

N° série: /2024



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 :

KORRICHI YAKOUB

BOUHANACHE OUSSAMA

BELACEL SAMI

-THÈME-

L'application de l'underbalance en forage à Hassi-Messaoud

Soutenu le : 25/06/2024

Devant le jury :

Président :	M.CHETTI Djamal Eddine	U. K. M. OUARGLA
Examineur :	M.LEGHRIEB Youcef	U. K. M. OUARGLA
Encadreur :	M.GHARBI Abderrezak	U.K.M. OUARGLA
CO-Encadreur :	M.ATLILI Mouhammed El Hadi	U.K.M. OUARGLA

L'année universitaire : 2023/2024

Remerciements :

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

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre Encadreur Mr GHARBI abderrezak, ainsi qu'à notre Co-Encadreur, Mr ATLLI mouhammed el hadi pour leur précieuse guidance tout au long de ce projet. Leur expertise, leur soutien constant et leurs conseils avisés ont été d'une importance capitale pour l'avancement de notre travail. Nous leur sommes infiniment reconnaissants pour leur patience, leur disponibilité et leur engagement indéfectible envers notre réussite académique.

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

Dedicas :

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

À l'être le plus cher de ma vie, ma mère.

À celui qui ma fait de moi un homme, mon père

À mes sœurs

À tous mes amis

À toute personne qui occupe une place dans mon coeur.

Oussama

Dedicas :

Je dédie ce modeste travail

*Avant tous à mes chers parents qui étaient toujours
devant moi.*

A ma sœur, mes chères frères

A ma grande famille.

A toute personne qui occupe une place dans mon cœur.

Korrichi

Dedicas :

À mes chers parents, à mon frère et mes sœurs et aimés, et à mes amis fidèles, je dédie ce travail avec toute ma gratitude pour votre amour, votre soutien et votre inspiration

SAMI

Résumé

Cette étude examine les critères de la sélection des puits candidats pour l'UBD, en se basant sur des paramètres géologiques, techniques et économiques.

La sélection appropriée des puits pour le forage en Under balance est essentielle pour maximiser les avantages de cette technique. En utilisant une approche systématique et basée sur des critères bien définis, il est possible d'identifier les puits les plus susceptibles de bénéficier de l'UBD, assurant ainsi une augmentation de la productivité et une réduction des risques opérationnels.

A ce titre on a commencé par une présentation sur l'UBD avec les avantages et un aperçu les équipements spéciaux et les types des différents fluides de forage utilisés. Puis une description géologique de champ de Hassi Messaoud. Finalement on parlant sur la sélection des puits candidat à savoir MD610 et ONI30 et discuter les résultats

Mots clés : ubd , candidat

Abstract

This study examines the criteria for selecting candidate wells for UBD, based on geological, technical, and economic parameters.

Appropriate selection of wells for underbalanced drilling is essential to maximize the benefits of this technique. By employing a systematic approach based on well-defined criteria, it is possible to identify wells most likely to benefit from UBD, thereby ensuring increased productivity and reduced operational risks.

This thesis begins with. an introduction to UBD, its advantages, special equipment, and the various types of drilling fluids used, following with a geological description of the Hassi-Messaoud field. Finally discussing on the selection of candidate wells namely MD610 and ONI30 and the results

Key words: ubd, candidate

Sommaire

Introduction Générale	1
I. Généralités sur le forage en ubd	2
I.1 Introduction :	2
I.2 Historique de forage en UBD :	2
I.3 Principe du forage en underbalance :	3
I.4 Détermination du Débit de la Couche :	3
I.4.1 Les mesures de débit de gaz :	3
I.4.2 Les mesures de pression de fond du trou :	3
I.4.3 Les analyses de la composition du retour de puits :	3
I.5 Objectives du forage en UBD :	5
I.5.1 Avantages :	5
I.5.2 Inconvénients :	5
I.6 Système de fluide :	5
I.6.1 Introduction :	5
I.6.2 Considérations générales pour la sélection d'un fluide :	6
I.6.3 Types des fluides utilisés en UBD :	7
I.6.4 Système utilisant le mist :	8
I.7 Détermination du Rapport Brut/Azote Injecté :	10
I.8 Les méthodes d'injection :	10
I.8.1 Injection dans les tiges de forage :	10
I.8.2 Injection dans l'espace annulaire :	12
I.8.3 Injection par un concentrique (parasite string):	12
I.8.4 Injection par dual drill pipe :	14
I.9 Choix de l'underbalance :	15
I.9.1 Sélection d'un puits candidat pour le forage en underbalance :	16
I.9.2 Conditions liées au personnel :	16

I.9.3	Conditions liées aux équipements :	16
I.9.4	Organigrammes de sélection d'un puits candidat :	17
I.9.5	Conditions liées aux formations :	17
I.10	Limitation de l'underbalance :	17
I.11	Causes de la non-continuité des conditions UBD:	18
I.11.1	Augmentation de densité:	19
I.11.2	Connections:	19
I.11.3	MWD:	19
I.11.4	Manœuvre et neutralisation de puits:	20
I.11.5	Dispersion des déblais et le nettoyage de trou:	20
I.12	Estimation Des Coûts De L'UBD :	20
I.12.1	Emplacement de réalisation de l'UBD :	20
I.12.2	La complexité du système de forage utilisé :	20
I.12.3	Coût réduit de fluides :	21
I.12.4	Diminution du temps improductif :	21
I.12.5	Pas d'endommagements de la formation productive :	21
I.12.6	Productivité accrue :	21
I.13	La sécurité (HSE) :	21
I.13.1	L'aspect sécuritaire :	21
II.	Les équipements de l'UBD :	23
II.1	Les équipements de surface en UBD:	23
II.1.1	Systèmes de forage :	23
II.2	Equipements de fond :	37
II.2.1	Moteurs de fond :	37
II.2.2	MWD (Measurement while drilling) :	37
II.2.3	LWD (Logging while drilling) :	39
II.2.4	Les Vannes anti-retour :	39

II.2.5	Purge de la NRV (non return valve):	40
II.2.6	Le jar	40
II.2.7	Le stabilisateur	40
II.2.8	Le trépan.....	40
III.	ETUDE DE CAS :	41
III.1	Situation du Champ de Hassi Messaoud:	41
III-1-1	Situation géographique	41
III.1.1	Situation géologique :	41
III.1.2	Stratigraphie du champ:	42
III.1.3	Les différentes zones du champ Hassi Messaoud :	42
III.2	Problématique :	43
III.3	L'activité Projet UBD vise plusieurs objectifs :	43
III.4	Historique de réalisation et leçons apprises :	43
III.5	Historique des réalisations des puits forés par la division forage	44
III.6	Cas 01 : puits MD610.....	44
III.6.1	Données puits MD610	44
III.6.2	Historique du puits:.....	45
III.6.3	Carte de position du puits MD-610 :	46
III.6.4	Fiche techniques du puits MD-610:.....	47
III.6.5	Etude géologique et réservoir :	48
III.6.6	Description Géologique:	48
III.6.7	Performances des Puits reconvertis en SR dans le Secteur les puits voisins:	49
III.6.8	Cash flow et Réserves de MD38 :	50
III.6.9	Aspect Petro-physique:	51
	Commentaire et discussion :	52
III.7	Cas 02 (ONI 30) :	53
III.7.1	Données puits ONI 30 :	53

III.7.2	Carte de position :	53
III.7.3	Fiche techniques du puits ONI 30 :	54
III.7.4	Caractéristiques pétrophysiques du réservoir du ONI30 :	55
III.7.5	Log Composite du ONI30 :	56
III.7.6	Corrélation de direction Nord-SW montrant: K et Φ	57
Conclusion Générale.....		56

Liste des figures

Figure I- 1:Injection par Drill Pipe	11
Figure I- 2:Injection par Annulaire.....	12
Figure I- 3:Injection par Parasite String	14
Figure I- 4:Injection par Dual Drill Pipe	15
Figure I- 5 : l'augmentation de BHP pendant les connecte	20
Figure II- 1: Les équipements de production et d'injection d'azote.....	24
Figure II- 2: Compresseurs	24
Figure II- 3:Booster.	25
Figure II- 4:Refroidisseur (Air Cooler)	25
Figure II- 5:Unité nitrogène	26
Figure II- 6:Pompe de Refoulement	27
Figure II- 7:Séparateur Vertical sur chantier.....	28
Figure II- 8:Schéma d'un séparateur vertical fermé.....	29
Figure II- 9: Séparateur Horizontal	30
Figure II- 10: Séparateur Horizontal sur chantier.....	30
Figure II- 11: La ligne d'évacuation sur chantier.....	31
Figure II- 12: BAC DE STOCKAGE 500 BBL.....	31
Figure II- 13:Empilage de l'Obturbateurs D'Éruption.....	32
Figure II- 14: Tête de Contrôle rotative (BOP Rotatif).....	33
Figure II- 15:RBOP Passive	34
Figure II- 16:Têtes Rotatives Actives.....	34
Figure II- 17: MANIFOLD DE DUSES.....	35
Figure II- 18:La vanne ESD et le système de commande ESD.....	36
Figure II- 19:: Unité de Commande	36
Figure II- 20:Push Pull Machine	37
Figure II- 21:Moteur De Fond	37
Figure II- 22:MWD Tool Sequence MWD Components	38
Figure II- 23:Composition de LWD	39
Figure II- 24: Valve anti retour.....	39
Figure II- 25: Purge de la NRV	40

Figure III- 1 localisation du champ de hassi Messaoud	41
Figure III- 2 : Coup géologique régionale.	42
Figure III- 3: Les différentes zones du champ Hassi Messaoud.....	42
Figure III- 4 :driil time with NPT	44
49m de cambrien RI et de 96m de cambrien RA.	44
Figure III- 6:Carte de position du puits MD-610	46
Figure III- 7 Fiche techniques du puits MD-610.....	47
Figure III- 8: Carte isobathe au toi de la DH.....	49
Figure III- 9 : Performance de Puits MD38.....	49
Figure III- 10 Performance de Puits MD161	50
Figure III- 11:Réserves de MD38 Après SR	50
Figure III- 12: Cumuls Cash Flow (M\$)	51
Figure III- 13: Aspect Petro-physique	51
Figure III- 14 stratigraphie des puits MD610 et MD38.....	52
Figure III- 15: Carte de position ONI30	53
Figure III- 16:Fiche techniques du puits ONI30	54
Figure III- 17: carte des isoporosiltes / isopermeabilites du D1	55
Figure III- 18: log pétrophysiques	56
Figure III- 19:coupe de perméabilité de direction NE-SW	57

Liste des tableaux

Tableau I- 1: fluid classification	7
Tableau III- 1:drill time	43
Tableau III- 2:les coordonnes de puits	45
Tableau III- 3:caractéristiques pétrophysiques du réservoir.....	48
Tableau III- 4:coordonnees de locqtion (ONI 30)	53
Tableau III- 5:Caractéristiques pétrophysiques du réservoir du ONI30.....	55

Nomenclature

Pf	La pression de fond (bar).
Ph	La pression hydrostatique (bar).
PG	Pression de gisement (bar)
Bo	Facteur volumétrique.
μ_o	Viscosité dynamique (cp).
R	Rayon de drainage (m).
rw	Rayon du puits (cm).
K	La perméabilité en (md).
Φ	La porosité (%)
h	La hauteur de la couche (m).
Q	Débit de production (m ³ /j).

Abbreviations

S.G	specific gravity.
MWD	Measurements While Drilling
ECD	Equivalent Circulating Density
UBD	Underbalanced Drilling
UBO	Underbalanced Operations
BOP	Blowout Preventer
ROP	Rate of Penetration
NPU	Nitrogen production unit
RCH	Rotating Control Head.
ESD	Emergency Shut Down
LWD	(Logging while drilling)
NRV	Non-Return Valve
RCI	Reservoir Characterization Instrument
SR	short radius
PPH	puits producteur d'huile
WO	work over
DST	drill stem test

Introduction General

La croissance de nombre des réservoirs déplétées dans le monde et la nécessité augmentation de récupérer les hydrocarbures plus efficacement ont forcé l'industrie pétrolière et gazière à améliorer continuellement sa technologie de forage. Actuellement, la combinaison de techniques de forage qui ont été conceptualisées il y a plus de 100 ans, avec les innovations technologiques récentes fini par des techniques de forage spécialisées. Ces techniques, lorsqu'elles sont correctement conçues et exécutées, permettent de forer un puits plus économiquement, en toute sécurité et avec succès dans presque n'importe quel environnement donné. Une telle technique est appelée forage sous-équilibré (UBD).

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.

En Algérie, SONATRACH a commencé l'application de cette technique, dès 2002, dans le champ de Hassi-Messaoud, et plus précisément dans les zones déplétées. Et son application ne veut dire en aucun cas qu'il est parfait, il présente certains problèmes.

Pour cela et dans ce sens, on va essayer à travers cette étude de donner un aperçu sur L'application de l'Underbalanced Drilling (UBD) à Hassi-Messaoud et comment Sélectionner d'un puits candidat pour le forage en underbalance

Ce travail est devisé sur trois chapitres :

En commence par : 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 et comment Sélectionner un puits candidat pour le forage en underbalance

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

Finalement : étude de cas sur le puits MD610 et ONI30.

CHAPITER I :

Généralités sur le forage en underbalance

I. Généralités sur le forage en ubd**I.1 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). Cependant, plusieurs techniques ainsi que plusieurs équipements ont été développés selon les besoins et les difficultés rencontrées durant le forage. Toute perte de temps augmente le coût de forage. Celle-ci est générée la plupart du temps par trois causes principales :

- la nature des terrains traversés.
- l'état des équipements utilisés.
- la formation du personnel.

Par ailleurs, lorsque ces difficultés sont constatées, il faut établir un diagnostic, dont la résolution repose sur la précision et l'exactitude, et une interprétation erronée des symptômes peuvent amener à une aggravation de la situation.

Parmi les solutions entreprises par SONATRACH le forage en UBD qui en constitue une alternative qui permet de gagner beaucoup de temps (diminue le temps non productif).

I.2 Historique de forage en 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 années 90, l'UBD avait été appliqué avec succès dans des opérations de forage en offshore et à travers l'Europe.

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

applications de forage.

Actuellement, 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.

En Algérie, SONATRACH a commencé l'application de cette technique, dès 2002, dans le champ de Hassi Messaoud, et plus précisément dans les zones déplétées.

I.3 Principe du 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.

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

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 [5]

I.4 Détermination du Débit de la Couche :

Pour déterminer le débit de la couche dans le forage en underbalance, plusieurs méthodes peuvent être utilisées, notamment :

I.4.1 Les mesures de débit de gaz :

Des capteurs peuvent être installés sur la tige de production pour mesurer le débit de gaz en temps réel.

I.4.2 Les mesures de pression de fond du trou :

En mesurant la pression de fond de trou, il est possible de calculer le débit de la couche en utilisant les équations de la mécanique des fluides.

I.4.3 Les analyses de la composition du retour de puits :

En analysant la composition du retour de puits, il est possible de déterminer la proportion de gaz et de liquide, ce qui peut être utilisé pour calculer le débit de la couche.

Il est important de noter que la détermination précise du débit de la couche est essentielle pour garantir une pression de fond de trou appropriée et pour éviter les éruptions de puits. Par conséquent, une combinaison de ces méthodes peut être utilisée pour obtenir des mesures précises et fiables du débit de la couche.

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

$$Q = \frac{6.28 K_o h \Delta p}{B_o \mu_o \ln (R/r_w)} \quad \text{----- (1-1)}$$

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. [3]

I.5 Objectives du forage en UBD :

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

A - Maximisation de la récupération de l'hydrocarbure

B - Minimisation des problèmes de forage Ces deux catégories sont la principale raison des opérations en UBD.

Il y a aussi d'autre avantages et inconvénients liés à un forage en UBD, qui peuvent être résumé comme suit: [02]

I.5.1 Avantages :

1. Augmentation du taux de pénétration.
2. Réduction de l'endommagement de la formation.
3. Élimination de coincement différentielle.
4. Elimination 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 déblais d'où l'effet sur le nettoyage du puits.
8. Acquisition des données de réservoir en temps réel.

I.5.2 Inconvénients :

1. Stabilité des parois.
2. Consolidation des parois.
3. Augmentation coûte 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).

I.6 Système de fluide :**I.6.1 Introduction :**

Il est toujours admis que, étant donné que le puits est foré en underbalanced, la conception du fluide de forage est importance. Un système de fluide de forage inadapté peut endommager la formation forée, ce qui entraîne l'élimination de toutes les indemnités du forage underbalanced. Un fluide de

forage mal conçu peut également augmenter le coût du forage par la création de problèmes de corrosion et de risques d'incendie. Le choix d'un fluide inadéquat, peut également mener à la défaillance du projet dû au faible nettoyage de trou ou de la création des émulsions.

I.6.2 Considérations générales pour la sélection d'un fluide :

Comme pour le système liquide des puits forés en overbalanced, le rôle principal du fluide dans un puits foré en underbalanced est :

- le transport des déblais jusqu'en surface.
- le refroidissement et la lubrification de l'outil et de la garniture.
- le contrôle de la pression de fond.

La conception du fluide de forage doit permettre d'obtenir une pression au-dessous de la pression de formation, mais pas très inférieure pouvant créer des problèmes telle qu'une surproduction risquant d'engendrer des problèmes de stabilité du trou. La conception de la création des émulsions.

La compatibilité entre les composants du système liquide, le système liquide dans le forage UBD est la partie la plus négligée malgré son importance. La formation ou la création d'émulsions peuvent être affectées par l'incompatibilité, tandis que les fluides de formation peuvent également influencer les caractéristiques du système de fluide. En résumé, il est crucial de concevoir un système de fluide approprié pour assurer le succès d'un forage en UBD.

Le gaz et les hydrocarbures en général affectent la stabilité de la plupart des mousses. Le nettoyage de trou est toujours un souci permanent dans l'UBD.

Il est nécessaire d'avoir une très bonne vélocité, (vitesse de remontée des déblais), pour avoir un bon nettoyage du trou.

Les capacités de charge des déblais pour les fluides utilisés en UBD sont très limitées pour les systèmes opérant avec du gaz comme fluide de forage, tandis qu'elles sont très bonnes pour les systèmes opérant avec de la mousse comme fluide de forage.

Il est important de prendre également en compte la stabilité de la température lors de la conception du système liquide de l'UBD. La température élevée peut entraîner la décomposition de plusieurs des produits chimiques utilisés.

Il est également important de prendre en compte l'impact sur les outils de fond lors de la sélection du fluide utilisé en UBD. Il englobe la capacité des fluides multi phases à se comprimer, ce qui réduit le rendement de puissance des moteurs de fond, ainsi que la compatibilité du fluide avec des élastomères. être également prise en compte.

L'incompatibilité du fluide utilisé peut affecter la fonctionnalité et la longévité des moteurs et des appareils de mesure de fond. [10]

I.6.3 Types des fluides utilisés en UBD :

Tableau I- 1: fluid classification [11]

SYSTEME DE FLUIDE	S.G	DENSITE PPG	CALASSIFICATION
Opérations à l'air	0.00-0.02	0.0-0.2	1
Système utilisant la mist	0.02-0.07	0.2-0.6	2
Systèmes utilisant la mousse	0.07-0.6	0.6-5	3
Systèmes des fluides gazéifiés	0.55-0.9	4.5-7.5	4
. Systèmes des fluides conventionnels	0.8 et plus	6.9 et plus	5

I.6.3.1 Opérations à l'air :

Probablement la plus simple et la plus ancienne technique de forage à l'Underbalance est d'utiliser le gaz sec comme un fluide de forage. Les compresseurs pompent de l'air au pivot attaché au sommet de la garniture de forage, puis en bas du train et à travers les événements de l'outil de forage et en suite l'espace annulaire.

