

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures, des Energies renouvelables et des Sciences de la terre et l'univers
Département de forage et MCP



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et technologies

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage

Présenté par :

- KABAZ Abderrahmane
- KADRI Fouaz
- TAIBI Elhadj Ahmed

Thème

**Problème de perte au niveau de réservoir
DEVONIEN F3 dans le champ d'ALRAR, cas
de puits AL-17Bis en UBD**

Soutenue publiquement

Le : 31/05/2018

Devant le jury :

M. DOBBI Abdelmajid	M.A.A	Président de jury	UKM Ouargla
M. ABIDI SAAD Aissa	M.C.A	Examineur	UKM Ouargla
M. KHELIFA Cherif	M.A.A	Encadreur	UKM Ouargla

Année universitaire : 2017/2018

Remerciements

*Nous tenons à remercier en premier lieu DIEU, le tout puissant
qui a fait que ce travail soit terminé*

*Nous tenons à remercier du fond du cœur nos familles KABAZ,
KADRI et TAIBI, surtout nos parents pour leur soutien
indéfectible,*

*En achevant ce modeste travail, nous remercions
vivement notre promoteur chargé du suivie notre travail :
Monsieur KHELIFA Cherif,
Pour ses encouragements, ses conseils et sa disponibilité.*

*Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants
de la faculté des hydrocarbures pour leurs aides et orientations
durant notre formation,*

*Un grand merci pour nos collègues d'étude pour leur aide, et
enrichissement*

*Enfin, on ne pouvait pas mentionner tous ceux qui ont contribué
de près ou de loin à l'élaboration de ce travail, que tous ceux qui
nous ont aidé d'un simple encouragement trouvent ici
l'expression de nos reconnaissances les plus sincères*

Dédicace

Ce travail est en mémoire du frère de notre collègue Fouaz, le capitaine Kadri Walid, martyr du devoir national, que Dieu le repose de sa pitié et demeure dans son paradis

On dédiees ce travail à :

Nos parents et familles qui nous ont soutenu tous le long de cycle pédagogique, pour leurs amours, leurs encouragements, soutiens et sacrifices, et en premier lieu la mère, l'ante et son mari Youcef de notre collègue Abderrahmane

A tous l'ensemble de l'université de Kasdi Merbah Ouargla et surtout de la faculté des hydrocarbures

Nos amies et collègues:

Oulhi Abdalwahab, Djaijae Ilyas, Bouguendouz Ahmed, Dhif Walid, Lesbat Younes, Boughrara Houseme, Oucief Hamza, Gridi Ridha, Karrache Lamine, Kadouche Hichem, Guermit Mouad, Amar Anouar, Yesli Salem, Lakhidari Ahmed, Boualague Abdassalam, Bousalem Alaeddine, Saleh Billy, Guenaoui Ali Seifeddine,

Ce travail est à l'honneur de toute la famille de « Petroleum Club Ouargla » et ses vrais membres

À ceux qu'on aime le plus dans nos vies.

SOMMAIRE

Remerciement

Dédicace

Liste des Figure

Liste de tableaux

Liste des abréviations

Introduction

Chapitre I : La technologie de forage en underbalance

I. Généralités sur le forage en Underbalance.....	04
I.1. Définition.....	04
I.2. Historique du forage en underbalance.....	04
I.3. Principe de forage en underbalance.....	05
I.4. Les avantages et les inconvénients de forage en underbalance.....	06
I.4.1. Les avantages de l'UBD.....	07
I.4.2. Les Inconvénients du Forage en Underbalance.....	07
I.5. Sélection d'un puits candidat pour le forage en underbalance.....	08
II. Les techniques de forage en underbalance.....	09
II.1. La sélection de fluide de forage en underbalance.....	10
II.2. Les systèmes de fluide de forage en UBD	10
II.2.1. Fluides gazeux	10
II.2.2. Systèmes de Mist.....	11
II.2.3. Systèmes de mousse.....	11
II.2.4. Systèmes gazéifiés.....	12
II.2.5. Fluides monophasés.....	13
II.3. Les méthodes d'injection de gaz.....	14
II.3.1. Injection à l'intérieur des tiges de forage.....	14
II.3.2. Injection par l'espace l'annulaire.....	14
II.3.2.1. Technique d'injection à tubage concentrique (casing injection).....	15
II.3.2.2. Technique d'injection parasite (parasite string).....	15
III. Les équipements de l'UBD et complétion.....	16
III.1. Les équipements de surface.....	17
III.1.1. Equipements de production de nitrogène.....	17
III.1.1.1. Compresseurs.....	17

Sommaire

III.1.1.2. Refroidisseur (Air Cooler).....	18
III.1.1.3. Unité de production de Nitrogène NPU.....	18
III.1.1.4. Booster.....	19
III.1.2. Dispositif de contrôle rotatif RCD.....	19
III.1.3. Equipements de séparation.....	20
III.1.3.1. Vanne ESD (Emergency Shut Down).....	20
III.1.3.2. Module d'échantillonnage géologique.....	21
III.1.3.3. Manifold des Duses.....	21
III.1.3.4. Les séparateur.....	21
III.1.3.5. Pompes de transfert.....	23
III.1.3.6. Equipement de récupération.....	23
III.1.4. Éléments de sécurité.....	23
III.2. Drill String et les équipements de fond.....	24
III.2.1. Pressure While Drilling (PWD).....	24
III.2.2. Outils MWD électromagnétiques (EMWD).....	24
III.2.3. Les vannes anti-retours NRV.....	25
III.2.4. Les vannes annulaires du fond de trou.....	25
III.2.4.1. Casing isolation valve (CIV).....	25
III.2.4.2. Downhole Deployment Valve (DDV).....	25
III.2.5. Conception des tiges de forage (Drill String).....	27
III.3. La complétion.....	27

Chapitre II : Synthèse bibliographique

Introduction.....	30
II. Aperçue des études antérieurs.....	30

Chapitre III : Généralité et traitement des pertes de circulation

I. Introduction.....	35
II. Les principaux types des pertes.....	35
II.1. Pertes partielles.....	35
II.2. Pertes totales.....	35
III. Caractéristiques permettant d'identifier les zones de pertes de circulation.....	35
III.1. Les formations non consolidées ou perméables.....	36
III.2. Les formations fracturées naturellement.....	37
III.3. Les formations avec fracture induite.....	37
III.4. Les formations cavernueuses.....	38

Sommaire

IV. La nature des pertes.....	38
IV.1. Pertes naturelles.....	38
IV.2. Perte par craquage.....	39
IV.3. Pertes par filtration.....	39
V. Causes des pertes.....	39
V.1. Causes liées aux les caractéristiques de la formation.....	39
V.2. Causes liées à la boue de forage.....	39
V.3. Causes diverses.....	39
VI. Conséquences des pertes de circulation.....	39
VII. Traitement des pertes en cours de forage.....	40
VII.1. Agents de colmatage dans la boue de forage.....	40
VII.2. Système de mélange en surface.....	40
VII.3. Système de mélange au fond.....	40

Chapitre IV : Etude technico-économique

I. Description de la zone d'étude.....	42
I.1. Situation géographique du bassin d'illizi et du champ d'ALRAR.....	42
I.2. Sédimentologie et caractérisation du réservoir du DEVONIEN moyen F3 d'ALRAR bassin d'illizi-Algérie.....	42
II. Application sur le puits AL-17Bis et les puits voisins.....	44
II.1. Introduction.....	44
II.2. Localisation.....	44
II.3. Correlation entre les puits.....	45
II.3.1. Aspects du réservoir de puits.....	45
II.3.2. Prévisions stratigraphiques.....	46
II.4. Objectifs de forage de la phase 6''x liner 4½''.....	47
II.5. Risques et conditions particulières de forage de la phase 6''x Liner 4½''.....	48
II.6. Modélisation d'écoulement multiphasé pour la conception de puits en UBD.....	48
II.6.1. Simulateurs de forage en underbalance.....	48
II.6.2. Modélisation des considérations.....	48
II.6.3. Évaluation du cas sans production au sabot de tubage 7'', injection à l'intérieur des tiges de forage.....	49
II.6.4. Évaluation de cas sans production à 2661 m TD, injection à l'intérieur des tiges de forage.....	50

Sommaire

II.7. Caractéristiques et disposition des équipements.....	52
II.8. Description des opérations.....	54
II.8.1. Les étapes de forage de la section 6'' du puits AL-17Bis.....	55
II.8.2. Les étapes de neutralisation de la section 6'' du puits AL-17Bis.....	56
II.9. Analyse de la performance du forage.....	58
II.9.1. Taux de pénétration.....	58
II.9.2. Gestion des pertes de fluide.....	59
II.9.3. Courbe de forage.....	61
II.9.4. Distribution de temps et de cout.....	62
II.10. Le puits voisin AL-72.....	64
II.10.1. Introduction sur l'ensemble des opérations pour la section du réservoir, la phase 8''1/2.....	64
II.10.2. Distribution du temps.....	65
III. Conclusion.....	66
Conclusion générale	
Recommandation	
Bibliographie	
Résumé	

Liste des figures

Liste des figures :

Figure I.1 : Classification des fluides.....	10
Figure I.2 : Structure de la mousse.....	12
Figure I.3 : Installation de à l'air / forage de mousse sur un rig.....	13
Figure I.4 : Injection à l'intérieur des tiges de forage.....	14
Figure I.5 : Injection par l'espace l'annulaire.....	16
Figure I.6 : Circuit typique de gaz et de brut à la surface.....	17
Figure I.7 : Membrane de nitrogène.....	18
Figure I.8 : Alignement typique d'une RCD.....	19
Figure I.9 : RCD passif.....	20
Figure I.10 : alignement d'un RBOP.....	20
Figure I.11 : Un séparateur typique, horizontal.....	22
Figure I.12 : Séparateur Vertical.....	22
Figure I.13 : Outils MWD électromagnétiques.....	24
Figure I.14 : Soupape à clapet du système DDV.....	26
Figure III.1 : Formations susceptibles de pertes.....	36
Figure III.2 : formation non consolidée.....	37
Figure III.3 : Formation fracturée naturellement.....	37
Figure III.4 : Formation avec fracture induite.....	38
Figure III.5 : Formation caverneuse.....	38
Figure IV.1 : Corrélacion diagraphique du réservoir du Dévonien F-3 passant par les puits AL-17, AL-17Bis, AL-18 et AL-19.....	45
Figure IV.2 : Programme de forage du puits AL-17Bis.....	47
Figure IV.3 : Fenêtre opérationnelle sur sabot 7" (sans production).....	49
Figure IV.4 : Profil de nettoyage de trou du sabot de tubage 7" à la surface.....	50
Figure IV.5 : Fenêtre opérationnelle à 2661 m TD (sans production).....	51
Figure IV.6 : Profil de nettoyage de trou à 2661 m TD.....	52
Figure IV.7 : Schéma prévu du puits AL-17Bis dans le champ d'ALRAR.....	54
Figure IV.8 : WOB et ROP en fonction de la profondeur de la section 6" d'AL-17 Bis.....	59
Figure IV.9 : Gestion de gain/perte et l'ECD pendant le forage.....	60
Figure IV.10 : Gestion de gain/perte tout en neutralisant le puits.....	60
Figure IV.11 : courbe de profondeur en fonction du temps.....	61
Figure IV.12 : diagramme de distribution du temps des opérations pour la phase 6" le puits sur AL-17Bis.....	62

Liste des figures

Figure IV.13 : diagramme de distribution de cout de forage de la phase 6"	63
Figure IV.14 : Programme de forage de la phase 8 ^{1/2} " du puits AL-72.....	65
Figure IV.15 : Diagramme de la distribution du temps des opérations pour la phase 8 ^{1/2} " ...	66
Figure IV.16 : Diagramme du temps de forage et NPT dû aux pertes dans le réservoir.....	67

Liste des tableaux

Liste des tableaux :

Tableau IV.1 : Coordonnées du forage AL-17Bis.....	44
Tableau IV.2 : Conditions de pression du réservoir.....	45
Tableau IV.3 : Tableau de corrélations des puits de références AL-17, AL-18, et AL-19 avec le puits AL-17Bis.....	46
Tableau IV.4 : Caractéristiques des équipements d'UBD du puits AL-17Bis.....	53
Tableau IV.5 : profile de l'ECD pendant le forage.....	56
Tableau IV.6 : les étapes de la 1 ^{ère} tentative de neutralisation.....	56
Tableau IV.7 : les étapes de tentative de regagné la circulation.....	57
Tableau IV.8 : les étapes de la 2 ^{ème} tentative de neutralisation.....	57
Tableau IV.9 : Distribution de temps des opérations pour la phase 6".....	62
Tableau IV.10 : Distribution du coût pour la phase 6" du puits AL-17Bis.....	63
Tableau IV.11 : Distribution de temps pour la phase 8 ^{1/2} ".....	65

Liste des abréviations

Liste des abréviations:

AFE: authorisation for expenditure (certificat d'autorisation pour les dépenses).

BHA : bottom hole assembly (équipements de fond de puits)

BHCP : bottom hole circulating pressure (pression de circulation du fond de puits).

BHP : bottom hole pressure (pression de fond de puits)

BOP: Blow out preventer (bloc obturateur de puits).

CIV: casing isolation valve.

CSG: casing (tubage)

CTR: cuttings transport ratio (rapport du transport des déblais).

DD: draw down

DDV: downhole deployment valve.

DDR: drilling daily reports

DST: drill stem test.

ECD: equivalent circulating density.

EMWD: electromagnetic measurement while drilling.

ESD: emergency shutdown valve.

IADC: international association of drilling contractors (association internationale des entrepreneurs de forage).

LCM: lost circulation material

MD: measured depth

NPU : Nitrogen production unit (unité de production de nitrogène)

NPT: non productive time.

OBD: overbalanced drilling (forage en over balance, sur-pression).

OBM: oil based mud (boue à base d'huile).

PVT: pression volume temperature

PWD: pressure while drilling.

R/Bit: replacement bit

RPM: rotation per minute

ROP : rate of penetration (vitesse de pénétration).

SPP: stand pipe pressure

TD: total depth

TVD: total vertical depth

UBD: underbalanced drilling (forage en underbalance, sous-pression).

UBO: underbalanced operations (opérations de l'underbalance).

Introduction

Introduction

Introduction :

Les hydrocarbures jouent un rôle fondamental dans l'économie nationale, ils constituent la source la plus importante d'énergie qui a une valeur inestimable. Ils devront couvrir la demande énergétique de l'Algérie à l'avenir et que les réserves actuelles des gisements conventionnels ne suffiraient plus pour répondre aux ces besoins.

Pour exploiter ces richesses souterraines, on procède au forage qui est une opération très délicate et la plus coûteuse du processus d'exploitation de cette énergie.

L'objectif prioritaire des foreurs est la réalisation d'un puits, conformément au programme qui a été fourni, dans les meilleures conditions techniques, économiques et sécuritaires. Ce puits sert essentiellement à la mise en production d'un réservoir.

Les opérations de forage ont toujours été difficiles, les puits obtiennent plus profondément, la température et pressions deviennent plus hautes, et l'industrie commence à concentrer sur les réservoirs plus éloignés et complexes tel que dans les régions arctiques.

A l'Algérie, le forage conventionnel, où la pression du fluide de forage est légèrement supérieure à celle des fluides des pores, a été appliqué sur le champ d'ALRAR depuis sa découverte et son exploitation, puisque c'était la technique la plus connue par sa sécurité pour le forage d'un puits. Cependant elle avait plusieurs inconvénients causés par l'invasion du fluide de forage dans les formations et par suite les pertes de circulation, causant l'endommagement du réservoir, en plus, la déplétion de plusieurs zones dans le champ a diminué les bénéfices de cette technique. Pour cela Sonatrach a adopté les avantages des opérations d'underbalance au champ d'ALRAR.

Le forage en underbalance a reçu plus d'attention au cours des dernières années. La raison peut être que beaucoup de champs de pétrole ont commencé de montrer des signes de vieillissement. Par cela, nous voulons dire que la production est en baisse, et la pression du réservoir est de plus en plus réduite. Le forage en underbalance est une technique qui est adapté pour faire face a ces défis. Les principaux avantages comme par exemple réduit les dommages du réservoir, et la capacité de forer a travers les fenêtres a pression étroites, à la fois aider a prolongé la durée de vie des champs matures. Aussi la réduction des autres problèmes de forage, comme l'élimination de collage différentiel, l'augmentation du taux de pénétration contribuent à améliorer le processus de forage, et l'élimination des pertes de circulation dans les formations.

Pour être en mesure d'effectuer un contrôle des opérations de forage en underbalance avec succès sur la pression dans le puits est crucial. La pression de fond doit être contrôlée et

Introduction

ajustée que l'opération continue pour faire en sorte que les conditions sous-pression sont maintenues en tout temps. S'il n'est pas possible de garder le puits sous-pression pendant toute l'opération les avantages avec la technique seront considérablement réduits. Pour obtenir le contrôle de la pression de fond, des équipements adéquats et les procédures doivent être utilisées. Plusieurs paramètres peuvent être manipulés de manière à modifier la pression du fond du trou, ainsi que la combinaison de ceux-ci doivent être appliquées pour obtenir un bon résultat.

L'objectif de notre travail est de faire une présentation sur le forage en underbalance et de faire une étude technique et économique sur le champ d'ALRAR, en prenant le puits AL-17Bis comme sujet d'application, et à la fin nous voulons proposer une solution pour remédier au problème des pertes totale qui a lieu pendant la neutralisation de puits.

Notre travail est organisé en quatre chapitres :

- **Chapitre I** : intitulé « la technologie de forage en underbalance », consacrés pour les généralités, les techniques et les équipements de cette technologie.
- **Chapitre II** : « les études antérieurs sur l'UBD », récapitule quelque recherche et publication au sujet de l'underbalance.
- **Chapitre III** : « généralités et traitement des pertes de circulation », décrit le problème de perte de circulation, et ces conséquence.
- **Chapitre IV** : « étude technico-économique », une étude sur le dévonien F3 du champ d'ALRAR dans le puits AL-17Bis foré en underbalance comme sujet d'application, nous permettra de faire une évaluation sur les paramètres de forage et les pertes.

On termine l'étude par une conclusion et des recommandations pratiques pour remédier aux problèmes des pertes particulières dans le champ d'ALRAR.

CHAPITRE I

**La technologie de forage
en underbalance**

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

I. Généralités sur le forage en Underbalance :

I.1. Définition :

La définition de forage en underbalance ou le forage en dépression, appelé aussi forage sous l'équilibre indiqué par la comité des opérations en underbalance IADC est : "Le forage avec une pression hydrostatique du fluide intentionnellement conçu pour être inférieure à la pression des formations forées. La charge hydrostatique du fluide peut être naturellement inférieure à la pression de la formation, ou elle peut être induite. L'état induit peut être créé en ajoutant du gaz naturel, l'azote ou l'air pour la phase liquide du fluide de forage. Que ce soit l'état sous pression induite ou naturelle, le résultat peut être un afflux des fluides de formation qui doivent être circule à partir du puits et contrôlés en surface" [26].

Cela signifiée effectivement qu'en forage en underbalance la pression du fond de puits est toujours maintenue inférieure à la pression de réservoir dont l'intention est de permettre l'intrusion de fluide de formation à l'intérieur de puits.

I.2. Historique du forage en underbalance :

Le forage en underbalance a été autour du début de l'exploration de pétrole. Tous les puits forés par outil de câble ont été réalisé en underbalance, et les éruptions ont été une habitude lorsqu'un réservoir d'huile est frappé, jusqu'à 1895 tous les puits ont été foré en underbalance. L'introduction de la technologie de forage rotary en 1895 a exigé la circulation d'un fluide, qui était l'eau. Pour augmenter la sécurité du puits et le taux de nettoyage du trou, des systèmes de boue ont été développés en 1920, et le forage a continué en overbalance. De plus en plus que les réservoirs agrandissent en profondeur et dimension, les problèmes d'endommagement aggravent, jusqu'à 1980 ou le 1^{er} puits en underbalance a été foré dans « Austin Chalk », ceci était prouvé comme introduction au forage en underbalance moderne qui a commencé au début des années 1990 au Canada. La suite présente une aperçue chronologique :

- 1284 ; premiers puits d'outils de câble foré dans la chine,
- 1859 jusqu'à 1895 ; tous les puits étaient foré en underbalance,
- 1895 ; forage rotary avec l'eau,
- 1920 ; première utilisation des systèmes de boue,
- 1928 ; première utilisation des BOP,
- 1932 ; première utilisation des fluides gazéifiés,

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

- 1955 ; Dusting ou bien le forage à l'air devient populaire.
- 1988 ; premier puits de gaz à haute pression foré en underbalance dans « Austin Chalk »,
- 1993 ; premiers puits en UBD forés à Canada,
- 1995 ; premiers puits en UBD forés à l'Allemagne,
- 1997 ; premiers puits en UBD forés en offshore,

Depuis 1997, juste après la 3^{ème} conférence internationale de forage en UBD a été tenue, une meilleure coopération entre les opérateurs internationaux a été initiée. Les premiers comités ont été élaborés à la suite de la demande de « Shell » et de « Mobil » de fournir plus d'information et de coopération pour s'assurer que les puits en offshore puissent être forés en underbalance en toute sécurité.

En 1998, l'IADC a pris la tête de la sécurité du forage en UBD et le comité UBO de l'IADC a été formé afin d'améliorer la sécurité des opérations de forage en UBD. Ce comité a mis au point la matrice de classification de l'underbalance et continue aujourd'hui de mettre au point des méthodes et des procédures plus sûres et plus efficaces pour les opérations de forage en UBD. Le développement de meilleurs systèmes de modélisation des flux et de systèmes de formation ainsi que les expériences internationales partagées entre les opérateurs ont contribué à développer le forage sous-équilibré comme l'une des principales technologies pour améliorer la production des champs déplétés et la compréhension des réservoirs dans les nouveaux champs.[26]

I.3. Principe de forage en underbalance :

Le principe du forage en underbalance consiste à maintenir la pression de fond inférieure à celle du réservoir selon une ΔP (draw down) désirée et ce durant toute l'opération de forage et en cours des manœuvres. On définit le draw down est la différence entre la pression du gisement et la pression au fond du puits, exprimé en pourcentage par rapport à la pression de gisement.

$$\Delta P = \frac{(P_r - P_f) \times 100}{P_r} \quad (1)$$

On doit pouvoir établir la pression de fond ($P_f = P_h + P_a$) en conditions de production ou sans production. Dans le cas de la production on doit connaître le débit de la couche productrice.

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

Tel que :

Pf : la pression de fond.

Ph : la pression hydrostatique.

Pa : les pertes de charge annulaire.

En général, l'underbalance est réalisé avec un draw down de 10% afin d'assurer une production désirée, le débit de la couche est calculé par la loi de DARCY dont les paramètres ci dessous sont connus:

$$Q = \frac{6.28 \times K_o \times h \times \Delta p}{B_o \times \mu_o \times \ln (R/r_w)} \quad (2)$$

Tels que :

Bo: facteur volumétrique.

μ_o : viscosité dynamique (cp).

R: rayon de drainage (m).

r_w : rayon du puits (cm).

Ko: La perméabilité de la couche productrice en (md).

h: La hauteur de la couche (m).

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

Q: débit de production (m³/j).

Le draw down maximal est fixé à 20% qui est la limite de la stabilité des parois du puits. Au delà de cette valeur on peut avoir un risque d'éboulement des parois. La pression de fond détermine le rapport du mélange brut - gaz à utiliser de sorte obtenir un draw down correspondant à p. Le calcul doit tenir compte de la production de la couche et des caractéristiques PVT du fluide produit.[21]

I.4. Les avantages et les inconvénients de forage en underbalance:

Le forage en underbalance a été introduit dans ces dernières années en Algérie pour remédier certain problèmes rencontrés dans les forages en overbalance, les résultats remarquables obtenues ont permet son expansion rapide dans les chantiers pétrolier. L'expérience a montré que le forage en underbalance est plus adapté que l'overbalance pour le forage des réservoirs. Et parfois nécessaire pour forer des réservoirs déplétifs (à faible pression). La réalisation de l'opération UBD exige des couts additionnels plus élevés, mais encore rentable par rapport à la technique conventionnelle. Pour deux raisons:

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

- Maximiser la production ;
- Minimiser les problèmes de forage.

I.4.1. Les avantages de l'UBD :

L'industrie du forage reconnaît aujourd'hui que, lors du forage, une pression de forage inférieure à la pression de formation peut être avantageuse, car une pression plus faible permet de:

- Réduire les pertes de circulation durant le forage,
- Augmenter la vitesse de pénétration ROP,
- Augmenter la durée de vie de l'outil,
- Minimiser les coincements par pression différentiel,
- Eliminer la stimulation et l'opération DST,
- Développer un simple programme de fluide de forage,
- Evaluer instantanément le réservoir au cours du forage,
- Empêche le fluide de forage d'entrer dans le réservoir et limite ainsi le Skin,
- Révèle les formations productives cachées,
- Peut permettre une production plus précoce,

L'une des forces motrices derrière de nombreuses opérations de forage en UBD au cours de cette décennie est la préservation de la boue à base d'huile (OBM). L'OBM ou les émulsions inversées d'huile commencent souvent à plus de 150 USD/baril. La perte d'un millier de barils de boue de pétrole à cause de la perte de circulation et le temps de forage qui en résulte ainsi que les coûts de transport peuvent être une catastrophe de l'AFE (dépense).[9]

I.4.2. Les Inconvénients du Forage en Underbalance :

Comme toutes les techniques utilisées, la technique de l'underbalance présente des inconvénients parmi eux on cite :

- **La stabilité des parois :**

La stabilité des parois est presque le problème majeur de l'underbalance, au niveau de la formation on a une limite de pression à ne pas dépasser pour la réussite de l'opération de l'underbalance, toute fois une limite inférieure de pression peut être établi par la pression minimale exigée pour maintenir la stabilité du trou. En pratique, il existe une limite de différence de pression appelée couramment le draw-down calculé de telle façon que si on le dépasse, la rupture des parois aura lieu.[21]

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

- **Utilisation des équipements spéciaux :**

Tels que l'installation de nitrogène, le séparateur UBD, BOP rotatif.

