

# UNIVERSITE DE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures, des Energie Renouvelables et des Sciences de La Terre et de  
L'univers

Département de forage et mécanique des chantiers pétroliers

N° Série : ..... /2019



**Mémoire de fin d'étude**

Pour l'obtention du diplôme de

**MASTER PROFESSIONNEL**

Domaine : Sciences et Techniques

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage

Présenté par :

**SALEM Yassine Abderrahim**

**SELLAOUI Abdelghani**

Thème

**Optimisation du temps non productif par l'utilisation  
d'une nouvelle architecture de liner 7" (Champ de  
Berkine Ouest)**

Soutenu le : 04/07/2019

Devant le jury :

**Président**

**Mr. ARBAOUI Med Ali**

**UKM Ouargla**

**Examineur**

**Dr. ABIDI SAAD Aissa**

**UKM Ouargla**

**Encadreur**

**Dr. DOBBI Abdelmadjid**

**UKM Ouargla**

**Année universitaire : 2018/2019**

## REMERCIEMENTS

*Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout, au Dieu tout puissant, qui nous a aidé à réaliser ce travail, et pour sa grâce tout au long de notre vie professionnelle et personnelle.*

*Nous souhaitons tout d'abord remercier notre encadreur, Monsieur **Dr DOBI ABD EL MADJID** d'avoir accepté de diriger ce mémoire et de leur patience durant la période de l'encadrement et ses conseils précieux et critiques pertinentes qu'il nous a apportées durant la réalisation de ce mémoire.*

*Tous nos remerciements vont aussi à monsieur **SADO MOHAMED** pour ses conseils précieux et pertinents.*

*Nous remercions nos familles, pour leur aide, ainsi que tous ce qui nous ont soutenu et aidé tout le long de cette étude et toutes les personnes qui ont contribué Directement ou indirectement à ce travail.*

*Nous adressons aussi nos remerciements à tous nos enseignants et à tous nos collègues de notre promotion.*



# Dédicaces

*Nous dédions ce modeste travail*

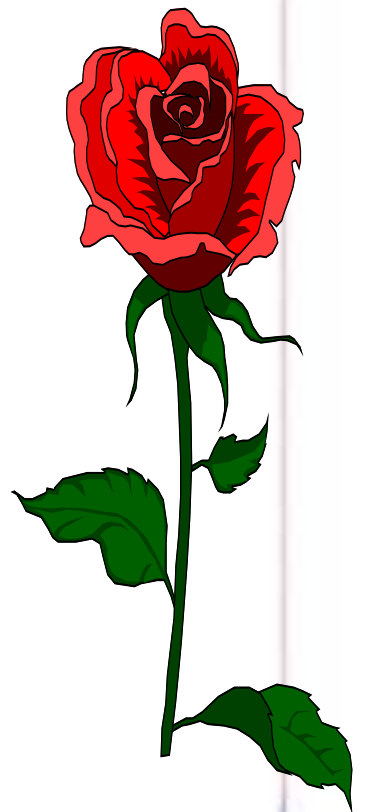
*à:*

+ Nos très chers parents qui  
ont beaucoup sacrifié à notre  
bonheur;

+ Nos très chers frères et sœurs;

+ Tous nos amis; et nos  
enseignants durant toute ma  
vie ;

+ Un merci spécial à ma fiancée  
qui a été à mon côté tout au long  
de ma carrière universitaire.



## Liste des tableaux

### Chapitre I

<b>Tableau I.1</b> : Développement de la région de Berkine Ouest .....	7
--	---

### Chapitre II

<b>Tableau II.1</b> : Le jeu manchons par diamètre extérieur de tubage.....	10
<b>Tableau II.2</b> : Le jeu entre l'outilet l'intérieur de tubage .....	11
<b>Tableau II.3</b> : Résultat de programme d'harmonisation .....	12
<b>Tableau II.4</b> : Outils N°01 .....	13
<b>Tableau II.5</b> : Outils N°02.....	13
<b>Tableau II.6</b> : Outil N°03 .....	14
<b>Tableau II.7</b> : Outil de Phase 6'' .....	14
<b>Tableau II.8</b> : Outils Phase 8'' <sup>1/2</sup> .....	15
<b>Tableau II.9</b> : Outils Phase 6'' .....	16
<b>Tableau II.10</b> : Programme de tubage.....	26
<b>Tableau II.11</b> : Caractéristiques de la boue pour l'ancienne architecture.....	26
<b>Tableau II.12</b> : Caractéristiques de la boue pour la nouvelle architecture.....	27

### Chapitre III

<b>Tableau.III.1</b> : comparaison entre les deux sections 8'' <sup>1/2</sup> et 6'' .....	39
--	----

### Chapitre IV

<b>Tableau IV.1</b> : Les problèmes rencontrés au niveau de 14 puits forés dans la région Berkine Ouest.....	44
<b>Tableau IV.2</b> : Temps non productif dans 14 puits.....	44
<b>Tableau IV.3</b> : Nombre de coincement par formation dans la phase 8'' <sup>1/2</sup> .....	44

<b>Tableau IV.4 :</b> Nombre de perte de circulation par formation dans la phase 8'' 1/2.....	45
<b>Tableau IV.5:</b> Les couts de différents problèmes.....	45
<b>Tableau IV.6 :</b> Conséquences de cavage enregistré dans phase 8'' <sup>1/2</sup> .....	47
<b>Tableau IV.7:</b> ROP par intervalle géologique.....	47
<b>Tableau IV.8 :</b> La différence entre les paramètres de forage .....	50
<b>Tableau IV.9 :</b> Paramètres fluide et de forage par intervalle géologique .....	50
<b>Tableau IV.10 :</b> Inconvénients de la nouvelle architecture .....	54
<b>Tableau IV.11 :</b> Prix de BHA perdue dans le puits N°1 .....	55
<b>Tableau IV.12 :</b> Prix de liner 7'' perdue dans le puits RHAEP-1 ST-1 .....	56
<b>Tableau IV.13 :</b> Prix de liner 7'' perdue dans le puits RHAEP-1 ST2.....	56
<b>Tableau IV.14 :</b> Prix des opérations.....	56
<b>Tableau IV.15 :</b> Prix des opérations RHQH-3 .....	57

### **Liste des Histogrammes:**

<b>Histogramme IV.1:</b> Inclinaison RHAEP-1 phase 8 <sup>1/2</sup> ''.....	47
<b>Histogramme IV.2:</b> Fréquence des coincements.....	52
<b>Histogramme IV.3:</b> Statistique de torque .....	52
<b>Histogramme IV.4:</b> Vitesse d'avancement dans DMK.....	53
<b>Histogramme IV.5:</b> Inclinaison des puits.....	53
<b>Histogramme IV.6:</b> cout estimatif de puits RHAEP-1 forés avec l'ancienne architecture.....	57
<b>Histogramme IV.7:</b> Cout des opérations RHQH-3 .....	58
<b>Histogramme IV.8:</b> Comparaison économique entre les deux architectures .....	58

## Liste des figures

### **Chapitre I**

<b>Figure I.1:</b> Situation géographique du bassin de Berkine .....	1
<b>Figure I.2:</b> Carte de situation du bassin de BERKINE (SONATRACH 2003).....	2
<b>Figure I.3:</b> Situation géographique du champ de Rhourde Nous.....	4
<b>Figure I.4:</b> Structure de Rhourde Nous.....	5
<b>Figure I.5:</b> Historique de développement de la structure de Rhourde Nous.....	6
<b>Figure I.6 :</b> La coupe stratigraphique du champ de Rhourde Nous.....	8

### **Chapitre II**

<b>Figure.II.1:</b> Le jeu entre les parois et le manchon.....	10
<b>Figure.II.2:</b> le jeu entre l’outil et l’intérieur de tubage .....	11
<b>Figure II.3:</b> Les forces de traction, écrasement et éclatement.....	17
<b>Figure II.4:</b> Volume de laitier de ciment.....	30
<b>Figure II.5:</b> Application de phase <sup>8</sup> .....	30

### **Chapitre III**

<b>Figure.III.1:</b> L’ancienne architecture pratiquée dans la région de Berkine Ouest.....	35
<b>Figure III.2:</b> Complétion cimentée et perforée .....	36
<b>Figure.III.3:</b> Liner crépine .....	37
<b>Figure.III.4:</b> Packer ECP pour faire étanchéité dans le découvert.....	37
<b>Figure. III.5:</b> la nouvelle architecture proposée dans la région de Berkine Ouest.....	38
<b>Figure III.6:</b> Packer ECP .....	40

### **Chapitre IV**

<b>Figure IV.1:</b> Caliper de quelques profondeurs dans la section 8"1/2 au Trias Carbonaté de RHAEP1.....	46
<b>Figure IV.2:</b> Photo de cavage puits RHAEP-1 .....	46
<b>Figure IV.3:</b> Schéma explicatif de position liner 7’’ pour l’ancienne et nouvelle architecture. ....	49
<b>Figure IV.4:</b> L’état de trou au niveau du trias carbonaté RHAQZH-2 ST1.....	51
<b>Figure IV.5:</b> Contact entre Grés de Oued Sarat et Quartzites el Hamra .....	54
<b>Figure IV.6:</b> Solution proposé afin d’évité l’inconvénient de complétion.....	55

## Nomenclature :

<b>Abréviation</b>	<b>signification</b>	<b>Unité</b>
<b>d<sub>a</sub></b>	densité d'acier	<b>sg</b>
<b>D<sub>int cp</sub></b>	diamètre intérieur de la colonne précédente	<b>mm</b>
<b>D<sub>m</sub></b>	diamètre du manchon	<b>mm</b>
<b>D<sub>t</sub></b>	diamètre du trou ou de l'outil	<b>mm</b>
<b>f</b>	facteur de flottabilité	-
<b>G</b>	Poids apparent	<b>Kg</b>
<b>G<sub>air</sub></b>	poids du casing en air	<b>Kg</b>
<b>G<sub>u</sub></b>	poids unitaire du casing	<b>Kg</b>
<b>Ha</b>	Hauteur	<b>m</b>
<b>K<sub>écl</sub></b>	coefficient d'éclatement	-
<b>K<sub>écr</sub></b>	coefficient d'écrasement	-
<b>L</b>	longueur total du tubage	<b>m</b>
<b>P<sub>ann</sub></b>	Pression annulaire	<b>bars</b>
<b>P<sub>ecl</sub></b>	Pression d'éclatement	<b>bars</b>
<b>P<sub>ecr</sub></b>	Pression d'écrasement	<b>bars</b>
<b>P<sub>hyd</sub></b>	Pression hydrostatique	<b>bars</b>
<b>Q</b>	Débit	<b>l/mn</b>
<b>ROP</b>	Taux de pénétration	<b>m/h</b>
<b>TFA</b>	total flow area	<b>In<sup>2</sup></b>
<b>T<sub>tr</sub></b>	Résistance à la traction	<b>Kgf</b>
<b>WOB</b>	poids sur l'outil	<b>Tonnes</b>
<b>Y<sub>p</sub></b>	Yeild point	<b>lbs/100ft2</b>
<b>δ</b>	jeu entre le manchon et la paroi du trou	<b>mm</b>
<b>Δ</b>	Le jeu entre l'outil et la paroi intérieure de la colonne	<b>mm</b>

<b>Abréviation</b>	<b>Signification</b>
<b>API</b>	American petroleum institute
<b>DMK</b>	Dalle de Mkrata
<b>ECP</b>	External Casing Packer
<b>GO</b>	Grés d'Ouargla
<b>Hi-Dens</b>	high densité
<b>Hi-Vis</b>	high viscosité
<b>HP</b>	haut pression
<b>HT</b>	haut Température.
<b>OBM</b>	Oil Based Mud
<b>RA</b>	Rhourde Adra
<b>RNC</b>	Rhourde Nouss Central
<b>RNSE</b>	Rhourde Nouss Sud -Est
<b>RNSW</b>	Rhourde Nouss Sud -Ouest
<b>TAGI</b>	Trias Argilo Gréseux Inférieur
<b>TAGS</b>	Trias Argilo Gréseux Supérieur



# SOMMAIRE

**Remerciement**

**Dédicaces**

**Liste des tableaux**

**Liste des histogrammes**

**Liste des figures**

**Liste des abréviations**

**Introduction**

## **Chapitre I: Présentation de la région**

I.1. Situation géographique et géologique :.....	1
I.1.1. Situation géographique :.....	1
I.1.2. Situation géologique : .....	1
I.2. System Pétrolier de bassin de Berkine : .....	2
I.2.1. Roche mère :.....	2
I.2.2. Roche réservoir :.....	3
I.2.3. Roche Couverture :.....	3
I.3. Situation géographique de la région Rhourde Nous :.....	3
I.3.1. Limites géologiques :.....	4
I.3.2. Aspect structural :.....	4
I.4. Historique de développement de champ de Rhourde Nous :.....	6
I.5 Conclusion .....	8

## **Chapitre II: Partie calcul**

II.1. Introduction : .....	9
II.2. Harmonisation des diamètres : .....	9
II.2.1. Le diamètre de l'outil utilisé pour la dernière phase:.....	9
II.2.2. Diamètre intérieur de la colonne précédente: .....	10
II.2.3. Application sur le puits: RHAQZH-2.....	11
II.3. Programme d'outil :.....	12
II.3.1. Cas d'ancienne architecture :.....	13
II.3.1.1. Phase 8 <sup>1/2</sup> :.....	13
II.3.1.2. Phase 6'' : .....	14

II.3.2.Cas de nouvelle architecture :	15
II.3.2.1.Phase 8 <sup>1/2</sup> :	15
II.3.2.2.Phase 6'' :	15
II.4. Programme de tubage :	16
II.4.1.Introduction :	16
II.4.2. Les différentes colonnes de tubage :	16
II.4.2.1. Tube guide :	16
II.4.2.2. Colonne de surface :	17
II.4.2.3. Colonne(s) technique(s) (intermédiaire) :	17
II.4.2.4. La colonne de production :	17
II.4.2.5. La colonne perdue (liner) :	17
II.4.3.Calculs des résistances :	18
II.4.3.1.Pour l'ancienne architecture :	18
II.4.3.2.Pour nouvelle architecture :	22
II.5.PROGRAMME DE BOUE DE FORAGE :	26
II.5.1. Caractéristiques de la boue de forage Phase 8 <sup>1/2</sup> et 6'' :	26
II.5.1.1. Cas d'ancienne architecture :	26
II.5.1.2. Cas nouvelle architecture:	27
II.5.1.3. Calcul de volume de boue :	27
II.6.PROGRAMME DE CIMENTATION :	28
II.6.1.Calcul de la cimentation :	28
II.6.2.Application phase 8 <sup>1/2</sup> (Csg 7'').....	30
II.7 Conclusion.....	31

### **Chapitre III: Présentation des architectures**

III.1. Introduction.....	32
III.2 Objectif.....	32
III.2.1. Description de l'ancienne architecture :	32
III.2.2. Description de la nouvelle architecture :	35
III.2.3. Différence entre les deux architectures :	39
III.3.Equipement spécial pour la nouvelle architecture :	40
III.3.1.Packer ECP :	40
III.3.1.1.Avantage d'un packer ECP :	40

III.3.1.2. Domaines d'application :	40
III.3.2. Différents types de packer ECP :	41
III.3.2.1. Isozone Packer :	41
III.3.2.2. Payzone Packer :	41
III.4. Conclusion :	42

## **Chapitre IV: Partie technique**

IV.1. Introduction :	43
IV.2. Etude historique et statistique :	43
IV.2.1 Analyse des problèmes rencontrés dans 14 puits. ....	43
IV.2.2 Temps non productif générés par les différents problèmes :	44
IV.2.3 Analyse et interprétation :	44
IV.3. Etude technique :	45
IV.3.1. Les Problèmes rencontrés durant le forage du puits RHAEP-1 .....	46
IV.3.1.1. Cavage :	46
IV.3.1.2. L'inclinaison :	47
IV.3.1.3. Mauvaise ROP :	47
IV.3.2. Cas du puits RHAQZH-2 :	48
IV.3.3. Recommandations :	49
IV.3.3.1. La rhéologie.....	49
IV.3.3.2. Hydraulique.....	49
IV.3.3.3. Réduction du filtrat.....	50
IV.3.3.4. Ajout de Bridging agent acidifiables .....	50
IV.3.4. Résultat des Recommandations :	50
IV.3.4.1. Log clipper RHAQZH-2 ST-1 avec recommandation.....	51
IV.3.4.2. Coincement :	51
IV.3.4.3. Torque :	52
IV.3.4.4. Vitesse d'avancement :	53
IV.3.4.5. Inclinaison :	53
IV.3.5. Inconvénient de la nouvelle architecture :	54
IV.4. Etude économique :	55
IV.4.1. Ancienne architecture, cas RHAEP-1 :	55

IV.4.2.La nouvelle architecture, cas RHQH-3 : .....	57
IV.5.Conclusion : .....	59

## **Conclusion et Recommandations**

### **Annexes**

### **Bibliographie**

### **Résumé**

## Introduction Général

L'opération de forage est une opération délicate et coûteuse et dont le but est de rendre un réservoir accessible Ce qui fait appel à plusieurs spécialités et techniques pour minimiser le coût du puits et améliorer la qualité du puits, atteindre l'objectif en toute sécurité et bien préparer le puits (complétion) pour la production. Toute perte de temps augmente le coût de forage. Celle-ci est générée la plupart du temps par différentes causes principales :

- la nature des terrains traversés
- les problèmes qui peuvent apparaître pendant le forage
- compatibilité d'architecture et programme de forage avec la région ciblée.

Les terrains qu'on fore n'est pas homogène. Il est formé de plusieurs couches de roches différentes. Chaque roche a ses caractéristiques particulières et exige des méthodes et moyens particulier pour être forer. Des argiles qui contiennent de l'eau. Elles ont les caractéristiques de fluier et se manifestent dans le puits lorsqu'on fore, coinçant ainsi les tiges et l'outil, et d'autre assoiffées qui gonflent au contact de l'eau et viennent coincer la garniture de forage. Des cavages peuvent se créer des retombées qui va coincer les tiges de forage.

Dans le champ de BERKINE OUEST, le forage de la phase 8 ½ est extrêmement difficile à cause du TRIAS CARBONATE qui représente un réservoir avec une pression de fracturation relativement faible par rapport aux formations au-dessous ainsi que de leur nature tendre (mal consolidé) qui nous empêche d'atteindre le réservoir principal en toute sécurité à cause de l'effet de cavage de ce dernier. Ceci retarde parfois considérablement l'avancement du forage et nécessite des remèdes assez coûteux.

Le mémoire peut se présenter sous forme de (04) quatre chapitres :

Chapitre I : Une présentation de la région de Berkine Ouest et leur structure Rhourde Nous et une étude historique ont été présentées.

Chapitre II : Une partie de calcul relative aux méthodes d'établissement d'un programme de forage (programme des outils, programme de tubage, l'harmonisation des diamètres ...) a été établie

Chapitre III : Une présentation des deux architectures et les équipements spécifiques ont été mis en exergue.

Chapitre IV : Le chapitre est consacré à une étude historique et statistique traitant les problèmes majeurs permettant la proposition des solutions afin de surmonter les contraintes générées par l'ancienne architecture, aussi, une étude technoéconomique de comparaison entre les deux architectures a été analysée.

Enfin, la présente étude est clôturée par une conclusion basant sur les résultats principaux déduite de ce travail avec des recommandations utiles pour avoir des autres horizons pour les futurs étudiants en master forage.

# **Chapitre I :**

---

**Présentation de la région Berkine Ouest  
et la structure de Rhourde Nous**

## I.1. Situation géographique et géologique :

### I.1.1. Situation géographique :

Le bassin de BERKINE se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss. Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale. [14]

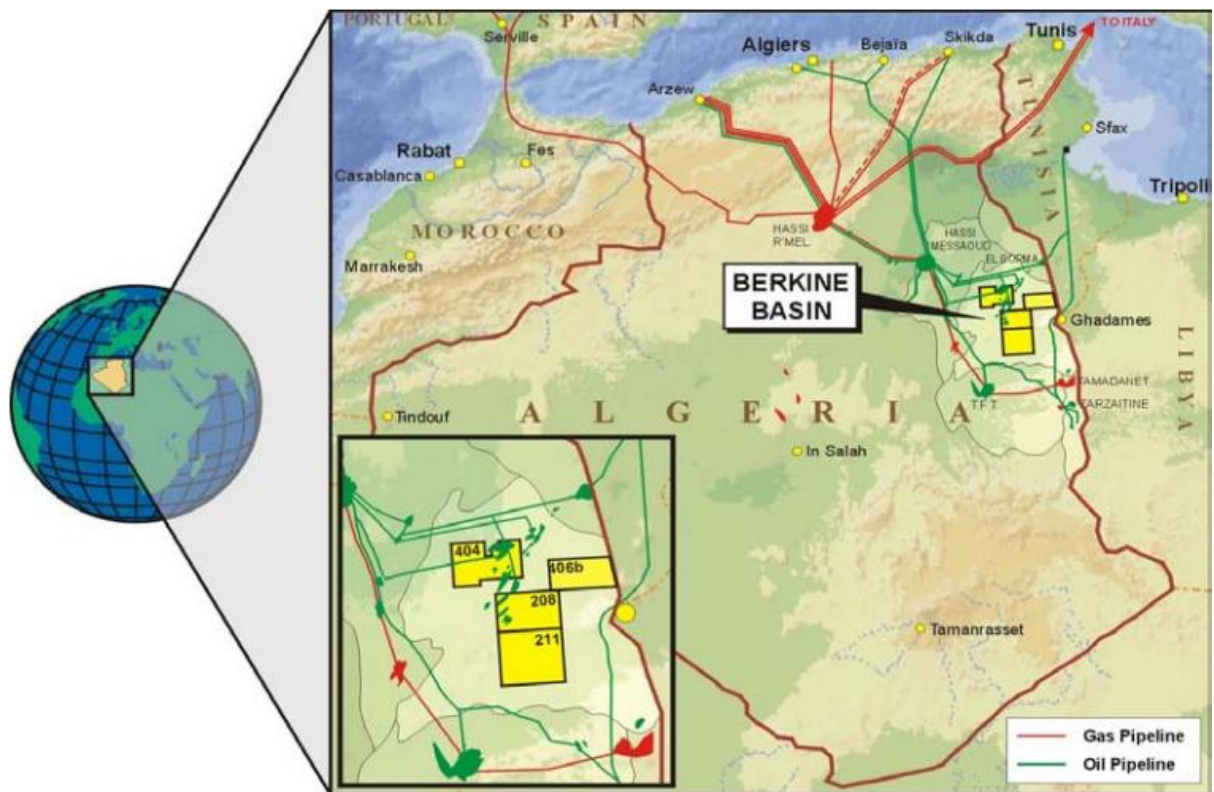


Figure I.1 : Situation géographique du bassin de Berkine

### I.1.2. Situation géologique :

De point de vue géologique, le bassin de Berkine, est de type intracratonique (WEC. 2007), il se situe dans la partie Nord Est de la plateforme saharienne. Sa superficie globale est de 102395 km<sup>2</sup>. Les limites du bassin de BERKINE sont :

- A l'Est par, le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye.
- Au Sud par, le môle de d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.
- Au Nord dôme de Dahar.
- A l'Ouest par, le môle d'Amguid El Biod-Hassi Messaoud.



