

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE
ET POPULAIRE**



**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT
SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**



UNIVERSITE KASDI MERBAH OURGLA
Département de forage et mécanique des chantiers
pétroliers

En vue de l'obtention d'un diplôme master en
FORAGE PETROLIER

Mémoire de fin d'Etudes :
Etude et analyse du forage au cours du
work over

Réalisée par :

- Hammoudi Mohammed.
- Rahil Akram.
- Zimouche Nadhir.

Encadré par :

Mr. Toumi Nabil.

Président de juré: Mr. Frouhate Rachid.

Membres de juré: Mr. Atlili Mohammed El hadi.

2016 - 2017

REMERCIEMENTS

Nous remercions dieu tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté et de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.

On remercie vivement les membres de jury qui nous honore en jugeant notre rapport de fin d'étude.

*Nous tenons aussi à remercier chaleureusement notre enseignant **Toumi et atlii**, mines de savoir et d'expérience, pour ses grands soutiens au travail.*

Nous n'oublierons pas de remercier tous les nos enseignants du département de forage et mcp, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.

Enfin, grands merci à nos familles respectives et nos amis qui nous ont aidés.

Nous profitant de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce rapport.

RAHIL

& ZIMOUCHE et HAMMOUDI



Dédicace



Je dédie ce modeste travail à :

Avant tous à mes chers parents

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères.

À ma sœur.

*Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le
nom Hammoudi*

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout:

Nadhir ; Seif; Zakj; Abdou; Amine; Islam; Brahim; Youssef;

Mohamed; Issam ; Mustapha ; Mounir ;Kamel ;Khalil.

Et les autres.

A tous mes amis sans exception en particulier ceux de la promotion 2ème

Année master forage et production 2017.

Hammoudi Mohammed

Dédicace



Je dédie ce modeste travail à :

Avant tous à mes chers parents

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères.

À toutes mes sœurs.

Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le

nom RAHIL

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout:

Nadhir; Nassim; Seif; Zaki; Abdou; Amine; Islam; Brahim;

Youssef; mouhamed; Mounir ;Kamel

;Hamoudi; Imad; abdelkader; Taki; Ishak; Khyrdin; Oussama; djalel; khalil.

Et les autres.

A tous mes amis sans exception en particulier ceux de la promotion 2 ème

Année Master forage et production 2017.

RAHIL AKRAM



Dédicaces

Je dédie ce fruit de travail :

*A ma très chère maman, pour sa tendresse, sa bienveillance, son
Encouragement, pour ce qu'elle a fait depuis mon enfance jusqu'à ce jour.*

A mon cher père pour sa générosité, je te remercie

Cher papa du fond du cœur pour tout ce que tu as fait pour moi .

A mon frère Nassim et ma belle Widad

*Et à tous les membres de ma grande famille qui portent
Le nom de "ZIMOUCHE" et chacun par son prénom.*

*Aussi je dédie ce travail à tous mes amis sur tout: Akram; Rami; Oussama
; Djaber; Fateh ; Djamel; Tahar; Brahim ; Bassem, Hicham; Nabil; Mouhsin;
Marwan; Taje; Ishak; Rochdi; Nassim; Zaki; Youssaf; Mounir; Kamel;
Mouhamad; Islam; Amin; Abdou; Najmou; sami; Aissa; Rabie; Yassin; Seif.*

tous mes amis sans exception de la promotion 2^{ème}

Année master forage 2017.

En fin à tout ce que nous aimons et qu'on aime



SOMMAIRE

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

PARTIE GENERALE

CHAPITRE I : PARTIE GEOLOGIQUE

1.1. Situation géographique du champ HMD.....	02
1.2. géologie de réservoir.....	03
1.3. problèmes de champ et de réservoir.....	03
1.4. Les zones de production à HMD.....	04.
1.5. distribution des failles à champ HMD.....	04..
1.6. Distributions des contraintes.....	07.
1.7. Les facteurs affectations L'orientation de drain	07
1.7.1.les facteurs naturels.....	07
1.7.2.les procédures de forage et l'équipement.....	07.
1.7.3.les conséquences de forage dévie sur la forme du trou.....	08

CHAPITRE II : PARTIE TECHNIQUE & TECHNOLOGIQUE

1. PROGRAMME DE FORAGE.....	09
1.1 Données de puits.....	09
1.1.1 Objectifs de puits.....	09
1.1.2 Etat de réservoir.....	09
1.2 Programme de forage	10
1.3 Tableaux récapitulatifs des tubages.....	13
1.4 Tableaux récapitulatifs des boues	14
1.5 Tableaux des coefficients de sécurité.....	15
1.6 Paramètres de forage	15
1.7 Acquisition des données et opérations de diagrapie.....	18
1.8 Schéma de configuration de BOP.....	19

CHAPITRE III : GENERALITES SUR LE W-O & S-T

1. WORK-OVER	20
1.1 Définition.....	20
1.2 But de work-over.....	20
1.3 Causes de reprise.....	20
1.4 Identification des problèmes se posant aux puits.....	21
1.5 Déroulement générale d'un work-over.....	22
1.5.1 Préparation du puits.....	22
1.5.2 Démontage l'installation de surface.....	22
1.5.3 Aménagement de piste d'accès et plate-forme.....	23
1.6 L'intervention directe sur puits.....	23
1.6.1 Neutralisation de puits.....	24
1.6.2 Préparation de la boue.....	25
1.6.3 Montage et test des équipements de sécurité.....	25
1.6.4 Des équipements du puits.....	28
2. SIDE-TRACK	28
2.1 Définition.....	28
2.2 Side-track en trou ouvert.....	28
2.3 Choix de la zone de déviation.....	29
2.4 Les bouchons de ciment.....	29
2.5 Méthodes de démarrage du side-track.....	31

PARTIE SPECIALE

CHAPITRE IV : ETUDE DE CAS

1. ANALYSE DE SITUATION DE PUIITS	35
1.1 Historique de puits	35
1.2 Les principaux évènements	35
1.2.1 Problèmes rencontrés durant le forage.....	35
1.2.2 Problèmes rencontrés après le forage.....	37
1.3 l'analyse des échantillons prélevés	37

1.4	L'analyse de CBL-VDL.....	38
1.5	Surveillance des pressions des annulaires.....	40
1.6	État de puits après la fermeture.....	41
2.	WORK-OVER	43
2.1	Introduction.....	43
2.2	Programme de puits ROD-16-WO.....	43
2.3.1	Installation de l'ADF.....	43
2.3.2	Décomplétion.....	43
2.3.3	Interventions de puits MD-185.....	43
2.3.4	Opérations sur le puits MD-185.....	43
2.4	Schéma propose de MD-185-WO.....	45
2.5	Schéma de puits propose par rod-16 avec 7" CSG patch.....	45
2.6	Les principales étapes de WO.....	46
2.7	Les opérations des diagraphies.....	46
2.7	Temps d'estimation de work-over.....	50
2.8	Conclusions et recommandations.....	50
3.	SIDE TRACK.	52
	les opérations prévues pour l'exécution du side-track(9 ^{n°5/8}).....	52
3.3.1	Préparation de puits.....	52
3.3.2	Isolation définitif des intervalles de réservoir (2910–2932 m) ...	52
3.3.3	Risques opérationnelle durant la coupe.....	53
3.3.4	Réalisation des coupes.....	54
3.1	Situations du puits après l'isolation définitifdu réservoir	57
3.2	Exécution du side-track.....	57
3.3	Schéma (situation du puits après l'exécution du side-track)	63
3.4	Surveillance de pression d'annulaire.....	65
3.7.1	Avant side-track.....	65
3.7.2	Après side-track.....	66
3.8	Estimation de temps et couts de puits MD-185	67
4.1	CALCULE DE LA TREJTOIRE DE PUIT MD185	68
4.2	CALCULE LE VOLUMES DES BOUCHONS DE CIMENT	70
	CONCLUSION.....	71

LISTE DES FIGURES

Fig. [I-1] : situation géographique de HMD(MD-185)	page02
Fig. [I-2] : zones de production (MD-185).....	page04
Fig. [I-3]: les failles du HMD (MD-185).....	page05
Fig. [I-4] : échelle stratigraphie du champ du HMD	page06
Fig. [II-1] : Schéma de configuration de BOP	page19
Fig. [III-1] : méthodes de démarrage selon le type de formation.....	page31
Fig. [III-2] : raccord soudé	page32
Fig. [III-3]:méthode de jetting.....	page34
Fig. [III-4]: whip-stock	page34
Fig. [IV-1] : Pourcentage de gaz dans la boue de forage	page36
Fig. [IV-2] : Historique de puits de production	page37
Fig. [IV-3] : log CBL-VDL de tubage 7".....	page39
Fig. [IV-4] : moniteur des Pressions des annulaires A, B, C	page40
Fig. [IV-5] : schéma de puits après la fermeture	page41
Fig. [IV-6] : schéma de puits propose de (MD-185)AVEC 7" CSG patch & 4 ^{1/2} scab LNR	page45
Fig. [IV-7] : IBC-CBL-VDL-CCL-GR dans 4 ^{1/2} Liner.....	page46
Fig. [IV-8] : résultat d'IBC sur le LNR 4 ^{1/2}	page47
Fig. [IV-9-10-11] : (IBC-CBL-VDL) de tubage7".....	page47
Fig. [IV-12] : résultat d'IBC sur le CSG 7"	page48
Fig. [IV-13] : La coupe de CSG 7" à 1817,36 m	page55
Fig. [IV-14] : La coupe de CSG 7" à 1925m	page55
Fig. [IV-15] : La coupe de CSG 7" à 2007,81 m	page56
Fig. [IV-16] : Schéma du puits (MD-185)après l'isolation définitif des intervalles supérieure et moyen (2910 – 2932 m)	page57
Fig. [IV-17] : profile réel du side-track	page62
Fig. [IV-18] : schéma de situation du puits (MD-185)-st après l'exécution du side-track	page63
Fig. [IV-19] : IBC-CBL-VDL-CCL-GR dans le tubage 7" (30/08/2016) après le side-track	page64
Fig. [IV-20] : IBC-CBL-VDL-CCL-GR on 4 ^{1/2} Liner (06/09/2016) après le side-track.....	page64
Fig. [IV-21] : moniteur des pressions dans les annulaires A, B, C avant ST	page66
Fig. [IV-22] : moniteur des pressions dans les annulaires A, B, C après ST.....	page66
Fig. [IV-23] : La charge des coûts pour le puits (MD-185)-ST	page67

Fig. [IV-24] : la trajectoire de profil s page68

LISTE DES TABLEAUX

Tab. [II-1] : tableau récapitulatif des tubages de MD-185.....	page 14
Tab. [II-2] : tableau récapitulatif des tubages de MD-185-ST	page 14
Tab. [II-3] : tableau récapitulatif des boues de MD	page 14
Tab. [II-4] : tableau récapitulatif des boues de MD-185-ST	page 14
Tab. [II-5] : tableau des coefficients des tubages	page 15
Tab. [II-6] : tableau des coefficients de sécurité pour excès de ciment	page 15
Tab. [II-7] : tableau des pressions de service de BOP.....	page 19
Tab. [IV-1] : Gradient de pression de Gisement	page 50
Tab. [IV-3] : Description de déroulement du puits MD-185-WO	page 50
Tab. [IV-5] : Les paramètres utilisés pendant les coupes	page 56
Tab. [IV-6] : Caractéristiques de l'outil (8 ^{1/2}).....	page 59
Tab. [IV-7] : Propriété de l'outil (8 ^{1/2}).....	page 59
Tab. [IV-8] : Caractéristiques del'outil (6").....	page 60
Tab. [IV-9] : paramètresdel'outil (6").....	page 60
Tab. [IV-10]: Survey de déviation MD-185-ST.....	page 61
Tab. [IV-11] : Les paramètres principaux de réservoir	page 65
Tab. [IV-12] : Description de déroulement du puits MD-185-ST	page 67
Tab. [IV-13] : Tableau de profil de side track	page 70

Liste des Abréviations

PDM: Positive Déplacement Motors.

BHA: Bottom Hole assembles.

MWD: Measurement While Drilling.

LWD: Logging While Drilling.

BUR: build-up rates.

ROC: rayon de courbure.

KOP: Kick Off Point.

ERD: les puits à long déport.

DLS: le nom de dog leg severity.

TVD: Profondeur verticale.

MD: Profondeur mesurée.

WOB: Les poids sur l'outils.

TOR: La couple sur l'outil de forage.

DP: Drill –pipes.

APWD : La pression annulaire au fond (Annules Pressure While Drilling).

NMDC: Non magnétique drill collar.

HWDP: Heavy Weight Drill Pipes.

Introduction général

Les hydrocarbures sont la source d'énergie la plus utilisée dans le monde, et jusqu'à maintenant le seul moyen et la seule méthode pour extraire et exploiter ces sources d'énergie c'est le forage. Ce dernier consiste à toutes les opérations successives qui nous permettent à atteindre le réservoir dans les meilleures conditions techniques et économiques avec un prix de revient le plus bas possible.

Pour cela plusieurs techniques, procédures et méthodes ont été élaborées à travers le temps afin de résoudre des nombreux problèmes liés aux forages et à la récupération des hydrocarbures. Les définitions du mot "Work over" sont nombreuses et pas toujours très claires. Cependant, on convient de qualifier ainsi toute intervention sur un puits déjà foré, tubé et mis en service.

Le Work over consiste à effectuer une suite d'opérations répétées ou successives qui varient selon les programmes prévus ou selon les situations rencontrées .

Le side track est devenu une pratique très courante et bien maîtrisée à Hassi-Messaoud.

Pour la réalisation de ces profils nous commencerons par montrer la technique utilisée pour l'amorce du KOP (kick off point).

La réalisation de la trajectoire réelle du puits est toujours soumise à des facteurs pratiques qui l'éloignent de la trajectoire théorique telle que la tendance de l'outil à s'écarter de l'axe du trou, composition de la BHA, paramètres de forage et le comportement des formations traversées. ce qui nécessite plusieurs corrections sur l'inclinaison et l'azimut.

La présente étude s'intéresse à l'analyse d'une forage au cours de work over du puits MD185, et choisir le moyen le plus optimal.

Les différentes étapes de ce travail sont articulées de la manière suivante :

- Dans une première partie, nous présenterons le cadre géologique de la région de HMD tel que la géologie du réservoir.
- en seconde partie, les techniques et les technologies et les équipements utilisés à HMD.
- La troisième partie, généralité sur le work over et side track . et finalement traite la réalisation de ces techniques au niveau du puits MD185, et le suivi de son trajectoire.



Chapitre I

GENERALITE SUR CHAMP HMD

I.1.situation géographique de HMD:

Le champ de Hassi-Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde, Il contribue plus de 50% de production en Algérie. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, se situe à environ 850 km au Sud-est d'Alger, 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne, et 80km à l'EST d'Ouargla. Il s'étend sur une superficie de 2500 km². Entre 31°30' et 32°00' de latitude et 5°40' et 6°20' de longitude. [09]

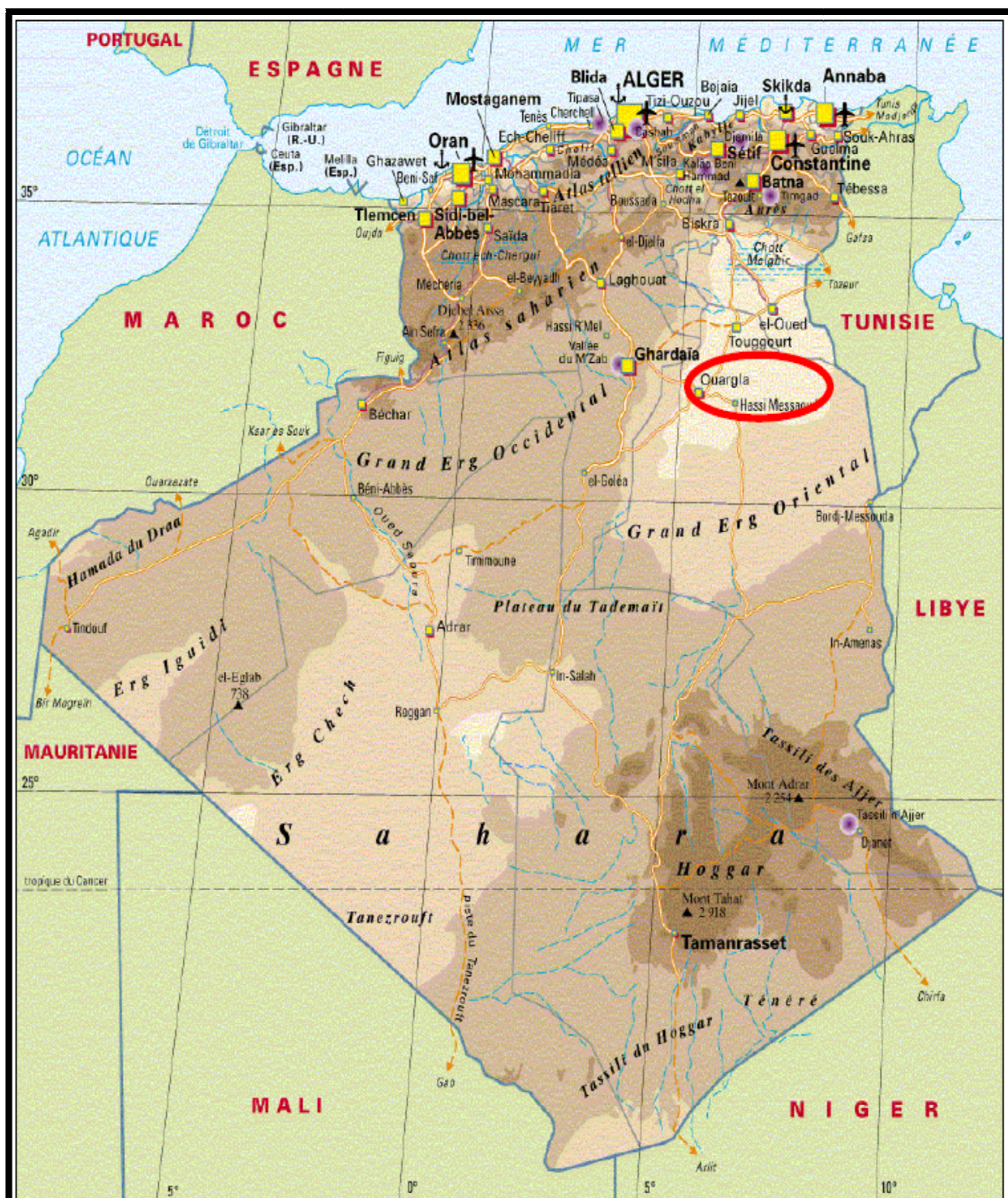


Fig.01.Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.

I.2. géologie de réservoir:

Le réservoir de Hassi – Messaoud est à 3309-3411 m de profondeur en moyenne dans les Terrains quartziques du cambrien, essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très Grossiers entrecoupés des passées de siltstones argilo-micacés.

On y distingue trois litho-zones de haut vers le bas : R1 (Ra +Ri), R2 et R3.

- **Litho-zone Ra:**

Son épaisseur moyenne est de 125 mètres. Elle représente le réservoir principal. Ce sont des grès quartzites an isométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, possédant des nombreuses intercalations de silts centimétrique et décimétriques. Les Stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

- **Litho-zone Ri:**

Son épaisseur moyenne est de 42 mètres, elle représente le réservoir isométrique. Elle se compose de grès quartzitique isométrique fin bien classé glauconie à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

- **Litho-zone R2:**

Son épaisseur moyenne est de 100 mètres. Elle se compose de grès moyen à grossier micacés, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

- **Litho-zone R3:**

Son épaisseur moyenne est de 300 mètres. Elle repose soit sur l'Infracambrien, soit directement sur le socle granitique, elle se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse. [09]

I.3. problèmes du champ et de réservoir :

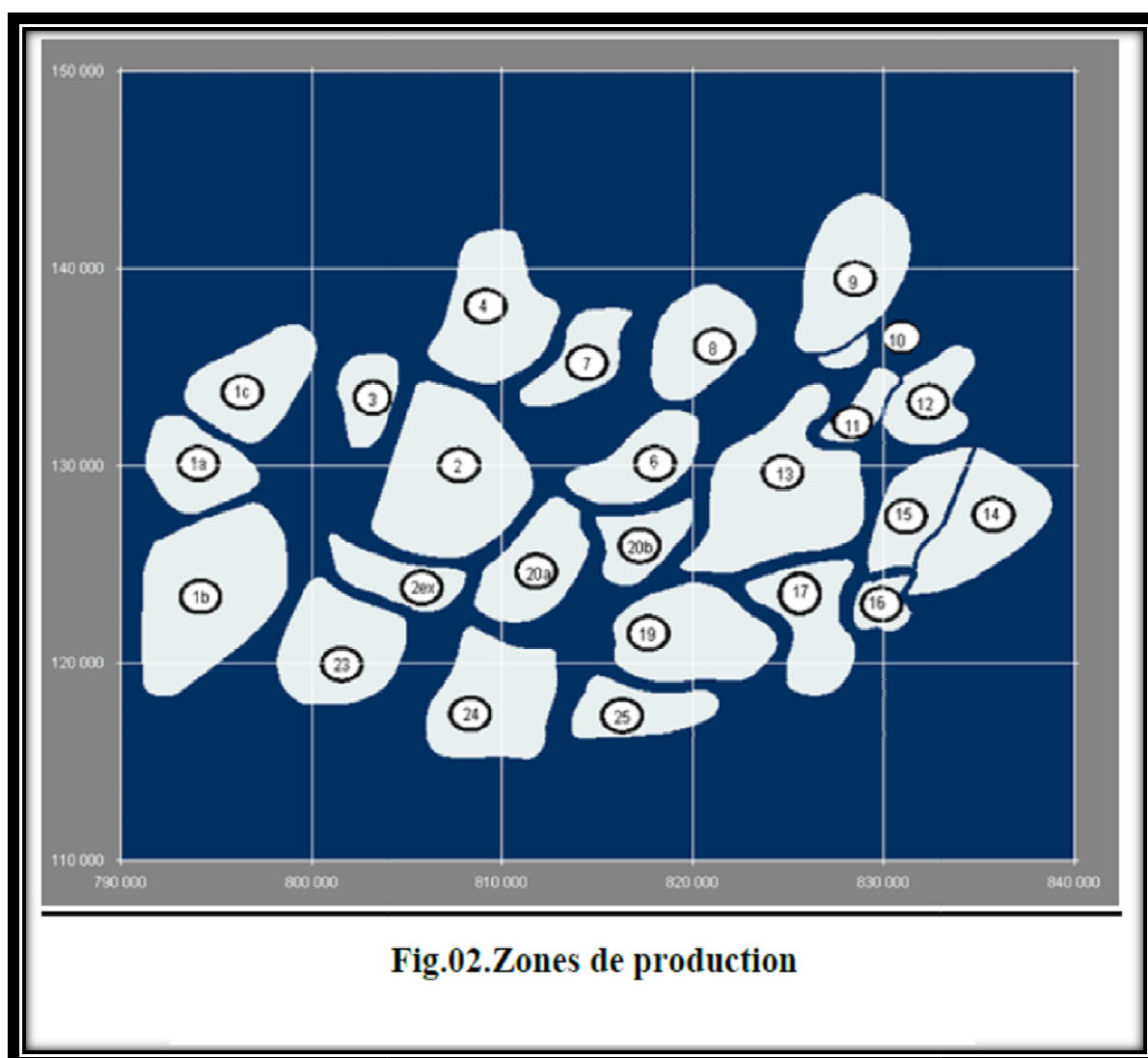
Le champ de Hassi-Messaoud ne présente pas des grands problèmes on cite comme quelque exemples :

- Les dépôts d'asphaltes et les dépôts de sel. Ces dépôts entraînent par exemple la corrosion le bouchage qui minimiser la production, pour traiter le problème les dépôts de sel, faire une injection d'eau douce dans les puits.
- pertes partielles ou totales dans les niveaux carbonatés du Mio-Pliocène et les calcaires dolomitiques du Sénonien, surtout au tubage et de cimentation.
- venues d'eau chlorurée calcique du LD2.
- Coincements au niveau des argiles fluentes du TS2.
- Problème d'éboulement.

D'autre part, nous rencontrons quelques problèmes, notamment au niveau de la phase 6 " les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection créent des problèmes de production ; risques de coincements par pression différentielle ; et instabilité des parois). [09]

I.4. zones de production à HMD:

Le champ de Hassi-Messaoud est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord et le champ Sud, les deux derniers sont subdivisés aussi en 25 zones de production en fonction de l'évolution de la pression des puits et de leurs productions. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble du puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Il est important de noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être divisée en sous zones. (Ex : 1a, 1b, 1c). [09]



I.5. distribution des failles à HMD:

Le champ de Hassi-Messaoud se trouve sur la partie Nord de la zone haute d'El Biod-Hassi-Messaoud formée par une suite de Horsts et Grabens limitée par des failles allant généralement dans une direction subméridienne. Les failles à Hassi-Messaoud ayant des forts jets supérieurs à une dizaine de mètres, compatibles avec l'équidistance de 10 m utilisée pour les dessins des Isobathes.

