

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Faculté du génie de la construction

Département de génie mécanique



MÉMOIRES

DE FIN D'ÉTUDE

**EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE
MASTER ACADEMIQUE EN GENIE MECANIQUE**

OPTION : Master énergétique

Thème

**ETUDE RHÉOLOGIQUE ET HYDRAULIQUE DU CIRCUIT
DE BOUE DANS UNE INSTALLATION DE FORAGE**

Dirigé par :

Mr.: HADID M^d Rachid

Etudié par :

Mr.: HADJ ALI Jugurta

PROMOTION: 2011/2012

REMERCIEMENTS

Toute ma gratitude à mon promoteur, Mr HADID. Je le remercie pour ses corrections, ses conseils éclairés et sa constante disponibilité et sa grande qualité humaine, ce qui m'a permis d'approfondir mes connaissances et de progresser dans mon travail.

Que Messieurs les membres du jury qui ont accepté de lire et de juger ce mémoire en soient remerciés.

*Je remercie tous les enseignants du département de génie mécanique en particulier ceux qui ont contribué à ma formation, surtout monsieur **BOUTOUDJ** pour son sérieux et monsieur **HAMDAD** pour la qualité particulière qu'il donne aux cours ainsi que tout le personnel en particulier monsieur **REZZAOUI** pour sa disponibilité et sa serviabilité.*

*Je remercie monsieur **AKOUCHE NAIME** enseignant à l'UMBB pour toute aide.*

*Je remercie également toute l'équipe de l'**ENTP** dont le chef mécanicien, le second et le chef de poste, sans oublier l'ingénieur de boue de l'entreprise (**AVA**) pour son aide. Mes remerciements vont également aux ingénieurs de l'entreprise multinationale (**Schlumberger**).*

Je tiens à remercier mes amis que j'ai côtoyés durant ces années, FARAXENE, SOFIANE, AMIROUCHE, RABAH, MADJID, HAKIM, SAMIR, YOYOU...etc.

Et enfin, un grand remerciement pour toute la promotion d'énergétique 2012.

DEDICACES

Je dédie ce travail à mes parents, qui ont été ma source d'encouragements et d'assurance.

J'adresse ma gratitude toute particulière et éternelle à ma famille, à mes frères et sœurs ; Omar, Menad, M'henni, Kahina, Dihia et Kamilia.

NOMENCLATURE ET ABREVIATIONS

Nomenclature :

γ : Vitesse de cisaillement [S^{-1}]

τ : Contrainte de cisaillement [$lb/100ft^2$]

d : Masse volumique de la boue [kg/l]

μ_a : Viscosité apparente [CP]

$\tau_{0, yp}$: Yield-value [$lb/100ft^2$]

μ_p : Viscosité plastique [CP]

n : Indice de pouvoir d'écoulement

K : Indice de consistance [$lb \cdot S^n/100ft^2$]

P_r : Pression de refoulement [Kp_a]

P : Perte de charge [Kp_a]

Q : Débit volumique [l/min]

$Q(i)$: Débit unitaire de la pompe [$l/coup$]

N_1 : Coefficient de pertes de charge

N : Nombre de coups de la pompe [coups/min]

V_{inc} : Vitesse critique à l'intérieur des tiges [m/min]

V_{in} : Vitesse moyenne à l'intérieur des tiges [m/min]

V_{eac} : Vitesse critique dans l'espace annulaire [m/min]

V_{ea} : Vitesse moyenne dans l'espace annulaire [m/min]

A : Surface totale des duses [in^2]

P_{hr} : Puissance hydraulique de la pompe [HP]

P_m : Puissance mécanique de la pompe [HP]

D : Diamètre intérieur garniture [in]

D_0 : Diamètre du trou [in]

D_1 : Diametre exeterieur garniture [in]

L: Longueur [*m*]

C: Coefficient pour les outils avec jet [0,95]

Abréviations :

API : Américan petroleum institute

IFP : Institut français du pétrole

°F : Température en degré **fahrenheit**

tl : Tiges lourdes

mt : Masse tiges

tf : Tiges de forage

tj : Tools joints

tb : tubage

ea ou ex : Espace annulaire

in : intérieure

V in : Vitesse intérieure

V inc : Vitesse intérieure critique

V ea : Vitesse dans l'espace annulaire

V eac : Vitesse critique dans l'espace annulaire

LISTE DES FIGURES ET TABLEAUX

LISTE DES FIGURES

<i>Figure (I.1) : Appareil de forage</i>	<i>3</i>
<i>Figure (I.2) : Le principe rotary</i>	<i>4</i>
<i>Figure (I.3) : Schéma de la fonction levage</i>	<i>5</i>
<i>Figure (I.4) : Moufle fixe et mobile</i>	<i>6</i>
<i>Figure (I.5) : Treuil de forage</i>	<i>6</i>
<i>Figure (I.6) : Table de rotation</i>	<i>7</i>
<i>Figure (I.7) :Schéma de la fonction pompage</i>	<i>8</i>
<i>Figure (I.8) : Tige de forage</i>	<i>9</i>
<i>Figure (I.9) :Tige lourde</i>	<i>9</i>
<i>Figure (I.10) : Masses tiges</i>	<i>9</i>
<i>Figure (I.11) :Types d'outil de forage.....</i>	<i>10</i>
<i>Figure (I.12) :Top drive</i>	<i>10</i>
<i>Figure (I.13): Obturateur de sécurité B.O.P</i>	<i>12</i>
<i>Figure (II.1) : Manifold de plancher.....</i>	<i>26</i>
<i>Figure (II.2) : Flexible d'injection.....</i>	<i>26</i>
<i>Figure (II.3) :Col de cygne.....</i>	<i>27</i>
<i>Figure (II.4) :Tamis vibrant.....</i>	<i>28</i>
<i>Figure (II.5) : Séparateur vertical.....</i>	<i>29</i>
<i>Figure (II.6) :Le dégazeur.....</i>	<i>30</i>
<i>Figure (II.7) : La centrifugeuse.....</i>	<i>31</i>
<i>Figure (II.8) : Pompe triplex a simple effet</i>	<i>32</i>
<i>Figure (II.9) : Principe de fonctionnement de la pompe.....</i>	<i>32</i>
<i>Figure (II.10) : Cycle du fluide sur le site de forage.....</i>	<i>35</i>

<i>Figure (III.1) : Régime laminaire</i>	<i>36</i>
<i>Figure (III.2) : Régime turbulent</i>	<i>37</i>
<i>Figure (III.3) : Concept de vitesse de cisaillement</i>	<i>38</i>
<i>Figure (III.4) : Forces agissant sur deux éléments de couches voisines</i>	<i>39</i>
<i>Figure (III.5) : Courbe d'écoulement du fluide newtonien</i>	<i>40</i>
<i>Figure (III.6) : Courbe d'écoulement du modèle de Bingham.....</i>	<i>42</i>
<i>Figure (III.7): Courbes de l'effet de l'exposant n dans le modèle d'ostwald....</i>	<i>43</i>
<i>Figure (III.8) : Boucles d'hystérésis des fluides thixotrope</i>	<i>45</i>
<i>Figure (III.9) : Viscosimètre à cylindre FANN VG35</i>	<i>46</i>
<i>Figure (III.10) : Rhéogrammes montrant le comportement de la boue pour les différentes phases du puits.....</i>	<i>49</i>
<i>Figure (III.11) : Coube des paramètres du modèle de bingham.....</i>	<i>50</i>
<i>Figure (III.12) : Courbe de LAviscosité plastique en fonction de vitesse d'avancement.....</i>	<i>53</i>
 <i>Figure (IV.I) : Les pertes de charge dans un puits.....</i>	 <i>56</i>
<i>Figure (IV.2) : Schéma de la phase 26''</i>	<i>60</i>
<i>Figure (IV.3) : Schéma de la phase 16''</i>	<i>61</i>
<i>Figure (IV.4) : Schéma de la phase 12''¹/₄.....</i>	<i>62</i>
<i>Figure (IV.5) : Schéma de la phase 8''³/₈.....</i>	<i>63</i>
<i>Figure (IV.6) : Courbe de variation des pertes de charges en fonction du débit volumique.....</i>	<i>70</i>
<i>Figure (IV.7) : Courbe de variation des pertes de charge en fonction de la masse Volumique.....</i>	<i>71</i>

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tableau (III.1) : Systèmes rhéologiques de la boue (source : manuel de rhéologie des fluides de forage et laitiers de ciment, Editions Technip, Paris, 1979).....</i>	<i>44</i>
<i>Tableau (III.2) : Phase 26'' boue à base d 'eau avec une densité de 1.05 à 50°F.....</i>	<i>47</i>
<i>Tableau (III.3) : Phase 16'' rapport huile/eau=70/30 et une densité de 1.25 à 80°F.....</i>	<i>47</i>
<i>Tableau (III.4) : Phase 12'' 1/4 rapport huile/eau=85/15 et une densité de 2.04 à 120°F.....</i>	<i>48</i>
<i>Tableau (III.5) : Phase 8'' 3/8 rapport huile/eau=85/15 et une densité de 1.45 à 150°F</i>	<i>48</i>
<i>Tableau (III.6) : Résultats des paramètres rhéologiques de fluide de Bingham.....</i>	<i>52</i>
<i>Tableau (IV.1) : Données départ de puits [tp 194 omiz # 821] hassi messaoud...</i>	<i>59</i>
<i>Tableau (IV.2) : Symboles utilisés dans le calcul.....</i>	<i>64</i>
<i>Tableau (IV.3): Résultats des vitesses de fluide dans le circuit de boue.....</i>	<i>67</i>
<i>Tableau (IV.4) : Résultats des pertes de charges dans le circuit de boue.....</i>	<i>67</i>
<i>Tableau (IV.5) : Résultats de la variation des pertes de charges en fonction du débit volumique.....</i>	<i>69</i>
<i>Tableau (IV.6): Résultats de variation des pertes de charge en fonction de la masse volumique.....</i>	<i>70</i>

TABLE DE MATIERES

Résumé	
Remerciements	
Dédicaces	
Nomenclature	
Liste des figures et tableaux	
Table de matières	
Introduction générale	

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE FORAGE ROTARY

I-1-Historique	1
I-2-Le pétrole.....	1
I-3-Description d'un appareil de forage rotary	2
I-3-1-Principe du forage rotary.....	3
I-4-Les fonctions du forage rotary.....	4
I-4-1-La Fonction Levage.....	5
I-4-2-La Fonction Rotation	7
I-4-3-La Fonction Pompage	8
I-5-La garniture de forage	8
I-5-1-Les tiges de Forage	9
I-5-2-Les Tiges Lourdes	9
I-5-3-Les Masses Tiges	9
I-6-L'outil de forage	10
I-7-Le top drive	10
I-8-Les systèmes de transmissions de puissance	11
I-8-1-Transmission mécanique	11
I-8-2-Transmission électrique	11
I-9-Fonction de sécurité	11
I-9-1-L'obturateur de sécurité	11
I-9-2-Le système de commande	12

CHAPITRE II : LES FLUIDES DE FORAGE

II-1-La densité	13
II-2-Les rôles des fluides de forage.....	14
II-2-1-Nettoyage du puits.....	14
II-2-2-Maintien des déblais en suspension.....	14
II-2-3-Sédimentation des déblais fins en surface.....	14
II-2-4-Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde.....	14
II-2-5- prévention du cavage et des resserrements des parois du puits.....	14
II-2-6-Dépôt d'un cake imperméable.....	15
II-2-7-Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile.....	15
II-2-8-Diminution du poids apparent du matériel de sondage.....	15
II-2-9- Apport de renseignements sur le sondage.....	15
II-2-10- Augmentation de la vitesse d'avancement.....	16
II-2-11-La transmission de la puissance au moteur de fond.....	16
II-3-Les principaux produits pour les fluides de forage	16
II-3-1- Les colloïdes.....	16
II-3-1-1-Les colloïdes minéraux.....	16
II-3-1-2-Les colloïdes organique.....	17
II-3-2-Les fluidifiants	18
II-3-3-Les additifs minéraux	18
II-3-4-Les alourdissants	20
II-3-5-Les colmatants granulaires.....	20
II-4-Les types des fluides de forage	20
II-4-1-Boue à base d'eau	20
II-4-2-Boue à base d'huile.....	21
II-5-Avantages et inconvénients des boues de forage.....	22
II-5-1-Avantages.....	22
II-5-2-Inconvénients.....	23
II-6-Les problèmes de formation au cours de forage.....	23
II-6-1-Les pertes de circulation	23
II-6-2-Contamination de la boue par le gaz	24
II-6-3-Les hautes températures	24
II-6-4-Les sables	24

II-7-Le système de circulation	25
II-7-1-Circuit haute pression (HP).....	25
II-7-2-Le circuit basse pression (BP).....	27
II-8-La pompe à boue (triplex à simple effet).....	31
II-8-1-Rôle de pompe de forage	31
II-8-2-Principe de Pompe triplex à simple effet.....	32
II-8-3-Utilisation des pompes à boue.....	33
II-8-3-1-La cylindrée	33
II-8-3-2-Le rendement volumétrique.....	33
II-8-3-3-Le rendement mécanique.....	33
II-8-3-4-La pression de refoulement	33
II-8-3-5-La puissance hydraulique.....	34
II-8-3-6-La puissance mécanique.....	34

CHAPITRE III : RHEOLOGIE DES FLUIDES DE FORAGE

III-1-Définition	36
III-2-Régimes d'écoulement	36
-Régime laminaire.....	36
-Régime turbulent.....	37
III-3-Notion de mouvement laminaire de cisaillement	37
III-3-1-Vitesse de cisaillement (shear rate) (γ).....	37
III-3-2-Contrainte de cisaillement	38
III-3-3-Yield value (YP)	39
III- 4-Viscosité (μ).....	39
III-5-Equations rhéologiques	40
III-5-1-Fluides newtoniens	40
III-5-2-Fluides non newtoniens	40
III-5-2-1-Fluides Binghamiens.....	41
III-5-2-2-Fluides Pseudo-plastiques d'Ostwald	42
III-6-Fluides viscoélastiques.....	44
III-7-Fluides thixotropes.....	45
III-8-Détermination expérimentale des propriétés rhéologiques de la boue avec le viscosimètre Fann VG35.....	45

III-8-1-Principe.....	45
III-8-2-Mode d'emploi	45
III-8-2-1-Interprétations et détermination du modèle de boue utilisée.....	49
III-8-3-Détermination des paramètres du modèle de Bingham	50
III-8-3-1-Interprétation des résultats	52

CHAPITRE IV : CALCUL HYDRAULIQUE

IV-1-Pression de refoulement du système de circulation	55
IV-2-Pertes de charge dans le circuit de boue.....	55
A- Les pertes de charge aux équipements de surface	57
B - Les pertes de charge à l'intérieur de la garniture de forage.....	57
C- Les pertes de charge dans l'outil.....	57
D-Les pertes de charge dans l'espace annulaire	57
E-Le choix du débit et nature du régime.....	57
E-1-Les vitesses à l'intérieur de la garniture.....	58
E-2-Les vitesses dans l'espace annulaire.....	58
IV-3-Calcul des pertes de charge.....	64
IV-3-1-Elaboration d'un programme informatique pour le calcul des pertes de charge dans le puits.....	64
IV-3-2-Les symboles utilisés dans le calcul	64
IV-3-3-Organigramme.....	65
IV-3-4-Interprétations des résultats	68
IV-4-Etude de la variation des pertes de charge en fonction du débit et de la masse volumique pour la phase 8'' ³ / ₈ du puits	69
IV-4-1-1-Interprétations des résultats	71
Conclusion générale	
Annexes	
Références bibliographiques	

INTRODUCTION GENERALE

C'est au deuxième congrès mondial du pétrole, de Paris, en 1937, qu'apparaissent les premières communications sur le fluide de forage. Les fluides de forage les plus utilisés aujourd'hui sont complexes, ils présentent généralement un comportement non newtonien.

Leurs performances dépendent de diverses propriétés de la boue, les fluides non newtoniens ne sont pas conformes à la proportionnalité directe entre la contrainte de cisaillement et la vitesse de cisaillement et aucune équation simple n'a été trouvée pour décrire exactement le rhéogramme de tous les fluides.

La viscosité et la densité des fluides de forage doivent être connues à chaque instant, pour assurer une bonne circulation dans le puits, et créer une pression hydrostatique suffisante pour maintenir les parois de puits et d'empêcher la venue des fluides provenant de la roche poreuse.

Le fluide de forage est un facteur majeur dans le succès du programme de forage, et en tant que tel, il mérite une étude attentive, la rhéologie est la base de cette technique, elle permet de déterminer le comportement et les propriétés rhéologiques des fluides en circulation, afin d'évaluer les pertes de charge dans le circuit de boue sous le modèle de fluide donné.

Ce présent travail est reparti en quatre chapitres

Dans le premier chapitre, nous montrons les différents équipements d'un appareil de forage ainsi les fonctions du forage rotary et son principe.

Suit un chapitre traitant des généralités sur les différents types de fluides, leurs fonctions ainsi les principaux produits constitutifs, et le circuit des fluides de forage.

La troisième partie sera consacrée à la notion de rhéologie des fluides et aux principaux paramètres rhéologiques des fluides de forage et présenter également les différents modèles rhéologiques d'un fluide non-newtonien, afin de déterminer le modèle de la boue utilisée.

Le quatrième chapitre est consacré au calcul des pertes de charge dans le circuit de boue en se basant sur le modèle de fluide binghamien et en utilisant un programme informatique de calcul avec les équations empiriques à l'aide de logiciel **MATLAB**.

On appelle "Forage Pétrolier" l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux.

L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ces études permettent de se faire une idée de la constitution du sous-sol et des possibilités de gisements, mais elles ne peuvent pas préciser la présence d'hydrocarbures. Seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches.

Aujourd'hui en forage pétrolier existe deux méthodes, par percussion et par rotation, cette dernière est plus utilisée grâce à sa vitesse d'avancement et les profondeurs élevées qui peuvent atteindre.

I-1-Historique

En août 1859 lorsque le colonel " **DRAKE** "fora son premier puits de pétrole, à vingt-trois mètres de profondeur près de Titusville en Pennsylvanie (U.S.A), il employa le système de forage par battage au câble qui utilise, pour attaquer le terrain, l'impact d'un lourd trépan suspendu au bout d'un câble qui lui transmet, depuis la surface, un mouvement alternatif créé par un balancier. Ce procédé, dont le principe est connu depuis la plus haute antiquité (trois mille ans avant J.C., les chinois creusaient des trous étroits et profonds par cette méthode pour extraire du sel) a servi, pendant la deuxième moitié du XIXe siècle. [1]

I-2-Le pétrole

Le pétrole brut et le gaz naturel se sont formés au cours de millions d'années par décomposition de végétaux et d'organismes marins, comprimés sous le poids des sédiments. Comme ils sont plus légers que l'eau, ils ont migré pour combler le vide existant dans ces formations. Ce mouvement vers le haut s'est arrêté lorsqu'ils ont atteint des couches denses imperméables ou des roches non poreuses.

Le pétrole brut est présent, en général, dans des formations géologiques particulières, telles que les anticlinaux, les pièges de faille et les dômes de sel, que l'on trouve sous

divers types de terrains et dans des climats très divers. En pratique, le lieu d'accumulation appelé "piège" constitue une nouvelle couche imperméable formant le plus souvent une espèce au-dessus de la roche poreuse dans laquelle le pétrole circule. La roche qui contient le pétrole s'appelle un **réservoir** [1]

I-3-Description d'un appareil de forage rotary

L'appareil de forage, est constitué d'un ensemble d'équipements, des techniques opératoires et un personnel très qualifié. La figure (I.1) montre les différents organes constituant un appareil de forage standard.

On classe généralement les appareils de forage rotary en quatre catégories qui sont définies par les profondeurs limites qu'ils peuvent atteindre avec des tiges 4 1/2". On distingue :

- Les appareils légers : pour les profondeurs inférieures à 1200 m. ces appareils sont le plus souvent portables ou semi-portables.
- Les appareils moyens : pour les profondeurs comprises entre 1200 et 2500 m.
- Les appareils lourds : pour les profondeurs comprises entre 2500 et 4000 m.
- Les appareils super lourds : pour les profondeurs supérieures à 4000 m.

Ces performances de profondeur se traduisent par un poids et une puissance qui caractérise le critère de choix d'un appareil de forage. [1]

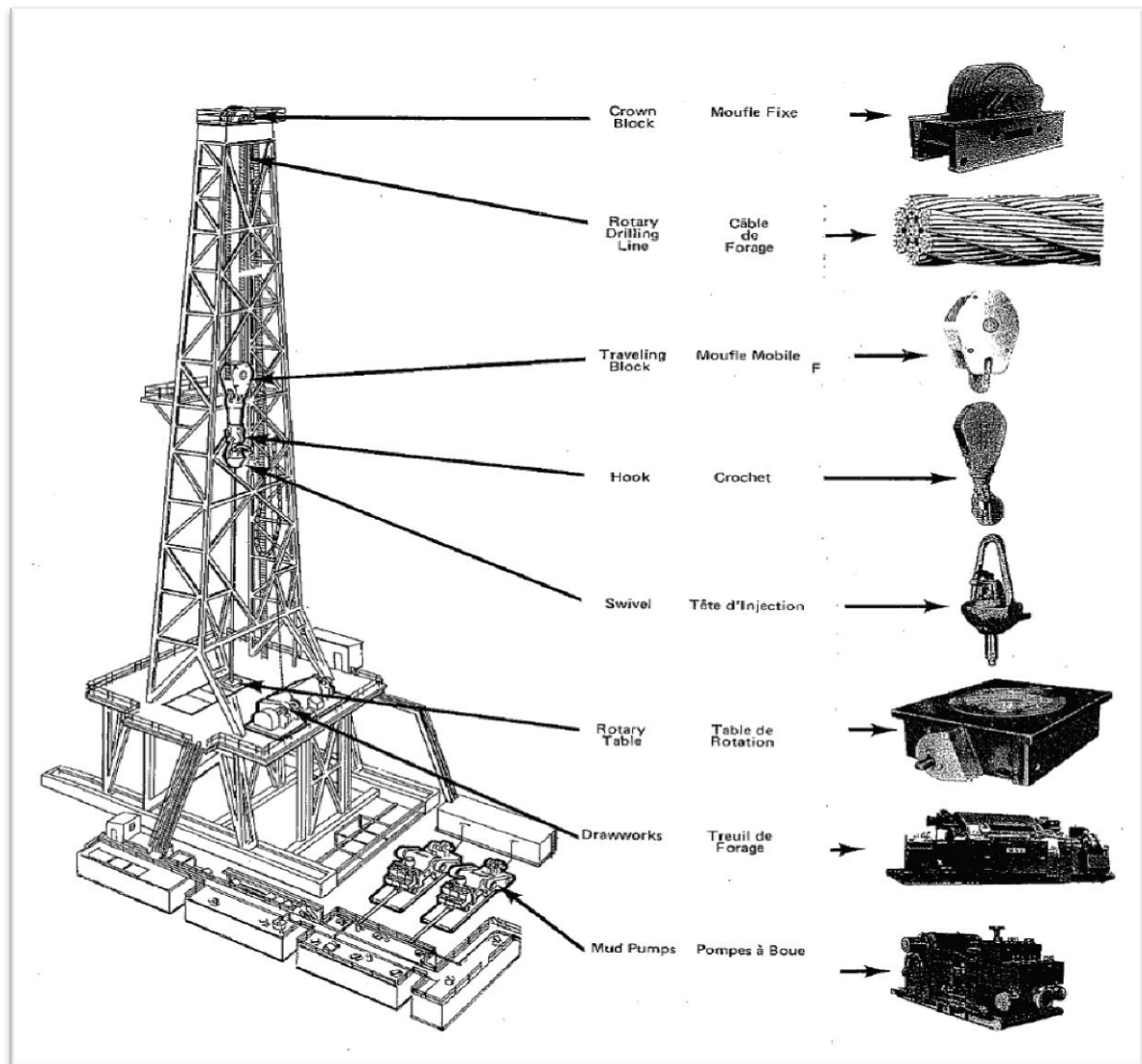


Figure (I.1) : Appareil de forage [2]

I-3-1-Principe du forage rotary

La technique rotary est exclusivement utilisée dans les terrains sédimentaires durs pour les machines de fortes puissances.

Un outil appelé tri lame ou tricône est mis en rotation depuis la surface du sol par l'intermédiaire d'un train de tiges. L'avancement de l'outil s'effectue par abrasion du terrain, sans choc, uniquement par rotation et poussée. Celle-ci est fournie par la puissance de la machine mais surtout par le poids des tiges au-dessus de l'outil. Il existe sur les ateliers de forages conséquents des tiges spécialement lourdes pour cela (masse-tiges). [2]

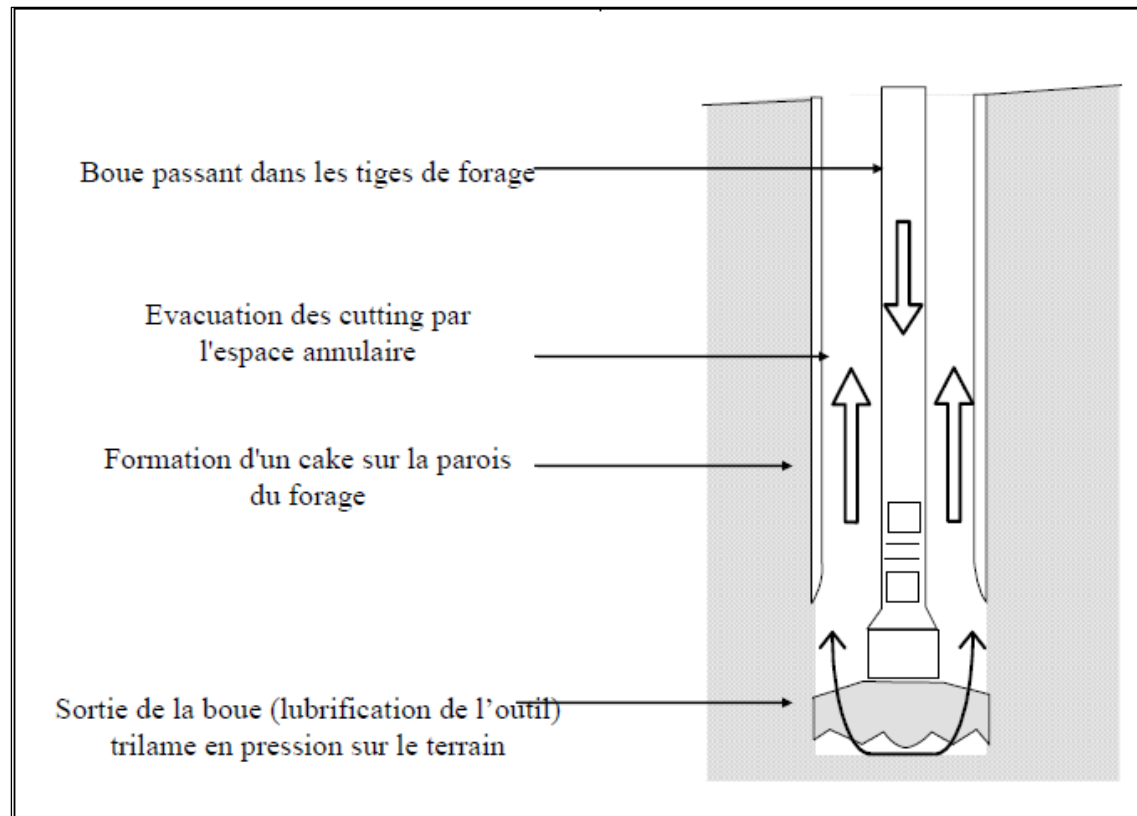


Figure (I.2) : Le principe rotary [2]

L'outil détache dans le fond du trou des copeaux de terrain (cutting). La circulation de la boue, permet de les remonter à la surface. La boue de forage est injectée à l'intérieur des tiges, ressort au niveau de l'outil et remonte à la surface par l'espace annulaire entre le train de tiges et les parois du trou foré. Lors de sa remontée, la boue de forage tapisse les parois du trou (**cake**) pour les stabiliser. Elle circule en circulation fermée, jusqu'à la surface du sol où elle est canalisée dans une série de fosses qui permettent aux cutting de décanter, puis pompée et injectée sous pression dans le train de tige.

I-4-Les fonctions du forage rotary

Le forage par la méthode rotary est basé sur trois fonctions essentielles sont (levage, rotation et pompage).

I-4-1-La fonction levage

Cette fonction sert à assurer les manœuvres de descente et la remontée des tiges et généralement elle est composée de :

1-4-1-1-Le mat

Le mât est une structure en forme de A très pointu. Il a la particularité d'être articulé à sa base ce qui lui permet d'être assemblé ou démonté horizontalement puis relevé en position verticale en utilisant le treuil de forage et un câble de relevage spécial.

