hydrocarbures	24
2. Description du champ d'étude (puits MDZ664)	25
2.1. Localisation du puits MDZ 664.....	25
2.2. Géologie locale du puits MDZ 664	26
2.3. Représentation du gisement de Hassi Messoud.....	27
2.4. Caractéristique du réservoir producteur de HMD	28
3. Présentation de l'entreprise d'accueil (ENTP)	29
3.1. Organigramme d'ENTP.....	29

Chapitre III Forage en UBD er ses équipements

Introduction	31
1. Procédure de HSE pour le forage en UBD	31
2. Notion sur Underbalance Drilling	31
2.1. Principe de forage en UBD.....	32
2.2. Critères de choix d'UBD	33
3. Equipements spécifique pour le forage en UBD	34
3.1. Equipements de surface	34
3.1.1. Equipements utilisés dans la production du gaz injecté	34
3.1.2. Equipement utilisés dans le circuit d'injection du gaz	37
3.2. Equipement de fond.....	42
4. Système de fluide de forage	43
4.1. Système utilisant la mousse (foam drilling)	44
4.2. Système utilisant la brume (mist drilling)	44
4.3. P Système utilisant l'air (Air drilling)	45

4.4. Système utilisant l'azote N ₂	46
5. Les différentes techniques d'injection de gaz en UBD	46
5.1. Technique d'injection d'azote à travers des tiges de forages (drill pipe).....	46
5.2. Technique d'injection d'azote par l'annulaire (casing injection)	47
5.2.1. Technique d'injection à tubage concentrique	48
5.2.2. Technique a garniture parasite (dual drill pipe).....	48
5.2.3. Technique d'injection à travers des tiges concentriques	49
Conclusion	50

Chapitre IV Forage en UBD er ses équipements

Introduction	51
1. Sélection du puits MDZ 664 candidats pour le forage en underbalance	51
2. But de l'opération UBD dans le puits MDZ 664	52
3. Programme de forage du puits MDZ 664.....	53
3.1. Etablissement du programme de forage	54
3.2. Calcul des diamètres de trous et tubage.....	55
3.3. Régime de forage et programme d'outil	57
3.4. Programme de boue de puits MDZ 664.....	58
3.4.1. Boue à base d'eau (WBM)	59
3.4.2. Boue à base d'huile (OBM).....	59
3.4.3. Brut	59
4. Caractérisation et calcul de volume de la boue de forage utilisé pour chaque phase de forage	60
5. Programme de cimentation du puits MDZ 664	66
Conclusion.....	67

Chapitre V Optimisation de la production

Introduction	68
---------------------------	-----------

Partie I : Vérification des pressions et densité pour UBD

1. Application d'UBD dans le réservoir	68
1.1. Détermination des paramètres de forage en UBD	68
1.2. Densité de fluide pour les conditions d'UBD.....	70
2. Protocole de production et d'injection d'azote au niveau du puits MDZ 664	71

Partie II : Optimisation de la production pour le cas de puits MDZ 664

1. La réalisation du Flow test pendant la période de forage	72
2. Procédure de flow test	72
2.1. Procédure et mode opératoire	72
2.2. Le premier test : 04/02/2015	72
2.2.1. Paramètres sous surveillances.....	73
2.2.2. Les résultats obtenus du premier test.....	73
2.2.3. Discussion et interprétation des résultats obtenus	75
2.2.4. Suivi de la production au niveau des bacs de décantation.....	76
2.2.5. Commentaire interprétation	79
2.3. Le deuxième test du 26/02/2015	80
2.3.1. Discussion et interprétation	83
2.3.2. Interprétation des résultats.....	86
Conclusion	87

CHAPITRE VI Etude comparative ente UBD et OBD

Introduction	88
1. Comparaison technique entre les UBD et OBD	89
1.1. Cas particulier (Avancement réel MDZ 664 du drain 6'' UBD)	89
2. Cas général	92
3. Les avantages et les inconvénients	92
Conclusion	93

Conclusion et recommandation

Bibliographie

Annexe

Liste Des Figures

Figure .I.1: Processus de forage pétrolier.....	07
Figure .I.2: Les différents profils d'un puits horizontal	11
Figure .I.3: Profil vertical de la trajectoire d'un puits dévié	12
Figure .I.4: Profil horizontal de la trajectoire de la trajectoire d'un puits dévié	12
Figure .I.5: Exemple d'architecture d'un puits	14
Figure .I.6: Tête de cimentation	16
Figure .I.7: Cycle de fluide sur le lieu de forage.....	18
Figure .II.1: Situation géographique du champ de Hassi Messoud	21
Figure .II.2: Plan de position du puits MDZ664	26
Figure .II.3 : Colonne stratigraphique de champ HMD	27
Figure .II.4: Organigramme détaillée d'ENTP	30
Figure .III.1: Exemple de sélection de la pression du fond	32
Figure .III.2: Compresseur d'air	34
Figure .III.3: Refroidisseur d'air (coolor).....	35
Figure .III.4: Unité de production de Nitrogène	36
Figure .III.5: Amplificateur de pression (Booster)	36
Figure .III.6: Pompe triplex	36
Figure .III.7: La tête rotative de BOP	38
Figure .III.8: Emergency Shut Down	39
Figure .III.9: Choke manifolde de l'Underbalance.....	39
Figure .III.10: Bac de décantation	40
Figure .III.11: Séparateur vertical	41
Figure .III.12: Conduite de sortie (flow line)	41

Liste Des Figures

Figure .III.13 : Vannes anti retour	42
Figure .III.14: Injection par la tige	47
Figure .III.15: Injection par l'annulaire	48
Figure .III.16: Injection par une garniture parasite	49
Figure .III.17: Injection par un concentrique	49
Figure .IV.1: Architecture de forage du puits MDZ664	53
Figure .IV.2: Détermination de sabot de chaque phase	54
Figure .IV.3: Représentant le jeu manchon-trou	55
Figure .IV.4: Représentant le jeu outil-tubage	55
Figure .IV.5: Courbe d'avancement des opérations de forage du puits MDZ664	67
Figure .V.1: Schéma technologique de production et injection d'azote.....	71
Figure .V.2: Variation de la BHP dans le test du (04/02/2015)	74
Figure .V.3: Production d'huile en fonction de temps pendant le test du (04/02/2015)	74
Figure .V.4: Variation de GOR pendant le test du (04/02/2015).....	75
Figure .V.5: Volume de brut dans l'installation pour (04/02/2015).....	76
Figure .V.6: Volume de brut dans le premier bac du (04/02/2015)	77
Figure .V.7: Volume de brut dans le deuxième bac de (04/02/2015)	78
Figure .V.8: Volume de brut dans le troisième bac de (04/02/2015)	78
Figure .V.9: Gain d'huile pendant le test de (04/02/2015).....	79
Figure .V.10: Gain et perte d'huile pendant le forage en UBD	80
Figure V.11: Variation de la pression à l'intérieure du puits du (26/02/2015)	81
Figure .V.12: Pourcentage total du gaz produit du (26/02/2015).....	82
Figure .V.13: L'évolution du TSV et mesure d'ECD du (26/02/2015)	83

Liste Des Figures

Figure .V.14: Evolution de la production d’huile pendant le test du (26/02/2015).....	84
Figure .V.15: Excès d’huile produit dans le bac 1 du (26/02/2015)	85
Figure .V.16: Excès d’huile produit dans le bac 2 du (26/02/2015).....	85
Figure .V.17: Excès d’huile produit dans le bac 3 du (26/02/2015).....	86
Figure .VI.1: Courbe d’avancement des opération de forage en UBD par puits MDZ 664	89
Figure .VI.2: Courbe d’avancement des opérations de forage en UBD par puits MDZ 563	90
Figure .VI.3: ROP en fonction de l’avancement journalier en profondeur (Cas d’UBD) .	91
Figure .VI.3: ROP en fonction de l’avancement journalier en profondeur (Cas d’OBD) .	91

Liste Des Figures

Liste Des Tableaux

Tableau .I.1: Les avantages et les inconvénients de battage	04
Tableau .I.2: Les avantages et les inconvénients de forage rotary	04
Tableau .I.3: Les équipements de BHA	05
Tableau .I.4: Les inconvénients de forage horizontal	10
Tableau .I.5: Exemple de programme de forage et de tubage	14
Tableau .I.6: Les différents types de bouchons de ciment	17
Tableau .II.1: Litho stratigraphie de HMD	22
Tableau .II.2: Coordonnées plate-forme	25
Tableau .II.3: Caractéristiques petro-physiques des drains du réservoir Ra	28
Tableau .III.1: Les réservoirs apte et non apte à UBD	33
Tableau .III.2: Caractéristiques du Refroidisseur (cooler)	35
Tableau .III.3: Caractéristiques de NPU.....	36
Tableau .III.4: Caractéristiques du booster.....	37
Tableau .III.5: Caractéristiques de la pompe triplex	37
Tableau .III.6: Classification des fluides de forage utilisés en UBD	46
Tableau .IV.1: Jeu entre trou et manchon et jeu entre l'outil et la paroi intérieur de tubage	55
Tableau .IV.2: Harmonisation des diamètres.....	56
Tableau .IV.3: Programme d'outil et régime de forage	58
Tableau .IV.4: Le volume de boue de la première phase 26"	61
Tableau .IV.5: Le volume de boue de la deuxième phase 16"	61
Tableau .IV.6: Le volume de boue de la troisième phase 12 ^{1/4} "	62
Tableau .IV.7: Le volume de boue de la troisième phase 8 ^{3/8} "	63
Tableau .IV.8: Le volume de boue de la troisième phase 6"	64
Tableau .IV.9: Programme de fluides de forage utilisés.....	65
Tableau .IV.10: Les volumes de ciment pour les quatre phases	66
Tableau .V.1: Les gain d'huile pendant le tesdu 04/02/2015.....	79

Liste Des Tableaux

Tableau .V.2: Tableau récapitulatif des résultats de la production par UBD.....	87
Tableau .VI.1: Avancement journaliers des puits forés en UBD.....	92
Tableau .VI.2: Les avantages et les inconvénients d'UBD.....	92

A.P.I: American Petroleum Institutu.

B.H.A: Bottom Hole Assembly.

B.H.P: Bottom Hole Pressure.

B.H.C.P: Bottom Hole Circulation Pressure.

B.O.P: Blow Out Prevention.

D.C: Drill Collar.

D.D: DrawDown.

D.S.T: Drill Steam Test.

D.P: Drill Pipe.

E.C.D: Equivalent circulating Density.

E.M.W.D: Eléctromagnétique Measure Will Drilling.

E.N.T.P: Entreprise National des Travaux aux Puits.

E.S.D: Emergency Shut Down.

G.O.R: Gaz Oil Ration.

H.M.D: Hassi Messoud.

H.S.E: Hygiene Security Environnementale.

H.W.D.P: Heavy Weight Drill Pipe.

K.O.P: Kick Off Point.

M.W.D: Measure Will Drilling.

N.P.U : Nitrogène Product Unit.

O.B.D: Over Balanced Drilling.

O.B.M: Oil Based Mud.

P.D.M: Positive Displacement Moteur.

P_f: Pression de fond.

P_h : Préssion hydrostatique.

P_g: Préssion de gisement.

R.B.O.P: Rotatif Blow Out Prevention.

R.C.H: Rotative Control Head.

R.O.P: Rate of Penetration.

R.P.M: Rotation Per Minute.

S.B.M: Synthetic Based Mud.

Sg: Specific gravity.

S.S.E: Sud Sud Est.

T.J: Tool Joint.

T.M.D: Total Measure Depth.

T.S.V: Total Surface Volume.

T.V.D: Total Vertical Depth.

U.B.D: UnderBalanced Drilling.

U.S.A: United State of American.

V.S: Vertical Surface.

W.B.M: Water Based Mud.

W.H.P: Well Head pressure.

W.O.B: weight On Bit.

Introduction

L'activité pétrolière joue un rôle primordial dans le développement de plusieurs secteurs d'une nation: Industriel, Scientifique, Socioéconomique et même politique.

Pour récupérer les hydrocarbures, le forage d'un puits est le seul moyen pour l'extraire avec un prix de revient le plus minimal possible et dans les meilleures conditions de sécurité possibles.

Dans le cadre de l'amélioration et le développement du forage en Algérie plusieurs techniques et méthodes ont été élaborées à travers le temps afin de résoudre des nombreux problèmes liés aux forages et à la récupération des hydrocarbures. Pour cela la société SONATRACH est entrée de plein pied dans la technique de forage en underbalance en 2001 dans le but d'augmenter la pression de réservoir à Hassi Messaoud.

Après tant d'années de production, la pression du gisement et les réserves en place a considérablement chuté. La quantité des hydrocarbures restante empiégée dans des niveaux dont la récupération demande des études très poussées et des techniques de haute précision.

Le forage en l'UBD s'applique surtout aux puits à faibles productions et consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures. Cette technique représente une alternative adaptée aux problèmes posés par les réservoirs déplétés, fracturés où le forage conventionnel en overbalance est pratiquement impossible à cause de plusieurs facteurs comme les pertes des fluides, le colmatage des parois etc.

Pour connaître l'intérêt de l'utilisation du forage en underbalance dans le champ de Hassi Messaoud, il faut poser, la question pourquoi forer en underbalance ? l'importance technique de l'UBD se résume dans les points suivants.

- Augmenter la production à un taux qui dépasse les 20 m³/h.
- Protéger le réservoir de l'endommagement ;

Les problèmes qui ont dirigé l'exploitation dans certains puits du champ de Hassi Messaoud vers l'utilisation de l'UBD sont causés par leurs caractéristiques qui sont :

- La chute de la pression de gisement de Hassi Messaoud.
- Réservoir faillé qui pose le problème de perte de boue.

Introduction

- Faible perméable (2à8%).

Dans cette optique nous allons organiser et développer notre travail suivant six chapitres.

Nous aborderons dans la première partie une recherche bibliographique qui regroupe le premier chapitre sous forme des généralités sur le forage pétrolier.

Le deuxième chapitre sera consacré pour la géologie du champ d'étude.

Le troisième chapitre consiste sur l'application de la technique d'UBD et ses équipements.

Par la suite, nous aborderons une partie technique et technologique. Dans ce contexte on fait l'élaboration d'un programme de forage pour le puits MDZ 664, ainsi que le control et le suivi de l'optimisation de la production par UBD dans les chapitre quatre et cinq respectivement, qui se suit par une étude comparative entre la technique conventionnelle (OBD) et celle d'UBD dans le sixième chapitre.

En fin, en concluant notre travail par des recommandations a propos de la technique UBD et son application.

Introduction

Un processus de forage est un dispositif qui assure l'extraction de la matière première que ce soit en mer (off shore) ou sur terre (on shore) pour réaliser un puits. Cette tâche se déroule via la contribution de plusieurs organes qui se composent de deux groupes: l'installation de forage (plate forme) située à la surface et la garniture qui opère dans le puits. Ce chapitre représente les techniques, types de forage et leurs différents composants [1].

1. Définition et principe de forage pétrolier

On appelle «forage pétrolier » l'ensemble des opérations qui permettent d'atteindre les roches poreuses et imperméables du sous-sol, susceptible de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux à l'aide des outils appropriés.

L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire [2].

Il existe **sept** techniques de forage, mais les plus utilisées sont les deux suivantes:

1.1. Le forage par battage

Cette technique, déjà ancienne dans sa conception, a été améliorée et adaptée au fonçage des puits en grand diamètre.

Elle est applicable en tout terrain, quelque soit la formation géologique (dure, tendre, déblais) et la profondeur des aquifères jusqu'à 100m. Les outils utilisés sont des bennes preneuses.

1.1.1. Principe de fonctionnement

Cette méthode consiste à soulever un outil lourd (trépan) et à le laisser retomber sur le terrain à traverser. La hauteur et la fréquence de chute varient selon la dureté des formations.

On distingue deux types de battages : le battage au treuil et le battage au câble. Ce dernier est la plus courant. Le trépan est suspendu à un câble qui est alternativement tendu et relâché. Les mouvements sont rapides et le travail de l'outil se fait par un effet martèlement dû à l'énergie cinétique que par un effet de poids comme pour le battage au treuil. Les avantages et les inconvénients sont représentés dans le tableau suivant [3] [4] [5]:

Tableau I.1 : Les avantages et les inconvénients de battage [4].

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Procédé simple et peu coûteux. • Sans utilisation de fluide de forage (boue) et pas de risque de pollution de la nappe. • Les résultats sont très bons dans les terrains fissurés (pas de pertes). 	<ul style="list-style-type: none"> • Vitesse d'avancement assez faible. • Méthode peu adaptée dans les terrains plastiques dans lesquels le tubage à l'avancement est nécessaire. • Difficultés pour équilibrer des venues d'eau artésienne jaillissantes.

1.2. Le forage rotary

Le principe de forage rotary consiste à mettre en rotation un outil sur lequel s'applique une force orientée dans la direction d'avancement (ROP), ce procédé permet de creuser un trou de rayon égale à celui de l'outil ($D_{\text{outil}} = D_{\text{trou}}$).

Le poids sur l'outil (WOB) est obtenue par la gravité grâce à l'introduction de tiges lourdes appelées masse tiges. Le couple de rotation est obtenu soit à partir d'un couple en surface transmis vers l'outil via un train de tiges soit à partir d'un moteur de fond au dessus de l'outil et piloté en surface.

Les déblais (cutting) générés au fond du trou, suite à la destruction de la roche par l'outil, remontent en continu à la surface grâce à la circulation du fluide de forage qui est généralement une boue benthonique à base d'eau (WBM) ou d'huile (OBM) préparé sur le chantier. Ce fluide est pompé depuis la surface vers l'intérieur des tiges de forage. La boue remonte ensuite dans l'espace annulaire entre les tiges et les parois du puits et entraîne ainsi les déblais de roche vers la surface. Les avantages et les inconvénients de cette technique de forage sont représentés dans le tableau suivant [6]:

Tableau I.2 : Les avantages et les inconvénients du forage rotary [6].

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • La profondeur du forage très important. • La foration n'est pas perturbée par les terrains peu stable ou plastique. • Ce système permet un bon contrôle des paramètres de forage (poids de l'outil, vitesse de rotation, qualité de la boue,...). • Une consolidation des parois en terrains meubles par dépôt d'un cake. 	<ul style="list-style-type: none"> • Difficulté d'observation des déblais, la présence de tamis vibrants en circuit retour diminue sensiblement cet inconvénient. • Colmatage possible des formations aquifères par de certaines boues. • Nécessite d'un fluide de forage qui ne permet pas l'observation directe de la qualité des eaux traversées.

1.2.1 Description d'un forage rotary

Un système de forage rotary se compose principalement de :

Un système de production d'énergie : l'énergie est produite par des moteurs diesels, puis elle est acheminée sous forme électrique ou mécanique vers les différents systèmes de l'installation : pompe à boue, treuil et table de rotation.

Un appareil de levage (suspension) : cet appareil est constitué d'un derrick, d'un crochet et d'un treuil. Il permet d'effectuer les manœuvres de tiges (remonté ou descente du puits) et la complétion, mais aussi de contrôler le poids appliqué sur l'outil.

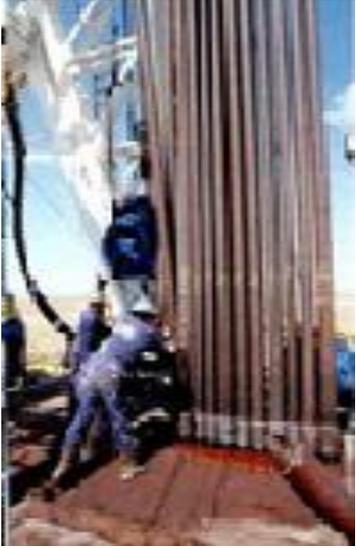
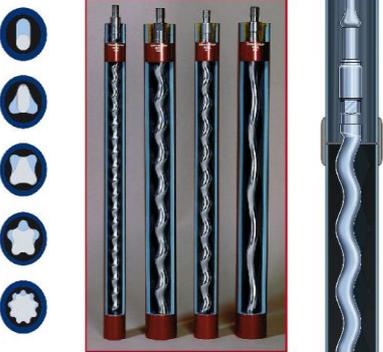
Un système de rotation : Il est constitué d'une table de rotation, d'une tige d'entraînement à section carré (*Kelly*) ainsi que d'une tête d'injection qui peut être motorisée (*Top Drive*).

Un système hydraulique : ce système se compose d'un ensemble de bacs à boue, de pompes à boue par une injection continue dans le puits, ainsi que d'un système de traitement de la boue.

Une garniture de forage : désigne toute la partie du système à l'intérieur du trou de forage et communément appelé BHA (Bottom Hole Assembly) qui a effet sur le comportement directionnel du système de forage. Cette garniture est constituée, de bas en haut, des éléments ci-dessous [6] [7] :

Tableau I.3 : Les équipements de BHA [7] .

Eléments de BHA	Description d'outil	Illustration
Outil de forage	C'est un outil soit à molettes (tricônes) ou bien monoblocs (diamant, PDC) entraîné en rotation et permet la progression de la garniture par son action directe sur le front de taille.	
Masses tiges (DrillCollar)	C'est une série de tubes massifs en acier dont le rôle est d'assurer une poussée suffisante sur l'outil.	

<p>Train de tiges (Drill Pipe)</p>	<p>C'est la partie la plus longue de la garniture, elle est constituée d'une série de tubes minces d'acier qui s'étendent jusqu'à la surface. Chaque tige est munie à ses extrémités de renflements appelés <i>Tool-joint (TJ)</i> servant pour le vissage des tiges entre elles.</p> <p>Ce train de tiges comporte parfois (cas du forage dirigé ou du forage horizontal) une série supplémentaire de tiges lourdes (HWDP) plus épaisses placées souvent juste après les masses tiges. Ces tiges lourdes ont pour but de réduire les risques de flambement des tiges.</p>	
<p>système de déviation</p>	<p>il comporte des stabilisateurs et/ou des moteurs fonds du trou (PDM).</p> <p>Les stabilisateurs : sont des tubes de 2m de longueur dotés sur leur pourtour de lames droites ou spiralées sert à contrôler la direction de forage en jouant sur leur nombre et leurs positions. On distingue deux types de stabilisateurs : ceux à diamètre fixe et ceux à diamètre variable.</p> <p>PDM : sont incorporés dans la partie inférieure de certaines garnitures afin de permettre la rotation de l'outil de forage indépendamment de la rotation du train de tiges (mode <i>sliding</i>).</p>	 
<p>Appareil de mesures (MWD)</p>	<p>Sont des appareils embarqués avec la garniture afin de mesurer l'évolution des certains paramètres comme l'inclinaison et l'azimut en fonction de la profondeur forée.</p>	
<p>Les raccords</p>	<p>Sont des pièces mécaniques servant à raccorder les différents composants de la garniture (PDM/DC, DC/HWDP, HWDP/DP). Elles sont généralement de petite taille afin de ne pas encombrer la garniture.</p>	

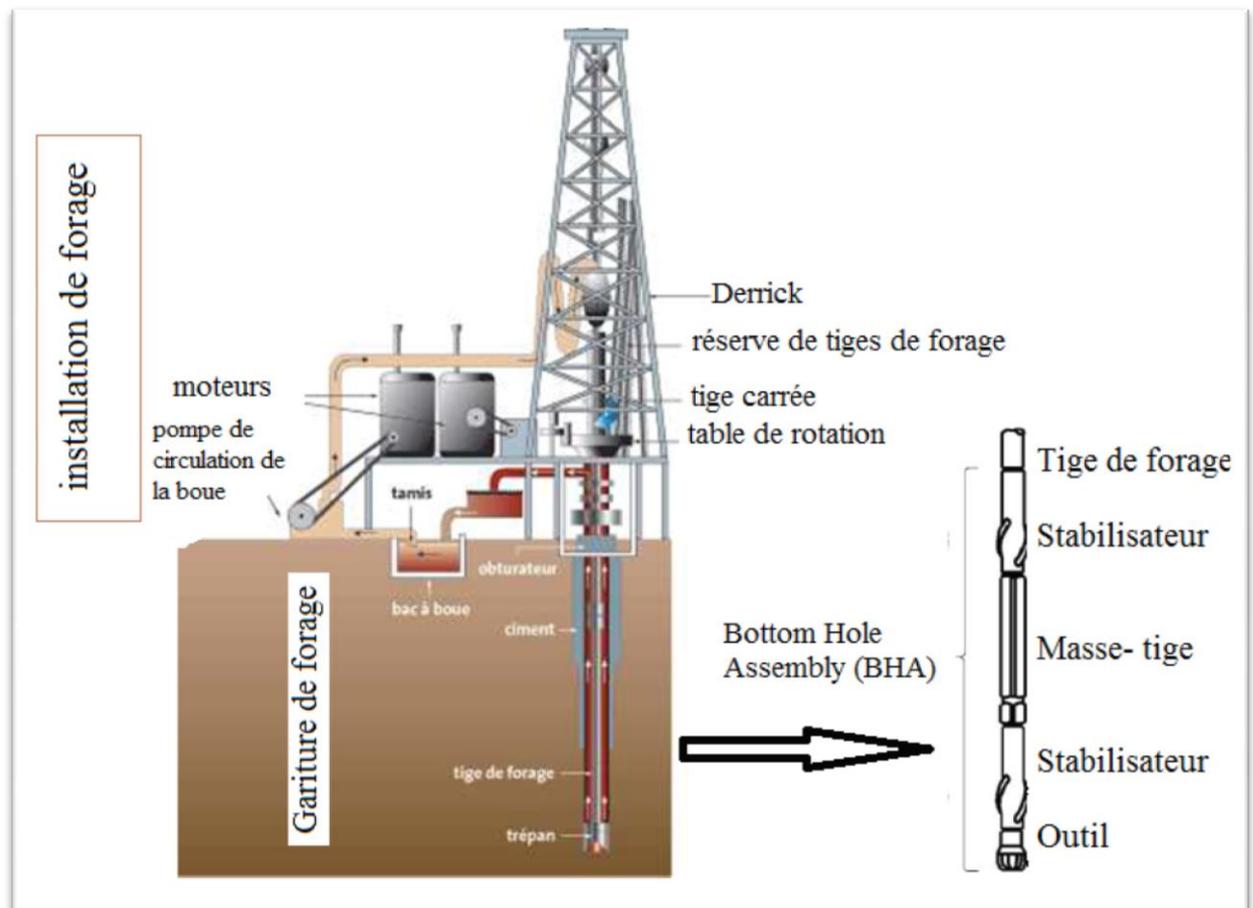


Figure I.1 : Processus de forage pétrolier [1]. .

2. Classification des puits de forage

Les puits de forage varient d'une utilisation à une autre suivant leur but. On peut les classés comme suit :

Forages de recherches et exploration : sont des puits sauvages, sondent des endroits non connus pour déterminer si le pétrole ou le gaz sont présents.

Forage d'évaluation: sont forés pour déterminer l'ampleur d'un champ ou les réserves restantes.

Forage de développement ou de production : sont forés dans un champ existant pour des raisons de production d'hydrocarbures [8].

3. Ingénierie et méthode de forage

Depuis le commencement du forage, les puits étaient forés selon la verticale visant les cibles, mais cette méthode n'a pas vraiment atteint un taux de production optimal. Grâce au développement de l'industrie pétrolière par la création des techniques sophistiquées, le forage directionnel (dirigé) est devenu de nos jours très courant et inévitable afin de résoudre des problèmes géologiques, topographiques et géographiques...etc.

Dés les années 80 et précisément au Sud de la France, ce type de forage trouve son développement dans plusieurs applications comme le forage horizontal qui fait l'objet de notre étude. Un tel succès ne s'explique que par des résultats excellents obtenus grâce à la technique du forage horizontal, malgré quelques ratés, surtout au début. Ce succès a été rendu possible par une rapide évolution technologique des équipements.

- Développement des outils de mesure en temps réel.
- Développement d'une nouvelle génération de moteurs de fond.
- Evolution des fluides de forage et développement de nouveaux équipements de contrôle de solide.
- Meilleure compréhension du comportement du train de tiges.

Le forage horizontal est une nouvelle technique en Algérie. C'est en 1992 qu'a été foré le premier puits horizontal à **Hassi R'mel** pour l'exploitation de l'anneau d'huile dont le débit, est de deux à trois fois plus élevé que les puits verticaux voisins.

En 1993 et 1994, deux puits de même types ont été forés l'un a Hassi Messaoud et l'autre a Tin Fouyé Tabenkort(TFT) respectivement [9].

3.1. Description des puits horizontaux

Le forage horizontal est un forage directionnel qui se caractérise par la traversée du réservoir avec une inclinaison pouvant atteindre un maximum de 100°, c'est-à-dire s'éloigner petit à petit de la verticale jusqu'à KOP qui passe par la tête du puits suivant une trajectoire et un rayon de courbure donné pour enfin arriver à forer le réservoir horizontalement.

Les puits horizontaux sont utilisés généralement dans le but :

- D'augmenter la production du réservoir, aussi d'améliorer le taux de récupération.

- Permet le développement de champ qui n'aurait pu être exploités commercialement autrement [6].

3.2. Application des puits horizontaux

Dans beaucoup de réservoirs, le forage horizontal permet d'augmenter la production et aussi d'améliorer le taux de récupération, Les applications des puits horizontaux sont très nombreuses et nous ne mentionnons ci après que les plus intéressants.

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

Réservoirs multicouches : Dans la plus part des réservoirs multicouches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

Réservoirs à basse perméabilité: Le forage horizontal dans des tels réservoirs est une alternative à la fracturation hydraulique. Le drain horizontal se comporte comme une fracture avec plusieurs avantages, car il est plus facile de forer un long drain horizontal plutôt que de créer une fracture équivalente.

Formation non consolidées (contrôle des sables) : La production des sables non-consolidés présente un sérieux problème dans les puits à grands débits car elle dépend des forces de viscosité à la paroi

Un drain horizontal forer dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse d'écoulement à la paroi du puits et en conséquence la production de sable [6].

3.3. Productivité des puits horizontaux

La productivité des puits horizontaux dans les conditions favorables à leur exploitation, se montre intéressante par la grande surface de contact avec le réservoir, Ce qui offre beaucoup plus d'avantages que des puits verticaux.

L'apport et l'importance du drain horizontal se manifeste, en terme de potentiel plus élevé et un draw down réduit.

Le drain horizontal devient beaucoup plus performant lorsqu'il traverse perpendiculairement le système de fissures, ce qui crée une aire de drainage plus large. Par conséquent le nombre de puits par unité de surface de champ sera considérablement réduit.

Tableau I.4 : Les inconvénients de forage horizontal.

Coûts additionnels	Risque opératoires
<ul style="list-style-type: none"> • Nécessite plus de temps, plus d'outils, plus de fluide pour forer parce qu'il est plus longs ; • Les coûts de forage sont important par l'obligation d'utilisation d'un moteur de fond MWD. 	<ul style="list-style-type: none"> • La difficulté d'atteindre une cible ayant quelque fois une tolérance verticale réduite ; • Nécessite un nettoyage de puits qui assure le transport des déblais entre le front de taille et la surface ; • Evaluation de potentiel de la production.

Les puits horizontaux sont avantageux, pour une meilleure exploitation ; Parmi ces avantages on peut marquer :

- Un Draw Down réduit permet d'exploiter les réservoirs à faible pression de gisement.
- L'accélération de la production, et l'amélioration du taux de récupération final (la pression d'abandon devient plus faible).
- Le nombre de puits nécessaire à l'exploitation du gisement sera réduit. [6].

3.4. Détermination du profil du puits horizontal

On appel puits horizontal tous puits se terminant par un drain ayant une inclinaison comprise entre 80° et 100° . Parmi les types de puits horizontaux qui peuvent être distingués on cite :

- **Des puits à long rayon (long radius)** : utilisant des rayons de courbure excédant >200 mètres (gradient inférieur du $3^\circ/10\text{m}$) (voir la figure I.2), et permettent l'utilisation de toutes les procédures de forage conventionnelles, forage avec rotary, carottage, tubage, etc.... Et ceci avec des équipements standards et pour des puits sans restriction de diamètre ou de longueur de drain. La longueur de ces puits peut atteindre plus de 1000m.
- **Des puits à moyen rayon (medium radius)** : utilisant des rayons de courbure entre 80 à 200 mètres (gradient qui varie de 3° à $7^\circ/10\text{m}$) (voir la figure I.2), Avec un tel rayon de courbure, le puits peut aller jusqu'à 600m de drain horizontal si la trajectoire est bien réalisée (affinée).
- **Des puits à rayon court ou ultracourt (short radius)** : avec des rayons de courbure pouvant atteindre 5 à 6 mètres (gradient qui varie 5° à $6^\circ/10\text{m}$) (voir la figure I.2),

seulement réalisable avec des équipements spécifiques. En raison de difficultés de contrôle de la trajectoire la longueur de drain est limitée à environ 300m, et de tels puits sont difficiles à compléter [6].

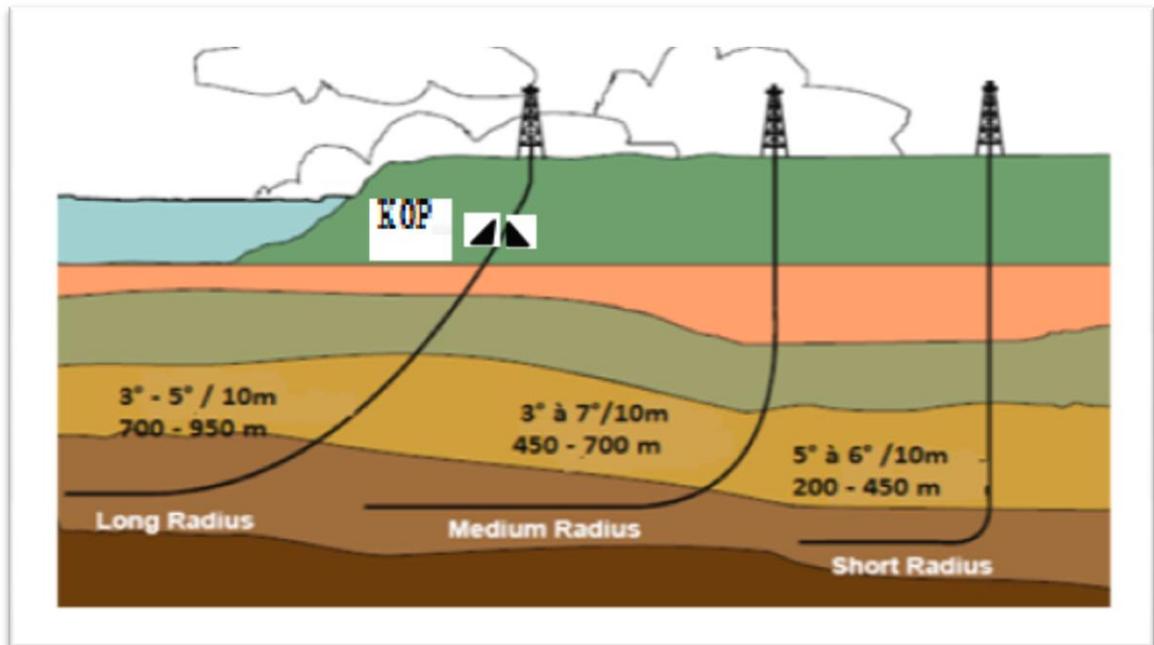


Figure I .2: Les différents profils d'un puits horizontal (non conventionnels) [9].