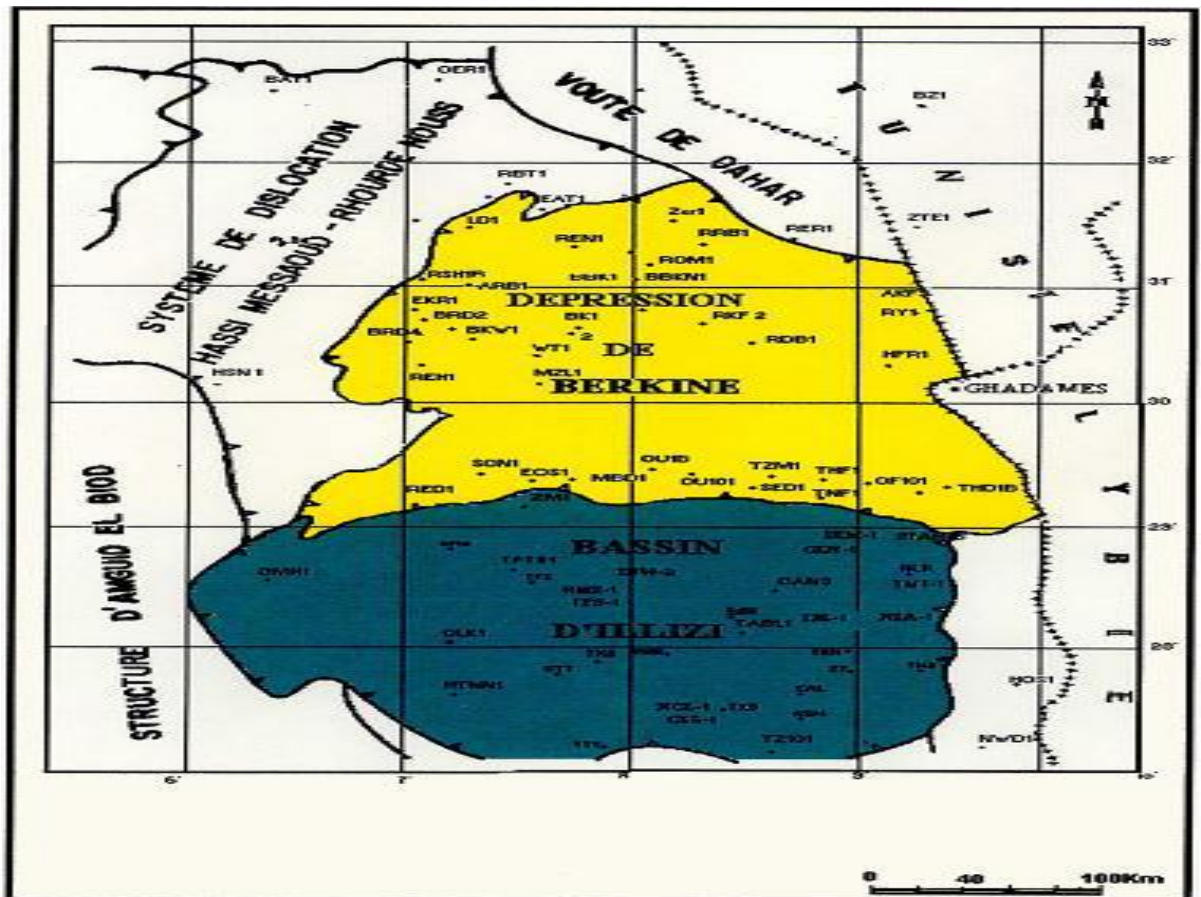


Figure I.2 : Carte de situation du bassin de BERKINE [3]

## I.2. System Pétrolier de bassin de Berkine :

### I.2.1. Roche mère :

Dans le bassin de BERKINE il existe deux principaux niveaux de roche mère: Silurien argileux et Dévonien supérieur [3]:

- a) **Le Silurien** : Le Silurien argileux est présent sur la quasi- totalité du bassin sauf en bordure Ouest et Nord ou il a été érodé durant la phase hercynienne.
- b) **Le Dévonien supérieur** : Les roches mères sont subdivisées en deux zones à savoir : la zone inférieure au Frasnien présente. Elle présente une épaisseur variant de 150 à 300m. Une zone supérieure de Frasnien –Famennien avec une épaisseur qui varie de 50 à 500 m.
- c) **L'Ordovicien supérieur**: Les roches mères sont localisées dans les formations de nature argileuses micro-conglomératiques.
- d) **Le Carbonifère**: Les roches mères sont présentes dans les niveaux argileux.

### I.2.2. Roche réservoir :

Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien [14] :

- ✚ TAGS (Trias Argilo Gréseux Supérieur)
- ✚ Trias carbonaté Trias intermédiaire
- ✚ TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)
- ✚ Quartzite d'El Hamra.

### I.2.3. Roche Couverture :

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté- Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale.

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intraformationnelles.

Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté. La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi.

Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales. [14]

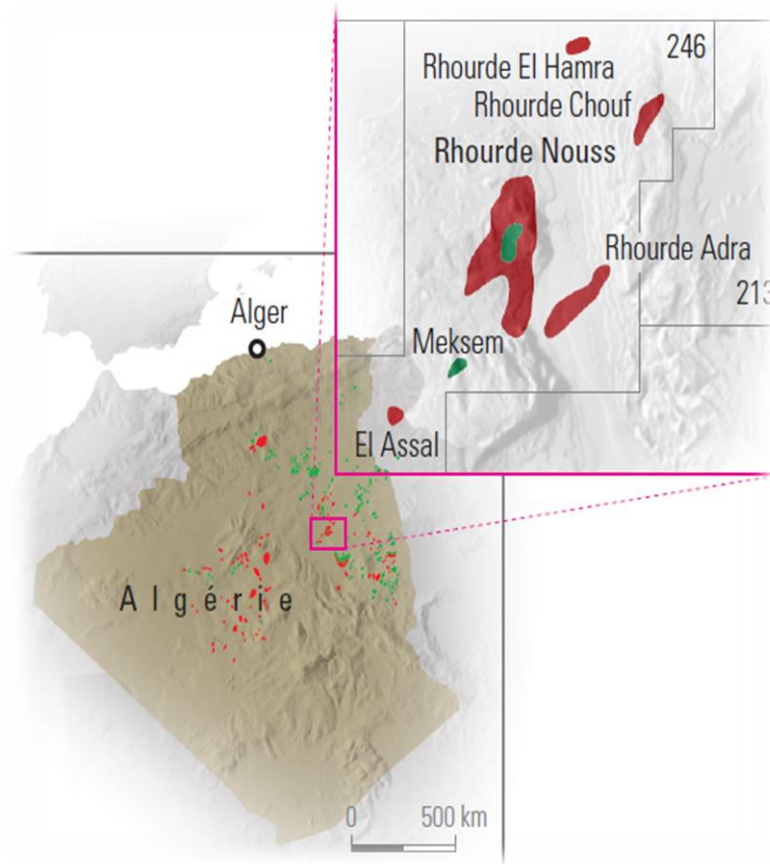
## I.3. Situation géographique de la région Rhourde Nouss :

La région de Rhourde Nouss fait partie de la Willaya d'ILLIZI, elle se positionne entre:

- 29°16' et 30° parallèles.
- 06°24' et 07° méridien.

Le champ de Rhourde Nouss est l'une des principales zones productives d'hydrocarbures du Sahara Algérien. Il est situé à 850 Km au Sud Est d'Alger et à 280 km environ au Sud-Est de Hassi Messaoud.

Il s'étend sur une superficie de 10000 Km<sup>2</sup>. Il est relié à la route nationale N3 (OUARGLA-ILLIZI) par une bretelle de 30km goudronnée. [15]



**Figure I.3 :** Situation géographique du champ de Rhourde Nouss.[3]

### I.3.1. Limites géologiques :

La région de Rhourde Nouss se trouve sur l'extrême sud de la province du Sahara Nord Orientale, elle se comporte comme une zone positive qui s'étend suivant une direction méridienne limitée par de grands éléments structuraux :

1) A l'ouest, par la môle d'Amguid –El Biod au niveau de la faille de Ramade. Cette môle présente une vaste unité structurale subméridienne qui s'étend sur 600Km allant d'Amguid au sud à RHOURE EL BAGUEL au Nord.

2) Au nord-est, par le bassin de Ghadamès vers lequel s'envoient les axes SO-NE des structures de **RHOURE HAMRA** et de RHOURE CHOUFF. Au sud-est, par la partie occidentale de la mole d'Ahara. [3]

### I.3.2. Aspect structural :

La structure de Rhourde Nouss est très complexe, mais on peut la définir comme étant le croisement de deux anticlinoriums. On distingue deux familles, la première famille, de direction

Nord-Sud et la deuxième de la direction Nord-est, Sud-est. Cette structure serait de dimension 40 x 30 km<sup>2</sup>, elle est composée de quatre structures différentes à savoir [15] :

➤ Rhourde Nouss Central (RNC) :

Cette structure est alignée Nord-Sud et s'étend sur environ de 16 x 8 km<sup>2</sup> avec une petite structure au Nord-est de 4 x 2,5 km<sup>2</sup>. Le réservoir contient du gaz avec un anneau d'huile d'une trentaine de mètres dans lequel on a foré 64 puits.

➤ Rhourde Nouss Sud -Ouest (RNSW) :

Elle est alignée S-SW, N-NE sur une surface de 16 x 3,5 km<sup>2</sup>. Le réservoir est à gaz avec un anneau d'huile d'une vingtaine de mètres, le nombre de puits forés dans le réservoir est de 17 puits.

➤ Rhourde Nouss Sud -Est (RNSE) :

Cette structure est alignée Nord-Sud sur une surface de 8,5 x 4 km<sup>2</sup>. Le nombre de puits forés dans le réservoir est de 18 puits, dont 11 puits forés dans le Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS), qui est producteur de gaz, avec un anneau d'huile d'une dizaine de mètres, et 7 puits forés dans le Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI), qui est producteur d'huile.

➤ Rhourde Adra (RA) : Elle est alignée SW-NE sur une surface de 23 x 2,5 Km<sup>2</sup>, le réservoir contient du gaz et le nombre de puits foré est égal à 17 [15]

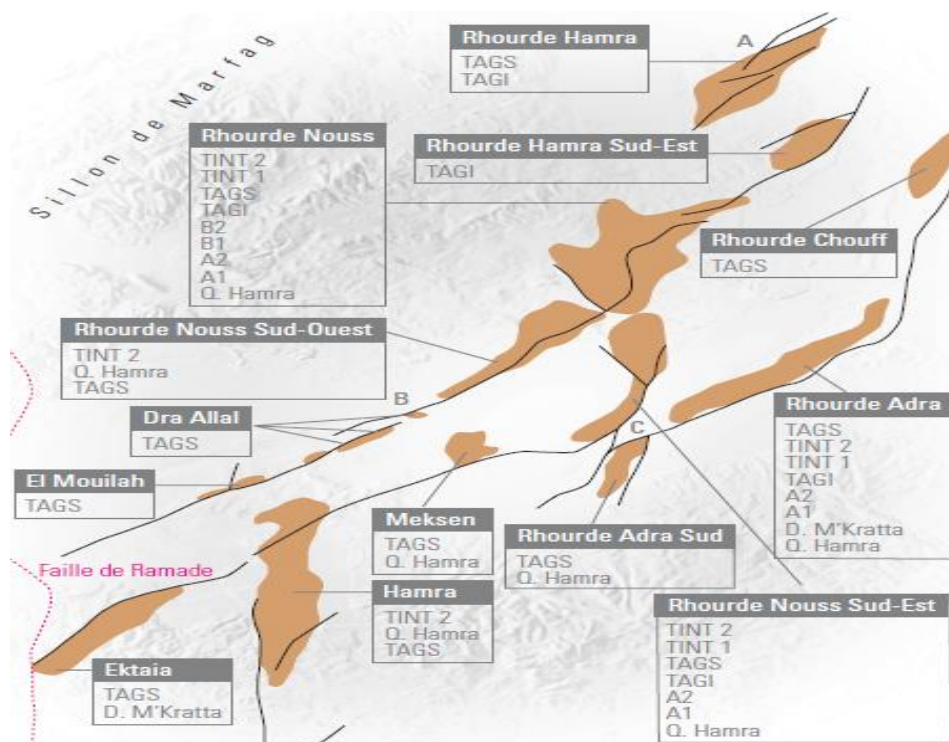
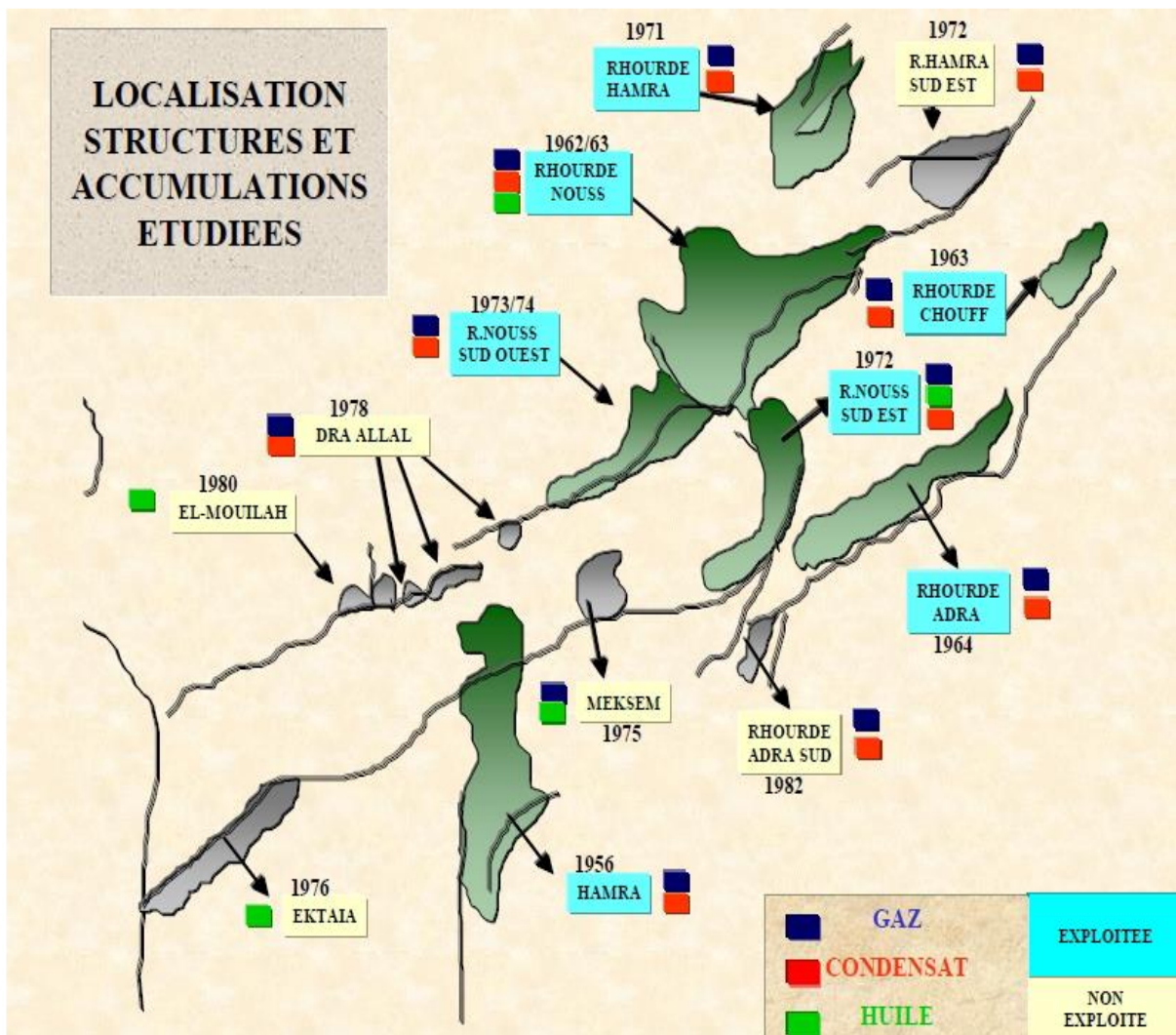


Figure I.4 : Structure de Rhourde Nouss. [18]

**I.4. Historique de développement de champ de Rhourde Nous :**

Les premiers forages d'explorations ont été réalisés autour de la zone de Hamra Hr-01 en 1956 (Gaz + Condensat), sur la zone de Rhourde Adra RA-01 en 1964 (Gaz + Condensat) et en 1971 sur la zone de Rhourde Hamra. Les puits RHAEP-1 et RHAQZH-2 ont été réalisés sur des anomalies structurales mise en évidence par l'interprétation des programmes sismiques. On rappelle que la zone de Rhourde Hamra a été explorée en effort propre de SONATRACH. [3]



**Figure I.5 :** Historique de développement de la structure de Rhourde Nous.

**Tableau I.1** : Développement de la région de Berkine Ouest.

Champ	Date de découvert	Type d'effluent	Roche réservoir	Etat du Champ
HAMRA	1956	Gaz + Condensat	1-Tint 2 2-Quartzite el Hamra 3-TAGS	Exploré
Rhourde Nouss	1962/63	Gaz + Condensat + Huile	1-Tint 2 et 1 2-TAGS, TAGI 3-B2, B1, A2, A1 4-Quartzite el Hamra	Exploré
Rhourde Chouf	1963	Gaz + Condensat	1-TAGS	Exploré
Rhourde Adra	1964	Gaz + Condensat	1-Tint 2 et 1 2-TAGS, TAGI 3-A2, A1 4-Quartzite el Hamra 5-Dalle de Mkratta	Exploré
Meksem	1975	Gaz + Huile	1-TAGS 2-Quartzite el Hamra	Non exploré
Ektaia	1976	Gaz + Huile	1-TAGS 2-Dalle de Mkratta	Non exploré
Dra Allal	1978	Gaz + Conensat	1-TAGS	Non exploré
El Mouilah	1980	Huile	1-TAGS	Non exploré
Rhourde Hamra	1971	Gaz + Condensat	1-TAGS, TAGI 2-Quartzite el Hamra	Exploré

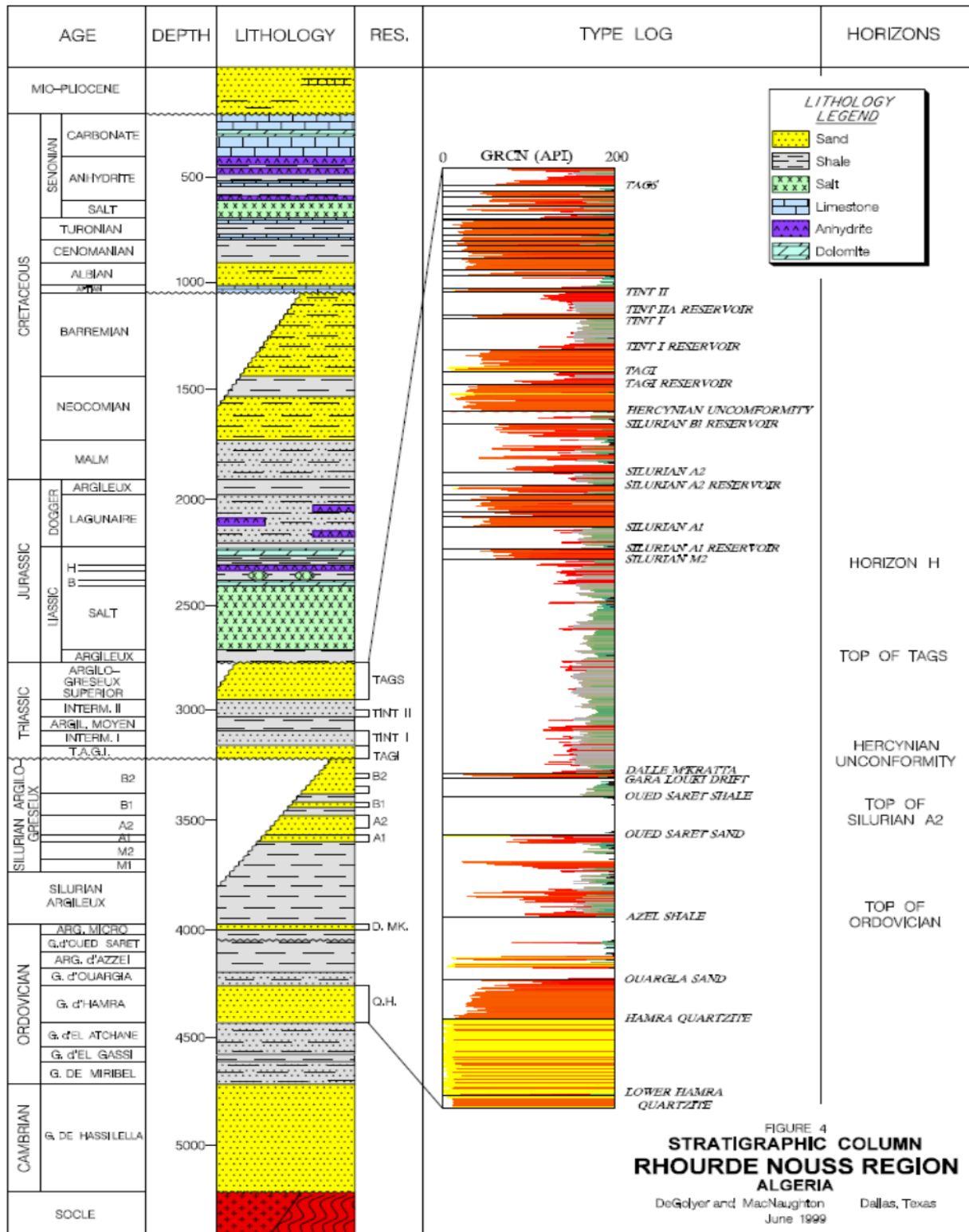


Figure I.6 : La coupe stratigraphique du champ de Rhourde Nous

I.5 Conclusion

La région de Berkine Ouest est d'une grande richesse, des parties sont sous production, d'autre reste sous exploration, dans le chapitre suivant on va essayer de faire des programmes de forage spécial pour cette région.

# **Chapitre II :**

---

**Partie calcul**



**II.1. Introduction :**

Le meilleur programme de forage est celui qui utilise une seule colonne de tubage, c'est-à-dire une colonne de la surface jusqu'à la fin du puits, mais vu les problèmes qu'on peut rencontrer pendant le forage (éboulement, coincement, pertes, venues, etc..) on est obligé de descendre plusieurs colonnes, commençant avec un grand diamètre jusqu'à la dernière colonne qui sera la plus petite, donc le programme de forage contient un ensemble de prévisions concernant la réalisation d'un tel profil du puits :

- ✓ Nombre de phases.
- ✓ Programme d'outils.
- ✓ Programme de boue.
- ✓ Programme de tubage.

Ce programme dépend de plusieurs facteurs, à savoir :

- ✓ Profondeur du puits.
- ✓ Caractéristiques des formations.
- ✓ Type de complétion.
- ✓ Profil du puits.

**II.2. Harmonisation des diamètres :**

L'harmonisation des diamètres permet la détermination de l'architecture du puits qui se calcule du bas vers le haut, pour descendre librement les colonnes de tubages dans le trou de forage et d'avoir un jeu suffisant entre le trépan et l'intérieur du tubage.

Le choix des diamètres de l'outil de forage et de tubage des différentes phases se fait à partir de celui de la dernière colonne à descendre (colonne de production), ensuite on détermine le diamètre du trou à forer pour chaque phase de telle manière à ce que le tubage descende librement en respectant les normes API.

Un programme d'harmonisation s'effectue de la manière suivante :

**II.2.1. Le diamètre de l'outil utilisé pour la dernière phase:**

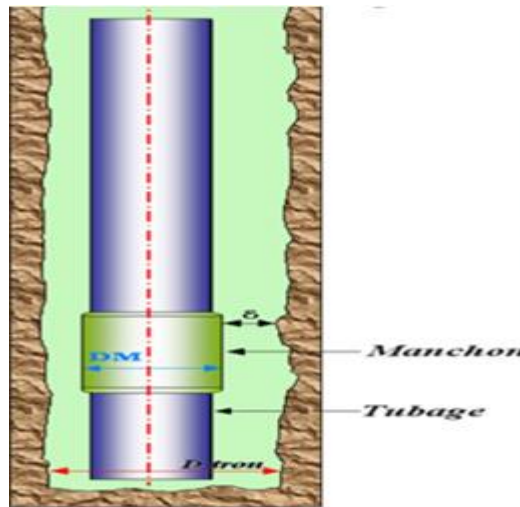
Diamètre du trou doit être égal à:

$$D_t = D_m + 2\delta \dots\dots\dots(II.1)$$

**Dt** : diamètre du trou ou de l’outil (mm)

**Dm** : diamètre du manchon (mm)

$\delta$  : jeu entre le manchon et la paroi du trou (mm)



**Figure.II.1** : Le jeu entre les parois et le manchon.

Les valeurs des jeux manchon trou dépendent des diamètres extérieurs du tubage (manchon) et des diamètres d’outil, ces valeurs sont représentées dans le tableau suivant [7] :

**Tableau II.1** : Le jeu manchons par diamètre extérieur de tubage

Diamètre extérieure Casing (in)	$\delta$ (mm)
4 <sup>1/2</sup> - 5	5 - 7
5 <sup>1/2</sup> - 6 <sup>5/8</sup>	7 - 10
7 - 8 <sup>5/8</sup>	10 - 15
8 <sup>5/8</sup> - 9 <sup>5/8</sup>	15 - 20
10 <sup>3/4</sup> - 11 <sup>3/4</sup>	25 - 30
13 <sup>3/8</sup>	30 - 40
> 13 <sup>3/8</sup>	40- 50

**II.2.2. Diamètre intérieur de la colonne précédente:**

Diamètre intérieur de la colonne précédente doit être égal à:

$$D_{int} = D_{tr} + 2\Delta \dots\dots\dots(II.2)$$

**Dtr**: diamètre de trou ou de l’outil en mm.

**D<sub>int cp</sub>**: diamètre intérieur de la colonne précédente en mm.

$\Delta$  : Le jeu entre l'outil et la paroi intérieure de la colonne (mm).



