

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



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



**Département de Forage et Mécanique de
Chantier Pétrolier**

Mémoire pour l'obtention du diplôme

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences Technique

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage

Préparé par :

ALLALI bachir, MOUSSA KADDOUR khaled

Thème :

**Optimisation des paramètres de forage
pour un bon nettoyage des drains
horizontaux forés en OBD cas de champs
HMD puits OMJz86**

Soutenu le 30/05/2017

Devant le jury composé de :

Mr LANANI P

Mr TOUAHRI A

Mr CHATTI Djamel Eddine

Président

Examineur

Rapporteur

REMERCIEMENTS

REMERCIEMENTS

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

En second lieu, nous tenons à remercier notre encadreur Mr : CHETTI djamel Eddine, pour ses précieux conseils et son aide durant toute la période du travail.

Nous tenons à saisir cette occasion et adresser nos profonds remerciements et nos profondes reconnaissances

-Aux responsables et aux enseignants du département : Mr DOBBI abdelmajid, Mr Khelifa, Mlle HAJAJ souad...

-A nos familles et nos amis qui par leurs prières et leurs encouragements, on a pu surmonter tous les obstacles.

Nous remercions toutes les personnes qui ont participées de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail.

Dédicace

Ce travail, et bien au-delà à mes *très chère parents* m'ont fourni au quotidien un soutien et une confiance qui sans faille et de ce fait, je ne saurais exprimer ma gratitude seulement par des mots. Que dieu vous partage et vous garde pour nous.

A la mémoire de mon défunt frère, *ABDELJALIL*.

A mes précieuses soeres *ASSMA, AMIRA* et *SOUNDROSS*, les mots ne peuvent résumer ma reconnaissance et mon amour à votre égard.

Ames deux chers frères *MOUHAMED YASSIN* et *ILYES* que j'aime tant.

A mon neveu *MOUHAMED YASSER*.

A ma chère grande famille particulièrement mon oncle, *MED LAMIN, boudjemmaa*

A mes adorables amies, *AYOUB, ABDELMOUIZ, IBERAHIM* et *IDRIS, ISSLAM ...*

A mon binôme *BACHIR*, et tous mes amis avec lesquels j'ai partagé mes moments de joie et de bonheur que toute personne m'ayant aidé de près ou de loin, trouve ici l'expression de ma reconnaissance.

KHALED

Dédicace

*Pour chaque événement dans ma vie, je ne manquerai pas d'avoir
une pensée à toutes les personnes qui m'ont donné le courage et
l'enthousiasme.*

*A mes parents qui m'ont toujours poussé vers le meilleur de moi
et qui ont tout sacrifié pour assurer ma réussite, mon confort
et satisfaire à mes besoins.*

*A mes frères Mohamed, Radwan, Nasro, Issmail, Abd
elrahman et Ilyes.*

A mon soutien psychologique quand rien vas plus, mes amis

Mes collègues d'Université Kasdi Merbah Ouargla

MERCI A TOUS MERCI POUR TOUT

Allali Bachir

Introduction générale :	1
-------------------------------	---

Chapitre I: Partie Géologique

I.1. Présentation de champ de Hassi Massaoud :	2
I.2. Intérêt pétrolier :	4
I.3. Description de la série sédimentaire du champ de HMD :	5
I.3.1. CÉNOZOÏQUE :	5
I.3.2. MÉSOZOÏQUE:	6
I.3.3. PALÉOZOÏQUE:	10
I.3.4. LE SOCLE:	11
I.4. Situation Géographique du puits OMJz86:	13
I.5. L'objectif de OMJz86:	13
I.6. Profile du puits OMJz-86 :	14

Chapitre II : Généralité sur le forage horizontale

II.1. Introduction :	15
II.2. Applications du forage horizontal :	16
II.3. Avantages et inconvénients du forage horizontal :	17
II.3.1. Avantages du forage horizontal :	17
II.3.2. Inconvénients du forage horizontal :	18
II.4. Les différents types des puits horizontaux :	20
II.4.1. Long radius:	20
II.4.2. Medium Radius:	21
II.4.3. Short Radius et Ultra Short Radius : ($5 < ROC < 20$) :	21
II.5. Outils et dispositifs du forage dirigé :	22
II.5.1. Utilisation d'un moteur de fond :	22
II.5.2. Rotary Steerable System :	22
II.5.3. Jetting :	23
II.5.4. Outils de déflexion :	24
II.6. Méthodes de forage des phases droites ou courbées :	24
II.7. Contrôle et suivi du forage Horizontal :	25
II.7.1. Le suivi et le contrôle :	26
II.7.2. Les mesures directionnelles MWD :	26
II.7.3. Les paramètres de forage MWD :	26

Chapitre III : Optimisation des paramètres de forage pour un bon nettoyage

III.1. Nettoyage du trou :	27
III.1.1. Introduction :	27
III.1.2. Risques et indices de mauvais nettoyage :	28
III.1.3. Facteurs qui affectent le nettoyage :	28
III.1.4. Autres facteurs qui influent sur le nettoyage :	42
III.2. Optimisation des paramètres de forage pour un bon nettoyage	45
III.2.1. Optimisation du débit :	45
III.2.2. Optimisation du nettoyage par le choix du débit :	46
III.2.3. Résultats de la méthode :	51
III.2.4. Choix de paramètres rhéologiques :	52
III.2.5. Choix du régime d'écoulement de la boue :	53
III.2.6. Choix de la densité :	54
III.2.7. Amélioration opérationnelle :	54

Conclusion &Recommandations :

Conclusion :	58
Recommandations :	58
Bibliographie	
ANNEXE	

LISTE DES FIGURES

Figure I- 1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	1
Figure I- 2 : Répartition des zones pétrolifères et gazifères.	2
Figure I- 3 : Zones de production.	3
Figure II-1: Profil d'un puits horizontal.	16
Figure II-2 : Réservoirs fracturés.....	19
Figure II-3:Réservoirs multi-couches	19
Figure II-4:Water Conning	20
Figure II-5: Les différents types de profil de puits horizontaux.....	21
Figure II-6: Modes de forage dirigé (Sliding et Rotary).	25
Figure III-1: formation d'un lit de déblais	27
Figure III-2: Concentration des déblais dans le trou en fonction de son angle d'inclinaison ..	30
Figure III-3:Profil de vitesse en Plug flow.	31
Figure III-4: Profil de vitesse en régime laminaire.....	32
Figure III-5: Profil de vitesse en Régime turbulent.	32
Figure III-6: Evacuation des cuttings pour une inclinaison comprise entre 0° et 35° en régime turbulent.....	33
Figure III-7: Régime laminaire pour une inclinaison de 0°à 35° ($Y_P / PV < 0,5$)	33
Figure III-9: Efficacité de transport des cuttings en régime laminaire pour les angles compris entre 35 et 65°	34
Figure III-8: Efficacité de transport de cuttings en régime turbulent pour les angles compris entre 35 et 65°	34
Figure III-11: Efficacité de transport des cuttings en régime turbulent pour les angles supérieur à 65°	35
Figure III-10: Efficacité de transport des cuttings en régime laminaire pour les angles supérieur à 65°	35
Figure III -12: Vitesse annulaire requise en fonction de la taille " d " des particules.	41
Figure III-13: Augmentation de débit en fonction de l'inclinaison.	42
Figure III-14: Cleannig rate en fonction de la RPM.....	43
Figure III-15: Profil de vitesse 10.12 -Fluide en anneau excentrique.	44
Figure III-16: Illustre l'effet de la forme de particule sur l'écoulement de fluide.	45
Figure III-17: Facteur de Rhéologie (RF) pour un forage en 17-1/2".	47

LISTE DES FIGURES

Figure III-18: Forage 17-1/2" : Débit requis en fonction de la vitesse d'avancement.	48
Figure III-19: Facteur de Rhéologie (RF) pour un forage 12-1/4"	48
Figure III-20: Forage 12-1/4". Débit requis en fonction de la vitesse d'avancement	49
Figure III-21: Facteur de Rhéologie (RF) pour un forage 8-1/2"	49
Figure III-22: Forage 8-1/2" : Débit requis en fonction de la vitesse d'avancement.	50
Figure III-23: ROP en fonction de débit.....	52
Figure III-24: variation de ROP en fonction de la densité.	54

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I- 1 : Coupe Stratigraphique Type à Hassi Messaoud.	11
Tableau I-2 : Situation Géographique du puits OMJz86.....	12
Tableau III-1: l'inclinaison maximum de la section considérée.....	47
Tableau III-2: la valeur de l'inclinaison maximum de la section 12-1/4".....	48
Tableau III-3: la valeur de l'inclinaison maximum de la section 8-1/2".....	50
Tableau III-4: Débit minimum pour un bon nettoyage.	51
Tableau III-5: ROP maximum en ft/min.	51
Tableau III-6: données de quelques puits forés à HMD.....	52
Tableau III-7: caractéristiques de boue recommandées.	53
Tableau III-8: Facteur de longueur de phase en fonction de l'inclinaison.	57
Tableau III-9: Nombre de bottem-ups recommandés avec une boue de caractéristiques optimales pour un bon nettoyage du trou.	57

ABBREVIATIONS

HMD: Hassi Messaoud

DWOB: Downhole Weight On Bit

RSS: Rotary Steerable Systems

OBD: Over Balance Drilling

YP: yield point

PV: viscosité plastique

ECD: Equivalent Circulating Density

ROP: Rat Of Pénétration

TI: Transport index

RF: Facteur de Rhéologie

BHA: Bottom Hole Assembly

DHM: Down Hole Motor

PDM: Positive Displacement Motor

KOP: Kick-Off Point

BU: Build-Up

TVD: Total Vertical Depth True Vertical Depth

TD: Total Depth

TMD: Total Measured Depth

WOB: Weight On Bit

PDC: Polycristalline Diamond bit

MWD: Measurement While Drilling

LWD: Logging While Drilling

DC: Drill-Collar

ABBREVIATIONS

DP: Drill-Pipe

HWDP: Heavy Weight Drill Pipe

NMDC: Non-Magnetic Drill-Collar

API: American Petroleum Institute

UTM: Universal Transverse Mercator

L'industrie du forage pétrolier tout comme les autres domaines de l'industrie a vécu des obstacles énormes tout au long de son évolution, cependant elle a pu s'abattre plus ou moins face eux.

Le forage d'un puits pétrolier nécessite une suite de plusieurs opérations, et un suivi rigoureux et quotidien, surtout le forage dévié ou horizontal qui est souvent confronté à des défis d'ordre naturels ou techniques.

Parmi ces obstacles, il y a le problème de nettoyage du puits dévié, un nettoyage du trou inadéquat peut entraîner des incidents coûteux tels que le coincement de la garniture, l'usure prématuré, forage lent, fracturation de la formation, un couple excessif sur le train de tiges, des difficultés dans les opérations de diagraphies et cimentation.

Des nombreuses études ont été menées afin de mieux comprendre l'intérêt du nettoyage de trou dans le forage directionnel de puits. Des travaux de laboratoire ont démontré que le forage à un angle d'inclinaison supérieur à environ 30 ° de la verticale pose des problèmes dans l'enlèvement des déblais de forage qui ne sont pas rencontrés dans des puits verticaux. Dans ce travail on a mis en évidence les principales causes du problème et ensuite on a proposé une optimisation du nettoyage du puits. [1]

Le travail est divisé en trois chapitres :

Dans le premier chapitre nous avons fait une étude géologique sur le champ de Hassi-Messaoud, et dans le deuxième chapitre nous avons donné des généralités sur le forage horizontal. Le dernier chapitre est consacré à l'optimisation des paramètres de forage.

Nous terminerons notre travail par une conclusion générale et des recommandations.

I.1. Présentation de champ de Hassi Massaoud :

❖ *Situation de champ de Hassi Massaoud :*

1) Situation Géographique :

Le champ de Hassi Massaoud est situé à 850 Km au sud-est d'Alger, à 280 km au Sud-est du gisement de gaz-condensat de Hassi R'Mel et à 350 Km de la frontière Algéro-Tunisienne.

Il fait partie d'un ensemble des structures formant la partie Nord de la province Triasique,

Il s'étend sur 2500 km², il a pour coordonnées Lambert :

X = [790000-840000] Est.

Y = [110000-150000] Nord.

Il est encadré par la latitude 31°30' et 32°00' et la longitude 5°40' et 6°20'.

La carte suivante représente la situation géographique du champ du HMD (Figure I-1):

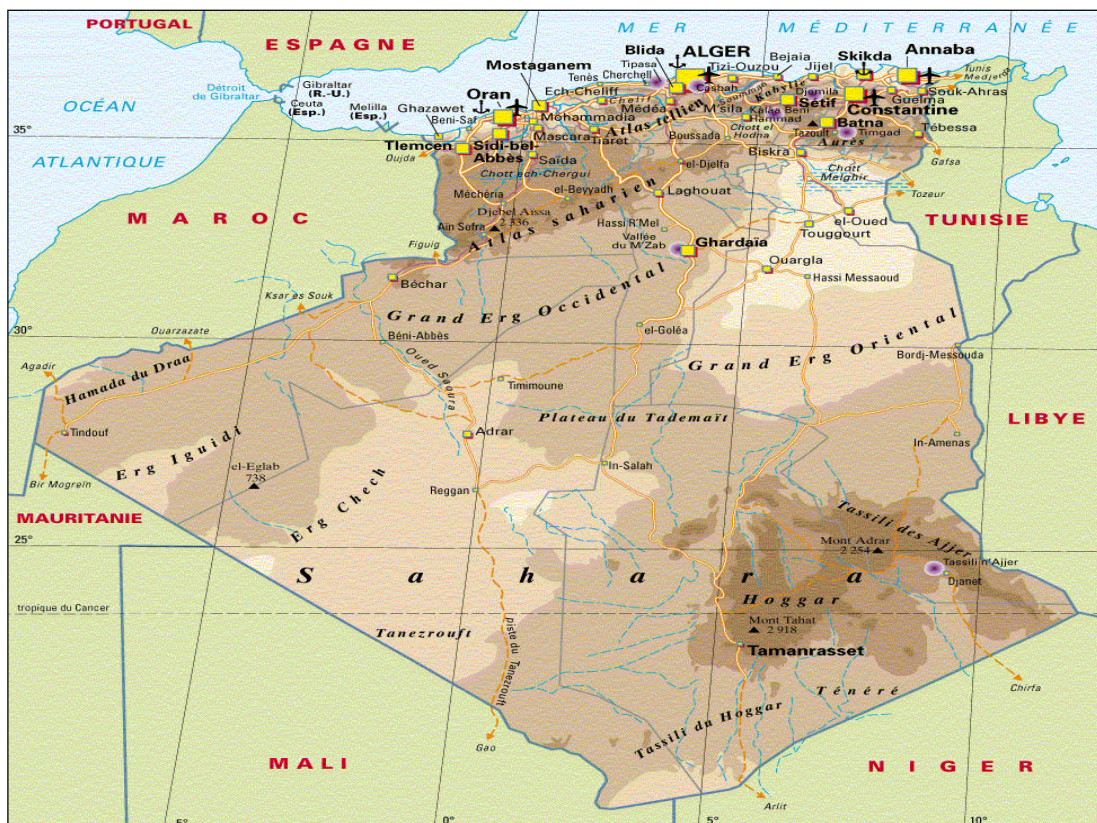


Figure I-1: Situation géographique du champ de Hassi Massaoud

2) Situation géologique :

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie. Il est limité au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui], au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb, au Sud-Est par les gisements, Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité à l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya, au Sud par le môle d'Amguid El Biod, au Nord par la structure Djammâa-Tougourt, à l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès, Comme représente la figure I-2.

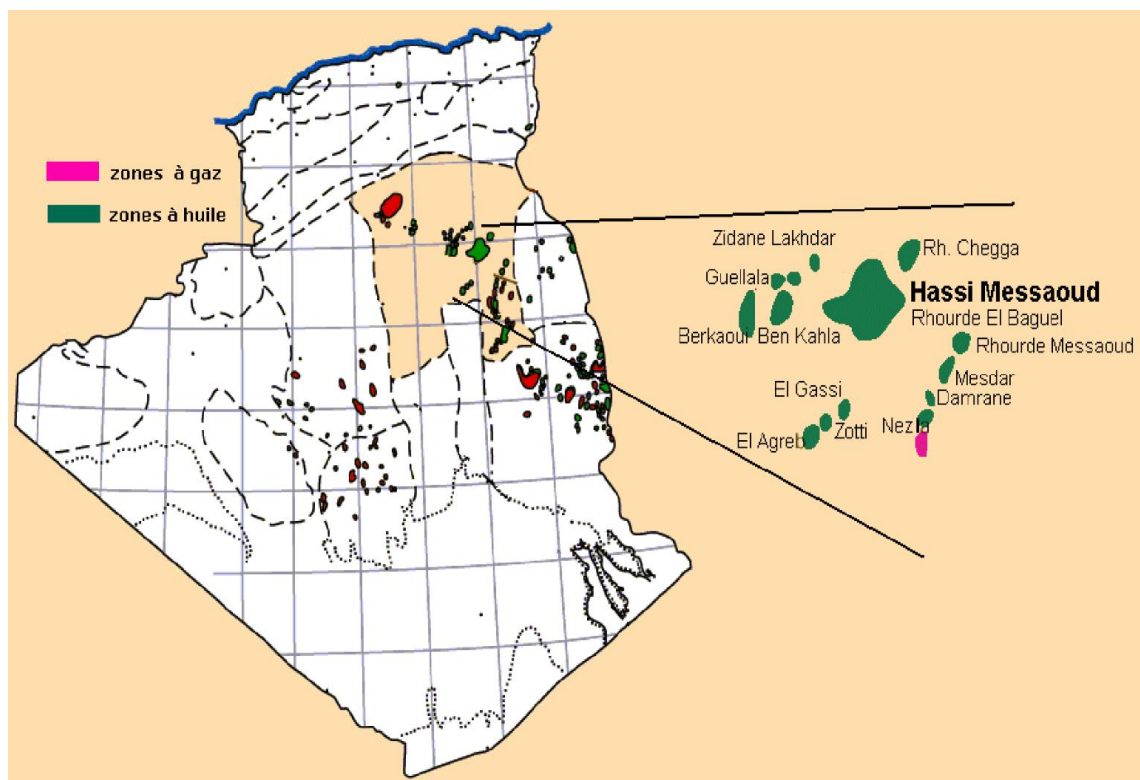


Figure I-2: Répartition des zones pétrolifères et gazifières.

3) Zones et numérotation des puits :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones, dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et 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 bien établie. Toutefois, il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

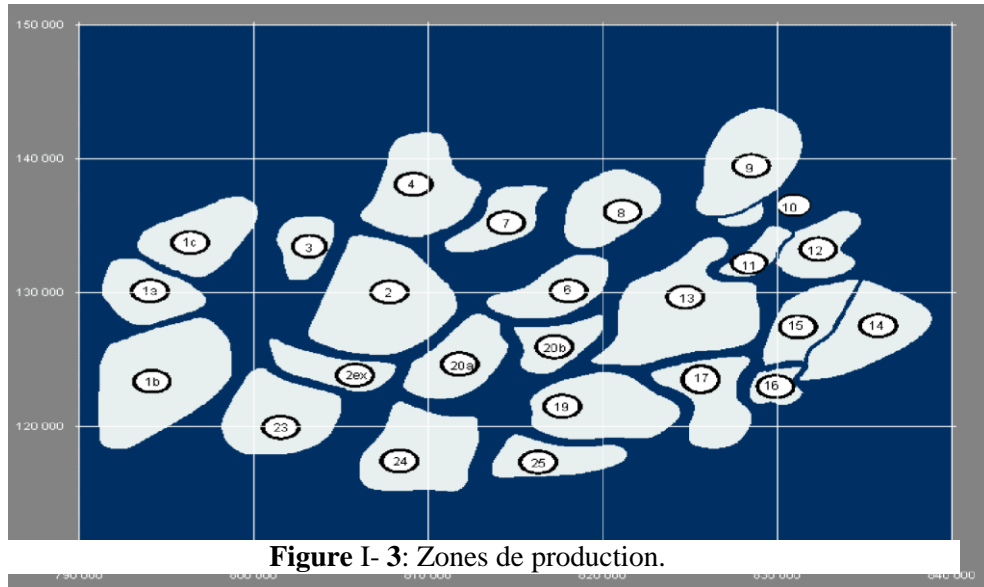


Figure I- 3: Zones de production.

Le champ Nord (ex CFPA) comporte une notation géographique complétée par une numérotation chronologique et le champ Sud est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalles égales à 1,25 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert, comme représente la figure I-3.

I.2. Intérêt pétrolier :

Le champ de Hassi Messaoud est considéré de par sa superficie et ses réserves, est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement variant de 120 à 400 kgf/cm², une température de l'ordre de 118 à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 100 darcy.

Le réservoir est lié aux grès quartzitiques du cambrien, l'horizon le plus productif est lié aux lithozones Ra et Ri dont les qualités pétrophysiques sont assez bonnes. La couverture est assurée par une épaisse et étanche assise argilo-salifère du Trias. Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme une mosaïque de gisement, délimité par les barrières de perméabilité.

Après plus de 50 années de production et plus des centaines des puits forés, la logique géologique de ce champ demeure énigmatique, c'est ainsi que certaines zones produisent en déplétion et d'autres sont en récupération secondaire, par injection de gaz et d'eau.

