



Université Kasdi Merbah Ouargla



**FACULTE DES HYDROCARBURES ET DES ENERGIES RENOUVELABLES ET
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**

Département de Forage et Mécanique de Chantier Pétrolier

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du Diplôme de Master

Option : Forage

Réalisé Par :

HOCINE AYOUB, BERRAYAH ABDELKADER

-THEME-

**Etude des pertes de circulation le long du
drain horizontal dans le champ de Hassi**

Messaoud

Cas de puits : ONIZ 413

Soutenu le :25/05/2017

Encadreur : FENAZI BILAL.

Président(e) : CHOUICHA SAMIRA.

Examineur : RZAIGUIA YAMINA.

Année universitaire :2016/2017

Remerciement

À ma famille

Et

À mes amies

Je remercie ALLAH le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience qui m'a permis d'accomplir ce modeste travail.

Je tiens en premier à exprimer ma grande gratitude envers mon encadreur

Mr. FENAZI BILAL qui m'a apporté son aide et ses valeureux conseils pour l'accomplissement et le suivi de ce travail.

Je Remercie également le membre de jury pour avoir examiné ce travail.

Et je présente mes sincères remerciements à tout le personnel qui m'a aidé à la Réalisation de ce travail.

DEDICACE

Je dédie ce mémoire :

À ma très chère mère qui a été la lumière de ma vie et mon Peres

A toute ma famille et ma grande famille HOCINE ET BERRAYAH

Pour tous les efforts et les sacrifices qu'ils me présentent.

Et Mon encadreur Mr. FENAZI BILAL..

*A tous mes amis : FAROUK, SALAH, SOFIANE, FAYCAL,
BILAL, HOUARI CHAOUKI, MOULOUD , BRAHIM.*

Pour conclure, je le dédie à :

A mon classe 2^{ème} année Master forage professionnelle

M'ont aimé et m'ont respect

**HOCINE AYOUB
BERRAYAH ABDELKADER**

الملخص

يهدف عملنا إلى دراسة فقدان الحركة الجزئي على مستوى القناة الأفقية لأنابيب الحفر في حقل حاسي مسعود. يعتبر تحقيق التنقيب عن النفط أو الغاز كبيرة للاستثمار، حيث يحتاج هذا العمل لتحقيق الهدف الذي هو بطبيعة الحال اختراق طبقات الأرض إلى توفير أفضل الظروف التقنية والسلامة. الاختيار الخاطئ لخصائص طين الحفر يؤدي إلى مشاكل مختلفة، مما يؤدي منطقيا إلى ضياع الوقت والمال، من بين هذه المشاكل ما يشمل فقدان طين الحفر في القناة الأفقية.

من أجل توضيح أهمية فقدان الحركة في المرحلة 6 " في الطبقة الطينية الرملية لحاسي مسعود، سنقوم بدراسة حالة البئر ONIZ

413

Résumé :

Notre travail a pour objectif, d'étudier la perte circulation partielle au niveau de drain horizontale dans champ Hassi Messaoud. La réalisation d'un forage pétrolier, d'huile ou de gaz est considéré comme un grand investissement, nécessitant à cet effet des travaux complémentaires et successifs afin d'atteindre l'objectif visé qui est bien sûr la pénétration du réservoir dans les meilleurs conditions techniques et de sécurité. Le mauvais choix des caractéristiques de boue de forage conduit vers différents problèmes, amenant logiquement à des pertes de temps et d'argent, parmi ces problèmes citons la perte de circulation en drain horizontal. En vue de bien éclaircir l'importance des pertes de circulation dans la phase 6'' au niveau du Trais Argileux Gréseux Hassi Messaoud, en étudiant le cas de puits ONIZ 413.

Abstract :

Our work aims to study the partial loss of movement in the horizontal drain in Hassi Messaoud field. The realization of oil drilling, oil or gas is considered a great investment for this purpose requiring additional and successive work, in order to reach the goal which is of course the penetration of the reservoir in the best technical and security conditions. The wrong choice of the characteristics of drilling mud leads to various problems. one of these problems include loss of movement in the drain in order to clarify the importance of circulation losses in phase 6' at the Trais Clay sandstone Hassi Messaoud, chosing ONIZ 413 as a case to work on.

SOMMAIRE

- Introduction :	01
Chapitre I : généralité sur le champ de HMD	
Présentation du champ de Hassi Messaoud :	02
I – Situation du champ de Hassi Messaoud :	02
I-1- Situation géographique :	02
- Localisation du puits ONIZ413 :	02
I-2- Cadre géologique :	03
II - Historique du champ de Hassi Messaoud :	05
III - Description de la série sédimentaire :	05
VI – Objectif du sondage ONIZ413 :	14
V – Problèmes de forage :	14
VI – Profil du puits :	16
Chapitre II : la partie technique	
I – Harmonisation des diamètres :	17
II – Programme boue :	21
III – Programme outil :	27
IV – Programme de la garniture :	29
V – Programme tubage/cimentation :	37
VI – Echantillonnage carottage et DST :	48
VII- Fluides de forage :	48
VII-1- Définition :	48
VII-2-Rôles de la boue de forage :	48
VII-3-Caractéristiques de la boue :	50
① Caractéristiques physiques :	50
② Caractéristiques rhéologiques :	51
③ Caractéristiques électrochimiques :	55
d) Types et composition :	57
VIII- Interaction fluide/formation :	59
VIII-1-Mécanismes de l'interaction :	59
① Perte de circulation :	59
② Phénomène d'osmose :	64
③ Autres :	64
Chapitre III : étude de cas du puits ONIZ 413	
- Introduction :	66
I – Eléments de la problématique :	66
I-1- Généralité sur la rhéologie :	66
II- Etude d'un cas : ONIZ413 :	72
II-1- Aspect général :	72

II-2- Problèmes de la phase :.....	74
II-3- Problème du puits ONIZ413 :.....	75
II-4- Paramètre régissant la filtration :.....	77
a) Facteur temps :.....	77
b) Facteur pression :.....	80
c) Facteur température :.....	80
d) Type de fluide :.....	80
e) Concentration en solides :.....	81
f) Statique et dynamique :.....	82
g) Régime d'écoulement :.....	82
II-5- Particularité sur le drain horizontal :.....	84
II-6- Evaluation de l'endommagement :.....	87
- Recommandations :.....	89
- Conclusion :.....	90
- bibliographie	

LISTE DES FIGURES

<i>Figure</i>	<i>Page</i>
FIGURE I-1 : carte représentative des zones du champ de Hassi Messaoud	3
FIGURE I-2 : situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	5
FIGURE I-3 : programme du puits oniz 413.....	13
FIGURE I-4 : profil du puits ONIZ 413	16
FIGURE II-1 : diamètre du trou	17
FIGURE II-2 : diamètre intérieure la colonne précédente.....	18
FIGURE II-3 : volume de boue.....	22
FIGURE II-4 : volume de boue ph 16''	23
FIGURE II-5 : volume de boue ph 12'' ^{1/4}	24
FIGURE II-6 : volume de boue ph 8'' ^{3/8}	25
FIGURE II-7 : les angles de déviation.....	37
FIGURE II-8 : formation de structure gel.....	55
FIGURE II-9 : échelle de PH.....	56
FIGURE II-10 : formation de bouchons annulaires.....	60
FIGURE II-11 : causes de fracturation en cours d'un cycle de forage.....	61
FIGURE II-12 : orientation des fractures.....	62
FIGURE II-13 : phenomene d'osmose.....	64
FIGURE III-1 : shear rate force and shear stress.....	67
FIGURE III-2 : programme d'une boue typique.....	70
FIGURE III-3 : régime d'écoulements	71
FIGURE III-4 : log type de cambro-ordovicien.....	73
FIGURE III-5 : rayon d'invasion de filtrat en fonction de la racine de temps.....	79
FIGURE III-6 : profile d'invasion par filtration.....	79
FIGURE III-7 : effet de presion sur le volume de filtrat.....	80
FIGURE III-8 : la profondeur d'invasion en fonction de temps (fluides de forage)....	81

FIGURE III-9 : filtration statique/ dynamique.....	82
FIGURE III-10 :filtrat cumule en fonction du temps pour les differents regime d'ecoulement.....	83
FIGURE III-11 : profile de l'invasion par filtration.....	84
FIGURE III-12 : repartition des vitesses du fluide dans l'annulaire.....	85
FIGURE III-13 : zone (a).....	86
FIGURE III-14 : zone (b).....	86
FIGURE III-15 : zone (c).....	86

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tableau</i>	<i>Page</i>
TABLEAU II-1 : représentation des différentes valeurs de δ	18
TABLEAU II-2 : représentation des différentes valeurs de Δ	19
TABLEAU II-3 : tableau récapitulatif.....	21
TABLEAU II-4 : récapitulation de la phase $12^{1/4}$	45
TABLEAU II-5 : récapitulation de les phases du puits.....	47
TABLEAU III-6 : la relation entre le PH et l'alcalité de l'eau pure.....	56
TABLEAU III-7 : classification des particules par taille.....	58
TABLEAU III-8 : classification des solides par taille.....	58
TABLEAU III-1 : récapitulation.....	69
TABLEAU III-2 : calcul de la pression equivalentede circulation.....	76

NOMENCLATURE

- + **KOP** : kick of point.
- + **NaCl** : Saturation de la phase discontinue.
- + **RPM** : révolutions par minutes.
- + **WOB** : weight on bottom.
- + **BHA** : bottom hole assembly.
- + **API** : american petroleum institut.
- + **DST** : drilling system test.
- + **HMC** : hydroxy-méthyl-cellulose.
- + **CMC** : carboxyméthyl-cellulose.
- + **O/W** : rapport (huile/eau).
- + **OBD** : over balance drilling.
- + **UBD** : under balance drilling.

INTRODUCTION

Introduction

Pendant la réalisation d'un forage, des difficultés de tout ordre peuvent surgir et retarder l'avancement du forage. Parmi les problèmes rencontrés lors du forage, et qui ont une grande influence sur les plans économiques et techniques, il y a des raisons géologiques suivies par des complications telles que l'éboulement des parois ; l'éruption d'eau, de pétrole ou de gaz ; le rétrécissement ou déviation du trou et la perte de boue en circulation.

Les pertes de circulation sont un problème qui se manifeste souvent dans l'une des phases de l'architecture du puits. Dans les champs de Hassi Messaoud, le forage de phase 6^{1/4} est assez problématique à cause des pertes de circulation .celles-ci retardent parfois considérablement l'avancement du forage et nécessitent des remèdes assez coûteux. Notre cas d'étude représenté par le puit **ONIZ 413** foré par **ENTP 139**.

INT

CHAPITRE I

Présentation du champ de_HASSI MESSAOUD**I- SITUATION DE CHAMP DE HASSI MESSAOUD :****I-1 Situation Géographique :**

Le champ de *HASSI MESSAOUD* se situe à 650 km au Sud-Est d'Alger, et à 350 km de la frontière Algero-Tunisienne, il est considéré comme étant le plus grand gisement de la province triasique dans le bassin d'OUAD *MYA*. Il a été découvert en 1956 et mis en production en 1958. Environ 1 300 puits en déjà été foré dans la région.

Sa localisation en coordonnées Lambert (sud Algérie) :

790 000 @ 840 000 Est

110 000 @ 150 000 Nord

Le champ de *HASSI MESSAOUD* est subdivisé en deux secteurs :

Secteur Nord : zone des OM et ON.

Secteur Sud : zone des MD.

Localisation du puits ONIZ 413 :

Le puits horizontal ONIZ 413 s'inscrit dans le cadre de développement de gisement de champ de *HASSI MESSAOUD* par forages horizontaux, il situe dans la périphérie nord de la zone 12 de gisement de *HASSI MESSAOUD* (Figure : **01**)

Le secteur d'études n'étant pas couvert par la sismique, quelques incertitudes pourraient subsister en ce qui concerne la carte en isobathe au toit de la discordance hercynienne

La phase horizontale sera forée en Over Balanced Drilling (OBD) dans le drain D2 et l'inter drain ID selon un azimut de 110° sur une longueur de 756m

Les coordonnées LSA (Lambert sud Algérie) de la plateforme sont les suivants :

- X = 934635,99 m
- Y = 142026,03 m
- Z sol = 153 ,64 m
- Z table = 163 m

Les coordonnées UTM (Universal Transverse Mercator).

- X= 238 173,21 m
- Y= 352 3897,83 m

- Zone 32.
- GEOG :
 - L'altitude : 31°49' 23,31"
 - Longitude : 6° 14' 2,05"

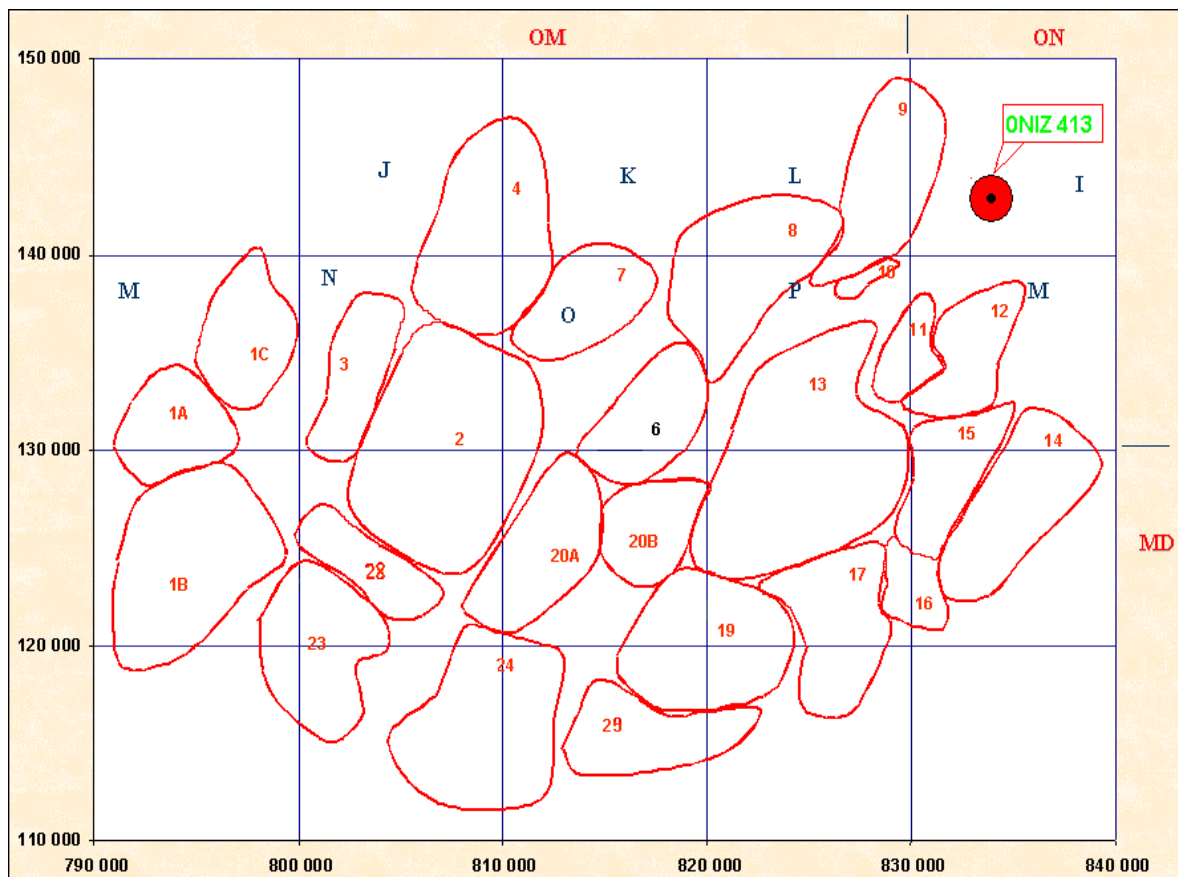


FIGURE I-1 : CARTE REPRESENTATIVE DES ZONES DU CHAMP DE HASSI MESSAOD.

I-2- Cadre géologique :

Ce gisement se situe dans la partie centrale du Sahara en bordure du grand Erg Oriental.

Par rapport aux gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité :

- au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Guella, 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

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléotectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus de 800 km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Géologiquement, il est limité :

- à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya,
- 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 Ghadames.

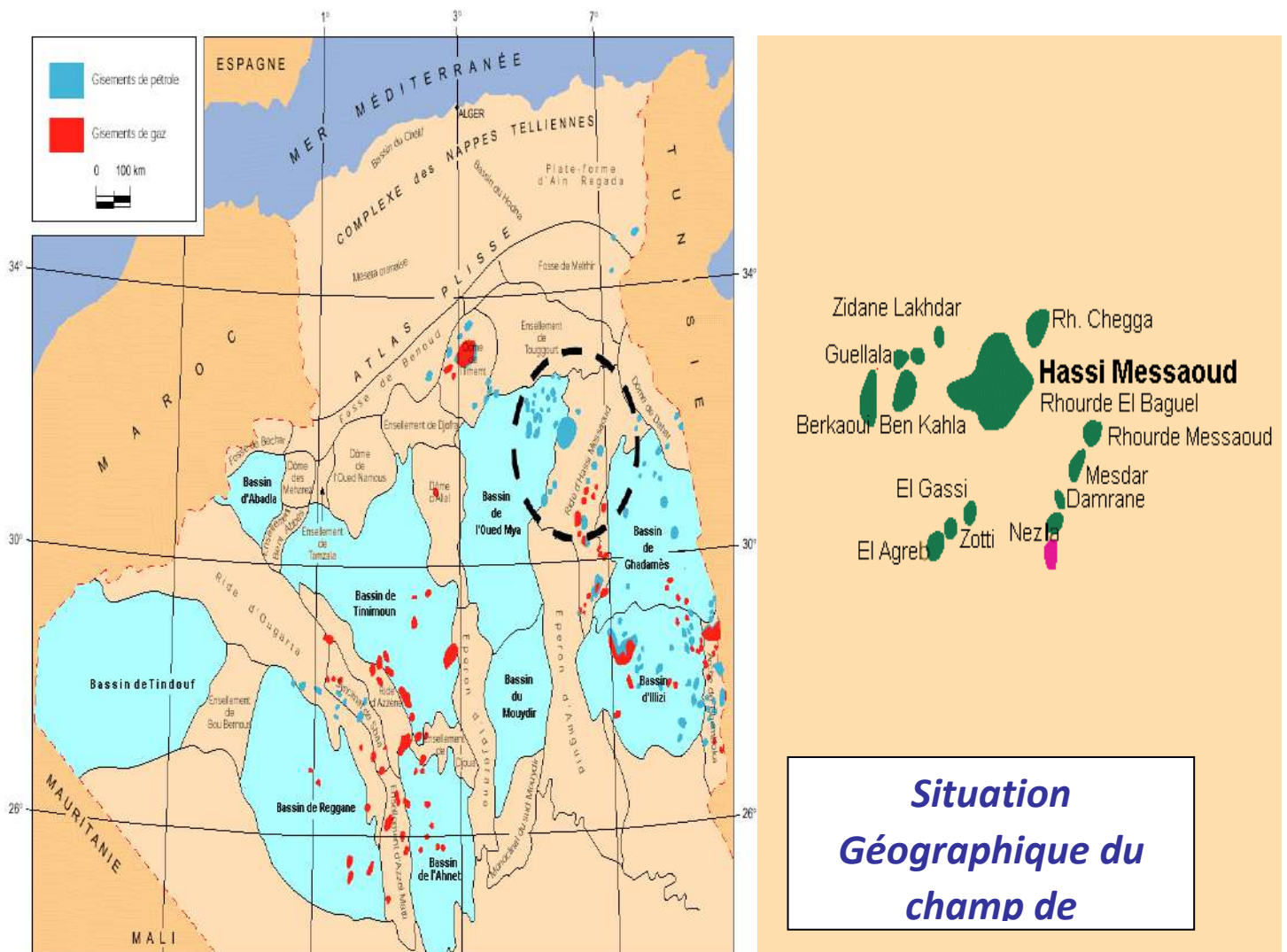


FIGURE I-2 : SITUATION GEOGRAPHIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOU

II- HISTORIQUE DE CHAMP HASSI MESSAOUD :

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société "SN REPAL" implante le 16 Janvier 1956, le premier puits MD1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile.

En mai 1957, la société "CFPA" réalise un puits OM1 à environ 7Km au Nord Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes :

- C.F.P.A pour le champ Nord.
- SN.REPAL pour le champ Sud.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation.

Dès cette période, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1300 puits (2006).

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire.

III-DESCRIPTION DE LA SÉRIE SÉDIMENTAIRE :

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud est représentée de haut en bas par les formations suivantes (e = épaisseur moyenne) : **Figure (02)**

1) CÉNOZOÏQUE :**1.1 MIO-PLIOCÈNE ($e = 240 m$)**

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

- Sable blanc avec fines passées d'argile brune rouge, tendre à pâteuse,
- Calcaire blanc, crayeux, tendre avec passées d'argile versicolore,

- Marne gris brun, fortement sableux.

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'éboulement lors du forage. Ils reposent à leur base sur l'Éocène par une surface d'abrasion

1.2 ÉOCÈNE : ($e = 120m$)

Constitué de :

- argile brune rouge, fortement sableuse,
- marne et fines passées d'anhydrite blanche,
- calcaire dolomitique crayeux, avec parfois des rognons de silex.

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

2) MÉSOZOÏQUE :

2.1 CRÉTACÉ :

2.1.1 SÉNONIEN : constitué de deux niveaux :

- **CARBONATÉ** : ($e = 107m$)

Il est constitué de calcaires blancs à blanc beige, microcristallins et durs, de dolomies grises à gris clair, parfois cristallines et dures et d'anhydrites blanches, pulvérulentes et parfois massives.

- **LAGUNAIRE** : niveau représenté par deux unités à faciès lagunaire :

La première **ANHYDRITIQUE**, d'une épaisseur moyenne de 219m, est composée d'anhydrite blanche, 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 transparents à translucides à traces d'anhydrite.

2.1.2 TURONIEN : ($e = 70$ à $120m$)

Ce sont des formations carbonatées, constituées de calcaire, craie, dolomie et quelques niveaux argileux.

NOTA : Il contient un aquifère représenté par des eaux à odeur sulfurée, 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 210 g/l et leur densité est de 1,13.

2.1.3 CÉNOMANIEN : ($e = 145m$)

Constitué par des bancs d'anhydrites blanches, transparentes, microcristalline et dures, de marnes argileux gris à gris verdâtre et carbonatées par endroits, de dolomies grises à gris brun, crypto cristallines et dures, puis d'un banc de calcaire blanc, tendre, microcristallin.

2.1.4 ALBIEN : ($e = 350m$)

Il est représenté par des grés et sables fins avec intercalations d'argile silteuse.

NOTA : Il renferme un aquifère d'eau douce utilisé pour l'injection et les besoins généraux.

2.1.5 APTIEN : ($e = 25m$)

Représenté par des calcaires blancs à gris blanc, parfois beiges, microcristallins et durs et de dolomies blanches à beiges, cristallines et dures à moyennement dures. Les deux bancs encadrent un niveau argileux.

2.1.6 BARRÉMIEN : ($e = 280m$)

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

2.1.7 NÉOCOMIEN : (e = 180m)

Représenté par des argiles grises à grises vertes, localement brunes rouges, silteuses et légèrement dolomitiques et de grès blancs, translucides, friables, très fins à fins, sub-arrondis et silico-argileux.

2.2 JURASSIQUE :**2.2.1 MALM : (e = 225m)**

Constitué d'anhydrites blanches, beiges, pulvérulentes, rarement micro-cristallines et dures, d'argiles rouge-brique à grises, tendres à indurées et silteuses, de calcaires gris-blanc à gris, cristallins et moyennement durs, de dolomies grises à grises blanches, micro-cristallines et dures.

NOTA : Il contient un aquifère d'eau potable de salinité de 30 g/l.

2.2.2 DOGGER

Représenté par deux niveaux :

- **ARGILEUX** : Argiles brunes rouges, grises à grises vertes, silteuses et tendres à indurées et de calcaires blancs à gris-blancs, tendres et crayeux (e = 105m).
- **LAGUNAIRE** : Anhydrites blanches, pulvérulentes, massives et dures à moyennement dures, de calcaires gris à gris-blanc, argileux et tendres à moyennement durs, d'argiles grises claires à grises foncées, parfois brunes rouges, tendres et indurées, de silts blancs à gris-clair, tendres et de marnes gris-vert à gris, tendres, (e = 210m).

