

N° d'ordre : / Faculté / UMBB / 2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

MANSOURI Riadh

BAGHDADI Salim

Filière : Hydrocarbures

Option : **Forage des puits**

Thème

**Problématique des Quartzites de Hamra :
Application du MPD sur le champ de Nezla
& perspective de la nouvelle technologie 'e-NBD'**

Devant le jury :

MELLAK Abderrahmane	Professeur	UMBB	Président
BENTRIOU Abdelhak	MC (A)	UMBB	Encadreur
HADJADJ Ahmed	MC (A)	UMBB	Examineur
BENYOUNES Khaled	MC (A)	UMBB	Examineur
BOUMAZA Nadia	MA (A)	UMBB	Examinatrice
AZRIL Nadjat	MA(A)	UMBB	Examinatrice

Année universitaire 2015 / 2016

Dédicaces

*A cœur vaillant rien d'impossible
A conscience tranquille tout est accessible*

*Quand il y a la soif d'apprendre
Tout vient à point à qui sait attendre*

*Malgré les obstacles qui s'opposent
En dépit des difficultés qui s'interposent*

*La volonté représente la lumière de notre existence
L'étoile brillante de notre réjouissance*

*Souhaitant que le fruit de nos efforts fournis
Jour et nuit, nous mènera vers le bonheur fleuri*

*Aujourd'hui, ici rassemblés auprès des jurys,
Nous prions Allah que cette soutenance
Fera signe de persévérance*

*Et que nous serions enchantés
Par notre travail honoré*

*Je dédie cette thèse à mes très chers parents.
A mes chers frères, collègues et chers amis...*



Remerciements

Tout d'abord, Je tiens de remercier Allah, le plus miséricordieux, qui m'a donné le courage pour réaliser ce travail.

Je tiens à remercier vivement mon encadrant de stage Monsieur Aissani Rabah qui m'a accueilli au sein du département Engineering, Division Forage à Sonatrach, pour tout le temps qu'il m'a consacré, ses directives précieuses, et pour la qualité de son suivi durant toute la période de mon stage.

Mes remerciements s'adressent également à mon promoteur à l'Université de Boumerdes (ex, INH) Monsieur Bentrion Abdelhak pour avoir accepté de diriger ce travail.

Je remercie mes très chers parents qui ont toujours été là pour moi,

« Vous avez tout sacrifié pour vos enfants n'épargnant ni santé ni efforts. Vous m'avez donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance. Je suis redevable d'une éducation dont je suis fier ».

Mes remerciements vont enfin à toute personne qui a contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

RESUME :

Le forage des réservoirs profonds et compacts peut être difficile en raison d'incertitudes liées à plusieurs facteurs : la nature géologique compliquée, la pression de fond, les pressions de pore et de fracturation, etc. Par conséquent, le forage conventionnel ne permet pas d'atteindre les objectifs tracés.

Le forage en pression gérée (MPD) est l'une des techniques les plus recommandées dans les conditions les plus difficiles. Il permet le contrôle et le calcul précis des pressions dans le puits et l'ajustement de la densité de la boue pendant le forage en conséquence. En outre, il réduit les problèmes rencontrés durant le forage conventionnel.

'Eni' a proposé son système MPD unique appelé e-NBD™ (Eni Near Balanced Drilling). Ce système se compose d'un processus de forage non conventionnel qui maintient la pression annulaire constante en affectant une circulation en continue sans interruption. Il est assisté par un système exclusif appelé e-cd™ (Eni Circulation Device) pour assurer une circulation en continue. Le système e-cd™ est composé d'un certain nombre de Subs spéciales en fonction de la longueur de la section du trou à forer avec une circulation en continu.

Cette thèse porte sur la réussite du système MPD dans le forage de plusieurs puits dans le champ de NEZLA en Algérie. En outre, ce travail présente la nouvelle technologie e-NBD™ et donne un résumé des applications réalisées à ce jour, ainsi que les principaux avantages et les résultats obtenus par le système. Notre étude propose ce système innovateur comme une nouvelle solution efficace pour le forage des puits considérés inaccessibles et pour remédier aux problèmes de forage des formations QH dans le champ NEZLA en particulier.

Les mots clés : Quartzites de Hamra, contrôle de pression, Managed Pressure Drilling, méthode CBHP, système de circulation continue, la technologie e-NBD, la technologie e-CD.

ABSTRACT :

Drilling deep and compact reservoirs may be challenging due to uncertainties related to several factors like its geological nature, well downhole pressure, pore and fracture pressures, etc. As a result, a well may fail to reach its target depth.

Managed Pressure Drilling (MPD) is a useful technique in challenging conditions. It allows pore and fracture pressures to be accurately calculated while drilling, and the mud weight adjusted accordingly.

Eni's distinctive MPD system is the e-NBD™ (Eni Near Balance Drilling). This system consists of an innovative drilling process that maintains constant bottom hole annular pressure at all times. The system does not require that mud circulation to be stopped and compensated with a back-up pressure. It is assisted by a proprietary system for continuous circulation that is called e-cd™ (Eni Circulating Device). The e-CD™ system is composed of special subs that are positioned on top of each drilling stand. The number of required subs is defined by the length of the open-hole section that is to be drilled with continuous circulation.

This thesis reflects on the successful use of the MPD in drilling several wells in the NEZLA field in Algeria. Besides, it represents the e-NBD new technology and reports a summary of the applications performed to date, as well as the major benefits and the achieved results of the system. Our study proposes this innovative system as a new effective solution to drill QH formations and other challenging wells in the country, and in NEZLA field in particular.

Key Words: Quartzites de Hamra, controlled pressure, Managed Pressure Drilling, Constant Bottom-Hole Pressure (CBHP), la technologie e-BND, la technologie e-CD, Continuous Circulation System (CCS).

ملخص:

حفر الطبقات الخازنة الموجودة في العمق والتي تكون متماسكة يمكن أن يحوي مجموعة من الصعوبات نظرا لعدة عوامل، كطبيعة الطبقات الجيولوجية المعقدة، الضغط في أسفل البئر، ضغط المسامات وضغط التكسير. ونتيجة لذلك، الوصول إلى الأهداف المسطرة في ظل هذه الظروف عن طريق الحفر العادي يكون صعبا جدا.

"تقنية التحكم في الضغط" أو ما يعرف بالـ MPD تعتبر إحدى التكنولوجيات التي تسمح بالتأقلم بشكل ممتاز مع هذه الظروف، كونها تتركز على المراقبة والفحص الدقيق للضغط داخل البئر، كما يمكنها تعديل كثافة الطين أثناء الحفر حسب ما يلزم. ومن جهة أخرى، فهي تساهم أيضا في التقليل من المشاكل التي تعترضنا أثناء الحفر العادي.

اقترحت الشركة الإيطالية Eni تقنية التحكم في الضغط الفريدة والمسماة e-NBD، هذه التكنولوجيا تتركب من تقنيات حفر مبتكرة تقوم على ابقاء الضغط ثابتا داخل كامل البئر بتطبيق نظام ضخ مستمر حتى خلال فترات توصيل وفصل أنابيب الحفر.

هذه المذكرة تقوم على عرض خصائص، معدّات وكذا النجاح الذي حققته تقنية التحكم في الضغط (MPD) في حفر عدة آبار بترولية في حوض نزلة بالجزائر. يهدف هذا البحث أيضا إلى عرض التكنولوجيا الجديدة e-NBD وإعطاء ملخص لأهم التطبيقات المنجزة لحد الساعة وأهم المميزات والنتائج المتحصل عليها من قبل هذه التكنولوجيا الحديثة. دراستنا تقترح هذه التقنية كحل جديد وفعال لحفر الآبار التي تعتبر صعبة المنفذ وأيضا من أجل معالجة مشاكل الحفر التي تعترضنا بالخصوص أثناء اختراق طبقات كوارتزيت الحمرة QH والتي تشكل تحديا في حوض نزلة.

الكلمات المفتاحية: تقنية التحكم بالضغط MPD، حقل نزلة، تقنية e-NBD، حفر الآبار صعبة المنفذ، الحفر بتقنية الضخ المستمر.

NOMENCLATURE

BHA = Bottom Hole Assembly	MSL-RT = Mean Sea Level – Rotary Table
BHP = Bottom Hole Pressure	MW = Mud Weight
BOP = Blow Out Preventer	N = North
BP = Back Pressure	NPT = Non Productive Time
CBHP = Constant Bottom Hole Pressure	OD = Outside Diameter
CCS = Continuous Circulation System	PV = Plastic Viscosity
DAPC = Dynamic Annular Pressure Control	PWD = Pressure While Drilling
DDV = Downhole Deployment Valve	QH = Quartzites de Hamra
ECD = Equivalent Circulation Density	RCD = Rotating Circulating Device
EMW = Equivalent Mud Weight	ROP = Rate Of Penetration
e-CD = Eni Circulation Device	RP = Recommended Practice
e-NBD = Eni Near Balance Drilling	RPM = Rotation Per Minute
FL = Full light	SE = South East
GL-RT = Ground Level – Rotary Table	SICP = Shut In Casing Pressure
GO = Grés d'Ouaregla	SIDPP = Shut In Drill Pipe Pressure
HMD = Hassi Messaoud	SPP = Stand Pipe Pressure
HPHT = High Pressure High Temperature	ST = Shadow Temperature
HZD = Hassi Dzabat	S_w = Water Saturation
IADC = International Association of Drilling Contractors	TAGI = Trias Argileux Gréseux Inferieure
ID = Inside Diameter	TD = Total Depth
LCM = Loss Circulation Materials	UBD = Under Balanced Drilling
LOT = Leak Off Test	UBI = Ultrasonic Borehole Imager
MAASP = Maximum Admissible Annulus Shutting Pressure	V_{SH} = Volume of Shale
MD = Measured Depth	WAT = Window Ascertainment Test
MPD = Management Pressure Drilling	WHP = Well Head Pressure
MSL-GL = Mean Sea Level – Ground Level	WOB = Weight On Bit
	YP = Yield Point

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	1
----------------------------	---

Chapitre I

I. Emplacement et superficie des QH	2
I.1 La zone de Hassi Massaoud	2
I.2 Le champ de Nezla	4
II. Localisation des puits Nezla	6
III. Définition et caractéristiques des Quartzites de Hamra (QH)	7
I.1 Evaluation pétrophysique des QH	8
I.2 Description des carottes de QH	9
IV. Les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs du champ Nezla	10

Chapitre II

I. Elaboration d'un programme de forage	11
II. Présentation du puits NZ-22	12
II.1 Architecture du puits NZ-22	13
III. Programme de forage de NZ-22	14
III.1 Phase 36'' et conducteur 30''	14
III.2 Phase 26'' et tubage 18-5/8''	16
III.3 Phase 16'' et tubage 13-3/8''	18
III.4 Phase 12 1/4'' et tubage 9 5/8''	21
III.5 Phase 8 1/2''x 9 7/8'' et Expandable Liner 7 5/8''x 9 5/8''	23
III.6 Phase 7 1/2''x 8 1/2'' et Liner 7''	25
III.7 Phase 6'' et Liner 4 1/2''	27
III.8 Tête de puits	29
IV. Récapitulatif des étapes opérationnelles en NZ-22	30

Chapitre III

I. Caractéristique de réservoir QH	31
II. Les problèmes de champ de NEZLA	31
III. Analyse des problèmes des puits voisins	32
III.1 Problèmes de NEZLA 18	32
III.2 Problèmes de NEZLA 19	32

III.3 Problèmes de NEZLA 21	32
IV. Analyse de la vitesse d'avancement (ROP)	33
V. Analyse du temps non productif (NPT)	33
Conclusion	34

Chapitre IV

Introduction	35
I. MPD en Algérie	35
II. Définition de l'MPD	36
III. Choix du MPD	37
III.1 La sélection d'un puits pour le forage en MPD	38
IV. MPD VS autres méthode de forage	39
IV.1 MPD VS OBD	39
IV.2 MPD VS UBD	41
V. Technique de forage en MPD	42
V.1 contrôles dynamiques de la pression annulaire (CBHP)	42
V.2 Pressurised Mud Cap Drilling (PMCD)	43
V.3 Dual Gradient Method (DG)	44
VI. Avantages de forage en MPD	45
VII. Les inconvénients de l'MPD	48
VIII. Les équipements du MPD	49
VIII.1 Rotating contrôle device (RCD)	49
VIII.2 La conduite de retour (flux flow line)	50
VIII.3 Flow Meter (Coriolis)	50
VIII.4 Le choke manifold (semi- automatique)	52
VIII.5 Non Return Valve	53
VIII.6 La vanne de contrôle de fond (DDV)	53
VIII.7 ESD (Emergency Shut Down)	54

Chapitre V

Introduction	55
I. Justification technique de l'application du MPD dans le champ Nezla	56
I.1 Phase de planification	58
I.2 Schéma du puits	59
I.3 La sélection des fluides de forage	60

I.4 Conception et design de la fenêtre du MPD	61
I.5 Plan de gestion d'ECD	62
II. Stratégie de contrôle de puits - Matrice de Well Control en MPD	63
II.1 Schéma de processus de circulation	65
II.2 Test de Vérification de la fenêtre de forage (Window Ascertainment Test)	66
II.3 Arbre de décision des opérations	67
III. Comportement de la pression de fond	69
IV. Progression de forage	71
V. L'utilisation de la vanne d'isolement du tubage de fond	72
Conclusion	74

Chapitre VI

Introduction	75
I. Système de circulation continue (CCS)	75
II. Le système e- NBD™	77
II.1 Le système e-CD™	78
II.1.1 L'e-CD™ Sub	78
II.1.2 L'e-CD™ Manifold	78
II.1.3 Le système de duse active (Active Choke System)	81
III. E-NBD™ vs. MPD	82
IV. Historique d'utilisation du système e-NBD	83
V. Etude comparative entre l'MPD conventionnel et l'e-NBD	85
V.1 Analyse de temps opérationnel du puits	85
CONCLUSION GENERALE	90
RECOMMANDATIONS	91
BIBLIOGRAPHIE	92

LISTE DES FIGURES :

Chapitre I :

Figure I.01 Emplacement et définition de la zone	2
Figure I.02 Colonne stratigraphique régional de HMD	3
Figure I.03 Situation géographique du champ Nezla.....	4
Figure I.04 Emplacement des champs Nezla-Sud et Nezla-Nord	5
Figure I.05 Localisation des puits NZ	6
Figure I.06 Réseaux des fissures dans les carottes de QH	7
Figure I.07 Coupe type de Quartzite de Hamra	9

Chapitre II :

Figure II.01 Architecture du puits NZ-22.....	13
Figure II.02 Schéma de la tête de puits (Well head).....	29

Chapitre IV :

Figure IV.01 Le profil de pression de forage en OBD.....	40
Figure IV.02 Le profil de pression de forage en MPD	40
Figure IV.03 Le profil de pression dans la méthode CBHP	42
Figure IV.04 Le profil de pression pour la méthode de Mud Cap drilling	44
Figure IV.05 Le profil de pression pour la méthode DG	45
Figure IV.08 Rotating Contrôle Device (RCD).....	49
Figure IV.09 Le Flow Meter (Corilois)	51
Figure IV. 10 Le choke manifold MPD.....	52
Figure IV.11 Les clapets anti retour	53
Figure IV.12 Emergency Shut Down Valve (ESD).....	54

Chapitre V :

Figure V.01 NPT et coût de forage associé au puits voisin N°1 (NZ-19)	57
Figure V.02 NPT et coût de forage associé au puits voisin N°2 (NZ-21)	58
Figure V.03 Schéma du puits prévisionnel	59
Figure V.04 Schéma du puits réalisé	60
Figure V.05 Profil CBHP planifié pour une boue de 1.14 SG	61
Figure V.06 Grade d'under-balance entraîné par la réduction hydrostatique de la boue causé par les fluides de formation (Pit Gain).....	65
Figure V.07 Procédé simplifié de la boucle de circulation - en forage	66
Figure V.08 Procédé simplifié de la boucle de circulation - raccords MPD, pompes en arrêt et boucle de Flow Check	66
Figure V.09 Arbre de décision de la Méthodologie du MPD.....	67
Figure V.10 Arbre de décision MPD en cas d'une venue observée	68

Figure V.11 Management ECD en utilisant l'MPD.....	70
Figure V.12 MPD Ascertained operating window, la convergence entre limite des venues et la limite des pertes.....	70
Figure V.13 La courbe de progression de forage à l'aide du MPD	71
Figure V.14 Vanne d'isolement de tubage de fond	72

Chapitre VI :

Figure VI.01 Système e-NBD (boucle fermée)	77
Figure VI.02 Schéma descriptif du système E-cd.....	79
Figure VI.03 Schéma descriptif de l'E-CD Sub	79
Figure VI.04 Sub e-cd TM	80
Figure VI.05 Manifold e-cd TM	80
Figure VI.06 L'installation de l'E-cd TM sur le chantier de forage	81
Figure VI.07 Connexion des tiges avec un e-CD Sub pendant une circulation continue	82
Figure VI.08 Répartition du temps opérationnel en utilisant l'MPD –NZ-22R	88
Figure VI.09 Répartition du temps opérationnel en utilisant l'e-NBD	88
Figure VI.10 Temps éliminé en utilisant l'e-NBD par rapport au NPT totale du puits.....	89

LISTE DES TABLEAUX :

Chapitre I :

Tableau I.01 Évaluation pétrophysique du réservoir Quartzites Hamra	8
Tableau I.02 Les caractéristiques pétrophysiques de TAGI, GO et QH	10

Chapitre II :

Tableau II.01 Fiche technique du puits NZ-22.....	12
--	----

Chapitre IV :

Tableau IV.01 Comparaison entre les avantages del'UBD et l'OBD.....	41
--	----

Chapitre V :

Tableau V.01 Plan de gestion de l'ECD.....	62
Tableau V.02 La matrice de contrôle de puits (MPD).....	64
Tableau V.03 La vanne d'isolement du tubage de fond- Spécifications.....	73

Chapitre VI :

Tableau VI.01, 02 Les applications e-cd TM et e-NBD TM effectuées au cours de la période 2006-2011	84
Tableau VI.03 Temps productif et non-productif pour chaque section du puits NZ-22R	85
Tableau VI.04 NPT détaillés du puits NZ-22R.....	86
Tableau VI.05 NPT éliminés en utilisant le système e-NBD	87

INTRODUCTION GENERALE :

La facilité dans le forage pétrolier n'existe plus. Les champs de pétrole et de gaz nouvellement découverts suivent la tendance d'être plus profonds et plus difficiles à atteindre avec des températures plus élevées et des problèmes plus compliqués. Les anciens grands réservoirs sont en voie d'épuisement, ce qui peut conduire à une fenêtre plus étroite entre la pression de fracturation et de pression de pore. En combinant ceux-ci avec la récente baisse des prix du pétrole, la nécessité des techniques de forages plus efficaces et moins coûteux devient primordiale.

Il est évident qu'un coût considérable est dépensé pour les problèmes liés au forage ; y compris les coincements de la garniture, les pertes de circulation, et le coût de boue excessif. Afin de diminuer le pourcentage de temps non productif (NPT) causé par ce genre de problèmes, le but principale des forages modernes est de contrôler les pertes de pression de friction annulaire surtout dans les champs où la pression interstitielle et la fracture est trop proche du gradient de pression qui est appelée "fenêtre de forage étroite". Si nous pouvons résoudre ces problèmes, le budget dépensé pour le forage des puits baisse donc permettant à l'industrie d'être capable de forer des puits qui étaient auparavant peu rentable ou économiquement non-forable.

Le forage en pression contrôlé, connu sous le terme (MPD) est une nouvelle technologie qui nous permet de surmonter ce genre de problèmes de forage en contrôlant la pression de friction annulaire des pertes en équilibrant la pression de forage et réduisant le temps Non-Productive (TNP) pendant le forage. Les dernières années ont connu une augmentation constante dans l'application de cette technologie.

En Algérie, le champ de Nezla représente plusieurs défis lié à sa structure géologique complexe. Les foreurs sont confrontés à un problème majeur qui est le forage de la formation des Quartzite de Hamra, un réservoir de gaz, compact et profonds et naturellement fracturé où des problèmes de pertes et de venues sont souvent rencontrés lors des forages conventionnel de cette formation. Pour cela, SONATRACH a envisagé d'utiliser la méthode MPD depuis 2010 pour forer plusieurs puits dans le but d'exploiter ce type de gisement en toute sécurité. Cette nouvelle technique a prouvé son efficacité en forant avec succès des puits considéré inaccessible auparavant.

Les technologies sont en évolution continue pour passer du forage en MPD à une nouvelle technique appelée e-NBD (Eni Near-Balanced Drilling) introduite par la compagnie ENI dans le but d'améliorer l'efficacité de la technique MPD en assurant un forage en circulation continue en tout moment sans l'application d'une contre pression BP (Back Pressure) ce qui réduit encore les NPT et diminue le pourcentage de problèmes rencontré lors du forage. Cette récente innovation a été efficacement utilisée dans plusieurs puits en Europe, Asie, Afrique et en Moyen Orient et elle a été proposée pour de future utilisation en Algérie.

I. Emplacement et superficie des QH :

Les réservoirs des QH en Algérie se situent principalement dans les champs de Hassi Messaoud, champs de Nezla et les champs qui sont à la périphérie.

I.1 La zone de Hassi Massaoud :

On peut les diviser en trois zones où chaque zone comprend un certain nombre de puits dont certains d'entre eux sont localisés dans l'ordovicien, mais ils donnent beaucoup d'informations sur le potentiel du réservoir de QH :

Zone 1 : la partie ouest de Hassi Messaoud.

Zone 2 : la partie sud de Hassi Messaoud.

Zone 3 : la partie orientale de Hassi Messaoud.

La figure suivante illustre l'emplacement de ces trois zones dans le champ de Hassi Messaoud

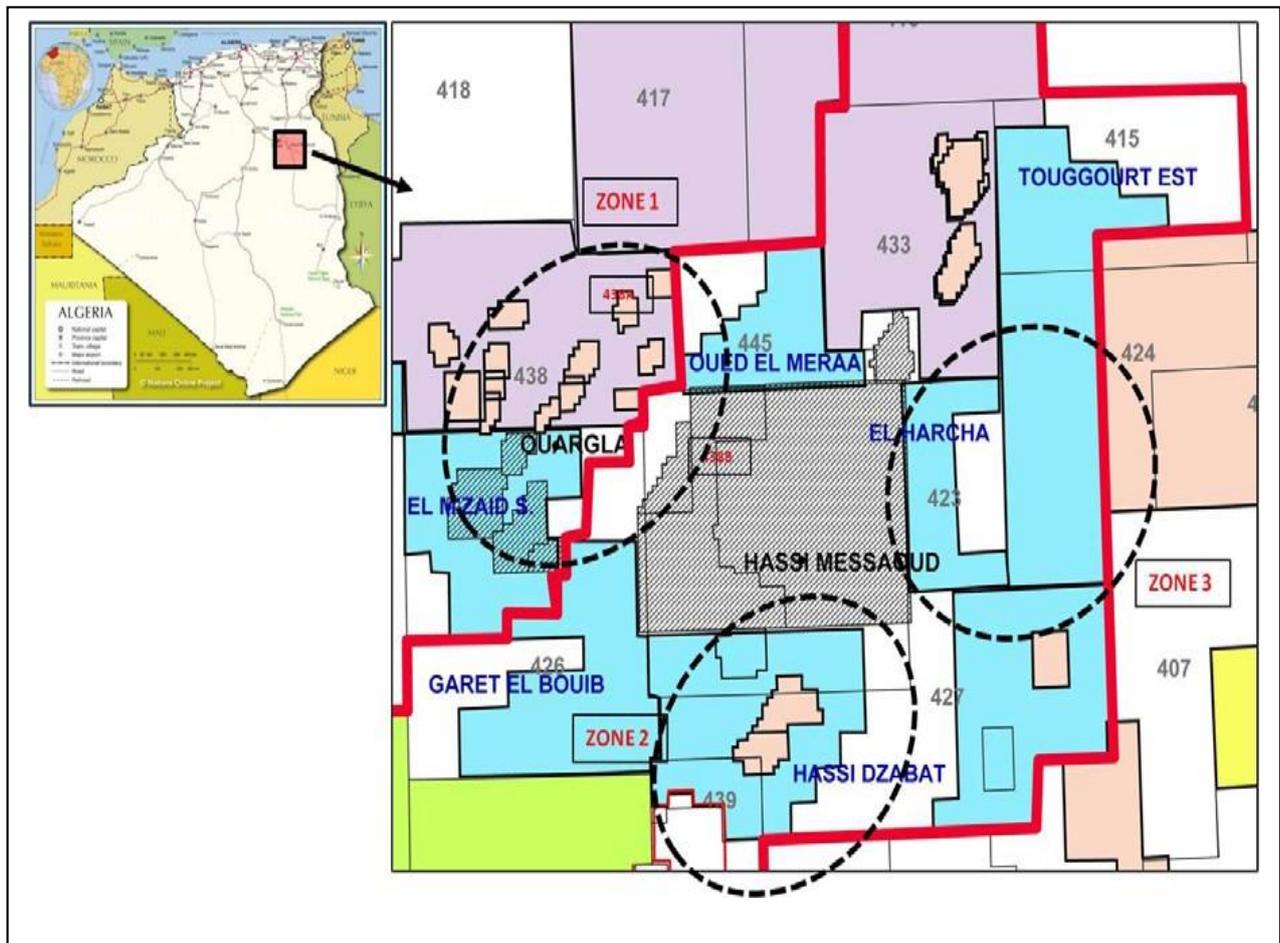


Figure I.01 Emplacement et définition de la zone

❖ La géologie de la zone :

La colonne stratigraphique dans cette zone est représentée par le mésozoïque et le paléozoïque recouvrant les séries du socle précambrien, les séries paléozoïques sont tronquées par une discordance hercynienne autour de Hassi Messaoud avec un dépôt maximum du bassin d'Oued Mya où le Dévonien inférieur se trouve directement en dessous de la discordance hercynienne.

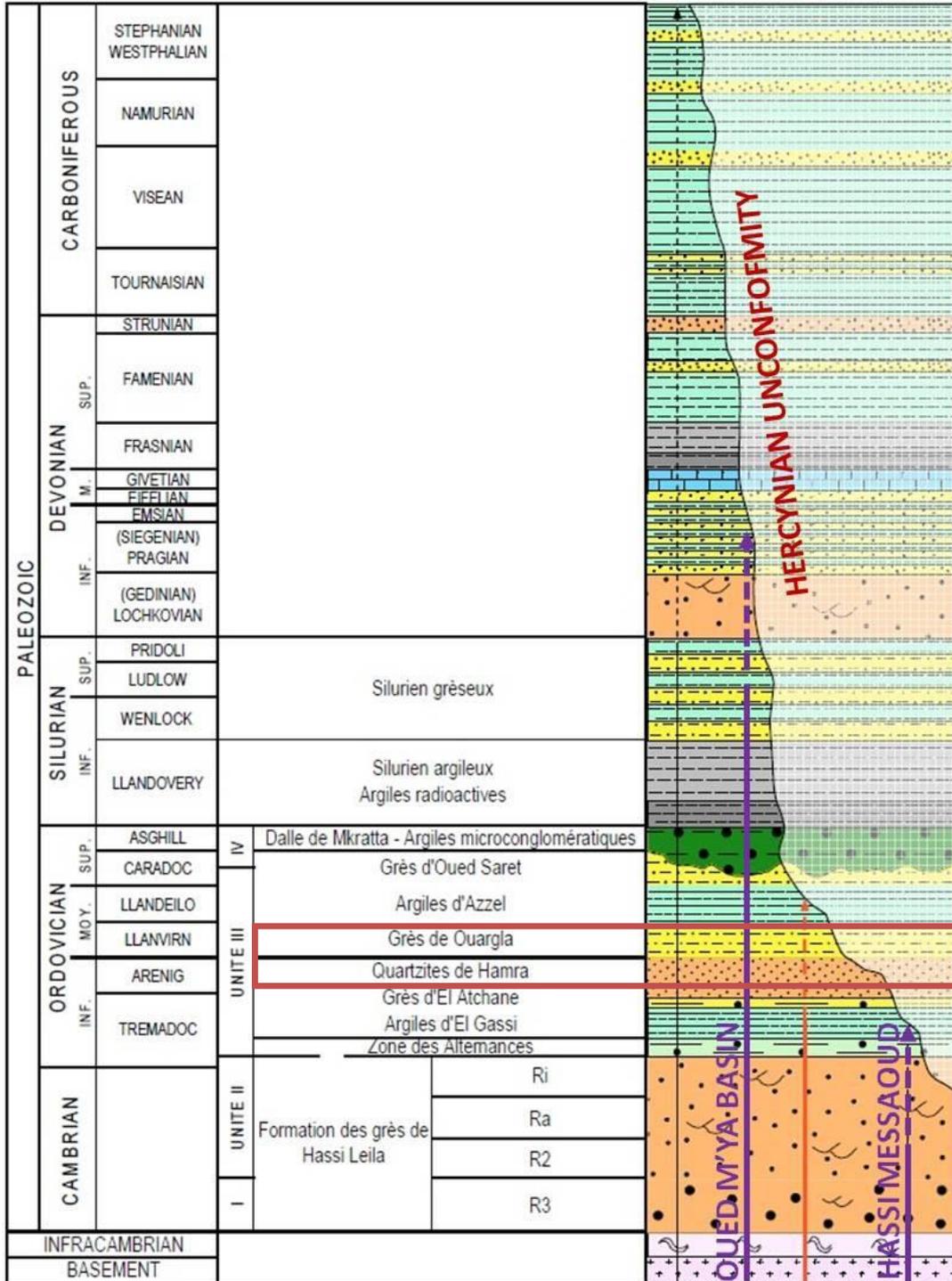


Figure I.02 Colonne stratigraphique régional de HMD

II.2 Le champ de Nezla :

Le champ de Nezla se situe à 120 Km au SE du champ de Hassi Messaoud et à 100 km N du centre de champ de Rhourde Nous dans le bassin triasique en Algérie.