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 **anhypritique**, 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, cristallins 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 silico-argileux.

✂ 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 gris-foncé, 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 :

❖ *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.

❖ *ARGILEUX (e = 113m)*

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

❖ *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.

❖ *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 = 25)** grès fins à ciment argileux, bitumineux. Productifs sur OMJ 76.
- **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.

Remarques : 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. On y distingue trois litho-zones R1 (Ri+Ra), R2 et R3.

- **Litho-zone Ri (e =50m)**

Correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là où la série est complète, ce sont des grès quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux, avec de nombreuses passées silteuses. Il repose sur le Ra supérieur par une surface d'abrasion.

- *Litho-zone Ra (e = 100 à 120m) :*

Représente le réservoir principal. Dans sa partie supérieure et moyenne (e = 20 à 60m), il est formé de grès quartzites, anisométriques, moyens à grossiers, à ciment silico-argileux (kaolinite) localement constitué de quartzites franches. Dans la partie inférieure s'intercalent, de manière irrégulière, des passées centimétriques de silt stones argileux.

- *Litho-zone R2 (e = 1001m) :*

Est constitué de grès quartzites et quartzites gréseux, moyens à grossiers, anisométriques, avec parfois des niveaux micro-conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite). On note des intercalations millimétriques de silts.

- *Litho-zone R3 (e = 300m) :*

Repose sur l'Infracambrien, et parfois directement sur le socle granitique, c'est une série de comblement d'une épaisseur moyenne de 300m, elle se compose de grès grossiers à microconglomérats feldspathiques, les grains sont mal classés, le ciment est de nature argileuse avec parfois des zones à grès ferrugineux, et des intercalations d'argiles silteuses. Le R3 ne présente aucun intérêt pétrolier.

3) *L'INFRACAMBRIEN (e = 45m):*

C'est l'unité lithologique la plus ancienne reconnue au Nord de la structure par le forage OMJ47 à une profondeur de 4092m. 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.

Chapitre I: PARTIE GEOLOGIQUE

Tableau I-1: Coupe Stratigraphique Type à Hassi Messaoud. [1]

ERE	SYS T	ETAGES		Ep moye	DESCRIPTION	
CENO ZOIO	NEOG ENE	MOI-PLIOCEN Discordance alpine		240	Sable, calcaire, Marne sableuse	
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONA TE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRIT E	219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFIER	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN		90	Calcaire crayeux avec quelque niveau argileux	
		CENOMANIEN		145	Anhydrite, marne, dolomie	
		ALBINE		350	Grés, sable avec intercalation d'argile silteuse	
		APTIEN		25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire	
		BARREMIEN		280	Argile marne, dolomie, grés	
		NEOCOMIN		180	Argile, marne, dolomie, grés	
	JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne calcaire grés et traces d'anhydrite	
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse marne dolomitique avec fines passées de grés	
			LAGUNAIR E	210	Anhydrite marne dolomitique Marne grise	
		LIAS	LD 1	65	Dolomie anhydrite argile	
			LS 1	90	Alternances sel anhydrite et argile	
			LD 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			LS 2	60	Alternances sel et argile	
			LD 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
		TRIAS	SALIFE RE	TS1	46	Alternances de sel d'anhydrite et de dolomie
				TS2	189	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile gypsifère
	TS3			202	Sel massif et traces d'argile	
ARGILEUX			113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injecté de sel et d'anhydrite		
GRESEUX			35	Grés argile		
ERUPTIF Discordance hercynienne			0_92	Andésites altérées		
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA		75	Quartzites fine avec traces de tigillites	
		GRES D'EL ATCHANE		25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
		ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
		ZONE DES AL TERNANCES		20	Alternance de grés et argile Présence de tigillites	
	CAMBRIEN	Ri		50	Gés isométrique, fins ,silteux	
		Ra		120	Grés à grés quartzitiques anisométrique à niveaux de silts	
		R2		100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique	
		R3		300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse	
		INFRA-CAMBRIEN		452	Grés argileux rouges	
SOCLE					BIK porphyroïde rose	

I.4. Situation Géographique du puits OMJz86:

Tableau I-2: Situation Géographique du puits OMJz86.

Field	Hassi Messaoud	
Block	OMJ	
Well Classification	Development	
Operator	Sonatrach	
Drilling Contractor	ENAFOR	
Drilling Rig	ENF-28	
Surface Location	LSA	X = 808990,30 m Y = 147817,55 m
	Latitude	N 31° 53' 01.16''
	Longitude	E 5° 57' 59.471''
	UTM Zone 31	X = 780,621.930 m Y = 3,531.110.045 m
Well Located in coordinate system	UTM Zone 31 on North Sahara, Clarke 80 (this system will be used as reference in all documents)	
Elevations	Ground Level	154.921 m above Mean Sea Level (MSL)
	Rotary Table	9.15 m above Ground Level (GL)
	Rotary Table	164 m above Mean Sea Level (MSL)
Unit System	Depth	m (meter)
	Flow rate	lpm (liters per minute)
	Density	SG (specific gravity)
	Volume	m ³ (cubic meter)
	Diameter	In (inch)
	Pressure	psi (pounds per square inch)
Well TD	MD/TVD	4544m / 3,432m

I.5. L'objectif de OMJz86:

L'objectif de OMJz86 est de drainer les formations des réservoirs ID et D1.

La longueur de section totale prévue de 6 "est de ~ 1000m (1290m de déplacement horizontal total à TD avec un TVD de 3432 m), le long d'un azimut de 120°. Le trou de vidange exposera ~ 1000m de formation ID-D1.

Chapitre I: PARTIE GEOLOGIQUE

Le puits est prévu d'être débarqué dans une section de réservoir d'identité de 6" à 88,05 ° d'inclinaison à 3398 m TVD (44 m en dessous du sommet de la formation de Ra). La profondeur mesurée au point d'atterrissage est de 3544,12 m MD avec un déplacement horizontal .

De 291,06 m. La chaussure de doublure de 7 "doit être réglée à 3406 m MD / 3357 m TVD (3 m TVD sous le sommet de Ra), avec une inclinaison de 57°, 120° d'azimut, avec un déplacement de 160,82 m. [2]

I.6. Profile du puits OMJz-86 :

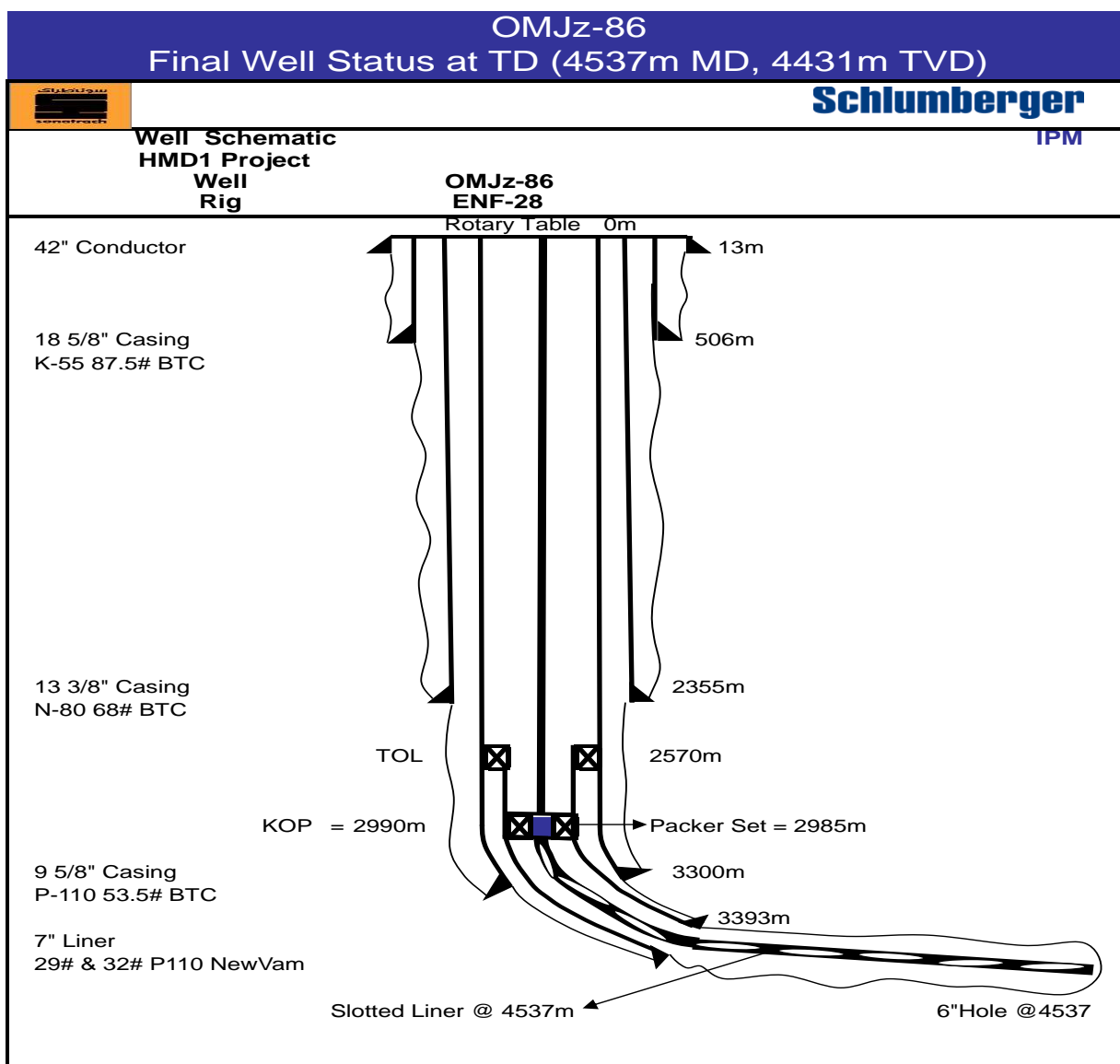


Figure I- 4: profile du puits OMJz-86 [2]

I.1. Présentation de champ de Hassi Massaoud :

❖ Situation de champ de Hassi Massaoud :

1) Situation Géographique :

Le champ de Hassi Massaoud est situé à 850 Km au sud-est d'Alger, à 280 km au Sud-est du gisement de gaz-condensat de Hassi R'Mel et à 350 Km de la frontière Algéro-Tunisienne.

Il fait partie d'un ensemble des structures formant la partie Nord de la province Triasique,

Il s'étend sur 2500 km², il a pour coordonnées Lambert :

X = [790000-840000] Est.

Y = [110000-150000] Nord.

Il est encadré par la latitude 31°30' et 32°00' et la longitude 5°40' et 6°20'.

La carte suivante représente la situation géographique du champ du HMD (Figure I-1):

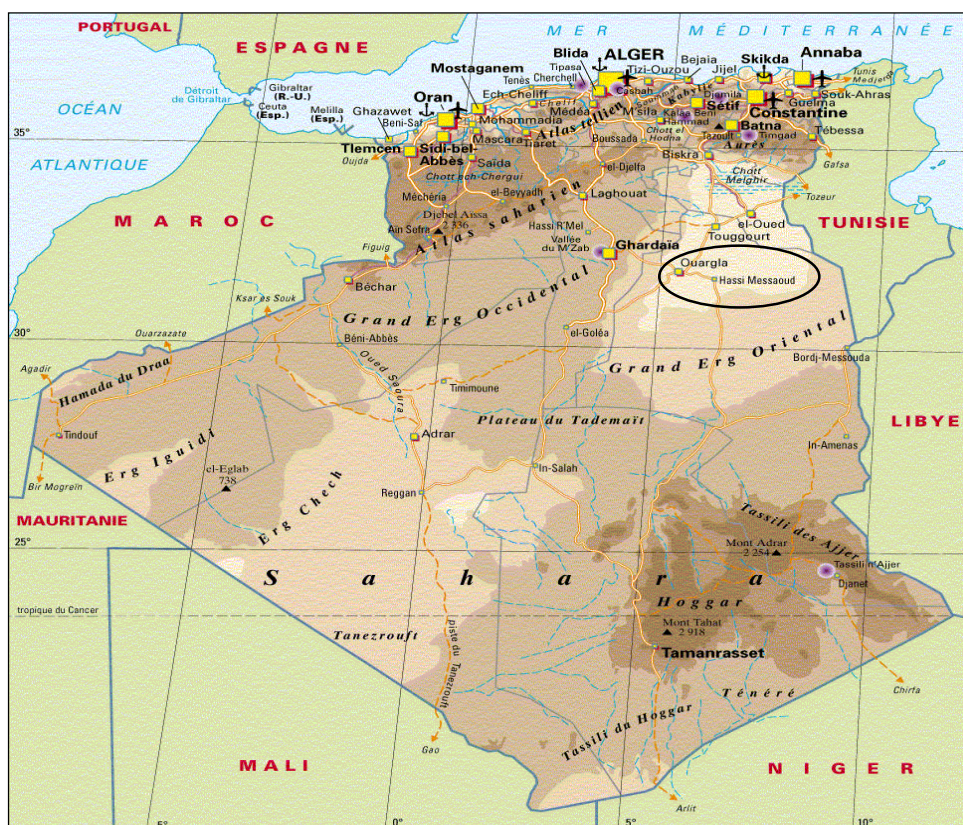


Figure I-1: Situation géographique du champ de Hassi Massaoud

2) Cadre géologique :

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie. Il est limité au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui], au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb, au Sud-Est par les gisements, Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité à l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya, au Sud par le môle d'Amguid El Biod, au Nord par la structure Djammâa-Touggourt, à l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès, Comme représente la figure I-2.

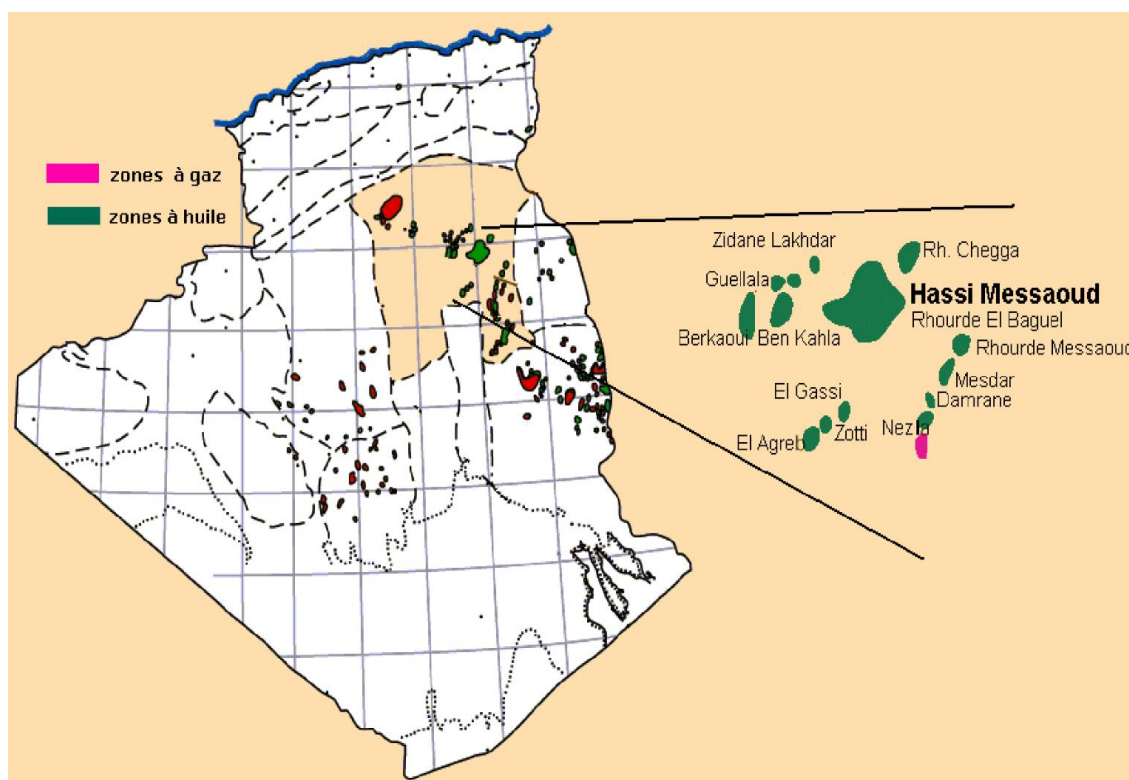
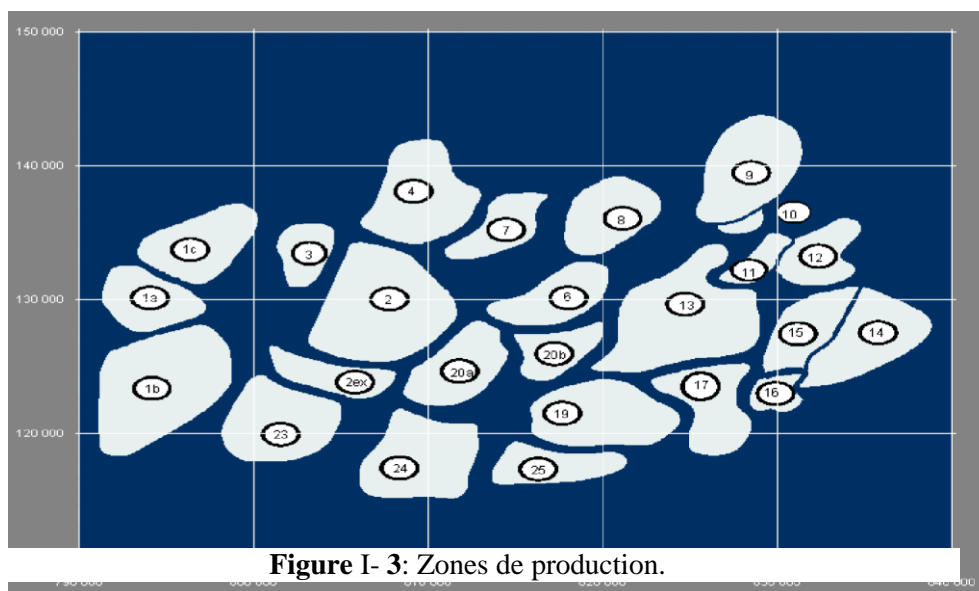


Figure I-2: Répartition des zones pétrolifères et gazifières.

3) Zones et numérotation des puits :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones, dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et 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 bien établie. Toutefois, il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.



Le champ Nord (ex CFPA) comporte une notation géographique complétée par une numérotation chronologique et le champ Sud est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalles égales à 1,25 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert, comme représente la figure I-3.

I.2. Intérêt pétrolier :

Le champ de Hassi Messaoud est considéré de par sa superficie et ses réserves, est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement variant de 120 à 400 kgf/cm², une température de l'ordre de 118 à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 100 darcy.

Le réservoir est lié aux grès quartzitiques du cambrien, l'horizon le plus productif est lié aux lithozones Ra et Ri dont les qualités pétrophysiques sont assez bonnes. La couverture est assurée par une épaisse et étanche assise argilo-salifère du Trias. Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme une mosaïque de gisement, délimité par les barrières de perméabilité.

Après plus de 50 années de production et plus des centaines des puits forés, la logique géologique de ce champ demeure énigmatique, c'est ainsi que certaines zones produisent en déplétion et d'autres sont en récupération secondaire, par injection de gaz et d'eau.

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), comme représente la Tableau I-1.

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:

1. CRÉTACÉ:

1.1. 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 **anhypritique**, 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.

1.2. 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.

1.3. Cénomanién (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.

1.4. 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.

1.5. 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.

1.6. 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, cristallins et dures, d'argiles versicolores, silteuses, tendres à indurées et légèrement carbonatées.

1.7. 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 silico-argileux.

2. JURASSIQUE:

2.1. 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.

2.2. 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 gris-foncé, parfois brun-rouge, tendres et indurées, et silts blancs à gris-clair, tendres et de marnes gris-vert à grises.

2.3. 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.

3. *TRIAS:*

Représentée par quatre niveaux :

❖ *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.

❖ *ARGILEUX (e = 113m)*

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

❖ *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.

❖ *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 = 25)** grès fins à ciment argileux, bitumineux. Productifs sur OMJ 76.
- **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.

Remarques : 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. On y distingue trois litho-zones R1 (Ri+Ra), R2 et R3.

- **Litho-zone Ri (e =50m)**

Correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là où la série est complète, ce sont des grès quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux, avec de nombreuses passées silteuses. Il repose sur le Ra supérieur par une surface d'abrasion.

- *Litho-zone Ra (e = 100 à 120m) :*

Représente le réservoir principal. Dans sa partie supérieure et moyenne (e = 20 à 60m), il est formé de grès quartzites, anisométriques, moyens à grossiers, à ciment silico-argileux (kaolinite) localement constitué de quartzites franches. Dans la partie inférieure s'intercalent, de manière irrégulière, des passées centimétriques de silt stones argileux.

- *Litho-zone R2 (e = 1001m) :*

Est constitué de grès quartzites et quartzites gréseux, moyens à grossiers, anisométriques, avec parfois des niveaux micro-conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite). On note des intercalations millimétriques de silts.

