

Sommaire

I	Aperçu sur le forage	3
II	Description d'un appareil de forage	4
	II.1 Système de Puissance (Power system)	5
	II.2 Système de levage	5
	II.3 Système de Circulation	10
	II.4. Système de rotation	12
	II.5 Le système des Obturateurs	14
III	Présentation Garniture de Forage	16
	III.1 Introduction	16
	III.2 Type de Garniture de forage	16
	III.3 La poussée d'Archimède	21
	III.4 Les Raccords Spéciaux (NBIT, STB, XO..etc)	22
	III.5 La garniture usuelle	23
IV	Outils de Forage	24
	IV.1 Les Outils à Molettes (Tricône)	24
	IV.1.1 Différents types d'outils à Molettes	25
	IV.1.2 Classification des Outils à Molettes (IADC)	26
	IV.2 Les Outils Diamants et PDC	27
	IV.2.1 Différents types d'outils Diamants	28
	IV.2.2 Classification des outils diamants	29
	IV.2.3 Conclusion	31
	IV.3.3 Usure de l'Outil	31
		32
V	Tubage & Cimentation	32
	V.1 Introduction	32
	V.2 Types de tubages	33
	V.3 Accessoires de tubages	33
	V.4 La Cimentation	33
	V.5 Leak of Test & Shoe bond Test	37

I. Aperçu sur le forage

On appelle forage, l'ensemble des opérations permettant le creusement de trous généralement verticaux. L'utilisation principale des forages est la reconnaissance et l'exploitation des gisements de pétrole ou de gaz naturel. Les autres utilisations, comprennent notamment : les forages géologiques ou géophysiques pour la reconnaissance des gisements de minerais.

Le forage pétrolier permet d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. Son implantation 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 déceler avec certitude la présence d'hydrocarbures. Seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches.

Il existe deux procédés de forage :

- Le forage par percussion;
- Le forage par rotation.

I.1 Forage par percussion

Le forage par percussion utilisé au début du siècle pour la recherche des hydrocarbures dans les terrains tendres à de faibles et moyennes profondeurs. De nos jours, il est utilisé dans le forage hydraulique.

I.2 Forage rotary

Les premiers essais de cette technique semblent avoir été faits sur le champ de Corsicana (Texas) ; elle se développa rapidement à la suite de la découverte, en 1901, du champ de Spindletop près de Beaumont (Texas) où fut employé un appareil de forage rotary.

La méthode consiste à utiliser des trépan à molettes dentées ou des trépan diamantés, sur lesquels on appuie et que l'on fait tourner. L'action combinée du poids et de la rotation permet aux dents des trépan à molettes d'écailler la roche ou aux trépan diamantés de strier et de détruire celle-ci.

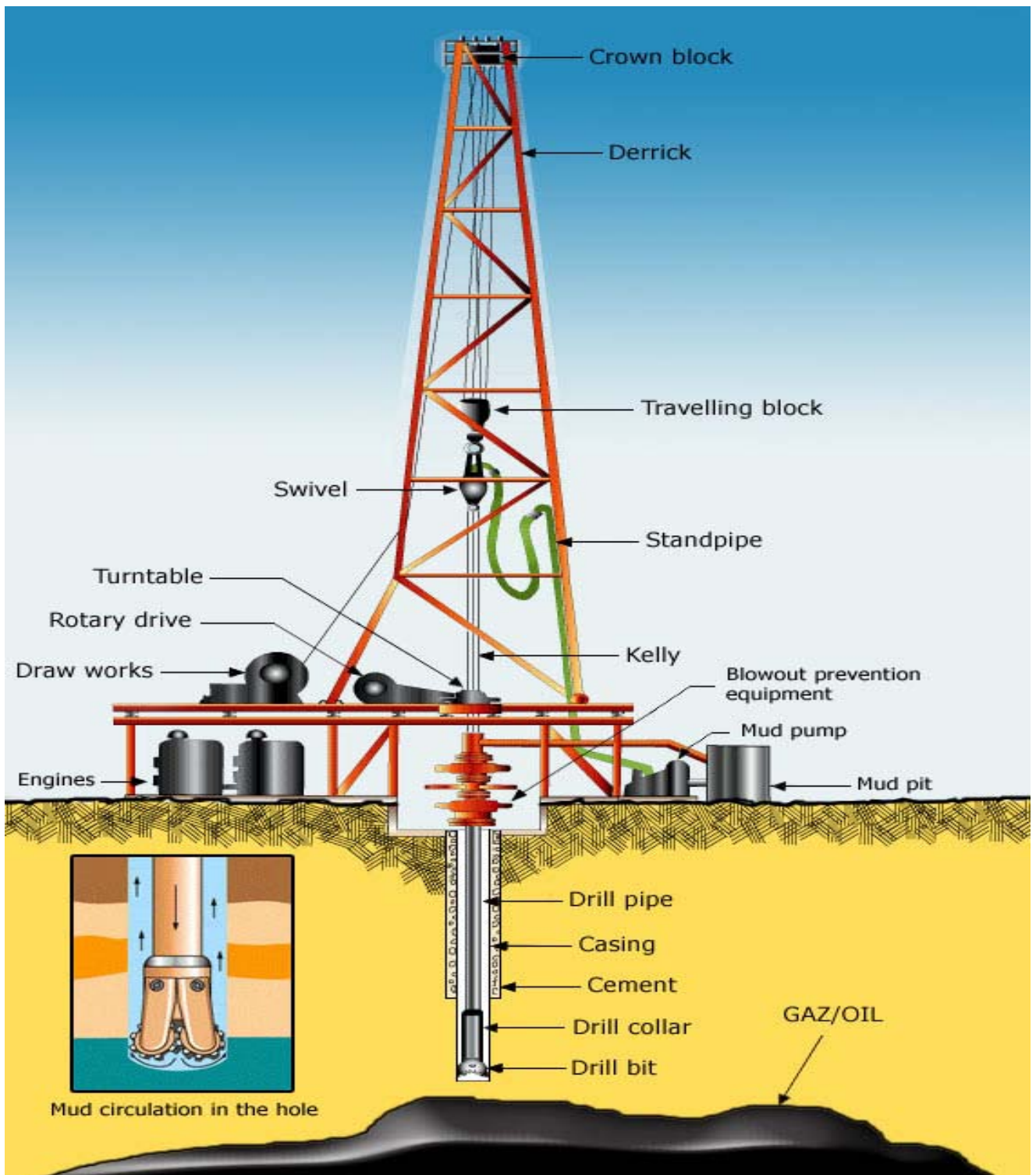
La rotation du trépan est obtenue en faisant tourner l'ensemble des tiges de forage qui relient le trépan à la surface.

Pour éliminer les déblais de roches détachés du fond par le trépan, on emploie la technique de la circulation des fluides, inventée par Fauvelle en 1845. Elle consiste en l'injection d'une boue (mélange d'eau et d'argile) à l'intérieur des tiges de forage. Celle-ci, passant par les orifices du trépan, remonte dans l'espace annulaire en entraînant les déblais jusqu'à la surface.

II. Description d'un appareil de forage

On peut regrouper les équipements de forage en 5 fonctions suivantes :

1. Système de Puissance (Power system)
2. Système de Levage (Hoisting System)
3. Système de Circulation (Circulating System)
4. Système de Rotation (Rotating System)
5. Système des obturateurs (BOP system)



II.1 Système de Puissance (Power system)

Pour le fonctionnement de différents composants, une source d'énergie est indispensable. Elle est produite par le système de puissance.

- La puissance électrique est générée par des moteurs
- Cette puissance est transformée en courant électrique par des générateurs de courant.
- Le courant généré est distribué sur les différentes parties de la sonde par des centres appelés SCR.



II.2 Système de levage

Cette fonction comprend essentiellement les éléments suivants :

II.2.1 Le mât de forage (Derrick)

Le mât de forage sert aux manœuvres des garnitures de forage ou des tubages. Il peut être du type qui ne se démonte pas pour le déménagement [moving], ou de celui qui se démonte en un petit nombre d'éléments. Il est dressé tout monté sur la plate-forme de forage.

Il est composé de deux montants reliés par des entretoises et des croisillons qui reposent sur une substructure.

Une plate-forme installée au sommet, comportant des traverses de forte capacité, supporte le moufle fixe [crown block].

Le montage du mât se fait par le câble et le treuil.

Supporting structure
Mât ou Derrik

Rig floor Pancher

Substructure



II.2.2 Système de mouflage

Le système de mouflage est depuis longtemps le moyen de démultiplication des efforts, le plus utilisé et le plus simple pour lever de lourdes charges. Le système de mouflage comprend essentiellement : le moufle fixe, moufle mobile et le câble de forage.

Le système de mouflage comprend un câble qui passe successivement sur les poulies du moufle fixe et du moufle mobile avant de s'enrouler sur le tambour du treuil, l'autre extrémité est fixée sur le Réa.

Le nombre de brins (n) varie de 4 à 14.

Le brin actif est la partie du câble comprise entre le moufle fixe et le tambour du treuil. Le brin mort est la partie de câble comprise entre le moufle fixe et le rea.

a)Le moufle fixe

Il est composé d'une série de poulies montées sur le même axe, elles sont montées folles (tournent librement autour de leur axe).

Le nombre de poulies est égale à $(\frac{n}{2} + 1)$.