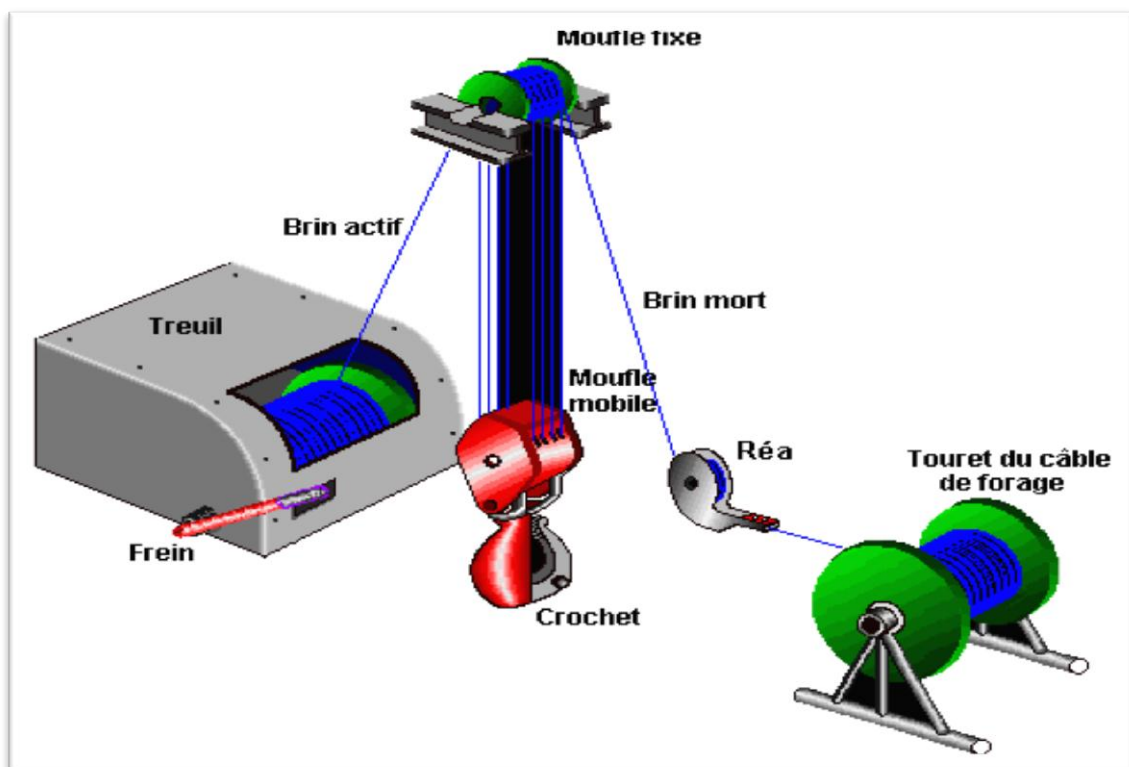


Figure (I.3) : Schéma de la fonction levage [1]

I-4-1-2-Le moufle fixe

Il est composé d'une série de poulies montées généralement sur un même axe. Ces poulies sont montées folles, c'est-à-dire qu'elles peuvent tourner librement et indépendamment autour de cet axe.

I-4-1-3-Le moufle mobile (travelling block)

C'est un ensemble de poulies à grand diamètre enfilées côte à côte sur un arbre en acier et tournant librement grâce à des roulements à rouleaux

I-4-1-4-Le crochet (Hook)

Il soutient la tête d'injection (motorisée ou non). Ou bien la garniture en manœuvre, par l'intermédiaire des bras de levage fixés aux oreilles du crochet.

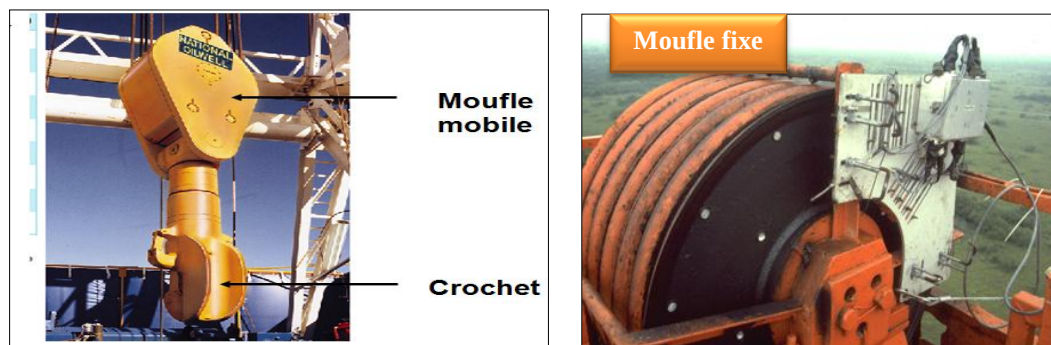


Figure (I.4) : Moufle fixe et mobile [1]

I-4-1-5-Le treuil (drawwork)

C'est le cœur de l'appareil de forage, un tambour autour duquel le câble de forage est enroulé. Aux bouts de ce tambour sont fixés des jantes qui servent à freiner et arrêter la garniture de forage.



Figure (I.5) : Treuil de forage [1]

Sur certains appareils, il assure l'entraînement de la table de rotation par l'intermédiaire de cardans ou de chaînes et pignons. [1]

I-4-2-La fonction rotation

La table de rotation permet de transmettre le mouvement de rotation à la tige d'entraînement[Kelly] grâce au carré d'entraînement qui comporte des rouleaux épousant la forme de la tige d'entraînement .

Cette table sert aussi au calage de la garniture de forage lors de sa manœuvre dans le puits .

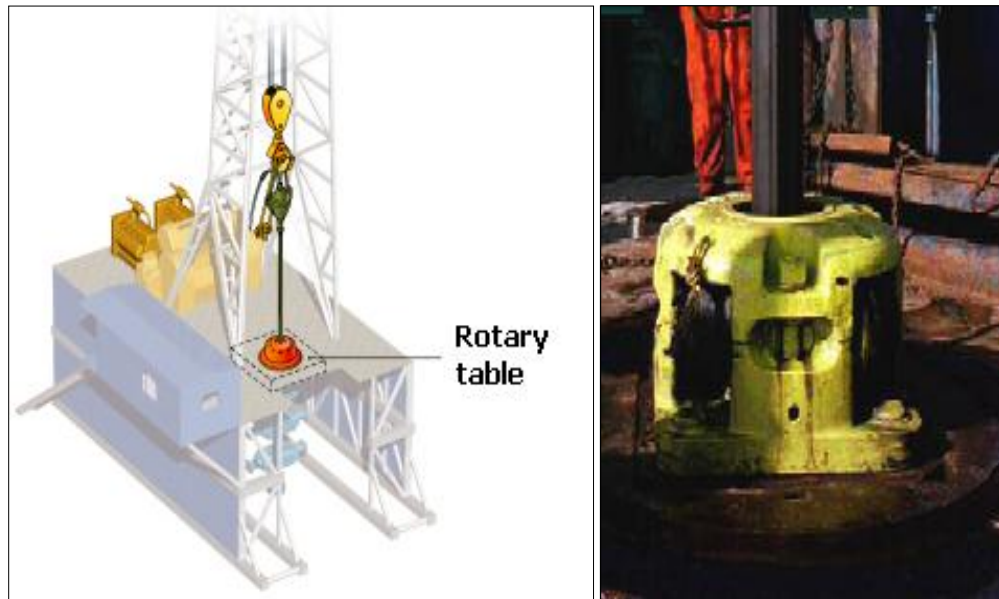


Figure (I.6) Table de rotation [1]

I-4-3-La fonction pompage

La fonction pompage est assurée par la pompe à boue [mud pumps], une fois la boue [mud] fabriquée dans les bacs de grande capacité .Elle est aspirée par des pompes et refoulée dans les tiges creuses. Elle descend le long de la garniture de forage [drilling string], et sort par les orifices de l'outil, puis remonte dans l'espace annulaire entre la garniture et le puits jusqu'à la surface. Figure (I.7)

Elle est recueillie dans un tube vertical (tube fontaine), et acheminée par un autre horizontal (goulotte) vers les tamis vibrants, pour débarrassée des déblais (cutting), avant d'être réinjectée dans le puits pour un autre cycle. [1]

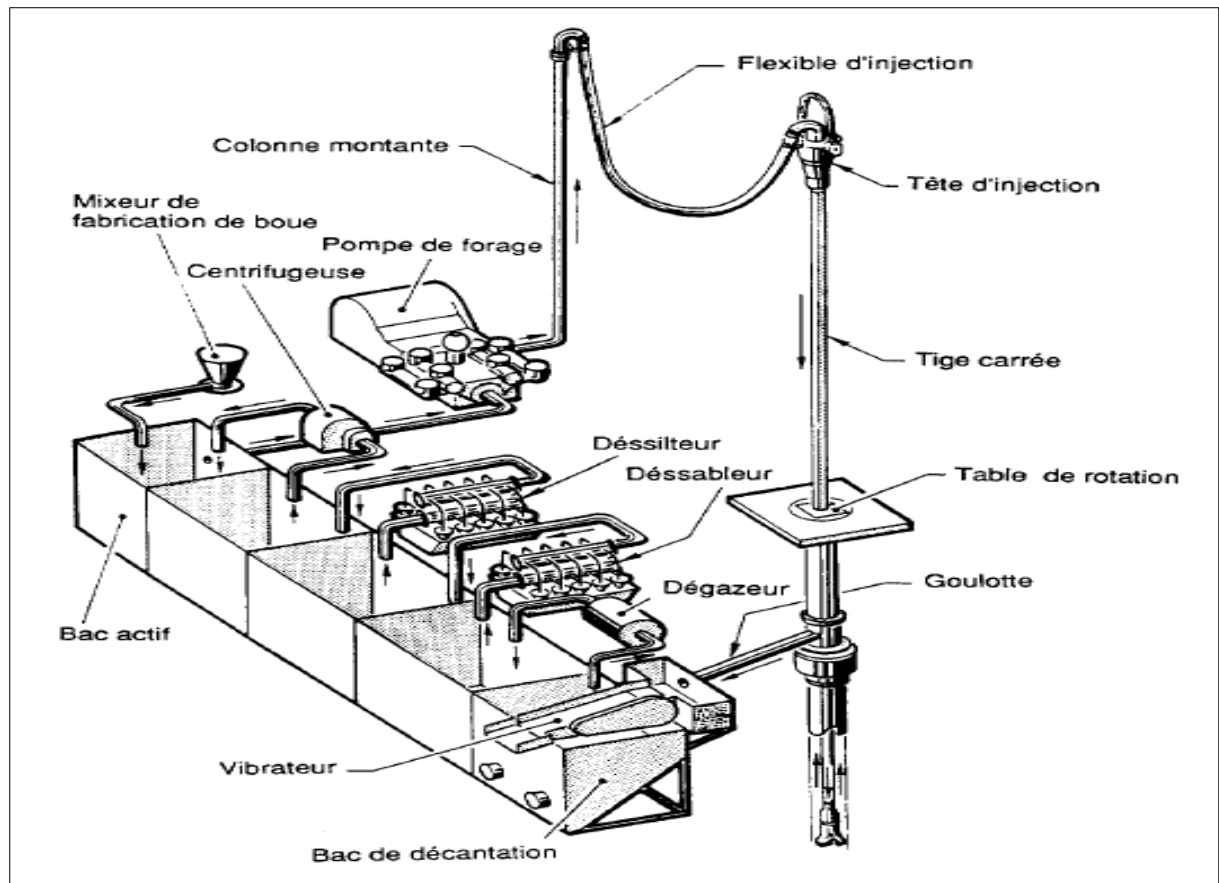


Figure (I.7) : Schéma de fonction pompage [2]

Le retour de la boue se fait dans le même bac que l'aspiration, et pour des raisons de sécurité le volume total de ces bacs doit être toujours égal à 1,5 fois le volume total du puits foré.

I-5-La garniture de forage

Le forage rotary exige l'utilisation d'un arbre de forage creux appelé garniture, qui a pour principales fonctions :

- d'entraîner l'outil en rotation
- d'appliquer un certain effort
- d'apporter l'énergie hydraulique nécessaire à l'évacuation des déblais

Une garniture de forage est constituée des principaux éléments suivants :

I-5-1-Les tiges de forage [drill pipes]

Les tiges de forage permettent la transmission de la rotation de la table à l'outil et le passage du fluide de forage.

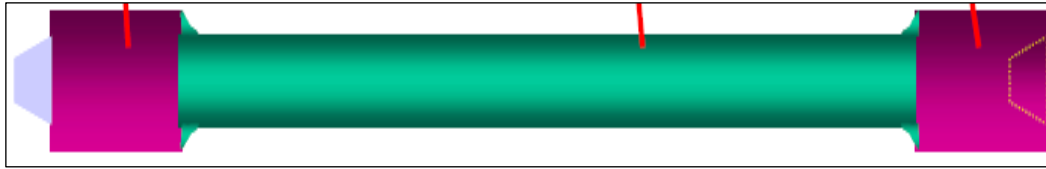


Figure (I.8) : Tige de forage [1]

I-5-2-les tiges lourdes [Heavy Weight]

Les tiges lourdes ont une souplesse plus grande que celle des masses tiges et plus petite que celle des tiges normales.

Dans les forages verticaux, les tiges lourdes sont utilisées comme intermédiaires entre les masse-tiges et les tiges. Il y a à ce niveau une variation de section occasionnant des contraintes plus élevées (flexion plus grande, vibrations).

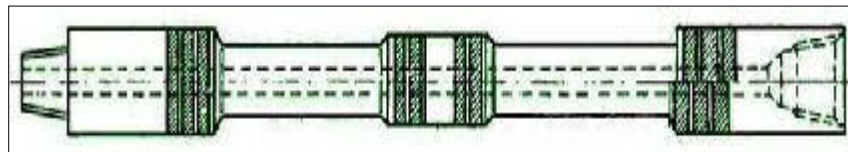


Figure (I.9) : Tige lourde [1]

I-5-3-les masses tiges [drill collars]

Les masses tiges permettent de mettre du poids sur l'outil pour éviter de faire travailler les tiges de forage en compression. Le poids utilisable des masses tiges ne devra pas excéder 80% de leur poids total dans la boue. Elles également jouent le rôle du fil à plomb pour forer un trou aussi droit et vertical que possible.



Figure (I.10) : Masses tiges [1]

I-6-L'outil de forage

L'outil de forage qui se trouve au bout de la garniture sert à forer le sol dans le but d'obtenir le meilleur coût du mètre foré. L'outil doit être choisi selon le terrain et les conditions du fond, pour cela il existe une grande gamme d'outils de technologies différentes pour couvrir tous les besoins techniques et économiques.



Figure (I.11) : Types d'outil de forage [1]

I-7-Le top drive

Le top drive est une tête d'injection motorisée qui, en plus de l'injection, assure la rotation de la garniture de forage.

Ainsi, il n'a besoin ni de la tige d'entraînement ni de la table de rotation pour faire tourner la garniture. [1]

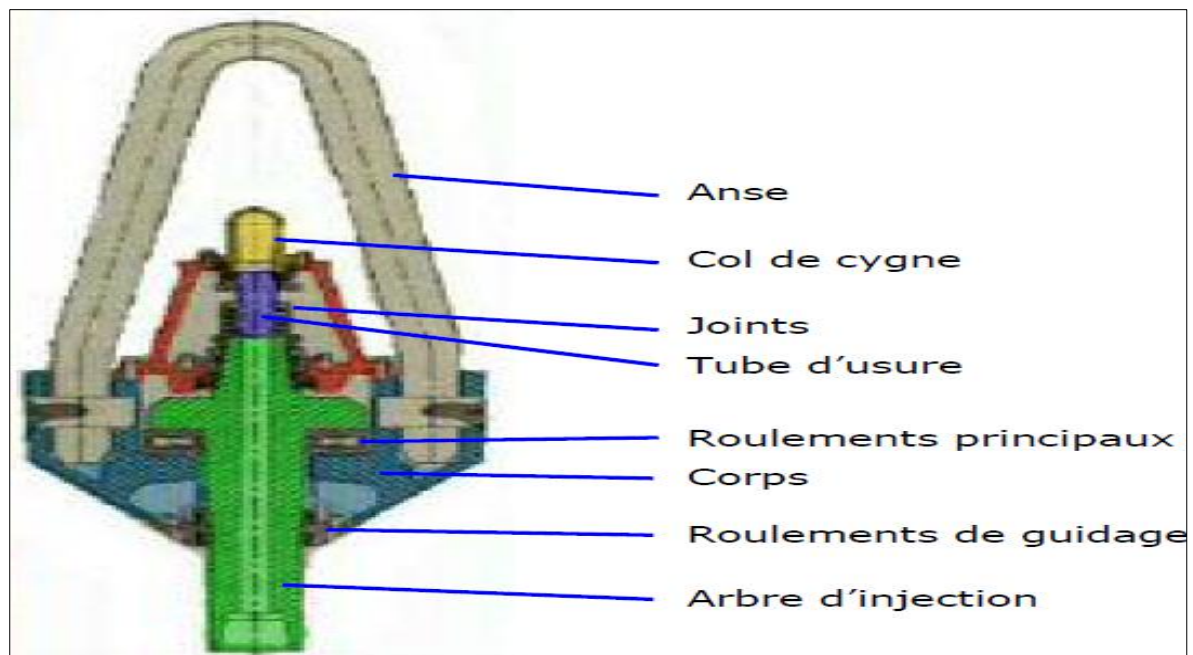


Figure (I.12) : Top drive [1]

Plusieurs options existent dans cet équipement : les bras de l'élévateur sont articulés hydrauliquement pour faciliter le travail de l'accrocheur et il possède une clé automatique et même une coulisse intégrée.

I-8-Les systèmes de transmissions de puissance

I-8-1-Transmission mécanique

Plusieurs moteurs diesel travaillent en parallèle grâce à leur interconnexion par un système de chaînes, d'embrayage...etc.

I-8-2-Transmission électrique

Les appareils de forage utilisent le système à courant continu pour la consommation d'énergie électrique qui est fournie par le moteur diesel et les génératrices.

I-9-Fonction de sécurité

Au forage des puits dans les gisements où l'on suppose la présence d'une pression élevée des couches, afin d'éviter une éruption de gaz et d'huile, la tête de puits est munie des dispositifs d'étanchéité de sécurité appelés obturateurs de sécurité (B.O.P).

L'installation de l'obturateur de sécurité

I-9-1-L'obturateur de sécurité

Il est monté sur la bride d'une colonne intermédiaire descendue avant le début du forage. L'éruption de gaz et d'huile peut commencer très vite et se dérouler d'une manière intense, ce qui peut finir par la perte du puits et de l'équipement. Grâce aux obturateurs de sécurité on peut prévenir rapidement le début de l'éruption et réaliser des opérations nécessaires dans le puits.

I-9-2-Le système de commande

L'ensemble de commande des obturateurs est équipé d'une pompe, d'un dispositif hydraulique d'entrainement qui maintient une pression constante, et d'un groupe hydraulique d'accumulation à diaphragme de haute pression. [1]

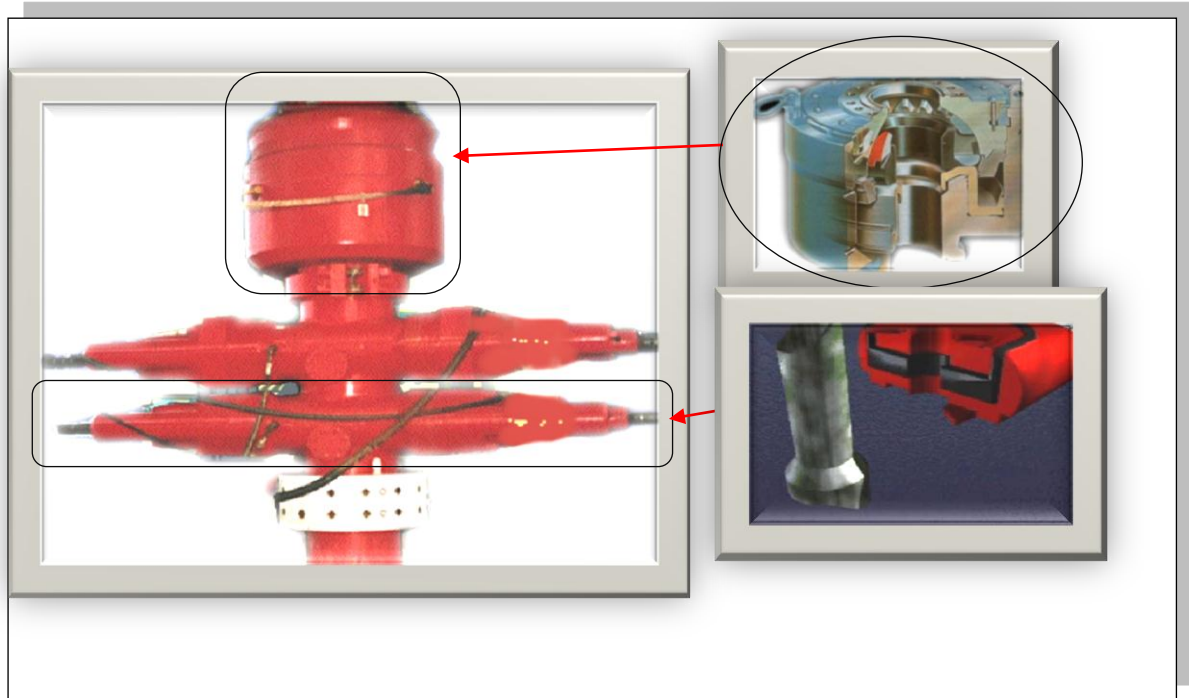


Figure (I.13) : Obturateur de sécurité B.O.P [1]

Les fluides de forage, appelés aussi boues de forage, sont un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments, ...). Le fluide de forage était déjà présenté en 1933 lors du premier Congrès Mondial du Pétrole. Le premier traité sur les fluides de forage a été publié en 1936 par **Evans et Reid**. En 1979, l'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface. Le fluide est préparé dans des bacs à boues, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire. A la sortie du puits, il subit différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques à leurs valeurs initiales.

II-1-La densité

La densité est le rapport de la masse d'un corps à la masse volumique d'un corps de référence dans des conditions qui doivent être spécifiées pour les deux corps (l'eau pour les liquides et les solides, l'air pour les gaz). Elle s'exprime par un nombre sans dimension.

Sachant que : 1 gallon d'eau pèse 8.33 livres et 1 pied cube d'eau pèse 62.4 livres pour connaître la densité à partir des livres par gallon, on multiplie par 0.12 Pour connaître la densité à partir des livres par pied cube, on multiplie par 0.016

La densité des boues de forage se mesure à l'aide d'un densimètre dont le principe est analogue à celui de la balance romaine.

La densité est une caractéristique physique importante des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour contrôler et empêcher les venues des fluides de formation et ne doit pas dépasser les limites de résistance de la roche et les parois de puits, afin de ne pas fracturer et créer une perte de circulation. Pour alourdir une boue on y ajoute de la barytine (BaSO_4).

La pression hydrostatique exercée par la boue sur les parois du puits, est donnée par l'expression suivante (**Garcia et Parigot, 1968**): [3]

$$P = \frac{H \cdot d}{10,2} \quad (II.1)$$

H: profondeur en mètre.

d : Densité de la boue (sans unité).

P : pression hydrostatique en bars.

II-2-Les rôles des fluides de forage

II-2-1-Nettoyage du puits

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

II-2-2-Maintien des déblais en suspension

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

II-2-3-Sédimentation des déblais fins en surface

Alors que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface, afin de les éliminer.

II-2-4-Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde

Du fait de son passage en surface, la boue en circulation se trouve à une température inférieure à celle des formations ce qui lui permet de réduire efficacement l'échauffement de la garniture de forage et de l'outil. Cet échauffement est dû à la transformation d'une partie de l'énergie mécanique en énergie calorifique.

II-2-5- prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

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

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

Les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression des roches.[4]

II-2-6-Dépôt d'un cake imperméable

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

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits. Ce cake doit être de perméabilité faible et doit être facilement enlevé avant la cimentation (**Peysson, 2004**). [3]

II-2-7-Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile

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

La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en réglant d'une manière adéquate la densité entre des valeurs maximum et minimum.

II-2-8-Diminution du poids apparent du matériel de sondage

La présence d'un fluide d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garniture de forage et tubages, et également de réduire la puissance exigée au levage.

II-2-9- Apport de renseignements sur le sondage

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

- Par les déblais remontés avec la circulation du fluide,
- L'évolution des caractéristiques physiques et/ou chimiques de la boue,
- La détection de gaz ou autres fluides mélangés à la boue. [4]

II-2-10- Augmentation de la vitesse d'avancement

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

Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils. [5]

II-2-11-La transmission de la puissance au moteur de fond

Pour certaines applications telles que, le forage dirigé on incorpore à la garniture un moteur (turbine ou moteur volumétrique).Ce moteur est mu par le débit de boue injectée à l'intérieur de la garniture. [5]

II-3-Les principaux produits pour les fluides de forage

Un très grand nombre de produits sont employés dans les fluides de forage. Certains ont un rôle particulier, d'autres ont un rôle multiple.

Les principaux produits employés dans les boues sont :

II-3-1- Les colloïdes**II-3-1-1- Les colloïdes minéraux****II-3-1-1-1-Les bentonites**

Ce sont des argiles sodiques du type montmorillonites qui présentent la propriété de gonfler dans l'eau douce en absorbant de grandes quantités d'eau.

On peut appeler les bentonites «colloïdes argileux » à cause de la finesse des particules et de leur réactivité dans l'eau.

Les bentonites sont employées pour augmenter la viscosité et les gels des boues douces tout en diminuant leur filtrat.

II-3-1-1-2-Les argiles résistant au sel

Ce sont des attapulgites ou des sépiolites qui présentent la particularité de se disperser et de rester en suspension en milieu salé (supérieur à 30g/l de sel).[5]

Elles jouent le même rôle que les bentonites, ne flocculent pas en présence de sel, mais ne réduisent pas le filtrat.

La dose d'utilisation en eau salée varie entre 80 et 150 kg/m³. Par contre en eau douce leur rendement sera légèrement inférieur à celui de la bentonite en ce qui concerne la viscosité, nul en ce qui concerne le filtrat. [4]

II-3-1-2- Les colloïdes organiques

II-3-1-2-1- L'amidon

Les amidons pour boues de forage sont extraits des pommes de terre, du riz, du maïs, du blé et traités spécialement pour gonfler rapidement même dans l'eau froide et non alcaline.

Un bon amidon doit réduire le filtrat sans trop augmenter la viscosité de la boue et il doit résister à une température de 150 °C.[4]

II-3-1-2-2-C.M.C (Carboxy-méthyl-cellulose)

Ce sont des colloïdes organiques qui ne fermentent pas. Elles commencent à se dégrader à partir de 110°.

On les classe généralement en trois catégories :

✓ Qualité technique

Utilisée pour les faibles et moyennes valeurs de viscosité et de filtrat quand la salinité est inférieure à 30g/l et une concentration en calcium inférieure à 500 mg/l.

✓ Qualité purifiée

Beaucoup plus chère que la précédente, mais dans un rendement bien supérieur dans les cas suivants :

- Profondeur supérieure à 1 500/2 000m
- Salinité supérieure ou égale à 30 g/l
- Filtrat inférieur à 5 cc. [4]

✓ Qualité « Haute viscosité »

Sont utilisées lorsqu'on désire augmenter la viscosité autrement que par addition d'argile.

II-3-2-Les fluidifiants

II-3-2-1-Les Lignosulfonates

Les lignosulfonates sont extraits de la pâte à papier de conifères par traitement de la pulpe à l'aide d'un acide sulfite de métal lourd.

Les premiers lignosulfonates employés furent des lignosulfonates de calcium qui permirent de résoudre des problèmes pratiquement insolubles avec l'emploi des tanins.

Actuellement, on préfère les lignosulfonates de ferrochrome qui fonctionnent pratiquement dans toutes les boues à base d'eau. Ces produits possèdent la particularité de se comporter comme un fluidifiant entre 2 et 8 g/l, et comme inhibiteur de gonflement et de dispersion des argiles à doses élevées (12 à 30 g/l).

Une boue traitée à l'aide des lignosulfonates de ferrochrome résiste à de hautes concentrations en calcium et en Na Cl et à des températures de 190 °C.[4]

II-3-2-2-Les Tanins

Les plus utilisés sont les tanins de Québracho (extraits de l'écorce d'un arbre poussant en Argentine) et les tanins de châtaigniers.

Le PH d'un tanin non traité, en solution aqueuse, est de 4 environ. L'effet fluidifiant est fonction du pH de la boue, ce qui nécessite d'employer ce produit couplé avec de la soude. Dose d'emploi : 2 à 8 g/l. [4]

II-3-2-3- Polymères Synthétiques

Ces polymères ont une action fluidifiante, inhibiteurs de gonflement des argiles, insensible aux contaminants, stable en température, ces polymères ne contiennent aucun élément toxique.[4]

II-3-3-Les additifs minéraux

II-3-3-1- La Soude Caustique (Na OH)

La soude est employée pour :

- accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par m³ de boue,
- augmenter le pH et accroître le rendement des produits organiques (fluidifiants et réducteurs du filtrat) :

La soude s'ajoute rarement au mixer (danger de projection) et le plus souvent par le fût de traitement chimique en solution aqueuse associée aux dérivés ligneux éventuels.[4]

II-3-3-2- Le carbonate de soude (Na_2CO_3)

Le carbonate de soude est employé pour :

- accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue
- précipiter le calcium

Le carbonate de soude se passe au mixer ou directement dans la boue (goulotte ou bassin).[5]

II-3-3-3- Le gypse (CaSO_4)

Le gypse ou plâtre de Paris est employé pour confectionner les "boues au gypse".

La solubilité du gypse est de 2,14 g/l en eau douce à la température de 20 °C. Les ions calcium apportés par le gypse empêchent le gonflement des argiles forées, ce qui permet de travailler avec des viscosités plus faibles.[5]

II-3-3-4- La chaux éteinte $\text{Ca}(\text{OH})_2$

La chaux éteinte est employée pour :

- augmenter la viscosité d'une suspension d'argile préalablement hydratée dans de l'eau (ceci entraîne une augmentation de filtrat) ;
- pour fluidifier - certains types de boues salées saturées en (NaCl).
- pour confectionner les "boues à la chaux" ;

La chaux se passe au mixer ou mieux en solution aqueuse par le fût de traitement chimique.[5]

II-3-3-5- Le sel (NaCl)

Le chlorure de sodium est employé pour fabriquer des boues salées saturées, lorsque l'on doit forer dans des zones salifères (massives ou intercalations).

II-3-4-Les alourdissants

II-3-4-1- La barytine ou sulfate de baryum (Ba SO₄ - densité : 4,2)

C'est l'alourdissant le plus couramment utilisé. Une bonne barytine, ne doit pas contenir d'argile ni de sel soluble et sa densité doit être au moins de 4,2. Elle ne doit pas contenir d'abrasif et sa granulométrie doit être telle qu'elle ne sédimente pas ni n'augmente pas trop la viscosité de la boue.

A l'aide de la baryte on peut alourdir une boue jusqu'à une densité de 2,50.

