

Université Kasdi Merbah - Ouargla -



*Faculté des hydrocarbures et énergies renouvelables et sciences de la terre et de l'univers*

**Département forage Et mécanique des  
Chantiers pétroliers**

**MEMOIRE  
Pour obtenir le Diplôme de Master  
Option: Forage**

**Présenté Par :  
Zenache Nassim Abderrahmen  
Boukerit Kamel**

**-THEME -**

---

**ANALYSE DES PROBLEMES DE NETTOYAGE DANS LES  
PUITS HORIZONTAUX AU CHAMP RHOURE NOUSS CAS  
DE PUIT RNZ-128**

---

Soutenu le: 24/05/2017

**Jury :**

<b>Président :</b>	Frouhat	Univ. Ouargla
<b>Encadreur :</b>	Fenazi Billel	Univ. Ouargla
<b>Examineur :</b>	Touahri Abdeldjbar	Univ. Ouargla

**Année universitaire : 2016/2017**

# Remerciements

*En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU "Allah", notre créateur pour nous avoir la force pour accomplir ce travail.*

*Nous adressons nos vifs remerciements à notre encadreur Mr. Fenazi Billel pour nous avoir diligentés tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience, sa compétence, et ces remarques qui nous ont été précieuses.*

*Nous tenons à remercier également, le président de jury et les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger et d'évaluer notre travail, ainsi qu'aux enseignants du département Hydrocarbure.*

*Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.*

*Merci*





# Dédicaces

*On dédie ce modeste travail à :*

*Nos parents qui nous ont soutenus tous le long de cycle  
pédagogique, pour leurs amours, leurs encouragements, soutiens  
et sacrifices.*

*Nos dédicaces s'adressent également à nos familles, nos amies et  
collègues pour leurs inconditionnels soutiens.*

*ZENACHE NASSIM, KAMAL BOUKERIT.*



# SOMMAIRE

REMERCIEMENT

DEDICACE

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

NOMENCLATURE

INTRODUCTION GENERAL.....1

## CHAPITRE 01 : GEOLOGIE DE LA ZONE DE RHOURE NOUSS

1 - Situation géographique.....	2
2 - Limites géologiques.....	3
3- Historique de l'exploitation dans la région.....	3
4 - Aperçu sur la géologie du champ de Rhourde Nous.....	4
4.1 : Aspect structural.....	4
4.2 : Aspect stratigraphique.....	4
4.2.1 : Le cénozoïque .....	4
4.2.2 : Le mésozoïque .....	4
4.2.3 : Le Paléozoïque.....	5
4.3 : Stratigraphies des formations (réservoirs).....	7
4.3.1 : Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI).....	7
4.3.2 : Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS).....	7
4.4 : Aspect pétrolier.....	7

## CHPITRE 02 : GENERALITE SUR LE FORAGE HORIZONTALE

Introduction.....	9
1- Applications du forage horizontal.....	10
2- Avantages et inconvénients du forage horizontal.....	10
2. 1 : Avantages du forage horizontal.....	10
2.2 : Inconvénients du forage horizontal.....	11
3 - Les différents profils des puits horizontaux.....	14
3. 1: Long radius.....	14
3. 2: Medium Radius.....	14
3. 3: Short Radius et Ultra Short Radius : ( $5 < ROC < 20$ ).....	14
4 - Détermination du profil du puits.....	15
5 - Représentation des puits.....	15
5.1 : Systèmes de coordonnées.....	15
5.1.1 : Coordonnées Géographiques ou polaires.....	16
5.1.2 : La projection UTM (Universal Transverse Mercator).....	16
5.1.3 : La projection Lambert.....	17
5.2 : Projections horizontales.....	17
5.2.1 : Les différents Nord.....	17
5.2.2 : Déclinaison magnétique.....	19
5.2.3 : Convergence.....	20
6 - Méthodes de démarrage du forage dirigé.....	21
6. 1 : Utilisation d'un moteur de fond.....	21

# SOMMAIRE

6. 2 : Jetting.....	21
6. 3 : Outils de déflexion.....	21
6. 4 : Méthodes de forage des phases droites ou courbées.....	21
7 - Contrôle et suivi du forage Horizontal.....	24
7. 1: Les mesures directionnelles MWD.....	24
7. 2 : Les paramètres de forage MWD.....	24

## CHAPITRE 03 : IMPORTANCE DES CUTTINGS ET FLUID DE FORAGE

Introduction.....	25
1 - les cuttings.....	25
1.1 : Problèmes liés à la formation de lit de cuttings.....	25
1.1.1 : Augmentation des torques et drags.....	26
1.1.2 : Difficultés de mouvement de la garniture.....	26
1.1.3 : Pertes de circulations.....	27
1.1.4 : Les mauvaises cimentations.....	27
1.1.5 : Difficultés de contrôle du puits.....	28
1.1.6 : Influence sur le mode d'écoulement de la boue.....	28
1.1.7 : Coût de revient élevé.....	29
1.2 : Cuttings et inclinaison.....	29
1.2.1 : Identification des zones d'accumulation des cuttings.....	29
1.2.2 : Paramètres géométriques affectant le nettoyage.....	30
1.3 : Sédimentation de la barytine.....	31
1.4 : Protection du gisement.....	31
2- Régime d'écoulement.....	31
2. 1 : Régime permanent.....	31
2.2 : Régime transitoire.....	32
2.3 : Rotation de la garniture de forage.....	33
3 – Rhéologie.....	34
3.1 : Types de fluides.....	34
3.2 : Caractéristiques Rhéologiques.....	37
3.2.1 : La viscosité.....	37
3.2.2 : le yield point.....	38
3.2.3 : Thixotropie et gels.....	38

## CHAPITRE 04 : ETUDE DE CAS « PUIT RNZ-128 »

1 - Généralité sur le puit RNZ-128.....	40
1.1 : But du sondage.....	40
1.2 : Situation géographique.....	40
1.3 : Historique du puits.....	42
1.4 : Déroulement de la phase 6''.....	42
2 - Problématique.....	43
3 - L'observation des paramètres affectant l'évacuation des déblais.....	44
3.1 : Le principe de calcul.....	44
3.1.1 : Les équations utilisées.....	44

# ***SOMMAIRE***

3.2 : Application sur la phase 6" .....	46
4 - Simulation des résultats avec HyCalc.....	47
5 - L'utilisation de HyCalc pour faire l'application à la phase 6.....	50
5.1 : Analyse du débit de pompage et de la vitesse d'avancement .....	50
<b>CONCLUSION ET RECOMENDATION.....</b>	<b>58</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	
<b>ANNEXE</b>	
<b>RESUME</b>	

# ***LISTE DES FIGURES***

<b>Fig.1.1</b> : Situation du champ de Rhourde Nous.....	2
<b>Fig.1.2</b> : Colonne stratigraphique du champ de Rhourde Nous .....	8
<b>Fig.2.1</b> : Profil d'un puits horizontal.....	9
<b>Fig.2.2</b> : Direction de l'outil (Tool face).....	10
<b>Fig.2.3</b> : Réservoirs fracturés.....	12
<b>Fig.2.4</b> : Réservoirs multi-couches.....	13
<b>Fig.2.5</b> : Water Conning.....	13
<b>Fig.2.6</b> : Les différents types de profil de puits horizontaux.....	14
<b>Fig.2.7</b> : Projection Transverse.....	16
<b>Fig.2.8</b> : Numérotation des Zones UTM.....	16
<b>Fig.2.9</b> : Projection conique tangentielle.....	17
<b>Fig.2.10</b> : Quadrillage Lambert.....	17
<b>Fig.2.11</b> : Nord Géographique, Magnétique et Système.....	18
<b>Fig.2.12</b> : Déclinaison magnétique.....	19
<b>Fig.2.13</b> : Différents azimuts d'un puits.....	20
<b>Fig.2.14</b> : Convergence.....	20
<b>Fig.2.15</b> : Moteur de fond.....	22
<b>Fig.2.16</b> : Modes de forage dirigé (Sliding et Rotary).....	23
<b>Fig.3.1</b> : Accumulation des cuttings dans un puits incliné.....	25
<b>Fig.3.2</b> : Accumulation des cuttings dans un puits incliné.....	26
<b>Fig.3.3</b> : Le risque de coincement.....	27
<b>Fig.3.4</b> : Accumulation des cuttings autour de la BHA.....	27
<b>Fig.3.5</b> : Mode d'écoulement dans les puits inclinés en présence de lit de cuttings...	28
<b>Fig.3.6</b> : Scénario du phénomène de nettoyage.....	29
<b>Fig.3.7</b> : Concentration des cuttings en fonction de l'inclinaison.....	30

# ***LISTE DES FIGURES***

<b>Fig.3.8</b> : Régimes d'écoulements.....	32
<b>Fig.3.9</b> : L'Effet du R.E sur la concentration annulaire des cuttings.....	39
<b>Fig.3.10</b> : Effet de la vitesse de rotation sur l'enlèvement des cuttings.....	34
<b>Fig.3.11</b> : Les différents modèles d'écoulement.....	36
<b>Fig.4.1</b> : Carte structurale au toit du TAGS de puit RNZ-128.....	40
<b>Fig.4.2</b> : Fiche technique de puit RNZ-128.....	41
<b>Fig.4.3</b> : Courbe d'avancement (RNZ-128 Time vs Depth).....	43
<b>Fig.4.4</b> : Représentation schématique de la fenêtre de formation surveille.....	47
<b>Fig.4.5</b> : Représentation schématique de la fenêtre de Tubular data.....	47
<b>Fig.4.6</b> : Représentation schématique de la fenêtre de paramètres de fluide.....	48
<b>Fig.4.7</b> : Configuration de puits donné par HyCalc.....	48
<b>Fig.4.8</b> : Profil de puits donné par HyCalc.....	49
<b>Fig.4.9</b> : Démonstration des données out put des paramètres hydrauliques.....	49
<b>Fig.4.10</b> : Démonstration du calcul des duses.....	49
<b>Fig.4.11</b> : Impact du mode de forage sur l'évacuation des cuttings.....	54
<b>Fig.4.12</b> : Impact de la rhéologie sur l'efficacité de transport des cuttings.....	55

# ***LISTE DES TABLEAUX***

<b>Tab.1.1</b> : Historique de découvertes des champs en exploitation.....	3
<b>Tab.1.2</b> : Stratigraphie de crétacé.....	4
<b>Tab.1.3</b> : Stratigraphie de jurassique.....	5
<b>Tab.1.4</b> : Stratigraphie de trias.....	5
<b>Tab.1.5</b> : Stratigraphie de silurien argilo – gréseux.....	6
<b>Tab.1.6</b> : Stratigraphie d’ordovicien.....	6
<b>Tab.4.1</b> : Coordonnées définitives en UTM 32.....	40
<b>Tab.4.2</b> : Les équations utilisées.....	44
<b>Tab.4.3</b> : Application à la phase 6”.....	46
<b>Tab.4.4</b> : Les résultats pour Q=750lpm.....	50
<b>Tab.4.5</b> : Les résultats pour Q=800lpm.....	50
<b>Tab.4.6</b> : Les résultats pour Q=900lpm.....	51
<b>Tab.4.7</b> : Tableau récapitulatif.....	51
<b>Tab.4.8</b> : Les résultats pour ROP=1,5m/h.....	52
<b>Tab.4.9</b> : Les résultats pour ROP=2m/h.....	52
<b>Tab.4.10</b> : Les résultats pour ROP=2,75m/h.....	53
<b>Tab.4.11</b> : Données de l’avancement pour les différentes phases.....	54
<b>Tab.4.12</b> : Caractéristiques de boue aux différentes phases du médium radius.....	55

# NOMENCLATURE

vitesse de la particule	$V_p$ : vitesse de la particule
lift facteur Et	$V_s$ : vitesse de sédimentation. $V_f$ : vitesse de fluide.
la vitesse de sédimentation $V_s$	$D_{part}$ : Diamètre de la particule exprimé en (pouce). $\rho_m, \rho_p$ : Densité respectivement de fluide et des cuttings exprimé en (ppg). $\mu_a$ : Viscosité apparente exprimée en (CP). $V_s$ : Vitesse de sédimentation exprimée en (ft/s).
vitesse annulaire $V_a$	$Q$ : débit de fluide en gal/min. $D$ : diamètre intérieur de l'espace annulaire en pouce.
vitesse critique $V_C$	$d$ : diamètre extérieur des tiges en pouce. $V_a$ : vitesse annulaire ft/min. $PV$ : la viscosité plastique en cp $YP$ : la yield value in lb /100ft <sup>2</sup> $L$ : La longueur d'une section en foot
pertes de charges dans l'annulaire $P_a$	$P_{ai}$ : Perte de charge dans une section de longueur $L_i$ en psi $P_a$ : pertes de charges totales en psi.
densité annulaire $d_{ann}$	$D$ : Diamètre extérieur annulaire (in), $d$ : Diamètre intérieur annulaire (in), $V_s$ : Vitesse de sédimentation en statique (m/min), $Q$ : Débit des pompes litres/min, $D_{int}$ : La masse volumique initiale de fluide (kg/l)
ECD	<b>ECD</b> : Densité d'équilibre en dynamique SG, $d_{ann}$ : Densité annulaire en statique SG, $P_a$ : Pertes de charges dans l'annulaire (bars), <b>TVD</b> : Profondeur vertical (m).
volume de déblais remontés	$V$ : Volume des déblais (litres/10m <sup>3</sup> ), $Q$ : Débit de des pompes (litres/min), $D$ : Diamètre du trou (in), <b>ROP</b> : vitesse d'avancement (m/h).
pertes de charges dans les orifices de l'outil	$P$ : Pertes de charge (Kpa). $d$ : La densité de la boue (Kg/litre).

## ***NOMENCLATURE***

	<p><b>C</b> : Coefficient d'orifice :</p> <p><b>C</b>=0,80 outil sans jets.</p> <p><b>C</b>=0,95 outil à jets.</p> <p><b>A</b> : Aire totale des duses (<math>\text{in}^2</math>).</p>
la vitesse aux duses d'outil	<p><b>V</b> : Vitesse (m/s).</p> <p><b>Q</b> : Débit (litre/min).</p> <p><b>A</b> : Aire des duses en (<math>\text{in}^2</math>).</p>
puissance hydraulique aux duses de l'outil	<p><b>Ph</b> : La puissance hydraulique en (hp).</p> <p><b>P</b> : Pertes de charge dans les duses (Kpa).</p> <p><b>Q</b> : Le débit (litre /min).</p>
la puissance hydraulique par rapport au front de taille	<p><b>P<sub>hHSI</sub></b> : Puissance en (<math>\text{hp}/\text{in}^2</math>).</p> <p><b>D</b> : Diamètre de forage en (in).</p>

## INTRODUCTION GENERAL

Le forage est l'une des branches de l'industrie pétrolière qui nécessite un énorme investissement depuis le DTM (Démontage, Transport et Montage) jusqu'à la complétion du puits.

Cette opération qui a évolué très rapidement lors des deux dernières décennies, et afin d'optimiser la production et satisfaire la demande aux hydrocarbures. La procédure de l'exploitation maximale des réservoirs a développé une nouvelle technique qui se traduit en forage horizontal.

Cette technique récente a pu être opératoire grâce à l'évolution des matériels de déviation qui a permis d'atteindre n'importe quelle cible dans le sous-sol en se servant des moteurs Steerables et le MWD (Measurement While drilling).

En Algérie, le forage horizontal est devenu une technique très utilisée depuis la fin du 20<sup>ème</sup> siècle. Actuellement, sur les champs pétroliers Algériens, on distingue :

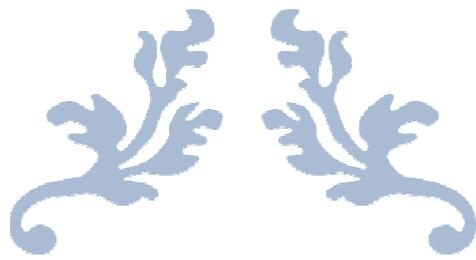
- Forages horizontaux propres : ce sont des puits programmés au début pour atteindre un objectif donné (medium et long).
- Reprise en Short Radius : ce sont des puits verticaux repris en puits horizontaux pour résoudre des problèmes liés à la production.

Comme le besoin au forage directionnel et horizontal s'accroît, le phénomène de transport des cuttings a connu une extension de l'évacuation liée à la profondeur mesurée et au déplacement horizontal. Le bon nettoyage affecte directement le coût, le temps et la qualité du puits de gaz ou d'huile.

Par conséquent, l'achèvement d'un puits horizontal s'accompagne de certaines contraintes d'ordre technique que nous devons améliorer. Entre autres, l'évacuation des déblais dans les sections fortement déviées et horizontales ont tendance à chuter en contrecourant de la boue de forage qui forme un lit de cuttings surnommé « cuttings bed » qui peut engendrer des problèmes très onéreux dans le programme de forage, à titre d'exemple: les coincements, pertes de circulation, perte de contrôle de densité de la boue, mauvaise cimentation ...donc une perte dans tous les sens si cette situation n'est pas sérieusement traitée.

Pour cela l'objectif de notre travail est de mettre sous les projecteurs les conséquences d'un mauvais nettoyage en se basant sur les facteurs affectant, et les valeurs optimisant l'évacuation correcte des particules solides vers la surface.

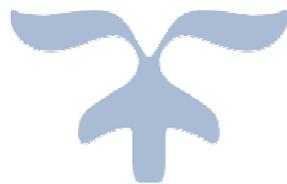
Notre travail se compose de quatre chapitres, le premier chapitre c'est une description géologique de la zone d'étude « Rhourde Nouss », dans le deuxième chapitre on va parler sur le forage horizontal on générale, pour le troisième chapitre on va présenter les différents problèmes de nettoyage et l'importance des fluides de forage, enfin dans le quatrième chapitre on va faire une étude de cas de puit RNZ-128.



---

CHAPITRE I  
GEOLOGIE DE LA ZONE  
DE RHOURDE NOUSS

---



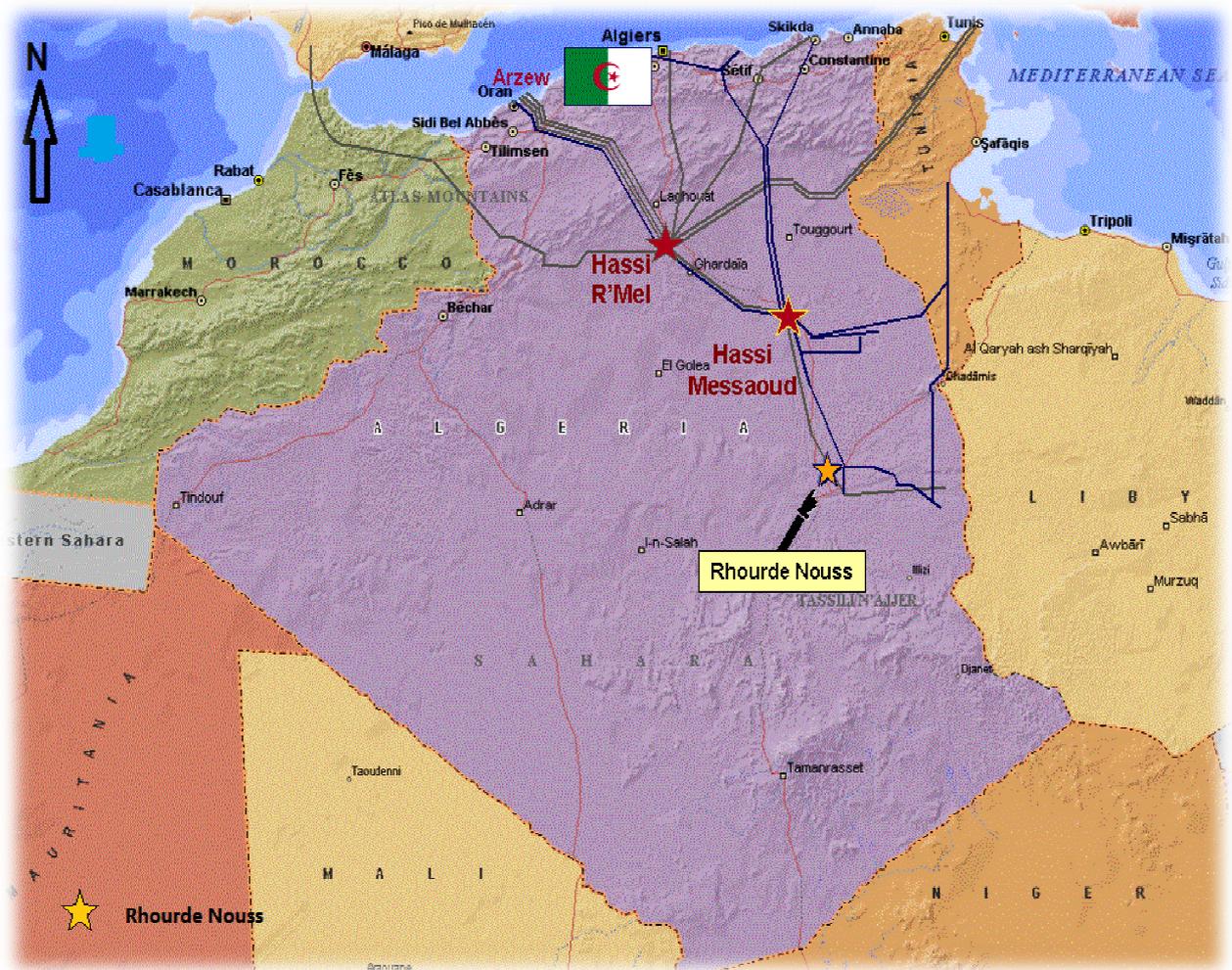
**1 - Situation géographique**

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

29°16' et 30° parallèles.

06°24' et 07° méridien.

- Elle est située à 350 km au Sud/Sud-est de OUARGLA, à 1200 km au Sud/Sud-est d'ALGER et à 270 km au Sud/Sud-est de HASSI MESSAOUD. Elle est reliée à la route nationale N3 (OUARGLA-ILLIZI) par une bretelle de 30km goudronnée. (FIG.1.1).
- L'altitude moyenne est située à 275m par rapport au niveau de la mer.
- Son climat est désertique (sec avec un très faible taux d'humidité).
- La température maximale est de 50°C à l'ombre en été.
- La température minimale est de 2 à 3°C.
- Elle enregistre une pluviométrie très faible (2 à 4 mm/an).
- Les vents dominants sont de direction Nord/Est avec une vitesse maximale de 70 à 80 km/h pendant la période de vents de sable (Février/Mars).
- La Direction Régionale de RHOURE NOUSS se trouve à la lisière de l'ERG ORIENTAL avec une alternance de HAMADA (ou GASSI) et d'ERG (ou SIOUF) de direction généralement Nord/Sud.



**Fig.1.1 : Situation du champ de Rhourde Nouss, (Source : Documentation Sonatrach).**

## 2 - Limites géologiques

La région de RHOURE NOUSS est située sur la bordure sud du bassin triasique. Elle est limitée : 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 s'étendant 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.

## 3 - Historique de l'exploitation dans la région

Les travaux de recherche sur cette région ont débuté en 1956 par la compagnie EL paso France Afrique avec l'implantation de HR1 qui a été foré sur la structure de Hamra .Au cours de ce forage, un seul test effectué et ce dans le Barrémo –Néocomien.

La poursuite des travaux sur cette même structure a permis en 1958 de forer HR2. Ce dernier a donné du gaz dans les réservoirs Trias Gréseux et Ordovicien.

Des lors, les travaux ont été poursuivis vers l'Ouest avec la mise en évidence en 1959 de la structure de Ramade Nord qui a fourni des résultats négatifs.

Par la suite, les recherches ont été orientées vers le Nord-est, ou la structure de Rhourde Nouss a été mise en évidence. En 1962, le sondage RN1 de 2100m profondeurs a révélé du gaz dans le trias et le Gothlandien .A partir de cette découverte, plusieurs autres furent forées : Rhourde Adra (1963), Rhourde Nouss Sud Est (1972), Rhourde Nouss Sud-ouest(1973), Merksem(1975) , El Mouilah(1980), Rhourde Adra Sud (1982), donc de nombreuses accumulations d'hydrocarbures ont été reconnues par SONATRACH et les sociétés opératrices le long des 30 dernières années, avec environ 8500Km de sismique postérieur à 1970 ,et 197 forages au total (jusqu'à l'actuel), dont 79 d'exploration et 118 de développement sur ces puits, 42 tiennent les objectifs du Cambro-ordo. (TAB.1.1).

Champ	découvert	Date de mise en service	Richesse (g/m <sup>3</sup> )	Nbre actuel des puits producteurs	Nbre actuel des puits injecteurs
RNC	1962-1963	1988	160	27	13
RNSE	1972	1988	176	8	8
RNSW	1973-1974	1988	170	4	3
RA	1964	1989	400	9	6
RHA	1971	1992	240	4	0
RC	1963	1992	130	3	0

**Tab.1.1** : Historique de découvertes des champs en exploitation.

#### 4 - Aperçu sur la géologie du champ de Rhourde Nouss

##### 4.1 : Aspect structural :

La structure de Rhourde Nouss est très complexe, mais on peut la définir comme étant le croisement de deux anticlinoriums. On distingue deux familles, la première famille, de direction Nord-Sud et la deuxième de la direction Nord–Est, Sud-Est. Cette structure serait de dimension 40 x 30 km<sup>2</sup>, elle est composée de quatre structures différentes à savoir :

- Rhourde Nouss Central (RNC) : Cette structure est alignée Nord-Sud et s'étend sur une surface environ de 16 x 8 km<sup>2</sup> avec une petite structure au Nord-Est de 4 x 2,5 km<sup>2</sup>. Le réservoir contient du gaz avec un anneau d'huile d'une trentaine de mètres dans lequel on a foré 64 puits.
- Rhourde Nouss Sud -Ouest (RNSW) : Elle est alignée S-SW, N-NE sur une surface de 16 x 3,5 km<sup>2</sup>. Le réservoir est à gaz avec un anneau d'huile d'une vingtaine de mètres, le nombre de puits forés dans le réservoir est de 17 puits.
- Rhourde Nouss Sud -Est (RNSE) : Cette structure est alignée Nord-Sud sur une surface de 8,5 x 4 km<sup>2</sup>. Le nombre de puits forés dans le réservoir est de 18 puits, dont 11 puits forés dans le Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS), qui est producteur de gaz, avec un anneau d'huile d'une dizaine de mètres, et 7 puits forés dans le Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI), qui est producteur d'huile.
- Rhourde Adra (RA) : Elle est alignée SW-NE sur une surface de 23 x 2,5 Km<sup>2</sup>, le réservoir contient du gaz et le nombre de puits foré est égal à 17 puits.