**Figure.II.2** : le jeu entre l'outil et l'intérieur de tubage.

Tout en formulaire d'après de le connaissant le diamètre intérieur de la colonne, peut connaître son diamètre extérieur foreur. Les valeurs des jeux outil tubage dépendent des diamètres intérieurs du tubage et des diamètres d'outil, ces valeurs sont représentées dans le tableau suivant [7]:

**Tableau II.2** : Le jeu entre l'outil et l'intérieur de tubage.

Diamètre du trou (in)	$\Delta$ : jeu outil tubage (mm)
4½ à 8⅝	3 - 4
9⅝ à 13⅜	4 - 5
16 à 20	10 - 15
> 20	15 - 25

### II.2.3. Application sur le puits: RHAQZH-2

On a comme données du puits RHAQZH-2:

D'après la direction de production :

- ✓ le diamètre de la colonne de production: 4<sup>1/2</sup>
- ✓ Le mode de complétion : open hole

#### 1) La cinquième phase :

$$D_t = D_m + 2 \delta \quad \text{Avec: } \delta = 7 \text{ mm}$$

$$\text{Donc : } D_t = 114.3 + 2 \times 7 = 128.30 \text{ mm}$$

D'après le formulaire de foreur le diamètre de l'outil est de 6'', c'est à dire  $D_t = 152.40 \text{ mm}$

**2) La quatrième phase :**

Diamètre intérieur de la colonne précédente :

$$D_{\text{int cp}} = D_t + 2\Delta \quad \text{Avec : } \Delta = 4 \text{ mm}$$

$$\text{Donc } D_{\text{int cp}} = 152.4 + 2 \times 4 = 160.40 \text{ mm}$$

$$D_{\text{int cp}} = 160.40 \text{ mm}$$

D'après le formulaire de foreur ce diamètre correspond à un diamètre extérieur d'une colonne égale à 7".

$$\text{Le diamètre de la colonne : } D_{\text{ext}} = 7" = 177.8 \text{ mm}$$

$$\text{Le diamètre du manchon : } D_m = 195.10 \text{ mm}$$

$$D_t = D_m + 2 \delta \quad \text{Avec: } \delta = 10 \text{ mm}$$

$$\text{Donc : } D_t = 195.1 + 2 \times 10 = 215.10 \text{ mm}$$

$$D_t = 215.10 \text{ mm}$$

D'après le formulaire de foreur le diamètre de l'outil est de 8<sup>n1/2</sup>.

$$\text{Donc } D_t = 8^{n1/2}, \text{ Alors : } D_t = 215.90 \text{ mm.}$$

De la même manier en a prend tous les résultats, et an va les résumé dans le tableau suivant :

**Tableau II.3 :** Résultat de programme d'harmonisation [7].

Phase	Diamètre d'outil (in)	Diamètre de tubage (in)
1 <sup>ère</sup>	26"	18 <sup>5/8</sup> "
2 <sup>ème</sup>	16"	13 <sup>3/8</sup> "
3 <sup>ème</sup>	12 <sup>1/4</sup> "	9 <sup>5/8</sup> "
4 <sup>ème</sup>	8 <sup>1/2</sup> "	7"
5 <sup>ème</sup>	6"	4 <sup>1/2</sup> "

**II.3. Programme d'outil :**

Le programme outil et le régime de forage sont élaborés en tenant compte :

- a) La nature des couches traversées (tendres, dures, moyennes) ;
- b) La nature de fluide de forage utilisé ;
- c) Les paramètres de forage (RPM, Q, WOB,...) ;
- d) L'adaptabilité des outils avec les formations.

Pour cette raison on doit rétablir un programme d'outils pour chaque phase (Puits RHAQZH-2).


**II.3.1.Cas d'ancienne architecture :**

**II.3.1.1.Phase 8''<sup>1/2</sup> :**

Vue que la variété des formations traversés de cette phase on est obligé de choisir des outils adéquate pour chaque ensembles de formation qui en les mêmes caractéristiques, pour tell raison en a fait un choix de 3 outils (un outil PDC et deux outils imprégnés).

**Tableau II.4 :** Outils N°01 [11].


<b>8''1/2 BIT</b>	
Type d'outils	NOV DSF713M New
Type de BHA	Packed Hole
Formations traversé	Lias Arg. + TAGS + Trias Carbonate + TAGI + Sil. F6 units
Intervalle	2694 - 3440 m ou plus
Débit	1800 l/m
Dusses	7*13
WOB	8- 15 Tones
RPM	90-140



L'ensemble des formations (Lias Arg. + TAGS + Trias Carbonate + TAGI + Sil. F6 unit A1) sont des formations d'une nature argileuse en générales contient une quantité des grés, leur nature tendre consiste d'évité l'utilisation d'un outil Roller-cône ou imprégné. Donc le meilleur choix est un outil PDC avec des caractéristiques indique dans le tableau II.4 au-dessus.

**Tableau II.5 :** Outils N°02 [11].

<b>8''1/2 BIT</b>	
Type d'outils	DSF811M New
Type de BHA	Packed Hole
Formations traversé	Sil. F6 Units + DMK
Intervalle	3440m - 4207m
Débit	1800lpm
Dusses	8*12
WOB	8-15 Tones
RPM	100-150




Le reste des formations silurien et la Dalle de Mkrata doit être foré avec un outil imprégné vue que la dureté des formations traversé, afin d'évité le bourrage d'outil on a décidé de changé

cette outil avec un troisième outil de même type pour continuer le forage de reste de cette phase vue des formations consolidé traversé.

**Tableau II.6 :** Outil N°03 [11].

<b>8"1/2 BIT</b>	
Type d'outils	HDBS MM84i New
Type de BHA	Packed Hole
Formations traversé	Argiles Micro-Conglomerates + Gres Oued Saret + Argiles d'Azzel + Gres de Ouargla
Intervalle	4207m to section TD
Débit	1800lpm
Dusses	8*12
WOB	8-15 Tonnes
RPM	100-180




**II.3.1.2.Phase 6'' :**

Dans cette phase, les formations traversées sont des formations de nature gréseux et argiles noir silteuse et des argiles quartzitiques ce qui fait des formations dures avec un ROP réduit, le meilleur outil adéquate pour les forer est celle de suit dans le tableau suivants :

**Tableau II.7 :** Outil de Phase 6'' [11].

<b>6" BIT</b>	
Type d'outil	Smith K505BEPX New (Pin)
Type BHA	Packed hole
Intervalle	4445- 4900m
Formations	Gres d'Ouargla, Quartzite de Hamra, Gres El Atchane
Débit	800-900l/m
TFA	0.5
RPM	130 - 180
WOB	1 - 9 Ton
ROP	1.80/hr




**II.3.2.Cas de nouvelle architecture :**

Cette fois ci, l'aspect technique nous a obligés d'étudier la réduction du nombre des outils dans la phase 8''<sup>1/2</sup> de 3 à 2 outils pour minimiser le temps d'exposition de Trias carbonaté a l'écoulement du fluide de forages et donc la réduction d'érosion de cette formation.

**II.3.2.1.Phase 8''<sup>1/2</sup> :**

**Tableau II.8 :** Outils Phase 8''<sup>1/2</sup> [10].

8'' <sup>1/2</sup> BIT		
Type d'outils	GT74DHE New	
Type de BHA	Packed Hole	
Formations traversé	Lias Arg. + TAGS + Trias Carbonate + TAGI + Sil. F6 unités	
Intervalle	Partie supérieur (formations trias plus silurien supérieur)	
Débit	1400 - 1500 l/m	
Dusses	6*13	
WOB	6- 12 Tonnes	
RPM	80-120	


8'' <sup>1/2</sup> BIT		
Type d'outils	GT74DHE New	
Type de BHA	Packed Hole	
Formations traversé	Silurien, F6 unités	
Intervalle	Partie inferieur (formations silurien inferieur jusqu'au DMK)	
Débit	1400 - 1500 l/m	
Dusses	4*16	
WOB	5- 12 Tonnes	
RPM	80-120	

**II.3.2.2.Phase 6'' :**


Deux parties ont été constaté dans cette section, la premier (DMK, Argiles d'Azelle, GOS) qui sont des formations d'une dureté forte, la deuxième c'est (GO, QH, GA), cette section est connue avec une dureté très élevée, elle consiste un outil imprégné avec une BHA turbine pour un forage avec une bonne vitesse d'avancement.

Tableau II.9 : Outils Phase 6'' [10].

6'' BIT	
Type d'outil	GT94RHE New
Type BHA	Packed hole
Intervalle	DMK to GO
Formations	DMK, Argiles d'Azelle, Grès d'Oued Sarat, Grès d'Ouargla,
Débit	800-900l/m
TFA	3*12
RPM	80 - 140
WOB	3 - 10 Ton
ROP	2.5 m/h



6'' BIT	
Type d'outil	Smith K505BEPX New (Pin)
Type BHA	HS Motor (High Temp)/Turbine
Intervalle	Grès d'Ouargla to Grès Atchane.
Formations	Grès d'Ouargla, QH, Grès Atchane.
Débit	800-900l/m
TFA	1.2
RPM	Moteur – Turbine.
WOB	1 - 6 Ton
ROP	1.8 m/h



#### II.4. Programme de tubage :

##### II.4.1.Introduction :

Le programme de tubage d'un puits est l'ensemble des prévisions concernant les diamètres de tubage, ainsi que les côtes aux quelles interviennent des changements dans ces diamètres. Dans le but est d'assuré la sécurité du puits avec le minimum des colonnes d'où un coût minimal.

##### II.4.2. Les différentes colonnes de tubage :

###### II.4.2.1. Tube guide :

C'est un tube en tôle soudé généralement met en place par le service génie civil. Son rôle est de maintenir les formations de surfaces non consolidées (sables, Cailloux remblais...) et de guider l'outil en début de forage ; généralement il a une longueur de 5 à 15 m.



**II.4.2.2. Colonne de surface :**

C'est la première colonne descendue et cimentée jusqu'au surface, la cote du sabot de celle-ci varie entre 50 et 500 m suivant l'épaisseur des couches superficielles. Son rôle est de :

- Eviter la pollution des eaux potables (aquifères).
- Maintenir stable les terrains de surface.

**II.4.2.3. Colonne(s) technique(s) (intermédiaire) :**

Cette colonne permet la poursuite du forage dans les meilleures conditions technique et sécuritaire, et de couvrir les zones à problèmes (éboulement, formation incompatible, argile gonflante, sel massif formation éruptive ...), Cette colonne est généralement très profonde ( $\pm 2500\text{m}$ ).

**II.4.2.4. La colonne de production :**

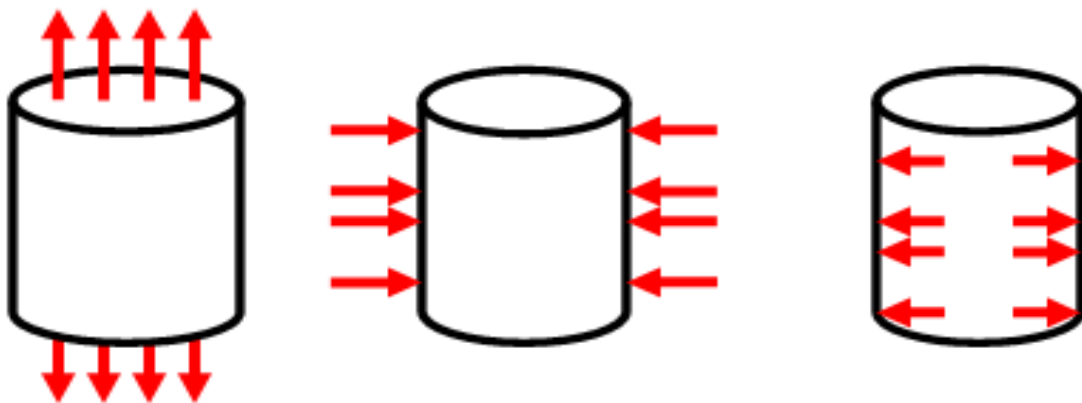
Cette colonne est indispensable dans le cas d'un sondage de production, elle est d'environ 1000m au-dessous du sabot de la phase précédente (colonne technique). Dont le rôle est de :

- Isoler la formation productrice des autres couches.
- Protéger les organes de production.
- Permettre l'ancrage et la suspension du liner.

**II.4.2.5. La colonne perdue (liner) :**

Toutes les colonnes précédentes se prolongent du bas jusqu'au surface. Pour des raisons économiques et techniques cette colonne est ancrée dans la partie inférieure de la colonne de production par un système d'ancrage dit liner hanger, donc elle n'arrive plus en surface.

Pour toutes les colonnes les grades des tubages sont choisis de telle façon à assurer la résistance aux contraintes de : **Traction, Ecrasement, Eclatement.** (Voir Figure II.3)



**Figure II.3:** Les forces de traction, écrasement et éclatement.

**II.4.3.Calculs des résistances :**

**II.4.3.1.Pour l’ancienne architecture :**

**Application sur la phase 6’’ :**

Casing 4<sup>1/2</sup>" 13.5# P110 NVAM jusqu’à la côte de 4900 m.

**a) Pression d’écrasement (P<sub>ecr</sub>):**

C’est la pression hydrostatique dans l’espace annulaire open hole et casing de liner. Pour la vérification on suppose que l’annulaire est rempli de boue et l’intérieur du casing est vide.

-Calcul de pression hydrostatique :

$d_b = 1.40, d_e = 1.$

$$P_{\text{écr}} = P_{\text{ann}} - P_{\text{int}} \dots\dots\dots(\text{II.3})$$

Donc :  $P_{\text{ann}} = (4900 \times 1.40) / 10.2 = 672.55 \text{ bars}$

$P_{\text{int}} = (4900 - 4445) \times 1 / 10.2 = 44.60 \text{ bars}$

$P_{\text{écr}} = 672.55 - 44.60 = 627.95 \text{ bars}$

D’après le formulaire du foreur  $P_{\text{ecr}} = 737 \text{ bars}$

Pour vérification :

$$P_{\text{ecr}} / P_{\text{écr}} > K_{\text{écr}}$$

$P_{\text{ecr}} / P_{\text{hyd}} = 737 / 627.95 = 1.173$  qui est supérieure à 1,125

Donc on choisit la nuance de la phase 8<sup>1/2</sup> tronçon qui sera : P110, #13.5, épaisseur : 11.5mm  
 $P_{\text{ecr}} = 737 \text{ bar}.$

**b) Pression d’éclatement (P<sub>ecl</sub>):**

Pour la vérification on suppose que l’intérieur du casing est plein de gaz et l’annulaire rempli d’eau, le coefficient de sécurité API à l’éclatement est

$K_{\text{écl}} = 1.10.$

-Donc si on prend le tube plein de boue et extérieurement (le risque d’éclatement peut causer par la colonne de boue)

$P_{\text{hyd}} = (H \times d_b) / 10.2 = 4445 \times 1.45 / 10.2 = 631.8 \text{ bar}$

D’après le formulaire du foreur :  $P_{\text{écl}} = 859 \text{ bars}$

Le coefficient de sécurité sera  $P_{\text{écl}} / P_{\text{hyd}} = 859 / 631.8 = 1.35$

$$1.35 > k_{ec1} = 1.10$$

Donc on a la résistance à l'éclatement est vérifiée.

**c) Résistance à la traction ( $T_{tr}$ ) :**

Pour vérifier si notre tubage résiste à la traction, on devise la valeur de la résistance à la traction ( $T_{tr}$ ) donnée par le formulaire du foreur sur le poids apparent du tubage ( $G$ ) qu'on multiplie fois la gravité  $g = 9,81 \text{ m/s}^2$

$$G = G_{air} \times f$$

$f$  : le facteur de flottabilité qui est calculé comme suit :  $f = 1 - (d_b / d_a)$

$d_a$ : densité de l'acier qui est égale à 7,85

$$f = 1 - (1.45 / 7,85) \quad f = 0.821$$

$G_{air}$  : poids du casing en air

$$G_{air} = G_u \times L$$

$G_u$  : poids unitaire du casing et des crépines.  $G_u = 13.5 \text{ lb/ft} = 20.06 \text{ Kg/m}$

$L$ : longueur total du tubage.  $L = 455 \text{ m}$

$$G_{air} = 9129.1 \text{ Kg}$$

Donc le poids apparent du tubage est:

$$G = 7494.99 \text{ Kg}$$

D'après le formulaire du foreur la résistance à la traction des tubes est :

$$T_{tr} = 188 \text{ Mpa} \times 1.02 = 191760 \text{ kgf}$$

On aura :

$T_{tr}/G = 191760 / 89556.47 = 2.14 > 1.75$  qui est supérieur au coefficient de sécurité à la traction, donc notre tubage résiste à la traction.

**Application sur la phase 8 1/2 "**

Casing 7" 32# P110 NVAM jusqu'à la côte de 4445 m.

**a) Pression d'écrasement ( $P_{ecr}$ ):**

C'est la pression hydrostatique dans l'espace annulaire open hole et casing de liner. Pour la vérification on suppose que l'annulaire est rempli de boue et l'intérieur du casing est vide.

-Calcul des pressions :

H : la profondeur vertical du premier casing qui est égale à 4445 m

$d_b=1.45$  ;  $d_e=1$ .

Donc :  $P_{ann} = (4445 \times 1.45)/10,2 = 631.89$  bars

$P_{int} = (4445-2300) \times 1/10,2 = 210.29$  bars

$P_{écr} = 631.89 - 210.29 = 421.6$  bars

D'après le formulaire du foreur  $P_{ecr} = 744$ bars

Pour vérification :

$$P_{ecr} / P_{écr} > K_{écr}$$

$P_{ecr} / P_{écr} = 744/421.6 = 1.76$  qui est supérieur à 0,85

Donc on choisit la nuance de la phase 8<sup>1/2</sup> tronçon qui sera : P110, #32, épaisseur : 11.5mm  
 $P_{ecr} = 744$ bar.

**b) Pression d'éclatement (Pecl):**

Pour la vérification on suppose que l'intérieur du casing est plein de gaz et l'annulaire rempli d'eau, le coefficient de sécurité API à l'éclatement est

$K_{écl} = 1.10$ .

Cette pression représente la différence entre la pression du gaz à l'intérieur du casing et celle de l'eau dans le découvert

$$P_{ecl} = P_1 - P_a \dots\dots\dots(II.4)$$

Calcul de la pression du gaz en tête du liner :  $P_1$

$$P_1 = P_G - P_{cg} = P_G - (H_g \times d_g) / 10,2 \dots\dots\dots(II.5)$$

$P_g$ : pression de gisement avec  $P_G = 7219$  psi = 497.86 bar

$P_{cg}$  : pression de la colonne de gaz dans l'open hole  $P_{cg} = 35.69$  bars

$H_g$ : représente la hauteur de gaz jusqu'au top du liner avec  $H_g = 4900 - 4445 = 455$ m

$d_g$  : la densité de gaz à condensat avec  $d_g = 0,8$

$$P_1 = 444.17$$
 bars

-Calcul de la pression de l'eau dans le découvert :  $P_a$

$$P_a = (H_a \times d_e) / 10,2 = (2300 \times 1) / 10,2 = 225.49$$
 bars

$H_a$ : hauteur de l'eau dans le découvert à la surface

Ha = 2145 m

de : la densité de l'eau avec de =1

Donc :  $P = 225.49 - 435.78 = -210.28\text{bars}$

Le risque d'éclatement causé par le gaz n'est plus considérable à 4445m.

-Donc si on prend le tube plein de boue et extérieurement (le risque d'éclatement peut causer par la colonne de boue)

$$P_{hyd} = (H \times d_b)/10.2 = 4445 \times 1.45 / 10.2 = 631.8\text{bar}$$

D'après le formulaire du foreur :  $P_{écl} = 859\text{bars}$

Le coefficient de sécurité sera  $P_{écl} / P_{hyd} = 859 / 631.8 = 1.35$

$1.35 > k_{ecl} = 1.00$

Donc on a la résistance à l'éclatement est vérifiée.

**c) Résistance à la traction : (T<sub>tr</sub>) :**

Pour vérifier si notre tubage résiste à la traction, on devise la valeur de la résistance à la traction (T<sub>tr</sub>) donnée par le formulaire du foreur sur le poids apparent du tubage (G) qu'on multiplie fois la gravité  $g = 9.81\text{m/s}^2$

$$G = G_{air} \times f$$

f : le facteur de flottabilité est calculé comme suit:  $f = 1 - (d_b / d_a)$  .....(II.6)

d<sub>a</sub>: densité de l'acier qui est égale à 7,85

$$f = 1 - (1.45 / 7.85) \quad f = 0.815$$

G<sub>air</sub> : poids du casing en air

$$G_{air} = G_u \times L$$

G<sub>u</sub> : poids unitaire du casing et des crépines.  $G_u = 32\text{ lb/ft} = 47.55\text{ Kg/m}$

L: longueur total du tubage.  $L = 2145\text{ m}$

$$G_{air} = 47.55 \times 2145 = 102014.17\text{ Kg}$$

Donc le poids apparent du tubage est:

$$G = 102014.17 \times 0.815$$

$$G = 83141.55\text{ Kg}$$

D'après le formulaire du foreur la résistance à la traction des tubes est

$$T_{tr} = 456\text{ Mpa} \times 1.02 = 465120\text{ kgf}$$

On aura :

$T_{tr} / G = 465120 / 83141.55 = 5.48 > 1.75$  qui est supérieur au coefficient de sécurité à la traction, donc notre tubage résiste à la traction.

**II.4.3.2. Pour nouvelle architecture :****Application sur la phase 6'' :**

Casing 4<sup>1/2</sup>" 13.5# P110 NVAM jusqu'à la côte de 4800 m.

**a) Pression d'écrasement (P<sub>ecr</sub>):**

C'est la pression hydrostatique dans l'espace annulaire open hole et casing de liner. Pour la vérification on suppose que l'annulaire est rempli de boue et l'intérieur du casing est vide.

-Calcul de pression hydrostatique :

H : la profondeur vertical du premier casing qui est égale à 4800 m

$$d_b = 1.50$$

$$\text{Donc : } P_{\text{ann}} = (4800 \times 1.50) / 10.2 = 705.88 \text{ bars}$$

$$P_{\text{int}} = (4800 - 4095) \times 1 / 10.2 = 69.11 \text{ bars}$$

$$P_{\text{écr}} = 705.88 - 69.11 = 636.77 \text{ bars.}$$

D'après le formulaire du foreur  $P_{\text{ecr}} = 737 \text{ bars}$

Pour vérification :

$$P_{\text{ecr}} / P_{\text{hyd}} > K_{\text{écr}}$$

$$P_{\text{ecr}} / P_{\text{hyd}} = 737 / 636.77 = 1.157 \text{ qui est } \text{à } 1,125$$

Donc on choisit la nuance de la phase 8<sup>1/2</sup> tronçon qui sera : P110, #13.5, épaisseur : 11.5mm  
 $P_{\text{ecr}} = 737 \text{ bar}$ ,

**b) Pression d'éclatement (P<sub>écl</sub>):**

Pour la vérification on suppose que l'intérieur du casing est plein de gaz et l'annulaire rempli d'eau, le coefficient de sécurité API à l'éclatement est

$$K_{\text{écl}} = 1.10.$$

-Donc si on prend le tube plein de boue et extérieurement (le risque d'éclatement peut causer par la colonne de boue)

$$P_{\text{hyd}} = (H \times d_b) / 10.2 = 4800 \times 1.50 / 10.2 = 705.88 \text{ bar}$$

D'après le formulaire du foreur :  $P_{\text{écl}} = 859 \text{ bars}$

Le coefficient de sécurité sera  $P_{\text{écl}} / P_{\text{hyd}} = 859 / 705.88 = 1.21$

$$1.21 > K_{\text{écl}} = 1.10$$

Donc on a la résistance à l'éclatement est vérifiée.