La baryte se passe au mixer à la cadence maximale de 25 t/h ou plus en cas d'urgence.

II-3-4-2- Le carbonate de calcium (Ca CO₃ - densité : 2,7)

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

A l'aide de Ca CO₃, on peut alourdir une boue jusqu'à une densité de 1,20 - 1,30. Le Ca CO₃ se passe au mixer comme la baryte [4]

II-3-5-Les colmatants granulaires

Grace à leur forme anguleuse et leur répartition granulométrique, ils agissent en bloquant en profondeur les fissures. Ils ont une grande résistance mécanique aux pressions différentielles.

On emploie des produits durs et calibrés. Citons :

- les coquilles de noix
- les noyaux d'abricots, cerise, olive, etc.... [5]

II-4-Les types des fluides de forage

II-4-1-boue à base d'eau

Ces fluides sont souvent désignés par "Water-Based Muds" ou **WBM**. Ils sont généralement constitués par des suspensions d'argile (bentonite, ...), des solides inertes (carbonates, ...) dont les caractéristiques rhéologiques sont corrigées par addition de polymères viscosifiants (Xanthane, ...). Des réducteurs de filtrat entre également dans la composition (carboxyméthylcellulose, polymères synthétiques). La

composition de ces boues est selon les couches traversées et les besoins de forage, parmi elles on peut citer quelques types. [5]

II-4-1-1-Boue bentonitique

Le viscosifiant de base est une argile montmorillonite qui donne son meilleur rendement en eau douce. Ce sont des fluides utilisés en début de puits pour leurs propriétés de remontée des déblais et de thixotropie.

Leurs propriétés sont améliorées par l'ajout de colloïdes organiques réducteur de filtrat les CMC: Carboxyméthylcellulose , et fluidifiant FCL: Lignosulfonate ou Lignite.

II-4-1-2- Boue aux polymères

Ce sont des boues à faible teneur en solides forés (inférieure à 8 %).ou le viscosifiant n'est plus une argile, mais un polymère à longue chaîne: le Biopolymère ou XC Polymère. Sa propriété particulière de fluidification à haut taux de cisaillement va diminuer les pertes de charges dans les tiges de l'outil, tout en remontant les déblais dans l'annulaire.

De plus, la faible teneur en solide en diminuant la densité du fluide, va diminuer la pression hydrostatique appliquée sur la formation. Ces deux propriétés nous donnent l'avantage principal du fluide, l'augmentation de la vitesse d'avancement des outils.

II-4-2-Boue à base d'huile

Un fluide à base d'huile est un fluide dont la phase continue est de l'huile. Une certaine quantité d'eau ou de saumure est émulsionnée dans cette huile. La quantité d'eau ou de saumure émulsionnée peut aller de quelques pour cent à environ 50 pour cent de la phase liquide.

Certaines sociétés de services boues désignent leurs systèmes par "boue à l'huile" sans plus de distinction, d'autres différencient les systèmes:

- "boue à l'huile" pour les faibles teneurs en eau.
- "boue à émulsion inverse" pour les hautes teneurs en eau.

II-4-2-1- Boue à l'huile (teneur en eau 5 % maxi)

Conventionnelle est un mélange d'asphalte d'acides organiques de bases, d'agents stabilisants et de brute, la composition exacte dépend du fabricant. Quoi qu'il y ait un tout petit peu d'eau dans la boue à huile, l'eau considérée comme un contaminant à éviter. Une très petite quantité d'eau peut provoquer un épaississement de la boue, cependant à l'exception de cette contamination par l'eau, la boue à l'huile est particulièrement stable.[4]

II-4-2-2- Boue émulsionnée inverse (teneur en eau 50 % maxi)

Peut contenir jusqu'au 50% en volume d'eau douce ou salée, émulsifiée par petites gouttes dans l'huile et qui maintiennent en suspension les argiles, bien préparées.

Les boues inverses constituées des émulsions très stables, elles sont généralement peu colorées, alors que les boues à l'huile sont noires. [4]

II-5-Avantages et inconvénients des boues de forage**II-5-1-Avantages**

Les avantages des boues sont :

- Réduction des frottements de la garniture sur les parois de puits et diminution de l'usure de la garniture.
- Contrôle aisé des caractéristiques.
- Insensibilité aux contaminants des boues à base d'eau (Na Cl, CaSO_4 , ...).
- Excellentes caractéristiques de filtration statique, cake mince insoluble dans l'eau et soluble dans le brut.
- Stabilité des caractéristiques de filtration en température.
- Réduction des frottements de la garniture sur les parois du puits d'où diminution du couple de torsion, particulièrement en puits déviés. Réduction des risques de collage par pression différentielle.

II-5-2-Inconvénients

Les inconvénients des boues sont :

- Manipulation salissante, mais nettoyage d'autant plus facile que la teneur en eau est élevée.
- Risque d'incendie dans le cas de l'utilisation de brut insuffisamment débarrassé de ses éléments les plus légers.
- Détérioration des caoutchoucs ne résistant pas aux hydrocarbures.
- Difficultés pour déceler la présence d'huile de formation dans les déblais.
- Prix de revient au m³ plus élevé que les boues à l'eau rendant souhaitable une récupération de la boue puits à puits.
- Pollution du milieu en cas de rejet.

II-6-Les problèmes de formation au cours de forage

II-6-1-les pertes de circulation

Elles se manifestent par une baisse du 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 dans les tiges.

II-6-1-1-Les pertes partielles

Les pertes sont partielles lorsqu'une partie seulement du volume pompé dans le puits revient dans les bassins après passage dans le puits, celui-ci restant plein durant les arrêts de pompage.

Dans ce cas, il est possible de traiter toute la boue du circuit avec 5 à 10 Kg m³ de colmatant fin passant au travers des tamis, (coquilles de noix – mica en poudre) avant de pénétrer dans la zone de pertes présumée. [5]

II-6-1-2-Les pertes totales

Les pertes sont totales lorsqu'il n'y a pas de retour à la goulotte, et que le puits se vide partiellement ou totalement, ce qui signifie possibilité d'éruption.

Dès qu'une perte totale est observée en forage, on procèdera aux étapes suivantes :

- Arrêter de pomper dans les tiges pour ne pas perdre de boue inutilement
- Dégager l'outil du fond aussi haut que possible
- Observer si le puits est plein de boue, sinon essayer de le remplir par l'annulaire en mesurant aussi exactement que possible le volume pompé. En divisant ce volume par le volume du puits au mètre foré, évaluer approximativement le niveau statistique de la boue.

II-6-2-Contamination de la boue par le gaz

Lors du forage des formations contenant du gaz, ce dernier se mélange à la boue entraînant une réduction de la densité. Cette réduction est significative quand le gaz s'approche de la surface (*LOI DE BOYLE*).

La réduction de pression due à la contamination de la boue par le gaz est donnée par la formule de **strong** :[6]

$$\Delta P = 2.3 \frac{d_e - d_s}{d_s} \log P \quad (\text{II.2})$$

ΔP : la réduction de la pression sur le fond (bars).

d_e : la densité d'entrée de la boue.

d_s : la densité de sortie de la boue.

P : la pression hydrostatique de la boue initiale (bars)

II-6-3-Les hautes températures

Les températures élevées à l'intérieur du puits ont une influence néfaste sur les boues, ce qui provoque l'augmentation du filtrat, une chute de la viscosité, et une solidification de certains types de boue (boue à la chaux)

II-6-4-Les sables

Dans la plupart des cas sont rencontrés dans les formations supérieures non consolidées. Ils sont généralement la cause d'écoulements et de coincements de la garniture.

- Les sables grossiers n'ont pas d'influence sur la boue car ils décantent facilement dans les bassins.
- Les sables fins, par contre accroissent la densité de la boue mais ne modifient pas les autres propriétés.

- Les formations sableuses sont sensibles à l'invasion par l'eau de la boue, ce qui augmente encore leur fragilité
- La présence de sable dans la boue a un effet abrasif sur les parties mobiles des pompes, sur les duses de trépan et les événements d'outils conventionnels, ce qui a souvent pour effet de réduire leur longévité. [6]

II-7-Le système de circulation

II-7-1-Circuit haute pression (HP)

Le circuit haute pression permet l'acheminement de la boue de forage depuis le refoulement de la pompe jusqu'à la tête d'injection. On distingue :

- les conduites de refoulement [**lines**].
- le manifold de refoulement [**discharge**].

Les conduites de refoulement acheminent la boue des pompes au manifold de plancher. Il y a généralement une ligne de refoulement par pompe.

Ce circuit commence de la conduite de refoulement des pompes de forage jusqu'au raccord fileté de la tige d'entraînement, ce circuit comprend les éléments suivants :

II-7-1-1-La ligne de refoulement

Les conduites de refoulement des pompes de forage sont en tubes ligne pipe à extrémité lisses ou extra strong filetées sur demande, et même souvent soudée avec un montage par brides pour les séries très hautes pression (5000 psi et plus).

Ces pièces sont repérées par leur série qui définit les pressions de service 3000, 4000 ou 5000psi, la dimension des brides et des filetages.

II-7-1-2-Le manifold de plancher

Après l'amortisseur de pulsation et dans les conduites de refoulement vers un système de plusieurs vannes, appelé manifold de refoulement, permet l'utilisation de n'importe quelle pompe, sur l'une ou l'autre des lignes de refoulement, ainsi que l'isolation d'une pompe si nécessaire. Toutes les vannes sur le circuit haute pression (HP) sont, par sécurité, doublées.

Le manifold est également équipé d'une vanne de purge, permettant la décompression de tout le circuit de refoulement.

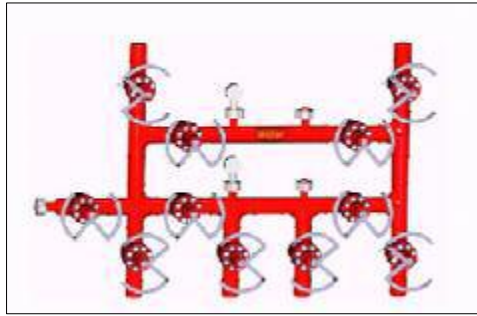


Figure (II.1) : Manifold de plancher [1]

II-7-1-3-La colonne montante [standpipe]

Elle permet la liaison entre le manifold de plancher et le flexible d'injection. Sa longueur est calculée de telle façon que son extrémité supérieure soit à égale distance des positions extrêmes de la tête d'injection.

La colonne montante est placée le long d'un des pieds du mât (à l'intérieur de la cornière) ou quelquefois sur une de ses faces. Placée le long des pieds, elle est soutenue d'une façon plus rigide et aura moins tendance à vibrer.

II-7-1-4-Le flexible d'injection [kelly hose, mud hose]

Il relie l'extrémité de la colonne montante à la tête d'injection. Il doit résister aux hautes pressions de la boue.

Le flexible est un tuyau armé souple (figure II.2). Il possède un tube intérieur en caoutchouc spécial résistant à l'huile, recouvert de couches de toile spéciale (revêtement souple) qui assurent la résistance dans le sens de la longueur. [1]



Figure (II.2) Flexible d'injection [1]

II-7-1-5-Le col de cygne [goose neck]

Permet le raccordement du flexible d'injection à la tête d'injection. L'angle que fait l'axe du col de cygne avec la verticale est de 15° .

Le filetage du raccord sur le col de cygne est de 2" à 4" de dimension. Un raccord-union est intercalé entre le filetage du col de cygne et celui du flexible d'injection.



Figure (II.3) Col de cygne [1]

II-7-1-6-La tête d'injection

Elle constitue la liaison entre l'arbre de forage qui tourne et le reste de l'installation qui reste fixe. Elle permet aussi l'injection de fluide de forage dans le train de tige.

II-7-2-Le circuit basse pression (BP)

Le circuit boue "basse-pression" (B.P) est constitué de toute l'installation boue depuis la sortie du puits jusqu'à l'aspiration des pompes haut pression (H.P) refoulant sur le puits.

Le circuit basse pression contient les éléments suivant selon l'ordre chronologique, les principales fonctions à assurer sont :

- Le tamisage
- La décantation
- Le dégazage
- Le dessablage et les traitements particuliers d'élimination des solides

II-7-2-1-Le tamisage

En cours de forage, la boue se charge en déblais qui doivent être éliminés au maximum en surface avant d'être recyclés dans le trou. En effet une teneur élevée en

solides augmente la densité de la boue, modifie ses caractéristiques physiques et la rend abrasive.

Ceci favorise les pertes, le collage par pression différentielle, le colmatage des formations productrices et de nombreux ennuis en forage. Le tamisage est le premier traitement mécanique d'élimination des solides.

Dès la sortie de la goulotte, la boue passe dans un "mud box" pour régulariser le débit, puis sur des toiles rectangulaires plus ou moins inclinées et soumises à des vibrations. La toile est définie par les dimensions de sa maille (carrée ou rectangulaire), exprimée en mesh (le mesh est le nombre de maille au pouce linéaire. Très approximativement, la taille du trou est obtenue en divisant 15 000 par le nombre de mesh, ex : 200 mesh donnent 74 microns).

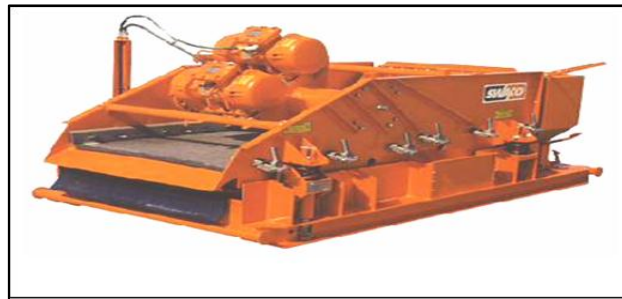


Figure (II.4) Tamis vibrant [1]

II-7-2-2-Décantation

La décantation n'est effectuée que dans un petit bassin de 4 à 5 m³, appelé "sablière" et situé sous les vibrateurs ou juste en aval de ceux-ci.

Ce bassin ne doit pas être équipé de moyens de brassage, ni de ligne d'aspiration. Il est par contre muni d'un dispositif de vidange rapide afin de faciliter son évacuation et son nettoyage : ceci est également favorisé par l'inclinaison du fond du bassin.

Pendant les phases de démarrage, cette sablière (ou "sand trap") est nettoyée au moins à chaque manœuvre et même à chaque ajout de tige lors d'avancement très rapide dans les sables par exemple.

Un bon usage de la sablière permet de soulager les appareils d'élimination des solides, Placés en aval.

II-7-2-3-Dégazage

Suivant l'importance de la venue de gaz, deux types de circuit peuvent être établis à la sortie du puits.

II-7-2-3-1-Séparateur vertical

Dans le cas de fortes venues, le puits est circulé sous duse. Après le manifold de duses, la boue passe dans un séparateur vertical où elle se dégaze par ruissellement sur des plateaux ou des chicanes. La boue propre est recueillie en bas de l'appareil alors que le gaz s'échappe à la partie haute. Un vide partiel peut être créé pour améliorer la séparation.

En général il s'agit d'un appareil artisanal de conception simple et robuste qui lui permet de résister à des venues de gaz brutales.

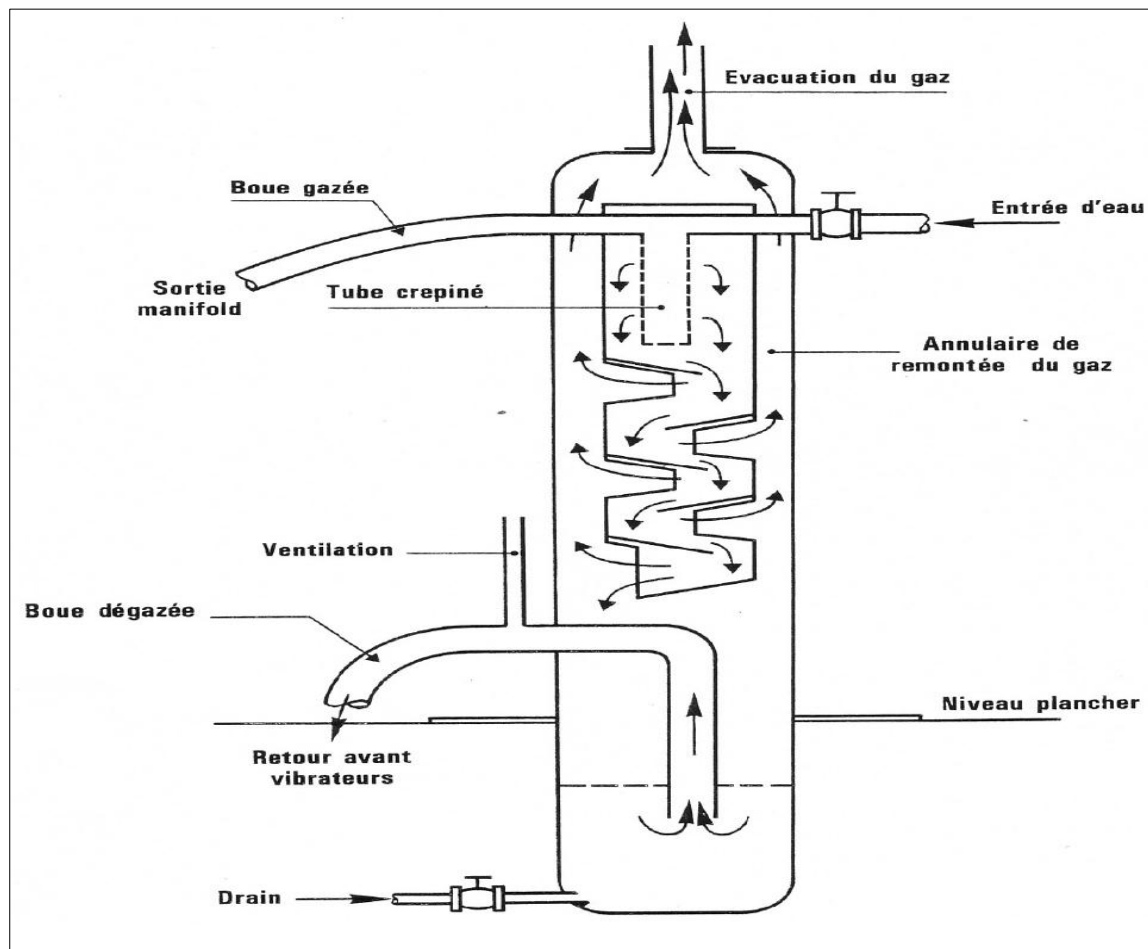


Figure (II.5) Séparateur vertical [1]

II-7-2-3-2-Le Dégazeur

Dans le cas où la teneur en gaz n'est pas trop élevée, soit parce que la venue de la formation est faible, soit parce qu'il s'agit de gaz résiduel après séparateur ou de gaz recyclé, etc.... la boue gazée est passée dans un dégazeur installé en parallèle sur le circuit.

La boue est injectée dans une enceinte où elle est en général soumise à un vide partiel.

La boue se dégaze par ruissellement sur des chicanes et retourne dans le circuit. Il est de plus très dangereux de recycler dans le trou de la boue encore partiellement gazée.

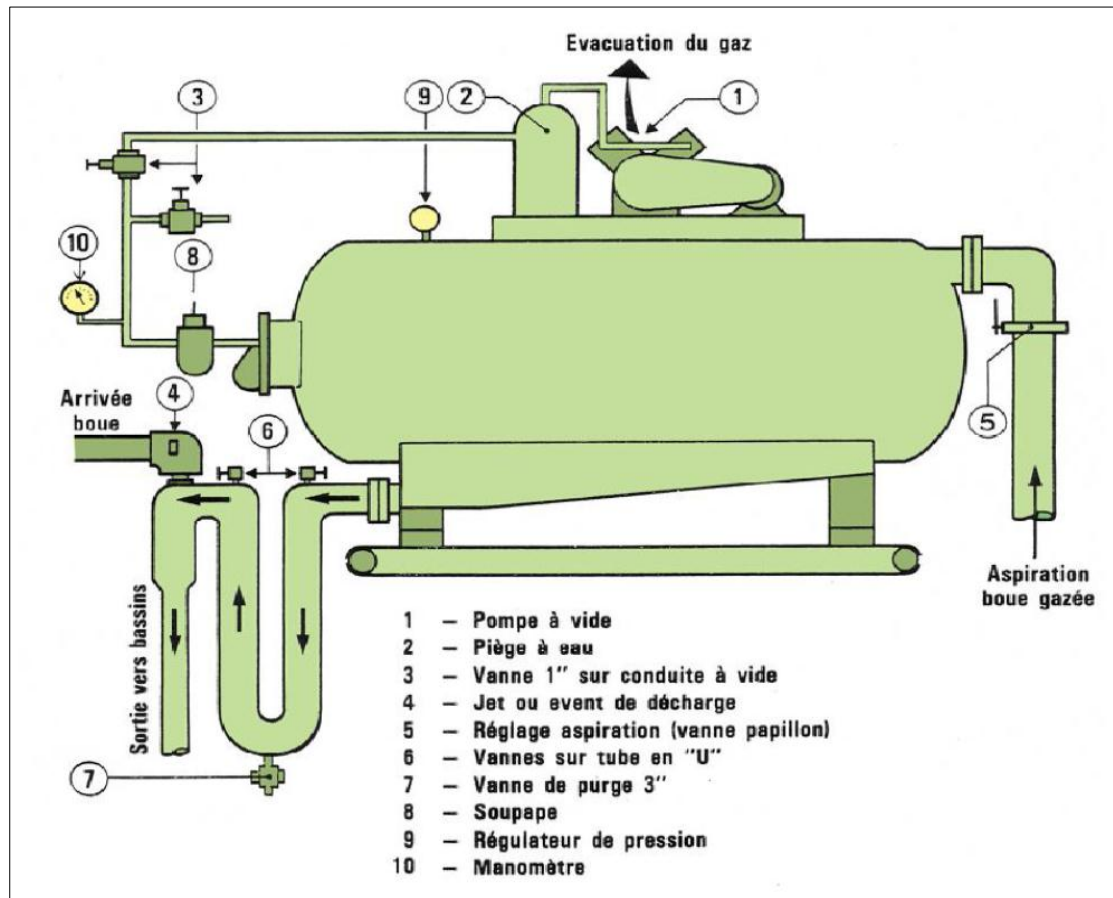


Figure (II.6) Le dégazeur [1]

II-7-2-4-Centrifugeuses

Les centrifugeuses semi-continues à axe vertical et à bol de grand diamètre sont les appareils qui donnent le meilleur pouvoir séparateur et la plus grande capacité de traitement (10 à 15 m³/heure de boue).

Les centrifugeuses continues à axe horizontal ont un pouvoir séparateur assez moyen et une capacité de traitement réduite (2 à 5 m³/heure). Elles travaillent en parallèle sur le circuit, en continu, sans surveillance particulière.

Ces appareils sont beaucoup plus utilisés que ceux à axe vertical, car leur fonctionnement en continu en facilite l'utilisation sur chantier.

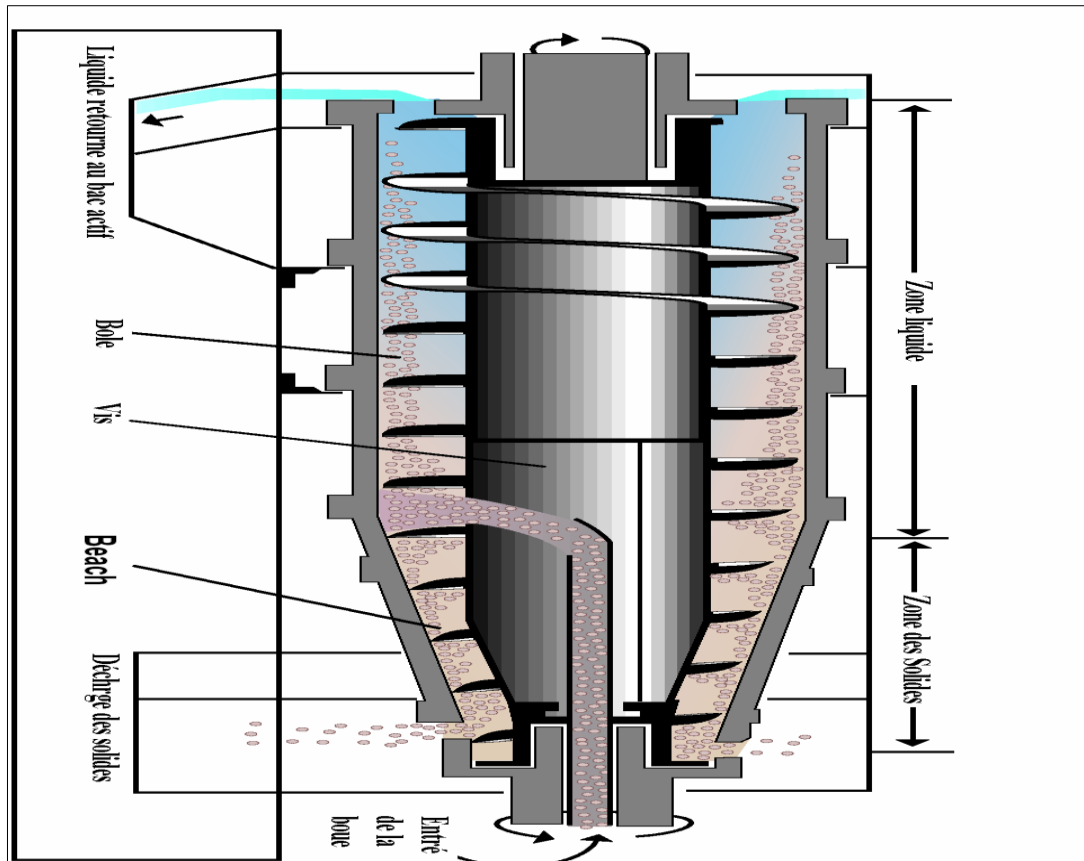


Figure (II.7) La centrifugeuse [1]

II-8-la pompe a boue (triplex a simple effet)

« 12-p-160 oil well national sluch »

La circulation de la boue dans un forage nécessite l'utilisation des pompes [mud pumps] puissantes. Une bonne installation de pompage doit assurer

- Une vitesse de remontée des déblais suffisante pour éviter leur décantation.
- Une pression de refoulement suffisante pour vaincre les pertes de charges dans le circuit. En dehors de sa puissance et son débit, une pompe doit être souple, robuste et facile à entretenir. Les pompes de forage peuvent être de type duplex à double effet ou triplex à simple effet.

II-8-1-Rôle de pompe de forage

Les pompes à boue sont les consommateurs principaux de la puissance fournie à l'installation de forage, la consommation de la puissance d'une pompe à boue atteint 80 % de la puissance totale de l'appareil de forage. Aujourd'hui le forage d'un puits profond s'effectue avec des pressions de 25 à 35 MPa développées à la sortie de la

pompe à boue. On utilise les pompes de forage dans le but d'assurer le débit nécessaire et la pression suffisante pour la circulation de la boue entre la pompe et le fond du puits qui doit revenir à la surface.



Figure (II.8) : Pompe triplex a simple effet [1]

II-8-2-Principe de pompe triplex à simple effet

Ce sont des pompes qui comportent trois cylindres dans lesquels coulisent trois pistons à simple effet, c'est-à-dire que chaque piston aspire et refoule d'un seul côté. Chaque cylindre comporte un clapet d'aspiration et un autre de refoulement à l'avant seulement.

-Lorsque le piston se déplace vers l'arrière, le clapet d'aspiration s'ouvre et celui de la refoulement se ferme, la chemise se remplit de boue.

-Lorsque le piston arrive en fin de course et revient vers l'avant, le clapet d'aspiration se ferme et celui de refoulement s'ouvre, et la boue est ainsi refoulée dans la conduite de refoulement. Ainsi, pendant un aller et retour du piston, c'est-à-dire un tour complet de l'arbre petite vitesse, un piston refoule une seule fois le volume de la chemise correspondant à sa course. Le même cycle se produit par les autres pistons avec un décalage de 120° degré.

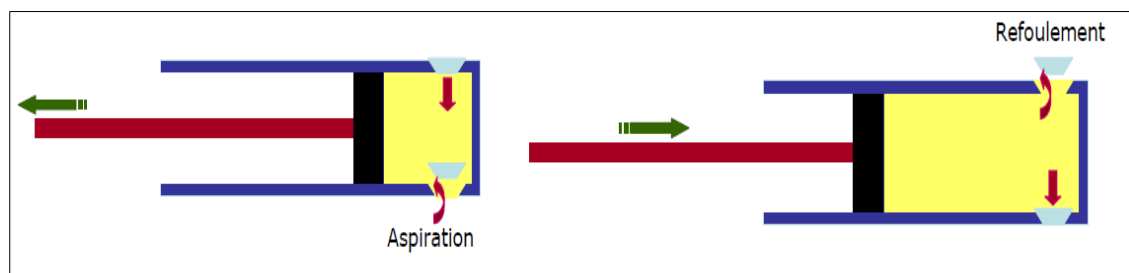


Figure (II.9) Principe de fonctionnement de la pompe [1]

II-8-3-Utilisation des pompes à boue

II-8-3-1-La cylindrée

La cylindrée est le volume théorique refoulé par la pompe en un cycle.

$$\text{Pompe triplex : } q = \pi D^2 L / 4 \quad (\text{II.3})$$

$$\text{Pompe duplex : Cylindrée aller : } q = \pi L D^2 / 4 \quad (\text{II.4})$$

$$\text{Cylindrée retour : } q = \pi L (D^2 - d^2) / 4 \quad (\text{II.5})$$

Avec :

q = cylindrée

d = diamètre de la tige de piston

D = diamètre du chemisage

L = course.

II-8-3-2-Le rendement volumétrique

Le débit pratique est inférieur au débit théorique à cause du mauvais remplissage et des fuites dans le circuit d'aspiration.

Le rendement volumétrique d'une pompe est le rapport entre les débits pratique et théorique. Puisqu'il varie en fonction de plusieurs facteurs liés aux caractéristiques du circuit et du fluide de forage, il doit être mesuré chaque fois que jugé nécessaire. Cela consiste à aspirer la boue d'un bac et la refouler dans un autre durant une certaine durée. Le volume refoulé divisé par cette durée donne le débit pratique. En divisant le débit théorique calculé par ce débit, on obtient le rendement volumétrique.