3.4.1. Profil théorique d'un puits horizontal

La trajectoire théorique d'un puits horizontal est composée de deux plans :

- 1- Un plan vertical dans lequel on trouve la profondeur et le déplacement
- 2- Un plan horizontal qui représente la direction du puits par rapport à l'horizon.

Le plan vertical : Ce plan comporte en général :

- Une partie verticale.
- Une partie courbe (Build up) à partir de l'amorce de la déviation.

Le profil théorique vertical est défini par 03 paramètres (**voir la figure I.3**):

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

VS : le déplacement horizontal total,

KOP : la cote de déviation.

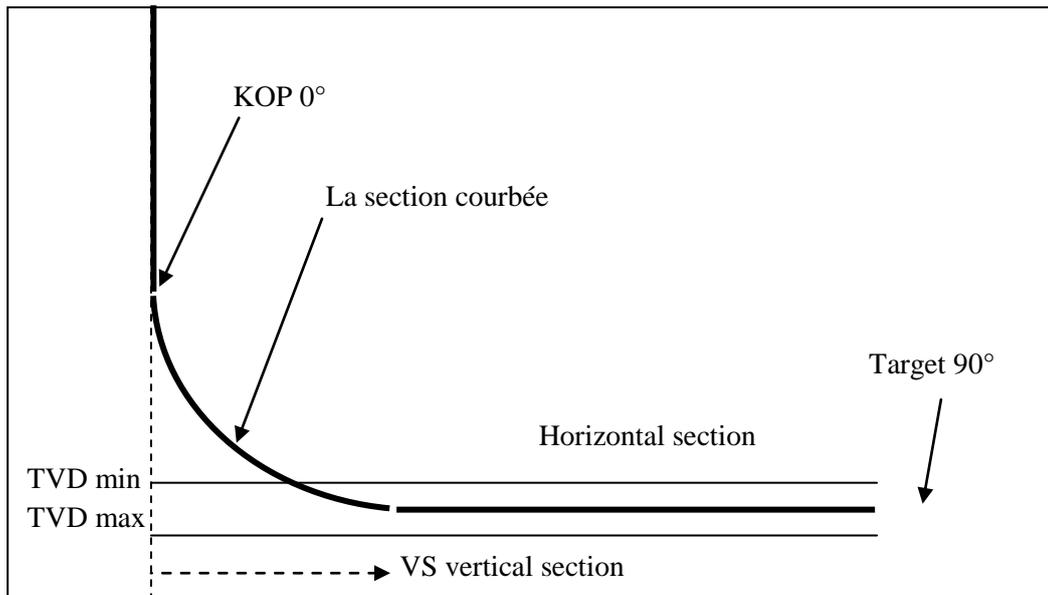


Figure I.3 : Profil vertical de la trajectoire d'un puits dévié.

3.4.2. Le plan horizontal

Dans ce plan on représente la position du puits dans un plan horizontal par rapport au nord en indiquant l'azimut de ce dernier (**voir la figure I.4**), par exemple un puits qui a un déplacement horizontal de 600m dans un azimut de 45° sera présenté comme suite :

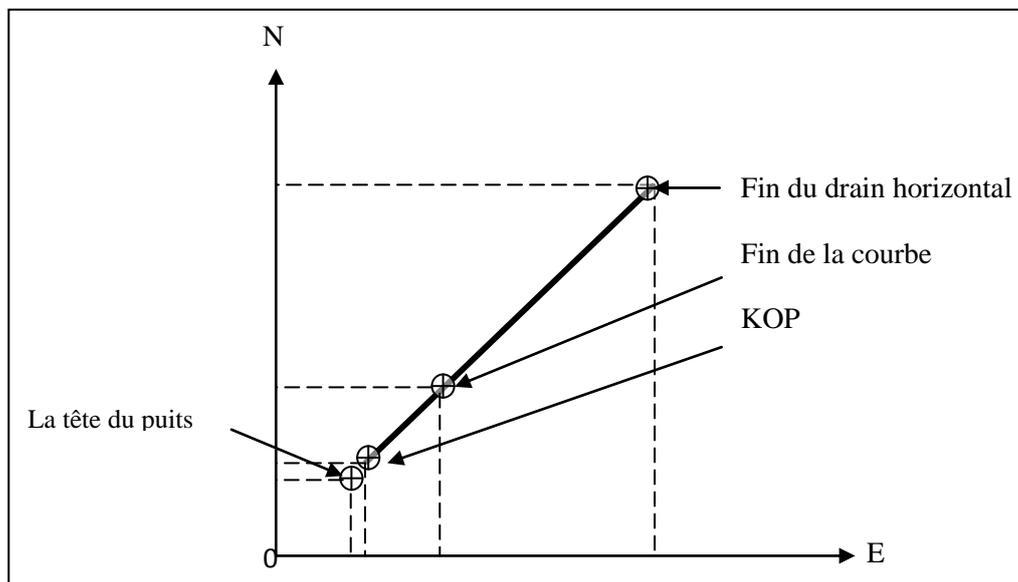


Figure I.4 : Profil horizontal de la trajectoire d'un puits dévié [10].

4. Programme de forage

Tout programme de forage s'établit selon des critères de bases essentiels correspondants aux différentes formations à traverser, citons :

- Les types et les pressions de formations prévues ;
- Localisation des zones aquifères ;
- Dégager formellement les zones susceptibles à hydrocarbures ;
- Localisation des zones pouvant risquer de problèmes techniques et détermination de leurs conditions.

Toutes ces conditions permettent de prévoir l'élaboration d'un programme et le matériel adéquat afin de réaliser l'exécution sans problème durant et après au préalable.

4.1. Système de forage

Le forage d'un puits pétrolier passe généralement par plusieurs phases (**voir la Figure I.5**). Le passage d'une phase à une autre se traduit par la diminution du diamètre du puits qui devient de plus en plus petit (36", 26", 17"^{1/2}, 12"^{1/2}). Le forage ayant été accompli à la profondeur prévue pour une phase donnée, la garniture entière est remontée en surface pour le changement de l'outil et de la **BHA** (équipement de fond) en vue de la prochaine phase. Mais avant le début de la nouvelle phase, la phase déjà forée doit être tubée et cimentée. Le tubage consiste à faire descendre dans le puits des tubes en acier (casing) afin de consolider les parois du puits au fur et à mesure de l'avancement du forage et surtout de préparer l'infrastructure pour la production une fois la cible atteinte. Cette opération, périlleuse du fait du faible jeu tubage-trou et la quasi impossibilité de mettre en rotation la colonne de tubage, consiste en une manœuvre de descente par ajout unitaire de tubes.

D'une phase de forage à l'autre, les tubages sont empilés les uns dans les autres depuis la surface. A la fin de la descente et pendant chaque phase, c'est par circulation directe (c'est-à-dire injection du fluide par l'intérieur du tube et retour par l'annulaire) que l'on mettra en place le ciment dans l'annulaire (phase de cimentation).

La qualité de la cimentation dépend de la manière dont le ciment s'écoule dans l'annulaire. Un anneau de ciment ayant une épaisseur suffisante permet d'assurer un lien étanche et résistant entre le corps du tube et les parois du puits. Pour l'élaboration d'un programme de tubage, la considération du jeu entre le tubage et les parois du puits est très importante.

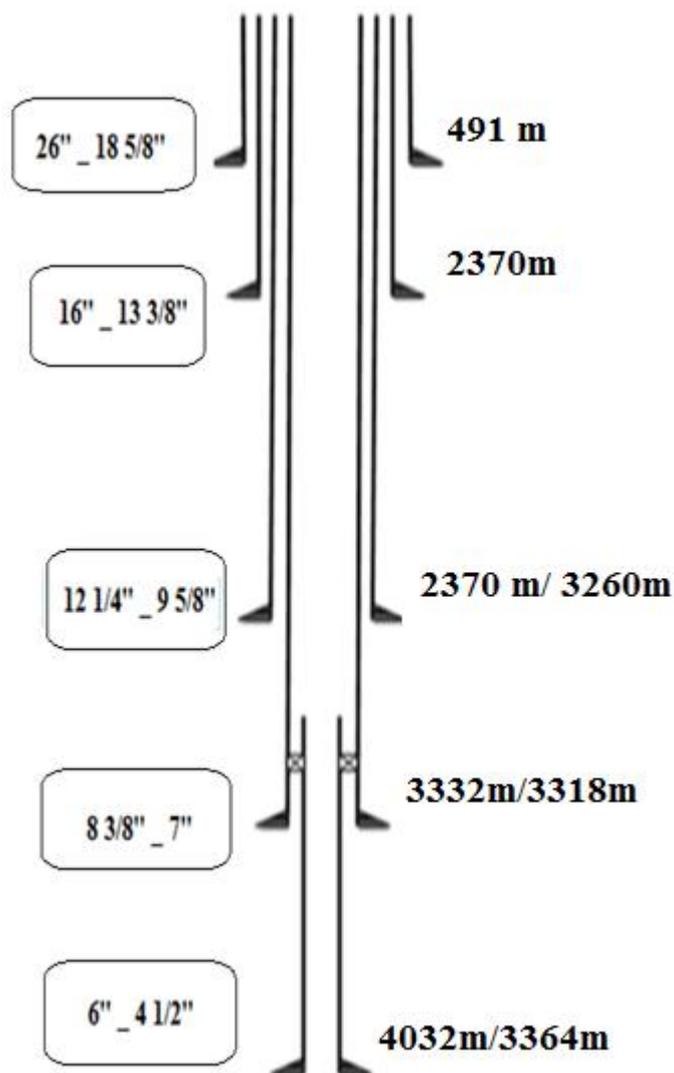


Figure I.5 : Exemple d'architecture d'un puits [6].

Le tableau suivant représente un exemple d'un programme de forage et du tubage dans un puits forés précédemment [6].

Tableau I.5 : Exemple de programme de forage et de tubage.

Phase de forage (pouce)	Diamètre de tubage (pouce)	Profondeur de forage (m)
36	30	36
26	18 ^{5/8}	300
17 1/2	13 ^{3/8}	800
12 1/4	9 ^{5/8}	2250
8 ^{1/2}	7 (liner)	4500

4.2. Phases de tubage

Le tubage et la cimentation sont deux opérations indispensables à la consolidation d'un puits et elles se succèdent systématiquement. Il n'existe pas, en général, une mise en place d'un tubage dans un forage sans que celui-ci soit cimenté, même partiellement. Mais dans le domaine de forage le nombre de phases peut être de 2, 3, 4, ou 5. Dans tout les cas de programme on distingue :

Tube guide :

Ce dernier n'est souvent qu'un tube roulé de quelques mètres de longueur et descendu à une dizaine de mètres. Son rôle est d'assurer la verticalité du trou dans les premiers mètres forés et de canaliser la circulation de la boue vers les bacs à boue est devient négligeable à partir du moment où la première colonne technique est en place.

Colonne de surface :

Appelée encore 1^{ère} colonne technique ou colonne de fermeture des eaux, elle est destinée à :

- Isoler le sondage des nappes phréatiques d'eau douce contenues dans les couches supérieures ;
- Maintenir les terrains de surface non consolidés, à l'aide des ancrages des dispositifs de sécurité en tête de puits (BOP).

Colonne intermédiaire :

Cette colonne descend à une profondeur variable selon les difficultés géologiques rencontrées. Elle permet :

D'éviter de poursuivre un forage dans un découvert présentant un certain nombre de dangers (éboulements) ;

D'isoler les formations contenant les fluides sous fortes ou faibles pressions (zones à pertes) en particulier elle permet le forage des zones de pressions incompatibles ;

D'éviter la rupture des terrains autour du sabot de la colonne de surface.

Colonne de production :

Elle est indispensable dans le cas d'un sondage de production. Elle permet :

- D'isoler la couche productive ;

- La mise en œuvre du matériel de production fond du puits.

Colonne perdue (liner) :

Cette dernière suspendue par sa tête à la base de la colonne précédente elle peut jouer le même rôle qu'une colonne intermédiaire ou une colonne de production [11].

4.3. Phases de cimentation

Cette opération consiste à mettre en place un laitier de ciment approprié à une cote donnée de puits ou dans l'espace annulaire entre le trou foré et le cuvelage en place.

Il existe différents types de cimentation répondant chacun à un problème particulier.

4.3.1. Buts de l'opération de cimentation

Les buts de la cimentation des cuvelages ou du casing sont multiples :

- Isoler une couche productrice des couches adjacentes.
- Protéger ces tubages contre la corrosion due aux fluides contenus dans les couches traversées
- Fournir une base étanche aux équipements de contrôle et de sécurité installés en tête de puits.

4.3.2. Matériels de cimentation

L'équipement de cimentation primaire est standard, comme :

➤ La tête de cimentation

Vissée au sommet du tubage, contient deux bouchons, elle permet la circulation de la boue, l'injection du laitier après le largage du bouchon inférieur, la chasse du bouchon supérieur avec la boue initiale.

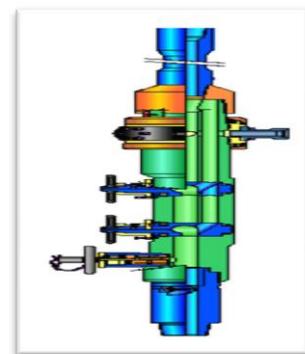


Figure I.6 : Tête de cimentation.

➤ Les bouchons de cimentation

On distingue deux types représentés dans le tableau suivant [11] [28]

Tableau I.6: Les différents types de bouchons de ciment.

Type de Bouchons de cimentation	Rôle
Bouchons inférieur (Bottom Plug)	<ul style="list-style-type: none"> • Séparer les fluides. • Racler les parois du tubage, évitant le plus possible la contamination du laitier.
Bouchons supérieur (Top Plug)	<ul style="list-style-type: none"> • Etudier pour être étanche et résistant aux hautes pressions. • Sert à chasser le laitier. • Vient se mettre en place normalement sur le bouchon inférieur (ou sur le dispositif d'arrêt) • Permet de réaliser un test en pression de la colonne.

5. Fluide de forage

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (chaux, alourdissant, réducteurs de filtrats, émulsifiants, viscosifiants...).

Le fluide de forage était déjà présenté en 1933 lors du premier Congrès Mondial du Pétrole,

Le premier traité sur les fluides de forage a été publié en 1936 par **Evans et Reid**. En 1979, l'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface. Le fluide est préparé dans des bacs à boues, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des déblais formés au front de taille. A la sortie du puits, il subit différents traitements, tamisage, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques à leurs valeurs initiales [3] [12].

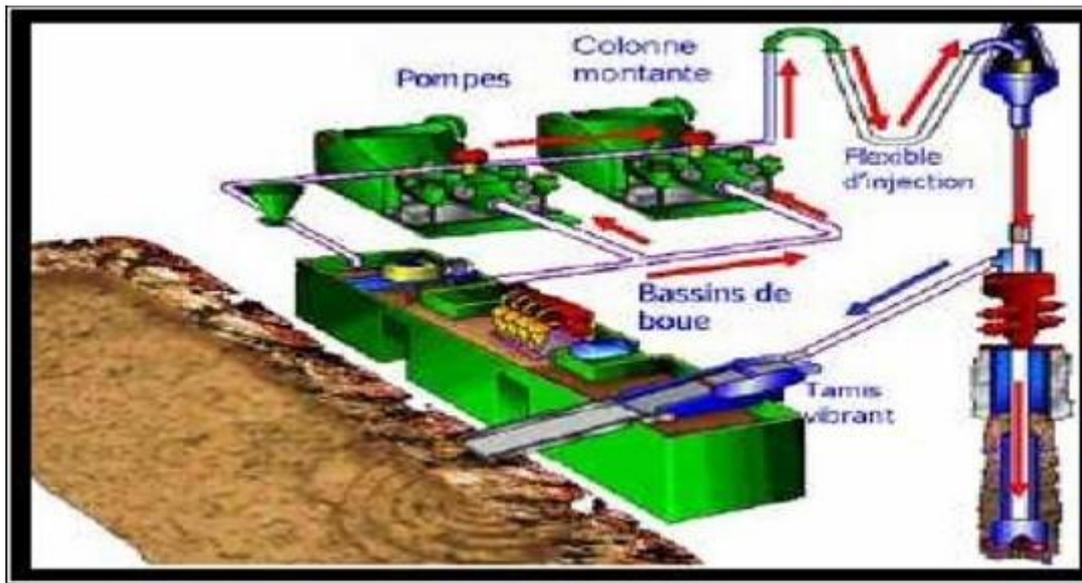


Figure I.7 : Cycle de fluide sur le site de forage [12].

5.1. Types de boue

On distingue trois types de boue :

- Boue à base d'eau (Water Based Mud) ;
- Boue à base d'huile (Oil Based Mud) ;
- Boue synthétique (Synthetic Based Mud).

A.N : Les gammes de densité de boue généralement utilisés sont de l'ordre de 1 à 1.6, mais des valeurs beaucoup plus fortes peuvent être utilisées en cas de pressions anormales.

5.2. Rôle de boue de forage

Les boues de forage doivent avoir des propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes :

- Maintien des déblais en suspension
- Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits.
- Dépôt d'un cake imperméable.
- Nettoyage de puits ;
- Prévention des venues d'eau, gaz, ou d'huile.
- Entraînement de l'outil.
- Apport de renseignement sur le sondage ;

- Augmentation de la vitesse d'avancement ;
- Refroidissement et lubrification de l'outil ;
- Contamination des formations productrices ;
- Evite la corrosion et usure du matériel ;
- Sécurité du matériel ;
- Diminution du poids apparent du matériel de sondage [12].

Conclusion

D'après ce chapitre, on conclut que le type forage pétrolier nécessite un forage rotary. Et ce dernier représente la technique la plus utilisée et la plus adaptée afin d'accéder au réservoir pour un forage horizontal, et cela par une exécution précise d'un programme de forage, de tubage, de cimentation, avec un choix adéquat du fluide de circulation.

Introduction

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands gisements au monde. Il continue après près de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qui est le pétrole brut avec des investissements importants.

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud a été découvert le 16 Janvier 1956 par une campagne sismique de réfraction, il est l'un des super-géants champ pétrolier dans le monde. Le premier forage **MD1** foré le 15 Juin de la même année par SN-REPAL.

En Mai 1957, la société CFPA réalise un puits OM1 à environ 7km au NNW du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'un gisement d'huile, son épaisseur peut atteindre 200m, sa pression initiale est estimée à 482 kgf/cm², sa profondeur de 3338 et met en évidence les grés du cambrien comme étant producteurs d'huile [13] [14] [28].

Le champ est subdivisé en 25 zones avec plus de 1284 puits forés au Cambrien dont 781 puits producteurs d'huile, 86 puits injecteurs d'eau..

La production du champ de **Hassi Messaoud** a débutée dans les années 1959 où il y avait à cette date une récupération de 14% du réservoir d'un volume de **7075,73 10⁶ stdm³** équivalent de 41 billions de barils estimés en place.

Dans les trois dernières années, les réserves récupérées sont estimée à **946.971 106 stdm³** avec un taux de récupération de **20 %** [15].

1. Cadre géologique de HMD

1.1. Situation géographique de HMD

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 850 Km au Sud-Est d'Alger, à 350Km de la frontière Algéro-Tunisienne. Il est limité au Nord par Touggourt, au Sud par Gassi-Touil, Ouaregla par l'Ouest et l'Est par Bourma. Il fait parti d'un ensemble de structures formant la partie Nord oriental de la province Triasique,

Le champ de Hassi Messaoud s'étend sur une surface de 2500 km². Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

X = [790.000-840.000] Est

Y = [110.000-150.000] Nord.

Il est encadré par les latitudes 31°.30' et 32°.00' et les longitudes 5°.40' et 6°.20' [13] [28].

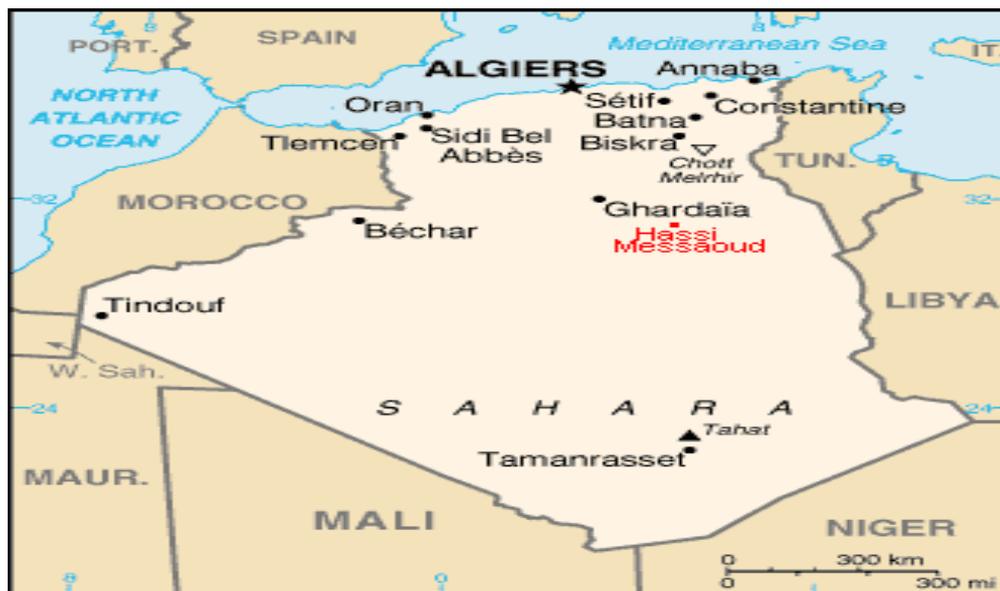


Figure II. 1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

1.2. Géologie régionale de HMD

Par rapport aux gisements pétroliers, le champ de Hassi Messaoud est limité:

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

Le rôle 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 800 km de long.

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya ;
- Au Sud par le rôle d'Amguid El Biod ;
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt ;
- A l'Est par les hauts-fonds de Dahar, et la structure de Ghadamès [14].

1.3. Description lithologique de la région

La série stratigraphique du champ de Hassi-Messaoud est résumé dans le tableau suivant (e : épaisseur moyenne) [16]:

Tableau II.1 : Litho stratigraphie de HMD.

Ere	AGE	Etage	Stratigraphie	Epaisseur (m)	DESCRIPTION
	Cénozoïque	Mio-Pliocène	Sableux carbonaté	240	<ul style="list-style-type: none"> sable blanc avec fines passées d'argile brun rouge, tendre à pâteuse, calcaire blanc, crayeux, tendre avec passées d'argile versicolore,
		Eocène	Argileux Carbonaté	120	<ul style="list-style-type: none"> argile brun-rouge, fortement sableuse, marne et fines passées d'anhydrite blanche, calcaire dolomitique.
Mésozoïque	Crétacé	Sénonien	Carbonaté	107	Calcaire dolomitique fin.
			Anhydritique	219	d'anhydrite, de marnes et de dolomie ;
			salifère	140	<ul style="list-style-type: none"> Sel blanc translucide Dolomie gris foncé, moyennement dur ;
		Turonien	Argileux Carbonaté	96	<ul style="list-style-type: none"> Calcaire : gris-blanc à beige, parfois dolomitique, crayeux, tendre ; Dolomie : gris, microcristalline dure ; Argile : gris à gris-vert tendre.
		Cénomannien	Anhydritique	145	Alternance d'anhydrite et d'argile rouge, marne grise, et de la dolomie.
		Albien	Gréseux	350	Grès et sable fin avec intercalation d'argile silteuse
		Aptien	Carbonaté	25	Dolomie cristalline et d'argile
		Barrémien	Gréseux	280	Grès fin carbonaté Grès dolomitique
		Néocomien	Carbonaté	180	Dolomie microcristallin Marne et d'argile fines

paléozoïque	Jurassique	Malm	Argileux carbonaté	225	Représenté par des argiles, des marnes, du calcaire, des grès et traces d'anhydrite. Il contient un aquifère d'eau potable.	
		Dogger	marneux	105	marnes dolomitiques à fines passées de grès.	
			lagunaire	210	Anhydritique, dolomie, marne grise.	
		Iias	salifère	65	Il est constitué d'argile, calcaire, anhydrite, sel.	
			salifère	90	Bancs de sels et argile avec des argiles d'anhydrite blanche	
			carbonaté	55	Dolomie massives microcristallin.	
			salifère	60	sel, anhydrite, argile, dolomie.	
			marneux	30	Marnes a passé dolomitique	
		Trias	TS1	salifère	46	sel, anhydrite et intercalation d'argile dolomitique
			TS2		189	sel massif à intercalation d'anhydrite et d'argile.
	TS3			202	sel massif à trace d'argiles.	
			Argileux	113	Argile dolomitique ou siliceuse, avec des intercalations de banc de sel au sommet.	
			gréseux	35	Grès fins à ciment argileux.	
			éruptif	92	roche éruptive brun rouge.	
	Ordovicien		Quartzites d'Hamra	75	Quartzites grossière présentant parfois des intercalations argileuses	
			Grès d'el Atchane	25	Gres fins a ciment argileux bitumineux	
			Argile d'el Gassi	50	Argiles schisteuses carbonatées, vertes et noires.	
			Zone des alternances	20	alternance d'argile de silts et grès fins.	
		Cambrien		Lithozone grés isométrique (R ₁)	/	des quartzique isométriques à passées des silts avec des traces de tigillit.
				Lithozone grés anisométrique (R _a)	75	Grés quartziques avec passées de silt
			Lithozone (R ₂)	36	des grés quartziques moyennes à grossier	

1.4. Aperçus sur la formation des gisements d'hydrocarbures

a- Formation et migration des hydrocarbures

Un gisement d'hydrocarbures se compose de roches sédimentaires dont les vides entre les grains emmagasinent de l'huile, gaz et de l'eau. Cette huile minérale appelé pétrole est d'origine organique c'est-à-dire, qu'on la rencontre dans des environnements géologique où la vie a déjà existé. On retrouve dans le pétrole des sous produits qui sont des composants organiques animaux et végétaux.

Les pétroles renferment toujours des composants azotés et sulfurés engendrés par des protéines. L'huile et le gaz étant constitués de mêmes éléments (carbone et hydrogène), on les regroupe sous le nom d'hydrocarbures.

Un gisement d'hydrocarbures peut être un gisement de gaz ou un gisement d'huile. L'huile contient généralement du gaz dissous.

Le gaz se présente généralement humide, c'est-à-dire qu'il renferme certains produits qui relèvent une fraction liquide à une certain pression.

Au cours des temps géologiques et sous les différentes contraintes existant dans le sol, les hydrocarbures migrent d'abord vers les zones les plus poreuses (migration primaire) et ensuite vers des pièges à pétrole (migration secondaire).

Migration primaire : l'eau et les hydrocarbures formés dans la roche mère (moins poreuse) sont poussés par des pressions vers des zones plus poreuses. Ces pressions sont dues au poids des sédiments sus-jacents et la pression hydrostatique.

Migration secondaire : sous la pression refoulant de l'aquifère, les hydrocarbures se déplace vers les pièges. Le piège est un volume de roche perméable enfermée dans des roches imperméables [17].

b- Réservoir d'hydrocarbures

Le réservoir se présent sous forme de roche poreuse où circulent ces fluides, cette roche poreuse est caractérisée par :

- **Porosité :** est définit par le rapport entre volume du vide et le volume total de la roche. La plus grande partie des réservoirs ont une porosité allant de 5 à 20%.
- **Perméabilité :** permet de déterminer la capacité d'écoulement des fluides dans le réservoir qui est limitée par des couches imperméables [18].

2. Description du champ d'étude (puits MDZ664)

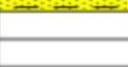
2.1. Localisation du puits MDZ664 :

Ce puits est localisé dans un secteur faillé à proximité d'une grande faille de 316 m Sud-Est du puits MDZ664, précisément au SSE de la zone 20A à 750m environ de l'installation UTBS, et s'inscrit dans le cadre de développements de champ de Hassi Messaoud. Ce dernier est situé dans une zone où la densité du réservoir est importante avec une profondeur de 3360m et avec un avancement de 650m dans le drain, suivant l'inclinaison de la trajectoire qui atteint un angle de 90° et selon un Azimut Nord 320° (voir annexe 1) [19].

Les coordonnées de la plate forme du puits MDZ664 sont les suivantes:

Tableau II.2 : Coordonnées plate-forme [28].

Coordonnées	Universal Transverse Mercator (UTM)	Z _{sol} (m)	Z _{tables} (m)
X	784 982.959	150.16	158
Y	3 504 081.0988		

STRATIGRAPHIE		Tops m.	Lithology	Description
SYS	SERIES			
ORDOVICIEN	QUARTIZITES DE HAMRA	Erodé		Quartzites
	GRES D'ELATCHANE	Erodé		Sandstone
	ARGILES D'ELGASSI	Erodé		Clay
	ZONE DES ALTERNANCE	Erodé		Clay + Sandstone
	Réservoir Ri	Erodé		Sandstone/Quartz
CAMBRIAN	Réservoir Ra(D4)	3 315		Sandstone/Quartz
	Réservoir R(D3)	3 323		Sand & Clay
	Réservoir R(D2)	3 342		
	Réservoir R(ID)	3 355		
	Réservoir R2	3 408		
infracambrien				
	Well TD	3364TVD		Pg=465kg/cm2
	OWC (SW 65%)	3 408		

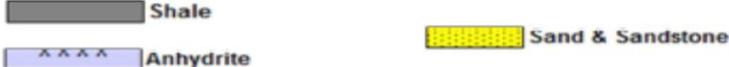


Figure II.3 : Colonne stratigraphique de champ de Hassi Messaoud [28].

2.3. Représentation du gisement de Hassi Messaoud

Le réservoir de Hassi Messaoud se situe dans le Cambro-ordovicien. Sa profondeur allant de **3318m** jusqu'à **3360m**, il est de forme anticlinale. La roche couverte est constituée par le complexe argilo-gréseux et salifère du Trias. La structure s'est développée suivant une direction générale Nord et Sud-est. Ce sont des sédiments cambriens saturés en huile, avec une pression **Pg** qui varie entre **120 à 400 kgf/cm²** et une Température de **120°C**.

Ce gisement est Constitué essentiellement de grès hétérogènes fins à très grossiers. Ce réservoir est structuré en quatre (04) zones superposées ayant des différentes propriétés physiques et pétrographiques fondamentales :

- **Réservoir R3**

Il est constitué par des grès moyens, grossiers micro-conglomératiques avec un ciment argileux illitique.

La granulométrie moyenne comprenant des galets de taille de 1cm. On note 2 % de silice, porosité P=11%, perméabilité K< 0.1m D.

- **Réservoir R2**

Le minéral argileux de ciment prédominant est l'illite. Il présente le mois de variation d'épaisseur, autour de 80m. Ce réservoir est considéré comme une zone de transition entre le Ra siliceux et le R3 argileux P= 10%. K= 205 mD.

- **Réservoir Ra**

Il est le principal réservoir productif sur l'ensemble du champ. Il est caractérisé par des grès anisométriques moyens à micro-conglomératiques.

Le ciment est composé de kaolinites et d'illite en faible quantité et de micas. La silice secondaire varie d'un puits à l'autre et d'un secteur à un autre. L'épaisseur du réservoir varie suivant l'érosion de 90 à 156m. Ses caractéristiques moyennes sont : K=15 mD ; P=8%.

- **Réservoir Ri**

Il est caractérisé par un grès quartzites isométrique, présente des passages de silts, et présence de tigillit et avec aussi la présence de fissures et brèches avec un ciment illitique.

Ses caractéristiques pétro physique sont : K= 1mD ; P= 7% [19] [20] [28].

2.4. Caractéristique du réservoir producteur de HMD

Suite à une étude lithologique et pétrographique faite auparavant au niveau du champ de HMD, le réservoir producteur dans la zone est le **réservoir Ra**. Ce dernier est subdivisé en sous-réservoirs appelés des drains. Leurs propriétés pétro-physiques sont présentées dans le tableau suivant [19] [20]:

Tableau II.3 : Caractéristiques pétro-physiques des drains du réservoir Ra [28].

Résultats des carottes					
Drains	Toit(m)	Substratum (m)	Porosité (%)	Perméabilité (md)	Degré de saturation(%)
D4	3309	3326	4.9	3.75	9.2
D3	3326	3345	7.2	6.31	4.2
D2	3345	3371	5.3	5.72	11.2
ID	3371	3403	4.5	5.20	10.8
D1	3482	3489	4.5	24.2	0.03

3. Présentation de l'entreprise d'accueil (ENTP)

L'Entreprise Nationale des Travaux aux Puits, connue sous le sigle **ENTP**, est issue de la restructuration de **SONATRACH**. Créée par le décret n° 81-171 du 1er août 1981. L'**ENTP** est devenue opérationnelle le premier janvier 1983.

En Juin 1989 le statut juridique d'**ENTP** est transformé en société par actions. Puis au 30 mars 1998 **ENTP** fait partie du Groupe Services Hydrocarbures (GSH) **SONATRACH**.

La structure opérationnelle s'appelait Direction Service Pétrolière (DSP), est disposé d'un parc de quatre appareils de forage.

- En juillet 1972 : DSP prend le nom de Direction des Travaux Pétrolière (DTP).
- 1 Aout 1981 : de la restructuration de SONATRACH au début des années 80, émergeait ENTP est devenue opérationnelle le 1 janvier 1983.
- Juin 1989 : transformation de statu juridique en ENTP en société par action.
- En 1993 : ENTP devenue membre de l'IADC (International Association of Drilling Contractors).
- 30 Mars 1998 : cession de 51% du capital social ENTP par le holding.
- 1 Janvier 2005 : transfert des actions détenues par la société de gestion des participations TRAVEN dissoute, vers la Société des Gestions des participations dénomie INDJAB.
- 28 Décembre 2005 : cession à titre gratuit des actions, ENTP devient 100% SONATRACH.

Cette entreprise se base sur les travaux aux Puits. Son rôle est l'exécution des forages de **recherche** et de **développement** sur gisements d'hydrocarbures liquides ou gazeux; c'est aussi l'entretien des puits producteurs d'huile et de gaz (work over) et accessoirement la réalisation de forages hydrauliques profonds [21].