La ligne de borbier collecte les flux de circulation, les déblais, l'air chargé de l'écoulement, à une distance sûre du RIG, les déblais sont regroupés dans une fosse, une flamme allumée est conservée à la sortie de la ligne de torche pour allumer tous les gaz de l'hydrocarbure dans le courant vers le retour.

Il est possible d'utiliser un gaz inerte, au lieu de l'air, comme fluide circulant, le Nitrogène est presque invariablement choisi, les autres gaz inertes sont généralement coûteux. Le Nitrogène peut être apporté au site comme un liquide dans une citerne de Cryogène. Dans ce cas, des chauffages sont utilisés pour bouillir le Nitrogène liquide ; après sa compression, le nitrogène est pompé dans le puits. Il est aussi possible de générer le nitrogène, en utilisant un filtre membrane-type qui déplace l'oxygène de l'air d'écoulement fourni par le compresseur avant qu'il soit pompé dans le puits.

Une autre option utilise le gaz naturel en tant que fluide de forage. Cela peut être moins coûteux que l'utilisation du Nitrogène, lorsque le forage sera dans un champ producteur de gaz ou près d'une

conduite de haute pression de gaz « pipe line », la pression du « pipe line » peut être assez suffisante jusqu'au point d'ignorer l'exigence des compresseurs.

Quel que soit le gaz utilisé, le système de compression doit avoir un taux de débit suffisant et une capacité de pression fournie, pour pouvoir remonter les déblais de forage et le fluide sorti de formation. La pression de circulation et le transport des déblais ne sont pas indépendants l'un à l'autre. Le poids des déblais soit transporté vers le haut de l'annulaire. Si le taux de circulation est trop faible, les déblais seront accumulés dans les abords, ainsi que la pression de fond augmente et l'écoulement sera étranglé. [12]

I.6.4 Système utilisant le brouillard :

Les systèmes de forage à brouillard (MIST) sont une combinaison de gaz avec un faible rapport d'eau. Le système de brouillard contient généralement moins de 2 1/2 % d'eau. Pour un système de brouillard, le gaz est le liquide continu avec des bulles liquides dispersées dans le gaz.

Le principal avantage d'un système de brouillard est sa plus grande tolérance aux afflux d'eau. Cela élimine la formation d'anneaux de boue pendant le forage.

Les inconvénients des systèmes de brouillard sont les exigences plus élevées en gaz pour satisfaire aux mêmes BHP, les taux de corrosion plus élevés et l'impact sur les boues sensibles à l'eau. [8]

I.6.4.1 Systèmes utilisant la mousse :

Les systèmes de mousse sont créés lorsque l'eau et le gaz sont mélangés avec un agent surfactant. L'actif de surface lie le gaz à l'intérieur de la structure du liquide.

Comme le gaz est lié à l'intérieur du 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 capacité de transport de solides énorme. 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. Le nettoyage du trou à 30 pieds/min. a été réussi sur de courtes distances. Au fur et à mesure que la qualité de la mousse (proportion de gaz à liquide) augmente, la capacité de transport du foie augmentera, jusqu'à une limite de +/- 97 %. À ce stade, la mousse se décomposera en brouillard et la capacité de transport diminuera considérablement.

Pour produire de la mousse, un agent surfactif est ajouté pour lier le gaz à l'intérieur du liquide. Une qualité de +/- 60 % est requise avant que la mousse puisse être produite. Si la qualité dépasse 97,5 %, la mousse se décompose, car il n'y a pas assez de liquide disponible pour créer la structure.

La mousse a également l'avantage qu'elle a une plus grande tolérance au suréquilibre avant que le liquide ne soit perdu dans la formation.

La mousse a aussi de nombreux inconvénients. En plus du coût du surfactant et de l'équipement supplémentaire requis, la mousse ajoute un certain degré de complexité au système. Les mousses peuvent se décomposer avec la contamination par des gaz acides, des hydrocarbures et des brins. Étant donné qu'un ou plusieurs de ces contaminants sont normalement présents dans un système déséquilibré, la sélection et l'essai d'un système de mousse sont essentiels. Les mousses perdent également leur stabilité avec la température.

Un autre inconvénient des systèmes de mousse est la viscosité relative plus élevée. Cela augmente la perte de pression de friction dans le puits.

La rupture de la structure de la mousse doit être réalisée lorsqu'elle atteint la surface pour séparer efficacement les constituants fluides (gaz, water, liquide hydrocarbonés and solides). L'échec à briser efficacement la mousse causera des problèmes de séparation et surchargera le séparateur. Les mousses peuvent être cassées chimiquement ou mécaniquement. Dans le passé, les systèmes de mousse ne pouvaient pas être régénérés après qu'ils aient été cassés. Cela a entraîné des coûts élevés d'élimination et des préoccupations environnementales. L'introduction des mousses recyclables a éliminé beaucoup de ces préoccupations.

La plupart des systèmes de mousse sont anioniques. Cela exclut l'utilisation des inhibiteurs cationiques de la corrosion. Les systèmes de mousse peuvent être définis comme des mousses stables, qui ne contiennent que du gaz d'eau et d'un agent de surface, et des mousses rigides, qui comprennent des gels et des polymères pour augmenter la viscosité du système. Des boosters et des stabilisateurs de mousse peuvent également être ajoutés au système pour augmenter la demi-vie de la mousse. [7]

I.6.4.2 Systèmes des fluides gazéifiés :

Les fluides gazés sont une combinaison de liquide et de gaz où le liquide est la phase continue. Les liquides gazés ne contiennent pas d'actifs de surface qui lient le gaz à l'intérieur du liquide.

Les avantages principaux des liquides gazés sont leur faible coût, leur capacité à recycler les liquides, leurs meilleures propriétés environnementales et leur simplicité. Les systèmes de mousse créent également une perte de friction plus faible par rapport à un système comparable.

Le principal inconvénient du système de mousse provient du fait que le gaz n'est pas lié à l'intérieur du liquide. Cela permet au gaz de se séparer du liquide et de créer des boues. Les liquides gazés ont une capacité de transport des solides beaucoup plus faible. [13]

I.6.4.3 Systèmes des fluides conventionnels :

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. Cela permet un système simple dans lequel le puits est

autorisé à couler pendant les opérations de forage. Le forage liquide est communément appelé forage à flux. [14]

I.7 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 déblais (limite du nettoyage du puit).

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. [6]

I.8 Les méthodes 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 pour deux raisons :

- La corrosion du matériel tubulaire.
- L'inflammation.

Les techniques d'injection utilisées en UBD sont :

I.8.1 Injection dans les tiges de forage :

La technique conventionnelle utilisée en UBD est d'envoyer le liquide et le gaz en même temps à l'intérieur de la garniture de forage. Cette méthode ne requiert pas de grandes modifications par rapport à un puits conventionnel. [15]

I.8.1.1 Les avantages :

- Contrôle de la pression et du débit : La méthode d'injection de tiges de forage permet un contrôle précis de la pression et du débit de gaz dans le puits, ce qui est important pour maintenir une condition sous pression équilibrée.
- Mise en œuvre simple : La méthode est relativement facile à mettre en œuvre et ne nécessite que quelques modifications de l'équipement de forage, ce qui en fait une option rentable.
- Compatible avec les dispositifs de contrôle de rotation : La méthode d'injection de tiges de forage est compatible avec les dispositifs de contrôle de rotation (DCR), qui permettent à la tige de forage

de tourner sous pression, ce qui rend possible le forage de puits sous pression équilibrée tout en maintenant des conditions de forage sûres.

- Amélioration de la productivité : Les conditions sous pression équilibrée créées par la méthode d'injection de tiges de forage peuvent améliorer la productivité du puits en réduisant les dommages à la formation et en augmentant l'écoulement des hydrocarbures. [15]

I.8.1.2 Les inconvénients :

- Approvisionnement en gaz : La méthode d'injection de tiges de forage nécessite une source de gaz comprimé, qui peut être coûteuse et peut ne pas être disponible dans tous les lieux de forage.
- Qualité du gaz : La qualité du gaz utilisé pour l'injection doit être soigneusement surveillée pour s'assurer qu'il est exempt de contaminants qui pourraient endommager la formation.
- Entretien de l'équipement : L'équipement spécialisé requis pour la méthode d'injection de tiges de forage, tel que le DCR et le système d'injection de gaz, doit être correctement entretenu et exploité pour garantir des opérations de forage sûres et efficaces. [15]
- Profondeur limitée : La méthode d'injection de tiges de forage est généralement efficace uniquement pour les puits forés à des profondeurs peu profondes à modérées. Pour les puits plus profonds, d'autres méthodes permettant d'obtenir une condition sous pression équilibrée peuvent être nécessaires.

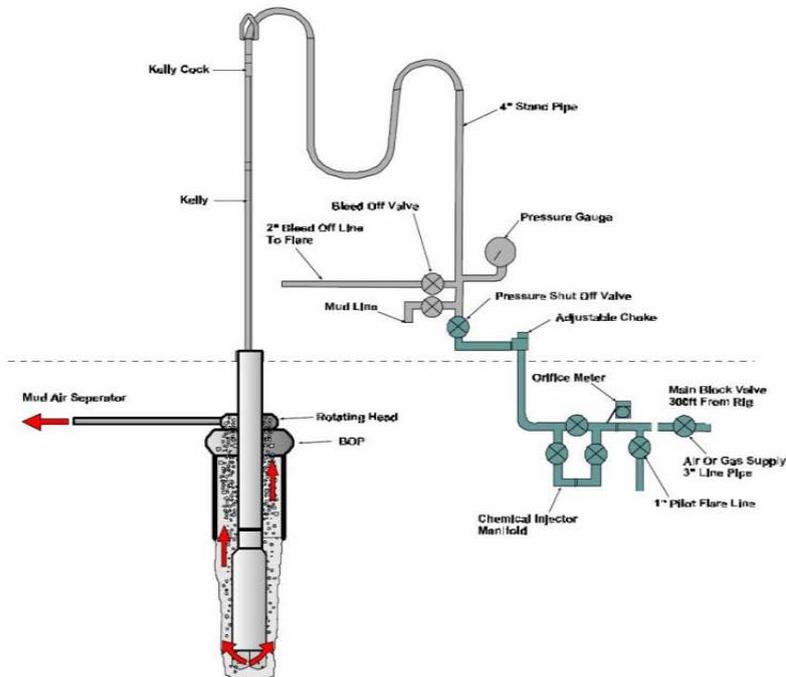


Figure I-1: Injection par Drill Pipe [15]

I.8.2 Injection dans l'espace 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 un tubing hanger spécial.

Le gaz est injecté dans l'espace annulaire pour abaisser la pression hydrostatique requise pendant l'opération du forage. [02]

I.8.2.1 Les avantages :

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

I.8.2.2 Les inconvénients :

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

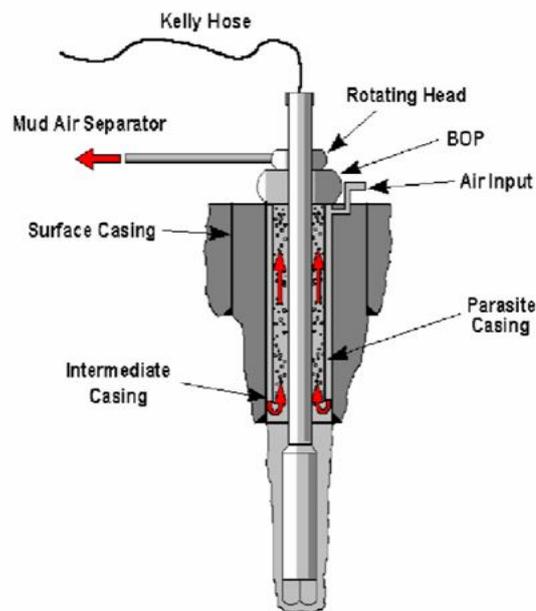


Figure I-2:Injection par Annulaire

I.8.3 Injection par un concentrique (parasite string):

La méthode d'injection avec le parasite string dans le forage en underbalance implique l'utilisation d'un tuyau parasite de diamètre plus petit, appelé parasite string ou tuyau d'injection, qui est introduit à l'intérieur du train de tiges. Le parasite string est connecté à une source de gaz, généralement un

compresseur ou une bouteille de gaz à haute pression.

Le gaz est injecté par le bas du parasite string et remonte dans l'espace annulaire entre le train de tiges et le parasite string, puis remonte à la surface à travers le train de tiges. Cela crée un écoulement de gaz à travers le puits, ce qui réduit la pression hydrostatique de la colonne de fluide de forage et crée une condition de sous-pression. [02]

I.8.3.1 Les avantages :

- Permet un contrôle précis du débit et de la pression d'injection, qui peuvent être ajustés en temps réel pour maintenir le niveau de sous pression désiré.
- Augmenter l'efficacité du forage et réduire le d'endommagement risque de la formation, puisque le gaz est injecté par le bas du parasite string, donc il a une plus grande chance de pénétrer et de balayer la formation en cours de forage. [02]

I.8.3.2 Les inconvénients :

- Elle ajoute de la complexité à l'opération de forage, nécessitant des équipements supplémentaires et augmentant le risque de défaillance mécanique.
- La présence du parasite string réduit également le diamètre effectif du train de tiges, ce qui peut limiter la vitesse de pénétration et augmenter le temps de forage.
- L'injection de gaz à travers le parasite string peut créer un risque d'intrusion de gaz dans le fluide de forage, ce qui peut créer des dangers pour la sécurité et d'autres problèmes opérationnels.
- On peut utiliser le parasite string seulement dans des puits verticaux. [02]

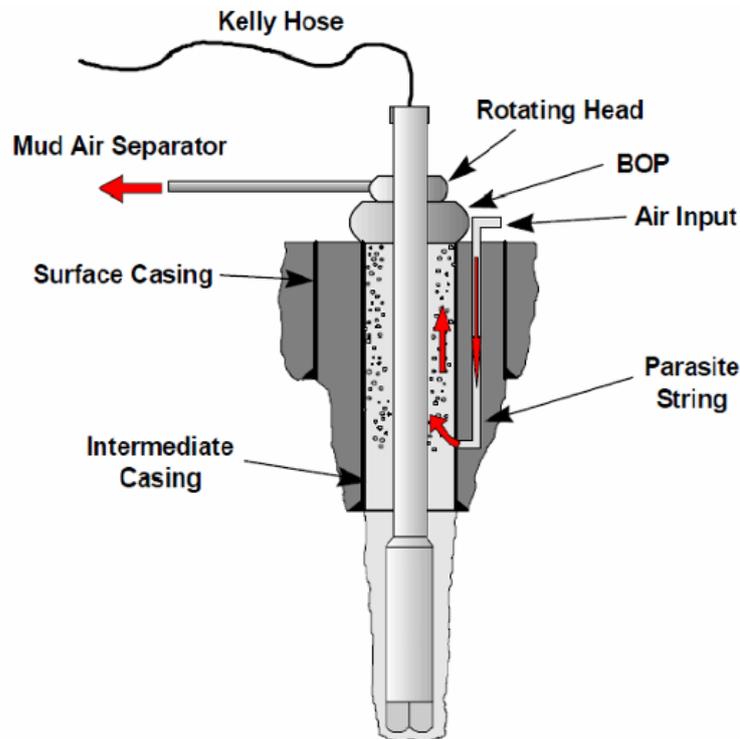


Figure I-3: Injection par Parasite String

I.8.4 Injection par dual drill pipe :

La méthode d'injection par dual drill pipe (double tiges) dans le forage sous-pression implique l'utilisation de deux tiges de forage simultanément dans le puits. L'une des tiges de forage sert de tige de production, tandis que l'autre est utilisée comme tige d'injection.

Le gaz est injecté à travers l'espace annulaire entre les deux tiges de forage, ce qui crée un flux de gaz vers le haut du puits et hors de la tige de production. Cela réduit la pression hydrostatique de la colonne de fluide et crée une condition de sous-pression. [16]

I.8.4.1 Les avantages :

- Cette méthode ne nécessite pas d'équipement supplémentaire, tel qu'un parasite string, et peut être mise en œuvre à l'aide d'équipements de forage standards.
- La présence de deux tiges de forage permet un plus grand diamètre du train de tiges, ce qui peut augmenter le taux de pénétration et réduire le temps de forage.

I.8.4.2 Les inconvénients :

- Le diamètre accru du train de tiges peut rendre plus difficile la manœuvre et le guidage du trépan de forage, ce qui peut affecter la précision du forage.

- ❖ L'utilisation de deux tiges de forage peut augmenter le risque de défaillance mécanique ou de perte de circulation, en particulier dans les puits déviés ou horizontaux.

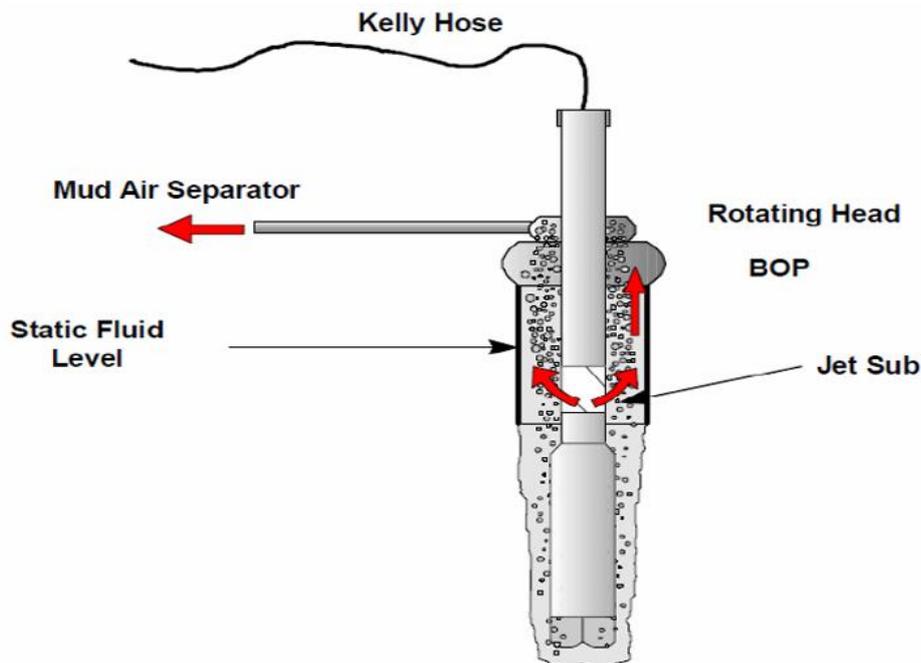


Figure I-4: Injection par Dual Drill Pipe

I.9 Choix de l'underbalance :

Avant de commencer le forage d'un puits, des études économiques, techniques et de sécurité sont faites, en réalité le cote économique est le cote le plus important de ces études. Le choix de type du forage est un processus délibère rigoureux émanant du service engineering de la SONATRACH, par lequel le choix de type du forage doit être évalué techniquement et économiquement.

Pour le choix de l'underbalance on fait des études techniques, dont le but soit économique.

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

Le choix entre l'underbalance et l'overbalance dépend des points suivants :

- La possibilité de forer en underbalance ;
- La possibilité de forer en overbalance : si le forage en overbalance se fera en meilleurs conditions (pas de prévention de problème), le pourcentage de forage en underbalance va diminuer ;

- Est-ce que les problèmes de l'overbalance peuvent être réduits par l'underbalance : c'est les problèmes de l'overbalance sont les mêmes pour l'underbalance le pourcentage de forage en underbalance va diminuer ;
 - ❖ Comparaison entre l'utilisation de l'UBD et l'OBD : la comparaison se fait dans les points suivants :
 - Endommagement ou non de réservoir.
 - Degré de problèmes.
 - L'avancement de forage.
 - Durée de réalisation de puits.
 - Prix de revient .
 - Résultats de production.
 - Bénéfices sur l'environnement.

