

N° d'ordre : / Faculté / UMBB / 2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

RABAH Nour Elyakine.

BELHADJ Abdelhak.

Filière : Hydrocarbures

Option : Forage des puits

Thème

Etude et analyse de forage en work-over

(Cas de puits ROD-16)

Devant le jury :

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

Année universitaire 2015 / 2016

Remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier notre ALLAH, notre créateur pour nous avoir la force pour accomplir ce travail.

*Nous adressons nos vifs remerciements à notre professeur consultant **MR Bentriou Abdelhak** pour nous avoir diligent tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience, sa compétence, et ces remarques qui nous ont été précieuses,*

Ainsi qu'aux membres de la société GSA qui nous ont beaucoup aidé à réaliser ce travail dans des bonnes conditions.

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants du département Gisements minières et pétrolières pour leurs aides et orientations durant notre formation.

Nos derniers remerciements et ce ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.



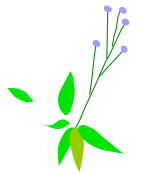


Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

- ✚ A toute la famille **BELHADJ.**
- ✚ A toute la famille **LARBI.**

- ✚ A tous les professeurs de LA
FACULTE DES SCIENCES (I.N.I.M).
- ✚ A tous les professeurs de LA
FACULTE DES HYDROCARBURES
ET DE LA CHIMIE (I.N.H).





Dédicaces

Je dédie ce travail à :

*A ma très chère **Mère** et mon très cher **Père***

*qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse dans
mes études .*

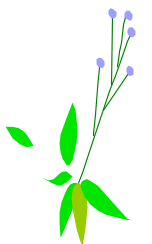
*Mes très chers frères **Mohamed** et **Abd Errahime**.*

*Mes très chers **sœurs** .*

Mes chers amis .

*A tous ceux qui m'ont accompagné et soutenu
durant mes études .*

Nour Elyakine . R



Résumé :

Après plusieurs années que le puits de pétrole mise en production il y a une chute de la quantité de production et cela est dû à plusieurs facteurs et des influences, pour remédier à ce manque de production et le rendement du puits au moins proche de son état initial, nous devons faire un processus appelé le work over .

Cette processus est l'ensemble des opérations relatives a la reprise d'un puits et son rééquipement qui a pour le but soit : de maintenir le puits dans les conditions initiales de fonctionnement qui ont subit une dégradation, soit de l'adapter a de nouvelles conditions.

Cette mémoire met l'accent sur quatre chapitres ,le première chapitre est la description géologique du champ de Rhourde Oulad Djemaa , le 2^{eme} chapitre mentionne la partie technique et technologique , le 3^{eme} chapitre étude théorique de work over et side track , la dernière partie où nous sommes étudé un cas réel (identifier le problème afin d'appliquer la technique de side track dans le puits ROD-16).

ملخص :

بعد مرور عدة سنوات من وضع بئر النفط في حالة إنتاج يكون هناك نقص في كمية الإنتاج و هذا راجع إلى عدة عوامل و مؤثرات , و لتدارك هذا النقص في الإنتاج و إرجاع البئر على الأقل قريبا لحالته الأولية يلزمنا القيام بعملية تسمى إستعادة البئر عن طريق القيام بالصيانة أو إنشاء مدخل ثاني للبئر .

هذه الطريقة هي مجموعة من العمليات المتعلقة بإرجاع البئر إلى حالته الطبيعية الأولى و إعادة تجهيزه بهدف إعادة الظروف الأولية للبئر التي تعرضت إلى الانحطاط, أو تهيئته لشروط جديدة .

تتركز هذه المذكرة على أربعة محاور , أولا الجزء الجيولوجي يصف حقل رورد أولاد جماعة , المحور الثاني يتعلق ب الجزء التقني و التكنولوجي للبئر , المحور الثالث يشمل دراسة نظرية لصيانة بئر وكذا إحداث مسار جانبي جديد , وفي الجزء الأخير نقوم بدراسة حالة حقيقية وما يلحقه من قياسات (التعرف على مشكلات البئر و كذا قياسات المسار الجانبي للبئر ROD-16)

Abstract :

After several years of development of oil well in the case of production, there is a shortage in the amount of production and this is due to several factors and influences , to remedy this lack of production and returns well at least close to it's initial state, we need to do a process called work over

The intervention of this process is all operations related to restoration of the well and it's retooling to return the well at least close at it's initial state , or just to adapt a new well conditions .

This work focuses on four chapters , first part describes the geological of Rhourde Oulad Djemaa field , second part describe study technical and technology of the well , a third part is theory research about work over and side track , and the last part we study the real status (identification of the problem and realize side track on ROD-16 well) .

SOMMAIRE

INTRODUCTION.....	4
-------------------	---

PARTIE GENERALE

CHAPITRE I : PARTIE GEOLOGIQUE

1. GENERALITES SUR LE CHAMPS RHOURE OULAD DJEMAA.....	13
1.1 Présentation du champ rhourde oulad djemaa.....	13
1.2 Données générales du puits.....	15
1.3 Description de la série stratigraphique du champ rhourde oulad djemaa.....	17
1.4 Prévision de la durée de forage.....	21
1.5 Analyse des pressions de réservoir.....	22
1.6 Les problèmes attendus au puits ROD-16.....	25

CHAPITRE II : PARTIE TECHNIQUE & TECHNOLOGIQUE

1. PROGRAMME DE FORAGE.....	27
1.1 Données de puits.....	27
1.1.1 Objectifs de puits.....	27
1.1.2 Etat de réservoir.....	27
1.1.3 Propriétés de réservoir.....	28
1.2 Programme de forage	29
1.3 Tableaux récapitulatifs des tubages.....	34
1.4 Tableaux récapitulatifs des boues	34
1.5 Tableaux des coefficients de sécurité.....	35
1.6 Paramètres de forage	35
1.7 Acquisition des données et opérations de diagrapie.....	38
1.8 Schéma de configuration de BOP.....	39
1.9 Schéma de puits ROD-16.....	40

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

1. WORK-OVER.....	42
1.1 Définition.....	42
1.2 But de work-over.....	42
1.3 Causes de reprise.....	42
1.4 Identification des problèmes se posant aux puits.....	43
1.5 Déroulement générale d'un work-over.....	44
1.5.1 Préparation du puits.....	44
1.5.2 Démontage de l'installation de surface.....	45
1.5.3 Aménagement de piste d'accès et plate-forme.....	45
1.6 L'intervention directe sur puits.....	45
1.6.1 Neutralisation de puits.....	46
1.6.2 Préparation de la boue.....	47
1.6.3 Montage et test des équipements de sécurité.....	47
1.6.4 Des équipements du puits.....	50
2. SIDE-TRACK.....	50
2.1 Définition.....	50
2.2 Side-track en trou ouvert.....	50
2.3 Choix de la zone de déviation.....	51
2.4 Les bouchons de ciment.....	51
2.5 Méthodes de démarrage du side-track.....	53

PARTIE SPECIALE

CHAPITRE IV : ETUDE DE CAS

1. ANALYSE DE SITUATION DE PUIITS.....	59
1.1 Historique de puits	59
1.2 Les principaux évènements	59
1.2.1 Problèmes rencontrés durant le forage.....	59
1.2.2 Problèmes rencontrés après le forage.....	61
1.3 l'analyse des échantillons prélevés	62

1.4	L'analyse de CBL-VDL.....	63
1.5	Surveillance des pressions des annulaires.....	65
1.6	État de puits après la fermeture.....	66
2.	WORK-OVER	69
2.1	Introduction.....	69
2.2	Programme de puits ROD-16-WO.....	69
2.3.1	Installation de l'ADF.....	69
2.3.2	Décomplétion.....	69
2.3.3	Interventions de puits ROD-16.....	69
2.3.4	Opérations sur le puits ROD-16.....	70
2.4	Schéma proposé de ROD-16-WO.....	71
2.5	Schéma de puits propose par ROD-16 avec 7" CSG patch.....	72
2.6	Les principales étapes de WO.....	73
2.7	Les opérations des diagraphies.....	73
2.7	Temps d'estimation de work-over.....	77
2.8	Conclusions et recommandations.....	78
3.	SIDE TRACK.....	79
3.1	Calcule de trajectoire side-track pour le puits ROD-16.....	79
3.2	Calcule des volumes des bouchons de ciment.....	82
3.3	les opérations prévues pour l'exécution du side-track (9 ^{5/8}).....	83
3.3.1	Préparation de puits.....	83
3.3.2	Isolation définitif des intervalles de réservoir TAGI (2910-2932 m).....	84
3.3.3	Risques opérationnelle durant la coupe.....	85
3.3.4	Réalisation des coupes.....	85
3.4	Situations du puits ROD-16 après l'isolation définitif du réservoir TAGI.....	88
3.5	Exécution du side-track.....	89
3.6	Schéma (situation du puits ROD-16 après l'exécution du side-track).....	98
3.7	Surveillance de pression d'annulaire.....	99
3.7.1	Avant side-track.....	99
3.7.2	Après side-track.....	100
3.8	Estimation de temps et couts de puits ROD-16-ST	100
	CONCLUSION.....	102
	RECOMMANDATION	103