##### 4.2 : Aspect stratigraphique :

La série sédimentaire dans la région est représentée par les terrains cénozoïques mésozoïques et paléozoïques pour une épaisseur totale, supérieure à 4000m. (FIG.1.2).

**4.2.1 : Le cénozoïque :** Il n'est représenté que par le Mio-Pliocène, qui a une épaisseur de 150 à 370m.

**4.2.2 : Le mésozoïque :** Il est représenté par le crétacé, le jurassique et le trias avec une épaisseur totale de 2621m

- Le crétacé : Il n'est représenté que par le sénonien, le turonien, le cénomaniens, l'albien et le néocomien, avec une épaisseur totale de 1273m. (TAB.1.2).

Structure	Epaisseur (m)
Le sénonien carbonaté	153
Le sénonien lagunaire	72
Le sénonien salifere	83
Le Turonien	95
Le Cénomaniens	51
L'Albien	75
Le Néocomien	259

**Tab.1.2 :** Stratigraphie de crétacé.

- Le jurassique : Il est présenté avec tous ces termes, soient le dogger et le lias avec une épaisseur totale de 1012m. (TAB.1.3).

Structure	Epaisseur (m)
Le Malm	65
Le Dogger argileux	71
Le Dogger la gunaire	80
Le lias Argilo-dolomitique	97
L'Horizon H	39
L'Horizon B	18
Le Lias salifère	267
Le Lias Argileux	62

**Tab.1.3** : Stratigraphie de jurassique.

- Le trias : Considéré comme l'un des objectifs de ce forage, le trias dans la région est représenté par le TAGS, le trias intermédiaire II, le trias moyen l'intermédiaire I et le trias inférieure pour une épaisseur totale de 389m. (TAB.1.4).

Structure	Epaisseur (m)
Le T.A.G Sup	107
L'intermédiaire II	78
Le trias Moyen	48
L'intermédiaire I	49
Le T.A.G Inf	54

**Tab.1.4** : Stratigraphie de trias.

**4.2.3 : Le Paléozoïque :** Le premier horizon paléozoïque, sous la discordance hercynienne et le Silurien Argilo-Gréseux (BL), le Dévonien et le carbonifère étant érodé. On note par ailleurs, la présence de tous les termes ordoviciens et siluriens, à l'exception du niveau B2 qui est érodé.

- Le silurien argilo – gréseux : avec une épaisseur de 395m. (TAB.1.5).

Structure	Epaisseur (m)
L'Unité B1	118
L'Unité A2	126
L'Unité A1	17
L'Unité M2	88
L'Unité M1	46

**Tab.1.5 :** Stratigraphie de silurien argilo – gréseux.

- Le silurien argileux : avec une épaisseur de 197m.
- L'ordovicien : avec une épaisseur de 606m. (TAB.1.6).

Structure	Epaisseur (m)
La Dalle de M'krata	45
Les Argiles Micro- Conglomératiques	34
Les Grés d'Oued Saret	241
Les Argiles d'Azzel	64
Les Grés d'Ouargla	89
Les Quartzites de Hamra	133

**Tab.1.6 :** Stratigraphie d'ordovicien.

**4.3 : Stratigraphies des formations (réservoirs) :**

Dans la région de Rhourde Nouss on distingue deux réservoirs importants à savoir :

- Le TAGS (Trias Argilo Gréseux Supérieur).
- Le TAGI (Trias Argilo Gréseux Inférieur).

**4.3.1 : Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI) :** Il repose sur une surface d'érosion suivie du trias intermédiaire I, essentiellement gréseux et quartzique fin à très grossier, comportant des niveaux argileux, dépôt attribué à un milieu marin peu profond.

**4.3.2 : Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS) :**

- Le réservoir TAGS est caractérisé par la superposition de 3 faciès.
- Des grés grossiers à moyens ont passées micro conglomératiques, galets, stratifications obliques et de couleur beige à blanchâtre. Leur contact basal est érosif et leur granulométrie diminue vers le sommet.
- Des grés fins beiges ou bruns parfois argileux.
- Des pyélites et des argiles rouges à versicolores, très localement gris sombre.
- Les deux premiers faciès se développent sur de fortes épaisseurs et constituent les principaux faciès réservoirs.
- Le ciment peut être plus au moins siliceux ou carbonaté. Quelques niveaux dolomitiques sont présents soit sous forme de bancs continus soit sous forme de nodule. Vers le sommet de ces grés s'observe localement une cimentation hydraulique parfois abondante

**4.4 : Aspect pétrolier :**

Parmi les réservoirs qui existent à Rhourde Nouss, seul le TAGS, le cothlandien A2, l'intermédiaire I ; du trias carbonaté, sont intéressants et exploitables, mais le TAGS demeure le principal réservoir à gaz et condensât, un anneau d'huile existe directement sur l'aquifère.

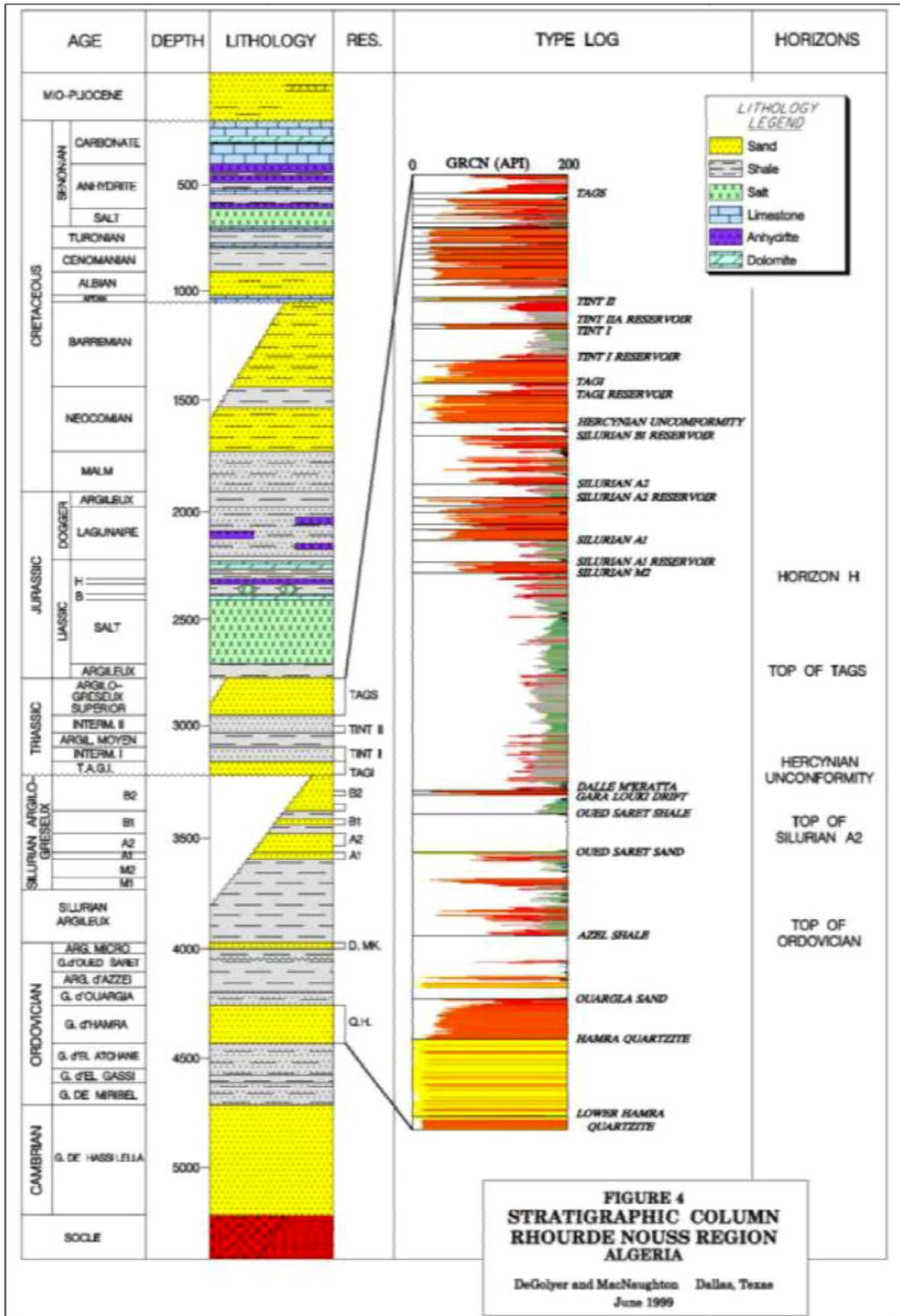
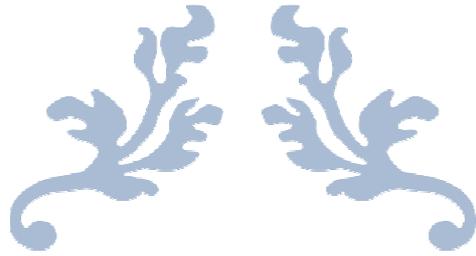


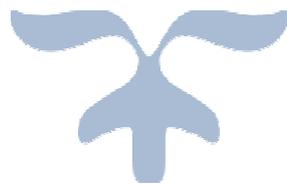
Fig.1.2 : Colonne stratigraphique du champ de Rhourde Nours.  
(Source : Documentation Sonatrach).



---

CHAPITRE II  
GÉNÉRALITÉS SUR LE  
FORAGE HORIZONTAL

---



## Introduction

Le forage horizontal est un exercice beaucoup plus coûteux et complexe que les forages conventionnels tels que les forages verticaux ou déviés. En général, les statistiques montrent qu'il est nécessaire de majorer le budget d'un puits vertical de 30 à 100% et même plus pour obtenir celui d'un puits horizontal?. (FIG.2.1),(FIG.2.2).

Les objectifs recherchés lors d'un forage horizontal sont en général une combinaison de plusieurs facteurs à savoir :

- ✓ Obtenir une longueur optimale de la liaison couche-trou .
- ✓ Augmenter l'efficacité et la productivité du puits .
- ✓ Limiter le nombre de puits à forer sur un champ .
- ✓ Pour résoudre un problème particulier de production tel que :
  - Anisotropie de perméabilité.
  - Isolation de la formation.
  - Effet de cône de l'aquifère ou de l'anneau de gaz lors de la production.
  - Une géométrie particulière du réservoir ou de l'emplacement de surface.
  - Piètre production des puits conventionnels.

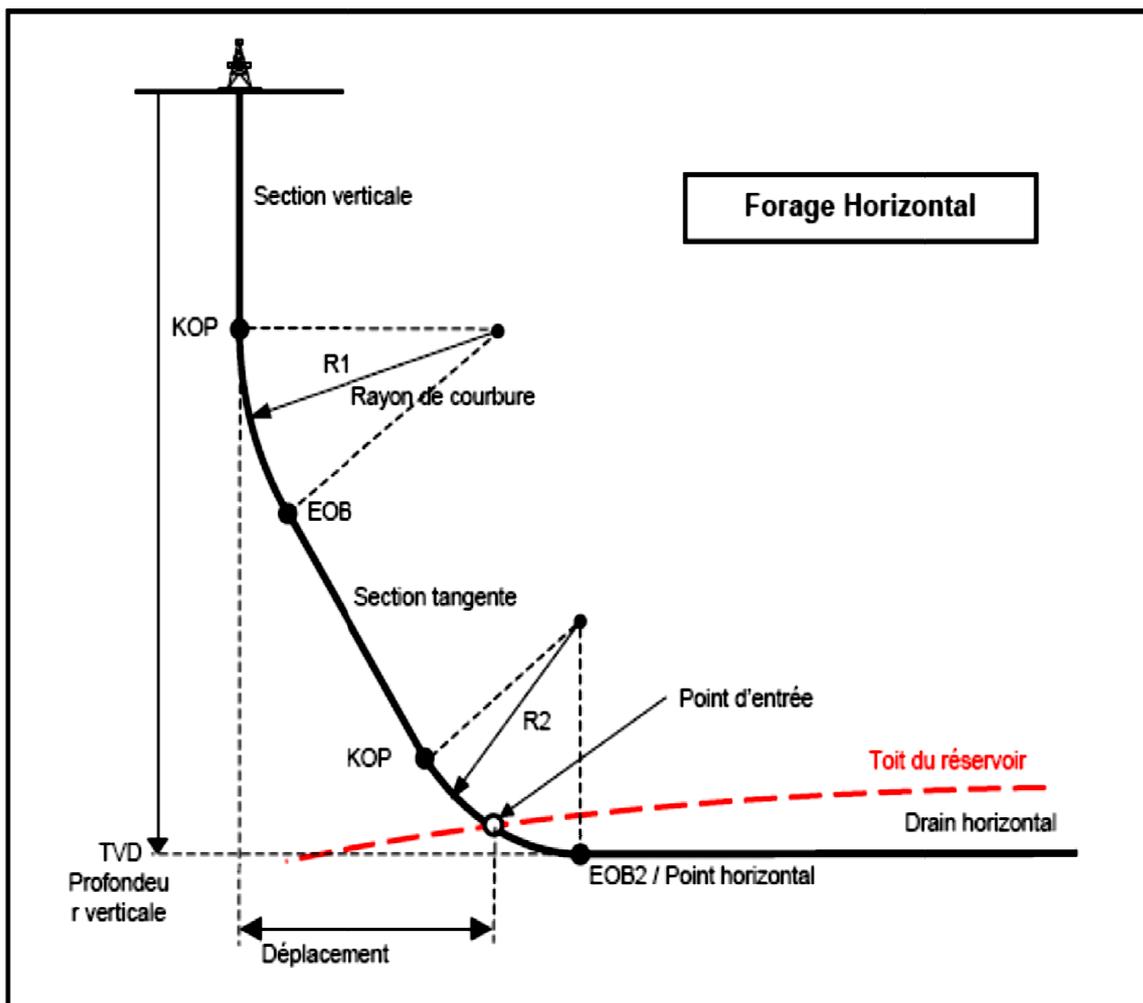
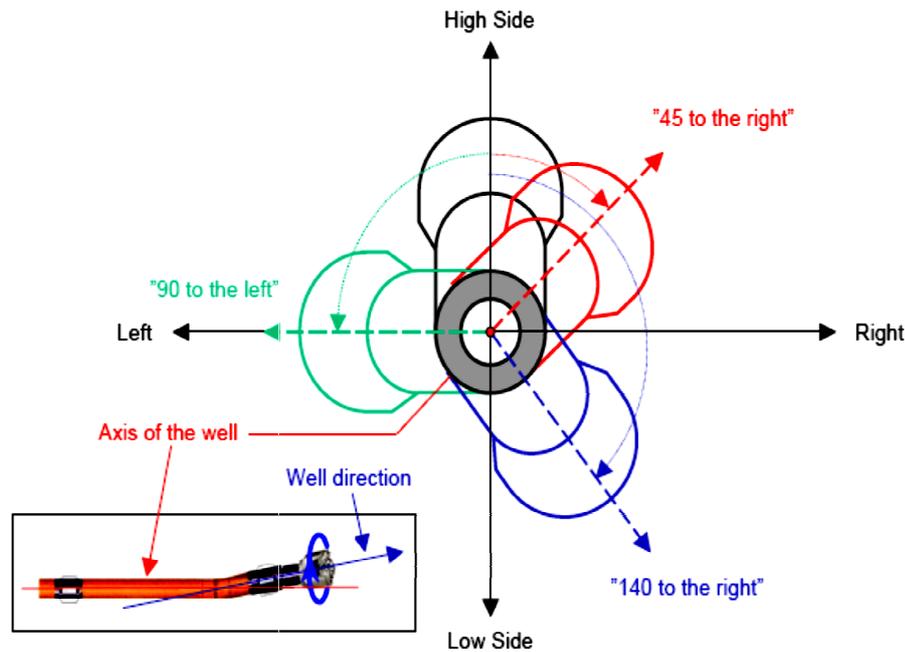


Fig.2.1 : Profil d'un puits horizontal, (Source: Horizontal well planning manual).



**Fig.2.2 : Direction de l'outil (Tool face),** (Source: Horizontal well planning manual).

## 1 - Applications du 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 destinés 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.
- Forages en montagne.

Puits multilatéraux : Cette technique consiste à forer plusieurs puits à partir d'une tête de puits unique.

## 2 - Avantages et inconvénients du forage horizontal

### 2.1 : Avantages du forage horizontal :

- Le forage horizontal permet le développement de 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.

Citons quelques exemples de l'utilisation du forage horizontal.

- ❖ **Réservoirs fracturés** : Ils sont parmi les meilleurs candidats au développement par forage horizontal. Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, une conséquence directe est que le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.(FIG.2.3).
- ❖ **Réservoirs multi-couches** : Dans la plupart des réservoirs multi-couches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.(FIG.2.4).
- ❖ **Réservoirs à basse perméabilité** : Le forage horizontal dans un réservoir à basse perméabilité est une alternative à la fracturation de ce réservoir. Le drain horizontal se comporte comme une fracture, avec plusieurs avantages:
  - Il est plus facile et plus économique de forer un long drain plutôt que d'essayer de créer une fracture équivalente.
  - La direction est parfaitement contrôlée, ce qui n'est pas possible avec la fracturation.
- ❖ **Formations non consolidées - Contrôle des sables** : La production de sables non consolidés présente de sérieux problèmes pour limiter la quantité de sable entrant dans le puits. Cette production de sable dépend des forces de viscosité à la paroi du puits, elles même proportionnelles au débit de production.

Un drain horizontal foré dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse à la paroi et en conséquence la production de sable, qui peut aller jusqu'à être totalement éliminée.

Une autre conséquence est que ces puits peuvent quelquefois être mis en production sans mise en place de coûteuses crépines calibrées.

- ❖ **Coning du gaz et de l'eau** : Beaucoup de réservoirs sont produits grâce à un aquifère actif ou par injection artificielle. La production déclinera très rapidement si le niveau d'eau remonte trop vite dans le puits.

Le forage horizontal aide énormément à l'exploitation de tels réservoirs:

- En augmentant la distance entre le drain et le contact huile/eau.
- En améliorant la productivité en dispersant le soutirage et donc en diminuant la succion sur le plan d'eau.

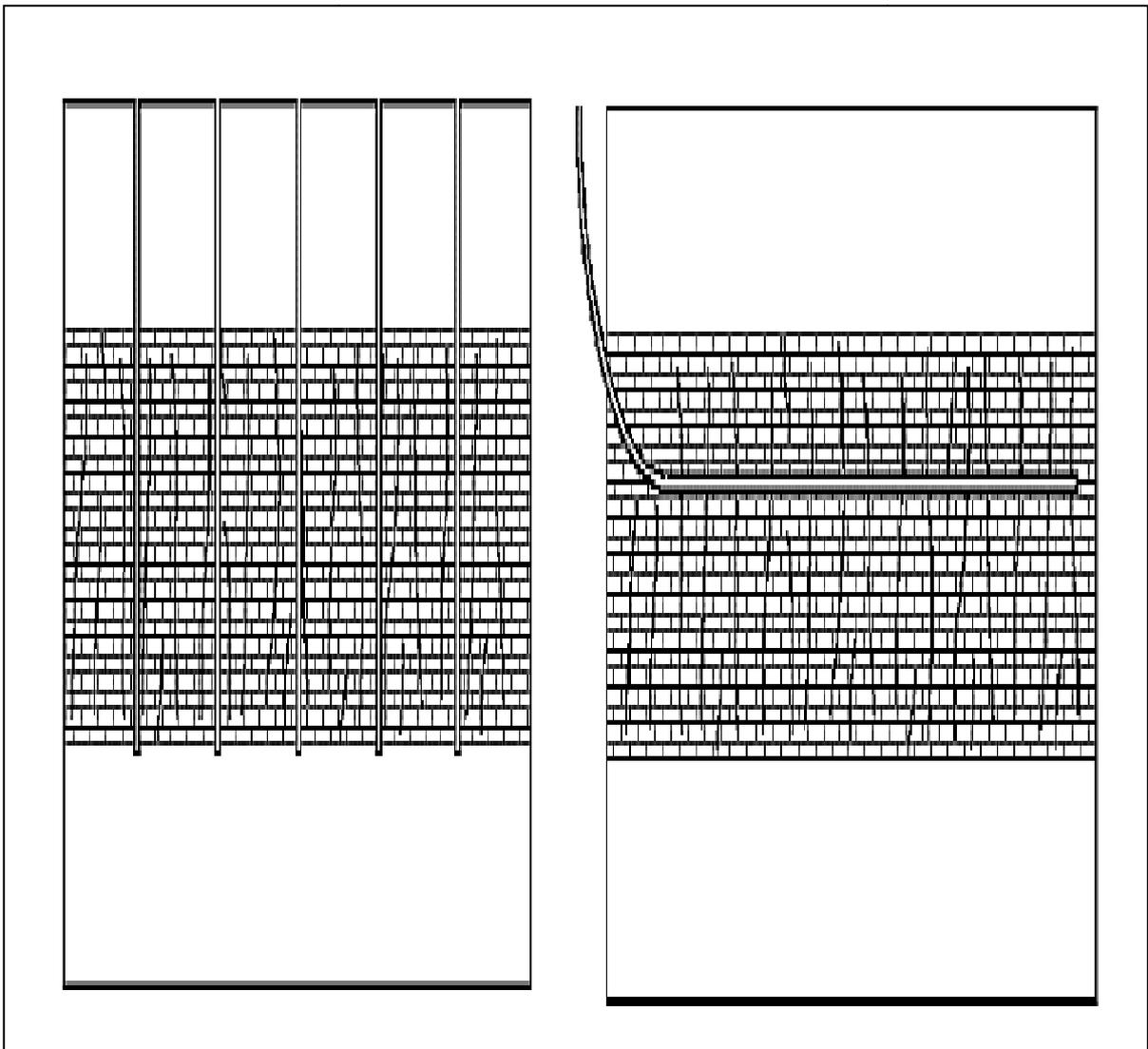
Des considérations similaires peuvent être faites concernant l'arrivé de gaz. (FIG.2.5).

- ❖ **Réservoirs d'huile lourde** : Les réservoirs d'huiles lourdes sont une application directe des considérations ci-dessus. Comme l'eau est beaucoup plus mobile que l'huile, la quantité d'eau augmente très rapidement dès la percée du plan d'eau. La durée de la période libre d'eau augmente à l'aide du forage horizontal.

## 2.2 : Inconvénients du forage horizontal :

- ❖ **Coûts additionnels** : 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:
  - Les puits horizontaux sont plus longs, donc nécessitent plus de temps pour les forer, plus d'outils, plus de fluide, etc.
  - 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 MWD. Le coût additionnel d'un forage horizontal par rapport à un forage vertical dépend essentiellement de la profondeur du réservoir et de sa position, onshore or offshore.
- ❖ **Risques opératoires** : Par rapport aux puits verticaux ou peu déviés les puits horizontaux représentent, au cours de leur réalisation, un certain nombre de risques supplémentaires.

- 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 verticale réduite.
- 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.
  - Eviter l'accumulation de déblais dans les parties inclinées du puits, et une élimination efficace des solides est également nécessaire.
- Le comportement des formations : Le comportement des formations peut être très différent lorsqu'elles sont forcées à haute inclinaison, en particulier leur stabilité.
- L'endommagement des formations.
- L'évaluation du potentiel de production.



**Fig.2.3 : Réservoirs fracturés,** (Source: Horizontal well planning manual).

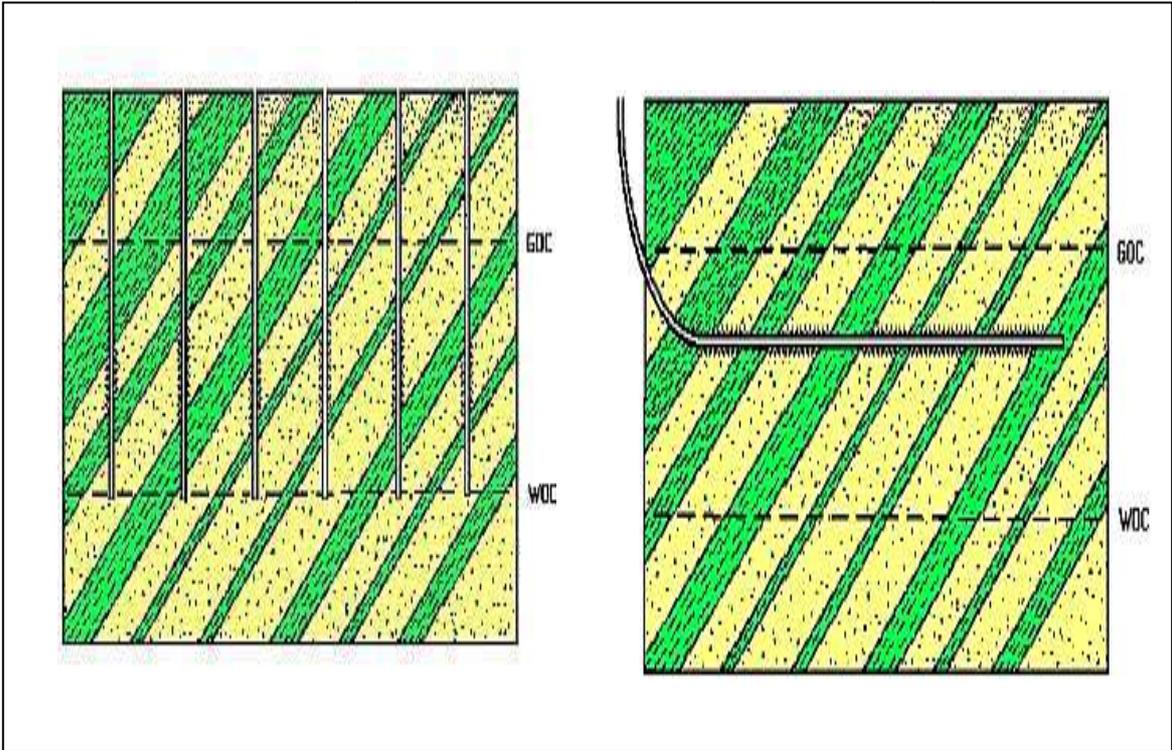
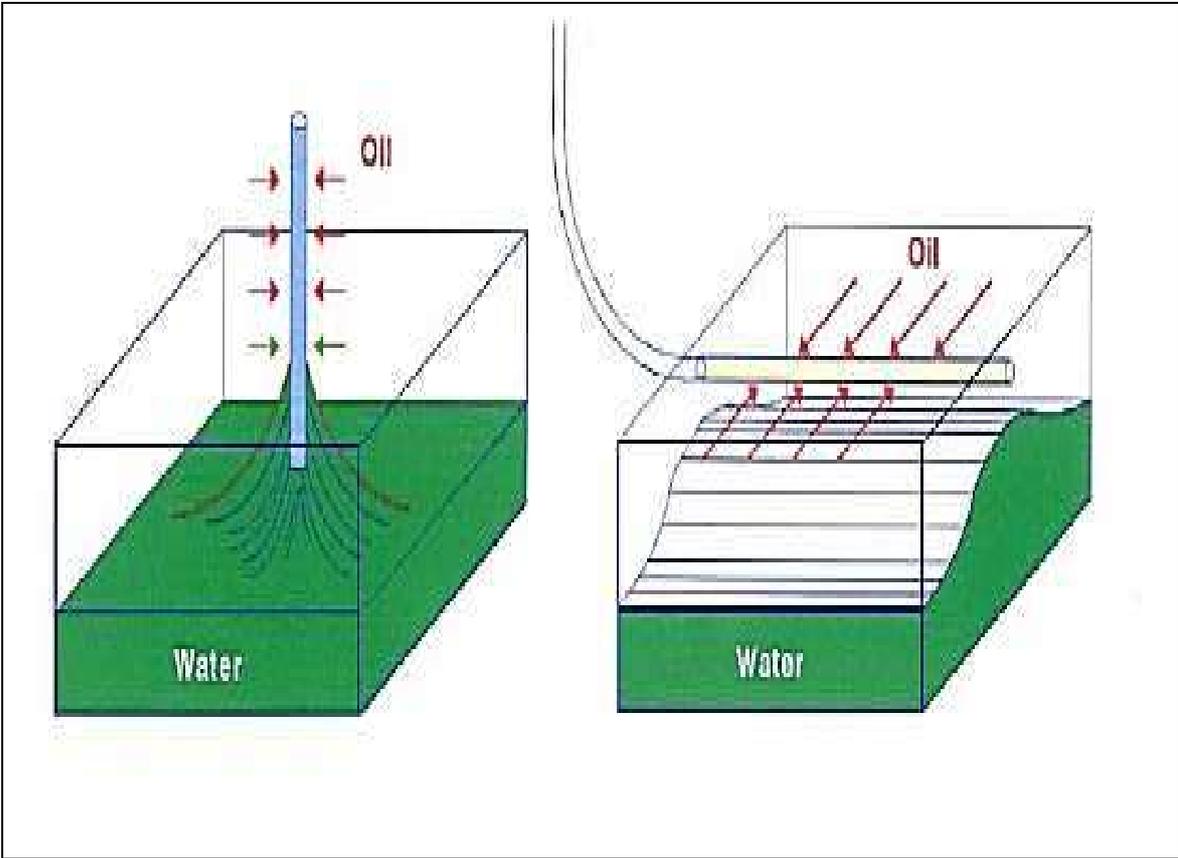


Fig.2.4 : Réservoirs multi-couches, (Source: Horizontal well planning manual).



