

N° Ordre ..... /Faculté/UMBB/2022

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



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**  
**Mémoire de Fin d'Etudes**  
**En vue de l'obtention du diplôme :**



**MASTER**

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie Pétrolier, Forage des puits

Présenté par : BOUSSAHLA Massinissa

**Thème**

---

**Etude des paramètres qui affectent le transport des déblais de forage dans un puits horizontal, étude de cas du puits MD114 SR.**

---

**Devant le jury :**

Mme YAHY Fatma	MC (B)	UMBB	Présidente
Mr MELLAK Abderrahmane	Professeur	UMBB	Encadrant
Mme AZRIL Nadjat	MA(A)	UMBB	Examinatrice
Mr BOUBEKEUR Zine Elabidine	MA(A)	UMBB	Examineur

Année universitaire 2021/2022

## Remerciements :

---

### Remerciements :

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce à ALLAH le tout puissant qui m'a offert le courage et la santé de continuer mes études malgré les différentes épreuves rencontrées durant mon cursus.

Je voudrais tout d'abord adresser toute ma reconnaissance à mon encadreur Monsieur le

### Professeur **MELLAK Abderrahmane**

pour son sérieux, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué grandement à alimenter ma réflexion.

Je désire aussi remercier les enseignants du département gisements miniers et pétroliers, qui m'ont fourni les outils nécessaires à la réussite de mes études universitaire.

Je désire aussi remercier Mr **OUSLIMANI Abdenabi** superviseur de forage et Mr **RABHI Tarek** ingénieur de forage dirigé ainsi toute l'équipe de ENAFOR 18 qui m'ont soutenu et orienté durant mon stage pratique.

Je tiens à remercier spécialement mon médecin **M.SABER** pour son soutien moral et tous mes proches qui étaient présents dans les moments difficiles.

En fin je présente ma gratitude à toute personne qui a contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce modeste travail.

**BOUSSAHLA Massinissa**

## **Dédicaces :**

---

### ***Dédicaces :***

Je dédie ce modeste travail comme un témoignage d'affection, de respect et d'admiration.

#### ***A mes très chers parents***

Pour tout l'amour dont vous m'avez entouré, pour tout ce que vous avez fait pour moi, que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés.

#### ***A mon frère Ghiles et ma sœur Kaissa***

Qu'ils puissent trouver dans ce modeste mémoire l'expression de mon attachement et de ma profonde reconnaissance.

#### ***A toute la famille et à tous mes chers amis***

Qu'ils trouvent dans ce travail l'expression de mon profond respect et reconnaissance.

**BOUSSAHLA Massinissa**

## **Résumé :**

---

### **Résumé :**

La réalisation d'un forage horizontal, s'accompagne de contraintes d'ordre techniques que nous sommes appelés à surmonter. Entre autre, le nettoyage du puits, car dans les sections fortement déviées et horizontales les cuttings ont tendance à chuter en contrecourant de la boue de forage et former un lit appelé (cuttings bed). Je présente dans ce travail une approche d'optimisation des paramètres de forage des drains horizontaux, principalement le débit..

À l'aide des formules et des tableaux on obtient le débit requis afin d'avoir un régime turbulent pour une meilleure opération de transport des déblais vers la surface. Ensuite on a fait des choix optimaux sur les paramètres rhéologiques qui sont la viscosité plastique, la yield point, le gel, le régime d'écoulement de la boue. Une optimisation est réalisée sur le puits MD114 dans le champ de Hassi Messaoud.

### **Summary :**

The realization of a horizontal drilling is accompanied by technical constraints that we must overcome. Among these constraints we have hole cleaning, because in highly deviated and horizontal sections cuttings tend to drop into the bottom thus creating (cuttings bed). I present in this work an approach for optimizing the drilling parameters of horizontal drains, mainly the flowrate.

Using formulas and tables we get the flow rate required to obtain a turbulent regime for a better transport operation of cutting to surface. Then we made optimal choices on the rheological parameters and flow regime of the mud. An optimization is performed on the well MD114 SR in the Hassi Messaoud field.

# Sommaire :

---

## Sommaire :

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

### **Chapitre I : Champ de Hassi-Messaoud.**

I.1 Champ de Hassi-Messaoud.....	2
I.2 Historique du champ de Hassi Messaoud.....	2
I.3 Description de la série sédimentaire du champ de HMD.....	3
I.4 Subdivision diagraphique.....	8
I.5 Subdivision pétrophysique et notion du drain.....	8
I.6 Caractéristiques du réservoir.....	8
I.7 Zonation du champ du Hassi Messaoud.....	9
I.8 Développement de gisement et problèmes d'exploitation.....	9

### **Chapitre II : Généralités sur le forage horizontal.**

II.1 Histoire et introduction.....	11
II.2 Avantages & inconvénients du forage horizontal.....	11
II.3 Applications du forage horizontal.....	13
II.3 Profils et types de puits horizontaux.....	16
II.4 Ingénierie et méthodes du forage horizontal.....	20

### **Chapitre III : Ecoulement de la phase solide-liquide dans un puits.**

<b>Introduction.....</b>	<b>30</b>
III.1 Écoulement solide-liquide dans les sections verticales et presque verticales.....	30
III.2 Écoulement de la phase solide-liquide dans les sections horizontales et inclinées.....	32
III.3 Modèles de flux homogènes et hétérogènes.....	33
III.4 Théorie du mouvement des particules dans les sections inclinées.....	37

### **Chapitre IV : les fluides de forage et transport des déblais.**

IV.1 Les fluides de forages.....	40
IV.2 La rhéologie de la boue.....	47
IV.3 Régimes d'écoulement.....	50
IV.4 Changement de régime avec la vitesse moyenne de circulation.....	51
IV.5 Transport des cuttings.....	52

## Sommaire :

---

### **Chapitre V : Problèmes liés au mauvais nettoyage et paramètres affectants le transport des déblais.**

<b>Introduction</b> .....	55
V.1 Les conséquences d'un mauvais nettoyage.....	55
V.2 Cuttings et inclinaison.....	58
V.3 Paramètres affectant le nettoyage.....	60

### **Chapitre VI : Etude de cas du puits MD114 SR.**

<b>Problématique</b> .....	63
VI.1 Introduction.....	63
VI.2 Objectifs de l'intervention de forage en réentrée short radius.....	71
VI.3 Analyse et optimisation des paramètres hydrauliques du drain horizontal 5 7/8.....	73
VI.4 Stratégie pour améliorer le nettoyage dans les puits déviés.....	85
<b>Conclusion</b> .....	87
<b>Recommandations</b> .....	88
<b>Bibliographie</b> .....	89

## Liste des figures :

---

### Liste des figures :

Figure 1 : Situation géographique du champ Hassi-Messaoud.....	2
Figure 2 : Carte des zones du champ de Hassi-Messaoud.....	9
Figure 3 : Réservoir fracturé .....	13
Figure 4 : Réservoir multi couches.....	14
Figure 5 : Water coning.....	15
Figure 6 : Profile d'un puits horizontal.....	16
Figure 7 : Type des puits horizontaux.....	19
Figure 8 : Puits multi-latérale.....	20
Figure 9 : Complétion d'un puits horizontal.....	27
Figure 10 : Schéma d'écoulement hétérogène.....	34
Figure 11 : Modèle d'écoulement de saltation.....	35
Figure 12 : Lit mobile dans un puits incliné.....	35
Figure 13 : Lit stationnaire dans un puits incliné.....	36
Figure 14 : Erosion de lit de cuttings dans la section horizontal.....	37
Figure 15 : Forces de moment autour du point de pivot de la particule.....	38
Figure 16 : Graphe de $\tau$ en fonction de $\gamma^*$ .....	43
Figure 17 : Modèle de Bingham.....	44
Figure 18 : Modèle de puissance.....	46
Figure 19 : Modèle de Heshel-Bulkley.....	47
Figure 20 : Viscosimètre Marsh.....	48
Figure 21 : Viscosimètre Fann.....	49
Figure 22 : Régime laminaire.....	51
Figure 23 : Changements de régime d'écoulement.....	52
Figure 24 : Représentation des vitesses appliquées sur la particule (Zone 1).....	53
Figure 25 : Représentation des vitesses appliquées sur la particule (Zone 2).....	53
Figure 26 : Représentation des vitesses appliquées sur la particule (zone 3).....	54
Figure 27 : Concentration des cuttings en fonction de l'inclinaison.....	54
Figure 28 : Accumulation des cuttings dans un puits incliné.....	55
Figure 29 : Risque de coincement.....	56

## Liste des figures :

---

Figure 30 : Mode d'écoulement dans un puits incliné.....	57
Figure 31 : Les cuttings s'accumulent par avalanche.....	59
Figure 32 : Difficultés nettoyage de trou en fonction de l'inclinaison....	60
Figure 33 : Influence de L'excentricité de la garniture sur le profil de la vitesse annulaire....	61
Figure 34 : Plan du puits MD114 SR.....	71
Figure 35 : Les différentes forces agissant sur les cuttings.....	74
Figure 36 : Détermination de la puissance hydraulique.....	79
Figure 37 : Présentation des calculs par un graphe.....	81

## Liste des tableaux :

---

### Liste des tableaux :

Tableau 1 : Résultats de calcul de densité annulaire et volume des déblais.....	80
Tableau 2 : Résultats du calcul des pertes de charge et de l'ECD pour différents débits.....	80
Tableau 3 : Résultats du calcul hydraulique de l'outil par insite studio Halliburton.....	81
Tableau 4 : Résultats du calcul.....	81
Tableau 5 : Données de l'avancement pour les différentes phases.....	83
Tableau 6 : Les propriétés de la boue de forage.....	84

## **Nomenclature :**

---

### **Nomenclature :**

**D<sub>part</sub>** : Diamètre de la particule exprimé en (pouce).

**ρ<sub>m</sub>, ρ<sub>p</sub>** : Densité respectivement de fluide et des cuttings exprimé en (ppg).

**μ<sub>a</sub>** : Viscosité apparente exprimée en (CP).

**V<sub>s</sub>** : Vitesse de sédimentation exprimée en (ft/s).

**γ<sup>\*</sup>** : Taux de cisaillement en s<sup>-1</sup> (1/s).

**dv** : différence de vitesse entre deux lames voisines.

**dr** : la distance entre les deux lames.

**τ** : La tension de cisaillement.

**μ.** : viscosité plastique.

**τ<sub>0</sub>** : yield point.

**K** : le coefficient de consistance.

**n** : l'indice de comportement rhéologique.

**Θ 1** : lecture viscosimètre Fann au bas taux du cisaillement.

**Θ 2** : lecture viscosimètre Fann en haut taux du cisaillement.

**Θ ω0** : gel 0 ou lecture 3 rpm.

**Θ 1** : rpm du viscosimètre Fann au bas taux du cisaillement.

**Θ 2** : rpm du viscosimètre Fann en haut taux du cisaillement

**V<sub>p</sub>** : vitesse de la particule

**V<sub>s</sub>** : vitesse de sédimentation.

**V<sub>f</sub>** : vitesse de fluide.

**Q** : débit de fluide en gal/min.

**D** : diamètre intérieur de l'espace annulaire en pouce.

**d** : diamètre extérieur des tiges en pouce.

**V<sub>a</sub>** : vitesse annulaire ft/min.

**PV** : la viscosité plastique en cp.

**YP** : la yield value en lb /100ft<sup>2</sup>.

**L** : La longueur d'une section en foot.

## **Nomenclature :**

---

**Pai** : Perte de charge dans une section de longueur  $L_i$  en psi.

**Pa** : pertes de charges totales en psi.

**D** : Diamètre extérieur annulaire (in).

**d** : Diamètre intérieur annulaire (in).

**Vs** : Vitesse de sédimentation en statique (m/min).

**Q** : Débit des pompes litres/min.

**d<sub>int</sub>** : La masse volumique initiale de fluide (kg/l).

**ECD** : Densité d'équilibre en dynamique SG.

**d<sub>ann</sub>** : Densité annulaire en statique SG.

**Pa** : Pertes de charges dans l'annulaire (bars).

**TVD** : Profondeur vertical (m).

**V** : Volume des déblais (litres/10m<sup>3</sup>).

**Q** : Débit de des pompes (litres/min).

**D** : Diamètre du trou (in).

**ROP** : vitesse d'avancement (m/h).

**A** : Aire des duses en (in<sup>2</sup>).

**Ph** : La puissance hydraulique en (hp).

**P** : Pertes de charge dans les duses (Kpa).

**Ph<sub>HSI</sub>** : Puissance en (hp/in<sup>2</sup>).

# Introduction

---

## Introduction :

Le forage horizontal constitue l'évolution normale du forage dirigé. Parallèlement aux procédures standards et principes de forage directionnel, de nouvelles technologies de forage ont été développées spécifiquement pour les puits horizontaux.

Comme le besoin de forage directionnel et horizontal augmente, l'intérêt au transport des déblais a changé du vertical à l'horizontal au cours de ces dernières années.

Avec l'augmentation de la profondeur mesurée et le déplacement horizontal, le bon nettoyage a une grande incidence sur le coût, le temps et la qualité du puits de gaz ou d'huile.

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

L'objectif de ce travail est de déterminer les facteurs qui affectent le nettoyage d'un puits horizontal et d'optimiser leurs valeurs pour assurer une évacuation efficace des particules solides vers la surface.

# Introduction

---

***Chapitre I : Champ de Hassi-***  
***Messaoud***

## I.1 Champ de Hassi Messaoud :

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi à une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres pétrophysiques (fracturation naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc.....).

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km<sup>2</sup>. Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 60 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

## I.2 Historique du champ de Hassi Messaoud :

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de Hassi-Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société SN REPAL implante le 16 Janvier 1956, le premier puits Md1, pas loin du puits chamelier de Hassi-Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile.

En mai 1957, la société CFPa réalise un puits Om1 à environ 7Km au Nord-Nord-Ouest du puits Md1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A.
- Au sud la SN.REPAL.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, etc...)

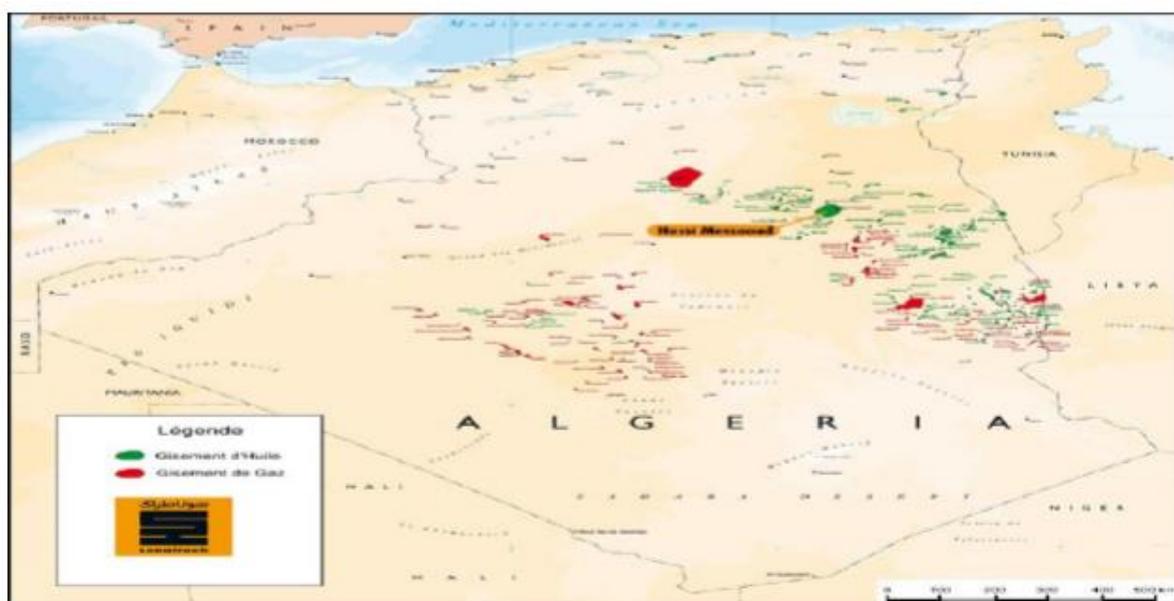


Figure 1 : Situation géographique du champ Hassi-Messaoud.

**I.3 Description de la série sédimentaire du champ de HMD :**

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud est représenté de haut en bas par les formations suivantes (e = épaisseur moyenne).

**I.3.1. CÉNOZOÏQUE :**

- **Mio-pliocène (e = 240m) :**

Présent sur toute la superficie du champ, il est constitué par :

- Sable blanc avec fines passées d'argile brun-rouge, tendre à pâteuse.
- Calcaire blanc, crayeux, tendre avec passées d'argile versicolore.
- Marne gris-brun, fortement sableuse.

Ces terrains, formant un recouvrement continental essentiellement sableux, se sont mis en place par l'intermédiaire de chenaux (grande disparité de leur granulométrie horizontale et verticale). Ils sont non consolidés et leur porosité est très importante, ce qui entraîne des pertes partielles ou totales et des risques d'éboulements lors du forage. Ils reposent à leur base sur l'Éocène par une surface d'abrasion.

- **Éocène (e = 120m) :**

Il est constitué de :

- Argile brun-rouge, fortement sableuse.
- Marne et fines passées d'anhydrite blanche. –
- Calcaire dolomitique crayeux, avec parfois des rognons de silex.

Ces deux couches renferment un complexe aquifère à la limite de sa potabilité.

**I.3.2. MÉSOZOÏQUE :**

- **CRÉTACÉ:**

**1) Sénonien:**

Constitué de deux niveaux :

- Carbonaté (e = 107m) :

Il est constitué de calcaires blancs à blanc-beiges, microcristallins et durs, de dolomies grises à gris-clair, parfois cristallines et durs, d'anhydrides blancs, pulvérulents et parfois massifs.

- Lagunaire :

Niveau représenté par deux unités à faciès lagunaire : La première anhydritique, d'une épaisseur moyenne de 219m est composée d'anhydride blanc, cristalline, de dolomie moyennement dure, de marne et de calcaire argilo-dolomitique. La deuxième salifère d'une épaisseur moyenne de 140m, est constituée de sel massif, blanc, transparent à translucide à traces d'anhydride.

**2) Turonien (e = 70 à 120m) :**

Ce sont des formations carbonatées, constituées de calcaire, craie, dolomie et quelques niveaux argileux. Il contient un aquifère présenté par des eaux à odeur sulfureuse, utilisé pour l'injection. Ces eaux sont produites par pompage et utilisées pour le maintien de pression par injection d'eau. Leur salinité est de 210g/l et leur densité est de 1,13.

**3) Cénomaniens (e = 145m) :**

Constitué par des bancs d'anhydrides blancs, transparents, microcristallins et durs, de marnes argileuses grises à gris-verdâtres et carbonatées par endroit, de dolomies grises à gris-bruns, cryptocristallines et dures, puis d'un banc de calcaire blanc, tendre et microcristallin.

**4) Albien (e = 350m) :**

Il est représenté par de grès et sables fins avec intercalations d'argiles silteuses. Il renferme un aquifère d'eau douce utilisé pour l'injection et les besoins généraux.

**5) Aptien (e = 25m) :**

Il est représenté par des calcaires blancs à gris-blancs, parfois beiges, microcristallins et durs, des dolomies blanches à beiges, cristallines et dures à moyennement dures. Les deux bancs encadrent un niveau argileux.

**5) Barrémien (e = 280m) :**

Représenté par des grès blancs à beiges, parfois gris-blancs, fins à moyens, localement grossiers, friables et silico-argileux, de dolomies grises, cristallines et dures, d'argiles versicolores, silteuses, tendres à indurées et légèrement carbonatées.

**6) Néocomien (e=180m) :**

Représenté par des argiles grises à gris-vert, localement brun-rouge, silteuses et légèrement dolomitiques et de grès blancs, translucides, friables, très fins à fins, sub-arrondis et silicoargileux.

- **JURASSIQUE:**

**1) Malm (e=225m):**

Constitué d'anhydrites blancs, beiges, pulvérulentes, rarement microcristallines et dures, d'argiles rouge-briques à grises, tendres à indurées et silteuses, de calcaires gris-blancs à gris, cristallins et moyennement durs, de dolomies grises à gris-blanc, microcristallines et dures. Il contient un aquifère d'eau potable de salinité de 30g/l.

**2) DOGGER:**

Représenté par deux niveaux :

- Argileux (e=105m) :

Il est constitué des argiles brun-rouges, grises à gris-vertes, silteuses et tendres à indurées et de calcaires blancs à gris-blancs, tendres et crayeux.

- Lagunaire (é=210m) :

Il est constitué des anhydrites blancs, pulvérulents, massifs et durs à moyennement durs, de calcaires gris à gris-blancs, argileux et tendres à moyennement durs, d'argiles gris-clair à grisfoncé, parfois brun-rouge, tendres et indurées, et silts blancs à gris-clair, tendres et de marnes gris-vert à grises.

**3) LIAS (e=300m):**

Il représenté par cinq niveaux :

- **Ld1 (e=65m) :**

Il est constitué par des argiles gris-clair à gris-vert, parfois brun-rouge, tendres, indurées et légèrement carbonatées, de calcaires dolomitiques gris à gris-blancs, argileux, tendres à moyennement durs, de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures et d'anhydrites blancs, pulvérulents et cristallins.

- **Ls1 (e=90m) :**

Il est constitué des sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et durs, d'anhydrites massifs, blancs pulvérulents, tendres à durs, d'argiles brun-rouges, parfois grises, tendres et légèrement carbonatées, de calcaires dolomitiques gris-beiges, microcristallins et tendres.

- **Ld2 (e=55m) :**

Il est constitué des argiles brun-rouges, rarement grises, tendres et pâteuses et de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures renfermant des eaux chlorurées calciques.

- **Ls2 (e=60m) :**

Il est constitué des sels massifs blancs et rosâtres, transparents à translucides et d'argiles brun-rouges, tendres, indurées et légèrement carbonatées.

- **Ld3 (e=30m) :**

Il est constitué des argiles gris-clair, tendres à indurées et légèrement carbonatées et de calcaires dolomitiques gris à gris-blancs, microcristallins, argileux et durs.