LISTE DES FIGURES

- Fig. [I-1] : plan de position du puits (ROD-16)
- Fig. [I-2] : Géologie de puits ROD-16
- Fig. [I-3] : Prévion de temps de forage de ROD-16
- Fig. [I-4] : Gradients de pressions et températures prévues
- Fig. [II-1] : Schéma de configuration de BOP
- Fig. [II-2] : Schéma de puits ROD-16 (en 2003)
- Fig. [III-1] : méthodes de démarrage selon le type de formation
- Fig. [III-2] : raccord soudé
- Fig. [III-3] : méthode de jetting
- Fig. [III-4] : whip-stock
- Fig. [IV-1] : Pourcentage de gaz dans la boue de forage
- Fig. [IV-2] : Historique de puits de production à partir de janvier 2004 à février 2014
- Fig. [IV-3] : log CBL-VDL de tubage 7"
- Fig. [IV-4] : moniteur des Pressions des annulaires A, B, C
- Fig. [IV-5] : schéma de puits après la fermeture
- Fig. [IV-6] : schéma proposé de ROD-16-WO
- Fig. [IV-7] : schéma de puits propose de ROD-16 AVEC 7" CSG patch & 4^{1/2}" scab LNR
- Fig. [IV-8] : IBC-CBL-VDL-CCL-GR dans 4^{1/2}" Liner
- Fig. [IV-9] : résultat d'IBC sur le LNR 4^{1/2}"
- Fig. [IV-10-11-12] : (IBC-CBL-VDL) de tubage 7"
- Fig. [IV-13] : résultat d'IBC sur le CSG 7"
- Fig. [IV-14] : La trajectoire de profil «S»
- Fig. [IV-15] : Profile théorique du side track
- 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
- Fig. [IV-19] : Schéma du puits ROD-16 après l'isolation définitif des intervalles supérieure et moyen TAGI ouvert (2910 – 2932 m)
- Fig. [IV-20] : profile réel du side-track

- Fig. [IV-21] : schéma de situation du puits ROD-16-st après l'exécution du side-track
- Fig. [IV-22] : IBC-CBL-VDL-CCL-GR dans le tubage 7" (30/08/2014) après le side-track
- Fig. [IV-23] : IBC-CBL-VDL-CCL-GR on 4"½ Liner (06/09/2014) après le side-track
- Fig. [IV-24] : moniteur des pressions dans les annulaires A, B, C avant ST
- Fig. [IV-25] : moniteur des pressions dans les annulaires A, B, C après ST
- Fig. [IV-26] : Comparaison entre la durée réelle & théorique de side-track
- Fig. [IV-27] : La charge des coûts pour le puits ROD-16-ST

LISTE DES TABLEAUX

- Tab. [I-1] : Calcul des pressions admissibles
- Tab. [II-1] : Les propriétés petro-physiques des zones de réservoir
- Tab. [II-2] : tableau récapitulatif des tubages de ROD-16
- Tab. [II-3] : tableau récapitulatif des tubages de ROD-16-ST
- Tab. [II-4] : tableau récapitulatif des boues de ROD
- Tab. [II-5] : tableau récapitulatif des boues de ROD-16-ST
- Tab. [II-6] : tableau des coefficients des tubages
- Tab. [II-7] : tableau des coefficients de sécurité pour excès de ciment
- Tab. [II-8] : tableau des pressions de service de BOP
- Tab. [IV-1] : Evaluation des paramètres principaux de réservoir
- Tab. [IV-2] : Gradient de pression de Gisement ROD
- Tab. [IV-3] : Description de déroulement du puits ROD-16-WO
- Tab. [IV-4] : tableau de profil de side-track
- Tab. [IV-5] : Les paramètres utilisés pendant les coupes
- Tab. [IV-6] : Caractéristiques de l'outil (8"^{1/2})
- Tab. [IV-7] : Propriété de l'outil (8"^{1/2})
- Tab. [IV-8] : Caractéristiques de l'outil (6")
- Tab. [IV-9] : paramètres de l'outil (6")
- Tab. [IV-10] : Survey de déviation ROD-16-ST
- Tab. [IV-11] : les intervalles perforés de nouveau réservoir
- Tab. [IV-12] : Le couple de serrage de tubing de production
- Tab. [IV-13] : Les paramètres principaux de réservoir
- Tab. [IV-14] : Description de déroulement du puits ROD-16-ST

Nomenclature

TAGI	Trias argileuses gréseux inferieur
LNR	liner
CSG	tubage
MDRT	measured depth rig table
LWD	logging while drilling
BHP	bottom hole pressure
MWD	measurement while drilling
BHA	bottom hole assembly
R/D	rig down
R/U	rig up
GOR	gas oil rate
WL	wire line
IBC	Isolation Sonic Scanner
BP	bridge plug
RPM	rotation per minute
WOR	water oil rate
ROP	rate of penetration
WOB:	weight on bit
BOP	blow out preventer
MDSS	measured depth sub sea
MDRKB	measured depth rock bit
L/D	lay down
M/U	make up
POOH	pool out of hole
RIH	rin in hole
SSSV	sub surface safety valve
KOP	kick of point
EOC	end of curve
LOG	digraphies
WHP	well head pressure

1. GENERALITES SUR LE CHAMPS RHOURE OULAD DJEMAA

1.1 PRESENTATION DU CHAMP RHOURE OULAD DJEMAA :

Le champ de Rhourde Oulad Djemaa (ROD) est situé entre direction Nord-Est d'un système de grandes failles de direction Nord-Est Sud-Ouest, dans le Bassin de Berkine.

Les coordonnées du UTM de ce champ est entre :

$$X = [454000 \text{ m} \div 468000 \text{ m}].$$
$$Y = [3436000 \text{ m} \div 3449000 \text{ m}]$$

Les coordonnées géographique du champ :

$$\text{L'altitude.} = 31^{\circ} 18' 02,21480'' \text{ N}$$
$$\text{Longitude.} = 08^{\circ} 38' 11,31796'' \text{ E}$$

Le but du puits ROD-16 est la production d'huile du TAGI supérieure et moyen dans la partie Sud du champ de ROD.

Le puits ROD-16 est situé dans la part méridionale du champ et au niveau TAG-I il est positionné dans un horst qu'il longe le marge oriental du champ ; le puits est loin de la faille principale d'environ 150 m en suivant la direction SE.

Le puits ROD-16 devrait couper la faille principal qu'il va a border le marge oriental du champ au niveau Lias Salifère "S1+S2" (comme pour ROD-18) plus autre failles secondaire au niveau Lias Salifère. Cette situation pourrait réduire l'épaisseur Lias Salifère – TAGI des environ 40 m. (comme pour ROD-17) par rapport aux puits prochains (ROD-15, ROD-18).