- **Limitations liées aux équipements de forage directionnel :**

Des outils actionnés hydrauliquement ne peuvent pas être utilisés dans des puits d'UBD et si un système gazéifié est employé les systèmes d'impulsion de MWD ne peuvent pas fonctionner.

- **Problème de corrosion et risque d'incendie au fond du puits :**

La corrosion est due à la présence d'oxygène, pour éviter ce problème il y a toujours des améliorations sur l'unité de nitrogène, grâce aux systèmes d'azote à membrane produisant un gaz inerte avec une concentration d'oxygène de 3% à 10% avec un équilibre de N₂. Si on dépasse les 10%, on risque d'avoir un éclatement au fond de puits.[21]

Le pourcentage de l'oxygène dépend aussi avec la pression de refoulement selon l'expression suivante :

$$\%O_2 = 13.39 - \log(P_r) \quad (3)$$

Avec :

P_r : la pression de refoulement.

I.5. Sélection d'un puits candidat pour le forage en underbalance :

Le processus de dépistage des puits candidats à l'UBD commence par la réponse à la question «Quelles sont les raisons pour considérer l'UBD dans ce puits ou champ?» La raison pour laquelle la question est formulée de cette manière est que l'UBD a souvent été utilisé pour surmonter les problèmes ou les obstacles associés au forage conventionnel. En d'autres termes, le choix principal est le forage conventionnel, et l'UBD n'est envisagé que si le forage conventionnel est soit problématique, soit impossible. Avec l'évolution continue d'UBD, il est possible que la question que nous posons soit "pourquoi pas UBD?", l'UBD a plusieurs avantages, et les opérateurs envisagent lentement l'utilisation de l'UBD uniquement pour ses avantages, plutôt que simplement comme une solution aux problèmes de forage classiques.

En général, à l'état actuel de la technologie, les facteurs clés pour la sélection d'UBD ont été:

1. Perte de circulation importante ou problèmes de collage par pression différentiel lors d'un forage conventionnel,
2. Réservoirs fortement déplétés, qui présentent généralement les problèmes lors des forages conventionnels,
3. Formations de roche dure qui se traduisent par de très faibles taux de pénétration et une faible durée de vie des outils de forages lors des forages conventionnels,

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

4. Endommagement des formations résultant dans des puits avec une productivité inférieure au potentiel,
5. Aptitude d'évaluer la productivité de la formation pendant le forage.

Généralement, la présence d'un ou plusieurs des facteurs ci-dessus est une motivation suffisante pour au moins envisager l'UBD. Si aucun des problèmes ci-dessus n'est présent, la probabilité qu'une opération UBD soit supportable est très faible.[7]

Mauvais indicateurs d'un puits candidats pour l'UBD :

L'UBD n'est pas une technologie qui devrait être utilisée pour toutes les situations. L'utilisation de la technologie dans la mauvaise application peut créer une situation dangereuse, augmenter l'endommagement de la formation, augmenter la probabilité de défaillance du puits ou augmenter le coût du puits sans probabilité de gain économique. Parmi les indicateurs pour un mauvais candidat:

- Les réservoirs de faible caractéristiques pétrophysiques,
- Haute pression de pores couplée à des formations de haute perméabilité, ces situations sont généralement facilement forées en overbalance. Les conditions UBD sont facilement atteintes, mais les débits peuvent être trop élevés, ce qui entraîne un draw down excessif, des exigences de matériel de surface peu pratiques et des problèmes associés.
- Les puits où le forage appelle pour des trippings fréquents, qui peuvent créer une oscillation excessive entre les conditions de sous-équilibre et de déséquilibre, causant des endommagements, et éliminant les avantages de l'UBD.
- Les formations où il y'a peu d'information sur la pression du réservoir,
- Les puits à forte teneur en H₂S, où la production de fluides contenant des niveaux élevés de H₂S compliquera la conception du système et pourrait poser un risque pour la sécurité.[7]

II. Les techniques de forage en underbalance :

Pour accomplir intentionnellement les conditions de l'underbalance il faut circuler un fluide de forage avec une densité qui donne un gradient de pression hydrostatique dans les abords de puits qui est moins du gradient de pression du gisement. Le fluide de forage peut être un gaz seul ou une phase liquide ou un mélange des deux phases gaz-liquide. Le forage avec l'underbalance n'exige pas d'utiliser un fluide de forage compressible. Un liquide de fluide de forage conventionnel peut donner les conditions de l'underbalance, si la pression de fond est moins que la pression des pores.

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

II.1. La sélection de fluide de forage en underbalance :

La sélection des fluides pour les opérations de forage en UBD doit répondre aux questions clés telles que caractéristiques du réservoir, caractéristiques géophysiques, caractéristiques du fluide, géométrie du puits, compatibilité, nettoyage des trous, corrosion, BHA, transmission de données, manipulation et séparation des fluides de surface, lithologie de formation, sécurité, impact environnemental, ainsi que l'objectif principal de forage en UBD. L'un des aspects les plus importants du fluide de base est la densité du fluide qui est nécessaire pour obtenir une condition UBD dans le puits pendant la circulation. La sélection de fluide pour un forage sous-balancé a une gamme de densité qui couvre l'ensemble du spectre du gaz aux fluides pondérés.[26](Figure I.1)

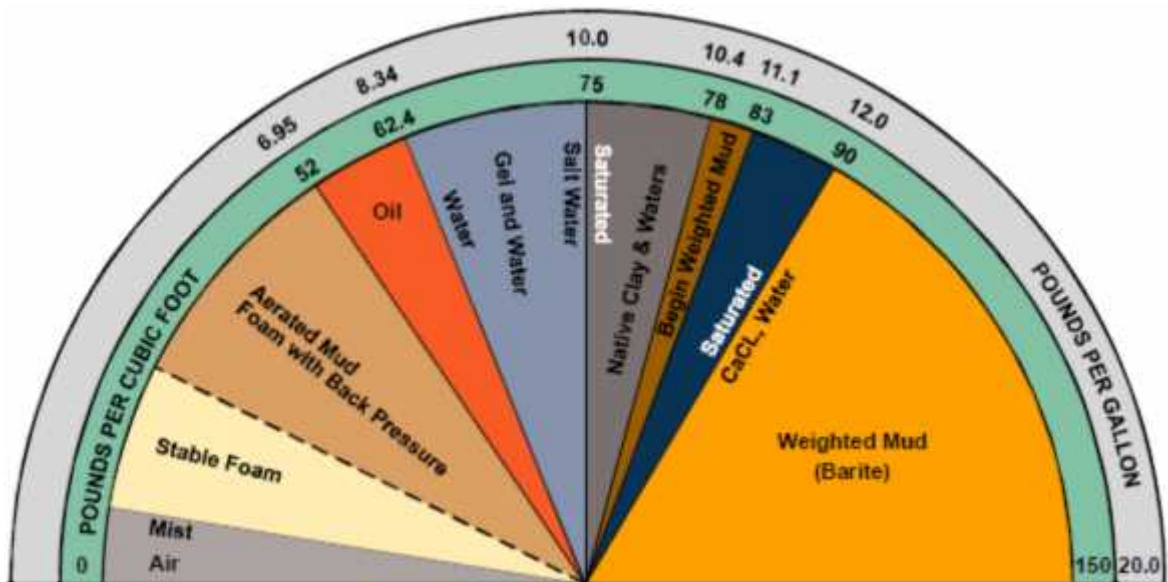


Figure I.1 : Classification des fluides.[26]

II.2. Les systèmes de fluide de forage en UBD :

Il existe essentiellement 5 systèmes de fluides qui sont reconnus par le forage qui nous permet en sous d'atteindre des fluides avec des densités allant du gaz aux liquides pondérés :

II.2.1. Fluides gazeux :

Les fluides gazeux sont les systèmes à gaz. Le forage au gaz sec est le système de forage sous-balancé le plus simple et le moins coûteux. Il peut également atteindre le plus bas BHP. Les systèmes de gaz utilisés comprennent l'air, l'azote, le gaz naturel et le CO₂. Les problèmes associés au forage au gaz sec incluent une faible tolérance aux infiltrations d'eau, aux feux de fond, aux problèmes potentiels de stabilité du puits, l'incapacité d'utiliser les

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

outils MWD conventionnels, le besoin de moteurs spéciaux et les problèmes environnementaux. Le forage au gaz sec ne peut pas être utilisé dans un environnement acide. Si l'eau est produite pendant les opérations de gaz sec, l'eau se mélangera avec les déblais forés pour former un anneau de boue. Cela peut entraîner une perte de circulation et des incendies de fond. En raison des limites du forage au gaz sec, il est normalement utilisé uniquement pour forer des formations avec peu ou pas de perméabilité. Il est rarement utilisé pour percer une zone productive.[7]

II.2.2. Systèmes de Mist :

Le forage avec le mist est normalement utilisé lorsque les formations commencent à produire de petites quantités d'eau (10 à 100 bbls/heure) lors des opérations de forage air / gaz.[1] Les systèmes de forage avec mist sont une combinaison de gaz avec un faible taux d'eau. Ils contiennent généralement moins de 2.5% d'eau. Pour un système de brouillard, le gaz est le fluide continu avec des bulles de liquide dispersées dans le gaz. Le principal avantage de ce système est sa plus grande tolérance aux afflux d'eau. Ceci élimine la formation d'anneaux de boue pendant le forage. L'inconvénient est le besoin en gaz plus élevé pour satisfaire le même BHP, les taux de corrosion plus élevés et l'impact sur les shales sensibles à l'eau.[7]

II.2.3. Systèmes de mousse :

Les systèmes de mousse sont créés lorsque l'eau et le gaz sont mélangés avec un surfactant. Le tensioactif lie le gaz dans la structure du liquide. Comme le gaz est lié dans le liquide, le gaz et le liquide se déplacent ensemble. Cela augmente la vitesse du liquide. En raison de la structure de la mousse, il a une énorme capacité de transport de solides. La mousse a de meilleures caractéristiques de nettoyage des trous qu'une boue conventionnelle. En raison de ces caractéristiques, la vitesse minimale pour le nettoyage des trous est fixée à 100 pieds / min. Au fur et à mesure que la qualité de la mousse (rapport du gaz au liquide) augmente, la capacité de charge de la mousse augmente, jusqu'à une limite de +/- 97,5%. À ce stade, la mousse se décomposera en une brume et la capacité de charge diminuera de manière significative.[7]

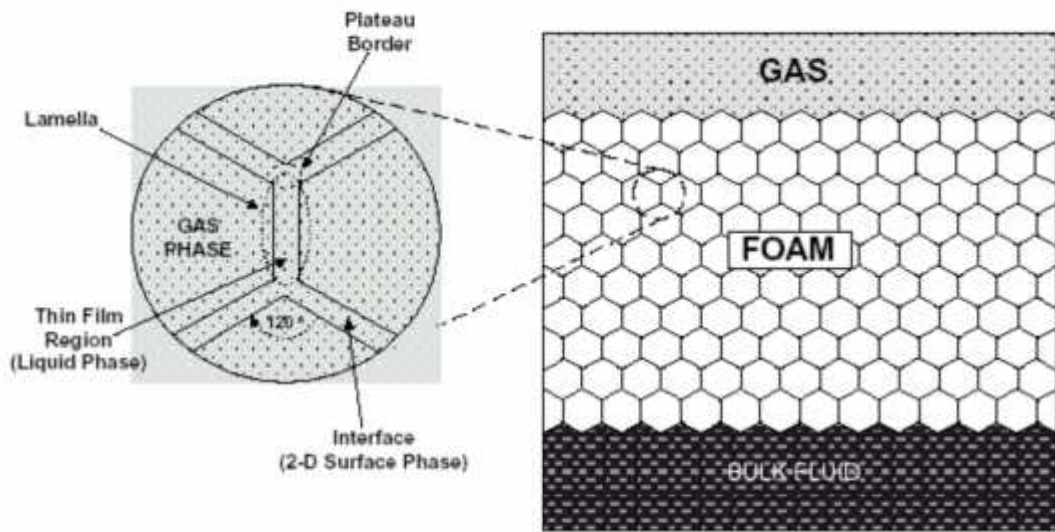


Figure I.2 : Structure de la mousse.[26]

La mousse présente également de nombreux inconvénients. Les mousses peuvent se décomposer avec la contamination par les gaz acides, les hydrocarbures et les saumures. Comme un ou plusieurs de ces contaminants sont normalement présents dans le système d'UBD, la sélection et l'essai d'un système de mousse sont critiques. Les mousses perdent également leur stabilité avec la température. La rupture de la structure de la mousse doit être accomplie lorsqu'elle atteint la surface pour séparer les constituants du fluide (gaz, eau, hydrocarbures liquides et solides). Ne pas casser efficacement la mousse causera des problèmes de séparation et surchargera le séparateur. Les mousses peuvent être brisées chimiquement ou mécaniquement. Par le passé, les systèmes de mousse ne pouvaient pas être régénérés après leur rupture. Cela a entraîné des coûts d'élimination élevés et des préoccupations environnementales. L'introduction de mousses recyclables a éliminé nombre de ces préoccupations.[7]

II.2.4. Systèmes gazéifiés :

Les liquides gazéifiés sont une combinaison de liquide et de gaz où le liquide est la phase continue. Les liquides gazéifiés n'ont pas d'agents tensioactifs qui lient le gaz dans le liquide. Les principaux avantages des liquides gazéifiés sont le faible coût, la capacité à recycler les liquides, les meilleures propriétés environnementales et la simplicité. Les liquides gazéifiés ont une capacité de transport de solides beaucoup plus faible.[7]

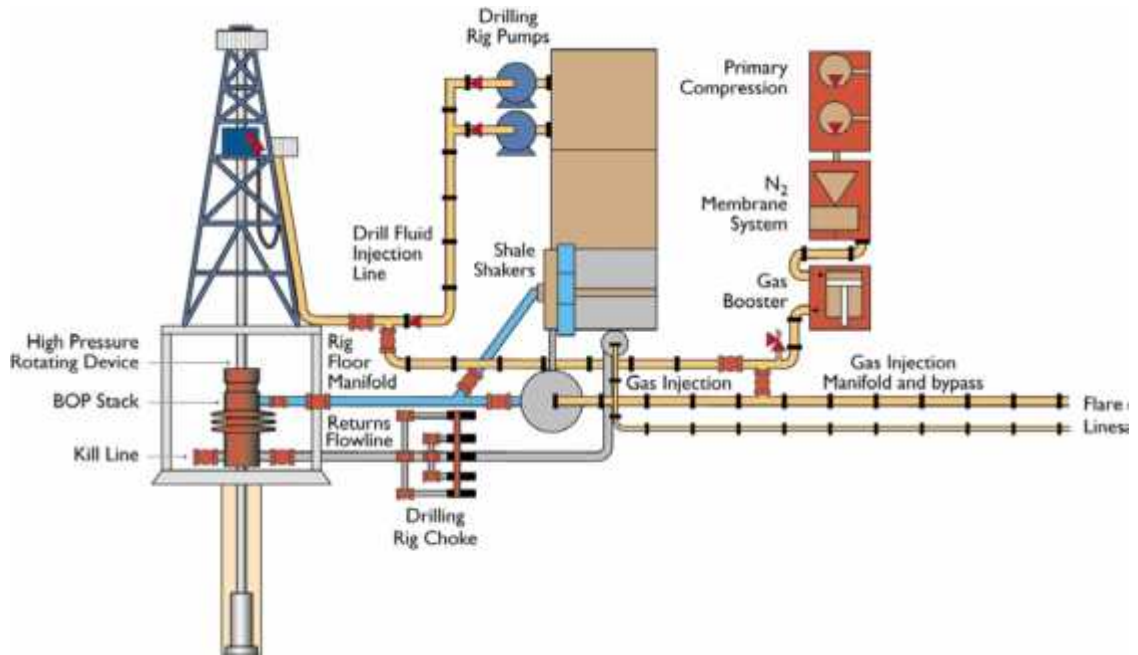


Figure I.3 : Installation de à l'air / forage de mousse sur un rig.[26]

- Systèmes de gaz lift :

Si un fluide doit être réduit en densité, l'utilisation d'une injection de gaz dans le flux de fluide est une option. Cela offre un choix non seulement sur le gaz utilisé, mais également sur la façon dont le gaz est injecté dans le système de circulation. Normalement, le gaz naturel ou l'azote est utilisé comme gaz lift, mais le CO₂ et l'O₂ peuvent également être utilisés.[26]

II.2.5. Fluides monophasés :

Si la pression de formation est supérieure à un gradient de pression normal, un état sous-équilibré peut être atteint avec une seule phase liquide. Ceci permet un système simple dans lequel le puits peut couler pendant les opérations de forage. Une grande variété de fluides ont été et seront utilisés dans les opérations UBD, y compris l'eau douce, l'eau salée, l'eau de formation, le diesel, l'huile de formation, la boue à base d'huile et la boue de lingsulfonate d'eau douce. On distingue :

- Systèmes à base d'eau ;
- Systèmes à base d'huile ; si les conditions du réservoir sont telles que l'eau est jugée inadéquate,
- D'autres systèmes ; L'utilisation d'additifs, tels que des billes de verre, pour tenter d'alléger un fluide. Cependant, comme les billes de verre sortent des agitateurs dans le système de séparation des solides ou sont écrasées et endommagées dans tout le système, de nouvelles perles doivent être ajoutées en continu. Elle est donc une option coûteuse et peu efficace pour alléger le fluide.[26]

II.3. Les méthodes d'injection de gaz:

Un certain nombre de méthodes d'injection sont disponibles pour réduire la pression hydrostatique et ceux-ci sont discutés ci-dessous:

II.3.1. Injection à l'intérieur des tiges de forage:

Le gaz comprimé est injecté dans les tiges de forage où il se mélange au fluide de forage. L'avantage principal de cette méthode est qu'aucun équipement spécial de fond n'est exigé dans le puits. L'utilisation des soupapes anti-retour fiables est nécessaire pour empêcher l'écoulement vers le haut dans les tiges de forages. L'inconvénient dans ce système c'est la nécessité de cesser de pomper et dégager toute pression emprisonnée restante dans les tiges de forages pour chaque connection. Ceci a comme conséquence une augmentation de pression de fond et il peut être difficile d'obtenir un système stable et d'éviter des transitoires de pression au réservoir en utilisant l'injection à l'intérieure des tiges de forages. L'utilisation des outils du type MWD d'impulsion est seulement possible jusqu' à 20% de volume de gaz. Si des volumes plus élevés de gaz sont employés le système d'impulsion aura un problème de transmission des données du MWD.[3]

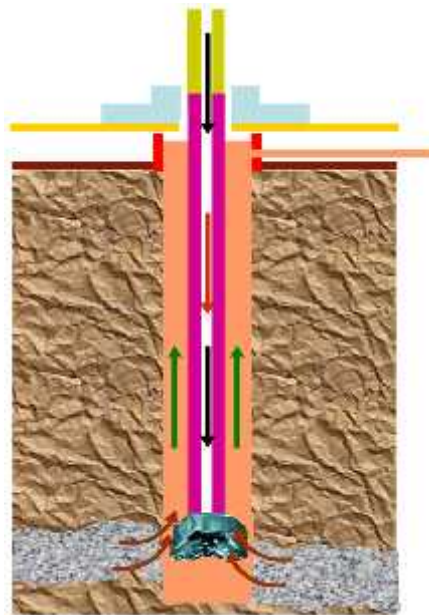


Figure I.4 : Injection à l'intérieur des tiges de forage.[1]

II.3.2. Injection par l'espace l'annulaire :

Dans ce procédé l'injection de gaz et de brut est séparée, dont l'injection de brut est toujours à l'intérieur des tiges mais l'injection de la phase gazeuse diffère d'une méthode à une autre dont le but est toujours d'alléger la colonne hydrostatique. Le mélange brut-azote formé à l'intérieur du puits précisément dans l'espace annulaire est retourné en surface sous la forme

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

d'un fluide gazéifier. L'avantage le plus important de l'injection par l'espace annulaire est le fait que l'injection d'azote est indépendante du fonctionnement de forage.

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

II.3.2.1. Technique d'injection à tubage concentrique (casing injection) :

Dans cette technique on utilise un tubage concentrique qui consiste un second espace annulaire, on se base sur la conception de deux chemins d'injections séparés qui permettent le pompage du gaz par l'espace annulaire et le brut à l'intérieur des tiges, le liner doit être ancré juste au-dessus de la formation ciblé, cependant un autre tubage est raccordé à la dernière colonne descendue (liner) à l'aide d'un Tie back sleeve muni d'une circulating sub composée d'orifices pour permette le passage du gaz dans l'annulaire entre le casing et le Liner pour obtenir le draw down exigé pendant l'opération de forage, ce tubage est généralement récupérable. L'avantage de cette technique est la continuité dans l'injection d'azote même pendant les connexions créant de ce fait une pression de fond de puits plus stable, et une meilleure qualité du signale du MWD, vue qu'une seule phase est pompé a l'intérieure des tiges. Autant que la restriction dans la géométrie des tubages et la taille des outils de trou limitée par le diamètre de la complétion présente l'inconvénient majeur de cette technique.[1](Figure I.5.a)

II.3.2.2. Technique d'injection parasite (parasite string):

Un parasite string est un tube de diamètre réduit qui passe par la tête du puits est descend dans l'espace annulaire, juste au-dessus du dernier sabot. Pour circuler le gaz, qui peut être de l'air, Nitrogène ou du gaz naturel, à l'intérieur du String et puis dans les abords, La densité du fluide circulant en haut dans l'annulaire diminue (au-dessus du point d'injection) par conséquent la pression du fond est diminuée. Il est aussi possible d'aérer le fluide de forage qui retourne en surface par l'injection du gaz à l'extérieur d'un casing string non cimenté par l'utilisation d'un concentrique ou le Coiled Tubing 1" ou 2" qui sont descendu au même moment que le casing au-dessus du réservoir (Figure I.5.b). Cette technique présente les mêmes avantages que la technique d'injection à tubage concentrique, et ces inconvénients peuvent êtres résumés en :

- La complexité de la mise en place de parasite string,
- Des connections spéciales en surface son requises,
- Utilisé seulement dans des puits verticaux.[1]

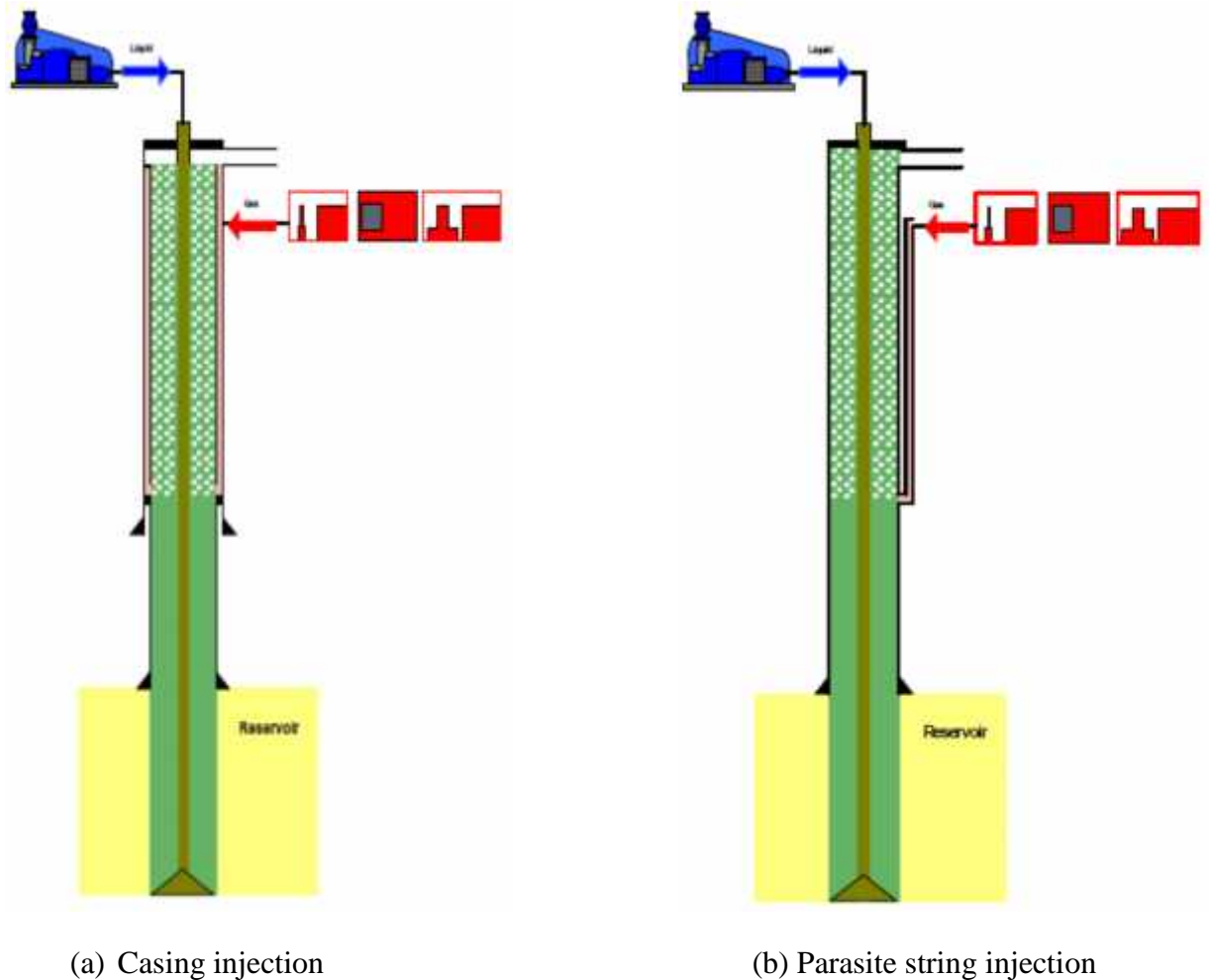


Figure I.5: Injection par l'espace l'annulaire.[26]