I.9.1 Sélection d'un puits candidat pour le forage en underbalance :

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

Un puits est candidat à être fore en underbalance selon plusieurs conditions, on peut subdiviser ces conditions en :

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

I.9.2 Conditions liées au personnel :

- Le forage en underbalance nécessite l'engineering et un personnel qualifié.

I.9.3 Conditions liées aux équipements :

Le forage en underbalance nécessite des équipements spéciaux, dont ces équipements ont des caractéristiques capables à résister aux conditions de l'underbalance.

Ces équipements doivent remplir les paramètres suivants :

- La possibilité d'avoir un draw down fixe
- La possibilité d'avoir un bon nettoyage de trou
- La possibilité de contrôler la pression du fond durant le forage
- Capacités des pompes, des compresseurs et les appareils de manutention des solides ;
- Capacité de séparation (séparateur de UBD) ;
- Compatibilité de moteur de fond et la MWD avec le fluide de forage ;

- Disponibilité de RBOP ;

I.9.4 Organigrammes de sélection d'un puits candidat :

(Voir Annexe 2 ,annexe 3 ,annexe 4)

I.9.5 Conditions liées aux formations :

Pour qu'un puits puisse être candidat au forage en underbalance il faut qu'il remplisse les conditions suivantes :

- Zones a pertes de circulation sévères
- Formations fracturées
- Zones a risque de coincements par pression différentielle
- Formations dures (denses, perméable et porosité faibles) qui a comme conséquence directes
- Un taux de pénétration de l'outil et une durée de vie très faibles pour le forage en underbalance
- Zones sujettes aux endommagements (skin damage, incompatibilité fluide/fluide, incompatibilité fluide/formation)
- Formations sévèrement cavées
- Réservoir déplétés

I.10 Limitation de l'underbalance :

L'application de l'underbalance n'est pas toujours faisable, a cause de quelques facteurs limitatifs qui peuvent générer des complications lors de l'exécution du programme de forage en underbalance. On cite ces facteurs dans les points suivants :

1-) L'instabilité des parois de trou :

Le problème de l'instabilité des parois est presque le facteur majeur limitant l'utilisation de l'underbalance, par ce qu'au-delà on détermine le draw down

2-) Couches d'argiles et charbon :

Lors de la traversée des formations instables des argiles et de charbon et si les couches ont plus de 50m l'utilisation de l'underbalance est limite par ce que on risque d'avoir des rétrécissements du diamètre de trou a causes de gonflement de ces dernières, surtout si ces formations sont épaisses et le forage s'effectuera a plus de 1000m (pression exercée sur les couches provoquent les rétrécissements mécaniques).

3-) Perméabilité et pression de réservoir très élevées :

Si la pression de réservoir est très élevée on ne peut pas utiliser la méthode underbalance, par ce qu'on ne peut pas contrôler les grandes pressions, par ce que nous avons des équipements qui travaillent dans des conditions de pression limitées. Le risque est encore plus important si le réservoir a une

perméabilité très élevée puisque les volumes d'apports sont susceptibles d'être énormes, en conséquence les formations à haute pression et à perméabilité élevée sont susceptibles de construire un risque important par l'application de l'underbalance.

4-) Réservoirs à pression inconnue :

Si la pression de réservoir est inconnue, c'est très difficile d'avoir un draw down fixe et on risque de ne pas contrôler le puits.

5-) Faible connaissance de la formation à fore :

Dans un puits où on a une faible connaissance de la formation à fore et de sa pression, l'underbalance présente alors un risque important sur la sécurité du personnel et des équipements. La connaissance de la formation est exigée pour accéder à la susceptibilité et à la défaillance de la stabilité du puits et également à déterminer la convenance techniques, permettant ainsi la conception des besoins en équipements extérieurs.

6-) Réservoirs multiples :

Lorsqu'il s'agit de réservoir multiple on ne peut pas forer on underbalance car c'est impossible de maintenir un draw down adapté pour tous les couches, surtout si le réservoir est avec des pressions différentes.

7-) Une production excessive :

Dans l'utilisation de l'underbalance les équipements ont des conditions de travail et essentiellement le séparateur de l'underbalance, qui a une pression de travail de 700psi, qui ne peut au-delà dépasser cette pression.

8-) Puits peu profond :

Difficile de contrôler la pression de fond et assurer la continuité de l'underbalance.

9-) Disponibilité des outils de contrôle de déviation (MWD) :

Dans l'underbalance on utilise des systèmes bi-phasiques ou des fluides compressibles dont la majorité des MWD ne fonctionnent pas correctement avec ces fluides, la seule solution est la MWD électromagnétique, même cette dernière est limitée quand il s'agit des couches tectoniques.

10-) Présence de H₂S :

Durant le forage en underbalance les gaz montent avec le brut, allant au séparateur pour enfin se brûler à la torche, mais comme le gaz H₂S est un gaz toxique il peut faire pas mal de risques pour la vie de personnel.

I.11 Causes de la non-continuité des conditions UBD:

L'importance de maintenir la continuité des conditions d'underbalance dépend de la motivation fondamentale pour le forage en underbalance dans le réservoir donné.

- La minimisation des problèmes de forage.
- La réduction dans l'endommagement de la formation.

Si les conditions d'underbalance sont compromises pendant les opérations du forage, une invasion rapide du fluide de forage dans la formation peut se produire, même pendant une brève période de basculement en Overbalance. [1]

I.11.1 Augmentation de densité:

Pendant les opérations du forage, la densité de la boue augmente souvent dû à l'action d'alésage et du forage sur la formation et l'incapacité des centrifugeuses d'assurer un rendement adéquat.

I.11.2 Connections:

Les connections représentent l'une des plus grandes raison d'oscillations de la pression au fond, qui peut être évité par :

1. Connections rapides
2. Diminution des périodes de purges
3. Maintien d'un certain écoulement dans les annulaires pendant les connections

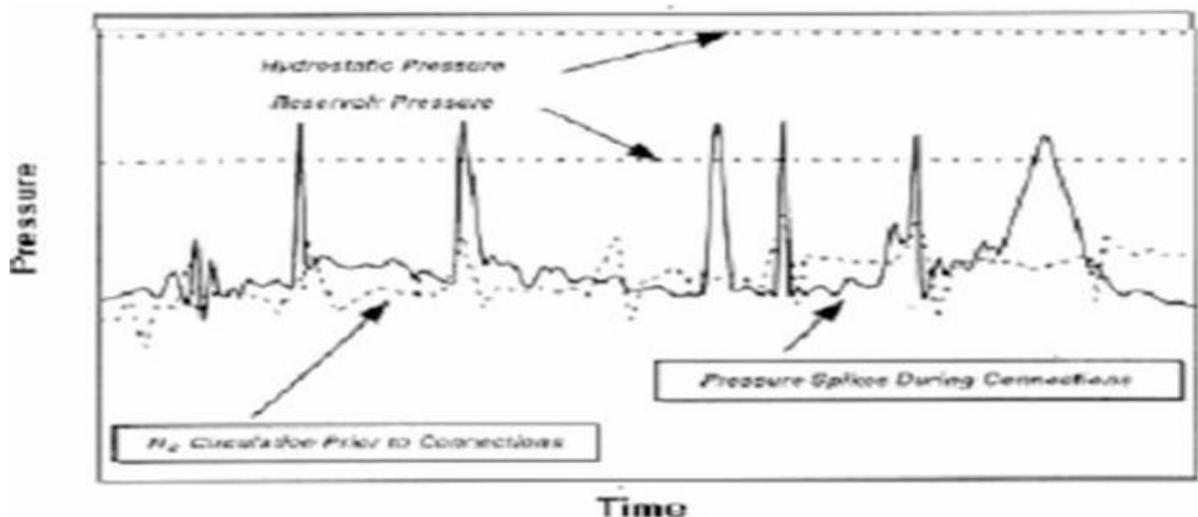


Figure I- 5 : l'augmentation de BHP pendant les connecte

I.11.3 MWD:

Le gaz ne peut pas être présent à l'intérieure de la garniture durant une prise de aperçu. Cela engendre des oscillations périodiques des pressions hydrostatiques appliquées sur la formation.

I.11.4 Manœuvre et neutralisation de puits:

Pour les opérations qui nécessitent la neutralisation du puits, l'efficacité de l'UBO peut être compromise. En général, l'utilisation d'une PPM (pull push machine) est fortement recommandée.

I.11.5 Dispersion des déblais et le nettoyage de trou:

La majorité des forages en underbalance utilise des fluides à basse viscosité pour la transportation des débris en surface. La mauvaise centralisation des tiges aggravée par des cavages peuvent engendrés un mauvais nettoyage, d'où la perte des conditions d'underbalance.

I.12 Estimation Des Coûts De L'UBD :

La première étape dans l'UBD est l'estimation des coûts des équipements et des services nécessaires pour la réussite de l'opération de l'UBD.

Les coûts de l'UBD dépendent de plusieurs facteurs tel que :

I.12.1 Emplacement de réalisation de l'UBD :

Le coût de location du matériel de l'UBD dépendra fortement de l'emplacement du projet qui détermine la possibilité de livraison du matériel et les coûts liés au transport et à son installation.

Par exemple un puits foré en offshore avec l'UBD coûte beaucoup plus cher que celui foré sur la terre ferme. Ces coûts excessifs sont dus à la difficulté d'accéder à ce puits et les risques supplémentaires sur le matériel de l'UBD exposé à elles. [4]

I.12.2 La complexité du système de forage utilisé :

La complexité du système de forage utilisé influe directement sur le coût de l'opération (UBD).

Le système de forage par injection d'air est relativement peu coûteux par comparaison à des systèmes de forages qui utilisent la mousse ou les systèmes bi-phasiques qui nécessitent des équipements de séparation et d'injection supplémentaires.

Bien que le coût quotidien soit plus important dans un puits foré à l'UBD que celui foré avec la méthode conventionnelle, il s'avère que le coût total du puits peut être moins important en raison des facteurs suivants : [4]

I.12.2.1 Augmentations des ROP :

L'augmentation de la vitesse de pénétration de l'outil signifie une augmentation de la vitesse d'avancement du forage et donc un gain de temps.

I.12.2.2 Augmentation de la durée de vie de l'outil :

L'augmentation de la durée de vie de l'outil influe directement sur le prix de revient du forage.

Au Lieu d'utiliser 3 outils pour forer une phase, on utilise un seul outil ce qui nous permet d'économiser le prix d'achat des 2 autres outils.

I.12.3 Coût réduit de fluides :

L'UBD aura deux effets significatifs sur le coût des fluides par rapport au forage conventionnel.

La plupart des projets d'UBD emploient le pétrole brut ou la saumure claire comme fluide de forage. En plus très peu d'additifs sont employés dans une fluide multiphase, car la plupart des liquides sont réutilisés, on aura une réduction significative en coût liquide par rapport aux systèmes liquides conventionnels. L'autre réduction en coût liquide vient de l'élimination du problème de pertes de circulation.

I.12.4 Diminution du temps improductif :

Le temps d'ennui où le temps non productif est un coût significatif pour beaucoup de projets de forage.

Le segment le plus élevé du NPT est normalement le coincement par pression différentielle et pertes de circulations. La pipe coincée est coûteuse car le temps de décoincement et de repêchage est très important. Si on n'arrive pas à libérer la pipe on est obligé de dévier notre forage ce qui augmente d'une manière importante le prix de revient du forage réalisé.

I.12.5 Pas d'endommagements de la formation productive :

Est devenu un conducteur important dans l'application de l'UBD. La réduction des endommagements de la formation peut augmenter la rentabilité d'un projet en augmentant la productivité, en augmentant le rétablissement final, et en diminuant le coût opérationnel de puits injecteurs.

I.12.6 Productivité accrue :

On aura toujours une production plus importante que celle de la méthode conventionnelle.

I.13 La sécurité (HSE) :**I.13.1 L'aspect sécuritaire :**

A l'intérieur de la zone dangereuse, un grand nombre de travailleurs est demandé pour les opérations UBD, l'équipe de forage ont priés pendant toute leur carniers que lorsqu' un puits débite, il faut le fermer et le tuer, mais pendant l'UBD, la seule chose qui doit être évitée est tuer le puits parce que cela peut annuler tous les bénéfices de cette technique. Travailler dans un puits vivant n'est pas une opération normale pour l'équipe de forage et une bonne formation est nécessaire pour s'assurer que les accidents seront évités.

Le processus de L'UBD est plus compliqué comparé aux opérations de forage conventionnel. L'injection du gaz, la surface de séparation ainsi que le snubbing sont demandés sur le puits.

Le réservoir est la forge menant dans le processus de L'UBD. Le chef poste doit comprendre le processus et toutes les interactions requises entre le réservoir, les taux de pompage (débits), l'injection du gaz et le système de séparation pour forer le puits en toute sécurité.

Quand les opérations de manœuvre commencent, le puits doit rester sous contrôle. L'introduction des tiges et leurs enlèvements à l'intérieur du puits (snubbing) n'est pas une opération routière, et une équipe spécialisée dans le snubbing est normalement sollicitée pour manipuler les tiges dont le puits fermé.

CHAPTER II :

Les équipements de l'UBD

II. Les équipements de l'UBD :

II.1 Les équipements de surface en UBD:

En UBD, les équipements de surface peuvent être subdivisé en quatre catégories principales :

- Système de forage.
- Equipement de génération de gaz.
- Equipements de séparation.
- Equipement de well control.

II.1.1 Systèmes de forage :

Trois éléments influencent le choix du système de forage, que ce soit l'utilisation de tiges de forage ou de coiled tubing :

- La taille du trou.
- La vitesse à laquelle le puits pénètre dans la formation.
- La direction du puits.

Lorsque le diamètre du trou prévu est de 6" ou plus, il est conseillé d'utiliser des tiges de forage. Il convient de prendre en compte l'utilisation de coiled tubing pour des diamètres inférieurs. À ce jour, le forage en utilisant le coiled Tubing est restreint en raison du diamètre même du coiled Tubing, qui varie de 2" à 2"7/8.

Les différents diamètres entraînent les éléments suivants :

- Un débit restreint à travers le tube enroulé.
- Des pertes de charge significatives.
- Le schéma du puits.
- Les contraintes de traction et de compression.

Le CTD peut être exclu pour d'autres raisons, telles que la manutention, le transport ou la durée de vie du coiled tubing. [3]

II.1.2 Equipement de generation de gaz :

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 : [9]

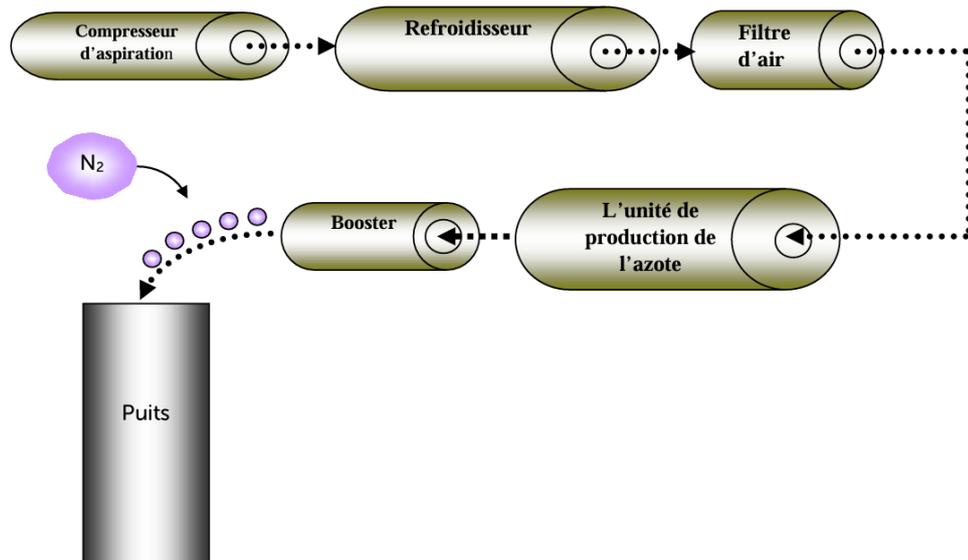


Figure II- 1: Les équipements de production et d'injection d'azote [9]

II.1.2.1 Compresseurs :

Son rôle est d'aspirer l'air et de le refouler vers le générateur d'azote, le nombre de compresseurs varie selon la technique d'injection et en fonction de capacité de compresseur sur site. Si la technique d'injection utilisée est DP injection, le débit d'azote d'en on a besoin ne dépasse pas 40 sm³/min. on installe 3 compresseurs en marche et un en réserve. Chaque compresseur est équipé d'un filtre à air pour éliminer les impuretés. A sa sortie, l'air se dirige vers le refroidisseur. [9]



Figure II- 2: Compresseurs [9]

II.1.2.2 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 surpresseur par ce qu'on ne peut pas passer de 175psi directement à 5000psi . [9]



Figure II- 3:Booster.

II.1.2.3 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. [9]



Figure II- 4:Refroidisseur (Air Cooler)

II.1.2.4 Générateurs d'azote :

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

Le NPU a les caractéristiques suivantes:

- Débit d'entrée d'air : 85 m³/min
- Débit de sortie : 42 m³/min
- T° d'entrée d'air : 50°C
- Puissance : 75KW
- Pression sortie : 175 PSI
- Pureté : 95

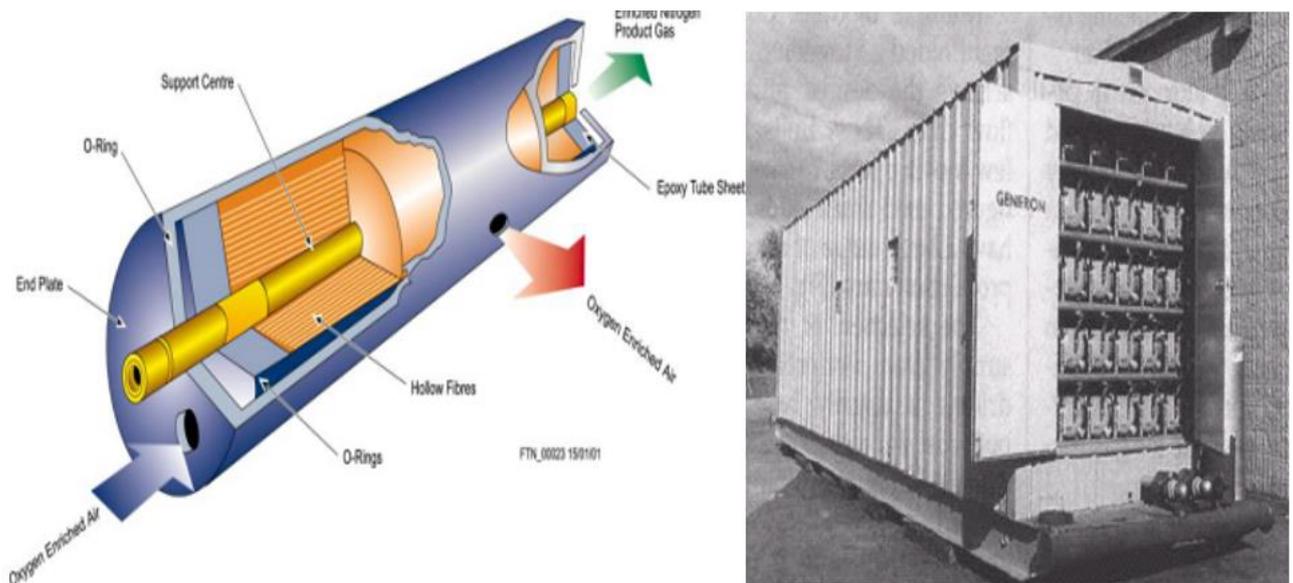


Figure II- 5:Unité nitrogène [9]

II.1.2.5 Pompe de Refoulement :

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

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

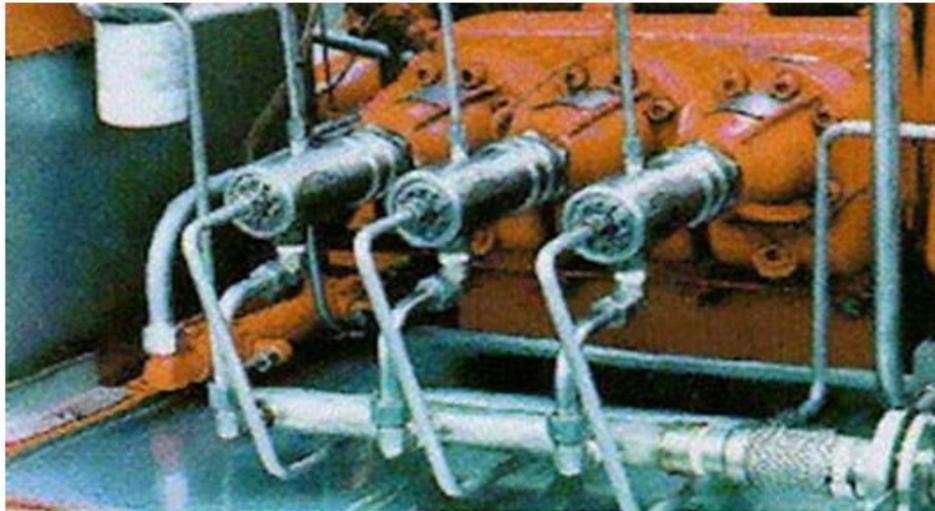


Figure II- 6:Pompe de Refoulement [9]

II.1.3 Equipements de séparation :

II.1.3.1 Séparateur :

Il est nécessaire d'adapter le système de séparation aux fluides prévus dans le réservoir. On distingue un séparateur pour un champ de gaz sec d'un séparateur pour un champ d'huile lourde.