• **TRIAS :**

Représentée par quatre niveaux :

1) **SALIFÈRE :**

Subdivisé en trois horizons :

- **Ts1 (e=46m) :**

Ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrites et des intercalations d'argiles dolomitiques.

- **Ts2 (e=189m) :**

Ce niveau est représenté par des sels blancs, rosâtres, massifs et transparents, argiles gris à gris-foncés ou brun-rouges, silteuses, tendres à indurées et anhydrites blancs à gris-beiges, massifs et pulvérulents.

- **Ts3 (e=202m) :**

Ce niveau est représenté par des sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et argiles brun-rouges, rarement grises, silteuses, pâteuses et indurées. Les horizons Ts2 et Ts3 sont les sièges de manifestations d'argiles fluentes.

2) **ARGILEUX (e = 113m) :**

Argiles plus ou moins silteuses, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de bancs de sel au sommet.

3) **GRÈSEUX (e = 35m) :**

Grès gris-clair à gris, rarement blancs, très fins à fins, friables et argileux, argiles brun-rouge, rarement grises, silteuses, tendre à indurées et quelques traces de glauconie. Ils se subdivisent en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques.

4) **ÉRUPTIF (0<e<92m) :**

Andésites blanches, vertes, localement altérées, multicolores et dures, grès gris-blanc, isométriques, siliceux à silico-argileux et parfois quartzique ainsi que des argiles brun-rouge à gris sombre, indurées et siliceuses.

Les terrains du TRIAS argilo-gréseux (TAG) sont le siège de zones à pertes plus ou moins virulentes selon la position où l'on se trouve sur le champ. Le TRIAS repose en discordance directement sur le Cambrien au centre de la structure et sur l'Ordovicien au niveau des zones périphériques.

### **I.3.3. PALÉOZOÏQUE :**

#### **1) ORDOVICIEN :**

Dans sa représentation la plus complète, il est constitué de quatre termes : - Les quartzites d'Hamra : (e = 12 à 75m) quartzites localement grossières, présentant parfois des intercalations argileuses.

- **Les grès d'El Atchane :** (e = 25m) grès fins à ciment argileux, bitumineux.
- **Les argiles d'El Gassi :** (e = 50m) argiles schisteuses, carbonatées, vertes et noires, glauconieuses ou carbonatées présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôt marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.
- **Zone des Alternances :** (e = 20m) argiles indurées, alternant avec des bancs quartzitiques isométriques et de grès moyens à fins.

➤ **Remarque :**

La série Ordovicienne n'est présente que sur la partie sub-méridionale de la structure du fait de l'érosion. Au centre de la structure, zone la plus exposée à l'érosion, le TRIAS repose directement sur le Cambrien.

#### **2) LE CAMBRIEN :**

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passées de silt stones argilo-micacés.

#### **3) L'INFRACAMBRIEN :**

C'est l'unité lithologique la plus ancienne reconnue . Il est composé de grès argileux de couleur rouge.

### **I.3.4. LE SOCLE:**

Rencontré aux environs de la profondeur de 4000m, il est constitué essentiellement de granite porphyroïde de couleur rose à deux micas, comme représente la Tableau I-1.

**I.4 Subdivision diagraphique :**

Les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre unités, **Ri**, **Ra**, **R2** et **R3** où :

- **Zone Ri** : Grès fins isométriques, zone habituellement très compacte (13% des réserves).
- **Zone Ra** : Grès anisométrique, réservoir principal de Hassi Messaoud (68% des réserves).
- **Zone R2** : Grès grossiers plus argileux, ne présentant que rarement des qualités de réservoir, dans sa partie supérieure (19% des réserves).
- **Zone R3** : Zone très grossière, très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier.

**I.5 Subdivision pétrophysique et notion du drain :**

La notion de drains fait appel aux données sédimentologiques, diagraphiques et à la qualité réservoir. Cette notion caractérise les propriétés pétrophysiques du réservoir, verticalement et horizontalement.

Le terme drain qualifiant des zones faiblement cimentées, coïncidant avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir.

- **Ra inférieur** : Constitué de trois grands massifs grossiers qui sont : G1 (30m), G2 (812 m) et G3 (24-28 m). Ces trois grands massifs coïncident avec les zones référentielles du Ra (D2, ID et D1).
- **Ra moyen** : On le trouve dans les intercalations silteuses ou argileuses.
- **Ra supérieur** : Constitué de même matériel que le Ra inférieur. La différence se trouve dans le style de dépôt.

**I.6 Caractéristiques du réservoir :**

Le réservoir est situé sous la discordance hercynienne, il est protégé par une importante couverture argilo-salifère du trias.

L'eau de gisement est salée saturée en sels divers dissous (360-370 g/l); Sa viscosité est de 0,45 cp. Le contact huile/eau se trouvait à l'origine à 3380 m il a envahi partiellement une bonne partie du R2. L'aquifère n'est pas actif. Les grès de Hassi Messaoud sont constitués essentiellement de grès anisométriques, seule la zone Ra d'une centaine de mètres présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques, elle est la plus productive du Réservoir Cambrien situé environ de 3300m à 3500m de profondeur. Les caractéristiques de la roche réservoir son.

- La porosité est faible de 5 à 10 %,
- La perméabilité est très faible de moyenne 1 –2 mdarcy,
- L'huile est légère, elle présente une densité moyenne en surface de 0,8
- La viscosité est d'environ 0.2 cp,
- La saturation en huile est de 80% à 90% maximum,
- La saturation critique en gaz est de l'ordre en 08%,

- La pression de Gisement est variable de 120 à 400 kg/cm<sup>2</sup>,
- La pression de bulle est de 140 à 200 kg/cm<sup>2</sup>,
- La température est de l'ordre de 118° C,

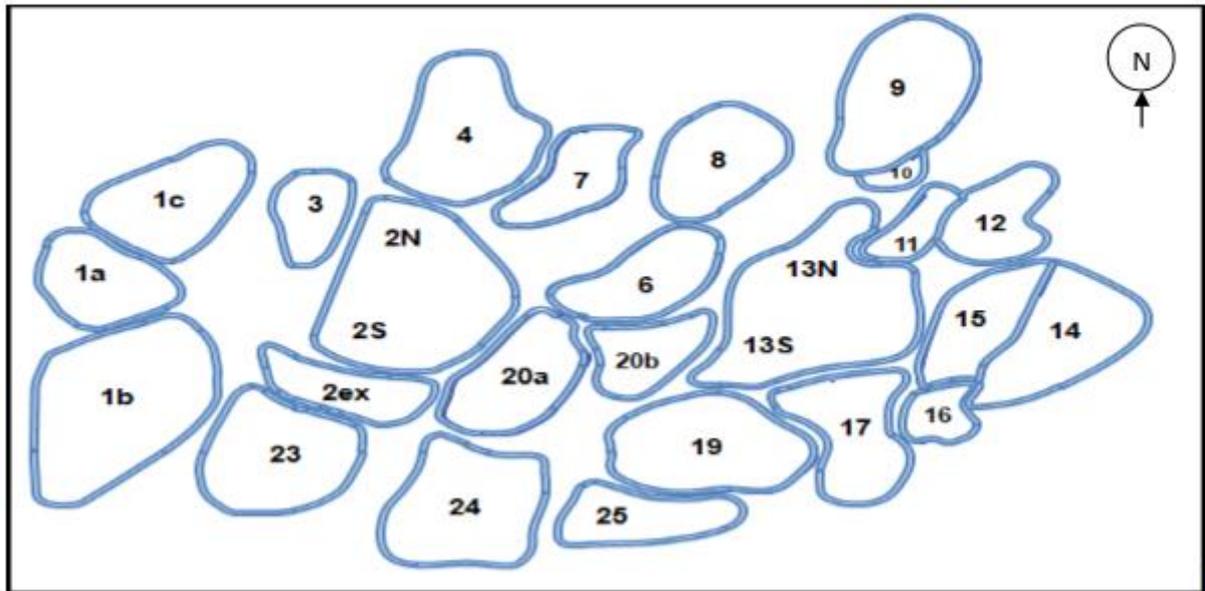
### **I.7 Zonation du champ du Hassi Messaoud :**

Le champ de Hassi-Messaoud est subdivisé en zones en tenant compte des iso-pressions.

L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble des puits qui se comportent de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie.

Toutes fois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

Il faut également noter que la subdivision actuelle n'est pas définitive car une même zone Peut-être subdivisée en sous zones.



**Figure 1: Carte des zones du champ de Hassi-Messaoud.**

### **I.8 Développement de gisement et problèmes d'exploitation :**

#### **I.8.1 Production :**

Le gisement de Hassi-Messaoud compte plus 1284 puits, qui sont forés au Cambrien dont 781 puits producteurs d'huile, 86 puits injecteurs de gaz et 30 puits injecteurs d'eau. Les réserves en place du gisement sont estimés à 7075.73 106 stdm<sup>3</sup>.

Plus de la moitié des puits producteurs sont équipés de concentriques pour l'injection de l'eau douce (dessalage de dépôts de sel) et l'injection de gas-lift pour augmenter la récupération.

**I.8.2 Problèmes d'exploitation :**

Au cours de sa vie, un puits, qu'il soit producteur ou injecteur d'eau ou de gaz, peut présenter différents problèmes qui vont empêcher la production ou l'injection. Les dépôts se présentent dans la colonne de production et des zones, les vannes, les pompes, etc. Ces dépôts représentent un véritable problème.

**Chapitre II : Généralité sur**  
**le forage horizontal**

**II.1. Histoire et introduction :**

Les puits horizontaux sont des puits à angle élevé forés pour améliorer les performances du réservoir en plaçant une longue section de puits de forage dans le réservoir.

Le forage horizontal est réellement né en juin 1980 avec le forage du puits Elf Aquitaine dans le sud de la France.

Il est probable que quelques puits horizontaux avaient été forés avant cette date, entre autre en Russie, volontairement ou non, mais sans réel résultats ni développement jusqu'aux années 80.

Lacq-90 fut suivi par Lacq-91, Casteralou toujours en France puis Rospomare-6d en Italie et pelican lake au Canada. A la fin des années 80 des centaines puis des milliers de puits horizontaux étaient forés chaque année.

Cette technique est nouvelle pour l'Algérie, il a fallu attendre jusqu'aux années 90, c'est en 1992 qu'a été foré le premier puits horizontal (HRZI) à Hassi-R'MEL.

Depuis cette date deux puits de même type ont été forés, l'un à Hassi-Messaoud l'autre à Tinfouyé Taban –Kort en 1993.

Les objectifs principaux recherchés lorsqu'on réalise un puits horizontal sont les suivants :

- 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.

Un tel succès ne s'explique que par les excellents résultats obtenus grâce à la technique du forage horizontal, malgré quelques ratés, surtout au début. Ce succès a été rendu possible par une rapide évolution technologique des équipements :

- Développement des outils de mesures en temps réel
- Développement d'une nouvelle génération de moteurs de fond.
- Evolution des fluides de forage et développement de nouveaux équipements de contrôle des solides.
- Meilleure compréhension du comportement du train de tiges.

**II.2. Avantages & inconvénients du forage horizontal :****II.2.1. Avantages du forage horizontal :**

Les avantages du forage horizontal sont nombreux et nous ne mentionnerons ci-après que les plus intéressants :

- Réduction du cône d'eau et de gaz en raison d'un rabattement réduit dans le réservoir pour un taux de production donné, réduisant ainsi les travaux de correction nécessaires à l'avenir.
- Augmentation du taux de production en raison de la plus grande longueur de puits de forage exposée à la zone de production.
- Le drainage plus large et plus efficace conduit à une récupération globale accrue des réserves.
- le forage horizontal permet le développement de champs qui n'auraient pu être exploités commercialement autrement.

### II.2.2. Inconvénients du forage horizontal :

Au cours des dernières années, le forage horizontal s'est avéré être une alternative viable au forage vertical conventionnel. Bon nombre des problèmes de forage et de diagraphie ont été surmontés. Les principaux obstacles qui subsistent dans la technologie de forage horizontal sont :

- 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 ou offshore. Un puits foré dans un réservoir onshore peu profond sera comparativement plus cher qu'un puits foré offshore dans un réservoir profond dont le surcoût pourrait ne pas dépasser 20 à 30%.

- 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
- éviter l'accumulation de déblais dans les parties inclinées du puits Une élimination efficace des solides est également nécessaire.

- Le comportement des formations.

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

- L'endommagement des formations.
- L'évaluation du potentiel de production.

### II.3. Applications du forage horizontal :

Le forage horizontal est une technologie couramment utilisée car le forage à un angle autre que vertical peut stimuler les réservoirs et obtenir des informations qui ne peuvent pas être obtenues en forant verticalement.

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

- **Réservoirs fracturés :**

Les réservoirs sont parmi les meilleurs candidats au développement par forage horizontal. Les fractures de ces réservoirs étant 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.

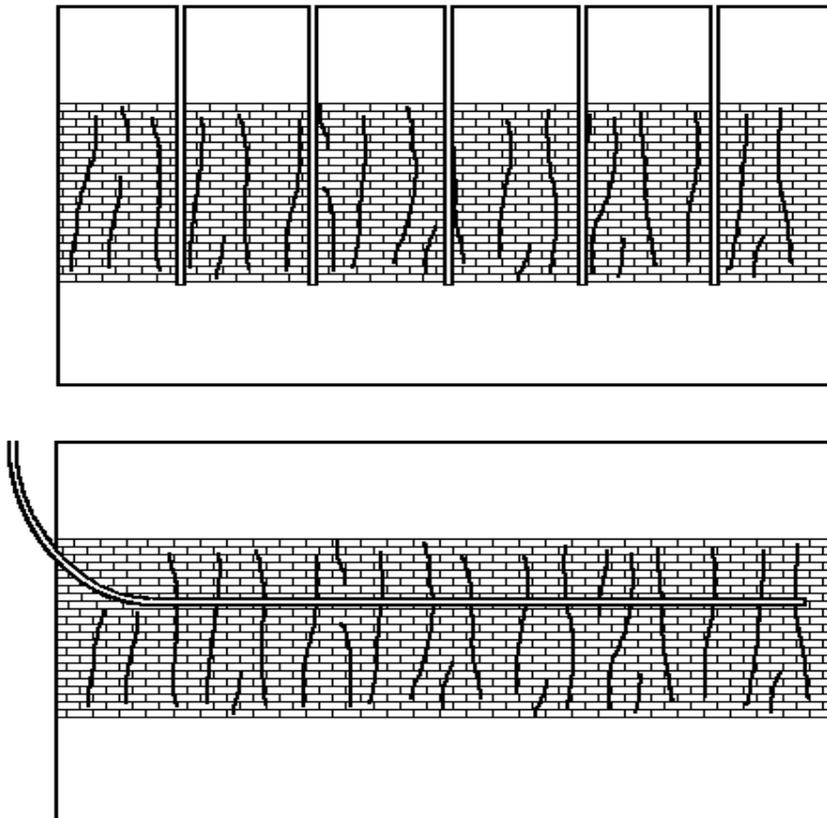


Figure 3 : Réservoir fracturé.

- **Réservoirs multi couches :**

Dans la plupart des réservoirs multi-couches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

La figure de la page opposée illustre un tel cas de réservoir compartimenté ou un seul puits horizontal remplace six puits verticaux et de plus améliore la production en retardant le conin

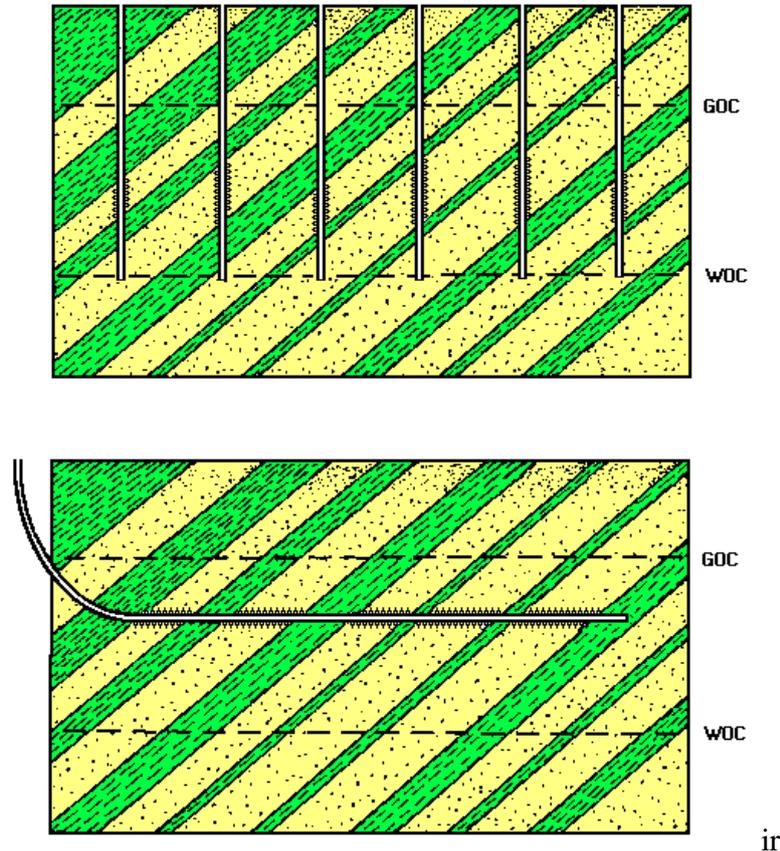


Figure 4. : Réservoir multi couches.

- **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 :**

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, elle même proportionnelle 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 produits sans mise en place de coûteuse crépines calibrées.

### - Coning water et gaz:

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 la production 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'arrivée de gaz.

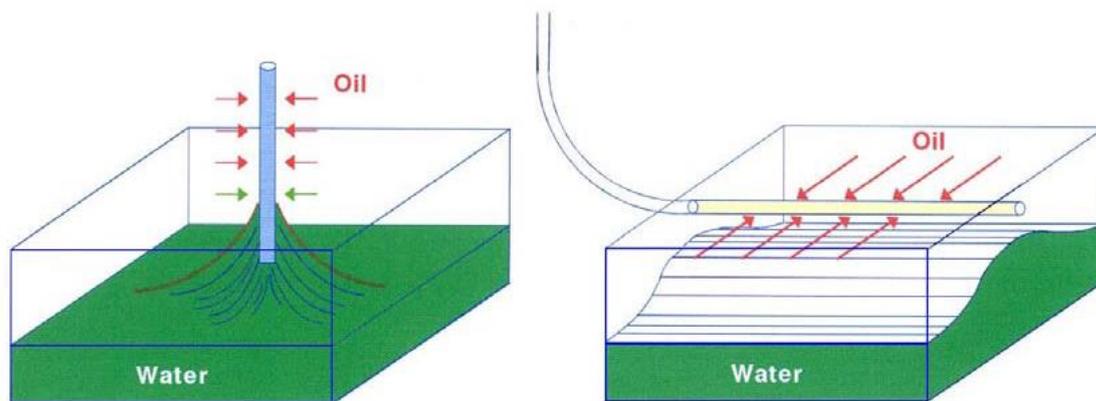


Figure 5 : Water coning.

### - 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.

II.4. Profils et types de puits horizontaux :

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

Les puits horizontaux sont classés suivant la longueur de leur rayon de courbure pour arriver à l'horizontal : long, medium, court, ultra-court. Ils sont également comparés en termes de gradient de build up, inversement proportionnel au rayon de courbure.

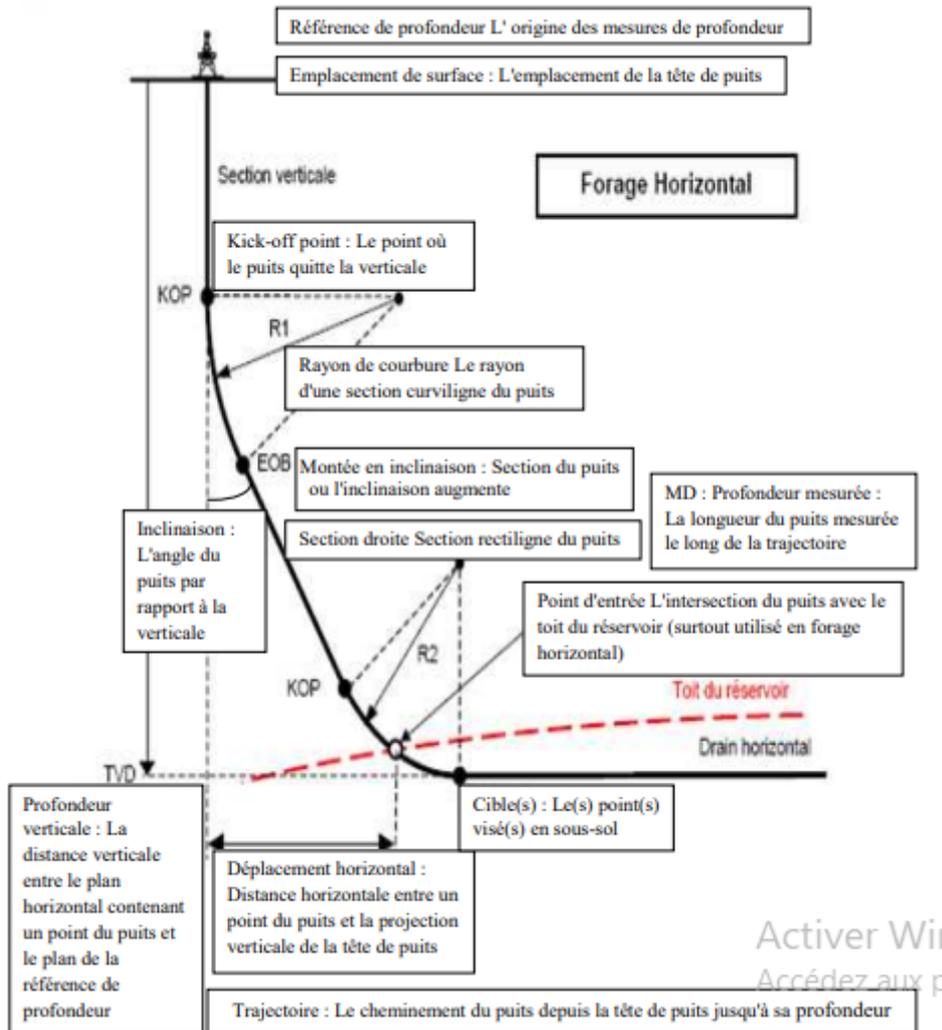


Figure 6 : Profil d'un puits horizontal

II.4.1. Profils des puits horizontaux :

II.4.1.1. Long radius :

Le puits long radius ont un grand rayon de courbure  $ROC > 300$  m ou un gradient de build up  $< 2^\circ/10$  m. Ces profils sont essentiellement utilisés pour les puits offshore.