III. Les équipements de l'UBD et complétion:

Les équipements standards utilisés dans le forage conventionnel ne sont pas suffisants pour l'UBD, quelques équipements qui sont proprement spéciale sont nécessaires, ces équipements diffèrent d'une méthode d'injection à une autre et d'un fluide à un autre. La capacité de traiter de grands volumes de retours d'hydrocarbures produits est nécessaire. Les équipements communs pour tous les systèmes d'UBD seront définis dans cette section, selon leurs emplacements et fonction, donc on distingue :

- Les équipements de surface,
- Les équipements de fond,
- La complétion,

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

III.1. Les équipements de surface :

La figure I.6 suivante représente la combinaison typique des équipements et le circuit de gaz et de brut :

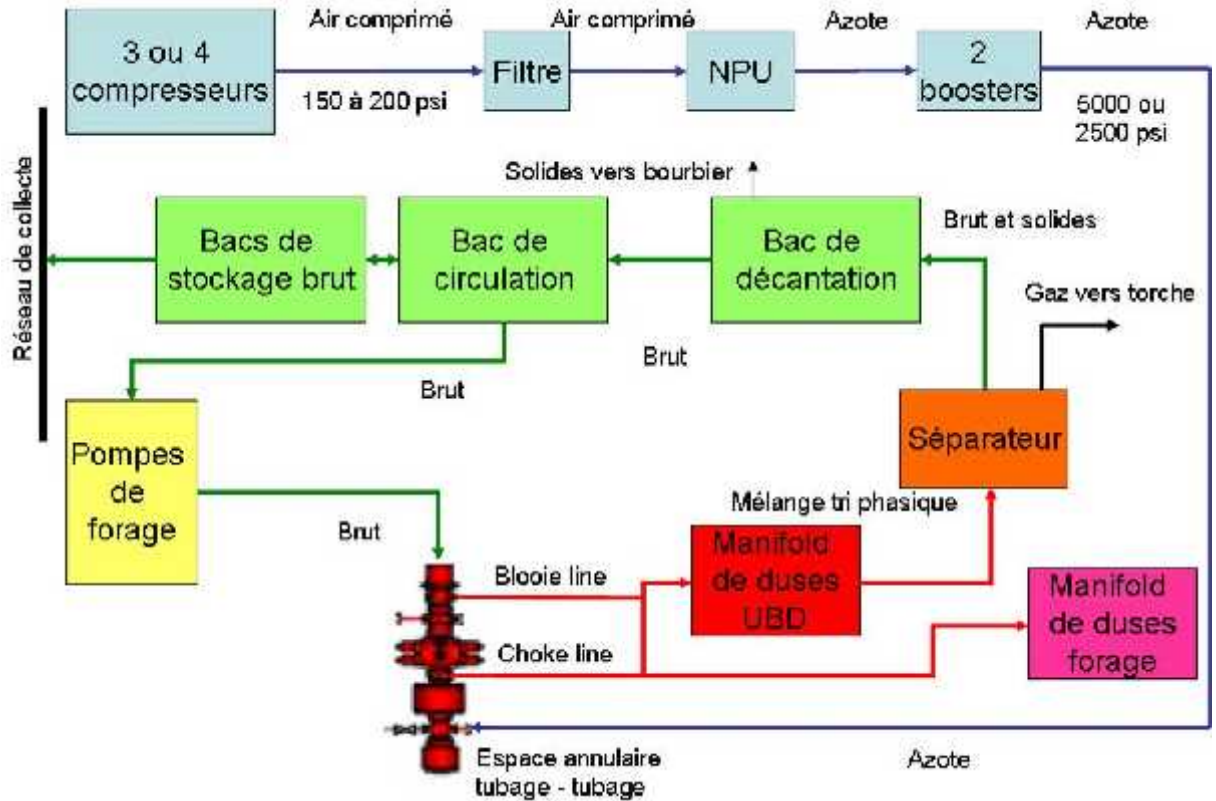


Figure I.6 : Circuit typique de gaz et de brut à la surface.[21]

III.1.1. Équipements de production de nitrogène :

Pour les systèmes qui nécessitent de grands volumes d'azote, de nombreux opérateurs se tournent vers la technologie des membranes pour fournir le gaz nécessaire. Les systèmes de membrane simplement fabriquer l'azote nécessaire sur le site par l'air. Un système complet de génération a membrane est constituée d'un système de refroidissement, les compresseurs d'alimentation, les unités de membranes et de booster compression, ces équipements sont classés par l'ordre de fonctionnement comme suit :

III.1.1.1. Compresseurs :

Les compresseurs représentent la base de pyramide de génération d'azote, il y a trois compresseurs, dont deux fonctionnent et le troisième est en back up (réserve), il y a deux range de compresseurs, dont le rôle est d'aspirer l'air atmosphérique à un certain taux et le

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

compriment à une pression comprise entre 100-300 psi avec un débit de compression de 50m/min.[26]

III.1.1.2. Refroidisseur (Air Cooler) :

L'air sortant des compresseurs à une température de 43°C va au refroidisseur qui est composé de trois ventilateurs et trois filtres, l'air est refroidi jusqu'à une température de 32°C, après on aura une diminution de pression suite à une perte de charges dans les filtres et un changement de température. Le rôle de refroidisseur est l'enlèvement de l'humidité pour obtenir un air pur dirigé vers le générateur d'azote. Les caractéristiques d'un refroidisseur sont :

- Pression d'entrée 100-300 psi
- Pression de sortie 175 psi
- Débit de sortie 85 (m³/min)
- Température d'entrée 43 (°C)
- Température de sortie 32 (°C)

III.1.1.3. Unité de production de Nitrogène NPU :

C'est une unité d'azote qui comprend des filtres à fibres et une membrane de filtration d'oxygène. Ce processus prend de l'air comprimé en fibres membranaires creuses qui séparent de l'oxygène et d'autres gaz "rapide" en laissant de l'azote gazeux de haute pureté.[26]

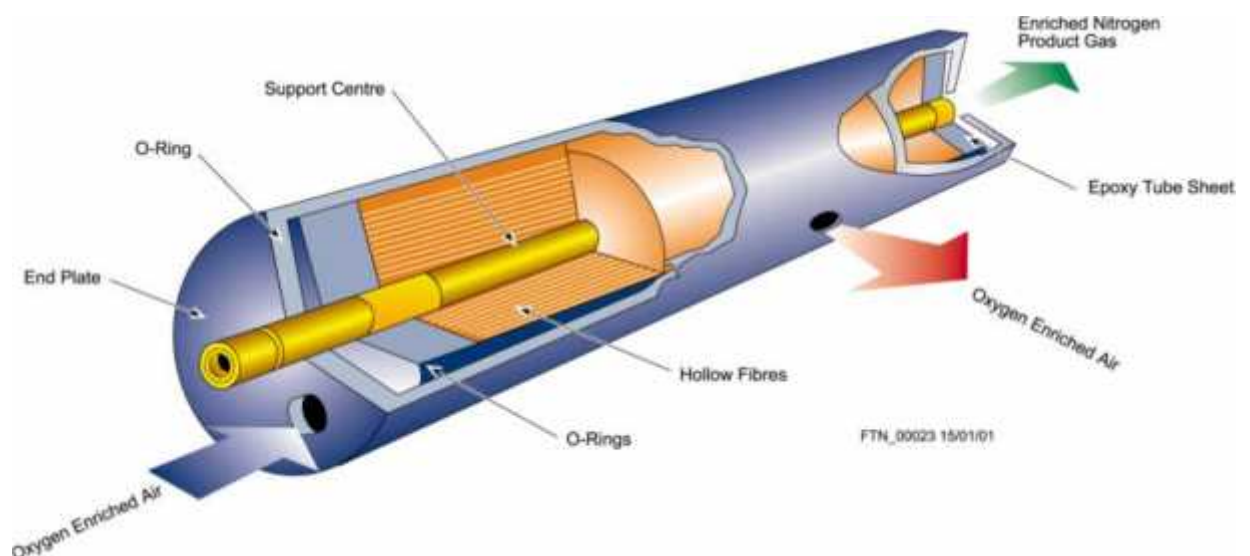


Figure I.7 : Membrane de nitrogène.[7]

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

III.1.1.4. Booster :

Machines pour la compression de l'air à partir d'une pression initiale, ce qui est considérablement supérieure à la pression atmosphérique, à une pression encore plus élevée.

III.1.2. Dispositif de contrôle rotatif RCD :

Un dispositif de contrôle rotatif (RCD) est un joint annulaire fournissant de contre-pression au système de circulation, c'est le premier moyen de défense contre l'afflux des fluides de formation au cours des opérations de forage critiques. Toutes les techniques d'UBD exigent de l'annulaire d'être disposé d'un packer d'étanchéité lorsque en forant, en se manœuvrant et en établissant des connexions. Il faut comprendre que l'UBD dépend du contrôle dynamique du puits. Un obturateur annulaire ou une pipe ram peuvent disposer d'étanchéité annulaire temporairement, mais l'industrie dépend de RCD pour limiter l'usure due à la rotation pendant le forage, elle est destinée à être un complément qui donne plus de flexibilité à l'opération.[24]

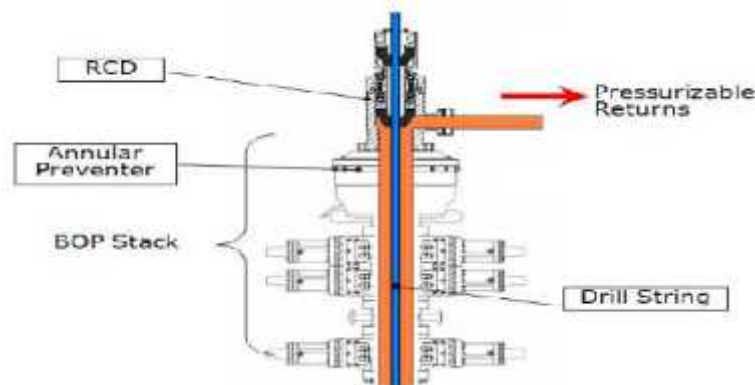


Figure I.8 : Alignement typique d'une RCD.[7]

Aujourd'hui il y a deux systèmes de base en service : le passive Rotating Control Device et le active Rotating Annular Preventer ;

- **RCD - Systèmes passifs :** Le RCD (Rotating Control Device) est essentiellement un packer tournant qui pousse un élément annulaire étanche contre la pipe mobile formant un joint d'étanchéité aux conditions de zéro pression. L'élément est exposé à la pression de puits qui fournit davantage d'étanchéité. Plus la pression de puits est élevée, plus l'étanchéité est élevée. La figure suivante représente un RCD passif.[7]

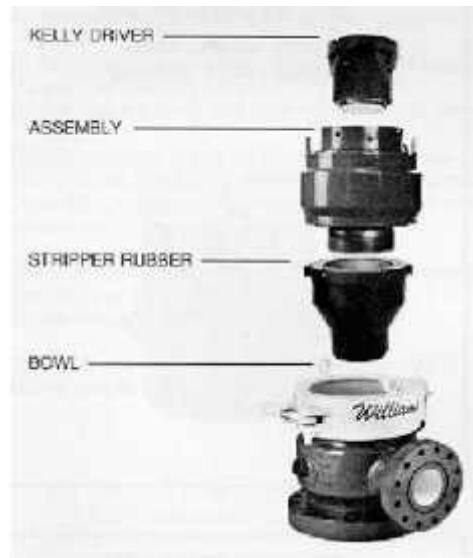


Figure I.9 : RCD passif.[7]

- **Obturateurs annulaires tournants - systèmes actifs :** L'obturateur annulaire tournant RBOP est un système actif qui active hydrauliquement le packer annulaire autour de la tige de forage. La différence par rapport au système passif est qu'il dispose d'une chambre à air derrière l'élément en caoutchouc pour compenser l'usure du caoutchouc ou l'augmentation de la pression annulaire pour augmenter l'étanchéité. La figure suivante représente un RCD actif.

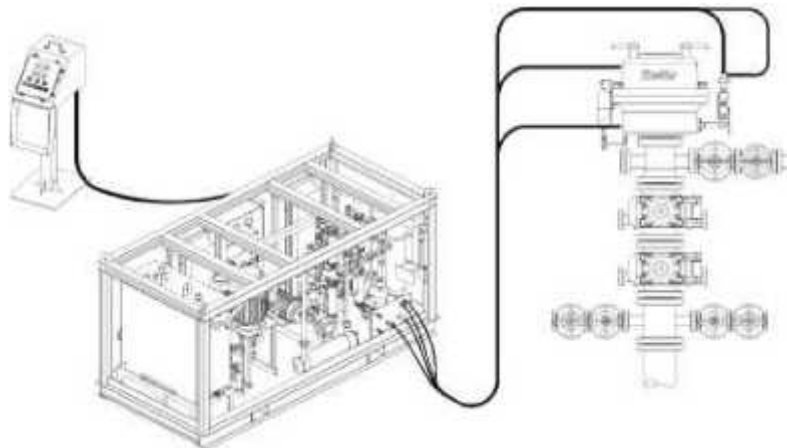


Figure I.10 : alignement d'un RBOP.[7]

III.1.3. Equipements de séparation :

Le fluide refoulé par l'espace annulaire passe par les équipements suivants :

III.1.3.1. Vanne ESD (Emergency Shut Down):

C'est une vanne hydraulique située à la sortie latérale de l'UBD Mud Cross. Cette vanne de sécurité est utilisée en cas d'éventuels problèmes tels qu'une détection d'une pression plus grande que celle de travail de manifold et séparateur, fuite au niveau des équipements ou un

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

problème au niveau de manifold des duses de l'underbalance ou au niveau de séparateur. Elle est aussi utilisée pour l'égalisation de pression en cas de manœuvre ou bien en cas de détection d'un gaz toxique H₂S.[3]

III.1.3.2. Module d'échantillonnage géologique :

Capture d'échantillons (Sample catchers) pour permettre une surveillance continue des déblais retournent de puits et le capture d'échantillons géologiques. Sample catchers sont normalement des hydro cyclones qui viennent normalement en paires, cela permet un échantillon d'être séparé tandis que l'autre échantillon est en cours de récupération. De nombreux systèmes peuvent être purgés avant la récupération de l'échantillon de telle sorte qu'ils peuvent être utilisés en toute sécurité. [3]

III.1.3.3. Manifold des Duses :

Le manifold de l'underbalance qui est utilisé pour contrôler la pression de fond et prélever des échantillons pour les analyses géologiques, est composé de :

- Deux duses hydrauliques réglables, et par fois l'une hydrauliques et l'autre manuelle. Le rôle des duses réglables c'est le contrôle de la pression de fond pendant le forage et les manœuvres,
- Une chambre d'échantillonnage de 4" de diamètre pour la récupération des analyses de géologies,
- Des vannes de purge,
- Les autres vannes de manifold sont manuelles, utilisées en cas de nécessité (défaillance des vannes hydrauliques...)

III.1.3.4. Les séparateur :

L'utilisation des séparateurs est un besoin particulier dans des applications d'UBD où le système de séparation doit être adapté aux fluides du réservoir, car un séparateur pour un champ de gaz diffère d'un autre pour un champ d'huile lourd. Il doit manipuler l'influx prévu et de séparer le fluide de forage de l'écoulement de retour du puits de tel sorte qu'il puisse être pompé à nouveau dans le puits. Il y a différentes conceptions de séparateur compatibles à leur but, il existe deux modèles de base pour les séparateurs : vertical et horizontal.[3]

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

III.1.3.5. Pompes de transfert :

Les pompes de transfert peuvent être nécessaires pour déplacer les fluides du séparateur vers le système actif ou le stockage. Les pompes de transfert peuvent également être nécessaires pour déplacer le fluide à partir d'un système constituant le système actif.

III.1.3.6. Equipement de récupération :

- **bac de décantation :**

Il sert à la récupération du fluide de forage, équipé par des tamis pour l'élimination des déblais, après ce fluide va être traité par des centrifugeuse pour éliminer la quantité de l'eau et particules solides à fin d'avoir une phase d'huile (brute) de 98%, en fin le liquide est acheminé vers les tank farms.[7]

- **Tank farm :**

Ce sont des bacs de circulation utilisés pour le stockage du brute pour le réinjecter dans le puits et si on a excès du brute on le transport vers le réseau de production ils ne sont pas ouvert à l'atmosphère (système fermer) avec un volume total de 103.35m³ x 4.[7]

III.1.4. Éléments de sécurité :

Un certain nombre d'éléments de sécurité clés doivent être intégrés dans la disposition de l'équipement de surface UBD, dont il est question ci-dessous. Tous ne sont pas requis pour chaque opération ou installation, mais tous doivent être considérés au stade de la conception:

- **Détecteur de gaz :** Une couverture complète des détecteurs de gaz inflammables et toxiques devrait être fournie à la fois à l'équipement de surface et au plancher de forage pour avertir des rejets de gaz.
- **Détecteur d'incendie :** L'équipement de surface doit être muni d'un système de détection d'incendie à boucle fusible qui déclenche automatiquement l'arrêt d'urgence de l'équipement de surface et déclenche un déluge.
- **Système de déluge d'eau :** Un déluge d'eau fixe devrait être fourni pour l'équipement de surface et le plancher de forage, qui peut être activé à distance pour éteindre les incendies et maintenir l'équipement en dessous des températures de défaillance en cas d'incendie.
- **Ségrégation des liquides :** Tout l'équipement de surface devrait être situé dans une zone groupée afin d'empêcher le développement de feux de circulation dans le cas d'un déversement de liquide hydrocarboné.

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

- **Appareil respiratoire** : Des appareils respiratoires devraient être installés au niveau de l'équipement de surface et du plancher de forage pour permettre l'évacuation d'un environnement toxique.
- **Le zonage des équipements électriques** : Cela classe les zones autour des plateformes et des structures contenant des hydrocarbures pour l'installation en toute sécurité des équipements électriques.[7]

III.2. Drill String et les équipements de fond :

III.2.1. Pressure While Drilling (PWD):

Les capteurs de pression au cours de forage se sont avérés inestimables dans chaque opération de forage en UBD à ce jour où ils ont été inclus dans le train de sonde et exploité sans temps d'arrêt. Cependant, un grand nombre de ces capteurs se sont avérés problématiques en raison des problèmes de vibration et des vitesses de forage rapides rencontrées avec un forage en UBD.[26]

III.2.2. Outils MWD électromagnétiques (EMWD) :

La transmission électromagnétique des données à la surface se fait en émettant des ondes de basse fréquence à travers la terre. Il y a essentiellement deux façons de le faire: une qui induit un champ électrique axialement symétrique autour de la tige de forage, et une seconde qui dirige le courant directement d'une partie de la tige de forage à l'autre.[26]

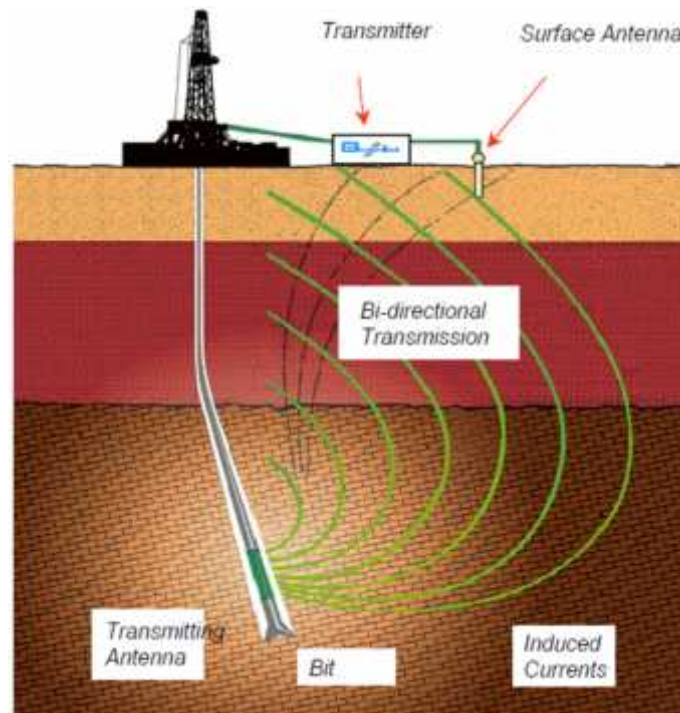


Figure I.13 : Outils MWD électromagnétiques.[26]

III.2.3. Les vannes anti-retours NRV:

Les vannes anti-retour empêchent l'afflux de fluides du réservoir à l'intérieur de la garniture, que ce soit en cas de déconnection ou de raccordement. Il faut reconnaître qu'il y a une pression au-dessous des clapets anti-retour.[26]

III.2.4. Les vannes annulaires du fond de trou :

Le contrôle de maintien de la BHP est difficile dans l'UBD, en particulier lors du manœuvre. Les manœuvres peuvent être gérés en utilisant le casing isolation valve, le stripping, snubbing ou tuer le puits, qui peuvent tous provoquer des problèmes technique et NPT (et donc le coût). Les vannes de fond permettent le manœuvre sans tuer le puits.

L'outil a différents noms dans l'industrie bien que le but de la vanne de fond soit presque identique. Les autres noms de la vanne sont Downhole Isolation Valve (DIV), Casing Isolation Valve (CIV).