2.2.3 LIAS :

D'une épaisseur de 300m, il est représenté par cinq niveaux :

- **LD1** : argiles grises claires à grises vertes, parfois brunes rouges, tendres, indurées et légèrement carbonatées, de calcaires dolomitiques gris à gris-blanc, argileux,

tendres à moyennement durs, de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures et d'anhydrites blanches, pulvérulentes et cristallines (e = 65m).

- **LS1** : sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et durs, d'anhydrites massives, blanches, pulvérulentes, tendres à dures, d'argiles brunes rouges, parfois grises, tendres et légèrement carbonatées et de calcaires dolomitiques gris-beige, micro-cristallins et tendres (e = 90m).

- **LD2** : argiles brunes rouges, rarement grises, tendres et pâteuses et de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures renfermant des eaux chlorurées calciques. (e = 55m)

- **LS2** : sels massifs blancs et rosâtres, transparents à translucides et d'argiles brunes rouges, tendres, indurées et légèrement carbonatées. (e = 60m).

- **LD3** : argiles grises claires, tendres à indurées et légèrement carbonatées et de calcaires dolomitiques gris à gris-blanc, micro-cristallins, argileux et durs. (e = 30m).

2.3 TRIAS

Représenté par quatre niveaux :

2.3.1 SALIFÈRE : subdivisé en trois horizons

- **TS1** : d'une épaisseur de 46m, ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argile dolomitique.

- **TS2** : sels blancs, rosâtres, massifs et transparents, argiles grises à grises foncées ou brunes rouges, silteuses, tendres à indurées et anhydrites blanches à grises beiges, massives et pulvérulentes. (e = 189m)

- **TS3** : sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et argiles brunes rouges, rarement grises, silteuses, pâteuses et indurées. (e = 202m)

NOTA : Les horizons TS2 et TS3 sont le siège de manifestations d'argiles fluantes.

2.3.2 ARGILEUX : Argiles plus ou moins silteuses, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de bancs de sel au sommet (e = 113m).

2.3.3 GRÉSEUX : grès gris-clair à gris, rarement blancs, très fins à fins, friables et argileux, argiles brunes rouges, rarement grises, silteuses, tendres à indurées et quelques traces de glauconie. Ils se subdivisent en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques. (e = 35m).

2.3.4 ÉRUPTIF : andésites blanches, vertes, localement altérées, multicolores et dures, grès gris-blanc, isométriques, siliceux à silico-argileux et parfois quartziques ainsi que des argiles brunes rouges à gris sombre indurées et silteuses. (0 < e < 92m)

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.

3) PALÉOZOÏQUE :

3.1 ORDOVICIEN :

Dans sa représentation la plus complète il est constitué de quatre termes :

3.1.1 Les quartzites d'Hamra : (e = 12 à 75m) quartzites localement grossières, présentant parfois des intercalations argileuses.

3.1.2 Les grès d'El Atchane : (e = 25m) grès fin à ciment argileux, bitumineux. Productifs sur OMJ 76.

3.1.3 Les argiles d'El Gassi : (e = 50m) argiles schisteuses, carbonatées, vertes et noires, glauconieuses ou carbonatées présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

3.1.4 Zone des Alternances : (e = 20m) argiles indurées, alternant avec des bancs quartzitiques isométriques et de grés moyens à fins.

Remarque :

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

3.2 LE CAMBRIEN : Essentiellement constitué de grés hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés. On y distingue trois litho-zones **R1 (Ri+Ra), R2 et R3**.

3.2.1 Litho-zone R1 :

Ri : correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là où la série est complète ; ce sont des grés quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux, avec de nombreuses passées silteuses. Il repose sur le Ra supérieur par une surface d'abrasion. (e = 50m)

Ra : représente le réservoir principal. Dans sa partie supérieure et moyenne (e= 20 à 60m), il est formé de grés quartzites, anisométriques, moyens à grossiers, à ciment silico-argileux (5 % de kaolinite + illite) localement constitué de quartzites franches. Dans la partie inférieure s'intercalent, de manière irrégulière, des passées centimétriques de siltstones argileux. (e=100:120m).

3.2.2 Litho-zone R2 : est constitué de grés quartzites et quartzites gréseuses, moyens à grossiers, anisométriques, avec parfois des niveaux micro-conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite). On note des intercalations millimétriques de silt. (e = 100m)

3.2.3 Litho-zone R3 : repose sur l' Infracambrien, et parfois directement sur le socle granitique, c'est une série de comblement d'une épaisseur moyenne de 300 m, elle se compose de grés grossiers à micro-conglomérats feldspathique, les grains sont mal classés, le ciment est de nature argileuse avec parfois des zones à grés

ferrugineux, et des intercalations d'argiles silteuses. Le "R3" ne présente aucun intérêt pétrolier.

3.3 L'INFRA-CAMBRIEN : Unité lithologique la plus ancienne reconnue au Nord de la structure par le forage OMG 47 à une profondeur de 4092 m. Il est composé de grés argileux de couleur rouge. (e = 45m)

4) LE SOCLE :

Rencontré aux environs de la profondeur de 4000m, il est constitué essentiellement de granite porphyroïde de couleur rose à deux micas

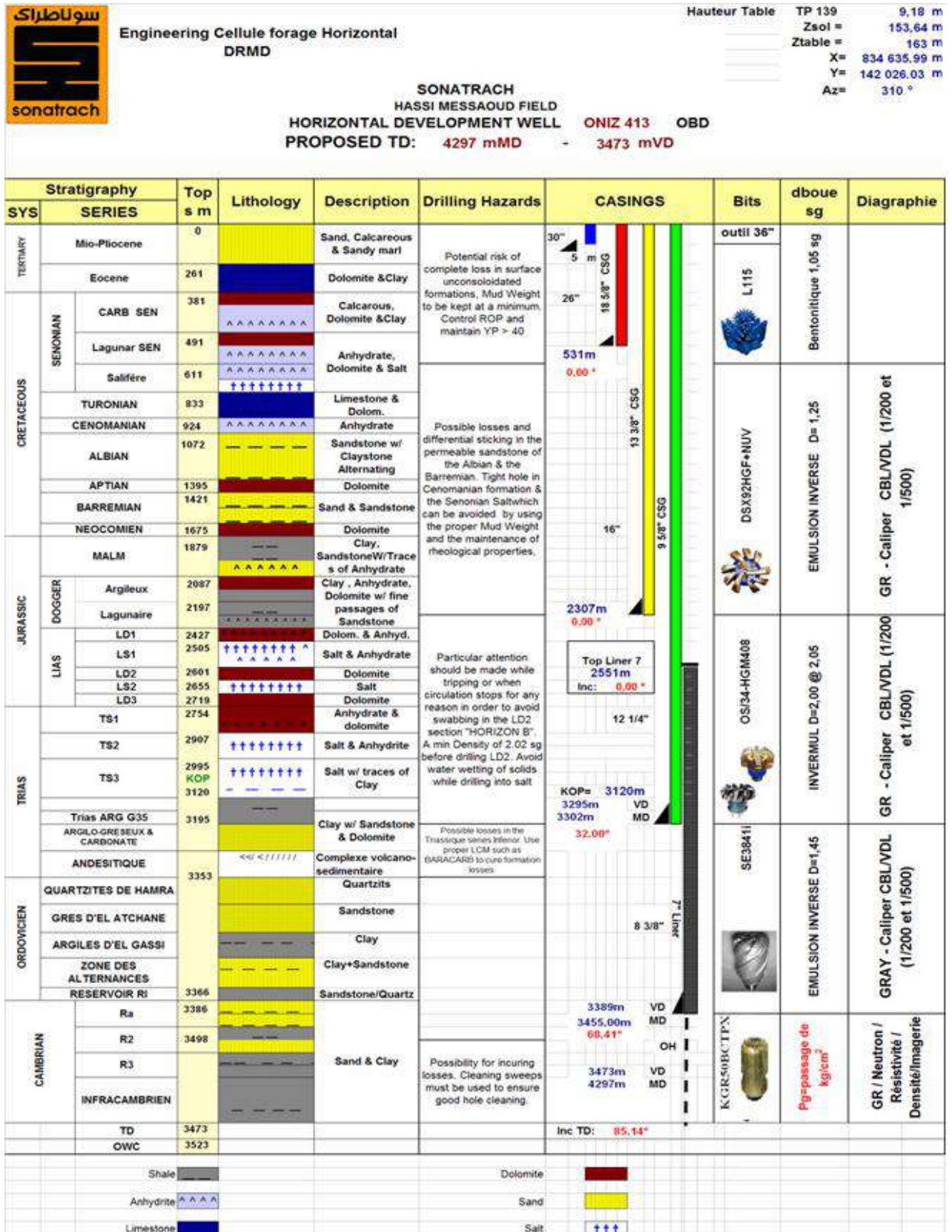


FIGURE I-3 : PROGRAMME DU Puits ONIZ 413

IV- OBJECTIF DU SONDAGE DE ONIZ 413 :

Le puit ONIZ 413 à pour objectif les drains D2 et ID qu'il les traversera sur une longueur de 756m environ , suivant un azimuth 110° avec un diamètre 6" .il sera réaliser comme suit :

- KOP à 3120m.
- Pose de casing 9" 5/8 à 3295 m soit 20 m au dessus de G35, inclinaison 32,00° et un azimuth de 110°.
- Pose du liner 7" à 3389m VD avec une inclinaison de 68,41° et un azimuth de 110° ;
- L'atterrissage au toit de D2 à 3409m VD, vertical section de 247 m par rapport à la tête du puits .
- Forage de 756m dans le D2 et ID avec une inclinaison de 85,14° et un azimuth de 110°.
- Arrêt de forage à 3473m VD ,4297m MD.

V-PROBLEMES DE FORAGE :**1- Risques de déviation :**

Des risques de déviation peuvent exister dans le Mio-Pliocène car cette formation est très friable. Des problèmes de descente du tubage de surface sont souvent rencontrés.

2- Pertes de boue :

Elles peuvent êtres totales ou partielles durant les différentes phases de forage. Elles sont localisées dans les sables du Mio-Pliocène, dans les calcaires du Turonien et au niveau du Trias Argilo-Gréseux (TAG).

3- Éboulements et cavages :

Des risques d'éboulements et de formation de cavités peuvent apparaître dans les formations calcaires et argileuses du Mio-Pliocène et de l'Éocène, dans les sels massifs solubles dans l'eau du Sénonien Lagunaire.

4- Sels fluents :

Des coincements de la garniture de forage sont observés dans le Sénonien Lagunaire Salifère (672 – 815 m). Des sels fluents resserrent les parois du trou. Ce type de coincement est rencontré à chaque fin de la phase 16" et ce lors de la remontée de la garniture.

5- Venues d'eaux chlorurées calciques du LD2 :

Au niveau du LD2, il y'a risque de venues des eaux chlorurées calciques enfermées dans les dolomies du LD2, sous une pression de 560 kgf/cm² (549 bar). Cette zone doit donc être isolée du réservoir d'eau de l'Albien.

6- Argiles fluentes :

Des argiles fluentes sont rencontrées au niveau du Trias Salifère TS2 (sels massifs avec intercalations d'anhydrites et d'argiles). Le fluage de ces argiles peut causer des problèmes de coincement et affecter le calibrage du puits. Ces argiles sont forées avec une boue lourde (densité de l'ordre de 2.02). Le Trias Argilo-gréseux, qui se trouve 75 m plus bas, ne résiste pas à cette densité élevée de la boue. Des pertes sont alors observées au niveau du Trias Argilo-gréseux. Afin d'y remédier, il a été décidé de poser le tubage 9"5/8 au niveau du G35 (Trias Argileux).

VI- PROFIL DU Puits :

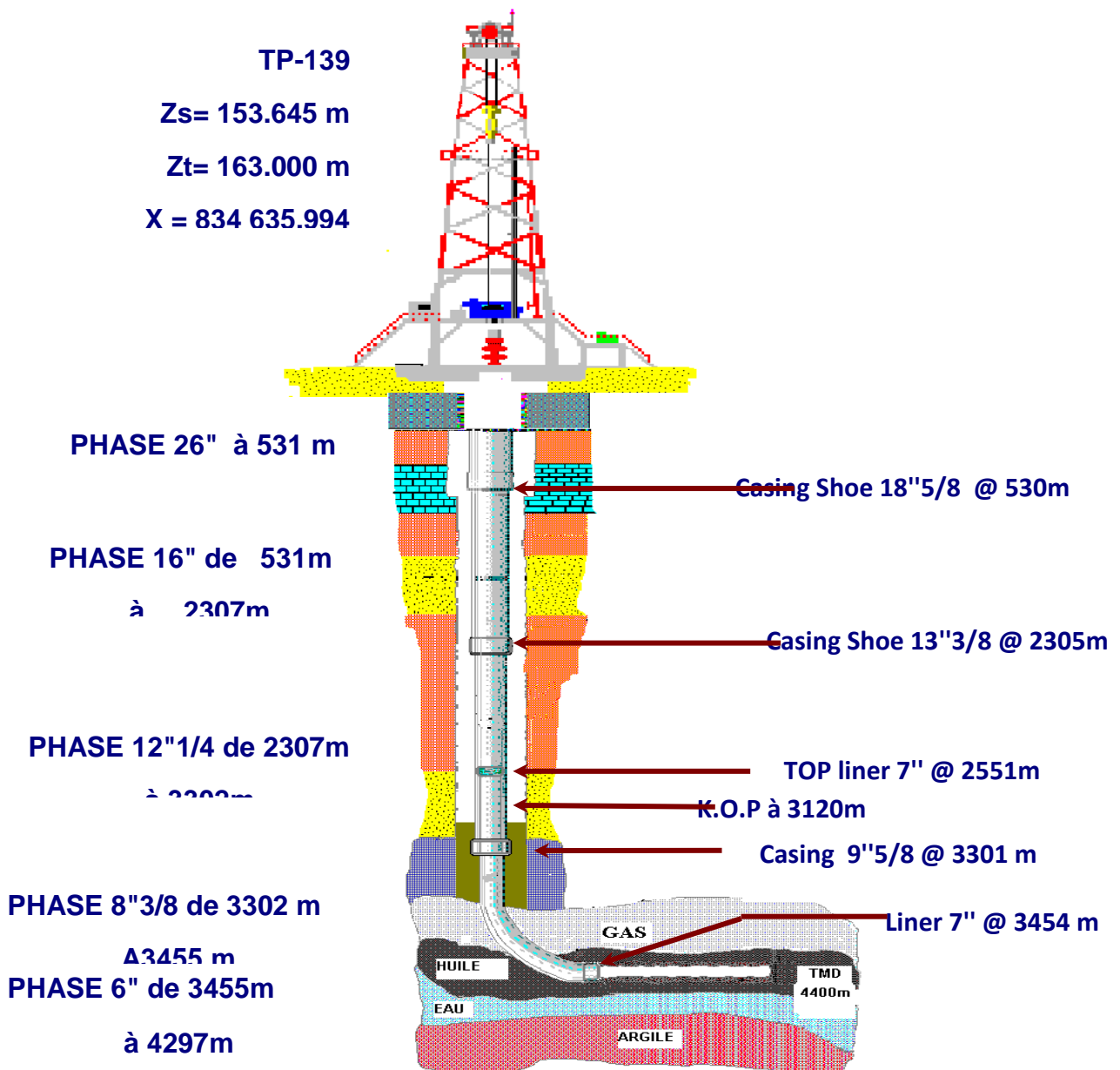


FIGURE I-4: PROFIL DU Puits ONIZ 413

INT

CHAPITRE III

I- Harmonisation des diamètres :

L'harmonisation a pour but de choisir les diamètres de forage et de sélectionner les diamètres des colonnes de tubage à descendre dans le puits.

Pour déterminer les diamètres respectifs de tubage et de forage (outil) on se base sur la colonne de production et le mode de complétion (simple ou double) autrement dit le calcul se fait de bas en haut et la réalisation s'effectue de haut en bas.

Ainsi donc l'harmonisation doit reprendre aux exigences suivantes :

- Passage libre de la colonne à descendre.
- Epaisseur suffisante de ciment dans l'espace annulaire (gaine de ciment).
- Possibilité d'introduire des appareils de mesure.

Le diamètre de l'outil utilisé pour la dernière phase :

Diamètre du trou doit être égal à:

$$D_{tr} = D_m + 2\delta \dots \dots \dots (1)$$

D_{tr} : diamètre de trépan (mm).

D_m : diamètre de manchon de tubage(mm).

δ : jeu entre le manchon et le trou (mm).

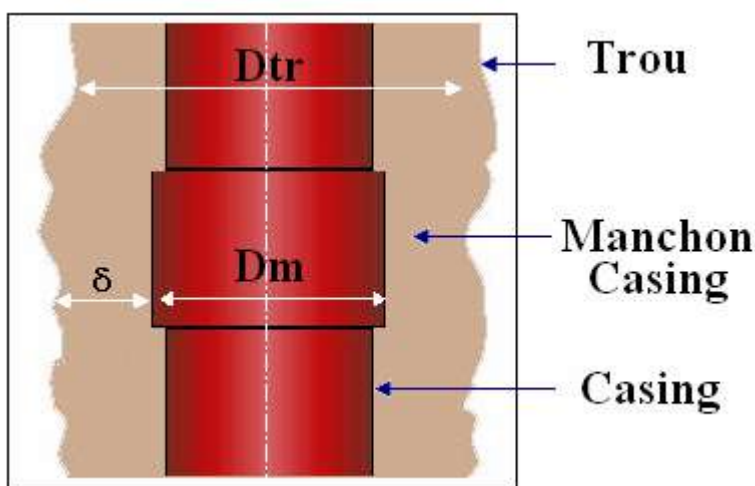


FIGURE II-1 : DIAMETRE DU TROU

Tableau II-1 : représentation des différentes valeurs de δ

Diamètre Extérieure Casing (in)	δ(mm)
4 ^{1/2} - 5"	5 - 7
5 ^{1/2} - 6 ^{5/8}	7 - 10
7" - 8 ^{5/8}	10 - 15
8 ^{5/8} - 9 ^{5/8}	15 - 20
10 ^{3/4} - 11 ^{3/4}	25 - 30
13 ^{3/8}	30 - 40
> 13 ^{3/8}	40 - 50

Diamètre intérieur de la colonne précédente .

Diamètre intérieur de la colonne précédente doit être égal à :

$$D_{int.c.p} = D_{tr} + 2\Delta.....(2)$$

D_{int.c.p} : Diamètre intérieur de la colonne précédente.

D_{tr} : Diamètre de l'outil passant à l'intérieur du casing.

Δ : Le jeu entre l'outil et la paroi intérieure de la colonne.

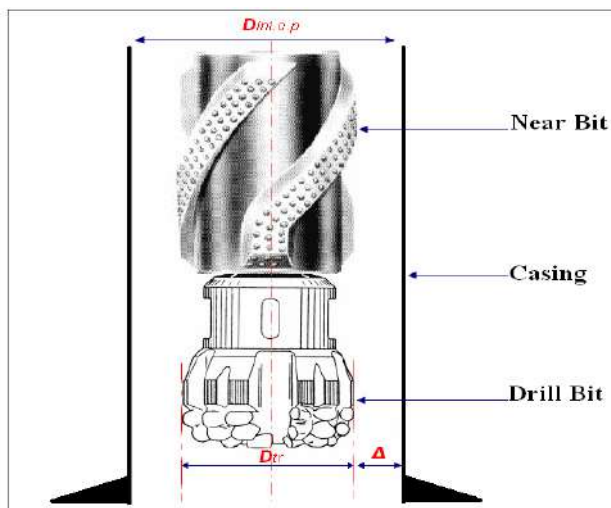


FIGURE II-2 : DIAMETRE INTERIEUR DE LA COLONNE PRECEDENTE.

Tableau II-2 : représentation des différentes valeurs de Δ .

$D_{\text{int.c.p}}$ (in)	Δ (mm)
4 ^{1/2} - 8 ^{5/8}	3 - 4
9 ^{5/8} - 13 ^{3/8}	4 - 5
16 " - 20 "	5 - 6

Calcul numérique :

5^{ème} phase (open hole 6"):

$$D_{\text{tr}} = 6''$$

$$\Delta = 4\text{mm}$$

$$D_{\text{int.c.p}} = D_{\text{tr}} + 2\Delta$$

$$D_{\text{int.c.p}} = 152,40 + (2 \times 4)$$

$$D_{\text{int.c.p}} = 160,40 \text{ mm}$$

$$D_{\text{tr}} = 6''$$

4^{ème} phase: (FF.C10)

$$D_{\text{ex.csg}} = 7'' = 177,80\text{mm}$$

$$D_{\text{m}} = 194,50\text{mm}$$

$$D_{\text{tr}} = D_{\text{m}} + 2 \delta$$

$$\delta = 10$$

$$D_{\text{tr}} = 194,50 + (2 \times 10)$$

$$D_{\text{tr}} = 214,50\text{mm} = 8,44''$$

$$D_{\text{csg}} = 7''$$

$$D_{\text{tr}} = 8''^{3/8} (*)$$

3^{ème} phase:

$$D_{\text{tr}} = 8''^{3/8} = 212,72\text{mm}$$

$$\Delta = 4\text{mm}$$

$$D_{\text{int.c.p}} = D_{\text{tr}} + 2\Delta$$

$$D_{\text{int.c.p}} = 212,72 + (2 \times 4)$$

$$D_{\text{int.c.p}} = 220,72\text{mm}$$

(Selon FF.C17)

$$D_{\text{csg}} = 9 \frac{5}{8}''$$

$$D_{\text{m}} = 269,90 \text{ mm}$$

$$D_{\text{tr}} = D_{\text{m}} + 2\delta$$

$$\delta = 20\text{mm}$$

$$D_{\text{tr}} = 269,90 + (2 \times 20)$$

$$D_{\text{tr}} = 309,90 \text{ mm} = 12,20''$$

$$D_{\text{csg}} = 9 \frac{5}{8}''$$

$$D_{\text{tr}} = 12 \frac{1}{4}''$$

2^{eme} phase:

$$D_{tr} = 12^{1/4} = 311,15 \text{ mm}$$

$$\Delta = 5 \text{ mm}$$

$$D_{int.c.p} = D_{tr} + 2\Delta$$

$$D_{int.c.p} = 311,15 + (2 \times 5)$$

$$D_{int.c.p} = 321,15 \text{ mm}$$

$$D_{csg} = 13 \frac{3}{8}''$$

$$D_{csg} = 13 \frac{3}{8}''$$

(Selon FF.C21)

$$D_m = 365,10 \text{ mm}$$

$$D_{tr} = D_m + 2\delta$$

$$\Delta = 30 \text{ mm}$$

$$D_{tr} = 365,10 + (2 \times 30)$$

$$D_{tr} = 425,10 \text{ mm}$$

$$D_{tr} = 16'' \quad (*)$$

1^{ere} phase:

$$D_{tr} = 16'' = 406,40 \text{ mm}$$

$$\Delta = 6 \text{ mm}$$

$$D_{int.c.p} = D_{tr} + 2\Delta$$

$$D_{int.c.p} = 406,40 + (2 \times 6)$$

$$D_{int.c.p} = 418,40 \text{ mm}$$

(Selon FF.C23)

$$D_{csg} = 18 \frac{5}{8}''$$

$$D_{csg} = 18 \frac{5}{8}''$$

$$D_m = 508,00 \text{ mm}$$

$$D_{tr} = D_m + 2\delta$$

$$\delta = 50 \text{ mm}$$

$$D_{tr} = 508 + (2 \times 50)$$

$$D_{tr} = 608 \text{ mm}$$

$$D_{tr} = 26''$$

(*) : Quelques diamètres ne conviennent pas avec les calculs ceux-ci ont été réduits de quelques millimètres pour des raisons économiques ou techniques.