II-8-3-3- Le rendement mécanique

C'est le rapport entre la puissance à la sortie (puissance hydraulique) et celle à l'entrée de la pompe (puissance mécanique). Il est dû aux frottements entre les composants de la partie mécanique.

Il est de l'ordre de 85% pour les pompes duplex et de 90% pour les pompes triplex.

II-8-3-4-La pression de refoulement

La pression de refoulement agit sur le piston pour vaincre les pertes de charges. Ceci se traduit par une force [piston load] qui se transmet à toute la partie mécanique. Cette force est limitée par la résistance de la pompe et le constructeur

donne la force maximale à ne pas dépasser. La pression maximale de refoulement pour un chemisage donné est égale à cet effort divisé par la section du piston. En connaissant la valeur de cet effort et les pertes de charges, on peut calculer le diamètre de la chemise appropriée.

II-8-3-5- Puissance hydraulique

C'est la puissance fournie par la pompe pour faire circuler le fluide de forage à travers le circuit :

$$P_{hr} = \frac{P_r \cdot Q \cdot \eta_v}{6000} \quad (II.6)$$

II-8-3-6- Puissance mécanique

C'est la puissance maximale admissible sur l'arbre d'entrée de la pompe :

$$P_m = \frac{P_r \cdot Q \cdot \eta_v}{6000 \cdot \eta_m \cdot \eta_t} \quad (II.7)$$

Avec :

P_{hr} : puissance hydraulique réelle en (KW).

P_r : pression de refoulement (KPa).

Q : débit en (l/mn).

P_m : puissance mécanique réelle (KW).

η_m : rendement mécanique de la pompe.

η_t : rendement de transmission.

η_v : rendement volumétrique

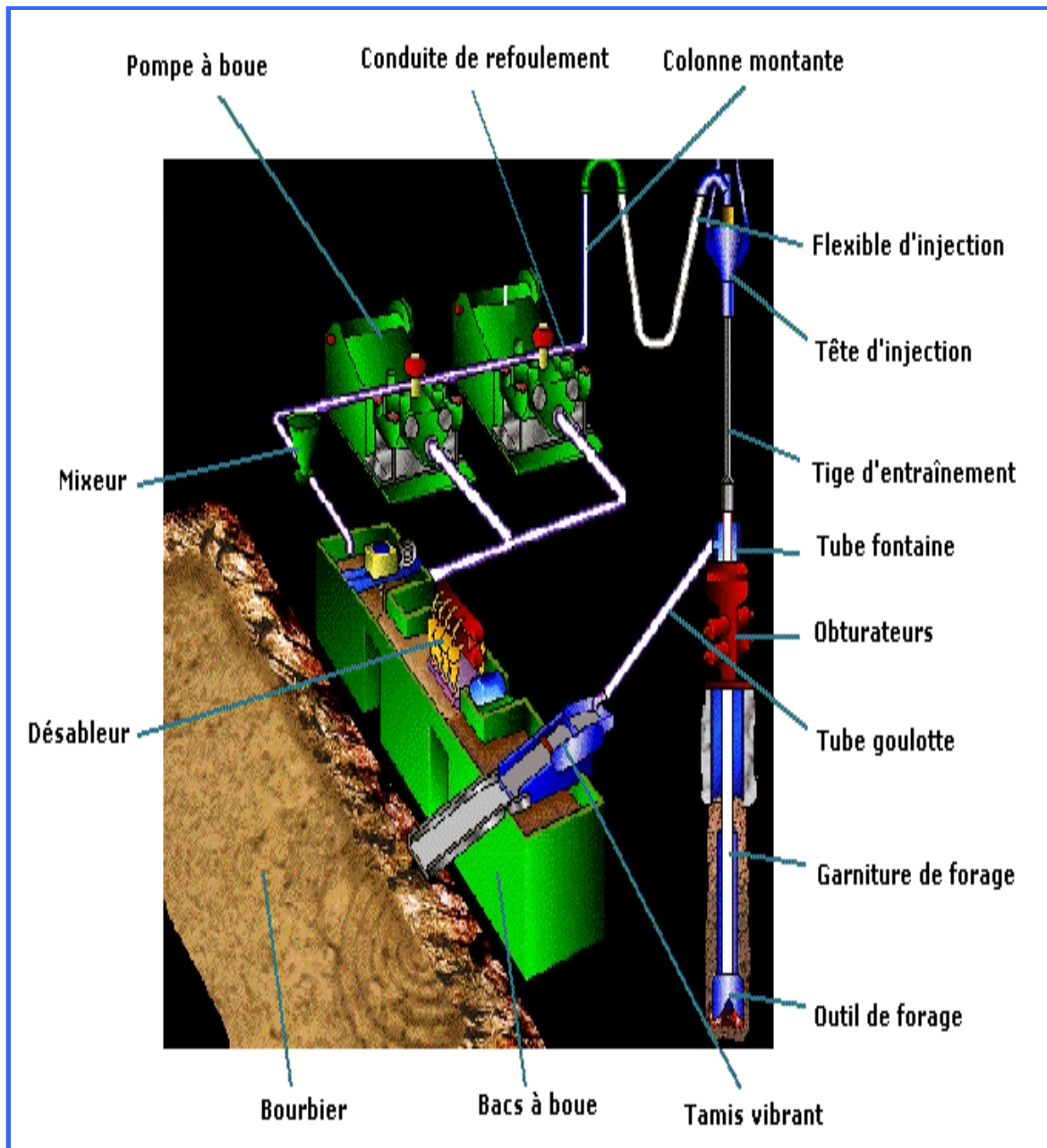


Figure (II.10) : Cycle du fluide sur le site de forage (Schlumberger, 2003)

La rhéologie, mot inventé par Bingham en 1929 à partir du verbe grec **ῥέω** qui veut dire couler, est l'étude des écoulements et des déformations. Devant l'impuissance de la théorie de l'élasticité et de la mécanique des fluides (théories élaborées au 19e siècle) à décrire et à expliquer les propriétés des matériaux aux comportements mal définis.[7]

Le professeur Reiner et le professeur E.Bingham furent les fondateurs de la science de la rhéologie dans les années 20.

III-1-Définition

La rhéologie étudie la déformation des matériaux (cas des solides) ou leur écoulement (cas des liquides) sous l'effet d'une contrainte.

Une force appliquée à un corps lui fait subir une déformation. Pour un solide, il y aura déformation élastique si le corps revient à son état initial dès qu'on cesse d'appliquer cette force ou déformation plastique s'il revient à son état initial sous l'action d'autres forces. Pour un fluide l'action d'une force donne un écoulement. [7]

III-2-Régimes d'écoulement

Le régime permanent ou l'écoulement est parfaitement établi.

✓ Régime laminaire (laminar flow)

Dans lequel chaque lame de fluide se déplace l'une par rapport à l'autre parallèlement à la direction de l'écoulement avec une vitesse propre pour l'écoulement dans un tube cylindrique, la vitesse est maximale au centre et elle est nulle à la paroi.

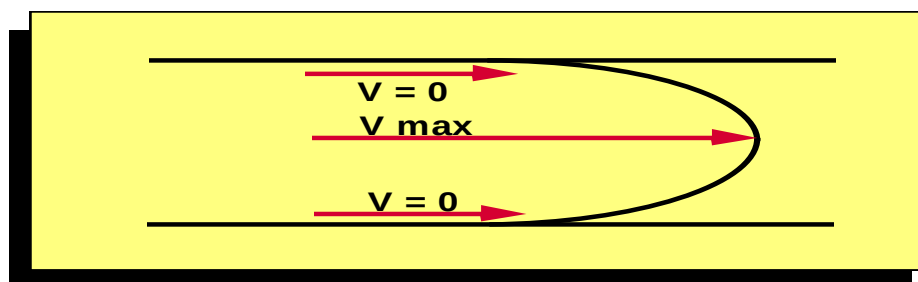


Figure (III.1): Régime laminaire [3]

Écoulement sous forme de lame

$V=0$ à la paroi

Vitesse maximale au centre.

✓ Le régime turbulent (turbulent flow)

Il est caractérisé par la formation de petits tourbillons repartis dans toute la masse du liquide.

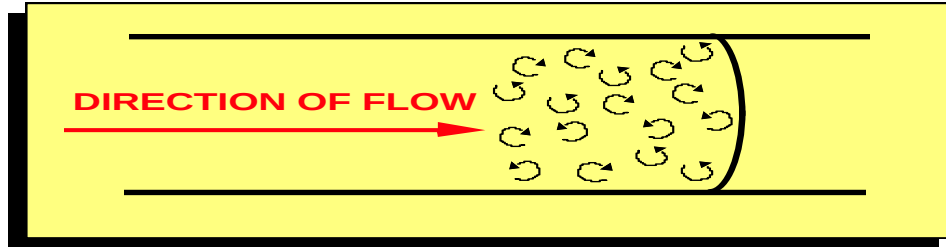


Figure (III.2) : Régime turbulent [3]

La vitesse particulaire moyenne est uniforme le long du tube.

III-3-Notion de mouvement laminaire de cisaillement

Un matériau soumis à un ensemble de forces est susceptible de se déformer, les mouvements de différents points du matériau dépendant bien entendu de la répartition et de l'intensité des forces appliquées.

Un mouvement laminaire de cisaillement est un mouvement au cours duquel le matériau présente une structure en lamelles, en couches adjacentes, d'épaisseurs infiniment minces, la déformation du matériau s'effectue par un glissement relatif des différentes couches les unes sur les autres, sans qu'il y ait de transfert de matière d'une couche à l'autre, c'est un mouvement strictement ordonné et stratifié qui se produit sans brassage du matériau et sans variation de son volume.[8]

III-3-1-Vitesse de cisaillement (shear rate) (γ)

Par définition, la vitesse de cisaillement est la dérivée par rapport au temps de la déformation de cisaillement. Si l'on ramène au cas de la symétrie plane, il vient, en utilisant la relation suivante :

$$\gamma = \frac{d \, du}{dt \, dr} = \frac{d \, du}{dr \, dt} \quad (\text{III.1})$$

Et, puisque $[dv(r, t)/dt]$ représente la vitesse $v(r, t)$ de la couche r à l'instant t , alors pour le cas de la symétrie plane, on peut écrire.

$$\gamma = \frac{dv(r,t)}{dr} \quad (\text{III.2})$$

Dans le cas particulier le plus simple d'un mouvement de cisaillement présentant une symétrie plane. Le matériau est cisailé entre deux plans parallèles, l'un mobile, l'autre immobile. [8]

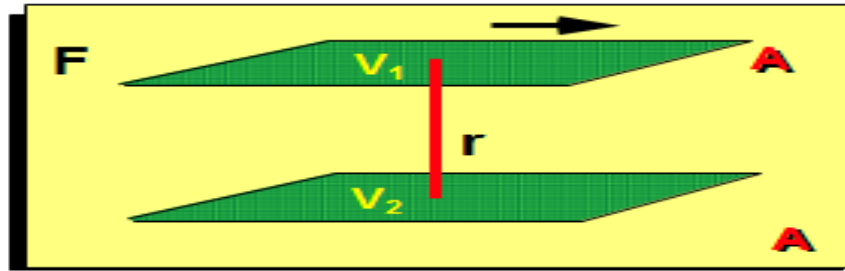


Figure (III.3) : Concept de vitesse de cisaillement [3]

L'expression de la vitesse de cisaillement (γ) est donnée par l'équation (III.3)

$$\text{Shear rate} = \gamma = \frac{dv}{dr} = \frac{v_2 - v_1}{r} \quad (\text{III.3})$$

γ : la vitesse de cisaillement à la dimension de l'inverse d'un temps est exprimée en s^{-1}

III-3-2-Contrainte de cisaillement (shear stress)

Au cours d'un mouvement de cisaillement, les couches sont animées de mouvements relatifs les unes par rapport aux autres : deux couches successive, au contact l'une de l'autre, se déplacent relativement l'une par rapport à l'autre. Il en résulte l'apparition de forces de frottement qui s'exercent tangentielllement à la surface de la couche : ces forces tangentiellees sont appelées forces de cisaillement.

Considérons deux éléments de surface infinitésimaux appartenant aux deux couches consécutives (1) et (2) de vitesses parallèles v_1 et v_2 (figure III.4).

Si l'on suppose que $|v_1| > |v_2|$, il est clair que la couche (1) exerce sur la couche (2) une force de cisaillement dF parallèle au mouvement et tendant à accélérer la couche (2). Réciproquement, la couche (2) exerce sur la couche (1) une force de cisaillement dF tendant à la freiner.[8]

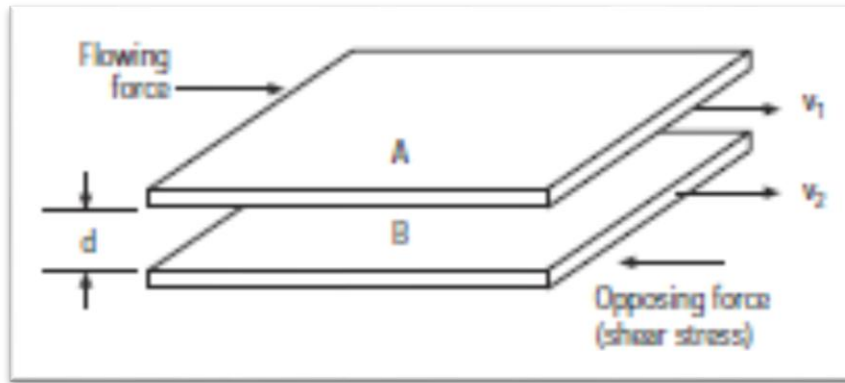


Figure (III.4): Forces agissant sur deux éléments de couches voisines [9]

Il est commode de rapporter ces forces de cisaillement à l'unité de surface sur laquelle elles s'exercent, on définit ainsi ce qu'on appelle la contrainte de cisaillement (τ):

$$\tau = \frac{dF}{dS} \quad (\text{III.4})$$

dF : représente la projection algébrique de dF sur un axe orienté parallèlement au mouvement.

τ : étant une force par unité de surface, s'exprime en Pascals ou en Newton/m^2 dans le système MKSA, en pratique est exprimée en (livres/100pied carrée). [1]

III-3-3-contrainte seuil

Si la contrainte appliquée au fluide est inférieure à cette contrainte seuil, aucune déformation ne se produit, le fluide ne coule pas. Un exemple courant de fluide à seuil est la pâte dentifrice : elle ne peut sortir du tube sous l'effet de son propre poids, il faut lui appliquer une contrainte nettement supérieure pour qu'elle s'écoule. [8]

III- 4-Viscosité (μ)

La notion de viscosité traduit une résistance à la déformation ou bien au glissement relatif des couches adjacentes du fluide les unes par rapport aux autres. C'est une grandeur d'intérêt capital en rhéologie, sa connaissance suffit parfois à caractériser de façon précise le comportement rhéologique du matériau.

La viscosité est exprimée en poise.

$$\mu = \frac{\text{shear stress}}{\text{shear rate}} = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (\text{III.5})$$

Un poise est un très grand nombre et donc la viscosité est généralement signalée en centipoises (100 centipoises = 1 poise).

III-5-Equations rhéologiques

III-5-1-Fluides newtoniens

Pour ce type de fluide, la contrainte de cisaillement est directement proportionnelle au taux de cisaillement, si l'un double, l'autre double également. L'équation rhéologique est :

$$\tau = \mu\gamma \quad (\text{III.6})$$

τ : Contrainte de cisaillement [Pa].

γ : Vitesse de cisaillement [s⁻¹].

μ : Viscosité dynamique du fluide [Pa.s].

En coordonnées cartésiennes, on a la représentation suivante :

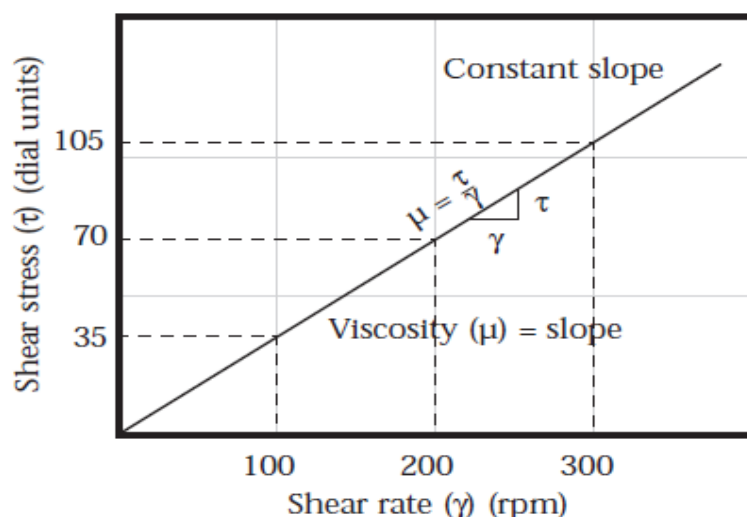


Figure (III.5) : Courbe d'écoulement du fluide newtonien [9]

La courbe est une droite passant par l'origine, le fluide se met en mouvement dès qu'une force supérieure à zéro lui est appliquée. Exemple (l'eau, le gas-oil). Pour un fluide newtonien, le rapport τ/γ est constant à température et pression constante : c'est la viscosité.

III-5-2-Fluides non newtoniens

Pour ces liquides le rapport de la contrainte de cisaillement à la vitesse de cisaillement varie avec τ ou γ (n'est pas proportionnelle).

Les raisons du caractère non newtonien d'un fluide sont liées à la taille de particules, leurs concentrations dans la phase continue, leur nature, leur forme, leur aptitude à la déformation ou bien encore la réactivité physico-chimique de la phase continue notamment dans le cas de suspensions colloïdales.

Ils sont caractérisés par la relation générale suivante : [7]

$$\tau = \mu_a \gamma \quad (\text{III.7})$$

μ_a : viscosité apparente dépendante de la vitesse de cisaillement exprimée en [Pa.s]

Aujourd'hui plusieurs modèles existent dans l'industrie pétrolière décrivant le comportement de la boue parmi ces fluides on trouve les plus utilisés :

- *Les fluides binghamiens*
- *Les fluides en puissance (otswald)*

III-5-2-1-Fluides Binghamiens

Définition et courbe représentative

Pour les fluides plastique binghamiens la contrainte de cisaillement varie linéairement avec la vitesse de cisaillement mais à la différence des fluides newtoniens, il est nécessaire d'appliquer une force minimale pour mettre le fluide en mouvement. C'est la limite de cisaillement **yield point** ou **yield value**. [8]

Ces fluides sont caractérisés par deux constantes, **la viscosité plastique** et **la yield value**. Le modèle en plastique de bingham est défini par la relation suivante :

$$\text{Shear Stress} = \text{Yield Stress} + (\text{Plastic Viscosity} \times \text{Shear Rate})$$

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \gamma \quad (\text{III.8})$$

τ : contrainte de cisaillement (lb/100ft²)

τ_0 : contrainte seuil (lb/100ft²)

μ_p : la viscosité plastique (Cp)

γ : taux de cisaillement (s⁻¹)

La courbe représentant cette fonction est, en coordonnées cartésiennes

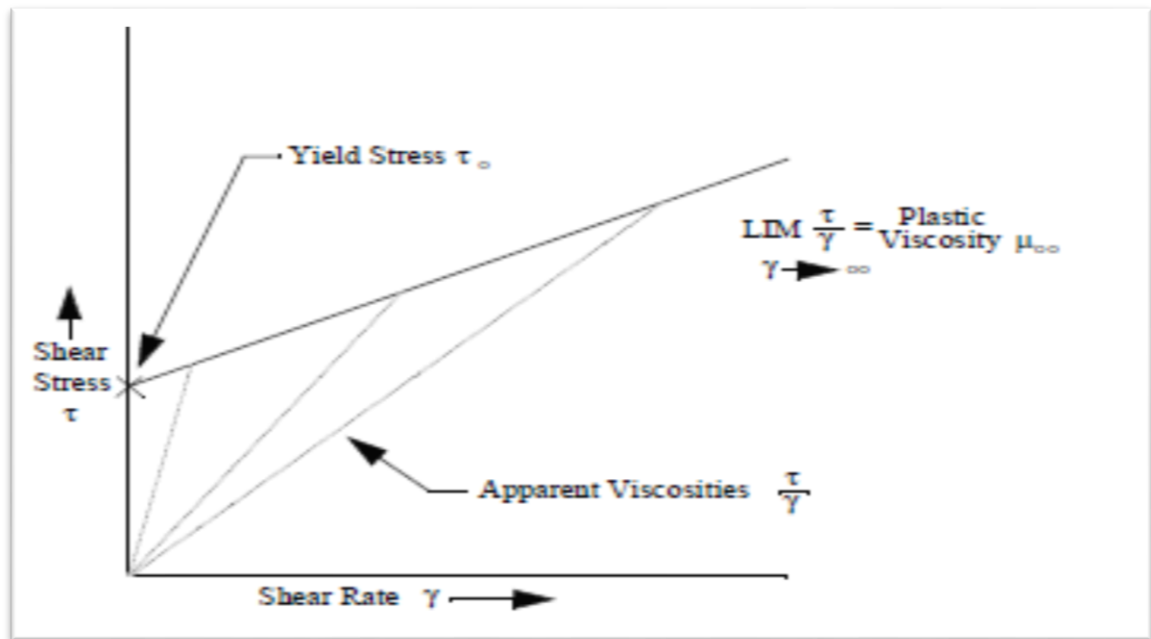


Figure (III.6) : Courbe d'écoulement du modèle de Bingham[11]

La viscosité diminue quand le taux de cisaillement augmente, c'est le phénomène de (shear thenning), et quand le taux de cisaillement approche de l'infini la viscosité apparente atteint une limite connue comme la viscosité plastique.

Le modèle en plastique de Bingham représente exactement le rapport de contrainte de cisaillement/taux de cisaillement à basse densité, boues à base d'eau et la plupart d'autres liquides à taux de cisaillement élevé (supérieur à 510 sec⁻¹ ou 300 tr/mn).

III-5-2-2-Fluides Pseudo-plastiques d'ostwald ou modèle en puissance

Définition et courbe représentative

Comme pour les fluides newtoniens, les fluides pseudo plastiques se mettent en mouvement dès que qu'on leur applique une force de cisaillement faible, la contrainte de cisaillement n'est pas proportionnelle au taux de cisaillement mais a la puissance $n^{\text{ième}}$, d'où l'appellation utilisée « fluides en puissance » [10]

Le modèle de loi de puissance est plus compliqué que le modèle en plastique de Bingham parce qu'il n'assume pas un rapport linéaire entre l'effort de cisaillement et le taux de cisaillement, comme représenté sur la figure (III.7).

L'équation rhéologique de l'écoulement est :

$$\tau = K\gamma^n \quad (\text{III.9})$$

$$\text{Avec } n = 3.32 \log \left(\frac{\text{lecture } 600}{\text{lecture } 300} \right) \quad (\text{III.10})$$

$$K = \frac{\text{lecture } 600}{(1020)^n} = \frac{\text{lecture } 300}{(510)^n} \quad (\text{III.11})$$

τ : contrainte de cisaillement exprimée en (lb /100ft²)

γ : taux de cisaillement exprimé en (s⁻¹)

n : indice de pouvoir d'écoulement (sans dimension)

K : indice de consistance exprimé en (lb sⁿ/100ft²)

Selon la valeur de "n", trois profils d'écoulement et comportement du fluide existent:

1. $n < 1$: Le fluide est rhéofluidifiant (shear thinning)
2. $n = 1$: le fluide est newtonien
3. $n > 1$: le fluide est dilatant (shear thickening)

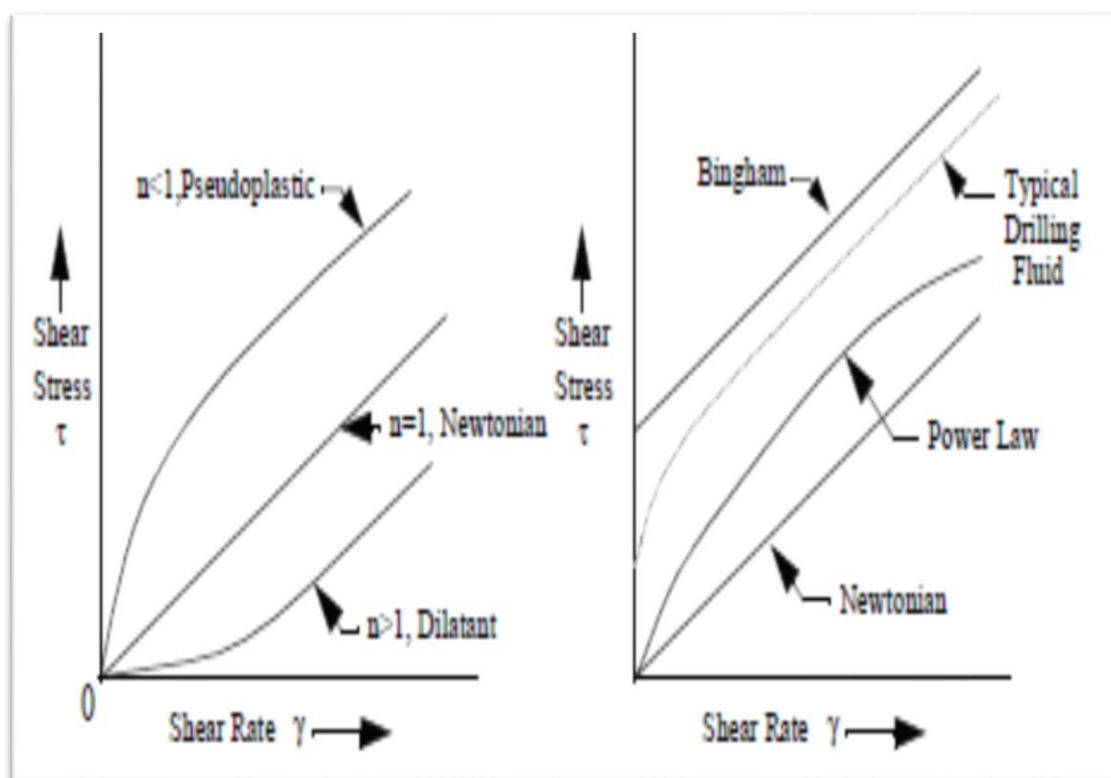


Figure (III.7): Courbes de l'effet de l'exposant n dans le modèle d'Ostwald [11]

Tableau résumé

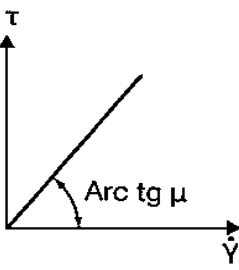
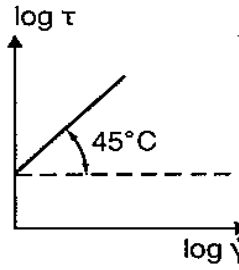
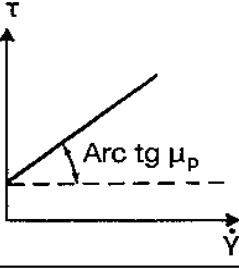
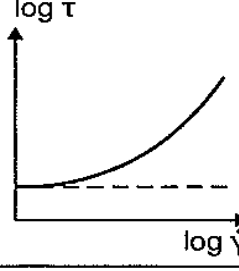
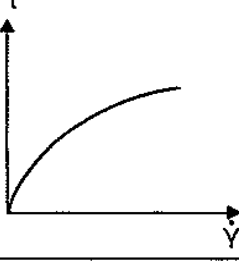
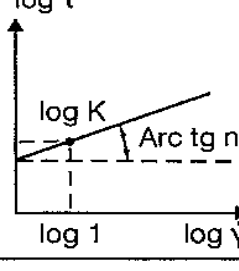
Système rhéologique	Équation rhéologique	Courbe d'écoulement coordonnées cartésiennes	Courbe d'écoulement coordonnées logarithmiques
Newtonien	$\tau = \mu \dot{\gamma}$		
Plastique binghamien	$\tau = \tau_0 + \mu_p \dot{\gamma}$		
Pseudo-plastique "en puissance"	$\tau = K \dot{\gamma}^n$		

Tableau (III.1) : Systèmes rhéologiques de la boue (source : manuel de rhéologie des fluides de forage et laitiers de ciment, Editions Technip, Paris, 1979)

III-6-Fluides viscoélastiques

Le mot viscoélastique veut dire l'existence simultanée des propriétés élastiques et visqueuses dans un matériau. Tous les liquides présentent des propriétés visqueuses, certains possédant une structure complexe peuvent également présenter des propriétés élastiques.