II.2.1 Historique :

La structure a été mise en évidence par la sismique de 1958, elle se présente comme une culmination à deux anticlinaux (Nezla sud et Nezla nord), d'orientation subméridionale. L'interprétation sismique a été faite en 1963 et 1968 et la réinterprétation en 1973 et 1974. Durant la période allant de 1960 et 1971, neuf (09) puits en été réalisés, NZ-1, 2, 3 et NZE-1, forés sur l'anticlinal sud, et NZN-1, 2, 3 et NZE-2 sur l'anticlinal nord.

A Nezla sud, le gaz se trouve dans le TAGS, TAGI et l'ordovicien (Grès de Ouargla et quartzites de Hamra) et à Nezla-Nord, le gisement de gaz se situe dans le Trias argilo-gréseux supérieur. Par contre, l'huile à Nezla nord, se trouve dans le TAGI et l'ordovicien.

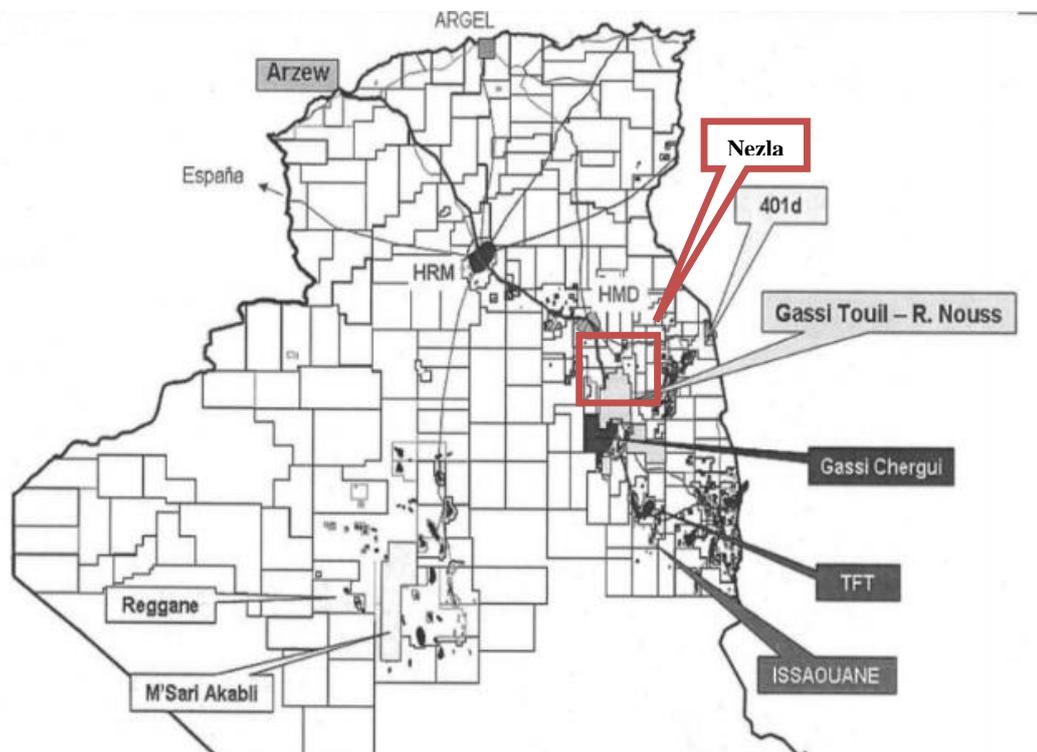


Figure I.03 Situation géographique du champ Nezla

❖ Champs de Nezla sud :

C'est un anticlinal (nord-ouest, sud-est) affecté par deux failles d'orientation subméridienne, avec un rejet de la faille qui limite la structure à l'ouest varie du sud au nord de 125 à 375 m.

La partie centrale de la structure est effectuée par une faille dont le rejet atteint 50 m. Elle a été mise en évidence par les données de forage de NZ-2.

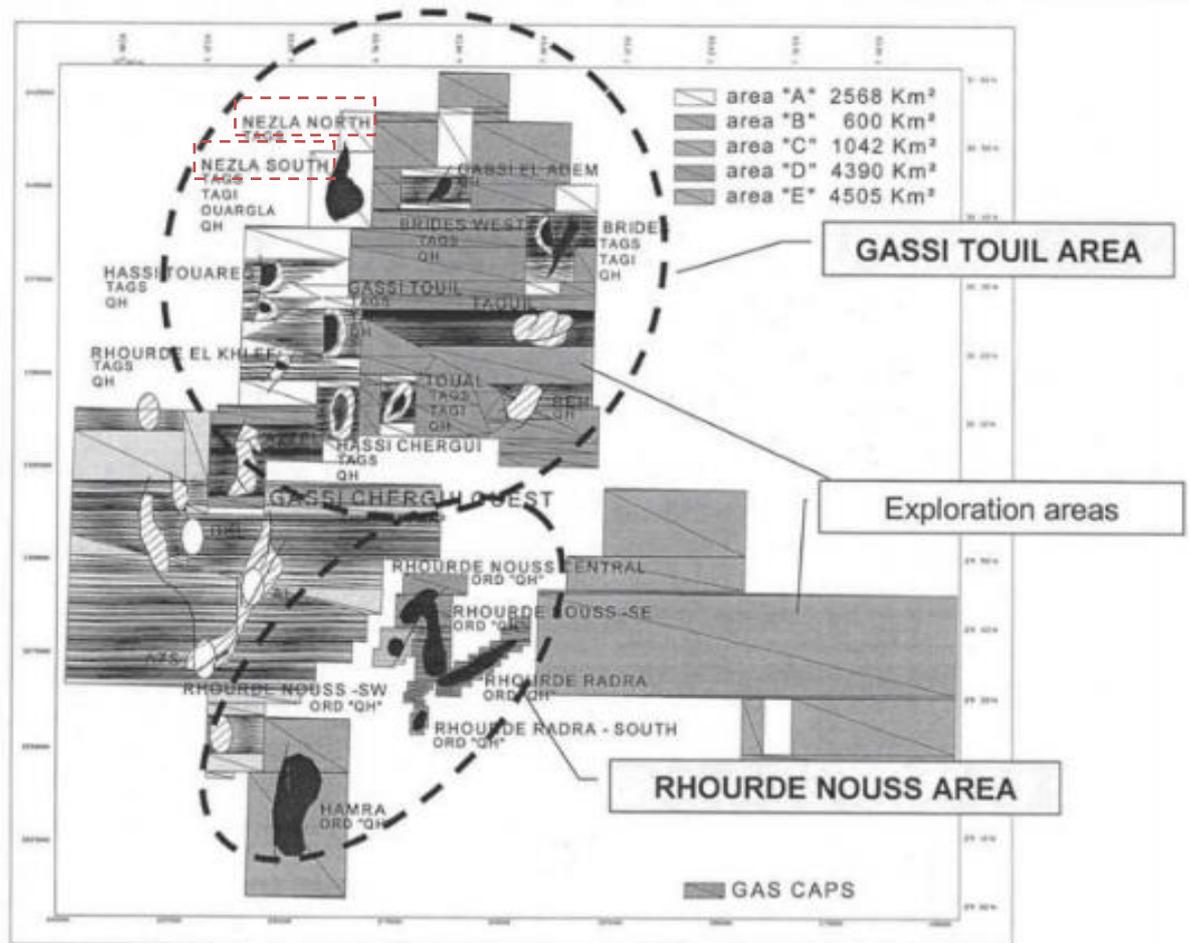


Figure I.04 Emplacement des champs Nezla-Sud et Nezla-Nord

II. Localisation des puits Nezla :

La figure I.07 illustre la localisation de différents puits (plus de 20 puits) forés sur une superficie de plus de 70 Km² sur le champ Nezla.

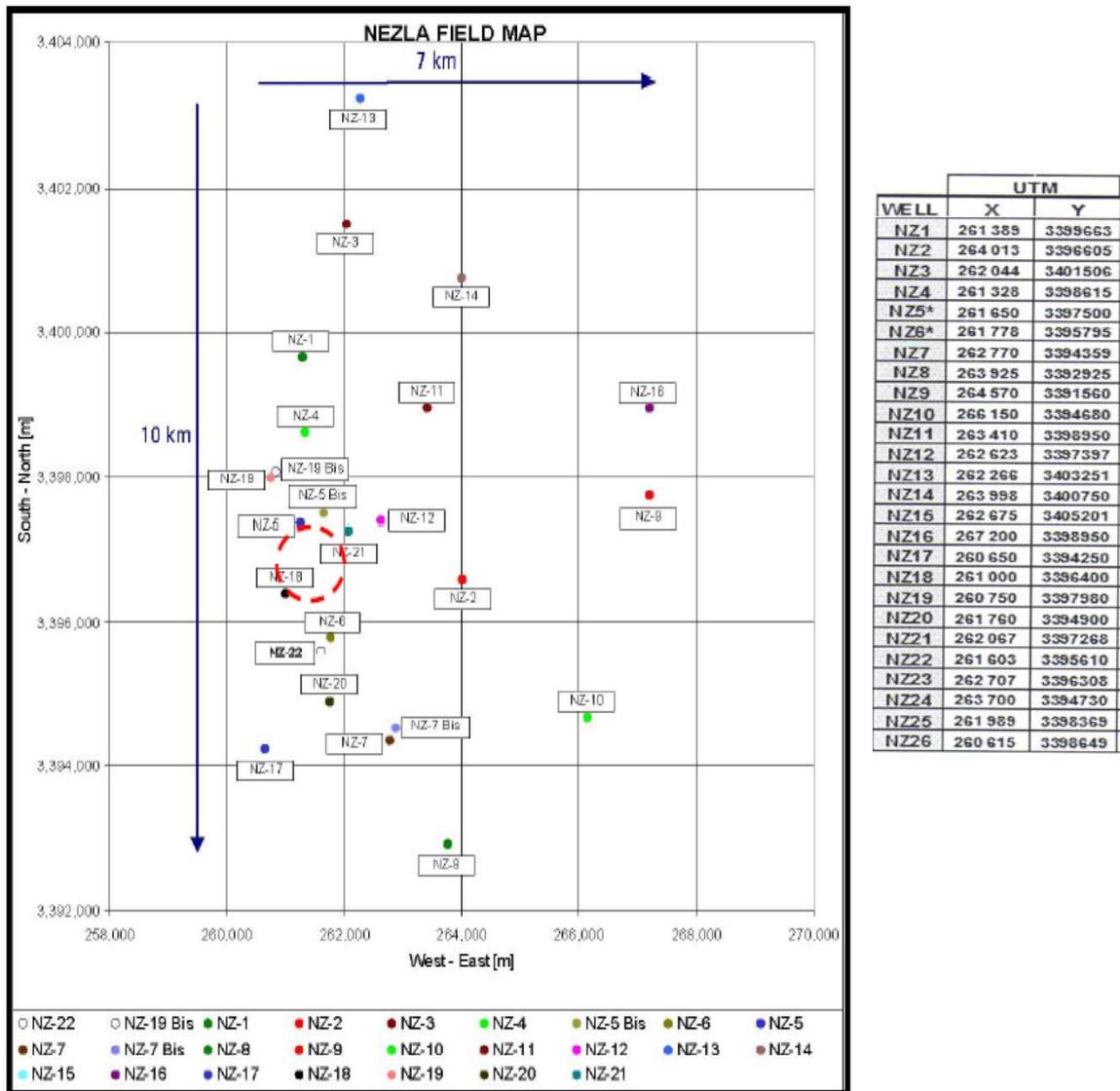


Figure I.05 Localisation des puits NZ

III. Définition et caractéristiques des Quartzites de Hamra (QH) :

Les Quartzites de Hamra (QH) est un réservoir homogène, compact, très dur et fissuré avec une très faible porosité. Il est composé essentiellement de grès quartzitiques (jusqu'à 90%) d'une granulométrie fine à très fines, dont la porosité varie entre 2% et 10%, la perméabilité est environ 0-100 md.

En étant un réservoir compact et sous l'effet des contraintes, il présente des fractures formant ainsi un réseau de fractures et de fissures colmatées ou semi colmatées par l'effet de la circulation de fluides chargés en éléments chimiques. Le type de colmatant est en général de la pyrite, bitume, la silice et localement de l'argile et des oxydes.

Les imageries enregistrés dans les nouveaux puits forés montrent que les réservoirs de QH sont fortement fracturés qui donne une grande amélioration pour ses propriétés pétrophysiques, et sa perméabilité en particulier.

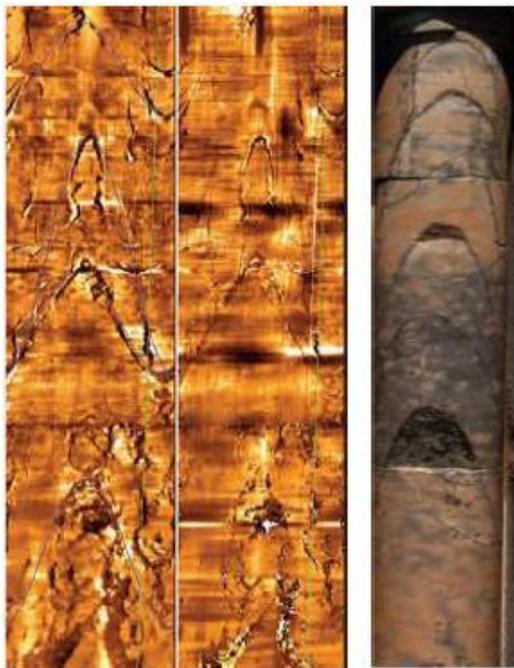


Image UBI montrant les fractures ouvertes (QH à HMD)



Réseau de fracture colmaté par la pyrite et localement par la silice et les carbonates sur HDZ

Figure I.06 Réseaux des fissures dans les carottes de QH

Deux types de fractures ont été observés par l'imagerie et les carottes au sein de réservoirs très compacts d'Ordovicien (Quartzite El Hamra) :

- Les fractures liées aux formations des anticlinaux,
- Les fractures principales liées au mouvement des failles durant toutes les phases tectoniques. Ces mouvements ont certainement affectés les différents réservoirs par la création de réseaux de fractures qui ont contribués à la circulation des hydrocarbures.

I.1 Evaluation pétrophysique des QH :

Du point du vue Pétro-physique, le réservoir QH est composé d'une formation très compacte d'une épaisseur moyenne 75m. Sa porosité ne dépassant pas 5% et sa perméabilité <10 md.

Ils sont formés de grès quartzitiques fins à moyens rarement grossiers, intercalés de quelque minces niveaux d'argile finement silteuses et micacées. Ce faciès localement tigillites correspond à un environnement de dépôt marin peu profond.

Les QH produisent en fonction de nombreuses fractures et fissures à prédominances sub-verticales.

L'analyse Pétro-physique de la formation QH a montré au niveau des carottes que les valeurs de porosité moyenne sont de l'ordre de (0,98 % à 10,59 %) et de perméabilités de l'ordre de (0,01 à 0,11md).

Le tableau ci-dessous synthétise toutes les données pétrophysiques calculées au niveau des Quartzites de Hamra :

Réservoir	Epaisseur	Perméabilité moyenne	Porosité moyenne	Sw	Net pay	V _{SH}
Quartzites Hamra	70 to 80 m	0,01 to 1 md	4-6 %	38%	49 m	36%

Tableau I.01 Évaluation pétrophysique du réservoir Quartzites Hamra

I.2 Description des carottes de QH :

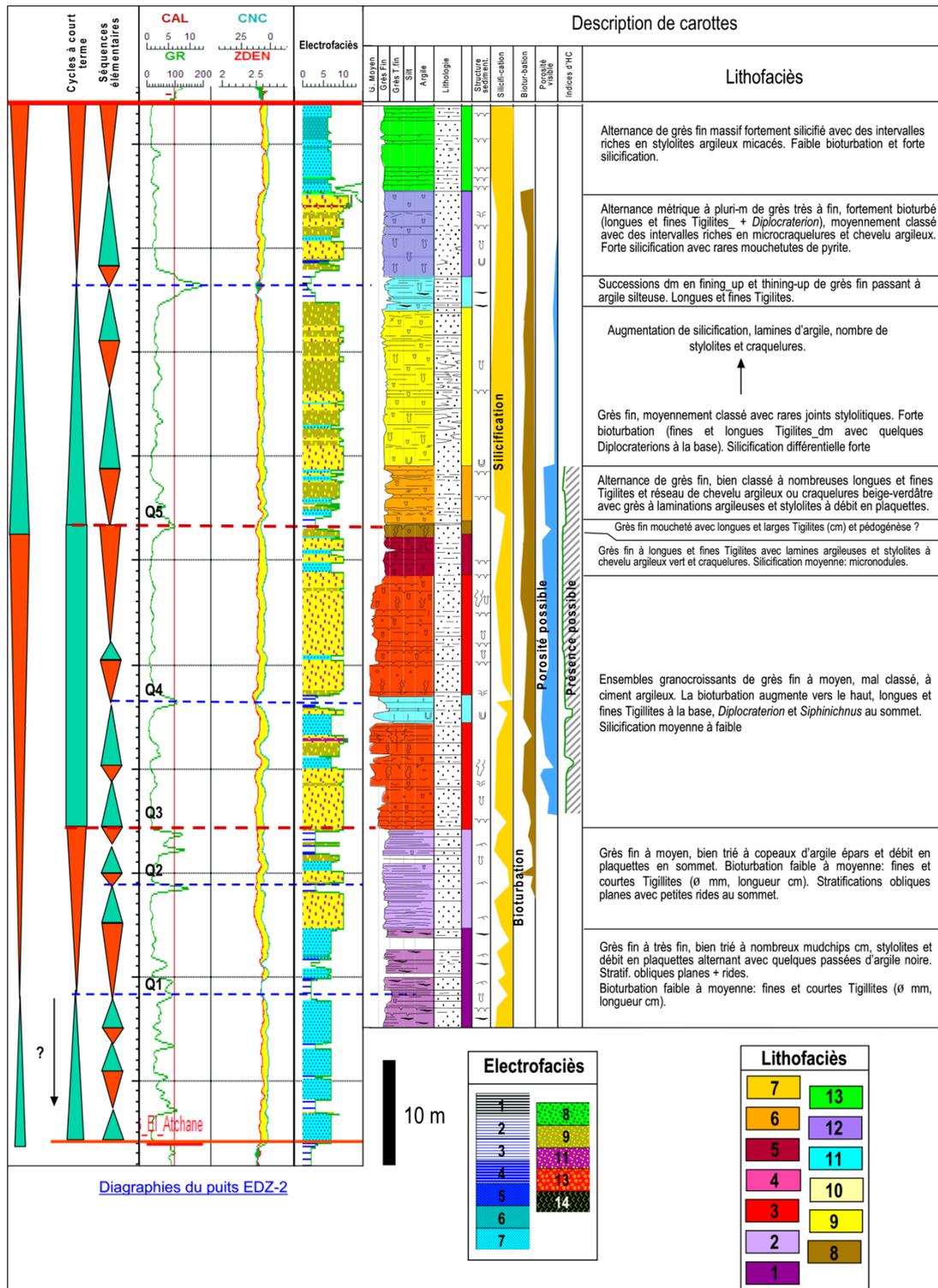


Figure I.07 Coupe type de Quartzite de Hamra

IV. Les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs du champ Nezla :

	TAGI	GO	QH
Profondeur (m)	2257	2281	2325
Hauteur totale (m)	24	44	150
Hauteur utile (m)	8	31.7	35.8
Porosité (%)	14	7.5	5.6
Perméabilité (md)	189	-----	-----
Saturation en eau (%)	21.5	28	23.2
Surface (km ²)	83.28	-----	43.93
Type d'hydrocarbure	Gaz et gaz à condensat	Gaz et gaz à condensat	Gaz et gaz à condensat
La pression de gisement (psi)	4190	4197	4208
Température de surface (C°)	35	35	35
Température de fond (C°)	102	103	105

Tableau I.02 Les caractéristiques pétrophysiques de TAGI, GO et QH

I. Elaboration d'un programme de forage :

L'établissement d'un programme de forage constitue une étape primordiale pour la préparation d'un sondage.

Il s'agit en effet, de choisir les caractéristiques de construction de puits, afin que ce dernier puisse atteindre son objectif dans les meilleures conditions techniques et économiques, tout en respectant un certain nombre de données.

Ce programme dépend de plusieurs facteurs à savoir :

- ✓ Objectifs du puits.
- ✓ Profondeur du puits.
- ✓ Caractéristiques des formations.
- ✓ Méthode de forage.
- ✓ Particularités géologique des formations.

Le programme de forage s'effectue en général à l'aide d'un :

- ✓ Programme d'outil de forage.
- ✓ Programme de garniture de forage.
- ✓ Programme de boue de forage.
- ✓ Programme de tubage.
- ✓ Programme de cimentation.

II. Présentation du puits NZ-22 :

Nom du puits	NZ-22	
Champ	Nezla	
Classification du puits	(TAGI + Grés de Ouargla + Hamra Quartzites) Gisement de Gaz et Gaz a condensat	
Opérateur	Sonatrach	
Drilling contractor	Enafor	
Appareil de forage	ENF-37	
Emplacement du puits	Latitude	30° 40' 18".51 Nord
	Longitude	06° 30' 42".26 East
Altitude	Niveau du sol	192 m (MSL-GL)
	Table de rotation	9.2 m (GL-RT)
	Table de rotation	201.2 m (MSL-RT)
Système d'unité	Profondeur	m
	Débit	lmp
	Densité	SG
	Volume	m ³
	Diamètre	in
	Pression	psi
	Reference de profondeur	table de rotation
TD du puits	2,763m	

Tableau II.01 Fiche technique du puits NZ-22

Le puits NZ-22 est le 5^{ème} puits planifié pour atteindre l'ordovicien dans le champ de Nezla-Sud. Le forage de ce puits a commencé le 25/11/2008. Lors du forage, Sonatrach a décidé de l'abandonné temporairement (le 23/01/2009) à cause d'une venue (kick-in) au niveau de la formation de TAGS à 2004 m.

Le puits NZ-22R est le Re-entry de puits NZ-22 original dont l'objectif est de forer les phases 8 ½" et 6".

Ce puits a été foré par Rig ENF-37, de type National 2000 E (2000HP). Le forage a commencé le 11 septembre 2009 à 10 :45 et accomplit le 27 décembre 2009 à 17 :00.

II.1 Architecture du puits NZ-22 :

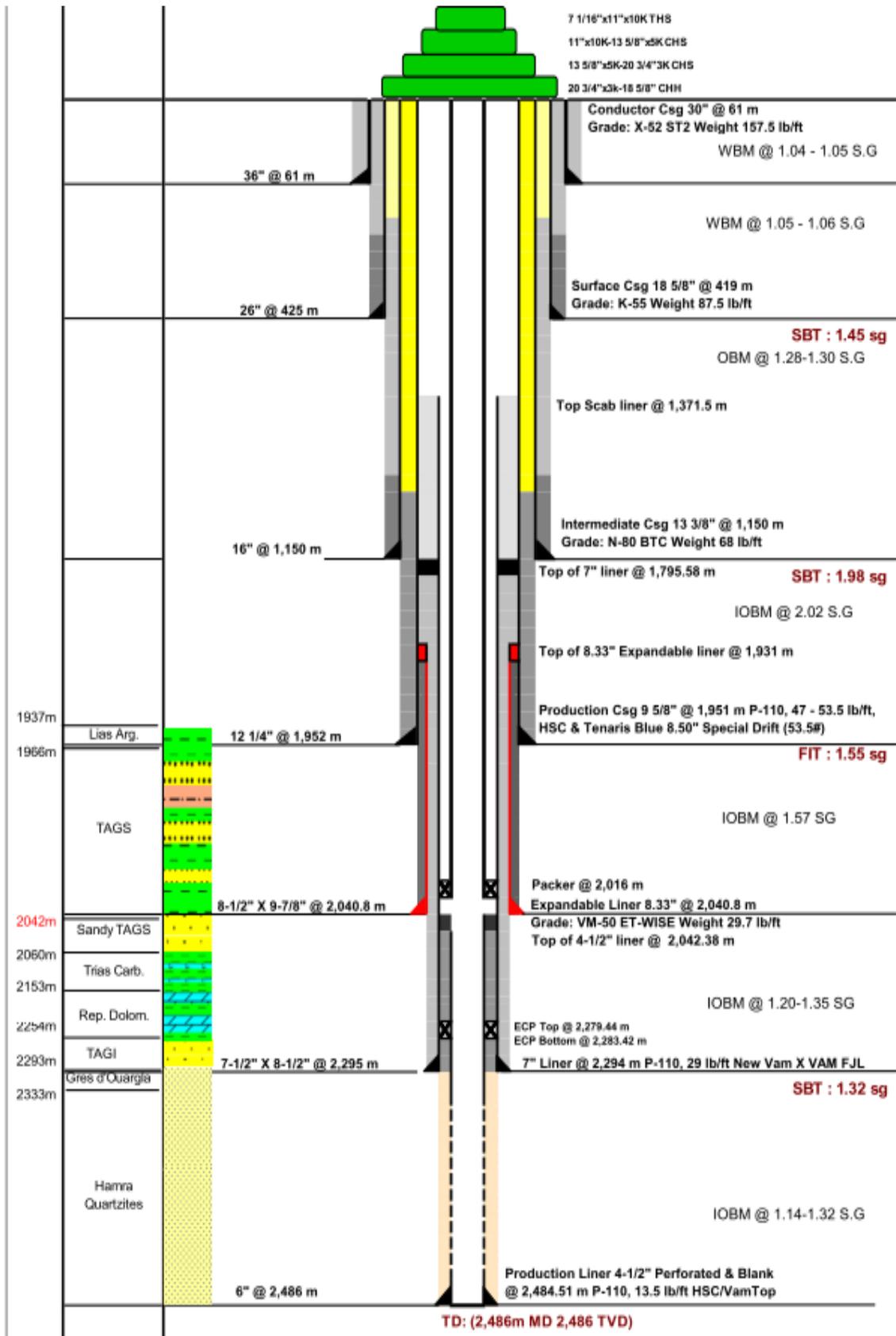


Figure II.01 Architecture du puits NZ-22

III. Programme de forage de NZ-22 :

III.1 Phase 36’’ et conducteur 30’’ :

III.1.1 Caractéristiques de l’outil :

Bit N°	1
Bit name	XR+C
Fabricant	Smith
IADC	1-1-5
S/N	MY1717
Nozzles	4 x 32’’

III.1.2 Caractéristiques de la boue :

La boue bentonitique est un fluide de forage à base d’eau à gel élevé, utilisée dans les premières phases de forage (36’’ et 26’’), donc ce fluide permet de commencer le forage des terrains de surface qui sont généralement mal consolidés, on ajoute de 50 à 100 KG de bentonite par m³ d’eau douce.

Type	Boue bentonitique
MW (SG)	1.04-1.05
PV (cp)	22-25
YP (lb/100ft2)	48-50

III.1.3 Caractéristiques du tubage :

taille (in)	Nombre de joint	Grade & Poids	Connexion
30 inch	5	X-52, 157.5 #	Welded
Stab In Shoe	1		

III.1.4 BHA :

Table: BHA

Elément	Joints	Component	OD (in)	ID (in)	Max OD (in)
1	1	MT Bit	36"	-	
2	1	BIT SUB	9 1/2"	2 13/16"	
3	1	Shock Sub	9 1/2"	2 1/4"	
4	1	Drill Collar	9 1/2"	2 1/4"	
5	1	Integral Blade Stabilizer	9 1/2"	2 1/4"	35 25/26"
6	2	Drill Collar	9 1/2"	2 1/4"	
7	1	X-over	9 1/2"	2 1/4"	
8	6	HWDP	5"	3.0"	

III.1.5 Caractéristiques du ciment :

Méthode	Single
Slurry	1.90 SG
Pression de la pompe	N/A
Observation	Retour jusqu'en surface

III.1.6 Paramètres de forage :

Bit	ROP (m/hr)	WOB (ton)	RPM	Débit (L/min)	Nozzles	SPP (psi)
XR+C	1.53	1-8	20-80	2000-2800	4 x 32''	450-1550

III.2 Phase 26” et tubage 18-5/8” :

III.2.1 Caractéristique de l’outil :

Bit N°	2
Bit name	L155J
Fabricant	Varel
IADC	1-1-5
S/N	2422052
Nozzles	3x 18’’ + 1 x 16’’

III.2.1 Caractéristiques de la boue :

Type	Boue bentonique
MW (SG)	1.05-1.06
PV (cp)	23-25
YP(lb/100ft²)	35-45

III.2.2 Caractéristiques du tubage :

Le grade de tubage utilisé essentiellement dans ce puits est le grade N-80, qui est classé par l’API comme un tubage de grade relativement ancien. Il est sensible à l’H₂S. Le N-80 est normalement moins coûteux que les grades L80. Il est caractérisé par :

- Une résistance à la traction de : (100,000 psi , min)
- Une limite d’élasticité : (entre 80,000 psi min et 110,000 psi max.)
- Un allongement Max. sous charge de : (0.500%)

taille (in)	Nombre de joint	Grade & Poids	Connexion
13 3/8	94	N-80, 68 ppf	BTC
Float Collar	1		
13 3/8”	2	N-80, 68 ppf	BTC
Float SHOE	1		

III.2.3 BHA :

Table 1 : BHA 1

Elément	Joints	Composent	OD (in)	ID (in)	Max OD (in)
1	1	MT Bit	26	-	
2	1	BIT SUB	9.50	3.00	
3	1	Shock Sub	9.50	3.00	
4	1	Integral Blade Stabilizer	9.50	3.00	
5	1	Drill Collar	9.50	3.00	25 24/25”
6	1	Integral Blade Stabilizer	9.50	3.00	
7	1	Drill Collar	9.50	3.00	25 24/25”
8	1	X-Over	8,00	2.812	
9	12	Drill Collar	8,00	2.812	
10	1	X-Over	8,00	2.812	
11	2	HWDP	5.00	3.00	

III.2.4 Caractéristiques du ciment :

Selon l’API (American Petroleum Institute), les types de ciment sont classés en 8 catégories : Class A, B, C, G et H en plus des catégories : Ordinary (O), Moderate Sulfate Resistant (MSR), et High Sulfate Resistant (HSR).

