

N° série:/2016



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des hydrocarbures et des énergies renouvelables

et des sciences de la terre et l'univers



Département de Forage et Mécanique des chantiers pétroliers

MEMOIRE
Pour obtenir le Diplôme de Master
Option : forage

Présenté par :

Boudra Ibrahim
Benkhoula Abd Allah
Roubi Abdelwahab

-THÈME-

Etude d'un forage UBD
Cas de puits MD418

Soutenu le : 22/05/2016

Devant le jury :



Président:	MR ATLILI MOUHAMMED EL HADI	U. K. M. OUARGLA
Examineur:	MR ZIARI SABER	U. K. M. OUARGLA
Encadreur:	MR TOUMI NABIL	U. K. M. OUARGLA

L'année universitaire : 2015/2016



DEDICACE

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

- ❖ *A l'être le plus cher de ma vie, ma mère.*
 - ❖ *A celui qui ma fait de moi un homme, mon père.*
 - ❖ *A mes frères*
 - ❖ *A ma sœur*
 - ❖ *A tous mes amis*
 - ❖ *A toute personne qui occupe une place dans mon cœur.*
- 
- 



Remerciements :

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

*En achevant ce modeste travail, nous remercions
vivement notre promoteur chargé du suivi notre travail :*

Mr TOUMI NABIL

Pour ses encouragements, ses conseils et sa disponibilité.

*Nous remercions également nos enseignants à l'UKM
Nos amis et toutes les personnes qui nous ont aidés
de près ou de loin à la réalisation de ce travail,*



RESUME

FRANÇAIS

Le forage en underbalance (UBD) est classifié parmi les meilleures solutions des différents problèmes rencontrés au cours du forage. Cette technique était introduite dans le forage depuis 1999 dont WEATHERFORD à 60% de marché du monde, En Algérie la SONATRACH a introduit cette technique depuis 2002 dans le champ de HMD. En 2006 cette technique était appliquée sur le puits MD418.

Cette étude consiste à donner une idée générale sur la réalisation d'un UBD, son utilité et importance, et les différents équipements utilisés, avec une étude du déroulement de l'opération sur le puits MD418.

Ce travail est divisé sur trois chapitres :

Chapitre1 : Est une synthèse bibliographique rassemblant toutes les informations relatives au forage UBD en commençant par donner leur principe, ces avantages , inconvénients et les différents techniques d'injections.....

Chapitre2 : parlant sur les équipements de réalisation de l'opération regroupés en trois sous-titres : équipements de surface, fond et de sécurité.

Chapitre3 : étude de cas sur le puits MD418.

ANGLAIS

Underbalance drilling (UBD) is classified among the best solutions to various problems encountered during drilling. This technique was introduced in drilling since 1999, WEATHERFORD have 60% of the world market. In Algeria SONATRACH has introduced this technique since 2002 in HMD. In 2006 this technique was applied to the MD418 well.

This study consists gave a general idea about the realization of an UBD, usefulness and importance, and the various equipment used, with a study of the progress of the operation on the MD418 well.

This work is currency in three chapters:

Chapter 1: Is a literature synthesis bringing together all the information relating to UBD drilling beginning with giving principle, the advantages, disadvantages and different injection techniques.....

Chapter 2: talking on the operation's implementation equipment.

Chapter 3: case study on the MD418 well.

SOMMAIRE

INTRODUCTION

CHAPITRE I : GENERALITE SUR L'UBD

I-1 / Historique de forage UBD.....	02
I-2/ Introduction	03
I-3/ Définition De forage en UBD	03
I-4/Principe et utilité de l'UBD.....	04
I-4-1/ Principe De forage en underbalance UBD	04
I-4-2/ Intérêt de la technique UBD.....	04
I-4-3/ Comment réaliser la condition d'UBD ?.....	05
I-4-4/ Comment contrôler la pression de fond dans le forage UBD ?	06
I-4-5 / Technique de sélection de L'UBD.....	07
I-4-6/ exigences de BHP (botom hole pressure).....	07
I-5/ Objectif du forage UBD	07
I-6/ Limitation du forage en Underbalance	11
I-6.1.Stabilité des parois.....	11
I-6.2.Waters inflow (venue d'eau de formation).....	12
I-6.3.MWD et moteur.....	12
I-7/ Détermination du Débit de la Couche	13
I-8 / Détermination Du Rapport Brut/Azote Injecté	14
I-9 / Techniques d'injection.....	14
I-9.1 / Injection par intérieur des tiges (Drill pipe injection)...	15

I – 9.2 / Injection par l’annulaire.....	16
I – 9.3 / Injection par un concentrique.....	17
I – 9.4 / Injection par dual drill pipe	18
I – 10/ La Selection De Fluide De Forage (Drilling Fluid Selection)	19
I – 10.1 / Systèmes des fluides conventionnels appelés flow (live) opérations	19
I – 10.2 / Systèmes des fluides gazéifiés	19
I – 10.3/ Systèmes utilisant la mousse	20
I – 10.4 / Système utilisant le mist	21
I – 10.5/ Opérations a l’air	22
 CHAPITRE II : EQUIPEMENTS SPECIAUX DE L’UBD	
II –1 / Introduction	23
II –2 / Systeme De Forage	23
II –3 / Systeme De Production De Fluide De Forage	24
II –4 / Equipements de circuits de production de N₂	26
II –4.1/ Compresseurs	27
II –4.2 / Refroidisseur (Air Cooler)	27
II –4.3 / Générateurs d’azote	28
II –4 .4/ Surpresseur (Booster)	29
II –4 .5/ Pompe de Refoulement	30
II –5/ Equipement De Prevention Des Eruptions	31
II –5.1/ Obturateurs D’Éruption	31
II –5.2/ Système de Tête Rotative	32

II –5.3/ Push Pull Machine (PPM).....	34
II –5.4/ ESD (Emergency Schut Down).....	35
II –5.5/ Manifold de Duses	36
II –6/ Systeme De Separation.....	37
II –6.1/ Les Différents Systèmes de Séparation	37
II –6.2/ Les Equipements De Separation	40
II –7/ Équipements Et Lignes De Surface.....	43
II –7.1/ Flow Line Principale.....	43
II –7.2/ Flow Line Secondaire.....	43
II –7.3/ Module D'échantillonnage Géologique.....	43
II –7.4/ Data Header.....	44
II.8.Equipement De Fond.....	45
II.8.1.Moteurs de fond	45
II.8.2.Le MWD (Measurement while drilling)	46
II.8.3.Le LWD (logging while drilling)	47
II.8.4.les Vannes anti-retour	47
 CHAPITRE III : PARTIE SPECIALE APPLICATION SUE LE PUIT MD418	
III -1 Situation du champ HMD.....	48
III -2. Introduction	50
III -3. But de l'opération.....	50
III – 4.Caractéristiques géologiques.....	50

III – 5.Sélection du fluide de forage.....	51
III -6.Sélection des débits de forage	51
III -7. Bottomhole pressure versus production.....	52
III -8.Analyse de la vitesse de remontée dans l’annulaire.....	53
III -9. Système de séparation et de stockage	53
III -10. BHA descendues dans MD418.....	53
III -11. Moteurs utilisés sur MD 418.....	53
III -12.Outils utilisés sur MD 418.....	53
III -13. Profondeur forée en fonction de temps (jours).....	54
III -14.La répartition d’heures effectives des BHA sur MD 418.....	54
III -15. Données réelles du puits MD 418 (TP 196).....	55
III – 16.Le plan horizontal	56
III – 17. Le plan vertical du puits.....	57
III – 18. CONCLUSION	58

CONCLUSION

RECOMMANDATION

DEDICACE

REMERCIEMENT

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

ABREVIATIONS

BIBLIOGRAPIE

RESUME

QUELQUES ABREVIATION :

UBD : underbalanced drilling

PH pression hydrostatique

BOP: blow out prevente

OBD: overbalanced drilling

PF: pression de fond

RBOP: rotative blow out preventer

BHP: botomhole pressure

Pg:pression de gisement

ROP: Rate of penetration

MWD:Measurement While Drilling

PDM: Positive Displacement Motor

ESD: Emergency Shutdown

BHA:Bottom Hole Assembly

HSE:Health Safety and Environment

Δp :draw down

DST: drill stem test

ECD: equivalent circulating density

DC: drill collar

PVT: presion, temperature,volume

GOR: gas-oil raction

NRV: valve anti-retour

DP: drill pipe

PCH:rotating control head

PPM: push pull machine

WO: work over

OD: diameter exterieur

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE I

CHAPITRE II

Tableau II.1. Représentant les Caractéristiques de Compresseur.

Tableau II.2. Représentant Les Caractéristiques Du Refroidisseur.

Tableau II.3. Représentant les caractéristiques de générateur d'azote.

Tableau II.4. Caractéristiques de la Pompe de Refoulement.

Tableau II.5. Caractéristiques de Push Pull Machine (PPM)

Tableau II.6. Caractéristiques ESD (Emergency Shut Down).

CHAPITRE III

Tableau III -1 Les données de WO

Tableau III -2 Caractéristiques géologiques

Tableau III -3 Variation de BHCP en fonction de débit d'injection d'azote et de huile

Bottomhole pressure versus production

Tableau III -4 Données réelles du puits MD 418

LISTE DES FIGURES :

CHAPITRE I

FIGI-1 :system de circulaion de fluide de forage dans l'UBD et OBD

FIG I –2 : la variation de ROP

FIG I –3 : La sélection du fluide de forage pour réaliser la condition underbalance

FIG I –4 : UBD pressure window

FIG I –5 : injection par drill pipe

FIG I –6 : Injection par annulaire

FIG I –7: Injection par un parasite string

FIG I –8 : Injection par dual drill pipe

FIG I –9 Drilling Fluid classification.

CHAPITRE II

FIG II–1 : Circuit de production de nitrogène.

FIG II–2 : Compresseur.

FIG II–3 : Générateurs d'azote.

FIG II–4 : Surpresseur (Booster).

FIG II.5 : Pompe de Refoulement.

FIG II– 6 : Empilage de l'Obturateurs D'Éruption.

FIG II–7 : Tête Rotative.

FIG II–8 :Têtes Rotatives Passives.

FIG II–9: Têtes Rotatives

FIG II–10 : Unité de Commande.

FIG II–11: TAGING TOOLS.

FIG II–12: Push Pull Machine.

FIG II–13: Emergency Shut Down (ESD) System.

FIG II–14 : Manifold de Duses.

FIG II–15 : Ligne de Blooey Dans Un Système Ouvert

FIG II–16 : Système Semi Ferme.

FIG II–17 : Systèmes Fermés.

FIG .II–18 : Séparateur Horizontale.

FIG II–19 : La Ligne D'évacuation.

FIG II–20: Flow line Principale.

FIG II–21: Flow line secondaire

FIG II–22 : Echantillonnage géologique en UBD.

FIG II–23: Data Header.

FIG II–24 : Moteur De Fond .

FIG II–25 : Composition Interne de MWD.

FIG II–26 :Les valves anti-retour.

CHAPITRE III

FIG III –1 : Situation géographique du HMD

FIG III –2 : Variation de BHCP en fonction de la FWHP puits avec production

FIG III –3 : Le plan horizontal

FIG III –3 : Le plan vertical

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION :

La finalité d'un forage est d'atteindre, l'objectif, qui est le réservoir, avec un prix de revient minimum, sans l'endommager ni compromettre son exploitation (production, injection). Le forage conventionnel est la méthode la plus sûre pour forer un puits, elle a cependant, des inconvénients. Puisque, la pression hydrostatique exercée par le fluide de forage est plus grande que la pression de pore, le filtrat envahit les pores de la roche réservoir endommageant ainsi la perméabilité.

L'un des problèmes majeurs aussi qui constituent un grand obstacle pour la poursuite du forage, dans le champ de "Hassi Messaoud", c'est celui des coincements au niveau du CAMBRIAN conduit à une perte en temps et en argent considérable.

Parmi les solutions entreprises par SONATRACH le forage en underbalance (UBD) qui en constitue une alternative qui permet de gagner beaucoup de temps (diminue le temps non productif). Malgré ça, cette méthode de forage présente tant d'avantages que d'inconvénients.

Le forage en underbalance (UBD) est réalisé avec un fluide de forage exerçant une pression hydrostatique (P_h) inférieure à la pression de gisement. Si la différence de pression entre la pression de fond et la pression de gisement (Δp) ainsi que la perméabilité sont suffisantes, les fluides de formation entrent dans le puits. Par conséquent, des équipements spéciaux devront être prévus pour l'acheminement et la séparation de la production en surface. Le forage en underbalance (UBD) constitue donc une solution à ce problème.

Ce travail est divisé sur trois chapitres :

Chapitre1 : Est une synthèse bibliographique rassemblant toutes les informations relatives au forage UBD en commençant par donner leur principe, ces avantages , inconvénients et les différents techniques d'injections.....

Chapitre2 : parlant sur les équipements de réalisation de l'opération regroupés en trois sous-titres : équipements de surface, fond et de sécurité.

Chapitre3 : étude de cas sur le puits MD418.

CHPITRE01 :
GENERALITE SUR
L'UBD

CHAPITRE I : GENERALITE SUR L'UBD

I-1/Historique de forage UBD :

Le concept du forage avec un fluide, dont la pression de circulation est inférieure à celle de réservoir a été fait breveter la première fois aux Etats-Unis en 1866. Les premières applications utilisaient l'air comprimé pour forer le trou. L'évolution de la technologie au cours des années, permet d'introduire d'autres fluides tels que la mousse et le fluide aéré (gazéifié) pour des conditions de forage spécifiques. La technique appelée "flow drilling" a été développée la première fois au Sud de Texas, puis elle est devenue mondiale avec des exploits au Canada, en Australie et en Chine. Elle a été principalement utilisée pour le développement des champs à pression épuisée. Pendant les années90, l'UBD avait été appliqué avec succès dans des opérations de forage en offshore et à travers l'Europe. Les premières techniques ont été développées par Angel (1957) et, Moore et Cole(1965) essaient de prévoir le volume d'air ou de gaz nécessaire pour un nettoyage efficace du trou foré. Il y avait également plusieurs tentatives éditées dans la littérature pour développer une procédure systématique de conception basée sur l'estimation des paramètres hydrauliques de forage en Underbalance dans des applications de forage. Actuellement, underbalanced drilling est le développement le plus passionnant dans le secteur de forage. En même temps que la technique de forage horizontal et multilatéral, il tient la valeur énorme pour forer des puits plus rentables . [3]

I-2/ Introduction :

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

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

Si la différence de pression entre la pression de fond et la pression de gisement (ΔP) ainsi que la perméabilité sont suffisantes, les fluides de formation entrent dans le puits. Par conséquent, des équipements spéciaux devront être prévus pour l'acheminement et la séparation de la production en surface.

Le forage conventionnel est la méthode la plus sûre pour forer un puits, elle a cependant, des inconvénients.

Puisque, la pression hydrostatique exercée par le fluide de forage est plus grande que la pression de pore, le filtrat envahit les pores de la roche réservoir endommageant ainsi la perméabilité.

Le forage en Underbalance (UBD) constitue donc une solution à ce problème.

I- 3/Définition de forage en UBD :

L'underbalance est une technique de forage où la pression de Fond est intentionnellement maintenue à une valeur inférieure à la pression de réservoir. Si l'opération UBD est bien réalisée, on aura l'intrusion des fluides de formation à l'intérieur du puits et un acheminement vers la surface. Le forage en underbalance aide à améliorer la productivité du réservoir, car la faible pression hydrostatique empêche l'invasion de la boue et les solides dans la formation ainsi que la formation du mud cake. [1]

I-4/Principe et utilité de l'UBD :

I-4-1/Principe de forage en underbalance UBD :

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.

$$(P_g - P_f) * 100 / P_g$$

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

P_f : la pression de fond.

P_h : la pression hydrostatique.

ΔP_a : les pertes de charges annulaires. [1]

I-4-2/Intérêt de la technique UBD :

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

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

Il y a aussi d'autres avantages et inconvénients liés à un forage en UBD, qui peuvent être résumés comme suit:

Avantage :

1. Augmentation du taux de pénétration.
2. Réduction de l'endommagement de la formation.
3. Élimination de coincement différentielle.
4. Élimination du risque de perte de circulation
5. Diminution de poids sur l'outil.
6. Amélioration de la durée de vie de l'outil
7. Réduction de la taille des cutting d'où l'effet sur le nettoyage du puits.