**Fig.2.5 : Water Conning**, (Source: Horizontal well planning manual).

### 3 - Les différents profils des puits horizontaux

Les puits horizontaux sont classés suivant la longueur de leur rayon de courbure pour arriver à l'horizontal. Ils sont de plusieurs types : Long, médium, court, ultra court. On les compare également en termes de gradient de build-up qui est inversement proportionnel au rayon de courbure. (FIG.2.6).

#### 3. 1: Long radius:

Les puits long radius (LR) ont un grand rayon de courbure (ROC) supérieur à 300 mètres ou un gradient de build-up (BUR) inférieur à  $2^\circ/10\text{m}$ . Ils sont essentiellement utilisés pour les puits offshore.

Ils présentent l'avantage de n'exiger que les équipements de forage classique d'une part et permettent de forer des drains horizontaux plus longs (1500m et plus) de l'autre part. En revanche, les puits long radius exigent des rig plus puissant et muni d'un top drive, des pompes puissantes et d'une capacité de traitement et de stockage de la boue plus importante. De plus, la longueur accrue de l'open hole augmente le risque de coincement, kick, détérioration des parois, pouvant exiger la pose de tubages supplémentaires. En fin les puits long radius ne sont pas envisageables sur les permis de petite surface.

#### 3. 2: Medium Radius:

Ce sont des puits ayant un rayon de courbure compris entre 80 et 200 mètres soit un gradient de Build-Up compris entre  $2.5$  et  $7^\circ/10\text{m}$ .

Le forage des puits médium radius nécessite des équipements adaptés tels que les moteurs à double coude. La rotation du train de tiges est impossible pendant les phases d'utilisation de ces moteurs obligeant à réaliser les phases de montée uniquement en sliding. La majorité des équipements standards peuvent être utilisés.

#### 3. 3: Short Radius et Ultra Short Radius : ( $5 < \text{ROC} < 20$ ) :

Ayant des rayons de courbure pouvant atteindre 5 à 6 mètres, ces types des puits ne sont réalisables qu'avec des équipements spécifiques tels que les moteurs articulés et garnitures articulées. Divers équipements sont disponibles selon les compagnies de services.

En raison de difficultés de contrôle de la trajectoire la longueur des drains est limitée à environ 300 mètres et des tels puits sont difficiles à compléter, limitant l'utilisation de cette technique.

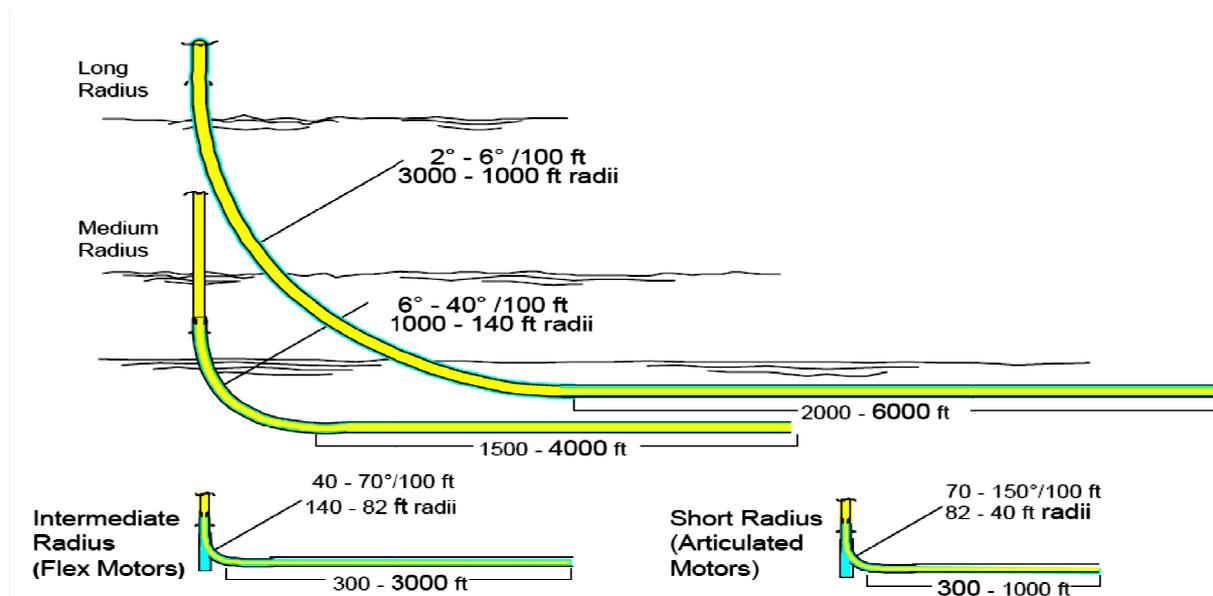


Fig.2.6 : Les différents types de profil de puits horizontaux, (Source: Horizontal well planning manual).

#### 4 - Détermination du profil du puits

La détermination du profil du puits dépend de nombreux paramètres et doit répondre à des impératifs à la fois géométriques et techniques, quelque fois contradictoires. On peut citer :

- **Le déplacement horizontal requis au point d'entrée :** En particulier le déplacement horizontal minimum est égal au rayon de courbure d'un puits à build-up simple. Un long déplacement rendra obligatoire le forage d'une section tangentielle et donc un kick-off relativement haut.
- **La profondeur verticale du réservoir :** Un réservoir peu profond peut imposer des conditions géométriques sévères :
  - Utilisation de rayons moyens ou même courts.
  - Utilisation de rigs inclinés.
- **La précision de la connaissance de la profondeur verticale au point d'entrée :** Une incertitude de quelques mètres oblige à prévoir un atterrissage à inclinaison limitée (70 à 80 °)
- **L'épaisseur du réservoir :** Un réservoir peu épais nécessite un atterrissage à haute inclinaison (> 85°).
- **La longueur du drain :** La longueur du drain dépend essentiellement des caractéristiques de production mais peut être techniquement limitée, par exemple dans le cas de réservoirs peu profonds.
- **Le type de complétion :** Le type de complétion à mettre en place peut conditionner :
  - Le diamètre du drain (et donc des phases précédentes).
  - La nécessité de limiter les gradients de montée.
  - La présence d'une phase tangentielle d'inclinaison limitée ou le maintien de la verticalité aussi bas que possible.

#### 5 - 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 existant.

Un grand nombre des 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 réparer 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 réparant le Nord magnétique (boussole, compas) soit en mesurant le champ magnétique terrestre (magnétomètre). Ces instruments sont dits "magnétiques".

### 5.1 : Systèmes de coordonnées :

Le choix du système varie d'un pays à l'autre et dépend à la fois des autorités locales et de la compagnie pétrolière. Les systèmes communément utilisés sont :

- Le système UTM ;
- Le système Lambert ;
- Les coordonnées polaires.

#### 5.1.1 : Coordonnées Géographiques ou polaires :

Les coordonnées polaires sont exprimées en degré-minute-seconde à partir des origines suivantes :

- le méridien de Greenwich pour la longitude
- l'équateur pour la latitude

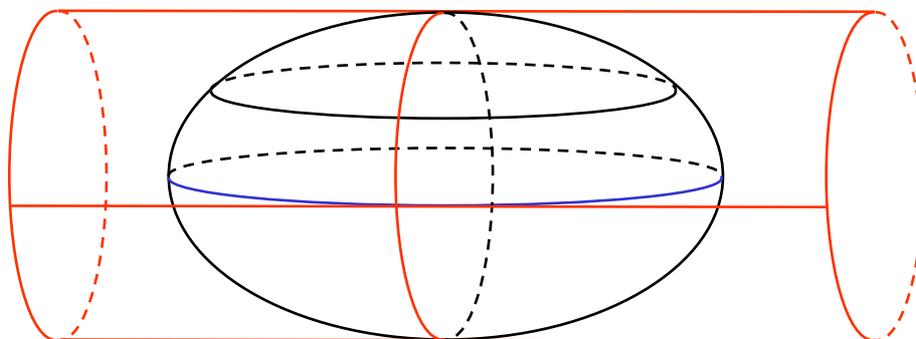
Ce système présente l'avantage d'être universel et est communément utilisé en offshore.

#### 5.1.2 : La projection UTM (Universal Transverse Mercator) :

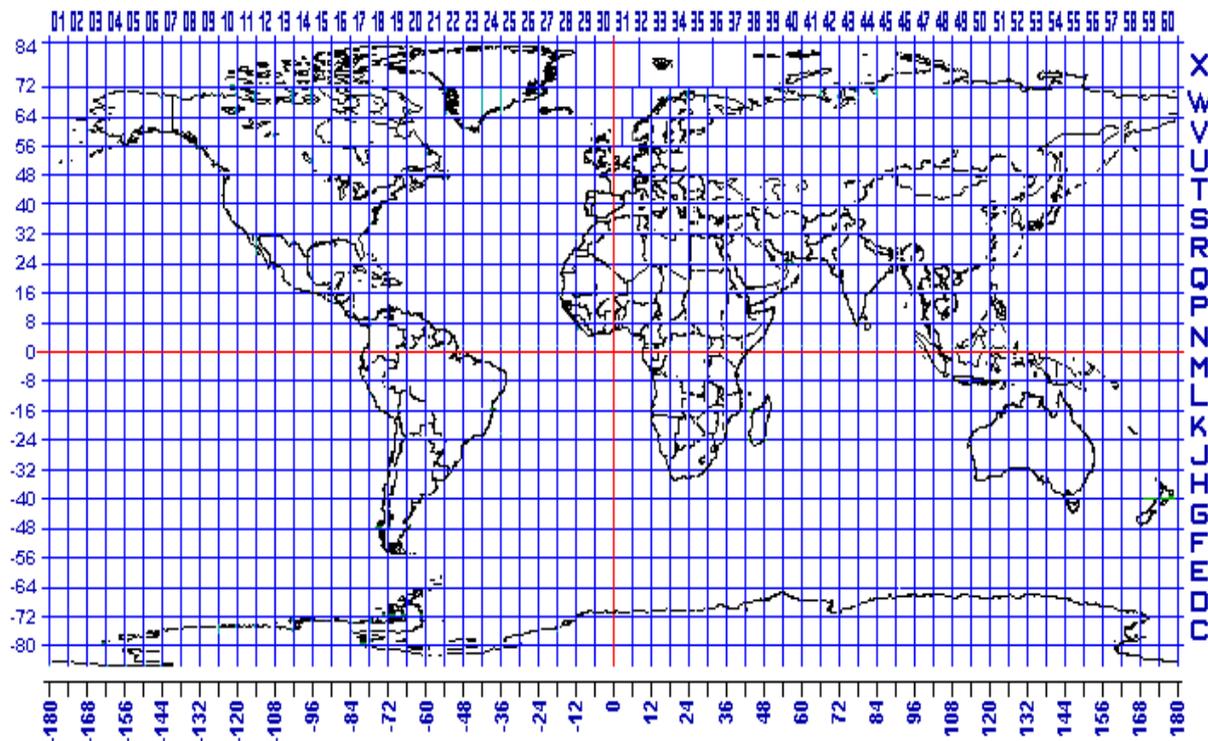
Le sphéroïde terrestre est "projeté de l'intérieur" sur un cylindre horizontal enveloppant la sphère terrestre et en contact tangent avec un méridien.

Le développement du cylindre donne alors une représentation de plus en plus déformée au fur et à mesure que l'on s'éloigne du méridien de contact.

A fin de limiter ces imprécisions, différents méridiens de contact sont utilisés. (FIG.2.7), (FIG.2.8).



**Fig.2.7 : Projection Transverse,** (Source: Horizontal well planning manual).



**Fig.2.8 : Numérotation des Zones UTM, (Source: Horizontal well planning manual).**

### 5.1.3 : La projection Lambert :

La projection Lambert est une projection de la sphère terrestre sur un cône :

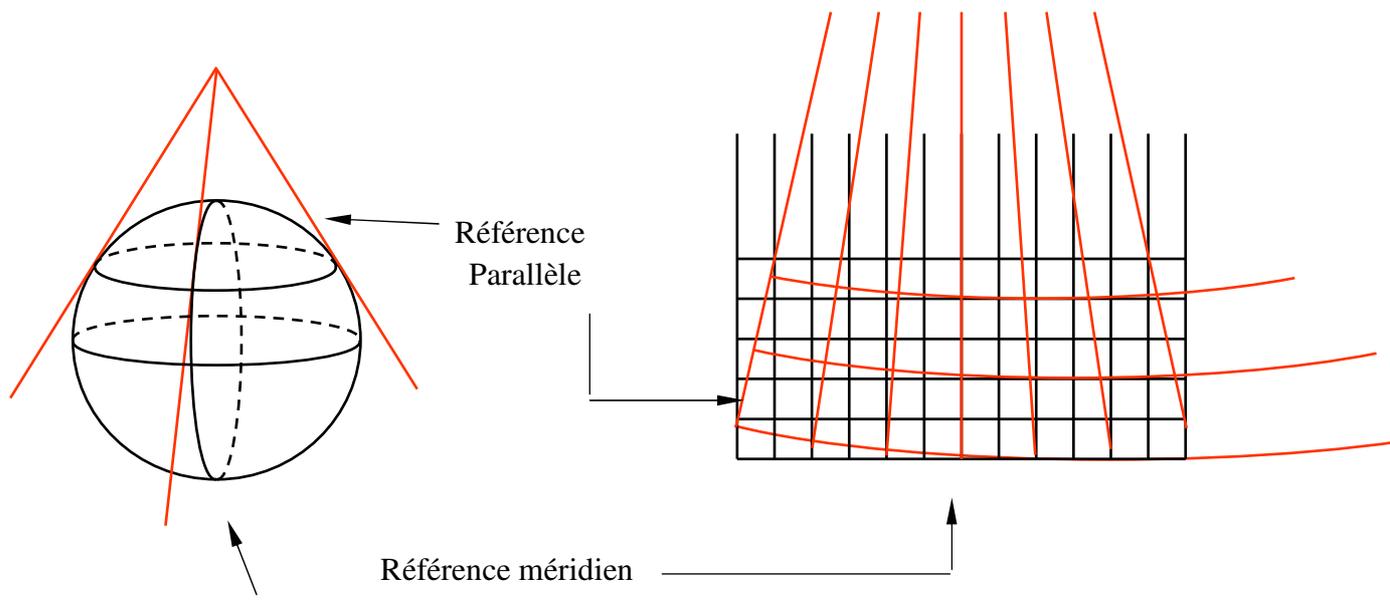
- l'axe du cône coïncide avec l'axe de rotation de la Terre.
- la surface du cône tangente la sphère terrestre au " parallèle de référence".

Les déformations sont minimum au voisinage du parallèle de référence et augmentent vers le Nord et vers le sud. Les projections Lambert sont donc mieux adaptées à des petites superficies.

Elles sont en général définies au niveau d'un pays. Afin de réduire les déformations, différentes projections peuvent être définies pour un même pays. (FIG.2.9), (FIG.2.10).

Les distances sont exprimées en mètres à partir des lignes de référence définies comme suit, avec le souci d'avoir à n'utiliser que des nombres positifs :

- en fonction de la projection, un méridien est défini en tant que "méridien de référence", numéroté "600", et donc définissant une origine virtuelle située 600 km à l'Ouest de ce méridien de référence.
- le parallèle de référence est numéroté "200", définissant une origine virtuelle située 200 km au Sud du parallèle de référence.



**Fig.2.9 : Projection conique tangentielle,**      **Fig.2.10 : Quadrillage Lambert,**  
 (Source: Horizontal well planning manual). (Source: Horizontal well planning manual).

## 5.2 : Projections horizontales :

**5.2.1 : Les différents Nord :** En fonction des outils de mesures utilisés et du système de coordonnées sélectionné, trois "Nord différents peuvent être rencontrés et doivent être considérés : (FIG.2.11)

### ❖ Le Nord Géographique :

Le "Nord Géographique" est le point d'intersection entre l'axe de rotation de la terre et son hémisphère.

Ce point est fixe géométriquement et dans le temps.

Tout point du globe terrestre peut donc être repéré d'une manière permanente, par sa direction vers ce point. Cette direction est appelée Azimut Géographique ou Azimut Vrai.

### ❖ Le Nord Magnétique :

L'Azimut Magnétique est la direction obtenue à l'aide d'une boussole ou d'un compas. C'est la direction du "Nord Magnétique".

Le Nord Magnétique est un point mobile au voisinage du Nord Géographique, résultat des phénomènes liés au champ magnétique terrestre.

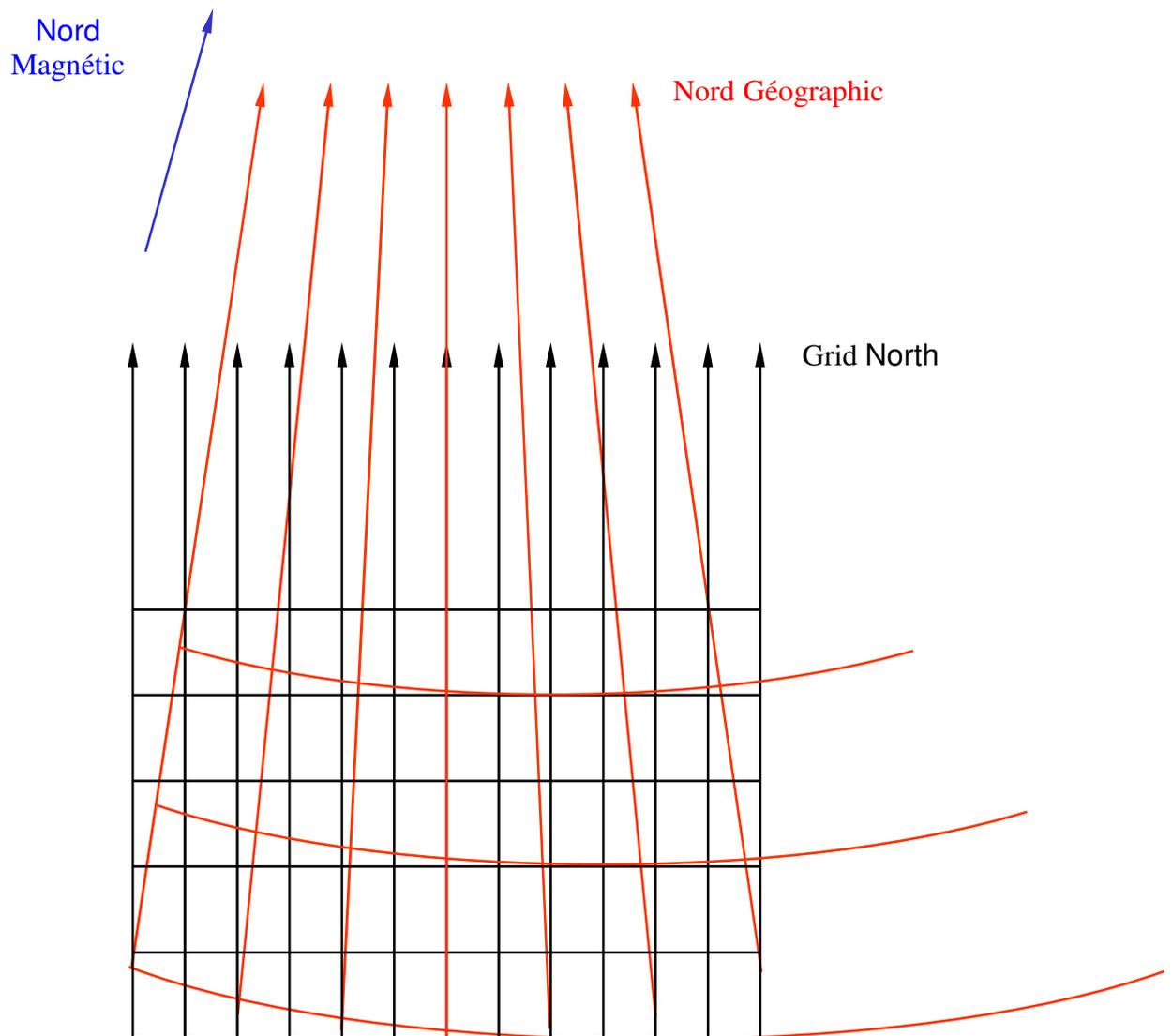
L'Azimut Magnétique est soumis aux variations de position du Nord Magnétique dans le temps.

L'angle entre la direction Nord Magnétique et Géographique est appelé "Déclinaison Magnétique".

### ❖ Le Nord Système :

Le "Nord Système" est la direction indiquée sur carte par le quadrillage vertical de la carte.

L'angle entre la direction Nord Système et le Nord Géographique est appelé "Convergence".



**Fig.2.11 : Nord Géographique, Magnétique et Système,** (Source: Horizontal well planning manual).

**5.2.2 : Déclinaison magnétique :** La plupart des mesures d'azimut effectuées pendant les opérations de forage sont réalisées à l'aide d'instruments s'alignant sur le champ magnétique terrestre (compas, magnétomètres).

Le champ magnétique terrestre varie en direction et en intensité selon la position géographique à la surface du globe, ainsi qu'en fonction du temps.

A un instant donné le champ magnétique terrestre peut être caractérisé par:

- son intensité.
- son inclinaison.
- sa direction.

La "déclinaison magnétique" est l'angle entre le Nord magnétique et le Nord géographique. Elle est exprimée comme un angle orienté vers l'est ou vers l'Ouest. Les cartes isodynamiques représentent les lignes joignant les points de même intensité horizontale. (FIG.2.12).

Les cartes isogoniques représentent les lignes de même déclinaison magnétique.

Ces cartes sont établies à une date donnée et indiquée, de même que la variation annuelle correspondante. Les mesures d'azimut réalisées à l'aide d'un instrument "magnétique" sont

donc des mesures "à un instant donné", qui devront être corrigées de manière à revenir dans le repère permanent du Nord géographique. La connaissance de la déclinaison magnétique au moment du forage permettra cette correction. (FIG.2.13).

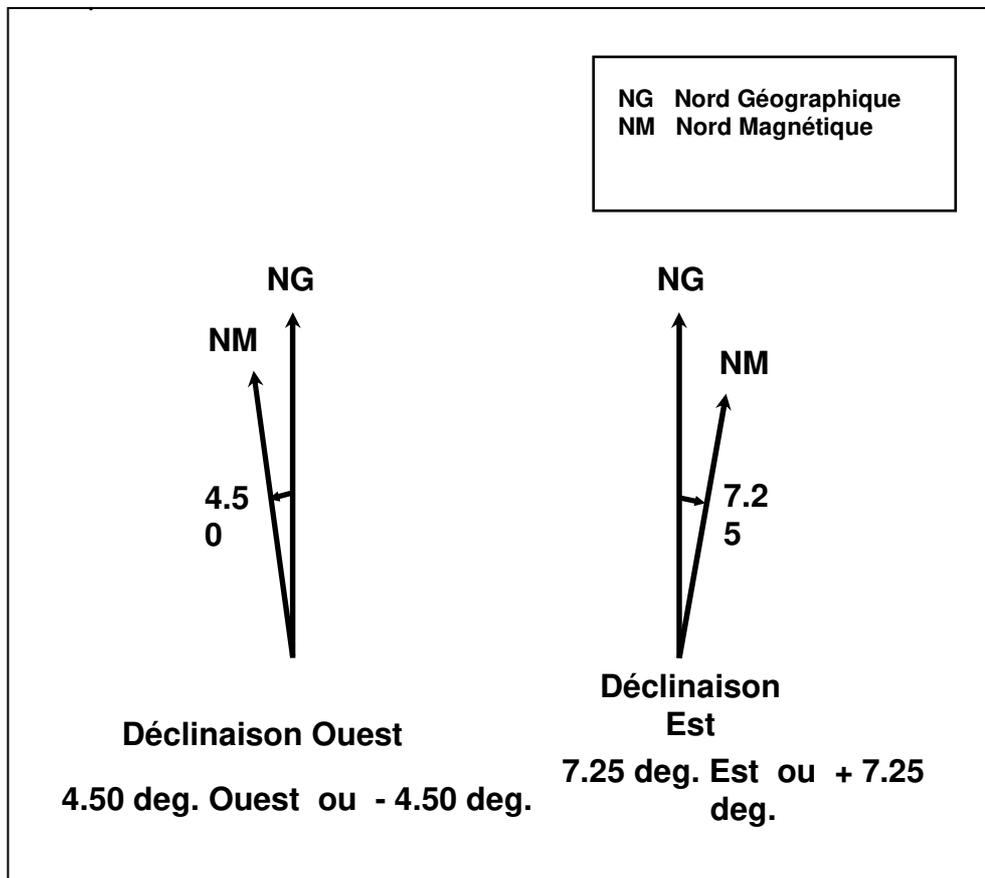


Fig.2.12 : Déclinaison magnétique, (Source: Horizontal well planning manual).