Il est nécessaire qu'il soit conçu de manière à séparer l'effluent du fluide de forage pour permettre sa réutilisation. Différentes méthodes dans le domaine de la technologie de séparation ont récemment été développées :

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

L'approche choisie est principalement influencée par les fluides de réservoir prévus. Il est possible de concevoir une séparation dans le forage en Underbalance afin de traiter 5 ou 6 phases différentes (fluide de forage, déblais, gaz, huile, condensat et azote). Le système de séparation nécessite une attention particulière une fois que le type et les quantités d'effluent du réservoir ont été estimés. La séparation du gaz sec est bien plus facile que celle d'un brut lourd ou d'un condensât.

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

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

La conception optimale des séparateurs verticaux est de séparer le gaz du liquide. La conception des séparateurs horizontaux est idéale pour séparer les liquides de différentes densités des solides. [17]

II.1.3.1.1 Séparateur Verticale:

C'est un séparateur vertical qui sépare le liquide du gaz sa pression de travail est de 500 psi. Il est

constitué par un corps cylindrique en acier fermé à chaque extrémité par fond bombé. Ce dernier à une forme sphérique pour éviter les pressions perpendiculaires sur les parois.

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

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

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

1. le fluide (liquide gaz) venant du puits est dirigé vers la chambre de compression, ou se fait la séparation gaz- liquide,
2. cette chambre de compression du gaz ralentit le débit du gaz et élimine l'homogénéité du fluide pour permettre la séparation.
3. La chambre de compression sépare le liquide du gaz, grâce à des chicanes superposées et des valves de décompression de gaz. [19]



Figure II- 7:Séparateur Vertical sur chantier

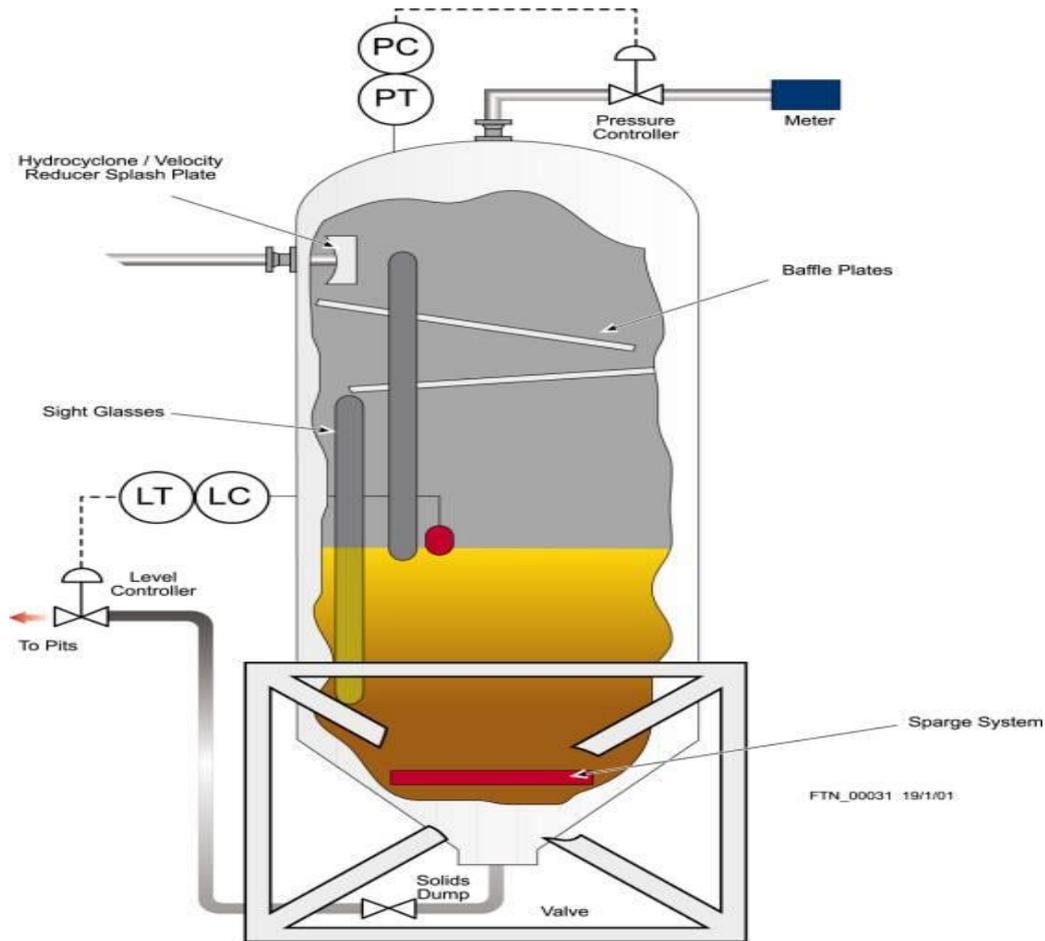


Figure II- 8:Schéma d'un séparateur vertical fermé

II.1.3.1.2 Le séparateur horizontal

Le séparateur horizontal est un dispositif spécialement développé pour séparer diverses catégories de liquides en fonction de leur densité. Le séparateur quadriphasique est généralement désigné comme étant capable de séparer le gaz, les solides, l'eau et les hydrocarbures liquides.

Le séparateur est constitué d'au moins trois compartiments équipés de déversoirs qui permettent de séparer chaque étape. La chambre 1 est réservée aux solides, la chambre 2 à l'eau et la chambre 3 à l'huile. Le gaz est recueilli en haut du séparateur.

Les différentes phases sont déplacées vers les chambres appropriées grâce à des pompes et des valves. Il est indispensable d'utiliser une pompe de vidange afin de retirer les solides de la première chambre. On envoie les sorties des chambres d'eau et d'huile vers le manifold d'huile afin d'être stockées ou envoyées dans le système actif. On évacue le gaz au-dessus du séparateur. [19]

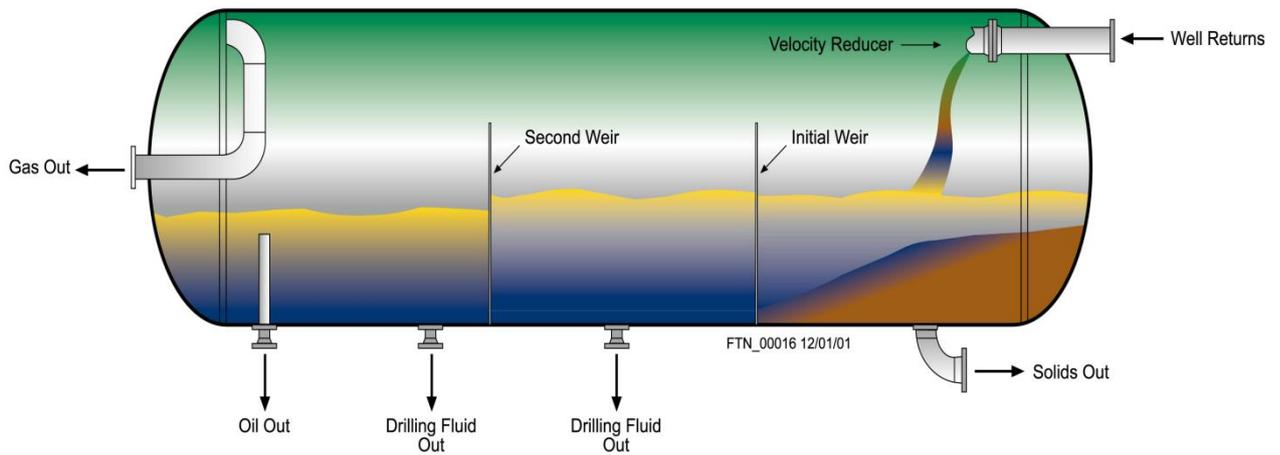


Figure II- 9: Séparateur Horizontal



Figure II- 10: Séparateur Horizontal sur chantier

II.1.3.2 La ligne d'évacuation

En général, pour la plupart des forages en UBD, il est essentiel que le système puisse évacuer tous les gaz générés. Dans certaines situations, il est nécessaire que le système puisse évacuer les hydrocarbures liquides produits.

Il est nécessaire d'avoir une source d'allumage continue ou automatique pour le système de torche, et il doit être équipé de dispositifs permettant d'éviter le retour en arrière en cas de basse pression ou de pression négative. [19]

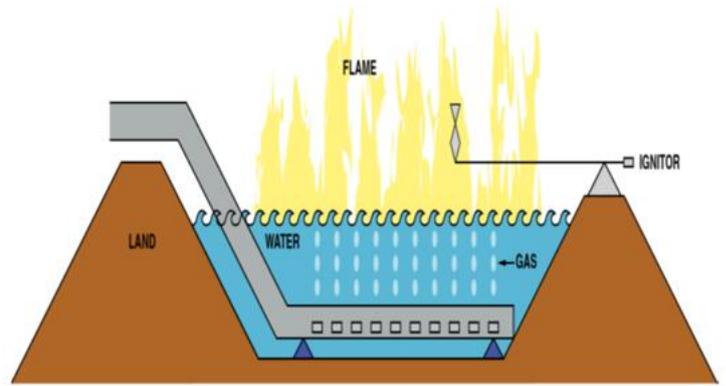


Figure II- 11: La ligne d'évacuation sur chantier

II.1.3.3 Bacs de Stockage

C'est un bac utilisé pour stocker et mesurer avec précision les débits liquides, il se compose de :

- deux compartiments, un est vide pendant que l'autre est rempli
- des verres gradués indiquant visuellement les changements des niveaux du liquide, ces niveaux sont employés pour calculer le volume liquide. [19]



Figure II- 12: BAC DE STOCKAGE 500 BBL

II.1.4 Equipement de well control :

II.1.4.1 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. [19]

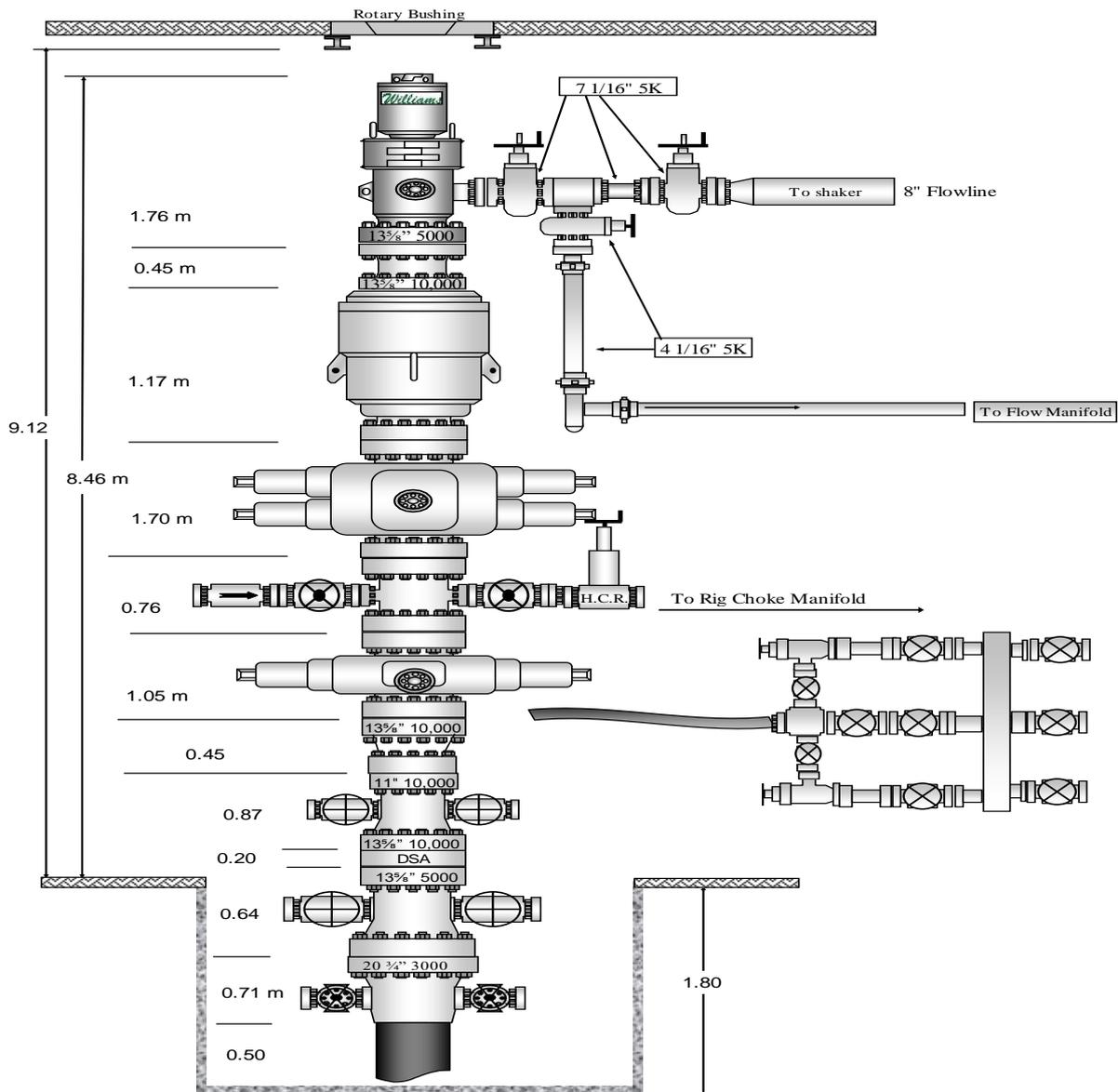


Figure II- 13:Empilage de l'Obturateurs D'Éruption

II.1.4.2 BOPR (BOP rotatif) :

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

Son rôle principal est la fermeture de l'espace annulaire avec la possibilité de forer (la rotation des tiges).

La pression de travail de RCH (Rotating Contrôl Head) change du statique au dynamique, dans le cas dynamique le RCH résiste à une pression égale à la moitié de la pression lors de la statique

Il y a deux types de têtes du contrôle rotatives; passif et actif. [19]



Figure II- 14: Tête de Contrôle rotative (BOP Rotatif)

II.1.4.2.1 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. [9]

Nous allons énumérés quatre :

- Grant
- Hydril
- Pruitt
- Williams Model 7100

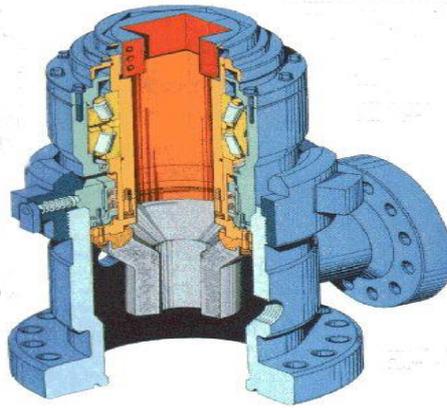


Figure II- 15:RBOP Passive

II.1.4.2 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. [9]

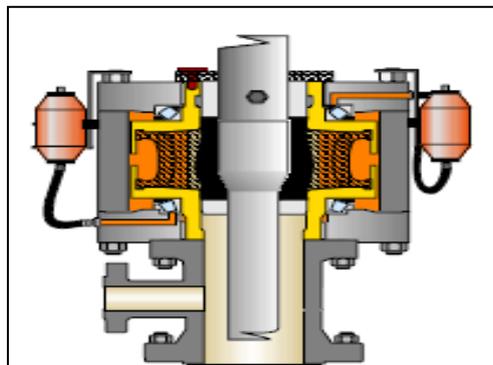


Figure II- 16:Têtes Rotatives Actives

II.1.4.3 Manifold de Duses :

Deux manifolds sont présents dans le circuit de retour de fluide. Le manifold de Rig, qui a été utilisé dans les autres phases de forage en surcharge, joue le rôle d'un manifold de secours en cas de panne du manifold de l'Underbalance. Le manifold de Rig reçoit le fluide provenant de la ligne de choc.

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 parfois l'une hydrauliques et l'autre manuelle .
- Des vannes du purgeage ;

- Les autres vanes de manifold sont manuelles, utilisées en cas de nécessité (défaillance des vanes hydrauliques...).
- Le manifold de l'UBD reçoit le fluide sortant de la vanne ESD (Emergency Schut 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. [9]

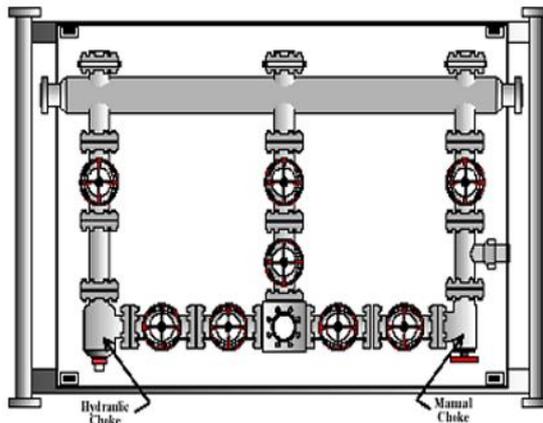


Figure II- 17: MANIFOLD DE DUSES

II.1.4.4 ESD (Emergency Schut Down)

Un système superficiel de sécurité devrait inclure une vanne de secoure hydraulique .ESD 'Emergency Schut Down' installé entre le RBOP et le choke manifold .La vanne ESD est commandée à distance et permet à sa fermeture sur la conduite d'écoulement principale l'arrêt des pompes et du système Gas lift.