La présence d'une faille majeure Nord Est-Sud-ouest, certainement héritée du socle qui divise le champ en deux compartiments principaux : occidental et oriental, le compartiment occidental est affecté par quelques failles de direction Nord Est-Sud-ouest à Nord-Sud, mais il est surtout recoupé par des accidents transverses Nord-Ouest-Sud Est, et le compartiment oriental, structuralement plus bas et plus complexe, partiellement recoupé par des profonds grabens semblant. Le flanc Est est effondré par un système de failles subméridiennes avec un relais Nord Est-Sud-ouest. [09]

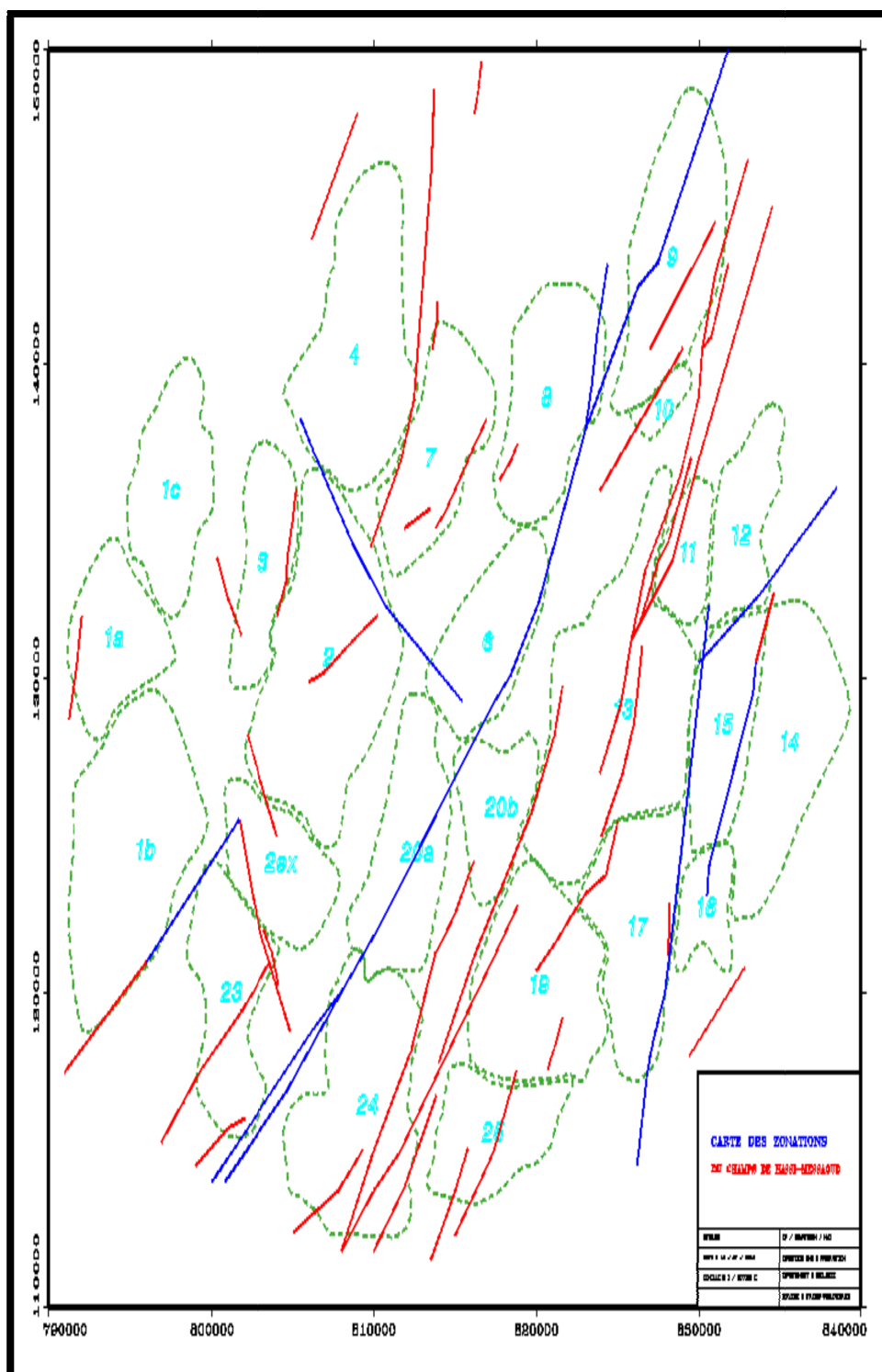


Fig.03.Les failles du HMD

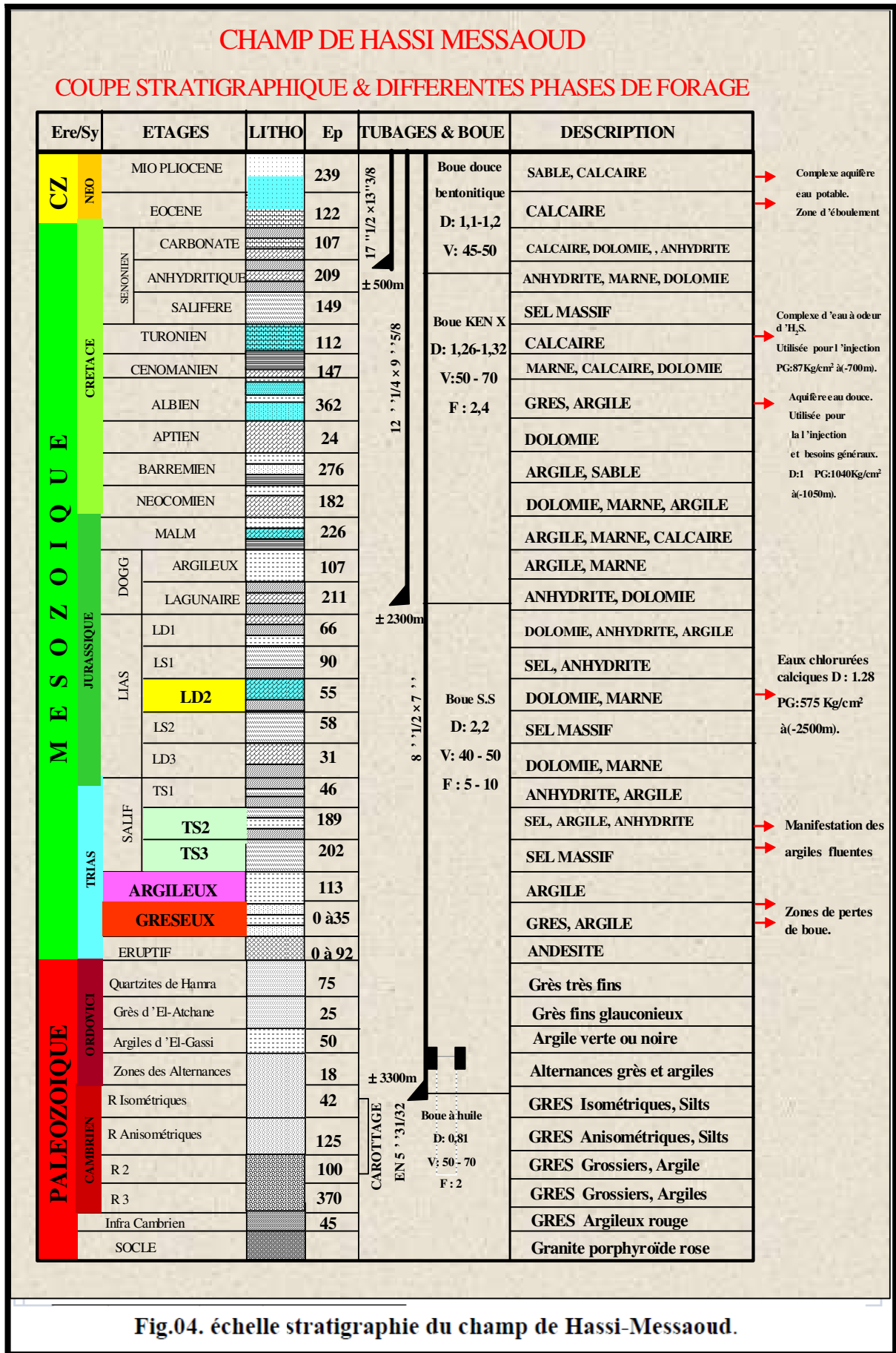


Fig.04. échelle stratigraphie du champ de Hassi-Messaoud.

I.6. distribution des contraintes:

Le champ de Hassi-Messaoud est soumis à un champ de contrainte représenté par deux directions :

- La direction Nord-Ouest et Sud-est pour la contrainte horizontale maximale σ_{max} .
- La direction Nord-est et Sud-ouest pour la contrainte horizontale minimale σ_{min} .

Les fissurations qui existent dans la formation créent un type de perméabilité, cette dernière est contrôlée par la direction des contraintes ceci nous amène à supposer que la direction de la perméabilité de fissuration maximale soit parallèle à la direction de contrainte maximale pour faciliter la pénétration dans les formations et éviter le problème de la fermeture du puits (trou) qui causer par l'éboulement. [09]

I.7. les facteurs affectant l'orientation de drain:

Il existe Plusieurs facteurs affectant sur l'orientation de drain quand la réalisation d'un forage horizontal, on cite ces facteurs comme suite :

I.7.1.les facteurs naturels:

- **Le pendage des formations :** donc le pendage de la formation traversée affecte fortement l'orientation de forage. Il a été observé que :
 - le pendage est inférieur à 45 degrés : la tendance du puits augmente pour venir perpendiculaire au pendage;
 - le pendage est supérieur à 45 degrés : la tendance du puits suivre le pendage.

- **Les alternances des formations dures et tendres :**

- Le décalage au niveau de l'axe du puits provoqué par une alternance des formations dures et tendres, qui résulte un diamètre apparent inférieur au diamètre de forage, et pour éviter ce phénomène on utilise une garniture rigide. [09]

I.7.2 les procédures d forage et l'Equipment

- **La méthode de forage :** quand la réalisation d'un forage dirige les différentes méthodes utiliser soit dans le cas conventionnel ou de navigation, affectent sur le forage et donne des formes variables pour le puits.
- **Le type de la garniture de forage :** Parmi les éléments qui permettant de contrôler le comportement du puits le choix correct de la garniture de forage .Donc le comportement des garnitures conventionnelles est dominé par deux facteurs essentiels:
 - La rigidité;
 - La répartition et la réalisation de point d'appuis permettant d'obtenir une déformation permanente qui résulte le mouvement désiré.
- **Le type d'outil de forage :** Le type de l'outil de forage utilise affecte sur l'inclinaison et beaucoup plus sur l'azimut lors la réalisation d'un drain horizontal du puits. Il est communément admis et observe que :
 - L'orientation en cas d'utilisation d'un outil tricône tourne vers la droite (augmentation de l'azimut);
 - En cas d'utilisation l'outil PDC, l'azimut soit reste constante ou tourner légèrement vers la gauche (diminution dans l'azimut).

Le poids sur l'outil : Le poids sur l'outil de forage surtout le poids excessif crée des modifications ou déformations au niveau de la garniture de forage, donc influencé sur l'orientation de drain horizontal. Le poids excessif sur l'outil peut entraîner un comportement inverse du comportement prévu. [06]

I.7.3. les conséquences du forage dévie sur la forme du trou:

- Trous ovalises : Dans le cas de forage dévié la plupart des trous fores sont ovalises (le grand axe de l'ovale n'a pas reste d'une direction constante).

- Trous spirales : Certains trous déviés sont spiralés.
- Les marches ;
- Dog legs : Les dog legs (changement dans l'inclinaison et l'azimut en même temps).
- Formation des Key Seat .

Le réservoir Cambrien de Hassi-Messaoud est un réservoir hétérogène, anisotrope et discontinu reste toujours un complexe difficile à cerner dans le détail. Beaucoup d'efforts sont réalisés pour une caractérisation fine du réservoir. [06]



Chapitre II

**PARTIE TECHNIQUE &
TECHNOLOGIQUE**

1. PROGRAMME DE FORAGE

1.1 DONNEES DE PUITES

1.1.1 Objectifs de puits

Objectifs de puits :	➤ complétion en tant que puits producteur de pétrole. Confirment la présence des sables de qualité de réservoir et la connectivité du sable supérieur de reservoir .
Toit de réservoir	➤ 2895mMDRKB, 2686m TVDSS
Fond de réservoir	➤ 2971m MDRKB, 2762m TVDSS
Lithologie	➤ Sables et schistes fluviaux intercalés de la manche huilée (40-440 API),

1.1.2 Etat de réservoir

Pression au sommet d’objectif	➤ 4534 psi @ 2686m TVDSS
Gradient de pression	➤ 0.89 psi/m (0,27 psi/ft).
Pression de couche aquifère	➤ 1,67 psi/m (0,51 psi/ft)
La température de réservoir	➤ 185° F/85 °C
Gradient de la température	➤ 4,4 °F/100m (surface de ~ 68 °F @)

1.2 PROGRAMME DE FORAGE :

Le programme de forage récapitulatif contient les détails spécifiques de puits et doit être employé en même temps que les opérations de forage manuelles. Le programme de forage est le document définitif en cas de conflit en ce qui concerne tous les détails spécifiques de puits dans d’autres documents.

MD-(185est le dix-septième puits dans le programme de développement de MD.

Le puits sera foré en utilisant le Saipem 93 pour la future production de pétrole avec une complétion 13Cr-80 de 4^{1/2} . [10]

1.2.1 colonne de surface :

Le conducteur de 18^{5/8} aura été posé à 94mRT (Saipem 93).

- forer la section de 16” de 95m à 400mRT, avec un système élevé de boue de l’eau/bentonite de viscosité élevée (le sabot sera placé dans l’anhydrite de Sénonien).

- courir le tubage de 13^{3/8} à 397mRT et débarquer le cintre de mandrin de 13^{3/8} sur le tubage 18^{5/8}.
- cimenter le tubage de 13^{3/8} avec un classe 'G' de prolongé par 12ppg suivie d'un 100m de queue de 15,8ppg d'un Class'G'.
- le ciment à déplacer avec la boue à base de l'huile pour la prochaine section
- cimentation jusqu'au jour.
- ancrage le joint 13^{3/8} sur la tête de puits.
- installer la tête de puits et le BOP. Les valves de l'anneau 18^{5/8} -13^{3/8} de tête de puits devraient être orientées à grille relative de 35° au nord. L'arbre de Noël, installé, aura le plan d'écoulement de production orienté au nord relatif de grille de 305 °. (N.B. grille Du nord = Nord Magnétique- 0.5°).

Le BOP sera habillé avec les RAM variables de pipe d'un de 2^{7/8} x 3^{1/2} dans les cavités de RAM et les RAM supérieures et inférieures de cisaillement dans la cavité moyenne.

- essai de pressions de fonctionnement sur le BOP.
- si pas déjà examiné sur l'essai de pression donc sur la prise de tubage de 13^{3/8} à 1000psi.

courir en trou avec du BHA 12^{1/4} rotatoire (avec le flotteur) et le drillout le sabot de cuvelage de 13^{3/8}. [10]

➤

1.2.2 Colonne intermédiaire :

- forer 3m de nouvelle formation et effectuer un essai d'intégrité de formation à 13,5ppg (1,62 g/cm³).
- forer le trou de 12^{1/4} de 403m à 2017mRT en utilisant (1,15-1,17) une boue (9,6-9,8ppg) basée par l'huile. Le sabot sera foré en dehors avec la boue 9,6 ppg. On permettra au le poids de monter naturellement à 9,8ppg avant de forer le Turonien à 622mRT.
- La profondeur totale pour la section est un minimum de 30m dans l'anhydrite massive de Dogger. D'après les études de corrélation des puits voisins.
- Descendre les diagraphies de câble pour apprêter. (CBL-VDL-GR-CCL) à travers le tubage 13^{3/8}
- RIH le tubage de 9^{5/8} de la surface à 2014mRT. [10]

- cimenter le tubage de 9^{5/8} à une étape simple avec (1,32 g/cm³) une boue légère du chasse 11,0ppg suivie (1,90 g/cm³) le laitier de queue de la 15,8ppg d'une classe 'G'.
- le ciment à déplacer avec la boue à base de l'huile utilisée dans cette section. La boue à base de l'huile lourde pour la prochaine section sera déplacée tout en forant hors de la voie de sabot de 9^{5/8}.
- essai de pression sur le tubage à 3500psi sur l'état de prise.
- Positionner le ciment de queue à 100m au-dessus de la formation supérieure de Malm
- ancrage de joint de suspension et installer le montage de joint de 9^{5/8}.
- essai de pression de joint à 3500psi.
- RIH une BHA adaptée et forer la phase 8^{1/2} on commençant par le sabot de 9^{5/8} tandis que la densité de boue utilisée est (2,00) 16,7ppg. [10]

1.2.3 Colonne de production :

- forer 3m de nouvelle formation et effectuer un essai d'intégrité de formation à 18,2ppg (2,18 g/cm³).
- forer le trou de 8^{1/2} de 2020m à 2746mRT (TD de la section sera basé sur la profondeur où l'interface entre le schiste supérieur de Salifères et le sel S4 est produite. Le trou sera foré à 4m de la base d'employer du sel S4 son modifier l'épaisseur). La section sera forée en utilisant un poids de boue de ppg 16,7 (2,00 g/cm³) pour maintenir la stabilité de trou par les évaporites et pour empêcher l'écoulement d'eau salée du l'horizon «B».
- POOH les DP 3^{1/2} et le HWDP de 5".
- courir les diagraphies de ciment (CBL-VDL-GR-CCL) à travers le tubage de 9^{5/8} pour voir la qualité du ciment.
- RIH le tubage de 7" à 2743mRT. Inclure 7^{5/8} chambre de TRSSSV dans la corde de tubage à approximativement. 70m au-dessus de la surface. Ce point de tubage est critique car la surpression doit être isolée, mais le forage dans le schiste inférieur de Salifères aux poids élevés de boue induira des pertes comme la pression de pore régresse.
- cimenter le 7" tubage en place avec de ciment (2,03 g/cm³) 16,9 ppg de la classe un 'G'. TOC doit être 100m au-dessus de le sabot de 9^{5/8}. [10]

- RIH les tiges de forage 3^{1/2} avec du BHA de 6". forer le sabot de 7". Avec de la boue 10,5ppg (1,26 g/cm³) vers la section de réservoir.
- tester la prise du ciment à 5500psi.
- Ancrage de joint de tubage et installer le montage de joint de 7". Essai de pression du joint à 5500psi. [10]

1.2.4 liner de production (de teste) :

- aucun essai d'intégrité de formation n'est exigé dans cette section de trou à moins qu'il y ait de souci au-dessus du travail primaire de ciment et de la qualité du ciment dans le sabot. C'est parce que le poids de boue dans la section de 8^{1/2} et la section de 6" excède la condition CONVENABLE. (basé sur les puits voisins du champ HMD)
- forer la section de trou de 6" à TD à 3021mRT (les critères de TD doit forer à 50m au-dessous de la base de la formation pour les opérations de diagraphie).
- Le système de boue sera une boue 10,5ppg à base d'huile pour empêcher des dommages de formation et pour ne pas fracturer les carbonates triasiques inférieurs.

Courir les diagraphies de câble à travers la section de 6" et une diagraphie de prise/présence du ciment à 50m au-dessus du sabot de l'annulaire tubage de 9^{5/8} -7".

- RIH le LNR 4^{1/2} 13Cr-80 VAM avec l'ensemble de sabot à 3020mRT (1m TD ci-dessus) et à placé 50m au-dessus l'horizon «B» formation du à (≈2258mRT).
- cimenter le LNR de 4^{1/2} avec du ciment 15,8ppg du classe 'G'.
- essai de pression sur le LNR à 5500psi pour assurer que le LNR est bien cimenté.
- nettoyer puits selon les opérations de forage manuelles.
- déplacer la saumure de complétion filtrée par 8,5ppg sans inhibiteur de corrosion.
- déplacer de nouveau à au-dessus du LNR la saumure filtrée avec l'inhibiteur de corrosion.
- courir CBL-VDL-GR-CCL au-dessus du LNR de 4^{1/2}.
- faire l'essai de pression de tubage 4^{1/2}, et à nouveau pour le tubage de 7" à 5500psi selon le programme d'essais sous pression. [10]

1.2.5 Phase de complétion :

- Courir la complétion 13Cr-80 : le tubage , le joint de tubage, 13^{3/8}. Emballeur (packer) permanent ancré hydrauliquement d'AOR nipple/SB-3 avec 3^{3/8} AOF, 2 joints de tubage et côté empochent le mandrin.

- installer TRSSSV.
- Installer une pompe 6650psi dans le sous-marin. À 5500psi de l'anti-retour De 3^{3/8} du clapet Aft-2 de contre de pression de d'essai de tubage de production.
- vérifier par un essai de pression l'étanchéité le TRSSV.
- RIH le tubing avec un clapet Anti-retour.
- déplacer la saumure filtrée du tubage dans l'annulaire avec le diesel.
- Tester le tubage de complétion à 5000psi contre le clapet 3^{3/8} Art-2 anti-retour inférieur.
- Essai de pression dans l'annulaire à 3500 psi. Juste pour assure que le clapet anti-retour avec le slick line résiste devant l'écoulement de l'effluent.
- fermé fortement 'TRSSV'. (deuxième barrières de sécurité)
- installer l'arbre de Noël. Tirer BPV. Examiner l'adapter vide à 5500 psi.
- l'essai de l'arbre de Noël à5500 psi. [10]

1.3 TABLEAUX RECAPITULATIFS DES TUBAGES

📌 MD-185

Tab. [II-2] : tableau récapitulatif des tubages de MD-185.

Phase(in)	OD Casing (in)	Grade	Weight (lb/ft)	Thread	Top (m)	Bottom (m)
23	18 5/8	J55	87.5	BTC	9	92
16	13 3/8	K55	68	BTC	9	402
12 ¼	9 5/8	L80	47	BTC	9	2014
8 ½	7	L80	29	HSC	9	2741
6	4 1/2	13 CR-80	12.6	VAM TOP	2251	3021

📌 MD-185-ST

Tab. [II-3] : tableau récapitulatif des tubages de MD-185-ST.

Phase(in)	OD Casing	Grade	Weight (lb/ft)	Thread	Top (m)	Bottom (m)
8 ^{1/2} ST	7"	P110	29	HSC	9	2753
6" ST	4 ^{1/2}	13 CR-SMS95	12.6	VAM TOP	2202	3037

1.4 TABLEAUX RECAPITULATIFS DES BOUES

✚ MD-185

Tab. [II-4] : tableau récapitulatif des boues de MD-185.

Phase(in)	Mud type	Density (SG)
16	Spud mud	1.07
12 ¼	OBM	1.22
8 ½	OBM	2.00
6	OBM	1.33

✚ MD-185-ST

Tab. [II-5] : tableau récapitulatif des boues de MD-185-ST.

Phase	type	Densité
8 ^{1/2}	OBM	1.98
6"	OBM	1.33

1.5 TABLEAUX DES COEFFICIENTS DE SECURITE :

Tab. [II-6] : tableau des coefficients des tubages.

Grade de tubage	Coefficients		
	Eclatement (burst)	Ecrasement (collapse)	Traction (tension)
H 40	1,05	1,10	1.4
J 55	1,05	1,10	1.4
K 55	1,05	1,10	1.4
L 80	1,10	1,10	1.4
N 80	1,10	1,10	1.4
C 90	1,10	1,10	1.4
C 95	1,10	1,10	1.4
T 95	1,10	1,10	1.4
P 110	1,10	1,10	1.4
Q 125	1,20	1,10	1.4

Tab. [II-7] : tableau des coefficients de sécurité pour excès de ciment.

Ø de RKB	23"	16"	12 ^{1/4} "	8 ^{1/2} "	6"
Ø de CSG	18 ^{3/8} "	13 ^{3/4} "	9 ^{7/8} "	7"	4 ^{1/2} "
Excès de volume de ciment dans OH	100 %	40 %	35 %	35 %	30 %

1.6 PARAMÈTRES DE FORAGE :

Le Saipem 93 à 2 x 12-P-160 et 1 des pompes de 10-P-130.

1.6.1 Section De Trou De 16" :

IADC P115

WOB 10÷30 tons

RPM 80÷180

DUSES 16/16/16

gal/mn au commencement 500 augmentant à 900

gal/mn 700 (minimum) 1100 (optimum)

Pression de pompe : 1000÷2800 psi

ROP moyenne : 59 (m/hr).

WOB est le facteur primaire affectant le taux de pénétration. Le maximum WOB devrait être minimum dans tout l'intervalle de la phase forée, à moins qu'un problème perdu inacceptable de circulation se produise, dans ce cas l'intervalle sera foré à un taux commandé par disponibilité de boue. Si le rebond de l'outil se produit, ajuster la combinaison de la vitesse de rotation et du WOB pour réduire au minimum l'effet. La gamme prévue des paramètres d'emploi est WOB 10÷30 tonnes ; RPM 80÷180 ; Le minimum de l'écoulement 700gpm, se dégagent une fois de le sabot de 18^{5/8} et grimpé jusqu'à un minimum de 900gpm au-dessus du carbonate de Sénonien.

Bien que l'outil HSI soit très important, la probabilité de l'exigence pour pomper des moyens de LCM qu'équiper d'un gicleur d'optimum ne pas être employée. Le taux de pompe doit être maintenu comme de près de 1000 gal/mn comme possible d'assurer le nettoyage de puits bien que l'espace annulaire et l'espace entre outil/BHA est petit. [09]

1.6.2 Section De Trou De 12^{1/4} :

IADC M432 PDC - de HYCALOG DSX113HG NVW (RUN 1)

IADC M213 PDC - de SMITH MA62HPX (RUN 2)

WOB 5÷25 tons

RPM 80÷180 (réduite à ~80 en approchant les formations argileuses)

DUSES 8 x 12

gal/mn 950 (conception), 600 (minimum)

Pression de pompe : 1000÷3700 psi

ROP moyenne : 58,3 (m/hr)

Des paramètres de forage pour l'outil de PDC devraient être maximisés si possible et réduits pendant que des formations tendres sont produites. L'analyse des courses précédentes de L'outil de 12^{m/4} indique que cela le maintien du couple possible maximum au l'outil mener à la meilleure exécution de forage. Faire attention et réduire le RPM extérieur pour réduire au minimum des dommages d'impact de l'outil avant et tout en forant par les formations dures (anhydrite de basique, de base du sel de Sénonien, d'aptienne, de Malm et de Dogger d'anhydrite).