Tableau II-3 récapitulatif :

Phase	D_{OH} (in)	D_{CSG} (in)
1	26"	18"^{5/8}
2	16"	13"^{3/8}
3	12"^{1/4}	9"^{5/8}
4	8"^{3/8}	7"
5	6"	Open Hole

II - Programme boue :

a) Introduction :

Parmi les éléments les plus importants pour la conception d'un puits pétrolier la boue de forage, ce fluide souvent de type Benghamien circulant dans un circuit fermé et qu'y doit être adapté aux types et conditions des terrains traversés.

b) rôle de la boue de forage :

- a) l'évacuation des déblais ;
- b) mettre les déblais en suspension durant l'arrêt de circulation ;
- c) contrôle du fluide de formation ;
- d) maintien des parois stables ;
- e) refroidissement de l'outil et diminution des frottements ;
- f) augmentation de la vitesse d'avancement (filtrat);
- g) la transmission de la puissance hydraulique au moteur de fond ;
- h) remonter des informations géologiques.

c) types et volumes de boue utilisée :

➤ **phase 26'' :**

Boue de démarrage bentonitique qui convient aux formations superficielles mal consolidées où se manifestent des pertes ce qui nécessite un cake épais .Ce type de boue est stable et efficace dans des conditions de basses pression et température.

Composition :

- bentonite85 - 115 Kg /m³ (viscosifiant) ;
- soude (Na OH)1Kg / m³ (PH ++ : 9.5 à 11) ;
- Carbonate de Soudepour traiter l'eau dure (Ca > 450 mg / l) en diminuant la quantité de Ca à < 350 mg / l ; pour améliorer le rendement de bentonite.

Caractéristiques :

- densité 1.05
- viscosité plastiqueMin possible (ALAP) ;
- filtrat25 (Naturel)
- viscosité Marsh80 – 100 sec
- Y p..... 30 - 40 lb / 100 ft²

Volume de boue :

V_T: volume total
$$V_T = V_S + V_{tr} + V_r$$

V_s : volume de surface
$$V_S = V_{goulotte} + V_{bac.Asp} + V_{bac.Déc}$$

$$V_s = 5 + 37,8 + 34 = 76,8 \text{ m}^3$$

V_{tr} : volume du trou :
$$V_{tr} = \left(\pi \frac{D^2}{4}\right) LK$$

D : Diamètre de l'outil = 26" = 0.66 m

L : Cote finale de la phase = 532 m

K : Coefficient de cavernosité = 1.25

$$V_{tr} = \left(\pi \frac{0.66^2}{4}\right) \cdot 532 \cdot 1.25$$

$$V_{tr} = 227,6 \text{ m}^3$$

V_r : volume de réserve

$$V_r = V_{tr} \text{ (risque de perte)}$$

$$V_r = 227,6 \text{ m}^3$$

$$V_T = 76,8 + 227,6 + 227,6$$

$$V_T = 532,00 \text{ m}^3$$

NB :

- la fabrication continue de boue doit être faite pour compenser le volume de boue perdu partiellement dans les formations de cette phase.
- la mise en marche des équipements d'épuration (vibrateurs, déssableur) est nécessaire, pour maintenir les caractéristiques idéales de la boue (dout<1.10),

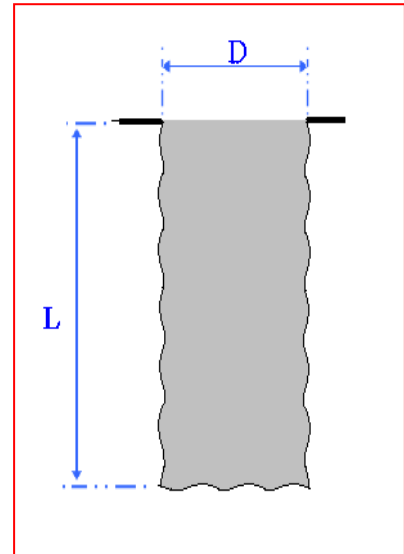


FIGURE II-3 : VOLUME DE BOUE PH 26''.

➤ **phase 16'' :**

La boue utilisée dans cette phase est émulsionnée inverse pour raison d’empêcher le contact eau –Argile d’un côté et d’éviter le cavage du sel de l’autre. Cette boue est choisie car la traversée d’un aquifère (Albien) nécessite un faible filtrat offert par ce type de boue, ainsi que la présence des argiles (Néocomien, Malm), ajouter à cela sa stabilité dans les conditions de pression et de température.

Composition : (pour chaque mètre cube).

- Huile : 0.629 m³ ;
- Eau: 0.210 m³ ;
- Agent émulsifiant (versamul) : 11.4 Kg
- Agent mouillant (versacoat): 8.55 Kg
- viscosifiant organique (VG –69) : 9.0 Kg
- Chaux : 28.5 Kg
- Na Cl : 85.15 Kg
- Réducteur de filtrat (versatrol) : 8.0 Kg
- Alourdissant (baryte): 355.0 Kg

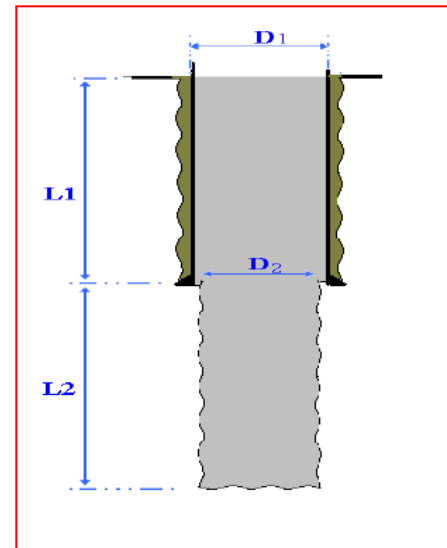


FIGURE II-4 : VOLUME DE BOUE PH 16''.

Caractéristiques :

- densité 1.25
- viscosité plastique 20 – 25 c p
- viscosité Marsh 45 – 50 sec
- filtrat HP/HT(250°F, 500psi)..... 6 - 8 c c/30min
- Y p 15 - 20 lb/100 ft²
- H/E 75/25

Volume de boue :

V_T : volume totale

$$V_T = V_S + V_{tr} + V_r$$

V_s : volume de surface

$$V_S = V_{goulotte} + V_{bac.Asp} + V_{bac.Déc}$$

$$V_s = 5 + 37,8 + 34 = 76,8 \text{ m}^3$$

V_{tr} : volume du trou.

$$V_{tr} = \left(\pi \frac{D_1^2}{4}\right)L_1 + \left(\pi \frac{D_2^2}{4}\right)L_2$$

D₁ : diamètre intérieur de tubage 18"½ = 0,451 m

D₂ : diamètre de l’outil 16" = 0,406 m

$L_1 = 531 \text{ m}$

$L_2 = 1777 \text{ m}$

K : Coefficient de cavernosité = 1.25

$V_{tr} = [\pi (0,451)^2 / 4] \cdot 531 + [\pi (0,406)^2 / 4] \cdot 1777 \cdot 1,25$

$V_{tr} = 372 \text{ m}^3$

V_r : volume de réserve

$V_r = \frac{V_{tr}}{2}$ (risque de perte)

$V_T = 76,8 + 372 + 186$

$V_T = 635 \text{ m}^3$

➤ **Phase 12'' ¼ :**

La phase est forée en deux parties verticale et build up, jusqu'à 20 mètre de dans le G35 de Trias argileux, le problème majeur est la venue des eaux chlorurée calcique de LD2. Pour des raisons d'empêcher le cavage du sel de Lias et le gonflement des argiles du Lias, la boue émulsionnée inverse a été choisie dont les caractéristiques sont les suivantes :

- densité 2,05
- viscosité plastique 35 c p
- viscosité Marsh 35 – 50 sec
- filtrat HP/HT(250°F, 500psi)... 6–8 cc / 30 min
- Y p 15–20 lb / 100 ft²
- H/E 87 / 13

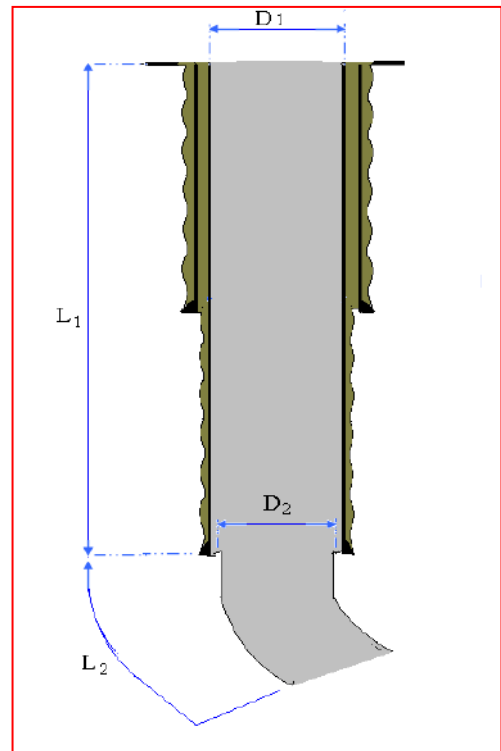


FIGURE II-5 : VOLUME DE BOUE PH 12'' ¼ .

Volume de boue : $V_T = V_S + V_{tr} + V_r$

V_T : volume total

V_s : volume de surface $V_S = V_{goulotte} + V_{bac.Asp} + V_{bac.Déc}$

$V_s = 5 + 37,8 + 34 = 76,8 \text{ m}^3$

V_{tr} : volume du trou

$$V_{tr} = \left(\pi \frac{D_1^2}{4}\right)L_1 + \left(\pi \frac{D_2^2}{4}\right)L_2 K$$

D_1 : diamètre intérieur de tubage 13³/₈ = 0,315 m

D_2 : diamètre de l'outil 12¹/₄ = 0,311 m

$L_1 = 2307$ m

$L_2 = 814$ m

K : Coefficient de cavernosité = 1,25

$$V_{tr} = [\pi (0,315)^2/4] 2307 +[\pi (0,311)^2/4] 814 \cdot 1,25$$

$$V_{tr} = 257 \text{ m}^3$$

V_r : volume de réserve

$$V_r = (V_{tr})/2 \text{ (pas de risque de perte)}$$

$$V_T = 76,8 + 257 + 128,5$$

$$V_T = 462 \text{ m}^3$$

➤ **Phase 8''3/8 :**

La phase est souvent forcée sans problème majeur, sauf une probabilité de risque de perte au toit de réservoir.

Caractéristiques :

- densité 1.45
- viscosité plastique 30 –35 c p
- viscosité Marsh 45 – 60 sec
- filtrat HP/HT(250°F, 500psi) .. 6 – 8 cc/30 min
- Y p 20 – 25 lb / ft²
- H/E 80/ 20 – 85 / 15

volume de boue :

V_T : volume total
$$V_T = V_S + V_{tr} + V_r$$

V_s : volume de surface
$$V_S = V_{goulotte} + V_{bac.Asp} + V_{bac.Déc}$$

$$V_s = 5 + 37,8 + 34 = 76,8 \text{ m}^3$$

V_{tr} : volume du trou :

$$V_{tr} = \left(\pi \frac{D_1^2}{4}\right)L_1 + \left(\pi \frac{D_2^2}{4}\right)L_2 K$$

D_1 : diamètre intérieur de tubage 9⁵/₈ = 0,216 m

D_2 : diamètre de l'outil 8³/₈ = 0,212 m

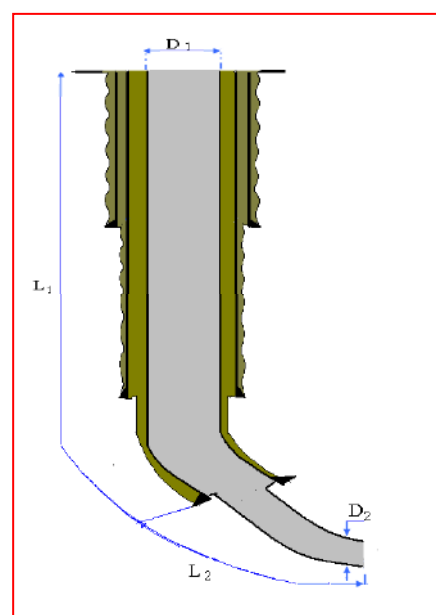


FIGURE II-6 : VOLUME DE BOUE PH 8''3/8.

$$L_1 = 3302 \text{ m}$$

$$L_2 = 154 \text{ m}$$

$$K : \text{Coefficient de cavernosité} = 1,25$$

$$V_{tr} = [\pi (0,216)^2/4] 3302 + [\pi (0,212)^2/4] 154 \cdot 1,25$$

$$V_{tr} = 128 \text{ m}^3$$

V_r : volume de réserve

$$V_r = V_{tr}/2 \text{ (pas de risque de perte)}$$

$$V_T = 76,8 + 128 + 64$$

$$V_T = 269 \text{ m}^3$$

➤ **Phase 6'' :**

Dans cette phase on utilise une boue émulsionnée inverse dont la densité est proche de celle équivalente du réservoir, pour éviter le colmatage (contamination) de ce dernier et l'hydratation des argiles, ainsi que les bonnes conditions qu'elle offre pour le carottage.

Caractéristiques :

- densité	± 1.05
- viscosité plastique	12– 15c p
- viscosité Marsh	40 – 50 sec
- filtrat HP/HT(250°F, 500psi)	4 – 6 cc / 30 min
- Y p	6 – 12 lb/ 100 ft ²
- H/E	94 / 6

Composition de la boue Versadril :

- Gasoil (Phase continue)	0,91 m ³ /m ³
- Eau (Phase discontinue)	0,05 m ³ /m ³
- Versacoat (Emulsifiant Secondaire : Mélange de tensioactifs).....	7,12 m ³ /m ³
- Versamul(Emulsifiant Primaire :Mélange de tensioactifs).....	11,40 m ³ /m ³
- VG-69 (Viscosifiant :Argiles organophiles).....	22,80 kg/m ³
- Chaux (Stabilisant d'émulsion).....	22,80 kg/m ³
- NaCl (Saturation de la phase discontinue)	115,70 kg/m ³
- Versatrol (reducteur de filtrate: Gilsonite et Asphaltes).....	17,10 m ³ /m ³
- Carbonate de Calcium (Alourdissant).....	.Selon la densité

Volume de boue :

$$V_T = V_S + V_{tr} + V_r$$

V_T: volume totalV_S : volume de surface

$$V_S = V_{goulotte} + V_{bac.Asp} + V_{bac.Déc}$$

$$V_S = 5 + 37,8 + 34 = 76,8 \text{ m}^3$$

D₁ : diamètre int de tubage 9⁵/₈ = 0,216 mD₂ : diamètre de liner 7" = 0,154 mD₃ : diamètre de l'outil 6" = 0,152 mL₁ = 2551 mL₂ = 904 mL₃ = 842 m

K : Coefficient de cavernosité = 1,25

V_{tr} : volume du trou :

$$V_{tr} = \left(\pi \frac{D_1^2}{4}\right)L_1 + \left(\pi \frac{D_2^2}{4}\right)L_2 + \left(\pi \frac{D_3^2}{4}\right)L_3 K$$

$$V_{tr} = [\pi (0,216)^2/4] 2551 + [\pi (0,154)^2/4] 904 + [\pi (0,152)^2/4] 842 \cdot 1,25$$

$$V_{tr} = 129 \text{ m}^3$$

V_r : volume de réserve

$$V_r = \frac{V_{tr}}{2} \text{ (risque de perte)}$$

$$V_T = 76,8 + 129 + 64,5 = 245,0 \text{ m}^3$$

$$V_T = \mathbf{270 \text{ m}^3}$$

NB :

- en plus du traitement mécanique qu'on fait pour garder certaines propriétés, l'ajout d'un ou de quelques composants peut être fait selon les résultats des tests.
- Le maintien des propriétés de la boue, surtout la densité est primordial.

III - Programme outils :

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

- nature des couches traversées (tendres, dures, moyennes) ;
- forabilité des roches ;
- nature de fluide de forage utilisé ;

- paramètres de forage (RPM, Q, WOB,...) ;
- l'adaptabilité des outils avec les formations.

➤ **phase 26''** : elle est constituée de terrains tendres ;

Outil : tricône

Type : L115

Marque: HDGHC

Duses: 3*16+1*18

Paramètres : WOB = 01 - 25 t

RPM = 60 - 130

LPM = 2000 – 4000

phase 16'' : elle est constituée de terrains moyens tendres à moyens durs ;

Outil : PDC

Type : DSX 92HGF+NUV

Duses : 9*12

Paramètres : WOB = 05 - 20 t

RPM = 80 - 150

LPM = 2800 - 3000

➤ **phase 12''1/4** : elle est constituée de terrains moyennement durs ;

Outil : PDC

Type: OS/34-HGM408

Parameters:

1/ phase vertical: WOB = 05 - 12 t

RPM = 140 - 200

LPM = 2800

Nozzies: 6*20

2/ build up: WOB = 01 - 12 t

RPM = 140 - 200

LPM = 2000-2400

Nozzies: 8*15

- *phase 8''3/8* : elle est constituée de terrains moyennement durs à durs ;

Outil : PDC

Type : SE3841i

Duses : 4*16

Paramètres : WOB = 03 - 12 t

RPM = 140 - 190

LPM = 1800

- *phase 6''* : elle est constituée de terrains très durs ;

Outils : PDC

Type: KGR50BCTPX

Open: TFA 1.05 in²

Paramètres : WOB = 01 - 08 t

RPM :

- Rotary : 100 – 260

- Sliding : 1400 - 1800

LPM = 700-900

IV - Programme de garniture :

1- Introduction :

La garniture de forage (Drill stem ou Drill string) assure la liaison entre l'outil de forage et la surface, ses rôles principaux sont :

- Permettre la rotation de l'outil de forage pour détruire la roche ;
- Guider, réaliser et contrôler la trajectoire de l'outil de forage ;
- Mettre du poids sur l'outil ;
- Permettre la circulation du fluide de forage de la surface à l'outil avec le minimum de perte de charge.

Elle est composée :

- De la tige d'entraînement ou Kelly (souvent remplacée par une tête d'injection motorisée, appelée Top Drive);
- Des tiges de forage (drill pipe);
- Des tiges lourdes (heavy weight drill pipe);

- Des masses tiges (drill collar);
- Des stabilisateurs incorporés entre les masses tige.

La partie supérieure de la garniture travaille en traction tandis que la partie inférieure travaille en compression, pour appliquer le poids sur l'outil (en puits vertical).

La garniture de fond (BHA) composée de masse tiges et des stabilisateurs peut être divisée en deux parties :

La partie active dont la fonction est de mettre du poids sur l'outil et de contrôler la déviation de l'outil, la partie passive dont la fonction est d'éliminer tout flambage sur le train de tige quel que soit le poids sur l'outil.

Des raccords de filetage (Sub ou Cross Over) permettent de connecter les différents éléments de la garniture lorsqu'ils possèdent des filetages de diamètre et de type différent.

Des équipements (upper and lower Kelly-cock, float valve, etc...) permettent de fermer l'intérieur de la garniture en cas de venu (en cours de manœuvre) pouvant être également incorporés dans la garniture.

Vérification des diamètres :

De préférence la garniture de forage choisie de telle façon que :

a) choix des tiges :

$$(D_{tr}^2 - D_{ext}^2) / D_{int}^2 = 6 \div 7$$

b) choix des masses tiges :

$$(D_{tr}^2 - D_{ext}^2) / D_{int}^2 = 3 \div 5$$

➤ *phase 26'' :*

$$D_{outil} = 26''$$

$$D_{DP}(ext.) = 5'' \frac{1}{2} \quad D_{DP}(int.) = 4,78''$$

$$D_{DC}(ext.) = 9'' \frac{1}{2} \quad D_{DC}(int.) = 3,00''$$

$$D_{DC}(ext.) = 8'' \quad D_{DC}(int.) = 2,81''$$

a) les tiges :

$$[(26)^2 - (5,50)^2] / (4,78)^2 = 28,26$$

b) les masses tiges :

$$[(26)^2 - (9,50)^2] / (3,00)^2 = 65,08$$

$$[(26)^2 - (8)^2] / (2,81)^2 = 77,5$$

➤ *phase 16'' :*

$$D_{\text{outil}} = 16''$$

$$D_{\text{DP}}(\text{ext.}) = 5''\frac{1}{2} \quad D_{\text{DP}}(\text{int.}) = 4,78''$$

$$D_{\text{DC}}(\text{ext.}) = 9''\frac{1}{2} \quad D_{\text{DC}}(\text{int.}) = 3,00''$$

$$D_{\text{DC}}(\text{ext.}) = 8'' \quad D_{\text{DC}}(\text{int.}) = 2,81''$$

a) les tiges :

$$[(16)^2 - (5,50)^2] / (4,78)^2 = 09,98$$

b) les masses tiges :

$$[(16)^2 - (9,50)^2] / (3,00)^2 = 18,41$$

$$[(16)^2 - (8)^2] / (2,81)^2 = 24,31$$

➤ **phase 12''¹/₄ :**

$$D_{\text{outil}} = 12''\frac{1}{4}$$

$$D_{\text{DP}}(\text{ext.}) = 5,50'' \quad D_{\text{DP}}(\text{int.}) = 4,78''$$

$$D_{\text{DC}}(\text{ext.}) = 9''\frac{1}{2} \quad D_{\text{DC}}(\text{int.}) = 3,00''$$

$$D_{\text{DC}}(\text{ext.}) = 8'' \quad D_{\text{DC}}(\text{int.}) = 2,81$$

a) les tiges :

$$[(12,25)^2 - (5,50)^2] / (4,78)^2 = 5,24$$

b) les masses tiges :

$$[(12,25)^2 - (9,50)^2] / (3,00)^2 = 6,64$$

$$[(12,25)^2 - (8,00)^2] / (2,81)^2 = 10,90$$

➤ **phase 8''³/₈ :**

$$D_{\text{outil}} = 8''\frac{3}{8}$$

$$D_{\text{DP}}(\text{ext.}) = 3''\frac{1}{2} \quad D_{\text{DP}}(\text{int.}) = 2,43''$$

$$D_{\text{DP}}(\text{ext.}) = 5''\frac{1}{2} \quad D_{\text{DP}}(\text{int.}) = 4,78''$$

$$D_{\text{HWDP}}(\text{ext.}) = 5''\frac{1}{2} \quad D_{\text{HWDP}}(\text{int.}) = 3,63''$$

a) les tiges :

$$[(8,375)^2 - (3,50)^2] / (2,43)^2 = 09,80$$

b) les tiges lourdes :

$$D_{\text{HWDP}} 5''\frac{1}{2}: [(8,375)^2 - (5,50)^2] / (3,63)^2 = 3,00$$

➤ **phase 6'' :**

$$D_{\text{outil}} = 6''$$

$$D_{\text{DP}}(\text{ext.}) = 5''\frac{1}{2} \quad D_{\text{DP}}(\text{int.}) = 4,78''$$

$$D_{DP}(\text{ext.}) = 3''\frac{1}{2} \quad D_{DP}(\text{int}) = 2,43''$$

$$D_{HWDP}(\text{ext.}) = 3''\frac{1}{2} \quad D_{HWDP}(\text{int}) = 2,25''$$

a) les tiges :

$$D_{DP} 3''\frac{1}{2} : [(6)^2 - (3,5)^2] / (2,43)^2 = 04,00$$

b) les tiges lourdes :

$$[(6^2 - (3,50)^2) / (2,25)^2 = 04,70$$

NB :

Pour certains cas les résultats ne vérifient pas la condition mais pratiquement on les utilise parce qu'elles sont les plus disponibles (volet technico-économique).

2- Choix des garnitures de forage :**2-1- Choix des garnitures de fond (BHA) :**

Le choix de la garniture de fond se fera en fonction du diamètre du puits, du poids à appliquer sur l'outil et de la trajectoire. Il faut veiller à utiliser des garnitures de fond aussi courtes que possible afin de réduire le couple, la friction, les pertes de charges annulaires et les risques de ruptures liés au travail de cette partie de la garniture en compression.

Calcul de la longueur des masses tiges nécessaires pour appliquer un poids donné sur l'outil :

Soit la relation suivante reliant le poids appliqué sur l'outil et la longueur des masses tiges :

$$L_{DC} = \frac{P_0 \times 10^3}{0,981 \left(\frac{100 - S}{100} \right) \times K_f \times M_{DC} \times \text{Cos } i} \dots\dots\dots(1)$$

P_0 : Poids appliqué sur l'outil exprimé en KdaN;

S : Marge de sécurité comprise entre 15 à 25% ;

M_{DC} : Masse linéaire des masses tiges dans l'air en Kg/m;

L_{DC} : Longueur des masses tiges permettant de mettre du poids sur l'outil exprimé en m ;

K_f : Coefficient de flottabilité ;

$\text{Cos } i$: le cosinus de l'angle de l'inclinaison i .