II.4.1.1.1. Avantage :

Parmi les avantages des puits long radius on cite :

- Ils sont plus faciles à forer et ne nécessitent que des équipements de forage classique.

- Il n'est pas nécessaire d'utiliser un moteur de fond pour obtenir et maintenir l'angle d'inclinaison.
- Utilisation des tiges et des casings standards.
- Le cout journalier de service et de déviation est moins élevé que pour le medium et le short radius.
- Permet de forer des drains horizontaux plus longs (1500 m et plus) et atteindre des points très éloignés.

### II.4.1.1.2. Inconvénients :

Ces puits ont également leurs revers :

- La longueur du rayon de courbure nécessite un rig plus puissant muni d'un top drive, de pompes puissantes et d'une capacité de traitement et de stockage de la boue importante.
- La longueur accrue de l'ouverture de puits (l'open-hole) augmente le risque des incidents tels que ; coincement, venue détérioration des parois etc... pouvant exiger la pose de tubage supplémentaire.
- Contrôle de la TVD est moins précis.

En fin les puits long radius ne sont pas envisageables sur des permis de petite surface car le grand déport engendré pour arriver à 90° est trop important au regard de la dimension du bloc considéré.

### II.4.1.2. Medium radius :

Ce sont des puits ayant un rayon de courbure compris entre 100m et 200 m, avec un gradient de build up compris entre 2.5° et 7°/10m . Ces profils typiquement utilisés dans le forage à terre ont été développés aux USA pour permettre d'obtenir le maximum de drain horizontal à l'intérieur des permis de dimension modestes.

Les outils utilisés pour les puits medium radius sont limités par l'espace entre trou et la garniture de forage.

Généralement on emploie des versions modifiées des équipements conventionnels longs radius, conçues pour résister à des combinaisons accrues de courbure, torsion et flambage.

Les dog-legs maximum générés en sliding/orienting mode sont de l'ordre de 8°/10m.

#### II.4.1.2.1 Avantages :

Les puits medium radius sous des aspects sont différents par rapport aux shorts et longs radius. Comparés aux longs radius, ils sont plus précis dans l'atterrissage à l'horizontal mais génèrent davantage de frottements et de torque. Par contre, comparés aux puits short radius, ils sont moins précis dans l'atterrissage à l'horizontal mais génèrent moins de torque et de frottements.

Autres avantages des puits medium radius :

- On peut utiliser sans soucis des MWDs de diamètres conventionnels (MWD Collar) ou outils de repêchage de petits diamètres ainsi que des moteurs de navigation (steerable).
- On peut forer des drains de longueur importante et carotter de façon conventionnelle.
- On peut descendre des casings et des complétions classiques.

### II.4.1.2.2 Inconvénients :

Le torque et le poids disponibles à l'outil seront sans doute plus faibles car le gradient de build up d'un puits medium radius est supérieur à celui de long radius.

De nos jours la tendance est de démarrer le puits comme un long radius de façon à réduire le gradient de build up dans la partie supérieure de puits. Après la section tangente le profil est réalisé comme un medium radius normal, ce qui permet de forer avec moins de couple et de frottements que dans un puits de profil 100% medium radius.

Ceci est accompli sans perte de précision dans l'atterrissage ni perte sensible de déport horizontal.

### II.4.1.3 Short radius :

Les puits short radius ont un rayon de courbure  $5\text{m} < \text{RDC} < 20\text{m}$ , soit un gradient de build up compris entre  $3^\circ$  et  $10^\circ$  par mètre.

#### II.4.1.3.1. Avantages :

Les avantages des puits SR sont les suivants :

- Plus précis en déplacement vertical que les puits LR ou MR.
- Les puits SR sont attractifs sur de petit permis ou de petites lentilles dont la position précise est connue.
- Forés à partir de puits déjà existant.
- Les puits SR sont moins chers à recompléter puisque l'infrastructure est déjà en place.

De plus le KOP est généralement situé sous le contact des fluides, ce qui signifie moins de risque de mauvaise isolation entre les fluides que dans un puits LR ou MR.

#### II.4.1.3.2. Inconvénients :

Le désavantage des puits SR est dans :

- le besoin d'utiliser des équipements spéciaux (flexibles ou articulés) souvent lents à manier, moins résistants que les équipements standard et non conformes aux recommandations API.
- La nécessité d'utilisation des moteurs de fond , MWDs et BHA articulés.
- ROP réduit et nombre important de manœuvres pour le changement de BHA.

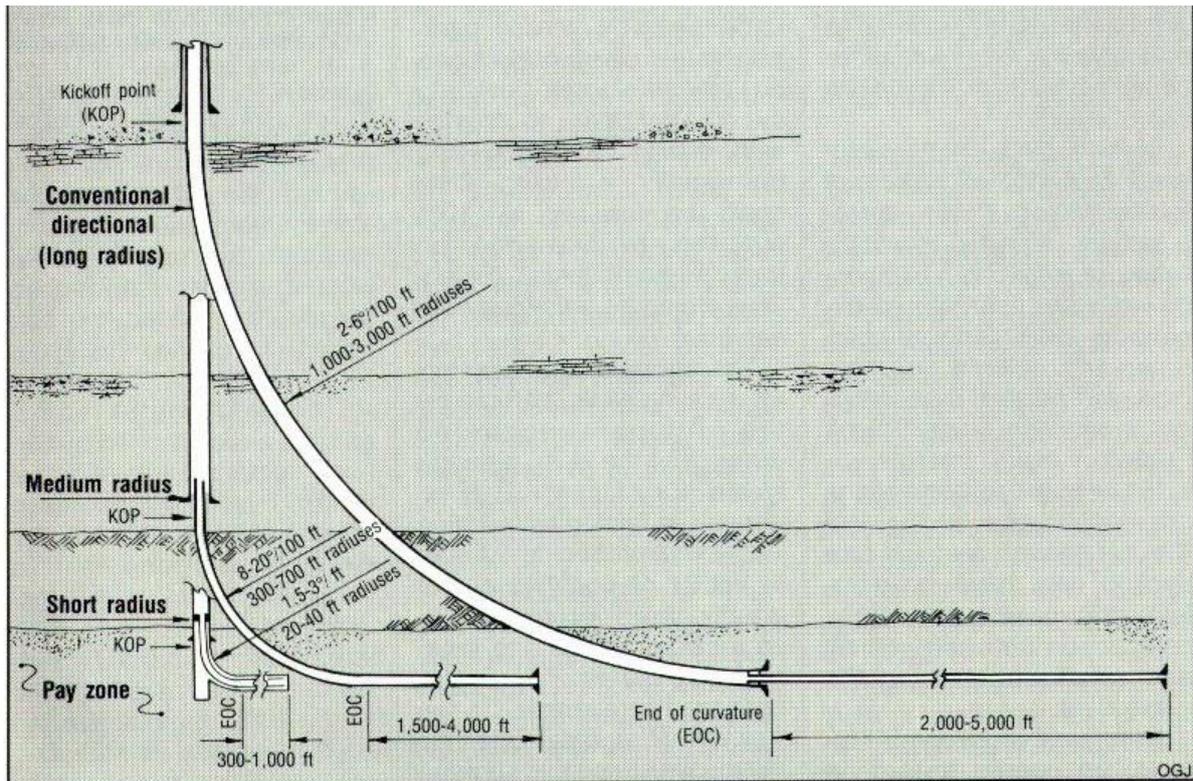


Figure 7 : Type des puits horizontaux.

#### II.4.2. Types de puits horizontaux :

Les puits horizontaux sont une méthode alternative pour extraire les hydrocarbures lorsque forer verticalement est inaccessible pour produire ou atteindre le réservoir, le forage à un certain angle non vertical peut atteindre des cibles et stimuler les réservoirs d'une manière qu'un puits vertical ne peut pas.

On peut citer quelques types de puits horizontaux :

##### II.4.2.1. Les puits à long déplacement :

Les puits à long déplacement ont une longue section forée à haute inclinaison jusqu'au toit du réservoir, suivie d'un drain horizontal. La longueur totale peut atteindre plusieurs kilomètres, le record étant à ce jour de 12 km avec BP sur le champ de Witch Farm.

##### II.4.2.2. Les puits en ré-entrée :

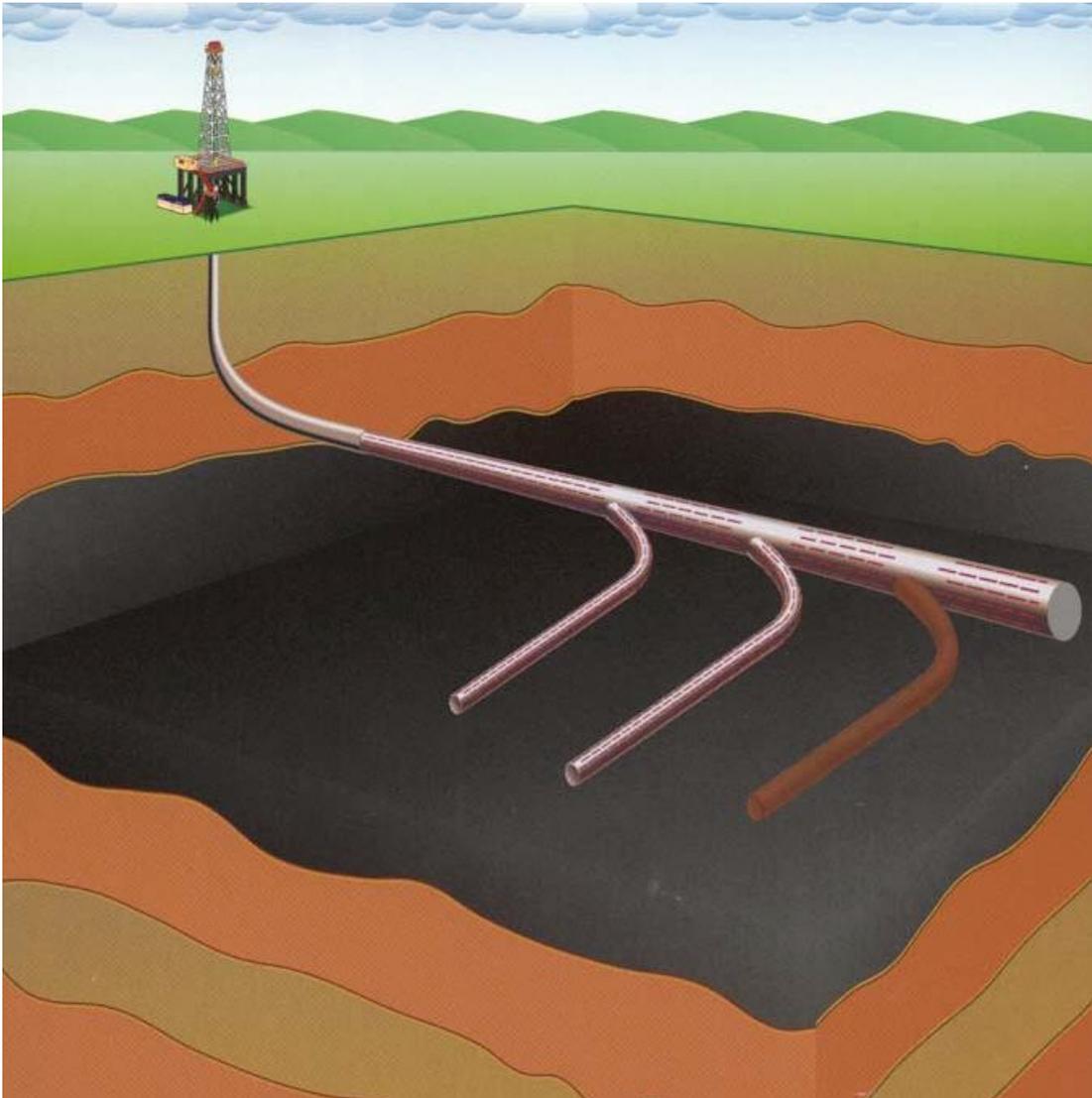
Les puits en ré-entrée sont une autre séquelle du forage horizontal et consistent un repartir d'un puits déjà existant, vertical ou dévié, qui est alors abandonné et bouché afin de forer un puits latéral se terminant le plus souvent à l'horizontal.

##### II.4.2.3. Les puits multilatéraux :

Les puits multilatéraux sont un développement du forage horizontal. Ils consistent à forer une ou plusieurs branches à partir d'un drain primaire qui peut être vertical, dévié ou lui même horizontal.

De nombreux types de puits multilatéraux ont été forés. Nous ne citerons que deux exemples allant du plus simple au plus élaboré:

- un puits vertical avec une branche horizontal.
- les puits dits en "arête de poisson" ayant plusieurs branches latérales forées alternativement à partir d'un drain principal.



**Figure 8 : Puits multi-latérale.**

**II.5. Ingénierie et méthodes du forage horizontal :****II.5.1. Introduction :**

La technologie de forage et de production de puits horizontaux est l'une des méthodes les plus importantes de l'industrie pétrolière et gazière au cours de ces dernières années.. L'amélioration continue des équipements de forage horizontal a fait de ce dernier une technique rentable pour développer les réserves.

**II.5.2. Programme de forage :****II.5.2.1. 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, quelquefois 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 degrés)

- 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.

- La nature des formations traversées

- stabilité à haute inclinaison.

La stabilité de certaines formations diminue fortement lorsque l'inclinaison augmente. Des études géotechniques préliminaires sont recommandées lorsqu'un tel risque existe.

- capacité à permettre des gradients importants.
- les pertes.

Des pertes importantes ou totales peuvent conduire à modifier le programme du puits en raison de leur influence sur le fonctionnement de moteurs de fond et des MWD à mud pulses.

- La nature du réservoir

La nature du réservoir influence :

- la détermination du fluide de forage
- ✓ le nettoyage du puits
- ✓ les risques de colmatage ou d'endommagement
  - la stabilité des parois
  - la longueur du drain

La longueur optimum du drain doit être déterminée.

- 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.

### II.5.2.2. Détermination du (des) rayon(s) de courbure :

- Long rayon (long radius)

Les courbures à long rayon permettent l'utilisation de toutes les procédures de forage conventionnelles, forage rotary, carottage, tubages, etc., ceci avec des équipements standards et pour des puits sans restriction de diamètre ou de longueur de drain.

- Rayon moyen (medium radius)

Les courbures à rayon moyen nécessitent des équipements adaptés tels que des 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.

- Rayon court (short radius)

Les courbures à court rayon nécessitent des équipements spécifiques tels que moteurs articulés et garnitures articulées. Divers équipements sont disponibles selon les compagnies de services.

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

**II.5.2.3. Train de tige et garniture de forage :****II.5.2.3.1 Garnitures typiques de forage horizontal :**

Les garnitures de forage utilisées dans les forages à haute inclinaison diffèrent considérablement des garnitures conventionnelles et sont en général "plus simples".

Cette différence résulte du fait majeur que la gravité n'agit plus directement pour pousser l'outil mais au contraire entraîne des effets négatifs tels que les frottements.

La difficulté d'un forage horizontal est plus d'atteindre une cible ayant une tolérance verticale limitée que le forage du drain lui-même. Le moyen est de suivre la trajectoire théorique au plus près et donc de pouvoir ajuster la trajectoire en permanence.

**➤ Forage rotary**

Sauf exception le forage rotary ne devrait pas être utilisé pour le forage des puits horizontaux. Les garnitures rotary ne permettent pas un contrôle suffisant de l'azimut et de l'inclinaison et leur utilisation augmente le risque de rater la cible.

**➤ Forage de navigation**

La méthode de choix est donc la méthode de navigation. Les composants de bases d'une telle garniture sont :

- un moteur équipé d'un coude incorporé, de préférence ajustable.
- un MWD permettant au minimum la mesure des paramètres directionnels (DD MWD)
- la longueur nécessaire d'éléments amagnétiques pour permettre des mesures magnétiques non perturbées. Ces éléments peuvent être des masses tiges mais préférablement des tiges lourdes ou compressives.

Les éléments suivants dépendent de la section à forer, de son inclinaison et de sa longueur, mais aussi de la profondeur verticale, le problème étant de pousser l'outil de forage.

- inclinaison < 50 degrés

Comme en forage conventionnel les composants de base seront suivis de masse-tiges et de tiges lourdes.

- inclinaison entre 50 et 90 degrés

Au-delà de 50 degrés d'inclinaison apparaissent les frottements et le problème de pousser l'outil.

Les masse-tiges situées en bas du train de tiges ont un effet de plus en plus négatif : elles ne poussent plus et augmentent les forces latérales.

Elles doivent être, soit localisées dans une partie verticale ou moins inclinée du puits (garniture inversée), soit supprimées.

Si l'on exclut l'utilisation de tiges lourdes, qui présentent plus ou moins les mêmes inconvénients, le problème revient toujours à la possibilité d'utiliser des tiges en compression.

- aux alentours de 90 degrés :

La garniture la plus communément utilisée est aussi la plus simple, consistant des composants de bases suivis uniquement de tiges de forage.

Dans le cas de puits peu profonds ou de drains longs, il peut être nécessaire d'utiliser une garniture inversée.

### II.5.2.3.2. Utilisation des coulisses :

En forage horizontal la disponibilité d'une coulisse dans le train de tiges est plus que jamais nécessaire en raison des frottements et des risques de collage.

Afin que la coulisse reste opérationnelle la sélection de son type et sa position doivent être soigneusement étudiées, les deux étant liés.

La sélection du type de coulisse, soit mécanique soit hydraulique, soulève de nombreuses controverses autour de leur mode de fonctionnement.

- les coulisses mécaniques peuvent être déclenchées à des seuils prédéterminés mais l'atteinte de ces seuils peut se révéler difficile et ils ne peuvent pas être ajustés trop bas.
- les coulisses hydrauliques risquent d'être actionnées sous l'effet des frottements ou d'une descente trop rapide mais offrent une plus grande souplesse de fonctionnement.

La position de la coulisse doit être étudiée :

- en fonction de la longueur à forer :

Elle ne doit pas être à l'un des points neutres et doit pouvoir être actionnée aussi bien en début qu'en fin de phase.

- de ses réglages (si mécanique) ou de ses caractéristiques (si hydraulique)

Les logiciels de "torque & drag" apportent une aide conséquente à la détermination de cette position.

Les premiers puits horizontaux ont souvent été forés avec deux coulisses :

- une coulisse positionnée aussi bas que possible ne pouvant taper que vers le haut (compte tenu des difficultés sinon de l'impossibilité de la mettre en compression et du risque de taper en compression sur le MWD et le moteur).
- une seconde coulisse était placée assez haut dans le train de tiges, à une position où elle ne risquait pas ou peu d'être coincée, pouvant être actionnée en traction et en compression.

Le but était évidemment une sécurité renforcée mais il est douteux que la coulisse du bas ait pu être actionnée en raison de sa position. D'autre part, en travaillant en traction, un doute subsistait sur la coulisse réellement actionnée. Cette pratique est tombée en désuétude.

### II.5.2.4. Carottage

Avec quelques précautions et une bonne préparation, le carottage à haute inclinaison n'est pas un problème et les taux de récupération sont comparables à ceux du carottage vertical.

La difficulté majeure est de conserver l'inclinaison, essentiellement en raison de la souplesse du carottier. Pour cela :

- les carottiers sont stabilisés et l'utilisation de carottiers courts est recommandée.
- la longueur des carottes est habituellement limitée à 3 à 4 mètres

Le carottage horizontal peut être exécuté :

- soit en forage rotary, avec une garniture stabilisée, si la courbure du trou permet la rotation.
- soit en utilisant un moteur de fond droit à vitesse adaptée, le carottier étant installé devant le moteur, l'ensemble étant stabilisé.

### II.5.2.5 le logging électrique

Faute d'une énergie pouvant entraîner les outils, au-delà de 50 à 60 degrés d'inclinaison, les opérations au câble deviennent difficiles puis impossibles, en particulier le logging électrique.

Le besoin de réaliser une diaggraphie pour les puits a conduit au développement de nouvelles techniques de logging appelées TLC (Tough Logging Conditions) permettant de descendre les outils dans les puits horizontaux :

#### ➤ **Le système Simphor :**

Le système Simphor développé par l'IFP (Institut Français du Pétrole) utilise les tiges de forage comme moyen de poussage et est couramment utilisé par les sociétés de Services. Il permet le logging des puits en utilisant les outils standards.

Les différents outils sont assemblés et installés au bas des tiges de forage puis descendus dans le puits jusqu'à une profondeur permettant la descente du câble jusqu'à la tête des outils.

A cette profondeur est installé un side-entry sub (voir 2.1.1.7) puis le câble descendu et connecté au moyen d'un "wet connector".

La manoeuvre est ensuite continuée en ajoutant des tiges, le câble restant entre les tiges et le tubage. Le logging est possible dès cet instant.

Lorsque la profondeur de logging est atteinte, la mesure est démarrée, les outils étant déplacés en fonction du déplacement du train de tiges. La mesure est possible dans les deux sens.

#### ➤ **Pump down stinger :**

Cette technique utilise également les tiges comme moyen de transport, mais les outils de logging sont convoyés à l'intérieur des tiges et poussés dans le trou au moyen de la circulation.

Elle nécessite des outils de logging spéciaux pouvant passer à l'intérieur des tiges.

Les différents outils sont assemblés et surmontés par un outil pousseur appelé "locomotive".

Les tiges sont descendues à la profondeur de début du logging. Le train de logging est alors descendu à l'intérieur des tiges et lorsque nécessaire propulsé hors des tiges par la "locomotive" sous l'effet de la circulation.

Le logging et la remontée des outils sont effectués par traction sur le câble.

#### ➤ **Coiled tubing logging :**

Les différents outils sont assemblés et installés au bas d'un coiled tubing câblé et déplacés selon les mouvements du tubing.