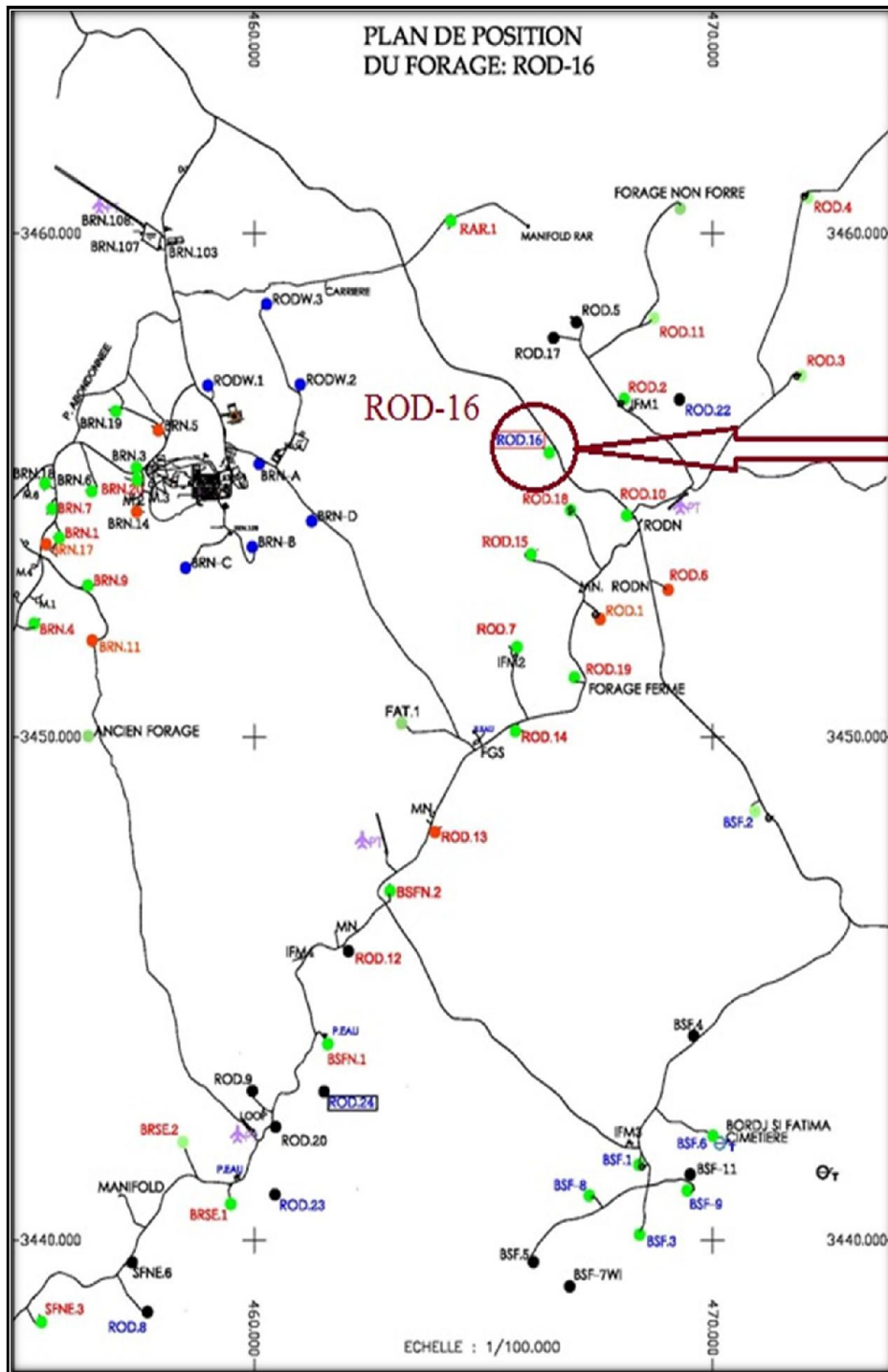


Fig. [I-1] : Plan de position du puits (ROD-16).

1.2 DONNEES GENERALES DU PUIITS :

Nom du puits	: Rhourde Oulad Djemaa (ROD-16).
Titulaire	: Sonatrach
Associé	: Eni Algeria Exploration B.V – BHP Billiton Petroleum
Opérateur	: Groupement Sonatrach - Agip
Pays	: ALGERIE
Bureau principal	: Alger
Base	: Hassi Messaoud
Région	: Grand Erg Oriental
Périmètre	: Rhourde Ouled Djemaa (Bloc 402a)
Objectif principal	: Production huile - Niveau TAG-I
Classification du puits	: Développement
Type du puits	: Vertical Full Bore
Coordonnées géographiques	: Lat. = 31° 14' 12.89410 " N : Long. = 08° 38' 51.35553 " E
Coordonnées U.T.M.	: X = 466 439,92 m : Y = 3 455 645,95 m : Z sol = 205,6 m
Elévation table de rotation	: 9 m
Profondeur finale	: 3 022 m VD / KB (-3176 m N.M.)
Tolérance au niveau de l'objectif	: 30 m de rayon

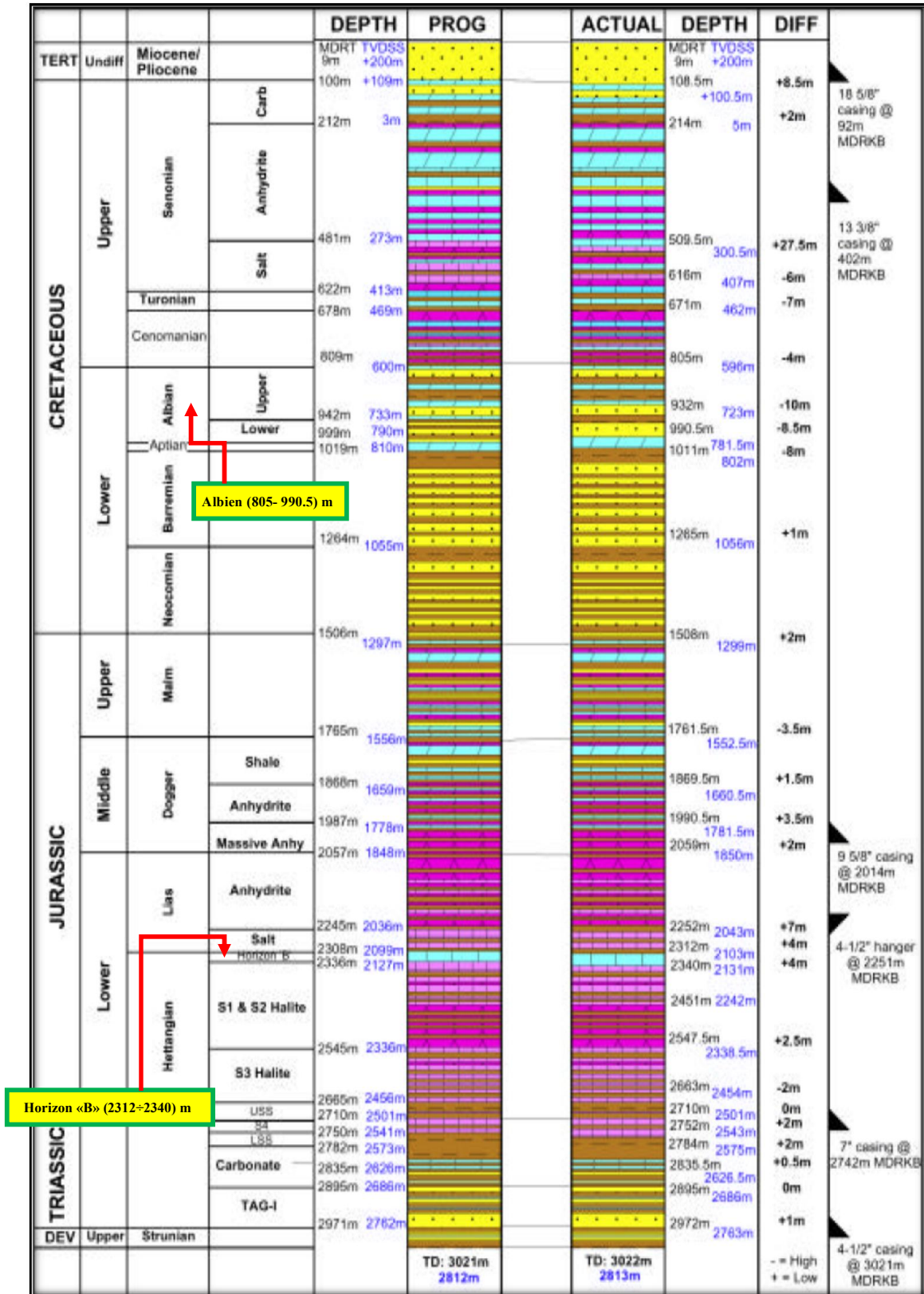


Fig. [I-2] : Géologie de puits ROD-16.

1.3 DESCRIPTION DE LA SERIE STRATIGRAPHIQUE DU CHAMP RHOURDE OULAD DJEMAA :

La série stratigraphique du champ de Rhourde Oulad El Djemaa est représentée de haut en bas par les formations suivantes (e = épaisseur moyenne) :

Tertiaire

➤ Mio-pliocène (0-100 m) :

Sable quartzeux moyen à grossier, mal classé, non consolidé, translucide, assant à grès peu cimenté par ciment argileux-dolomitique, avec intercalations de calcaire blanchâtre localement gréseux et d'argile sableuse, rougeâtre à brunâtre, tendre.

➤ Creta (100-212m) :

Sénonien Carbonaté Prédominance de calcaire dolomitique blanc et beige, vacuolaire, moyennement dur, avec passées de dolomie beige cristalline, marne légèrement dolomitique grise et gypse fibreux blanc à translucide. Niveaux d'argile dolomitique grise, parfois gris-foncée pâteuse.

➤ Sénonien anhydritique (212-481 m) :

Partie supérieure : alternances de gypse fibreux translucide devenant anhydrite blanche pulvérulente, dolomie cristalline, calcaire dolomitique et marne.

Partie moyenne : prédominance de calcaire et calcaire dolomitique beige vacuolaire, localement argileux avec intercalations d'anhydrite blanche et marne grise pâteuse. Niveaux de dolomie et dolomie

calcaire localement argileuse.

Partie inférieure : alternances de dolomie microcristalline grise, anhydrite blanche, argile gris tendre et calcaire crayeux gris tendre.

➤ Sénonien salifère (481-622 m) :

Sel massif blanc et translucide avec intercalations d'argile brun-rouge indurée, silteuse, parfois dolomitique ; calcaire gris blanc moyennement dur et anhydrite massive blanche cristalline et tendre.

➤ Turonien (622-678 m) :

Calcaire beige et gris-blanchâtre tendre, localement argileux gris-foncé. Possible présence d'un niveau de marne grise-foncée, tendre.

➤ Cénomaniens (678-809m) :

Partie supérieure, alternances d'argile gris-foncée, indurée, plus ou moins dolomitique, parfois brun rouge ;

calcaire gris-blanc, parfois argileux ; anhydrite blanche cristalline ; dolomie localement argileuse, grise et sel translucide à blanc.