Inconvenants :

1. Stabilité des parois
2. Consolidation des parois
3. Augmentation coût de forage selon le système utilisé.
4. Compatibilité avec MWD.
5. Drainage par gravité dans les puits horizontaux.
6. Possibilité d'endommagement mécanique sur les parois.
7. Discontinuité dans les conditions de l'underbalance
8. Augmentation de poids de la garniture du au facteur flottabilité.
9. Augmentation du torque et des frictions (tirage). [2]

I-4-3/ Comment réaliser la condition d'UBD ?

En basant sur la définition de l'UBD, la pression hydrostatique de fond peut être soit induite ou naturelle.

- P_H induite : On l'appelle une pression hydrostatique induite dans le cas d'ajout d'une phase gazeuse (gaz naturel, N_2 , air) à la phase liquide pour réduire la densité de circulation.
- P_H naturelle : dans le cas où la pression de réservoir est très grande à la pression fournie par la boue de forage sans ajout de la phase gazeuse. (l'huile seule par exemple). [2]

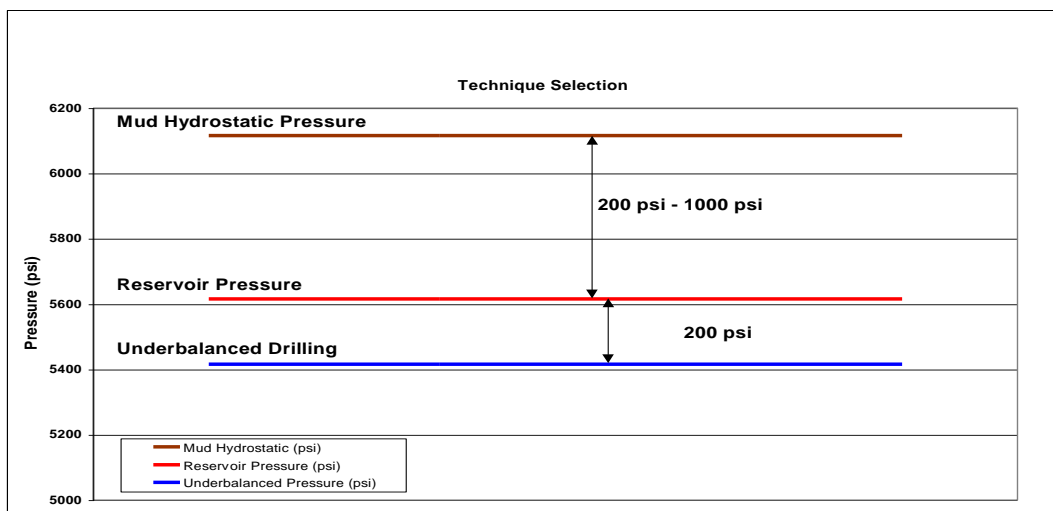


FIG I-3 : La sélection du fluide de forage pour réaliser la condition underbalance

I-4-4/ Comment contrôler la pression de fond dans le forage UBD ?

Lors du processus du forage en UBD, les influx de la formation (huile, gaz, cuttings) entrent dans l'annulaire, en se mélangeant avec le fluide de base injecté (huile + N₂), par conséquent un système hydraulique très complexe est généré dont l'élément clé dans sa modélisation et la phase gazeuse.

Cette dernière est très sensible aux variations de températures et de pression durant sa remontée dans l'annulaire, résultant à une fluctuation permanente de la pression de fond

De là, la pression de fond (BHP - bottomhole pressure) doit être maintenue entre deux frontières, qui délimitent la zone de fonctionnement de forage UBD appelée communément la fenêtre de pression de forage en underbalance (UBD window).

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

1. La stabilité des parois
2. Les débits d'injection
3. Les pressions de service de l'équipement de surface. [3]

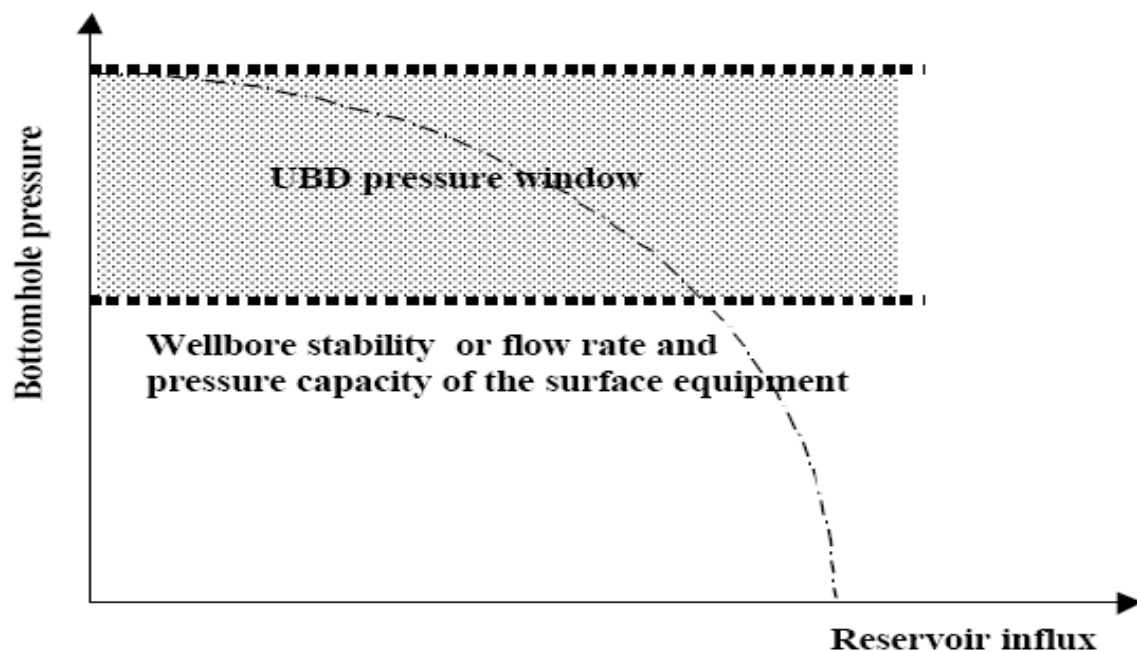


FIG I-4: UBD pressure window

I-4-5 / Technique de sélection de L'UBD :

Un processus de base en quatre étapes peut être appliquée pour déterminer les options et les exigences pour un puits en UBD

1. Déterminer les besoins BHP.
2. Identifier les options de fluide de forage.
3. Mettre en place la conception de puits et effectuer la modélisation de l'écoulement.
4. Sélectionnez l'équipement de surface. [4]

I-4-6/exigences de BHP (botom hole pressure) :

Dans le forage overbalance la densité de la boue est sélectionnée qui fournit une pression hydrostatique de 200 à 1000 psi supérieure à la pression du réservoir, Dans le forage en unerbalance, nous sélectionnons un fluide qui fournit une pression hydrostatique d'environ 100 à 200psi inférieur de la pression du réservoir. Ceci permet d'obtenir un point de départ pour la sélection d'un système de fluide. [4]

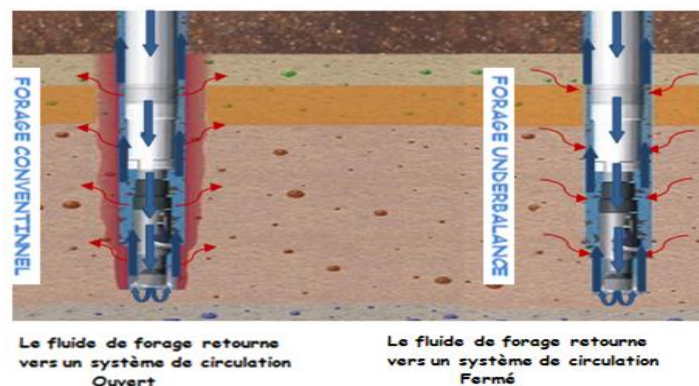
I-5/ Objectif du forage en UBD :

Les deux principaux objectifs de l'UBD peuvent être subdivisés comme suit :

I-5-1/ Maximiser la récupération Ultime :

I-5.1.1. Réduction ou élimination de l'endommagement de la formation :

L'endommagement de formation peut avoir lieu lorsque le liquide, les solides, ou bien les deux ; entre dans la formation, pendant le forage. Si la pression de fluide de forage est plus élevée que la pression de formation, La force motrice générée par cette différence de pression cause la pénétration du fluide de forage dans le réservoir.



**FIG I -1 : le système de circulation de fluide de forage dans
Le forage underbalance et forqge overbqlence**

L'UBD ne va pas entièrement éviter la possibilité d'endommagement de la formation.

Dans quelques circonstances, la différence des potentiels chimiques entre le fluide de forage et le fluide de gisement, peut provoquer le filtrat qui entre dans la formation même en présence d'un gradient de pression qui favorise l'écoulement de fluide de gisement vers le fond du puits.

I –5.1.2.Anticipation sur la production :

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

I –5.1.3.Elimination de la stimulation et DST :

L'un des plus grands avantages de l'UBD est que l'endommagement de la formation est réduit voir éliminé. Ceci va réduire ou éliminé le besoin de stimulé le puits, La stimulation peut Inclure l'acidification ou traitement de surface, pour enlever l'endommagement de la formation ; ou bien la fracturation hydraulique qui peut être programmée pour garantir une production adéquate à travers une faible perméabilité du réservoir, D'où la réduction du coût total (service de stimulation, Réquisition du rig).

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

I –5.1.4.Produire des zones marginalisées :

Après un forage d'un puits, on doit l'évaluer et déterminer s'il contient d'hydrocarbure d'une manière exploitable. Pour cela on utilise des logs. Dans un forage conventionnel, la possibilité d'identifier et d'évaluer une zone est inexistante, la raison est que le fluide de forage exerce une pression sur la formation toute en rinçant le well bore avec le fluide loss. Ceci va avoir un impact sur la lecture du log d'où une analyse erroné et finalement on augmente le coût du puits toute en perdant une zone apte à produire.

I-5.2.Minimisation des Problèmes de forage :

I-5.2.1.Diminution des pertes de circulation :

Elle est définie comme une perte de boue en quantité dans la formation. Cette dernière se produit lorsque la pression hydrostatique du fluide de forage excède la pression de fracturation de la formation.

L'UBD est appliqué pour le forage des réservoirs sévèrement déplétés ou des réservoirs à faibles pressions de gisement où le risque de perte est majeur avec la méthode du forage conventionnel.

Donc si les conditions de l'UBD sont maintenues les pertes de circulation sont minimisées ou éliminées

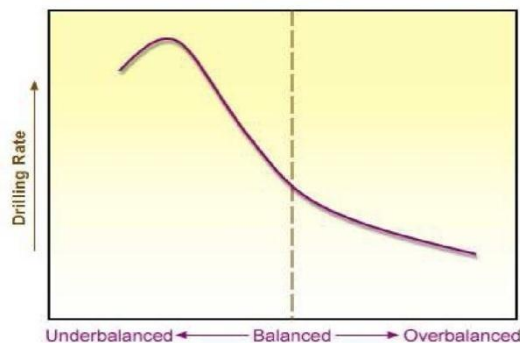
I-5.2.2.Diminution de la probabilité de coincement par pression différentielle :

L'absence du filtre cake évite au train de manœuvre le coincement différentiel, surtout au niveau de tool joint (augmentation du stand-by). D'où l'utilité du forage avec un coiled tubing

I-5.2.3.Augmentation des vitesses d'avancement :

L'allègement de la pression hydrostatique sur la formation a un effet considérable sur le ROP. Le taux de pénétration ainsi augmenté, ajouté à l'amélioration dans le nettoyage du trou ont un effet positif sur la durée de vie de l'outil. Dans les puits forés en underbalance, des sections entières ont été foré avec un seul outil, hors d'habitude dans

les forages conventionnels, On utilise de 3 à 4 outils pour les mêmes sections.



FIGI -2 : la variation de ROP

I-5.2.4. Augmentation de la durée de vie des outils de forage :

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

En employant UBD les frottements sont minimisés :

- l'absence de forces additionnelles tenant la formation en place ;
- fraction solide est maintenue à une valeur minimale.

Afin d'obtenir la condition optimale de ROP, l'UBD exige moins d'efforts sur l'outil et réduit la charge sur les cutters et les roulements d'où une augmentation de la durée de vie de l'outil.

I-5.2.5. Diminution du temps de réalisation :

Pendant le forage en OBD, plusieurs problèmes surviennent et par conséquent augmentent le temps de réalisation du puits d'où des coûts supplémentaires non programmés, augmentant le coût global de ce dernier.

En UBD ces problèmes sont réduits ou éliminés d'où un gain de temps de forage considérable.

I-5.2.6. Réduction de l' ECD (Equivalent Circulating Density) :

Le forage de longues sections horizontales amplifie les frictions dans l'annulaire. Ces frictions agissent sur la pression de fond et augmentent la pression exercée sur la formation, d'où une diminution de taux de pénétration et augmentent le risque des pertes.

Le forage en underbalance fournit une opportunité de réduction des pertes de charge dans l'annulaire en permettant à l'énergie de réservoir de pousser des fluides hors du trou. [2]

I-6/ Limitation du forage en Underbalance :

Les limitations techniques du processus UBD sont:

I-6.1.Stabilité des parois :

Comme dans le forage conventionnel, l'instabilité du trou peut survenir des mécanismes mécaniques ou chimiques. Ceux-ci peuvent être accentués par le forage à l'underbalance. Quel que soit le mécanisme, l'instabilité du trou peut résulter le coincement de garniture au fond. Si les fragments de la roche, sont trop grands pour que le fluide de forage puisse les soulever du trou, ils peuvent tomber et s'accumuler et puis causer le coincement de la garniture.

Dans le cas du forage en Overbalance, l'excès de pression de fond au-delà de la pression de formation fournit quelque degré de support aux abords du puits. Dans le forage à

L'Underbalance ce support est manqué ; Au fur et à mesure que le degré de l'Underbalance est augmenté, aussi la tendance à l'instabilité du trou augmente. Cela met une limite inférieure de la pression de fond ; Au-dessous de laquelle il est impossible de forer efficacement.

Cette limitation de pression de l'underbalance est principalement influencée par les prédominantes contraintes in - situ, la dureté des formations, la pression actuelle du réservoir et la géométrie des abords.

En général, c'est seulement les formations les plus vieilles, plus dures et plus consolidées qui ont des forces suffisantes pour autoriser d'être forées avec l'air sec sans avoir a rencontré des problèmes d'instabilité du trou. Dans quelques exemples, l'instabilité du trou provoquée mécaniquement peut être contrôlée en adoptant une technique de forage qui limite le degré d'Underbalanceau dessus du niveau critique. Dans les autres cas, en particulier en cas des régions actives tectoniquement, le trou est fondamentalement instable sous toutes conditions.

Le forage d'un puits dans une formation a comme effet, le changement de l'état de contraintes initial et de générer une redistribution de celle-ci au voisinage du puits. Ceci cause une altération de l'état d'équilibre et engendra des ruptures des parties de la roche initialement stable. Donc une contrainte excessive peut provoquer un effondrement du puits, resserrement de formations ductiles et des cavages.

La stabilité des parois du puits durant la reprise des puits en short radius en UBD à un impact très considérable sur la planification.

L'instabilité mécanique surgie lorsque l'état de contraintes aux abords du puits est supérieur à la résistance mécanique de la formation traversée, dans notre cas on est en compression (formation break out, collapse, cavage). La présence d'une formation en break out indique que la densité de la boue est très faible .donc notre draw-down est très élevé ; pour éviter ce problème il faut optimiser le draw-down, Cette méthode nécessite le calcul en trois dimensions de l'état de contrainte induit aux abords du puits et comparer ce dernier au critère de rupture de la formation. Pour un puits en short radius, l'état de contrainte induit tient compte de la géométrie du puits

I –6.2.Waters inflow (venue d'eau de formation) :

Quand l'afflux du réservoir déplété est de l'eau, il peut causer des problèmes sévères. Si le débit est assez important le puits sera en Overbalance. Lifting un puits qui produit de l'eau avec un débit important est presque impossible. En cours de forage avec du gaz, l'eau de la formation peut humidifier les déblais au fond, en les encourageant de se coller entre eux et de s'accumuler sur la garniture de forage et sur les abords du puits. Ça se produit très probablement au sommet des masses tiges DC, où il y'a une restriction du diamètre de la garniture, ce qui mène à une baisse soudaine de la vitesse d'écoulement dans l'espace annulaire.

