

N° Ordre/Faculté/UMBB/ 2021.

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université M'hamed BOUGARA de Boumerdes

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Gisements Miniers et Pétroliers



Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme

MASTER

Présenté par :

TOUBAL Salim

BRAHIMI Aymen

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Forage des puits des hydrocarbures.

Thème

Aspects techniques de l'application de la technologie UBD dans des puits horizontaux.

Devant le jury :

M. Zine Elabidine BOUBEKEUR

MAB

UMBB

Encadrant

Abderrahmane MELLAK

Professeur

UMBB

Examineur

Nadjet AZRIL

MAA

UMBB

Examinatrice

Année universitaire : 2020 / 2021

DÉDICACE

-C'est avec grand plaisir que je dédie ce modeste travail :

À ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse dans mes études, À ceux qui ont veillé pour mon bien être, À ceux qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles de ma vie ; À mes chers parents.

-À mon cher frère.

-À toute ma famille.

-Et je dédie ce travail À tous ceux qui m'ont encouragé durant ma vie estudiantine.

-Et À tous mes amis sans exception en particulier : ABDELBAQI et ABDELLAH avec lesquels j'ai partagé les moments de réalisation de ce présent mémoire. Sans oublier mon binôme AYMEN.

SALIM TOUBAL

REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier avant tout le dieu tout puissant de nous avoir donné la force et la puissance pour terminer nos études.

Tous nos remerciements à notre encadreur Mr : ZineElAbidine Boubekeur pour avoir accepté de suivre cette étude et pour son aide.

Nous remercions notre professeur Pr.MELLAK Abderrahmane pour ses aides et conseils précieuses.

Nous remercions tous les enseignants du département Gisements Miniers et Pétroliers, qui ont assurés notre formation durant tout le cycle d'étude.

Enfin nos remerciements s'adressant aux membres de jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail.

Merci à tous.

Merci pour tout.

SALIM TOUBAL et AYMEN BRAHIMI

ABSTRACT

The field of Hassi Messaoud, discovered in 1956, is the largest oil field in Algeria, covering about 2000 Km² and currently comprising over 1000 wells. Production comes from a thick sandstone of Cambrian age at a vertical depth of about 3400m. This sandstone is extremely hard, abrasive and slow to drill. This prompted Sonatrach to use Underbalanced Drilling (UBD) technology to drill the Hassi Messaoud field wells, with the objectives of improving penetration rates, eliminating drilling problems, minimising formation damage and improving productivity. These objectives were successfully achieved through the use of Weatherford's integrated products and services.

This study provides a general overview of how a UBD is performed, its usefulness and importance, and the different equipment used, with a study of the operation on the OMOZ44 well.

This work is divided into six chapters:

First we describe all the information about UBD drilling, starting with the principle, its advantages, disadvantages ... etc. Then we mention the different types of fluids used during UB drilling and gas injection systems. Next we talk about the equipment for carrying out the operation grouped into two sub-headings: surface equipment, and downhole.

Afterwards we introduce the operation of underbalance drilling in horizontal wells and the economic aspect of UB drilling.

Finally, we get into the practical part which concerns the case study on the OMOZ44 well.

Résumé

Le champ de Hassi Messaoud, découvert en 1956, est le plus grand champ pétrolier d'Algérie, couvrant environ 2000 km² et comprenant actuellement plus de 1000 puits. La production provient d'un grès épais d'âge cambrien à une profondeur verticale d'environ 3400 m. Ce grès est extrêmement dur, abrasif et lent à forer. C'est ce qui a incité Sonatrach à utiliser la technologie Underbalanced Drilling (UBD) pour forer les puits du champ de Hassi Messaoud, avec pour objectifs d'améliorer les taux de pénétration, d'éliminer les problèmes de forage, de minimiser les dommages à la formation et d'améliorer la productivité. Ces objectifs ont été atteints avec succès grâce à l'utilisation des produits et services intégrés de Weatherford.

Cette étude consiste à donner une idée générale sur la réalisation d'un UBD, son utilité et importance, et les différents équipements utilisés, avec une étude du déroulement de l'opération sur le puits OMOZ44.

ABSTRACT

Ce travail est divisé sur six chapitres :

D'abord on décrit toutes les informations relatives au forage UBD en commençant par donner leur principe, ces avantages, inconvénients ...etc. Ensuite On cite les différents types de fluide utilisés pendant le forage en UB et les systèmes d'injection de gaz. Après on parle sur les équipements de réalisation de l'opération regroupés en deux sous-titres : équipements de surface, et fond.

Puis décrivant l'opération de forage en underbalance dans les puits horizontaux et on désigne l'aspect économique dans le forage en UB.

Enfin on entre dans la partie pratique qui concerne l'étude de cas sur le puits OMOZ44.

Sommaire

Dédicace

Remerciement

Abstract (résumé)

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclature

CHAPITRE I

INTRODUCTION GENERAL

I.1. INTRODUCTION	1
I.2. QU'EST-CE QUE LE FORAGE EN UNDERBALANCE ?	2
I.3. HISTORIQUE DU FORAGE EN UNDERBALANCE	2
I-4. COMPARAISONS ENTRE LES Puits CONVENTIONNELS ET LES Puits FORÉS EN UNDERBALANCE.	4
I.4.1. OPERATION D`OVERBALANCE	4
I.4.2. Opération d`Underbalance	4
I.4.3. Points de differences	5
I.4.3.1. Durée de vie des outils	5
I.4.3.2. Vitesse de pénétration	5
I.4.3.3. Indice d'injectivité	6
I.5. BENEFICES DU FORAGE EN UNDERBALANCE	6
I.5.1. PROTECTION DES RESERVOIRS	6
I.5.2. REDUCTION OU ELIMINATION DES PERTES DE CIRCULATION	6
I.5.3. ÉLIMINATION DU COLLAGE DIFFERENTIEL	6
I.5.4. AUGMENTATION DU TAUX DE PENETRATION	7
I.5.5. EXTENSION DE LA DUREE DE VIE DES OUTILS	7
I.5.6. ÉVALUATION DES RESERVOIRS	7
I.6. DESAVANTAGES DU FORAGE EN UNDERBALANCE	8
I.6.1. COUT	8
I.6.2. SECURITE	8
I.6.3. INSTABILITE DU Puits DE FORAGE	8
I.7. TECHNIQUES DE FORAGE EN UNDERBALANCE	9

CHAPITRE II SYSTEME DE FLUIDE DANS L`UBD

II.1. INTRODUCTION.....	11
II.2. PRESSION DU FOND	11
II.2.1. REDUCTION DE LA PRESSION AU FOND DU TROU	11
II.3. DRILLER`S METHOD	12
II.4. SYSTEMES DE FLUIDE DE FORAGE	13
II.4.1. LES FLUIDES GAZEIFIES	14
II.4.1.1. Introduction	14
II.4.1.2. Définition.....	15
II.4.1.3. Brouillard (Mist) :	15
II.4.1.4. Les mousses (Foam) :.....	16
II.4.2. LES FLUIDES MONO PHASIQUES.....	18
II.4.3. GAZ SEC, AIR SEC.....	18
II.5. SYSTEMES D`INJECTION DE GAZ :.....	18
II.5.1. INJECTION DE GAZ PAR LA TIGE DE FORAGE :	19
II.5.2. INJECTION DE GAZ A TRAVERS UN TRAIN DE TIGES PARASITES :	20
II.5.3. INJECTION DE GAZ A TRAVERS UN TUBAGE CONCENTRIQUE :	21
II.6. LE PROBLEME DE LA CORROSION :	23

CHAPITRE III EQUIPEMENTS SPECIAUX DE UBD

III.1. EQUIPEMENT DE SURFACE POUR UBD.....	25
III.1.1. SYSTEME DE FORAGE	25
III.1.1.1 Exigences relatives au train de tiges de forage et composants de la BHA	25
III.1.2. EQUIPEMENT D`INJECTION DE GAZ	26
III.1.2.1. Gaz naturel	26
III.1.2.1.1. Compresseurs d'air	26
III.1.2.2. Azote cryogénique	27
III.1.2.2.1. Système de génération d'azote	27
III.1.2.2.2. Manifold d'injection de gaz.....	28
III.1.2.2.3. Garantie de pureté	28
III.1.2.3. Compresseurs de surpression	29
III.1.2.3.1. Surpresseurs basse pression	29
III.1.2.3.2. Surpresseurs à haute pression	30
III.1.2.4. Gaz d`échappement.....	31
III.1.3. EQUIPEMENT POUR WELL CONTROL.....	31

SOMMAIRE

III.1.3.1. Système de coiled tubing	33
III.1.3.2. Système de snubbing.....	33
III.1.3.3. Système de têtes rotatives	36
III.1.3.3.1. RBOP	36
III.1.3.3.2. Shaffer PCWD	37
III.1.3.3.3. Williams Model 7100.....	38
III.1.3.3.4. Techcorp RPM 3000	39
III.1.4. SYSTEME DE SEPARATION	39
III.1.4.1. Séparateurs verticaux	41
III.1.4.2. Séparateurs horizontaux	41
III.1.5. EQUIPEMENT ET LIGNES DE SURFACE	41
III.1.5.1. Duses et Manifolds	42
III.1.5.2. Vanne ESD (Emergency Shut Down).....	42
III.1.5.3. Module d'échantillonnage géologique	43
III.1.5.4. Flow line Principale	43
III.1.5.5. Flow line secondaire	44
III.1.6. DATA ACQUISITION	44
III.1.7. TORCHES	45
III.2. EQUIPEMENT DE FOND.....	45
III.2.1. PDM OU MOTEURS A DEPLACEMENT POSITIF.....	46
III.2.2. MWD (<i>MEASUREMENT WHILE DRILLING</i>)	47
III.2.3. VANNES ANTI-RETOUR	47

CHAPITRE IV FORGE HORIZONTAL EN UBD

IV.1. INTRODUCTION	48
IV.2. MOTIVATION DE L'UBD DANS LES Puits HORIZONTALS	48
IV.3. FORAGE EN UNDERBALANCE+ FORAGE HORIZONTAL = UBHD.....	59
IV.4. CONSTRUCTION DE Puits UBHD	50
IV.5. NOUVELLE TECHNOLOGIE UBHD.....	51
IV.5.1. FORAGE A DEBIT ARTIFICIEL	51
IV.5.2. TIGE DE FORAGE INTELLIGENT	52
IV.5.3. OUTIL DE FORAGE ROTATIF ORIENTABLE SHORT RADIUS	52
IV.5.4. VANNE DE TUBAGE SOUTERRAIN	52
IV.5.5. DISPOSITIF DE CONTROLE ROTATIF (RCD).....	53
IV.6. LIMITES TECHNIQUES DE L'UBD DANS LES Puits HORIZONTALS.....	53
IV.6.1. MECANISME D'ENDOMMAGEMENT DES FORMATIONS DANS LES Puits HORIZONTALS.....	53

SOMMAIRE

IV.6.1.1. Migration des particules fines.....	53
IV.6.1.2. Piégeage/blocage de phase.....	54
IV.6.1.3. Incompatibilité chimique du fluide envahissant (argile réactive).....	54
IV.6.1.4. Activité biologique (Bactéries).....	64

CHAPITRE V ETUDE ECONOMIQUE DU L'UBD

V.1. INTRODUCTION :.....	55
V.2. ECONOMIE EN L'UBD :.....	55
V.3. EXEMPLE UBD ECONOMIQUES :.....	56
V.4. COUTS DE L'UBD :.....	57
V.4.1. FACTEUR SITE :.....	57
V.4.2. COMPLEXITE DU PROJET :.....	57
V.4.3. L'IMPACT DU NOMBRE DE PUITES SUR LE COUT :.....	58
V.5. REDUCTION DU COUT :.....	59
V.5.1. REDUCTION DU COUT DE FORAGE :.....	59
V.5.1.1. Augmentation de ROP :.....	59
V.5.1.2. Longévité de l'outil :.....	59
V.5.1.3. Réduction du coût de fluide de forage :.....	60
V.5.1.4. Réduction des NPT :.....	60
V.5.1.5. Elimination de la stimulation et DST :.....	60
V.5.2. REDUCTION DE L'ENDOMMAGEMENT DE LA FORMATION :.....	60
V.5.2.1. Augmentation de la production :.....	60
V.5.3. ESTIMATION DE LA PRODUCTION :.....	60
V.5.3.1. Anticipation sur la production :.....	62
V.5.3.2. Augmentation de la récupération Ultime :.....	62
V.6. CONCLUSION :.....	63

CHAPITRE VI EUDE DE CAS DE PUITES OMOZ 44 HORIZONTAL

VI.1. INTRODUCTION.....	64
VI.2. OBJECTIFES.....	64
VI.3. DONNEES DU PUITES.....	65
VI.3.1. SCHEMA DU PUITES.....	65
VI.3.2. DESCRIPTION GEOLOGIQUE ET DES RESERVOIRS.....	65
VI.4. PARAMETRES DE CONCEPTION DES FORAGES EN UB.....	68
VI.4.1. DESIGN DU TUBAGE.....	68

SOMMAIRE

VI.4.2. DESIGN DU BHA ET DU TRAIN DE TIGES DE FORAGE	69
VI.4.3. SELECTION DU FLUIDE DE FORAGE	69
VI.4.3.1. PHASE LIQUIDE.....	70
VI.4.3.2. PHASE GAZEUSE	70
VI .4.4. MODELISATION DE L'ECOULEMENT, ENVELOPPE D'EXPLOITATION, RABATTEMENT, SENSIBILITE DE LA PRODUCTION ET TAUX OPTIMAUX	71
VI.4.4.1. ÉVALUATION DU CAS DE NON-PRODUCTION	73
VI.4.4.2. ÉVALUATION DU CAS DE PRODUCTION	74
VI.4.5. NETTOYAGE DU TROU	75
VI.4.6. PERFORMANCE DU MOTEUR	77
VI.4.7. EXIGENCES EN MATIERE DE SONDEGE.....	77
VI.4.8. SYSTEME D'ACQUISITION DE DONNEES	77
VI.4.9. INDICE DE PRODUCTIVITE PENDANT LE FORAGE	78
VI.4.10. MATRICE DE CONTROLE DU DEBIT	78
VI.4.11. GESTION DE L'EROSION DES EQUIPEMENTS DE SURFACE.....	81
IV.4.12. SYSTEMES DE DECAPAGE	83
VI.5. CONSIDERATIONS PARTICULIERES.....	84
VI.5.1. QHSE	85
VI.5.2. CONFIGURATION DE LA TETE DE PUIIS	84
VI.5.3. EXIGENCES RELATIVES AUX TIGES DE FORAGE.....	84
VI.5.4. PRODUITS CHIMIQUE	84
VI.5.5. CONDUITE SUPERIEURE	85
VI.5.6. INSTABILITE DU TROU DE FORAGE (FORMATION D1).....	85

Conclusion et recommandation

Bibliographiques

Liste des figures

Figure I.1: circulation des fluides en UBD	2
Figure I.2: Comparaison entre forage Overbalanced et Underbalanced	4
Figure I.3: Comparaison entre les puits forer en overbalance et en underbalance	5
Figure II.1 : Sélection de BHP	11
Figure II.2: La variation de ROP	12
Figure II.3: Classification des fluides de forages.....	13
Figure II.4: Différent type de fluide biphasique.	15
Figure II.5: Les mousses (Foam)	17
Figure II.6: Injection par Drill pipe.....	20
Figure II.7: Injection par l'annulaire.....	21
Figure II.8: Injection par un concentrique.	22
Figure III.1: Compresseur d'air	26
Figure III.2 : Chemin d'écoulement à travers un générateur d'azote (NPU1500).....	28
Figure III.3: Unité de production d'azote NPU	28
Figure III.4: Système de production d'azote pour 3000 scft/min installé sur place	29
Figure III.5: WB-12 Low Pressure Booster (1800psi).....	30
Figure III.6: WB-11 Surpresseur haute pression (4000 psi)	30
Figure III.7: Générateur du gaz d'échappement	31
Figure III.8: Typique BOP pour le forage en underbalance	32
Figure III.9: Tête de l'injecteur	33
Figure III.10: Touret	34
Figure III.11: Unité de snubbing du plancher de la plate-forme de forage (Dolsnub 6) ..	35
Figure III.12: Unité Push-Pull Rig Assist (Courtesy Tesco)	35
Figure III.13: Dérivateurs rotatifs RBOP de précision	36
Figure III.14: RTI RBOP	37
Figure III.15: Dérivateurs rotatifs Shaffer PCWD.....	38
Figure III.16: Williams Model 7100	38
Figure III.17: Techcorp RPM 3000.....	39
Figure III.18 Système de séparation utilisé dans le forage en underbalance	40
Figure III.19: Séparateur vertical fermé.....	40
Figure III.20: Séparateur horizontal à quatre phases.	41
Figure III.21: UBD Choke Manifold	42

LISTE des figures

Figure III.22: Vanne ESD	42
Figure III.23 : Flow line Principe	43
Figure III.24: Flow line secondaire.....	43
Figure III.25: Sommet d'une torche	45
Figure III.26: MWD—Electromagnetique	46
Figure III.27: Les types de Flapper anti-retour	47
Figure III.28: la NRV (non return valve).....	47
Figure V.1: Tableau montre LE-Coût entre le forage en UDB et forage conventionnel..	56
Figure V.2 : montre l'impact d'un programme de puits de multiple.	58
Figure VI .1: Schéma du puits horizontal OMOZ 44 - Champ Hassi Messaoud.....	65
Figure VI .2: Emplacement du champ de Hassi Messaoud.....	66
Figure VI .3: Emplacement du puits OMOZ 44.....	66
Figure VI .4: Stratigraphie de l'OMOZ 44.....	67
Figure VI .5: Fenêtre de fonctionnement de l'UBD - DPI (pas de production) - WHP 100ps.....	74
Figure VI .6 : Fenêtre de fonctionnement de l'UBD - DPI (avec production) - WHP 50 psi.....	75
Figure VI .7: Vitesse du fluide en fonction de la profondeur mesurée.....	76
Figure VI .8: Différentes courbes PIWD.....	77
Figure VI .9: BHCP en fonction de la profondeur mesurée.....	86

Liste des tableaux

Tableau VI.1 : puits situés en bordure du site OMOZ 44.....	74
Tableau VI.2 : Paramètres du réservoir pour OMOZ 44	75
Tableau VI.3 : design du tubage de l'OMOZ 44.....	76
Tableau VI.4 : design de la BHA de l'OMOZ 44	76
Tableau VI.5 : Critères de vitesse minimale du liquide.....	83
Tableau VI.6 : Données acquises par les opérations de l'UBD	85
Tableau VI.7 : Matrice de contrôle du débit (entrée de liquide)	86
Tableau VI.8 : Matrice de contrôle du débit (entrée de gaz)	87
Tableau VI.9 : Limites de décapage recommandées	90
Tableau VI.10 : Exemple de calcul de la durée de vie résiduelle d'un DRC	91

Nomenclature

Nomenclature

IADC = International Association of Drilling Contractors	DP = Drill Pipe
UBO = Underbalanced Operations	HWDP = Heavy Weight Drill Pipe
ROP = Rate of Penetration	SICP = Shut-In Casing Pressure
UBD = Under Balanced Drilling	SIDPP = Shut-In Drill Pipe Pressure
BHP = Bottom Hole Pressure	ICP = Initial Circulation Pressure
CT = Coiled Tubing	Ph = pression hydrostatique
PDC = Polycristallin Diament Compact	Pf = pression de formation
PCWD = Pressure Control While Drilling	UBHD = underbalance Horizontal Drilling
LWD = Logging While Drilling	RCD = Dispositif de contrôle rotatif
MWD = Measurement While Drilling	NPT = Net Present Value
NPU = Nitrogen Production Unite	CPD = Controlled Pressure Drilling
ESD = Emergency Shut Down	DPI = Drill Pipe Injection (DPI)
PDM = Positif Déplacement Motor	GOR = Gas Oil Rapport
NRV = Non Return Valve	BHCP = Bottom Hole Circulating Pressure
ECD = Equivalent Circulating Density	PDM = Product Data Management
UB = Underbalanced	QHSE = Qualité, Hygiène, Sécurité, Environnement
NPT = Le non-Productive Time	PIWD = Productivity Index While Drilling
K = perméabilité de réservoir	RCD = Reserve Circulation Drilling
h = l'épaisseur de réservoir	PWD = Pressure While Drilling
μ =Viscosité	TVD = True Vertical Depth
r_e =Rayon externe (du réservoir)	OD = Outside Diameter
r_z =Rayon du trou	ID = Inside Diameter
L = Longueur de réservoir (section horizontal)	RPM = Rotation Par Minute
ΔP_s = Chute de pression du au skin	DPI = Drill Pipe Injecting
Q = Débit	
B0 =Facteur du volume de formation	
k = perméabilité	
S = Factor de skin	

Chapitre I

Introduction général

I.1. Introduction

L'UBD est une technique dans laquelle la pression hydrostatique dans le système de circulation de fluide dans le fond, pendant le forage du puits, est maintenue à une certaine pression inférieure à la pression de la formation cible d'intérêt. Cette condition peut être générée naturellement avec des fluides de faible densité (eau claire ou systèmes d'hydrocarbures légers) dans certaines situations où une pression naturelle élevée existe dans la formation. Cette technique est communément appelée forage par flux. Dans de nombreuses situations, la condition de l'underbalance est générée artificiellement par l'injection simultanée d'un certain type de gaz non condensable avec le système de fluide en circulation pour réduire la densité hydrostatique effective.

Le gaz le plus couramment utilisé est l'azote en raison de sa disponibilité et de sa facilité de transport, mais les opérations de l'underbalance ont également été réalisées avec de l'air, du gaz naturel, des gaz de combustion traités et de l'air à teneur réduite en oxygène (unité de membrane semi-perméable traitée), en fonction de la situation spécifique du réservoir considéré. Les techniques d'UBD ont souvent été appliquées à des puits horizontaux où les problèmes d'endommagement de la formation ont été particulièrement importants en raison des temps de contact plus longs avec les fluides et d'une plus grande prévalence des complétions à trou ouvert dans les applications de puits horizontaux plutôt que verticaux. En effet, même des dommages invasifs relativement peu profonds peuvent réduire considérablement la productivité d'un puits horizontal à trou ouvert par rapport à un puits vertical tubé et perforé. La technologie de l'équilibrage, cependant, s'applique également aux puits verticaux.

Le forage underbalance (UBD) est de plus en plus populaire et est proposé comme la solution à de nombreux problèmes de forage auxquels l'industrie du forage sera confrontée dans les années à venir. Les réservoirs épuisés et à faible productivité sont des exemples de domaines où l'UBD peut être appliqué. Plusieurs problèmes de forage courants peuvent être évités et conduire à une amélioration des performances de forage dans une opération de forage à l'underballance conçue de manière optimale. Bien que cette technique présente de nombreux avantages, elle comporte également des défis.

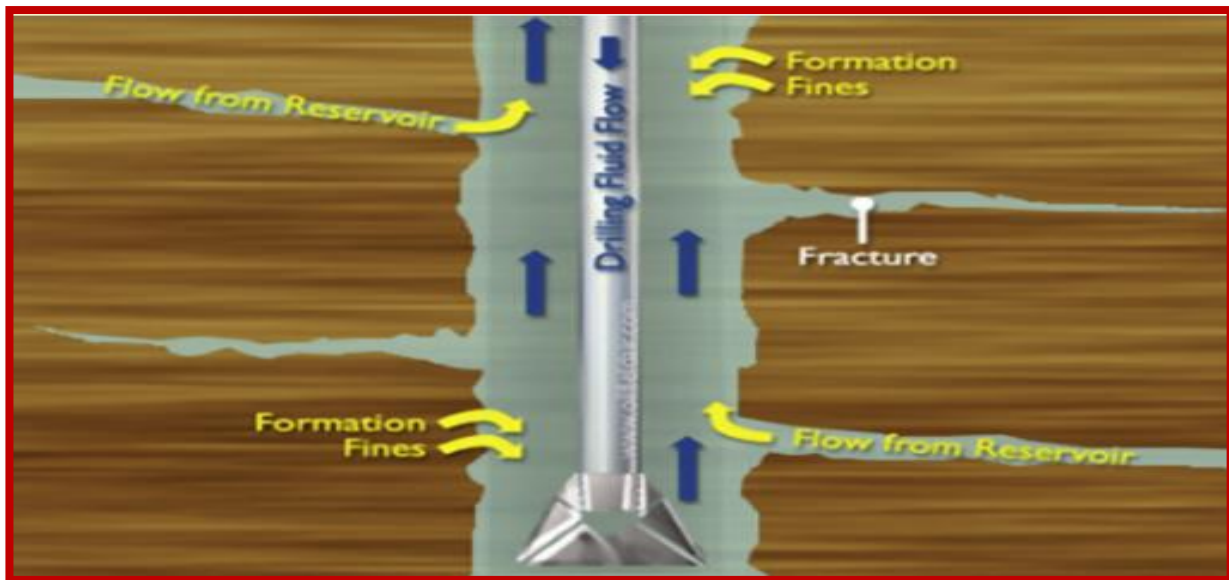


Figure I.1: circulation des fluides en UBD.

I.2. Qu'est-ce que le forage en underbalance ?

Le forage underbalance est défini comme un forage dont la tête hydrostatique du fluide de forage est intentionnellement conçue pour être inférieure à la pression des formations à forer. La pression hydrostatique du fluide peut être naturellement inférieure à la pression de la formation ou peut être induite. L'état induit peut être créé en ajoutant du gaz naturel, de l'azote ou de l'air à la phase liquide du fluide de forage. Que l'état de l'underbalance soit induit ou naturel, il peut en résulter un afflux de fluides de formation qui doivent être évacués du puits et contrôlés à la surface. En termes pratiques, le forage en underbalance entraînera un écoulement d'une ou plusieurs zones dans le puits de forage (toutefois, il est plus probable que cet écoulement provienne uniquement d'une zone, car un écoulement croisé est susceptible de se produire) ou là où le potentiel d'écoulement existe.

La tête hydrostatique plus basse évite l'accumulation de filtre de cake sur la formation ainsi que l'invasion de boue et de solides de forage dans la formation, ce qui contribue à améliorer la productivité du réservoir et à réduire les problèmes de forage.

I.3. Historique du forage en underbalance

Le forage en underbalance existe depuis le début de l'exploration pétrolière. Tous les puits forés à l'aide d'un outil à câble étaient forés en underbalance et la plupart d'entre nous ont vu les images d'éruptions et de jets d'eau lorsqu'un réservoir de pétrole était touché. Jusqu'en 1895, tous les puits étaient forés en underbalance.

L'introduction de la technologie du forage rotatif en 1895 a nécessité la circulation d'un fluide, qui était initialement de l'eau. Pour améliorer la sécurité et le nettoyage de trou, des systèmes de boue ont été mis au point en 1920 et le forage s'est poursuivi en overbalanced. Au fur et à mesure que l'on rencontrait des réservoirs plus profonds et plus grands, les problèmes d'endommagement des réservoirs devenaient moins importants. Jusqu'à ce que, dans les années 1980, les premiers puits en underbalance soient forés dans Austin Chalk. Cela s'est avéré être l'introduction au forage en underbalance moderne qui a commencé au début des années 1990 au Canada.

1895 Forage rotatif à l'eau.

1920 Premier système de boue utilisés.

1928 Première utilisation de BOP.

1932 Première utilisation de fluides gazéifiés pour le forage.

1955 Le poudrage ou le forage à l'air devient populaire.

1988 Premier puits de gaz à haute pression foré en underballance dans Austin Chalk.

1993 Premier puits UBD forés au Canada.

1995 Les premier puits UBD sont forés en Allemagne.

1997 Premier puits UBD forés en mer.

Depuis 1997, juste après la tenue de la troisième conférence internationale sur le forage en underbalance, une meilleure coopération entre les opérateurs au niveau international a été initiée. Les premiers comités ont été mis sur pied à la suite de la demande de Shell et Mobil, qui souhaitaient obtenir davantage d'informations et de coopération pour s'assurer que les puits en offshore pouvaient être forés en toute sécurité dans des conditions de l'underbalance.

En 1998, l'IADC a pris la direction de la sécurité dans le domaine du forage en underbalance et le comité UBO (underbalanced drilling operations) de l'IADC a été formé afin d'améliorer la sécurité des opérations de forage en underbalance. Ce comité a élaboré la matrice de classification des forages en underbalance et continue aujourd'hui à développer des méthodes et des procédures plus sûres et plus efficaces pour les opérations de forage en underbalance. Le développement de meilleurs systèmes de modélisation de l'écoulement et de systèmes de formation, ainsi que le partage d'expériences internationales entre opérateurs, ont contribué à faire du forage en underbalance l'une des principales technologies permettant d'améliorer la production des champs épuisés et la compréhension des réservoirs dans les champs nouvellement développés.

I.4. Comparaisons entre les puits conventionnels et les puits forés en underbalance.