Ce moufle est monté sur un bâti (corps) qui est lui-même posé et fixé sur la plateforme supérieure du derrick.



b) Le moufle mobile

Il est également composé d'une série de poulies montées sur le même axe. L'ensemble est enfermé dans un carter avec des flasques entre les poulies pour éviter que le câble ne sorte d'une poulie.

Le nombre de poulies est égale à $(\frac{n}{2})$



c) Le câble de forage

Le câble de forage représente la pièce d'usure de la fonction levage. L'importance et le rôle du câble nous conduit à insister sur sa technologie.

Les conditions de base que le câble doit satisfaire sont :

- la résistance à la rupture par le choix de la section du câble et de la nuance d'acier.
- la flexibilité : il est obtenu en divisant la section du câble en plusieurs sections distinctes.

Ce sont des câbles d'acier à torons. C'est un ensemble de torons disposés en hélice en une ou plusieurs couches s'appuyant sur un toron central appelé **Ame**

Chaque toron est lui-même constitué de files d'aciers disposés en hélice.

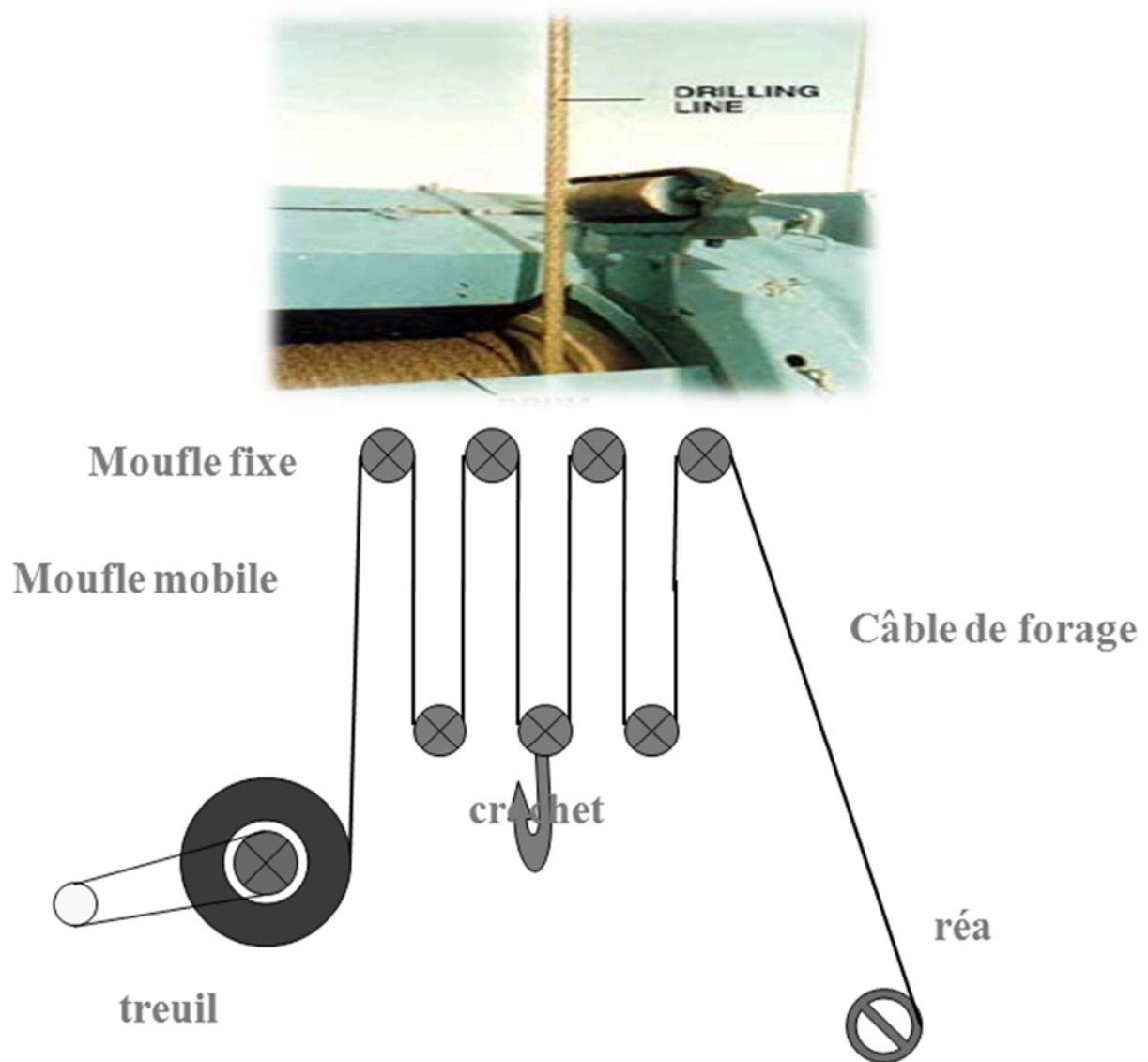


Fig .1 : Le système de levage

II.2.3 Le treuil de forage (Drawworks)

Le treuil de forage est la source de puissance du système de levage. Et généralement, il est le cœur de l'appareil de forage. Il est destiné à assurer les manœuvres de remontées et de descentes de train de sonde, ainsi que le train de tubage.

Il assure par fois l'entraînement de la table de rotation, il commande les câbles cabestans et dispose d'un tambour de curage (entretien)

Les principaux éléments constituant le treuil de forage sont :

- Le châssis du treuil ;
- L'arbre tambour ;
- L'arbre des cabestans ;
- La boîte à vitesses ;
- Le poste de commande.



II.2.4 Le Matériel de Manœuvre

1 : *Crochet de levage :*

Il est muni de deux oreilles disposées latéralement qui servent à recevoir les deux bras d'un élévateur.

2: *Elévateur :*

C'est un ensemble articulé qui, fermé et bloqué, épouse la forme circulaire. Dans la pratique et afin de conserver un même élévateur lors des manœuvres des tiges et des masses tiges, on a recours à une tête de levage qui peut être vissée sur le filetage supérieur d'une masse tige à soulever et qui présente les mêmes dimensions que les tiges de forage.

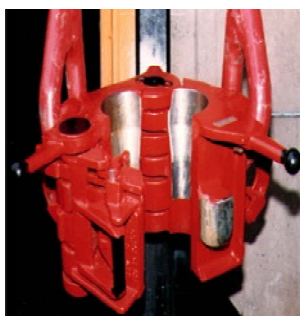
3 : *Cales :*

Pour suspendre une garniture de forage :

- Des fourrures coniques sont introduites dans la table de rotation,
- Des cales sont ensuite disposées entre la garniture et les fourrures coniques. En coulissant vers le bas sous l'action du poids, elles se resserrent sur la garniture et la bloquent. Le tool joint doit se trouver au-dessus de la cale.

4 : *Clés :*

Des clés à mâchoires sont généralement utilisées pour le vissage, blocage ou déblocage des éléments composants la garniture de forage.



2



3



4

II.3 Système de Circulation

La circulation est assurée à l'aide d'un ensemble comprenant essentiellement des :

- Bacs à boue
- Pompes de forage (Duplex ou triplex)

Afin d'assurer la circulation de la boue, les installations de forage sont équipées d'un système de circulation qui est destiné à amener le liquide de forage sous pression à partir des pompes vers la tête d'injection se déplaçant de haut en bas et vice versa, à renvoyer le liquide de tête de puits dans les réservoirs de recueil des pompes, à éliminer les déblais du liquide et à préparer un nouveau liquide de forage.

II.3.1. Bacs à boue

▪ Les bacs de circulation

Ce sont des bassins métalliques dans lesquels la boue peut être fabriquée, maintenue en agitation, aspirée par la pompe de forage et peut y revenir par la goulotte. Leurs volumes varient de 15 à 50 m³ selon l'installation.

▪ Les bacs de réserve

Ils permettent soit de maintenir une boue neuve en attente, soit de stocker une boue déjà utilisée. Leur volume est généralement supérieur à celui de bacs de circulation (50 à 60 m³).

▪ Les bacs de décantation

Leur volume est voisin de celui des bacs de circulation.

II.3.2. Pompe à boue (fig.3)

Ce sont des pompes alternatives, le mouvement alternatif des pistons et des tiges étant produit par le système classique de la bielle et d'un vilebrequin. Ces pompes de principe volumétrique fournissent un débit qui est directement fonction de la cylindrée de la pompe et du régime de rotation du vilebrequin. Elles doivent être souples, robustes et faciles à entretenir. Elles sont entraînées par des moteurs électriques.

Les pompes de forage peuvent être de type duplex à double effet ou triplex à simple effet.