Dans ce puits (NZ-22), on a utilisé principalement le ciment de class G. Ce type de ciment est utilisé dans les puits de profondeur jusqu’à 3048m. Il porte les caractéristiques suivantes :

- Un épaissement contrôlables avec plusieurs additifs pour permettre le déplacement jusqu’à 287°C.
- Un excellent retardateur avec des avantages économique.
- Une haute résistance au sulfate et haute durabilité sous les conditions sévères.

Méthode	Slurry		Pression des pompes	Observation
	Lead	Tail		
Conventionnel	102.2 m ³ of 1.58 SG (Bentonitique)	28.7 m ³ of 1.9 SG (Class G)	N/A	“Lead slurry” retour en surface

III.2.5 Paramètres de forage :

Bit	ROP (m/hr)	WOB (ton)	RPM	débit (L/min)	Nozzles	SPP (psi)
L115J	6.7	2-19	30-120	1100-3300	3 x 18’’+ 1x16’’	600-1600

III.3 Phase 16’’ et tubage 13-3/8’’ :

III.3.1 Caractéristiques de l’outil 3 :

Bit N°	3
Bit name	GGH-CPS
Fabricant	Smith
IADC	135
S/N	MX5005
Nozzles	3 x 20’’ + 1 x 24’’

III.3.2 Caractéristiques de l’outil 4 :

Bit N°	4
Bit name	M919BLVPX
Fabricant	Smith
IADC	M423
S/N	SCB663
Nozzles	9 x 12’’

III.3.3 Caractéristiques de la boue :

Type	OBM
MW (SG)	1.28 – 1.30
PV (cp)	20 – 24
YP (lb/100ft2)	20

III.3.4 BHA :

Table 1 : BHA 1

Elément	Joints	Composent	OD (in)	ID (in)	Max OD (in)
1	1	MT Bit	16	-	
2	1	BIT SUB	9 ½	3.00	15 7/8
3	1	Drill Collar	9 ½	3.00	
4	1	X-over	9 ½	3.00	15 7/8
5	1	Drill Collar	8	3.00	
6	1	X-over	8	3.00	15 7/8
7	1	HWDP	9 ½	3.00	

Table 2 : BHA 2

Elément	Joints	Composent	OD (in)	ID (in)	Max OD (in)
1	1	PDC Bit	16		
2	1	Near Bit Stabilizer	9 ½	3	15 7/8
3	1	Pony Collar	9 ½	3	
4	1	Integral Blade Stabilizer	9 ½	3	15 7/8
5	1	Drill Collar	9 ½	3	
6	1	Integral Blade Stabilizer	9 ½	3	15 7/8
7	1	Drill Collar	9 ½	3	
8	1	X-Over	9 ½	3	
9	12	Drill Collar	8	2 13/16	
10	1		8	2 ½	
11	2	Drill Collar	8	2 13/16	
12	12	X-Over	8	2 13/16	
13		HWDP	5	3	

III.3.5 Caractéristiques du tubage :

taille (in)	Nombre de joint	Grade & Poids	Connexion
13 3/8	94	N-80, 68 ppf	BTC
Float Collar	1		
13 3/8”	1	N-80, 68 ppf	BTC
Float shoe	1		

III.3.6 Caractéristiques du ciment :

Méthode	Slurry		Pression des pompes	Observation
	Lead	Tail		
Conv. Double Plug	38 m ³ of 1.34 SG, LiteCRETE	12.8 m ³ of 1.9 SG, ClassG	500 psi	Aucune perte

III.3.7 Paramètres de forage :

Bit	ROP (m/hr)	WOB (ton)	RPM	Débit (L/min)	Nozzles	SPP (psi)
GGH-CPS	2.14	9-10	80-90	2400	3 x 20’’+ 1 x24’’	1150
M919BLVPX	20.83	5-15	130-135	3100-3200	9 x 12’’	2450

III.4 Phase 12 ¼” et tubage 9 5/8” :

III.4.1 Caractéristiques de l’outil :

Bit N°	5
Bit name	HCM606SXZ
Fabricant	HUGHES
IADC	S323
S/N	70008902

III.4.2 Caractéristiques de la boue :

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

Type	IOBM
MW (SG)	2.02
PV (cp)	30-32
YP (lb/100ft²)	11-18

III.4.3 Caractéristiques du tubage :

taille (in)	Nombre de joint	Grade & Poids	Connexion
9 5/8” Csg	3	P-110, 53.5 #	Tenaris Blue
9 5/8” Csg	117	P-110, 47 #	Tenaris Blue
XO	1	P-110, 47 #	T. Blue – HSC
9 5/8” Csg	18	P-110, 53.5 #	HSC
Float Collar	1	P-110, 47 #	New Vam
9 5/8” Csg	2	P-110, 53.5 #	HSC
Float SHOE	1	P-110, 47 #	New Vam

III.4.4 BHA :

Elément	Joints	Composent	OD (in)	ID (in)	Max OD (in)
1	1	PDC bit HCM606SXZ	12 ¼		
2	1	Near Bit Stabilizer	8	2 13/16.	12 3/16
3	1	MWD	8 ½		
4	1	Integral Blade Stabilizer	8	2 13/16.	12 3/16
5	1	Drill Collar	8 ½	-	
6	1	Integral Blade Stabilizer	8	2 13/16.	12 3/16
7	9	Drill Collar	8	2 13/16.	
8	1	Drill jar	8	2 13/16.	
9	2	Drill Collar	8	2 13/16.	
10	1	XO	8	2 13/16.	
11	12	HWDP	5	13/16.	

III.4.5 Caractéristiques du ciment :

Méthode	Slurry		Pression des pompes	Observation
	Lead	Tail		
Conv. Double Plug	37.7 m ³ of 1.9 SG, FlexSTONE	-	500 psi	Aucune perte.

III.4.6 Paramètres de forage :

Bit	ROP (m/hr)	WOB (ton)	RPM	Débit (L/min)	Nozzles	SPP (psi)
HCM606SXZ	14.56	3-14	35-125	2300-2600	8x16’’	2500-3150

III.5 Phase 8 1/2”x 9 7/8” et Expandable Liner 7 5/8”x 9 5/8” :

III.5.1 Caractéristiques de l’outil :

Bit N°	1
Bit name	MKS56DG
Fabricant	Varel
IADC	M332
S/N	6001256
Nozzles	6 x 14’’



III.5.2 Caractéristiques de la boue :

C’est une boue à émulsion inverse, elle peut contenir jusqu’à 60% d’eau, actuellement la tendance est à 50%, c’est une boue très couteuse.

Type	IOBM
Densité de boue (SG)	1.56
Viscosité plastique (cp)	14-15
Yield Point (lb/100ft2)	13-14

III.5.3 Caractéristiques du tubage :

taille (in)	Nombre de joint	Grade & Poids	Connexion
Elastomère	1	VM-50, 29.7 #	ET-WISE
Sabot + ConeHousing+ Expandable Joints	10	VM-50, 29.7 #	ET-WISE

III.5.4 BHA :

Table 1 : BHA 1

élément	Joints	Composent	OD (in)	ID (in)	Max OD (in)
1	1	PDC Bit	5.75		
2	1	BIT SUB	6.50	2.81	
3	1	GVR	6.75	2.75	8.38
4	1	Power Pulse	6.75	5.11	
5	1	NM Stab	6.38	2.81	8.13
6	1	NMDC	6.75	2.25	
7	1	Stabilizer	6.75	2.81	8.38
8	1	CircSub	6.50	2.25	
9	12	SDC	6.50	2.81	
10	1	JARS	6.50	2.75	
11	2	SDC	6.50	2.81	
12	12	HWDP	5.00	3.00	
13		DP 5"	5.00	4.28	

Table 2 : BHA 2

élément	Joints	Composent	OD (in)	ID (in)	Max OD (in)
1	1	PDC Bit	5.75		8.5
2	1	BIT SUB	6.50	2.81	
3	1	Stabilizer	6.50	2.81	8.38
4	1	Rhino UR	8.00	3.00	9.88
5	1	CircSub	6.50	2.25	
6	2	SDC	6.5	2.81	
7	1	Stabilizer	6.5	2.25	8.5
8	9	SDC	6.50	2.81	
9	1	JARS	6.50	2.75	
10	3	SDC	6.50	2.81	
11	15	HWDP	5.00	3.00	6.50
12		DP 5"	5.00	4.28	6.50

III.5.5 Caractéristique du ciment :

Méthode	Single
Slurry	1.90 SG
Pression de la pompe	900 psi
Observation	Retour jusqu'en surface

III.5.6 Paramètres de forage :

BHA	ROP (m/hr)	WOB (ton)	RPM	Débit (L/min)	Nozzles	SPP (psi)
1	3.06	3-5	70-80	2000	6x14''	2350
2	4.26	3-6	80-85	1700	3x8''	2100

III.6 Phase 7 1/2''x 8 1/2'' et Liner 7'' :

III.6.1 Caractéristiques de l'outil :

Bit N°	1
Bit name	CSDR5313S
Fabricant	Reed Hycalog
IADC	M433
S/N	125967
Nozzles	3 x 12'' + 4 x 13''



III.6.2 Caractéristiques de la boue :

Type	MW (SG)	PV (cp)	YP (lb/100ft²)
IOBM	1.20	11-14	12-13
IOBM	1.35	17-21	12-14

III.6.3 Caractéristique du tubage :

Dans cette phase on a utilisé le tubage de grade P-110. Ce type de tubage de haute resistance est généralement descendu dans les phases profondes et dans les puits à haute température.

Le P110 est légèrement plus cher que L80 de type 1, mais généralement moins cher que le C90 et T95 (API catégories) de rendement limité.

CHAPITRE II : Le programme de forage 'NZ-22'

Taille (in)	Nombre de joint	Grade & Poids	Connexion
7" Base Liner	40	P-110, 29 ppf	Flush Joints
7" Base Liner	2	P-110, 29 ppf	New Vam
Liner Hanger	1	P-110, 29 ppf	New Vam

III.6.4 BHA :

Elément	Joints	Composent	OD (in)	ID (in)	Max OD (in)
1	1	7 ½" x 8 ½" Bi-Center	7.5		8.5
2	1	BIT SUB	6.25	2.87	
3	1	NMDC	6.25	2.87	
4	1	IBS	6.5	5.75	7.37
5	1	NMPC	6.5	2.75	
6	1	Power Pulse	6.75	3.75	
7	1	NMDC	6.75	2.75	
8	1	CircSub	6.50	2.25	
9	10	DC	6.50	2.81	
10	1	JARS	6.50	2.75	
11	2	DC	6.50	2.81	
12	12	HWDP	3.50	3.00	
13		DP 5"	5.00	4.28	

III.6.5 Paramètres de forage :

BHA	ROP (m/hr)	WOB (ton)	RPM	Débit (L/min)	Nozzles	SPP (psi)
1	3.21	2-8	80-120	1500	4x13" 3x12"	2200

III.6.6 Caractéristique du ciment :

Méthode	Slurry		Pression des pompes	Observation
	Lead	Tail		
Conventionnelle	5.7 m ³ of 1.30 SG LiteCrete	2.1 m ³ of 1.9 SG IsoBlock	4500 psi	Retour jusqu'en surface

III.7 Phase 6" et Liner 4 1/2" :

III.7.1 Caractéristiques de l'outil :

Bit N°	11
Bit name	K505BEPX
Fabricant	Hughes
IADC	M842
S/N	DJ0110
Nozzles	5x13'' + 5x12''

III.7.2 BHA :

Elément	Joints	Composent	OD (in)	ID (in)	Max OD (in)
1	1	6" Impreg Bit-k505 BEPX	6	-	
2	1	A500M23105HS Bent 0 deg	5	3.750	
3	1	4.75" FloatSub w/flapper	4.750	1.750	
4	1	5 15/16" Stabilizer	4.5	2	7.37
5	1	DSPA-UBHO Sub	4.75	2.250	
6	1	APWD-DSPA	4.625	2.250	
7	1	SlimPulse - MWD	4.75	2.250	
8	1	NM PonyCollar	4.75	3.250	
9	10	CirculatingSub-PBL	4.75	2.5	
10	1	FloatSub w/flapper	6.625	1.630	
11	9	4 3/4" Drill Collar	4.75	1.625	
12	1	Hydraulic Jar	4.75	2.5	
13	2	Drill Collar	4.75	2.5	
14	12	3 1/2" HWDP	3.5	2.250	

III.7.3 Caractéristique de la boue :

Type	MW (SG)	PV (cp)	YP (lb/100ft ²)	HPHT ml/30mm	0 Gel lb/100ft ²
IOBM	1.14	39-48	9-13	3.8 – 5.4	7/11-10/13

III.7.4 Caractéristiques du tubage :

Taille (in)	Nombre de joints	Grade & Poids	Connexion
Guide shoe	1	P-110, 13.5 ppf	New Vam
4 ½" Slotted liner	16	N-80, 13.5 ppf	Vam Top
ECP packer	1	P-110, 13.5 ppf	HSC
4 ½" Blank liner	25	P-110, 29 ppf	HSC
Liner Hanger	1	P-110, 29 ppf	HSC

III.7.5 Caractéristiques du ciment :

Méthode	Slurry		Pression des pompes	Observation
	Lead	Tail		
Conventionnelle	/	5 m ³ of 1.9 SG IsoBlock	4500 psi	Pas de back-flow

III.7.6 Paramètres de forage :

Bit	ROP (m/hr)	WOB (ton)	RPM	Débit (L/min)	Nozzles	SPP (psi)
K505BEPX	1.8	1-4	526-543	821	5x12" +5x13"	2500-2800

III.8 Tête de puits :

Casing Head Housing (Section A)	20-3/4" x 3K – 18-5/8" Slip
Casing Spool (Section B)	13-5/8" x 5K – 20-3/4" x 3K
Casing Spool (Section C)	11" x 5K – 13-5/8" x 5K
Tubing Spool (Section D)	7-1/16" x 5K – 11" x 5K
Tubing Head	4-1/16" x 5K – 7-1/16" x 5K
X-Mass Tree	4-1/16" x 5K

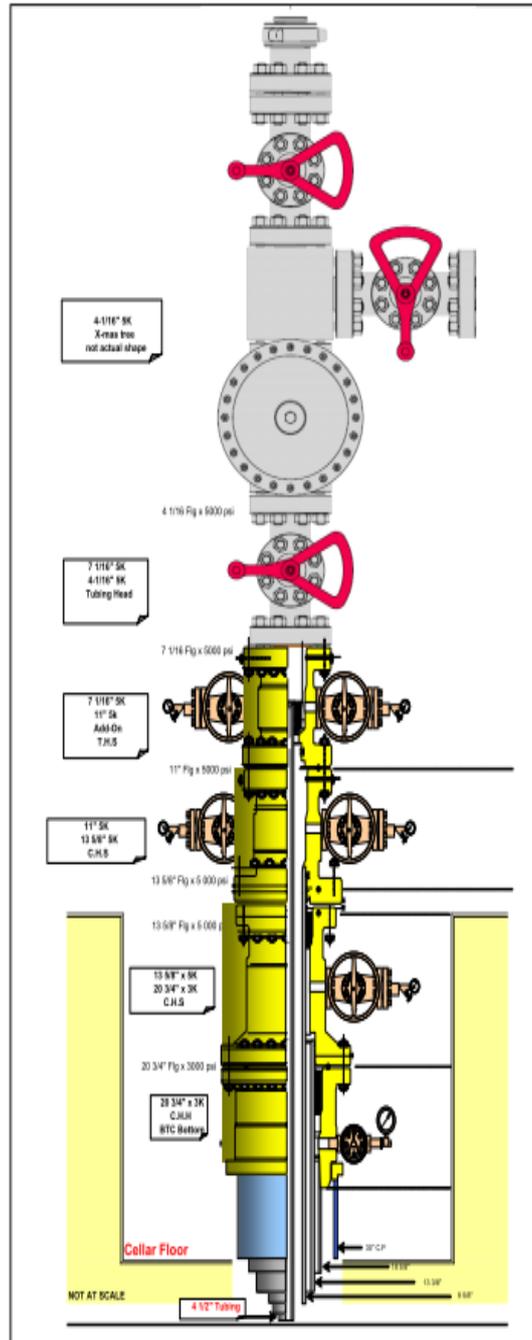


Figure II.02 Schéma de la tête de puits (Well head)

IV. Récapitulatif des étapes opérationnelles en NZ-22 :

Comme indiqué ci-dessous, les procédures opérationnelles pour la re-entry de NZ-22 ont été révisées afin d'atteindre les objectifs comme planifié pour le puits original NZ-22. (Forer les formations d'Ordoviciennes, GO et QH de la phase 6" avec la combinaison des deux techniques UBD/MPD) :

- 1- Forer la phase 8 1/2 " @ 2045 m et élargir la phase de 9 7/8" avec un "Underreamer".
- 2- Descendre un liner extensible pour fermer et sécuriser la zone à haute pression.
- 3- Forer la phase 7 1/2" x 8 1/2 " avec un outil bi-centré jusqu'à 2307 m, qui est de 5 m à l'intérieur des grés de Ouargla comme initialement prévu.
- 4- Descendre un liner de 7".
- 5- Forer la phase 6" jusqu'à TD avec UBD/mpd techniques (exécuter pour la première fois dans le champ de Nezla).

Pour forer ce puits, l'appareil ENF-37 a été sélectionné avec les caractéristiques suivantes :

- National 2000 e type (2000 HP).
- Équipé d'un Top Drive.
- 2 Pompes à boue (1600 HP).
- Altitude de la table de rotation : 9,2 m à partir du niveau du sol.

I. Caractéristique de réservoir QH :

Le réservoir de QH est un :

- Gisement de gaz et gaz à condensat.
- Réservoir à haute pression (plus de 4300psi) et faible profondeur (inférieur à 2900m).
- Intervalle étroit entre la pression de formation et la pression de fracturation.
- Faible pression de fracturation.
- Le réservoir est composé de trois couches TAGI, GO et QH dont la pression est presque la même.

II. Les problèmes de champ de NEZLA :

Le champ de NEZLA présente des problèmes au niveau de la phase 6'' (TAGI, GO et QH),

Ces problèmes sont :

- Les pertes de circulation.
- Les venues de gaz.
- Les pertes de circulation et les venues de gaz simultanés (en même temps).
- Les problèmes d'instabilité de trou (effondrement).
- Les coincements de la garniture.
- Haut NPT dû aux problèmes ci-dessus.

En général, les problèmes majeurs qui sont rencontrés au niveau de la formation QH sont :

- La faible vitesse d'avancement (ROP) qui influe négativement sur la durée de réalisation des puits d'exploration ou développement.
- La consommation excessive d'outils de forage influe aussi sur la durée et le coût du projet (prix des outils, temps des manœuvres).
- Le risque permanent de coincement des garnitures de forage qui peut amener à l'abandon du puits.
- Forage des QH ayant une fenêtre de forage très réduite où il est impossible de les traverser par les méthodes conventionnelles (pression de pore et fracturation très proche : cas des QH de NEZLA).

III. Analyse des problèmes des puits voisins :

III.1 Problèmes de NEZLA 18 :

Ce puits a été foré en 1996, les principaux problèmes rencontrés étaient :

- Perte partielle à 2236m, à 30m dans des grés d'Ouargla.
- La densité de la boue était diminuée de 1,58 s.g à 1,52 s.g.
- Perte totale à 2246 (Grès de Ouargla).
- Perte totale suivie par une vue à cette profondeur (au top des Q.H à 2254m).
- Coincement à 2193 m.

III.2 Problèmes de NEZLA 19 :

Ce puits a été foré en 2006 par REPSOL (TP159), le top du liner 7'' est à 2145m. Les réservoirs TAGI, GO et QH ont été foré en phase 6'' et dans la même section avec des problèmes de pertes partielles dans les QH. Le puits est devenu incontrôlable (venue et perte totale simultanément), suivi d'une éruption totale.

Les principaux problèmes rencontrés étaient :

- Une perte partielle de 1.5m³/h à 2187 m.
- Une perte partielle de 1 m³/h à 2245 m.
- Un coincement à 2246 m.
- Une perte totale à 2278 m pendant 19 h avec une injection de bouchons LCM.
- Une perte partielle de 7 m³/h avec une venue de gaz de 27% (diminution de densité à 1.34).
- Une venue de gaz de 73% avec une perte total à 2247 m et en fin éruption totale.
- La majorité de ces problèmes se trouve au niveau des QH.

III.3 Problèmes de NEZLA 21 :

Ce puits a été foré en 2008, les principaux problèmes rencontrés étaient :

- Une perte partielle de 1.5m³/h a été observée à 2407 m dans la formation GO.
- Un éboulement de formation.
- Perte totale dans la formation QH suivi d'une éruption totale et le puits est devenu incontrôlable.

IV. Analyse de la vitesse d'avancement (ROP)

La vitesse d'avancement est fonction des paramètres suivants :

- le poids sur l'outil
- la vitesse de rotation
- la nature de la formation
- l'hydraulique
- le type de l'outil
- la pression différentielle

L'analyse des puits précédent illustre que la vitesse d'avancement a diminué au niveau de la phase 6 '. Une augmentation de la vitesse d'avancement lors du forage de cette phase serait due principalement à l'augmentation de la pression différentielle et à l'augmentation de la porosité si tous les autres paramètres sont maintenus constants.

V. Analyse du temps non productif (NPT) :

Tous les problèmes cités ci-dessus influent directement sur le temps non productif qui représente une partie très importante dans le coût du forage.

Sur les puits NZ-19 et NZ-21, les données analysés ont montré :

- **Sur le puits NZ-19 il y avait :**
 - Augmentation de 10% du coût total du puits suite aux problèmes rencontrés dans la formation GO.
 - Augmentation de 10% du coût total du puits suite aux problèmes rencontrés dans la formation QH.
 - Un temps improductif (NPT) de l'ordre de 55% qui est due au coincement de la garniture.

- **Sur le puits NZ-21 il y avait :**
 - Augmentation de 17.7% du coût total du puits suite aux problèmes rencontrés dans la formation GO.
 - Augmentation de 20.9% du coût total du puits suite aux problèmes rencontrés dans la formation QH.
 - Un temps improductif (NPT) de l'ordre de 45% du temps total de forage.

Conclusion :

Cette analyse montre que l'utilisation du forage conventionnel dans la phase 6'' surtout dans la formation QH présente plusieurs problèmes (perte de circulation, coincement par pression différentielle, endommagement de la couche productrice, venue, éruption totaleetc.) influant négativement sur les objectifs essentielle de réalisation d'un puits (économique et sécurité). L'application d'une nouvelle méthode non-conventionnelle est donc indispensable pour forer ce type de puits.

Introduction :

Le forage en MPD (MANAGED PRESSURE DRILLING) est une nouvelle technique de forage qui a été introduite au cours de l'année 2006 (le premier puits foré en Brésil –Aout 2006). Elle est utilisée pour pallier certains problèmes rencontrés pendant le forage des réservoirs compacts et profonds, les résultats remarquables obtenus ont permis son expansion très rapide dans le monde pétrolier pendant la dernière décennie.

Le forage en MPD représente une alternative adaptée aux problèmes posés par les réservoirs de pression anormalement élevée et fracturés où le forage conventionnel « Overbalance » est pratiquement impossible à cause des pertes du fluide de forage dans la formation .

I. MPD en Algérie :

Le forage conventionnel des QH en overbalance (OBD) et underbalance (UBD) génère de plusieurs problèmes, pertes de circulation, venues, faibles vitesses de pénétration (ROP), utilisation de plusieurs outils de forage et des durées de réalisation des puits élevées. En conséquence, Le coût de revient des puits était très élevées et les résultats n'étaient pas au niveau escompté.

Alors, SONATRACH a envisagé l'utilisation du MPD dans le champ de Nezla afin d'évaluer les résultats. A partir de 2009, une campagne de forage a été entamé dans le champ de Nezla en MPD par l'appareil ENAFOR 37 et la compagnie Weatherford. En effet, les puits NZ22, NZ23, NZ24 (en 2010), NZ25 (Mars 2011), NZ26, NZ27 et NZ28 (en 2014) ont été réalisé avec succès.

II. Définition de l'MPD :

“Managed Pressure Drilling” ou “le forage en contrôlant la pression”, appelé aussi “le forage à l'équilibre” est une technique de forage qui permet d'avoir la balance entre la pression de fond exercée par le fluide de forage et la pression dans les pores. MPD est basé sur l'allègement de fluide de forage et la récupération de la différence de pression (DP) par la pression en tête (WHP) utilisée pour assurer les conditions de l'MPD.

- Le forage en MPD est un processus de forage adaptatif qui commande avec précision le profil annulaire de pression dans tout le puits.
- MPD est prévu pour éviter les venues des fluides de formation en surface.
- Le processus du MPD utilise une collection d'outil et de technique qui peuvent atténuer les risques et les coûts liés aux puits forés qui ont des limites environnementales étroites dans le fond du puits, tout en contrôlant le profil annulaire de pression hydraulique.
- MPD peut inclure le control de la densité, de la rhéologie des fluides, du niveau de fluide annulaire et de la géométrie de trou.
- MPD permet une reprise plus rapide de traiter et d'observer les variations de pression et la capacité de commander dynamiquement l'annulaire.

MPD facilite le forage de ce qui pourrait autrement être économiquement inaccessible et impossible à forer avec succès. La pression de fond de puits (BHP) à la profondeur de l'outil ainsi que la pression annulaire doit être donc maintenue constante et avec précision dans toutes les opérations.

III. Choix du MPD :

Avant de commencer le forage d'un puits, des études économiques, techniques et de sécurité sont faites. En réalité, le côté économique est le côté le plus important de ces études.

Le choix de type de forage est un processus délibéré rigoureux émanant du service engineering de la SONATRACH, par lequel le choix de type de forage doit être évalué techniquement et économiquement.

Pour faire le choix du MPD, on fait des études techniques dont le but de voir sa rentabilité économique.

Une étude très approfondie sur les puits qui est appelée le criblage est la première étape dans le choix d'un puits candidat au forage en MPD dans lequel le potentiel du puits est analysé s'il a des attributs qui lui permettraient d'être un bon candidat ou l'exclure de la technologie du forage en MPD.

Le choix entre MPD et l'Overbalance dépend des points suivants :

- Les possibilités de forer en MPD.
- La possibilité de forer en Overbalance : si le forage en Overbalance se fera en meilleur conditions (pas de prévention de problème), le pourcentage de forage en MPD va diminuer.
- Est-ce que les problèmes d'OBD et l'UBD peuvent-ils être réduites par MPD.
- La comparaison entre l'utilisation de l'UBD et MPD : 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.
 - Bénéfices sur l'environnement.

III.1 La sélection d'un puits pour le forage en MPD :

Le forage en MPD nécessite des conditions techniques et économiques pour être applicable où pour être préférable, il est indispensable de faire une étude afin de connaître si un puits est sélectionné pour être foré en MPD ou non.

Un puits est sélectionné pour être foré en MPD selon plusieurs conditions, on peut subdiviser ces conditions en :

- Conditions liées aux équipements.
- Conditions liées aux réservoirs.
- Conditions liées aux personnels.

1- Conditions liée au personnel :

La formation et la compétence sont les facteurs primordiaux pour le forage en MPD.

2- Conditions liées aux équipements :

Le forage en MPD nécessite des équipements spéciaux dont ces derniers ont des caractéristiques capables de résister aux conditions des opérations MPD.

Ces équipements doivent remplir les paramètres suivants :

- La possibilité d'avoir un bon nettoyage de trou.
- La possibilité de contrôler la pression de fond durant le forage.
- Capacités des pompes et les appareils de manutention des solides.
- Capacité de séparation (séparateur MPD).
- Comptabilité de moteur de fond et la MWD avec le fluide de forage.
- Disponibilité de RBOP.

3- Conditions liées aux formations :

Pour qu'un puits puisse être sélectionné au forage en MPD, il faut qu'il présente :

- Des zones à pertes de circulation sévères.
- Des formations fracturées.
- Des zones à risque de coincements par pression différentielle.
- Un réservoir à pression anormalement élevé.