**c) Résistance à la traction : ( $T_{tr}$ ) :**

Pour vérifier si notre tubage résiste à la traction, on devise la valeur de la résistance à la traction ( $T_{tr}$ ) donnée par le formulaire du foreur sur le poids apparent du tubage ( $G$ ) qu'on multiplie fois la gravité  $g= 9,81m/s^2$

$$G = G_{air} \times f$$

$f$  : le facteur de flottabilité qui est calculé comme suit :  $f = 1 - (d_b / d_a)$

$d_a$ : densité de l'acier qui est égale à 7,85

$$f = 1 - (1.50 / 7,85) \quad f = 0.809$$

$G_{air}$  : poids du casing en air

$$G_{air} = G_u \times L$$

$G_u$  : poids unitaire du casing et des crépines.  $G_u = 13.5 \text{ lb/ft} = 20.06 \text{ Kg/m}$

$L$ : longueur total du tubage.  $L = 4800 - 4195 = 605 \text{ m}$

$$G_{air} = 605 * 20.06 = 12136.3 \text{ Kg}$$

Donc le poids apparent du tubage est:

$$G = 12136.3 * 0.809 = 9818.26 \text{ Kg}$$

D'après le formulaire du foreur la résistance à la traction des tubes est

$$T_{tr} = 188 \text{ Mpa} * 1.02 = 191760 \text{ kgf}$$

On aura :

$T_{tr}/G = 191760 / 9818.26 = 19.53 > 1.75$  qui est supérieur au coefficient de sécurité à la traction, donc notre tubage résiste à la traction.

**Application sur la phase 8 ½ "**

Casing 7" 32# P110 NVAM jusqu'à la côte de 4195 m.

**a) Pression d'écrasement ( $P_{ecr}$ ):**

C'est la pression hydrostatique dans l'espace annulaire open hole et casing de liner. Pour la vérification on suppose que l'annulaire est rempli de boue et l'intérieur du casing est vide.

-Calcul de pression hydrostatique :

$H$  : la profondeur vertical du premier casing qui est égale à 4195 m

$d_b=1.50$ ,  $d_e=1$ .

Donc :  $P_{ann} = (4195 \times 1.50)/10,2 = 616.91$  bars

$P_{int} = (4195-2300)*1/10.2 = 185.78$  bars

$P_{écr} = 616.91 - 185.78 = 431.13$  bars

D'après le formulaire du foreur  $P_{écr} = 744$ bars

Pour vérification :

$$P_{écr}/ P_{hyd} > K_{écr}$$

$P_{écr}/ P_{hyd} = 744/431.13 = 1.72$  qui est supérieur à 0,85

Donc on choisit la nuance de la phase 8<sup>1/2</sup> tronçon qui sera : P110, #32, épaisseur : 11.5mm  
 $P_{écr} = 744$ bar.

**b) Pression d'éclatement (Pecl):**

Pour la vérification on suppose que l'intérieur du casing est plein de gaz et l'annulaire rempli d'eau, le coefficient de sécurité API à l'éclatement est :

$K_{écl} = 1.10$ .

Cette pression représente la différence entre la pression du gaz à l'intérieur du casing et celle de l'eau dans le découvert

$$P_{ecl} = P_1 - P_a$$

Calcul de la pression du gaz en tête du liner :  $P_1$

$$P_1 = P_G - P_{cg} = P_G - (H_g \times d_g) / 10,2$$

$P_g$ : pression de gisement avec  $P_G = 7219$  psi = 497.86 bar

$P_{cg}$  : pression de la colonne de gaz dans l'open hole  $P_{cg} = 27.84$  bars

$H_g$ : représente la hauteur de gaz jusqu'au top du liner avec  $H_g = 4800 - 4445 = 355$ m

$d_g$  : la densité de gaz à condensat avec  $d_g = 0,8$

$$P_1 = 470.02$$
 bars

-Calcul de la pression de l'eau dans le découvert :  $P_a$

$$P_a = (H_a \times d_e) / 10,2 = (1501 \times 1) / 10,2 = 147.15$$
 bars

$H_a$ : hauteur de l'eau dans le découvert à la surface avec

$$H_a = 4195 - 2694$$
 m

$d_e$  : la densité de l'eau avec  $d_e = 1$

$$\text{Donc : } P = 147.15 - 470.02 = -322.86$$
bars

Le risque d'éclatement causé par le gaz n'est plus considérable à 4445m.



-Donc si on prendre le tube plain de boue et extérieurement (le risque d'éclatement peut causer par la colonne de boue)

$$P_{hyd} = (H \times db)/10,2=4195 \times 1.50/10.2=616.91\text{bar}$$

D'après le formulaire du foreur :  $P_{écl} = 859\text{bars}$

Le coefficient de sécurité sera  $P_{écl}/ P_{hyd} = 859/616.91=1.39$

$1.39 > k_{ecl} = 1.00$

Donc on a la résistance à l'éclatement est vérifiée.

**c) Résistance à la traction ( $T_{tr}$ ) :**

Pour vérifier si notre tubage résiste à la traction, on devise la valeur de la résistance à la traction ( $T_{tr}$ ) donnée par le formulaire du foreur sur le poids apparent du tubage ( $G$ ) qu'on multiplie fois la gravité  $g= 9,81\text{m/s}^2$

$$G = G_{air} \times f$$

$f$  : le facteur de flottabilité qui est calculé comme suit :  $f = 1 - (d_b / d_a)$

$d_a$ : densité de l'acier qui est égale à 7,85

$$f = 1 - (1.50 / 7,85) \quad f = 0,808$$

$G_{air}$  : poids du casing en air

$$G_{air} = G_u \times L$$

$G_u$  : poids unitaire du casing et des crépines.  $G_u = 32 \text{ lb/ft} = 47.55 \text{ Kg/m}$

$L$ : longueur total du tubage.  $L= 1895 \text{ m}$

$$G_{air} = 47.55 \times 1895 = 90107.25 \text{ Kg}$$

Donc le poids apparent du tubage est:

$$G = 90107.25 \times 0.808$$

$$G = 72806.66 \text{ Kg}$$

D'après le formulaire du foreur la résistance à la traction des tubes est

$$T_{tr} = 456 \text{ Mpa} \times 1.02 = 465120 \text{ kgf}$$

On aura :

$T_{tr}/G = 465120/ 72806.66 = 6.38 > 1.75$  qui est supérieur au coefficient de sécurité à la traction, donc notre tubage résiste à la traction.

Tableau II.10 : Programme de tubage.

Profondeur (m)	Top (m)	Taille	Grade
446	0	18 <sup>5/8</sup>	K55
2293	0	13 <sup>3/8</sup>	N80
1500	0	9 <sup>5/8</sup>	P110
2694	1500	9 <sup>5/8</sup>	P110
4445	2300	7 <sup>1/2</sup>	P110
4900	4295	4 <sup>1/2</sup>	P110

### II.5.PROGRAMME DE BOUE DE FORAGE :

Les fluides de forage doivent avoir des propriétés telles qu'ils facilitent, et accélèrent forage.et d'optimiser quelque fonctions tel que le nettoyage de puits, mettre les déblais en suspension, refroidissement de l'outil de forage et maintenir les fluides de formations traversées en place.

#### II.5.1. Caractéristiques de la boue de forage Phase 8<sup>1/2</sup> et 6<sup>1/2</sup> :

##### II.5.1.1. Cas d'ancienne architecture :

Les paramètres de la boue de forage sont déterminé au niveau de département de l'ingénierie, ces paramètres sont la clé de succès de l'opération de forage, elle doit être sous contrôle au niveau de chantier.

Chaque paramètre a un Rolle significatif telle que la Yeild value et la densité de la boue, le tableau suivent indique les paramètres de la boue de deux dernier phase [11].

Tableau II.11 : Caractéristiques de la boue pour l'ancienne architecture

<i>propriété</i>	8 1/2	6
<i>Type de boue</i>	OBM	OBM
<i>densité</i>	1.45	1.37-1.40
<i>Yeild point</i>	14-12	14-12
<i>Filtra API Cm<sup>3</sup>/30min</i>	3	3
<i>Rapport huile/eau</i>	90/10	90/10

**II.5.1.2. Cas nouvelle architecture:**

Pour la nouvelle architecture, un changement remarquable a touché tout la densité, la yeild value et le filtrat afin d'éviter l'érosion des parois et les venues imprévisibles. [10]

**Tableau II.12 :** Caractéristiques de la boue pour la nouvelle architecture [10]

<i>propriété</i>	<i>81/2</i>	<i>6</i>
<i>Type de boue</i>	<i>OBM</i>	<i>OBM</i>
<i>densité</i>	<i>1.50</i>	<i>1.45-1.50</i>
<i>Yeild point</i>	<i>22-26</i>	<i>22-23</i>
<i>Filtra API Cm<sup>3</sup>/30min</i>	<i>4</i>	<i>4</i>
<i>Rapport huile/eau</i>	<i>90/10</i>	<i>90/10</i>

**II.5.1.3. Calcul de volume de boue :**

**Application de calcul de volume de la boue sur la phase 8<sup>1/2</sup> :**

$$V_{tr} = V_{tub} + V'_{tr}$$

$$D'_{tr} = 8^{1/2}'' = 0.22m$$

$$D_{tub} = 9^{5/8}'' = 0.25m$$

$$K = 1.25$$

$$V'_{tr} = \frac{\pi D'_{tr}{}^2}{4} \times H_2 \times K = \frac{\pi(0.22)^2}{4} \times 2145 \times 1.25 = 101.92 \text{ m}^3 \dots\dots\dots(\text{II.7})$$

$$V_{tub} = \frac{\pi D_{tub}{}^2}{4} \times H_1 = \frac{\pi(0.25)^2}{4} \times 60 = 132.24 \text{ m}^3 \dots\dots\dots(\text{II.8})$$

Donc:  $V_{tr} = 132.24 + 101.92 = 234.16 \text{ m}^3$   $V_{res} = \frac{V_{tr}}{2} = 117.1 \text{ m}^3$

$$V_{\text{surface}} = V_g + V_{\text{bacasp}} + V_{\text{bacdec}}$$

$V_g$  : Volume de boue dans la goulotte ;  $V_g=5\text{m}^3$

$V_{\text{bacasp}}$  : de bacs d'aspiration ;  $V_{\text{bacasp}}=67\text{m}^3$

$V_{\text{bacdec}}$  : Volume de bacs de décantation ;  $V_{\text{bacdec}}=34\text{m}^3$

$$V_{\text{surface}} = 5 + 67 + 34 = 160$$

Donc :  $V_{\text{totale de la boue}} = V_{\text{tr}} + V_{\text{res}} + V_{\text{surface}} = 234.16 + 117.1 + 160 = 511.16 \text{ m}^3$

**II.6.PROGRAMME DE CIMENTATION :**

Cimenter une colonne de tubage consiste à mettre en place un laitier de ciment dans tout ou partie de l'espace annulaire entre le tubage et le trou foré.

Le ciment, en faisant prise, assurera la liaison entre la colonne de tubage et le terrain.

**II.6.1.Calcul de la cimentation :**

Pour calculer le volume d'une cimentation on doit disposer des données suivantes :

- ✓ diamètre du puits et du tubage ;
- ✓ profondeur du puits et hauteur à cimenter ;
- ✓ type de boue ;
- ✓ température de fond.

$V_1$  : volume de l'espace annulaire trou-tubage du sabot jusqu'en surface

$V_2$  : volume du puits entre le fond et le sabot, en générale

$V_3$  : volume intérieur du tubage entre le sabot et l'anneau

$V = V_1 + V_2 + V_3 \dots\dots\dots(\text{II.9})$

**NB :** le diamètre du trou est généralement plus grand que le diamètre du trépan notamment dans certaines formations (argile, sel).

Le volume  $V_1$  et  $V_2$  doivent être majorés par un coefficient de majoration (cavernosité)  $K$   
 $K = 1.15$

✓ **Quantité de ciment :**

Masse de ciment (T) = volume du laitier ( $l$ ) / rendement du ciment ( $l/m$ )

✓ **Volume d'eau de mixage et quantité de ciment :**

Ils dépendent de la densité du laitier, connaissant la densité du laitier on peut déterminer :

- ✓ le volume d'eau nécessaire ;
- ✓ la quantité de ciment ;
- ✓ le volume du laitier obtenu.

$V_{\text{eau}} = \text{volume du laitier} - [\text{masse de ciment} / \text{densité du ciment}] - \text{volume des additifs}$

Si on a le rapport (eau/ciment), on peut avoir directement :

$V_{\text{eau}} = \text{rapport (eau/ciment)} \times \text{masse de ciment}$

✓ **Volume de fluide de refoulement ou de chasse :**

Généralement on utilise la boue de forage et les pompes de chantier pour refouler le laitier du ciment.

Le volume de chasse = volume intérieur de tubage entre l'anneau et la surface.

✓ **Débit d'injection de laitier de ciment :**

Il dépend de l'unité de cimentation, pratiquement le débit d'injection est de l'ordre de 1000 l/min.

✓ **Débit de refoulement ou de chasse :**

Pour que le laitier de ciment puisse remplir correctement l'espace annulaire, il est nécessaire d'avoir un débit qui fournisse un écoulement turbulent.

✓ **Pression de refoulement :**

La pression maximale prévisible en fin de refoulement est égale à la différence de pression entre l'espace annulaire et l'intérieur de tubage augmente des pertes de charge.

H : profondeur au sabot

h : distance entre le sabot et l'anneau

$d_l$  : densité du laitier

$d_b$  : densité de la boue

$P_r$  : pression de refoulement en fin de chasse

$$P_r = (H-h) \times (d_l - d_b) / 10$$

✓ **Calcul du volume de chasse :**

$$V_{ch} = V_{boue} + V_{spacer}$$

✓ **Calcul du temps total de l'opération**

$T_{ps}$  : temps de pompage du spacer ;

$T_{pcmt}$  : temps de pompage du ciment ;

$T_{ch}$  : temps de chasse.

$$T_t = T_{ps} + T_{pcmt} + T_{ch}$$

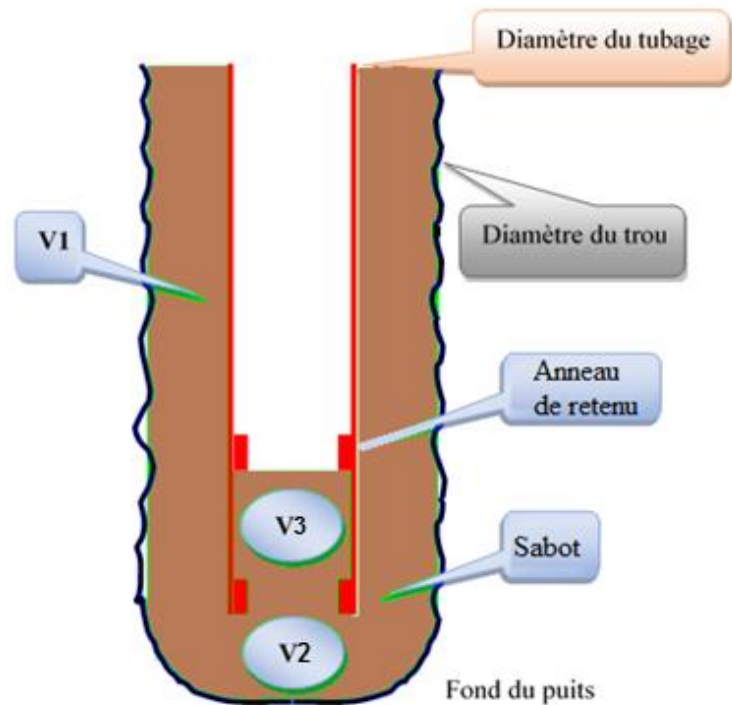


Figure II.4: Volume de laitier de ciment

**II.6.2. Application phase 8<sup>1/2</sup> (Csg 7'')**

**Données :**

- ✓ La cote de forage est 4445 m ;
- ✓ Le diamètre de forage : 8" 1/2;
- ✓ Distance entre anneau et sabot : 24m ;
- ✓ Densité du laitier  $d = 1.90$
- ✓ Tubage 7'' : P110, #32 ;
- ✓ Tubage précédent 9<sup>5/8</sup>, #53, P110 ;
- ✓ Le top du laitier est  $h_2 = 394m$  dans le casing précédent.
- ✓ Longueur de Liner dans découvert  $h_1 = 4445 - 2694 = 1751 m$

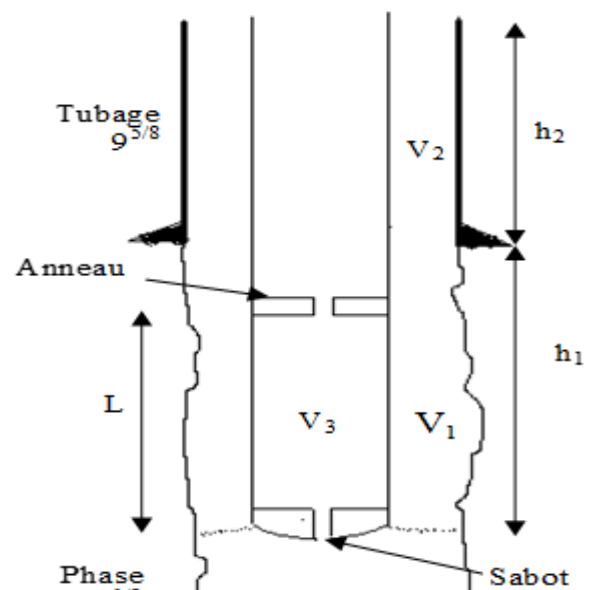


Figure II.5: Application de phase 8<sup>1/2</sup>

✓  $ID_{csg9\ 5/8}=0.2168\text{ m}; ID_{Liner}=0,1548\text{m}$

**Calcul du volume :**

$$V_1=(D_{tr}^2 -D_{int}^2)*(3.14/4)*k*h_1$$

$$V_1=(0,216^2- 0.1778^2)*1,15* (3,14/4)* 1751$$

$$V_1= 23.79\text{ m}^3$$

$$V_2=( ID_{csg9\ 5/8}^2 -OD_{Liner}^2)*(3.14/4)*k*h_2$$

$$V_2=(0.2168^2- 0,1778^2) ) * 1,15* (3,14/4)*394$$

$$V_2=5.48\text{ m}^3$$

$$V_3=ID_{Liner}^2*(3.14/4)*k*H_3$$

$$V_3=(0,1548^2)* 1,15* (3,14/4)*24$$

$$V_3=0,364\text{ m}^3$$

**Quantité de ciment :** laitier d=1.90

$$V_L= V_1 +V_2+ V_3$$

$$V_L=29.64\text{ m}^3$$

**Volume de chasse:**

Le volume de chasse est égal Volume Spacer+ Volume de boue

$$V_{ch}= 8+53.6 \quad V_{ch}=61.6\text{ m}^3$$

**II.7 Conclusion**

Tout programme de forage (programme d’outil, de boue, de tubage et harmonisation de diamètre..... etc.) doit être adéquate et compatible avec la région forée afin d’éviter les différents problèmes telle que les coincements et les pertes de circulation ..., dans le prochaine chapitre on va présenter deux différentes architecture pour la région de Berkine Ouest (ancienne et nouvelle architecture).

# **Chapitre III :**

---

## **Présentation des architectures**



**III.1. Introduction**

Avant l'année 2018, Sonatrach s'est basée sur une même architecture de puits du champ de Berkine Ouest malgré les différents problèmes rencontrés pendant le forage. Dans ce chapitre, on va démontrer les deux sections de forage 8"1/2 et 6" en exprimant les majeurs problèmes qui ont eu lieu.

Dans l'ancienne architecture, la cote casing 7" a été au top où à quelques mètres du Grès de Ouargla. La section 8"1/2 sera assez longues où elle a dépassé les 2000m dans quelques puits forés à Rhourde Hebib, Rhourde Helma, Rhourde Hamra et Taouil. Cette section va couvrir plusieurs réservoirs de Trias et Siluriens. Les deux formations qui peuvent engendrer des problèmes sont Trias Carbonaté et Dalle de Makrata (DMK).

La section qui se suit va couvrir un seul réservoir objectif qui est Quartzite de Hamra. Souvent, son évaluation est effectuée avec un DST barefoot. D'après le résultat de ce dernier, on peut dimensionner la complétion s'il est un puits productif ou bien il sera mis à l'abandon définitif s'il est sec.

**III.2 Objectif**

L'objectif principal de cette phase est d'évaluer les différents réservoirs qui sont couverts avec un liner de production 7". Le top de liner est approximativement à 50m au-dessus de LIAS Horizon B qui est déjà foré durant la phase précédente 12"1/4.

Alors que la cote de pose de liner sera environ 05m au-dessous de Grès de Ouargla aux cas où l'objectif principal du puits est le réservoir de Quartzite de Hamra qui sera foré avec un outil de forage 6".

Si non, la cote d'arrêt du forage sera dans le Silurien Argileux juste au-dessous les unités du Silurien F6.

**III.2.1. Description de l'ancienne architecture :**

Les puits forés à Berkine Ouest sont de type vertical, il s'agit des forages d'exploitation définit dont le but est d'atteindre le réservoir dans les meilleurs conditions techniques et économiques.

A base des données géologiques et des critères pris en considération l'architecture 1 est constituée de phases suivantes :

**-Phase 36”:**

Est un tube guide d’objectif d’orienté les tiges de forage est assuré la verticalité, le deuxième but de cette phase est de couvrir avec tubage 30” une côte +/- 20m les formations mal consolidées de surface qui risqueraient de s’effondre en cas de perte sévère lors de la phase 26”.

**-Phase 26”:**

L’objectif de cette phase de surface est de tuber en 18”<sup>5/8</sup> les formations du miopliocene et sénonien carbonaté. La côte d’arrêt est à 40 m dans le sénonien anhydrique ce qui fait au moyen 450 m la taille de cette phase.

Les risques qui se posent dans cette phase sont :

1. Possibilité de communication entre les trous de service si le tube est mal positionné.
2. Pertes totales dans le sénonien carbonaté avec boue benthonique.
3. Risque de coincement avec le tubage 18<sup>5/8</sup> en cours de la descente. [11]

**-Phase 16”:**

La phase 16” est forée jusqu’à 40 m dans le lias anhydrique avec un objectif de tuber en 13”<sup>3/8</sup>, Les formations du crétacé et une partie du jurassique (malm et dogger).

Des problèmes fréquents sont remarqués pendant le forage de cette phase :

1. Tractions lors des manœuvres dans le salifère et le Turonien;
2. Reforage fréquents lors des descentes. [11]

**-Phase 12”<sup>1/4</sup> :**

Le but de cette phase est de traversé l’anhydrique, jusqu’à 3 m dans Lias S3, le but principale est de couvrir l’horizon B, et prévenir les venues de l’eau du chlorure imprévisible contenant dans cette dernier.

L’horizon B est une formation de pression anormalement élevé d’environ 500 Bar qui contient des fluides corrosifs.

Plus d’autre risque qui peut se manifeste :

1. Risque de collage par pression différentielle en face de l'Albien et du Barrémien ;
2. Chute d'avancement dans le Néocomien, le MALM et le Dogger Lagunaire. [11]

**-Phase 8"1/2 :**

Le but de cette phase est de traverser et d'évaluer les réservoirs qui se trouvent entre 3672m et 4148m, délimitée en haut par le sabot 9"5/8 par +/-400 m, afin d'éviter les problèmes de traction dans Lias Salifaire S1, S2 et S3.

Une raison de plus est d'assurer l'étanchéité contre tous risque possible de contact des formations de lias avec tous venue d'eau possible à cause de leur nature salifaire.

Afin d'assurer la sécurité contre la pression élevée et les fluides corrosifs de cette formation. Le Top liner 7" on remarque qu'il est installé à 400 m au-dessus de sabot de la Colonne 9"5/8 à 50 m au-dessus de la formation d'horizon B, cette formation contient des eaux de chlorures corrosif ce qui fait justifier l'installation du liner 7" (raison de sécurité), mais en point de vue économique on peut constater un perte de 137600 DOLLARS d'où on trouve que on peut faire d'autres recherches afin de remédier cette perte économiques.

La taille de cette section égale à environ de 1800m il est nécessaire la réaliser dans les normes stricte à fin de pouvoir poursuivre les opérations qui succèdent dans les meilleur conditions.

**-phase 6" :**

Cette phase définit le profil final du puits pétrolier, a pour objectif d'évaluer les réservoirs plus profonds comme quartzite de Hamra et Grés de Ouargla.

La taille de cette section délimite la profondeur totale de l'architecture définitive, la complétion doit être avec un liner libre non cimenté. (Risque de coincement au QH et présent).