3.1. Organigramme d'E.N.T.P

Suite à l'approbation du nouveau schéma de macrostructure par le Conseil d'Administration, la nouvelle configuration structurelle de l'Entreprise se présente comme suit :

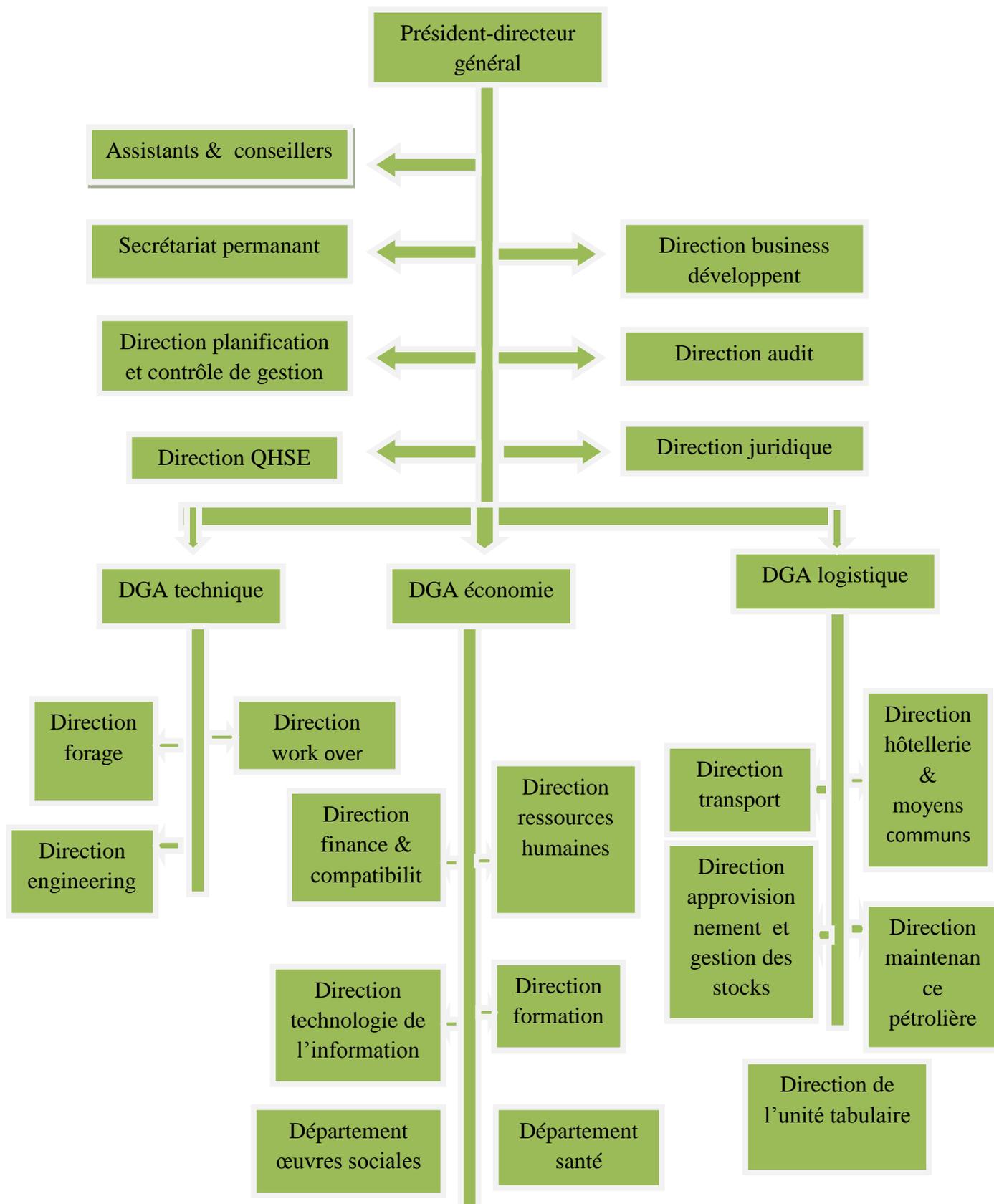


Figure II .4 : Organigramme détaillé d'ENTP [21].

Introduction

La découverte du champ de Hassi Messaoud a été en 1956 et la production a commencé en 1958. Après 43 ans d'exploitation il y'a un déclin important de la pression du gisement, on enregistre actuellement six zones sérieusement déplétées.

Le forage conventionnel OBD génère de sérieux problème, pertes de circulation, faible vitesse de pénétration(ROP), utilisation de plusieurs outils de forage et des durées de réalisation des puits élevées [22].

Le coût de revient des puits étant très élevé et les résultats qui n'étaient pas à la hauteur espérée ont poussé SONATRACH à envisager l'utilisation de l'UBD dans le champ de Hassi Messaoud, afin d'évaluer les résultats.

Avant d'entreprendre un forage en Underbalance, une étude doit être faite sur le réservoir, pas seulement sur la pression de pore mais aussi sur le mécanisme d'endommagement de la formation.

Certains puits ou réservoirs sont de bons candidats pour les opérations en Underbalance et peuvent engendrer une phase de récupération améliorée des hydrocarbures [23].

1. Procédure de HSE pour le forage en UBD.

Avant chaque manipulation, l'entreprise suit des procédures pour gérer ses travaux de forage dans des conditions normales tenant compte des problèmes de sécurité car il s'agit là d'une technique délicate où toutes les mesures de sécurité doivent être prises en considération. La sécurité est une partie intégrante de la politique de l'entreprise. Elle fait partie des opérations d'exploitation dans le but de protéger employés, client, propriétés et environnement (voir annexe 2) [24].

2. Notion sur Underbalance Drilling

Le forage en overbalance (**OBD**) également connu sous le nom de forage conventionnel est réalisé avec un fluide de forage exerçant une pression hydrostatique (P_h) supérieur à la pression de gisement (P_g).

Le forage en Underbalance (**UBD**) est réalisé avec un fluide de forage exerçant une pression hydrostatique (p_h) inférieure à la pression de gisement.

Si la différence de pression entre la pression de fond et la pression de gisement (Δp) ainsi que la perméabilité sont suffisantes, les fluides de formation entrent dans le puits. Par

conséquent, des équipements spéciaux devront être prévus pour l'acheminement et la séparation de la production en surface.

Le forage conventionnel est la méthode la plus sûre pour forer un puits, mais elle a des inconvénients, puisque la pression hydrostatique exercée par le fluide de forage est plus grande que celle des pores de réservoir, le filtrat envahit ces pores et les endommage. Le forage en Underbalance (UBD) constitue donc une solution à ce problème [25].

2.1. Principe de forage en UBD

Le forage en sous pression ou bien UBD consiste à maintenir la pression de fond moins que celle du gisement selon une Δp (Draw Down) désirée pendant toute la durée de forage et au cours des manœuvres. Contrairement au forage en Over balance (OBD) où la boue fait la première barrière en cas d'une venue (gaz, brut,...) et donc doit fournir une pression de fond (BHP) de 200 à 300 PSI au dessus de la pression du réservoir (**voir la figure III.1**).

En Underbalance le concept de well test (well control) est remplacé par le contrôle de débit (flow control). Cette technique se fait en tenant compte de :

- La stabilité des parois ;
- Les débits d'injection ;
- Les pressions de travail des équipements de surface.

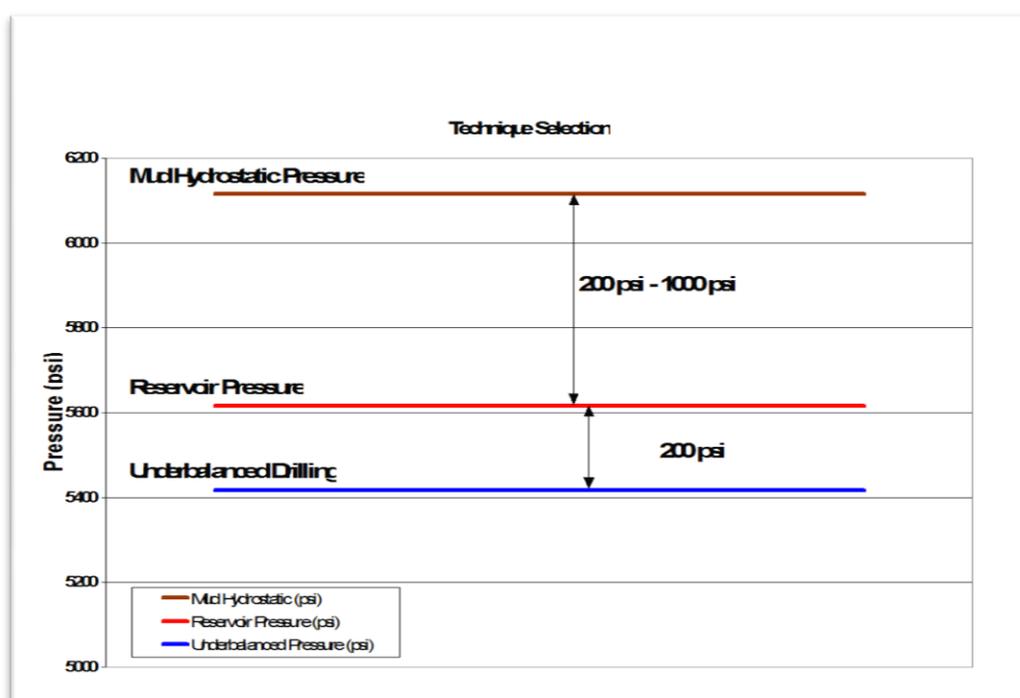


Figure III.1 : Exemple de sélection de la pression du fond.

On définit le draw down par la différence entre la pression du réservoir et celle du fond du puits, exprimée en pourcentage soit de 10 à 20 % par rapport à la pression du gisement [28].

$$\Delta P = \frac{(P_g - P_f) * 100}{P_g}$$

P_f : pression de fond de gisement (psi) ;

ΔP : différence de pression (psi) ;

P_g : pression de gisement (psi) [26] [28].

2.2. Critères de choix d'UBD

Les réservoirs ou n'importe quelle formation géologique ne peuvent être adaptés au forage en Underbalance pour une variété de raisons, celle-ci peuvent se résumer dans le tableau suivant :

Tableaux III. 1: Les réservoirs apte et non apte à UBD.

Les réservoirs candidats à l'UBD	Les réservoirs qui ne sont pas candidats à l'UBD
<ul style="list-style-type: none"> • Formation soumises aux pertes de circulation ; • Puits avec formation hétérogène où bien déplétées ; • Réservoir de production élevée avec une perméabilité moyen ; • Formation dure dont l'avancement en forage conventionnelle ; • Formation susceptible d'être endommagées pendant le forage ou la complétion ; • Formation fracturée. 	<ul style="list-style-type: none"> • Puits dont la perméabilité extrêmement faible ; • Puits qui contient des zones multiples avec des pressions différentes. • Formation non consolidés ; • Puits soumis à des instabilités des parois ; • Formation contenant des argiles gonflantes ; • Faible connaissance de la formation forée ; • Formation contenant H₂S ; • Puits peut profond.

Les objectifs de l'UBD peuvent être résumés dans deux grandes Catégories:

A - Maximisation de la récupération de l'hydrocarbure.

B - Minimisation des problèmes de forage.

Ces deux catégories sont la principale raison des opérations en UBD [27].

3. Equipements spécifique pour le forage en UBD

Le forage en UBD nécessite une installation des équipements de fond, et des équipements de surface supplémentaire par rapport au forage conventionnel pour une production de gaz, on peut subdiviser ces équipements comme suit:

3.1. Equipements de surface

3.1.1. Equipement utilisés dans la production du gaz injecté

➤ Compresseurs

Trois compresseurs sont utilisés, deux fonctionnels le troisième en cas de besoin (back-up), pour comprimer l'air de la pression atmosphérique à une pression de 200 psi avec une vitesse de rotation de 2100 tr/min et un débit max : 50m³/min.



Figure III.2 : Compresseur d'air

➤ Refroidisseur d'air (Air cooler)

Le refroidisseur d'air enlève l'humidité permettant d'obtenir un air pur dirigé vers le générateur d'azote.



Figure III.3 : Refroidisseur d'air (cooler).

Le refroidisseur a les caractéristiques suivantes:

Tableau III.2 : Caractéristiques du Refroidisseur (cooler).

Pression d'entrée d'air [PSI]	Température d'entrée (°C)	Pression de sortie [PSI]	Température de sortie (°C)	Débit de sortie (m ³ /min)
200	42	175	32	85

➤ **Unité de production de nitrogène (NPU)**

Dans cette unité, le générateur d'azote, comprend des fibres qui laissent passer les molécules d'azote et éliminent les molécules d'oxygène (un taux de 3 % d'O₂ est toléré).

Le NPU a les caractéristiques suivantes:

Tableau III.3 : Caractéristiques de NPU.

Débit d'entrée d'air	T° d'entrée d'air	Pression de sortie de N ₂	Puissance	Débit de sortie de N ₂	Pureté de N ₂
85 m ³ /min	50°c	175PSI	75KW	42 m ³ /min	95%

**Figure III.4 :** Unité de production nitrogène.

➤ **Amplificateur de pression (Booster)**

Dans cet amplificateur de pression, l'azote pénètre à une pression de 175 PSI et ressort du booster à une pression variant de 1500 à 2500 psi. Le N₂ entre dans le puits. On trouve deux types de booster :

- ◆ Médium Booster (2500 Psi) ;
- ◆ High Booster (5000 Psi).

**Figure III.5 :** Amplificateur de pression.

Ce booster a les paramètres suivants :

Tableau III.4 : Caractéristiques du booster.

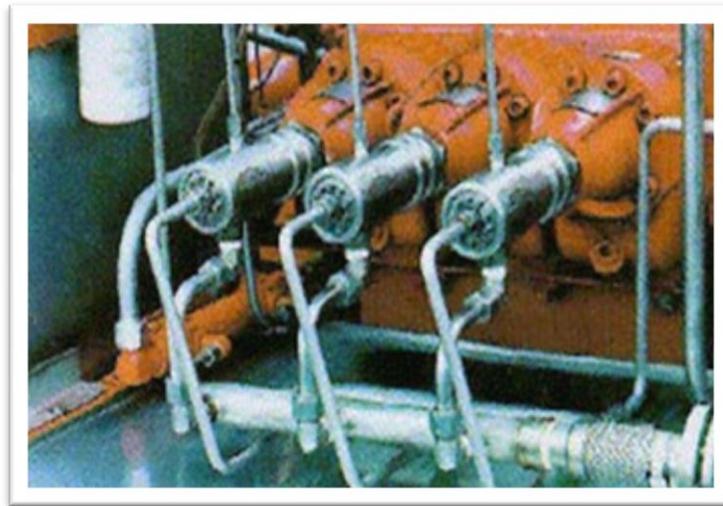
Pression d'entrée d'N ₂	Pression de N ₂ comprimé	RPM
175 PSI	1500-2500 PSI	[1200-1800] tour/min

➤ **Pompe triplex**

Cette pompe refoule l'azote vers le puits à travers les conduites de refoulement. Ses caractéristiques sont les suivantes :

Tableau III.5 : Caractéristiques de la pompe triplex.

Diamètre du piston	Course du piston	Débits	Pression max
3"	5"	248 l/min	2300PSI

**Figure III.6 :** Pompe triplex.

3.1.2. Equipements utilisés dans le circuit d'injection du gaz

➤ **Tête rotative**

La technologie de la tête rotative est devenue un élément clé dans beaucoup de programmes de forage.

Ce système est appelé une tête du contrôle rotative communément «RCH» parce que l'élément d'étanchéité tourne au même temps que les tiges de forage ; cependant il y a deux types de têtes du contrôle rotatives : passive et active.

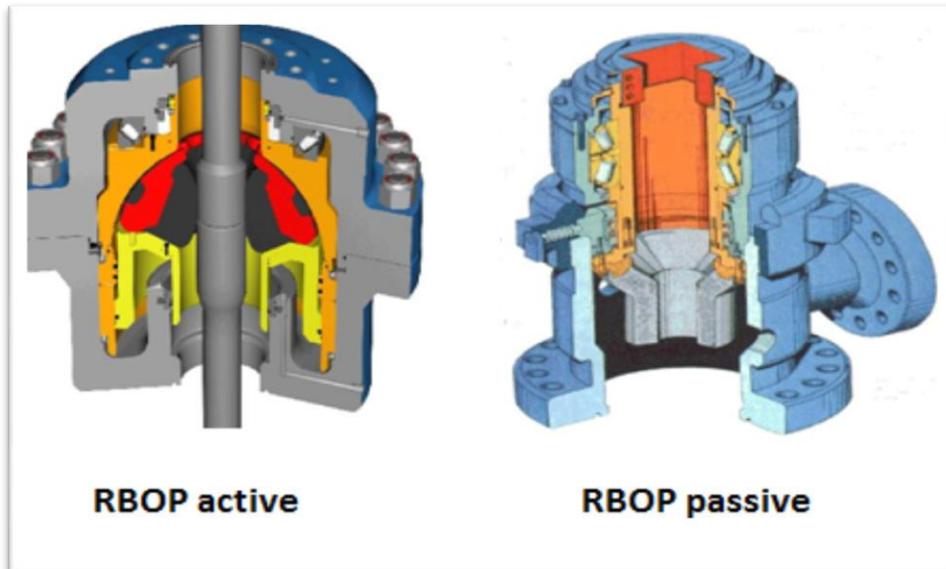


Figure III.7 : La tête rotative de BOP.

➤ **Vanne ESD (Emergency Shut Down)**

C'est une vanne hydraulique, située à la sortie latérale de la Mud Cross supérieure en dessous du dual annulaire. Cette vanne de sécurité est utilisée en cas d'éventuels problèmes tels que :

- Le changement de la garniture du dual annulaire.
- Fuite au niveau des équipements de retour.
- En cas de détection d'un gaz toxique (H_2S).

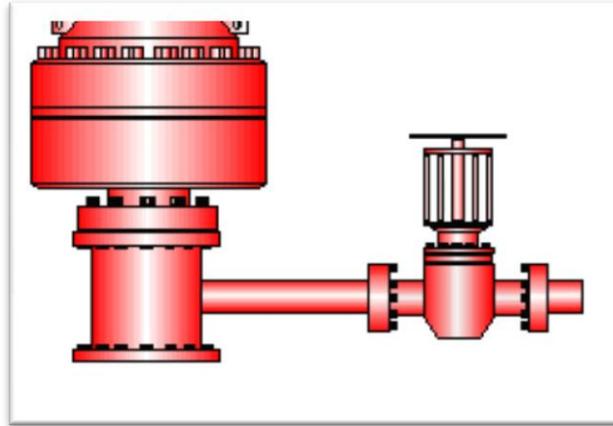


Figure III.8: ESD Emergency Shut Dawn.

➤ **Manifold de l'Underbalance**

C'est un choke manifold de série 5000 psi disposé sur la sortie annulaire composé de :

- Deux duses réglables : une manuelle et l'autre automatique.
- D'une chambre d'échantillonnage de 4" de diamètre pour la récupération des analyses de géologie.

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



Figure III.9: Manifold de l'Underbalance.

➤ **Bacs de décantation**

Ce sont des bassins servant à la récupération du fluide de forage. Le premier bac sert à décanter le fluide de forage afin d'éliminer les déblais avant son acheminement vers les trois autres bacs de circulation.



Figure III.10 : Bacs de décantation d'UBD.

➤ **Séparateur**

C'est un séparateur vertical qui sépare le liquide du gaz sous une pression de travail de 500 psi. Il est constitué par un corps cylindrique en acier fermé à chaque extrémité par un fond bombé.

Ce dernier a une forme sphérique afin d'éviter les pressions perpendiculaires sur les parois. Le séparateur est situé entre le manifold et les tamis, comporte des étages de décompression, et porte un certain nombre d'orifices :

- Orifice latéral ;
- Orifice à l'extrémité supérieure ;
- Orifice situé à l'extrémité inférieure.



Figure III.11 : Séparateur vertical.

➤ **Flow line Principale :**

C'est une conduite branchée à la sortie de la tête rotative, elle est normalement utilisée pendant toute la durée des opérations d'Underbalance [23] [25] [28].



Figure III.12 : Conduite de sortie (flow line).

3.2. Equipement de fond

➤ Vanne anti-retour (valve)

En Underbalance, un matériel de fond spécialisé à été adapté pour opérer dans un environnement agressif et dans des conditions de forage rigoureuses. Pour des raisons de sécurité du puits durant les opérations d'underbalance, plusieurs vannes sont introduites en fonction des opérateurs ; Une vanne anti-retour (**non-return float valve**) se met juste au dessus de l'outil de forage de type clapet et pointu (**flapper** et **dart**), sont utilisées dans le but d'éviter le retour à l'intérieur de la garniture et le bouchage de l'outil. Par la suite, au dessus de la BHA et/ou chaque 400m on trouve une autre vanne anti-retour (**string float valve**) généralement de type clapet (flapper), dans le but de conserver le gaz injecté pendant les purges et réduire le temps de manœuvre (voir annexe 3) [23] [28].

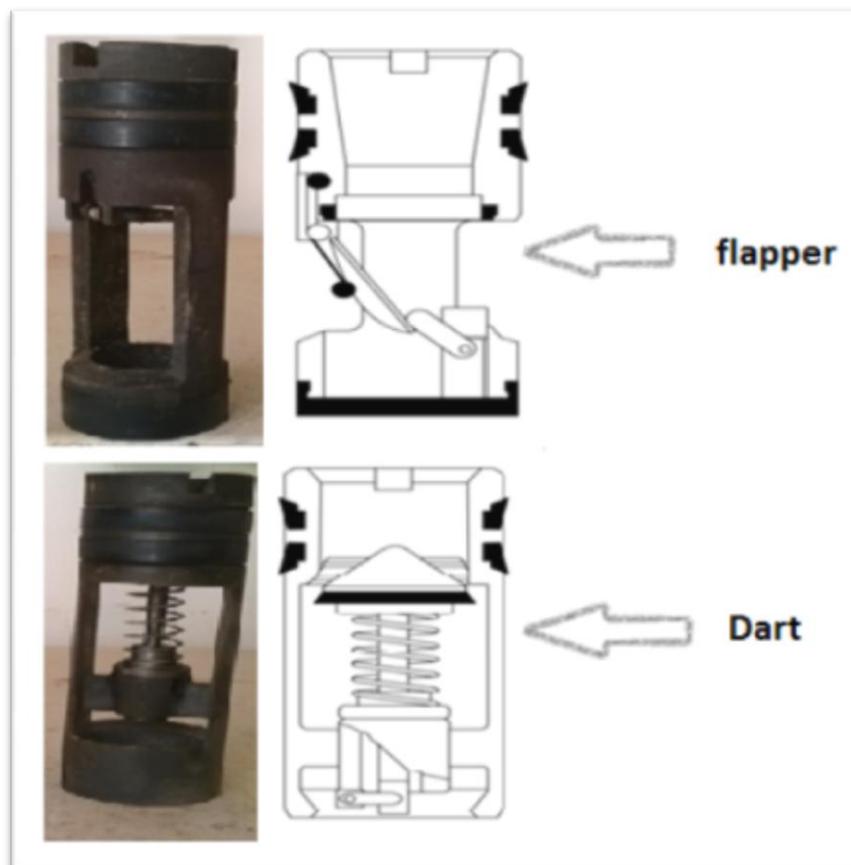


Figure III.13: Valve anti-retour.

4. Système de fluide de forage

Le rôle principal du fluide dans un puits de forage c'est :

- Le transport des déblais (cutting) jusqu'au surface ;
- Refroidissement et lubrification de l'outil et de la garniture ;
- Création de la pression hydrostatique dans la colonne.

Dans le forage Underbalance, la conception du fluide de forage doit permettre d'obtenir une pression au-dessous de la pression de formation, mais pas très inférieure pouvant créer des problèmes telle qu'une surproduction risquant d'engendrer des problèmes de stabilité du trou. Les fluides de formation peuvent également affecter les caractéristiques du système liquide, il est nécessaire d'avoir une très bonne vitesse de remontée des déblais (vélocité), pour avoir un bon nettoyage du trou.

Pour le système utilisant le gaz comme fluide de forage en UBD, la capacité de charge des déblais est extrêmement faible par contre, une très bonne capacité de charges des déblais pour les systèmes utilisant la mousse comme fluide de forage.

Le choix du liquide affectera également la capacité de transmission des données de fond vers la surface, telle que l'utilisation du gaz qui est un fluide compressible dans le forage d'un puits horizontal. Le MWD ne peut pas transmettre les données de fond jusqu'au surface.

On peut citer les différents types de fluide comme suit :

- **Les fluides incompressibles** : Ce type de fluide est utilisé dans le cas où la pression des pores (formation) dépasse le gradient normal de pression à la même profondeur c'est à dire, la pression du réservoir est suffisamment haute pour maintenir des conditions de forage en Underbalance sans avoir la nécessité d'utiliser un fluide bi-phasique. il est possible d'utiliser un liquide monophasique compatible avec le fluide de la formation à forer (réservoir).
- **Fluides bi-phasique** : Ce type de fluides se compose d'une phase gazeuse et d'une phase liquide. L'azote ou l'air constituent la phase gazeuse dans ce système. Ce fluide permet d'avoir des densités suffisantes pour créer les conditions d'Underbalance. Aussi ils jouent un rôle d'un fluide de forage en matière de lubrification de l'outil et de nettoyage du trou.
- **Fluides gazéifiés** : Ce système utilise le fluide de forage à deux phases, où la phase gazeuse est soit du gaz naturel, soit de l'air ou l'azote. On peut utiliser le gasoil ou même

l'huile brut (crud) gazéifié par nitrogène ou gaz naturel. La phase liquide est recouverte dans la surface par la séparation avant leur réutilisation. Dans ce cas la séparation du gaz et de liquide est contrôlée correctement.

L'injection du fluide se fait à travers le stand pipe manifold puis à l'intérieur de la garniture de forage et le gaz utilisé est injecté soit à travers l'intérieur de stand pipe (drill pipe injection), soit par la concentrique (casing injection) soit dans l'annulaire, soit par l'utilisation des tiges (drill pipe) ou bien par la garniture parasite (dual drill pipe).

Les avantages des liquides gazéifiés sont :

- A moindres coûts (minimiser le coût de stimulation du puits) ;
- Eviter l'endommagement de la formation ;
- La possibilité de réutiliser le liquide, et de meilleures propriétés environnementales.

4.1. Système utilisant la mousse (foam drilling)

Ce fluide est appelé mousse (FOAM) lorsque la fraction de la phase liquide varie entre [2,5%_25%]. Le système de mousse est créé quand l'eau et le gaz sont mélangés à un agent tensioactif. Cet agent se lie au gaz dans la surfacture du liquide pour la création de la mousse. 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.

L'inconvénient de l'utilisation de la mousse est :

- ✓ 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.
- ✓ La rupture de la structure de la mousse doit être accomplie quand elle atteint la surface pour séparer efficacement les constituants liquides (gaz, eau, hydrocarbures liquides et solides) dans ce cas et pour casser sa structure l'addition des produits chimiques est nécessaire afin d'éviter le problème de leur stockage.

La mousse est essentiellement choisie pour compenser plusieurs paramètres tels que la stabilité de trou et le potentiel pour le gonflement de schiste dû au contact de l'eau.

4.2. Système utilisant la brume (Mist drilling)

On appelle mist, si la fraction liquide est inférieure à 2,5%. Cette opération a le même principe que le système à mousse. Le liquide dans ce système est suspendu dans le milieu

sous forme de gouttelettes. Cette technique est généralement utilisée dans des champs où l'on peut tolérer un peu d'eau de formation.

L'inconvénient de ce système de brume c'est :

- ✓ Il demande un volume de gaz très important pour avoir une pression de fond (BHP) voulue ;
- ✓ Un taux de corrosion élevé.

Leur avantage c'est :

- ✓ L'élimination de la formation des anneaux de boue (Mud rings) tout en forant.

4.3. Système utilisant l'air (Air drilling)

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 CO₂ ou une combinaison gazeuse. Les premiers puits forés en Underbalance, l'air a été utilisé comme fluide de forage. Aujourd'hui, le forage avec de l'air est encore appliqué, mais dans des formations dures. L'usage de l'air dans des formations à hydrocarbure n'est pas recommandé, car il contient de l'oxygène. Ce dernier et le gaz naturel forment un mélange explosif. Le forage à l'air sec est le plus simple et le moins cher lorsqu'il est appliqué à l'Underbalance 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 déblais 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.

4.4. Système utilisant l'azote N₂

L'azote avait été utilisé dans l'industrie pétrolière depuis long temps, en premier lieu dans les opérations de stimulation des puits, DST et pour faire débiter un puits neutralisé. Aujourd'hui, l'usage de l'azote cryogénique ou à membranes dans les opérations du forage. Underbalance est bénéfique, car il permet d'éviter des problèmes d'incendie et l'explosions. Le tableau suivant représente la classification des fluides de forage [25]:

Tableau III.6 : Classification des fluides de forage utilisés en UBD.

Description	Densité (PPG)	Densité (kg/l)
Gaz	0.01-0.10	0.0012-0.012
Brume (Mist)	0.10-0.30	0.012-0.036
Mousse	0.30-3.54	0.036-0.424
Liquide gazéifié	4-6.95	0.480-0.832
Liquide	6.95-19.0	0.832-2.280

5. Les Différentes techniques d'injection de gaz en UBD

Plusieurs techniques sont utilisées pour l'injection du gaz dans le puits et chaque technique a ses avantages et ses inconvénients. Les indemnités globales, coûts et risques, avec l'impact sur la pression de trou et la vitesse, doivent être considérés en choisissant la méthode appropriée d'injection.

En général, la sélection du fluide gaz / liquide et la technique d'injection d'azote sont combinées. L'azote est le gaz le plus utilisé avec un liquide de même nature que celle de fluide de formation. Cependant, les gaz qui contiennent de l'oxygène ne sont pas recommandés pour deux raisons :

- La corrosion du matériel tubulaire.
- L'inflammation

Les techniques d'injection utilisées en UBD sont :

5.1. Technique d'injection d'azote à travers des tiges de forage (Drill pipe)

La technique d'injection par l'intérieur des tiges est une méthode conventionnelle, qui est utilisée en underbalance, dans cette technique on travaille avec un système bi-phasique c'est à dire que le gaz et le liquide se mélangent en surface, et le mélange va s'injecter à l'intérieur des tiges.

La technique d'injection par l'intérieur des tiges est utilisée aussi pour les utilisations de la mousse (Foam) et le brouillard (Mist).

Cette technique d'injection présente des avantages et des inconvénients par rapport à l'autre méthode car le liquide et le gaz comprimé sont injectés au même temps à l'intérieur de la garniture de forage.

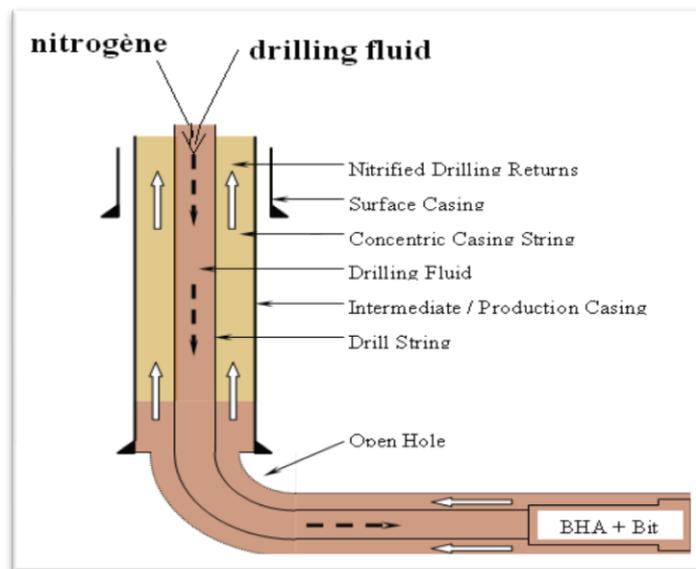


Figure III.14 : Injection par la tige.

5.2. Technique d'injection d'azote par l'annulaire (casing injection)

Dans ce procédé l'injection de gaz et de brut est séparée, dont l'injection de brut est toujours à l'intérieur des tiges mais l'injection de la phase gazeuse diffère d'une méthode à une autre dont le but est toujours l'allègement de la pression hydrostatique.

Le mélange brut-azote formé à l'intérieur du puits et précisément dans l'espace annulaire est retourné en surface sous la forme d'un fluide gazéifié. Le taux de retour du fluide ainsi que sa densité est toujours contrôlé par un calculateur. Ce dernier doit toujours maintenir un taux de pompage d'azote fixe, ce qui réduira et maintiendra la pression hydrostatique dans la colonne verticale.

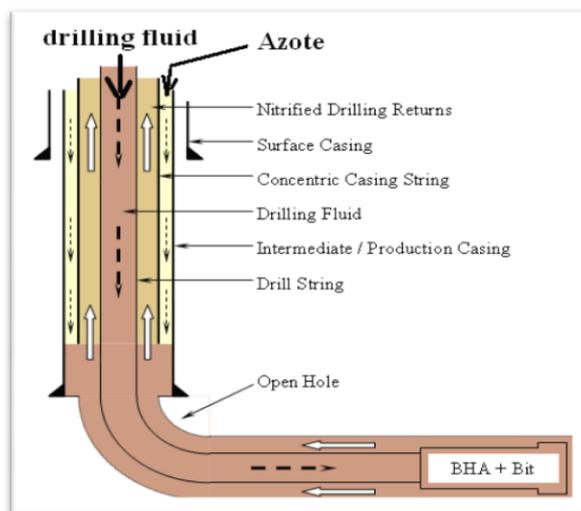


Figure III.15 : Injection par l'annulaire.

Selon le passage d'injection de la phase gazeuse on distingue les techniques suivantes :

5.2.1. Technique d'injection à tubage concentrique (casing injection)

Dans cette technique on utilise un tubage concentrique qui consiste un second espace annulaire, cette technique se base sur la conception de deux chemins d'injections séparés qui permettent le pompage du gaz par l'espace annulaire et le brut à l'intérieur des tiges. Dans cette technique on encre le liner à 20m au dessus de KOP, cependant un autre tubage est raccordé à la dernière colonne descendue (liner) à l'aide d'un Tiebac composée d'orifices pour le passage du gaz. Ce tubage est généralement récupérable.

5.2.2. Technique a garniture parasite (Dual drill pipe)

Elle consiste à utilisée une garniture qui est un tubage de petit diamètre liée à la colonne de tubage intermédiaire. Cette conduite sera nécessaire à l'injection du gaz pour la suite du forage en UBD.

L'injection parasite appliquée en Underbalance est soit nitrifiée soit aérée.

Cette technique utilise un point qui se trouve au fond du trou servant à l'injection du nitrogène et un point externe d'approvisionnement en nitrogène ou autre gaz injecté.

Les tiges utilisés dans cette méthode ont une double 'peau' (double cloisonnement). Le fluide est pompé à l'intérieur de drill pipe, le gaz aussi est véhiculé par les tiges de forage en utilisant le vide existant entre les peaux jusqu'à un fond puis dans l'annulaire.

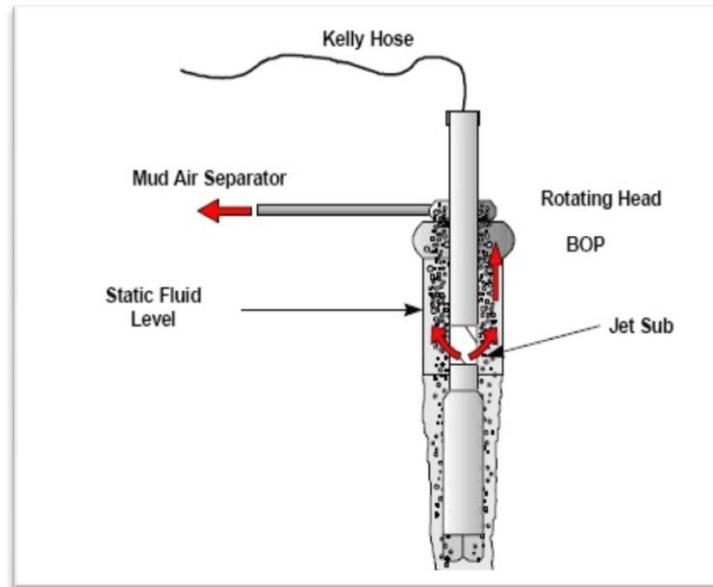


Figure III.16. Injection d' N_2 par garniture parasite (Dual Pipe).