La comparaison entre le forage overbalance et le forage underbalance permet d'établir les principales différences entre les deux techniques de forage.

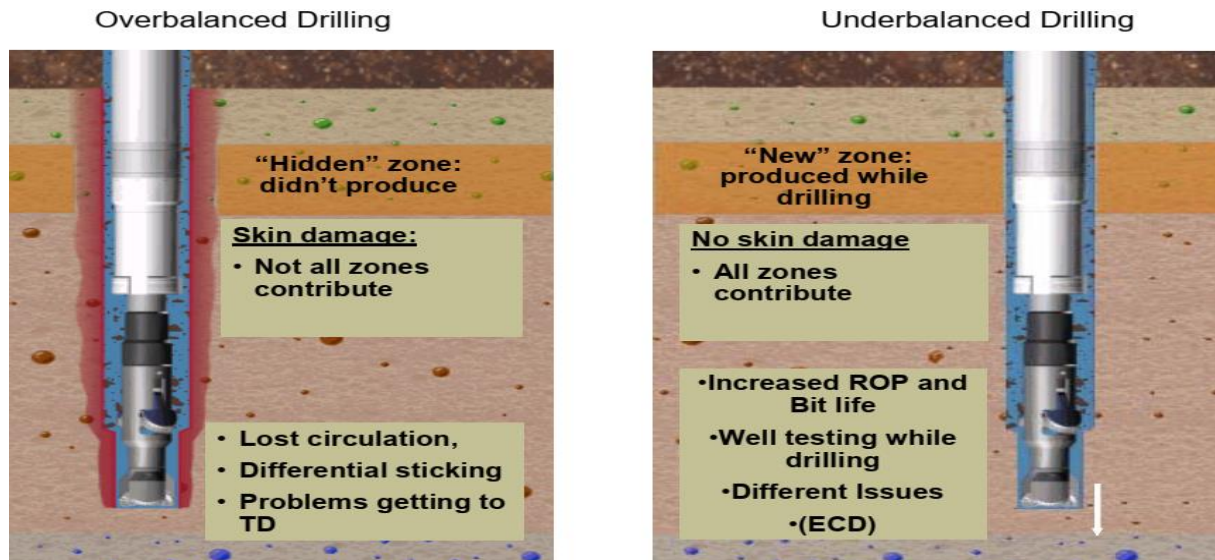


Figure I.1 : Comparaison entre forage Overbalanced et Underbalanced

I.4.1. Opération d`Overbalance

L'invasion du fluide de boue et la pression hydrostatique dans le puits de forage peuvent masquer des zones potentiellement productives.

Les dommages subis par le réservoir, en particulier dans les puits horizontaux, sont souvent difficiles ou compliqués à éliminer ou à nettoyer une fois la production lancée. Les zones de perméabilité et de porosité inférieures peuvent ne jamais être correctement nettoyées, ce qui peut rendre improductives de grandes sections d'un puits (en particulier les puits horizontaux).

La perte de circulation et le collage différentiel peuvent souvent entraîner de graves problèmes de forage.

I.4.2. Opération d`Underbalance

De nouveaux horizons productifs sont souvent identifiés pendant le forage. Aucun dommage ou un dommage minimal n'est causé aux roches du réservoir, y compris aux sections les plus serrées d'un puits, ce qui se traduit par une meilleure production.

Pas de pertes ni de collage différentiel car la pression du fluide est inférieure à celle du réservoir.

I.4.3. Points de différences

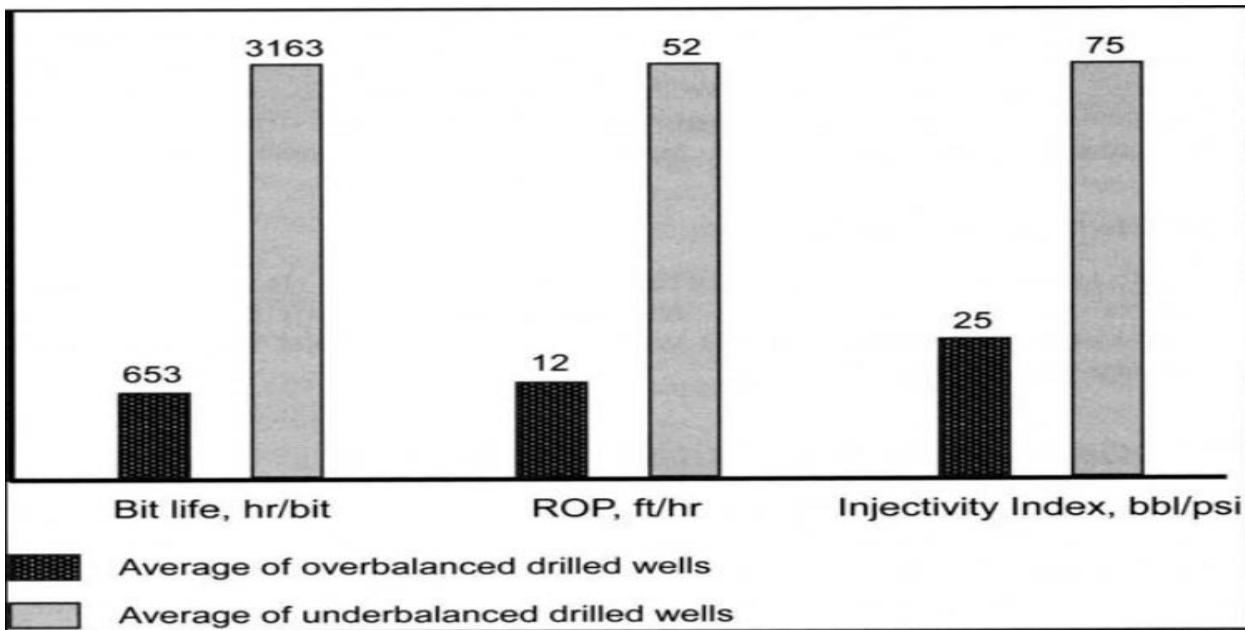


Figure I.2 : Comparaison entre les puits forer en overbalance et en underbalance

I.4.3.1. Durée de vie des outils

Il était courant d'utiliser plus de deux trépan pour forer les longs latéraux dans les puits à forage conventionnel. La durée de vie moyenne obtenue pour un passage de trépan était de l'ordre de 653 ft. Les puits underbalance sont maintenant couramment forés avec un seul trépan, le passage de trépan moyen atteint environ 3 163 ft, comme l'illustre la figure I.3. L'augmentation de la durée de vie des trépan entraîne également d'autres facteurs économiques, telles que la réduction du temps de déclenchement et le coût du trépan lui-même.

I.4.3.2. Vitesse de pénétration

La vitesse de pénétration (ROP) peut être affectée par de nombreuses variables, notamment : l'hydraulique, le poids sur le trépan, la vitesse de rotation, l'usure du trépan, la lithologie et la pression de circulation au fond du trou. C'est ce dernier facteur qui est le plus important lorsque l'on parle de ROP en relation avec le forage en underbalance. L'augmentation du ROP est attribuée à la réduction de la résistance confinée de la roche associée à la pression de circulation du fond du trou. Le flux entrant du réservoir, en raison de la pression positive, facilite grandement l'élimination des débris de forage au niveau du trépan, réduisant et/ou éliminant ainsi le phénomène courant connu sous le nom de chip hold-down. Lors de la campagne UBD de Aramco, le ROP moyen obtenu était plus de trois fois supérieur aux performances conventionnelles dans les puits de compensation voisins. Cette performance est à nouveau illustrée graphiquement à la figure I.3. Des économies significatives de temps de forage et une plus grande efficacité de l'opération ont été réalisées grâce à la multiplication par trois du ROP et à l'augmentation de la durée de vie des trépan.

I.4.3.3. Indice d'injectivité

L'injectivité plus élevée sur une longueur latérale plus courte est la dernière pièce de l'histoire du succès. Par rapport aux puits forés de manière conventionnelle et traités à l'acide, le puits UBD moyen a vu son indice d'injectivité multiplié par deux (figure I.3).

I.5. Bénéfices du forage en underbalance

I.5.1. Protection des réservoirs

L'UBD est considérée comme une méthode de forage visant à protéger le réservoir en réduisant les dommages causés à la formation pendant l'opération. Bien que l'impulsion initiale de l'UBD ait été de réduire les pertes de boue, ce qui est un problème de sécurité immédiat, l'avantage le plus important de l'UBD est de maintenir l'intégrité du réservoir intact.

Une opération UBD bien conçue réduit ou élimine les problèmes liés à l'invasion de solides et de fluides dans la formation, tels que le bouchage des pores, le piégeage des phases, la réaction des argiles, l'incompatibilité des fluides et la formation d'émulsions. L'UBD n'élimine pas toutes les sources de dommages à la formation. Par conséquent, le principal avantage de l'opération UBD est la réduction des dommages à la formation attribuable à l'invasion de solides et de fluides.

I.5.2. Réduction ou élimination des pertes de circulation

L'impulsion initiale de l'UBD était la réduction ou l'élimination des pertes de circulation. Pendant les décennies 1960 et 1970, les applications les plus importantes de l'UBD ont été consacrées à l'atténuation des problèmes de perte de circulation. Ce n'est qu'au cours des dernières décennies que d'autres applications ont émergé au fur et à mesure que les avantages de l'UBD étaient mis en évidence.

I.5.3. Élimination du collage différentiel

Le collage différentiel se produit dans un trou ouvert lorsqu'une partie quelconque de la tige s'enfonce dans le cake de boue. Dans ce cas, un collage peut se produire car la pression exercée par la colonne de boue est supérieure à la pression des fluides de formation sur la section noyée.

Dans les formations perméables, le filtrat de boue s'écoulera du puits dans la roche et constituera un filtre de cake. Si la pression hydrostatique de la boue est supérieure à la pression de la formation, le problème ne se pose pas, car la différence de pression, créée à travers le filtre de cake, est en fait négative.

I.5.4. Augmentation du taux de pénétration

Dans une formation présentant un taux de pénétration très faible, l'UBD peut généralement être appliquée pour améliorer le taux de pénétration. Lors d'un forage avec des trépan à trois cônes, une pression de fond plus élevée maintient les débris en suspension (chip hold-down pressure). Ce processus peut être facilité par l'UBD, qui réduit le temps d'évacuation des débris et des débris de forage.

En cas de forage en underballance, le ROP augmente en raison de la disparition de l'effet de chip hold-down. Ainsi, la tendance normale comprend une augmentation du ROP résultant d'une diminution de la pression hydrostatique du fluide de forage par rapport à la pression de la formation lors d'un forage par UBD.

Le scénario réel est plus complet qu'une simple dépendance à la pression différentielle. Par exemple, d'autres facteurs, tels que la concentration des déblais, le débit, le type de trépan, jouent également un rôle. Il n'est pas surprenant que l'on ait observé à la fois un ROP optimal (par rapport à la chute de pression) et un ROP en constante augmentation pour une pression différentielle croissante.

I.5.5. Extension de la durée de vie des outils

Avec l'UBD, on observe une augmentation du ROP. Cependant, l'augmentation de la vitesse de forage n'est pas aussi prononcée avec les trépan PDC ou les trépan traînants en raison de leurs effets de coupe différents. En général, la durée de vie des trépan à cônes augmente en UBD par rapport au forage conventionnel. En UBD, le trépan est exposé à moins de contraintes et à une boue non abrasive à faible teneur en solides. De plus, l'UBD augmente le ROP, ce qui permet de réduire le poids sur le trépan (WOB) pendant tout le processus de forage pour le même ROP. Cela permet d'augmenter la durée de vie des trépan. Une durée de vie plus longue des trépan, combinée à un ROP plus élevé, permet de réduire le nombre de trépan et le temps de déplacement pour changer le trépan, ce qui améliore l'économie globale de l'opération.

I.5.6. Évaluation des réservoirs

L'UBD offre une excellente occasion de recueillir des données sur la formation, car les fluides du réservoir sont produits peu après avoir rencontré la zone productive. Pendant le forage en underbalance, les zones payantes peuvent être détectées immédiatement après avoir pénétré dans la formation en mesurant et en observant le fluide à la tête de puits ou après le séparateur. Le fluide de la formation peut être surveillé à la surface pour identifier et étudier les zones payantes. Des essais de rabattement sont réalisables pendant le forage à un but d'essai de puits pour estimer la productivité du réservoir.

Avant de mobiliser ou de choisir l'équipement, il est essentiel de sélectionner le bon candidat réservoir, ainsi que le bon puits et la bonne façon de forer en underbalance. L'une des complexités du forage en underbalance est de s'assurer que toutes les questions liées au forage et à l'écoulement d'un puits simultanément sont comprises.

I.6. Désavantages du forage en underbalance

Il est raisonnable de supposer qu'en dehors des aspects positifs du forage de réservoir en underbalance, il existe également des inconvénients spécifiques associés à ce forage. La comparaison des avantages et des inconvénients du forage en underbalance permettra aux opérateurs d'entamer les premières réflexions et la sélection des choix.

I.6.1. Coût

L'UBD est normalement plus coûteux que le forage conventionnel, surtout dans les endroits éloignés. En plus des coûts d'exploitation conventionnels, un dispositif de contrôle rotatif, des compresseurs, des séparateurs, des lignes de torche, des réservoirs de stockage pour le pétrole s'il est rencontré, plus de personnel et plus d'espace sont nécessaires, ce qui impose un coût d'exploitation plus élevé. Le coût augmente considérablement si un site offshore est impliqué. De même, les considérations de coût sont importantes en cas de présence de gaz acide.

I.6.2. Sécurité

La technologie du forage et de la complétion de puits en mode underbalance continue de s'améliorer. Les développements récents en matière d'équipement de contrôle de surface, d'équipement rotatif de prévention des éruptions, et l'utilisation accrue de coiled tubing dans les UBD, ont augmenté la fiabilité de nombreuses opérations UBD. Le fait que les puits doivent être forés et complétés en mode d'écoulement, cependant, ajoute toujours des problèmes de sécurité et techniques à toute opération de forage. L'utilisation d'air ou de gaz de combustion traités comme gaz injecté dans une opération UBD, bien qu'efficace pour réduire le coût de l'opération, peut poser des problèmes d'inflammabilité et de corrosion.

I.6.3. Instabilité du puits de forage

Le problème de l'instabilité du puits peut être un défi : l'instabilité du puits est l'un des principaux problèmes qui disqualifie ou limite l'utilisation de l'UBD. L'instabilité du puits prend plusieurs formes différentes, dont certaines sont les suivantes :

- Les zones où les contraintes s'accumulent ou se sont accumulées en raison de l'activité géologique.

- Les zones fracturées ou perturbées, en particulier dans les zones de haute pression situées près des jonctions des plaques continentales.
- Les sédiments plus jeunes que l'on trouve dans certains bassins océaniques où la pression de fracture, la pression interstitielle et les pressions de stabilité ont tendance à converger.
- Les schistes massifs dont la pression interstitielle interne est élevée (schistes géopressés).
- Le sel est plastique et s'écoule dans le puits de forage lorsqu'il est pénétré. Le taux d'écoulement dans le puits est en fonction de la pression différentielle, de la température et de la composition du sel (principalement le nombre de molécules d'eau faisant partie de la structure du sel).

Autres plusieurs facteurs doivent être pris en compte. Il s'agit de :

- **La corrosion** est un problème associé à l'utilisation de l'air en raison de l'introduction d'oxygène dans l'environnement chaud du fond du puits.
- **La vibration de la tige de forage** se produit parce que le fluide de forage aéré ne soutient pas entièrement la tige comme c'est le cas avec les fluides de forage conventionnels.
- **Le nettoyage adéquat du trou** peut être un problème avec les fluides de forage aérés, ce qui entraîne un blocage de la tige et une augmentation de la perte de charge.
- **Le facteur de friction** est parfois plus élevé dans les fluides aérés que dans les fluides conventionnels, ce qui entraîne une augmentation du torque et de drag.

I.7. Techniques de forage en underbalance

Il existe quatre techniques principales pour obtenir un forage en underbalance, à savoir l'utilisation de fluides de forage légers, l'injection de gaz dans la tige de forage, l'injection de gaz par un train de tiges parasites et l'injection de mousse. L'utilisation de fluides de forage légers, tels que l'eau douce, le diesel et le brut de location, est le moyen le plus simple de réduire la pression dans le puits. L'une des limites de cette approche est que, dans la plupart des réservoirs, la pression dans le puits de forage ne peut pas être suffisamment réduite pour obtenir un underbalance.

Il existe plusieurs types de forage en underbalance. Les plus courants sont énumérés ci-dessous.

- Air sec** : Cette technique est également connue sous le nom de dusting. On utilise ici des compresseurs d'air combinés à un booster (qui prend la tête des compresseurs et augmente la pression de l'air, mais n'augmente pas le volume d'air descendant dans le trou) et le seul fluide injecté dans le puits est une petite quantité d'huile pour réduire la corrosion.
- Mist** : Une petite quantité d'agent moussant (savon) est ajoutée au flux d'air. De fines particules d'eau et de mousse dans une atmosphère d'air ramènent les déblais à la surface.
- Mousse** : Une plus grande quantité d'agent moussant est ajoutée dans le flux. Des bulles et des gouttes de bulles dans une atmosphère de mist ramènent les débris à la surface.

-Mousse stable : Une quantité encore plus importante d'agent moussant est ajoutée à l'écoulement. Elle a la consistance d'une mousse à raser.

-L'airlift : Des limaces et des bulles d'air dans une matrice d'eau et de savon peuvent être ajoutées dans le flux d'air.

-Boue aérée : De l'air ou un autre gaz est injecté dans le flux de boue de forage. Des unités de dégazage sont nécessaires pour éliminer l'air avant qu'il puisse être remis en circulation.

Si la pression de la formation est relativement élevée, l'utilisation d'une boue de densité inférieure réduira la pression du puits de forage en dessous de la pression interstitielle de la formation. Parfois, un gaz inerte est injecté dans la boue de forage pour réduire sa densité équivalente et donc sa pression hydrostatique sur toute la profondeur du puits. Ce gaz est généralement l'azote, car il est incombustible et facilement disponible.

Lors de l'injection de gaz par le biais d'une chaîne parasite, une deuxième conduite est installée à l'extérieur du tubage intermédiaire. Bien que le coût du forage augmente, cette technique applique une pression constante au fond du puits et ne nécessite pas de différences opérationnelles ou de systèmes MWD uniques.

Une application moins courante du forage en underbalance, la mousse d'azote, est moins dommageable pour les réserves qui présentent une sensibilité à l'eau. Bien que la marge de sécurité soit accrue en utilisant des mousses, l'azote supplémentaire nécessaire pour générer une mousse stable rend cette technique prohibitive en termes de coût. De plus, il existe des limites de température à l'utilisation de la mousse dans le cadre de forage en underbalance, ce qui limite l'utilisation de cette technique aux puits mesurant moins de 12 000 pieds de profondeur.

-Forage en coiled tubing(CTD) : Permet un forage et un pompage continu, ce qui permet d'utiliser le forage en underbalance et d'augmenter le taux de pénétration (ROP). Dans le cas d'un forage underbalance dans un réservoir, le puits est conçu pour permettre au réservoir de s'écouler vers la surface pendant le forage. Dans ce type de forage, la pression du puits est maintenue en permanence en dessous de la pression du réservoir, et le débit entrant résultant du réservoir est soigneusement contrôlé tout au long du processus de forage.

Chapitre II

Systeme de fluide dans l`UBD

II.1. Introduction

Le principe clé pour réussir un forage en UB dépend de la sélection d'un système de fluide de forage approprié avec ses phases qui offrent une faible densité afin de maintenir la pression hydrostatique de la boue en dessous de la pression de pore de la formation.

Cependant, une sélection ou une conception inadéquate du système de fluide peut causer des dommages supplémentaires à la formation et augmenter la durée de vie du puits et augmenter le coût du forage en raison des incendies et de la corrosion en fond de trou.

Afin de choisir le fluide de forage approprié pour l'UBD, plusieurs facteurs doivent être pris en compte, tels que l'analyse données pétrophysiques et géomécaniques, l'évaluation des dommages possibles à la roche le système de fluide doit être conçu de manière à donner une BHP inférieure à la pression de la formation.

La capacité à faire transiter les données de fond de trou doit également être prise en compte lors du choix du système fluide ; par exemple, le gaz peut réduire le signal transmis au fond du puits s'il est utilisé comme système fluide. Réduire le signal transmis par le fond du puits s'il est utilisé comme système fluide.

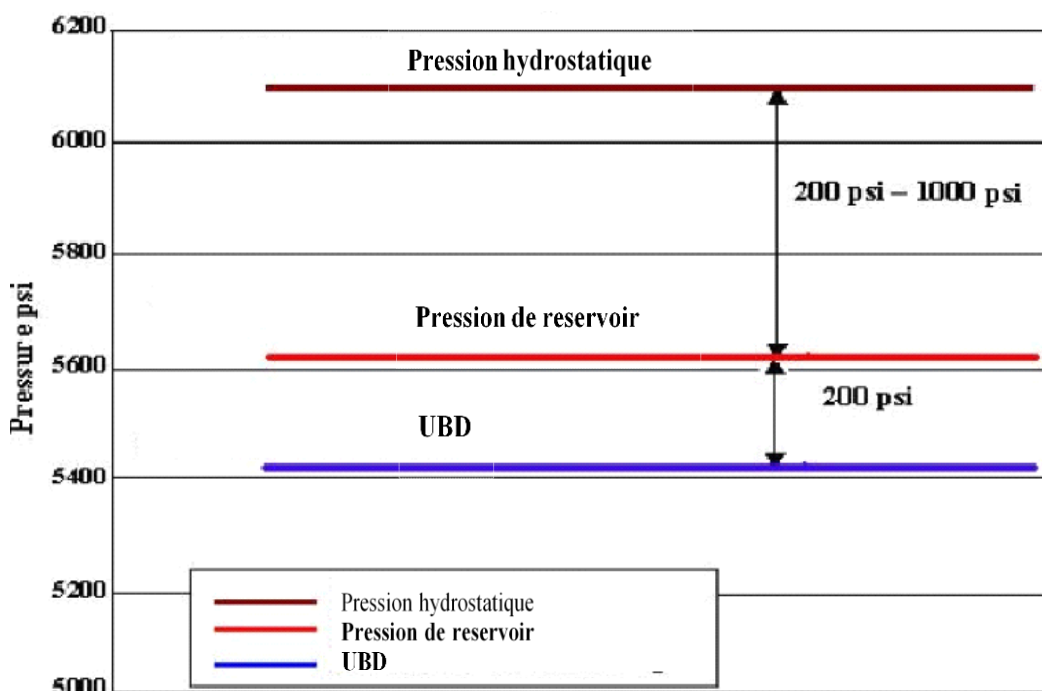


Figure II.1 : Sélection de BHP

II.2. Pression du fond

La pression du fond de trou (BHP) doit être contrôlée dans le forage en UB. Pour ce faire, une planification appropriée doit être exécutée. Normalement, cela se fait en définissant une zone d'exploitation pour la pression de fond de trou (BHP).

Dans ce cas, plusieurs aspects doivent être pris en considération. Le plus important est bien sûr la pression hydrostatique nécessaire pour obtenir un sous-équilibre suffisant du puits mais il faut également prendre en compte des éléments comme le nettoyage du trou, la stabilité du trou, le taux d'injection de gaz et plusieurs autres.



Figure II.2 : La variation de ROP

II.2.1. Réduction de la pression au fond du trou

Dans l'UBD le remplacement d'une partie de la boue dans le trou par du gaz réduit la pression au fond du trou. Le gaz peut être injecté dans le stand pipe avec la boue, il peut provenir de la formation, ou des deux. Ainsi, si le gaz déplace un quart de la boue hors du trou, alors le reste de la boue exerce seulement trois quarts de la pression qu'une colonne complète de boue.

Sans circulation, le gaz se sépare de la boue. Lorsqu'il circule, le gaz est dispersé dans la boue dans les deux cas, la pression statique du fond du puits est calculée comme si les deux fluides étaient séparés. Les bulles de gaz au fond du trou sont petites et ne déplacent pas beaucoup de boue. Au fur et à mesure qu'elles remontent dans le trou, les bulles s'agrandissent car elles sont pressurées et déplacent plus de boue.

II.3. DRILLER'S METHOD

Pour comprendre comment contrôler un puits UB, vous devez Comprendre DRILLER'S METHOD pour contrôler un puits. En guise de rapide, rappelez-vous les points suivants concernant la méthode.

- Maintenir un volume de pompage constant.
- Si on connaît la pression de circulation du taux d'arrêt, ajouter la pression de la tige de forage fermée (SIDPP) pour obtenir la pression de circulation initiale (ICP), et maintenir cette pression de stand pipe en ouvrant ou en fermant le choke.

- Si la pression de circulation du kill rate n'est pas connue, maintenez la pression de tubage constante jusqu'à ce que vous puissiez déterminer une PIC.

- Maintenir le débit de la pompe constant et contrôler la pression du fond du puits en contrôlant la pression de la colonne montante (tige de forage) à l'aide de choke sur l'annuler.

- Prévoyez un délai entre le changement de la pression du choke et l'observation des résultats de ce changement sur la jauge de la colonne montante.

La technique de contrôle de puits permet de contrôler la pression du fond du puits en utilisant la pression du choke et du stand pipe.

De la même manière, avec l'UBD, le foreur peut contrôler pression du fond du puits en augmentant ou en diminuant la pression de la colonne montante, tant que le foreur maintient volume de fluide descendant dans la tige de forage reste constant.

La réduction de la pression de la colonne montante pendant la circulation est la même que la réduction de la pression au fond du puits.

Il est important de conserver une liste des variations de la pression de la colonne montante dans le temps, comme un enregistrement de la pression du fond du puits.

II.4. Systèmes de fluide de forage

Plusieurs techniques de fluide de forage à faible densité ont été développées pour maintenir le puits dans des conditions de sous-équilibre. En trois groupes principaux :

- Phase gazeuse unique telle que (air sec, azote et gaz naturel) ;
- Phase liquide unique ;
- Mélange biphasé gaz-liquide comme (forage en brouillard, forage en mousse, liquide aéré).

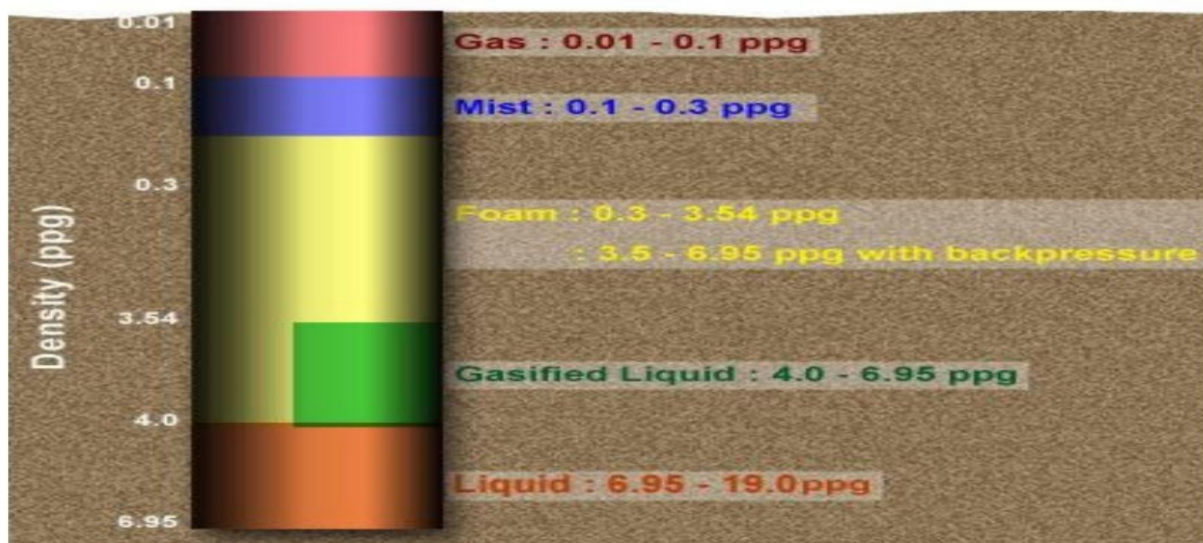


Figure II.3 : Classification des fluides de forages

II.4.1. Les fluides gazéifiés

II.4.1.1. Introduction

Le forage à l'air ou au gaz utilise l'air, l'azote ou le gaz naturel comme fluide de forage.

Comme aucun de ces fluides n'exerce une pression hydrostatique importante, le forage à l'air ou au gaz est un procédé UBD. Sur le site forage et le reconditionnement, l'air et le gaz sont couramment utilisés interchangeables, leurs caractéristiques sont pratiquement les mêmes. Ainsi, peu de distinction est faite entre les deux fluides ; par conséquent, le terme de forage air-gaz est utilisé pour décrire généralement le forage à l'air et le forage au gaz.