Ce comportement se manifeste notamment lorsqu'on applique ou lorsqu'on supprime brutalement un cisaillement par l'apparition d'un régime transitoire pendant lequel la structure de l'échantillon évolue avant de se stabiliser.[8]

III-7-Fluides thixotropes

La consistance de tels fluides dépend aussi bien de la vitesse de cisaillement que de la durée du cisaillement. Dans ces conditions, la viscosité apparente n'est plus fixée pour une valeur donnée de la contrainte ou de la vitesse de cisaillement mais dépend également du paramètre temps. Ainsi, l'écoulement d'un matériau peut être facilité par une agitation préalable de l'échantillon à étudier. [11]

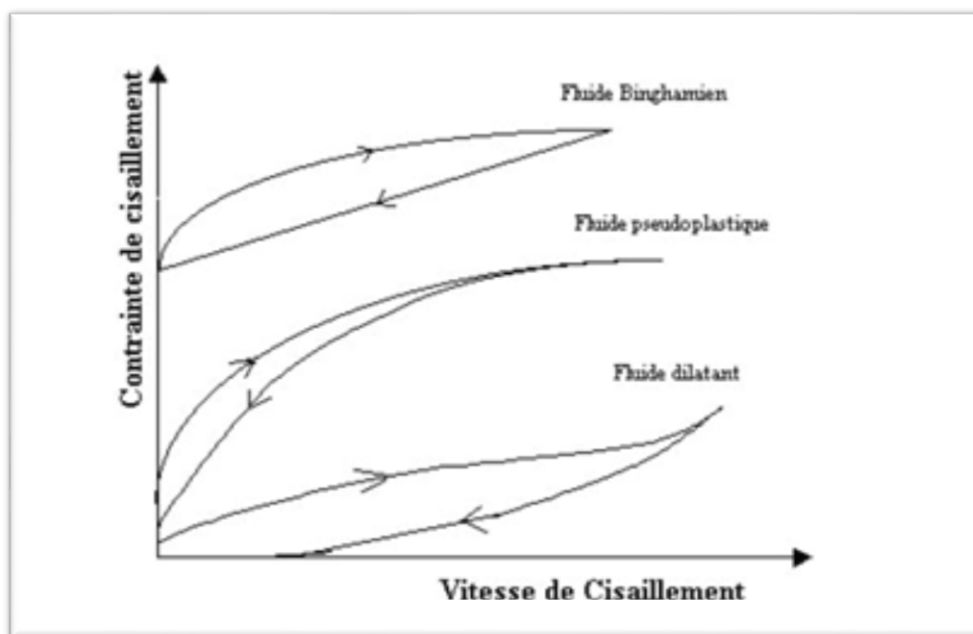


Figure (III.8) : Boucles d'hystérésis des fluides thixotropes [11]

III-8-Détermination expérimentale des propriétés rhéologiques de la boue avec le viscosimètre Fann VG35

C'est un appareil à lecture directe à cylindres coaxiaux dont le rotor est entraîné à l'aide d'un moteur électrique. On mesure la résistance au cisaillement de la boue contenue dans un godet dans lequel on immerge les cylindres coaxiaux.

III-8-1-Principe

Le viscosimètre Fann VG35. Comporte six vitesses de rotation (600-300-200-100-6-3 t/min) où le rotor est entraîné par un moteur électrique.

Cet appareil est normalisé par l'A.P.I.

On détermine en fonction du taux de cisaillement (la vitesse de rotation) la contrainte de cisaillement (la lecture de la graduation) $\tau=f(\dot{\gamma})$. [10]



Figure (III.9):Viscosimètre à cylindre FANN VG35 [9]

III-8-2-Mode d'emploi

Prendre de la boue tamisée sur le tamis, agiter 5 min à l'aide d'un agitateur, puis remplir le godet du viscosimètre.

Immerger les cylindres coaxiaux (l'appareil est muni d'un système de coulisse avec une molette de blocage) jusqu'à ce que le trait du rotor affleure la surface de la boue.

Faire tourner le rotor à 600 t/min en choisissant la position convenable du bouton de changement de vitesse et de l'interrupteur. Lire la déviation sur le cadran. Sans arrêter l'entraînement du rotor, régler la vitesse de rotation à 300 t/min lire la déviation de la graduation. [10]

En traçant la courbe contrainte de cisaillement(τ) en fonction du taux de cisaillement(γ), on détermine le modèle du fluide ainsi que ses paramètres rhéologiques (viscosité plastique (VP), contrainte seuil (YV), viscosité apparente (VA).

Les lectures obtenues par le viscosimètre **FANN VG 35** pour chaque phase sont représentées dans les tableaux suivants :

PRODUITS	Gr/L	Rôle	Viscosimètre	τ (lb/100ft ²)
SOUDA ASH	0.5	Enlever le calcium	FANN 600tr/min	88
SODA CAUSTIQUE	1	Alcalinité et control de PH	FANN 300tr/min	74
BENTONITE	80	Viscosifiant control filtrat	FANN 200tr/min	62
ECOLLUBE	2	Lubrifiant	FANN 100tr/min	48
AVADETER	3	Détergent	FANN 6tr/min	37
VICTOSAL	10	Colmatant	FANN 3tr/min	31
L'EAU	1LITRE	Liquide de base	Gel 10 s	33
			Gel 10 min	39

Tableau (III.2) : Phase 26'' boue à base d 'eau avec une densité de 1.05 à 50°F

Produits	Gr/l	Rôle	Viscosimètre	τ (lb/100ft ²)
Gasoil	0.59 litre	Liquide de base	FANN 600tr/min	56
Avabentoil (SA)	10	Viscosifiant	FANN 300tr/min	37
Avoil (PE)	11	Emulsifiant primaire	FANN 200tr/min	29
Avoil (SE)	11	Emulsifiant secondaire	FANN 100tr/min	24
Lime (chaux)	30	Activation des émulsifiants	FANN 6tr/min	18
Saumure au Na cl	0.298 litre	Eau salée saturée	FANN 3tr/min	13
Avoil (FC)	5	Additif	Gel 10 s	15
Barytine	274	Alourdissant	Gel 10 mn	17

Tableau (III.3) : Phase 16''rapport huile/eau=70/30 et une densité de 1.25 à 80°F

Produits	Gr/l	Rôle	Viscosimètre	τ (lb/100ft ²)
Gasoil	0.513 litre	Liquide de base	FANN 600tr/min	75
Avabentoil (SA)	13	Viscosifiant	FANN 300tr/min	45
Avoil (PE)	11	Emulsifiant primaire	FANN 200tr/min	39
Avoil (SE)	11	Emulsifiant secondaire	FANN 100tr/min	26
Lime	30	Activation des émulsifiants	FANN 6tr/min	12
Saumure	0.109	Eau salée saturée	FANN 3tr/min	11
Avoil (FC)	5	Additif	Gel 10 s	11
Avoil (WA)	1.5	Agent mouillant	Gel 10 mn	15
Barytine	1434	alourdissant		

Tableau (III.4) : Phase 12''1/4 rapport huile/eau=85/15 et une densité de 2.04 à 120°F

Produits	Gr/l	Rôle	Viscosimètre fann	τ en (lb/100ft ²)
Gasoil	0.662 litre	Liquide de base	FANN 600tr/min	62
Avabentoil	13	Viscosifiant	FANN 300tr/min	36
Avoil (pe)	11	Emulsifiant	FANN 200tr/min	29
Avoil (se)	11	Emulsifiant secondaire	FANN 100tr/min	22
Lime	30	Activation des émulsifiants	FANN 6tr/min	11
Saumure	0.138 litre	Eau salée saturée	FANN 3tr/min	10
Avoil (fc)	5	Additif	Gel 10s	11
Barytine	592	Alourdissant	Gel 10 mn	13

Tableau (III.5) : Phase 8''3/8 rapport huile/eau=85/15 et une densité de 1.45 à 150°F

La composition donnée est un échantillon d'un litre de la boue utilisée pour chaque phase de l'opération de forage.

NB : la correspondance entre γ et N est donnée par la relation suivante : $\gamma=1.7N$

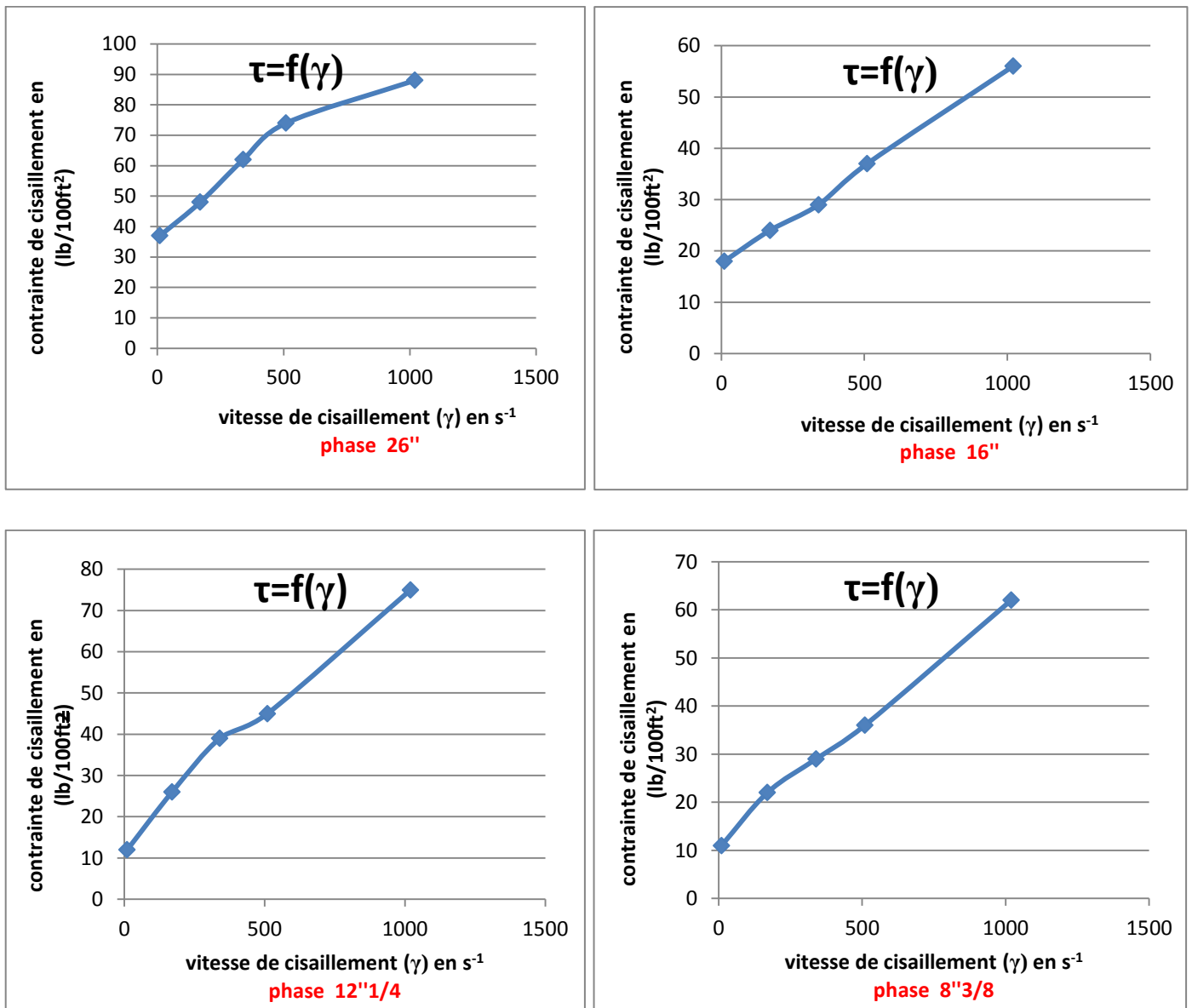


Figure (III.10) : Rhéogrammes montrant le comportement de la boue pour les différentes phases du puits

III-8-2-1-Interprétations et détermination du modèle de boue utilisée

Les courbes des quatre phases ne passent pas par l'origine, et sous une forme non linéaire, ce qui veut dire pour ce type de fluide demande une contrainte à exercer sur lui pour qu'il s'écoule (passage de l'état solide à l'état liquide), appelée contrainte seuil ou yield value (τ_0) exprimée en (lb/100ft²).

D'après les courbes des phases 26'', 16'', 12''1/4 et 8''3/8 on remarque que le comportement de la boue utilisée est proche de la courbe théorique de **bingham**.

L'expérience montre que de nombreux fluides ne répondent pas exactement à une telle loi (Bingham), mais que leur courbe d'écoulement, surtout avec les faibles cisaillements s'écarte plus ou moins de la courbe théorique et à l'allure suivante

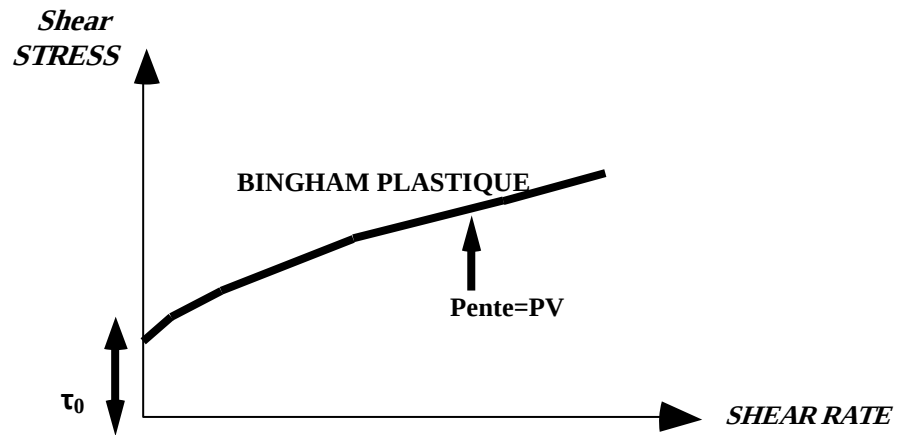


Figure (III.11) : Courbe des paramètres du modèle de bingham

III-8-3-Détermination des paramètres du modèle de Bingham :

Le modèle plastique de Bingham est donné selon la relation suivante :

$$\text{Si } \tau < \tau_0 \Rightarrow \gamma = 0$$

$$\text{Si } \tau > \tau_0 \Rightarrow \tau = \tau_0 + \mu_p \gamma$$

-Contrainte de cisaillement = VP*Vitesse de cisaillement + YV

-la représentation mathématique est une droite

-la pente de la courbe est la viscosité plastique

- la valeur de la contrainte de cisaillement lorsque la vitesse de cisaillement est nulle est la "yield value"

a)-La viscosité plastique(PV)

Elle correspond au rapport de la variation de la contrainte de cisaillement à la variation correspondante du taux de cisaillement, (la pente de la courbe $\tau = f(\gamma)$).

Elle est déterminée avec le viscosimètre Fann selon les normes API (American petroleum Institute) qui considère la valeur de contrainte de cisaillement τ_{1020} correspondant aux taux de cisaillement $\gamma = 1020 \text{ s}^{-1}$ (vitesse de rotation à 600 tr/mn) et la valeur de tension de cisaillement τ_{510} correspondant aux taux de cisaillement $\gamma = 510 \text{ s}^{-1}$ (vitesse de rotation à 300tr/mn). [9]

En unités cohérentes on a : $\mu_p = \frac{\tau_{1020} - \tau_{510}}{1020 - 510}$

Ou bien

En centipoise (Cp) on a : $\mu_p = \frac{5.1(L600-L300)}{1020-510} * 100 = L600 - L300 \quad (III.12)$

$$\mu_p = L600 - L300 = 62 - 36 = 26 \text{ (Cp)}$$

b)-La contrainte seuil (YV)

La contrainte seuil (YV) est en livres par 100 pieds carrés (lb/100 ft²) est calculé à partir des données de rhéomètre, selon la formule suivante :

$$\tau_0 = L600 - 2(L600 - L300) = L600 - 2\mu_p \quad (III.13)$$

$$\tau_0 = L600 - 2\mu_p = 62 - 2(26) = 10 \text{ (lb /100ft}^2\text{)}$$

c)-La viscosité apparente (VA)

La norme API définit pour les fluides de forage et les laitiers de ciment, la viscosité apparente μ_a dans des conditions expérimentales correspondant à un taux de cisaillement de 1020 s⁻¹, soit une vitesse de rotor de viscosimètre Fann de 600 tr/mn.

Pour un fluide binghamien : $\mu_a = \frac{\tau_0}{\gamma} + \mu_p \quad (III.14)$

La viscosité apparente est exprimée en centipoises par la formule suivante :

$$\mu_a = L600/2 \quad (III.15)$$

$$\mu_a = L600/2 = 62/2 = 31 \text{ (Cp)}$$

d)-La thixotropie

Elle est estimée par l'évolution du gel en fonction du temps, selon la norme API on détermine avec le viscosimètre Fann le gel 10 s et 10 min.

Le processus opératoire est le suivant : Faire tourner le rotor à 600tr/min pendant 30s puis arrêter le moteur tout en plaçant le bouton supérieur en position intermédiaire.

Attendre 10s et tourner à 3tr/min puis lire la déviation maximale sur le cadran.

Le nombre lu constitue le gel initial, et sans toucher la boue attendre 10 min, et effectuer la même opération.

Sachant que les nombres lus sont donnés en (lb/100ft²).

Le gel 10s = 11 (lb/100ft²)

Le gel 10 min = 13 (lb/100ft²)

NB : les résultats donnés sont pour la phase 8’’3/8, et les autres sont représentés dans le tableau ci-dessous

PHASES PARAMETRES	PHASE 26’’	PHASE 16’’	PHASE 12’’1/4	PHASE 8’’3/8
PV (Cp)	14	19	32	26
YV (lb/100ft ²)	60	18	14	10
VA (Cp)	44	28	39	31
GEL 10S (lb/100ft ²)	33	15	11	11
GEL 10 MIN (lb/100ft ²)	39	17	15	13

Tableau (III.6) : Résultats des paramètres rhéologiques de fluide de Bingham

III-8-3-1-Interprétation des résultats

Nous considérons qu’en début de forage, il est préférable de maintenir une viscosité (YV) et des gels élevés, avec une densité aussi basse que possible pour limiter les pertes et éviter les éboulements du fait de terrains généralement mal consolidés.

Au fur et à mesure de l’avancement, la boue se charge en sables, argiles naturelles, et autres éléments plus ou moins inertes ou contaminants.

Dans la pratique sur le chantier, la viscosité plastique est considérée comme un pilote pour le contrôle des solides.

Une augmentation de la viscosité plastique est justifiée par l’augmentation des particules solides dans le pourcentage en volume de la matière.

Cette augmentation de viscosité plastique, provoque une augmentation des pertes de charges dans le puits et tout ça oblige un travail de plus sur la pompe pour assurer une pression de refoulement satisfaisante, car l’écoulement dans les goulottes étant

lent et difficile. On aura une mauvaise épuration des déblais en surface, la boue se dégaze difficilement et elle risque de provoquer des suppressions dans le puits, notamment lors des reprises de circulation.

D'une part, la viscosité plastique doit être plus basse, mais engendre une très grande dépense d'énergie pour l'équipement mécanique ce qui explique une bonne circulation de la boue dans l'espace annulaire et une bonne remontée des déblais de forage en surface, aussi assure le nettoyage de puits afin d'éviter l'usure et corrosion du matériel.

En outre, l'augmentation de la viscosité plastique a une influence néfaste sur la vitesse d'avancement. Il est assez logique de penser que plus un fluide est visqueux plus il a des difficultés à pénétrer dans les porosités ou les petites fractures produites par l'outil et aider à la destruction de la formation. La courbe suivante est obtenue expérimentalement pour mettre en évidence cette influence.

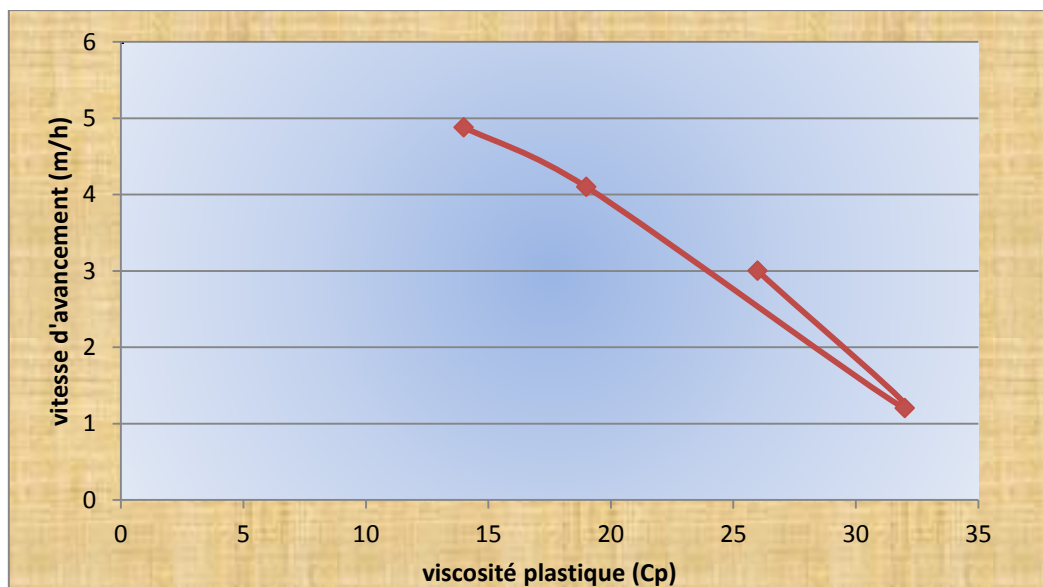


Figure (III.12) courbe de viscosité plastique en fonction de vitesse d'avancement

La yield-value est le paramètre de la résistance à l'écoulement de fluide de forage, c'est une mesure de l'électrochimie, elle est utilisée pour évaluer la capacité de la boue pour remonter les cuttings en surface.

Une viscosité élevée résulte d'une yield-value élevée ou des force d'attraction, le yield-value peut être contrôlée par un traitement chimique (dilution).

La force de gel, de 10 mn et 10 seconde, indique la puissance des forces attractives (gélification) dans le fluide de forage dans les conditions statiques. Une gélification excessive est causée par la concentration élevée en solides conduisant à la floculation.

Les signes des problèmes rhéologiques dans un système de boue sont souvent traduits par le développement d'une force de gel de la boue avec le temps, quand il y'a une grande marge entre les valeurs initiales et à 10 mn, ils sont appelés « gel progressive », ce n'est pas une situation souhaitable. Si les valeurs de gel initial et de 10 mn sont toutes élevées sans différence notable dans les deux, ces sont appelés des « Gel a haut plat », ils sont aussi indésirables.

Le calcul hydraulique du circuit de boue est basé sur la rhéologie du fluide. Une fois que les propriétés rhéologiques d'un fluide ont été déterminées et modélisées pour prédire le comportement d'écoulement, les calculs hydrauliques sont effectués pour déterminer l'effet que ce fluide particulier aura sur le système des pressions.

Le système de circulation est ainsi constitué d'un certain nombre de composants ou intervalles, chacun avec une chute de pression spécifique. La somme de ces chutes de pression d'intervalle est égale à l'ensemble de la perte de pression du système.

IV-1-Pression de refoulement du système de circulation

La boue de forage en circulation possède au départ une énergie représentée par la pression à la sortie de la pompe. Cette énergie est entièrement perdue dans le circuit boue puisque, au retour dans les bassins, la pression de la boue est nulle. La pression à la sortie de la pompe exprime, dans ce cas, la somme des pertes de charge dans le circuit est décrite mathématiquement comme suite :

$$Pr = \Delta Ps + \Delta Pg + \Delta Po + \Delta Pea \quad (IV.1)$$

Avec :

ΔPs : perte de charge aux installations de surface

ΔPg : perte de charge dans la garniture

ΔPo : perte de charge aux orifices de l'outil

ΔPea : perte de charge dans l'espace annulaire

IV-2-Pertes de charge dans le circuit de boue

On appelle perte de charges la différence de pression entre deux points d'une conduite horizontale, dans laquelle un fluide est en circulation.

Les pertes de charges résultent d'une perte d'énergie dans la conduite due aux frottements générés par l'écoulement :[12]

- ✓ Frottements internes, dus au fluide.
- ✓ Frottements externes sur les conduites.

Elles dépendent :

- Du régime d'écoulement.
- De la loi d'écoulement à laquelle il obéit.
- De la géométrie de la conduite.

Ces pertes de charge se produisent :

- Dans les équipements de surface
- Intérieur des duses de l'outil
- Intérieur de la garniture :

L'intérieur des tiges de forage
L'intérieur des masse-tiges
L'intérieur des tiges lourdes

-Dans l'espace annulaire :

Tubage / tiges de forage(DP)
Trou / tiges de forage(DP)
Trou / tiges lourdes (HW)
Trou / masses tige(DC)

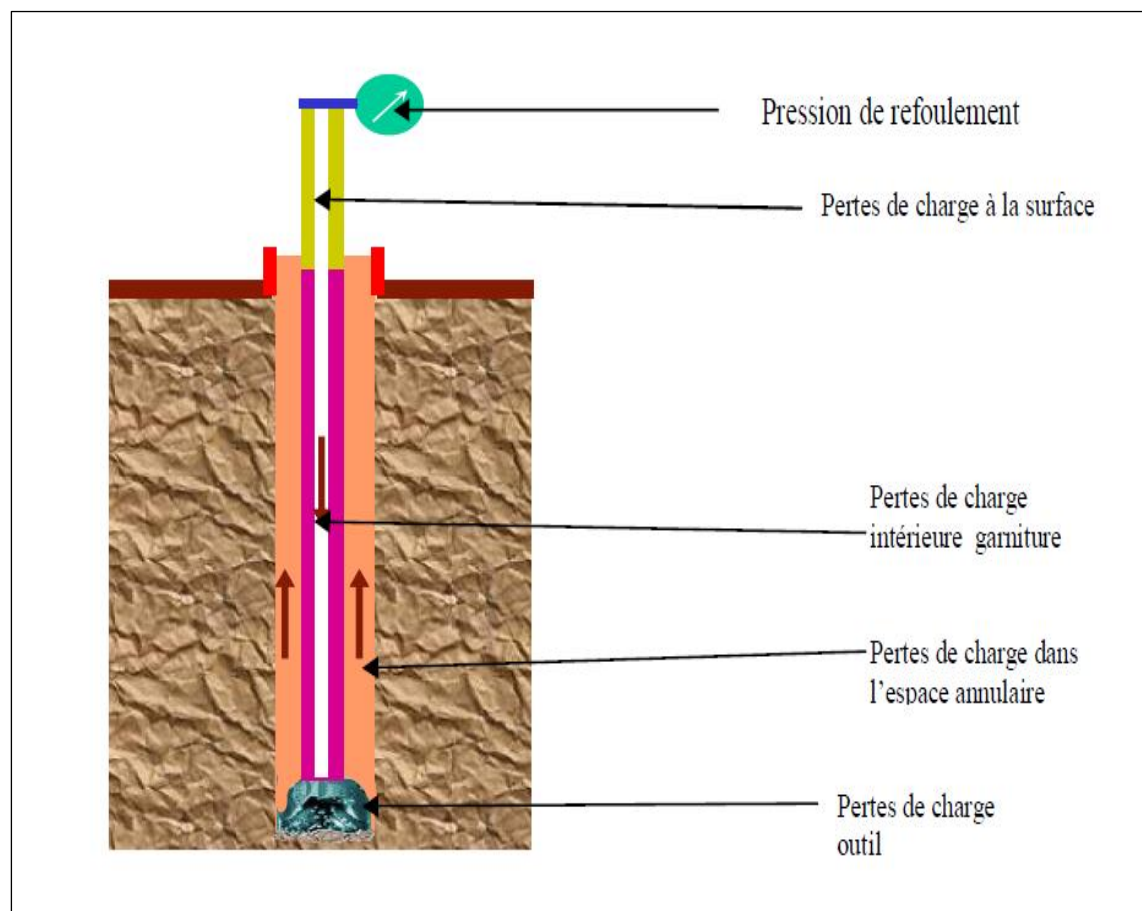


Figure (IV.I) :Les pertes de charge dans un puits [source, shlumberger]

Le calcul de ces pertes de charge est assimilé au fluide en modèle de **BINGHAM**.
Les équations des pertes de charge utilisées en forage selon la norme **API** sont :[12]

A- Les pertes de charge aux équipements de surface

Les pertes de pression en surface comprennent les pertes entre la jauge de pression de canalisations et la tige de forage. Pour calculer la pression on utilise le formulaire de foreur (saventh édition 1999 technip, paris ; G GABOLDE AND J-P. NGUYEN). Page 314 , G 17.

$$P_s = N_1 B \quad (IV.2)$$

$$\text{Avec } B = d^{0.8} \mu_p^{0.2}$$

B - Les pertes de charge à l'intérieur de la garniture de forage*Régime Laminaire*

$$P_G = \frac{L Q \mu_p}{612,95 D^4} + \frac{\tau_0 L}{13,26 D} \quad (IV.3)$$

Régime Turbulent

$$P_G = \frac{Q^{1.8} L B}{901,63 D^{4.8}} \quad (IV.4)$$

C- Les pertes de charge dans l'outil

$$P_O = \frac{d Q^2}{2959,41 C^2 A^2} \quad (IV.5)$$

D- Les pertes de charge dans l'espace annulaire*Régime Laminaire*

$$P_{ea} = \frac{L Q \mu_p}{408,63 (D_o + D_i) (D_o - D_i)^3} + \frac{\tau_0 L}{13,26 (D_o - D_i)} \quad (IV.6)$$

Régime turbulent

$$P_{ea} = \frac{L d^{0.8} Q^{1.8} \mu_p^{0.2}}{706,96 (D_o + D_i)^{1.8} (D_o - D_i)^3} \quad (IV.7)$$

E- Le choix du débit et nature du régime

L'usure des parois est liée à la nature d'écoulement au niveau du trou foré. L'écoulement est généralement turbulent dans la garniture de forage et variable dans l'annulaire. Il est important de limiter la vitesse d'écoulement. Les équations de la vitesse critique dans les tiges et dans l'espace annulaire sont énumérées ci-dessous.

E-1-Les vitesses à l'intérieur de la garniture**Vitesse moyenne**

$$V = 1,55 \sqrt[4]{Q/3,14 D^2} \quad (\text{IV.8})$$

Vitesse critique

$$V_c = \frac{2,48}{D d} (\mu_p + \sqrt{\mu_p^2 + 73,57 \tau_0 D^2 d}) \quad (\text{IV.9})$$

E-2-Les vitesses dans l'espace annulaire**Vitesse moyenne**

$$V = 1,55 \sqrt[4]{Q/3,14 (D_0^2 - D_i^2)} \quad (\text{IV.10})$$

Vitesse critique

$$V_c = \frac{3,04}{(D_0 - D_i) d} (\mu_p + \sqrt{\mu_p^2 + 40,05 \tau_0 (D_0 - D_i)^2 d}) \quad (\text{IV.11})$$

Si : $v < v_c$: Le régime est laminaire

Si : $v > v_c$: Le régime est turbulent

 Calcul de verification

Ce calcul est établi, pour vérifier que notre pompe peut fournir de tels débits dans chaque phase et quelle puissance mécanique et hydraulique est nécessaire.