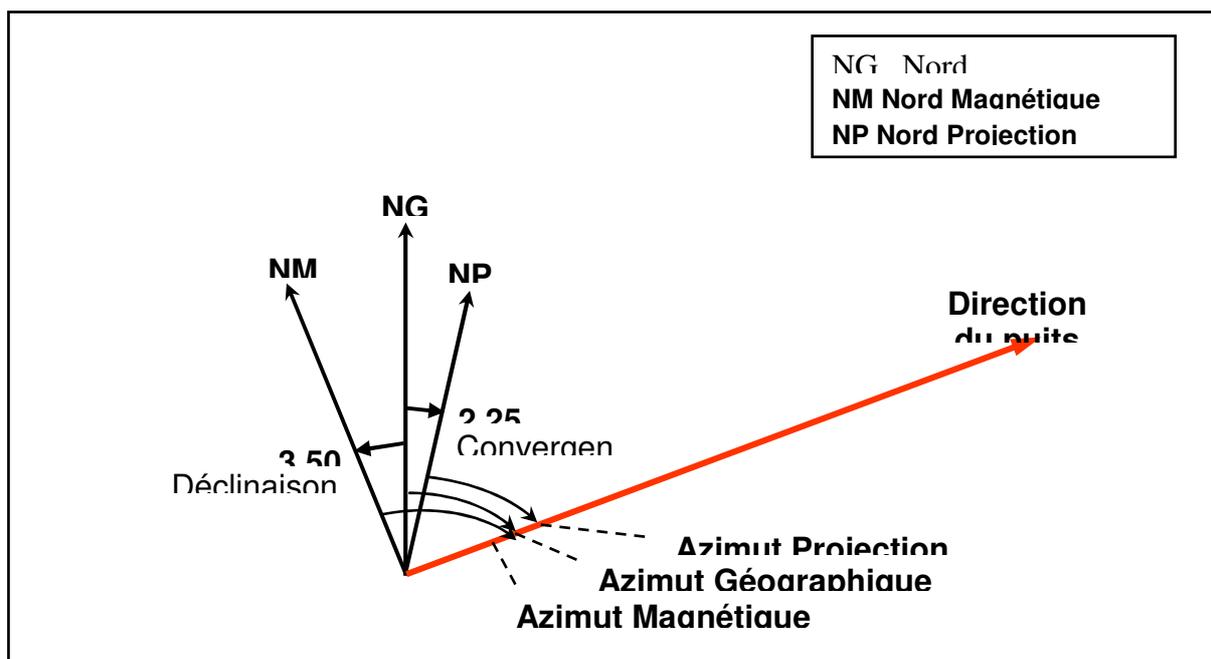


Fig.2.13 : Différents azimuts d'un puits, (Source: Horizontal well planning manual).

### 5.2.3 : Convergence :

La convergence est l'angle entre le Nord géographique et le Nord système.

Elle est exprimée comme un angle référence par rapport à l'Est ou à l'Ouest.

La convergence dépend de la situation géographique de la tête de puits par rapport au système de référence utilisé. (FIG.2.14).

Exemple:

1.25 Degrés Est ou + 1.25 degrés

Signifie que le Nord Système est orienté 1.25 degrés à l'Est du Nord Géographique

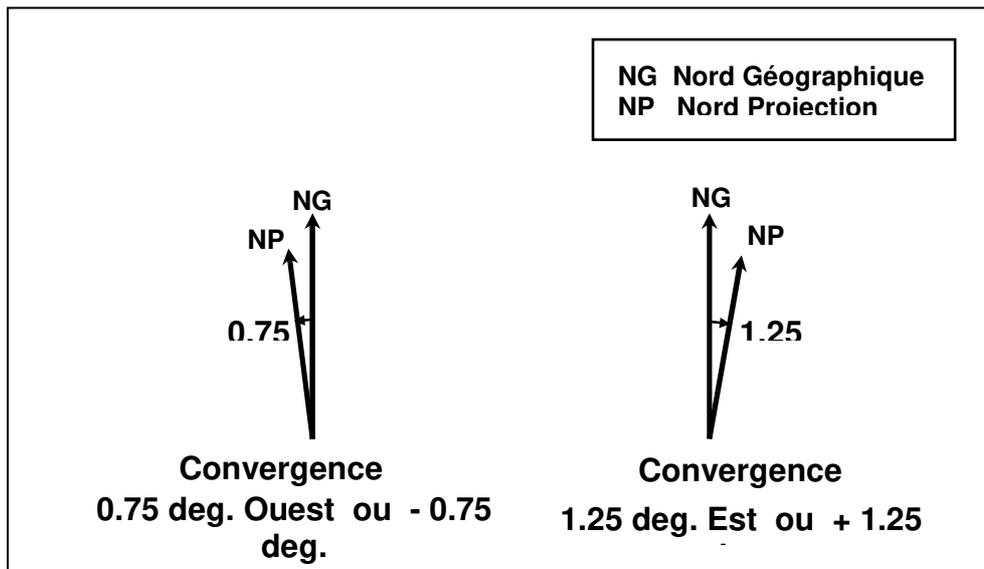


Fig.2.14 : Convergence, (Source: Horizontal well planning manual).

## 6 - Méthodes de démarrage du forage dirigé

### 6. 1 : Utilisation d'un moteur de fond :

Le principe en est simple et s'apparente à l'action d'un whipstock : il faut pousser latéralement l'outil de forage dans la direction souhaitée de déviation. Un moteur de fond équipé d'un raccord coudé (incorporé ou non) ayant son tool face à zéro forera selon une trajectoire courbe dans la direction du plan du raccord. Le gradient de montée obtenu dépend de : (FIG.2.16).

- L'angle utilisé.
- De la distance du coude par rapport à l'outil de forage. L'efficacité d'un raccord coudé incorporé est évidemment plus grande que celle d'un raccord situé au dessus du moteur.
- De la formation traversé.
- De la flexion du moteur.

### 6. 2 : Jetting :

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

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

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

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

Dans des formations plus dures, l'effet hydraulique est complété d'un effet mécanique consistant en du martelage obtenu en laissant tomber la garniture de quelques mètres sur le fond de trou. **6. 3 : Outils de déflexion :**

La troisième solution pour initier la déviation et orienter un puits est l'utilisation d'outils de déflexion. Ces outils, communément appelés Whipstocks, ont été utilisés dès les débuts du forage dirigé puis ont été éclipsés par le développement des moteurs de fond. Ils réapparaissent aujourd'hui avec le développement des puits en ré-entrée où ils offrent une bonne solution pour l'ouverture de la fenêtre.

Ils peuvent être utilisés :

- en trou ouvert.
- dans un tubage pour y ouvrir une fenêtre.

**6. 4 : Méthodes de forage des phases droites ou courbées :** (FIG.2.17).

- a) **forage dirigé conventionnel :** Le forage dirigé conventionnel met en oeuvre des garnitures rotary pour la réalisation des sections rectilignes ou courbes des puits.
- b) **Forage de navigation (steerable drilling) :** Le forage de navigation utilise un moteur de fond équipé d'un raccord coudé incorporé et nécessite un MWD. Il permet donc un contrôle constant de l'inclinaison et de l'azimut du puits. Les phases courbes sont forées en alternant des sections en sliding utilisant l'effet du raccord coudé, et des sections rotary où l'effet du raccord coudé est annulé par la rotation du train de tiges. Les phases rectilignes sont forées en utilisant en quasi permanence la rotation du train de tiges.

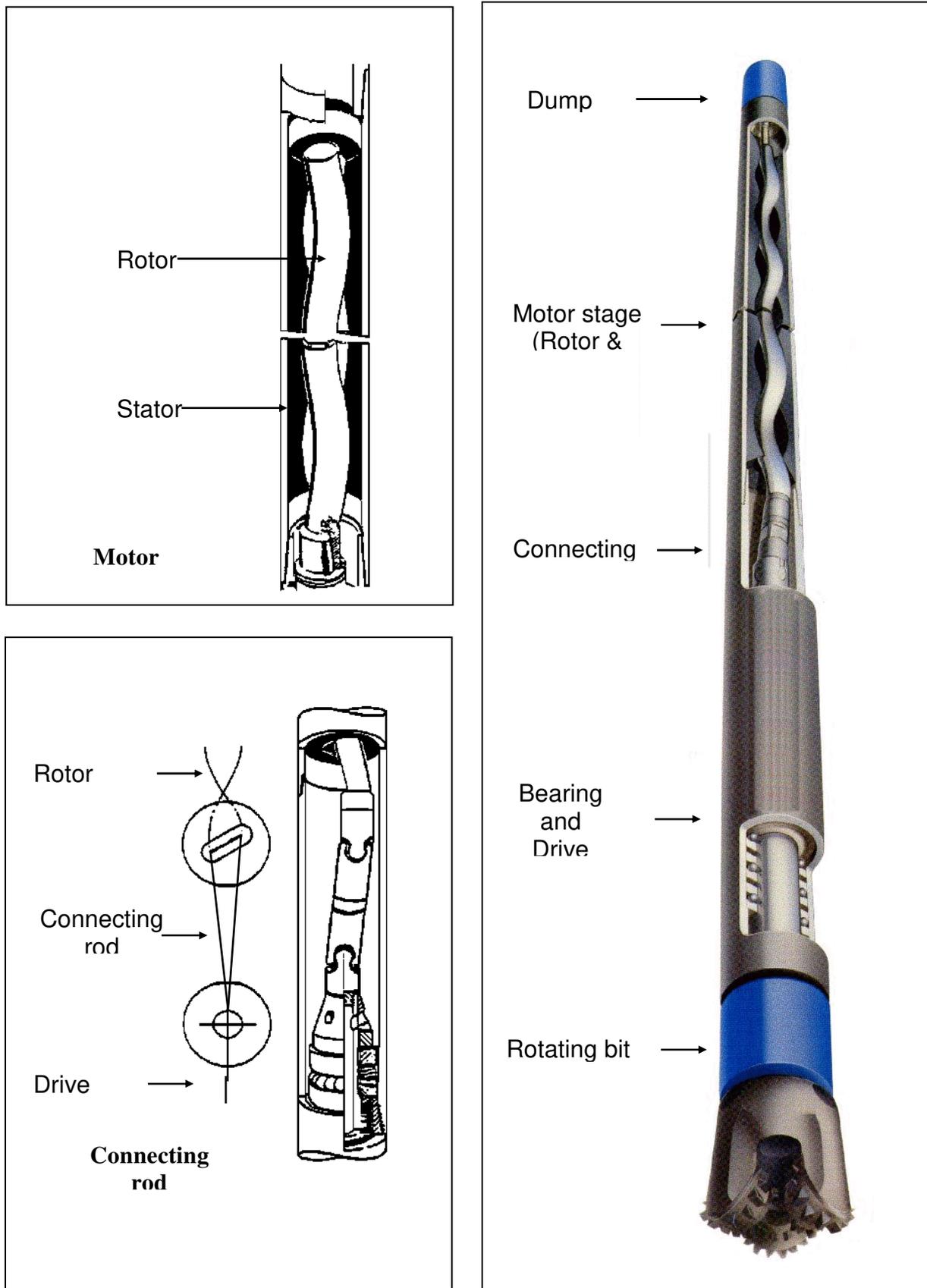


Fig.2.15 : Moteur de fond, (Source: Horizontal well planning manual).

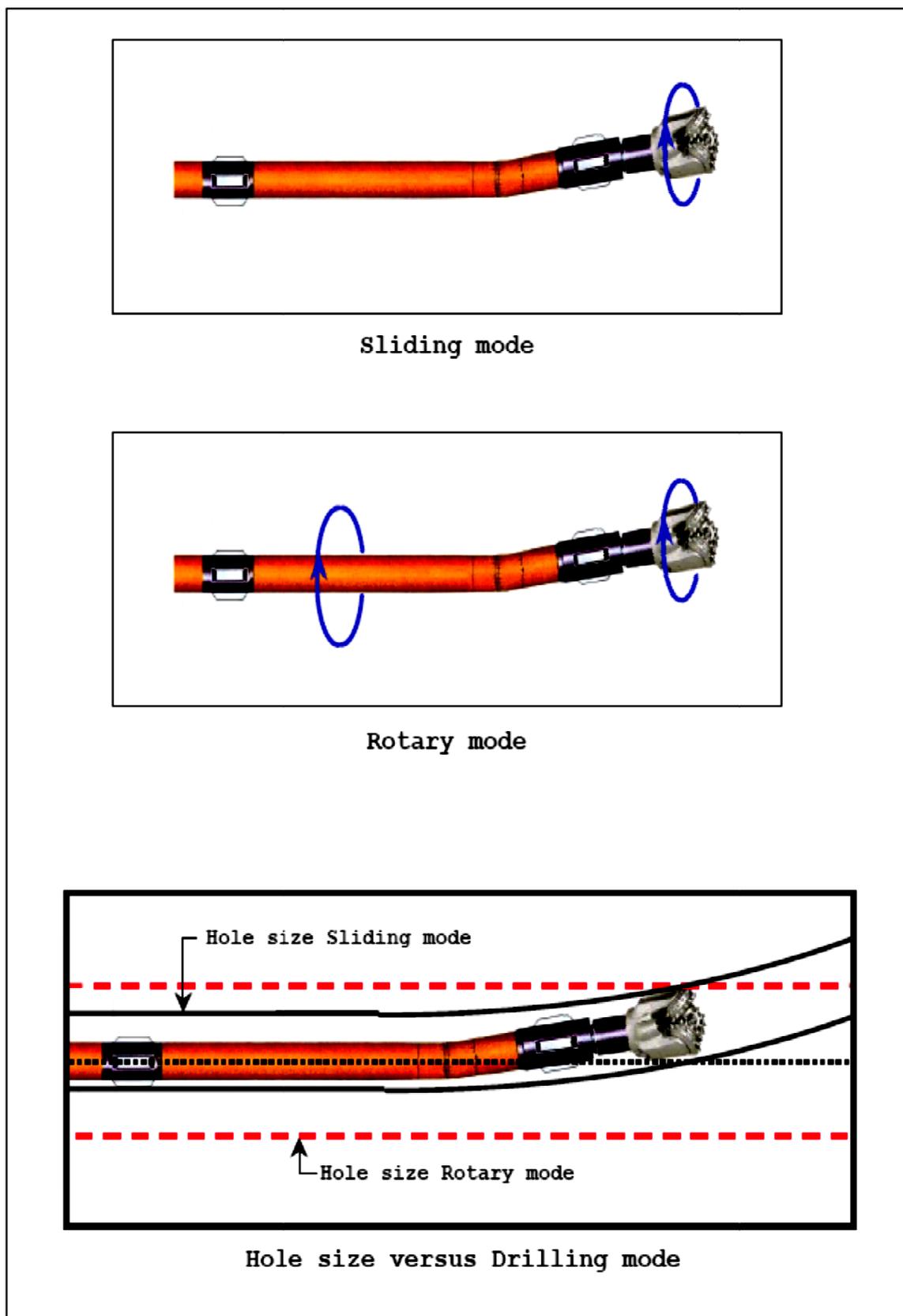


Fig.2.16 : Modes de forage dirigé (Sliding et Rotary), (Source: Horizontal well planning manual).

## **7 - Contrôle et suivi du forage Horizontal**

La progression du forage doit être :

- Enregistrée.
- Contrôlée.
- Comparée à la planification du puits.

Au fur et à mesure que des nouvelles données deviennent disponibles, il peut s'avérer nécessaire de modifier le programme. On applique alors les programmes de contingences élaborés lors de la préparation du forage (plans de contingence) lorsque des changements par rapport au plan optimal surviennent :

- Comportement du BHA non conforme aux prévisions.
- Présence d'une faille ou d'une non-conformité non signalée par les géologues.

Ce suivi peut être réalisé à partir de 3 familles de mesures :

- Mesures directionnelles MWD.
- Paramètres mécaniques de forage MWD.
- Evaluation de la formation LWD.

Eventuellement toutes ces données peuvent être traitées et analysées en surface par un système informatique.

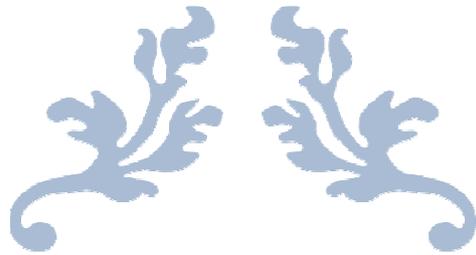
### **7.1: Les mesures directionnelles MWD :**

Ces mesures d'inclinaison, d'azimut, et de toolface servent à suivre la trajectoire du puits et à vérifier sa conformité avec la trajectoire prévisionnelle.

### **7.2 : Les paramètres de forage MWD :**

- Le poids transmis sur l'outil DWOB (Downhole Weight On Bit)
- Le couple transmis à l'outil DTOR (Downhole torque)
- La pression annulaire au fond APWD (Annulus Pressure While Drilling).

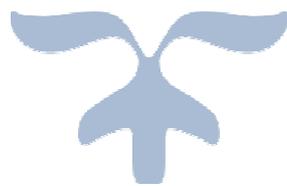
Ces données, seulement disponibles en option avec certains types d'MWD, sont extrêmement précieuses, car dans un puits horizontal le poids et le couple à l'outil ne peuvent être connus qu'approximativement malgré les calculs de Torque & Drag (spécialement lors des phases de sliding).



---

CHAPITRE III  
IMPORTANCE DES  
CUTINGS ET FLUIDE DE  
FORAGE

---



## Introduction

Le nettoyage du puits est l'une des principales fonctions du fluide de forage. Cela consiste en l'évacuation des cuttings générés par l'outil de forage, les remontés de la formations, jusqu'en surface. Cependant, toute défaillance de nettoyage peut résulter de sérieux problèmes. Par exemple : collage par pression différentielle, excessivité de torque et drag, éboulement des formations, perte de circulation, augmentation de viscosité et de gels, faible vitesse d'avancement etc.

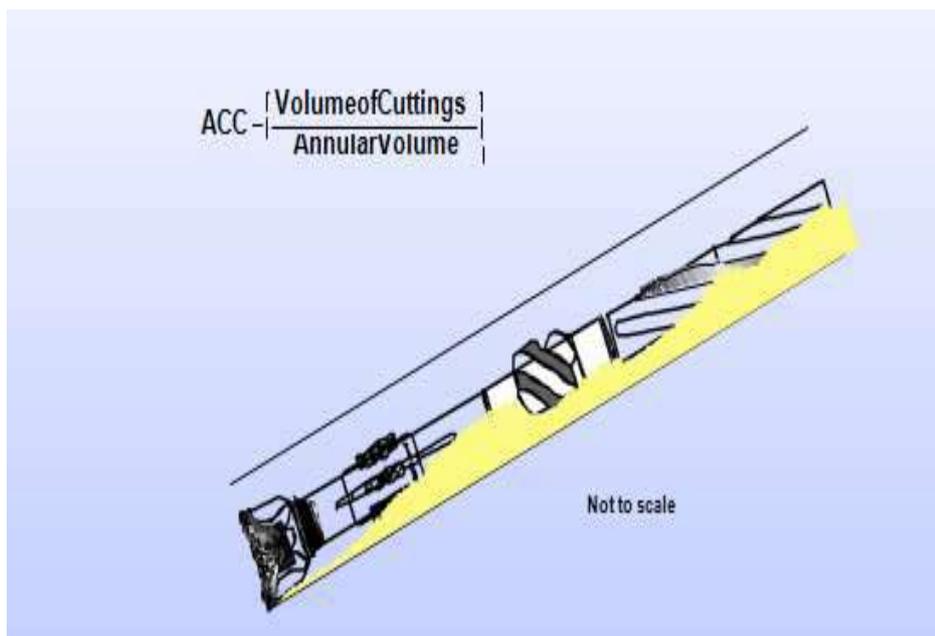
Dans les puits horizontaux, le problème de nettoyage est accentué par la tendance des cuttings à s'accumuler sur la génératrice inférieure du trou par effet de gravité surtout en l'absence de circulation. En effet, les cuttings n'ont à parcourir qu'une petite distance avant de s'accumuler et former un « lit des cuttings » pratiquement appelé « cuttings bed ».alors quelles sont les conséquences de cuttings bed, et les paramètres affectant l'évacuation des déblais dans ces puits?

### 1 - les cuttings

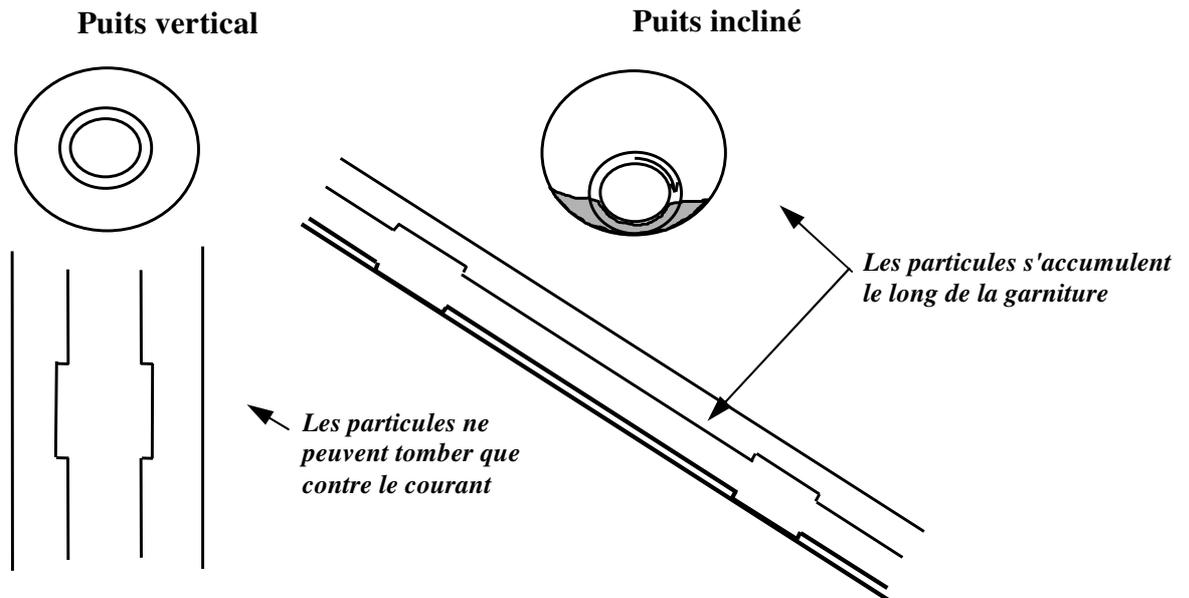
L'élimination des cuttings dans les puits inclinés a suscité de nombreuses expériences et publications. Ces études ont contribué à la compréhension des phénomènes régissant le comportement des cuttings dans les puits fortement déviés et horizontaux d'une part, et d'autre part ont facilité le choix des paramètres critiques permettant l'évacuation de ces cuttings hors du puits. (FIG.3.1), (FIG.3.2).

#### 1.1 : Problèmes liés à la formation de lit de cuttings :

Dans un puits horizontal ou fortement dévié les cuttings n'ont à chuter que sur une courte distance pour sédimenter sur la génératrice inférieure du trou et former un lit qui va s'épaissir jusqu'à ce que les conditions d'équilibre soient atteintes. Cet équilibre est essentiellement fonction de la rhéologie et de la vitesse annulaire du fluide, ainsi que de la différence de densité entre les cuttings et le fluide.



**Fig.3.1 : Accumulation des cuttings dans un puits incliné, (Source : Hole Cleaning in Deviated Wells).**



**Fig.3.2 : Comparaison entre l'accumulation des cuttings dans un puits incliné et vertical,**  
(Source : Hole Cleaning in Deviated Wells).

Les problèmes liés au mauvais nettoyage du puits sont de plusieurs ordres. Les plus importants pouvant entraver la bonne poursuite des opérations de forage sont :

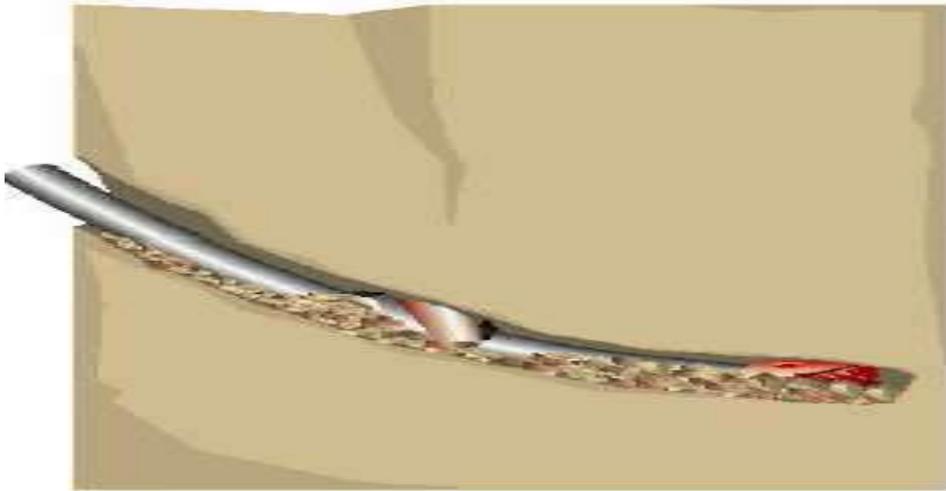
1. Augmentation des torques et drags.
2. difficultés de mouvement de la garniture (perte de temps pendant ces manœuvres).
3. Pertes de circulation.
4. Mauvaise cimentation.
5. Difficultés de contrôle des venues en cas d'éruption.
6. Influence sur le mode d'écoulement de la boue.
7. Perte ou abandon du puits pour impossibilité d'instrumentation.
8. les additifs économiques du puits.