La première indication formelle de l'utilisation du forage à air comprimé aux Etats-Unis est un brevet déposé en 1866 pour "l'utilisation d'air comprimé pour nettoyer un trou". La plupart des premiers forages pneumatiques était probablement liée aux mines et aux carrières. Forage à l'air a été réalisé dans le champ de Tampico, au Mexique dans les années 1920. Les puits ont été forés à l'air jusqu'au sommet du réservoir.

La technologie s'est rapidement améliorée et en 1960 la plupart des éléments de base du forage à l'air ou au gaz, tels qu'ils tels que nous les connaissons aujourd'hui, étaient utilisés. De même, la plupart des problèmes de base problèmes de base du forage à l'air et au gaz qui se sont posés en 1960 sont les mêmes aujourd'hui.

Actuellement, il y a plus de forage à l'air comprimé dans la région des Appalaches des États-Unis que partout ailleurs. De nombreuses petites installations de la région sont équipées de compresseurs d'air au lieu de pompes à boue. Le forage concerne principalement le gaz à faible profondeur dans des formations conventionnelles, mais le forage pour le méthane mais le forage du méthane des gisements de charbon se développe également.

Plusieurs avantages peuvent découler du forage avec de l'air ou du gaz. Ils comprennent

- un taux de pénétration plus rapide. La réduction de la charge hydrostatique entraîne des augmentations spectaculaires de la vitesse de forage, car les copeaux sous le trépan (fig. 10.1).
- une durée de vie plus longue du trépan. Des trépan plus légers peuvent être utilisés avec de l'air ou du gaz qu'avec de la boue.
- des trous droits avec un forage à grande vitesse dans pays aux trous tortueux en utilisant un marteau perforateur.
- Performance de l'outil.
- Meilleure production.
- Exige un minimum afflux d'eau.
- Sujet au problème de slugging.
- En présence d'un fluide, une boue pâteuse peut se produire.
- Compte sur vélocité annulaire pour le nettoyage de trou.

II.4.1.2. Définition

Dans les premiers puits forés en underbalance l'air a été utilisé. Aujourd'hui le forage avec de l'air est encore appliqué dans des formations dures et dans des puits d'eau.

L'usage de l'air dans des formations a hydrocarbure n'est pas recommandé, combiné avec l'oxygène et le gaz naturel peut causer un mélange explosif. Il y a plusieurs cas rapportés où des feux au fond ont détruit la garniture pour éviter l'usage d'air, l'azote a été introduit. L'expérience avec l'azote dans les opérations de stimulation a fait de l'azote un premier choix pour le forage en underbalance.

Le fluide compressible est fondamentalement une technique du forage dans laquelle les fluides de circulation communs, comme l'eau ou la boue, sont injectées avec ou remplacé par un gaz compressible.

Ces gaz assurent la plupart des fonctions d'un fluide de forage-a-d., refroidissement de l'outil et nettoyage de trou...

L'application de fluide compressible est limitée à un ensemble spécifique de type de formation et les conditions de la pression des pores, et par des raisons strictement économiques, en dépit du besoin pour un matériel supplémentaire.

- Fluide compressible inclut : l'air, mist, mousse.

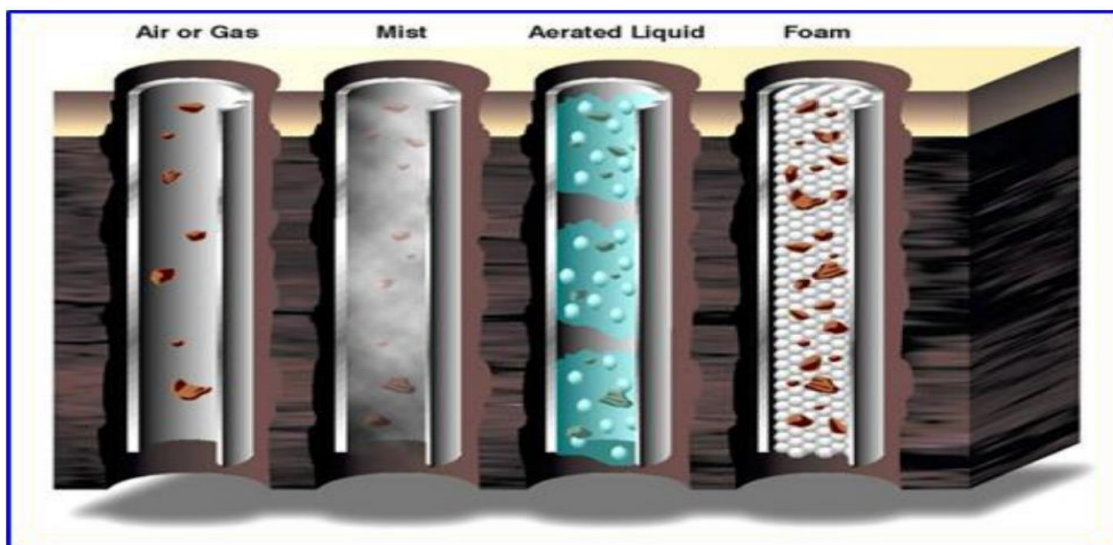


Figure II.4 : Différent type de fluide bi phase.

II.4.1.3. Brouillard (Mist) :

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

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

Les avantages principaux d'un système de brume sont sa tolérance plus élevée pour les formations aquifères. Ceci élimine la formation des anneaux de boue tout en forant. Le désavantage du système de brume est qu'il demande un volume de gaz très important pour avoir une BHP voulue, un taux de corrosion élevé et un mauvais impact sur les schistes sensibles à l'eau.

- **Caractéristiques de mist :**

- Semblable à l'air sauf l'addition de liquide.
- Compte sur la vitesse annulaire pour le nettoyage.
- Réduit la formation des bagues en boue pâteuse.
- Plus de volumes est exigé, 30% - 40% plus que le forage à air.
- Les pressions généralement sont plus importantes que dans le forage à l'air.

II.4.1.4. Les mousses (Foam) :

La mousse est un fluide relativement nouveau dans l'industrie du forage.

De toute évidence, elle a été utilisée pour la première fois sur le site d'essais nucléaires de la Commission de l'énergie atomique, près de Las Vegas, dans le Nevada, en 1992. site d'essai nucléaire de la Commission de l'énergie atomique près de Las Vegas, Nevada en 1965. La mousse était utilisée pour éviter les pertes de circulation et pour évacuer les débris des grands trous forés pour les explosions nucléaires souterraines.

En 1966, la Chevron Oil Company a utilisé la nouvelle technologie de mousse comme fluide de reconditionnement pour nettoyer le sable des puits de production puits de pétrole en production dans le champ de Kettleman Hills en Californie. À la fin des années 1990, la mousse est devenue le fluide de choix pour forer des réservoirs déplétés de l'Alberta, au Canada. La mousse est maintenant un fluide de forage et de reconditionnement standard qui devient de plus en plus populaire chaque année.

Les termes suivants permettent de décrire les systèmes de mousse.

- Le rapport est la quantité de liquide par rapport au gaz dans des conditions standard.

Conditions standard. Il est généralement exprimé en tant que nombre d'unités de gaz pour une unité d'eau ou de liquide.

Les unités sont généralement le pied³ ou le m³. Par exemple, la mousse est souvent conçue comme ayant un rapport de 100 à 1, où il y a 100 ft³ (m³) de gaz et 1 ft³ (m³) de boue.

Le ratio est utilisé pour planifier ou mesurer la quantité de liquide et de gaz pompée dans la colonne de pompage.

- La qualité de la mousse est le pourcentage de gaz dans la mousse à une profondeur ou une pression donnée ; par exemple, une mousse d'une qualité de 75 pour cent signifie qu'elle contient 75 % de gaz et 25 % d'eau.

La même mousse, plus profondément dans le trou, peut avoir une qualité de seulement 60 %, car la pression accrue comprime le gaz. Par conséquent, la qualité de la mousse varie en fonction de la profondeur du trou.

- La texture est une mesure des propriétés de la mousse, un peu comme la viscosité et la force de gel d'une boue. Malheureusement, il n'existe actuellement aucune mesure

Mesure de la texture de la mousse n'est actuellement disponibles.

- La demi-vie de la mousse compare les mousses et l'effet des agents moussants. La demi-vie de la mousse peut être déterminée en utilisant un mixeur alimentaire, un chronomètre, et un cylindre gradué de 1 000 millilitres (mL).

Tout d'abord, 0,5 mL d'agent moussant est ajouté à 100 ml d'eau dans le mélangeur. Ensuite, la solution est mélangée pendant 30 secondes. Enfin, la solution est versée dans l'éprouvette graduée et le temps qu'il faut pour que 50 ml d'eau apparaissent dans le cylindre est la demi-vie de la mousse. Notez que la demi-vie de la mousse ne peut pas être utilisée pour comparer les effets de la mousse en fond de trou.

La mousse est un fluide unique. Il s'agit d'une émulsion ; une émulsion est un mélange dans lequel un fluide est uniformément distribué dans un autre fluide. Contrairement à un mélange ordinaire, les fluides d'une émulsion ne se séparent pas facilement. Dans le cas de la mousse, un gaz est emprisonné dans un liquide. Parce que la mousse est une émulsion, elle est plus stable que la boue gazeuse, qui est un simple mélange de gaz dans l'eau.

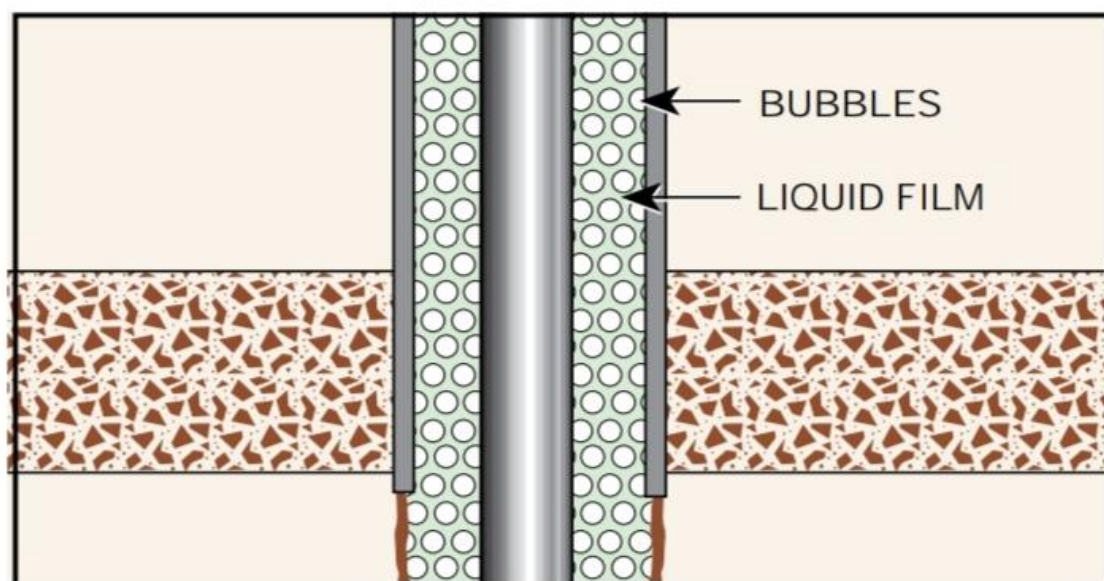


Figure II.5 : Les mousses (Foam)

- **Caractéristiques de la mousse de forage :**

- Le fluide supplémentaire dans le système réduit l'influence d'eau de la formation.
- Capacité du transport très élevée.
- Réduction des débits de pompage dû à l'amélioration de nettoyage.
- La mousse stable réduit la tendance de slugging.
- Meilleure control d'équipement de surface.
- Inclure le breaking down de la mousse en surface durant le design
- Plus de matériel en surface exigé.

II.4.2. Les fluides mono phasiques

La pression de fluide de formation souvent dépasse la pression hydrostatique de l'eau douce ou l'eau salée (la saumure) à la même profondeur, dans cette condition il est possible de forer en UB en utilisant le liquide. Il n'est pas rare dans le cas de forage conventionnel que le forage devienne UB surtout quand le forage rentre dans des zones où la pression de formation est supérieure à la pression de fond.

Dans certaines situations il est possible d'atteindre les conditions de l'UB même si la densité du fluide de forage dépasse le gradient de pression de formation, par exemple, la perte de fluide de forage dans une zone de faible pression peut diminuer la hauteur hydrostatique et donc la pression de fond, et permettre par la suite au fluide de formation de s'écouler vers le puits « venue », donc réduit la densité et change la rhéologie du fluide de forage, ce qui crée les conditions d'UB.

II-4-3. Gaz sec, air sec

Le gaz pur est utilisé lorsqu'il faut atteindre des pressions particulièrement basses pour être en UB. Le site gaz utilisé est le même que lorsqu'il est mélangé à du liquide, de l'azote, du gaz naturel, de l'air ou des gaz d'échappement.

Lorsque vous choisissez la phase liquide de votre fluide de forage, il est important qu'elle soit séparable du fluide de formation qui est produit. Si ce n'est pas le cas, vous ne pourrez pas renvoyer votre fluide de forage dans le puits parce qu'il s'agit d'un fluide de formation dans le puits parce qu'il est contaminé par le fluide de formation.

II.5. Systèmes d'injection de gaz :

En général, la sélection du fluide gaz / liquide et la technique d'injection sont combinées. L'azote est le gaz le plus utilisé avec un liquide de même nature que celle de fluide de formation Si vous êtes arrivé à la conclusion que vous devez ajouter du gaz à votre fluide de forage pour obtenir la pression de fond de trou souhaitée, vous avez le choix entre trois méthodes.

- Injection de gaz par la tige de forage. Le gaz et le liquide sont mélangés en haut du train de tiges, puis pompés vers le bas.
- Injection de gaz à travers un train de tiges parasites. Le gaz est ensuite injecté à travers un train de tiges qui est parallèle au puits de forage, et dans l'espace annulaire à travers la paroi du tubage.
- Injection de gaz à travers un tubage concentrique. Le gaz est injecté à travers un micro annulaire entre une colonne de tubage et, par exemple, une colonne de raccordement, et il est injecté dans l'espace annulaire du trou de forage par des trous situés au niveau du tubage.

Toutes ces méthodes présentent des avantages et des inconvénients, et chacune d'entre elles s'applique à des environnements de forage différents environnements de forage.

II.5.1. Injection de gaz par la tige de forage :

Le principal avantage de cette méthode d'injection est qu'elle permet d'atteindre des pressions de fond de trou très faibles.

La raison en est que, par rapport aux autres méthodes d'injection, le gaz est présent tout au long de la colonne de fluide, et pas seulement dans la colonne. Tout au long de votre colonne de fluide, et pas seulement dans la partie supérieure. Comme il y a du gaz dans tout l'annuler l'ensemble de la colonne de fluide et pas seulement dans la partie supérieure. Comme il y a du gaz dans tout l'anneau, vous obtenez un écoulement turbulent tout au long de la colonne et donc un meilleur nettoyage du trou. Un débit de gaz plus faible est de gaz est nécessaire, par rapport à une colonne ou un tubage parasite, pour atteindre une pression de fond de trou donnée, car le gaz est injecté dans l'annuler, le gaz est injecté dans l'espace annulaire au fond du puits.

Cette méthode présente également quelques inconvénients. Le principal est que, puisque l'injection de gaz est interrompue pendant les raccordements, il est difficile de maintenir des conditions de déséquilibre dans le puits à tout moment.

De plus, la pression doit être évacuée lors des raccordements et des déplacements, car le gaz est piégé sous pression entre les flotteurs du train de tiges, pression entre les flotteurs de la colonne. Cela prend plus de temps qu'en temps normal déclenchements/connexions normaux, Puisqu'il y a un fluide compressible dans le train de tiges, l'utilisation du MWD conventionnel est difficile, l'utilisation du MWD conventionnel est difficile. Des procédures plus complexes concernant par exemple les connexions et les déclenchements rendent nécessaire une formation supplémentaire de l'équipe.

Les inconvénients de cette méthode sont liés aux modifications pratiques qui doivent être apportées. Nécessaires. Le système ne peut pas être utilisé dans un puits excitant. Ainsi, si vous forez une voie de garage, cette méthode est exclue.

Vous devrez modifier la tête de puits pour faire entrer le train de tiges dans le trou.

Point d'injection peut devenir un point faible dans le tubage et réduire l'intégrité du puits.

A. Les inconvénients

- Restrictions dans la géométrie des tubages est requise
- Augmentation du coût de l'opération UBD
- Augmentation de temps de mobilisation de l'appareil
- les volumes d'azote utilisés sont importants

B. Les avantages

- La continuité dans l'injection d'azote même pendant les connections.
- Meilleure qualité du signal du MWD, vue qu'une seule phase est pompée à l'intérieure des tiges
- Réduction du slugging en surface

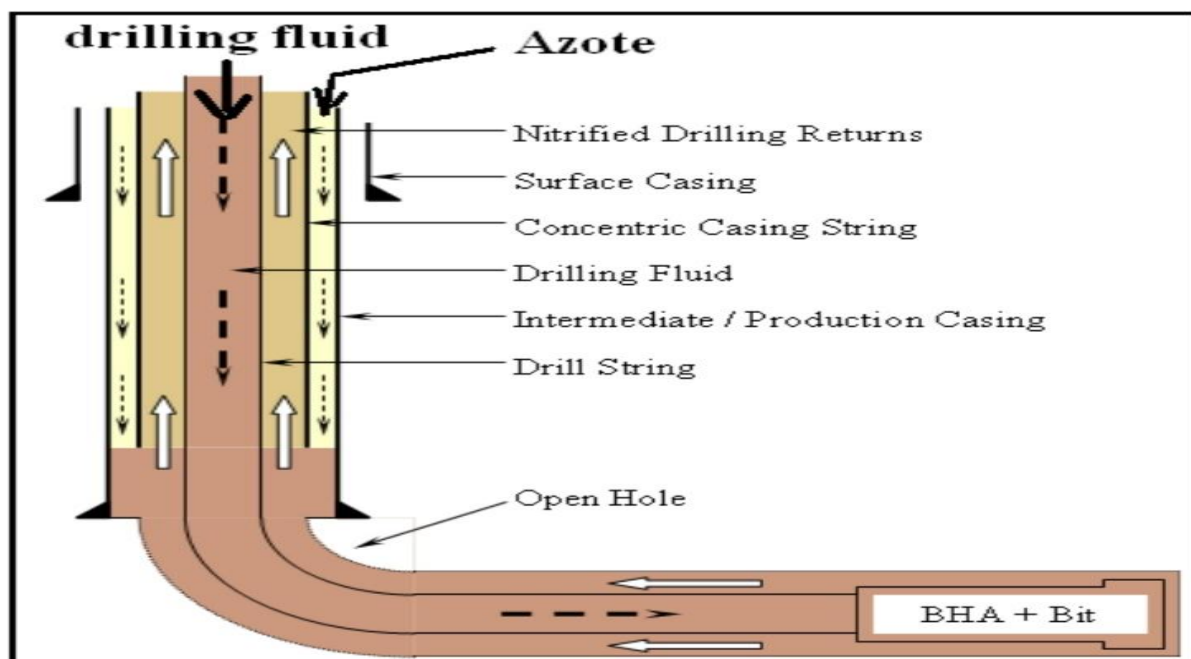


Figure II.7 : Injection par l'annulaire

II.5.3. Injection de gaz à travers un tubage concentrique :

Le principal avantage de cette méthode est le même que celui de la corde parasite, à savoir le maintien de la pression au fond du trou pendant les raccordements et les déplacements.

Pression du fond du trou pendant les raccordements et les déclenchements. Le déclenchement et les connexions peuvent être effectués conventionnellement puisque vous n'avez que de la boue liquide dans le train de forage. Le temps de purge de la pression est alors considérablement réduit par rapport à la méthode d'injection dans la tige de forage. Vous pouvez également utiliser des outils MWD conventionnels puisque seul du liquide est pompé dans le train de tiges.

Il existe également certains inconvénients qui peuvent être importants s'ils ne sont pas traités correctement.

Le système de circulation peut être assez instable si vous ne vous assurez pas d'être dans un régime d'écoulement où le slugging ne se produira pas. Le facteur le plus important est le ratio gaz/liquide (GLR), c'est-à-dire le ratio entre le gaz injecté et le liquide injecté. S'il est trop faible, il est fort probable qu'un bouchon se produise. Le résultat. D'autres inconvénients de cette méthode sont que vous pouvez avoir besoin de modifications de la tête de puits et/ou des changements dans le programme de tubage. Il peut également être problématique de maintenir des conditions d'UB au niveau du trépan lorsque le trou s'allonge et que l'on s'éloigne du point d'injection fixe.

Lorsque vous choisissez une méthode d'injection, vous devez prendre en compte les avantages et les inconvénients de chaque méthode et la configuration de votre puits.

Comme mentionné ci-dessus, si le puits est une déviation d'un ancien puits, les deux dernières méthodes sont normalement très difficiles à mettre en œuvre.

B. L'avantage de l'injection par le concentrique

- La continuité dans l'injection d'azote même pendant les connections.
- Meilleure qualité du signal du MWD, vu qu'une seule phase est pompée à l'intérieure des tiges.
- Réduction du slugging en surface.

A. L'inconvénient de cette méthode

- Spéciales Drill pipes sont exigés.
- Tige d'entraînement spéciale (Kelly) est exigé.
- Spécial tool joint d'où sa répercussion sur le coût et le temps allouer.

La corrosion peut également provenir d'une action microbienne dans l'eau contaminée. La corrosion des tiges de forage peut se produire avec le gaz ou les fluides de formation, ou avec les fluides de surface.

L'érosion peut se produire lorsque des débits de gaz élevés sont présents, par exemple dans les puits géothermiques à vapeur de gaz - par exemple, dans les puits géothermiques à la vapeur qui de quartz dur, les débris érodent le tube au fur et à mesure que la vapeur s'écoule. la vapeur s'écoule. L'érosion se produit également avec le forage à l'air et au brouillard.

L'érosion-corrosion se produit lorsque le fluide et les solides à grande vitesse emportent l'inhibiteur de corrosion, et les solides entraînent l'inhibiteur de corrosion de la conduite.

CT est un tube à paroi mince et à haute résistance qui se plie lorsqu'il est enroulé ou déroulé sur une parce qu'il n'y a pas d'eau libre dans le système et que le tuyau en acier est mouillé par l'huile. Par contre, l'air contenant 20 d'oxygène et l'azote à membrane avec 5 % d'oxygène, s'ils ne sont pas traités, permettent à la corrosion par l'oxygène de se produire.

N'oubliez pas que l'oxygène dissous dans l'eau est à l'origine de la plupart des corrosions des tiges de forage et des tubages. En général, s'il n'y a pas d'eau, il n'y a pas de corrosion.

De même, s'il n'y a pas d'oxygène, il n'y a pas de corrosion.

De plus, l'oxygène accélère d'autres types de corrosion, comme celle causée par le CO₂ et le H₂S et celle causée par les microbes présents dans les eaux d'égout ou toute autre eau à forte teneur en microbes par conséquent, la première défense contre la corrosion consiste d'utiliser la meilleure eau possible.

Chapitre III

Equipements spéciaux de UBD

III.1. Equipement de surface pour UBD

Le matériel de surface pour le forage en underbalance peut être répertorié dans quatre catégories principales. Ce sont:

1. Système de forage.
2. Equipement d'injection de gaz.
3. Equipement pour well control
4. Système de séparation

III.1.1. Système de forage

Le choix du système de forage ou le choix d'utilisation des tiges de forage ou le coiled tubing dépend de trois facteurs :

1. Dimension de trou
2. Taux de pénétration
3. Profil de la trajectoire.

Si le diamètre de trou projeté est 6" et plus, alors les tiges de forage sont recommandées. Pour des diamètres de 6" et moins, l'utilisation de coiled tubing est considérée.

Jusqu'à maintenant le forage avec le CT est limité à cause de ses diamètres qui sont de l'ordre de 2" à 2 7/8". C'est limitations engendrent les facteurs suivants :

- Débit à travers le coiled tubing limité
- Pertes de charges importantes,
- Le profil du puits,
- la traction et la compression maximale limitées

Le CT peut être exclue dû à d'autres raisons, tel que la grue ou les limitations du transport, ou la durée de vie de coiled tubing.

III.1.1.1. Exigences relatives au train de tiges de forage et composants de la BHA

Le train de tiges de forage pour les applications UBD ne diffère pas beaucoup du forage conventionnel, sauf qu'il doit être de qualité supérieure. Il doit également être inspecté et les connexions doivent être étanches au gaz. Les joints d'outils devront être effilés à un angle de 18° pour le goulot d'étranglement afin d'assurer une transition plus douce à travers le DRC. Il y a quelques ajouts à l'assemblage overbalance typique qui sont toujours requis dans l'assemblage underbalance, quelles que soient les traditions locales :

- Flotteurs de corde underbalance - Ils ne sont nécessaires que dans le cas d'une injection dans la colonne montante pour économiser le volume de gaz et le temps de forage.

- Tiges de forage lourd (HWDP) - Certaines entreprises ont récemment commencé à éliminer le HWDP et à faire fonctionner l'ensemble de l'assemblage avec des tiges de forage. Cela fonctionne bien avec les trépan PDC mais peut être la cause d'un flambage excessif lors de l'utilisation d'un trépan de roche.

- Pression en cours de forage (PWD) Enregistrement en cours de forage (LWD) Mesure en cours de forage (MWD) - À l'exception du PWD (qui doit être considéré comme faisant partie intégrante de tout assemblage en underbalance), la sélection du système de télémétrie sera la décision la plus difficile à prendre et doit être conçue sur la base d'un projet spécifique.

III.1.2. Equipement d'injection de gaz

L'équipement d'injection de gaz pour le forage en underbalance comprend divers éléments. Pour les opérations de forage à l'air, les mêmes compresseurs et surpresseurs sont utilisés, et pour un système de génération d'azote, une unité de génération d'azote est ajoutée.

III.1.2.1. Gaz naturel

Si le gaz naturel est utilisé pour le forage en underbalance, un compresseur du gaz naturel peut-être requis. Cela devra être examiné une fois la source du gaz est connu. Un régulateur de débit et un régulateur de pression sont exigés pour le contrôle des débits de gaz injecté pendant le forage.

III.1.2.1.1. Compresseurs d'air

Les compresseurs sont alimentés par un moteur diesel et sont montés sur patins.

Il faut tenir compte du fait que le débit des compresseurs doit être réduit de 3 % pour chaque tranche de 1000 pieds d'élévation du sol.



Figure III.1 : Compresseur d'air

III.1.2.2. Azote cryogénique

L'azote a été utilisé la première dans l'industrie de pétrole en 1956, L'azote liquide passe dans un convertisseur où, le fluide est pompé sous pression avant d'être converti en gaz, ce dernier par la suite est injecté dans le puits.

A. Avantages d'utilisation d'azote cryogénique

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

B. Inconvénients d'utilisation d'azote cryogénique

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

-Paramètres d'utilisation d'azote

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

III.1.2.2.1. Système de génération d'azote

L'unité de production d'azote est un système conteneurisé unique avec de l'air comprimé à l'entrée du système et de l'azote produit à la sortie. Une NPU (unité de production d'azote) produit normalement un maximum de 1500 scft/min d'azote à travers le système à membrane.

Les performances de la membrane sont généralement décrites comme une fonction de la pureté de l'azote, de la température de fonctionnement et de la pression de fonctionnement. En général, la productivité augmente avec une augmentation de la pression et de la température.