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

- Un problème Un problème au niveau de manifold du duses de l'Underbalance ou au niveau de séparateur.
- Utiliser pour l'égalisation de pression en cas de manœuvres.
- En cas de détection d'un gaz toxique (H₂S).
- Détection d'une grande pression (plus grande que celle de travail de manifold et séparateur), vanne de secours. [9]

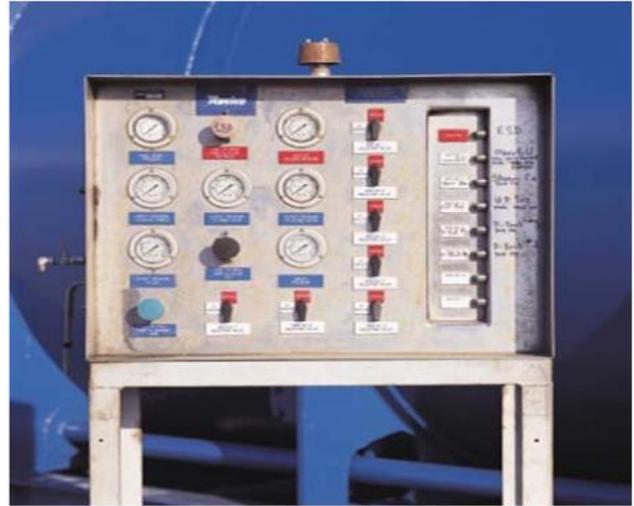
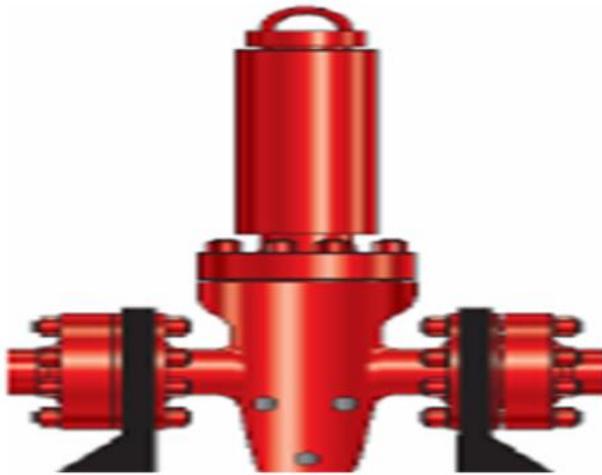


Figure II- 18:La vanne ESD et le système de commande ESD

II.1.4.5 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 de BOP. [17]



Figure II- 19:: Unité de Commande

II.1.4.6 Push Pull Machine (PPM):

Le pull puche machine est souvent utilisé dans le forage en underbalance ou les forages des gisements de gaz. Si les manœuvres sont en underbalance, un snubbing système sera installé sur le planchier. La PPM (Pull Push Machine) a une course de 10 ft.

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.Ce la 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.

Pendant la descente des premières longueurs, il peut être difficile de faire descendre la garniture à travers les BOP (stripping) car le string est très léger et la pression de tête est suffisante pour repousser la garniture. Dans les deux cas, la machine push-pull est utilisée pour faciliter la remontée et la descente de la garniture en toute sécurité. [17]

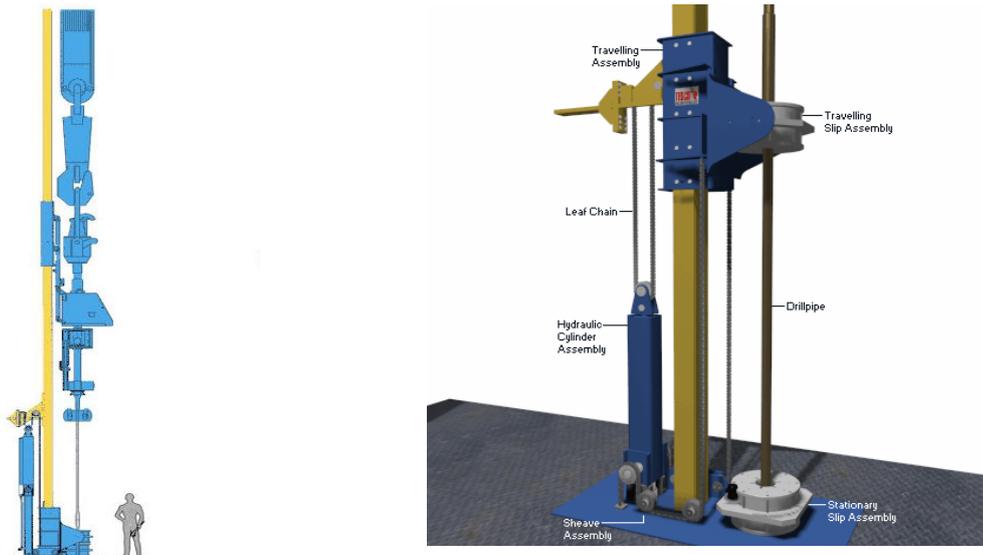


Figure II- 20:Push Pull Machine

II.2 Equipements de fond :

II.2.1 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 : [19]

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

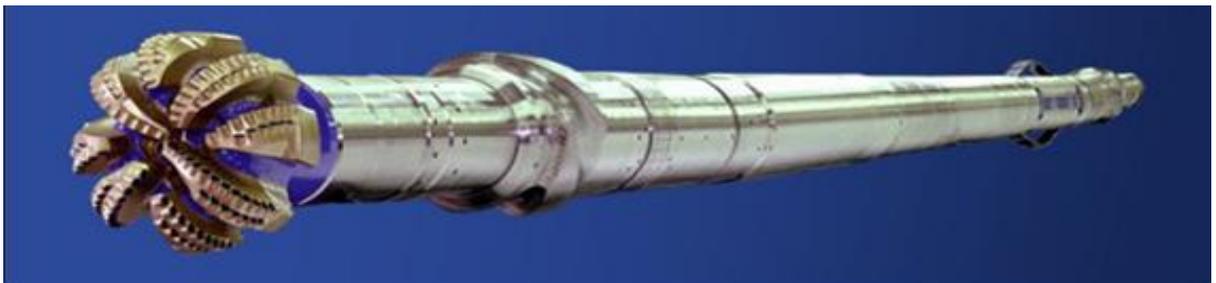


Figure II- 21:Moteur De Fond

II.2.2 MWD (Measurement while drilling)

Le MWD a été introduit au début des années 80. Le MWD est un équipement très avantageux car il est capable de transmettre de nombreuses informations utiles telles que : les données de rotation, la température, les vibrations, la pression et des données directionnelles. [21]

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-phases, 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, ces outils sont sensibles aux vibrations, nécessitant ainsi des amortisseurs pour les protéger.

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 méthodes de transmission future à travers les connexions de train de tiges sont prometteuses.

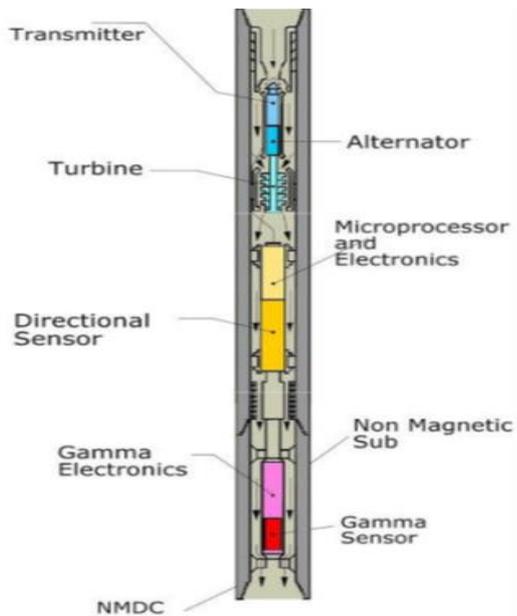


Figure II- 22: MWD Tool Sequence



MWD Components

II.2.3 LWD (Logging while drilling) :

Les outils MWD peuvent être transformés en outils LWD en ajoutant différentes mesures pour évaluer les formations géologiques. Cela offre la possibilité de gérer la direction du forage en tenant compte des caractéristiques de la formation géologique et d'éviter les mesures électriques qui sont souvent complexes à réaliser lors d'un forage horizontal. [21]

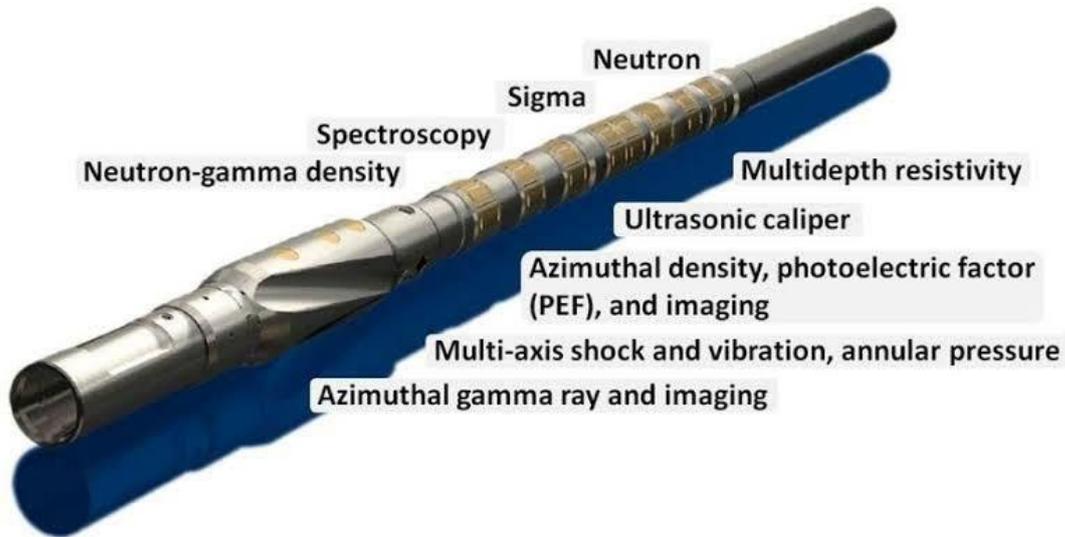


Figure II- 23:Composition de LWD

II.2.4 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.

De plus, une autre vanne anti-retour (string float valve) de type Flapper est installée au-dessus de la BHA et/ou à chaque 400 mètre pour conserver le gaz injecté pendant les purges, ce qui permet de réduire les temps de manœuvre. [22]



Figure II- 24: Valve anti retour

II.2.5 Purge de la NRV (non return valve):

Cet outil est conçu pour permettre une purge rapide et efficace du gaz présent dans le circuit de forage.

Il s'agit d'une série d'étapes pour utiliser l'outil de purge de la vanne anti-retour (NRV) lors d'une opération de forage en Underbalance. Les étapes sont les suivantes :

1. Dévisser le joint situé juste au-dessus du float sub.
2. Visser l'outil de purge (bleed off down tool).
3. Purger la pression sous l'outil de purge.
4. S'assurer qu'il n'y a plus de pression sous le float sub.
5. Dévisser l'outil de purge et le float sub avec la vanne anti-retour.
6. Continuer la remontée de la garniture.

Ces étapes permettent de purger la pression de gaz sous la NRV pour éviter tout risque de blocage ou de rupture de l'outil de forage. [22]



Figure II-25: L'outil de purge des NRV

II.2.6 Le jar

Un outil de fond qui permet de débloquer le trépan en cas de coincement dans le trou.

II.2.7 Le stabilisateur

Un outil de fond qui maintient le trépan centré dans le trou de forage.

II.2.8 Le trépan

Un outil de fond qui coupe et pénètre la formation rocheuse pour creuser le trou de forage.

CHAPITER III :

Etude de cas

III. ETUDE DE CAS :

III.1 Situation du Champ de Hassi Messaoud:

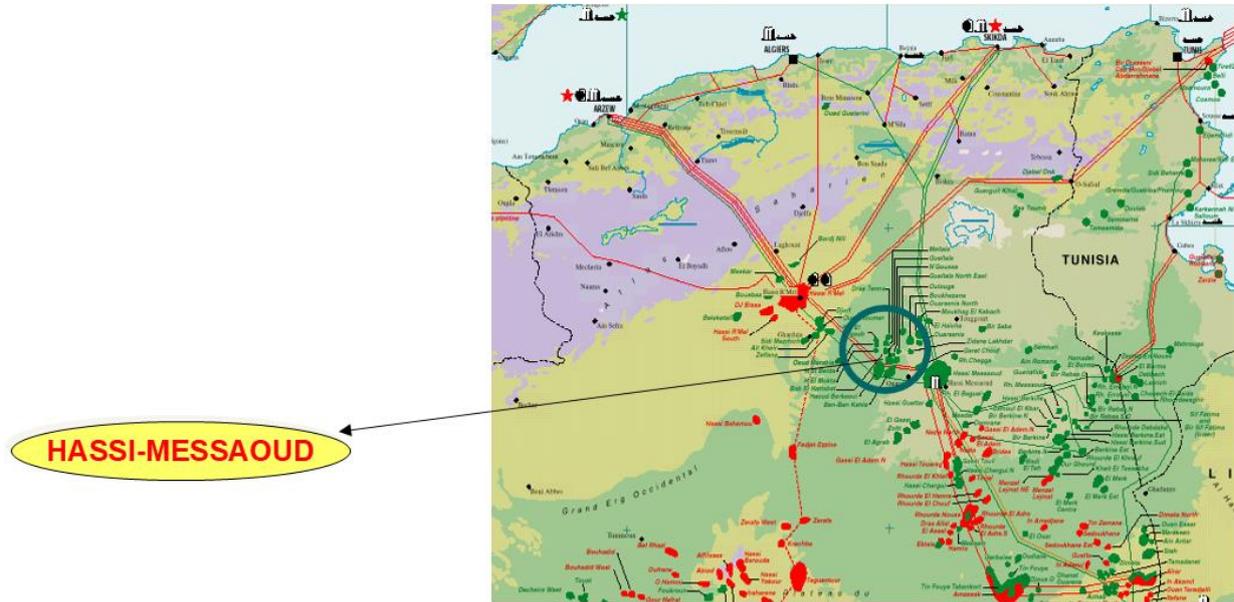


Figure III- 1 localisation du champ de Hassi Messaoud

III-1-1 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 :

III.1.1 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'étende 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-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

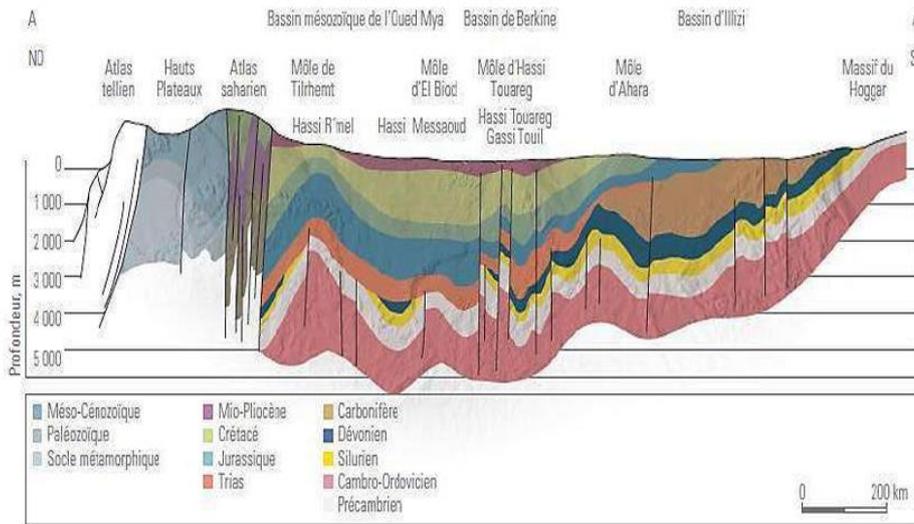


Figure III- 2 : Coup géologique régionale.

III.1.2 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.

III.1.3 Les différentes zones du champ Hassi Messaoud :

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



Figure III- 3: Les différentes zones du champ Hassi Messaoud

III.2 Problématique :

En Hassi Messaoud le forage en UBD, a débuté son activité au début des années 2000, ayant pour leitmotiv de faire face aux différentes contraintes liées aux forages à la rencontre des zones réservoirs déplétées.

Ce choix était valable pour les deux activités : Forage et Work-over (Reconversion des Puits en SR).

On se basant sur les normes standard relatives à la technique de l’UBD et les exigences que prévoient les règles HSE, la problématique est comment choisir le puits candidat ? Et comment sélectionner les zones à cibler pour réaliser les objectifs et avec performances ? Se basant sur les normes standard relatives à la technique de l’UBD et les exigences que prévoient les règles HSE, la problématique est comment choisir le puits candidat ? Et comment sélectionner les zones à cibler pour réaliser les objectifs et avec performances ?

III.3 L’activité Projet UBD vise plusieurs objectifs :

- Conformité et exigences sécuritaire.
- Economique et stratégique.
- Maitrise & savoir-faire.

Le forage en Under balance nécessite des conditions techniques et économiques pour être applicable ou pour être préférable. Il est indispensable de faire une étude afin, de connaitre si un puits est candidat pour être fore en Under balance ou non ?

III.4 Historique de réalisation et leçons apprises :

Nombre de puits forés en (UBD) sont 60 dont 30 puits repris et reconvertis en SR (UBD)

Actuellement, **60** puits ont été forés à UBD dans le champ de Hassi Messaoud avec un ROP moyen de 09 m/h. Ci-dessous, la durée nécessaire pour réaliser la section horizontale. Si l’on considère la courbe d’apprentissage, le temps nécessaire pour forer la section UBD est de **11,8** jours. Ce nombre peut encore s’améliorer avec de l’expérience supplémentaire et des modifications d’équipement.

Tableau III- 1:drill time

Puits	MDZ	MDZ	OMN	OMN	MDZ	OMK	MDZ	ONM	OMN	MDZ	OMO	OMO	OMO	OMO	OMO	OMN	OMN	MDZ	MDZ	MDZ	OMO	MDZ	OMO	OMP	OMO	MDZ	OMP	OMJ	OMN
--------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

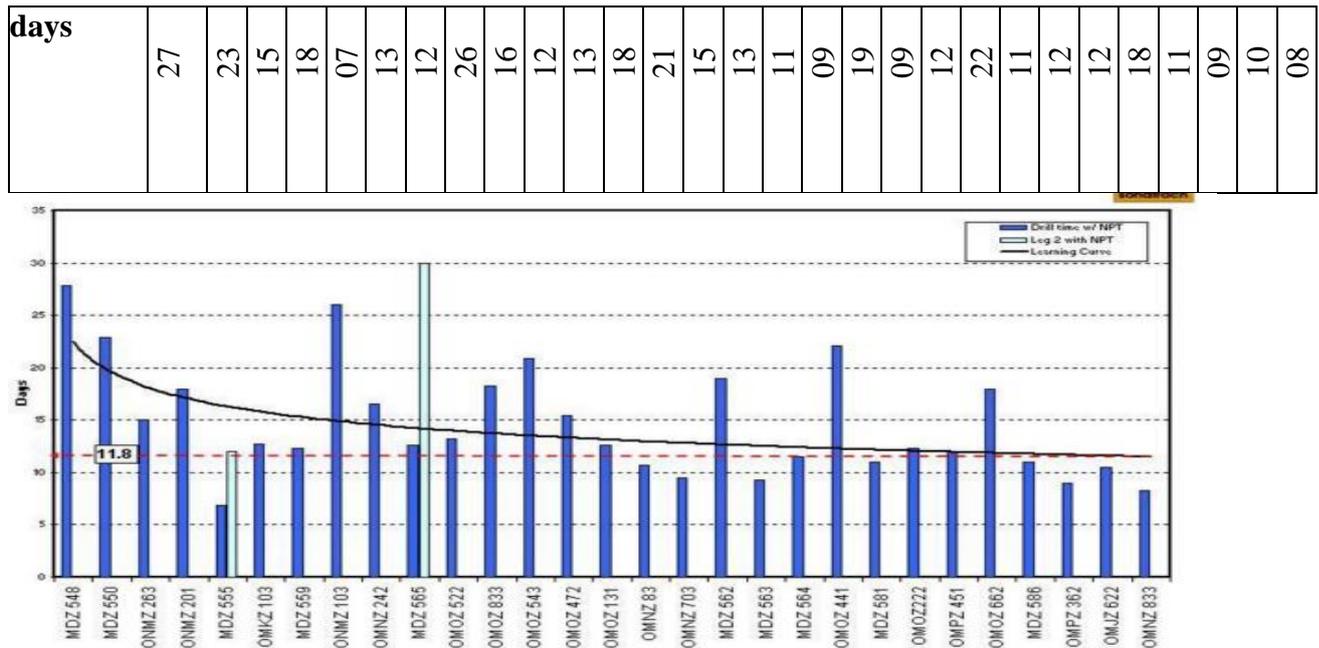


Figure III- 4 :driil time with NPT

III.5 Historique des réalisations des puits forés par la division forage

2001 : 1^{er} essai en UBD (puits vertical-OMO 243),

2002 : 2^{ème} essai en UBD (puits horizontal-OMJZ 502),

2003 : forage de 3 puits horizontaux en UBD: MDZ548, MDZ 550, ONMZ263,

2004 : forage de 13 puits. ONMZ201, ONMZ103, MDZ555, OMNZ242, OMNZ703, MDZ563, OMKZ103, MDZ559, MDZ562, MDZ564, OMOZ441, OMOZ523, MDZ581.