III.2.4.1. Casing isolation valve (CIV) :

La garniture du forage est remontée vers le haut dans le casing jusqu'à ce que le bit est au-dessus de la CIV, la vanne est alors fermée (piégeage du Pression au-dessous) permettant au manœuvre de se poursuivre sans stripping ou de tuer le puits, La pression de puits au-dessous du CIV vient s'équilibre avec de la pression de réservoir. Ainsi, dans un puits a haut pression, la vanne doit être placé aussi profond que possible dans la pratique en raison de la migration de gaz pour limiter l'accumulation graduelle de la pression au-dessous de clapet. Placer la vanne du profond pour limite également la distance de stripping de la remontée jusqu'au niveau de la vanne.[9]

III.2.4.2. Downhole Deployment Valve (DDV):

DDV est une CIV qui est employée en tant qu'une partie intégrante du casing, ce qui permet leur installation dans les programmes de casing standard, fixées au-dessus d'une formation d'intérêt. La DDV est actionnée à partir de la surface par deux lignes indépendantes de commande hydrauliques fonctionnent extérieurement, en laissant une petite empreinte dans l'unité de commande hydraulique pour faire la différence entre la ligne d'ouverture et la ligne de fermeture :

- La première ligne transmet la pression pour l'ouverture de la vanne.
- La deuxième ligne transmet la pression pour la fermeture de la vanne.[9]

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

Le système DDV est facilement intégré dans le programme de casing conventionnel. Le flapper est ajusté contre la colonne de tubage externe avec un flapper verrouillée dans une position ouverte pour autoriser un accès libre au fond du puits. L'outil est alors une partie de casing qui fonctionne dans le puits. Le casing peut être mis en place en forage et cimentation pendant que le flapper est entièrement protégé. Lors de déclenchement d'un kick la garniture est dégagée jusqu'à ce que le bit soit au-dessus de la vanne de DDV, le flapper est fermé alors et la pression est isolée au-dessous de la vanne. La pression au-dessus de la vanne est purgée, et alors le manœuvre est possible.[7]

Les avantages de l'utilisation du DDV sont nombreux. Le manœuvre conventionnel est possible car la pression du puits au-dessous du DDV est isolée, le temps de manœuvre est réduit de manière significative, la footprint de surface est minimale et aucun changement de boue n'est exigé. Ce système tient compte de la longueur et la complexité de BHA où l'étanchéité de l'annulaire pose un défi. Il peut également être utilisé pour des opérations de complétion. Car les DDV contiennent des joints élastomères qui peuvent détériorer avec le temps, ils ne devraient pas être employés sur les bases à long terme comme pour la production. Des limites de pression doivent également être prises en compte.[26]

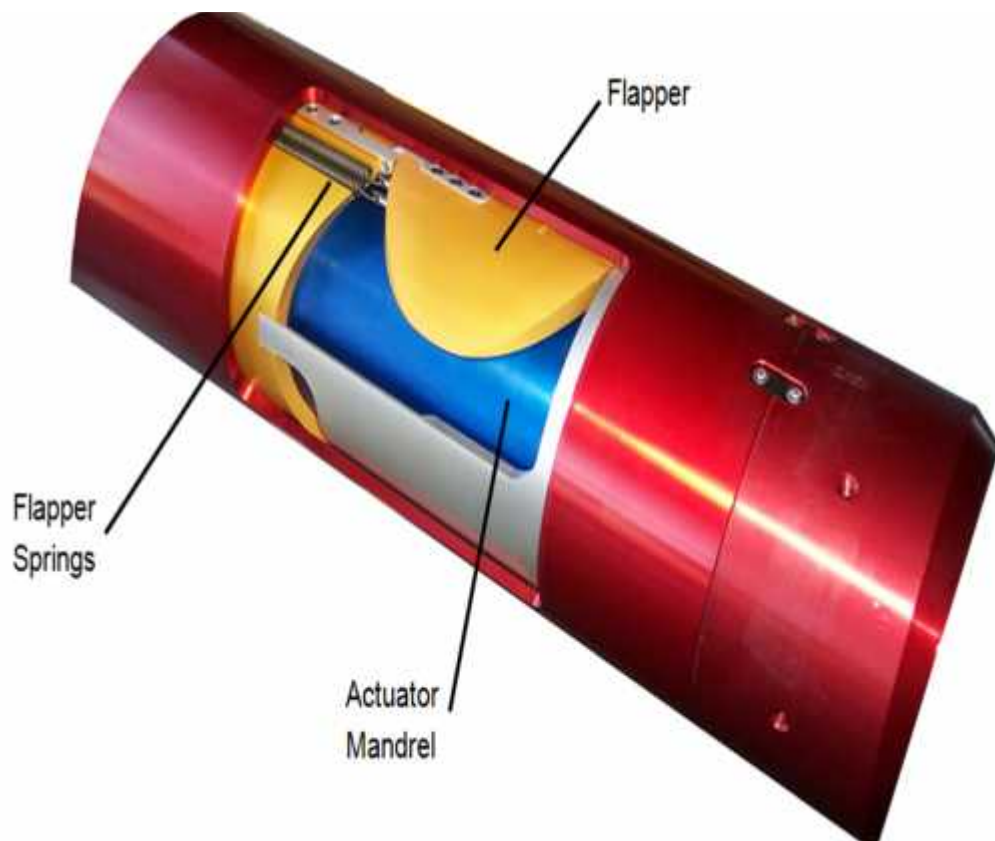


Figure I.14 : Soupape à clapet du système DDV.[26]

III.2.5. Conception des tiges de forage (Drill String) :

Le Drill String pour le forage en UBD peut être un Coiled tubing ainsi que des tiges. La taille du trou et la pénétration du réservoir ainsi que la trajectoire directionnelle détermineront le moyen de forage optimal. Si la taille du trou requise est supérieure à $6^{1/8}$ ", nous devons peut-être utiliser des tiges, pour des tailles de trou de $6^{1/8}$ " ou moins, il est possible d'utiliser un Coiled tubing.[26]

III.3. La complétion :

La majorité des puits forés précédemment en UBD ne sont pas accomplies en mode d'underbalance, les puits ont été déplacés en mode d'overbalance avec le fluide de neutralisation avant que la complétion soit descendu dans le puits qui provoquera un risque de l'endommagement de réservoir et par la suite la diminution dans la productivité de réservoir. Un certain nombre de méthodes de complétion sont disponibles pour les puits forés en underbalance tels que Liner et perforation, Slotted liner, Sandscreens, Barefoot.

La complétion des puits en UBD se fait en deux modes :

- Complétion en mode conventionnel :

1. Neutralisation de puits avec l'utilisation d'un fluide overbalance, et la mise en place un bouchon LCM si nécessaire pour contrôler les pertes ;
2. Descendre le liner de production tout en maintenant le puits plein de la surface ;
3. ancrer liner hanger et le cimenté ;
4. ancrer le liner top packer ;
5. Descendre le tubing de production ;
6. Monter la christmas tree.

- Complétion en mode non conventionnel :(utilisation de Slotted liner et la DDV)

1. Remonter la BHA jusqu'à la DDV. Fermer la DDV ;
2. Déplacer le puits par fluide de neutralisation au-dessus du top de la DDV. Remonter a la surface ;
3. Descendre le Slotted liner jusqu'au top de la DDV ;
4. Engager la RCH autour de DP et déplacer le fluide de neutralisation du puits par le fluide aire ;
5. Ouvrir la DDV et descendre le Slotted liner au fond ;
6. Larguer le Slotted liner, appliquer une rotation droite ;
7. Remonter le setting tool ;

CHAPITRE I : La technologie de forage en Underbalance

8. Descendre packer hydraulique à l'intérieur du tubage 7'' et déplacer le puits avec le fluide de neutralisation ;
9. Monter la Christmas tree.

CHAPITRE II

Synthèse bibliographique

CHAPITRE II : Synthèse bibliographique

I. Introduction :

La recherche dans le domaine pétrolière a le grand soin surtout avec le développement de la technologie dans tous les domaines de la science. Le forage à la portion importante de cette recherche par ce qu'un bon forage est celui qui garde les même caractéristiques de réservoir sans endommagement pour une production optimale qui augmente le prix de revient.

L'UBD est la technique qui garde cette propriété au réservoir si elle a bien exécutée, dans ce chapitre ont va déposer quelque études antérieures qui parle déjà sur l'UBD.

II. Aperçue des études antérieurs :

Duda J.R et al., ont étaiés écriés un article qui est publié dans le journal de pétrole et de gaz USA (23-09-1996) sous le titre de « La croissance forte projetée pour le forage d'underbalance » qui parle premièrement sur le développement de la technologie de forage d'underbalance qui est particulièrement visé sur les étude de l'endommagement de formation, le potentiel de taux de pénétration le plus élevés, et la capacité de réduire les pertes de circulation dans les réservoirs déplétif, puis ils ont parlés sur Le ministère de l'énergie dans l'USA qui a sponsorisé Maurer Engineering Inc (MEI) pour l'objectif de développer un modèle de forage d'underbalance par la mousse facile à utiliser qui peut exactement prévoir des chutes de pression, la capacité de levage les déblais, la qualité de la mousse, et d'autres variables, et le deuxième objectif du l'étude était de développer un fluide de forage léger qui laisserait le forage d'underbalance dans les réservoirs à basse pression sans limitations généralement liées aux fluides légers existants, et aussi (MEI) a réalisé une étude pour mesurer le potentiel des fluides de forage légers et l'ampleur d'activité de forage d'underbalance aux USA.[19]

D. Brant Bennion, F Brent Thomas Hycal ont était écriés un article qui a présenté dans la 7ème conférence annuelle du pétrole Society/SPE sur la technologie horizontale de puits, Calgary, Alberta, Canada (03-11-1999) sous le titre de « Le forage d'underbalance: une perspective de conception de réservoir » qui illustre que le forage d'underbalance peut être un processus très bénéfique dans certaines situations de réservoir dans le but de réduire les endommagements de formation, si correctement conçu et exécuté. Il existe de nombreux pièges potentiels dans la conception des opérations de forage underbalance qui peuvent compromettre la capacité à maintenir un état d'underbalance pendant toute l'opération de forage (et complétion).

CHAPITRE II : Synthèse bibliographique

Alors que certaines formations pardonnent relativement à un nombre limité d'incidents de pression d'overbalance, pratiquement dans toutes les situations, il peut être démontré que des réductions de productivité modérées à sévères surviennent lors de multiples incidents d'overbalance et afin de maximiser la productivité finale du puits. On peut voir qu'une exécution inappropriée d'un travail de forage d'underbalance peut dans certaines situations entraîner des performances de puits encore plus faibles que si le puits avait été foré dans des circonstances similaires d'une approche overbalance opérationnelle bien conçue et exécutée.[10]

Rosalvina Guimerans et al. ont écrit un article dans IADC comité de forage d'underbalance (2001) sous le titre de « Le choix d'un fluide pour des opérations de forage d'Underbalance » dans l'objectif d'élaborer des lignes directrices pour la sélection optimale d'un fluide de forage pour des opérations de forage d'underbalance qui répondent à toutes les exigences en matière de santé, de sécurité et d'environnement.

Ils ont résumés que la sélection initiale des fluides pour les opérations de forage d'underbalance est classée en cinq types de fluides principaux basés principalement sur ECD (gaz, brouillard, mousse, liquide gazéifié, liquide). La délimitation au sein de ces groupes dépend des considérations décrites dans le Système de classification IADC-UBO pour les puits d'underbalance (niveaux 0, 1, 2, 3, 4, 5) qui délimite davantage la sélection en fonction des caractéristiques d'écoulement du puits, du type de fluide du puits, du fonctionnement en surface, la pression, le confinement des fluides, le contrôle des puits et les problèmes de santé, de sécurité et d'environnement applicables.

La sélection finale du fluide pour les opérations de forage d'underbalance peut être extrêmement complexe. Questions clés telles que les caractéristiques du réservoir, les caractéristiques géophysiques, les caractéristiques de fluide du puits, géométrie des puits, compatibilité, nettoyage des trous, stabilité thermique, corrosion, forage BHA, transmission de données, manipulation et séparation des fluides de surface, lithologie de formation, santé et sécurité, impact environnemental, disponibilité des sources de fluides, tous doivent être pris en compte avant la conception finale du fluide.[23]

Nediljka gaurina-me imurec et al. ont écrit un article qui a été publié dans la Faculté du minier, de la géologie et de la technologie de pétrole, université de Zagreb, Pierottijeva 6, Hr-10000 Zagreb, Croatie (2006) sous le titre de « technologie de forage d'underbalance » qui

CHAPITRE II : Synthèse bibliographique

conclue que Le forage d'underbalance (UBD) présente plusieurs avantages, et les opérateurs envisagent lentement l'utilisation de l'UBD uniquement pour ses avantages, plutôt est simplement comme une solution aux problèmes de forage classiques. UBD n'est pas une technologie qui devrait être utilisée pour toutes les situations. L'utilisation de la technologie dans la mauvaise application peut créer une situation dangereuse, augmenter les endommagements à la formation, augmenter la probabilité de défaillance du puits ou augmenter le coût du puits sans aucune probabilité de gain économique.

Avant de procéder à un forage d'underbalance, les ingénieurs du réservoir doivent effectuer une quantité importante de travaux. Non seulement une pression de réservoir précise est requise, mais le mécanisme d'endommagement du réservoir doit être compris pour s'assurer que les avantages requis sont effectivement possibles.

La raison d'appliquer une technologie d'UBD est d'augmenter les profits de l'entreprise en augmentant le taux de production du puits, la valeur du produit ou en réduisant le coût de forage du puits. L'application incorrecte d'une nouvelle technologie augmentera le coût du projet, sans augmenter la rentabilité du projet. Cela conduira à une perte de confiance dans la technologie et, finalement, une diminution de son utilisation ou de sa disparition éventuelle.

Nonobstant ces inconvénients potentiels, l'UBD peut servir d'outil supplémentaire à une entreprise d'exploitation pour forer et produire à partir de ces réservoirs qui ne peuvent pas être exploités par des méthodes de forage conventionnelles.

L'application d'UBD permet la gestion totale de puits, les deux en termes de commande d'écoulement et mensurations/évaluation de tous les fluides et solides de retour dans tout le processus de forage. UBD s'est avéré non seulement en sécurité, mais également rentable et peut avoir comme conséquence un programme de forage généralement plus efficace (dépendant des circonstances spécifiques de puits/chantier).[22]

D. Brant Bennion et Hycal Energy Research Laboratories Ltd ont écrit un article sous le titre de « technologie de forage d'underbalance - choix de candidat pour l'application optimale » qui conclue que le forage d'underbalance est un processus très complexe qui ne doit pas être conçu et mis en œuvre sur la base de l'intuition, ou parce qu'il semble être l'approche idéale d'un problème difficile. Des problèmes de gestion peut faciliter l'achèvement économique et l'exploitation des réserves impossibles à obtenir par tout autre type de technologie actuellement

CHAPITRE II : Synthèse bibliographique

disponible. L'étude détaillée et la conception du processus UBD par une équipe de réservoir à multiples facettes est nécessaire avec l'acquisition des données nécessaires.

S'assurer que l'opération est viable pour le réservoir considéré, si l'UBD est pris en compte, le processus doit être conçu, implémenté et contrôlé correctement, si la planification et la conception ne sont pas planifiées correctement, la technologie d'UBD pourrait être mal appliquée (dans une situation potentiellement viable), ce qui entraînerait des pertes importantes de capital et de potentiel de production.[8]

Amit Saxena a écrit un article dans le journal de la technologie de pétrole qui a publié dans institut indien de pétrole et d'énergie, de l'Inde sous le titre de « le forage d'underbalance et ses avancements :un article de vue d'ensemble » (Septembre 2014) qui conclue que le forage d'underbalance est en train de devenir une technologie émergente pour réservoir marginale et fracturée en raison de son caractère de non-endommagement, de la faible perte de fluide et de l'amélioration de la productivité du puits sans workover ou travail de stimulation après le forage. Cependant, une attention intense est nécessaire pour contrôler l'hydrodynamique des fluides de forage afin d'en tirer le maximum de bénéfices. La polyvalence et l'énorme capacité de coupe de la mousse peuvent classer sur toutes les autres méthodes de forage d'underbalance parmi toutes les classes. Il peut gérer d'énormes quantités d'afflux d'eau, ce qui fait un bon candidat pour le forage.

Une étude détaillée sur les propriétés hydrodynamiques et le comportement rhéologique du fluide de forage d'underbalance doit être effectuée avant d'implanter dans un projet d'un million de dollars. L'étude est importante en raison de la nature compressible des fluides de forage utilisés dans l'UBD qui influé le comportement du fluide de forage de manière drastique pendant les conditions de fond du réservoir.[4]

CHAPITRE III

**Généralité et traitement
des pertes de circulation**

Chapitre III : Généralités et traitement des pertes de circulation

I. Introduction :

Les pertes de boue sont l'un des problèmes les plus graves rencontrés dans le forage. Ceci est communément connu comme la perte de circulation. Il peut se produire dans des formations naturellement fracturées et peut également être induit dans des formations pendant le forage.

La perte de circulation est un phénomène dans lequel le fluide de forage s'écoule dans une ou plusieurs formations géologiques au lieu de retourner vers l'annulaire. En conséquence, l'industrie pétrolière subit une perte de plus d'un milliard de dollars par an en temps de forage, de matériaux et d'autres ressources financières. La perte de circulation se produit normalement lorsque la boue s'écoule dans les fractures naturelles et les caves. Cela peut également être dû à un excès de pression exercé sur la boue de forage, à la suite de laquelle des fractures sont créées à l'intérieur de la formation, ce qui permet la perte de boue à travers celles-ci.[5]

II. Les principaux types des pertes:

II.1. Pertes partielles:

Une perte est dite partielle, si la circulation se maintient même à une très faible valeur, le trou restant rempli, il y a donc une diminution de retour de boue.

Partielle importante: $Q_{\text{pertes}} > 5 \text{ m}^3/\text{h}$.

Perte partielle moins importante: $Q_{\text{perte}} < 5 \text{ m}^3/\text{h}$. [2]

II.2. Pertes totales:

Une perte est dite totale, si la circulation ne se maintient plus. Dans le forage lorsqu'on dit qu'on a une perte totale cela veut dire qu'on n'a pas de retour de boue au niveau de la goulotte et les tamis. Cette perte est fréquente dans les terrains caverneux, fissurés et les terrains fracturés par la boue de forage. [2]

III. Caractéristiques permettant d'identifier les zones de pertes de circulation:

Il existe quatre catégories de formation offrant des possibilités de pertes, ce sont par ordre de gravité croissant:

- Les formations non consolidées ou très perméables ;
- Les formations fracturées naturellement ;
- Les formations avec fracture induite;
- Les formations cavernueuses ; [2]

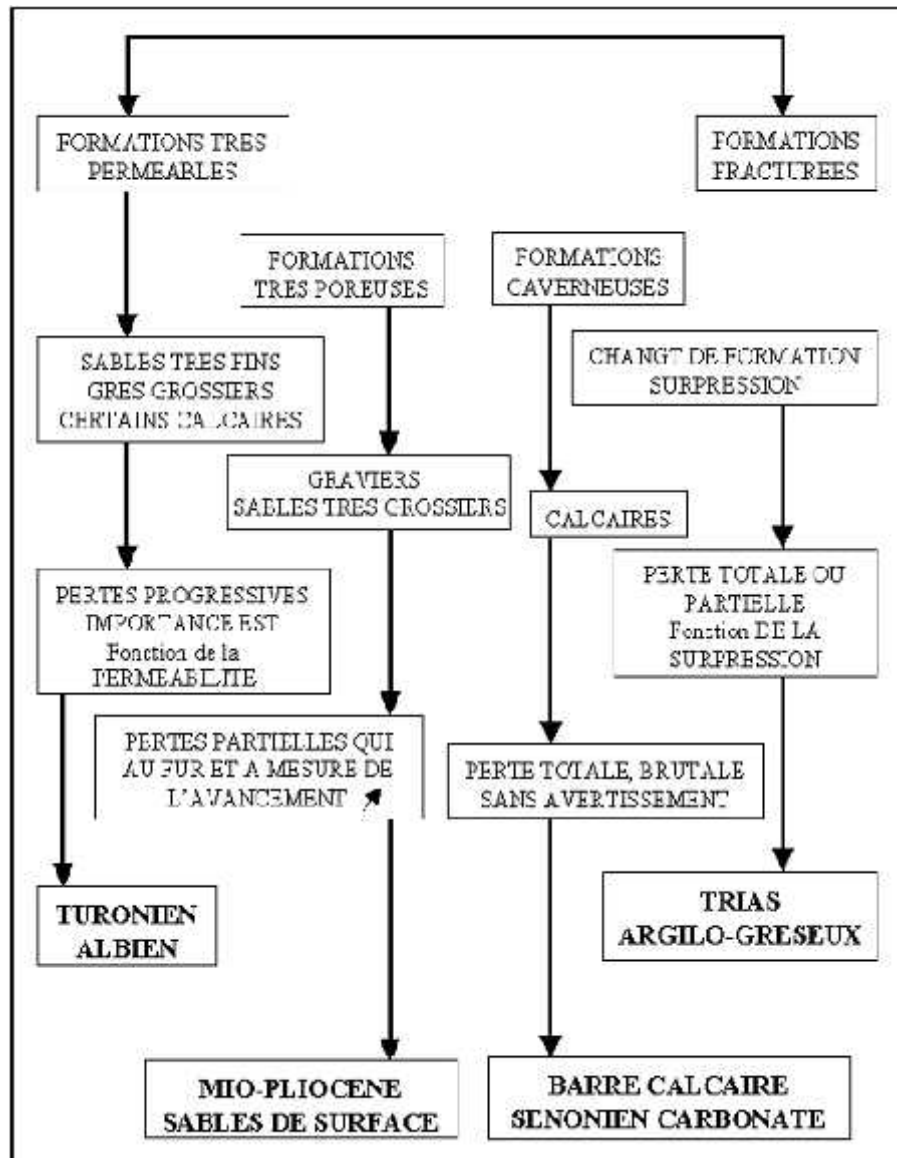


Figure III.1: Formations susceptibles de pertes.[2]

III.1. Les formations non consolidées ou perméables:

Ce sont des formations hautement perméables, comme le montre la figure III.2. Cela entraîne une baisse du niveau de la boue dans le trou. Si le forage se poursuit, il peut y avoir une perte totale de fluide de forage. Ces formations doivent avoir une perméabilité de 10-100 Darcy pour que la perte se produise. Les sables peu profonds, et les graviers, et les dolomies ont souvent de telles perméabilités et sont donc sujets à des pertes de boue.[5]

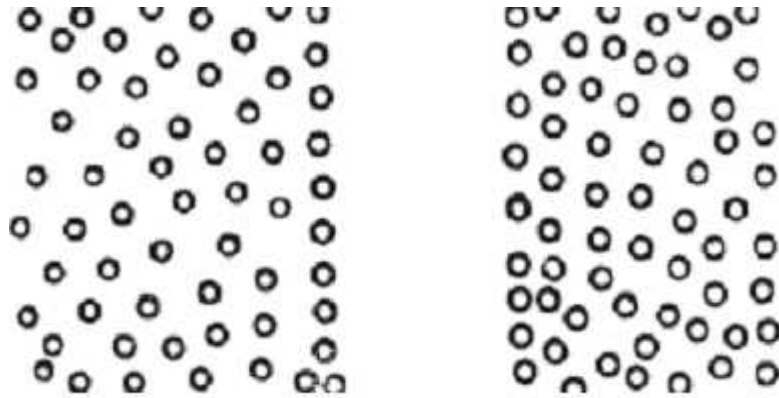


Figure III.2 : formation non consolidée.[2]

III.2. Les formations fracturées naturellement :

Ceux-ci peuvent se produire dans n'importe quel type de roche. Le niveau de la boue diminue lentement dans le trou et si le forage se poursuit, plus de fractures deviennent exposées à la boue de forage, ce qui peut entraîner une perte totale. Les fractures naturelles en formation sont représentées à la figure III.3, elle démontre que pour qu'une fracture naturelle existe, les surcharges doivent être supportées.[5]

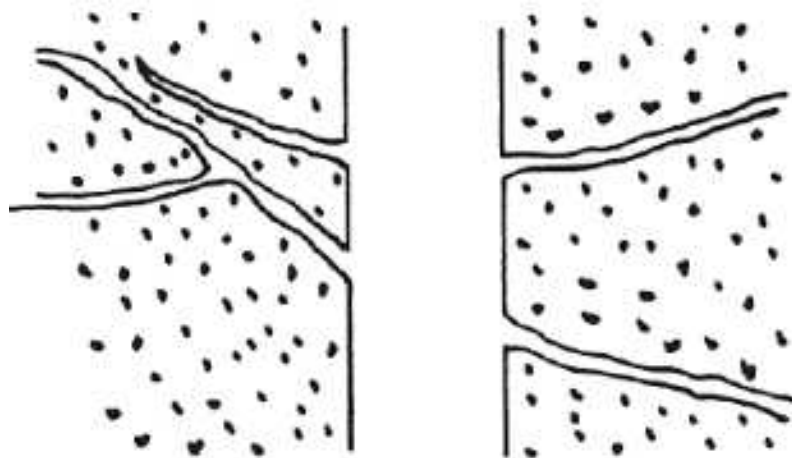


Figure III.3 : Formation fracturée naturellement.[5]

III.3. Les formations avec fracture induite :

Ces fractures peuvent être induites dans n'importe quel type de roche, mais sont typiquement une caractéristique des formations faibles telles que les schistes. La perte de boue est rapide lorsque le forage est effectué à travers ce type de fracture. Normalement, lorsque la boue de forage pèse plus de 10,5 lb / gal, les conditions conduisent à la formation de fractures induites. La figure III.4 montre comment les fractures induites peuvent être créées en raison

Chapitre III : Généralités et traitement des pertes de circulation

du poids élevé de la boue. D'autres causes peuvent être des irrégularités, une contre-pression excessive et une manipulation brutale des outils de forage.[5]

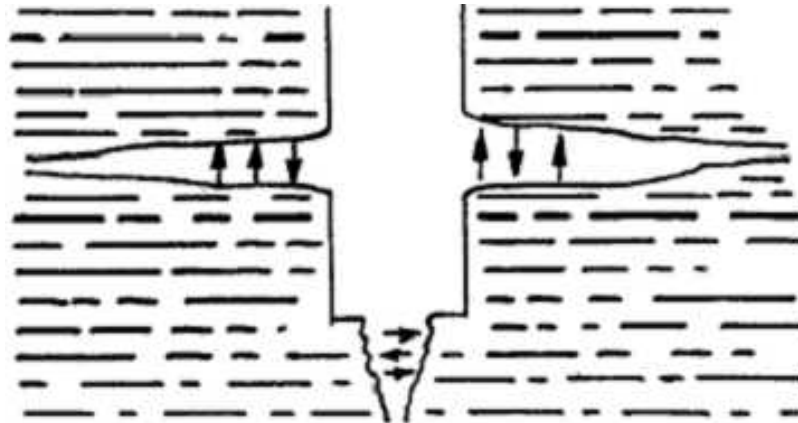


Figure III.4 : Formation avec fracture induite.[5]

III.4. Les formations cavernueuses :

Ceux-ci sont le plus souvent limités aux formations de calcaire. Lorsque cela se produit, il y a une perte soudaine de boue et, avant que la perte commence à se produire, l'outil chute de quelques pouces à quelques pieds dans une nouvelle zone. Le forage devient difficile avant que la perte ne commence à se produire. La figure III.5 montre qu'il s'agit de fractures de grandes proportions et que la boue peut s'écouler d'une zone supérieure à une zone inférieure, rendant la fracture plus difficile à sceller.[5]

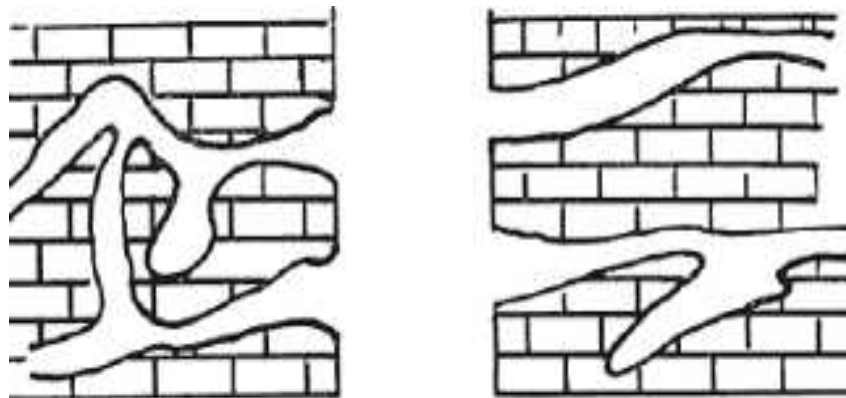


Figure III.5 : Formation cavernueuse.[5]

IV. La nature des pertes:

IV.1. Pertes naturelles:

Elle se produisent dans les vides de la roche (pore, fissures, fractures), lorsque $P_{\text{boue}} > P_{\text{couche}}$. Les pertes de circulation (naturelles) sont observées dans (Les formations très mal consolidées, les formations à perméabilité excessive, les zones faillées...).[2]

Chapitre III : Généralités et traitement des pertes de circulation

IV.2. Perte par craquage :

Elles se produisent dans les vides créés (fissures ou fractures) lorsque la pression exercée par la boue est supérieure à la pression de fracturation de la roche ($P_{\text{fond}} > P_{\text{frac}}$). [2]

IV.3. Pertes par filtration:

Une large quantité de boue envahissant les formations perméables est pallié par la formation d'un cake relativement imperméable, à travers lequel aucune filtration aura lieu. La boue est donc sujette à un traitement offrant les caractéristiques voulues, dans le but de préserver la stabilité des parois et de minimiser l'invasion par filtration. [2]

V. Causes des pertes:

V.1. Causes liées aux les caractéristiques de la formation:

- Formation poreuse à haute perméabilité ;
- Formation naturellement fissurée ;
- Formation fracturée par la boue ;
- Formation caverneuse ;

V.2. Causes liées à la boue de forage :

- Pression au sein de la boue trop élevée ;
- Causes liées aux caractéristiques rhéologiques ;
- Causes liées à la thixotropie ;

V.3. Causes diverses :

- Surpression et dépression dues aux manœuvres trop rapides ;
- Reforage systématique avant ajout de tige ;

VI. Conséquences des pertes de circulation:

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

Les conséquences majeures des pertes de circulation sont:

- Possibilité de venue à cause de la baisse du niveau dans le puits.
- Possibilité de coincement de la garniture à cause de la mauvaise remontée des déblais.
- Coût très élevé à cause des pertes de boue.
- Perte de zone de production résultant de l'endommagement excessif de la formation.