IV. MPD VS autres méthode de forage :

IV.1 MPD VS OBD

Le forage conventionnel, ou en Overbalance, consiste à forer avec un fluide de forage exerçant une pression supérieure à la pression de pore de la formation traversée.

Le foreur doit toujours maintenir la pression du fluide de forage supérieure à la pression de pore, ceci pour éviter une éventuelle venue de fluides, avec un coefficient de sécurité. Tout en essayant de la maintenir inférieure à la pression de fracturation de la formation, pour éviter l'endommagement des couches et la perte de boue.

Pour cela, on joue sur la densité de la boue qui exerce une pression hydrostatique sur les formations, mais également sur la pression de circulation du fluide, car la boue pompé à haute pression va exercer une pression supérieure à sa pression hydrostatique, dans le métier on parle d'ECD (equivalent circulating density).

IV.1.1 Problèmes du forage en OBD :

- Le risque de perte de circulation.
- Le risque de coincement par pression différentielle
- Un Overbalance élevé influe négativement sur le ROP, ou taux de pénétration
- Pendant la phase de forage du réservoir, il peut provoquer un effet de "skin" et donc endommager la couche productrice.

Les figures ci-dessus illustrent la différence de comportements de pression de fond entre le forage conventionnel et le forage en MPD.

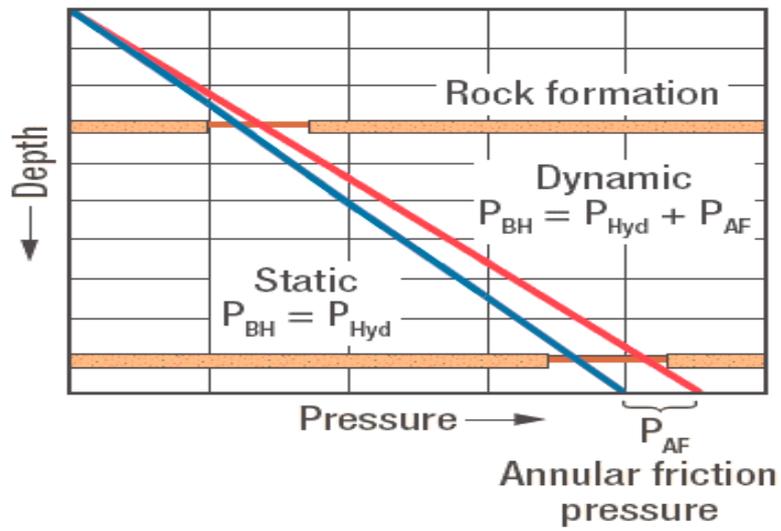


Figure IV.01 Le profil de pression de forage en OBD

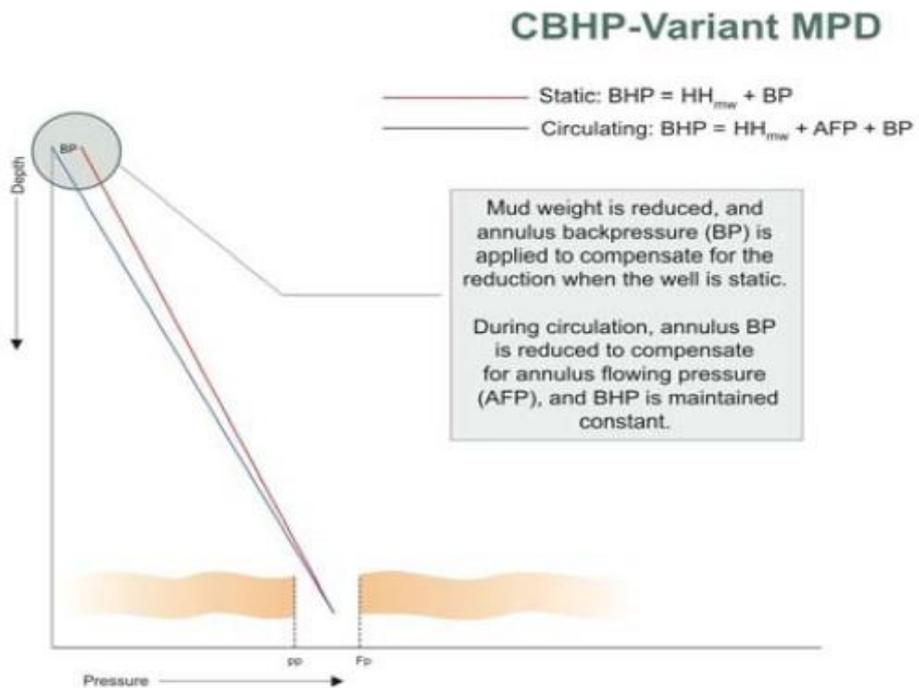


Figure IV.02 Le profil de pression de forage en MPD

IV.2 MPD VS UBD :

L'UBD est une technique de forage où la pression de fond est intentionnellement maintenue à une valeur inférieure à la pression de réservoir. Si l'opération UBD est bien réalisée, on aura l'intrusion des fluides de formation à l'intérieur du puits et un acheminement vers la surface.

Les deux techniques UBD et MPD offrent un control de pression de fond du puits pendant le forage, mais différent par la façon d'accomplir. Alors que MPD est fait pour maintenir la BHP légèrement au-dessus ou égale de la pression de pore, l'UBD lui par contre assure la BHP en-dessous de celle-ci, et donc induit l'influx des fluides de formation dans le puits.

Une comparaison peut être effectuée en considérant les objectifs de chaque technique, l'équipement auquel on a recours et le bénéfice/risque potentiel de chaque méthode.

L'MPD est utilisé pour résoudre certains problèmes directs du forage, et même pour avoir certains bénéfices sur la production. Ce n'est pas surprenant que tout effort pour diminuer l'Overbalance, et donc l'impact des fluides de forage sur une formation vierge va nécessairement amener à un certain gain dans la production. L'UBD, entre autre, a longtemps été employé pour résoudre des problèmes relatifs au forage et au réservoir. Donc on peut déduire que la différence la plus essentielle entre l'UBD et MPD est dans le degré de résolution des problèmes relatifs à la fois aux problèmes de forage et à ceux de la productivité du réservoir.

MPD est plus facile à appliquer en le comparant avec l'UBD. Dans les sections où il y a absence de réservoir, le design de l'MPD ne requiert qu'un pack d'équipement simple pour convenir aux exigences de sécurité et en conséquence, le prix journalier de l'appareil puisse être réduit en comparaison à un système UBD. Les besoins en équipements pour les deux techniques varient selon les paramètres de conception du projet. Souvent la même installation d'équipement est nécessaire pour les deux méthodes MPD et UBD. La différence est que pour MPD, la venue de fluide n'est pas typiquement prévue pendant le forage.

UBD	MPD
Prévention de l'endommagement de réservoir	Solutions aux problèmes de forage
Eruption contrôlé par le draw down	$P_{\text{pore}} < P < P_{\text{frac}}$
Kit complet	Moins d'équipement
Influx de réservoir	Pas d'Influx de réservoir

Tableau IV.01 Comparaison entre les avantages de l'UBD et l'OBD

V. Technique de forage en MPD :

Le but de forage en contrôle de pression (MPD) est d'employer un système fermé de circulation de fluide pour contrôler le profil de pression dans tout le puits d'une manière à éliminer plusieurs problèmes liés à la stabilité des parois de puits qui sont rencontrés lors du forage conventionnelle.

Les principales techniques du MPD sont :

V.1 contrôles dynamiques de la pression annulaire (CBHP) :

Cette méthode est la variante la plus commune de l'MPD, on utilise un MPD choke manifold pour compenser les pertes de pression du à l'arrêt des pompes pendant les connexions.

Le système de DAPC (Contrôle de pression annulaire dynamique) atteint une constante BHP par l'utilisation d'un système de commande intégré avec l'hydraulique en temps réel, on utilisant une pompe auxiliaire pour le back pressure quand les pompes sont à l'arrêt.

Le système de DAPC est le seul système automatisé de MPD pour maintenir une BHP stable et palier aux rapides de pression et du coup, elle nous permet de :

- Réduire la densité de la boue et le coût de forage
- Gérer la BHP avec précision dans une fenêtre de pression étroite qui est impossible de les réaliser en forage conventionnel
- Améliorer la stabilité des parois
- Eliminer le coincement par pression différentiel

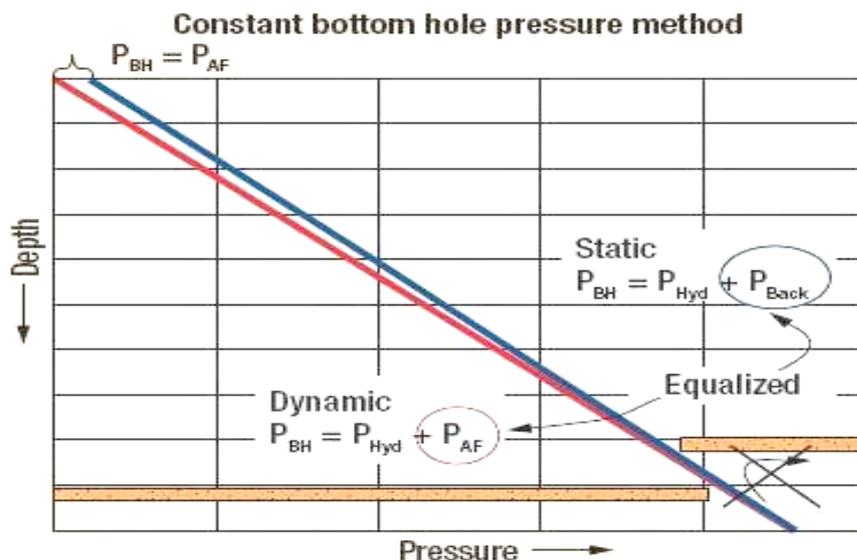


Figure IV.03 Le profil de pression dans la méthode CBHP

V.2 Pressurised Mud Cap Drilling (PMCD) :

La technique de PMCD est utilisée pour résoudre les problèmes de réservoir causés par Les pertes de circulation sévères (réservoirs déplétés). PMCD utilise des boues lourdes pompées dans l'annulaire pour empêcher le gaz d'atteindre la surface.

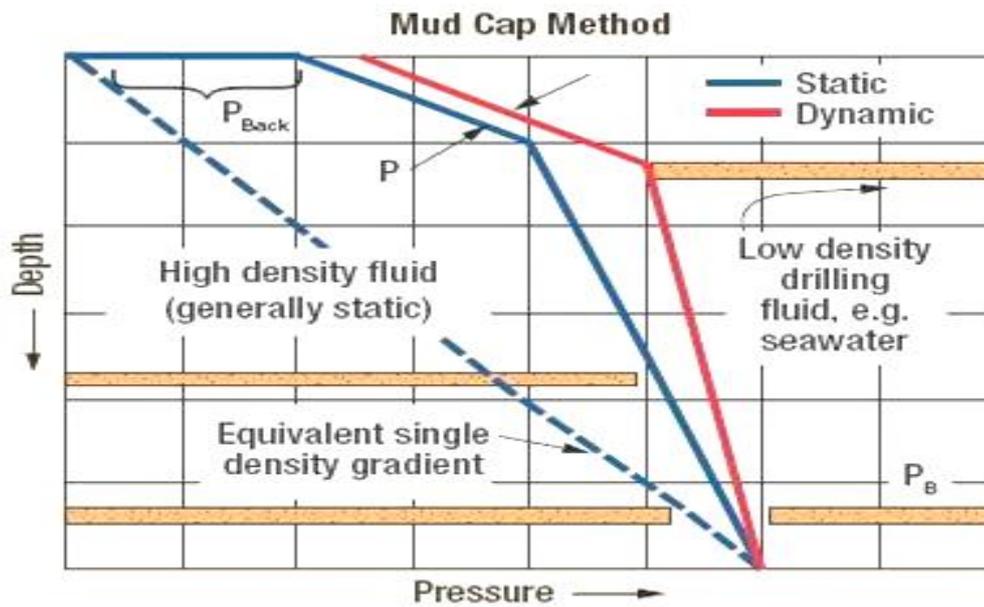


Figure IV.04 Le profil de pression pour la méthode de Mud Cap drilling

V.3 Dual Gradient Method (DG)

C'est une méthode de forage avec deux gradients de densité des fluides différents.

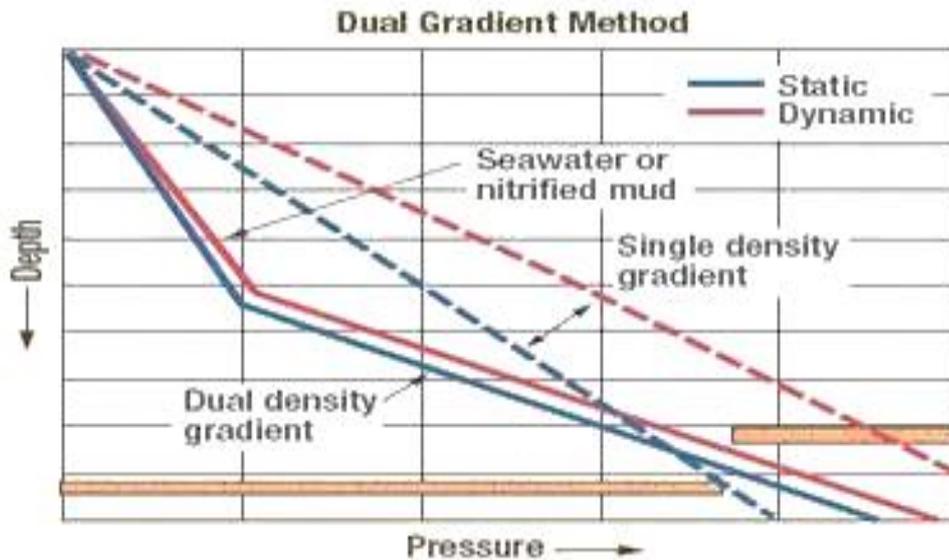


Figure IV.05 Le profil de pression pour la méthode DG

La figure ci-dessus montre le profil de pression pour la méthode du dual-gradient, dans ce cas l'utilisation d'une seule densité pour certaines sections peut causer un excès de pression au fond et résulte ensuite en une perte de circulation, un fluide léger (de faible densité) est utilisé dans la partie supérieure du wellbore et un fluide lourd (de densité plus élevée) dans la partie inférieure du wellbore.

VI. Avantages de forage en MPD :

Les principaux avantages du MPD peuvent être résumés dans les points suivants :

VI.1 Réduction des pertes de circulation durant le forage :

Dans le domaine pétrolier, le fluide de forage joue un rôle important pour contrôler les conditions de forage, ce fluide contient beaucoup de produits qui sont ajoutés pour avoir des caractéristiques physiques et chimiques adaptées avec les conditions de forage, c'est-à-dire que le choix de ce fluide agit directement sur le prix de revient et par conséquent toute perte de fluide est un défi à l'augmentation de prix de revient.

Dans le forage conventionnel la perte de circulation est fréquente parce que la pression de fond est supérieure que celle de réservoir et comme le fluide prend le chemin le plus facile, il aura des pertes de circulation. Ces pertes sont souvent dans les zones fracturées, les zones à basse pression et zones à perméabilité élevée.

Mais dans le forage en MPD la pression de fond est toujours égale à celle de réservoir, alors il n'aura pas de pertes de circulation ni venue de gaz.

VI.2 Augmentation de la vitesse de pénétration :

L'amélioration de la vitesse de pénétration est l'un des avantages de la technique MPD.

L'augmentation de la vitesse de pénétration est liée aussi au choix d'outil, la vitesse de rotation, poids sur l'outil et le bon nettoyage de fond du puits. On peut contrôler tous ces paramètres sauf le bon nettoyage de fond du puits.

Dans le forage en Overbalanced, la pression hydrostatique exerce une pression dynamique sur les déblais qui fait empêcher l'enlèvement rapide des cuttings ; en même temps le cake se dépose sur les parois du trou causant un éboulement des cuttings ce qui influe directement sur la vitesse d'avancement de l'outil.

Par contre, dans le forage en MPD la pression hydrostatique est équivalente de celle de réservoir et en plus le puits débite la plus part du temps et il n'y a pas la formation de cake ce qui permet l'enlèvement rapide des déblais arrachées, cela réduit le temps de forage.

VI.3 Augmentation de la durée de vie de l'outil :

L'augmentation de la durée de vie de l'outil dépend de plusieurs paramètres, le poids sur l'outil, le travail fourni par l'outil, la vitesse de rotation du moteur et la température de fond c'est-à-dire la qualité de lubrification.

Dans le forage en MPD, la force de friction sera moindre lorsque on utilise la méthode de l'injection de la boue par l'espace annulaire, c'est la boue qui va jouer le rôle de lubrifiant, donc la boue à base d'huile est un bon lubrifiant.

VI.4 Minimiser le coincement par différence de pression :

Les coincements sont les causes les plus fréquentes et correspond aux instrumentations les plus graves, généralement ils se compliquent avec le temps et ils coûtent chère pour les remédier.

Dans le forage en MPD, la pression hydrostatique exercé est inférieure à celle des parois de trou et on n'a pas de dépôt de cake, en plus il y a l'injection de la boue dans l'espace annulaire qui fait centré la garniture d'une telle manière.

VI.5 Réduire l'endommagement des formations (réservoir) :

L'endommagement de réservoir est dû essentiellement au dépôt de cake et aussi à d'autre phénomène, comme le colmatage physico-chimique qui est dû à la présence de l'argile de type sméctite ou illite qui provoque le gonflement, nous avons aussi le colmatage organique qui est du à la précipitation des constituants organique de la boue lorsqu'elle entre en contact avec la roche.

Dans le forage en MPD lorsqu'on fore avec la boue qui contient de la calcite, on n'aura pas la formation de cake, en plus la boue à base d'huile est compatible avec le réservoir.

L'endommagement provoqué par le forage est limité à cause de la réduction de la pression hydrostatique et le volume de solide dans le fluide de forage

VI.6 Un simple programme de fluide de forage :

Les fluides de forage utilisés en MPD sont très simple à traiter, ainsi par l'utilisation de MPD, on évite les pertes de fluide et ne coûtent pas très chers dans leurs fabrications.

VI.7 Evaluation instantanée du réservoir au cours du forage :

Au cours de forage en MPD les caractéristiques de réservoir telles que la pression de fracturation et la pression de pores peuvent être identifiées.

Grace à l'utilisation du MPD, on peut aussi identifier la pression de fracturation de la formation et les types d'écoulement. L'identification des ruptures de formation est mise en évidence par la présence d'une différence de pression négative en surface.

VI.8 Profits économiques :

L'objectif de l'application de la technique MPD est de gagner du temps grâce à l'avancement rapide durant le forage parce que le ROP augmente par rapport au forage conventionnelle.

VI.9 Rapports environnementaux :

Qui se résume par une vigilance plus accrue du personnel et par une moindre utilisation des produits chimiques tels que les additifs chimiques et les additifs synthétiques.

VII. Les inconvénients de l'MPD :

Comme toutes les techniques utilisées, la technique du MPD présente des inconvénients parmi eux on cite :

VII.1 L'utilisation des équipements spéciaux :

Le forage en MPD exige des équipements spéciaux telle que l'installation du séparateur, BOP rotatif qui sont très coûteux.

VII.2 La stabilité des parois :

La stabilité des parois est presque le problème majeur du MPD au niveau de notre formation on a une limite de pression à ne pas dépasser pour la réussite de l'opération du MPD, tout fois les limites de pression doit être presque équivalent pour établir la pression minimale exigée pour maintenir la stabilité du trou.

VII.3 Le nettoyage du fond de puits :

Un bon maintien de forage signifie un bon nettoyage de fond du trou. Au cours de forage, il n'y a pas de problèmes au fond. Mais lors des manœuvres de remontée et de descente, il y a toujours le problème de nettoyage de fond. Actuellement, pour réduire ce problème on utilise, les produits viscosifiants pour avoir un bouchon visqueux utilisé toujours avant les manœuvres. Les avantages de ces bouchons sont le bon nettoyage du fond du puits et tient les déblais en suspension.

VII.4 Le problème de perte et risque de venues :

Dans le forage en MPD, on travaille avec une pression légèrement supérieure à la pression de réservoir donc on a risque d'une fracturation à cause de forer plusieurs réservoirs au même temps.

VIII. Les équipements du MPD

MPD dispose des équipements servent à réaliser le forage dans les meilleures conditions. La majorité des équipements sont les mêmes pour le forage Overbalance sauf quelque équipements qui sont proprement spéciaux pour le forage en MPD. Ces équipements diffèrent d'une méthode de contrôle de puits à une autre et d'un fluide utilisé au cours de forage de réservoir à un autre.

VIII.1 Rotating contrôle device (RCD) :

La tête de contrôle rotative ou (Rotating contrôle device) est utilisée pour assurer l'étanchéité entre le puits et les tiges et dévier le retour de la boue vers le choke manifold de l'MPD par le Flow Spool placé au-dessous de l'RCD. L'élément rotatif d'étanchéité (rotating sealing element) permet le déplacement verticale des tiges tout en gardant l'étanchéité avec les tiges et la pression appliqué en espace annulaire .

RCD se devise en deux groupes :

- Passive Rotating Dévice.
- Active Rotating Annular Preventer.



Figure IV.08 Rotating Contrôle Device (RCD)

Le système passif :

Le système passif est un packer rotatif avec une petite garniture d'étanchéité (undersized annular seal element).

La garniture doit être remplacée périodiquement en cas d'usure et les facteurs qui déterminent la durée de vie de la garniture d'étanchéité sont :

- La surface d'application de pression.
- La vitesse de rotation.

Le système actif :

Le système actif est un BOP annulaire rotatif avec un packer contrôlé hydrauliquement, le packer est l'élément le plus durable par rapport au packer utilisé dans le système passif.

VIII.2 La conduite de retour (flux flow line) :

Elle est située à la sortie de la tête rotative. Elle est utilisée pendant toute la durée des opérations du MPD, son diamètre nominal est de 6" et sa pression de travail est de 5000 psi.

VIII.3 Flow Meter (Coriolis) :

Cet équipement utilisé pour mesurer le débit de retour et la densité de la boue afin d'ajuster la pression selon la variation de débit de retour et les paramètres de forage dans le fond.

Le principe de mesure de Coriolis fonctionne indépendamment des propriétés physiques des fluides comme la viscosité et la densité. Des mesures extrêmement précises de liquide et de gaz allant jusqu'à 350 °C et des pressions de processus allant jusqu'à 5076 psi sont faites en utilisant le Coriolis.

Les appareils de mesure promass permettent d'enregistrer simultanément plusieurs processus des variables (masse – densité – température) dans des conditions différentes pendant le fonctionnement de mesure.

Le principe de mesure est basée sur la production contrôlée des forces de Coriolis, ces forces sont toujours présents lors des mouvements de translation et de rotation.

La relation reliant la force de Coriolis avec les différents paramètres est exprimé ci-dessous :

$$FC = 2.dm (V.w)$$

Où : **FC** : force de Coriolis

Dm : masse en mouvement

W : vitesse de rotation

V : vitesse radiale dans le système tournant ou oscillant

L'amplitude de la force de Coriolis dépend de la masse en mouvement (dm), sa vitesse (V) dans le système et donc sur le débit massique, au lieu d'une vitesse angulaire constante (w), le promoteur capteur utilisé.

Les applications de forage doit être installé en aval de manifold.

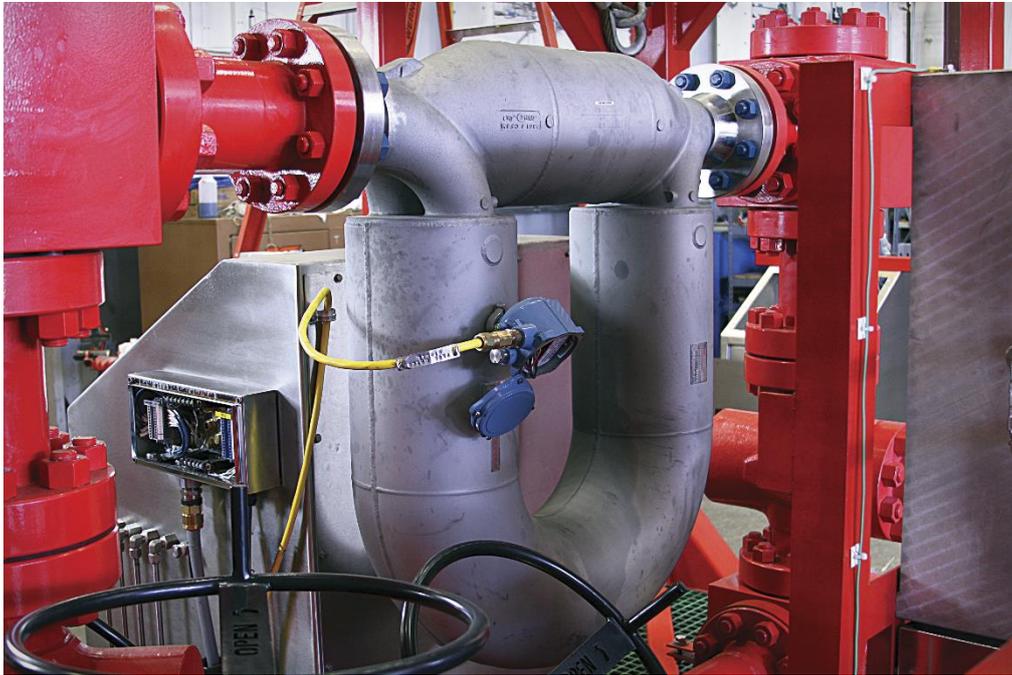


Figure IV.09 Le Flow Meter (Coriolis)

Un compteur de débit massique Coriolis fournit des données en temps réel de débit volumétrique, la densité de la boue et la température du fluide. Ces données peuvent être utilisées pour identifier les risques de forage au fond du puits en mesurant et en comparant le volume et la densité pompée dans le puits et retourné par lui-même.

VIII.4 Le choke manifold (semi- automatique) :

Dans le circuit de retour de fluide, il y a deux manifolds, le manifold de rig qui est utilisé dans les autres phases forées en Overbalance. Ce manifold joue le rôle d'un manifold de secours en cas où le manifold du MPD tombe en panne et durant le changement du RCD. Le manifold de rig reçoit le fluide venant de choke line, l'autre manifold c'est le manifold du MPD qui est connecté avec la conduite de retour. Il joue un rôle important parce qu'à travers le choke manifold, on peut régler le débit de flux de retour afin de maîtriser la pression de l'annulaire.

C'est un manifold de série 5000 psi. et ce choke est composé de :

- De deux duses automatiques réglables.
- Des vannes de purge.
- Les autres vannes de manifold sont manuelles utilisée en cas de nécessité (défaillance des vannes hydrauliques)

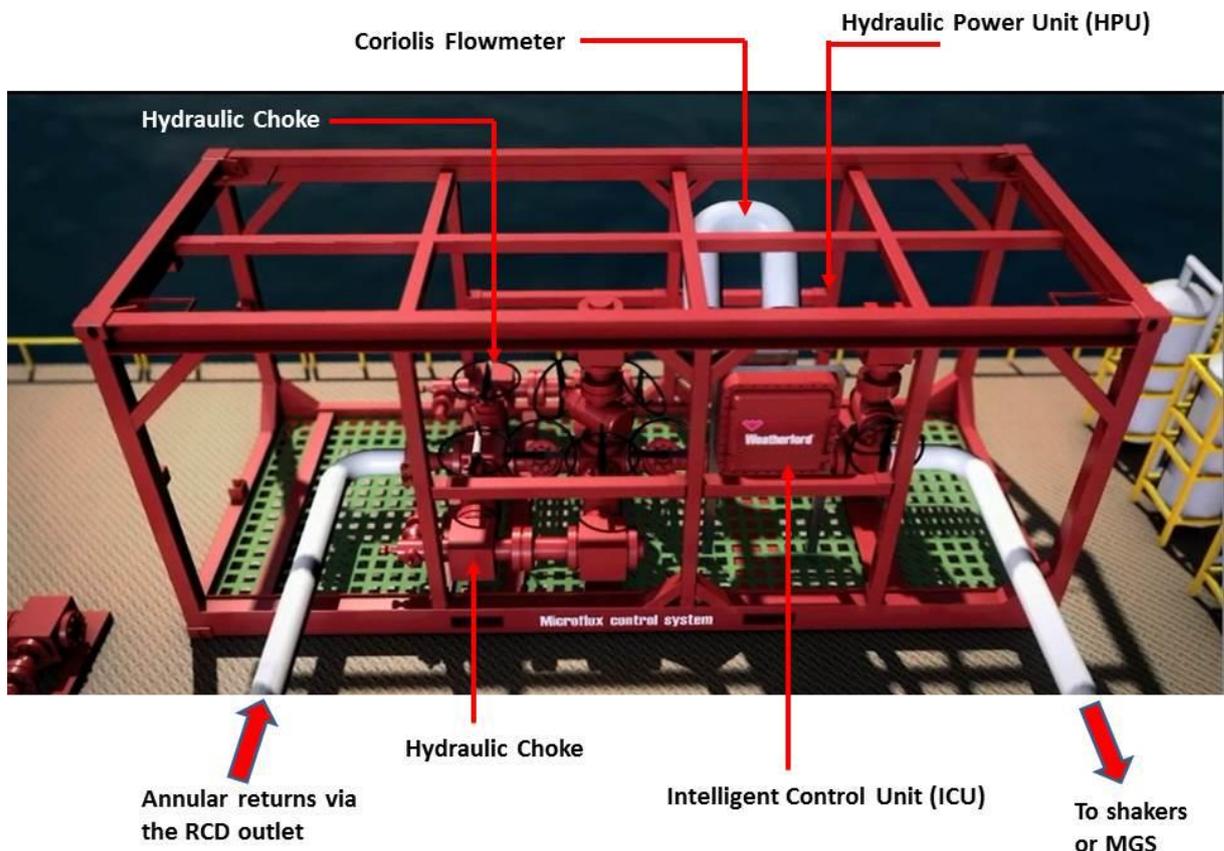


Figure IV. 10 Le choke manifold MPD

VIII.5 Non Return Valve :

Ces clapets anti – retour sont utilisés pour empêcher le retour de la boue à travers la garniture de forage, donc ils sont installés juste au –dessus de l’outil de forage.