Le WOB devrait seulement être augmenté en forant les formations dures et les formations comme l'aptien après d'abord avoir foré au moins 0,25m au RPM inférieur en lithologie plus dure de sorte que la configuration binaire ait été complètement rétablie. Les dispositifs de protection en cas de renversement excentrés du l'outil record/formation devraient être mis en référence régulièrement pour surveiller l'exécution de l'outil il est prévu de changer avant forer des nouvelles formations. D'une manière économique, la diagraphie composée de boue des puits excentrés appropriés devrait être constamment mise en référence, afin d'être continuellement au courant de la lithologie des formations forées [09].

1.6.3 Section de trou de 8^{m/2} :

IADC F274 PDC - de SMITH MA985PX (RUN 1)

IADC M433 PDC (RUN 2)

WOB : 10÷20 tons

T/MN : 100÷220

Duses : 6 x 13

Gal/mn : 480 (conception), 400 (minimum)

Pression de pompe :4600÷3200 psi

ROP moyenne : 49 (m/hr).

L'adhérence aux directives suivantes est prévue. Le dispositif de protection en cas de renversement de cible par formation est détaillé ci-dessous.

Un outil de PDC fore cette section. Le l'outil de secours sera le F274. Sur les dispositifs de protection en cas de renversement réalisés étaient excellents en utilisant les paramètres décrits ci-dessus. La section sur le dispositif de protection en cas de renversement du fond était 33.8 (m/hr) (puits voisins de champ). Sur Bsf-4 les résultats décevaient même puits que les paramètres ont été optimisés le dispositif de protection en cas de renversement dessus inférieur étaient 20,3(m/hr) principalement dus à avoir deux duses branchés. Les

tailles de bec ont été augmentées et il y aura conscience intensifiée de cette possibilité au début de la section[09].

1.6.4 Section de trou de 6" :

IADC M4-3-3 PDC - de SMITH MA62PX

WOB : 6÷12 tons

RPM : 80÷190

Duses :3 x 13

gal/mn : 300 (conception), 250 (minimum)

Pression de pompe : 3400÷4200 psi

ROP moyenne : 34 (m/hr)

Un outil de PDC fore cette section jusqu'au-dessus de la formation. Noter que sur RERN-3 PARMIT deux outils étaient exigés, un outil étant endommagé en forant hors de tubage (OH). La cause de ceci est considérée sur les paramètres utilisés. L'équipement de flotteur de tubage sera entièrement PDC forable pour s'assurer que seulement un outil sera exigé pour forer à TD de puits. Sur SFNE-1, un bec a été branché pendant le forage qui a eu comme un usage excessif de l'outil[09].

1.7 ACQUISITION DES DONNÉES ET OPÉRATIONS DES DIAGRAPHEE :

DIAGRAPHEE	L'OUTILS REQUIS
Section De Trou De 12 ^{3/4} "	➤ CBL-VDL-GR-CCL (tubage de 13 ^{3/8} " à apprêter) (note :aucune diagraphe de trou ouverte prévue).
Section De Trou De 8 ^{1/2} "	➤ CBL-VDL-GR-CCL (à travers le tubage de 9 ^{5/8} " à apprêter)
Section De Trou De 6"	➤ HDIL-DAL-ZDL-CN-SL ➤ CBL-VDL-GR-CCL (à travers le tubage de 7" à 50m au-dessus du TOC). ➤ RCI-GR (pour les essais de pression) ➤ MRIL-GR (contingent)
LNR de 4 ^{1/2} "	➤ CBL-VDL-GR-CCL
CAROTTAGE	Non requis

1.8 SCHEMA DE CONFIGURATION DE BOP

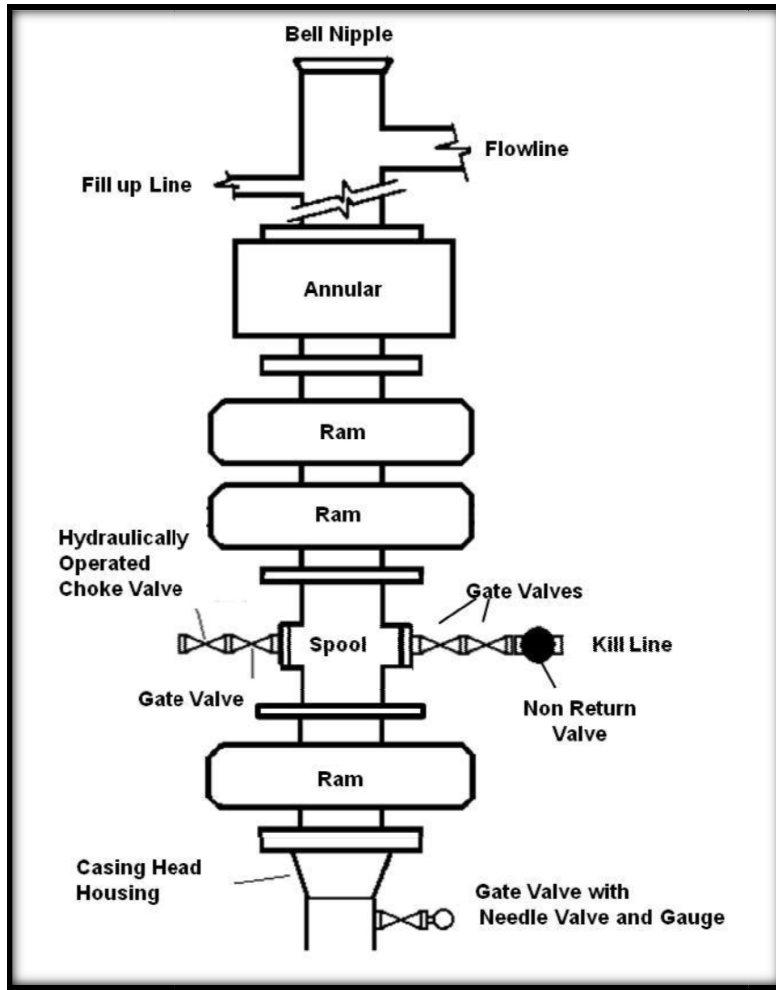


Fig. [II-1] : schéma de configuration de BOP.

Tab. [II-8] : tableau des pressions de service de BOP.

	Pression de service
Annulaire	345 bars (5000 psi)
Rams	690 bars (10000 psi)

	Type
Sup	Variable rams
Moy	Shear rams
Inf	Pipes rams



Chapitre III

WORK-OVER & SIDE-TRACK

1. WORK-OVER

1.1 DEFINITION :

Le work-over est l'ensemble des opérations relatives à la reprise d'un puits et son rééquipement qui a pour but soit de maintenir le puits dans les conditions initiales de fonctionnement qui ont subi une dégradation, soit de l'adapter à des nouvelles conditions.

L'opération du work-over nécessite l'utilisation de grands moyens matériels et financiers, Lors de la reprise on peut effectuer différentes opérations telles que le fraisage, le repêchage, la coupe et le reforage.

La reprise en work-over consiste à résoudre des problèmes survenus sur un puits soit au niveau des formations (colmatage, production d'effluents non désirés,...) soit au niveau du profil du puits lui-même (corrosion des tubages ou tubings présence des pressions au niveau des annulaires). Elle rentre dans la famille des opérations de la maintenance des puits comme wire-line, snubbing et coild-tubing, cette intervention est le dernier recours de maintenance à choisir, car elle demande l'arrêt prolongé du puits et des moyens considérables pour la préparation du puits et l'intervention elle-même. Afin d'avoir de bons résultats et minimiser ses risques il faut essayer de travailler minutieusement sur des procédures bien préparées [12].

1.2 BUT DE WORK-OVER

La reprise d'un puits a pour but de :

- déséquiper totalement ou partiellement le puits.
- tester les équipements en place (tubage).
- doter le puits d'un équipement neuf adopter a ses nouvelles caractéristiques de production.
- réparation ou modification de la liaison couche-trou.
- reconversion des puits (d'un puits producteur a un puits injecteur).
- optimisation des équipements.
- contrôle des venues d'eau et de gaz [12].

1.3 CAUSES DE REPRISE :

Parmi les principales causes qui justifient un work-over, on cite :

- défaillance mécanique de l'équipement du puits
- baisse de productivité.

- nécessite de mettre en place ou de modifier un système artificiel de production (Gaz lift, pompage).
- augmentation du GOR.
- augmentation du WOR.
- nécessite de stimuler la couche productrice.
- changement d'objet de puits (puits producteur en puits injecteur).
- mauvaise qualité de cimentation des tubages [12].

1.4 IDENTIFICATION DES PROBLEMES SE POSANT AUX PUITIS

1.4.1 Baisse de la productivité :

Les causes sont :

- faible perméabilité du gisement (K).
- faible pression du gisement (PG).
- endommagement de la couche.
- bouchage du tubing ou fond du puits.
- inadéquation du système artificiel de production.
- haute contre pression sur la couche [12].

1.4.2 Problèmes des venues d'eau dans le puits :

- Cas d'un gisement draine par l'expansion d'un aquifère.
- Cas du collapse du casing ou d'une mauvaise cimentation.
- Cas d'une acidification ou d'une fracturation ayant touché des aquifères adjacentes [12].

1.4.3 Problèmes des venus de gaz dans le puits :

L'origine du gaz est :

- gaz dissout.
- gaz libre.
- gaz provenant d'un autre horizon que celui de l'huile.
- gaz du gaz cap en cas d'inexistence de barrières de perméabilité [12].

1.4.4 Problèmes mécaniques dans le puits :

Les causes sont :

- mauvaise cimentation.
- détérioration du casing et des tubings.
- défaillance des équipements de gas-lift ou pompage.

- défaillance des packers.
- communication partielle ou générale en complétion multiple [12].

1.4.5 Problèmes liés à la formation traversée :

- si les diagraphies de production montrent que l'eau provient de l'aquifère du gisement on peut y remédier par un squeeze de ciment à faible pression et à faible débit.

Après séchage, on procède au reforage du ciment, puis au reperforation du puits face aux horizons anhydres.

- si les diagraphies de production réalisées face à chaque tranche de perforation localisent des perforations hydratées dans le cadres des venues d'eau par digitation, les perforations réputées productrices d'eau peuvent être bouchée par squeeze de ciment à faible débit et à faible pression.
- en cas de trou ouvert (open hole), et si l'eau provient du bas, la pose d'un bouchon de ciment au fond peut résoudre le problème. Sinon, il est indispensable de mettre en place un liner cimenté qu'on perforera aux intervalles voulus [12].

1.5 DEROULEMENT GENERALE D'UNE WORK-OVER

1.5.1 Préparation du puits :

C'est un ensemble d'opérations préliminaires sur le puits candidat au work-over pour que cette intervention se déroule dans des bonnes conditions. Elle est programmée en collaboration entre les services intervention de puits et les techniques de production et suivie par le superviseur work-over elle se réalise avec le concours du service de puits et le génie civil, elle se divise en 02 phases :

- démontage installation de surface (service puits)
- aménagement accès et plate-forme plus entourage, cave, bournier et rigoles (génie civil) [12].

1.5.2 Démontage l'installation de surface :

C'est la libération du puits pour avoir un maximum de surface aux alentours requis pour le montage de l'appareil work-over et avoir une sécurité maximale au cours de l'opération. Ce démontage commence par les vannes latérales jusqu'à la vanne dite départ qui se trouve en général à l'extérieur de la zone de sécurité. La zone de sécurité doit dépasser la surface de masse de l'appareil du work-over. Dans cette opération il faut essayer

d'éloigner tout risque de danger pendant l'opération du work-over donc isoler le puits des manifolds et des centres de traitement en purgent les lignes et mettant des moyens d'isolement (brides pleines, queue de poile) [12].

1.5.3 Aménagement de piste d'accès et plate-forme :

C'est la préparation pour l'acheminement de l'appareil, le montage, le ravitaillement et le stockage des produits à boue et d'autres interventions en cours de l'opération. Elle se fait selon le plan type de plate-forme et accès de chaque appareil de work-over.

Au cours de cette préparation il ne faut pas oublier le ravitaillement en eau pour le chantier pour diverses utilisations et surtout pour la sécurité.

✚ réception de la plate-forme :

Elle commence juste après la préparation du puits Elle se fait avec le représentant du contractant, le génie civil, la sécurité ; est serait sanctionnée par un PV. C'est elle qui donne le top amenée et montage de l'appareil.

✚ montage de l'appareil work-over :

Une fois le puits en sécurité provisoire, la mise en place de l'appareil et de tout son équipement peut s'effectuer tout en respectant les consignes et les distances fixées par la sécurité. Toutefois le remplacement de l'arbre de Noël par le bloc d'obturateur préventif (BOP) n'est pas encore entrepris. C'est le montage de l'appareil et ses accessoires sur et aux alentours du puits. Elle dépend de plan de type de l'appareil à utiliser. C'est un appareil de forage composé d'un ensemble d'équipements et de mécanismes permettant la réalisation des travaux programmés pour l'opération de work-over.

En effet, cet appareil permet de :

- la rotation des outils descendus dans le puits pour le forage ou le fraisage.
- l'ancrage des packers
- faire des tests et l'utilisation des outils de repêchage.
- le nettoyage du fond du puits (l'évacuation des déblais par la circulation du fluide de forage).
- la descente et la remontée de tubing et des nouveaux tubages.
- démontage et montage de l'arbre de Noël.
- traitement de la boue [12].

1.6 L'INTERVENTION DIRECTE SUR PUITTS :

Elle se divise en deux phases :

🚧 1^{ère} phase :

Dans cette phase toutes les procédures sont destinées pour tous les puits quel que soit leur nature ou le but du work-over. Elle comprend :

- neutralisation du puits.
- préparation de la boue.
- procédures montage équipement de sécurité et test.
- procédures de remontée le tubing.
- procédures déséquipement du puits [12].

1.6.1 neutralisation de puits :

On entend par neutralisation c'est l'arrêt du débit du puits par une pression d'une colonne hydrostatique d'un effluent (boue) qui dépasse celle du gisement.

$$P_h = P_g + P_s = \frac{hd}{10}$$

h : hauteur de la colonne hydrostatique (de la côte gisement jusqu'en surface)

d : densité de l'effluent de la colonne.

Ph : pression de la colonne.

On peut la réaliser après le montage de l'appareil pour diminuer le temps de fermeture du puits (diminution de coût global de l'opération) si les conditions le permettent en général il existe 03 méthodes de neutralisation du puits :

- Neutralisation par circulation
- Neutralisation par squeeze
- Neutralisation par remplissage (dernier recours).

La neutralisation par circulation peut se faire quand il y a communication le plus bas possible entre le tubing et l'espace annulaire à travers les éléments de circulation (side pocket vanne de circulation).

La neutralisation par squeeze peut se faire quand on constate qu'on ne peut pas réaliser la première méthode et les caractéristique du gisement le permettent (il faut que la pression de squeeze n'atteint pas la pression de fracturation et le volume doit être bien calculé pour ne pas colmater la formation).

La neutralisation par remplissage peut se quand on constate qu'on ne peut pas réaliser les 02 autres méthodes, elle consiste à remplir le puits avec de la boue après isolement totale de gisement.

Pour ces trois méthodes il faut avoir un petit cartier de boue qui se compose :

- bacs de stockage de la boue (en général 02).
- unité de pompage.
- citerne de ravitaillement en boue.
- bac à eau pour sécurité et nettoyage en fin d'opération.

La neutralisation ne se fait qu'après fermeture et isolement du puits, contrôle des annulaires et les éventuelles purges [12].

1.6.2 préparation de la boue :

On peut faire sortir de cette formule la densité de la boue de neutralisation

$$P_h = P_g + P_s = \frac{hd}{10}$$

Le choix du type de boue dépend des caractéristiques de la formation de chaque gisement. Le volume de la boue se calcule en fonction du schéma du puits. Le volume nécessaire est en général 2,5 fois du volume du puits en général mais le superviseur peut augmenter ce volume s'il juge qu'il est nécessaire. Elle se fait selon la procédure d'un tiers exigée par le superviseur et les représentants du contractant et contrôlée par la sécurité. Le type et les caractéristiques de la boue dépendent de la pression et les caractéristiques physico-chimique du réservoir. Il ne faut pas oublier d'avoir un stock de produits à boue sur place pour fabrication de complément de boue. Un stock minimal de baryte est recommandé sur place (environ 100t) afin de pouvoir intervenir en cas de venue (risques à prendre toujours en considération). Il faut travailler avec une boue bien choisie afin de ne pas détériorer le réservoir et d'éviter les accidents [12].

1.6.3 montage et test des équipements de sécurité :

C'est le montage et le test de la tête de puits work-over (BOP) «le remplacement de l'arbre de Noël par le BOP » et les installations des équipements se trouvant entre les bacs à boue et la fin de la torche d'évacuation.

Pour effectuer le remplacement de l'arbre de Noël par le BOP, on veut disposer de deux ou trois barrières de sécurité, à savoir :

✚ du côté tubing :

- une barrière hydrostatique constituée par le fluide de reprise mis en place à la phase précédente ;
- une ou deux barrières mécaniques : bouchon de fond et/ou SCSSV et/ou BPV.

✚ du côté annulaire :

- une barrière hydrostatique constitué par le fluide de reprise si le puits a été neutralisé par circulation ; dans le cas où le puits a été neutralisé par squeeze, le fluide présent dans l'annulaire est le fluide d'annulaire initial et, selon sa densité, il constitue une barrière de sécurité effective ou ne fait que limiter le différentiel de pression supporté par le packer ;
- deux barrières mécaniques : le packer et l'olive de suspension du tubing.

On peut alors démonter l'arbre de Noël au niveau de la tête de suspension du tubing (tubing head spool) et la remplacer par les obturateurs (BOP) que l'on teste bien.

Il faut essayer de diviser les tâches pour tout le personnel opérant sur cite. Elle se fait après la fabrication du volume de boue requis et une bonne circulation.

✚ montage :

- contrôle des sorties du (tubing-head spool) et tête de cuvelage (casing spool).
- mise en place du sas (lubricator) de la (two check valve) appropriée à l'olive de la tête de puits lui-même.
- mise en place clapets anti-retour (2 check valves).
- purgé au-dessus des clapets anti-retour (check valves) pour confirmer qu'il n'y a pas de pression
- démontage au niveau de l'adapter au-dessus de la tête de suspension de tubing (tubing-head spool).
- bien nettoyé et contrôlé la gorge (throat) du joint tore du la tête de suspension de tubing (tubing-head spool).
- montage et blocage de l'ensemble des BOP avec compilation des adaptateurs et (testing flanges).
- montage de (kill line)et (choke line) avec les vannes hydrauliques et mécaniques
- branchement de (kill line) sur manifolds de duses.

- branchement (choke line) sur manifold de plancher et lignes de pompage et purge
- mise en place goulotte pour retour de boue dans les bacs
- raccordement des lignes de commandes des fermetures et ouvertures des BOP [12].

✚ Les tests :

C'est la mise sous pression de tous les équipements des éléments de sécurité sans oublier la torche d'évacuation [11]

✚ Remontée de tubing :

Cette opération dépend du schéma de la complétion du puits (tubing suspendu ou ancré) et mode d'ancrage C'est :

- remontée du ou des tubings
- fraisage et repêchage des équipements de fonds (packers et accessoires) ;

si les conditions le permettent :

- pour tubing suspendu : c'est décollage de l'olive de son siège et remontée le tubing
- pour tubing ancré : c'est en fonction du mode et les éléments d'ancrage (selon fournisseur des équipements de complétion)
- ancrage avec locator seal
- décollage olive.
- dégagé (locator) du (packer) par une traction qui ne dépasse pas la limite élastique du tubing
- Remontée tubing en vérifiant tous les joints et leur nombre.
- ancrage avec compression (anchor seal).
- décollage de l'olive
- dégagé la colonne avec le poids de la compression majoré de 02 à 05 tonnes (on peut y aller jusqu'à presque la limite élastique dans les conditions sévères)
- dévissé (l'anchor) en tournant la table de rotation à droite (une moyenne de 10 à 15 tours tout dépend du constructeur)
- remontée le tubing en vérifiant tous les joints et leur nombre
- ancrage avec traction (anchor seal)
- il faut suspendre le BOP
- dégagé l'olive de son siège et posé tubing sur tubing HEAD avec cales appropriées.
- dévissé l'olive et vissé un joint de tubing
- remontée le BOP et si possible faire les tests

- dévissé (l'anchor) avec le poids total du tubing majoré de 02 à 05 tonnes en tournant 12 à 15 fois à gauche.
- remontée le tubing en vérifiant tous les joints et leur nombre [05].

1.6.4 des équipements du puits :

Cette opération dépend du type des équipements et les conditions laissée après la remontée du tubing. On a 03 choix :

- Fraisage et repêchage avec packer (milling tool) (si on remonte la totalité du tubing)
- Sur forage et repêchage packer et équipements de fond (prise interne ou externe)
- Fraisage la totalité du packer (si on voit qu'on ne peut pas réaliser les 02 premiers choix) et repêcher le reste [05].

2. SIDE-TRACK

2.1 DEFINITION :

Un side-track est utilisé pour réaliser un nouveau trou à partir d'un puits existant ,cette opération consiste à abandonner la section pour les raisons suivantes :

- pour passer à côté d'un poisson que l'on a décidé d'abandonner ou pour corriger la trajectoire du puits au cours du même forage : c'est le side-track technique.
- pour atteindre un nouvel objectif ou une nouvelle cible au cours du même forage : c'est le side-track géologique. Dans ce cas, la trajectoire du nouveau puits est bien définie.

l'azimut du puits dans le cas d'une instrumentation a peu d'importance : l'essentiel est de passer à côté du poisson [05].

2.2 SIDE-TRACK EN TROU OUVERT :

Un profil de déviation et un diamètre sur une hauteur de 200 mètres environ au-dessus de la tête du poisson ou du fond du trou à abandonner permettront d'orienter le nouveau trou dans une direction aussi différente que possible de celle de l'ancien trou et ainsi de limiter les risques de retomber dans ce dernier.

On peut mettre à profit la tendance naturelle du terrain à produire une déviation dans une direction donnée pour amorcer le side-track.

2.3 CHOIX DE LA ZONE DE DEVIATION :

Dès la prise de décision de side-track, il est nécessaire de rechercher la zone ou la formation qui présente des caractéristiques les plus aptes à permettre un side-track. Cette

opération se fait en analysant les avancements rencontrés dans les puits précédant, la formation idéale est une formation consolidée, associé à une vitesse de pénétration élevée et un trou calibré.

Pour tous les cas, en évite de débiter le side-track dans des argiles en raison des risques de caving en début de déviation.

Les distances minimums prises en compte pour la réalisation d'un side-track sont généralement basées sur une variation d'angle de l'ordre de $1^\circ/10\text{m}$ de ce fait, on prendra comme hauteur verticale minimum nécessaire à sa réalisation.

- Phase $6''=12\text{m} + 50\%$ sécurité= 18 m
- Phase $8''^{1/2}=12\text{m}+50\%$ sécurité = 18m
- Phase $12''^{1/4}=17\text{m}+50\%$ sécurité = $25,5\text{m}$
- Phase $17''^{1/2}=25\text{m}+50\%$ sécurité = $37,5\text{m}$.

En conditions extrêmes, les 50% de sécurité peuvent être supprimées [05].

2.4 LES BOUCHONS DE CIMENT :

La réalisation d'un bouchon de ciment de bonne qualité est un critère important pour amorcer la déviation et ensuite pour passer des garnitures rigides sans produire de dégradation du puits à ce niveau.

Un bouchon d'excellente qualité n'est pas toujours facile à réaliser. Cependant, il est possible de dévier en s'appuyant sur un ciment de qualité médiocre et même dans certains cas en l'absence totale de ciment. Mais c'est une procédure longue et délicate dont le résultat n'est pas toujours garanti [05].

2.5.1 Cimentation propre :

En dehors des consignes habituelles, il est recommandé (recommandations d'autant plus nécessaires que le terrain est dur) de :

- prévoir un excès de ciment pour tenir compte de la pollution par la boue pendant la mise en place et pour réaliser le test de forabilité.
- préparer le ciment en circuit fermé et de le pomper dans le puits lorsqu'il a toutes les caractéristiques requises. Ce bouchon devra être précédé et suivi d'un tampon destiné à atténuer les effets contaminants de la boue.
- l'addition de 15 à 20 % de sable au laitier permet d'améliorer la résistance du ciment. La qualité du sable est très importante, il doit être anguleux et irrégulier pour faciliter la liaison et mieux "armer" le ciment (les meilleurs résultats sont obtenus

avec de la farine de silice). Le sable rond et lisse utilisé pour les fracturations est à proscrire impérativement. Les ciments denses ($d = 2,05$ à $2,15$) sont plus durs et semblent aussi plus résistants.

- en présence des caves et lorsque la zone à cimenter est relativement importante, il est recommandé de poser le bouchon de ciment en deux fois. Le premier bouchon remplit la partie inférieure du trou et permet d'éviter que le deuxième bouchon posé quelques heures après soit pollué par la boue du trou déjà cimenté [05].

2.5.2 Test de dureté et attente pour le séchage :

Il faut attendre suffisamment longtemps pour obtenir un bouchon aussi dur que possible. Pour s'assurer de la prise du ciment et ensuite vérifier sa dureté, il est conseillé de suivre la procédure suivante :

- après 12 heures de séchage, descendre tricône et masses-tiges pour s'assurer du début de prise. Si l'outil n'accuse pas de pose, recommencer le bouchon.
- si le premier test est positif, attendre 12 heures de plus et tester la dureté du ciment en contrôlant sa forabilité.