Partie inférieure, prédominance d'argile gris-verdâtre, plus ou moins dolomitique, localement gris-clair et brun-rouge avec intercalations de dolomie blanche microcristalline et de grès quartzeux très fin argileux.

➤ Albien (809-999 m) :

Partie Supérieure

Argile gris-vert et brun rouge, silteuse, localement dolomitique avec rares passées d'anhydrite blanche pulvérulente.

Partie Inférieure

Sable blanc et gris-vert argileux, moyen à grossier, mal classé, mal-consolidé quartzeuse. Entre les deux parties, il y'a des intercalations de grès gris blanc, fin, argileux, bien classé et d'argile gris-vert à brun rouge, silteuse, tendre.

➤ Aptien (999-1019 m) :

Il est un très bon repère stratigraphique régional. Calcaire dolomitique gris-blanc à beige et dolomie beige, microcristalline, argileuse, dure.

➤ Barrémien (1019-1264 m) :

Grès et sable mal classé, plus ou moins induré, granulométrie de fin à grossier avec plus ou moins rares intercalations d'argile et d'argile silteuse brun rouge.

➤ Néocomien (1264-1506 m) :

Prédominance d'argile et argile silteuse gris verdâtre à rouge, tendre à indurée; présence de niveaux plus ou moins épais de sable et grès quartzeux fin à grossier; minces passées de dolomie microcristalline beige et possible présence de lignite.

✚ Jurassique

➤ Malm (1506-1765 m) :

Le toit et la partie inférieure sont des bons repères stratigraphiques régionaux.

La partie supérieure : est représentée par des intercalations d'anhydrite blanche, tendre, de calcaire dolomitique gris, dur, et des minces lits de marne gris, tendre, plus ou moins dolomitique.

La partie moyenne : alternance d'argile gris verte et brune, silteuse sableuse, indurée et devenant marne dolomitique, parfois sableuse tendre à indurée avec des niveaux plus ou moins épais de grès quartzeux blanc, fin à moyen ; présence de niveaux de calcaire argileux beige et anhydrite blanche.

La partie inférieure : intercalations de calcaire, calcaire dolomitique, marne, marne dolomitique et anhydrite.

➤ Dogger argileux (1765-1866 m) :

Prédominance d'argile bariolée (brune rouge, grise verdâtre, ocre, grise sombre, noire) silteuse sableuse, légèrement dolomitique ; intercalations de calcaire dolomitique blanc à brun clair, parfois argileux, tendre à mi-dur, grès quartzeux fin à très fin et rares minces niveaux d'anhydrite pulvérulente.

➤ Dogger lagunaire (1866-1987 m) :

Alternance d'argile bariolée silteuse-sableuse légèrement dolomitique, anhydrite blanche cristalline et pulvérulente, calcaire dolomitique blanc à brun clair parfois argileux et oolitique, dur à mi-dur.

➤ Dogger anhydritique massive (1987-2057 m) :

Banc d'anhydrite blanche massive, pulvérulente parfois indurée cristalline avec de minces intercalations d'argile grise verte et/ou noire et de dolomie et/ou calcaire dolomitique argileux, blanc, beige et gris.

➤ Lias anhydritique (2057-2245 m) :

Prédominance d'anhydrite blanche, massive avec minces intercalations d'argile bariolée, calcaire dolomitique blanchâtre crayeux et niveaux, parfois épais, de sel massif translucide.

➤ Lias salifère (2245-2308 m) :

Alternances de sel massif translucide, parfois jaunâtre, et minces niveaux d'argile rouge brune, parfois verdâtre, localement dolomitique.

➤ Lias-horizon «B» (2308-2336m) :

Il est un très bon repère stratigraphique régional. Calcaire dolomitique, gris blanchâtre, tendre à mi-dur, avec à la base de fines couches d'anhydrite blanchâtre à rouge brique et de marne grise.

➤ Lias-S1+S2 (2336-2545 m) :

Partie supérieure : prédominance de sel blanc à translucide avec des intercalations, parfois épaisses, d'anhydrite blanche, massive et niveaux d'argile salifère ;

Partie inférieure : alternances d'anhydrite blanche massive et sel blanc rosâtre ; présence d'argile brune rouge à grise verte et de dolomie microcristalline, grise, friable.

➤ Lias – S3 (2545-2665 m) :

Sel massif blanc à rosâtre, translucide, avec de fines passées d'argile bariolée, salifère, mi-dure, rares et de minces passées d'anhydrite.

- Lias argilo-salifère sup (2665 -2710 m) :

Prédominance d'argile salifère et situés avec de très minces niveaux de sel vers la partie supérieur ; prédominance d'argile bariolée vers la partie inférieure.

✚ Triassique

- Trias-S4 (2710-2750 m) :

Prédominance de sel blanc jaunâtre à rougeâtre, translucide. Présence d'argile rougeâtre finement silteuse, feuilletée vers la partie inférieure.

- Trias argilo-salifère (2750 -2782 m) :

Argile salifère bariolée, parfois silteuse, avec des inclusions d'anhydrite.

- Trias argilo-carbonaté (2782 -2895 m) :

Prédominance d'argile brun-rougeâtre et vert claire, mi-dure, localement marneuse, avec des intercalations plus ou moins rares de nodules jusqu'à de minces niveaux de dolomie blanches à gris quartzeux, fin à silteuse, avec matrice argileuse.

La base du niveau est caractérisée par la présence de :

Niveau repère dolomitique

Niveau repère Dolomie Rouge

- Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI) (2895 - 2971 m) :

Argile et argile-silteuse gris verte à rouge brun, avec des intercalations de grès quartzeux à ciment argileux, plus ou moins induré, fin à grossier en banc ou en minces niveaux.

1.4 PREVISION DE LA DUREE DE FORAGE

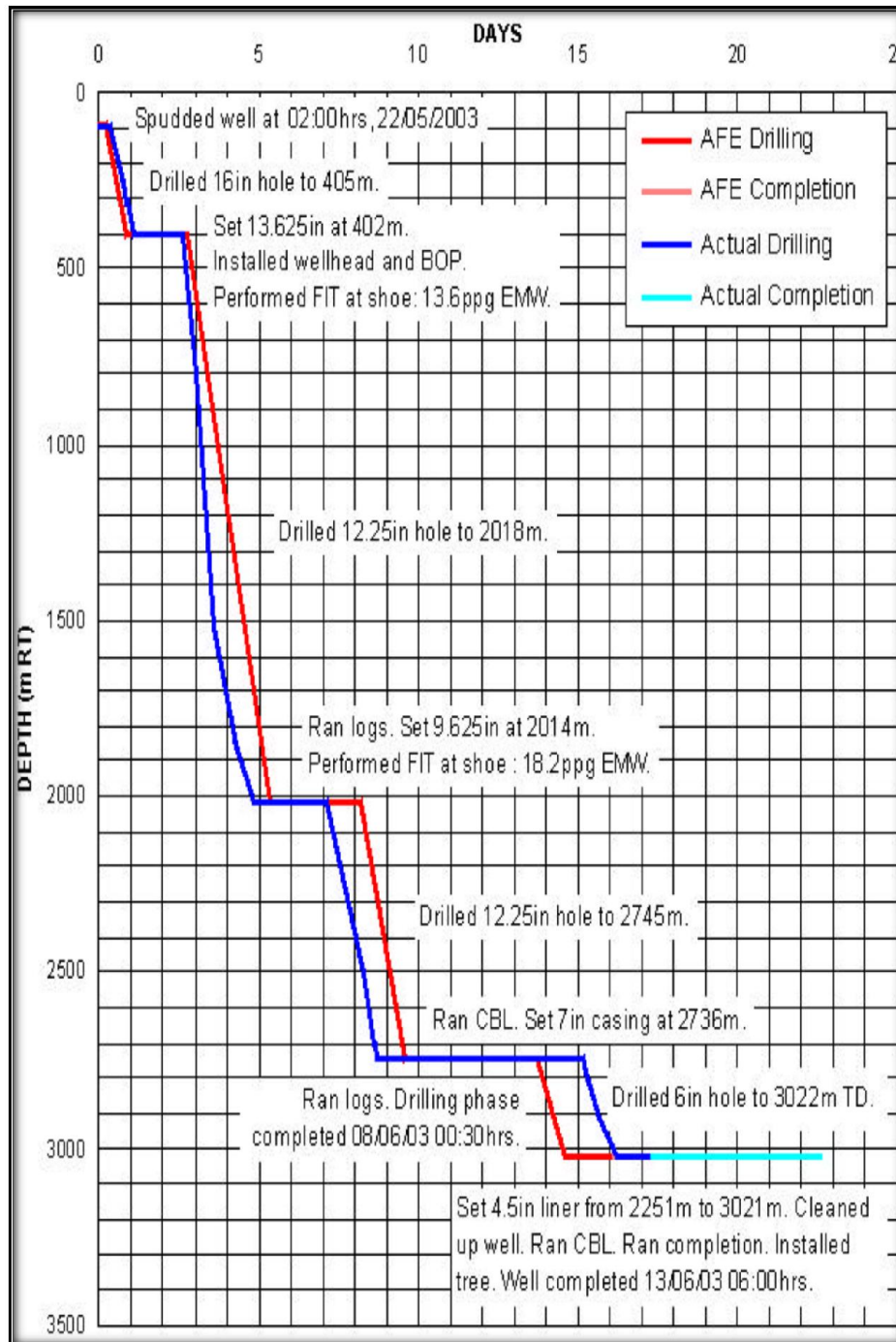


Fig. [I-3] : Pr evision de temps de forage de ROD-16.