- *Litho-zone R3 (e = 300m) :*

Repose sur l'Infracambrien, et parfois directement sur le socle granitique, c'est une série de comblement d'une épaisseur moyenne de 300m, elle se compose de grès grossiers à microconglomérats feldspathiques, les grains sont mal classés, le ciment est de nature argileuse avec parfois des zones à grès ferrugineux, et des intercalations d'argiles silteuses. Le R3 ne présente aucun intérêt pétrolier.

3) *L'INFRACAMBRIEN (e = 45m):*

C'est l'unité lithologique la plus ancienne reconnue au Nord de la structure par le forage OMJ47 à une profondeur de 4092m. 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.

Chapitre I: partie géologique :

Tableau I-1: Coupe Stratigraphique Type à Hassi Messaoud. [1]

ERE	SYS T	ETAGES	Ep moye	DESCRIPTION		
CENOZOÏQUE	NEOGENE	MOI-PLIOCEN Discordance alpine	240	Sable, calcaire, Marne sableuse		
		EOCENE	120	Sable, calcaire à silex		
MESOZOÏQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITE	219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFIER	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelque niveau argileux		
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBINE	350	Grés, sable avec intercalation d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile marne, dolomie, grés		
		NEOCOMIN	180	Argile, marne, dolomie, grés		
	JURASSIQUE	DOGGER	MALM		225	Argile, marne calcaire grés et traces d'anhydrite
			ARGILEUX	105	Argile silteuse marne dolomitique avec fines passées de grés	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite marne dolomitique Marne grise	
		LIAS	L.D 1	65	Dolomie anhydrite argile	
			L.S 1	90	Alternances sel anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
		TRIAS	SALIFERE	TS1	46	Alternances de sel d'anhydrite et de dolomie
	TS2			189	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile gypsifère	
	TS3			202	Sel massif et traces d'argile	
	ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injecté de sel et d'anhydrite		
	GRESEUX		35	Grés argile		
	ERUPTIF Discordance hercynienne		0_92	Andésites altérées		
PALEOZOÏQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA		75	Quartzites fine avec traces de tigillites	
		GRES D'EL ATCHANE		25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
		ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
		ZONE DES ALTERNANCES		20	Alternance de grés et argile Présence de tigillites	
	CAMBRIEN	Ri		50	Gés isométrique, fins, silteux	
		Ra		120	Grés à grés quartzitiques anisométrique à niveaux de silts	
		R2		100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique	
		R3		300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse	
		INFRA-CAMBRIEN		452	Grés argileux rouges	
SOCLE				BIK porphyroïde rose		

I.4. Situation Géographique du puits OMJz86:

Tableau I-2: Situation Géographique du puits OMJz86.

Field	Hassi Messaoud	
Block	OMJ	
Well Classification	Development	
Operator	Sonatrach	
Drilling Contractor	ENAFOR	
Drilling Rig	ENF-28	
Surface Location	LSA	X = 808990,30 m Y = 147817,55 m
	Latitude	N 31° 53' 01.16''
	Longitude	E 5° 57' 59.471''
	UTM Zone 31	X = 780,621.930 m Y = 3,531.110.045 m
Well Located in coordinate system	UTM Zone 31 on North Sahara, Clarke 80 (this system will be used as reference in all documents)	
Elevations	Ground Level	154.921 m above Mean Sea Level (MSL)
	Rotary Table	9.15 m above Ground Level (GL)
	Rotary Table	164 m above Mean Sea Level (MSL)
Unit System	Depth	m (meter)
	Flow rate	lpm (liters per minute)
	Density	SG (specific gravity)
	Volume	m ³ (cubic meter)
	Diameter	In (inch)
	Pressure	psi (pounds per square inch)
Well TD	MD/TVD	4544m / 3,432m

I.5. L'objectif de OMJz86:

L'objectif de OMJz86 est de drainer les formations des réservoirs ID et D1.

La longueur de section totale prévue de 6 "est de ~ 1000m (1290m de déplacement horizontal total à TD avec un TVD de 3432 m), le long d'un azimut de 120°. Le trou de vidange exposera ~ 1000m de formation ID-D1.

Chapitre I: partie géologique :

Le puits est prévu d'être débarqué dans une section de réservoir d'identité de 6" à 88,05 ° d'inclinaison à 3398 m TVD (44 m en dessous du sommet de la formation de Ra). La profondeur mesurée au point d'atterrissage est de 3544,12 m MD avec un déplacement horizontal .

De 291,06 m. La chaussure de doublure de 7 "doit être réglée à 3406 m MD / 3357 m TVD (3 m TVD sous le sommet de Ra), avec une inclinaison de 57°, 120° d'azimut, avec un déplacement de 160,82 m. [2]

I.6. Profile du puits OMJz-86 :

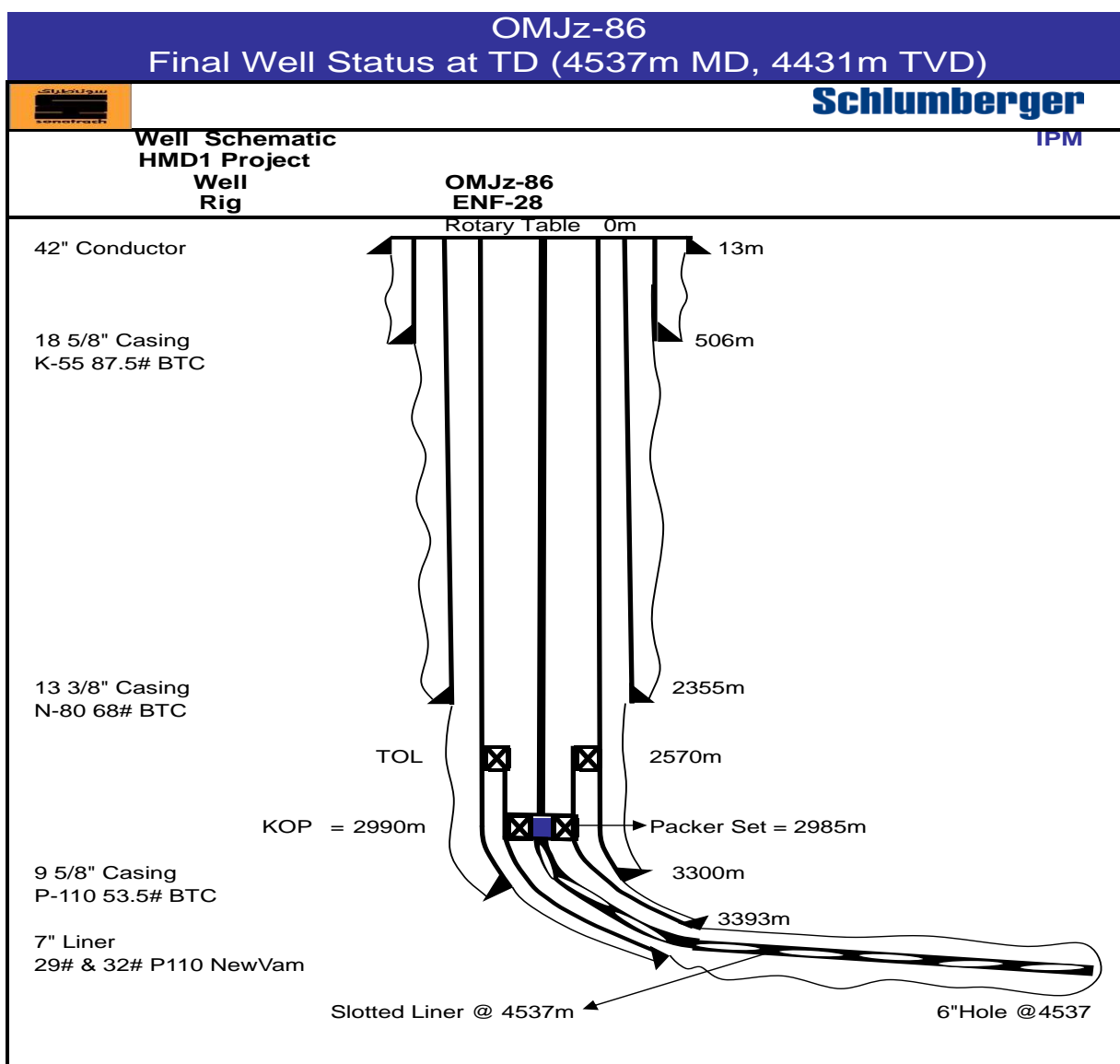


Figure I- 4: profile du puits OMJz-86 [2]

II.1. Introduction :

Le forage horizontal est un exercice beaucoup plus coûteux et complexe que les forages conventionnels tels que les forages verticaux ou déviés. En général, les statistiques montrent qu'il est nécessaire de majorer le budget d'un puits vertical de 30 à 100% et même plus pour obtenir celui d'un puits horizontal. Alors, dans quelles occasions doit-on considérer le forage d'un puits horizontal?

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

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

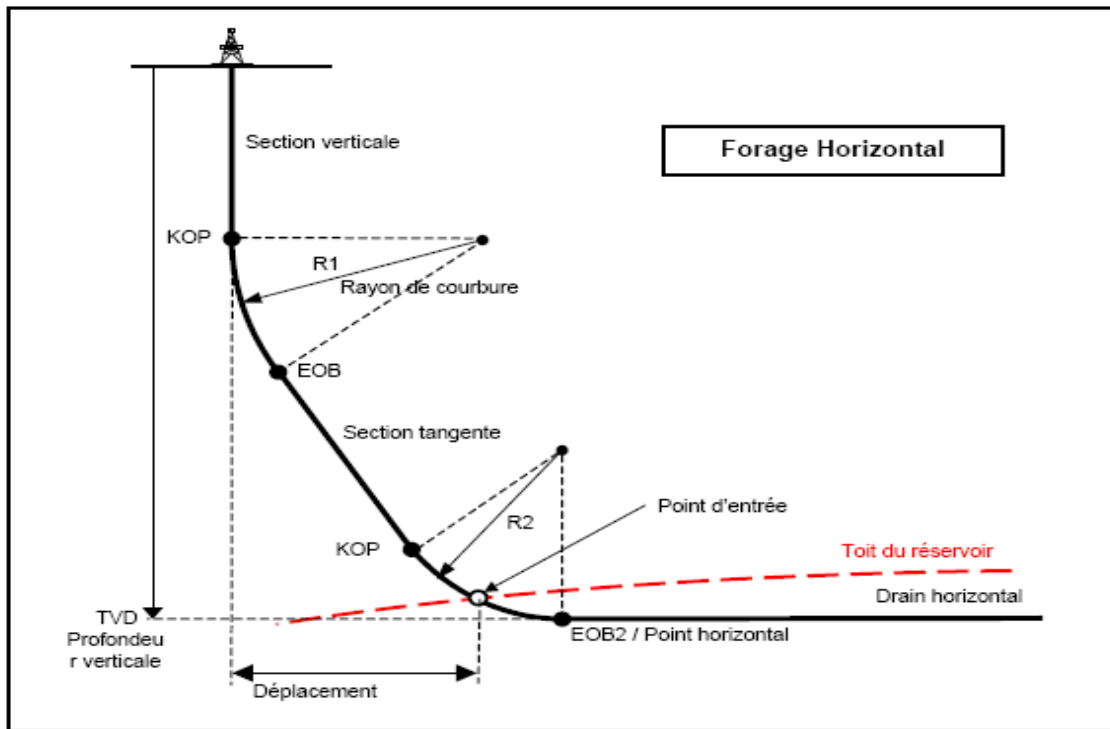


Figure II-1: Profil d'un puits horizontal.

II.2. Applications du forage horizontal :

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

✚ **Puits d'interception (*Relief well*) :**

Ces puits sont destinés à approcher ou même intercepter la trajectoire d'un autre puits en éruption incontrôlable.

✚ **Puits latéral (*Side-track*) :**

Le forage d'un puits latéral consiste à abandonner un puits en cours de forage pour le reprendre à une profondeur inférieure, soit pour des raisons techniques, soit pour des raisons géologiques.

✚ **Forage de drainage:**

Il est destinés à augmenter la longueur traversée dans le réservoir ou bien pour chasser plus suivant la direction de l'écoulement d l'effluent (perméabilité verticale).

✚ **Emplacements de surface impraticables:**

On distingue :

- Forages depuis le rivage pour atteindre des réservoirs offshore .
- Forages depuis la mer pour atteindre des réservoirs situés sous une côte inhospitalière .

- Forages urbains.
- Forages en montagne.

Puits multilatéraux:

Cette technique consiste à forer plusieurs puits à partir d'une tête de puits unique. [3]

II.3. Avantages et Inconvénients Du Forage Horizontal :


II.3.1. *Avantages du forage horizontal :*


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

Citons quelques exemples de l'utilisation du forage horizontal.

Réservoirs fracturés :

Ils sont parmi les cas favorables au développement par forage horizontal. Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, une conséquence directe est que le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale, figure II-2 .

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

 **Réservoirs à basse perméabilité :** Le forage horizontal dans un réservoir à basse perméabilité est une alternative à la fracturation de ce réservoir. Le drain horizontal se comporte comme une fracture, avec plusieurs avantages:

- Il est plus facile et plus économique de forer un long drain plutôt que d'essayer de créer une fracture équivalente .
- La direction est parfaitement contrôlée, ce qui n'est pas possible avec la fracturation.

Formations non consolidées - Contrôle des sables :

La production de sables non consolidés présente de sérieux problèmes pour limiter la quantité de sable entrant dans le puits. Cette production de sable dépend des forces de viscosité à la paroi du puits, elles même proportionnelles au débit de production.

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

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

☒ *Coning du gaz et de l'eau :*

Beaucoup de réservoirs sont produits grâce à un aquifère actif ou par injection artificielle. La production déclinera très rapidement si le niveau d'eau remonte trop vite dans le puits.

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

- En augmentant la distance entre le drain et le contact huile/eau .
- En améliorant la productivité en dispersant le soutirage et donc en diminuant la succion sur le plan d'eau, figure II-4: Water Conning.

Des considérations similaires peuvent être faites concernant l'arrivé de gaz .

☒ *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.3.2.Inconvénients du forage horizontal :

☒ *Coûts additionnels :*

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

- Les puits horizontaux sont plus longs, donc nécessitent plus de temps pour les forer, plus d'outils, plus de fluide, etc .
- Le coût des services de forage dirigé n'est pas négligeable en particulier par l'obligation d'utiliser en permanence un moteur de fond et un MWD.

Le coût additionnel d'un forage horizontal par rapport à un forage vertical dépend essentiellement de la profondeur du réservoir et de sa position, onshore or offshore.

❖ *Risques opératoires :*

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

Chapitre II :GENERALITE SUR LE FORAGE HORIZONTAL

- Pour atteindre la cible : Le forage horizontal n'est pas un problème en lui même, la difficulté réside plus à atteindre une cible ayant quelquefois une tolérance verticale réduite .
- Le nettoyage du puits : Un bon nettoyage du puits est indispensable au succès d'un forage horizontal.

Le fluide doit :

- ✧ Assurer le transport des déblais entre le front de taille et la surface .
- ✧ Eviter l'accumulation de déblais dans les parties inclinées du puits, et une élimination efficace des solides est également nécessaire .
- Le comportement des formations : Le comportement des formations peut être très différent lorsqu'elles sont forées à haute inclinaison, en particulier leur stabilité .
- L'endommagement des formations.
- L'évaluation du potentiel de production.

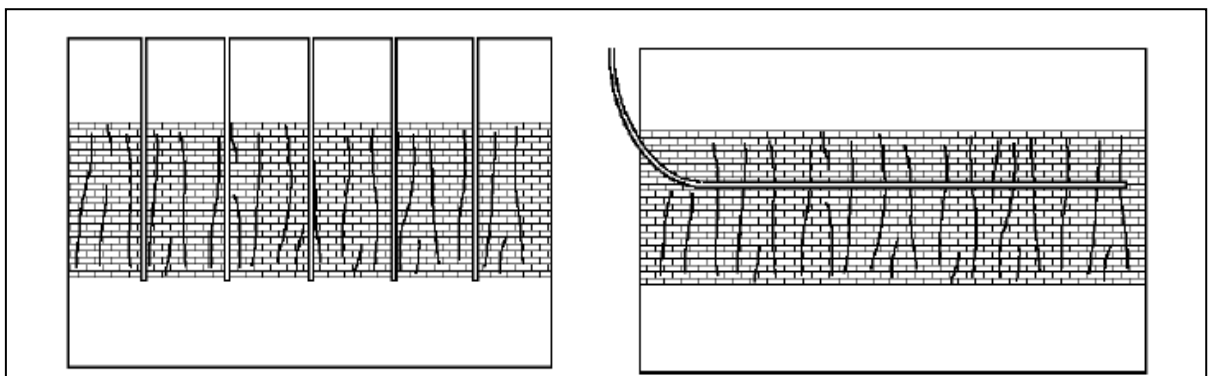


Figure II-2 :Réservoirs fracturés[3]

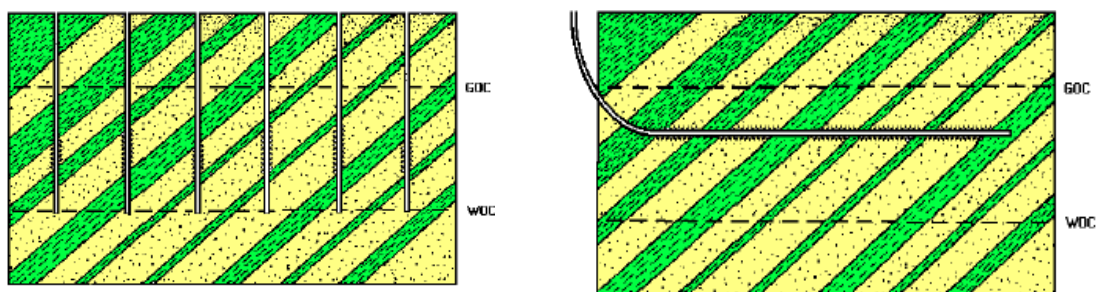


Figure II-3:Réservoirs multi-couches[3]

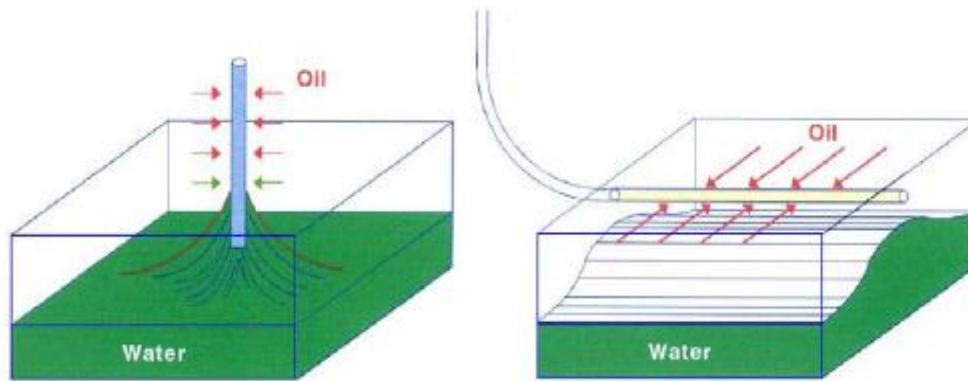


Figure II-4:Water Conning

II.4. Les différents types des puits horizontaux :

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

II.4.1. Long radius :

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

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

II.4.2. *Medium Radius:*

Ce sont des puits ayant un rayon de courbure compris entre 80 et 200 mètres soit un gradient de Build-Up compris entre 2.5 et 7°/10m.

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

II.4.3. *Short Radius et Ultra Short Radius : (5 < ROC < 20) :*

Ayant des rayons de courbure pouvant atteindre 5 à 6 mètres, ces types des puits ne sont réalisables qu'avec des équipements spécifiques tels que les moteurs articulés et garnitures articulées. Divers équipements sont disponibles selon les compagnies de services. En raison de difficultés de contrôle de la trajectoire la longueur des drains est limitée à environ 300 mètres et des tels puits sont difficiles à compléter, limitant l'utilisation de cette technique, voir figure II-5 .

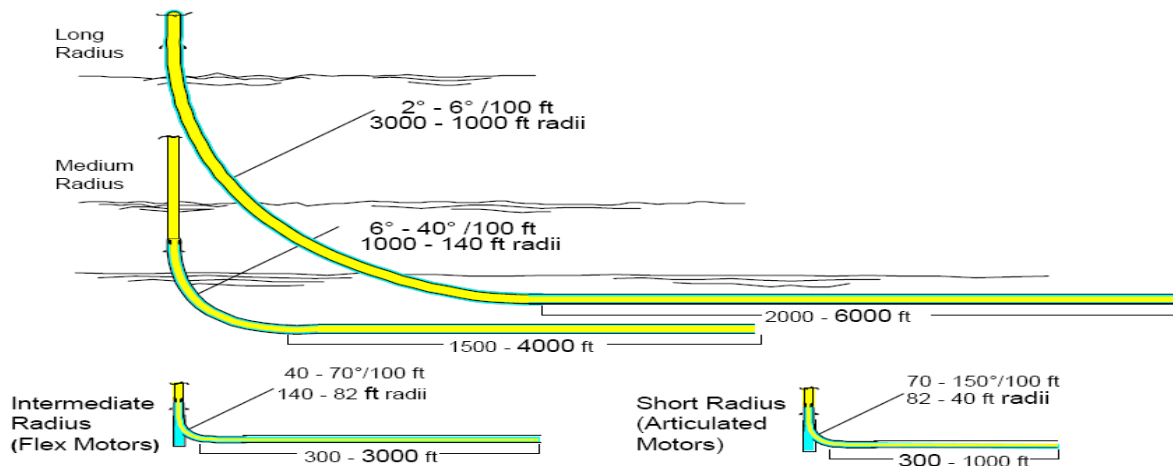


Figure II-5: Les différents types de profil de puits horizontaux

II.5. Outils et dispositifs du forage dirigé :

II.5.1.Utilisation d'un moteur de fond :

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

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

II.5.2.Rotary Steerable System :

C'est une machine de forage dirigé permettant de dévier la trajectoire puits tout en maintenant la rotation de la garniture de forage. [4]

- L'outil de forage (Trépan, PDC) est dirigé selon un Tool Face et sur une portion de d'intervalle forée déterminés
- Tool Face: angle contenu dans un plan perpendiculaire à la trajectoire, mesur entre la génératrice haute du puits (High Side) et la résultante de poussée ou d'orientation du système RSS.