Le temps d'attente au-delà de ces 24 heures est très variable, il sera d'autant plus long que le ciment est plus tendre et le terrain plus dur. Les durées suivantes sont généralement adoptées :

- tendre 18 heures
- mi-dur 30 heures
- dur 72 heures.

Un ciment est considéré comme acceptable si l'avancement est de 20 à 30 (m/h) avec un poids de 5 (kdaN \approx ton) et une vitesse de rotation de 60 (tr/min) [05].

2.5 METHODES DE DEMARRAGE DU SIDE-TRACK :

Le choix de la méthode dépend essentiellement de la formation, ainsi pour une formation tendre le simple jet de boue suffit pour amorcer la déviation, alors que pour une formation très dure il faut utiliser un whip stock.

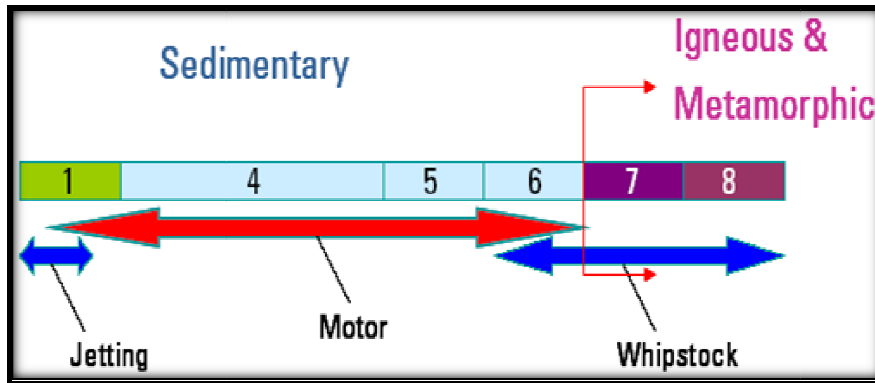


Fig. [III-1] : méthodes de démarrage selon le type de formation.

2.5.1 Utilisation d'un moteur de fond :

Lorsque la dureté du ciment est comparable ou supérieure à celle du terrain, le side-track ne présente aucune difficulté. Nous insisterons surtout sur la technique à retenir en présence de terrain nettement plus dur que le ciment. Dans ce cas, l'outil a tendance à reforer le ciment et à suivre le premier trou. La difficulté majeure consiste à faire sortir l'outil de la première trajectoire [05].

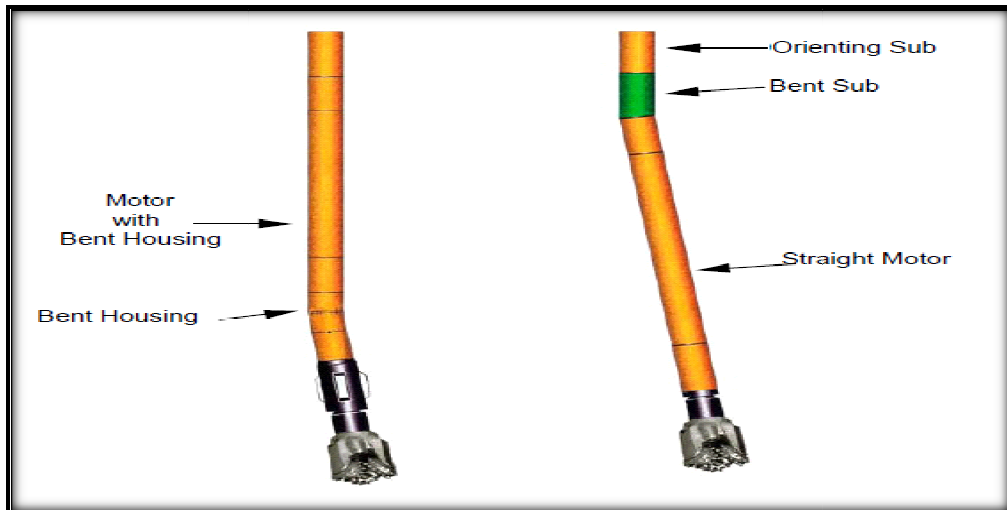


Fig. [III-2] : Raccord coudé.

2.5.2 Orientation de la turbine :

Si l'ancien puits tourne ou change d'inclinaison, l'orientation sera faite pour réaliser une trajectoire différente. Ce ne sera pas toujours possible, en particulier dans les puits profonds très inclinés où les turbines ont une forte tendance à basculer. Dans de tels puits, et

surtout en gros diamètre, il sera beaucoup plus facile de sortir par le côté bas du trou ou par le côté droit car dans ce cas l'effet du couple réactif dirigé à gauche aide la turbine à ne pas basculer à droite.

La mesure en continu (MWD, Steering-tool) permet de suivre les variations d'orientation de la garniture et les corriger au fur et à mesure.

Après orientation de la turbine, elle est manœuvrée plusieurs fois sur 5 à 10 mètres au-dessus du top du ciment et une assise est créée en laissant l'outil tourner sur place. Il faut éviter qu'un poids excessif sur l'outil ne modifie l'orientation du raccord coudé et ne fasse dérapier l'outil. Il faut donc contrôler l'avancement et forer d'abord sans poids, ensuite à un poids très réduit. Les premiers mètres sont forés sans poids et ensuite l'avancement est modulé en fonction du poids au (Martin Decker) et du pourcentage de terrain dans les déblais (cuttings). Selon la dureté du terrain, l'avancement est limité sur 10 à 15 mètres entre 10 et 20 % de ce qu'il serait dans ce terrain avec des paramètres normaux.

Pratiquement, en terrain dur ou très dur, si la vitesse d'avancement est bien choisie, le Martin Decker ne doit pas accuser de poids sur les 2-3 premiers mètres, ensuite, le poids doit augmenter progressivement.

Tant que l'outil n'est pas complètement dans le terrain, il faut limiter le débit pour éviter de laver le ciment surtout lorsque ce dernier est de mauvaise qualité.

Les mesures directionnelles ne sont d'aucun secours pour le suivi de l'amorce de déviation (à cause de la précision des instruments et de leur position dans la garniture). Les seules indications valables sont le contrôle de l'orientation du raccord coudé et l'évolution du pourcentage de terrain dans les déblais (cuttings). Des échantillons doivent être pris à intervalles réguliers et soigneusement comparés. Ces informations sont indispensables car elles permettent de régler la vitesse d'avancement en fonction de la progression de l'outil dans le terrain. Si les déblais (cuttings) ne sont pas représentatifs (pertes, caves), l'avancement sera ralenti et la déviation poursuivie sur une plus grande longueur.

En règle généralement un écart de (3° ÷ 4°) avec l'ancien puits est suffisant [05].

2.5.3 Jetting :

Cette méthode consiste à éroder la formation sous l'action d'un impact hydraulique et dans une direction privilégiée.

Ceci peut se faire en utilisant un outil de forage dont toutes les duses sauf une (exceptionnellement deux) sont obturées.

Sous l'action de l'impact hydraulique (la vitesse du fluide doit être au moins de 100 mètres par seconde) et sans rotation du train de tiges, la formation sera érodée par le jet, créant une poche latérale orientée vers le bas et latéralement dans le sens du jet.

Il suffit alors d'orienter cette duse dans la direction souhaitée pour initier la montée en inclinaison dans la direction donnée.

Le jetting ne peut être pratiqué que dans les formations tendres, telle que par exemple du sable. La pénétration peut être de l'ordre du mètre par minute.

Dans des formations plus dures, l'effet hydraulique est complété d'un effet mécanique consistant en du martelage obtenu en laissant tomber la garniture de quelques mètres sur le fond de trou [05].

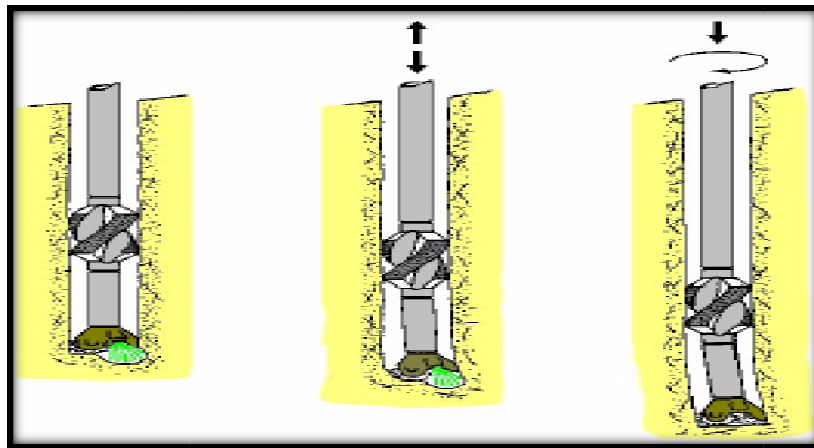


Fig. [III-3] :méthode de jetting.

2.5.4 Outil de deflexion Whip-stock :

La troisième solution pour initier la déviation et orienter un puits est l'utilisation d'un outil de déflexion. Ces outils, communément appelés Whip-stocks, ont été utilisés dès les débuts du forage dirigé puis ont été éclipsés par le développement des moteurs de fond (PDM) . Ils réapparaissent aujourd'hui avec le développement des puits en réentrée où ils offrent une bonne solution pour l'ouverture de la fenêtre. Ils peuvent être utilisés- en trou ouvert - dans un tubage pour y ouvrir une fenêtre [05].

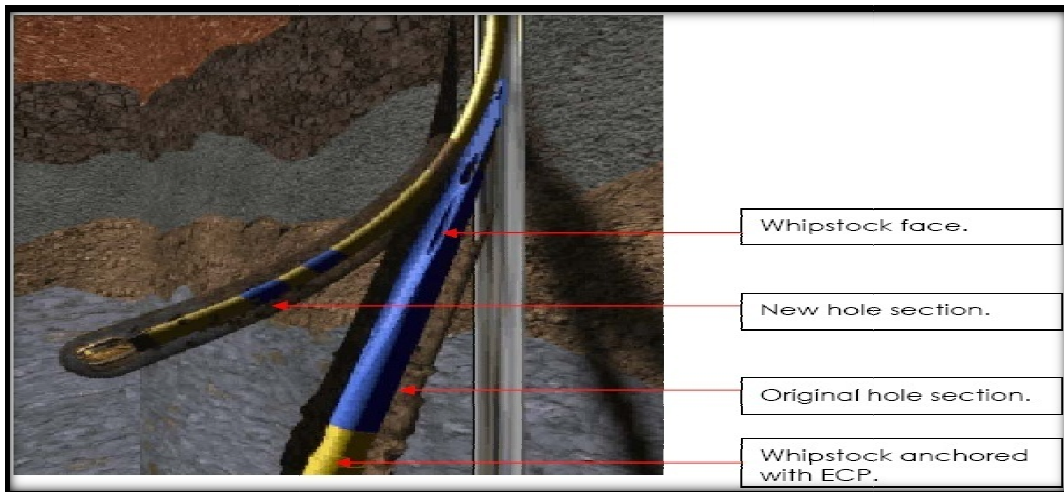


Fig. [III-4] : whip stock.



Chapitre IV

ETUDE DE CAS

1. ANALYSE DE SITUATION DE PUIITS

1.1 HISTORIQUE DE PUIITS :

Le puits MD-185 a été foré comme un puits de développement de gisement .

Le forage a commencé le 12 mai 2003 et a été terminé le 16 juin 2003 à TD 3022 m des diagraphies d'acquisitions ont confirmés la présence des sables saturés d'hydrocarbure (huile) dans les niveaux supérieurs et moyens de reservoir avec un épaisseur net de 3,5 m et de 13,9 m respectivement. Le puits a été perforé et a été mis sur la production en octobre 2004.

Le puits a commencé de produire avec un taux d'huile du (52 m³/hr).

La pression en tête de puits est 60 bars et le GOR égal à 250 (sm³/m³) [09].

1.2 LES PRINCIPAUX EVENEMENTS

1.2.1 Problèmes rencontrés durant le forage :

- 18,75 heures étaient perdues dues au collage de train de sonde pendant le forage de la phase 8"½.
- le volume incorrect de déplacement de tubage 7" a mené à forer 315 m de ciment à l'intérieur de tubage 7".
- La recherche sur les causes de cette faible exécution de l'outil sont prises en considération.
- Des volumes de gaz élevés par m³ de boue sortie (> 5%) entre (2900m-2950m) [09].

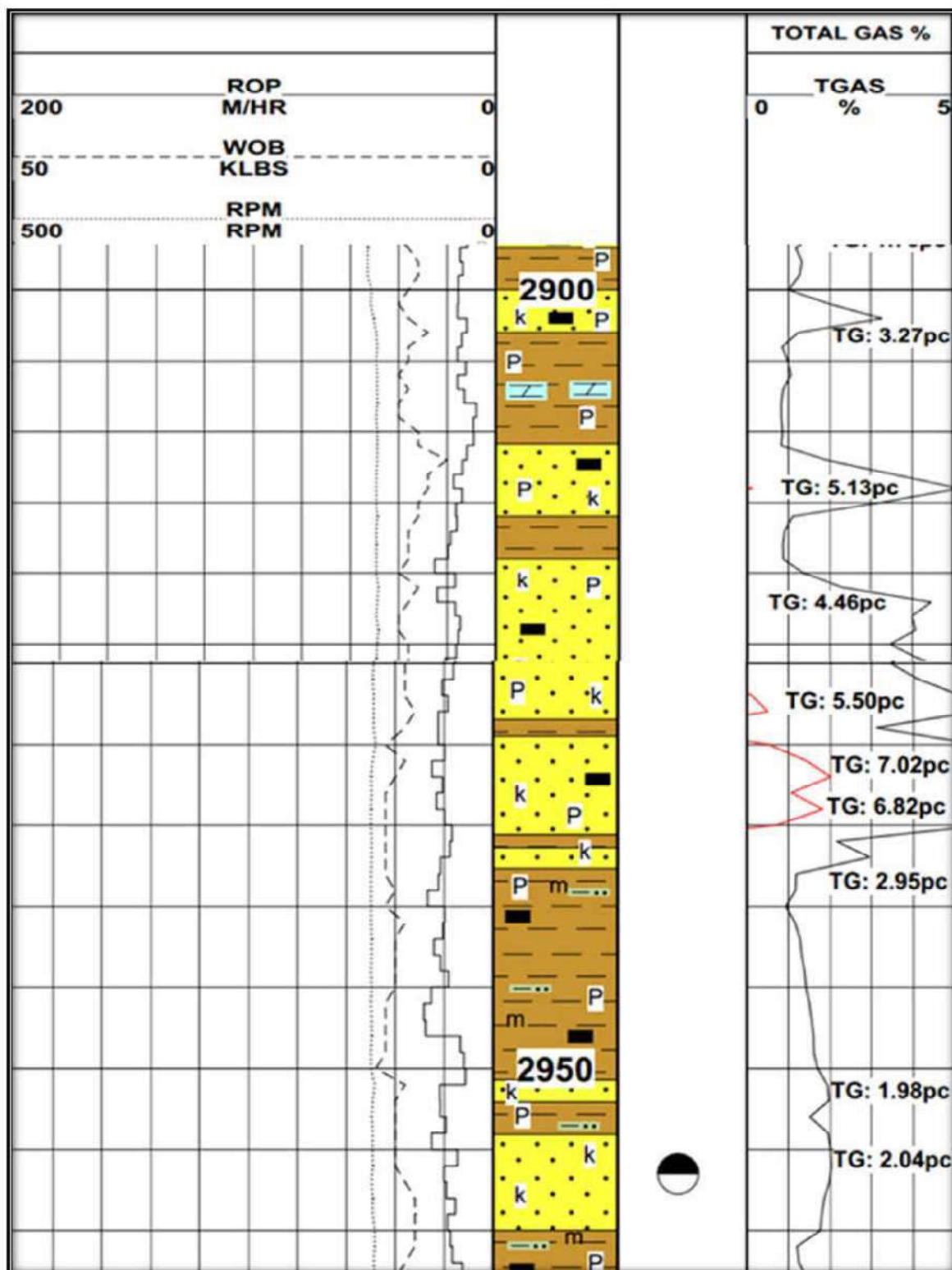


Fig. [IV-1] : Pourcentage de gaz dans la boue de forage

1.2.2 Problèmes rencontrés après le forage :

Dans mars 2008 la production de l'eau a commencé en raison de la production de l'eau injectée par l'horizon «B». Quand le puits arrêter la production due au WC de 46 % Le puits a été fermé en août 2009 dû à la production élevée de l'eau. Après quelques mois que l'injection de l'eau MD-57 a été arrêtée (MD-7 est un puits producteur de l'eau), le puits ait été remis.

La reprise du puits en fin de 2012 n'a pas été très encourageante pour les même raisons de fermeture, au début le puits débitait une faible quantité d'huile avec un WC très élevé et ça a généré les problèmes des dépôts de sel.

À la fin de 2013, un régime anormal de pression dans annulaire (B) a été enregistré.

Après les études, on l'a conclu que l'annulaire (B) est en communication directe avec la pression de l'horizon «B» car la formation n'a pas été en juste proportion isolée pendant les opérations de cimentation de tubage 7".

Le puits a eu lieu fermer dans 22 janvier 2016 pour des issues de sûreté. La fermeture du puits a produit d'une perte du 1800 bopd (12 m3/hr) dans le taux de production de pétrole de gisement de MD. (Débit moyen de production de l'huile estimé pour un puits dans le champ de MD)La remettre en marche la production à partir de ce secteur du réservoir d'huile est de 3000 bopd [09].

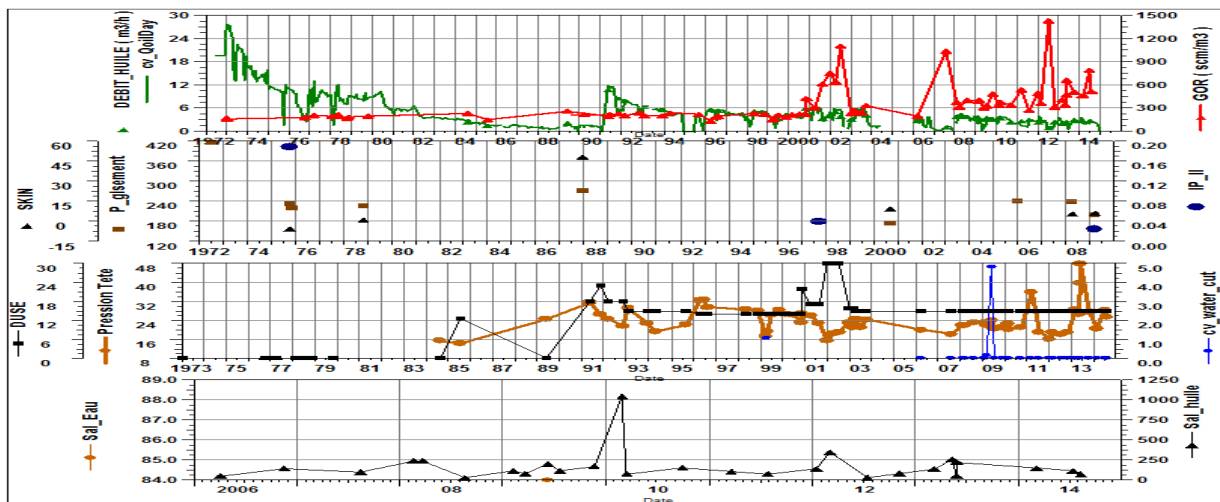


Fig. [IV-2] : Historique de puits de production .

1.3L'ANALYSE DES ECHANTILLONS PRELEVES :

Les résultats de l'analyse du liquide prélevé d'annulaire (B) à 21/01/2016 sont :

- L'eau libre = 85%
- Salinité = 360 (g/l) (l'eau salée saturée)
- Densité = 1.18.

Le puits est fermé depuis le 21/01/16, il est programmé pour le work-over pour remédier la situation des annulaires [09].

1.4 L'ANALYSE DE CBL-VDL : (Ancienne analyse en 2003)

Les diagraphies de CBL et de VDL acquises indiquent une mauvaise qualité de cimentation entre le tubage 7" et l'horizon «B» le long de la phase de 8"½.

La présence du ciment est (pauvre) du 2317 m au 2498 m. On a observé l'absence du ciment dans l'annulaire (B) (free pipe) au-dessus du 2317 m.

Il peut conclure que l'horizon «B» n'est pas correctement isolé etc'est la cause du régime anormal de pression actuelle dans l'annulaire (B).

Pendant la phase de travail de cimentation de tubage 7", des problèmes de pompe d'installation étaient expérimentés, mener pour avoir le ciment (TOC) en-dessous du sabot de cuvelage de 9"½.

Les diagraphies de CBL et VDL ont été enregistrés, montrant que le niveau de l'horizon «B» n'est pas complètement isolé par le ciment .

Cette situation de cimentation critique a menée au début de la pression élevée dans l'annulaire (B) depuis le forage et les opérations de complétion [09].

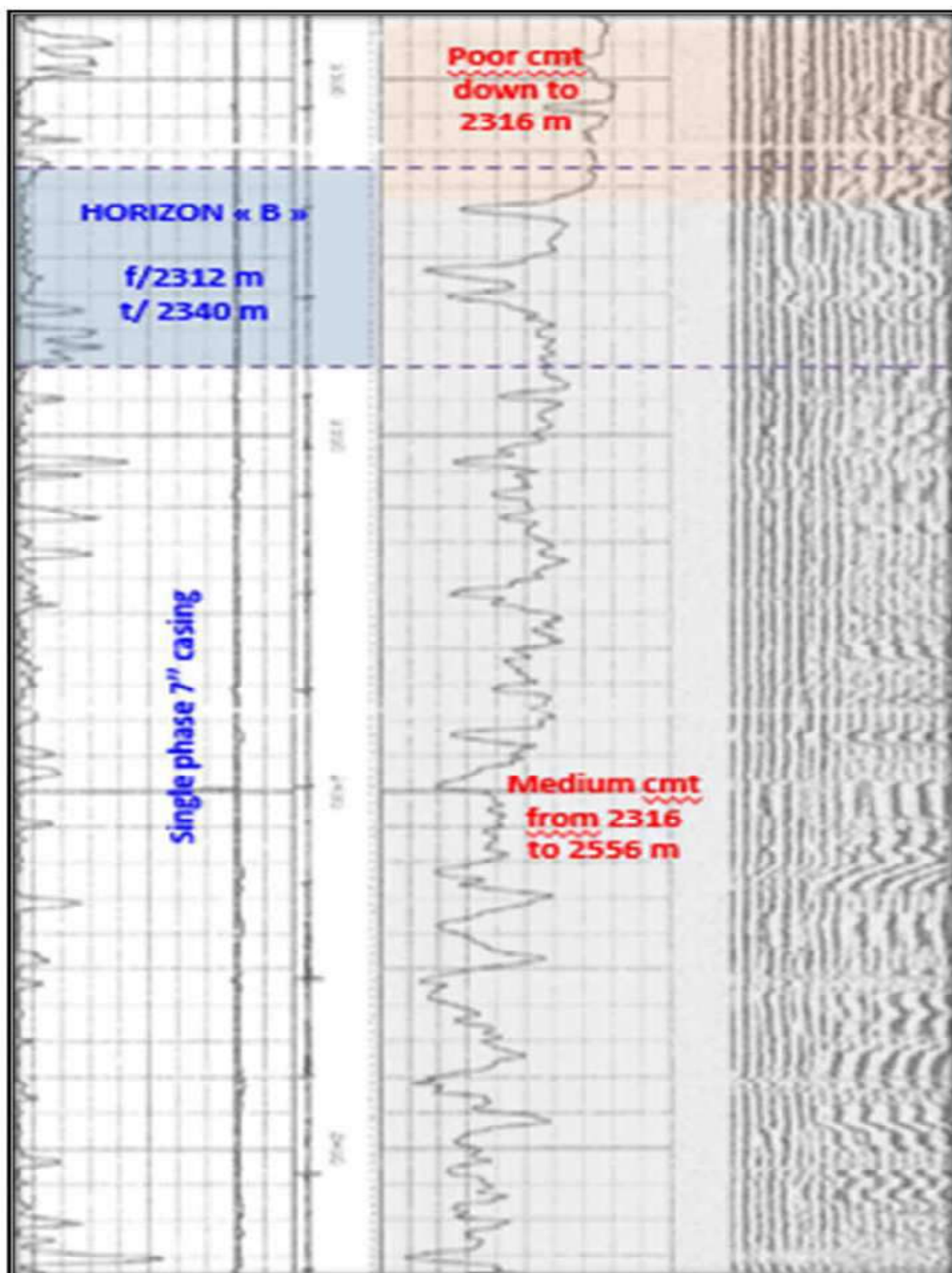


Fig. [IV-3] : log CBL-VDL de tubage 7".

1.5 SURVEILLANCE DES PRESSIONS DES ANNULAIRES :

Après la surveillance de pression dans l'annulaire (B), on a noté en janvier 2016 que MD-185 a montré une pression dans l'annulaire (B) égale à 155 bars.

Les échantillons rassemblés ont montrés l'eau saturée par le sel avec salinité de 360 (g/l) avec la densité de 1,18. Après que saigner-au loin des tentatives ont été conduites avec des résultats négatifs, le puits était fermé. Le (21/01/2016) après l'installation des nouveaux manomètres, Les données de pressions de l'annulaire (B) de puits producteur MD-185 enregistrées (et fait montrées pour la deuxième fois en 21/02/2016):

➤ Annulaire A :

La pression change entre 30 et 60 bars pendant que l'eau est injectée par SPM pour la dilution desel.