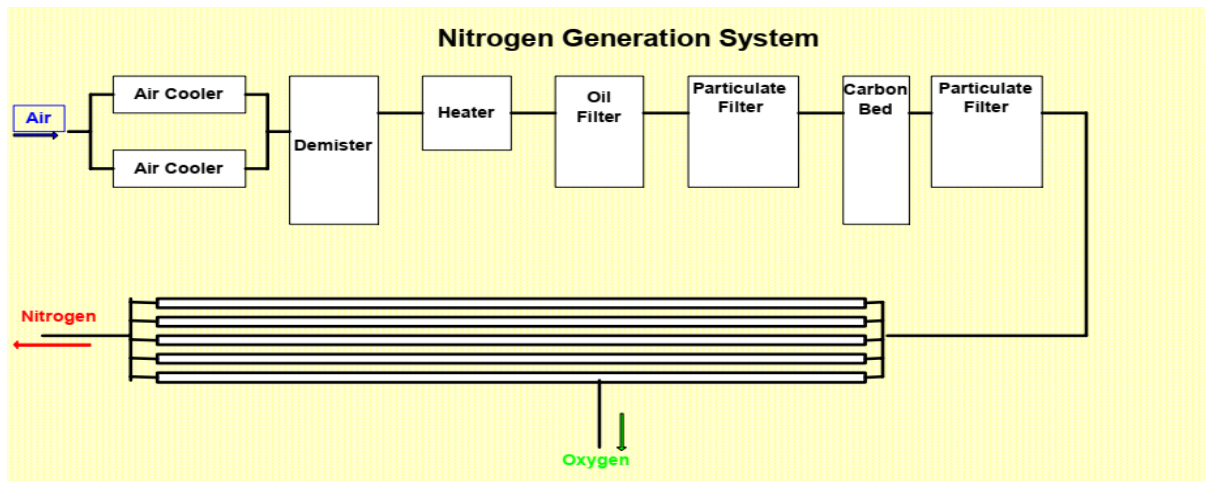


Figure III.2 : Chemin d'écoulement à travers un générateur d'azote (NPU1500)

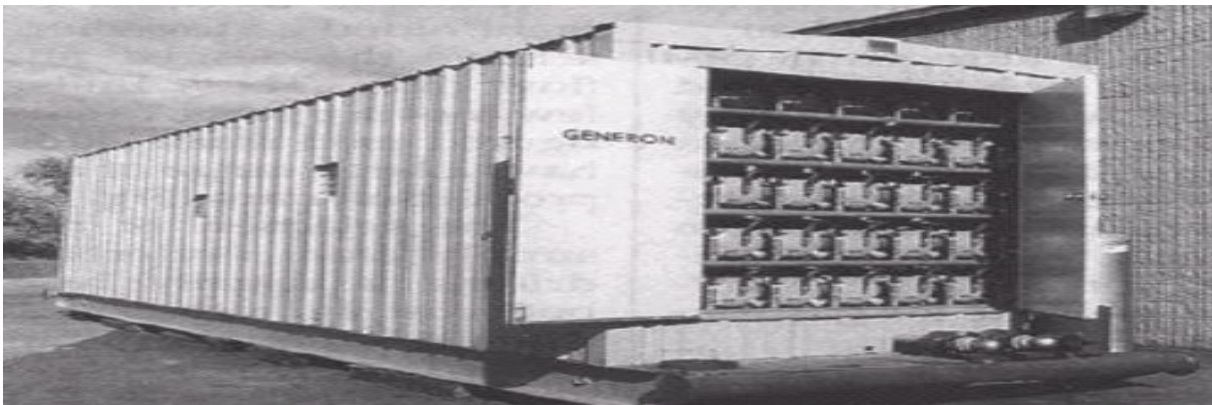


Figure III.3: Unité de production d'azote NPU

III.1.2.2.2. Manifold d'injection de gaz

Un manifold combiné d'injection d'azote et de purge de la colonne montante est fourni en tant que composant du système d'azote de la membrane.

Le manifold comprend l'ensemble de tiges, des vannes et des mesures permettant de recevoir l'azote généré par les surpresseurs d'azote, de diriger la sortie maximale d'azote jusqu'à 5 000 psi vers le standpipe, d'accepter les retours de purge du standpipe et de décharger sous le choke contrôle vers le système de séparation et de ventilation.

III.1.2.2.3. Garantie de pureté

La plupart des unités de production d'azote sont équipées de deux vannes d'assurance de la pureté. Les vannes de produit permettent à l'azote conforme aux spécifications de s'écouler dans la conduite de sortie. La vanne de produit permet d'évacuer l'azote non conforme, dont la teneur en impuretés d'oxygène est trop élevée. Les points de consigne d'impureté d'oxygène élevés et bas sont entrés dans le processeur via un système de contrôle électronique.

La mesure du débit est assurée en interne dans l'unité grâce à un compteur à orifice.

Un système de génération d'azote a un rendement de 50 %. Cela signifie que si 1500 scft/min d'azote sont nécessaires, 3000 scft/min d'air doivent être pompés dans le système de génération d'azote. Un système de production d'azote complet et unique peut fournir 1500 scft/min d'azote et nécessite trois ou quatre gros compresseurs d'air pour fournir l'air nécessaire. Un compresseur d'appoint sera utilisé à la sortie pour augmenter le débit d'azote jusqu'à la pression d'injection requise dans la colonne.

Cet équipement prend beaucoup de place sur un site, en particulier sur un site offshore.



Figure III.4: Système de production d'azote pour 3000 scft/min installé sur place

Les besoins en volume et en pression d'azote doivent constituer une partie essentielle du processus de planification d'une opération de forage en underbalance. Il faut non seulement connaître les besoins en équipement, mais aussi planifier l'espace et l'alimentation en diesel de l'équipement.

III.1.2.3. Compresseurs de surpression

Deux types de surpresseurs sont normalement utilisés sur un chantier de forage en underbalance les surpresseurs à basse pression et à haute pression. Les boosters basse pression font passer la sortie du générateur d'azote de 165 psi à environ 1800 psi.

III.1.2.3.1. Surpresseurs basse pression

Les surpresseurs basse pression sont normalement composés d'un surpresseur à deux cylindres, à un ou deux étages, à double effet, à mouvement alternatif, à refroidissement intermédiaire et à refroidissement postérieur, de 7 1/2" x 5". Le surpresseur basse pression est capable de suralimenter avec une pression d'entrée de 165 PSI.

Le volume d'azote qui peut être boosté dépend de la configuration du compresseur booster. Plus le volume est élevé, plus la pression maximale est faible.



Figure III.5 : WB-12 Low Pressure Booster (1800psi)

III.1.2.3.2. Surpresseurs à haute pression

Le surpresseur haute pression est normalement un surpresseur monocylindre, à double effet, à mouvement alternatif, de 2,75" x 7". Le surpresseur haute pression a besoin d'une pression d'entrée de 1400 psi et peut pousser jusqu'à une pression de 4000 psia. Le volume du surpresseur haute pression peut être limité, ce qui doit être confirmé par le fournisseur de l'équipement.



Figure III.6 : WB-11 Surpresseur haute pression (4000 psi)

III.1.2.4. Gaz d'échappement

L'utilisation des gazes d'échappement est la moins populaire due à consommation excessive de gas-oil et de la forte concentration de gaz carbonique, ajouté à l'ampleur d'espace occupés par les moteurs.



Figure III.7: Générateur du gaz d'échappement

III.1.3. Equipement pour well control

Le BOP conventionnelle utilisée pour le forage ne doit pas être compromise pour les opérations de forage en underbalance. Le BOP conventionnelle ne doit pas être utilisée pour les opérations de routine UBD et ne doit pas être utilisée pour contrôler le puits, sauf en cas d'urgence. Cela permet de s'assurer que le BOP reste le système secondaire de contrôle du puits.

Un système de déviation rotatif et une conduite d'écoulement avec des vannes ESD sont normalement installés au-dessus du BOP conventionnel pour assurer le contrôle du puits en cas de forage en underbalance. Si nécessaire, des rams supplémentaires peuvent être ajoutés sous le BOP afin de fournir des fonctions opérationnelles pour les opérations d'underbalance.

La kill ligne et la choke ligne doivent être laissées en place pour permettre les opérations classiques d'arrêt du puits.

Il est recommandé que tout RAMS supplémentaire soit actionné par un système KOOMEY séparé.

Typical BOP Stack Up Sketch

Not to scale for Information only

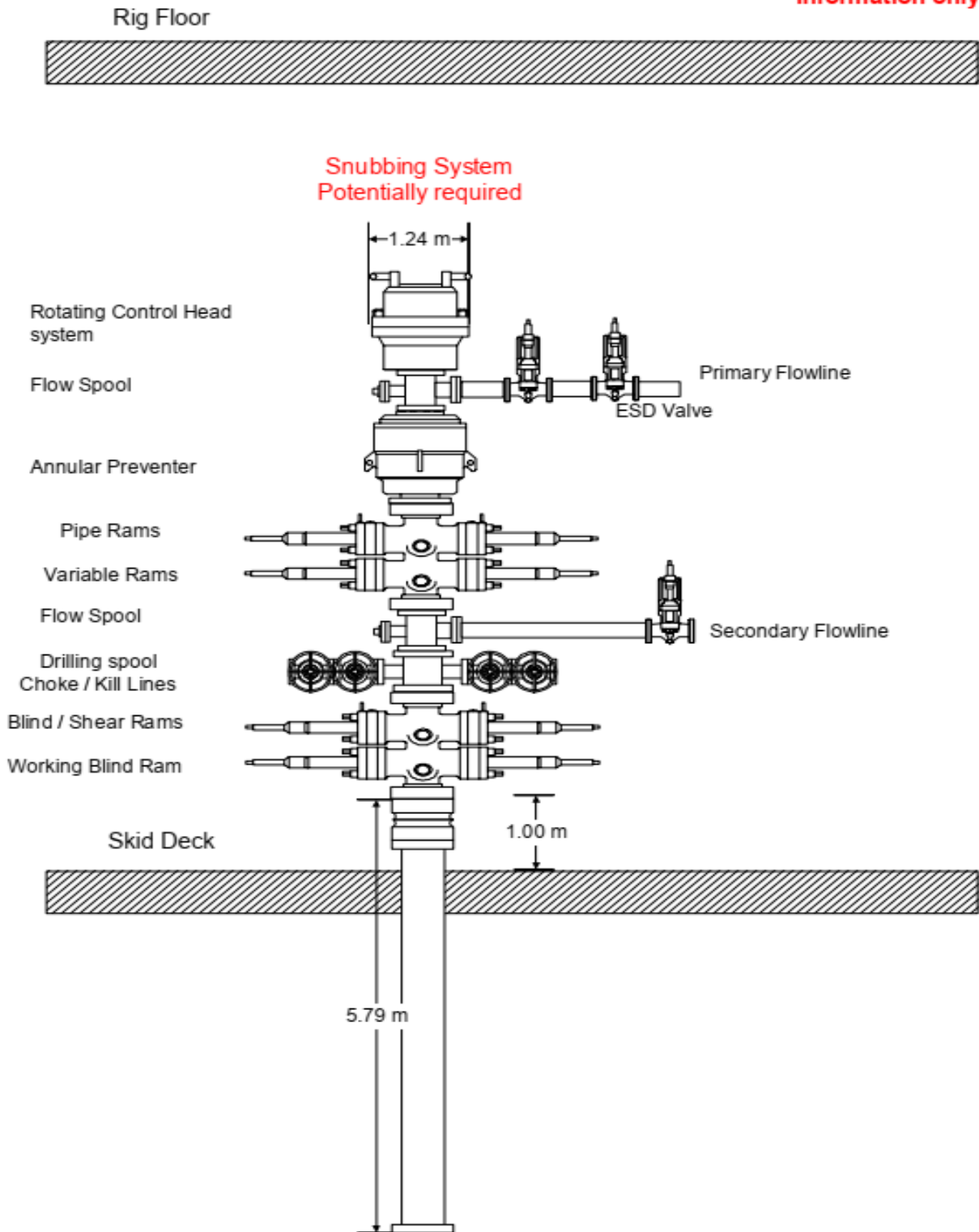


Figure III.8: Typique BOP pour le forage en underbalance

III.1.3.1. Système de coiled tubing

Les premières unités de CT ont été construites par Bowen tools en 1964

Le well contrôle avec le CT est beaucoup plus simple. Un SAS (lubricator) peut être utilisé pour l'assemblage et le désassemblage du BHA, Une tête d'injection est placée au top.

Les manoeuvres dans le CT peuvent être beaucoup plus rapide (jusqu'à 200 ft/min) avec de hautes pressions (jusqu'à 10,000 psi).

Le composant clé du CT est la tête de d'injection. Les plus grandes aujourd'hui peuvent une traction de 200, 000 lbs.

L'unité de CTD comprend cinq sous-systèmes:

1. Tête d'injection
2. Touret
3. Stack BOP
4. Unité hydraulique
5. Console de commande

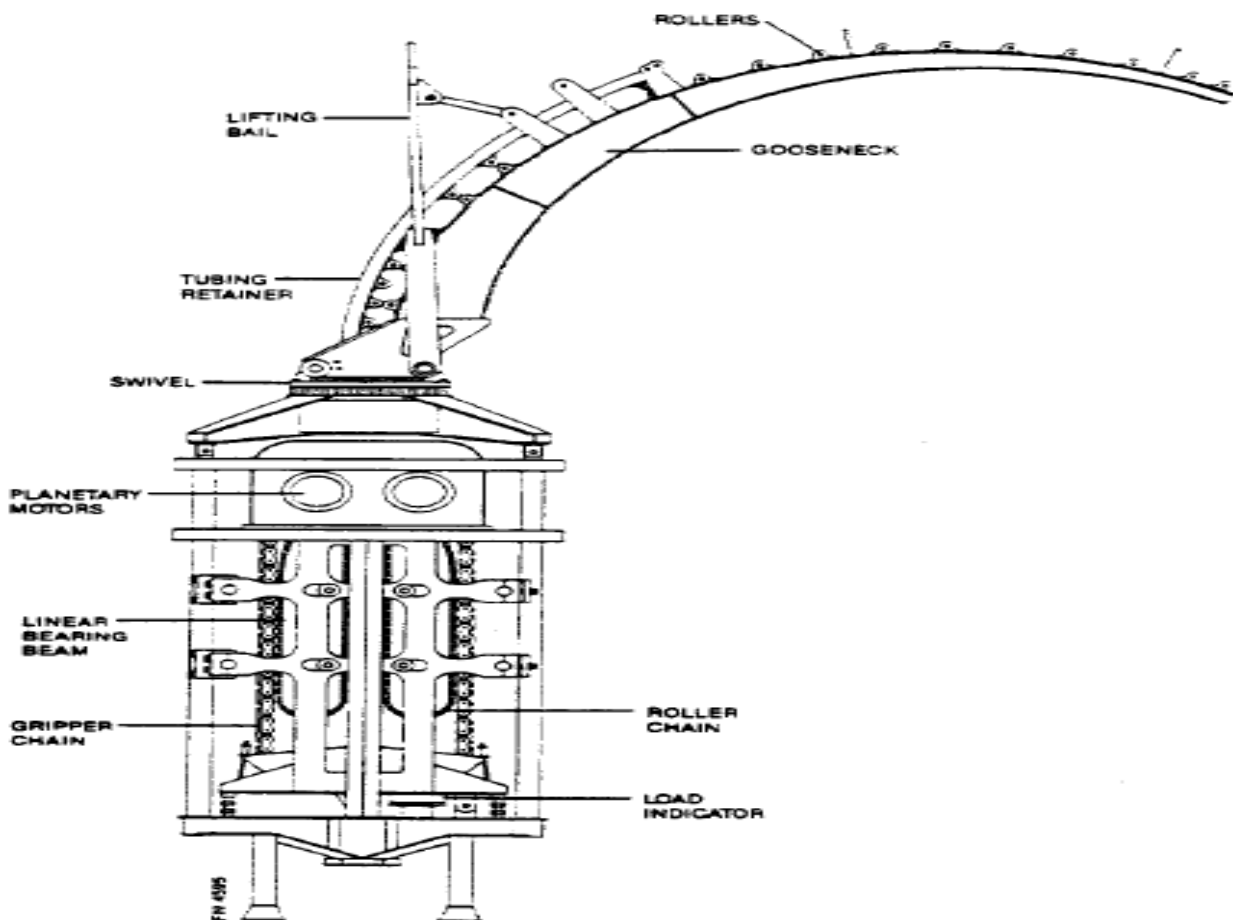


Figure III.9: Tête de l'injecteur

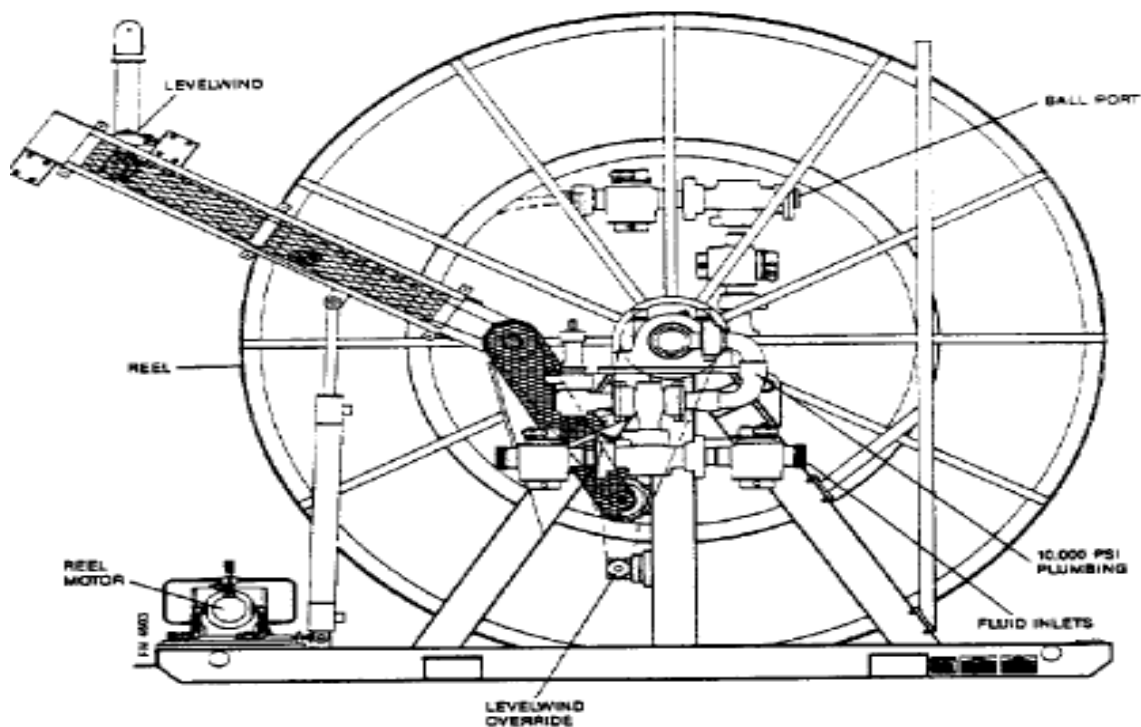


Figure III.10: Touret

III.1.3.2. Système de snubbing

Si le tripping doit être effectué en underbalance sans vanne de déploiement en fond de trou, un système d'amortissement devra être installé au-dessus du système de tête de commande rotative.

Les systèmes de snubbing actuellement utilisés pour le forage en underbalance sont appelés systèmes de snubbing assistés par l'appareil de forage. Ces unités ont besoin des travaux de tirage de l'appareil pour tirer et faire fonctionner les tiges et sont conçues pour traiter uniquement les situations où les tiges sont légères.

Un vérin d'une course de 10 pieds est utilisé pour pousser les tiges dans le trou ou pour les faire sortir du trou.

La possibilité d'installer un système de snubbing sous le plancher de la plate-forme permet d'utiliser le plancher de la plate-forme de manière conventionnelle.

Dans le cas d'un appareil de forage terrestre où il n'y a pas d'espace sous le plancher de l'appareil pour installer une unité de snubbing, devra être effectué sur le plancher de l'appareil. Afin de faciliter le snubbing, des unités dites "push-pull" sont installées sur le plancher de la plate-forme.



Figure III.11 : Unité de snubbing du plancher de la plate-forme de forage (Dolsnub 6)

Machine Push-pull en position basse et en position haute



Figure III.12 : Unité Push-Pull Rig Assist (Courtesy Tesco)

La course de cette unité est de 10 ft pieds et la capacité maximale snubbing de l'unité est de 50 000 lbs livres de force ou l'équivalent de snubbing d'une tige de 5 pouces avec des tool joints de 6-1/4 pouces avec une pression de surface de 1500 psi.

III.1.3.3. Système de têtes rotatives

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

Ce système est appelé une tête du contrôle rotative communément parce que l'élément d'étanchéité tourne au même temps que les tiges de forage pendant que son logement (Bol en acier) et un ensemble de roulement contrôle le débit.

Il y a deux types de têtes du contrôle rotatives; passif et actif.

A. Les têtes rotatives passives

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

B. Les têtes actives

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

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

1. RTI RBOP
2. Schaffer PCWD
3. Williams Oil Tools Control Heads
4. Techcorp RPM 3000

III.1.3.3.1. RBOP

L'un des premiers systèmes de dérivation rotatifs actifs était connu sous le nom de RBOP. C'était le premier système développé pour avoir deux joints d'étanchéité avec un contrôle actif de la pression sur les joints d'étanchéité dépendant directement de la pression du puits de forage. Lorsque le joint principal commençait à s'user, le joint de secours assurait le mécanisme d'étanchéité jusqu'à ce que le joint principal puisse être remplacé.

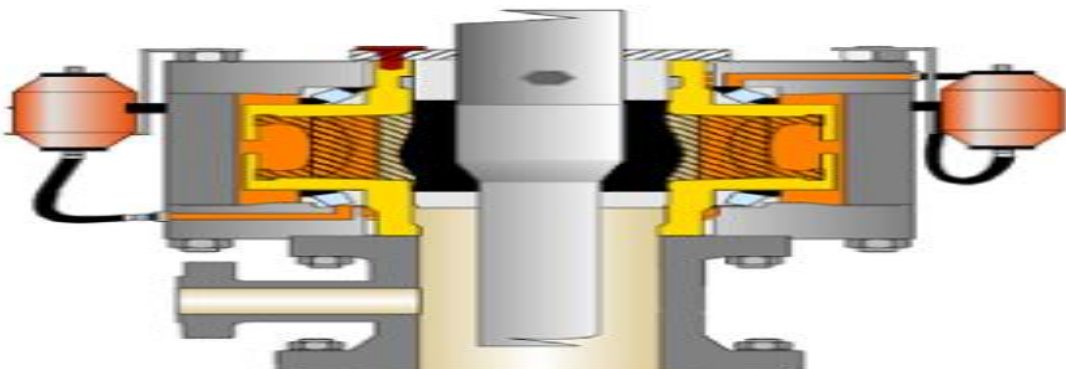


Figure III.13 : Dérivateurs rotatifs RBOP de précision

Le refroidissement des roulements était assuré par un système de refroidissement à l'huile.

Les éléments suivants sont importants lors de la sélection d'un système de dérivation rotatif :

- Critères de conception ; débits, pressions et températures de fonctionnement prévus.
- Normes et spécifications de conception, mécanique et matériaux.
- Taille de l'alésage traversant.
- Mécanisme d'étanchéité, actif/passif.
- Antécédents prouvés.
- Programme d'essai, y compris le stripping et le milieu des fluides d'essai (gaz ou liquide).
- Certification.
- *Expérience.*

RTI RBOP

• **Points forts:**

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



Figure III.14 : RTI RBOP

III.1.3.3.2. Shaffer PCWD

Le système de contrôle de la pression pendant le forage (PCWD)

Le système de contrôle de la pression pendant le forage a combiné les caractéristiques du BOP sphérique avec un système hydraulique et électronique qui permet au BOP sphérique de tourner tout en contenant la pression.

Les principaux composants du système de contrôle de la pression sont très similaires à ceux d'un BOP annulaire classique. Le PCWD est capable de s'arrêter en toute sécurité sur 5000 psi en mode statique et 2000 psi à 200 rpm.

L'unité permet de démonter les tool joints tout en tournant et est capable de fermer complètement un puits de forage vide à 50 % de la pression de service nominale (2 500 psi).

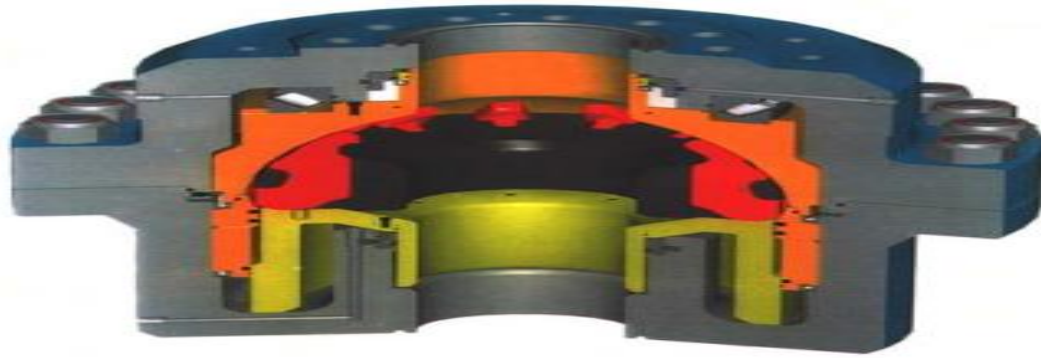


Figure III.15 : Dérivateurs rotatifs Schaffer PCWD

La conception du PCWD utilise l'élément de prévention annulaire sphérique standard de 11 pouces avec un arrangement de piston similaire à celui d'un préventeur annulaire standard.

Schaffer PCWD

- **Points forts:**

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

- **Points faibles:**

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

III-1-3-3-3. Williams Model 7100

- **Points forts:**

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

- **Points faibles:**

- Le staging des outils n'est pas assuré

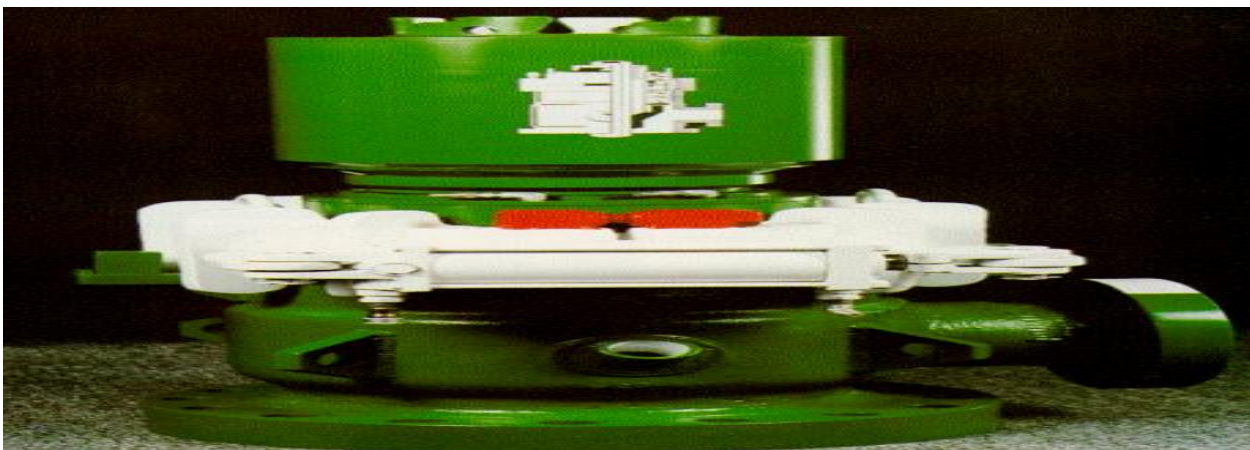


Figure III.16 : Williams Model 7100

III.1.3.3.4. Techcorp RPM 3000

- **Points forts:**

- 2000/3000 psi
- Etanchéité Active/Passive
- Accumulateur de réserve

- **Points faibles:**

- Pas d'expérience rapporté (nouveau)
- Problèmes d'élément

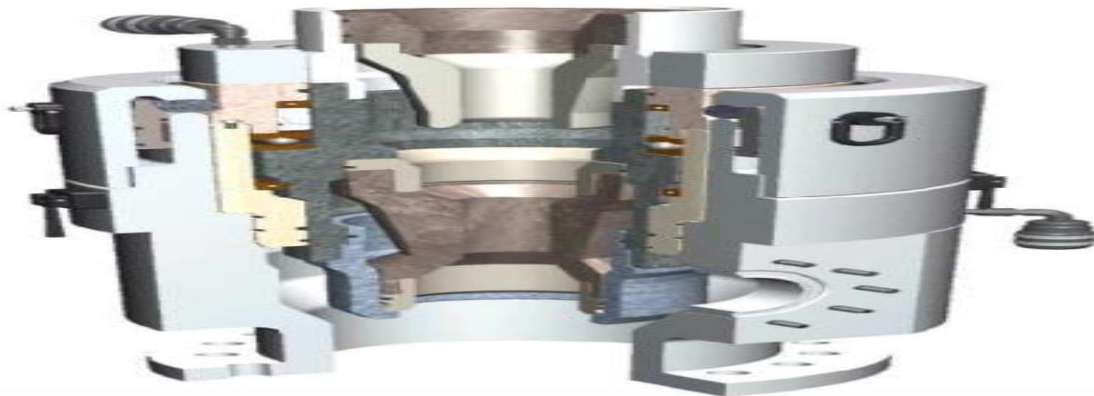


Figure III.17 : Techcorp RPM 3000

III.1.4. Système de séparation

Le système de séparation doit être adapté aux fluides attendus de réservoir. Un séparateur pour un champ du gaz sec est considérablement différent d'un séparateur d'un champ d'huile lourde.

La séparation doit être conçue à manier l'afflux attendu de telle manière à séparer le fluide de forage de l'afflux, pour qu'il puisse être injecté dans le puits encore une fois.

Plusieurs approches dans la technologie de séparation ont émergé récemment.

- Séparé le gaz en premier, puis les fluides et les cuttings.
- Séparé les solides pour minimiser l'érosion puis traité le gaz.