Avec : d_b : Densité de la boue

$$K_f = 1 - \frac{d_b}{d_a}$$

d_a : Densité de l'acier $d_a = 7.85$

2-2- Choix des tiges de forage :

Le choix des tiges de forage se fait en fonction des considérations suivantes :

- Les pertes de charge à l'intérieur des tiges doivent avoir une valeur acceptable pour chaque phase ;
- Le diamètre extérieur du tool-joint doit être compatible avec le diamètre nominal de la phase ;
- Le poids de la garniture doit être le plus faible possible ;
- Respect des limites d'utilisation des contraintes (tension, torsion, pression d'écrasement, d'éclatement, flambage, déviation maximale), afin de minimiser la déformation, l'usure, la fatigue et le risque d'incident ;
- La profondeur maximale que l'on peut atteindre avec un grade d'acier donné.

Profondeur maximale que l'on peut atteindre avec un grade de tige donné :**a) Cas des puits verticaux :**

Les tiges seront utilisées à 90% de la traction maximale admissible T_{max} (80% dans le cas de puits déviés).

Pendant le forage, on gardera une réserve de traction R (marge de sécurité compris entre 20 à 30 tonnes que l'on pourra utiliser en cas de coincement). La traction sera donc limitée à T avec :

$$T = 0.9T_{max} - R$$

Avec : T , T_{max} , et R en KdaN.

La traction est maximale sur la tige placée en tête de la garniture et est égale au poids P de la garniture dans la boue.

Nous avons :

$$P = 0.981 \times 10^{-3} \times K_f \times (L_{DP} \times m_{DP} + L_{DC} \times m_{DC})$$

L_{DP} : Longueur de tiges exprimée en m ;

L_{DC} : Longueur de masses tiges exprimée en m ;

m_{DP} : Masse linéaire des tiges exprimées en Kg/m,

m_{DC} : Masse linéaire des masses tiges exprimées en Kg/m,

K_f : Coefficient de flottabilité ;

P : Poids de la garniture dans la boue.

La longueur maximale L_{DPmax} de tiges de grade donné que l'on peut utiliser tout en gardant une réserve de traction R est :

$$L_{DP} = \frac{(0.9T_{\max} - R)10^3}{0.981 \times K_f \times m_{DP}} - \frac{L_{DC} \times m_{DC}}{m_{DP}}$$

b) Cas d'un puits dévié :

On limite en général la traction à 80% de la traction maximale admissible T_{\max} .

La traction sera donc limitée à T avec :

$$T = 0.8 \times T_{\max} - R$$

- Dans la partie verticale au-dessus du point de KOP (kick off point), le poids de la garniture P_1 est donné par :

$$P_1 = 0.981 \times 10^{-3} \times K_f \times L_{KOP} \times m_{DP}$$

P_1 : poids de la garniture dans la boue se trouvant au-dessus du point kick off exprimé en KdaN.

L_{KOP} : Longueur des tiges se trouvant au-dessus du point kick off exprimé en m,

m_{DP} : Masse linéaire des tiges se trouvant au-dessus du point de kick off exprimé en Kg/m,

K_f : Coefficient de flottabilité ;

- Dans la phase de build up et de drop off, le poids de la garniture P_2 est donné par :

$$P_2 = 0.981 \times 10^{-3} \times K_f \times h \times m_{DP}$$

P_2 : poids de la garniture dans la boue se trouvant dans la partie de build up exprimé en KdaN;

m_{DP} : Masse linéaire des tiges se trouvant dans la zone de build up exprimé en Kg/m;

h : Hauteur (vertical) correspondant à la longueur du build up exprimée en m.

Cette hauteur h est reliée à la longueur du build up $L_{B.Up}$ par :

Ou :

$$h = 573 \times \frac{L_{B.Up}}{BUR} \times \text{Sini}$$

$$h = 573 \times \frac{\text{Sini}}{BUR}$$

$L_{B.Up}$: Longueur des tiges se trouvant dans la zone de build up exprimé en m,

BUR : Taux de build up exprimé en °/10m

i : Inclinaison de puits exprimée en °.

c) Dans la partie inclinée, le poids P_3 est donné par :

$$p_3 = 0.981 \times 10^{-3} \times K_f \times (L_{INC} \times m_{DP} + L_{DC} \times m_{DC}) \times \text{Cos } i$$

L_{inc} : Longueur de tiges se trouvant dans la partie inclinée du puits exprimé en m ;

L_{DC} : Longueur de masses tiges exprimée en m ;

m_{DC} : Masse linéaire des masses tiges se trouvant dans la partie inclinée rectiligne exprimée en Kg/m ;

P_3 : poids de la garniture dans la boue se trouvant dans la partie inclinée rectiligne exprimée en KdaN.

Le poids total P dans la boue de la garniture dans le puits est ($P_1 + P_2 + P_3$). La longueur maximum de tiges est obtenue par la relation : $T=L_1+L_2+L_3$.

Nous avons :

$$P = 0.981 \times 10^3 \times K_f \times m_{DP} \times \left(L_{KOP} + h + L_{inc} \times \text{Cos}i + \frac{L_{DC} \times m_{DC}}{m_{DP}} \times \text{Cos}i \right)$$

En posant : $H = L_{KOP} + h + L_{inc} \times \text{Cos}i$

Nous avons : $P = 0.981 \times 10^3 \times K_f \times (H \times m_{DP} + L_{DC} \times m_{DC} \times \text{Cos}i)$

En définitive, la hauteur (vertical) maximale H_{max} des tiges (exprimée en m) pour un grade donné en conservant une réserve de traction R est :

$$H_{max} = \frac{10^3 (0.8 \times T_{max} - R)}{0.981 \times K_f \times m_{DP}} - \frac{L_{DC} \times m_{DC}}{m_{DP}} \times \text{Cos}i \dots \dots \dots (2)$$

4- Calcul mécanique de la phase 12''^{1/4} :

a- Forage vertical :

WOB = 5 à 12 tonnes.

$d_b = 2.05$, $K_f = 0.7388$

H = 3120m

Choix de BHA :

DC 9''^{1/2} *3

D'après la formule (1) :

$$L_{DC} = \frac{12 \times 10^3}{0.981 \left(\frac{100-25}{100} \right) \times 0.7388 \times 322.9} = 68,37m$$

$$n = \frac{68,37}{9} = 8$$

Choix des tiges :

On a les tiges 5^{1/2} grade G105 21.9#(32,58kg/m) classe S

D'après la formule (2) :

$$H_{\max} = \frac{10^3 [(0,8 \times 215) - 30]}{0.981 \times 0.7388 \times 32,58} - \frac{68,37 \times 322.9}{32,58} = 5336m$$

Donc on a une marge très important, on peut utiliser ce type de tige pour forer cette phase.

b- Forage dévié :

WOB = 12 tonne

$d_b = 2.05$ $K_f = 0.7388$

H = 3302m (LKOP = 3120m, h = 182m et i = 32°)

Choix de BHA :

Puisque le forage est fortement dévier, on ne peut pas utiliser les masses tiges, on remplace ces derniers par des tiges lourds HWDP 5" 50# (74,40 kg/m)

$$L_{HWDP} = \frac{12 \times 10^3}{0.981 \times \left(\frac{100-25}{100} \right) \times 0.7388 \times 74,4 \times \cos 32} = 350m$$

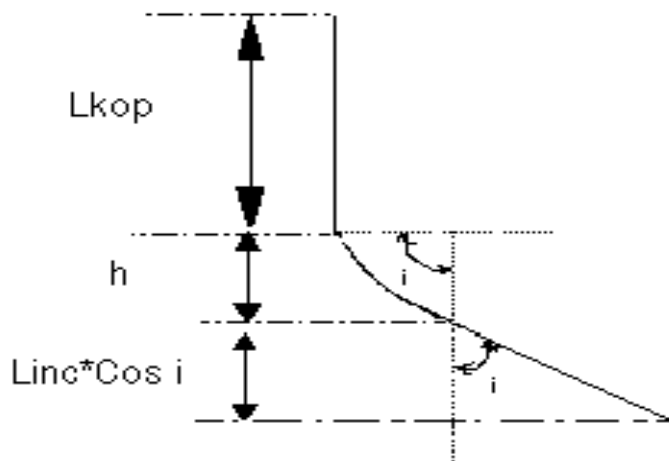


FIGURE II-7 : LES ANGLES DE DEVIATION.

Choix des tiges :

On les tiges 5^{1/2} grade G105 21.9# (32,58kg/m) classe S

D'après la formule (2) :

$$L_{DP} = \frac{10^3 \times [(0,9 \times 215 - 30)]}{0,981 \times 0,7388 \times 32,58} - \frac{350 \times 74,4}{32,58} \times \text{Cos } 32 = 6246m$$

Donc on a une marge très important, pour forer cette phase avec ce type de tige.

V - Programme tubage/cimentation :

Les opérations de tubage et de la cimentation sont deux opérations complémentaires, dont le but principal est de relier la couche productrice de l'huile ou du gaz par la surface ; en assurant la production en toute sécurité.

1- L'opération tubage :

Cette opération consiste à introduire dans le trou préalablement foré une colonne de tubage, en respectant les mesures de sécurité, tels que la capacité des équipements à utiliser, la vitesse de descente ...etc. Cette colonne introduite doit être adaptée aux conditions du fond, car les différents efforts, la température, la pression et de l'effluent qui est parfois corrosif peut entraîner un endommagement excessif si le choix des tubes n'a pas pris en considération ces facteurs.

Selon la côte de descente des colonnes on distingue :

- tube guide : C'est un tube en tôle soudé généralement met en place par le service génie civil. Son rôle est de maintenir les formations de surfaces non consolidées.

(Sables, Cailloux remblais...) et de guider l'outil en début de forage ; généralement il a une longueur de 5 à 15 m.

- colonne de surface : c'est la première colonne descendue et cimentée jusqu'au surface, la cote du sabot de celle-ci varie entre 50 et 500 m suivant l'épaisseur des couches superficielles. son rôle est de :
 - fournir une base aux équipements de sécurité ;
 - éviter la pollution des eaux potables (aquifères) ;
 - isoler les sondages aux eaux contenues dans les couches superficielles ;
 - maintenir stable les terrains de surface.
- colonne(s) technique(s) (intermédiaire) : cette colonne permet la poursuite du forage dans les meilleurs conditions technique et sécuritaire, et de couvrir les zones à problèmes (éboulement, formation incompatible, argile gonflante, sel massif formation éruptive ...).

Cette colonne est généralement très profonde (± 2500 m).

- la colonne de production : cette colonne est indispensable dans le cas d'un sondage de production, elle est d'environ 1000 m au-dessous du sabot de la phase précédente (colonne technique). Dont le rôle est de :
 - lier le réservoir avec la surface ;
 - isoler la formation productrice des autres couches ;
 - protéger les organes de production ;
 - permettre l'ancrage et la suspension du liner ;
 - améliorer l'étanchéité du packer en cours de production.
- la colonne perdue (liner) : toutes les colonnes précédentes se prolongent du bas jusqu'au surface. Pour des raisons économiques et techniques cette colonne est ancrée dans la partie inférieure de la colonne de production par un système d'ancrage dit liner hanger, donc elle n'arrive plus en surface.

Calcul de tubage : il existe deux méthodes de calcul de résistance des contraintes (écrasement, éclatement et traction) :

a) *La méthode API* :

Cette méthode est utilisée pour le calcul des colonnes de production, elle retient les coefficients de sécurité suivants :

- **1) Ecrasement :**

$C_s = 1.125$ la colonne est supposée pleine.

- **2) Eclatement :**

$C_s = 1.000$

- **3) Traction :**

$C_s = 1.750$ la colonne est supposée suspendue

b) La méthode GULF :

La méthode la GULF est essentiellement utilisée dans les sondages de développement, où l'on peut avoir des précisions sur le programme de forage et le tubage.

Cette méthode ne convient que pour le calcul des colonnes techniques, elle retient les coefficients de sécurité suivants :

- **1) Ecrasement :**

On admet que la cimentation diminue les efforts d'écrasement sur les tubes.

a) Partie Cimentée :

$C_s = 0.85$ le cas où le tube peut se vider (perte de circulation) ;

$C_s = 0.65$ le cas où le tubage est constamment plein ;

b) Partie non cimentée :

$C_s = 1.80$

- **2) Eclatement :**

$C_s = 1.00$ on choisit la densité de boue maximale ;

- 3) Traction : $C_s = 1.75$

Application (phase 12^{1/4}) :

Calcul de la colonne de tubage 9^{5/8} :

Données de départ :

- La colonne est cimentée jusqu'au jour
- Diamètre de tubage 9^{5/8} = 244.47 mm.
- Hauteur de tubage H = 3302m MD, 3295m VD.
- Densité de la boue $d_b = 2.05$ SG.
- Inclinaison $\alpha = 32^\circ$ KOP = 3120 m

1) Pression hydrostatique de la colonne :

$$P_h = 662.23 \text{ bars}$$

1. Choix des tubes du premier tronçon :

Pression d'écrasement = $P_h * C_s$ avec $C_s = 0.85$

$$P_{\text{ecr}} = 662.23 * 0.85 = 563 \text{ bars}$$

D'après le formulaire F.F C₁₇ page 127 on prend la **P110** (selon la disponibilité)

$$P_{\text{ecr}} = 547 \text{ bars}, 53.50\#, e = 13.84 \text{ mm}, q_1 = 78.72 \text{ Kg/ m}$$

2. Choix des tubes du deuxième tronçon :

On les choisit de façon à ce qu'il soit le plus proche possible du premier tronçon (tubes API). D'après le F.F on choisit **P110, 47#**, $P_{\text{ecr}2} = 366$ bars

3. Choix des côtes de descente du deuxième tronçon :

$$P_{\text{ecr}2} = P_h * C_s = H_2 * d / 10.2 \text{ donc : } H_2 = P_{\text{ecr}2} * 10.2 / d * C_s$$

$$H_2 = 366 * 10.2 / 2.05 * 0.85 = 2143$$

$$H_2 = 2143 \text{ m}$$

4. longueur non corrigée du premier tronçon :

$$L_1 = H - H_2 = 3302 - 2143$$

$$L_1 = 1159 \text{ m}$$

Partie en build :

$$L_{1b} = 3302 - 3120 = 182$$

$$L_{1b} = 182 \text{ m}$$

Partie verticale :

$$L_{1v} = 1159 - 182$$

$$L_{1v} = 977 \text{ m}$$

5. Poids non corrigé du premier tronçon :

$$Q_1 = L_{1v} * q_1 + L_{2b} * q_1 * \cos \alpha$$

$$Q_1 = 977 * 78.72 + 182 * 78.72 * \cos (32^\circ)$$

$$Q_1 = 89 \text{ T}$$

6. Pression d'écrasement corrigé pour les tubes du deuxième tronçon :

En tenant compte de poids de premier tronçon (voir l'ellipse de plasticité F.F C₃₇ page 147)

$$P'_{\text{ecr}2} = 325 \text{ bars}$$

7. La côte de descente corrigée du deuxième tronçon :

$$P'_{\text{ecr}2} = P_h * C_s = H'_2 * d / 10.2 \text{ donc: } H'_2 = 10.2 * P'_{\text{ecr}2} / d_b * C_s$$

$$H'_2 = 325 * 10.2 / 2.05 * 0.85 = 1902 \text{ m}$$

$$H'_2 = 1902 \text{ m}$$

8. Longueur corrigée du premier tronçon :

$$L'_1 = H - H'_2 = 3302 - 1902$$

$$L'_1 = 1400 \text{ m}$$

9. Poids corrigé du premier tronçon :

$$Q'_1 = L_{1v} * q_1 + L_{1b} * q_1 * \cos \alpha$$

$$Q'_1 = 1218 * 78.72 + 182 * 78.72 * 0.848$$

$$Q'_1 = 108 \text{ T}$$

10. Choix des tubes du troisième tronçon :

D'après le F.F on choisit le **P110**, 43.50#, e = 11.05 mm, $P_{\text{ecr}4} = 305$ bars, **q3**
= 63.6 kg/m.

11. Côte de descente non corrigée du troisième tronçon :

$$H_3 = 10.2 * P'_{\text{ecr}2} / d_b * C_s$$

$$H_3 = 10.2 * 305 / 2.05 * 0.85$$

$$H_3 = 1785 \text{ m}$$

12. Longueur non corrigée du deuxième tronçon :

$$L_2 = H_2' - H_3 = 1902 - 1811.88$$

$$L_2 = 117 \text{ m}$$

13. Poids non corrigé du deuxième tronçon :

$$Q_2 = L_2 * q_2 = 117 * 68.73$$

$$Q_2 = 8 \text{ T}$$

14. Poids total non corrigé :

$$Q_{\text{tot}} = Q_1 + Q_2 = 108 + 8$$

$$Q_{\text{tot}} = 116 \text{ T}$$

15. Résistance à l'écrasement corrigée du troisième tronçon :

En tenant compte du poids total et d'après le F.F

$$P'_{\text{ecr}3} = 260 \text{ bars}$$

16. Côte de descente corrigée du troisième tronçon :

$$P'_{\text{ecr}3} = P_h * C_s = H_3' * d / 10.2 \text{ donc: } H_3' = 10.2 * P'_{\text{ecr}3} / d_b * C_s$$

$$H_3' = 10.2 * 260 / 2.05 * 0.85$$

$$H_3' = 1522 \text{ m}$$

17. Longueur corrigée du deuxième tronçon :

$$L_2' = H_2' - H_3' = 1902 - 1522$$

$$L_2' = 380 \text{ m}$$

18. Poids corrigé du deuxième tronçon :

$$Q'_2 = L'_2 * q_2 = 380 * 68.73$$

$$Q'_2 = 26.5T$$

19. Longueur corrigée du troisième tronçon :

$$L'_3 = H_4 - L'_2 - L'_1 = 3302 - 380 - 1400$$

$$L'_3 = 1522 \text{ m}$$

20. Poids corrigé du troisième tronçon :

$$Q'_3 = q_3 * L'_3 = 63.6 * 1522$$

$$Q'_3 = 97 \text{ T}$$

21. Poids total corrigé du (1^{ier}, 2^{ième}, 3^{ième}) tronçon :

$$Q_{\text{tot}}(1^{\text{ier}}, 2^{\text{ième}}, 3^{\text{ième}}) = Q'_1 + Q'_2 + Q'_3 = 108 + 26.5 + 97$$

$$Q_{\text{tot}}(1^{\text{ier}}, 2^{\text{ième}}, 3^{\text{ième}}) = 228.7T$$

22. Vérification de la traction :

D'après le F.F la tension de traction des tubes est égale à :

$$P_{\text{tra}} = 367 \cdot 10^3 \text{ da N}$$

La vérification se fait tout en comparant le rapport de la pression de traction sur le poids total avec le coefficient de traction, si le rapport est inférieur les tubes ne vérifient pas la condition, héla on fait retirer le dernier tronçon, et si le rapport est plus grand on continue à choisir un autre tronçon.

$$367 * 10^3 / 228.7 * 10^3 * 0.98 = 1.64 < 1.75$$

Les tubes du troisième tronçon ne vérifient pas la condition.

23. Longueur corrigée de deuxième tronçon :

$$L'_2 = H - L'_1 = 3302 - 1400$$

$$L_2 = 1902 \text{ m}$$

24. Poids corrigé du deuxième tronçon :

$$Q'_2 = q_2 * L'_2 = 68.73 * 1902$$

$$Q'_2 = 131 \text{ T}$$

25. Poids total du deux tronçons :

$$Q'_t = Q'_1 + Q'_2 = 108 + 131$$

$$Q'_t = 239 \text{ T}$$

26. Vérification de la traction :

D'après le F.F la tension de traction $P_{tra} = 539. 10^3 \text{ daN}$

$$539 .10^3/239*10^3 * 0.98 = 2.30 > 1.75$$

Les tubes du deuxième tronçon vérifient la condition.

Tableau II-4 : récapitulation de la phase 12^{1/4} :

N°	NUANCE	DEBUT (m)	FIN (m)
1	P110 53.50#	3302	1902
2	P110 47.00#	1902	Jusqu'en surface

2- L'opération cimentation :

On appelle cimentation toute opération consiste l'injection d'un laitier ou mélange à base de ciment dans le sondage ou dans l'espace annulaire trou – cuvelage.

a) l'utilisation de laitier de ciment : l'utilisation du laitier de ciment dans un puits pétrolier subdivise en trois principales raisons :

- le remplissage de l'espace annulaire entre la colonne de tubage et la formation ;
- Squeeze ou l'injection sous-pression en trou tubé perforé pour consolider ou réparer la cimentation primaire de ces tubages ; obturer une couche productrice épuisée, ou isoler une couche des zones adjacentes dont le but de limiter la production d'eau ou du gaz accompagnant la production d'huile.
- pose de bouchon de ciment en trou ouvert pour plusieurs raisons (colmatage des venues d'eau, obturation des zones à perte, side track, abondant du puits)

b) les différents types de cimentation

- **Cimentation primaire :** Une fois le casing préparé, habillé est descendu dans le trou, les opérations suivantes doivent être faites :

1. circuler pendant un cycle au minimum ;
2. injecter un bouchon laveur ;
3. lancer le bouchon inférieur ;
4. pomper le volume nécessaire de laitier ;
5. lancer le bouchon supérieur (bouchon de queue) ;
6. chasser avec la boue jusqu'au avoir un à-coup de pression final ; le laitier est mis en place c'est la fin de l'opération

- Cimentation par stinger :

Ce genre de cimentation est fait pour les trous peu profonds qui ont un diamètre assez large, pour des raisons de minimiser le temps de l'opération .Dans ce cas la cimentation est faite par l'intermédiaire des tiges de forage descendues dans le tubage équipées d'un outil spécial dit stinger posé dans le sabot juste au-dessus du clapet anti-retour, d'où l'injection du laitier soit directement dans l'espace annulaire.

- Cimentation à double étage :

L'astuce de ce genre de cimentation est l'intercalation d'un diverter valve (DV) qui joue le rôle d'un by-pass entre l'intérieur et l'extérieur casing afin de cimenter un deuxième étage débute à un niveau donné ; cette deuxième est faite après une cimentation primaire de la phase sous-jacente. Après la cimentation de la partie inférieure et le largage d'une bombe obturant la chemise inférieure ; une augmentation de pression aura lieu résultant l'ouverture du by-pass, un bouchon de chasse est libéré afin de déplacer le laitier et de fermer le by-pass par la même manière.

Cimentation du liner : Le liner est descendu dans le puits par un outil de pose (setting tool) ce dernier est intercalé entre les tiges de forage et la colonne des tubes (liner). Une circulation inter- tiges y est pour la mise en place du laitier après ancrage du hanger, le dévissage de l'outil de pose se fait par rotation et une circulation inverse est faite pour évacuer l'excès de laitier.

Tableau II-5 : récapitulation des phases du puits :

Phases(")	cote	tubage	cimentation	d.ciment
26	377	18 ^{5/8}	stinger	1,58
	531	87,5#K55BTC		1,90
16	1479	13 ^{3/8}	Primaire	1,34
	2172	68#N80BTC		1,90
	2307			2,00
12 ^{1/4}	3302	9 ^{5/8} 53,5-47#P110BTC	Primaire	2,04
8 ^{3/8}	3455	7 32-47-53,5#P110	liner	1,16
6	4297	Open hole	/	/

VI - Echantillonnage carottage et DST :

Le sondage ONIZ 413 est classé dans la catégorie (semi exploration) d'où les côtes des différents formations traversées dans cette colonne stratigraphique restent approximatives. Un échantillonnage se fera tous les 5 mètres dans les terrains de surface jusqu'à la base du lias argileux, et il s'effectuera chaque mètre à l'approche du trias S4 jusqu'à la côte finale dont l'objectif est de déterminer la nature, les caractéristiques, le toit et le mur de chaque couche traversée.

Le carottage et le drill stem test seront faits à la demande du chef de projet pour évaluer le réservoir.

Il s'agit d'un puits d'exploitation d'huile donc les consignes de sécurité doivent être appliqué régulièrement dès le début de forage.

VII- fluide de forage :**VII-1- définition :**

Le terme fluide de forage est préféré de terme générique boue de forage, qui n'est qu'un mélange plus ou moins complexe d'un liquide (eau, huile), avec des produits divers ajoutés volontairement et agissant physiquement ou chimiquement, pour donner en finalité des caractéristiques idéals, offrant les meilleurs conditions pour la traversée des horizons lithologiques avec la moindre des difficultés (problèmes).

