

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

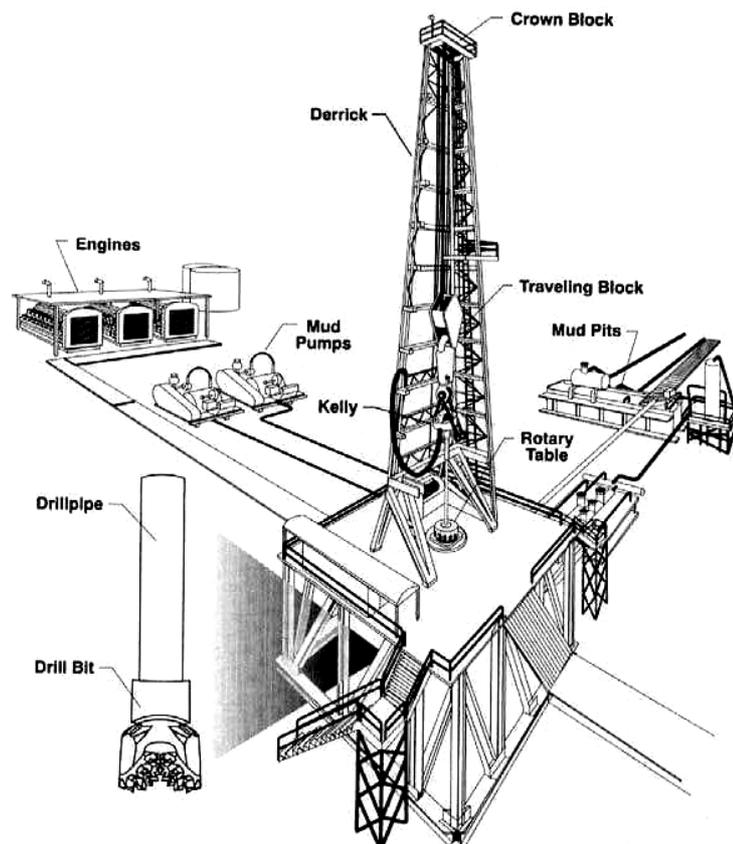
UNIVERSITE AHMED DRAYA -ADRAR
FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DES HYDROCARBURES ET ENERGIES RENOUVELABLES



Forage -1

Support de cours

3^{ème} Année licence Hydrocarbures



Dr. Mohammed Hadj Kouider

2024-2025

SOMMAIRE

Fiche technique du module

Table des abréviations

Tables de figures

Chapitre 1.

Introduction.....02

Historique.....02

Généralités sur le forage rotary.....04

Conditions d'existence d'un gisement des hydrocarbures.....08

Les différents types de colonnes.....12

Coupe technique d'un puits de forage.....14

Architecture d'un Sondage, Types d'un forage.....15

Principe d'un forage rotary et turboforage.....23

Chapitre 2.

Généralités sur le forage rotary et le forage par battage.....30

Principales opérations de forage rotary.....31

Appareil de forage pétrolier.....35

Le rôle d'un appareil de forage.....37

Le Choix d'un appareil de forage.....37

Equipements de levage.....37

Classification des appareils de forage.....	39
Mat et la substructure.....	40
Les équipements de puissance.....	51
Outils de forage.....	54
Précautions et entretiens.....	57

Chapitre 3.

La garniture de forage.....	59
Composition de la garniture de forage.....	59
Fluide de forage.....	64
Le rôle de fluide de forage.....	65
Classification des fluides de forage.....	67
Principaux produits à boue.....	67
Mécanique des roches.....	68
Annexes.....	72
Références bibliographiques.....	87

Phw	Poids des Heavy Weight.
Pm	La puissance mécanique de la pompe en (HP).
Po	Poids des accessoires mobiles
Pr	Puissance nécessaire en (ch).
Pt	Puissance entrée treuil (HP).
q DC	Poids unitaire des masses tiges (kg/m).
Q	Le débit du fluide en (l/min).
Qr	Débit de circulation en (l /min).
S	Coefficient de sécurité.
Ta	Charge de brin actif(T).
Te	Tension à la limite élastique de la tige considérée (10^3 . daN) .
T	Effort de traction sur le brin actif (T).
Tr	Charge de rupture(T).
TVL	True vertical lenght.
Vc	Vitesse de crochet (m/s)
WOB	Poids sur l'outil (T).
Z	Profondeur totale de la phase considérée (m).
η_m	Rendement de moufle.
$\eta_{m\ pmp}$	Rendement mécanique interne de la pompe.
η_t	Rendement de treuil.
$\eta_{t\ pmp}$	Rendement mécanique de la transmission
η_m	Rendement du mouflage
μ_p :	Viscosité plastique en (Cp).

Fiche technique du module

Semestre: 5

Unité d'enseignement: UEF 3.1

Matière 2: Forage 1

VHS: 45h00 (Cours: 1h30, TD: 1h30)

Crédits: 4

Coefficient: 2

Objectif de l'enseignement :

L'objectif ciblé par ce module est de maîtriser les différentes étapes pour la réalisation d'un puits de pétrole et de gaz, les opérations.

Connaissances préalables recommandées :

Compétences acquises en module d'équipements de production, complétion, propriétés des roches et fluides, concepts de base en électricité.

Contenu de la matière :

Chapitre 1. Introduction (4 Semaines)

Historique : Généralités sur le forage rotary, Conditions d'existence d'un gisement des hydrocarbures Perméabilité et porosité, Les différents types de colonnes, Coupe technique d'un puits de forage.

Architecture d'un Sondage, Types d'un forage , Principe d'un forage rotary et turboforage.

Chapitre 2. Procèdes de forage (6 Semaines)

Généralités : forage rotary et le forage par battage, Principales opérations de forage rotary (Opération de forage, Ajout des tiges, Operations de manoeuvre).

Appareil de forage pétrolier : Le rôle d'un appareil de forage, Le Choix d'un appareil de forage, Classification des appareils de forage, Equipements de levage.

Mat et la substructure, Précautions et entretiens, Les équipements de puissance, Outils de forage : Outils à molettes, Outils diamantés, Paramètres de l'utilisation des outils de forage.

Chapitre 3. La garniture de forage (5 Semaine)

Introduction, Composition de la garniture de forage, fluide de forage : Introduction, Le rôle de fluide de forage, Classification des fluides de forage, Principaux produits à boue.

Mécanique des roches.

Mode d'évaluation:

Contrôle continu: 40%, Examen: 60%.

Références bibliographiques:

1. Le forage de J.P. Nguyen. Institut Français du pétrole. 1993.
2. Les outils de forage. ENSPM Formation Industrie-forage-production-gisement. 1999.
3. Les forages profonds. Annales des mines. Mai 2000.
4. Formation d'ingénieurs en forage. Modules M1 & M2. Sonatrach-division forage

Chapitre I

INTRODUCTION

Les geo-ressources souterraines très précieuses et ont une grande importance : eau, gaz et pétrole, se trouvent à des profondeurs plus ou moins grandes, pour les récupérer il est indispensable de forer pour les parcourir et les exploiter. Ce portfolio intitulé : Forage_I représenté sous forme de cours et d'exercices résolus, constitue un support de base pour les étudiants de 3 années hydrocarbure.

Le polycopier est formé de trois chapitres dont le premier est une introduction au forage et aux matières de base des hydrocarbures (conditions d'existence des hydrocarbures).

Le deuxième chapitre est consacré aux différents procédés, techniques et matériels de forage où nous avons exposé avec détails l'ensemble des techniques : les plus anciennes (forage par Battage) et les plus modernes et les plus récentes (forage Rotary et MFT).

Le troisième chapitre expose la garniture de forage et les fluides utilisés dans l'opération de forage, qui constituent des éléments essentiels dont leur choix et leur préparation doivent être très bien réfléchi pour éviter tout risque. Une dernière partie dans ce chapitre est réservée à des notions de base de mécanique des roches (voir la fiche technique de ce module. P..).

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.

L'ambiguïté quant à la nature des fluides piégés dans le sous-sol et la complexité des dépôts sédimentaires expliquent le nombre encore élevé de forages d'exploration négatifs (un sondage d'exploration productif pour quatre négatifs) et la part importante du coût des forages dans le coût de la recherche.

I.1.Historique

Lorsque le "colonel" DRAKE forait son premier puits de pétrole en août 1859, 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 XIX^e siècle, à forer la quasi-totalité des puits de Pennsylvanie. Il est resté sans rival tant que l'on s'est cantonné dans ces régions aux terrains durs et bien consolidés auxquels il est bien adapté.

En Aout 1859, le premier puits de pétrole a été foré par le colonel DARKE près de Titusville en Pennsylvanie (U.S.A), à une profondeur de vingt-trois mètres (23 m), où il a employé le système de forage par battage au câble qui utilise, afin d'attaquer le terrain, l'impact d'un lourd outil de percussion par masse pour désagréger la roche(trépan), suspendu au bout d'un câble qui lui transmet, depuis la surface, un mouvement alternatif créé par un balancier. Lorsque les foreurs avaient affaire à d'autres régions où ils découvrirent des terrains plus difficiles, le procédé de forage rotary a été utilisé, les premiers essais de cette technique semblent avoir été fait sur le champ de Corsicana (Texas), en 1901, J.F.LUCAS, fora au moyen d'un appareil de rotation le premier puits dans le champ de Spindletop près de Beaumont (Texas).



Fig.I.1: le premier puits de pétrole foré par le colonel DARKE 1859

Il fallut s'adapter lorsque les prospecteurs s'attaquèrent à d'autres régions où ils découvrirent des terrains plus difficiles. C'est ainsi que germa le procédé de forage rotary. Les premiers essais de cette technique semblent avoir été faits sur le champ de Corsicana (Texas), au début du XX^e siècle, et la nouvelle méthode vit sa popularité se développer d'une manière fulgurante à la suite de la découverte, en 1901, par un certain J.F. LUCAS, du champ de Spind le top près de Beaumont (Texas) au moyen d'un appareil de forage rotary. L'histoire du forage pétrolier remonte à des milliers d'années, mais je vais vous donner un aperçu des moments clés de son développement :

I.2. Forage primitif : Les premières formes de forage pétrolier remontent à l'Antiquité, où des civilisations anciennes comme les Sumériens et les Babyloniens utilisaient des techniques rudimentaires pour extraire le bitume et le pétrole de surface en les collectant dans des récipients.

I.3. Forage manuel : Au 19^e siècle, avec la montée de la demande de pétrole, les techniques de

forage ont évolué. Le forage manuel était courant, utilisant des outils tels que des marteaux et des câbles pour atteindre des gisements de pétrole relativement peu profonds.

I.4. Invention de la foreuse rotative : L'invention de la foreuse rotative par l'ingénieur américain Edwin Drake en 1859 a révolutionné l'industrie pétrolière. Cette technologie a permis de forer plus profondément et plus efficacement, ouvrant la voie à l'exploitation des gisements de pétrole plus profonds.

I.5. Forage en mer : Au cours du 20^e siècle, la technologie du forage pétrolier s'est étendue aux océans. Les premières plates-formes de forage en mer ont été développées, permettant l'exploration et l'exploitation des gisements sous-marins.

I.6. Forage directionnel et horizontal : Plus tard dans le 20^e siècle, les techniques de forage directionnel et horizontal ont été développées, permettant aux entreprises pétrolières d'accéder à des réservoirs de pétrole qui étaient auparavant inaccessibles ou difficiles à atteindre.

I.7. Technologies modernes : Aujourd'hui, le forage pétrolier utilise des technologies avancées telles que la sismique 3D, les outils de forage directionnel de précision et les plates-formes de forage automatisées pour améliorer l'efficacité et réduire les risques environnementaux.

I.2. Généralités sur le forage rotary

Le forage rotary est une méthode de forage largement utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour explorer et extraire les ressources souterraines, telles que le pétrole et le gaz naturel. Cette technique repose sur l'utilisation d'un trépan rotatif pour percer la roche et créer un trou de forage. Voici quelques généralités sur le forage rotary :

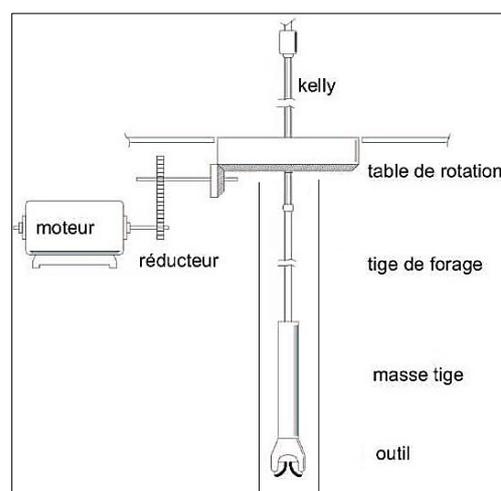


Fig.I.2: Principe de fonctionnement de forage pétrolier

I.2.1 Principe de fonctionnement :

Rotation du trépan : Un trépan de forage est attaché à l'extrémité inférieure de la colonne de forage. Il est actionné par une rotation provenant de la surface, généralement par l'intermédiaire d'une plate-forme de forage ou d'un appareil de forage. Cette rotation permet au trépan de couper et de fracturer la roche à mesure qu'il descend dans le sol.

I.2.2 Circulation de fluide de forage : Pendant le forage, un fluide de forage est injecté dans le trou de forage à travers la colonne de forage. Ce fluide, généralement de l'eau ou une boue spécialement formulée, circule autour du trépan pour transporter les déblais de forage à la surface, lubrifier les outils et stabiliser les parois du puits.

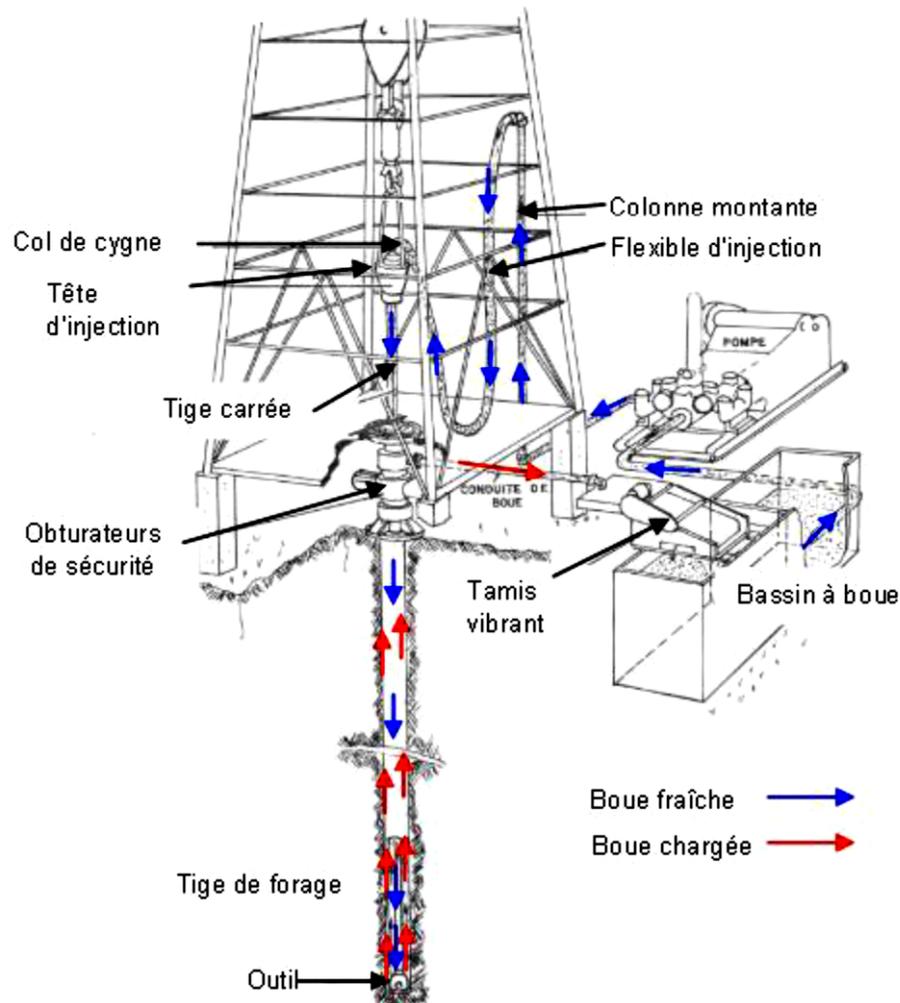


Fig.I.2 : Circulation de fluide de forage

I.2.3 Équipements associés :

2.3 -1 Mât de forage : Une structure verticale appelée mât de forage est érigée sur la plateforme de forage pour supporter la colonne de forage et fournir un point d'ancrage pour les équipements de levage et de rotation.

2.3 -2 Systèmes de levage : Des équipements de levage, tels que des treuils et des poulies, sont utilisés pour soulever et descendre la colonne de forage dans le puits.

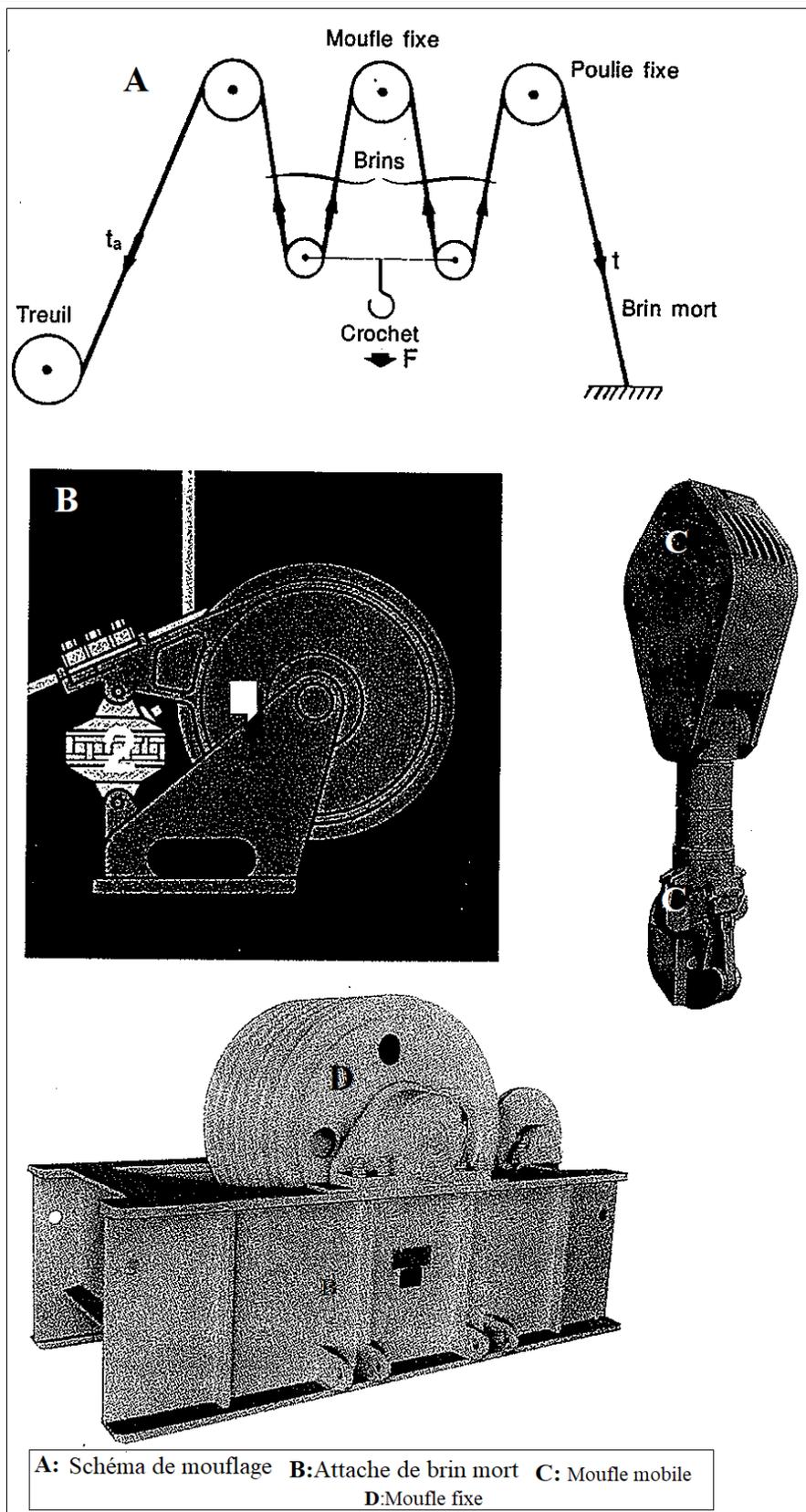


Fig.I.3 : équipements de levage dans un appareil de forage

2.3 -3 Équipements de circulation : Des pompes et des systèmes de circulation sont utilisés pour injecter le fluide de forage dans le trou de forage et le faire circuler efficacement.

2.4. Forage et Applications : Le forage est une technique fondamentale dans l'industrie de l'énergie et des ressources naturelles, utilisée pour explorer et exploiter les gisements souterrains de pétrole, de gaz naturel, d'eau et de géothermie, ainsi que pour la construction de puits de

fondation, de puits d'eau et d'autres applications. L'objectif principal du forage est d'atteindre des couches géologiques spécifiques pour extraire des ressources utiles ou pour réaliser divers projets d'ingénierie. Dans cette section, nous explorerons les différentes applications du forage dans divers domaines industriels.

2.4 -1 Exploration et production pétrolière et gazière : Le forage rotary est utilisé pour explorer de nouveaux gisements d'hydrocarbures et pour développer des puits de production afin d'extraire le pétrole et le gaz naturel des réservoirs souterrains.

2.4 -2 Forage d'eau : Le forage rotary est couramment utilisé pour creuser des puits d'eau dans les zones où l'accès à l'eau souterraine est nécessaire pour l'approvisionnement en eau potable, l'irrigation agricole ou d'autres usages.

2.4 -3 Forage géothermique : Il est également utilisé dans le cadre du forage géothermique pour exploiter la chaleur du sous-sol à des fins de production d'électricité ou de chauffage.

I.2.5 les avantages et inconvénients de forage rotary :

2.5 -1 Polyvalence : Le forage rotary peut être adapté à une variété de conditions géologiques et peut être utilisé pour forer une grande variété de formations rocheuses.

2.5 -2 Efficacité : Il permet des taux de pénétration rapides dans la roche, ce qui en fait une méthode de forage efficace pour explorer et développer les gisements d'hydrocarbures.

2.5 -3 Contrôle : Il offre un contrôle précis sur la direction et l'angle du trou de forage, ce qui est essentiel pour atteindre des zones cibles spécifiques dans le réservoir.

2.5 -4 Coûts élevés : Le forage rotary peut être coûteux en raison de la nécessité d'équipements spécialisés et de personnel qualifié.

I.2.6 -Impact environnemental : Les opérations de forage rotary peuvent avoir un impact environnemental, notamment en termes de dégradation des habitats naturels et de consommation d'eau pour la préparation de la boue de forage.

Le forage rotary est une technique polyvalente et largement utilisée dans l'industrie de l'énergie pour explorer et extraire les ressources souterraines. Il offre une efficacité et un contrôle précis tout en répondant à une variété d'applications dans le domaine de l'exploration et de la production.

I.3- Le forage rotary et le forage par battage

Le forage rotary et le forage par battage sont deux techniques de forage utilisées dans des conditions et des applications différentes.

I.3.1- Forage Rotary :

Le forage rotary est une méthode de forage largement utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière

ainsi que dans d'autres industries telles que la géothermie et la construction de puits d'eau.

3.1.1/ Principe : Dans le forage rotary, un trépan rotatif est attaché à l'extrémité d'une colonne de forage qui tourne pour percer dans la formation géologique. Pendant que le trépan tourne, de la boue de forage est injectée dans le trou par le biais de la colonne de forage. Cette boue de forage sert à refroidir le trépan, à transporter les déblais de forage à la surface, à stabiliser les parois du puits et à maintenir la pression du puits.

3.1.2/Équipements utilisés dans le forage rotary : L'équipement principal comprend une tour de forage pour soutenir la colonne de forage, une table rotative pour faire tourner la colonne de forage, des pompes à boue pour injecter la boue de forage, et des réservoirs pour stocker la boue de forage.

3.1.3/Applications de forage rotary : Le forage rotary est utilisé pour percer des puits de pétrole, de gaz naturel, de géothermie, d'eau, ainsi que des puits d'exploration et de surveillance géologique. Il est efficace dans une variété de formations géologiques, y compris les formations dures et abrasives.

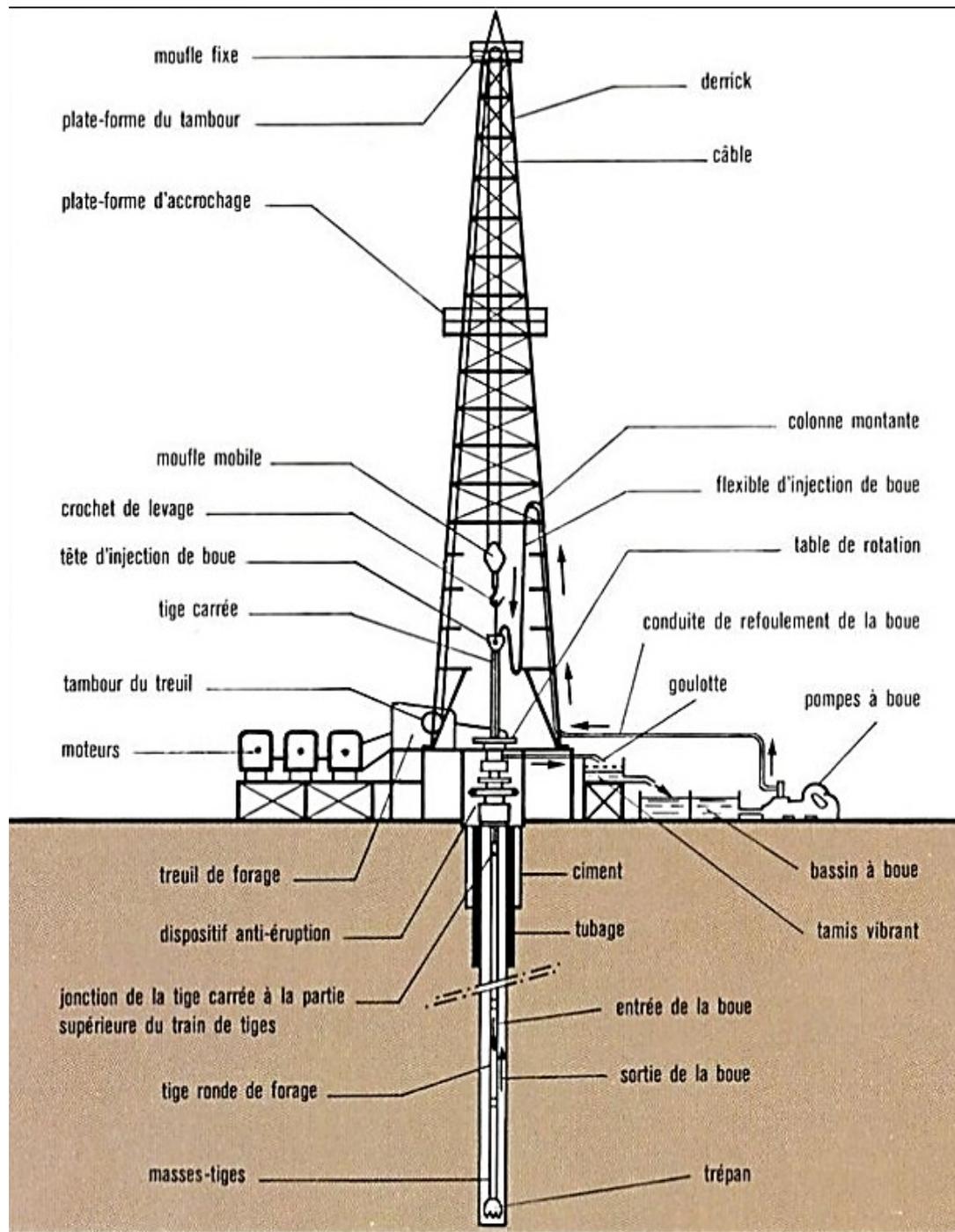


Fig.I.4: appareil de forage pétrolier et équipements de surface et de subsurface

I.3.2- Forage par Battage :

Le forage par battage, également appelé forage au marteau fond de trou, est une méthode de forage utilisée principalement dans les sols meubles ou non consolidés. Voici comment il fonctionne :

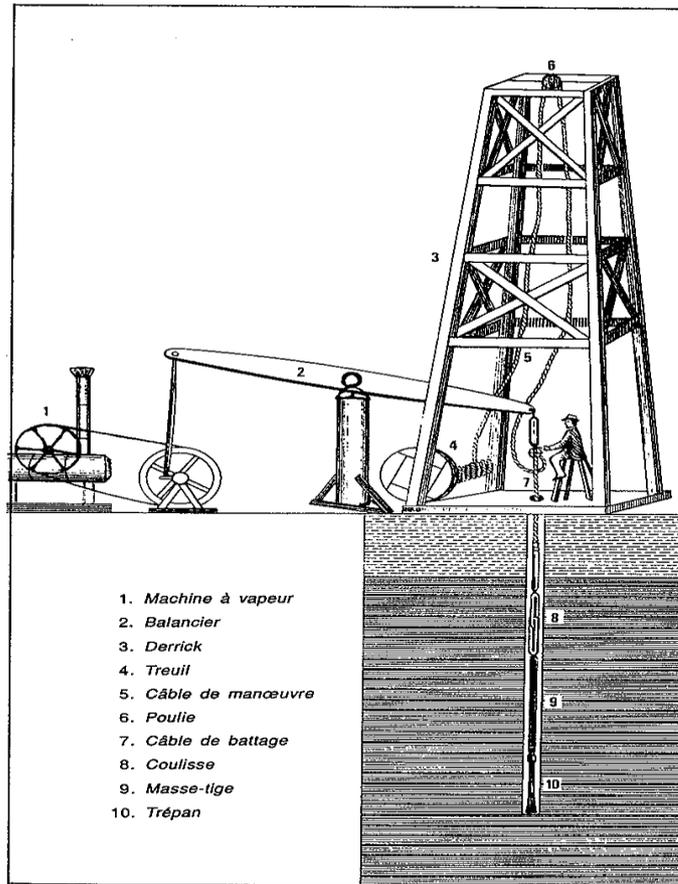


Fig.I.5: un prototype primitive d'un appareil de forge (forage par battage)

3.2-1 Principe : Dans le forage par battage, un marteau fond de trou est attaché à l'extrémité d'une colonne de forage qui est alors laissée tomber d'une certaine hauteur pour battre le sol et créer un trou. Le marteau fond de trou peut être actionné soit par l'air comprimé, soit par l'eau sous pression. Pendant le battage, la colonne de forage est maintenue en place par un treuil.