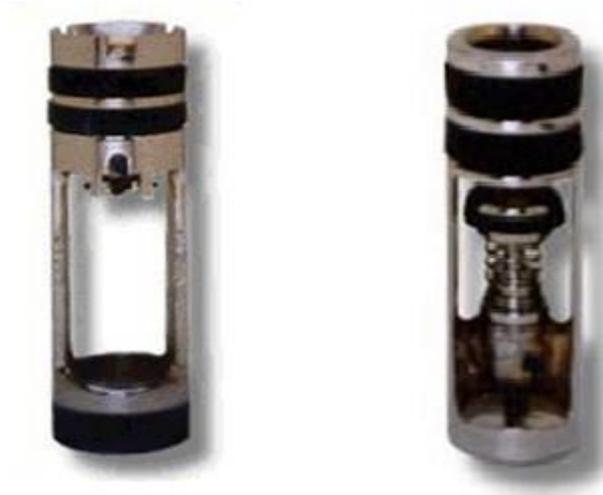


Figure IV.11 Les clapets anti retour

VIII.6 La vanne de contrôle de fond (DDV) :

La vanne de contrôle de fond (DDV) est un système à commande hydraulique de la surface pour contrôler le fond.

Fonctionnement de la DDV :

- Retirer le train de tige jusqu’au-dessus de la DDV.
- Fermer la DDV.
- Manœuvrer la garniture en remontée d’une manière conventionnelle.
- Descente le train de tige jusqu’ au-dessus de la DDV.
- Egaliser la pression à travers la DDV.
- Ouvrir la DDV et continue la descente.

VIII.7 ESD (Emergency Shut Down) :

C'est une vanne hydraulique située sur le flow line. Son rôle principal est la fermeture sur le puits en cas d'urgence. Cette valve est utilisée dans les cas suivants :

- Un problème au niveau de manifold des duses du MPD.
- Détection d'une grande pression.
- Utiliser pour l'égalisation de pression en cas de manœuvre.
- En cas de détection d'un gaz toxique (H₂S).

Cet équipement est généralement utilisé dans les puits qui possèdent des risques de présence du gaz H₂S.

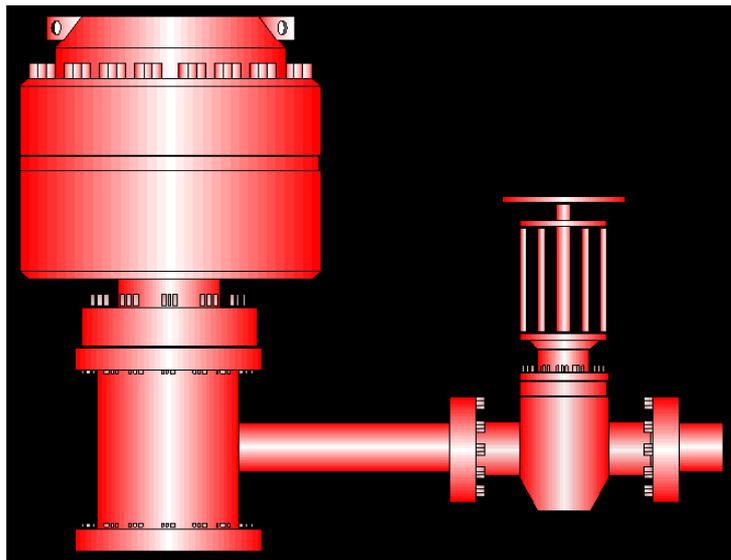


Figure IV.12 Emergency Shut Down Valve (ESD).

Etude de cas ‘NZ-22’

Introduction

L'IADC définit la gestion de pression MPD (Management Pressure Drilling) comme un processus de forage utilisé pour contrôler précisément tout le profil de la pression annulaire dans le puits. Les objectifs sont, de déterminer les limites de pression de fond et de gérer le profil de pression annulaire en conséquence. MPD est destiné à éviter les venues des fluides de formation vers la surface. Tous types de venues durant l'exploitation seront contrôlés en toute sécurité à l'aide d'un processus approprié. Il est également connu que MPD permet de mesurer rapidement et traiter les variations de pression observées. La capacité de contrôler les pressions annulaires d'une façon dynamique facilite les opérations de forage. La technique CBHP est une variante proactive du MPD utilisée pour atténuer un large éventail de dangers de forage, elle réduit radicalement le temps non productif (NPT) en forage en gérant le profil de pression annulaire et en employant le contrôle de pression de retour tout en manipulant les propriétés du fluide (comme la densité et la rhéologie) circulant dans l'annulaire. À long terme, cela a été le meilleur choix dans le cas d'une fenêtre de forage étroite limité par la pression de formation et la pression de fracturation.

Le champ qui nous intéresse se situe à 120 Km au SE du champ de Hassi Messaoud et à 100 km N du centre de champ de Rhourde Nouss dans le bassin triasique en Algérie. La structure de terrain a été découverte en 1958 et le premier puits a été foré en 1960. Ce champ représente de nombreux défis pour le forage conventionnel en raison de la complexité de la structure géologique, l'un de ces éléments est la formation de Quartzites de Hamra qui est un réservoir de gaz, hautement fracturé.

L'histoire de forage de cette formation rapporte des événements qui sont des pertes totales causant des venues de gaz suite à la chute de la pression hydrostatique dans la colonne du puits. En se basant sur cet aspect, les limites inférieures et supérieures estimées de la fenêtre de forage ont été définies et l'ECD a été planifié pour être gérées pendant le forage.

I. Justification technique de l'application du MPD dans le champ Nezla :

Basé sur la définition de la norme MPD montré dans la section de l'introduction, MPD est une technologie d'optimisation du processus de forage où les principaux objectifs sont, l'atténuation des risques de forage afin d'améliorer le contrôle de puits et la diminution du temps non productif (NPT). En d'autres termes, forer avec succès jusqu'à l'objectif prévu tout en économisant les coûts et en améliorant les conditions de sécurité. En se basant sur l'expérience des applications du MPD en forage dans le Moyen-Orient et en Afrique du Nord, ainsi que l'expérience mondiale, et après l'identification des problèmes de forage ; il est constaté que MPD est souvent choisi pour :

- Forer " Un-drillable well" (puits impossible à forer) de gradient de pression de fracturation réduit.
- Augmenter le ROP en cours de forage.
- Réduire le nombre des pertes et venues.
- Réduire le temps consacré au traitement des venues.
- Détecter les signes des venues plus tôt.
- Réduire le temps d'exposition du trou ouvert qui induit l'instabilité de forage.
- Réduire les coûts liés à la boue de forage.
- Poser le tubage plus profondément et à la bonne côte.
- Réduire le nombre de colonnes de tubage.
- Manœuvrer en toute sécurité.
- Réduire/éviter les effets de pistonage (vers le haut/bas).
- Réduire les risques de H₂S sur le plancher de forage.

En particulier, le puits choisi dans notre cas d'étude (NZ 22) est le premier puits foré avec la technologie du MPD en Algérie.

Les principaux objectifs ont été résumés dans la liste suivante :

- En raison de la marge de forage d'exploitation extrêmement réduite, l'application du MPD est nécessaire pour évaluer et déterminer les limites supérieures et inférieures de la pression de formation. L'équilibre entre les pressions de la formation et les pertes de charges sera atteint en ajustant l'ECD par la variation des pressions en tête de puits au lieu de modifier la densité de la boue.
- Identifier les pertes de circulation et les venues en appliquant les mesures correctives instantanément.
- Garder la pression de fond constante dans les dynamiques (circulation - pompes en marche) et statiques (pompes à l'arrêt).
- Forer en toute sécurité jusqu'à atteindre l'objectif du puits prévu.

À partir de l'analyse des données du programme de forage et on se basant sur l'évaluation des deux puits voisins (NZ 21 et NZ 19), les Temps Non Productif (NPT) étaient généralement liés à la mise en œuvre des pratiques de forage conventionnelles. Plus exactement, les NPT ont été enregistrés à cause :

- De la modification répétitive (augmentation ou diminution) de la densité du fluide de forage pour contrôler les afflux du gaz et les pertes de circulation.
- Du pompage des LCM et bouchons de ciment pour remédier aux pertes.
- Des coincements de garniture, coincements par pression différentiel et les opérations de repêchage.
- Des signes positifs des venues identifiés en retard.
- Des NPT invisibles liés aux faibles vitesses d’avancement (ROP).

Les événements de perte de circulation alternés et les venues de gaz pourraient mener à tout moment à une opération très risquée (dans le cas des deux puits analysés). Le temps qui est investi dans la recherche de la bonne densité pour éviter les pertes, le contrôle des venues de gaz, et le temps nécessaire pour homogénéiser la densité de boue requise dans le trou ne contribue pas à la réponse rapide nécessaire pour contrôler la situation. Il est donc primordial de réduire les risques opérationnels associés à l'utilisation des méthodes de forage conventionnelles, et dans ce cas le MPD est la solution la plus pratique.

Les figures suivantes (Figure V.01 et V.02) représentent les NPT et le coût de forage associé obtenues à partir de l'analyse des deux puits voisins (NZ-19 et NZ-21) :

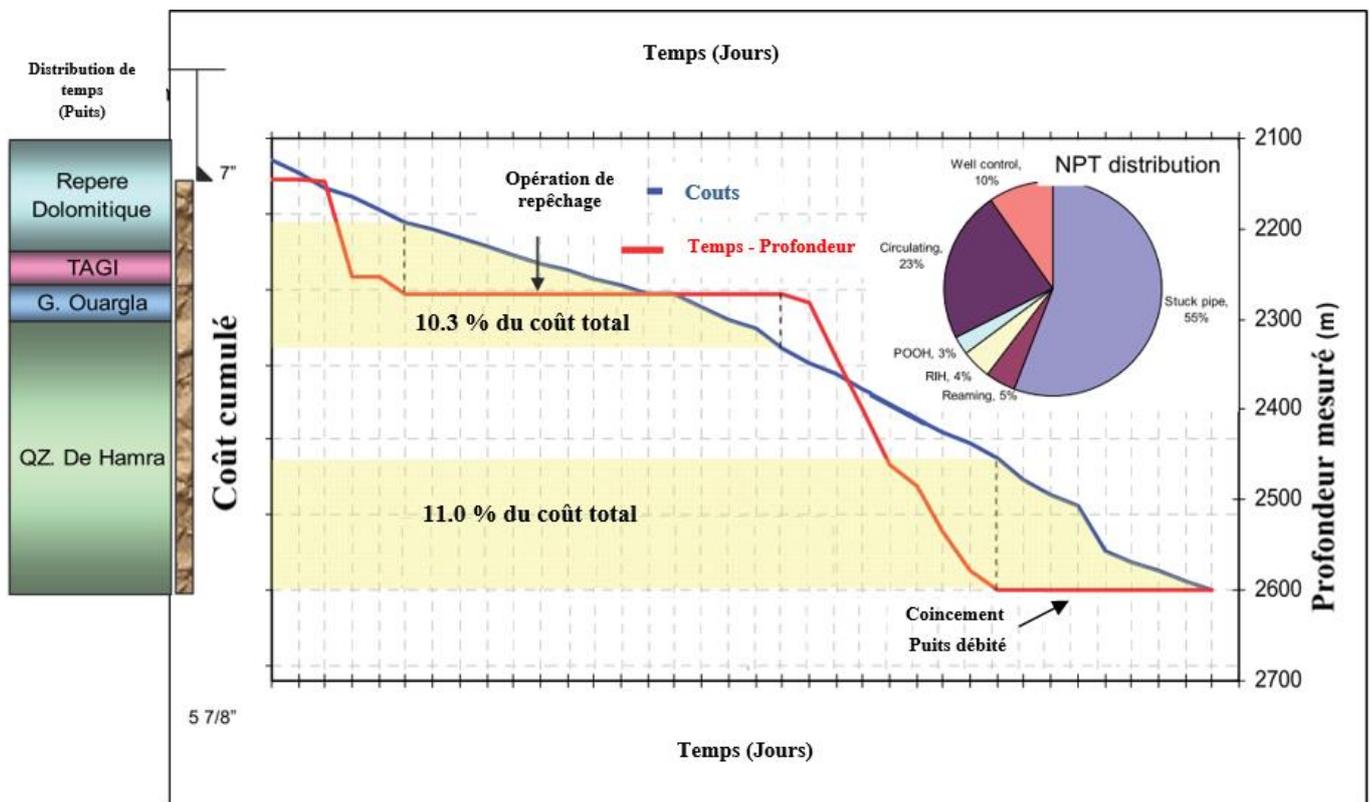


Figure V.01 NPT et coût de forage associé au puits voisin N°1 (NZ-19)

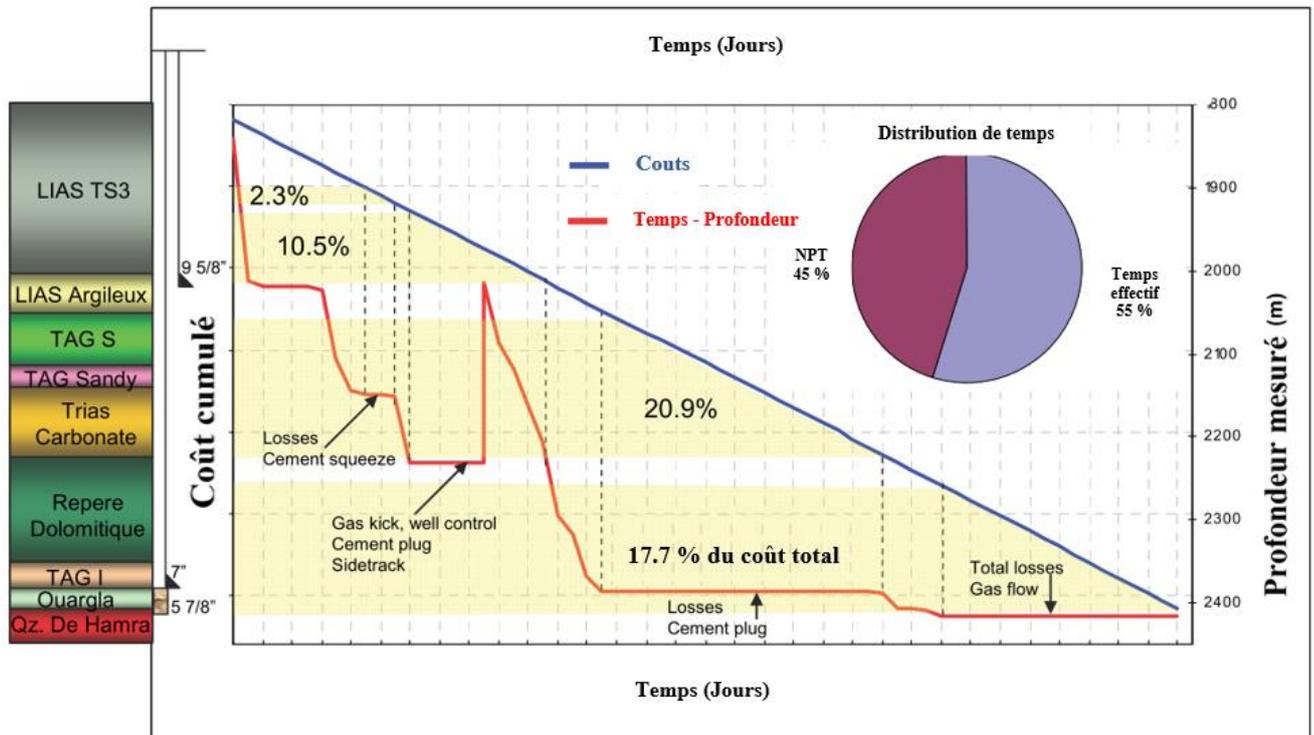


Figure V.02 NPT et coût de forage associé au puits voisin N°2 (NZ-21)

Dans les deux puits, la profondeur finale n'a pas été atteinte. Plus de 50 % du coût total du puits et du temps de forage ont causé ces NPT. Dans l'un de ces puits, une éruption catastrophique a survenue. On a noté que la différence entre la pression de pore et la limite critique de la pression de fracturation a été trop réduite pour être foré de manière conventionnelle.

En basant sur ses analyses, la CBHP a été choisie comme la technique la plus appropriée pour forer la dernière section du trou du nouveau puits (NZ-22).

I.1 Phase de planification :

Une section de 6'' dans le puits NZ-22 devait être forée en utilisant la technique CBHP tout le long des grés d'Ouargla et les Quartzites de Hamra. Les principaux objectifs décrits ci-dessous ont été définies pour effectuer cette opération :

- Afin d'évaluer et de déterminer les limites supérieures et inférieures de la fenêtre de boue de forage, l'équilibre entre les pressions formation et les pertes de fluides sera atteint en ajustant l'ECD par la variation de pression en tête de puits au lieu de la modification de la densité de boue.
- Garder la pression de fond constante dans les conditions dynamiques (circulant - pompes en marche) et statiques (pompes en arrêt).

I.2 Schéma du puits

La **figure V.03** représente le schéma du puits (prévisionnel) avec ses deux options suggérées (avec et sans soupape DDV).

La **figure V.04** illustre le schéma du même puits, mais comme foré en réalité.

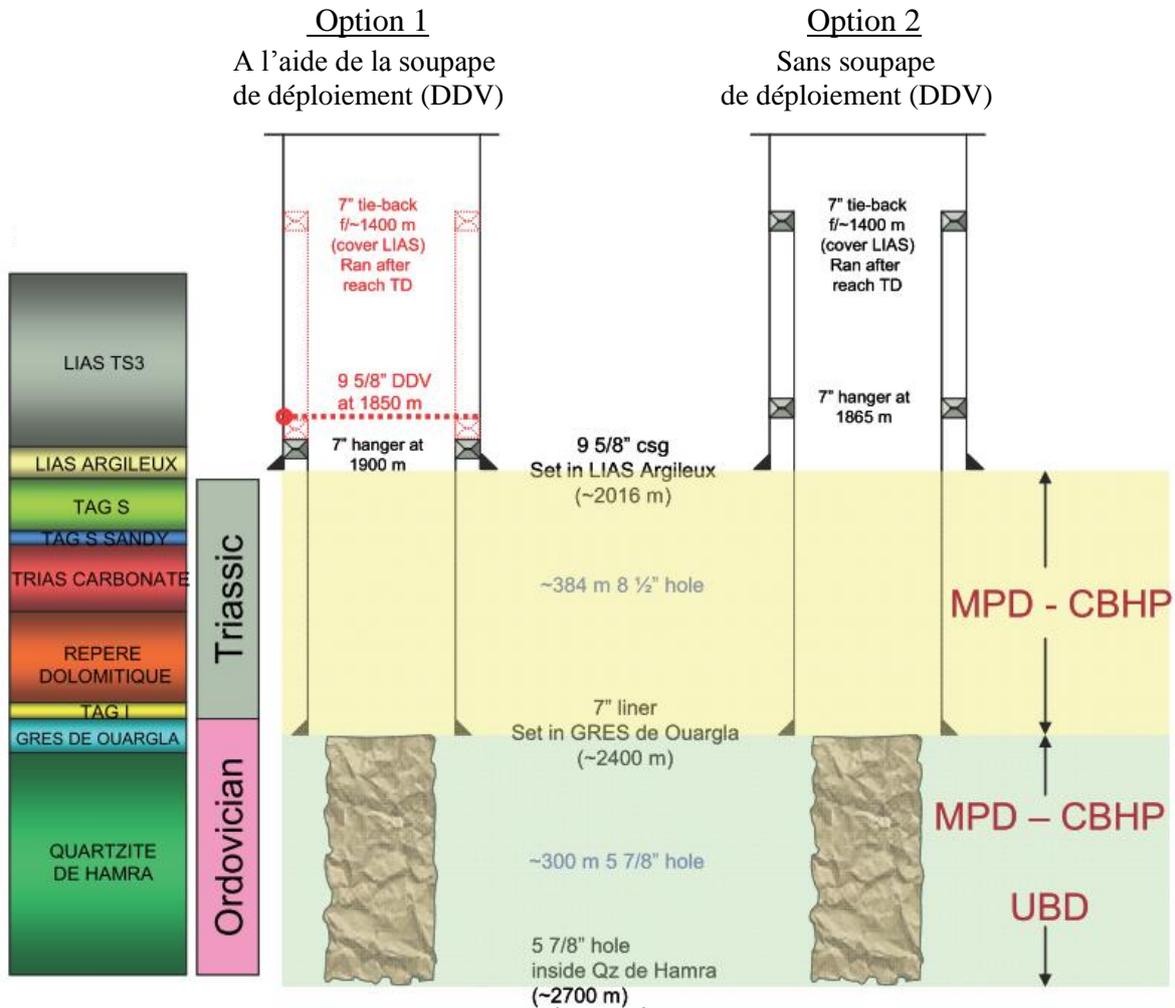


Figure V.03 Schéma du puits prévisionnel

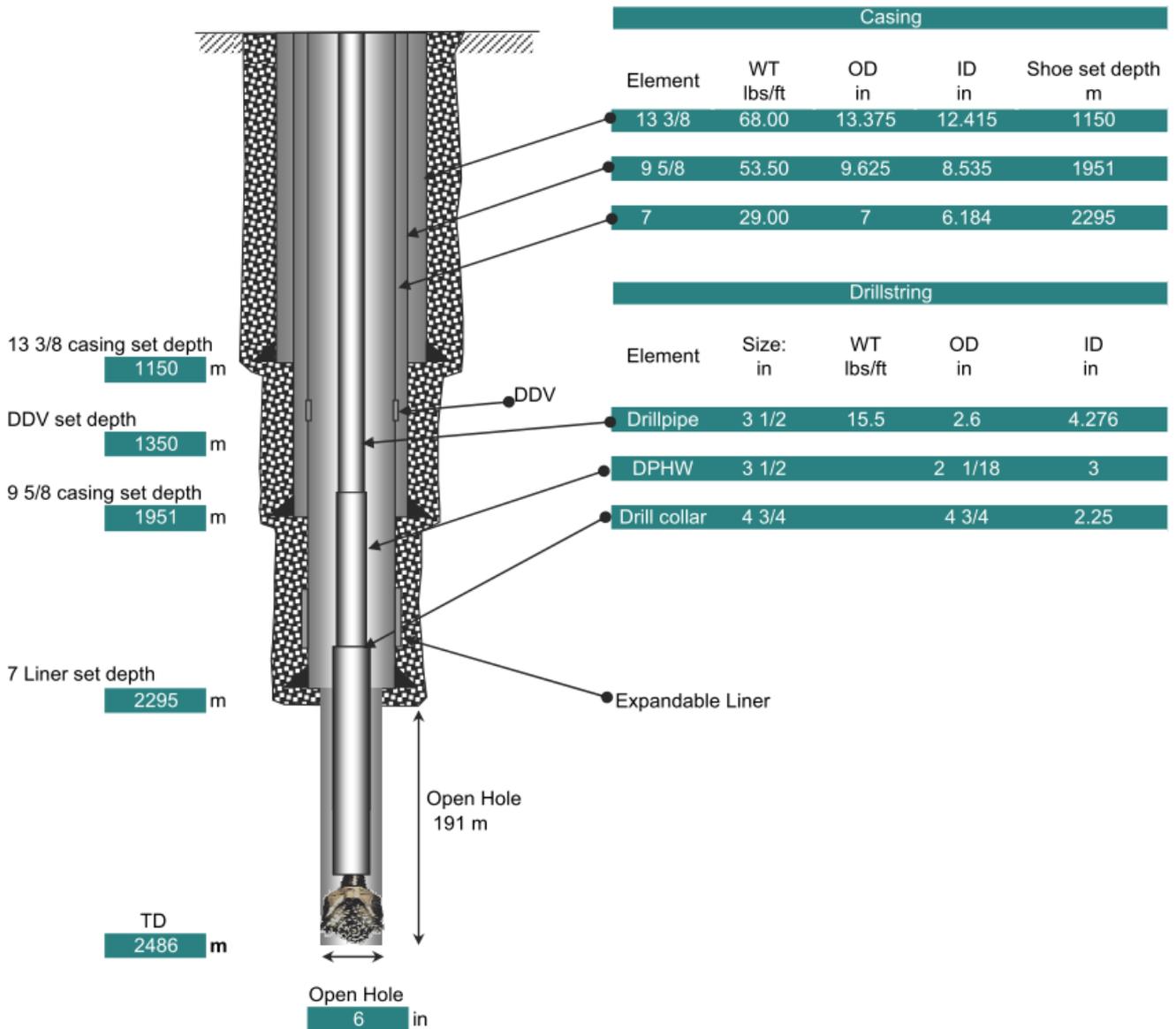


Figure V.04 Schéma du puits réalisé

I.3 La sélection des fluides de forage :

Une boue à base d'huile (diesel) de densité de 1,14 SG a été sélectionnée pour forer la section 6'' suite aux procédures de la société qui consiste à forer cette zone avec un fluide de forage écologique, nommé en anglais "formation friendly fluide".

Bien qu'un gradient normal de température est prévu en descendant vers le fond du trou, l'effet thermique le long du puits a produit des changements dans les propriétés rhéologiques du fluide de forage, ainsi qu'à sa densité, ce qui altère le comportement du profil de pression de fond du trou , même durant des conditions statiques.

Ces altérations ont été examinées au cours de la modélisation hydraulique pour définir le profil des pressions qui est entre la limite inférieure et supérieure de la densité de boue utilisée en cours des opérations de forage.

I.4 Conception et design de la fenêtre du MPD :

Comme l'illustre la **figure V.05**, la fenêtre de boue a été délimitée par l'estimation de la pression de formation comme limite inférieure, qui est de 1,30 SG EMW ; et la pression de fracturation comme limite supérieure, qui est de 1,36 SG EMW.

Ces deux limites ont été calculées en haut de la couche des Quartzites de Hamra. L'estimation de la valeur de la limite inférieure était fondée sur l'analyse des problèmes de forage rencontrés dans les trois puits voisins, où des pertes totales ont été signalées pendant le forage des Quartzites de Hamra.

Ces valeurs seraient plus tard vérifiées lors de l'exécution d'un test de validation dans l'intervalle de 2100 - 2400 m de profondeur, à l'aide d'une boue de densité variant entre 1,36 - 1,40 SG.