➤ Annulaire B :

La pression critique maximale change entre 140 et 160 bars.

actuellement en étant surveillé avec divers valeurs jusqu'à 77 bars.

n'importe quelle tentative pour purger la pression de l'annulaire (B) était réussie car la pression augmente encore aux valeurs critiques.

➤ Annulaire C :

Pression nulle dans l'annulaire C.

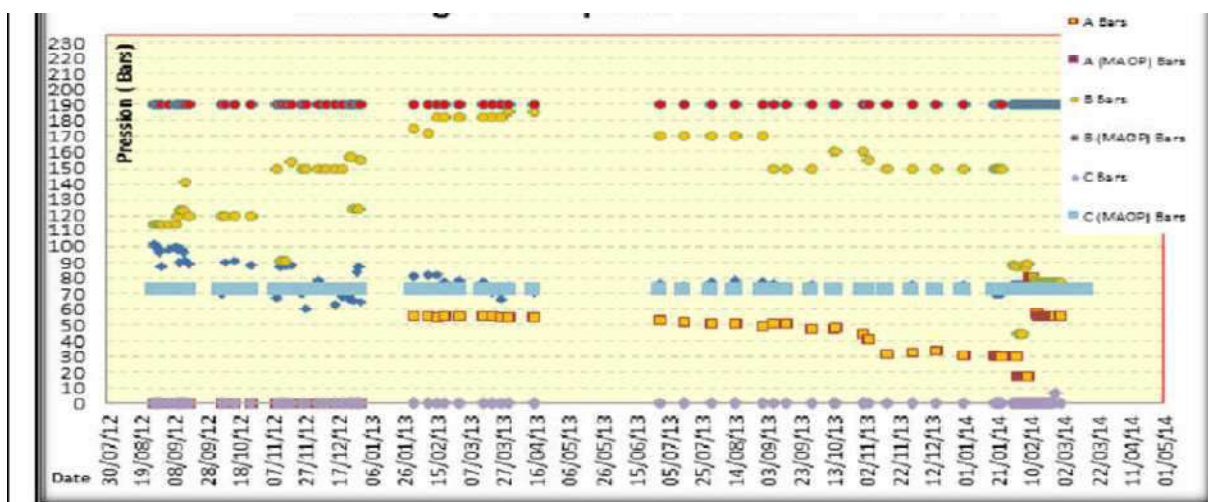


Fig. [IV-4] : moniteur des Pressions des annulaires A, B, C.

1.6 ETAT DE Puits APRES LA FERMETURE

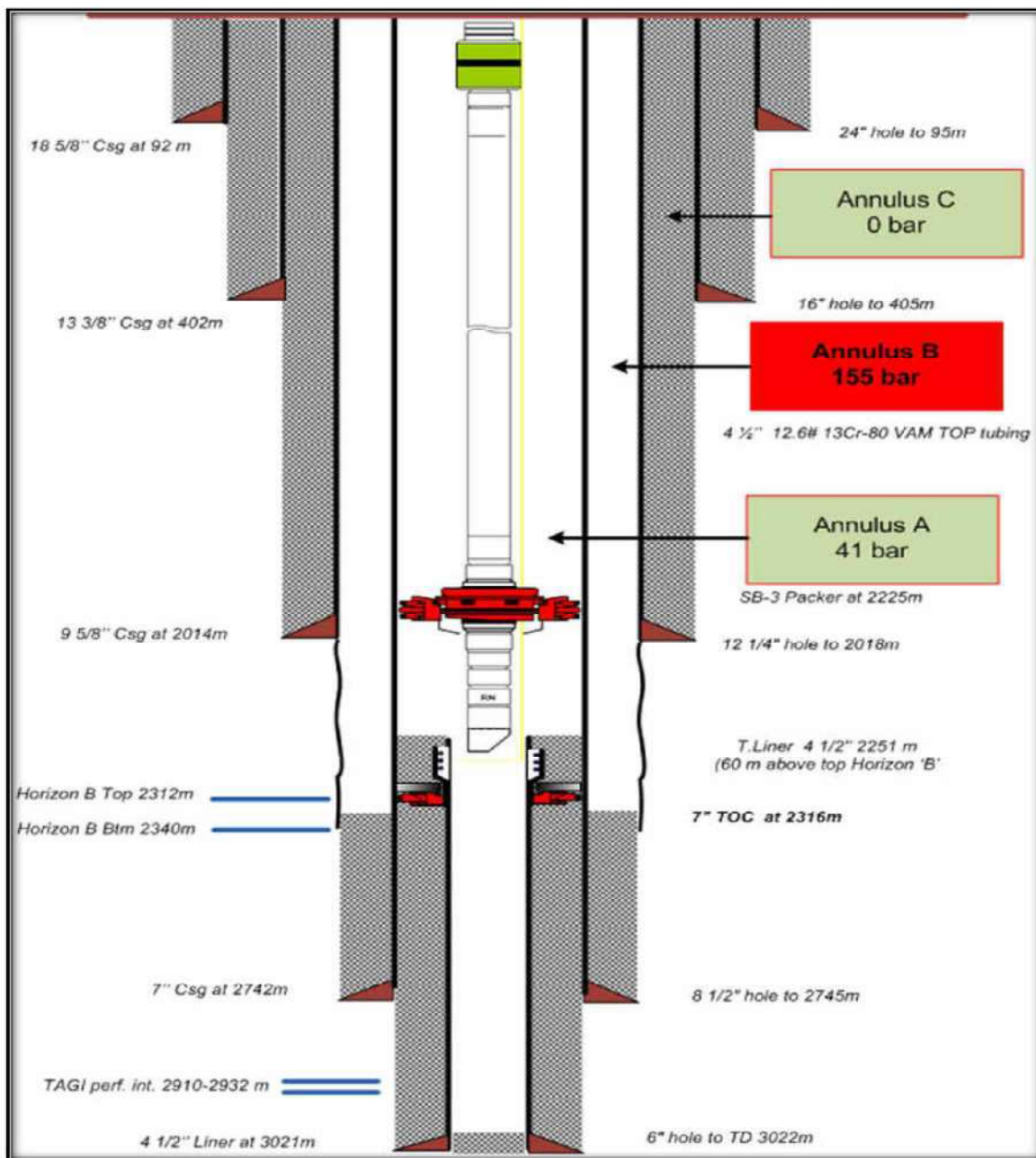


Fig. [IV-5] : schéma de puits après la fermeture.

Sur la base de l'état de puits actuel, des données de gisement et de la vérification des pressions des annulaires, nous pouvons tirer la conclusion et les recommandations suivantes :

Le puits est actuellement à l'arrêt pour un problème d'intégrité (haute pression dans les annulaires).

La raison des hautes pressions des annulaires est à l'origine de la mauvaise cimentation, entre le tubage de 7" et l'horizon «B» faite après le forage, par conséquent une venue d'eau dans l'annulaire A.

Pour remettre le puits en service, il est nécessaire de réaliser un work-over pour Remédier la cimentation entre l'horizon «B» et le tubage 7", cette opération permettra d'isoler l'horizon «B» et mettre le puits sous des normes de sécurité [09].

2. WORK OVER

2.1 INTRODUCTION :

Le but du work-over sur le puits MD-185 est de reconstituer l'intégrité du travail réparateur du puits par l'exécution de ciment dans le tubage 7", afin d'isoler le niveau de l'horizon «B» et donc reconstituer la condition de sûreté dans l'annulaire (B) selon la politique d'intégrité des puits de développement. Le puits soit recompte avec un nouveau tubing de complétion de 4"½ afin de reprendre la production de pétrole [09].

2.2 PROGRAMME DE PUIITS MD-185 WO

De 18/04/2016 @ 24:00 à 30/06/2016 @ 16:00

- Au début DEUTAG T-223 se déplaçant de SFNE-1 à l'endroit de MD-185.

(cette période compte aussi les études de situation de puits MD-16 après la fermeture de puits) [09].

2.3.1 Installation de l'ADF :

- Installer DTM ensuite fait le RIG UP de KCA DEUTAG T-223.

2.3.2 Décomplétions :

De 30/06/2016 @ 16:00 à 09/07/2016 @ 16:00

- Circuler le volume intérieur de puits avec la boue.
- Remplacer la tête de production par le BOP, faire les essais de pression de BOP.

Note : prendre des Photos de tête de puits avant commencements des activités.

- POOH le train de complétion.

2.3.3 Intervention de puits MD-185 :

- RIH un scraper pour le tubage 7" (pour une bonne lecture d'IBC de tubage 7").
- RIH une BHA adaptée pour le nettoyage de puits.
- Effectuer les logs de corrosion d'USIT/CBL/VDL entre LNR 4"½ et le CSG 7".

Remarque :

En cas d'analyse négative des diagraphies dans LNR 4"½ :

- exécuter le side-track (phase 8"½).

En cas d'analyse négative des diagraphies dans CSG 7" :

- couper et POOH ancien tubage 7" et RIH un nouveau tubage 7"

La longueur de tubage dépend de l'état de l'ancien tubage 7" (la côte de la coupe) [09].

2.3.4 Opérations sur le puits MD-185 :

- Isolement provisoire des intervalles de réservoir (un bouchon de ciment à 2890 MRT).
- Tester le Bouchon de ciment et le tubage 7" avec pression de 69 bars (1000 psi).
- Circuler le volume annulaire A avec la boue, densité = 2,0.
- Perforer le tubage 7" à partir de 2240 m (être confirmé avec les logs de 7" CSG) ;
- On circule le volume de l'annulaire B avec une boue salée saturée de densité légèrement inférieur à celle de fluide de l'horizon «B» pour assurer le cheminement du ciment dans l'annulaire (B).

- Cimenter l'annulaire (7"-8"½) aussi l'annulaire (7"- 9"⅝) (TOC à environ 200 m) ; On utilise un stinger pour empêcher le retour de ciment. Fermeture sur l'annulaire (B) pour que le ciment pénètre dans l'horizon «B».

Note : En cas de circulation négative dans l'annulaire (7"-8"½), procèdent d'exécuter d'autres perforations au-dessus jusqu'à la circulation est obtenue.

Note : si la circulation est négative jusqu'à la profondeur de sabot de 9"⅝ il est nécessaire de fraiser le bouchon de ciment (abandonnement temporaire) et exécuter un autre bouchon de ciment plus bas + squeeze de ciment dans les perforations (abandonnement PERMANENT) ensuite l'exécution de programme de side-track .

Enregistrement le log IBC dans le CSG de 7" ;

- RIH 4"½ scab liner (TOL environ 1900 m) ;
- Exécuter la cimentation sur le scab liner 4"½ ;
- Forer le bouchon du ciment (abandonnement temporaire).
- Faire un nettoyage de puits du tubage 7" et le 4"½.
- RIH une nouvelle complétion.

Remarque : Dans le cas où la remédiation de la cimentation est négative, la reprise de puits à travers un side-track est déjà planifiée [09].

2.5 SCHEMA DE PUIITS PROPOSE PAR MD-185 AVEC 7" CSG PATCH & 4"½ SCAB LNR.

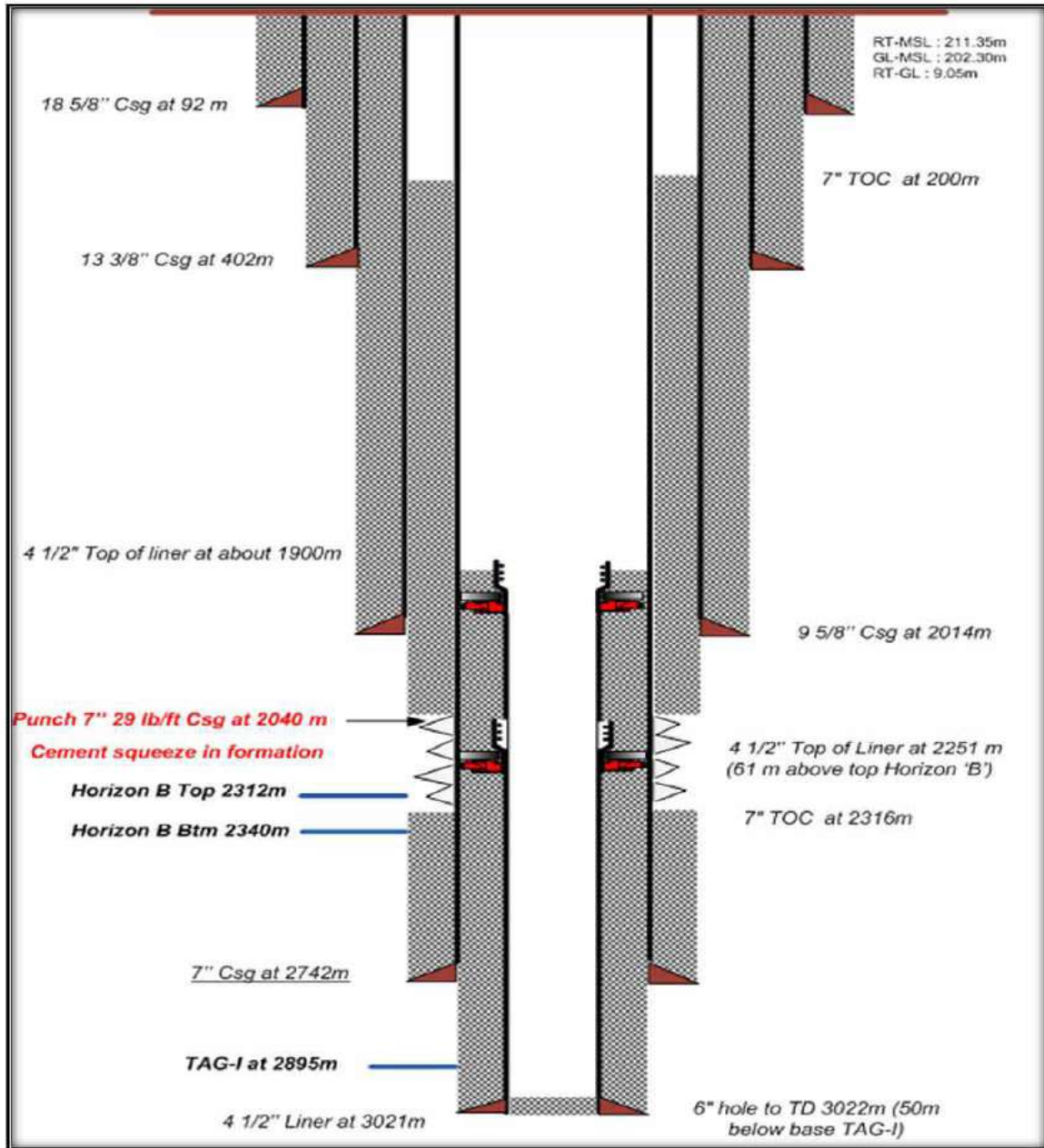


Fig. [IV-7] : schéma de puits propose de MD-185 AVEC 7" CSG patch & 4"½ scab LNR.

2.6 LES PRINCIPAUX ETAPES DE WO :

Les événements principaux de chronologie sont rapportés au-dessous :

- Arrêt de production pour le WO 23 janvier 2016
- Début d'opération de WO 30 juin 2016
- Reprise de puits 09 Septembre 2016
- ✚ **Trois options ont été étudiées :**
 - Un travail réparateur rigless exécutant une compression de ciment devant l'horizon «B» il peut être plus vite et moins cher si le programme procède sans problème et qu'il est réalisé à la première tentative.
 - Une opération d'installation de pompage à l'intérieur de puits, exécutent la compression réparatrice de ciment derrière le tubage 7" et reprendre le puits.
 - L'installation d'intervention pour le nettoyage des tubages 7"+ 4"½.

Le pourcentage du succès pour ce type d'opération de rigless, basé sur l'évaluation des risques, est ne peut pas garantir les scénarios d'éventualités de reprendre la production.

Suite à l'acquisition sur le puits MD-185 des logs de nouvelle technologie IBC (Isolation Sonic Scanner) combiné avec CBL-VDL-CCL-GR (enregistré le 12 Juillet 2016), comparé avec le CBL-VDL d'origine, les résultats supplémentaires obtenus sont les suivants :

2.7 LES OPERATIONS DES DIAGRAPHIES

2.7.1 Log 4"½ LNR (IBC-CBL-VDL-CCL-GR)

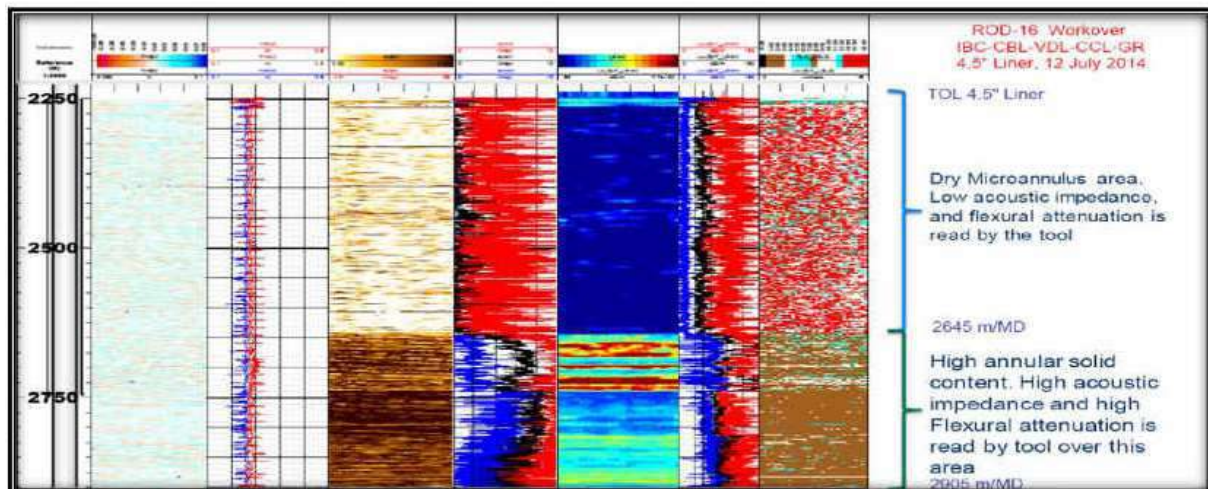


Fig. [IV-8] : IBC-CBL-VDL-CCL-GR dans 4"½ Liner (12/07/2016).

En conclusion :

- Bonne cimentation à partir de 2905 m jusqu'à 2645 m (single casing jusqu'à 2742 m), ensuite faible – moyenne cimentation caractérisée par "dry microannulus" de 2645 à 2251 m (TOL).

Aucune corrosion du Liner n'a été détectée.

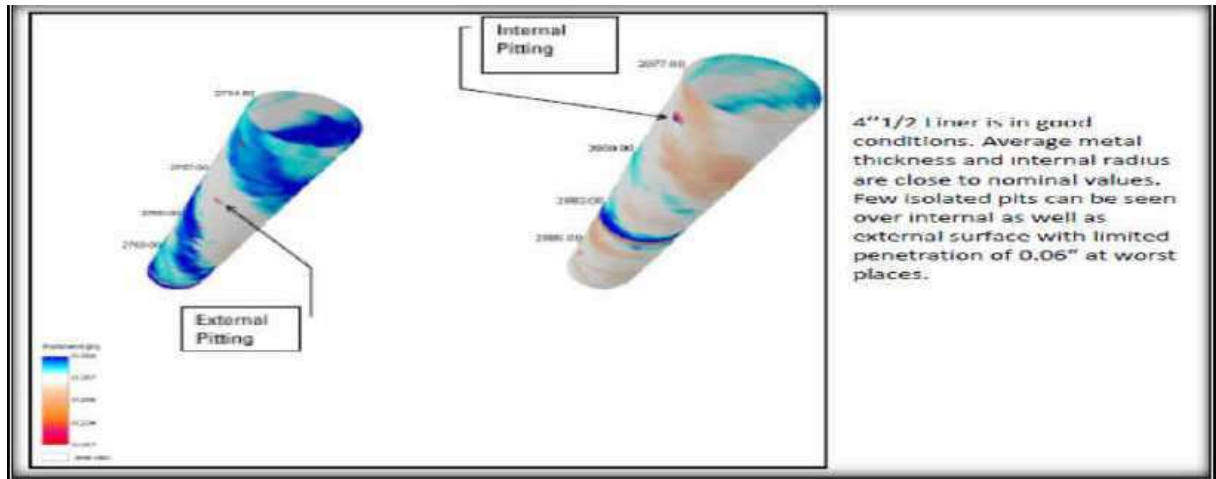


Fig. [IV-9] : résultat d'IBC sur le LNR 4"½.

✚ L'analyse de diagraphie a confirmé que :

La zone du double casing (LNR 4"½ – CSG 7") présente des microannulus qui ne garantit pas la préservation de l'intégrité hydraulique ; compte tenu que le Casing 7" n'est pas bien cimenté en face de l'Horizon "B" et pas du tout de ciment à son top (déjà connu par l'ancien CBL-VDL enregistré en 2003) et qui donne la pression dans l'annulaire (B).

2.7.2 Log 7" CSG (IBC-CBL-VDL)

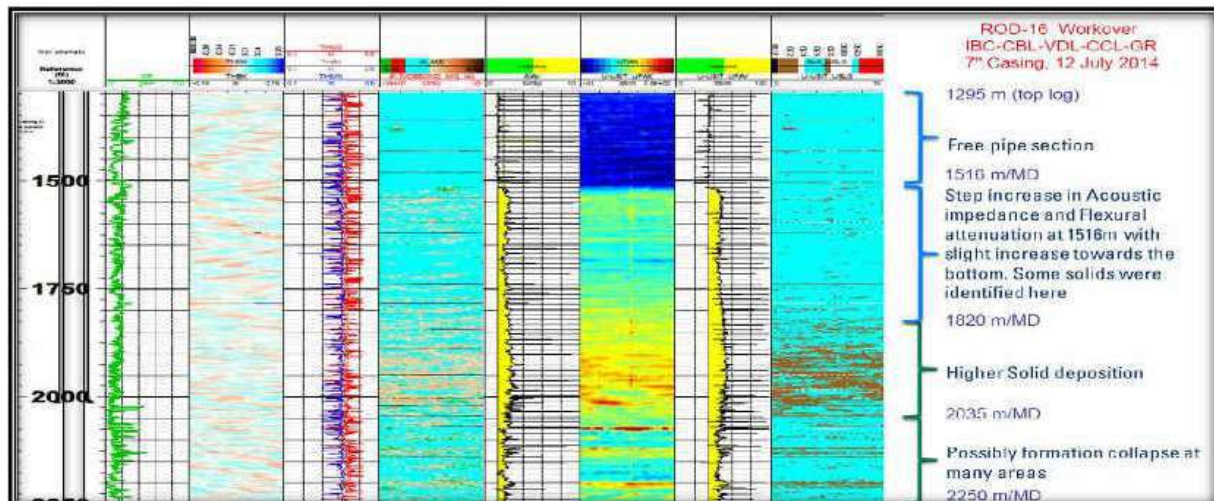


Fig. [IV-10] : (IBC-CBL-VDL) de tubage 7".

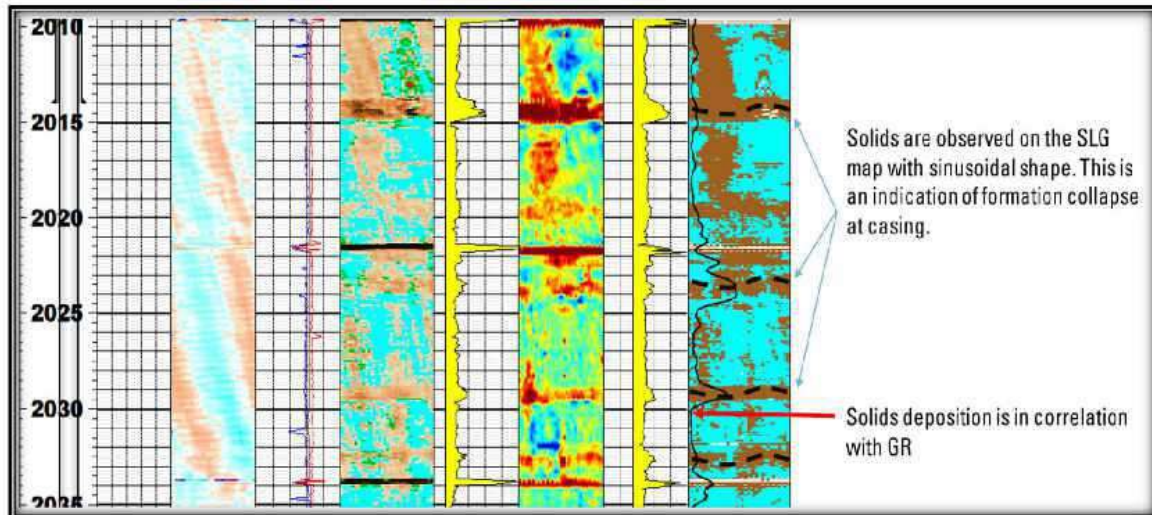


Fig. [IV-11] : (IBC-CBL-VDL) de tubage 7".