2005 : forage de 7 puits MDZ565, OMOZ522, OMOZ833, OMOZ543, OMOZ472 OMOZ131, OMNZ83

A titre d'exemple, les quantités d'huile récupérées des puits forés en (UBD):

- 1- Du puits MDZ 550 sont récupérées plus de 7000 m³, ceci durant le forage du drain,
- 2- Des puits MDZ 548 et ONMZ 201 sont récupérées 1 400m³,
- 3- Du puits ONMZ 263 sont récupérées 1 500m³.

III.6 Cas 01 : puits MD610

III.6.1 Données puits MD610

Le puits MD610 est situé au flan sud de la zone 24 du champ de Hassi Messaoud; le puits, est implanté sur un monoclinale plongeant dans la direction sud-est du champ. Tectoniquement, le puits MD610 se situe entre deux (02) failles de direction NW-SE (carte Isobathe DH) (Figure III- 5). Le trias repose directement sur la zone des alternances avec 17m d'épaisseur le puits MD610 présente 49m de cambrien RI et de 96m de cambrien RA.

Tableau III- 2:les coordonnes de puits

Coordonnées de location	X=811763.88	Y= 109525.78
	Z sol = 168.27m	Z table = 178m

III.6.2 Historique du puits:

Le puits MD-610 foré et complété le 11/01/20009 en Kill string 4’’1/2 N Vam suspendu, et le réservoir en Open hole, (le puits Trouvé sec)

- Carottage avec une densité de boue de 1,48sg de 3427-3485m.
- 1er DST a 3485m, puits sec, PG=208kg/cm2.
- Suite carottage de 3485-3512m.
- Déplacement de la boue de densité 1,48sg par 0,86sg.
- Venue de gaz.
- Augmentation de la densité a plusieurs reprises (de 0,86 a 1,19sg).
- Suite carottage avec une densité de 1,19sg jusqu’à la TD=3570m.
- Logging RCI, présente un Tight-hole.
- Pose d’un bouchon de ciment dans l’open hole, reforé jusqu’à la cote 3496m.
- 2eme DST a 3496m, puits sec, PG=396kg/cm2.

III.6.3 Carte de position du puits MD-610 :

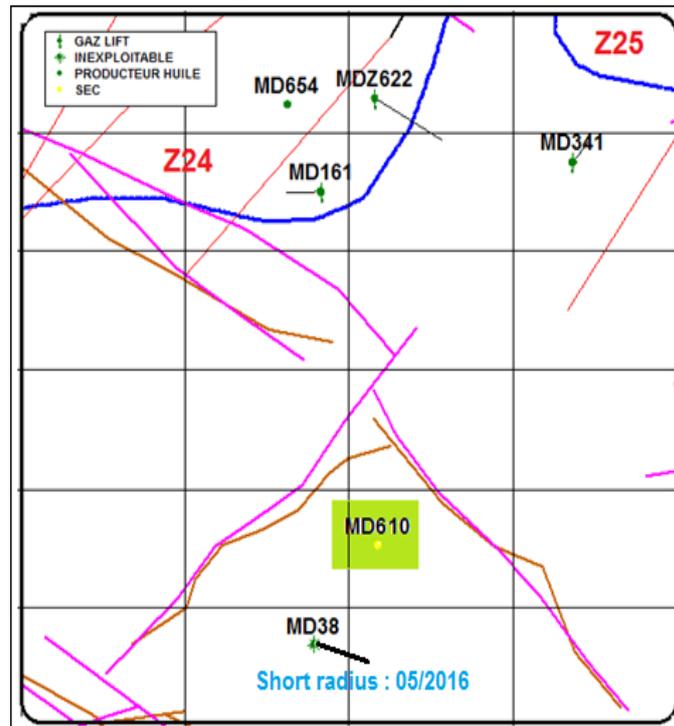


Figure III- 6: Carte de position du puits MD-610

III.6.4 Fiche techniques du puits MD-610:

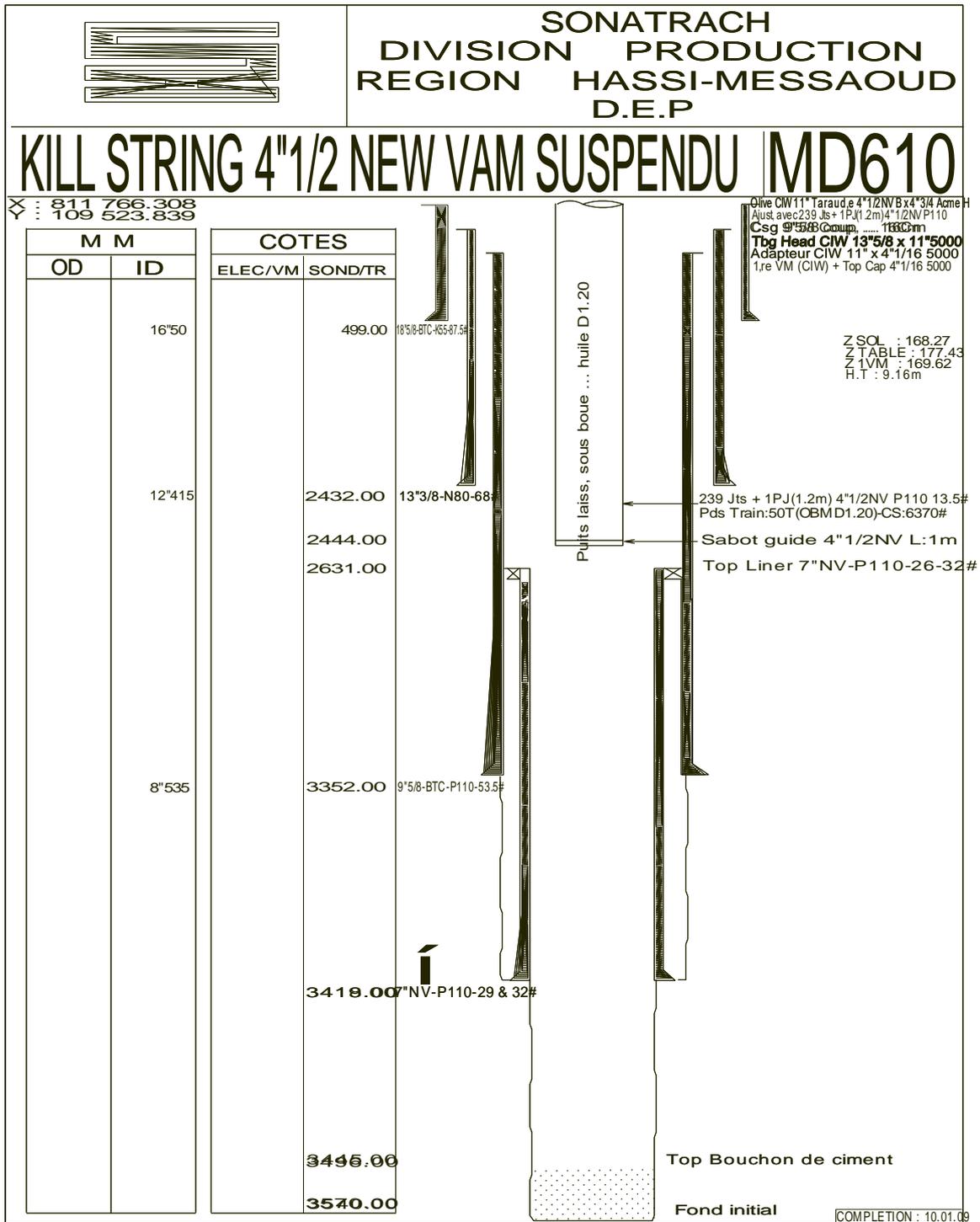


Figure III- 7 Fiche techniques du puits MD-610

III.6.5 Etude géologique et réservoir :

Caractérisation pétrophysique :

Tableau III- 3:caractéristiques pétrophysiques du réservoir

CARACTERISTIQUES PETROPHISIQUE DU RESRVOIR													
DECOUPAGE			RESULTATS -CAROTTE						INTERPRETATION –ELAN				
DRAIN	TOIT-MUR	EPAIS	EPAIS. EFF	PERMEA	PHIE (%)	SO (%)	SW (%)	SILT (%)	INTER . INTER	EPALE F (%)	PHIE (%)	SW (%)	VCL (%)
Z-alt	3404-3421	17
D5	3421-3470	49	1.91	3418 -- 3470	09.45	03	20	10
D4	3470-3486	16	0.33	3470 -- 3486	06.86	03	19	2
D3	3486-3509	23	1.78	3486 -- 3509	07.93	06	2	9
D2	3509-3534	25	1.28	3509 -- 3539	25.36	07	11	3
Id	3534-3564	30	0.38	3539 -- 3541	01.68	10	11	5
D1	3564-3566	02

- La porosité est faible à moyenne dans l’ensembles du réservoir.
- La perméabilité carotte est assez faible.
- Les saturations en eau sont moyenne varient entre 11 à 23%.

III.6.6 Description Géologique:

- Présence de fissures ouvertes vers le nord et d’autre fermées colmatées par du bitume et de l’argile vers le sud.

(voir le tableau annexe 1)

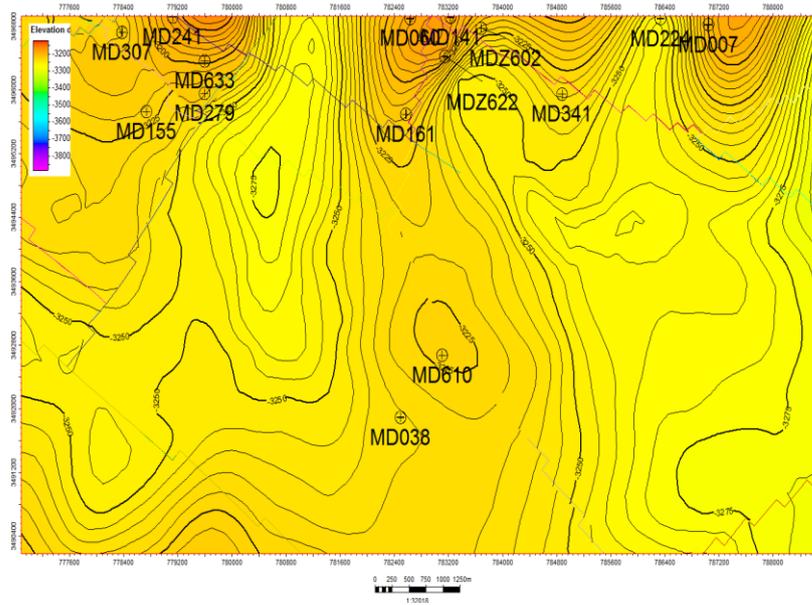


Figure III- 8: Carte isobathe au toi de la DH

- L'analyse du comportement des pressions de gisement montrent que le puits MD610 semble être en communication avec MD161 et MD341, par contre isolé de MD38.

III.6.7 Performances des Puits reconvertis en SR dans le Secteur les puits voisins:

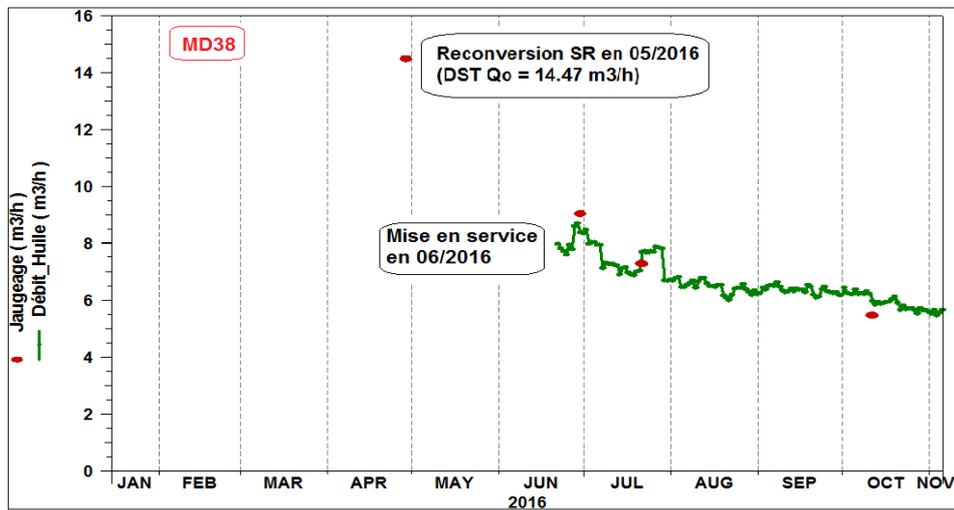


Figure III- 9 : Performance de Puits MD38

MD38: Repris dans le D5 en 2016 14m3/h au DST.

Dernier jaugeage: 5.46m3/h sans eau.

Stable .

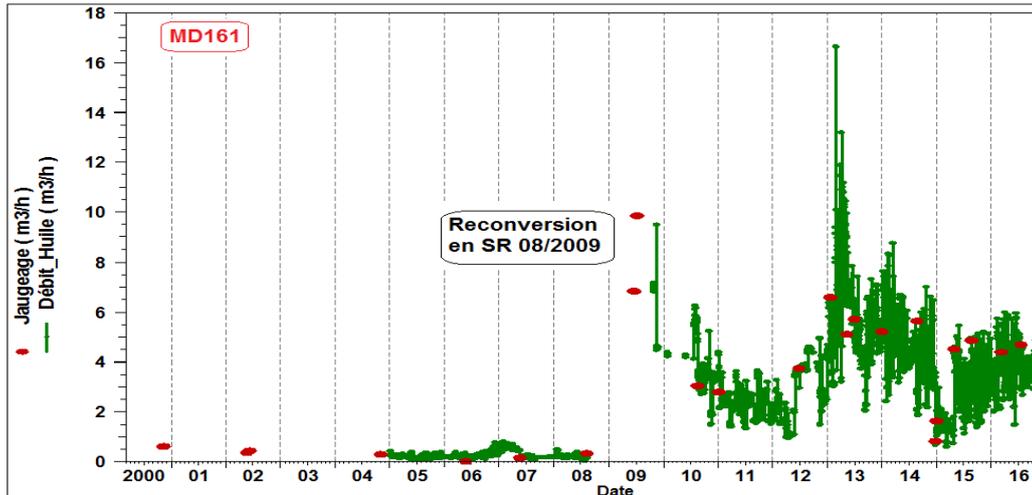


Figure III- 10 Performance de Puits MD161

MD161: Repris dans le **D2** en 2009 10 m3/h au DST.

Dernier jaugeage: 4.6 m3/h sans eau.

Fait de l'eau de gisement depuis l'origine, très salé + Gas

lift .

III.6.8 Cash flow et Réserves de MD38 :

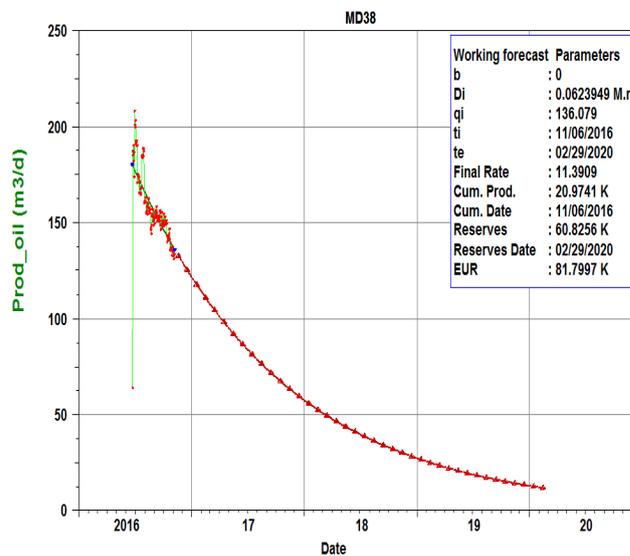


Figure III- 11: Réserves de MD38 Après SR

- Les réserves récupérables par la méthode de décline curve analyses sont estimées à **60 000 m3**.

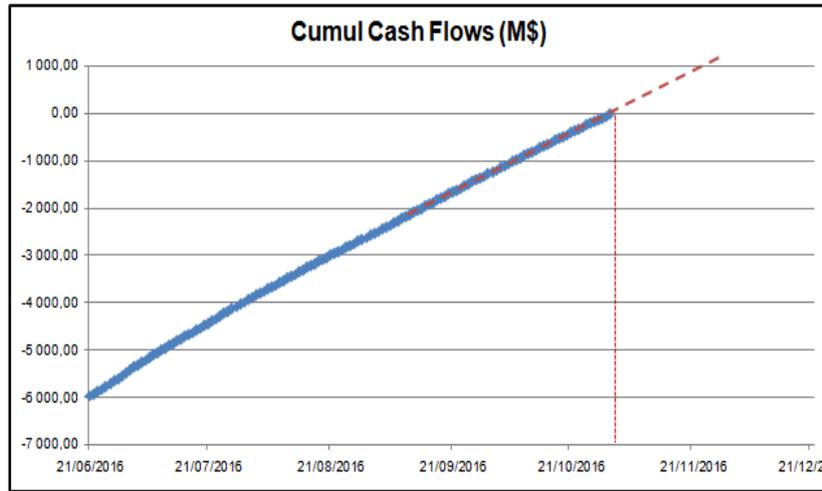


Figure III- 12: Cumuls Cash Flow (M\$)

- Dépense WO pour SR: 5 958 000 \$ (155 jours).
- Rente Journalière après mise en service: 38500 \$/ J.
- Dépenses totalement couvertes le 01/11/2016.