Elles sont composées de trois parties:

- Partie mécanique
- Partie hydraulique
- Amortisseur de pulsation

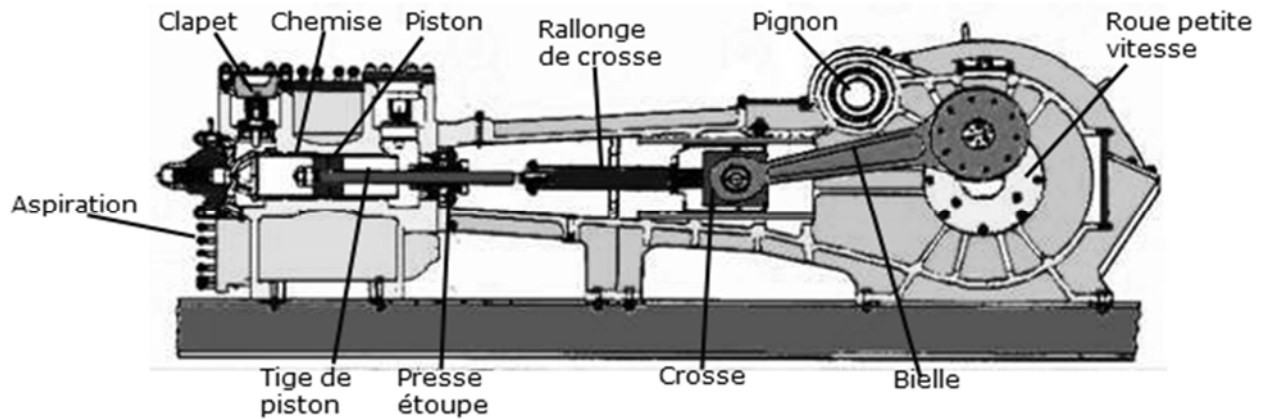


Fig .3 : la pompe à boue

II.3.3.Tête d'injection

La tête d'injection appartient au matériel de levage, pompage et rotation. Elle est suspendue d'un côté au crochet de levage et de l'autre côté vissée à la tige carrée, elle sert :

- De palier de roulement à l'ensemble du train de tige pendant le forage ;
- Elle assure le passage de la boue de forage venant d'une conduite fixe.
-

II.3.4. Matériel annexe de pompage : il comporte les éléments suivants :

- La conduite à haute pression
- Le flexible d'injection
- Les vannes
- Matériels divers (pompes centrifuges, malaxeursetc.)

II.4.Système de rotation

La fonction rotation est assurée par la table de rotation (ou le système top drive) qui fait tourner la tige d'entraînement et le train de sonde par l'intermédiaire de fourrures et du carré d'entraînement.

Elle comprend les équipements suivants :

II.4.1.Table de rotation

En cours de forage, la table de rotation (fig.4) transmet le mouvement de rotation à la garniture de forage, par l'intermédiaire de fourrures et de la tige d'entraînement [kelly].

En cours de manœuvre [trip], elle supporte le poids de la garniture de forage, par l'intermédiaire de coins de retenue.

La table de rotation se compose de 3 parties :

- le bâti ;
- la partie tournante ;
- l'arbre d'entraînement.

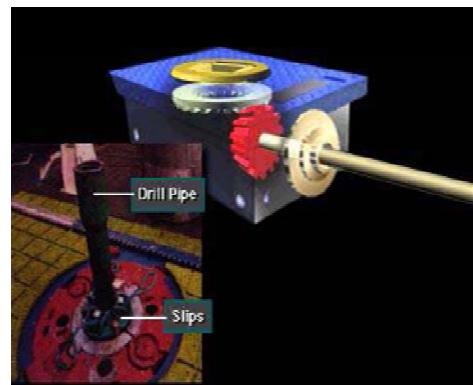


Fig.4 : la table de rotation

II.4.2.Le top drive

Le top drive a vu le jour en 1984.les essais et améliorations ont aboutis en 1993 à l'appareil 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, on n'a besoin ni de la tige d'entraînement ni de la table de rotation pour faire tourner la garniture, c'est le top drive qui s'en charge. En plus, pendant le forage, au lieu de faire les ajouts simple par simple, on peut les faire longueur par longueur.

Plusieurs autres 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 intégrées.

Des rails placés tout le long du mât le guident dans ses déplacements.

Il se compose de 3 parties principales :

Partie électrique : moteur d'entraînement du train de sonde et le moteur auxiliaire.

Partie hydraulique : circuit de boue.

Partie mécanique : le mouvement de rotation.

Les fabricants les plus connus sont :TESCO , VARCO ,et CANRING



II.5 Le système des Obturateurs (Blowout Prevention (B.O.P) System)

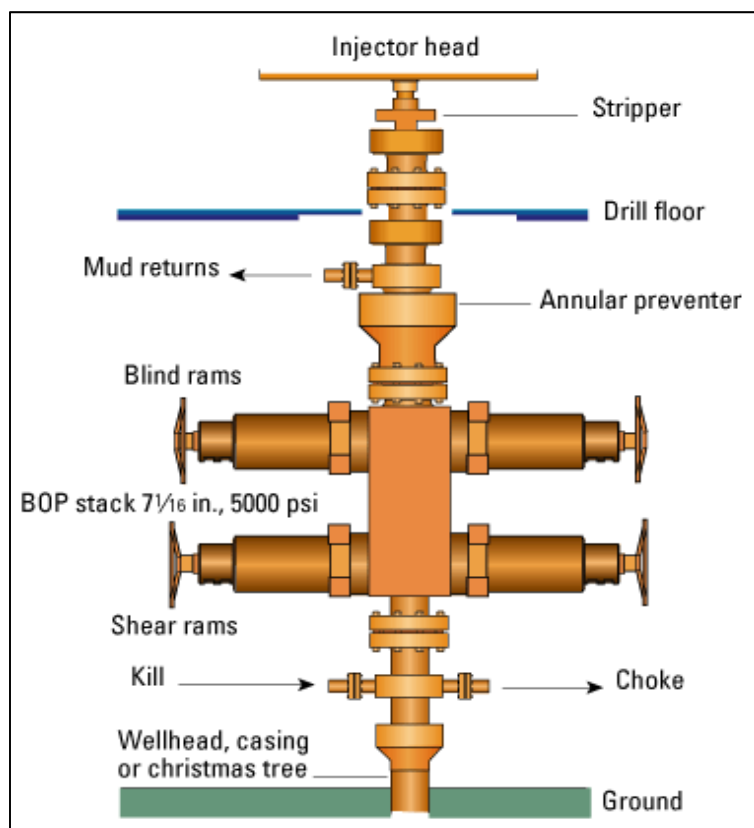
II.5 .1 Généralités

Dès l'établissement du programme de forage du puits et la selection de l'appareil de forage, la sécurité des hommes et des équipements est non seulement prise en considération aux niveaux des procédures et équipements, mais elle constitue un souci constant des concepteurs et des différents intervenants.

Le rôle principal garantissant la fonction sécurité d'un appareil de forage est assuré par les obturateurs et leurs accessoires, ou Blow Out Preventer. Notre intérêt se limite dans ce qui suit aux BOP.

Les obturateurs et leurs accessoires ont pour fonctions :

- d'assurer la fermeture du puits en cas de manifestation d'une venue provenant d'une formation renfermant un fluide dont la pression est supérieure à la pression hydrostatique exercée par la boue.
- de permettre le pompage de la boue, sa circulation en vue d'un traitement permettant d'ajuster la densité à la valeur requise en regard de la pression du gisement, et évacuer en toute sécurité et en surface le volume de venue du fluide ayant pénétré dans le puits. Ces opérations étant menées sous pression sont conduites avec la plus haute attention et vigilance de l'ensemble du personnel opérant sur le chantier.



II.5.2 Les différents types d'obturateurs :

1. Obturateurs à mâchoires
2. Obturateurs à membranes :
3. Obturateurs d'alésage (Inside Blow Out Preventers)
4. Obturateurs rotatifs :

II.5.3 L'unité hydraulique de commande des BOP

Principes des commandes

Tous les BOP et les principales vannes de tête de puits sont à commande hydraulique et fonctionnent suivant le principe de vérins hydrauliques double effet ; chaque fonction nécessite une conduite sur le côté ouverture et une deuxième sur le côté fermeture. Le principe est le suivant avoir une réserve de fluide sous pression, disponible à chaque instant pour assurer la fermeture ou l'ouverture des obturateurs.



KOOMY

II.5.4 Les Manifold de duses

Il s'agit d'un ensemble de duses qui permettent de contrôler une venue.



III. Présentation Garniture de Forage

III.1 : Introduction

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'y appliquer un certain effort,
- d'y apporter l'énergie hydraulique nécessaire à l'évacuation des déblais.

Une garniture de forage est constituée des principaux éléments suivants :

- les tiges [drill pipes],
- les tiges lourdes [heavy weight drill pipes],
- les masse-tiges [drill collars].

III.2 Type de Garniture de forage

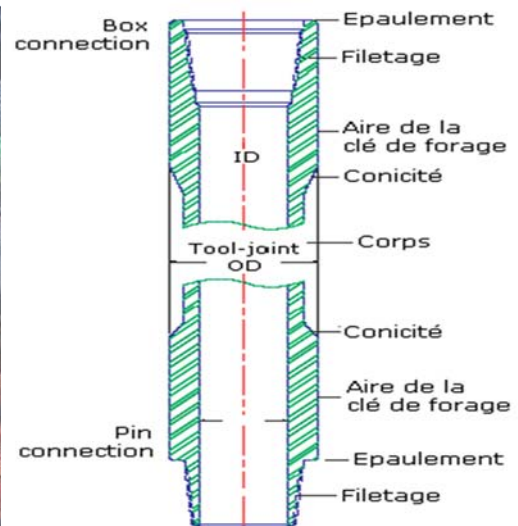
III.2.1 Les Tiges [drill pipes]

Les tiges de forage permettent :

- la transmission au trépan du mouvement de rotation de la table en forage rotary (c'est en quelque sorte un "arbre de transmission")
- le passage du fluide de forage qui doit aboutir à l'outil.

Elles doivent travailler en tension pour éviter :

- la désagrégation du cake
- la résistance trop grande à la rotation et à la pénétration
- les risques d'usure et de rupture
- la déviation.