Chapitre III : Généralités et traitement des pertes de circulation

- Pertes de temps lors de la restauration de la circulation.
- Les surcoûts de forage.

Pour résoudre le problème des pertes de circulation avec des techniques correctes, il est nécessaire de connaître le degré et le type de la zone à perte et l'historique du forage du puits juste avant les pertes.[2]

VII. Traitement des pertes en cours de forage :

Le premier remède consiste à pomper des produits colmatant afin de boucher les pores ou les fissures des formations à perte.

Il existe une grande variété de colmatant:

- Agents de colmatage dans la boue de forage.
- Système de mixage en surface.
- Système de mixage au fond.[2]

VII.1. Agents de colmatage dans la boue de forage :

Ces produits appelés également LCM (Lost Circulation Matériel) sont ajoutés directement dans la boue. Les LCM existent sous 4 formes: (Granulaires.Lamellaires.Fibreux.Gonflants).[2]

VII.2. Système de mélange en surface:

- **Bouchon de ciment:** Le laitier de ciment pur est très efficace pour résoudre le problème des pertes par filtration ou de faible débit de perte avec l'avantage de donner une contrainte de compression finale très élevée.[2]

VII.3. Système de mélange au fond:

Les systèmes mélangés au fond contiennent deux fluides ou plus qui, en faisant contact dans le décauvré en face des zones à pertes, forment un bouchon visqueux ou précipitant qui étanche la zone.

Ces systèmes ne conviennent pas avec les pertes totales où le taux de déplacement actuel n'est pas connu, du fait de la difficulté de contrôler le mixage des fluides. Pour les pertes partielles, en utilisant un bouchon boue " diesel-oil bentonite" (M-DOB) à la place des LCMS.[2]

CHAPITRE IV

Etude technico-économique

I. Description de la zone d'étude :

I.1. Situation géographique du bassin d'Illizi et du champ d'ALRAR :

Le bassin d'Illizi est situé dans la partie Sud orientale du Sahara Algérien. Il représente l'une des plus grandes provinces pétro-gazifières de l'Algérie, se situe entre les longitudes **6°E** et **10°E** et les latitudes **29° 45'00'' N** et **26° 30'00''N**. Ce bassin s'étend jusqu'en Libye à l'Est dont la plus grande partie se trouve en Algérie, jusqu'au massif du Hoggar qui le borde au sud. Le bassin d'Illizi d'une superficie de 108.424 km², est le siège d'un effort d'exploration assez important qui a débuté en 1956 avec la découverte d'Edjeleh. Depuis, pas moins de 413 puits d'exploration et 281 d'appréciation ont été forés, avec un taux de succès de 23 %, On dénombre 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz, qui ont donné lieu à des gisements telles que celles de Tin Fouyé, Zarzaïtine, Edjeleh, ALRAR, STAH et Ohanet.

À la frontière Algéro-Libyenne, à 100Km environ au Nord d'IN-AMENAS, se situe la région de STAH, Cette région et constitue de trois champs :

- Le champ d'ALRAR : c'est un champ de gaz à condensat avec anneau d'huile,
- Le champ de STAH : c'est un champ d'huile,
- Le champ de MEREKSEN : c'est un champ d'huile.[20]

I.2. Sédimentologie et caractérisation du réservoir du DEVONIEN moyen F3 d'ALRAR bassin d'Illizi-Algérie :

Le réservoir dévonien F3 d'ALRAR Est et Ouest est un piège du type mixte (stratigraphique et structural), il se présente sous la forme d'un monoclinal faillé à pendage Nord-Nord Est, Sud Sud-ouest allongé dans la direction Nord -Nord Est, Sud-Sud Est. La structure est limitée :

- à l'Est par la frontière libyenne
- au Nord par l'aquifère
- au Sud, Sud-est et à l'Ouest par la disparition des grès du F3, la fermeture est assurée par un biseau stratigraphique.

Les analyses des sondages du réservoir F3 ont révélé l'existence de cinq niveaux superposés qui sont de haut en bas :

-) Grès hétérométriques brun foncés, moyens à grossiers, peu consolidés à ciment argilo siliceux peu développé : l'épaisseur moyenne est de 25m,
-) Grès brun foncés, fins à moyens, plus consolidés que les précédents à inclusion carbonatées fréquents, formant par endroit le ciment prédominant : l'épaisseur moyenne est de 4m,

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

- J Grès quartzitique blancs, fins à moyens, compacts à joints argilo-carboneux stylolitiques,
- J Grès calcaires fins et calcaires argileux très finement gréseux à petites lentilles irrégulières de calcaire fossilifère : l'épaisseur est de 0,5 m,
- J Argiles noires compactes à ptéropodes, petites lamellibranches et brachiopodes, l'épaisseur est de 10m environ.[25]

Dans le champ d'ALRAR seul le Dévonien représente un intérêt pétrolier dans sa partie moyenne et supérieure :

- Le Dévonien inférieure est pétrolifère dans quelques différentes zones du bassin d'Illizi, et par contre à ALRAR est aquifère.
- Le Dévonien moyen constitue le réservoir F3 épais de 40m qui est l'objectif principal dans le champ d'ALRAR où il produit du gaz à condensat à fort débit et présente un anneau d'huile sur une colonne de 10m.
- Le Dévonien supérieur constitue le réservoir F2 qui est un complexe grés-argileux, son sommet présente une passé de grés de 10m d'épaisseur généralement compacts.

Le réservoir F3 d'âge dévonien est situé dans la formation argilo-gréseuse d'ALRAR, la série sédimentaire traversée par sondage, montre un réservoir relativement hétérogène de la base au sommet, Il est subdivisé en deux parties différentes par leurs caractéristiques réservoirs :

- J **La partie inférieure** : présente une intense quartzification du réservoir, due à des transformations physico - chimique (diagenèse) ayant affecté la sédimentation et qui ont contribué à la compaction de ce niveau. Les porosités sont relativement faibles, elles varient de 3 à 5% et les perméabilités sont souvent inférieures à 0.1mD.
- J **La partie supérieure** : est composée de grés friables, avec de meilleures caractéristiques de réservoir. Elle est formée de grès non silicifiés, avec des porosités variables de 10 à 15 % et des perméabilités atteignant parfois 552 mD.[6]

Les résultats obtenus au cours de cette étude, nous permettent d'aboutir à des conclusions suivantes:

- Le réservoir F3 à ALRAR est caractérisé par une hétérogénéité du point de vue qualités réservoirs. Les grès utiles appartiennent à sa partie supérieure où ils sont hétérométriques et mal classés. Ils correspondent à l'ensemble des cordons sableux et ils sont faiblement cimentés par de la silice et de l'argile. La partie inférieure du réservoir constituée par des grès quartzitiques à granulométrie fine, et bien classé.

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

Cette zone est marquée d'une part par une forte silicification et d'autre part par une argilosité intense.

- L'évaluation des paramètres du réservoir et des paramètres pétrophysiques, montre que la distribution verticale de ces derniers, est différente selon que l'on soit dans la partie supérieure ou dans la partie inférieure du F3: La partie supérieure est caractérisée par une bonne porosité utile et une perméabilité secondaire due à la fracturation qui améliore la qualité de réservoir. La partie inférieure présente des propriétés pétrophysiques médiocres: Faible porosité, forte cimentation, compaction.

D'où on conclue que le Dévonien F3 est une formation fortement susceptible aux pertes des fluides de forage en mode conventionnel. L'utilisation de la technologie de forage en UBD à notre avis peut être la solution à ce problème, soit en minimisant ou bien évitant définitivement les pertes. Pour renforcer notre étude, et mieux remédier le problème on va faire une application sur le puits AL-17Bis dans le champ d'ALRAR, tout en comparant les résultats avec des autres puits voisins.

II. Application sur le puits AL-17Bis et les puits voisins:

II.1. Introduction :

Le puits AL-17BIS, est prévu comme puits de remplacement au puits AL-17 producteur de gaz dans le réservoir Dévonien F3. Il fait partie d'un programme de forage de développement complémentaire de gaz du réservoir Dévonien F3 du champ d'ALRAR. Il atteindra la profondeur de 2661m dans la série argileuse/Dévonien F4 argiles après avoir traversé en sa totalité le réservoir Dévonien F3.

II.2. Localisation :

Le puits AL-17Bis est situé à environ 267m au Sud du puits AL-17, à 1.8Km au Nord-Ouest du puits AL-18 et à 2.5Km à l'Ouest du puits AL-19 producteurs de gaz au niveau du champ d'ALRAR, Il admet comme coordonnées d'implantation :

Tableau IV.1 : Coordonnées du forage AL-17Bis.[11]

Coordonnées géographiques	Coordonnées UTM (Fuseau 32/ Clarke 1880)
M: 09°44'01.86702''E L : 28°36'04.18069''N Zs : 703.016m	X : 571 753.013 m Y : 3 163 768.005 m ZT : 711m

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

II.3. Corrélation entre les puits :

II.3.1. Aspects du réservoir de puits :

Les puits les plus proches de ALR-17Bis sont AL-18 (1,81 km) et AL-19 (17,89 km), mais aucune distance n'est fournie pour AL-17 par rapport à AL-17Bis. Ci-dessous la corrélation pour le réservoir Dévonien F3 par les puits AL-17, AL-17bis, AL-18 et AL-19 a été extrait du rapport d'implantation Sonatrach pour le puits AL-17bis.

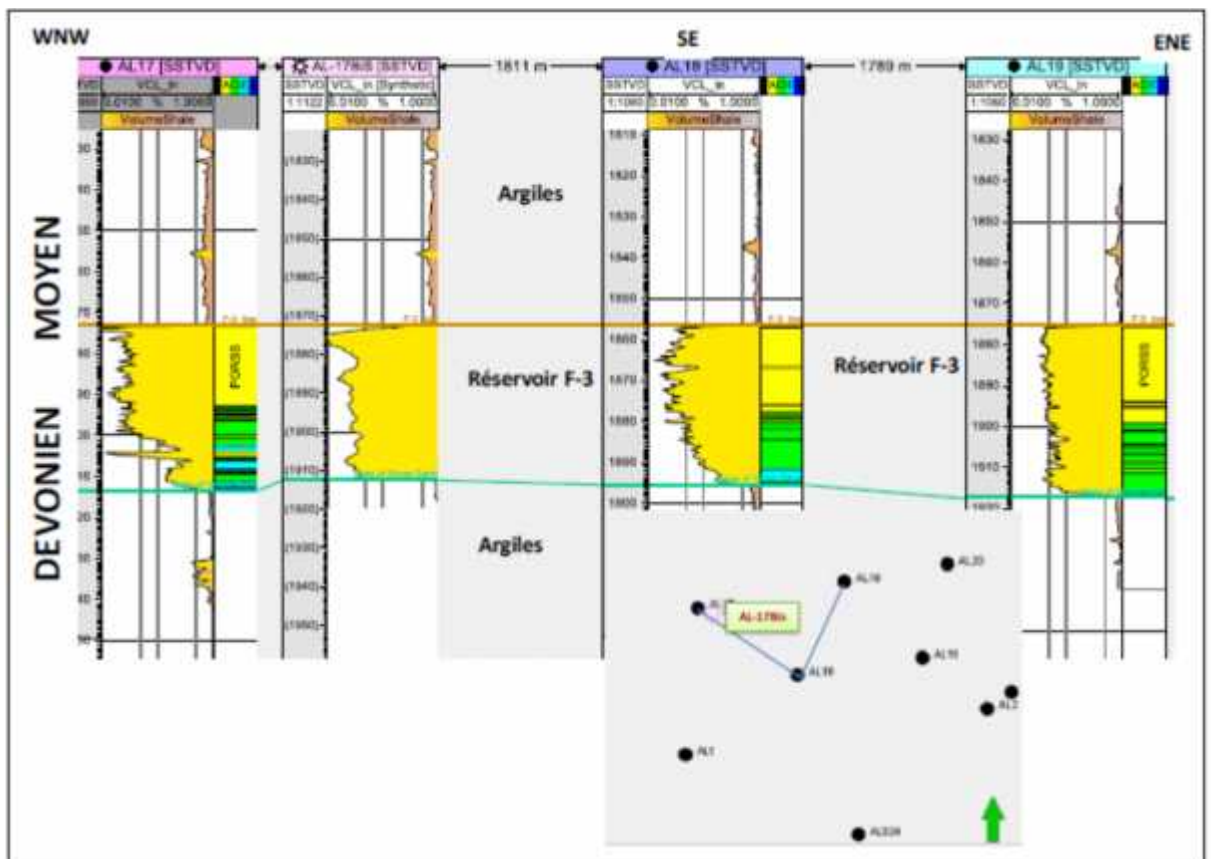


Figure IV.1 : Corrélation diagraphique du réservoir du Dévonien F3 passant par les puits AL-17, AL-17Bis, AL-18 et AL-19.[11]

Selon les données fournies dans le rapport d'implantation d'AL-17Bis, la pression du réservoir est bien de 1464 psi (101 bars). Le tableau ci-dessous a été extrait des données fournies par Sonatrach :

Tableau IV.2 : Conditions de pression du réservoir.

Pression réservoir actuelle du Dévonien F3		Pression initiale du Réservoir Dévonien F3 (1963)	
AL-16	95 bars	AL-1	233 bars
AL-18	95 bars	AL-2	227 bars
Température moyenne	123°C à 2600m	AL-5	229 bars

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

II.3.2. Prévisions stratigraphiques :

Tableau IV.3 : Tableau de corrélations des puits de références AL-17, AL-18, et AL-19 avec le puits AL-17Bis.[11]

ETAGES	Formations		AL-17BIS			AL-17 / ZT: 707,6m			AL-18 / ZT: 717m			AL-19 / ZT: 710m		
			SPE	Absolute	EPAIS	SPE	Absolute	EPAIS	SPE	Absolute	EPAIS	SPE	Absolute	EPAIS
QUATERNAIRE														
CRETACE	SENONIEN													
	CENOZOÏQUE	TURON												
		Calcaire												
		Marnes												
		Calcaire												
		Argiles à gypse	46	663	102	46	659	101	47	670	97	50	660	106
		IV AKAMIL	150	561	90	149	558	91	144	573	85	156	554	84
	ALBIEN SUP	240	471	324	240	467	2343	229	488	347	240	470	326	
	APTIEN MOY													
	BARREMIEN													
	NEOCOMIEN													
JURASSIQUE	MALM													
	ZARZANTINE	DOGGER ARG SUP	679	32	252	678	29	252	677	40	252	625	85	312
		DOGGER LAGUN												
		LIAS												
TRIAS														
CARBONIFERE	TIGUENTOURINE		931	-220	185	930	-223	185	929	-212	183	937	-227	184
	WESTPHALIEN "F"		1116	-405	99	1115	-406	99	1112	-395	96	1121	-411	96
	WESTPH.NAMURIEN "E"		1215	-504	208	1214	-507	208	1208	-491	205	1217	-507	205
	NAMURIEN "D"		1423	-712	159	1422	-727	159	1413	-696	159	1422	-712	155
	VISEEN "C"		1582	-871	234	1581	-874	234	1572	-855	234	1577	-867	238
	VISEEN "B"		1816	-1105	237	1815	-1108	237	1806	-1089	239	1815	-1105	237
	TOURNAISIEEN "A"		2053	-1342	298	2052	-1345	298	2045	-1328	298	2052	-1342	296
DEVONIEN	F2		2351	-1640	34	2350	-1643	34	2343	-1626	32	2348	-1638	37
	Séne Argileuse (Mur pic radio actif)		2385	-1674	198	2384	-1677	197	2375	-1658	199	2385	-1675	201
	F3		2683	-1872	40	2681	-1874	40	2674	-1857	39	2686	-1876	41
	Argiles		2623	-1912	18	2621	-1914	17	2613	-1896	17	2627	-1917	18
	F4		2641	-1930	20	2638	-1931	19	2630	-1913	26	2645	-1935	9
	Argiles													
PROFONDEUR FINALE			2661	-1950		2657	-1950		2656	-1939		2654	-1944	

Puits de référence: AL-17, 18 & AL-19

D'après les données des puits voisins, la corrélation entre eu et l'étude du terrain le programme de forage du puits AL-17Bis a été établis comme montre la figure suivante fournis par Sonatrach dans le rapport d'implantation du AL-17Bis ;

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

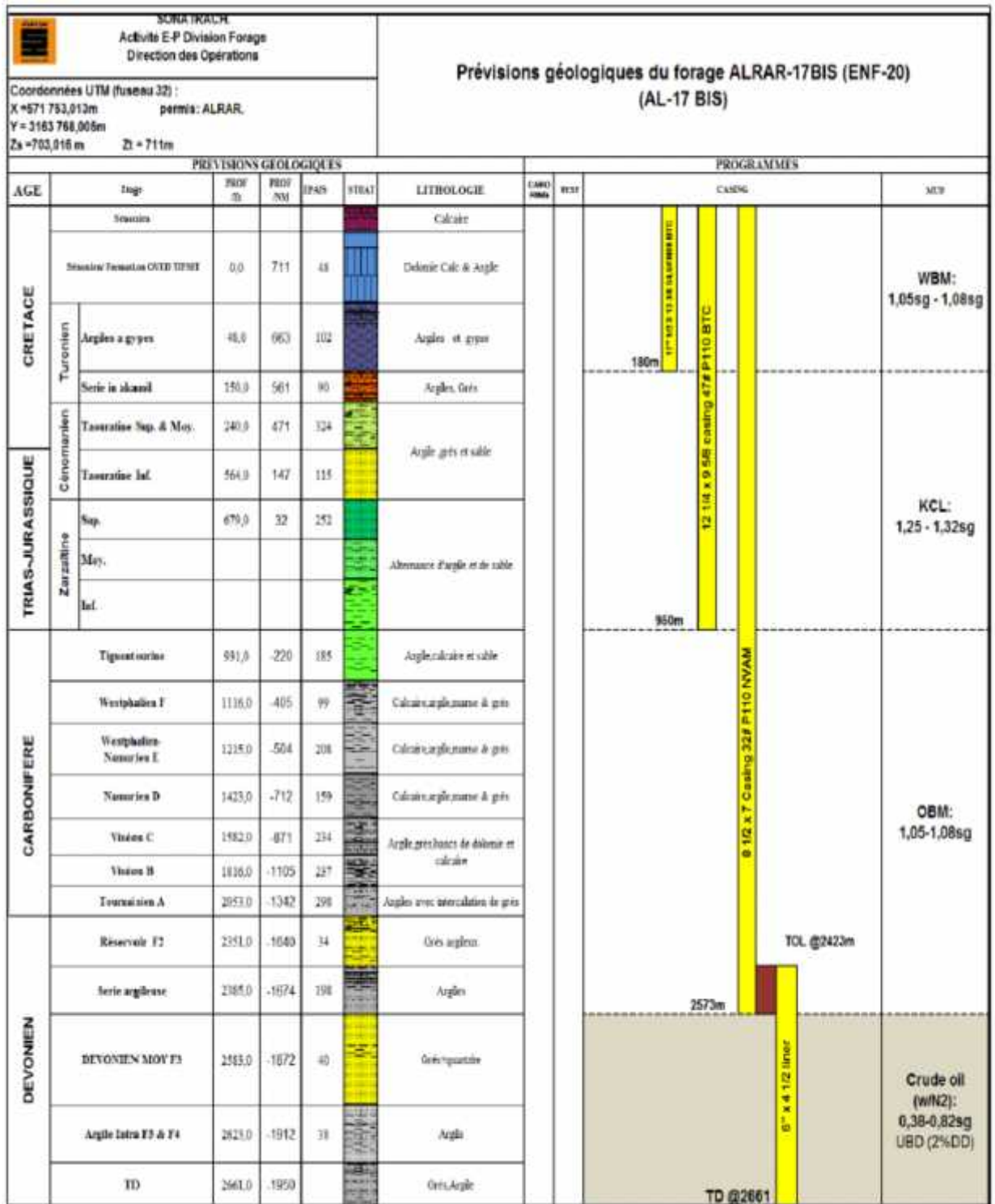


Figure IV.2 : Programme de forage du puits AL-17Bis.[11]

II.4. Objectifs de forage de la phase 6''x liner 4 1/2'' :

Le but de cette section est de forer en mode d'UBD à travers les formations épuisées de zone productrice Dévonien moyen F3, et descendre et cémenter le liner de production au TD : 2633m.

II.5. Risques et conditions particulières de forage de la phase 6’’x Liner 4½’’ :

- L’instabilité des parois du trou et / ou un effondrement de la formation peuvent survenir,
- Faible ROP et usure excessive des outils de forage,
- Risque d’alésage et d’alésage,
- Risque potentiel de pertes de boues partielles et / ou totales,
- Possibilité d’enregistrer les pertes de boue pendant le pompage et le déplacement des boues.

La pression du réservoir Dévonien F3 actuellement est à **101 bars**. Le réservoir sera foré en UBD avec une boue de densité comprise entre **0.38- 0.82sg** Le contrôle de la densité est important durant cette phase et une densité élevée peut entraîner des pertes de boue et/ou colmatage (par LCM) du réservoir Dévonien F3.[15]

II.6. Modélisation d’écoulement multiphasé pour la conception de puits en UBD :

II.6.1. Simulateurs de forage en underbalance :

Quelques opérateurs ont modifié les programmes existants d’écoulement de production et de canalisation selon des opérations underbalance. Parmi les programmes disponibles dans le marché, Wellflo7 est l’un des programmes les plus sophistiqués d’écoulement multiphasé actuellement disponibles pour le forage underbalance modelant sur le marché. Ce programme a plusieurs corrélations d’écoulement multiphasé disponibles, y compris Olga. Il a également sophistiqué les modèles de PVT et de propriété, aussi bien qu’un modèle thermique. Il inclut différents éléments prédéfinis pour modéliser les chokes, la BHA et les sources ponctuelles. Au sujet du seul composant qu’il manque est un modèle de nettoyage de trou, bien qu’il calcule les vitesses annulaires de phase individuelle pour faciliter l’évaluation de l’exécution de nettoyage de puits.[15]

II.6.2. Modélisation des considérations :

Les considérations suivantes ont été employées pour effectuer les simulations de modélisation hydrauliques d’écoulement pour le forage en UBD de la phase 6’’ du AL-17Bis :

- Un système biphasé, le brut de 0.82 sg comme phase liquide et l’azote comme phase gazeuse.
- Des vitesses annulaires minimales de 55 m/min sont nécessaires pour s’assurer que les déblais sont efficacement évacués et pour permettre un nettoyage adéquat du trou.
- Densité des cuttings est de 2.71 sg, leurs diamètre est de 0.05" et un ROP de 4 m/heure.
- Drawdown de 2% (jamais plus de 5% de la pression de réservoir réel).
- 200 psi de perte de charge à travers le Packed BHA.
- Outil de forage de 6" avec des duses de 3 x13/32".[15]

II.6.3. Évaluation du cas sans production au sabot de tubage 7”, injection à l’intérieur des tiges de forage :

Les évaluations hydrauliques suivantes ont été modélisées pour fournir une flexibilité accrue dans le démarrage du conditionnement du puits pour atteindre des conditions UBD. La modélisation des écoulements effectuée a montré que des conditions UBD sont réalisables pour que le puits AL-17Bis soit foré de 2573 m TVD/MD à 2661 m TVD/MD dans le champ ALRAR. Une modélisation multiphasique a été réalisée sur le sabot de tubage de 7” à 2573 m pour établir les paramètres de départ pour forer le trou de 6” en mode UBD, avec 35 combinaisons différentes de débits pour générer une fenêtre opérationnelle. Cette dernière est la zone verte ombrée où les paramètres répondent à toutes les exigences. Cette fenêtre est illustrée dans la **figure IV.3**. La fenêtre opérationnelle existe pour des débits d’injection de brut allant de 450 à 550 lpm et des taux d’azote de 32 à 55 m³/min avec une contre pression de 100 psi appliquée. Pour obtenir le draw down de pression initiale de l’UBD optimal, il est recommandé d’utiliser un débit brut de 485 l/min avec 40 m³/min d’azote pour atteindre un draw down de 3,1% (1405 psi au fond) pour la configuration prévue du tubage/trou.