5.2.3. Technique d'injection à travers des tiges concentriques

Cette technique consiste à l'utilisation de deux chemins d'injection séparés dont une garniture concentrique est descendue à la côte d'injection désirée avec le train de forage conventionnel en utilisant une réduction entre les deux garnitures. Cette réduction contient un système de jet qui permet l'injection de gaz. Le gaz entre dans le puits à un point choisi au dessus de la BHA, cette injection est possible grâce à l'installation d'un orifice d'injection (voir annexe 3) [25] [26].

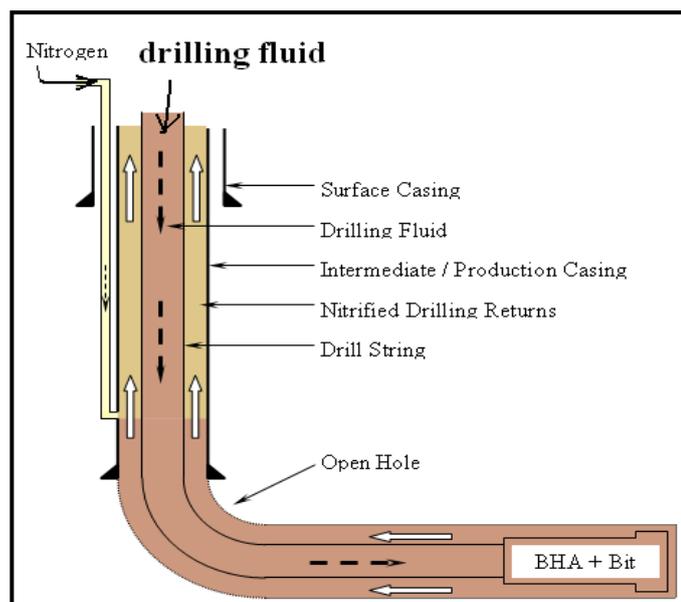


Figure III.17 : Injection par un concentrique.

Conclusion

Le forage des hydrocarbures est un domaine qui nécessite des méthodes d'exploitation très développées tel que l'UBD qui présente une formidable technologie ainsi que son équipement pour atteindre l'intérêt de l'industrie pétrolière.

Introduction

L'objectif principal de l'application de l'UBD, dans le puits MDZ 664, est de le remettre en forte pression et d'augmenter ses potentialités suite à la diminution de la production. Cette technique est appliquée tout en préservant le réservoir de l'endommagement. Quatre étapes peuvent être envisagées pour déterminer les options et les exigences d'un puits à forer en Underbalance qui sont comme suit :

- Détermination de la pression de fond (BHCP) ;
- Identification du fluide de forage ;
- Etablissement un programme de forage et modélisation des débits ;
- Sélection le matériel de surface.

1. Sélection du puits MDZ664 candidat pour le forage en underbalance

Le forage en underbalance nécessite des conditions techniques et économiques pour être applicable ou pour être sélectionné. Il est indispensable de faire une étude afin de connaître si un puits est candidat pour être foré en underbalance ou non.

Un puits est candidat à être foré en underbalance selon plusieurs conditions ; on peut les subdiviser en :

- Conditions liées aux équipements ;
- Conditions liées au réservoir ;
- Conditions liées aux personnels ;

➤ Conditions liées aux personnels

Le forage en underbalance nécessite l'ingénierie (engineering) et un personnel qualifié pour mener l'opération de forage, assurer le bon déroulement et la prévention de tout éventuel incident.

➤ Conditions liées aux équipements

Le forage en underbalance nécessite des équipements spéciaux. Ces équipements doivent être capables à résister à la variation des pressions.

Ces équipements doivent remplir les paramètres suivants :

- La possibilité de garder un draw down fixe ;
- La possibilité d'effectuer un bon nettoyage de trou ;
- La possibilité de contrôler la pression du fond durant le forage ;
- Capacités de pomper, de compresser et d'injecter adéquatement.
- Capacité de séparation (séparateur d'UBD) ;
- Compatibilité de moteur de fond et la MWD avec le fluide de forage ;
- Disponibilité de RBOP ;

➤ **Conditions liées aux formations**

La nature des formations géologiques à traverser jouent un rôle important dans le choix du matériel et de la technique de forage. Chaque formation a des caractéristiques physique et chimique propre à elle et un comportement distinct aux contraintes. Pour qu'un puits puisse être candidat au forage en underbalance il faut qu'il remplisse les conditions suivantes :

- Zones à pertes de circulation sévères ;
- Formations fracturées ;
- Zones à risque de coincements par pression différentielle ;
- Formations dures (denses, perméable et porosité faibles) qui a comme conséquence directes un taux de pénétration de l'outil et une durée de vie très faibles.
- Formations sévèrement cavées ;
- Réservoir déplété.

2. But de l'opération UBD dans le puits MDZ 664

L'objectif de la technique est de forer un drain latéral en UBD dans le réservoir Ra, exactement dans le drain D₄ avec un déplacement de 650m afin d'exploiter ce drain d'une manière rapide qui résume un forage de plusieurs puits. L'application d'UBD s'effectue après toute une harmonisation d'un programme de forage.

3. Programme de forage du puits MDZ664

La répartition des phases d'un puits doit être réalisée du bas vers le haut après une étude géologique bien détaillée (étude diagraphique faite par Schlumberger) sur le champ. A Chaque changement de facies une phase est déterminée par une côte (sabot), (figure VI.1), mais en pratique le forage commence de haut vers le bas.

Avant chaque manipulation, l'entreprise suit des procédures pour gérer ses travaux de forage dans des conditions normales tenant compte des problèmes de sécurité car il s'agit là d'une technique délicate où toutes les mesures de sécurité doivent être prisent en compte. La sécurité est une partie intégrante de la politique de l'entreprise, elle fait partie des opérations et protège employés, client, propriétés et environnement.

Le programme de forage MDZ664 est un programme lourd. Il est réalisé en 05 phases qui sont comme suit :

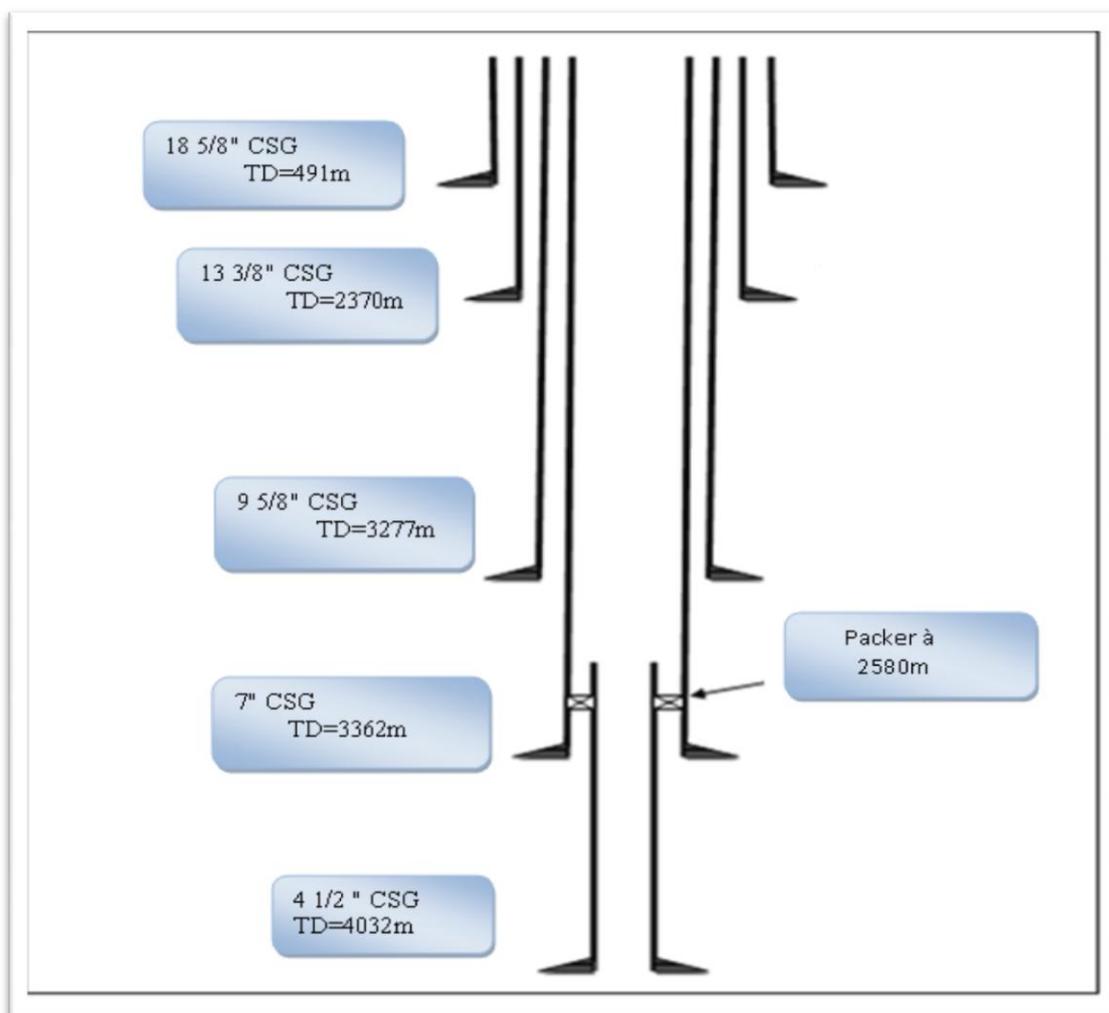


Figure IV.1 : Architecture de forage du puits MDZ 664.

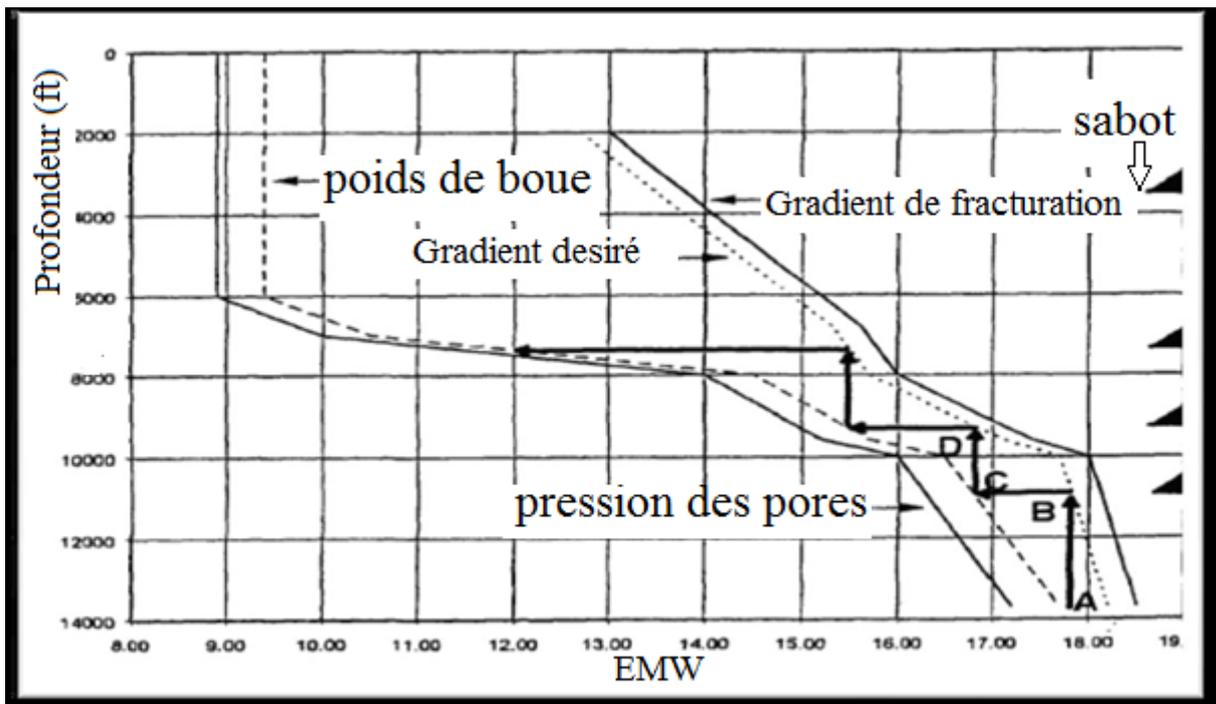


Figure IV.2 : Détermination de sabot de chaque phase.

3.1. Etablissement du programme de forage

Après avoir déterminé les différentes phases, le programme sera établi. On doit tenir compte du diamètre du manchon, de jeu manchon-paroi et de jeu outil-tubage. Donc l'harmonisation doit reprendre aux exigences suivantes :

- Passage libre de la colonne à descendue ;
- Epaisseur suffisante de ciment dans l'espace annulaire ;
- Possibilité d'introduire des appareillages de mesure ;

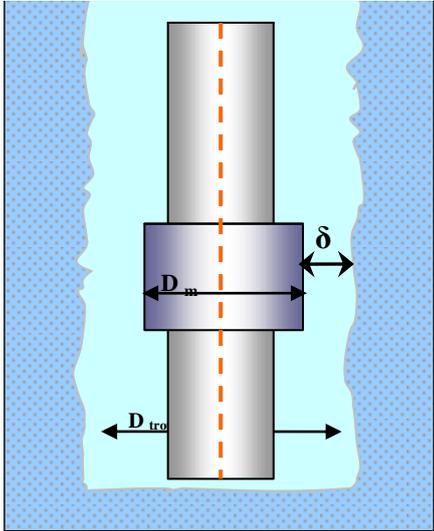
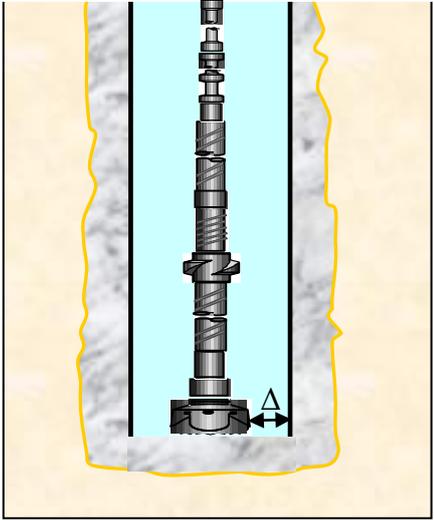
Tout en connaissant le diamètre intérieur de la colonne, on peut connaître son diamètre extérieur d'après le formulaire de foreur.

Les valeurs des jeux outil-tubage et manchon-trou dépendent des diamètres extérieurs du tubage (manchon) et des diamètres d'outil. Ces valeurs sont représentées dans les tableaux suivants d'après le formulaire de foreur :

Tableau IV.1 : Jeu entre trou et manchon et jeu entre l'outil et la paroi intérieur de tubage.

Diamètre de l'outil (")	Diamètre extérieur de tubage (")	Diamètre du manchon (mm)	Δ (jeu entre l'outil et la paroi intérieur de tubage) (mm)	δ (jeu entre trou-manchon) (mm)
26"	18" ^{5/8}	508.0	6-7	75-80
16"	13" ^{3/8}	365.1	5-7	20-40
12" ^{1/4}	9" ^{5/8}	269.5	4-5	15-20
8" ^{3/8}	7"	194.5	4-5	10-15
6"	4" ^{1/2}	127	4-5	10-15

3.2. Calcul des diamètres de trous et tubage

<p>Diamètre de l'outil à utiliser pour différents phases de forage : $D_t = D_m + 2 \delta$ (mm) Avec : D_m: diamètre de manchon ; δ :jeu manchon-trou ;</p>	<p>Diamètre intérieur de la colonne précédente $D_{int\ cp} = D_t + 2\Delta$ (mm) Avec : Δ : jeu outil-tubage ; D_{intcp} : diamètre intérieur de la colonne précédente.</p>
 <p>Figure VI.3 : Représentant le jeu manchon-trou</p>	 <p>Figure VI.4 : Représentant le jeu outil-tubage</p>

On calcule les différents diamètres de l'outil (trou) et les diamètres intérieurs de la colonne du puits MDZ664 (diamètre du tubage) : avec **1pouce =2.54cm**.

L'harmonisation des diamètres donne les résultats représentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.2 : Harmonisation des diamètres.

phase	Tubage (m)	Profondeur (m) TVD/MD	D_m (mm)	δ	$D_t = D_m + 2 \delta$ (mm)	Δ	$D_{intcp}=D_t+2\Delta$ (mm)
26"	18" ^{5/8}	491	D'après le formulaire de foreur $D_m = 508.0\text{mm}$	76	D'après les normes de l'API on prend l'outil de 26" Donc $D_t=26*25.4$ $D_t=660.4\text{mm}$	/	D'après les normes de l'API on prend l'outil de 26" Donc, $D_{intcp} = 660.4\text{mm}$
16"	13" ^{3/8}	2370	D'après le formulaire de foreur $D_m = 365.1\text{mm}$	20	D'après les normes de l'API on prend l'outil de 16" Donc, $D_t = 16*25.4$ $D_t = 406.4\text{mm}$	7	$D_{intcp} = 420.4\text{mm}$ Ce diamètre correspond à un diamètre extérieur d'une colonne de 18" ^{5/8}
12" ^{1/4}	9" ^{5/8}	3260/3277	D'après le formulaire de foreur $D_m = 269.9\text{mm}$	20	D'après les normes de l'API on prend l'outil de 12" ^{1/4} . Donc, $D_t = 12.25*25.4$ $D_t = 311.15\text{mm}$	5	$D_{intcp} = 321.15\text{mm}$ Ce diamètre correspond à un diamètre extérieur d'une colonne de 13" ^{3/8}
8" ^{3/8}	7"	3318/3332	D'après le formulaire de foreur, $D_m = 194.5\text{mm}$	10	Donc le diamètre de l'outil est de 8" ^{3/8} . Donc, $D_t = 8.37*25.4$ $D_t = 212.72\text{mm}$	4	$D_{intcp} = 220.72\text{mm}$ Ce diamètre correspond à un diamètre extérieur d'une colonne de 9" ^{5/8}
6"	4" ^{1/2}	4032/3364	D'après le formulaire de foreur $D_m = 127.0\text{mm}$	10	Donc d'après les normes de l'API on prend l'outil de 6". Donc, $D_t = 6*25.4$ $D_t = 152.4\text{mm}$	4	$D_{intcp} = 160.4\text{mm}$ Ce diamètre correspond à un diamètre extérieur d'une colonne de 7".

3.3. Régime de forage et programme d'outil

Le régime de forage est un ensemble de facteurs qui exercent une action direct sur le processus de forage, cet ensemble est composé de :

- Outil de forage ;
- La vitesse de rotation (RPM) ;
- Débit de circulation (Q) ;
- Poids sur l'outil ;

Ces paramètres doivent être déterminés de façon plus précise et que l'opération de forage se passe sans problème. Alors, pour la détermination d'un régime optimale nous devons prendre en considération :

- La lithologie de la formation ;
- Les propriétés physico-mécaniques des formations ;
- Les diamètres de puits et les profondeurs.

La charge axiale sur l'outil (WOB) : doit être suffisante pour la destruction de la roche par l'outil.

Vitesse de rotation de l'outil (ROP) : dépend de type et de la dimension de trépan ; de la profondeur ; des propriétés mécaniques des terrains de la charge sur l'outil ; aussi que le caractéristique de l'appareil de forage.

Quantité de fluide de circulation (Débit) : le balayage des déblais doit être assuré par le fonctionnement du système des événements du trépan et non par l'augmentation de débit.

Tableau IV.3 : Programme d'outil et régime de forage

phase	Type d'outil (Bit)	Profondeur forée [m]	Paramètres		
			WOB [T]	RPM [tr /min]	Débit Q [l/min]
26" Vertical	SB415 (IADC415)	0-491	1-25	80-120	1000- 3400
16" Vertical	TFF913S	491-2370	5-23	90-230	2800- 3000
12"^{1/4} Vertical	PDC MI616LVpx (SMITH)	2370-3008	10-18	90-150	2500
12"^{1/4} Build up	HCM 408RR	3008-3277	10-20	90-170	2500
8"^{3/8}	DSF713IQ616 D	3277-3362	4-10	80-130	1000
6"	XR40	3362-4435	5-10	80-130	< 1000

3.4. Programme de boue du puits MDZ664

Le choix du fluide de forage doit être basé sur les capacités du fluide pour réaliser les fonctions essentielles et pour réduire au minimum des problèmes prévus du puits. Ce choix est basé sur les problèmes prévus pour le puits foré.

L'établissement du programme de boue constitue une opération primordiale pour la réussite d'un forage.

Il s'agit en effet de choisir les caractéristiques de boue, afin qu'on puisse atteindre l'objectif dans les meilleures conditions économiques, tout en respectant certaines données. À cet effet la boue de forage est choisie en fonction de la nature des formations, de l'architecture du puits et des objectifs du sondage.

Pour la réalisation du puits **MDZ664** trois types de fluides sont utilisés :

3.4.1. Boue à base d'eau (WBM)

La boue bentonitique est un fluide de forage qui permet de commencer le forage des terrains de surface, généralement mal consolidés (sable). Le choix de fluide de départ dépend de la nature de terrain, en générale on ajoute de 50 à 100 Kg de bentonite par 1m³ d'eau.

But de choix :

- Filtrat élevé pour formation de cake consolidant la formation et colmatant les sables ;
- Viscosité élevée pour le bon nettoyage de trou ;
- Faible densité ce qui implique une faible pression hydrostatique donc moins de pertes ;
- Fabrication simple et coût faible ;

3.4.2. Boue à base d'huile (OBM)

C'est une boue émulsionnée inversement, la boue à émulsion inverse peut contenir jusqu'à 60% d'eau, actuellement la tendance est à 50%, c'est une boue très coûteuse.

But de choix :

- Eviter le gonflement.
- Pour empêcher la dissolution des sels des formations.
- Résiste aux contaminations.
- Excellent pouvoir lubrifiant.
- Limite les coincements par pression différentielle.
- Réduire l'effet de corrosion.

3.4.3. Brut

C'est un fluide de forage utilisé dans le forage en Underbalance, dans la phase de 6'' mélangé avec de nitrogène pour une composition adapté avec la formation forée.

La densité du mélange est basée sur une faible dépression par rapport à la pression du réservoir (**voir chapitre V**).

But de choix :

L'avantage de ce fluide de forage par rapport aux autres fluides de base sur sa densité qui présente la même densité du réservoir, parmi les buts de choix du brut, on cite :

- Simple traitement lors de forage ;
- Pas de contamination avec le fluide de réservoir ;

- Pas de formation de cake ;
- Le bon fluide pour les conditions de l'UBD ;

4. Caractérisation et calcul de volume de la boue de forage utilisé pour chaque phase de forage

Pour effectuer l'opération de forage en meilleures conditions. Le volume nécessaire disponible dans le circuit de boue est composé de trois volumes qui sont :

Volume de surface : c'est le volume des équipements de surface, niveau de la goulotte, tamis et bacs.

Volume de trou : c'est le volume trouvant à l'intérieur du puits, du fond jusqu'en surface, lorsque la garniture est en surface.

Volume de réserve : c'est le volume nécessaire en cas de perte.

Le volume de circuit est calculé comme suit :

$$V_c = V_{tr} + V_s + V_{rés}$$

Avec :

V_c : volume de circuit de la phase considérée ;

V_s : volume de surface ; $V_s = 80 \text{ m}^3$;

V_{tr} : volume de trou ;

$V_{rés}$: volume de réserve ;

$V_{rés} = 1/2 * V_{tr}$ le cas où il y a des pertes partielles ;

$V_{rés} = 1 * V_{tr}$ le cas où il y a des pertes total ;

Calcul des volumes de boue

Les calculs du programme de boue de chaque phase sont résumé dans le tableau suivant :

Tableaux IV.4 : Le volume de boue de la première phase 26".

Phase 26 "	La boue de cet intervalle sera construite en utilisant la bentonite pré-hydratée. L'eau de mixage devrait être examinée et traitée pour assurer la dureté
K : coefficient de majoration	1.25
$V_{tr} = S * H$ * K (m ³)	$S = \Pi * D_{tr}^2 / 4$; $D_{tr} = 0.66$ m ; $S = 0.342m^2$; $V_{tr} = 0.342 * 491 * 1.25$; $V_{tr} = 210.12$ m ³ .
$V_{rés} = 1 * V_{tr}$ (m ³) (perte totale)	$V_{rés} = V_{tr} = 210.12$ m ³ ; $V_{rés} = 210.12$ m ³ .
V_s (m ³)	80
V_c (m ³)	$V_c = 80 + 210.12 + 210.12$; $V_c = 500.24m^3$.

Tableaux IV.5 : Le volume de boue de la deuxième phase 16".

Phase 16 "	La boue utilisée dans cette phase est une boue émulsionnée inversement.
Profondeur (m) : H _{trou}	2370-491=1879
D_{int-csg} (m) : diamètre intérieur de tubage (formulaire de forure)	0.45

H_{csg} (m) : la hauteur de tubage	491
K : coefficient de majoration	1.25
V_{int-csg} (m³): Volume à l'intérieur de tubage	$V_{\text{int-csg}} = (\Pi * D_{\text{int-csg}}^2 / 4) * H_{\text{csg}} ;$ $V_{\text{int-csg}} = 78.09 \text{ m}^3$
V_{oh} (m³) : Volume à l'intérieur de trou	$V_{\text{oh}} = (\Pi * D_{\text{trou}}^2 / 4) * H_{\text{trou}} * K; V_{\text{oh}} = 304.67 \text{ m}^3$
V_{tr} = V_{int-csg} + V_{oh} (m³)	$V_{\text{tr}} = 304.67 + 78.09;$ $V_{\text{tr}} = 382.82 \text{ m}^3$
V_{rés} = 1 / 2 * V_{tr} (m³) (perte partielle)	$V_{\text{tr}} = 1/2 * 382.82;$ $V_{\text{tr}} = 191.38 \text{ m}^3$
V_s (m³)	80
V_c (m³)	$V_{\text{c}} = 80 + 382.82 + 191.38;$ $V_{\text{c}} = 654.20 \text{ m}^3$

Tableaux IV.6 : Le volume de boue de la troisième phase 12^{1/4}''.

Phase 12 ^{1/4} ''	C'est une boue de type Relaxed Versadril 80/20 (OBM).
Profondeur (m) : H _{trou}	3270-2370=907
D_{tr} : diamètre de trou (m)	0.311
D_{int-csg} (m) : diamètre intérieur de tubage	0.315

H_{csg} (m) : la hauteur de tubage	2370
K : coefficient de majoration	1.25
V_{int-csg} (m³) : Volume à l'intérieur de tubage	$V_{\text{int-csg}} = (\Pi * D_{\text{int-csg}}^2 / 4) * H_{\text{csg}} ;$ $V_{\text{int-csg}} = 184.60 \text{ m}^3$
V_{oh} (m³) : Volume à l'intérieur de trou ouvert	$V_{\text{oh}} = (\Pi * D_{\text{trou}}^2 / 4) * H_{\text{trou}} * K;$ $V_{\text{oh}} = 86.08 \text{ m}^3$
V_{tr} = V_{int-csg} + V_{oh} (m³)	$V_{\text{tr}} = 184.60 + 86.08 ; V_{\text{tr}} = 270.68 \text{ m}^3$
V_{rés} = 1 / 2 * V_{tr} (m³) (perte partielle)	$V_{\text{rés}} = 1/2 * 270.68 ; V_{\text{rés}} = 135.34 \text{ m}^3$
V_s (m³)	80
V_c (m³)	$V_c = 80 + 270.68 + 135.34 ; V_c = 486.02 \text{ m}^3$

Tableaux IV.7 : Le volume de boue de la troisième phase 8^{3/8}.

Phase 8 ^{3/8}	C'est une boue de type Relaxed Versadril 85/15(OBM).
Profondeur (m) : H _{trou}	3332-3277=55.0
D _{tr} : diamètre de trou (m)	0.212
D _{int-csg} (m) : diamètre intérieur de tubage	0.216
H_{csg} (m) : la hauteur de tubage	3277
K : coefficient de majoration	1.25

$V_{\text{int-csg}} \text{ (m}^3\text{)}$: Volume à l'intérieur de tubage	$V_{\text{int-csg}} = (\Pi * D_{\text{int-csg}}^2 / 4) * H_{\text{csg}}$; $V_{\text{int-csg}} = 120.0 \text{ m}^3$
$V_{\text{oh}} \text{ (m}^3\text{)}$: Volume à l'intérieur de trou ouvert	$V_{\text{oh}} = (\Pi * D_{\text{trou}}^2 / 4) * H_{\text{trou}} * K$; $V_{\text{oh}} = 2.42 \text{ m}^3$
$V_{\text{tr}} = V_{\text{int-csg}} + V_{\text{oh}}$ $\text{(m}^3\text{)}$	$V_{\text{tr}} = 120.0 + 2.42$; $V_{\text{tr}} = 122.42 \text{ m}^3$
$V_{\text{rés}} = 1/2 * V_{\text{tr}} \text{ (m}^3\text{)}$ (perte partielle)	$V_{\text{rés}} = 1/2 * 270.68$; $V_{\text{rés}} = 60.0 \text{ m}^3$.
$V_s \text{ (m}^3\text{)}$	80
$V_c \text{ (m}^3\text{)}$	$V_c = 80 + 120.0 + 60.0$; $V_c = 260.0 \text{ m}^3$.

Tableaux IV.8 : Le volume de boue de la troisième phase 6".

Phase 6"	La phase 6 " sera foré horizontalement dans le réservoir approximativement de 3332m à la profondeur 4032m, en utilisant le brut lors du forage en Underbalance.
Profondeur (m) : H_{trou}	4032-3332=700 théorique (650 m réel)
D_{tr} : diamètre de trou (m)	0.152
$D_{\text{int-csg}}$ (m) : diamètre intérieur de tubage	0.154
H_{csg} (m) : la hauteur de tubage	3332
K : coefficient de majoration	1.25

$V_{\text{int-csg}} (\text{m}^3)$: Volume à l'intérieur de tubage	$V_{\text{int-csg}} = (\Pi * D_{\text{int-csg}}^2 / 4) * H_{\text{csg}}$; $V_{\text{int-csg}} = 62.03 \text{ m}^3$
$V_{\text{oh}} (\text{m}^3)$: Volume à l'intérieur de trou ouvert	$V_{\text{oh}} = (\Pi * D_{\text{trou}}^2 / 4) * H_{\text{trou}} * K$; $V_{\text{oh}} = 15.86 \text{ m}^3$
$V_{\text{tr}} = V_{\text{int-csg}} + V_{\text{oh}} (\text{m}^3)$	$V_{\text{tr}} = 62.03 + 15.86$; $V_{\text{tr}} = 77.90 \text{ m}^3$
$V_{\text{rés}} (\text{m}^3)$	Puisque on travaille en underbalance, on a toujours un gain de brut dû à la production mais le volume de réserve reste limité. $V_{\text{rés}} = 160 \text{ m}^3$.
$V_{\text{s}} (\text{m}^3)$	80
$V_{\text{c}} (\text{m}^3)$	$V_{\text{c}} = 80 + 77.90 + 160$; $V_{\text{c}} = 317.90 \text{ m}^3$ (même cas que le $V_{\text{rés}}$).

Tableau IV. 9 : Programme de fluides de forage utilisés.

phase	Type de fluide	densité	Volume m^3
26"	Bentonite	1.04-1.05	500.24
16"	Boue à émulsion inverse	1.25	654.20
12" ^{1/4}	Boue à émulsion inverse	1.98-2.02	486.02
8" ^{3/8}	Boue à émulsion inverse	1.40	260.0
6"	Brut +boue	0.82-0.88	317.90

5. Programme de cimentation du puits MDZ664

Dans ce tableau on calcul les volumes de ciments de chaque phase du puits MDZ664

Tableau VI.10 : Les volumes de ciment pour les quatre phases.

Phase	colonne	Diamètre de trou $D_t(m)$	Diamètre de la colonne $D_c(m)$	Profondeur $H(m)$	Volume de cimentation	$V_{cim}+100$ % (m^3)
26"	18" ^{5/8}	0.6604	0.4730	491	81.90	181.90
16"	13" ^{3/8}	0.4064	0.3397	1879	92.63	192.63
12" ^{1/4}	9" ^{5/8}	0.311	0.244	907	32.32	132.32
8" ^{3/8}	7"	0.212	0.177	55	2.72	102.72

Remarque :

Volume de cimentation : $V_{cim} = \Pi * (D_t^2 - D_c^2) * H / 4$ (m^3)

Phase 26" : on à une profondeur de 491m avec un ciment de densité de 1.9sg, l'injection de ce ciment se déroule à un seul étage dans l'espace annulaire tant que la profondeur n'est pas importante.

Phase 16" : la profondeur de cette phase est 2370-491=1879m, mais on ajout toute la hauteur précédent de la première phase pour une bonne cimentation et dans le but d'éviter tout effondrement du puits. La profondeur est importante, donc sera devisée en deux étage avec une densité de 1.54 Sg pour la partie supérieure est 1.9Sg pour la partie inférieur. Par contre pour les autres phases (12" ^{1/4} ; 8" ^{3/8}) on ajoute une marge de sécurité de 200m dans la partie supérieure de la phase précédent car le ciment coût très chers.

L'établissement des différentes phases du programme de forage est résumé dans la courbe suivante :

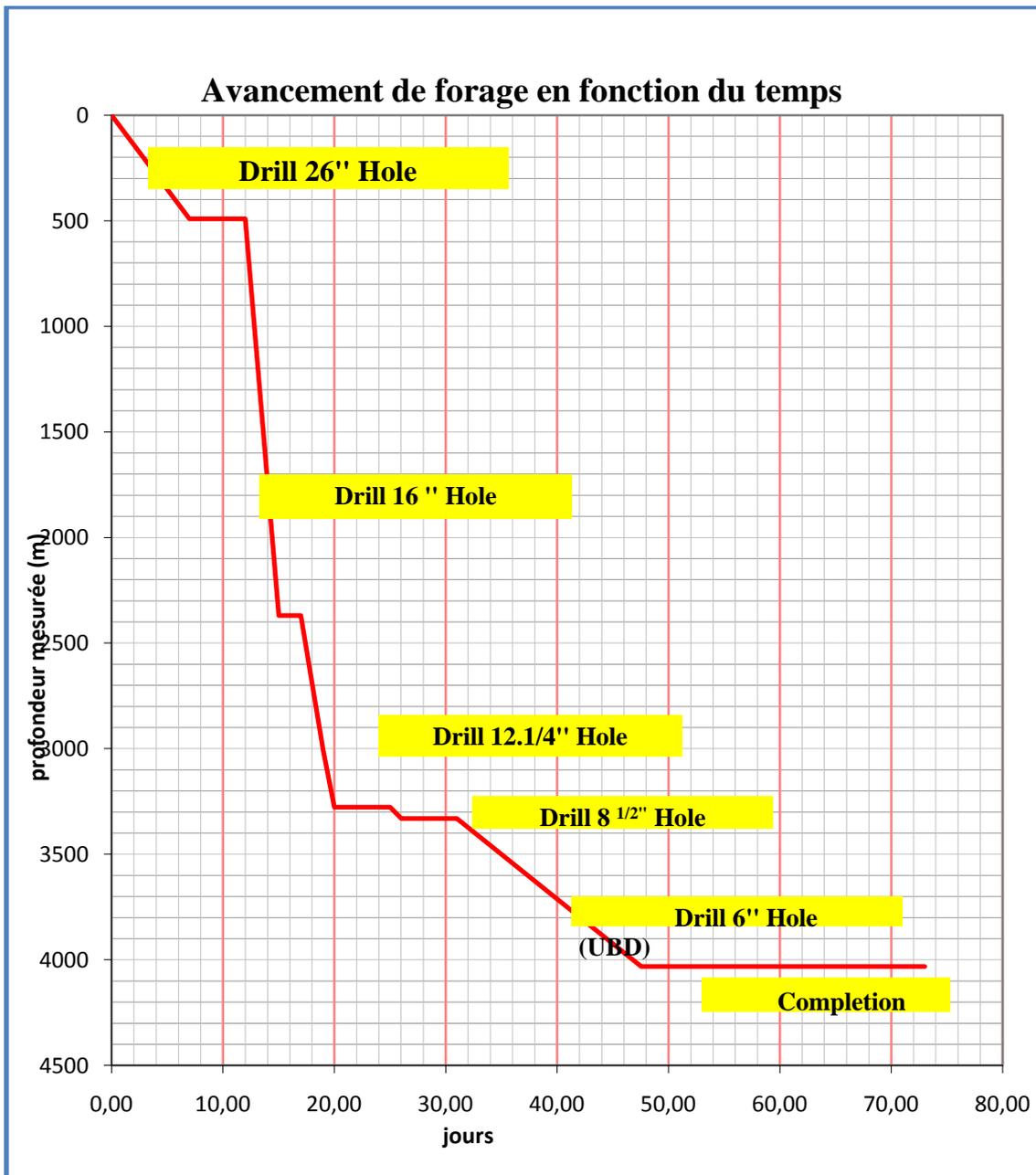


Figure IV.5 : Courbe d'avancement des opérations de forage du puits MDZ 664.