3.2-2 Équipement utilisées dans le forage par battage : L'équipement comprend un marteau fond de trou, une colonne de forage, un treuil pour soulever et abaisser la colonne de forage, et des équipements de soutien tels que des compresseurs d'air ou des pompes à eau.

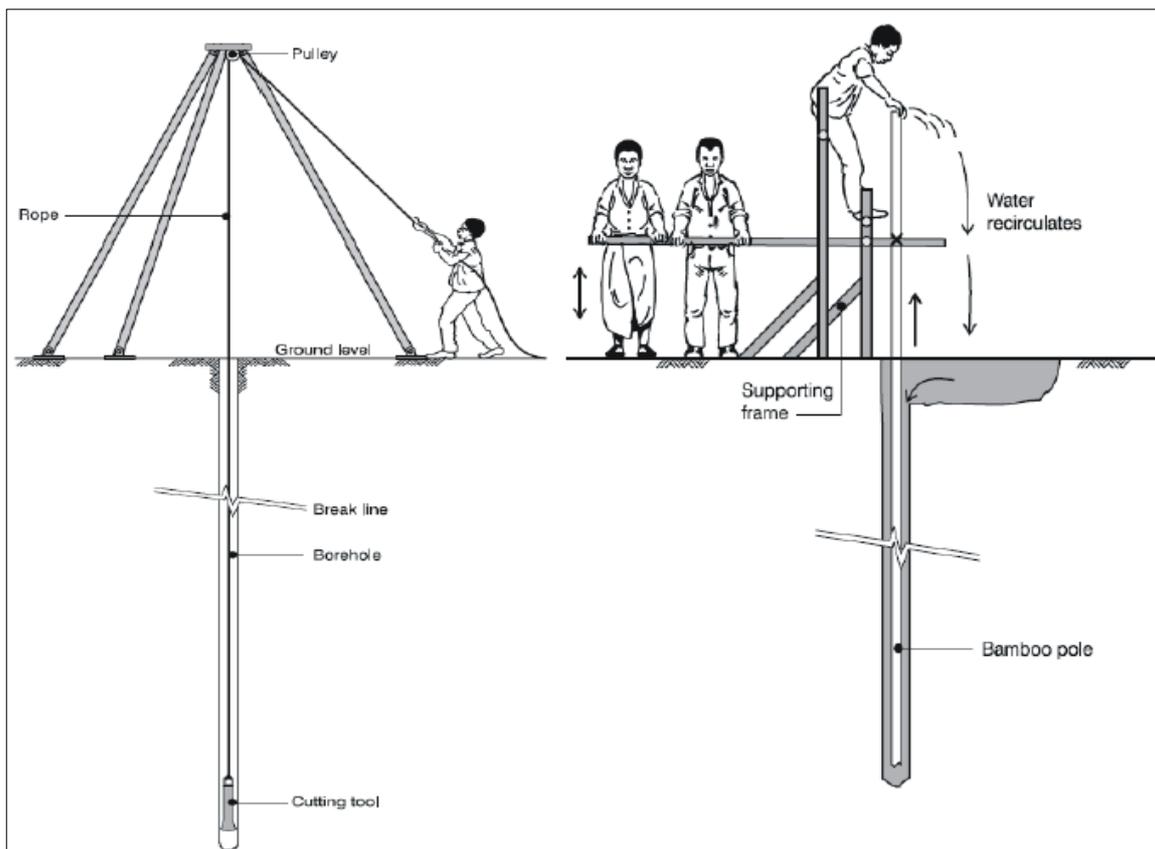


Fig.I.6 : procédés de forage par battage

3.2-3 Applications : Le forage par battage est couramment utilisé pour les puits d'eau peu profonds, les puits géothermiques, les puits d'exploration minière et les puits d'ancrage. Il est efficace dans les sols meubles, tels que les sables, les graviers et les argiles non consolidées. En résumé, le forage rotary est utilisé dans des formations géologiques plus dures et dans des puits de plus grande profondeur, tandis que le forage par battage est plus adapté aux sols meubles et aux puits peu profonds. Chaque méthode a ses propres avantages et inconvénients, et le choix de la technique de forage dépend des conditions géologiques, des objectifs du projet et des contraintes opérationnelles.

I.4- Conditions d'existence d'un gisement d'hydrocarbures :

L'existence d'un gisement d'hydrocarbures dépend de plusieurs conditions géologiques, géochimiques, chimiques et géothermiques.

I.4-1. Source de matière organique : Pour la formation d'un gisement d'hydrocarbures, il faut une source de matière organique à partir de laquelle le pétrole et le gaz peuvent se former. Cette matière organique peut provenir de la décomposition de microorganismes marins ou terrestres, comme des algues, du phytoplancton ou des débris végétaux.

I.4-2. Roches mères : Les roches mères sont des formations géologiques riches en matière organique qui subissent des processus de maturation thermique sous des températures et des pressions élevées. Ces processus de cuisson (diagenèse) transforment la matière organique en hydrocarbures tels que le pétrole et le gaz.

I.4-3. Migration : Une fois formés dans les roches mères, les hydrocarbures migrent vers des réservoirs plus poreux et perméables à travers des roches de migration, généralement des couches de grès ou de calcaire. La migration peut être facilitée par des gradients de pression, des failles géologiques ou d'autres structures favorables.

I.4-4. Roches réservoirs : Les roches réservoirs sont des formations géologiques qui ont une porosité et une perméabilité suffisantes pour stocker et permettre le déplacement des hydrocarbures. Les réservoirs typiques comprennent des roches sédimentaires poreuses comme le grès ou le calcaire, mais peuvent également inclure des formations fracturées ou karstiques.

I.4-5. Roches couvertures : Les roches couvertures, également appelées roches imperméables, sont des formations géologiques situées au-dessus des réservoirs d'hydrocarbures. Elles agissent comme une barrière imperméable empêchant les hydrocarbures de migrer vers la surface. Les roches capuchons sont souvent des argiles ou des schistes.

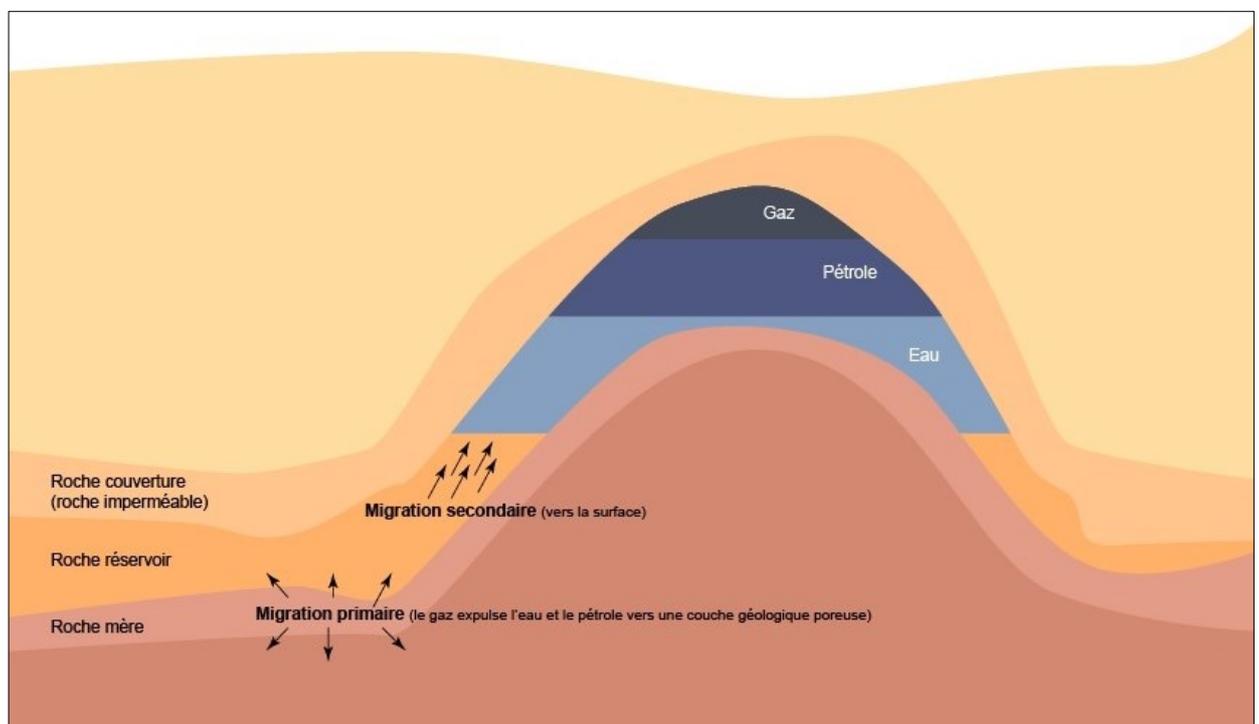


Fig.I.7 : Un système pétrolier avec les processus de d'existence

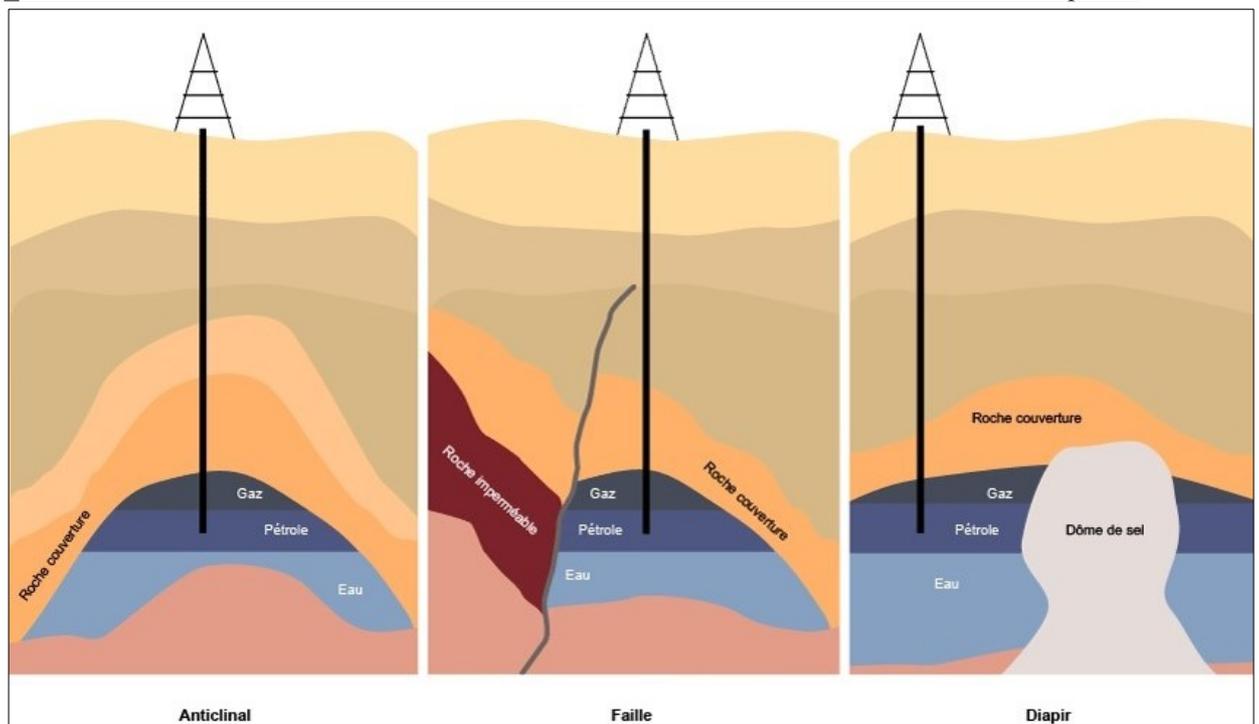


Fig.I.8 : les différents types des pièges

I.4-6. Piégeage : Pour qu'un gisement d'hydrocarbures soit économiquement viable, il faut un piège géologique qui concentre les hydrocarbures et empêche leur fuite vers la surface. Les pièges peuvent être structuraux (comme des anticlinaux ou des failles) ou stratigraphiques (comme des changements abrupts dans la porosité et la perméabilité des roches).

Ces conditions doivent toutes être réunies dans une séquence géologique appropriée pour former un gisement d'hydrocarbures commercialisable. L'exploration pétrolière et gazière utilise des techniques géophysiques, géologiques et géochimiques avancées pour évaluer les bassins sédimentaires et identifier les zones potentielles de production d'hydrocarbures.

I. 4-7 Les caractéristiques de réservoir

Les conditions d'existence d'un gisement d'hydrocarbures sont souvent liées à la présence de formations géologiques poreuses et perméables. La perméabilité et la porosité sont deux caractéristiques clés de ces formations.

4-7.1. Porosité :

La porosité est une mesure de l'espace vide dans une roche qui peut contenir des fluides tels que l'eau, le gaz ou le pétrole. Il existe plusieurs types de porosité, mais les deux principaux sont la porosité totale (ou porosité absolue) et la porosité efficace.

4-7.2 Porosité totale (ϕ) : C'est le rapport du volume des vides à l'intérieur d'une roche au volume total de cette roche. Elle est exprimée en pourcentage. La formule pour calculer la porosité totale est la suivante :

$$\phi = \frac{V_p}{V_{\text{total}}} \times 100\%$$

où :

- V_p est le volume des pores.
- V_{total} est le volume total de la roche.

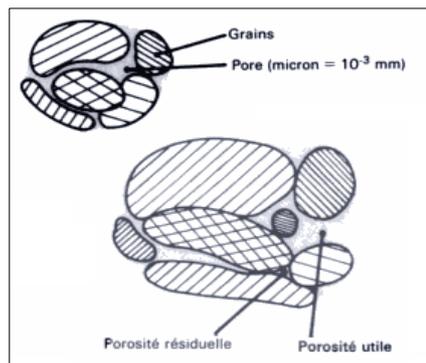


Fig.I.9 : milieux naturel poreux

4-7.3 Porosité efficace : Il s'agit de la fraction de la porosité totale qui est réellement disponible pour le stockage et le déplacement des fluides. Certains pores peuvent être isolés ou obstrués et ne pas contribuer à la migration des fluides.

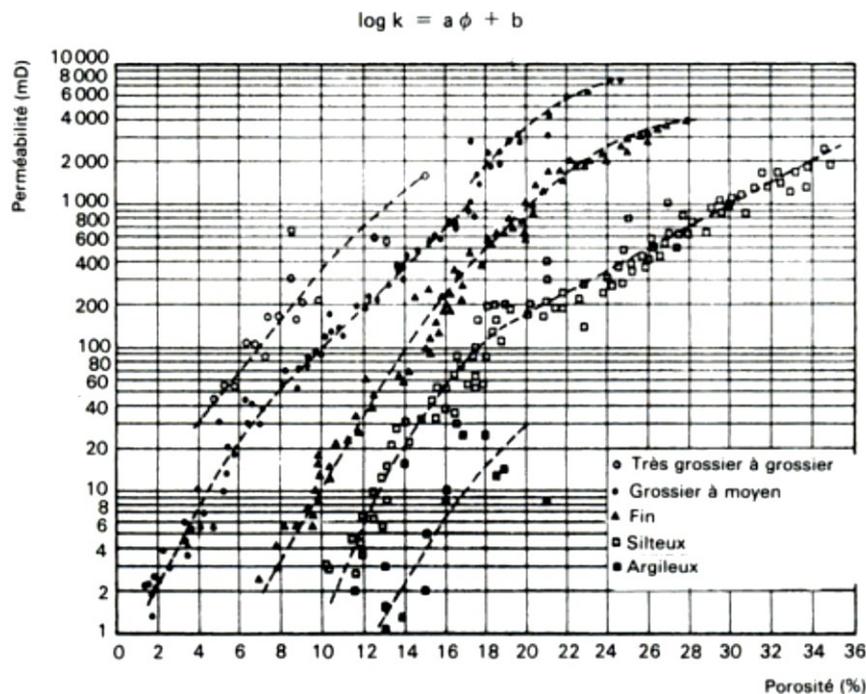


Fig.I.10 : relation perméabilité porosité (établie sur 610 échantillons de grés (Chilingar G.V., 1964)

4-7.4. Perméabilité :

La perméabilité est une mesure de la capacité d'une roche à permettre le débit de fluides à travers ses pores. Elle est influencée par la taille, la forme et la connectivité des pores. La perméabilité est généralement mesurée en darcy (D) ou en millidarcy (mD).

Loi de Darcy: La loi de Darcy est une relation empirique qui décrit le débit de fluide à travers un milieu poreux en fonction du gradient de pression. Elle est souvent utilisée pour calculer la perméabilité d'une formation géologique. La formule de la loi de Darcy est la suivante :

$$Q = \frac{k \cdot A \cdot \Delta P}{\mu \cdot L}$$

où :

- Q est le débit du fluide (volume par unité de temps).
- k est la perméabilité de la roche.
- A est la section transversale du réservoir.
- ΔP est la différence de pression à travers la roche.
- μ est la viscosité du fluide.
- L est la longueur du réservoir.

Ces formules et concepts fournissent une base pour comprendre la porosité, la perméabilité et leur importance dans la formation et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures. Des techniques sophistiquées sont souvent utilisées pour mesurer ces propriétés sur le terrain et dans les laboratoires de géologie et d'ingénierie pétrolière

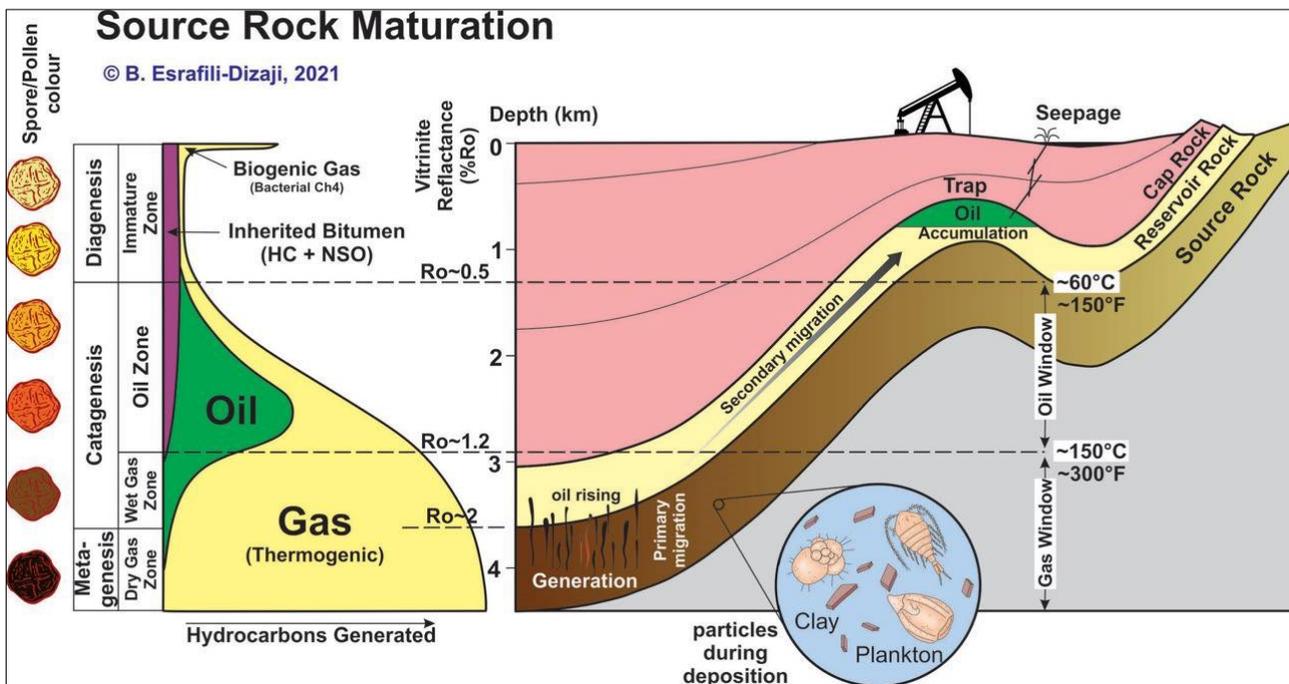


Fig. I.11 : Système pétrolier et condition d'existence d'un gisement d'hydrocarbures

I.5.Types de colonnes de forage

I.5-1. Cuvelage ou casing

La colonne de forage pétrolier se réfère à l'ensemble des tubages et des outils utilisés pour maintenir la stabilité du puits de pétrole pendant le processus de forage et d'extraction. Cette colonne, souvent composée de plusieurs sections tubulaires, assure la sécurité de l'opération de forage en empêchant l'effondrement des parois du puits et en fournissant un passage pour le fluide de forage et le pétrole brut. Elle peut varier en diamètre, généralement de 114 à 1 000 mm selon les besoins spécifiques du forage.

Dans l'industrie du forage, il existe plusieurs types de colonnes de forage, chacun étant conçu pour répondre à des besoins spécifiques en termes de profondeur, de diamètre du puits, de type de formation géologique, et de conditions de forage. Dans la plupart des cas, les sondages pétroliers comportent deux ou trois phases de forage qui permettent de mettre en place :

- ✚ **Une colonne de surface** destinée à retenir les terrains de surface peu consolidés ; d'une longueur comprise entre 100 et 1 000 m, cette colonne sert en outre de support à la tête de puits ;
- ✚ **Une colonne technique** nécessaire en cas de présence de couches ou fluides susceptibles d'empêcher la poursuite du forage (par exemple des terrains éboulant, des zones contenant des fluides à forte pression) ;
- ✚ **Une colonne de production** si le puits est « positif », qui permet d'isoler la zone pétrolifère et à l'intérieur de laquelle sera descendu un tube d'écoulement du pétrole (*tubing*). Ces diverses colonnes sont cimentées par un lait de ciment placé entre la paroi du trou et la colonne aussitôt après la descente de celle-ci.

Ces colonnes sont constituées de tubes en acier à haute résistance, de 9 à 12 m de long, terminés par des filetages spéciaux et réunis entre eux par des manchons. Leur épaisseur est de l'ordre du centimètre et leur diamètre peut varier de 1 000 à 114mm .

I.5.2 Tige et tubing de forage :

5.2.1 Colonnes conventionnelles

- ✚ **Colonnes de forage rotatives** : Ce sont les colonnes de forage les plus couramment utilisées. Elles fonctionnent en faisant tourner une tige de forage équipée d'un trépan à son extrémité pour pénétrer dans le sol. Le forage rotatif est efficace pour une variété de formations géologiques et de profondeurs.
- ✚ **Colonnes de forage à câble** : Ces colonnes utilisent un système de câbles et de treuils pour descendre et remonter le trépan dans le puits. Elles sont principalement utilisées pour les puits peu profonds et les forages d'exploration.



Fig.1.12 : Tige de forage

5.2.2 Colonnes de forage à circulation directe et inverse :

- ✚ **Colonnes de forage à circulation directe** : Elles utilisent un fluide de forage (habituellement de l'eau ou de la boue) qui est pompé vers le bas à travers la colonne de forage, traverse le trépan, puis remonte à la surface en transportant les déblais de forage. Ces colonnes de forage sont utilisées pour prévenir l'affaissement des parois du puits et pour maintenir la pression du puits.
- ✚ **Colonnes de forage à circulation inversée** : Elles utilisent un système où les déblais de forage sont transportés vers le bas autour de la colonne de forage par le fluide de forage en circulation inverse. Cette technique est souvent utilisée dans des conditions où le contrôle de la pression du puits est critique, comme dans les puits de grande profondeur.

5.2.3 Colonnes de forage spécialisées :

- ✚ **Colonnes de forage de forage horizontal et directionnel** : Elles sont conçues pour forer des puits à des angles spécifiques par rapport à la verticale, ce qui permet d'accéder à des zones sous la surface qui seraient autrement inaccessibles.
- ✚ **Colonnes de forage télescopiques** : Ces colonnes de forage sont équipées de sections télescopiques qui peuvent être étendues ou rétractées pour s'adapter à différentes profondeurs de puits sans avoir à remplacer toute la colonne de forage. Chaque type de colonne de forage a ses propres avantages et inconvénients, et le choix du type de colonne dépendra des conditions spécifiques du projet de forage, des objectifs de production, et des contraintes techniques et environnementales.

1.5.3- Une coupe technique d'un puits

Une coupe technique d'un puits de forage est une représentation schématique qui illustre les différentes sections et composants d'un puits de forage, de la surface jusqu'à la zone de production ou d'exploration. Une coupe technique d'un puits de forage est essentielle pour

comprendre la conception, la construction et les opérations associées à un puits de forage, ainsi que pour identifier les équipements et les mesures de sécurité nécessaires à chaque section du puits.

5.3.1/ En surface :

- ✚ **Plateforme de forage** : La plateforme de forage est la zone située à la surface où se trouve la tour de forage, les équipements de forage, les réservoirs de fluide de forage, et d'autres équipements nécessaires aux opérations de forage.
- ✚ **Tête de puits** : C'est le point d'entrée du puits à la surface. La tête de puits comprend des équipements de sécurité tels que les vannes de contrôle de la pression et les dispositifs de sécurité.

5.3.2/En subsurface de forage :

- ✚ **Colonne de forage** : La colonne de forage est l'ensemble des tubes métalliques qui descendent dans le puits pour soutenir la paroi de puits et permettre par la suite le contrôle de production. Les casings sont descendus dans le puits après le forage pour renforcer et protéger les parois du puits contre l'affaissement, les fuites de fluides et d'autres dangers potentiels.
- ✚ **Cimentation** : Une fois le casing en place, de la boue de ciment est injecté entre le casing et la paroi du puits pour fixer le casing en place et sceller l'espace annulaire.
- ✚ **Fluide de forage** : Le fluide de forage est pompé dans le puits pour lubrifier le trépan, refroidir le foret, transporter les déblais de forage à la surface et maintenir la pression du puits.
- ✚ **Colonne de production** : Dans les puits de production, une colonne de production est installée pour extraire les hydrocarbures de la formation géologique et les transporter à la surface.
- ✚ **Zone de production ou d'exploration** :
 - **Formation géologique** : C'est la couche de roche qui contient les hydrocarbures ou d'autres substances minérales ciblées par le forage. Cette zone peut être située à différentes profondeurs sous la surface et peut nécessiter des techniques spéciales pour son exploitation ou son évaluation.