I –6.3.MWD et moteur :

L'équipement directionnel peut avoir des limitations sur le forage en underbalance. L'équipement opérés hydrauliquement ne peut pas être utilisés dans les puits UBD, ainsi que la qualité du signal de MWD dans un système gazéifié est tributaire du taux de gaz injecté.

Certains moteurs peuvent être enclins à l'échec par suite de l'imprégnation des composants en caoutchouc par le gaz utilisé.

Le torque élevé et les frottements peuvent empêcher la réalisation de certaines trajectoires en UBD. [2]

I-7/ Détermination du Débit de la Couche :

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 le biais de la loi de **DARCY** dont les paramètres ci-dessous sont connus:

$$Q = \frac{6,28 K_o h \Delta p}{B_o \mu_o \ln(R/r_w)} \dots\dots\dots$$

Avec :

B_o : facteur volumétrique ;

μ_o : viscosité dynamique (**cp**) ;

R : rayon de drainage (**m**) ;

r_w : rayon du puits (**cm**) ;

K_o : La perméabilité en (**md**) ;

h : La hauteur de la couche (**m**) ;

Δp : 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 de collapse des parois. La détermination du débit de la couche dépendra des caractéristiques du réservoir, on peut citer :

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

La pression de fond détermine le rapport du mélange brut – gaz à utiliser de sorte à obtenir un draw down correspondant à Δp. Le calcul doit tenir compte de la production de la couche et des caractéristiques PVT du fluide produit. [1]

I-8 / Détermination Du Rapport Brut/Azote Injecté :

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

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

Ces paramètres ci-dessus nous délimitent ce qu'on appelle la fenêtre de travail

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

On utilise souvent un logiciel pour faire la simulation des débits de gaz et de liquide. Le résultat est présenté sous forme de tableau.

On simule dans un cas sans production, puis avec production.

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

En plus la vitesse du liquide soit supérieure à la vitesse minimale de transport des cuttings. [2]

I-9 / Techniques d'injection :

En général, la sélection du fluide gaz / liquide et la technique d'injection sont combinées. L'azote est le gaz le plus utilisé avec un liquide de même nature que celle de fluide de formation

Cependant, les gazes qui contiennent de l'oxygène ne sont pas recommandées car ils causent la corrosion du matériel tubulaire et l'inflammation

Les techniques d'injection utilisées en UBD sont :

I-9.1 / Injection par intérieur des tiges :

Le liquide et le gaz comprimé sont injectés au même temps à l'intérieur de la garniture de forage.

Les avantages de cette technique sont :

- Ne requiert pas l'utilisation d'équipement supplémentaire dans le puits.
- L'usage des valves anti- retour (NRV) est exigé pour prévenir le back flow à l'intérieure des tiges.
- Augmentation de l'avancement.
- Economique (réduction des coûts UBD dus à moins de débit de gaz)

Les inconvénients de cette technique :

- Obligation d'arrêter l'injection du gaz et de purger toute pression piégée restante dans les tiges à chaque connections. Ce qui provoque une augmentation de temps de manœuvre.

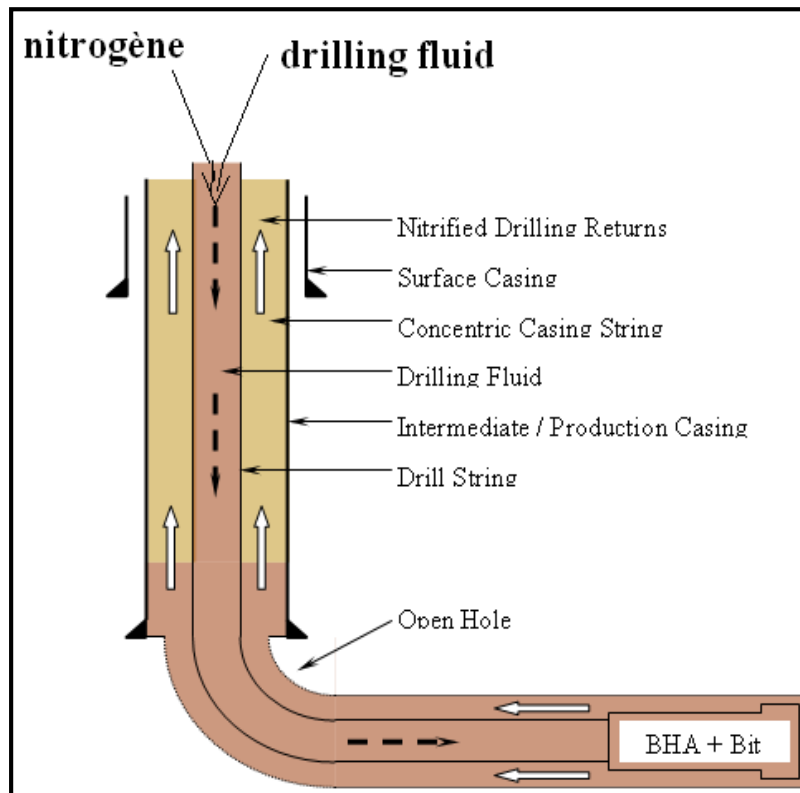


FIG I-5 : Injection par drill pipe

I-9.2 / Injection par l'annulaire :

L'injection par l'annulaire est très utilisée dans la Mer du nord. Pour un nouveau puits, le liner doit être ancré juste au-dessus de la formation ciblée. Le liner est alors prolongé en surface par le biais d'un tie back

et suspendu avec une tubing hanger spécial. Le gaz est injecté dans l'espace annulaire pour abaisser la pression hydrostatique requise pendant l'opération du forage.

L'inconvénient avec ce type d'opération

- Restrictions dans la géométrie des tubages
- Spécial tubing head est requis.
- Augmentation du coût de l'opération UBD, due aux volumes importants d'azote injectés.

L'avantage de l'injection par l'annulaire

- La continuité dans l'injection d'azote même pendant les connections..
- Moins d'endommagement pour la garniture.

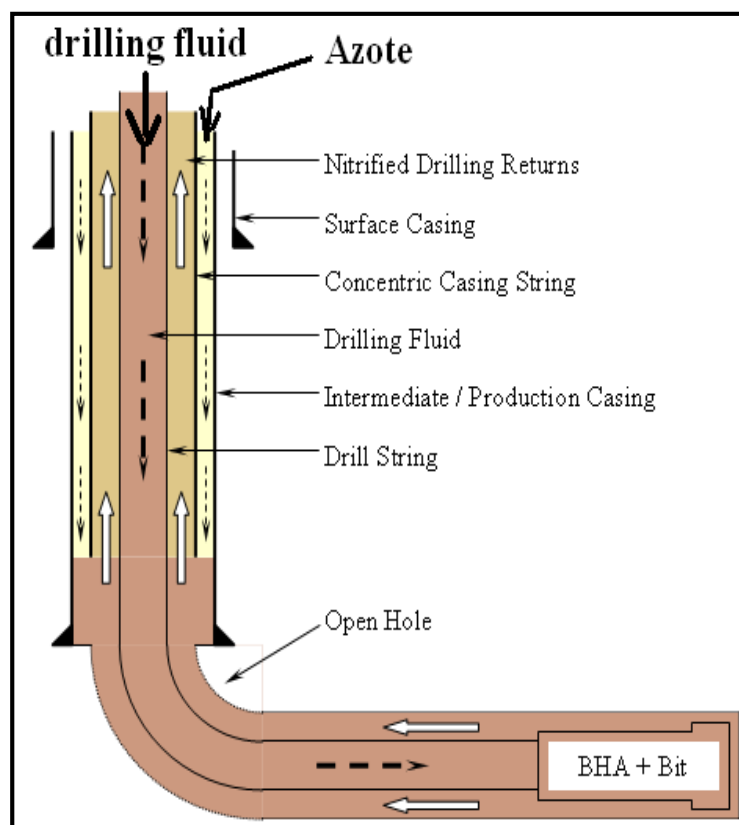


FIG I-6 : Injection par annulaire

I-9.3 / Injection par un concentrique :

L'usage d'un concentrique pour injection du gaz est utilisé seulement dans les puits verticaux, le concentrique est descendu au même moment que le casing au-dessus du réservoir.

Les inconvénients avec ce type d'opération sont :

- Complexité de la mise en place de parasite string
- Spécial connections en surface son requises
- Utilisé seulement dans des puits verticaux

Les avantages de l'injection par le concentrique sont :

- La continuité dans l'injection d'azote même pendant les connexions.
- Meilleure qualité du signale du MWD, vue qu'une seule phase est pompé à l'intérieure des tiges .

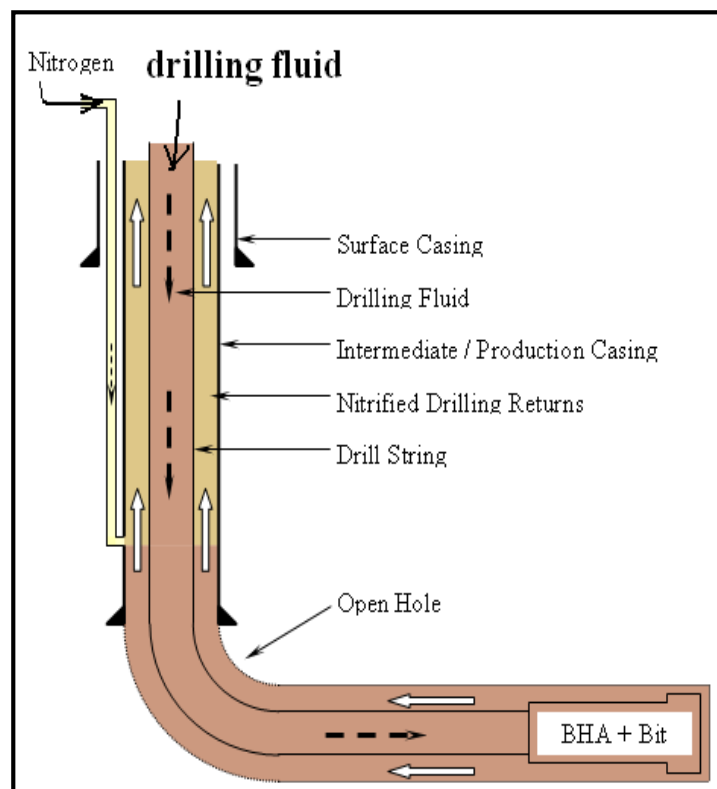


FIG I -7: Injection par un parasite string

I-9.4 / Injection par dual drill pipe:

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

Les inconvénients de cette méthode sont :

- Spéciales Drill pipes sont exigés.
- Tige d'entraînement spéciale (Kelly) est exigé.
- Spécial tool joint d'où sa répercussion sur le coût et le temps allouer. [1]

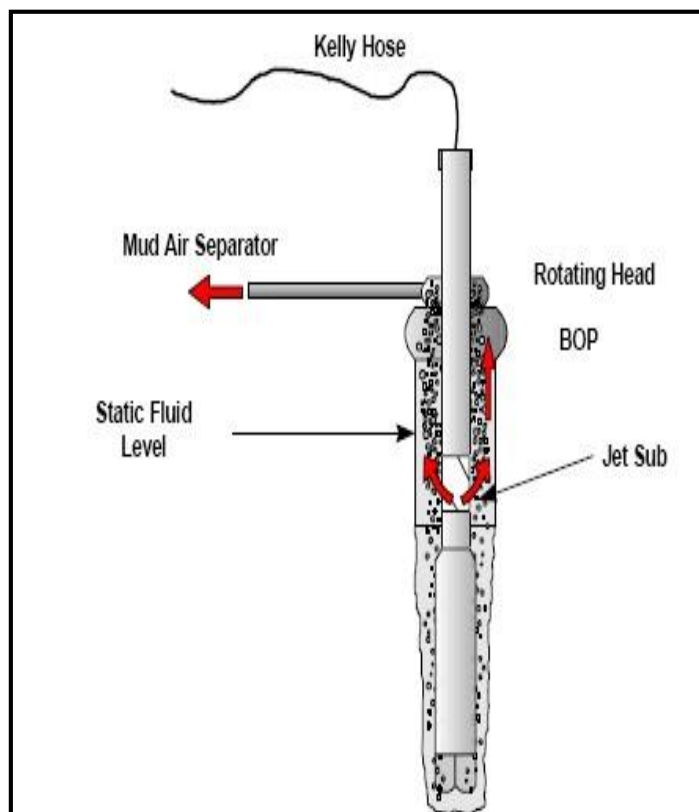


FIG I-8 : Injection par dual drill pipe

I-10/ LA SELECTION DE FLUIDE DE FORAGE (Drilling Fluid Selection) :

Le système liquide choisi pour un projet particulier de l'UBD dépend du BHP désiré, de sa compatibilité avec le fluide produit, de la tolérance d'afflux d'eau, du nettoyage de trou et du coût et des considérations environnementales.

Il est nécessaire de souligner que les comportements rhéologiques complexes du fluide et chers ne sont pas habituellement exigés lors du forage.

Différents systèmes de fluides sont employés en UBD tel que :

I-10.1 / Systèmes des fluides conventionnels appelés flow (live) opérations :

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

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

I-10.2 / Systèmes des fluides gazéifiés :

Similaire aux systèmes des fluides aérés, ces systèmes consistent en l'utilisation des fluides de forage à deux phases où la phase gazeuse est soit du gaz naturel, soit de l'air ou l'azote. Les fluides gazéifiés n'incluent pas l'utilisation des surfactants (agents moussant).

Les fluides gazéifiés sont une combinaison de liquide et de gaz où le liquide est la phase continue. Les liquides gazéifiés n'ont pas d'agents tensioactifs qui lient le gaz dans le liquide. Les avantages des liquides gazéifiés sont à moindres coûts, la possibilité de réutiliser le liquide, de meilleures propriétés environnementales et leur simplicité d'injection.

Dans beaucoup de cas l'air atmosphérique peut être employé en tant que gaz à prix réduit pour le forage avec un fluide gazéifié, mais il y a trois problèmes principaux liés à l'application de cette technique. Elle représente un potentiel significatif pour la corrosion rapide des équipements de fonds, où l'air peut causer l'instabilité du puits lorsqu'il rencontre des formations aquifères. En outre, avec l'addition des hydrocarbures à l'air forant, tous les éléments nécessaires pour initier la combustion sont présents (risques d'incendie).

Pour réduire au minimum les risques de feux de fonds, on préfère utiliser comme gaz, l'azote ou l'amiante.

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

I-10.3/ Systèmes utilisant la mousse :

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

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

Le système de mousse est créé quand l'eau et le gaz sont mélangés à un agent tensioactif. L'agent tensioactif lie le gaz dans la surfacture du liquide.

Comme le gaz est lié dans le liquide, le gaz et le liquide se déplacent ensemble, augmentant ainsi la vitesse du liquide. En raison de sa structure, (capacité de charges de solides énormes), la mousse a de meilleures caractéristiques de nettoyage de trou qu'une boue conventionnelle.

La vitesse minimale pour le nettoyage de trou est fixée à 100 pieds / minute.

A mesure que le rapport du gaz au liquide augmente, la capacité de charges de la mousse augmentera.

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

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

La mousse est également instable lorsqu'elle rencontre des températures élevées.

Un autre inconvénient dans le système de mousse est la viscosité relative plus élevée. Ceci augmente la perte par friction dans le puits.

La rupture de la structure de la mousse doit être accomplie quand elle atteint la surface pour séparer efficacement les constituants liquides (gaz, eau, hydrocarbures liquides et solides). Une casse inefficace de la mousse posera des problèmes de séparation et surchargera le séparateur.

La mousse peut être cassée chimiquement ou mécaniquement.