➤ **Avantages :**

Rotation continue de la garniture de forage en mode orienté, d'où moins de frottements trou/tiges, un meilleur transfert du poids sur l'outil et par conséquence un accroissement de l'avancement et du potentiel grand déport

Qualité de trou très supérieure par rapport au forage au Moteur Steerable

Parois du trou mieux calibrées et nettement moins spiralée(effet de rotation du bent

housing des garnitures Moteur Steerable) contribuant à une réduction des frottements.

- ☑ Opérations consécutives de tubage, wire line et complétion facilités
- ☑ Cimentation de meilleure qualité
- ☑ Un meilleur contrôle de trajectoire (configuration « Closed Loop » possible)
- ☑ favorisant un profil de puits moins tortueux (DLS moindres) et des conditions de

Torque & Drag optimum.

- ☑ Un meilleur nettoyage du trou et des conditions de Torque & Drag optimum, grâce la rotation permanente du train de tiges, permettent d'envisager une phase .
- ☑ forage sans « contrôle de trou » (risques de coincement réduits).

➤ *Inconvénients :*

- ☒ Systèmes coûteux (BHI, SLB, HPSL).
- ☒ Systèmes encore sujets à des pannes +/- rapprochées.
- ☒ Mean Time Between Failure moyen 400 hrs (Indicatif).
- ☒ Mean Distance Between Failure moyen 8000 m (Indicatif).
- ☒ Maintenance indispensable par du personnel hautement qualifié.
- ☒ Requier du personnel opérateur chantier hautement qualifié.
- ☒ Interface Homme-Machine presque exclusivement informatique.
- ☒ Bien que donné pour 8°/30m à 100% de «sliding», la réalité se situe plutôt autour d 4°/30m.
- ☒ Limité aux applications de courbure maximum = 3°/30m (design DLS).[4]

II.5.3. Jetting :

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

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

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

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

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

II.5.4. Outils de déflexion :

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

Ils peuvent être utilisés :

- ✂ en trou ouvert .
- ✂ dans un tubage pour y ouvrir une fenêtre. [5]

II.6. Méthodes de forage des phases droites ou courbées :

a) forage dirigé conventionnel :

Le forage dirigé conventionnel met en oeuvre des garnitures rotary pour la réalisation des sections rectilignes ou courbes des puits.

b) Forage de navigation (steerable drilling) :

Le forage de navigation utilise un moteur de fond équipé d'un raccord coudé incorporé et nécessite un MWD. Il permet donc un contrôle constant de l'inclinaison et de l'azimut du puits. Les phases courbes sont forées en alternant des sections en sliding utilisant l'effet du raccord coudé, et des sections rotary où l'effet du raccord coudé est annulé par la rotation du train de tiges.

Les phases rectilignes sont forées en utilisant en quasi permanence la rotation du train de tiges.

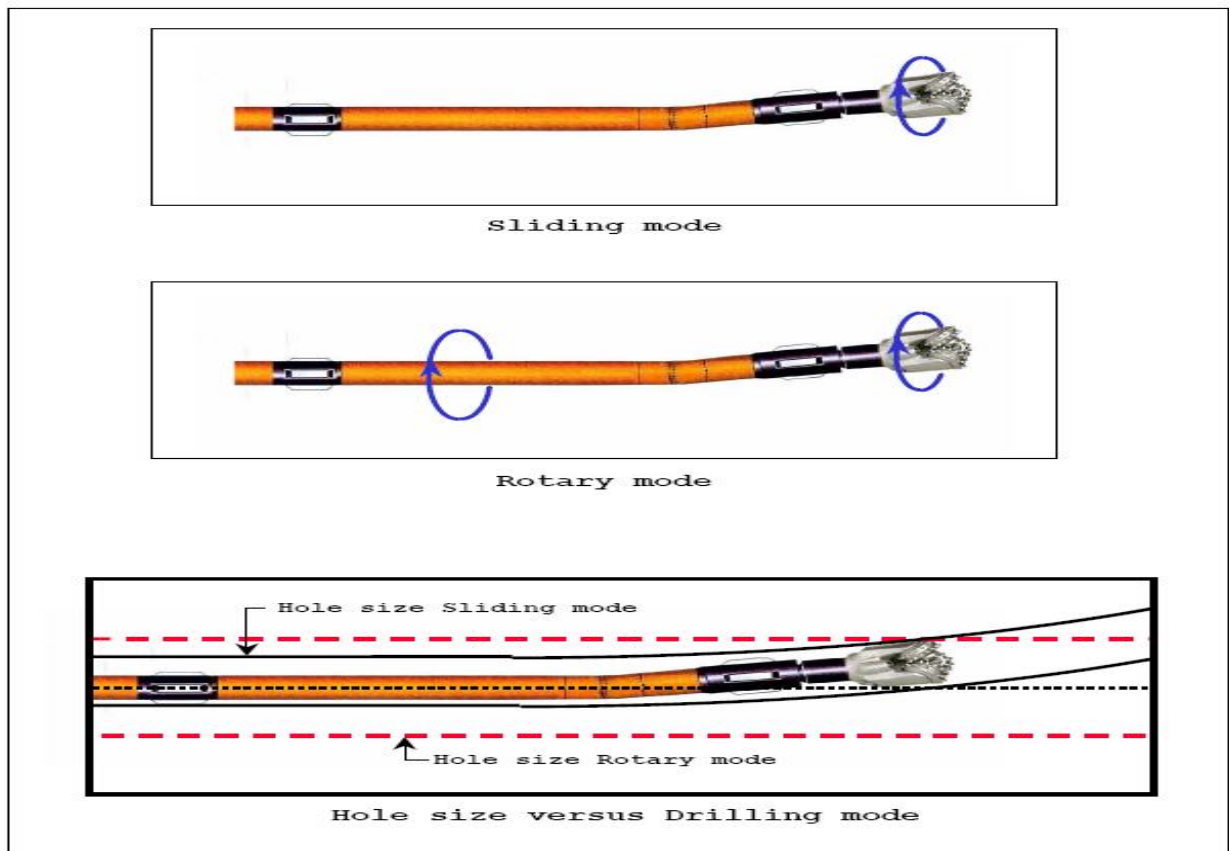


Figure II-6: Modes de forage dirigé (Sliding et Rotary).

II.7. Contrôle et Suivi Du Forage Horizontal :

La progression du forage doit être :

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

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

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

II.7.1. Le suivi et le contrôle :

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

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

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

II.7.2. Les mesures directionnelles MWD :

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

II.7.3. Les paramètres de forage MWD :

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

Ces données, seulement disponibles en option avec certains types d'MWD, sont extrêmement précieuses, car dans un puits horizontal le poids et le couple à l'outil ne peuvent être connus qu'approximativement malgré les calculs de Torque & Drag (spécialement lors des phases de sliding).[6]

III.1. Nettoyage du trou :

III.1.1. Introduction :

Des travaux de laboratoire ont démontré que le forage à un angle d'inclinaison supérieur à environ 30° de la verticale pose des problèmes dans l'enlèvement de déblais de forage qui ne sont pas rencontrés dans des puits verticaux, la figure ci-dessous illustre le fait que la formation d'un lit de déblais mobile ou stationnaire devient un problème apparent si le débit d'écoulement d'une boue de rhéologie donnée a une certaine valeur insuffisante.

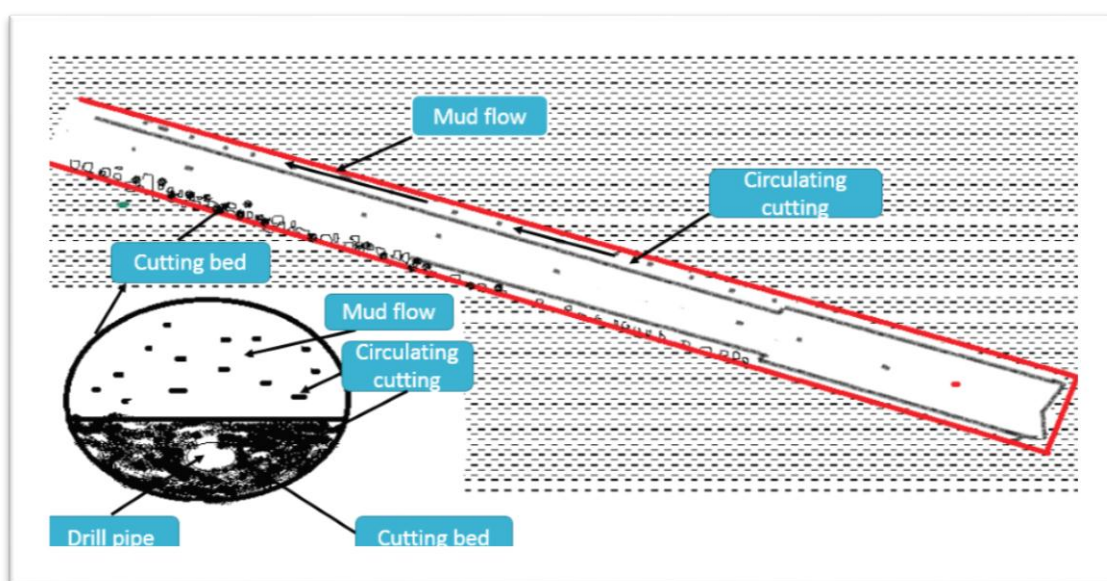


Figure III-1: formation d'un lit de déblais

Ce phénomène a été étudié et simulé à des phases critiques clairement identifiées.

Quatre zones de comportement des déblais dépendant de l'inclinaison du puits ont été déterminées [7] :

- **Zone 1** : de la verticale à $10/20$ degrés :

Les déblais ont une distribution uniforme dans l'annulaire.

La majorité des déblais sont soumis à la vitesse ascensionnelle moyenne du fluide.

- **Zone 2** : de $10/20$ à $35/45$ degrés :

La distribution des déblais est moins régulière, avec une tendance à l'accumulation sur la partie inférieure de l'annulaire.

Une partie seulement des déblais est soumise à la vitesse ascensionnelle moyenne du fluide.

Il y a un risque de formation de lits de déblais.

- **Zone 3** : de 35/45 à 60/70 degrés :

La vitesse du fluide est basse dans la partie inférieure de l'annulaire et les déblais glissent vers le fond du puits. Il y a un fort risque de formation de lits de déblais qui sont instables.

- **Zone 4**: de 60/70 à 90 degrés :

La vitesse du fluide est quasiment nulle dans la partie inférieure de l'annulaire et les déblais s'y s'accumulent, Il y a un fort risque de formation de lits de déblais. [7]

III.1.2. Risques et indices de mauvais nettoyage :

Un mauvais nettoyage du trou peut entraîner plusieurs problèmes tel que :

- le coincement de la garniture
- back flow
- diminution de la vitesse d'avancement
- un couple excessif sur le train de tiges et manœuvre en traction
- Surpression (augmentation de la pression de refoulement)
- Difficultés dans les opérations de diagraphies et cimentation.

III.1.3. Facteurs qui affectent le nettoyage :

1) Facteurs hydrauliques :

Le débit est le facteur dominant dans l'élimination des déblais lors du forage des puits directionnels. Une augmentation de débit se traduira par un transport de déblais plus efficace dans toutes les conditions. Toutefois, l'augmentations est limitée par le maximum Autorisé de pression de refoulement, la sensibilité du découvert à l'érosion hydraulique, et la capacité hydraulique disponible sur chantier.

Les paramètres hydrauliques principaux qui influent sur le nettoyage du trou sont :

- débit et vitesse annulaire du fluide.
- Régime d'écoulement.
- Rhéologie du fluide de forage (viscosité, yield point, viscosité plastique).
- Densité du fluide de forage.

2) *La vitesse annulaire V_a :*

La vitesse annulaire du fluide est un facteur primordiale au bon nettoyage du puits, elle représente la capacité du fluide à transporter les déblais (vitesse de remonté) donc elle doit être suffisamment élevée pour vaincre l'effet de la sédimentation des déblais, elle est fonction de débit et de l'espace annulaire entre le trou et le corps de la garniture (tige, masse tige, stabilisateure, outil). Elle est affectée par la présence du cave et la taille de déblais. Elle est donnée par la formule suivante :

$$V_r = 1.97 Q_{(l/m)} / (D_{\text{trou}}^2 - d_{\text{tube}}^2) \quad [l/min] \quad (\text{III-1})$$

V_r : vitesse de remonté.

Q : débit forage en l/min.

D : diamètre de trou en pouce.

d : diamètre de tube.

3) *Le régime d'écoulement :*

Le régime de l'écoulement est indiqué par le nombre de Reynolds, on distingue trois régimes d'écoulements :

- Régime laminaire
- Régime bouchon
- Régime turbulent

Des expériences de laboratoire et l'observation pendant le forage ont montré que le régime d'écoulement requis pour un nettoyage optimal du puits est fonction de l'inclinaison voir figure III-2 [5].

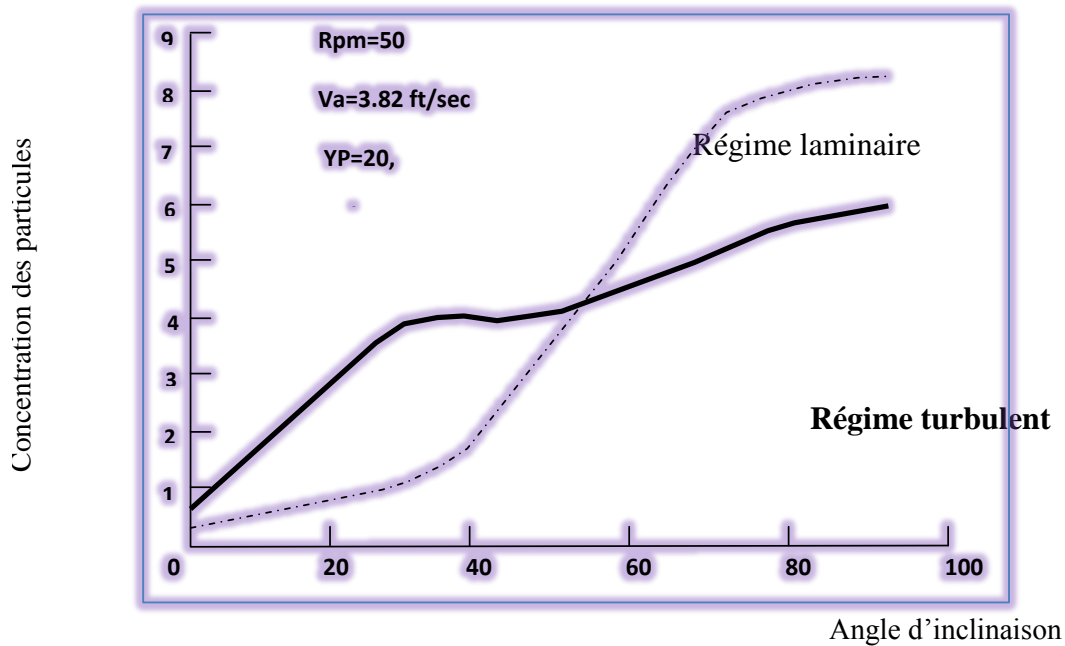


Figure III-2: Concentration des déblais dans le trou en fonction de son angle d'inclinaison

D'après la figure on constate que :

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

Dans cette partie il sera question de l'influence du profil de vitesse annulaire sur le transport des cuttings. En effet ce profil devient de plus en plus fin selon qu'on passe du régime d'écoulement en bouchon (plug flow) au régime laminaire.

Soit :

$$d = \frac{(D_{trou} - D_{pipe})}{10} \quad (III- 2)$$

- Va: vitesse annulaire moyenne ;
- Vmax : vitesse maximum dans un annulaire donné
- Vnear wall: vitesse près des parois à une distance de « d »

✚ *Ecoulement en bouchon (Plug flow)*

La vitesse ascendante du fluide est constante pratiquement à travers tout l'annulaire jusqu'au voisinage des parois.

Ce type d'écoulement se produit uniquement pour des caractéristiques de boue particulières (thixotropie) associée à une faible vitesse annulaire moyenne V_a .

$$- V_a = V_{\max} = V_{\text{near wall}}$$

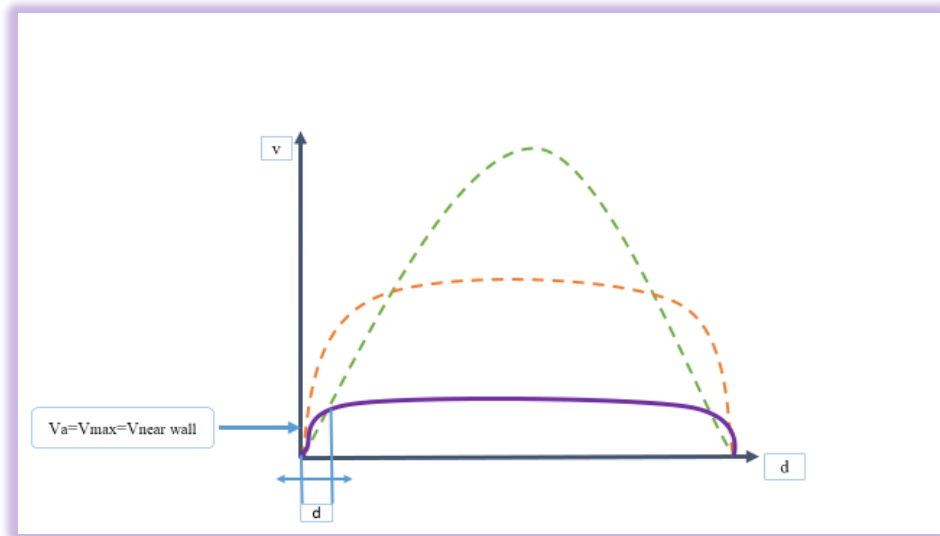


Figure III-3: Profil de vitesse en Plug flow.

✚ *Régime laminaire*

C'est le profil le plus fréquent. V_{\max} peut être très supérieur à V_a .

Il a été prouvé expérimentalement que certains cuttings étaient transportés à une vitesse supérieure à V_a , alors que d'autres l'étaient à une vitesse inférieure ou pas du tout.

La vitesse aux parois $V_{\text{near wall}}$ peut être inférieure à la vitesse de sédimentation des cuttings.

$$- V_{\max} > 2 V_{\text{near wall}}$$

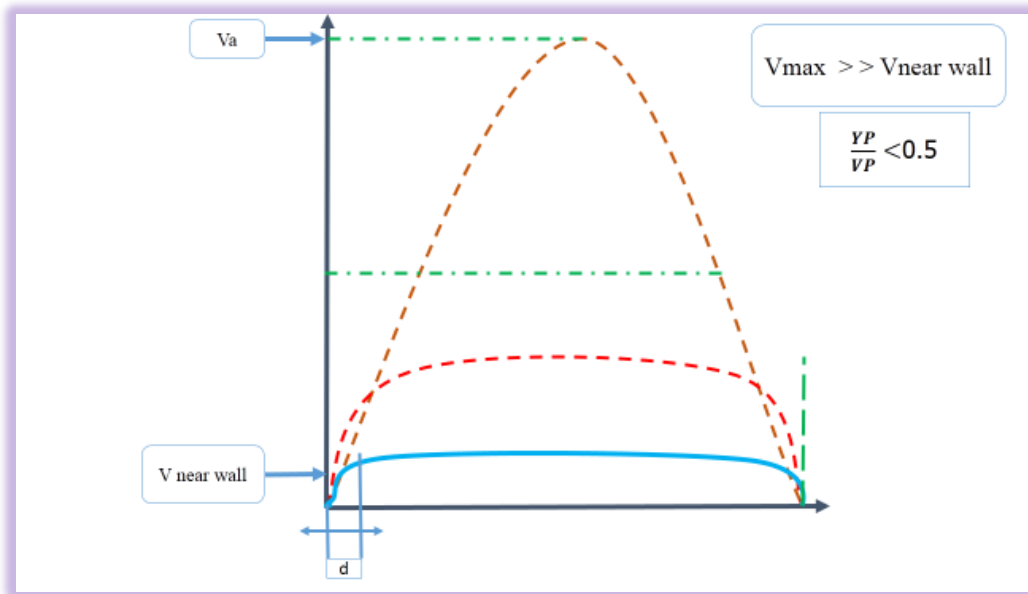


Figure III-4: Profil de vitesse en régime laminaire.