I.6.Architecture d'un sondage

Le profil d'un forage pétrolier dépend de sa profondeur (de quelques centaines de mètres à 9 000 m) et de son l'objectif. Ce profil est présenté dans le programme de forage et tubage (fig. 1) du puits qui précise les caractéristiques des différentes phases de forage successives entre

lesquelles le trou est tubé, c'est-à-dire cuvelé par une colonne de tubes en acier.

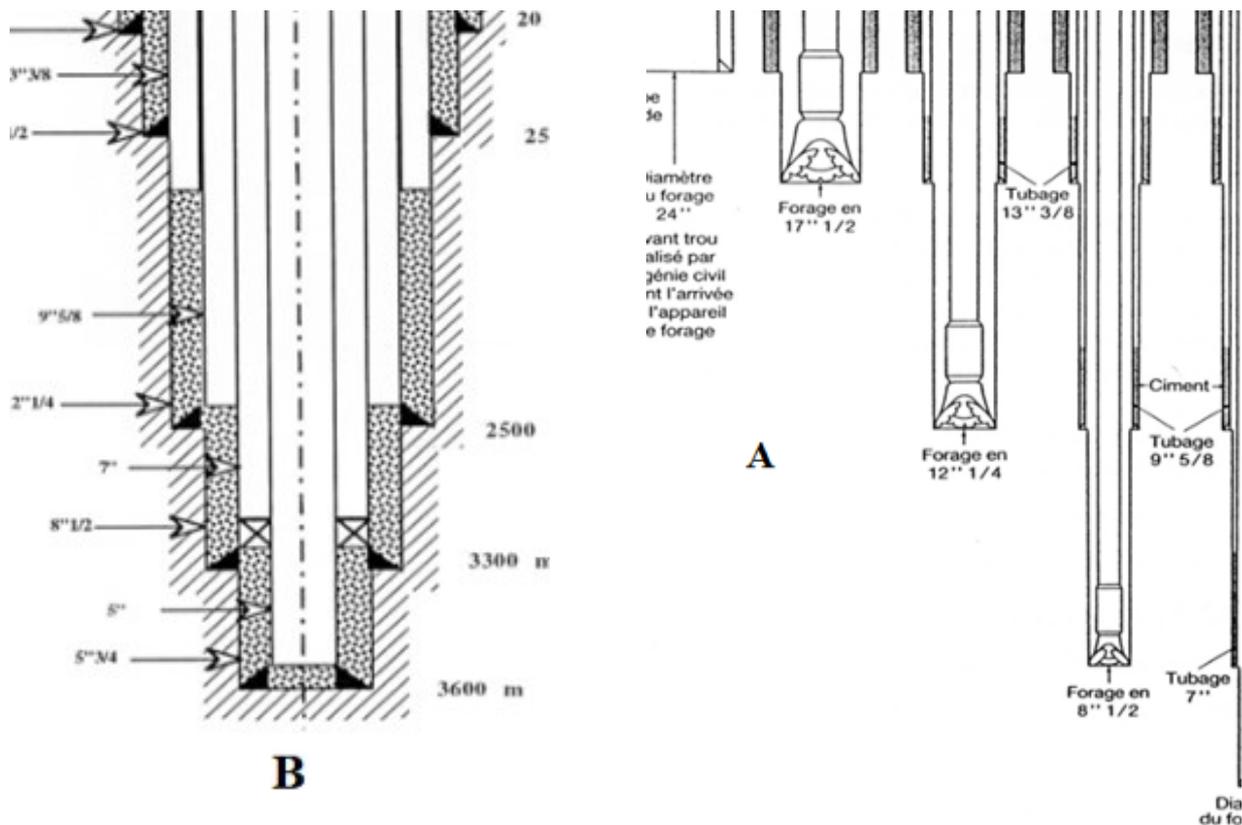


Fig.I.13 Programme de forage et tubage- A : séparé et B : assemblé

Dans la plupart des cas, les sondages pétroliers comportent deux ou trois phases de forage qui permettent de mettre en place :

- ✚ Une colonne de surface destinée à retenir les terrains de surface peu consolidés et à protéger les nappes phréatiques. Sa longueur est comprise entre 100 et 1 000 m. Cette colonne sert en outre de support à la tête de puits.
- ✚ Une colonne technique si nécessaire, pour isoler les couches ou fluides susceptibles d'empêcher la poursuite du forage ; par exemple des terrains éboulant, des zones contenant des fluides à forte pression.
- ✚ Une colonne de production, si le puits est positif, qui permet d'isoler la zone pétrolifère et à l'intérieur de laquelle sera descendu un tube de collecte des hydrocarbures ou tubing.

Ces diverses colonnes sont cimentées par un lait de ciment placé entre la paroi du trou et la colonne aussitôt après la descente de celle-ci. Avant la mise en place de la colonne de surface, le démarrage du sondage consiste en :

- ✚ La pose d'un tube guide, par le Génie Civil avant l'arrivée de l'appareil de forage terrestre.
- ✚ Le battage d'un tube conducteur, avec un marteau, dès l'arrivée de l'engin de forage en

mer sur le site, pour s'affranchir de la tranche d'eau, quand les engins reposent sur le fond.

Les tubes qui constituent ces colonnes sont des tubes en acier à haute résistance de 10 à 14 m de long, terminés par des filetages spéciaux et réunis entre eux par des manchons. Leur épaisseur est de l'ordre du centimètre et leur diamètre extérieur peut varier de 508 (20 pouces) à 114 mm (4 1/2 pouces). Les longueurs et les diamètres des différentes phases de forage sont décidés à partir des renseignements fournis par les géologues et les sondages voisins, sur la nature des terrains et des fluides susceptibles d'être rencontrés au cours du forage.

Par exemple, le programme de forage et de tubage d'un puits à 5 000 m (figure 2) réalisé sur les gisements de la région de Pau est le suivant :

- ✚ Forage en 445 mm ($17\frac{1}{2}$ pouces) de la surface à 1 000 m.
- ✚ Colonne de surface de 340 mm ($13\frac{3}{8}$ pouces) placée entre 0 et 1 000 m.
- ✚ Forage en 311 mm ($12\frac{1}{4}$ pouces) de 1 000 m à 3 500 m.
- ✚ Colonne technique de 245 mm ($9\frac{5}{8}$ pouces) placée entre 0 et 3 500 m.
- ✚ Forage en 216 mm ($8\frac{1}{2}$ pouces) de 3 500 à 5 000 m.
- ✚ Colonne de production de 178 mm (7 pouces) placée entre 0 et 5 000 m.
- ✚ Forage de la zone productrice en 146 mm (6 pouces) de 5 000 m à 5 500 m.

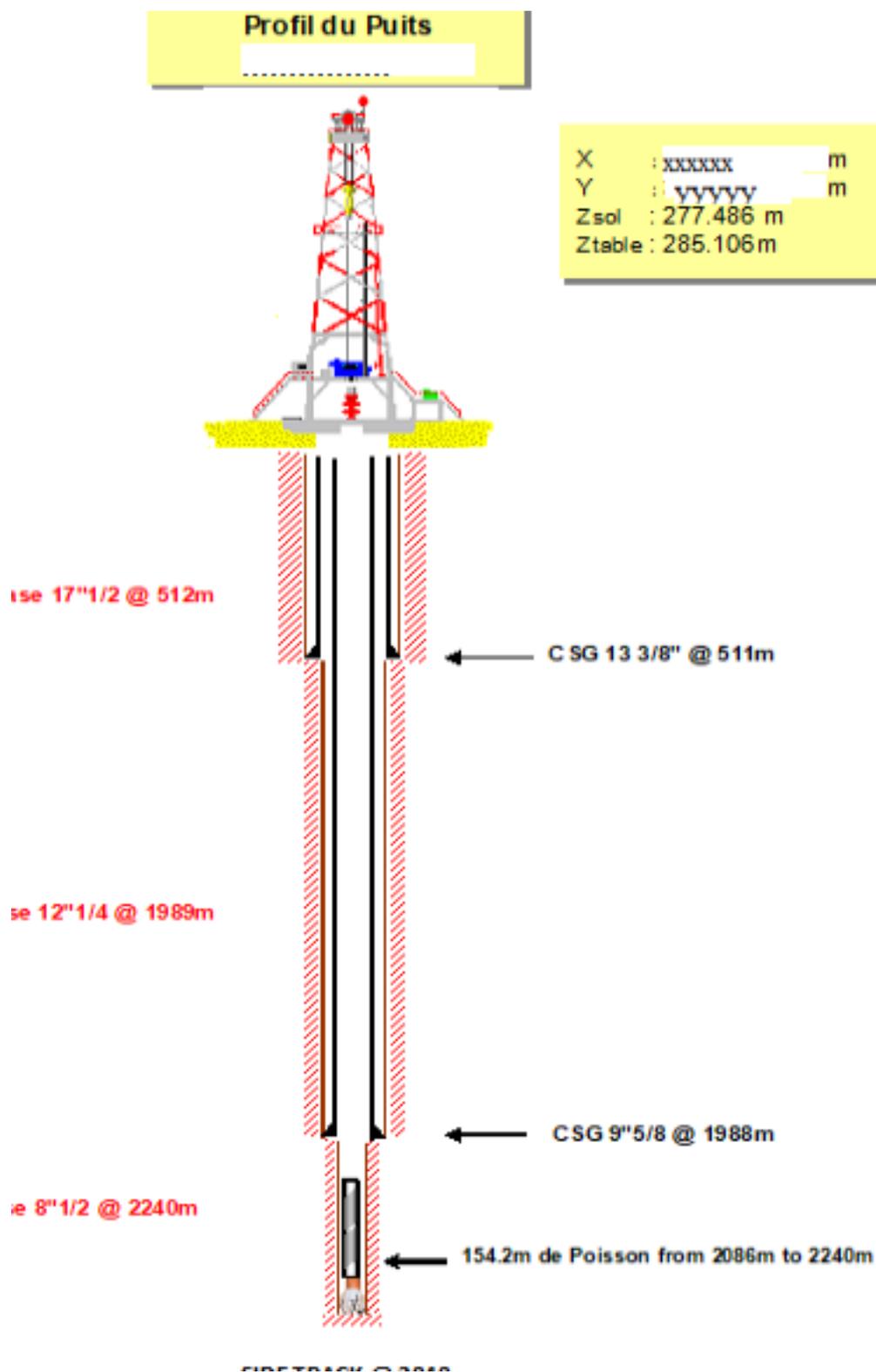


Fig.I.14 : schéma d'un programme de forage et de tubage d'un puits dans le sud Algérien montant un coincement de 154.2m de la garniture a 2086m

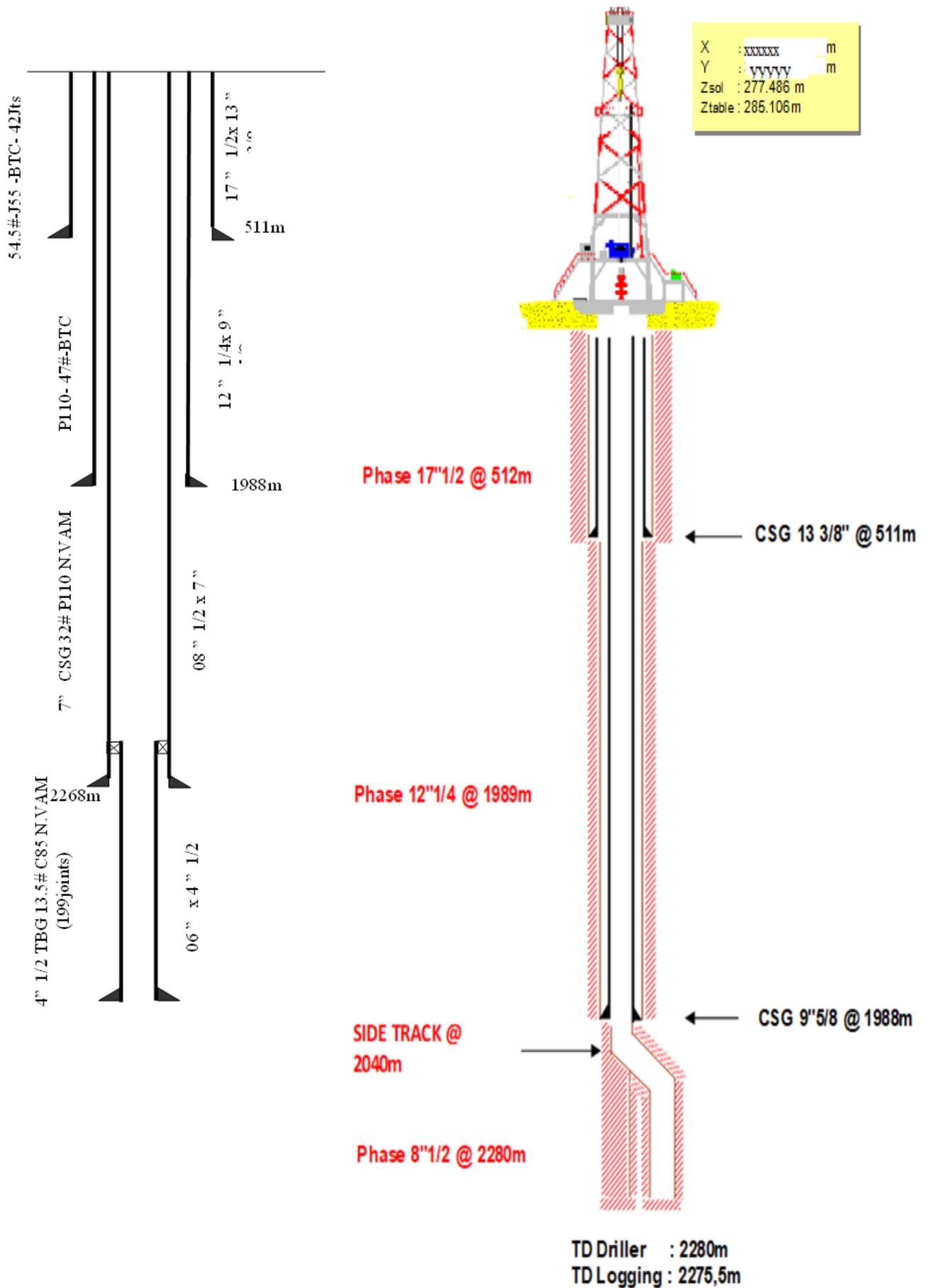


Fig.I.15 : schéma d'un programme de forage et de tubage d'un puits dans le sud Algérien avec SIDE TRACK a 2040m et l'état final du puits.

La connaissance de l'architecture du sondage permet de calculer et de prévoir :

- ✚ Le choix de l'appareil de forage,
- ✚ La durée des diverses opérations,
- ✚ Les approvisionnements nécessaires,
- ✚ Les consommations de produits et de matériel, et finalement la durée totale et le prix de revient du sondage. Le puits producteur d'hydrocarbures le plus profond du monde a atteint la profondeur de 9 583 m.

I.7.Types de forage pétrolier

Il existe plusieurs types de forage pétrolier, chacun ayant ses propres caractéristiques et applications spécifiques. Voici une présentation des principaux types de forage pétrolier :

I.7.1/Forage Vertical :

Dans le forage vertical, le puits est percé directement vers le bas, de la surface jusqu'au réservoir cible, sans inclinaison significative. C'est la méthode la plus simple et la plus courante de forage pétrolier.

Le forage vertical est utilisé lorsque le réservoir est situé directement sous la plateforme de forage et que des trajectoires complexes ne sont pas nécessaires.

I.7.2/Forage Directionnel :

Le forage directionnel implique l'inclinaison intentionnelle du puits à partir de la verticale pour atteindre des zones spécifiques du réservoir. Cela peut être fait pour maximiser la récupération des hydrocarbures, contourner des obstacles géologiques ou réduire les coûts en permettant le forage de plusieurs puits à partir d'une seule plateforme.

Il existe plusieurs techniques de forage directionnel, notamment le forage directionnel conventionnel, le forage horizontal et le forage multilatéral.

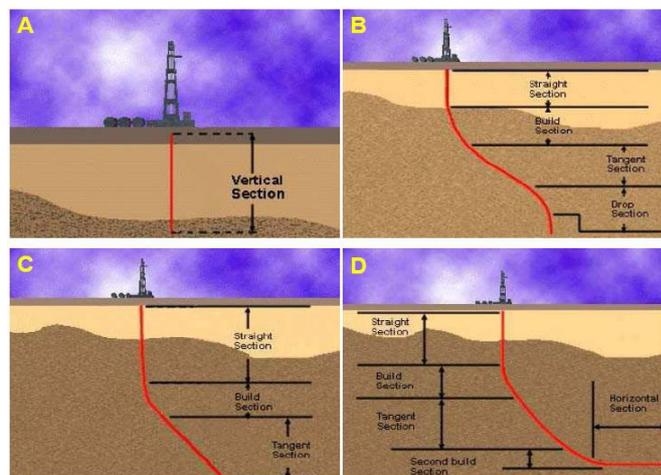


Fig.I.16 : Types de forage (A : Vertical, B : Type S, C : Type J, D : Horizontal).

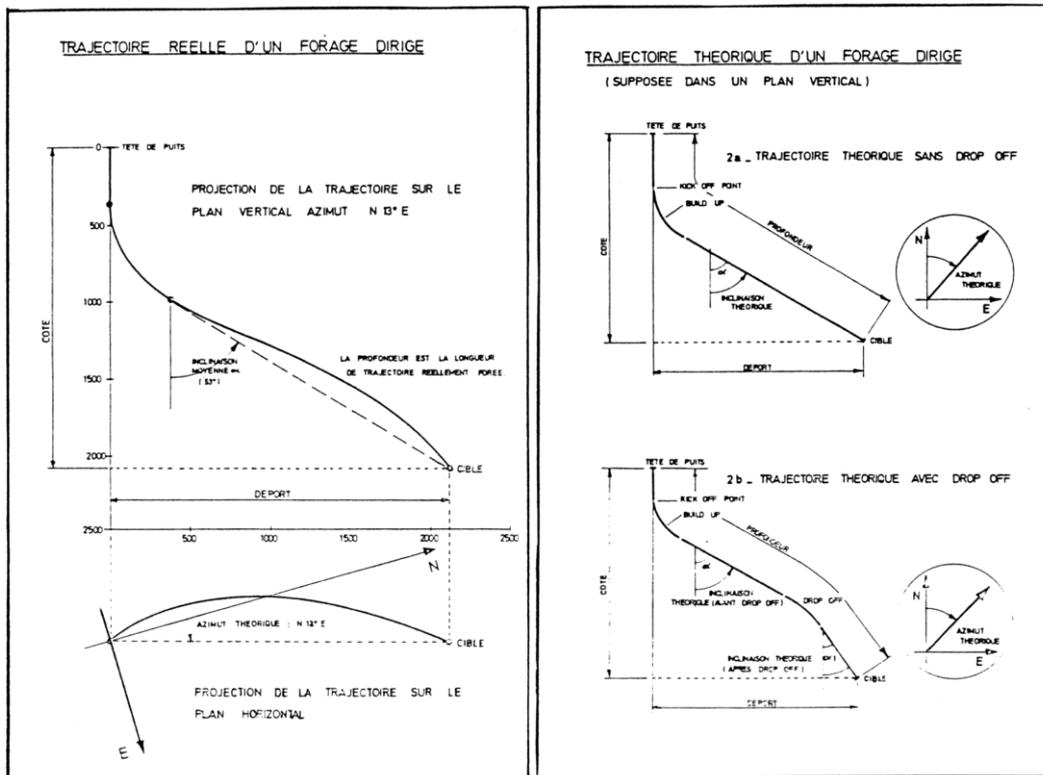


Fig.I.17. Forage dirigé

I.7.3/Forage Horizontal :

Le forage horizontal implique le forage d'une section horizontale du puits une fois que la profondeur souhaitée a été atteinte. Cela permet d'accéder à des zones spécifiques du réservoir sur une plus grande distance, ce qui peut augmenter la récupération des hydrocarbures. Le forage horizontal est largement utilisé dans les réservoirs à faible perméabilité, où une exposition accrue au réservoir est nécessaire pour augmenter la production.

I.7.4/Forage Multilatéral :

Le forage multilatéral implique le forage de plusieurs branches latérales à partir d'un puits principal. Cela permet d'exploiter plusieurs zones du réservoir à partir d'un seul emplacement de forage, ce qui réduit les coûts et les impacts environnementaux.

Cette technique est utilisée dans les réservoirs complexes où plusieurs zones productrices sont présentes à des profondeurs différentes.

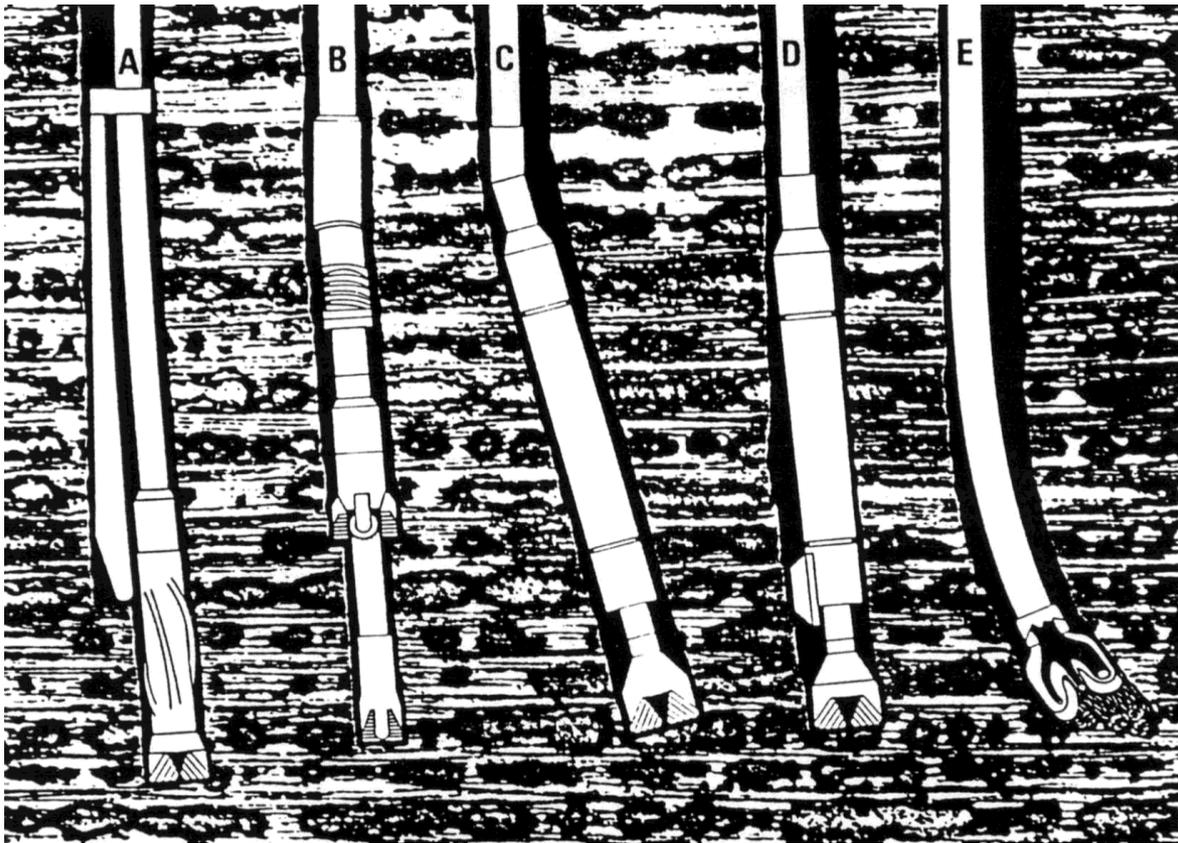


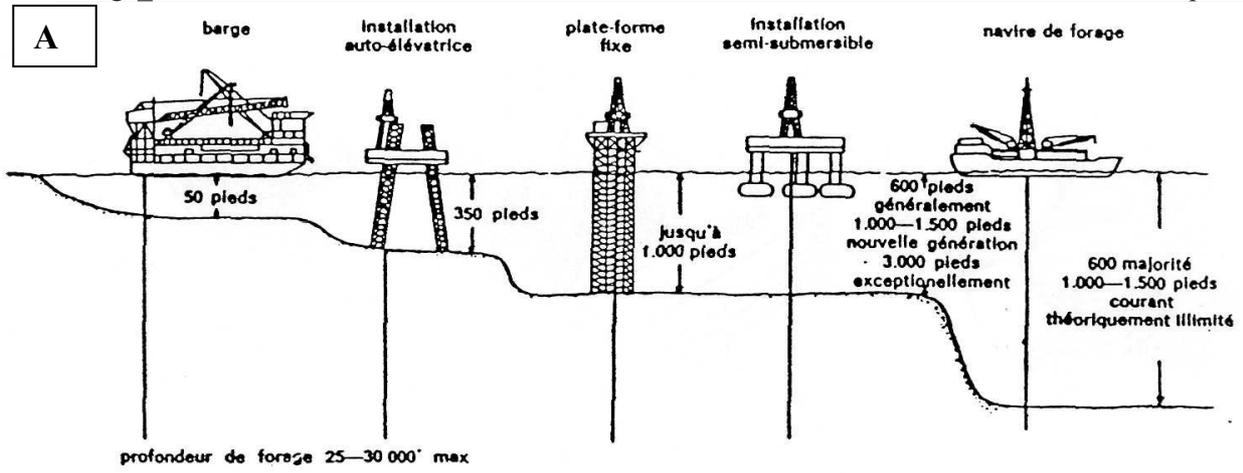
Fig.I.18 : 15 Outils de déviation A - Sifflet déviateur C - Turbine à raccord coudé B - Outil à genouillère D - Turbine avec patin d'orientation E - Trépan à évent large

I.7.5/Forage Offshore :

Le forage offshore se réfère au forage de puits situés sous le fond de la mer. Il implique l'utilisation de plates-formes de forage spécialement conçues pour opérer dans des environnements marins.

Les techniques de forage offshore comprennent le forage à partir de plates-formes fixes, de plates-formes flottantes (semi-submersibles ou navires de forage), ainsi que le forage à partir de fondations sous-marines (forage sous-marin).

Chaque type de forage pétrolier présente des avantages et des inconvénients, et le choix du type de forage dépend des caractéristiques géologiques du réservoir, des objectifs de production, des contraintes opérationnelles et des considérations économiques.



Profondeur d'opérations de quelques plates-formes de forage offshore

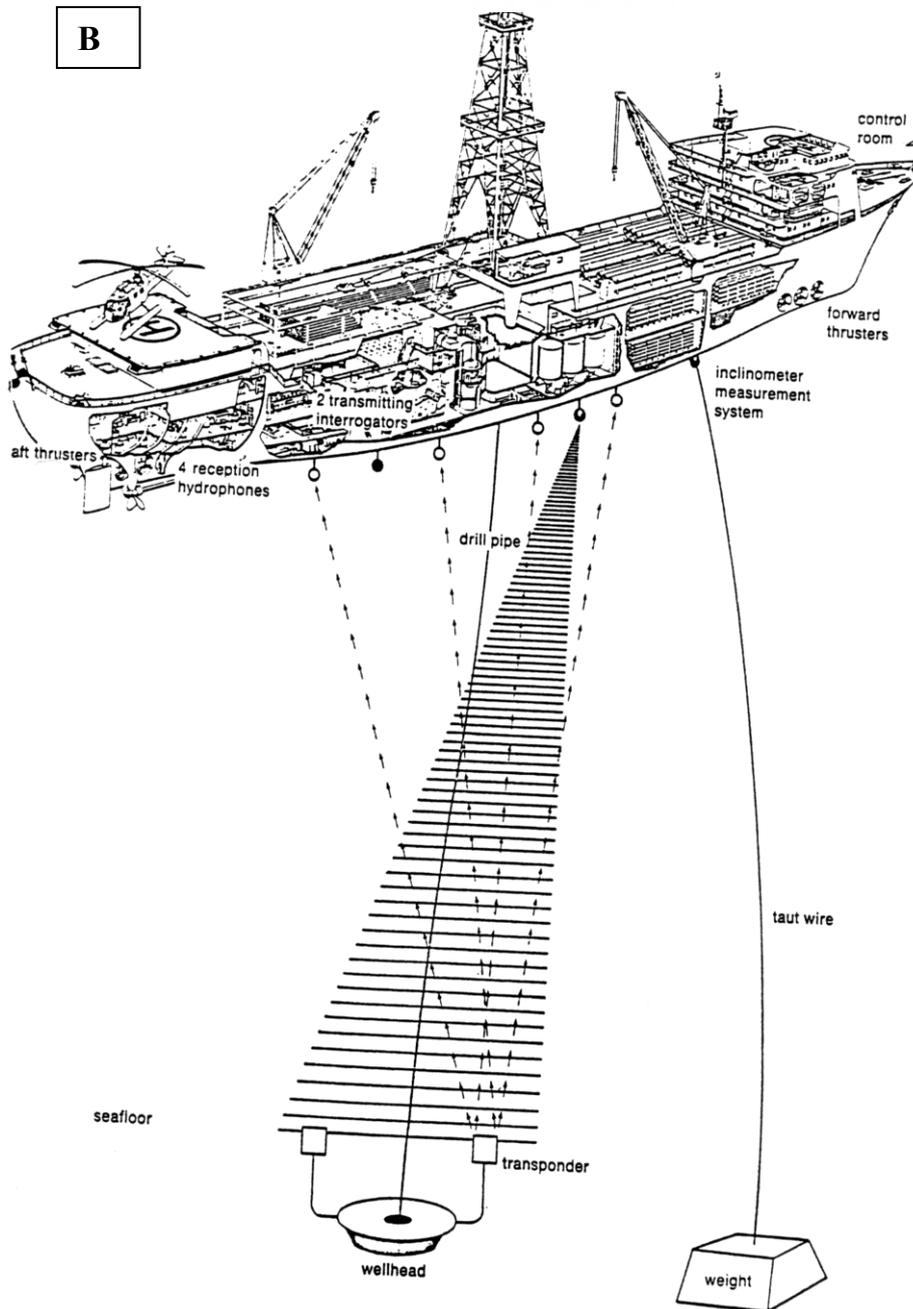


Fig.I.19 : A : types des forage offshore et B : prospection et forage offshore

I.8./Principe du forage rotary et turboforage

Le forage rotary et le turboforage sont deux techniques de forage largement utilisées dans l'industrie pétrolière et gazière.