Cette technique permet une mesure plus continue que le logging sur tiges mais nécessite l'amenée d'une unité de coiled tubing en plus du rig.

**II.5.3. Tubage et cimentation des puits :****II.5.3.1. Programme de tubage :**

L'étude d'un tubage qui doit être descendu à haute inclinaison nécessite la considération de facteurs complémentaires tenant à la géométrie des puits et en particulier des rayons de courbures.

- Rayons de courbures :

Les tubages doivent être sélectionnés en tenant compte des rayons de courbure afin de résister aux efforts de flexion, surtout si une rotation est prévue lors de la cimentation.

Ces considérations affectent aussi bien le corps du tubage que les connections utilisées.

- Flambage :

Comme en forage conventionnel le train de tubage doit être étudié pour résister aux conditions de descente et de cimentation, la différence essentielle résidant en une possibilité de mise en compression d'une partie du tubage.

Les études sont similaires à celles menées pour le train de tiges.

- Centralisation :

La cimentation sera d'autant meilleure que l'annulaire sera régulier et dépend donc d'une bonne centralisation des tubes.

Le choix des équipements de centralisation (centreurs rigides par exemple) aidera de plus à la descente du tubage.

- Complétion avec des liners :

Sinon laissé en trou ouvert la plupart des puits horizontaux sont complétés avec des liners plutôt qu'avec des tubages complets.

Des outils de mise en place hydrauliques sont préférables à des outils mécaniques en raison des efforts de frottements.

**II.5.3.2. Programme de cimentation :**

Le succès d'une cimentation dans un puits horizontal ou fortement dévié est basée sur un ensemble de facteurs interdépendants :

- Géométrie du trou.
- Propriétés de la boue de forage.
- Centralisation du casing.
- Composition du laitier de ciment.
- Déplacement effectif de la boue.
- Préparation et exécution des opérations de cimentation.

Plus encore que pour un puits ordinaire, le succès de ce type de cimentation requiert une attention particulière aux moindres détails, ce qui impose une étroite collaboration entre l'opérateur et la compagnie de services à tous les stades.

Deux problèmes principaux doivent être évités pendant la cimentation des puits horizontaux:

- la formation d'eau libre à la partie supérieure du drain.
- le cheminement résiduel

### II.5.4. Complétion :

Le design de la complétion dépend :

- de la nature de la formation
- de la production potentielle de solides
- des fluides en place
- de la qualité du drain (sections hors du réservoir)
- de la distance au contact huile-eau
- de la distance au contact huile-gaz

Les différentes complétions utilisées varient des puits laissés en trou ouvert aux complétions complexes incluant plusieurs packers , multiples ou utilisant des crépines:

- trou ouvert (la plupart des puits)
- tubage non cimenté pré-perforé ou fendu.
- tubage non cimenté pré-perforé ou fendu, utilisant un ou plusieurs packers.
- tubage non cimenté pré-perforé ou fendu alternant avec des sections pleines isolées par des packers.
- tubage cimenté totalement ou partiellement puis perforé.
- tubage crépiné
- tubage crépiné et pré-packé.

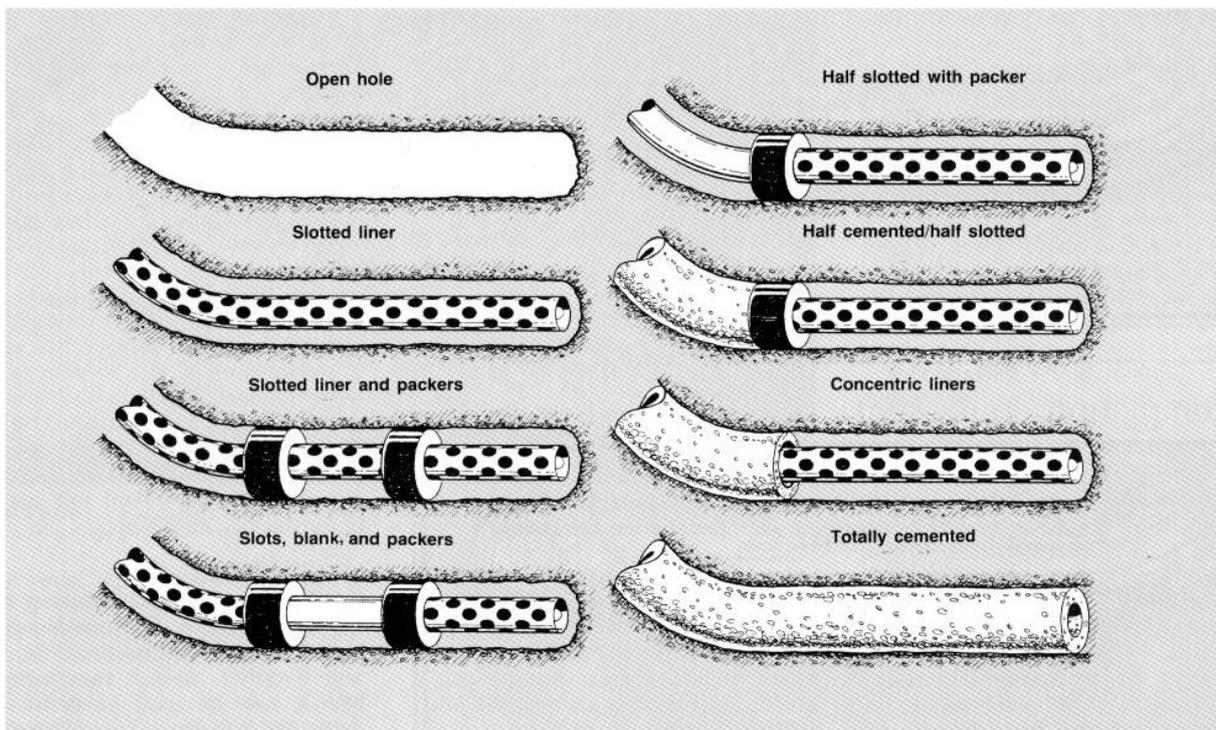


Figure 9 : Complétion d'un puits horizontal.



**Chapitre III : Ecoulement**  
**d'une phase solide-liquide**  
**dans un puits.**

**Chapitre IV : Boue de forage**  
**et transport des déblais.**

**Chapitre IV : Boue de forage**  
**et transport des déblais.**

## **CHAPITRE IV: les fluides de forage et transport des déblais**

---

### **IV.1 Les fluides de forages :**

#### **IV.1.1 Définition :**

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argile, polymères, tensioactifs, déblais, ciment,...). En 1979, l'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface.

Le fluide est préparé dans les bacs à boue, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire chargé des déblais formés au front de taille.

À la sortie du puits, il subit différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et réajuster ses caractéristiques physico-chimiques à leur valeur initiales. Il est ensuite réutilisé.

#### **IV.1.2 Fonctions de fluide de forage :**

Les fluides de forage doivent avoir des propriétés telles qu'ils facilitent, accélèrent le forage, réduisent les coûts globaux du forage en permettant des économies de temps et d'argent, facilitent toutes opérations techniques pendant le forage (mesures au cours de forage) et fournissent le maximum d'informations sur les terrains traversés (surtout dans le cas des forages d'exploration), favorisent ou tout au moins ne réduisent pas d'une manière sensible et permanente les possibilités de production des sondages.

- Les boues de forage doivent avoir des propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes :

- **Nettoyage du puits**

La boue doit débarrasser le puits des particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris de roche appelés « cuttings » ou « déblais ».

- **Maintien des déblais en suspension**

Le fluide de forage doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais il doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation.

- **Sédimentation des déblais fins en surface**

Alors que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface, afin de les éliminer. Bien qu'apparemment ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles.

- **Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde**

Du fait de son passage en surface, la boue en circulation se trouve à une température inférieure à celle des formations ce qui lui permet de réduire efficacement l'échauffement de

## **CHAPITRE IV: les fluides de forage et transport des déblais**

---

la garniture de forage et de l'outil. Cet échauffement est dû à la transformation d'une partie de l'énergie mécanique en énergie calorifique.

- **Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits :**

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles, que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil.

Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles, etc.

Les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression des roches.

- **Dépôt d'un cake imperméable :**

La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée un film sur les parois du sondage, ce film est appelé cake.

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits.

- **Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile :**

Afin d'éviter le débit dans le puits des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement.

La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximums et minimums.

- **Augmentation de la vitesse d'avancement :**

Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et les caractéristiques de la boue conditionnent les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps de manœuvre, en un mot, les performances du forage.

Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils.

- **Entraînement d'outils (turbine, MWD, etc.) :**

Dans le cas du turboforage la boue entraîne la turbine en rotation. Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série d'évents et à mettre en mouvement des aubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits (colmatant).

- **Diminution du poids apparent du matériel de sondage :**

Bien que ce soit beaucoup plus une conséquence qu'une fonction, la présence d'un fluide d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garniture de forage et tubages (l'effet de poussée d'Archimède), ceci permet de réduire la puissance exigée au levage.

## CHAPITRE IV: les fluides de forage et transport des déblais

- **Apport de renseignements sur le sondage :**

La boue permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés. Ces renseignements sont obtenus :

- Par les déblais remontés avec la circulation du fluide.
- L'évolution des caractéristiques physiques et/ou chimiques de la boue.
- La détection de gaz ou autres fluides mélangés à la boue.

La fonction la plus critique qu'un fluide de forage réalise est de minimiser la concentration des déblais autour du trépan de forage et dans le puits ennuyé. Bien sûr, ce faisant, le fluide lui-même assure cette charge de déblais, et si les déblais ne sont pas retirés du fluide, il perd très rapidement son capacité à nettoyer le trou et crée des gâteaux de filtration d'épaisseur. Pour activer sur place le recyclage et la réutilisation du fluide de forage, de déblais doivent être continuellement et enlevé efficacement.

### IV.1.3 Types de fluides :

Dans les conditions de pression et de température données, les fluides sont caractérisés par :

Leur comportement rhéologique caractérisé par la courbe d'écoulement expérimentale (Rhéogramme) ; dont les coefficients (constants) de l'équation d'écoulement représentatifs cette courbe sont les paramètres rhéologiques caractérisant le fluide.

Leur comportement au repos représenté par la structure développée.

Leur comportement en régime transitoire représenté par le temps de réponse aux modifications d'écoulement.

L'équation d'écoulement d'un fluide est donnée par la relation reliant la tension de cisaillement ( $\tau$ ) et le taux ou la vitesse de cisaillement ( $\gamma^*$ ) à un régime laminaire.

Il est a noté que pour un régime pareil le fluide est cisailé parallèlement à la direction d'écoulement, c'est chaque une des lames se déplace à une vitesse propre de ce fait on peut définir :

- Taux de cisaillement ( $\gamma^*$ ) shear rate : c'est le rapport entre la différence de vitesse et la distance de deux lames voisines.

$$\gamma^* = \frac{dv}{dr} \dots\dots\dots(IV.1)$$

Avec :

$\gamma^*$  : Taux de cisaillement en s-1 (1/s).

$dv$  : différence de vitesse entre deux lames voisines.

$dr$  : la distance entre les deux lames.

Si l'unité de  $dv$  est en (mètre/seconde) et la distance  $dr$  en (mètre),  $\gamma^*$  s'exprime en (s-1).

## CHAPITRE IV: les fluides de forage et transport des déblais

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

$$\tau = \frac{df}{ds} \quad [\tau] = \frac{\text{Neweton}}{m^2} = Pa \quad \dots\dots\dots(IV.2)$$

Lors de l'écoulement d'un fluide, les forces existantes s'opposent au déplacement. Ces forces connues sous le terme tension de cisaillement sont d'origine frictionnelle apparaissant lors de glissement des lames fluides les uns sur les autres.

### Equations rhéologiques :

Les modèles rhéologiques décrivent la relation qui existe entre la vitesse de cisaillement et la contrainte de cisaillement ;

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

$$\mu = \tau / \gamma^* \quad \dots\dots\dots(IV.3)$$

Basant sur leur comportement d'écoulement, les fluides peuvent être classes en deux types principaux :

#### IV.1.3.1 Modèle Newtonien :

Pour les fluides de ce type, la tension de cisaillement est directement proportionnelle au taux de cisaillement, Des exemples de fluides newtoniens sont l'eau, glycérine et le diesel. Le modèle de fluide newtonien est défini par l'équation rhéologique suivante :

$$\tau = \mu \cdot \gamma^* \quad \dots\dots\dots(IV.4)$$

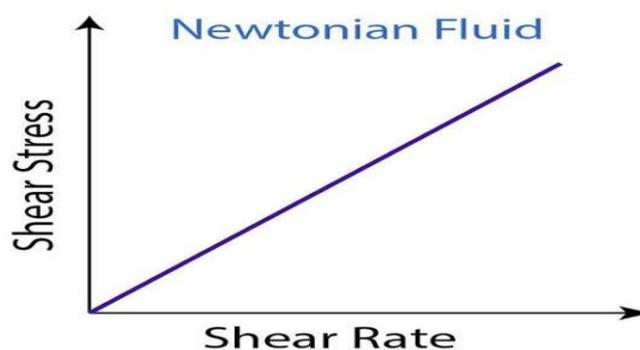


Figure 16 : Graphe de  $\tau$  en fonction de  $\gamma^*$ .

La relation est linéaire (par exemple, si la contrainte de cisaillement est doublé alors le taux de cisaillement sera également doubler, ou si le taux de circulation est doublé alors la pression requise pour pomper le fluide va doubler).

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.

## CHAPITRE IV: les fluides de forage et transport des déblais

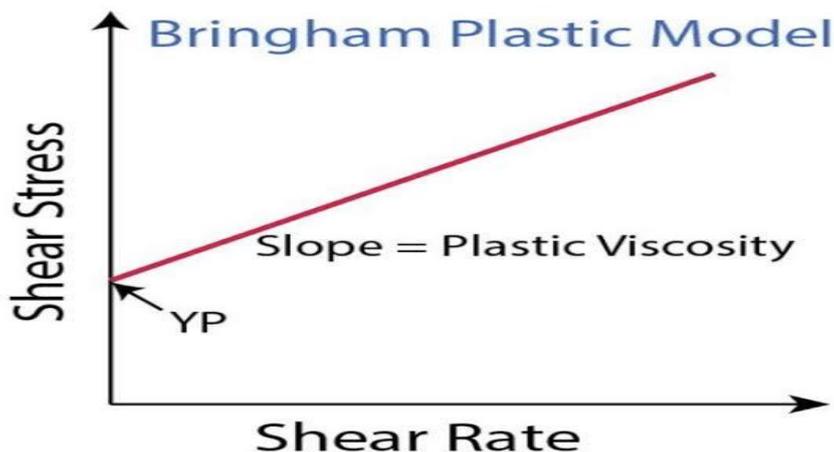
### IV.1.3.2 Fluides non newtoniens :

Les fluides de forage sont généralement non-newtoniens dans le comportement, et sont définis par des relations plus complexes entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement. Lors de fluides contenant des particules colloïdales (ou argiles), ces particules ont tendance à augmenter la contrainte de cisaillement ou d'une force nécessaire pour maintenir un débit donné.

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 et on peut ajouter aussi le modèle de Herschel-Bulkley.

- **Le modèle de bingham :**

La différence principale entre ce type de fluide et le fluide Newtonien c'est la présence d'une limite d'élasticité. Aucun transport en vrac du fluide se produit jusqu'à ce que cette tension limite est dépassée. Une fois la limite d'élasticité est dépassée, des incréments égaux de la contrainte de cisaillement produisent des incréments égaux de taux de cisaillement.



**Figure 17 : Modèle de Bingham.**

Notez que la viscosité apparente diminue avec l'augmentation du taux de cisaillement. Ce phénomène est connu comme "fluidification". Comme les taux de cisaillement se rapprochent infini, la viscosité apparente atteint une limite connue sous la viscosité plastique. Cette viscosité est la pente de la ligne de plastique 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.

## CHAPITRE IV: les fluides de forage et transport des déblais

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

$$\tau = \tau_0 + \mu \cdot \dot{\gamma}^* \dots \dots \dots (IV.5)$$

Avec :

$\zeta_0$  : Yield point.

$\mu$ : Viscosité plastique.

- **Le modèle en puissance :**

Comme pour les fluides newtoniens, les fluides pseudos 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 nième au taux de cisaillement, d'où l'appellation de « fluide en puissance ». L'équation de l'écoulement est :

$$\tau = K \cdot \dot{\gamma}^{*n} \dots \dots \dots (IV.6)$$

Avec :

**K** : le coefficient de consistance

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

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

$$n = \frac{\log \left( \frac{\Theta_2 - \Theta_0}{\Theta_1 - \Theta_0} \right)}{\log \left( \frac{\omega_2}{\omega_1} \right)}$$

$$K = \frac{\Theta_1 - \Theta_0}{\omega_1^n} \dots \dots \dots (IV.7)$$

**K** : indice de consistance

**n** : indice rhéologique.

$\Theta_1$  : lecture viscosimètre Fann au bas taux du cisaillement.

$\Theta_2$  : lecture viscosimètre Fann en haut taux du cisaillement.

$\Theta_0$  : gel 0 ou lecture 3 rpm.

$\omega_1$  : rpm du viscosimètre Fann au bas taux du cisaillement.

$\omega_2$  : rpm du viscosimètre Fann en haut taux du cisaillement.

## CHAPITRE IV: les fluides de forage et transport des déblais

Pour certains types de boue, la boue à émulsion inverse par exemple. Le modèle « en puissance » est préféré à celui de Bingham.

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

Le modèle de puissance est représenté graphiquement comme suit :

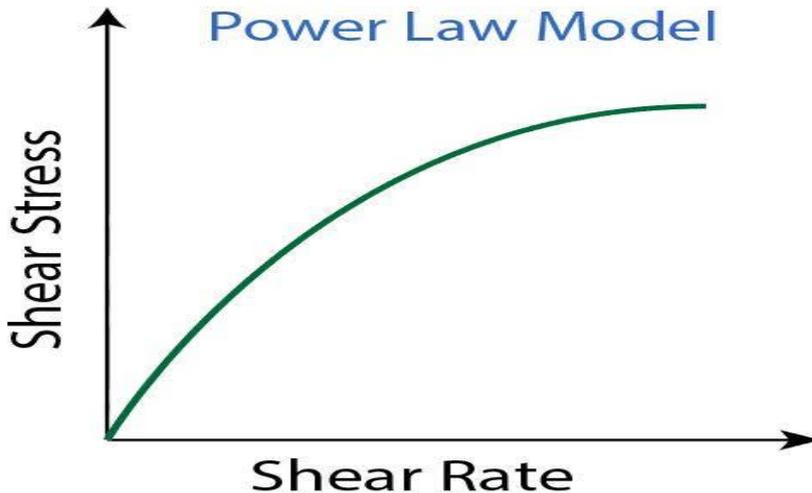


Figure 18 : Modèle de puissance.

- **Le modèle d'Herschel-Bulkley :**

Le fluide Herschel-Bulkley est un modèle généralisé d'un fluide non-Newtonien dans lequel la contrainte subie par le fluide est liée à la contrainte d'une manière compliquée et non linéaire. Trois paramètres caractérisent cette relation : la consistance, l'indice d'écoulement et la contrainte de cisaillement.

La consistance est une simple constante de proportionnalité, tandis que l'indice d'écoulement mesure le degré auquel le fluide s'éclaircit ou s'épaissit par cisaillement.

L'équation constitutive du modèle Herschel-Bulkley après que la limite d'élasticité a été atteinte s'écrit généralement comme :

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \gamma^{*n}, \text{ pour } \tau \geq \tau_0 \dots \dots \dots (IV.8)$$

Avec :

$\tau$  : contrainte de cisaillement [pa].

$K$  : indice de consistance [pa\*s<sup>n</sup>].

$\gamma^*$  : taux de cisaillement [s<sup>-1</sup>].

$n$  : indice de flux [sans dimension]

Le modèle de Herschel-Bulkley est défini par la relation graphique dans la figure suivante :

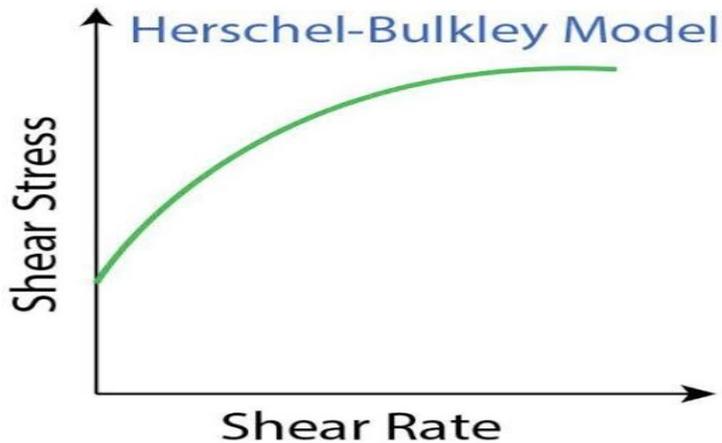


Figure 19 : Modèle de Heshel-Bulkley.

### IV.2 La rhéologie de la boue :

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.

#### IV.2.1 Caractéristiques rhéologiques :

Parmi les caractéristiques on citera :

##### ➤ 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 :

#### 1. 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.



Figure 20: Viscosimètre Marsh.

### 2. 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

### 3. 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 Fann, (qui est un système à deux cylindre coaxiaux dont on met celui de l'extérieure en rotation à différentes vitesses ; celui de l'intérieure 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.



Figure 21 : Viscosimètre Fann.

### 4. Viscosité plastique :

La viscosité plastique exprimée en centipoise (Cps) ou en (pascalle \*seconde) est calculée à partir des lectures du viscosimètre Fann. 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 :

## CHAPITRE IV: les fluides de forage et transport des déblais

- 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  $\mu_p$ .

### ➤ Le yield point :

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

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

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

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

### ➤ 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.

## CHAPITRE IV: les fluides de forage et transport des déblais

- 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.

### IV.3 Régimes d'écoulement :

Il existe différents régimes d'écoulement :

#### IV.3.1 Régime Laminaire :

En règle générale, l'écoulement du fluide peut être considéré comme le résultat de couches de fluide parallèles coulissant l'une devant l'autre. Les couches adjacentes au conducteur adhèrent à la surface et chacune des lames de couches successives glisse sur sa voisine avec l'augmentation de la vitesse. Ce schéma de circulation ordonnée est connu comme un écoulement laminaire.