✚ Régime turbulent

D'après les observations, avec ce régime tous les cuttings sont transportés, mais généralement à des vitesses inférieures à V_a .

Il semble que les vitesses de la boue soient supérieures à la vitesse de sédimentation des cuttings dans la plupart des annulaires, mais que la résultante ascendante appliquée à certains cuttings puisse localement être inférieure à V_a .

En pratique le régime turbulent est capable de bien nettoyer un annulaire, mais le temps de transport pour la totalité des cuttings sera plus long que le lag time théorique [8].

Ce type d'écoulement requiert à la fois une vitesse annulaire moyenne V_a élevée et des caractéristiques de boue faibles, les deux étant automatiquement liées.

- $V_a = V_{max} = V_{near\ wall}$.

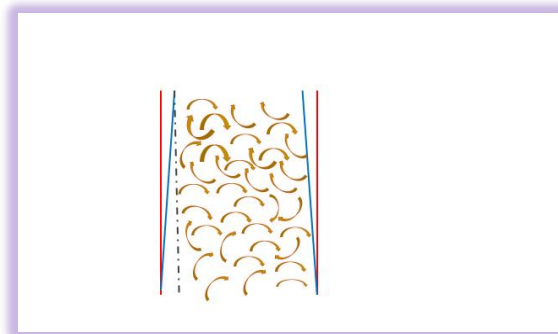


Figure III-5: Profil de vitesse en Régime turbulent.

4. Influence de régime d'écoulement sur le transport des cuttings en fonction de l'inclinaison :

Dans les puits fortement déviés et horizontaux nous distinguons trois zones critiques qui peuvent influencer le profil de vitesse. Soit V_{min} la vitesse nécessaire pour évacuer les cuttings hors du puits. Dans la suite on considère uniquement les résultats donnés par le régime laminaire et turbulent pour raison de leur large utilisation pendant le forage.

- ✚ Pour les angles variant de 0° à 35° , les cuttings sont uniformément répartis à l'intérieur de l'espace annulaire sur un disque perpendiculaire à l'axe du puits.
- ✚ La majorité de ces cuttings a la même vitesse ascensionnelle que la boue de forage. Soit les figures (figure III-6 et figure III-7).

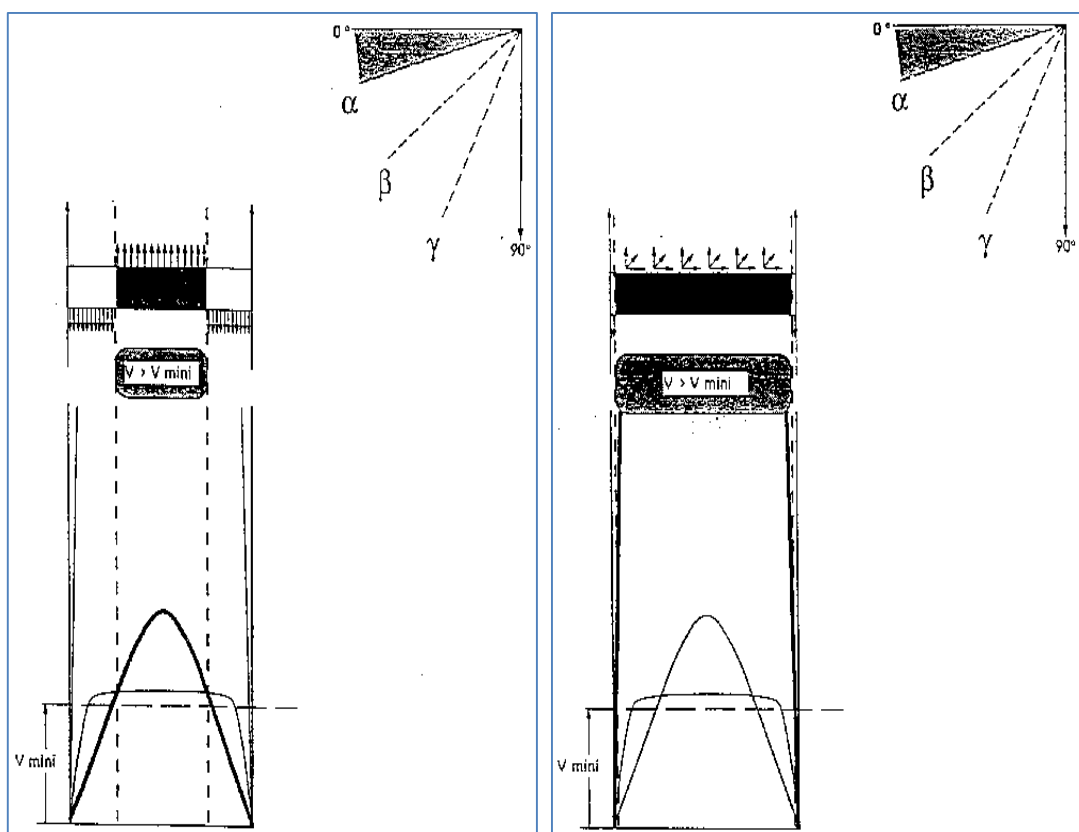


Figure III-7: Régime laminaire pour une inclinaison de 0° à 35° ($YP/PV < 0,5$)

Figure III-6: Evacuation des cuttings pour une inclinaison comprise entre 0° et 35° en régime turbulent

Chapitre III : OPTIMISATION DES PARAMETER DE FORAGE POUR UN BON NETTOYAGE

✚ Pour les angles variant de 35° à 65° , les cuttings se concentrent de plus en plus sur la Paroi inférieure de l'annulaire au fur et à mesure que l'inclinaison augmente. Ainsi ils ne sont plus affectés par les conditions laminaires du top du profil de vitesse, c'est-à-dire non exposés à des vitesses de fluide égales ou supérieures à la vitesse moyenne V_a . Voir les figures (figure III-8 et figure III-9)

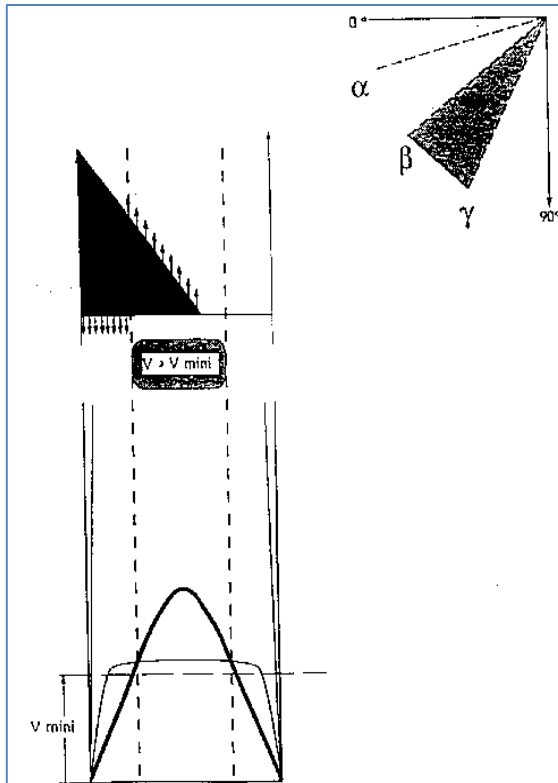


Figure III-8: Efficacité de transport des cuttings en régime laminaire pour les angles compris entre 35° et 65° .

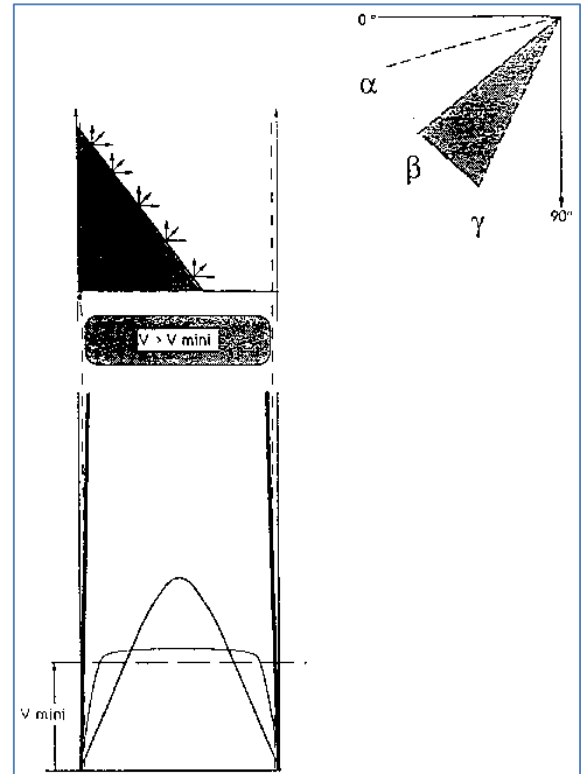


Figure III-9: Efficacité de transport de cuttings en régime turbulent pour les angles compris entre 35° et 65° .

✚ Pour les angles supérieurs à 65° , les cuttings sont pratiquement tous dans le 1/3 inférieur de la section annulaire. De plus, comme la garniture de forage est probablement excentrée, il est évident que le profil de vitesse le plus approprié localement est le régime turbulent. Cependant cette solution n'est pas toujours possible.

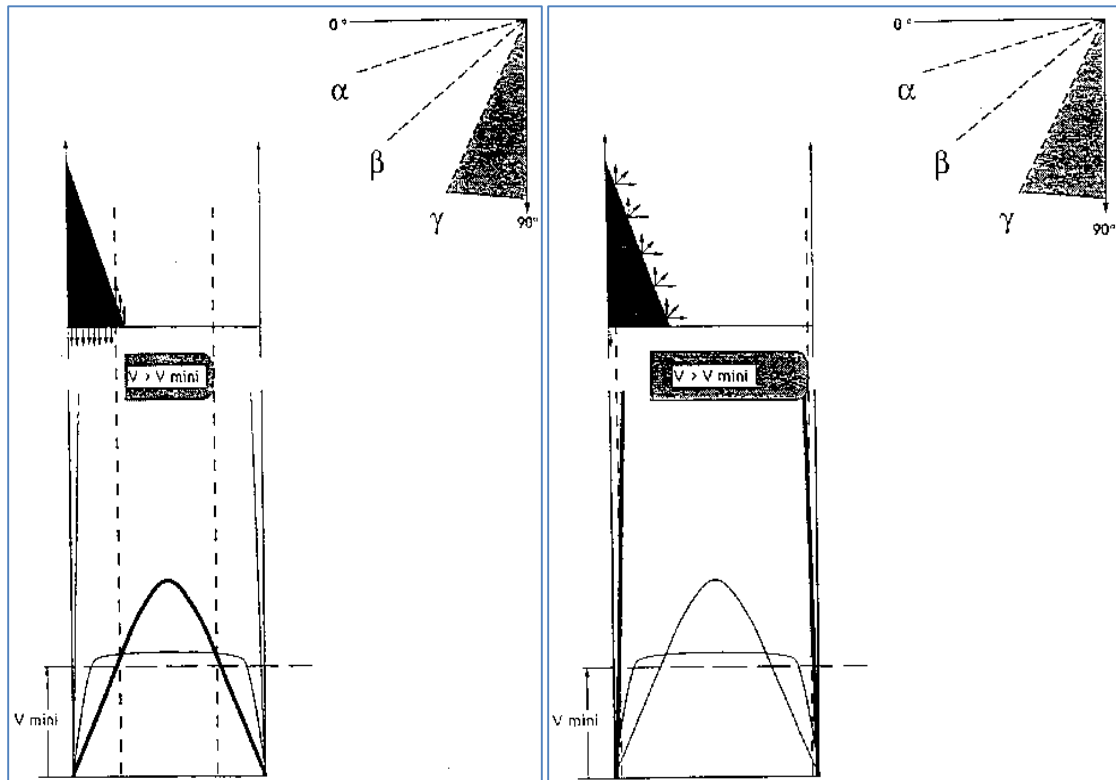


Figure III-11: Efficacité de transport des cuttings en régime laminaire pour les angles supérieur à 65° . **Figure III-10:** Efficacité de transport des cuttings en régime turbulent pour les angles supérieur à 65° .

5) *Approche pratique :*

➤ Critères de sélection :

- Formations stables, consolidées.
- Absence de risque de pertes.
- Caractéristiques de boue adaptées (PV et YP).
- La capacité de pompage requise.

D'après les critères ci-dessus on choisit :

1. Le régime turbulent si possible :

❖ **Avantage :**

- ✓ Pratiquement à chaque point de l'annulaire, il y a une vitesse de fluide avec une composante ascensionnelle : il n'y a probablement aucune sédimentation, ou alors seulement une fine couche de sédiments (érosion).
- ✓ Les débits élevés peuvent améliorer les performances de forage.

❖ **Inconvénients :**

- 1) En régime turbulent, le nettoyage est optimal, mais il faut apporter une attention particulière au transport des cuttings puisqu'il a été observé notamment avec les boues à l'eau qui produisent de grands cuttings que la vitesse ascensionnelle résultante peut être localement inférieure à la vitesse de sédimentation.
Dans ce cas (gros cuttings) il sera nécessaire de pomper des bouchons à intervalles réguliers.
- 2) Les caractéristiques d'une boue formulée pour établir un régime turbulent lui confèrent une faible capacité intrinsèque de sustentation des solides en statique (faible capacité à empêcher la sédimentation en statique), et les conséquences peuvent être sévères (coincement de la garniture après un arrêt intempestif des pompes pendant le forage). En régime turbulent il est donc impératif de nettoyer la majeure partie du puits avant d'arrêter les pompes.
- 3) Même si l'érosion des parois est improbable (formation bien consolidée sans tendance à l'érosion), la taille des cuttings générés à l'outil va diminuer au cours de leur ascension : aussi le système de traitement mécanique des solides en surface doit-il être sélectionné et ajusté en fonction.
- 4) L'établissement du régime turbulent dépend du débit de pompage et du volume unitaire de l'annulaire.

Même s'il y a seulement une petite cave, la vitesse annulaire peut être localement réduite et même tomber au-dessous de la vitesse critique du fluide.

Dans ce cas la boue ne sera plus en régime turbulent, et la conséquence immédiate sera l'accumulation des cuttings pouvant amener au coincement lors de la manœuvre et/ou l'arrêt des pompes.

2- *Si le régime turbulent n'est pas possible :*

Dans ce cas le nettoyage étant moins efficace, et compte tenu des considérations ci-dessus, il y aura toujours une possibilité de sédimentation sur la cote basse du puits dans les zones critiques définies précédemment.

Suivant l'inclinaison, le type d'écoulement et la vitesse d'avancement les déblais peuvent se manifester de différentes manières:

- Concentration excessive de cuttings en mouvement ascensionnel.
- Concentration excessive de cuttings transportés par vagues (alternativement érodé et remanié).
- Couche de cuttings avec la partie supérieure érodée par vagues et la partie inférieure glissant à contre-courant.
- Couche de cuttings glissant entièrement à contre-courant.
- Couche de cuttings stable alternativement érodés et remaniés.

Lorsque la possibilité de sédimentation est un fait accepté il faut établir des conditions de sédimentation minimale.

Ceci signifie un profil de vitesse aplati de telle façon que la plus grande vitesse possible associée à la viscosité apparente locale la plus élevée soit apportée le plus près possible des parois, là où la plupart des cuttings s'accumulent.

Il y a plusieurs actions possibles (augmenter le débit seul, augmenter la rhéologie seule, augmenter les deux à la fois), avec des résultats différents.

6) *Rhéologie du fluide :*

Quel que soit le type de fluide de forage et la loi à laquelle il obéit (Bingham, puissance ou ses dérivées), les caractéristiques prises en compte en dynamique pour optimiser le transport des déblais seront le yield point YP et la viscosité plastique PV.

Cette référence généralisée à la loi de Bingham est due à la difficulté d'interprétation de l'indice de comportement rhéologique n et le coefficient de consistance K de la loi en puissance.

Le débit requis et la vitesse annulaire peuvent entraîner une érosion de la paroi du trou si la rhéologie de la boue n'est pas optimisée.

D'autre part, du fait de la différence entre les mécanismes maintenant les cuttings en suspension dans les conditions statiques et dans les conditions dynamiques, il y a quelque

Chapitre III : OPTIMISATION DES PARAMETER DE FORAGE POUR UN BON NETTOYAGE

confusion au sujet des valeurs optimales respectives du yield point YP, de la viscosité Plastique PV et des gels pour optimiser le nettoyage du trou et empêcher la sédimentation des solides pendant le forage.

A) Yield point et viscosité plastique : [9]

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

-Optimisation d'YP et PV.

Conditions statique :

✓ Fonction de la viscosité de la boue et l'inclinaison.

✓ - YP > 15 lbs / 100 ft² à 45°.

✓ - YP > 20 lbs / 100 ft² à 60°.

✓ - YP > 28 lbs / 100 ft² à 85°.

✓ - YP > 30 lbs / 100 ft² à 90°.

Condition dynamique – 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 (la résistance au déplacement).

Yield point (YP) en statique :

En statique, on parle plus de YP étant défini en dynamique, mais elle est remplacée par les gels.

YP est une considération importante si le puits doit être laissé en statique pendant une période prolongée (manœuvre de remontée, logging, descente de tubage).

Quand une boue alourdie est laissée en statique, l'agent alourdissant ainsi que les solides de formation ont tendance à sédimenter sur le côté bas du puits.

Des études récentes ont montré les effets de YP sur la capacité de suspension de la boue :

📖 Il y a un seuil sous lequel il se forme un lit continu de solides sur la coté inférieure du puits.

📖 Le YP minimum nécessaire pour maintenir les solides en suspension augmente avec l'inclinaison du trou.

L'explication pour laquelle il faille augmenter YP réside dans la distance plus courte pour les particules à tomber sur la paroi basse.

Chapitre III : OPTIMISATION DES PARAMETER DE FORAGE POUR UN BON NETTOYAGE

Pendant les opérations de logging ou de descente de casing, les YP devront être supérieurs aux valeurs minima ci-dessus.

YP en dynamique :

Les études en laboratoire et sur le terrain ont montré que le régime turbulent est essentiel au déplacement des cuttings dans un puits horizontal ou fortement dévié.

D'une façon générale, si YP augmente, l'efficacité du nettoyage augmente.

Mais l'effet de l'augmentation de YP sur l'efficacité du nettoyage diminue si l'inclinaison du puits va au-delà de 70°.

La YP requise pour optimiser l'efficacité du nettoyage dépend du régime d'écoulement. Selon le régime d'écoulement requis pour transporter les cuttings en fonction de l'augmentation de l'inclinaison, la règle du pouce est :

- Augmenter YP et régime laminaire pour les inclinaisons < 35°.
- Diminuer YP et régime turbulent pour les inclinaisons > 65°, sauf si on prévoit de laisser le puits en statique pendant un certain temps.

• Puits incliné < 35°

Pour ces inclinaisons, il est préférable que la boue reste en régime laminaire.

L'efficacité du nettoyage est augmentée si on augmente YP.

• Inclinaison 35°-65°

Comme nous l'avons vu, c'est la section du puits où le nettoyage est le plus critique.

Les cuttings qui sédimentent dans cette section forment des accumulations instables qui peuvent glisser subitement vers le bas du puits, entraînant coincement de la garniture de forage ou du casing en cours de descente.

Les meilleurs moyens de minimiser ce phénomène sont mécaniques :

- Un traitement efficace des solides pour avoir une faible concentration en fines.
- Un raclage mécanique dans cette zone grâce à de fréquents shorts trips (tous les 100 m, tous les 50 m dans des formations créant des fines comme les calcaires).

• Inclinaison > 65°

Pour promouvoir le régime turbulent nécessaire au bon nettoyage, on utilise une boue de faible viscosité plastique ($VP = 10-15$ cp) ayant un rapport $YP/PV > 1$, et un débit élevé (de 1000 l/min en 6").

Dans ce cas la valeur de YP détermine le débit minimum requis pour être en turbulent et donc l'ECD (equivalent circulating density).

Chapitre III : OPTIMISATION DES PARAMETER DE FORAGE POUR UN BON NETTOYAGE

Ainsi baisser YP et VP a pour conséquence directe la baisse du débit pour être en turbulent et donc la baisse de l'ECD.

Note : Si on fore avec une boue de densité élevée mais de faible viscosité apparente, il faudra augmenter YP si on doit laisser le puits en statique un certain temps.

B) Gels (thixotropie)

Le gel de la boue en statique est très important pour la suspension des déblais mais aussi il est très néfaste et dangereux et il peut créer des problèmes de la surpression.

La thixotropie en dynamique est nuisible et défavorable au transport efficace des cuttings dans un puits dévié, et tout particulièrement si la garniture de forage n'est pas en mouvement (en sliding).

La boue gelée forme sur la paroi inférieure du trou une couche pratiquement immobile qui retient les fines.

C'est la raison pour laquelle les solides de la formation (LGS) présents dans la boue ne doivent pas excéder 10 %, de façon à minimiser la thixotropie.