Dans le passé, les mousses ne pouvaient pas être réutilisées, après qu'elles soient cassées causant des coûts élevés de disposition et des soucis environnementaux.

L'introduction de la mousse recyclable a éliminé plusieurs de ces soucis.

La nouvelle mousse recyclable réduit les coûts environnementaux très importants. Tout en remédiant à des problèmes de stabilité des parois, elle permet aussi l'utilisation des additifs spéciaux.

La mousse peut travailler en tandem avec des polymères de contrôle de schiste et les systèmes d'inhibition de corrosion qui peuvent résister à des états extrêmes.

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

I-10.4 / Système utilisant le mist :

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

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

Les avantages principaux d'un système de brume est sa tolérance plus élevée pour les formations aquifères. Ceci élimine la formation des anneaux de boue tout en forant. Le désavantage du système de brume est qu'il demande un volume de gaz très important pour avoir une BHP voulue.

I-10.5/ Opérations a l'air :

Dans ce type d'opération le forage utilise le gaz comme fluide de forage. Ce gaz peut être l'air, l'azote, le gaz naturel, le CO₂ ou une combinaison gazeuse.

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

Les problèmes liés au forage au gaz comprennent :

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

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

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

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

Il est rarement employé pour forer une zone productive. [2].

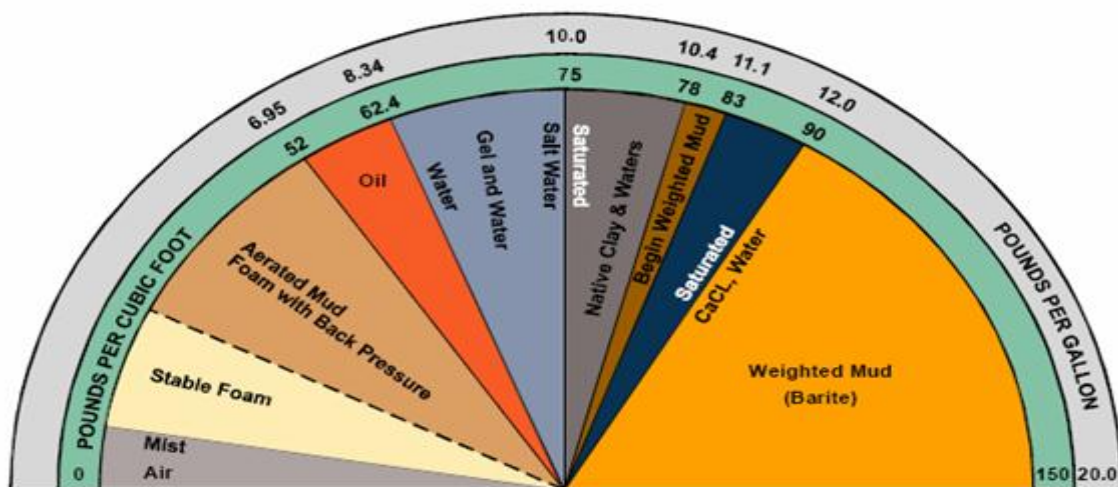


FIG I-9: Drilling Fluid classification.

CHAPITRE 02 :
EQUIPEMENTS
SPECIAUX DE
L'UBD

CHAPITRE II : EQUIPEMENTS SPECIAUX DE L'UBD

II -1 / INTRODUCTION :

Le design des équipements est l'un des aspects les plus importants de n'importe quelle compagnie d'UBD. L'équipement standard utilisé dans le forage conventionnel n'est pas suffisant car la capacité de manipuler un grand volume de production d'hydrocarbure est exigée. Plusieurs entrepreneurs d'UBD ont développé les systèmes de commande qui tiennent compte de la pratique sûre des opérations d'UBD.

II -2 / SYSTEME DE FORAGE :

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

- La dimension du trou ;
- La vitesse de pénétration dans la formation ;
- La trajectoire du puits.

Si le diamètre de trou projeté est de 6" ou plus, alors les tiges de forage sont recommandées. Pour des diamètres inférieurs l'utilisation de coiled tubing est à considérer. Jusqu'à maintenant le forage avec le coiled Tubing est limité du fait du diamètre même du coiled Tubing qui est de l'ordre de 2" à 2"^{7/8}.

Ces diamètres engendrent les facteurs suivants :

- Un débit limité à travers le coiled tubing ;
- Des pertes de charge importantes ;
- Le profil du puits.
- La limitation en traction et en compression.

Le CTD peut être exclu pour d'autres raisons, telles que la manutention, le transport ou la durée de vie du coiled tubing. [1]

II –3 / SYSTEME DE PRODUCTION DE FLUIDE DE FORAGE :

➤ **Gaz naturel :**

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

➤ **Unité de génération de mousse :**

C'est une unité de génération de mousse utilisée en cas de forage des réservoirs non consolidés. Elle est composée d'un bac de **1210 L**, qui est raccordé à pompe d'injection pour le refoulement des produits moussants ainsi que les produits anticorrosifs préparés au préalable en surface. Cette unité est fixée sur le même skid du bac de l'unité Underbalance. Les produits mélangé à l'air forment une mousse qui sera refoulé vers le stand pipe au moyen de la pompe, cette mousse est utilisée souvent quand veut forer une couche mal consolidés où il faut une grande vitesse de pénétration. La mousse est un bon nettoyant du fond grâce à ces caractéristiques.

➤ **Azote cryogénique :**

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

a. Avantages de l'utilisation d'azote cryogénique :

- ✓ Sa capacité à faire sécher le trou et à éviter les accumulations des mud rings ;
- ✓ La limite explosive inférieure pour les hydrocarbures est approximativement **12,8%** d'oxygène dans les conditions standard. Dans la plupart des opérations où l'azote est utilisé, le contenu d'oxygène est au-dessous de **5 %** ;
- ✓ L'utilisation de l'azote cryogénique élimine le risque de corrosion.

b. Inconvénients de l'utilisation d'azote cryogénique :

- ❖ Pour les opérations qui excèdent **48 heures**, la consommation d'azote liquide peut-être assez importante, ce qui peut créer un problème de logistique.
- ❖ L'usage d'azote cryogénique n'est pas particulièrement recommandé en offshore : pour un forage de **24 heures**, si on pompe **1500 scfm** d'azote cela nécessitera **15 citernes de 2000 gal** chacune.

c. Paramètres d'utilisation de l'azote :

Pour assurer un bon nettoyage du puits, les paramètres suivants sont pris en compte : débits d'azote de **350 à 3500 scfm (10 à 100 m³/min)** à une pression de **1000 à 3000 psi**.

➤ **Azote à membranes :**

Un générateur d'azote est un système de filtration. Il utilise de petites membranes pour filtrer l'air. L'oxygène est rejeté dans l'atmosphère et l'azote est comprimé à la pression d'injection. L'efficacité d'un générateur d'azote est de l'ordre de **50%**. Cela signifie que si **1500 scfm** d'azote sont requis, **3000 scfm** d'air sont pompés dans le générateur. Pour produire **1500 scfm**, il faudrait **3 ou 4** grands compresseurs d'air, un générateur d'azote et un compresseur amplificateur.

Un des autres problèmes associé à la génération d'azote est celui de sa pureté. En général un taux de **95%** d'azote et **5%** oxygène sera délivré. Bien que cela soit une quantité résiduelle d'oxygène insuffisante pour causer une explosion, cette quantité suffit pour corroder les équipements de forage. [1]

II -4 / Equipements de circuits de production de N₂ :

C'est un ensemble des machines servent a générer l'azote en place (au chantier), ces équipements sont classés par l'ordre de fonctionnement comme suit :

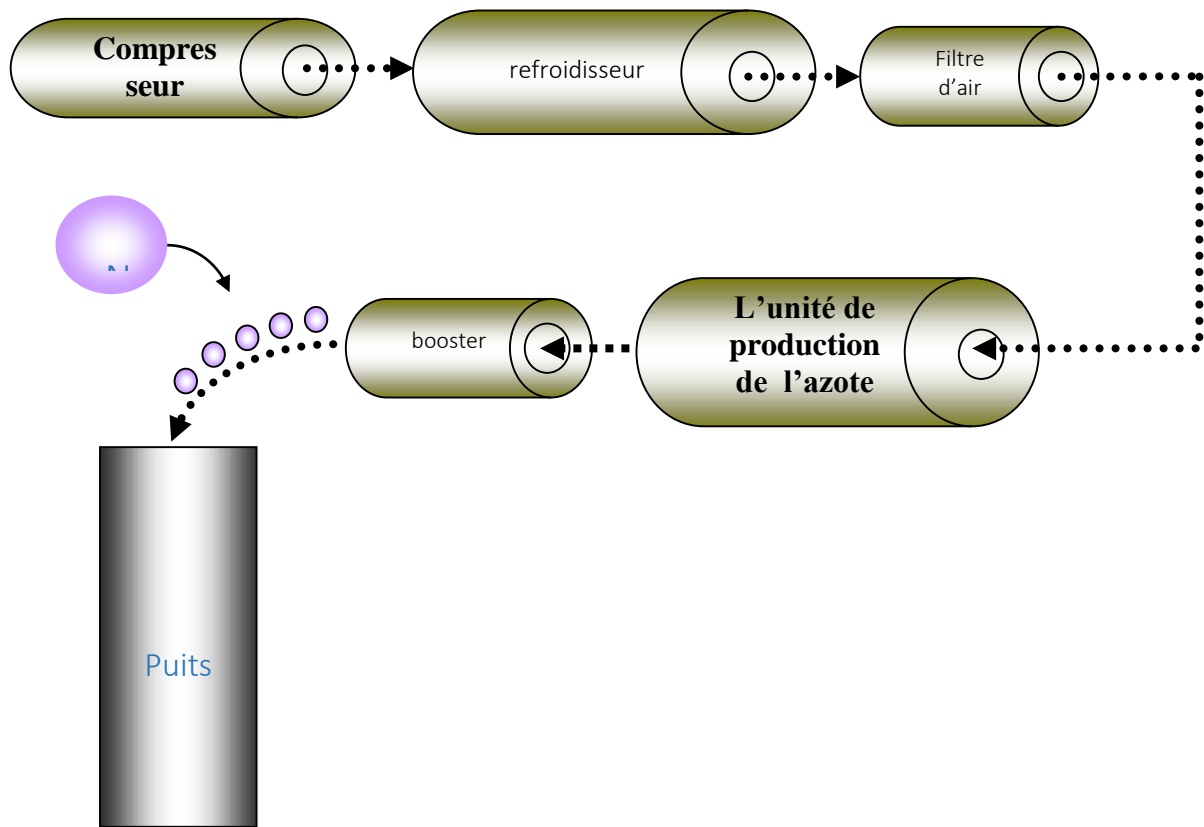


FIG II-1 : Circuit de production de nitrogène.

II –4.1/ 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 compriment à une pression comprise entre **100-300 psi** avec un débit de compression de **50m³/min.** [6]



FIG II-2 : Compresseur.

Tableau II.1 : Représentant les Caractéristiques de Compresseur.

Pression d'entrée (psi)	Pression de sortie (psi)	RPM (tr/min)	Débit de compresseur (m ³ /min)
Pression atm	100-300	2100	50

II –4.2 / 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[6] .

Tableau II.2: Représentant Les Caractéristiques Du Refroidisseur.

Pression d'entrée (psi)	Pression de sortie (psi)	Débit de sortie (m ³ /min)	Température d'entrée (°c)	Température de sortie (°c)
100-300	175	85	43	32

II -4.3 / Générateurs d'azote :

C'est une unité d'azote qui comprend des filtres à fibres et une membrane de filtration d'oxygène.

Le principe du générateur d'azote est la diffusion moléculaire, basée sur la taille des molécules constituant l'air et leurs vitesse, c'est à dire dégageant les autres constituants et empêchant le nitrogène à passer afin, d'avoir une condensation de nitrogène, par ce que la vapeur de l'oxygène et d'eau sont des gaz " rapides " qui imprègnent rapidement la membrane, permettant à l'azote de traverser les alésages de fibre comme jet de produit [6] .

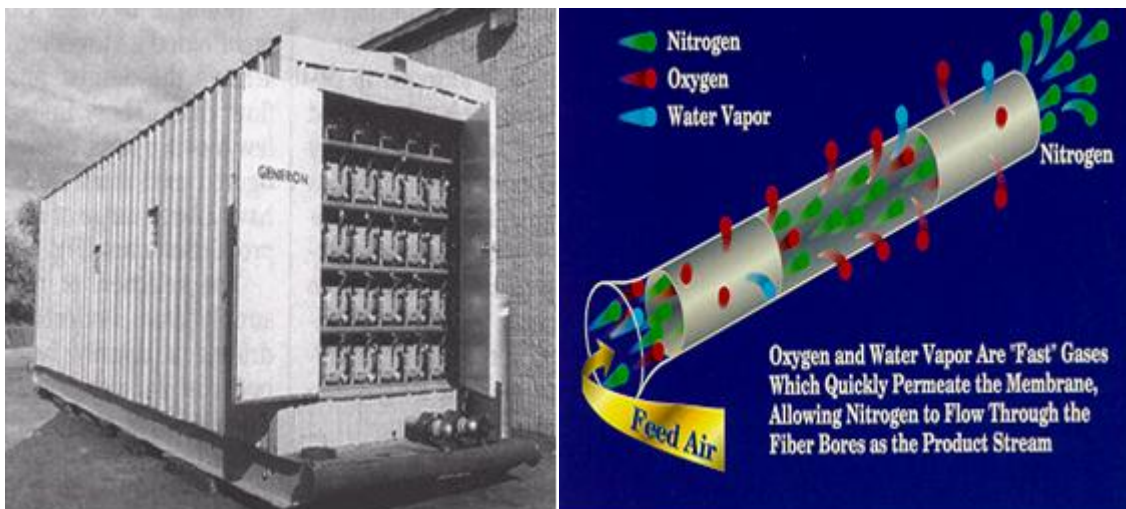


FIG II-3 : GENERATEUR DE NITROGENE

L'air est constitué de **78%** d'azote, **21%** d'oxygène et de **1%** d'autres (gaz rares **0,94%**, CO₂ **0,03%**, H₂ **0,01%**).

Les étapes de séparation sont résumées dans les points suivants :

- L'air venant du refroidisseur à une température de **32°C**, passe dans les filtres hydrocarbonés pour l'élimination de CO₂ ainsi que l'humidité ;
- Ensuite l'air sera dirigé vers les filtres d'eau pour l'élimination de H₂O
- L'air purifié sera dirigé vers la membrane de filtration d'oxygène, cette membrane laisse passer les molécules d'oxygène et fait condensé les molécules d'azote, en fait pas toutes les molécules d'oxygène qui vont être passé, mais en gardant un taux de **5** à **12%** [6] .

Tableau II.3 : Représentant les caractéristiques de générateur d'azote.

Température d'entrée (°C)	Volume (m ³)	Débit de sortie de N ₂ (m ³ /min)	Pression de sortie de N ₂ (psi)	Pureté N ₂ (%)	Puissance KW
32	85	42	175	95	75

II -4 .4/ Surpresseur (Booster) :

Le Surpresseur est un compresseur conçu pour l'augmentation de la pression de gaz d'une certaine pression à une certaine plus grande, selon la capacité du compresseur.

Dans l'unité de génération d'azote, il y a deux surpresseurs dont le premier reçoit le nitrogène avec une pression de **175psi** et le comprime à une pression peut atteindre **2500psi** avec un débit de **42m³/h**, le deuxième surpresseur reçoit le nitrogène déjà sortie du premier surpresseur pour le comprimer à une pression de **5000psi** avec un débit de **65m³/h**.

On utilise deux surpresseurs par ce qu'on ne peut pas passer de **175psi** directement à **5000psi**. [6]



FIG II-4 : SuppresseurP (Booster).

II -4 .5/ Pompe de Refoulement :

La pompe qui refoule l'azote vers le puits, a les caractéristiques suivantes :

Tableau .II.4 : Caractéristiques de la Pompe de Refoulement.

Diamètre du piston	Course du piston	Débit	Pression max
3"	5"	348 l/min	2300 psi



Fig II.5 : Pompe de Refoulement.