Dans lequel chaque lame de fluide se déplace l'une par rapport à l'autre parallèlement à la direction de l'écoulement, avec une vitesse propre. Pour l'écoulement dans un tube cylindrique, la vitesse est maximale le long de l'axe du tube, elle est nulle à la paroi.

Ce type d'écoulement est généralement souhaitable dans l'anneau, car il ne conduit pas à l'érosion du trou et ne produit pas de pertes de charge excessives. Ces calculs de perte de charge peuvent être calculés mathématiquement en fonction du type d'écoulement.

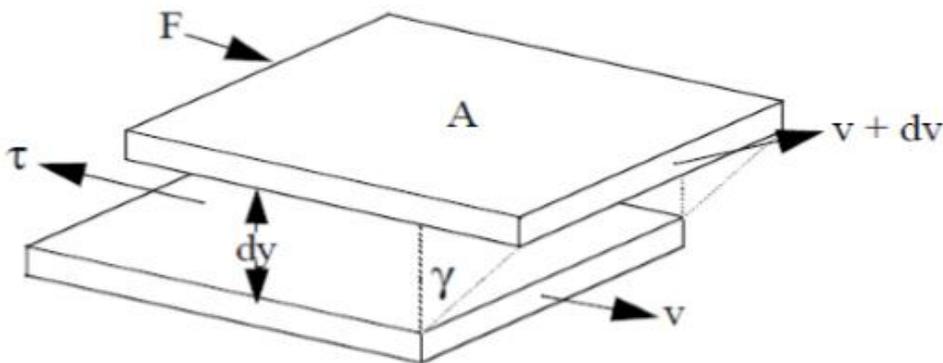


Figure 22 : Régime laminaire.

#### IV.3.2 Régime turbulent :

La turbulence ou l'écoulement turbulent est un régime d'écoulement en dynamique des fluides caractérisé par des changements chaotiques de pression et de vitesse d'écoulement. La turbulence est causée par une énergie cinétique excessive dans certaines parties de l'écoulement du fluide, qui domine l'effet d'amortissement de la viscosité du fluide. Pour cette raison, les turbulences sont plus faciles à produire au sein des fluides à faible viscosité et inversement.

Turbulent Flow est le type de régime d'écoulement trouvé à l'intérieur de la tige de forage au cours des opérations de forage. Depuis vitesses élevées de boue sont tenus de obtenir un

## CHAPITRE IV: les fluides de forage et transport des déblais

écoulement turbulent, cela se traduit par de fortes pertes. Ce type de débit n'est généralement pas souhaité dans l'espace annulaire en raison de sa tendance à provoquer l'érosion du trou excessive et "densité de circulation équivalente" de haut.

### IV.3.3 L'écoulement en bouchon :

Où le fluide se déplace le long du tube comme un bouchon. Sur un plan perpendiculaire à la direction de l'écoulement, la vitesse est constante.

Ce régime d'écoulement ne présente pas dans tous les fluides, seulement une partie pour des vitesses faibles.

### IV.3.4 Les régimes transitoires :

Où les conditions d'écoulement viennent d'être modifiées et le régime définitif n'est pas encore établi.

Le régime est transitoire, par exemple, pendant la mise en vitesse du fluide, lors d'un changement de débit, lors d'un changement de direction, etc....

### IV.4 Changement de régime avec la vitesse moyenne de circulation :

Pour un fluide de caractéristiques données circulant dans un tube cylindrique rectiligne de géométrie donnée, on aura, en fonction de la vitesse moyenne d'écoulement  $V$ . la figure suivant montre le changement de régime tell que les vitesses représentent les vitesses critique pour chaque régime.

1. Régime laminaire (permanent)
2. Zone de transition laminaire-turbulent
3. Régime turbulent (permanent en moyenne)

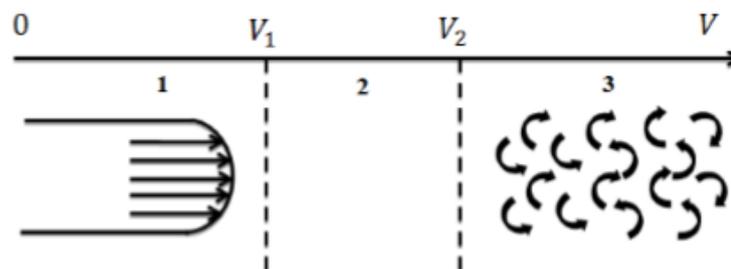


Figure 23 : Changements de régime d'écoulement.

### IV.5 Transport des 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.

#### IV.5.1 Problèmes liés à la formation de lit de cuttings :

## CHAPITRE IV: les fluides de forage et transport des déblais

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

### IV.5.2 Cuttings et inclinaison :

#### IV.5.2.1 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.

- **Zone 1** : de  $0^\circ$  à  $\alpha$  avec  $0^\circ < \alpha < 30^\circ$

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.

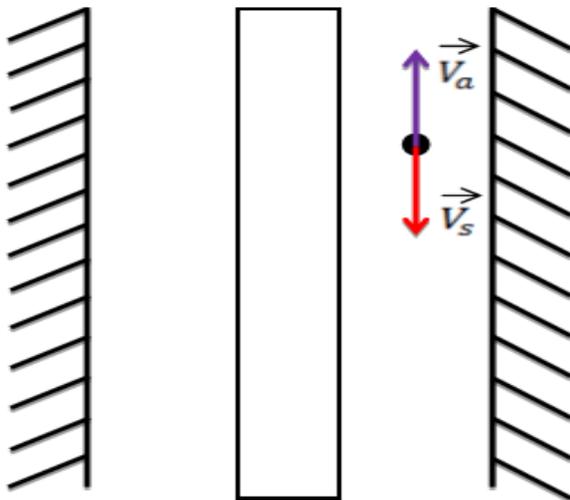
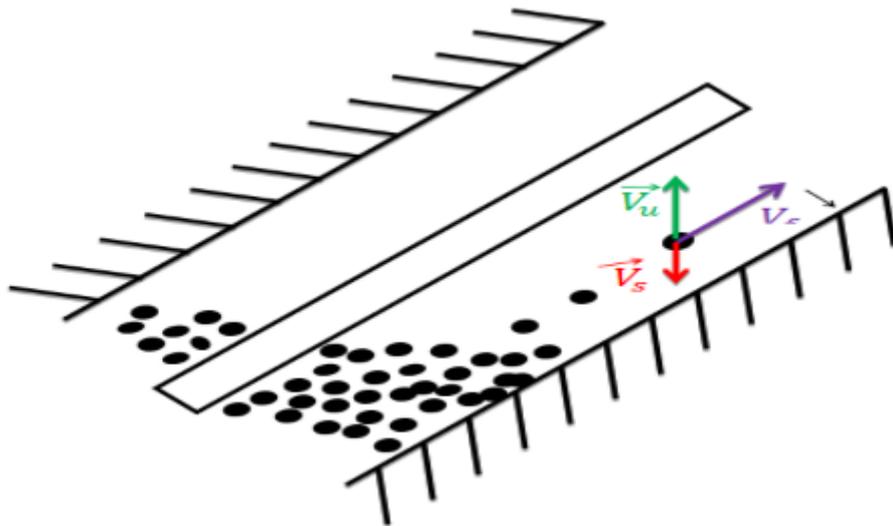


Figure 24 : Représentation des vitesses appliquées sur la particule (Zone 1).

- **Zone 2** : de  $30^\circ$  à  $60^\circ$ , avec  $30^\circ < \beta < 60^\circ$

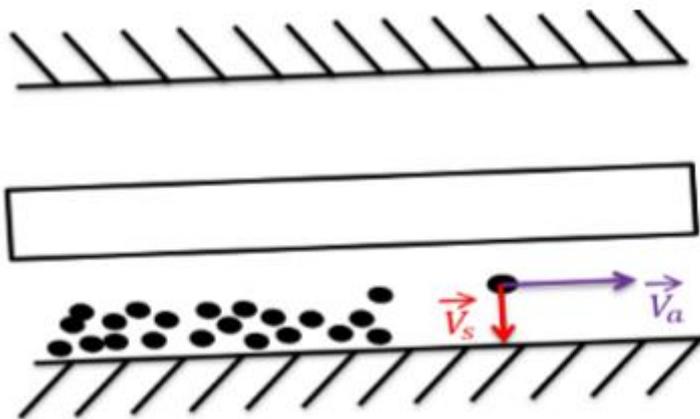
Dans cette zone la répartition des cuttings dans l'annulaire devient irrégulière, et leur concentration dans la partie basse de l'annulaire (low side) où ils tendent à former un lit qui est soumis à des faibles vitesses annulaires de la boue est supérieure à celle de la partie haute (high side). Ce lit 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).



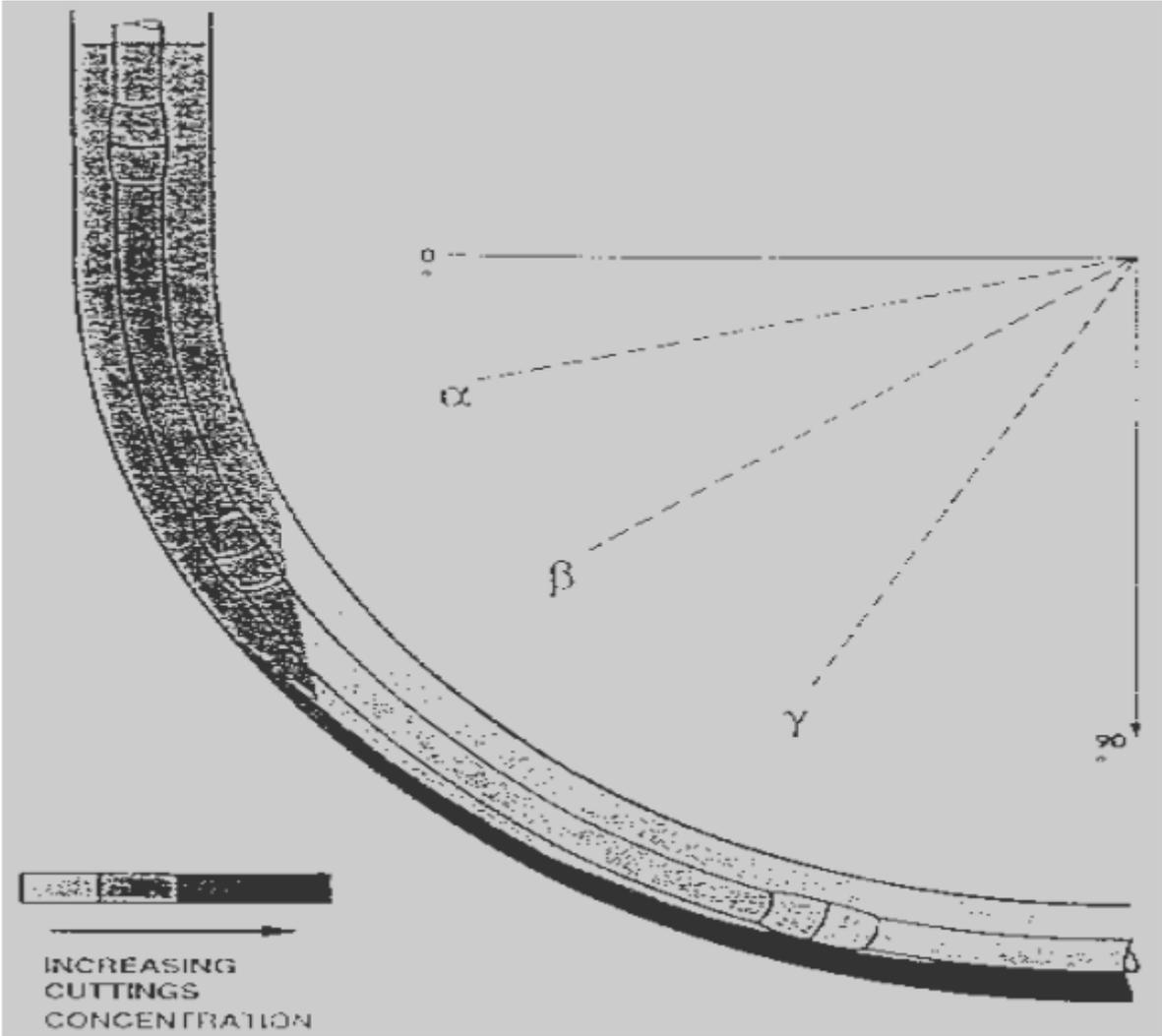
**Figure 25 : Représentation des vitesses appliquées sur la particule (Zone 2).**

- **Zone 3** : plus de  $60^\circ$ , (avec  $\gamma > 60^\circ$ ).

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.



**Figure 26: Représentation des vitesses appliquées sur la particule (zone 3).**



**Figure 27 : Concentration des cuttings en fonction de l'inclinaison.**

**Chapitre V : Les problèmes**  
**liés au mauvais nettoyage du**  
**puits et paramètres affectant**  
**le transport des déblais**

# CHAPITRE V : Problèmes liés au mauvais nettoyage et paramètres affectants le transport des déblais

## Introduction :

Pendant les forages déviés et horizontaux, à côté des difficultés rencontrées pour maintenir la trajectoire on marque la présence de problème de hole cleaning.

Alors, La difficulté consiste à assurer un bon nettoyage du trou afin de réduire les forces de friction, le couple et l'endommagement de la formation.

Ce qui est plus complexe, maintenir la stabilité du trou du fait que la distribution des contraintes n'est pas isotrope

En outre on trouve les problèmes de venue du gaz ou l'huile et les pertes de circulation dans les réservoirs fracturés qui mènent dans les plus pires des cas à mettre un bouchon de ciment et de faire la complétion et d'entamer la production en se contentant de la distance horizontale forée.

## V.1 Les conséquences d'un mauvais nettoyage :

Le nettoyage du puits, c'est à dire l'évacuation des déblais et solides de forage hors du trou est évidemment primordiale et la difficulté augmente avec l'inclinaison.

Dans un puits horizontal ou fortement dévié les cuttings ont une tendance d'accumulation et de décantation au fond du trou spécialement à l'arrêt de circulation.

L'accumulation des cuttings augmente jusqu'à atteindre un état de stabilité qui provoque la formation des lits de beds cuttings qui va s'épaissir jusqu'à ce que les conditions d'équilibre soient atteintes (Fig.IV.1). Cet équilibre est essentiellement en fonction de la rhéologie et de la vitesse annulaire du fluide, ainsi que de la différence de densité entre les cuttings et le fluid.

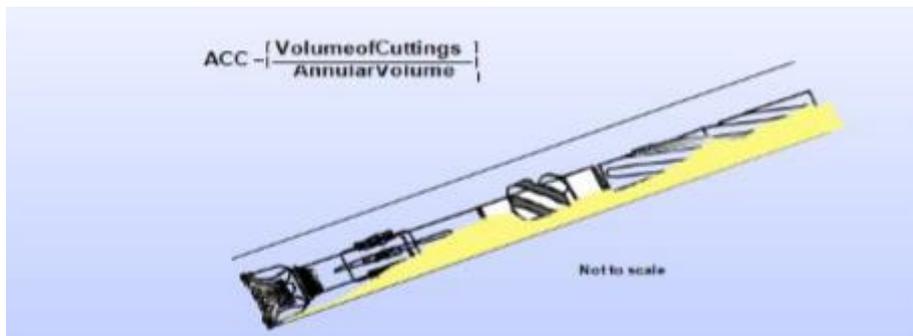


Figure28: Accumulation des cuttings dans un puits incliné

**Les problèmes liés au mauvais nettoyage du puits sont de plusieurs ordres :**

- Augmentation des torques et drag (diminution de diamètre du puits).
- Difficultés de mouvement de la garniture (perte de temps pendant ces manœuvres).
- Pertes de WOB (en sliding) , et de couple(en rotary).
- Mauvaise cimentation.
- Difficultés de contrôle des venues en cas d'éruption.
- Influence sur le mode d'écoulement de la boue.
- Perte ou abandon du puits pour l'impossibilité d'instrumentation ;
- Les additifs économiques du puits.

## CHAPITRE V : Problèmes liés au mauvais nettoyage et paramètres affectants le transport des déblais

---

### V.1.1 Augmentation des torques, drags avec perte de couple(en rotary) et de WOB (en sliding) successive :

Le torque est la résistance à la rotation de la garniture de forage, et le drag est la résistance à la remontée ou à la descente de la garniture de forage.

Le mauvais nettoyage joue un 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 des 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.

### V.1.2 Difficultés de mouvement de la garniture et risque de coincement :

L'accumulation des cuttings dans le trou peut augmenter les paramètres rhéologiques et physiques 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.



Figure 29: Risque de coincement

### V.1.3 Instabilité des parois du puits et pertes de circulations :

En plus de la pression hydrostatique de la colonne de boue, la descente et la remontée de la garniture créent une surpression et dépression 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. La densité de la boue est un facteur majeur pour le contrôle du puits, en général, plus l'inclinaison du puits augmente, plus la densité de la boue à exiger pour stabiliser les parois augmente. Il devrait être noté que pour les puits fortement déviés il y a une

## CHAPITRE V : Problèmes liés au mauvais nettoyage et paramètres affectants le transport des déblais

convergence entre le gradient de fracturation et ECD (Equivalent circulating density). Le gradient de fracturation est en fonction de TVD (True vertical depth), mais ECD est en fonction de MD (Measured depth).

### V.1.4 La mauvaise cimentation :

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.

### V.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.

### V.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.

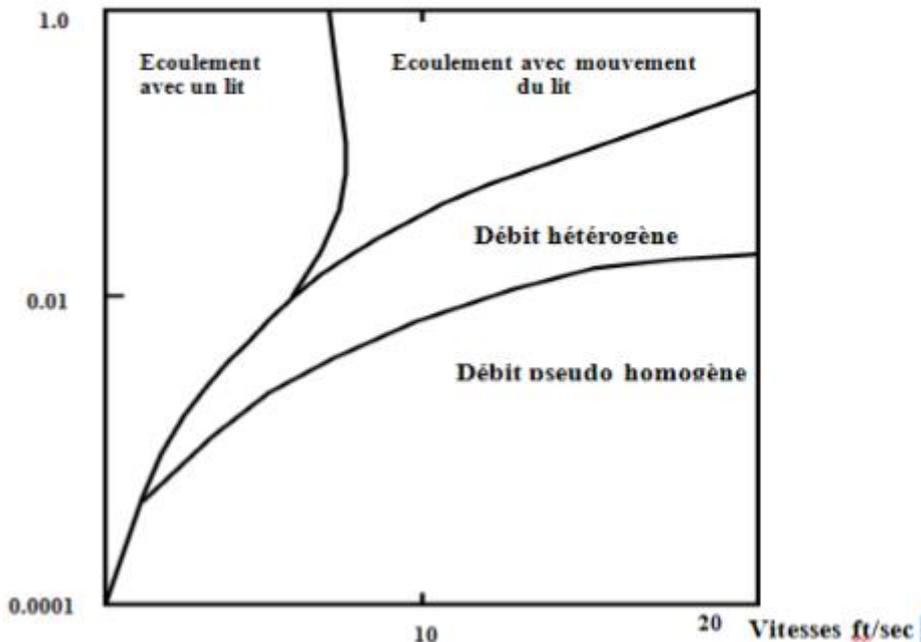


Figure 30 : Mode d'écoulement dans un puits incliné.

(source : Projet professionnel de fin de formation IAP)

# CHAPITRE V : Problèmes liés au mauvais nettoyage et paramètres affectants le transport des déblais

---

## V.1.7 Bourrage de l'outil :

C'est important de limiter la concentration des cuttings dans l'espace annulaire. Quand les grands volumes des particules solides ou des cuttings sont produits dans un volume spécifique de boue de forage, ces cuttings adhèrent, rassemblent et s'accrochent aux surfaces du métal de l'outil et BHA. Si ces cuttings ne sont pas enlevés rapidement de la surface de l'outil, l'attraction électrochimique des argiles pour le métal causera le bourrage de l'outil. Les hautes concentrations des solides contenant dans la boue et des cuttings forés mènent au bourrage de l'outil, ce sont fonction de la composition de la boue, ROP et taux de débit. La pénétration excessive relative aux taux de débit réduit peut créer une concentration massive de solides réactif dans l'annulaire. Par conséquent, lors du forage de la formation argileuse, la basse concentration des solides dans la boue devrait être maintenue aussi basse que possible (5% en volume ou moins).

## V.1.8 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 qu'est une dépense supplémentaire au coût du puits.

## V.2 Cuttings et inclinaison :

Dans un profil de puits allant de 0 à 90° par rapport à la verticale on peut identifier trois angles critiques :  $\alpha$ ,  $\beta$  et  $\gamma$ .

Les valeurs de ces angles dépendent d'un certain nombre de paramètres :

- Vitesse annulaire (moyenne et locale).
- Rhéologie.
- Densité de la boue.
- Rotation du train de forage.
- Taux de production de cuttings à l'outil (diamètre de forage, ROP).
- Inclinaison.
- Longueur des sections.
- Excentricité du train de tige par rapport à l'axe du puits.
- Taille des cuttings (diamètre équivalent).
- Forme des cuttings (disque, sphérique).
- Densité équivalente des cuttings.
- Distribution des cuttings dans l'annulaire.
- Tendance des cuttings à s'agglutiner.

### V.2.1 Définition des angles critiques :

- **A partir de l'inclinaison  $\geq \alpha$**  : les cuttings ne sont plus distribués de façon égale dans l'annulaire ;
- **A partir de l'inclinaison  $\geq \beta$**  : non seulement les cuttings tendent à former un lit sur la partie basse de l'annulaire (low Side) mais, comme le lit de cuttings est soumis à des faibles vitesses annulaires, il tend également à glisser à contre-courant.

## CHAPITRE V : Problèmes liés au mauvais nettoyage et paramètres affectants le transport des déblais

---

- A partir de l'inclinaison  $\geq \gamma$  : la tendance à glisser contre-courant n'existe pas.

Selon les valeurs de ces angles on distingue quatre zones :

**Zones 1** : de  $0^\circ$  à  $\alpha$ , avec  $0^\circ < \alpha < 40^\circ$  Le puits se comporte comme un puits vertical. Un régime d'écoulement laminaire combiné à une valeur de débit classique assure un nettoyage satisfaisant.