En fait, comme on utilise généralement un moteur de navigation et un MWD pour le forage des puits horizontaux, les valeurs maximales à ne pas dépasser sont

LGS < 4 % et sable < 1 %

Ceci implique pour les puits horizontaux ou fortement déviés des moyens de traitement mécanique des solides à la fois importants et efficaces.

Gel 0 (gel 10sec) & gel 10 min

✓ Pour l'efficacité du nettoyage, le gel 0 est recommandé que le gel 10 min.

L'emploi d'outils à diamant (naturel, TSP) génère des fines plus faciles à maintenir en suspension que les cuttings des tricônes (1/8 à 1/4"). Cependant la quantité importante de fines tend à augmenter le gel (thixotropie) de la boue, nécessitant une vitesse annulaire pour nettoyer le trou, plus grande que pour les cuttings plus gros.

En effet, la boue gelée située sur la coté inférieure du trou piège les fines, nécessitant un débit "critique" pour les remettre en suspension plus élevé que pour les gros cuttings non recouverts par la couche de boue gelée, et qui sont poussés par le courant de boue.

Une boue visqueuse ayant un gel élevé génère un cake mou et épais qui accroît les chances de collage par pression différentielle, ainsi que le torque et les frottements en forage.

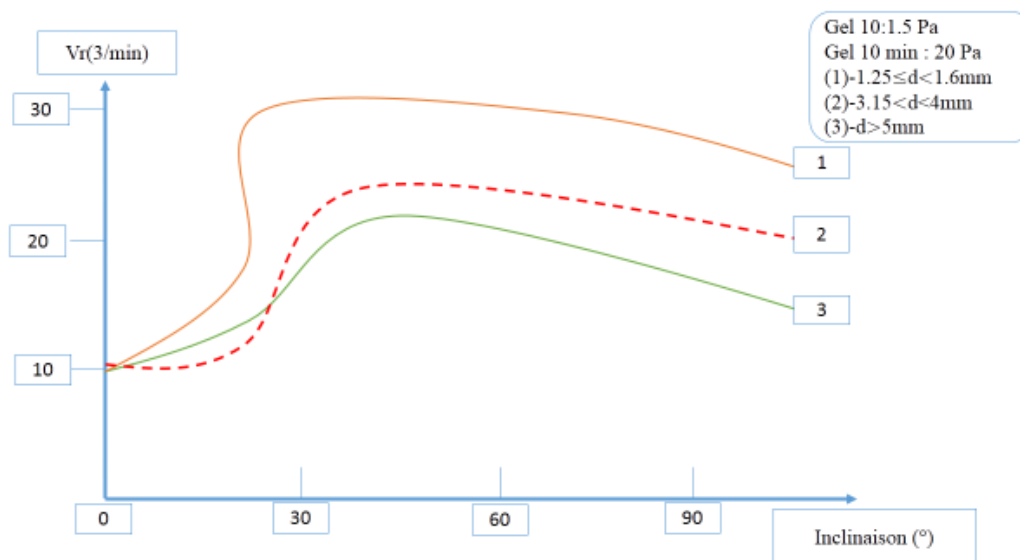


Figure III -12: Vitesse annulaire requise en fonction de la taille " d " des particules.

7) Densité :

La densité de la boue est imposée par la pression hydrostatique exigée pour la sécurité du puits vis-à-vis les venues, l'éboulement de formation et /ou le rétrécissement du trou.

L'augmentation de la densité peut être à la fois positive et négative sur le transport de déblais.

La différence de densités ($\Delta d = \text{densité boue} - \text{densité cuttings}$) est un paramètre déterminant dans l'enlèvement des cuttings : plus d_{boue} est grand, plus Δd augmente, plus la capacité de transport de la boue est importante.

Les fonctions des fluides de forage sont nombreuses et peuvent avoir des influences contradictoires uniques. Les deux propriétés de la boue qui ont un impact direct sur le nettoyage du trou sont la viscosité et la densité. Les principales fonctions de densité sont la stabilisation de forage mécanique et la prévention d'intrusion de fluide de la formation dans l'espace annulaire. Toute augmentation inutile de la densité de la boue l'accomplissement de ces fonctions aura un effet négatif sur le ROP et sous les contraintes données in situ, peut entraîner la fracturation de la formation. La densité de la boue ne doit pas être utilisée comme un critère pour améliorer le nettoyage du trou.

La viscosité d'autre part a pour fonction première la suspension des particules ajoutées, tels que la baryte. Seulement en forage horizontal on utilise des bouchons de haute viscosité pour le balayage donc la viscosité utilisée comme un remède dans le nettoyage du trou.

III.1.4. Autres facteurs qui influent sur le nettoyage :

1) Angle d'inclinaison du Trou :

Le travail de laboratoire a démontré que lorsque l'angle de trou augmente de zéro à environ 67° de la verticale, le nettoyage du trou devient plus difficile et par conséquent, Les exigences de débit atteignent le maximum puis diminuer légèrement vers l'horizontale. En outre, il a été montré que de 25 à 45° environ, la arrêt brusque d'une pompe peut provoquer la desquamation des déblais de fond et peut résulter un problème de coincement. Bien que, l'inclinaison du trou peut conduire à des problèmes de nettoyage, il est mandaté par les besoins de forage des réservoirs inaccessibles, forage en mer, et de forer horizontalement dans le réservoir.

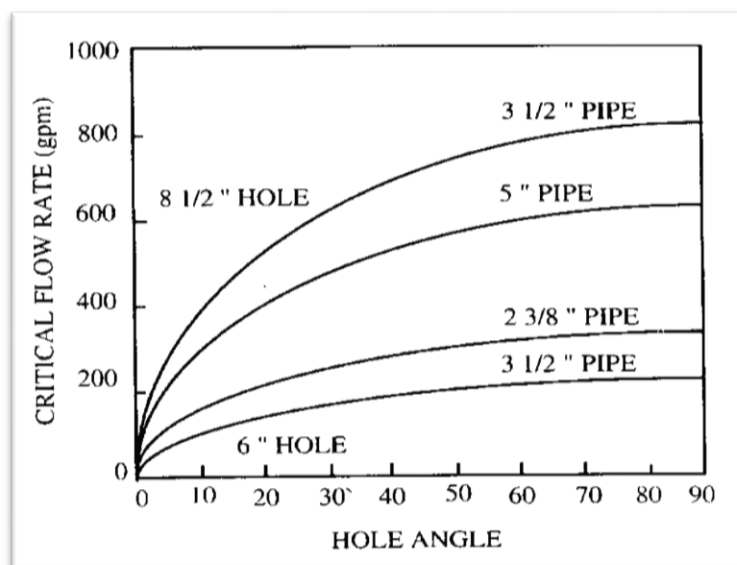


Figure III-13: Augmentation de débit en fonction de l'inclinaison.

2) La rotation de train de tiges :

Des études de terrain ont rapporté que la rotation de tiges a des effets modérés à importants dans l'amélioration de nettoyage du trou. Le taux d'amélioration est combiné entre la rotation de la conduite, et la rhéologie de la boue, la taille des déblais, le débit et surtout le comportement dynamique de la chaîne. Il a été prouvé que le mouvement tourbillonnaire de

Chapitre III : OPTIMISATION DES PARAMETER DE FORAGE POUR UN BON NETTOYAGE

la garniture autour de la paroi du trou est le principal facteur contribuant à l'amélioration de nettoyage du trou. En outre, l'agitation mécanique du lit de déblais sur la côté basse du trou exposant les déblais à des vitesses annulaires plus.

Bien qu'il y ait un gain certain en nettoyage du trou provoqué par la rotation de la conduite, il existe certaines limites à son application. Par exemple, lors de la construction d'angle avec un moteur de fond en mode glissant (sliding), la rotation ne peut être induite.

Avec les nouveaux systèmes de direction, ce n'est plus un problème. Cependant, la rotation de la conduite peut causer des contraintes cycliques qui peuvent accélérer la fatigue de la conduite, usure du corps, et dans certains cas la destruction des articulations dans le découvert. Dans le forage slimhole, la rotation de la conduite peut entraîner une forte ECD en raison des pertes de pression annulaire frottement élevés.

La figure ci-dessous illustre l'influence de RPM sur le taux de nettoyage :

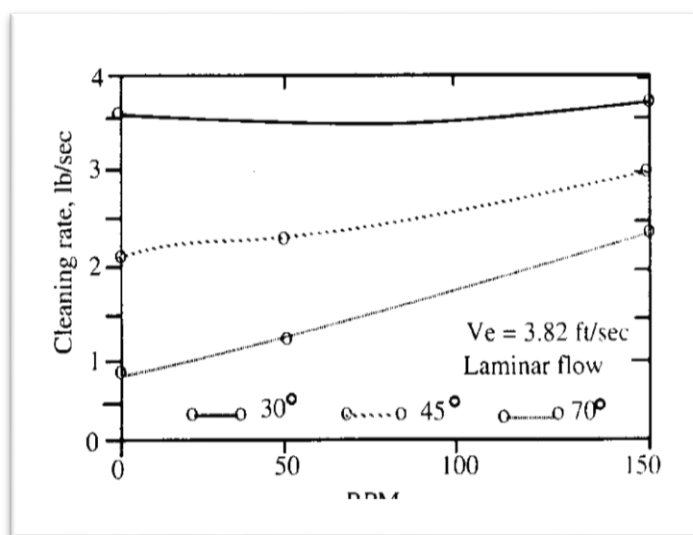


Figure III-14: Cleanng rate en fonction de la RPM.

3) L'excentricité Trou / tige :

Dans la section inclinée du trou, la garniture a tendance à se reposer sur le côté bas du trou en raison de la gravité. Cela crée un espace annulaire très étroit dans la partie au-dessous de la garniture, ce qui influe sur la vitesse annulaire de la boue, par conséquent, le mauvais transport de déblais à la surface. Comme la figure III-15 illustre, quand l'excentricité augmente, les vitesses des particules / fluides diminuent dans l'espace étroit, en particulier

pour fluide à haute viscosité. Cependant, parce que l'excentricité est régie par la trajectoire du puits sélectionné, son impact négatif sur le nettoyage du trou peut être inévitable

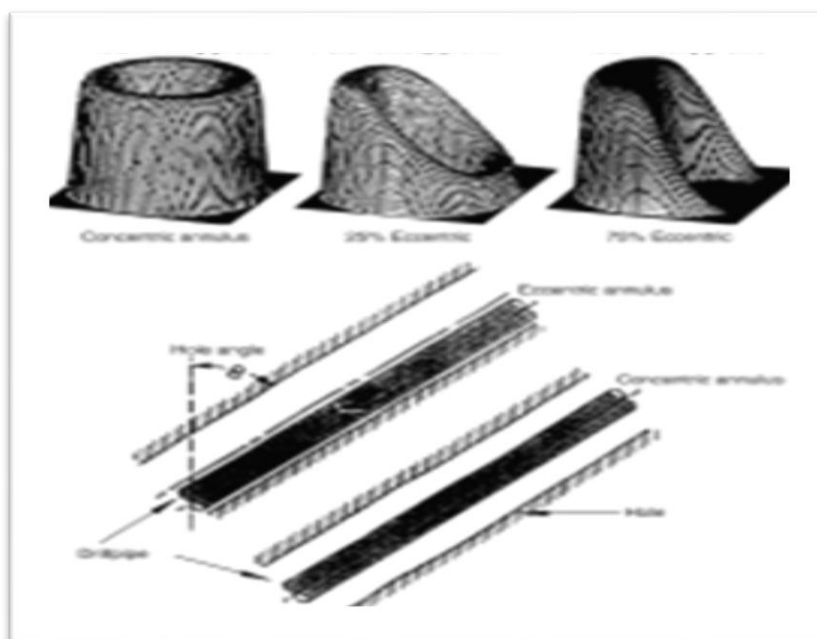


Figure III-15: Profil de vitesse 10.12 -Fluide en anneau excentrique.

3) *Taux de pénétration :*

Dans des conditions similaires, une augmentation de la vitesse d'avancement se traduit toujours par une augmentation de la quantité de déblais dans l'annulaire. Pour assurer un bon nettoyage du trou quand la vitesse de pénétration est très élevée, le débit et / ou la rotation de la garniture doivent être ajustés. Si les limites de ces deux variables sont dépassées, la seule alternative est de réduire le ROP. Bien qu'une diminution de ces paramètres peut avoir un impact négatif sur le forage, l'avantage d'éviter d'autres problèmes de forage, tels que le coincement ou un couple excessif, peut compenser la perte en ROP.

4) *Caractéristiques des déblais :*

La distribution, la taille, la forme et la densité des déblais affectent leur comportement dynamique dans un milieu fluide. Le poids spécifique de la plupart des roches est d'environ $d = 2,6$ sg et par conséquent, le poids spécifique peut être considéré comme un facteur défavorable dans le transport de déblais.

Chapitre III : OPTIMISATION DES PARAMETER DE FORAGE POUR UN BON NETTOYAGE

La taille et la forme des déblais sont en fonction des types de bits (tricône, PDC, matrice de diamant), l'affûtage qui a lieu après ils sont générés.

Il est impossible de contrôler leur taille et de la forme même si un groupe de bits spécifique a été sélectionné pour les générer. Les petits déblais sont plus difficiles à transporter dans le forage directionnel de puits, mais avec une certaine augmentation de la viscosité et de la rotation, les particules fines semblent rester en suspension et par conséquent, sont plus faciles à transporter.

La vitesse de sédimentation des déblais :

$$v_s = 1.89 \sqrt{\frac{d_s}{f} \left(\frac{\rho_s}{\rho_f} - 1 \right)} \quad (\text{III-3})$$

La forme du cuttings fait balance La force appliquée sur la particule

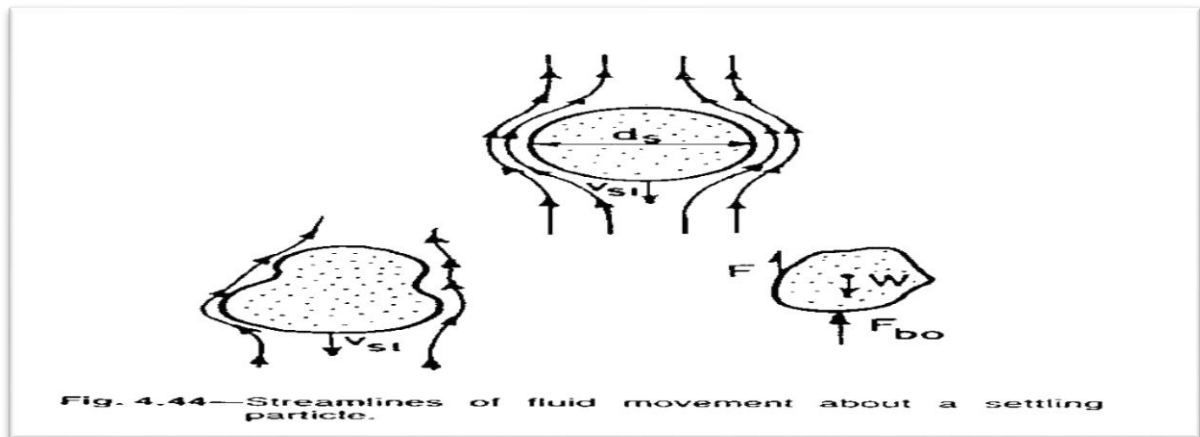


Figure III-16: Illustre l'effet de la forme de particule sur l'écoulement de fluide.

III.2. Optimisation des paramètres de forage pour un bon nettoyage

III.2.1. Optimisation du débit :

Pour le calcul du nettoyage (débit et index de transport) d'une section donnée, il faut considérer l'angle d'inclinaison le plus élevé de cette section. Si cette section est nettoyée efficacement, toutes les autres sections du puits le seront également.

Le nettoyage le plus difficile correspond aux inclinaisons 35-65°. Au-delà, les inclinaisons posent moins de problèmes.

Chapitre III : OPTIMISATION DES PARAMETER DE FORAGE POUR UN BON NETTOYAGE

1 : Sections verticales

Les trous de grands diamètres tout spécialement ne peuvent pas être nettoyés par la vitesse annulaire seule. Donc nettoyer les sections verticales avec une boue d'YP et PV élevés.

⇒ Utiliser des bouchons de haute viscosité pour compléter le nettoyage.

2 : Sections inclinées

Utiliser une boue de faible viscosité pour induire un régime turbulent qui aide à nettoyer les sections horizontales ou fortement inclinées.

⇒ nettoyer les puits inclinés avec une vitesse annulaire V_a élever.

◆ Les lits de cuttings peuvent être éliminés grâce à des bouchons de faible viscosité immédiatement suivis de bouchons de densité et viscosité élevée. Il est important de maintenir la vitesse annulaire V_a constante lors du pompage de ces bouchons afin d'éviter le bouchage du puits lui-même.

◆ Les débits doivent être augmentés avec l'inclinaison : un puits à 30° nécessite une vitesse annulaire 20 % supérieure à celle d'un puits vertical équivalent pour un nettoyage efficace; un puits à 60° requiert une vitesse annulaire double d'un puits vertical.

⇒ Rotation et réciproquassions sont essentielles pour un bon nettoyage dès que l'inclinaison dépasse 45° .

III.2.2. Optimisation du nettoyage par le choix du débit :

Les abaques montrent comment optimiser le nettoyage et la vitesse d'avancement ROP :

- 1) Augmenter le débit permet un nettoyage plus rapide ;
- 2) Augmenter l'index de transport (TI) accroît la capacité de la boue à nettoyer le trou.

TI sera augmenté si on augmente :

- la densité SG
- le facteur rhéologique RF (c'est-à-dire en augmentant YP et PV)

Il est évident que l'augmentation de l'un des paramètres ci-dessus affectera aussi les autres.

⇒ **Principe de la méthode :**

➤ **Pour la section 17-1/2''**

- Déterminons le Facteur de Rhéologie (RF)

Sur l'abaque PV / YP (figure III-17), on doit faire entrer les valeurs PV et YP de la boue.

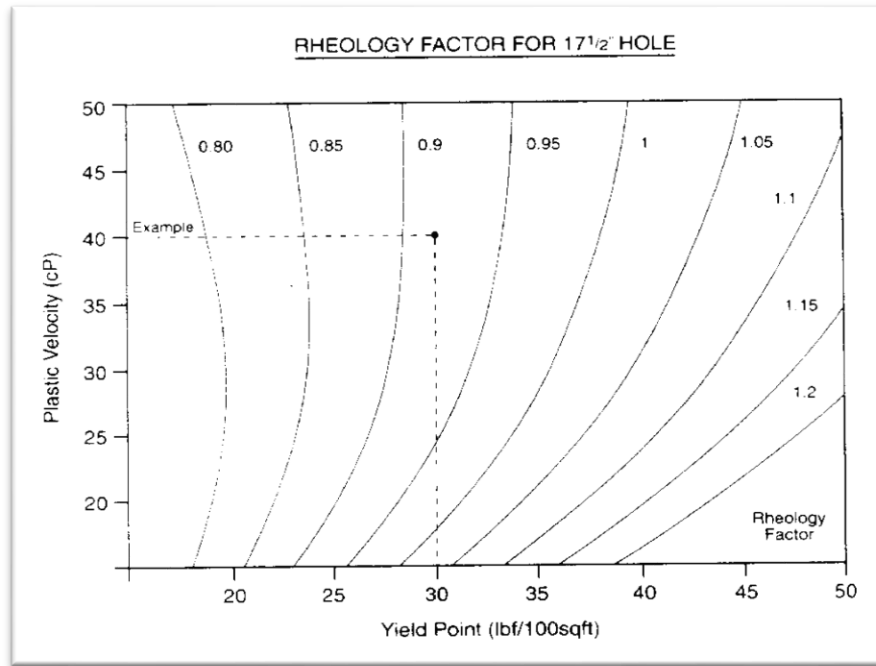


Figure III-17: Facteur de Rhéologie (RF) pour un forage en 17-1/2". [8]

- On détermine le facteur d'angle (AF)
Sur le tableau ci-dessous, on fait entrer l'inclinaison maximum de la section considérée.

Tableau III-1: l'inclinaison maximum de la section considérée.

Angle	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°
AF	1.51	1.39	1.31	1.24	1.18	1.14	1.10	1.07	1.05

- On Calcule l'Index de Transport TI par :

$$TI = SG * RF * AF$$

Équation III-4 : l'Index de Transport.

Avec : SG densité de la boue

- Calculons l'Index de Transport corrigé pour les washouts TI*
On doit vérifier s'il y a lieu de corriger TI pour les washouts (trou overgauged).

$$TI^* = \frac{4,65 * TI}{(0,38 * D_w - 2)} \quad (III-5)$$

D_w : diamètre du trou avec washout

- Détermination du débit optimum
Sur l'abaque Débit / ROP (figure III-18), on fait entrer TI (ou TI*) et le ROP.
Pour obtenir un débit en l/min, on doit multiplier les gpm par **3,785**.