II -5/ EQUIPEMENT DE PREVENTION DES ERUPTIONS :

II -5.1/ Obturateurs D'Éruption :

L'empilage BOP conventionnel est conservé pendant les opérations d'Underbalance. Une tête de contrôle rotative et une flow line principale avec des vannes de fermeture électronique (ESD) sont installées sur le stack conventionnel [1] .

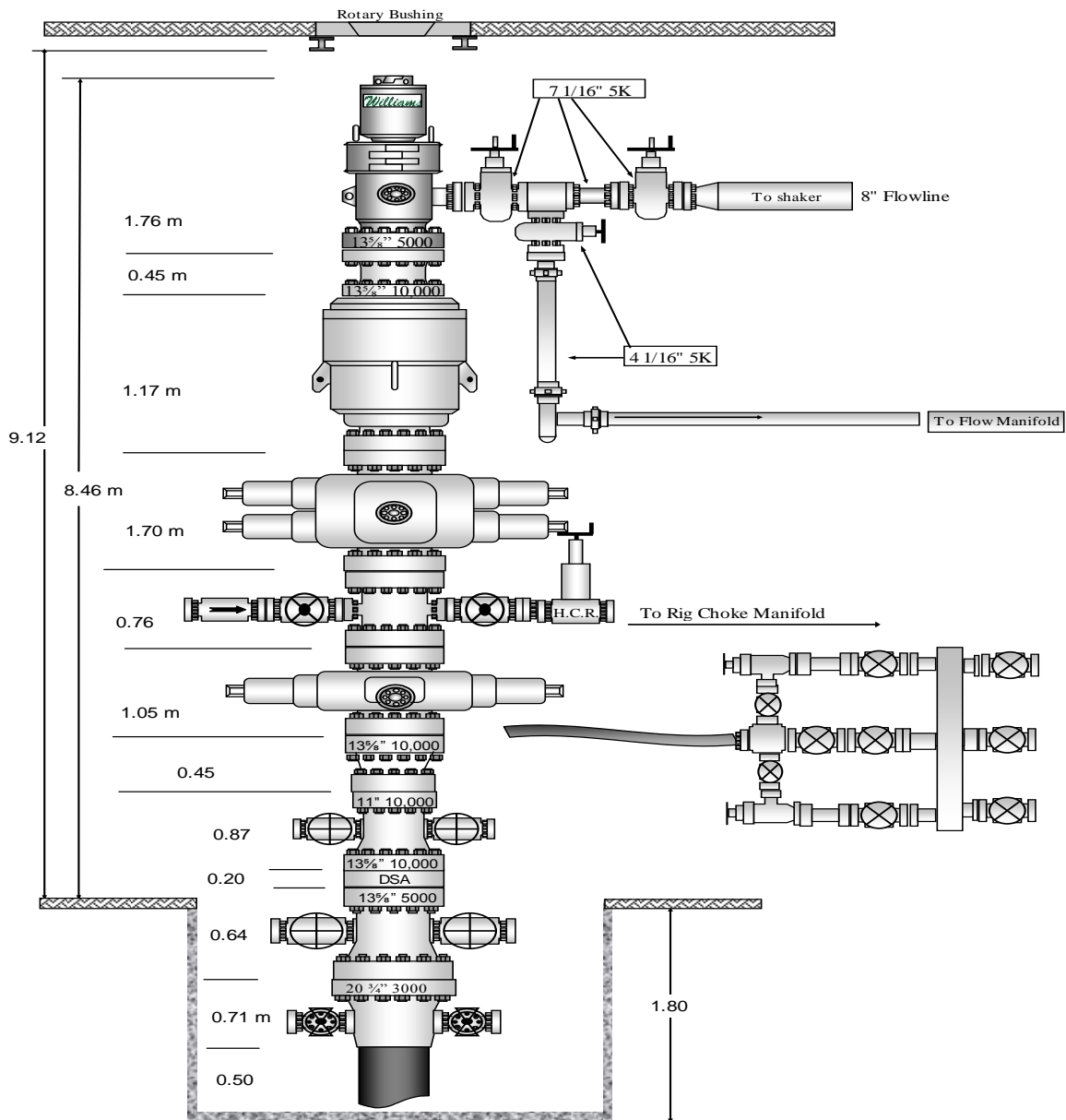


FIG II- 6 : Empilage de l'Obturateurs D'Éruption.

II –5.2/ Système de Tête Rotative :

La technologie de la tête rotative est devenue un élément clef dans beaucoup de programmes de forage. Ce système est appelé une tête de contrôle rotative (Rotating Control Head) plus communément connu sous l'abréviation RCH car l'élément d'étanchéité tourne en même temps que les tiges de forage pendant que son logement (bol en acier) avec un ensemble de roulement contrôle le débit. Il y a deux types de têtes de contrôle rotatives : passive et active. [1] .



FIG II-7 : Tête Rotative.

II –5.2.1/ Têtes Rotatives Passives :

Elles assurent l'étanchéité de la garniture sur les tiges grâce à la pression du puits en surface. Plus la pression dans le puits est élevée, meilleure est l'étanchéité [1] .

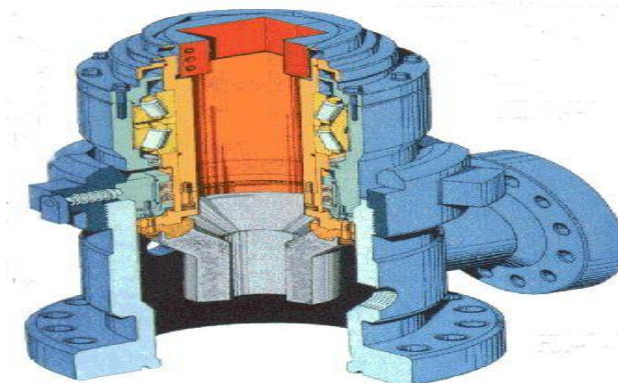


FIG II-8 : Têtes Rotatives

II –5.2.2/ Têtes Rotatives Actives :

Elles utilisent la pression variable d'un circuit hydraulique pour assurer l'étanchéité autour des tiges de forage. A cas de dégradation de l'élément ou de montées de pression annulaire, la pression hydraulique de commande peut être augmentée à son tour pour assurer l'étanchéité [1] .

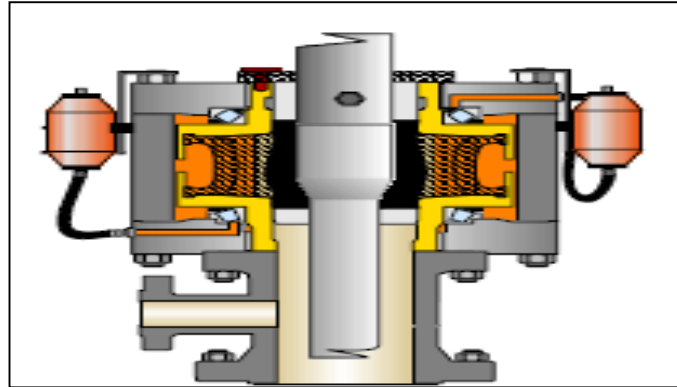


FIG II-9 : Têtes Rotatives Actives.

II –5.2.3/ L'Unité de commande :

RCH actifs ont une unité de commande et un panneau de commande hydrauliques, qui commande la force se fermante sur le caoutchouc de décolleur. Le système d'accumulateur employé pour commander le RCH devrait être indépendant de l'unité du koomey de l'installation [1] .

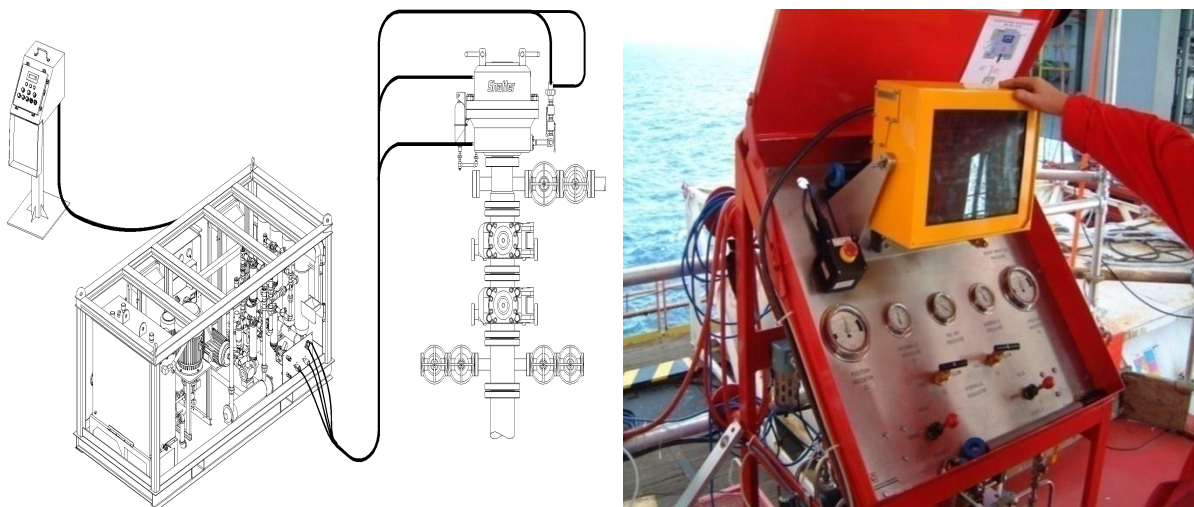


FIG II-10 : Unité de Commande.

II -5.2.4/ TAGING TOOLS :

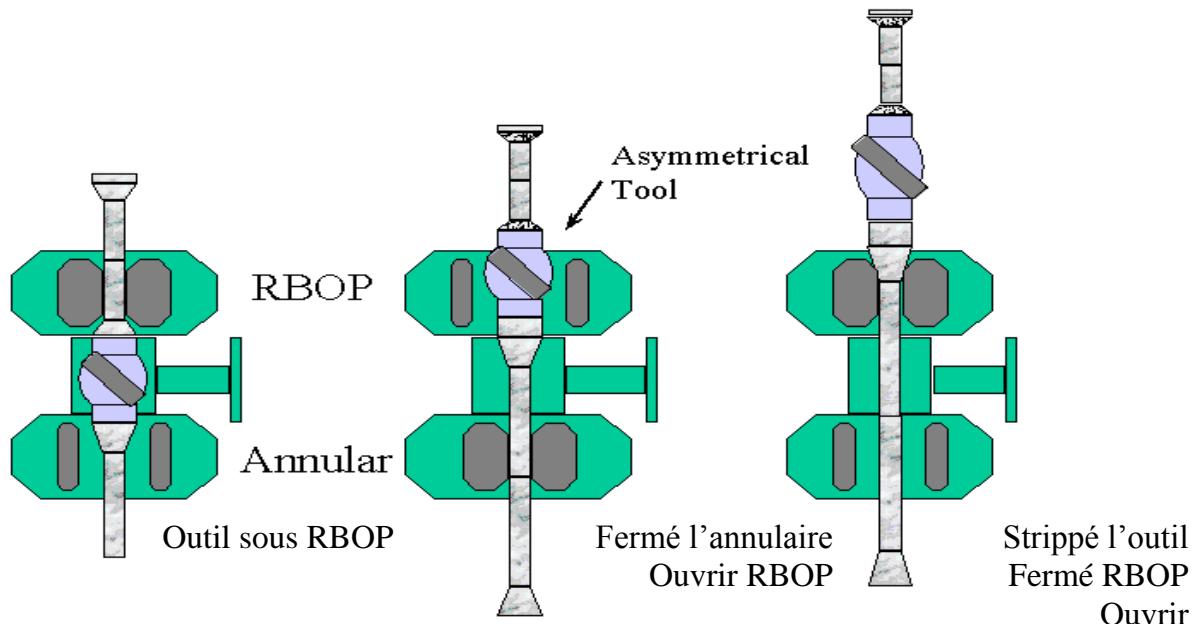


FIG II-11: TAGING TOOLS.

II -5.3/ Push Pull Machine (PPM) :

Le pull puche machine est souvent utilisé dans le forage en Underbalance ou les forages des gisements de gaz. Son rôle principale est le maintien de la garniture car durant la remontée on a la garniture pleine d'azote en plus elle est équipée de soupape. Cela se traduit par un allègement du poids de la garniture, c'est à dire à une profondeur donnée la pression hydrostatique est supérieure au poids de la garniture d'où rejet du string par l'augmentation de la poussée d'Archimède très importante au contact de l'extrémité fermée de la garniture. Notamment lors de la descente des premières longueurs, on aura des difficultés de descendre la garniture à travers les BOP (stripping), car le string est très léger et la pression de tête suffi pour rejeter la garniture. Dans les deux cas on utilise le push pull machine qui nous facilite la remontée et la descente de la garniture en toute sécurité. Elle est caractérisée par [1] :

Tableau .II.5 : Caractéristiques de Push Pull Machine (PPM)

Travail vert le bas	Travail vert le haut	Course de travail
50000 Ib - 22240 daN	25000 Ib - 11120 daN	3m

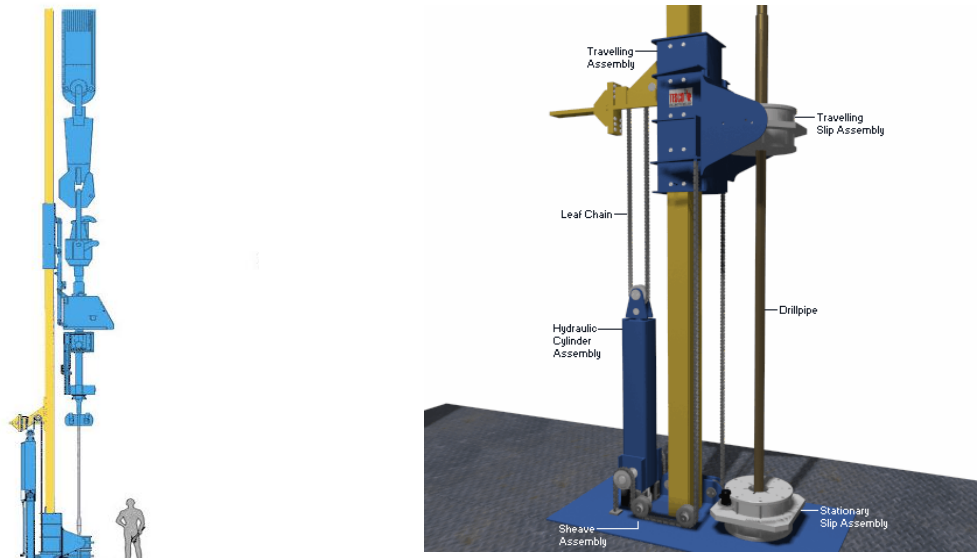


FIG II-12: Push Pull Machine.

II -5.4/ ESD (Emergency Schut Down):

C'est une vanne hydraulique, Elle est généralement située à la sortie entre les BOP's simple et double dans le flow line secondaire .

Son rôle principal est la fermeture sur le puits en cas d'urgence, on trouve ces utilisations dans les cas suivantes :

- ✚ Un problème au niveau de manifold du duses de l'Underbalance ou au niveau de séparateur ;
- ✚ Détection d'une grande pression (plus grande que celle de travail de manifold et séparateur), vanne de secours ;
- ✚ Utiliser pour l'égalisation de pression en cas de manœuvres ;
- ✚ En cas de détection d'un gaz toxique (H₂S) .

ESD est caractérisé par :

Tableau II.6 : Caractéristiques ESD (Emergency Schut Down).

Soupape	Type de dispositif de commande	Taille mm (")	Pression Kpa (Psi)
Tartan A 1/16 5000# API	Tartan hydraulic (Bettis)	101 (4)	34,4 (5000)

Une station à distance ou l'ESD est employée pour fermer sans risque les vannes en cas de venue [1] .