L'approche prise est en grande partie dépendante des fluides de réservoir attendus. La séparation dans le forage en underbalance peut s'attendre à traiter 5 ou 6 phases (fluide de forage, cuttings, gaz, huile, condensât, et azote).

Une attention particulière pour le système de séparation est requise une fois l'afflux de réservoir est connue.

Le gaz sec est beaucoup plus simple à séparer comparativement à un brut lourd ou le condensât.

Le système de séparation doit être adapté à réservoir et Cela exige un degré élevé de flexibilité et l'usage d'un système modulaire aide obtenir cette flexibilité.

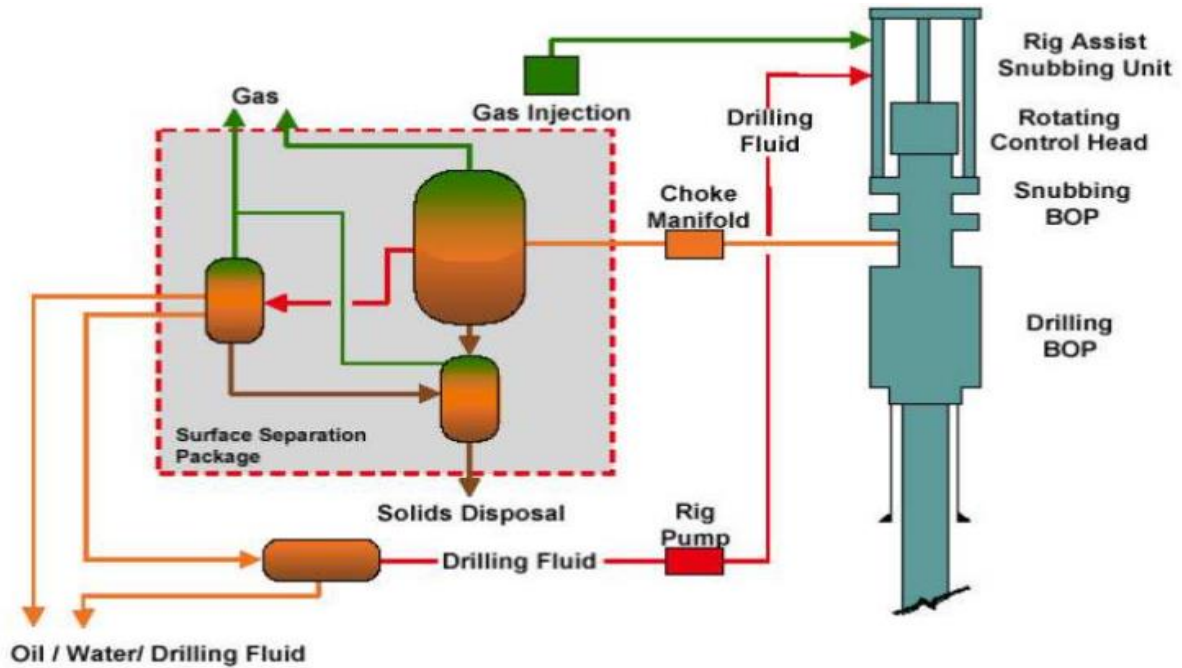


Figure III.18 : Système de séparation utilisé dans le forage en underbalance

III.1.4.1. Séparateurs verticaux

Dans un séparateur vertical, les solides se déposent principalement au fond de séparateurs, d'où ils peuvent être retirés. Le reste des liquides et des gaz est séparé par leurs différences de densité, le gaz se trouvant en haut, le pétrole au milieu et l'eau en bas, au-dessus des solides. Le composant eau et l'hydrocarbure liquide sont déchargés à différents niveaux de séparateurs.

L'avantage des séparateurs verticaux est leur encombrement réduit et leurs meilleures capacités de traitement des gaz.

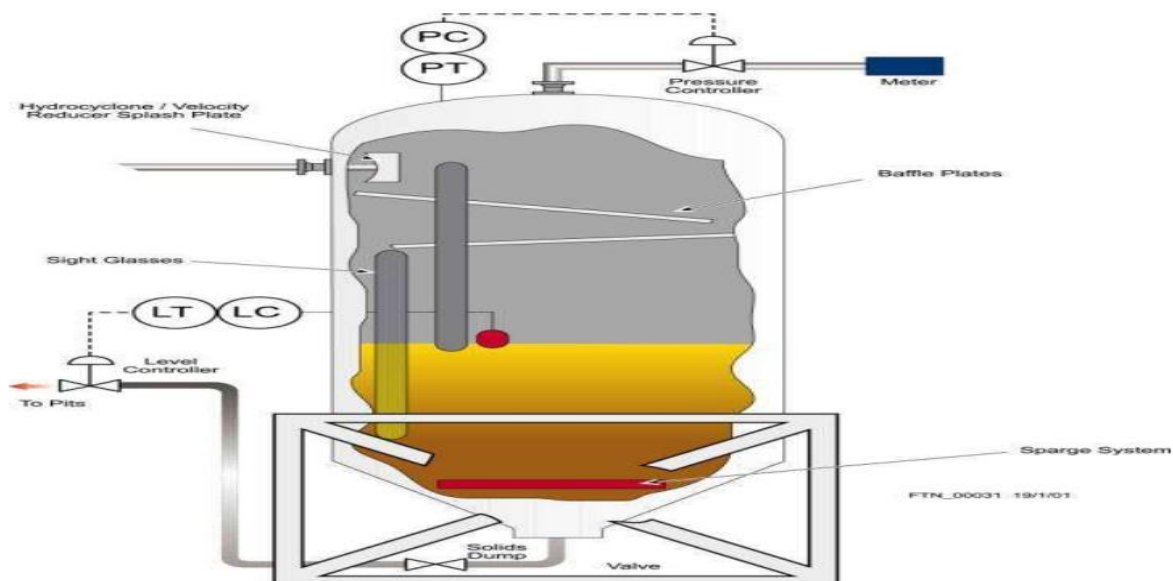


Figure III.19 : Séparateur vertical fermé

III.1.4.2. Séparateurs horizontaux

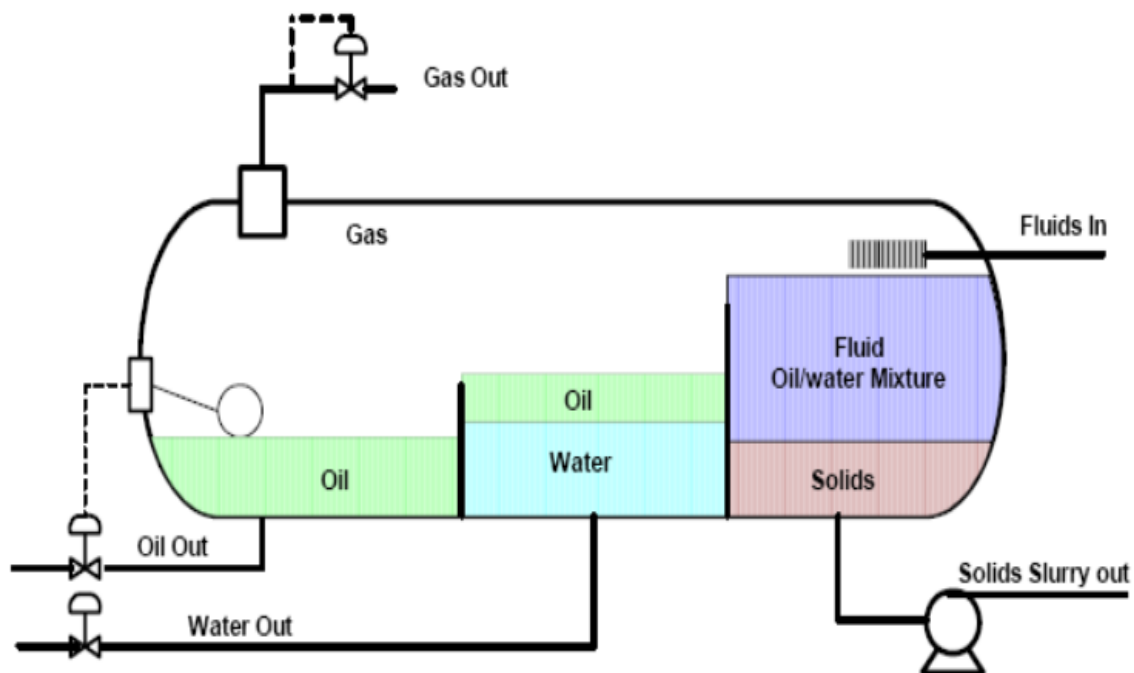


Figure III.20 : Séparateur horizontal à quatre phases.

III.1.5. Equipement et lignes de surface

III.1.5.1. Duses et Manifolds

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

Le choke manifold devrait être conçu au maximum pression anticipé en surface. Et supporter les concentrations élevées des solides abrasifs.

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

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

Le choke manifold doit être conçu pour traiter les volumes maximums attendus du puits (tige de 4 pouces minimum) équipé de doubles chokes (un hydraulique et l'autre manuel). Cette redondance permet à un choke de fonctionner pendant que l'autre est isolé et entretenu.

En l'absence d'une tige et d'un contrôle du débit appropriés en surface, les flux annulaires et d'injection intégrés au système peuvent devenir un danger pour l'ensemble du système de contrôle en surface.



Figure III.21 : UBD Choke Manifold

III.1.5.2. Vanne ESD (Emergency Shut Down)

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

- Le changement de la garniture.
- Fuite au niveau des équipements.
- On cas de détection d'un gaz toxique (H₂S).



Figure III.22 : Vanne ESD

III.1.5.3. Module d'échantillonnage géologique

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

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

III.1.5.4. Flow line Principale

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



Figure III.23: Flow line Principe

III.1.5.5. Flow line secondaire

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

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



Figure III.23 : Flow line secondaire

III.1.6. Data acquisition

L'acquisition de données utilisée sur un système en underbalance doit fournir autant d'informations que possible, non seulement pour garantir que le processus de forage reste dans les limites requises pour la sécurité et l'efficacité, mais aussi pour permettre d'obtenir le maximum d'informations du réservoir pendant le forage. Un système de données qui fonctionne bien permettra également d'analyser la formation pendant le forage et, bien entendu, l'amélioration de la connaissance du réservoir est l'un des principaux avantages du forage en underbalance.

Cependant, il ne faut pas négliger l'aspect sécurité de l'acquisition des données, car le contrôle du puits est directement lié aux pressions et aux débits observés à la surface.

Le système d'acquisition de données doit être conçu pour obtenir toutes les données requises à partir du processus de forage en underbalance. Il doit également permettre d'analyser les données du forage et du réservoir pendant le forage en underbalance.

L'enregistrement des données et la possibilité d'analyser ces données par la suite, en collaboration avec des ingénieurs et des géologues spécialisés dans les réservoirs, peuvent fournir des informations importantes sur le réservoir et le processus de forage. Cela permettra également d'optimiser le processus de forage sur les puits suivants.

III.1.7. Torches

Les hydrocarbures étant produits lors d'un forage en underbalance, ils doivent être traités sur le lieu du forage. Le gaz est normalement brûlé à la torche tandis que le pétrole brut et le condensat sont stockés puis pompés vers une installation de traitement.

Lorsque les réglementations environnementales interdisent le torchage, la recompression du gaz et l'injection à l'exportation peuvent désormais être considérées comme une alternative viable au torchage.

Pour des raisons de sécurité, il convient d'accorder une grande attention à la disposition de l'équipement de surface afin d'éviter toute exposition inutile de l'équipe de forage aux fumées nocives, à la chaleur rayonnante, au bruit et aux liquides inflammables.

La disposition de l'équipement doit également maintenir des distances de séparation adéquates par rapport à la tête de puits et à toutes les sources d'inflammation externes. Les critères de séparation doivent répondre aux spécifications de l'organisme de réglementation ou de l'exploitant. Une torchère doit toujours être placée sous le vent des vents dominants de la région.



Figure III.24 : Sommet d'une torche

III.2. Equipement de fond

Historiquement, tout le matériel du fond a été conçu pour opérer dans un fluide.

Maintenant le matériel Spécialisé du fond a été adapté pour opérer dans un environnement rigoureux de forage de en underbalance.

Le matériel de fond a été développé initialement pour le forage à air pour une variété de raisons :

- Vibrations due à l'absence de fluide
- Les pulsations d'MWD ne sont pas véhiculées par un fluide
- Explosions au fond
- Back Flow pendant les connections
- Frictions importantes
- Torque et frottement importants

III.2.1. PDM ou Moteurs à déplacement positif

Moteurs à déplacement positif (PDMs) ont été conçu seulement pour des fluides incompressibles tel qu'eau et la boue. Ces moteurs ont éprouvé plusieurs problèmes dans un milieu compressible comme:

A. Durée de Vie limitée

- Over speed et calage
- Aucune lubrification

B. Les vitesses excessives des moteurs

La vitesse excessive du moteur dans un forage à air se produit quand l'air est circulé à travers le moteur sans l'amorce de ce dernier.

Le moteur propulsé par l'air est capable d'une rotation qui dépasse la vitesse recommandée par le fabricant. Ce qui endommage les roulements et le rotor.

C. Arrêt du moteur (calage)

Le calage de moteur est un problème considérable dans le forage avec le gaz. La raison est que le gaz peut glisser à travers le rotor et le stator en présence d'un torque important.

III.2.2. MWD (*Measurment while drilling*)

L'MWD (Measurment While Drilling) a été introduit au début des années 80. Depuis il a profité d'une multitude d'avancements.

L'avantage du MWD : est sa capacité de recevoir une multitude d'informations, telles que des données de notation, la température, les vibrations, la pression et des données directionnelles.

Types des outils du Survey : Il existe plusieurs systèmes d'acquisition des données de fonds

- Single Shoot
- Multishot
- Gyro
- Steering Tool
- MWD
- EM-MWD
- LWD

En particulier dans le forage en underbalance, on trouve les systèmes suivants :

- Wireline steering Tool.
- Electromagnétique MWD (EM-MWD).
- MWD conventionnel.

Les outils MWD exigent une impulsion de pression pour la transmission de leur signal via le fluide qui se trouve à l'intérieur de la garniture de forage.

Pour un fluide multiphasés, la présence du gaz, atténue le signal.

L'expérience a prouvé que le signal sera perdu dès que le rapport gaz / liquide excédera 20 % à 28%.

Les outils MWD sont sensibles aux vibrations, pour cela, Des absorbeurs de chocs sont placés avec le MWD lors du forage avec un fluide multiphasés.

La présence de banc de sel constitue une contrainte pour l'utilisation des équipements couramment utilisés dans ce genre de situation, notamment les EM-MWD.

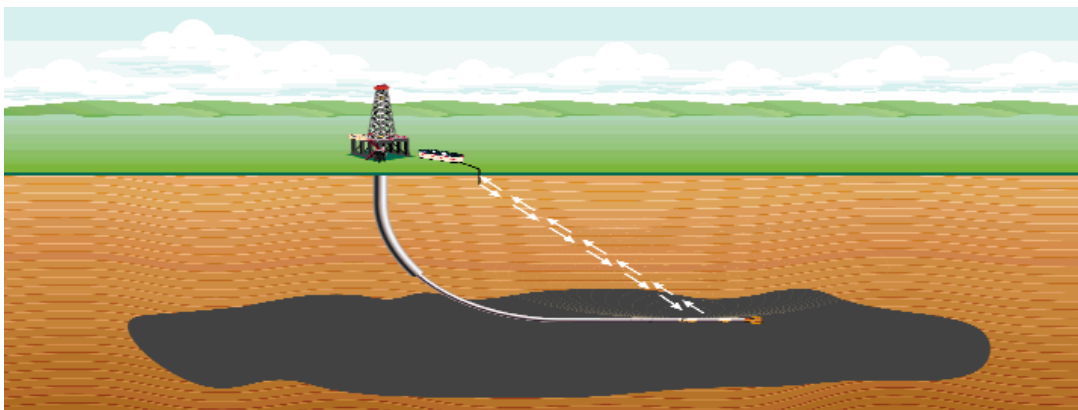


Figure III.25 : MWD—Electromagnétique

III.2.3. Vannes anti-retour

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

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



Figure III.26 : Les types de Flapper anti-retour

III.2.3.1. Purge de la NRV (non return valve) :

- a- Dévisser le joint se trouvant juste au-dessus du float sub.
- b -Visser le bleeds off down tool.
- c -Purger la pression au-dessous du bleed –off Tool.
- d -S'assurer qu'il n'y a plus de pression au-dessous du float sub.
- e -Dévisser le bleed off Tool et le float sub avec le float valve.
- f -Continuer la remontée de la garniture.

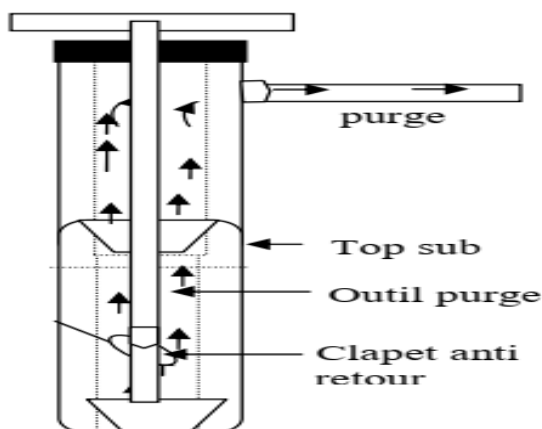


Figure III.27 : la NRV (non return valve)

Chapitre IV

Forage horizontal en UBD

IV.1. Introduction

Le forage horizontal underbalance peut créer une technique de complétion qui offre une meilleure productivité car la perméabilité du réservoir qui a été relié au puits de forage horizontal n'a pas été endommagée. Il est possible d'éliminer le coût de la fracturation, des packers et de l'empreinte au sol du puits, tout en obtenant un meilleur puits. Pour que le forage horizontal underbalance puisse atteindre cet avenir en tant qu'option de complétion, trois questions concernant son application dans le réservoir doivent être abordées :

-Des techniques de construction de puits appropriées.

-l'intégration de l'équipement et des services nécessaires au forage horizontal en underbalance.

-Le développement de nouvelles technologies et de nouveaux équipements pour affiner le processus.

L'application du forage horizontal en underbalance est tellement vaste et complexe que, pour des raisons de simplicité et de clarté, cette discussion se limite à l'utilisation de fluides de forage gazeux et de techniques de forage à écoulement dans le cadre du processus de complétion afin d'améliorer la productivité dans les réservoirs compétents.

IV.2. Motivation de l'UBD dans les puits horizontaux

Une fois le forage en underbalance élaboré et exécuté correctement, il peut éliminer plusieurs problèmes associés aux opérations de forage, ce qui améliore le rendement financier et augmente la productivité du pétrole et du gaz. Par exemple, la réduction des dommages causés à la formation, qui se produisent généralement lorsque la boue de forage envahit la formation rocheuse ($P_h > P_f$).

Cette force physique empêche l'écoulement du fluide du réservoir dans le puits de forage ; Par conséquent, la perméabilité à proximité du puits de forage est compromise. Ceci est particulièrement valable pour les puits horizontaux puisque la section horizontale perce une plus grande distance de la formation productrice et que cette formation est exposée au fluide de forage pendant un certain temps. Cependant, selon le principe de l'UBD, la pression du puits est inférieure à la pression de la formation, ce qui permet d'éliminer l'invasion de solides. Cependant, la difficulté ici est de savoir comment maintenir la condition en mode underbalance pendant tout le processus de forage. En général, le forage d'une longue section horizontale génère une perte de pression fictive dans l'espace annulaire, ce qui a un effet sur le fond du puits et augmente progressivement la géopression de la formation, ce qui réduit le taux de pénétration. Cependant, la perte de friction dans l'espace annulaire est réduite dans l'UBD en permettant à l'énergie du réservoir de pousser le fluide hors du trou de forage.

En outre, le collage différentiel des tubes est considéré comme l'un des problèmes majeurs du forage horizontal. En raison du fait que le train de tiges se trouve à côté du fond du trou lorsque le trépan est dirigé ou pendant le forage. Ou lorsque le raccordement des tiges est effectué. Pendant ces périodes, le mouvement de la tige est moindre au fond du trou, ce qui constitue une situation idéale pour l'apparition du stick différentiel. Cependant, l'UBD permet d'éviter le problème de collage de tige car il y aura toujours un flux dans le trou et le cake de filtre ne pourra pas se former.

IV.3. Forage en underbalance+ forage horizontal = UBHD

Le forage en underbalance est l'une des procédures clés utilisées dans un réservoir pour prévenir les dommages à la formation. La réduction ou l'élimination des dommages à la formation s'est avérée être une composante efficace de l'effort d'amélioration de la productivité. Dans le passé, l'élimination des dommages causés dans un réservoir présentant une perméabilité et une porosité élevées n'était pas une priorité pour de nombreuses entreprises. Après tout, si un réservoir avec 600 millidarcies de perméabilité avait 50 pour cent de son système de gorge de pore bouché par des fines provenant d'une opération de forage overbalance, il resterait théoriquement 300 millidarcies de perméabilité. C'est probablement la raison du vieux dicton "On ne peut pas nuire un bon réservoir".

Malheureusement, le même système de boue overbalance appliqué à un réservoir ne présentant que 10 millidarcies de perméabilité réduit généralement à zéro la perméabilité dans la région proche du puits de forage, d'où la nécessité de d'utiliser une technologie telle que la fracturation hydraulique pour reconnecter le réservoir au puits de forage. Les réservoirs à faible perméabilité sont ceux qui bénéficient le plus de la fracturation, car ils sont extrêmement susceptibles d'être endommagés par un forage overbalance. Ils sont généralement forés de la même manière que les réservoirs de perméabilité de moyenne à élevée. En d'autres termes, ils sont forés sans se soucier des dommages causés au réservoir, car les pratiques de complétion conventionnelles ont généralement permis de rétablir la productivité à un niveau acceptable en reconnectant le puits de forage au réservoir.

Le forage horizontal est une autre technologie qui a beaucoup évolué au cours des 25 dernières années. Il peut être utilisé à la fois comme outil d'exploration et de complétion. Le principal avantage de l'intégration du forage horizontal dans le processus de complétion est que le puits de forage peut être orienté vers un palier perpendiculaire à la direction de la contrainte primaire, reliant ainsi la perméabilité des fractures naturelles au puits de forage. Cela augmente également l'exposition du puits de forage au réservoir, ce qui accroît la zone de drainage. Un avantage évident d'une plus grande zone de drainage est la réduction du nombre de puits nécessaires pour développer un champ.

L'application du forage horizontal est importante pour l'exploitation des réservoirs qui ont une perméabilité primaire limitée. Le forage horizontal a le potentiel de surmonter cette condition en recoupant la perméabilité secondaire qui provient des fractures naturelles. Grâce à la possibilité de relier les fractures à un puits de forage, la technologie du forage horizontal a transformé des réservoirs supposés non productifs en succès économiques. Les réservoirs fracturés forés verticalement présentent généralement un seul schéma de drainage hautement elliptique en raison de l'anisotropie de la perméabilité, alors que les puits horizontaux forés dans la direction appropriée dans le même réservoir relient plusieurs schémas de drainage elliptiques au puits de forage, ce qui entraîne une plus grande production. Le forage horizontal combiné au forage en underbalance crée une technique de complétion qui offre une meilleure productivité car la perméabilité du réservoir qui a été connectée au puits de forage horizontal n'a pas été endommagée.

IV.4. Construction de puits UBHD

Le défi numéro un lorsqu'on utilise le forage horizontal en underbalance comme technique de complétion est de rester en underbalance ou en équilibre 100 % du temps. Ceci est essentiel car il suffit de quelques minutes pour endommager un puits de forage dans des conditions de overbalance. L'utilisation d'un système de fluides approprié peut contribuer à atténuer certains des problèmes d'endommagement et est particulièrement utile pendant les périodes d'équilibre de la pression entre le réservoir et le puits. Le défi consiste à rester en underbalance ou en équilibre même lorsque le moment est venu de sortir du puits.

La construction d'un puits à l'aide de la technique du tubage concentrique est particulièrement adaptée à l'UBHD parce qu'elle est simple à mettre en œuvre et qu'elle garantit que les conditions de underbalance sont maintenues à tout moment. Avec le tubage concentrique permet de créer un système de forage à double anneau et le fluide de forage n'est pas gazéifié dans la tige de forage. Au lieu de cela, le fluide de retour est gazé en fond de trou par des orifices qui relient l'anneau interne à l'anneau externe. Le gaz comprimé est pompé dans l'anneau extérieur. Cette technique présente deux avantages distincts : elle permet de mieux contrôler le degré de l'underbalance en plaçant les orifices de communication à une profondeur optimale dans le trou et l'injection de gaz peut se poursuivre sans interruption pendant la réalisation d'un raccordement.

IV.5. Nouvelle technologie UBHD

Le forage underbalance a évolué à partir du forage à air conventionnel, une technique de forage qui cible principalement les roches non réservoirs afin d'augmenter les taux de pénétration et d'éliminer les pertes de circulation. Cette méthode de forage est utilisée depuis plus de cinquante ans et ne connaît que récemment de nouvelles améliorations.

Au cours des vingt dernières années, d'autres nouvelles technologies ont été développées car de plus en plus d'opérateurs souhaitent forer le réservoir en underbalance pour améliorer la productivité. De nouveaux équipements ont été nécessaires pour créer des environnements inertes en fond de puits, pour contrôler les pressions de surface élevées pendant le forage et pour fermer les puits en fond de puits afin d'éviter de tuer le puits. Ce besoin a donné lieu au développement d'éléments tels que les unités de membrane d'azote, les dispositifs de contrôle rotatif à haute pression et les vannes de déploiement en fond de puits.

Les outils et les idées qui suivent sont en cours de mise en œuvre. Quelles que soient les améliorations apportées, le temps et les coûts d'équipement sont des éléments critiques.

IV.5.1. Forage à débit artificiel

Une technologie qui pourrait avoir un impact important sur l'avenir de l'UBHD utilise l'ascenseur artificiel pendant le forage pour abaisser la colonne hydrostatique dans un puits afin de créer la condition de l'underbalance. La méthode conventionnelle d'UBHD utilise un équipement de compression pour injecter du gaz dans la colonne montante ou l'annulaire de retour d'un puits de forage concentrique. L'objectif est d'abaisser la densité du fluide de forage, réduisant ainsi la pression hydrostatique au fond du trou à un niveau inférieur à la pression contenue dans la formation forée.

D'autres méthodes ont été proposées, que l'on pourrait qualifier de "forage à écoulement artificiel", où la condition d'underbalance est provoquée par un abaissement de la colonne de fluide dans un puits. Ces autres méthodes comprennent :

- La combinaison d'une double colonne de tubage avec une pompe à jet (aka concentric jet pump) peut être une solution. La technologie de pompage à jet est utilisée comme moyen d'élévation artificielle depuis plus de 40 ans. La pompe à jet est de conception simple car elle ne comporte pas de pièces mobiles. Elle nécessite un fluide moteur (au lieu d'un gaz comprimé), qui peut être pompé dans l'espace annulaire extérieur entre la chaîne concentrique et le tubage de production. L'avantage le plus significatif de la pompe à jet concentrique est qu'elle élimine le coût de l'azote et de l'équipement de compression qui sont normalement utilisés pour induire des conditions d'underbalance.

La seule exigence est une deuxième pompe triplex à la surface pour pomper le fluide moteur propre (également connu sous le nom de fluide sous pression) pour alimenter la pompe à jet.

- Un " Equivalent Circulating Density (ECD) Tool " actuellement disponible est une turbine entraînée par la boue et, bien qu'il réduise la pression du fond du puits dans la plage des valeurs de circulation équivalentes, il ne permet pas de réduire autant la pression du fond du puits qu'un système gazeux.

IV.5.2. Tige de forage intelligent

Un avantage distinct d'avoir un tool joint qui s'emboîte dans des orientations spécifiques est qu'il fournit un moyen simple de connecter directement un ou plusieurs fils. Ce type de connexion permet d'installer un fil continu pour fournir des données plus fiables et améliorées. Les fils peuvent maintenant être installés sous le revêtement interne d'une tige de forage ou dans la paroi d'un revêtement thermoplastique des tiges de forage. Cela permet de recueillir des informations en temps réel pendant le forage en utilisant un système gazeux sans bobines d'induction, répéteurs et batteries. Ce type de connexion permet également une pratique simple du stockage pour orienter les outils de fond de puits sans utiliser de gyroscope

IV.5.3. Outil de forage rotatif orientable short radius

Une autre façon de réduire le coût de l'UBHD est de raccourcir le rayon de courbure et de réduire ainsi le temps nécessaire pour forer de la verticale à l'horizontale en utilisant un BHA rotatif et orientable à court rayon qui peut atteindre des taux de construction allant jusqu'à 75°/100ft pieds (25°/10 m), puis de forer horizontalement sur de longues distances.