Conclusion

Le choix de l'utilisation de la technique UBD dans le puits MDZ664 est fait suite aux mauvaises maintenances de pression au niveau du réservoir. La priorité de ce choix est de maintenir la production tout en protégeant le puits de tout éventuel effondrement ou endommagement. La réussite de cette technique se base sur sa maîtrise et le choix des programmes à appliquer (outils, boues, ciment, ...etc.).

Introduction

L'objectif principal de ce chapitre se concentre sur l'application de forage en UBD dans le réservoir (RA) et exactement dans les drains producteurs. Ainsi qu'optimiser la production de ces drain d'un cadre général pour donner une certaine valeur à la technique et de critiquer ces défauts

Partie I : Vérification des pressions et densité pour UBD

D'après les mesures obtenues lors des opérations de WIRELINE (AMERADA), effectués par la compagnie de service SCHLUMBERGER, avant d'entamer la phase de production, on a relevé les paramètres suivants :

- Température du réservoir : 120°C.
- Pression de réservoir estimée par SONATRACH : 250-280 kg/cm² équivalent de 3550 psi.
- TVD : 3318m.
- L'épaisseur du drain producteur : [3318-3362].
- Longueur horizontale forée en UBD : 650m.

1. Application d'UBD dans le réservoir

Selon l'énoncée décrite dans le chapitre III concernant l'application de la technique de forage et de production au même temps en sous pression, il est nécessaire de confirmer les conditions opératoires pour le forage au sein du réservoir en tenant compte de la pression de ce dernier et la pression de la colonne hydrostatique.

1.1. Détermination des paramètres de forage en UBD

Première étape :

Conditions de départ : pression hydrostatique = pression de réservoir (At. Balance).

$P_r = P_h$ ce qui implique $H \cdot D_1 / 10.2 = H \cdot D_2 / 10.2$ (Équa 1) Avec

H : hauteur vertical (TVD), **H**=3318m

D : densité du fluide circulant dans la colonne.

D'après cette équation on cherche la pression de la colonne hydrostatique P_h avec la densité de fluide de réservoir est donnée 0.84Sg ; $P_h = \frac{H \cdot D^2}{10.2}$ par l'application numérique. On obtient :

$$P_h = (3318 \cdot 0.84) / (10.2) = 273 \text{ Bar};$$

$$\text{Avec } 1 \text{ Bar} = 14.7 \text{ Psi};$$

$P_h = 273 \cdot 14.7 = 4016 \text{ Psi}$; avec une pression du réservoir de $P_r = 3550 \text{ Psi}$; d'où la premier condition d'At. Balance n'est pas vérifiée, donc on doit alléger la colonne hydrostatique par la diminution de la densité à l'aide de Protocole d'injection d'azote dans l'espace annulaire du puits.

On cherche la nouvelle densité pour que l'At. Balance qui vérifie : $P_r = \frac{H \cdot D'^2}{10.2}$;

$D'^2 = 10.2 \cdot P_r / H$; $D'^2 = 10.2 \cdot 3550 / 3318 = 0.74 \text{ Sg}$; par cette nouvelle densité on calcul la nouvelle pression hydrostatique qui sera comme suit :

$$P_h = (3318 \cdot 0.74) / (10.2) = 240 \text{ Bar}; \quad P_h = 240 \cdot 14.7 = 3538 \text{ Psi}.$$

On conclu que la pression de la colonne P_h été diminué lorsque on a abaissé la densité de réservoir, d'où la relation entre la pression et la densité est proportionnelle.

Par l'application de la condition de Draw Down ($DD = 200 \text{ Psi}$), cette valeur c'est la marge minimale de la pression de circulation du fond, ce qui détermine aussi l'intervalle de pression très important qui nécessite un suivi primordial au niveau de la surface par le choke manifold de Weatherford.

Donc : $P'_h = P_h - DD = 3550 - 200 = 3350 \text{ Psi}$; d'où la première condition est vérifiée :

$$P_r = P'_h.$$

Remarque :

Cette valeur condamne l'opérateur de Weatherford à être vigilant parce qu'au-delà de cette valeur on risque de provoquer deux phénomènes au niveau du réservoir qui sont :

- Si DD dépasse la valeur de l'intervalle (supérieur à 20% équivalent de 700 Psi) ; on risque d'avoir un éclatement, bombardement du réservoir.
- Si DD chute dessous de la valeur minimale (inferieur à 5% équivalent de 175 Psi) ; on risque la fermeture de puits et de son étouffement (collapse).

Deuxième étape:

Une fois que la première condition est vérifiée, on passe à l'application de la condition suivante : $P_h < P_r$ dans ce cas on parlera d'UBD.

1.2. Densité de fluide pour les conditions d'UBD

Pour un fonctionnement correct de l'opération d'UBD, il suffit de sélectionner un fluide compatible avec les conditions d'UBD.

Pour appliquer cette notion on doit encore abaisser la densité de la colonne hydrostatique :

$$P'_h = \frac{H \cdot D''^2}{10.2}; \text{ ce qui implique } 3350 = \frac{(3318 \cdot D''^2)}{10.2}; D''^2 = 0.70 \text{ Sg}$$

Cette valeur qui détermine le choix du fluide est utilisée pour le forage dans le réservoir.

Il est recommandé de réduire la pression de la colonne hydrostatique par rapport à celle du gisement (réservoir).

On peut vérifier cette valeur par le calcul de la pression hydrostatique : $P'_h = \frac{H \cdot D''^2}{10.2}$

ce qui implique $P''_h = \frac{3318 \cdot 0.70}{10.2} = 227 \text{ Bar}; P''_h = 227 \cdot 14.7 = 3337 \text{ Psi}$

$(3337 < 3550) \text{ Psi}$ avec une densité de 0.7 Sg	$P''_h < P_r$
---	---------------

Pour exécuter l'opération UBD, il est recommandé de diminuer cette pression hydrostatique à une valeur au-dessous de la pression de réservoir et cela par une modification de la densité de fluide de forage à l'aide d'azote qui diminue encore une fois la pression et allégera la colonne de production et remonte le brut en surface.

Donc, L'intervalle de BHP sera [4016 Psi – 3337 Psi] d'après les calculs effectués pour ce puits.

2. Protocole de production et d'injection d'azote au niveau du puits MDZ664

Pour la réalisation d'un forage en UBD il est indispensable de choisir le fluide adéquat, pour notre cas d'étude on a choisi le nitrogène comme un gaz allégeant la colonne hydrostatique avec une association du brut, cette injection est réalisée avec un débit de brut injecté allant de [800 à 620] lpm.

L'injection de ces fluides se fait de la surface jusqu'au fond de puits en utilisant l'ensemble d'équipement de production de nitrogène injecté comme montre la figure suivante qui se trouve entre les parois de trou et les parois de tubage (espace annulaire) (voir annexe 3) (voir chapitre III)

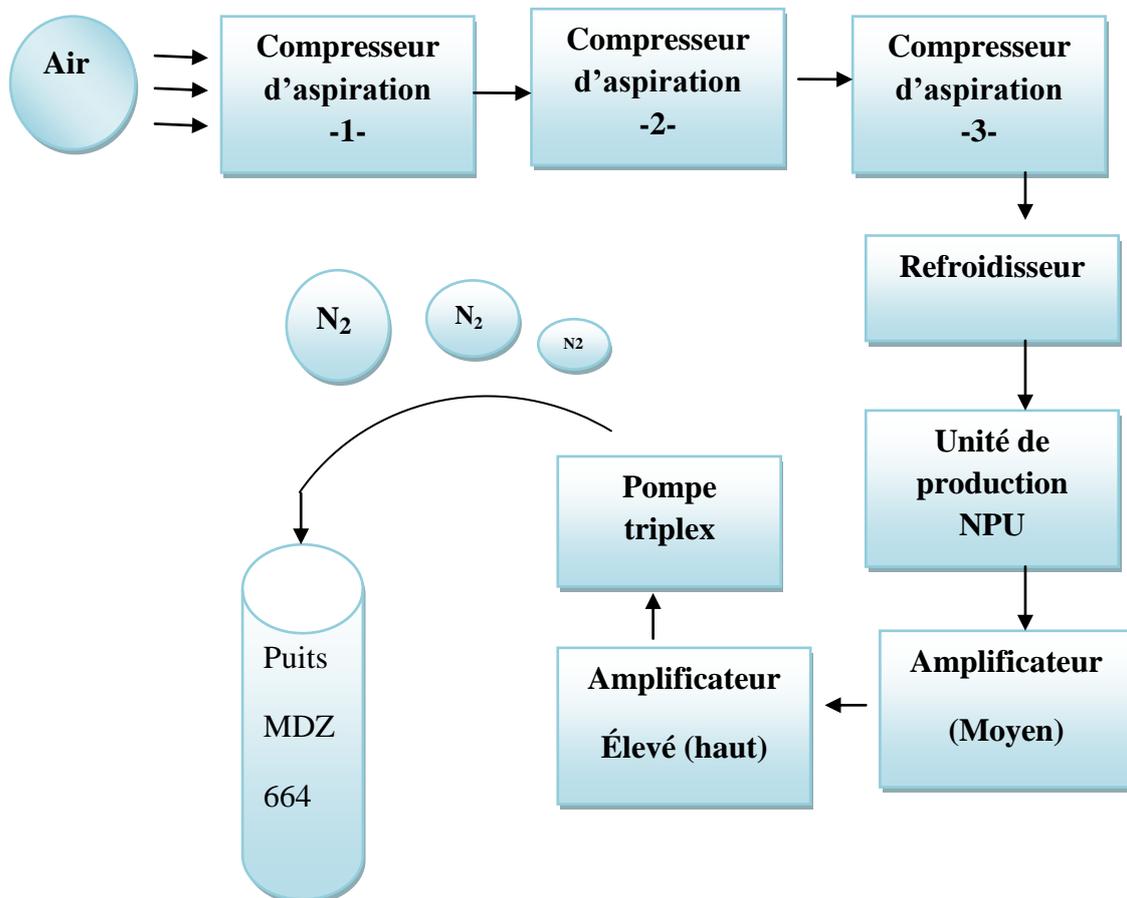


Figure V.1. : Schéma technologique de production et injection d'azote.

Partie II : Optimisation de la production pour le cas de puits MDZ664.

1. La réalisation du Flow test pendant la période de forage

Pendant le forage du drain de production, l'entreprise a effectué des tests dans le but d'optimiser le taux de production du puits ainsi que son rendement journalier. Ces essais (Flow test et Build-up test) sont des moyens de contrôle d'état du réservoir qui s'effectue presque chaque 15 jours selon les besoins de l'entreprise et la demande de la division de production de SONATRACH.

2. Procédure de flow test

2.1. Procédure et mode préparatoire

- Nettoyer le puits de tout fluide de circulation.
- Déplacement d'azote de l'espace annulaire par une boue à base d'huile de densité de 1.sg.

L'Entreprise responsable des opérations d'UBD (weatherford) suit les procédures de circulation et de réalisation de ces manœuvres toute en gardant quelques paramètres sous le contrôle des ingénieurs.

- Isoler toute personne en dehors de responsabilité de entreprise afin d'éviter toute anomalie liée au dysfonctionnement d'appareil de surface ou intrusion pareil.
- Avant de commencer le test, il faut assurer la stabilité du niveau des volumes des bacs de décantation ainsi que la pression de séparateur pour une bonne lecture des résultats.

2.2. Le premier test : 04/02/2015

Flow test : s'effectue avec une demi-fermeture du puits (1/2 choke dans la cote 3460m TMD) après un forage de **128** m dans le réservoir sous des conditions opératoires exigées:

- Fermeture de puits vide sans N2.
- Pression de la tête de puits (WHP) varie entre [45_50] Psi.
- Pression de fond (BHP) peut diminuer graduellement de 3720_ 3300 Psi.
- Pendant 10 heures à partir de 04h: 15 jusqu'à 14h:00.
- ce test s'effectue dans la côte (toit du réservoir) ; TVD = 3332m.

On laisse le puits débiter pendant 06 heures de temps et au fur et mesure on surveille le graphe. Dès que le débit est stable, on arrête la procédure et on enchaîne par une autre procédure de Build up.

Build-up test

Ce test s'effectue par la fermeture totale de choke manifold pendant le Build-up jusqu'à avoir le graphe stable. Une fois l'opération achevée le Build-up test peut commencer.

A partir de 14h :00 ; le flow test s'arrête et se poursuit par le test de la fermeture totale du puits (Build-up test) qui s'applique lui aussi sous des conditions exigées :

- Pression de tête de puits égale à 935 Psi.
- Pression de fond du puits atteint 4240 Psi.
- La fermeture du puits pendant 2h.

Le l'arrêt des tests dépend initialement des résultats obtenus sur l'écran de contrôle de choke manifold. Il se fait lorsque la pression de fond et Pression de tête de puits atteignent respectivement 4350 Psi et 1022 Psi et la courbe du débit d'écoulement de brut se stabilise.

2.2.1. Paramètres sous surveillances

Les paramètres nécessaires dans le contrôle et le suivi de forage productif sont :

- GOR : rapport Gaz /Oil, ce paramètre permet de déterminer le rapport entre le volume d'huile et le volume de gaz produit.
- Variation de la pression de fond(BHP).
- Débit produit.

2.2.2. Les résultats obtenus du premier test

La courbe ci-dessous montre la variation de pression de la circulation à l'intérieur de puits en fonction du temps pendant le flow test (figure V 1.2.3).

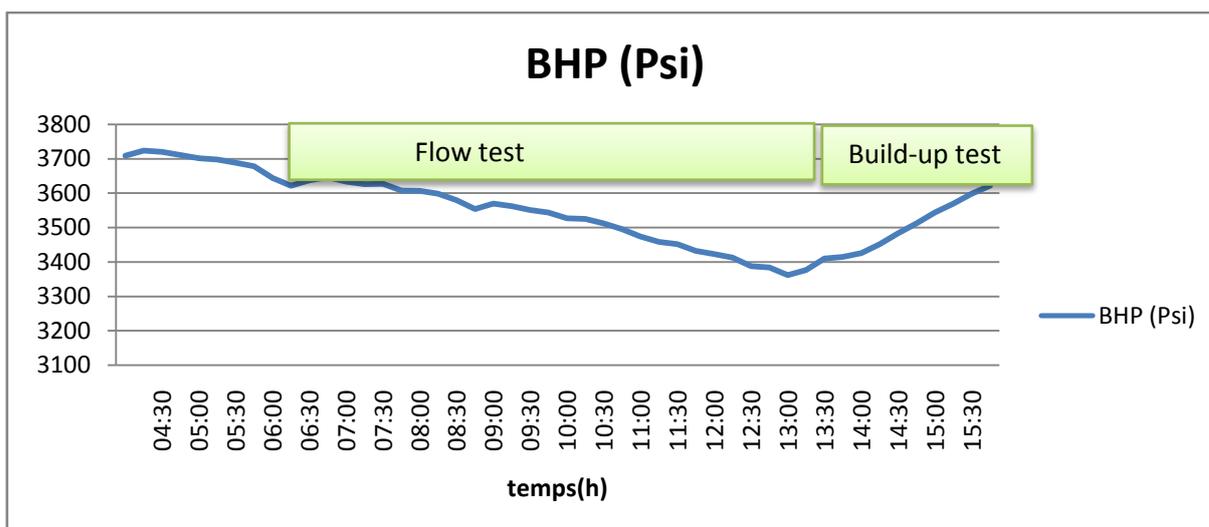


Figure V.2: Variation de la BHP dans le test du (04/02/2015).

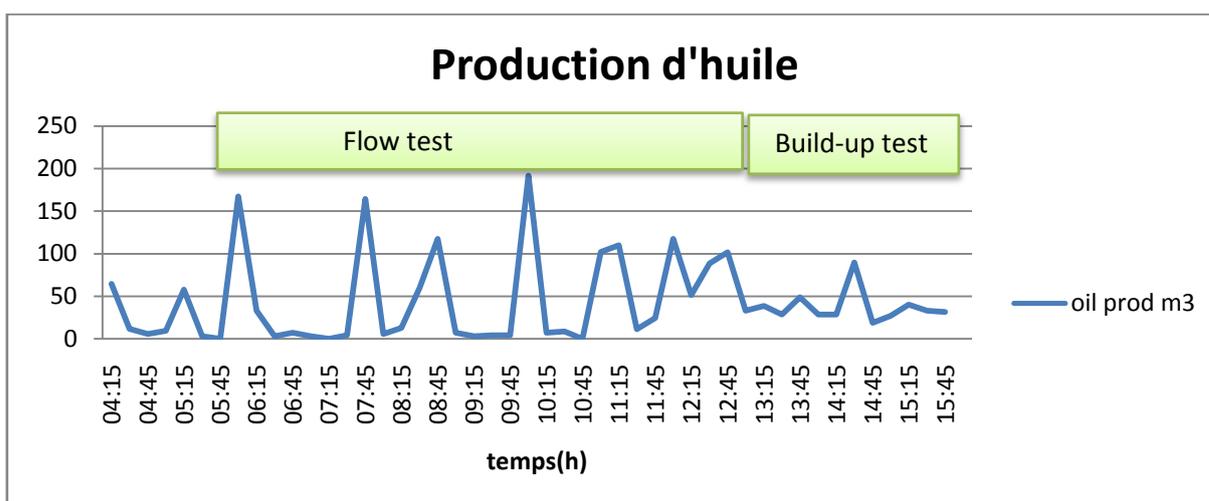


Figure V.3 : Production d'huile en fonction de temps pendant le test du (04/02/2015).

À l'issue du flow test, on a observé que la pression du fond de puits au début du flow test est approximatif à 3730 Psi, ainsi pendant une duré de 08H30mn on a soulevé une diminution régressive de la production d'huile (TSV) en fonction du temps jusqu'à un débit minimal dans le Build-up test.

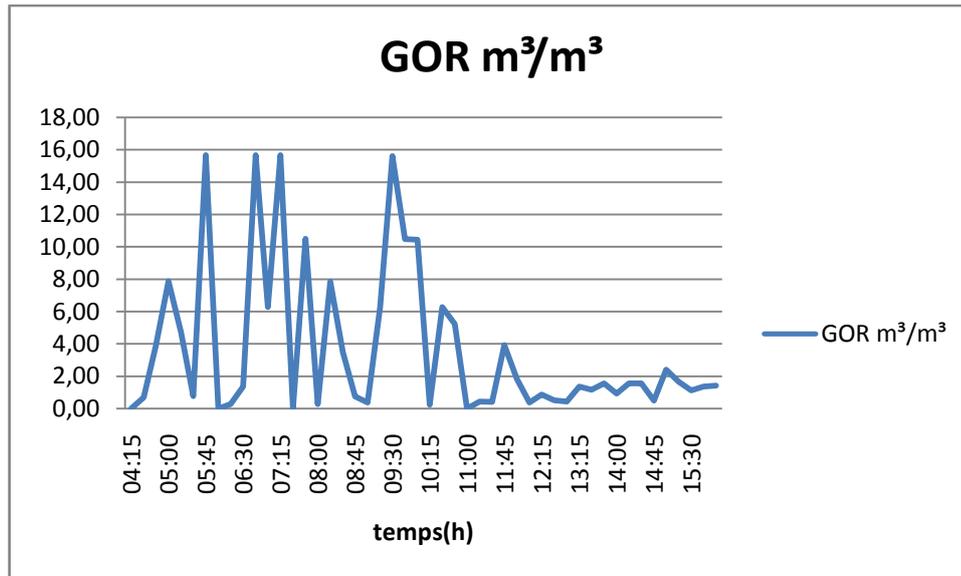


Figure V.4 : Variation du GOR pendant le test du (04/02/2015).

2.2.3. Discussion et interprétation des résultats obtenus

D'après la courbe de contrôle de la BHP, on remarque qu'il y a une relation proportionnelle inverse de la pression de fond et le temps de fermeture de puits pendant le test.

- BHP diminue pendant la demi-fermeture (flow test), par contre elle augmente pendant la fermeture total du puits (Build-up test).
- La fermeture du puits donne la valeur exacte de la pression maximale du réservoir pour une production optimal.
- Le pic des deux courbes de production d'huile et de GOR représente les valeurs maximales pendant les deux tests (flow test et de Build-up) en fonction de temps, qui indique la production pendant le forage, ainsi que la courbe de production d'huile commence à se stabilisée après un certain temps durant le Build-up test.

D'après la courbe de control du rapport Gaz/Oil, on a obtenus une valeur importante de GOR, qui signifie le début de production d'huile avec obtention d'une valeur maximale pendant le flow test (**191,58 m³**).

Après un certain temps, on observe une diminution des paramètres surveillé (GOR, production d'huile) au Build-up test qui signifie l'authentification de l'un des tests (voir annexe 4).

2.2.4. Suivi de la production au niveau des bacs de décantation

Il est nécessairement recommandable d'utiliser les bacs de comptage pour la mesure des débits de liquides récupérés de puits. Après toute une décantation des déblais dans le premier et le deuxième bac, le fluide récupéré du dernier bac sera pompé au puits (circuit fermé) et le surplus ou bien l'excès des bacs sera exporté comme production, cette méthode n'est toutefois conseillée que pour des débits modestes pour des raisons de dimensions des bacs.

Les courbes suivantes présentes la variation du volume d'huile produit pendant le test du 04/02/2015 dans toute l'installation de surface (TSV) (voir annexe 4 du 04/02/2015) :

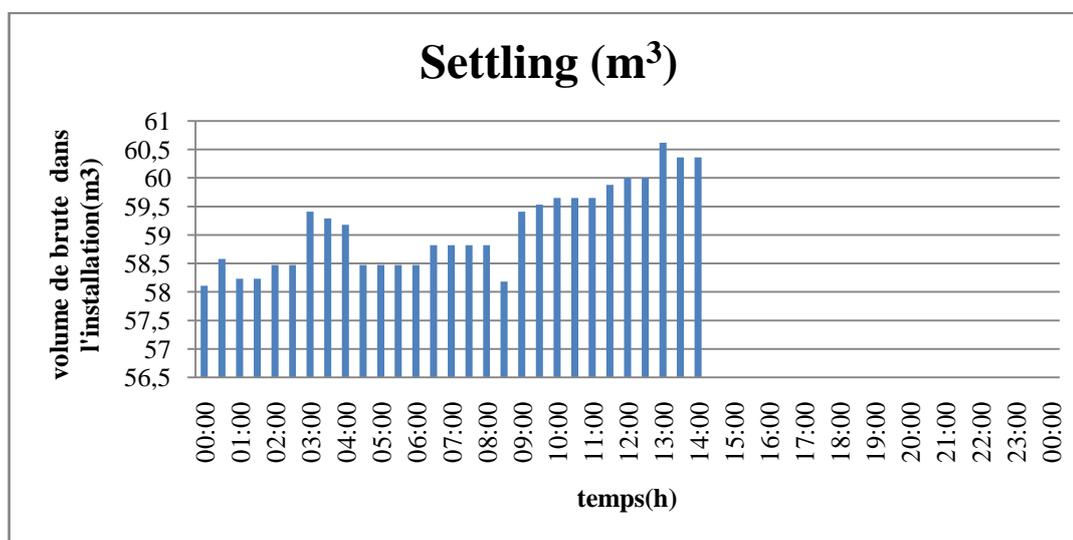


Figure V.5 : Volume de brut dans l'installation pour (04/02/2015).

La figure ci dessus nous indique le volume total trouvé sur le reste de l'installation de forage soit de brut, déblais, ainsi que le gaz sera torché par une conduite. Ce volume de brut augmente d'une manière proportionnelle avec le temps.

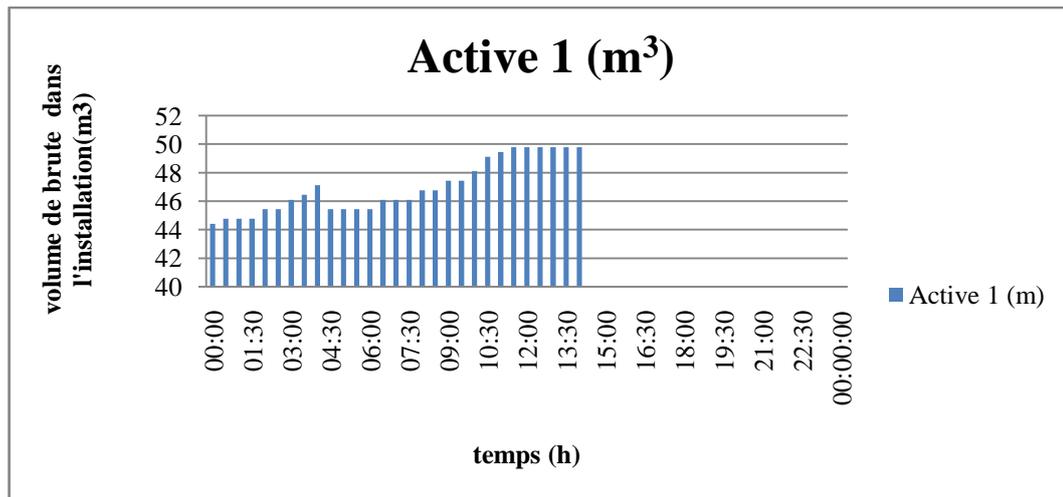


Figure V.6 : Volume de brut dans le premier Bac du (04/02/2015).

Le premier actif reçoit un volume de 60m^3 directement de fluide récupéré de puits après une séparation des gaz torchés. Ce fluide c'est un mélange de toute les caractéristiques du puits. L'active 1 est devisé en deux par une plaque de séparation. La figure ci-dessus indique un volume mois important dans les premiers temps car l'huile porte des déblais, et suite à une décantation de toute les déblais dans la première et la deuxième chambre le volume commence à augmenter jusqu'à attendre les 50m^3 .

En effet, on conclue que la production n'est pas importante pour la longueur foré à ce stade. Ainsi qu'il est recommandé de poursuivre le forage jusqu'à atteindre le point visé.

L'histogramme ci-dessous montre une augmentation de volume de brut dans l'active 2 en fonction de temps.

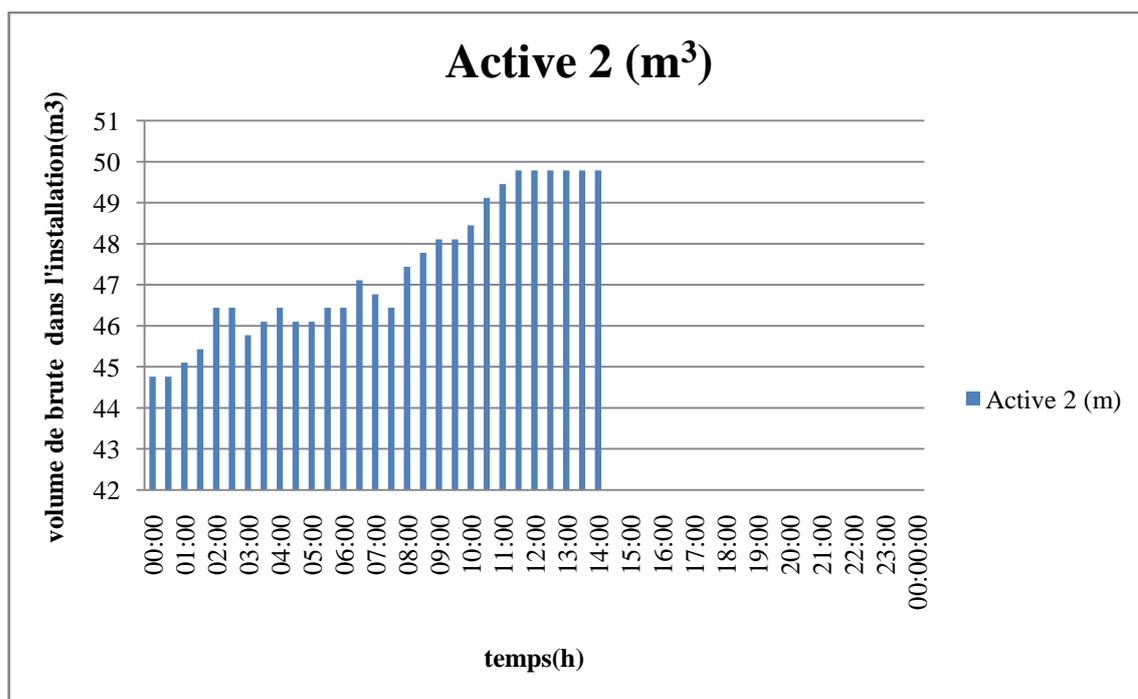


Figure V.7 : Volume de brut dans le deuxième Bac du (04/02/2015).

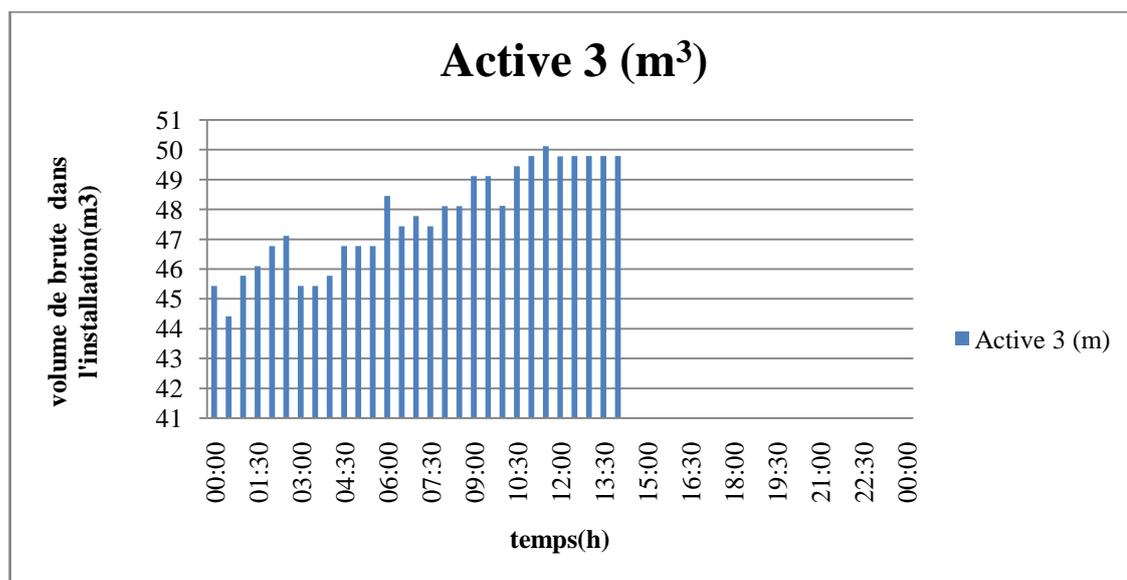


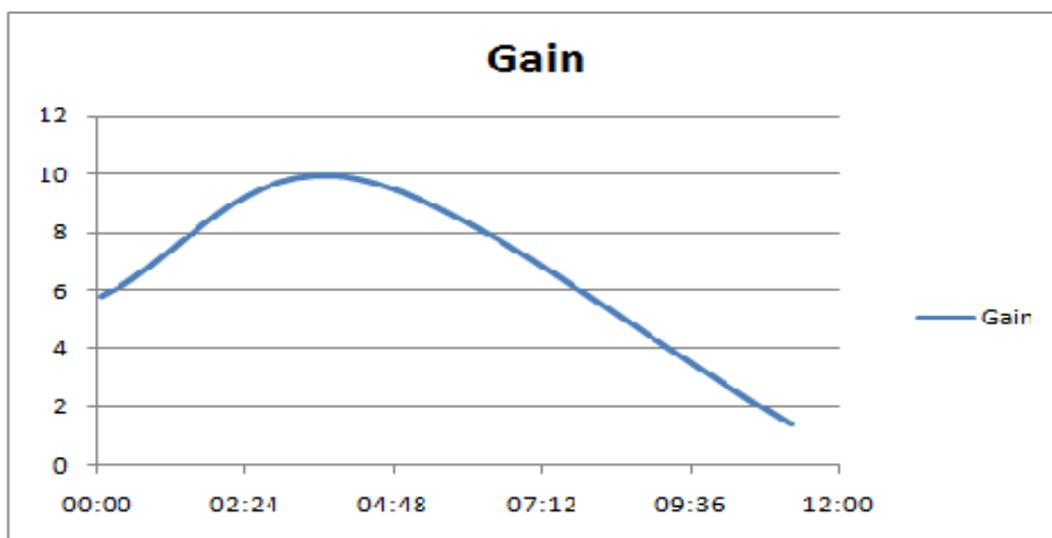
Figure V.8 : Volume de brut dans le troisième Bac du (04/02/2015).

Le volume de brut net reçu dans l'active 3 est important d'où le surplus sera exporté vers l'installation de raffinage (voir annexe 4).

Les gains resultants dans les actives sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau V. 1 : Les gain d'huile pendant le test du 04/02/2015.

actives	Gain (m ³)
00 :00 à 04 :00	5,78
04 :30 à 11 :00	9,84
11 :30 à 14 :00	1,39
Total(m³)	17,01

**Figure V.9** : Gain d'huile pendant le test du 04/02/2015.

2.2.5. Commentaire interprétation

D'après la variation des volumes observés au niveau des bacs de décantation de brut on a remarqué que :

- Pendant la préparation du puits aux tests [00 :00 à 04 :00], il y'avait un volume moyen de brut ; $V_1 = 45,34 \text{ m}^3$.
- Mais a partir de 04 :00 jusqu'à 11 :00 et pendant le flow test, le volume atteint son maximum dans toute l'installation de surface. $V_{\text{max}} = 49,79 \text{ m}^3$. se qui justifie la présence d'un l'écoulement dans le puits.
- A partir de 14 :00 aucun excès de volume n'est observé au niveau de l'installation de surface.