#### **1.1.1 : Augmentation des torques et drags :**

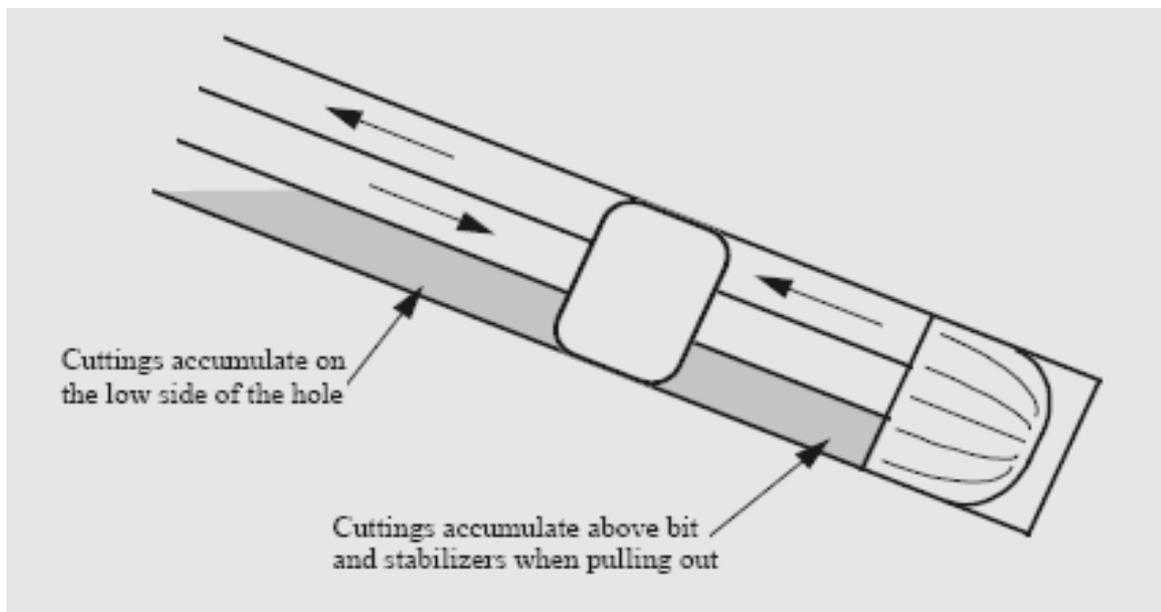
Le mauvais nettoyage joue le rôle primordial dans l'augmentation des torques et drags pendant le forage des puits fortement déviés et horizontaux, par le coefficient de friction ( $\mu$ ). Ces pertes de tractions et de rotation sont dues aux accumulations de déblais dans les différentes sections du puits. De fait, leur persévérance causera la fatigue des éléments de la garniture, d'où d'important risque de rupture.

#### **1.1.2 : Difficultés de mouvement de la garniture :**

L'accumulation des cuttings dans le trou peut augmenter les paramètres rhéologiques de la boue de forage (viscosité, densité,...). Ceci aura pour conséquence une augmentation des forces de frottement pouvant conduire au collage par pression différentielle. Cette difficulté de maniabilité de la garniture aura pour conséquence un découlement très lent des opérations de manœuvres.(FIG..3.3), (FIG.3.4).



**Fig.3.3 : Le risque de coincement,** (Source : Hole Cleaning in Deviated Wells).



**Fig.3.4 : Accumulation des cuttings autour de la BHA,** (Source : Hole Cleaning in Deviated Wells)

### 1.1.3 : Pertes de circulations :

En plus de la pression hydrostatique de la colonne de boue, la descente et la remonté de la garniture peuvent conduire à des fracturations des formations fragiles et la pénétration des déblais de dimensions assez réduites dans les pores. Il s'en suivra un colmatage des pores et une réduction de la productivité du puits. Ces pertes sont d'autant plus importantes que les caractéristiques rhéologiques de la boue sont modifiées par la teneur en solides.

### 1.1.4 : Les mauvaises cimentations :

Pendant la descente du casing, l'accumulation des cuttings peut créer des frottements excessifs et empêcher d'atteindre le fond. Pendant la cimentation, le lit de cuttings s'opposera d'une part à la rotation/réciproquassions du tubage, et créera un canal des solides dans

l'enveloppe de ciment, nuisant ainsi à l'étanchéité et la résistance à la compression de l'ensemble.

**1.1.5 : Difficultés de contrôle du puits :**

Lors des venues, une augmentation significative de pression annulaire est liée aux forces de friction, donc la quantité des déblais dans la boue. Un mauvais nettoyage peut conduire à une usure rapide de la duse hydraulique au cours de contrôle de venue.

**1.1.6 : Influence sur le mode d'écoulement de la boue :**

Un lit de cuttings tapissant la paroi inférieure d'un puits incliné peut avoir un impact sur le type d'écoulement et causer différents écoulements de types stationnaire, hétérogène ou pseudo homogène.

La vitesse annulaire « critique » pour le nettoyage du trou est la vitesse requise pour induire un régime d'écoulement pseudo homogène. (FIG.3.5).

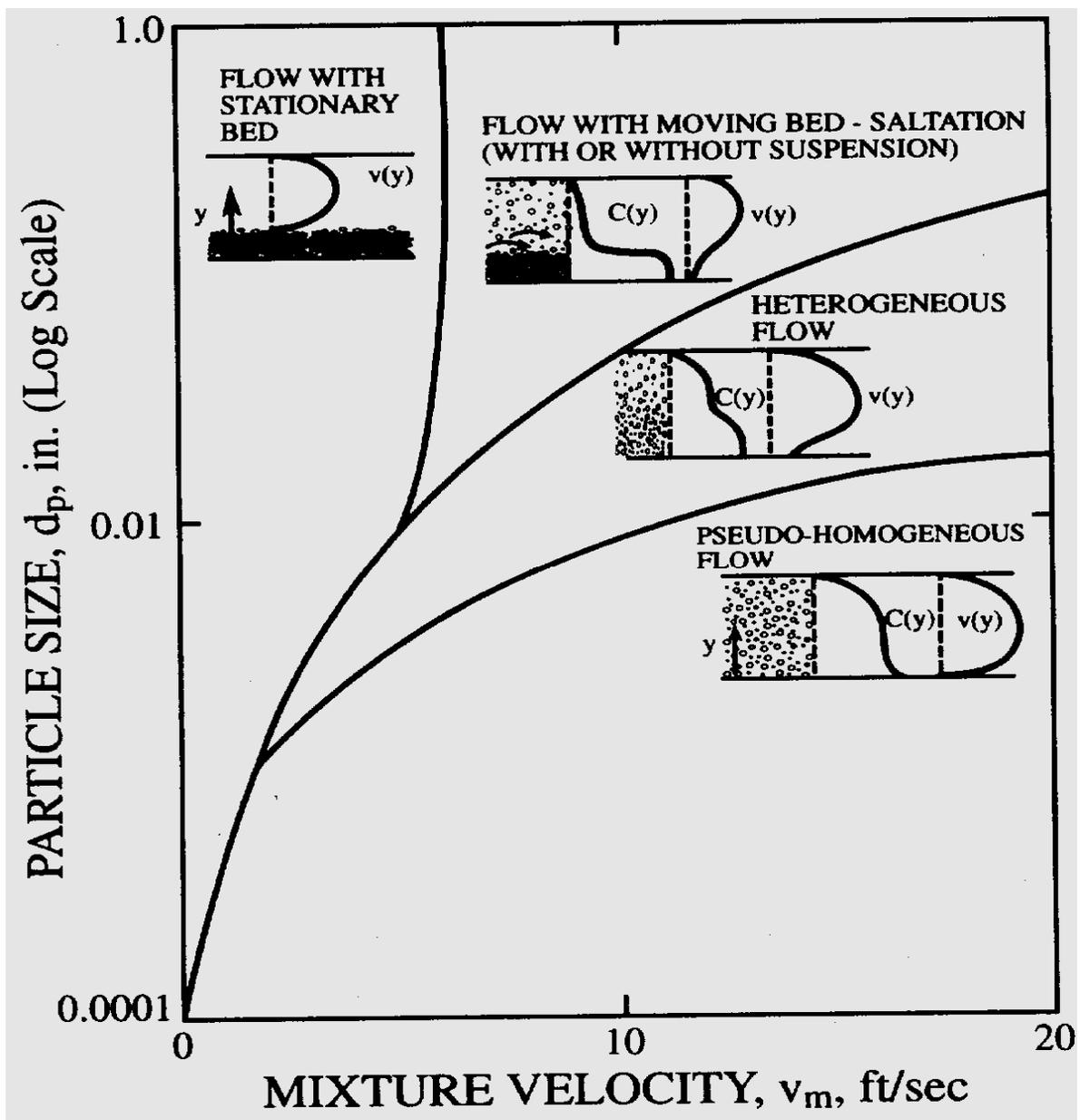


Fig.3.5 : Mode d'écoulement dans les puits inclinés en présence de lit de cuttings, (Source : Hole Cleaning in Deviated Wells).

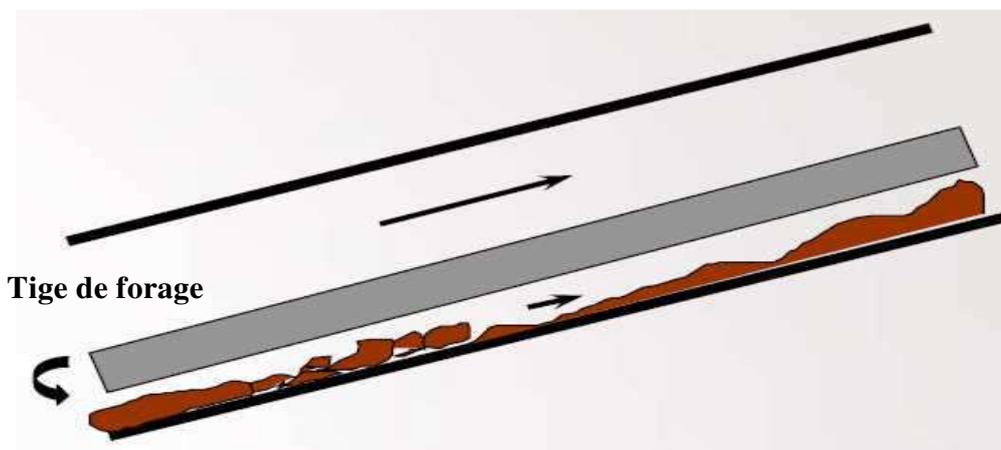
### 1.1.7 : Coût de revient élevé :

Le compromis que doit remplir la boue est d'autant plus difficile que les formations traversées sont complexes. Aussi une mauvaise évacuation des déblais aura pour conséquence l'intervention supplémentaire de boues légères ou visqueuses selon les problèmes, ce qui est une dépense supplémentaire au coût du puits.

### 1.2 : Cuttings et inclinaison :

#### 1.2.1 : Identification des zones d'accumulation des cuttings :

La distribution (répartition) des cuttings le long d'un puits dévié est fonction de l'inclinaison. Dans un profil de puits allant de  $0$  à  $90^\circ$  par rapport à la verticale on peut identifier trois angles critiques :  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ . Cette identification permettra de comprendre la nature de dépôts des cuttings, leur stabilité et éventuellement leur volume. Le but final serait de mettre à la disposition du foreur des méthodes pratiques et simples lui permettant de bien nettoyer le fond du puits. Ces trois angles définissent trois zones où les cuttings se comportent différemment dans le courant ascendant de la boue. (FIG.3.6).



**Fig.3.6. Scénario du phénomène de nettoyage,** (Source : Hole Cleaning in Deviated Wells).

➤ **Zones 1 :** de  $0^\circ$  à  $\alpha$ , avec  $0^\circ < \alpha < 35^\circ$

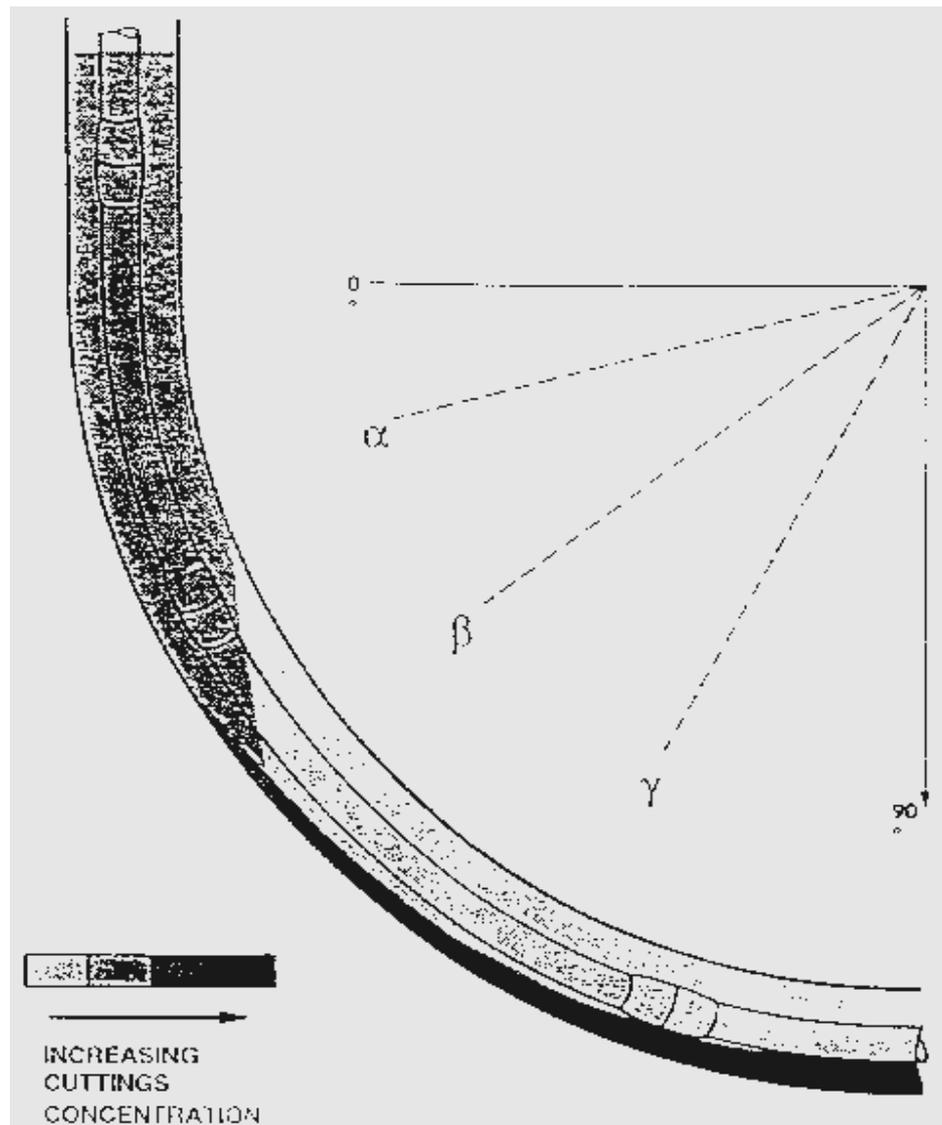
Dans cette zone les cuttings sont répartis de façon égale dans l'annulaire, et quel que soit le profil de vitesse annulaire, la plupart des cuttings ont des vitesses égales ou supérieures à la vitesse moyenne de retour  $V_a$  de la boue.

➤ **Zone 2 :** de  $35^\circ$  à  $65^\circ$ , avec  $35^\circ < \beta < 65^\circ$

Dans cette zone la répartition des cuttings dans l'annulaire deviennent irrégulière, et leur concentration dans la partie basse de l'annulaire (low side) où ils tendent à former un lit qui est soumis à des faibles vitesses annulaires de la boue est supérieure à celle de la partie haute (high side). Ce lit peut être perturbé à la moindre variation du train de tige. Dans cette zone les cuttings ont aussi tendance à glisser vers le bas à contre-courant (phénomène d'avalanche, surtout à l'arrêt de circulation).

➤ **Zone 3 :** plus de  $65^\circ$ , (avec  $\gamma > 65^\circ$ ).

Dans cette section du puits, les cuttings plus gros et plus denses forment un lit plus stable que celui de la zone 2. Cette tendance s'explique aussi par l'utilisation des boues de densité plus faible en zone du réservoir. Les cuttings sont soumis de la part de la boue locale à des vitesses annulaires de plus en plus faibles, mais la tendance à glisser vers le bas contre le courant n'existe plus. (FIG.3.7).



**Fig. 3.7 : Concentration des cuttings en fonction de l'inclinaison,**  
(Source : Hole Cleaning in Deviated Wells).

### 1.2.2 : Paramètres géométriques affectant le nettoyage :

Ce sont des paramètres qui ne peuvent être modifiés que légèrement ou pas du tout. Entre autre nous avons :

- Angle d'inclinaison.
- Excentricité de la garniture.
- Dimensions, forme et densité effective des cuttings.

**Angle d'inclinaison :** En considérant un fluide de forage de densité donnée, qui est généralement fixée par la stabilité des parois du trou, on peut diviser le puits en trois zones critiques d'accumulation des cuttings en fonction de l'angle d'inclinaison. Ainsi pendant le choix du profil du puits on devrait :

- ⇒ Eviter d'avoir une longue section inclinée (slant hole) avec une inclinaison comprise entre les angles critiques  $\beta$  et  $\gamma$ , surtout si cette section sera suivie d'un drop-off, car les cuttings risquent de s'accumuler par avalanche ;
- ⇒ Si possible essayer de monter en inclinaison de  $\beta$  à  $\gamma$  le plus bas possible et le plus vite possible afin de raccourcir la zone où le lit de cuttings tend à glisser vers le bas.

**Excentricité de la garniture :** La centralisation de la garniture améliore nettement le nettoyage du trou. Quand l'inclinaison est entre  $\beta$  et  $90^\circ$ , la plupart de cuttings sont situés dans la partie inférieure de l'annulaire, et en l'absence de rotation du train de tiges ils restent soumis à des vitesses de retour  $V_a$  de la boue faibles.

**Cuttings :** La taille et la forme des cuttings produits par l'outil dépendent de la lithologie, de la vitesse d'avancement et du type d'outil. Plus les cuttings sont petits, plus il leur est facile de s'élever dans l'annulaire. Ce phénomène peut être accentué en diminuant leur densité effective (par hydratation avec une boue à l'eau).

Les cuttings n'étant pas mouillable à l'huile, ils ont davantage des difficultés à remonter avec cette dernière. Ceux en forme de disque ou de coupeau s'élèvent plus facilement que ceux en forme de sphère ou de grain.

### 1.3 : Sédimentation de la barytine :

Des études approfondies ont révélé que la sédimentation de la barytine :

- Est très importante à des angles de puits élevés ;
- A tendance à augmenter lorsque la densité de la boue est augmentée ;
- S'accroît avec le temps d'arrêt de la circulation.

### 1.4 : Protection du gisement :

Afin de préserver l'endommagement de notre gisement, plusieurs paramètres doivent faire l'objet d'une attention particulière. Ainsi :

- La boue de forage doit être compatible avec la roche de la formation à forer et avec les fluides qu'elle contient ;
- On doit minimiser l'interférence des strates de déblais avec la cimentation de la colonne de production.

## 2 - Régime d'écoulement

Le fluide de forage est sujet à une variété de modes d'écoulements pendant le processus de forage d'un puits. Ces types d'écoulements peuvent être classés comme suit : (FIG.3.8).

### 2.1 : Régime permanent :

L'écoulement est parfaitement établi, Ceux-ci se classent en :

- 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) **Écoulement en bouchon :** (*plug flow*) où le fluide se déplace comme un bouchon le long de tube, la vitesse est uniforme sur tout le rayon.

**Note :** pour déterminer le régime d'écoulement, on calcule le nombre de Reynolds par la formule suivante :

$$N_{Re} = \frac{V D \rho}{\mu}$$

$V$  = vitesse de déplacement (m/s)

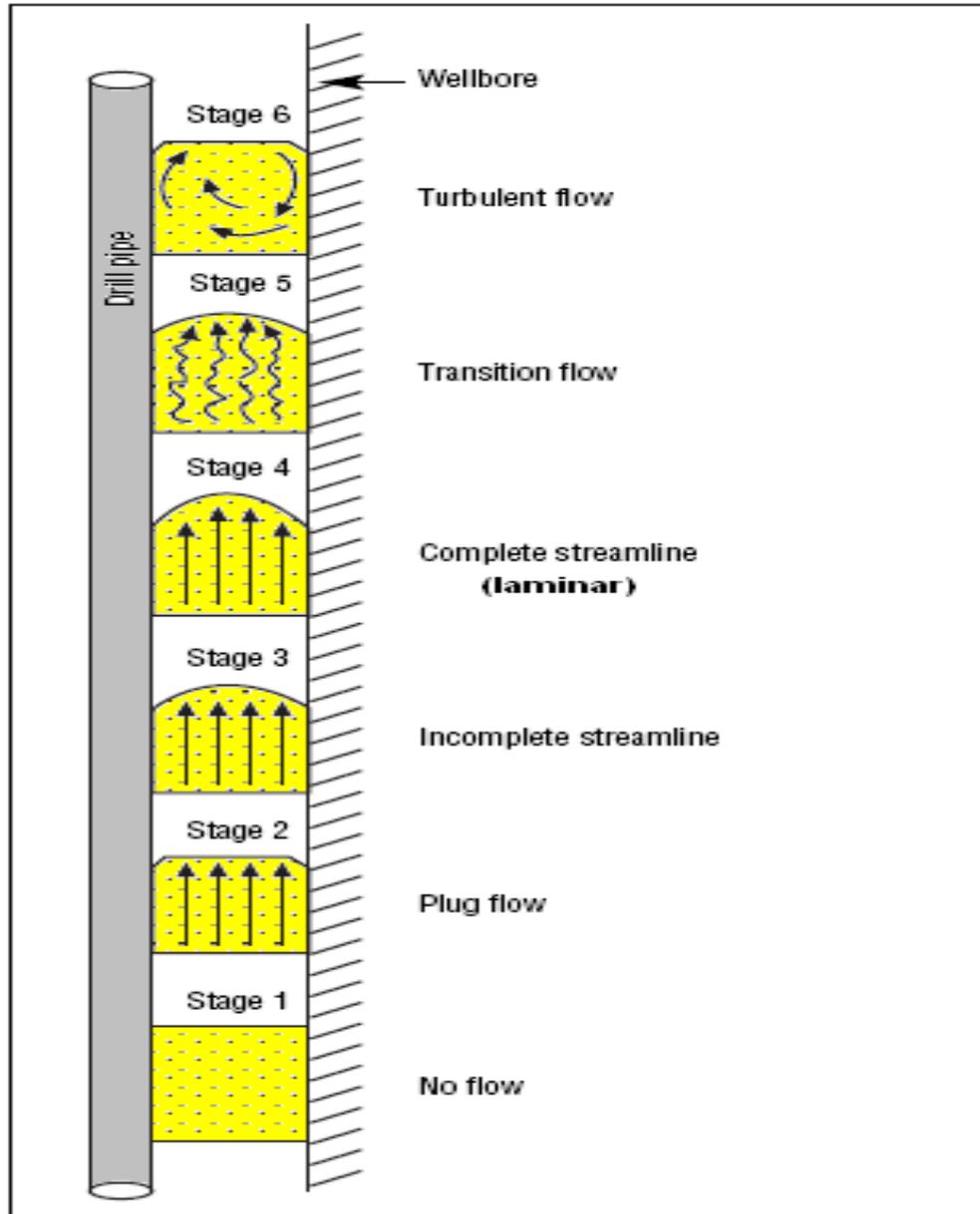
$D$  = diamètre (m)

$\rho$  = masse volumique ( $\text{kg/m}^3$ )

$\mu$  = viscosité dynamique (Pa.s)

Pour les fluides bingamien on a :

- Si  $N_{Re} < 2100$ , le régime est laminaire.
- Si  $N_{Re} > 2100$ , le régime est turbulent.
- Et pour les fluides en puissance, le Reynolds critique est donné par :  
 $N_{Re}=3470-1370*n$ .



**Fig.3.8 : Régimes d'écoulements,** (Source : Drilling Fluids Technology).

## 2.2 : 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 au laminaire. Des expériences de laboratoire et l'observation pendant le forage ont montré que le régime d'écoulement requis pour un nettoyage optimal du puits est en fonction de l'inclinaison. (FIG.3.9).

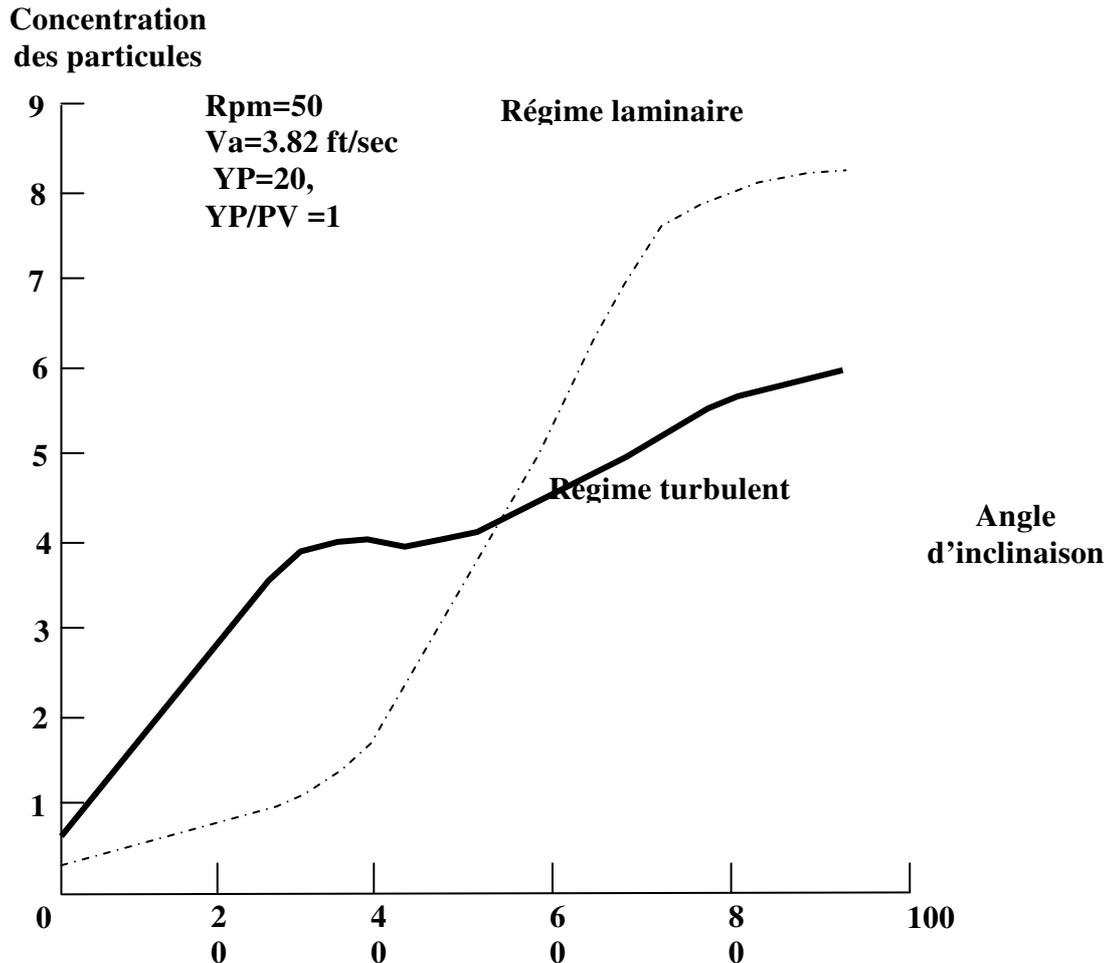


Fig.3.9 : L'Effet du régime d'écoulement sur la concentration annulaire des cuttings.  
(Source : Drilling Fluids Technology).

