

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE KASDI MERBAH - OUARGLA

**Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables et des Sciences de la Terre et de
L'Univer**

Département de Forage et Mécanique des Chantiers Pétroliers



Mémoire pour l'obtention du diplôme
MASTER PROFESSIONNEL
Domaine : Sciences Technique
Filière : Hydrocarbures
Spécialité : Forage
Préparé par :

BLAHA Mohammed Riad Kheir-eddine, HATHAT Abdelhak

Thème:

**Evaluation des paramètres hydrauliques
pour transporter les cuttings dans les
puits pétroliers.**

Soutenu publiquement le 15/06/2019 devant le jury:

NOM ET PRENOM	GRADE	UNIVERSITE
M. BOUCHIREB Abdelouhab	M.C.B	Président UKMO
M. HADJAB Riad	M.A.A	Examineur UKMO
M. FROUHAT Rachid	M.A.A	Encadreur UKMO

2018/2019

Remerciements

Nous remercions Allah, notre créateur, de nous avoir donné la volonté, la capacité, la patience et les moyens de réaliser ce modeste travail.

Par la même occasion, nous remercions nos chers parents et nos familles.

Nous remercions tous les professeurs qui ont contribué à notre formation.

Nous remercions notre promoteur M. FROUHAT Rachid de nous avoir encadré, aidé et orienté par ses conseils fructueux.

Un grand merci est également adressé à tous les collègues de la promotion et à tous les amis du cursus universitaire : Zakaria, Ahmed, Saddam, Taki-eddine.

Abdelhak et Riad

Dédicace

*J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste Travail à
Mes chers parents pour leurs soutiens, leurs patiences et leurs confiances.*

Mes très chers frères et sœurs

Mes amis

A toute la famille, grand et petit qu'il soit

A Tous ceux qui m'ont encouragé

Abdelhak

Résumé

La capacité d'un fluide de forage en circulation de transporter des cutting hors d'un puits de forage, représente une fonction essentielle d'un fluide de forage. Dans les puits fortement déviés et horizontales, les cuttings ont tendance à chuter et former un lit appelé : cuttings bed.

Nous présentons dans notre travail une évaluation des paramètres hydrauliques affectant le nettoyage de puits dans la phase 8-1/2". Cette étude concerne la vitesse annulaire de fluide et les pertes de charge dans l'espace annulaire, ainsi que la densité de fluide de forage.

Des formules théoriques ont été appliquées, selon le modèle mathématique le plus précis (Modèle de Herschel-Bulkley) pour la prévision du comportement rhéologique des fluides de forage. En effet, une programmation par l'outil informatique Microsoft-Excel a été élaborée afin de calculer les différents paramètres hydrauliques et statistiques pour deux jours éloignés, sur le puits candidat RNZ-130 dans le champ de Rhourhde Nouss, Illizi.

Mots clés : Forage dirigé, fluide de forage, nettoyage, déblais, paramètres hydrauliques, modèle mathématique, évaluation, indice de transport.

Abstract

The ability of a circulating drilling fluid to transport cutting out of a wellbore is an essential function of a drilling fluid. In heavily deviated and horizontal wells, cuttings tend to fall and form a bed called: cuttings bed.

We present in our work an evaluation of the hydraulic parameters affecting the cleaning of wells in the phase 8-1/2''. This study concerns the annular fluid velocity and the pressure losses in the annular space, as well as the density of drilling fluid.

Theoretical formulas have been applied, according to the most precise mathematical model (Herschel-Bulkley model) for the prediction of the rheological behavior of drilling fluids. Indeed, a programming by Microsoft-Excel computer tool has been developed to calculate the different hydraulic and statistical parameters for two distant days, on the RNZ-130 candidate well in the field Rhourhde Nouss, Illizi.

Key words : Directionnal drilling, mud, drilling fluid, cleaning, cuttings, hydraulic parameters, mathematical model, evaluation, transport index.

ملخص

تعد قدرة سائل الحفر المتحرك على نقل القطع الصخرية المفتتة إلى خارج حفرة البئر وظيفة أساسية له. في الابار الأفقية و المنحرفة بشدة , تميل القطع الصخرية المفتتة إلى الرسوب و تشكل سريرا يسمى : سرير القطع الصخرية المفتتة.

نقدم من خلال عملنا تقييما للمعايير الهيدروليكية التي تؤثر على تنقية الابار في الجزء (8 1/2) . تتعلق هذه الدراسة بالسرعة البينية لسائل الحفر و ضياع الطاقة في الحجم البيني , و كذلك الكتلة الحجمية لسائل طين الحفر.

قمنا بتطبيق القوانين النظرية ، وفقا للنموذج الرياضي الأكثر دقة (نموذج هيرشل-بكلي) للنتبؤ بالسلوك الريولوجي لسوائل الحفر. و بناء على هذا قمنا ببرمجة عبر أداة الكمبيوتر ميكروسوفت- إكسال من أجل حساب مختلف المعايير الهيدروليكية و الاحصائية ليومين متباعدين من البئر المختار أر.أن.زاد 130 الذي يقع في حوض رورد النص في إقليم ولاية اليزي.

الكلمات المفتاحية : الحفر المائل ، سائل الحفر ، تنقية ، القطع الصخرية المفتتة ، المعايير الهيدروليكية ، النموذج الرياضي ، تقييم ، مؤشر النقل.

SOMMAIRE

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclature

INTRODUCTION01

CHAPITRE I : PARTIE GEOLOGIQUE

I.1. Présentation de la région03

I.1.1. Situation géographique03

I.1.2. Limites géologiques04

I.1.3. Aspect structural04

I.2. Prévisions litho-stratigraphiques06

I.2.1. Mio-pliocène06

I.2.2. Le Crétacé06

I.2.3. Le Jurassique07

I.2.4. Le Trias08

I.2.5. Le Silurien08

I.2.6. L'Ordovicien09

CHAPITRE II : FORAGE DIRIGE ET FLUIDE DE FORAGE

II.1. Forage Dirigé11

II.1.1. Introduction au forage dirigé11

II.1.2. Définition du forage directionnel11

II.1.3. Développement historique du forage directionnel11

II.1.4. Les différentes applications des forages dirigés11

II.1.5. Les profils d'un forage dirigé13

1. Puits en J13

2. Puits en S	13
3. Puits à double montée	13
4. Puits inclinés (<i>tilt ou slant wells</i>)	13
5. Puits à long déplacement (<i>Long reach or Extended Reach wells</i>)	14
6. Puits multilatéraux	14
7. Puits en réentrée (<i>Re-entry wells</i>)	15
8. Puits horizontaux	15
8.A. Application de forage horizontal	16
8.B. Les avantages des puits horizontaux	17
8.C. Les inconvénients des puits horizontaux	17
II.1.6. Vocabulaire du forage dirigé	18
II.1.7. Représentation des puits	18
II.1.8. Équipements spécifiques au forage dirigé	19
II.1.8.1. Moteurs de fond	19
II.1.8.2. Stabilisateurs	20
II.1.8.3. Équipements amagnétiques	21
II.1.8.4. Équipements de mesure	22
II.2. Fluide de forage.....	23
II.2.1. Définition	23
II.2.2. Les principales fonctions d'un fluide de forage	23
II.2.3. Classification des fluides de forage	24
II.2.3.1. Les fluides à base d'huile	24
II.2.3.2. Les fluides à base d'eau	25
II.2.3.3. Les fluides de forage gazeux	25
II.3.4. Principaux produits à boue; rôle et utilisation	27
II.3.4.1. Colloïdes argileux	27
II.3.4.2. Colloïdes organiques	27

II.3.4.3. Les additifs minéraux	27
II.3.4.4. Les produits organiques spéciaux	28
II.3.4.5. Les alourdissants	29

CHAPITRE III : RHEOLOGIE DES FLUIDES DE FORAGE

III.1. Rhéologie	30
III.1.1. Définition	30
III.1.2. Contrainte de cisaillement	30
III.1.3. Taux de cisaillement	30
III.1.4. La relation entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement.....	30
III.2. Types de fluides	31
III.2.1. Fluides Newtoniens	31
III.2.2. Fluides non-Newtoniens	31
III.2.2.1. Le modèle de Bingham	31
III.2.2.2. Le modèle en puissance	32
III.2.3. Représentation graphique des modèles d'un fluide	32
III.3. Caractéristiques Rhéologiques	34
III.3.1. La viscosité	34
III.3.1.1. Définition	34
III.3.1.2. Types de viscosité	34
III.3.2. Yield point YP	35
III.3.3. Thixotropies et gels	36
III.4. Régimes d'écoulement	36

CHAPITRE IV : ETUDE DE CAS

IV.1.1. Description et objectifs du puits	39
IV.1.2. Les puits voisins	40
IV.1.3. Localisation du puits RNZ-130	40
IV.1.4. Lithologie	41
IV.1.5. Liste de sondage	42
IV.1.6. Programme de la boue	42
IV.2.1. Présentation du modèle de calcul	43
IV.2.1.1. Les données du puits	44
IV.2.1.1.1. Les données préliminaires auprès du rapport journalier du fluide de forage ..	44
IV.2.1.1.2. Calcul des constantes rhéologiques de fluide de forage	45
IV.2.1.2. Calcul des paramètres hydrauliques dans l'annulaire	45
IV.2.1.3. Calcul des paramètres hydrauliques au niveau de l'outil	49
IV.2.1.4. Calcul des paramètres permettant l'évaluation du nettoyage de trou	50
IV.2.2. Application du modèle de calcul sur le puits RNZ-130	51
IV.2.2.1. Résultat du jour 1	51
IV.2.2.2. Résultat du jour 2	53
IV.2.2.3. Calcul du débit optimal	56

CONCLUSION

RECOMMANDATION

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

ANNEXE 01

ANNEXE 02

ANNEXE 03

ANNEXE 04

ANNEXE 05

ANNEXE 06

Liste des figures

Figure 1 : Situation géographique de la région de RHOURE NOUSS	03
Figure 2 : Localisation et structures de RHOURE NOUSS	05
Figure 3 : Coupe stratigraphique type de la région de Rhourde Nouss	10
Figure 4 : Applications du forage dirigé	12
Figure 5 : Profils de forage dirigé	14
Figure 6 : Démonstration d'un puits à long déplacement	14
Figure 7 : Puits multilatéraux	15
Figure 8 : Puits en ré-entrée	15
Figure 9 : Les types du forage horizontal	16
Figure 10 : Vocabulaire et définitions	18
Figure 11 : Stabilisateurs à lames ouvertes (gauche) et à lames fermées (droite)	21
Figure 12 : Classification des fluides de forage	26
Figure 13 : Les différents modèles d'écoulement d'un fluide	33
Figure 14 : Profil des régimes d'écoulements	37
Figure 15 : Localisation du puits RNZ-130	40
Figure 16 : Coupe litho-stratigraphique et différentes phases de forage	41

Liste des tableaux

Tableau 1 : description du puits	39
Tableau 2 : Puits voisins du puits RNZ-130	40
Tableau 3 : Liste de sondage	42
Tableau 4 : Programme de la boue	42
Tableau 5 : Les données préliminaires	45
Tableau 6 : Dimensions des différentes sections (jour 1)	51
Tableau 7 : Paramètres de la boue de forage (jour 1)	51
Tableau 8 : Dimensions de l’outil de forage (jour 1)	51
Tableau 9 : Données de forage (jour 1)	52
Tableau 10 : paramètres hydrauliques dans l’annulaire (jour 1)	52
Tableau 11 : nombres de Reynolds (jour 1)	52
Tableau 12 : paramètres hydrauliques au niveau de l’outil (jour 1)	52
Tableau 13 : paramètres d’évaluation du nettoyage (jour 1)	52
Tableau 14 : Dimensions des différentes sections (jour 2)	53
Tableau 15 : Paramètres de la boue de forage (jour 2)	53
Tableau 16 : Dimensions de l’outil de forage (jour 2)	53
Tableau 17 : Données de forage (jour 2)	53
Tableau 18 : paramètres hydrauliques dans l’annulaire (jour 2)	54

Tableau 19 : nombres de Reynolds (jour 2)	54
Tableau 20 : paramètres hydrauliques au niveau de l’outil (jour 2)	54
Tableau 21 : paramètres d’évaluation du nettoyage (jour 2)	55
Tableau 22 : comparaison entre les paramètres calculés et mesurés	56

Nomenclature

- τ : Contrainte de cisaillement
- γ : Taux de cisaillement
- τ_0 : Tension limite de cisaillement
- K : Le coefficient de consistance
- K_a : Coefficient de consistance dans l'annulaire
- n : Indice de comportement rhéologique
- n_a : Indice de comportement rhéologique dans l'annulaire
- μ_p : Viscosité plastique
- μ_e : Viscosité effective
- μ_a : Viscosité apparente
- θ_{600} : Lecture Fann 600
- θ_{300} : Lecture Fann 300
- V_a : Vitesse annulaire de fluide
- μ_{ea} : Viscosité effective annulaire de la boue
- Re_a : Nombre de Reynolds dans l'annulaire
- Re_L : Nombre de Reynolds pour le régime laminaire
- Re_T : Nombre de Reynolds pour le régime turbulent
- f_a : Facteur de friction dans l'annulaire
- P_{a_i} : Pertes de pression dans l'annulaire pour chaque section
- P_{a_T} : Pertes de charges annulaires totales
- V_{cr} : La vitesse critique
- Q_{cr} : Débit critique

V_s : La vitesse de sédimentation

ECD : L'Equivalent Circulation Density

P_b : Pertes de pression dans les duses de l'outil

HP_b : Puissance hydraulique du fluide de forage

V_n : La vitesse de fluide dans les duses (vitesse de fluide de jet)

IF : La force d'impact de jet de fluide

E : L'efficacité de transport des cuttings

Introduction générale

Le forage dirigé fait désormais partie intégrante des techniques conventionnelles de forage car il est devenu très courant si ce n'est systématique en développement des gisements. En effet, l'intérêt au transport des cuttings a changé dans les dernières années car dans les sections fortement déviés et horizontales les cuttings ont tendance à chuter en contre courant de la boue de forage et former un lit de cuttings (cuttings bed), dont les grands problèmes d'accumulations des particules solides sont observés a ce niveau.

Le bon nettoyage a une grande incidence sur le cout, le temps et la qualité du puits de gaz ou d'huile.

Il est très important de se rappeler que le mauvais nettoyage peut engendrer des problèmes de forage très onéreux comme : les coincements, pertes de circulation, perte de contrôle de la densité de la boue, mauvaise cimentation ...donc une perte du puits si cette situation n'est pas proprement traitée.

L'objectif du présent travail est d'évaluer les facteurs, à savoir les paramètres hydrauliques, affectant sur le nettoyage d'un puits incliné.

Ce travail est divisé en deux grandes parties:

1. Une partie théorique qui se subdivise en trois chapitres : le premier chapitre est destiné à la représentation géographique du champ de Rhourde Nouss, illizi, dont est issu le puits candidat RNZ 130. Le deuxième chapitre traitera des généralités sur le forage dirigé, les fluides de forage, ses différents types et ses fonctions ainsi que ses principales propriétés.

Le phénomène de transport des particules solides est un phénomène très complexe qui nécessite la connaissance des régimes d'écoulements ainsi qu'aux principaux paramètres rhéologiques du fluide de forage, ces notions sont abordées dans le troisième chapitre.

2. Une partie pratique qui se subdivise en deux chapitres : le premier est consacré à la représentation détaillée du puits RNZ 130. Dans le deuxième chapitre, on a élaboré une programmation informatique Excel pour réaliser les différents calculs nécessaires afin d'analyser les paramètres hydrauliques du forage, ces calculs sont basés sur un modèle mathématique de prévision du comportement rhéologique des fluides de forage : le Modèle de Herschel-Bulkley.

On termine le travail par une conclusion qui résume les principaux résultats obtenus durant cette étude, puis une élaboration des recommandations pratiques des paramètres hydrauliques à appliquer aux conditions particulières du champ de Rhourde Nous, Illizi.

Chapitre I

Partie géologique

I.1. Présentation de la région :

Le champ de Rhourde Nouss est l'une des principales zones productives d'hydrocarbures du Sahara Algérien. La région de Rhourde Nouss se situe au Nord-Ouest du bassin d'Illizi, à l'Ouest du bassin de Berkine et au Sud-est du sillon de Marfag. Elle culmine sur le horst Rhourde Nouss–Essaoui Mellane, qui est une extension du môle d'Amguid vers l'Est. La limite de ce dernier est la faille de Ramade. Il s'étend sur une superficie de 10000 Km². Il est relié à la route nationale RN3 (OUARGLA-ILLIZI) par une bretelle de 30 km goudronnée. [11]

I.1.1. Situation géographique :

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 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 Km². Il est relié à la route nationale N3 (OUARGLA-ILLIZI) par une bretelle de 30km goudronnée. [11]

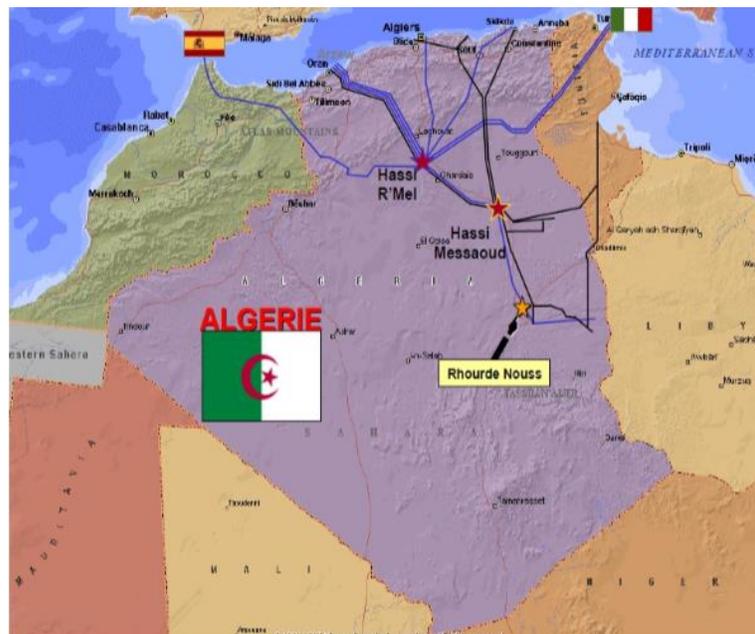


Figure 1 : Situation géographique de la région de RHOURE NOUSS [11]

I.1.2. 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 :

- A l'ouest, par la mole d'Amguid –El Biod au niveau de la faille de Ramade. Cette mole présente une vaste unité structurale subméridienne qui s'étend sur 600Km allant d'Amguid au sud à RHOURE EL BAGUEL au Nord.
- Au nord-est, par le bassin de Ghadamès vers lequel s'annoient 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. [11]

I.1.3. 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 km², elle est composée de quatre structures différentes à savoir :

- **Rhourde Nouss Central (RNC) :**

Cette structure est alignée Nord-Sud et s'étend sur environ de 16 x 8 km² avec une petite structure au Nord-est de 4 x 2,5 km². 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 km². 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 km². 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 Km², le réservoir contient du gaz et le nombre de puits forés est égal à 17 puits. [11]

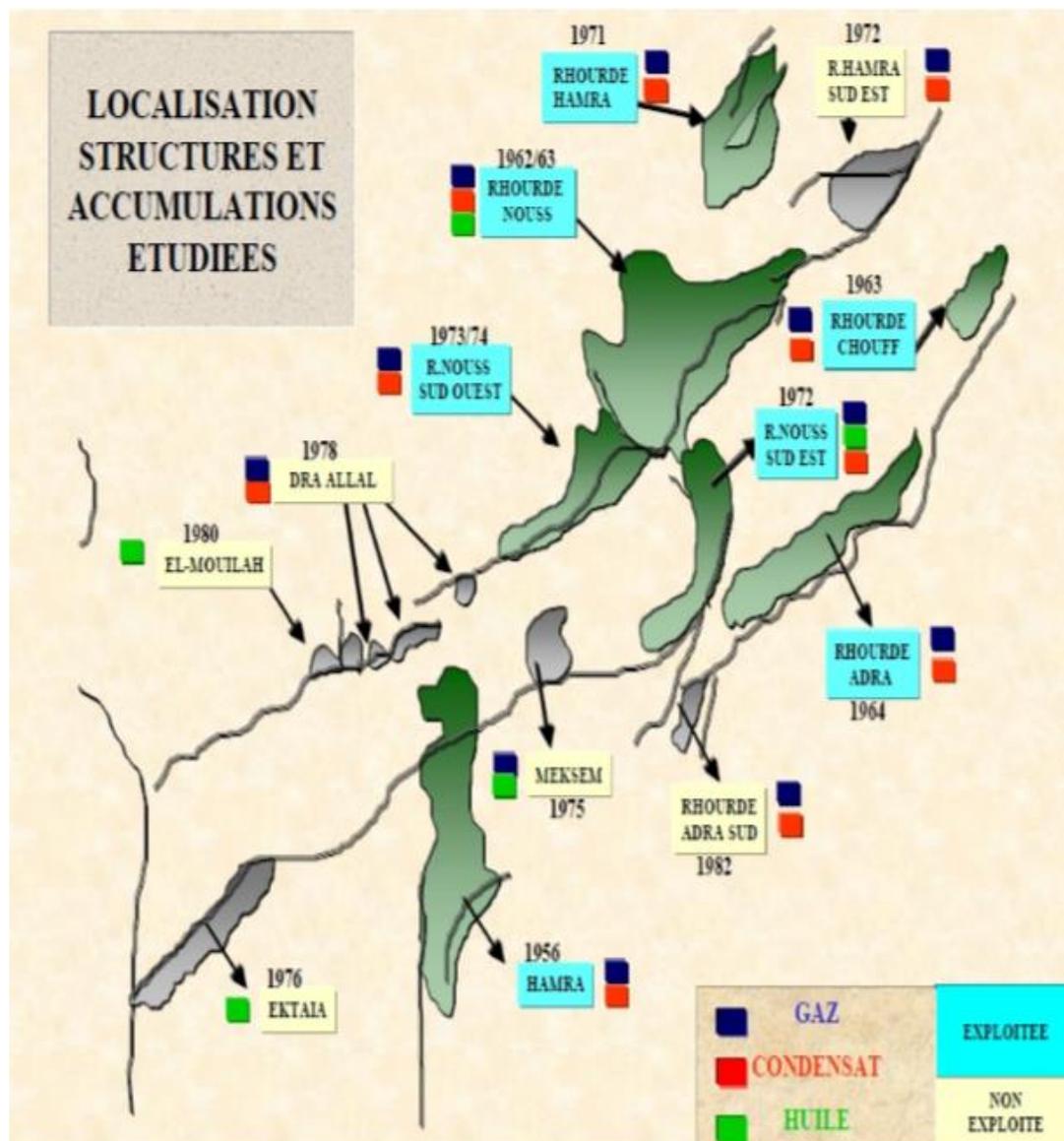


Figure 2 : Localisation et structures de RHOURE NOUSS [11]

I.2. Prévisions litho-stratigraphiques :**I.2.1. Mio-pliocène :**

08 – 318m (épais : 310m). Constitué de sable avec des passées d'argile et d'intercalation de calcaire.