Le passage par quelques couches est apte à modifier les propriétés de la boue, par suite d'intrusion des éléments souvent indésirables, cela nécessite un traitement équitable pour objectif de rétablir la formulation initiale.

Cette importance revient aux rôles vitaux que joue le fluide, puisque la sécurité du puits et le prix de revient sont étroitement liées à celui-ci.

VII-2- rôles de la boue de forage :

- l'évacuation des déblais (cuttings) : l'une des fonctions importantes des fluides de forage est l'évacuation efficace des particules qui viennent d'être désagrégés par l'outil de forage, et de les remonter correctement à travers l'espace annulaire jusqu'en surface d'où ils peuvent être éliminées
- le maintien des déblais en suspension dans le cas d'arrêts de circulation plus ou moins prolongés, pouvant survenir en cours de forage soit accidentellement ou volontaire. Pendant ce temps, les déblais qui viennent de remonter ne sont plus soumises au courant ascensionnel et pouvant donc se sédimenter. La boue de forage

a un caractère de thixotropie permettant le maintien des déblais en suspension après sa gélification en statique.

- Contrôle des fluides souterrains : il est probable de traverser des formations contenant des fluides interstitiels sous une pression par fois importante, résultant de la pression lithostatique ainsi que les contraintes tectoniques. Si le poids de la colonne hydrostatique du fluide est insuffisant pour équilibrer le fluide en place, un risque de venue peut survenir. Il est important dans un contexte pareil d'ajuster la densité de la boue de telle façon à ce qu'on élimine les pertes aussi tôt les intrusions des fluides.
- Le maintien des parois de puits : la filtration à travers une formation perméable de la phase liquide d'une boue de forage, est accompagnée d'une déposition d'un film des colloïdes sur les parois du trou, cette pellicule connue sous le nom cake, assure l'isolation des niveaux perméables, ce qui permet d'aller plus loin en open hole en limitant les risques de déstabilisation de puits.
- Refroidissement et lubrification de l'outil et diminution de frottement de train de sonde : le travail de l'outil génère une température par fois insupportable. Une boue dite de qualité, est celle qui est capable de refroidir l'outil par échange thermique, et de minimiser les frottements du train de sonde avec les parois du trou par création d'un film lubrifiant ; cela n'est pas toujours possible, ce qui nécessite donc l'ajout des substances antifriction sous forme d'émulsion ; ce problème persistera et deviendra plus sérieux dans les puits horizontaux pour les raisons ci-après :
 - longueur de puits plus importante.
 - surface de contacts tiges parois beaucoup plus
- Remontée des informations géologiques : dans sa circulation du fond de découvert vers la surface, la boue de forage est considérée comme le moyen porteur des composés, ainsi que des contenus des niveaux traversés. En outre on peut témoigner l'état de ceux-ci. En recueillant par conséquent pas mal d'information, c'est ce qu'on appelle la diaggraphie instantanée, et qui représente une étude très importante de point de vue géologie. La nouvelle technologie de forage stipule que ce fluide doit avoir les propriétés adéquates pour transmettre le signal des enregistreurs préalablement intercalés dans l'assemblage du fond.
- transmission de la puissance hydraulique au moteur de fond : pour certaines applications du forage dirigé, où il est nécessaire d'introduire un moteur de fond que

soit une turbine, ou un moteur volumétrique pour réaliser la trajectoire voulue ; la boue de forage joue le rôle de transmetteur d'énergie, mettant seulement l'outil en rotation ce qui permettra de l'orienter facilement par l'intermédiaire d'un coude installé juste en dessus.

- Allègement de la garniture : pour les profondeurs importantes dont le poids de la garniture est très élevé, l'effet de flottabilité (poussée d'Archimède) a une importance majeure dans l'allègement de la garniture.

VII-3-Les caractéristiques de la boue de forage :

Les caractéristiques des fluides de forage peuvent être subdivisées en trois groupes principaux.

① Caractéristiques physiques :

➤ Densité et masse volumique :

La densité est un nombre sans dimension déterminé normalement dans des conditions bien déterminées de pression et de température. Elle est définie comme étant le rapport de la masse volumique de la substance en question et celle d'une référence. Cette dernière est l'eau à 4°C et 1atm pour les liquides et les solides, et l'air atmosphérique pour les gaz.

La masse volumique est la fraction masse-volume de la même quantité de matière dans les conditions définies de température et de pression.

Il est à noter que la densité d'un même corps similaire peut prendre des valeurs diverses cela est l'origine de système des unités.

Dans le domaine pétrolier la densité est mesurée à l'aide d'un densimètre analogue à la balance romaine dans son principe.

➤ Teneur en solide :

La teneur en solide dans les fluides de forage est une caractéristique assez importante notamment celle des particules dite sable.

En terminologie forage le sable concéder comme toute particule inerte de dimension supérieur ou égale 74 micromètre ; le pourcentage en volume du sable ne doit pas dépasser le 1% pour une raison unique, c'est l'abrasivité qu'est le responsable de l'abrasion des équipements tubulaire de circuit boue. Le pourcentage en volume du solide se mesure à l'aide d'un distillateur et la teneur en sable par un Elutriomètre.

➤ Filtrat et cake :

Dans le but de prévenir contre la venue des fluides de formation, la pression hydrostatique de la colonne de boue doit être supérieure à la pression des pores par conséquence, la boue à

tendance à envahir les formations perméables ; des pertes massives à travers ces formations sont souvent éliminées par suite d'une disposition des particules fines sur les parois du puits, formant un lit plus ou moins épais appelé cake, ce cake est relativement moins perméable et ne laisse passer que la phase liquide dite filtrat. La boue doit être traitée de telle sorte à offrir un cake le moins perméable que possible dans l'ordre de maintenir stable les parois du puit et de minimiser l'invasion par filtration.

Cependant un épais cake est l'origine de certains problèmes tels que la réduction de diamètre en particulière, un excès de torque, une traction importante lors de manœuvre, aussi qu'un pistonage important vers le haut et vers le bas. Il est à signaler que les coincements de la garniture par pression différentielle (nécessitant par fois un fishing job jugé coûteux) sont dans leurs origines le résultat de processus de filtration. Dans le forage pétrolier on connaît deux types de filtration :

- filtration en statique : qui prend place lorsque le fluide est en statique, dans ce cas le cake s'épaissit continuellement.

- filtration en dynamique : lorsque le fluide est en circulation l'épaississement de cake est limité par l'action érosive de la boue en mouvement. La vitesse de filtration en dynamique est donc plus uniforme qu'en statique, cela signifie que l'invasion en conditions dynamiques sera plus importante.

Les propriétés de filtration sont souvent évaluées par les filtre-presses et qui ne donnent qu'un aperçu sur le phénomène, vu le point préalablement cité, les résultats de test restent toujours relatifs même avec l'invention des filtre-presses HPHT.

② **Caractéristiques Rhéologiques :**

La rhéologie est une science spécialisée à l'étude de déformation et de l'écoulement de la matière, pour mettre au point les règles régissant l'écoulement des fluides sous une variété de conditions y compris la température, la pression et la vitesse de cisaillement. Parmi les éléments de la rhéologie on citera :

La viscosité :

En terminologie rhéologique, la viscosité porte une large signification car elle décrit la résistance à l'écoulement des substances.

Dans le domaine pétrolier ce terme est utilisé pour définir la viscosité des fluides de forage ainsi que leurs propriétés rhéologiques. Quatre types de viscosité sont à citer :

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

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

c) viscosité apparente : la viscosité effective est parfois référée à la viscosité apparente (μ_a). la viscosité apparente est rapportée d'une part ou d'autre à la lecture de viscosimètre Fann, (qui est un système à deux cylindre coaxiaux dont on met celui de l'extérieure en rotation à différentes vitesses ; celui de l'intérieur représente la référence de lecture car, il est relievé à un cadran gradué ; par l'intermédiaire d'un système élastique)

à la vitesse de rotation de 300 tr/min (Θ_{300}), ou la moitié de lecture à la vitesse 600 tr/min (Θ_{600}), il est à noter que la détermination de la viscosité apparente s'effectue en appliquant la formule :

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

avec : μ_a : la viscosité apparente

Θ_{600} : Lecture Fann 600

d) Viscosité plastique (μ_p) :

La viscosité plastique en centi-poise (cP) et en (pascale *seconde) est calculée par le viscosimètre Fann par la formule suivante :

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

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

➤ Concentration en solides

- La taille et la forme des particules solides
- La viscosité de la phase fluide
- Présence des polymères à longue chaîne tel que hydroxy-méthyl-cellulose (HMC) et le carboxyméthyl-cellulose (CMC)
- Le rapport huile eau (O/W)
- Type d'émulsifiant dans une boue inverse.

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

☞ **le yield point :**

A l'aide d'un viscosimètre Fann le yield point est calculé par la formule :

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

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

- les propriétés de la surface des solides
- la concentration en volume des solides
- l'environnement électrique de ces solides (types des ions)

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

- introduction des contaminants solides tels que les sels, le ciment, les anhydrites et le gypse, provoquant la floculation de l'argile et des réactifs solides.
- la désintégration des particules d'argiles par l'action meulage de l'outil ou de la garniture de forage, créant des nouvelles forces résiduelles sur la face résultante, ces forces tendent à pousser les particules en entière d'être désorganisées formant une structure floculée.
- L'introduction des solides inertes dans le système, augmente le yield point, cela vient de l'occupation des interstices entre particules réduisant la distance de part et d'autre, en augmentant les forces d'attraction.
- La traversé des horizons d'argile hydratée introduisant des nouveaux solides actifs dans le système et augmentant le nombre total des charges.

- La réalisation d'un traitement chimique riche en charges augmentant les forces d'attraction.
- Le traitement par des argiles organophiles, ou une modification rhéologique de la boue émulsionnée inverse influencera le yield point.

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

- l'élimination des forces d'attraction par l'ajout des agents adsorbant.
- l'éloignement des particules solides par délutions.



Thixotropie et gels :

La thixotropie est une propriété présentée par certains fluides mis au repos, forment une structure de gel (structure rigide). Cette structure peut être détruite par une simple agitation (cisaillement) ; le fluide est dit thixotrope si le phénomène est réversible et non instantané. La plus part des fluides à base d'eau présentent cette propriété qui est due à la présence des particules électriquement chargées ou des polymères spéciaux qui tendent à lier l'ensemble formant une matrice rigide.

La lecture du gel s'effectue sur un intervalle de 10 secondes à 10 minutes et même à 30 minutes du temps, dans certaines situations critiques. La différence entre le gel 10 minutes (gel 10) et le gel 10 secondes (gel 0), représente le degré de thixotropie des fluides, la structure du gel formée est en fonction de la quantité et du type des solides en suspension, du temps, de température et de traitement chimique.

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

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

Il est à noter que si les valeurs de gel initial et le gel 10 sont très importantes et proches entre elles de point de vue valeurs. Cela indique qu'une floculation est déjà produite. Pour plus d'illustration en se rapporte au graphique suivant.

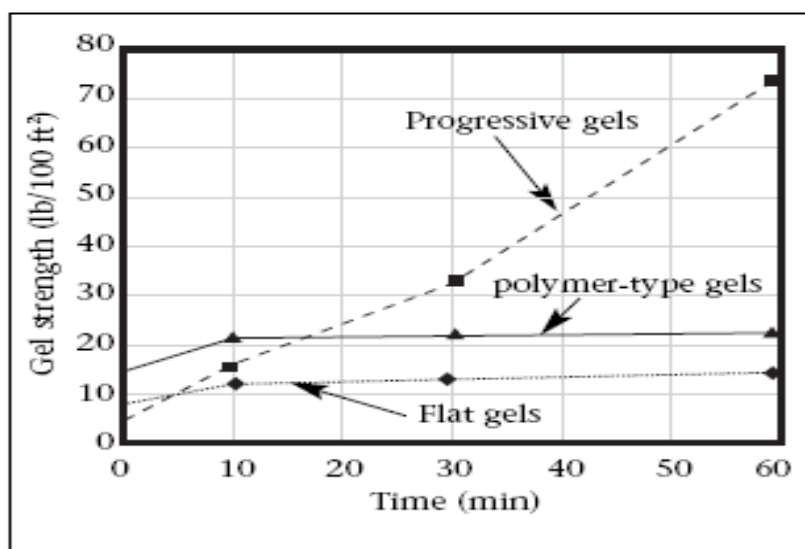


FIGURE II-8 : FORMATION DE STRUCTURE GEL

③ Caractéristiques électrochimiques :

➤ le potentiel d'hydrogène (PH) :

L'acidité relative ou l'alcalinité d'un liquide est conventionnellement symbolisée pH, elle est définie comme le négatif logarithmique décimal de la concentration des ions H^+ . Il est clair qu'il existe une inverse proportionnalité entre le pH et la concentration de l'ion d'hydrogène car une augmentation en concentration de dix unités rapporte une diminution en pH d'une seule unité.

A un pH de sept (7), la concentration en ions d'hydrogène est égale à celle hydroxyde (OH^-). Dans un contexte pareil le liquide est dit neutre, c'est l'exemple de l'eau pure.

L'utilité de pH réside dans le contrôle d'efficacité de certaines boues, une boue bentonitique à titre d'exemple doit avoir un pH de 8 à 9 ; une contamination avec du ciment augmente souvent le pH jusqu'à une valeur de 10 à 11, cela nécessite un traitement par acide pour rendre le milieu approprié. Autre raison, c'est pour la boue traitée à la chaux d'où le phénomène de corrosion persiste et nécessite souvent une dilution.

La mesure de pH est habituellement effectuée, soit par un papier pH suivant un changement de couleur par suite d'immersion en se referant au couleur standard. Par contre si la solution est hautement saline ou trop coloré (tannin, lignite) Une base forte telle que la soude caustique ajoutée à l'eau pure illustre la corrélation entre l'alcalinité et le pH (voir tableau).

pH	[H ⁺]		[OH ⁻]	pOH
0	1	Acids	10 ⁻¹⁴	14
1	10 ⁻¹		10 ⁻¹³	13
2	10 ⁻²		10 ⁻¹²	12
3	10 ⁻³		10 ⁻¹¹	11
4	10 ⁻⁴		10 ⁻¹⁰	10
5	10 ⁻⁵		10 ⁻⁹	9
6	10 ⁻⁶		10 ⁻⁸	8
7	10 ⁻⁷	Neutral	10 ⁻⁷	7
8	10 ⁻⁸		10 ⁻⁶	6
9	10 ⁻⁹		10 ⁻⁵	5
10	10 ⁻¹⁰		10 ⁻⁴	4
11	10 ⁻¹¹		10 ⁻³	3
12	10 ⁻¹²		10 ⁻²	2
13	10 ⁻¹³		10 ⁻¹	1
14	10 ⁻¹⁴	Bases	1	0

FIGURE II-9 : ECHELLE DE PH

Tableau II-6 : la relation entre le PH et l'alcalité de l'eau pure

pH	NaOH (lb/bbl)	Pf (cc 0.02N H ₂ SO ₄)	OH ⁻ (ppm)
7	0.0000014	0.000005	0.0017
8	0.000014	0.00005	0.017
9	0.00014	0.0005	0.17
10	0.0014	0.005	1.7
11	0.014	0.05	17
12	0.14	0.5	170
13	1.4	5	1,700
14	14	50	17,000

➤ **Capacité d'échange cationique :**

L'essai de bleu de méthyle sert à indiquer la quantité d'argile active dans un système boue ; l'essai mesure la capacité totale d'échange cationique des argiles, et êtes utile en même temps, que la détermination des solides contenus comme indication des caractéristiques colloïdale du minéral d'argile.

Autrement, la phase argileuse peut être caractéristique et quelques estimations peuvent être déduites concernant la stabilité de puits.

➤ **La conductivité électrique :**

La résistivité de l'eau de fabrication de la boue doit être mesurée et contrôlée, pour permettre l'évaluation régulière des caractéristiques de formation en vers les enregistrements électriques.

Un test de stabilité électrique est utilisé comme indication de stabilité des émulsions d'eau dans l'huile (boues à l'huile). L'opération consiste à immerger une sonde adapter dans l'échantillon

en question. En imposant un courant électrique et en mesurant la conductivité du milieu par la suite.

➤ **Autres caractéristiques :**

Tel que l'aptitude de la lubrification, la corrosion ...etc. Sont souvent à contrôler.

d) Types et compositions :

Les fluides de forage sont habituellement classés en trois groupes :

- Boue à base d'eau : dans ce type les particules solides se retrouvent suspendues dans l'eau, ou la saumure. L'huile peut exister (à faible teneur) doit être émulsionnée dans l'eau, dans tous les cas, la phase continue est l'eau.
- Boues à base d'huile : les solides sont suspendus dans l'huile ; l'eau obligatoirement existante, même à faible teneur sera émulsionnée dans l'huile qui représente la phase continue.
- Boues aérées : les cuttings sont entraînés par la grande vitesse de jet de l'air ou de gaz. Des additifs moussants sont ajoutés pour enlever les faibles apports de l'eau.

Dans la boue à base d'eau la phase solide est constituée d'argiles ajoutées pour ajuster la viscosité et le filtrat. Des minéraux lourds agissants par effet de masse, jouent le rôle d'alourdissant (usuellement la baryte) sont à additionner ainsi que les solides de la formation qui viennent se dispersées dans la boue en cours de forage.

Les particules solides sont conventionnellement classées selon leur taille comme suit :

Tableau II-7 : classification des particules par taille

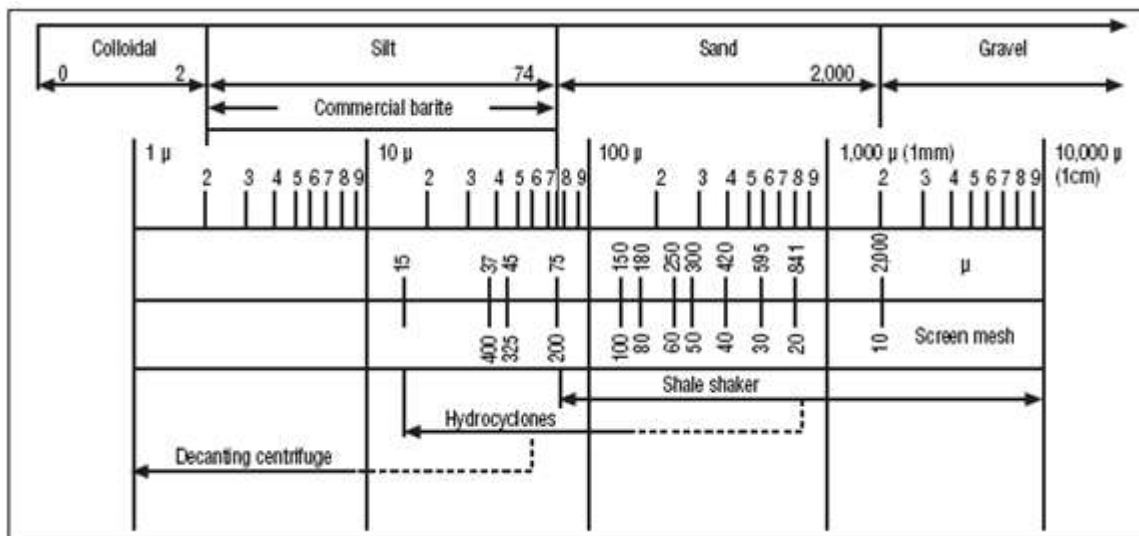


Tableau II-8 : classification des solides par taille

Category	Size	Example
Colloidal	2 μ or less	Bentonite, clays and ultra-fine drill solids
Silt	2 – 74 μ (< 200 mesh)	Barite, silt and fine drill solids
Sand	74 – 2,000 μ (200 – 10 mesh)	Sand and drill solids
Gravel	Larger than 2,000 μ (>10 mesh)	Drill solids, gravel and cobble

Concernant les boues dans la phase continue est l'huile on distingue les boues à l'huile contenant 5% d'eau au maximum, les boues à émulsion inverse pouvant contenir jusqu'à 50% d'eau ; pour ces deux types de boue l'émulsion formé est toujours de type eau dans l'huile.

Tout comme les boues à base d'eau, les boues à base d'huile sont constituées de trois phases distinctes :

- les savons et les argiles organophiles, qui confèrent de la viscosité et du corps à la boue et qui réduisent le filtrat.
- L'huile qui peut être raffinée ou de brute, et l'eau d'émulsion qui peut être douce salée ou salée saturée.
- Les produits inertes : qui peuvent être de la baryte, de carbonate de calcium, du sable ou de la dolomie...

VIII- Interaction fluide-formation :

La présence des fluides de forage en contact avec la formation peut être la cause de plusieurs phénomènes indésirables, qui se manifestent selon des processus physiques, chimiques ou mixtes, provoquant en finalité la dégradation de la liaison couche-trou, affectant bien avant les caractéristiques pétro physiques et la perméabilité en tête de liste.

VII-1- Les mécanismes de l'interaction fluide-formation :

Parmi les mécanismes influant sur la formation on citera :

① pertes de circulation :

Elles se manifestent par une baisse de niveau de boue dans les bassins, c'est-à-dire par un débit de boue à la sortie du puits inférieur au débit de pompage.

Si cela se produit il y a lieu avant tout de vérifier que les pertes de boue ne proviennent pas d'une fausse manœuvre en surface (perte aux tamis vibrant, vanne mal fermée, ...).

On distingue deux types de pertes :

- les pertes sont partielles lorsque une partie seule du volume pompé dans le puits revient en surface après passage dans le puits, celui-ci reste plein durant l'arrêt de pompage.
- Les pertes sont totales lorsqu'il n'y a pas de retour à la goulotte et que le puits se vide partiellement ou totalement.

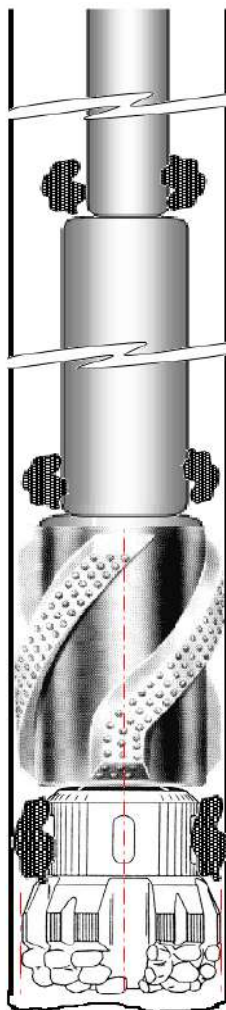
Ces types de pertes se manifestent souvent face aux réservoirs s'il existe une anomalie de point de vue pression, autrement dit les pertes de ce genres se manifestent si la pression dans le puits est supérieure à la pression de gisement ou celle de fracturation de formation (cas rarement rencontré).

En tenant compte de la pression exercée sur la formation en dynamique les causes peuvent être classées comme suit :

a) Les causes des pertes de circulation :

- mauvaise estimation de la pression de gisement : qui est beaucoup plus rencontré pour le forage d'exploration, dont la zone est mal connue ou pour les gisements mettaient à la production depuis longtemps, cette mise à la production des puits aux voisinages est une extraction de matière provoquant la chute de pression. Le problème devient plus délicat dans les gisements à grande hétérogénéité (cas de Hassi Messaoud).
- Augmentation de la pression de fond : celle -ci peut être la raison de :

- L'augmentation de la densité de la boue en circulation due à un mauvais traitement en surface ou une vitesse d'avancement non contrôlée (élevée) dans les formations à bonne forabilité.
- Rétrécissement du puits : ce phénomène peut être le résultat de confectionnement d'un épais cake ou de bouchons annulaires, ce dernier est un assemblage de cuttings dans l'annulaire faisant face à l'écoulement. Ce phénomène prend une particularité dans les puits horizontaux d'où le nettoyage de drain est souvent sujet à la formation d'un lit de cuttings.
- Une descente rapide de la garniture dans le découvert d'où le jeu outil parois est très petit, provoque des surpressions, le phénomène s'aggrave si la viscosité et le gel prennent des valeurs importantes. Un démarrage brusque des pompes peut être la cause d'une fracturation, cela est dû à la thixotropie de boue.