1.5 ANALYSE DES PRESSIONS DE RESERVOIR :

Les données disponibles, sur la base desquelles a été estimée l'évolution des gradients de pression proviennent de :

- Densité de boue et gradients de pores des puits de référence
- L'analyse de ces données est reportée dans le diagramme (dans le LIAS, formé

Surtout de Sel, les valeurs estimées du gradient des pores ont été déduites des valeurs de la densité de la boue utilisée).

La comparaison des résultats a permis de calculer les gradients de pression reportés dans le diagramme, d'après l'analyse des puits de référence et sur la base du profil géologique prévu, les points critiques suivants ont été mis en évidence :

Développement de la surpression à partir du SENONIEN SALIFERE jusqu'au fond de l'ALBIEN (environ 981 m : max $G_p = 1,10$ atm/10 m).

- ALBIEN en surpression, présence d'eau douce (environ 1,15 atm/10 m).
- Développement surpression à partir du DOGGER LAGUNAIRE jusqu'au TRIAS S4 (environ 2700 m) : max ($G_p = 1,10 \div 1,92$ atm/10 m). La surpression de cette formation est due à la présence de Sel.

Une densité de la boue de 2,03 normalement est suffisante à balancer la surpression du Sel de la formation LIAS ; cette densité de boue reste ouverte à un ajustement en fonction des conditions du puits.

- Les gradients deviennent normaux (environ de 1,25 à 1,10 atm/10 m) à partir d'environ 2720 m (au-dessous du Sel du TRIAS), jusqu'à la fin du puits.

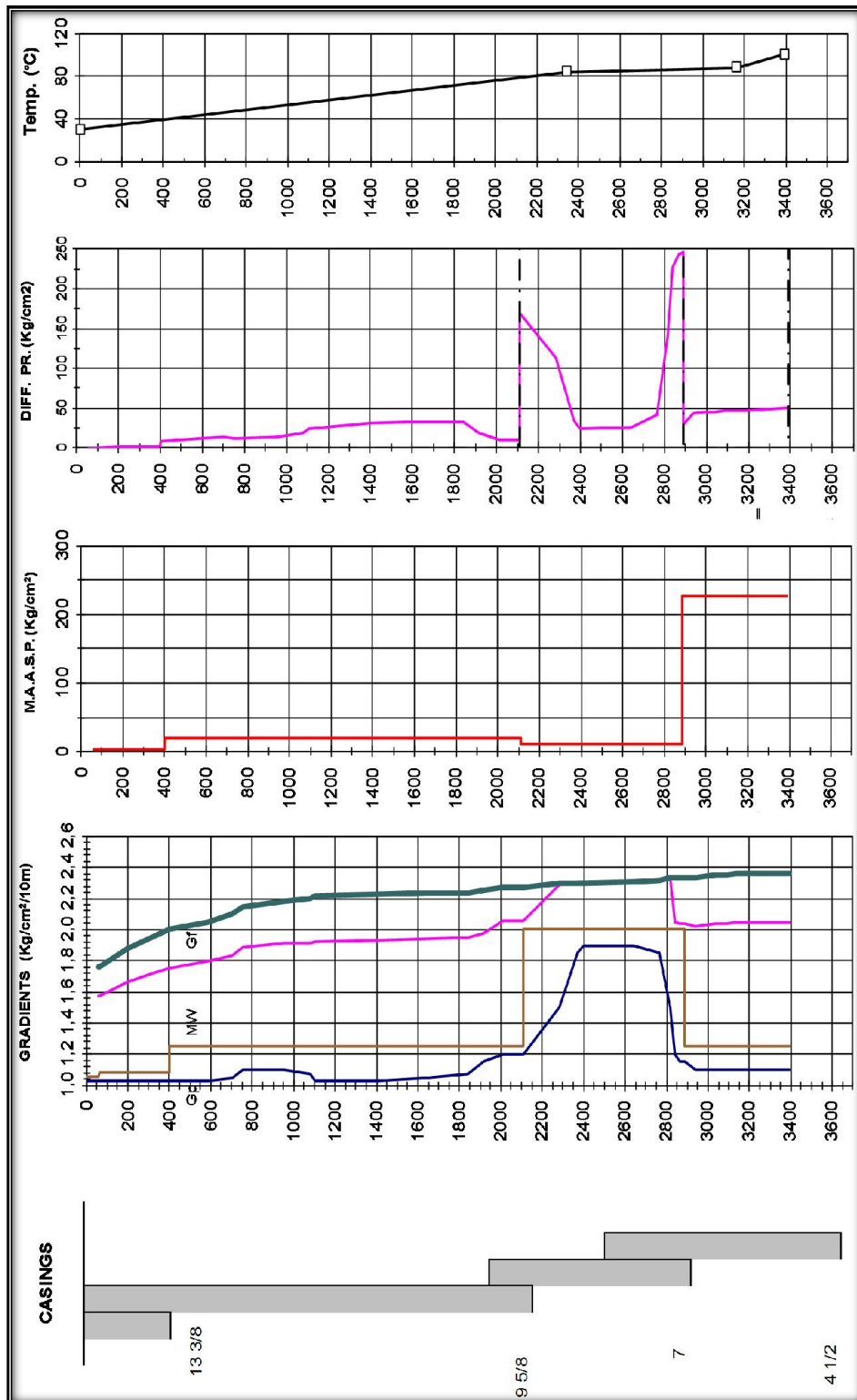


Fig. [I-4] : Gradients de pressions et températures prévues.

DEPTH	PORE GR.	OVERB.GR.	FRAC.GR.	MUD W.	CASING
0	1,03			1,06	
90	1,03	1,76	1,58	1,06	18 5/8" CP
90	1,03	1,76	1,58	1,07	
130	1,03	1,88	1,67	1,07	
276	1,03	1,95	1,72	1,07	
402	1,03	2,00	1,76	1,07	13 3/8" casing
402	1,03	2,00	1,76	1,22	
574	1,03	2,05	1,80	1,22	
705	1,07	2,10	1,84	1,22	
757	1,10	2,15	1,89	1,22	
902	1,10	2,18	1,91	1,22	
1092	1,10	2,20	1,93	1,22	
1116	1,10	2,22	1,94	1,22	
1368	1,03	2,23	1,93	1,22	
1620	1,05	2,24	1,94	1,22	
1857	1,10	2,24	1,96	1,22	
1960	1,15	2,25	1,98	1,22	
1990	1,15	2,27	2,05	1,22	
2014	1,20	2,27	2,06	1,22	9 5/8" casing
2014	1,20	2,27	2,06	2,00	
2100	1,50	2,29	2,29	2,00	
2300	1,85	2,30	2,30	2,00	Horizon B
2400	1,90	2,30	2,30	2,00	Horizon B
2500	1,90	2,31	2,31	2,00	
2600	1,85	2,32	2,32	2,00	
2700	1,50	2,33	2,33	2,00	
2720	1,20	2,33	2,05	2,00	
2740	1,20	2,33	2,05	2,00	7" casing
2740	1,15	2,33	2,04	1,25	
2780	1,10	2,33	2,02	1,25	
2800	1,10	2,34	2,03	1,25	
2820	1,10	2,35	2,04	1,25	
2850	1,10	2,35	2,04	1,25	
2874	1,10	2,36	2,05	1,25	
2887	1,10	2,36	2,05	1,25	
2915	1,10	2,36	2,05	1,25	
2934	1,10	2,36	2,05	1,25	
3000	1,10	2,36	2,05	1,25	
3021	1,10	2,36	2,05	1,25	4 1/2" liner

Tab. [I-1] : Calcul des pressions admissibles.

1.6 LES PROBLEMES ATTENDUS AU PUIITS ROD-16 :

Certaines difficultés techniques pourraient être rencontrées à cause des pertes partielles ou totales de boue dans les niveaux suivants :

- Sables de surface, Calcaires du SENONIEN CARBONATE, Dolomies de l'APTIEN.

Note : des pertes totales ont été enregistrées sur ROD-2, ROD-10 et ROD- 5.

Des pertes partielles ont été rencontrées sur ROD 14

On recommande de forer les terrains de surface avec paramètres réduits : ROP régulier à (10m/hr), (Q=1000l/m) jusqu' à terminer les sables friables de surface. Densité de sortie avant tamis < (1,10) sinon :

- Préparer un bouchon LCM avant le début de cette phase.
- Après le forage de +/- 30 m dans le Sénonien Carbonaté, reprendre progressivement

Les paramètres normaux sans limiter l'avancement.