III.1.2.2 Les Tiges Lourdes [heavy weight drill pipes],

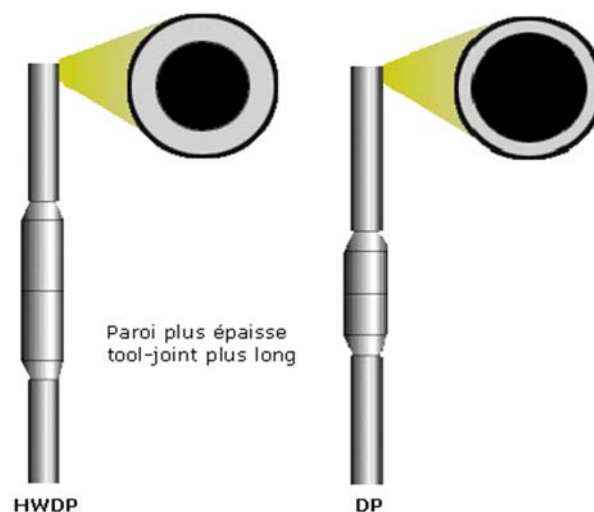
Les tiges lourdes ont une flexibilité plus grande que celle des masses tiges et plus petite que celle des tiges normales.

Dans les forages verticaux, les tiges lourdes sont fréquemment 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). On utilise donc avantageusement une, deux ou trois longueurs de tiges lourdes, entre les masse-tiges et les tiges, chaque fois que les conditions de forage sont difficiles.

Dans les forages dirigés, les tiges lourdes sont utilisées soit au sommet des masse-tiges, soit parfois en les remplaçant totalement. Dans ce dernier cas la flexibilité sera suffisante pour que l'outil continue dans la direction donnée par l'amorce de déviation.

Formes

Les diamètres extérieurs des tool-joints sont surdimensionnés par rapport à ceux des tool-joints des tiges.



Elles comportent en plus un renflement central dont le diamètre est généralement égal à celui des tool-joints diminué de 3/4 à 1". Comme pour les tiges, l'épaule du tool-joint femelle

est carré ou conique à 18°. Le diamètre intérieur est généralement intermédiaire entre le diamètre des tool-joints et celui des masse-tiges.



III.2.3 les masse-tiges [drill collars].

1. Rôles

Les masse-tiges permettent de :

- mettre du poids sur l'outil pour éviter de faire travailler les tiges de forage en compression. Le poids utilisable des masse-tiges ne devra pas excéder 80% de leur poids total dans la boue ;
- jouer le rôle du plomb du fil à plomb pour forer un trou aussi droit et vertical que possible. Elles ne rempliront pleinement ces conditions que si elles sont aussi rigides que possible donc aussi largement dimensionnées que possible.



2. Caractéristiques

Une masse-tige est caractérisée par :

- ses diamètres extérieur et intérieur (section). Le diamètre intérieur est normalisé par l'API en fonction du diamètre extérieur. Lorsqu'il y a un choix possible, il est avantageux de choisir le plus petit diamètre intérieur de façon à augmenter la résistance de la connexion fileté ;
- son type et son diamètre de connexion fileté (REG - FH - IF - NC) ;
- son profil : lisse, spiralé ou carré.

3. Différents types

3.1 Masse-tiges classiques

3.1.1 Masse-tiges lisses : elles sont lisses sur toute leur longueur. L'utilisation du collier de sécurité pour leur manœuvre dans le puits est obligatoire.

3.1.2 Masse-tiges à rétreints : deux rétreints sont usinés dans la partie supérieure pour permettre l'utilisation de la cale et l'élèveur sans collier de sécurité.

3.2 Masse-tiges à extrémités soudées

Les extrémités sont filetées séparément du corps puis reliés à ce dernier par soudure.

3.3 Masse-tiges à partie centrale surdimensionnée

Utilisées dans les grosses dimensions, elles assurent un meilleur guidage et une meilleure rigidité d'où moins de tendance à dévier.

La partie supérieure est réduite pour permettre le repêchage par l'extérieur avec un overshot standard et l'utilisation de filetages courants, donc de couples de serrage acceptables.

On peut utiliser trois masses tiges de ce type si la différence entre partie centrale et extrémité réduite est grande et entre six et neuf si la différence est moins importante.

3.4 Masse-tiges carrées

Ayant une rigidité importante et un très bon guidage dans le trou (jeu 1/32" seulement), elles sont utilisées pour supprimer les dog legs et diminuer la déviation.

Les angles sont rechargés par un composite carbure-diamant pour éviter leur usure dans les terrains abrasifs.

On n'utilise jamais plus d'une masse-tige carrée dans un trou. Cette masse-tige doit être placée au-dessus d'un aléreur, placé lui même directement sur l'outil. La présence de cet aléreur est indispensable car, étant donné le faible jeu de la masse-tige carrée dans le trou, il y aurait coincement en cas de perte de diamètre de l'outil.

3.5 Masse-tiges spiralées

Elles réduisent le risque de coincement par pression différentielle en diminuant la surface de contact masse-tige/trou. Leur masse est d'environ 4% inférieure à celle des masse-tiges classiques.

Elles existent en deux profils :

- Profil SHELL (Sine drill collars) : la section est un triangle curviligne dont les sommets sont tronqués par le cercle du diamètre extérieur.

- Profil FOX (No Wall Stick drill collars) : comporte 3 plats pour les diamètres jusqu'à 6" 7/8 et 9 plats groupés 3 par 3 pour les diamètres supérieurs. Ce profil est utilisé dans le monde entier.

3.6 Masse-tiges amagnétiques

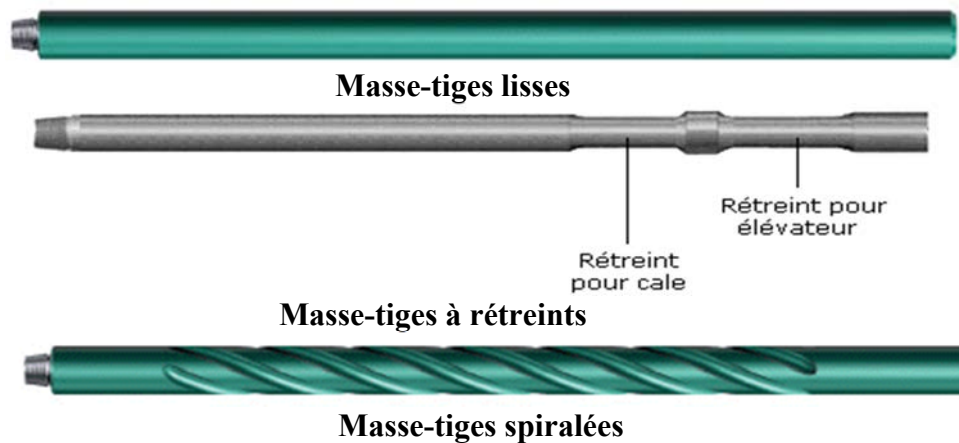
Elles sont utilisées lorsqu'on veut faire des mesures de déviation avec une référence par rapport au nord magnétique.

Ces masse-tiges sont de forme cylindrique. On n'en utilise qu'une seule, placée directement au-dessus de l'outil et centrée par un stabilisateur à sa partie supérieure.

Les aciers utilisés pour la fabrication de ces masse-tiges sont :

- le Monel ou K-Monel, alliage à faible teneur en fer et à très haute teneur en nickel,
- acier chrome-manganèse, composé de carbone, chrome et manganèse.

Les masse-tiges amagnétiques et leurs filetages ne pourront pas être inspectés par les méthodes classiques utilisant le magnétisme.



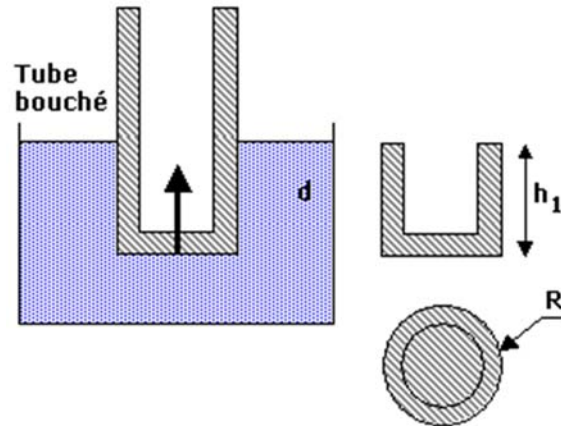
III.3 La poussée d'Archimède

Tout corps plongé dans un liquide subit une poussée de bas vers le haut, égale au poids du liquide déplacé :

$$P \text{ (kgf)} = V \text{ (dm}^3\text{)} \times d \text{ (kgf/dm}^3\text{)}.$$

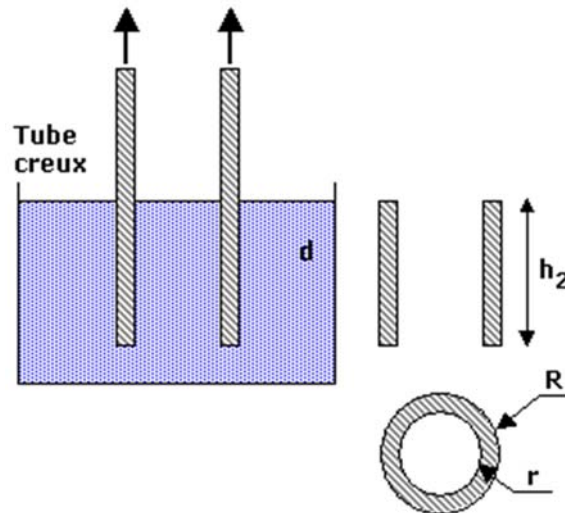
Dans le cas d'un tube bouché comme la colonne de tubage descendue dans le puits sans remplissage, la poussée d'Archimède est :

$$P_a = \pi \times R^2 \times h_1 \times \rho / 4$$



Dans le cas d'un tube creux comme la garniture de forage dans le puits, la poussée d'Archimède est :

$$P_a = \pi \times (R^2 - r^2) \times h_2 \times \rho / 4$$



III.3 .1 Poids d'une garniture dans la boue

Un tubage ou une garniture constitue un exemple de tube creux. Chaque fois qu'une garniture est dans le puits, elle subit une poussée d'Archimède.