Chapitre III : OPTIMISATION DES PARAMETER DE FORAGE POUR UN BON NETTOYAGE

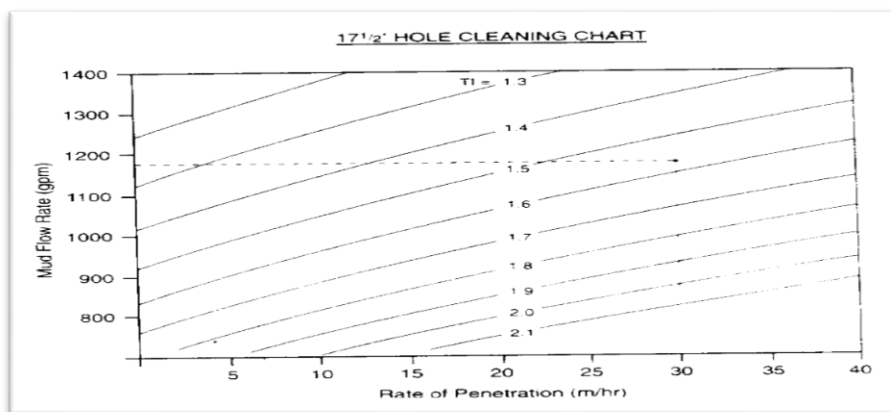


Figure III-18: Forage 17-1/2" : Débit requis en fonction de la vitesse d'avancement. [10]

➤ **Pour la section 12-1/4"**

- Déterminons le Facteur de Rhéologie (RF)

Sur l'abaque PV / YP (figure III-19), on doit faire entrer les valeurs PV et YP de la boue.

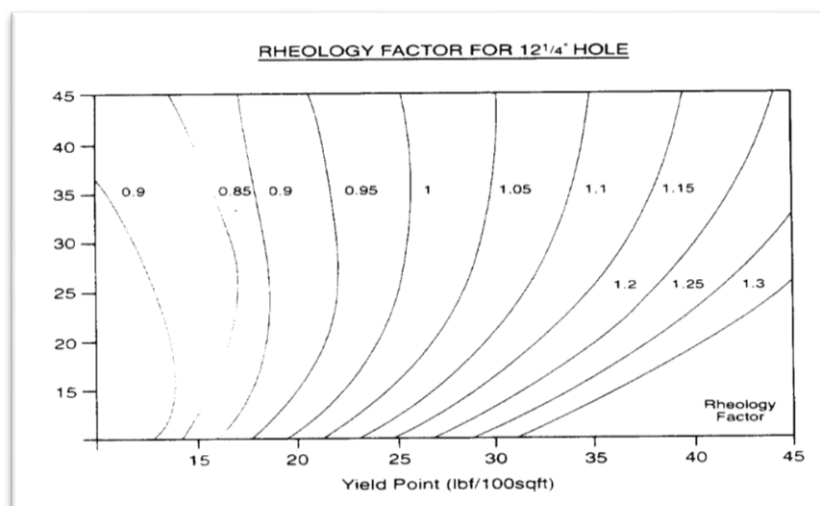


Figure III-19: Facteur de Rhéologie (RF) pour un forage 12-1/4"

- On déterminer le Facteur d'Angle (AF)

Sur le tableau ci-dessous, on fait entrer la valeur de l'inclinaison maximum de la section considérée.

Tableau III-2: la valeur de l'inclinaison maximum de la section 12-1/4".

Angle	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70-80°
AF	1.39	1.31	1.24	1.18	1.14	1.10	1.07	1.05	1.02

Chapitre III : OPTIMISATION DES PARAMETER DE FORAGE POUR UN BON NETTOYAGE

- Détermination du débit optimum

Sur l'abaque Débit / ROP (figure III-20), on fait entrer TI (ou TI*) et le ROP.

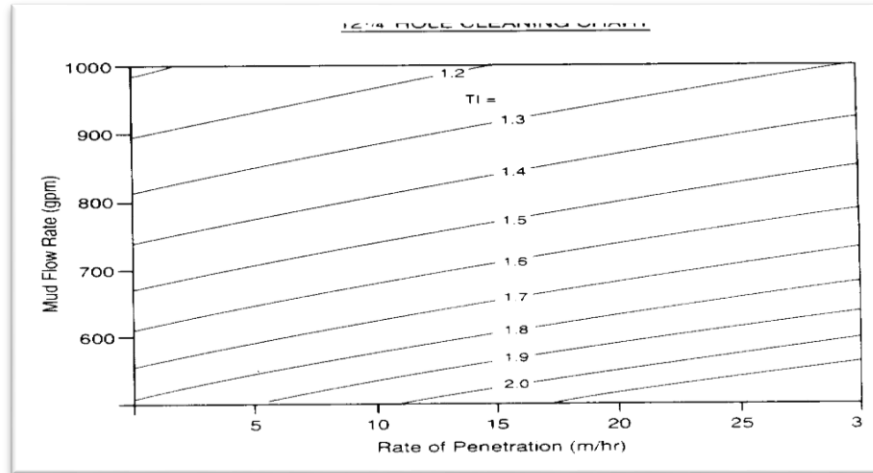


Figure III-20: Forage 12-1/4". Débit requis en fonction de la vitesse d'avancement

➤ **Pour la section 8-1/2"**

- On détermine le Facteur de Rhéologie (RF)

Sur l'abaque PV / YP (figure III-21), on fait entrer les valeurs PV et YP de la boue.

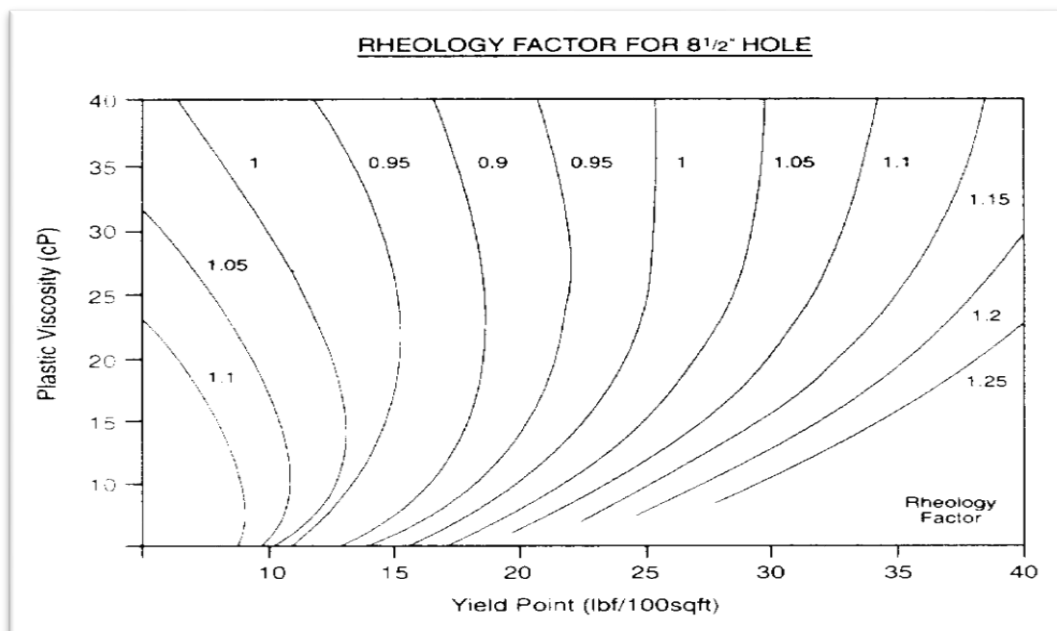


Figure III-21: Facteur de Rhéologie (RF) pour un forage 8-1/2"

Chapitre III : OPTIMISATION DES PARAMETER DE FORAGE POUR UN BON NETTOYAGE

- On détermine le Facteur d'Angle (AF)
Sur le tableau ci-dessous, on fait enter la valeur de l'inclinaison maximum de la section considérée.

Tableau III-3: la valeur de l'inclinaison maximum de la section 8-1/2".

Angle	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70-80°	80-90°
AF	1.39	1.31	1.24	1.18	1.14	1.10	1.07	1.05	1.02	1.00

- Calcul de l'Index de Transport TI

$$TI = SG * RF * AF$$

Avec : SG densité de la boue

- Calcul de l'Index de Transport corrigé pour les washouts TI*
Vérifier s'il y a lieu de corriger TI pour les washouts (trou overgauged).

$$TI^* = \frac{1,12 * TI}{(0,38 * D_w - 2,11)}$$

D_w : diamètre du trou avec washout

- Détermination du débit optimum.
Sur l'abaque Débit / ROP (figure III-22), on fait entrer TI (ou TI*) et le ROP.

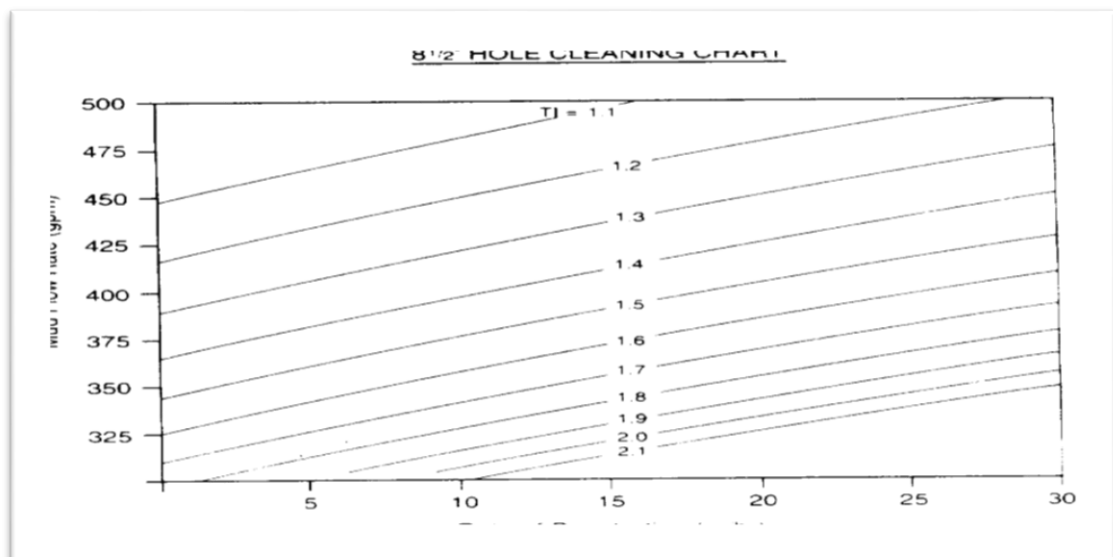


Figure III-22: Forage 8-1/2" : Débit requis en fonction de la vitesse d'avancement.

Chapitre III : OPTIMISATION DES PARAMETER DE FORAGE POUR UN BON NETTOYAGE

III.2.3. Résultats de la méthode :

↳ On prend le cas du puits OMJz86 :

Pour le calcul de débit optimum de la phase 8 3/8".

$$TI = Sg * Rf * Af$$

$$Sg = 1.45$$

$$YP = 12 \text{ lbs}/100\text{ft}^2$$

$$PV = 22 \text{ cps}$$

↳ Alors d'après le graphe de la figure III-21, on trouve le facteur rhéologique $RF = 1.05$

↳ L'inclinaison étant de 87.6° , alors le facteur d'angle (AF : angle factor) est : $AF = 1.00$.

⇒ D'où l'index de transport (TI : transport index) est donné par :

$$TI = SG * RF * AF \text{ soit en AN : } TI = 1.45 * 1.05 * 1 = 1.5225.$$

Ensuite, on procède à la détermination du débit optimum.

Sur le graphe de la figure III -22, on fait entrer TI et le ROP (ROP=2.1)

Et on lit le débit optimum qui est de 415GPM soit $415 * 3,78 = 1561.14 \text{ LPM}$.

- Les tableaux suivant donnent les résultats des études faites au laboratoire et sur terrain sur les valeurs minimales des débits minimums et maximales des ROP_s en fonction du diamètre du puits et de l'inclinaison.

Tableau III-4: Débit minimum pour un bon nettoyage.

Diamètre du puit Angle d'incl	26"	17 ^{1/2} - 16"	12 ^{1/4} "	8 ^{1/2} "
0° - 35°	700 GPM	500 GPM	400 GPM	300 GPM
35° - 55°	1200 GPM	950 GPM	650 GPM	450 GPM
55° +		1100 GPM	750 GPM	500 GPM

Remarque : le débit minimum pour n'importe que diamètre et angle ne dépend que de la densité de la boue, de sa rhéologie et de la géométrie du puits. Aussi il est recommandé le débit maximum de 60GPM par inch de diamètre de l'outil.

Tableau III-5: ROP maximum en ft/min.

Diamètre du puits Angle d'inclinai	26"	17 ^{1/2} - 16"	12 ^{1/4} "	8 ^{1/2} "
0° - 35°	60	110	155	240
35° - 55°	40	75	85	125
55° +		60	75	100

Chapitre III : OPTIMISATION DES PARAMETER DE FORAGE POUR UN BON NETTOYAGE

Exemple :

Le tableau suivant représente les paramètres de forage utilise pour certaines puits fores en OBD au champ de HMD dans la phase 6":

Tableau III-6: données de quelques puits forés à HMD.

O/W	RO	Viscosi	%solide	Rpm	Wob	Yp[Lb/100ft ²]	Vp	Débit	Densité	Puits
	[m/]	[S]		[Tr/min]	[Ton]		[Cp]	[l/min]		
94/5	2.69	44	11	20	7	11	14	850	1.15	OMkz612
95/5	3.00	53	26	50	6	10	24	940	1.15	OMJz311
91/9	2.22	37	22	40	5	9	22	800	1.45	OMJz86
96/4	3.50	47	09	30	5	11	17	950	1.04	OMLz451

Le graphe suivant montre le l'augmentation de la ROP en fonction de débit :

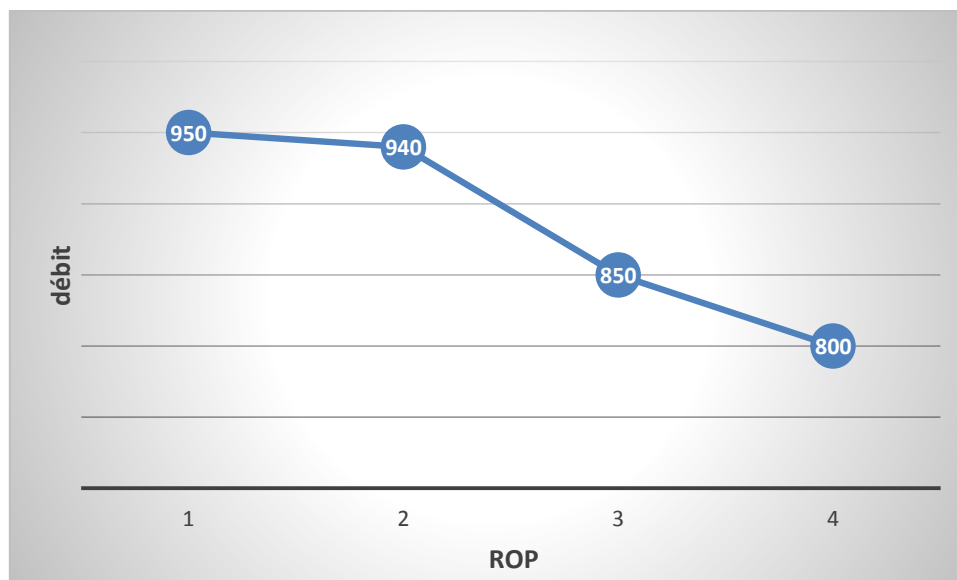


Figure III-23: ROP en fonction de débit.

⇒ **Interprétation :**

D'apparié le graphe et le tableau des données de quelques puits forés à HMD en remarque que la vitesse d'avancement augmente sans une augmentation comparable du débit de pompage, la difficulté de maintenir en suspension et de transporter les cuttings augmente avec leur concentration croissant dans l'annulaire.

III.2.4. Choix de paramètres rhéologiques :

Les paramètres rhéologiques principaux considérés sont :

- La viscosité plastique
- La yield point
- Le gel

Le tableau suivant résume les valeurs recommandées pour une boue à base d'huile :

Tableau III-7: caractéristiques de boue recommandées. [11]

Plastic Viscosity Cp	Minimum possible
Yield lbs/100 ft ²	> 8
Low Shear Rate lbs/100 ft ²	> 4
Filtrat HP/HT cc	< 5
Stabilité électrique Volt	> 1000
Rapport Huile / Eau	95 / 5
Alcalinité de la boue cc H ₂ SO ₄ N/10	1,5 – 3
Sable % en vol.	< 0,5.
Low Gravity Solids % en vol.	<3

Il est recommandé d'avoir :

$$D_{\text{trou}} < \text{Fan 6 et Fan 3} < 1,5 * D_{\text{trou}}$$

$$\text{LSYP} = 2 * \text{Fan 3} - \text{Fan 6} = D_{\text{trou}}$$

Fan6 et Fan3 : sont les lectures avec un viscosimètre fan à des vitesses de rotation respectivement de 6 et 3 tours/minute.

III.2.5. Choix du régime d'écoulement de la boue :

Le régime d'écoulement d'un fluide est défini par le nombre de Reynolds par la formule suivante :

$$N_{\text{Re}} = \frac{\rho_f v_s d_s}{\mu} \quad (\text{III-6})$$

μ : viscosité du fluide [poise]

ρ : masse volumique [kg/m^3]

V : vitesse d'écoulement en m/s

d_s : diamètre de tube.

❖ régime laminaire $\leftrightarrow N_{Re} < 2100$

❖ régime turbulent $\leftrightarrow N_{Re} \geq 2100$

III.2.6. *Choix de la densité :*

La densité est donnée dans le programme de forage par l'ingénierie, elle doit être suffisamment élevée pour assurer la prévention du puits et aider au transport des déblais par l'effet de la flottabilité mais si elle soit assez lourde, elle va gêner le transport des déblais, autre manière difficulté d'avoir le régime turbulent.

Le graphe ci-dessus montre l'impact de la densité sur la ROP.

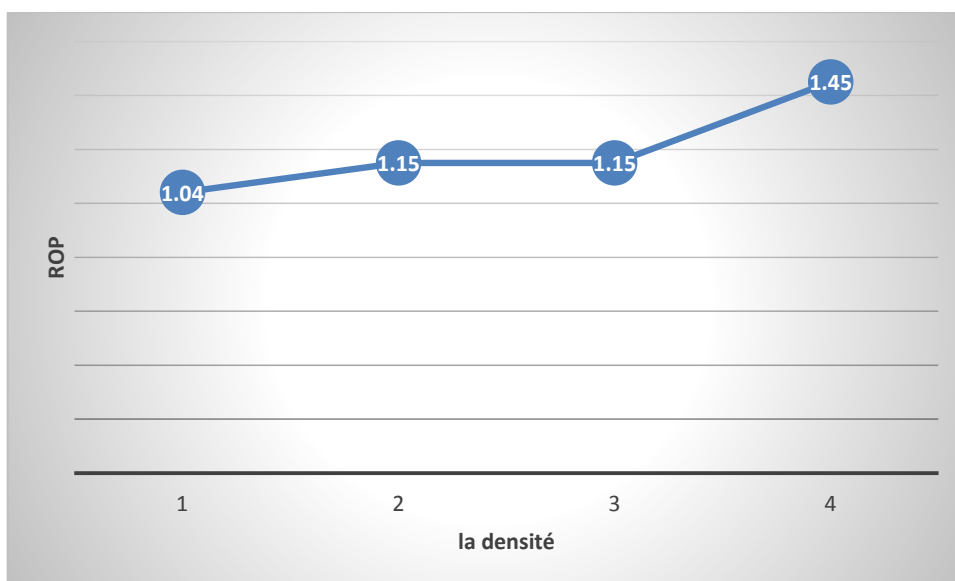


Figure III-24: variation de ROP en fonction de la densité.

III.2.7. *Amélioration opérationnelle :*

1 : *Wiper trips :*

L'expérience a montré que les wiper trips fréquents, contribuent à mettre les cuttings en agitation et à les placer sur la trajectoire du flot.

Chapitre III : OPTIMISATION DES PARAMETER DE FORAGE POUR UN BON NETTOYAGE

A nouveau ceci est très important à considérer quand on fore avec un moteur en sliding mode dans la section très inclinée ou horizontale.

2 : *Back reaming* :

Le back reaming est très intéressant pour aléser les parois du trou, tout spécialement quand on peut sortir en circulation les 10 ou 15 premières longueurs de tiges (opération aisée avec un top drive).

Lors des manœuvres de remontée dans le drain horizontal, il est recommandé de faire la section en back-reaming.

- Précaution

En back-reaming, bien s'assurer que le couple appliqué est toujours inférieur à la limite acceptable, compte tenu de la valeur de la tension dans le train de tiges.

3 : *Vitesse d'avancement*:

- Concentration de cuttings dans l'annulaire :

Quand la vitesse d'avancement augmente sans une augmentation compatible du débit, la difficulté de maintenir en suspension et transporter les cuttings augmente avec leur concentration croissante dans l'annulaire.

La concentration croissante peut provoquer une agglutination des cuttings qui ont à la suite une tendance à s'entrecoller.

L'intensité du phénomène dépend de la capacité inhibitrice de la boue ;

- Capacité inhibitrice de la boue :

Les boues à l'eau inhibées (KCl, NaCl, CaSO₄, Ca (OH)₂, etc.) se comportent mieux que les boues ordinaires. Toutefois les boues ayant une phase huile continue, et donc une capacité inhibitrice excellente, permettent des vitesses d'avancement plus élevées car elles peuvent supporter des concentrations de cuttings plus importantes ;

- Contrôle de l'avancement :

Le contrôle de l'avancement associé à une augmentation du débit peut améliorer le nettoyage. En fait, compte tenu de la capacité de traitement en surface, on peut gagner finalement du temps en réduisant l'avancement : meilleur nettoyage du puits signifie moins de problèmes dans le trou, donc gain de temps.