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  $40^\circ$  à  $\beta$ , avec  $40^\circ < \beta < 65^\circ$  : Les cuttings ont tendance à s'accumuler sur la paroi inférieure du puits et à former ainsi un lit instable qui peut subitement glisser vers le bas lorsque l'on arrête les pompes (phénomène d'avalanche) (Fig.V.4). Cet intervalle est extrêmement difficile à nettoyer et nécessite des vitesses annulaires particulières

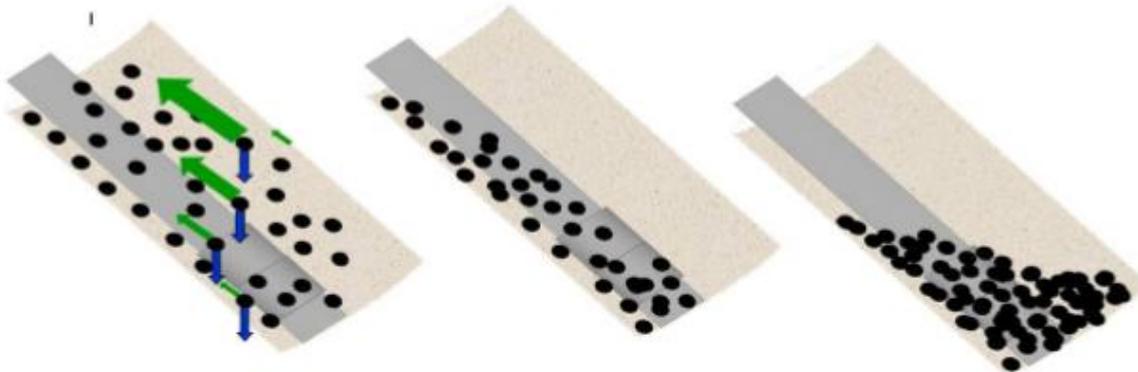


Figure 31 : Les cuttings s'accumulent par avalanche.

(Source : Projet professionnel de fin de formation IAP)

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

## CHAPITRE V : Problèmes liés au mauvais nettoyage et paramètres affectants le transport des déblais

---

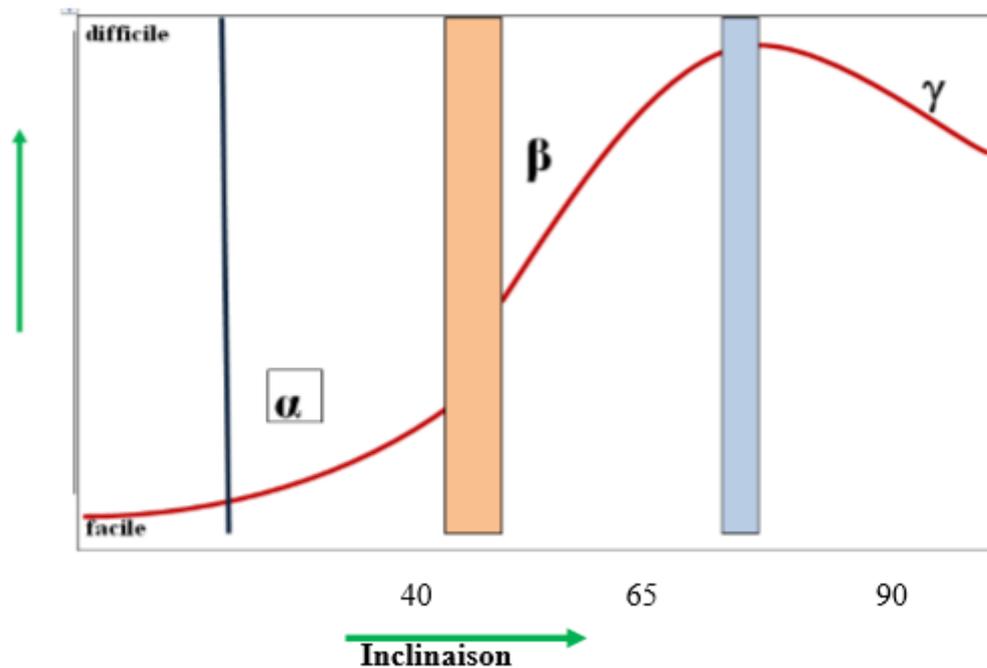


Figure 32 : Difficultés nettoyage de trou en fonction de l'inclinaison.

(Source : Projet professionnel de fin de formation IAP)

La figure qui suit montre le comportement des cuttings en fonction de la vitesse annulaire, pour la zone 5 par exemple de la figure on remarque la formation d'un lit de cuttings pour des faibles vitesses annulaires.

### V.3 Paramètres affectant le nettoyage :

Les paramètres affectant le nettoyage du puits sont regroupés en deux catégories :

- les paramètres fixes,
- les paramètres ajustables.

#### V.3.1 Les paramètres fixes :

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

- **Les paramètres incontrôlables :**

Ce sont des paramètres difficiles à changer en raison de la géométrie incontrôlable du puits et les formations traversées, parmi eux :

- Excentricité de la garniture.
- Densité effective des cuttings.
- Dimensions et forme des cuttings.

## CHAPITRE V : Problèmes liés au mauvais nettoyage et paramètres affectants le transport des déblais

- **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 plus part des 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 (Fig 7).

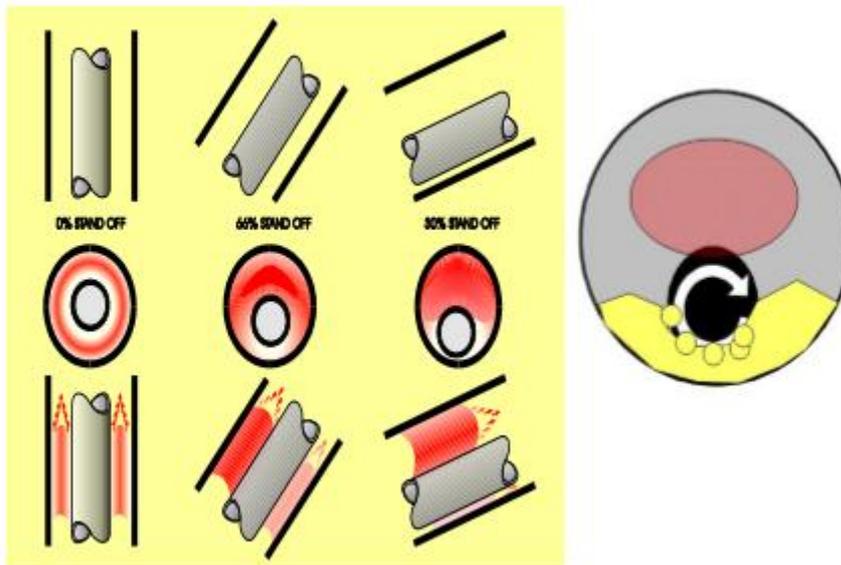


Figure 33 : Influence de L'excentricité de la garniture sur le profil de la vitesse annulaire.

(Source : Projet professionnel de fin d'étude IAP)

- **Dimensions, forme et densité effective des 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, moins dense plus il 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 en forme de disque ou copeaux s'élèvent plus facilement que ceux en forme de sphère ou grain, plus les fragments sont importants, plus il leur est difficile de monter dans l'annulaire.

Toute tendance des cuttings à s'agglutiner (boue insuffisamment ou pas inhibée) aura un effet négatif sur leur enlèvement : bourrage de l'outil et de la BHA, solides plus volumineux, bouchage de l'annulaire.

- **Les paramètres contrôlables :**

- Angle d'inclinaison
- Diamètre de garniture
- Densité du fluide

## CHAPITRE V : Problèmes liés au mauvais nettoyage et paramètres affectants le transport des déblais

---

### ➤ Angle d'inclinaison :

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.

### ➤ Densité du fluide:

La densité est l'un des paramètres de boue agissant sur le transport des cuttings que l'on peut éventuellement modifier si les circonstances le permettent ; La différence de densités ( $\Delta d = \text{densité boue} - \text{densité cuttings}$ ) est un paramètre déterminant dans l'évacuation des cuttings : plus la  $d$  boue est grande, plus la différence augmente, plus la capacité de transport des cuttings est importante.

### ➤ Diamètre des tiges :

L'efficacité de déplacement des cuttings augmente avec l'augmentation du diamètre des tiges si les autres paramètres sont constants, car la vitesse annulaire augmente.

### • **Les paramètres ajustables :**

Ce sont les facteurs qu'on peut changer en fonction de situation du puits, on distingue :

- Le débit de fluide de forage ( Annular velocity).
- Taux d'avancement [ROP].
- La rotation de la garniture [RPM].
- La rhéologie de la boue de forage (le type de comportement rhéologique, Le régime d'écoulement ....).

**Chapitre VI : Etude de cas du**  
**puits MD114 SR**

**Problématique :**

L'évacuation des cuttings résulte l'un des problèmes majeurs des puits horizontaux ou fortement dévié parce les cuttings ont une tendance d'accumulation et de décantation dans le fond du trou spécialement quand on arrête la circulation.

L'accumulation des cuttings augmente jusqu'à atteindre un état de stabilité qui provoque la formation des lits de cuttings (bed formation) qui engendre respectivement les résultats suivants :

1. diminution de diamètre du trou (puits).
2. plus de contact garniture- paroi implique un frottement très important.
3. perte de WOB (en sliding) et de couple (en rotary).
4. réduction de la vitesse d'avancement (ROP)

Les résultats peuvent provoquer un problème de coincement de garniture ou de casing pendant la descente et pendant la cimentation nuisant ainsi à l'étanchéité et la résistance à la compression de l'ensemble.

**VI.1 Introduction :**

Le puits MD114, producteur d'huile fermé le 25/04/2021 suite abandon SNB.

Lors du dernier Snubbing (Changement CCE) du 25/04/2021, une communication franche dans l'espace annulaire EA 4"½ X 7" s'est décelée et confirmée par le test des annulaires et confirmée par Opération Log de Corrosion, tubing percé à plusieurs endroits, d'où la nécessité d'une intervention WorkOver pour le changement de la complétion et restauration des annulaires et remettre le puits en production dans les conditions de sécurité optimales.

**VI.1.1 Situation actuelle du puits :**

Etat actuel puits : Puits fermé suite abandon SNB.

**VI.1.2 Données du puits :**

**VI.1.2.1 Coordonnées :**

<b>Coordonnées de location</b>	X =	832480	Y =	127494
	Z (sol) =	138,5m	Z (Table) =	142.10m

VI.1.2.2 Etat de casing et cimentation :

<b>Colonne de surface</b>	<b>13" 3/8</b>	@	214m/ CS.	Pose dans le sénonien.
<b>Colonne intermédiaire N°1</b>	<b>9" 5/8</b>	@	2445.5m/ CS	Etat de la cimentation du tubage 9"5/8 d'après scbl (spes) du 15/07/69 : cimentation en deux étages De 2445,50 à 1155,00 : Mauvaise, De 1155,00 à 1075,00 : Partielle, De 1075,00 à 982,00 : Bonne, De 982,00 à 265,00 : Mauvaise, De 265,00 à 200,00 : Free pipe.
<b>Colonne intermédiaire N°2</b>	<b>7 "</b>	@	3401,4m/ CS	Etat De La Cimentation Du 7", D'après Cbl (Spes) Du 19/08/69 : De 3400,00 à 3289,00 M : Très Bonne A Bonne, De 3289,00 à 3190,00 M : Mauvaise, De 3190,00 à 3025,00 M : Moyenne, De 3025,00 à 2540,00 M : Bonne A Très Bonne, De 2540,00 à 2400,00 M : Partielle.
<b>Tubing de production</b>	<b>Colonne 4"1/2 N.Vam</b>			
	<u>OTIS L.Nipple "R" 4"1/2NV</u>	@	3325.7/TR	
	<u>OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2 NV</u>	@	3337.56m/TR	
	<u>Halliburton Ratch latch 4"1/2 NV</u>	@	3349.80m/TR	
	<u>Halliburton Packer AWR 7"- 32-38#.</u>	@	3351.00 m/TR	
<b>Liaison couche trou</b>	LCP 4"1/2 TD=3480 m/tr.			

VI.1.3 Caractéristique géologiques :

VI.1.3.1 Top des formations :

ETAGES	T.ARG	T.GRESEUX	T.ER	Q.H	G.E.A	A.E.G	Z_ALT	Cm Ri	Cm Ra	Cm R2	Cm R3
TOIT (m)	3211,50	3371,00	-	-	-	-	-	3391.00	3412	NA	-
Cte Abs(m)	- 3069,50	- 3229,00	-	-	-	-	-	- 3249.00	- 3270	-	-
Epais. (m)	159,50	19,50	-	-	-	-	-	22.00	> 66,50	-	-

VI.1.3.2 Caractéristiques pétrophysiques du réservoir :

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR															
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTES					INTERPRETATION PAR ELAN							
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	K	φ	So	Sw	EP-CAR	DENS-SILT	INTERVALLE	INTERP	EP.INTERP	φ	Sw	Vc1
	(m)	(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)	(m)		(m)	(m)	(m)	(%)	(%)	(%)
D5	3391.0--3414.0		23.0	118.3	8.42					3391.0--3414.0	11.0	09.23	02.89	03.68	
D3	3414.0--3430.0		16.0	33.72	5.90					3414.0--3430.0	16.0	07.17	01.52	08.85	
D2	3430.0--3455.0		25.0	156.7	9.85					3430.0--3455.0	25.0	10.56	02.73	04.55	
ID	3455.0--3478.2		23.2	96.33	9.03					3455.0--3473.0	18.0	09.29	01.69	09.84	

**VI.1.4 Historique du puits :**

Puits

md114 foré et complété le 30/08/1969 en 5"VAM X 4"1/2 LT1 Ancré +CCE 1"315 HG suspendu le réservoir étant recouvert d'un liner 5"FJ.HYDRIL.

- Il est entretenu avec injection l'eau traitée en continu à raison de 400 l/h, mais du mois de Mars à décembre 1970 on observe une baisse importante du débit de 16m<sup>3</sup>/h à 7 m<sup>3</sup>/h malgré des lavages à l'HCL + P9 d'où :
  
- **En Juillet 1971 intervention Snubbing N°1**, pour changement 1"315 par 1"660.
  
- **Du 11 à la 16/12/1975 intervention Snubbing N°2** : pour changement préventif du CCE.
  
- **Des 26/04 à 08/06/1976 intervention Snubbing N°3** : mais qui n'a pu être achevée à son terme suite à un poisson de 100m de tubing 1"660 laissé au fond.
  
- **Du 08/03 au 16/06/1978 intervention Workover N°1** :
  - Déséquipement du puits +repêchage poisson 1"660hg.
  - Nettoyage du fond.
  - Recomplétion du puits en 2"7/8 EU suspendu.
  
- Le potentiel post W-O atteint 7.8 m<sup>3</sup>/h puis régresse régulièrement jusqu'au 12/06/1980 ou le puits est fermé suit bouchage tubing 2"7/8 au niveau du sabot.
  
- **Du 27/07 au 06/08/1980 intervention Workover N°2** :
  - Remonté tubing 2"7/8 EU +Nettoyage fond.
  - Recomplétion en 2"7/8 mixte EU XVAM suspendu.
  
- **Le 26/04/1988 le puits est remis en production par l'EA 7" x 2"7/8 et injection eau par le 2"7/8.**
  
- Des dépôts de sulfate de baryum observés sur la duse laissant planer le risque de les voir se déposer le long du tubage 7" d'une part et la percée de gaz d'autre part avec la dusage de production qui s'impose (étant donné l'impératif, cité plus haut ,de production par l'EA) font que la complétion actuelle s'avère par la force des choses inadéquate d'où :
  
- **Du 29/06 au 17/07/1989 intervention Workover N°3** :
  - Neutralisation puits avec boue d=1.05
  - Remonter tubing mixte 2"7/8 EU x VAM au jour.
  - Nettoyage crépine de 3440m à 3482m.
  - Opération magnélog du tubage 7" de 3398 m à 2445m(RAS).
  - Recomplétion du puits en 4"1/2 VAM ancré +CCE 1"660 HG.DS suspendu.

- **Du 23/05 au 22/06/1994 intervention Snubbing N°4 :**
  - Remonté partiellement du CCE après battage et rupture de la garniture.
  - Remonté poisson par tronçons après instrumentation.
  - Teste EA 7" à 3500 psi ok et 9"5/8 à 14500psi ok.
  
- **Le 25/06/1994 intervention CTU :**
  - Nettoyage fond à l'eau+ azote jusqu'à 3486.50m.
  - Jetting avec 7.5 m3 de réformât +5 m3 Hcl et circulation à l'azote.
  - Mise du puits sous eau traitée.
  
- **Le 24/08/1994 opération fracturation hydraulique.**
  
- **Du 12 au 17/09/1994 intervention Snubbing N°5 :**
  - Descente couronne, topé à 3472.10m.
  - Descente CCE finale 1"660, ajusté sabot à 3452m.
  
- **Du 05 au 16/04/1996 intervention Snubbing N°6 :**
  - Remonté CCE 1"660 au jour après battage.
  - Nettoyage de 3420.03 à 3473.07m.
  - Descente CCE final et ajusté sabot à 3455.36m.
  
- **Du 17/12/1997 au 20/01/1998 intervention Snubbing N°7 :**
  - Repêchage partiel du poisson 1"660 par dévissage successifs.
  - Reste un poisson au fond avec top à 3388 m au niveau du packer qu'il a été impossible de repêcher. Teste EA 7" x 4"1/2, retour après pompage de 2800 litre.
  - Déboitement tubing 4"1/2 estimé vers 235m.
  
- **Du 16/02 au 14/06/1998 intervention Workover N°4 :**
  - Remonté tubing 4"1/2 +poissons 1"660.
  - Nettoyage fond jusqu'à 3480m.
  - Opération décrépinage jusqu'au fond soit 3480m.
  - Opération DST en open hole.
  - Descente liner 4"1/2 et cimentation.
  - Recomplétion en 4"1/2 ancré en laissant le puits sous saumure.
  
- **Le 25/06/1998 Opération perforation du liner de 3409m à 3415m en vue fracturation hydraulique**
  
- **Le 28/06/1998 opération stimulation acide des perfos avec HCL 7.5 % el ay mud acide.**
  
- **Le 01/07/1998 opération fracturation hydraulique.**

- **Du 08 au 17/10/1998 intervention Snubbing N°8 :( pour descente CCE après frac)**
  - Nettoyage de 3413.85m à 34572.03m.
  - Descente finale CCE 1"660 HG, topé à 3437 m .Rattrapé fond par circulation brut jusqu'à 3469m.
  - Ajusté sabot à 3453.40m CE/ 1° VM.
  
- **Du 14/08 au 25/08/1999 intervention Snubbing N°9 : préventif**
  - Remonté CCE au jour libre.
  - Nettoyage fond jusqu'à 3472.00m.
  - Descente finale CCE 1"660 .ajusté sabot à 3452.41m.
  
- **Du 22/01 au 06/02/2001 intervention Snubbing N°10 : préventif**
  - Remonté CCE au jour libre
  - Nettoyage fond de 3347 à 3472.50.
  - Descente finale CCE 1"660 .ajusté sabot à 3452.50m
  
- **Du 08 au 20/05/2003 intervention Snubbing N°11 : préventif**
  - Remonté CCE au jour libre.
  - Descente couronne 85mm topé sédiment à 3451m et nettoyage au brut avec des B.E jusqu'au fond SNB soit 3474.03m/1°vm.
  - Descente finale CCE 1"660 .ajusté sabot à 3450.57m.
  
- **Du 21/02 au 01/03/2005 intervention Snubbing N°12 : préventif**
  - Changement CCE 1"660 et nettoyage fond du puits de 3450.88m à 3471.13m.
  
- **Du 08 au 15/11/2006 intervention Snubbing N°13 :**
  - Changement CCE 1"660 et Nettoyage Puits a/couronne 85mm au brut + BE de 3375m à 3471,90m, Scale Blaster (Dowell).
  
- **Du 14 au 25/05/2008 intervention Snubbing N°14 :**
  - Changement CCE 1"660 & Descente couronne 82mm topé à 3481m + Enregistré PLT + Jaugeage.
  
- **Du 15 au 27/07/2010 intervention Snubbing N°15 :**
  - Changement CCE 1"660 & Nettoyage Puits et ajustage sabot @3455,98m.
  
- **Le 29/04/2011 : opération wire line (Contrôle Concentrique).**
  - Descente Calibre 31 mm Posi ` 13mCC.
  - Descente Calibre 27 mm Battu ` 20mCC SR.
  