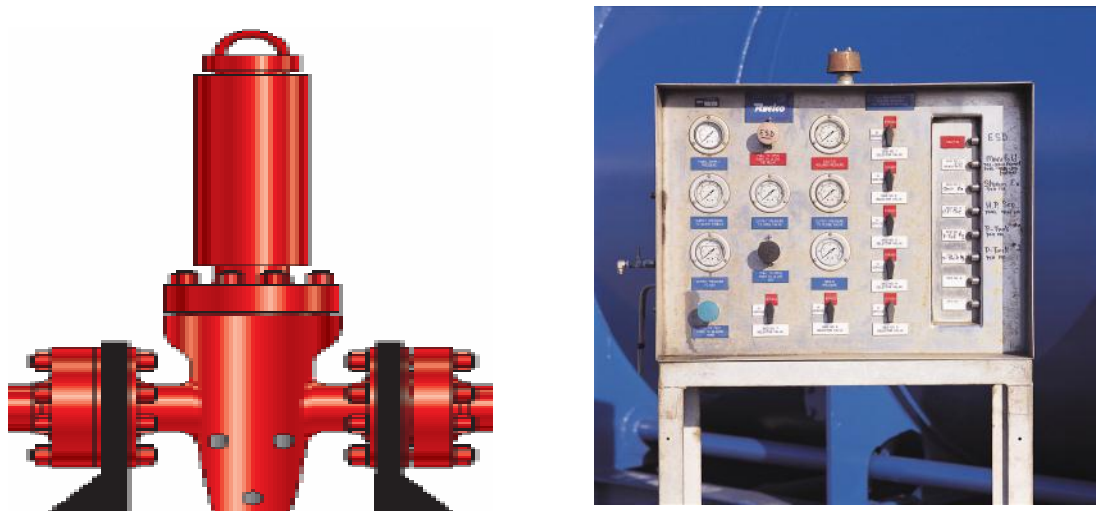


FIG II-13: Emergency Shut Down (ESD) System.

II -5.5/ Manifold de Duses :

Dans circuit de retour de fluide, il y a deux manifolds, le manifold de Rig qui a été dans les autres phases forées en overbalance, ce manifold joue le rôle d'un manifold de secours en cas où le manifold de l'Underbalance tombe en panne, le manifold de Rig reçoit le fluide venant de chock line.

L'autre manifold c'est le manifold de l'Underbalance qui est utilisé pour contrôler la pression de fond. C'est un manifold de série **5000Psi**, composé de :

- De deux duses hydrauliques réglables, et par fois l'une hydrauliques et l'autre manuelle ;
- Des vannes du purgeage ;
- Les autres vannes de manifold sont manuelles, utilisées en cas de nécessité (défaillance des vannes hydrauliques...) ;
- Le manifold de l'UBD reçoit le fluide sortant de la vanne ESD (Emergency Shut Down) ;

Le rôle du deux manifold est de donner une pression convenable pour le séparateur, par ce que le séparateur à une pression de travail il ne faut pas la dépasser, qui est égale à **700 Psi**. [1]

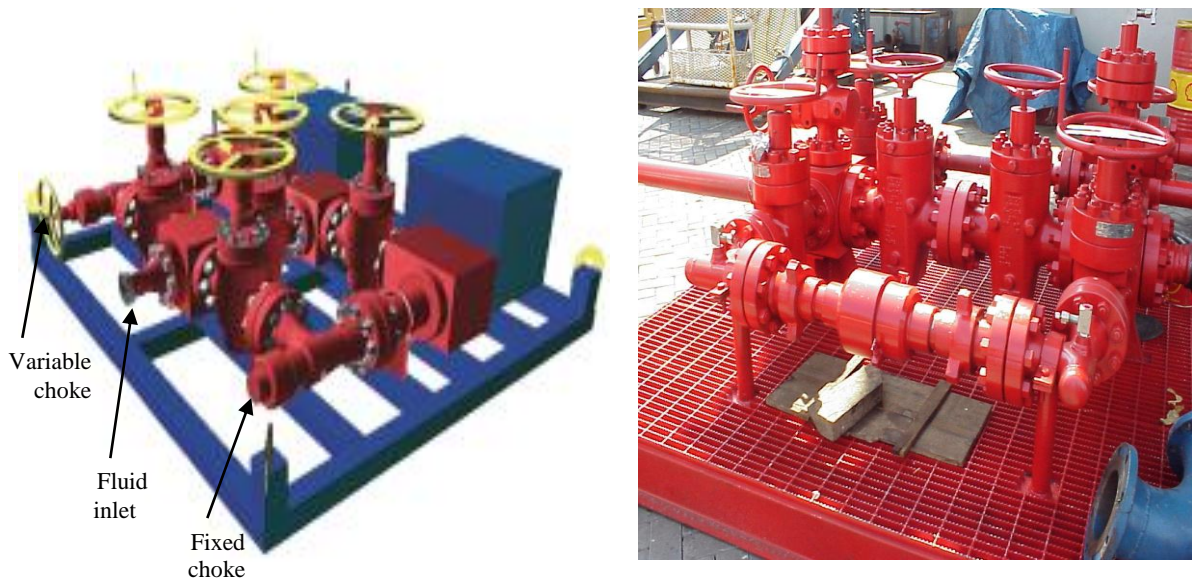


FIG II-14 : Manifold de Duses.

II -6/ SYSTEME DE SEPARATION :

II -6.1/ Les Différents Systèmes de Séparation :

II -6.1.1/ Système Ouverte ou une Ligne de Blooyer :

Une ligne de Blooyer est une conduite qui prend tout l'effluent sortant du puits vers la torche, il n'y a aucune tentative de séparation. La torche doit être situé à une distance sûre de l'installation. Une source d'étincelles doit être placée à son extrémité, ceci mettra à feu n'importe quel gaz produit.

Une ligne de blooey est employée dans un système ouvert pour le forage des formations non productrices ou celles qui produisent seulement un volume minimum de gaz. Les systèmes ouverts ne devraient pas également être employés en présence du **H₂S**.

- ✚ La ligne systèmes de Blooey devrait seulement être employée pour les fluides de forage tel que : le gaz, l'air ou le mist. Les puits qui peuvent produire les hydrocarbures liquides ne doivent jamais utiliser une ligne de blooey, celle-là doit contenir un système qui purgera sans interruption la ligne pendant les bas et les raccordements fermés. [2]

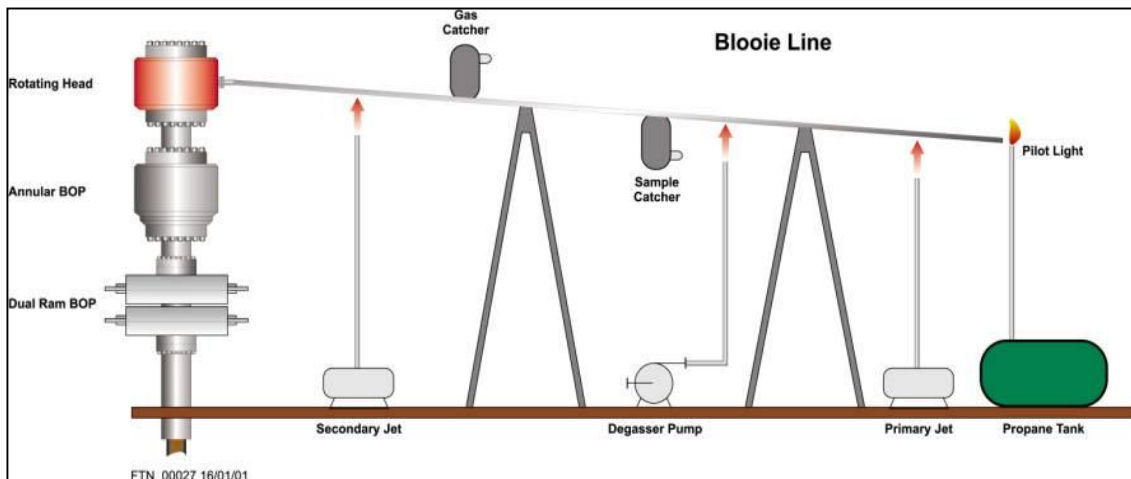


FIG II-15 : Ligne de Blooey Dans Un Système Ouvert.

II -6.1.2/ Système Semi Fermé :

Un système extérieur semi fermé est défini comme système où les liquides et les solides sont retournés aux réservoirs ouverts, après que le gaz ait été séparé. Les systèmes Semi fermés sont normalement associés aux séparateurs verticaux, mais peuvent être conçus avec les séparateurs horizontaux.

Si des hydrocarbures liquides sont produits, un système d'écumoire doit être utilisé pour enlever l'huile produite. Des précautions spéciales doivent être prises pour éliminer les sources d'allumage dans les réservoirs. Un système pour le contrôle continu de la limite explosive du H_2S et des secteurs déficients de l'oxygène est recommandé. [2]

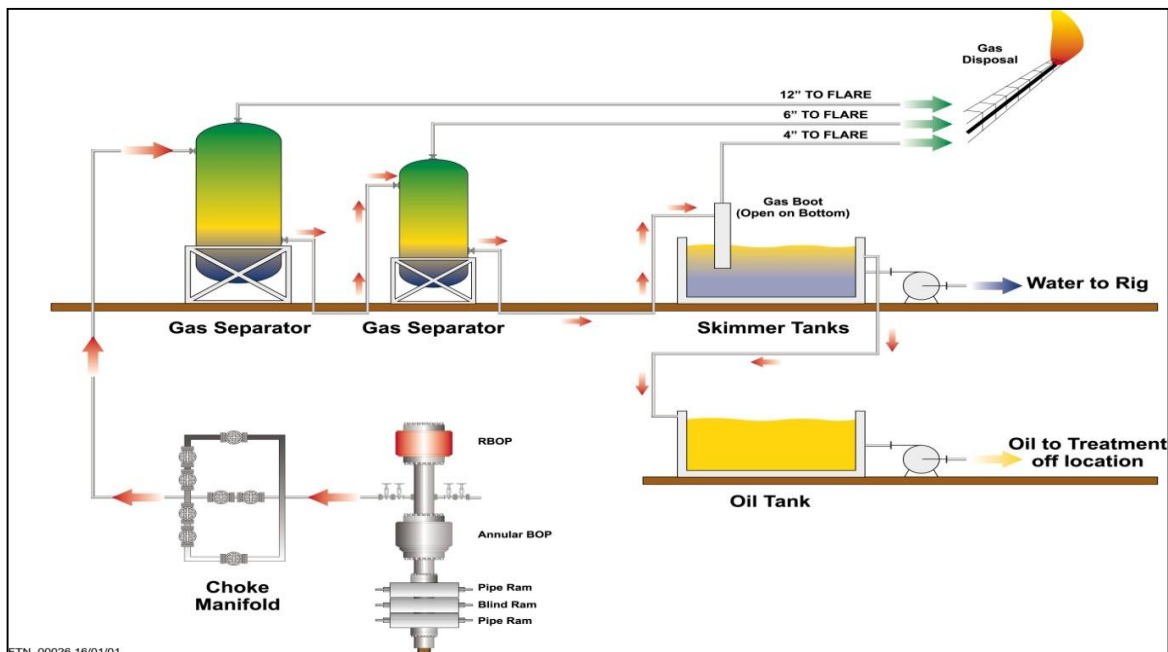


FIG II-16 : Système Semi Ferme.

Le système Semi fermé devrait ne jamais être utilisé sur des projets d'UBD où la formation peut contenir H_2S .

La **Figure (Fig .II -16)** expose une disposition typique d'un système semi fermé utilisant un séparateur vertical.

II –6.1.3/ Système Fermé :

Un système extérieur fermé est défini comme système dans lequel toute la séparation est faite dans le séparateur. Le liquide d'injection (l'eau ou l'huile) est réutilisé directement à partir du séparateur.

Les systèmes fermés sont associés aux séparateurs horizontaux, mais peuvent être conçus avec les séparateurs verticaux. Un système fermé est exigé où le H_2S sera produit.

La **Figure (FIG .II.17)** montre une disposition typique d'un système fermé utilisant un séparateur horizontal à quatre phases. [2]

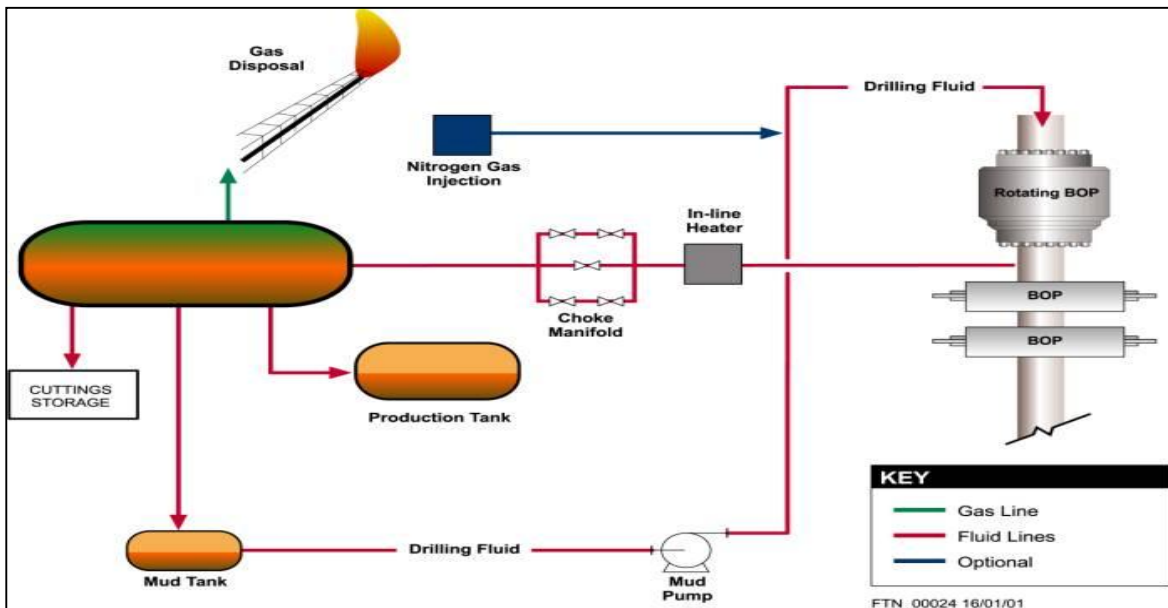


FIG II–17 : Systèmes Fermés.

II -6.2/ LES EQUIPEMENTS DE SEPARATION :

II -6.2.1/. SEPARATEUR :

Le système de séparation doit être adapté aux fluides attendus du réservoir. Un séparateur pour un champ de gaz sec est différent d'un séparateur de champ d'huile lourde. Il doit être conçu de façon à séparer l'effluent du fluide de forage afin de pouvoir réutiliser ce dernier. Plusieurs approches dans la technologie de séparation ont été élaborées récemment :

- ✚ Séparer le gaz en premier, puis les fluides et les déblais ;
- ✚ Séparer les solides pour minimiser l'érosion puis traiter le gaz.

L'approche retenue est en grande partie dépendante des fluides de réservoir attendus. La séparation dans le forage en Underbalance peut être conçue pour traiter **5** ou **6 phases** (fluide de forage, cuttings, gaz, huile, condensât et azote). Une attention particulière est requise pour le système de séparation, une fois que le type et les quantités d'effluent du réservoir ont été estimés. Le gaz sec est beaucoup plus simple à séparer qu'un brut lourd ou un condensât.

Il y a deux conceptions de base pour des séparateurs ; verticaux et horizontaux.

Les séparateurs verticaux sont la conception optimale pour séparer le gaz du liquide.

Les séparateurs horizontaux sont la conception optimum pour la séparation des liquides de diverses densités et les solides. [2]

A-Séparateur Verticale :

Le séparateur vertical Gaz / liquide est seulement prévu pour séparer le gaz du liquide. Beaucoup de séparateurs de Gaz / liquide sont des chambres atmosphériques, mais certains ont des estimations plus élevées de pression.

Les séparateurs de Gaz / liquide ont normalement des déflecteurs d'eau ou un vortex à protéger contre l'érosion et le début au procédé de séparation. Le jet d'écoulement tombe contre une série de chicanes pour augmenter la superficie pour la séparation de gaz. Pendant que le gaz éclate, il s'échappe hors du dessus du séparateur.

Le liquide et les cuttings arrivent au fond du séparateur ensemble. Un régulateur de niveau de boue où un tube en U commande le niveau du fluide dans le séparateur. [3]

B- Séparateur Horizontal :

Des séparateurs horizontaux sont conçus pour séparer des liquides de diverses densités. Car un séparateur horizontal séparera le gaz, les solides, l'eau et les hydrocarbures en liquide, ils sont désignés typiquement sous le nom des séparateurs four phase.