-Le nombre de coups de la pompe est donné par la relation suivante :

$$N_{(i)} = \frac{Q(i)}{Q_{unitaire}} \quad (\text{coups/min}) \quad (\text{IV.12})$$

-La puissance mécanique et hydraulique de la pompe sont données par les relations suivantes:

$$P_m = \frac{P_{ref} Q}{4475 \eta_m \eta_t} \quad (\text{IV.13})$$

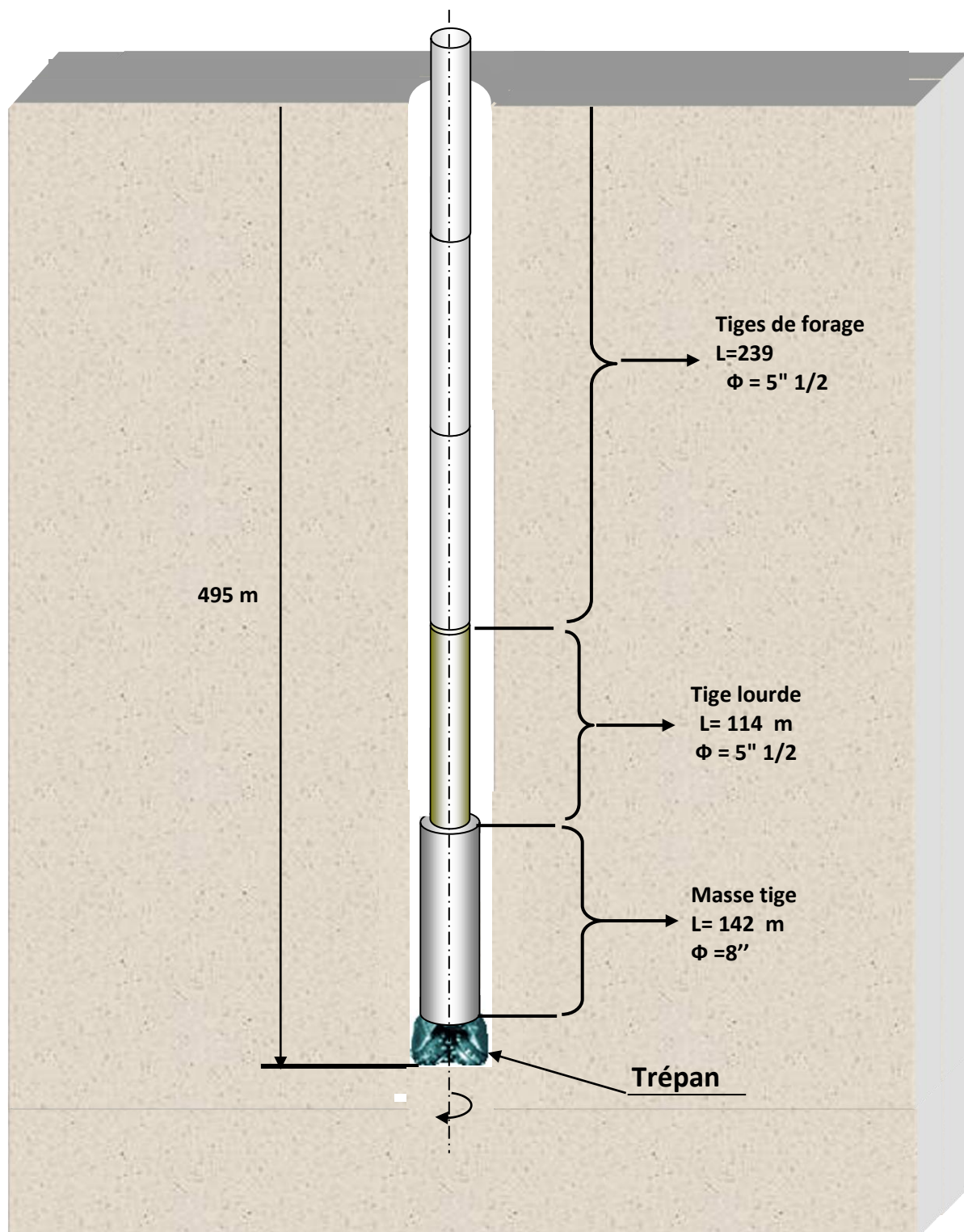
$$P_h = \frac{P_{ref} Q}{4475} \quad (\text{IV.14})$$

Sachant que sur chantier on a utilisé pour les trois premières phases deux pompes en parallèle avec un chemisage de 6''1/2(165,1 mm) 1coup $\longrightarrow$ (19 litres/course)
Et la dernière un chemisage de 6'' (152,4 mm) 1coup $\longrightarrow$ (16,68 litres /course).

NB : Le calcul se fait pour chaque phase du puits, selon l'architecture et les données de chacune. (Voir tableau et schéma des phases ci-dessous).

Trou foré	Diamètre (in)	Phase 26 "	Phase 16"	Phase 12"1/4	Phase 8"3/8
	Profondeur forée (m)	495	1910	735	308
Tubage (casing)	Diamètre extérieur (in)	18"5/8	13"3/8	9"5/8	7"
	Diamètre intérieur (in)	17"3/4	12".415	8".681	6".184
	Poids linéaire (lb/ft)	87.5	68	47	29
	Longueur du tubage(m)	495	2405	3140	3448
Paramètres hydrauliques et rhéologiques	Débit (l/min)	3230	3200	2100	1900
	Masse volumique (kg/l)	1.05	1.25	2.04	1.45
	Viscosité apparente VA (Cp)	44	28	39	31
	Yield value YP (lbs/100ft ²)	60	18	14	10
	Viscosité plastique PV (Cp)	14	19	32	26
Tiges de forage (Drill pipe)	Diamètre extérieur (in)	5 "1/2	5"1/2	5"1/2	5"1/2
	Diamètre intérieur (in)	4" ,78	4" ,78	4" ,78	4" ,78
	Longueur (m)	239	2151	2879	3204
Tiges lourdes (Heavy weight)	Diamètre extérieur (in)	5"1/2	5"1/2	5"1/2	5"1/2
	Diamètre intérieur (in)	2" ,77	3"1/4	3"1/4	3"1/4
	Longueur (m)	114	113	112	148
Masses tiges (Drill collar)	Diamètre extérieur (in)	8 "	8"	8"	6"8/16
	Diamètre intérieur (in)	3"	3"	2"7/8	3"
	Longueur (m)	142	141	149	96
Tréfans (bits)	Nombre et dimensions Des duses (1/32")	18*3+16*1 =0.942 in ²	9*12=0.994 in ²	6*15=1.036 in ²	4*16=0.786 in ²
Le coefficient de pertes de charges pour les installations de surface(N1)		299	291	136	114

Tableau (IV.1) : Données départ de puits [tp 194 -omiz # 821] hassi messaoud

PHASE 26''**Figure (IV.2) : Schéma de la phase 26''.**

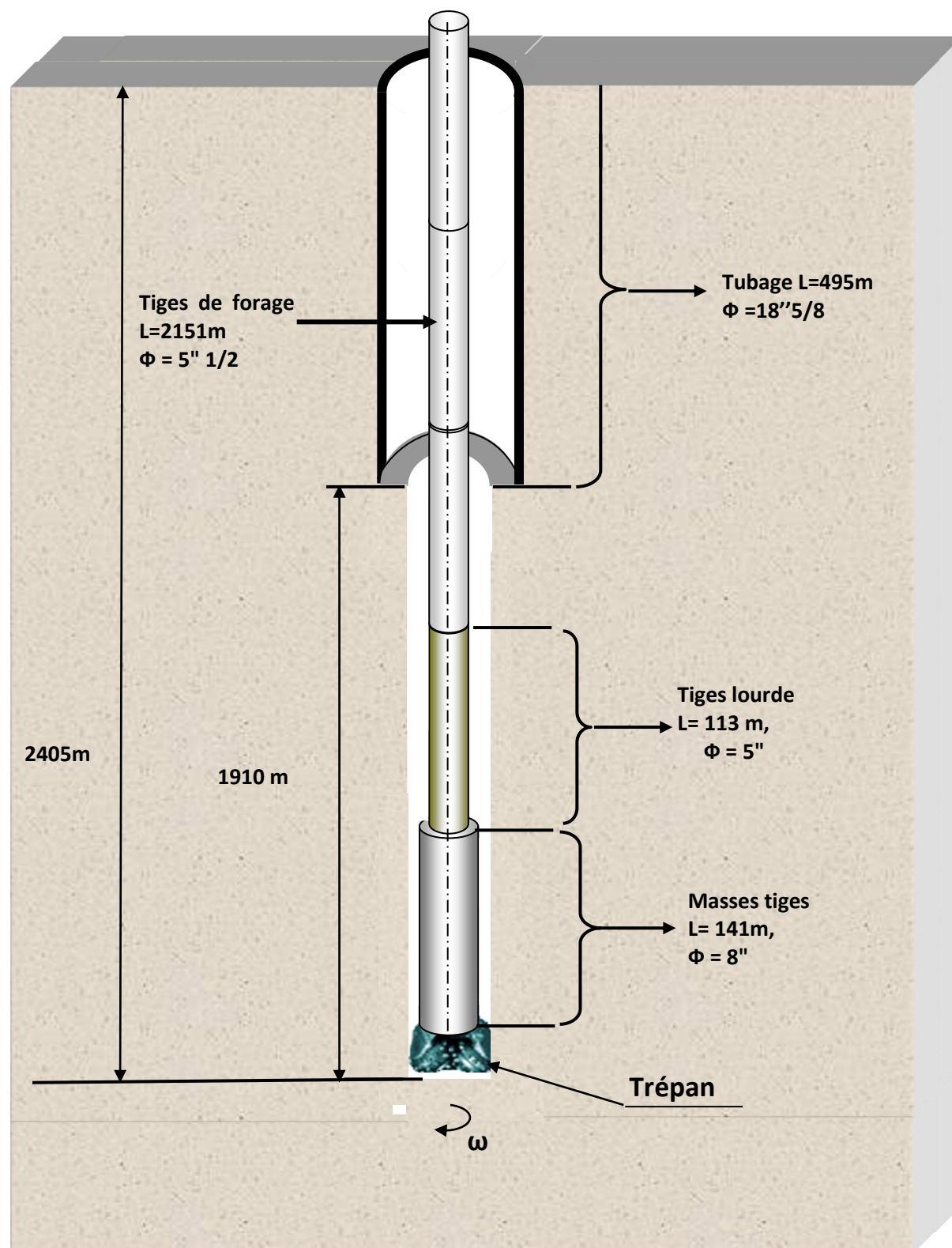
PHASE 16''

Figure (IV.3) : Schéma de la phase 16''.

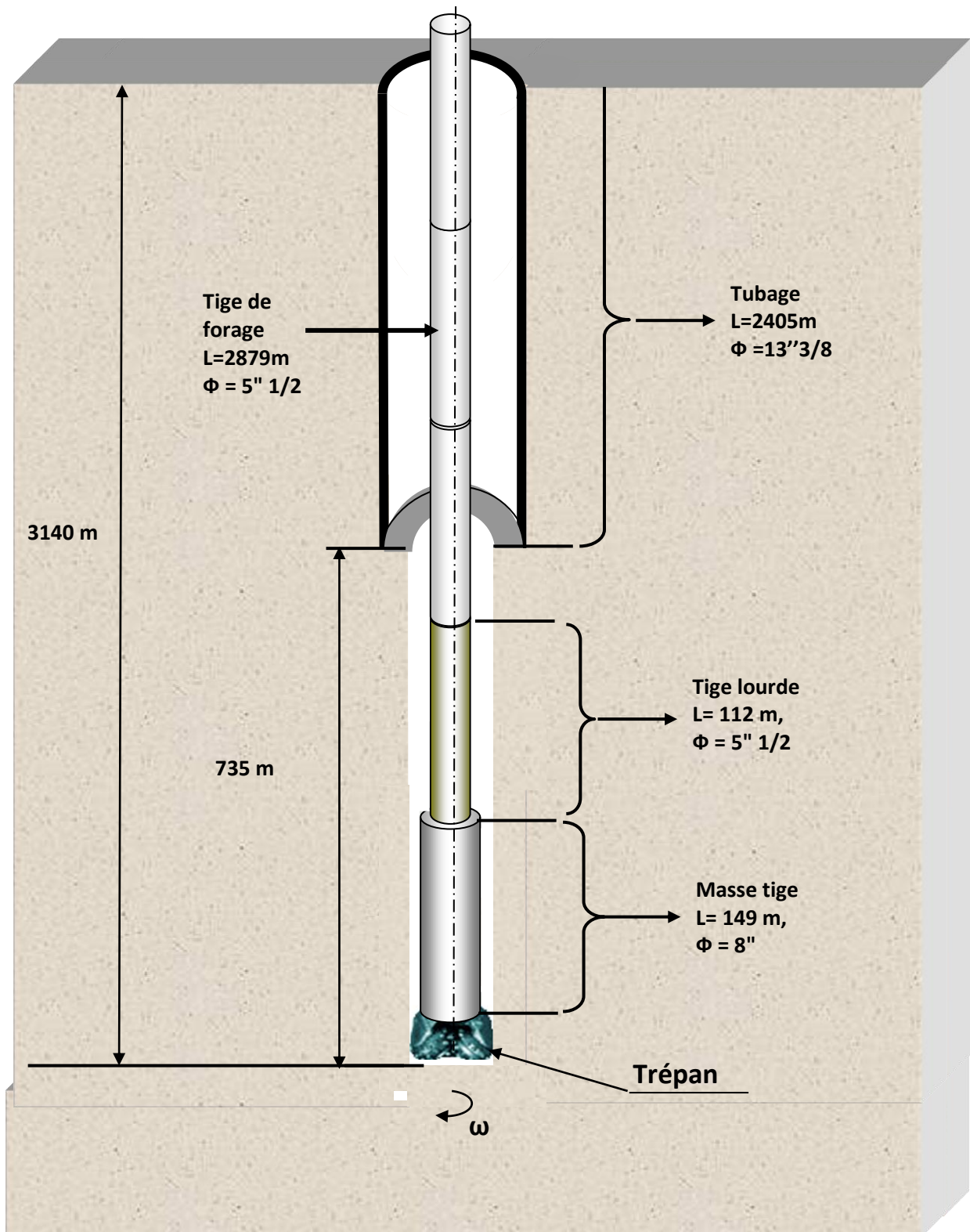
PHASE 12''1/4

Figure (IV.4) : Schéma de la phase 12''1/4.

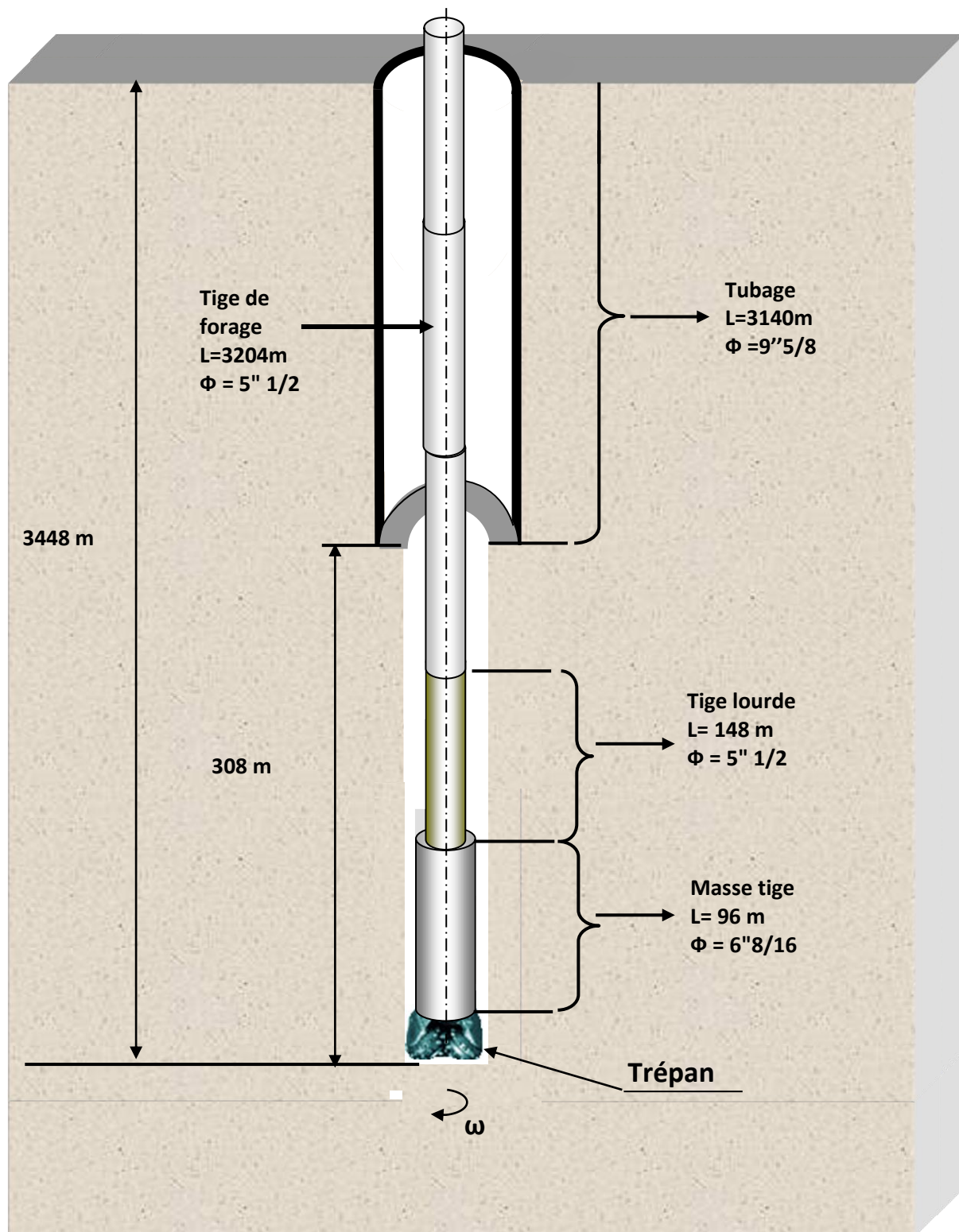
PHASE 8" 3/8

Figure (IV.5) : Schéma de la phase 8''3/8.

IV-3-Calcul des pertes de charge

IV-3-1-Elaboration d'un programme informatique pour le calcul des pertes de charge dans le puits.

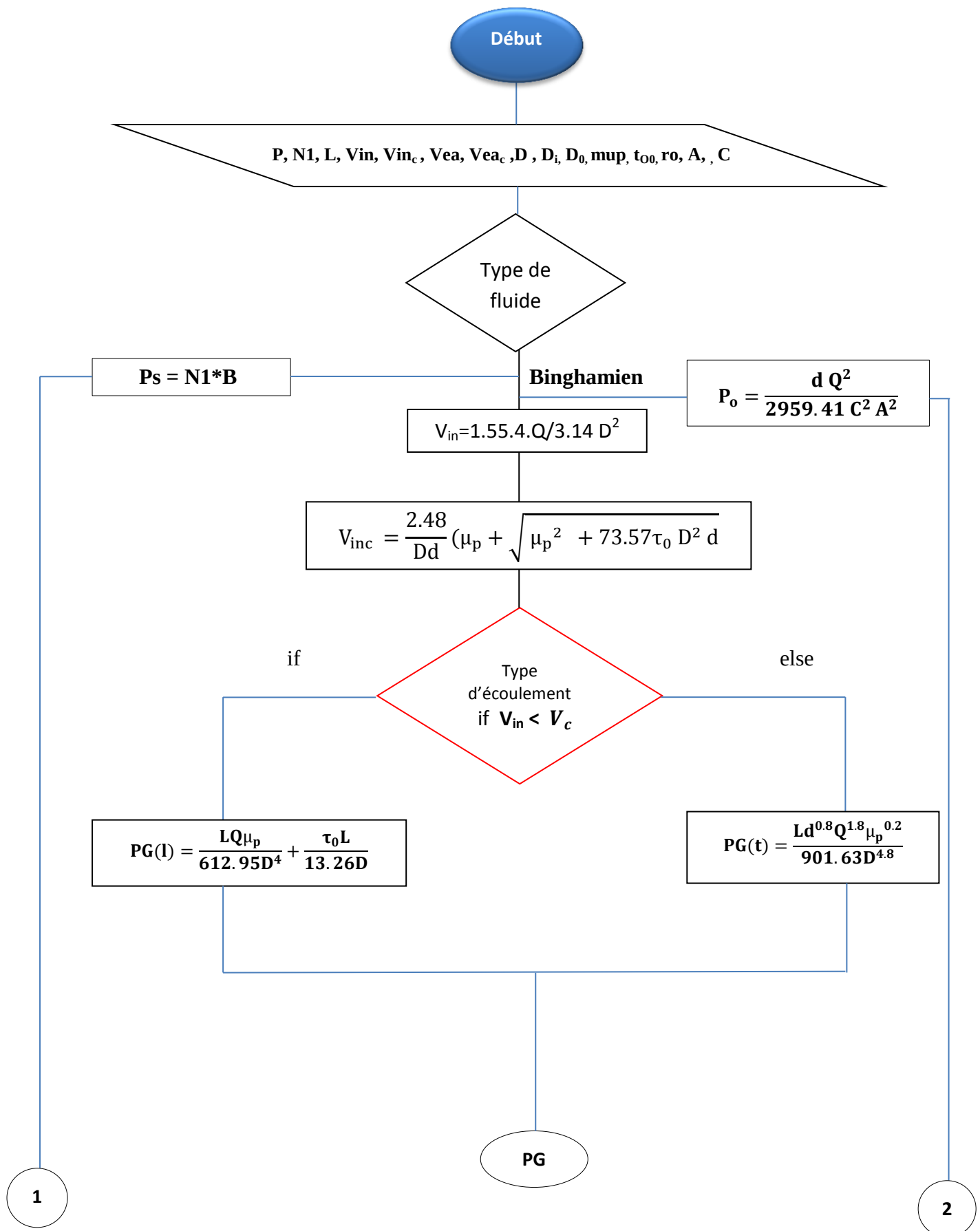
En pratique l'estimation de P_r se fait par une mesure direct (lecture sur le manomètre du panel de commande duses). L'absence d'une méthode de calcul des pertes de charge avec précision, oblige l'utilisation des formules empiriques. Du fait de la complexité des calculs avec ces formules (temps, variation, erreurs de calcul, etc.) on propose un programme en **MATLAB**.

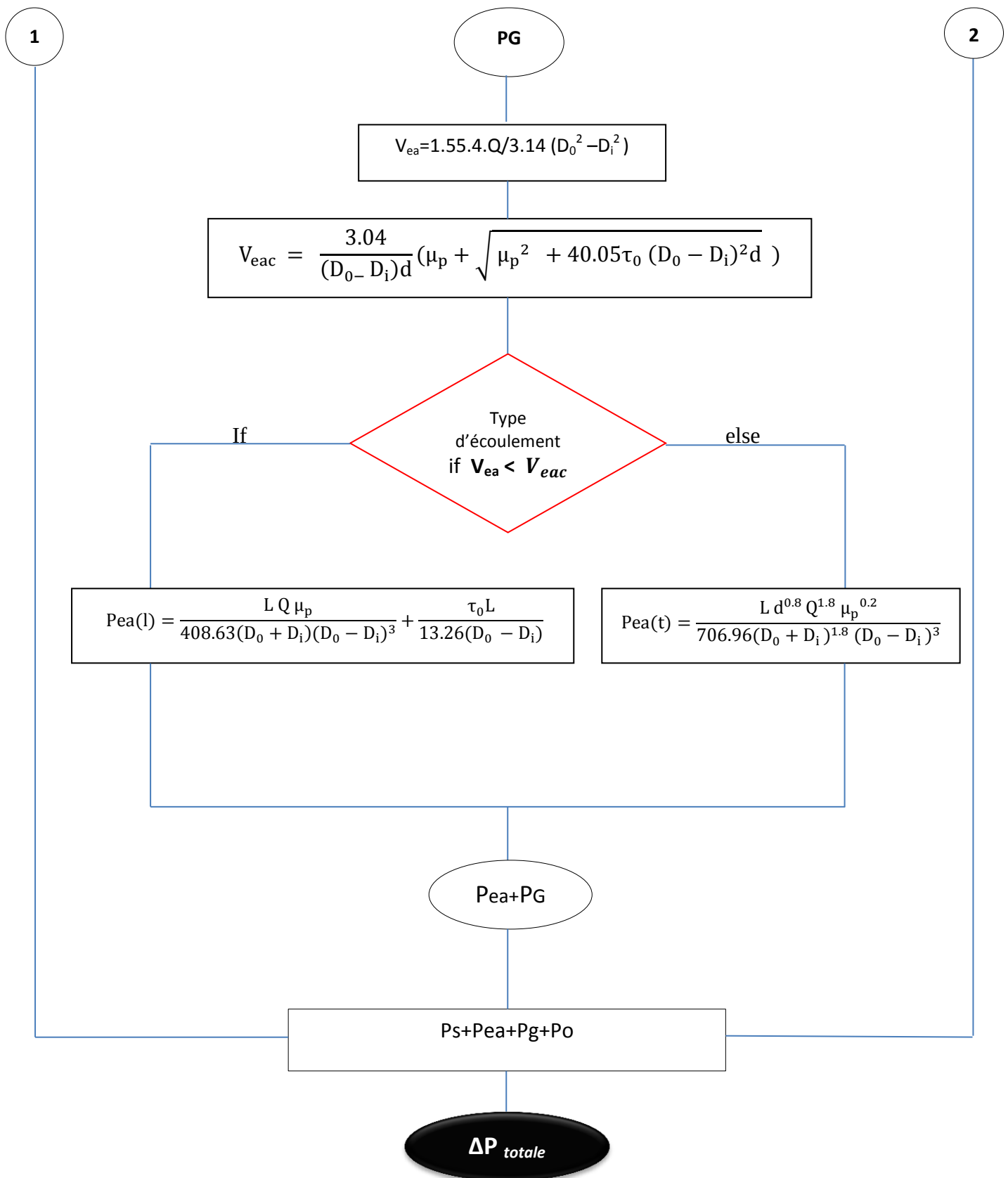
IV-3-2-Les symboles utilisés dans le calcul

symboles	Symboles Sous matlab	unités	significations
A	A	Inch ²	La section des duses de l'outil (trépan)
d	ro	Kg/l	La masse volumique de la boue
τ_0	to0	Lb/100ft ²	La contrainte seuil ou yield value
D	din(tf,tl,mt)	Inch	Le diamètre intérieur de la garniture
D ₀	dtr, dtb	Inch	Le diamètres extérieur annulaire (trou ou tubage)
D _i	dex(tf,tl,mt)	Inch	Le diamètre intérieur annulaire (extérieur garniture)
L	L (tf,tl,mt,tb)	M	La longueur des éléments
C	C	/	Le coefficient pour l'outil avec un jet (0,95)
N1	N1	/	Le coefficient de perte de charge en surface
Q	Q	L/Min	Le débit réel
μ_p	mup	cp	La viscosité plastique
V	V (in,ex)	m/min	La vitesse de fluide (garniture ou annulaire)
V _c	V _c (in,ex)	m/min	La vitesse critique (garniture ou annulaire)
P	P(s,tf,tl,mt,o)	Kpa	Les pertes de charge dans chaque tronçon
N	Ncoups	Coups/min	Le nombre de coups fournis par la pompe
Qu	Qunitaire	L/coup	Le volume de la chemise pour une course du piston
η_m	Nm	/	Le rendement mécanique de la pompe(0,90)
η_t	Nt	/	Le rendement interne de transmission (0,95)
Pm	Pm	HP	La puissance mecanique de la pompe
Ph	Ph	HP	La puissance hydraulique de la pompe

Tableau(IV.2) : Symboles utilisés dans le calcul

IV-3-3-Organigramme





Les résultats des vitesses (m/min)

		26''		16''		12''1/4		8''3/8	
		Vitesse moyenne	Vitesse critique	Vitesse moyenne	Vitesse critique	Vitesse moyenne	Vitesse critique	Vitesse moyenne	Vitesse critique
Intérieure garniture	Tiges de forages	279.13	167.86	276.53	88.99	181.47	64.45	164.19	65.93
	Tools joints	603.80	171.29	598.19	93.14	392.56	68.96	355.18	71.19
	Tiges lourdes	831.19	173.17	598.19	93.14	392.56	68.96	355.18	71.19
	Masses tiges	708.63	172.19	702.05	94.25	501.65	70.87	416.84	72.61
Espace annulaire	Masses tiges et Trou	10.42	147.69	32.90	79.00	48.18	62.85	134.51	87.36
	Tiges lourdes et Trou	9.87	147.42	27.98	77.53	34.60	57.95	94.04	72.92
	Tiges de forages Et trou	9.87	147.42	27.98	77.53	34.60	57.95	94.04	72.92
	Tiges de forages et tubage	/	/	27.98	76.87	33.47	57.76	83.16	70.48

Tableau (IV.3): Résultats des vitesses de fluide dans le circuit de boue pour chaque phase du puits

Pertes Phases	Δp_s (Kpa)	Δp_g (Kpa)	Δp_o en Kpa	Δp_{ea} en Kpa	Δp totale en Kpa	Δp totale en Bar (psi)	Δp totale réelle en Bar (psi)	N (Coups/ min)
Phase 26 ''	527,04	7096,3	4662,1	113,83	12359	123,59 (1792)	131 (1900)	170
Phase 16''	626,86	12723	4850,5	321,48	18522	185,22 (2683)	193 (2800)	168
Phase 12''1/4	481,14	12475	3138,3	535,93	16630	166,3 (2411)	172 (2500)	110
Phase 8''3/8	294,43	7393	3172,3	2959,8	13820	138,20 (2004)	145 (2100)	114

Tableau (IV.4) : Résultats des pertes de charges dans le circuit de boue pour chaque phase du puits

IV-3-4-Interprétations des résultats

Les résultats des vitesses de fluide, tableau (IV.3) montrent bien que le régime est toujours turbulent à l'intérieur des tiges quel que soit la phase forée, tout ça, dû à la descente et la géométrie des tiges, pour assurer un bon avancement le régime de la boue doit être turbulent à l'entrée d'outil (trépan).