- **Du 31/05 au 13/06/2011 intervention Snubbing N°16 :**
  - Changement CCE et nettoyage + scale blaster + PLT

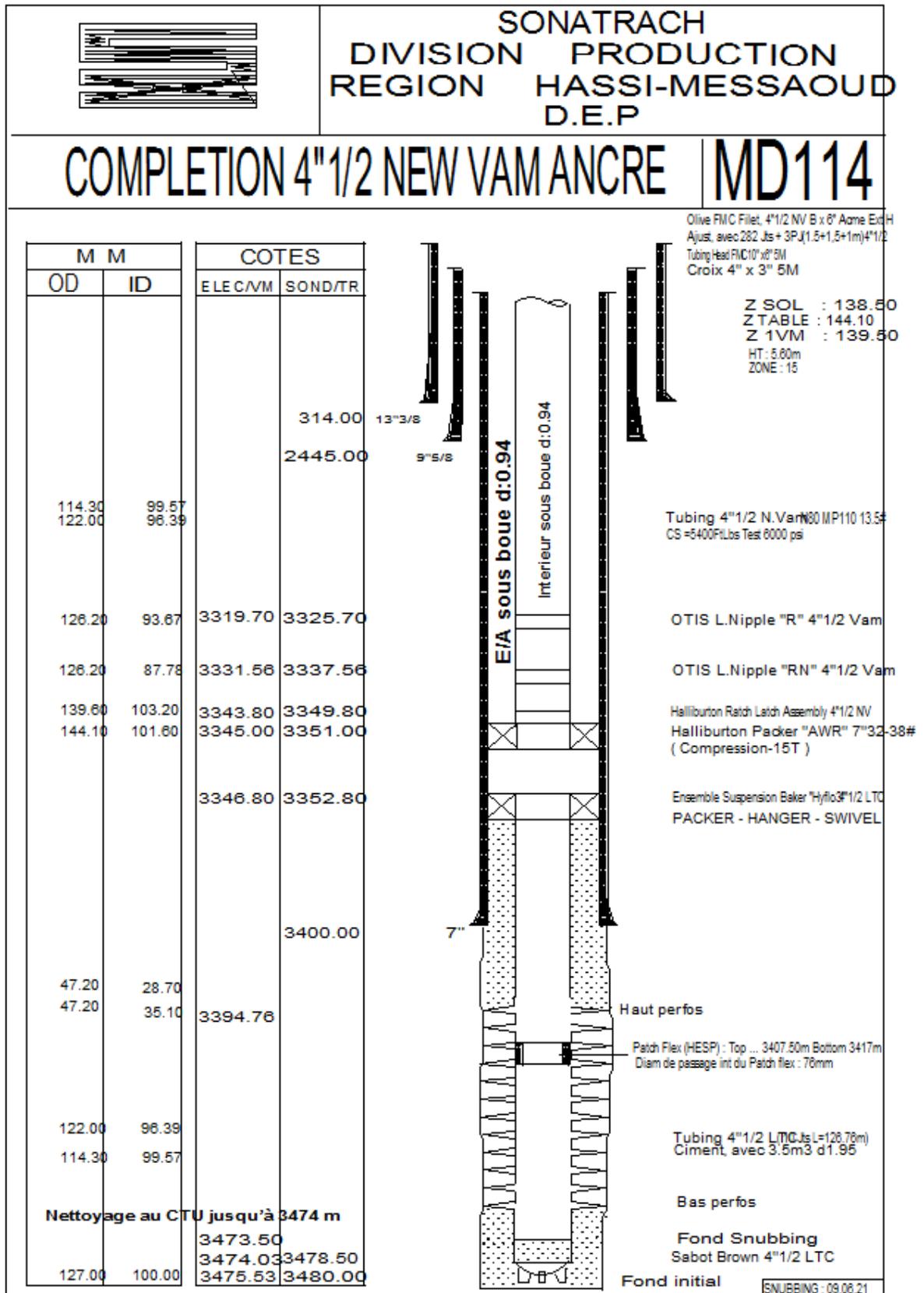
- **Du 01 au 09/03/2013 intervention Snubbing N°17 :**
  - Remontée le CCE 1"660 + nettoyage du puits a/couronne 83mm au brut + BE jusqu'à la cote 3468m/VM.
  
- **Le 20/06/2014 opération spéciale (clean out) :**
  - Nettoyage le puits avec faom et l'eau jusqu'au fond tag td à 3478m
  
- **Le 24/02/2016 : opération wire line (Grattage Contrôle)**
  - Descente Gratteur 98 mm Rec/R : 3321mCC = 3319.70mCT.
  - Descente Calibre 86 mm Battu a 3428-3440mCC. Coince. Essaye de décoincer SR. Effectue 01 bouchon d'eau. Attente d'coincement.
  
- **Le 14/03/2016 opération wire line (Repêchage)**
  - Descente Empreinte 84 mm Pose a 3435mCC. Rem. au jour trace socket.
  - Descente Pulling Tool type S-Otis SB coiffe train WL a 3435mCC. Rem. au jour OK
  - Descente Pulling Tool type S-Otis SB coiffe train WL a 3435mCC. Rem. au jour OK
  - Descente Calibre 86 mm Battu a 3435mCC OK TS : 3460mCC=3460mCR
  
- **Le 17/06/2016 opération électrique**
  - Descente Patch flex 3407.5m à 3417m.
  
- **Du 05 au 07/10/2017 intervention Snubbing N°18 :**
  - Descente CCE final 1"660, Ajusté sabot 1"660 à 3404,14m soit 347Jts 1"660. Siégé et test olive à 5000psi ok.
  
- **Du 09au 18/12/2018 intervention Snubbing N°19 :**
  - Remontée la totalité de CCE 1"660 , Re-Test EA 7" x 4"1/2 pp=0 après pompage 18m3 de saumure. (Totale pompé = 35m3) négatif, EA7"x4"1/2 Communiquant,
  - neutralisation puits avec 25m3 de boue d= 0,90 et changement 02 vannes maitresses,
  - Opération CTU, nettoyage à 3474m/cvm.
  - Descente CCE 1"660 (inspecté), ajusté sabot à 3395,11m/cvm soit 347 jts.
  
- **Du 03au 14/02/2020 intervention Snubbing N°20 :**
  - Décollage olive à 35000lbs train libre
  - Remontée CCE 1"660 jusqu'au sabot au jour, soit 347 joints,
  - Descente couronne 70 mm jusqu'au top sédts à 3464m, nettoyage jusqu'au fond à 3473m, circulation et remontée couronne au jour.
  - Descente CCE 1"900 inspecté, ajustage sabot à 3394,76m avec 343 joints,
  
- **Du 25/04 au 09/06/2021 intervention Snubbing N°21:**
  - EA 4"1/2x7" purgé de 1200psi à 600psi, P augmente après 30min ju jusqu'à 900psi. EA 4"1/2x7" purgé de 80bars jusqu'à 25bars stable, après 02 heures (retour du gaz + trace de brut).
  - Test EA 7"x 4"1/2, négatif (communication franche confirmée après pompage de 20m3 de saumure traitée). Vanne EA 7"x9"5/8 corrodée et bloquée.

- Neutralisation en bullheading avec brut + saumure-OK.
- Remontée CCE 1"900 (reste dans le puits 26 Jts 1"900 + L.Nipple + Sabot). Plusieurs instrumentations réalisées jusqu'au repêchage positif du poisson. (poisson remontée avec frottement).
- Nettoyage avec CTU jusqu'à la cote 3474m.
- Opération Log de corrosion, passage négatif à 3294m. Descente junk mill 3"3/4 jusqu'à 14m, passage négatif.
- Descente couronne 94mm et nettoyage tubing 4"1/2 au Brut + N2, Over-pull et blocage de rotation à 3285m. Calibre 90mm topé à 3293mCC. Empreintes 90mm, 84mm, 67mm et 93mm topées à 3293mCC. Calibre 57mm topé à 3474mCC (fond du puits).
- Descente Nose-Mill 85mm et nettoyage au Brut + N2 + BE jusqu'à 3292,62m/VM (Avnt nul). Opération Log de Corrosion, tubing percé à plusieurs endroits.
- Neutralisation avec 81m3 de boue  $d=0,94$  et abandon puits pour Workover.

- **Intérêt de la dernière l'intervention :**

- Remise du puits en production dans les conditions optimales de sécurité et récupération d'un manque à produire de +/- 48m3/j.

VI.1.5 Architecture du puits MD114 :



- Le réservoir a enregistré une chute de débit de production d'où la nécessité d'effectuer un forage horizontal short radius en réentrée, afin d'augmenter la surface de contact entre le puits et la paye zone.

## VI.2 Objectifs de l'intervention de forage en réentrée short radius :

- ✓ NPT, pas d'accident et pas d'incident ;
- ✓ Protection de l'environnement ;
- ✓ Atteindre l'objectif en toute sécurité et dans les meilleures conditions ;
- ✓ Acquérir des données à partir des opérations de diagraphie et de DST ;
- ✓ Réalisation d'un puits horizontal Short radius dans le réservoir cambrien de Hassi-Messaoud (il est programmé de forer la curve zone à travers les couches Ri-D5 Ra-D4 et R-D2 et l'atterrissage à 3442m TVD avec 44m VS ensuite forer le drain horizontal à travers la couche Ra-D2 avec un Azimut : TN 120° pour obtenir 400m VS).

### VI.2.1 Le plan du puits MD114 SR :

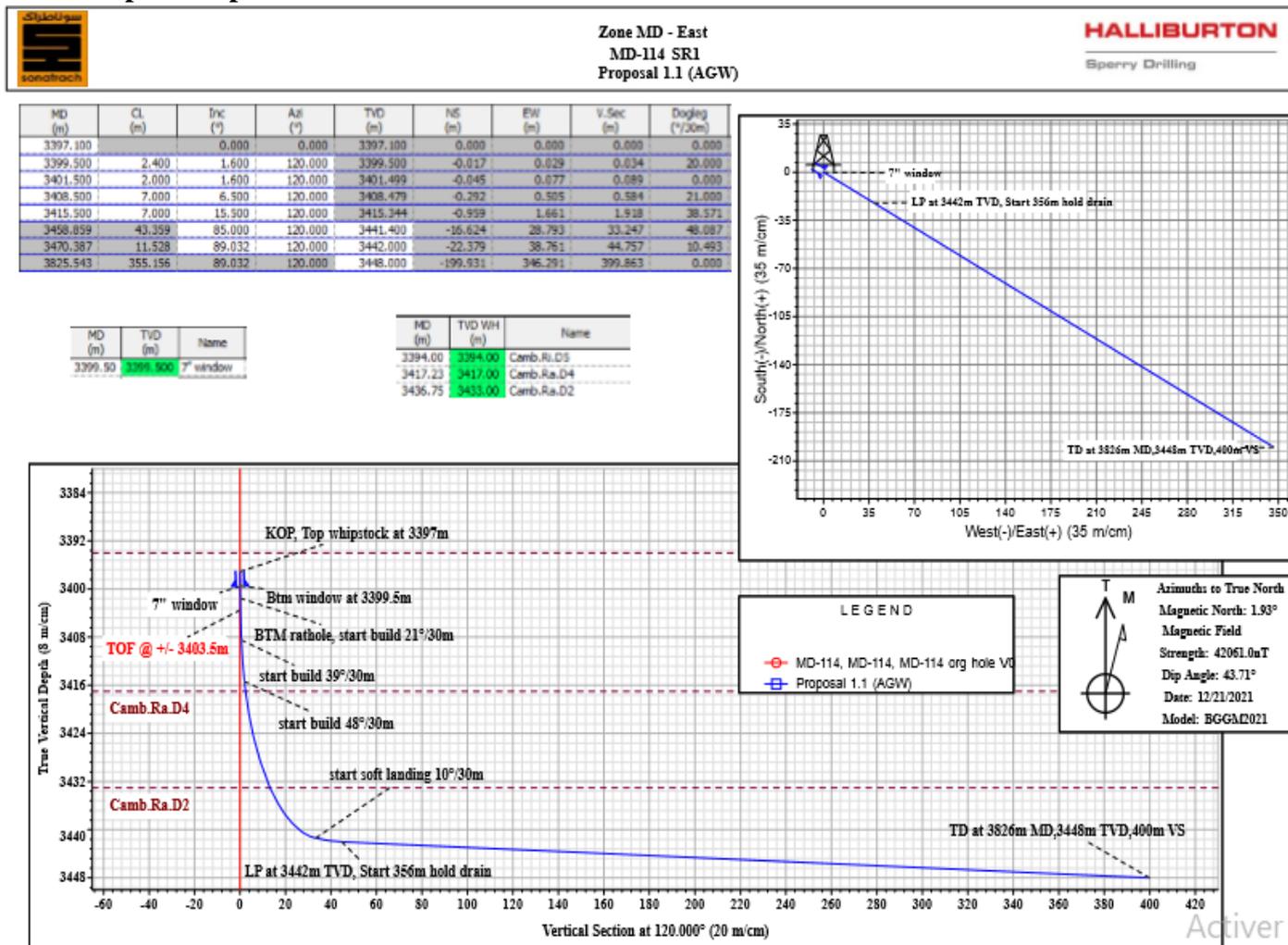


Figure 34 : Plan du puits MD114 SR.

Source : Job purpose: Re-entry Short Radius Horizontal well, from Whipstock (Halliburton)

**VI.2.3 BHA utilisées :**

**VI.2.3.1 Section verticale :**

COMPONENT DATA										
Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Top Connection	Bottom Connection	Length (m)	Cumulative Length (m)
1	TCI Tricone Bit		4.750	2.000	6.000	49.69	P 3-1/2" REG		0.20	0.20
2	4 3/4" SperryDrill Lobe 7/8 - 2.2 stg -Stealth-		4.750	2.901		48.01		B 3-1/2" REG	4.40	4.60
	Btm Sleeve Protector				5.500					
3	MWD		4.750	1.250		56.21	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	9.90	14.50
4	Downhole Screen		4.750	2.250		46.84			2.20	16.70
5	Float Sub		4.750	2.500		43.66	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	0.90	17.60
6	Orienting Sub UBHO		4.750	2.500		43.66	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	0.80	18.40
7	3x DP 3-1/2" X 2.764" - 13.3#		3.500	2.764		14.49			28.00	46.40
8	30x 3-1/2" X 2-1/16" HWDP #25.30		3.500	2.063		21.40			276.00	322.40
9	Drilling Jar		4.750	2.250		46.84	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	9.00	331.40
10	5x 3-1/2" X 2-1/16" HWDP #25.30		3.500	2.063		21.40			46.00	377.40
11	DP 3-1/2" X 2.764" - 13.3# (to surface)		3.500	2.764		12.34			9.20	386.60
<b>Total:</b>									<b>386.6</b>	

**VI.2.3.2 Curve section :**

COMPONENT DATA										
Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Top Connection	Bottom Connection	Length (m)	Cumulative Length (m)
1	TCI Tricone Bit		4.750	2.000	6.000	49.69	P 3-1/2" REG		0.18	0.18
2	4 3/4" SperryDrill Lobe 7/8 - 2.2 stg -Stealth-		4.750	2.901		48.01		B 3-1/2" REG	4.40	4.58
	Btm Sleeve Protector				5.500					
3	MWD		4.750	1.250		56.21	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	9.90	14.48
4	Downhole Screen		4.750	2.250		46.84	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	2.20	16.68
5	Float Sub		4.750	2.500		43.66	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	0.89	17.57
6	Circ Sub (or UBHO if required)		4.750	2.000		49.69	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	0.82	18.39
7	12x DP 3-1/2" X 2.764" - 13.3#		3.500	2.764		14.49			110.00	128.39
8	30x 3-1/2" X 2-1/16" HWDP #25.30		3.500	2.063		21.40			276.00	404.39
9	Drilling Jar		4.750	2.250		46.84	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	9.00	413.39
10	5x 3-1/2" X 2-1/16" HWDP #25.30		3.500	2.063		21.40			46.00	459.39
11	DP 3-1/2" X 2.764" - 13.3# (To surface)		3.500	2.764		12.34			9.20	468.59
<b>Total:</b>									<b>468.59</b>	

**VI.2.3.3 Le drain horizontal :**

COMPONENT DATA										
Item #	Description	Serial Number	OD (in)	ID (in)	Gauge (in)	Weight (lbpf)	Top Connection	Bottom Connection	Length (m)	Cumulative Length (m)
1	Diamond Impregnated Bit		4.750	2.000	5.875	49.69	P 3-1/2" REG		0.25	0.25
2	4 3/4" Sperry Drill Lobe 2/3 - 8.0 stg		4.750	3.197		33.03		B 3-1/2" REG	8.90	9.15
	Btm Sleeve Protector				5.500					
3	MWD		4.750	2.450		44.33	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	9.80	18.95
4	Downhole Screen		4.750	2.250		46.84	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	2.20	21.15
5	Float Sub		4.750	2.500		43.66	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	0.89	22.04
6	Circ Sub		4.750	2.000		49.69	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	0.82	22.86
7	51x DP (S) 3-1/2" X 2.764" - 13.3#		3.500	2.764		14.69			469.00	491.86
8	30x 3-1/2" X 2-1/16" HWDP #25.30		3.500	2.063		21.40			276.00	767.86
9	Drilling Jar		4.750	2.250		46.84	B 3-1/2" IF	P 3-1/2" IF	9.00	776.86
10	5x 3-1/2" X 2-1/16" HWDP #25.30		3.500	2.063		21.40			46.00	822.86
11	DP 3-1/2" X 2.764" - 13.3# (To surface)		3.500	2.764		12.34			9.20	832.06
<b>Total:</b>									<b>832.06</b>	

**VI.2.4 Boue de forage, hydraulique et nettoyage du puits :**

- Avant le début de forage, la boue doit être conditionnée et amenée aux spécifications stipulées dans le programme de boue.
- Il faut souligner que des contrôles de boue régulières sont nécessaires pour assurer que la boue est bien conditionnée, et les paramètres sont dans la limite programmée.
- Le nettoyage de puits est particulièrement important dans les section à angle élevé dans l'intervalle critique de nettoyage (+/- 50°) les cuttings tendent à se déposer sur la paroi latérale basse formant ainsi un lit de cuttings.
- Si un torque et un drag excessif indique la possibilité d'accumulation des cuttings dans l'open hole , pomper des muds pills visqueux et remonter en back reaming aident à nettoyer le puits.
- Le temps de circulation avant les connections sera informer par le superviseur de forage directionnel.
- Utilisation des lubrifiants pour réduire le torque et le drag. Ce traitement est nécessaire dès le début de forage et devra continuer jusqu'au fond.

**VI.3 Analyse et optimisation des paramètres hydrauliques du drain horizontal 5 7/8 :**

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 hydrauliques est

un facteur primordial pour assurer le bon nettoyage dans les puits horizontaux. Les paramètres à étudier sont :

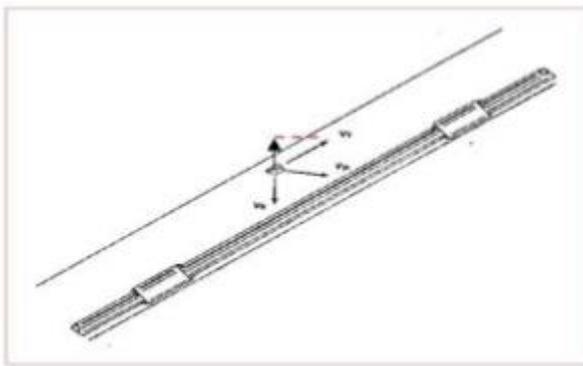
- débit de pompage et la vitesse annulaire.
- la densité de la boue.
- la rhéologie (Yield value, régime d'écoulement ...).
- la vitesse d'avancement (ROP).

**VI.3.1 Le principe de calcul :**

Quand on parle du "hole cleaning", on parle des paramètres hydrauliques comme : la vitesse annulaire, la vitesse critique, ECD, ....

- **Efficacité de transport des cuttings ou lift facteur Et :**

$$V_p = V_{fv} - V_s \dots\dots\dots(VI.1)$$



**Figure 35 : Les différentes forces agissant sur les cuttings**

**Vp** : vitesse de la particule  
**Vs** : vitesse de sédimentation.  
**Vf** : vitesse de fluide.

Si  $V_{fv} > V_s$                        $Et = (V_{fv} - V_s) / V_{fv}$                $Et = 0$  a  $1$  (la particule est évacuée).  
 Si  $V_{fv} < V_s$                        $Et = (V_{fv} - V_s) / V_{fv}$                $Et = -1$  a  $0$  (la particule se sédimente).

**VI.3.1.1 Calcul de la vitesse de sédimentation VS :**

- **Etat statique :**

$$V_s = 5,78 [(D_p^{1.6}(\rho_{part} - \rho_m) / (\mu_a^{0.6} \rho_f^{0.4}))] \dots\dots\dots(VI.2)$$

- **Etat dynamique :**

Régime laminaire :

$$V_s = 82.87 \frac{D_{part}^2 (\rho_p - \rho_m)}{\mu_a} \dots\dots\dots(VI.3)$$

Régime transitoire :

$$V_s = 2.9 \frac{D_{part} (\rho_p - \rho_m)^{2/3}}{\rho_m^{1/3} \mu_a^{1/3}} \dots\dots\dots(VI.4)$$

Régime turbulent :

$$V_s = 1.54 \frac{(D_{part} (\rho_p - \rho_m))^{1/2}}{D_-} \dots\dots\dots(VI.5)$$

**Dpart :** Diamètre de la particule exprimé en (pouce).

**ρm, ρp :** Densité respectivement de fluide et des cuttings exprimé en (ppg).

**μa :** Viscosité apparente exprimée en (CP).

**Vs :** Vitesse de sédimentation exprimée en (ft/s).

La vitesse de sédimentation dans une boue dynamique est plus grande que celle qui est statique car la viscosité a diminué autour des particules.