IV.5.4. Vanne de tubage souterrain

Le déclenchement d'une canalisation pendant l'exploitation d'un puits peut s'avérer dangereux et coûteux, surtout si un équipement de snubbing est nécessaire. Le snubbing est une vanne de sécurité souterraine (vanne de tubage de fond) placée en profondeur. Une nouvelle version de cette vanne peut être actionnée par un vérin de tubage qui soulève et abaisse une chaîne concentrique de tubage. Cette méthode de fermeture d'un puits en fond de trou s'est avérée efficace pour réduire les coûts et améliorer la sécurité dans le cadre d'une opération en underbalance. Une vanne de tubage améliorée doit être simple d'utilisation, peu coûteuse et fiable, et ne doit pas nécessiter d'équipes spéciales.

IV.5.5. Dispositif de contrôle rotatif (RCD)

Dans le monde de l'UBHD, un nouveau dispositif de contrôle rotatif (RCD) à faible coût et à pression plus élevée est en cours de développement. Le déviateur est de petite taille, environ un mètre de haut (3 ft) et aura une pression de fonctionnement proche de 5 000 psi (3 500 kPa). Il ne nécessitera pas de système de refroidissement externe car l'élément et les roulements seront équilibrés en pression. La réduction du différentiel de pression à travers l'élément éliminera le problème de la chaleur et donc la nécessité d'une unité hydraulique séparée pour refroidir la tête, réduisant ainsi considérablement le coût du tarif journalier.

IV.6. Limites techniques de l'UBD dans les puits horizontaux

En général, l'UBD offre plusieurs avantages par rapport au processus de forage conventionnel, comme nous l'avons expliqué précédemment.

Cependant, il existe quelques limitations techniques possibles associées à cette opération lorsqu'elle n'est pas élaborée et exécutée correctement.

L'instabilité du puits de forage est considérée comme l'un des principaux facteurs qui restreignent l'application du forage en underbalance dans les réservoirs non consolidés ou fortement appauvris. Cette instabilité provient d'une part, d'une instabilité mécanique due à une pression sous-équilibrée et chimique lors du forage dans des formations telles que le schiste ou l'argile, sensibles à l'eau. Ces formations peuvent se déshydrater lorsqu'elles sont forées avec des boues de forage gazeuses ou la possibilité d'absorber de l'eau lorsque des brouillards, des mousses, etc. ou des aérosols sont utilisés comme boue de forage. Ce qui pourrait entraîner une déstabilisation du puits.

IV.6.1. Mécanisme d'endommagement des formations dans les puits horizontaux

L'endommagement de la formation est considéré comme un phénomène complexe qui est causé par plusieurs mécanismes et qui dépend généralement des caractéristiques du réservoir, de la lithologie de la formation et du type de forage. Bien qu'il existe plusieurs phases d'endommagement, un mécanisme commun déclenche les l'endommagement de la formation dans les forages horizontaux.

IV.6.1.1. Migration des particules fines

Il s'agit de la mobilisation des particules fines dans la formation. Ce mouvement est fortement associé à la mouillabilité de la formation. En général, ce mouvement tend à être problématique dans les formations clastiques en raison de la concentration plus élevée de matériaux mobiles. Dans de telles situations, l'UBD peut être utilisée pour minimiser la migration des particules pendant les opérations de forage et de nettoyage.

Cependant, le seul problème possible associé à cette question pendant l'UBD, si la pression de l'UB est adéquate et si le débit de production de la formation est élevé. Représente la phase de mouillage. Cela pourrait conduire à une initiation précoce de la mobilisation des particules fines. Ces particules fines forment un pont à travers la gorge des pores, ce qui réduit la productivité du puits.

IV.6.1.2. Piégeage/blocage de phase

Cela se produit en raison de l'invasion de la phase huile et eau du fluide de forage dans le milieu poreux à proximité de la région du puits horizontal en raison de plusieurs facteurs tels que la différence entre la saturation initiale en eau et la et la saturation en eau irréductible lors d'un forage underbalance et de fuite lors d'un forage overbalance. Ce phénomène peut entraîner le piégeage constant de la totalité ou d'une partie de l'afflux de fluide, ce qui minimise la perméabilité du pétrole et du gaz en raison de la perméabilité relative.

IV.6.1.3. Incompatibilité chimique du fluide envahissant (argile réactive)

Plusieurs formations comprennent des argiles réactives comme la smectite ou la kaolinite qui sont susceptibles d'être hydratées ou de défloculation (les particules d'argile sont cassées), soit par contact avec de l'eau à faible salinité ou par un changement soudain de salinité. Les particules dispersées ont tendance à boucher la gorge des pores. L'encouragement de l'UBD est de réduire les pertes de la possibilité d'endommager le liquide incompatible qui s'écoule dans la formation qui tend à créer une région près du puits de forage qui est fortement détériorée en termes de perméabilité.

IV.6.1.4. Activité biologique (Bactéries)

Les agents bactériens (aérobies et anaérobies) qui peuvent être présents dans les fluides à base d'eau et qui peuvent pénétrer dans la région proche du puits et entraîner création de bactéries polysaccharides qui sont considérées comme des déchets et réduisent la perméabilité de la zone proche du puits. L'UBD peut être utilisé pour éviter les pertes à long terme de fluide de forage qui pourrait contenir une population viable de bactéries.

Chapitre V

Etude économique du l` UBD

V.1. Introduction :

L'unique raison du l'emploi de l'UBD, ou tout autre technologie, est de générer des profits.

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

Quand l'UBD est un mauvais choix

Schistes géopressés, charbon, zones de décombres, sel, sable non consolidé : creusement de trous et cavités.

Coûts supplémentaires de l'UBD

- Plus de tubage, meilleur contrôle des points de tubage ;
- Contrôle plus strict des pressions d'exploitation ;
- Equipement de surface supplémentaire;
- Coût supplémentaire de la mousse ou des systèmes de fluides spécialisés ;

V.2. Economie en l'UBD :

- Économie moyenne de 500 000 \$ par puits (25 %) ;
-Réduction du nombre de jours de forage, réduction des temps d'arrêt (pas d'estimation des économies de stimulation) ;
- Augmentation moyenne de la production de 300 % à 400 ;
-Diminution de la production pendant 50 ans, pression de formation actuelle de 600 psi. ;
- Un coût plus élevé, mais plus de pétrole et une récupération plus rapide.
- Coût du puits inférieur (forage beaucoup plus rapide) et production de gaz supérieure de 50 à 150 %.
- Production plus élevée, plus de réserves ;
- Amélioration générale des coûts et de l'efficacité
- **Remarque** : les coûts plus élevés de l'équipement UBD donnent un coût/pied plus élevé

Mais un avantage de presque 1 million de dollars en termes de production.

V.2.1. Exemple UBD Economiques :

- Champ de Rhourde El Baguel, près de Hassi Messaoud
- 1 853 \$/mètre pour l'UBD,
- 3520 \$ pour le conventionnel (temps de perturbation)
- 2 bits/trips pour l'UBD contre 6
- Pas de stimulation pour l'UBD (coût non inclus)
- Amélioration de 300% du ROP

Table 1. Cost comparison between underbalance and conventional drilling (usd).

CONCEPT	UNDERBALANCE	CONVENTIONAL
ROP(MIN/FT)	6.10	16.77
DAYS	30	72
FOOTAGE	2570	2570
DRILLING RIG	155,100	372,240
TOP DRIVE	46,080	110,592
DRILLING FLUID	44,333	44,333
WOB EQUIPMENT	349,956	
NITROGEN	120,081	
DIRECTIONAL *	130,475	130,475
TOTAL	846,026	657,640
COST PER FOOT	329	256
Anticipated delivery time		42 days
Additional investment		188,385
Additional investment recovery time		7 days
Anticipated economical recovery		1,124,564
Net economical recovery		936,179

* Directional Service, bits included.

Figure V.1 : Tableau montre LE-Coût entre le forage en UDB et forage conventionnel.

V.3. Sources de profits :

- Réduire les coûts de forage en augmentant le ROP et la durée de vie de l’outil
- Eliminer les fluides de forage
- Réduire les charges dues à la stimulation
- Réduire les différents NPT
- Accélérer le temps de livraison d’un puits
- Production pendant le forage
- Augmenter le taux de récupération du réservoir

Dans certains cas des puits déplétés, l’UBD est l’unique moyen disponible pour forer le réservoir.

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

V.4. Coûts de l'UBD :

Le premier pas dans le projet UBD est l'estimation des coûts du l'équipement et des services liés à la réussite de projet ; les coûts dépendent de plusieurs facteurs, comme :

1. Le facteur site
2. La complexité du projet
3. Le nombre de puits forés

On peut trouver différent types de tarif :

- Tarif journalier ;
- Tarif stand-by ;
- Tarif fixe (comprend la mobilisation et démobolisation) ;
- Tarif par puits (comprend les consommables) ;

V.4.1. Facteur Site :

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

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

V.4.2. Complexité du projet :

L'impact de la complexité du projet sur les coûts total est très significatif (le forage avec de l'air n'est pas cher en le comparant à l'utilisation d'un séparateur de 4 phases de 5000 psi, Les facteurs qui ont un impact sur les coûts sont :

- Pression maximale de surface anticipée.
- Régulation et environnement
 - Possibilité de torcher
 - Possibilité de déversions des liquides et solides.
- Fluides produits
 - H2S
 - Brut
 - Gaz

- Système de fluides utilisé
 - Type de Gaz
 - Foam
 - Type de liquide
- Neutralisation puits et complétion
 - PPM
 - Vanne d'isolation de formation
- Collecte d'informations
 - Le coût varie du type de système utilisé

V.4.3. L'impact du nombre de puits sur le coût :

Le nombre de puits dans un projet effectuera considérablement les sciences économiques d'un projet. Le coût par puits sera réduit avec chaque en raison foré par bien de la courbe d'étude. Les personnes et l'optimisation de l'attribut de processus ce l'épargne à une meilleure compréhension du système. En outre, le coût fixe du projet peut être écarté à travers plus de puits, diminuant l'impact sur un puits simple. Les fournisseurs de service Veulent également des prix.

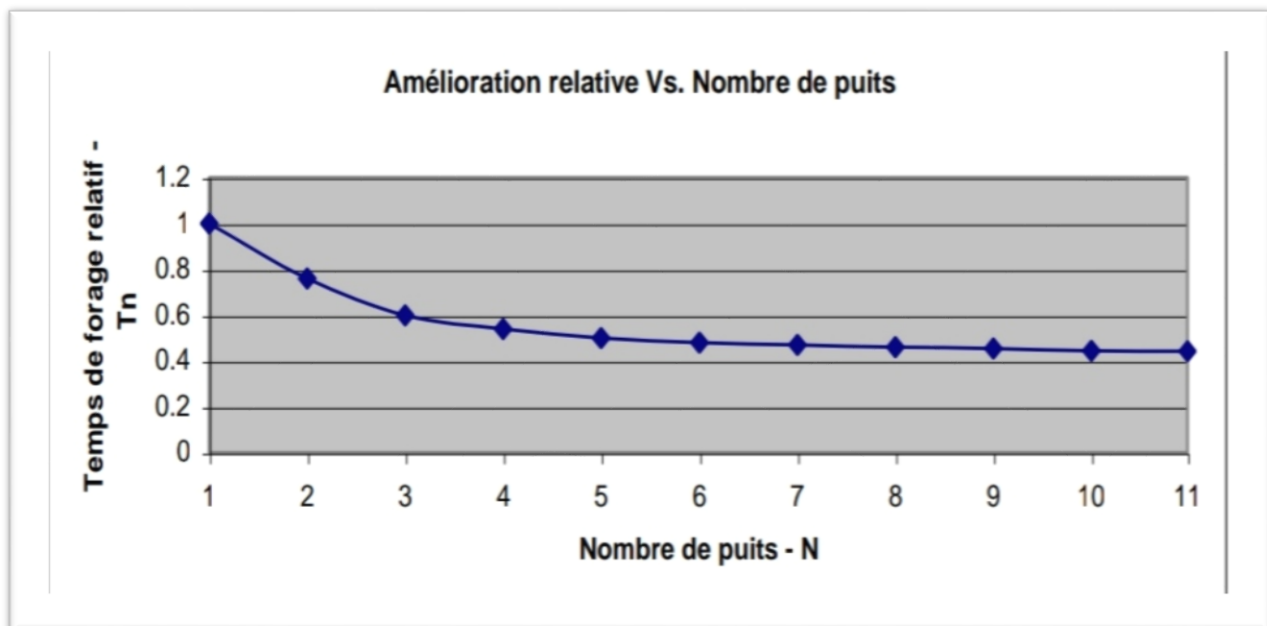


Figure V.3 : montre l'impact d'un programme de puits de multiple.

V.5. Réduction du coût :

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

1. Réduction du coût de forage
 - Augmentation de ROP
 - Longévité de l'outil
 - Réduction de coût de fluide de forage
 - Réduction des NPT
 - Réduction de stimulation et DST
2. Réduction dans l'endommagement de la formation
3. Evaluation de la production

V.5.1. Réduction du coût de forage :

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

V.5.1.1. Augmentation de ROP :

L'augmentation du taux de pénétration (ROP) peut être attendu presque dans toutes les activités en UBD. La quantité de l'augmentation est directement liée à la perméabilité et dureté de la roche. Le gain en ROP est significatif dans des terrains peu perméables. Le gain en ROP aussi est significatif dans des terrains très durs.

En règle générale le taux d'augmentation du ROP dans UBD varie entre 30% et 100%

V.5.1.2. Longévité de l'outil :

L'augmentation de la durée de vie de l'outil dans des opérations en UBD est dû à la réduction de poids sur l'outil et le nettoyage efficace des cuttings.

En règle générale le taux d'augmentation de la durée de vie varie entre 50% et 80%

V.5.1.3. Réduction du coût de fluide de forage :

UBD a deux effets significatifs sur le coût de fluide de forage comparativement au forage conventionnel. Comme le fluide de forage est généralement du brut, on n'utilise presque pas d'additives, l'autre effet est l'élimination des pertes dans la formation.

V.5.1.4. Réduction des NPT :

Le non productive time (NPT) amplifie dans la plupart des cas le coût de forage. La plus grande cause des NPT est le coincement différentiel et les pertes de la circulation. Le coincement différentiel est aggravé par la perte de la BHA et des DP ajouté au temps additionnel pour le reforage du trou.

La perte de circulation est très coûteuse à cause du temps allouer pour le rétablissement de la circulation, additives (LCM) et la perte du fluide dans la formation.

Il est physiquement impossible d'avoir dans l'UBD un coincement différentiel et des pertes de circulation, si on maintien les conditions d'underbalance.

V.5.1.5. Elimination de la stimulation et DST :

L'un des plus grands avantages de l'UBD est que l'endommagement de la formation est réduit voir éliminé. Ceci va réduire ou éliminé le besoin de stimulé le puits, D'où la réduction du coût total (service de stimulation, Réquisition du rig).

En addition le forage en UBD permet l'analyse continuelle de la production pendant les opérations. D'où élimination du DST.

V.5.2. Réduction de l'endommagement de la formation :

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

V.5.2.1. Augmentation de la production :

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

V.5.3. Estimation de la production :

L'un des plus grands avantages de l'UBD est la réduction de l'endommagement de la formation. Donc l'évaluation de la productivité est indispensable pour l'estimation du coût.

Pour évaluer le gain de productivité d'un puits, on doit estimer la réduction de skin mécanique. Pour évaluer l'index de productivité et le volume de production pour un puits vertical ou horizontal, Les formules suivantes sont disponibles.

L'index de productivité (PI) pour un puits vertical est :

$$PI = \frac{0.00708kh}{\mu B_0 \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right)} \quad (\text{Bbl/j /psi}) \quad \text{V.1}$$

L'index de productivité (PI) pour un puits horizontal est :

$$PI = \frac{0.00708kL}{\mu B_0 \left[\frac{L}{h} \ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_e}\right)^2}}{\frac{L}{2r_e}} \right) + \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) + s \right]} \quad \text{V.2}$$

Où :

K = perméabilité de réservoir (md)

h = l'épaisseur de réservoir (ft)

μ =Viscosité (cP)

Facteur du volume de formation (bbl/sbbl)

r_e =Rayon externe (du réservoir) (ft)

r_w =Rayon du trou (ft)

L = Longueur de réservoir (section horizontal) (ft)

S= skin

Le débit de production pour un régime "pseudo-steady", pour un puits vertical : (Bbl/j)

$$q = \frac{0.00708kh(p_i - p_{wf})}{\mu B_0 \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right)} \quad (\text{Bbl/j}) \quad \text{V.3}$$

Le débit de production pour un régime "pseudo-steady", pour un puits horizontal :

$$q_{hor} = \frac{0.00708kL(p_i - p_{wf})}{\mu B_0 \left[\frac{L}{h} \ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_e}\right)^2}}{\frac{L}{2r_e}} \right) + \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) + s \right]} \quad \text{V.4}$$

La relation entre PI et draw down est exprimée comme suite,

$$\Delta P_s = \frac{141.2QB_0\mu}{kh} s \quad \text{V.5}$$

OÙ :

ΔP_s = Chute de pression du au skin (psi)

Q = Débit (BOPD)

B_0 =Facteur du volume de formation (bbl/sbbl)

μ =Viscosité (cP)

k = perméabilité (md)

h = l'épaisseur de réservoir (ft)

s = Factor de skin

V.5.3.1. Anticipation sur la production :

Pendant le forage dans une zone de production, le puits débite même pendant les manœuvres. Le profit engendré peut être très significatif, voir même l'éventualité de couvrir le coût de forage de puits.

V.5.3.2. Augmentation de la récupération Ultime :

La pression d'abandon est la plus basse pression avec laquelle la formation débite économiquement. Le skin affecte la quantité de production d'une zone donné avant qu'elle atteinte la pression d'abandon, Donc diminuer le skin c'est augmenté le volume d'hydrocarbure produit.

Le skin a un grand effet sur le Draw down, tant que le puits produit avec un certain débit, la réduction du draw down retard l'intrusion de l'eau dans le puits (water coning).

La diminution du skin peut retarder le besoin pour un investissement. Quand la pression d'abandon est atteinte, on peut toujours utiliser les pompes immergées (Reda) pour prolonger la vie d'un puits. Un skin bas retard un investissement et diminue sa NPV.

V.6. Conclusion

Il convient de noter que les coûts d'équipement et d'azote ont entraîné un coût par pied beaucoup plus élevé pour les puits finis, mais que les avantages en termes de temps de forage ont permis de mettre les puits en service plus rapidement à des taux de production plus élevés. Notez que cette comparaison inclut les économies réalisées sur le temps de forage (72 jours contre 30 jours en moyenne) ; il s'agissait de zones très fracturées et à circulation perdue, ce qui se reflète dans le temps de forage. La comparaison porte plutôt sur le temps économisé pour acheminer la production dans le pipeline par rapport au rendement économique.

Chapitre VI

Eude de cas de puits

OMOZ 44 horizontal

VI.1. Introduction

L'équipe de Weatherford chargée du forage à pression contrôlée (CPD) possède plus de 40 ans d'expérience mondiale dans tous les aspects des services de forage underbalance. Weatherford s'engage à fournir l'équipement CPD le plus fiable grâce à une application agressive des nouvelles technologies de pointe et à des efforts continus de recherche et de développement pour améliorer la fiabilité de l'équipement. Weatherford est le seul fournisseur mondial de produits et services CPD entièrement intégrés. Weatherford s'engage à offrir à ses clients la solution de forage la plus complète, la plus sûre et la plus efficace afin de répondre aux exigences croissantes de la production de pétrole et de gaz dans le monde entier.

Sonatrach est la compagnie nationale algérienne de pétrole et de gaz, qui explore, développe, produit et vend du pétrole brut, du gaz naturel et des liquides de gaz naturel. La société, dont le siège est à Alger, est présente dans divers champs pétroliers et gaziers en Algérie et a investi dans le développement du champ de Hassi Messaoud en utilisant les services avancés de Weatherford en matière de forage et d'essai à pression contrôlée.

Ce programme de forage illustre la technique qui sera appliquée pour forer la section du drain D1 du Cambrien avec le puits OMOZ 44 underbalance, l'objectif principal étant de réduire les dommages causés à la formation par l'invasion des fluides de forage et des débris dans la formation tout en minimisant les problèmes de stabilité du trou de forage.

Le programme a été élaboré avec la participation de l'équipe de Sonatrach chargée du forage, du réservoir, de la géologie et de l'ingénierie de production. Il convient de noter que toute déviation significative par rapport au profil de puits supposé et aux données de réservoir fournies par Sonatrach peut avoir un effet sur l'exactitude des conclusions contenues dans ce programme.

VI.2. Objectifs

Weatherford fournira ses services intégrés de forage à pression contrôlée (CPD) pour forer le puits OMOZ 44 dans le champ de Hassi Messaoud en underbalance. L'objectif est de forer une section latérale horizontale de 6" en underbalance. Le trou de drainage sera foré dans la section de drainage de la formation Cambrien de D1.

Les principaux objectifs du projet UBD de Sonatrach sont les suivants :

- Forer 448 m de trou ouvert de 6" à partir d'un tubage de production de 7" à travers la formation D1 selon l'azimut N310° dans des conditions underbalance.
- Minimiser les dommages à la formation (maximiser la productivité du réservoir).
- Caractérisation du réservoir, évaluation de la production de pétrole/gaz pendant le forage du puits et pendant le processus de test de débit et de build up.
- Augmenter le taux de pénétration.

VI.3. Données du puits

Les données schématiques du puits et les informations sur le réservoir reçues et proposées pour l'opération UBD sont résumées dans cette section. Le schéma présenté ci-dessous (figure 1) est le schéma du puits OMOZ 44 dont le forage est prévu dans le champ Hassi Massoud.

Le programme de tubage prévu pour ce puits comprend le passage et la mise en place d'un tubage de 18 5/8" à 567m TVD, d'un tubage de 13 3/8" à 2320m TVD, d'un tubage de 9 5/8" à 3267m TVD, d'un tubage de 7" placé au sommet de la zone payante à 3303m TVD. La section de production sera forée horizontalement sur 448 m dans la formation D1.

VI.3.1. Schéma du puits

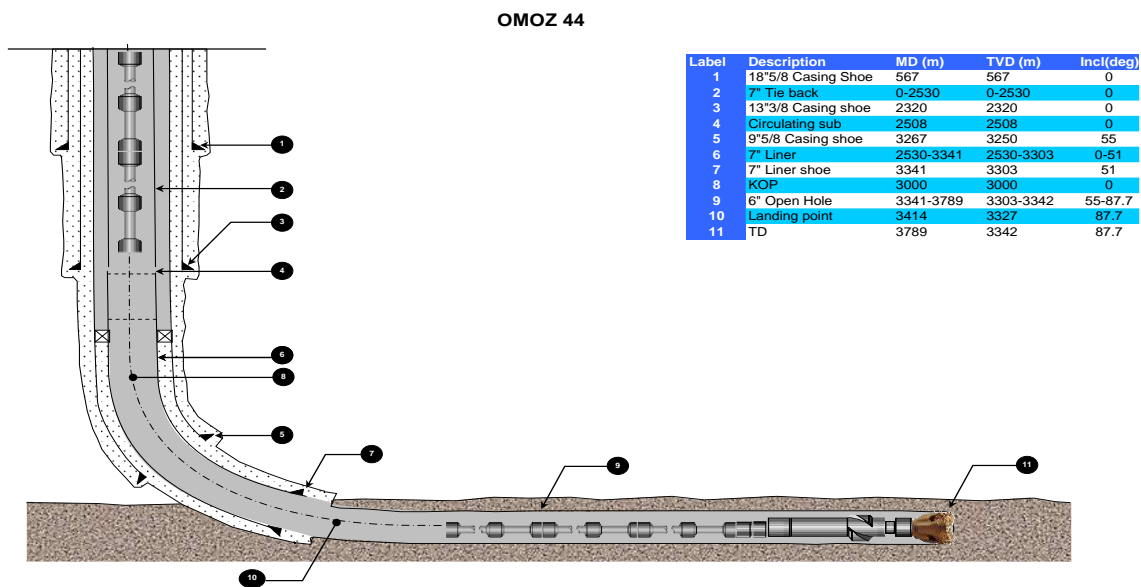


Figure VI.1 : Schéma du puits horizontal OMOZ 44 - Champ Hassi Messaoud

VI.3.2. Description géologique et des réservoirs

Le champ de Hassi Messaoud est un anticlinal aplati situé dans le bassin d'Oyed Mya en Algérie, à environ 800 km au sud-est d'Alger, dans la partie nord du désert du Sahara (comme le montre la figure VI.2). Découvert en 1956, il produit des grès quartzitiques d'âge cambrien, d'une épaisseur brute de 60 à 150 mètres.

Le champ est divisé à l'air libre en 25 zones distinctes qui sont séparées les unes des autres par une faible perméabilité, généralement des failles, bien que cette isolation ne soit pas complète. Quatre formations productrices ont été identifiées, le Ra étant le producteur principal et les R2, Ri et R3 contribuant également dans certaines zones. La Ra est en outre divisée en quatre "drains" dont la productivité varie et qui sont classés en fonction du pourcentage de grès perméable présent par rapport aux lentilles de schiste discontinues par rapport à l'ensemble.

Le tableau VI.1 résume les informations sur les puits hors site de l'UBD OMOZ 441 et OMOZ 543.

Puits	Date	Qo (m ³ /hr)	GOR(m ³ /m ³)
OMOZ 441	08/06/2009	6.22	168.73
OMOZ 543	06/02/2009	5.53	160.93

Tableau VI.1 : puits situés en bordure du site OMOZ 44

Le grès est naturellement fracturé, bien que la plupart des fractures soient remplies par des dépôts secondaires et ne soient pas conductrices. Le pronostic géologique du puits OMOZ 44 est le suivant dans la colonne stratigraphique (Figure VI.4), qui illustre les formations d'intérêt, D1 et le programme de tubage et le profil du puits prévu.

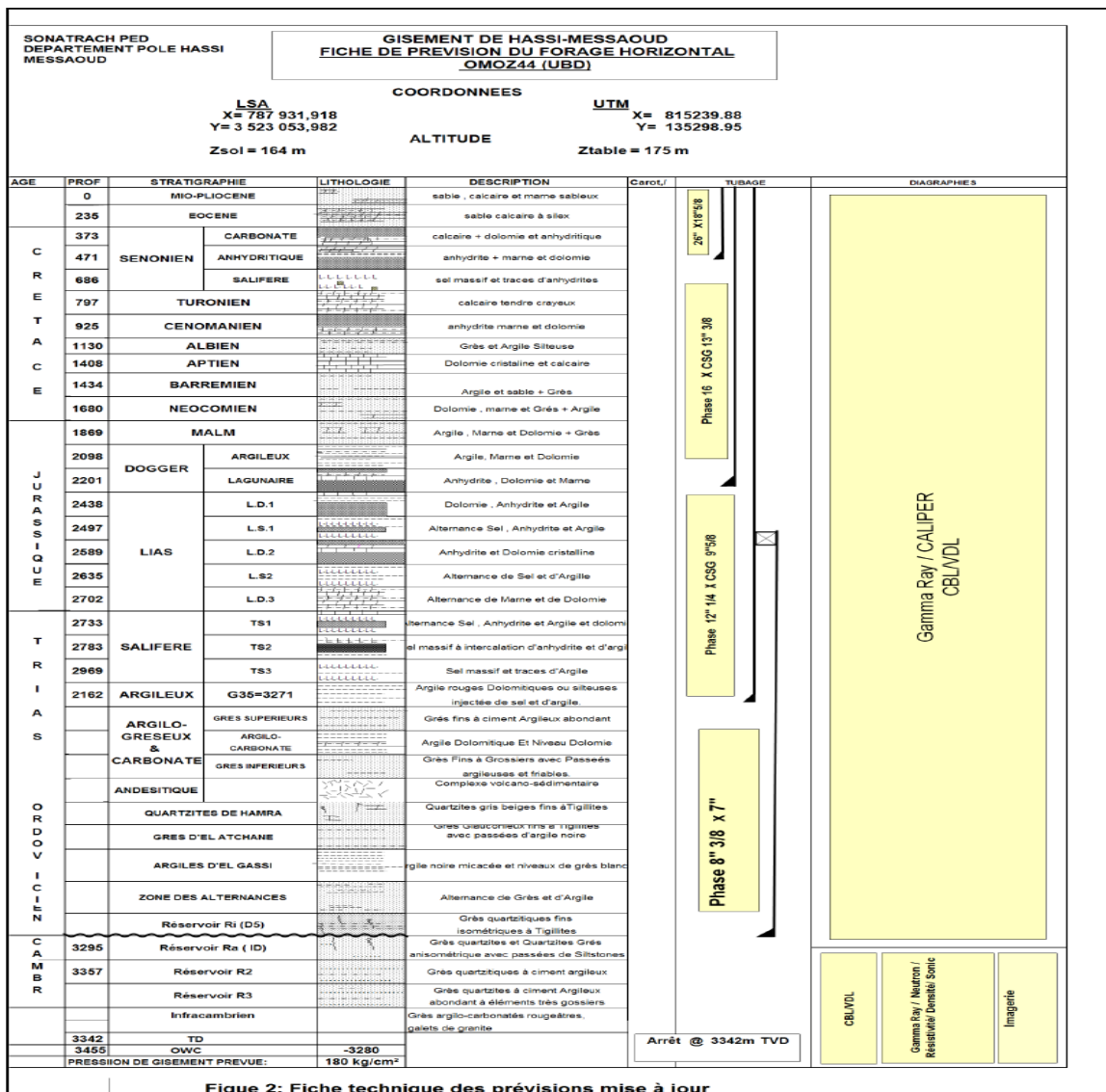


Figure 2: Fiche technique des prévisions mise à jour

Figure VI.4 : Stratigraphie de l'OMOZ 44

La perméabilité moyenne varie de 0,5 à 10 mD mais peut atteindre jusqu'à 1000 mD en cas de fractures ouvertes. Le pétrole original en place pour l'ensemble du champ a été estimé à environ 2 milliards de mètres cubes (12,6 milliards de barils), ce qui en fait un véritable géant parmi les champs pétrolifères. La production est un pétrole 43,7 - 45°API avec un GOR moyen actuel d'environ 200 m³/ m³, et une température de formation d'environ 120°C.