I.8.1/Le forage rotary

Cette méthode consiste à utiliser des outils à molettes dentées ou à picots de carbure de tungstène ou des outils diamantés (diamants naturels ou synthétiques : PDC et TSP) sur lesquels on appuie et que l'on fait tourner. L'action combinée du poids sur le trépan et sa rotation permet, soit aux dents des outils à molettes d'écailler la roche, soit aux trépan diamantés de strier, de raboter et de détruire celle-ci.

La rotation de l'outil ou trépan, qui atteint une vitesse maximale de l'ordre de 200 tr/min, est obtenue en faisant tourner l'ensemble des tiges de forage (tubes d'acier de 9 m de longueur des raccordés par des joints filetés) qui relient le trépan à la surface. Grâce à la tige supérieure à section carrée ou hexagonale dite tige d'entraînement ou kelly qui s'engage dans un logement de même forme, solidaire d'une table de rotation, entraînée par un moteur, il est possible de faire tourner l'ensemble des tiges et du trépan.

Le poids sur le trépan est obtenu par 100 à 200 m de tubes très épais appelés masses-tiges pesant 100 à 300 kg/m et placés juste au-dessus du trépan ; ces masses-tiges, ayant un diamètre voisin de celui du trépan, tendent à maintenir la verticalité du trou.

Pour éliminer les débris de roches détachés du fond par le trépan, on emploie la technique de la circulation de fluides inventée par un ingénieur français, M. FAUVELLE, en 1845. Elle consiste à injecter à l'intérieur des tiges de forage une boue de forage qui, passant par les orifices du trépan, remonte dans l'espace annulaire entre la surface des couches et les tiges de forage et entraîne avec elle, au cours de sa remontée, les déblais jusqu'à la surface, avant de renvoyer la boue dans le circuit, de la faire passer sur des tamis vibrants des systèmes de centrifugation afin d'éliminer les déblais et d'en récupérer une part pour les géologues, qui peuvent ainsi connaître la nature des terrains traversés.

Le forage rotary est une méthode polyvalente qui peut être utilisée pour forer des puits de différentes profondeurs et dans diverses conditions géologiques. Cependant, il peut être relativement lent et nécessiter des opérations de maintenance fréquentes.

Le forage rotatif est la technique de forage la plus largement utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière. Son principe repose sur la rotation d'un trépan de forage pour pénétrer la roche et former le trou de forage (puits).

I.8.2/Foreuse rotative : Une foreuse rotative est utilisée pour percer le sol en tournant une tige de forage équipée d'un trépan à son extrémité. La rotation de la tige de forage et

du trépan permet de fracturer le sol et de créer un trou de forage.

I.8.3/Circulation de fluide de forage : Pendant le forage rotary, un fluide de forage est pompé à travers la tige de forage pour lubrifier le trépan, refroidir le foret et transporter les déblais à la surface. Ce fluide de forage peut être de l'eau, de la boue de forage ou d'autres fluides spécialisés, en fonction des conditions géologiques.

I.8.4/Contrôle de la pression du puits : Le fluide de forage sert également à maintenir la pression du puits pour éviter les éruptions incontrôlées de gaz ou de pétrole. Des équipements de contrôle de la pression, tels que les soupapes de sécurité, sont utilisés pour réguler la pression du fluide de forage dans le puits.

I.9./La relation entre la rotatif, poids sur l'outil (WOB) et le poids total de garniture

9.1. / Rotation du trépan :

Le trépan de forage est attaché à l'extrémité inférieure de la colonne de forage et est actionné par une rotation provenant de la surface. Cette rotation permet au trépan de couper la roche et de créer le trou de forage.

9.2./ Circulation de fluide de forage :

Pendant le forage, un fluide de forage est injecté dans le trou de forage à travers la colonne de forage. Ce fluide circule autour du trépan, transportant les déblais de forage à la surface et refroidissant et lubrifiant les outils de forage.

9.3./ Application de poids sur le fond (WOB) :

Le poids sur le fond (WOB) fait référence à la force verticale exercée sur le trépan de forage par la colonne de forage. Il est généré par le poids de la colonne de forage et des outils, ainsi que par la pression hydraulique exercée par le fluide de forage.

9. 4./ Poids total de garniture (TWG)

Le poids total de garniture (TWG) est la somme du poids de tous les éléments de la colonne de forage, y compris les tiges de forage, le trépan, les stabilisateurs, les outils de fond de trou et tout autre équipement attaché à la colonne. Ce poids est généralement exprimé en unités de force, comme les livres ou les kilogrammes, et il est crucial pour maintenir une pénétration efficace du trépan dans la roche.

I.10./Importance du WOB et du TWG :

10. 1./ Amélioration de la pénétration : Appliquer un poids sur le fond adéquat permet d'améliorer l'efficacité du forage en aidant le trépan à pénétrer la roche plus rapidement et efficacement.

10. 2./ - Contrôle de la direction : Le WOB et le TW aident à maintenir la stabilité et la direction du trou de forage, en minimisant les vibrations et les déviations indésirables.

10. 3./ Réduction de l'usure des outils : Un WOB et un TW appropriés aident à réduire l'usure des outils de forage en maintenant une pression constante et équilibrée sur le trépan.

10. 4./ Optimisation de l'avancement (ROP) : En ajustant le WOB et le TW en fonction des conditions de forage et des caractéristiques de la formation géologique, les opérateurs peuvent maximiser l'avancement du forage et minimiser les temps d'arrêt.

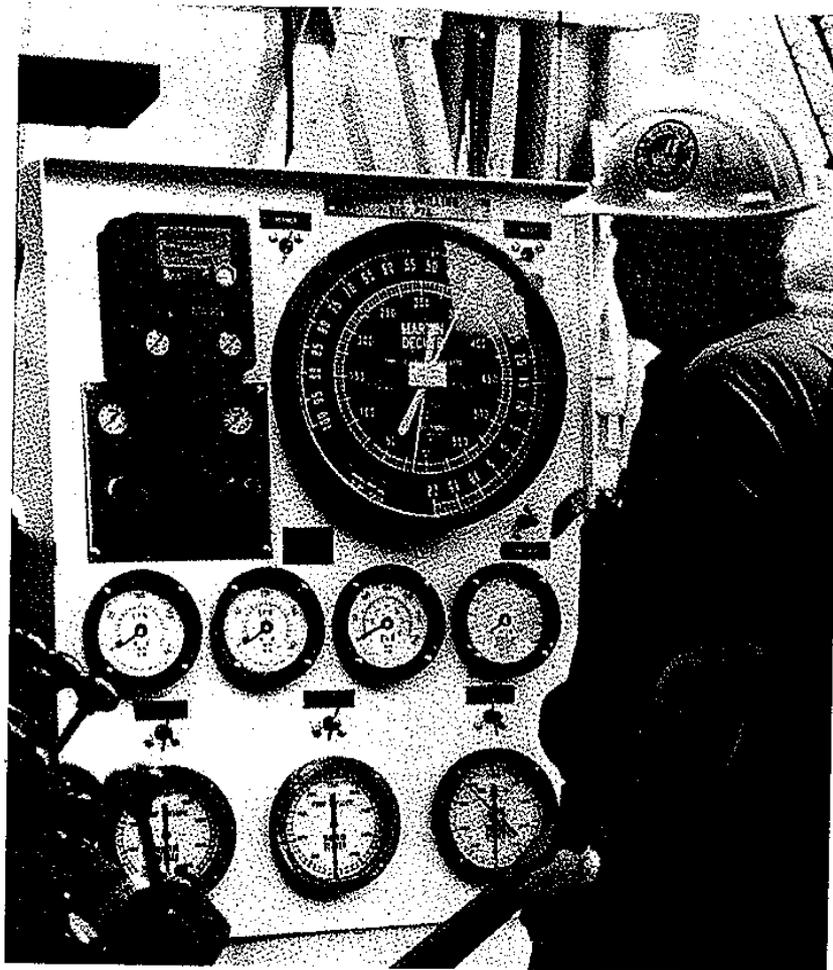


Fig.I.20 : le poste de contrôle du foreur (Driller consol, Martin decker)

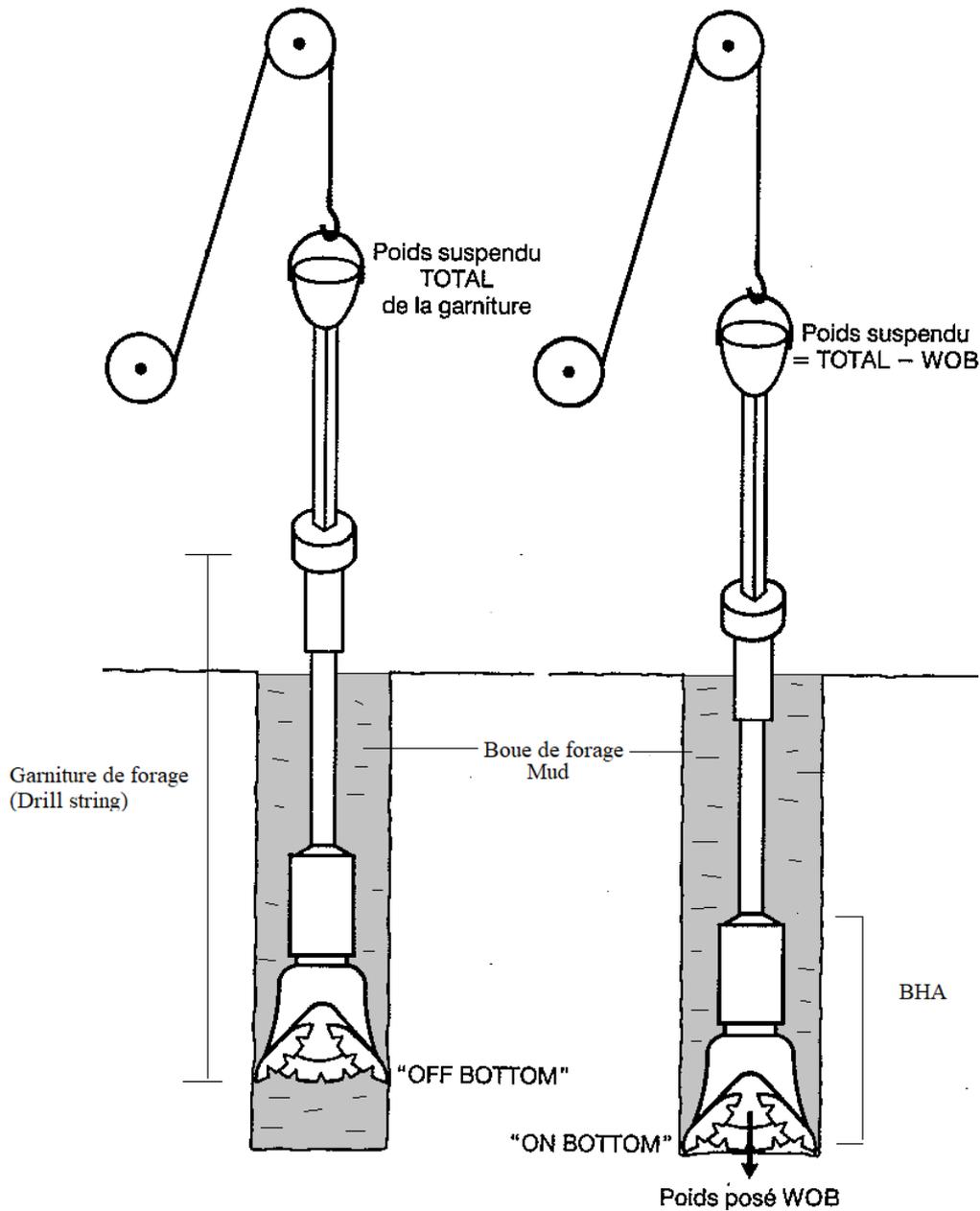


Fig.I.21 : La relation entre la rotatif, poids sur l'outil (WOB) et le poids total de garniture.

I.11./ les paramètres de forage rotary :

Dans le forage rotary, la principale source de rotation est la rotation de la tige de forage depuis la surface, transmise au trépan situé au fond du trou de forage. Voici quelques détails supplémentaires :

I.11.1/ - Vitesse de rotation (RPM) : La vitesse de rotation de la tige de forage est une variable importante. Elle peut être ajustée en fonction des conditions géologiques et des exigences de forage. Plus la vitesse de rotation est élevée, plus la capacité de pénétration du trépan peut être importante, mais cela peut également entraîner une usure accrue des équipements.

I.11.2/ Taux de pénétration (ROP) : Le taux de pénétration représente la vitesse à laquelle le trépan avance dans la formation géologique. Il est généralement mesuré en mètres par heure (m/h) ou pieds par heure (ft/h). Une formule simple pour calculer le taux de pénétration est la suivante :

$$\text{ROP} = \frac{\text{Avancement du trou}}{\text{Temps de forage}}$$

I.11.3/ - Puissance de forage (HP) : La puissance de forage nécessaire dépend de plusieurs facteurs, notamment la taille et le poids du trépan, la résistance de la formation géologique et la vitesse de rotation de la tige de forage. Une formule de base pour calculer la puissance de forage requise est la suivante :

$$\text{Puissance de forage} = \frac{2\pi \cdot \text{Couple} \cdot \text{RPM}}{33000}$$

Où :

- π est une constante (approximativement égale à 3,14).
- Le "couple" est le moment de torsion appliqué à la tige de forage, mesuré en livres-pieds (lb-ft).
- 33000 est une constante de conversion pour passer de livres-pieds par minute à chevaux-vapeur (HP).

I.11.4/ Pression du fluide de forage : La pression du fluide de forage est essentielle pour contrôler les éruptions de gaz et de pétrole et pour maintenir la stabilité du trou de forage. Elle est généralement mesurée en psi (livres par pouce carré) ou en pascals (Pa).

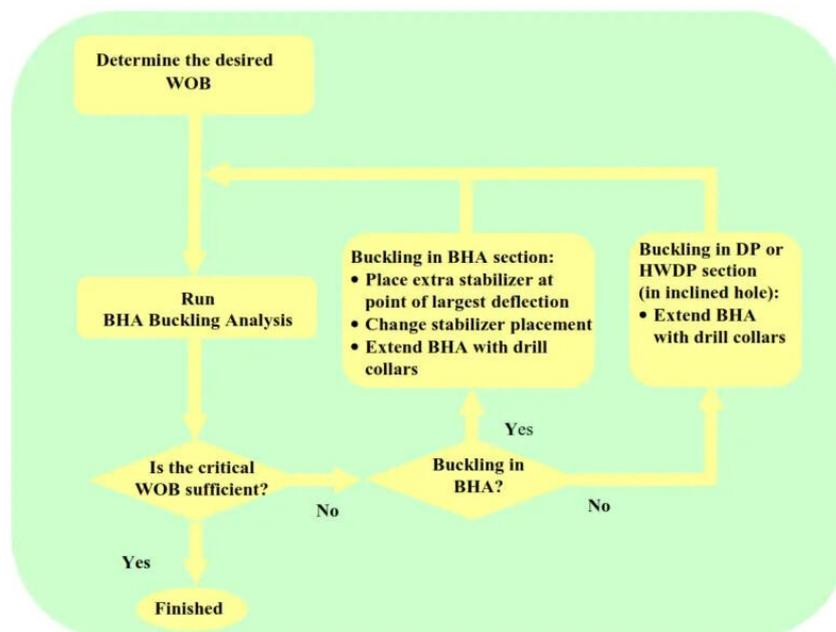


Fig.I.22 : La relation entre poids sur l'outil (WOB), le poids total de garniture et Flambage du train de tiges de forage.

I.12./ Turboforage :

Le turboforage est une technique de forage plus récente qui vise à améliorer l'efficacité et la vitesse du forage en utilisant des équipements et des technologies avancés. Un type de forage rotary avec des tiges de forage ne tournent pas, et le trépan est fixé directement sous la turbine, qui est mise en rotation par le fluide de forage (eaux boueuses). Le turboforage a été mis au point par la société Neyrpic et les équipements commercialisés à partir de 1956 sous le nom commercial de Neyfor. Plus rapide mais bien plus cher que le forage rotary, le turboforage est rapidement installé à des usages spécifiques, particulièrement dans le forage off-shore.

I.12.1/ Moteur de fond à turbine : Au cœur du turboforage se trouve un moteur de fond à turbine qui utilise la pression du fluide de forage pour alimenter une turbine, générant ainsi une rotation directe du trépan sans avoir besoin de tourner toute la colonne de forage depuis la surface.

I.12.2/Vitesse développée : En éliminant le besoin de transmettre la rotation depuis la surface, le turboforage permet d'atteindre des vitesses de forage plus élevées, ce qui réduit le temps nécessaire pour achever un puits.

I.12.3/Réduction de l'usure des équipements : Le turboforage peut également réduire l'usure des équipements de forage en réduisant les forces de torsion et de friction sur la colonne de forage, prolongeant ainsi la durée de vie des outils de forage. Le turboforage est souvent utilisé dans des applications où une vitesse de forage élevée est essentielle, comme dans les puits de développement offshore ou dans des formations géologiques particulièrement dures. Cependant, il peut être plus coûteux à mettre en œuvre que le forage rotary conventionnel.

I.12.4/Taux de forage turboforé: Le taux de forage turboforé peut être considérablement plus élevé que celui du forage rotary conventionnel en raison de la vitesse de rotation plus élevée du trépan. Ces formules et détails donnent un aperçu plus technique du forage rotary et du turboforage, en mettant en lumière les principes mathématiques sous-jacents à ces techniques de forage.

I.12.5/Effet Venturi : Le moteur de fond à turbine exploite l'effet Venturi pour générer de la rotation. Lorsque le fluide de forage passe à travers la turbine, il accélère en raison de la restriction de l'orifice, créant une pression différentielle qui entraîne la rotation de la turbine et donc du trépan.

I.12.6/Vitesse angulaire de la turbine : La vitesse angulaire de la turbine est déterminée par la pression différentielle avec la formule suivante de la vitesse angulaire de la turbine:

$$\omega = \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta P}{\rho \cdot A}}$$

Où :

- ω est la vitesse angulaire de la turbine (rad/s).
- ΔP est la différence de pression à travers la turbine (Pa).
- ρ est la densité du fluide de forage (kg/m³).
- A est la surface de la section transversale de la turbine (m²).

Chapitre II

II.1-La technique de forage par battage :

C'est la technique la plus ancienne, utilisée par les Chinois depuis plus de 4000 ans (battage au câble), elle consiste à soulever un outil très lourd (trépan) et le laisser retomber sur la roche à perforer en chute libre. Le forage par battage ne nécessite pas de circuit d'eau ou de boue, et seul un peu d'eau au fond de forage suffit.

Il est tout indiqué pour les terrains durs surtout lorsque le terrain dur est en surface (ça ne permet pas d'utiliser suffisamment de poids en Rotary) comme en terrains karstiques ou fissurés (pas de risque de perte de boue).

Le battage se produit par le mouvement alternatif d'un balancier actionné par un arbre à came (ou bien un treuil : cylindre horizontal). Après certain avancement, on tire le trépan et on descend une curette (soupape) pour extraire les déblais (éléments broyés : cutting). Pour avoir un bon rendement, on travaille toujours en milieu humide en ajoutant de l'eau au fond de trou. Le foreur de métier garde une main sur le câble et l'accompagne dans sa course, ce qui lui permet de bien sentir l'intensité des vibrations sur le câble ; et lorsque le fond de trou est encombré par les débris, celui-ci sera nettoyé par soupapes à piston ou à clapet.

Parmi les machines de battage on cite : les machines de type Beneto, et Dando Buffalo 3000.

II.1-1/ Équipements : L'équipement comprend un marteau fond de trou, une colonne de forage, un treuil pour soulever et abaisser la colonne de forage, et des équipements de soutien tels que des compresseurs d'air ou des pompes à eau.

II.1-2/ Applications : Le forage par battage est couramment utilisé pour les puits d'eau peu profonds, les puits géothermiques, les puits d'exploration minière et les puits d'ancrage. Il est efficace dans les sols meubles, tels que les sables, les graviers et les argiles non consolidées.

II.1-3/Les différents procédés de battage :

a- le procédé Pennsylvanien (procédé à câble) :

Où le trépan est à accrocher directement au câble sous une masse tige (tige très lourde), il est bien développé aux USA.

b- procédé Canadien :

Dans ce cas, le trépan est fixé sous un train de tiges pleines. Il est surtout utilisé dans l'Europe de l'est.

c- procédé Raky (s'appelle aussi battage rapide) :

Utilise des tiges creuses avec circulation d'eau.

II.1-4/Avantages du battage :

- ✚ Investissement moins important ;
- ✚ Énergie dépensée faible ;
- ✚ Facilité de mise en œuvre ;
- ✚ Pas de boue de forage ;
- ✚ Récupération aisée d'échantillons ;
- ✚ Nécessite moins d'eau (40 à 50 l/h) et de n'importe quelle qualité ;

- ✚ La détection de la nappe même à faible pression est facile : la venue de l'eau à basse ; pression se manifeste directement dans le forage sans être aveuglée par la boue.
- ✚ Pas de problèmes dans des zones fissurées (risque lié à la perte de boue).

II.1-5/ inconvénients du battage :

- ✚ Le forage s'effectue en discontinue (forage puis curage de cutting et ainsi de suite) ;
- ✚ Forage lent ;
- ✚ Difficultés pour équilibrer les pressions d'eau jaillissante ;
- ✚ Absence de contrôle de la rectitude ;
- ✚ Pas de possibilité de faire le carottage ;
- ✚ Profondeur limitée
- ✚ Pas de contrôle de la pression du puits
- ✚ Qualité du trou de forage : Le forage par battage peut produire un trou de forage moins uniforme et de qualité inférieure par rapport au forage rotary, ce qui peut poser des problèmes lors de l'installation de tubages ou de la cimentation.

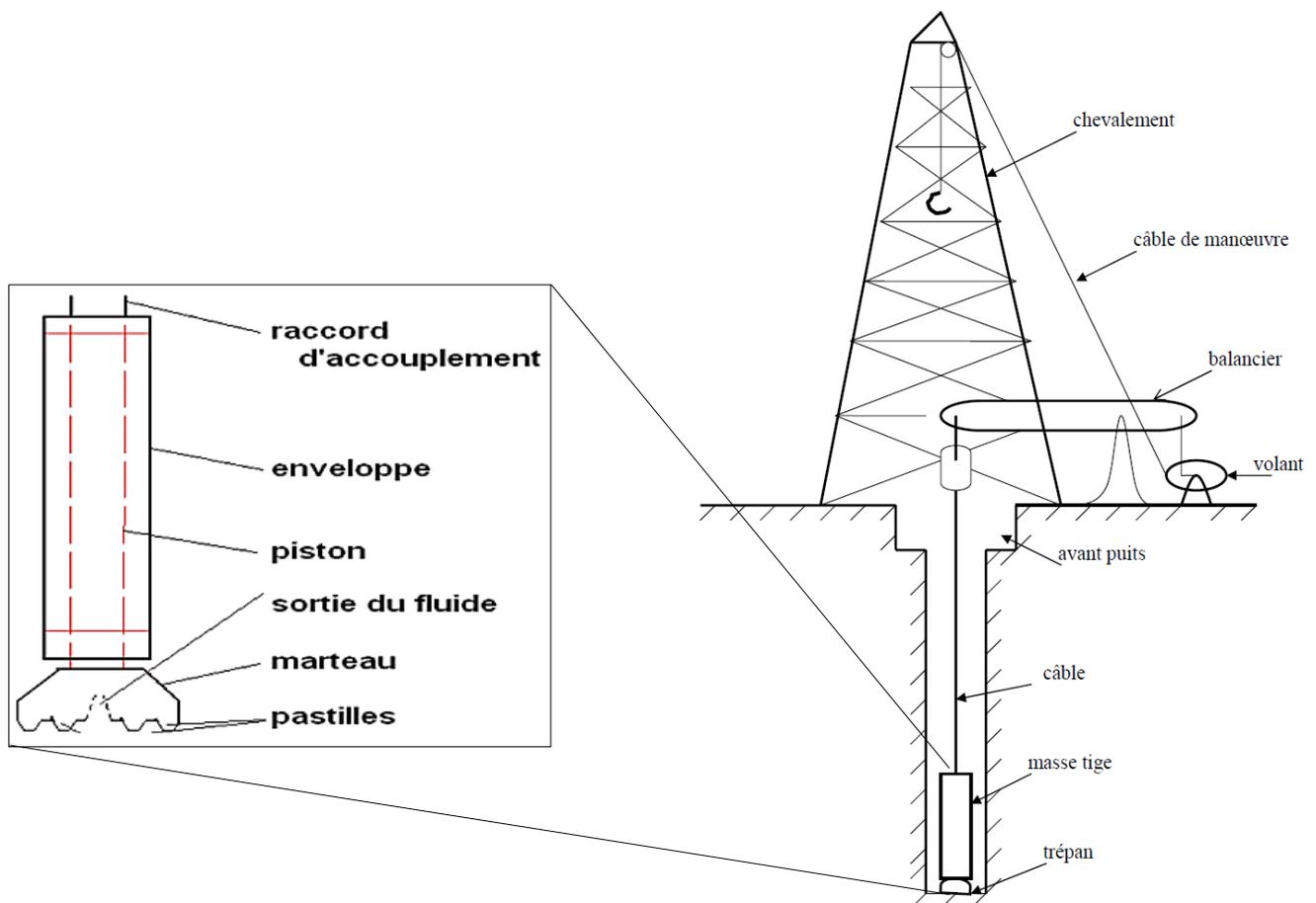


Fig.II.1 : Battage au câble « technique Pennsylvanienne »

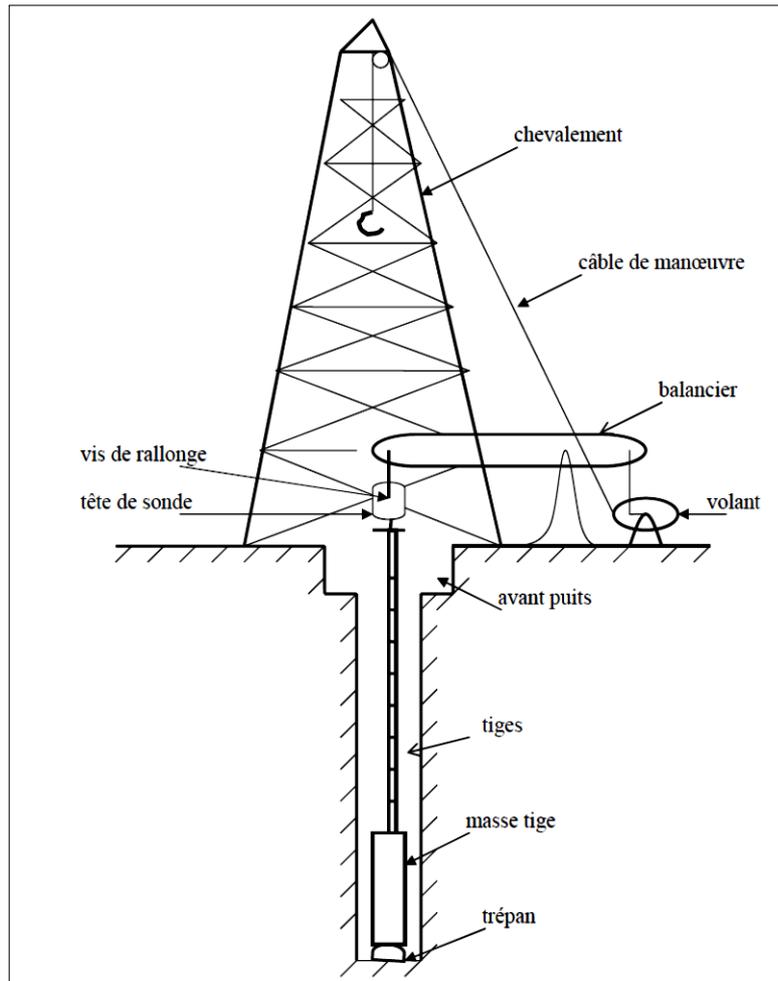


Fig.II.2 : Battage à tiges « technique canadienne »

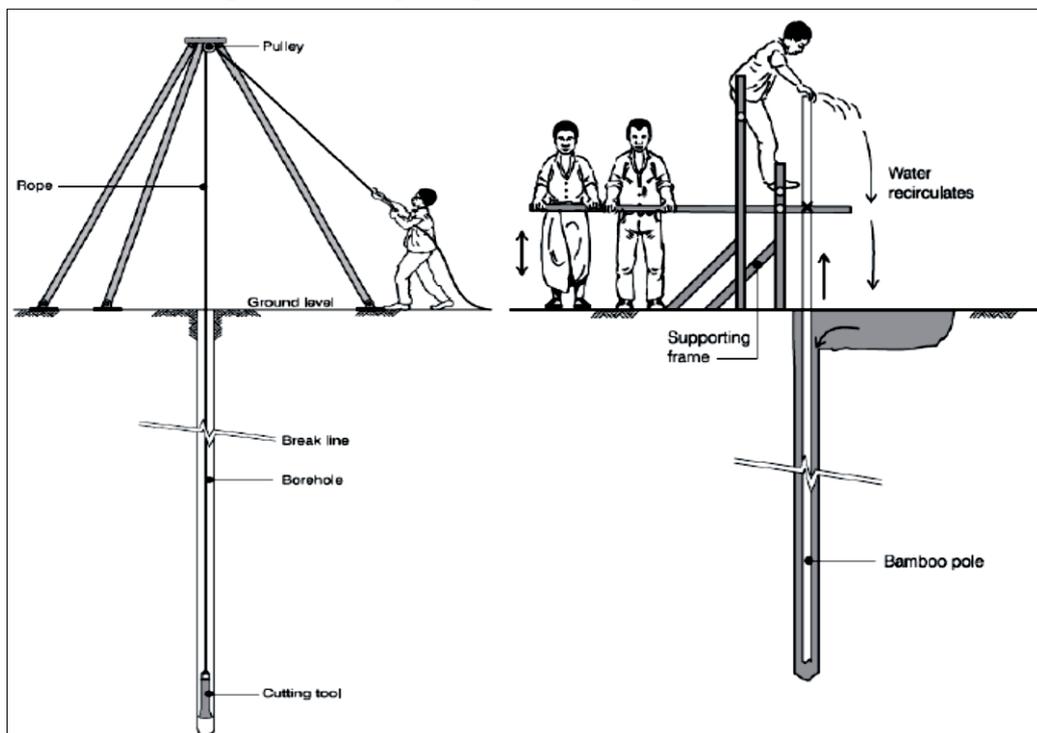


Fig.II.3 : les procédés de forage par battage

II.2-Le forage rotary

Le forage rotary est une méthode de forage largement utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière ainsi que dans d'autres industries telles que la géothermie et la construction de puits d'eau.