La figure suivante représente l'ancienne architecture pratiquée aux Berkine Ouest Figure III.1

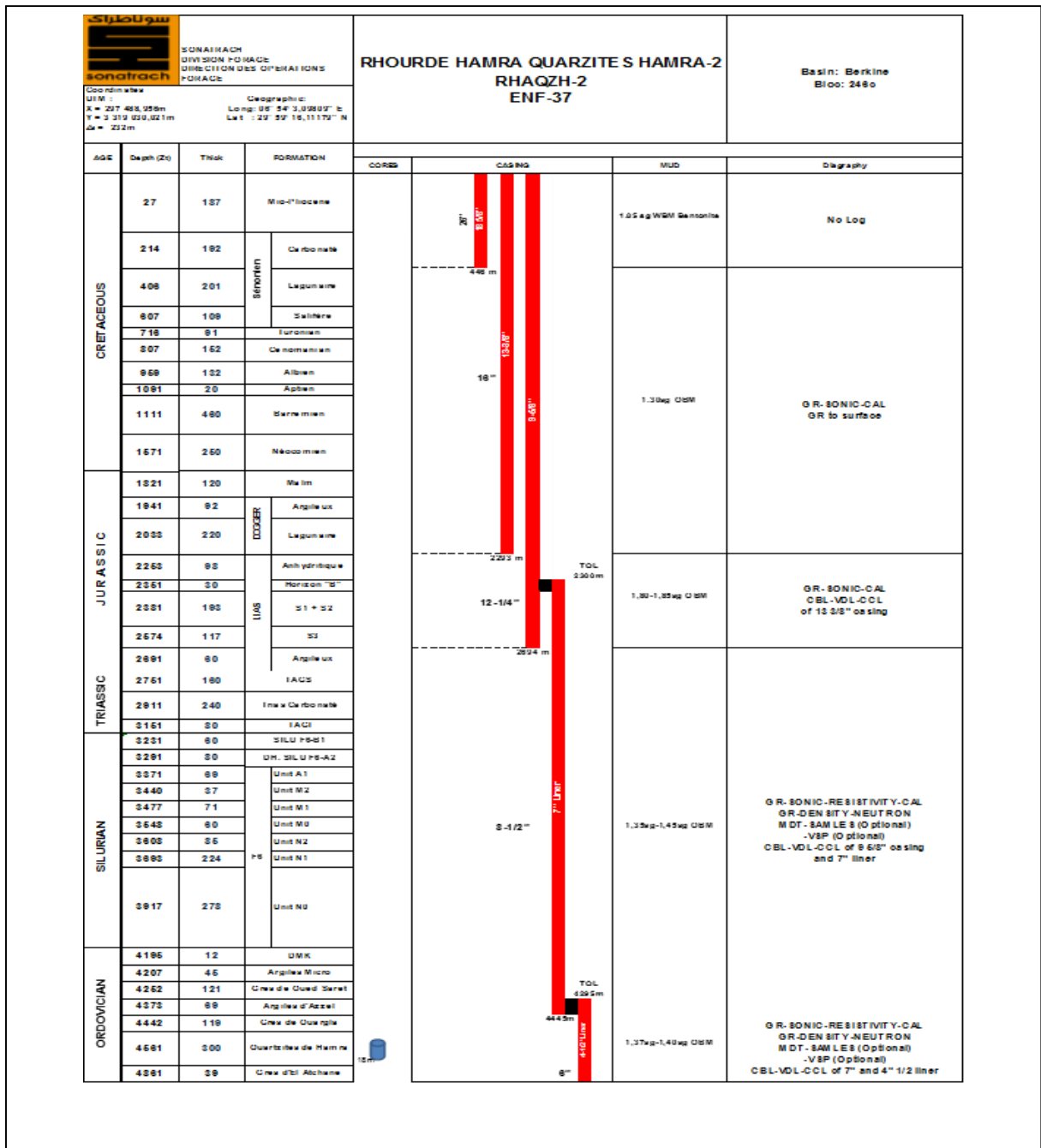


Figure.III.1 : l'ancienne architecture pratiquée dans la région de Berkine Ouest. [1]

### III.2.2. Description de la nouvelle architecture :

Le nouveau profil des puits forés verticaux à Berkine Ouest est adapté pour éviter et minimiser les problèmes rencontrés dans la région lors les puits sont forés en suivant l'ancienne architecture, les dimensions (Diamètre et Longueur) des phases de surface et intermédiaire sont

maintenus similaire aux caractéristiques de l'ancienne architecture, des modifications sont faites sur les phases 8<sup>1/2</sup> et 6<sup>''</sup>, notamment la longueur de chaque phase.

**-Phase 8<sup>1/2</sup> :**

L'objectif de cette section est de couvrir la formation Trias Carbonaté non consolidée et le réservoir silurien à haut pression, le sabot 7<sup>''</sup> est placé au top de la Dalle de Mkrata, afin de minimiser le temps de forage et la durée d'exposition de trias carbonaté a l'écoulement de la boue de forage (érosion).

Le top de cette phase est changé de pose au quelque mètres dans les grés de Ouargla vers le pose au toit de la Dalle de Mkrata. [12]

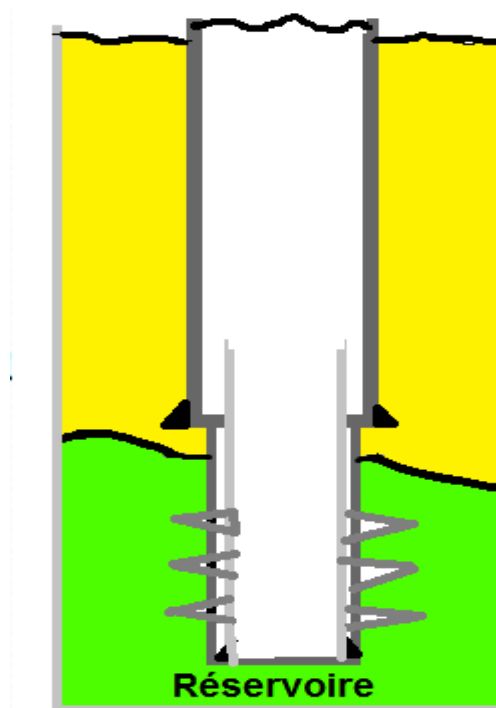
**-Phase 6<sup>''</sup> :**

Cette section est la phase finale de de la nouvelle architecture, permet d'atteindre et évaluer les réservoirs objectif de l'ordovicien telle que Quartzite el Hamra et les Grés de Ouargla.

Des différents programmes de complétion sont disponibles :

1. Liner 4<sup>1/2</sup> cimenté et perforé :

Après le forage de la couche productrice, un liner perforé est descendu sur toute la longueur du découvert afin de produire les zones d'intérêt. [12]



**Figure III.2 :** Complétion cimentée et perforée.

2. Liner 4''<sup>1/2</sup> crépine :

Le rôle principale de la crépine est de retenir les particules solides pendant la production du puits, avec des ouvertures varient entre 0.01" et 0.04" selon le diamètre des particules solides.  
[10]



Figure.III.3 : Liner crépine.

3. Liner 4''<sup>1/2</sup> semi-cimenté et semi libre (cimenté au-dessus Grés de Ouargla, et libre au-dessous) :

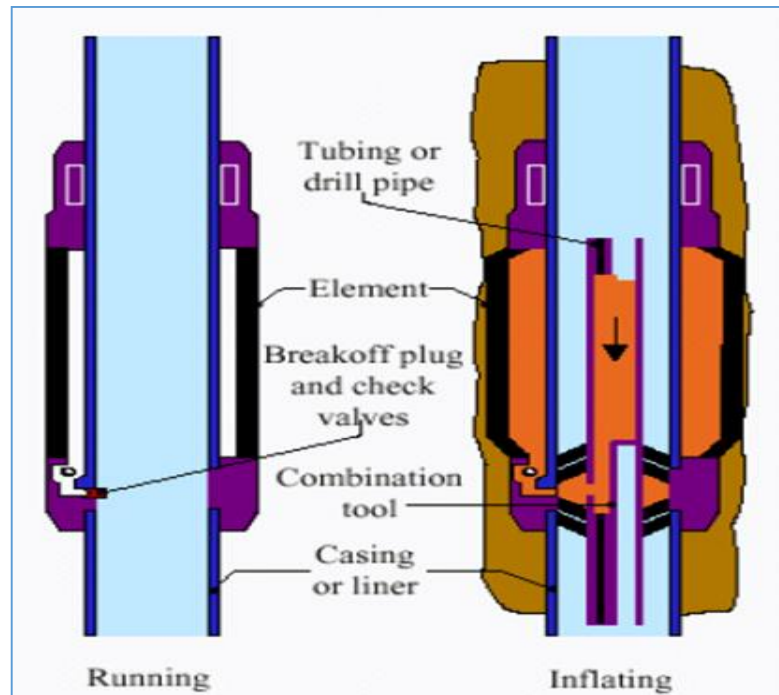


Figure.III.4 : Packer ECP pour faire étanchéité dans le découvert.

La Figure suivante (figure III.5) représente la nouvelle architecture proposée par Sonatrach.

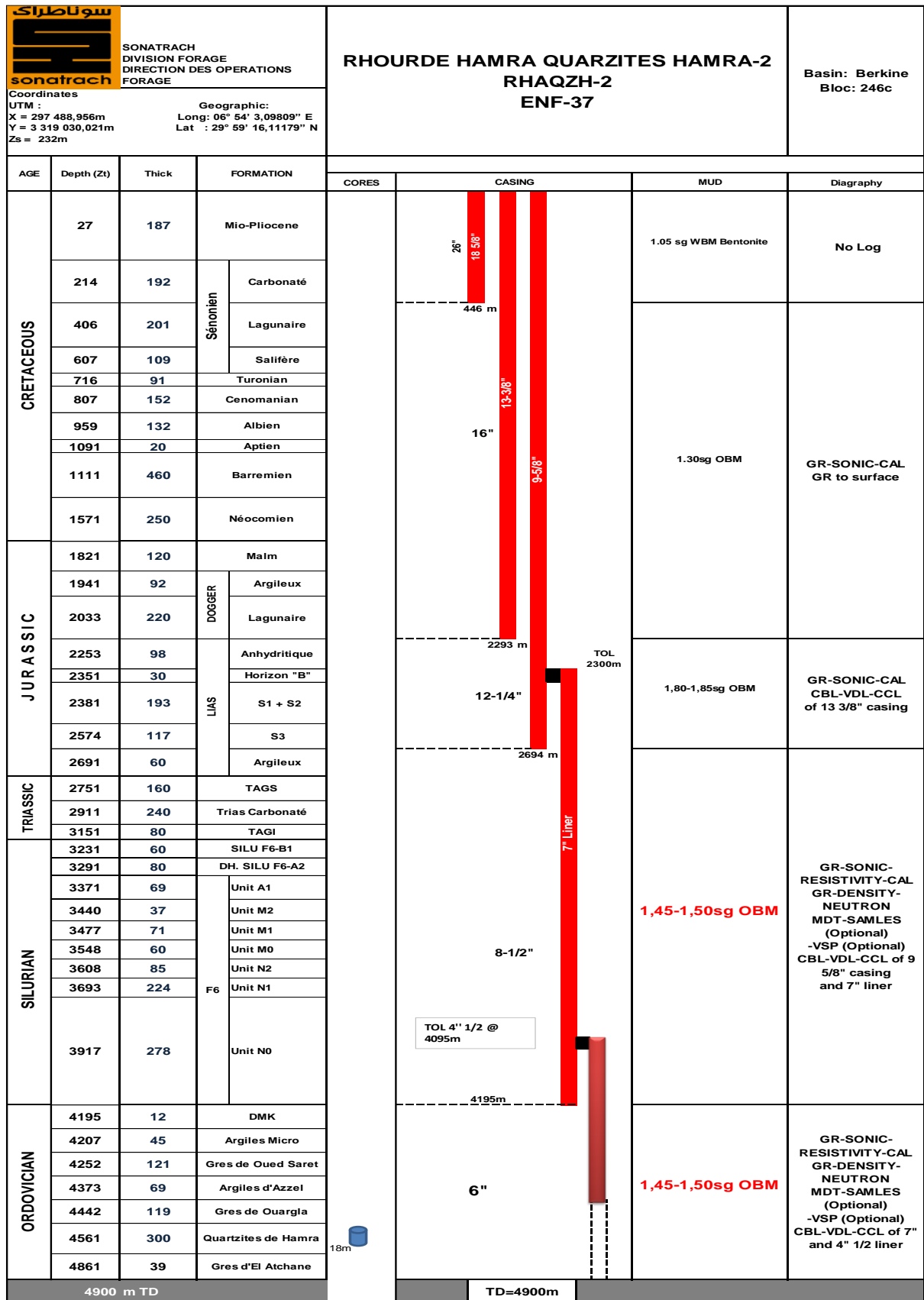


Figure. III.5 : la nouvelle architecture proposée dans la région de Berkine Ouest. [1]

III.2.3. Différence entre les deux architectures :

Les différences géologiques entre les deux architectures sont montrées dans le tableau ci-dessous :

**Tableau.III.1** : comparaison entre les deux sections 8''<sup>1/2</sup> et 6''.

	Phase	Longueur de la section	Diamètre du liner/tubage	Formation du sabot	Formations parcourues
Ancienne architecture	8'' <sup>1/2</sup>	2146m	7''	Grés d'Ouargla	Lias Argileux, TAGS, Trias Carbonaté, TAGI, Silurien, DMK, Argiles Micro-conglomératiques, Grés de Oued Saret et Argiles d'Azzel
	6''	566m	4'' <sup>1/2</sup>	Grés el Atchane	Grés d'Ouargla, Quartzite de Hamra et Grés d'El Atchane
Nouvelle architecture	8'' <sup>1/2</sup>	1896m	7''	Dalle de Makratta	Lias Argileux, TAGS, Trias Carbonaté, TAGI et Silurien
	6''	816m	4'' <sup>1/2</sup>	Grés el Atchane	DMK, Argiles Micro-conglomératiques, Grés de Oued Saret, Argiles d'Azzel, Grés de Ouargla, Quartzite de Hamra et Grés d'El Atchane

La différence des deux Architectures adaptées à Berkine est aux niveaux des phases 8''<sup>1/2</sup> et 6''. Dans l'ancienne architecture, la longueur de la section du premier profile est de 2146m.

Le liner 7'' traverse toutes les formations du Lias Argileux jusqu'au Argile d'Azzel et se pose à 02m dans les Grés d'Ouargla. Le liner 4''<sup>1/2</sup> sera posé dans les Grés d'El Atchane avec une longueur d'environ 566m. L'évaluation du réservoir se fait en open hole afin d'être capable de prendre des bon mesure de DST et c'est ça le point avantageux de l'architecture originale.

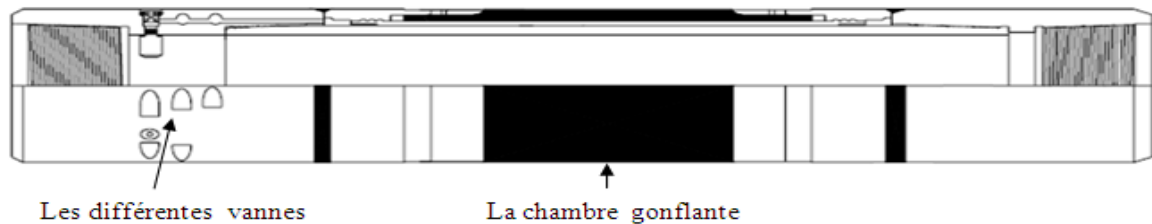
Par contre, dans la deuxième architecture, on a un liner plus au moins court. Ça longueur est réduite par 250m. Le sabot est posé au top de la Dalle de Makratta. La descente d'un liner court est moins compliquée et plus souple. Le sabot du liner 4''<sup>1/2</sup> sera le même, mais la complétion va être soit par des tubings crépines ou perforés.



### III.3.Equipement spécial pour la nouvelle architecture :

#### III.3.1.Packer ECP :

L'External Casing Packer (ECP) fait partie intégrante de la colonne de tubage ou du Liner. Il est activé par la suite avec un fluide, généralement du laitier de ciment, assurant ainsi une étanchéité supplémentaire dans l'espace annulaire. [13]



**Figure III.6 :** Packer ECP.

##### III.3.1.1.Avantage d'un packer ECP :

- ✓ Le système de vanne est situé au-dessus du Packer. Elles ne sont pas affectées par des surpressions inattendues au-dessous de ce Packer
- ✓ Les Packers ECP sont conçus avec des matériaux résistants à l' $H_2S$  et au  $CO_2$
- ✓ Possibilité de changer les Wires des vannes en cas de changement des conditions du puits.

##### III.3.1.2.Domaines d'application:

- ✓ Prévenir les pertes de ciment dans les zones à pertes. Etant positionner au-dessus de ces zone ce packer évite la surpression due à la pression hydrostatique du ciment
- ✓ Prévenir la migration de gaz via la colonne ciment
- ✓ Eviter la production d'eau indésirables, en le positionnant juste au-dessus du contact huile-eau ou gaz- eau
- ✓ Diminuer le risque d'endommagement des formations sensibles et les barefoot complétion
- ✓ Utiliser pour centrer les casings dans les puits horizontaux
- ✓ Utiliser pour les liners crépinées pour séparer la partie crépinée de la partie cimentée.

### III.3.2. Différents types de packer ECP :

On distingue deux types:

#### III.3.2.1. Isozone Packer :

Il est plus économique qu'un packer Payzone, mais son utilisation est restreinte. On l'utilise dans les colonnes de tubages (étanchéité tubage-tubage) ou dans les découverts peu profonds et relativement bien calibrés.

Ils sont généralement employés lorsque les conditions du découvert sont modérément sévères et peuvent compromettre la réussite de la cimentation primaire du tubage.

La membrane du packer Isozone a une longueur nominale de 7ft (2.13 m).

#### III.3.2.2. Payzone Packer:

Ce sont les packers les plus longs et les plus utilisés. Ils sont disponibles en deux modèles: packers ayant une garniture d'étanchéité de 40ft (12.2 m) et 20ft (6.1 m). La garniture est montée sur un mandrin ayant des caractéristiques compatibles avec celles du tubage ou du liner à descendre, elle est renforcée avec des lamelles en acier flexible sur ces deux extrémités pour garder sa forme durant son gonflage. Le reste de la membrane n'est pas renforcé. Cette caractéristique lui permet de s'étendre jusqu'à 4 fois son diamètre d'origine, ce qui lui confère la possibilité d'assurer l'étanchéité même dans un annulaire érodé ou ayant une forme elliptique.

#### Caractéristiques essentielles d'un Payzone Packer :

##### ✓ Pressure balanced seals : (étanchéité équi-pressions)

Dans les Packers conventionnels, les joints O ring placés sur les différentes valves ont piégé entre eux une pression atmosphérique. Une fois le Packer descendu dans le puits, ces joints se trouvent soumis à une différence de pression très importante du fait de la pression hydrostatique très élevée. Ceci tend à écraser les joints vers l'intérieur de la vanne engendrant un coefficient de frottement élevé qui a tendance à empêcher l'ouverture de la valve. De ce fait, la pression requise pour cisailer les goupilles et ouvrir la Shear Valve se trouve augmentée de plusieurs centaines, voire milliers de psi. Pour pallier ce problème, le Payzone Packer est muni d'une vanne dite Pressure balance valve dont le rôle est de transmettre la pression hydrostatique qui règne au fond (dans l'annulaire) à tous les côtés du joint et par conséquent assurer à la vanne un fonctionnement normal et sans contraintes.

##### ✓ Gonflage progressif du bas vers le haut:

La conception de la garniture du Packer permet le gonflage de cette dernière à partir du bas et en allant vers le haut, ceci évite au Packer de piéger des fluides résiduels entre la

membrane et la paroi du puits et donc assurer un contact continu entre celle-ci et le découvert sur toute la hauteur de la garniture du Packer. [13]

Quand la Shear Valve s'ouvre sous l'effet de la pression différentielle, la boue passe en premier lieu dans la partie inférieure de la membrane. Le design de la membrane est tel que dès que la pression à l'intérieur de celle-ci augmente, elle commence à se gonfler tout d'abord à sa partie inférieure. Ensuite le gonflage se propage progressivement en allant du bas vers le haut en chassant le fluide se trouvant entre la membrane et la paroi du puits.

Lorsque la garniture est en contact avec la paroi du puits sur toute sa surface, l'augmentation de pression à l'intérieur du Packer contraint les lamelles (renforcements métalliques) se trouvant sur chaque extrémité de la garniture à s'ouvrir et à se plaquer fortement contre la paroi. [13]

Au fur et à mesure que la pression augmente, elle force la partie de la membrane non renforcée à s'étendre plus et à épouser la forme du puits. Ainsi, le volume de cavage, qui peut éventuellement exister, est occupé par l'expansion de la membrane.

✓ **Double système de gonflage :**

Pour pallier tout risque d'accident pendant la descente du Packer qui pourrait endommager l'une des vannes du système de gonflage, le Packer Payzone est muni d'un deuxième jeu de vannes de sécurité. Ceci donne plus de fiabilité à ce type de Packer.

Autre caractéristique de la garniture du packer Payzone:

- Garniture en Nitrile Caoutchouc qui fonctionne efficacement dans les milieux acides et d'hydrocarbures
- Fonctionnement à des températures très élevées.
- deuxième jeu de vannes de sécurité pour le système de gonflage. [13]

#### **III.4. Conclusion :**

La différence entre les deux architectures se présente aux niveaux de la phase 8<sup>1/2</sup> d'où la section du liner de ce dernier était réduit de 2000<sup>+</sup> à 1500<sup>+</sup> approximativement, ce changement a été réalisé après des études approfondies par les ingénieurs de Sonatrach, la nouvelle architecture a été réalisée afin d'éviter plusieurs problèmes de forage.

Le principe de cette nouvelle architecture est de changer le point de pose de liner 7'', afin de réduire le temps de forage de cette phase et ainsi de diminuer le temps d'exposition de la formation du trias carbonaté à l'écoulement de fluide de forage.

Le point de pose du liner 7'' était 3 m dans les Grés de Ouargla, par contre dans la nouvelle architecture, le nouveau point de pose a été levé jusqu'au top de la Dalle de Mkrata.

# **Chapitre IV :**

---

## **Partie Technique**

**IV.1.Introduction :**

Dans le bassin de Berkine Ouest, les structures de Rhourde Nouss, Rhourde Hamra, et El Ledjmet, les blocs 237, 246c et 236a font l'objet de cette étude.

Les premiers découverts du bassin, ont été réalisés en 1956 et les études de test se sont basées sur le forage des formations de TAGI, TAGS, les unités F6 du silurien et Quartzite el Hamra.

Les problèmes généralement rencontrés dans le bassin de Berkine Ouest se résument comme suit :

Dans la phase 8<sup>1/2</sup>, deux formations Trias Carbonatés et Dalle de Makrata ont des caractéristiques différentes, la formation Trias Carbonaté est tendre d'une constitution argileuse et la formation ont Dalle de Makrata est dure d'une constitution silteuse ce qui rend extrêmement difficile de forer ces formations avec les mêmes paramètres mécaniques, hydrauliques et rhéologiques.

Afin de remédier aux problèmes qui peuvent surgir en cours de forage si on fore les deux formations en même phase la solution est de forer chaque phase indépendamment de l'autre autrement dite de diminuer la colonne 8<sup>1/2</sup> qui doit s'arrêter au top DMK.

La présente étude s'est regroupée en quatre parties suivantes:

1. Introduction
2. Etude historique et statistique
3. Etude technique
4. Etude économique

Ce travail se termine avec une conclusion et des recommandations.

**IV.2.Etude historique et statistique :****IV.2.1 Analyse des problèmes rencontrés dans 14 puits.**

Les principaux problèmes rencontrés au niveau d'un échantillon de 14 puits forés dans la région de Berkine Ouest sont présentés dans **le tableau IV.1.**

**Tableau IV.1** : Les problèmes rencontrés au niveau de 14 puits forés dans la région Berkine Ouest

Problèmes	Coincement	Perte	Venue	Total
Nombre de cas survenus	40	57 (1200 m <sup>3</sup> )	3	100
Fréquence	0.40	0.57	0.03	1

#### IV.2.2 Temps non productif générés par les différents problèmes :

Le temps non productif engendré par les problèmes recensés dans le **tableau IV.2** :

Sont comme suit :

**Le tableau IV.2** : Temps non productif dans 14 puits.

Problèmes	Coincement	Perte	Venue	Total
Temps de cas survenus (heures)	96	2880	12	2988
Fréquence	0.04	0.96	0.00	1

**Remarques** : on a pu constater que le phénomène le plus répétitif dans le champ de Berkine Ouest est celui de la perte de circulation avec un cumul 1200 m<sup>3</sup> avec un nombre d'heures non productif de 2880 heures, aussi, le problème de coincement vient en deuxième position avec un cumul de temps non productif de 96 heures.