**FIGURE II-10 : FORMATION
DE BOUCHONS ANNULAIRES**

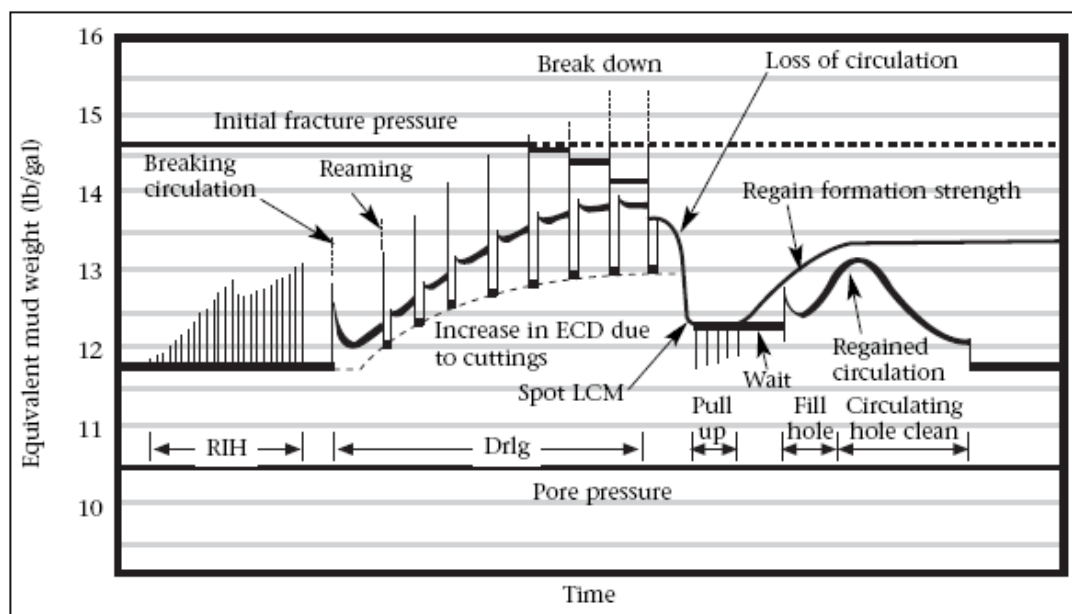


FIGURE II-11 : CAUSES DE FRACTURATION EN COURS D’UN CYCLE DE FORAGE

Nota : l’évaluation de volume de boue perdu s’effectue en comparant les débits in et out en tenant compte de l’approfondissement du puits ainsi que les pertes en surface.

b) Processus de la perte :

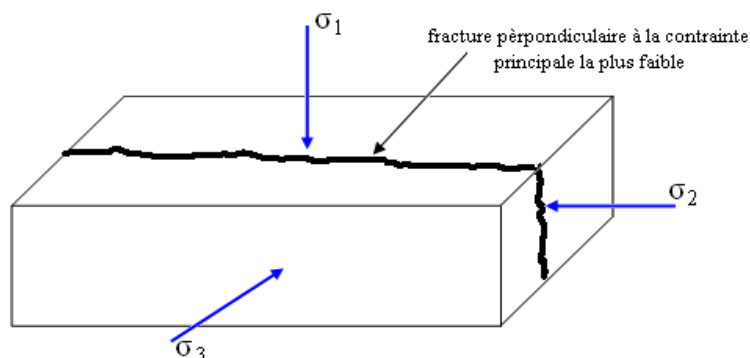
② *fracturation hydraulique* :

Une roche est soumise à un système de trois contraintes, on admet généralement que l’une est verticale et égale à la pression géostatique régnant au point considéré.

Les deux autres sont horizontales et leurs valeurs dépendent de régime des contraintes tectoniques.

Si la pression exercée par un fluide (boue de forage) en face d’une formation dépasse une certaine valeur appelée pression de fracturation de la formation, il se produira une fracturation hydraulique. Les fractures restent ouvertes si l’on maintient en face de la formation une pression supérieure ou égale à la pression de propagation des fractures ; dans cette situation d’important volume de fluide peut être injecté dans la formation.

Les fractures se développent dans un plan perpendiculaire à la plus faible des contraintes existantes. Elles se produisent quand la pression exercée sur la roche devienne supérieure à cette contrainte, la contrainte effective correspondante s'annule. (Voire figure ci-dessus)



**FIGURE II-12 : ORIENTATION
DES FRACTURES**

La fracturation est un phénomène complexe ; la valeur de la pression de fracturation qui est une caractéristique de la roche considérée et de son environnement dépend de nombreux paramètres, qui sont en particulier :

- la valeur des contraintes effectives en place.
- l'orientation du puits par rapport à ce système de contraintes (La pression de formation sera différente sur l'azimut et l'inclinaison de puits).
- les contraintes thermiques existant à la paroi de trou : elles sont dues à la différence entre la température initiale de la formation et la température de celle-ci lorsque le fluide de forage est en circulation. Une augmentation de température, augmente les contraintes, et la valeur de la pression de fracturation de formation (dans le cas d'une roche relativement rigide, la contrainte thermique est de l'ordre de 4 bar/ °C).
- les contraintes physico-chimiques : elles sont dues à la réaction de la formation avec le fluide de forage.
- La cohésion de la roche : nécessite d'appliquer une pression plus élevée pour fracturer la roche la première fois.
- L'anisotropie et la perméabilité de la formation.

Note :

- La détermination pratique de la contrainte de fracturation s'effectue par l'établissement d'un test leak-off.
- La cohésion se détermine au laboratoire par l'essai triaxial à partir de cercle de Mohr.
- La valeur de la pression de fracturation est généralement de l'ordre 70 à 110% de la valeur de la pression géostatique à la cote considérée.

Remarque :

Puisque le gradient géostatique augmente avec la profondeur, le gradient de pression de fracturation doit également augmenter avec la profondeur ; en principe le point le plus fragile d'un découvert se trouvera en haut.

2) Perte par drainage :

Vue la pression créée par la colonne de boue appliquée sur la formation réservoir ($P_f > P_g$) pour maintenir les fluides en place, un écoulement vers la formation peut être lieu. Etudiant le phénomène on peut citer les paramètres régissant cet écoulement :

- la nature du fluide (boue à base d'huile, boue à base d'eau)
- la différence de pression P_f et P_g
- la nature de réservoir (perméabilité et porosité).

Le problème prendra une discussion sérieuse dans les puits déplétés ou à faible pression.

3) Perte par filtration :

Dans la mesure de prévenir contre la pénétration des fluides de formation dans le puits durant le forage (OBD), la pression hydrostatique de la colonne de boue doit être supérieure à celle de la formation. Une large quantité de boue envahissant les formations perméables est pallié par la formation d'un cake relativement imperméable, à travers le quelle aucune filtration aura lieu. La boue est donc sujette à un traitement offrant les caractéristiques voulues, dans la mesure de préserver la stabilité des parois et de minimiser l'invasion par filtration des niveaux à potentiel productif.

Plusieurs expériences ont été réalisées pour illustrer les paramètres gouvernant la filtration de fluide de forage dans un puits pétrolier.

2) phénomène d'Osmose :

L'osmose ou phénomène de diffusion sélectif se produit, lorsque deux solutions de concentrations différentes sont séparées par une membrane semi-perméable, qui laisse alors passer le solvant de la solution la plus diluée vers la solution la plus concentrée.

La plupart des membranes se laissent traverser par tous les composés ou bien sont imperméables. Seules quelques-unes permettent un passage sélectif du solvant.

Le phénomène peut être lieu lors d'un forage d'horizon à composition argileuse (réservoir argilo-gréseux) par une boue à base d'huile, souvent de type émulsionnée inverse, d'où le film d'émulsifiant jouera le rôle d'une membrane semi-perméable. L'interaction est donc sujette à un transfert de matière aqueuse selon le phénomène d'osmose (voir schéma ci-dessous).

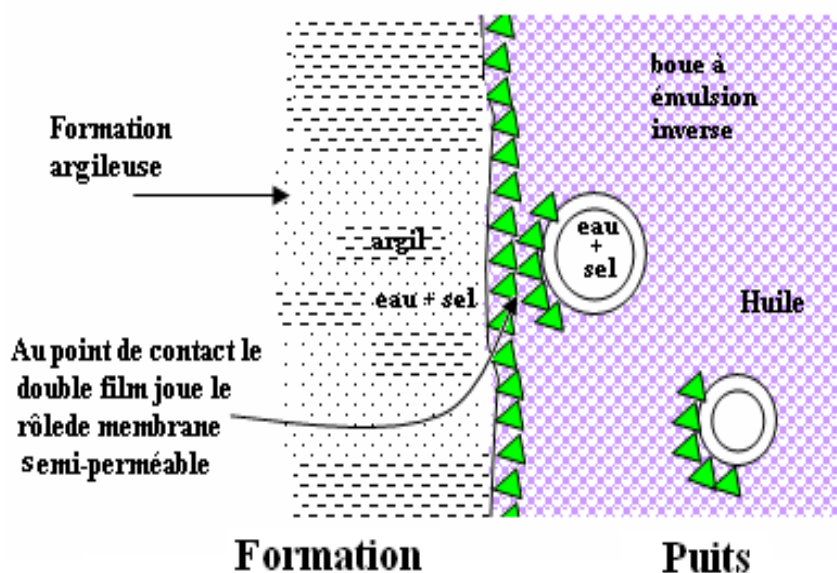


FIGURE II-13 : PHENOMENE D'OSMOSE

③ autres :

D'autres mécanismes d'interaction des fluides avec la formation peuvent être cités avec une certaine particularité :

- Effet thermique : ce phénomène est persistant et prend une signification à large dimension dans le forage en UBD, d'où la lubrification de l'outil et de la garniture est insuffisante ; il a été remarqué qu'en cas d'écart de température formation/fluide des microfissures se produisent fragilisant la formation en vers l'échange de matière.

- Effet des constituant néfaste : une injection des substances indésirables par ignorance ou par négligence est possible en cours de forage ; ceux-ci pouvant créer des endommagements fâcheux, souvent difficilement remédiable.

INT

CHAPITRE II

Introduction :

La réalisation d'un puits pétrolier que soit d'huile ou de gaz nécessite un ensemble de moyennes techniques et humaines. Il est clair que l'avancement en forage est régi par trois paramètres inséparables :

- Le poids sur l'outil.
- La rotation.
- La circulation pour le nettoyage.

Cette dernière était depuis longtemps une préoccupation sérieuse, car la majorité des difficultés au cours de l'avancement sont liées aux fluides de forage utilisés.

Néanmoins ceux-ci présentent certains problèmes particulièrement face à la couche productrice. L'interaction fluide formation peut changer négativement la qualité de l'exploitation, en modifiant les caractéristiques liées à la production.

Pour illustrer le problème on étudiera séparément les éléments en question.

I - Eléments de problématique :**I-1 Généralité sur la rhéologie des fluides :**

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

- a) Leur comportement rhéologique caractérisé par la courbe d'écoulement expérimentale (Rhéogramme) ; dont les coefficients (constants) de l'équation d'écoulement représentatifs cette courbe sont les paramètres rhéologiques caractérisant le fluide.
- b) Leur comportement au repos représenté par la structure développée.
- c) Leur comportement en régime transitoire représenté par le temps de réponse aux modifications d'écoulement.

L'équation d'écoulement d'un fluide est donnée par la relation reliant la tension de cisaillement (τ) et le taux ou la vitesse de cisaillement (γ) à un régime laminaire .

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

☞ Taux de cisaillement (γ) shear rate : c'est le rapport entre la différence de vitesse et la distance de deux lames voisines.

$$\gamma = \frac{dv}{dr}$$

Avec :

dv : différence de vitesse entre deux lames voisines.

dr : la distance entre les deux lames.

Si l'unité de dv est en mètre/seconde et la distance dr en mètre, γ s'exprime en (s^{-1}). Voir figure :

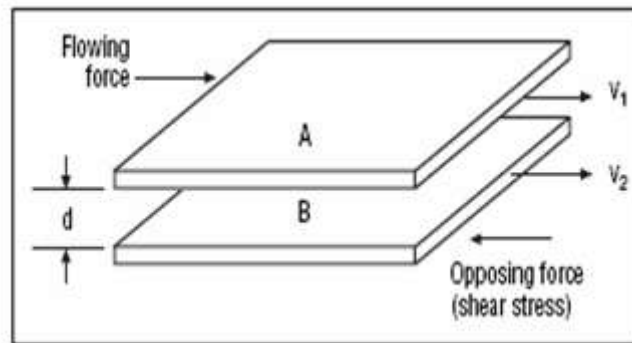


FIGURE III-1 : SHEAR RATE FORCE AND SHEAR STRESS

☞ Tension de cisaillement (ζ) shear stress :

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

La tension de cisaillement est donc définie comme étant la force (df) par unité de surface de la lame (ds), qui provoque le cisaillement :

☞ Equations Rhéologiques :
$$\xi = \frac{df}{ds}$$

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

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

- fluides newtoniens :

C'est la classe la plus simple des fluides représentée par (l'eau, l'eau de mer, gas-oil...) dans ce type, la contrainte de cisaillement est directement proportionnelle à la vitesse de cisaillement. La déformation s'effectuera sous l'effet de l'application d'une faible contrainte ce qui rend obligatoire le passage de la droite par l'origine.

- Fluides non newtoniens :

Nous ne retiendrons que les deux types de fluides non newtoniens les plus fréquents rencontrés en boues de forage sont :

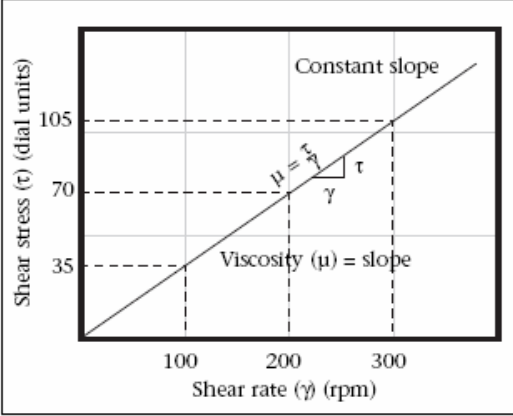
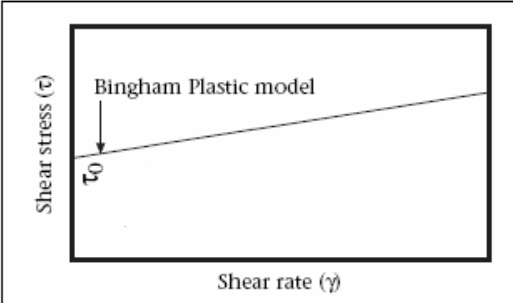
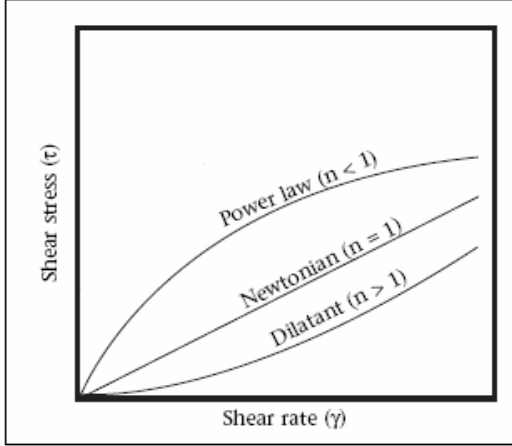
❖ les fluides binghamiens :

Pour les fluides binghamiens plastiques la tension de cisaillement varie linéairement avec le taux de cisaillement, mais à la différence des fluides newtoniens, il est nécessaire d'appliquer une force minimale pour mettre le fluide en mouvement, celle-ci correspond au yield value.

❖ les fluides en puissances :

Comme pour les fluides newtoniens, les fluides pseudo-plastique d'Oswald, se mettent en mouvement dès qu'on leur applique une force de cisaillement assez faible. Néanmoins, ils prennent la particularité de proportionnalité à la puissance (n) et la non linéarité de la vitesse de cisaillement en fonction de tension de cisaillement.

Tableau III-1 : récapitulation.

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

Nota :

Les formules de calcul de n et k :

Avec

$$n = \frac{\log \left(\frac{\Theta_2}{\Theta_1} \right)}{\log \left(\frac{\omega_2}{\omega_1} \right)} \quad K = \frac{\Theta_1}{\omega_1^n}$$

Θ_2 = Lecture fann à faible vitesse.

Θ_1 = Lecture fann à grande vitesse.

ω_2 = RPM à faible vitesse.

ω_1 = RPM à grande vitesse

Il a été remarqué que la majorité des fluides de forage présentent une allure rhéologique combinée entre le pseudo plastique à faible vitesse de cisaillement et une poursuite binghamien plastique.

Une boue de forage typique possède en fin un rhéogramme comme suit :

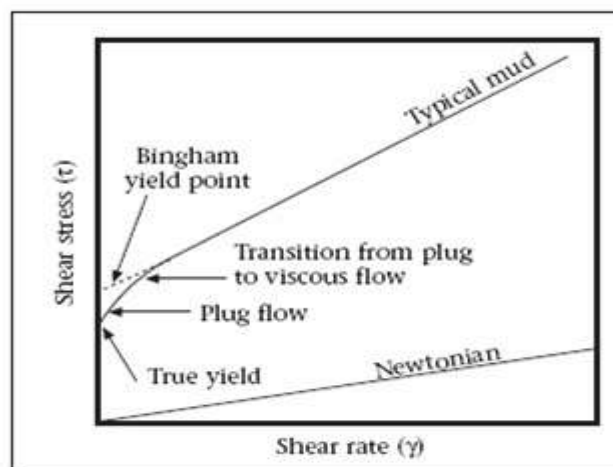


FIGURE III-2 : RHOGRAMME D'UNE BOUE TYPIQUE

Types d'écoulements : Le fluide de forage est sujet à une variété de modes d'écoulements pendant le processus de forage d'un puits. Ces modèles d'écoulement peuvent être représentés comme suit :

Selon la présentation on distingue deux catégories de régime d'écoulement :

1. Régime permanent :

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

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

b) *régime turbulent (turbine flow)* : caractérisé par la formation de petits tourbillons répartis dans toute la masse de liquide.

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

Nota : pour déterminer le régime D'écoulement, on calcule le nombre de Reynolds par la formule suivante :

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

V = vitesse de déplacement (m/s)

D = diamètre (m)

ρ = masse volumique (kg/m³)

μ = viscosité dynamique (Pa.s)

Si $N_{Re} < 1200$, le régime est laminaire.

Si $N_{Re} > 1200$, le régime est turbulent.

2 . Régime transitoire : les conditions d'écoulements viennent d'être modifiés et le régime définitif n'est pas encore établi.

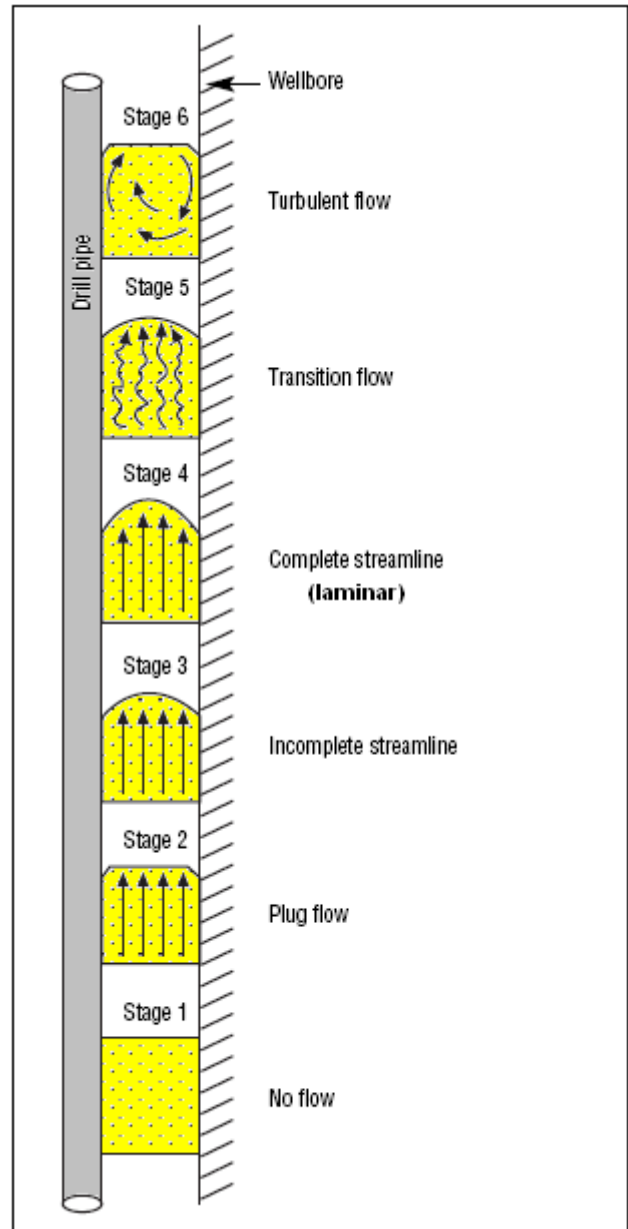


FIGURE III-3 : REGIME D'ÉCOULEMENTS

II - Etude d'un cas : ONIZ 413**II – 1 - Aspect général :*****1.a) Caractéristiques pétro physiques de réservoir Cambrien :***

Le réservoir de champs Hassi Messaoud est caractérisé par :

- Le fluide existant est de l'huile légère sous saturé à degré API de 43,7 à 45,4.
- La densité est de l'ordre de 0,8.
- Viscosité de 0,24cP.
- Facteur volumétrique égal à 1,7.
- Compressibilité total moyenne sur l'huile $C_0=35 \cdot 10^{-5} \text{ (Kg/cm}^2\text{)}^{-1}$.
- Teneur en soufre nulle.
- La pression de gisement variable entre 120 et 400 Kgf/cm².
- La température est de l'ordre de 115 à 120°C.
- La porosité est faible de l'ordre de 5 à 10 %.
- La perméabilité est très faible, inférieur à 10 mDarcy.
- GOR de 160 à 200 m³/m³.

1.b) Subdivision de réservoir Cambrien :

Rappelons que les grés de Cambrien en été subdiviser au début de la reconnaissance de gisement en quatre termes :

1. Zone RI : grés fin isométrique, zone habituellement très compacte, représente 13% de réserve.
2. Zone Ra : grés an isométriques représentent le réservoir principal de champs de Hassi Messaoud, 68% de réserve. Il est constitué principalement de grés à grés quartzitique et de siltstone de volume de 5% d'argile de type kaolinite et d'illite.
3. Zone R2 : grés grossiers très argileux, ne représente que rarement des quantités de réservoir, représente 19% de réserve.
4. Zone R3 : grès grossier à micro-conglomératique très argileux, sans intérêt pétrolier.