Les résultats montrent aussi que le régime d'écoulement est bien laminaire dans l'annulaire les trois premières phases afin de ne pas fracturer, endommager et l'éroder des parois du puits, la boue est visqueuse et l'écoulement lent ce qui signifie une évacuation d'une grande quantité des déblais de forage en surface.

Par contre le régime est turbulent dans la phase 8''3/8 à cause de la petite quantité des déblais évacués (terrain dur) et de la géométrie du trou. On a un diamètre du trou qui est bien réduit alors le fluide a des difficultés pour se déplacer ce qui engendre des fortes frottements et production de la chaleur qui correspond à une perte d'énergie et pour un fluide c'est les pertes de charge.

D'après le tableau (IV.4) et les données de départ on remarque que les pertes de charge totales varient d'une phase à une autre, et avec une erreur de 5% à 10% de ce qui est trouvé sur la tête du puits, ceci signifie la variation des propriétés de la boue dans l'espace annulaire, ce qui est difficile à maîtriser et de déterminer le comportement de la boue en ce moment.

Par contre le résultat de la phase finale est bien proche de celui trouvé en pratique, ce qui explique la faible quantité de déblais remontés en surface aussi la géométrie de cette phase.

En outre le débit est très important dans les deux premières phases et ce pour évacuer la grande quantité des déblais, après dans les phases les plus profondes le débit diminue par ce que l'avancement et la quantité des déblais sont faibles.

On remarque aussi que la pression de refoulement augmente en fonction de la profondeur après elle diminue à chaque fois qu'on s'approche au réservoir de brut en réduisant le débit et le diamètre de la phase.

Les pertes de charge sont importantes dans le train de tige et dans l'outil à cause du régime turbulent introduit pour augmenter la rotation et la vitesse d'avancement du forage (le but recherché en forage).

Dans l'annulaire les pertes de pression sont faibles grâce au régime laminaire, qui est dû à l'écart du diamètre extérieur de la garniture avec le trou (géométrie). Le fluide se déplace facilement avec moins de frottements.

Il faudra essayer de circuler la boue lourde le plus tôt possible afin de diminuer la pression annulaire. Le gain le plus faible sera favorable à des pressions annulaires faibles. [13]

IV-4-Etude de la variation des pertes de charge en fonction du débit et de la masse volumique pour la phase 8''3/8 du puits.

On prend la phase 8''3/8 et avec **MATLAB** on fait varier le débit entre 1000 et 2500 l/min ainsi la masse volumique entre 1 et 2,6 kg/l, puis on trace les courbes $\Delta P=f(Q)$ et $\Delta P=f(\rho)$, pour déterminer la valeur critique de débit et l'influence de la masse volumique sur les pertes de charge pour la phase étudiée.

Résultats obtenus

Q(i) en(L/min)	$\Delta P(i)$ totale en (Kpa)	$\Delta P(i)$ totale en Bar	N(i) (Coups/min)
1000	$4,6798 \cdot 10^3$	46,79	60
1100	$5,3715 \cdot 10^3$	53,71	66
1200	$6,115 \cdot 10^3$	61,15	71
1300	$6,9562 \cdot 10^3$	69,56	78
1400	$7,819 \cdot 10^3$	78,19	84
1500	$8,7657 \cdot 10^3$	87,65	90
1600	$9,7454 \cdot 10^3$	97,45	96
1700	$1,1255 \cdot 10^4$	112,55	102
1800	$1,2507 \cdot 10^4$	125,07	108
1900	$1,3819 \cdot 10^4$	138,19	114
2000	$1,5192 \cdot 10^4$	151,92	Limite 120
2100	$1,6624 \cdot 10^4$	166,24	126
2200	$1,8115 \cdot 10^4$	181,15	132
2300	$1,9665 \cdot 10^4$	196,65	138
2400	$2,1274 \cdot 10^4$	212,74	143
2500	$2,2941 \cdot 10^4$	229,41	149

Tableau (IV.5) : Résultats de la variation des pertes de charges en fonction du débit volumique.

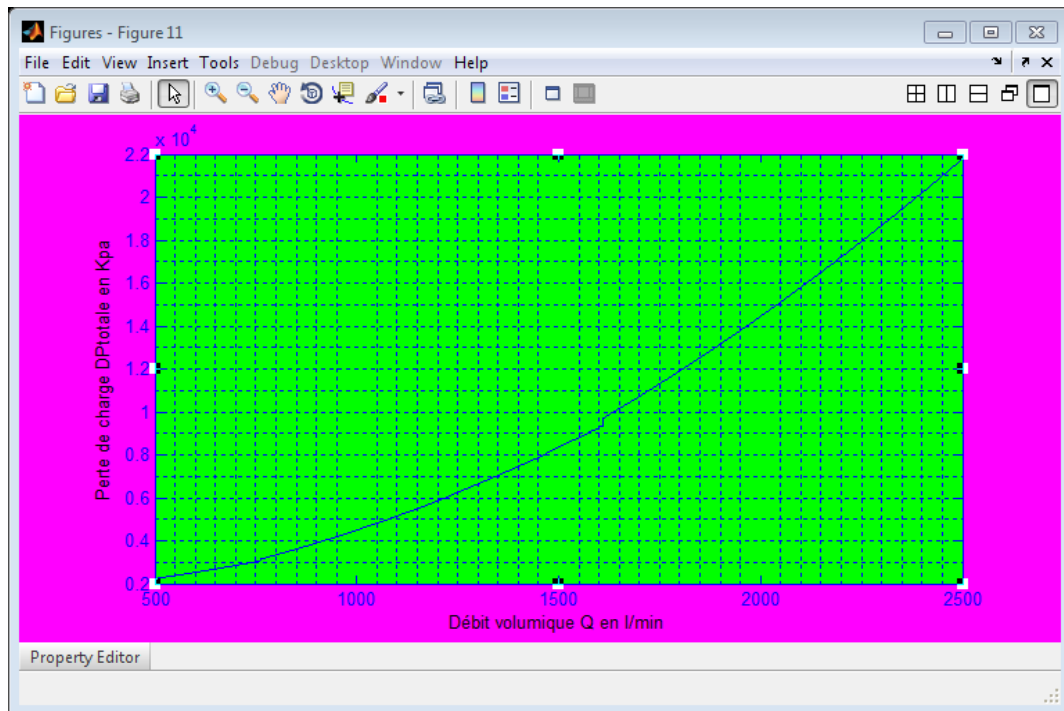


Figure (IV.6) : Courbe de variation des pertes de charges en fonction du débit volumique.

La masse volumique (kg/l)	Pertes de charge totale en (kpa)	La puissance mécanique de la pompe en (HP)	La puissance hydraulique de la pompe en (HP)
1	$9,4407 \cdot 10^3$	468,8105	400,833
1,2	$1,1307 \cdot 10^4$	561,4826	480,0677
1,4	$1,2864 \cdot 10^4$	638,8056	546,1788
1,6	$1,4387 \cdot 10^4$	714,4255	610,8388
1,8	$1,5880 \cdot 10^4$	788,5959	674,249
2	$1,7349 \cdot 10^4$	861,5088	736,59
2,2	$1,8795 \cdot 10^4$	933,3142	797,9836
2,4	$2,0221 \cdot 10^4$	1004,1	858,5329
2,6	$2,1629 \cdot 10^4$	1074,1	918,3219

Tableau (IV.6): Résultats de variation des pertes de charge en fonction de la masse volumique.

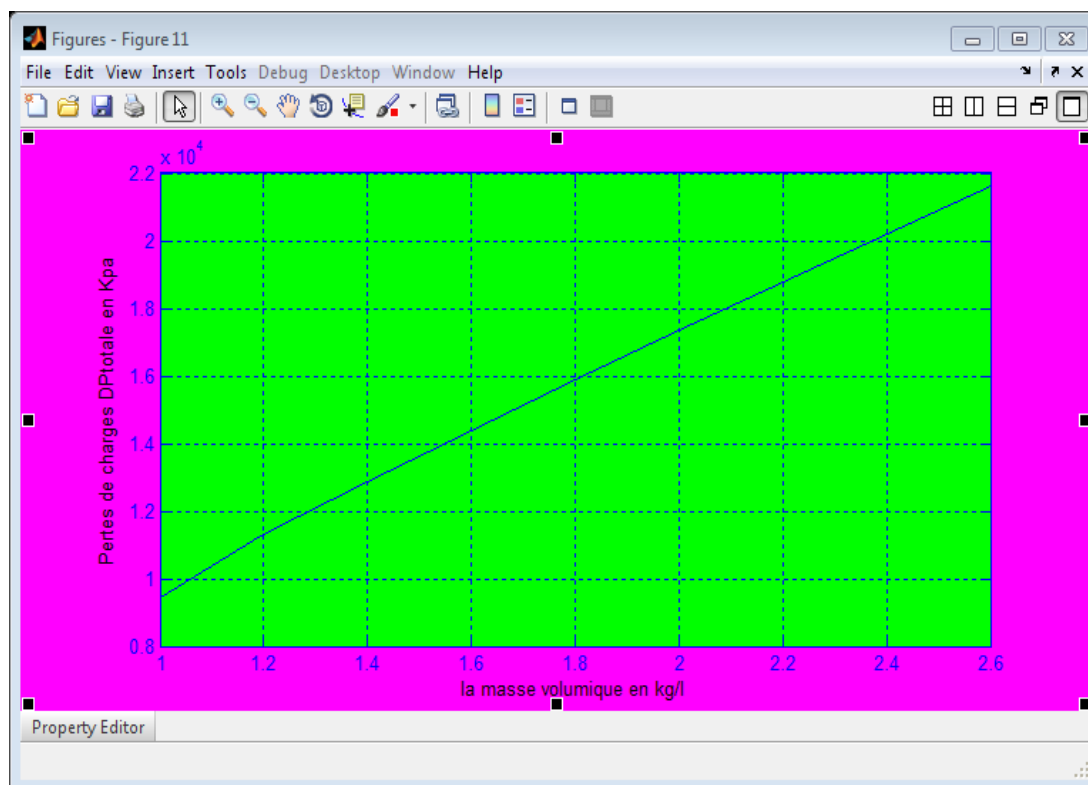


Figure (IV.7) : Courbe de variation des pertes de charge en fonction de la masse Volumique.

IV-4-1-Interprétations des résultats

D'après la courbe de la figure (IV.6) on remarque que, la variation des pertes de charge est proportionnelle à la variation de débit volumique introduit par la pompe.

Les valeurs en rouge tableau (IV.5), signifient les débits de pompage à ne pas dépasser, car le nombre de coups par minute pour réaliser de tels débits est supérieur au nombre de coups maximale de la pompe qui est de 120 coups /min .Donc le débit a pompé dans cette phase 8''3/8 est doit être inférieur à 2000 l/min pour assurer une bonne circulation de la boue et à ne pas endommager les éléments mécanique de la pompe.

Si les conditions de puits demandent un débit élevé, la solution proposée est de changer la chemise, en lieu de travailler avec 6'' on propose une chemise de diametre de 6'',^{1/2} (165.1 mm) qui donne **19 litres/coup**

D'après la courbe de la figure (IV.7) on remarque que, la variation des pertes de charges est proportionnelle aussi à la variation de la masse volumique de la boue.

La pompe à boue utilisée sur chantier peut assurer des pressions de refoulement, correspondantes à ses variations de masse volumique [1 à 2,6 kg/l] sans changer le chemisage de la pompe. Car la puissance mécanique et hydraulique de la pompe fournie à chaque variation de masse volumique est inférieure à la puissance maximale de la pompe qui est de ($P_{m \max}=1600$ HP, $P_h \max=1440$ HP).

La masse volumique est un paramètre important dans le contrôle des puits et des fluides de forage, elle est mesurée chaque 30 minutes sur chantier, « c'est l'assurance ». Elle maintient toujours une pression hydrostatique supérieure à la pression des fluides de formation (venue).

CONCLUSION GENERALE

Les pertes de charge dans le circuit de boue dépendent de plusieurs paramètres géométriques et rhéologiques, en se basant sur le bon choix de modèle de fluide ainsi les équipements mécaniques.

Dans la phase finale on vérifie que la perte de charge totale correspond à ce qui est réellement trouvé sur le refoulement de la pompe à plus au moins de **5%** près, ce qui justifie bien que le modèle binghamien utilisé dans le programme approche bien le comportement du fluide de forage et donne une bonne concordance avec le résultat de la pression de pompage en tête de puits.

La sélection de meilleur modèle rhéologique a une grande importance dans l'obtention des résultats corrects pour la chute de pression et il permet une pression de refoulement suffisante pour vaincre les pertes de charges dans le circuit.

En outre les performances de forage sont directement liées aux limites mécaniques imposées par l'appareil de forage. Le contrôle des propriétés rhéologiques de la boue peut optimiser les performances tout en fonctionnant dans ces limites mécaniques imposées par l'appareil.

Enfin le stage que j'ai effectué au sein de l'entreprise nationale des travaux aux puits « **ENTP** » m'a donné l'occasion d'approfondir mes connaissances dans le domaine des hydrocarbures en particulier les fluides de forage et leur comportement rhéologique, j'ai également profité de l'aspect relations humaines en milieu professionnel, qui est un aspect non négligeable de l'intégration dans une entreprise.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

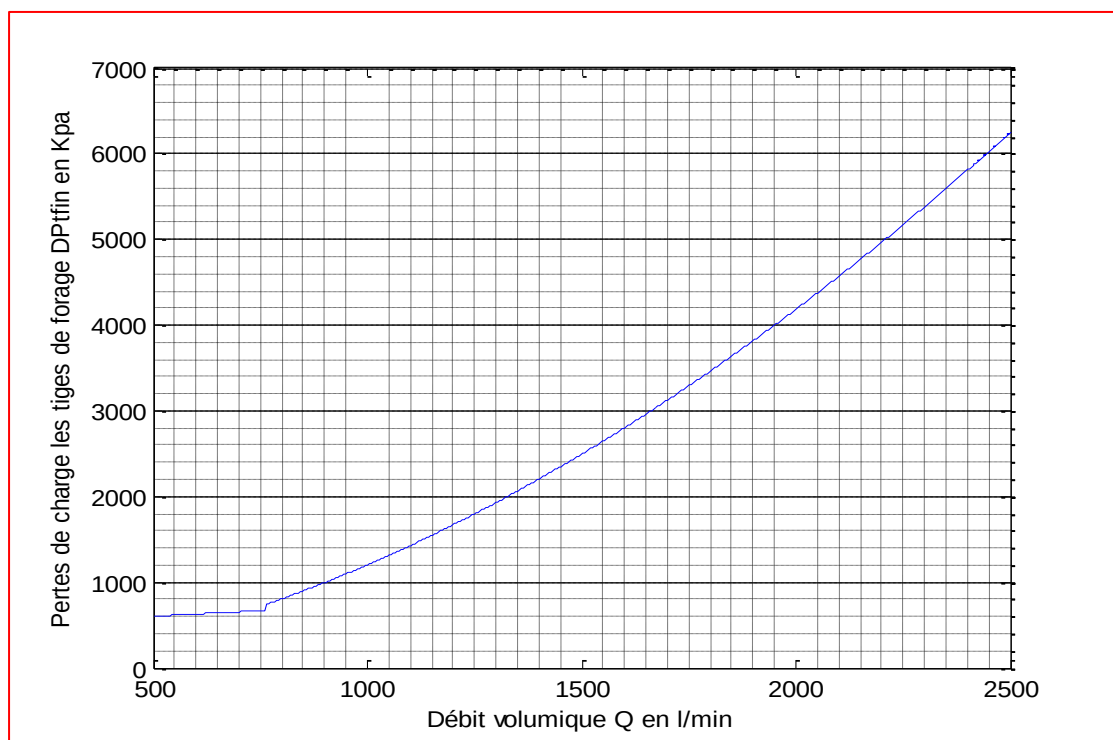
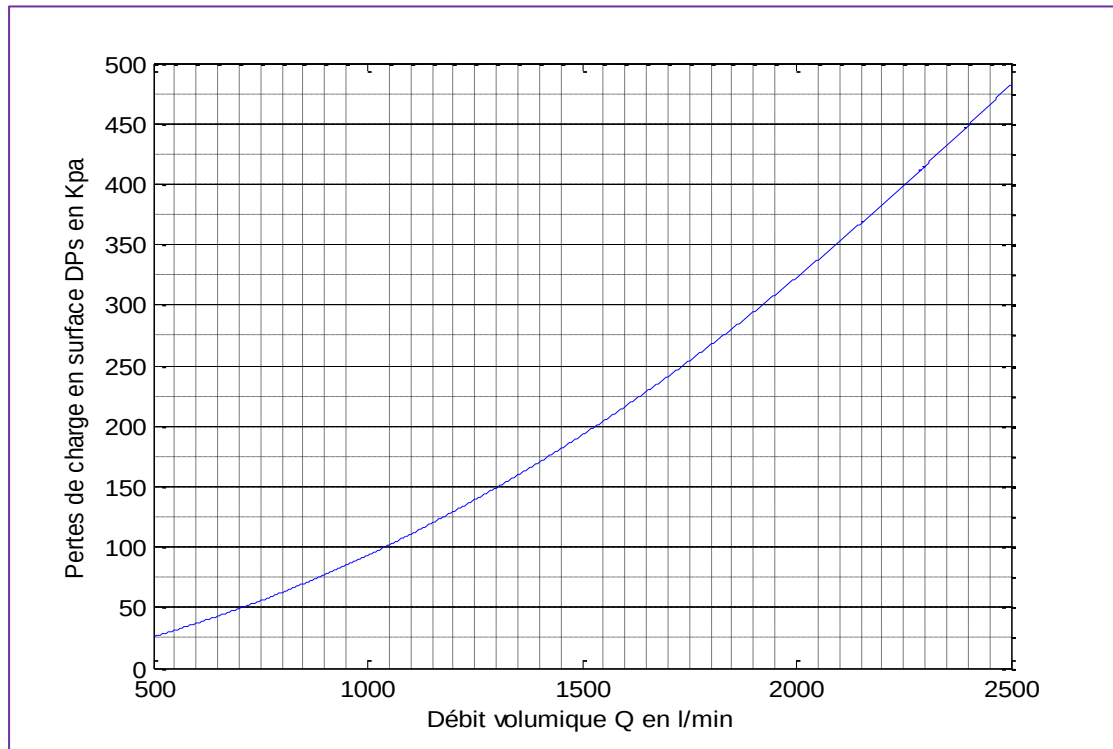
- [1]-LES MODULES DU FORAGE (M0, M1 ET M2) DOCUMENTS DE SONATRACH. (MARS 2004).MR: DADOU ET SLIMANI.**
- [2]-LES TECHNIQUES D'EXPLOITATION PÉTROLIÈRE INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE(IFP) ÉDITION TECHNIP (PARIS 1993) « JAEN-PAUL NGUYEN ».**
- [3]-LES FLUIDES DE FORAGES, ENSPM (FORMATION INDUSTRIE-FORAGE*PRODUCTION *GISEMENT).INSTITUT FRANÇAIS DU PETROLE –IFP 2006.**
- [4]-« CONTROLE DES BOUES DE FORAGE ». COPYRIGHT PRIDE INTERNATIONAL LESCAR TRAINING CENTER FRANCE 2000.**
- [5]-THE DRILLING FLUIDS ENGINEERING MANUAL, PUBLICATIONS DE API (1998)**
- [6]-«WELL CONTROL COURS » NAFTOGAZ (PETROLEUM INSTITUTE).ALGERIA**
- [7]- “FLUIDE COMPLEXE” COURS DE MR: A OUIBRAHIM, PROFESSEUR A L’UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI OUZOU.**
- [8]- « INITIATION A LA RHEOLOGIE » ,3^{EME}EDITION TEC & DOC 2000. GUY COARRAZE, JEAN-LOUIS GROSSIORD.**
- [9]-IADC DRILLING MANUAL EBOOK VERSION (V.11),” RHEOLOGY AND HYDRAULICS” PUBLISHED BY TECHNICAL TOOLBOXES, INC. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API), 1998.**
- [10]- LES CARACTERISTIQUES PHYSIQUES DE LA BOUE DE FORAGE, DOCUMENT SONATRACH, JUILLET 2009. MR DADDOU.**
- [11]- DRILLING FLUIDS DATA HANDBOOKS, MANUAL OF SHLUMBERGER, PUBLICATIONS DE API (AMERICAN INSTITUTE OF PETROLEUM).**
- [12]- FORMULAIRE DU FOREUR , SAVENTH EDITION, PUBLICATION DE L’INSTITUT FRANÇAIS DU PETROLE (IFP).**
- [13]-DRILLING FLUIDS PROCESSING HANDBOOK, GULF PROFESSIONAL PUBLISHING IS AN IMPRINT OF ELSEVIER, USA LINACRE HOUSE, JORDAN HILL, OXFORD OX2 8DP, UK, (2005).**
- [14]-SONATRACH /DIVISION FORAGE –TP 194-OMIZ#821. (DOCUMENT INTERNE DE L’ENTREPRISE)**

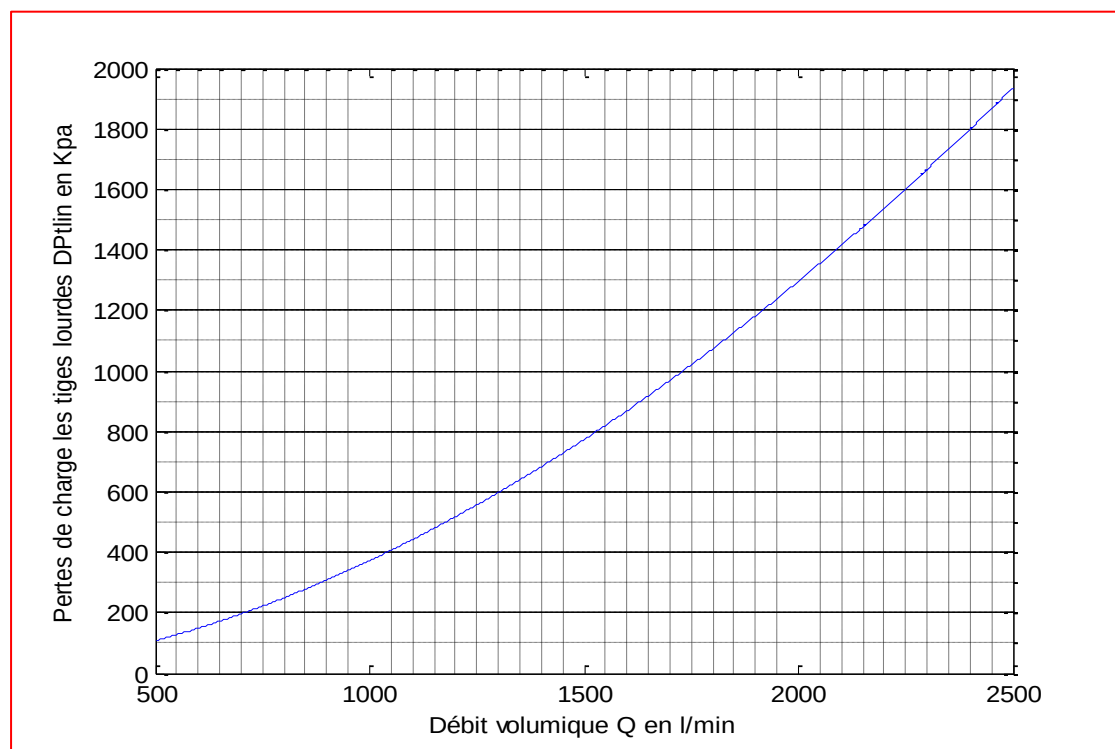
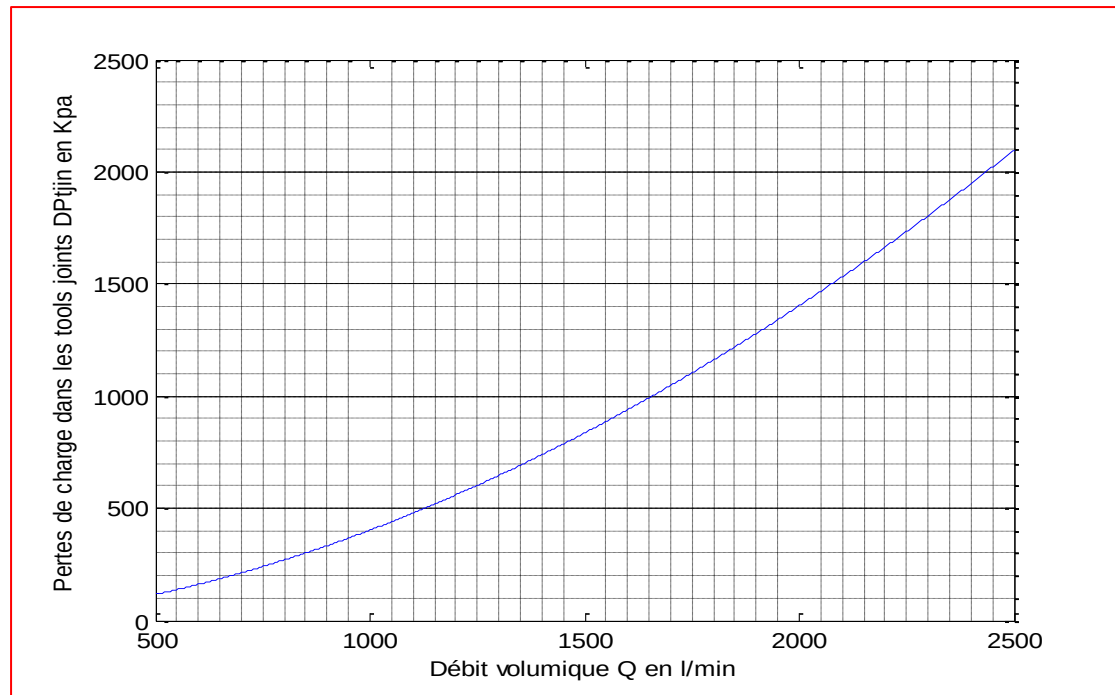
ANNEXES

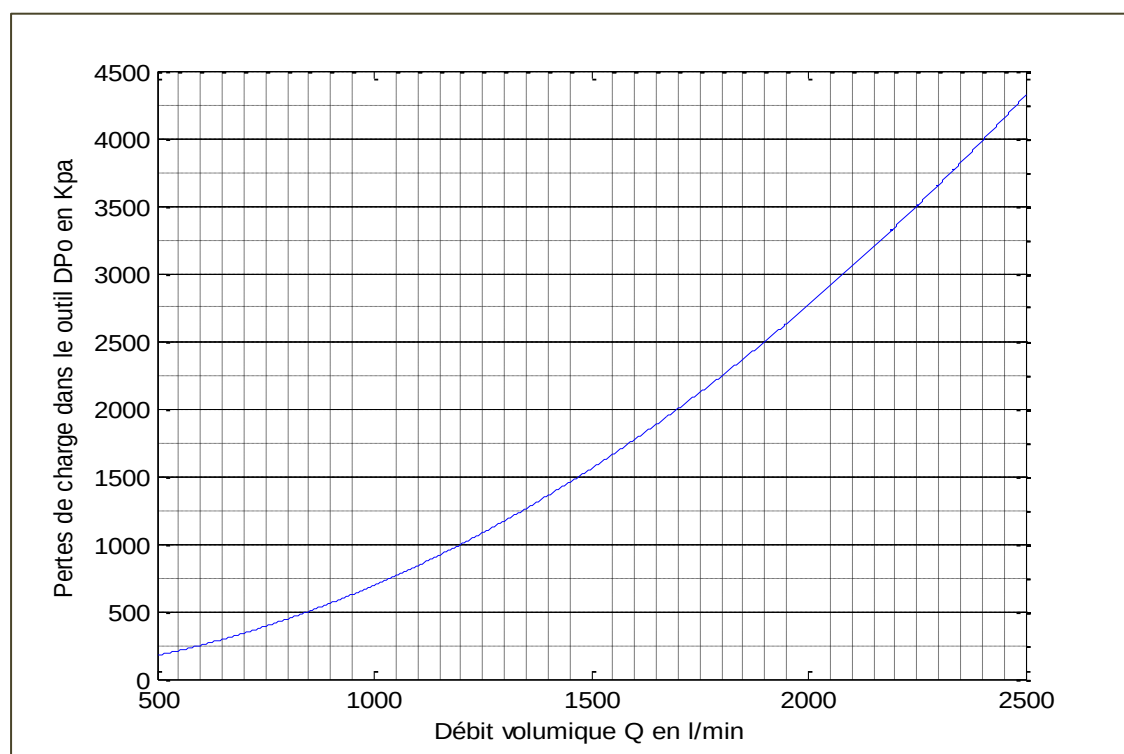
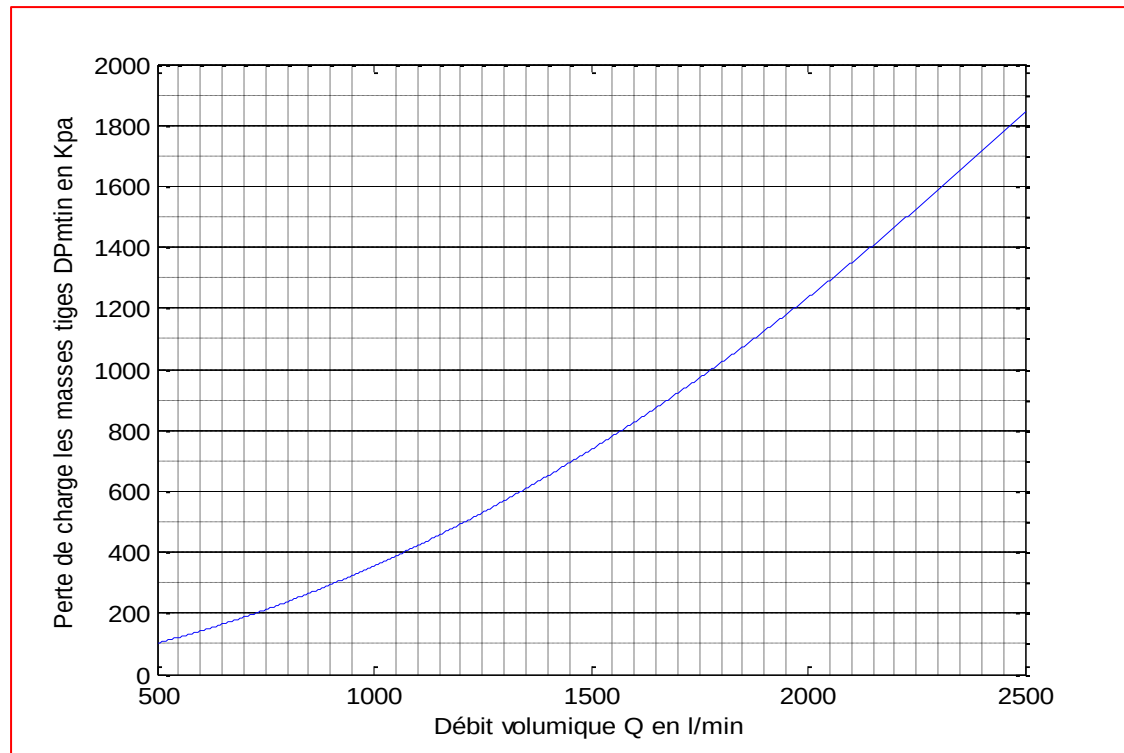
ANNEXE A