#### IV.2.3 Analyse et interprétation :

##### La formation traversée :

Le type de la roche pénétré jeu un rôle très important sur la commande des paramètres mécanique et hydraulique.

**Tableau IV.3** : Nombre de coincement par formation dans la phase 8<sup>1/2</sup>.

Formation	Coincement	Taux %
Trias Carbonate	19	47.5
Silurien	17	42.5
Autres formations	4	1

Il y a lieu de noter que le problème de coincement a été survenu que 19 fois dans la phase l'objet de cette étude.

**Tableau IV.4 :** Nombre de perte de circulation par formation dans la phase 8''1/2.

Formation	Nombre de perte de circulation	Taux %
Grés d'oued Sarat	4 (25 m <sup>3</sup> )	2
Trias carbonaté	30 (995 m <sup>3</sup> )	82.9
Trias argileux	9 (80 m <sup>3</sup> )	6.6
Autres formation	14 (100 m <sup>3</sup> )	8.4

**Remarque:** le problème de perte de circulation en terme de nombre de fois est le plus fréquent dans la phase 8''1/2 au niveau de la formation TRIAS CARBONATE, c'est une formation très tendre argileuse, si on veut résoudre le problème de venue on va fracturer la formation (Cas RHAQZH-2).

**Tableau IV.5:** Les couts de différents problèmes

	Coincement	Perte	venue	Totale
Nombre	40	57 (1200 m <sup>3</sup> )	3	100
Fréquence	0.4	0.57	0.03	1
cout	1280178.088 \$	300000 \$	50000 \$	1630178.088 \$
Fréquence	0.79	0.18	0.03	1

**Commentaire :** le tableau ci-dessus met en exergue que le problème de coincement est le plus couteux avec 1280178 dollars, ce montant est équivalent au cout de forage d'un puits dans d'autres régions au pôle sud.

**Conclusion :** Vu le montant enregistré par le problème de coincement notre étude est orientée vers ce problème.

### IV.3. Etude technique :

Le forage du puits **RHAEP-1** par l'ancienne architecture a été couté environ 20 million de dollars, ce cout représente presque le forage de trois puits similaires dans cette région.

Ces contreperformances ont conduit à la recherche d'autres architecture dans la phase 8''1/2

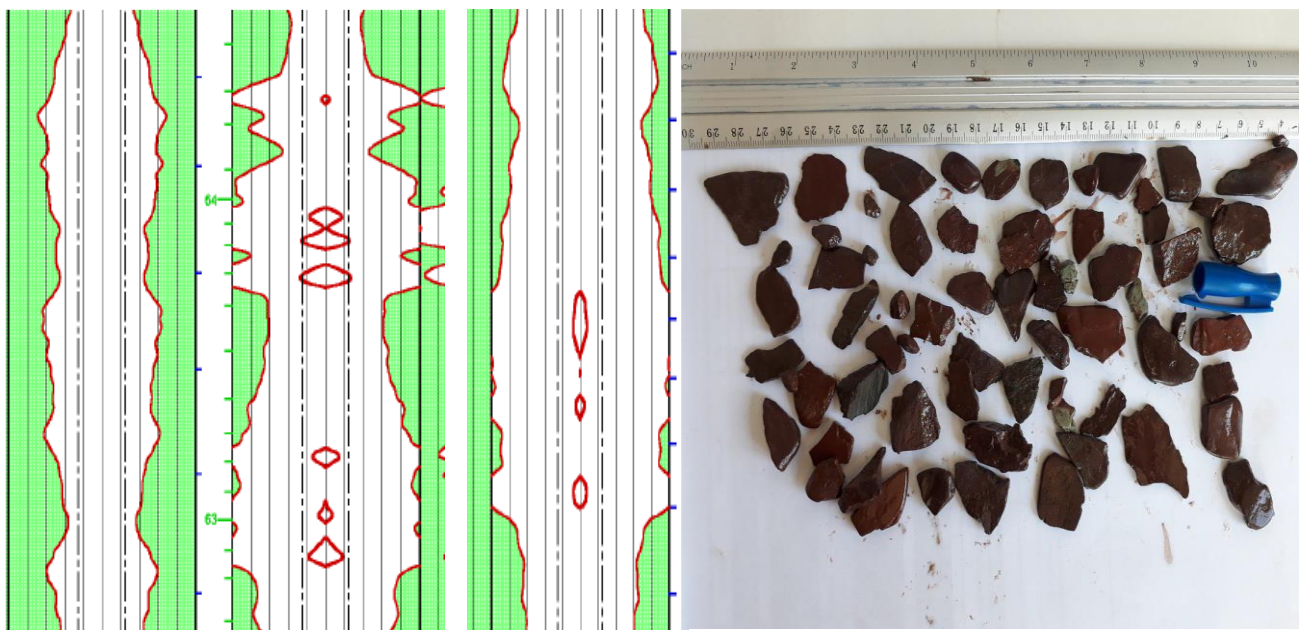
Aussi, d'autres problèmes sont considérés comme origine des différents coincements ont été rencontrés durant le forage du puits RHAEP-1.

### IV.3.1. Les Problèmes rencontrés durant le forage du puits RHAEP-1

#### IV.3.1.1. Cavage :

La figure IV.1 prise par le caliper illustre l'état du trou au niveau du Trias Carbonaté dans la section 8<sup>n</sup>/2 met en évidence l'élargissement au diamètre du trou foré avec un outil de 8<sup>n</sup>/2. Ces élargissements sont dus à l'érosion de la formation pendant le forage.

Des retombées de tailles importantes de l'ordre de quelques centimètres sont sorties au tamis vibrant après le pompage des bouchons Hi-Vis Hi-Dens (figure IV.2). Le cavage est arrivé au 19.6 pouces de diamètre et c'est le diamètre maximum qui peut être donné par les bras du caliper log. Autrement le diamètre réel est supérieur à la valeur donnée par la diaggraphie.



**Figure IV.1 :** Caliper de quelques profondeurs dans la section 8<sup>n</sup>/2 au Trias Carbonaté de RHAEP1 [9]

**FIGURE IV.2 :** photo de cavage puits RHAEP-1

En conclusion on peut résumer les causes principales des différents problèmes rencontrés dans la phase 8<sup>n</sup>/2 comme suit :

- Effet de la longueur: la longueur de liner 7'' est comprise entre 1900-2000 m considérée longue
- Débit de forage (2000l/m est considéré supérieur aux valeurs recommandées, cette valeur de débit peut favoriser l'érosion des parois de puits au niveau de Trias Carbonaté).
- Une yield value de la boue de forage entre 10 et 14 jugée insuffisante donc à corriger
- Paramètres de forage à corriger

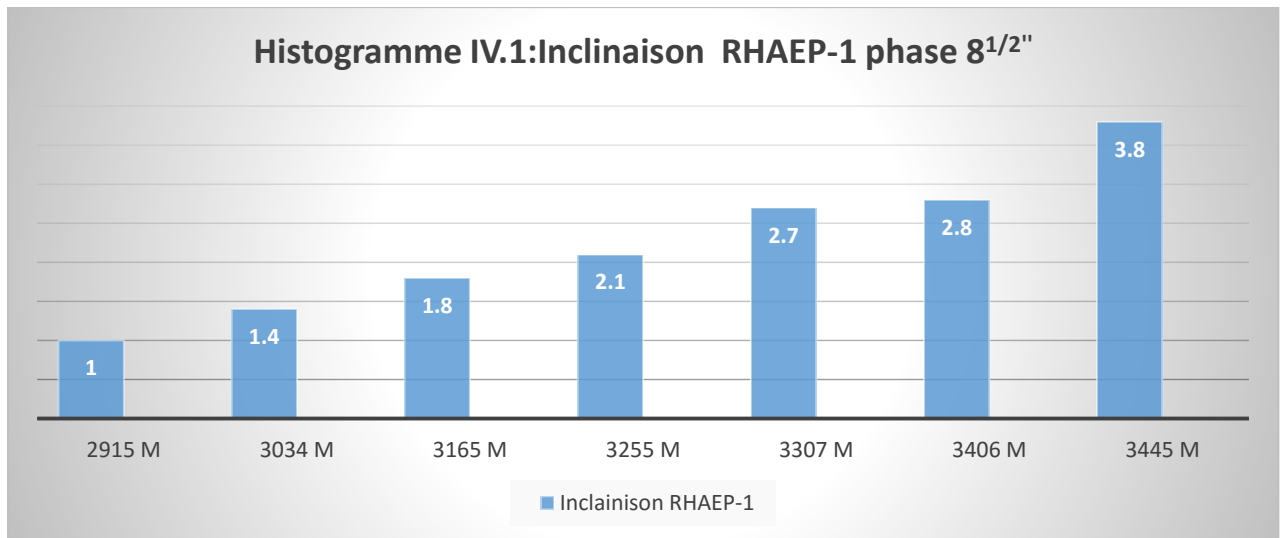
Les conséquences de cavages sont présentées dans le tableau suivant :



**Tableau IV.6 :** Conséquences des cavages enregistrés dans phase 8<sup>1/2</sup>

Puits	Conséquences	Problèmes créés
RHAEP-1	1-Coincement et cisaillement de la garniture lors de la remonté pour contrôle de trou à cote @2958m 2-Coincement de liner 7'' lors de la descente a la même cote @2958m 3-Coincement du liner lors de reforage de l'intervalle 3110 m à 3162m	1-Diviation de trou (side-track 1), après l'injection d'un bouchon de ciment. 2-Diviation de trou (side-track 2), après l'injection d'un bouchon de ciment. 3-Abandon définitif sans atteindre l'objectif.

**IV.3.1.2. L'inclinaison :**



On remarque que l'inclinaison augmente avec la profondeur du puits, ce qui n'oblige de changé la BHA est utilisé un moteur Vertitrak pour le contrôle de la verticalité de puits.

**IV.3.1.3. Mauvaise ROP :**

**Tableau IV.7 :** ROP par intervalle géologique

Formations	DMK	GOS	Argile d'Azé
Vitesse d'avancement m/h	0.77	0.86	0.67

On remarque que la vitesse d'avancement est trop faible comparativement à celle de programme de forage, ce qui n'oblige aussi de faire changer la BHA faire augmenter vitesse d'avancement, mais avec une perte de temps engendrée par les travaux de manœuvres.

**IV.3.2. Cas du puits RHAQZH-2 :**

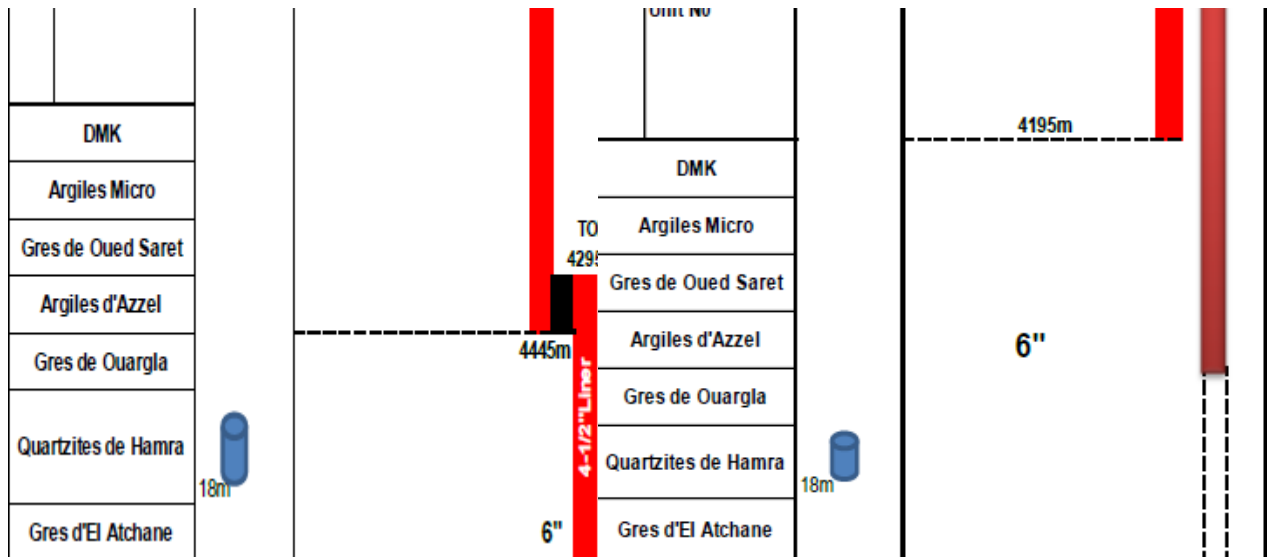
Durant le forage du puits **RHAQZH-2** des grandes pertes de boue (900 m<sup>3</sup>) ont été enregistrées suite au contrôle d'une venue, une chute de poids de train de tige été enregistré de 118 tonnes à 100 tonnes, cette chute est due au coincement dans le silurien, après plusieurs tentative pour libéré la garniture, aussi, une augmentation de torque 13000 lb.ft a été observée suivie d'une chute brutale jusqu'au 3000 lb.ft.

Une BHA de 233 m a été abandonnée dans le puits après le cisaillement de la garniture due au coincement de celle-ci. Ces problèmes ont poussés la Sonatrach de passer à la nouvelle architecture.

**Historique du puits :****I. Les problèmes rencontrés durant le forage du puits RHAQZH-2 avant la mise en application de la nouvelle architecture sont comme suit:**

1. Forage de la section 8 ½ de 2790 m à 4265m
2. Venue de gaz et well control, augmentation de la densité de 1.45sg à 1.51sg pour stabiliser le puits (Grès de Oued Sarat, Top@4259m)
3. Poursuite du forage à 4315m et pertes totales
4. Tentatives infructueuses de colmatage avec LCM 700kg/m<sup>3</sup> sans succès
5. Descente 3 ½ open DP posé à 3132m, circulation avec pertes partielles +/-600lpm/h (pertes de boue cumulées 915m<sup>3</sup>)
6. Le puits étant collapsé, décision de pose d'un bouchon de ciment (9m<sup>3</sup>) option « side track » à 2840m (**une perte de cout une partie de puits d'une profondeur 1475 m**)

**Conclusions : A partir de cette étape, Sonatrach était dans l'obligation de proposer une nouvelle Architecture du liner 7" posé sur la Dalle de makrata au lieu de Grés d'Ouargla pour éliminer définitivement les problèmes rencontrés.**



**Figure IV.3 :** Schéma explicatif de position liner 7'' pour l'ancienne et nouvelle architecture.

Cette architecture a été mise en application par Sonatrach le 05/05/2018.

Le but de cette architecture était de minimiser la longueur de liner afin d'être capable d'isoler le Trias carbonaté et minimiser leur exposition de l'écoulement turbulent.

### IV.3.3. Recommandations :

L'analyse des problèmes récurrents d'instabilité du Trias Carbonaté dans la région Berkine Ouest a fait l'objet d'une recherche approfondie par Sonatrach basées notamment sur les problèmes rencontrés durant le forage du puits **RHAQZH-2** cette recherche est complétée par les recommandations suivantes:

#### IV.3.3.1.La rhéologie

Dans le Trias Carbonaté la valeur de yield value doit être maintenue dans l'intervalle **23-26 lbs/100ft<sup>2</sup>** afin de minimiser l'effet de « washing » qui déclencherait le processus de retombées. [2].

#### IV.3.3.2.Hydraulique

Dans le Trias Carbonaté au niveau de l'espace annulaire compris entre le découvert et la BHA le régime laminaire a été choisi afin d'éviter le phénomène d'érosion mécanique des parois.

La combinaison rhéologie/débit adaptée à tous les compromis (nettoyage, ECD) serait la plage 1400-1500 l/min et yield maintenue 23-26 lbs/100ft<sup>2</sup> (supérieur à 21 pour un débit de 1500l/min) [2].

Ce débit assure un nettoyage correct au vu des avancements obtenus dans ces étages, la qualité du puits primant sur la performance outil.

**IV.3.3.3.Réduction du filtrat :** HP/HT strictement inférieure à 4cc

**IV.3.3.4.Ajout de Bridging agent acidifiables :** pour améliorer la structure du cake

Une concentration maintenue de 40 kg/m<sup>3</sup> de Carbonate de calcium Fin et Moyen : Fin (D10 =20µ ; D50=170µ ; D90=300µ) ; Moyen (D10=200µ ; D50=800µ ; D90=1200µ)

Le tableau ci-dessous résume les paramètres de forage et boue pratiqués dans les deux architectures et le résultat vis-à-vis la génération des cavings.

**Tableau IV.8 :** La différence entre les paramètres de forage.[2]

	Débit l/min	Densité sg	YP lb/100ft <sup>2</sup>	WOB Tonne	Filtrat cm <sup>3</sup>	Bridging Agents	présence de cavage
Ancienne Architecture	1800-2000	1.35-1.40	10-14	10-14	4	Utilisé	Oui
Nouvelle architecture	1400-1500	1.45-1.50	23-26	3-7	3	Utilisé 40kg/m <sup>3</sup>	Non

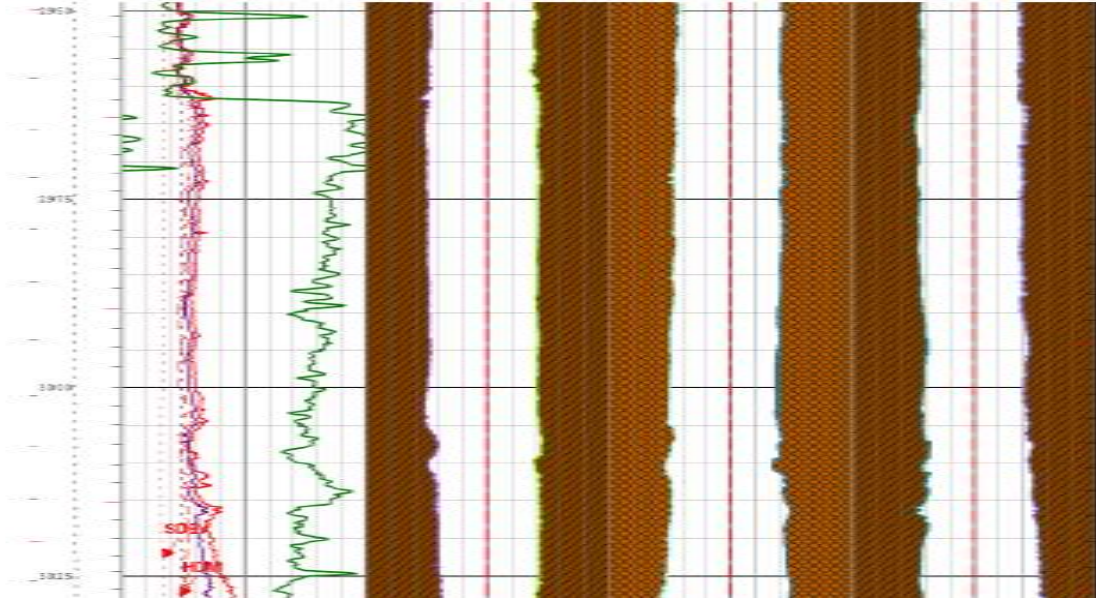
**IV.3.4. Résultat des Recommandations :**

**Tableau IV.9 :** Paramètres fluide et de forage par intervalle géologique. [2]

Formation	Etat du trou	Paramètres de fluide	Paramètres de forage
TAGS	Homogènes, pas de cave, légèrement tortueux	1. Yeild 23. 2. Filtrat HP/HT 4cc. 3. Gel 15/19. 4. Concentration de bridging agents a 40kg/m <sup>3</sup>	1. BHA directionnelle. 2. Rotary mode 92% + 8% slide mode 3. ROP 2.3m/mn, WOB 3-7T 4.RPM (135+50), Q=1500l/m
Trias Carbonate	Homogènes, pas de cave	1. Yeild 22. 2. Filtrat HP/HT 4cc. 3. Gel 14/16. 4. Concentration de bridging agents a 40kg/m <sup>3</sup>	1. BHA directionnelle. 2. Rotary mode 95% + 5% slide mode 3. ROP 3.2m/mn, WOB 3-8T 4. RPM (135+45), Q=1500l/m

Le comportement du puits s’est avéré très stable et ce malgré la géométrie du puits (Side-Track), pratiquement toutes les manœuvres de remontée et descente étaient libres et aucune retombée n’a été signalée durant la réalisation de cette section.

#### IV.3.4.1. Log clipper RHAQZH-2 ST-1 avec recommandation :



**Figure IV.4 :** L'état de trou au niveau du trias carbonaté RHAQZH-2 ST1 [8]

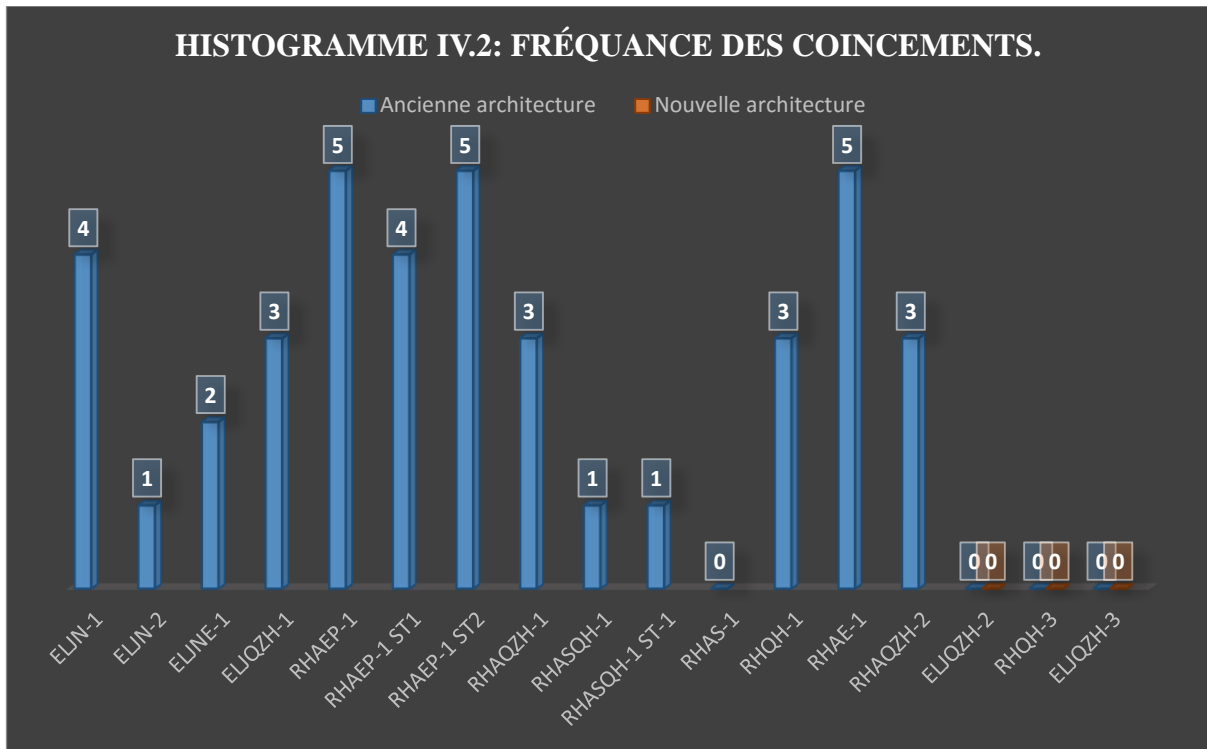
Dans son ensemble bon avec une moyenne de 8'' .65 de diamètre et 8'' .9 au niveau du Trias carbonaté.

Il ne présente pas de caves, même si il est légèrement élargi par endroit mais de manière homogène. Le liner 7'' a pu être habillé par une centralisation optimale (nombre et position recommandée par Schlumberger) et les débits de mise en place ont été optimisés (pas de problème de pression anormalement élevée).