I.2.2. Le Crétacé :

- **Sénonien carbonaté** : 318m – 538m (épais : 220m). Formé de calcaire souvent argileux avec des passées de marne et d'argile.
- **Sénonien Anhydritique (Lagunaire)** : 538m – 783m (épais : 245m). Constitué d'une alternance de calcaire, de calcaire argileux, de marne, de dolomie, d'anhydrite et d'argile.
- **Sénonien Salifère** : 783m – 908m (épais: 125m). Formé de sel massif avec des passées d'argile et d'anhydrite blanche.
- **Turonien** : 908m – 1009m (épais : 101m) : Formé d'une alternance de calcaire et de marne.
- **Calcaire** : Blanchâtre tendre, argileux et crayeux.
- **Marne** : Marne grise tendre.
- **Calcaire** : Blanc, tendre et localement argileux et crayeux.
- **Cénomaniens** : 1009m – 1163m (épais : 154m). Représenté par des argiles rouge, grise et verdâtre, tendre à plastique, dolomitique avec des passées de calcaire blanc à blanc-beige, argileux parfois dolomitique. Présence de fines passées et d'inclusions d'anhydrite blanche pulvérulente et gris cristalline, dure.
- **Albien** : 1163m – 1449m (épais : 286m). Formé de grès blanc et brun-rouge fin à très fin, localement moyen à grossier, argileux et très argileux localement carbonaté. Présence de Siltstone blanchâtre argileux et d'argile rouge- brique et brun-rouge rarement verte, légèrement silteuse et carbonatée.
- **Aptien** : 1449m – 1460m (épais : 11m). Constitué de dolomie gris-brune, cristalline, argileuse et de calcaire gris-blanc argileux et de passées d'argile.
- **Barrémien** : 1460m – 2249m (épais : 789m). Constitué de grès gris-clair, blanc, brun et rosâtre, fin à moyen parfois grossier, argileux. D'argile brun-rouge parfois verdâtre,

tendre à plastique localement indurée parfois légèrement carbonatée, silteuse localement silto-sableuse et de siltstone blanc parfois verdâtre. Présence de traces de lignite.

- **Néocomien** : 2249m–2523m (épais: 274m) Composé de grès blanc, gris-clair fin à grossier, friable à ciment siliceux et argileux. Présence de passées d'argile brun-rouge et gris-verte, tendre à indurée, silteuse localement silto- sableuse et de siltstone blanc à beige, friable pulvérulent. Vers la base on note la présence de lignite et de pyrite.

I.2.3. Le Jurassique :

- **Malm** : 2523 –2651m (épais : 128m). Représenté par des grès gris-clairs, fins à moyens argileux (parfois très argileux), d'argile brun-rouge et gris-vert tendre à indurée silteuse et silto-sableuse et de siltstone gris-clair. Présence de lignite et de pyrite.
- **Dogger argileux** : 2651m –2931m (épais : 280m). Formé par une alternance d'argile brun-rouge parfois gris-verdâtre, tendre à indurée silteuse et de grès gris-blanc parfois brun-rouge fin à grossier à ciment argileux et siliceux. Passées de siltstone gris-clair et blanchâtre. Présence de pyrite et de lignite.
- **Dogger lagunaire** : 2931m –3009.5m (épais: 79m). Constitué de grès gris-blanc, fin (ou moyen), argileux localement carbonaté, d'argile brun-rouge silteuse, tendre à indurée et de siltstone gris-clair.
- **Lias Argilo-dolomitique** : 3009.5m –3036.5 m (épais : 27m). Composé par des argiles brun-rouges et gris-verts, tendres à indurées, silteuse passant à siltstone et argile gris-vert à brun-rouge carbonatée. Présence de passées de dolomie grise argileuse.
- **Lias 'Horizon B'** : 3036.5m –3056.5m (épais : 20m). Représenté par des dolomies grises, argileuses, dures et d'argile brun-rouge, dolomitique, indurée.
- **Lias Equivalent Salifère** : 3056.5m –3117m (épais: 61m). Formé par des dolomies grises, argileuses et dures. Vers la base on a des argiles brun-rouges, dolomitiques avec fines passées de dolomie grise, dure.
- **Lias Argileux** : 3117m –3142m (épais : 25m). Composé d'argile brun-rouge, dolomitique vers le sommet et d'argile brun-rouge, silteuse vers la base.

I.2.4. Le Trias :

- **T.A.G.S** : 3142m –3236m (épais : 94m). Représenté par des grès blancs et gris-beiges à bruns, fins à grossiers à ciment siliceux et argilo-siliceux. Présence de passées (intercalations d'argile brun-rouge, silteuse, tendre à indurée).
- **Trias Intermédiaire II** : 3236m –3310m (épais : 74m). Formé d'argile brun-rouge, silteuse, indurée et grès fin à moyen, argileux à très argileux. Passées de siltstone gris-clair. Grès blanc, très fin à fin, argileux à argilo-siliceux. Passées d'argile brun-rouge, silteuse, indurée et de siltstone.

I.2.5. Le Silurien :

- **Silurien-F6-A1** : 3310m –3314m (épais : 04m). Composé de grès gris-blanc au sommet et d'argile gris-noir à grise parfois gris-clair, silteuse à très silteuse, indurée, micacée.
- **Silurien-F6-M2** : 3314m –3378m (épais : 64m). Formé de grès gris-clair à blanc, moyen à grossier, subanguleux à subarrondi, siliceux à silico-argilo-micacé. Vers la base, l'unité est composée d'argile gris-noir à grise parfois gris-clair, silteuse à très silteuse, indurée, micacée avec films et nodules de grès gris-clair à gris-vert fin à très fin, siliceux, quartzitique, dur, micacé.
- **Silurien-F6-M1** : 3378m –3430m (épais : 52m). Représenté par des argiles gris-foncé à noires, indurées, silteuses, souvent feuilletées, micacées, localement pyriteuses et fossilifères, avec des nodules et films de grès-clair, très fin à fin, siliceux à quartzitique. Passées de grès gris-clair, très fin à fin, siliceux à quartzitique, dur avec des nodules et films d'argile gris-foncé.
- **Silurien –Argileux** : 3430m –3630m (épais : 200m). Constitué d'argiles grises à noires indurées, silteuses, souvent feuilletées, micacées. Fines passées de grès gris-foncé à gris-blanc, fin à très fin à ciment silico-argileux et quartzitique. Présence de pyrite et de traces de fossiles.

I.2.6. L'Ordovicien :

- **Dalle de M'kratta** : 3630m –3643m (épais : 13m). Composée de grès gris-beige et gris-brun, fin, siliceux à quartzitique, dur. On note la présence de passées d'argile et de pyrite.
- **Argiles Microconglomératiques** : 3643m –3713m (épais : 70m). Ce sont des argiles de couleur gris foncé à noir, silteuse, indurée, micacée. Présence de grains de quartzite fins à grossiers. Traces de pyrite.
- **Grès d'Oued Saret** : 3713m –3806m (épais : 93m). Représentés par une alternance de grès gris et gris-beige, fin, silico-argileux à très argileux localement quartzitique et d'argiles gris-foncé, silteuses micacées, indurées. Présence de pyrite.
- **Argiles d'Azzel** : 3806m –3884m (épais : 78m). Ce sont des argiles gris-foncé à gris-noir, indurées, silteuses et silto-gréseuses, micacées, pyriteuses par endroit. Fines passées de grès gris-beige et gris-brun, siliceux et silico-argileux, très fin à fin. Grès gris-blanc fin à moyen, silico-argileux. Présence de pyrite.
- **Grès d'Ouargla** : 3884m –3922m (épais : 38m). Composés de grès gris-beige à blanc, fin à moyen à ciment silico-argileux parfois quartzitique avec très fines passées d'argile grise et gris-noir.
- **Quartzites de Hamra** : 3922m –3987m (épais : 65m). Formés par des grès blancs translucides, grès quartzitiques blancs translucides à gris-beige, moyens (parfois grossiers), subanguleux (subronds), durs. Rares fines passées d'argile.
- **Grès d'El Atchane** : 3987m- 3999m (TD) (> épais : 12m) Ce sont des grès gris-blancs localement verdâtres (glaucôneux), fins à très fins avec fines passées d'argile gris ou gris-noir, silteuse et micacée.[11]

Chapitre II

Forage dirigé et fluide de forage

II.1. Forage Dirigé :

II.1.1. Introduction au forage dirigé :

Le forage directionnel est devenu un outil très important dans le développement des gisements d'hydrocarbures. Le facteur économique a dicté la nécessité du forage directionnel. Probablement l'aspect le plus important de forage directionnel est qu'il permet aux producteurs, partout le monde, de développer des réserves qui ne pourraient jamais être économiquement atteintes de n'importe quelle autre façon. [12]

II.1.2. Définition du forage directionnel :

Le forage directionnel est la science et l'art de la déviation d'un puits le long d'une trajectoire prédéfinie à partir de la tête de puits jusqu'à la cible, tous les deux définis avec un système de coordonnées préétablie.

Le forage d'un puits directionnel implique fondamentalement le forage d'un trou à partir d'un point dans l'espace (surface) à un autre point dans l'espace (la cible). [12]

II.1.3. Développement historique du forage directionnel :

Le forage directionnel a été au commencement employé comme opération réparatrice, pour un sidetrack autour d'un poisson, correction de la verticalité d'un puits, ou pour contrôle des éruptions.

L'intérêt pour le forage directionnel a commencé en 1929 après le développement des outils de mesure dans le champ de seminole, l'Oklahoma, Etats-Unis.

En 1930, le premier puits directionnel a été foré à Huntington Beach, Californie, Etats- Unis. Le puits a été foré d'un endroit terrestre vers offshore. Le forage directionnel avait reçu une publicité plutôt défavorable jusqu'à ce qu'il ait été employé en 1934 pour contrôle d'un puits en éruption près de Conroe, Texas, Etats-Unis. [12]

II.1.4. Les différentes applications des forages dirigés :

Il existe plusieurs applications de forage dirigé parmi eux:

- **Sites inaccessibles :**

La cible peut être à la verticale d'un lieu difficile d'accès (mer, lac, rivière, ...) ou d'une zone urbanisée. Dans ces deux cas la mise en place à la verticale d'un appareil de forage est physiquement ou économiquement impossible. [10]

- **Multiplicité des puits sur un même emplacement :**

C'est ce que l'on nomme forage à partir d'un cluster, qui permet le développement économique de réservoir en mer (offshore) et utilisé également en onshore (à terre) pour permettre d'exploiter plusieurs réservoirs différents à fin d'optimiser la récupération de l'huile. [10]

- **Side track :**

Le forage d'un puits latéral consiste à abandonner un puits en cours de forage pour le reprendre à une profondeur inférieure, soit pour des raisons techniques, soit pour des raisons géologiques, par exemple: - à la suite d'opérations de repêchage infructueuses - en cas d'extrême dog-leg - en cas de rupture de casing - en cas de rencontre d'une faille imprévue. [4]

- **Forage horizontal :**

Cette utilisation jusqu'à 90 % des techniques des forages déviés trouve son utilité notamment pour un accroissement de la productivité par puits foré. [10]

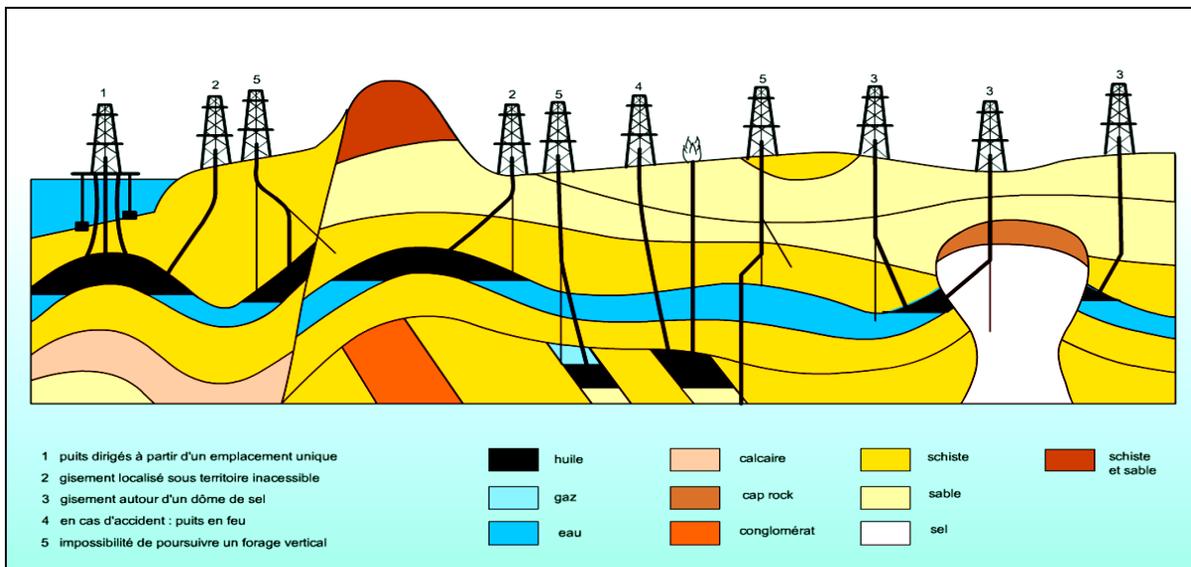


Figure 4 : Applications du forage dirigé

II.1.5. Les profils d'un forage dirigé :

La forme d'un puits entre la surface et la ou les cibles est appelée profil du puits. Autrefois limités à des profils simples essentiellement bidimensionnels, les techniques actuelles de forage dirigé permettent la réalisation de profils tridimensionnels complexes, combinant à la fois des variations d'inclinaison et d'azimut.

Les profils classiques sont :

1. Puits en J :

La forme la plus simple et la plus commune des puits déviés. Ils débutent par une phase verticale, suivie d'une phase de montée et se terminent par une phase rectiligne.

2. Puits en S :

Ces puits commencent comme un puits en J, mais se terminent par une chute en inclinaison, quelquefois jusqu'à la verticale, le plus souvent pour des considérations de production (installation de la pompe).

3. Puits à double montée :

Au contraire des puits en S, ces puits se terminent par une seconde montée en inclinaison et donc avec une inclinaison importante.

4. Puits inclinés (*tilt ou slant wells*) :

Puits avec une inclinaison dès la surface, pouvant atteindre 45 degrés, et nécessitant un appareil de forage spécial (*tilt ou slant rig*). Entre autres utilisations cette technique permet d'atteindre l'horizontale dans des réservoirs peu profonds.

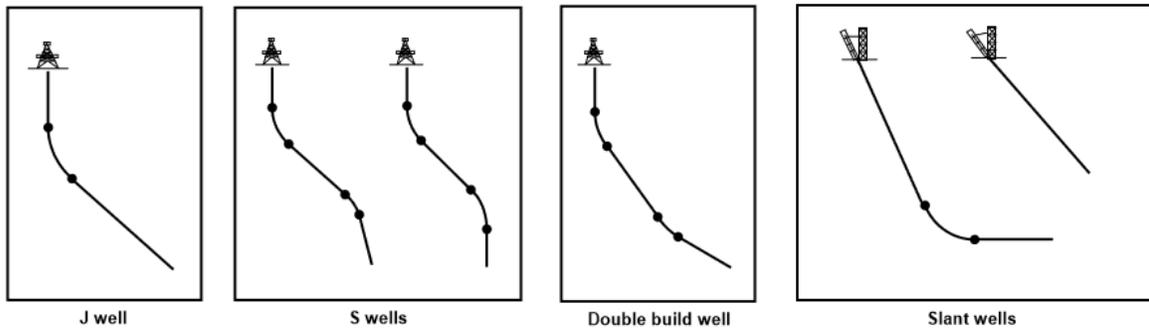


Figure 5 : Profils de forage dirigé

5. Puits à long déplacement (*Long reach or Extended Reach wells*) :

Puits avec un déplacement horizontal de plusieurs kilomètres, foré à haute inclinaison et se terminant par un drain horizontal. [10]

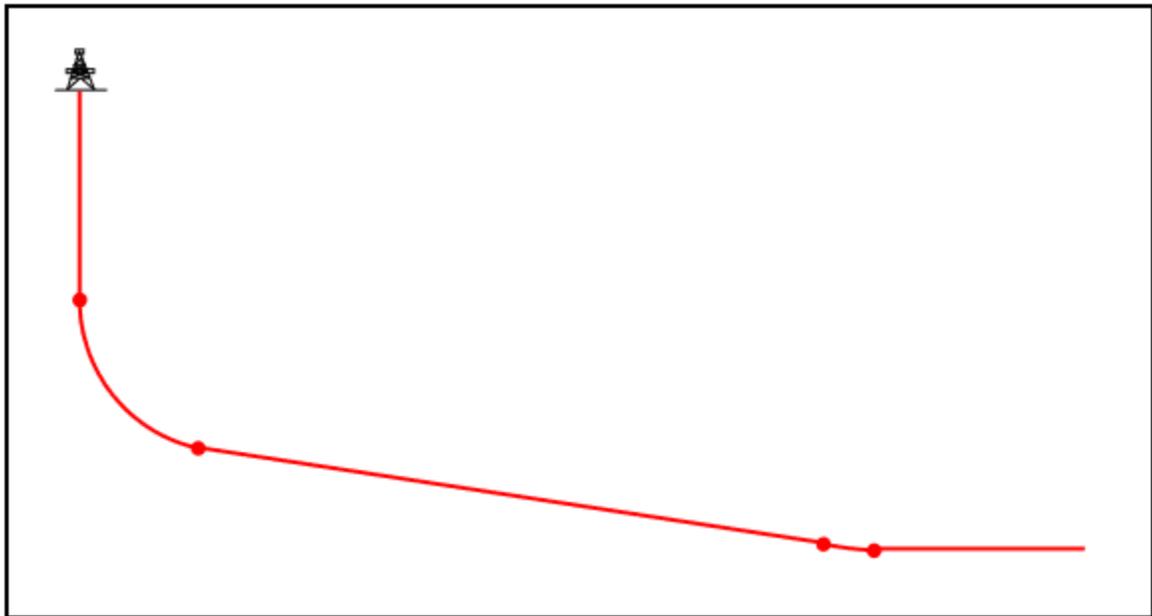


Figure 6 : Démonstration d'un puits à long déplacement

6. Puits multilatéraux :

Cette technique consiste à forer plusieurs "drains" à partir d'un puits principal et donc une seule tête de puits.