LOG TYPE DU CAMBRO - ORDOVICIEN

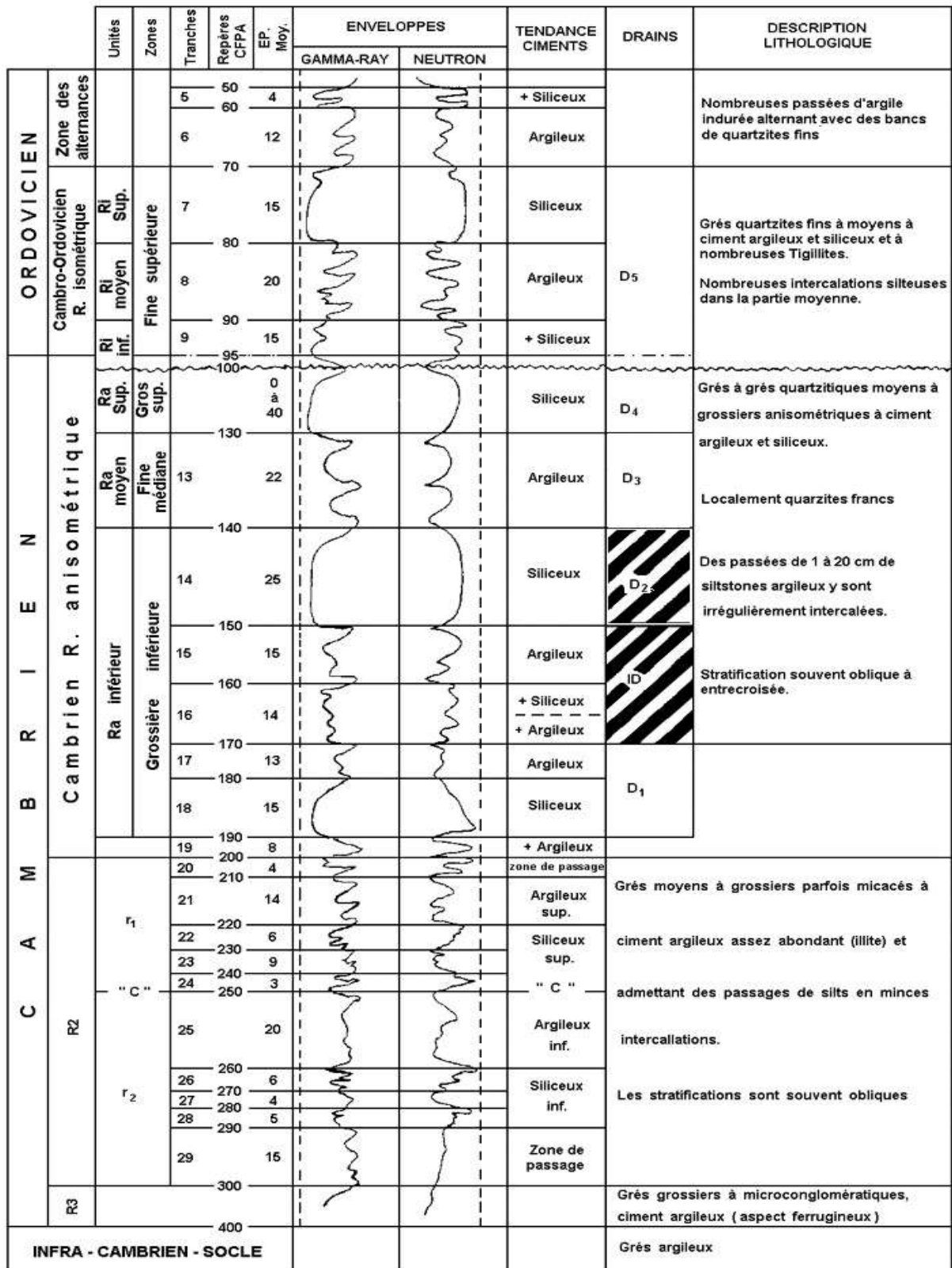


FIGURE III-4 : LOG TYPE DE CAMBRO-ORDOVICIEN

II- 2 - Problème de la phase :

Le forage de la phase 6" du puits réalise dans le champ de Hassi Messaoud notamment ceux forer en horizontal présentent un certain nombre de problèmes qui sont classés dans la liste qui suit :

- Les coincements : ils sont le résultat de :
 - mauvais nettoyage du drain, menant à une formation d'un lit de cuttings gênant la remonter de la garniture lors de manœuvre d'ajout de tige, ou de fin de trou. Dans ce cas on procède à une remonter en rotation (back-reaming) comme solution curative, la prévention est souvent faite par injection des bouchons à haute viscosité (Low/High Vis) .
 - coincements par pression différentielle : cela est le résultat de différence de pression (P_g et P_f) en face d'une zone à haute perméabilité. Une diminution de densité est souvent efficace dans la limite de ne pas aller au-dessous de pression de gisement.
 - L'instabilité des parois : elle se manifeste le long du drain, par collapse ou par effondrement. Une étude sérieuse des contraintes en jeu est nécessaire, en choisissant l'azimut, le degré build-up et le positionnement des drains pour éviter ces conflits.
- Les venues : des venues de fluide de formation sont probablement rencontrées cela est pour raison de :
 - une densité de boue incapable de maintenir les fluides en place, pour origine de mauvaise estimation de la pression des pores, vue l'hétérogénéité de système.
 - Un abaissement de niveau de la colonne hydrostatique de boue, par suite d'une perte sévère.
- Les pertes : les pertes de circulation peuvent être considérées comme l'un des problèmes majeurs et critiques rencontrées en cours de forage. Notamment face des horizons pétrolifères, elles mènent à une perte de temps, des surcoûts de forage et l'endommagement des niveaux à potentiel producteur. Dans le cambrien les pertes apparaissent à des cadences variables et brusques, elles sont souvent partielles (rarement totales) le long du drain horizontal. sans particularité de lithologie traversée.

Selon les statistiques, le volume des pertes varie de quelques dizaines à plusieurs centaines de mètres cube, avec un pourcentage de 25% de nombre total des puits forés en horizontal.

II – 3 - problème de puits ONIZ 413 :*☞ Historique de la phase :*

- Un outil 6" a été descendu avec un BHA directionnel équipé d'une turbine pour entamer le reforage des équipements de cimentation de Liner 7" à la cote 3455(MD).
- Le déplacement de la boue de 1.45 par une boue de densité 1.05.
- Forage de la phase jusqu'à la cote 3471 MD (3390 TVD).
- Arrêt de forage par suite de gain de 800 litres
- Fermeture du puits selon la procédure HARD.
- La pression stabilisée à $P_t = 400$ PSI, $P_a = 500$ PSI
- Préparation d'une boue de densité 1.12 pour contrôler le puits par la méthode (Wait and Weigt Method).
- Pression en tête différente de zéro $P_t = 180$ PSI, $P_a = 200$ PSI.
- Allourdir la boue une deuxième fois à une densité de 1.18.
- La pression de gisement est de 385 Bars.
- Forage jusqu'à la cote 3675 MD.
- Une perte de ± 0.32 m³/h est enregistrée au début, la perte a augmenté progressivement jusqu'à ce qu'elle ait atteint ± 0.45 m³/h vers la fin de la phase (4200MD).
- Le volume total de la perte dans la phase est évalué de 90 m³.

☞ Analyse de problème :

Les pertes ont fait l'objet de plusieurs études qui ont énoncé des hypothèses explicatives de ce phénomène ; cette ensemble de recherches a été concentré sur la nature de la formation .Néanmoins d'autres éléments ont pu rentrer en jeu, telle que la composition, le type et les caractéristiques du fluide utilisé. Sur la base des données préalablement citées les causes ont été classées de la façon suivante :

❖ Formation poreuse à haute perméabilité :

Ce type de pertes se manifeste dans les formations à grande perméabilité dont les pores sont de dimension élevées, d'où les solides de la boue n'arrivent pas à obstruer les chenaux de la matrice.

Puisque la perméabilité du réservoir gréseux est faible (au voisinage de 5m Darcy, ce type de perte est éloigné.

❖ Formation fracturée :

Deux types distincts de fractures peuvent être envisagées, naturelle et provoquées.

Les pertes dans les fractures naturelles se manifestent brusquement à des cadences assez rapides, et dans n'importe quel type de réservoir à compacité plus ou moins considérable, l'écoulement de la boue riche en solides à travers les fractures conduit logiquement à l'obstruction et le bouchage de celles-ci par suite d'agrégation des solides à différentes taille, car le flux est important et les fractures sont assez restreintes. Cependant, une continuité de forage avec le même régime risque de provoquer une perte partielle voir par fois totale. Ce type est lié originalement à l'activité tectonique du champ.

Les études sismiques montrent que les fractures (les failles) existantes sont à profondeur qui n'arrive pas au réservoir Cambrien .Donc ce genre de pertes inconvenable.

Le deuxième type de pertes est dit par craquage, apparaissant lorsque la Densité Equivalente de Circulation dépasse la densité de fracturation, cela est pour raison :

- densité de boue élevée ;
- nettoyage mauvais,
- pistonnage vers le bas,
- surpression due à démarrage brusque des pompes.

Calcul de la pression équivalente de circulation :

Formule de calcul : (voir formulaire des foreurs G18 page 310 Edition 1989) l'équation de perte de charge dans l'annulaire pour une boue model en puissance et un écoulement turbulent dont les caractéristiques sont les suivantes :

n : indice de comportement rhéologique égale à 0,64

K : indice de consistance égale à 0,17.

μ : Viscosité de fluide égale à 15 cP.

d : densité de la boue égale à 1,18.

Q : le débit de fluide égale à 800 l/min.

Tableau III-2 : calcul de la pression equivalente de circulation.

Trançon	Longueur en (m)	ΔP en (bars)
6"-4 ^{1/2} "	36	1,21
6"-3 ^{1/2} "	709	2,61
int 7"- 3 ^{1/2} "	905	2,93
int 9 ^{5/8} "- 3 ^{1/2} "	484	0,73
int 9 ^{5/8} "- 5 ^{1/2} "	2066	1,95
Cumul	4200	9,43

La pression équivalente de circulation égale :

$$P_{fond} = \frac{dH_v}{10,2} + \Delta P_{annulaire}$$

✚ Application numérique :

$$P_{fond} = \frac{1,18 \times 3468}{10,2} + 9,5 \approx 41 \text{ bars} \Leftrightarrow 6000 \text{ PSI}$$

Il est à noter enfin que la pression de fracturation de la zone est de l'ordre de **10000 PSI**, et qui ne peut pas être dépassée en cours de forage.

L'hypothèse de fracturation en cours de forage est à éliminer vu l'écart important des pressions.

❖ **Formation caverneuse :**

Lors de processus de l'évolution des diverses lithologies, un lessivage des minéraux solubles par les eaux souterraines est possible, ce qui conduit à la création des vides sur un étendu plus au moins important. La traversée par forage de ces endroits favorise les pertes de circulation.

L'hypothèse est jugée erronée, car les études diagraphiques et les tests sur carottes ont montré l'absence de ces lacunes.

❖ **Formation déplétée :**

Vu le nombre important des puits implanté sur le champ de Hassi Messaoud et leur mise en production en continu une quantité considérable de matière était extraite ; d'où une chute intense de pression est enregistrée. Dans un contexte pareil et sans révision des paramètres hydrauliques de forage, des pertes de boue par filtration peuvent se manifester.

Cette hypothèse porte une partie de la réalité. Mais elle n'est pas la seule raison, puisque le phénomène de filtration est régit par plusieurs paramètres et non seulement par la différence de pression.

II – 4 - Les paramètres régissant la filtration :

Plusieurs expériences ont été réalisées pour illustrer le mécanisme de filtration et bien sûr les paramètres gouvernants le phénomène :

*a) **facture temps*** : si un volume unitaire de suspension en solides stables est soumis à une filtration à travers un écran perméable, dont on symbolise le volume de filtrat par (X) et le volume de cake par (Y), admettant les suppositions suivantes :

- la filtration s'effectue suivant la loi de Darcy.
- le cake est incompressible d'où K est constante ;

- une proportionnalité entre le volume de filtrat et de cake.

On peut écrire :

$$\frac{V_c}{V_w} = \frac{Y}{X} \quad \text{Avec} \quad X + Y = 1 \quad \Rightarrow Y = 1 - X$$

Donc :

$$\frac{V_c}{V_w} = \frac{1 - X}{X}$$

Si l'épaisseur de cake est (h) et la surface (A) :

$$V_c = \frac{1 - X}{X} V_w \quad \text{Avec} \quad V_c = hA$$

$$\text{D'où} \quad hA = \frac{1 - X}{X} V_w \quad \Rightarrow \quad h = \frac{1 - X}{XA} V_w$$

Selon la loi de Darcy on a :

$$\frac{dV_w}{dt} = \frac{KA}{\mu} \frac{P}{h} \quad \text{On remplace h par sa valeur, on obtient :}$$

$$\frac{dV_w}{dt} = \frac{KAP}{\mu V_w} \frac{AX}{1 - X} \quad \text{D'où :} \quad V_w dV_w = \frac{KA^2 P}{\mu} \frac{X}{1 - X} dt$$

Par intégration :

$$\int V_w dV_w = \frac{KA^2 P}{\mu} \frac{X}{1 - X} \int dt$$

On obtient :

$$\frac{1}{2} V_w^2 = \frac{KA^2 P}{\mu} \frac{X}{1 - X} t + C_1$$

Conditions aux limites :

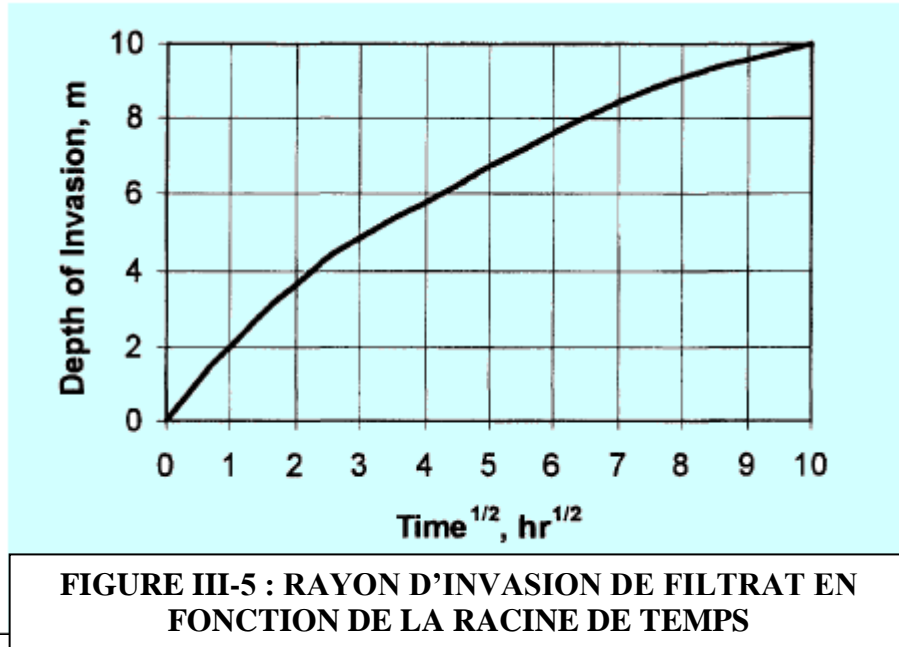
$$\text{À } t=0 \quad V_w = 0 \quad \Rightarrow \quad C_1 = 0.$$

Donc :

$$V_w^2 = 2 \frac{KA^2 P}{\mu} \frac{X}{1 - X} t \dots \dots \dots (1)$$

$$V_w^2 = C_2 t \quad \text{D'où :} \quad V_w = C \sqrt{t}$$

Le volume de filtrat d'une boue à travers un écran perméable, à une température et pression constante, est donc proportionnel à la racine du temps. La courbe de pénétration de filtrat a l'allure suivante :



De cet effet l'invasion par filtration dans un puits vertical sera au toit plus qu'au mur.

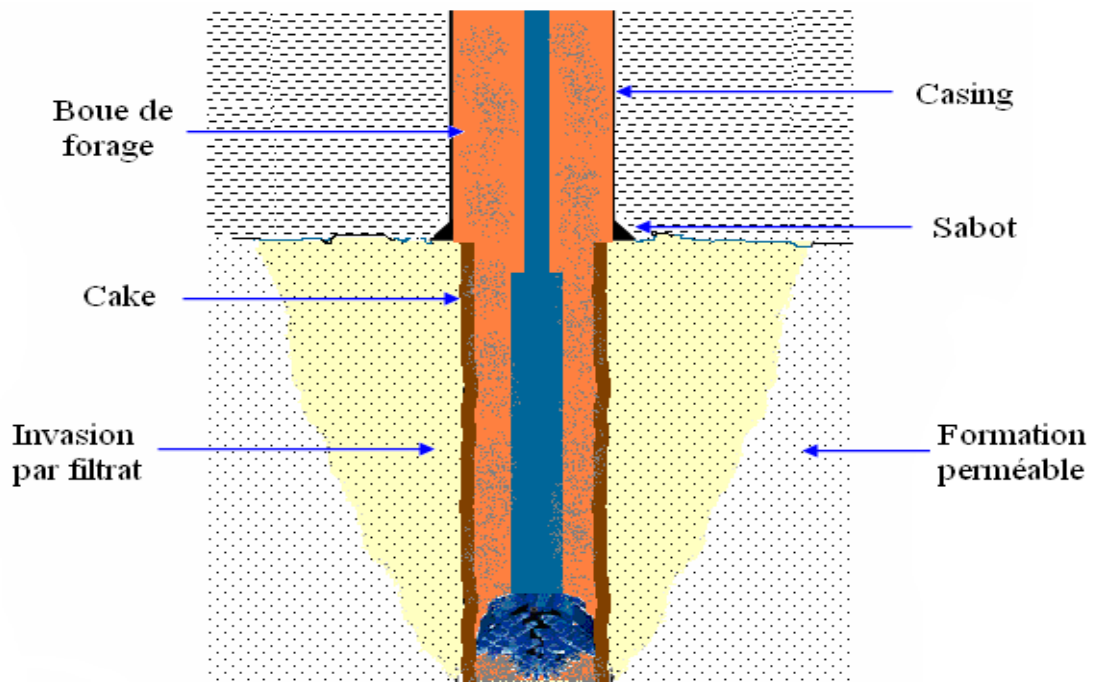
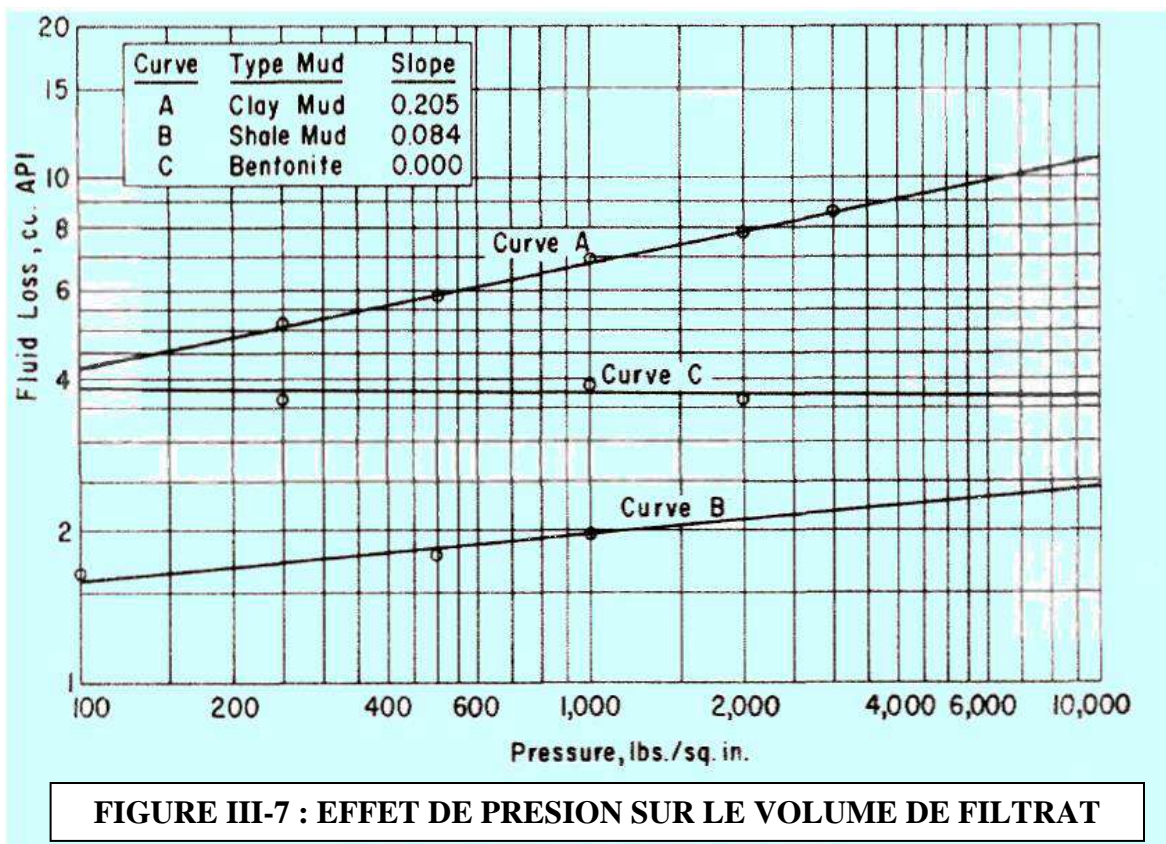


FIGURE III-6 : PROFILE D'INVASION PAR FILTRATION

b) facteur pression :

Selon l'équation (1) et dans une intervalle du temps, le volume de filtrat est proportionnel à la racine carrée de pression .Néanmoins, cela est valable pour la condition « cake incompressible » en réalité une augmentation de pression modifiée la porosité et la perméabilité du cake, veut dire que la perméabilité du cake est non constant, mais elle décroît avec l'augmentation de pression (phénomène de compaction).l'expérience montre que l'effet de doubler la pression, le filtrat accroîtra de 5 à 15%, cela dépend de la nature de la phase colloïde comme représenté sur le graphique ci-dessous :



c) Facteur température :

D'après la formule (1) on remarque que le volume de filtrat est inversement proportionnel à la racine de viscosité. D'autre part la viscosité est proportionnelle à la température. D'où vient la proportionnalité entre le volume de filtrat et la température.

d) Type de fluides :

Le forage de réservoir est toujours accompagné par une circulation de boue dans l'ordre des raisons reconnues.

Cependant, les particules fines et le filtrat de boue pouvant envahir et endommager les zones environnantes.

Pratiquement on utilise des boues types à base d'huile, à base d'eau ou émulsionnée (eau/huile). Usuellement, des fines particules sont à additionner comme agents alourdissant. Il a été remarqué que le rayon de pénétration de filtrat dépend de la nature des fluides de forage utilisé.

D'après la figure sous-jacente, le rayon d'invasion est faible pour les boues à base d'huile, il est relativement important pour les boues à base d'eau et prend des valeurs intermédiaires pour les boues émulsionnées.

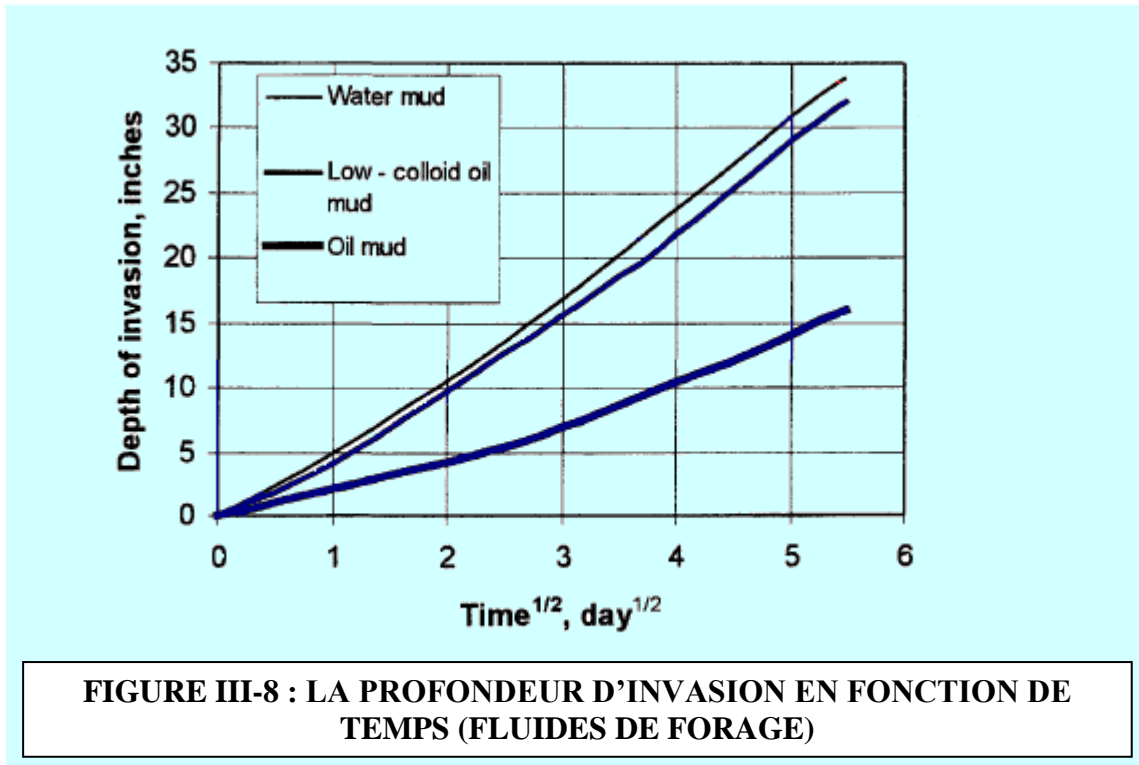


FIGURE III-8 : LA PROFONDEUR D'INVASION EN FONCTION DE TEMPS (FLUIDES DE FORAGE)

e) Concentration en solides :

Bien que l'épaisseur de cake soit un facteur vital pour la stabilité des parois, une traction supplémentaire, un excès de couple et des risques de coincement par pression différentielle sont dans leurs origines liées à la filtration. L'épaisseur de cake est considérée proportionnelle au filtrat, la relation est assez spécifique et varie d'une boue à une autre car, le rapport V_c/V_w dans l'équation (1) dépend de la concentration en solides. Or le volume de filtrat décroît avec l'augmentation en concentration des solides, par contre le volume de cake croit.