- Niveaux supérieurs du Lias Anhydritique (ou se trouvent des lithologies mixtes, avec un comportement mécanique différent : anhydrite, argiles, calcaire, dolomie).
- Anhydrite du Lias Anhydritique et niveaux gréseux du TRIAS ARGILO-SALIFERE avec la boue lourde de la phase 12"^{1/4} , donc avant la pose de la colonne 9"^{5/8}.
- La réglementation Algérienne exige l'isolation les Zones Aquifères des Zones Salifères

(Albien –Barrémien/ Cénomaniens et Sénonien Salifère). Dans ce but, la cimentation doit être de bonne qualité et le Tubage cimenté au jour.

- Il est très important pour le succès du puits de bien poser la colonne 9"^{5/8} au niveau de la base de la formation TRIAS S4 sans pénétrer dans le niveau d'Argile au-dessous (T.A.G.S.).
- La densité de la boue dans la phase de 12"^{1/4} devra être 2,00-2,05 environ, pour balancer la surpression du Sel de la formation LIAS.
- Eventuels problèmes de [Cavings] dans la formation [Trias argilo-carbonaté] dus à la présence des argiles feuilletées.
- Possibilité de coincement en remontant l'outil 8"^{1/2} au niveau de la formation TRIAS ARGILO SALIFÉRE à cause du caractère plastique de cette formation, il faut limiter la traction maximale à 10 Tonnes, le cas échéant le Top Drive doit être connecté et la remontée sera faite en back reaming.

1. PROGRAMME DE FORAGE

1.1 DONNEES DE PUIITS

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 TAGI à ROD-1, ROD-2, ROD-5, ROD-6, ROD-7 et ROD-10.
Nom de formation	➤ TAGI, haut et milieu
Âge	➤ Triassique
Toit de réservoir	➤ 2895m MDRKB, 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 @)

Reservoir	Intervals (m MD RT)
TAGI Upper	2910.0 - 2913.5
	2917.0 - 2920.0
TAGI Middle	2920.0 - 2925.5
	2926.0 - 2932.0

1.1.3 Propriétés de réservoir

✚ Niveau TAGI supérieur :

À l'objectif supérieur de TAGI, le puits ROD-16 est entré au progénote la profondeur de 2910 m,

43m au-dessus de niveau de réservoir d'huile de puits voisin ROD-5.

ROD-16 a rencontré un intervalle supérieur de TAGI épais de 18,5 m,

Avec 3,7 m du sable net épais

Avoir une porosité moyenne de 16,9 % et une saturation d'eau moyenne de 25,2 %.

Bien que le développement supérieur de sable TAGI ait été réduit de cela vu dans le puits

ROD-15, et au loin de champ, la qualité de réservoir améliora.

✚ Niveau TAGI moyen :

L'intervalle moyen TAGI était épais de 28,5 m et contenu de 13,9 m du sable net contenant de l'huile Nets. Le filet pour agréger le rapport (NTG) de cet intervalle était 48,7%, avec une porosité moyenne efficace de 19,4% et une saturation d'eau moyenne de 22,3%. Le développement de sable et la qualité de réservoir dans TAGI moyen étaient au-dessus de TAGI moyen pour les puits voisins.

✚ Niveau TAGI inférieur :

L'intervalle inférieur TAGI était épais de 21 m et contenu de 1,6 m du sable net aquifères. Les sables ont eu une porosité efficace moyenne de 13,6% et une saturation d'eau moyenne de 99,1%. (Réservoir purement d'eau)

✚ Niveau TAGI bas :

L'intervalle basique TAGI produit était épais de 9 m et inclus de 7,1 m du sable net. Ces sables aquifères ont eu une porosité moyenne de 13,2%.

Les coupures nettes de sable appliquées ont données des informations sur les échantillons liquides pour chaque zone de réservoir.

- contenu d'argile $< 0,50 = 50 \%$
- porosité Efficace $> 0,09 = 9 \%$.

Zone	Fluid	Top MD	Base MD	Gross m	Net m	NTG	Net Sand Porosity	Net Sand Sw	Net Sand k- TH mD.m	Net Sand Kgeom mD
U.TAG-I	Oil	2895	2913.5	18.5	3.7	0.198	0.169	0.252	322.8	13.3
M.TAG-I	Oil	2913.5	2942	28.5	13.9	0.487	0.194	0.223	4607.9	80.7
L.TAG-I	Water	2942	2963	21.0	1.6	0.078	0.136	0.991	44.7	14.1
B.TAG-I	Water	2963	2972	9.0	7.1	0.784	0.132	0.973	38.0	2.4
	Oil	2895	2942	47.0	17.5	0.373	0.189	0.229	4930.7	32.7
	Water	2942	2972	30.0	8.7	0.290	0.132	0.976	82.8	5.8
All Zones		2895	2972	77.0	26.2	0.340	0.170	-	5013.5	13.7

Tab. [II-1] : Les propriétés petro-physiques des zones de réservoir
Celles-ci sont dérivées sur MDRT.

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.

ROD-16 (PK) est le dix-septième puits dans le programme de développement de ROD. Le puits est localisé de 2,5 km sud-ouest de ROD-2, de 2,7 km sud de ROD-5 et 2 km nord-ouest de ROD-10.

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

✚ Remarque sur l'avancement de programme :

- les dommages seront nuls.
- atteindre l'objectif d'un puits de développement en tant que producteur de pétrole.
- forer le puits et arriver au réservoir en 24,1 jours. Le temps pour arriver à la cible est de 22,7 jours. (état de puits avant la complétion)
- le temps pour forer à TD + diagraphies au moins de 26,1 jours (cible + 10 % de NPT).
- réaliser un avancement moyen (forage + conditions de sécurité) de 181 m/ jour.
- réaliser un coût de forage sec de moins que 644 US\$/m
- réaliser un forage avec combinaison total des coûts (tous les coûts sont compris) de moins que 1195 US\$/m.

1.2.1 colonne de surface :

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

- forer la section de 16" de 95m à 400m RT, 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 397m RT 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 12 ppg suivie d'un 100 m de queue de 15,8 ppg 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.

Note : Le BOP et l'équipement extérieur auront déjà été examiné à 6000 psi et à obturateur annulaire à 3500 psi. Examiner le raccordement de tête de puits à 6000 psi avec la prise d'essai de 13^{3/8}.

- si pas déjà examiné sur l'essai de pression donc sur la prise de tubage de 13^{3/8} à 1000 psi.
- courir en trou avec du BHA 12^{1/4} rotatoire (avec le flotteur) et le drill out le sabot de cuvelage de 13^{3/8}.

1.2.2 Colonne intermédiaire :

- forer 3m de nouvelle formation et effectuer un essai d'intégrité de formation à 13,5 ppg (1,62 g/cm³).
- forer le trou de 12^{1/4} de 403m à 2017m RT en utilisant (1,15-1,17) une boue (9,6-9,8 ppg) 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 9,8 ppg avant de forer le Turonien à 622 mRT.

- 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 ROD-2, ROD-5 et ROD-10 de ces formations.

Note : la section TD de l'outil doit être approfondie, à un maximum au l'anhydrite supérieure de Lias, au démarrage en augmente la vitesse progressivement afin d'atténuer l'usage sur le l'outil de 8^{1/2} PDC).

- 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.
- cimenter le tubage de 9^{5/8} à une étape simple avec (1,32 g/cm³) une boue légère du chasse 11,0 ppg suivie (1,90 g/cm³) le laitier de queue de la 15,8 ppg d'une classe 'G'. Le tubage sera cimentée pour apprêter (excès y compris) en utilisant le ciment léger pour réduire le risque de circulation perdue pendant le travail de ciment et pour assurer l'isolement de ciment de couche aquifère albienne/aptienne.
- 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 sue le tubage à 3500 psi sur l'état de prise.
- positionner le ciment de queue à 100 m au-dessus de la formation supérieure de Malm
- ancrage de joint de suspension et installent le montage de joint de 9^{5/8}.
- essai de pression de joint à 3500 psi.
- 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) 16,7 ppg.

1.2.3 Colonne de production :

- forer 3 m de nouvelle formation et effectuer un essai d'intégrité de formation à 18,2 ppg (2,18 g/cm³).
- forer le trou de 8^{1/2} de 2020 m à 2746 m RT (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 4 m 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 2743m RT. Inclure 7^{5/8}" chambre de TRSSSV dans la corde de tubage à approximativement. 70 m au-dessous 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}".
- RIH les tiges de forage 3^{1/2}" avec du BHA de 6" . forer le sabot de 7". Avec de la boue 10,5 ppg (1,26 g/cm³) vers la section de réservoir.
- tester la prise du ciment à 5500 psi.
- ancrage de joint de tubage et installent le montage de joint de 7". Essai de pression du joint à 5500 psi.

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 ROD)
- forer la section de trou de 6" à TD à 3021 mRT (les critères de TD doit forer à 50 m au-dessous de la base de la formation de TAGI pour les opérations de diagraphie).
- Le système de boue sera une boue 10,5 ppg 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 50 m 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 15,8 ppg du classe 'G'.

- essai de pression sur le LNR à 5500 psi pour assurer que le LNR est bien cimenté.
- nettoyer puits selon les opérations de forage manuelles.
- déplacer la saumure de complétion filtrée par 8,5 ppg 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.