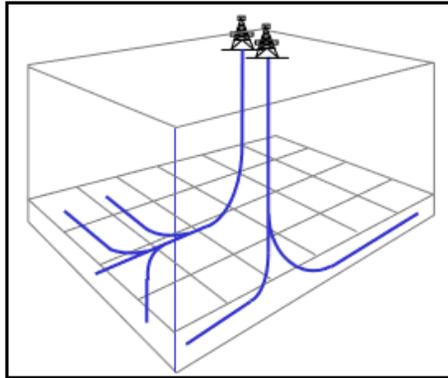


Figure 7 : Puits multilatéraux

7. Puits en réentrée (*Re-entry wells*) :

Cette technique utilisée intensivement depuis les années 80 consiste à abandonner le fond d'un puits existant (vertical ou dévié) pour forer latéralement un nouveau puits, celui-ci se terminant souvent par un drain horizontal. [10]

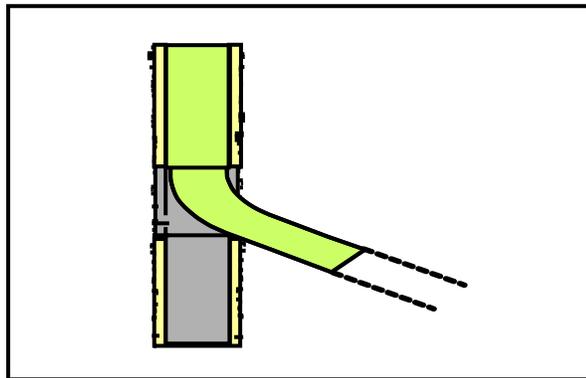


Figure 8 : Puits en ré-entrée

8. Puits horizontaux :

On appelle puits horizontal un puits se terminant par un drain foré à une inclinaison située aux environs de 90 degrés, c'est à dire comprise entre 80 et 100 degrés ou plus.

Trois types de puits peuvent être distingués :

- **Les puits à long rayon (long radius) :** Utilisant des rayons de courbure excédant 200 mètres (gradients $< 3 \text{ deg}/10\text{m}$).

- **Les puits à moyen rayon (medium radius) :** Utilisant des rayons de courbure compris entre 80 et 200m ($3 < \text{deg}/10\text{m} < 7$).
- **Les puits à rayons court ou ultra-court :** Avec des rayons de courbure pouvant atteindre 5 à 6 mètres, seulement réalisable avec des équipements spécifiques. [10]

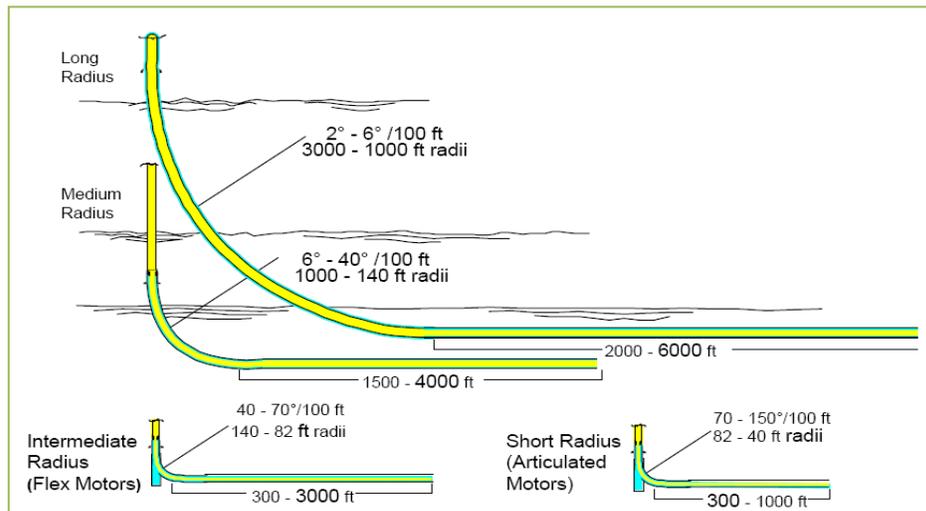


Figure 9 : Les types du forage horizontal

8.A. Application de forage horizontal :

Les applications du forage horizontal sont multiples et de plus en plus nombreuses. Parmi les principales on peut citer :

- **Puits d'interception (*Relief well*) :** Ces puits sont destinés à approcher ou même intercepter la trajectoire d'un autre puits en éruption incontrôlable.
- **Puits latéral (*Side-track*) :** Le forage d'un puits latéral consiste à abandonner un puits en cours de forage pour le reprendre à une profondeur inférieure, soit pour des raisons techniques, soit pour des raisons géologiques.
- **Forage de drainage :** Il est destiné à augmenter la longueur traversée dans le réservoir. Les puits horizontaux en sont la plus belle illustration.
- **Emplacements de surface impraticables :** On distingue : Forages depuis le rivage pour atteindre des réservoirs offshore; forages depuis la mer pour atteindre des réservoirs situés sous une côte inhospitalière; forages urbains ou en montagne.

- **Puits multilatéraux** : Cette technique consiste à forer plusieurs puits à partir d'une tête de puits unique. [2]

8.B. Les avantages des puits horizontaux :

Les avantages du forage horizontal sont nombreux dont on cite :

- Le forage horizontal permet le développement des champs qui n'auraient pu être exploités commercialement autrement.
- Dans beaucoup de réservoirs, le forage horizontal permet d'augmenter la production mais aussi d'améliorer le taux de récupération, ceci par un meilleur drainage et en retardant l'arrivée d'eau. [2]

8.C. Les inconvénients des puits horizontaux :

- **Coûts additionnel** :

Il est évident qu'un forage horizontal a un coût plus élevé qu'un forage vertical ou peu dévié. Les coûts additionnels sont dus à deux facteurs principaux :

1/ Les puits horizontaux sont plus longs, donc nécessitent plus de temps pour les forer, plus d'outils, plus de fluide, etc.

2/ Le coût des services de forage dirigé n'est pas négligeable en particulier par l'obligation d'utiliser en permanence un moteur de fond et un MW.

- **Risques opératoires** :

Par rapport aux puits verticaux ou peu déviés les puits horizontaux présentent, au cours de leur réalisation, un certain nombre de risques supplémentaires :

1/ **Pour atteindre la cible** : Le forage horizontal n'est pas un problème en lui-même, la difficulté réside plus à atteindre une cible ayant quelquefois une tolérance vertical.

2/ Le nettoyage du puits : Un bon nettoyage du puits est indispensable au succès d'un forage horizontal. Le fluide doit : assurer le transport des déblais entre le front de taille et la surface, et éviter l'accumulation de déblais dans les parties inclinées du puits.

3/ Le comportement des formations : Le comportement des formations peut être très différent lorsqu'elles sont forées à haute inclinaison, en particulier leur stabilité.

4/ L'endommagement de réservoir.

5/ L'évaluation de potentiel de production. [2]

II.1.6. Vocabulaire du forage dirigé :

<i>Build-up</i>	Section du puits où l'inclinaison augmente
Gradient de montée	Gradient de montée deg/10m deg/30m deg/100 ft
<i>Drop-off</i>	Section du puits où l'inclinaison diminue
Gradient de chute	Gradient de chute deg/10m deg/30m deg/100 ft
Rayon de courbure	Le rayon d'une section curviligne du puits
Section droite	Section rectiligne du puits
Drain	Section du puits située dans le réservoir
<i>Dog-leg</i>	Paramètre représentant un changement (3-d) de direction du puits
Azimut initial	Azimut du puits en fin de phase d'orientation (voir 'garde' ci après)
Station	Point du puits où est effectuée une 'mesure' des paramètres directionnels d'un puits.
Mesure (<i>Survey</i>)	Opérations permettant de mesurer l'inclinaison et l'azimut du puits
Correction	Modification de la trajectoire

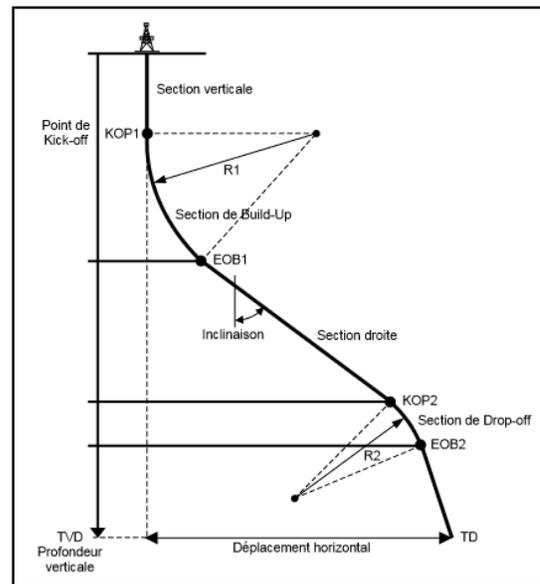


Figure 10 : Vocabulaire et définitions [6]

II.1.7. Représentation des puits :

La nécessité de représenter les puits et de les repérer dans l'espace est évidente et il est apparu logique de se rattacher à l'un des nombreux systèmes de cartographie existants.

Un grand nombre de projections ont été proposées, le problème de fond étant de représenter la sphère (ou plutôt le sphéroïde) terrestre sur une surface plane.

De plus les instruments permettant de repérer la position d'un puits déterminent les azimuts :

- Soit à partir d'une centrale inertielle permettant de repérer le Nord géographique. Ces instruments sont communément appelés "gyroscopes".
- Soit en repérant le Nord magnétique (boussoles, compas) soit en mesurant le champ magnétique terrestre (magnétomètres), Ces instruments sont dits "magnétiques".

Les systèmes de coordonnées les plus utilisés dans l'industrie pétrolière sont :

- Systèmes de coordonnées.
- Projections horizontales. [2]

II.1.8. Équipements spécifiques au forage dirigé :

II.1.8.1. Moteurs de fond :

Les moteurs de fond aussi appelés moteurs à déplacements positifs sont devenus les outils sans lesquels le forage dirigé n'aurait pu évoluer aussi rapidement dans ces dernières années.

Les éléments clés d'un moteur de fond sont son rotor et son stator :

- **Rotor** : pièce hélicoïdale (hélice externe en queue de cochon) fabriquée en acier inoxydable
- **Stator** : élastomère moulé en forme d'hélice interne, avec une spire supplémentaire par rapport au rotor.

Le rotor et le stator correspondent étroitement et engendrent des cavités étanches les unes des autres.

- **Principe** : Quand le fluide de forage est pompé à travers le moteur, une montée de pression apparaît entraînant la rotation du stator et permettant le passage du fluide dans la cavité voisine. Le fluide progresse alors de cavité en cavité entraînant ainsi une rotation régulière du rotor. La vitesse de rotation est proportionnelle au débit à travers le moteur. [4]

II.1.8.2. Stabilisateurs :

En forage dirigé, particulièrement en forage dirigé conventionnel, l'utilisation de stabilisateurs est l'un, sinon le moyen, de contrôler l'inclinaison du puits.

Ces outils sont constitués par des "lames " installées sur des corps tubulaires équivalents aux masse- tiges de la même phase. Ces lames ont un diamètre égal ou inférieur à celui de l'outil de forage. Elles centrent les masses tiges dans le puits et constituent autant de point d'appuis permettant de contrôler la "déformée" de la garniture de forage.

Ce contrôle est obtenu en jouant soit sur le diamètre des stabilisateurs, soit sur la longueur entre lames, soit sur les deux à la fois.

Les stabilisateurs sont installés soit directement au-dessus de l'outil de forage et sont alors appelés "near-bit " ou plus haut dans la BHA où ils sont appelés "string ".

Les stabilisateurs near-bit possèdent des filetages femelle x femelle permettant le vissage direct sur l'outil. Un logement permettant d'installer une valve anti-retour est souvent aménagé à leur extrémité inférieure, évitant ainsi l'utilisation d'un raccord.

Différents types de stabilisateurs sont disponibles, variant essentiellement par la conception de leurs lames :

- **Stabilisateurs à lames soudées :** Les lames (en général au nombre de trois) sont soudées sur le corps, obliquement (plus ou moins spiralées) ou parallèlement à l'axe (lames droites). Ce type de stabilisateur risque d'endommager les formations tendres ou peu consolidées.
- **Stabilisateurs à lames intégrales :** Les stabilisateurs à lames intégrales sont, soit forgés, soit usinés dans un bloc d'acier. Les lames sont larges et spiralées autour du corps. Elles offrent un bon contact avec les parois du trou. La surface des lames s'use pendant les opérations surtout en présence de formations abrasives et les stabilisateurs "perdent" de leur diamètre extérieur.
- **Stabilisateurs à chemise :** Les stabilisateurs à chemises sont constitués d'un mandrin sur lequel vient s'installer une chemise portant des lames.

- **Stabilisateurs à chemise non rotative** : Ces stabilisateurs sont constitués d'une chemise, portant des lames le plus souvent droites, installée librement sur un mandrin. Leur rôle est plus de centrer que de stabiliser.
- **Stabilisateurs à diamètre variable** : Ils consistent en un stabilisateur équipé de lames mobiles dont le diamètre extérieur peut être modifié depuis la surface à l'aide de séquences hydrauliques reconnues par l'outil.
- **Stabilisateurs " clamp-on "** : Les stabilisateurs "clamp-on" sont constitués d'une chemise portant des lames, pouvant être glissée à une position quelconque sur un élément tubulaire et être bloquée entre deux couronnes contra-rotatives. Ils sont nécessaires quand une stabilisation est requise et qu'il n'est pas possible d'installer des stabilisateurs conventionnels, par exemple sur des outils longs tels que certains MWD. Ils doivent alors être constitués d'acier amagnétique. [4]



Figure 11 : Stabilisateurs à lames ouvertes (gauche) et à lames fermées (droite)

II.1.8.3. Équipements amagnétiques :

L'acier des éléments du train de tiges perturbe les lignes du champ magnétique terrestre. Cette perturbation est proportionnelle à la masse et inversement proportionnelles à la distance.

Pour la bonne utilisation d'instruments de mesures magnétiques il est donc nécessaire d'éloigner les équipements de mesure des éléments perturbants. Ceci est réalisé en

utilisant des matériaux dits non-magnétiques ou amagnétiques au voisinage des capteurs de mesure. Ces matériaux amagnétiques peuvent être : de l'aluminium, des aciers inoxydables de haute qualité ou des alliages tels que le "Monel " (70% nickel + 30% cuivre).

Les équipements amagnétiques les plus courants sont : des masse-tiges, des masse tiges courtes, des tiges de forage compressives, des tiges de forage, des stabilisateurs, des raccords et les équipements de mesure (MWD, Steering tools).

II.1.8.4. Équipements de mesure :

Le besoin de connaître la position de la trajectoire d'un puits dévié conduit au besoin de mesurer régulièrement l'inclinaison et l'azimut du puits. En mode orienté ces mesures permettent de plus de contrôler le tool face du moteur et donc la direction du puits.

Ces mesures peuvent être effectuées par des instruments de mesures au fond du trou. Ils diffèrent par le type des capteurs utilisés mais surtout par leur type de transmission de l'information qui peut être :

- **En temps différé** : l'information est remontée avec l'outil lui-même
- **En temps réel** : l'information est transmise du fond vers la surface par l'intermédiaire d'un système de télémétrie.

Les mesures sont faites à l'aide de capteurs plus ou moins sophistiqués :

- **Mesure de l'inclinaison** : pendules, inclinomètres, accéléromètres
- **Mesure de l'azimut** : La mesure de l'azimut peut être effectuée soit à l'aide d'instruments repérant le Nord magnétique (compas, magnétomètres) ou s'alignant dans une direction référencée (gyroscopes, plates-formes inertielles). [4]

II.2. Fluides de forage :

II.2.1. Définition :

Un fluide de forage est un mélange de matières, constitué d'une phase liquide (eau, huile) ou gazeuse (air), en plus de divers additifs chimiques (liquides, suspensions), dont les proportions sont ajustées selon la géologie du sous-sol, et qui peuvent varier selon les performances de l'opération de forage.

Utilisé dans les opérations de forages pétroliers ou gaziers, un fluide de forage doit répondre à plusieurs fonctions tel qu'il assure le bon déroulement du forage, ou ne compromettent pas le potentiel de production du gisement. [7]

II.2.2. Les principales fonctions d'un fluide de forage :

L'importance de la boue de forage dans le forage d'un puits ne saurait être trop soulignée. Il a une portée critique sur tous les aspects de l'opération. Non seulement il sert de moyen de transport pour les déblais et le gaz, ce qui nous permet de voir à la surface ce qui se passe dans le trou, mais les propriétés de la boue détermineront l'efficacité du forage, le degré de protection du trou et des formations et le contrôle de la pression sous la surface. [3]

Les principaux rôles de la boue sont les suivants :

- **Nettoyage de trou :**

Ceci est un rôle très important de la boue, mais il est très difficile à réaliser dans la pratique. L'effet de projection de la boue sortant des buses du trépan doit fournir une vitesse et un écoulement transversal suffisants à travers la surface de la roche pour éliminer efficacement les déblais autour du trépan au fur et à mesure de la pénétration de la roche. Cela éviterait l'accumulation de coupes autour du trépan et des dents (formation de boules de trépan), empêcherait le meulage excessif des copeaux, les éliminerait lors de leur remontée dans l'espace annulaire et maximiserait l'efficacité du forage. De nombreuses variables jouent un rôle dans l'efficacité du nettoyage de fond de trou, notamment le poids et la vitesse de rotation, le type de bit, le débit, la vitesse du

jet, la pression différentielle, la taille de la buse, l'emplacement et la distance de la paroi, le volume de solides, etc. [3]

- Maintenir les parois de trou ;
- Empêche les venues de fluide de formation ;
- Maintien des déblais en suspension après arrêt de la circulation ;
- Lubrification et refroidissement de l'outil ;
- Transmission de la puissance au moteur de fond ;
- Diminuer les frottements de la garniture avec les parois de trou ;
- Allègement de la garniture et de tubage lors de la descente (poussée d'Archimède) ;
- Réduire au minimum les dommages de réservoir. [4]

II.2.3. Classification des fluides de forage :

Les fluides de forage peuvent être subdivisés en trois groupes : les fluides à base d'huile, les fluides à base d'eau, et les fluides de forage gazeux.

II.2.3.1. Les fluides à base d'huile :

Les boues à l'huile sont choisies pour leur stabilité à des hautes températures, lubrification et attributs stabilisants le trou de puits, bien qu'elles aient des propriétés particulières, il est difficile de les assurer qu'avec des boues à l'eau, leur utilisation occasionnent quelques difficultés, tels que la manipulation spéciale et les problèmes environnementaux. [7]

Les boues à base d'huile sont des émulsions inverses dont la phase continue est une huile organique ou minérale (pétrole brut, gaz oil, ...) et la phase dispersée (discontinue) est une solution aqueuse de 50% en volume au maximum qui garde l'avantage d'une phase externe constituée par l'huile. Des agents viscosifiants, émulsifiants, stabilisants, fluidifiants et alourdissants sont alors additionnés.

Ces fluides présentent une insensibilité aux contaminants (NaCl, KCl, argile, ...), une réduction du frottement de la garniture sur les parois du puits et un endommagement limité de la formation, d'où une meilleure productivité, à moins qu'ils posent des problèmes écologiques (pollution), ils peuvent contaminer le laitier de ciment et ils sont

très coûteux.

Actuellement, des fluides à base d'huile non toxique (huiles végétales) sont de plus en plus utilisés ainsi que les fluides à base d'eau.

II.2.3.2. Les fluides à base d'eau :

Ces fluides sont les plus utilisés dans le domaine du forage. Ils sont généralement constitués par des suspensions d'argile (bentonite..), des solides inertes (carbonates..) dont les caractéristiques rhéologiques sont corrigées par addition de polymères viscosifiants (Xanthane..). Des réducteurs de filtrat entre également dans la composition (carboxyméthylcellulose, polymères synthétiques). [7]

Ces fluides sont moins coûteux et moins polluants; cependant, la dégradation thermique des polymères utilisés dans ces formulations présente un inconvénient majeur pour le bon déroulement d'une opération de forage (domaine de stabilité thermique du xanthane 120 °C – 138 °C).

Il est possible de classer ce type de fluides en trois catégories :

- Boues douces (boues bentonitiques) ;
- Boues salées ;
- Boues salées saturées.