On peut dire que : **Poids apparent = poids réel - poussée d'Archimède**

Lecture du poids au Martin Decker : Poids lu = Poids apparent + Poids du matériel de surface (moufle , crochet , tige carrée ,etc...)

Le poids réel se dit aussi poids dans l'air, et poids apparent se dit aussi poids dans la boue.

III.3.2 Facteur de flottabilité

La garniture dans le puits est similitude à un tube creux. Elle est pleine de boue à l'intérieur. Le volume de boue déplacée est égal au volume acier de la garniture.

Poussée d'Archimède (**Pa**) = Volume Acier (**Va**) x Densité Boue (**d**)

Va = Poids du volume d'acier (**Pr**) /densité de l'acier (**da**)

Puisque : $P_{app} = Pr - Pa$

$P_{app} = Pr - (Pr \times d / da) = Pr \times (1 - d / da) = Pr \times [(da - d) / da]$

Le facteur de flottabilité est donc : **Ff = (da - d) / da** Et :

Et **Papp = Pr x Ff**

III.4 Les Raccords Spéciaux (NBIT,STB,XO..etc)

Cross Over:

La connexion entre les différents éléments de la garniture se fait par des raccords de filetages (diamètres ou types différents). Ces raccords sont appelés Cross over sub.

Les stabilisateurs:

Comme leur nom l'indique, ils sont incorporés à la garniture de forage au niveau des DC a fin de garder et contrôler la trajectoire de l'outil, qu'elle soit verticale ou inclinée. Leurs formes sont multiples en fonction des terrains

Shock Sub:

Il se présente comme une masse de tige que l'on visse juste au-dessus de l'outil. Sa fonction est d'amortir les vibrations générées par la rotation de l'outil

III.5 La garniture usuelle

Description	OD (")	ID (")	N Weight (Kg/m)
Drill Collar	9 ½	3	323.36
Drill Collar	8	2 13/16	224.22
Drill Collar	6 ½	2 13/16	136.42
Drill Collar	4 ¾	2 1/4	69.58
Heavy Weight	5 1/2	3 3/8	84.93
Heavy Weight	5	3	74.50
Heavy Weight	3 1/2	2 1/16	38.70
Drill Pipe	5 ½	4.778	32.60
Drill Pipe	5	4.276	29.10
Drill Pipe	3 ½	2.764	19.80
Drill Pipe	2 3/8	1.815	9.90

IV. Outils de Forage

Il est très important d'optimiser le temps de forage qui représente 30% du coût global d'un puits.

Le temps de forage dépend de plusieurs paramètres:

- La nature des roches
- Le choix des outils de forage
- La trajectoire du puits
- Les moyens disponibles pour le forage
- Les paramètres de forage appliqués pour détruire la formation

Il existe deux catégories d'outil :

- Les outils à molettes
- Les outils diamant

IV.1 – Les Outils à Molettes (Tricône)

Les outils à molettes ont été introduits dans le forage rotary par H.R. HUGUES en 1909 : ils en constituent aujourd'hui l'outil de base.

Il existe plusieurs types d'outils à molettes à dents en acier, notamment :

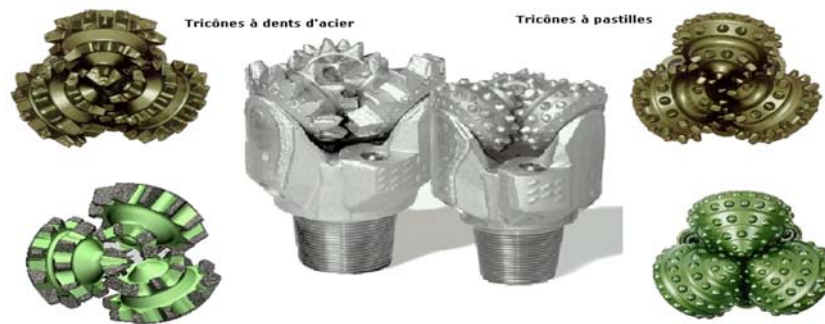
- les bicônes (2 cônes),
- les tricônes (3 cônes),

Le tricône est le plus utilisé. Le bicône utilisé auparavant pour la déviation est aujourd'hui peu utilisé.

L'efficacité d'un outil à molettes dépend de sa capacité à broyer la roche et à évacuer les morceaux. Le tricône travaille par :

- **percussion et pénétration** de la dent dans la formation. Pour avoir un meilleur avancement il est donc logique que : plus le terrain est tendre, plus la dent devra être grande. L'outil produit une série de petits cratères résultant de la pression exercée par chaque dent sur le front de taille. La contrainte de compression appliquée sur la formation induit une fracture (voir figure outils de forage)

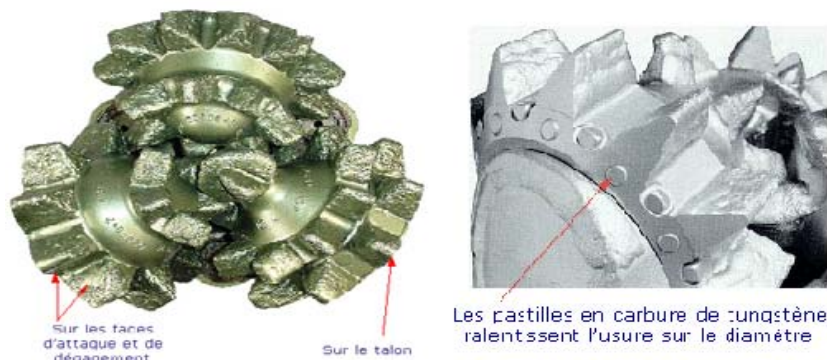
- **arrachage** du "copeau" de terrain par glissement de la molette sur elle-même (ripage). Ce "glissement" devra être plus important en terrain tendre qu'en terrain dur. Ces deux effets sont gouvernés par la géométrie des cônes (décalage angulaire et bombement). Pour privilégier l'effet de ripage, la rotation du cône doit s'éloigner de façon significative d'une rotation vraie (axes des cônes se joignant au centre et cônes « coniques



IV.1.1 Différents types d'outils à Molettes

A- Dents en acier

Les outils à dent en acier sont généralement employés avec des vitesses de rotation relativement élevées dans les formations de surface où les outils en carbure de tungstène, avec leurs avancements plus lents, sont peu économiques.



B- Outils à inserts en carbure de tungstène

L'outil insert (ou à picot) à dents en carbure de tungstène a été initialement conçu pour forer les silices et quartzites extrêmement dures et abrasives qui étaient très coûteux à forer avec les outils à dents en acier en raison de leur durée de vie relativement courte.

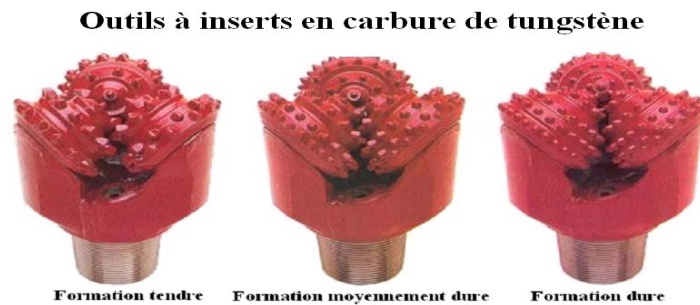
Le développement technologique des « inserts » en carbure de tungstène et des méthodes de sertissage, a permis à ces types d'outils de devenir économique et de pouvoir forer pratiquement toutes les formations.

La composition des pastilles est un mélange de poudre de carbure de tungstène et de cobalt.

Le carbure de tungstène procure la résistance à l'usure. Cependant, il reste fragile.

Le cobalt procure la dureté. La teneur en cobalt varie de 6% à 16 %.

Fondamentalement, plus la teneur de cobalt est élevée, plus le picot devient dur et plus il est fragile. Plus la teneur est faible, plus la résistance à l'usure est forte. Il y a un compromis entre dureté et résistance à l'usure dans la conception des inserts pour les outils à terrains tendres et durs. L'augmentation de la longueur des picots pour terrain tendre exige la dureté de la pastille avec une forte teneur en cobalt; les picots courts pour formations dures exigent une résistance à l'usure supérieure à la dureté.



IV.1.2 Classification des Outils à Molettes (IADC Code)

La classification IADC est représentée par 4 caractères : 3 chiffres et 1 lettre.