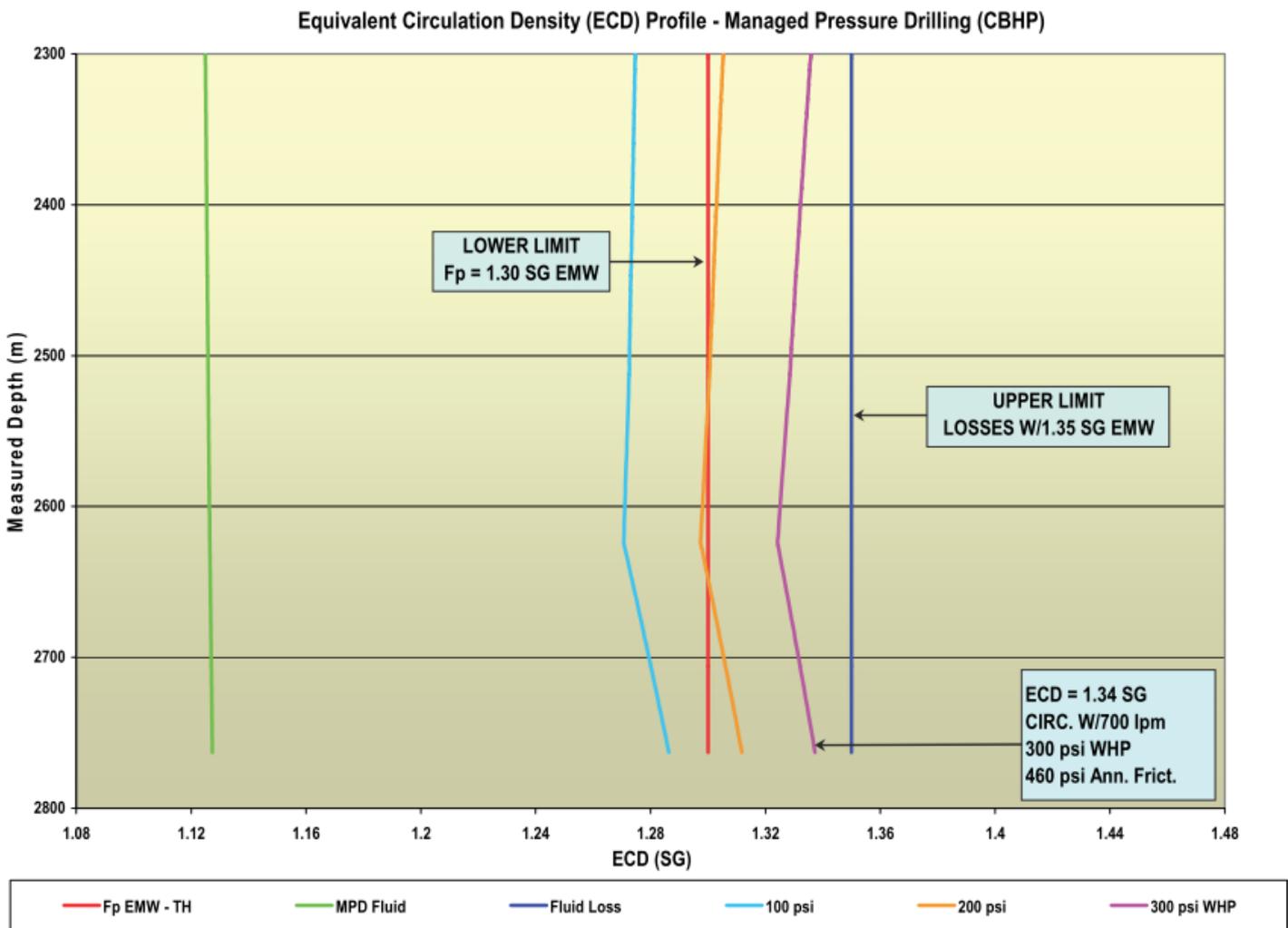


Figure V.05 Profil CBHP planifié pour une boue de 1.14 SG

1.5 Plan de gestion d’ECD :

Pour les calculs d’ECD, on a utilisé le simulateur hydraulique en tenant compte des considérations suivantes :

- Une boue à base d'huile avec une densité de 1,14 sg, PV (viscosité plastique) = 20 - 25 cps ; YP (yield point) = 15 - 20 lbs/100 feet²
- Pression de pore estimée à une EMW de 1,30 SG.
- Température statique du fond = 101 °C.
- Température à la surface : 57 °C (F.L.), 35 °C (S.T.)
- Pompes à débit de 700 - 800 lpm pour assurer un bon nettoyage du fond du trou.
- La WHP (pression en tête de puits) = 300 - 400 psi (circulant à 2763 m).
- La densité des déblais (cuttings) de 2,25 gr/cc, diamètre de 0,05" et la vitesse de pénétration de 2 - 3 m/h (ROP sera contrôlé afin de minimiser la quantité de déblais présents dans le puits qui pourra provoquer une augmentation d’ECD).

Le **tableau V.01** résume le plan de gestion d’ECD simulé en prenant la profondeur de l’outil comme le point d’équilibre de pression pour maintenir la pression au fond du trou constante au cours de forage dans les conditions statiques et dynamiques. Pour maintenir cette condition pendant les périodes d'arrêt des pompes, (c'est-à-dire lors des connexions des tiges), la boue sera pompée à travers le haut du puits pour appliquer une pression de retour à travers la duse MPD (MPD choke), afin que la pression du fond de puits soit maintenue à la même valeur comme celle enregistrée durant les conditions dynamiques.

Tableau V.01 Plan de gestion de l’ECD

Formation	Circulating Depth		MPD Mw at Surf. (SG)	Drilling Window Limits EMW (SG)		Pump Rate (l/min)	Annular Frict. Loss Pressure (psi)	WHP (psi)		ECD (SG)			ESD (SG)		
	MD (m)	TVD (m)		Lower (Fp @ Hamra)	Upper (Losses @ Hamra)			Drilling	Conn.	At Circ. Depth	at Top of Hamra	at Ouargla	At Circ. Depth	at Top of Hamra	at Ouargla
7" csg shoe	2295	2295	1.14	1.34	FIT = 1.6 SG	700	185	510	700	1.34	-----	-----	1.34	-----	1.34
Gres d' Ouargla (Fp = 4369 psi)	2298	2298	1.14	1.34	-----	700	185	510	700	1.34	-----	-----	1.34	-----	1.36
	2325	2325	1.14			700					-----	-----		-----	-----
	2355	2355	1.14			700					-----	-----		-----	-----
Hamra Quartzite (Fp = 4452 psi)	2361	2361	1.14	1.34	1.36	700	190	530	720	1.34	1.340	1.340	1.34	1.355	1.340
	2385	2385	1.14			700									
	2415	2415	1.14	1.34	1.36	700	195	520	720	1.34	1.342	1.345	1.34	1.355	1.360
	2445	2445	1.14			700									
	2475	2475	1.14			700									
	2505	2505	1.14			700									
	2535	2535	1.14	1.34	1.36	700	210	540	750	1.34	1.341	1.345	1.348	1.363	1.370
	2565	2565	1.14			700									
	2595	2595	1.14			700									
	2625	2625	1.14	1.34	1.36	700	220	560	750	1.34	1.345	1.350	1.341	1.363	1.370
	2655	2655	1.14			700									
2685	2685	1.14			700										
Section TD	2700	2700	1.14	1.34	1.36	700	230	570	750	1.34	1.349	1.354	1.335	1.363	1.370

II. Stratégie de contrôle de puits - Matrice de Well Control en MPD :

La bonne application du MPD nécessite le maintien de la pression en surface dans les limites de pression de travail nominales. Si l'équipement du MPD en service n'est pas compromis pour manipuler le retour des fluides en toute sécurité, le matériel de Well Control doit être engagé pour permettre la poursuite de contrôle de la pression annulaire.

L'IADC définit la matrice de contrôle de puits, représentée dans le tableau 2, en tant qu'une interface du MPD, en indiquant les actions nécessaires à prendre suite à un écart (par rapport au plan initial) qui présente un danger imminent. Un incident de contrôle de puits peut se produire lorsque les paramètres de débit de retour entrent dans les zones rouges (RED zones) ombragées dans la matrice, ou lorsque l'échec d'une partie quelconque de l'équipement du MPD présente un danger imminent pour le personnel, l'environnement et l'équipement ou empêche la poursuite des opérations du MPD en toute sécurité.

Les pressions en tête de puits doivent être déterminées afin d'assurer que les opérations de forage sont réalisées d'une manière continue et sécurisée. La matrice de contrôle de puits définit l'interface de contrôle entre le contrôle de puits en MPD et le contrôle de puits classique. Puis, cette matrice définit les limitations du MPD concernant les problèmes de contrôle de puits. La conception de la matrice de commande de débit est fondée sur une approche qui doit être basée sur :

- Une valeur nominale de pression sur l'équipement de contrôle de débit : MPD manifold de duse et la conduite de débit primaire. La pression maximale admissible de tubage est le facteur limitant dans ce cas (en raison de l'étroite fenêtre entre la pression de pore et la pression de fracturation).
- Les limites de la conception de tubage (Pour la section foré en MPD) en utilisant le MAASP comme une fonction pour estimer la densité de la boue prévue.

Les pressions en tête de puits sont définies comme suit :

Partie verte : la pression de duse est basée sur les débits des pompes et l’ECD calculé.

Partie jaune : la pression de duse à laquelle l’ECD est à la pression de rupture.

Partie orange : tout changement dans le débit des pompes ou la pression de duse entraînera le dépassement de la pression de fracturation.

Partie rouge : c'est un événement de contrôle de puits.

Matrice MPD de contrôle de puits		Indicateur de pression de surface			
		À une contre-pression (Back pressure) de forage prévue (300 - 600 psi) Mw = 1.14 SG	À une de contre-pression de connexion prévue (700 - 800 psi) Mw = 1.14 SG	> contre-pression de forage prévue & < Limite de contre-pression (>600 psi & <890 psi) Mw = 1.14 SG	≥ Limite de contre-pression (890 psi ou 1,55 SG LOT) Mw = 1.14 SG
indicateur de Gain (Influx Indicator)	Aucune venue	Continuer le forage	Continuer le forage	Augmenter le débit de la pompe, la densité de la boue ou les deux. Et réduire la pression de surface à la pression prévues ou à niveaux d'urgence.	Pick up, Shut in BOP, évaluer la prochaine action
	Limite d'utilisation normale (560 litres Kick)	Augmenter la pression de retour, le débit des pompes, densité de la boue, ou une combinaison des 3. Continuer le forage	Augmenter la pression de retour, le débit des pompes, densité de la boue, ou une combinaison des 3. Continuer le forage	Augmenter le débit de la pompe, densité de la boue ou les deux et le poids, réduire la pression de surface à prévues ou niveaux d'urgence.	Pick up, Shut in BOP, évaluer la prochaine action
	< Limite prévue (Max. 780 L Kick)	Arrêter le forage. Augmenter la pression de retour, taux de pompe, poids de boue ou une combinaison de tous les 3, évacuer tout afflux avant de reprendre Les opérations	Arrêter le forage. Augmenter la pression de retour, le débit des pompes, la densité de la boue ou une combinaison de tous les 3, évacuer tout afflux avant de reprendre les opérations	Pick up, Shut in BOP, évaluer la prochaine action	Pick up, Shut in BOP, évaluer la prochaine action
	≥ limite prévue (Min. 780 L Kick)	Pick up, Shut in BOP, évaluer la prochaine action	Pick up, Shut in BOP, évaluer la prochaine action	Pick up, Shut in BOP, évaluer la prochaine action	Pick up, Shut in BOP, évaluer la prochaine action

Tableau V.02 La matrice de contrôle de puits (MPD)

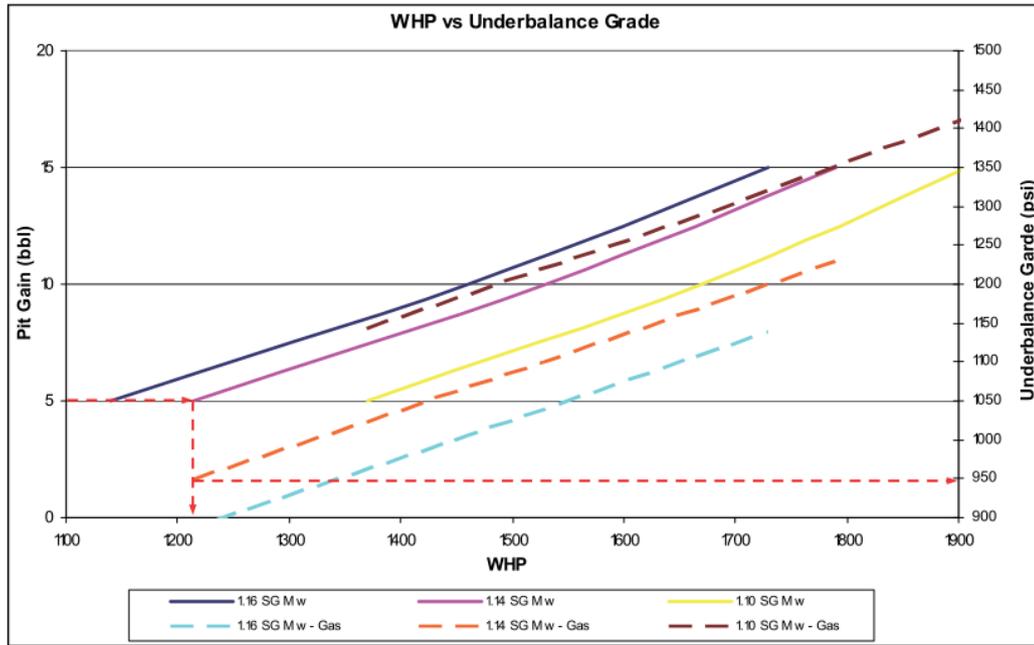


Figure V.06 Grade d’under-balance entraîné par la réduction hydrostatique de la boue causé par les fluides de formation (Pit Gain)

La **figure V.06** décrit, les valeurs requises de WHP (pression en tête de puits) ou pression équivalente de la duse MPD qui ont été calculées en fonction de « pit gain », c'est-à-dire cette pression devrait être appliquée sur la duse du MPD à fin d’équilibrer les conditions de pression de fond, car le volume du fluide de forage remplacé par le fluide de formation représente une perte de pression hydrostatique dans l’espace annulaire (under-balance grade).

II.1 Schéma de processus de circulation :

Les **figures V.07** et **V.08** représentent la configuration du système MPD et l’interface avec les autres équipements sur chantier.

Deux chemins de circulation ont été établis :

- **En circulation (Forage) :** Annulaire – RCD (Rotating Control Device) – Flow Line – MPD manifold – Coriolis Flow-meter – Tamis Vibrant – Bacs à boue – Pompes à boue – Drill String – Annulus.
- **Pompes à l’arrêt (Connection):** Kill Line - Annulaire – RCD – Flow Line – MPD manifold – Coriolis Flow-meter – Trip Tank – Pompes de suralimentation – pompes à boue – Kill line.

Enchaînement des opérations du MPD (en forage)

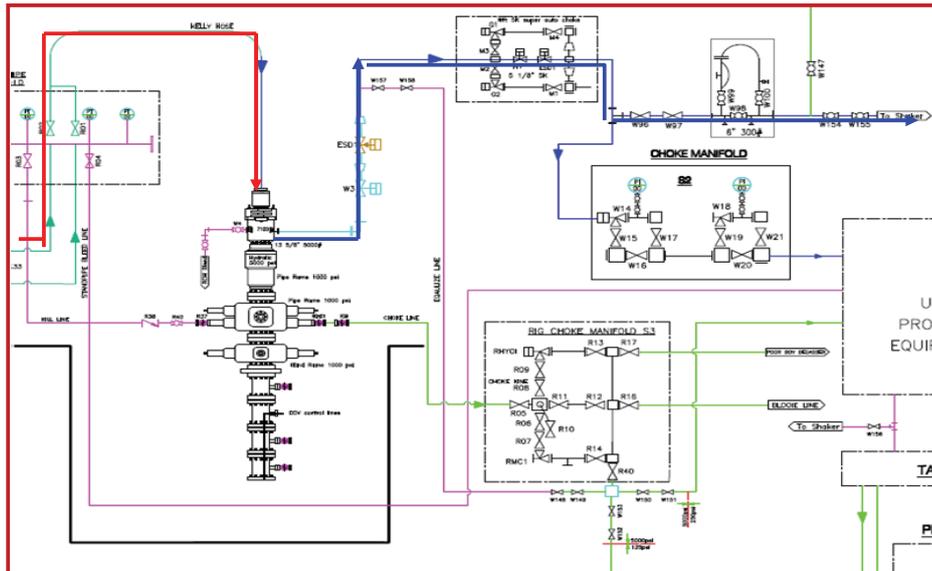


Figure V.07 Procédé simplifié de la boucle de circulation - en forage [5]

Pompes de circulation – Retour de Trip tank

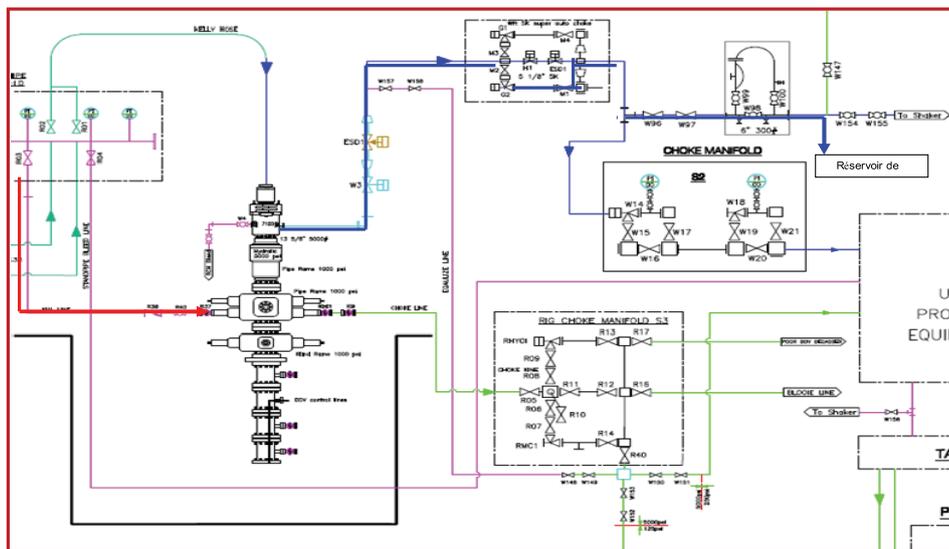


Figure V.08 Procédé simplifié de la boucle de circulation - raccords MPD, pompes en arrêt et boucle de Flow Check

II.2 Test de Vérification de la fenêtre de forage (Window Ascertainment Test) :

Les limites de la fenêtre de forage pour l'application de la technique de CBHP étaient basées sur des estimations. Donc, une fenêtre de Test de Vérification (WAT) a été envisagée pour les valider en déterminant la pression de fond à laquelle les venues de fluides de formation et les pertes ont survenues. Le WAT a été exécuté en performant une intégrité de formation et des “Inflow Tests”. Les valeurs obtenues ont montrées une fenêtre différente que celle prévue.

Des valeurs de 1,27 SG EMW pour la limite inférieure (estimée à 1,30 SG) et 1,40 SG EMW pour la limite supérieure (estimée à 1,36 SG) ont été déterminées et utilisées plus tard pour établir l’ECD voulue à fin de forer le trou en conséquence.

II.3 Arbre de décision des opérations :

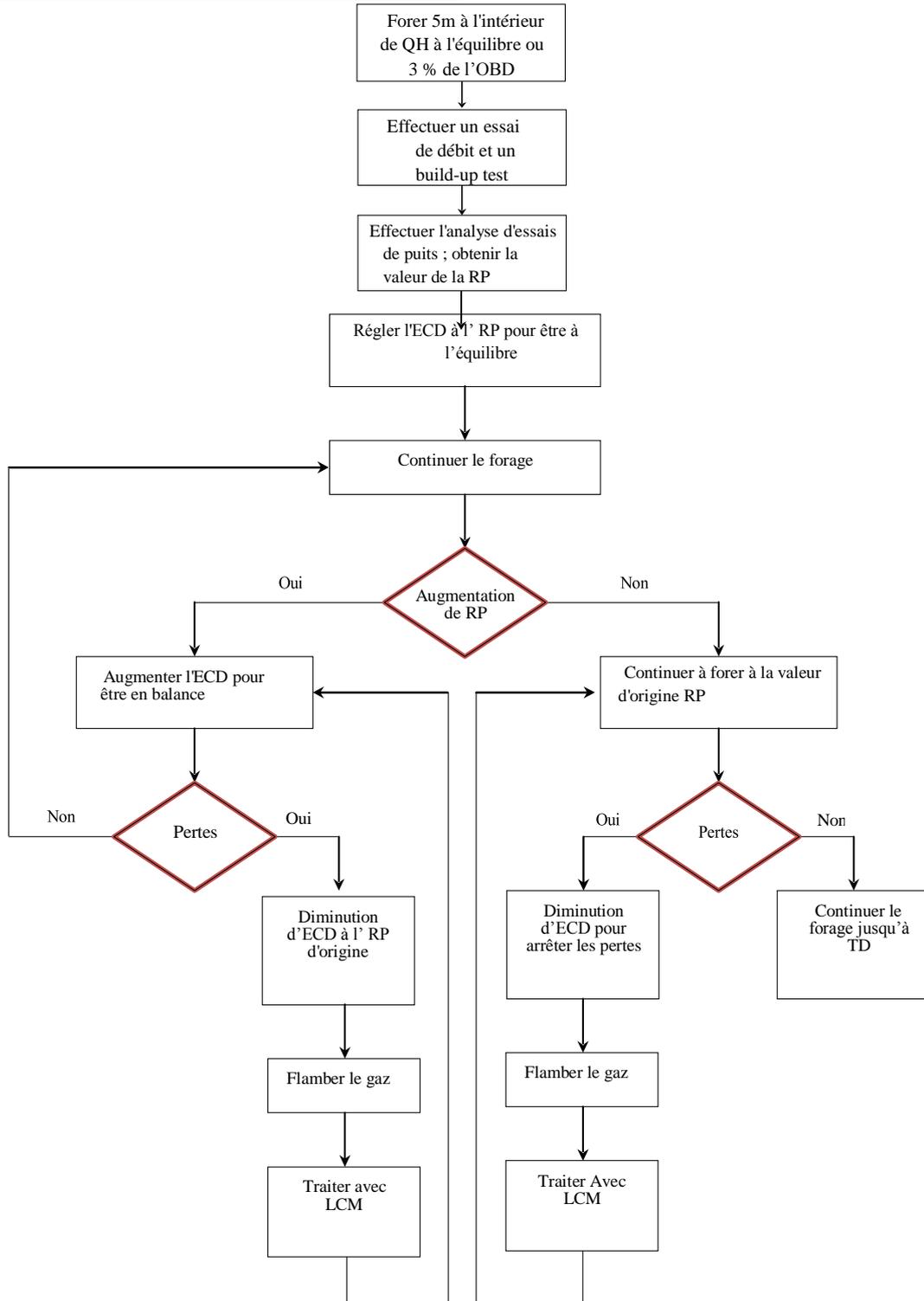


Figure V.09 Arbre de décision de la Méthodologie du MPD

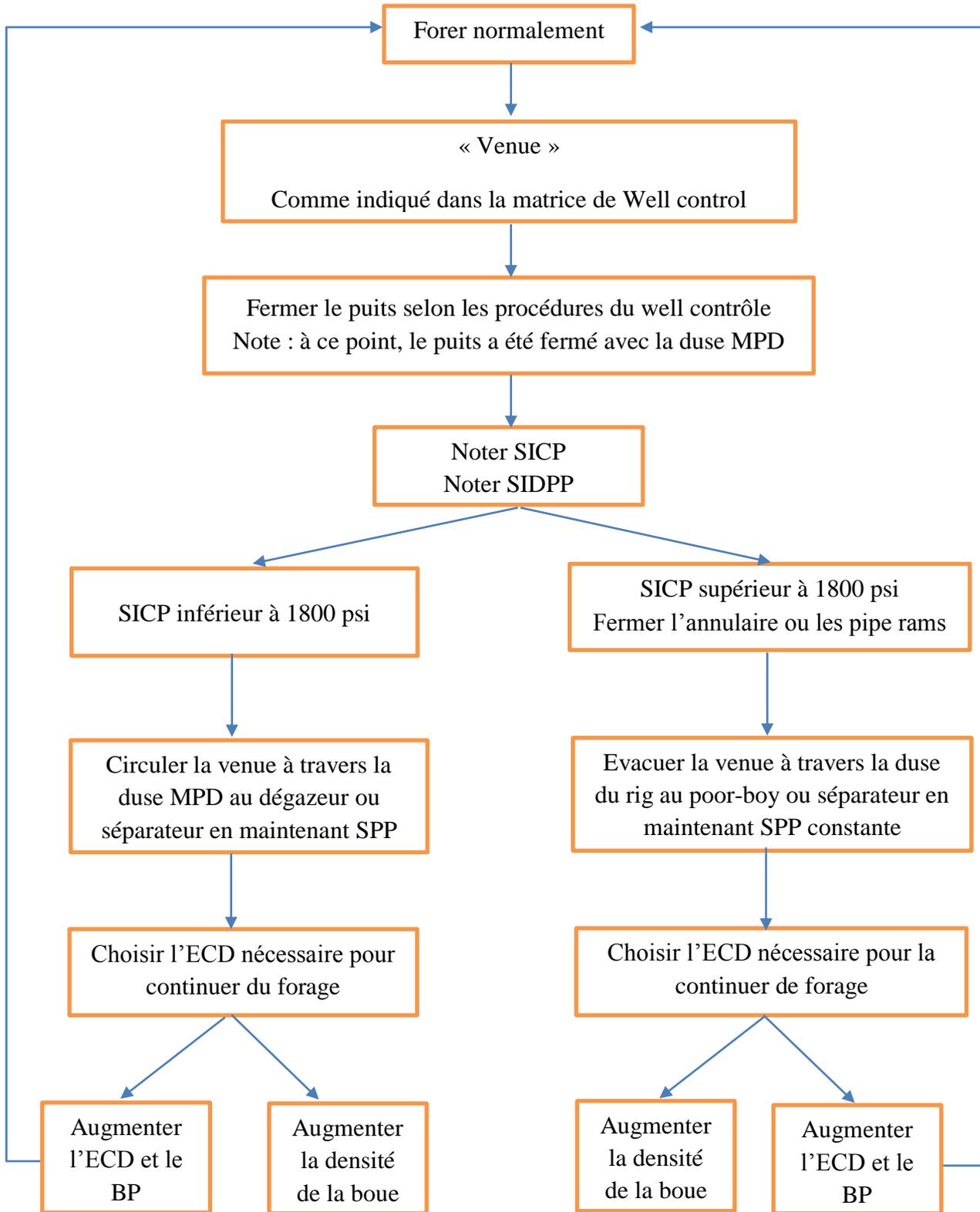


Figure V.10 Arbre de décision MPD en cas d'une venue observée

III. Comportement de la pression de fond :

La gestion de l'ECD a été obtenue par : le contrôle de la pression de retour en surface par le Choke Manifold MPD et le débit de retour annulaire sur un débitmètre (type Coriolis), la surveillance en temps réel, et les changements de CBHP enregistrés dans un PWD (pression pendant le forage) avec un outil dans la BHA. Comme le forage a progressé, la limite supérieure de la fenêtre a été réduite après une tendance exponentielle, bien que les pertes de fluides aient été contrôlées en réduisant l'ECD. À environ 2440 m MD, les limites inférieures et supérieures de la fenêtre MPD convergent et le forage a été poursuivi en gérant les pertes. À titre de mesure d'urgence, et en tenant compte de ce scénario, la commutation à la technique (UBD) a été proposée et planifiée. Mais en raison des contraintes environnementales, débiter le puits pendant le forage n'était pas possible.

Tel que défini dans le programme de forage, à 2486 m MD, le TD a été réduit en raison d'une combinaison de zones à pertes, un afflux de gaz simultanée et une augmentation des risques de pertes totales dans la couche sous-jacente de Hamra. Les Opérations MPD en NZ-22 atteignent 191 m de trou ouvert sans problèmes majeurs.

En dépit d'une fenêtre d'exploitation extrêmement étroite, le forage a été effectué avec succès tout en contrôlant simultanément les pertes et les venues. L'opération MPD dans ce puits a été la base de future utilisation du forage en MPD dans les champs Nezla en particulier et de l'Algérie en général.

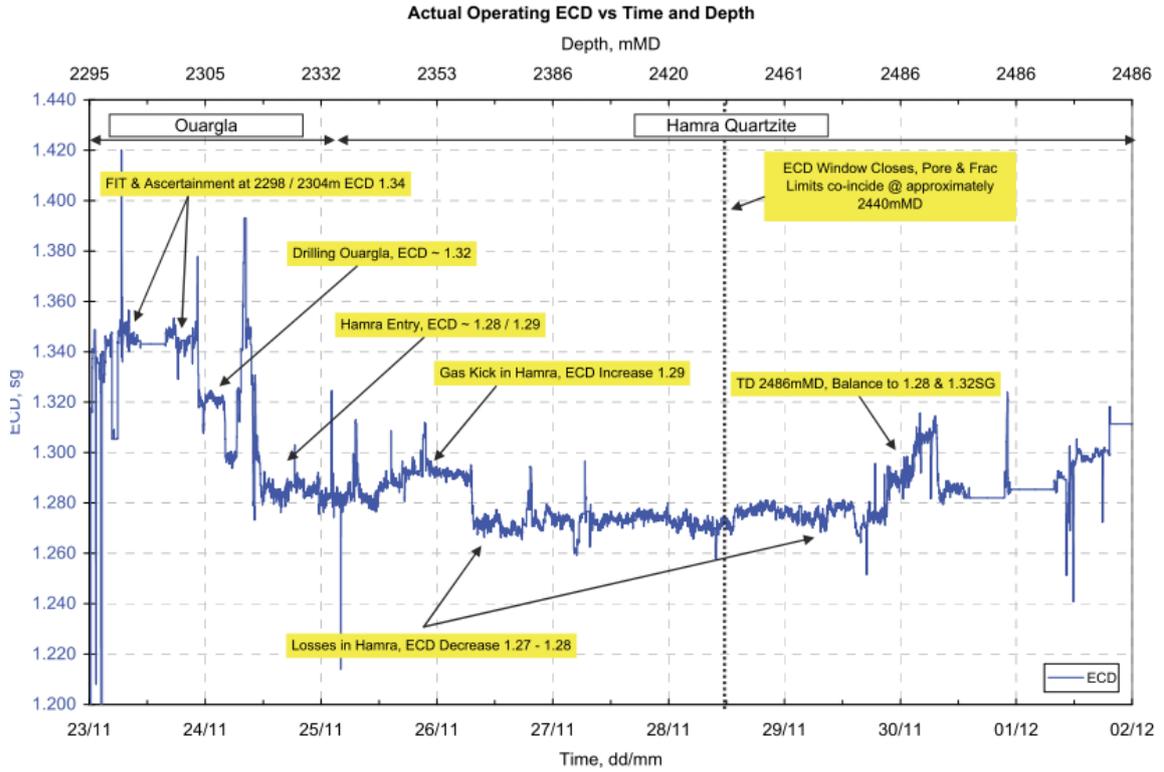


Figure V.11 Management ECD en utilisant l’MPD

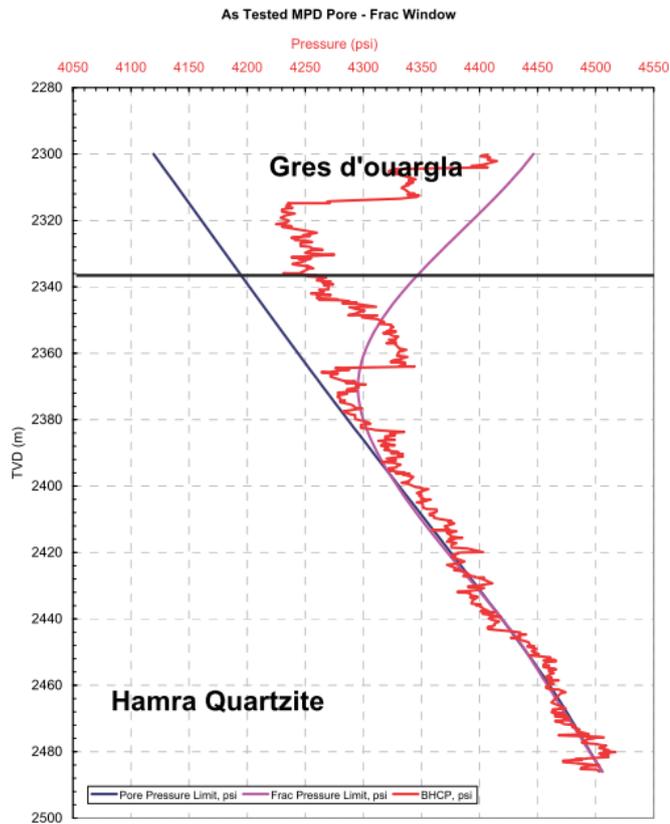


Figure V.12 MPD Ascertained operating window, la convergence entre limite des venues et la limite des pertes

IV. Progression de forage :

Une combinaison d’une seule BHA et un outil à vitesse élevée sont utilisés pour forer une section de 191 m avec succès.