1.2.5 Phase de complétion :

- Courir la complétion 13Cr-80 : le tubage (WEG et anneau), 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.

Note : la profondeur de 3SV est environ 10 m au-dessus de sabot 18^{3/8} (92 m).

- installer une pompe 6650 psi dans le sous-marin. À 5500 psi 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 TRSSSV.
- 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 5000 psi 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 slickline résiste devant l'écoulement de l'effluent.
- fermé fortement 'TRSSSV'. (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 à 5500 psi.

1.3 TABLEAUX RECAPITULATIFS DES TUBAGES

✚ ROD-16

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

Tab. [II-2] : tableau récapitulatif des tubages de ROD-16.

✚ ROD-16-ST

Phase(in)	OD Casing	Grade	Weight (lb/ft)	Thread	Top (m)	Bottom (m)
8" ½ ST	7"	P110	29	HSC	9	2753
6" ST	4"½	13 CR-SMS95	12.6	VAM TOP	2202	3037

Tab. [II-3] : tableau récapitulatif des tubages de ROD-16-ST.

1.4 TABLEAUX RECAPITULATIFS DES BOUES

✚ ROD-16

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

Tab. [II-4] : tableau récapitulatif des boues de ROD-16.

✚ ROD-16-ST

Phase	type	Densité
8"½	OBM	1.98
6"	OBM	1.33

Tab. [II-5] : tableau récapitulatif des boues de ROD-16-ST.

1.5 TABLEAUX DES COEFFICIENTS DE SECURITE

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-6] : tableau des coefficients des tubages.

Ø de RKB	23"	16"	12" ^{1/4}	8" ^{1/2}	6"
Ø de CSG	18" ^{5/8}	13" ^{3/8}	9" ^{5/8}	7"	4" ^{1/2}
Excès de volume de ciment dans OH	100 %	40 %	35 %	35 %	30 %

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

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 700 gpm, se dégagent une fois de le sabot de 18^{5/8} et grimpé jusqu'à un minimum de 900 gpm 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.

1.6.2 Section De Trou De 12^{3/4} :

IADC	M432 PDC - de HYCALOG DSX113HGNVW (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^{3/4} 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.

1.6.3 Section de trou de 8^{1/2} :

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 Bsf-3 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.

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 TAGI. 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.

1.7 ACQUISITION DES DONNÉES ET OPÉRATIONS DES DIAGRAPHEE :

DIAGRAPHÉE	L'OUTILS REQUIS
Section De Trou De 12 ^{3/4} "	➤ CBL-VDL-GR-CCL (tubage de 13 ^{3/8} " à apprêter) (note : aucune diagraphie 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

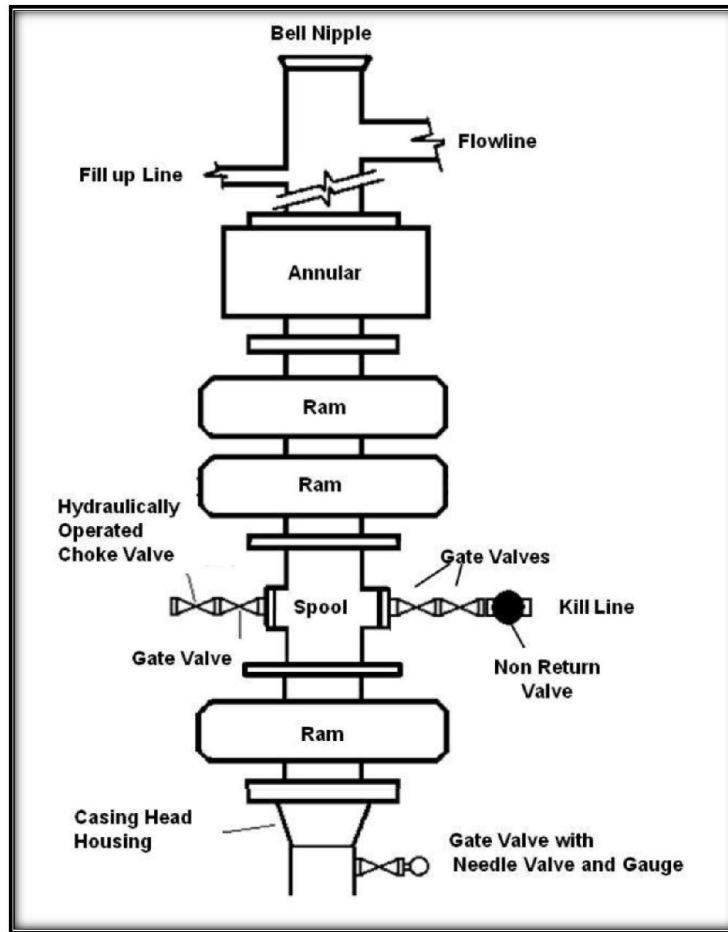


Fig. [II-1] : schéma de configuration de BOP.

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

	Type
Sup	Variable rams
Moy	Shear rams
Inf	Pipes rams

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

1.9 SCHEMA DE PUITES

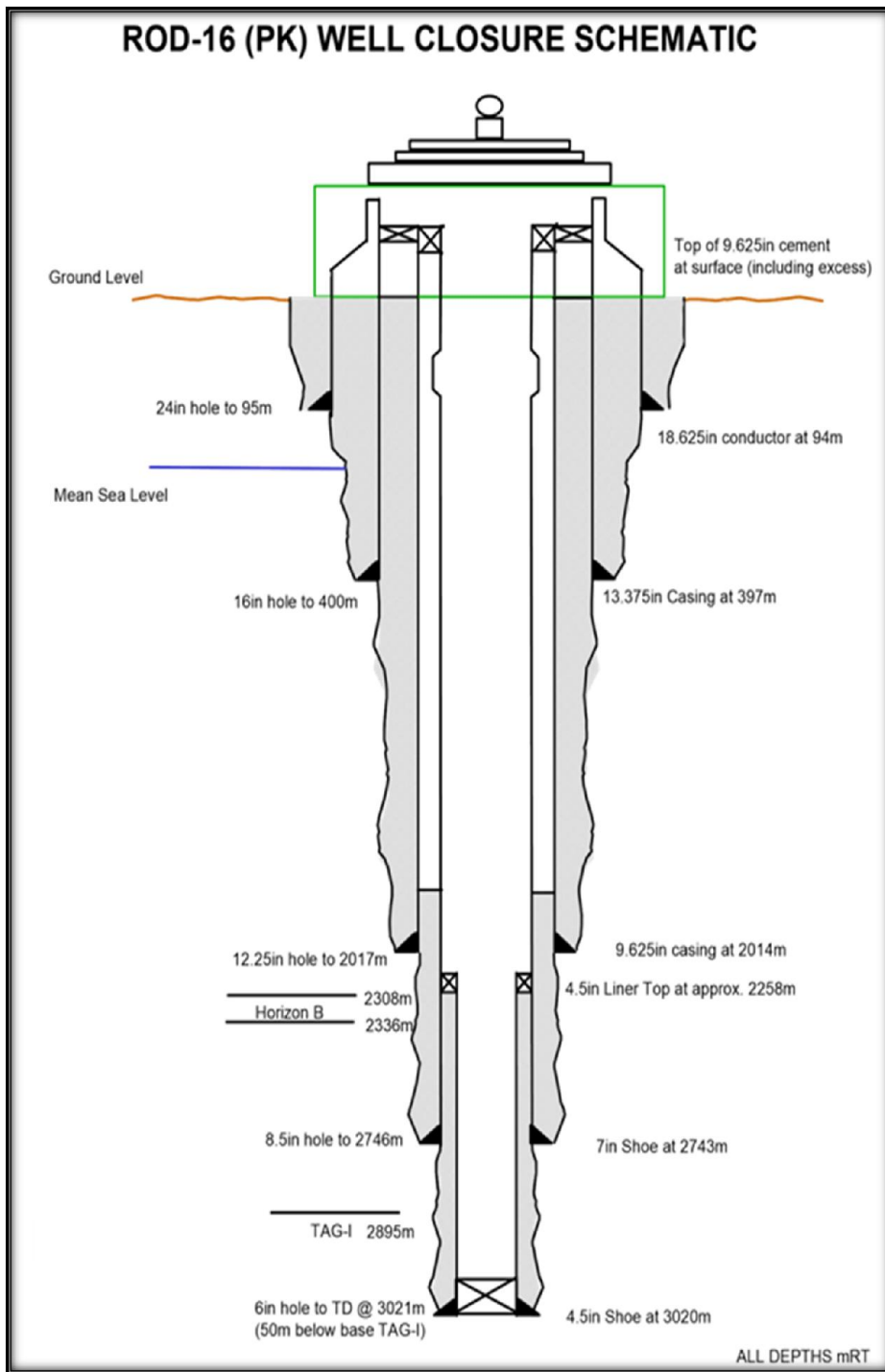


Fig. [II-2] Schéma de puits ROD-16 (en 2003).

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.

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.

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.