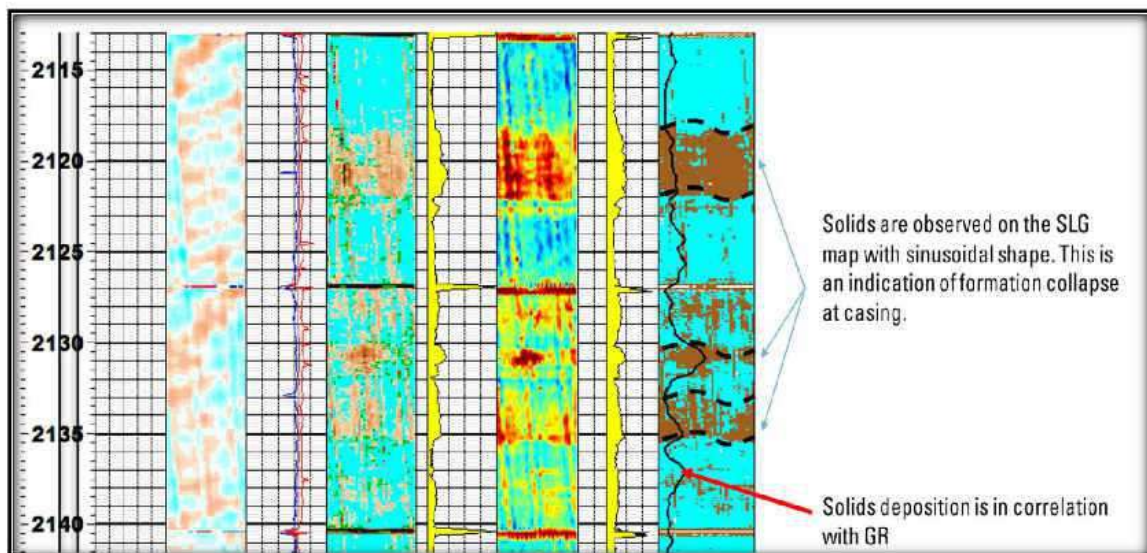


Fig. [IV-12] : (IBC-CBL-VDL) de tubage 7".

(Intervalle des diagraphies enregistrées : de 2250 m (au-dessus du TOL 4"½) jusqu'à 1295 m).

En conclusion.

- Absence de ciment dans l'intervalle enregistré.
- Présence de quelques solides dans annulaire probablement un écrasement des parois de la formation (formation collapse), localisée à 2195-2210 m, 2125-2135 m, 2115-2120 m et 2070-2071 m.

Faible présence des solides (barite) de 2070 à 2035 m (single CSG 7").

- absence des solides (barite) de 2035 à 1820 m (single casing jusqu'à 2014 m), faible – très faible présence de solides de 1820 à 1516 m,
- ensuite (free pipe) (1516-1251m).
- Aucune corrosion du tubage n'a été détectée.

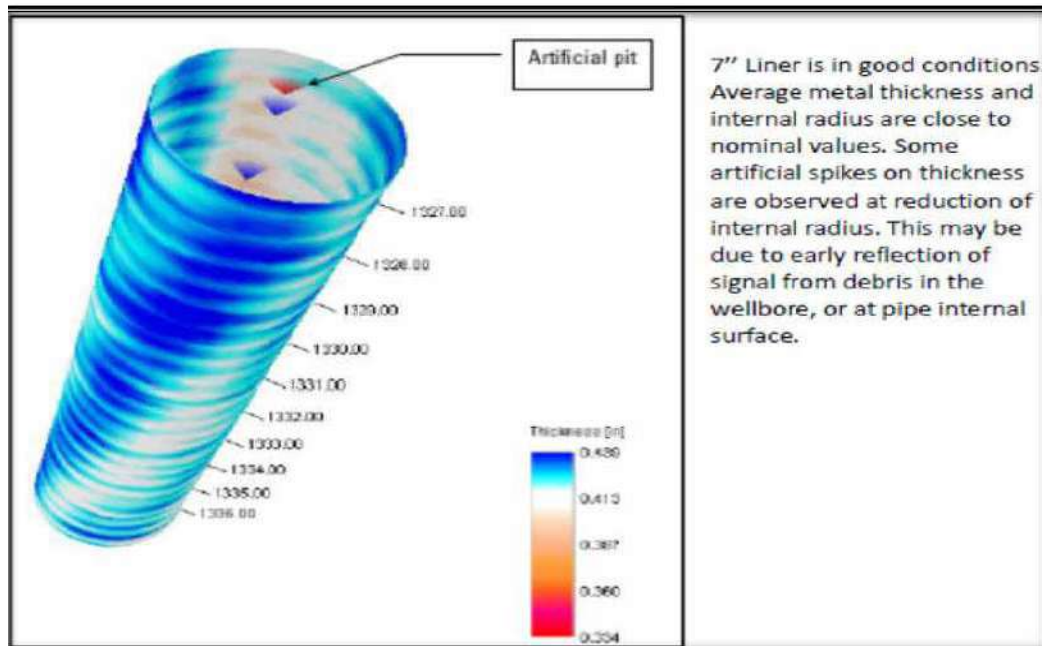


Fig. [IV-13] : résultat d'IBC sur le CSG 7".

✚ L'analyse de diagraphie a confirmé que :

Donc l'espace annulaire occupé par la barite présente sûrement des micro-channelling à travers lesquels le fluide de l'Horizon «B» trouve son chemin vers la surface.

✚ Sur la base de toutes les données du puits on peut conclure que :

- La zone de 2316 m (Horizon «B» de 2312 m à 2340 m) jusqu'en surface TOP du tubage 7" n'est pas cimentée.
- Une faible cimentation a été constatée dans la zone du LNR 4"½ en face de l'Horizon «B».
- Une mauvaise cimentation dans l'annulaire (7"-8"½) pour l'isolation de l'Horizon «B» ne peut être bien effectué à travers un punch au-dessus du top liner 4"½.
- (le squeeze) ou bien la circulation du ciment n'est pas garantie à travers les micro annulus des dépôts de la barite).

Sachant que la densité de la boue est de 2,0 pour maintenir l'Horizon «B», ce qui ne permet pas de reprendre le réservoir avec cette densité (cas d'isolation temporaire). Donc, l'exécution de la circulation du ciment (punch) ne se fera que dans le cas d'abandon définitif du réservoir (squeeze du ciment dans les perforations de réservoir).

Tab. [IV-2] : Gradient de pression du puit.

Profondeur (m)	Pression de pore	Pression de fracturation	densité de boue	formation
2300	1.85	2.30	2.00	Horizon «B»
2400	1.90	2.30	2.00	Horizon «B»
3021	1.10	2.05	1.25	réservoir

- Dans ce cas négatif du [remedial job] on aura une situation critique de communication de l'Horizon «B» vers l'annulaire et le puits, ceci va devenir un risque pour la suite des opérations [09].

2.8 TEMPS D'ESTIMATION DE WORK-OVER

Tab. [IV-3] : Description de déroulement du puits MD-185-WO.

Description	Heures / Jours	Pourcentage (%)
Opérations	850 / 35.4	87.8
Retards	0	0
Problèmes	118.5 / 4.9	12.2
Total	968.5 / 40.3	100

2.9 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS :

La conclusion de recherche est que le niveau de l'horizon «B» n'est plus isolé par le ciment et qu'il y a une fuite de pression dans l'annulaire (B). La pression dans l'annulaire B dans MD-185 continué a grimpé jusqu'à une valeur critique ; 160 bars (2320 psi) l'intégrité de puits est devenue une issue.

Comme conséquence sur le puits MD-185 un work-over pour exécuter un ciment serrent le travail d'isoler l'horizon «B» et reconstituer la production à partir du forage courant est recommandé.

Le taux prévu de l'huile de MD-185 est de 3000 bopd (20 m³/hr) et le taux estimé de la production de gisement , est environ 1800 bopd (12 m³/hr).

✚ Evaluation de réserves additionnelles :

En utilisant le modèle de réservoir du champ, on a simulé deux cas (un avec la remise en service de MD-185, et l'autre on supposant que le puits MD-185 reste fermé).

Année	Reste a produire (MMstb)	Production additionnelle de MD185
2016	13.52	0.03
2017	12.75	0.13
2018	11.82	0.04
2019	9.76	0.05
2020	7.67	0.10
2021	6.23	0.15
2022	5.38	0.59
2023	5.38	0.10
2024	5.20	0.29
2025	4.25	0.31
2026	4.03	0.43
2027	3.55	0.57
2028	3.31	0.35
Total	92.85	2.77

Les résultats de simulation montrent que le puits MD-185 peut reporter 2.77 MMSTB de l'huile en plus à la fin de 2028.

Pour ces raisons, le side-track jugé le seul moyen pour sécuriser le puits du point de vue de l'intégrité, comme prévu par le programme de work-over émis le ...2016 [09].

3. SIDE TRACK

3.1 LES OPERATIONS PREVUES POUR L'EXECUTION DU SIDE TRACK AU DESSOUS DU SABOT DU CASING 9"5/8 SONT :

3.3.1 Préparation de puits :

De 09/07/2016 @ 16:00 à 14/07/2016 @ 17:00

- RIH une garniture de nettoyage.
- Circuler à débit élevé pendant deux heures, POOH.
- Filer 17 m du câble de forage ($\varnothing = 1\frac{3}{8}$).
- Faire le WL.
- Enregistrer les diagraphies de (IBC-CCL- CBL-VDL) pour les deux dernières

Phases (7"+4"½).

- RIH un tapper mill de 2916m à TD.
- Circuler, POOH[09].

3.3.2 Isolation définitif des intervalles de (2910–2932 m)

De 14/07/2016 @ 17:00 à 10/08/2016 @ 22:00 (26 jours).

On utilise les DP's 2"7/8.

- Poser d'un 1er bouchon de ciment de 2969 m à 2800 m (169 m).
- Essai de squeeze du ciment à l'intérieur des perforations. (abandonnement permanent)

Fermeture sur le retour de boue (fermer le BOP), POOH.

- Toper le bouchon de ciment et faire le test mécanique et hydraulique.
- Descente et l'ancrage d'un Bridge Plug 4"½ à 2800 m au top de bouchon.
- Effectuer le test mécanique et hydraulique du 4"½ Bridge Plug.
- Pose d'un 2ème bouchon de ciment du top du BP à 2560 m (240 m).
- Topé le bouchon de ciment et faire le test mécanique et hydraulique.
- Pose d'un 3ème bouchon de ciment de 2560 m à 2360 m (200 m).
- Topé le bouchon de ciment et faire le test mécanique et hydraulique.
- Pose d'un 4ème bouchon de ciment de 2360 m à 2200 m (160 m).
- Topé le bouchon de ciment et faire le test mécanique et hydraulique.

Le teste mécanique des bouchons de ciment se fait avec un poids de (4 ton).

Le teste hydraulique des bouchons de ciment se fait avec une pression de (69 bars) (1000 psi).

- Descente et l'ancrage d'un Bridge Plug 7" à 2200 m (au top du 4ème bouchon de ciment).

Remarque : la longueur de BP 4"½ est de (4m) par contre celle du BP 7" est environ (11m).

- Effectuer le test mécanique et/ou hydraulique du Bridge Plug 7".

Exercer une pression de (138÷207 bars) (2000÷3000 psi).

- Déplacer la saumure 1,05 (g/cm³) Na Cl avec OBM 2,00 (g/cm³).
- Couper le tubage 7" à 2010 m.
- Récupérer le tubage 7" (des opérations additionnelles des coupes et récupération du tubage 7" sont possible).
- Fraiser le tubage 7" jusqu'au 2065 m.
- Nettoyer le trou avec une BHA adaptée.
- Pose d'un 5ème bouchon de ciment de 2200 m à 1960 m (240 m).
- Topé le bouchon de ciment et faire le test mécanique, avec l'outil 6" on pose un poids de 4 ton.
- Déplacer OBM 2,00 (g/cm³) avec saumure Na Cl 1,19 (g/cm³).
- Enregistrer l'IBC sur le tubage 9"5/8 (log pour la Corrosion).

Remarque : La séquence opérationnelle ci-dessus a été proposé pour garantir la meilleur solution technique, vu les difficultés prévues pendant la récupération du tubage 7".

La coupe du tubage 7" mentionnée dans le programme (proposé après l'enregistrement d'IBC) à la côte de 2010 m est la dernière de la séquence des coupes intermédiaires, (côtes 1815 m, 1920 m et, si nécessaire, aussi à 1967 m).

Toutes ces coupes sont nécessaires à cause de la présence de dépôts des solides (barite) dans l'espace annulaire, qu'ils peuvent nous rendre improbable la réussite de la récupération de tubage une seule fois. (Frottement due à la présence des solides)

La coupe à la côte 2010 m (dans le double CSG et proche au sabot 9"5/8) nous permet d'effectuer le fraisage du tubage 7" (single CSG) en trou ouvert, pour un intervalle d'environ 55 m, pour nous permettre la réalisation du side-track.

Remarque : Le programme établi minimise les risques opérationnels, qui par contre sont présents dans le cas d'exécution des coups à partir de 2150 m (single CSG) [09].

3.3.3 Risques opérationnelle durant la coupe :

- Difficulté de récupération du tubage de 2010 m à 2150 m par l'utilisation de l'outil « releasing spear » suite à la présence des solides (barite) et le collage de la formation avec le tubage 7".
- Difficulté de fraisage du tubage entre 2010 m et 2150 m par une seule descente parce que les équipements ne permettent pas d'effectuer l'opération. Dans l'hypothèse de fraisage du tubage de 2010 m à 2150 m en plusieurs descentes avec différents « milling tools », on va opérer en trou ouvert où le risque de ne plus accéder à l'intérieur du tubage 7" est très élevé.

- Le fraisage prolongé du tubage 7" dans le trou ouvert pourrait en outre conduire à la rupture de la batterie de fraisage (BHA non stabilisée) et par conséquent procéder au repêchage de la BHA. [fishing].

Remarque : L'échec des opérations rapportées ci-dessus pourrait conduire en conclusion à l'impossibilité de réaliser le side-track à partir du sabot du Casing 9⁵/₈ à 2014 m.

Le bouchon de ciment pour réaliser le side-track, vu ses bonnes caractéristiques mécaniques, nous assurera une bonne étanchéité hydraulique du trou ouvert au-dessus du tubage 7" [09].

3.3.4 Réalisation des coupes :

- RIH l'outil 6" et poser de 4 tons pour l'essai de la prise du ciment + réalisent l'essai de pression de 1000 psi
- Déplacer la saumure avec OBM (2 g/cm³), circuler.
- POOH l'outil 6" au extérieur Bit sub+ Razor Back + Fishing Jar
- Exécuter le WL to 2200 m POOH
- Réaliser l'essai de pression de 2000 ÷ 3000 psi
- RIH 5³/₄ coupe-tube intérieur dans le tubage et coupé à (2010-1920-1815m) et exécuter la circulation.

Faire la circulation dans l'annulaire B avec une pression maximum de (207 bars) (3000 psi).

- POOH coupe tube

Note : faire un essai de coupe-tube dans le tubage 9⁵/₈ on notant ; débit + pression + différence de pression tandis que couteaux grand ouverts. Prise maximum OD des couteaux

Note : faire la photo de coupe-tube et de tous les couteaux

Note : couper la profondeur en s'accordant avec les diagraphies de corrélation et le contrôle de tubage pour éviter la coupe dans les manchons de tubage 7".

- Essai de circulation sur 7" et 9⁵/₈ pression maximum doit être appliqué sur le tubage est de 3000 psi
- Déplacer /déposer la vieille boue de base d'huile (utilisée durant le work-over).
- Exécuter OBM circulation
- RIH Outil de lavage sur le tubage 7"
- RIH l'outil de lavage sur les régions de suspension de cuvelage de 7"
- RIH le dispositif d'ancrage de tubage de 7" et engagent la traction d'excédent de maximum pour être appliquées est 120÷130 tons
- POOH les autres tronçons coupés du tubage 7".
- La traction maximum ne doit pas dépasser les (120÷130 ton).

Remarque : d'abord en essaie de faire sortir le tubage a 2010m (tronçon complet) avec un seul RUN sinon en doit le faire avec 4 RUN.

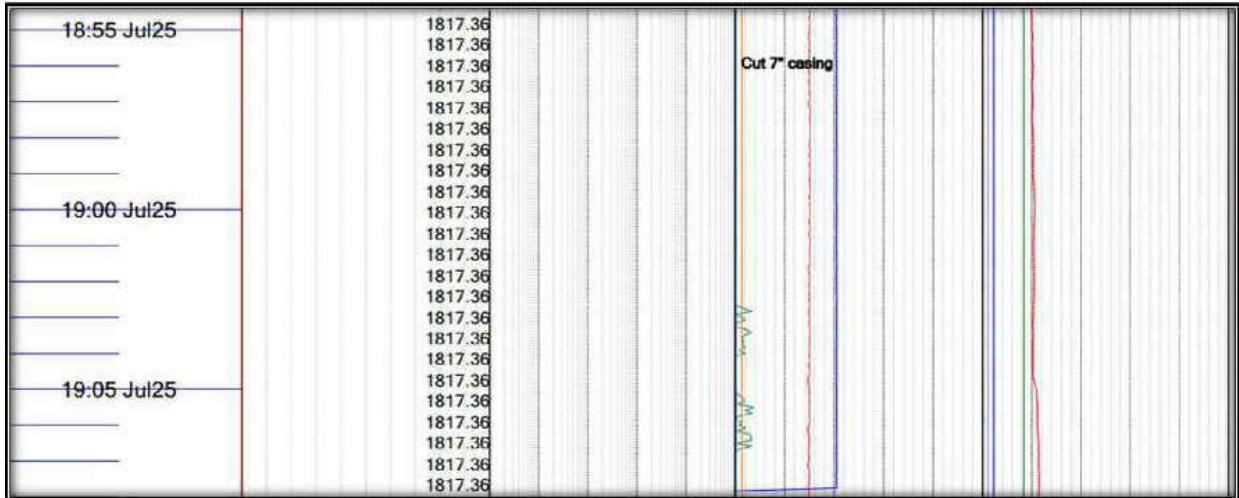


Fig. [IV-16] : La coupe de CSG 7" à 1817,36 m.

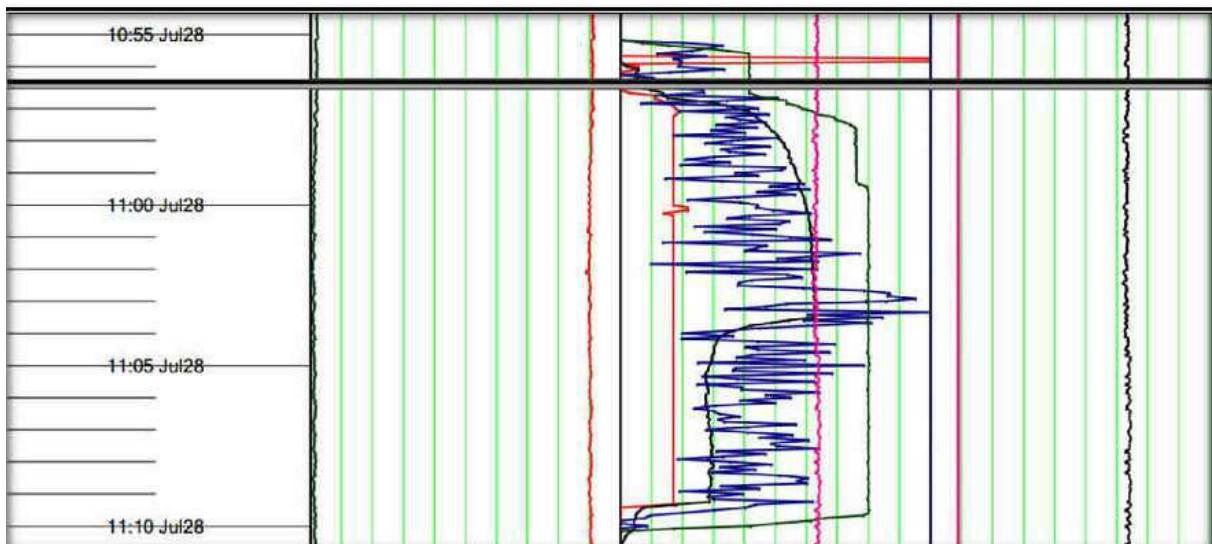


Fig. [IV-17] : La coupe de CSG 7" à 1925m.

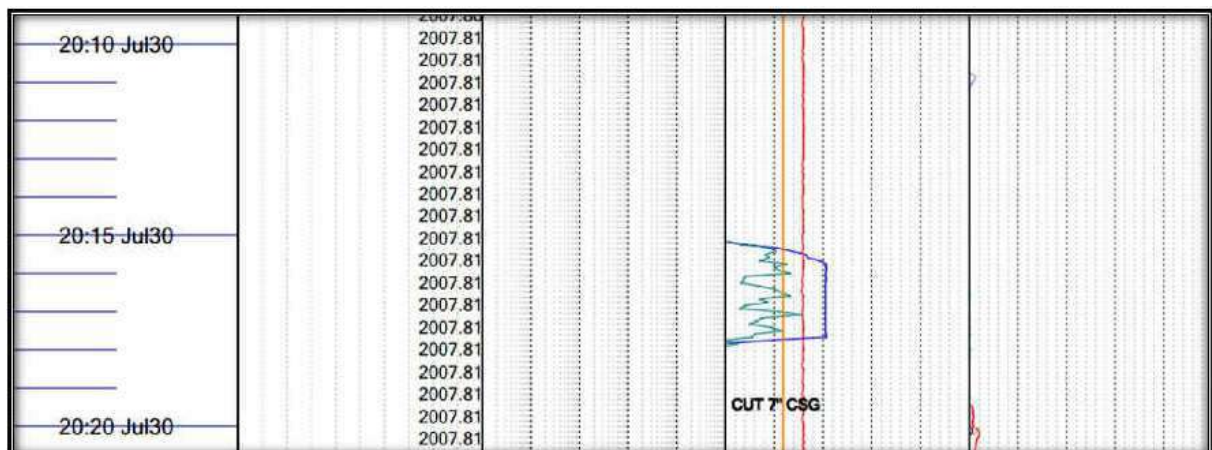


Fig. [IV-18] : La coupe de CSG 7" à 2007,81 m.

Remarque : la coupe sera réaliser lorsque le torque s'annule (le trait en bleu).Les différents paramètres utilisés pendant la coupe sont donnés dans le tableau suivant :

Tab. [IV-5] : Les paramètres utilisés pendant les coupes.

	1817,36 (m)	1925 (m)	2007,81 (m)
Top drive RPM (tr/min)	80	80	80
Torque (N.m)	5800	5000	7230
Débit (l/min)	230	200	180
Temps (min)	10	15	5

3.4 SITUATIONS DU Puits MD-185 APRES L'ISOLATION DEFINITIF DES INTERVALLES SUPERIEURE ET MOYEN TAGI OUVERT (2910 – 2932 M).

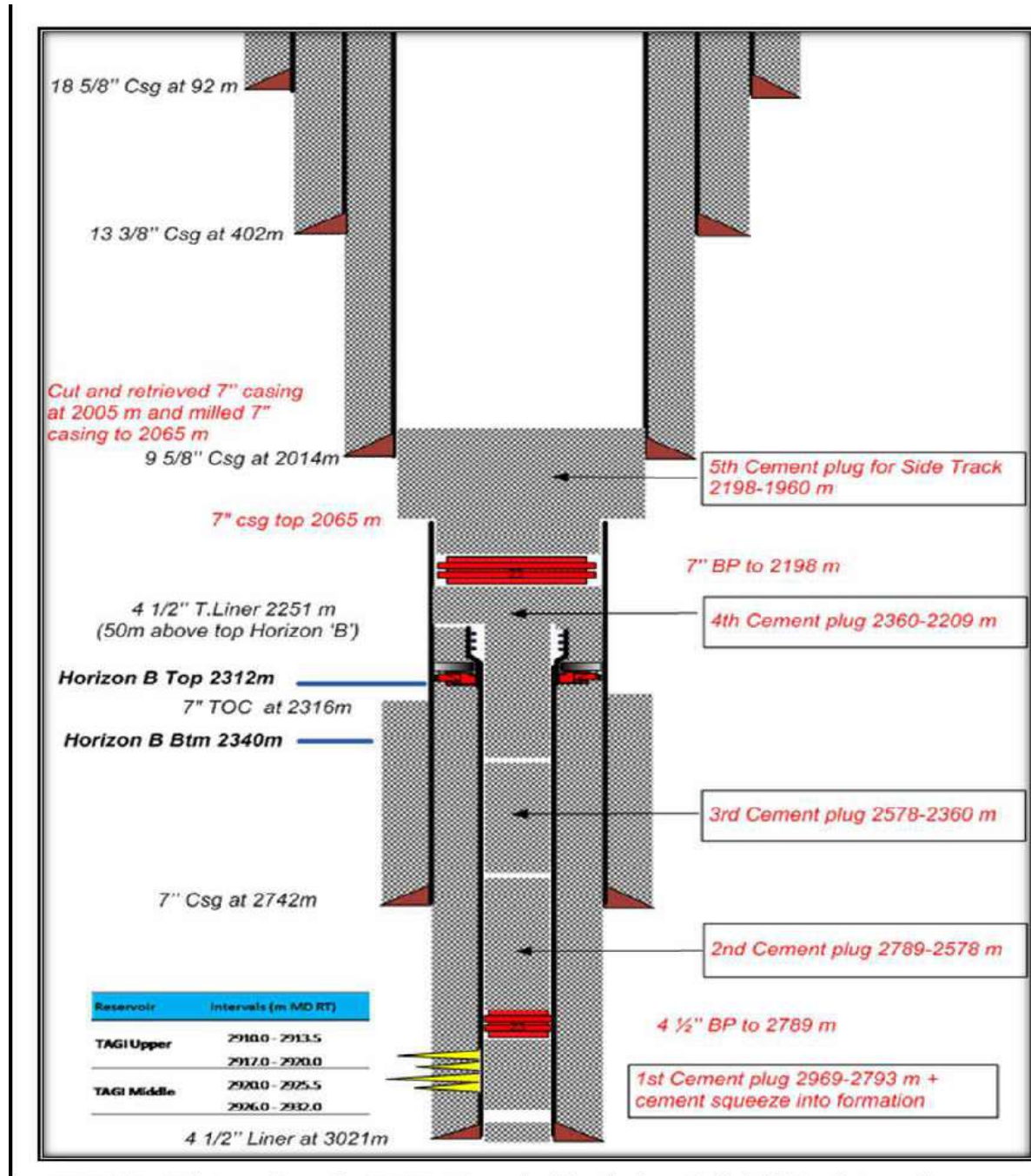


Fig. [IV-19] : Schéma du puits MD-185 après l'isolation définitif des intervalles supérieure et moyen ouvert (2910 – 2932 m).