Le résumé des opérations et la progression de forage est décrite dans la figure présentée ci-dessous.

La **figure V.13** montre une comparaison de la progression du forage dans ce puits (NZ-22) avec celles des puits voisins (NZ-19 et NZ-21) représentés dans les premiers **Figures V.01** et **Figure V.02** :

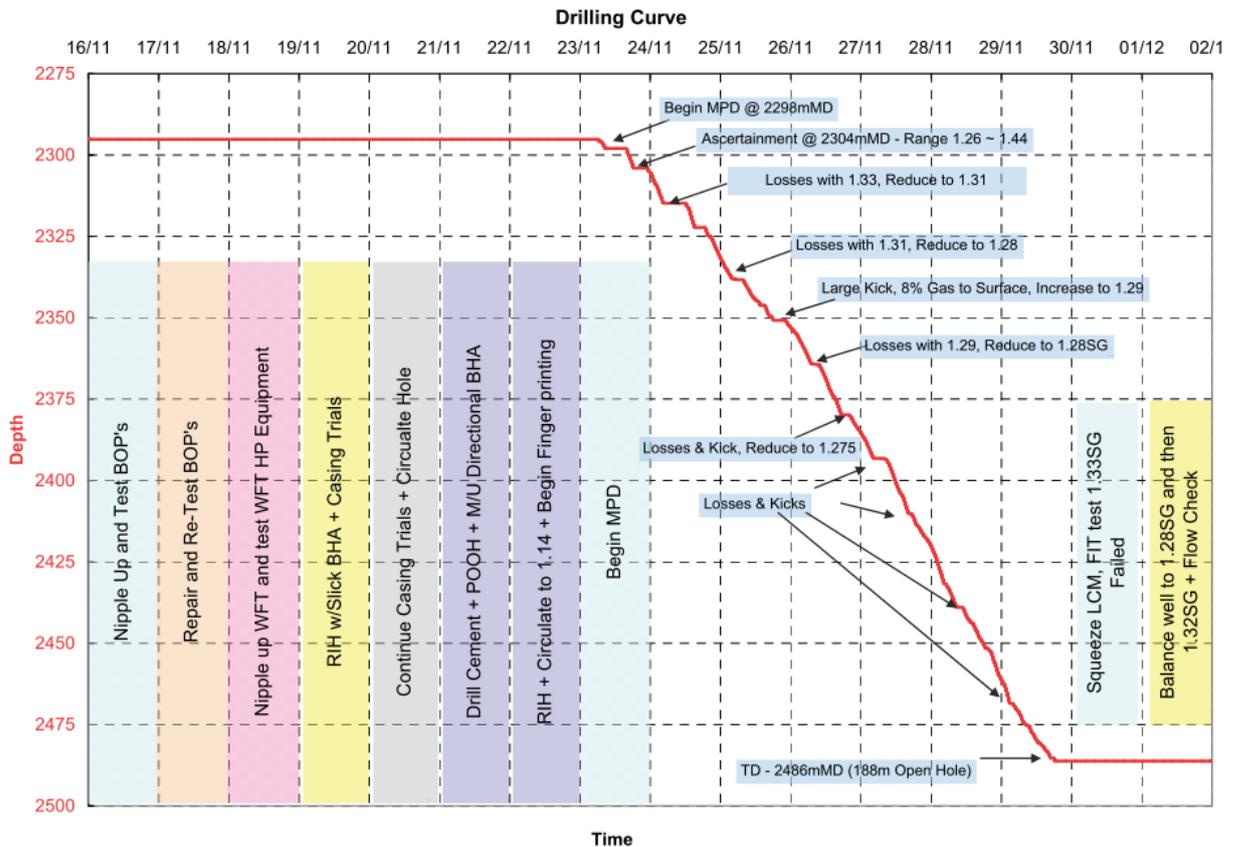


Figure V.13 La courbe de progression de forage à l'aide du MPD

V. L'utilisation de la vanne d'isolement du tubage de fond :

Cette soupape a été descendue avec un Liner 7" et posé à 1350 m. L'installation d'une soupape d'isolement dans le tubage a été choisie pour que :

- Les procédures d'abattage de puits (Well Killing) seront éliminées avant la remontée des tiges hors du découvert. Le contrôle de puits devient essentiel en face d'une formation productrice de gaz menant à des pertes tout en tuant le puits, ce qui pourrait être le cas dans la section de 6" proposée pour le MPD.
- Les risques de pistonnage vers le haut et vers le bas lors des manœuvres dans le découvert seront réduits une fois la vanne est fermée depuis la surface. Ces effets doivent être gérés avec précaution dans la section de 6" où la fenêtre entre la pression de pore et la pression de fracturation est très étroite.

La vanne d'isolement de tubage est un système contrôlé depuis la surface. Elle est gérée en tant qu'une partie intégrée dans l'ensemble « casing/tie-back liner string » qui augmente la sécurité et élimine les opérations de Snubbing.

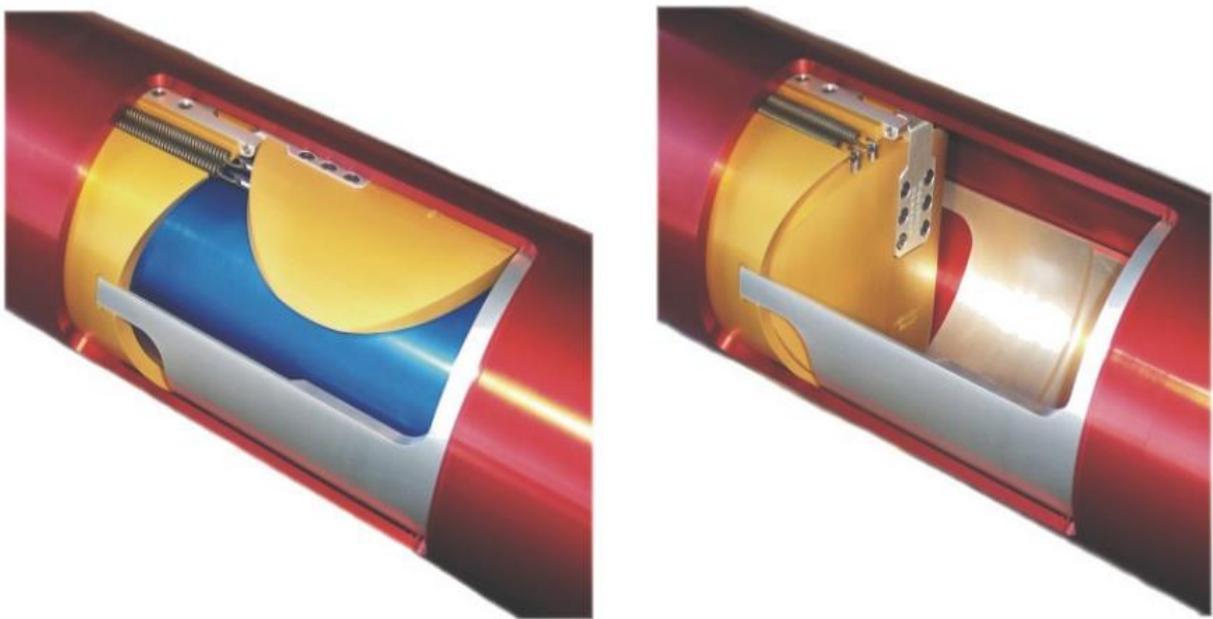


Figure V.14 Vanne d'isolement de tubage de fond

V.1 Spécification et fonctionnement de la vanne d’isolement :

La vanne est utilisée chaque fois que le train de sonde est retiré ou descendu dans le puits lorsque la pression en surface existe. Lorsqu'il est nécessaire de retirer les tiges hors du puits, le train de sonde est dépouillé (stripped out) à travers les éléments d’étanchéité (dispositif de contrôle rotatif) jusqu'à ce que l’outil soit au-dessus de la vanne d’isolement. Puis, la soupape est fermée, la pression au-dessus de la vanne est purgée et le train de sonde peut être retiré en toute sécurité. La descente du train de sonde dans le puits sera effectuée jusqu'à ce que l’outil soit juste au-dessus de la vanne, puis cette vanne est ré-ouverte et le train de forage finalement atteint le fond du puits pour continuer le forage normalement.

Le système de vanne d’isolement est constitué d'une soupape placée au fond du puits qui est contrôlée à partir de la surface par une ligne de commande, qui est exécuté à l’intérieur de l'espace annulaire entre les tubages. La ligne de commande comprend une longueur continue de tubes de 2¼" de diamètre et d’un câble de 5/16" de diamètre. Le câble métallique contient un mono conducteur pour transmettre les données opérationnelles de ligne à partir de la vanne. Le fonctionnement de la vanne est réalisé grâce à l'application de la pression sur l'une des lignes de commande, permettant l'ouverture ou la fermeture respectivement. Pour ouvrir la vanne, une pression est appliquée sur l'une des deux lignes de commande. Pour fermer la vanne, la pression est appliquée sur l'autre ligne.

Taille	7" - 32 lb/ft
O.D.	8.5 in
I.D.	6.276 in
Longueur	120 in
Pression. Max à travers la vanne	5 000 psi
Température. Max	300 F°
Moyens de fonctionnement	Ligne de commande

Tableau V.03 Spécifications de la vanne d’isolement du tubage de fond

Dans les opérations MPD où il existe une marge étroite entre la pression statique/dynamique exercée par le fluide de forage et les pressions de pore et de fracturation, la soupape d’isolation permet d’éviter les fluctuations de pression pendant les manœuvres de la descente (effets de pistonage), et de tuer le puits pendant chaque remonter de train de sonde. Ainsi, les zones de production subiront moins de détérioration des réservoirs.

Conclusion :

Les opérations du MPD en NZ-22 atteint 191 m de trou ouvert sans problèmes majeurs, ce qui a été défini comme impossible à forer de manière conventionnelle. C'est le premier MPD de son genre en Algérie. Ce succès a ouvert les portes de la continuité et de la mise en valeur de la sécurité de forage sur les champs de Nezla.

En dépit de la fenêtre de forage extrêmement réduite, le forage a été fait tout en dirigeant les pertes et les venues. Cela a confirmé l'efficacité des opérations MPD dans le forage des puits dans les champs de Nezla en particulier et l'Algérie en générale.

C'est sur le puits NZ-22 où l'expérience avait prouvé que la technologie MPD peut être appliquée avec succès pour forer un réservoir avec conditions difficiles qui ne peuvent pas être foré de manière conventionnelle.

Ce projet a été le premier à être géré par la société de service dans la région pour mettre en œuvre la structure de “Drilling Hazard Mitigation” (Allégement des risques en forage). La technologie MPD et un liner de type “expendable liner” ont été utilisés dans des différentes sections de ce puits.

Introduction :

Pour surmonter les différents problèmes rencontrés dans les formations profondes et compactes, l'industrie du pétrole travaille sur plusieurs techniques, en passant sous le nom "Pressions gérés en forage" (MPD) pour que les pressions de pore et les pressions de fracturation puissent être déterminées avec une grande précision et en toute sécurité pendant le forage. En conséquence, la densité de la boue peut être correctement ajusté et géré, en évitant les pertes de circulation, coincements des tiges et les faibles ROP.

Dans ce cadre, 'eni' a présenté la nouvelle technologie MPD connue sous le nom e-NBD (eni Near Balance Drilling), qui est un processus de forage innovateur utilisé pour maintenir la pression annulaire constante tout le temps, tout en circulant, et en gérant le profil de pression hydraulique dynamique annulaire en conséquence. La différence principale entre la méthode MPD classique et la technologie e-NBD™ est bien de garantir une circulation de boue en continue.

I. Système de circulation continue (CCS) :

L'interruption de la circulation de boue (pendant la connexion et déconnexion des raccords des tiges) génère de fortes fluctuations de la pression au fond du puits (BHP).

En fait, quand on circule la boue, la BHP est affectée par la pression hydrostatique de la boue plus les pertes de charge annulaire. Cette dernière est supprimée lorsque la circulation est arrêtée et lorsque les pompes sont remises en marche après la connexion, une pression supplémentaire est appliquée pour briser la gélification de boue et rétablir la circulation.

En outre, les matières solides contenues dans les fluides de forage ont tendance à se décanter graduellement vers le fond du puits lorsque la boue est laissée à l'arrêt.

Ces effets peuvent entraîner de divers problèmes, qui peuvent être plus ou moins sévères en fonction de type de puits. On note les problèmes majeurs suivants :

- Un nettoyage insuffisant des déblais déposés à l'horizontale (dans les puits horizontaux ou dans les puits fortement déviés) ;
- L'instabilité des parois du trou en raison des fluctuations de pression ;
- Les marges réduites entre BHP et les pressions frac/pore durant les phases où les pompes sont en marche/arrêt ;
- Risque important de coincement des tiges ;
- Décantation de la barytine lors de l'utilisation des boues lourdes (avec une très haute teneur en solides) ;
- Le surchauffage des équipements dans les puits à haute température.

Avec un système à circulation continue en place, les conditions d'état stationnaire peuvent être maintenues dans le puits de forage afin que les formations ne souffrent pas des oscillations de pression. Le nettoyage du puits est donc amélioré, et cela permet de réduire le risque des problèmes dans le découvert jusqu'à ce que l'outil soit à l'intérieur du tubage précédent.

Les avantages d'une circulation continue ont été appréciés par l'industrie depuis l'introduction de forage en Coiled tubing, qui s'est révélé être une alternative précieuse dans plusieurs conditions du puits. Toutefois, l'utilisation du Coiled tubing ne peut être étendue dans les puits profonds en raison de limitations intrinsèques de cet équipement.

Selon la vision de « eni », les avantages de circulation continue de boue peuvent être regroupés en trois grandes catégories, comme indiqué ci-dessous :

1. Qualité

- Amélioration du nettoyage du trou ;
- Moins d'incidents de coincement des tiges ;
- Prévention des effets de ballonnement (causé par la variation de la pression moyenne à l'intérieur ou à l'extérieur de la colonne de tubage).

2. Contrôle du puits

- Réduction de probabilité des venues ;

3. Avantages technologiques

- Forage des formations " difficiles " ;
- Forage des puits ayant des fenêtres étroites de gradients de pression de fracturation ;
- La circulation continue empêche le surchauffage d'outils au fond du puits ;
- Augmentation de la durée de vie des équipements au fond du puits en évitant le stop-and-go ;

II. Le système e-NBD™ :

Le système e-NBD™ (**Figure VI.01**) est la combinaison des deux sous-systèmes suivants :

- Le système e-CD™ :
 - e-CD™ Sub (1) et
 - e-CD™ Manifold ;
- Le système de duse active (2).

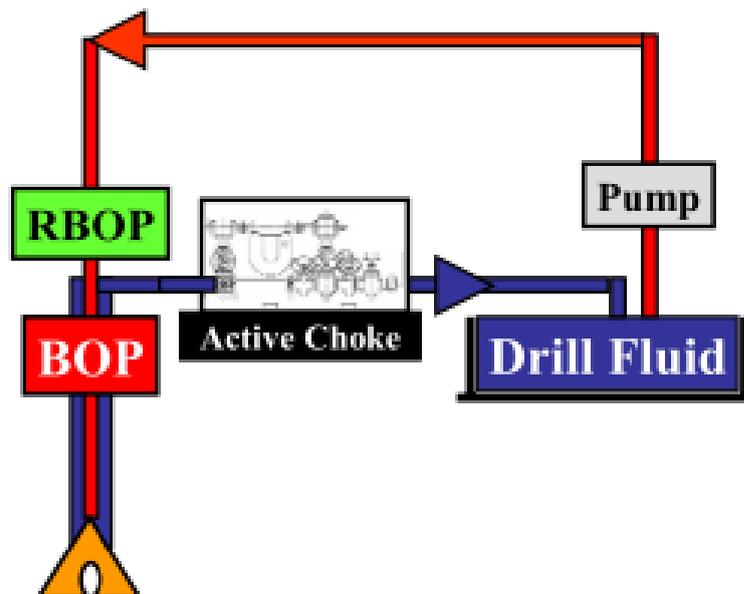
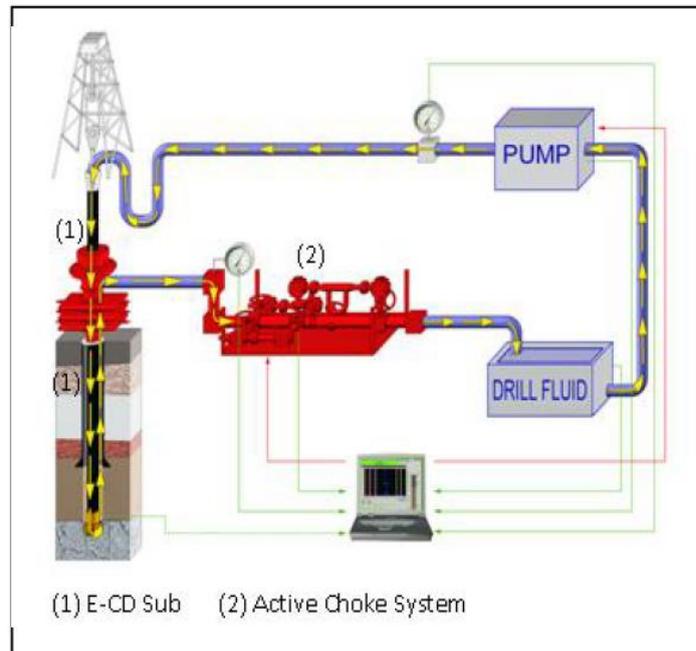


Figure VI.01 Système e-NBD (boucle fermée)

II.1 Le système e-CD™ :

Le système e-CD™ (**Figure VI.02**) est composé de deux principaux éléments : l'e-CD™ Sub (raccord) et la e-CD™ Manifold.

II.1.1 L'e-CD™ Sub : (**Figure VI.03**) est une double soupape anti-retour avec un port à une entrée latérale, qui est descendu dans le trou en haut de la longueur des tiges de forage. Le nombre des subs (raccords) requis dépend de la longueur de la section à forer avec une circulation ininterrompue.

Les subs ont une pression de service de 5000 psi et 7500 psi, (en fonction des paramètres de forage, et en ligne avec le Manifold de l'e-CD™ et le reste du circuit de boue), et sont compatibles avec les plus communs raccords de tige de forage.

Le diamètre extérieur du Sub e-CD™ est de 7" dans la partie inférieure, et 6 3/4" dans la zone de capture pour le top drive back-up tong ; le reste du corps est de 7" de diamètre extérieur.

Le diamètre intérieur minimum de tous les e-CD™ est de 71 mm (soit 2 13/16").

II.1.2 L'e-CD™ Manifold :

L'e-CD manifold (**Figure VI.03**) assure la circulation du fluide de forage à partir de la ligne du top drive (circulation long chemin) jusqu'au port de l'entrée latérale du Sub e-CD™.

L'e-CD™ Manifold est installé sur le plancher de forage ou au niveau du sol lorsque l'espace de plancher de forage n'est pas suffisant pour cette installation.

Le système e-CD™ peut être installé sur tous les types de plate-forme de forage, avec des modifications mineures de la première installation. Un flexible relie le Manifold d'e-CD™ avec le Sub d'e-CD™ sur le plancher de forage, permettant ainsi la circulation via le port de l'entrer latérale. En ce moment, la soupape anti-retours en haut se ferme et le top drive ou la longueur supérieure des tiges de forage peut être enlevée pour effectuer la connexion requise dans la façon traditionnelle. La circulation de boue continue sans interruption dans le train de sonde au-dessous du Sub de l'e-CD™.

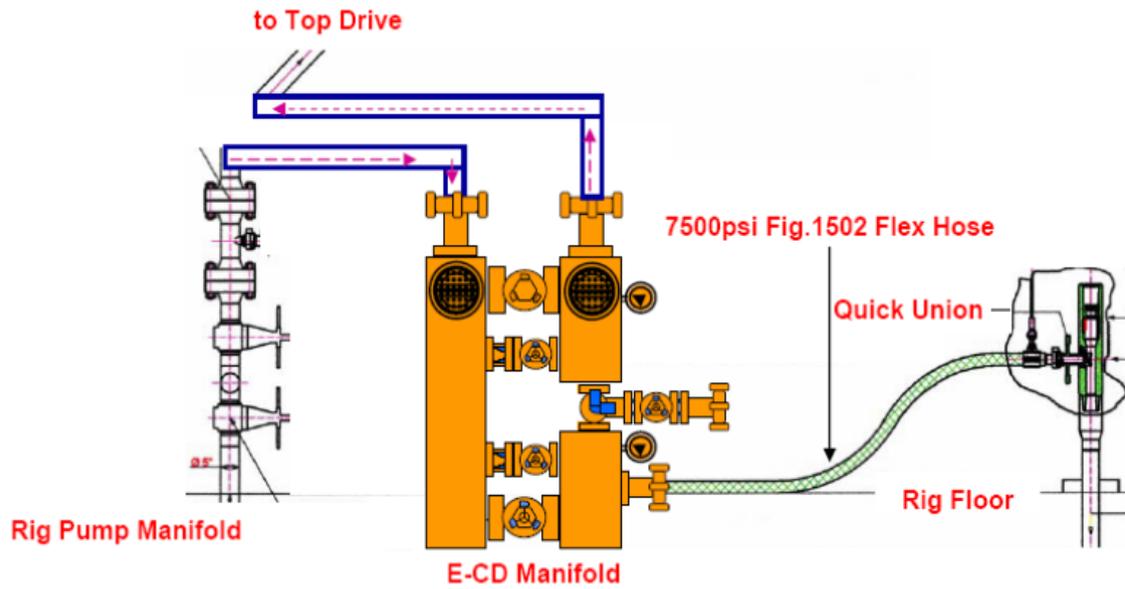


Figure VI.02 Schéma descriptif du système e-CD

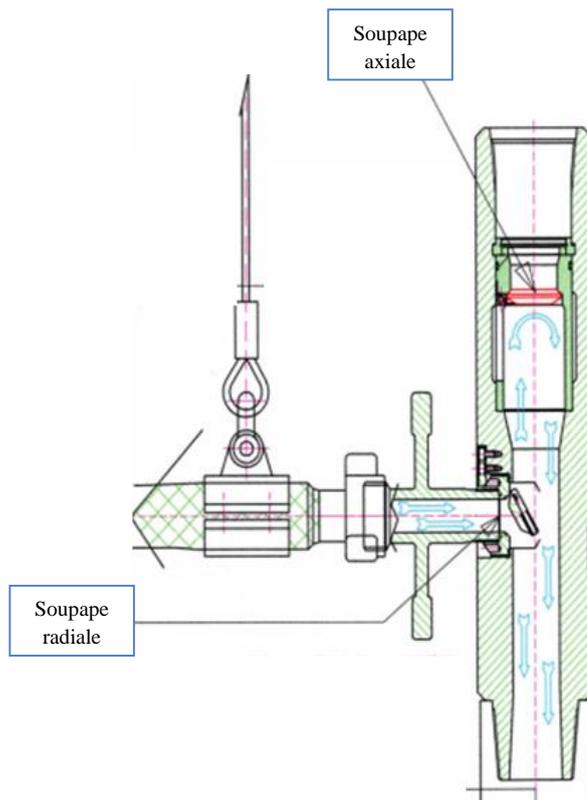


Figure VI.03 Schéma descriptif de l'e-CD Sub

L'installation du Manifold peut être achevée pendant les temps d'arrêt "flat time", tels que le temps après le travail de cimentation à la fin d'une section de trou qui précède celui nécessitant une circulation continue.

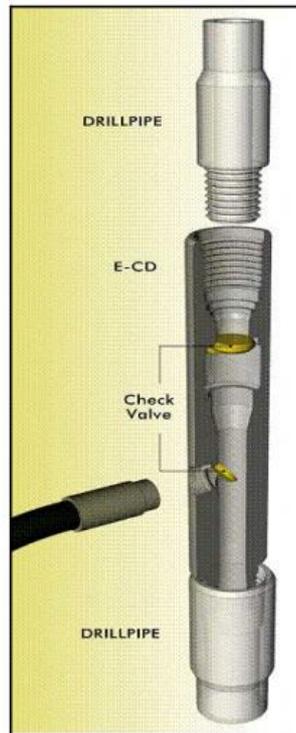


Figure VI.04 Sub e-CD™



Figure VI.05 Manifold e-CD™

Certaines limitations qui pourraient survenir sur de très petits appareils de forage, où l'espace n'autorise pas une installation facile du manifold ; l'installation d'une version dédiée avec un panneau de commande à distance pour le Manifold e-CD™ est disponible pour faire face à ce problème.

Le schéma d'installation du système à circulation continue est illustré dans la **figure VI.06**.

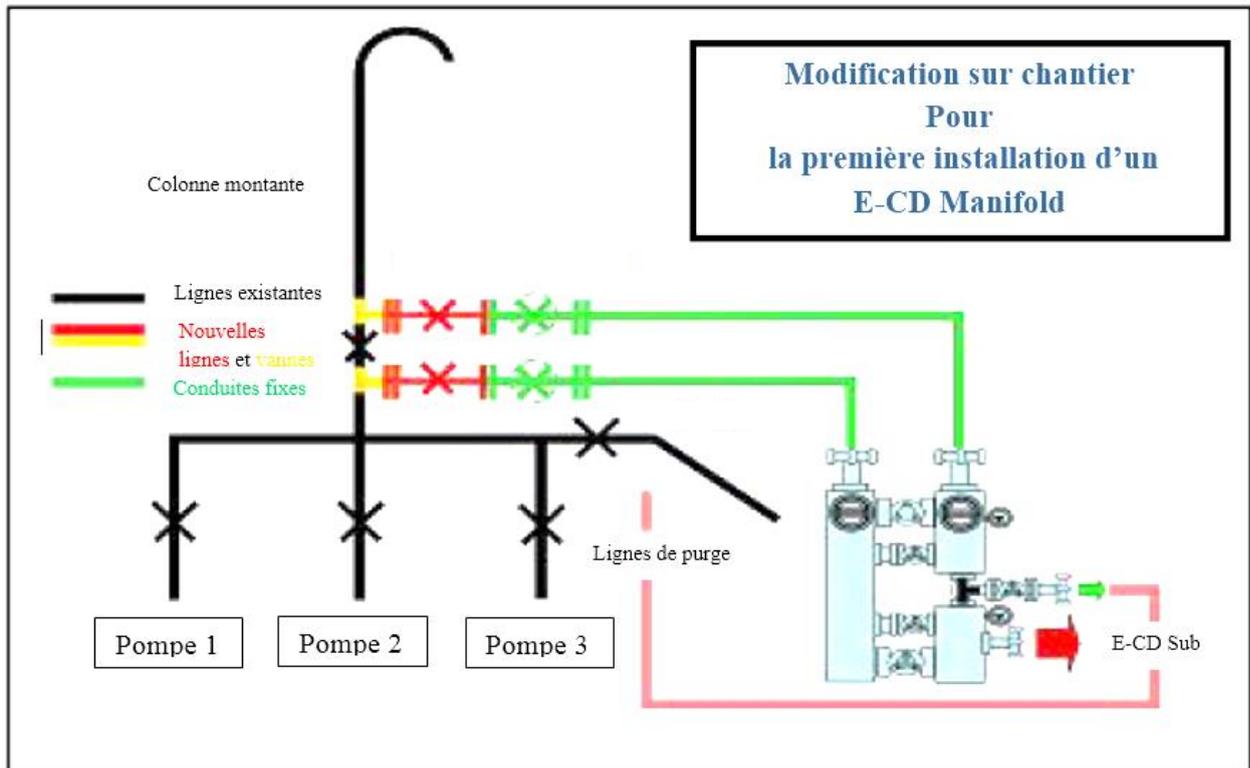


Figure VI.06 L'installation de l'e-CD™ sur le chantier de forage

II.1.3 Le système de duse active (Active Choke System) :

Pendant les opérations de forage, le puits est fermé avec une tête de circulation rotative (RCD), et la circulation de boue se fait par le biais d'une duse " active ", c'est-à-dire une duse dont l'ouverture est constamment contrôlée par un système informatisé.