Donc on optimisé une production du puits dans un intervalle de **598** minutes comme suit :

$$V \text{ optimisé} = \Delta (V_{\max} - V_1) \dots [\text{m}^3] ;$$

V optimisé = 17,01 m³ équivalent à un débit de ; **Q= 1,7 m³/ heure.**

Avant de passer au deuxième test, on a effectué d'autres mesures de volume produit pendant le forage qui confirme la productivité du puits et qui joue le rôle d'un indicateur principal pour l'exécution du deuxième test. L'histogramme suivant présente le suivi de la production pendant le forage (voir annexe 3).

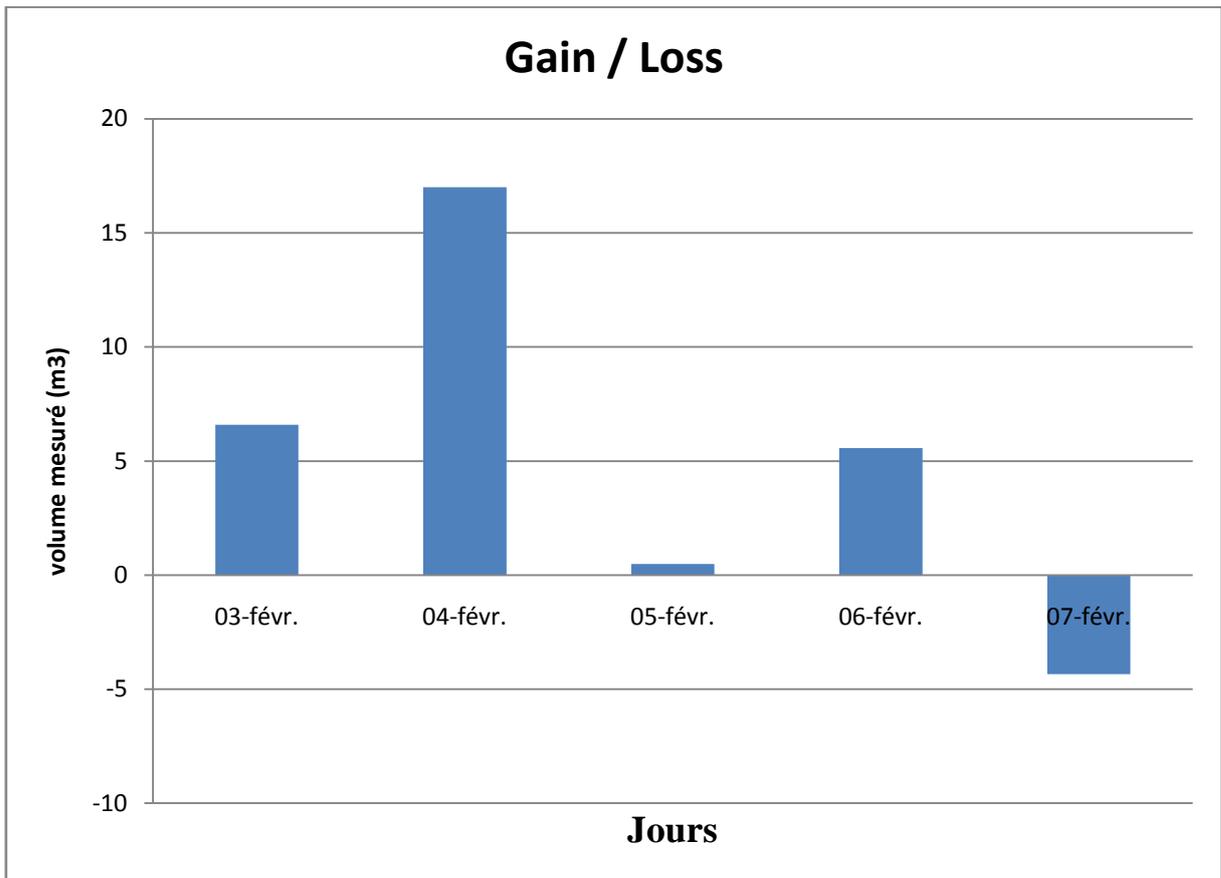


Figure V.10 : Gain et perte d'huile pendant le forage en UBD (voir annexe 5).

2.3. Le deuxième test du 26/02/2015

On a effectué un test avec demi-fermeture du puits dans la côte **3956m** TMD, avec un avancement de **496m** par rapport au deuxième test. Et les conditions sont :

WHP = 1400 Psi.

BHCP = 3750Psi.

Suivi par un Build-up test sous les conditions suivantes :

BHP = 4047 Psi.

WHP = 1636 Psi.

Pendant ce test on a suivi les mêmes paramètres que le premier test du 04/02/2015. Les enregistrements de ces paramètres sont représentés dans les graphes suivants :

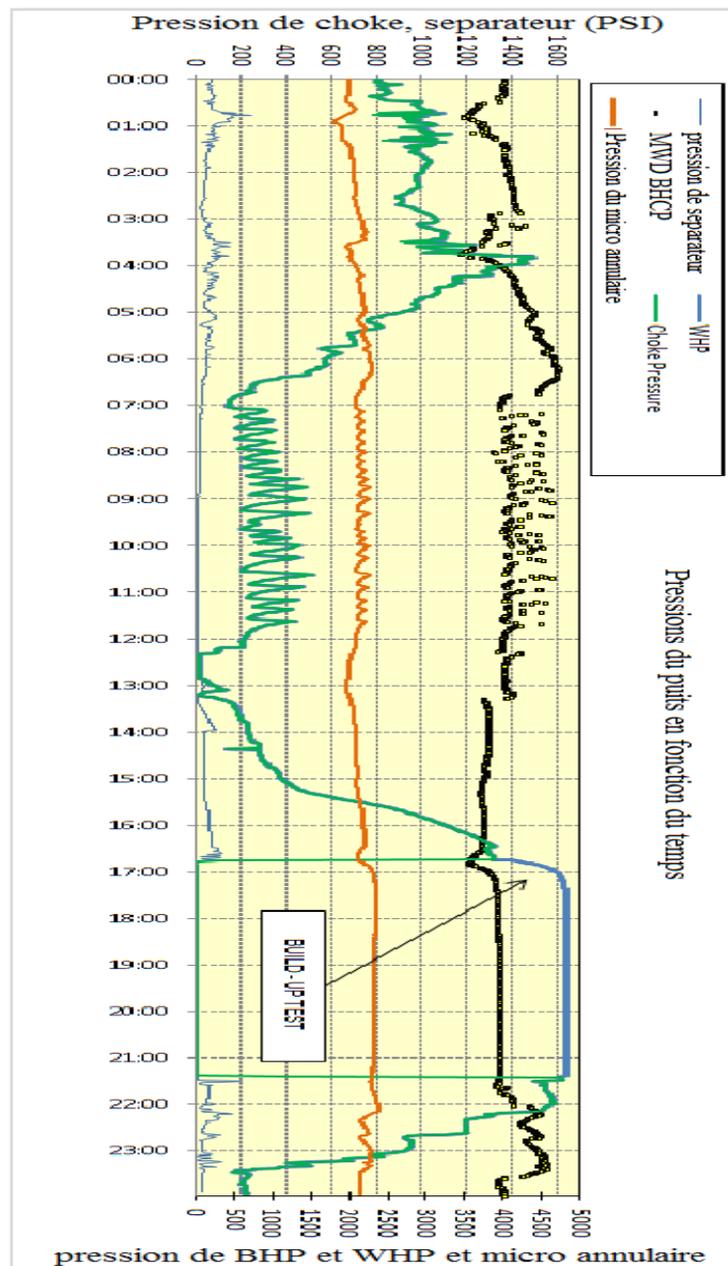


Figure V.11 : Variation de la pression à l'intérieur du puits du (26/02/2015)[28].

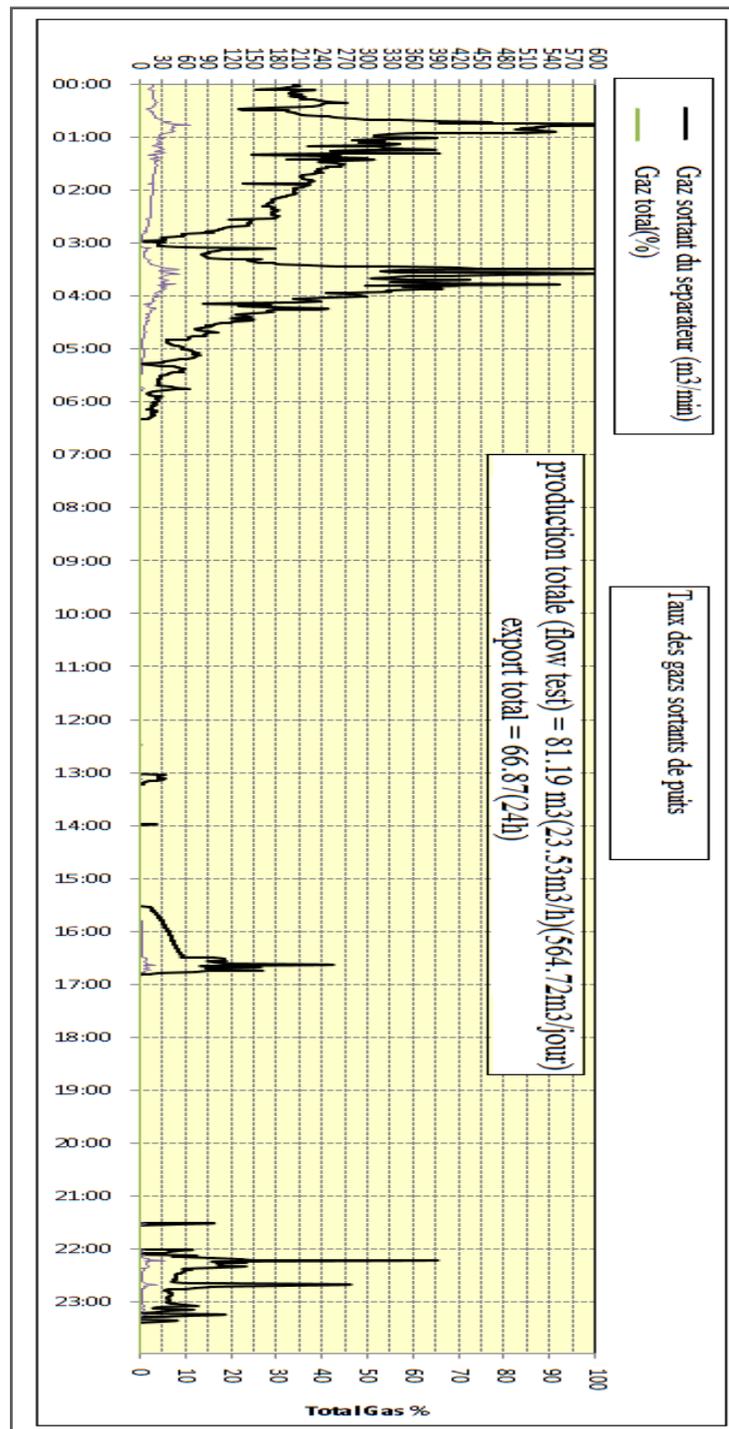


Figure V.12 : Pourcentage total du gaz produit du (26/02/2015) [28].

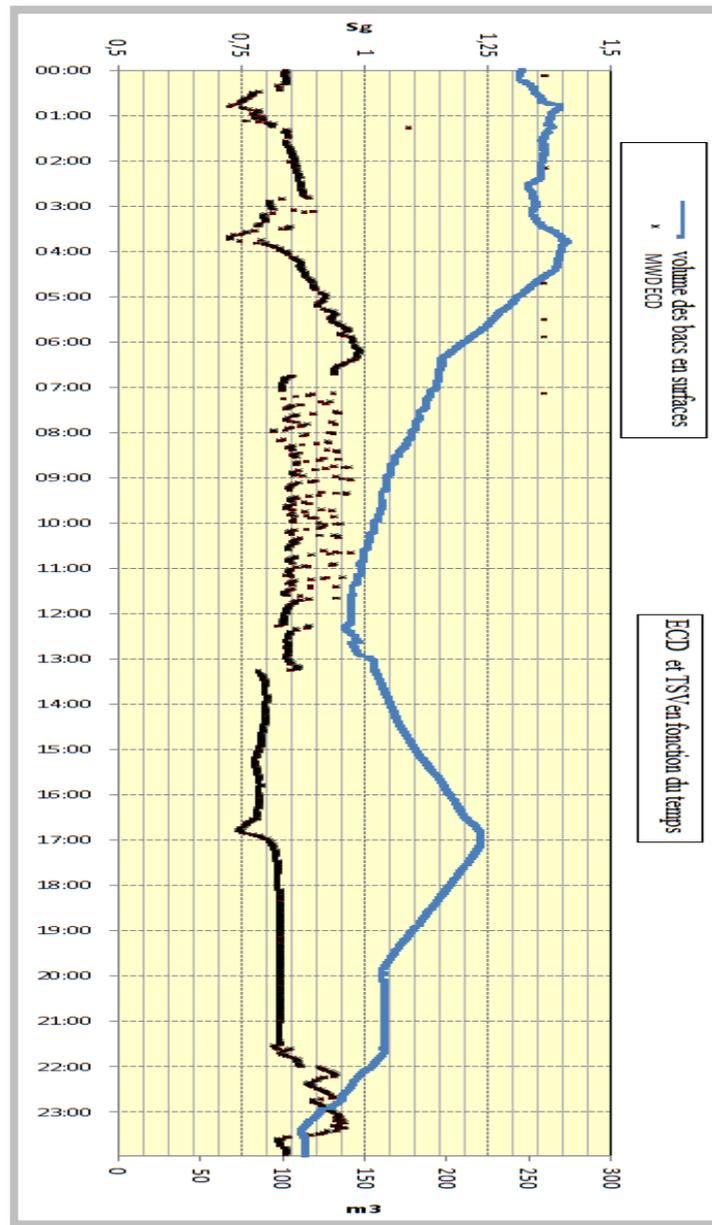


Figure V.13 : L'évolution du TSV et mesure d'ECD du (26/02/2015) [28].

2.3.1. Discussion et interprétation

D'après les résultats représentés dans les courbes ci-dessus, on retient de la (figure V.9) que la pression de puits varie régressivement pendant le flow test car le puits est demi fermé. Mais dès qu'on le ferme totalement pendant le Build-up test on a remarqué une augmentation progressive de la pression jusqu'à une valeur maximale là où la pression se stabilise 4500Psi. On retient aussi :

- Production de gaz atteint un taux de 10% durant le flow test, qui s'accroît progressivement à une valeur importante de 40% pendant le Build-up test.
- Pression de la tête de puits vari proportionnellement dans les premières heures de test, après elle se stabilise avec une valeur maximal de 4700 psi quant on ferme le puits totalement.
- La pression diminue proportionnellement pour un puits semi-fermé et reprend a augmenté(WHP = 4600psi, BHCP = 3700 psi) quant on ferme le puits totalemet (cas de Build-up) avec une stabilité au dela ces valeur.

Pour la validation de ces tests on passe au control et suivi des résultats de la production dans l'équipement de stockage. Et pour cela, On a relevé les mesures suivantes :

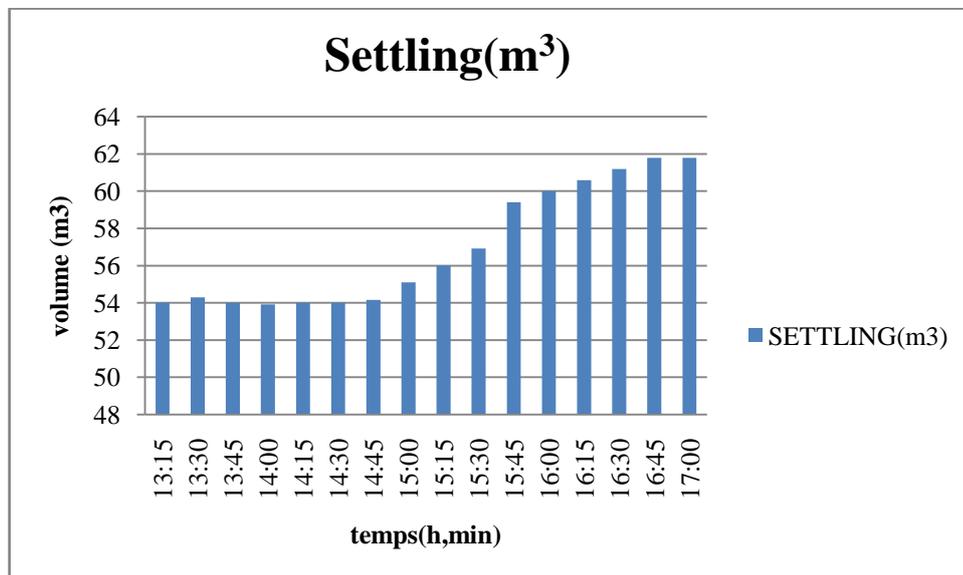


Figure V.14 : Evolution de la production d'huile pendant le test du (26/02/2015).

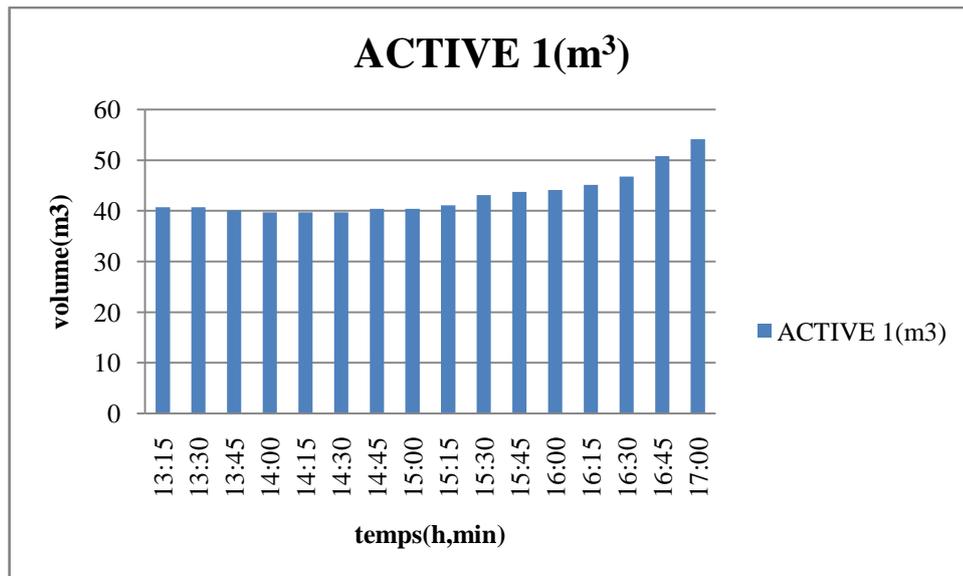


Figure V.15 : Excès d'huile produit dans le bac 1 du (26/02/2015).

Cette figure représente l'excès de produit pendant le test ce qui signifie le débitage du réservoir. La relation est proportionnelle entre le temps et le volume du bac, à chaque fois en augment dans le temps le débit augmente.

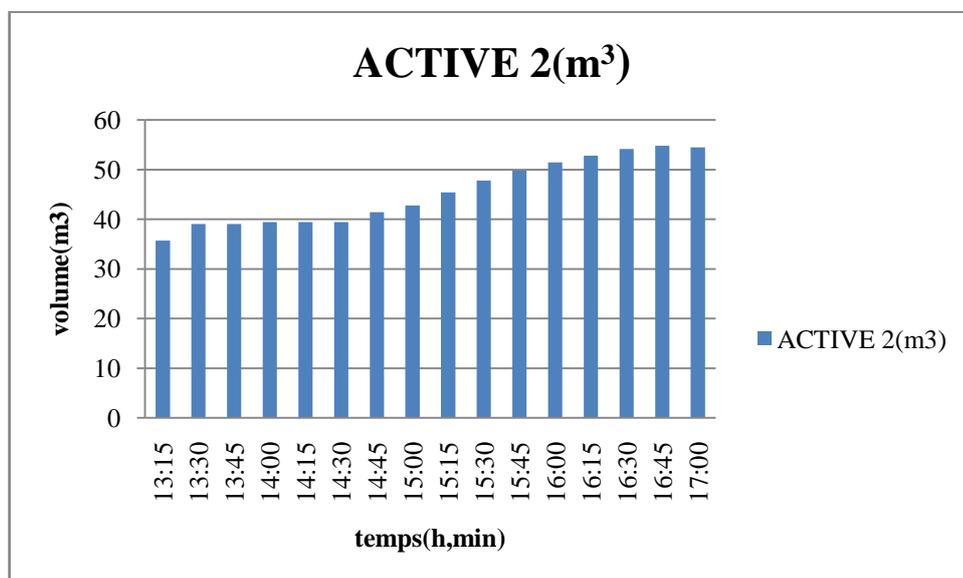


Figure V.16 : Excès d'huile produit dans le bac 2 du (26/02/2015).

La production d'huile dans le deuxième bac pendant les premiers horaires était presque constante. mais à partir de 14 :45 elle commence à augmenter d'une façon proportionnelle avec le temps, est tout l'excès sera toujours exporté.

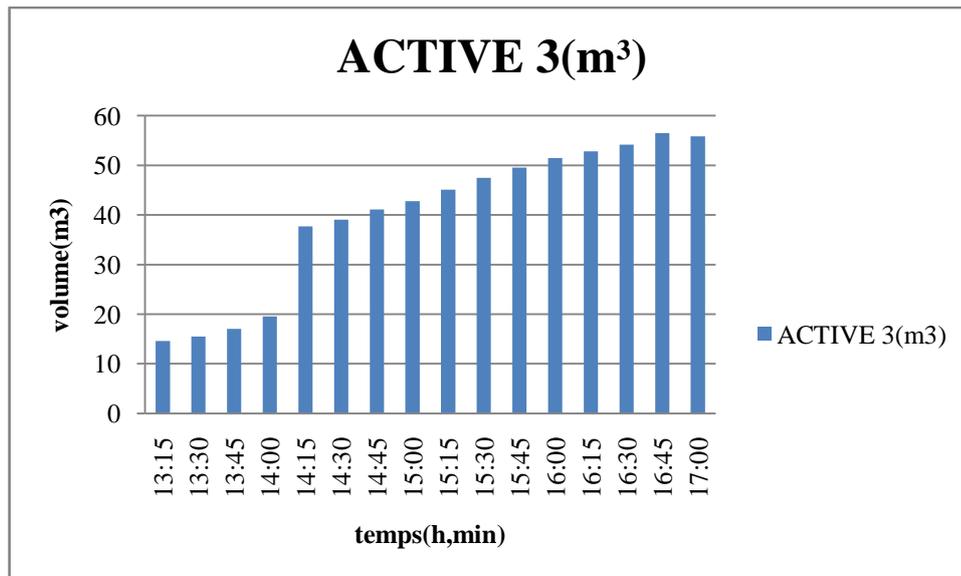


Figure V.17 : Excès d'huile produit dans le bac 3 du (26/02/2015).

La production de brut dans le bac 3 est vraiment faible, ainsi qu'on constate une récupération du volume d'huile produit qui atteint les 55m^3 (voir annexe 4).

2.3.2. Interprétation des résultats

D'après les résultats, on remarque que pour chaque un des tests de 04/02/2015 et celui de 26/02/2015 on a eu les mêmes résultats pour tout les paramètres étudiés.

On obtient un volume $\text{TSV} = 231 \text{ m}^3$ qui dépasse le volume réel et pratique des installations de surface et qui signifie une exportation d'un surplus de 66 m^3 au centre de raffinage.

Le volume mesuré dans les bacs et dans le reste de l'installation (TSV) évolue progressivement à un certain moment du test (voir annexe 4) ; ce qui se confirme par un excès remarquable de 81.19 m^3 dans tout l'équipement de mesure. Le débit de production de brut enregistré est très important, équivalent à $23.53 \text{ m}^3/\text{h}$.

En effet, le tableau suivant représente les débits de production optimisés pour le forage en UBD ainsi que les volumes exportés vers les réseaux de collecte de la division de production de SONATRACH durant la conception des travaux en UBD.

Tableau V.2 : Tableau récapitulatif des résultats de la production par UBD.

Tests réalisés au puits	04/02/2015	26/02/2015
Production (m ³)	17,01	81.19
Débits de production (m ³ /h)	1,7	23.53
Quantité export au Division de production (m ³)	0	66

Remarque :

On remarque que dans les mêmes conditions de travail, la production du premier essai est insuffisante par rapport au deuxième; mais pour le deuxième test, il y a une amélioration car la longueur horizontale du drain atteint 650m, pour cela le débit de production atteint une valeur idéale par rapport au premier essai. La quantité exportée à la division de production par heure était vraiment importante 23.53 m³/h c'est l'équivalent de 980.41 litre/jour.

Conclusion

Le forage en UBD consiste sur la production d'huile lors des opérations de pénétration dans le réservoir. Les tests réalisés pendant ces travaux permettent la prise de décision de l'arrêt de forage la marge maximale pour avoir une bonne production.

Le premier test a montré qu'on est loin de la zone productive néanmoins le deuxième a limité l'avancement de forage par un bon rendement du drain.

L'utilisation de l'UBD dans les drains horizontaux dans le réservoir cambrien de Hassi Messaoud a permis de diminuer largement les problèmes causés par le forage en surpression, d'augmenter les bénéfices et par conséquent améliorer les coûts de revient.

Introduction

Une bonne gestion d'un réservoir nécessite une évaluation économique, une analyse de tout le projet et investissement associé au réservoir durant sa vie. Une étude doit être élaborée afin qu'on puisse prendre une décision économiquement fiable et attrayante c'est à dire ; Avoir des bénéfices satisfaisant les objectifs et les critères économique de la compagnie.

L'application d'une telle technique à pour but de générer des profils. Et c'est le cas de l'emploi de l'UBD à HMD et la non- réussite de cette technique dans un puits donné suit à un problème, va engendrer des coûts additionnels en plus et obligation de changer la technique de forage.

Pour cela une équipe est installée comprenant des ingénieurs de réservoir, production, géologie, finances et des professionnels économiques pour les rôles suivants :

- ✓ Détermination des objectifs économiques basant sur les critères économiques de compagnie ;
- ✓ Formuler un scénario pour le développement du projet ;
- ✓ Acquisition des données de production, des opérations et des données économiques ;
- ✓ Effectuer des calculs économiques ;
- ✓ Etablir une analyse de risque et choisir un projet optimal, où les spécialistes de réservoir management sont intervenus.

Le coût journalier élevé pour un UBD ne veut en aucun cas dire que le coût total du puits en UBD est élevé, car le gain de cette technique doit compenser les dépenses en plus à cause des facteurs suivants :

1- Réduction des coûts du forage

- ✓ Augmentation de ROP
- ✓ Longévité de l'outil
- ✓ Réduction de coût de fluide de forage

2- Réduction dans l'endommagement de la formation

3- Evaluation de la production.

1. Comparaison technique entre les UBD et OBD

La technique UBD n'est utilisée que dans la partie horizontale du puits. De ce fait on ne s'est intéressé à comparer les deux techniques (OBD, UBD) que dans ce chapitre.

1.1. Cas particulier (Avancement réel MDZ664 du drain 6" UBD)

La courbe ci-dessous montre clairement le profil généré par l'application de l'underbalance drilling en matière d'augmentation du taux d'avancement réel des opérations de réalisation du drain horizontal 6" Puits MDZ664 (figure VI.1). Par la suite la courbe de l'avancement réel des opérations dans le drain 6" du puits MDZ664 foré par OBD.

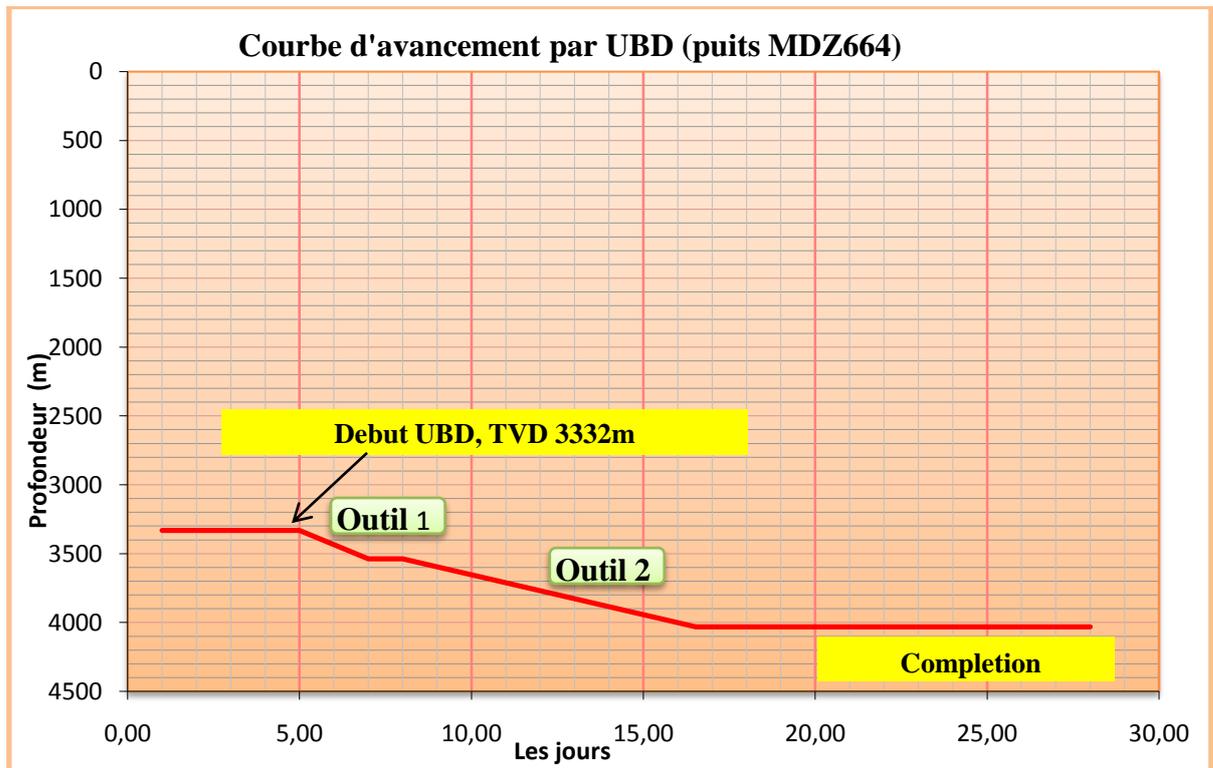


Figure VI.1 : Courbe d'avancement des opérations de forage en UBD par puits MDZ 664.

Dans le forage du réservoir du puits MDZ664 de 650m de longueur, on a utilisé deux outils suffisants pour obtenir une phase de production dans un temps bien réduit environ 12 jours depuis le lancement des équipements de surface de weatherford (figure VI.2).

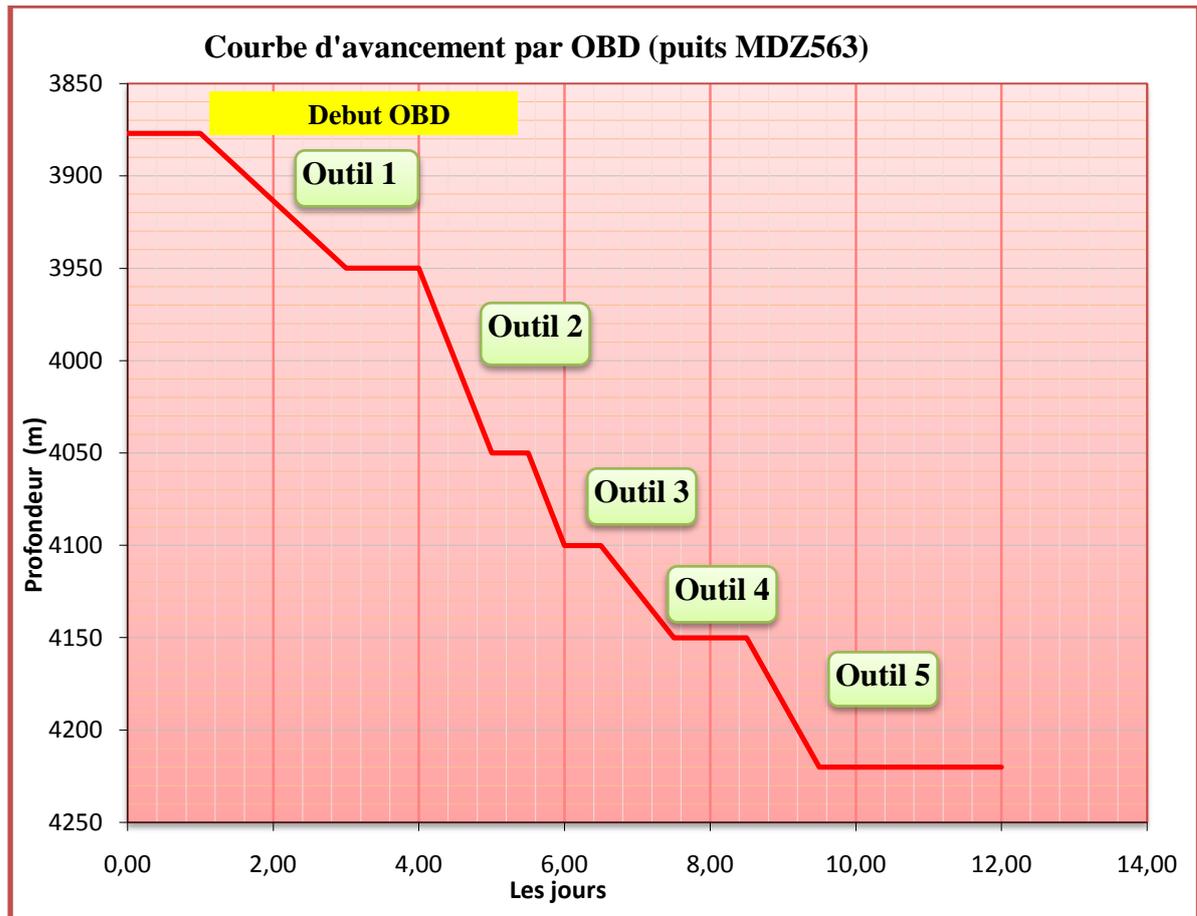


Figure VI.2 : Courbe d'avancement des opérations de forage en UBD par puits MDZ 563.

Discussion et interprétation

Le drain horizontal 6'' du puits MDZ664 réalisé en UBD et le drain horizontal 6'' du puits MDZ563 foré en OBD, présentent un meilleur exemple de comparaison de la vitesse l'avancement en UBD par rapport à l'OBD.

Dans le forage en UBD, on a enregistré un nombre réduit d'outil utilisé dans la phase du réservoir (deux outils) d'une longueur de 650m par rapport au puits MDZ 563 foré en OBD (cinq outil) d'une longueur de 920m. Ainsi que la moyenne du taux d'avancement pour UBD est amélioré par rapport à l'OBD.

L'histogramme ci-dessous représente ROP en fonction de la profondeur forée (mesurée).