#### Commentaire de la figure :

- Pour les angles de 0° à 45° degré on remarque que le régime laminaire donne des meilleurs résultats car la concentration des cuttings dans l'espace annulaire est inférieure à celle avec le régime turbulent ;
- Pour les angles de 45° à 55° degré on remarque que les deux régimes d'écoulement donnent des résultats plus ou moins identiques. L'un ou l'autre de ces deux régimes est satisfaisant.
- Plus de 55°degré le régime turbulent donne des meilleurs résultats car la concentration des cuttings est plus faible qu'avec le régime laminaire.

#### 2.3 : Rotation de la garniture de forage :

Un strict contrôle des paramètres de forage améliore sensiblement le transport des solides, parmi ces paramètres on trouve la rotation de la garniture de forage. (FIG.3.10).

- **Rotation et Régime turbulent :** En régime turbulent, la rotation du train de tiges n'a pratiquement aucune influence sur l'enlèvement des cuttings.
- **Rotation et Régime laminaire :** En régime laminaire, la rotation du train de tiges est manifestement bénéfique, tout spécialement dans les sections où repose un lit de cuttings. L'augmentation de la vitesse de rotation tend à remuer le lit de cuttings d'une

part, et à introduire des turbulences localement dans la boue d'autre part, contribuant ainsi à un meilleur nettoyage.

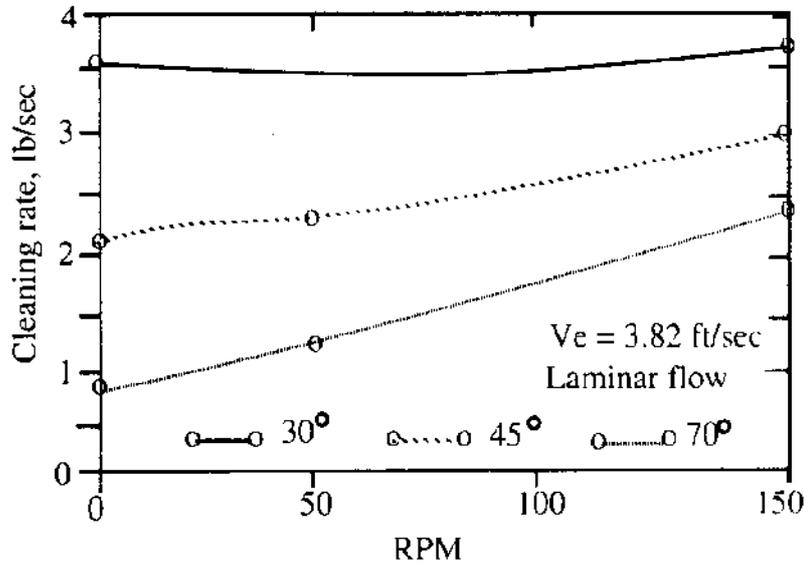


Fig.3.10 : Effet de la vitesse de rotation sur l'enlèvement des cuttings, (Source : Drilling Fluids Technology).

**Note :** La rotation diminuerait également l'ECD (equivalent circulation density)

➤ **Rotation et viscosité :** L'effet de la rotation est variable selon la viscosité du fluide de forage : Minimale quand on circule un fluide de faible viscosité, même à débit élevé (turbulent) ; Important quand on circule de la boue visqueuse, même si le débit est moindre.

**3 - Rhéologie**

La rhéologie est la science qui étudie les déformations et l'écoulement de la matière. La boue est définie par plusieurs paramètres dont le contrôle permet d'avoir :

- Un bon rendement des pompes.
- Le maintien des zones fragiles
- La remonté des déblais en surface.
- Le bon nettoyage de puits.

**3.1 : Types de fluides :**

L'écoulement d'un fluide est caractérisé par une fonction entre la tension de cisaillement et la vitesse de déformation de ce fluide. Ils existent plusieurs modèles d'écoulement :

On définit :

⇒ *Le taux de cisaillement (ou vitesse de déformation) par :*

$$\gamma = \frac{dv}{dr} = \frac{\text{Différence de vitesse entre deux lames voisines}}{\text{Distance entre ces deux lames}}$$

Avec :

$\gamma$  : taux de cisaillement en  $S^{-1}$  (1/S).

⇒ La tension de cisaillement comme force par unité de surface de la lame qui provoque le cisaillement. Soit alors :

$$\tau = \frac{df}{ds} \quad [\tau] = \frac{\text{Neweton}}{m^2} = pa$$

Pour un taux de cisaillement spécifié, on définit la viscosité  $\mu$  telle que :

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \quad ; \text{Exprimée en Pa.S}$$

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

$$\tau = \mu \cdot \gamma$$

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

➤ **Modèle 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.

➤ **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 (*aussi appelée Yield value*). Ces fluides sont caractérisés par deux constantes :

- Tension limite de cisaillement qui correspond à la force minimale pour provoquer l'écoulement.
- Viscosité plastique 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 :

$$\tau = \tau_0 + \mu \cdot \gamma$$

Avec :

$\zeta_0$  : Yield point.

$\mu$  : Viscosité plastique.

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.

➤ **Le modèle en puissance** : Comme pour les fluides newtoniens, le fluide 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 :

$$\tau = K \cdot \gamma^n$$

Avec :

K ≡ le coefficient de consistance.

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

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

$$n = 3.32 \log\left(\frac{\text{Fann } 600}{\text{Fann } 300}\right)$$

Les différents modèles et leurs représentations graphiques sont résumés sur la figure suivante. (FIG.3.11).

Système rhéologique	Equation rhéologique	rhéogramme	Commentaire	
Fluide newtonien	$\tau = \mu \gamma$		μ viscosité apparent	
fluide non newtonien	Fluide binghamien	$\tau = \tau_0 + \mu_p \gamma$		τ₀ yield point μ <sub>p</sub> viscosité plastique
	Fluide en puissance	$\tau = K \gamma^n$		K' indice de consistance n indice rhéologique

Fig. 3.11 : Les différents modèles d'écoulement, (Source : Drilling Fluids Technology).

### 3. 2 : 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 :

#### 3.2.1 : La viscosité :

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. Quatre types de viscosité sont à considérer :

**a) viscosité Marsh :** La viscosité Marsh 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 fonction de cisaillement, sa viscosité effective ( $\mu_e$ ) est celle sous des conditions spécifiques incluant la vitesse de cisaillement, la pression et la température.

**c) viscosité apparente :** La viscosité effective est parfois référée à la viscosité apparente ( $\mu_a$ ). La viscosité apparente est rapportée de part ou d'autre à la lecture du viscosimètre Fan, (qui est un système à deux cylindre 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 ( $\Theta_{300}$ ), ou la moitié de lecture à la vitesse 600 tr/min ( $\Theta_{600}$ ), nous permettent de déterminer la viscosité apparente :

$$\mu_a (cP) = \frac{\Theta_{600}}{2}$$

Avec :  $\mu_a$  : la viscosité apparente

$\Theta_{600}$  : Lecture Fan 600

**d) Viscosité plastique ( $\mu_p$ ):** La viscosité plastique exprimée en centipoise (Cps) ou en (pascal \*seconde) est calculée à partir des lectures du viscosimètre Fan. Soit la formule :

$$\mu_p (cp) = \Theta_{600} - \Theta_{300}$$

La viscosité plastique est généralement décrite comme la résistance à l'écoulement causée par les frictions (frottements mécaniques), elle est affectée principalement par :

- Concentration en solides.
- La taille et la forme des particules solide.
- La viscosité de la phase fluide.
- Présence des polymères à longue chaîne tel que hydroxy-méthyl-cellulose (HMC) et le carboxyméthyl-cellulose (CMC).
- Le rapport huile eau (O/W).

- Type d'émulsifiant dans une boue inverse.

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  $\mu_p$ .

### 3.2.2 : le yield point :

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

$$Yp (lb / 100 ft^2) = 2 \times \Theta_{300} - \Theta_{600}$$

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).

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 désintégration des particules d'argiles par l'action meulage de l'outil ou de la garniture de forage, créant des nouvelles forces résiduelles sur la face résultante, ces forces tendent à pousser les particules au point d'être désorganisées formant ainsi une structure floculée.
- L'introduction des solides inertes dans le système, augmente le yield point, cela fait suite à l'occupation des interstices entre particules réduisant la distance de part et d'autre, en augmentant les forces d'attraction.
- 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.
- Le traitement par des argiles organophiles, ou une modification rhéologique de la boue émulsionnée inverse influencera le yield point.

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.

### 3.2.3 : Thixotropie et gels :

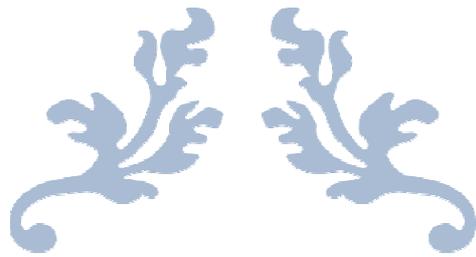
La thixotropie est une propriété présentée par certains fluides mis au repos. Ces fluides forment une structure de gel (structure rigide). Cette structure peut être détruite par une simple agitation (cisaillement) ; le fluide est dit thixotrope si le phénomène est réversible et non instantané. La plus part des fluides à base d'eau présentent cette propriété qui est due à la présence des particules électriquement chargées ou des polymères spéciaux qui tendent à lier l'ensemble formant une matrice rigide. La lecture du gel s'effectue sur un intervalle de 10 secondes à 10 minutes et même à 30 minutes dans certaines situations critiques. La différence entre le gel 10 minutes (gel 10) et le gel 10 secondes (gel 0), représente le degré de thixotropie

des fluides. La structure du gel formée est en fonction de la quantité et du type des solides en suspension, du temps, de température et de traitement chimique.

Autrement dit toute promotion ou prévention d'enchaînement des particules, va augmenter ou diminuer la tendance des fluides à se gélifier. Un gel excessif peut causer les complications ci-dessous :

- L'occlusion d'air ou de gaz dans le fluide ;
- Une pression excessive (surpression) lors de reprise de circulation après manœuvre ;
- La réduction de l'efficacité des équipements de traitement des solides ;
- L'augmentation des risques de pistonnage lors des manœuvres ;
- Présente une nuisance à l'utilisation des enregistrements (logging tool).

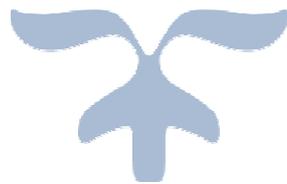
Il est à noter que si les valeurs de gel initial et de gel 10 sont très importantes et proches entre elles de point de vue valeurs, alors une floculation s'est déjà produite.



---

CHAPITRE IV  
ETUDE DE CAS  
« PUIT RNZ-128 »

---



**1 - Généralité sur le puit RNZ-128**

**1.1 : But du sondage**

RNZ-128 est un puits de développement incliné dans les réservoirs Ordoviciens de la région de Rhourde Nouss Centre, les Grès d'Ouargla et les Quartzites de Hamra seront l'objectif principal de ce forage. Il permettra l'optimisation de la production de gaz à condensât dans le cadre du développement du Projet Rhourde Nouss Quartzites grâce à sa trajectoire inclinée de 37,9° à 72° dans le réservoir avec un azimuth stable de N232 parallèle à la contrainte minimale afin d'intercepter le maximum de fractures ouvertes. (FIG.4.2).

**1.2 : Situation géographique**

RNZ 128 se trouve à environ 450 m au Sud-Ouest de RNA-8, à 400 m à l'Ouest de RNZ-115, à 310 m au Nord-Est de RN-46 et à 460 m au Nord de RN-101. (TAB.4.1), (FIG.4.1).

Coordonnées UTM 32	
X	281 835,431
Y	3 284 673,102
Z Sol	265,806 m
Z Table	Environ 275 m
Appareil : ENF-52	

Tab.4.1 : Coordonnées définitives en UTM 32.

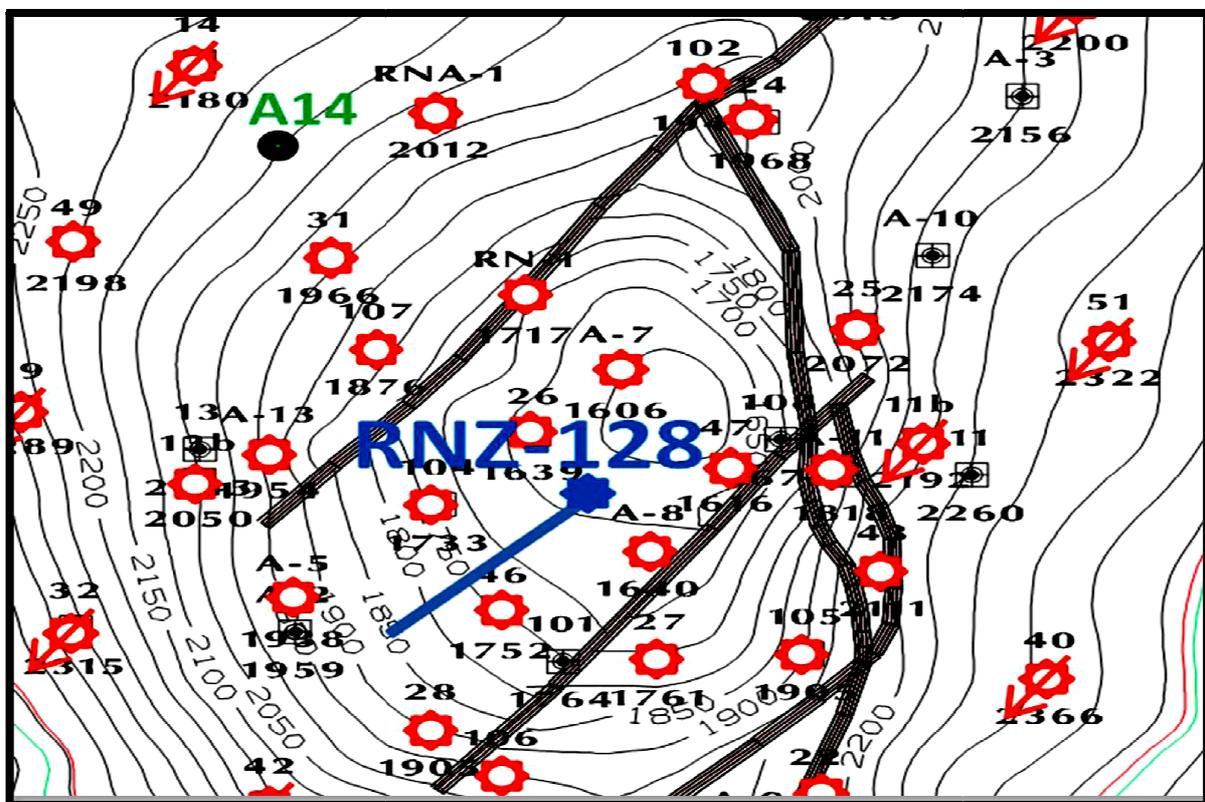


Fig.4.1 : Carte structurale au toit du TAGS de puit RNZ-128, (Source : Documentation Sonatrach).

SH - ACTIVITE EXPL & PROD		UTM Coordinates		Geographic Coordinates		L TYPE / DEVELO		Contract / ENFOR : RIG / ENF52									
DIVISION PRODUCTION - DP		X = 281835,431	m	M = 06° 44' 44.43"	E	STRUCTURE / RM CENT		Spud Date : 23/01/2016									
DIRECTION REGIONALE - RNS		Y = 3284673,102	m	L = 29° 40' 31.02"	N	RESERVOIRS / QH & G		End Drill Date : 26/07/2016									
Division Engineering & Production		Zs = 265,806	m	Zt = 275	m			TD driller : 4100 MD									
Service Géologie		INTEGRET PROJECT / DEVELOPEMENT DES QUARTZITES						TD Logger : NR									
								Complétion D									
LITHO		FORMATION - TO				CASING & CEMENT		CASING_DATA (Driller Depth)									
		TVD	MD	Elect	m	(Driller Depth en m)		OH	Mw(sg)	CH	Top(m)	Bottom(m)	Type	Grade/eig	TOC		
<b>MIO - PLOCENE</b>		10	10	10	323			36"	--	30	0	30	--	--	--		
<b>C R E T A C E</b>	SENON/ CARBONATE	325	325	333	152	30		26"	1,05	185/8"	0	511	BTC	K55	37,5		
	SENON/LAGUNAIRE	482	482	485	141	511		16"	1,30	133/8"	0	1570	BTC	N80	68		
	SENON/SALIFERE	635	635	626	59			12" 1/4"	1,70	95/8"	0	1890	BTC	P110	47		
	TURONIEN	690	690	685	80			8 1/2"	1,35	7"	0	3173	N.V.M	P110	32		
	CENOMANIEN	805	805	765	115			6"	1,32	4,5" blk	2818	2163	N.V.M	P110	13,5		
	ALBIEN	850	850	880	127					4,5" blk	3163	4099	N.V.M	N80	13,5		
	APTIEN	Erodé															
Eocene		Erodé															
NEOCOMIEN		1006	1006	1007	121												
<b>J U R A S S I Q U E</b>	MALM	1130	1130	1128	47												
	DOGG.ARGILEUX	1240	1240	1185	88												
	DOGG.LAGUNAIRE	1366	1366	1273	162												
	LIAS DOLOM / LD1	1470	1470	1435	136												
	LIAS /MIV H / LD2	1569	1569	1571	10												
	LIAS ARG-SALIFE / LS1	1580	1580	1581	27	1570											
	LIAS HOR B / LD3	1610	1610	1608	22												
	LIAS SALIFERE	1630	1630	1630	213												
	LIAS ARGILEUX	1860	1860	1843	56												
	LIAS ARGILEUX S	1895	1895	1899	179	1890											
<b>T R I A S</b>	INTERMEDIAIRE II	2055	2055	2078	22												
	ARGILEUX MOYEN	2103	2103	2100	35												
	INTERMEDIAIRE I	2169	2169	2135	106												
	ARGILO-GRESEUX	2212	2212	2241	36												
	UNITE B2	Erodé															
<b>S I L U R I E N</b>	UNITE B1	2278	2278	2277	63												
	UNITE A2	2339	2339	2340	102												
	UNITE A1	2446	2446	2442	16												
	UNITE M2	2465	2465	2458	127												
	UNITE M1	2567	2567	2585	43	TOL 4" 1/2 @ 2818m											
	SILURIEN ARGILEUX	2827	2827	2828	206	KOP1 @ 2867											
<b>O R D O V I C I E N</b>	DALLE DE M'KRATT	2833	2833	2834	4												
	ARG. MICROCONGLON	2843	2843	2838	100												
	GRES D'OUED SARET	2936	2936	2938	123												
	ARGILES D'AZZEL	3052	3052	3061	39												
	GRES DE OUARGLA	3129	3154	3160	179	TCP @ 3163											
	QUARTZITES DE HAMF	3261	3339	3339	> 761	KOP 2/ST1 @ 3713 m											
	GRES D'EL ATCHANE	---	---	---	---	4 1/2" Liner shoe 4099m											
ARGILE D'ELGASSI	---	---	---	---													
<b>PROFONDEUR FINALE</b>		3511	3511	NR		TD Final 4100 MD											

LOGGING_DATA									
Sect	date	Comp	Jobs						
14x133/	14/02/16	Hesp	R-SONIC-CALIPER-LOG DE DEVI						
12x95/	24/02/16	Hesp	GR-SONIC-CALIPER-LOG DE DEV GR-CBL-VDL-CCL -----13"3/8						
8 1/2 x 7"	06/04/16	Hesp	GR-SONIC-CALIPER-RESIST- GR SPECTRO-DEVI- CBL/VDL ----- 9 5/8"						
6" x 4 1/2	28/07/16	Hesp	GR-SONIC-RESIST-CALIPER-DEV Pas de DENS-NEUT Imagerie (CAST I)						
11/03/16		HESP	GR-CCL-RBT-----Liner 4,5"						

CORES_DATA									
No	Reservoir	DEPTH		RECOV.					
CORES		Top	Bottom	(m)	(%)				
---		NO CORING							

DEVIATION_DATA									
KOP1 @ 2867 ; INC = 72 ; AZ = N235									
---	MD	TVD	ELEC	INC	AZ	VS(m)			
TOL	2818	2818	---	0°	95				
CSh/7	3173	3147	---	39°	229	928,11			
CPake	3163	3140	---	38°	229				
SL4 1/2"	4099	3511	---	75,5°	231				
TD/OH	4100	3511	---	75,5°	231				

DST_DATA le 15/08/2016									
...../...../2016	24/64	32/64	40/64	48/64					
PFS (kg/cm)									
PFD (kg/cm)									
Ptête (kg/cm)									
Ttete (degc)									
Q gaz (m <sup>3</sup> )									
Qcond (m <sup>3</sup> )									
Qeau (m <sup>3</sup> )									

Fig.4.2 : Fiche technique de puit RNZ-128, (Source : Documentation Sonatrach).

### 1.3 : Historique du puits

RNZ-128 est un puits de développement incliné dans les réservoirs Ordoviciens de la région de Rhourde-Nouss Centrale. Les réservoirs Ordovicien de Rhourde-Nouss sont composés de trois formations (Grès d'Ouargla/Quartzite de Hamra et Grès d'Al- Atchane). Les Quartzite de Hamra est la formation la plus importante et a mis en évidence la présence de gaz riche en condensât. C'est pour cela les Q.H et les Grès d'Ouargla seront l'objectif principal de forage.

Il permettra l'optimisation de la production de gaz à condensât dans le cadre du développement du Projet Rhourde-Nouss Quartzites de Hamra grâce à sa trajectoire inclinée de 37,9° à 72° dans le réservoir avec un azimuth stable de N232 parallèle à la contrainte minimale afin d'intercepter le maximum de fractures ouvertes.

### 1.4 : Déroulement de la phase 6'' :

#### ➤ But de la phase 6'' :

- Forer un drain dans le réservoir. Profil de la phase selon la Fiche Puits : build up éventuel, puis partie stabilisée ou drop off.
- Mettre en production le drain, soit en découvert, soit après mise en place d'un liner 4 ½".

#### ➤ Risques particuliers :

- Risques de pertes dans les zones fissurées ou très perméables.
- Risques de venues de gaz, particulièrement à proximité de puits injecteurs de gaz.
- Risques de coincements par pression différentielle.
- Instabilité des parois.
- Risques de side track en reforage des sections à fort dog leg.

#### ➤ Déroulement de la phase 6 :

- Forage en MWD avec moteur de fond jusqu'à la côte finale vers 4100 m MD (-3237 m TVDSS), soit après pénétration des Quartzites de Hamra de 727 m en MD.
- Utilisation requise de l'enregistrement Gamma Ray lors du forage en MWD Le forage de la phase 6" du RNZ-128 comportera 2 sections bien distinctes : (FIG.4.3).
  - 1ere section : de 3191 à 3640 m MD : Forage avec inclinaison variable de 37,9° à 72° et un azimuth stable de N235.
  - 2eme section de 3460 m à 4100 m MD : Forage avec inclinaison stable de 72° et un azimuth stable de N235. L'inclinaison 72° permet d'optimiser le mieux le forage dans les zones perméables, de hautes diffusivité et très fracturées naturellement.

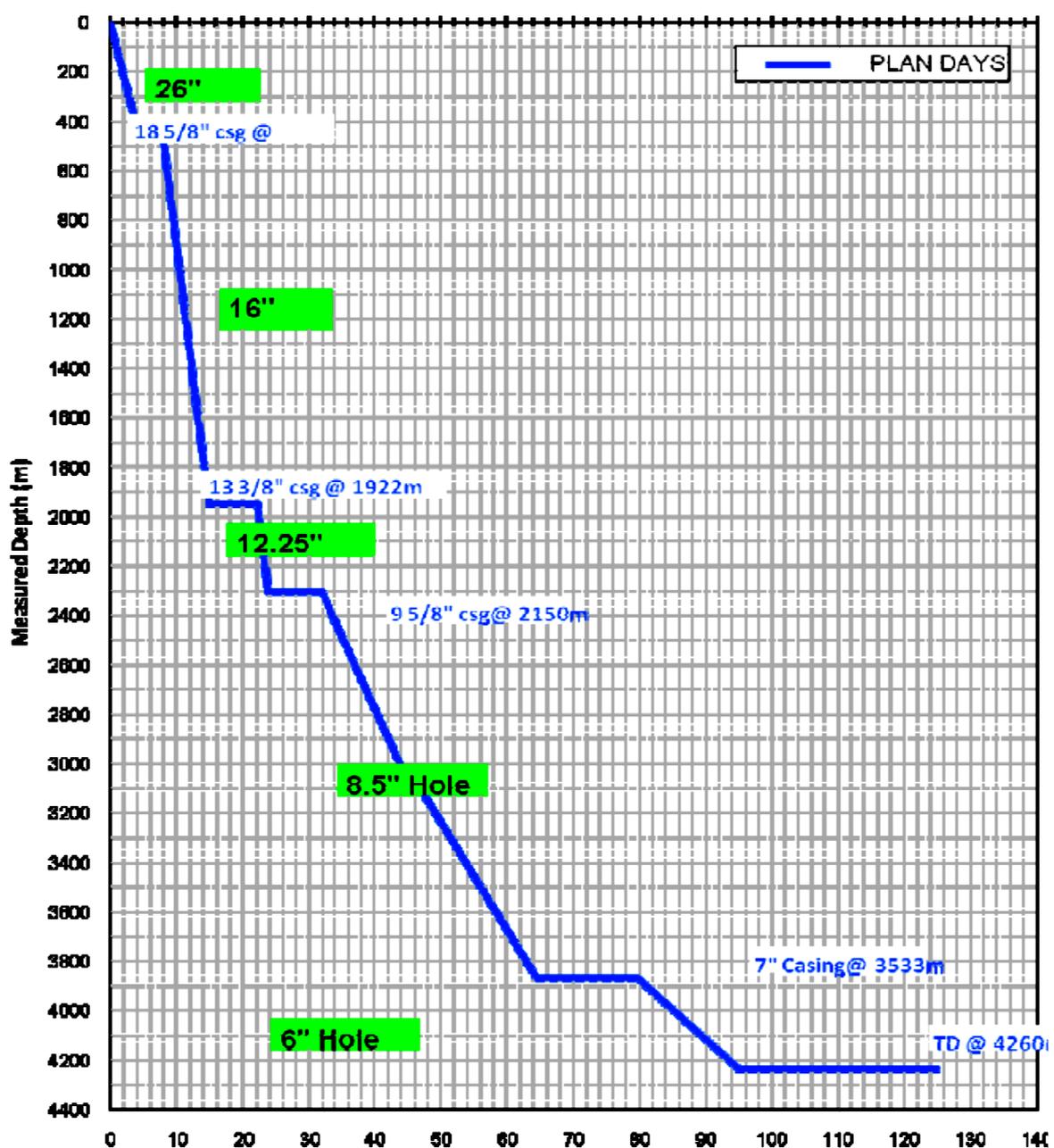


Fig.4.3 : Courbe d'avancement (RNZ-128 Time vs Depth), (Source : Documentation Sonatrach).