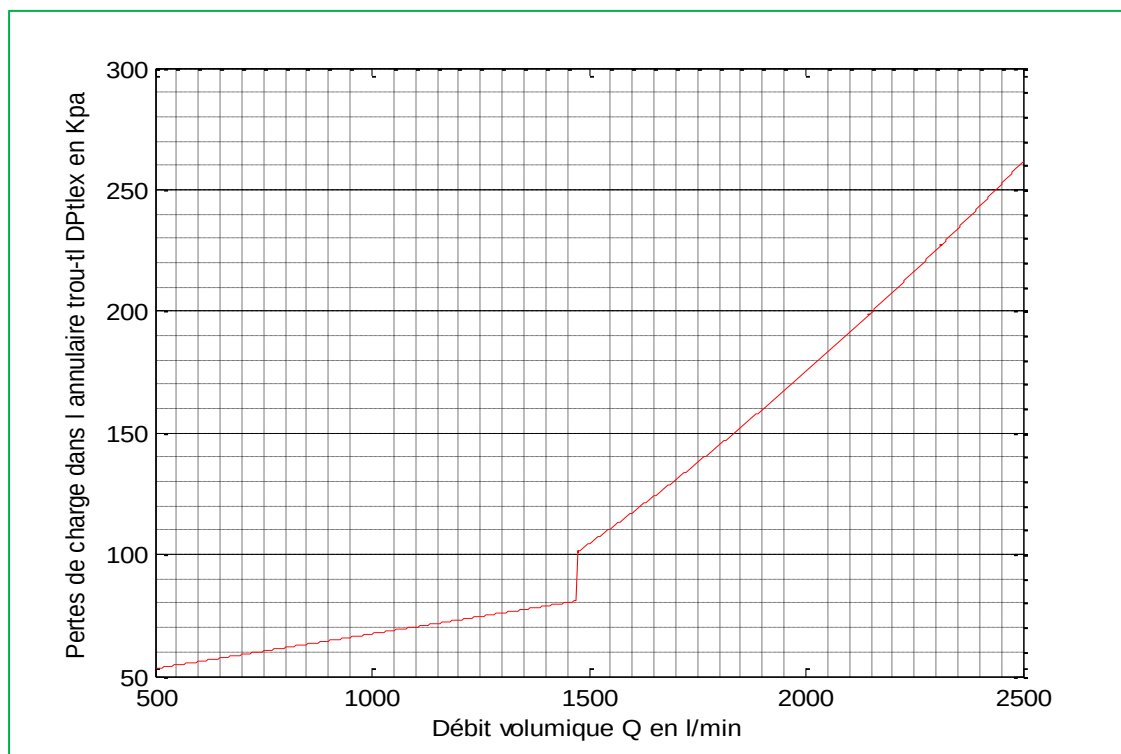
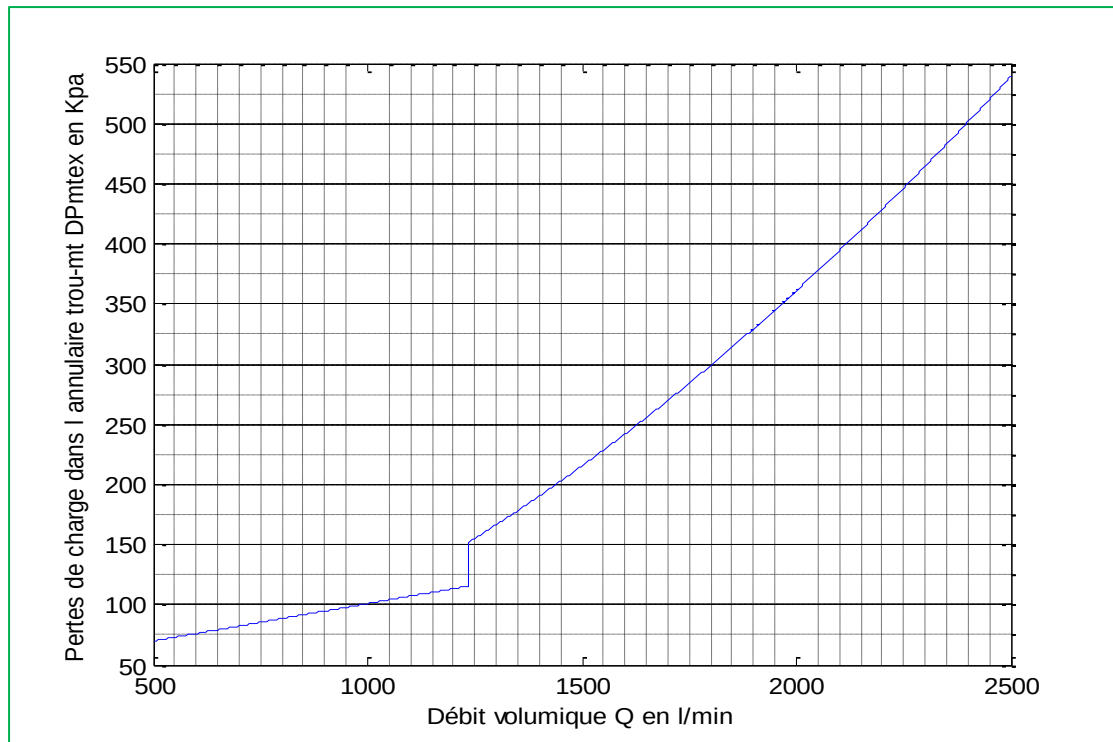
RESULTATS DE VARIATION DES PERTES DE CHARGE

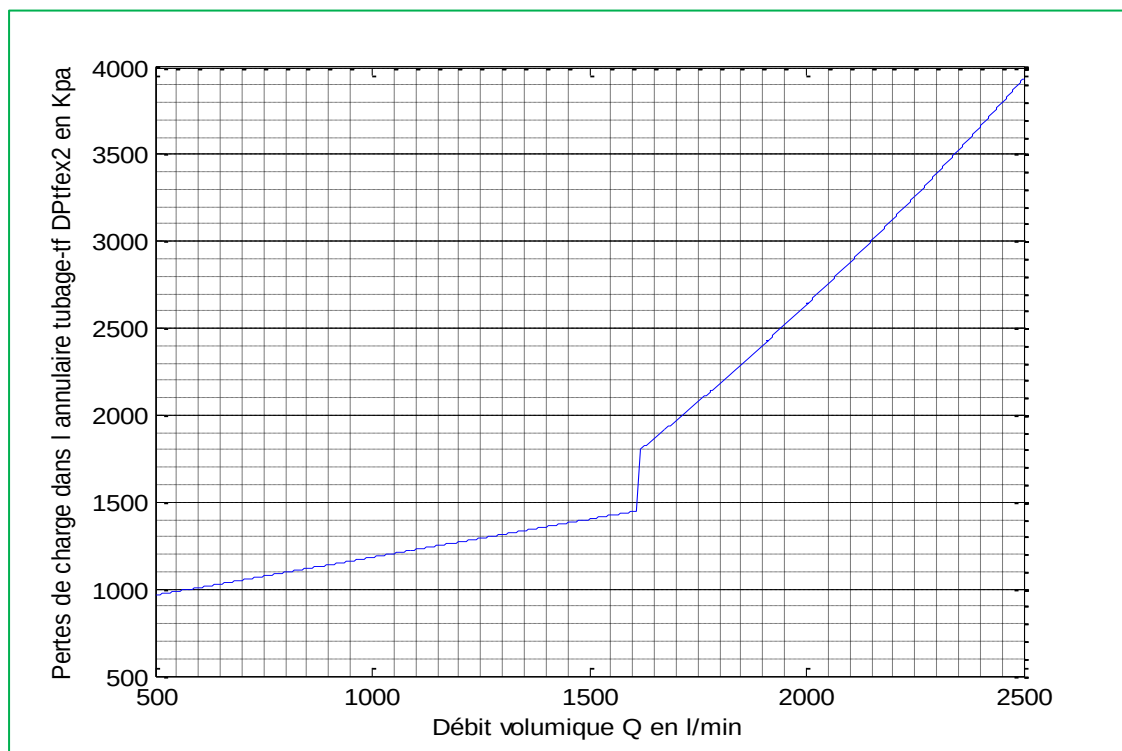
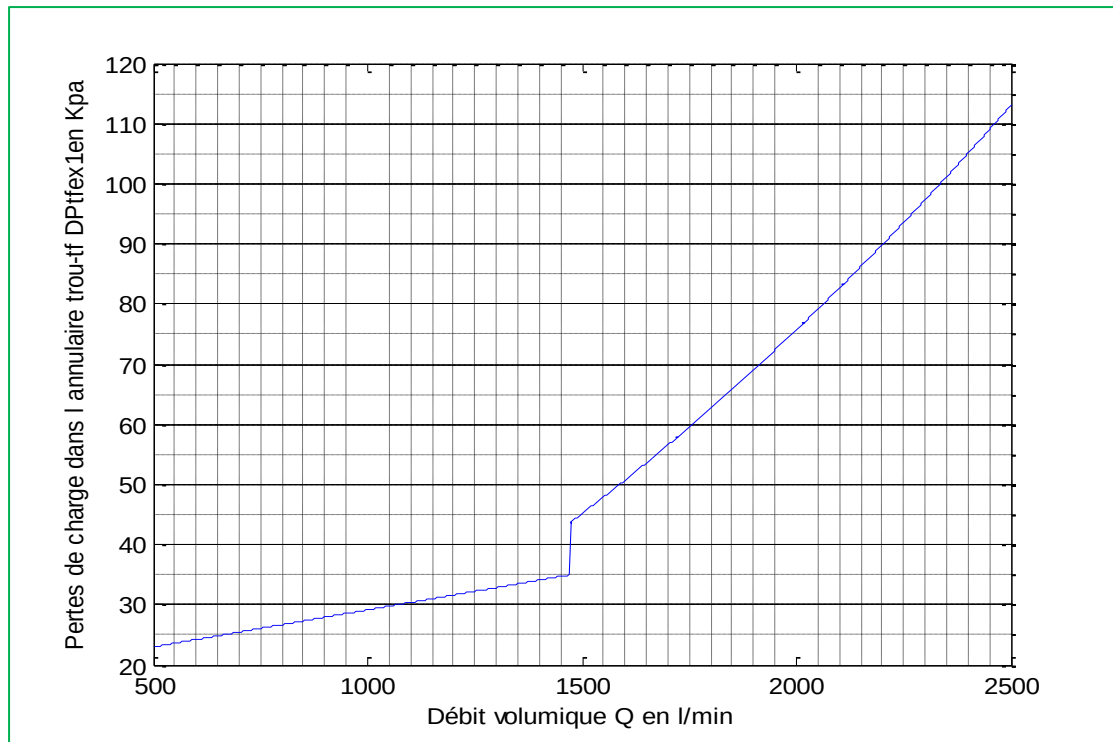
Résultats des courbes de variations des pertes de charge en fonction du débit volumique dans chaque tronçon du circuit de boue pour la phase 8''3/8 .

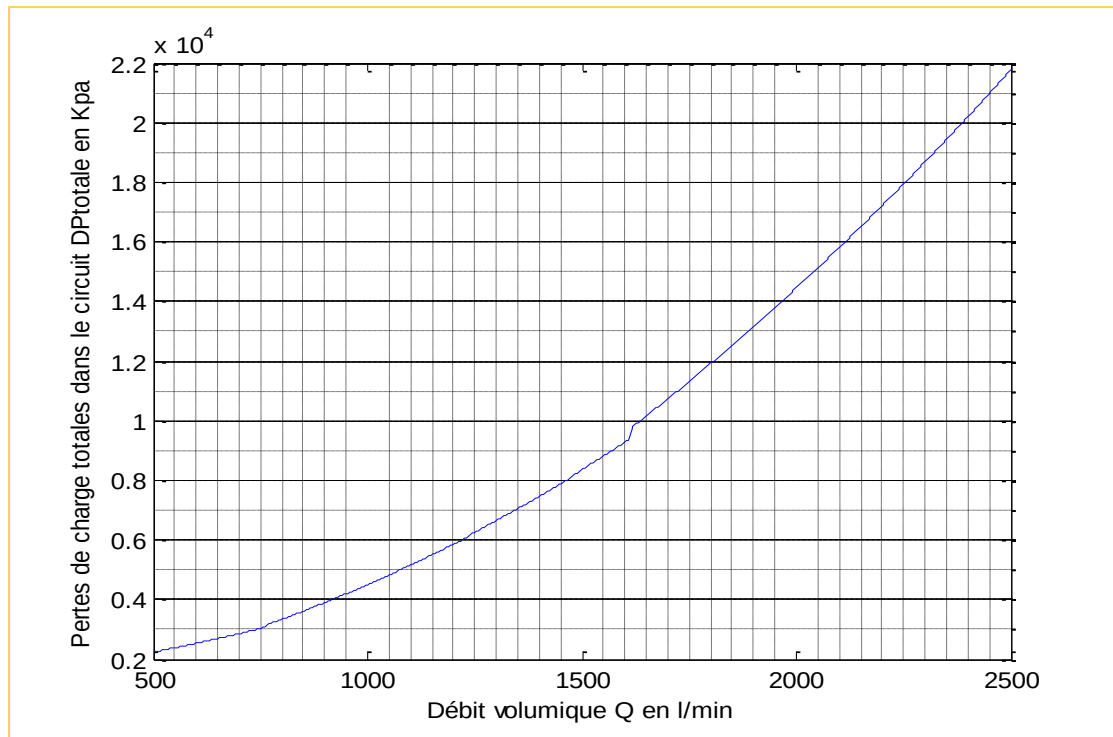












ANNEXE B

LE COEFFICIENT N1

G 30

TABLE OF COEFFICIENTS N_1
Calculation of pressure losses in surface equipment

$$P_{\text{surface equipment}} = N_1 B \text{ (kPa)}$$

	Case 1			Case 2			Case 3			Case 4		
	ID (in)	Length (ft)	Length (m)	ID (in)	Length (ft)	Length (m)	ID (in)	Length (ft)	Length (m)	ID (in)	Length (ft)	Length (m)
Stand pipe	3	40	12.19	3 1/2	40	12.19	4	45	13.72	4	45	13.72
Drilling hose	2	45	13.72	2 1/2	55	16.76	3	55	16.76	3	55	16.76
Kelly	2 1/4	40	12.19	3 1/4	40	12.19	3 1/4	40	12.19	4	40	12.19
Swivel	2	4	1.22	2 1/2	5	1.52	2 1/2	5	1.52	3	6	1.83

Débit (l/min)	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Débit (l/min)	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
500	68	24	13	10	2 800	1 506	529	293	229
550	80	28	16	12	2 850	1 555	546	303	236
600	94	33	18	14	2 900	1 604	563	312	244
650	109	38	21	17	2 950	1 655	581	322	251
700	124	44	24	19	3 000	1 705	598	332	259
750	141	49	27	21	3 050	1 757	617	342	267
800	158	55	31	24	3 100	1 809	635	352	275
850	176	62	34	27	3 150	1 862	653	362	283
900	195	69	38	30	3 200	1 915	672	373	291
950	215	76	42	33	3 250	1 970	691	383	299
1 000	236	83	46	36	3 300	2 025	710	394	308
1 050	258	90	50	39	3 350	2 080	730	405	316
1 100	280	98	55	43	3 400	2 136	750	416	324
1 150	304	107	59	46	3 450	2 193	770	427	333
1 200	328	115	64	50	3 500	2 251	790	438	342
1 250	353	124	69	54	3 550	2 309	810	449	351
1 300	379	133	74	57	3 600	2 368	831	461	360
1 350	405	142	79	62	3 650	2 427	852	472	369
1 400	433	152	84	66	3 700	2 488	873	484	378
1 450	461	162	90	70	3 750	2 548	894	496	387
1 500	490	172	95	74	3 800	2 610	916	508	396
1 550	520	182	101	79	3 850	2 672	938	520	406
1 600	550	193	107	84	3 900	2 735	960	532	415
1 650	581	204	113	88	3 950	2 798	982	545	425
1 700	613	215	119	93	4 000	2 862	1 004	557	435
1 750	646	227	126	98	4 050	2 927	1 027	570	445
1 800	680	239	132	103	4 100	2 992	1 050	582	455
1 850	714	251	139	109	4 150	3 058	1 073	595	465
1 900	749	263	146	114	4 200	3 125	1 097	608	475
1 950	785	276	153	119	4 250	3 192	1 120	621	485
2 000	822	288	160	125	4 300	3 260	1 144	635	495
2 050	859	302	167	131	4 350	3 329	1 168	648	506
2 100	897	315	175	136	4 400	3 398	1 192	661	516
2 150	936	329	182	142	4 450	3 468	1 217	675	527
2 200	976	342	190	148	4 500	3 538	1 242	689	537
2 250	1 016	357	198	154	4 550	3 609	1 267	703	548
2 300	1 057	371	206	161	4 600	3 681	1 292	716	559
2 350	1 099	386	214	167	4 650	3 753	1 317	731	570
2 400	1 141	400	222	173	4 700	3 826	1 343	745	581
2 450	1 184	416	231	180	4 750	3 900	1 368	759	592
2 500	1 228	431	239	187	4 800	3 974	1 395	774	604
2 550	1 273	447	248	193	4 850	4 049	1 421	788	615
2 600	1 318	463	257	200	4 900	4 124	1 447	803	626
2 650	1 364	479	266	207	4 950	4 200	1 474	818	638
2 700	1 411	495	275	214	5 000	4 277	1 501	833	650
2 750	1 458	512	284	221					

l/min × 0.264 = gal/min

ANNEXE C

TABLEAU DES UNITES DE MESURE

Facteurs de conversion pour les unités SI

multiplient	Symbole	par	Pour obtenir	symbole
Feet	ft	0,3048	Mètre	m
Square feet	ft ²	0,0929	Mètre carré	m ²
Gallons (US)	gal	3,7874	Litre	l
Horsepower	HP	0,7457	Kilowatts	KW
Horsepower (vapeur)	ch	735,498	Watts	Wat
Inches	in	2,54	centimètre	cm
Square inches	in ²	6,4516	centimètre carré	cm ²
Centipoises	cp	0,001	Pascal. Seconde	Pa.s
Centistokes	cst	0,0000001	Metre ² .Seconde	m ² .s
Pounds-force per square inch	psi	0,06894745	Bars	bar
Pounds-force per square inch	psi	6,894	Kilo-pascal	Kpa
pounds	lb	0,45359	Kilogrammes	Kg
Celsius	C °	32,8	Fahrenheit	F °

ANNEXE D

PRESENTATION DE L'ENTREPRISE

ENTREPRISE NATIONAL DES TRAVAUX AUX PUIITS [14]

L'**ENTP** signifie Entreprise National des Travaux aux Puits. Créée en 1981 suite à la restructuration de la SHDTP (Direction des Travaux Pétroliers) en 1980.

Sigle : carte de l'Algérie avec en son centre un appareil de forage constitué par les premiers lettres en arabe de l'ENTP- 2 couleurs : orange et noire.

Slogan : ENTP un partenaire de choix à la hauteur de vos exigences.

Vision : Demeurer leader régional en matière de forage et de work-over

ENTP est certifiée selon deux normes **ISO** :

- **ISO9001** version 2004 : protection de l'environnement.
- Référentiel **OHSAS1800** version 1999 : santé-sécurité au travail.

Keskassa 1 étant le premier puits foré. La structure opérationnelle Direction des Services Pétroliers (DSP) et disposait d'un parc de quatre appareils de forage.

- **En juillet 1972:** DSP prend le nom de Direction des Travaux Pétroliers (DTP).
- **1er août 1981:** La restructuration de SONATRACH au début des années 80, émergeait **ENTP** héritière de la (DTP) pour les activités de forage et de Work - Over. Créée par décret n° 81-171 ENTP est devenue opérationnelle le premier janvier 1983.
- **Juin 1989:** transformation du statut juridique d' ENTP en société par actions.
- **30 Mars 1998:** cession de 51% du capital social ENTP par le holding RGT, en faveur de Sonatrach.

Son capital social, entièrement libéré, évoluera par paliers successifs de 40 millions de DA à 300, puis à 800, puis à 1600 et enfin à 2400 millions de DA en 2001.

1 / Ses actionnaires étaient :

Pour 51% la Sonatrach/ Holding / Services Pétroliers SPP Pour 49% la Société de gestion des participations TRAVEN (49%).

- **01 janvier 2005:** transfert des actions détenus par la Société de gestion des participations TRAVEN dissoute, vers la Société de Gestion des participations dénommée "INDJAB".
- **28 décembre 2005:** cession à titre gratuit des actions détenues par la SGP INDJAB (49%) en faveur du Holding Sonatrach "SPP Spa". ENTP devient 100% Sonatrach.

2 / Situation Financière de l'entreprise ENTP :

L'ENTP est le premier contacteur de forage en Algérie avec une part de 50% du marché et un capital social de **14 800 000 000 DA**.

On constate qu'au cours des quatre dernières années l'entreprise a enregistré des réalisations en constante progression soit sur le niveau des performances de production ou sur le niveau de rentabilité financière.

3 / Les moyens de l'entreprise ENTP

L'ENTP dispose d'un parc de 43 appareils dont 24 destinés pour le forage et 19 pour le Work-over. Certains de ces appareils sont dotés d'équipements modernes : SCR, Top Drive, Wireless Net Work Communication.

Tableau .I.1 Etat du parc appareil de l'entreprise ENTP à fin 2011

Marque et Type	Sigle	Puissance	Nombre
National 110 UE	TP 127-128-129-130	1500 HP	04
National 1320 UE	TP 137-139-194-202-203-130	2000 HP	06
Oil Well 2000 E	TP 169	2000 HP	01
Wirth 2000	TP 198-199	2000 HP	02
Wirth 1200	TP 200-201	1200 HP	02
NOW (Dreco) 1250 E	TP 196-197	1200 HP	02
OW.840 E	TP 158-160-161-162-180-181-182-183-184-185	1500 HP	10
National 80 UE	TP 195	1000HP	01
National 840 E	TP 181 NEW	1500HP	01
NOV Idéal Rig	TP 204-205	1200HP	02
Cabot 1200	TP179-186-187-188-189-190-192	1200HP	07
Cabot 750	TP 170-172-173-178	750HP	04
Cabot 500	TP 175-176-177	500HP	03
TOTAL			45

Comme elle dispose d'un matériel de transport comme suit :

Tableau .I.2 Matériel de transport de l'entreprise ENTP

Véhicule et engin	Capacité	Nombre
Tracteur Kenworth 953	40T	70
Tracteur Mercedess 383 DTM	30T	27
S R Elder + leddel	- - - -	48
Porte engin	- - - -	09
Chariots élévateurs	14T	50
Chariots élévateurs	< 14 T	40
Grues	20_30T	16
Grues	35_40T	24
Renault ME 160	- - - -	25
Mercedes frigo	- - - -	11

4 / Moyens humains

Avec 6657 agents, l'effectif de l'ENTP est en croissance suite au recrutement de plusieurs ingénieurs, notamment en maintenance et forage.

Les agents de statut permanent sont au nombre de 3477. L'encadrement représente une fraction de 2/3 des permanents.

Le forage et Work-over occupent à eux deux plus de 50% de l'effectif global.

Tableau .I.3 Moyens humains 2006-2011

Structures de l'effectif	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Cadres dirigeants	21	12	14	14	19	27
Cadres supérieurs	93	94	101	98	89	94
Cadres moyens	1 440	1 400	1510	1 629	1 991	2 235
Agents de maîtrise	2 055	1 912	1970	2 012	1 904	2 060
Agents d'exécution	2 334	2 140	2109	2 274	2 336	2 246
Total	5 943	5 558	5 704	6 027	6 339	6 667

5 / L'environnement de l'ENTP

L'ENTP est située dans un environnement de marché de service pétrolier fortement concurrentiel qui devient de plus en plus exigeant. Dans le domaine du forage et Work-Over, il existe plus de six entreprises opérantes en Algérie. Les deux premières sont des entreprises nationales (ENTP, ENAFOR) et les autres sont des entreprises étrangères (NAIBOR, SAIPEM, FOREX, PRIDFORASOL).

Pour faire face à cette concurrence, l'entreprise ENTP a tracé un programme de rénovation en utilisant la dernière technologie ainsi que l'installation du système HSE (Hygiène, Sécurité et la protection de l'Environnement).

L'ENTP a mis en place un système intègre QHSE conforme aux normes ISO 9001:2000, iso 14001:1996 et au référentiel OHSAS 18001:1999.

Donc la pérennité de l'entreprise exige un engagement total de l'ensemble du personnel dans une démarche de progrès continue.

6 / Profil

Les Travaux aux Puits, c'est l'exécution des forages de recherche et de développement sur gisements d'hydrocarbures liquides ou gazeux ; c'est aussi l'entretien des puits producteurs d'huile et de gaz (work over) et accessoirement la réalisation de forages hydrauliques profonds. Impulsée par son aspect stratégique pour l'exploitation des hydrocarbures, l'activité forage et work over acquit la stature d'une entreprise nationale ENTP, lors de la restructuration de **SONATRACH** au début des années 80.

. ENTP est devenue membre de l'**IADC** (International Association of Drilling Contractors) depuis 1993.

7 / Métier :

- Forage des puits d'hydrocarbures ;
- Entretien des puits d'hydrocarbures (Work Over) ;
- Forage des puits d'eau de grande profondeur ;
- Transport (DTM des appareils et camps de forage et rénovation des véhicules) ;
- Maintenance pétrolière ;

a. Le Forage :

L'Entreprise Nationale des Travaux aux Puits, ENTP, est assignée aux forages à moyenne et grandes profondeurs, aussi bien ceux de l'exploration que ceux du développement. Les zones de forages hydrocarbures où active ENTP se situent principalement dans le grand sud algérien.

ENTP est, par ailleurs, intervenu dans d'autres pays aux climats les plus divers comme en Tanzanie, au Yémen, en Tunisie, et en Albanie.

Le forage horizontal est en plein essor en Algérie. ENTP s'y distingue comme un acteur majeur inscrivant à son actif un nombre important de forages horizontaux. Parmi les percées technologiques qui accompagnent le forage horizontal, nos chantiers emploient des équipements tels que la Top-drive, le SCR et la récente méthode de forage dite Under-Balanced Drilling. L'ENTP présente un bilan très conséquent en matière de forage. Elle a inscrit à son actif 1810 puits forés (fin Septembre 2008).

b. Le work over :

En matière de work over et short radius "reentry" sur le champ de Hassi-Messaoud (reprise des anciens puits afin d'augmenter leur production tout en utilisant un nouveau procédé appelé short radius, qui consiste au forage horizontal d'un drain de longueur avoisinant les 500 m), l'ENTP a contribué depuis 1998 par la réalisation d'un nombre important de puits au moyen de ses appareils dotés d'équipements technologiques de dernière génération. Parmi ces équipements, on peut citer :

- Le Fast-move : qui est un design assurant rapidité, facilité et sécurité de compactage de l'ensemble mât et substructure et le power package SCR sur trailer.
- L'amélioration de l'électronique fine sur les SCR pour la régularisation et le contrôle de la puissance électrique par le système PLC.
- Une hauteur "utile" de la substructure suffisante pour l'installation de la tête de puits et les équipements du système Under Balanced Drilling (BOP rotatif).
- Pour plus de sécurité, la fonction de manutention des tiges est mise en œuvre par un système mécanisé très récent : le pipe Handler.
- Son palmarès est éloquent : depuis sa création, ENTP a réalisé plus de **3034** work over puits entretenus.

c. La maintenance Pétrolière :

Cette branche est une activité de soutien et elle a pour mission la maintenance préventive et curative des appareils de forage en activité.

Dans les ateliers, cette maintenance assure les fonctions suivantes :

- Rénovation des équipements de forage : treuil, moufle fixe et mobile, crochet, table de rotation, pompe de forage, tête d'injection, moteur industriel.
- Revamping des appareils de forage : rénovation et modernisation de l'appareil de forage.
- Rénovation des camps de forage : cabines sahariennes, équipements Electro-Froid et équipements électroménagers.
- Fabrication et reconditionnement : fabrication et reconditionnement de la pièce de rechange pour le parc appareils de forage et le parc roulant et fabrication du mobilier.

d. Le Transport :

La direction transport est organisée autour de deux structures qui sont :

- Le département opération transport qui est chargée de la gestion du parc roulant de l'entreprise.
- Le département maintenance transport qui est chargé de la maintenance de ces moyens de transport et de manutention.

Elle a pour objectif de satisfaire aux demandes de transport émanant de toutes les structures de l'entreprise et en particulier, la réalisation des opérations de déménagement (D.T.M) des appareils de forage et des camps. Elle assure aussi la logistique des chantiers en matière de transport.

En plus, elle doit prendre en charge la réparation et les besoins en pièces de rechange pour l'ensemble du parc (engins et véhicules).