II.2-1/Principe :

La méthode Rotary consiste à utiliser des trépan à dent type tricône ou des trépan monoblocs comme les outils diamant ou PDC (Polycrystalline Diamond Compact bit). Dans le forage rotary, le trépan rotatif est attaché à l'extrémité d'une colonne de forage qui tourne pour percer dans la formation géologique. Pendant que le trépan tourne, de la boue de forage est injectée dans le trou par le biais de la colonne de forage. Cette boue de forage sert à refroidir le trépan, à transporter les déblais de forage à la surface, à stabiliser les parois du puits et à maintenir la pression du puits.

Sur lesquels on applique une force procurée par un poids tout en les entraînant en rotation. L'avantage de cette technique et de pouvoir injecter en continu un fluide au niveau de l'outil destructif de la formation pour emporter les débris hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface.

II.2-2/ Installation de forage rotary :

L'installation de forage est la partie située à la surface du sol, elle comprend plusieurs modules : le système hydraulique (pompe et bac à boue), le système d'alimentation (moteurs), les obturateurs (Blow-out préventeurs), la table de rotation, les réserves des tiges de forage ainsi que le système de suspension qui renferme le derrick

II.2-3/Applications :

Le forage rotary est utilisé pour forer des puits de pétrole, de gaz naturel, de géothermie, d'eau, ainsi que des puits d'exploration et de surveillance géologique. Il est efficace dans une variété de formations géologiques, y compris les formations dures et abrasives.

II.2-4/ Les avantages et les inconvénients de la technique de forage rotary

II.2-4/1Avantages :

- ✚ Adaptabilité : Le forage rotary peut être utilisé dans une grande variété de formations géologiques, des roches dures aux sols meubles.
- ✚ Profondeur : Il est capable de forer des puits à grande profondeur, ce qui en fait une technique idéale pour l'exploration pétrolière et gazière en eau profonde.
- ✚ Contrôle de la pression du puits : La boue de forage utilisée dans le forage rotary permet de maintenir la pression du puits et de prévenir les éruptions de gaz ou les pertes de boue.
- ✚ Capacité de forage directionnel : Il permet le forage directionnel pour atteindre des zones spécifiques de réservoir depuis un seul emplacement de forage.

II.2-4-2 Inconvénients :

- ✚ Le coût : Le forage rotary est généralement plus coûteux que le forage par battage en raison de la complexité de l'équipement et des opérations.
- ✚ Le temps : Il peut nécessiter plus de temps pour installer et mettre en place l'équipement de forage rotatif.
- ✚ La dépendance aux fluides de forage : Le forage rotary nécessite l'utilisation continue de boue de forage, ce qui peut augmenter les coûts opérationnels et environnementaux.

II.2-5/ Les opérations de forage rotary

Les opérations de forage rotary comprennent plusieurs étapes clés, depuis le démarrage du forage jusqu'à la descente et la remontée des tiges de forage, ainsi que la manipulation des équipements de forage. Les principales opérations de forage rotary, y compris les opérations de forage, l'ajout des tiges et les opérations de manœuvre.

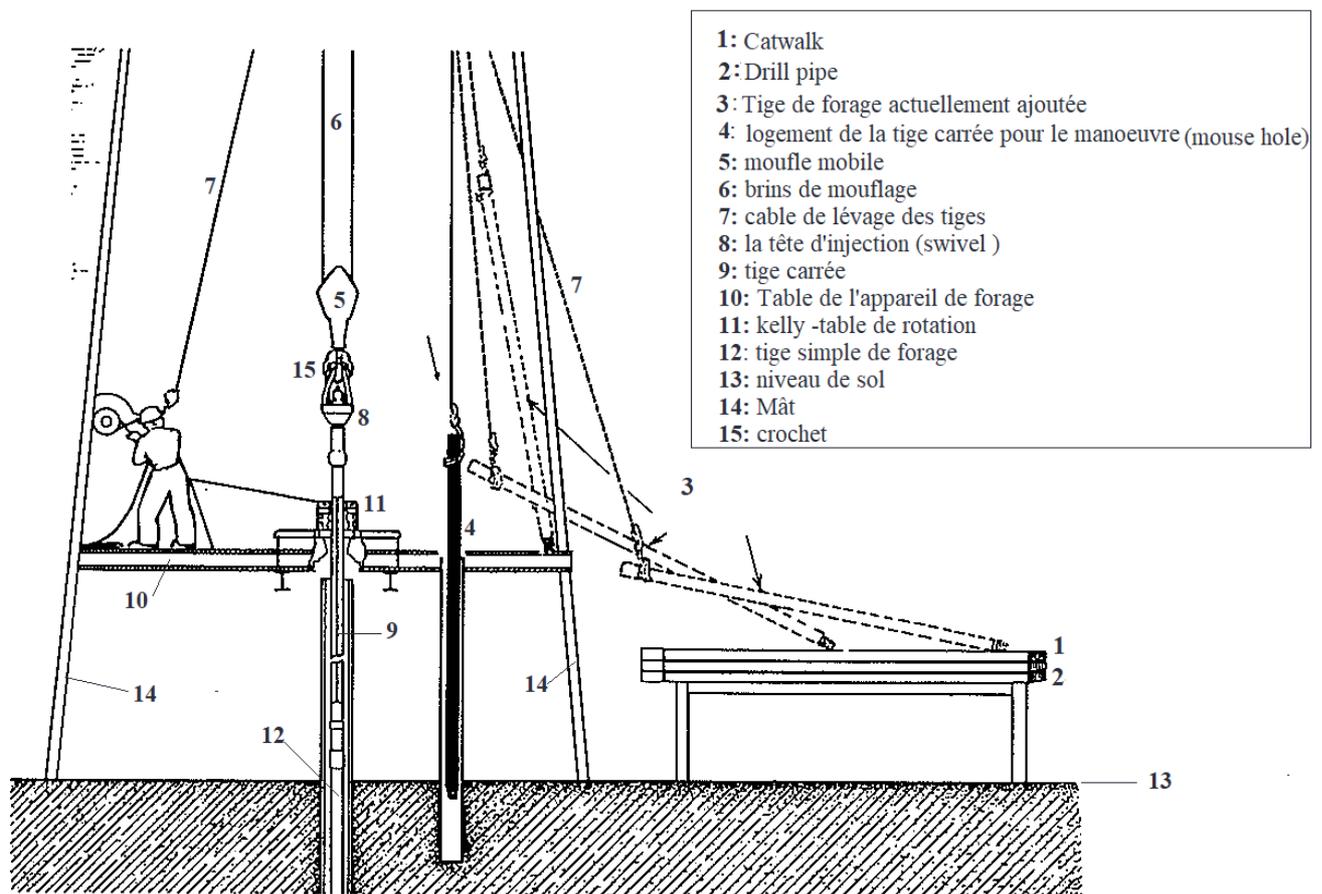


Fig.II.4: Les opérations de forage rotary (l'ajout des tiges)

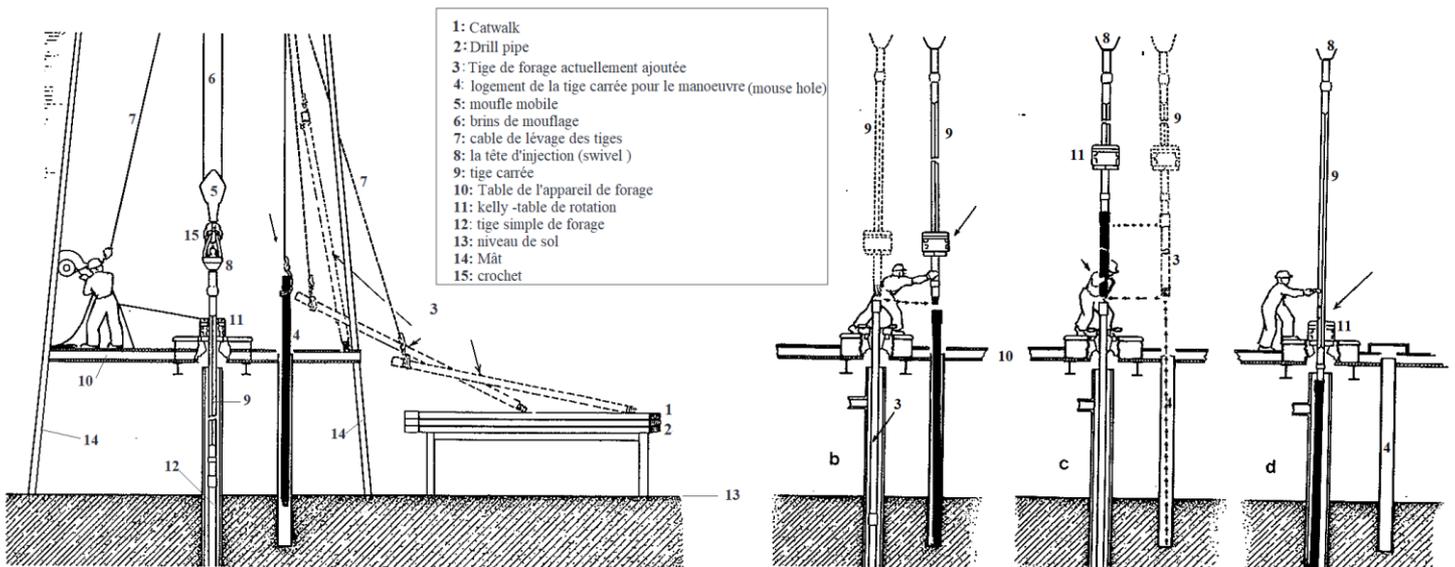


Fig.II.5 : Les opérations de forage rotary (manœuvre)

II.2-5-1/Ajout des joints de tiges : Lorsque la colonne de forage est enfoncée dans le puits, des joints de tiges supplémentaires sont ajoutés au fur et à mesure que le trou de forage s'approfondit. Cela se fait en arrêtant la rotation de la colonne de forage, en abaissant la table rotative et en ajoutant un nouveau joint de tiges à l'extrémité supérieure de la colonne de forage.

II.2-5-2/Manœuvre des tiges de forage : Les tiges de forage sont connectées les unes aux autres à l'aide de raccords filetés. Des équipements tels que les clés à tiges sont utilisées pour serrer les raccords et assurer une connexion étanche.

II.2-5-3/Remontée des tiges de forage : Lorsque le forage atteint une certaine profondeur ou qu'il est nécessaire d'effectuer des opérations de maintenance, les tiges de forage sont remontées à la surface en utilisant le treuil de la plateforme de forage. Cela se fait en dévissant les raccords de tiges, en retirant les joints de tiges un par un et en soulevant la colonne de forage à l'aide du treuil.

II.2-5-4/Installation de l'ensemble de forage : Une fois que les tiges de forage ont été remontées à la surface, l'ensemble de forage, y compris le trépan et éventuellement d'autres outils tels que les stabilisateurs ou les marteaux de forage, peut être installé à l'extrémité de la colonne de forage pour reprendre le forage.

Ces opérations de forage rotary sont essentielles pour assurer le bon déroulement du processus de forage, garantissant ainsi la sécurité des opérations, la qualité du trou de forage et l'efficacité globale du projet de forage.

II.2-5-5/Rotation de la colonne de forage : La colonne de forage est attachée à la table rotative de la plateforme de forage. Pendant le forage, la table rotative fait tourner la colonne de forage, ce qui permet au trépan de percer dans la formation géologique.

II.2-5-6/Injection de boue de forage : Pendant le forage, de la boue de forage est pompée à travers la colonne de forage pour lubrifier le trépan, refroidir le foret, transporter les déblais de forage à la surface et maintenir la pression du puits. Cette boue de forage

peut être composée d'eau, d'argile, de polymères et d'autres additifs.

II.2-5-7/Contrôle des paramètres de forage : Pendant le forage, les paramètres de forage tels que la vitesse de rotation, la pression de pompage de la boue, la densité de la boue et la pression du puits sont surveillés et ajustés en fonction des conditions de forage et des propriétés de la formation géologique.

II.3-Appareil de forage pétrolier

L'appareil de forage représente la plus grande la partie du chantier de forage et peut être subdivisé en deux grandes partie.

II.3-1Le rôle d'un appareil de forage pétrolier :

Un appareil de forage pétrolier est une installation industrielle utilisée pour percer des puits dans le sous-sol afin d'explorer et d'exploiter les gisements d'hydrocarbures, tels que le pétrole et le gaz naturel. Son rôle principal est de fournir les équipements et les technologies nécessaires pour mener à bien les opérations de forage, depuis la mise en place du puits jusqu'à son achèvement

Un calcul de puissance, de résistance et de poids de garniture et de tubage doit se faire pour chaque programme de forage, il s'agit alors de définir en fonction des valeurs calculées les capacités et les puissances requises des principaux équipements en tenant compte des coefficients de sécurité et des marges de traction préalablement choisis.

L'appareil de forage est constitué d'un ensemble regroupant trois fonctions principales :

- ✚ La fonction de levage.
- ✚ La fonction de rotation.
- ✚ La fonction de pompage et de circulation.

Il y a aussi des fonctions auxiliaires qui peuvent définir comme suit :

- ✚ L'installation des traitements mécanique de la boue.
- ✚ La production d'énergie primaire (groupe de force).
- ✚ Les magasins, ateliers et les bureaux.

$$P_{\text{hydrostatique}} = \rho \cdot g \cdot h$$

Où :

- ρ est la densité du fluide de forage,
- g est l'accélération due à la gravité,
- h est la hauteur de la colonne  fluide.

II.3-2. Classification des appareils de forage :

La classification des appareils de forage se fait en première approche par la capacité de profondeur de forage maximale (fig. II.5 and 9).

Les appareils de forage peuvent être classés (pour des tiges de 4"1/2) comme suit :

- ✚ Appareil léger;
- ✚ Appareil moyen;

- ✚ Appareil lourd;
- ✚ Appareil ultra lourd;

Ces performances de profondeur se traduisent par un poids au crochet de levage compte tenu des poids des garnitures et des casings. En prenant en compte les temps de manœuvre, on peut évaluer la puissance maximale que devra développer par le treuil de forage (Draw works).

La puissance du treuil est donc une caractéristique primordiale pour déterminer un appareil de forage (10 HP de puissance au treuil pour chaque 100 pieds de forage) pour les catégories d'appareils cités précédemment, on peut les classer selon la puissance de levage (tableau II-1).

Tableau II-1 Classification des appareils de forage par a pore a capacité

Léger	Moyen	Lourd	Ultralourd
650 HP	1300 HP	2000 HP	3000 HP

Les appareils de forage peuvent être classés aussi en fonction de divers critères tels que le type de moteur (rotatif, par battage), l'emplacement (terrestre, offshore), la capacité de forage et le niveau d'automatisation.

Chaque classification répond à des besoins spécifiques en matière de forage et présente des avantages et des inconvénients uniques.

Formule de la vitesse de rotation du trépan : La vitesse de rotation du trépan (N) nécessaire pour maintenir une vitesse de pénétration optimale peut être calculée à l'aide de la formule:

II.3-2. 1/Forage terrestre :

Les appareils de forage terrestre sont conçus pour être utilisés sur la terre ferme. Ils peuvent être montés sur des plateformes fixes ou mobiles, telles que des plateformes montées sur camion, des plateformes sur chenilles, ou des plateformes sur remorque.

II.3-2. 2/Forage offshore :

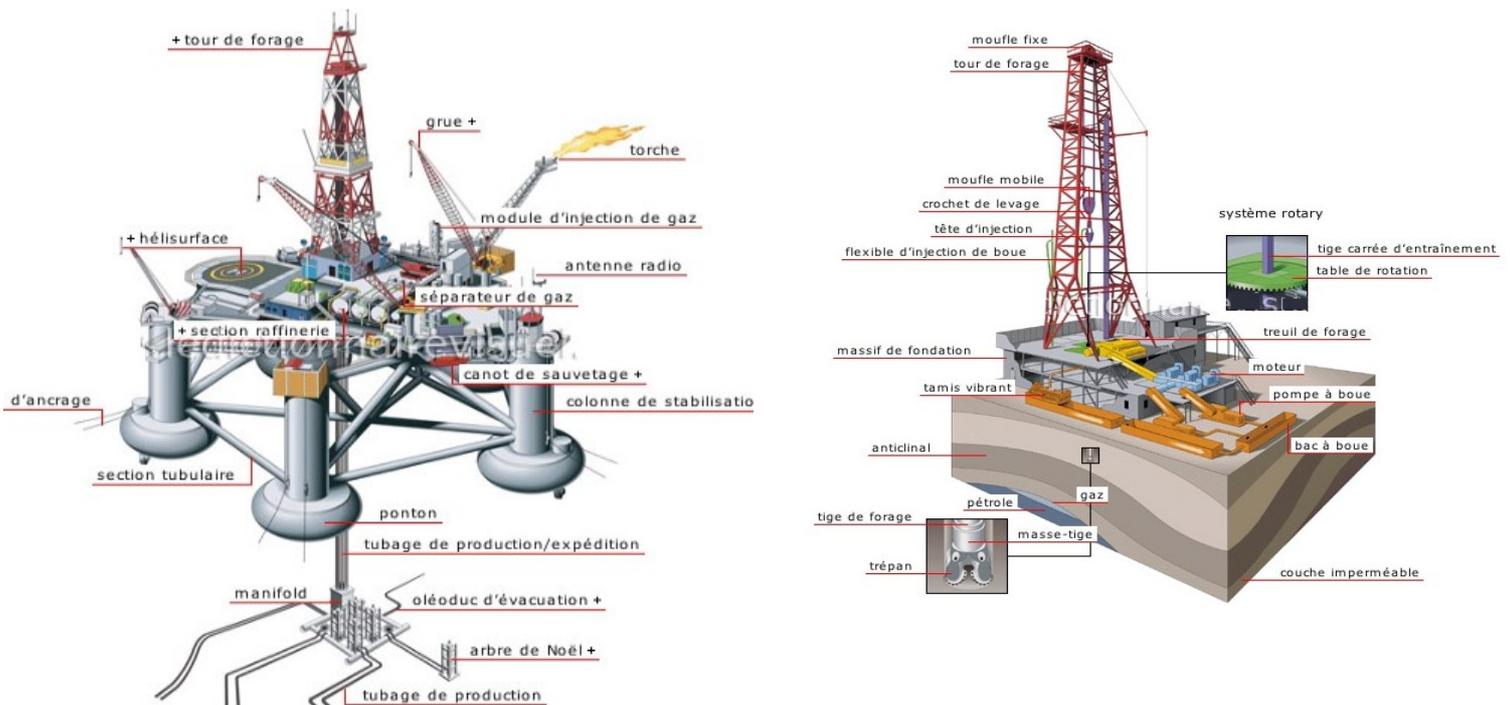
Les appareils de forage offshore sont conçus pour être utilisés en mer, sur des plateformes pétrolières ou des navires de forage. Ils doivent être capables de résister aux conditions maritimes et aux vagues tout en assurant la stabilité de l'opération de forage.

II.3-2. 3/Forage directionnel :

Les appareils de forage directionnel sont équipés de technologies spéciales qui permettent de forer des puits horizontaux ou déviés afin d'atteindre des zones cibles spécifiques du réservoir.



Fig.II.6: Classification des appareils de forage



FigII.7 : Forage offshore et Forage terrestre : vue d'ensemble

II.3-3/Le matériel de surface :

Cette catégorie est répartie en plusieurs groupes mettant en œuvre l'outil de forage et assurant la sécurité du puits.

II.3-3-1/Les équipements de levage :

Ils permettent de :

- ✚ Le contrôle du poids sur l'outil (WOB) ;
- ✚ Les changements d'outil (manœuvre de garnitures) ;
- ✚ La descente des colonnes de casing (tubage) ;

- ✚ Les levées et les descentes du mat (DTM).

Ils sont principalement composés de :

- ✚ La structure de la tour de levage (mat et ossature) ;
- ✚ Les moufles fixe et mobile ;
- ✚ Le treuil de forage ;
- ✚ Le crochet de levage ;

II.3-3-2/Mât de forage (derrick) :

Le mât de forage est une structure verticale qui supporte la colonne de forage et fournit un point d'ancrage pour les équipements de levage, tels que les treuils et les poulies.

II.3-3-3/Calcul du mat :

Calcul de la capacité du mat :

$$C_{\text{Mat}} = (F + PO + Mt) \times S$$

Coefficient de sécurité sont donnés par :

S=3/2 : Pour opération de manœuvre.

S=4/3 : Pour opération de descente colonne de tubage.

II.3-4 Substructure de l'appareil de forage :

La substructure, également connue sous le nom de base de forage ou de support de forage, est la structure située en dessous du mat. Elle supporte le poids du mat, de la colonne de forage, des équipements de levage et d'autres équipements associés.

La substructure est souvent construite en acier et est conçue pour être robuste et stable afin de supporter les charges importantes rencontrées pendant les opérations de forage.

Elle peut être équipée de patins ou de pieds réglables pour assurer une surface de travail plane et stable, même sur un terrain irrégulier.

La substructure peut également couvrir des équipements de stockage et des systèmes de contrôle pour les opérations de forage.

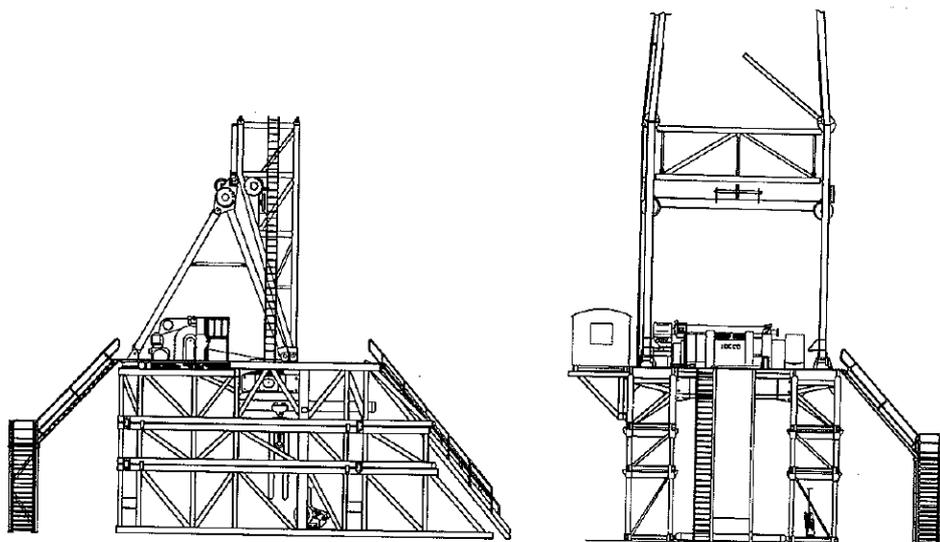


FIG.II.8 : Substructure de l'appareil de forage terrestre.

II.3-5 /Treuils (Draw-Works):

Les treuils sont des dispositifs de levage utilisés pour soulever et abaisser la colonne de forage dans le puits. Ils sont généralement équipés de câbles en acier ou en synthétique pour supporter le poids de la charge.

II.3-5 -1 Choix du treuil :

Un treuil de forage est caractérisé essentiellement :

- ✚ Par sa gamme de vitesse.
- ✚ L'effort maximum pouvant exercer sur le brin menant du câble.

La charge qui peut être soulevée au crochet, est donnée par la formule suivante

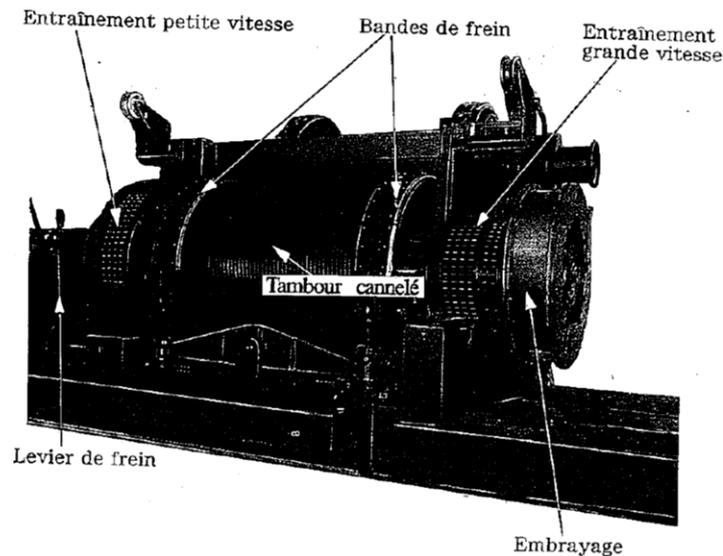


Fig.II.9 : Tambour de treuil de forage (National Supply)

$$P_c = (1000 \cdot (F + P_o) \cdot V_c) / 75$$

Avec

P_c : Puissance au crochet (ch) ;

P_o : poids des accessoires mobiles (moufle mobile, crochet.....) ;

La charge le plus lourd cas de tubage $F_t + P_o = 190 + 20 = 210$ T.