II.2.3.3. Les fluides de forage gazeux :

Ces fluides sont constitués d'une phase continue (air, mousse, boue aérée) mélangée avec de l'eau. Leur utilisation est indispensable dans le cas où de différents problèmes aient lieu pendant le forage. [9]

La classification des fluides est représentée dans l'organigramme suivant :

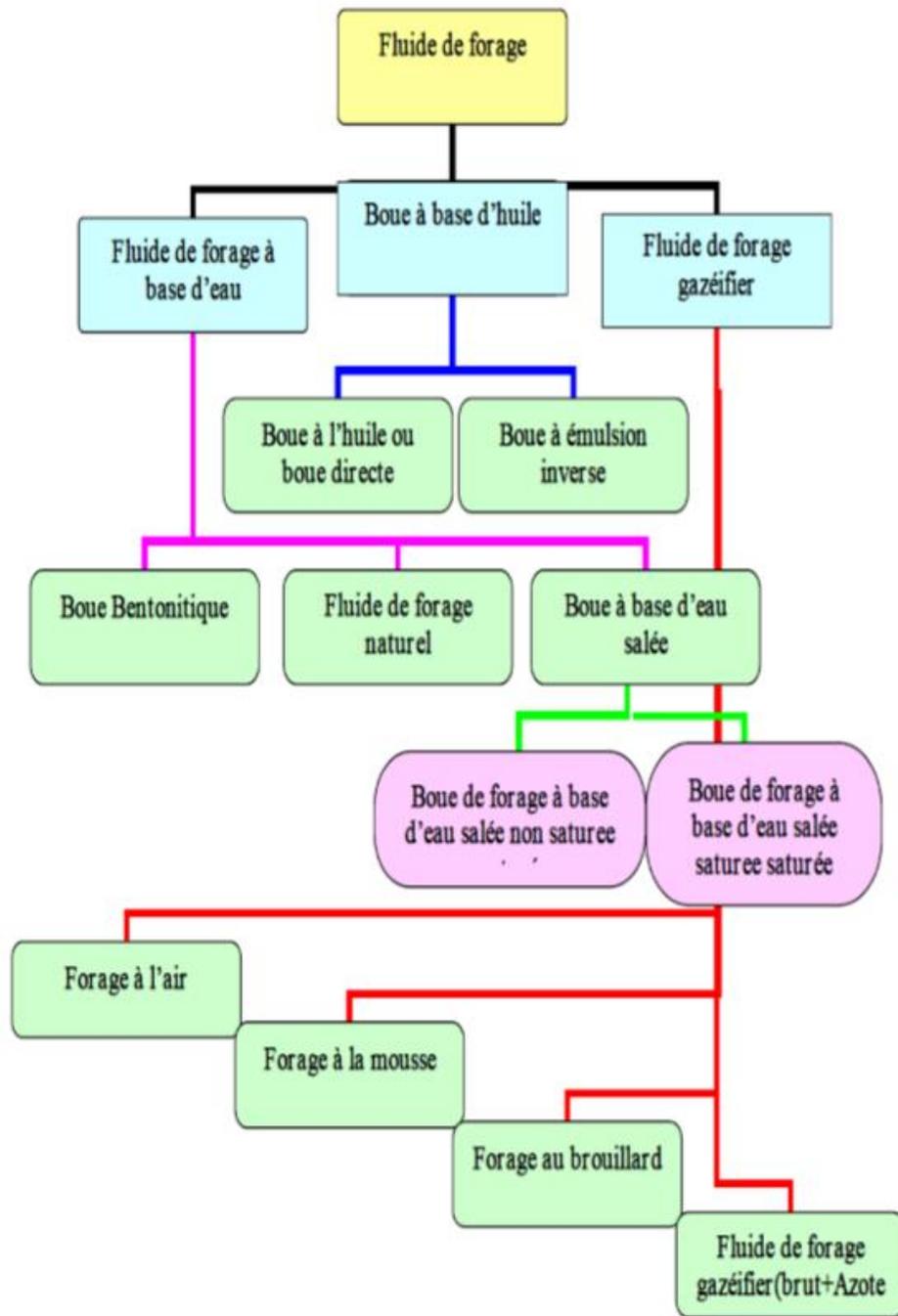


Figure 12 : Classification des fluides de forage

II.3.4. Principaux produits à boue; rôle et utilisation :**II.3.4.1. Colloïdes argileux :**

- **Les bentonites :** Les bentonites sont des argiles sodiques du type montmorillonite qui présentent la propriété de gonfler dans l'eau douce en absorbant de grandes quantités d'eau. Les bentonites sont employées pour augmenter la viscosité et les gels des boues douces et diminuer leur filtrat. En milieu salé (> 35 g/l de Na Cl), les bentonites sont inefficaces et ne servent alors que de support colloïdal.
- **Les attapulgites :** Les attapulgites sont des argiles du type Sépiolite qui présentent la propriété de se disperser et de rester en suspension en milieu salé. Cette propriété est employée pour augmenter la viscosité et les gels des boues salées (> 35 g/l de Na Cl). Cependant, ces argiles ne présentent aucune capacité à réduire le filtrat. [5]

II.3.4.2. Colloïdes organiques :

- **L'amidon :** Les amidons pour boues de forage sont extraits des pommes de terre, du riz, du maïs, du blé et traités spécialement pour gonfler rapidement même dans l'eau froide et non alcaline. L'amidon est ajouté dans les boues douces ou salées pour réduire le filtrat. Son emploi exige cependant que l'une des trois conditions suivantes soit satisfaite : $\text{pH} > 12$, présence d'anti-ferment, ou salinité supérieure à 200/250 g/l. Un bon amidon doit réduire le filtrat sans trop augmenter la viscosité de la boue et il doit résister à une température de 150°C .
- **La C.M.C. :** La C.M.C., abréviation de carboxyméthyle cellulose, est un colloïde organique infermentescible à longue chaîne. Les C.M.C. sont classées en trois catégories, en fonction de la viscosité qu'elles confèrent au fluide : Basse viscosité, moyenne viscosité, et haute viscosité. Généralement, les C.M.C. techniques sont employées pour réduire le filtrat des boues réunissant les deux conditions suivantes : salinité inférieure à 30/35 g/l et calcium inférieur à 500/600 mg/l. [5]

II.3.4.3. Les additifs minéraux :

- **La soude caustique (Na OH) :** La soude est employée pour accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue, 3 à 5 Kg/m³ pour les boues à l'eau de

mer augmenter le pH et accroître le rendement des produits organiques (fluidifiants et réducteurs du filtrat) ;

- **Le carbonate de soude (Na_2CO_3)** : Le carbonate de soude est employé pour : accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue précipiter le calcium ;
- **Le bicarbonate de soude (NaHCO_3)** : Le bicarbonate de soude est employé lors des reforges de ciment pour précipiter la chaux libérée par le ciment ;
- **Le gypse (CaSO_4)** : Le gypse est employé pour confectionner les "boues au gypse". La solubilité du gypse est de 2,14 g/l en eau douce à la température de 20 °C. Les ions calcium apportés par le gypse empêchent le gonflement des argiles forées, ce qui permet de travailler avec des viscosités plus faibles.
- **La chaux éteinte ($\text{Ca}(\text{OH})_2$)** : La chaux éteinte est employée pour augmenter la viscosité d'une suspension d'argile préalablement hydratée dans de l'eau (ceci entraîne une augmentation de filtrat), pour fluidifier certains types de boues salées saturées en Na Cl), confectionner les "boues à la chaux", et pour débicarbonater les boues contaminées par le gaz carbonique (CO_2).
- **Le sel (NaCl)** : Le chlorure de sodium est employé pour confectionner des boues salées saturées, lorsque l'on doit forer dans des zones salifères.
- **Le chlorure de calcium (CaCl_2)** : Le chlorure de calcium est employé lorsque l'on désire confectionner des boues contenant une concentration en calcium dans le filtrat plus élevée que celle que peut fournir le gypse. Il est utilisé pour certaines boues à émulsion inverse. [5]

II.3.4.4. Les produits organiques spéciaux :

- **Les anti-mousses** : Ces produits favorisent le dégazage de la boue. Il en existe une infinité.
- **Les anti-corrosions** : Les boues aérées, les boues salées saturées et en général les boues à pH inférieur à 10 corrodent à la longue les parties métalliques avec lesquelles elles sont en contact. Pour réduire la corrosion, on ajoute parfois dans la boue des produits anticorrosion.

Citons : le chromate de soude, le bichromate de potassium, etc. et les dérivés d'amines grasses. Les doses d'emploi varient suivant les produits : 3 g/l pour les chromates et bichromates et 0,3 à 0,5 g/l pour les dérivés d'amines.

II.3.4.5. Les alourdissants :

- **La barytine ou sulfate de baryum (BaSO_4 - densité = 4,2) :**

C'est l'alourdissant le plus couramment utilisé. Une bonne barytine, le plus communément appelée baryte, ne doit pas contenir d'argile ni de sel soluble, et sa densité doit être d'au moins 4,20. Elle ne doit pas contenir d'abrasif et sa granulométrie doit être telle qu'elle ne sédimente pas ni n'augmente pas trop la viscosité de la boue. A l'aide de la baryte on peut alourdir une boue jusqu'à une densité de 2,50.

- **Le carbonate de calcium (CaCO_3 - densité = 2,7) :**

C'est un alourdissant utilisé dans les boues de complétion. Il présente l'avantage de pouvoir être détruit par acidification du cake. Il est aussi employé parfois comme "alourdissant primaire" dans les boues à l'huile de faible viscosité parce qu'il ne sédimente pas facilement.

- **La galène ou sulfure de plomb (PbS - densité = 7,00) :**

Cet alourdissant est employé pour obtenir des densités de boue de 2,50 à 3,00. On alourdit d'abord la boue à l'aide de baryte qui sert "d'alourdissant primaire", puis on poursuit l'alourdissement à l'aide de galène jusqu'à la densité désirée. Le produit est très abrasif et ne doit être employé qu'en cas de nécessité absolue. [5]

Chapitre III

Rhéologie des fluides de forage

III.1. Rhéologie :**III.1.1. Définition :**

La rhéologie est l'étude de la déformation de toutes les formes de la matière. La déformation d'un fluide peut être simplement décrite par deux plaques parallèles séparées par une certaine distance. [2]

III.1.2. Contrainte de cisaillement :

Une force appliquée (F) agissant sur une zone (A) fait glisser les couches les unes sur les autres. Cependant, il existe une résistance, ou force de friction, une force qui s'oppose au mouvement de ces plaques. Cette résistance ou force de traînée est appelée contrainte de cisaillement (τ). Sous forme d'équation :

$$\tau = \frac{F}{A} \quad [3]$$

τ ayant des unités typiques de lbf /100 ft²

III.1.3. Taux de cisaillement :

La différence de vitesse entre deux couches de fluide divisée par la distance entre les deux couches est appelée taux de cisaillement (γ). Sous forme d'équation :

$$\gamma = \frac{dv}{dr} \quad [3]$$

γ s'exprime en sec⁻¹

dv : différence de vitesse entre deux lames voisines, en m/sec

dr : la distance entre les deux lames, en sec

III.1.4. La relation entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement:

La relation entre la contrainte de cisaillement (τ) et le taux de cisaillement (γ) définit le comportement en écoulement d'un fluide. Pour certains fluides, la relation est linéaire. Si le

taux de cisaillement est doublé, la contrainte de cisaillement doublera également. De tels fluides sont appelés fluides newtoniens. L'eau, les alcools et les huiles légères sont des exemples de fluides newtoniens. Très peu de fluides de forage entrent dans la catégorie newtonienne. Les fluides dont les caractéristiques d'écoulement sont telles que la contrainte de cisaillement n'augmente pas proportionnellement au taux de cisaillement sont appelés fluides non newtoniens. La plupart des fluides de forage sont de ce type. [2]

III.2. Types de fluides :

III.2.1. Fluides Newtoniens :

Pour les fluides de ce type, la tension de cisaillement est directement proportionnelle au taux de cisaillement, l'équation rhéologique est :

$$\tau = \mu \cdot \gamma \quad [3]$$

La courbe est une droite passant par l'origine d'un repère cartésien, le fluide se met en mouvement dès qu'une force supérieure à zéro (0) lui est appliquée. Ce type de fluide est représenté par l'eau et le gas-oil. [1]

III.2.2. Fluides non-Newtoniens :

Nous ne retiendrons que les deux types de fluides non newtoniens les plus rencontrés dans les fluides de forage à savoir les fluides binghamiens et les fluides en puissance. [1]

III.2.2.1. Le modèle de Bingham :

Pour les fluides plastiques binghamiens, la tension de cisaillement varie linéairement avec le taux de cisaillement mais, à la différence des fluides newtoniens, il est nécessaire d'appliquer une force minimale pour mettre le fluide en mouvement, cette force correspond à la tension limite de cisaillement ou *yield point*.

Ces fluides sont caractérisés par deux constantes :

- Tension limite de cisaillement (τ_0) qui correspond à la force minimale pour provoquer l'écoulement ;

- Viscosité plastique (μ) qui correspond au rapport de la variation de la tension de cisaillement avec la variation correspondante du taux de cisaillement.

Théoriquement, l'équation de l'écoulement est donnée par :

$$\tau = \tau_0 + \mu \cdot \gamma \quad [3]$$

Cette équation est la forme de relation qui est appliquée le plus souvent aux boues de forage car elle rend bien compte des résultats expérimentaux. [1]

III.2.2.2. Le modèle en puissance :

Comme pour les fluides newtoniens, les fluides pseudo-plastiques d'Ostwald se mettent en mouvement dès qu'on leur applique une force de cisaillement aussi faible soit-elle, mais à leur différence, la tension de cisaillement est proportionnelle à la puissance $n^{\text{ème}}$ au taux de cisaillement, d'où l'appellation de *fluide en puissance*. L'équation de l'écoulement est :

$$\tau = K \cdot \gamma^n \quad [3]$$

K : le coefficient de consistance.

n : l'indice de comportement rhéologique, d'une valeur inférieure à 1, il est sans dimension.

K et **n** sont des paramètres rhéologiques, **n** peut être évalué par la relation empirique :

$$n = 3.32 \log \left(\frac{F_{ann} 600}{F_{ann} 300} \right) \quad [3]$$

Note : Pour certains types de boue, comme celle à émulsion inverse par exemple, le modèle « en puissance » est préféré à celui de Bingham.

III.2.3. Représentation graphique des modèles d'un fluide :

Les différents modèles et leurs représentations graphiques sont résumés sur la figure suivante :

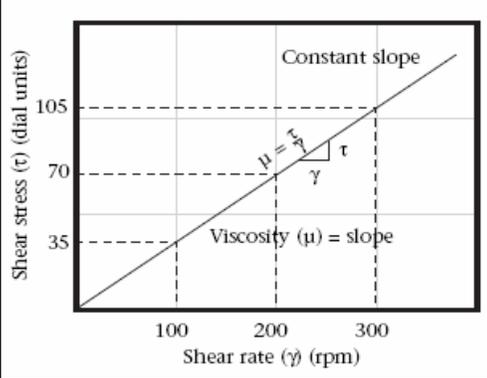
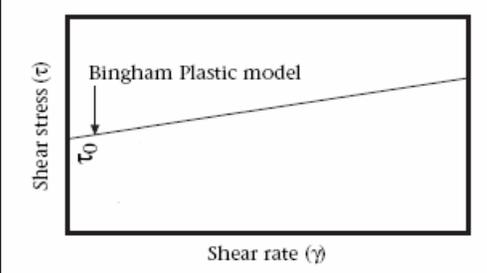
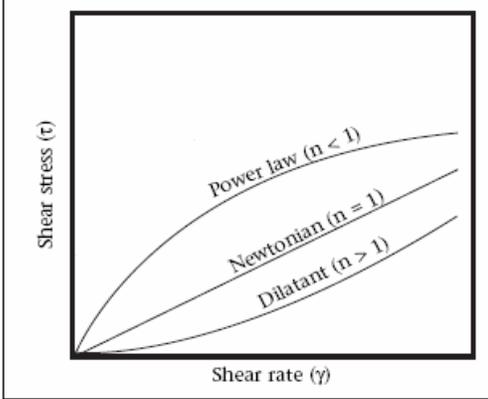
Système rhéologique	Equation rhéologique	rhéogramme	Commentaire	
Fluide newtonien	$\tau = \mu \gamma$		μ viscosité apparent	
fluide non newtonien	Fluide binghamien	$\tau = \tau_0 + \mu_p \gamma$		τ_0 yield point μ_p viscosité plastique
	Fluide en puissance	$\tau = K\gamma^n$		K indice de consistance n indice rhéologique

Figure 13 : Les différents modèles d'écoulement d'un fluide

III.3. Caractéristiques Rhéologiques :

La rhéologie est la science qui étudie les déformations et l'écoulement de la matière. Elle met au point les règles régissant l'écoulement des fluides sous une variété de conditions telles que la température, la pression et la vitesse de cisaillement. Parmi les éléments de la rhéologie on citera : la viscosité, yield point, thixotropies et gels. [1]

III.3.1. La viscosité :

III.3.1.1. Définition :

En terminologie rhéologique, la viscosité a une large signification car elle décrit la résistance à l'écoulement des substances. Dans le domaine pétrolier, ce terme est utilisé pour définir la viscosité des fluides de forage ainsi que leurs propriétés rhéologiques. [4]

III.3.1.2. Types de viscosité :

A. Viscosité Marsh : Elle est utilisée comme indication relative au changement d'un fluide de forage, elle ne peut pas fournir des informations suffisantes pour déterminer les propriétés rhéologiques ou les caractéristiques de l'écoulement d'un fluide. Elle est surtout utilisée pour évaluer rapidement les contaminations éventuelles qui peuvent modifier d'une manière importante les caractéristiques de fluide. Dans son principe, elle mesure le temps d'écoulement d'un volume déterminé d'un liquide à travers un alésage calibré d'un entonnoir dit « viscosimètre Marsh ».

B. Viscosité effective : La viscosité d'un fluide non newtonien est en fonction de cisaillement, sa viscosité effective (μ_e) est celle sous des conditions spécifiques incluant la vitesse de cisaillement, la pression et la température.

C. Viscosité apparente : (μ_a) Elle est rapportée de part ou d'autre à la lecture du viscosimètre Fann (qui est un système à deux cylindres coaxiaux dont on met celui de l'extérieure en rotation à différentes vitesses ; celui de l'intérieur représente la référence de lecture car, il est relié à un cadran gradué ; par l'intermédiaire d'un système élastique).

La lecture de la vitesse de rotation de 300 tr/min (θ_{300}), ou la moitié de lecture à la vitesse 600 tr/min (θ_{600}), nous permettent de déterminer la viscosité apparente :

$$\mu_a(cP) = \frac{\theta_{600}}{2} [3]$$

θ_{600} : Lecture Fann 600

D. Viscosité plastique : (μ_p) La viscosité plastique est généralement décrite comme la résistance à l'écoulement causée par les frictions (frottements mécaniques). Elle est exprimée en centipoise (cP) ou en (pascal *seconde), et est calculée à partir des lectures du viscosimètre Fann. Soit la formule :

$$\mu_p(cP) = \theta_{600} - \theta_{300} [3]$$

θ_{600} : Lecture Fann 600

θ_{300} : Lecture Fann 300

Le responsable majeur de tout changement de la viscosité plastique est donc : la taille, la forme, et surtout la teneur en solides, car toute augmentation en surface des solides sera reflétée par une augmentation de (μ_p).

III.3.2. Yield point YP :

Le yield point est la seconde composante de la résistance à l'écoulement d'un fluide de forage ; c'est une mesure des forces d'attraction. Ces forces sont le résultat des charges négatives et positives placées à la surface. Le yield point mesure donc ces forces suivant les conditions d'écoulement ; il est régi par :

- Les propriétés de la surface des solides ;
- La concentration en volume des solides ;
- L'environnement électrique de ces solides (types des ions).

A l'aide des lectures faites sur le viscosimètre Fann, le yield point est calculé par la formule :

$$Yp(lb/100ft^2) = 2 \times \theta_{300} - \theta_{600} \quad [3]$$

Une viscosité élevée est le résultat d'un yield point élevé, d'où des forces d'attractions pouvant être causés par :

- L'introduction des contaminants solides tels que les sels, le ciment, les anhydrites et le gypse, provoquant la floculation de l'argile et des réactifs solides ;
- La traversé des horizons d'argile hydratée introduisant des nouveaux solides actifs dans le système et augmentant le nombre total des charges ;
- La réalisation d'un traitement chimique riche en charges augmentant les forces d'attraction...

De ce fait, toute décision de diminuer le yield point doit se baser sur :

- L'élimination des forces d'attraction par l'ajout des agents adsorbant ;
- L'éloignement des particules solides par délutions. [1]

III.3.3. Thixotropies et gels :

Une boue de forage laissé au repos édifie progressivement une structure qui en augmente la rigidité et qui peut être détruite par agitation. On appelle thixotropie le fait que ce phénomène soit réversible et non instantané.

Le caractère thixotrope d'une boue est évalué en mesurant d'une part le gel 0 et d'autre part le couple après un repos de 10 minutes, Ce couple est appelé : gel 10.

III.4. Régimes d'écoulement :

En 1883, Osborne Reynolds mena des expériences avec divers liquides traversant des tubes de verre. Il a introduit un colorant dans le flux qui coule à différents endroits. Il a découvert que, lorsque le débit était relativement faible, le colorant qu'il avait introduit formait une traînée lisse, fine et droite sur le verre. Il n'y avait pratiquement pas de mélange de colorant et de liquide. Ce type d'écoulement dans lequel tout le mouvement du fluide est dans le sens de l'écoulement est appelé écoulement laminaire.

Reynolds a également trouvé des débits relativement élevés, peu importe où il introduisait le colorant qui se dispersait rapidement dans le tuyau. Un mouvement chaotique rapide dans toutes les directions dans le fluide a provoqué le mélange croisé du colorant. Ce type d'écoulement est appelé : écoulement turbulent

Reynolds a également montré que dans certaines circonstances, le flux peut alterner entre laminage et turbulence. Lorsque cela se produit, cela s'appelle un flux transitoire.