## 2 - Problématique :

Le nettoyage du puits est l'une des principales fonctions du fluide de forage. Cela consiste en l'évacuation des cuttings générés par l'outil de forage, les retombés de formations, jusqu'en surface. Cependant, toute défaillance de nettoyage peut résulter de sérieux problèmes. Entre autre : collage par pression différentielle, excessivité de torque et drag, éboulement des formations, perte de circulation, augmentation de viscosité et de gels, faible vitesse d'avancement etc.

Dans les puits fortement déviés et horizontaux, le problème de nettoyage est accentué par la tendance des cuttings à s'accumuler sur la génératrice inférieure du trou par effet de gravité surtout en l'absence de circulation. En effet, les cuttings n'ont à parcourir qu'une petite

distance avant de s’accumuler et former un « lit des cuttings » pratiquement appelé « cuttings bed ». Ainsi, l’efficacité du transport des solides dans les puits fortement déviés et horizontaux peut être améliorée en optimisant les paramètres suivants :

- Régime d’écoulement.
- Vitesse annulaire moyenne (Va).
- Rhéologie du fluide de forage.
- Densité du fluide de forage.

Pendant le forage de drain horizontal du puits RNZ-128 a enregistré une augmentation du torque et drag avec une faible vitesse d’avancement, ce qui a nécessité de faire un back reaming avec circulation jusqu’au sabot afin de vérifier le nettoyage du puits. Après la circulation on a observé une importante quantité de cuttings en surface, ce qui permet de dire : on a un problème de mauvais nettoyage de puits. L’objectif de cette étude est d’identifier l’influence des paramètres de forage sur le nettoyage du puits.

**3 - L’observation des paramètres affectant l’évacuation des déblais :**

L’une des principales fonctions des fluides de forage, l’évacuation des déblais du fond de puits et leur transport effectif vers la surface. Le choix des paramètres optimaux est un facteur primordial pour assurer le bon nettoyage dans les puits horizontaux. Les paramètres à étudier sont :

- Débit de pompage et la vitesse annulaire.
- La vitesse d’avancement (ROP).
- La rotation de la garniture de forage
- La rhéologie (viscosité, régime d’écoulement...).
- La densité de la boue.

**3.1 : Le principe de calcul :**

**3.1.1 : Les équations utilisées : (TAB.4.2).**

vitesse de la particule	$V_p = V_{fv} - V_s$	
lift facteur Et	$V_{fv} > V_s$ $Et = (V_{fv} - V_s) / V_{fv}$ Et= 0 a 1 (la particule est évacuée)	
	$V_{fv} < V_s$ $Et = (V_{fv} - V_s) / V_{fv}$ Et= -1 a 0 (la particule se sédimente)	
La vitesse de sédimentation $V_s$	Etat statique	$V_s = 5,78 \left[ \frac{D_{part}^{1,6} (\rho_p - \rho_m)}{\mu_a^{0,6} \rho_f^{0,4}} \right]^{0,71}$
	Etat dynamique	$V_s = 82.87 \frac{D_{part}^2 (\rho_p - \rho_m)}{\mu_a}$ <p>Régime laminaire</p>

		$V_s = 2.9 \frac{D_{part} (\rho_p - \rho_m)^{2/3}}{\rho_m^{1/3} \mu_a^{1/3}}$
		Régime transitoire
		Régime turbulent
		$V_s = 1.54 \frac{(D_{part} (\rho_p - \rho_m))^{1/2}}{\rho_m}$
vitesse annulaire $V_a$	$V_a = \frac{24.50(Q)}{(D)^2 - (d)^2}$	
vitesse critique $V_C$	$V_C = \left[ \frac{97 PV + 97 \sqrt{PV^2 + 6.2 \rho (D-d)^2 \times YP}}{\rho (D-d)} \right]$	$V_C < V_a$ : le régime dit turbulent. $V_C > V_a$ : le régime dit laminaire.
pertes de charges dans l'annulaire $P_a$	$P_a = \sum P_{ai}$	régime laminaire $P_{ai} = \frac{L \times PV \times V_a}{60000(D-d)^2} + \frac{L \times YP}{225 \times (D-d)}$
		régime turbulent $P_{ai} = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times L \times \rho^{0.8} Q^{1.08} \times PV^{0.2}}{(D+d)^{1.8} (D-d)^3}$
densité annulaire $d_{ann}$	$d_{ann} = d_{int} + \frac{D^2 ROP (2,5 - d_{int})}{118,41Q - 60(D^2 - d^2)V_s}$	
ECD	$ECD = d_{ann} + \frac{P_a 10,2}{TVD}$	
volume de déblais remontés	$V = \frac{84.45.ROP.D^2}{Q}$	
pertes de charges dans les orifices de l'outil	$P = \frac{dQ^2}{2959,41C^2A^2}$	
la vitesse aux duses d'outil	$V = \frac{Q}{38,71A}$	
puissance hydraulique aux duses de l'outil	$Ph = \frac{PQ}{44750}$	
la puissance hydraulique par rapport au front de taille	$P_{hHSI} = \frac{PQ}{35140D^2}$	

Tab.4.2 : Les équations utilisées.

3.2 : Application sur la phase 6'' : (TAB.4.3).

Calcul de $V_s$	$d_p = 0.1 \text{ in.}$ $A = 1,05 \text{ in}^2,$ $\rho_f = 9,33 \text{ ppg}$ $\mu_a = 20 \text{ cps}$ $PV = 19 \text{ cp}$ $\rho_p = 21,66 \text{ ppg.}$ $YP = 11,50 \text{ lb /100ft}^2$	D'après la formule (1) : $V_s = 22,32 \text{ ft/min}$		
Calcul de la densité annulaire $d_{ann}$ et %volume des déblais V	$ROP = 2,75 \text{ m,}$ $d_{int} = 9,33 \text{ ppg,}$ $D = 6 \text{ pouce,}$ $d = 3,5 \text{ pouce,}$ $V_s = 6,7 \text{ m/min}$	Débit des pompes lpm	Densité annulaire SG	%Volume des déblais
		750	1.1224	0,1118
		800	1.1222	0,1045
		850	1.1220	0,0984
		900	1.1218	0,0930
Calcul des pertes de charges $P_a$	MD 4100 m. Pour $Q = 750 \text{ lpm}$	Pertes de charges totales (psi) 188,46		
	Pour $Q = 800 \text{ lpm}$	Pertes de charges totales (psi) 199,15		
	Pour $Q = 850 \text{ lpm}$	Pertes de charges totales (psi) 210,09		
	Pour $Q = 900 \text{ lpm}$	Pertes de charges totales (psi) 221,57		
Calcul de l'ECD	Débit lpm	ECD SG		
	750	1,1550		
	800	1,1567		
	850	1,1584		
	900	1,1602		

Tab.4.3 : Application à la phase 6''.

4 - Simulation des résultats avec HyCalc

En fur et à mesure que le nombre des sections augmente, les calculs deviennent plus en plus complexes. C'est pourquoi on s'est permis d'utiliser un logiciel de calcul "HyCalc", voici un petit aperçu sur ce logiciel :

- **Input data :** Pour faciliter la tâche, les données sont divisées en quatre :
  - Project.
  - données des formations,
  - Tubular data,
  - Fluids parameter.

Les représentations schématique de l'input data sont mentionnés ci-après.

- **Formation/surveillance :** (FIG.4.4).

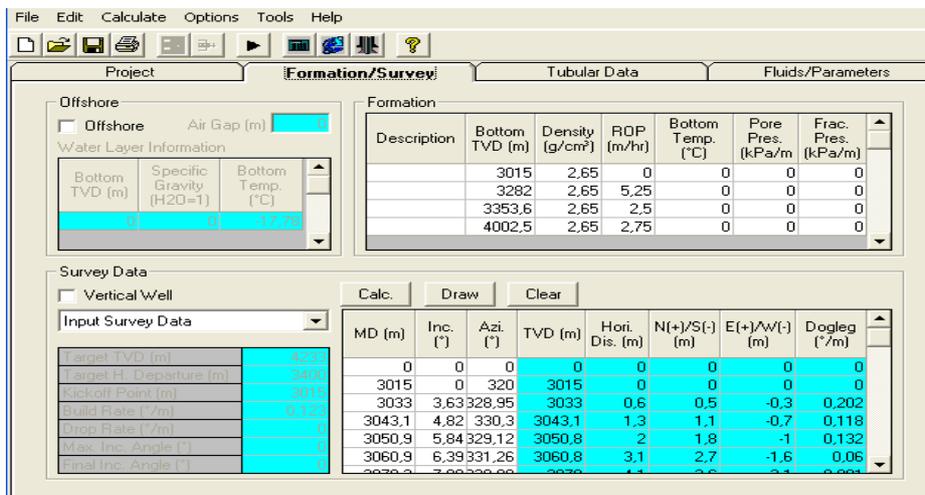


Fig.4.4 : Représentation schématique de la fenêtre de formation surveillance, (Source : Documentation Sonatrach).

- **Tubular data :** (FIG.4.5).

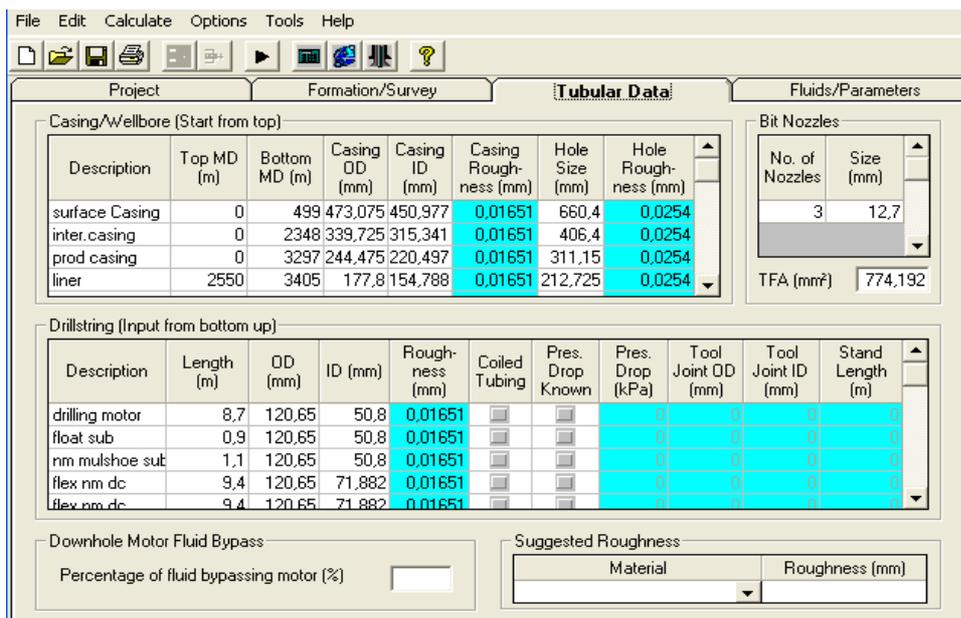
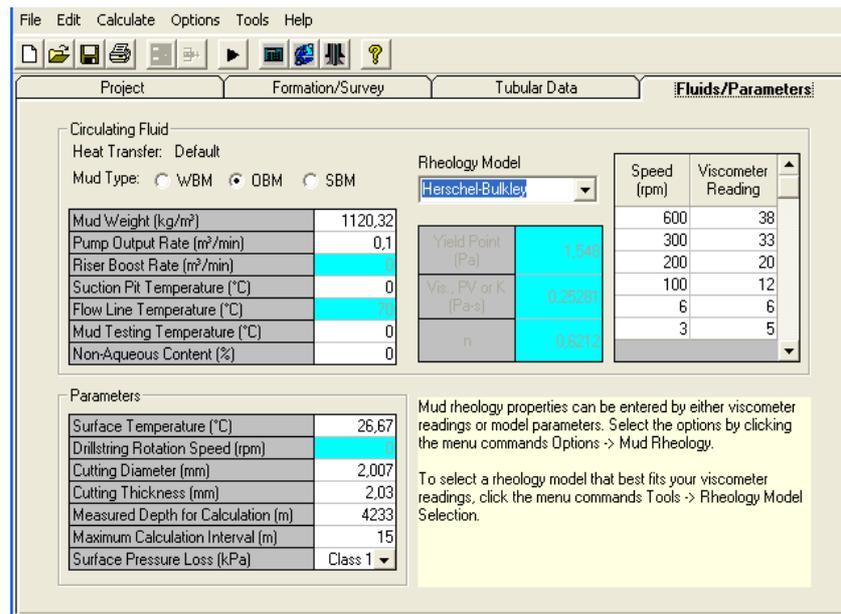


Fig.4.5 : Représentation schématique de la fenêtre de Tubular data, (Source : Documentation Sonatrach).



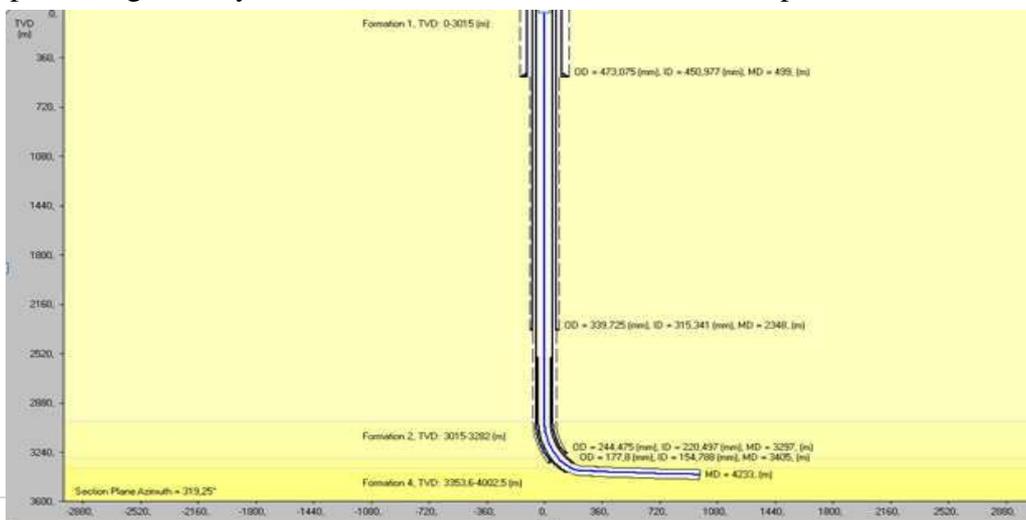
➤ Fluids/paramètres : (FIG.4.6).

**Fig.4.6 : Représentation schématique de la fenêtre de paramètres de fluide,**  
(Source : Documentation Sonatrach).

➤ **Calculs et output :** Les outputs de HyCalc sont :

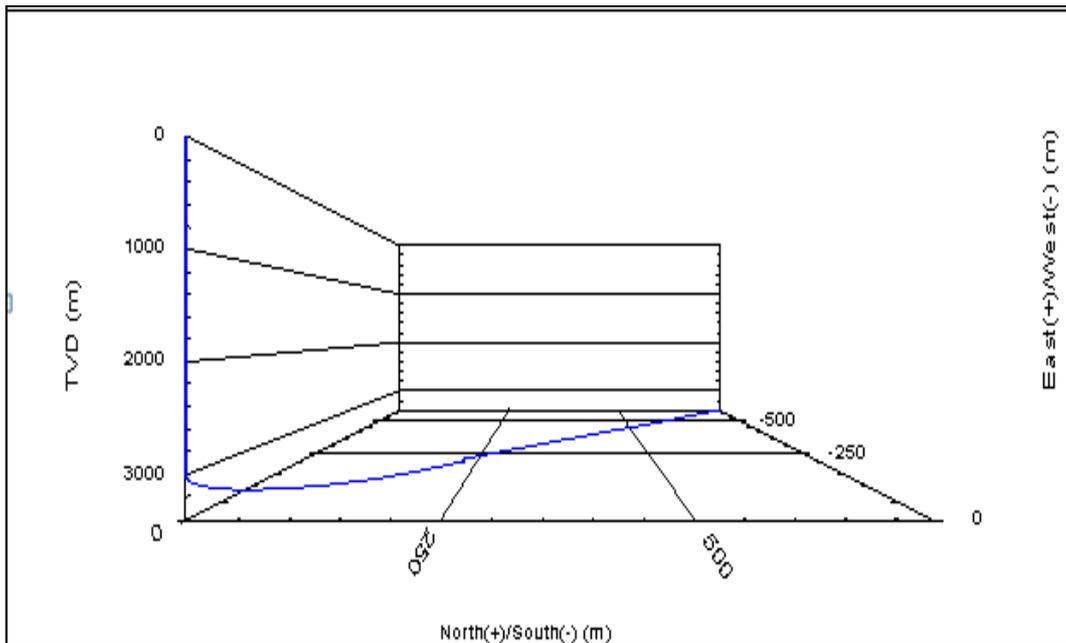
- la circulation hydraulique.
- la pression hydrostatique.
- les pertes de charges.
- le pistonage.
- les paramètres de circulation initiale.
- calcul hydraulique dans les duses.
- HTHP rhéologie.
- Les déférents graphes.
- La configuration de puits et sa géométrie.

➤ **La configuration du puits :** Voici le nouveau profil de notre puits RNZ-128 donné par le logiciel HyCalc : Les fenêtres formations ne sont pas totalement remplies.



(FIG.4.7)

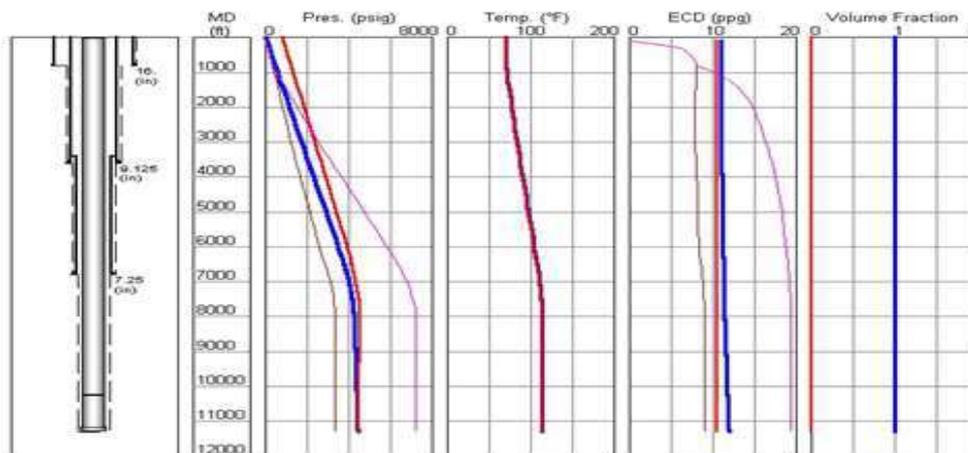
**Fig.4.7 : Configuration de puits donné par HyCalc, (Source : Documentation Sonatrach).**



➤ **La trajectoire du puits en 3D :** L'allure de notre puits est comme suit : (FIG.4.8).

**Fig.4.8 : Profil de puits donné par HyCalc. (Source : Documentation Sonatrach).**

➤ **Le calcul des différents paramètres hydrauliques :** Voici un exemple d'application de données de out put des certains paramètres hydrauliques. (FIG.4.9).



**Fig.4.9 : Démonstration des données out put des paramètres hydrauliques, (Source : Documentation Sonatrach).**



➤ Calcul des duses : (FIG.4.10).

Fig.4.10 : Démonstration du calcul des duses, (Source : Documentation Sonatrach).

### 5 - L'utilisation de HyCalc pour faire l'application à la phase 6

#### 5.1 : Analyse du débit de pompage et de la vitesse d'avancement :

➤ **Analyse du débit de pompage :** Pour l'analyse du débit de pompage, on fixe la valeur de ROP et on varie le débit. Les résultats sont représentés dans les tableaux ci-dessous :

MD (m)	Inc (°)	V <sub>m</sub> m/s	V <sub>c</sub> m/s	R <sub>e</sub>	V <sub>s</sub> m/s	solide %	ECD kg/m <sup>3</sup>	ESD kg/m <sup>3</sup>	Le régime
0	0	0,55	1,03	1119,9	0,55	0,1116			Laminaire
400	0	0,55	1,03	1119,9	0,55	0,1116	1134,1	1122,02	Laminaire
499	0	0,55	0,97	1185,2	0,55	0,1116	1133,97	1122,02	Laminaire
2356	0	0,55	0,9	1276	0,55	0,1117	1133,15	1122,02	Laminaire
2511	0	0,55	0,89	1287	0,55	0,1117	1133,08	1122,02	Laminaire
2550	0	0,47	0,9	1092,5	0,47	0,1116	1132,81	1122,02	Laminaire
2550	0	0,99	0,68	3049,7	0,99	0,1116	1136,78	1122,02	Turbulent
3015	37.9	0,99	0,67	3095,1	0,99	0,1116	1138,76	1122,02	Turbulent
3297	38	0,99	0,67	3120	0,99	0,1116	1138,77	1122,02	Turbulent
3299	38	0,99	0,67	3126,7	0,99	0,1116	1139,57	1122,02	Turbulent
3405.	59.8	1,04	0,66	3307,9	1,04	0,1116	1139,57	1122,02	Turbulent
3405.	59.8	1,04	0,66	3307,9	1,04	0,1116	1139,58	1122,02	Turbulent
3406.	60	1,04	0,66	3310,5	1,04	0,1116	1144,28	1122,02	Turbulent
3806	71.9	1,04	0,66	3320	1,04	0,1116	1149,01	1122,02	Turbulent
4100	72	1,84	0,71	5442,6	1,83	0,1116	1151,03	1122,02	Turbulent

Tab.4.4 : Les résultats pour Q=750 lpm.

D (m)	Inc (°)	V <sub>m</sub> m/s	V <sub>c</sub> m/s	R <sub>e</sub>	V <sub>s</sub> m/s	solide %	CD kg/m <sup>3</sup>	ESD kg/m <sup>3</sup>	Le régime
0	0	0.58	1.1	1116.1	0.58	0.1046			Laminaire
400	0	0.58	1.1	1116.1	0.58	0.1046	1135.71	1121.91	Laminaire

499	0	0.58	1.1	1110.6	0.58	0.1046	1135.72	1121.91	Laminaire
2356	0	0.58	0.95	1292.1	0.58	0.1046	1134.69	1121.91	Laminaire
2511	0	0.50	0.93	1127.4	0.50	0.1046	1134.57	1121.91	Laminaire
2550	0	0.42	0.94	930.2	0.42	0.1046	1134.57	1121.91	Laminaire
2550	0	1.06	0.94	3184.1	1.06	0.1046	1134.69	1121.91	Turbulent
3015	37.9	1.06	0.7	3184.1	1.06	0.1046	1139.04	1121.91	Turbulent
3297	38	1.06	0.68	3261.4	1.06	0.1046	1141.21	1121.91	Turbulent
3405.	59.8	1.06	0.67	3306.1	1.06	0.1046	1142.11	1121.91	Turbulent
3405.	59.8	1.06	0.67	3498.2	1.06	0.1046	1142.11	1121.91	Turbulent
3406.	60	1.11	0.67	3498.2	1.11	0.1046	1142.12	1121.91	Turbulent
3806	71.9	1.11	0.66	3504	1.11	0.1046	1147.37	1121.91	Turbulent
4100	72	1.96	0.72	5715.5	1.96	0.1046	1154.94	1121.91	Turbulent

Tab.4.5 : Les résultats pour Q=800 lpm.

MD (m)	Inc (°)	V <sub>m</sub> m/s	V <sub>c</sub> m/s	R <sub>e</sub>	V <sub>s</sub> m/s	solide %	CD kg/m <sup>3</sup>	ESD kg/m <sup>3</sup>	Le régime
0	0	0.66	1.02	1348.3	0.66	0.093			Laminaire
400	0	0.66	1.02	1348.3	0.66	0.093	1136.19	1121.74	Laminaire
499	0	0.66	1.02	1345.0	0.66	0.093	1136.19	1121.74	Laminaire
2099	0	0.66	0.88	1503.15	0.66	0.093	1135.61	1121.74	Laminaire
2356	0	0.66	0.86	1559.7	0.66	0.093	1135.46	1121.74	Laminaire
2511	0	0.56	0.87	1364.3	0.56	0.093	1135.1	1121.74	Laminaire
2550	0	0.47	0.67	1131.20	0.47	0.093	1134.98	1121.74	Laminaire
2550	0	1.19	0.66	3727.60	1.19	0.093	1134.98	1121.74	Turbulent
3015	37.9	1.19	0.64	3806.3	1.19	0.093	1140.65	1121.74	Turbulent
3297	38	1.19	0.63	3896.3	1.19	0.093	1143.39	1121.74	Turbulent
3299	59.8	1.19	0.63	3938.6	1.19	0.093	1143.41	1121.74	Turbulent
3405.	59.8	1.19	0.63	3948.7	1.19	0.093	1144.51	1121.74	Turbulent
3405.	60	1.25	0.63	4175.4	1.24	0.093	1144.51	1121.74	Turbulent
3406.	71.2	1.25	0.63	4175.4	1.24	0.093	1144.52	1121.74	Turbulent
3806	71.9	1.25	0.62	4181.4	1.24	0.093	1150.85	1121.74	Turbulent
4100	72	2.2	0.68	6768.3	2.2	0.093	1159.99	1121.74	Turbulent

Tab.4.6 : Les résultats pour Q=900 lpm.