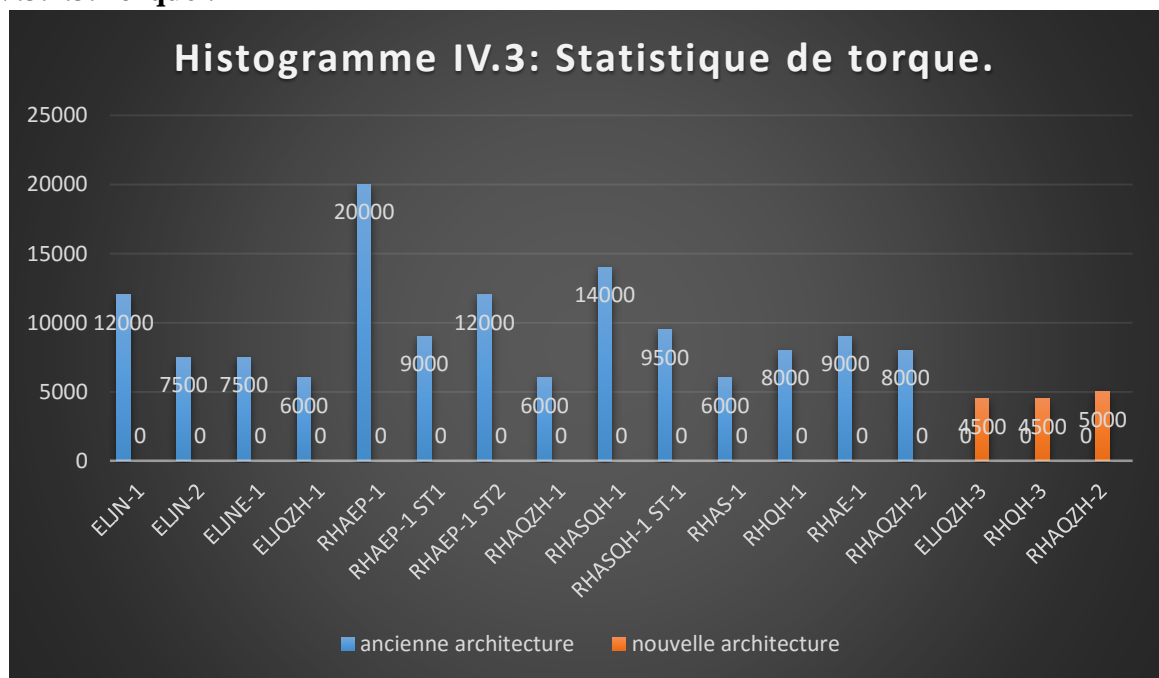
**Pour confirmer l'efficacité de cette architecture on a fait une comparaison entre les échantillons de l'ancienne et la nouvelle architecture.**

#### IV.3.4.2. Coincement :

Dans le Diagramme suivant (Diagramme IV.2) on remarque que le problème de coincement était présent dans tous les puits d'ancienne architecture, par contre un manque de ce problèmes dans les puits forer à base de la nouvelle architecture.

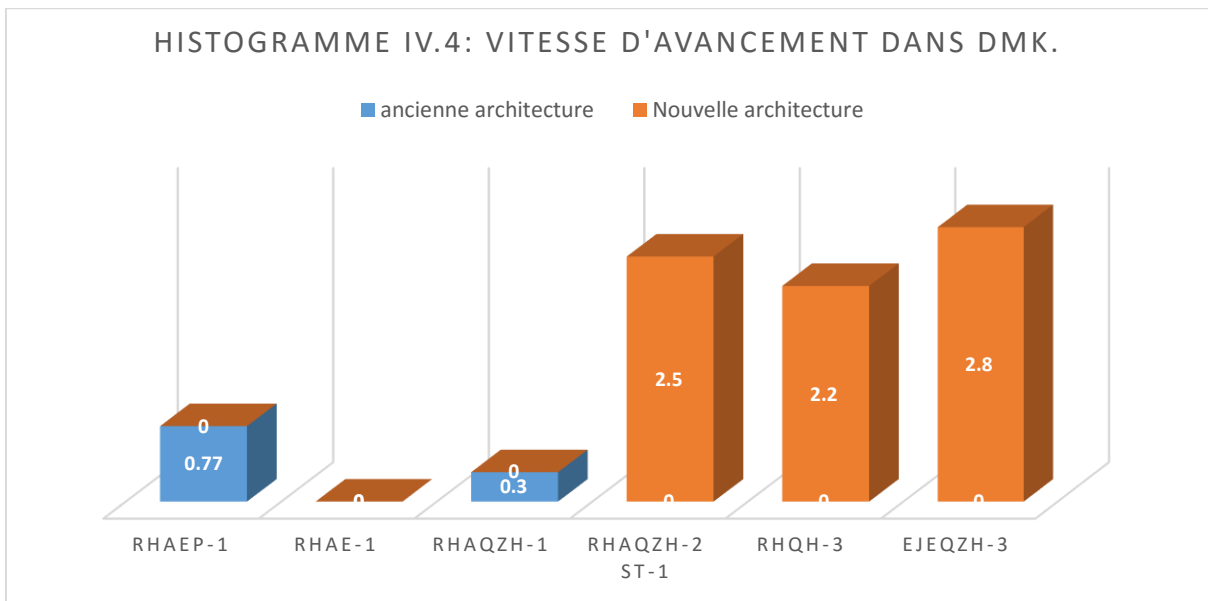


IV.3.4.3.Torque :



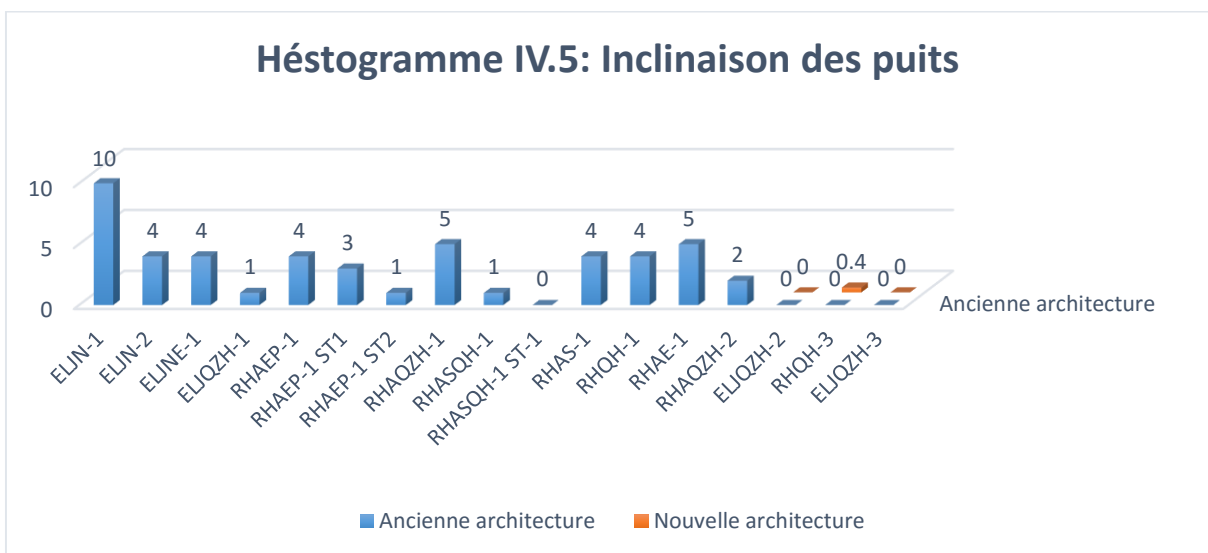
Pour les puits RHAEP-1 et RHASQH-1 le Torque était un facteur significatif qui a joué un rôle important dans le premier Side-Track, l'opération de forage était dans le bon chemin jusqu'à une augmentation brutale dans le Torque et après une chute directe qui a causé le cisaillement de la garniture de forages, par contre dans le puits RHAQZH-2 qui a été foré à base de la nouvelle architecture, le torque a des valeurs acceptables.

IV.3.4.4.Vitesse d'avancement :



Une vitesse d'avancement était meilleure dans la nouvelle architecture, due à l'utilisation d'une Turbine au niveau de l'ordovicien qui contient des formations de nature dure pour améliorer la vitesse d'avancement.

IV.3.4.5.Inclinaison :



Le problème de déviation se manifeste au niveau des unités du silurien à cause de leur nature tendre, les puits forer à base de l'ancienne architecture montrés ne peuvent pas garder la verticalité aux niveaux de cette formation.

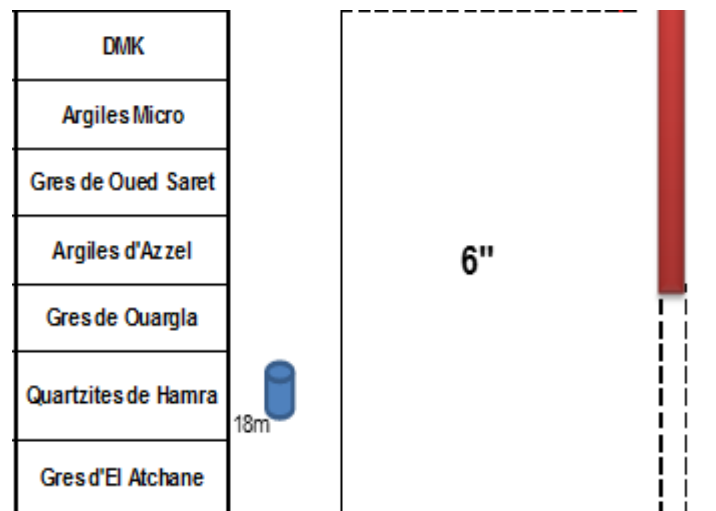
Pour les puits foré à base de la nouvelle architecture, la verticalité de puits était meilleure, la cause de ce résultat et l'utilisation d'une turbine RSS autotrack-V qu'il peut garder la verticalité automatiquement sans commande de la surface.

**IV.3.5. Inconvénient de la nouvelle architecture :**

L'inconvénient de la nouvelle architecture est représenté dans le type de complétion de la phase 6", d'où parfois limites la productivité de la formation ou bien de donne des résultats erronés :

**Tableau IV.10 :** Inconvénients de la nouvelle architecture.

Type de complétion	Inconvénient
Liner 4'' <sup>1/2</sup> cimenté et perforé	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Limité l'interface couche trou</li> <li>2. Minimisé la production</li> <li>3. Risque d'endommagement</li> </ol>
Liner 4'' <sup>1/2</sup> crépine	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Contact de plusieurs couches superposé</li> <li>2. Impossible d'obtenir des résultats de DST exact</li> <li>3. Risque d'effondrement des formations argileuses en test Bare-Foot.</li> <li>4. Impossible de sélectionner les zones a stimuler.</li> </ol>



**Figure IV.5 :** contact entre Grés de Oued Sarat et Quartzites el Hamra.

Afin d'éviter ces problèmes on propose une complétion avec un liner mixte d'un Packer ECP (voir chapitre précédent) qui présent les avantages suivant :

- ✓ Prévenir la migration de gaz via la colonne ciment
- ✓ Diminuer le risque d'endommagement des formations sensibles dans les barefoot test.
- ✓ Utiliser pour les liners crépine pour séparer la partie crépine de la partie cimentée.



Un liner équipé avec un Packer ECP au niveau de Grés de Ouargla, la partie supérieur doit être cimenté.

Des perforations sont présentes en cas ou en décide d'exploité des réservoirs supérieurs tel que DMK, GOS.

Une possibilité de fracturation de Quartzite el Hamra est présent afin d'augmenter la productivité de réservoirs.

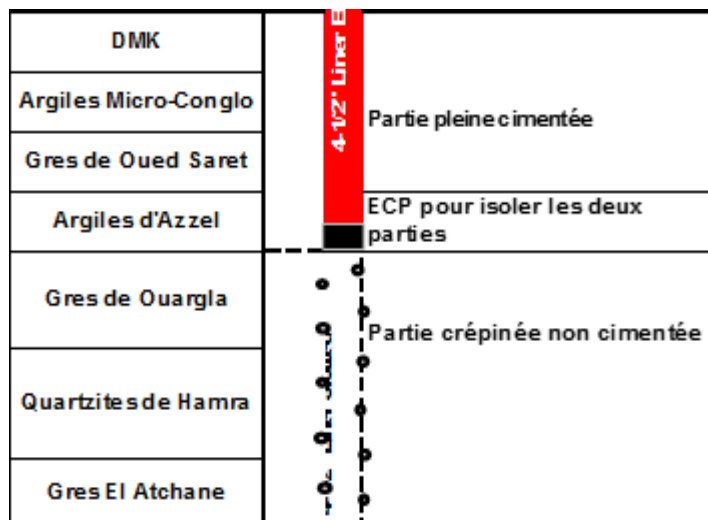


Figure IV.6 : Solution proposé afin d'évité l'inconvénient de complétion.

IV.4.Etude économique :

Cette étude est un travail personnel, on à prendre les prix unitaires de chaque équipement de forage puits on a extrait le temps et le mètre forés d'après le résumés des opérations de chaque puits.

IV.4.1.Ancienne architecture, cas RHAEP-1 :

Tableau IV.11: Prix de BHA perdue dans le puits N°1

La garniture		nombre	Prix unitaire(\$)	Prix total(\$)
Outil 8 ½		1	30000	30000
Near bit 8 ½		1	5000	5000
Stabilisateur		2	5000	10000
Masse tige		19	4763.627	90508.768
Tige lourde (HWDP)		6	4406.4	26438.4
Tige		35	1982.52	69388.2
<b>Prix total</b>				<b>231371.368</b>

**Tableau IV.12: Prix de liner 7'' perdue dans le puits RHAEP-1 ST-1**

La garniture	nombre	Prix unitaire(\$)	Prix total(\$)
Liner 7''	45	6723.12	302540.4

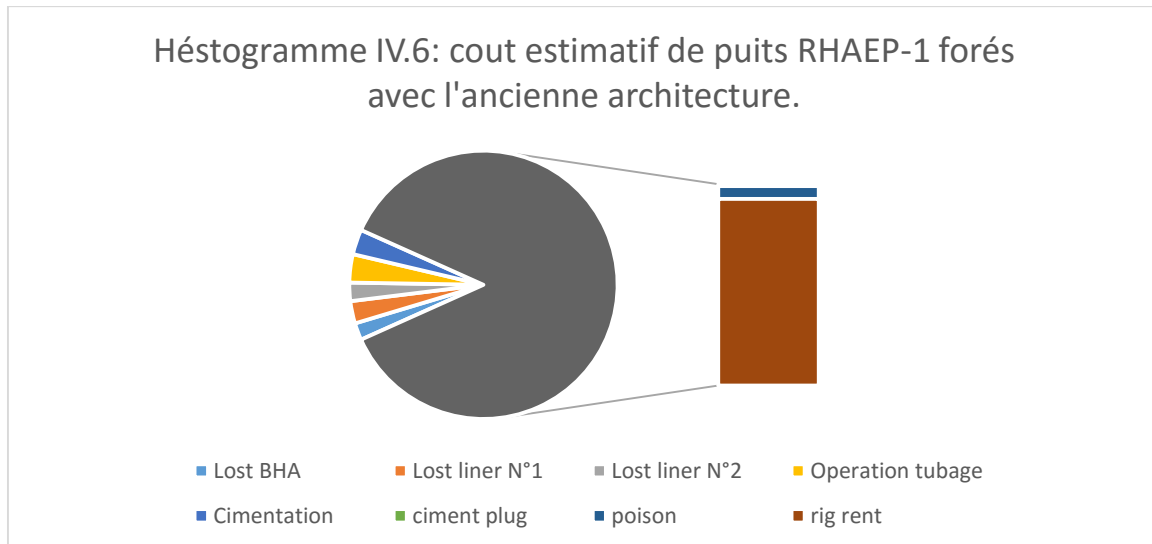
**Tableau IV.13: Prix de liner 7'' perdue dans le puits RHAEP-1 ST2**

La garniture	nombre	Prix unitaire(\$)	Prix total(\$)
Liner 7''	37	6723.12	248755.44

**Tableau IV.14: Prix des opérations**

Les opérations	Prix (\$)
Opération tubage	382819.77
cimentation	340000
bouchon de ciment	90000
poisson	627233.15
location de l'appareil 445 jours	9002946.34
<b>Prix total</b>	<b>10442999.26</b>

Dans cette étude on n'a pas pris le prix de manœuvre des opérations des Side-Track de repêchage, le prix de la compagnie qui a évacué le venue, Le prix estimatif calculé par les ingénieurs de Sonatrach est approximativement de 20 million de dollar avec un coût moyen de 45000\$/jour.



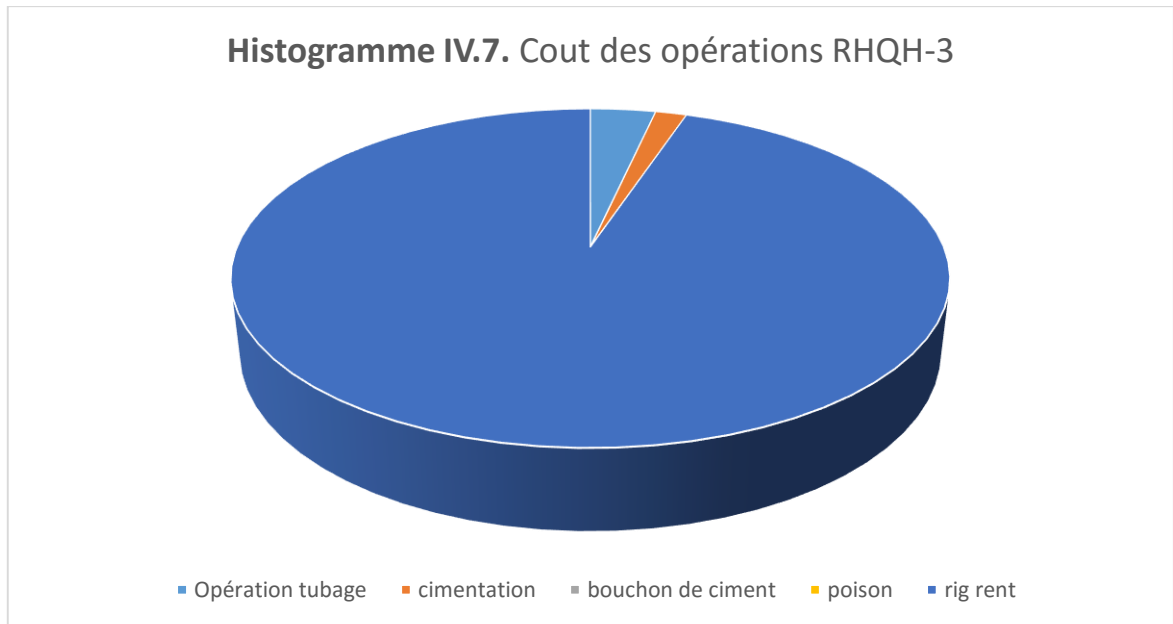
#### IV.4.2.La nouvelle architecture, cas RHQH-3 :

##### Prix des opérations :

Dans ce cas la réalisation de profil de la phase 8<sup>1/2</sup> était neutre son problème, la forme du trou était bon en générale.

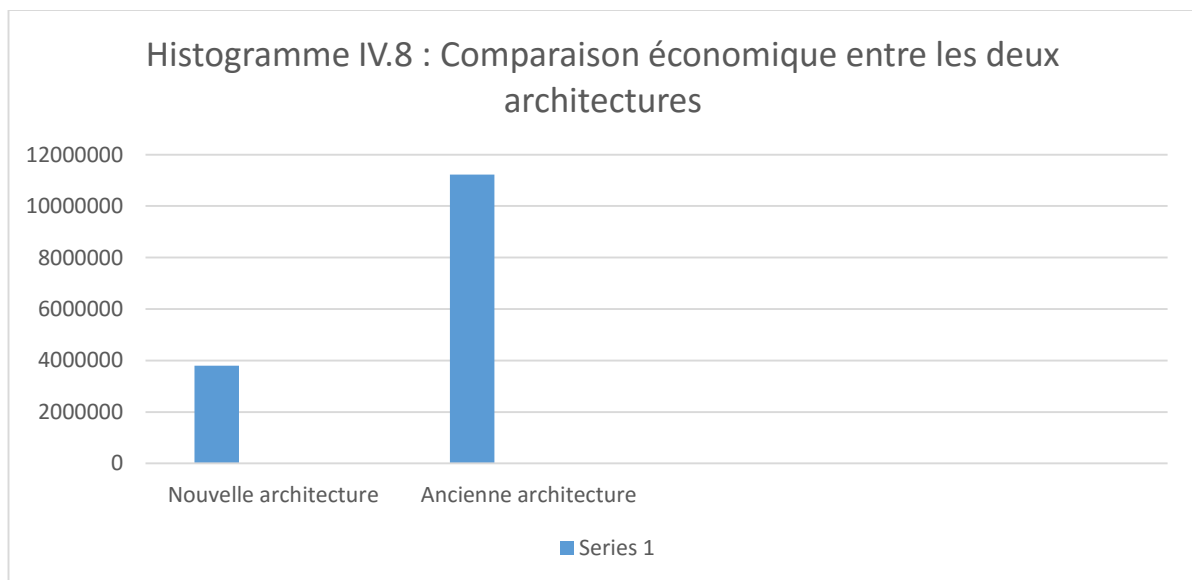
**Tableau IV.15: Prix des opérations de RHQH-3**

Les opérations	Prix (\$)
Opération tubage	272719.77
cimentation	130000
bouchon de ciment	0
poisson	0
location de l'appareil 168 jours	3398865.135
<b>Prix total</b>	<b>38015844.905</b>



Le prix estimatif calculé par les ingénieurs de Sonatrach est approximativement de 8 million de dollar avec un cout moyen de 47000 \$/jour.

En remarque que le prix journalier de la nouvelle architecture est relativement grand que le prix de l'ancienne architecture, mais le cumule total de l'ancienne est totalement grand que le cumule de l'ancienne, cette différence est revient à la durée de non productive time (NPT) et les problèmes des lost fish on hole (sidetrack).



**IV.5.Conclusion :**

Au terme de cette étude, nous avons tiré des différents points concernant les avantages et les inconvénients des deux architectures. Dans la région de Berkine Ouest, spécifiquement dans le champ de Rhourde Nouss, Taouil, Rhourde Adra ..... etc. nous avons constaté que les problèmes majeurs surviennent au niveau de la phase 8<sup>1/2</sup>, tel que les coincements et les éboulements, les formations triasique (Trias Carbonate) sont totalement instables c'est la raison sur laquelle un débit régulier en régime laminaire est recommandé pour éviter les éboulements et cavages des formations triasique.

Ces problèmes ont une tendance de se manifester dans l'ancienne architecture, cette architecture favorise les problèmes de coincement et les élargissements de trou.

La nouvelle architecture a donné une bonne satisfaction compte tenu 'une réduction remarquable des problèmes en cours de forage, le seul inconvénient le type de complétion avec cette architecture présent un problème de légère baisse de production.

Malgré cette légère baisse de production l'utilisation de la nouvelle architecture jugée mieux que l'ancienne architecture en matière de cout et qualité.

# Conclusion et Recommandations

L'ancienne architecture préconisée par Sonatrach concernant la cote casing 7" a été au top où à quelques mètres du Grés de Ouargla. La section 8"1/2 est jugée assez longues où elle a dépassé les 2000m dans quelques puits forés à Rhourde Hebib, Rhourde Helma, Rhourde Hamra et Taouil. Cette section va couvrir plusieurs réservoirs de Trias et Siluriens. Les deux formations qui peuvent engendrer des problèmes sont Trias Carbonaté et Dalle de Makrata (DMK).

Cette architecture était l'origine de plusieurs incident tels que :

Coincements, pertes de circulation, venues, faibles vitesses d'avancement et la non maitre de l'angle ces contrainte ont causé la perte des millions de dollars chaque années malgré que ces problèmes puissent être réduit si planification est bien faite et les conditions des terrains sont bien maitrisées

La présente étude nous a permis d'analyser la nouvelle et tirer les conclusions suivantes :

- ✓ Minimisé la longueur de la phase 8"1/2 approximativement par 600 m.
- ✓ Augmentation de la valeur du yeild value, ce qui fait minimiser la turbulence de fluide et réduit l'effet du **WASHING**.
- ✓ Réduction de débit d'écoulement de fluide de forage a (1400 l/m-1500 l/m), ensuite réduction des cavages et éliminer les problèmes de coincement.
- ✓ L'utilisation d'une BHA à Turbine AUTO-TRAK de Baker Hughes afin de garder la verticalité du trou ainsi pour améliorer la vitesse d'avancement.
- ✓ Augmentation de la densité a 1.50 SG.

Malgré les résultats atteints par la mise en application de la nouvelle architecture, néanmoins il y a lieu de noter ce que la complétion de la phase 6" d'autre problèmes sont constatés tels que :

- a) Liner 4"1/2 cimenté et perforé :
- b) Liner 4"1/2 crépine :

1. Limité l'interface couche trou
  2. Minimisé la production
  3. Risque d'endommagement
1. Contact de plusieurs couches superposé
  2. Impossible d'obtenir des résultats de DST exact
  3. Risque d'effondrement des formations argileuses en test Bare-Foot.
  4. Impossible de sélectionner les zones à stimuler.