La charge le plus lourd cas de garniture $F_g + P_o = 117 + 20 = 137$ T.

V_c : Vitesse de crochet (m)

Cas de garniture : **V_c** = 0,5 m/s.

Cas de tubage : **V_c** = 0,3 m/s.

1. cas de garniture : **P_c** = $(1000 \cdot 137 \cdot 0,5) / 75 = 913,33$ ch.

2. cas de tubage : **P_c** = $(1000 \cdot 210 \cdot 0,3) / 75 = 840$ ch.

Alors la puissance au crochet max est 913,33ch.

II.3-5 -2/ Puissance entrée treuil

Cette dernière se calcule d'après la formule suivante :

$$P_t = P_c / (\eta_m \cdot \eta_t)$$

P_t: Puissance entrée treuil (HP) ;

P_c: Puissance de levage (ch) ;

η_m : Rendement de moufle;

η_t : Rendement de treuil

A titre indicatif le tableau suivant donne les différentes puissances requises en fonction des phases.

Tableau II-2: les différentes puissances de l'appareil de forage en fonction des phases

Phase	26"	16"	12" ¼	8" ^{3/8}	6"
Puissance requise (HP)	692	1139	1242	1194	1181

II.3-6 /Poulies :

Les poulies sont des roues équipées de rainures qui guident et soutiennent les câbles de levage lorsqu'ils sont enroulés et déroulés par les treuils.

II.3-7/Systèmes de contrôle de levage :

Les systèmes de contrôle de levage, tels que les consoles de contrôle et les commandes hydrauliques, sont utilisés pour contrôler la vitesse et la direction des treuils pendant les opérations de levage.

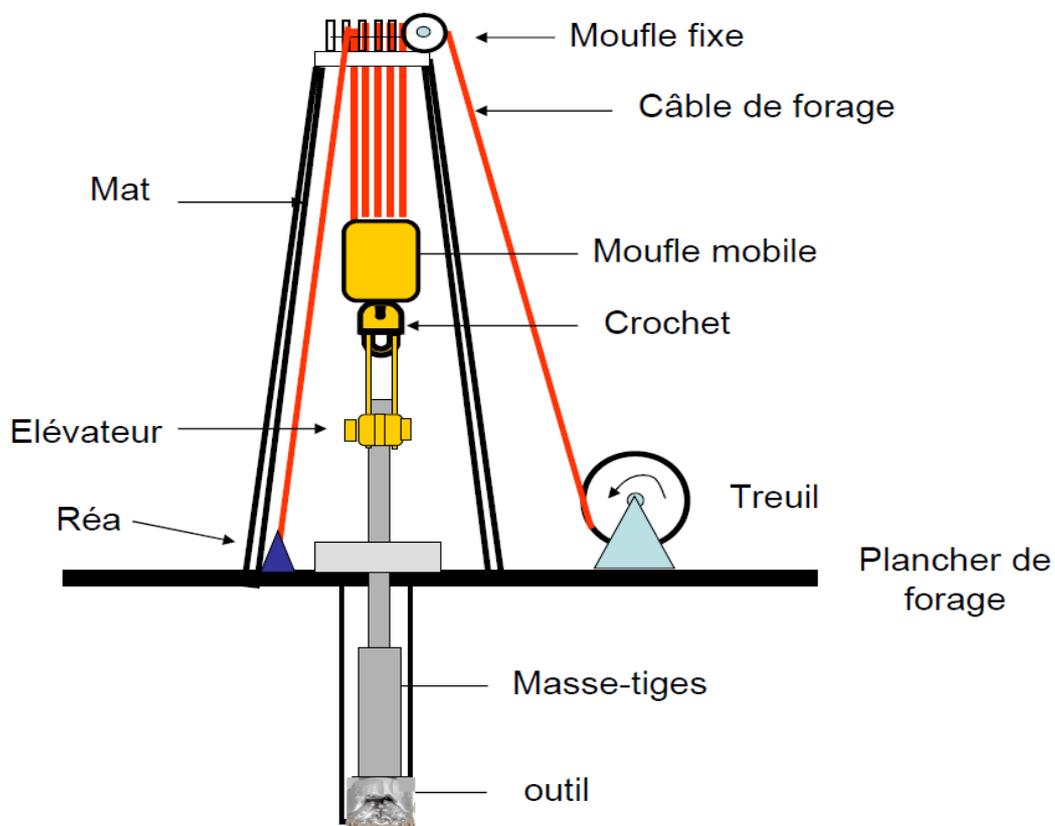


Fig.II.10 : Systèmes de levage

- + **Le palan** : C'est un mécanisme de transmission du mouvement constitué de deux mouffles, l'un fixe, l'autre mobile, contenant chacun un nombre arbitraire poulies, et d'une corde qui les relie. Il sert à réduire l'effort nécessaire (ou démultiplier la force utilisée) pour rapprocher les deux groupes de poulies, il comprend :

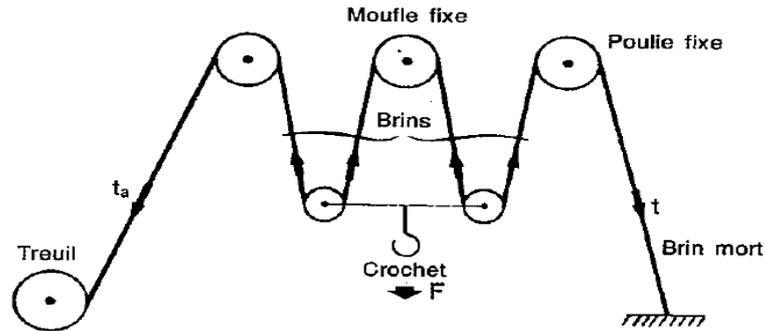


Fig.II.11 : Schéma de mouflage (Palan) (formulaire de forage 1989).

- ✚ **Le moufle fixe (crown block)** : formé d'un certain nombre de poulies et placé au sommet du mât, il possède une poulie de plus que le moufle mobile.

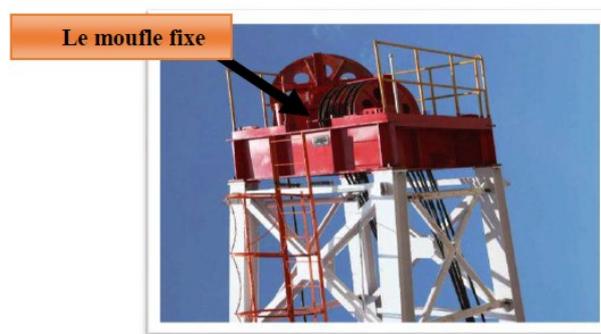


Fig.II.12 : Moufle fixe

Le moufle mobile (travelling block) : formé également d'un certain nombre de poulies par lesquelles passe le câble de forage, il se déplace sur une certaine hauteur entre le plancher de travail et le moufle fixe. Il comporte à sa partie inférieure un crochet (Hook) qui sert à la suspension de la garniture pendant le forage.

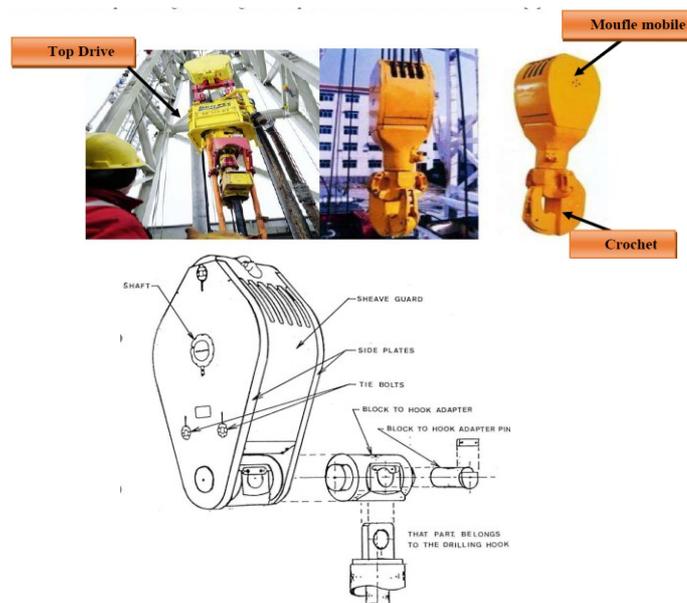


Fig.II.13 : moufle mobile et tope drive (TD).

Le câble :

Il est constitué de plusieurs torons disposés en spirale autour d'une âme, chaque toron est lui-même constitué de plusieurs fils calibrés, également disposés en hélice sur plusieurs couches.

La capacité requise d'un câble de forage dépend de :

La charge à soulever au crochet.

Le nombre de brins du moufle mobile.

Marge de traction souhaitée. Coefficient de sécurité (s) :

S =3 : Pour opération de forage carottage manœuvre.

S =2 : Pour opération de descente casing et instrumentation

Calcul de la résistance minimale du câble requis pour manœuvrer :

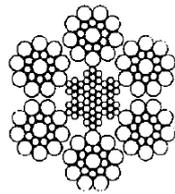
La traction maximale sur le brin actif est donnée par la formule suivante.

$$S = Tr/Ta \text{ avec}$$

Tr: Charge de rupture ;

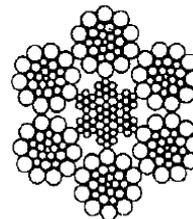
Ta: Charge de brin actif ;

$$Ta = F / (n \cdot \eta m) \quad Tr = F \cdot s / (n \cdot \eta m)$$



6 x 19
Seale avec IWRC

Diamètre de câble	Résistance nominale (t)	
	EIP	
1"	51.7	
1 1/8"	65.0	
1 1/4"	79.9	
1 3/8"	96.0	
1 1/2"	114.0	
1 5/8"	132.0	
1 3/4"	153.0	
2"	198.0	



6 x 26 Warrington
Seale avec IWRC

Diamètre de câble	Résistance nominale (t)	
	IP	EIP
3/4"	25.6	29.4
7/8"	34.6	39.8
1"	44.9	51.7
1 1/8"	56.5	65.0

Fig.II.14: caractéristiques de câble de forage (National Supply)

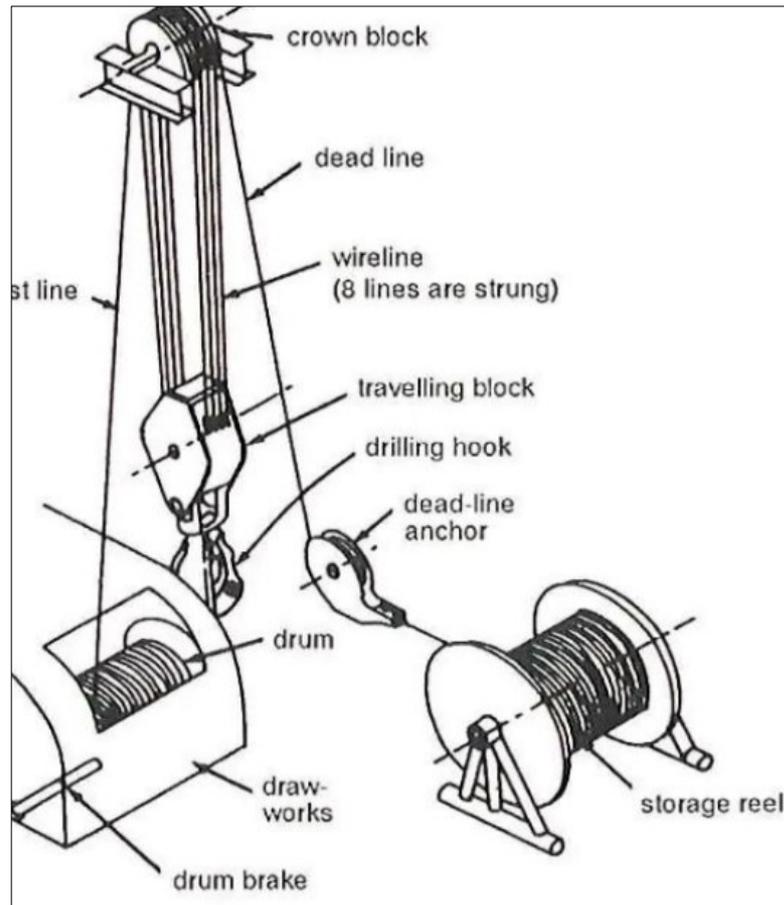


Fig.II.15 : Systèmes global de levage

II.3-8/Choix du mouflage

II.3-8-1/Choix de mouflage mobile et crochet

$$C_{mm} = (F + P_0 + M_t) \cdot S$$

Avec:

C_{mm} : Capacité de levage du moufle mobile (Tonnes) ;

F : Charge maximale (garniture de forage ou colonne du tubage) ;

P₀ : Poids du moufle et accessoire ;

M_t : Marge de sécurité ;

S : Coefficient de sécurité.

La capacité du mouflage se calcule en fonction du poids de garniture et tubage le plus lourd.

II.3-8-2/ Choix du moufle fixe : la capacité du moufle fixe se déduit de celle du moufle mobile

$$C_{mf} = (n+2)/n \cdot C_{mm}$$

avec:

C_{mf} : Capacité du moufle fixe

n : Nombre de brin n=10 ;

II.3-9/Équipement et système de rotation :

Il est constitué d'une table de rotation, d'une tige d'entraînement à section carré (Kelly) ainsi que d'une tête d'injection qui peut être motorisée (Top Drive).

✚ Table de rotation (Rotary table):

Pour faire tourner l'outil, on visse au sommet des tiges, de forme cylindrique, une autre tige de section carrée ou hexagonale, appelée tige d'entraînement (Kelly), et on l'introduit dans un moyeu appelé table de rotation, elle tourne à des vitesses 40 à 500 tr/min.

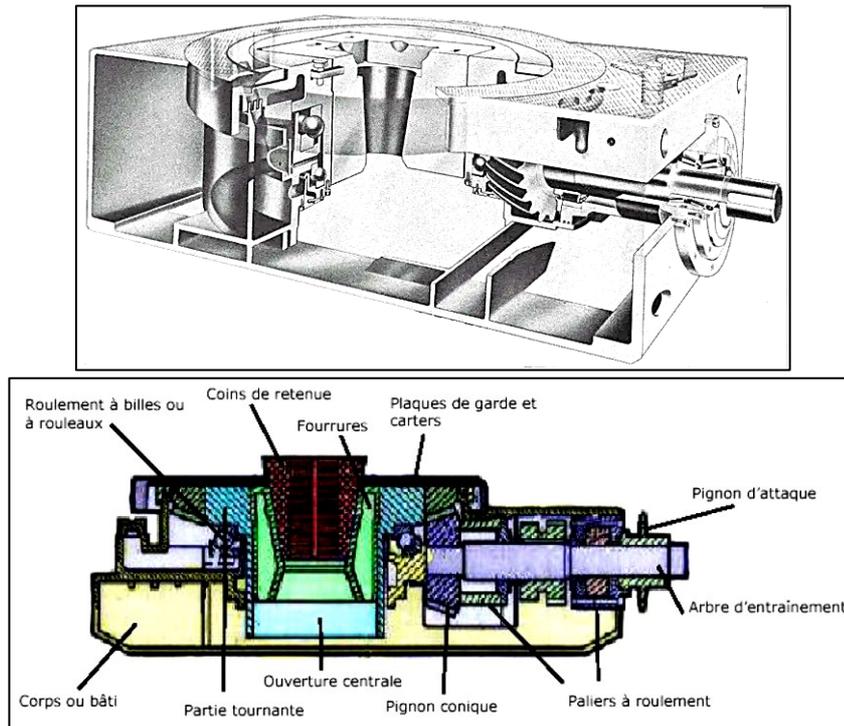


Fig.II.16 : Table et mécanisme de rotation

La puissance nécessaire pour la table de rotation, exprimée en Kg.m/s, est donnée par la Formule empirique qui donne une estimation très approchée de la puissance utilisée par la table de rotation en forage :

$$Pr = [10 + L/30] * (Nt / 100) * WOB/D$$

Pr : Puissance nécessaire en (ch).

L : Longueur du sondage en (m).

Nt : Le nombre de tour par minute.

WOB : Poids sur l'outil en (T).

D : Diamètre de l'outil de forage en (pouces).

✚ Tige d'entraînement (Kelly) :

De section carrée, hexagonale ou triangulaire, elle est entraînée en rotation par la table.

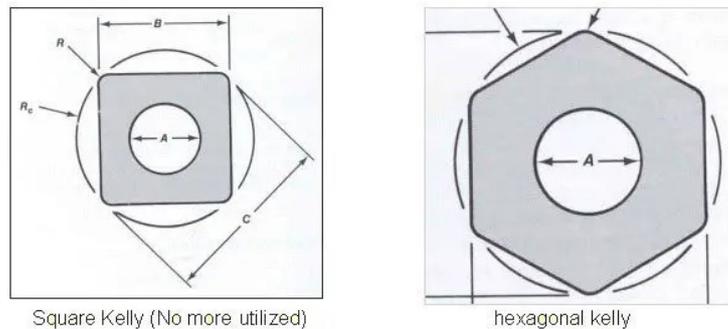


Fig.II.17: Tige d'entraînement (Kelly)

✚ Tête d'injection motorisée (Top Drive, Direct Drive) :

Comme son nom l'indique, il s'agit d'une tête d'injection qui remplit les mêmes rôles que les têtes d'injection conventionnelles (assurer le passage de la boue de forage venant d'une conduite fixe des flexibles d'injection dans une conduite animée d'un mouvement de rotation), mais en plus, sert de transmission mécanique sur l'arbre rotatif. La motorisation peut être par moteur électrique ou bien par moteur hydraulique, cette dernière version moins traditionnelle nécessite l'installation d'une unité hydraulique spécifique. 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.

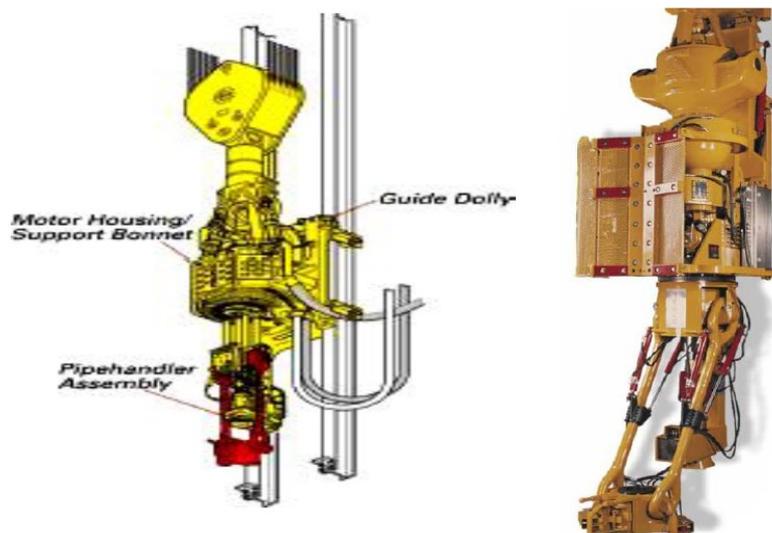


Fig.II.18: Top drive

✚ **La tête d'injection conventionnelles :** La tête d'injection joue un rôle important dans le forage : étant donné que le flexible d'injection ne doit pas tourner

et la garniture de forage doit tourner pour transmettre le mouvement de rotation à l'outil, la tête d'injection est composée de deux parties : celle de haut, reliée au flexible d'injection, est immobile, alors que celle en bas, reliée à la tige d'entraînement, est tournante.

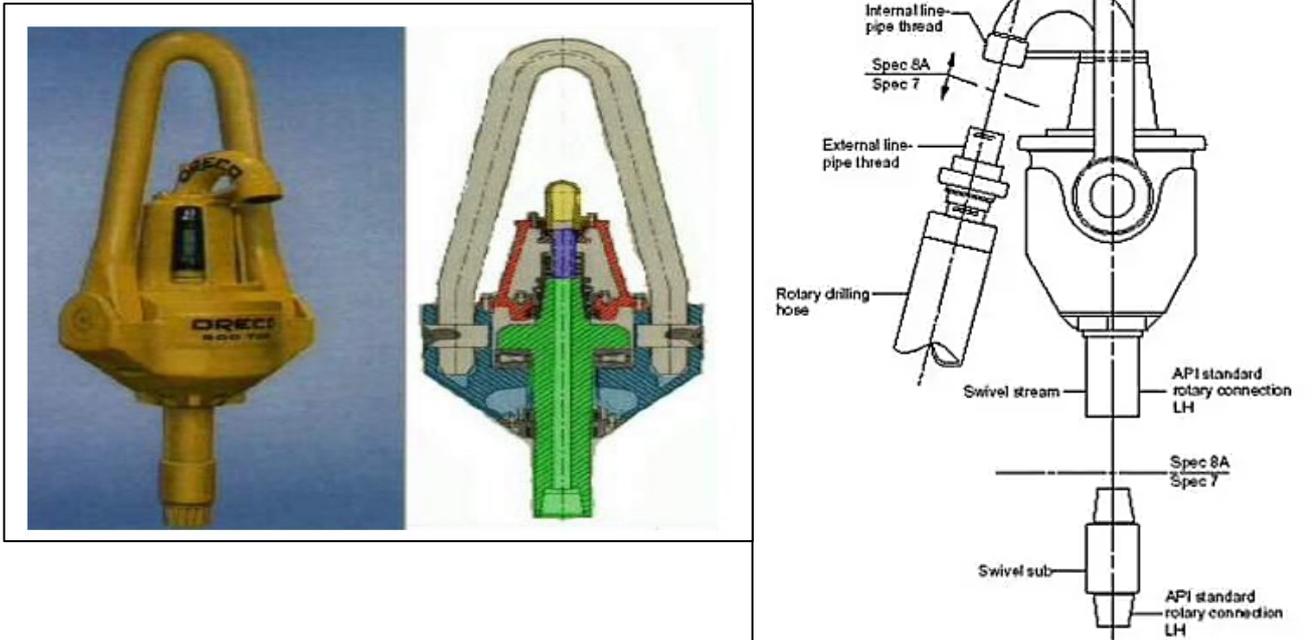


Fig.II.19 : Tête d'injection de appareils de forage

II.3-10/Équipement de pompage et de circulation :

Les équipements de pompage et de circulation assurent l'acheminement du fluide de forage (la boue) depuis l'aspiration de la pompe jusqu'au retour aux bassins. La boue est fabriquée dans des bassins de grande capacité, elle est ensuite aspirée par des pompes (pompes à boue) et refoulée dans les tiges creuses (au niveau de la tête d'injection), elle descend le long de la garniture de forage, sort par les orifices de l'outil, remonte dans l'espace annulaire entre la garniture de forage et le puits jusqu'en surface. Là, elle est recueillie dans un tube vertical (tube fontaine), puis acheminée par un autre horizontal (goulotte) vers des tamis vibrants, pour être débarrassée des déblais, avant d'être réinjectée dans le puits.

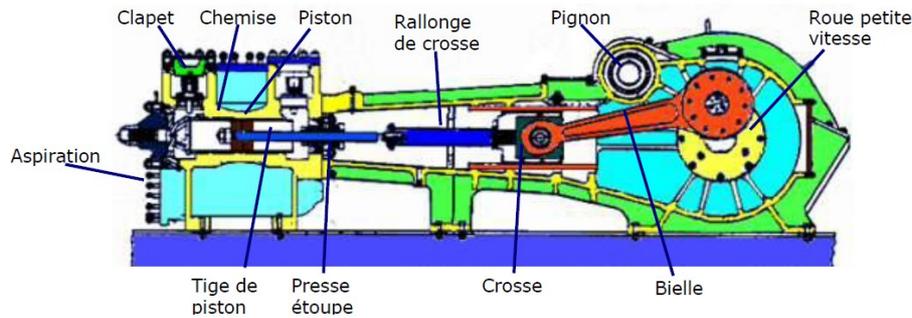


Fig.II. 20 : coupe longitudinale de la pompe a boue

II.3-10-1/Fonction de pompage :

✚ Circulation de boue :

La circulation de la boue dans un forage nécessite l'utilisation de pompes 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.

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

✚ Partie mécanique des pompes de forage :

C'est la partie qui assure la transmission de la puissance du moteur d'entraînement au piston de la pompe.

✚ L'arbre grande vitesse :

C'est l'arbre d'entraînement de la pompe. Il est supporté par deux paliers à roulements et entraîne, par l'intermédiaire du pignon à denture oblique (en chevrons), la roue dentée de l'arbre petite vitesse (vilebrequin).

✚ L'arbre petite vitesse ou vilebrequin :

Cet arbre a une forme coudée (excentrique) pour permettre le décalage des courses des pistons dans les chemises, de 120° pour les pompes triplex et de 90° pour les duplex. Le diamètre de la roue dentée de cet arbre est égal à 5 ou 6 fois celui du pignon de l'arbre d'entrée, ce qui fait qu'elle tourne 5 à 6 fois moins vite.

✚ Système d'entraînement :

Deux moteurs sont montés sur le skid de la pompe et entraînent par l'intermédiaire de pignons et de chaînes l'arbre grande vitesse.

✚ Partie hydraulique des pompes de forage :

La partie hydraulique est constituée de deux (duplex) ou trois cylindres (triplex) identiques.

Dans chaque cylindre se trouve une chemise dans laquelle coulisse un piston prolongé par une tige qui le relie à la rallonge de crosse.

Au bout des cylindres se trouvent les clapets : un clapet d'aspiration et un de refoulement pour chaque cylindre dans une pompe triplex, et deux clapets d'aspiration et deux de refoulement pour chaque cylindre dans une pompe duplex. Chaque clapet repose sur son siège. Dans les pompes duplex, un presse-étoupe assure l'étanchéité sur la tige de piston et isole ainsi l'intérieur du corps de pompe de l'extérieur.

II.3-10-2/Principe de fonctionnement des pompes :

✚ Pompes duplex à double effet :

Ce sont des pompes qui comportent deux pistons à double effet, c'est-à-dire que chaque piston aspire et refoule des deux côtés.

Pendant un aller et retour du piston, c'est-à-dire un tour complet de l'arbre petite vitesse, un piston refoule deux fois le volume de la chemise correspondant à sa course. Le même cycle se produit par l'autre piston avec un décalage de 1/4 de tour.

✚ Pompes triplex à simple effet :

Ce sont des pompes qui comportent trois cylindres dans lesquels coulissent 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.

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 1/3 de tour.