Dans Le séparateur il y a au moins trois chambres avec une série de déversoirs. Les solides sont rassemblés dans la première chambre. La deuxième chambre recueille l'eau. La chambre finale rassemble les hydrocarbures liquides. Le gaz est rassemblé au dessus du séparateur. Le déplacement des diverses phases est fait par une série de valves et de pompes à la base de chaque chambre. Une pompe de vidange est exigée pour enlever les solides de la première chambre. Les sorties pour les chambres de l'eau et d'hydrocarbure en liquide sont envoyées vers le oil manifold de sorte que l'une ou l'autre phase puisse être envoyée au système actif ou au stockage. Le gaz est exhalé au loin du dessus du séparateur. [3]

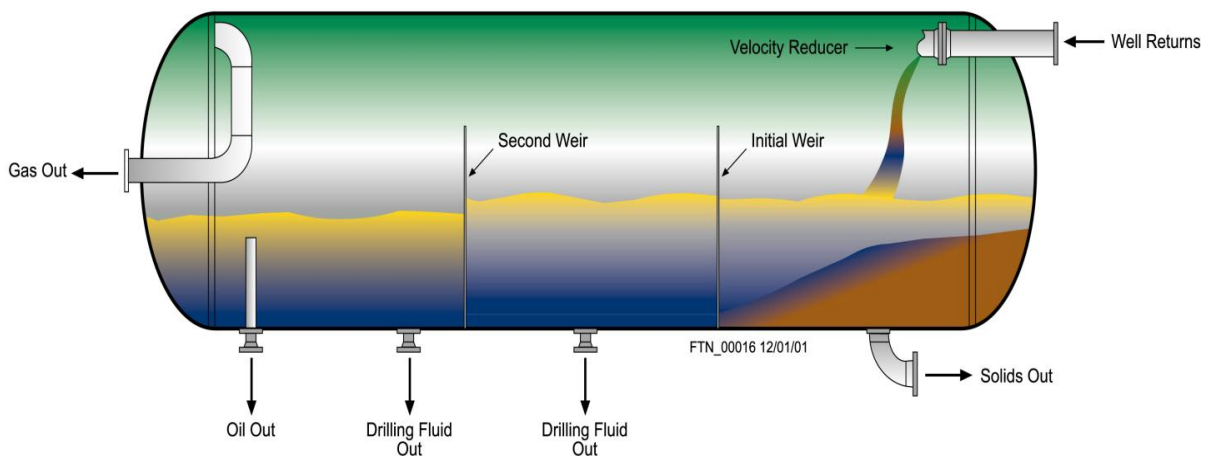


FIG II-18 : Séparateur Horizontale.

II –6.2.2/ La Ligne D'évacuation:

Pour la plupart des opérations d'UBD, le système doit avoir la capacité d'évaser tous les gaz produits. Dans certains cas le système doit avoir la capacité d'évaser les hydrocarbures liquides produits.

Le système de fusée doit avoir une source d'allumage continue ou automatique, et il doit avoir les moyens d'empêcher le retour en arrière parfois de la basse pression ou de la pression négative.

[3]



FIG II–19 : La Ligne D'évacuation.

II –7/ ÉQUIPEMENTS ET LIGNES DE SURFACE :

II –7.1/ Flow Line Principale:

Elle est située à la sortie de la tête rotative, elle est normalement utilisée pendant toute la durée des opérations Underbalance. [2]



FIG II–20 : Flow line Principale.

II –7.2/ Flow Line Secondaire:

La Flow line secondaire n'est utilisée que comme secours de la flow line principale. Elle est généralement située entre les BOP's simple et double. Il est à noter que cette flow line est équipée d'une ESD. [2]



FIG II–21 : Flow line secondaire.

II –7.3/ Module D'échantillonnage Géologique :

Ce module se trouve en amont du séparateur. Il permet l'échantillonnage en continu des fluides et des déblais dans un système de séparation pressurisé et fermé. Cela assure un suivi géologique des formations forées et permet de plus de contrôler l'état du nettoyage du trou. [2]



• La Ligne primaire du chok Manifold



Echantillonneur en UBD

Composition de l'échantillonneur

FIG II-22 : Echantillonnage géologique en UBD.

II -7.4/ Data Header :

Le data header est utilisé pour mesurer les données du fluide avant d'arriver au choke manifold et avant l'injection de Nitrogène en utilisant un manomètre pour la pression et un capteur de température. [2]

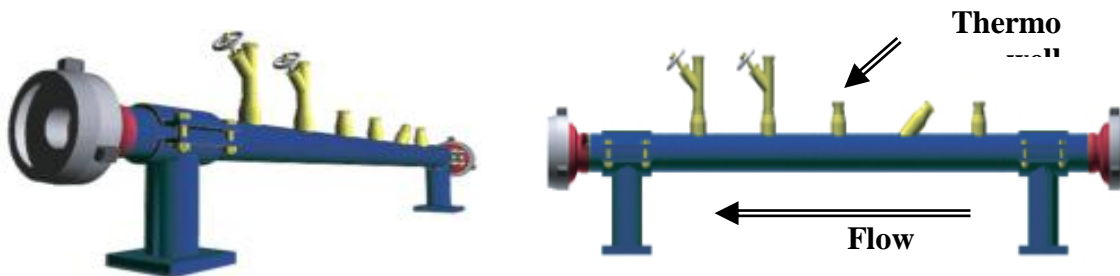


FIG II-23 : Data Header.

III.7.EQUIPEMENT DE FOND :

III.7.1.Moteurs de fond :

Les moteurs à déplacements positifs (PDM) ont été conçus seulement pour des fluides incompressibles tels que les boues à base d'eau ou d'huile. Dans un milieu compressible, ces équipements présentent plusieurs problèmes d'exploitation tels que :

- + Durée de vie limitée ;
- + Vitesses excessives des moteurs ;
- + Arrêt du moteur de fond (calage).

a. Durée de vie limitée :

Généralement celle-ci est la conséquence de la survitesse de rotation (Over speed) et des arrêts du moteur de fond (calage). Mais d'autres facteurs peuvent s'avérer déterminants tels que les vibrations au fond, la corrosivité du fluide diphasique ou le manque de lubrification.

b. Les Vitesses Excessives Des Moteurs :

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

Le moteur de fond propulsé par l'air peut tourner à une vitesse qui dépasse celle recommandée par le fabricant, ce qui endommage les roulements et le rotor.

c. Arrêt Du Moteur De Fond (Calage) :

Le calage du moteur est un problème important en forage avec une boue gazéifiée : en effet, en présence d'un torque important le gaz peut s'infiltrer à travers le rotor et le stator.[6]



FIG II-24 : Moteur De Fond.

III.7.2. Le MWD (Measurement while drilling):

Le MWD a été introduit au début des années **80**. L'avantage du MWD réside dans sa capacité à transmettre une multitude d'informations, telles que : les données de rotation, la température, les vibrations, la pression et des données directionnelles.

Les divers types d'outils de mesure au fond du puits sont :

- + Single shoot ;
- + Multishots ;
- + Gyro ;
- + Steering Tool ;
- + MWD ;
- + EM-MWD ;
- + LWD.

Dans le forage en Underbalance, on trouve en particulier les systèmes suivants :

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

Les outils MWD classiques exigent une impulsion de pression pour la transmission de leur signal via le fluide de forage. Pour un fluide multi-phase, la présence de gaz, atténue ce signal. L'expérience a prouvé que le signal sera perdu dès que le rapport volumique gaz / liquide excède **20 % à 28%**.

De plus, les outils MWD sont sensibles aux vibrations, de ce fait des shocks absorbers seront mis en place avec le MWD pour le protéger. La meilleure solution technique, bien que plus onéreuse, consiste à utiliser l'EM-MWD. Cependant la présence de bancs de sel constitue une limite à l'utilisation de cet équipement.

D'autres moyens de mesure au câble peuvent être utilisés, mais les risques de rupture du câble de connexion de forage sont à envisager. Les futurs modes de transmission à travers les connexions de train de tiges semblent les plus prometteurs.[6]

III.7.3. Le LWD (logging while drilling):

Diverses mesures d'évaluation des formations peuvent être ajoutées, transformant les MWD en LWD (logging while drilling) et permettant un contrôle de la déviation tenant compte de la nature de la formation forée et /ou évitant les mesures électriques toujours difficiles à mettre en oeuvre en forage horizontal.[6]



FIG II-25 : Composition de LWD.

III.7.4. les Vannes anti-retour :

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

Aussi, au-dessus de la BHA et/ou à chaque **400 m** on trouve une autre vanne anti-retour (string float valve) de type Flapper, dans le but de conservé le gaz injecté pendant les purges, d'où la réduction des temps de manœuvres. [6]

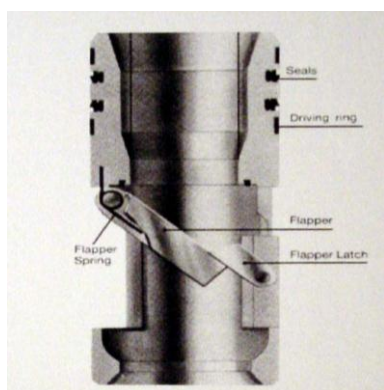


FIG II-26 : Les valves anti-retour.

CHAPITRE 03 :
ETUDE DE CAS
DE PUIITS MD418

CHAPITRE III : ETUDE DE CAS

CAS DE PUITTS MD418

III -1/ Introduction :

L'objectif principal dans la reprise de puits MD 418 est de le remettre en production en augmentant ses potentialités, tout en préservant le réservoir de l'endommagement

III-2/ Situation du Champ de Hassi Messaoud:

III-2-1/ Situation géographique:

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 650 km Sud / Sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :



Figure 1: Location of the Hassi Messaoud Field.

FIGIII-1 : Situation géographique du HMD

III-2-2/ Situation géologique :

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

Il est limité :

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

- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Tougourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

[4]

III-2-3/ Stratigraphie du champ:

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne.

La trajectoire du puits est d'une façon générale réalisée dans les quadrants sud-est ou Nord-Ouest du champ de façon à forer parallèlement à la contrainte horizontale principale. [4]

III-2-4/ Caractéristiques du réservoir:

L'huile est légère, sous saturé. Sa composition et ces caractéristiques sont légèrement variables de zone à une autre. Sa valorisation dans les marchés spécialisés ("mélange algérien") est excellente, légèrement au-dessus du Brent.

- La densité de API varie entre 43.7 à 45 °.
- La pression de point de la bulle varie entre 155 kg/cm² (Ouest) à 200 kg/cm² (Est).
- Le GOR: 160 à 230 m³/m³
- Température de réservoir: 240 °F.
- Initial Oil Water Contact: 3380 m.[4]

III- 3 / But de l'opération :

Ce work over (WO) a pour objectif de forer un drain latéral en UBD dans le D4 avec un déplacement de 400m à 450m vers le N90° afin de s'éloigner de la zone à mauvaises caractéristiques pétro physiques.

TableauIII -1 : Les données de WO

Drain	Toit (m)	Mur (m)	Azimut	Déplacement (m)
D4	3415	3425	90°	400 à 450

III -4/ Equipements utilisés :

III -4-1/ Système de séparation et de stockage :

Le système de séparation et de décantation est constitue de :

1. 04 bacs de stockage de 50 m³
2. Un bac de décantation de 50 m³
3. Un bac de transfert de 30 m³
4. Deux pompes centrifuges
5. 03 centrifugeuses
6. Unité de pompage sur la ligne de production

III -4-2/ BHA descendues dans MD418 :

Sur ce puits, on a descendu 14 BHA pour atteindre la cote 3965 m en utilisant 11 outils

III -4-3/Moteurs utilisés sur MD 418 :

Les moteurs utilisés sont de type Sperry Drill, 4/5 lobe, avec un OD de 4 3/4", les Bend utilisés varient de 1.15° @ 3.24°, le ROP en rotary est de l'ordre de 4 m/hr

III -4-4/Outils utilisés sur MD 418 :

De différents outil ont été descendue sur se puits (DBS, Smith, Hughes), l'outil Sidetrack (DBS OD : 6) a été descendu 3 fois, les autres étaient des tricones 5 7/8, la longueur moyenne forée est 82 m pour une durée moyenne par outil de 23 heures.

III – 5/ Caractéristiques et paramètres du puits:

III – 5-1/ Caractéristiques géologiques :

Tableau III -2: Caractéristiques géologiques

Drain	Top (m)	Btm (m)	K (md)	ϕ (%)	So (%)	Sw (%)	Silt (m)
D5	3375	3414	0.118	2.951	3.54	41.84	0.69
D4	3414	3442	0.402	3.642	10.87	14.34	0.39
D3	3442	3466	0.231	6.028	9.02	10.73	0.96
D2	3466	3489	0.534	5.434	16.88	15.20	1.01
ID	3489	3501	0.102	4.868	15.30	18.62	0.04

Albien 1106 à 1489m CS.

Lias LD2 2689 à 2740m CS.

Plan d'eau 3548m soit à -3368m (extrapolé).

Fond sondeur 3501m CE, 3503m CS

III -5-2/ Sélection du fluide de forage :

Le choix de fluide de forage et de gaz a été orienté vers le brut et l'azote cryogénique. Le brut natif a été sélectionné pour sa disponibilité et sa compatibilité avec les fluides de réservoir. Un système à base d'eau n'était pas considéré à cause des difficultés de séparation en surface et les problèmes d'émulsions et de compatibilités avec l'influx

L'azote a été sélectionné pour ses propriétés inertes, en réduisant le risque d'explosion au fond et l'éventualité de corrosion. [3]

III -5-3/ Sélection des débits de forage :

Des combinaisons de débits de brut et d'azote ont été analysés pour déterminer les débits optimaux. Avec cette sélection, il faut que toutes les contraintes du design soient résolues.

Le modelage initial a été mené sans production pour voir la réponse de BHP au système de circulation et la capacité de nettoyage de puits

Dans notre cas, l'effet d'injection d'azote est inversement proportionnel à la pression de circulation de fond.

Tableau III -3 : Variation de BHCP en fonction de débit d'injection d'azote et d'huile

Bottomhole pressure versus production

Débit d'injection N2 lpm	BHCP psi			
	600 lpm	650 lpm	700 lpm	750 lpm
8	3430	3470	3540	3600
10	3300	3355	3425	3510
12	3210	3250	3350	3420
14	3115	3150	3270	3330
16	3010	3070	3180	3260
18	2920	2970	3110	3200

La simulation a été menée avec les débits optimum sélectionnés (azote et Brut) associés à différents débits de production.

Pour un débit de production maximal de 240 m³/j utilisé dans ce puits, la BHCP trouvée est inférieure à la pression de réservoir pour les débits optimum (situation d'underbalance).

La simulation a montré que les conditions d'underbalance peuvent être maintenues facilement pendant la production. Les débits élevés de brut et du gaz produit peuvent être tolérés pendant l'opération.

L'utilisation d'un débit d'azote de 14 sm³/min (500 scfm) et de 700 lpm de brut avec une production anticipée de l'huile et du gaz respectivement de 120 m³/j et 14,400 sm³/j résulterait en une BHCP approximativement de 3250 psi.

La production de l'huile aidera dans le nettoyage de trou.