III.6.9 Aspect Petro-physique:

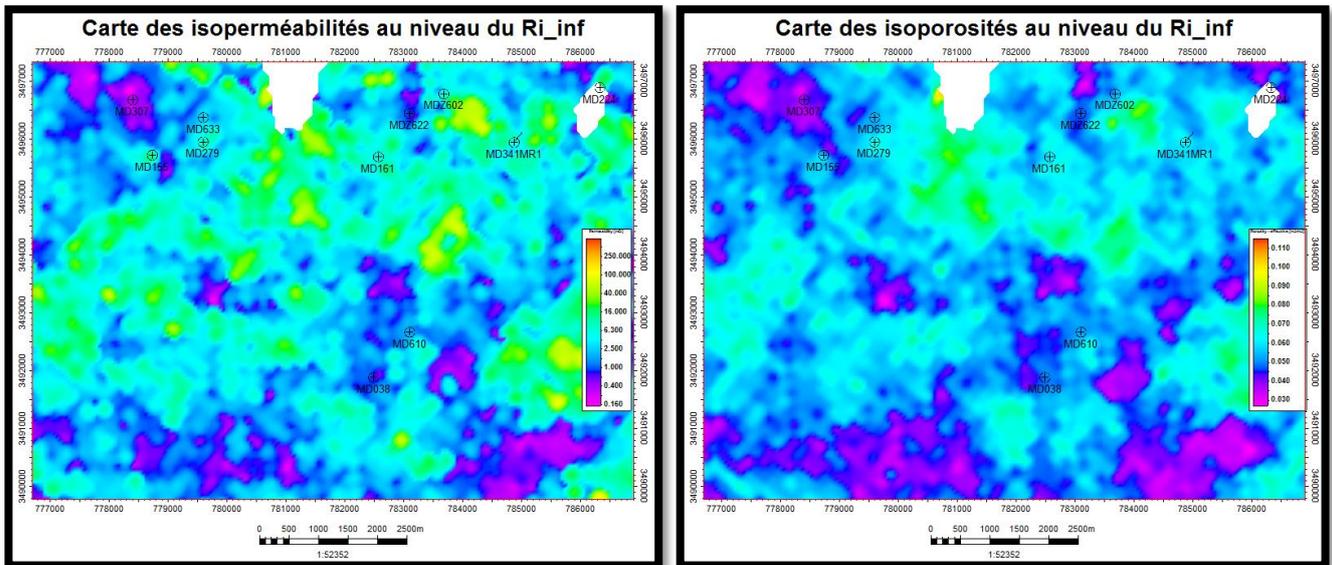


Figure III- 13: Aspect Petro-physique

- Les puits MD610 et MD38 se trouvent dans un secteur de très faible caractéristiques petro-physiques avec une possibilité d’amélioration vers le Sud pour MD610 dans la base de **D4**.
- MD610 occupe une position structurale plus haute que celle de puits MD38.
- Le D5 est a -3243m (MD610) est a -3257m (MD38) 14 m de décalage.

- MD610 est implanté dans un secteur au flanc sud du champ (HZS). Il est distant de 993m de MD38, une faille semble les séparée (MD610 est plus haut structuralement de MD38).
- Le premier DST réalisé sur le puits montre fort skin (interprétation T. Puits) empêchant ainsi le démarrage de ce dernier, pour le second test réalisé avec liftage et plus bas que le précédent, une augmentation de la PG notable mais sans résultat.
- Les caractéristiques pétro physiques sont faible sa moyennes.
- Les carottes ont montré la présence de fissures (remplis de bitume) et de zones béchiques surtout dans le D5 basal.

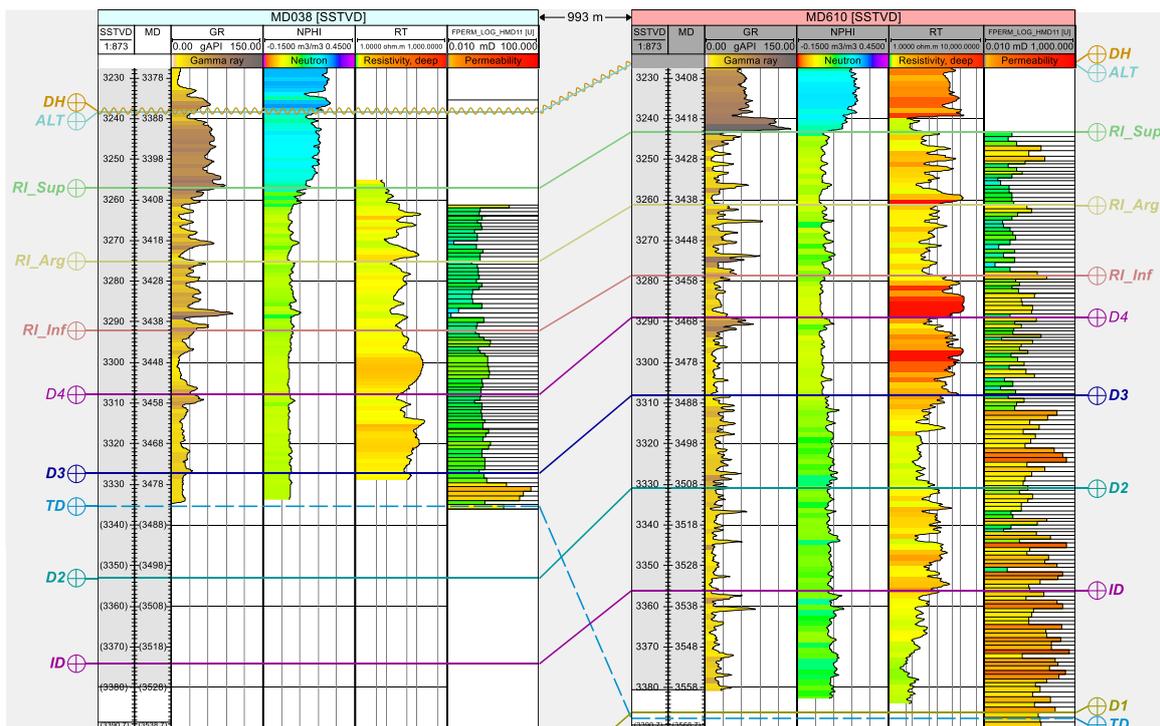


Figure III- 14 stratigraphie des puits MD610 et MD38

- Zone de transition (ID) vers 3546m soit -3368m absolue (résistivité : ~ 3 à 10 ohm.m jusqu’au fond).
- Plan d’eau réel est a 3552m soit a -3374 en (cote absolue).

II.2.9 Commentaire et discussion :

- Les bonnes performances de la reprise en SR du puits voisin MD38.
- Vu l'incertitude de la pression de gisement dans le secteur du puits MD610, il est recommandé:
- D'opter pour une reconversion de MD610 en Short Radius en Under balance.

III.7.3 Fiche techniques du puits ONI 30 :

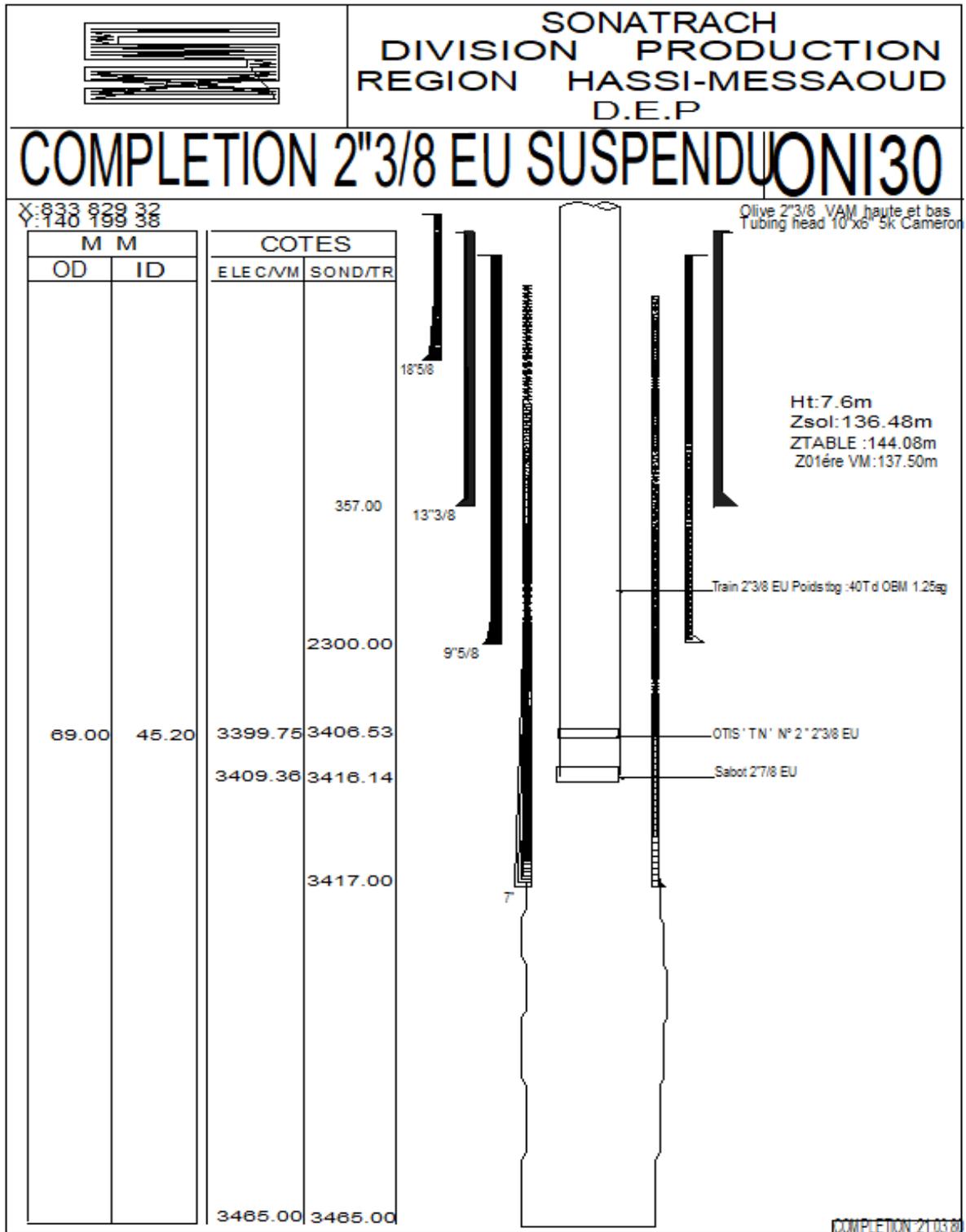


Figure III- 16:Fiche techniques du puits ONI30

Le puits **ONI30** est un puits PPH, fermé. Il a un Qh de 0.11 m³/h et un Pg de 400 kg/cm² dans son unique DST du 15/03/1980. Il se situe à l’HZN. Il est à 450m du **ONIZ303** (NW), 350 m du **ONIZ301** (SW), 950 m du ONIZ402 (Est), 1036 m du **ONIZ402B** (ESE) et 1450 du **ONIZ40** (ESE).

Aspect pétrophysiques (carte K & Φ du D1)

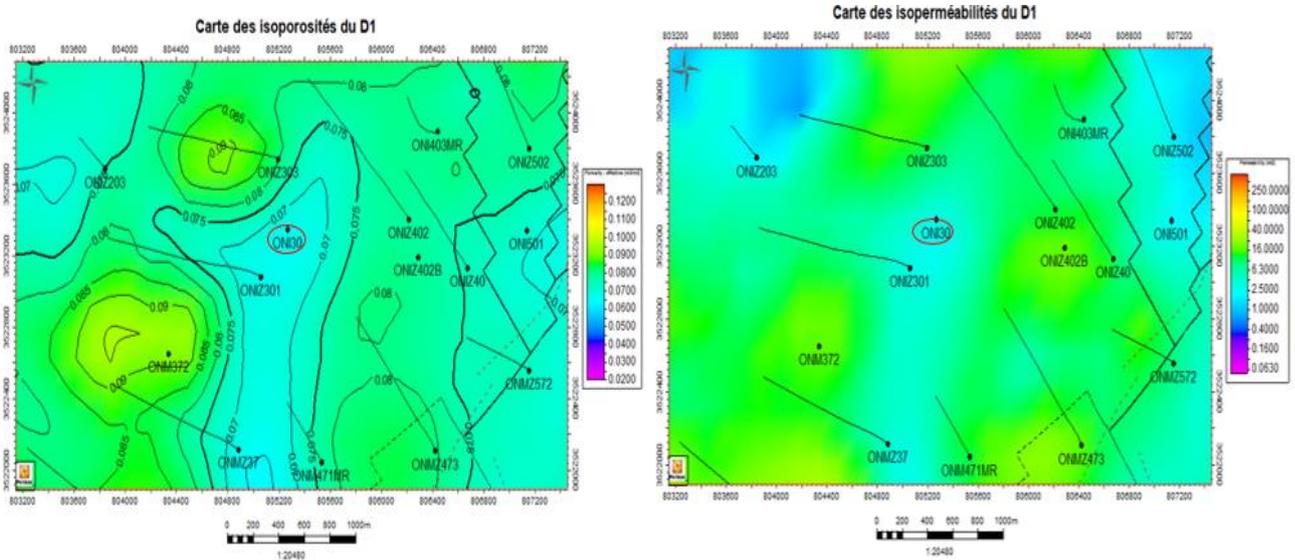


Figure III- 17: carte des isoporosités / isoperméabilites du D1

Les cartes de perméabilité et porosité du D1 montrent que:

- La perméabilité au niveau puits **ONI30** est faible (au voisinage de 5 à 6 mD).
- On constate des améliorations dans les performances de la perméabilité vers le NW et SE du puits en question.
- La porosité au niveau du **ONI30** est faible à moyenne (au voisinage de 6.5 à 7%) et on constate des améliorations vers le NW et SW.

III.7.4 Caractéristiques pétrophysiques du réservoir du ONI30 :

Tableau III- 5:Caractéristiques pétrophysiques du réservoir du ONI30

CARACTERISTIQUES PETROPHISIQUE DU RESRVOIR													
DECOUPAGE			RESULTATS -CAROTTE						INTERPRETATION –ELAN				
DRAIN	TOIT-MUR	EPAIS (m)	K (md)	PHIE (%)	SO (%)	SW (%)	EP-CAR	DENS-SILT	INTER-INTER	EP-INTERP	PHIE (%)	SW (%)	VCL (%)
ID	3414-3426	12.0	1.36	1.77	10.0	3422-3426	03.01	04.0	15.0	11.8
DI	3426-3456	30.0	4.55	6.46	30.0	3426 – 3456	25.58	07.0	08.0	06.0
Z_PS G	3456-3461	05.0	4.50	5.62	05.0	3456 – 3461	05.00	08.0	13.0 8	07.0
R2	3461-3465	04.0	6.43	5.96	04.0

III.7.5 Log Composite du ONI30 :

Le log composite du ONI30 montre que:

- **Z-table** : 145m.
- **Fond** : 3465 m tvd CE ; 3565 m CS
- **Casing 7"**: 3420 m Tvd CE; 3417 m CS
- Les paramètres pétrophysiques au niveau du puits ONI30 sont faibles à moyenne.
- Les meilleures perméabilités et porosités se trouvent au niveau du D1_sup et médiane.
- Les bonnes résistivités se trouvent au niveau du D1.
- SW est faible le long du réservoir, surtout au niveau du D1_sup.
- Par corrélation, le plan d'eau théorique probable est 3464 m (-3319m Tvdss).

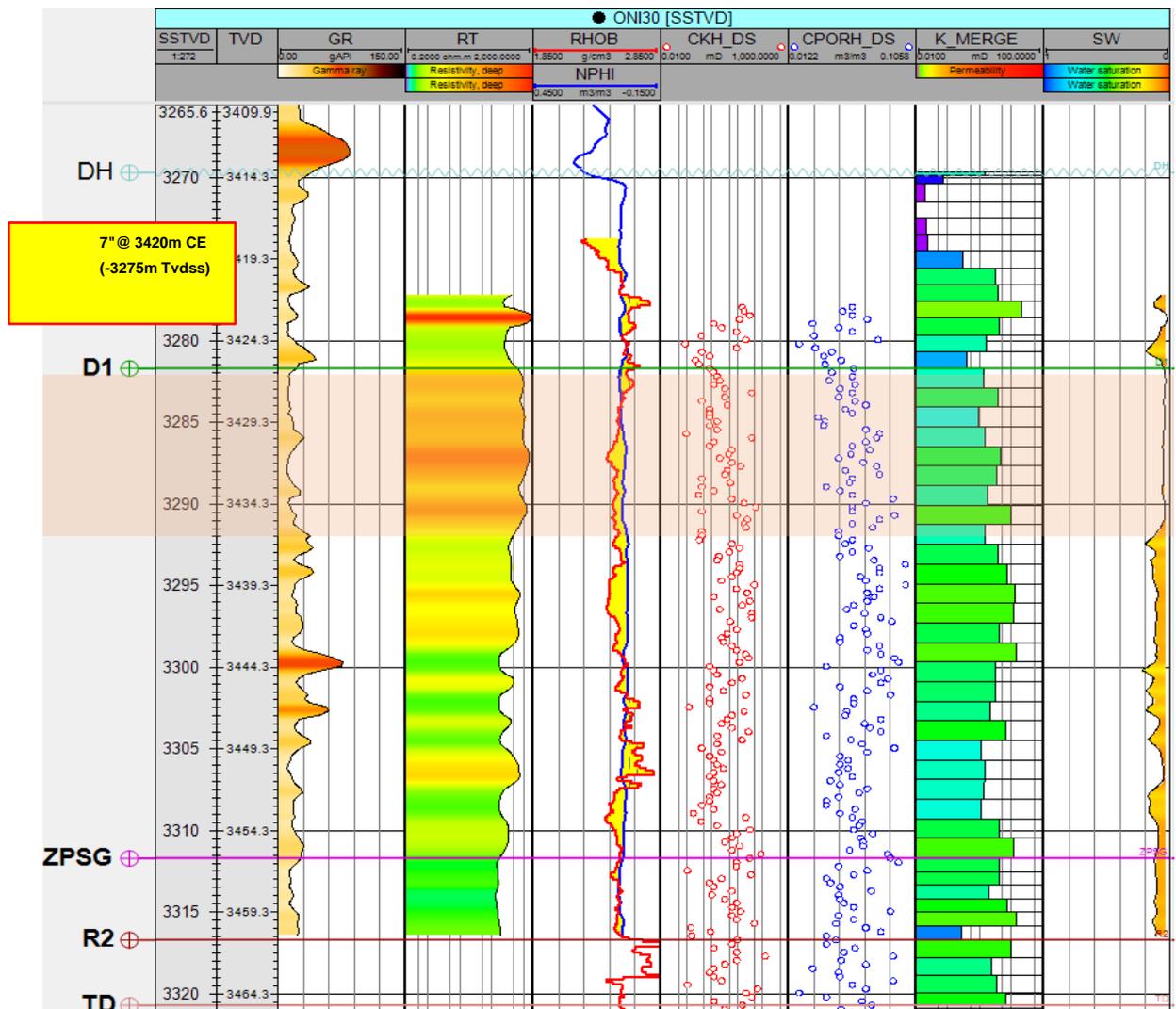


Figure III- 18: log pétrophysiques

III.7.6 Corrélation de direction Nord-SW montrant: K et Φ

Les coupes de perméabilité et porosité montrent que:

- La perméabilité au niveau du puits ONI30 est faible.
- On constate des améliorations de K vers le SW (vers ONM372) et vers le Nord.
- La porosité au niveau du puits ONI30 est faible à moyenne (environ 7%).
- On constate des améliorations dans les performances de porosité vers le SW et le NNE du puits en question.