1.4 IDENTIFICATION DES PROBLEMES SE POSANT AUX PUIITS

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.

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.

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.

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.

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.

1.5 DEROULEMENT GENERALE D'UN 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).

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).

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.

1.6 L'INTERVENTION DIRECTE SUR PUIITS :

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 dés équipement du puits.

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.

$$P_h = p_g + s = \frac{hd}{10}$$

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

d : densité de l'effluent de la colonne.

P_h : 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.

1.6.2 préparation de la boue :

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

$$Ph = pg + s = \frac{hd}{10}$$

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.

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 toré de 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 liges de commandes des fermetures et ouvertures des BOP.

 **Les tests :**

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

 **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.

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.

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.

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, associée 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" = 12m + 50% sécurité = 18 m
- Phase 8"^{1/2} = 12m + 50 % sécurité = 18 m
- Phase 12"^{1/4} = 17m + 50 % sécurité = 25,5 m
- Phase 17"^{1/2} = 25m + 50 % sécurité = 37,5 m.

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

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.

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.

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).

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.

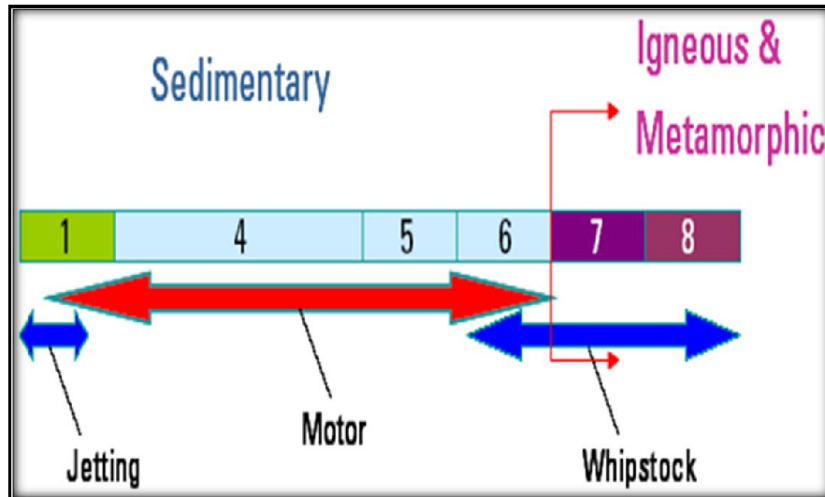


Fig. [III-1] : méthodes de démarrage selon le type de formation.

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.

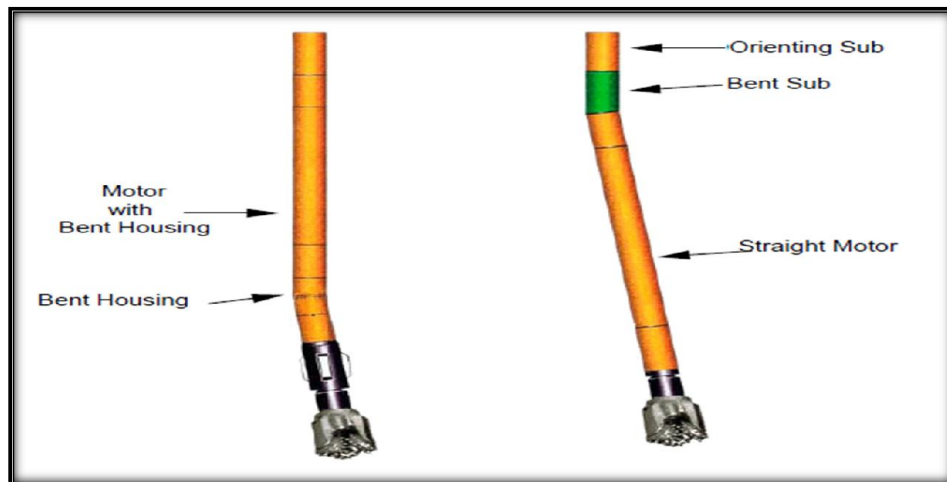


Fig. [III-2] : Raccord coudé.

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.

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.

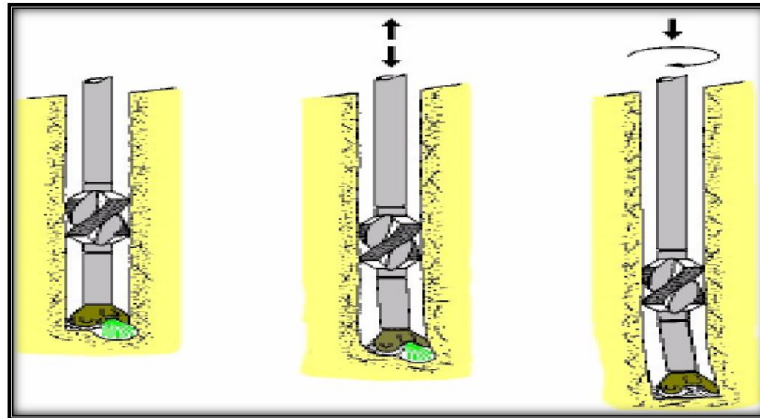


Fig. [III-3] : méthode de jetting.

2.5.4 Outil de déflexion 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

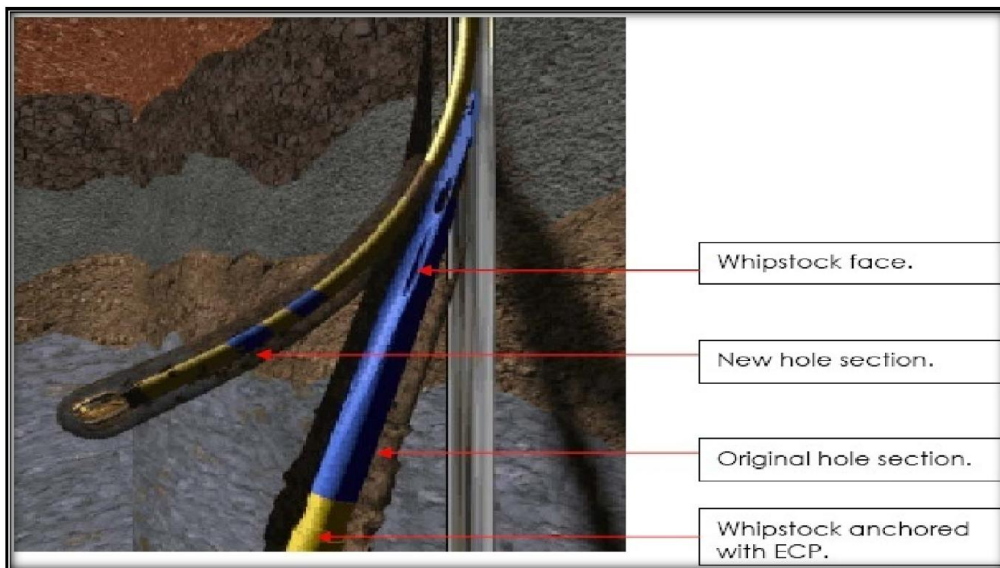


Fig. [III-4] : whip stock.

Conclusion :

A la fin de notre travail on peut conclure que l'intervention de work-over est nécessaire pendant la vie de n'importe quel puits parce qu'elle sert à repérer ce dernier ou à modifier les conditions d'exploitation par contre cette opération peut être réalisée seulement en cas d'urgence car elle arrête la production d'une part et elle très couteuse d'une autre part.

Dans notre cas :

La reprise de puits ROD-16-ST avec un débit de 2000 Bopd .

Le niveau de l'horizon « B » est bien isolé et traiter les problèmes de augmentation des pressions de l' annulaire .

Les bouchons de ciment sont bien placés et assure un abandonnement permanent de ma partie inferieur de puits .

L'amélioration de la vitesse d'avancement au cours de side track

ROP 8"1/2 de 7,5 m/h à 49 m/h .

ROP 6" de 10,5m/h à 34 m/h .

Réutilisation des quantités de boue de work over pour la phase 8 "1/2 et celle-ci pour la phase 6" pour minimiser les dépenses .

Bibliographie

- Edition IFP, 1999, Drilling Data Handbook.
- Well Engineering & Constructions , (1998)Hussain Rabia .
- Drilling Engineering Volume II , (2008) Robert F. Mitchell, Society of petroleum engineers (SPE) .
- Lubinski A (1961) "Maximum Permissible Doglegs in Rotary Borehole". Journal Of
- Forage dirigé : Juin 2005 , Ingénierie et méthodes" : Jean-Paul Szezuka : Edition 3.3 ..
- Documents « SONATRACH » : "Cours de forage : modules M 0, M 1 " ; Département formation 2004.
- "Le forage" : J.P. NGUYEN : Editions Technip 1993
- Petroleum Technology, February .
- J.P. Brasseur, septembre 2001, Forage dirigé.
- Rapport final de puits ROD-16 .
- Sonatrach's _Well Intervention and Workovers .
- Well Services and Workover Chapter 5 .
- Workover & completion Well Control.
- Workover_Systems , (2004) sonatrach