Par conséquent, nous pouvons décrire l'écoulement d'un fluide comme étant soit laminaire, turbulent ou transitoire. En outre, un autre terme a été utilisé pour décrire le débit d'un fluide à des débits extrêmement bas: un débit instantané.

Le régime particulier d'écoulement d'un fluide de forage pendant les opérations de forage peut avoir un effet considérable sur des paramètres tels que les pertes de pression, le nettoyage des trous et la stabilité des trous. [2]

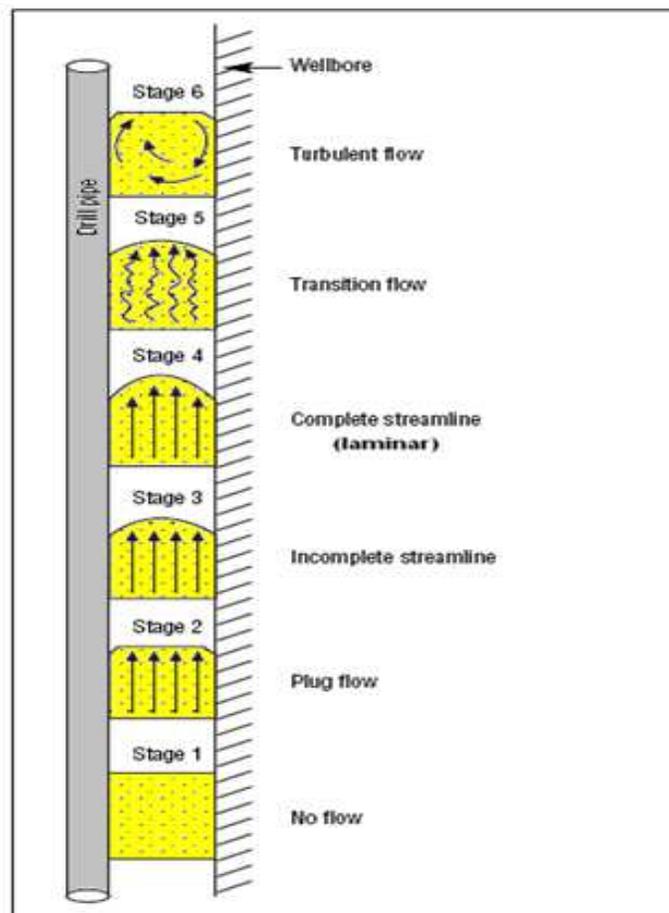


Figure 14 : Profil des régimes d'écoulements

A. Régime laminaire (*laminar flow*) : Dans lequel chaque lame de fluide se déplace parallèlement l'une par rapport à l'autre dans la direction de l'écoulement avec une propre vitesse.

B. Régime turbulent (*turbulent flow*) : Caractérisé par la formation de petits tourbillons répartis dans toute la masse de liquide.

C. Ecoulement en bouchon (*plug flow*) : Où le fluide se déplace comme un bouchon le long de tube, la vitesse est uniforme sur tout le rayon. [1]

D. Régime transitoire : Les conditions d'écoulements viennent d'être modifiés et le régime définitif n'est pas encore établi. Il caractérise le passage du laminaire au turbulent et/ou de l'écoulement en bouchon à la laminaire. [1]

Chapitre IV

Etude de cas

IV.1. Présentation du puits :

IV.1.1. Description et objectifs du puits :

La région de Rhourde Nouss (RN) est située à 850 km au sud-est d'Alger et à 270 km au sud-est du champ de Hassi Messaoud et à 70 km au sud de Toual Field dans le bloc Gassi Touil, au nord-ouest du bassin d'illizi, à l'ouest du bassin de Berkine et au sud-est du creux Marfag. La région comprend cinq champs: Rhourde Nouss, Rhourde Nouss Sud-Est, Rhourde Adra, Rhourde Chouff et Rhourde Hamra. RNZ130 est un puits de développement bien dévié, foré avec un azimut N320° à travers des réservoirs ordoviciens de grès de Ouargla et de quartzites de Hamra afin de maximiser la production de gaz. Un puits excentré, RNZ130, est situé à 1285 m au sud-ouest de RNZ-124, à 2694 m au sud de RNZ-123. Ce puits permettra d'avancer le développement du projet Gassi Touil. [11]

Well name	RNZ130
Well class	Development Well
Well Type	Deviated
Field	Rhourde Nouss
Drilling duration	180 days (include completion)
Operator	SONATRACH
Drilling Contractor	ENAFOR
Rig name	ENF28
TD	4250m MD / 3763m TVD
Objectives	Primary: Ouargla sandstones and Hamra Quartzites
Surface Coordinates (UTM)	X: 281171,695 m Y: 3 282 953.856 m Zs: 261.757 m
Surface Geographic Coordinates	M: 06° 44' 20.99997" E L: 29° 39' 34.77839" N

Tableau 1 : description du puits

IV.1.2. Les puits voisins :

WELL	X coor	Ycoor	Distance (m)
RNZ-130	281171,70	3282953,86	
RNZ-119	282297,76	3283185,37	1 149,61
RNZ129	281718,78	3284106,34	1 275,74
RNZ-124	281521,81	3284190,88	1 285,62
RNZ-115	282105,50	3284040,00	1 432,38
RNZ-122	282549,99	3283500,00	1 482,56
RNZ-128	281835,43	3284673,10	1 842,92
RNZ-125	282367,93	3284684,87	2 104,14
RNZ-114	282385,71	3285079,98	2 448,31
RNZ-123	281193,27	3285648,14	2 694,37
RNZ-126	283100,01	3285350,70	3 076,24
RNZ-127	282199,00	3285890,97	3 111,59
RNZ-120	283089,20	3286310,68	3 865,89

Tableau 2 : Puits voisins du puits RNZ-130

IV.1.3. Localisation du puits RNZ-130 :

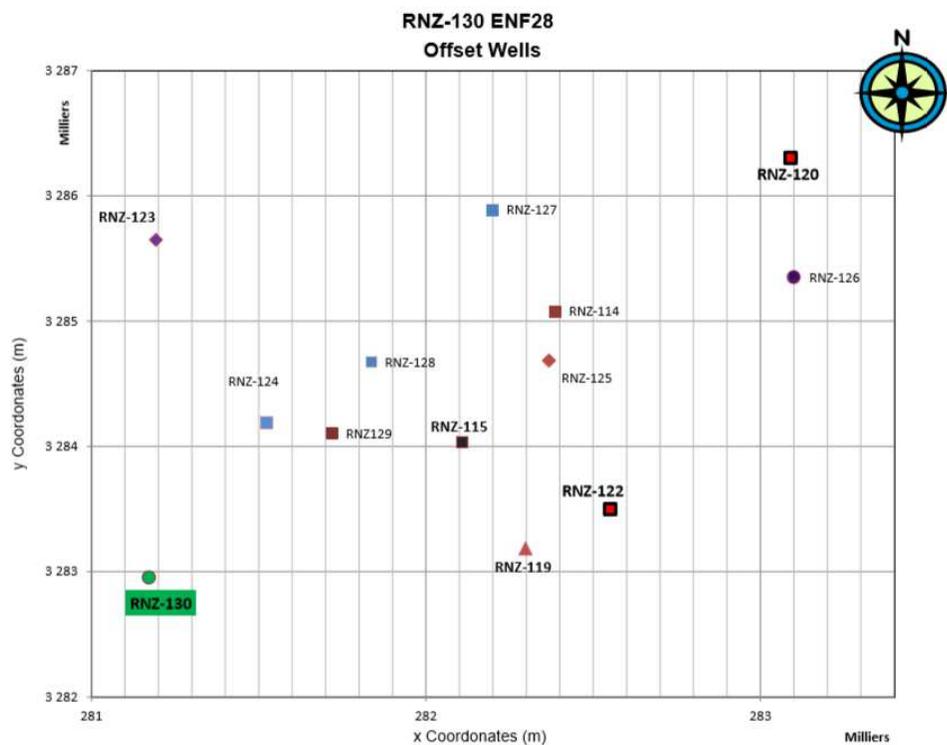


Figure 15 : Localisation du puits RNZ-130

IV.1.4. Lithologie :

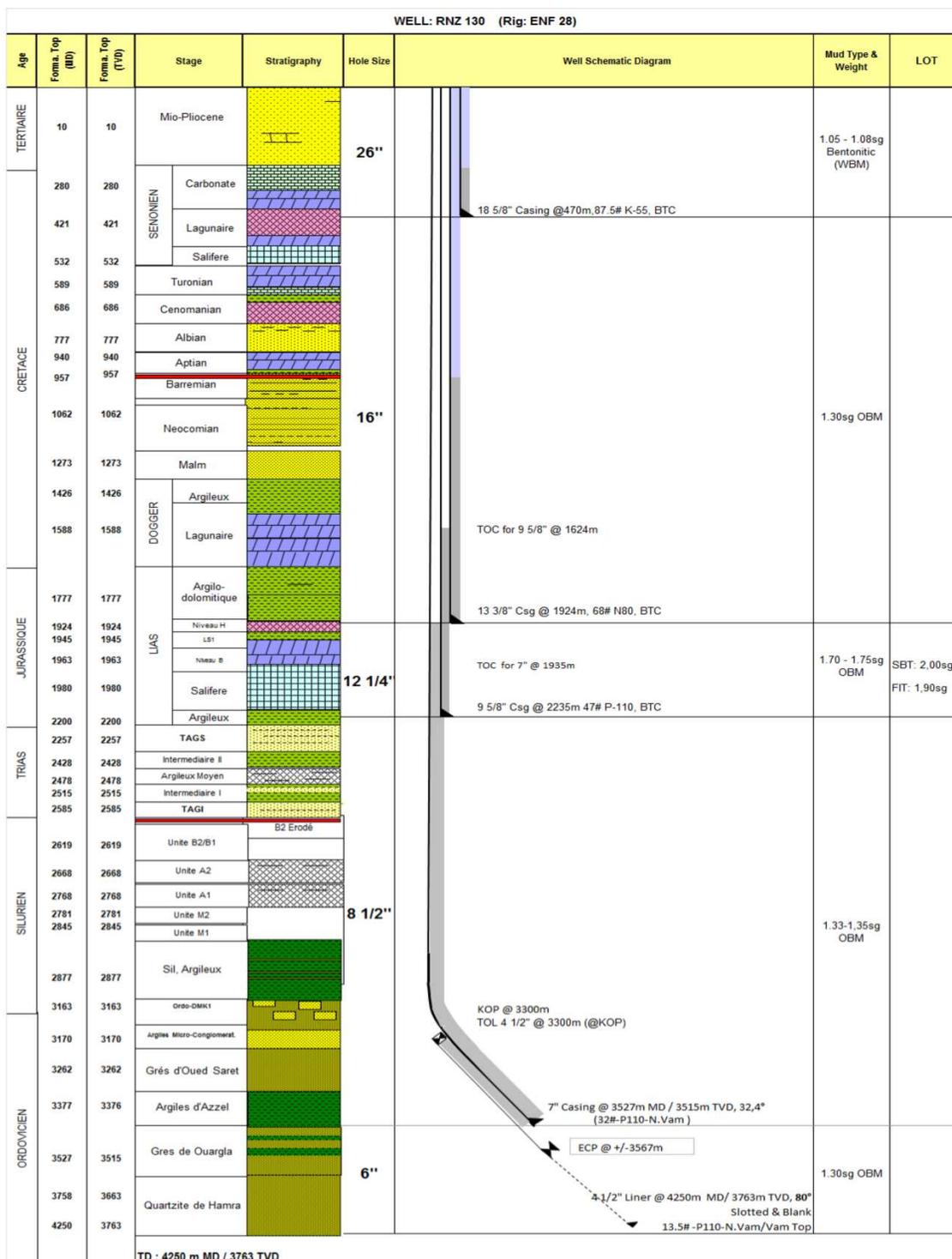


Figure 16 : Coupe litho-stratigraphique et différentes phases de forage

IV.1.5. Liste de sondage :

X	Y	MD	TVD	Z	INCL	AZIM	DX	DY	Calc DLS
281171.70	3282953.86	0.00	0.00	272.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
281171.70	3282953.86	3300.00	3300.00	-3028.00	0.00	320.00	0.00	0.00	0.00
281167.78	3282958.52	3370.00	3369.65	-3097.65	10.00	320.00	-3.92	4.67	4.29
281156.15	3282972.38	3440.00	3437.17	-3165.17	20.00	320.00	-15.55	18.53	4.29
281137.16	3282995.02	3510.00	3500.54	-3228.54	30.00	320.00	-34.54	41.16	4.29
281130.90	3283002.48	3527.00	3514.44	-3242.44	32.43	320.00	-40.80	48.62	4.29
281111.38	3283025.74	3580.00	3557.80	-3285.80	40.00	320.00	-60.31	71.88	4.29
281079.60	3283063.61	3650.00	3607.24	-3335.24	50.00	320.00	-92.09	109.75	4.29
281042.79	3283107.47	3720.00	3647.34	-3375.34	60.00	320.00	-128.90	153.62	4.29
281002.07	3283156.01	3790.00	3676.88	-3404.88	70.00	320.00	-169.63	202.16	4.29
280958.66	3283207.74	3860.00	3694.98	-3422.98	80.00	320.00	-213.04	253.89	4.29
280711.78	3283501.96	4250.00	3762.70	-3490.70	80.00	320.00	-459.91	548.11	0.00

Tableau 3 : Liste de sondage

IV.1.6. Programme de la boue :

Interval Properties	26"	16"	12 ¼"	8 ½"	6"
Mud type	Spud Mud	OBM INVERMUL	OBM INVERMUL	OBM INVERMUL	OBM INVERMUL
Density SG	1.05 – 1.08	1.30	1.70 – 1.75	1.33 - 1.35	1.30
Yield Value lb / 100 ft2	45 - 55	18 - 24	10 - 14	10 - 12	10 - 12
API Fluid Loss cc's / 30 min	NC to +/- 20	-	-	-	-
HPHT @ 250F & 500 PSI	-	<10	<10	<4	<4
Pom	-	3 - 4	3 - 4	2 - 2.5	2 - 2.5
MBT kg/m3	80 - 100	-	-	-	-
PH	11 - 12	-	-	-	-
LGS %	< 5	<5	< 5	< 4	< 4
Oil / Water	-	70/30 – 90/10	90/10 – 95/5	90/10 – 95/5	95/5
Electrical Stability	-	>600	>1000	>1000	>1000

Tableau 4 : Programme de la boue

IV.2. Étude de cas

IV.2.1. Présentation du modèle de calcul :

Il y a deux types de base de fluides, newtoniens et non newtoniens. La plupart des fluides de forage sont non-newtoniens.

Les fluides non newtoniens ont une relation non linéaire entre la contrainte de cisaillement que l'on applique au fluide et sa vitesse de déformation.

Plusieurs modèles mathématiques (rhéologiques et hydrauliques) ont été développés pour caractériser le comportement d'écoulement (propriétés hydrauliques) dans le but de déterminer la capacité d'un fluide, non newtonien dans notre étude, à accomplir des fonctions spécifiques. Le modèle mathématique constitue seulement un moyen d'approche et ne constitue pas exactement la réalité du puits foré. [13]

Le modèle le plus précis pour la prévision du comportement rhéologique des fluides de forage est : le Modèle de Herschel-Bulkley (loi en puissance rapporté [YPL]) car il rend bien compte des résultats expérimentaux.

Ce modèle qui se base sur trois paramètres, et qui combine en valeur le modèle de Power Law, de Bingham Plastic et de Robertson-Stiff. Son application permet l'intervention de la rhéologie en forage afin d'évaluer le nettoyage du trou (transport des cuttings vers la surface).

Le Modèle de YPL a un avantage évident : la possibilité de calculer les différents paramètres hydrauliques à partir d'une seule valeur pour n et K qu'on relève auprès du rapport journalier de la boue. [3]

Le modèle d'YPL emploie l'équation suivante pour décrire le comportement d'un fluide :

$$\tau - \tau_0 = K \cdot \gamma^n \quad [3]$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \tau_0 : \text{yield point} \\ \mathbf{K} \text{ et } \mathbf{n} : \text{paramètres rhéologiques tels que : } \mathbf{K} : \text{Coefficient de consistance,} \\ \mathbf{n} : \text{indice de comportement rhéologique} \\ \boldsymbol{\gamma} : \text{Taux de cisaillement} \end{array} \right.$$

Il est applicable par l'établissement des corrélations sur des bases expérimentales. En effet, les calculs sont effectués à base des corrélations **API RP 13D** (c'est une version améliorée au modèle de loi en puissance établi par l'American Petroleum Institute). Ils sont réalisés sur plusieurs niveaux :

1. Obtention des données préliminaires auprès du rapport journalier de forage et du fluide de forage ;
2. Calcul des paramètres hydrauliques dans l'annulaire ;
3. Calcul hydraulique au niveau de l'outil ;
4. Calcul des paramètres permettant l'évaluation du nettoyage de trou.

La phase dont les calculs sont effectués : $8^{1/2}$ "

Cette phase est composée de plusieurs sections selon la variation du diamètre annulaire.

On note qu'une programmation par l'outil informatique Microsoft-Excel a été élaborée afin de calculer les différents paramètres hydrauliques et statistiques pour chaque jour.

IV.2.1.1. Les données du puits :

IV.2.1.1.1. Les données préliminaires auprès du rapport journalier du fluide de forage :

paramètres	Signification	Unité
n	Indice de comportement rhéologique	sans dimension
k	Coefficient de consistance	$lb/s n/100ft^2$
D_i	Diamètre intérieur de casing ou de l'open hole	<i>In.</i>
d_i	Diamètre extérieur de la BHA	<i>In.</i>
L_i	Longueur ou longueur verticale d'une section i	<i>ft</i> ou <i>m.</i>
ρ	Densité de la boue	<i>Ppg (lb/gal) ou sg</i>
ρ_p	Densité de la particule	<i>Ppg (lb/gal)</i>
d_p	Diamètre de la particule	<i>In.</i>
Q	Débit d'injection du fluide de forage	<i>Gal/min</i> ou <i>l/min</i>
L_{600}	Lecteur de la viscosité fann 600	<i>Rpm</i>
L_{300}	Lecteur de la viscosité fann 300	<i>Rpm</i>

L_{100}	Lecteur de la viscosité fann 100	<i>Rpm</i>
L_3	Lecteur de la viscosité fann 3	<i>Rpm</i>
τ_0	Yield point (contrainte de seuil)	<i>lb/100ft²</i>
D_d	Diamètre des duses	<i>1/32 in.</i>
θ	Angle de l'inclinaison du puits	<i>Degré (°)</i>
D_b	Diamètre de l'outil	<i>In.</i>
ROP	Vitesse d'avancement	<i>m/hr. ou ft/hr.</i>
TVD	Profondeur verticale totale du puits	<i>Ft</i>

Tableau 5 : Les données préliminaires

IV.2.1.1.2. Calcul des constantes rhéologiques de fluide de forage :

a. Calcul du coefficient de consistance dans l'annulaire K_a :

$$K_a = \frac{5.11 \cdot L_3}{5.11^n} \dots (1) [13]$$

K_a : *dyne. sec.⁻ⁿ/cm²*

L_3 : *Rpm*

n : *(sans dimension)*

b. Calcul de l'indice de comportement rhéologique dans l'annulaire n_a :

$$n_a = 0.657 \times \log\left(\frac{L_{100}}{L_3}\right) \dots (2) [13]$$

n_a : *(sans dimension)*

L_{100} : *Rpm*

IV.2.1.2. Calcul des paramètres hydrauliques dans l'annulaire :

a. Calcul de la vitesse annulaire de fluide V_a :

$$V_a = \frac{0.408 \cdot Q}{D_i^2 - d_i^2} \dots (3) [13]$$

V_a : *ft/sec*

Q : *gal/min*

D, d : *in.*

b. Calcul de la viscosité effective annulaire de la boue μ_{ea} :

$$\mu_{ea} = 100. K_a \cdot \left(\frac{144. V_a}{D_i - d_i} \right)^{(n_a - 1)} \cdot \left(\frac{2. n_a + 1}{3. n_a} \right)^{n_a} \dots (4) [13]$$

μ_{ea} : cP

K_a : dyne. sec.⁻ⁿ/cm²

V_a : ft/sec

D, d : in.

c. Calcul de nombre de Reynolds dans l'annulaire Re_a :

$$Re_a = \frac{928. V_a \cdot (D_i - d_i) \cdot \rho}{\mu_{ea}} \dots (5) [13]$$

V_a : ft/sec

D, d : in.