1^{er} chiffre (1^{er} caractère du code IADC) :

de 1 à 3 : Outils à dents fraisées en acier correspondant à des duretés de terrains croissantes

1. Formations tendres ayant une faible résistance à la compression et une grande forabilité
 2. Formations moyennement tendres à moyennement dures ayant une forte résistance à la compression
 3. Formations dures semi-abrasives ou abrasives
- de 4 à 8 :** outils à picots (inserts) en carbure de tungstène correspondant à des duretés de terrains croissantes

4. Formations tendres ayant une faible résistance à la compression et une grande forabilité
5. Formations tendres à moyennement tendres ayant une résistance faible à la compression
6. Formations moyennement dures ayant une forte résistance à la compression
7. Formations dures semi-abrasives à abrasives
8. Formations très dures et très abrasives.

2^{ème} chiffre (2^{ème} caractère du code IADC):

de 1 à 4 : sous classification de la dureté des formations dans chacune des 8 classes déterminées par le 1^{er} chiffre

3^{ème} chiffre (3^{ème} caractère du code IADC):

de 1 à 7 : Type de roulement , précision sur présence ou absence de protection par pastille en carbure de tungstène sur les bords d'attaque des molettes

- 1 - Roulements standards non étanches sans protection
- 2 - Roulements non étanches pour forage à l'air
- 3 - Roulements non étanches avec protection
- 4 - Roulements étanches sans protection
- 5 - Roulements étanches avec protection
- 6 - Paliers lisses étanches sans protection
- 7 - Paliers lisses étanches avec protection

Lettre additionnelle (4^{ème} caractère du code IADC):

Les lettres additionnelles apportent des précisions complémentaires sur les types d'outils

A : Outils à paliers de friction adaptés pour le forage à l'air,

C : Outils à jet avec duse centrale,

D : Outils spéciaux pour forage en déviation,

E : Outils à jets avec duses rallongées (extended nozzles),

G : Outils à protections renforcées,

J : Outils à duses inclinées,

R : Outils pour utilisation en percussion,

S : Outils à dents acier standard,

X : Outils à picots en forme de biseau,

Y : Outils à picots coniques,

Z : Outils à picots de forme autre qu'en biseau ou conique.

Si l'outil a plus qu'une caractéristique additionnelle, deux ou plusieurs lettres peuvent être utilisées, mais la première lettre désigne et reste la caractéristique majeure.

Exemples IADC Code

1) Un outil tricône de code **IADC 116S** signifie :

1 - Série 1 : Formations tendres ayant une faible résistance à la compression et une grande forabilité

1 - Type 1 :

6 - Paliers lisses étanches sans protection

S - Outils à dents en acier standard

IV.2 – Les Outils Diamants et PDC

Comme tout choix d'outil, la décision au diamant doit reposer sur une analyse de cout. Certaines situations en forage suggèrent l'utilisation économique d'un outil diamant:

- Lorsque la durée de vie des outils à molettes est très courte du fait de l'usure
- des roulements ou des dents, ou de la cassure des dents.
- Lorsque la vitesse d'avancement est très faible (1.5m/hr ou moins) , à cause d'une Densité de boue élevée, ou la dureté de la formation.
- En diamètre six pouces (6'') ou moins, où la durée de vie des outils à molettes est limitée.
- En turboforage, où la vitesse de rotation élevée favorise l'avancement de l'outil diamant.

Les outils diamantés sont trois types :

- À diamants naturels
- À taillants PDC ou diamants poly-cristallins
- À taillants TSP ou diamants poly-cristallins thermostables

IV.2.1 Différents types d'outils Diamants

A / Les outils diamant naturel

Il agit par abrasion en creusant un sillon autant par fracturation que cisaillement, il laboure la roche. L'effort d'écrasement a autant d'importance que l'effort tangent. Il sera nécessaire d'appliquer un poids et une vitesse de rotation relativement élevés pour forer.

Le handicap du diamant naturel est la faible dimension des pierres utilisées. Les vitesses d'avancement obtenues seront donc relativement faibles (de 2 à 5 m/h).



B/ Les PDC (Poly-cristalline diamant compact)

- ✓ Ils travaillent à la façon de l'outil d'une machine outil en cisillant la roche. La mise en action de l'élément de coupe nécessite en premier un effort d'écrasement entraînant la pénétration dans la formation.
- ✓ Les taillants soulèvent les copeaux de roche formés ce qui contribue à un meilleur nettoyage du front de taille, donc évite le bourrage de l'outil et permet d'obtenir une vitesse d'avancement maximale.
- ✓ Dans les formations tendres, c'est le mécanisme qui demande le moins d'énergie pour détruire la roche mais qui produit le plus de couple



C/ Les Outils hybrides ou Le TSP (Thermally Stable Polycrystalline)

Le TSP présente de nombreux avantages sur les autres types de diamant :

- Il résiste mieux à la température que le PDC.
- Grâce à sa structure poly cristalline, il résiste mieux au choc que le diamant naturel.
- Son usure irrégulière produit des faces tranchantes alors que le diamant naturel s'émousse. De ce fait, les performances des TSP diminuent peu ou pas au cours de la vie de l'outil.
- Leur forme triangulaire présente des arêtes agressives pour le cisaillement de la roche
- L'action du TSP dépend de l'orientation et de la hauteur d'exposition du taillant. Il combine le mécanisme de destruction des PDC et des diamants naturels.

IV.2.2 Classification des outils à diamants

La classification est représentée par un code à quatre caractères:

1. **Une lettre** pour le type de taillant et de corps
2. **Un chiffre** pour le profil de l'outil. Ce chiffre indique le profil générale de l'outil et varie de 1 (profil long) à 9 (profil plat).
3. **Un chiffre** pour le type d'hydraulique.
4. **Un chiffre** pour la dimension (cutter size) et la densité des taillants (cutter density).

○ Premier caractère

Le premier caractère est une lettre qui définit le type de diamant utilisé comme élément de coupe et le matériau constituant le corps de l'outil

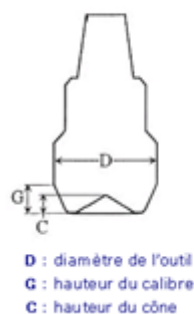
- **D** : désigne un outil à diamants naturels à corps fritté (matrice en carbure de tungstène).
- **M** : désigne un outil PDC à corps fritté (une matrice en carbure de tungstène).
- **S** : désigne un outil PDC avec un corps en acier.
- **L** : désigne un outil TSD à corps fritté (une matrice en carbure de tungstène).
- **O** : désigne les autres types d'outils qui seront développés dans le futur.

Si l'outil comporte plusieurs types de diamants (naturels, PDC, ...), un seul type est élément de coupe, les autres ont en général une fonction de protection.

○ Deuxième caractère

Le deuxième caractère est un chiffre allant de 1 à 9 qui définit le type de profil de l'outil.

Code de Profil



Profil de l'outil

G: Hauteur du calibre	C : Hauteur du cône		
	Importante $C < \frac{1}{4} D$	Moyenne $\frac{1}{8} D < C < \frac{1}{4} D$	Faible $C < \frac{1}{8} D$
Importante : $G > \frac{3}{8} D$	1	2	3
Moyenne $\frac{1}{8} D < G < \frac{3}{8} D$	4	5	6
Faible $G < \frac{1}{8} D$	7	8	9

o Troisième caractère

Le troisième caractère est un chiffre ou une lettre qui définit le type d'hydraulique de l'outil.

Le dessin de l'hydraulique est défini par le type de usage ou le type d'écoulement et par le placement des éléments de coupe (voir tableau).

Code de l'hydraulique

		Type de usage		
		Duses interchangeables	Duses fixes	Conventionnel
Placement des éléments de coupe	Lames (*) (Blades)	1	2	3
	Nervures (*) (Ribs)	4	5	6
	A plat (Random)	7	8	9

Alternativement aux codes 6 et 9 :

R : Écoulement radial

X : Écoulement transversal

O : Autre

Remarque : Ces codes s'utilisent préférentiellement aux chiffres 6 et 9 pour la plupart des outils à diamants naturels et TSD

o Quatrième caractère

Le quatrième caractère est un chiffre qui définit la taille des éléments de coupe et leur densité.

IV.2.3 Conclusion :

La classification IADC se base sur la description de l'outil et non sur l'application. Contrairement à celle des outils à molettes, elle n'indique pas directement le type de formation (nature, dureté, abrasivité, etc.) que l'on peut forer avec l'outil.

IV.3 Usure D'Outil

Informations fournies par l'usure de l'outil.

L'usure de l'outil est un moyen dont dispose le personnel de chantier pour choisir l'outil et les paramètres de forage les mieux adaptés à la formation à forer.

8 colonnes d'information (sont utilisées pour rapporter l'usure de l'outil. Les 4 premières colonnes concernent les structures de coupe.

Structure de coupe				B	G	Remarques	
Rangées intérieures	Rangées extérieures	Caractéristiques de l'usure	Localisation	Roulements /étanchéités	Calibrage en 1/16"	Autres caractéristiques	Raison de la remontée
Chiffre de 0 à 8	Chiffre de 0 à 8	Voir Tableau	Voir Tableau	Chiffre ou lettre	Lettre ou chiffre	Voir Tableau	Voir Tableau

V. Conception d'un puits pétrolier (Phase, Tubage & Cimentation)

V.1 Introduction

Le Tubage et la cimentation sont deux opérations qui se suivent chronologiquement lors de la réalisation d'un puits. Leur conduite est délicate, et nécessite une préparation minutieuse préalable. En cas d'incident, des répercussions importantes peuvent avoir lieu sur la suite des opérations.