La pression initiale du réservoir dans le champ de Hassi Messaoud était de 473 bars (6860,2psi) et se situe actuellement entre 140 et 250 bars (2030,5 - 3625,9psi). La pression du point de bulle du brut varie dans le champ de 142 à 196 bars.

Les informations sur le réservoir du puits OMOZ 44 sont présentées dans le tableau VI.2. Les données résumées dans le tableau VI.2 ont été déduites de Sonatrach, et toute déviation de ces données aura un effet significatif sur l'exactitude des conclusions contenues dans ce programme.

Paramètre	Description
Formation	D1
Type de Fluide	Oil & Gas
Densité d'huile	43.7 – 45° API
Lithologie	Grès /Quartzite
Perméabilité	0.5-10 mD
Pression Réservoir	2478-2550 psi
TD MD / TVD	3789 m / 3342 m
Réservoir	120 (°C)
GOR	200 m ³ /m ³
H ₂ S	/

Tableau VI.2 : Paramètres du réservoir pour OMOZ 44

VI.4. Paramètres de conception des forages en UB

VI.4.1. Design du tubage

Le design du tubage du programme général de forage de Sonatrach a été utilisée pour la préparation de ce document UBD. La configuration du tubage utilisée dans le processus de conception ainsi que les points d'injection de forage et de fluide de production sont illustrés dans la figure VI.1. Les profondeurs de pose du tubage utilisées pour préparer ce programme de forage et effectuer les calculs hydrauliques sont résumées dans le tableau VI.3.

Tubage	Intervalle de profondeur		Longueur m	Poids lb/ft	OD inch	ID inch
	m (MD)	m (TVD)				
18 5/8"	567	567	567	N/A	N/A	N/A
13 3/8"	2320	2320	2320	N/A	N/A	N/A
9 5/8"	3267	3250	3267	53	9.625	8.535
7" Liner & Tieback	3341	3303	3341	29	7	6.18

Tableau VI.3 : design du tubage de l'OMOZ 44

VI.4.2. Design du BHA et du train de tiges de forage

La configuration du BHA et de la tige de forage fournie par Sonatrach a été utilisée pour préparer ce programme de forage UB et pour effectuer les calculs hydrauliques. Elle est résumée dans le tableau VI.4.

Type de Drill String	OD	ID	Poids
	Inch	Inch	lb/ft
Drill Pipe	3 1/2	2.76	13.3
DC	4 3/4	2.25	47.0
HWDP	3 1/2	2.06	25.3
DP	3 1/2	2.76	13.3
Motor+MWD	4 3/4	N/A	N/A

Tableau VI.4 : design de la BHA de l'OMOZ 44

VI.4.3. Sélection du fluide de forage

La sélection du système de fluide de forage approprié ainsi que la sélection de chacune de ses phases sont cruciales dans l'application d'une opération de forage en underbalance réussie.

Quel que soit le fluide choisi, il doit être évalué en fonction de ses effets sur la formation, la capacité de nettoyage du trou, l'hydraulique générale et l'équipement de séparation en surface.

D'après les données sur les réservoirs fournis par Sonatrach, pour la formation D1 dans le champ de Hassi Messaoud, la pression du réservoir nécessite l'injection de deux phases de fluide de forage (azote et brut) pour obtenir des conditions de l'underbalance pendant la phase initiale du forage.

La méthode d'injection de gaz par tubage concentrique sera utilisée pour injecter la phase

gazeuse (azote) en fond de puits en raison de la petite fenêtre d'exploitation de la pression du fond du puits disponible.

Sur la base des taux de production prévus et de la GOR, les taux d'injection d'azote peuvent être réduits et le puits peut alors être foré en utilisant des techniques de forage par écoulement une fois qu'une production stable et continue du puits est rencontrée.

Les points suivants doivent être pris en compte lors du processus de sélection du fluide de forage :

- Hydraulique générale (ECD, nettoyage du trou, équipement).
- Stabilité mécanique du puits de forage.
- Stabilité chimique du puits.
- Températures de surface et de fond de puits.
- Compatibilité des fluides.
 - . Interaction avec la formation (mouillabilité).
 - . Interaction avec les fluides de la formation (émulsions).
- Séparation et manipulation des fluides à la surface.
- Questions liées au QHSE (traitement des déblais, élimination des eaux, élimination des fluides contaminés, etc.).

L'utilisation de brut comme phase liquide et d'azote comme phase gazeuse, ainsi que le contrôle des taux d'injection et de la contre-pression de choke permettent d'obtenir un BHCP optimal.

VI.4.3.1. Phase liquide

La sélection de la phase liquide pour une opération de forage en underbalance doit être principalement basée sur les fluides de formation, la compatibilité de la roche et la densité du fluide. Aux étapes initiales de la simulation, une phase liquide ayant une valeur de densité similaire à celle du brut produit (0,82 s.g) a été choisie pour simuler la modélisation de l'écoulement multiphasique.

Les résultats de la simulation ont montré que de l'azote devra être injecté afin d'obtenir des conditions de forage en underbalance.

VI.4.3.2. Phase gazeuse

De nombreux gaz différents sont utilisés dans les opérations en underbalance. Il s'agit notamment du gaz naturel, de l'azote généré par la membrane, de l'azote cryogénique, des gaz d'échappement et du dioxyde de carbone. Chaque système présente des avantages et des inconvénients qui lui sont propres.

Les mélanges gazeux injectés contenant de l'oxygène peuvent provoquer des incendies et des explosions en fond de trou lorsqu'un ensemble de conditions sont réunies (c'est-à-dire

hydrocarbures, oxygène, pression et température). Des teneurs élevées en oxygène peuvent également créer des graves problèmes de corrosion, tant au niveau de l'équipement du train de tiges de forage que de l'équipement de séparation en surface. C'est pour ces raisons que Weatherford ne recommande pas l'utilisation de fluides aérés (c'est-à-dire à forte teneur en oxygène) pour ce projet.

Pour simplifier le système de fluide de forage, Weatherford utilisera de l'azote généré par une membrane comme fluide gazeux pour forer la section du réservoir. L'azote généré par les membranes est rentable, moins corrosif, plus sûr à utiliser et plus respectueux de l'environnement que d'autres gaz à forte teneur en oxygène.

VI.4.4. Modélisation de l'écoulement, enveloppe d'exploitation, rabattement, sensibilité de la production et taux optimaux

Weatherford utilise un logiciel rigoureux de simulation d'écoulement multiphase pour déterminer la réponse du puits aux changements des conditions de fond de puits. Le comportement de l'écoulement dans le puits de forage pendant un forage en underbalance est très complexe. Ce logiciel permet d'évaluer les pressions de circulation et les paramètres de nettoyage du trou, et de déterminer la sélection des équipements et des taux d'injection appropriés.

Le logiciel de modélisation de l'écoulement hydraulique et multiphasique utilisé a été validé sur de nombreuses opérations de forage en underbalance dans le monde entier, y compris tous les puits forés en underbalance à Hassi Messaoud par Weatherford, et est largement considéré comme le meilleur logiciel du secteur.

Lors de la conception du système de circulation du forage, des critères spécifiques doivent être respectés afin de satisfaire tous les objectifs d'une section en underbalance correctement forée. Tout en tenant compte de ces critères, il est judicieux que le système sélectionné soit le plus simple possible et qu'il puisse atteindre tous les objectifs requis.

La conception d'un système de circulation de forage en underbalance doit prendre en compte les critères suivants :

- **Pression du fond du trou** : la pression de circulation du fond du trou doit être contrôlée et maintenue dans des conditions d'underbalance pendant les opérations de forage et de phase de complétion.

- **Nettoyage du trou** : Les systèmes de fluide de forage doivent garantir le nettoyage du trou à toute profondeur ou inclinaison donnée.

- **Débit du moteur** : le débit équivalent (pétrole brut plus azote) à travers le moteur de fond de trou doit être conforme aux spécifications opérationnelles pour obtenir une efficacité maximale du moteur.

- **Équipement de séparation en surface** : le débit entrant dans le réservoir doit être contrôlé afin de rester dans l'enveloppe opérationnelle sûre des capacités de confinement du débit, des pressions nominales et des limites d'érosion des canalisations de l'équipement de surface.

Sur la base de ces critères, une fenêtre de forage underbalance est définie et un système de circulation acceptable est développé.

- **Considérations relatives à la modélisation**

Les considérations suivantes ont été prises en compte lors des simulations de modélisation de l'écoulement hydraulique :

- Un système à deux phases, le brut (avec un poids de 0,82 G.S.) comme phase liquide et l'azote comme phase gazeuse.

- Des vitesses verticales minimales du liquide de 55 m/min et 65 m/min pour les sections verticales et horizontales du puits, respectivement, sont nécessaires pour garantir que les débris de forage sont effectivement retirés du puits de forage et pour obtenir un nettoyage adéquat du trou.

- Le tubage de production de 7" s'étend jusqu'à la surface. Ports de circulation à 2508 m TVD.

- Densité des déblais de 22,6 ppg, diamètre des déblais de 0,05" et taux de pénétration de 10 m/h.

- 5 % de rabattement (jamais plus de 1000 psi de rabattement par rapport à la pression réelle du réservoir).

- Un moteur de fond de puits à déplacement positif et à vitesse moyenne (4 ¾" OD) avec un débit compris entre 378 lpm et 950 lpm (100 gpm à 250 gpm).

- Une chute de pression de 700 psi à travers le BHA (PDM+MWD).

- Un outils de 6" avec des nozzles de 3 x13/32".

Les spécifications de base pour les exigences en matière de débit volumétrique du PDM, la dimension du train de tiges, les pertes de charge du BHA (PDM et EM - MWD), la surface d'écoulement totale du trépan et la trajectoire du puits ont été prises en compte à des fins de modélisation préliminaire de l'écoulement. Des ajustements aux paramètres de modélisation doivent être effectués si les spécifications de l'équipement varient considérablement des valeurs supposées dans cette étude.

VI.4.4.1. Évaluation du cas de non-production

Les simulations hydrauliques ont été effectuées en considérant le scénario " aucune production ", ce qui signifie qu'aucun afflux de réservoir n'a été considéré lors de la modélisation de l'enveloppe. La Figure VI.5 et la Figure VI.6 montrent les tracés du BHCP induit par une variété de taux d'injection d'azote et de liquide. Ces tracés sont appelés " enveloppe de fonctionnement ".

Les diverses contraintes qui doivent être prises en compte lors des opérations de forage en underbalance sont également tracées sur l'enveloppe opérationnelle. L'objectif du tracé de cette enveloppe (évaluation de l'absence de production) est d'obtenir les paramètres d'injection de liquide et de gaz qui seront nécessaires lors du lancement de l'opération de forage en underbalance.

Avant le démarrage et pendant la phase UBD du puits, des ajustements de ces paramètres seront nécessaires afin de maintenir les conditions opérationnelles optimales (ECD, nettoyage du trou, exigences du moteur, BHCP et DD). La surveillance sur site de tous les paramètres hydrauliques sera effectuée par l'ingénieur CPD de Weatherford, comme la comptabilisation de toute production rencontrée, l'élargissement du trou ou tout autre problème qui modifie le profil de forage examiné dans ce programme.

Le cas suivant (injection par tige de forage) a été modélisé pour offrir une plus grande souplesse dans le démarrage du conditionnement du puits pour obtenir des conditions de l'underbalance.

Une fenêtre opérationnelle existe pour des taux d'injection de brut allant de 550 à 650 lpm et des taux d'azote allant de 26 à 38 sm³/min avec une contre-pression appliquée de 50 psi.

Pour obtenir la pression de fond de trou optimale en cas de forage en underbalance, un débit d'injection de liquide de 650 lpm avec une injection d'azote de 33 sm³/min est recommandé pour la configuration de tubage prévue avec une WHP de 50 psi. À ce taux d'injection, une pression de circulation de fond de trou de 2377 psi sera obtenue, ce qui correspond à un rabatement de 5 % par rapport à la pression du réservoir.

Ces paramètres conduisent à

- Moteur de 935 lpm.
- Vitesse horizontale minimale 76.8 m/min

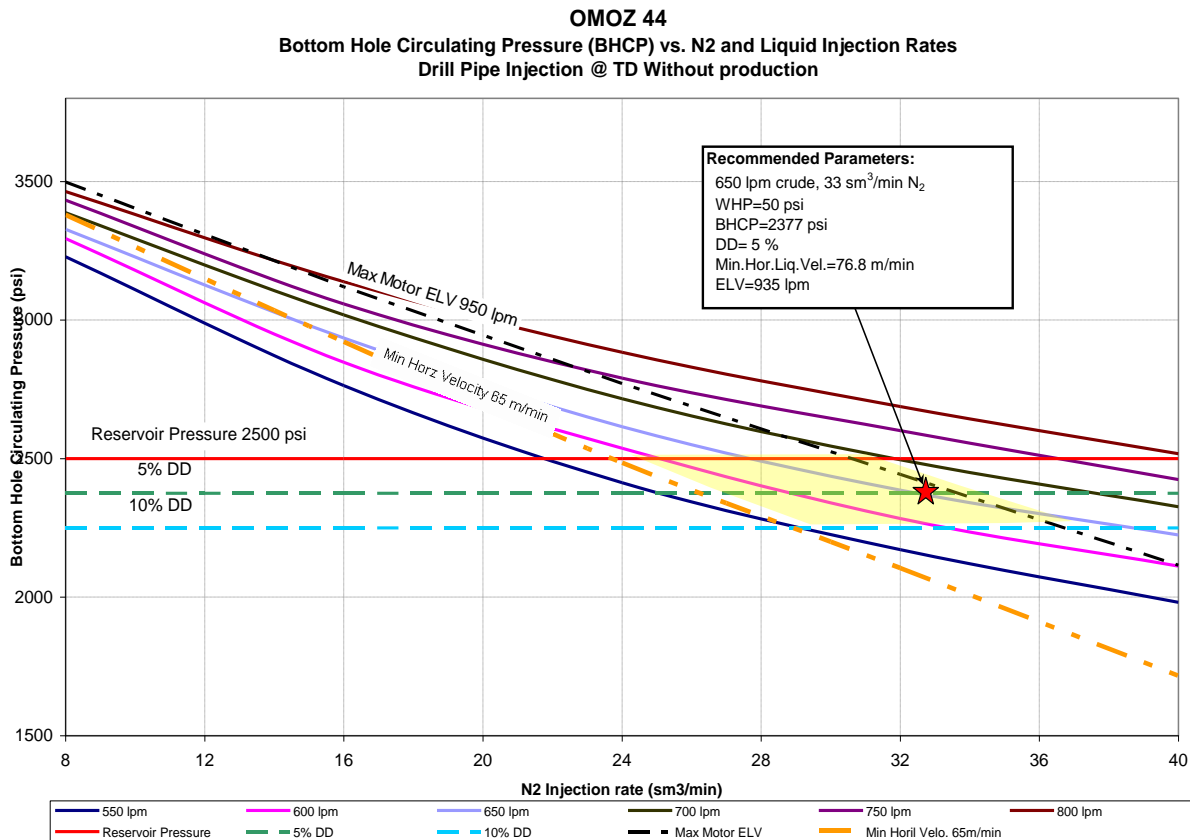


Figure VI.5 : Fenêtre de fonctionnement de l'UBD - DPI (pas de production) - WHP 100psi

VI.4.4.2. Évaluation du cas de production

D'un point de vue opérationnel, la condition de UB peut être réalisée. Cependant, dès que la production du réservoir est rencontrée, l'opération de forage en UB devient plus difficile. Le taux de production de pétrole et l'invasion du puits par un GOR réduisent la densité équivalente de circulation du système de boue pondérée. Il en résulte une pression élevée en tête de puits, ainsi qu'un taux élevé de fluide de retour qui peut causer des problèmes d'érosion sur la conduite d'écoulement, en particulier lorsque des débris sont entraînés dans le flux de fluides. Enfin, la gestion d'un grand volume de production de fluide en surface nécessite une planification spécifique pour chaque cas.

La modélisation de l'écoulement effectuée a indiqué que les conditions d'UB sont toujours réalisables pour le puits Hassi Messaoud OMOZ 44 même lorsqu'une production est rencontrée. Il existe une fenêtre opérationnelle pour des débits d'injection de brut compris entre 615 et 775 lpm et des débits d'azote compris entre 10 et 33 sm³/min (comme le montre la figure VI.6). Cependant, avec une production stable de pétrole et de gaz dans le puits, moins de brut et d'azote seront nécessaires puisque cet afflux d'hydrocarbures contribuera à atteindre les conditions de forage en UB.

Pour obtenir la pression optimale de fond de trou du forage en UBD, un débit d'injection de liquide de 700 lpm avec 24 sm³/min d'azote est recommandé pour atteindre un rabattement de 5 % (2377 psi au fond du trou) pour la configuration tubage/trou prévue (figure IV.6). Il convient de noter que la fenêtre d'exploitation illustrée à la figure VI.6 a été obtenue en supposant une RAB de 200 m³/m³ et une production de 240 m³/j de pétrole.

Ces paramètres conduisent à

- VLE du moteur de 926 lpm.
- Vitesse horizontale minimale 80,7 m/min

Pendant la phase UBD du puits, des ajustements de ces paramètres seront nécessaires afin de maintenir les conditions opérationnelles optimales (ECD, nettoyage du trou, exigences du moteur).

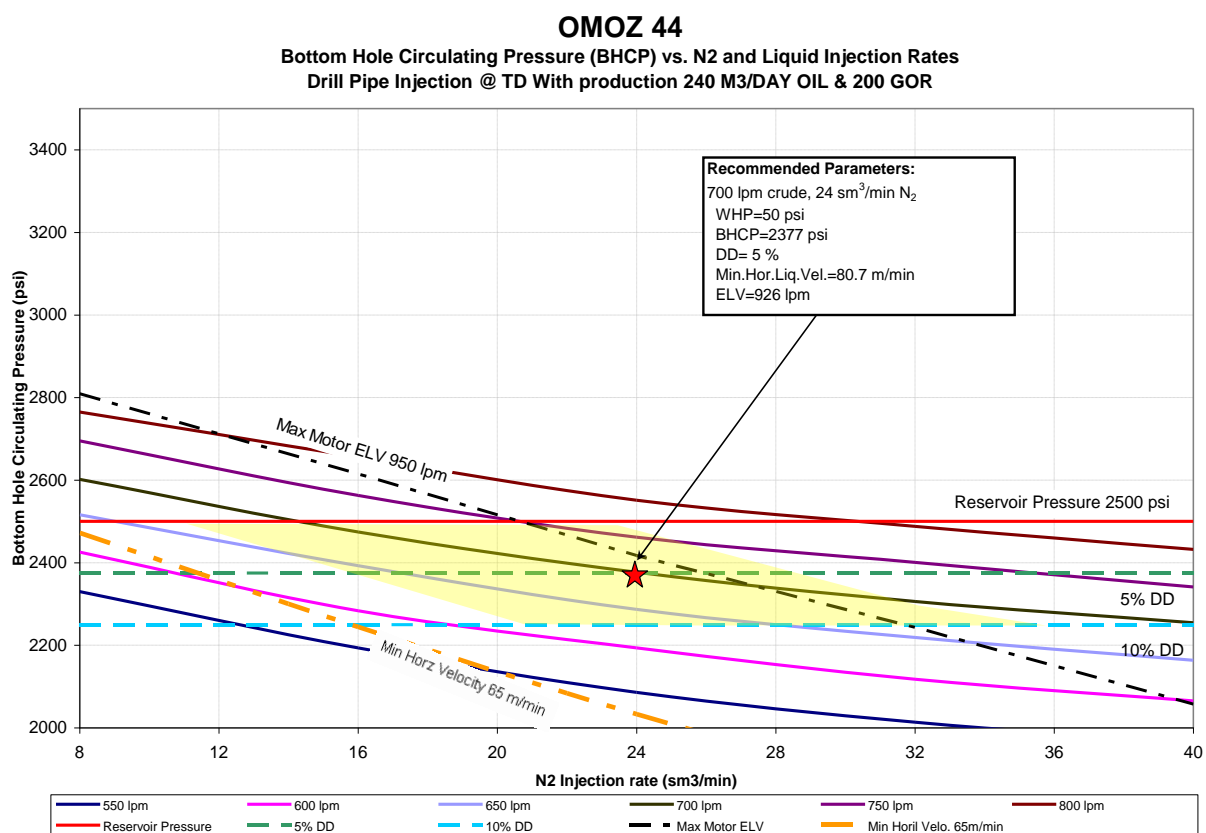


Figure VI.6 : Fenêtre de fonctionnement de l'UBD - DPI (avec production) - WHP 50 psi

VI.4.5. Nettoyage du trou

Un critère bien accepté, utilisé dans les opérations de forage en underbalance pour assurer le nettoyage de trou d'un système multiphase, est le "critère des vitesses minimales du liquide" présenté dans le tableau ci-dessous.

Trajectoire de puits	Liquide Vélocities	
	OBM	WBM
Horizontal	65 m/min	55 m/min
Vertical	55 m/min	45 m/min

Tableau VI.5 : Critères de vitesse minimale du liquide

Le cas de "non-production" est souvent appelé le "pire scénario" pour le nettoyage des trous dans les opérations UBD. Cela s'explique par le fait que toute production rencontrée augmente le débit dans le puits de forage et, par conséquent, la vitesse annulaire. Dans un puits à GOR élevé, on peut s'attendre à ce que le gaz augmente de manière significative la vitesse annulaire dans la géométrie du puits de forage et améliore ainsi le nettoyage de trou. Pour cette raison, aucune modélisation n'a été effectuée pour examiner le nettoyage de trou après la mise en production.

Sur la base de l'expérience acquise lors du forage de puits en underbalance dans le champ de Hassi Messaoud, des charges très visqueuses sont pompées et mises en circulation avant d'effectuer les raccordements afin de s'assurer que les débris sont éliminés efficacement.

Le cas suivant (Injection par tige de forage) a été modélisé pour confirmer un bon nettoyage de trou.

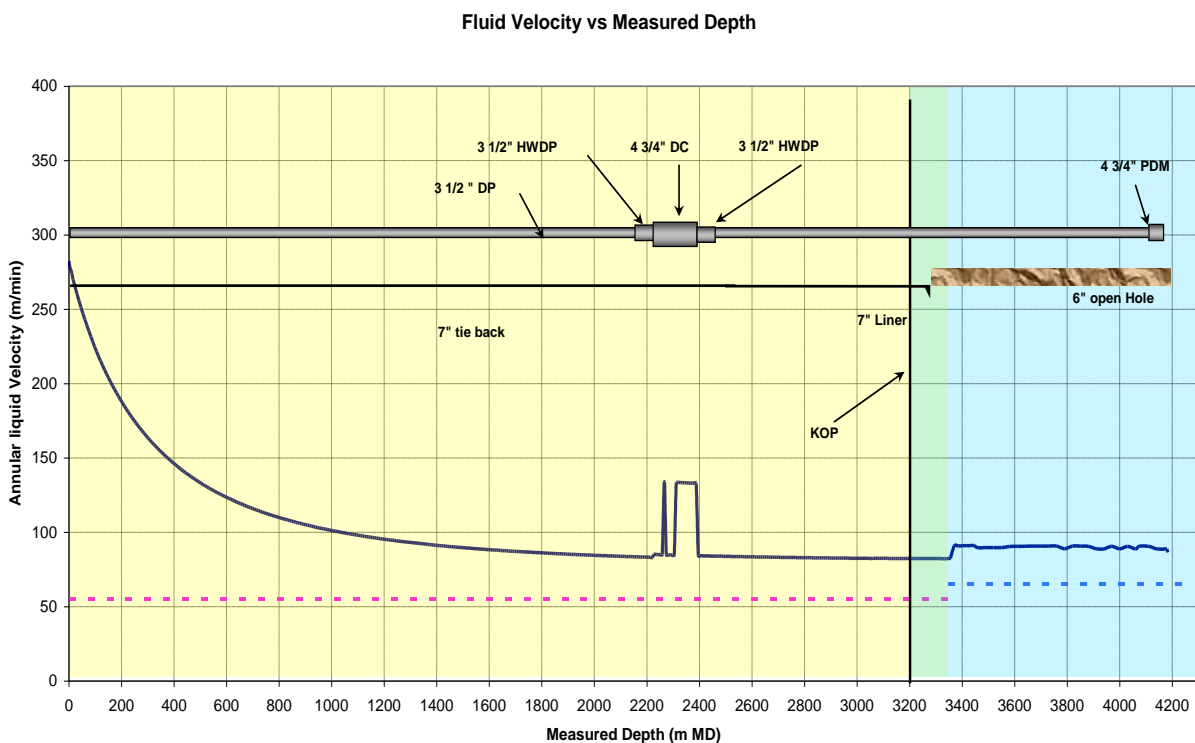


Figure VI.7 : Vitesse du fluide en fonction de la profondeur mesurée (DPI 650 lpm brut et 33

$$Sm^3/min N^2$$

La figure VI.7 représente les changements dans les vitesses des liquides lorsque les fluides de retour rencontrent les différentes géométries du puits. Comme le montre le graphique, la vitesse est supérieure aux seuils minimaux acceptables pour un nettoyage adéquat du trou.

VI.4.6. Performance du moteur

Le trou de 6" sera foré avec un moteur à déplacement positif de 4 ¾" de diamètre extérieur. La plage opérationnelle acceptable de l'UBD a été conçue en tenant compte des débits équivalents minimum et maximum du moteur de fond de trou du moteur sélectionné. D'après l'étude d'ingénierie préliminaire réalisée, les résultats de la modélisation indiquent que des taux d'injection allant de 600 lpm à 950 lpm de brut sont prévus pour créer les BHCP nécessaires au forage en UB.

VI.4.7. Exigences en matière de sondage

Pendant les opérations de forage en UB, les exigences de base en matière de diagraphie comprennent les outils de pression pendant le forage (PWD) et de mesure pendant le forage (MWD) pour fournir en temps réel la pression de circulation du fond du puits, les rayons gamma et les données directionnelles nécessaires à l'orientation. Sonatrach spécifiera tout outil supplémentaire de diagraphie en cours de forage (LWD) requis si nécessaire. La société MWD/LWD fournira les outils de fond de puits avec les accessoires appropriés pour les besoins du contrôle directionnel de ce puits.

VI.4.8. Système d'acquisition de données

Le système d'acquisition de données DataPro™ de Weatherford est un système d'acquisition de données éprouvé dans l'industrie et utilisé dans le monde entier. Le système d'acquisition de données CPD est compatible avec tous les autres systèmes d'acquisition de données et peut être utilisé pour acquérir, stocker et afficher les données fournies par la plupart des sociétés de diagraphie.

La figure VI.8 ci-dessous illustre six courbes de type PIWD et les porosités de formation associées qui sont reflétées par les courbes.