3.5 EXECUTION DU SIDE TRACK

D'abord on réalise des tests de BOP :

- Annulaire à (300-1500) psi pendant (10 min)
- Les rams supérieures (variables) (5"-7") à (300-3500) psi pendant (10 min)

Pour la phase 8"½.

- Les rams supérieures (variables) (3"½- 4"½) à (300-3500) psi pendant (10 min)

Pour la phase 6".

- Les rams inférieures (5") à (300-3500) psi pendant (10 min)

Pour la phase 8"½.

- Les rams inférieures (5") à (300-3500) psi pendant (10 min)

Pour la phase 6".

- Les vannes de chok et kill à (300-3500) psi pendant (10 min) [09].

3.5.1 Réalisation de side track :

Note : La distance de point d'entrée (l'intersection de side track avec le toi de réservoir) devra être la plus proche possible au drain vertical et ne dépasse pas les 60 m.

- Descendre l'outil 8"½ avec MWD-GR.
- Déplacer la saumure NaCl 1,19 (g/cm³) avec OBM 2,00 (g/cm³).
- Fraiser le 5ème bouchon de ciment de 1960 m à 2016 m (KOP).
- Forer le trou en 8"½.
- Enregistrer les logs électriques :

GR-EMS (Caliper pour évaluer le volume du trou).

- Descendre et cimenter le tubage 7".
- Descendre l'outil 6".
- Déplacer OBM 2,00 (g/cm³) avec OBM 1,30 (g/cm³).
- Forer le trou en 6" (TD @ 3030 m MD).
- Enregistrer logs électriques :

AIT-BHC-TLD-CNL-HNGS

XPT-GR

UBI-GPIT-GR

CMR-GR

IBC-CBL-VDL-GR-CCL CG dans le tubage 7" (diagraphies pour le ciment)

- Descendre et cimenter le Liner 4"½.
- Descendre BHA de nettoyage et déplacer OBM avec saumure NaCl 1,05 (g/cm³).
- Enregistrer logs électriques :
- IBC-CBL-VDL-GR-CCL Liner 4"½ (log pour le ciment)

Remarque : La cimentation du nouveau tubage 7" permettra d'isoler l'Horizon «B» et ensuite le liner 4"½ pour garantir l'isolation avec la double colonne.

Suivra l'installation d'une Complétion 4"½ comme prévu par le programme [09].

3.5.2 Section 8"½ :

De 10/08/2016 @ 22:00 à 24/08/2016 @ 15:30 (14 jours)

Trouer la section : côte de forage 8"½ (de 2014 m à 2753,5 m)

Tubage 7" : sabot @ 2753 m

Fluide de Forage : OBM (boue inverse) 2,0 (g/cm³)

Avancement Moyen (ROP) : 7,5 m/hr
 Temps de rotation : 98 hr.

✚ Préparation, entretien et traitement de boue :

- Reçu de la boue 321 m³ de MD-185 utilisée pendant le work-over (boue inverse) (on prend 268 m³ 2,00 (g/cm³) pour la phase suivante avec un autre nouveau volume de boue qui sera préparé à partir des nouveaux produits, la nouvelle boue aura une densité de 0,90 (g/cm³) le reste du boue de work-over s'est une boue vieille OBM 93 m³ 2,00 (g/cm³) utilisée pendant le fraisage de tubage 7" (risque d'avoir des débris de tubage dans ce volume)
- Mélangé dans l'emplacement d'installation 60 m³ 0.90 (g/cm³).
- Après que le forage de la phase terminer 8"^{1/2} Couper de la boue (43 m³ de 2,0 g/cm³) de 2,00 (g/cm³) à 1,30 (g/cm³) et stocker 15 m³ dans les bacs de stockage de boue concernant BASP et a gardé 28 m³ 1,30 (g/cm³) pour la prochaine section 6".
- Diluer dans l'actif avec la boue de réservation pour maintenir de niveau et les propriétés de boue de subsistance dans puits. (15 m³+28 m³)
- Courir UBR (introduire le rétablissement de barytine) dans le système pour enlever le LGS construit sur la boue tout en forant et maintenir la densité de boue du système [09].

Tab. [IV-6] : Caractéristiques de l'outil (8"^{1/2})

Outil	Run	BHA	Modèle	Type	Duses
8" ^{1/2}	1	1	XS4 GS	Tricône	-
	2	2	XS4 GS	PDC	16/16/16
8" ^{1/2}	1	3	MI616PX	PDC	16/16/16/14/14/14

Tab. [IV-7] : Propriété de l'outil (8"^{1/2}).

Outil	WOB min (ton)	WOB max (ton)	RPM min	RPM max	Q min (l/min)	Q max (l/min)	Forage (m)	Forage (hr)	ROP (m/hr)
8" ^{1/2}	2,0	14,0	70	141	0	1500	-	-	-
	2,0	14,0	70	141	0	1500	32,00	40,5	0,8
8" ^{1/2}	4,0	17,0	128	170	1700	1770	714,50	64,0	11,2

3.5.3 Section 6" :

De 24/08/2016 @ 15:30 à 02/09/2016 @ 19:00 (9 jours).

Section De Trou 6" : côte de forage 8"^{1/2} (de 2753,5 m à 3038m).

Placer le recouvrement 4"^{1/2} : sabot @ 3007 m

Fluide De Forage : OBM (boue inverse) 1,3 (g/cm³)

Avancement Moyen (ROP) : 10,5 m/hr.

Temps de rotation : 27 hr

🔧 Préparation, entretien et traitement de boue :

- Récupéré 219 m³ d'OBM de la section 8"½ Plus les 28 m³ réserver pendant le forage de la phase 8"½ d'installation OBM (90/10) 1,30 g/cm³
Couper du reste de volume de la phase 8"½ (321 m³÷219 m³) =102 m³
- Maintenu 30 m³ 2,00 (g/cm³) d'une OBM comme boue de réserve et coupé 114 m³ d'OBM de 2,00 (g/cm³) à une plus faible densité et pesé avec du CaCo₃ à 1,30 (g/cm³) pour forer la section De trou 6".
- Diluer dans l'actif avec la boue de réservation pour maintenir de niveau et les propriétés de boue de subsistance dans le puits.
- Courir les centrifugeuses dans le système pour enlever le LGS établies sur la boue tout en forant et maintenir la densité de boue du système.

À TD 3038 m, pompée un bouchon lourd (hi-vis) 5 m³ et circulent pour nettoyer le voyage des déblais dans annulaire [09].

Tab. [IV-8] : Caractéristiques de l'outil (6").

Outil	Run	BHA	Modèle	Type	Duses
6"	1	4	FX64D	PDC	16/16/16/10/10/10
	2	5	FX64D	PDC	16/16/16/10/10/10

Tab. [IV-9] : paramètres de l'outil (6").

Outil	WOB min (ton)	WOB max (ton)	RPM min	RPM max	Q min (l/min)	Q max (l/min)	Forage (m)	Forage (hr)	ROP (m/hr)
6"	5,0	5,0	120	120	0	950	284,00	26,5	10.7
	5,0	5,0	120	120	0	950	-	-	-

Tab. [IV-10] : Survey de déviation MD-185-ST.

Comments	MD (m)	Incl (°)	Azim Grid (°)	mmy_Zero to ST V2 Ct.Ct Distance (m)	DLS (°/30m)	TVD (m)	VSEC (m)	NS (N/S m)	EW (E/W m)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (N/S ° ' ")	Longitude (E/W ° ' ")
Marker MidLine	9.05	0.00	90.00	0.00	0.00	9.05	0.00	N 0.00	E 0.00	3455645.92	466440.04	N 31 14 12.89	E 8 38 51.39
Tie-in	2015.00	0.25	90.00	0.00	N/A	2015.99	1.65	N 0.00	E 4.40	3455645.92	466444.44	N 31 14 12.89	E 8 38 51.53
Inclination Only	2019.02	1.46	133.64	0.03	12.82	2019.01	1.69	S 0.03	E 4.43	3455645.89	466444.47	N 31 14 12.89	E 8 38 51.53
60% Formation	2022.01	2.28	137.61	0.12	8.32	2022.00	1.78	S 0.10	E 4.50	3455645.82	466444.54	N 31 14 12.89	E 8 38 51.53
	2033.96	3.69	123.57	0.70	3.96	2033.95	2.32	S 0.49	E 4.98	3455645.44	466445.02	N 31 14 12.87	E 8 38 51.55
TOF	2044.25	4.58	132.65	1.42	3.21	2044.24	2.96	S 0.95	E 5.55	3455644.97	466445.60	N 31 14 12.86	E 8 38 51.57
	2054.01	5.01	141.20	2.20	2.57	2053.92	3.72	S 1.54	E 5.11	3455644.38	466446.15	N 31 14 12.84	E 8 38 51.59
	2065.13	5.59	146.93	3.19	2.11	2065.00	4.72	S 2.37	E 6.71	3455643.55	466446.75	N 31 14 12.81	E 8 38 51.61
	2070.12	5.86	149.13	3.68	2.11	2069.95	5.21	S 2.80	E 6.98	3455643.13	466447.01	N 31 14 12.80	E 8 38 51.62
	2081.50	6.59	154.05	4.87	2.38	2081.28	6.43	S 3.88	E 7.55	3455642.04	466447.59	N 31 14 12.76	E 8 38 51.65
	2095.44	7.39	159.41	6.51	2.22	2095.11	8.12	S 5.44	E 8.22	3455640.48	466448.26	N 31 14 12.71	E 8 38 51.67
	2109.55	7.59	160.49	8.30	0.52	2109.10	9.96	S 7.17	E 8.85	3455638.76	466448.89	N 31 14 12.66	E 8 38 51.70
2135.97	7.74	160.74	11.76	0.17	2135.29	13.48	S 10.49	E 10.02	3455635.43	466450.06	N 31 14 12.55	E 8 38 51.74	
2145.41	7.63	160.02	13.01	0.46	2144.64	14.74	S 11.68	E 10.45	3455634.24	466450.48	N 31 14 12.51	E 8 38 51.76	
2155.96	7.66	159.29	14.41	0.29	2155.10	16.15	S 13.00	E 10.94	3455632.93	466450.97	N 31 14 12.47	E 8 38 51.77	
2165.54	7.60	159.97	15.88	0.34	2164.59	17.42	S 14.19	E 11.38	3455631.74	466451.41	N 31 14 12.43	E 8 38 51.79	
2175.66	7.25	159.89	16.98	1.04	2174.63	18.73	S 15.42	E 11.83	3455630.51	466451.86	N 31 14 12.39	E 8 38 51.81	
2186.45	6.23	159.30	18.25	2.84	2185.34	19.99	S 16.61	E 12.27	3455629.32	466452.30	N 31 14 12.35	E 8 38 51.83	
2198.31	5.07	156.48	19.42	3.02	2197.14	21.16	S 17.69	E 12.71	3455628.24	466452.74	N 31 14 12.32	E 8 38 51.84	
2215.54	3.61	154.87	20.73	2.55	2214.32	22.46	S 18.88	E 13.24	3455627.05	466453.27	N 31 14 12.28	E 8 38 51.86	
2230.06	3.08	153.40	21.59	1.11	2228.82	23.31	S 19.64	E 13.61	3455626.29	466453.64	N 31 14 12.25	E 8 38 51.88	
2251.22	2.66	152.49	22.87	0.60	2249.95	24.36	S 20.58	E 14.09	3455625.35	466454.12	N 31 14 12.22	E 8 38 51.89	
2266.16	1.63	153.58	23.24	2.07	2264.89	24.92	S 21.08	E 14.34	3455624.85	466454.38	N 31 14 12.21	E 8 38 51.90	
2280.07	1.12	155.95	23.60	1.11	2278.79	25.25	S 21.36	E 14.49	3455624.55	466454.52	N 31 14 12.20	E 8 38 51.91	
2315.46	0.06	231.15	24.01	0.94	2314.19	25.60	S 21.71	E 14.61	3455624.22	466454.65	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2336.46	0.05	245.82	24.05	0.02	2335.17	25.61	S 21.72	E 14.60	3455624.21	466454.63	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2364.77	0.04	272.46	24.12	0.02	2363.49	25.60	S 21.72	E 14.58	3455624.20	466454.61	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2396.95	0.07	356.91	24.19	0.07	2395.67	25.58	S 21.70	E 14.56	3455624.23	466454.60	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2421.44	0.05	90.92	24.26	0.11	2420.15	25.57	S 21.69	E 14.57	3455624.24	466454.61	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2449.47	0.08	259.29	24.36	0.14	2448.19	25.57	S 21.69	E 14.57	3455624.24	466454.60	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2491.50	0.04	1.49	24.48	0.09	2480.22	25.56	S 21.69	E 14.55	3455624.24	466454.58	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2505.07	0.04	82.52	24.59	0.06	2504.79	25.55	S 21.68	E 14.55	3455624.25	466454.59	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2534.44	0.08	59.28	24.74	0.05	2533.15	25.55	S 21.67	E 14.58	3455624.26	466454.61	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2562.69	0.07	262.05	24.89	0.16	2561.41	25.54	S 21.66	E 14.58	3455624.27	466454.61	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2598.90	0.07	356.34	25.09	0.09	2597.62	25.52	S 21.64	E 14.56	3455624.29	466454.59	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2618.89	0.07	113.39	25.23	0.18	2617.61	25.51	S 21.63	E 14.57	3455624.30	466454.60	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2647.21	0.04	98.37	25.45	0.03	2645.93	25.53	S 21.64	E 14.59	3455624.29	466454.63	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2675.45	0.05	331.77	25.67	0.09	2674.21	25.52	S 21.63	E 14.60	3455624.30	466454.63	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2703.45	0.04	123.39	25.91	0.09	2702.17	25.52	S 21.63	E 14.60	3455624.30	466454.63	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2731.86	0.02	85.38	26.19	0.03	2730.59	25.53	S 21.63	E 14.61	3455624.30	466454.65	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
2741.31	0.03	273.45	26.28	0.16	2740.03	25.53	S 21.63	E 14.61	3455624.30	466454.65	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91	
Projected to TD.	2753.50	0.02	273.00	26.40	0.02	2752.22	25.53	S 21.63	E 14.61	3455624.30	466454.64	N 31 14 12.19	E 8 38 51.91

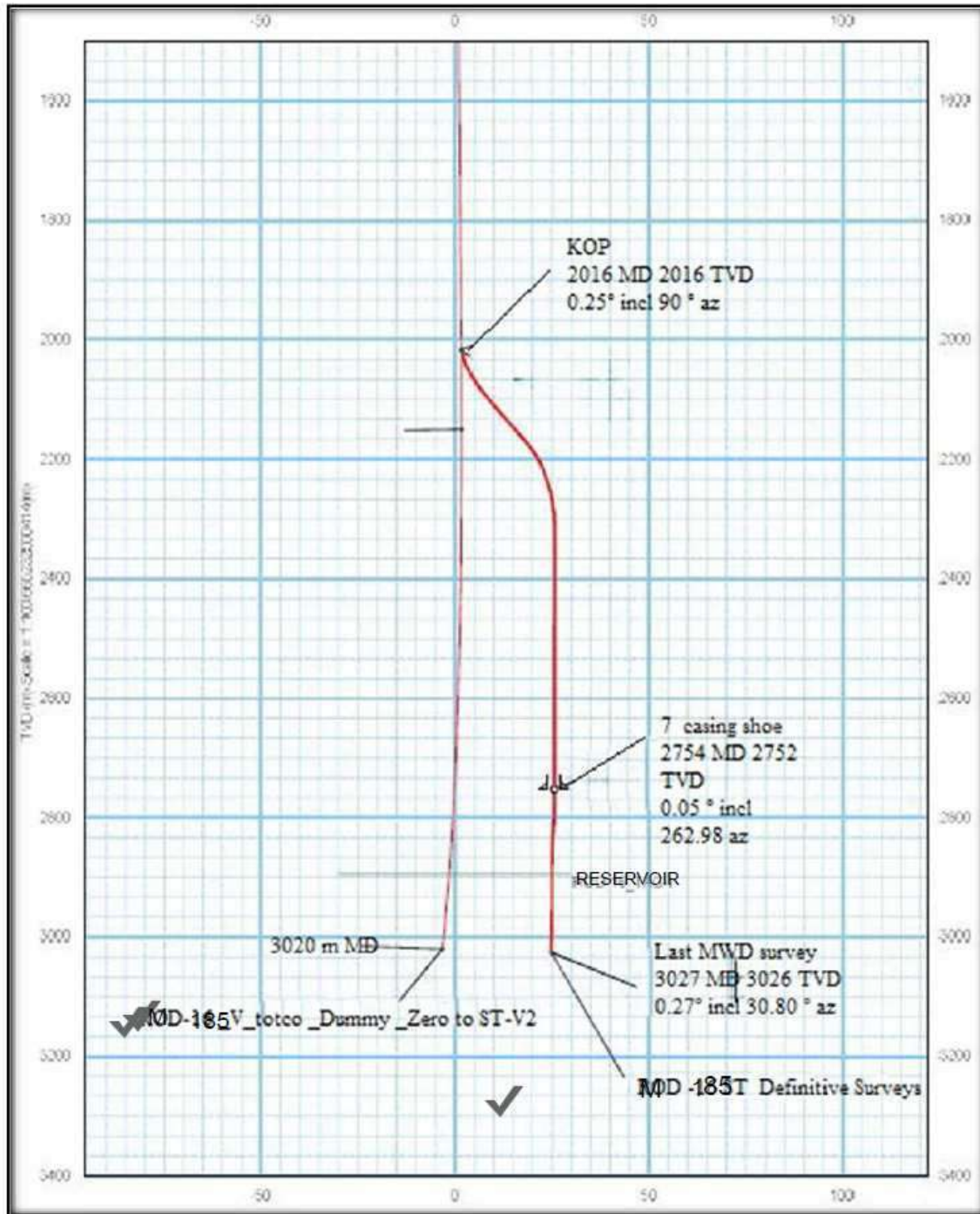


Fig. [IV-20] : profile réel du side-track.

3.6 SCHEMA DE SITUATION DU Puits MD-185-ST APRES L'EXECUTION DU SIDE TRACK :

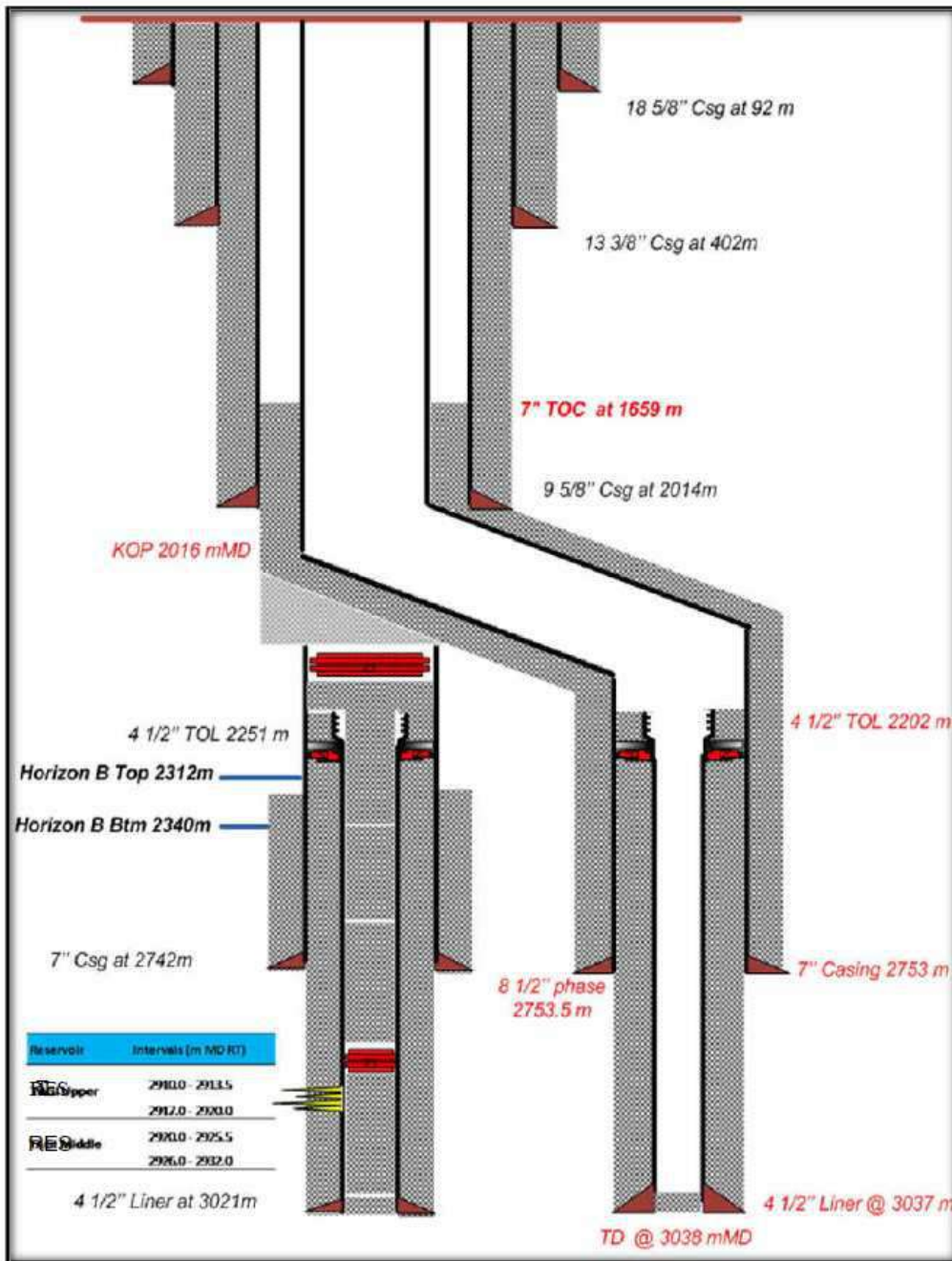


Fig. [IV-21] : schéma de situation du puits MD-185-st après l'exécution du side-track.

✚ Les logs après le side-track : (les résultats sont positifs)

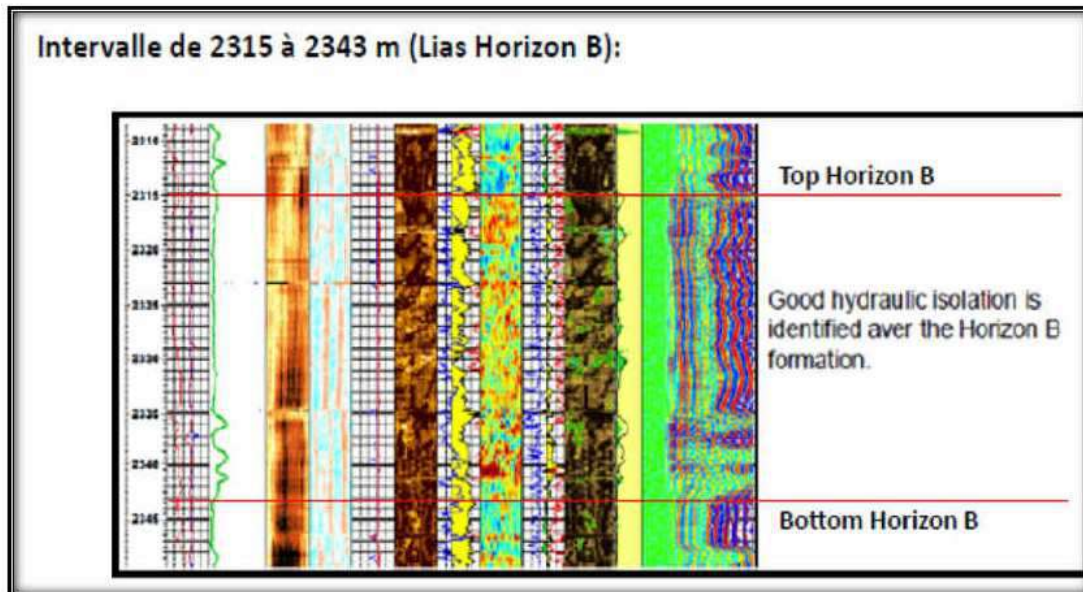


Fig. [IV-22] : IBC-CBL-VDL-CCL-GR dans le tubage 7" (30/08/2016) après le side-track

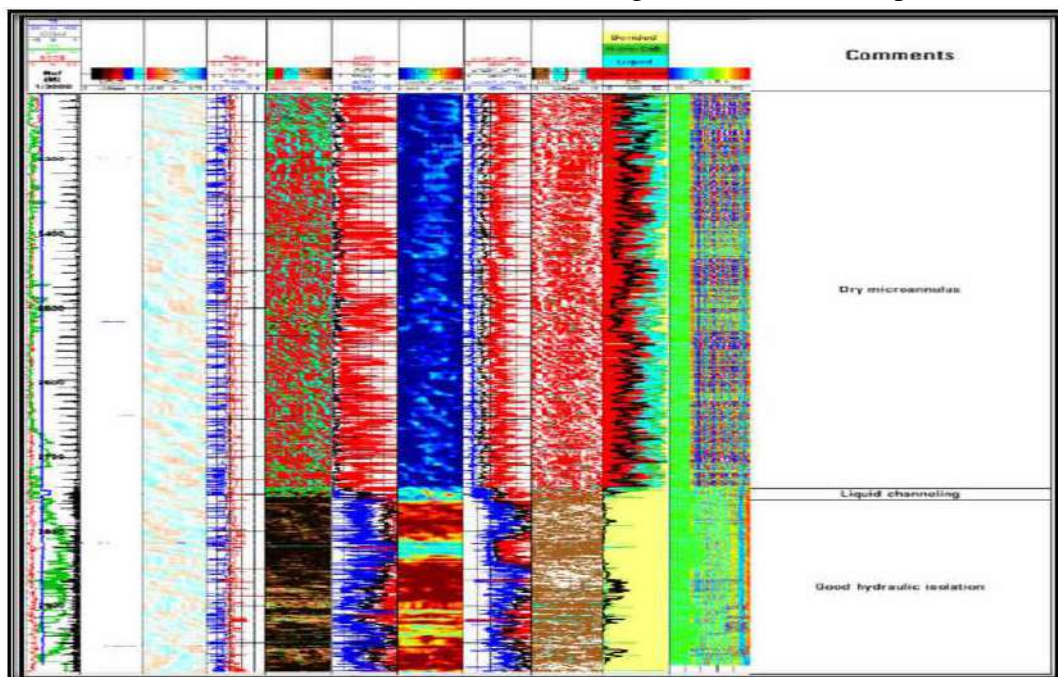


Fig. [IV-23] : IBC-CBL-VDL-CCL-GR on 4"½ Liner (06/09/2016) après le side-track.