Les tubages utilisés sont (de la tête de puits vers le fond) comme suit : (fig n°1)

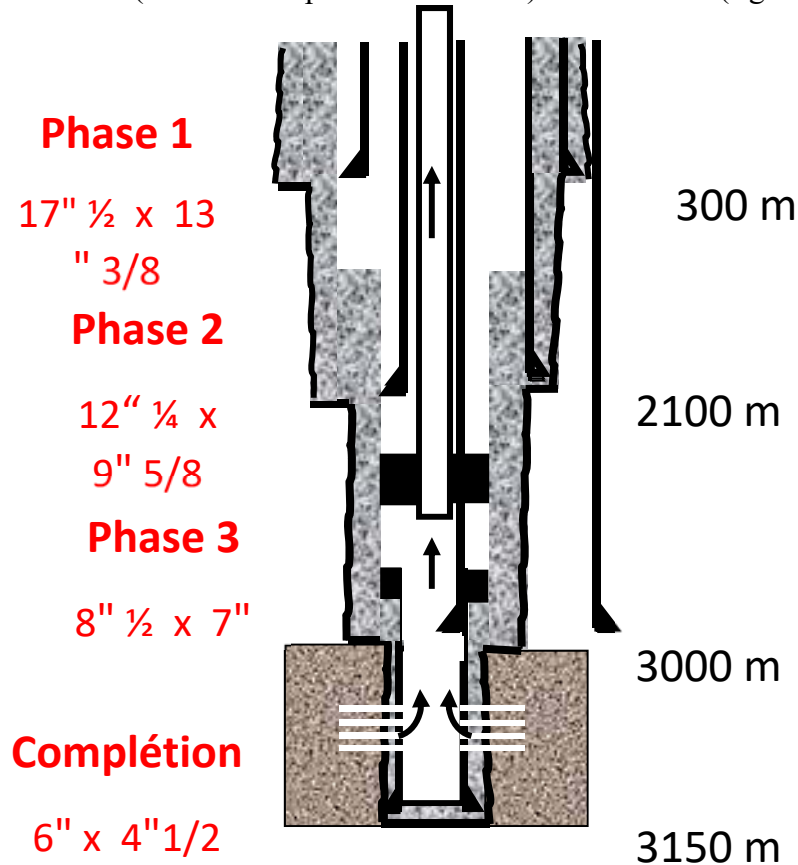


FIG.1

Lors de la réalisation d'un puits, le fluide de forage assure en plus de la remontée des déblais, du refroidissement de l'outil, le maintien des parois du trou en évitant :

- Un éboulement ou un fluage des zones instables,
- Une venue incontrôlée d'un fluide éventuellement présent dans les formations traversées (gaz, huile, ou eau).

La protection durable des formations forées est garantie par la descente de tubages en acier dont la mise en place est définitive par un ancrage en ciment.

Il n'est pas concevable de se contenter d'un seul tubage pour vaincre toutes les incompatibilités des différentes formations en plus des contraintes de pression, de tenue mécanique, de résistance aux gaz, acides, etc... Ainsi, des tubages de différents diamètres sont descendus dans un puits et cimentés pour isoler les formations traversées les unes des autres.

V.2 Types de tubages :

1- Tube guide (Conductor Pipe) :

C'est un tubage de quelques mètres, mis en place au centre de la cave par l'entreprise de génie civil qui a la charge de préparer le site avant l'arrivée de l'appareil de forage. Ancré au sol, il est prolongé par une goulotte servant à l'acheminement de la boue vers les tamis vibrants.

2- Tubage de surface :

Ses principaux rôles sont :

- La couverture des couches de terrains superficielles, souvent fissurées et peu consolidées,
- La protection des nappes d'eau douce de surface,
- L'offre d'une assise aux éléments de suspension des tubages suivants,
- La réception des obturateurs.

Le tubage de surface est en règle générale cimentée jusqu'au jour. Sa profondeur varie de quelques dizaines à plusieurs centaines de mètres.

3- Tubages intermédiaires

Des considérations techniques diverses imposent dans certains cas, la descente d'un ou de plusieurs tubages intermédiaires pour couvrir des formations :

- argileuses fluentes ou comportant du sable non consolidé,
- renfermant des fluides sous faible pression qui peuvent engendrer des pertes de circulation partielles ou totales,
- comportant des fluides sous haute pression, qui nécessitent l'emploi d'une densité de boue élevée engendrant un risque de perte de circulation dans des réservoirs éventuels, à pression normale, situés plus bas.

4- Tubage de production

Après la traversée du réservoir, le tubage de production est descendu. Il peut remonter jusqu'au jour ou bien couvrir seulement la partie inférieure du puits(Liner). Ce dernier est suspendu au tubage intermédiaire par un liner hanger

V.3 Accessoires de tubages

1- Le Sabot (shoe) :

De géométrie arrondie à sa base, il guide la colonne lors de sa descente dans le trou.

2- L'Anneau de retenue (Landing Collar, ou float collar) :

Jouant le rôle de siège, il reçoit le (ou les) bouchons de cimentation en caoutchouc. Il est généralement monté sur le 2ème ou le 3ème casing au-dessus du sabot. Le volume intérieur de ces tubes constitue un volume tampon renfermant un laitier de ciment éventuellement pollué par la boue raclée par le bouchon supérieur lors de la chasse.

3- Les centreurs (Centralizers) :

Afin d'obtenir un anneau de ciment uniforme, le tubage est centré dans le trou par le biais de centreurs qui peuvent être installés dans le découvert. Ils sont souples (droits ou spiralés, leurs lames étant plates), ou rigides (ou positifs) sont rencontrés dans l'annulaire casing-casing. La forme de leurs lames est en U.

4-Les gratteurs (Scratchers) :

L'enlèvement du cake, déposé par la boue sur les couches poreuses et perméables par les gratteurs, améliore la qualité de la cimentation. Les gratteurs sont de 2 types :

- Les Gratteurs alternatifs (reciprocating scratchers)
- Les Gratteurs rotatifs

5-Les Colliers tourbillonneurs (Hydrobonders) :

Ce sont des disques en caoutchouc de diamètre supérieur au diamètre nominal du trou. Ils comportent des nervures spiralées placées au droit des excavations pour orienter le laitier vers le fond des caves. (fig. 6, source Halliburton).

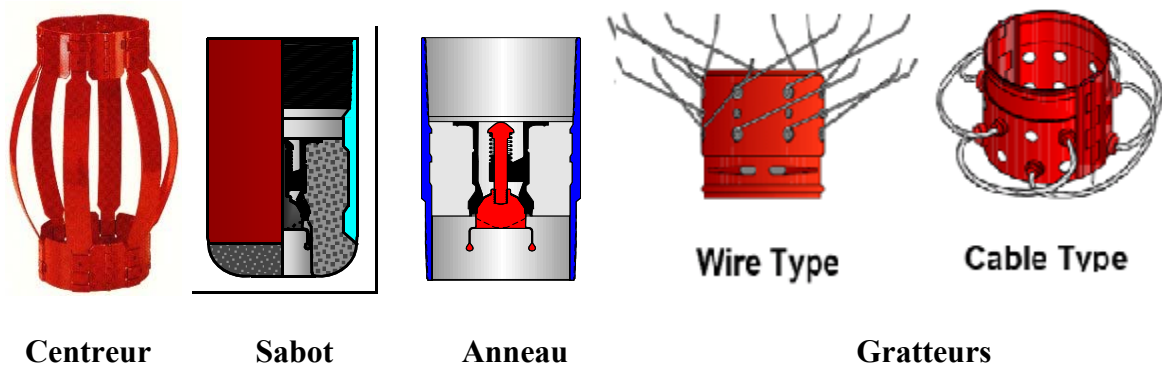


Tableau des différentes phases

Phases	D _{trou}	D _{casing}
1	36"	30"
2	26"	18" ^{5/8}
3	16"	13" ^{3/8}
4	12" ^{1/4}	9" ^{5/8}
5	8" ^{3/8}	7"
6	6"	Liner 4" ^{1/2}

V.4 La Cimentation

Le but est de placer un laitier de ciment dans l'espace annulaire tubage-trou. Ce laitier, obtenu par mélange d'eau, de ciment et d'additifs divers, est injecté en continu dans le puits par des pompes à pistons montées sur une unité de cimentation. Sa densité est contrôlée pendant toute la durée de l'opération.

V.4.1 Procédures de Cimentation

A la fin de la descente d'un tubage dans le puits, une tête de cimentation est montée sur le dernier casing. Elle permet l'incorporation en son sein de deux bouchons et dispose d'un système pour leur blocage. Elle comporte trois vannes latérales offrant différentes possibilités de circulation de la boue.