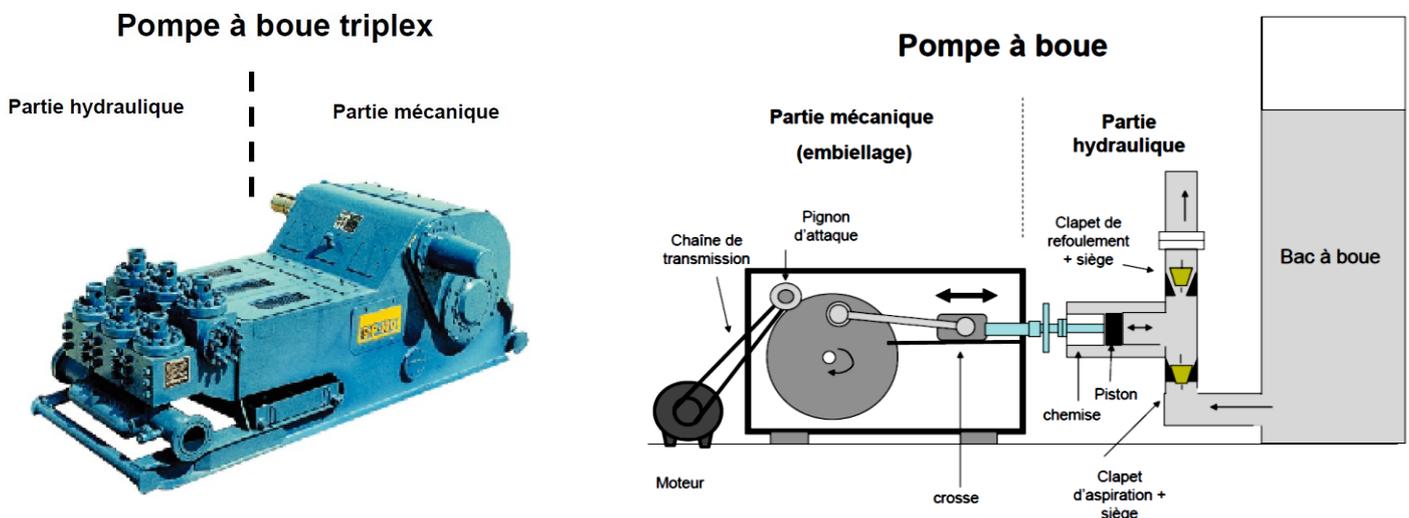


Fig. II.21: la pompe de la boue

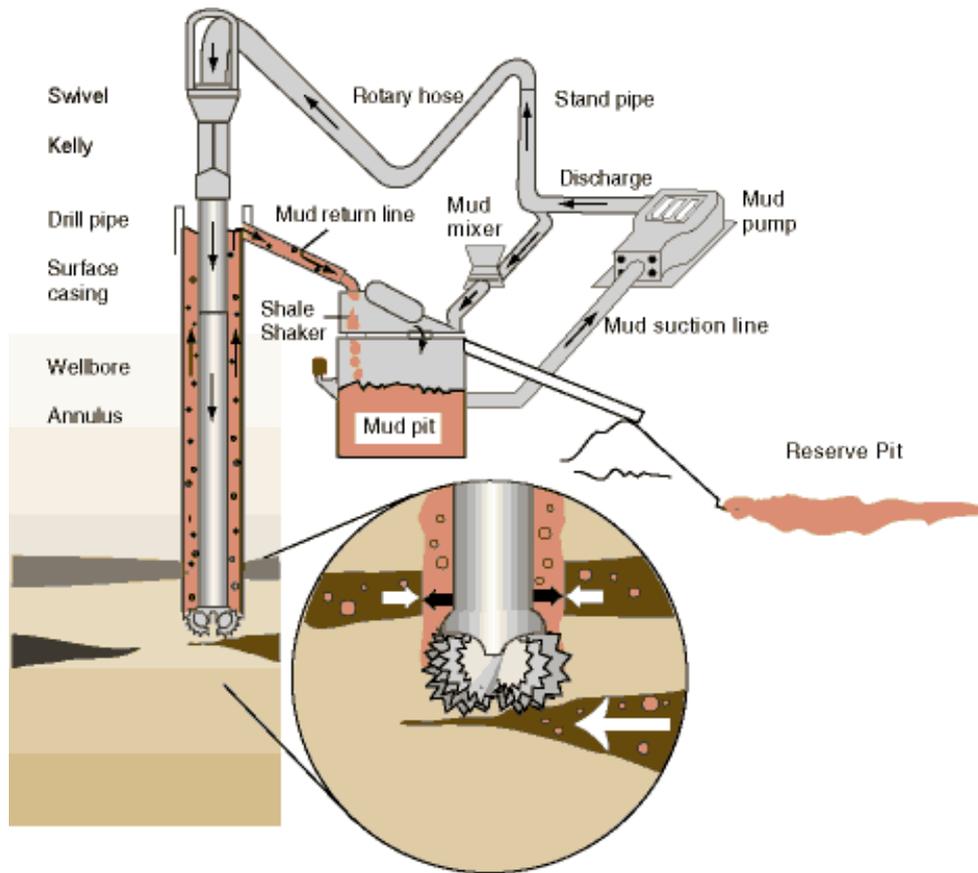


Fig.II.21 : organigramme de fonctionnement de appareils de forage

II.3-11/Le matériel de fond :

Cette partie regroupe l'ensemble de la garniture de forage (drill stem) :

- Outil de forage RB ;
- Masse tige DC ;
- Tige de forage DP ;
- Equipements auxiliaires ;
- Raccords divers.

II.3-12/Les équipements de puissance dans un appareil de forage pétrolier

Les équipements de puissance dans un appareil de forage pétrolier fournissent l'énergie nécessaire pour alimenter les différents systèmes et processus impliqués dans les opérations de forage. Voilà quelques équipements de puissance de appareil de forage pétrolier :

II.3-12-1/Moteurs Diesel ou Électriques :

Les moteurs diesel ou électriques sont utilisés pour fournir la puissance nécessaire à la rotation du trépan de forage, au fonctionnement des pompes à boue, des compresseurs d'air, des générateurs électriques et d'autres équipements auxiliaires.

Les moteurs diesel sont souvent utilisés sur les appareils de forage terrestres et offshore, tandis que les moteurs électriques sont plus courants sur les plates-formes de forage offshore alimentées par des générateurs électriques.

II.3-12-2/Générateurs Électriques :

Les générateurs électriques convertissent l'énergie mécanique produite par les moteurs en énergie électrique pour alimenter les équipements électriques de l'appareil de forage, tels que les moteurs de pompe, les systèmes de contrôle, les éclairages et autres appareils électriques.

Ils peuvent être montés directement sur les moteurs diesel ou fonctionner de manière indépendante, en fonction des besoins de l'installation de forage.

II.3-12-3/Systèmes Hydrauliques :

Les systèmes hydrauliques utilisent la puissance hydraulique pour alimenter divers équipements et fonctions de l'appareil de forage, y compris la rotation du trépan, le levage et l'abaissement de la colonne de forage, l'activation des freins et des embrayages, et le contrôle des vannes et des commandes.

Ils sont composés de pompes hydrauliques, de réservoirs de fluide hydraulique, de moteurs hydrauliques, de valves de régulation et de conduites hydrauliques.

II.3-12-4/Compresseurs d'Air :

Les compresseurs d'air sont utilisés pour fournir de l'air comprimé utilisé dans les opérations de forage, telles que le fonctionnement des marteaux de forage pneumatiques, le nettoyage des trous de forage, le contrôle de la pression de la boue de forage et d'autres applications.

Ils peuvent être montés sur l'appareil de forage ou installés séparément, en fonction des besoins de l'opération de forage.

II.3-12-5/Pompes à Boue :

Les pompes à boue sont utilisées pour injecter de la boue de forage dans le trou de forage afin de lubrifier le trépan, de transporter les déblais à la surface, de stabiliser les parois du puits et de maintenir la pression du puits.

Elles sont alimentées par des moteurs diesel ou électriques et peuvent être de différents types, y compris les pompes centrifuges, les pompes à piston et les pompes à vis.

Ces équipements de puissance sont essentiels pour assurer le bon fonctionnement et la productivité des opérations de forage pétrolier, en fournissant l'énergie nécessaire pour exécuter les tâches critiques impliquées dans le processus de forage.

II.3-13/ Choix d'un appareil de forage :

Le choix d'un appareil de forage dépend de plusieurs facteurs, y compris la profondeur et le diamètre du puits, les conditions géologiques du site, les exigences de sécurité et les contraintes budgétaires.

Les entreprises sélectionnent généralement un appareil de forage en fonction de sa capacité à atteindre la profondeur requise et à manipuler la taille et le poids des tiges de forage et des équipements associés.

La capacité de levage du mât de forage : La capacité de levage d'un mât de forage (W_{max}

) peut être calculée en multipliant la force de levage nominale par le coefficient de sécurité:

$$W_{\max} = F_{\text{nominal}} \times C_s$$

Où :

- F_{nominal} est la force de levage nominale du mât de forage,
- C_s est le coefficient de sécurité ↓

Chaque appareil de forage est donc conçu pour forer dans une gamme de Profondeurs donnée.

Il s'agit alors de définir en fonction des valeurs calculées les capacités et les puissances requises des principaux équipements en tenant compte des coefficients de sécurité et des marges de traction préalablement choisis. La charge à manipuler est exprimée par la formule suivante :

$$P = m \cdot L \cdot \cos i \cdot F_f$$

Avec :

P : Le poids de la garniture ou casing (**10³ daN**);

m : La masse linéaire de la garniture ou casing (**kg/m**);

L : Longueur mesurée de la garniture ou casing (**m**);

i : L'angle d'inclinaison (°);

F_f: Le facteur de flottabilité.

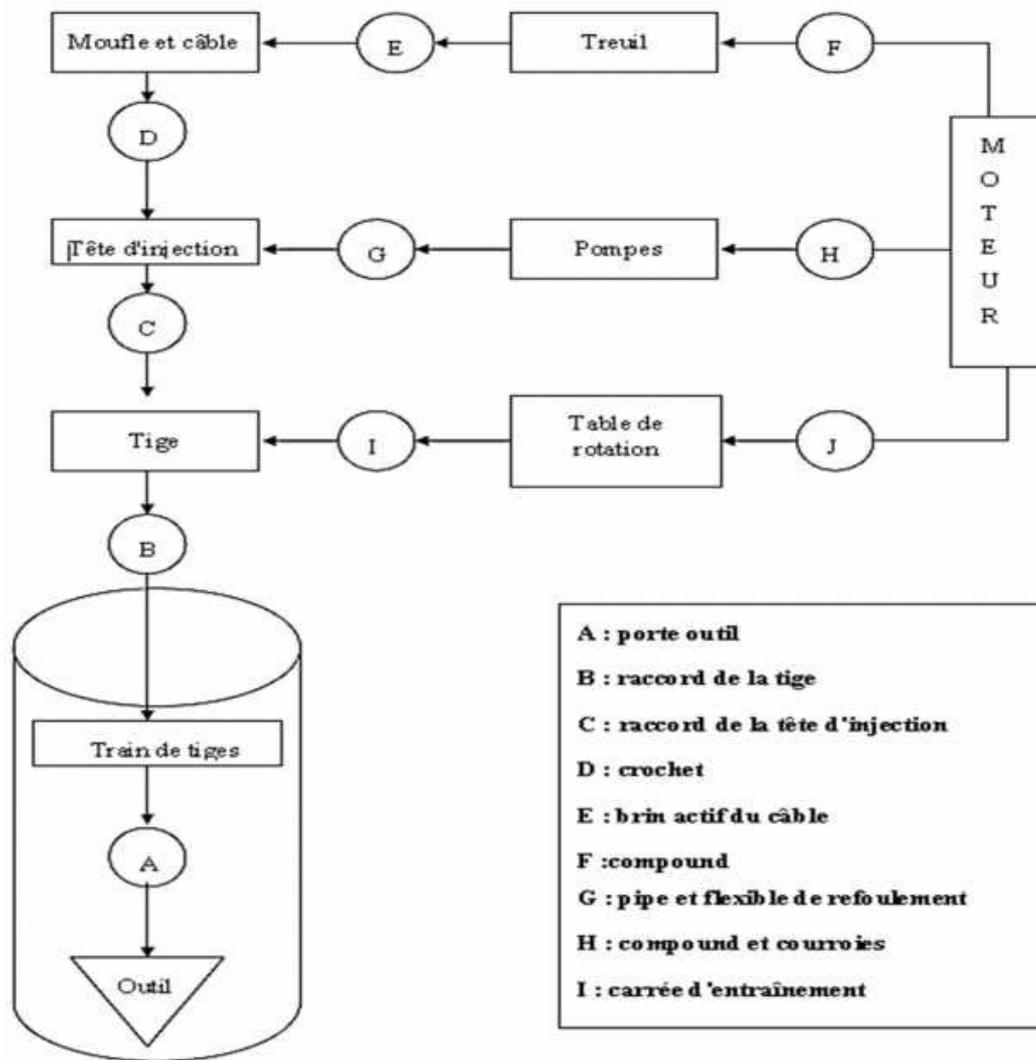


Fig.II.22: Organigramme de fonctionnement de appareils de forage

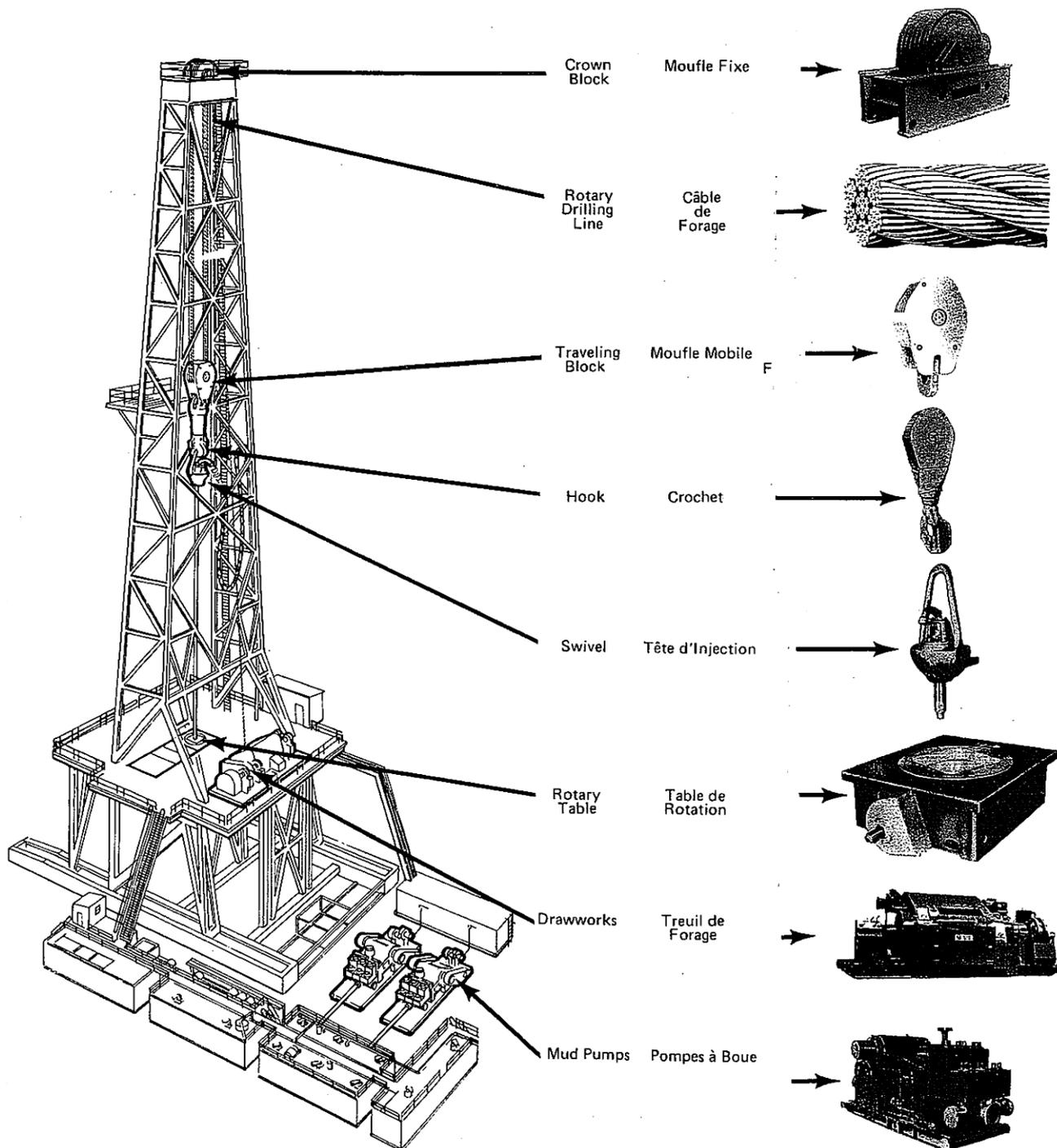


Fig.II.23 : Description de l'appareils de forage rotary (National Oilwell)

II.4-1/Les outils de forage

Les outils de forage sont des équipements et des dispositifs spécialement conçus pour faciliter le processus de forage dans les industries pétrolière, gazière, minière et géotechnique.

II.4-1-1/Trépan de forage :

- Le trépan de forage est l'outil principal utilisé pour percer la roche et former le trou de forage. Il existe différents types de trépan de forage, y compris les trépan à dents, les trépan à rouleaux et les trépan à diamant, chacun adapté à des types de formation géologique spécifiques.

II.4-1-2/Les trépan de forage (the bit) :

Les trépan de forage sont des outils cruciaux utilisés pour percer la roche lors des opérations de forage. Il existe plusieurs types de trépan de forage, chacun conçu pour des conditions géologiques spécifiques et des objectifs de forage particuliers.

✚ Trépan à dents (ou à mèches) :

Les trépan à dents sont équipés de dents en acier trempé ou en carbure de tungstène sur leur surface de coupe. Ces dents sont disposées sur des cônes rotatifs ou sur des éléments fixes. Ce type de trépan est efficace pour le forage dans des formations relativement molles à moyennement dures, telles que les argiles, les calcaires et les grès.

✚ Trépan à rouleaux :

Les trépan à rouleaux sont équipés de rouleaux à dents en carbure de tungstène qui roulent sur la surface de la roche en exerçant une pression et en fracturant le matériau.

Ils sont particulièrement adaptés au forage dans des formations dures, telles que les roches ignées et métamorphiques, ainsi que dans les formations abrasives.

✚ Trépan à polycristallin (PDC) :

Les trépan à polycristallin (PDC) sont équipés de pastilles ou d'inserts de diamant synthétique sur leur surface de coupe. Ces inserts de diamant offrent une résistance à l'usure et une durabilité élevée. Les trépan PDC sont couramment utilisés pour le forage dans des formations dures à très dures, telles que le granite, le quartzite et les schistes durs.

✚ Trépan à diamant naturel:

Les trépan à diamant naturel utilisent des diamants naturels incrustés dans leur surface de coupe pour percer la roche. Ces trépan sont utilisés pour le forage dans des formations extrêmement dures où les autres types de trépan peuvent être inefficaces.

Ils sont coûteux mais très efficaces pour le forage dans des roches très abrasives et résistantes, comme le basalte et le gneiss.

✚ Trépan à jet d'eau (ou hydroforage):

Les trépan à jet d'eau utilisent de l'eau sous haute pression pour éroder la roche et former le trou de forage. Ils sont souvent utilisés dans les formations meubles ou friables où d'autres méthodes de forage peuvent être inefficaces. Ce type de trépan est également utilisé dans les opérations de forage géothermique et environnemental.

II.4-1-3/Paramètres de l'utilisation des outils de forage

Chaque type de trépan de forage présente des avantages et des inconvénients en fonction des conditions géologiques, de la profondeur du puits, de la durée de vie attendue et d'autres facteurs. Le choix du trépan approprié est crucial pour assurer le succès des

opérations de forage. L'utilisation efficace des outils de forage dépend de plusieurs paramètres qui doivent être pris en compte pour optimiser les performances du forage.

✚ **Type de formation géologique :**

Les caractéristiques de la formation géologique à forer, telles que la dureté, la composition, la cohésion et la porosité, influencent le choix des outils de forage appropriés. Des outils adaptés à la formation géologique spécifique permettent d'optimiser l'efficacité du forage.

✚ **Vitesse de rotation :**

La vitesse de rotation du trépan de forage peut avoir un impact significatif sur les performances du forage. Une vitesse de rotation adéquate est nécessaire pour maintenir une pénétration efficace dans la formation géologique tout en évitant l'usure excessive des outils.

✚ **Pression de forage :**

La pression de forage, également appelée poids sur le trépan, est la force exercée par la colonne de forage sur le trépan. Une pression de forage correctement ajustée est essentielle pour assurer une pénétration efficace du trépan dans la formation géologique.

✚ **Débit de boue de forage :**

Le débit de boue de forage, c'est-à-dire la quantité de boue de forage injectée dans le trou de forage, joue un rôle crucial dans le transport des déblais de forage à la surface et le maintien de la stabilité du trou. Un débit de boue adéquat est nécessaire pour optimiser les performances du forage.

✚ **Angle d'inclinaison :**

Dans le cas du forage directionnel, l'angle d'inclinaison du trépan par rapport à la verticale est un paramètre important à contrôler. Un angle d'inclinaison correctement ajusté permet d'atteindre les zones cibles du réservoir avec précision tout en évitant la déviation excessive du trou de forage.

✚ **Profondeur du trou de forage :**

La profondeur du trou de forage influence la sélection des outils de forage, la durée de vie des outils et les stratégies de maintenance. Des outils adaptés à la profondeur du trou de forage doivent être utilisés pour assurer des performances optimales et minimiser les temps d'arrêt.

✚ **Température et pression du puits :**

Les conditions de température et de pression du puits peuvent affecter les performances des outils de forage, en particulier dans les environnements extrêmes tels que les puits profonds ou les puits haute température / haute pression (HTHP). Des outils conçus pour résister à ces conditions doivent être utilisés.

En prenant en compte ces paramètres et en ajustant les paramètres de forage en conséquence, les opérateurs peuvent maximiser l'efficacité du forage, améliorer la productivité et prolonger la durée de vie des outils de forage.

Tréfans

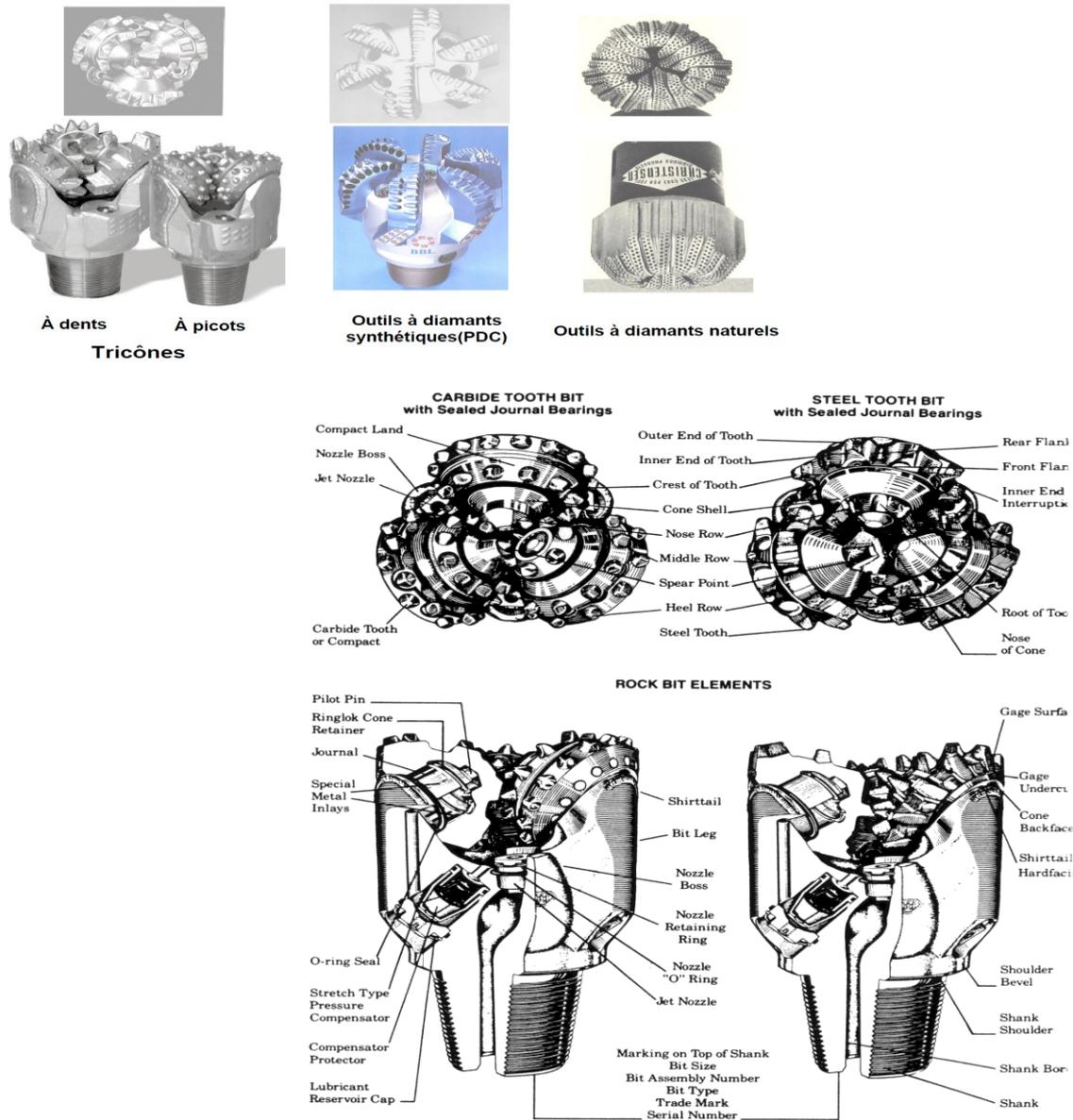


Fig.II.24: les Outils de forage (National Oilwell)

II.5-/Précautions et entretiens : Durant le montage ou démontage du mât et afin de ne pas compromettre sa résistance, il faut :

- ✚ Éviter de tordre ou de monter tordus des éléments,
- ✚ Tous les écrous doivent être munis de rondelles grower,
- ✚ Éviter de monter le mât incomplet, et si un élément manque ou est détérioré, il doit être remplacé,
- ✚ Afin d'égaliser les tension internes, les écrous sont bloqués lorsque le montage est terminé,
- ✚ Lorsqu'une cornière est endommagée, il est nécessaire de changer l'élément complet,
- ✚ Il faut éviter de percer des trous dans les éléments du mât ou de la substructure afin de ne pas compromettre leur résistance.

Durant le forage et suite aux vibrations engendrées, les écrous peuvent se desserrer et les goupilles sortir de leur emplacement.

Chapitre III

II.5-1/La garniture de forage

La garniture de forage, également appelée string de forage ou train de tiges, est l'ensemble des tubes de forage et des outils qui sont utilisés pour creuser un puits de forage. Elle est composée de plusieurs éléments essentiels qui travaillent ensemble pour percer la roche et extraire les déblais.

La garniture de forage est conçue pour être robuste et résistante afin de résister aux conditions rigoureuses du forage et de permettre un forage efficace et sécurisé. Chaque composant de la garniture de forage joue un rôle crucial dans le processus de forage et doit être sélectionné et entretenu avec soin pour assurer des performances optimales.

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,
- ✚ Les tiges lourdes,
- ✚ Les masses tiges.

II.5-1-1/Les tiges :

a) Rôles :

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

Elles doivent travailler en tension pour éviter leur frottement contre les parois du puits, qui peuvent causer leur usure et les éboulements des parois, et la déviation.

b) Caractéristiques :

✚ Le diamètre nominal :

C'est le diamètre extérieur du corps de la tige, exprimé en pouces.

✚ Le grade :

Détermine la qualité de l'acier et donne la résistance de la tige à la traction et à la torsion.

Lorsqu'une tige subit un effort de traction, elle s'allonge ; si on ne dépasse pas une certaine valeur et si on relâche la force, la tige revient à sa position initiale : on dit que l'acier a travaillé dans le domaine élastique.

La limite élastique (**contrainte maximale admissible**) est le rapport de la traction maximale sur la section du corps de la tige.

Les grades d'acier normalisés sont : D55 - E75 - X95 - G105 - S135.

✚ La gamme :

Caractérise la longueur des tiges. Il existe **3 gammes** de longueur de tige :

- ✚ gamme 1 : 5,50 m à 6,70 m (18' à 22'),
- ✚ gamme 2 : 8,25 m à 9,15 m (27' à 30'),
- ✚ gamme 3 : 11,60 m à 13,70 m (38' à 45').

✚ **Le poids nominal :**

Il indique le poids du corps de la tige sans les tool-joints.

c) Fabrication :

Les tiges de forage sont des tubes d'acier au carbone étirés sans soudure. Leurs extrémités sont refoulées :

- ✚ soit intérieurement (**internal upset ou IU**)
- ✚ soit extérieurement (**external upset ou EU**)
- ✚ soit de manière mixte (**internal - external upset ou IEU**).

d) Classification :

La classe d'une tige définit son degré d'usure après utilisation, donc la diminution de sa section qui entraîne celle de ses caractéristiques mécaniques.

L'API a défini les classes de tiges comme suit :

✚ **Classe 1 :**

Marquée d' une bande blanche.

Les tiges de cette classe sont neuves (aucune trace d'usure).

✚ **Classe supérieure (premium) :**

Marquée de deux bandes blanches.

L'usure est caractérisée par :

- réduction uniforme de l'épaisseur de **20%**,
- réduction excentrique de l'épaisseur de **20%**,

✚ **Classe 2 :**

Marquée d' une bande jaune.

L'usure est caractérisée par :

- réduction uniforme de l'épaisseur de **20%**,
- réduction excentrique de l'épaisseur de **35%**,

Classe 3 :

Marquée d' une bande orange.