✚ Complétion :

De 02/09/2016 @ 19:00 à 09/09/2016 @ 00:00

Préparation, entretien et traitement des fluides :

- mélanger 180m³ de la saumure de KCL @ d=1,03 (g /cm³).
- préparer deux bouchons de détergent et d'agent tensio-actif.
- préparer un bouchon viscosifiant.
- circuler.

Note 1 : (Le poids de tubing de complétion est environ 53 tonnes, la traction maximum sur le 4"½ 12.6 lb/ft SM13% CR-S95 est environ 130 tonnes).

Note 2 : le train de complétion sera un tubing 4"½ 12.6# SM13CRS-95 VAM TOP R2.

🚧 La reprise de production :

Après que le travail de perforation le puits ait été revient à la production 01 octobre 2014 avec les paramètres principaux suivants : [09]

Tab. [IV-11] : Les paramètres principaux de réservoir.

MD 185 ST	START-UP PHASE	STABILISED
WHP (bar)	70	70
Q0 (stb/d)	2 000	1 600
GOR (Sm ³ /Sm ³)	285	285
WC (%)	0	5

3.7 SURVEILLANCE DE PRESSION D'ANNULAIRE :

3.7.1 Avant side-track :

Antérieurement le work-over, pendant la production de puits MD-185 a montré la pression sur l'Annulaire de A et de B.

Le 06/01/2016, pendant l'inspection effectuée de 06 au 09 janvier 2016, l'Annulaire a présenté la pression suivante :

- Annulaire A : 41 bars. Cette pression était due à l'injection de l'eau par le mandrin latéral de poche pour la dilution de sel. Cette pression s'est étendue de 30 aux 56 bars selon le branchement de sel dans le fond de puits.
- Annulaire B : 155 bars.
- Annulaire C : 0 bars (zéro).

Les valeurs de MAOP, calculées accordant le procédé API 90 II étaient :

- MAOP A : 276 bars (4000 psi)
- MAOP B : 160 bars (2336 psi)
- MAOP C : 71 bars (1035 psi)

Note : Tenant compte de la situation de cimentage de 7"- 9"⅝ tubages, la valeur de MAOP pour l'annulaire de B ont été calculés considérant le gradient de rupture au sabot de cuvelage de 9"⅝, salent l'eau saturée (1,18 g/cm³) venant de l'horizon «B» ont été en outre considérés comme fluide d'Annulaire (le résultat des échantillons prélevés) [09].

Avant l'arrêt de puits pour effectuer le work-over, MD-185 a présenté la pression annulaire suivante :

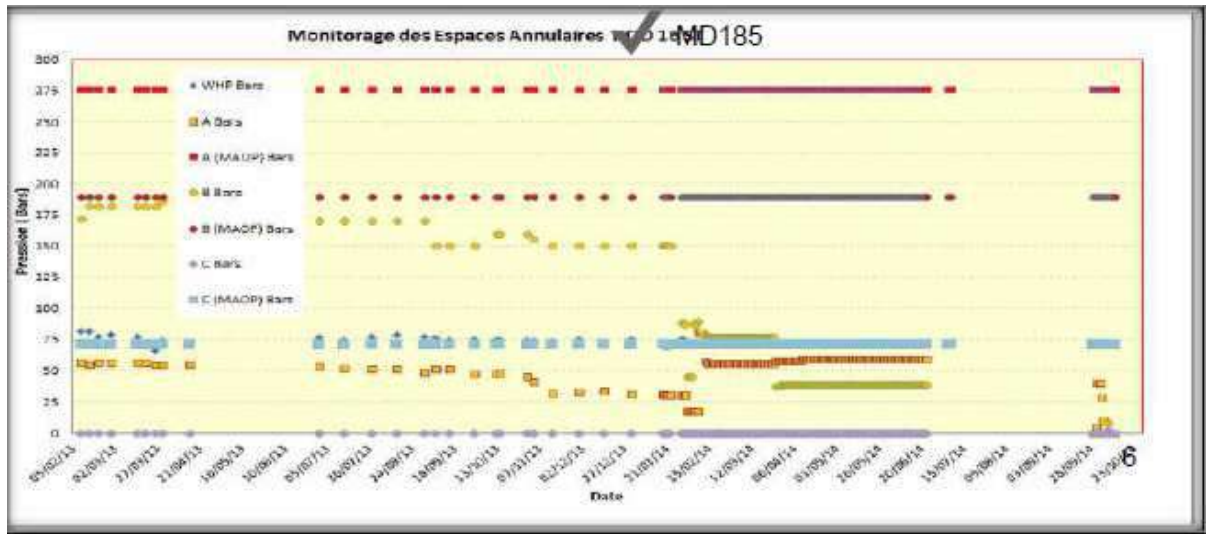


Fig. [IV-24] : moniteur des pressions dans les annulaires A, B, C avant ST.

3.7.2 Après side-track et voie secondaire :

Depuis la fin des opérations, toute la surveillance de pression d'Annulaire a rapporté les valeurs suivantes :

- Annulaire A : Pression = bar 0 (zéro).
- Annulaire B : Pression = bar 0 (zéro).
- Annulaire C : Pression = bar 0 (zéro).

Les valeurs de MAOP, calculées accordant le procédé API 90 II tenant compte de la nouvelle configuration bonne, sont au-dessous de rapporté :

- MAOP A : 276 bars (4000 psi)
- MAOP B : 190 bars (2760 psi)
- MAOP C : 71 bars (1035 psi)

Après des opérations de voie secondaire, MD-185-ST a présenté la pression annulaire suivante [09]

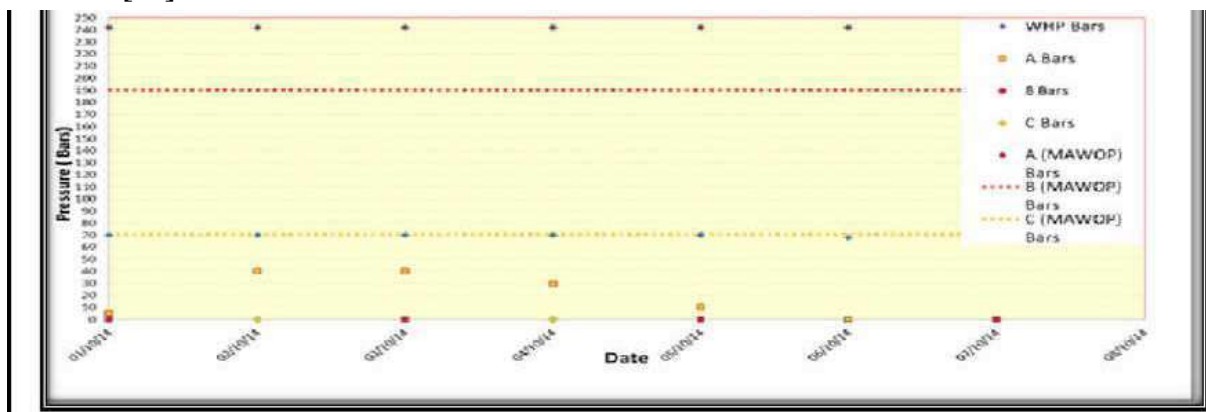


Fig. [IV-25] : moniteur des pressions dans les annulaires A, B, C après ST.

3.8 ESTIMATION DE TEMPS ET COUTS DE Puits MD-185-ST : [09]

Tab. [IV-14] : Description de déroulement du puits MD-185-ST.

Description	Heures / Jours	Pourcentage (%)
Opérations	667.7 / 27.9	90.4
Retards	0	0
Problèmes	71.5 / 2.9	9.6
Total	739.2 / 30.8	100

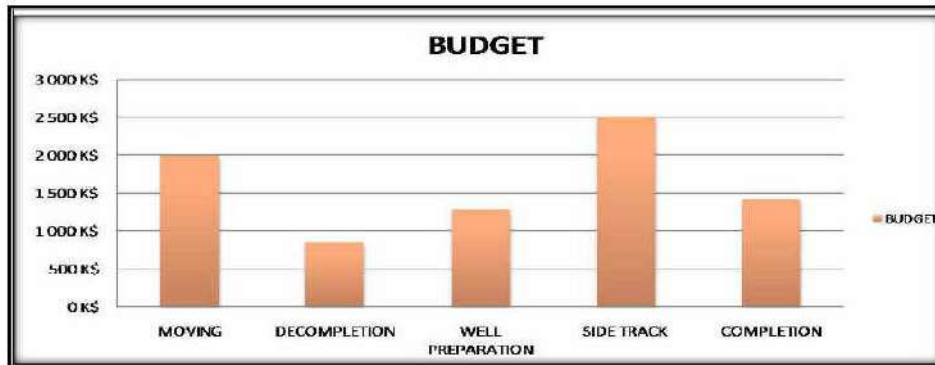


Fig. [IV-27] : La charge des coûts pour le puits MD-185-ST.

3.1 CALCULE DE TRAJECTOIRE SIDE TRACK POUR LE PUIT MD-185:

✚ Choix de kick of point 1 (build up) :

Le point choisi est (2016 m).

BUR = 3°/30 m.

La longueur de partie tangente est 100 m.

DOR = 3°/30 m.

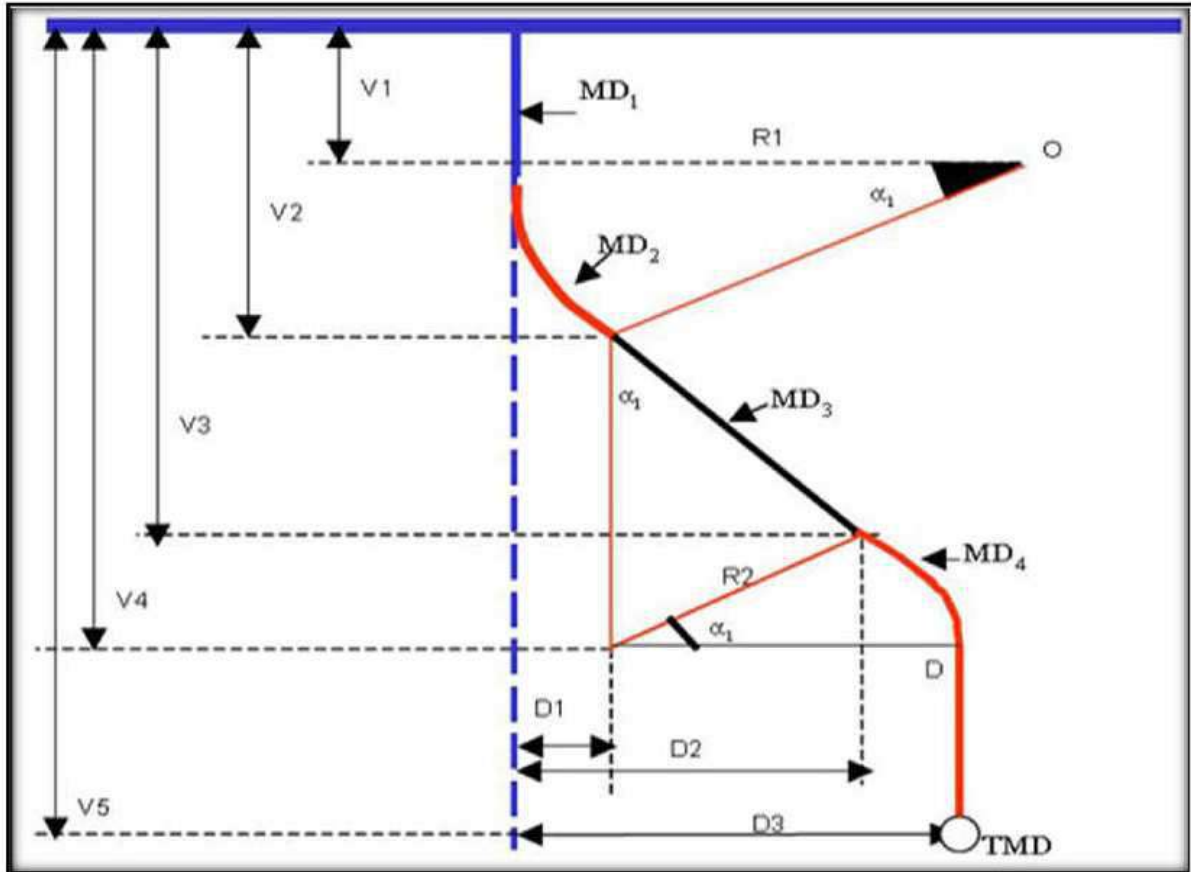


Fig. [IV-14] : La trajectoire de profil «S».

✚ Calcul de rayon de build up :

$$R_1 = \frac{180 \cdot 30}{\pi \cdot BUR_1}$$

✚ Calcul de rayon de drop off :

$$R_2 = \frac{180 \cdot 30}{\pi \cdot DOR}$$

✚ Calcule la profondeur TVD :

➤ A la fin de build up.

$$V2 = V1 + R * \sin(\alpha)$$

$$V2 = 2016 + 573 * \sin(7) \quad V2 = 2085 \text{ m}$$

➤ A la fin de partie tangente.

$$V3 = V2 + 100 * \cos(\alpha)$$

$$V3 = 2085 + 100 * \cos(7) \quad V3 = 2184 \text{ m}$$

➤ A la fin de partie drop off.

$$V4 = V3 + R * \sin(\alpha)$$

$$V4 = 2184 + 573 \sin(7) \quad V4 = 2254 \text{ m}$$

✚ Calcule de déplacement horizontal :

➤ Pour build up :

$$D1 = R1 * (1 - \cos(\alpha))$$

➤ La fin de la partie tangente :

$$D2 = D1 + MD3 * \sin(\alpha)$$

➤ La fin de Drop off :

$$D3 = D2 + R2 * (1 - \cos(\alpha))$$

Dans l'intérêt de production il faut que le déplacement D doive être inférieur à 30 m.

Dans notre cas MD-185 :

$$R1 = 573 \text{ m}$$

$$R2 = 573 \text{ m}$$

$$D1 = 573 * (1 - \cos(7)) = 4,27 \text{ m}$$

$$D2 = 4,27 + 100 * \sin(7) = 16,47 \text{ m}$$

$$D3 = 16 + 573 * (1 - \cos(7)) = 20,74 \text{ m}$$

Déplacement latéral total :

$$D = 4,27 + 4,27 + 12,2 = 20,74 \text{ m} < 30 \text{ m.}$$

Donc la position de puits est dans la zone tolérée

✚ Le plan de side-track doit respecter les critères suivants

- KOP 2016 m.
- Inclinaison 03°/30 m (maximum).
- La profondeur finale (3020 m TD)
- Rayon tolérer 30 m [09]

Tab. [IV-4] : Tableau de profil de side track.

Comments	MD (m)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (m)	VSEC (m)	mmy CI-CI Distance (m)	NS (m)	EW (m)	Closure (m)	Azimuth (°)	DL3 (°30m)	TF (°)
Tie-In	0.00	0.00	158.00	0.00	0.00	N/A	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A	158M
Marker												
MudLine	0.05	0.00	158.00	0.05	0.00	N/A	0.00	0.00	0.00	158.00	0.00	158M
RKB												
0.5" CSG	2014.01	0.25	158.00	2014.00	4.39	N/A	-4.07	1.04	4.30	158.00	0.00	158M
	2016.00	0.25	158.00	2015.99	4.40	N/A	-4.06	1.65	4.40	158.00	0.00	158M
Tie-In	2050.00	0.29	158.00	2049.99	4.56	0.00	-4.23	1.71	4.56	158.00	0.03	158M
KOP	2060.01	0.29	158.00	2060.00	4.61	0.00	-4.27	1.73	4.61	158.00	0.00	158M
EOC	2137.16	8.00	158.00	2136.89	10.18	5.12	-9.43	3.81	10.18	158.00	3.00	158M
TDF	2150.40	8.00	158.00	2150.00	12.02	8.87	-11.14	4.50	12.02	158.00	0.00	158M
KOP	2237.16	8.00	158.00	2235.92	24.09	18.30	-22.34	9.03	24.09	158.00	0.00	158M
EOC	2333.16	0.00	158.00	2331.60	30.78	24.11	-28.54	11.53	30.78	158.00	2.50	158M
Triassic TAG-I	2800.55	0.00	158.00	2800.00	30.78	15.80	-28.54	11.53	30.78	158.00	0.00	158M
Planned TD	3021.55	0.00	158.00	3020.00	30.78	13.62	-28.54	11.53	30.78	158.00	0.00	

3.2 CALCULE LES VOLUMES DES BOUCHONS DE CIMENT :

On a utilise FF 7^{ème} édition pour les calculs (1999).

après le calcul de trajectoire on comancer de abandonner le puits

🚧 Bouchon 01 (2969-2800 m) :

Calcul de volumes de ciment :

V1= CI * hauteur. Avec CI : capacité intérieur de liner 4"½ = 7,94 litre/m

V1 = 7,94 * 169 **V1 = 1,34 m3**

🚧 Bouchon 02 (2797-2560 m) :

V2 = CI * hauteur 2

V2= 7,94 * 237 **V2 = 1,881 m3**

🚧 Bouchon 03 (2560-2360 m) :

V3= CI * hauteur 3

V3 = 7,94 * 200 **V3 = 1,588 m3**

🚧 Bouchon 04 (2360-2200 m) :

CI2 : capacité intérieur de tubage 7" = 19.38 l/m.

La longueur de partie cimentée de liner 4"½ est 108 m.

La longueur de partie cimentée de liner 7» est 52 m

V4= CI* hauteur 4* +CI2*hauteur 4.

V4=7,94 * 108 + 19,38 * 52 **V4 = 1,865 m3**

🚧 Bouchon 05 (2200-1960 m) :

30% excès de sécurité cas de découverte

CI3 : capacité intérieur de tubage 9⁵/₈ = 38,19 l/m.

CI4 : capacité de open hole 8¹/₂ est = 36,61 l/m.

La longueur de partie cimenté de liner 7" est h=124 m.

La longueur de partie de découverte (après fraisage) est h2=51 m.

La longueur de partie cimenté dans tubage 9⁵/₈ est h3 = 54 m.

$V_5 = (h_1 * CI_2 + h_2 * CI_4 * 1,3 + CI_3 * h_3)$

$V_5 = (124 * 19,38 + 51 * 36,61 * 1,3 + 38,19 * 54) \quad V_5 = 6,9 \text{ m}^3 \text{ [09]}$

🚧 **CONCLUSION :**

Considérant des opérations de side track effectuées, la voie latérale forée, le nouveau tubage de 7" et tubage du 4¹/₂ avec succès d'emplacement du ciment.

Les résultats d'analyse de diagraphies sont positifs, l'intégrité de puits après surveillant et interposition les valeurs de MAOP.

Nous pouvons affirmer que la portée du travail a été entièrement réalisée et donc l'intégrité de puits de puits MD-185-ST a été complètement reconstituée [09].

Conclusion général

Le nombre des puits horizontaux forés à Hassi-Messaoud ne cesse d'augmenter. Ces progrès réalisés à l'aide des plusieurs causes la plus important c'est l'évolution de matériel de forage dirige surtout les moteurs de fond (PDM),le système de MWD, les outils diagraphiques et les outils de forage.

dans ce travail de recherche, on a cité le déroulement des différentes opérations de réalisation d'un puits au cour d'une opération de Works over , établir son profil théorique et contrôler son profil réel.

Ce projet est très intéressant du fait qu'il nous a permis de connaître quelques notions essentielles du work over et le sidetrack.le calcul de la trajectoire se fait selon des méthodes qui vos donne des mesures ou des résultats avec une très bonne précision,et le choix du moteur de fond dépend du diamètre et de l'inclinaison que l'on effectue.

Pour faire une bonne déviation, suivi et contrôle de la trajectoire sont développées grâce au moteur de déviation (PDM) et au système MWD, ou système LWD nous avons fourni toutes les données nécessaires sur la Déviation en temps réel donc des résultats instantanées, le régime de forage et les données géologiques.

Recommandation

Dans le but de remédier au problème de notre puits et dans le souci le préserver et un 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 SIDE TRACK avec JETTING comme méthode de démarrage d'inclinaison. 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 minimiser le temps de démarrage d'inclinaison.
- La recommandation principale reste l'utilisation des nouvelles technologies pour améliorer la performance et minimiser les problèmes de forage, réduire les NPT en traversant les sections et les zones problématiques en toute sécurité.

Bibliographie

- Edition IFP, 1999, Drilling Data Handbook. [01]
- Well Engineering & Constructions , (1998) Hussain Rabia . [02]
- Drilling Engineering Volume II , (2008) Robert F. Mitchell, Society of petroleum engineers (SPE) . [03]
- Lubinski A (1961) "Maximum Permissible Doglegs in Rotary Borehole". [04]
- Forage dirigé : Juin 2005 , Ingénierie et méthodes" : Jean-Paul Szezuka : Edition 3.3.9[05]
- Documents « SONATRACH » : "Cours de forage : modules M 0, M 1 "; Département formation 2004. [06]
- "Le forage" : J.P. NGUYEN : Editions Et Technique 1993 [07]
- J.P. Brasseur, septembre 2001, Forage dirigé. [08]
- Rapport final de puits MD 185. « SONATRACH » [09]
- Well Intervention and Workovers (2006). (HALIBURTON) [10]
- Well Services and Workover Chapitre 5 .(2010) « SONATRACH » [11]
- Workover & completion Well Control.(Document ENAFOR 2005) [12]
- Workover_Systems , (2004) « SONATRACH » [13]

Abstract

The field of Hassi-Messaoud, with its area 2500 km² and hydrocarbon reserves in the Combro-Ordovician reservoirs, is considered as one of the largest in the world.

It looks like a wide anticline dome oriented North North East-South South West and located in the central part of the Triassic Basin, at almost 850 km South South East of Algeria and 350 km from the border of Tunisia.

The seal is done by the thick Triassic deposits, these sandstone reservoirs are characterized by an extreme heterogeneous petrophysical properties, that is the reason of the variation of the production from one zone to another and from one well to another.

This study is a part of the exploration of this dynamic new field of HMD and exactly when applied to the well **MD 185** which is centered around the following objectives finally controlling the trajectory of the hole and different steps that must be used to make a horizontal drilling with this dynamic from top hole to the target.

Résumé

Le champ de Hassi-Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il s'étend sur une superficie de 2500 km², Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, se situe à environ 850 km au Sud-est d'Alger, 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne.

Le réservoir de Hassi – Messaoud est à 3309-3411 m de profondeur en moyenne dans les Terrains quartziques du cambrien, La présente étude s'intéresse à suivre le contrôle de trajectoire de forage **MD185**, de comparer et de contrôler le profil de la trajectoire réelle avec le profil théorique.

المخلص

يعد حقل حاسي مسعود بالنظر لأبعاده و احتياطاته من أكبر حقول في العالم حيث يتربع على مساحة تقارب 2500 كم², ويتم استخراج النفط انطلاقاً من الخزان الكومبروردوفسي.

يظهر على شكل محدب نحو شمال-شمال شرق جنوب-جنوب غرب, يقع في مركز الحوض الرياسي على بعد 850 كم جنوب-جنوب شرق الجزائر وعلى بعد 350 كم من الحدود التونسية.

يتميز هذا الخزان من الحجر الرملي باختلافات الخصائص البثرو فيزيائية مما أدى إلى تنوع الإنتاج من منطقة إلى أخرى و من بئر إلى آخر, إذن نجد مدى هذا الحقل أدى إلى تنوع الإنتاج في مختلف أبعاده.

هذه الدراسة هي جزء من اكتشاف هذه الديناميكية الجديدة للحقل حاسي مسعود و بالضبط عند تطبيقها على البئر MD 185 وهي تتمحور حول الأهداف التالية :

دراسة سطحية حول حقل حاسي مسعود, التطرق إلى دراسة عمليات الحفر الأفقية و مجالات تطبيقها, الأدوات المستعملة فيها, تتبع مراقبة المسار و كذلك مراحل اللازمة لتحقيق عملية الحفر بمساعدة هذه الديناميكية انطلاقاً من السطح حتى الهدف.