III -5-4/Bottomhole pressure versus production :

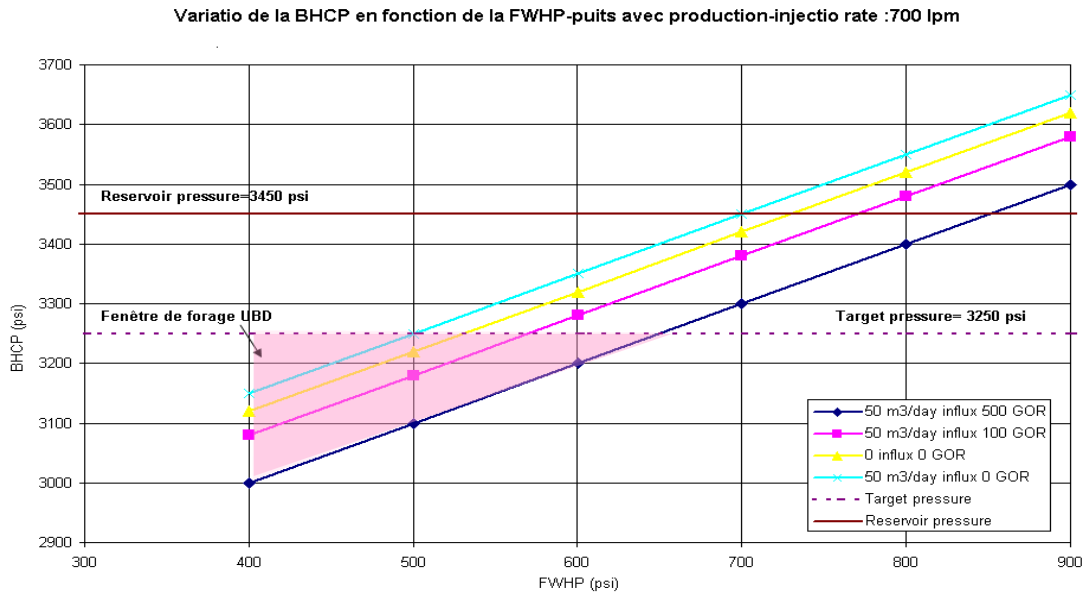
La simulation a été menée avec les débits optimum sélectionnés (azote et Brut) associés à différents débits de production.

Pour un débit de production maximal de 240 m³/j utilisé dans ce puits, la BHCP trouvée est inférieure à la pression de réservoir pour les débits optimum (situation d'underbalance).

La simulation a montré que les conditions d'underbalance peuvent être maintenues facilement pendant la production. Les débits élevés de brut et du gaz produit peuvent être tolérés pendant l'opération.

L'utilisation d'un débit d'azote de 14 sm³/min (500 scfm) et de 700 lpm de brut avec une production anticipée de l'huile et du gaz respectivement de 120 m³/j et 14,400 sm³/j résulterait en une BHCP approximativement de 3250 psi.

La production de l'huile aidera dans le nettoyage de trou.[3]



FIGIII –2: Variation de BHCP en fonction de la FWHP
Puits avec production $Q= 700$ l/m

III -5-5/Analyse de la vitesse de remontée dans l’annulaire :

L'analyse des résultats de simulation a révélé des vitesses annulaires acceptables concernant le nettoyage de puits, Sans considération de production et avec des débits de 700 lpm de brut et 14 sm³/min de gaz, on maintient la vélocité annulaire minimum à 57 m/min. Avec production de 120 m³/j et on maintenant les mémés débits que précédent, on aura une vélocité annulaire minimum de 68 m/min

III -5-6/ La répartition d’heures effectives des BHA sur MD 418 :

La répartition des heures allouer aux différentes BHA est comme suite :

- A. Forage : 45%
- B. Manœuvres : 40%
- C. Circulation : 10%
- D. Reaming : 5%

III -6/ Données réelles du puits MD 418 (TP 196) :

Zone : Hors-Zone

Objectif : D4 (3415-3425)

Casing 7" @ 3305

Azimut : N 90°

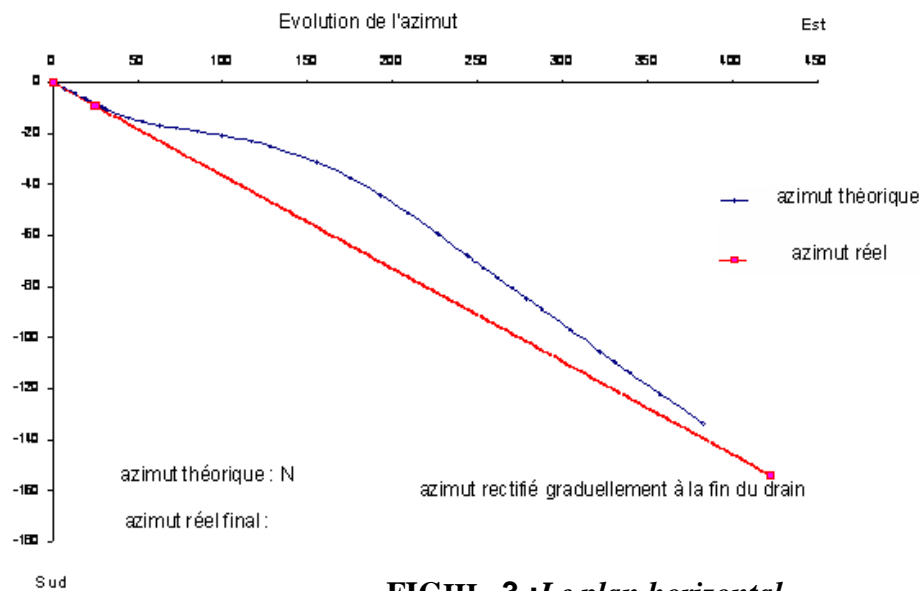
Départure : 400m – 500

KOP : 3384 m

Tableau III – 4 : *Données réelles du puits MD 418(voire l'anexe).*

III – 7/ Le plan horizontal :

Dans ce plan on remarque une divergence par rapport à la direction du programme, et qui est rattrapé progressivement comme le montre le schéma :



FIGIII –3 :*Le plan horizontal*

III – 8/ Le plan vertical du puits :

Dans ce schéma on à représenté le profil théorique et le profil réel, on remarque qu'il y'a un décalage entre les deux à cause des dog legs excessifs qui ont fait qu'on n'a pas pus atteindre la profondeur finale programmée.

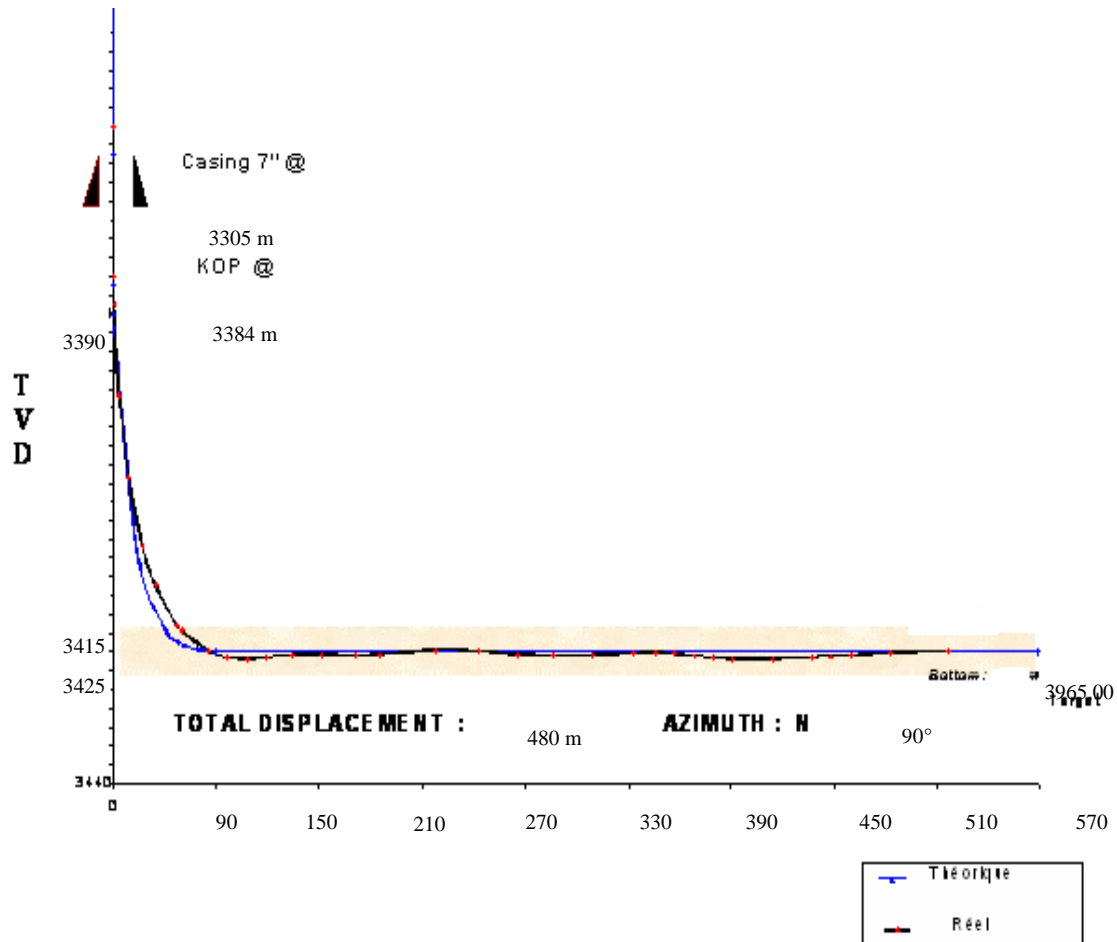


FIG III –4 : *Le plan vertical*

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION :

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

La technique underbalanced drilling UBD est la meilleure solution pour résoudre plusieurs problèmes de forage en over balance OB

Dans le côté économique la technique de l'underbalance nécessite plus de matériel spécifique et des études complexes. Mais elle est considérée comme une source de profits ses profits sont représentés comme suit :

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

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

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

RECOMMANDATIONS :

- la technique de forage en underballence est une technique compliqué donc la formation des personnels est indispensable.
- lors de la réalisation de forage en underballence il faut assurer un beau nettoyage du puits chaque instant pour éviter le problème de coincement
- Suivi rigoureux des paramètres de forage et de leurs interprétations en temps réel est primordial
- Le choix de fluide de forge (brut) et de gaz injecté dans le forage en underbalance est couronné d'un succès vu leurs disponibilités et leurs caractéristiques
- Au cours de forage par la méthode underbalance plusieurs problèmes potentiels peut se produire sur chantier donc il faut prendre les précautions et de prudence
- La réalisation de forage ubd a besoin équipements spécifiques e parfois sensible Ce qui nécessite des main-d'œuvre qualifiée et aussi experte

BIBLIOGRAPHIE

[1] Cours forage en underbalance université Kasdi Merbah Ouargla Département de forage et MCP option forage 2015/2016. Mr: Touahri Abdeldjabbar

[2] Livre 'introduction to underbalanced drilling'. Leading Edge Advantage LTD

Old Stonywood Church. BANKHEAD ROAD. BUKSBURN ABERDEEN. 2002

[3] Mémoire de fin d'étude de l'IAP sur la reprise des puits en UBD. Université de Boumerdes, 2005. ZEGHLACHE El-Mahdi.

[4] Documents « SONATRACH », forage dirigé et UBD, Février 2008.

[5] Mémoire de fin d'étude «Etude technique de l'évaluation du forage Underbalance (UBD) en Algérie» université Kasdi Merbah Ouargla Hamrouni Ismail. 2014

[6] Mémoire de fin d'étude «Etude comparative entre les deux méthodes de forage en UBD a HMD» institut Algerien de petrole 2008 . benchebibe abdelhak

ANEXE :

Tableau III – 4 : Données réelles du puits MD 418

	MD (m)	Incl. (deg)	Azimuth (deg)	T.V.D. (m)	Northing (m)	Easting (m)	Vertical section	Dog-leg deg/30m
TI	3385,00	0,00	0,00	3385,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	3390,00	5,56	53,72	3389,99	0,14	0,20	0,20	33,36
2	3394,10	10,52	73,23	3394,05	0,37	0,71	0,71	40,92
3	3398,70	16,33	83,46	3398,52	0,56	1,76	1,76	40,79
4	3402,00	20,73	84,56	3401,65	0,67	2,80	2,80	40,12
5	3408,60	32,44	85,71	3407,54	0,92	5,74	5,74	53,28
6	3413,80	42,16	88,14	3411,68	1,08	8,88	8,88	56,71
7	3418,30	50,78	88,76	3414,77	1,16	12,14	12,14	57,54
8	3422,90	59,60	88,63	3417,40	1,25	15,91	15,91	57,53
9	3431,80	76,97	88,53	3420,68	1,46	24,15	24,15	58,55
10	3439,50	89,26	89,95	3421,60	1,56	31,78	31,78	48,20
11	3444,20	89,97	90,91	3421,63	1,52	36,48	36,48	7,62
12	3453,70	90,99	89,09	3421,55	1,52	45,98	45,98	6,59
13	3463,70	90,53	89,89	3421,42	1,61	55,97	55,97	2,77
14	3472,60	90,62	88,40	3421,33	1,74	64,87	64,87	5,03
15	3482,10	91,17	88,29	3421,18	2,02	74,37	74,37	1,77
16	3491,8	90,56	88,77	3421,03	2,27	84,06	84,06	2,40
17	3501,2	90,09	89,34	3420,98	2,42	93,46	93,46	2,36
18	3510,7	89,78	89,82	3420,99	2,49	102,96	102,96	1,80
19	3518,9	90,12	88,16	3421,00	2,63	111,16	111,16	6,20
20	3528,4	90,09	90,86	3420,98	2,72	120,66	120,66	8,53
21	3538	90,62	91,2	3420,92	2,54	130,26	130,26	1,97
22	3547,5	90,19	91,19	3420,85	2,34	139,75	139,75	1,36
23	3556,9	88,21	91,62	3420,98	2,11	149,15	149,15	6,47
24	3568,2	87,75	91,46	3421,38	1,81	160,44	160,44	1,29
25	3577,20	88,08	91,13	3421,71	1,61	169,43	169,43	1,56
26	3586,80	88,83	91,40	3421,97	1,40	179,03	179,03	2,49
27	3655,70	88,79	90,34	3423,40	0,35	247,90	247,90	0,46
28	3665,40	89,20	90,26	3423,57	0,30	257,60	257,60	1,29
29	3672,00	89,75	90,03	3423,63	0,28	264,20	264,20	2,71

30	3682,40	88,60	90,64	3423,78	0,22	274,60	274,60	3,76
31	3691,40	88,61	90,03	3424,00	0,17	283,60	283,60	2,03
32	3701,30	87,57	90,42	3424,33	0,13	293,49	293,49	3,37
33	3710,80	88,27	90,36	3424,67	0,07	302,98	302,98	2,22
32	3719,30	88,86	90,71	3424,89	-0,01	311,48	311,48	2,42
33	3730,30	89,04	91,68	3425,09	-0,24	322,48	322,48	2,69
34	3740,40	89,01	91,95	3425,26	-0,56	332,57	332,57	0,81
35	3749,70	89,29	91,14	3425,40	-0,81	341,86	341,86	2,76
36	3757,60	89,03	90,47	3425,51	-0,92	349,76	349,76	2,73
37	3768,60	89,11	89,50	3425,69	-0,92	360,76	360,76	2,65
38	3786,80	89,39	89,06	3425,93	-0,69	378,96	378,96	0,86
39	3796,10	89,26	89,60	3426,04	-0,58	388,26	388,26	1,79
40	3815,50	89,04	89,74	3426,33	-0,47	407,65	407,65	0,40
41	3824,70	89,10	90,05	3426,48	-0,46	416,85	416,85	1,03
42	3834,40	89,42	89,22	3426,60	-0,39	426,55	426,55	2,75
43	3843,80	89,26	88,74	3426,71	-0,23	435,95	435,95	1,61
44	3853,60	89,45	87,66	3426,82	0,08	445,74	445,74	3,36
45	3963,90	89,75	88,76	3427,59	0,53	555,99	555,99	0,31
46	3872,80	89,69	89,73	3427,15	2,33	464,90	464,90	-0,32
47	3882,40	89,38	90,26	3427,22	2,33	474,50	474,50	1,92
48	3892,10	89,20	90,32	3427,34	2,28	484,19	484,19	0,59
49	3901,70	88,95	90,31	3427,50	2,22	493,79	493,79	0,78
50	3912,20	89,05	90,10	3427,68	2,19	504,29	504,29	0,66
51	3920,90	89,47	90,18	3427,80	2,17	512,99	512,99	1,47
52	3930,10	89,570	90,810	3427,41	0,28	522,24	522,24	2,08
53	3939,60	89,88	89,49	3427,45	0,26	531,74	531,74	4,28
54	3955,00	90,50	88,50	3427,29	0,85	554,13	554,13	0,98