Sachant que :

$$V_{\text{solide max}} = 4\% \cdot V_{\text{boue}}$$

$$V_{\text{solide}} = D_{\text{trou}} \cdot \text{ROP} \cdot t$$

$$V_{\text{boue}} = Q \cdot t$$

En considérant que la vitesse de remonté de fluide est deux fois plus que celle des déblais :

$$\Rightarrow D_{\text{trou. ROP}} = 4\% \cdot Q / 2$$

$$\Rightarrow \text{ROP}_{\text{max}} = 0.02 \cdot Q / D_r$$

Ex : $Q=1000 \text{ l/min}$; $D_r=6''$

$$\text{ROP} = 0.02 \cdot 1000 \cdot 60 / 6 \cdot 25.4 \cdot 1000 = 7.87 \text{ m/h}$$

4 : Bouchons de nettoyage

Bien que les sections horizontales ou très déviées soient forées en turbulent, il est souvent nécessaire de pomper à intervalles réguliers des bouchons pour optimiser l'efficacité du nettoyage (élimination des cuttings qui sédimentent dans les longues sections horizontales ou extended reach).

Il peut s'agir de bouchons de viscosité très élevée, ou de bouchons de fluides pseudo-plastiques (ayant la propriété de se fluidifier au cisaillement), ou encore de bouchons successifs de rhéologies contrastées, ou bien des bouchons lourds.

5 : Capacité de traitement mécanique des solides :

Des équipements supplémentaires de capacité de traitement adéquate sont essentiels pour maintenir les caractéristiques de la boue. Sachant bien que la concentration de cuttings dans l'annulaire augmente avec l'inclinaison. Parmi ces équipements nous avons entre autre :

- Tamis vibrant (ou shale shakers)
- Dessableur
- Dessilteur
- Centrifugeuse pour éliminer les fines afin de mieux contrôler les gels

6 : Calcul du temps minimum de circulation avant une manœuvre de remontée

Le temps de circulation avant chaque manœuvre de remontée dépend du diamètre de forage et de l'inclinaison.

Ce calcul n'est approprié que si le puits est convenablement nettoyé pendant le forage. Il est évident que si les shale shakers sont toujours chargés de cuttings à la fin du temps calculé, il faudra continuer de circuler tant que le puits ne sera pas propre.

Chapitre III : OPTIMISATION DES PARAMETER DE FORAGE POUR UN BON NETTOYAGE

Tableau III-8: Facteur de longueur de phase en fonction de l'inclinaison.

Inclinaison de la section Open Hole ou csg	Facteur de longueur de la section				
	26" 20" csg	17 ^{1/2} " - 1" 18 ^{5/8} " csg	12 ^{1/4} " 13 ^{-3/8} " csg	8 ^{1/2} " 9 ^{-5/8} " csg	6" 7" csg
0-10°	1.5	1.5	1.3	1.3	1.3
10-30°	1.7	1.7	1.4	1.4	1.4
30-60°	2.5	2.5	1.8	1.6	1.5
60-90°	3.0	3.0	2.0	1.7	1.6

↳ **Methode de calcule:**

- Calculer la longueur effective (MD_{eff}):
 - MD_{eff} = MD * facteur de la longueur
 - Longueur effective totale = Σ longueur effective
 - No. Circulations = $\frac{\text{Longueur effective totale}}{\text{Profondeur MD du puits}}$
 - Bottom-up = V_{ca}/ Q

↳ **Nombre de bottem-up recommandé pour un bon nettoyage du trou :**

Tableau III-9: Nombre de bottem-ups recommandés avec une boue de caractéristiques optimales pour un bon nettoyage du trou.

Hole size	inclinaison	circulation
17 ½ à 12 ¼	< 30°	Ou moins 3 à 4 bttm-ups
17 ½ à 12 ¼	> 30°	Ou moins 02 bttm-ups
8 ½ à 6 ‘’	< 30°	Ou moins 02 bttm-ups
8 ½ à 6 ‘’	> 30°	Ou moins 1.5 bttm-ps

Conclusion :

La boue de forage est le mot clé de la réussite du forage horizontal, le choix adéquat de la boue est un facteur indispensable dans l'optimisation des paramètres de forage pour le bon nettoyage du trou et par conséquent pour le bon forage.

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

Pour le calcul du nettoyage d'une section donnée, il faut considérer l'angle d'inclinaison le plus élevé de cette section. Si cette section est nettoyée efficacement, toutes les autres sections du puits le seront également. Le nettoyage le plus difficile correspond aux inclinaisons 35-65°. Au-delà, les inclinaisons posent moins de problèmes.

La vitesse d'avancement augmente sans une augmentation comparable du débit de pompage, la difficulté de maintenir en suspension et de transporter les cuttings augmente avec leur concentration croissant dans l'annulaire. La densité doit être suffisamment élevée pour assurer la prévention du puits et aider au transport des déblais par l'effet de la flottabilité mais si elle soit assez lourde, elle va gêner le transport des déblais, autre manière difficile d'avoir le régime turbulent.

Recommandations :

- ✓ Nettoyer le trou aussi vite que sa progression.
- ✓ S'assurer que les caractéristiques rhéologiques de la boue sont conformes aux spécifications.
- ✓ En régime laminaire augmenter le rapport YP/PV et la LSYP.
- ✓ En régime turbulent utiliser une boue de faible viscosité.
- ✓ Avant chaque manœuvre, circuler jusqu'à ce que le puits soit propre. Le meilleur moyen est de vérifier l'absence de cuttings sur les tamis vibrants avant de remonter.
- ✓ Réciproquer et maintenir la garniture en rotation continuellement pendant les circulations.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

En effet les mouvements de la garniture perturbent les lits de cuttings. Si la réciprocité n'est pas possible, la rotation du train de tiges doit être impérativement très lente pour éviter la formation de keyseats ou de dog legs

- ✓ Planifier et exécuter régulièrement des wiper trips.

Les wiper-trips, aident à remuer les lits de cuttings formés. Ces contrôles seront faits à intervalles réguliers fixés par les conditions locales de forage.

A ces wiper trips réguliers prévus par le programme / procédures de forage, il faudra évidemment procéder à des contrôles additionnels en fonction des conditions de trou (augmentation des frottements, faible récupération de cuttings sur les tamis, etc).

- ✓ Surveiller les shale shakers.

A la fois le volume et le type de cuttings sont des indicateurs importants des conditions de trou. Savoir ce sur quoi il faut prêter attention.(Cavings).

- ✓ Garder en bon ordre de marche tous les équipements de circulation et contrôle des solides. Suivant les conditions du puits remonter au sabot et réparer les équipements vitaux (spécialement les pompes) plutôt que de continuer à forer avec une capacité insuffisante de nettoyage.

- ✓ Régime turbulent :

Pomper des bouchons de faible viscosité (low vis) à intervalles réguliers pendant le forage. Circuler beaucoup plus longtemps avant l'arrêt des pompes pour éviter le coincement mécanique.

- ✓ Il est préférable de faire tourner la garniture à grande vitesse que de circuler avec un grand débit. En effet la rotation de la garniture favorise la déstabilisation des cuttings pour les mettre dans le courant de la boue même à débit réduit ; mieux encore, la conjugaison d'une grande rotation avec un débit réduit n'érode pas les parois du puits.
- ✓ Eviter les pics de ROP (rate of pénétration), car il est plus facile de transporter des cuttings de petits diamètres en faible quantité que ceux de grand diamètre en grande quantité. Aussi une ROP élevée peut causer le bourrage du puits par les cuttings.
- ✓ Minimiser le temps de forage en mode d'orientation (sliding), car l'absence de rotation de la garniture laisse les cuttings tomber sur la paroi inférieure de la trajectoire.
- ✓ Utiliser des tiges de grands diamètres possibles.
- ✓ Noter pick-up et slack off weights en chaque connexion et noter torque et drill string weight pendant la rotation on et off bottom.

BIBLIOGRAPHIE

✓ Livres

- [3] JP. Szézuka (2005), Forage dirigé : Ingénierie et méthode, ENSPM. FI, p.11.
- [5] Halliburton Energy Services 2005, Directional Drilling, Halliburton, outside U.S.p4-6
- [6] Copyright 1998, Sperry-Sun, a division of Dresser Industries, Halliburton, U.S.p.8-13

✓ Mémoires

- [5] Hassan Fathy (2006), Hole cleaning: Difficulty vs Angle, Sonatrach, Mi SWACO, Hassi Messaoud-Ouargla-, p90-91.
- [8] Nediljka (1998), Horizontal Well Drill-in Fluids, University project, University of Zagreb, Croitia, p74.
- [10] B.Ali (2007), Analyse des problèmes de nettoyage dans les puits fortement déviés et horizontaux forés en Over Balanced Drilling, Memoire d'engénieur d'état en forage pétrolier, Université de Boumerdes, p 116-118.

✓ Rapport

- [1] Sonatrach, Service Surveillance Géologique, Reconnaissance lithologique et diagraphiques Des étages géologiques Champ de Hassi Messaoud Ouargla (2017), p1-16.
- [2] Schlumberger, End of well report -OmjZ86-, Hassi Messaoud (2009).
- [4] Régis STUDER (2005), Rotary Steerable Systems, p3.
- [9] Schlumberger privat, Hole cleaning and stuck pipe, p 7-8
- [11] Sonatrach FOR, procédures de forage horizontal champ Hassi Messaoud, Ouargla (2003), p11.

ملخص :

يتلقى عمال الحفر عدة عقبات اثناء الحفر البترولي وخاصة البئر المائل الذي يصعب تنظيفه حيث يترسب الطين في القاع البئر ويشكل مايسمى " الترسبات".

في عملنا هذا قمنا بدراسة المؤثرات اللازمة لاحسن تنظيف للبئر المائل والحفر في اقل وقت ممكن و بأقل المشاكل التقنية الممكنة ، والمؤشر الرئيسي هو التدفق، نلاحظ خلال عملنا هذا ان زيادة التدفق يعطينا تنظيف سريع ومؤشر نقل الشوائب مرتفع ، بمساعدة بعض المنحنيات و الجداول المتفق عليها و المعادلات توصلنا الى حساب تقريبي للتدفق المثالي واحسن تنظيف للبئر .

في الاخير وضعنا الخيارات المثلى لمؤشرات اللزوجة والتي هي ،التدفق، الكثافة الخ .تمت دراستنا على بئر في

حقل حاسي مسعود يسمى OMJz86

الكلمات المفتاحية :

التنقيب الافقي، الأمثل،التنظيف ،سرعة التوغل ،اليلد بوينت .

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 déviés et horizontales les cuttings ont tendance à chuter en contrecourant de la boue de forage et former un lit appelé « cuttings bed ».

Nous présentons dans notre travail une approche d'optimisation des paramètres de forage des drains horizontaux forée on OBD, principalement le débit. On a remarqué que l'augmentation de ce dernier permet un nettoyage rapide et l'augmentation de l'index de transport (TI) accroît la capacité de la boue à nettoyer le trou. À l'aide des abaques, des formules et des tableaux nous obtenons le débit optimum afin de maximiser le taux de nettoyage.

Ensuite nous avons 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 et le choix de la densité. Une optimisation est réalisée sur le puits OMJz86 dans le champ de Hassi Messaoud.

Mots clés:

Forage horizontal, Optimisation, nettoyage, Rot of Penetration, Yield Point.

Summary:

The realization of a horizontal borehole, goes with by constraints serial engineering that we come up to surmount. Between other, the cleaning of the shaft, but in sections strongly circuitous horizontal cuttings have tendency to fall in contrecourant of the mud of borehole and to mould a called bed « cuttings bed ».

We present in our power an approach of optimization parameters of borehole horizontal drilled drains one OBD, principally the delivery. One has remarked that the increment of the latter permits an high-speed cleaning and the increment of the hand of transport (TI) increases the

Capacity of the mud to clean the eye. Helps him abacuses, formulae and boards we win the optimum delivery in order to maximize the proportion of cleaning.

After we have been optimum choice on parameters rhéologiques who are the plastic viscosity, the yield stich, the freeze, the speed of flow of the mud and the choice of the density.

A optimization is realized on the shaft OMJZ86 ins these shots of Hassi Messaoud.

Keys words:

Horizontal borehole, Optimization, cleaning, Belch of Penetration, Yield Stich.

ANNEXE

Les rapports de puits :

Slide Sheet															
BHA: 6" BHA 07 HS															
Client: Sonatrach-DF				Well: OMJZ86				Directional Driller: Kamal Salman							
Field: Hassi Messaoud				Borehole: OMJZ86				Directional Driller:							
Structure: SHDF_OMJZ 86				UWI/API#:				Job #:							
Depth In: 3362.00		Depth Out: 3395.50		Tot Distance: 33.50				Total Time: 2.1				Total ROP: 16.1			
Inclination In: 49.06		Inclination Out: 60.00		SLIDE: 0.00		% SLIDE: 0.0		Time: 0.0							
Azimuth In: 125.17		Azimuth Out: 124.00		ROTATE: 33.50		% ROTAT: 100.0		2.1				ROTATE ROP: 16.1			
Comments:															
Statistics:															
None	Sum	Min	Max	Sum	Avg	Max	Avg	Avg	Avg	Avg	Avg	Avg	Max	Avg	Avg
	2.083	3362.00	3395.50	33.50			800	900	783	2.1	32	1.0	3395.00	54.48	124.67
Orienting Method	Duration (hr)	Md From (m)	Md To (m)	Course (m)	TF Angle (°)	TF Mode (G/M)	Flow (L/min)	SPP On Bot (psi)	SPP Off Bot (psi)	WOB (1000 kgf)	RPM (rpm)	Torque (kN.m)	Svy Mld (m)	Incl (°)	Azmth (°)
ROTATE	1.000	3362.00	3363.20	1.20	0.0	G	800	900	800	5.0		1.0	3363.16	49.06	125.17
ROTATE	0.250	3363.20	3369.00	5.80	0.0	G	800	900	800	2.0	40	1.0	3376.91	54.38	124.84
ROTATE	0.833	3369.00	3395.50	26.50	0.0	G	800	900	750	2.0	30		3395.00	60.00	124.00

Slide Sheet																									
BHA: 6" BHA 08 HS Landing																									
Client: Sonatrach-DF Field: Hassi Messaoud										Well: OMIJ286 Borehole: OMIJ286															
Structure: SUDF_OMJZ 86										Directional Driller: Wall Directional Driller: Frouka															
Depth In: 3396.35 Inclination In: 61.28 Azimuth In: 125.90										Job #:															
Depth Out: 3550.00 Inclination Out: 86.49 Azimuth Out: 120.97										Total Time: 67.8 % ROTAT: 19.9 % SLIDE: 80.1															
Total Distances: 53.65 ROTATE: 30.65 SLIDE: 123.00										Total ROP: 2.3 ROTATE ROP: 2.4 SLIDE ROP: 2.2															
Comments:																									
Statistics:																									
Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes	Notes						
Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max						
7/8/2009 2:00	7/11/2009 0:01	3396.35	3550.00	153.65	2.5	859	5.7	1625	1402	201	33	2.0	3528.60	73.07	123.92	6.56									
Row Type	BHA Name	Start Time (mid/yy h:mm)	End Time (mid/yy h:mm)	Mid From (m)	Mid To (m)	Course (m)	Calc ROP (m/h)	Orienting Method	TF Angle (°)	TF Mode (G/M)	Flow (L/min)	WOB (1000 kgf)	SPP On Bot (psi)	SPP Off Bot (psi)	Delta P (psi)	RPM (rpm)	Torque (kNm)	Lithology	Notes	Comment	Srv Mid (m)	Incl (°)	Azimuth (°)	DLS (°/30 m)	
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/8/2009 2:00	7/8/2009 3:50	3396.35	3399.00	2.65	1.4	ROTATE	-0.0	G	725	3.0	200	1050	150	35	1.0	ID							
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/8/2009 4:15	7/8/2009 8:00	3399.00	3408.00	9.00	2.4	SLIDE	-10.0	G	800	5.0	1500	1300	200	0	0.0	ID							
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/8/2009 8:00	7/8/2009 9:45	3408.00	3411.00	3.00	1.7	ROTATE	0.0	G	800	5.0	1480	1300	180	35	3.0	ID			3409.49	61.28	125.90	6.41	
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/8/2009 9:45	7/8/2009 14:30	3411.00	3418.00	7.00	1.5	SLIDE	-20.0	G	800	4.0	1480	1300	160	0	0.0	ID							
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/8/2009 14:30	7/8/2009 16:15	3418.00	3421.00	3.00	1.7	ROTATE	0.0	G	800	4.0	1650	1500	150	30	2.0	ID			3419.49	63.15	125.77	5.62	
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/8/2009 16:15	7/8/2009 20:45	3421.00	3428.00	7.00	1.6	SLIDE	-20.0	G	850	4.0	1500	1300	200	0	0.0	ID							
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/8/2009 21:00	7/8/2009 22:45	3428.00	3431.00	3.00	1.7	ROTATE	0.0	G	850	4.0	1500	1300	200	35	2.0	ID			3429.61	64.64	125.78	4.42	
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/8/2009 22:45	7/8/2009 23:59	3431.00	3434.00	3.00	2.4	SLIDE	-30.0	G	850	4.0	1500	1300	200	0	0.0	ID							
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/8/2009 0:00	7/9/2009 2:00	3434.00	3438.00	4.00	2.0	SLIDE	-20.0	G	850	4.0	1500	1300	200	0	0.0	ID							
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/9/2009 2:05	7/9/2009 3:35	3438.00	3441.00	3.00	2.0	ROTATE	0.0	G	850	4.0	1500	1300	200	35	2.0	ID			3439.48	65.92	125.39	4.04	
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/9/2009 3:55	7/9/2009 7:20	3441.00	3451.00	10.00	2.9	SLIDE	-30.0	G	850	4.0	1500	1300	200	0	0.0	ID			3449.79	68.03	124.36	6.73	
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/9/2009 7:25	7/9/2009 8:30	3451.00	3453.00	2.00	1.8	ROTATE	0.0	G	850	4.0	1500	1300	200	30	2.0	ID							
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/9/2009 8:30	7/9/2009 11:20	3453.00	3457.00	4.00	1.4	SLIDE	-60.0	G	850	4.0	1500	1300	200	0	0.0	ID							
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/9/2009 11:40	7/9/2009 15:10	3457.00	3463.50	6.50	1.4	SLIDE	-45.0	G	850	4.0	1500	1300	200	0	0.0	ID			3458.57	69.61	123.78	5.71	
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/9/2009 16:10	7/10/2009 0:01	3463.50	3483.00	19.50	2.5	SLIDE	-15.0	G	880	6.0	1700	1500	200	0	0.0	ID			3467.72	71.77	123.52	7.13	
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/10/2009 0:01	7/10/2009 1:00	3483.00	3487.00	4.00	4.1	SLIDE	-15.0	G	880	6.0	1700	1500	200	0	0.0	ID			3477.53	74.57	123.48	8.56	
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/10/2009 1:15	7/10/2009 6:00	3487.00	3495.00	8.00	1.7	SLIDE	-10.0	G	880	7.0	1700	1500	200	0	0.0	ID			3488.03	77.38	123.67	8.62	
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/10/2009 6:00	7/10/2009 8:30	3495.00	3501.00	6.00	2.4	SLIDE	-15.0	G	880	8.5	1700	1500	200	0	0.0	ID			3498.38	80.45	123.65	8.32	
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/10/2009 8:30	7/10/2009 9:00	3501.00	3503.00	2.00	4.0	ROTATE	0.0	G	880	8.5	1750	1500	250	30	2.0	ID							
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/10/2009 9:00	7/10/2009 13:30	3503.00	3515.00	12.00	2.7	SLIDE	-55.0	G	880	8.5	1750	1500	250	0	0.0	ID			3508.44	82.28	123.95	5.83	
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/10/2009 13:45	7/10/2009 14:20	3515.00	3518.00	3.00	3.1	ROTATE	0.0	G	880	8.5	1750	1550	200	35	2.0	ID			3518.47	84.08	121.74	6.47	
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/10/2009 14:20	7/10/2009 20:00	3518.00	3536.00	18.00	3.2	SLIDE	-30.0	G	880	7.0	1750	1550	200	0	0.0	ID			3528.60	86.49	120.97	7.49	
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/10/2009 20:00	7/10/2009 21:00	3536.00	3540.00	4.00	4.0	ROTATE	0.0	G	880	5.0	1750	1550	200	35	2.0	ID							
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/10/2009 21:00	7/10/2009 22:20	3540.00	3544.00	4.00	3.0	SLIDE	-90.0	G	880	5.0	1750	1550	200	0	0.0	ID							
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/10/2009 22:30	7/10/2009 23:40	3544.00	3549.00	5.00	4.3	ROTATE	0.0	G	880	5.0	1750	1550	200	30	2.0	ID							
SUM	6" BHA 07 HS Landing 07JUL	7/10/2009 23:40	7/11/2009 0:01	3549.00	3550.00	1.00	2.9	SLIDE	-90.0	G	880	7.0	1750	1550	200	0	0.0	ID							