Si un opérateur ajoute de l'argile pour diminuer le filtrat, (effet secondaire) il pense qu'il a aussi réduit le cake, mais en réalité ça va augmenter.

f) Statique et dynamique :

Sous les conditions dynamiques de filtration, l'épaississement de cake est limité par l'action érosive de jet de boue. Toute au début la roche est directement exposée aux impacts de la boue, la vitesse de filtration est donc importante, le cake s'épaissit rapidement. Cependant, la vitesse

de déposition diminue avec le temps jusqu'à ce qu'elle devienne égale à la vitesse équivalente à l'érosion ; l'épaisseur de cake devient constante dans les conditions d'équilibres dynamiques. La vitesse de filtration est donc fonction de l'épaisseur et de la perméabilité de cake, elle est régie par la loi de Darcy. Considérant qu'aux conditions statiques l'épaisseur de cake augmente et prend des valeurs importantes avec l'observation de diminution de la vitesse jusqu'à ce que la perméabilité de cake devienne nulle (tend vers une valeur négligeable) ;

La couche produite par filtration statique est assez fragile (douce) par contre le cake dynamique est caractérisé par une certaine compacité relative à la contrainte de cisaillement exercé par le fluide en mouvement.

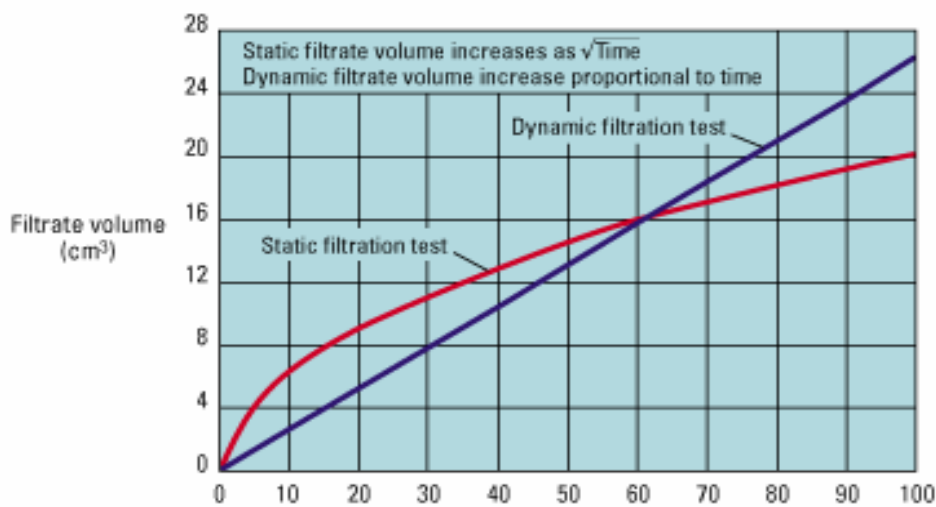


FIGURE III-9 : FILTRATION STATIQUE/ DYNAMIQUE

g) Régime d'écoulement :

Un fluide de forage mettait en circulation à un régime constant de (120 l/min) pendant un temps (t). On arrête la circulation, les fluides est mis en statique pendant une légère période (2/3 h).

On rétablît la circulation de nouveau, tout au début avec le même régime que par avant et on procède à un changement de régime d'écoulement chaque (30 min) ;

Les résultats de l'expérience sont mentionnés sur le graphe qui suit :



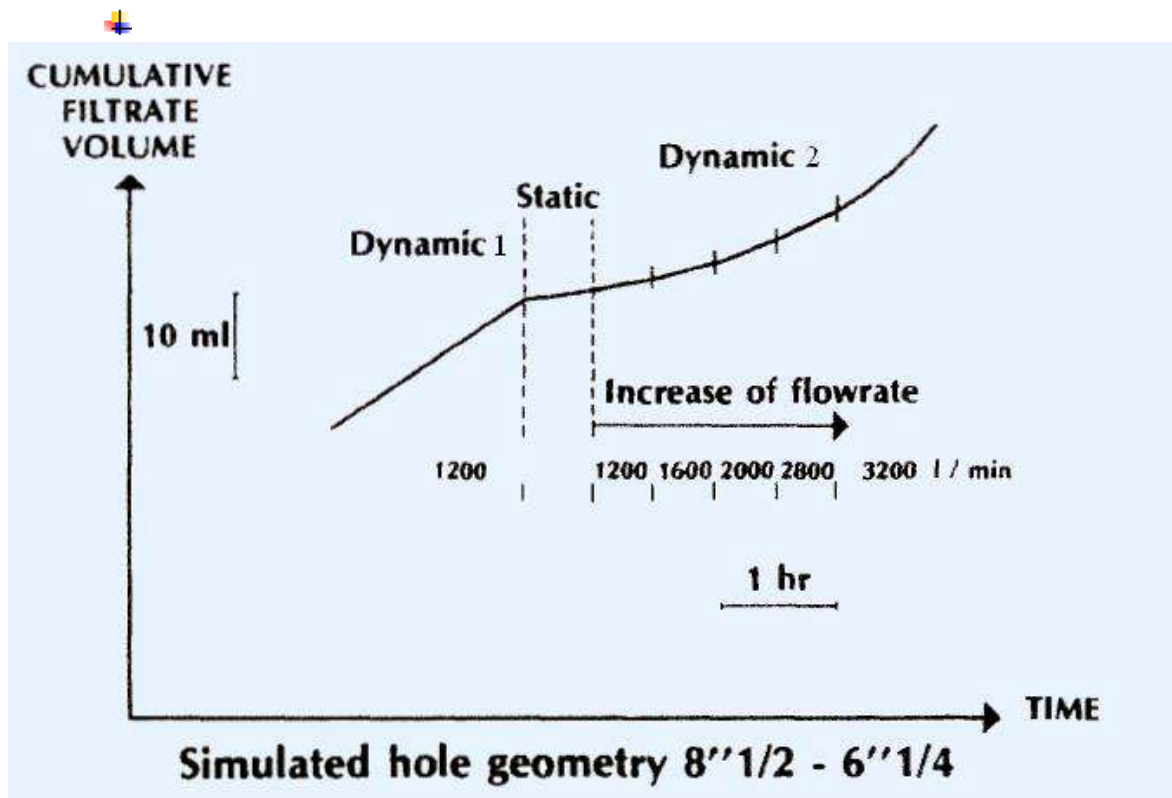


FIGURE III-10 : FILTRAT CUMULE EN FONCTION DU TEMPS POUR LES DIFFERENTS REGIME D'ECOULEMENT

✚ *Interprétation de la courbe :*

Dynamique 1 : la mise en circulation de la boue provoque l'érosion systématique du cake, en maintenant l'épaisseur constante, la perméabilité est donc maintenue stable car le débit est régi par la loi de Darcy à perméabilité constante, la pente qui est le rapport de volume cumulé et le temps représente le débit de filtration.

Statique : après l'arrêt de circulation, le phénomène d'érosion est supprimé les pertes de charges (pressions) sont aussi éliminée, la pression exercée sur le cake est minimisée. Puisque le débit est en fonction de la racine carrée de la pression, on constate par conséquent une diminution de débit.

Dynamique 2 : si on rétablît la circulation une autre fois avec le même régime au début on remarque que la vitesse de filtration diminue, cela est la raison d'épaississement de cake pendant la phase statique ; avec le changement de débit, l'érosion augmente cela provoque une diminution d'épaisseur de cake, le débit augmente par conséquent.

II-5- Particularité sur le drain horizontal :

La théorie stipule que la répartition du flux de perte par filtration à un point donné du drain horizontal est uniforme sur toute la circonférence de trou, ce qui garde la forme conique de profile d'invasion.

Cependant en pratique dans un puits foré en horizontal, les conditions sur lesquelles les parois sont soumises diffèrent de point de vue concentration des solides, vitesse de fluide, taille et forme des particules et contraintes appliquée sur la surface. L'allure de profil prend donc une certaine asymétrie (voir figure).

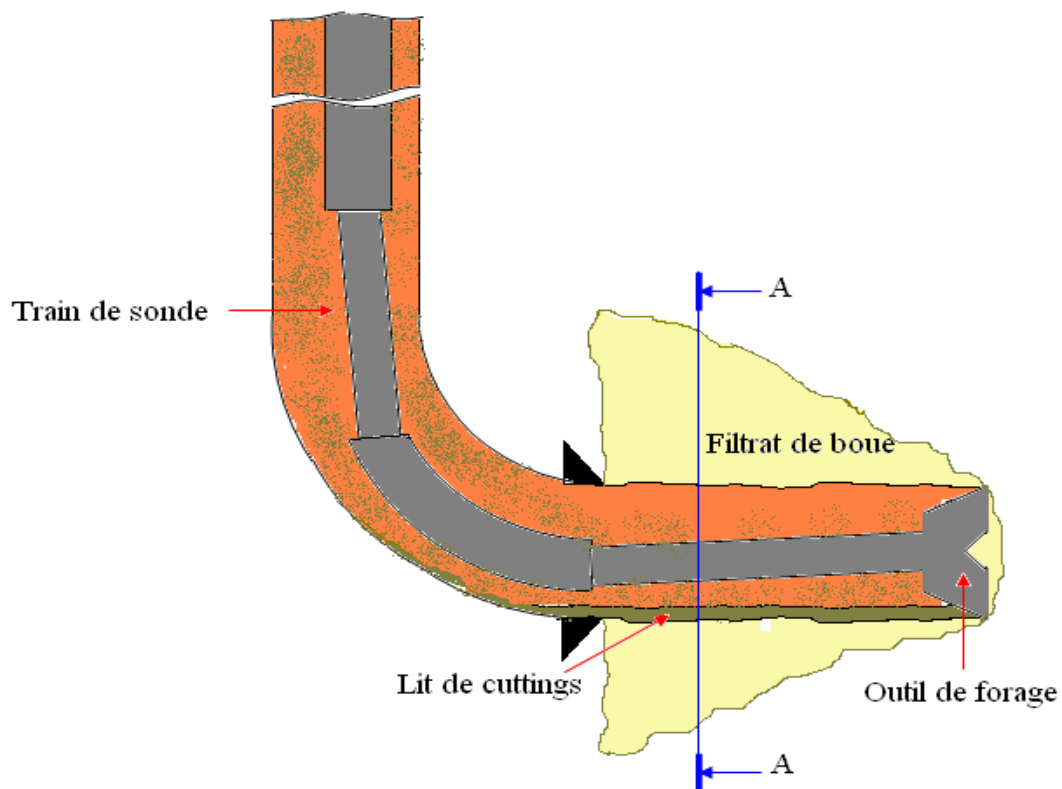


FIGURE III-11 : PROFILE DE L'INVASION PAR FILTRATION

Pour plus d'illustration on prend la coupe A-A représentée ci-après :

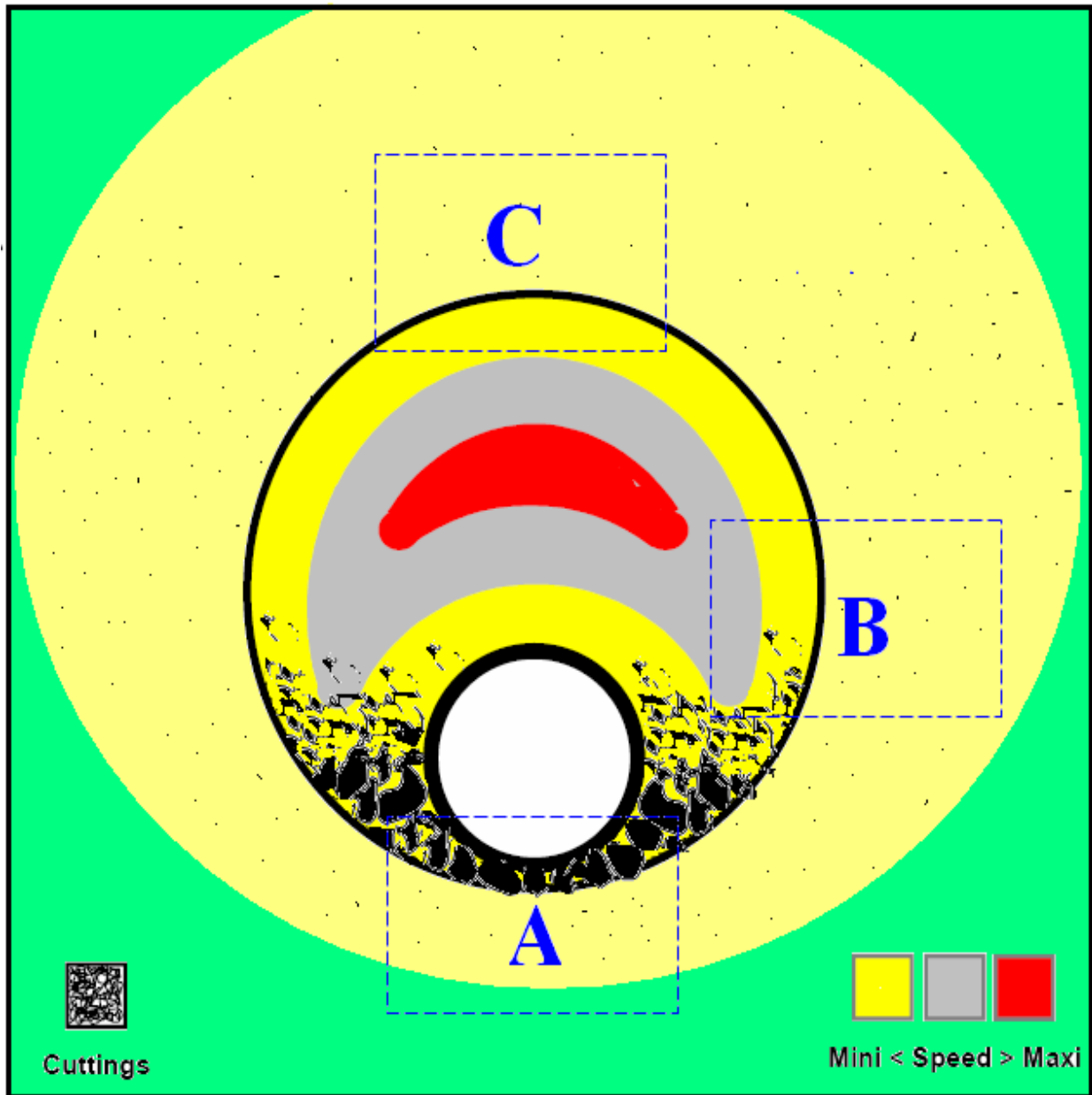
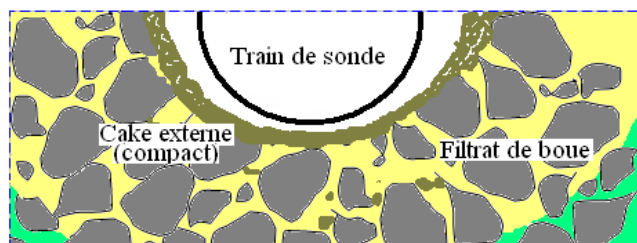


FIGURE III-12 : REPARTITION DES VITESSES DU FLUIDE DANS L'ANNULAIRE

Analyse du phénomène de filtration :



- **Zone A** : sous l'effet de la gravité, les particules solides (cuttings) ont tendance à se sédimenter sur la paroi basse du puits (low side), elles se concentrent en fait et se mettent à l'effet de broyage par la garniture de forage qui se retrouve usuellement en contact avec la paroi.

FIGURE III-13 : ZONE (A)

Le cake formé sur cette partie du drain est continuellement soumis à une compression, que soit par le train de tige, ou par l'outil lors de manœuvres pour ajout des tiges. Ce phénomène de compaction rend le cake externe étanche, limitant par conséquent l'invasion par filtration de cette zone.

- **Zone B** : cette zone est riche en particules moyennement grossières, viennent former un cake externe relativement épais, friable à perméabilité moyenne, peu de particules fines traverse cette barrière et prennent place dans la matrice, réduisant légèrement la perméabilité de la roche, qui est le résultat de formation d'un cake interne.

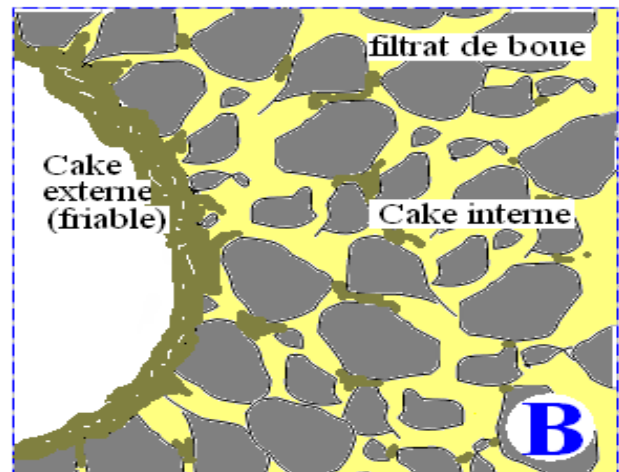


FIGURE III-14 : ZONE (B)

- **Zone C** : Observant la répartition de la vitesse de fluide ; cette zone se trouve dans un domaine de grande vitesse, d'où le phénomène d'érosion prend place ; le cake externe est maintenu extrêmement mince, la formation est donc exposée à un flux très important de liquide

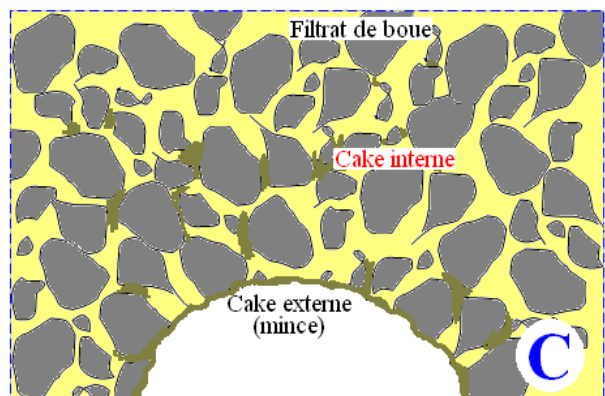


FIGURE III-15 : ZONE (C)

transportant des quantité considérable des fines. qui sont l'origine de formation d'une agrégation inter-granulaire, parfois accompagnée d'une cimentation colloïdale (liant). Ce type de cake dit interne représente l'extrême ennemi de la perméabilité au voisinage de trou, (voir figure 21)

III-6- Evaluation de la l'endommagement :

L'effet de présence de la boue de forage dans le puitz peut être la cause d'un endommagement sévère. Un test en cours de forage (DST) est souvent réalisé dans le but est de déterminer les propriétés de la production et d'évalué la valeur de Skin.

Définition : Le Skin représente la perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits, il peut être définit comme la réduction de perméabilité.

Pour un drainage sans endommagement, l'écoulement est régit par la loi de Darcy dont le profil est radial circulaire :

$$Q = \frac{2\pi Kh}{\mu\beta \ln\left(\frac{r_d}{r_a}\right)} \Delta P$$

Avec : Q : le débit de production (m³/s)

K : la perméabilité de la formation (m²)

h : la hauteur de production (m)

μ : la viscosité de fluide (Pa.s)

β : le facteur volumétrique

r_d : rayon de drainage (m)

r_a : rayon de puits (m) avec : ln (r_d/r_a) = 7 à 9

ΔP : différence de pression gisement – fond du puits (Pa)

La perte de charge pour une formation vierge (ΔP₁) sera :

$$\Delta P_1 = \frac{Q\mu\beta}{2\pi Kh} \ln \frac{r_d}{r_a}$$

La perte de charge due à l'effet Skin (ΔP_s) sera :

$$\Delta P_s = \frac{Q\mu\beta}{2\pi Kh} \times S$$

La perte de charge totale sera :

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2$$

$$\Delta P = \frac{Q\mu\beta}{2\pi Kh} \ln \frac{r_d}{r_a} + \frac{Q\mu\beta}{2\pi Kh} S$$

$$\Delta P = \frac{Q\mu\beta}{2\pi Kh} \left[\ln \frac{r_d}{r_a} + S \right]$$

L'indice de production est défini comme le rapport entre le débit et le gradient de pression, autrement dit le *IP* est la capacité de puit de produire à un gradient de pression donné, donc :

$$IP = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{2\pi Kh}{\mu\beta} \times \left[\frac{1}{\ln \frac{r_d}{r_a} + S} \right]$$

si on pose : $\frac{2\pi Kh}{\mu\beta} = \alpha = C^{te}$

et $\ln \frac{r_d}{r_a} = \lambda = C^{te}$

L'expression d'IP devienne :

$$IP = \frac{Q}{\Delta P} = \alpha \times \frac{1}{\lambda + S}$$

Si le Skin (S) prend une valeur positive l'indice de production diminue, la formation est donc endommagée.

Recommandation :

- Une différence de pression minimale entre le réservoir et le fond du puits doit être maintenue de telle façon à éviter l'intrusion des fluides de formations dans le puit d'un part et de minimiser le flux de filtration de l'autre part.
- La granulométrie de la phase solide de boue doit avoir une distribution étudiée des particules entre fines et grossières, permettant de sceller la formation d'une manière parfaite (cake externe). Cette étude doit tenir compte des caractéristiques pétrophysiques de la formation notamment la taille des pores et la nature de perméabilité.
- Lors de traverser des horizons à potentiel productif, il est à recommander d'établir un régime d'écoulement dans l'annulaire suffisamment élevé pour améliorer le nettoyage du drain sans dépasser la vitesse d'érosion du cake externe.
- Les additifs solide ajoutés dans la boue tel que les alourdisants doivent répondre ou exiger de stimulation par acidification en cas de nécessité.
- La viscosité de fluide de forage ne doit pas être supérieure à la viscosité requise de nettoyage, pour éviter toute pression supplémentaire au fond du puits (due aux pertes de charge).
- Pour éviter toute obstruction du trou par formation de lit de cuttings, une injection systématique des bouchons visqueux (low/high vis) est primordiale.
- La vitesse d'avancement doit être limitée de telle manière à ce que la boue ne soit pas chargée à plus de 1% en volume (maintien de densité).
- Assurer en continu une teneur en solide le minimum possible, par mise en marche des équipements de traitement mécanique.
- Le contrôle primaire de l'hydratation d'argile peut être réduit (supprimé), en contrôlant la composition de l'eau de fabrication, en augmentant la concentration des ions K^+ , et en limitant la concentration en Na^+ pour des raisons d'adsorption.

Conclusion :

Cette modeste recherche nous a permis de conclure, que dans la mesure de rentabiliser la production des puits horizontaux programmés à la poursuite de développement du champ de HASSI MESSAOUD, et pour une meilleur prise en charge de problème des pertes de circulation, le long du drain, il serait indispensable tôt que tard, de réviser la formule de boue conventionnelle, et de lui fait subir des améliorations concrètes adaptées au caractéristiques pétrophysiques de la roche productrice.

BIBLIOGRAPHIE

1. C.Garcia, P. Perigot, (édition technip 1968), boue de forage.
2. Control of lost circulation in fractured limestone reservoirs, document SPE.
3. Documents BASP (rapports journaliers de boue de forage).
4. Documents BJSP (les tests de CBL et VDL dans le champ de Haoud Berkaoui .
5. Documents Davis (integral casing packer).
6. Documents Davis (integral casing packer).
7. Documents DOWELL Schlumberger (rapport de cementation).
8. Documents économiques (ENTP).
9. Document Smith services (descente du liner).
10. Document Sonatrach (DP) historique du puits ONIZ 413.
11. Document Sonatrach mesurment et rapport journaliers.
12. Documents Weatherford (expandable casing and ABL).
13. J.P.Nguyen, (édition technique 1993), le forage.
14. LIVRE De Forage & Puits voir le site D'IFP training.
15. Module MI fluide de forage, auteur DADOU.
16. Project fin de cycle (étude analytique des pertes de circulation le long du drain horizontal).
17. Thèse de doctorat CRD, perte de boue dans le TAG (HASSI Messaoud), MI-lost circulation, document MI (31/03/1998).
18. Thèse De Doctorat De L'Université PIERRE ET MARIE CURIE spécialité (génie des procédés et technologies avancés) présenté par Aurélien Duboin, soutenue en 2013.