Lorsque ce système est mis en œuvre, une pression annulaire est appliquée et contrôlée par l'ouverture de duse.

Plusieurs paramètres de forage sont surveillés : la pression de la colonne montante, la pression de fond, la pression annulaire et le débit entrant et sortant, etc.

En plus, ENI a introduit un système capable de détecter les micros flux, c'est-à-dire toute tendance de venue ou perte identifiés par des différences minimales entre le débit à l'entrer et le débit à la sortie.

III. e-NBD™ vs. MPD :

Les avantages de l'e-NBD™ par rapport à un système MPD classique sont :

- 1) La compensation de la pression de fond par une contre-pression annulaire de surface n'est plus nécessaire lors de la connexion des tiges. Cela permet d'éviter toute possibilité d'erreur au cours de la phase transitoire, où la contre-pression en surface est augmentée ou diminuée par le biais des procédures longues et complexes.
- 2) Le temps de connexion est réduit, car les phases transitoires ne sont plus nécessaires.
- 3) Il n'y a pas des variations de température de fond et par conséquent, les changements de la rhéologie de la boue qui pourraient être générées lors de la connexion des tiges sont évités. Cela améliore le contrôle de la BHP.
- 4) La surveillance en temps réel des paramètres de forage (pression de fond, température de circulation...) peut également être effectuée au cours des connexions des tiges.
- 5) Il est possible de continuer à surveiller les données durant le forage des formations contenant du gaz au cours des connexions de tige, il n'y a pas lieu d'attendre pour la stabilisation de la variation du gaz avant d'effectuer les opérations de connexion.
- 6) Une arrivée de gaz peut être rapidement identifiée et évacuée en toute sécurité, tout en surveillant la tendance de la pression de fond pendant la connexion des tiges, sans attendre les "bottoms-up" (arriver des cuttings ou fluides de formation du fond jusqu'à la surface) avant d'effectuer la connexion.
- 7) La maintenance d'RCD (ex., remplacement d'un insert de roulement usée) peut être effectuée tout en conservant une circulation complète dans le puits de forage, à l'aide d'un manifold de duse automatique pour contrôler la pression de puits ; cela réduit les risques de décantation des déblais et les incidents de coincement des tiges.



Figure VI.07 Connexion des tiges avec un e-CD Sub pendant une circulation continue

IV. Historique d'utilisation du système e-NBD :

Avant de commencer la mise en œuvre "complète" du système e-NBD™, un grand nombre d'e-CD™ a été achevé et des applications garantissant la faisabilité de la méthode.

La première section de trou forée par une circulation continue avec un système e-CD™ était une section horizontale de 6" dans un puits étendue (extended reach well) dans le Val d'Agri (Champ au sud de l'Italie) en 2006.

Une fois le système e-NBD™ avait révélée fiable, son application a commencé (à compter d'aujourd'hui, plus de 10.000 heures de circulation continue et 5 000 connexions ont été enregistrées).

La plus première utilisation e-NBD™ application a été en Egypte en 2007, dans un puits HP-HT en zone extracôtière méditerranéenne (sur une plate-forme autoélévatrice). Dans une section 5 7/8" foré dans une formation sableuse (contenant du gaz), l' e-NBD™ a prouvé ses capacités de détecter le début des venues, des pertes et des contre-réactions : Dans l'un des cas, les opérations de contrôle d'éruption ont été lancées en moins d'une minute de la détection d'un afflux. Ce puits a été foré jusqu'à 5450 m avec une densité de boue de 2.21 s.g , une densité de circulation équivalente de 2,23 s.g. et un gradient de fracturation de formation égale à 2.26 S.G. C'a été une réalisation importante, étant donné que tous les anciens puits dans la région ont connu un temps non productif (NPT) très élevé en raison des venues ou des pertes, et plusieurs sections de trou ont dû être abandonnées en raison des conditions du puits ingérables.

La première application sur une plateforme flottante était en 2009, dans un puits d'exploration en Libye. Ce puits avait déjà été abandonné après une venue gaz à environ 11,000 ft avec une pression de formation calculée à 1,61 s.g. L'afflux du gaz et les pertes simultanées ont rendu la venue impossible à contrôler même si la densité de la boue a été progressivement alourdie d'une densité originale de 1,45 s.g. à une densité nettement plus élevée que la pression de pore. La décision d'abandonner le puits a été prise lorsqu'on a été reconnu qu'il aurait été impossible de poursuivre le forage avec les techniques conventionnelles.

L'application de l'e-NBD™ a permis la réussite d'une ré-entrer de puits, et de continuer le forage à travers la zone trouble avec une densité de boue de 1.55-1,58 s.g. et une densité de circulation équivalente de 1.62-1.69 s.g.

Le tableau suivant affiche le nombre total des applications e-CD™ et e-NBD™ effectuées dans les puits d'ENI e&p dans la période 2006-2011 avec un total de 80 000 heures de diffusion.

	e-CD™	e-NBD™
Onshore	12	1
Jack-up	13	1
Floater	18	2
TOTAL	43	4

Tableau VI.01, 02 Les applications e-CD™ et e-NBD™ effectuées au cours de la période 2006-2011

Ø	Puits terminés	Type	e-CD	e-NBD
1.	Monte Enoc 1 ou - extended horizontal- Année 2006 Italie	Onshore	X	
2.	Helm 1 - HP/HT- Année 2007 Égypte	Juck up	X	
3.	PFM10 - critique - Année 2007 Achèvement horizontale l'Égypte	Juck up	X	
4.	RbisDir PFMD2- HP/HT- cibles atteintes @ 5450m - année 2007/08 l'Égypte	Juck up	X	X
5.	Cerro Falcone 4 - double drain – premier drain terminé - Année 2007 Italie	Onshore	X	
6.	Casteltermini 1 - e-CD section terminée - 2007/2008 Italie	Onshore	X	
7.	PFM11 – puits critique - complété - Année 2008 Égypte	Juck up	X	
8.	Se11 - Puits critique -achèvement - e-CD sect.completed, Dec 08 Égypte	Juck up	X	
9.	A1-NC41, puits critique en ré-entrée du puits Y06 P&A: nov. 08 La Libye	S/S Rig	X	X
10.	Oberan 2 – puits très critique ; terminé Jan.09 Nigéria	S/S Rig	X	
11.	Cerro Falcone 2 - extended horizontal- Année 2009 Italie	Onshore	X	
12.	Cerro Falcone 4- drain double –deuxième drain terminé, avr 09 Italie	Onshore	X	
13.	A1-NC41-ST - critique ré-entrée du puits Y06 P&A BIEN - Jan 09 La Libye	S/S Rig	X	X
14.	Oyo 6- puits critique- Terminé Avr 09 Nigéria	S/S Rig	X	
15.	A1-16/4 – puits critique : @ D.T Jun 09 La Libye	S/S Rig	X	X
16.	Monte Enoc 3- étendue horizontale - Aug 09 Italie	Onshore	X	
17.	Oyo 6- puits critique- complété Aug 09 Nigéria	S/S Rig	X	

Ø Puits EN cours (en vigueur en septembre 2009)	Type	e-CD	e-NBD
• Pakistan, Bado Jabal, exploration critique HP/HT - 8" ½ Section de trou	Onshore	X	X
• L'Angola 5 puits, 1ère Cabaca plan nord 1 terminé, 4 puits à gauche	S/S Rig	X	
• La Tunisie, Maamoura E 2 Hor- puits critique	Juck up	X	

V. Etude comparative entre l'MPD conventionnel et l'e-NBD :

On va prendre le cas de notre puits (NZ-22R) pour comparer entre les NPT et les coûts de réalisation du puits en utilisant les opérations MPD conventionnel (comme il a été foré en réalité) et les NPT et coûts de réalisation si on a utilisé un système e-NBD.

V.1 Analyse de temps opérationnel du puits :

V.1.1 En utilisant l'MPD conventionnel (Réellement appliqué)

Les opérations de re-entry pour la construction (forage et complétion) du puits NZ-22 ont été terminées en moins de 107.26 jours, y compris 17,54 jours de NPT (16 % NPT).

La construction de puits peut être divisée en une phase de forage de 98,2 jours (16,3 % NPT) et une phase de complétion avec 9,07 jours (16,6 % NPT). Le puits a été complété à 2486 m avec 153 m dans les Quartzites de Hamra.

Le tableau ci-dessous résume le temps non productif et productif pour chaque section.

N-22R					
Article	Temps total	Temps productif		Temps non-productif	
La Phase-in	Temps (jours)	Temps (jours)	Pourcentage	Temps (Jours)	Pourcentage
8" 1/2	72.81	61.04	83,8 %	11.77	16,2 %
6"	25.38	21.12	83,2 %	4.26	16,8 %
Complétion	9.07	7.56	83,4 %	1.51	16,6 %
Puits Total	107.26	89.72	84 %	17.54	16 %

Tableau VI.03 Temps productif et non-productif pour chaque section du puits NZ-22R

CHAPITRE VI : Perspective sur la nouvelle technologie (e-NBD™)

Les NPT détaillés de la réalisation du puits sont illustrés dans le tableau suivant :

Section de trou	Partie responsable	Catégorie	Détails	NPT (heures)	Rapport Date	Total NPT pour la section (heures)	Total NPT pour la section (jours)
8-1/2" x 9-7/8"	Rig-NPT	BOPs	Joint de bonnet éclaté lors de test de pression	2.00	12-Sep-09	277.75	11.57
	Rig-NPT	Lignes de surface	Fuites au niveau des lignes de surface d'MPD	11.25	13-Sep-09		
	Trou-NPT	Bit Trip	Incapable de forer le Bridge Plug avec un outil PDC.	42.75	15-Sep-09		
	Rig-NPT	Système MPD	Réparation de soupape.	1.50	17-Sep-09		
	Rig-NPT	Lignes de surface	Réparation de soupape qui fuit.	0.75	17-Sep-09		
	Rig-NPT	Top-Drive	Vanne manuelle fermée, le foreur a oublié d'ouvrir avant de circuler	0.75	22-Sep-09		
	Trou-NPT	LOC	Venue & pertes @ 2042 m	173.00	27-Sep à 04-Oct		
	SC-NPT	Drill String	POOH en raison d'une baisse de pression de 400 psi (duses fissuré)	20.50	04-Oct-09		
	SH-NPT	WOD	En attente de la décision de SH-DEP	7.25	07-Oct-09		
	SC-NPT	Unité de ciment	Test de pression ; lignes d'unité de cimentation fuitent	2.25	09-Oct-09		
	Rig-NPT	Top-Drive	Réparation de Top-Drive (Hydraulic line-valve)	3.25	10-Oct-09		
	Rig-NPT	Top-Drive	Réparation du système (IBOP) de la Top-Drive	4.25	11-Oct-09		
	Rig-NPT	Top-Drive	Changement de IBOP (Top-drive safety valve)	8.25	12-Oct-09		
7-1/2" X 8-	Rig-NPT	Top-Drive	Réparation d'IBOP (Top-drive safety valve)	1.50	23-Oct-09	4.75	0.20
	Rig-NPT	Top-Drive	Réparation de la vanne hydraulique TDS	1.00	24-Oct-09		
	SC-NPT	Bit	Changement d'outil au début de la descente	2.25	07-Nov-09		
6" MPD	Rig-NPT	BOPs	RCH Fuite - Serrer les connexions d'RCH-BOP annulaire	3.00	18-Nov-09	102.25	4.26
	Rig-NPT	BOPs	Remplacement d'élément packoff au BOP Annulaire	21.00	16-Nov-09		
	SC-NPT	MWD	En attente de MWD Monel	8.50	21-Nov-09		
	SC-NPT	Système MPD	dépannage de coriolis meter	6.00	22-Nov-09		
	Trou-NPT	LOC	LOC à 2315 m	7.50	24-Nov-09		
	Rig-NPT	Pompe de boue	La réparation de la conduite d'aspiration de pompe de boue # 3	2.50	24-Nov-09		
	SC-NPT	Système MPD	Temps pri pour purger la pression des raccords de drill pipe	2.75	25-Nov-09		
	SH-NPT	WH	Tentative d'installation du pack-off de la bride	8.00	10-Dec-09		
	SC-NPT	Junk	Repêchage du ferraille dans le trou (lame de l'outil PDC)	43.00	12-Dec-09		
Complétion	SC-NPT	Packer	Casing Packer	34.75	19-Dec-09	36.25	1.51
	SC-NPT	Caissons	Réparation du Tubing Power Tong	1.50	23-Dec-09		
NPT Total						421,0	17,54
Parentage de NPT Total							16 %

Tableau VI.04 NPT détaillés du puits NZ-22R

V.1.2 Utilisation du système e-NBD :

Si le système e-NBD était utilisé pour réaliser le puits (NZ-22R), on aurait pu éliminer la majorité du temps non-productif causé par l'interruption de la circulation ainsi que tous les NPT liés au système MPD conventionnel (installation, réparation et dépannage). En plus des avantages cités auparavant dans ce chapitre, les venues gaz et les pertes auraient pu être rapidement identifiées et évacuées en toute sécurité, tout en surveillant la tendance de la pression de fond pendant la connexion des tiges grâce au système de duse active (Active choke system) dédié au système e-NBD.

Le **tableau VI.05** suivant résume les NPT éliminés en utilisant le système e-NBD face au MPD conventionnel :

Section de trou	Partie responsable	Catégorie	Détails	NPT (heures)	Total NPT pour la section (heures)
8-1/2" x 9-7/8"	Rig-NPT	Lignes de surface	Fuites au niveau des lignes de surface d'MPD	11.25	185.75
	Rig-NPT	Système MPD	Réparation de soupape.	1.50	
	Trou-NPT	LOC	Venue & pertes @ 2042 m	173.00	
6" MPD	SC-NPT	Système MPD	dépannage de coriolis meter	6.00	8.75
	SC-NPT	Système MPD	Temps pri pour purger la pression des raccords de drill pipe	2.75	
NPT Total éliminé				194.5	194,5

Tableau VI.05 NPT éliminés en utilisant le système e-NBD

Il est noté qu'aucun temps n'est perdu lors de l'installation des équipements d'e-NBD, car cette dernière peut être effectuée pendant les temps d'attentes, tels que le temps après le travail de cimentation. Et l'historique mondial de l'utilisation de cette nouvelle technologie n'a montré aucun problème, panne ou défaillance de ses équipements.

Si cela était appliqué, on aurait pu gagner plus de 194 heures, soit 46% du temps non-productif totale du puits NZ-22R.

Donc, le temps non-productif du puits aurait pu atteindre 8.6% qui rapporte un investissement économique très important pour une meilleure réalisation de ce projet.

Les figures VI.09 et VI.10 illustrent la différence des NPT entre l'application d'un système MPD conventionnel et l'utilisation d'un système e-NBD avec une circulation continue.

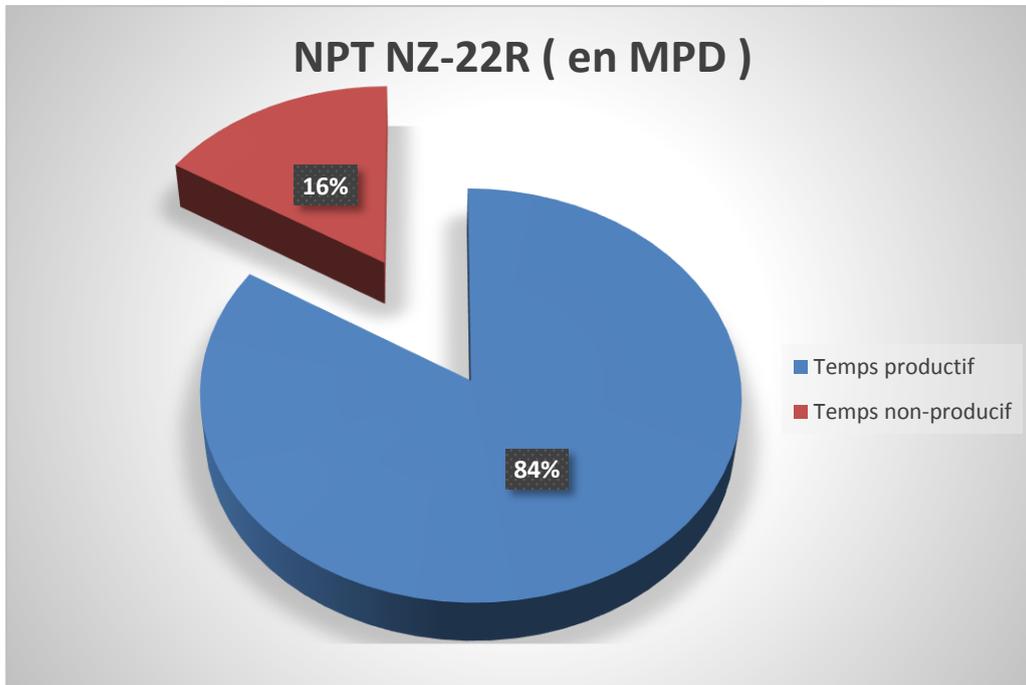


Figure VI.08 Répartition du temps opérationnel en utilisant l'MPD –NZ22R

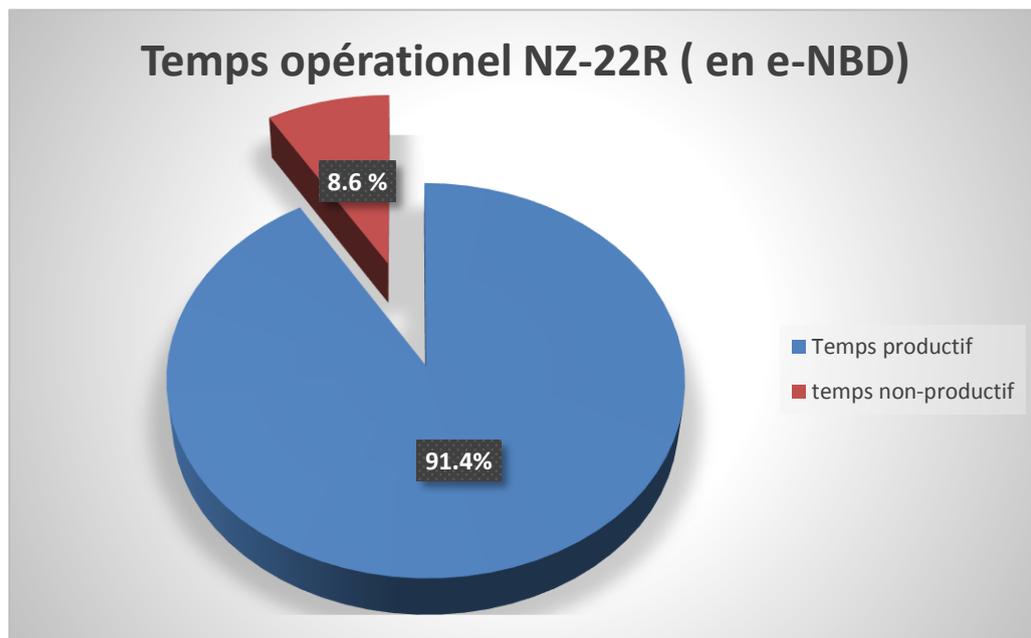


Figure VI.09 Répartition du temps opérationnel en utilisant l'e-NBD

La **figure VI.11** illustre le temps non productif qui aurait pu être évité si le système e-NBD était appliqué (par rapport au NPT totale marqué en forant en MPD) pour relaiser le puits NZ-22R.

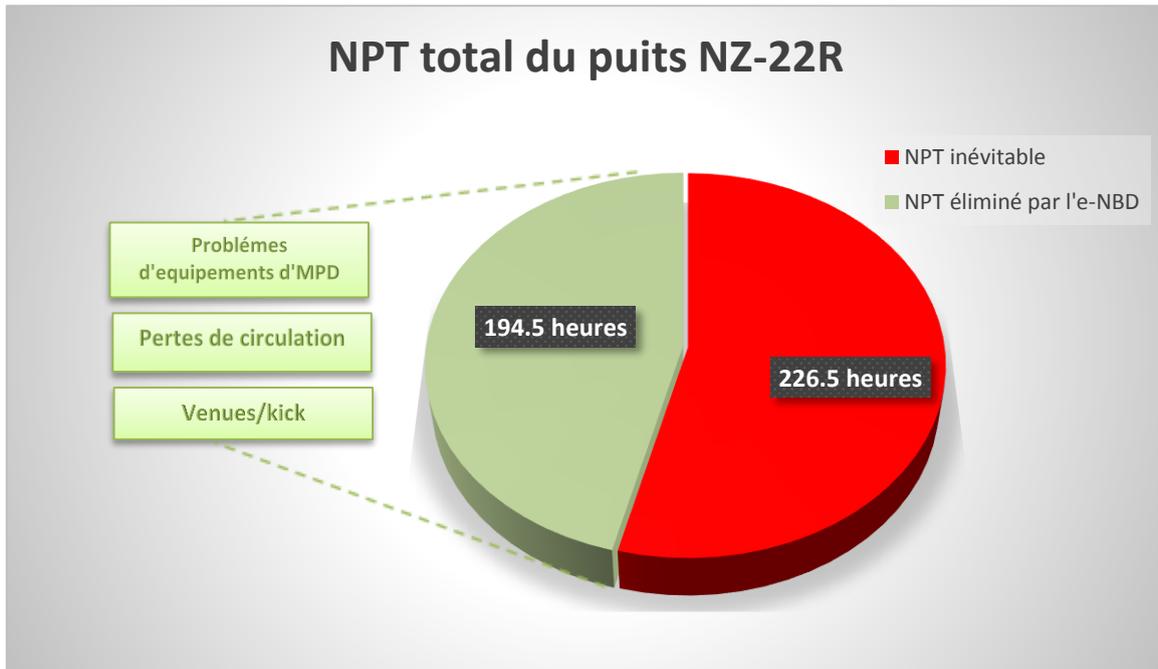


Figure VI.10 Temps éliminé en utilisant l'e-NBD par rapport au NPT totale du puits

CONCLUSION GENERALE :

La formation de Quartzite de Hamra représente un défi potentiel pour les foreurs. Elle cause de nombreux évènements répétitifs de pertes de fluide de forage, des venues, des coincements et d'autres problèmes rencontrés lors des opérations de forage conventionnel.

Le forage en pression gérée (MPD) est un concept évolutif qui est soutenu par les techniques uniques et des dispositifs spécialisés. La combinaison de ces techniques et de ces dispositifs conduisent à être la technologie précieuse 'MPD' qui a la capacité d'atténuer les risques, d'améliorer les performances du forage et d'augmenter le taux de production du projet.

C'est sur le puits NZ-22 où l'expérience avait prouvé que la technologie MPD peut être appliquée avec succès pour forer un réservoir dans des conditions difficiles qui ne peuvent pas être foré de manière conventionnelle. Les résultats obtenus dans cette étude technique en basant sur les données des puits NZ-22 et en comparaison avec celles des puits NZ-21 et NZ-19 et les rapports de forage des puits Nezla ont prouvé que l'utilisation de la technologie MPD 'CBHP' était une solution très utile pour traverser la formation des Quartzites de Hamra.

Les opérations du MPD sur le puits NZ-22 atteint 191 m de trou ouvert sans problèmes majeurs. C'était le premier essai du MPD en Algérie. Ce succès a ouvert les portes de la continuité et de la mise en valeur de la sécurité du forage sur le champ de Nezla.

Compte tenu de la fenêtre de forage extrêmement réduite, les forages en MPD ont été faits tout en contrôlant les pertes et les venues. Cela a confirmé l'efficacité des opérations MPD dans le forage des puits dans le champ de Nezla en particulier et l'Algérie en générale.

En outre, la technologie e-NBD™ représente une alternative du système MPD conventionnel. D'après les cas présentés dans cette étude et les nombreuses applications déjà réalisées, on peut dire que l'e-NBD™ peut être considéré comme une avancée remarquable pour mieux contrôler les scénarios difficiles de forage. Cette nouvelle méthode basée sur la circulation continue et la détection rapide des venues et des pertes minimise encore plus les temps non productif et atténue les problèmes de forage même pendant les connexions.

Tenant compte de ces essais positifs, le système e-NBD peut être une solution innovatrice et économique pour résoudre les problèmes rencontrés en traversant les quartzites de Hamra dans le champ de Nezla et dans d'autres champs difficiles à forer à travers tout le domaine minier Algérien.

RECOMMANDATIONS

Dans le but de remédier aux problèmes de forage des Quartzite de Hamra et dans le souci de préserver ce réservoir et de réaliser les puits d'exploration et de développement dans les meilleures conditions en termes de durée, de coût et de sécurité, nous recommandons d'après cette étude ceux qui suit:

- L'utilisation de la technique MPD 'CBHP' pour traverser les zones à fenêtre de forage réduite. Cela est conditionné par une formation de qualité et une adaptation pour le personnel opérationnel à cette opération de forage non conventionnel.
- Une attention particulière doit être portée aux caractéristiques des fluides de forage et principalement la densité qui est facteur déterminant pour contrôler les deux paramètres importants à savoir le well control et la stabilité des parois.
- La nécessité d'assurer une excellente communication entre l'équipe du MPD et le personnel du chantier. Les rapports du champ NEZLA ont montré que la mauvaise communication a créé des risques opérationnels et de sécurité, cela ne peut pas être ignoré. Prenant l'exemple du puits NZ-27 où il y a eu une mauvaise communication entre le superviseur MPD et le foreur, cette situation a induit une situation de Well Control.
- Tous les changements dans les paramètres de forage (Changement dans la densité de la boue / Débit / Pompage de LCM) devraient être communiqués au MPD Engineer pour réévaluer la modélisation.
- L'utilisation d'une vanne d'isolement DDV (Downhole deployment Valve) comme une partie intégrante avec un liner 7" pour assurer la sécurité du puits et éliminer les risques de pistonnage pendant les manœuvres dans le découvert.
- La mobilisation de moyens adéquats (nouvelles technologies) comme l'utilisation de nouveaux designs d'outils imprégnés (grande durabilité, faible usure,...etc.), l'utilisation des turbines équipées d'un système anti coincement (Anti Sticking Device) et le système (Turbodrill Locking Clutch System), permettront d'éviter les problèmes de coincements et de réduire les temps de forage, les NPT (moins de coincements) et de forer les grandes fondrières.
- La recommandation principale reste d'utilisation de la nouvelle technologie de l'e-NBD (proposé par "Eni") pour améliorer la performance et minimiser les problèmes de forage, réduire les NPT en traversant les sections et les zones problématiques en toute sécurité. Ce système qui est moins encombrant et moins onéreux que le traditionnel MPD est donc fortement recommandé.

BIBLIOGRAPHIE :

- [1] The Hydrocarbon Potential of Hamra Quartzites Reservoir around Hassi Messaoud and Oued Mya Bassin, W. Gahlouz, Sonatrach Exploration Division. (Mar.2013)
- [2] Caractérisation et Evaluation des Réservoirs Ordoviciens du pourtour de Hassi Messaoud, Sonatrach. (2008)
- [3] End of Well Report NZ-22R, Sonatrach. (12.Fev.2010)
- [4] Managed Pressure Drilling Techniques, Equipment & Applications. A Thesis Submitted To The Graduate School Of Natural And Applied Sciences Of Middle East Technical University, By Erdem Tercan. (May 2010)
- [5] Conventionally Undrillable Open Fractured Reservoir, Successfully Drilled Using Managed Pressure Drilling Technology in Algeria - SPE 138579. (Nov.2010)
- [6] ENBD, the proprietary Eni Managed Pressure Drilling with Uninterrupted Mud Circulation: Technical Update after the First Year's Activity – IPTC13867. (Dec.2009)
- [7] Final Well Report NZ-22, Integrated Project Gassi Touil-Sonatrach. (Fev.2009)
- [8] Managing Pressure Drilling With Continuous Circulation. A Summary of Eni Experience - SPE 147147. (2011)
- [9] Amendment to Drilling Program (6" Section –Mpd) NZ-28, Re-Entry. (01.08.2014)
- [10] The Continuous Circulation System—From Prototype to Commercial Tool - SPE 102851 (Sept.2006)
- [11] Ordovician Undiscovered Resources in South Hassi Messaoud. Ordovician Hamra Quartzite, an Example of Tight Oil Hassi Messaoud Basin (Algeria) – OMC 2015383. (Mar.2015)
- [12] Automated Well Control Using MPD Approach. MASTER'S THESIS in Science of Petroleum Engineering, Drilling and Well Technology. By Trygve Birkeland, University of Stavanger. (2009)
- [13] The Continuous-Circulation System: An Advance in Constant-Pressure Drilling – By SPE, BP America Inc. (Juil.2003)
- [14] The Underbalanced Operations & Managed Pressure Drilling Committee of the International Association of Drilling Contractors. Underbalanced operations and managed pressure-drilling glossary. (2008)
- [15] Géologie De L'Algérie, Contribution de Sonatrach Division Exploration, Centre De Recherche Et Développement Et Division Petroleum Engineering Et Développement.
- [16] Drilling program (8-1/2" Section) NZ-22 Re-entry, Sonatrach. (06.Sept.2009)