Pour le Top liner 7'' on remarque qu'il est installé à 400 m au-dessus de sabot de la Colonne 9''5/8 à 50 m au-dessus de la formation d'horizon B, cette formation contient des eaux de chlorures corrosif ce qui fait justifier l'installation du liner 7'' à à 400 m au-dessus de sabot de la Colonne 9''5/8 (raison de sécurité), mais en point de vue économiquement parlant c'est un cout supplémentaire de 137600 DOLLARS

Ce thème peut faire l'objet de plusieurs recherches afin de minimiser au maximum les inconvénients constatés de la nouvelle architecture, ces travaux de recherches ultérieures doivent impérativement prendre en compte les points suivants :

L'utilisation d'un Packer ABL (Expandable casing) pour isolé le Trias Carbonaté (Voir Annexes 1-6)

Utilisation des boues spéciales telles que l'APHRON.

Fait couper la phase 8''1/2 en deux sections.

## **Annexes :**

### **Annexes 01 : Autres Caractéristiques de l'Open Hole Liner.**

Running Tools	
Hydraulically-Assisted Expansion	Yes
Expansion Rate, Min. (ft/min)	15
Dual Dart Cementing System	Yes
Primary Pressure Seal During Expansion	Valve (not Dart)
Dart Recovred with Ranning tools	Yes
BHA Latch to Drill Pipe	Modified Safety Joint
Option to Jack Out of Hole	Yes
Collapsible Cone	Yes
Overpull to Collapse Cone (lb)	180,000
Traveling Cup Distance, Max (ft)	5,000
Expansion Pressure, Max. (psi)	4,000
Pressure Rating (psi)	5,000
Tensite Rating (lb)	225,000

### **Autres caractéristiques de Monobore Open Hole Liner.**

Running Tools	
Hydraulically-Assisted Expansion	Yes
Expansion Rate, Min. (ft/min)	15
Dual Dart Cementing System	Yes
Primary Pressure Seal During Expansion	Valve (not Dart)
Dart Recovred with Ranning tools	Yes
BHA Latch to Drill Pipe	Modified Safety Joint
Option to Jack Out of Hole	Yes
Collapsible Cone	Yes
Overpull to Collapse Cone (lb)	525,000
Traveling Cup Distance, Max (ft)	5,000
Expansion Pressure, Max. (psi)	4,000
Pressure Rating (psi)	5,000
Tensite Rating (lb)	750,000



**Annexe 02 : Autres caractéristiques de Cased Hole Liner.**

<b>Customers Casing</b>			
OD [in]	Wt [lb/ft]	ID [in]	API Drift [in]
13.625	88.2	12.375	12.219
13.375	77.0	12.275	12.119
	72.0	12.347	12.191
	68.0	12.415	12.259
	54.5	12.615	12.459
9.625	53.5	8.535	8.379
	47.0	8.681	8.525
	43.5	8.755	8.599
	40.0	8.835	8.679
	36.0	8.921	8.765
8.625	63.5	7.125	6.969
	40.0	7.725	7.569
	36.0	7.825	7.669
	32.0	7.921	7.765
7.625	53.5	6.125	6.000
	51.2	6.251	6.126
	47.1	6.375	6.250
	39.0	6.425	6.500
	33.7	6.765	6.640
	29.7	6.875	6.750
7.00	35.0	6.004	5.879
	32.0	6.094	6.969
	29.0	6.184	6.059
	26.0	6.276	6.151
	23.0	6.366	6.241
	20.0	6.456	6.331
5.50	20.0	4.778	4.653
	17.0	4.892	4.767

<b>Expanded Geometry</b>				
OD [in]	ID [in]	Wall [in]	Rub.Gub [in]	Drift [in]
12.1777	11.546	0.315	0.101	11.486
12.75	11.439	0.318	0.102	11.379
12.184	11.516	0.316	0.102	11.456
12.218	11.589	0.314	0.101	11.529
12.421	11.803	0.309	0.099	11.743
8.330	7.635	0.347	0.104	7.575
8.480	7.797	0.341	0.102	7.737
8.556	7.879	0.338	0.102	7.819
8.639	7.968	0.335	0.101	7.908
8.727	8.064	0.332	0.100	8.004
6.867	6.295	0.286	0.132	6.235
7.516	6.918	0.299	0.106	6.858
7.619	7.029	0.295	0.105	6.969
6.718	7.135	0.291	0.103	7.075
5.917	5.346	0.285	0.106	5.286
6.048	5.489	0.279	0.103	5.429
6.177	5.630	0.273	0.101	5.570
6.415	5.804	0.306	0.106	5.744
6.561	5.962	0.299	0.104	5.902
6.675	6.086	0.294	0.102	6.026
5.971	5.209	0.291	0.108	5.149
5.884	5.311	0.287	0.106	5.251
5.978	5.413	0.282	0.105	5.353
6.074	5.518	0.278	0.103	5.458
6.168	5.620	0.274	0.101	0.560
6.262	5.722	0.270	0.100	0.662
4.570	4.101	0.234	0.105	4.041
4.690	4.233	0.229	0.103	4.173

## Annexe 03 : rapport de cimentation du puits OKN 740.

# BJSP

Where performance counts

Job Number :	06-0829-001
Préparé pour:	SH FOR DRMD
Puits:	OKN 40 / TP 184
Casing:	Liner ABL
Révision:	01
Date de Révision:	11 octobre 2006

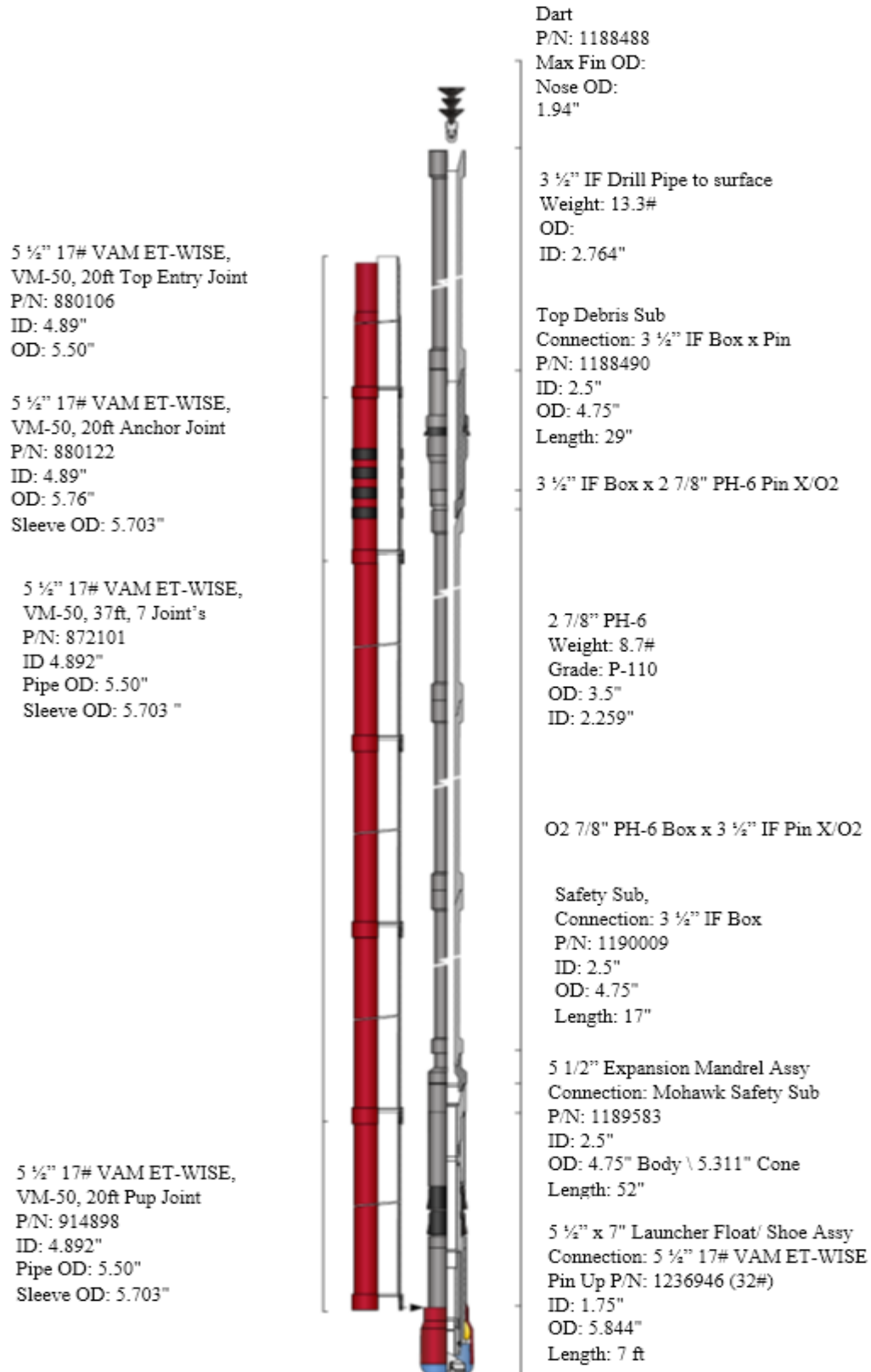
### 2. FLUID COMPOSITION & PRODUCT REQUIREMENT

		Metric Volumes			API Volumes		
<b>Diesel</b>		<b>Volume: 3,0 m3</b>			<b>Volume: 18,9 bbl</b>		
<b>0,85 kg/lt</b>							
<b>Water flush ahead</b>		<b>Volume 2 m3</b>			<b>12,6 bbls</b>		
<b>1,00 kg/lt</b>							
<i>Additive</i>	<i>Description</i>	<i>Unit</i>	<i>per m3</i>	<i>Total</i>	<i>Unit</i>	<i>per bbl</i>	<i>Total</i>
Water	Fresh water	Its	970	1940	gal	40,74	512,49
MCSB	Mud Clean Surfactant	Its	30	60	gal	1,26	15,85
<b>Water flush behind</b>		<b>Volume 0,628 m3</b>			<b>3,9 bbls</b>		
<b>1,00 kg/lt</b>							
<i>Additive</i>	<i>Description</i>	<i>Unit</i>	<i>per m3</i>	<i>Total</i>	<i>Unit</i>	<i>per bbl</i>	<i>Total</i>
Water	Fresh water	Its	970	608,81	gal	40,74	160,83
MCSB	Mud Clean Surfactant	Its	30	18,83	gal	1,26	4,97
<b>Cement Slurry</b>		<b>Volume 4,55 m3</b>			<b>28,6 bbls</b>		
<b>1,9 kg/lt</b>							
<i>Additive</i>	<i>Description</i>	<i>Unit</i>	<i>per Tonne</i>	<i>Total</i>	<i>Unit</i>	<i>per Sack</i>	<i>Total</i>
Cement	Dyckerhoff "G" HSR	Ton	1	4,4	Sack	1	102,7
S8	Silica Flower	Kgs	350	1532,3	lbs	32,9	3378,2
Water	Fresh water	m3	0,388	1,70	gal	4,37	448,8
D42L	Defoamer	Its	2	8,76	gal	0,02	2,3
A2	Stabilisateur	Kgs	2	8,76	lbs	0,19	19,3
BA 56	Anti gas migration	Kgs	6	26,27	lbs	0,56	57,9
CD 33L	Dispersant	Lts	15	65,67	gal	0,17	17,3
BA 58L	Bonding agent	Lts	70	306,47	gal	0,79	81,0
LS1	Activateur du latex	Its	10	43,78	gal	0,11	11,6
BA 86L	Latex	Its	100	437,81	gal	1,13	115,7
R 15L	Retarder	Its	2	8,76	gal	0,023	2,3
Fibrin 23	Fibres	Kgs	2,0	8,76	lbs	0,188	19,3
	<b>Yield</b>		<b>1040</b>	<b>L/Tonne</b>		<b>1,566</b>	<b>cuft/sk</b>
<b>Mix Water</b>		<b>592,5 L/Tonne</b>			<b>6,7 gps</b>		
<b>Total Mix Water</b>		<b>2593,9 Litres</b>			<b>685,4 US gallons</b>		

<b>Consommation des Total Produits</b>		<b>Métrique</b>		<b>API</b>	
<i>Produits</i>		<i>Unité</i>	<i>Quantités</i>	<i>Unité</i>	<i>Quantités</i>
Cement	Dyckerhoff "G" HSR	Ton	4,38	sack	102,7
Water		m3	2550,5	bbl	16041,0
S8		kgs	1532,3	lbs	3378,2
D42L		Its	8,76	gal	2,31
A2		kgs	8,76	lbs	19,3
BA 56		kgs	26,3	lbs	57,9
CD 33L		Its	65,7	gal	17,3
BA 58L		Its	306,5	gal	81,0
LS1		Its	43,8	gal	11,6
BA 86L		Its	437,8	gal	115,7
R 15L		Its	8,76	gal	2,3
Fibrin 23		kgs	8,76	lbs	19,3
MCSB		Its	78,8	gal	20,8

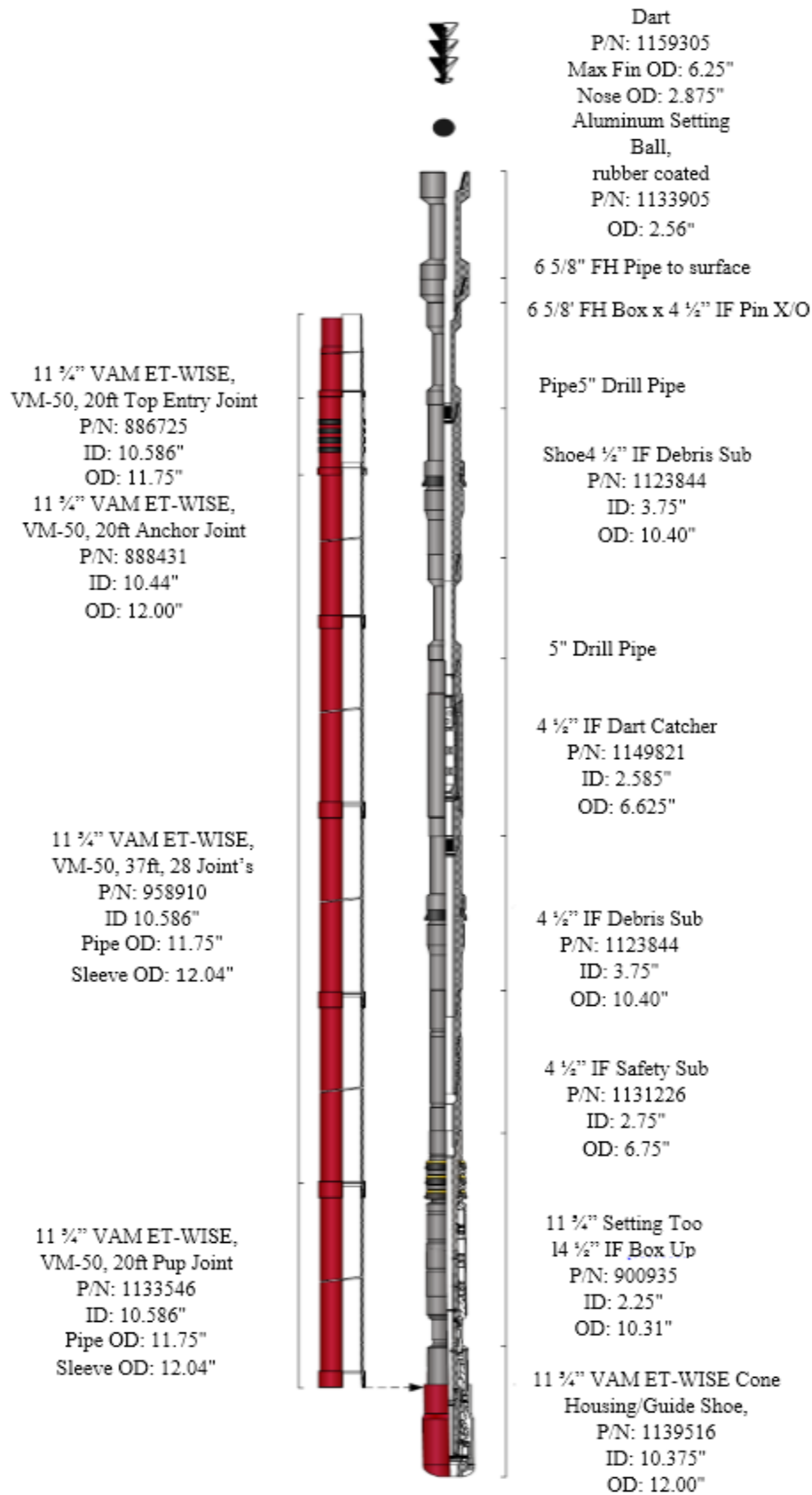
\*L'utilisation des fibres est de 2kg/tonne de ciment au maximum.

**Annexe 04: garniture de Hydraskin ydraskin Open Hole liner.**



**Schéma de 5 ½" x 7" Hydraskin Open Hole Liner**

**Annexe 05 : Garniture de Metalskin Monobore OHL**



**Schema de 11 3/4" x 13 3/8" MetalSkin Monobore Open Hole Liner**

## Annexe 06: Power V drilling motor.

# PowerV

## Vertical drilling rotary steerable system

### APPLICATIONS

- Efficient vertical drilling in one run
- Rig sites with minimal or no directional drilling supervision
- Hard formations and formations with high dip angle

### BENEFITS

- Automatically maintained vertical wellbore
- Optimized postdrilling operations and increased completions and lift equipment durability
- Reduced rigsite supervision
- Reduced lost-in-hole incidents
- Increased drilling efficiency
- Reaming, backreaming and shoe drillout permitted

### FEATURES

- Remotely monitored automatic steering control
- Functional without MWD tool systems
- Automatic downhole correction of deviation
- Availability in PowerDrive vortex<sup>®</sup> powered RSS configuration

PowerV<sup>®</sup> vertical drilling RSS is part of the PowerDrive<sup>®</sup> RSS family of fully rotating steerable systems that minimize the risk of sticking. The entire family has a complete direction and inclination sensor package close to the bit for precise well placement and independently generates power for 3D steering and control.

In any drilling environment, the PowerDrive RSS family delivers the power required to place wells accurately with superior borehole quality while ensuring maximum drilling efficiency.

### Efficient vertical drilling from spud to total depth

The PowerV RSS is the reliable and efficient solution for vertical drilling applications. It provides cost-efficient drilling while automatically and continuously maintaining a vertical wellbore. The fully rotating system improves hole cleaning efficiency and wellbore quality in vertical wells, reducing risk of costly correction runs. With the PowerV RSS, the potential for lost-in-hole incidents and mechanical and differential sticking is minimized. Its high rpm capacity makes it suitable for the PowerDrive vortex RSS configuration.

### Wide operating range for ultimate adaptability

The PowerV RSS actively and automatically steers the well path downward while drilling, regardless of the azimuth of any inclination present. Once verticality is achieved, any tendency to build angle is automatically corrected downhole. The automatic steering control requires minimal supervision from surface and needs no MWD system to function. There is no need for dedicated rigsite supervision, lowering potential HSE risks. If direction and inclination monitoring is critical, an MWD tool can be added to the BHA.

The PowerV RSS can be adapted to run on almost any rig. It covers most hole sizes and is a perfect application for hard formation and formations with a high dip angle.



## Annexe 07:      **Directional Drilling Tools**

<b>Conventional Directional Drilling Tools</b>	
<b>Downhole Motor and Measurement While Drilling</b>	
Measurement While Drilling (MWD):	Real-time directional borehole survey Tool size range: 2 7/8" - 9 5/8"
Downhole Motors (PDM):	Thin-wall and even-wall power sections Tool size range: 2 7/8" - 9 5/8"
Borehole Size Range:	3 1/2" - 28" (88.9 mm - 711.2 mm)

<b>Automated Vertical &amp; Directional Drilling Tools</b>		
<b>Motor-driven Tools:</b>	<b>VertiTrak</b>	<b>TruTrak</b>
Features:	Self-steering vertical performance drilling	3-D directional drilling service for low inclination wells
Tool Sizes:	4 3/4", 6 3/4", 9 1/2"	
Borehole Size Range	5 7/8" - 28" (149.2 mm - 711.2 mm)	
<b>Rotary-driven Tools:</b>		
	<b>RVDS</b>	<b>3D-Trak</b>
Features	Self-steering rotary vertical drilling system Compact design - suitable for underground operations	3-D rotary steerable system Continuous steering while rotating
Tool Sizes:	7 3/4", 10", 12 7/8"	6 3/4"
Borehole Size Range	8 1/2" - 17 1/2" (215.9 mm - 444.5 mm)	8 1/2" - 9 7/8" (215.9 mm - 250.8 mm)

# **BIBLIOGRAPHIE**

- [1] Memorandum de “Proposed New Architecture of **RHAQZH-2** with 7” liner setting depth at top of DMK formation instead of Gris de Ouargla ‘’.
- [2] Résultat des recommandations du Trias Carbonaté, Sonatrach, 14/07/2018.
- [3] Well Evaluation Conference Algérie, Sonatrach et Schlumberger.WEC 2007.
- [4] Rapport de résumé des opérations de forage RHAE-1
- [5] Rapport de résumé des opérations de forage RHAEP-1
- [6] Rapport de résumé des opérations de forage RHAQZH-2
- [7] Formulaire du foreur, édition 2009.
- [8] Logging de la Phase 8<sup>1/2</sup>”, Baker Hughes. RHAQZH-2
- [9] Logging de la Phase 8<sup>1/2</sup>”, Schlumberger. RHAEP-1
- [10] Programme de forage ELJEQZH-3.
- [11] Programme de forage final RHAEP-1.
- [12] Programme de forage RHAQZH-2.
- [13] AMIAR RABAH et RAHIL KHALED, Choix et cimentation d’un liner mixte 4<sup>1/2</sup>”, INH, Master Forage 2008/2009.
- [14] Boumaaza Mohammed et Semai Faroq, “ Evaluation quantitative et qualitative d’un réservoir Cas du réservoir TAGI – SIF Fatima Bassin de Berkine (Algérie Oriental) ‘’, UKMO, mémoire fin d’étude Master Géologie pétrolier 2013/2014.
- [15] LIFA Mohammed, LADJILAT Mostapha, ZIDI Nabil, reperforation des puits du champ de Rhourde Nouss, UKMO, mémoire fin d’étude Master Production Professionnel 2014/2015.

## **Résumé :**

On peut dire que le Trias Carbonate a créé un problème réel dans la région de Berkine Ouest. Pour l'ancienne architecture, cette formation était présente dans la même phase 8<sup>1/2</sup> avec une autre formation qui a des caractéristiques différentes (Dalle de Mkrata).

Des problèmes sérieuse on a aperçu pendant l'application de l'ancienne architecture (coincement, cavage, perte de circulation), afin de remédier ces problèmes, la Sonatrach a proposé une nouvelle architecture de liner 7'' afin d'être capable de forée chaque formation de Trias et DMK indépendamment. Des changements dans les paramètres de forage, hydraulique, mécanique et rhéologique en était appliqué aussi. Les résultats d'opération de forage pour la nouvelle architecture étaient tout satisfaisant. D'autres problèmes on a aperçu au niveau de la complétion de la phase 6''. Un remède personnel était proposé afin de résoudre ces problèmes.

## **Abstract :**

Trias Carbonate formation has created a serious problem since it's located in the same section drilling with DMK, this two formation has totally different characteristics.

A Couple of serious problems has occurred while applying the old architecture (stuck pipe, cavings, lost circulation), in order to solve this problems Sonatrach has launched a new 7'' liner architecture so we can drill each formation independently with different hydraulique, technique and rheological characteristics. The results was satisfying. Other problems has occurred while 6'' section completion, so we had to give our personal proposition to solve this problems.

## **ملخص:**

إن وجود طبقتين (Trias Carbonate, DMK) يمثل مشكلة في منطقة Berkine ouest لإختلاف خصائصهما. إن استعمال البرنامج القديم أظهر مشاكل عديدة (Coincement, Cavage et perte de circulation) لوجود هاتين الطبقتين في نفس الطبقة 8<sup>1/2</sup>. هذا مادفع سوناطراك إلى استعمال برنامج جديد لحفر كل طبقة منفصلة عن الأخرى. النتائج كانت جيدة لكن ظهرت مشاكل أخرى في الطبقة 6'' ما دفعنا لإعطاء حلول شخصية.