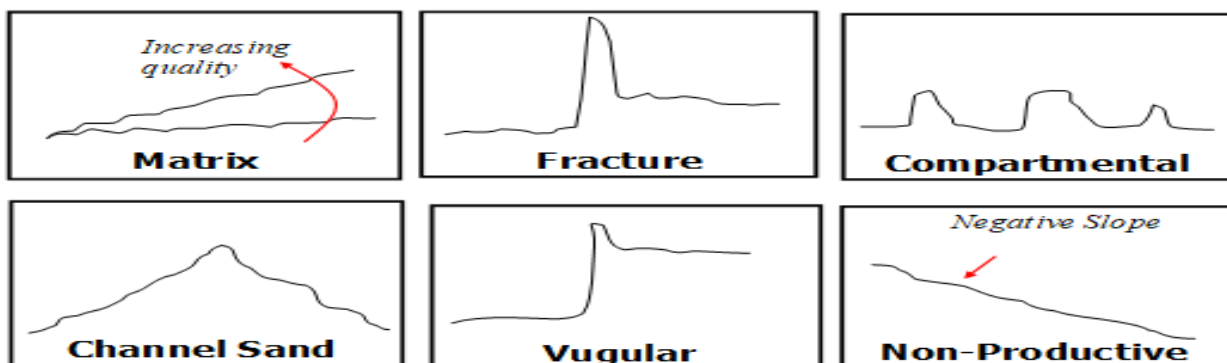


Figure VI.6 : Différentes courbes PIWD

Paramètres		
WEATHERFORD	MUD LOGGERS	MWD
Taux d'injection de liquide	Pression de Standpipe	Pression de fond
Taux d'injection de gaz	Profondeur d'outil	Température de fond
Pression d'injection du gaz	Longueur Total	
Pression d'entrée du Choke	TVD	
Température d'entrée du Choke	ROP	
Pression du séparateur	Coups de pompe	
Température du séparateur	Taux d'injection de liquide	
Débit de gaz du séparateur	Charge du crochet	
Taux de fluide de transmission	WOB	
Indicateurs de niveau de réservoir	RPM	
Exportation de fluides	Torque	
Pression de la tête de puits		
Pression de Choke		

Tableau VI.6 : Données acquises par les opérations de l'UBD

VI.4.9. Indice de productivité pendant le forage

Afin de caractériser la productivité du réservoir et la performance relative de chaque élément productif, l'indice de productivité en cours de forage (PIWD) sera calculé tout au long de l'opération de forage en UB.

$$PIWD \left[m^3 / day / kPa \right] = \frac{\text{Oil Inflow Rate} \left[m^3 / day \right]}{P_{res} \left[kPa \right] - \left(\frac{P_{toe} \left[kPa \right] + P_{heel} \left[kPa \right]}{2} \right)}$$

Les points de données PIWD doivent être collectés aussi souvent que possible pendant le forage en UBD, même à la même profondeur si aucun nouveau trou n'a été foré et que le puits a été alimenté pendant un certain temps, afin de caractériser le comportement d'épuisement de la production à ras bord.

Pour chaque point de données PIWD, le système de circulation doit être aussi stable que possible. La pression de talon doit être obtenue à partir d'un modèle d'écoulement et doit être le premier point de production d'hydrocarbures le long de la section horizontale.

VI.4.10. Matrice de contrôle du débit

Pour assurer la continuité et la sécurité des opérations de forage, il faut déterminer des pressions de tête de puits et des débits de liquide et de gaz de retour gérables. La matrice de contrôle des flux définit ces paramètres pour les opérations de forage.

Une approche basée sur le risque est requise pour la conception de la matrice de contrôle des flux et doit être basée sur :

- La capacité d'écoulement maximale du système de séparation en surface prise en compte dans la sécurité.

- la pression nominale de l'équipement de contrôle du débit, tel que la vanne ESD, le collecteur de l'étrangleur UBD et les conduites d'écoulement primaires

- Les taux d'érosion des lignes d'écoulement de surface et des collecteurs.

- l'optimisation de l'intervalle de service du déviateur rotatif.

Notes sur la conception critique pour la sécurité :

- Dérivateur rotatif : Weatherford 7100, dynamique = 2 500 psi, statique = 5 000 psi

- Séparation de surface : Taux de liquide maximum (séparateur) = 40 000 bbl/d

- Débit de gaz : Débit de gaz maximum (érosion de la ligne d'écoulement) = 40 MMscfd (mètres cubes standard par jour)

La matrice de contrôle du débit établit les actions de contrôle du débit en fonction du débit des fluides et de la pression de la tête de puits. La couleur indique le niveau de risque de l'évaluation des dangers. Les zones d'ajustement (zones jaunes) sont établies pour permettre un temps de réaction sûr afin de ramener les opérations à un état vert. Les zones ombrées en rouge indiquent les événements de contrôle du puits.

		PRESSION D'ÉCOULEMENT DE LA TÊTE DE PUIITS		
		0 – 1,250 psi	1,250 – 2,250 psi	+ 2,250 psi
TAUX D'ÉCOULEMENT	0 – 24,000 bbls/day	Manageable	Régler le système pour augmenter le BHP : - Augmenter le taux d'injection de liquide - Diminuer la backpression de surface	Shut-in on rig's BOP.
	24–36,000 bbls/day	Augmenter le BHP : - Augmenter le taux d'injection de liquide - Diminuer le taux de gaz - Augmenter la backpression de surface	Régler le système pour augmenter le BHP : - Augmenter le taux d'injection de liquide - Diminuer le taux d'injection de gaz	Shut-in on rig's BOP.
	+36,000 bbls/day	Shut-in on rig's BOP.	Shut-in on rig's BOP.	Shut-in on rig's BOP.

Tableau VI.7 : Matrice de contrôle du débit (entrée de liquide)

		PRESSION D'ÉCOULEMENT DE LA TÊTE DE PUIITS		
		0 – 1,250 psi	1,250 – 2,250 psi	+ 2,250 psi
TAUX D'ÉCOULEMENT	0 – 24,000 bbls/day	Manageable	Régler le système pour augmenter le BHP : - Augmenter le taux d'injection de liquide - Diminuer la backpressure de surface	Shut-in on rig's BOP.
	24–36,000 bbls/day	Augmenter le BHP : - Augmenter le taux d'injection de liquide - Diminuer le taux de gaz - Augmenter la backpressure de surface	Régler le système pour augmenter le BHP : - Augmenter le taux d'injection de liquide - Diminuer le taux d'injection de gaz	Shut-in on rig's BOP.
	+ 36,000 bbls/day	Shut-in on rig's BOP.	Shut-in on rig's BOP.	Shut-in on rig's BOP.

Tableau VI.8 : Matrice de contrôle du débit (entrée de gaz)

Les paramètres de conception de la matrice de contrôle des flux sont les suivants :

- a. Les pressions maximales de fonctionnement en surface sur l'axe des x sont spécifiées comme suit :

- **GREEN LIGHT** : 50 % de la valeur la plus faible entre la valeur nominale dynamique de l'inverseur rotatif, la valeur nominale du collecteur d'étranglement en underbalance ou la pression de service maximale de la conduite d'écoulement primaire.

- **YELLOW LIGHT** : 50 % à 90 % de la valeur la plus faible entre la valeur nominale dynamique du déviateur rotatif, la valeur nominale du collecteur d'étranglement à balourd ou la pression de service maximale de la ligne d'écoulement primaire.

- **RED LIGHT** : Au-dessus de 90%, il s'agit d'un événement de contrôle de puits.

- b. Les débits maximums de fluide de fonctionnement sur l'axe des ordonnées sont les suivants :

- **GREEN LIGHT** : jusqu'à 60 % de la capacité de débit liquide maximale du système de séparation de surface ou de la limite d'érosion supérieure des lignes d'écoulement de surface et des collecteurs.

- **YELLOW LIGHT** : 60 % à 90 % de la capacité maximale de débit de fluide du système de séparation de surface ou de la limite supérieure d'érosion des lignes de débit de surface et des collecteurs.

- **RED LIGHT** : Au-dessus de 90%, il s'agit d'un événement de contrôle du puits.

VI.4.11. Gestion de l'érosion des équipements de surface

Le processus d'érosion est variable et il est très difficile de développer des recommandations définitives de meilleures pratiques qui s'appliqueront à l'équipement de ligne d'écoulement de surface dans des conditions d'exploitation de forage en underbalance. Il existe de nombreux mécanismes d'érosion et facteurs qui les influencent.

Les mécanismes potentiels qui pourraient causer des dommages importants dus à l'érosion sont les suivants :

- L'érosion particulaire
- Érosion par gouttelettes de liquide
- Érosion-corrosion
- Cavitations

Il est généralement admis que les particules (débris de coupe) sont la source la plus courante de problèmes d'érosion dans les opérations UBD. Cependant, tous les autres mécanismes sont tout aussi agressifs dans les bonnes conditions. Indépendamment du mécanisme d'érosion, les parties les plus vulnérables des systèmes de processus d'écoulement UBD ont tendance à être des composants dans lesquels :

- La direction du flux change soudainement (turbulence)
- Des vitesses d'écoulement élevées se produisent en raison de débits volumétriques élevés.
- Des vitesses d'écoulement élevées sont dues à des restrictions de débit.

Les composants et les canalisations en amont des séparateurs primaires transportent des mélanges multiphasiques de gaz, de liquide et de débris. Par conséquent, ces composants sont plus susceptibles de souffrir d'érosion particulaire, de corrosion par érosion et d'érosion par gouttelettes.

La vulnérabilité de certains composants à l'érosion dépend fortement de leur conception et des conditions d'exploitation. Dans les opérations d'UBD, voici une liste des composants les plus vulnérables à l'érosion .

- Chokes
- Les rétrécissements soudains

- Vannes partiellement fermées, clapets anti-retour et vannes qui ne sont pas à passage intégral.

- Coudes ou virages
- Intrusions de soudures et inadéquation de l'alésage des tiges au niveau des brides.
- Tee de aveugles
- Tuyaux droits en aval et à proximité des coudes

L'érosion est reconnue depuis longtemps comme une source potentielle de problèmes dans les opérations d'UBD. La nature variable et la complexité du processus d'érosion font qu'il est impossible de l'éliminer complètement. Cependant, des procédures, des pratiques et des mesures de sécurité peuvent être mises en place pour aider à identifier les composants et réduire les facteurs qui exacerbent le problème. Un aspect important de la gestion de l'érosion consiste à établir l'ampleur du problème et, par conséquent, la quantité d'efforts nécessaires pour éviter les défaillances et protéger ainsi le personnel et l'équipement.

Le taux d'érosion des particules dépend fortement de la vitesse d'impact des particules. Il est généralement admis que le taux d'érosion est proportionnel à la vitesse d'impact des particules élevée à une puissance. La taille, la forme et la dureté des particules (géologie du réservoir) sont des facteurs.

Un certain nombre de mesures/procédures peuvent être prises pour surveiller et éviter l'érosion :

A- Réduction des taux de production : La réduction du taux de production réduit la vitesse d'écoulement dans la conduite d'écoulement.

B- Conception de la ligne d'écoulement : Les lignes d'écoulement doivent être conçues pour minimiser les vitesses d'écoulement et éviter les changements soudains de direction de l'écoulement. L'utilisation de vannes à passage intégral et de tés aveugles à la place des coudes peut également réduire les problèmes d'érosion. La distance entre les coudes doit être d'au moins 10 diamètres internes pour permettre à l'écoulement de se "redresser" avant le prochain virage.

C- Réduction du slugging : Les flux de slugging peuvent être particulièrement dommageables en générant des vitesses périodiquement élevées qui peuvent augmenter significativement le taux d'érosion. L'application d'une contre-pression pendant les connexions atténue les effets du slugging.

D- Utilisation des tiges à parois épaisses pour augmenter la durée de vie des canalisations : Cependant, il faut être prudent car l'augmentation de l'épaisseur de la paroi réduit l'alésage du tuyau, ce qui augmente les vitesses d'écoulement et le taux d'érosion, en particulier avec les lignes d'écoulement à petit alésage.

E- Des "tés cibles" spécialement conçus : utilisés dans lesquels la branche morte du té comprend une couche de matériau mou (généralement du plomb) qui absorbe l'énergie des impacts de particules.

F- Pomper du liquide : la pratique consistant à pomper du liquide dans la ligne d'écoulement de surface après la tête de contrôle rotative peut réduire le taux d'érosion de manière significative.

G- Conception des taux d'injection : L'utilisation de taux d'injection de liquide plus élevés permet de réduire le taux d'érosion de manière significative.

H- Faire fonctionner le séparateur primaire à une contre-pression plus élevée : cela réduit la vitesse en induisant des chutes de pression plus faibles dans les lignes d'écoulement. En règle générale, augmenter la pression d'un facteur 2 réduit l'érosion d'un facteur 4.

I- Surveillance de l'érosion : ceci peut être réalisé en utilisant les tests ultrasoniques disponibles dans les endroits probables.

J- Concentration de solides dans la phase liquide : En général, plus la concentration de solides dans la phase liquide est élevée, plus l'érosion est importante (c'est-à-dire que plus le ROP est élevé, plus le taux d'érosion est important).

IV.4.12 Systèmes de décapage

Weatherford applique une politique anti-fuite en ce qui concerne la maintenance des éléments de déviation rotatifs. À ce titre, une matrice de remplacement préventif a été développée afin de permettre le remplacement en toute sécurité des éléments de déviation avant leur défaillance.

La matrice suivante définit les limites de dégagement recommandées pour le forage en UB et le déclenchement avec une tige de forage jointive, en bon état et avec un marquage dur minimal, à travers un déviateur rotatif passif :

	WHP < 10% de la valeur nominale dynamique	WHP compris entre 10% et 40% de la valeur nominale dynamique	WHP compris entre 40% et 70% de la cote dynamique	Gamme WHP > 70% de la valeur nominale dynamique
Longueur maximale autorisée pour les tiges (mètres)	3,655	2,435	1,525	610
Durée maximale de fonctionnement admissible (heures de rotation)	600	500	200	150

Tableau VI.9 : Limites de décapage recommandées

La durée de vie de l'élément consommé doit être calculée sur la base d'une moyenne pondérée du temps ou des mètres décapés et de la pression en tête de puits. Pour un exemple de calcul pour un déviateur rotatif, avec une cote dynamique de 2500 psi, voir le tableau VI.10 :

Pression		Mètres Stripped	Calculation	Durée de vie résiduelle
345 kPa	50 psi	365	$365/3,655 = 10\%$	$100\% - 10\% = 90\%$
6,205 kPa	900 psi	485	$485/2,435 = 20\%$	$90\% - 20\% = 70\%$
9,650 kPa	1,400 psi	610	$610/1,525 = 40\%$	$70\% - 40\% = 30\%$
13,100 kPa	1,900 psi	180	$180/610 = 30\%$	$30\% - 30\% = 0\%$

Tableau VI.10 : Exemple de calcul de la durée de vie résiduelle d'un DRC

VI.5 Considérations particulières

VI.5.1 QHSE

Le département QHSE de Weatherford UBS, en liaison avec le département QHSE de Sonatrach, traitera toutes les questions QHSE associées à la phase de forage en UB du puits Hassi Messaoud. Weatherford considère que la sécurité est d'une importance primordiale. L'identification des processus Hazid et Hazop sera effectuée avant les opérations de forage en UB. La sécurité du personnel sur le site, le camp de forage et pendant le transport depuis et vers le site doit être incluse dans le plan de sécurité de Sonatrach.

VI.5.2 Configuration de la tête de puits

Weatherford n'a pas l'intention de modifier la tête de puits actuelle pour effectuer des opérations de UBD. La conception conforme à Sonatrach sera conservée.

VI.5.3 Exigences relatives aux tiges de forage

Il est fortement recommandé que les tiges de forage aient un minimum de bandes dures et de rainures d'identification. Le rechargement et les rainures d'identification réduisent la durée de vie de l'élément d'étanchéité de la tête de commande rotative.

VI.5.4 Produits chimique

Des produits chimiques peuvent être utilisés pour atténuer la corrosion et désémulsifier (en cas d'afflux d'eau). Ce point sera discuté avec l'ingénieur chargé des fluides avant les opérations de forage en UBD et des plans d'urgence appropriés seront mis en place. Les points d'injection des différents produits chimiques seront situés au niveau du collecteur de l'UBD. L'ajout d'autres produits chimiques sera laissé à la discrétion de l'ingénieur des boues et de Sonatrach.

VI.5.5 Conduite supérieure

En fonction de la plate-forme utilisée pour forer les puits de Hassi Messaoud, un top drive ou un kelly pourra être utilisé. L'utilisation d'un top drive améliorera considérablement les opérations de forage en UB sur ce puits en :

- Éliminant les deux tiers des connexions, en forant avec des supports triples ; réduisant le temps de nettoyage des trous pour les raccords.
- Le maintien de l'orientation directionnelle jusqu'à 30 m.
- Réduire le temps de sondage et améliorer le contrôle directionnel.
- Forage continu de sections horizontales de 30 m, permettant ainsi une stabilité et une caractérisation précise des réservoirs.
- Permet d'améliorer l'efficacité du forage en UB.
- Tripping : ramez et circulez sur les trips en quelques minutes - avec des supports.
- Circulation et rotation pendant le déclenchement des sections horizontales en cas de problèmes dans le trou.
- Amélioration de la sécurité de la manipulation des tubes.
- Amélioration du temps de réponse du contrôle du puits.

Les top drives prolongeront sans aucun doute la durée de vie des éléments d'étanchéité des RCD et amélioreront donc la QHSE des opérations UBD.

VI.5.6 Instabilité du trou de forage (formation D1)

La présence de nombreuses cassures de schiste a été bien documentée depuis de nombreuses années. Ces ruptures de schiste sont omniprésentes sur le terrain et, bien que leur fréquence d'apparition puisse être prévue et qu'elles aient été cartographiées, leur emplacement exact ne peut être prédit. Même la capacité de prévoir la fréquence d'apparition n'est d'aucune utilité à ce stade, puisque les puits concernés n'ont pas encore été identifiés. Ces cassures ou lentilles de schiste sont désignées dans la littérature comme des schistes, des argiles et des siltstones, et leur épaisseur serait généralement inférieure à un mètre. Lorsque ces lentilles sont forées en UBD, elles sont plus susceptibles de se déformer plastiquement ou de s'affaisser que lorsqu'elles sont forées en OBD, surtout si elles sont plus épaisses que la moyenne. Plus le BHCP est faible, plus le problème risque d'être grave. Le calcul du degré de déséquilibre du puits de forage est généralement basé sur la différence entre la pression actuelle de la formation et la pression dans le trou de forage. Cette méthode est précise lorsqu'on fore une formation perméable comme le grès. Cependant, les schistes, étant relativement imperméables, doivent être considérés comme contenant la pression du réservoir d'origine.

La présence de nombreuses cassures de schiste, situées de manière aléatoire, présente un risque d'instabilité du trou de forage lorsqu'elles sont forées de manière déséquilibrée. Plus la pression de circulation du fond du puits est faible, plus le risque d'instabilité du trou de forage est élevé.

Les fluctuations de la pression de circulation de fond doivent être contrôlées afin de réduire l'effet de traction et de poussée sur la formation causée par ces fluctuations. Plus le BHCP est stable, plus le risque d'instabilité du trou de forage est faible.

Une autre approche qui peut être adoptée pour minimiser l'effet de l'instabilité du trou de forage, en plus du contrôle des oscillations de la pression du fond du trou, est de concevoir soigneusement la direction de la section horizontale (azimut). La direction horizontale doit être conçue en fonction de la magnitude et de la direction des contraintes horizontales minimales et maximales in situ et de leurs relations avec la valeur des morts-terrains. Si la contrainte horizontale maximale est inférieure à la contrainte verticale ou à celle des morts-terrains, le puits doit être orienté dans la direction de la contrainte horizontale minimale. Cependant, si la contrainte horizontale maximale est supérieure à la contrainte verticale ou à celle des morts-terrains, le puits doit être orienté dans la direction de la contrainte horizontale maximale.

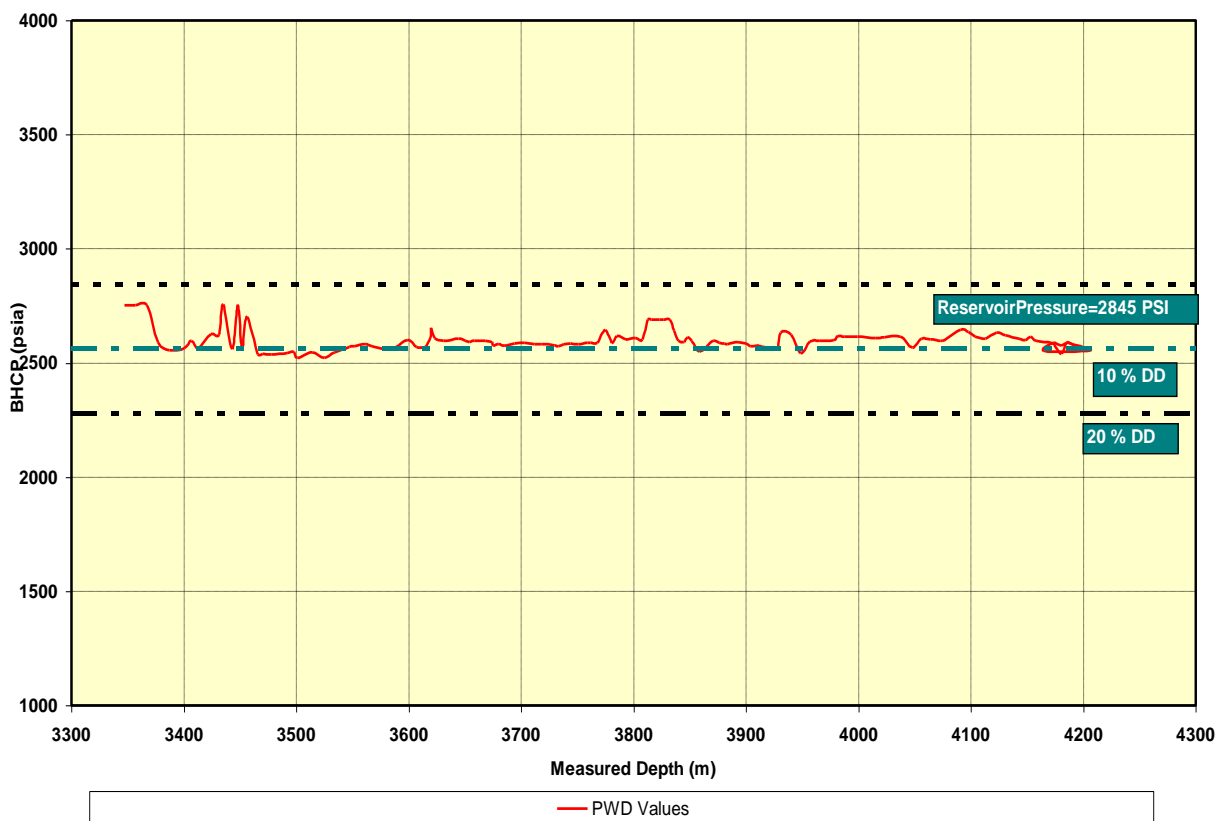


Figure VI.7 : BHCP en fonction de la profondeur mesurée.

La figure VI.9 montre un puits typique foré en UBD, qui est un bon exemple de contrôle du BHCP lors du forage avec injection de N₂. La quantité de pics de pression est peu fréquente et l'amplitude des pics est également faible, ce qui garantit qu'une contrainte minimale est appliquée à la formation.

En général, un rabattement de 5 à 10 % est appliqué lors du forage UBD dans les réservoirs du champ de Hassi Messaud. Pour minimiser tout risque d'effondrement, la quantité maximale de rabattement acceptable pour forer le D1 devrait être de 10% (et jamais plus de 1000 psi de différence entre la pression réelle du réservoir et la BHP pendant l'évaluation du débit). Un compte rendu précis de la pression du réservoir sera nécessaire une fois que le forage aura commencé. Après le forage de 50 m de la formation, un test de montée en pression devra être effectué pour vérifier que la quantité correcte de rabattement est appliquée.

CONCLUSION

Ce programme de forage en UB décrit les processus, l'équipement, le personnel, les procédures et les opérations nécessaires à l'application de la technologie de l'UB pour le forage, la diaggraphie et l'achèvement du puits horizontal.

Le forage en UB nécessite l'intégration de divers services et équipements. Tous les aspects de l'opération doivent être organisés de manière coopérative afin d'accroître la réussite et la productivité du projet. Des services distincts et très spécialisés doivent être intégrés pour former une entité opérationnelle cohérente.

L'unique raison du l'emploi du l'UBD, ou tout autre technologie, est de génère des profits. Comme l'UBD engendre des coûts additionnels comme l'engineering et la location du matériel, le gain dû à cette technologie doit compenser les dépenses en plus.

La technique underbalanced drilling UBD est la meilleure solution pour résoudre plusieurs problèmes de Forage en overbalance OBD.

Dans le coté économique la technique de l'UB besoin plus de matériel spécifique et études complexe. Mais elle est considérée comme une source de profits ses profits sont représentées comme suite :

- Réduire les coûts de forage en augmentant le ROP et la durée de vie de l'outil
- Eliminer les fluides de forage
- Réduire les charges dû à la stimulation
- Réduire les différents NPT
- Accélérer le temps de livraison d'un puits
- Production pendant le forage
- Augmenter le taux de récupération du réservoir

Dans certains cas des puits déplétiés, L'UBD est l'unique moyen disponible pour forer le réservoir.

RECOMMANDATIONS

La solution proposée est de forer cette section (vue en pratique) en utilisant l'injection par tige de forage (DPI) avec un rabattement minimal de la pression de fond de trou de 5 à 10 % (sans jamais créer un rabattement de plus de 1000 psi).

Compte tenu de la pression et de la profondeur du réservoir, un système de fluide gazéifié est nécessaire pour obtenir un abaissement contrôlé de la pression au fond du trou, ce qui permet d'obtenir des conditions de forage stables en UB.

La technique de forage en UB est un technique compliqué donc la formation des personnels est indispensable.

Lors de la réalisation de forage en UB il faut assurer un beau nettoyage. Du puits chaque instant pour éviter le problème de coincement.

Suivi rigoureux des paramètres de forage et de leurs interprétations en temps réel est primordial

Au cours de forage par la méthode en UB plusieurs problèmes potentiels peut se produire sur chantier donc il faut prendre les précautions et de prudence.

La réalisation de forage UBD a besoin équipements spécifiques e parfois sensible Ce qui nécessite des main-d'oeuvre qualifiée et aussi experte.

References bibliographiques

1. *O.BB. ennion and F.B. Thomas;(1994). Hycal Energy Research Laboratories Ltd/ SPE 27352 Underbalanced Drilling of Horizontal Wells: Does It Really Eliminate Formation Damage?*
 2. *(1995). underbalanced drilling overview/Application in Canada.*
 3. *F.B. Thomas, D.B. Bennion;(1996). Underbalanced Drilling Hycal Energy Research Laboratories.*
 4. *(2002), Introduction to Underbalanced Drilling Leading Edge Advantage International.*
 5. *BAGUENANE Boussad Norman ;(2004). University of OKLAHOMA graduate college The Role of Underbalanced Drilling on Production Process submitted to the graduate faculty Special Study, Oklahoma.*
 6. *J.Paul Szezuka ;(2005).ENSPM -Forage dirigé Ingénierie et méthodes.*
 7. *Ahmed R Al-Bajalan;(2005). Planning UBD in Horizontal Well to Minimize Formation Damage Iraq-Erbil-Koya – Koya technical Institute, Iraq Al-Bajalan AR.*
 8. *Steve Nas ;(2006). Introduction to underbalanced drilling Underbalanced Control Prepared by: Asia Pacific Regional Engineering Manager Weatherford Underbalanced Systems.*
 9. *Jim Hughes;(2007). Underbalanced Horizontal Drilling: Could it be the Ultimate Completion Technique? SunStone Technologies.*
 10. *jl. Raya;(2008). drilling practice with aerated drilling fluid: indonesian and icelandic geothermal fields; pertamina geothermal energy – kamojang field*
 11. *Haghshenas, Amir Paknejad /Abdullah AI-Yami, Jim Hughes, Jerome Schubert ;(2009). Underbalanced Drilling Limits and Extremes Editors. Gulf Publishing Company, Houston, Texas.*
 12. *(2011). UNDERBALANCED DRILLING PROGRAM OMOZ 44 Horizontal D1 Formation Hassi Messaoud Field, Sonatrach*
 13. *R. Khelil ;(2012). Algerian Petroleum Institute IAP spa forage en UBD.*
 14. *Histoire d'une révolution industrielle ; (Décembre 2012). Le virage à 90°forage horizontal.*
 15. *Malek BEN HAMIDA ;(2013). Thèse-Analyse et validation du comportement directionnel des outils de forage couplés aux systèmes de forage dirigé.*
 16. *J. MarshallL.; (2013). Article Underbalanced Drilling: Can it Solve the Economic, Environmental and Regulatory Taking Problems Associated with Fracking?*
 17. *Jostein. Råen; (2014). Managing pressure during under balanced drilling*
 18. *W. Lynn Watney;(2015). Horizontal Drilling – Technology Review, Current Applications, and Its Future in Developing Kansas' Petroleum Resources*
 19. *(2018). Practical Underbalanced Drilling and Workover Petroleum Extension-The University of Texas at Austin.*
 20. *M. Rafiqul Islam; M. Enamul Hossain. ;(2021). Drilling engineering Towards Achieving Total Sustainability Gulf Professional Publishing Elsevier.*
-