**VI.3.1.2 Calcul de la vitesse annulaire Va :**

$$V_a = \frac{24.50(Q)}{(D)^2 - (d)^2}$$

.....(VI.6)

**VI.3.1.3 Calcul de la vitesse critique VC :**

$$V_C = \left[ \frac{97 PV + 97 \sqrt{PV^2 + 6.2 \rho (D-d)^2 \times YP}}{\rho (D-d)} \right] \dots\dots\dots(VI.7)$$

**VC < Va :** le régime dit turbulent.

**VC > Va :** le régime dit laminaire.

**VI.3.1.4 Calcul des pertes de charges dans l'annulaire Pa :**

$$P = \sum P_{ai} \dots\dots\dots(VI.8)$$

**Pi :** pertes de charges de la section **i** (D, d) de longueur **L** et de l'espace, suivant le formulaire de foreur l'expression de **Pai** est donné par :

Pour le régime laminaire :

$$P_{ai} = \frac{L \times PV \times V_a}{60000(D-d)^2} + \frac{L \times YP}{225 \times (D-d)}$$

.....(VI.9)

Pour le régime turbulent :

$$P_{ai} = \frac{8.91 \times 10^{-5} \times L \times \rho^{0.8} Q^{1.08} \times PV^{0.2}}{(D+d)^{1.8} (D-d)^3}$$

.....(VI.10)

**Q** : débit de fluide en gal/min.

**D** : diamètre intérieur de l'espace annulaire en pouce.

**d** : diamètre extérieur des tiges en pouce.

**V<sub>a</sub>** : vitesse annulaire ft/min.

**PV** : la viscosité plastique en cp.

**YP** : la yield value en lb /100ft<sup>2</sup>.

**L** : La longueur d'une section en foot.

**P<sub>ai</sub>** : Perte de charge dans une section de longueur Li en psi.

**P<sub>a</sub>** : pertes de charges totales en psi.

**VI.3.1.5 Calcul de la densité annulaire d<sub>ann</sub> :**

$$d_{ann} = d_{int} + \frac{D^2 ROP (2.5 - d_{int})}{118,41Q - 60(D^2 - d^2)v_s}$$

.....(VI.11)

**D** : Diamètre extérieur annulaire (in).

**d** : Diamètre intérieur annulaire (in).

**V<sub>s</sub>** : Vitesse de sédimentation en statique (m/min).

**Q** : Débit des pompes litres/min.

**d<sub>int</sub>** : La masse volumique initiale de fluide (kg/l).

**VI.3.1.6 Calcul de l'ECD :**

$$ECD = d_{ann} + \frac{P_a 10,2}{TVD}$$

.....(VI.12)

**ECD** : Densité d'équilibre en dynamique SG.

**dann** : Densité annulaire en statique SG.

**Pa** : Pertes de charges dans l'annulaire (bars).

**TVD** : Profondeur vertical (m).

**VI.3.1.7 Calcul de volume de déblais remontés :**

$$V=84,45.ROP.D^2/Q.....(VI.13)$$

**V** : Volume des déblais (litres/10m3).

**Q** : Débit de des pompes (litres/min).

**D** : Diamètre du trou (in).

**ROP** : vitesse d'avancement (m/h).

**VI.3.1.8 Calcul des pertes de charges dans les orifices de l'outil :**

$$P=d.Q^2/2959.41.C^2.A^2.....(VI.14)$$

**P** : Pertes de charge (Kpa).

**d**: La densité de la boue (Kg/litre).

**C** : Coefficient d'orifice :

**C=0,80** outil sans jets.

**C=0,95** outil à jets.

**A** : Aire totale des duses (in2).

**VI.3.1.9 Calcul de la vitesse aux duses d'outil :**

$$V=Q/38.71A.....(VI.15)$$

**V** : Vitesse (m/s).

**Q** : Débit (litre/min).

**A** : Aire des duses en (in2).

**VI.3.1.10 Calcul de la puissance hydraulique aux duses de l'outil :**

$$Ph=P.Q/44750 .....(VI.16)$$

**Ph** : La puissance hydraulique en (hp).

**P** : Pertes de charge dans les duses (Kpa).

**Q** : Le débit (litre /min)

**VI.3.1.11 Calcul de la puissance hydraulique par rapport au front de taille :**

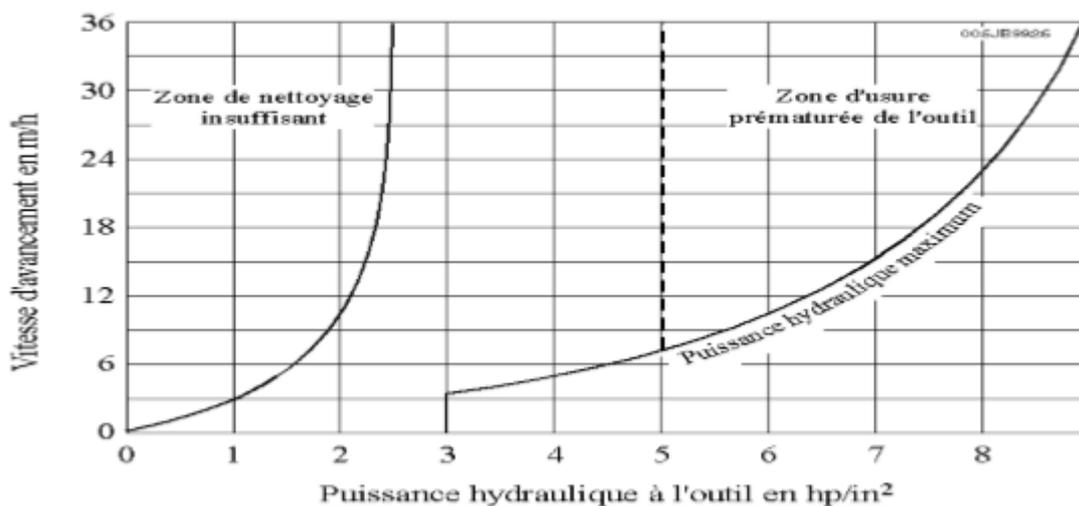
$$P_{Hhsi} = P \cdot Q / 35140 \cdot D^2 \dots \dots \dots (VI.17)$$

**PhHSI** : Puissance en (hp/in<sup>2</sup>).

**D** : Diamètre de forage en (in).

La vitesse de la boue à la sortie de l’outil doit être suffisante pour évacuer rapidement les déblais du front de taille et pour nettoyer les éléments de coupe de l’outil (l’évacuation des déblais du front de taille semble être le point qui influence le plus la vitesse d’avancement). Si les déblais ne sont pas évacués rapidement du front de taille, il se forme un lit de déblais réduisant les performances de l’outil et risquant de bourrer les éléments de coupe.

L’expérience montre qu’une puissance hydraulique comprise entre 2 et 5 hp / in<sup>2</sup> (chevaux par pouce carré d’outil) sur le front de taille permet un bon nettoyage (si inférieur à 2 risque que le nettoyage soit insuffisant ; au contraire, si supérieur à 5, risque d’érosion de l’outil et d’usure prématurée). Cela correspond à une vitesse comprise entre 80 et 150 m / s à la sortie des duses de l’outil.



**Figure 36 :Détermination de la puissance hydraulique.**

(Source : Projet professionnel de fin de formation IAP)

**VI.3.2 Application à la phase 5 7/8’’ :**

**VI.3.2.1 Calcul de VS :**

**dp** = 0.2in.

**ρf** = 7.8302ppg

**μa**= 12 cps

$\rho_p = 22$  ppg.

D'après la formule (1) :  $VS = 1.18$  ft/min

**VI.3.2.2 Calcul de la densité annulaire  $d_{ann}$  et %volume des déblais V :**

**Donnés :**

ROP = 0.985 m/h,

$d_{int} = 0.94$  .kg/l,

D = 5.875 pouce,

d = 3.5 pouce,

VS = 0.304 m/min

<b>Flow rate (l/min)</b>	750	800	850	900	950
--------------------------	-----	-----	-----	-----	-----

**Tableau VI.1 : Résultats de calcul de densité annulaire et volume des déblais.**

<b>Débit lpm</b>	<b>Densité annulaire SG</b>	<b>% Volume des déblais</b>
750	0.94059	0.0382
800	0.94056	0.0358
850	0.94052	0.0337
900	0.94049	0.0319
950	0.94047	0.0302

**VI.3.2.3 Calcul des pertes de charges Pa et ECD :**

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 Insite Studio Halliburton.

**Tableau VI.2 : Résultats du calcul des pertes de charge et de l'ECD pour différents débits.**

<b>Flow rate lpm</b>	750	800	850	900	950
<b>Surf Equip Drp</b>	35.96	40.53	45.22	50.13	55.23

String Drp	1885.29	2117.68	2361.15	2615.82	2881.64
MotorDrp	521.04	587.50	657.63	731.39	808.77
Bit	28.30	32.20	36.35	40.76	45.41
AnnDrop	360.93	368.45	375.89	383.72	397.50
ECD/S	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
ECD/B	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01

**VI.3.2.4 Calculs hydrauliques de l’outil :**

**Tableau VI.3: Résultats du calcul hydraulique de l’outil par insite studio Halliburton**

Variable : Flow  
 Minimum = 750.00 lpm  
 Maximum = 950.00 lpm  
 Increment = 50.00 lpm

Constant : Bit TFA  
 Bit TFA = 1.000 in2

	Min	1	2	3	4
Flow lpm	750.00	800.00	850.00	900.00	950.00
SPP psig	2310.48	2558.84	2818.61	3090.42	3379.77
TFA in2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
BPD psig	28.30	32.20	36.35	40.76	45.41
%@Bit	1.22	1.26	1.29	1.32	1.34
Pwr hp	3.27	3.97	4.76	5.65	6.65
Pwr/A hpsi	0.12	0.15	0.18	0.21	0.24
Imp lbs	51.18	58.23	65.74	73.70	82.12
Imp/A psig	1.88	2.14	2.42	2.71	3.02

(Source : HYDRAULICS REPORT SENSITIVITY)

- Les résultats de calcul numérique :

**Tableau VI.4 : Résultats du calcul.**

Débit lpm	% V cuttings	Pa (psi)	Dann (SG)	ECD (SG)	SPP (psi)	Ph (hp)	PHhsi (hp/in <sup>2</sup> )
750	0.0382	360.93	0.94059	1.01	2310.48	3.27	0.12
800	0.0358	368.45	0.94056	1.01	2558.48	3.97	0.15
850	0.0337	375.89	0.94052	1.01	2818.61	4.76	0.18
900	0.0319	383.72	0.94049	1.01	3090.42	5.65	0.21
950	0.0302	397.50	0.94047	1.01	3379.77	6.65	0.24

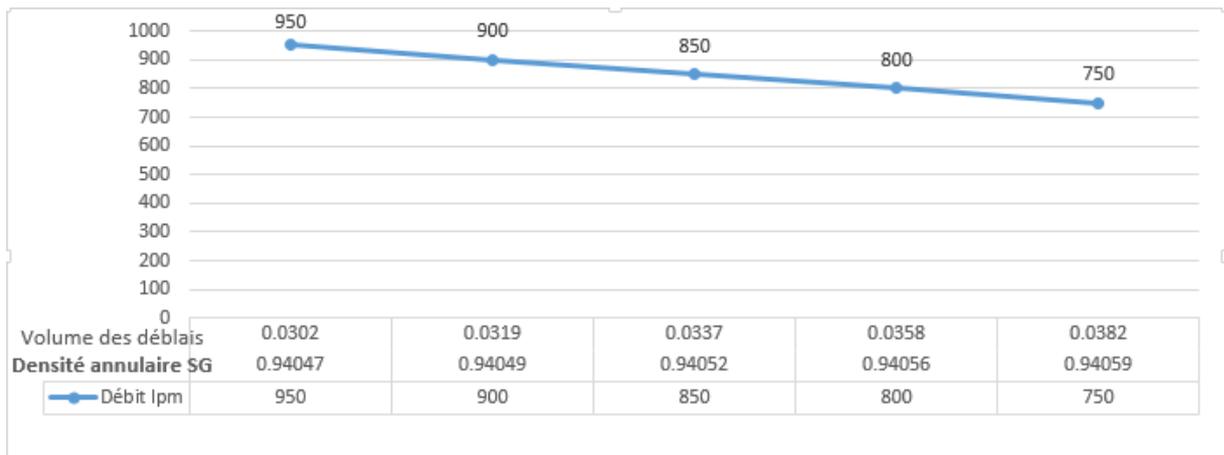


Figure 37 : Présentation des calculs par un graphe.

- **Interprétation des résultats :**
- Les pertes de charges dans l’annulaire sont proportionnelles au débit.
- Le volume des cuttings et la densité annulaire diminuent avec l’augmentation du débit par contre l’ECD reste constante.
- La puissance hydraulique au front de taille est insuffisante pour assurer un bon nettoyage du front de taille, donc il est recommandé d’optimiser la surface des duses. (cas des outils tricônes et PDC).

**VI.3.2.5 Calcul des vitesses annulaires :**

**Annulus Information**

Depth (m)	Hole	ID (in)	Pipe	OD (in)	Drop (psig)	Vel (mpm)
3003.1	Casing	6.18	Drill Pipe	3.50	280	64.50
3049.1	Casing	6.18	Heavy Weig	3.50	4	64.50
3058.1	Casing	6.18	Jar	4.75	2	107.00
3334.1	Casing	6.18	Heavy Weig	3.50	25	64.50
3399.5	Casing	6.18	Drill Pipe	3.50	8	64.50
3803.1	Open Hole	5.88	Drill Pipe	3.50	50	75.30
3804.0	Open Hole	5.88	Circ Sub	4.75	0	140.30
3804.9	Open Hole	5.88	Float Sub	4.75	0	140.30
3807.1	Open Hole	5.88	Collar	4.75	1	140.30
3816.9	Open Hole	5.88	Collar	4.75	4	140.30
3825.7	Open Hole	5.88	PDM	4.75	4	140.30
3826.0	Open Hole	5.88	Diamond Bi	4.75	0	140.30

(Source : HYDRAULICS REPORT WHAT-IF)

➤ **Interprétation des résultats**

- La vitesse annulaire recherchée doit être : Minimal à fin d’éviter la fracturation des formations. Et adéquate par rapport à la vitesse d’avancement ROP par ce que les % cuttings augmentent avec L’augmentation de ROP.
- 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.
- Pour un meilleurs nettoyage le régime turbulent doit être établis à partir du fond jusqu’au wipstock , par contre le régime laminaire commence de top de wipstock vers la surface.

**VI.3.3 Influence de mode du forage sur le nettoyage :**

Malgré le mode de forage est optimisé lors de la réalisation d'un puits dévié pour les raisons suivantes :

- 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 par rotary assure une force additionnelle qui agite les particules solides et laisse pas la décantation de ces dernières ; elles sont mises toujours en suspension jusqu'à l'évacuation

➤ **Analyse des résultats sur chantier**

**Tableau VI.5 : Données de l'avancement pour les différentes phases.**

		Mode de forage			
La pahse	Intervalle d'inclinaison	Le slide		Le rotary	
		Le métrage	ROP	Le métrage	ROP
<b>5 7/8</b>	42-60	37	1.12	2	2.6
<b>5 7/8</b>	60-89	38	1.2	6	1.5
<b>5 7/8</b>	Drain horizontal	121	0.985	213	2

➤ **Le métrage en fonction du mode de forage pour les différentes phases :**

- Pour l'intervalle 42°-65° 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 le drain horizontale l'avancement en deux modes est presque identique, mais de préférence utiliser le rotary dans les limites pour le nettoyage.
- L'utilisation de la technique de back reaming peut rassembler entre les deux modes du forage.

**VI.3.4 Analyse de la rhéologie :**

- **Caractéristiques de boue utilisée pour forer la phase 5 7/8 :**

**Tableau VI.6 : Les propriétés de la boue de forage.**

<b>Caractéristiques de la boue pour la phase 5 7/8</b>		
<b>Densité de fluide SG</b>	SG	0.94
<b>La Yield point</b>	lbs /100ft2	12
<b>La viscosité plastique</b>	<i>cp</i>	12
<b>FANN 600</b>	<i>rpm</i>	51
<b>FANN 300</b>	<i>rpm</i>	32
<b>FANN 200</b>	<i>rpm</i>	26
<b>FANN 100</b>	<i>rpm</i>	17
<b>FANN 6</b>	<i>rpm</i>	11
<b>FANN 3</b>	<i>rpm</i>	7
<b>K</b>	lbs sec /100ft2	0.48
<b>n</b>		0.67
<b>GEL 0</b>	<i>lbs /100ft2</i>	7
<b>GEL 10</b>	lbs /100ft2	12

➤ **Interprétation du tableau :**

- L'intervalle 42°-89° est foré par un tricône et la section horizontale a été forée par un outil imprégné. Donc la taille est la forme des cuttings différent, 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

**VI.3.5 Détermination du débit critique pour avoir un régime turbulent dans la section horizontale :**

Le débit critique est le débit au point de transition entre l'écoulement laminaire et turbulent .la première étape de détermination du débit critique consiste à déterminer la vitesse critique  $V_c$ , puis la remplacer par le débit annulaire.

Le débit critique est donné comme suit :

$$Q_c = (2.45) * V_c * (D_h^2 - D_o^2) \dots\dots\dots(VI.18)$$

**Avec :**

$Q_c$  : Débit critique, gpm.

$V_c$  : Vitesse critique, ft/sec.

$D_h$  : Diamètre du puits de forage, pouce.

$D_o$  : Diamètre extérieur du tube, pouce.

➤ **Données :**

La vitesse critique maximale est calculée par le software studio insite Halliburton et est égale à 164.56m/min et 8.996 en ft/sec

$D_h = 5.875$  pouce.

$D_o = 3.5$  pouce.

Donc  $Q_c = 490$  gpm

**VI.4 Stratégie pour améliorer le nettoyage dans les puits déviés :****VI.4.1 Optimisation du YP et YV (Les valeurs de la YP sont données en basant sur les résultats d'autres puits avoisinants) :****Conditions statiques :**

En fonction de la viscosité de la boue et de l'inclinaison :

- YP > 15 lbs/100 ft<sup>2</sup> à 45°
- YP > 20 lbs/100 ft<sup>2</sup> à 60°
- YP > 28 lbs/100 ft<sup>2</sup> à 85°
- YP > 30 lbs/100 ft<sup>2</sup> à 90 °

**Conditions dynamiques-Régime turbulent :****Le rapport YP/PV détermine :**

- Le débit requis pour un régime turbulent.
- Les forces de frottement (ECD).
- L'efficacité du transport YP/PV > 1.

**Le transport des solides en turbulent est fonction de :**

- La densité différentielle boue/cuttings.

- L'inertie de la boue (= résistance au déplacement).

**VI.4.2 Pompage des bouchons spéciaux :**

En raison que la section annulaire change il est nécessaire de jouer sur les régimes d'écoulement (la vitesse annulaire), donc on suit certaines stratégies qu'ont été appliqués sur chantier, les techniques utilisées sont l'injection des bouchons de spéciaux dont on cite :

**Bouchon de High vis :**

Ce sont des fluides à haute viscosité, leur rôle essentiel est d'évacuer les cuttings de la partie verticale. Il ne donne pas des bons résultats pour les puits déviés (destruction des lits).

**Bouchon de low vis :**

C'est comme le bouchon de High vis on ajoute des produits de faible viscosité à fin de créer le régime turbulent, ce bouchon agite les particules mais il n'est pas capable d'évacuer les cuttings dans la partie verticale.

**Weighted pill:**

Il est à base de fluide avec des additifs alourdissant pour avoir une densité de 2 à 3 ppg en plus. Ce bouchon assure un bon nettoyage par l'augmentations de la flottabilité des cuttings. La boue lourde tend à devenir plus visqueuse. Ce bouchon est pompé après l'injection du low vis.

**Tandem pill :**

Il est utilisé pour renforcer le nettoyage dans le cas où le puits n'est pas chargé par les déblais, dans le cas contraire on procède au nettoyage par un grand débit et la rotation de la garniture, ensuite on injecte le tandem pill qui comprend deux bouchons : low vis et Weighted pill, ce dernier peut être substitué par un High vis.

**Conclusion et**  
**recommandations**

## Conclusion

---

### Conclusion :

La simulation et les modèles mathématiques restent un moyen d'approche aux choix des paramètres convenables, elle nous aide à rester dans les limites.

La méthode expérimentale reste un moyen d'approche à la réalité vue l'hétérogénéité de la formation et d'autres facteurs qui agissent sur le nettoyage, ce dernier 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 dans le drain.

D'après mon étude je peux conclure que les paramètres rhéologiques et hydrauliques sont d'une très grande importance dans le hole cleaning, mes résultats ont montré que le débit dans la section horizontal est inversement proportionnel à la densité annulaire et aux volumes des déblais générés.

La vitesse annulaire de la boue joue un rôle primordiale dans le transport des cuttings vers la surface toute fois elle doit être minimale pour ne pas fracturer les formations et ajustée avec l'avancement car un excès de ce dernier peut engendrer un volume important des cuttings

Selon les chapitres précédents il est à noter qu'un régime d'écoulement turbulent est clairement la meilleure solution pour un bonne opération de nettoyage du drain horizontal , le calcul de débit critique qui assure une transition à un régime turbulent est calculé et estimé à environ 490 gpm.

Suivant les stratégies qui m'ont été données par l'ingénieur de déviation j'ai constaté que pour la section ou l'inclinaison est supérieure à  $65^\circ$  (le drain horizontal y compris) Le régime turbulent combiné à la rotation des tiges constitue le moyen le plus efficace pour disperser le lit de cuttings et de nettoyer le puits.

Pour les puits de développement l'établissement de corrélations sur des bases expérimentales qui englobe soigneusement tous les facteurs qui permettent d'améliorer le calage du modèle mathématique et le rendre fiable et performant.

# Recommandations

---

## Recommandations :

- Nettoyer le puits aussi vite que sa progression.
- Utiliser la technique de back reaming
- Injection d'un low vis suivi d'un High vis chaque connexion.
- S'assurer que les caractéristiques de la boue sont conformes aux spécifications.
- Avant une manœuvre, circulé jusqu'à ce que le puits soit propre.
- Réciproquer et maintenir la garniture en rotation continuellement pendant la circulation.
- Surveiller les shale shakers.
- Garder en bon ordre de marche tous les équipements de circulation et contrôle des solides.

## **Bibliographie :**

---

### **Bibliographie :**

1. **Jean-Paul Szezuka, ENSPM.** Forage dirigé, ingénierie et méthode. Juin 2005.
2. **Mazen Ahmed Muherel,** cuttings transport in horizontal and highly deviated Wells. Université de technologie Malaisie. Juin 2021
3. **Projet professionnel de fin de formation,** hole cleaning dans les puits déviés à Hassi-Messaoud. Institut algérien du pétrole. 2017
4. **Bashir boushamin, Gamal Alusta, Nawaf Saeid, Article de revue d'ingénierie et sciences appliquées,** Review on hole clearing for horizontal Wells. Aout 2017
5. **Anadrill,** Horizontal drilling training manual.1991.
6. **Backer Huges Inteq,** Re-entry system technology.1996.
7. **Drilling fluids in horizontal wells , ELF** 1992.
8. **SONATRACH,** programme de forage de puits MD114.
9. **SONATRACH,** programme de work over 'changement de complétion'.Juin 2021
10. **SONATRACH,** work over additif program. Novembre 2021
11. **Halliburton,** Proposal of Re-entry short radius horizontal well from whipstock .Janvier 2022
12. **ALLALI Bachir, MOUSSA KADDOUR Khaled,** optimisation des paramètres de forage pour un bon nettoyage des drains horizontaux forés en OBD 'cas de champ Hassi-Messaoud puits OMJz 86. Mémoire de master université d'ouargla. Année universitaire 2016/2017
13. **Rapport journalier de boue. BASP.** Mai 2022
14. **Rapport journalier de mud logging. ENSP.** Mai 2022
15. **MELLAK Abderrahmane,** cours de Technologie de Forage pour les Master Forage, année universitaire 2021/2022, FHC, Université de Boumer dès.
16. **Site internet Drillent formulas.com**