ρ : lb/gal

μ_{ea} : cP

Note : Le meilleur déplacement des cuttings par la boue est obtenu lorsque cette dernière présente un régime turbulent.

d. Calcul du nombre de Reynolds pour le régime laminaire Re_L et pour le régime turbulent Re_T :

$$Re_L = 3470 - 1370. n_a \dots (6) [13]$$

$$Re_T = 4270 - 1370. n_a \dots (7) [13]$$

e. Calcul de facteur de friction dans l'annulaire f_a :

Si le nombre de Reynolds est inférieur ou égale à 2100 ($Re_a \leq 2100$) :

$$f_a = \frac{24}{Re_a} \dots (8) [13]$$

Si le nombre de Reynolds est supérieur à 2100 ($Re_a > 2100$) :

$$f_a = \frac{(3.93 + \log n_a)/50}{(Re_a)^{((1.75 - \log n_a)/7)}} \dots (9) [13]$$

f. Calcul des pertes de pression dans l'annulaire pour chaque section P_{a_i} :

$$P_{a_i} = \frac{(f_{a_i}) \cdot (V_{a_i})^2 \cdot \rho}{25.81 \cdot (D_i - d_i)} \cdot L_i \dots (10) [13]$$

$P_{a_i} : psi$

$V_a : ft/sec$

$\rho : lb/gal$

$D, d : in.$

$L_i : ft$

g. Calcul des pertes de charges annulaires totales P_{a_T} :

$$P_{a_T} = \sum P_{a_i} \dots (11) [13]$$

$P_{a_T} : psi$

$P_{a_i} : psi$

h. Calcul de la vitesse critique V_{cr} :

$$V_{cr} = \left[\frac{100 \cdot Re_L \cdot K_a \cdot \left[\frac{2.4}{D_i - d_i} \times \frac{2 \cdot n_a + 1}{3 \cdot n_a} \right]^{n_a}}{37.1208 \cdot \rho} \right]^{\frac{1}{2 - n_a}} \dots (12) [13]$$

$V_{cr} : m/min$

$K_a : dyne \cdot sec.^{-n}/cm^2$

$\rho : lb/gal$

i. Calcul du débit critique Q_{cr} :

$$Q_{cr} = \frac{V_{cr} \cdot (D_i^2 - d_i^2)}{24.5} \dots (13) [13]$$

$Q_{cr} : gal/min$

$V_{cr} : m/min$

$D, d : in.$

j. Calcul de la vitesse de sédimentation V_s :

$$V_s = 0.01294 \cdot \frac{\mu_{ea}}{d_p \cdot \rho} \cdot \sqrt{1 + (17106.35) \cdot (d_p) \cdot \frac{\rho_p}{\rho} - \frac{d_p \cdot \rho^2}{\mu_{ea}}} \dots (14) [13]$$

$V_s : ft/sec$

$\mu_{ea} : cP$

$d_p : in.$

$\rho : ppg$

$\rho_p : ppg$

k. Calcul de l'Equivalent Circulation Density ECD :

$$ECD = 19.265 \times \left(\frac{P_{aT}}{TVD} \right) \times (0.052 \times \rho) \dots (15) [13]$$

$ECD : ppg$

$P_{aT} : psi$

$TVD : ft$

$\rho : ppg$

IV.2.1.3. Calcul des paramètres hydrauliques au niveau de l'outil :

a. Calcul des pertes de pression dans les duses de l'outil P_b :

$$P_b = \frac{156 \cdot \rho \cdot Q^2}{(7 \cdot D_d^2)^2} \dots (16) [13]$$

$P_b : psi$

$Q : gal/min$

$\rho : lb/gal$

$D_d : in.$

b. Calcul de la puissance hydraulique du fluide de forage HP_b :

$$HP_b = \frac{P_b \cdot Q}{1714} \dots (17) [13]$$

$HP_b : hp$

$P_b : psi$

$Q : gal/min$

c. Calcul de la vitesse de fluide dans les duses (vitesse de fluide de jet) V_n :

$$V_n = \frac{417.2 \times Q}{7 \cdot D_d^2} \dots (18) [13]$$

$V_n : ft/min$

$Q : gal/min$

$D_d : in.$

d. Calcul de la force d'impact de jet de fluide IF :

$$IF = \frac{V_n \cdot Q \cdot \rho}{1932} \dots (19) [13]$$

IF : lbf

Q : gal/min

ρ : lb/gal

IV.2.1.4. Calcul des paramètres permettant l'évaluation du nettoyage de trou :

a. Calcul de l'efficacité de transport des cuttings E :

$$E = \left(1 - \frac{V_s}{V_a \cdot \cos\theta}\right) \times 100 \dots (20) [13]$$

E : % (en pourcentage)

V_s : ft/sec

V_a : ft/sec

b. Calcul de la concentration des cuttings dans le fluide de forage Ca :

$$Ca = \left[\frac{1.667 \times ROP \times D_b^2}{(D_i^2 - d_i^2) \cdot (V_a \cdot \cos\theta - V_s)} \right] \times 100 \dots (21) [13]$$

Ca : % (en pourcentage)

ROP : m/hr

D_b : in.

IV.2.2. Application du modèle de calcul sur le puits RNZ-130 :

IV.2.2.1. Résultat du jour 1 :

A. Les données du puits :

RNZ-130 MD/ TVD \pm 3318 m/3317.5m (\pm 10885,826ft/10884,842ft)			
Section	Diamètre du puits ou diamètre intérieur du casing (in)	Diamètre extérieur de la BHA (in)	Longueur (ft)
1	8.6	5.5	8480.118
2	8.6	5	1582.25
3	8.6	5	183.33
4	8.6	6.5	256.266
5	8.5	6.5	285.92
6	8.5	7	98.26

Tableau 6 : Dimensions des différentes sections

Densité de la boue (lb/gal)	10.849
Débit d'injection (gal/min)	264.43
Fann600 (rpm)	50
Fann300 (rpm)	32
Fann100 (rpm)	19
Fann3 (rpm)	8
n : Indice de comportement rhéologique	0.64
K : Coefficient de consistance (lb/s n/100ft ²)	0.58
n_a : indice de comportement rhéologique dans l'annulaire	0.2468
K_a : coefficient de consistance dans l'annulaire (lb/s n/100ft ²)	27.324
τ_0 : yield point (lb/100ft ²)	14

Tableau 7 : Paramètres de la boue de forage

Diamètre d'outil (in)	Duse (in)	TFA (in ²)
8.5	7x12/32	0.773

Tableau 8 : Dimensions de l'outil de forage

ROP : vitesse d'avancement (ft/hr)	θ : angle d'inclinaison à la sortie (°)
19.685	2.6

Tableau 9 : Données de forage

B. Calcul des paramètres hydrauliques dans l'annulaire :

Section	V_a (m/min)	μ_{ea} (cP)	Re_a	f_a	P_{ai} (psi)	V_c (m/min)	Q_c (l/m)	V_s (m/min)
1	45.145	91.33	843.43	0.02845	199.3433	95.39845	2113.753	1.330
2	40.300	111.34	717.32	0.33457	30.0156	93.41112	2318.316	1.330
3	40.300	111.34	717.32	0.33457	3.4778	93.41112	2318.316	1.330
4	62.223	53.49	1344.84	0.017845	10.5969	100.77502	1619.874	1.330
5	65.769	49.45	1464.37	0.016389	12.738	101.46959	1543.083	1.330
6	84.864	32.862	2132.50	0.005026	2.9805	105.6634	1245.316	1.330

Tableau 10 : paramètres hydrauliques dans l'annulaire

Re_L	Re_T
3131.868938	3931.86894

Tableau 11 : nombres de Reynolds

C. Calcul des paramètres hydrauliques au niveau de l'outil :

P_{at} (psi)	P_b (psi)	HP_b (hp)	V_n (m/s)	FI (kgf)
259.152	116.475649	17.96	109.44	162.52

Tableau 12 : paramètres hydrauliques au niveau de l'outil

D. Calcul des paramètres permettant l'évaluation du nettoyage de trou :

Section	Et (%)	Ca (%)
1	97.05328	27.089482
2	96.69935	26.9633032
3	96.69935	26.9633032
4	97.8622629	25.602677
5	97.9775429	25.1047422
6	92.4310268	22.2025853

Tableau 13 : paramètres d'évaluation du nettoyage

ECD=1. 3012379 s.g

IV.2.2.2. Résultat du jour 2 :

A. Les données du puits :

RNZ-130 MD/ TVD ± 3362 m/3360.5 m (±11030 ft/11025 ft)			
Section	Diamètre du puits ou diamètre intérieur du casing (in)	Diamètre extérieur de la BHA (in)	Longueur (ft)
1	8.6	5.5	8605.5118
2	8.6	5	1582.2506
3	8.6	5	183.33333
4	8.6	6.5	130.87270
5	8.5	6.5	528.21522

Tableau 14 : Dimensions des différentes sections

Densité de la boue (lb/gal)	10.849
Débit d'injection (gal/min)	503.25
Fann600 (rpm)	50
Fann300 (rpm)	32
Fann100 (rpm)	19
Fann3 (rpm)	8
n : Indice de comportement rhéologique	0.64
K : Coefficient de consistance (lb/s n/100ft ²)	0.58
n_a : indice de comportement rhéologique dans l'annulaire	0.2468
K_a : coefficient de consistance dans l'annulaire (lb/s n/100ft ²)	27.324
τ_0 : yield point (lb/100ft ²)	14

Tableau 15 : Paramètres de la boue de forage.

Diamètre d'outil (in)	Duse (in)	TFA (in ²)
8.5	7x12/32	0.773

Tableau 16 : Dimensions de l'outil de forage

ROP : vitesse d'avancement (ft/hr)	θ : angle d'inclinaison à la sortie (°)
19.685	9.1

Tableau 17 : Données de forage

B. Calcul des paramètres hydrauliques dans l'annulaire :

Section	V_a (m/min)	μ_{ea} (cP)	Re_a	f_a	P_{a_i} (psi)	V_c (m/min)	Q_c (l/m)	V_s (m/min)
1	85.906	56.25	2606.151	0.004698	120.9735	95.39845	2113.753	1.330
2	76.694	68.57	2216.484	0.004961	16.1218	93.41112	2318.316	1.330
3	76.694	68.57	2216.484	0.004961	1.868	93.41112	2318.316	1.330
4	118.416	32.94	4155.478	0.004015	4.4099	100.77502	1619.874	1.330
5	125.166	30.45	4524.798	0.003901	20.2897	101.46959	1543.083	1.330

Tableau 18 : paramètres hydrauliques dans l'annulaire**Interprétation :**

- Si le débit augmente abondamment le régime devient turbulent. ; mais lorsqu'il augmente légèrement sans changer la rhéologie, le régime reste laminaire.
- On note que le nettoyage du trou nécessite une vitesse annulaire de la boue supérieure à la vitesse de sédimentation, ce qui est le cas.
- Aussi, on remarque que le nombre de Reynolds est inférieur à 2100 au 1^{er} jour, c'est pourquoi que le régime est laminaire, et il est supérieur à 2100 au 2^{ème} jour et que le régime soit turbulent.

Re_L	Re_T
3131.868938	3931.86894

Tableau 19 : nombres de Reynolds**C. Calcul des paramètres hydrauliques au niveau de l'outil :**

P_{a_T} (psi)	P_b (psi)	HP_b (hp)	V_n (m/s)	FI (kgf)
163.663141	421.848923	123.8591163	208.288656	588.6132793

Tableau 20 : paramètres hydrauliques au niveau de l'outil

Interprétation :

- On note que (les pertes de charges annulaires totales, les pertes de pression dans les duses de l'outil, la puissance hydraulique du fluide de forage, la vitesse de fluide dans les duses et l'impact de jet de fluide) ont augmenté à cause de l'augmentation du débit d'injection d'où la relation est proportionnelle, en gardant les paramètres rhéologiques invariables.
- on remarque aussi que la densité équivalente ECD a augmenté a cause del'augmentation des pertes de charge totales.

D. Calcul des paramètres permettant l'évaluation du nettoyage de trou :

Section	Et (%)	Ca (%)
1	98.4516185	18.4811256
2	98.2656427	19.0700576
3	98.2656427	19.0700576
4	98.8767061	15.9337392
5	98.9239379	15.4117428

Tableau 21 : paramètres d'évaluation du nettoyage

ECD=1.33665663 s.g

Interprétation :

- Dans les sections verticales, le problème de nettoyage ne se pose pas.
- Le meilleur déplacement des cuttings par la boue est obtenu lorsque son écoulement présente un régime turbulent, surtout dans la section déviée.
- Le volume des cuttings dans la boue diminue avec l'augmentation du débit.

IV.2.2.3. Calcul du débit optimal :

Nous avons utilisé le logiciel d'ingénierie MUDWARE, c'est un ensemble de programmes d'ingénierie et d'informations techniques liés à la boue et au forage, fournis gratuitement à l'industrie pétrolière. Ce logiciel contient la plupart des calculs généralement utilisés sur le terrain lors du forage d'un puits. En effet, il permet de donner une valeur exacte du débit optimal à partir des données (entrées).

On a obtenu les résultats suivants :

$$Q_{opt} = 1595.16 \text{ l/mn}$$

Récapitulatif des résultats :

Les paramètres		ECD (s.g)	E(%)	Ca(%)
RNZ-130 MD/ TVD. ± 4250/3763 m	Calculés	1.336	98.2%	17.61%
	Mesurés	1.31	96.7%	16%

Tableau 22 : comparaison entre les paramètres calculés et mesurés

D'après les résultats numériques :

1. on remarque que la densité du fluide n'a pas une grande influence sur le transport des cuttings puisque sa variation est aussi petite.
2. Le volume des cuttings et la densité annulaire diminuent avec l'augmentation du débit par contre l'ECD augmente ;
3. Le modèle mathématique constitue seulement un moyen d'approche et ne constitue pas exactement la réalité du puits foré.

Conclusion

D'après les résultats obtenus, on peut conclure que le nettoyage de la phase 8^{1/2} est efficace lorsque le débit utilisé est supérieur au débit optimal avec une vitesse annulaire requise de la boue. En effet, le moteur de fond utilisé nécessite un grand débit. Aussi, lors de l'étude numérique, il est important de noter que :

- La vitesse annulaire de la boue doit atteindre une valeur requise afin d'assurer le décollement et le transport des cuttings ;
- Le contrôle des paramètres mécaniques, en parallèle avec les paramètres hydrauliques de forage est plus que nécessaire ;
- La densité du fluide a une légère influence sur la vitesse minimale de transport des cuttings dans la section déviée.

Nous sommes convaincus, que les modèles mathématiques restent un moyen d'approche aux choix des paramètres convenables, elles nous aident à rester dans les limites, et que la méthode expérimentale soit le moyen le plus fiable pour donner le vrai visage du nettoyage du puits. Cette méthode nous permet de faire un bilan massique concernant les solides qui sont évacués hors du puits et les solides restés dans le puits, ainsi que pour une application exacte du modèle mathématique et le confronter à la réalité du terrain par l'établissement des corrélations sur des bases expérimentales pour améliorer le calage du modèle afin d'avoir un modèle fiable et performant.

Recommandations

On a élaboré des recommandations pratiques générales, et autres concernant les paramètres hydrauliques à appliquer aux conditions particulières du champ de Rhourde Nouss, Illizi :

- Nettoyer le trou aussi vite que sa progression. En effet, utiliser une vitesse annulaire aussi grande que possible, cette dernière fournie l'énergie nécessaire pour transporter les cuttings hors du puits ;
- Minimiser le mode de forage par sliding ;
- S'assurer que les caractéristiques de la boue sont conformes aux spécifications ;
- Optimiser la rhéologie et les gels de la boue afin d'assurer le transport et la suspension des cuttings.
- Mesurer les caractéristiques rhéologiques de la boue dans les conditions de fond du puits (c'est-à-dire de pression et de température) ;
- Avant une manœuvre, circuler jusqu'à ce que le puits soit propre ;
- Réciproquer et maintenir la garniture en rotation continuellement pendant la circulation ;
- Surveiller les shale shakers ;
- Garder en bon ordre de marche tous les équipements de circulation et contrôle des solides.

Références bibliographiques

- [1] A.BEN OMAR, "Analyse des problèmes de nettoyage dans les puits fortement déviés et horizontaux forés en Over Balanced Drilling Cas du champ d'Ourhoud", Mémoire fin d'étude, Boumerdès (2007).
- [2] Baker Hughes : " Drilling Fluids Reference Manual ", USA, December 2006.
- [3] Dave Hawker: " DRILLING FLUID HYDRAULICS", DATALOG,Version 2.1, 2001.
- [4] ENSPM, "Forage dirigé Ingénierie et méthodes", Edition 3.3, Juin 2005.
- [5] ENSPM Formation Industrie — IFP Training, "Fluide de forage", 2006.
- [6] ENSPM, "Ingénierie du forage dirigé"
- [7] FOURAR K, "Amélioration des propriétés rhéologiques des fluides de forage à base de biopolymères : application aux puits horizontaux", Mémoire de Magister, Boumerdès (2007).
- [8] GARCIA C., PARIGO P., « *Boues de Forage* », Institut Français du Pétrole (I.F.P), société des éditions Technip, 1968.
- [9] M.A.Dada , " Optimisation d'un procédé de traitement des Boues de forage", Mémoire Magister, Boumerdès (2011).
- [10] R.OUGHANEM, "Etude des paramètres optimaux pour un bon nettoyage lors du forage d'un medium radius dans la région de haoud EL-HAMRA à HMD", Mémoire fin d'étude, Boumerdès (2007).
- [11] Sonatrach ; 2015 : Rapport d'implantation RNZ-130 Final.
- [12] Sonatrach; IAP "Forage Dirigé & UBD" ; Février 2008.
- [13] URIAH Fabian, Datalog drilling fluid hydraulics manual, Version 4.2, issued June 2006.

Annexe 01 : Rapport journalier du fluide de forage (jour 1)

Daily Drilling Fluid Report OBM										Report N° 44							
										Spud Date 14-08-16							
										Date 27-09-16							
Well Info.		Bit Data			Time			Casing			Deviation Information						
Country	ALGERIA	Interval	8.5					h	Last Csg OD:ID In	9 5/8	8 3/5	TMD	3318 m				
Field/Block	R.Nouss	Bit Size In	8.5		TRIPPING	18.00		h	Csg Shoe	3201 m		TVD	3317.5 m				
Well Name	RNZ-130	Type	CDPFX713S		RIG REPAIRS / SERVICE	6.0		h	Liner OD : ID In			Inclination	2.60 °				
Operator	SONATRACH	Serial N°	A199771					h	Top of Liner			Azimuth	320.00 °				
Contractor	ENAFOR	Nozzles						h	Liner Shoe			Horiz Displ.	29.95 m				
Rig N°	ENF#28	TFA in²						h	Hole Volume	109 m³		Meters Drilled					
Report for	R.AMIAR	ECD bit			ECD cst			h	Open Hole Volume	4.3 m³		Average ROP					
Properties		Fluid type: OBM			Pump Data				Mud Chemicals								
Sample from	PIT	PIT	PIT	FL	Pump1 make / Mode	HH- P1600			Chemical	Initial (T)	Recvd	Used	Next sec	End	Cost \$		
Depth	m			3318	Size (In)	Stk length	Eff. %	Liter / stk	SPM	EMEC BAR	187.5000				187.5000		
Time	h	06h30	11h30	19h00	22h00	6	12	96	16	31	EMEC CARB (C)	2.0000				2.0000	
Flowline Temp.	°F			110	Pump 2 make / Mode	HH- P1600			EMEC CARB (M)	2.0000					2.0000		
Test Temp	°F	150	150	150	150	Size (In)	Stk length	Eff. %	Liter / stk	SPM	EMEC CARB (F)	2.0000				2.0000	
Density in	sg	1.30	1.30	1.30	1.30	6	12	98	16.3	31	DYNA RED (C)	0.4760				0.4760	
Density out	sg			1.31	FlowRate	1001.3	l / min	Press. psi	380	DYNA RED (M)	0.9520					0.9520	
Funnel Viscosity / Fann Readings					B'SU Time	73 min			Mud Chemicals								
Funnel Viscosity	sec/qu	50	50	52	51	TC Time	164 min			FLR 170	2.6000					2.6000	
Fann 600 rpm		50	50	50	50	BHA / String				EMEC THIN N.T.	0.7200					0.7200	
Fann 300 rpm		32	32	32	32		OD (in)	ID (in)	Length m	EMEC CON NT	1.9000					1.9000	
Fann 200 rpm		24	24	24	24	CBL	7	5.500	29.95	m	EMEC MUL NT	1.8500					1.8500
Fann 100 rpm		19	19	19	19	DC	6 1/2	4.167	165.26	m	EMEC WET NT	0.3600	2.2200				2.5800
Fann 6 rpm		10	10	10	10	HWDP	5	3.000	55.88	m	EMEC VIS NT	6.0250					6.0250
Fann 3 rpm		8	8	8	8	DP	5	4.220	482.27	m	EMEC TONE	1.5000					1.5000
Gel 0	lbs/100ft²	10	10	10	10	DP	5 1/2	4.710	2,584.74	m	CALCIUM CARBONATE	15.0000	15.0000				30.0000
Gel 10 min	lbs/100ft²	14	14	14	14					m	LIME	6.0000	2.0000				8.0000
Mud Rheology									m	NaCl	4.0000					4.0000	
Apparent Viscosity	cP	25.0	25.0	25.0	25.0	Capacity m	35.58	lot length	3,318.10	m							
Plastic Viscosity	cP	18	18	18	18	Annular Velocity				EMEC PLUG (C)	0.7500					0.7500	
Yield Point	lbs/100ft²	14	14	14	14		Annular Section	A Vol. l/m	m/mn								
Low Shear Rate	lbs/100ft²	6	6	6	6	n.	7.00	<> Open Hole Volum	11.78	84.98							
		0.64	0.64	0.64	0.64	K.	6.50	<> 9.625" CSG	16.07	62.31							
		0.58	0.58	0.58	0.58		5.00	<> 9.625" CSG	24.81	40.35							
Fluid Loss									m								
HPHT Filtrate	ml /30 mir	5	5	5	5		5.00	<> 9.625" CSG	24.81	40.35							
HPHT Pr test	psi	500	500	500	500		5.50	<> 9.625" CSG	22.15	45.20							
Filtrate Cake	1/32	0.5	0.5	0.5	0.5	Solids Analysis											
Oil	%	76	76	76	76					m	Diesel	0.0000	27.0000				27.0000
Water	%	8	8	8	8					m							
Solids	%	16.00	16	16	16.00					m							