➤ **Interprétation des résultats :**

- On voit que l’augmentation de la vitesse annulaire est proportionnelle à l’augmentation du débit de pompage et à la diminution de la section annulaire.
- Quand le débit augmente sans augmentation comparable de ROP, la difficulté de maintenir en suspension et de transporter les cuttings diminue avec leur concentration décroissante dans l’annulaire, par exemple pour Q = 750 lpm le %solide = 0,1116 contrairement pour Q = 900 lpm ou le % solide = 0,093.
- Le régime laminaire dans l’annulaire commence de top de liner vers la surface.

➤ **Comparaison des résultats numériques avec celles de HyCalc : (TAB.4.7).**

Débit lpm	750	800	850	900
ECD calculé SG	1,1550	1,1567	1,1584	1,1602

<b>ECD donné par HyCalc SG</b>	1.1510	1.1549	1.1563	1.1599
<b>Erreur relative %</b>	<b>0,34</b>	<b>0,15</b>	<b>0,18</b>	<b>0,025</b>
<b>ESD calculé</b>	1,1224	1.1222	1.1220	1.1218
<b>ESD donné par HyCalc SG</b>	1,1220	1.1219	1.1218	1.1217
<b>Erreur relative %</b>	<b>0,035</b>	<b>0,026</b>	<b>0,017</b>	<b>0,009</b>

**Tab.4.7 :** Tableau récapitulatif.

On remarque que l'erreur relative est toujours inférieure à 5%, donc les valeurs calculées sont bonnes.

➤ **Analyse de ROP :** Pour un débit constant Q=750lpm on varie ROP, les résultats sont montrés dans les tableaux ci-dessous :

MD (m)	Inc. (°)	Vm (m/sec)	Vc (m/sec)	Vs (m/sec)	Re.	ECD (kg/m <sup>3</sup> )	ESD (kg/m <sup>3</sup> )	Solide %	le régime
0	0	0,55	1,14	0,55	1005,5	1134,7	1121,25	0,0609	Laminaire
899	0	0,55	1,14	0,55	1009,1	1134,69	1121,25	0,0609	Laminaire
2356	0	0,55	0,99	0,55	1164,5	1134,06	1121,25	0,0609	Laminaire
2502	0	0,39	0,99	0,39	827,8	1133,74	1121,25	0,0609	Laminaire
2511,7	0	0,47	0,97	0,47	1014,6	1133,72	1121,25	0,0609	Laminaire
2550	0	0,99	0,74	0,99	2822,7	1133,61	1121,25	0,0609	Turbulent
2720,7	0	0,99	0,74	0,99	2822,7	1135,21	1121,25	0,0609	Turbulent
3015	0	0,99	0,72	0,99	2885,3	1137,52	1121,25	0,0609	Turbulent
3297	37.9	0,99	0,7	0,99	2956,3	1139,41	1121,25	0,0609	Turbulent
3299,4	38	0,99	0,7	0,99	2989,1	1139,43	1121,25	0,0609	Turbulent
3405	59,79	0,99	0,69	0,99	2997,2	1140,21	1121,25	0,0609	Turbulent
3405	59,79	1,04	0,69	1,04	3172,7	1140,21	1121,25	0,0609	Turbulent
3406,1	60,04	1,04	0,69	1,04	3172,7	1140,22	1121,25	0,0609	Turbulent
3806,1	71.9	1,04	0,69	1,04	3178,3	1144,96	1121,25	0,0609	Turbulent
4100	72	1,84	0,74	1,83	5207,5	1151,79	1121,25	0,0670	Turbulent

**Tab.4.8 :** Les résultats pour ROP=1.5m/h.

MD (m)	Inc. (°)	Vm (m/sec)	Vc (m/sec)	Vs (m/sec)	Re.	ECD (kg/m <sup>3</sup> )	ESD (kg/m <sup>3</sup> )	Solid %	le régime
0	0	0,55	1,14	0,55	1005,6			0,0812	Laminaire
400	0	0,55	1,14	0,55	1005,6	1135,01	1121,56	0,0812	Laminaire
899	0	0,55	1,14	0,55	1009,2	1135	1121,56	0,0812	Laminaire
2356	0	0,55	0,99	0,55	1164,7	1134,37	1121,56	0,0812	Laminaire
2502	0	0,39	0,99	0,39	828	1134,04	1121,56	0,0812	Laminaire
2502	0	0,47	0,97	0,47	1014,8	1134,04	1121,56	0,0812	Laminaire
2511,7	0	0,47	0,97	0,47	1014,8	1134,03	1121,56	0,0812	Laminaire
2550	0	0,39	0,98	0,39	835	1133,92	1121,56	0,0812	Laminaire
2550	0	0,99	0,74	0,99	2823,1	1133,92	1121,56	0,0812	Turbulent

2720,7	0	0,99	0,74	0,99	2823,1	1135,52	1121,56	0,0812	Turbulent
3015	0	0,99	0,72	0,99	2885,7	1137,82	1121,56	0,0812	Turbulent
3297	37,9	0,99	0,7	0,99	2956,8	1139,72	1121,56	0,0812	Turbulent
3299,4	38	0,99	0,7	0,99	2989,6	1139,73	1121,56	0,0812	Turbulent
3405	59,79	0,99	0,69	0,99	2997,7	1140,52	1121,56	0,0812	Turbulent
3405	59,79	1,04	0,69	1,04	3173,2	1140,52	1121,56	0,0812	Turbulent
3406,1	60,04	1,04	0,69	1,04	3173,2	1140,53	1121,56	0,0812	Turbulent
3806,1	71,9	1,04	0,69	1,04	3178,8	1145,27	1121,56	0,0812	Turbulent
4100	72	1,84	0,74	1,83	5208,3	1152,1	1121,56	0,0812	Turbulent

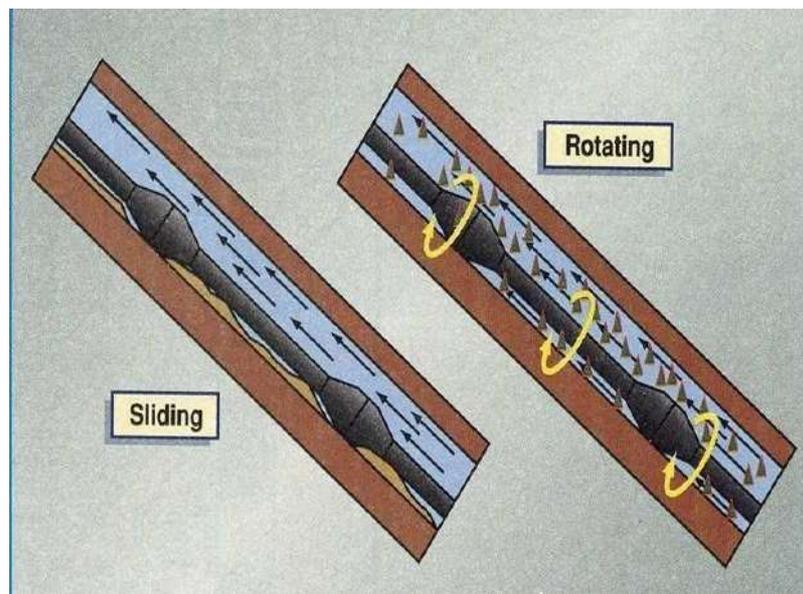
Tab.4.9 : Les résultats pour ROP=2 m/h.

MD (m)	Inc. (°)	Vm (m/sec)	Vc (m/sec)	Vs. (m/sec)	Re. No.	ECD (kg/m <sup>3</sup> )	ESD (kg/m <sup>3</sup> )	Solide %	le régime
0	0	0,55	1,14	0,55	1005,8			0,1116	laminaire
400	0	0,55	1,14	0,55	1005,8	1135,47	1122,02	0,1116	laminaire
899	0	0,55	1,14	0,55	1009,4	1135,46	1122,02	0,1116	laminaire
2099	0	0,55	1,02	0,55	1120,6	1134,97	1122,02	0,1116	laminaire
2407	0	0,55	0,97	0,55	1187,2	1134,8	1122,02	0,1116	laminaire
2502	0	0,39	0,99	0,39	828,2	1134,51	1122,02	0,1116	laminaire
2511,7	0	0,47	0,97	0,47	1015	1134,49	1122,02	0,1116	laminaire
2550	0	0,39	0,98	0,39	835,2	1134,38	1122,02	0,1116	laminaire
2550	0	0,99	0,74	0,99	2823,8	1134,38	1122,02	0,1116	turbulent
2720,7	0	0,99	0,74	0,99	2823,8	1135,98	1122,02	0,1116	turbulent
3015	0	0,99	0,72	0,99	2886,4	1138,28	1122,02	0,1116	turbulent
3297	37,9	0,99	0,7	0,99	2957,5	1140,18	1122,02	0,1116	turbulent
3299,4	38	0,99	0,7	0,99	2990,3	1140,19	1122,02	0,1116	turbulent
3405	59,79	0,99	0,69	0,99	2998,4	1140,98	1122,02	0,1116	turbulent
3405	59,79	1,04	0,69	1,04	3174	1140,98	1122,02	0,1116	turbulent
3406,1	60,04	1,04	0,69	1,04	3174	1140,99	1122,02	0,1116	turbulent
3806,1	71,9	1,04	0,69	1,04	3179,6	1145,73	1122,02	0,1116	turbulent
4100	72	1,84	0,74	1,83	5209,4	1152,56	1122,02	0,1116	turbulent

Tab.4.10 : Les résultats pour ROP=2,75m/h.

- **Interprétation des résultats :** Les tableaux ci-dessus montrent que :
  - Si la vitesse d'avancement augmente sans une augmentation comparable du débit de pompage, la difficulté de maintenir en suspension et de transporter les cuttings augmente avec leur concentration croissant dans l'annulaire.
- **Influence de mode du forage sur le nettoyage : (influence de la rotation de la garniture RPM) :** Malgré le mode de forage est optimisé lors de la réalisation d'un puits dévié pour les raisons suivantes : (FIG.4.11).
  - Le mode sliding donne un avancement moins faible que le rotary mais est obligatoire pour diriger l'outil dans la bonne direction.

- Le mode rotary donne un meilleur avancement et évite le coincement de la garniture mais on ne peut pas contrôler la trajectoire.
- Le mode de forage rotary assure une force additionnelle qui agite les particules solides évite la décantation de ces dernières ; elles sont mises toujours en suspension jusqu'à l'évacuation.
- La figure montre l'effet de RPM sur l'évacuation des cuttings.



**Fig.4.11 : Impact du mode de forage sur l'évacuation des cuttings,**  
(Source : Documentation Sonatrach).

➤ Les résultats sur le chantier : (TAB.4.11).

La phase	Intervalle d'inclinaison	Mode de forage			
		le slide		Le rotary	
		Le métrage	ROP	Le métrage	ROP
12 <sup>1/4</sup> "	0 ÷ 35.57°	121	4.28	162	5.95
8 <sup>3/8</sup> "	35.57 ÷ 65.04°	102	2.5	6	5.1
6"	37.9 ÷ 72°	231	2.2	598	2.75

**Tab.4.11 : Données de l'avancement pour les différentes phases.**  
(Le métrage en mètre et ROP en m/h)

- La phase 8<sup>3/8</sup>" a été forée par le mode sliding ce qu'est bon car elle représente la zone difficile pour le nettoyage en termes d'avancement et ne l'est pas en termes que la rotation aide au nettoyage.
- Pour la phase 6" l'avancement en deux modes est presque identique, mais de préférence utiliser le rotary dans les limites pour le nettoyage.

➤ **Influence de la rhéologie sur l'évacuation des déblais :** Le choix convenables des paramètres rhéologiques dans chaque intervalle d'inclinaison mène vers le bon nettoyage du puits. (FIG.4.12).

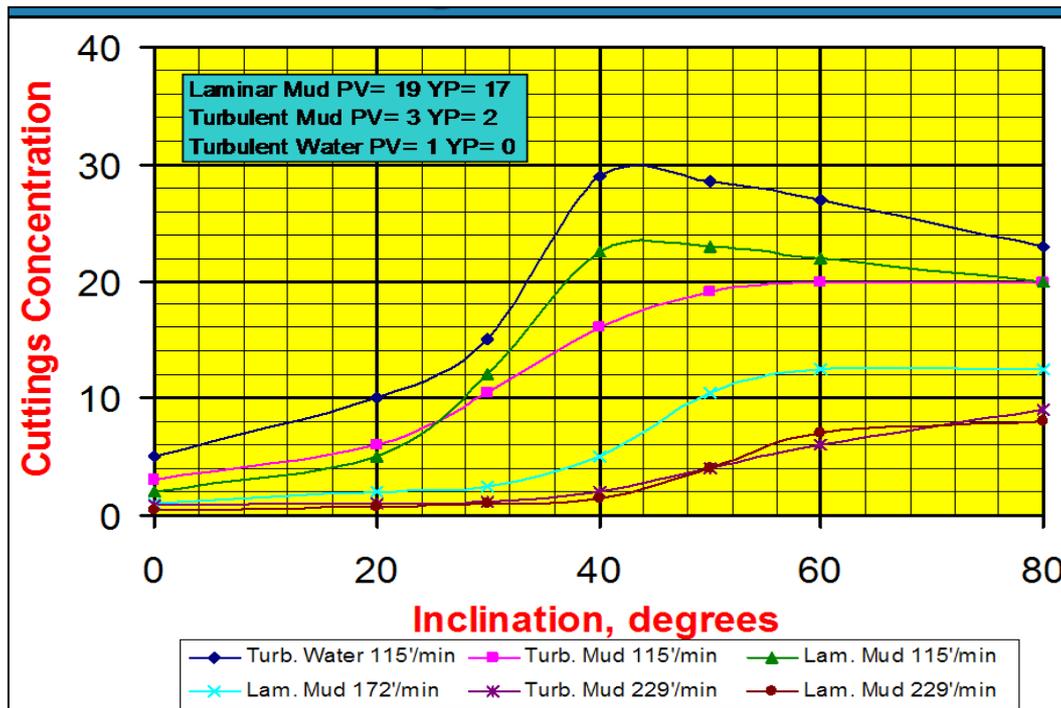


Fig.4.12 : Impact de la rhéologie sur l'efficacité de transport des cuttings, (Source : Documentation Sonatrach).

- On remarque sur la figure, l'augmentation de la viscosité peut réduire le nettoyage à faible débit.
- Dans des débits plus élevés, la viscosité fait peu de différence.
- Le régime turbulent aide mieux pour l'évacuation des cuttings que le régime laminaire ceci est expliqué par la distribution de champs de vitesse dans le régime turbulent on ne trouve pas des zones à faibles vitesses par contre pour le régime laminaire à l'extrémité de la paroi se caractérise par des faibles vitesses

➤ **Influence de la densité :** (TAB.4.12).

	La phase 12 <sup>1/4</sup>	La phase 8 <sup>3/8</sup>	La phase 6
Densité de fluide SG	2,08	1,45	1,12
La Yield point lbs /100ft <sup>2</sup>	10-14	9-10	8-12
La viscosité plastique cp	21-37	18	14-15
FANN 600 rpm	73	45	38
FANN 300 rpm	44	27	33
FANN 200 rpm	33	18	20
FANN 100 rpm	22	13	12
FANN 6 rpm	18	8	6
FANN 3 rpm	15	7	5
K lbs sec /100ft <sup>2</sup>	0.40	0,27	0,25
N	0.75	0,74	0,72

GEL 0 lbs /100ft <sup>2</sup>	6-8	8-9	5-8
GEL 10min lbs /100ft <sup>2</sup>	11-15	12	7-10

**Tab.4.12** : Caractéristiques de boue aux différentes phases du médium radius.

➤ **Interprétation du tableau :**

- La phase 12<sup>1/4</sup> est forée par un tricône et les deux autres phases ont été forées par un outil PDC et imprégné respectivement. Donc la taille est la forme des cuttings diffères, ce qui influe sur la valeur de la YP qui est approximativement inversement proportionnelle à la taille des particules.
- Le seuil de cisaillement d'une petite particule est inférieur à celui d'une grande particule.
- Chaque inclinaison ou intervalle d'inclinaison il existe des vitesses requises (débit requis pour un bon nettoyage.
- On remarque la rhéologie pour la phase 12<sup>1/4</sup> est importante par rapport aux autres phases ce -qui aide le nettoyage ; contrairement pour la phase 6 (limité par le phénomène de colmatage).

**Note** : Nombreux facteurs agissent sur le phénomène de l'évacuation des déblais dans les puits horizontaux mais le facteur principal est la puissance hydraulique (débit de pompage et pression de ronflement) la puissance hydraulique recherchée doit être :

- Optimale afin d'éviter la fracturation des formations.
- Et adéquate par rapport à la vitesse d'avancement ROP car les % cuttings augmentent avec L'augmentation de ROP.

## CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

L'élimination des cuttings dans les puits horizontaux a suscité de nombreuses expériences et publications. Ces études ont contribué à la compréhension des phénomènes régissant le comportement des cuttings dans les puits fortement déviés et horizontaux d'une part, et d'autre part ont facilité le choix des paramètres critiques permettant l'évacuation de ces cuttings hors du puits.

La méthode expérimentale reste un moyen d'approche à la réalité vue l'hétérogénéité de la formation et d'autres facteurs qui agissent sur l'évacuation des déblais, cette dernière doit suivre les modifications du puits à chaque instant (inclinaison, changement de la vitesse d'avancement....).

Cette méthode permet de faire un bilan massique concernant les solides qui sont évacués hors du puits et ceux qui forment un lit de cuttings et elle nous aide à rester dans les limites et faire un choix convenable et optimum des paramètres affectant l'évacuation des déblais dans le forage horizontal.

Dans ce mémoire on est intéressé de faire une optimisation des paramètres de nettoyage de puits afin d'éviter les problèmes rencontrés au cours de forage. Pour cela on a pris le puits RNZ-128 à Rhourde Nouss comme exemple.

Notre étude est effectuée à l'aide d'un logiciel HyCalc, après les calculs, on a conclu :

1. La vitesse annulaire de la boue doit atteindre une valeur requise.
2. La vitesse d'avancement (ROP) influe considérablement sur l'efficacité de transport des cuttings.
3. L'utilisation des bouchons visqueux améliore le nettoyage et réduit les torsions et les frottements.
4. Avoir un débit optimal et faire une circulation de la boue de forage avant et après chaque manœuvre

### **Pour un bon nettoyage de puit, il est recommandé de :**

- Nettoyer le trou aussi vite que sa progression : Utiliser les abaques d'optimisation du nettoyage pour l'adapter à la vitesse instantanée de l'outil (ROP).
- S'assurer que les caractéristiques de la boue sont conformes aux spécifications : La rhéologie est très importante pour le nettoyage. Redéfinir les spécifications si de façon évidente les propriétés de la boue sont inadéquates pour forer la section en cours.
- Avant une manœuvre, circuler jusqu'à ce que le puits soit propre. Le meilleur moyen est de vérifier l'absence des cuttings sur les tamis vibrants avant de remonter.
- D'optimiser la puissance hydraulique.
- Réciproquer et maintenir la garniture en rotation continuellement pendant les circulations : En effet les mouvements de la garniture perturbent les lits de cuttings, la rotation du train de tiges doit être impérativement très lente pour éviter la formation de (dog legs).
- Garder en bon ordre de marche tous les équipements de circulation et contrôle des solides.

- Il est préférable d'avoir une boue légère avec des caractéristiques rhéologiques élevées qu'une boue visqueuse avec des faibles caractéristiques. En effet, cela augmente la capacité de transport et réduit l'effet de sédimentation des agents lourds.
- Eviter les pics de ROP (rate of pénétration), car il est plus facile de transporter des cuttings de petits diamètres en faible quantité que ceux de grand diamètre en grande quantité. Aussi une ROP élevée peut causer le bourrage du puits par les cuttings.
- Minimiser le temps de forage en mode d'orientation (sliding), car l'absence de rotation de la garniture laisse les cuttings tomber sur la paroi inférieure de la trajectoire.

# ***BIBLIOGRAPHIE***

1. Baker Hughes INTEQ, Drilling Engineering Work book, December 1995.
2. Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel, Réalisation des forages dirigés et contrôle des trajectoires, édition technique, 1985.
3. D<sup>r</sup> H.UDO Zeidler, P.E. Drilling fluid technology: Applied to horizontal drilling, 1990.
4. Documentation Sonatrach sur le puit RNZ-128, champ Rhourde Nous, 2016.
5. Formation Sonatrach, Well planning, 1982.
6. Garcia, La boue de forage, édition technique.
7. H.C.H. Darley, Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids, 2<sup>nd</sup> edition 1988.
8. JP. Szézuka, Forage dirigé : Ingénierie et méthode, ENSPM. FI, Décembre 1998.
9. Maurer Engineering INC., Drilling Technology: Horizontal well planning manual V4, August 1990.
10. Max R. Annis, Drilling Fluid Technology, July 1974, revised August 1996;
11. Norton J. Lapeyrouse, Formulas and Calculations for Drilling, Production and Work over, second edition, Elsevier, 2002.
12. Schlumberger, Training manual: Horizontal Well technology, 1991.
13. Terry Hemphill, Hole Cleaning in Deviated Wells.

-

# ANNEXE

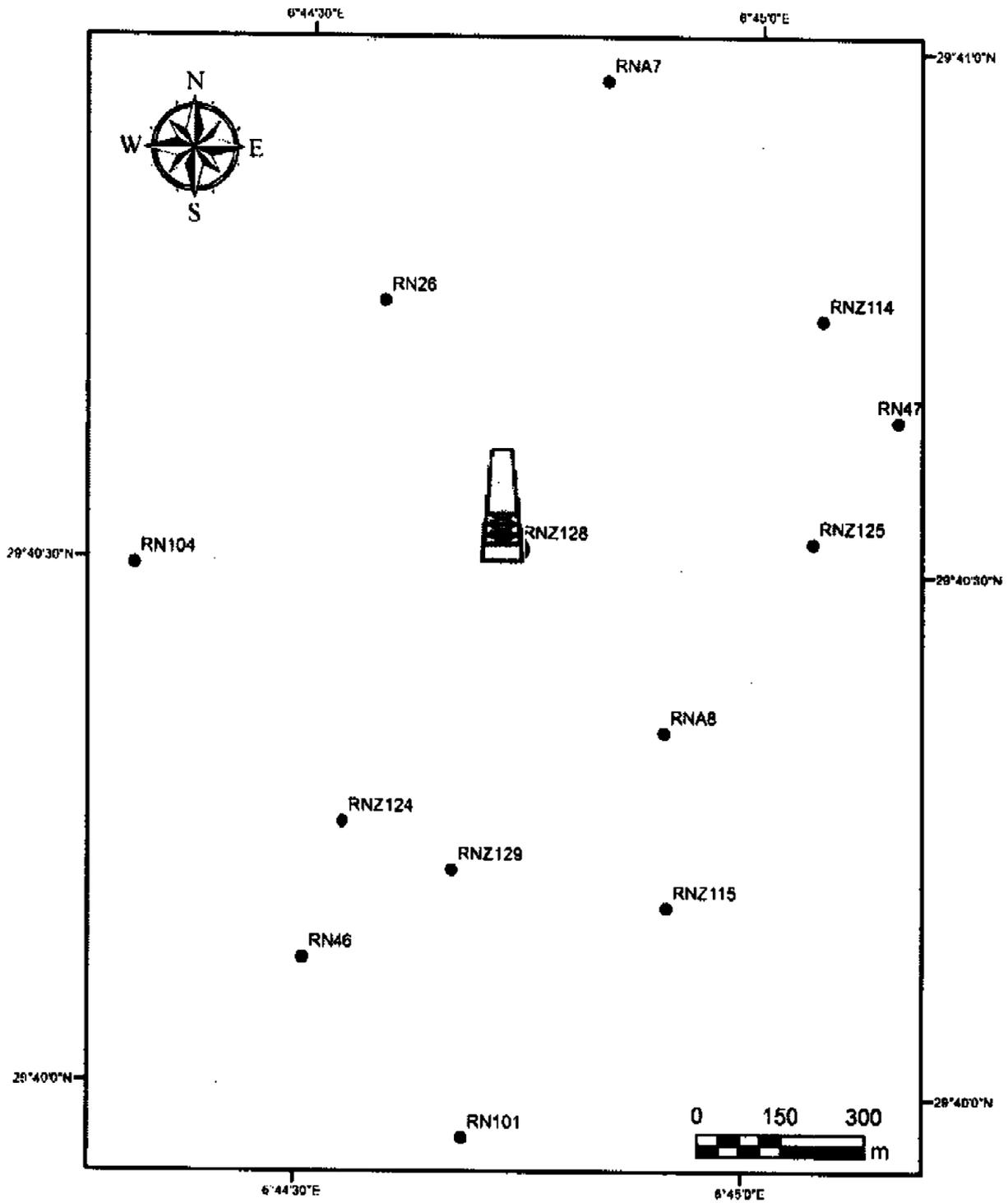


Figure : Plan position RNZ-128, (Source : Documentation Sonatrach).

## RESUME

### الملخص:

تهدف هذه الدراسة إلى ذكر العوامل المتنوعة التي تؤثر على خروج ركام الصخور المتفتتة بفعل الحفر في الآبار الشاقولية لأن مشكلة تنظيف هذا النوع من الآبار تكمن في طريقة تكسح الحطام على الطبقة السفلى للحفرة تأثيراً بالجاذبية الأرضية بعد قطعه لمسافة قصيرة مشكلاً بذلك طبقة حطامية تؤدي إلى نتائج سلبية منها إحصار الأنايبس وإنسداد فتحات آلة الحفر إذا ما تم إختيار هذه العوامل بطريقة غير مدروسة.

### Summary:

This study was undertaken with an aim of quoting the various parameters affecting the evacuation of the cuttings in the horizontal wells, because the problem of cleaning in these wells is accentuated by the tendency of spoil to accumulate on the generator inferior of the hole by effect of gravity, and have to traverse only one small distance before accumulating and forming a "cuttings bed" , which entrained in consequence of serious problems such as the wedging of the trimming and the stuffing of the tool, if these parameters are put in a random way.

### Resume :

Cette étude a été menée dans le but de citer les différents paramètres affectant l'évacuation des cuttings dans les puits horizontaux, car le problème de nettoyage dans ces puits est accentué par la tendance des déblais à s'accumuler sur la génératrice inférieur du trou par effet de gravité, et n'ont à parcourir qu'une petite distance avant de s'accumuler et former un <<lit des cuttings >> qui entraine par suite de sérieux problèmes tel que le coincement de la garniture et le bourrage de l'outil, si ces paramètres sont mise d'une façon aléatoire.