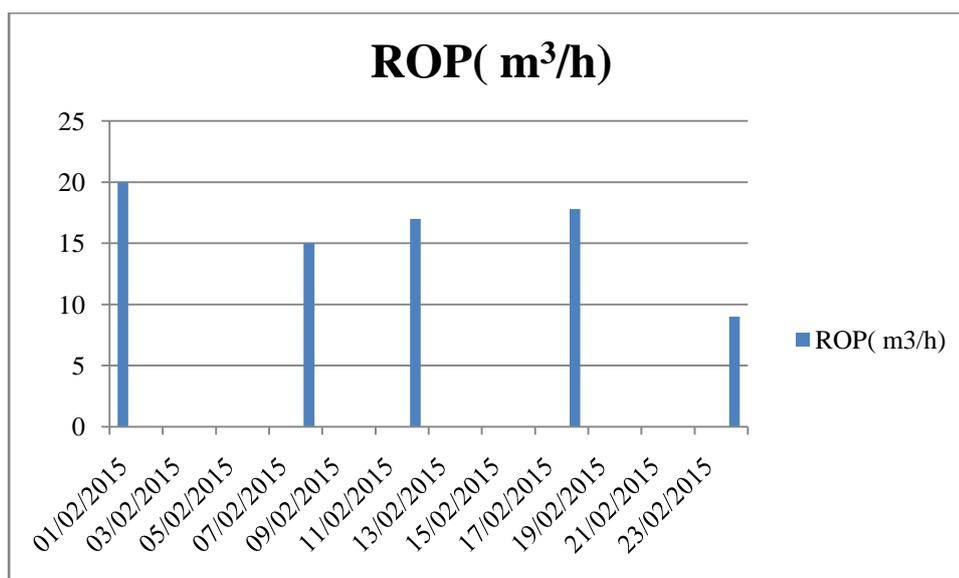


Figure VI.3 : ROP en fonction de l'avancement journalier en profondeur (cas d'UBD).

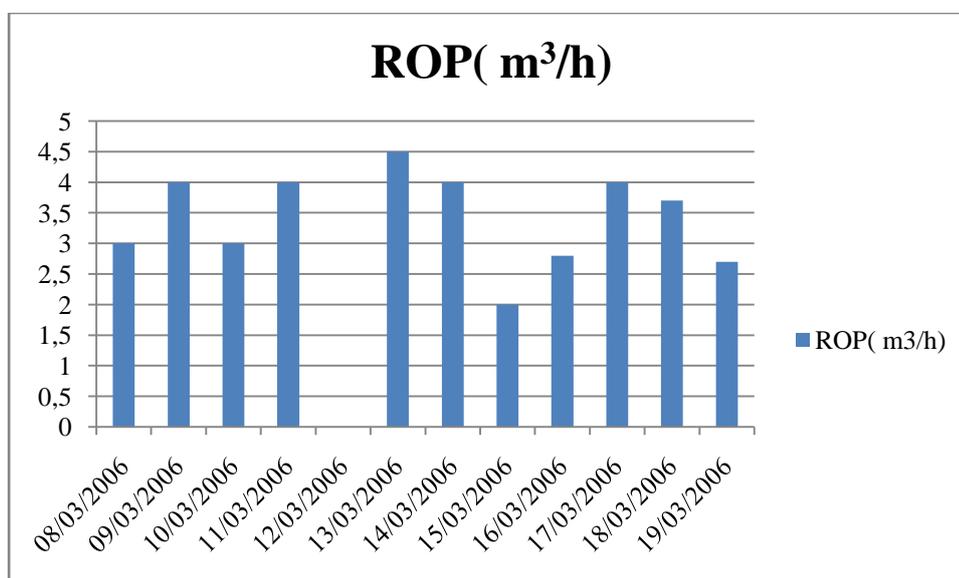


Figure VI.4 : ROP en fonction de l'avancement journalier en profondeur (cas d'OBD).

On remarque que pour un forage en UBD, le ROP atteint une moyenne de 14 m/h par contre pour un forage en OBD en travaillant avec une vitesse de pénétration minimale environ 3.5 m/h.

Pour un forage dans le même drain et pour une largeur rapprochée, on a constaté que la technique UBD a pris un temps de moins que l'OBD.

En effet, suite aux constatations précédentes, on confirme que le meilleur taux de pénétration enregistré est celui de puits MDZ664 avec une valeur de 14 m/h, tandis que le plus petit ROP est celui du puits MDZ563 foré en OBD.

2. Cas général

Pour mieux comprendre l'effet d'UBD sur des puits forés par cette technique, le tableau suivant représente quelques puits forés en underbalance pour confirmer sa valeur:

Tableau VI.1 : Avancement journaliers des puits forés en UBD.

Puits	Drain(m)	Durée (jours)	Lithologie
OMOZ522	871	14,89	Ra
OMOZ833	937	20,17	Ra-R2
OMOZ543	714	22,89	Ra-R2
OMOZ472	728	15,42	Ra
MDZ664	650	12	Ra
MDZ562	880	17,38	Ra
MDZ563	919	22,5	Ra

À partir de ces résultats, on constate que pour un forage du même drain dans le champs de HMD et de longueur rapprochée, le temps de validation de d'UBD vari d'un puits a un autre, ca veut dire pour forer une longueur moyenne de 800m dans le même drain, il est recommandable de programmer une durée de 17.89jours pour achever un projet pareille.

En effet, Pour que le projet soit économiquement intéressant, il faut que le temps d'amortissement de son investissement ne dépasse pas douze mois ; c'est à dire, l'investissement doit récupérer ses dépenses en moins d'un an, pour que l'investissement soit bien dirigé.

3. Les avantages et les inconvénients d'UBD

Tableau.VI.2 : Les avantages et les inconvénients d'UBD

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation du taux de pénétration ; • Réduction de l'endommagement de la formation ; • Diminution de poids sur l'outil ; • Amélioration de la durée de vie de l'outil ; • Acquisition des données de réservoir en temps réel. 	<ul style="list-style-type: none"> • Instabilité des parois ; • Discontinuité dans les conditions de l'underbalance ; • Augmentation coût de forage selon le système utilisé.

Conclusion

Malgré que le coût d'un puits foré en UBD soit plus important que celui foré en OBD, son amortissement est rapide. La productivité est plus importante dans le puits foré en UBD mais il est plus rentable.

Malgré la complication et les dépenses de la réalisation des travaux au sein d'un réservoir dépleted comme le cas de HMD, l'UBD reste la technique la plus adéquate pour effectuer une production optimale avec un gain du temps et du matériel en tenant compte de la conservation d'état du réservoir de tout endommagement ou déplétion prévue.

Malgré que le coût d'un puits foré en UBD soit plus important que celui foré en OBD, son amortissement est rapide.

Conclusion

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands gisements au monde qui fourni à l'Algérie une ressource naturelle qui est le pétrole brut. La récupération de cette substance nécessite un forage des puits pour accéder à ce dernier.

Le forage conventionnel OBD représente la première technique candidate pour l'exécution du forage, mais pour certains puits elle n'arrive pas à gérer certains problèmes tel que la chute de pression (cas du puits MDZ 664).

L'objectif principal de l'application de l'UBD, dans le puits MDZ 664, est de le remettre en forte pression et d'augmenter ses potentialités suite à la diminution de la production. Cette technique est appliquée tout en préservant le réservoir de l'endommagement.

Les performances obtenues par l'ensemble des tests d'optimisation de la production réalisés pour le puits MDZ 664, au sein du champ de Hassi Messaoud, sont très satisfaisantes et très encourageantes. Ce qui permet la possibilité de la projection de cette technique « UBD » pour les prochains puits rencontrant les mêmes problèmes.

Cette étude des performances de la technique « UBD » au cours de forage nous a permis d'obtenir les résultats suivants :

- Forage de 650 m de drain 6" en 12 jours seulement.
- Un avancement ROP de 14 m/h dans une formation difficile.
- Une production de 23.53 m³/h qui signifie le succès d'UBD et son rôle dans la remise en valeur la production du réservoir de HMD.
- L'exportation des volumes importante à la division de production qui dépasse les 66 m³ et qui signifie un gain important pour un forage dans un réservoir déplété.
- Le Build-up test est intitulé comme l'essai le plus efficace pour l'optimisation de la production pour les réservoirs a des conditions difficiles.

Recommandation

Donc il est recommandé de :

- Forer avec des fluides de densités bien déterminées.
- D'exiger une surveillance et un contrôle du choke manifold lors du forage.
- Faire des tests pour les duses de choke manifold, la tête de contrôle rotatif (william's de weatherford) et la tête de prévention des éruptions (BOP) avant d'arriver sur le lieu de forage pour assurer la santé de ce dernier et garantir la sécurité de mon personnel.
- Avant la programmation d'un projet de forage, il est nécessaire de tenir compte la situation de ce dernier et son état.
- Limiter le temps du test dès qu'on atteint la stabilité du taux de production pour éviter la perte de temps.
- L'utilisation engineering et un personnel qualifié pour l'application de UBD.

Bibliographie

[01] : **AMADOU-Abdoulaye BA**, [31 Mars2010], « Contribution à la surveillance d'un processus de forage pétrolier ». Ecole national supérieure d'arts et métiers, Paris Tech Institut des sciences.

[02]: **H. Askri**, Géologie de l'Algérie, [2003], «Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de recherche et de développement et division petroleum engineering and developpement».

[03] :**M.Chikired**, [2010], «Cour de la technologie des forages pétroliers».

[04] : **MEHDI Metaiche**, [Octobre2013], cour de forage technique et procédés, Université de Bouira.

[05] : **S.SOLAGES**, [Octobre 1980], «Technique de forage description et mise en œuvre d'un nouveau type d'appareil de forage destinée au forage des puits à gros diamètre», Ministre de l'industrie Bureau de Recherches Géologiques et minières (Service géologique national) BP.6009-45060 Orléans Cédex.

[06] : **HEDI Sellami**, [2005], «Modélisation tridimensionnelle du comportement mécanique de la garniture de forage dans les puits à trajectoire complexe: Application à la prédiction des frottements garniture-Puits », Ecole des Mines de Paris.

[07] : **ABDULGALIL**, [2006], « Command non linéaire dans les systèmes de forage pétrolier: Contribution à la suppression du phénomène de ». «STICK-SLIP », Université de Paris XIUFRF Scientifique D'ORSAY.

[08] : **D.CHAPELLIER**, [1979], cours des diagraphies diffères –option réservoir, université de Lausanne, Institut Français du Pétrole.

[09] : **MELLAH Abderrahmane**, [2005-2006], Technique de forage horizontal et optimisation de la trajectoire par trou pilot le champ de Hassi Messoud.

[10] : **JEAN-Paul Szezuka**, [Juin 2005], forage dirigé ingénierie et methodes, Eddition 3-3.

[11] : **SELLAM Boualem**, [2006], « Détermination des vitesses minimales requis pour le nettoyage des drains horizontaux forés en UBD», Institut Algérienne du Pétrole, Corporate University, Engineerings School Boumerdes.

Bibliographie

- [12] : **KHODJA.M**, [2008], «Etude des performances et considération environnementales», Université de Louis Pasteur Strasbourg-France.
- [13] : **AMATA.A**, [2002], «Caractérisation de la fracturation du gisement de Hassi Messoud, impact sur la qualité du réservoir», IAP Boumerdes.
- [14] : **Y. Konzimine**, [2003], «L'espace Saharien Algérien dynamique démographique et migratoire», Université de France.
- [15]: **Mériuma.A**, [2006], «Modélisation analytique de l'estimation géométrique de la bulle d'injection », Université de Batna.
- [16]: **ALIEVE et ALI**, [1971], «Structure géologique et perspective en pétrole et en gaz de l'Atlas Algerien».
- [17]: **J.PNUDUYEN**, [1993], « Le forage et technique d'exploitation pétrolier», Edition Technic.
- [18]: **J.PNUDUYEN**, [1993], « Le forage et technique d'exploitation pétrolier», Edition Technic.
- [19]: «Exploitation des gisements des hydrocarbures», Institute Français du Pétrole, Edition Technip.
- [20]: **FERNANDO PINTO**, [2014], UNDERBALANCED DRILLING Programme, Sonatrach, and Weatherford.
- [21]: Fire-school- HSE, école supérieure de feu, de l'hygiène, de la sécurité, de l'environnement et du management.
- [22]: **S.HADJAJ**, [2012], «Manuel général d'organisation», Entreprise National des Travaux aux Puits.
- [23]: Presentation UBD(SM/Forage HMD).
- [24]: Fire-school-HSE, Ecole Supérieure de feu, de l'hygiène, de la sécurité, de l'environnement et de management.
- [25]: ENSPM formation Industriel, IFP training, [2006], «le forage Uderbalanced».

Bibliographie

[26]: **MENADFERLOUL**, «Elaboration d'un programme informatique pour l'évaluation des vitesses minimal de transport des cavings dans les drains horizontaux forés en UBD», (Cas du puits OMNZ #88).

[27]: **ABD EL FATAH Sharf**, [2012], Underbalanced Drilling.

[28]: Document ENTP, SONATRACH, WEATHERFORD, HALLIBERTON.

Localisation des puits UBD

Les tableaux suivants les coordonnées Lambert et zones des puits medium radius tous les puits forés en UBD avec leurs coordonnées Lambert et leurs zones.

Puits	Coordonnées Lambert		Zone
	X (Km)	Y (Km)	
MDZ 555	812293.53	127771.11	20A
MDZ 559	813463	114249	25
MDZ565	831173.69	121857.48	16
MD548	825163.99	119033	17
MDZ550	825809.81	117210.04	17
OMOZ543	815987.01	135406.55	HZN
OMOZ472	814466.02	139402.98	7
OMOZ833	819616.98	134557.69	6
OMOZ522	815375.24	133298.7	HZN
OMOZ131	810396.83	134539.73	7
ONMZ201	832555.7	130593.43	15
ONMZ263	832156.05	138062.14	11-12
ONMZ103	831423.9	130189.5	15
OMNZ242	802542.16	135390.04	3
OMNZ83	810365.91	133657.25	3-7
OMKZ103	811385	140679	3
OMJZ502	806018.14	140637.45	HZN

1. HSE appliqué dans l'industrie pétrolière (ENTP)

La sécurité et la santé sont deux notions récemment apparues dans l'univers du travail. Du contexte d'hygiène et sécurité au travail, les entreprises tel que ENTP ont adopté la notion de santé et sécurité au travail, pour tendre vers un management de la sécurité. La sécurité en entreprise est devenue avec la prise de conscience face aux risques fréquents dans le champ d'exécution.

2. Méthodologie de l'ENTP dans l'identification des dangers et des risques

La méthodologie des entreprises d'accueil (ENTP, WEATHERFORD, SONTRACH) pour l'identification des dangers et l'évaluation des risques doit :

- être définie par rapport à son domaine d'application, sa nature et au temps de manière à faire en sorte qu'elle soit proactive plutôt que réactive;
- assurer la classification des risques et l'identification de ceux qui doivent être éliminés;
- être compatible avec l'expérience d'exploitation et les capacités des mesures utilisées pour la maîtrise des risques;
- contribuer à la détermination des exigences en matière d'installation, à l'identification des besoins de formation et/ou au développement de contrôles opérationnels;
- assurer la surveillance des actions requises de manière à garantir l'efficacité et l'opportunité de leur mise en œuvre.

La sécurité constitue un élément important car la maintenance est très souvent confrontée à des problèmes de sécurité et doit assumer une partie importante de la responsabilité liée à sa mise en œuvre. Par conséquent, il est important d'identifier la politique sécurité de l'entreprise, ses moyens mais également les risques inhérents à l'activité de l'entreprise, les principaux indicateurs liés aux accidents du travail et aux maladies professionnelles.

2.1. Hygiène industrielle

Hygiène du travail est une science qui vise à identifier, apprécier et maîtriser les paramètres et les nuisances physiques, chimiques et biologiques du lieu de travail qui peuvent à l'origine d'atteintes à la santé ou au bien-être de l'homme au travail, tenant compte des impacts éventuels sur l'environnement général.

2.2. Sécurité industrielle

La sécurité peut être définie comme l'aptitude d'un système à fonctionner en maîtrisant à un niveau acceptable des risques pour les personnes, les biens et l'environnement, en finalement protéger l'homme ainsi que l'entreprise contre les risques professionnels qui souvent soit sur des accidents du travail, des maladies professionnelles ou des catastrophes technologiques.

Le domaine de la sécurité industrielle dans l'entreprise algérienne n'est pas encore développé, il demeure négligé aussi bien les responsables que par les employés ce qui a favorisé la prolifération des dangers professionnels qui sont toujours à l'origine de lourdes conséquences (accidents de travail, maladies professionnelles).

Ces dangers redoutables se répartissent en deux grandes groupes : les risques professionnels et les conditions de travail.

Ces risques peuvent être présentés par les moyens de production, par les procédés de fabrication, par les matières premières, par les sources d'énergie et par l'état des lieux de travail. Ils sont d'une façon brève :

Tableau : risques fréquents dans le lieu d'étude.

Type des risques	Origine
Chimique	Dues aux produits chimiques inflammables qui provoquent des incendies et des explosions (essence, produits de la boue à base d'huile)
Electrique	Il s'agit d'électrisation ou d'électrocution due aux énergies électriques.
Mécanique ou de manutention	Projection d'objet, écrasement, cisaillement, chute d'objet. Engendrés par les installations ou des machines .
Incendie et d'explosion	Dues aux flammes de soudure des tubages, autres outils, étincelles électriques dues aux frottements d'organes métalliques, produits chimiques explosifs, ou combustibles stockés
Irradiation	Dues aux opérations de gammagraphie ou radiographie du fond de puits (Source radioactive, UV- IR, champ magnétique, Ionisation (Rayons x,...))

3. Avantages de programme de sécurité:

L'élaboration d'un programme de sécurité est primordiale pour :

- Réduire les accidents ;
- Réduire les coûts;
- Améliorer les conditions de travail;
- Promouvoir une meilleure communication;
- Améliorer l'attitude vis-à-vis de la sécurité;
- Amélioration de la satisfaction de client

4. Politique de l'entreprise en HSE

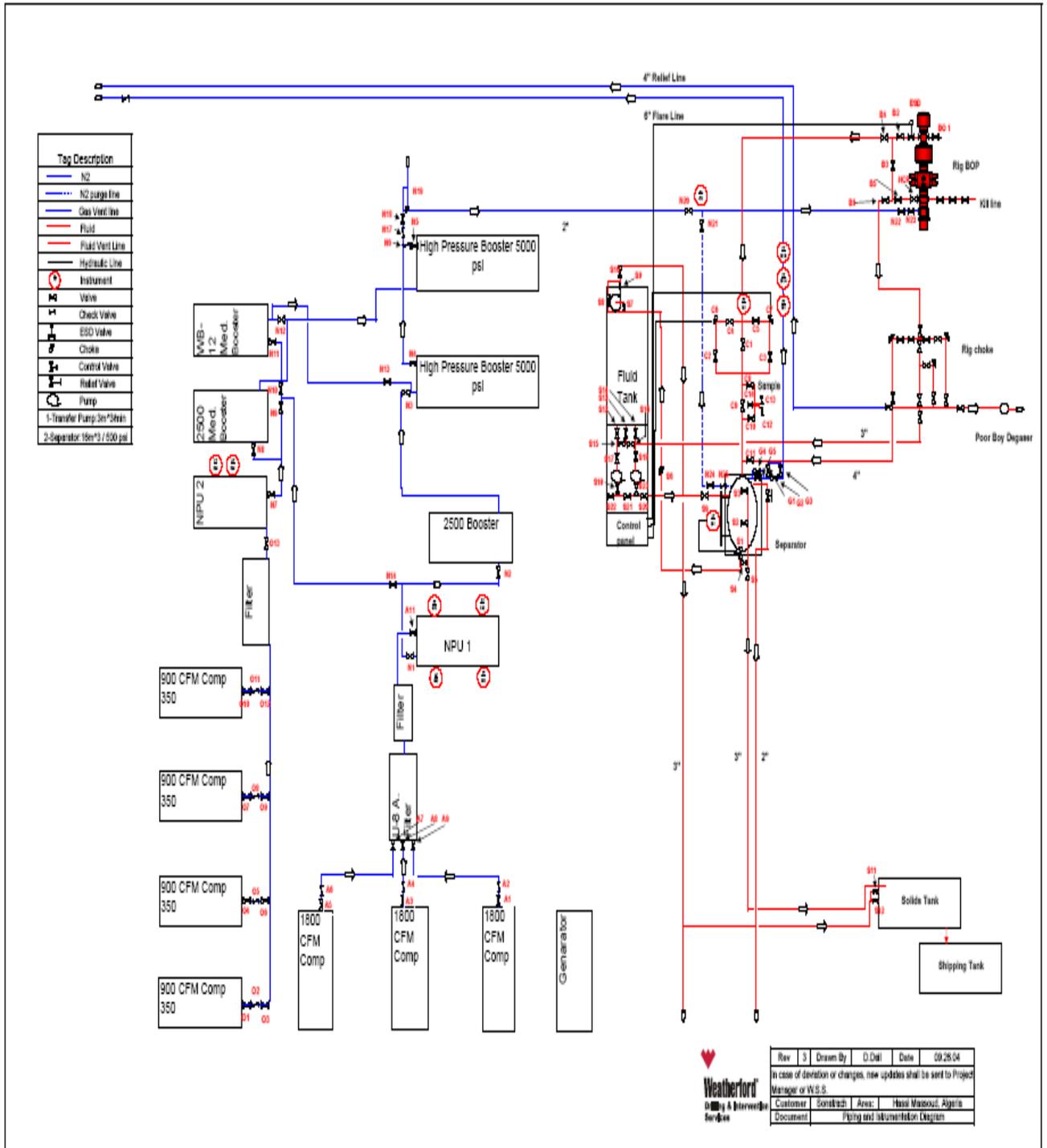
- ✓ Le Groupe SONATRACH s'engage à faire de ses performances en matière de santé, de sécurité et d'environnement un critère de progrès et un atout aussi bien sur le plan interne que dans ses relations partenaires et toutes autres parties tierces.
- ✓ Le Groupe SONATRACH s'engage à tout mettre en œuvre pour assurer la sécurité de ses activités, la préservation de la santé au travail, la protection de l'environnement et à minimiser pour les risques éventuels de ses activités.
- ✓ Le Groupe SONATRACH s'engage à mettre en place les ressources humaines et matérielles nécessaires pour atteindre tous ces objectifs.
- ✓ La santé, la sécurité et l'environnement sont l'affaire de tous.

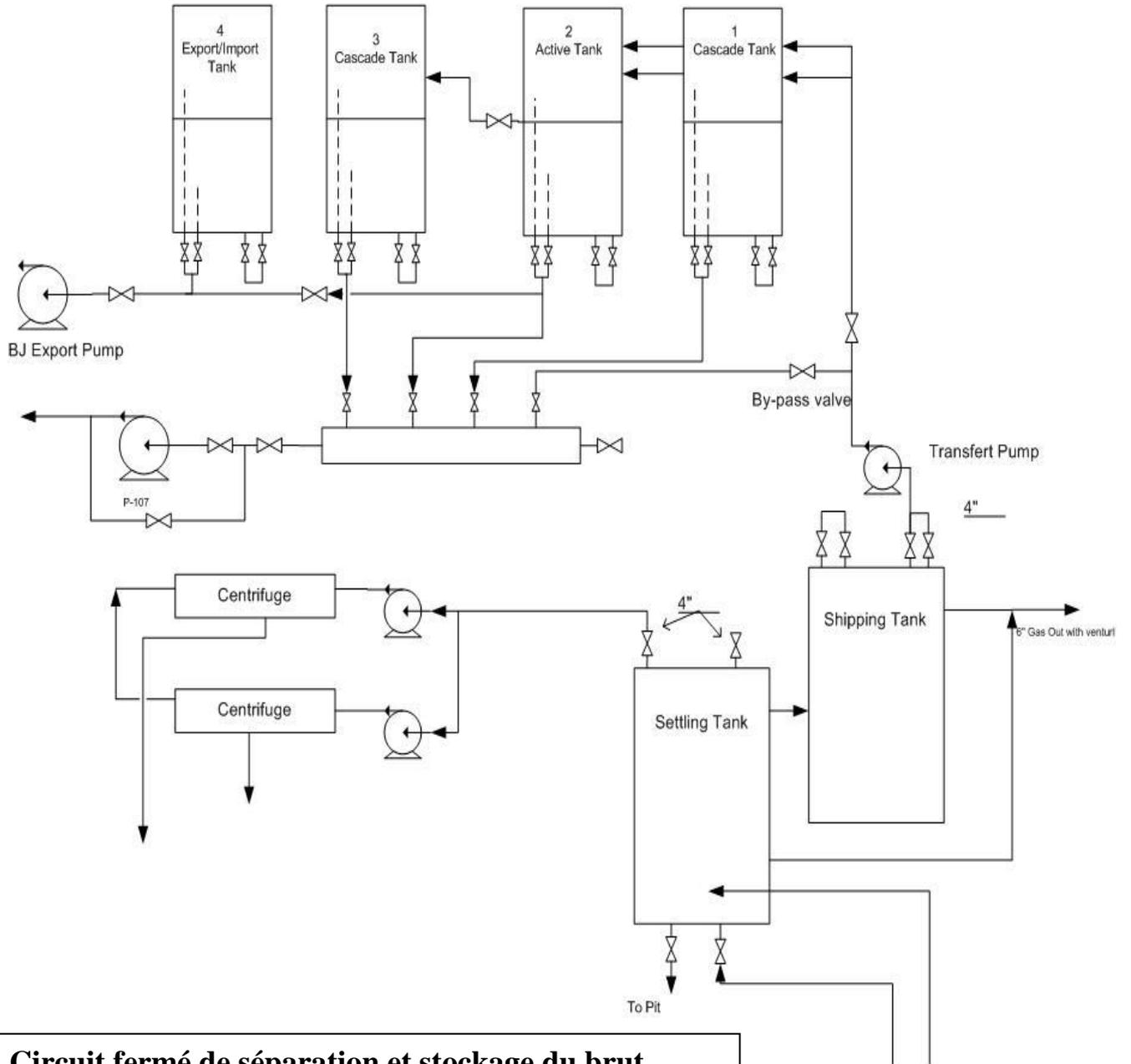
5. Performance HSE

- ✓ La sauvegarde de l'environnement, la préservation de la santé du personnel et la sécurité des biens et des personnes constituent des préoccupations premières pour l'Entreprise.
- ✓ Un effort important a été réalisé en matière de HSE, conformément à la réglementation et aux normes en vigueur, à travers l'intensification des actions de formation et de sensibilisation du personnel aux exigences HSE.

Vue générale de site de forage (injection par annulaire)

PIPING AND INSTRUMENTATION DIAGRAM





Circuit fermé de séparation et stockage du brut

Manœuvres en annulaire system :

- Circuler un bottom up à 10 m du fond tout en gardant rotation et réciprocity de la garniture. Les paramètres de circulation seront les mêmes qu'en forage. Quand un bouchon visqueux est pompé, circuler ce dernier avant d'entamer la remontée.
- La garniture doit être remontée en back reaming. Lors de la remontée, un minimum de 5 à 8 minutes par longueur est suffisant pour un bon nettoyage du trou. Il est important de maintenir tous les paramètres de circulation pendant la remontée au sabot 7". L'objectif est de bien nettoyer le trou.
- NB : Si le temps de connexion est court (<5 mn) pendant le back reaming, il n'est pas nécessaire de by-passer le N2.
- Une fois l'outil au sabot, arrêter la remontée et continuer de circuler jusqu'à avoir moins de 1% de solide dans le sample catcher.
- Arrêter la circulation (brut et N2) et continuer de remonter. Purger la pression du micro-annulaire (95/8 x 7") à 1000 – 1500 psi et pomper par la kill line 1m3 de brut toutes les 10 – 12 longueurs.
- Contrôler la pression annulaire à 1000 m environ de la surface. S'il y a présence de pression, l'Ingénieur UBD calculera le volume de brut nécessaire à pomper par la kill line pour l'équilibrer. Continuer d'observer la pression annulaire jusqu'à être au jour.
- Arrivé à la BHA, s'assurer que la pression annulaire est nulle, récupérer le bearing assembly avec la dernière longueur de DP au dessus de la BHA, et le stocker sur le plancher. Si l'élément du bearing assembly est à changer, laisser le en place et continuer de remonter toute la BHA. Récupérer la bearing assembly à l'aide du cabestan.
- Après avoir remonté la BHA, fermer les blind rams et aligner les vannes afin de contrôler la pression par la loop d'égalisation.
- S'assurer que la pression sous les blind rams est nulle. Ouvrir le puits et commencer la descente de la BHA. (**remplissage de la garniture toutes les 20 longueurs**)
- Après avoir descendu la coulisse (~ 1000 m), installer le bearing assembly de la tête rotative et continuer la descente en strippant au travers.
- Une fois arrivée à 2200 – 2500 m, commencer à injecter l'azote (N2) tout en descendant la garniture au fond.
- Quand l'azote (N2) commence à pénétrer dans l'espace annulaire, sa pression d'injection chute un peu. La pression de fond diminuera progressivement avec l'évacuation du brut, ce qui fera augmenter la pression du séparateur. Quand la

pression du séparateur aura atteint 200 à 300 psi, maintenir la pression d'injection d'azote constante à l'aide de la choke.

- Reprendre le forage quand les conditions UBD sont atteintes.

Besoins en équipements supplémentaires :

En dehors de l'unité UBD, ci-après les équipements supplémentaires à fournir par les différents intervenants :

DESIGNATION	RESPONSABILITE
Complément DP 3"1/2	ENAFOR
Float valves & float subs	Weatherford
Moteur de fond	PDS
EMMWD	PDS
Float valves récupérables	PDS
Enregistreur de la pression du fond	PDS
Deux lignes d'injection de N2 (par l'EA 9"5/8 x 7" et par l'intérieur de la garniture)	Weatherford
02 Lignes 4"1/2 VAM entre tank farm et settling tank	DOF
Ligne 4" entre séparateur UBD et settling tank	Weatherford
Ligne 4"1/2 VAM entre tank farm et pompes de forage	DOF
Ligne de gas-oil entre les bacs de gas-oil de l'appareil ENF 21 et l'unité UBD	ENAFOR
Tank farms (05 bacs dont trois avec indicateurs de niveau)	DPR
Unité de pompage du brut vers le réseau de collecte	DPR
Ligne de torche (60 m par Weatherford et le reste par DRMD)	DOF & Weatherford
Equipements anti- incendies relatifs aux opérations UBD	ENAFOR
Brut de démarrage	DPR
Kill mud	DOF
Garnitures pour BOP rotatif	Weatherford
Détecteur(s) de gaz	CRD

Procédure du Changement de garniture d'étanchéité du BOP rotatif Avec garniture dans le trou

- Arrêter la circulation, et fermer le BOP annulaire du chantier.
- Fermer le pipe rams, s'assurer qu'il n'y a pas de tool joint au niveau du pipe rams.
- Fermer l'ESD et la vanne manuelle se trouvant juste avant l'ESD.
- Ouvrir la vanne HCR de la choke line.
- Ouvrir l'élément de verrouillage "Latch" du système de roulements à partir du panel de contrôle du RBOP.
- Dégager l'élément intérieur du RBOP en remontant la garniture vers le haut jusqu'à le faire sortir au dessus de la table de rotation.
- Utiliser les moyens de manutention sur plancher pour remplacer cet élément par un deuxième préparé au préalable (prêt à être utiliser).
- Descendre la garniture de forage pour remettre le nouvel élément dans son emplacement.
- Ouvrir l'ESD et la vanne manuelle se trouvant juste avant l'ESD pour égaliser la pression autour du BOP annulaire et le pipe rams.
- Ouvrir le BOP annulaire et le pipe rams.
- Fermer la vannes HCR de la choke line.
- Reprendre le forage aux débits de brut & azote utilisés avant l'incident.