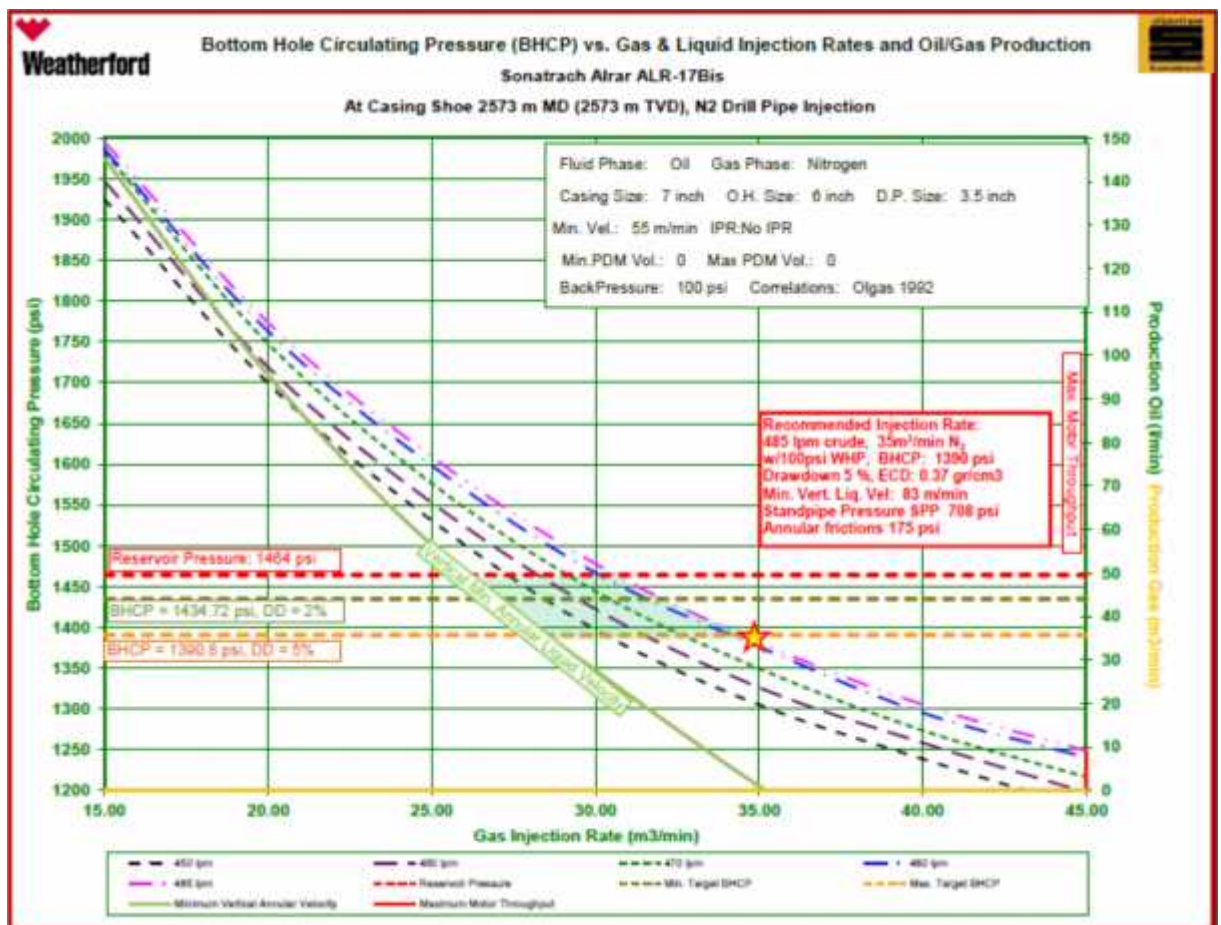


Figure IV.3 : Fenêtre opérationnelle sur sabot 7” (sans production).[15]

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

Nous remarquons que la pression du fond trou inférieur ciblé de 1390 psi (5% DD) est atteinte avec des combinaisons de 35 m³/min de N₂ et 485 l/min de brut et avec 100 psi de contre-pression à appliquer sur la tête de puits. Les taux d'injection choisies ont un CTR minimal de 0,73, ce qui est supérieur à la valeur minimale acceptable de 0,7 et une vitesse annulaire minimale de 83 m/min (55 m/min minimum requis). Son profil à travers l'annulaire est montré dans la **figure IV.4** ci-dessous. Cependant, il est recommandé d'utiliser de bonnes pratiques de forage et de faire circuler le trou avant chaque connexion, ou si le trou le nécessite, de pomper des pilules hi-vis à la fin du longeur foré.

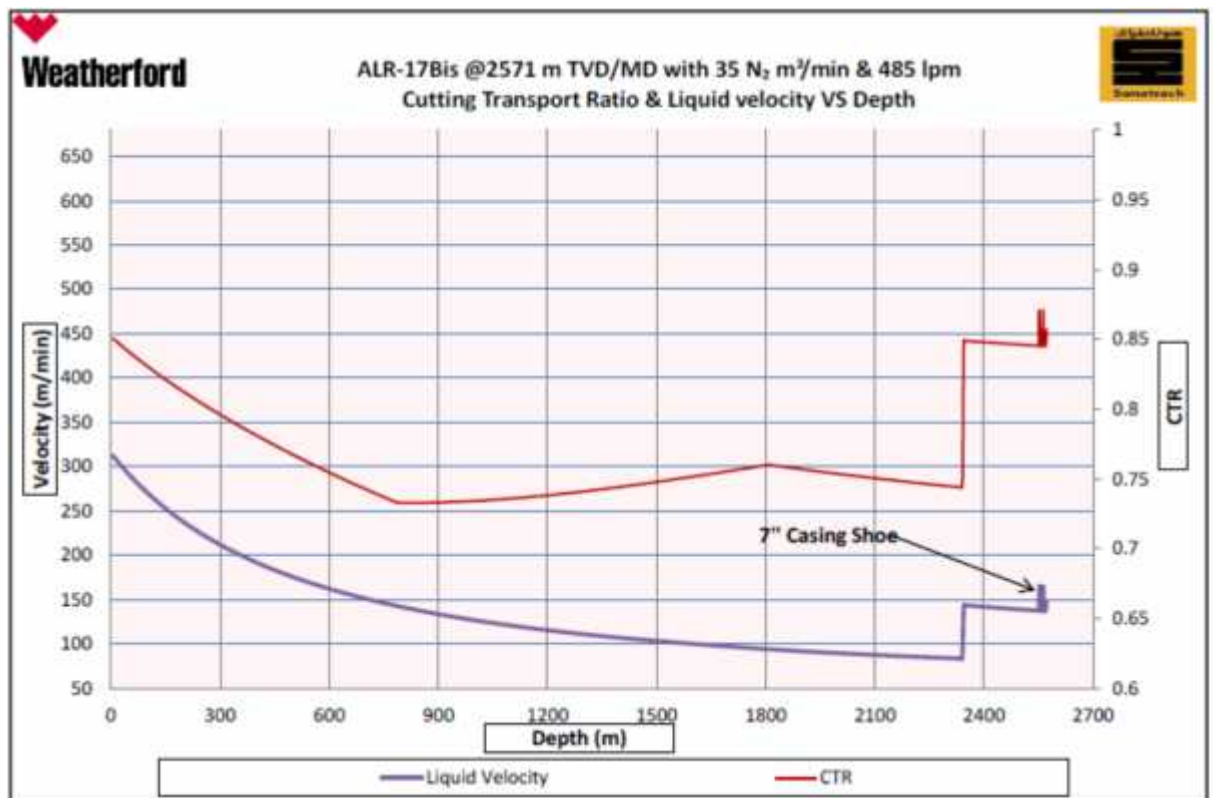


Figure IV.4 : Profil de nettoyage de trou du sabot de tubage 7" à la surface.[15]

II.6.4. Évaluation de cas sans production à 2661 m TD, injection à l'intérieur des tiges de forage :

Une modélisation multiphasé a été effectuée à TD pour établir les paramètres de finition pour forer le trou de 6 "en mode UBD, avec 35 combinaisons différentes de débits pour générer une fenêtre opérationnelle. Cela aidera également à dimensionner l'équipement requis pour l'opération. La fenêtre de fonctionnement est la zone verte ombrée où les paramètres répondent à toutes les exigences.

Sur la base des données de réservoir disponibles, l'ECD de départ de 0,37 sg peut être maintenu constant en augmentant le débit d'injection de gaz en forant plus profondément dans

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

la section 6" (si les conditions de trou et/ou de surface le permettent). Le modèle multiphasé sera mis à jour pour ajuster le taux d'injection d'azote en conséquence. Le taux d'injection de 485 l/min de brut sera maintenu constant, pour finir avec un taux d'injection d'azote de 40 m³/min, conduisant à un BHCP de 1388 psi (5.1% DD). La pression d'injection est estimée à 821 psi. La **figure IV.5** suivante montre cette fenêtre opérationnelle et la combinaison de taux d'injection recommandée.

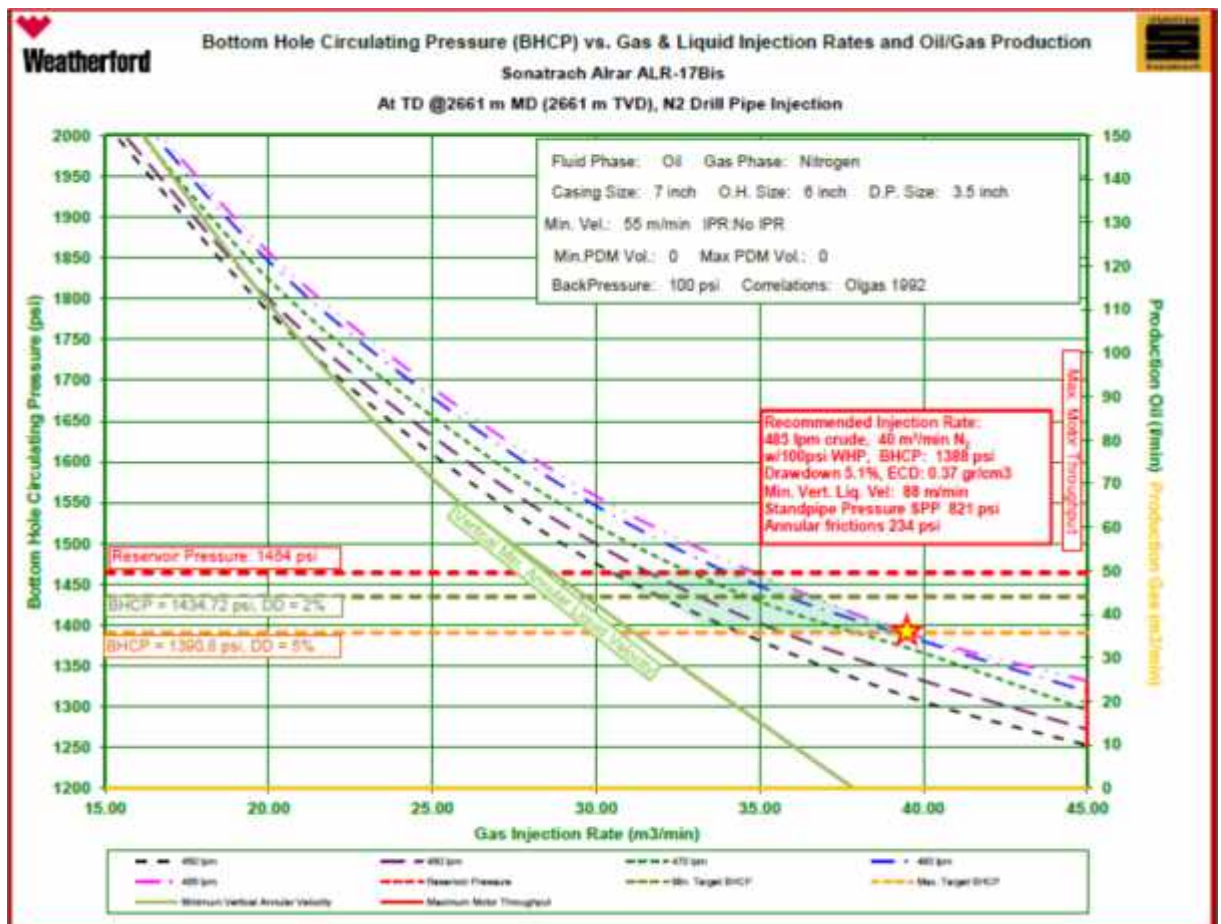


Figure IV.5 : Fenêtre opérationnelle à 2661 m TD (sans production).[15]

Le rapport de transport des déblais et la vitesse annulaire pour les débits d'injection recommandés sont illustrés dans la **figure IV.6**. Nous observons que les débits d'injection recommandés assureront un bon nettoyage des trous ($CTR > 0.7$ et vitesse annulaire > 55 m/min).

La figure suivante représente Le profil de nettoyage du puits au niveau du sabot de tubage à la cote 2661 m (TD) :

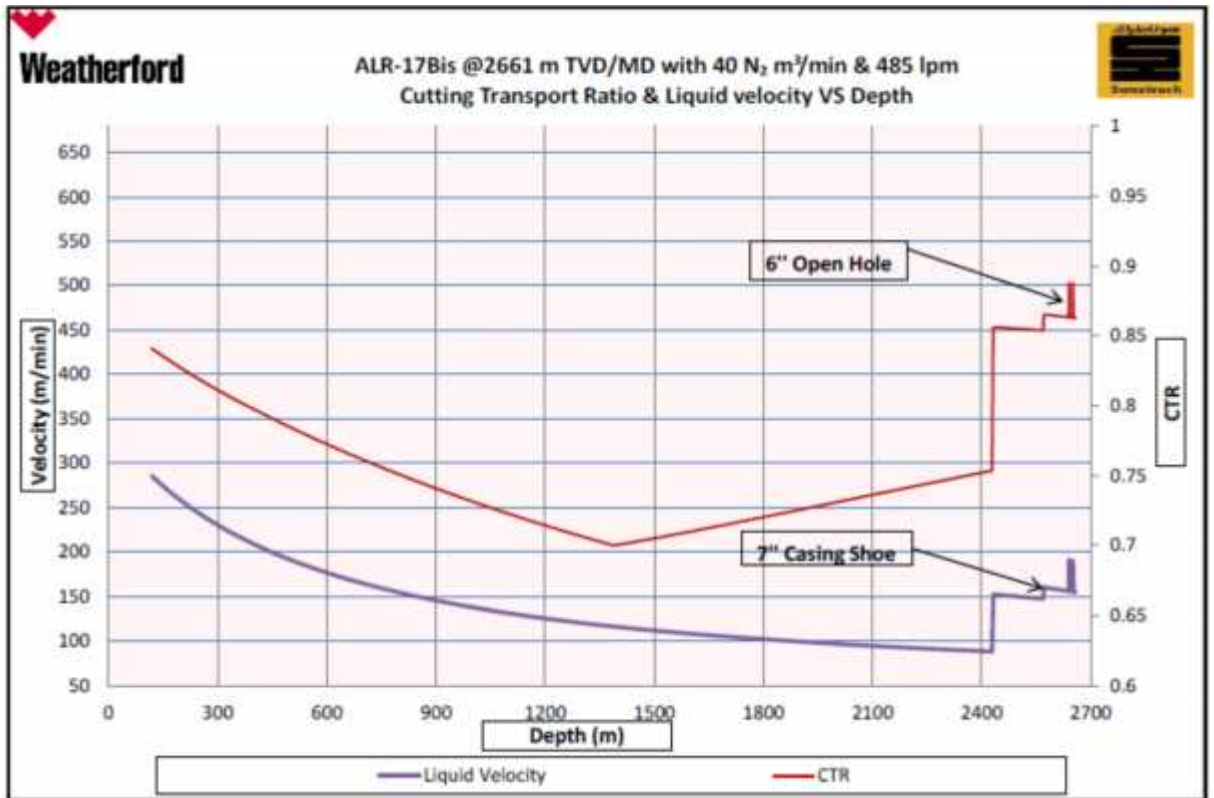


Figure IV.6 : Profil de nettoyage de trou à 2661 m TD.[15]

II.7. Caractéristiques et disposition des équipements :

Le tableau suivant met en évidence les équipements sélectionnés pour effectuer les opérations d'UBD, qui était basé principalement sur les résultats des simulations hydrauliques pour les propriétés de formation données :

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

Tableau IV.4 : Caractéristiques des équipements d'UBD du puits AL-17Bis.[15]

Equipement	No.	Spécifications
Rotating Control Head	1	Model : WFT 7100 Pression de travail rotative : 1500 psi Pression statique : 3000 psi Maximum RPM : 100 RPM Température de fonctionnement : -20 °F à 250 °F
Choke manifold	1	Pression : 5000 psi Température : -25 °F à 250 °F Diamètre d'entrée : 6" Diamètre de sortie : 4 ^{1/16} " Types des vannes : 4 ^{1/16} " gate valve, commande manuelle
ESD	1	Type : Porte avec face dure Pression : 5000 psi Température : -25 °F à 250 °F Connexion d'entrée : 4 ^{1/16} ", 5000 psi Connexion de sortie : 4 ^{1/16} ", 5000 psi
Système de torche	1	Modèle : IGN-100-M Pression d'alimentation du gaz : 8 psi Température maximale : 2600 ° F Matériel : Acier inoxydable
L'acquisition des données	1	Pour surveiller les pressions, les débits, la température, etc. et enregistrer les données.
NPU	2	Unité de production d'azote. Sortie Max N2: 1500 scfm. Presse à décharge: 175 psi. Teneur minimale en O ₂ : 0,5%. Max O ₂ Contenu: 10%.
Unité de compresseur	7	Ces compresseurs sont évalués pour 1150 scfm à 200 psi.
Boosters	4	Boosters à haute pression : 2 Booster de pression à 5000psi Boosters basse pression : 2 boosters de pression 4 étages à 1500/2500 psi
Bacs de stockage	4	Pression : Pression atmosphérique Température nominale : -25 F à 100 F Capacité volumétrique : 400 bbl
Les séparateurs	2	Unité de séparation sous pression, séparateur vertical WP: 200 psi, 40 000 bbls / jour, 40 MMSCFD. Unité de séparation atmosphérique.

II.8. Description des opérations :

AL-17Bis est le 4^{ème} puits foré en mode d'underbalance par Sonatrach dans le champ d'ALRAR. Les objectifs principaux pour l'usage de la technologie de forage en underbalance sont de réduire au minimum les pertes de fluide dans la formation Dévonien qui est habituellement provoquée par des techniques de forage conventionnelle. La figure ci-dessous est un schéma qui représente les différentes sections prévues du puits d'AL-17Bis :

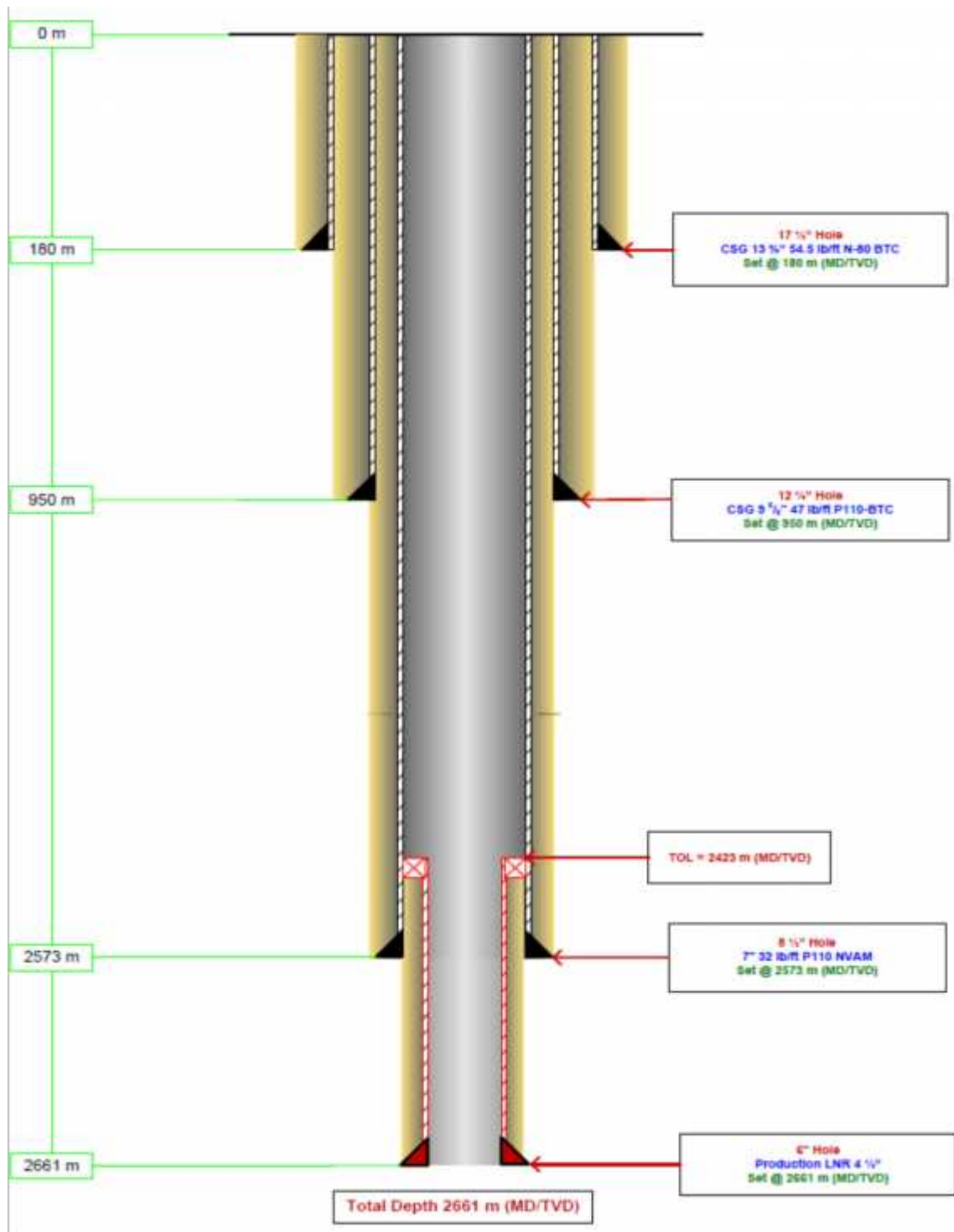


Figure IV.7 : Schéma prévu du puits AL-17Bis dans le champ d'ALRAR.[15]

II.8.1. Les étapes de forage de la section 6'' du puits AL-17Bis :

AL-17 Bis était un puits de développement où la section du puits 6" a été forée de 2573 m MD/TVD (2572 m 7" casing shoe) au 2633 m MD/TVD, en utilisant le fluide de forage multiphasé pour réduire la pression de circulation du fond de trou BHCP, tout en forant à travers la série argileuse F3 de Dévonien moyen et les formations argileuses entre F3 et F4. La méthode d'injection par l'intérieur des tiges de forage a été employée pour réaliser les conditions d'UBD, en injectant de l'azote comme phase gazeuse entraînée dans une phase liquide de brut, les étapes de forage de la section 6" comme elle était décrit dans les rapport journaliers du forage du AL-17Bis sont :

- 1- L'opération pour la section de puits 6'' a commencée par le ré forage de ciment du sabot du tubage 7'' à partir de 2570 m MD au 2573 m MD ouvrant 1 m dans la formation en mode conventionnel utilisant un tricône de 6'' ayant un début de 800 l/min de OBM de 1.05 sg de densité.
- 2- L'OBM de 1.05 sg de densité a été remplacée par le brut de 0.77 sg de densité, par un début d'injection de 550 l/min, et le retour ensuite à été aligné vers les séparateurs de Weatherford.
- 3- Quand le pétrole brut propre qui revient de puits au mud box a été observé et confirmé par l'ingénieur de boue dont il le fait transférer aux séparateurs d'UBD et les tanks farm de production d'UBD. Le déchargement de puits commence par des étapes avec la circulation biphasée en injectant de l'azote de 10 m³/min et 300 l/min de brut et l'ECD résultante était 0.48 sg. La stabilisation attendue conditionne pour augmenter les taux d'injection de N₂ de 16 m³/min et de 400 l/min de brut avec une ECD de 0.44 sg. Ensuite le taux d'injection de N₂ était augmenté jusqu'à 22 m³/min avec 500 l/min de brut et l'ECD était 0.43 sg. À la dernière étape augmentée jusqu'aux taux d'injection de N₂ de 29 m³/min et de 520 LPM réalisant l'ECD de 0.38 sg.
- 4- Le forage de la section 6'' a continué de la cote 2573 avec l'injection de l'azote jusqu'à le TD été atteint, avec un WOB de 2-5 tonnes, un RPM de 45-70 et un ROP contrôlé de 5 m/h moyen de 3.83 m/h, où le taux d'injection de brut était fixé à 520 l/min et le début d'injection de N₂ varie de 23 jusqu'à 29 m³/min pour maintenir l'ECD le plus proche possible de 0.38 sg.
- 5- La production de gaz était de 412 m³/min, et un excès de 12 m³ de brut était diverti vers la torche, avec l'atteinte du TD de 2633 qui était confirmé par le géologue.