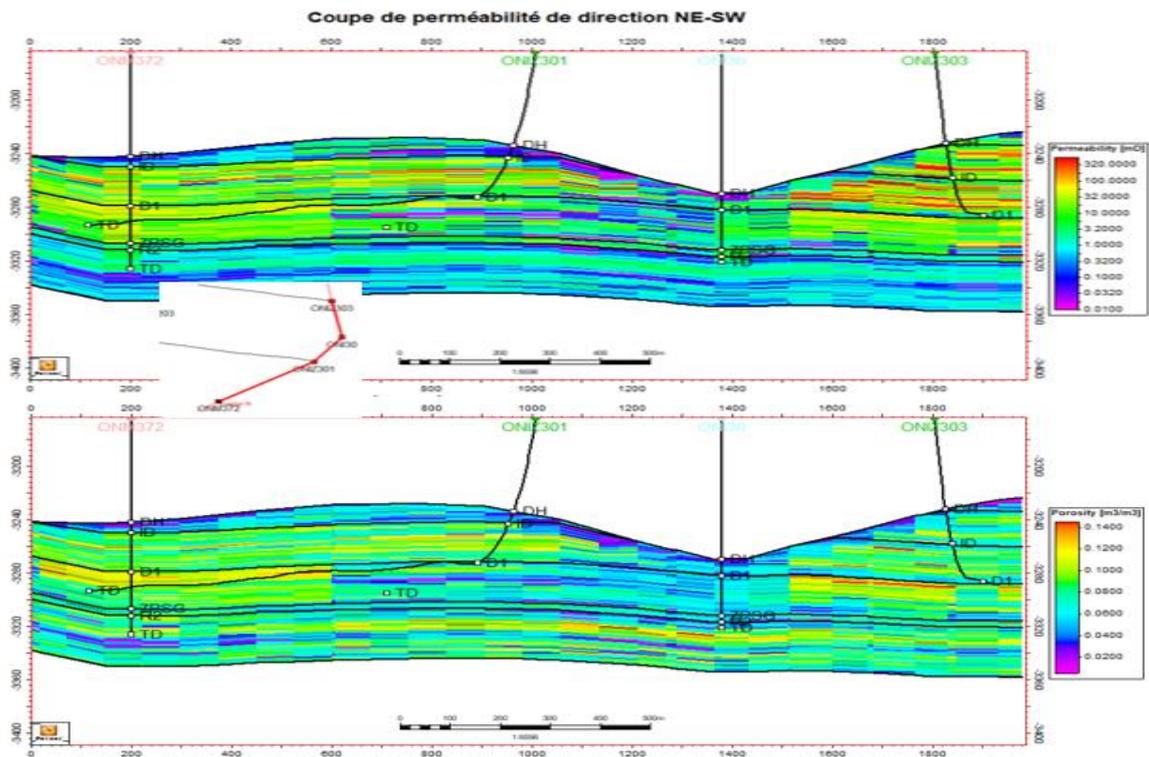


Figure III- 19:coupe de perméabilité de direction NE-SW

Commentaire et discussion :

D'après l'étude faite sur le ONI30, on recommande de reprendre en **UBD** ce dernier.

CONCLUSION

En conclusion, d'après l'étude géologique et du réservoir et d'après l'interprétation des résultats de carotte et des logs, Nous avons trouvé que :

- Pour le puits MD610 il possède des caractéristiques pétrophysiques faibles, les carottes ont montré la présence de fissures (remplies de bitume) et un fort skin, mais l'étude montre qu'il y a une possibilité d'amélioration vers le Sud dans la base de D4.
- Pour le puits ONI30 la perméabilité au niveau puits est faible, la porosité est faible à moyenne avec possibilité des améliorations les performances de la perméabilité et porosité vers NW dans la base de D1.

Conclusion Générale

Le forage en UBD reste toujours un domaine en développement à grande échelle. L'utilisation de l'UBD à Hassi-Messaoud en absence de tout incident a permis :

- L'amélioration des performances de forage.
- Maximiser la production et réduire l'endommagement.

Exploitation rationnelle des Champs, améliorer le potentiel des puits et par conséquent leurs disponibilités.

L'UBD est une Technique non conventionnelle qui exige un niveau d'expertise élevé une maîtrise technologique poussée avec un degré de prudence HSE irréprochable.

Suite à notre étude le choix de candidat nécessite un travail de groupe des ingénieurs de réservoir; géologie ; et forage pour réaliser les objectifs avec performances.

Actuellement il y plus de 30 puits en attente WO pour une éventuelle reprise en UBD.

- Suite au manque contrat ; on recommande d'accélérer le procès de réaliser un appel d'offre en urgence.

Pour le puits MD610 :

- Les bonnes performances de la reprise en SR du puits voisin MD38.
- Vu l'incertitude de la pression de gisement dans le secteur du puits MD610, il est recommandé:

D'opter pour une reconversion de MD610 en Short Radius en Underbalance

- Vu l'incertitude de la pression de gisement dans

Pour le puits ONI30

D'après l'étude faite sur le ONI30, on recommande de reprendre en UBD .

Référence bibliographique

- [1] IAP, UNDERBALANCE DRILLING, Mémoire fin d'étude - INHC- IAP 2006.
- [4] A Course in Advanced Underbalanced Drilling (Blade UBD Cours). Edition année
- [5] WEATHERFORD, technique de forage UBD, PDF, 2018.
- [02] Documents « SONATRACH », forage dirigé et UBD, Février 2008.
- [3] Cours forage en underbalance université Kasdi Merbah Ouargla Département de forage et MCP option forage 2015/2016. Mr: Touahri Abdeldjabbar
- [6] Livre 'introduction to underbalanced drilling'. Leading Edge Advantage LTD Old Stonywood Church. BANKHEAD ROAD. BUKSBURN ABERDEEN. 2002
- [7] B. boussad norman Oklahoma, "the role of underbalance drilling on production process", 2004.
- [8] H. Medley, G.H., Stone, R.C., Colbert, W.J., and McGowen III, "EUnderbalanced Operations Manual, Signa Engineering Corp."
- [9] WEATHERFORD, Equipment UBD, PDF, Fiche technique 2018.
- [10]- "Practical Underbalanced Drilling and Work Over", The University of Texas at Austin.
- [11]- BLADE, "A Course in Advanced Underbalanced Drilling" Version 1.0
- [12] UNDERBALANCED DRILLING PRIMER-Shell International Exploration and Production B.V. June 2002 /Compiled and Written By: Roelien Dorenbos and John Ramalho, May 1998
- [13] ZEGHLACHE El-Mahdi, Reprise des puits (ré- entry) à HMD en underbalanced Application. Les performances techniques et économiques. Etude d'un cas : puits MD 418, mémoire d'ingénieur, Université de Boumerdes, juin 2006.
- [14] MEZIANI Boubaker et AMGHAR djillali : détermination des vitesses minimales requises pour nettoyage des drains horizontaux forés en UBD (Application au puits Onmz#263). Mémoire de master, IAP Boumerdes, Mai 2006
- [15] "Underbalanced Drilling Manual," Gas Res. Inst., vol. Publicatio, 1997.
- [16]- BINNION, D, B., et al. Advances in Laboratory Coreflow Evaluation to Minimize Formation Damage Concerns With Vertical/Horizontal Drilling Application Calgary, AB., April 1995.
- [17] W. Salhi, " ' Équipements de l'underbalance ' ", 2010.
- [18] Mémoire de fin d'étude de l'IAP sur la reprise des puits en UBD. Université de Boumerdes, 2005. ZEGHLACHE El-Mahdi.
- [19] Weatherford pressure control solutions RCD. FT worth, Texas-December, 2006.
- [20] KHOUISSAT Abdelhakim et ELKOLEI Ahmed « Modélisation hydraulique de la phase 6'' en forage sous pression contrôlée (MPD) du puits HAZ110 à HAMRA » université boumerdes 2018.

Référence bibliographique

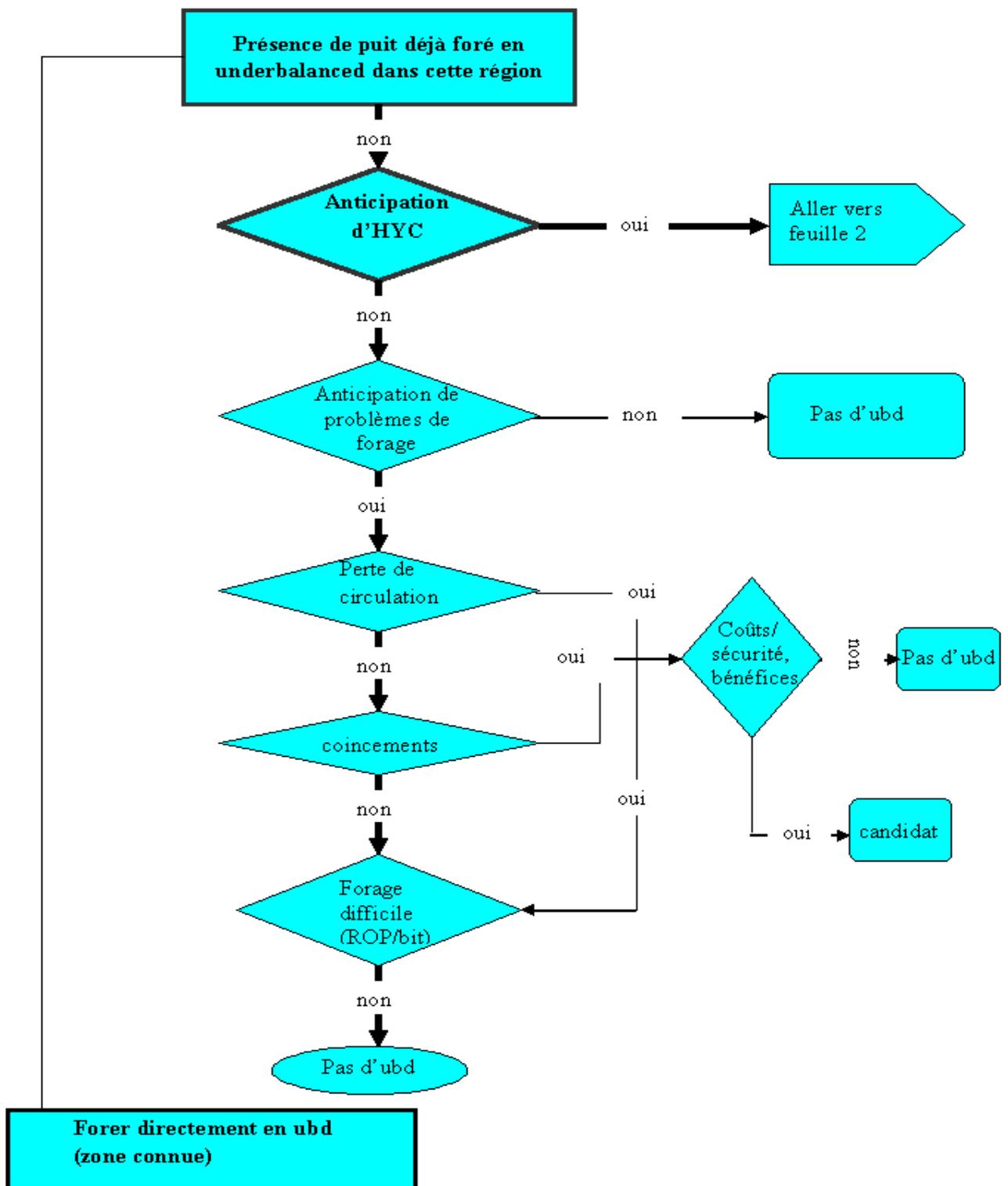
- [21] MWD & LWD techniques utilization and significance during directional drilling . Submitted By Syed Azhar Maqbool Zaidi Muhammad Bilal Ijaz Saud Qadir Khan Muhammad Zeshan Haidar Muhammad Inam-UI-Haq Sami Ullah 2018.
- [22] Rehm. B, Schubert. J, Haghshenas. A, Paknejad. A.S and Hughes. J. Managed Pressure Drilling, Gulf Drilling Series, Houston, Texas. 2008.
- [23] Nas. S, Torolde. J.S, Wuest. C. Offshore Managed Pressure Drilling Experiences in Asia Pacific, presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands. 17–19 March 2009.
- [24] Programme Work over MD-610 Préparation & Réalisation Short Radius en UBD.
- [25] Programme Workover ONI30 Préparation et réalisation d'un Short Radius en UBD .

ANNEXE

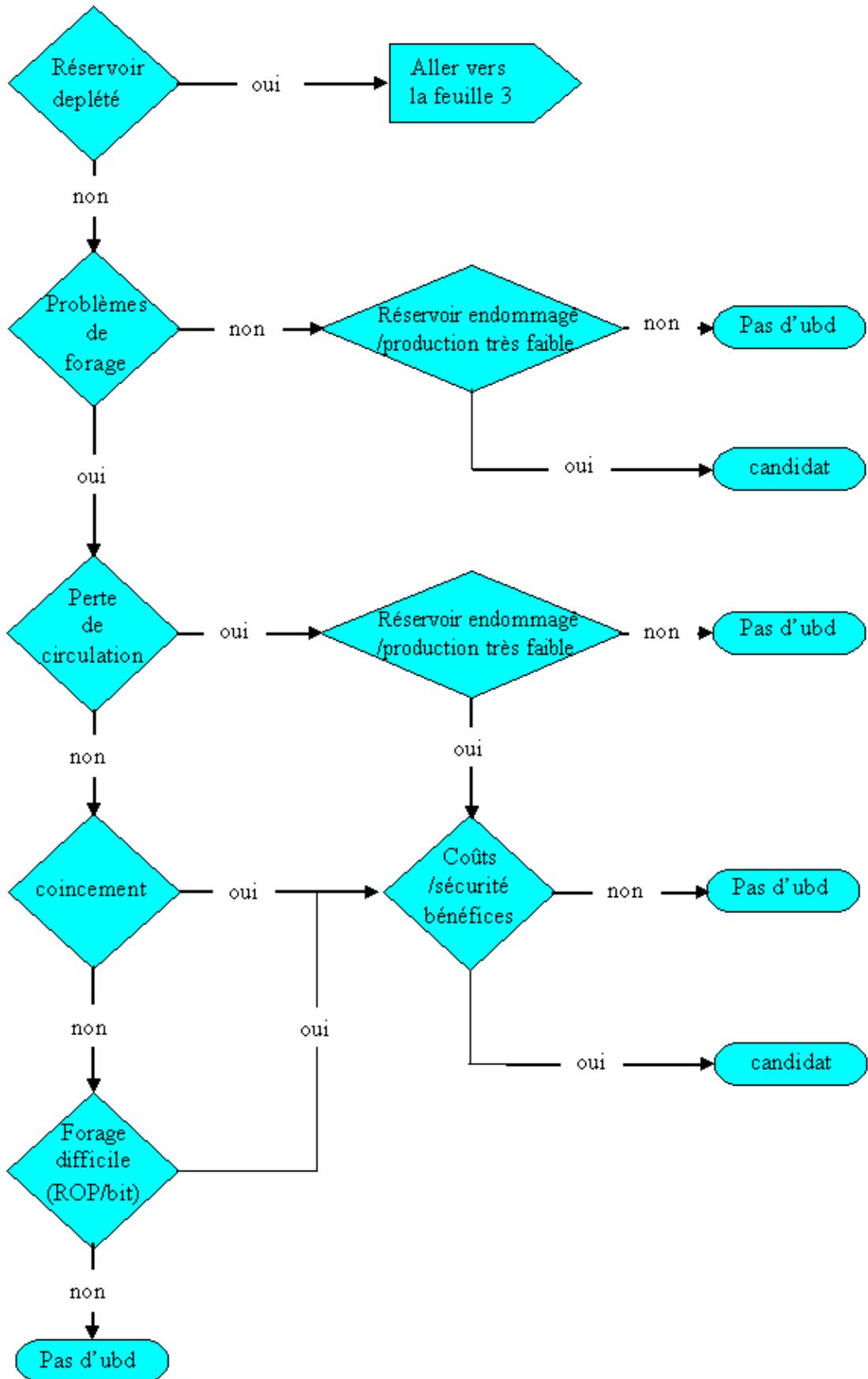
Annexe

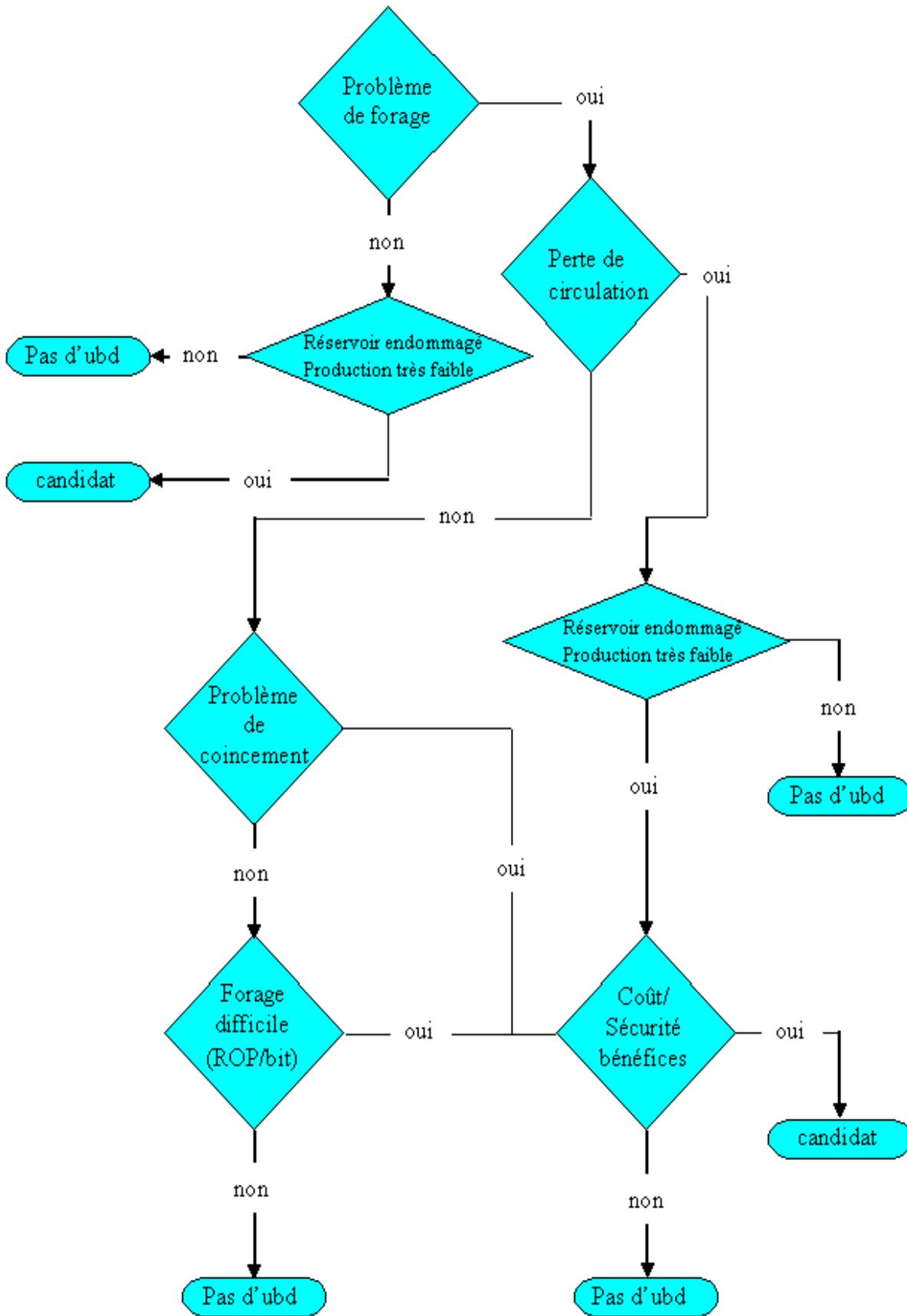
N	Carottes (intervalles)	Récupération (%)	observation
01	3422.00m A 3424.00 m	98	Fissures verticales rempli par la silice
02	3424.00m A 3424.50m	100	Présence de joints stylolithiques .
03	3427.00 m A 3435.00 m	100	Tigilit très fréquentes fissures subhorizontale
04	3435.00m A 3456.00m	92.80	Fissures verticales ouvertes ou fermes colmatées par de bitume et de l'argiles
05	3456.00m A 3463.00m	98.50	présence nombreux passes de siltstones et des filmes d'argiles .
06	3463.00m A 3463.00m	0	N.R
07	3467.00m A 3485.00m	100	Présence des zones brechiques rempli par du grès silteux (3467.5 m A 3470.2 m)
08	3485.00m A 3512.00m	100	
09	3512.00m A 3539.00m	100	Presence siltstones argimecacee ; fissure horizontal

Annexe 1:OBSERVATIONS SUR CAROTTES



Annexe 2: Organigramme 1





Annexe 4: Organigrammes 3