Les bouchons de cimentation (bottom & top plug)

Les 02 bouchons inférieur et supérieur sont de couleur respective jaune et rouge

- le bouchon inférieur doit être largué avant d'entamer le pompage du ciment
- le bouchon supérieur doit être largué à la fin du pompage du ciment et

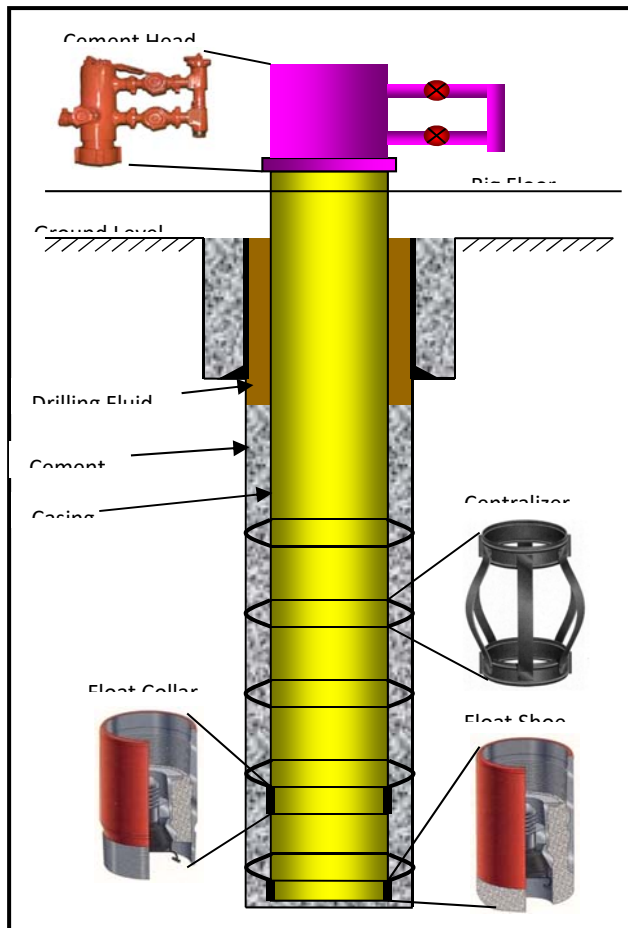
Avant d'entamer la chasse.

Le 1^{er} bouchon arrive au float collar et comprime la colonne de ciment durant

Le déplacement et lâche à une certaine pression (environ 750 – 950 psi) et laisse passer le ciment dans le shoe track et l'annulaire

Le second (2em) bouchon arrive et siège au niveau du float collar et la pression augmente brusquement (accoup de pression = bump à environ 3000 ou 3500 psi)

Indiquant la fin de la chasse

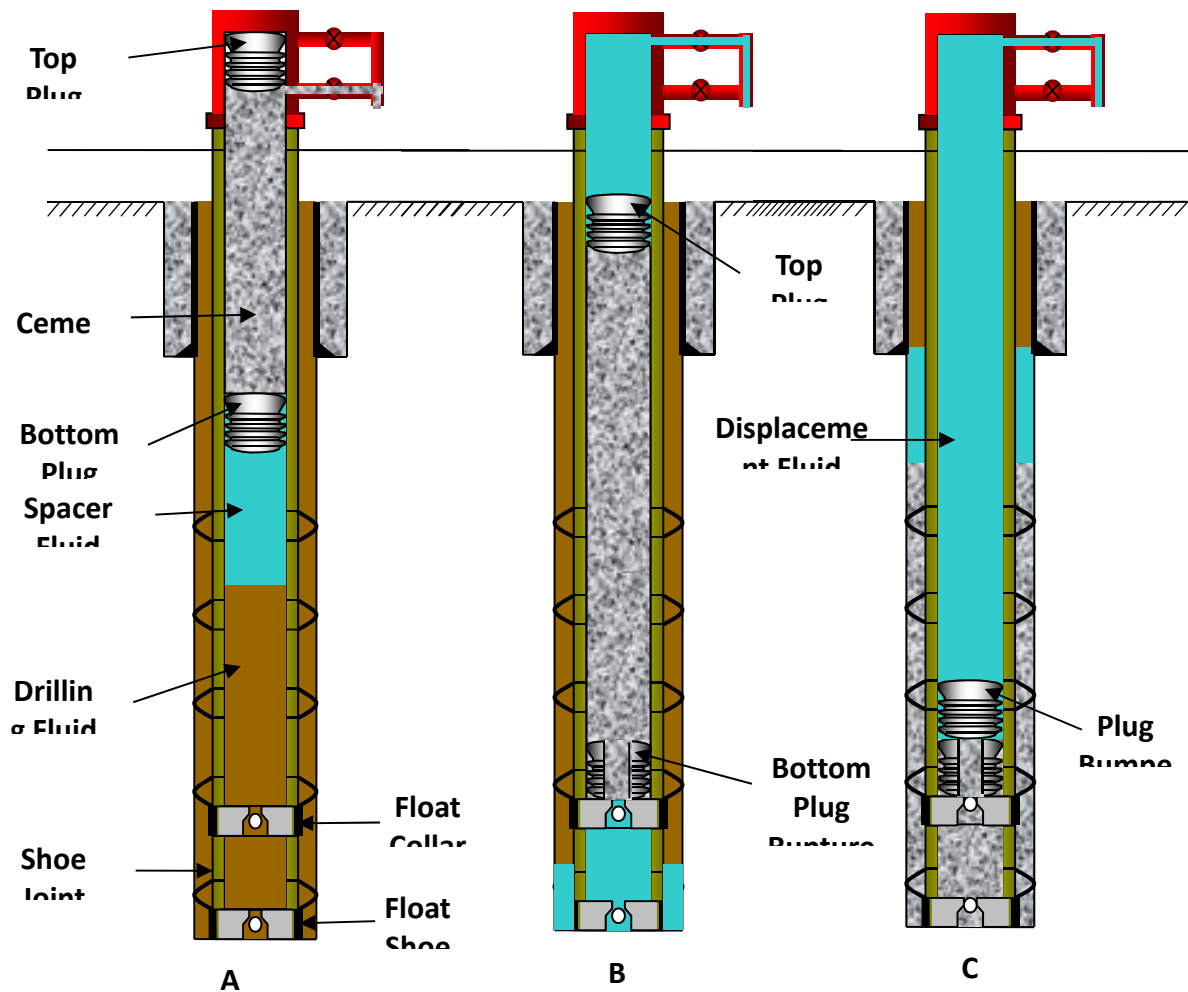


Top and Bottom

V.4.2 Recommandations générales pour la conduite d'une cimentation :

La chronologie des opérations se présente comme suit :

- Préparer la tête de cimentation et les 2 bouchons (bottom & top plug)
- Vissage de la tête de cimentation et raccordement à l'unité de pompage
- Circulation de la boue pendant au moins un cycle,
- Arrêt de la circulation et injection d'un tampon lavant et test ligne de cimentation.
- Lâchage du bouchon de fond(bottom plug),
- Fermeture de la tête de cimentation,
- Injection du laitier au débit de 800 l/mn Mesurer très souvent la densité dans le bac de mixing de l'unité de cimentation. Prendre des échantillons de laitier, qui serviront de témoins de la prise).
- Contrôler pendant ce temps le retour de la boue et surveiller son niveau,
- Lâchage du Top plug,
- Refoulement avec la boue (chasse) en ralentissant le débit en fin de chasse. Ejection au bournier de l'excès de ciment,
- Enregistrement de l'acoup de pression final,
- Purge de la pression,
- Attente de la prise du ciment (4 heures au moins).
- Ouverture de la tête de cimentation pour vérifier qu'il n'y a pas de retour dans le tubage,



V.4.3 Suivi d'une cimentation sur UML

Avant toute cimentation le volume +/- et les compteurs de pompe doivent être

Remis à "0"

- Noter le retour pour chaque volume (spacers et laitiers)
- Le retour pour le ciment doit être noté juste à la fin du pompage afin d'éviter l'effet tube en "U"
- Pendant la chasse, noter l'arrivée du 1^{er} DART au float collar (Cumul cnts = **** strokes)
- Déduire le volume du laitier et le comparer / volume retour
- Suivre l'évolution du volume +/- et demander de réduire le débit de chasse si perte
- Faire attention à l'accou de pression (avertir à temps)
- Etablir un bilan général des volumes et en déduire le volume des pertes

V.5 LEAK OF TEST & SHOE BOND TEST

V.5 .1 Les différents tests en pression

Plusieurs tests en pression sont réalisés pour déterminer la résistance en pression d'un puits.

1.1. Test de tubage (Casing Test)

Le but est de vérifier l'intégrité du tubage, soit à la fin du déplacement, soit juste avant de reforer le sabot.

1.2. Test du Sabot (Shoe Bond Test) :

Un shoe bond test permet d'évaluer l'étanchéité de la cimentation au niveau du sabot d'une colonne de tubage.

La pression de test est :

$$P_{\text{SBT}} = (d_e - d_i) Z_V / 10,2$$

P_{SBT} = pression à appliquer en surface (en bar),

d_e = densité équivalente désirée à la cote du sabot,

d_i = densité de la boue,

Z_V = profondeur verticale du sabot (en mètres).

Si le SBT est négatif, indiquant ainsi une fuite au niveau du sabot, une restauration de cimentation devra être effectuée.

1.3. Test de formation (Formation Integrity Test):

Le but de ce test est de vérifier la résistance du puits jusqu'à une certaine pression maximale fixée à l'avance.

Les raisons d'un tel test sont liées au risque encouru de pertes en cours de cimentation de tubage.

Il s'agit donc d'un test à pression limitée dont la valeur sera donnée par la fiche puits.

Réalisation :

Ce test sera effectué dans les mêmes conditions que le SBT, et sera arrêté dès l'atteinte de la pression désirée ou le début d'injection

1.4. Leak off test (LOT) :

Un LOT est un essai de pression qui détermine la valeur réelle de la pression à exercer sur la formation jusqu'à initier l'injection (point leak off sur la courbe). Elle sert à déterminer la pression maximale admissible qui est définie comme étant la pression limite à ne pas dépasser en tête de l'annulaire afin d'éviter la fracturation de la formation la plus fragile.