Pendant le forage de la section 6'' du puits AL-17Bis en underbalance, avec une ECD qui a varie entre 0.38 sg et 0.42 sg (augmentation ou diminution de début d'injection d'azote pour

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

contrôler la variation de l'ECD due à la production élevée de gaz), aucune perte de fluide dans la formation n'a été notée, cela nous signifie impérativement que l'opération de forage en UBD était exécuté avec succès, le tableau suivant (d'après les information des DDR) représente le profil d'ECD pendant le forage :

Tableau IV.5 : profile de l'ECD pendant le forage.

étape	De (m)	A (m)	Intervalle (m)	ECD (sg)	Début de N ₂ (m ³ /min)	Début de brut (l/min)	SPP (psi)	Gaz brûlé (m ³ /min)
1	2573	2583	12	0.38	29	520	610.45	293
2	2586	2588	2	0.44	15	520	410.07	370.7
3	2589	2593	4	0.38	29	520	733.31	367.1
4	2594	2604	10	0.39	28	520	696	400.1
5	2605	2607	2	0.41	26	520	748.11	391.4
6	2608	2633	25	0.42	23	520	698.59	443.1

II.8.2. Les étapes de neutralisation de la section 6'' du puits AL-17Bis :

Après le TD de 2633 m était atteint, l'opération de neutralisation de puits a été effectuée dans des étapes par la réduction des taux d'injection de l'azote et de brut, le modèle maximum d'ECD soutenu par le puits était de 0.77 sg avec la production moyenne de gaz de +/- 500 m³/min pendant le processus complet de l'opération de la neutralisation de puits.

La 1^{ère} tentative de neutralisation été fait par remplissage de puits avec le brut toute en diminuant le débit d'injection de N₂, le tableau suivant décrit les étapes de cette tentative :

Tableau IV.6 : les étapes de la 1^{ère} tentative de neutralisation.

Début d'injection de brut (l/min)	Début d'injection de N ₂ (m ³ /min)	ECD (sg)	Début de gaz brûlé (m ³ /min)
520	23	0.44	647
400	15	0.46	647
350	10	0.50	674
350	8	0.55	690
300	3	0.65	740
500	0	0.76	570
700	0	0.77	162
900	0	0.79	-

A l'ECD de 0.77 sg aucune perte ont était noté, et le retour de gaz était 162 m³/min cela signifié que le puits n'était pas encore neutralisé, l'augmentation donc de l'ECD est nécessaire. Des pertes ont été observé à l'ECD de 0.79 sg avec la monophasé de brut, la

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

garniture était remonté jusqu'au sabot du tubage 7'' et un volume de 7 m³ de brut était pompé mais il y'avait pas de retour. A ce point, la réduction de l'ECD par écoulement biphasé en injectant du N₂ était tenté pour regagné la circulation, le tableau suivant décrit les étapes de cette tentative :

Tableau IV.7 : les étapes de tentative de regagné la circulation.

Début d'injection de brut (l/min)	Début d'injection de N ₂ (m ³ /min)	ECD (sg)	Statu	Début de gaz brulé (m ³ /min)
300	10	0.51	Aucun retour	-
300	16	0.43	Aucun retour, perte de 44 m ³ de brut	-
300	29	0.38	Retour confirmé, un gain de 30 m ³ de brut	460

La 2^{ème} tentative de neutralisation était faite de la même stratégie des taux d'injections décroissantes du brut et de N₂ dans les étapes décrites dans le tableau au dessous, chaque étape déroule 1 cycle avant de passer à la suivante sauf l'étape de 0.77 sg qui a déroulé 5 cycles, le temps d'attente entre les étapes est pour confirmer l'homogénéité de la colonne en ECD, et que les lectures soient plus précis a fin d'avoir une tentative réussie :

Tableau IV.8 : les étapes de la 2^{ème} tentative de neutralisation.

Début d'injection de brut (l/min)	Début d'injection de N ₂ (m ³ /min)	ECD (sg)	Début de gaz brulé (m ³ /min)	Cycle
300	19	0.42	685	1
300	13	0.46	607	1
300	10	0.50	586	1
400	10	0.55	558	1
400	7	0.60	509	1
400	5	0.65	511	1
400	3	0.70	525	1
300	0	0.76	607	1
500	0	0.76	472	1
700	0	0.77	268	5
800	0	0.78	47	1
300	0	0.781	-	-
150	0	0.781	-	-

Dans l'intervalle de l'ECD de 0.42 sg jusqu'à 0.77 sg aucune perte noté et le puits n'était pas encore neutralisé. L'ECD était augmenté à 0.78 sg avec un débit de brut de 800 l/min et

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

le début de gaz brûlé a diminué à 47 l/min, le début de brut était ensuite réduit à 300 l/min puis à 150 l/min ou le début de gaz diminué et des pertes totales survenues, un remplissage de 8 m³ de brut était fait sans aucun retour noté. La garniture donc était descendue au TD et un volume de 4 m³ de LCM de 580 kg/m³ de concentration et de 1.07 sg de densité était pompé pour colmater la formation et stopper les pertes, il y'avait pas de retour à ce point, la décision de remonté la garniture jusqu'à 2420 m (top LCM estimé) avec remplissage de chaque longueur ; un volume de 3 m³ était pompé en attendant l'effet de LCM. La circulation pour estimer les pertes était fait par pompage de 1 m³ de brut, des débits de 200 l/min puis 300 l/min ont été appliqué et le retour était 100% à la cote 2420 m, les mêmes résultats ont été enregistré en descendant pour les cotes 2536 m et au TD de 2633 m, d'où nous déduisons que le réservoir était colmaté, ce qui le prouve qu'aucune début de gaz de formation ou un excès de volume de brut était noté. Après la neutralisation était faite, et les opérations de logging sont finis, la descente et cimentation du Liner 4^{1/2"} a déroulé conventionnellement.

II.9. Analyse de la performance du forage :

II.9.1. Taux de pénétration :

La section 6" du trou a été forée de 2572 m à 2633 m MD/TVD. Les formations forées dans la section 6" du trou étaient Série Argileuse de 2572 m à 2583 m, F3 de DEVONIEN MOY de 2584 m à 2624 m, et entre F3 et F4 d'Argile de 2625 m à 2633 m. La moyenne pour total de ROP pour la section 6" du trou était 3.83 m/heure, commandé pour éviter les problèmes de forage liés au gain/pertes de fluide et au nettoyage impropre de trou. Le taux global de pénétration en ce qui concerne les différents intervalles de profondeur est montré dans la **figure IV.8**.

Nous remarquons un ROP moyennement élevé (environ 12 m/heure) pour l'intervalle de 2573 m jusqu'à 2582 m, c'est totalement logique à notre avis lorsque on lit le WOB (jusqu'à 14 tonnes) pour le même intervalle, mais pour contrôler l'avancement et par suite le début de gaz produit le WOB (moyen de 4.5 tonnes) était réduit dans l'intervalle de 2582 m jusqu'à le TD de 2633, le comportement de ROP dans cette section peut être divisé en deux autre intervalle :

- De 2582 m jusqu'à 2599, le ROP est encore élevé (environ 12 m/heure), ces valeurs sont justifiés car comme il était décrit précédemment dans notre étude que la partie supérieure du réservoir dévonien F3 est fragile et mal classé, de caractéristiques pétrophysiques élevées.

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

- De 2599 m jusqu'à TD de 2633 m, le ROP diminue (environ 4 m/heure), nous interprétons ces valeurs par que c'est le passage à la partie compacte inférieure du dévonien F3 fortement cimenté de faible caractéristiques pétrophysiques.

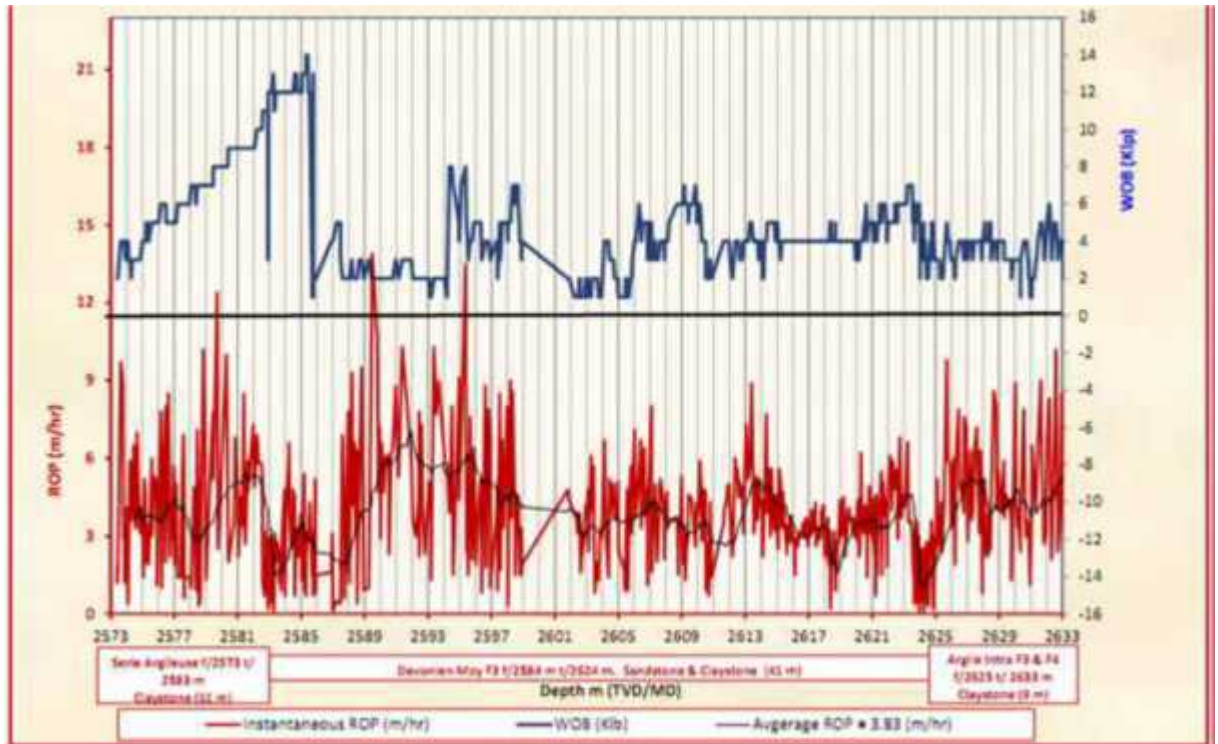


Figure IV.8 : WOB et ROP en fonction de la profondeur de la section 6'' d'AL-17 Bis.[17]

II.9.2. Gestion des pertes de fluide :

Réduire au maximum les pertes était l'un des objectifs principaux du forage en underbalance. Sur le puits AL-17 Bis la section 6'' du trou a été forée de 2572 m à 2633 m MD. Le forage a commencé par la technique d'underbalance dans la Série Argileuses à 2573 m. Le forage continu dans le F-3 de Dévonien moyen et la formation d'Argile entre F3 et F4 jusqu'à 2633 m MD, sans enregistrer aucune des pertes pendant le forage. Le débit de brut utilisé était de 520 l/min et le taux de débit d'azote était de 22-29 m³/min. Le taux d'injection d'azote a varié avec la profondeur selon les paramètres de forage et les scénarios de comportement de production de gaz tout au long de la phase forée de l'opération d'UBD. Sur les profondeurs de 2601 m, 2613 m et de 2624 m le brut total de 18 m³ a été brûlé par la ligne de torche pour éviter n'importe quel débordement aux tanks de surface due à la capacité de stockage limité de volumes sur la surface. La **figure IV.9** montre le profil de perte/gain tout en forant la section 6'' du puits AL-17Bis.



Figure IV.9 : Gestion de gain/perte et l'ECD pendant le forage.[17]

Des pertes partielles ont été observées lorsque le fluide dans le puits était transféré par des étapes à partir du système homogène de N₂ et du brut au monophasé du brut seulement. Il est apparent dans la figure au-dessous qu'aucunes pertes n'ont été observées avec ECD de 0.38 sg à 0.77 SG, et la production de gaz a cessé par l'ECD de 0.78 sg avec des pertes de brut.

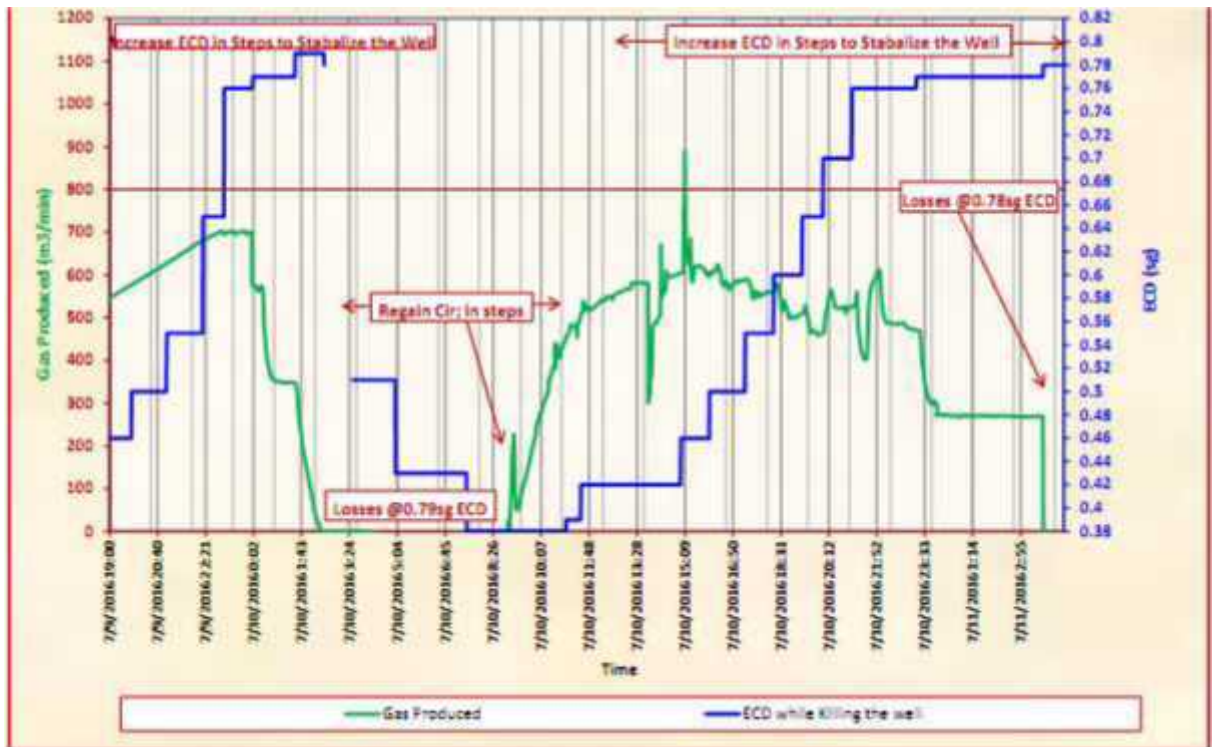


Figure IV.10 : Gestion de gain/perte tout en neutralisant le puits.[17]

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

Une pleine circulation a été regagnée en injectant progressivement du N2 et de brut dans des étapes jusqu'à l'ECD de 0.38 sg. La même stratégie de neutralisation de puits a été appliquée en augmentant l'ECD par des étapes afin de stabiliser la production de gaz et faire montée la garniture de forage à la surface, mais aucun succès et les pertes ont été observées avec l'ECD de 0.78 sg. A ce point là, la décision de récupérer la circulation avec LCM et colmater la formation était prête et que le liner 4^{1/2}'' devait être descendu en mode conventionnel avec le monophasé et être cimenté en place avec le ciment léger de 1.12 sg.

II.9.3. Courbe de forage :

L'opération de forage pour la section 6" du puits a commencé le 09 juillet à partir de la profondeur de 2572 m en MD /TVD et a terminé le même jour au MD/TVD de 2633 m. Le temps de forage total était de 15.6 heures. La figure au dessous représente une courbe de temps en fonction de la profondeur. Les sections parallèles à l'axe des abscisses sont dites flat time, c'est dire qu'aucun approfondissement de profondeur n'était réalisé, à l'intervalle de 2572 m à 2633 il n'y a pas de flat time ou du NPT, sauf les périodes de connexion qui sont très courte à être considéré comme flat time. L'absence du NPT au cours de forage de la phase 6'' du puits AL-17Bis est justifier car aucune anomalie a été enregistré tels que le coincement par pression différentiel ou bien des pertes de fluides, ce genre d'anomalie bien sur nécessite un certain temps pour les traiter, pour nous cela est un autre indice que l'opération de forage en UBD était exécuté en succès.

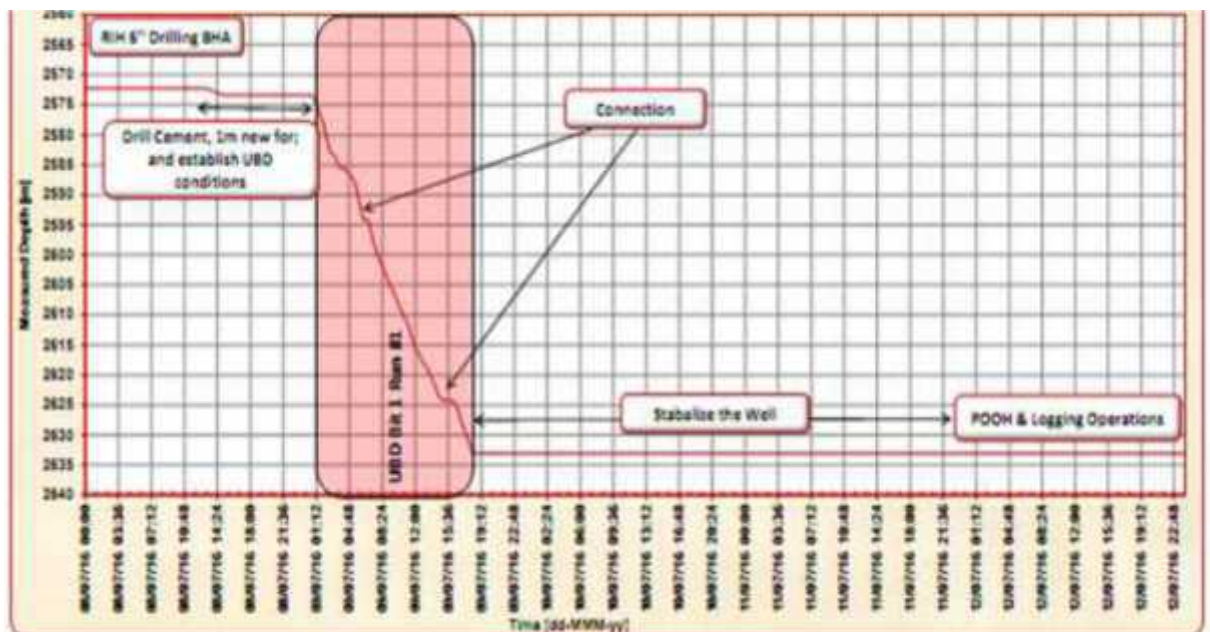


Figure IV.11 : courbe de profondeur en fonction du temps.[17]

II.9.4. Distribution de temps et de cout :

Le tableau suivant récapitule la distribution de temps pour les opérations d'UBD sur le puits AL-17Bis, nous avons le fait à partir des DDRs du AL-17Bis :

Tableau IV.9 : Distribution de temps des opérations pour la phase 6".

Opérations	Durée (heures)
Forage	15.6
Neutralisation du puits	35.45
Traitement des pertes	19.30
Autre opérations	30.60
Total	100.95

La figure suivante montre un diagramme de distribution de temps en pourcentage pour les opérations de forage dans le puits AL-17Bis pour la phase 6" :

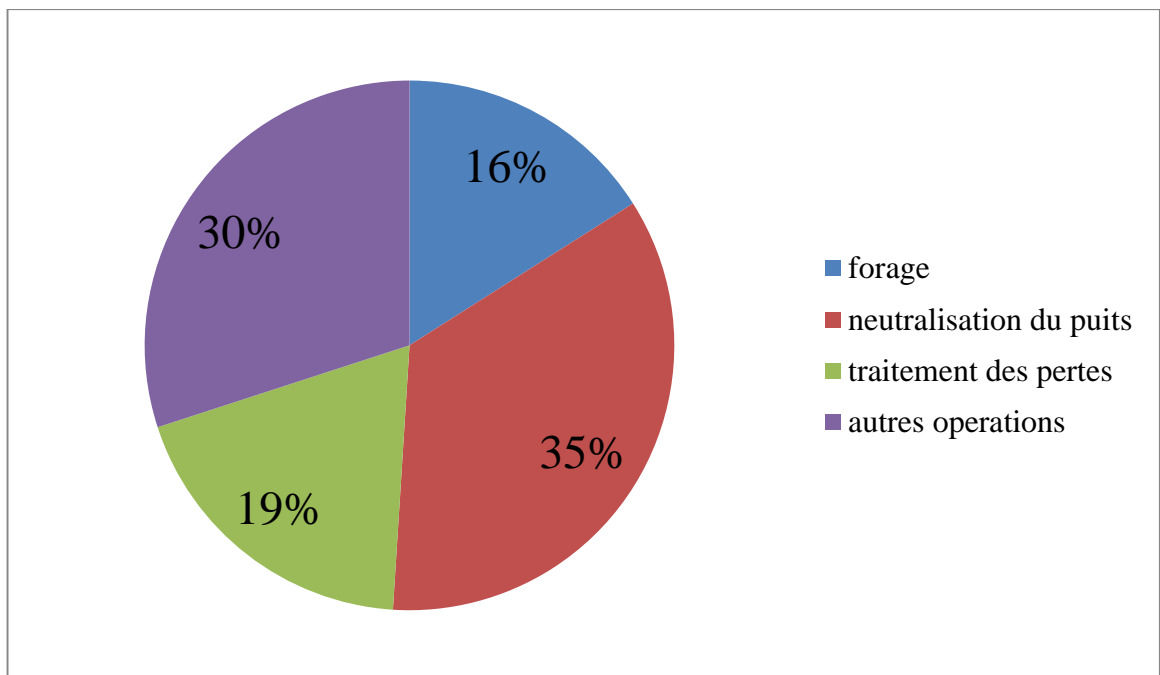


Figure IV.12 : diagramme de la distribution du temps des opérations pour la phase 6" le puits sur AL-17Bis.

D'après le **tableau IV.9** et le diagramme de la **figure IV.15**, on a observé que le NPT dû au traitement des pertes est de 19.3 heures, et qu'il représente 19% de la totalité des opérations de la phase 6".

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

Le tableau suivant représente la distribution de coût des opérations pour le forage de la phase 6'' dans le puits AL-17Bis.

Tableau IV.10 : Distribution du coût pour la phase 6" du puits AL-17Bis.[12]

Opérations	Coût en USD
Opérations d'UBD	405908.64
Tricône bits	10698.47
Forage	15623.52
Circulation pour neutraliser le puits	31916.62
Traitement des pertes	18507.67

La figure suivante montre un diagramme de distribution de cout en pourcentage pour les opérations d'UBD dans le puits d'AL-17 Bis pour la phase 6 " :

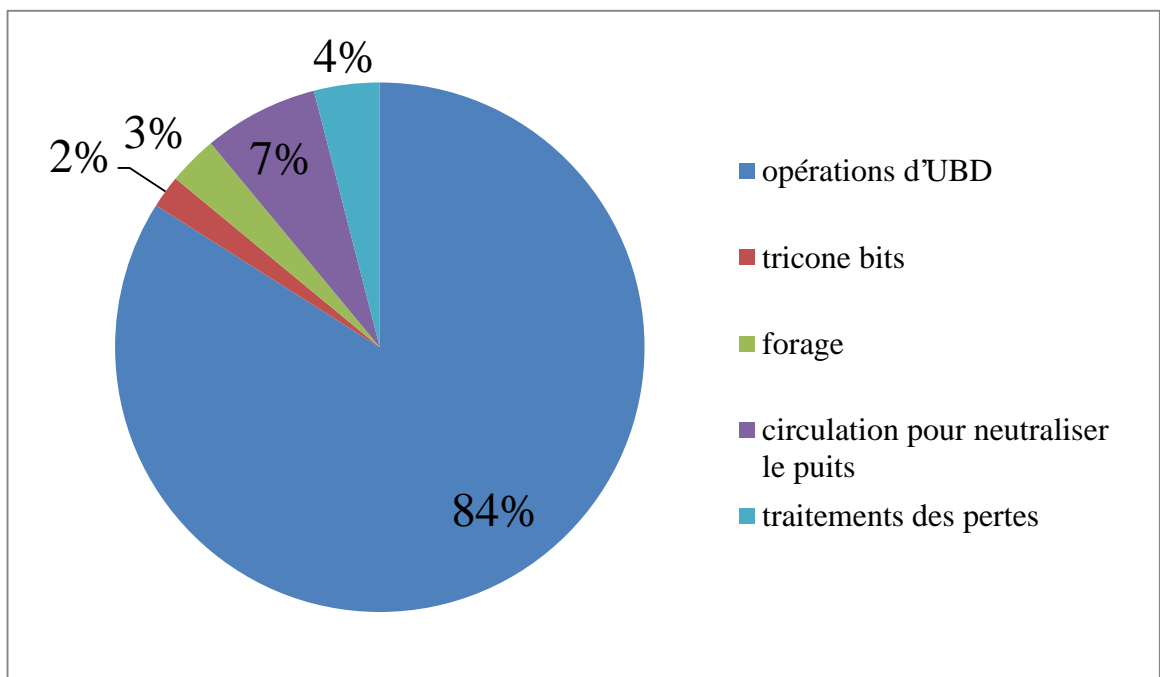


Figure IV.13 : diagramme de distribution de cout de forage de la phase 6''.