Annexe 01 : Rapport journalier du fluide de forage (jour 1)

Oil / Water Ratio					90/10	90/10	90/10	90/10												
Sand In	%																			
Sand Out	%																			
ASGS	sg	3.70	3.70	3.70	3.70															
LGS	%	0.8	0.8	0.8	0.8															
LGS (CaCO ₃)	%	3.8	3.8	3.8	3.8															
HGS	%	10.28	10.28	10.28	10.28															
Corrected Solids	%	14.94	14.94	14.94	14.94															
Chemistry																				
Elec. Stability	Volt	1467.0	1476.0	1469.0	1472.0															
Pom	cc	3.4	3.4	3.4	3.4															
0.1N EDTA	cc	0.60	0.60	0.60	0.60															
0.1N AgNO ₃	cc	8.20	8.20	8.20	8.20															
Excess Lime	g/l	12.58	12.58	12.58	12.58															
Ca ⁺⁺ whole mud	g/l	2.40	2.40	2.40	2.40															
Cl ⁻ whole mud	g/l	29.11	29.11	29.11	29.11															
NaCl whole mud	g/l	48.0	48.0	48.0	48.0															
Cl ⁻ Water Phase	g/l	191.9	191.9	191.9	191.9															
Brine	g/l	316.6	316.6	316.6	316.6															
Brine Density	sg	1.20	1.20	1.20	1.20															
NaCl by weight	%	26.4	26.4	26.4	26.4															
Insoluble NaCl	g/l	19.5	19.5	19.5	19.5															
CaCO ₃	g/l	100.0	100.0	100.0	100.0															
	cc																			
	cc																			
Solid Control Equipment																				
Shakers																				
Shaker 1		4*API140																		
Shaker 2		4*API 120																		
Shaker 3		4*API 170																		
Shaker 4																				
Properties																				
OBM 96/4 - 90/10, 1.2sg CaCo ₃									Rcvd	37.00	Next sec	Returned	Cost \$	15540.000						
Chemistry																				
Desander																				
Model :	DERRICK		cones: 3x12 in						Hrs											
Mud cleaner/Desilter																				
Model :	DERRICK		20x 2 in		4*API170				Hrs											
Centrifuges																				
RPM tr/mr	Q (m ³ /hr)	sg in	sg out						Hrs											
1800	8	1.31	1.21																	
2700	6	1.21	1.14																	
Degasser																				
Degasser																				
Centrifuges																				
Shakers Observation																				
Caving																				
Cuttings																				
%																				
Shape																				
wet / dry																				
Sticky																				
Activity:																				
PULL 8" 1/2 DRILL STRING OUT OF CASED HOLE TOP BHA.FLOW CHECK @208m - Steady level - ,																				
POOH 8" 1/2 DRILL STRING IN CASED HOLE FROM TOP BHA TO SURFACE,																				
MAKE UP KELLY & WASH DOWN 03 LAST JOINTS TO BOTTOM.																				
Traitment & recommendation																				
* 1m ³ lost on surface shut down shaker N°1 (electrecal probleme)																				
Services / Equipment Cost																				
Description									Quantity	Unit	Cost \$									
Technicien boue jour									1	Day(s)	224.000									
Technicien boue nuit									1	Day(s)	200.000									
Opérateur équipements (SCE) jour									1	Day(s)	148.750									
Opérateur équipements (SCE) nuit									1	Day(s)	135.000									
Cabine laboratoire Drilling Fluids									1	Day(s)	24.000									
Centrifugeuse "High Speed" opt										Day(s)										
Centrifugeuse "Low Speed" opt										Day(s)										
Centrifugeuse "High Speed" stb									1	Day(s)	78.000									
Centrifugeuse "Low Speed" stb									1	Day(s)	78.000									
Pompe diaphragme									1	Day(s)	28.000									
Nettoyeur High pressure										Day(s)										
Cuve de stockage Gasoil avec pompe de transfert									12	m ³ /jr	57.000									
Vacuum truck (type 6x4)									37.0000	m ³ /Km	196.389									
Camion type 6x4									0.0000	MT/Km										
Transport gasoil										m ³ /Km										
										Day(s)										
Daily Services / Equi Cost KDA									1,169.139											
Total Daily Cost KDA									16,709.139											
Cumulative Cost KDA									783,477.441											
Vol inventory									Current	Next	Losses (m³)									
									Current	Next										
Start Volume	m ³	415							Surface	1										
Received	m ³	37							Shaker											
Water	m ³								Dess/M. Cleaner											
Dry vol	m ³								Centifuge											
Diesel	m ³								Coating											
Returnd/	m ³								Down hole											
Transferred out	m ³								Tripping	2										
Mud to next section m ³									Left in hole											
Mud Pits									vol m	sg	o/w									
Settling		27	1.30	90/10						Settling										
Active		28	1.30	90/10						Cut back sg										
R1		29	1.20	90/10						Burned										
R2		28	1.20	90/10						Rec. f/dryer										
R3		32	2.05	90/10						Gain										
R4		30	1.50	92/08						TOTAL LOSSES	3	0								
R5		30	2.06	K.MUD						End day Vol inventory	Current	Next								
R6		30	2.06	K.MUD						Hole Volume	109									
STC1		23	2.06	92/08						Active Pits	55									
STC2		42	2.06	92/08						Reserve Vol	284									
SIR1		41	2.06	92/08																
SIR2		0																		
TOTAL PITS		339								TOTAL END DAY	449	0								
Rcvd/B.loaded																				
Requirement:																				
Next 24hrs									POOH 7"x4" ENSP DuraTeQ CORE BARREL CBLL+CONT DRILLING 8"1/2 TO TD @ +/- 3420 m											
Formation & TOP :									TAGI @ 3 314,0 m											
Mud Engineers:									H.SIBACHIR/ A.ARAB											
									Coordinator											
									B.LOGBI											

Annexe 02 : Rapport journalier de forage (jour 1)

SONATRACH										Page 1 sur 2			
Daily Drilling Report													
WELL & SIDETRACK RNZ-130		DATE: 27/09/2016	DAY: 44	DOP:	DFS: 44,00	TMD: 3 318,00 m	TVD: 3 317,50 m	FORMATION TOP: TAGI @ 3 314,0 m			PROGRESS:	ROT:	
SUPERVISOR/SUPERINTENDENT: R.AMIAR / A.DJAOUA			RIG NAME & No: ENF 28		FIELD: R.NOUSS		ACC. FREE: 65 days	AFE (KD): 1 223 305	DAILY (KD): 3 626	CUM (KD): 1 353 553	WELL OBJECTIVE: EXPLORATORY		
LAST CSG/LNR SHOE: 9,625 in @ 3 201,00 m		LAST CSG/LNR TOP: 0,00 m		LAST FM. TEST/EMW: 2,22 sg @ 3 201,5			L. BOP TEST: 23/09/2016	L.SAFETY MEETG: 26/09/2016		DAILY NPT: 4,50 hr	CUM NPT: 3,49 days	.SERVICE: NONE	
ACCIDENT / INCIDENT TOPICS: NULL													
BIT DATA			LAST BHA				MUD CHECKS						
BIT No./Re-Run(U)	4/N	5/U	NAME: CORING BHA				TYPE 1:		OBM		TIME/LOC	00:58/OUT	
BIT RUN No.	1	1	OD	TOOL	JTS	LENGTH	TYPE 2:		TIME/LOC		/		
BIT SIZE (in)	8,500	8,500	(in)	TYPE	No	(m)	DENSITY (sg)	1,30	ECD (sg)	1,31			
BIT MANUFACTURE	NOV	NOV	5,000	HW	6	55,48	DEPTH (m)	3 318,0	SAND (°)				
BIT TYPE	DSF713M	CDPFX713S	6,500	XO	1	0,75	FL TEMP (°C)	110	SOLIDS (%)	16,00			
BIT IADC CODE	M432		6,500	DC	2	18,33	FUN VIS (s/qt)	51	OIL (%)	75,00			
BIT SERIAL No.	E222090	A199771	6,500	JAR	1	10,20	PV (cp)	18	H2O (%)	8,00			
BIT JETS (32nd")	7X12		6,500	DC	15	137,25	YP (lbf/100ft²)	14	OIL/H2O	90/10	/		
				XO	1	0,53	GEL (10sec) (lbf/100ft²)	10,00	LGS (%)	0,80			
BIT TFA (in²)	0,773	1,050	7,000	CBL	3	29,56	GEL (10m) (lbf/100ft²)	14,00	HGS (%)	10,28			
BIT DEPTH IN (m)	3 202,0	3 318,0	8,500	CB	1	0,39	API FL (cc/30min)		E LIME (g/L)	12,58			
BIT DEPTH OUT (m)	3 318,0						HPHT FL (cc/30min)	5,00	CL-MUD (g/L)	44			
CUM PROGRESS (m)							pH		CL Brine (mg/L)				
CUM HOURS							Pf (cc)		NaCL Brine (mg/L)	48 000,00			
CUM ROP (WOC) (m/hr)							Mf (cc)		Ca+ (g/L)	2			
WOB(Min/Max) (tonne)	/	/					Pm (cc)		K+ (g/L)				
RPM (Min/Max)	/	/					KCL (ppm)		CaCL2 (mg/L/mg/L)				
BIT COND (IODL)	1-1-WT-A	--					ES (Volts)	1 472,000	MBT (sg)				
BIT COND (BGOR)	X- I-NO-CP	---	TOTAL BHA LENGTH (m)			252,49	DAILY GEOLOGY DATA						
BIT HSI (hp/in²)			ITEM SINCE LAST INSPECT.		HR	FROM	TO	W.C	W.O.C	FORMATION			
FUEL & WATER	MUD LOSSES	MOTOR&TURBINE (day/cum)		SHOCK SUB									
FUEL: 75,00 m³	SURF: 3,0 m³	MOTOR: /		JAR	19,5								
WATER: 240,00 m³	HOLE:	TURBINE: /		BHA									

Annexe 02 : Rapport journalier de forage (jour 1)

PUMP DATA				WELL & LOCATION		SLOW PUMP				MATERIAL TRANSPORT					
PUMP	2	1		AREA	ILLIZI	PUMP				ITEM	UNIT	REC'D	USED	ON LOC	
MAKE	NATIONAL	NATIONAL		BLOCK No.	332	DEPTH 1									
MODEL	12-P-160	12-P-160		DIRECTION	NORD	SPM 1									
LINER (in)				BASSIN	R.NOUSS	PRESS 1									
STROKE (in)	12,000	12,000		FM TARGET	FAMENNIAN	DEPTH 2									
EFF (%)				DEVIATED	NO	SPM 2									
PRESS (psi)				PERM.DATUM	KELLY BUSHING	PRESS 2									
SPM				ELEVATION	195,98	STRING WEIGHT(ton) & TORQUE(ft/lbf)									
LPM				KB to GL	9,46	ACT.HKLD:		PICK UP:							
ANNULAR VELOCITY (m/min)				MUD VOLUME(m³)		SLACK OFF:		ROTATING:							
AV DP:	DP/CSG:	STRING:	0,0	ANNULUS:	0,0	TQ.on BTM:		TQ.off BTM:							
AV DC:	Jets Vel (m/s):	PITS:	339,0	TOTAL	55,0	BELOW JAR:		ABV. JAR:							
MUD CHEMICAL USAGE															
ITEM		UNITS	REC'D	USED	ON LOC	ITEM		UNITS	REC'D	USED	ON LOC				
Lime			2,000		8,000	EMEC WET NT			2,220		2,580				
Calcium Carbonate			15,000		10,000	Diesel			27,000		27,000				
SURVEY DATA															
MD (m)	INC (°)	AZI (°)	TVD (m)	N/S (-) (m)	E/W (-) (m)	VS (m)	DLS (°/30m)	MD (m)	INC (°)	AZI (°)	TVD (m)	N/S (-) (m)	E/W (-) (m)	VS (m)	DLS (°/30m)
18,00	2,60	320	3317.5	0.89	0.95		4.29								
PERSONNEL DATA															
COMPANY		NO	HOURS	NAMES		COMPANY		NO	HOURS	NAMES					
SH/SV/LOG ANALIST		1	0,00	ZAGHAM MEHAMMED		ENAFOR		39	0,00	TOUAHER					
WATER TRUCKS DRIVER		1	0,00	BENNA BELKHIR		LIGABUE CATRING		17	0,00	HAMIDANI					
MCLM (Gardiennage puits d'eau)		3	0,00	BEDIAF YOUSEF		SH/SV/FOR		3	0,00	MADAOUY + A BOUSSAYED + S.BESAF					
EMEC.MUD ENGINEER		2	0,00	H. SIBACHIR + M. HADJAIDJI		ENSP CORE MAN		1	0,00	MASSAOUDI NABIL					

Annexe 03 : Rapport journalier du fluide de forage (jour 2)

	Daily Drilling Fluid Report										Report N° 44						
	OBM										Spud Date 14-08-16						
											Date 27-09-16						
Well Info.		Bit Data				Time				Casing			Deviation Information				
Country	ALGERIA	Interval	8.5								Last Csg OD:ID In	9 5/8	8 3/5	TMD	3318 m		
Field/Block	R.Nouss	Bit Size In	8.5			TRIPPING	18.00			h	Csg Shoe	3201	m	TVD	3317.5 m		
Well Name	RNZ-130	Type	CDPFX713S			RIG REPAIRS / SERVICE				h	Liner OD : ID In			Inclination	2.60 °		
Operator	SONATRACH	Serial N°	A199771							h	Top of Liner		m	Azimuth	320.00 °		
Contractor	ENAFOR	Nozzles								h	Liner Shoe		m	Horiz Displ.	29.95 m		
Rig N°	ENF#28	TFA in ²								h	Hole Volume	109	m ³	Meters Drilled			
Report for	R.AMIAR	ECD bit	ECD cs							h	Open Hole Volume	4.3	m ³	Average ROP	m/Hr		
Properties		Fluid type: OBM				Pump Data					Mud Chemicals						
Sample from	PIT	PIT	PIT	FL	Pump1 make / Model	HH- P1600				Chemical		Initial (T)	Recvd	Used	Next sed	End	Cost \$
Depth	m	3318			Size (In)	Stk length	Eff. %	Liter / stk	SPM	EMEC BAR	187.5000					187.5000	
Time	h	06h30	11h30	19h00	22h00	6	12	96	16	31	EMEC CARB (C)	2.0000				2.0000	
Flowline Temp.	°F	110			Pump 2 make / Model	HH- P1600				EMEC CARB (M)	2.0000					2.0000	
Test Temp	°F	150	150	150	150	Size (In)	Stk length	Eff. %	Liter / stk	SPM	EMEC CARB (F)	2.0000				2.0000	
Density in	sg	1.30	1.30	1.30	1.30	6	12	98	16.3	31	DYNA RED (C)	0.4760				0.4760	
Density out	sg	1.31			Flow Rate	1001.3	l / min	Press. psi	380		DYNA RED (M)	0.9520				0.9520	
Funnel Viscosity / Fann Readings					B'SU Time	73 min				Mud Chemicals							
Funnel Viscosity	sec/qt	50	50	52	51	TC Time	164 min				FLR 170	2.6000				2.6000	
Fann 600 rpm		50	50	50	50	BHA / String			Length m		EMEC THIN N.T.	0.7200				0.7200	
Fann 300 rpm		32	32	32	32	CBL	OD (in)	ID (in)	Length m	EMEC CON NT	1.9000					1.9000	
Fann 200 rpm		24	24	24	24	DC	6 1/2	4.167	165.26	m	EMEC MUL NT	1.8500				1.8500	
Fann 100 rpm		19	19	19	19	HWDP	5	3.000	55.88	m	EMEC WET NT	0.3600	2.2200			2.5800	
Fann 6 rpm		10	10	10	10	DP	5	4.220	482.27	m	EMEC VIS NT	6.0250				6.0250	
Fann 3 rpm		8	8	8	8	DP	5 1/2	4.710	2,584.74	m	EMEC TONE	1.5000				1.5000	
Gel 0	lbs/100ft ²	10	10	10	10						CALCIUM CARBONATE	15.0000	15.0000			30.0000	
Gel 10 min	lbs/100ft ²	14	14	14	14						LIME	6.0000	2.0000			8.0000	
											NaCl	4.0000				4.0000	
Mud Rheology					Capacity m	35.58	lot length	3,318.10	m								
Apparent Viscosity	cP	25.0	25.0	25.0	25.0	Annular Velocity			Annular Section <td>A Vol. l/m</td> <td>m/mn</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td>		A Vol. l/m	m/mn					
Plastic Viscosity	cP	18	18	18	18	7.00	⇔ Open Hole Volum		11.78	84.98							
Yield Point	lbs/100ft ²	14	14	14	14	6.50	⇔ 9.625" CSG		16.07	62.31							
Low Shear Rate	lbs/100ft ²	6	6	6	6	5.00	⇔ 9.625" CSG		24.81	40.35							
n.		0.64	0.64	0.64	0.64	5.00	⇔ 9.625" CSG		24.81	40.35							
K.	lb/sn/100ft	0.58	0.58	0.58	0.58	5.50	⇔ 9.625" CSG		22.15	45.20							
Fluid Loss																	
HPHT Filtrate	ml /30 mir	5	5	5	5												
HPHT Pr test	psi	500	500	500	500												
Filtrate Cake	1/32	0.5	0.5	0.5	0.5												
Solids Analysis																	
Oil	%	76	76	76	76						Diesel	0.0000	27.0000			27.0000	
Water	%	8	8	8	8												
Solids	%	16.00	16	16	16.00												

Annexe 04 : Rapport journalier de forage (jour 2)

SONATRACH

Page 1 sur 2

Daily Drilling Report

WELL & SIDETRACK : RNZ-130	DATE: 29/09/2016	DAY: 46	DOP:	DFS: 46,00	TMD: 3 362,00 m	TVD: 3 294,70 m	FORMATION TOP: FAMENNIAN @ 3 343,0 m	PROGRESS: 17,00 m	ROT: 2,50 hr	
SUPERVISOR/SUPERINTENDENT: R.AMIAR / A.DJAOUA		RIG NAME & No: ENF 28		FIELD: R.NOUSS		ACC. FREE: 67 days	AFE (KD): 1 223 305	DAILY (KD): 3 417	CUM (KD): 1 363 183	WELL OBJECTIVE: EXPLORATORY
LAST CSG/LNR SHOE: 9,625 in @ 3 201,00 m	LAST CSG/LNR TOP: 0,00 m	LAST FM. TEST/EMW: 2,22 sg @ 3 201,5			L. BOP TEST: 23/09/2016	L. SAFETY MEETG: 26/09/2016	DAILY NPT: 6,50 hr	CUM NPT: 3,76 days	L.SERVICE: NONE	