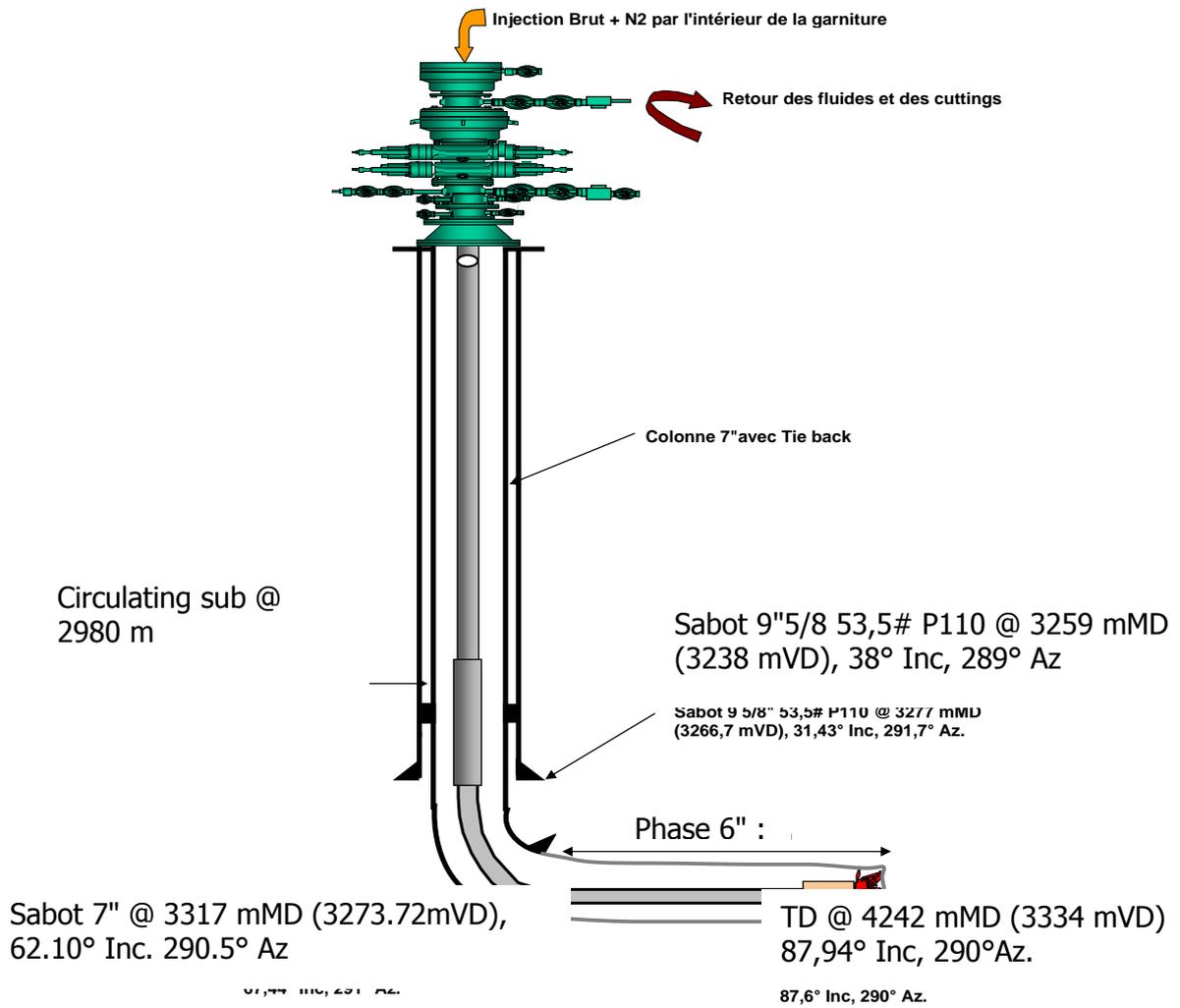


Schéma de reprise du puits MDZ563

Annexe 4

Les paramètres de forage en UBD et suivi des pressions dans l'installation de surface

Date & Time	WITS			Meter Run Diff Pressure (in H2O)	N2 Gas Injection Pressure (psig)	Gas Injection Temperature (° C)	N2 Gas Flow In (m3/min)	Meter Run Orifice Plate Size (")	Total Gas (%)	WITS Mud Flow In (lpm)	Process Tank TSV	Stand Pipe Pressure	WITS Rotary Speed (surf avg) (/min)	WOB	ROP (avg) (m/hr)	Separators Total Gas Out (m3/min)	Choke Pressure	WHP	Micro Annulus Pressure	V. Separator Pressure	Rig Pump Flow (lpm)
	Hole Depth (mMD)	Hole Depth (TVD) (m)	WITS Bit Depth (MD) (m)																		
01/02/2015 00:00	3384,75	3332,21	2808,3	0	0	19,85578	0,1543	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	3	2319	1	0
01/02/2015 00:01	3384,75	3332,21	2808,3	0	1	19,85578	0,1624	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2319	1	0
01/02/2015 00:02	3384,75	3332,21	2807,95	0	0	19,85578	0,1029	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	3	2319	1	0
01/02/2015 00:03	3384,75	3332,21	2797,58	0	0	19,77561	0,1544	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	3	2319	1	0
01/02/2015 00:04	3384,75	3332,21	2785,82	0	0	19,77561	0,1029	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	3	2319	1	0
01/02/2015 00:05	3384,75	3332,21	2780,06	0	0	19,77561	0,1544	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	3	3	2319	1	0
01/02/2015 00:06	3384,75	3332,21	2780,06	0	1	19,77561	0,1624	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	3	2319	1	0
01/02/2015 00:07	3384,75	3332,21	2780,06	0	0	19,77561	0,1544	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2315	1	0
01/02/2015 00:08	3384,75	3332,21	2780,06	0	1	19,6955	0,1624	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2319	1	0
01/02/2015 00:09	3384,75	3332,21	2772,95	0	1	19,6955	0,1083	0,875	0,0049	0	-22	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2319	1	0
01/02/2015 00:10	3384,75	3332,21	2761,47	0	0	19,6955	0,1544	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2319	1	0
01/02/2015 00:11	3384,75	3332,21	2751,25	0	0	19,61539	0,1029	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2319	1	0
01/02/2015 00:12	3384,75	3332,21	2751,39	0	1	19,61539	0,1624	0,875	0,0049	0	-22	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2315	1	0
01/02/2015 00:13	3384,75	3332,21	2753,39	0	1	19,61539	0,1624	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2315	1	0
01/02/2015 00:14	3384,75	3332,21	2753,13	0	0	19,61539	0,1544	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-5	2315	1	0
01/02/2015 00:15	3384,75	3332,21	2742,21	0	1	19,61539	0,1624	0,875	0,0049	0	-22	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2315	1	0
01/02/2015 00:16	3384,75	3332,21	2730,01	0	0	19,61539	0,1544	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2315	1	0
01/02/2015 00:17	3384,75	3332,21	2724,89	0	1	19,53528	0,1624	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2319	1	0
01/02/2015 00:18	3384,75	3332,21	2724,89	0	0	19,53528	0,1544	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-5	2315	1	0
01/02/2015 00:19	3384,75	3332,21	2724,89	0	1	19,53528	0,1083	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-5	2312	1	0
01/02/2015 00:20	3384,75	3332,21	2723,49	0	0	19,53528	0,1544	0,875	0,0049	0	-22	0	0	0	0	0,031261	-1	-5	2315	1	0
01/02/2015 00:21	3384,75	3332,21	2712,42	0	1	19,45511	0,1083	0,875	0,0049	0	-22	0	0	0	0	0,031261	-1	-5	2315	1	0
01/02/2015 00:22	3384,75	3332,21	2700,26	0	0	19,45511	0,1544	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2312	1	0
01/02/2015 00:23	3384,75	3332,21	2695,96	0	0	19,45511	0,1030	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-5	2312	1	0
01/02/2015 00:24	3384,75	3332,21	2695,96	0	0	19,45511	0,1544	0,875	0,0049	139	269	0	20	0	0	0,031261	-1	-5	2312	1	139
01/02/2015 00:25	3384,75	3332,21	2695,96	0	0	19,45511	0,1544	0,875	0,0049	104	269	0	14	0	0	0,031261	-1	-5	2312	1	104
01/02/2015 00:26	3384,75	3332,21	2695,96	0	1	19,375	0,1625	0,875	0,0049	0	269	0	67	0	0	0,031261	-1	-5	2315	1	0
01/02/2015 00:27	3384,75	3332,21	2693,54	0	0	19,375	0,1030	0,875	0,0049	133	269	0	19	0	0	0,031261	-1	-1	2315	1	133
01/02/2015 00:28	3384,75	3332,21	2682,75	0	0	19,29489	0,1545	0,875	0,0049	134	269	0	19	0	0	0,031261	-1	-1	2319	1	134
01/02/2015 00:29	3384,75	3332,21	2670,98	0	1	19,29489	0,1084	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	3	2319	1	0
01/02/2015 00:30	3384,75	3332,21	2667,23	0	0	19,29489	0,1545	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	7	2319	1	0
01/02/2015 00:31	3384,75	3332,21	2667,23	0	0	19,29489	0,1545	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	11	2319	1	0
01/02/2015 00:32	3384,75	3332,21	2663,95	0	0	19,29489	0,1545	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	7	2319	1	0
01/02/2015 00:33	3384,75	3332,21	2653,06	0	0	19,21472	0,1545	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	7	2323	1	0
01/02/2015 00:34	3384,75	3332,21	2641,05	0	0	19,21472	0,1545	0,875	0,0049	0	-22	0	0	0	0	0,031261	-1	7	2323	1	0
01/02/2015 00:35	3384,75	3332,21	2638,48	0	1	19,13461	0,1626	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	7	2319	1	0
01/02/2015 00:36	3384,75	3332,21	2638,48	0	1	19,21472	0,1625	0,875	0,0049	0	-22	0	0	0	0	0,031261	-1	3	2319	1	0
01/02/2015 00:37	3384,75	3332,21	2638,48	0	0	19,13461	0,1545	0,875	0,0049	0	-22	0	0	0	0	0,031261	-1	3	2315	1	0
01/02/2015 00:38	3384,75	3332,21	2638,48	0	0	19,0545	0,1546	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	3	2319	1	0
01/02/2015 00:39	3384,75	3332,21	2629,6	0	0	19,0545	0,1030	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	3	2319	1	0
01/02/2015 00:40	3384,75	3332,21	2618,05	0	0	19,0545	0,1546	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	3	2319	1	0
01/02/2015 00:41	3384,75	3332,21	2609,79	0	1	19,0545	0,1626	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	3	2319	1	0
01/02/2015 00:42	3384,75	3332,21	2609,79	0	1	18,97433	0,1626	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	3	2315	1	0
01/02/2015 00:43	3384,75	3332,21	2611,79	0	1	18,89422	0,1626	0,875	0,0049	0	-22	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2315	1	0
01/02/2015 00:44	3384,75	3332,21	2602,03	0	1	18,89422	0,1084	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2315	1	0
01/02/2015 00:45	3384,75	3332,21	2590,47	0	1	18,89422	0,1626	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2315	1	0
01/02/2015 00:46	3384,75	3332,21	2583,46	0	0	18,89422	0,1546	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2315	1	0
01/02/2015 00:47	3384,75	3332,21	2583,57	0	0	18,81411	0,1546	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2315	1	0
01/02/2015 00:48	3384,75	3332,21	2583,57	0	1	18,81411	0,1626	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-5	2315	1	0
01/02/2015 00:49	3384,75	3332,21	2574,03	0	0	18,81411	0,1546	0,875	0,0049	208	-22	0	42	0	0	0,031261	-1	-5	2315	1	208
01/02/2015 00:50	3384,75	3332,21	2562,53	0	1	18,734	0,1085	0,875	0,0049	221	269	0	31	0	0	0,031261	-1	-1	2315	1	221
01/02/2015 00:51	3384,75	3332,21	2554,84	0	1	18,734	0,1627	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2315	1	0
01/02/2015 00:52	3384,75	3332,21	2554,84	0	0	18,734	0,1546	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	-1	-1	2312	1	0
01/02/2015 00:53	3384,75	3332,21	2554,84	0	1	18,65383	0,1627	0,875	0,0049	180	269	0	23	0	0	0,031261	-1	7	2319	1	180
01/02/2015 00:54	3384,75	3332,21	2554,84	0	0	18,65383	0,1547	0,875	0,0049	0	-22	0	0	0	0	0,031261	3	11	2323	1	0
01/02/2015 00:55	3384,75	3332,21	2551,93	0	1	18,65383	0,1085	0,875	0,0049	0	-22	0	0	0	0	0,031261	3	11	2319	1	0
01/02/2015 00:56	3384,75	3332,21	2540,69	0	0	18,57372	0,1547	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	7	14	2323	1	0
01/02/2015 00:57	3384,75	3332,21	2528,23	0	0	18,57372	0,1031	0,875	0,0049	0	269	0	0	0	0	0,031261	3	11	2323	1	0
01/02/2015 00:58	3384,75	3332,21	2526,22	0	1	18,57372	0,1627														

Annexe 4

Mesures du Flow test et Build-up test pour le 04/02/2015:

Date	Time		Oil Pro m ³ /d	Gas Pro m ³ /d	GOR m ³ /m ³	Choke Size Inch	BHP	CHOKE Pre
	From	To					Psi	Psi
04/02/2015			0,00	44,80	0,00	½	3709	45
04/02/2015	04:15	04:30	64,42	44,80	16,69	½	3723	45
04/02/2015	04:30	04:45	11,44	44,80	93,96	½	3719	53
04/02/2015	04:45	05:00	5,69	44,80	188,88	½	3710	53
04/02/2015	05:00	05:15	9,50	44,80	113,14	½	3701	49
04/02/2015	05:15	05:30	57,67	44,80	18,65	½	3698	53
04/02/2015	05:30	05:45	2,86	44,80	375,85	½	3688	53
04/02/2015	05:45	06:00	0,00	44,80	0,00	½	3678	56
04/02/2015	06:00	06:15	167,10	44,80	6,43	½	3643	64
04/02/2015	06:15	06:30	32,99	44,80	32,60	½	3621	49
04/02/2015	06:30	06:45	2,86	44,80	375,85	½	3637	45
04/02/2015	06:45	07:00	7,13	44,80	150,75	½	3646	49
04/02/2015	07:00	07:15	2,86	44,80	375,85	½	3634	60
04/02/2015	07:15	07:30	0,00	44,80	0,00	½	3626	49
04/02/2015	07:30	07:45	4,27	44,80	251,69	½	3627	56
04/02/2015	07:45	08:00	164,37	44,80	6,54	½	3607	53
04/02/2015	08:00	08:15	5,71	44,80	188,24	½	3606	53
04/02/2015	08:15	08:30	12,86	44,80	83,59	½	3598	49
04/02/2015	08:30	08:45	59,99	44,80	17,92	½	3579	60
04/02/2015	08:45	09:00	117,26	44,80	9,17	½	3554	49
04/02/2015	09:00	09:15	7,12	44,80	150,95	½	3570	45
04/02/2015	09:15	09:30	2,87	44,80	374,60	½	3562	56
04/02/2015	09:30	09:45	4,28	44,80	251,13	½	3550	49
04/02/2015	09:45	10:00	4,29	44,80	250,57	½	3543	49
04/02/2015	10:00	10:15	191,58	44,80	5,61	½	3526	41
04/02/2015	10:15	10:30	7,14	44,80	150,54	½	3525	45
04/02/2015	10:30	10:45	8,58	44,80	125,28	½	3512	45
04/02/2015	10:45	11:00	0,00	44,80	0,00	½	3495	45
04/02/2015	11:00	11:15	101,91	44,80	10,55	½	3474	45
04/02/2015	11:15	11:30	109,69	44,80	9,80	½	3458	41
04/02/2015	11:30	11:45	11,43	44,80	94,04	¾	3451	41
04/02/2015	11:45	12:00	24,31	44,80	44,24	¾	3432	37
04/02/2015	12:00	12:15	117,24	44,80	9,17	¾	3422	37
04/02/2015	12:15	12:30	51,48	44,80	20,89	¾	3413	37
04/02/2015	12:30	12:45	88,64	44,80	12,13	¾	3387	37
04/02/2015	12:45	13:00	101,53	44,80	10,59	¾	3384	37
04/02/2015	13:00	13:15	32,89	44,80	32,69	¾	3362	34
04/02/2015	13:15	13:30	38,60	44,80	27,85	¾	3376	45
04/02/2015	13:30	13:45	28,61	44,80	37,59	¾	3410	83
04/02/2015	13:45	14:00	48,62	44,80	22,11	¾	3414	98
04/02/2015	14:00	14:15	28,60	44,80	37,60	Choke Close	3426	114
04/02/2015	14:15	14:30	28,60	44,80	37,60	Choke Close	3451	148
04/02/2015	14:30	14:45	89,58	44,80	12,00	Choke Close	3483	179
04/02/2015	14:45	15:00	18,59	44,80	57,85	Choke Close	3512	209
04/02/2015	15:00	15:15	27,15	44,80	39,61	Choke Close	3543	240
04/02/2015	15:15	15:30	40,03	44,80	26,86	Choke Close	3570	266
04/02/2015	15:30	15:45	32,89	44,80	32,69	Choke Close	3598	297
04/02/2015	15:45	16:00	31,47	44,80	34,17	Choke Close	3621	324

Annexe 4

Suivi de production au niveau des Bacs de décantation pour le 04/02/2015

time	Settling (m)	Active 1 (m)	Active 2 (m)	Active 3 (m)	Seperator (m3)	Total (m)	Gain/Loss	Cum G/L	Import (m)	Export (m)		
00:00	58,11	44,42	44,76	45,43	3,68	196,4					connection	
00:30	58,58	44,76	44,76	44,42	3,68	196,2	-0,2					
01:00	58,23	44,76	45,1	45,77	3,68	197,54	1,34					
01:30	58,23	44,76	45,43	46,1	3,68	198,2	0,66				POOH to shoe with circ	
02:00	58,47	45,43	46,44	46,77	3,68	200,79	2,59					
02:30	58,47	45,43	46,44	47,11	3,68	201,13	0,34				High Vis	
03:00	59,41	46,1	45,77	45,43	3,68	200,39	-0,74					
03:30	59,29	46,44	46,1	45,43	3,68	200,94	0,55					
04:00	59,18	47,11	46,44	45,77	3,68	202,18	1,24				stop Circ	
04:30	58,47	45,43	46,1	46,77	3,68	200,45	-1,73					
05:00	58,47	45,43	46,1	46,77	3,68	200,45	0				Start Flow Test 1/2" bean	
05:30	58,47	45,43	46,44	46,77	3,68	200,79	0,34					
06:00	58,47	45,43	46,44	48,45	3,68	202,47	1,68					
06:30	58,82	46,1	47,11	47,44	3,68	203,15	0,68					
07:00	58,82	46,1	46,77	47,78	3,68	203,15	0					
07:30	58,82	46,1	46,44	47,44	3,68	202,48	-0,67					
08:00	58,82	46,77	47,44	48,11	3,68	204,82	2,34					
08:30	58,18	46,77	47,78	48,11	3,68	204,52	-0,3					
09:00	59,41	47,44	48,11	49,12	3,68	207,76	3,24					
09:30	59,53	47,44	48,11	49,12	3,68	207,88	0,12					
10:00	59,65	48,11	48,45	48,12	3,68	208,01	0,13					
10:30	59,65	49,12	49,12	49,45	3,68	211,02	3,01					
11:00	59,65	49,45	49,45	49,79	3,68	212,02	1					
11:30	59,88	49,79	49,79	50,12	3,68	213,26	1,24				switch choke to 3/4" bean	
12:00	60	49,79	49,79	49,78	3,68	213,04	-0,22					
12:30	60	49,79	49,79	49,79	3,68	213,05	0,01					
13:00	60,62	49,79	49,79	49,79	3,68	213,67	0,62					
13:30	60,36	49,79	49,79	49,79	3,68	213,41	-0,26				shut in	
14:00	60,36	49,79	49,79	49,79	3,68	213,41	0					
14:30					3,68	3,68	-209,73					
15:00					3,68	3,68	0					
15:30					3,68	3,68	0					
16:00					3,68	3,68	0					
16:30					3,68	3,68	0					
17:00					3,68	3,68	0					
17:30					3,68	3,68	0					
18:00					3,68	3,68	0					
18:30					3,68	3,68	0					
19:00					3,68	3,68	0					
19:30					3,68	3,68	0					
20:00					3,68	3,68	0					
20:30					3,68	3,68	0					
21:00					3,68	3,68	0					
21:30					3,68	3,68	0					
22:00					3,68	3,68	0					
22:30					3,68	3,68	0					
23:00					3,68	3,68	0					
23:30					3,68	3,68	0					
00:00					3,68	3,68	0					
								17,01				

Annexe 4

Suivi de production au niveau des Bacs de décantation pour le 26/02/2015

temps	SETTLING (m3)	ACTIVE 1(m3)	ACTIVE 2(m3)	ACTIVE 3(m3)	TOTAL (m3)	gain/perte (m3)
13:15	54	40,74	35,71	14,59	145,04	0
13:30	54,3	40,74	39,06	15,51	149,61	4,57
13:45	54	40,07	39,06	17,06	150,19	0,58
14:00	53,92	39,73	39,4	19,54	152,59	2,4
14:15	54	39,73	39,4	37,71	168,84	16,25
14:30	54	39,73	39,4	39,06	172,19	3,35
14:45	54,16	40,4	41,41	41,07	177,34	5,15
15:00	55,1	40,4	42,75	42,75	181	3,66
15:15	56,01	41,07	45,43	45,1	187,61	6,61
15:30	56,91	43,08	47,78	47,44	195,21	7,6
15:45	59,41	43,75	49,79	49,51	202,46	7,25
16:00	60	44,09	51,46	51,46	207,01	4,55
16:15	60,59	45,1	52,8	52,8	211,29	4,28
16:30	61,19	46,77	54,15	54,15	216,26	4,97
16:45	61,78	50,79	54,82	56,49	224,88	8,62
17:00	61,78	54,15	54,48	55,82	226,23	1,35
total (m3)	81,19					
débit (m3/h)	23,53333333					

Annexe 5

Date:
03-févr- 2015

	Settling (m)	Active 1 (m)	Active 2 (m)	Active 3 (m)	Seperator (m3)	Total (m)	Gain/Loss
00:00	58,23	45,1	45,1	40,4		188,83	
00:30	58,23	45,1	45,1	40,4		188,83	0
01:00						0	-188,83
01:30						0	0
02:00	61,78	54,15	45,48	45,48		206,89	206,89
02:30	62,13	55,49	55,49	55,49		228,6	21,71
03:00	61,9	55,82	55,82	55,82		229,36	0,76
03:30	61,9	55,82	55,49	55,49		228,7	-0,66
04:00						0	-228,7
04:30	62,01	54,82	54,82	54,82		226,47	226,47
05:00	62,01	54,82	54,82	54,82		226,47	0
05:30	62,37	55,49	55,15	55,15		228,16	1,69
06:00	62,61	55,82	55,49	55,49		229,41	1,25
06:30	62,84	56,49	56,16	56,16		231,65	2,24
07:00	63,2	57,16	57,16	57,16		234,68	3,03
07:30	63,31	56,83	56,183	56,83		233,153	-1,527
08:00	62,84	56,83	56,83	57,16		233,66	0,507
08:30	62,84	56,83	57,16	57,16		233,99	0,33
09:00	62,96	57,16	57,16	57,5		234,78	0,79
09:30						0	-234,78
10:00	62,96	56,83	57,16	57,5		234,45	234,45
10:30	62,96	57,16	57,5	57,5		235,12	0,67
11:00	62,96	57,83	57,5	56,49		234,78	-0,34
11:30						0	-234,78
12:00						0	0
12:30						0	0
13:00						0	0
13:30	57,64	41,41	39,73	41,07	3,68	183,53	183,53
14:00	58,23	43,08	41,74	39,4	3,68	186,13	2,6
14:30	58,11	43,08	42,08	40,07	3,68	187,02	0,89
15:00	58,23	43,78	42,41	40,4	3,68	188,5	1,48
15:30	58,23	43,08	42,08	40,74	3,68	187,81	-0,69
16:00	58,11	43,08	42,08	40,74	3,68	187,69	-0,12
16:30	58,11	43,08	42,08	40,74	3,68	187,69	0
17:00	58,23	43,08	42,41	40,74	3,68	188,14	0,45
17:30	58,23	43,08	42,41	41,07	3,68	188,47	0,33
18:00	58,23	43,08	42,41	41,07	3,68	188,47	0
18:30	58,23	43,08	42,41	41,07	3,68	188,47	0

Annexe 5

19:00	58,23	43,42	42,41	41,41	3,68	189,15	0,68
19:30	58,23	43,42	42,75	41,41	3,68	189,49	0,34
20:00	58,23	43,08	42,75	41,74	3,68	189,48	-0,01
20:30	58,23	43,42	42,75	41,41	3,68	189,49	0,01
21:00	57,87	43,42	44,09	44,76	3,68	193,82	4,33
21:30	58,82	45,1	44,76	43,75	3,68	196,11	2,29
22:00	58,7	45,1	44,42	43,42	3,68	195,32	-0,79
22:30	57,99	44,09	44,76	45,1	3,68	195,62	0,3
23:00	58,7	44,76	44,76	44,09	3,68	195,99	0,37
23:30	58,47	44,76	44,42	44,09	3,68	195,42	-0,57
00:00					3,68	3,68	-191,74

Total
Gain/Loss **6,59**

Date:
04-févr- 2015

	Settling (m)	Active 1 (m)	Active 2 (m)	Active 3 (m)	Seperator (m3)	Total (m)	Gain/Loss
00:00	58,11	44,42	44,76	45,43	3,68	196,4	
00:30	58,58	44,76	44,76	44,42	3,68	196,2	-0,2
01:00	58,23	44,76	45,1	45,77	3,68	197,54	1,34
01:30	58,23	44,76	45,43	46,1	3,68	198,2	0,66
02:00	58,47	45,43	46,44	46,77	3,68	200,79	2,59
02:30	58,47	45,43	46,44	47,11	3,68	201,13	0,34
03:00	59,41	46,1	45,77	45,43	3,68	200,39	-0,74
03:30	59,29	46,44	46,1	45,43	3,68	200,94	0,55
04:00	59,18	47,11	46,44	45,77	3,68	202,18	1,24
04:30	58,47	45,43	46,1	46,77	3,68	200,45	-1,73
05:00	58,47	45,43	46,1	46,77	3,68	200,45	0
05:30	58,47	45,43	46,44	46,77	3,68	200,79	0,34
06:00	58,47	45,43	46,44	48,45	3,68	202,47	1,68
06:30	58,82	46,1	47,11	47,44	3,68	203,15	0,68
07:00	58,82	46,1	46,77	47,78	3,68	203,15	0
07:30	58,82	46,1	46,44	47,44	3,68	202,48	-0,67
08:00	58,82	46,77	47,44	48,11	3,68	204,82	2,34
08:30	58,18	46,77	47,78	48,11	3,68	204,52	-0,3
09:00	59,41	47,44	48,11	49,12	3,68	207,76	3,24
09:30	59,53	47,44	48,11	49,12	3,68	207,88	0,12
10:00	59,65	48,11	48,45	48,12	3,68	208,01	0,13
10:30	59,65	49,12	49,12	49,45	3,68	211,02	3,01

Annexe 5

11:00	59,65	49,45	49,45	49,79	3,68	212,02	1
11:30	59,88	49,79	49,79	50,12	3,68	213,26	1,24
12:00	60	49,79	49,79	49,78	3,68	213,04	-0,22
12:30	60	49,79	49,79	49,79	3,68	213,05	0,01
13:00	60,62	49,79	49,79	49,79	3,68	213,67	0,62
13:30	60,36	49,79	49,79	49,79	3,68	213,41	-0,26
14:00	60,36	49,79	49,79	49,79	3,68	213,41	0
14:30					3,68	3,68	-209,73
15:00					3,68	3,68	0
15:30					3,68	3,68	0
16:00					3,68	3,68	0
16:30					3,68	3,68	0
17:00					3,68	3,68	0
17:30					3,68	3,68	0
18:00					3,68	3,68	0
18:30					3,68	3,68	0
19:00					3,68	3,68	0
19:30					3,68	3,68	0
20:00					3,68	3,68	0
20:30					3,68	3,68	0
21:00					3,68	3,68	0
21:30					3,68	3,68	0
22:00					3,68	3,68	0
22:30					3,68	3,68	0
23:00					3,68	3,68	0
23:30					3,68	3,68	0
00:00					3,68	3,68	0

Total
Gain/Loss **17,01**

Date:
05-févr- 2015

	Settling (m)	Active 1 (m)	Active 2 (m)	Active 3 (m)	Seperator (m3)	Total (m)	Gain/Loss
00:00	60,83	50,79	50,79	51,46	3,68	217,55	
00:30	60,83	50,79	50,79	51,46	3,68	217,55	0
01:00	60,83	50,79	50,79	51,46	3,68	217,55	0
01:30	60,83	50,79	50,79	51,46	3,68	217,55	0
02:00	60,83	50,79	50,79	51,46	3,68	217,55	0
02:30	60,83	50,79	50,79	51,46	3,68	217,55	0
03:00	60,83	50,79	50,79	51,46	3,68	217,55	0

Annexe 5

03:30	60,83	50,79	50,79	51,46	3,68	217,55	0
04:00	60,83	50,79	50,79	51,46	3,68	217,55	0
04:30	60,83	50,79	50,79	51,46	3,68	217,55	0
05:00	60,83	50,79	50,79	51,46	3,68	217,55	0
05:30	60,83	50,79	50,79	51,46	3,68	217,55	0
06:00	60,83	50,79	50,79	51,46	3,68	217,55	0
06:30	61,19	51,13	51,13	51,46	3,68	218,59	1,04
07:00	61,66	54,82	54,15	53,48	3,68	227,79	9,2
07:30	61,19	54,48	54,15	53,14	3,68	226,64	-1,15
08:00	61,19	53,48	52,47	51,8	3,68	222,62	-4,02
08:30	60,48	52,13	51,8	51,46	3,68	219,55	-3,07
09:00	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	-0,03
09:30	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
10:00	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
10:30	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
11:00	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
11:30	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
12:00	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
12:30	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
13:00	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
13:30	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
14:00	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
14:30	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
15:00	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
15:30	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
16:00	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
16:30	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
17:00	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
17:30	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
18:00	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
18:30	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
19:00	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
19:30	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
20:00	60,48	52,1	51,8	51,46	3,68	219,52	0
20:30	62,13	52,13	51,8	49,12	3,68	218,86	-0,66
21:00	63,79	56,83	57,48	51,46	3,68	233,24	14,38
21:30	60,71	49,12	46,1	56,16	3,68	215,77	-17,47
22:00	60,71	49,12	46,1	56,16	3,68	215,77	0
22:30	62,37	44,76	45,48	52,47	3,68	208,76	-7,01
23:00	66,32	47,78	44,42	57,5	3,68	219,7	10,94
23:30	60	47,11	47,44	59,8	3,68	218,03	-1,67
00:00					3,68	3,68	-214,35

Total
Gain/Loss **0,48**

Annexe 5

Date:
06-févr- 2015

	Settling (m)	Active 1 (m)	Active 2 (m)	Active 3 (m)	Seperator (m3)	Total (m)	Gain/Loss
00:00	60	48,11	45,43	60,18	3,68	217,4	
00:30	62,01	50,79	51,13	47,44	3,68	215,05	-2,35
01:00	61,3	51,13	50,79	50,46	3,68	217,36	2,31
01:30	62,01	50,79	51,13	50,46	3,68	218,07	0,71
02:00	61,78	53,14	52,8	51,46	3,68	222,86	4,79
02:30	61,9	53,48	53,14	51,8	3,68	224	1,14
03:00	61,9	53,48	53,14	51,8	3,68	224	0
03:30	61,9	53,48	53,14	50,79	3,68	222,99	-1,01
04:00	61,07	51,48	51,46	50,79	3,68	218,48	-4,51
04:30	61,54	50,46	50,79	50,79	3,68	217,26	-1,22
05:00	62,01	53,48	52,8	52,47	3,68	224,44	7,18
05:30	62,01	53,81	52,8	52,47	3,68	224,77	0,33
06:00	62,13	54,15	53,48	52,47	3,68	225,91	1,14
06:30	62,25	54,15	54,15	54,15	3,68	228,38	2,47
07:00	62,37	54,82	53,14	52,8	3,68	226,81	-1,57
07:30	62,72	54,82	53,14	52,8	3,68	227,16	0,35
08:00	62,84	55,15	53,48	53,14	3,68	228,29	1,13
08:30	62,61	55,15	53,81	52,8	3,68	228,05	-0,24
09:00	62,49	55,45	53,81	52,8	3,68	228,23	0,18
09:30	62,61	55,49	53,81	53,14	3,68	228,73	0,5
10:00	61,66	54,48	54,82	55,15	3,68	229,79	1,06
10:30	62,37	55,82	54,82	53,48	3,68	230,17	0,38
11:00	62,61	55,49	54,82	53,48	3,68	230,08	-0,09
11:30	62,96	56,83	54,82	53,81	3,68	232,1	2,02
12:00	63,08	56,16	54,82	54,15	3,68	231,89	-0,21
12:30	62,96	56,83	55,15	54,48	3,68	233,1	1,21
13:00	62,96	56,49	55,49	54,48	3,68	233,1	0
13:30	62,96	56,83	55,49	54,82	3,68	233,78	0,68
14:00	63,2	58,45	55,82	54,82	3,68	235,97	2,19
14:30	63,2	49,45	49,12	48,11	3,68	213,56	-22,41
15:00	63,08	50,46	49,45	48,11	3,68	214,78	1,22
15:30	63,2	50,79	49,45	47,78	3,68	214,9	0,12
16:00	63,31	50,46	49,45	48,11	3,68	215,01	0,11
16:30	63,2	50,12	49,45	48,11	3,68	214,56	-0,45
17:00	63,55	50,12	51,13	52,47	3,68	220,95	6,39
17:30	63,55	50,12	51,13	52,8	3,68	221,28	0,33
18:00	63,55	50,46	51,46	49,12	3,68	218,27	-3,01

Annexe 5

18:30	62,96	50,79	52,47	51,46	3,68	221,36	3,09
19:00	63,55	52,47	52,47	50,79	3,68	222,96	1,6
19:30					3,68	3,68	-219,28
20:00					3,68	3,68	0
20:30					3,68	3,68	0
21:00	79,25	62,86	64,54	63,87	3,68	274,2	270,52
21:30					3,68	3,68	-270,52
22:00					3,68	3,68	0
22:30					3,68	3,68	0
23:00					3,68	3,68	0
23:30					3,68	3,68	0
00:00					3,68	3,68	0

Total
Gain/Loss **5,56**

Date:
07-févr- 15

	Settling (m)	Active 1 (m)	Active 2 (m)	Active 3 (m)	Seperator (m3)	Total (m)	Gain/Loss
00:00	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	
00:30	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	0
01:00	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	0
01:30	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	0
02:00	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	0
02:30	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	0
03:00	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	0
03:30	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	0
04:00	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	0
04:30	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	0
05:00	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	0
05:30	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	0
06:00	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	0
06:30	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	0
07:00	74,25	63,53	65,21	63,87	3,68	270,54	0
07:30	72,52	63,2	63,53	62,86	3,68	265,79	-4,75
08:00	70,1	63,2	61,51	60,18	3,68	258,67	-7,12
08:30	66,03	58,84	58,5	57,16	3,68	244,21	-14,46
09:00	64,02	56,83	56,83	55,82	3,68	237,18	-7,03
09:30	63,2	54,82	54,82	58,17	3,68	234,69	-2,49
10:00	70,44	55,82	54,82	45,77	3,68	230,53	-4,16

Annexe 5

10:30	70,44	56,16	49,12	46,77	3,68	226,17	-4,36
11:00	70,79	56,83	54,48	44,09	3,68	229,87	3,7
11:30	62,72	55,82	54,48	56,16	3,68	232,86	2,99
12:00					3,68	3,68	-229,18
12:30					3,68	3,68	0
13:00					3,68	3,68	0
13:30					3,68	3,68	0
14:00					3,68	3,68	0
14:30					3,68	3,68	0
15:00					3,68	3,68	0
15:30					3,68	3,68	0
16:00					3,68	3,68	0
16:30					3,68	3,68	0
17:00					3,68	3,68	0
17:30					3,68	3,68	0
18:00					3,68	3,68	0
18:30					3,68	3,68	0
19:00					3,68	3,68	0
19:30					3,68	3,68	0
20:00	72,17	56,16	63,2	70,99	3,68	266,2	262,52
20:30					3,68	3,68	-262,52
21:00					3,68	3,68	0
21:30					3,68	3,68	0
22:00					3,68	3,68	0
22:30					3,68	3,68	0
23:00					3,68	3,68	0
23:30					3,68	3,68	0
00:00					3,68	3,68	0

Total
Gain/Loss **-4,34**

Résumé :

L'objectif principal de notre travail se base sur la productivité de l'application de la nouvelle technique UBD dans le champ de Hassi Messoud.

Le forage en Underbalance (UBD) est réalisé avec un fluide de forage exerçant une pression hydrostatique (ph) inférieure à la pression de gisement. Il s'applique surtout aux puits à faibles productions et consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures. Ces principaux objectifs sont : la maximisation de la récupération des hydrocarbures et la minimisation des problèmes de forage.

L'application de l'UBD dans le puits MDZ664 est exécutée dans un drain horizontal ayant une longueur de 650m (Medium radius). Pendant le forage du drain de production, des tests sont effectués dans le but d'optimiser le taux de production du puits ainsi que son rendement journalier. Ces essais ont été réalisés en deux étapes : par une demi-fermeture de puits (Flow test) puis par une fermeture totale du puits (Build-up test). Les deux essais réalisés le 04 et le 26 Février 2015 ont donné des résultats satisfaisants. La récupération des hydrocarbures a atteint un débit optimal de 23.53m³/h durant le deuxième essai.

Mots clés: *forage, UBD, OBD, Hassi Messaoud, hydrocarbures, Flow test, Build-up test.*

Abstract:

Our main objective of our work is based on the productivity of the application of new technique UBD, in the Hassi Messaoud field.

Underbalance drilling (UBD) is formed with a drilling fluid exerting a hydrostatic pressure (ph) below the reservoir pressure. It applies mostly to low production wells and involves horizontally through the intervals still containing hydrocarbons. These main objectives are: maximizing recovery of hydrocarbons and minimization of drilling problems.

The application of UBD in the MDZ664 wells is executed in a horizontal drain having a length of 650 m (Medium radius). During the drain drilling of productivity, tests are carried out in order to optimize the well production rate and its daily performance. These tests are carried out in two stages: by a well of a half closed (Flow test), followed by a total well closure (Build-up test). The two trials carried out on the 4th and the 26th of February, 2015 gave satisfactory results. During the second test, the recovery of hydrocarbons at the optimal rate of 23, 53 m³/h

Keywords: *drilling, UBD, OBD, Hassi Messaoud, hydrocarbures, Flow test, Build-up test.*