D'après le **tableau IV.10** et le diagramme de la **figure IV.16**, on a un coût de 18507,67 USD dû au traitement des pertes qui représenté 4% de la totalité du coût des opérations du forage de la phase 6'', ces pertes bien sur n'étaient pas au cours de forage mais suite aux tentatives de neutralisation du puits AL-17Bis. Ce coût avec celui de la neutralisation représentent des frais supplémentaires qui ne sont pas nécessaire à notre avis.

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

Il y avait beaucoup des puits forés conventionnellement pour les comparer avec les résultats d'UBD, cependant cela prend habituellement beaucoup de temps pour forer dans la section de réservoir tout en essayant de traiter les pertes avec LCM et par conséquent affaiblissement de réservoir. En prendre dans cette étude le puits AL-72 qui représente un puits voisin pour le puits AL-17Bis.

II.10. Le puits voisin AL-72 :

Le puits AL-72 était foré en 2008, avec l'appareil TP189 à une distance de 6.4 km du puits AL-17Bis avec une OBM de 0,91 - 0.90 sg.[16]

II.10.1. Introduction sur l'ensemble des opérations pour la section du réservoir, la phase 8"1/2 :

D'après les DDRs du puits AL-72, le forage de la section réservoir était comme suit :

- Re-forage du ciment et du sabot du tubage 9"5/8 avec une OBM de densité de 1,05 sg qui a été déplacé par une OBM de densité de 0,91sg pendant le re-forage de ciment.
- Forage de 2356 m au 2523 m, à cette profondeur, des pertes totales de fluide dans la formation se sont produites.
- Plusieurs bouchons LCM ont été pompés dans le puits pour arrêter les pertes sans succès. Ils ont décidé de fixer des bouchons de ciment, mais sans succès 10 m³ par heure de boue étaient perdues.
- Le forage continue à 2665 m avec des pertes partielles de 20 m³/h (pas de progrès). Pompage de 9 m³ de bouchon de LCM et le déplacé au fond avec 21 m³ des pertes partielles de 08 m³/h.
- Remonté la garniture dans le tubage (perte dans le trou 03 cônes), descendre 03 fois Fishing magnet service (récupéré 01 cônes + Fines parties de métal) a chaque descente.
- Reprise du forage avec R/Bit (perte partielle de 1 m³/heure) de 2665 m au 2719 m (csg point). Remonte la garniture à la surface.
- Logging, control de puits.
- Descendre le tubage 7" avec circulation et ajuster la colonne.
- Effectuer l'opération de la cimentation de tubage 7" (perte de 6 m³ pendant le déplacement).

La figure suivante présente le programme de forage de la phase 8^{1/2"} du puits AL-72 :

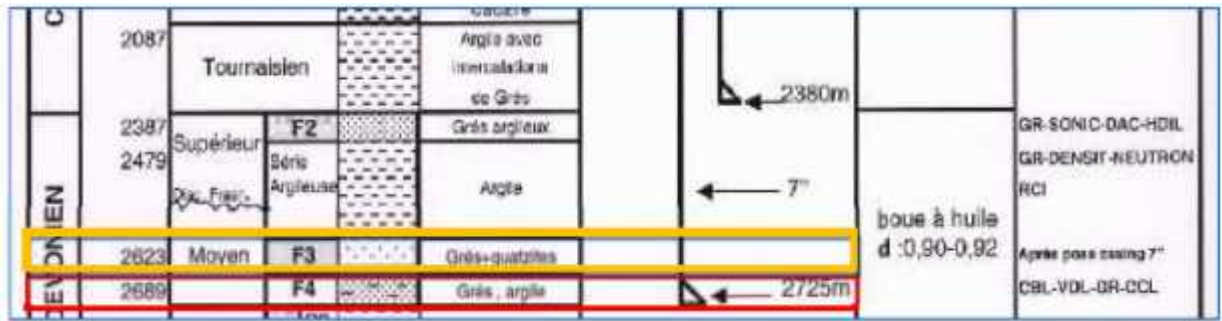


Figure IV.14 : Programme de forage de la phase 8^{1/2"} du puits AL-72.[14]

)] Résultats

- Des pertes de boue dans la formation ont été rencontrées lors du forage de cette section, un volume de 710 m³ de boue a été perdu en formation.
- Des opérations de repêchage à cause des pertes dans le puits (03 cônes).

II.10.2. Distribution du temps :

Le tableau suivant récapitule la distribution de temps pour les opérations de forage de la phase réservoir sur le puits AL-72, nous construisons ce tableau d’après les informations des DDRs:

Tableau IV.11 : Distribution de temps pour la phase 8^{1/2"}.

Opérations	Durée (heures)
Forage	50.10
Traitement des pertes	114.1
Opérations de repêchage	67
Autres opérations	28.45

La figure suivante montre un diagramme de distribution de temps en pourcentage pour les opérations d’UBD dans le puits d’AL- 72 pour la phase 8^{1/2 "}:

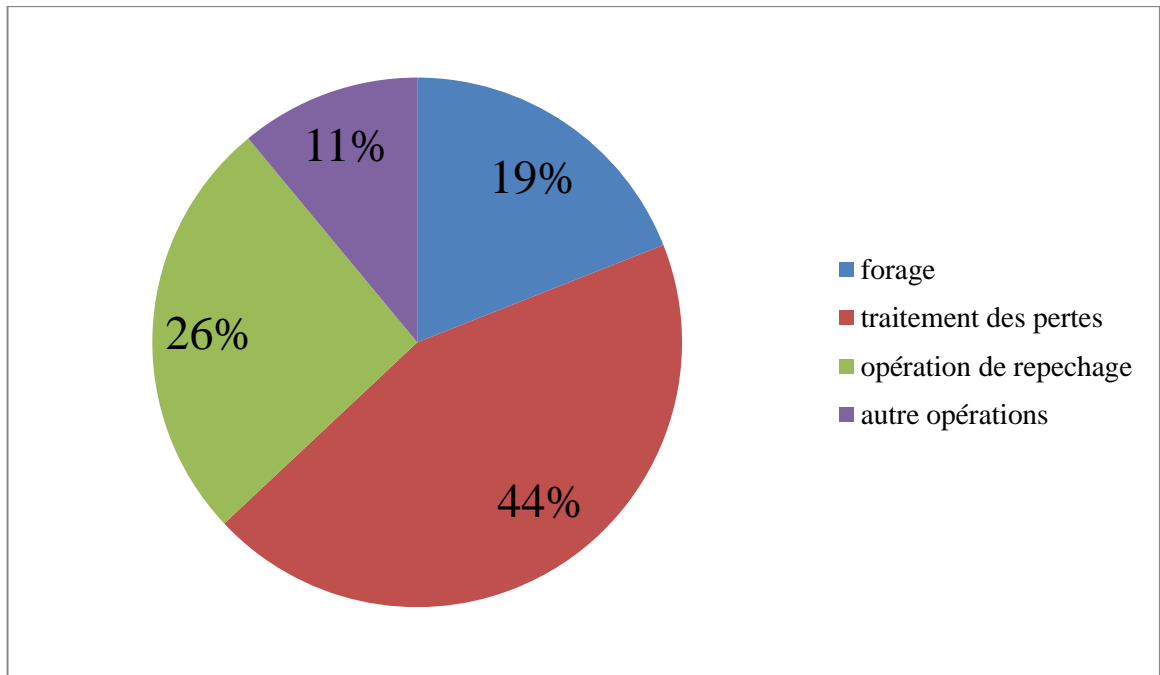


Figure IV.15 : Diagramme de la distribution du temps des opérations pour la phase 8^{1/2}".

D'après le **tableau IV.11** et le diagramme de la **figure IV.18** on a 181.1 heures de NPT dû au traitement des pertes et qui représenté 44% de la totalité des opérations du forage de la phase 8^{1/2}".

Ces valeurs sont trop élevées par rapport aux celles du puits AL-17Bis, un NPT de 44% est une catastrophe pour l'opération du forage de la phase réservoir. Pour des considérations du réservoir, le model de l'ECD maximum soutenue par ce dernier est de 0.77 sg, donc toute valeur supérieur représente une opération de forage conventionnel, dans le cas du AL-72 l'ECD était de 0.90 jusqu'à 0.91 sg, il est évident que l'utilisation de cette technique ne donne pas les meilleures résultats.

III. Conclusion :

Les analyses pétrophysiques montrent que le réservoir F3 d'ALRAR est caractérisé par une hétérogénéité du point de vue qualité réservoir, cette hétérogénéité se résume de la manière suivante :

- La partie supérieure du réservoir F3 présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques et elle constitue la zone utile.
- La partie inférieure est caractérisée par de mauvaises propriétés pétrophysiques (zone compacte et cimentée).

L'opération d'UBD dans le puits AL-17Bis était réussie considérant qu'aucune pertes ont été atténuées pendant le forage ce qu'a réduit le NPT. Cependant dû au plan conventionnel de

CHAPITRE IV : Etude technico-économique

descente 4^{1/2}" Liner avec le monophasé, la neutralisation du puits a été tenté avec le monophasique de brut ce qui a engendré des pertes total.

La figure suivante présente un diagramme du temps de forage et NPT dû aux pertes dans la formation pour la phase 6" du puits AL-17Bis foré en UBD, et la phase 8^{1/2}" du puits AL-72 foré en OBD :

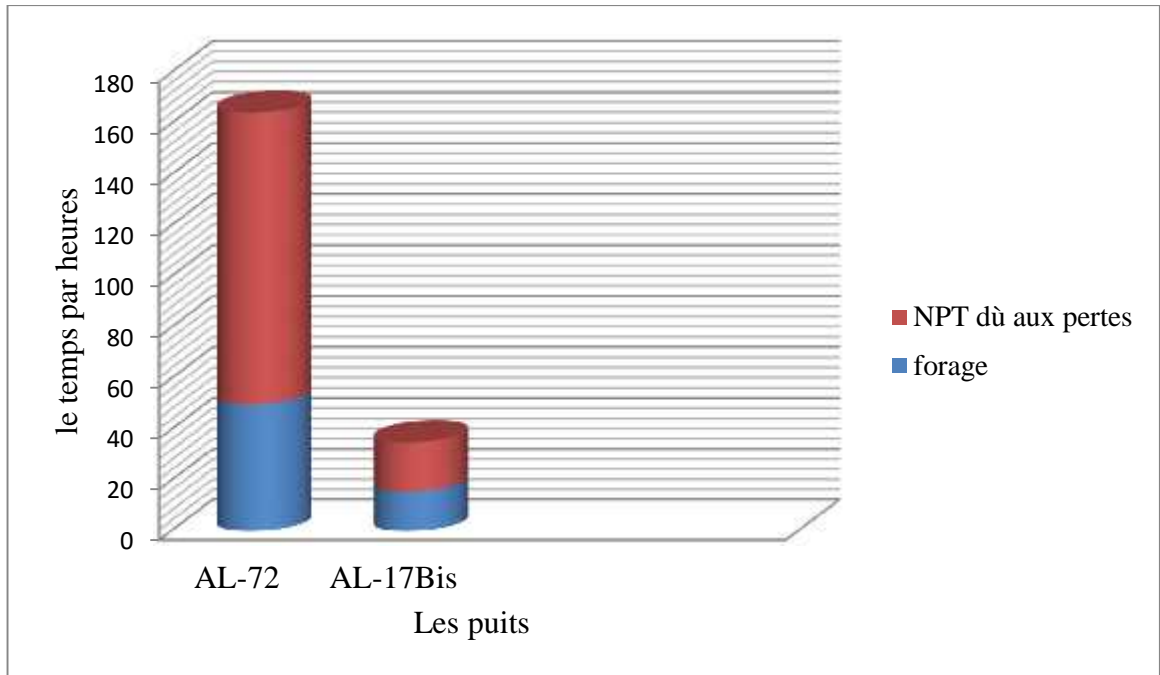


Figure IV.16 : Diagramme du temps de forage et NPT dû aux pertes dans le réservoir.

D'après le diagramme en voir que le NPT dû aux pertes de formation est réduit dans le puits AL-17Bis foré en UBD de 83% par rapport au puits AL-72 foré conventionnellement en OBD. Nous rappelons bien que les pertes dans le puits AL-17Bis n'était pas au cours de l'opération de forage mais suite à la tentative de le neutraliser.

**Conclusions
et
Recommandations**

Conclusion générale

Conclusion générale :

Le réservoir F3 à ALRAR est caractérisé par une hétérogénéité du point de vue qualités réservoirs. Les grès utiles appartiennent à sa partie supérieure où ils sont hétérométriques et mal classés. Ils correspondent à l'ensemble des cordons sableux et ils sont faiblement cimentés par de la silice et de l'argile. La partie inférieure du réservoir constituée par des grès quartzitiques à granulométrie fine, et bien classé.

L'évaluation des paramètres du réservoir et des paramètres pétrophysiques, montre que la distribution verticale de ces derniers, est différente selon que l'on soit dans la partie supérieure ou dans la partie inférieure du F3: La partie supérieure est caractérisée par une bonne porosité utile et une perméabilité secondaire due à la fracturation qui améliore la qualité de réservoir. La partie inférieure présente des propriétés pétrophysiques médiocres: Faible porosité, forte cimentation, compaction.

Le forage conventionnel, où la pression du fluide de forage est supérieure à celle des fluides des pores, a été appliqué sur le champ d'ALARAR depuis sa découverte et son exploitation, puisque c'était la technique la plus connue par sa sécurité pour le forage d'un puits. Cependant elle avait plusieurs inconvénients causés par l'invasion du fluide de forage dans les formations et par suite les pertes de circulation, causant l'endommagement du réservoir, en plus, la déplétion de plusieurs zones dans le champ a diminué les bénéfices de cette technique. Pour cela Sonatrach a adopté les avantages des opérations d'underbalance au champ d'ALARAR.

L'unique raison de l'emploi de l'UBD est de génère des profits. Comme l'UBD engendre des coûts additionnels comme l'engineering et la location du matériel, le gain du à cette technologie doit compenser les dépenses en plus. La technique de l'UBD est la meilleure solution pour résoudre plusieurs problèmes de forage en overbalance. Dans le coté économique la technique de l'UBD est 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,
 - Réduire les frais du à la stimulation,
 - Réduire le NPT pendant les opérations sur le réservoir,
 - Accélérer le temps de livraison d'un puits,
 - Production pendant le forage,
 - Augmenter le taux de récupération du réservoir,
-

Conclusion générale

Dans le cas du dévonien F3 d'ALRAR, l'UBD est l'unique moyen disponible pour forer le réservoir, à notre avis. Cependant, l'opération de complétion en mode conventionnel va réduire les bénéfices de cette technique. Lorsqu'on décide de forer le réservoir en UBD, le but est de réduire au maximum les pertes de fluide dans la formation productrice pour ne pas endommager le réservoir et avoir le potentiel optimum de production de ce dernier. Après avoir dit cela, il nous semble qu'il serait imprudent d'essayer de neutraliser le puits et de cimenter le liner de production, cette étape doit être remplacée par une autre technique dans le programme de forage et de complétion d'un puits prévue en UBD dans le dévonien F3 d'ALRAR.



Recommandations

Recommandations :

Dans le dévonien F3 du champ d'ALRAR, le risque majeur pendant le forage est de perdre la circulation et endommager le réservoir. Pour éliminer et éviter les problèmes des pertes, nous proposons une série de procédures et de techniques:

- Maintenir la densité de la boue au minimum requis pour contrôler les pressions de formation connus. Une densité élevée de boue est l'une des principales causes des pertes de circulations.
- La rotation de la garniture de forage lors du démarrage de la circulation contribue à briser les gels et minimiser la surpression de la pompe et lancer la circulation lentement après les connexions et les périodes d'arrêt de circulation pour éviter la reprise brutale de pompage.
- Eviter les suppressions et la dépression dues aux manœuvres trop rapides.
- La localisation de la zone à pertes devrait être déterminée avec précision sinon le colmatant serait placé dans un endroit inadéquat.
- Utilisation de la technique d'UBD.

Sonatrach a adopté les avantages des opérations d'underbalance au champ d'ALRAR. Cependant, elle l'a mentionnée depuis leur utilisation que l'étape critique est la neutralisation du puits pendant les manœuvres de la remonte, qui a engendré des pertes total, pour remédier ce problème elle la choisie comme solution l'utilisation des bouchons de LCM.

Selon la division de production de Sonatrach, les opérations d'acidification proposées pour stimuler l'horizon F3 sont inefficace où les LCM ont été pompés, car cela provoque une inversion de la mouillabilité de la roche, ce qui favoriserait la remontée de l'aquifère.

De ce fait, nous proposons comme solution pour remédier le problème de neutralisation de puits :

- L'utilisation la vanne de fond DDV dans les applications d'UBD comme partie intégrés du tubage de la dernière phase avant de commencer le forage du réservoir en UBD.
 - Lorsque le TD est atteint remonter la garniture jusqu'au dessus de la DDV et fermer cette dernière, cela permet de piégé la pression au dessous de la vanne permettant au manœuvre de se poursuive sans stripping ou de tuer le puits, car aucun changement de fluide n'est exigé et la pression de puits au-dessous de la DDV vient s'équilibre avec de la pression de réservoir.
-

Recommandations

- La nécessité de cimenter la formation productrice du réservoir, nous signifie que il existe plusieurs niveaux productifs, et ce n'est pas le cas pour le dévonien F3 car la zone d'intérêt est la partie supérieur de ce dernier, donc Il faut prendre en considération le top du réservoir F4 dans les tops des formations transmis dans le rapport d'implantation, pour éviter de forer dans ce dernier.
 - Descendre une complétion en mode non conventionnel avec l'utilisation de liner Slotted dans la procédure était décrit dans le 1^{er} chapitre de cette étude. Il est conseillé d'utiliser un Gravel pack dans le cas où la production de sable est élevée.
-

Bibliographie

- [1]: ABDEREZAK ABDELATI. Re-entre en Underbalance Drilling. Université d'Ahmed BOUGUERRA, Boumerdès. 64 pages.
- [2]: Ahmouda rachid et al. Perte de circulation dans la phase 26" du puits AMTE-2 du champ D'IMERAGUENE. Université Kasdi Merbah Ouargla. 2016. 40 pages.
- [3]: AMGHAR Djillali et MEZIANI Boubaker. Détermination des vitesses minimales requises pour le nettoyage des drains horizontaux forés en UBD (application au puits ONMZ#263). Engineering school of Boumerdes, Upstream training and reasearch centre. Mai 2006. 118 pages.
- [4]: Amit Saxena. Underbalanced drilling and its advancements: an overview. Indian institute of petroleum and energy. India. 2014. 17 pages.
- [5]: Ali Datwani. Review of lost circulation mechanisms with the focus on loss to natural and drilling induced fractures. Dalhousie University Halifax, Nova Scotia. 2012. 79 pages.
- [6]: Benhadouch et Farourou. Caractérisation et étude pétrophysique du réservoir F3 champ d'ALRAR -Région de STA. IAP, Boumerdes. 2013. 82 pages.
- [7]: Blade courses, A Course in Advanced Underbalanced Drilling. Blade Energy Partners. 15 versions.
- [8]: Brant Bennion et al. technologie de forage d'underbalance. choix de candidat pour l'application optimale. Energy Research Laboratories Ltd.
- [9]: Collectif. Underbalanced Drilling, Limits and Extremes. Gulf Publishing Company, Houston Texas, The IADC-TPC committee, « Gulf Series », 2012, 680 pages.
- [10]: D.Brant Bennion et al. Underbalanced drilling: a reservoir design perspective. SPE Conference on Horizontal Well Technology. Calgary. Alberta. Canada. 1999.
- [11]: Document de Sonatrach. Division Petroleum Engineering & Développement. Rapport d'implantation du Forage AL-17Bis. Mai 2016.
- [12]: Document de Sonatrach. Daily cost de forage du puits AL-17Bis.
- [13]: Document de Sonatrach. Division de forage. Drilling program Well AL-17Bis (UBD). Avril 2016.
- [14]: Document de sonatrach. Rapport d'implataion du puits AL-72.
- [15]: Document de Sonatrach. Rapports journaliers de forage du puits AL-17Bis.
- [16]: Document de sonatrach. Rapports journaliers de forage du puits AL-72.
- [17]: Document de Sonatrach et Weatherford. Rapport final de Weatherford sur le puits AL-17Bis.
- [18]: Document de Sonatrach et Weatherford. Underbalanced drilling program AL-17Bis vertical well. Juin 2016.
-

Bibliographie

- [19]: Duda, J.R et al. Strong growth projected for underbalanced drilling. Oil and Gas Journal, 1996, Journal Volume: 94
- [20]: Gisement d'ALRAR : Monographie, D.PED Sonatrach, Aout 2000, 10 pages.
- [21]: HAMROUNI Ismail. Etude technique de l'évaluation du forage underbalance (UBD) en Algérie champ de Hassi Messaoud, mémoire pour obtenir le diplôme de magister. Université Kasdi Merbah Ouargla. Année universitaire 2014/2015.
- [22]: Nediljka gaurina-me imurec et al. Underbalanced drilling technology. Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb, Pierottijeva. Zagreb. Croitia. 16 pages.
- [23]: Rosalvina Guimerans et al. Fluid selection for underbalanced drilling operations. the UB Technology Conference . 2001. 10 pages.
- [24]: Rune Sørflaten Leirkjær. Simulating Underbalanced Drilling, Development of a GUI flow simulator to evaluate UBD operations for aerated fluids and foams, Norwegian University of Science and Technology. June 2014. 101 pages.
- [25]: Sedimentology, diagenesis and seismic modelling of reservoir units in the illizi basin, Algeria. Robertson Research International Limited, United Kingdom. Septembre 2000, Volume 1, 2 et 3, 1190 pages.
- [26]: Steve Nas. Underbalanced Control, Introduction to underbalanced drilling. Weatherford Underbalanced Systems, Singapore, Issue date January 2006, 154 pages.
-

Résumé

Résumé

Cette étude traite le sujet du problème des pertes au niveau du réservoir dévonien F3 dans le champ d'ALRAR du bassin d'Illizi où le forage conventionnel a été appliqué sur le champ depuis sa découverte dans l'inconvénient majeur était l'invasion du fluide de forage dans les formations et par suite les pertes de circulation, car la partie supérieure du réservoir présente des bonnes caractéristiques pétrophysiques et elle constitue la zone utile. Le forage en underbalance dans la pression de fond de puits est inférieur à la pression de réservoir est la solution pour ce problème, à condition que l'opération de complétion se fait en mode non conventionnel avec l'utilisation d'une vanne d'isolation du fond et la descente d'un liner crépiné toute en annulant la neutralisation du puits et la cimentation de la formation productrice.

Mots clefs : champ d'ALRAR, Dévonien F3, pertes de circulation, forage en underbalance, neutralisation, complétion non conventionnel

Abstract

This study deals with the problem of losses in the Devonian reservoir F3 in the Illizi basin ALRAR field where conventional drilling has been applied on the field since its discovery in the major disadvantage was the invasion of the drilling fluid in the formations and consequently the losses of the fluids, because the upper part of the tank has good petrophysical characteristics and it constitutes the useful zone. Underbalance drilling, the downhole pressure is less than the reservoir pressure, is the solution for this problem, provided that the completion operation is in unconventional mode with the use of a casing isolation valve from the bottom and the descent of a slotted liner while canceling the neutralization of the well and the cementation of the production formation.

Key words: ALRAR field, Devonian F3, lost circulation, underbalanced drilling, neutralization, unconventional completion

المخلص

هذه تسرب و ضياع الديفون 3 إيليزي حيث
تطبيق التقليدي اكتشافه أين يكمن العيب الرئيسي التكوينات
ضياعها له بترو فيزيائية جيدة وبشكل مفيدة و نفوذة للغاية. تقنية الحفر
حيث يكون غير تقليدي هو لهذه عملية
توقيف عن الإنتاج باستخدام سائل أثقل و كذلك عملية تثبيته بالاسمنت .
المفتاحية: ديفونيد 3 تسرب و ضياع توقيف البئر
غير تقليدي