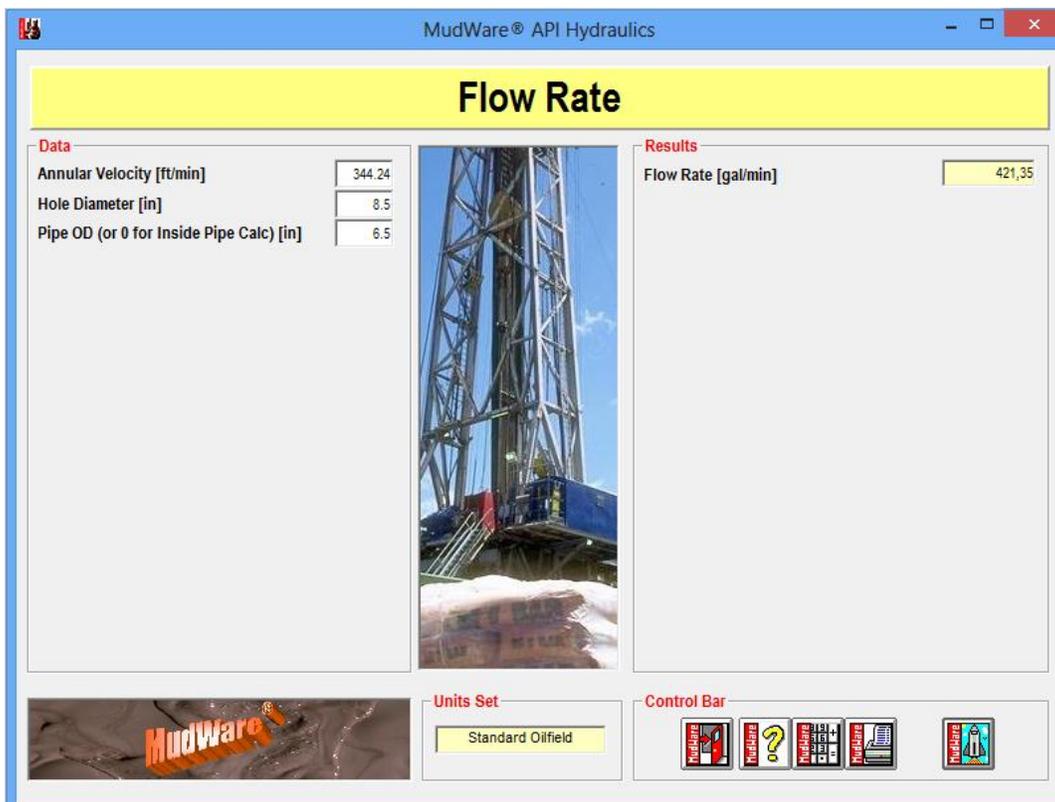
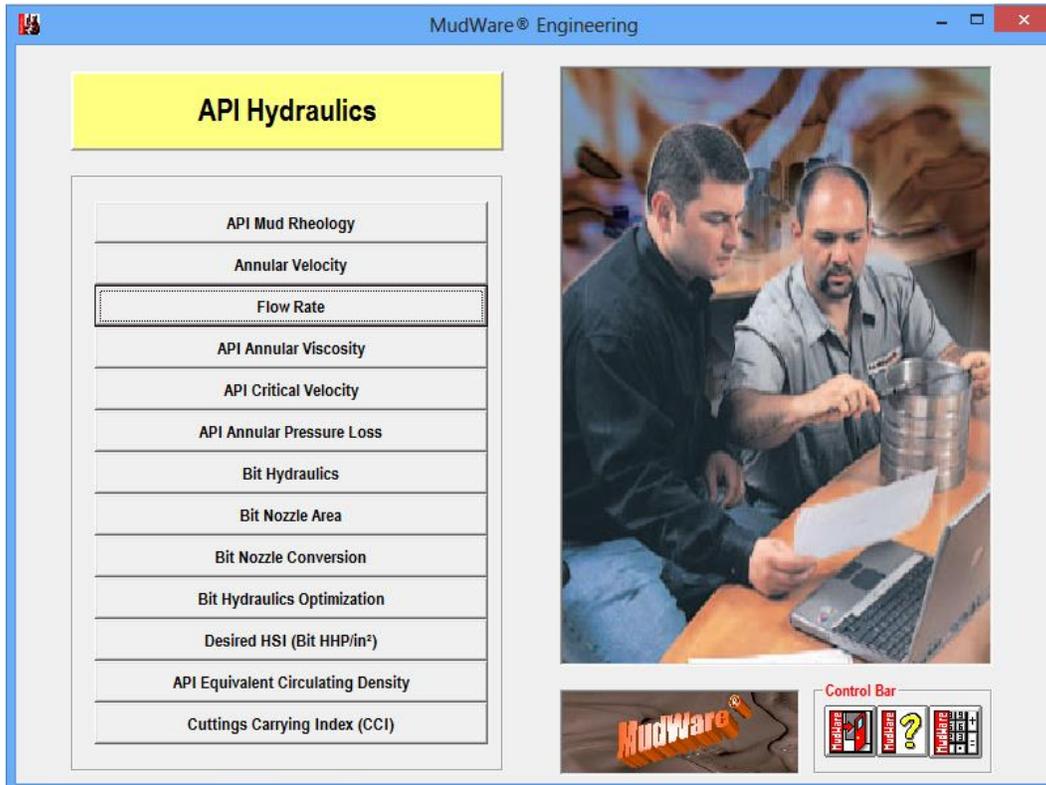
ACCIDENT / INCIDENT TOPICS:
NULL

BIT DATA			LAST BHA				MUD CHECKS					
BIT No./Re-Run(U)	6/U	5/U	NAME:	DIRECTIONAL BHA			TYPE 1:	OBM			TIME/LOC	00:58/OUT
BIT RUN No.	1	2	OD	TOOL	JTS	LENGTH	TYPE 2:				TIME/LOC	/
BIT SIZE (in)	8,500	8,500	(in)	TYPE	No	(m)	DENSITY (sg)	1,30		ECD (sg)	1,31	
BIT MANUFACTURE	NOV	NOV	5,000	HW	6	55,48	DEPTH (m)	3 294,7		SAND ()		
BIT TYPE	CDPFX713S	DSR713M	6,500	XO	1	0,73	FL TEMP (°C)	110		SOLIDS (%)	16,00	
BIT IADC CODE		M432	6,500	DC	2	18,33	FUN VIS (s/qt)	51		OIL (%)	75,00	
BIT SERIAL No.	A199771	E222090	6,500	JAR	1	10,20	PV (cp)	18		H2O (%)	8,00	
BIT JETS (32nd")		7X12	6,500	DC	17	155,35	YP (lbf/100ft²)	14		OIL/H2O	90/10	/
			8,438	IBS	1	1,70	GEL (10sec) (lbf/100ft²)	10,00		LGS (%)	0,80	
BIT TFA (in²)	1,050	0,773	6,500	DC	1	9,20	GEL (10m) (lbf/100ft²)	14,00		HGS (%)	10,28	
BIT DEPTH IN (m)	3 318,0	3 345,0	8,438	IBS	1	1,70	API FL (cc/30min)			E LIME (g/L)	12,58	
BIT DEPTH OUT (m)	3 345,0		6,500	PC	1	2,50	HPHT FL (cc/30min)	5,00		CL-MUD (g/L)	44	
CUM PROGRESS (m)		17,0	8,438	NBS	1	1,78	pH			CL Brine (mg/L)		
CUM HOURS		2,50	8,500	PDC	1	0,25	Pf (cc)			NaCL Brine (mg/L)	48 000,00	
CUM ROP (WOC) (m/hr)		6,80					Mf (cc)			Ca+ (g/L)	2	
WOB(Min/Max) (tonne)	/	8/14					Pm (cc)			K+ (g/L)		
RPM (Min/Max)	/	80/110					KCL (ppm)			CaCL2 (mg/L/mg/L)		
BIT COND (IODL)	--	--					ES (Volts)	1 475,000		MBT (sg)		
BIT COND (BGOR)	---	---	TOTAL BHA LENGTH (m)			257,22	DAILY GEOLOGY DATA					
BIT HSI (hp/in²)		0,24	ITEM SINCE LAST INSPECT.			HR	FROM	TO	W.C	W.O.C	FORMATION	
FUEL & WATER	MUD LOSSES	MOTOR&TURBINE (day/cum)	SHOCK SUB				3 345,00	3 362,00	6,80	13,82	FAMENNIAN	
FUEL: 110,00 m³	SURF: 2,0 m³	MOTOR: /	JAR		26,5							
WATER: 240,00 m³	HOLE:	TURBINE: /	BHA									

Annexe 04 : Rapport journalier de forage (jour 2)

PUMP DATA				WELL & LOCATION		SLOW PUMP				MATERIAL TRANSPORT					
PUMP	2	1		AREA	ILLIZI	PUMP	2	1		ITEM	UNIT	REC'D	USED	DN LOC	
MAKE	NATIONAL	NATIONAL		BLOCK No.	332	DEPTH 1	3 345,0	3 345,0							
MODEL	12-P-160	12-P-160		DIRECTION	NORD	SPM 1	27	27							
LINER (in)	6,000	6,000		BASSIN	R.NOUSS	PRESS 1									
STROKE (in)	12,000	12,000		FM TARGET	FAMENNIAN	DEPTH 2	3 345,0	3 345,0							
EFF (%)	98,0	96,0		DEVIATED	NO	SPM 2	37	37							
PRESS (psi)	1 900	1 900		PERM.DATUM	KELLY BUSHING	PRESS 2									
SPM	56	58		ELEVATION	195,98	STRING WEIGHT(ton) & TORQUE(ft/lbf)									
LPM	915,40	928,74		KB to GL	9,46	ACT.HKLD:	121,00	PICK UP:	121,00						
ANNULAR VELOCITY (m/min)				MUD VOLUME(m³)		SLACK OFF:	120,00	ROTATING:	120,00						
AV DP:	DP/CSG:	STRING:	0,0	ANNULUS:	0,0	TQ.on BTM:	7 000,00	TQ.off BTM:	3 000,00						
AV DC:	Jets Vel (m/s):	PITS:	330,0	TOTAL	53,0	BELOW JAR:	21,50	ABV. JAR:	23,50						
MUD CHEMICAL USAGE															
ITEM		UNITS	REC'D	USED	ON LOC	ITEM		UNITS	REC'D	USED	ON LOC				
Diesel			27,000		54,000										
SURVEY DATA															
MD (m)	INC (°)	AZI (°)	TVD (m)	N/S (-) (m)	E/W (-) (m)	VS (m)	DLS (°/30m)	MD (m)	INC (°)	AZI (°)	TVD (m)	N/S (-) (m)	E/W (-) (m)	VS (m)	DLS (°/30m)
433,00	1,00														
PERSONNEL DATA															
COMPANY		NO	HOURS	NAMES			COMPANY		NO	HOURS	NAMES				
SH/SV/GEOLOGISTE		1	0,00	L.MESSAI			MCLM (Gardiennage puits d'eau)		3	0,00	BEDIAF YOUSEF				
ES WEST MANAGEMENT		6	0,00	A. DRIOUCH			SH/SV/FOR		4	0,00	MADAQUI+BOUSSAYED+BESAF+ HAMM				
LIGABUE CATRING		17	0,00	Y. HAMIDANI			MUD LOGGING		4	0,00	M.LAIB +S.BEDJIL + M.BEGGAA + A.BER				
ENAFOR		39	0,00	A TOUAHER			EMEC.S.C		2	0,00	SLIMANI ABDELHALIM				
SH/SV/LOG ANALIST		1	0,00	ZAGHAM MEHAMMED			ENSP CORE MAN		1	0,00	MASSAOUDI NABIL				
VVO (min/max)		(tonne)	/	0/14						VVO (min/max)		(g/L)			
RPM (Min/Max)		/		80/110						KCL (ppm)		CaCL2 (mg/L/mg/L)			
BIT COND (IODL)		--		--						ES (Volts)	1 475,000	MBT (sg)			
BIT COND (BGOR)		---		---	TOTAL BHA LENGTH (m)	257,22	DAILY GEOLOGY DATA								
BIT HSI (hp/in²)				0,24	ITEM SINCE LAST INSPECT.	HR	FROM	TO	W.C	W.O.C	FORMATION				
FUEL & WATER		MUD LOSSES	MOTOR&TURBINE (day/cum)		SHOCK SUB		3 345,00	3 362,00	6,80	13,82	FAMENNIAN				
FUEL: 110,00 m³		SURF: 2,0 m³	MOTOR: /		JAR										
WATER: 240,00 m³		HOLE:	TURBINE: /		BHA										

Annexe 05 : Fenêtre de travail du logiciel MUDWARE



Annexe 06 : Programmation Excel pour les calculs hydrauliques

HYDRAULIC CALCULATIONS

INPUT		WELL	RN2130	RIG	ENF # 28	DATE	29-Sep-16
TOTAL DEPTH (m)	3,362 m			MV (ppg)	10.84 ppg		
MUD WEIGHT (sg)	1.30 sg			Fann Readings		AMOUNT & JET DIAMETER	Flow Properties for DF
PLASTIC VISCOSITY (cP)	18	600	50	DIAM. JET #	12	Flow Rate LPM	965 ltr/min
YIELD POINT, LBS/100 PIEZ	14	300	32	DIAM. JET #	12	Circulating Pressure	1,487 psi
PUMP STROKE LENGTH (ft)	12	200	24	DIAM. JET #	12	Total Circulating	115 min
PUMP LINER ID (in)	6	"C" VALUE	100	DIAM. JET #	12	Total Circulating	6,759 stks
SPM	59 spm	1 = 100	6	DIAM. JET #	12	Bottom Up Time	77 min
% PUMP Efficiency	98%	2 = 0.36	3	DIAM. JET #	12	Bottom Up Strokes	4,566 stks
CALCULATED FLOW (gpm)	260	3 = 0.22	Ø PART (in) =	0.10 inch	DIAM. JET #	12	Annular Velocity /
ACTUAL FLOW (gpm)	255	4 = 0.15	d PART (ppg) =	15.82 ppg			Annular Velocity /
ACTUAL FLOW (lpm)	965		Last Casing	9 5/8			Jets Velocity
RIG's Surface Equip. "C" Value	1		Shoe	3,201 m			Press Drop DP
HYDRAULIC SECTIONS							
	SECTION # 1	SECTION # 2	SECTION # 3	SECTION # 4	SECTION # 5	SECTION # 6	Press Drop Annu
LENGTH (m)	161.0	39.89	55.9	482.3	2.623		308.46 psi
OH DIAM (in)	8 3/5	8 3/5	8 3/5	8 3/5	8 3/5		Total Press Drop
HWD/DP, OD (in)	6 1/2	6 1/2	5	5	5 1/2		624.92 psi
HWD/DP, ID (in)	4 1/6	4 1/6	3	4 2/9	4 5/7		Jet Impact Force
n interior, np :	0.64	n annular, na :	0.30				Bit HHSI
k interior, kp (poise):	3.0	k annular, ka (poise):	25.0				0.28 hhp/in
INTERIOR HYDRAULICS							
SECTION	SECTION # 1	SECTION # 2	SECTION # 3	SECTION # 4	SECTION # 5		
DP VELOCITY (ft/s)	6.0	6.0	11.6	5.8	4.7		
EFFECTIVE VISCOSITY (cP)	51.0	51.0	35.3	51.7	58.2		
REYNOLDS NUMBER	4,527.0	4,527.0	8,936.0	4,410.2	3,513.3		
FRICTION FACTOR	0.0072	0.0072	0.0060	0.0073	0.0078		
PRESSURE DROP (psi)	208.0	13.83	3.43	20.56	39.18	131.03	
ANNULAR HYDRAULICS							
	SECTION # 1	SECTION # 2	SECTION # 3	SECTION # 4	SECTION # 5		
ANNULAR VELOCITY (ft/s)	3.28	3.28	2.12	2.12	2.4		
ANNULAR VELOCITY (ft/min)	196.8	196.8	127.5	127.5	142.8		
SHEAR RATE, RPM	132.1	132.1	49.9	49.9	64.9		
EFFECTIVE VISCOSITY (Cp)	56.8	56.8	112.1	112.1	93.3		
REYNOLDS NUMBER	1,027.0	1,027.0	577.5	577.5	669.4		
FLOW TYPE	LAMINAR	LAMINAR	LAMINAR	LAMINAR	LAMINAR		
FRICTION FACTOR	0.023	0.023	0.042	0.042	0.0		
PRESSURE DROP (psi)	308.5	26.56	6.58	4.01	34.62	236.7	
CRITICAL VELOCITY (ft/min)	298.6	298.6	231.3	231.3	248.3		
CRITICAL FLOW RATE (gpm)	386.5	386.5	462.2	462.2	442.9		
ECD (ppg - g/cm3)	11.38 ppg	1.36 sg					
HOLE CLEANING							
	SECTION # 1	SECTION # 2	SECTION # 3	SECTION # 4	SECTION # 5		
SLIP VELOCITY (ft/min)	6.50	6.50	5.79	5.79	5.97		
CARRYING CAPACITY (ft/min)	190.31	190.31	121.67	121.67	136.80		
% HOLE CLEANING	96.70	96.70	95.46	95.46	95.82		
INTERNAL VOL (bbl)	225.6	8.91	2.21	1.60	27.38	185.48	
ANNULAR VOL. (bbl)	469.8	16.27	4.03	8.72	75.27	365.46	
SURFACE TO BIT TIME (min)	37.2	1.47	0.36	0.26	4.51	30.56	
BOTTOMS UP TIME (min)	77.4	2.68	0.66	1.44	12.40	60.21	
SURFACE TO BIT STROKE	2192.7	86.62	21.46	15.59	266.12	1802.94	
BOTTOMS UP STROKES	4566.2	158.18	39.19	84.80	731.65	3552.40	
HORIZONTAL CARRYING CAPACITY (ft)	91.74	91.74	120.12	120.12	111.46		
TOTAL HYDRAULICS							
TFA (in2)		0.773					
PDM/TURBINE PRESSURE DROP (psi)		400.0					
MWD/LWD TOOLS		400.0	JET VELOCITY (ft/s)	105.8			
INTERNAL PRESSURE DROP (psi)		208.0	IMPACT FORCE (lb)	151.5			
ANNULAR PRESSURE DROP (psi)		308.5	BIT HYDRAULIC HP (HHI)	16.1			
BIT PRESSURE DROP (psi)		108.4	HSI (HP/in2)	0.28			
SURFACE PRESSURE DROP (psi)		61.8	PUMP HYDRAULIC HP (t)	221.1			
TOTAL SYSTEM PRESSURE DROP (psi)		1,486.7	EFFICIENCY, %	7.3%			
Note: FLOW TYPE: 1:2100=LAMINAR, 2100-4000=TRANSITION, >4000=TURBULENCE							

ملخص

تعد قدرة سائل الحفر المتحرك على نقل القطع الصخرية المفتتة إلى خارج حفرة البئر وظيفة أساسية له. في الابار الأفقية و المنحرفة بشدة , تميل القطع الصخرية المفتتة إلى الرسوب و تشكل سريرا يسمى : سرير القطع الصخرية المفتتة. نقدم من خلال عملنا تقييما للمعايير الهيدروليكية التي تؤثر على تنقية الابار في الجزء (8 1/2) . تتعلق هذه الدراسة بالسرعة البيئية لسائل الحفر و ضياع الطاقة في الحجم البيئي , و كذلك الكتلة الحجمية لسائل طين الحفر. قمنا بتطبيق القوانين النظرية , وفقا للنموذج الرياضي الأكثر دقة (نموذج هيرشل-بكلي) للتنبؤ بالسلوك الريولوجي لسوائل الحفر. و بناء على هذا قمنا ببرمجة عبر أداة الكمبيوتر ميكروسوفت-إكسال من أجل حساب مختلف المعايير الهيدروليكية و الاحصائية ليومين متباعدين من البئر المختار أر. أن زاد 130 الذي يقع في حوض رورد النص في إقليم ولاية اليزي. **الكلمات المفتاحية:** الحفر المائل , سائل الحفر , تنقية , القطع الصخرية المفتتة , المعايير الهيدروليكية , النموذج الرياضي , تقييم , مؤشر النقل.

Abstract

The ability of a circulating drilling fluid to transport cutting out of a wellbore is an essential function of a drilling fluid. In heavily deviated and horizontal wells, cuttings tend to fall and form a bed called: cuttings bed.

We present in our work an evaluation of the hydraulic parameters affecting the cleaning of wells in the phase $8^{1/2}$. This study concerns the annular fluid velocity and the pressure losses in the annular space, as well as the density of drilling fluid.

Theoretical formulas have been applied, according to the most precise mathematical model (Herschel-Bulkley model) for the prediction of the rheological behavior of drilling fluids. Indeed, a programming by Microsoft-Excel computer tool has been developed to calculate the different hydraulic and statistical parameters for two distant days, on the RNZ-130 candidate well in the field Rhourhde Nous, Illizi.

Key words : Directionnal drilling, mud, drilling fluid, cleaning, cuttings, hydraulic parameters, mathematical model, evaluation, transport index.

Résumé

La capacité d'un fluide de forage en circulation de transporter des cutting hors d'un puits de forage, représente une fonction essentielle d'un fluide de forage. Dans les puits fortement déviés et horizontales, les cuttings ont tendance à chuter et former un lit appelé : cuttings bed.

Nous présentons dans notre travail une évaluation des paramètres hydrauliques affectant le nettoyage de puits dans la phase $8^{1/2}$. Cette étude concerne la vitesse annulaire de fluide et les pertes de charge dans l'espace annulaire, ainsi que la densité de fluide de forage.

Des formules théoriques ont été appliquées, selon le modèle mathématique le plus précis (Modèle de Herschel-Bulkley) pour la prévision du comportement rhéologique des fluides de forage. En effet, une programmation par l'outil informatique Microsoft-Excel a été élaborée afin de calculer les différents paramètres hydrauliques et statistiques pour deux jours éloignés, sur le puits candidat RNZ-130 dans le champ de Rhourhde Nous, Illizi.

Mots clés : Forage dirigé, fluide de forage, nettoyage, déblais, paramètres hydrauliques, modèle mathématique, évaluation, indice de transport.