L'usure est caractérisée par :

- réduction uniforme de l'épaisseur de **37.5%**,
- réduction excentrique de l'épaisseur de **45%**,

Classe 4 :

Marquée d' une bande verte.

Plus usée que la classe 3.

Remarque : une tige rebute est marqué par une bande rouge

II.5-1-2/Les tool-joints :

Ce sont des joints qui assurent la liaison entre les tiges.

Ils sont soudés et/ou vissés au corps de tiges.
Ils peuvent être rechargés extérieurement pour être protégés contre l'usure excessive.

Remarque : c'est sur les tool-joints que sont placées les clés de forage pour les opérations de vissage et de dévissage

II.5-1-3/Les tiges lourdes :

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 masses tiges et les tiges.

On utilise donc avantageusement une, deux ou trois longueurs de tiges lourdes, entre les masses 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 masses 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,

Le diamètre intérieur est généralement intermédiaire entre le diamètre des tool-joints et celui des masse tiges.

II.5-1-4/Les masse tiges :

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.

Caractéristiques :

- 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 ;

Différents types de masse-tiges :

Masse tiges classiques

L'utilisation du collier de sécurité pour leur manoeuvre dans le puits est obligatoire.

Masse tiges à rétreints :

Deux retraits sont usinés dans la partie supérieure pour permettre l'utilisation de la cale et l'élévateur sans collier de sécurité.

Masse tiges lisses :

Elles sont lisses sur toute leur longueur.

Masse tiges à partie centrale surdimensionnée

La partie supérieure est réduite pour permettre le repêchage par l'extérieur avec un **overshot** standard

Masse tiges carrées

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.

Masse tiges spiralées

Elles réduisent le risque de coincement par pression différentielle en diminuant la surface de contact masse tige/trou.

Masse tiges amagnétiques

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

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

II.5-1-5/Les stabilisateurs :

On appelle forage vertical, par opposition au forage dirigé, tout forage implanté à la verticale de son objectif, la déviation maximale admissible étant limitée pour atteindre la cible.

Afin de limiter et de contrôler la déviation d'un puits, on intègre dans la garniture de forage des stabilisateurs dont on choisit le nombre, le dimensionnement et la position pour répondre au mieux aux problèmes posés.

Il existe également :

- des stabilisateurs à chemise en caoutchouc non rotative utilisés dans les terrains durs,
- des stabilisateurs à surfaces de contact importantes utilisés en stabilisateur d'outil (near bit),
- des stabilisateurs sous dimensionnés utilisés en forage dirigé, présentant un recouvrement maximal des lames.

 **Stabilisation en trou vertical :**

Le but d'une bonne stabilisation en trou vertical est de :

- maintenir un angle de déviation le plus faible possible,
- permettre un certain poids sur l'outil,
- garantir un diamètre correct du trou,
- éviter le collage par pression différentielle des masse tiges.

 **Stabilisation en forage dirigé :**

Dans le cas du forage dirigé, les stabilisateurs en plus de leur rôle de centrage et de guidage supportent le poids de la garniture.

Puisqu'on ne dispose pas de stabilisateurs non rotatifs mécaniquement satisfaisants, on

choisira en forage dirigé des stabilisateurs qui soient aussi peu agressifs que possible, afin d'éviter l'érosion des parois.

Les stabilisateurs utilisés présentent donc en général de grandes surfaces de contact (Recouvrement ou élargissement des lames).

Remarque : Il existe toute une série d'assemblages de fond choisis en fonction du résultat que l'on veut obtenir, c'est à dire :

- ✚ soit augmenter l'angle de déviation (**build up**),
- ✚ soit le maintenir (**lock up**),
- ✚ soit le diminuer (**drop off**).

II.5-1-6/Le Trépan :

Un l'outil qu'on ajuste à la dernière allonge d'une sonde et qui, par percussion vertical, s'enfonce dans le sol.

- ✚ Ce le seul élément dans la sonde qui fait un trou, et il est en contact avec le fond, cela ne veut pas dire que l'outil est le seul qui peut creuser les trous, le trépan ne creuse un trou- et ne rapporte de l'argente, que l'ors qu'il est adapté à la formation de milieu à forer, et qu'il soit en bon état. L'outil ne peut pas forer si on n'exerce pas un poids qu'il le dirige vers le fond, ce poids est appelé masse tige, et il faut faire tourner, sans oublier la circulation de la boue de forage (qui nettoie et refroidit le trépan).
- ✚ Le premier outil de forage est apparu sur les champs de pétrole à l'aire en 1859 l'heure de forage par battage est l'outil à lames, par révolution et développement des outils comme les autres équipements de forage. Le premier outil à mouette en 1909. On fonction de région et la dureté des roches à forer on fabrique l'outil à diamant.

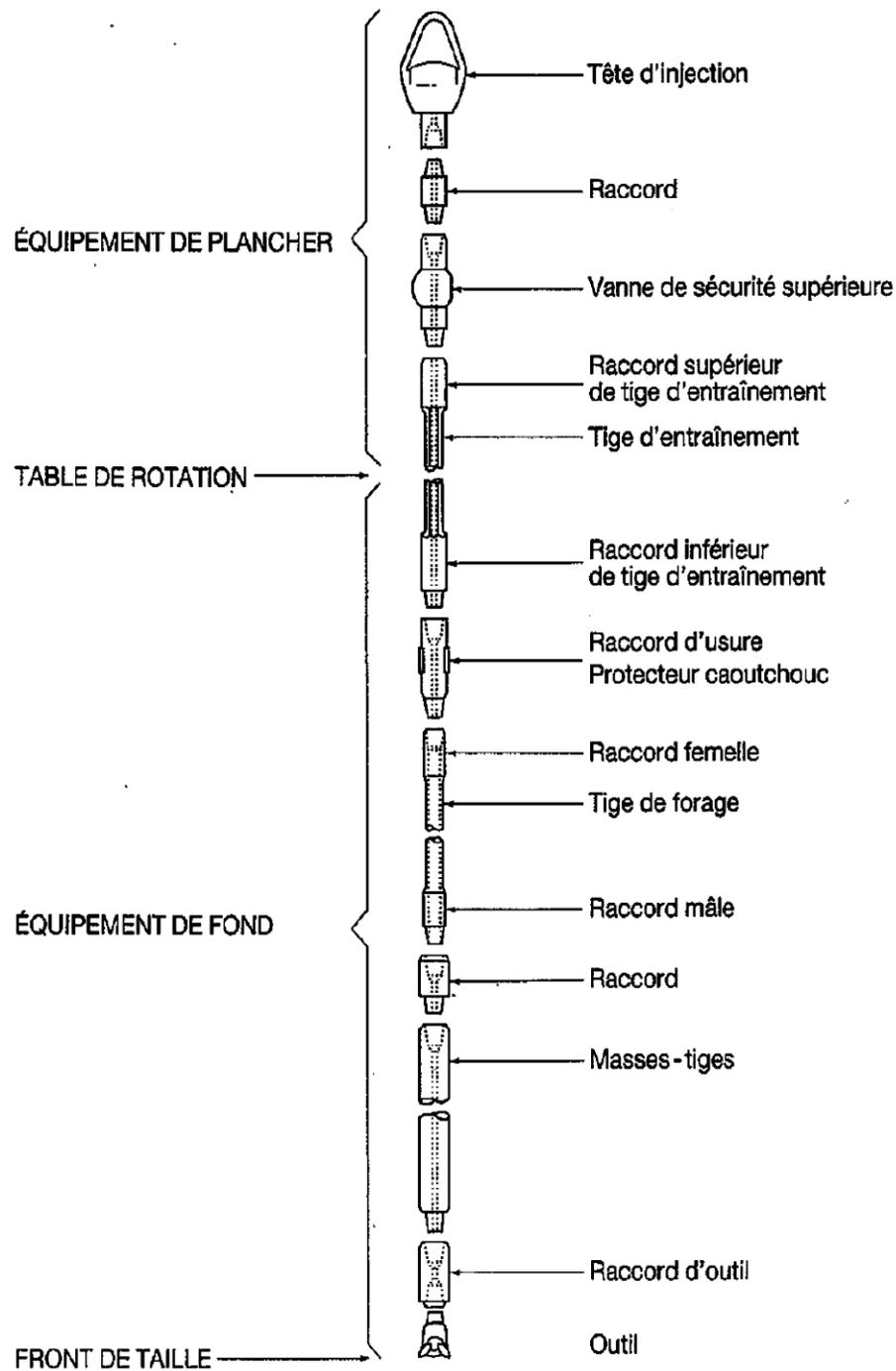


Fig.III.1: les constituants de la garniture de forage (National Oilwell)

II.6-/Introduction au Fluide de Forage :

Le fluide de forage, souvent appelé boue de forage, est un liquide utilisé dans les opérations de forage pour plusieurs fonctions essentielles. Il circule dans le trou de forage pour lubrifier le trépan, transporter les déblais à la surface, maintenir la pression du puits, stabiliser les parois du puits et refroidir les outils de forage. La sélection du fluide de forage approprié est cruciale pour garantir le succès des opérations de forage.

II.6-1/Le rôle du Fluide de Forage :

Le fluide de forage remplit plusieurs fonctions clés pendant les opérations de forage :

✚ **Lubrification et refroidissement :**

Le fluide de forage lubrifie le trépan de forage et les outils associés, réduisant ainsi l'usure et la friction. Il dissipe également la chaleur générée par le frottement des outils, aidant à prévenir la surchauffe.

✚ **Transport des déblais :**

En circulant dans le trou de forage, le fluide de forage transporte les déblais de roche et de boue à la surface, permettant ainsi de maintenir le trou de forage propre et dégagé.

✚ **Maintien de la pression du puits :**

Le fluide de forage exerce une pression hydrostatique dans le puits, ce qui aide à prévenir l'éruption de gaz, de fluides ou de roches du réservoir vers la surface.

✚ **Stabilisation des parois du puits :**

En formant un film sur les parois du puits, le fluide de forage renforce leur stabilité, réduisant ainsi le risque d'effondrement ou de détachement de la roche.

Ces différentes fonctions nécessitent que le fluide de forage possède une certaine viscosité et densité. Le débit du fluide de forage doit empêcher les déblais de retomber au fond du trou. Pour cela, il faut que la vitesse de remontée de la boue dans l'espace annulaire soit de l'ordre de 25 à 50 m/min, ce qui entraîne des débits d'environ 2 400 l/min lorsque l'on fore en 12^{1/4} (311 mm) et de 1 000 l/min lorsque l'on fore en 8^{1/2} (216 mm).

La boue de forage est généralement constituée d'eau à laquelle est ajoutée 5 à 10 % d'une argile spéciale, la bentonite, pour donner de la viscosité et former une couche imperméable, le cake, sur les parois poreuses perméables des réservoirs traversés. Divers produits permettent d'ajuster ses caractéristiques aux valeurs désirées ; ce sont par exemple :

- ✚ Amidons et des composés à base de cellulose (CMC) pour réduire le filtrat, c'est-à-dire la quantité d'eau susceptible d'envahir les réservoirs,
- ✚ Tanins ou des ligno sulfonates pour fluidifier la boue,
- ✚ La baryte (sulfate de baryum : BaSO₄), qui a une densité de 4.2, pour ajuster le poids volumique de la boue, de façon que la pression hydrostatique au fond du trou, au cours du forage, reste supérieure à la pression des fluides contenus dans les roches.

La boue fait l'objet d'un contrôle constant et d'une préparation minutieuse suivant les terrains. Les paramètres que l'on vérifie tout particulièrement sont la viscosité, la densité et la valeur du filtrat. Divers types de boue peuvent être utilisés pour forer des roches particulières, comme par exemple les boues salées saturées pour forer du sel.

Lorsque les formations ne contiennent pas d'eau et sont bien consolidées, il est parfois possible de forer à l'air. Dans ce cas, on utilise une batterie de compresseurs qui fournit environ 40 m³/min à 20 bars.

Le volume de la boue en circulation dans un puits est de l'ordre de 100 à 200 m³. Ce fluide de forage avant d'être réinjecté dans le puits est débarrassé des déblais par différents équipements (correction et recyclage de la boue). Les éléments grossiers sont éliminés par des tamis vibrants, les éléments plus fins par des hydrocyclones et des centrifugeuses.

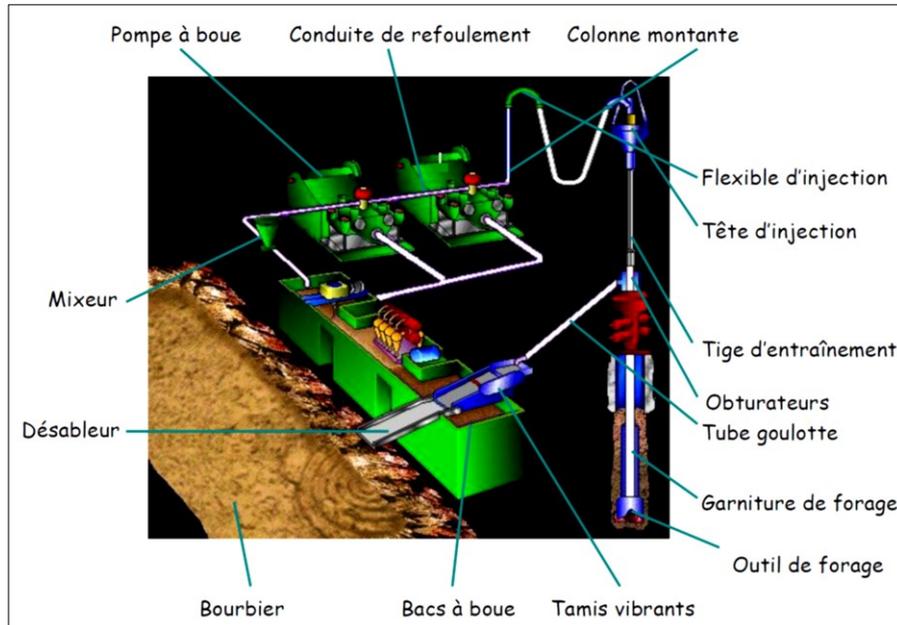


Fig. III.2 : Le circuit de la boue de forage.

La boue de forage est aussi un élément important de forage, non seulement par sa densité, sa viscosité, son filtrat, qui ont une influence sur la vitesse d'avancement, mais surtout par la puissance hydraulique qu'elle permet de fournir aux duses des tricônes, et qui participent ainsi au nettoyage du fond du trou.

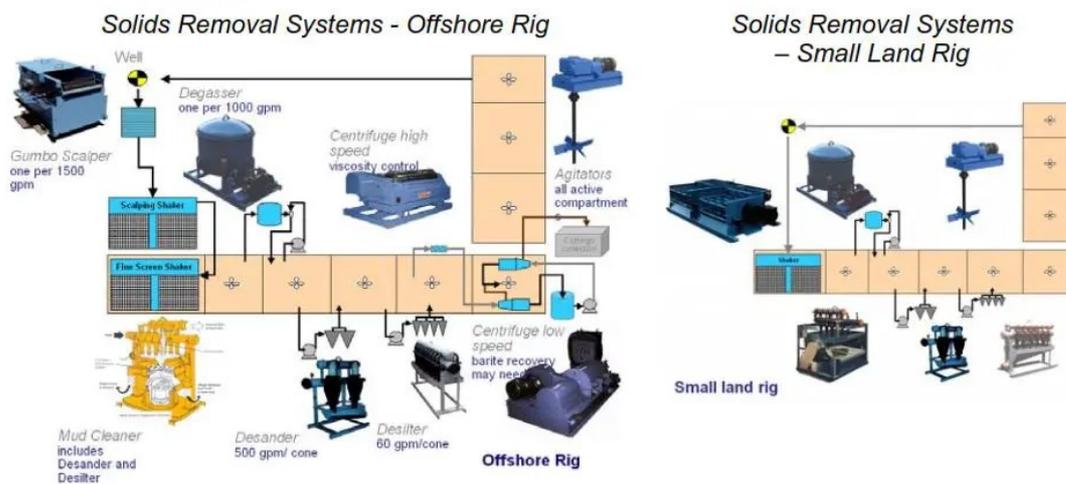


Fig. III.3: correction et recyclage de la boue de forage.

II.6-2/Classification des Fluides de Forage :

Les fluides de forage peuvent être classés en plusieurs catégories en fonction de leur composition, de leurs propriétés et de leurs performances. Les principales classifications comprennent :

II.6-2-1/Boues à base d'eau :

Ces boues sont composées principalement d'eau, auxquelles sont ajoutés des additifs tels que des polymères, des argiles, des agents moussants et des inhibiteurs de corrosion pour améliorer leurs propriétés.

II.6-2-2/Boues à base d'huile :

Les boues à base d'huile utilisent des fluides hydrocarbonés comme base, généralement des huiles minérales. Elles sont utilisées dans les formations géologiques où les fluides à base d'eau peuvent causer des problèmes d'instabilité des parois du puits ou de gonflement des argiles.

II.6-2-3/Boues à base synthétique :

- Ces boues utilisent des fluides synthétiques comme base, tels que les esters, les glycols ou les polymères. Elles offrent souvent des performances supérieures aux boues à base d'eau ou d'huile dans certaines conditions géologiques spécifiques.

II.6-3/Principaux Produits à Boue :

Les principaux produits utilisés dans la formulation des fluides de forage comprennent :

II.6-3-1/Argiles :

Les argiles, telles que la bentonite, sont utilisées comme agents de viscosification et de stabilisation dans les boues à base d'eau.

II.6-3-2/Polymères :

Les polymères sont ajoutés aux boues pour améliorer leurs propriétés de viscosité, de filtration et de suspension des déblais.

II.6-3-3/Agents de pH:

Les agents de pH sont utilisés pour ajuster et maintenir le pH du fluide de forage dans des niveaux optimaux.

II.6-3-4/Agents moussants :

Les agents moussants sont utilisés pour créer de la mousse dans les boues à base d'eau, améliorant ainsi leur stabilité et leur capacité de transport des déblais.

II.6-3-5/Inhibiteurs de corrosion :

Les inhibiteurs de corrosion sont ajoutés pour protéger les équipements de forage de la corrosion causée par le fluide de forage.

En utilisant une formulation appropriée de fluide de forage et en contrôlant ses propriétés, les opérateurs peuvent maximiser l'efficacité du forage, assurer la sécurité des opérations et optimiser la récupération des hydrocarbures.

II.7-La mécanique des roches

La mécanique des roches est une discipline de la géologie et de l'ingénierie qui étudie le comportement mécanique des roches. Elle englobe l'analyse des propriétés mécaniques des roches, leur réponse à différentes contraintes et charges, ainsi que les applications pratiques de ces connaissances dans des domaines tels que la construction, l'exploitation minière, le génie civil, et l'industrie pétrolière et gazière. Voici un aperçu des principaux concepts et domaines d'application de la mécanique des roches :

II.7-1/Propriétés mécaniques des roches :

II.7-1-1/Résistance à la compression : C'est la capacité d'une roche à résister à une force de compression. Elle est souvent mesurée en laboratoire à l'aide d'essais de compression uni axiale ou triaxiale.

II.7-1-2/Résistance à la traction : Bien que la plupart des roches soient beaucoup plus résistantes à la compression qu'à la traction, certaines roches présentent une certaine résistance à la traction. Cependant, cette propriété est généralement mesurée indirectement.

II.7-1-3/Module d'élasticité : Il mesure la raideur d'une roche en réponse à une contrainte. Un module d'élasticité plus élevé indique une roche plus rigide.

II.7-1-4/Coefficient de Poisson : Il décrit la relation entre la déformation longitudinale et transversale d'une roche lorsqu'elle est soumise à une contrainte.

II.7-1-5/Frottement interne : C'est la résistance au glissement entre les grains de la roche, influençant son comportement en termes de stabilité des pentes et de résistance au cisaillement.

II.7-2/Contraintes et déformations dans les roches:

II.7-2-1/Contraintes géologiques :

Les roches sont soumises à diverses contraintes géologiques, notamment les contraintes tectoniques, gravitaires, thermiques et hydrauliques.

II.7-2-2/Déformations élastiques et plastiques : Les roches peuvent subir des déformations élastiques réversibles sous faible contrainte, tandis que des contraintes plus élevées peuvent entraîner des déformations plastiques permanentes.

II.7-2-3/Fracturation et fissuration : Les roches peuvent se fissurer ou se fracturer sous

l'effet de contraintes, ce qui peut affecter leur stabilité et leur comportement mécanique.

II.7-2-4/Pétrole et gaz: Dans l'industrie pétrolière et gazière, elle est utilisée pour évaluer la stabilité des puits de forage, prévoir les risques de fracturation hydraulique, et optimiser la production des réservoirs.

II.7-3/Évaluation de la stabilité des puits de forage:

La stabilité des puits de forage est une préoccupation majeure, surtout lorsqu'on traverse des formations géologiques complexes ou instables. Pour évaluer cette stabilité, on utilise souvent des concepts de mécanique des roches tels que la contrainte maximale admissible (SMA), la pression de pore maximale admissible (MPA), et le facteur de sécurité (FS).

II.7-3-1/Contrainte maximale admissible (CMA) : La CMA représente la contrainte maximale qu'une roche peut supporter sans se fissurer ou subir une déformation excessive. Elle est généralement calculée à l'aide de la formule de Mohr-Coulomb :

$$\sigma_{\max} = C + \sigma_n \cdot \tan(\phi)$$

Où :

- σ_{\max} est la contrainte maximale admissible.
- C est la cohésion de la roche.
- σ_n est la contrainte normale.
- ϕ est l'angle de frottement interne.

II.7-3-2/Pression de pore maximale admissible (MPA) : c'est la pression maximale que les pores d'une formation rocheuse peuvent supporter avant que des pertes de boue ou des éruptions de gaz ne se produisent. Elle est généralement calculée en fonction de la profondeur du puits et des propriétés géologiques de la formation.

II.7-3-3/Facteur de sécurité (FS) : Le FS est le rapport entre la contrainte de rupture de la roche et la contrainte réelle appliquée. Un FS supérieur à 1 indique que la roche est stable, tandis qu'un FS inférieur à 1 indique un risque de rupture ou de déformation excessive.

II.7-3-4/Conception et optimisation de la fracturation hydraulique :

Dans le processus de fracturation hydraulique, la mécanique des roches est utilisée pour évaluer la pression de fracturation requise pour ouvrir des fissures dans la roche réservoir et augmenter la perméabilité. La pression de fracturation peut être calculée à l'aide de la formule de la pression de fracturation moyenne :

$$P_f = \frac{2 \cdot \mu \cdot Q}{\pi \cdot r \cdot h}$$

Où :

- P_f est la pression de fracturation.
- μ est la viscosité du fluide de fracturation.
- Q est le débit de fluide de fracturation.
- r est le rayon de la zone de fracturation.
- h est l'épaisseur de la formation à fracturer.

II.7-4/Optimisation de la production des réservoirs :

En comprenant les propriétés mécaniques des roches réservoirs, telles que la perméabilité et la porosité, on peut optimiser les opérations de production en identifiant les zones à fort potentiel de drainage et en concevant des schémas de production efficaces. Par exemple, la loi de Darcy peut être utilisée pour calculer le débit de production à travers une formation rocheuse perméable :

$$Q = \frac{k \cdot A \cdot \Delta P}{\mu \cdot L}$$

Où :

- Q est le débit de production.
- k est la perméabilité de la roche.
- A est la section transversale du réservoir.
- ΔP est la différence de pression à travers la roche.
- μ est la viscosité du fluide de production.
- L est la longueur du réservoir.

En combinant ces concepts de mécanique des roches avec des données géologiques et opérationnelles spécifiques, l'industrie pétrolière et gazière peut prendre des décisions éclairées pour maximiser la production tout en minimisant les risques et les coûts associés.

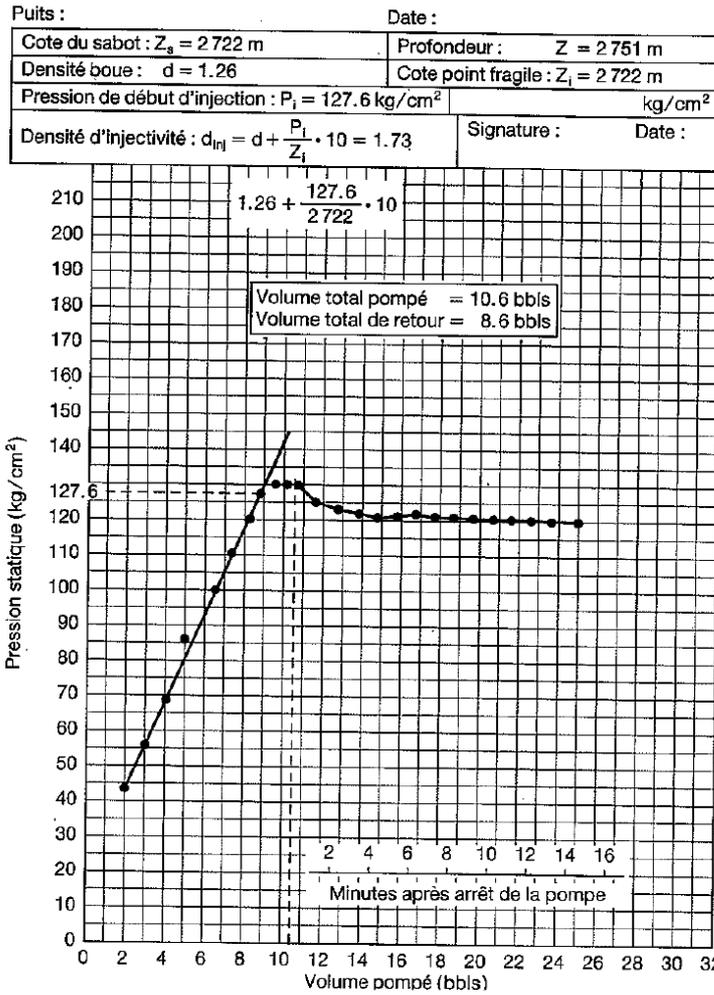


Fig.III.4: Diagramme type d'enregistrement d'un leak-off test (LOT) (SNEAP)

Références bibliographiques

- A. BLEND.** Cours de forage équipement de forage tome 1- planches, Édition technip.
- BRGM. (1995).** Equipement de forage d'exploitation d'eau minérale « Approche méthodologique ». Note technique n°4. 21p. **BRGM. (1998).** Mémento techniques des eaux minérales. 235p. **Castany, G. (1982).** Principe et méthode de l'hydrogéologie.
- Bugarel, F., Gutierrez, A. (2015).** Retour d'expérience sur les forages géothermiques profonds Phase 1. BRGM. 149.
- Chilingar G.V., 1964,** Relationship between Φ , k and grain size distribution of sands and sandstones.
- Deltaic and shallow marine water deposition, Elsevier Editions L.M.J.U van Staaten ;
- Detay, M. (1997).** La gestion active des aquifères. Masson Paris, 416 p.
- Dunod, 237p. **CICR (Comité international de la Croix-Rouge). (2012).** Réalisation et réhabilitation des forages dans les conditions du terrain. Revue technique. 144p.
- Formation d'ingénieurs en forage. Modules M1 & M2. Sonatrach-division forage
- Furgier, (1993).** Le forage d'eau, réalisation, entretien et réhabilitation. Masson, 379 p.
- Gilli, E., Mangan, C., Mudry, J., (2004).** Hydrogéologie: objets, méthodes, applications. Dunod, Paris, 303 p.
- Bouselsal Boualem 2017.,** Publisher: elearn.univ-ouargla.dz
- Goyénèche, O., J-N. (1995) :** Manuel de forage à l'usage des géologues. 107p.
- Grondin, F. (2004).** Les outils de forage ; document SONATRACH. Division forage. 108p.
- Howsam, P., Misstear, B., Jones, C. (1995)** Monitoring, maintenance and rehabilitation of water supply boreholes. CIRIA report 137. **Mabilhot, A. (1971).** Forage d'eau: guide pratique, édition: Johnson filt sys, Naintre. 237p.
- <https://www.universalis.fr>**
- Le forage de J.P. Nguyen. Institut Français du pétrole. 1993.

Les forages profonds. Annales des mines. Mai 2000.

Les outils de forage. ENSPM Formation Industrie-forage-production-gisement. 1999.

Marguat, J. (1972). Terminologie hydrogéologique. Edition BRGM. 139p **Marsily, G. (1981).**

Metaiche, M. (2013). Hydrogéologie Quantitative. Masson, Paris, 214 p.

Myrand, D. (2007). Forage d'eau : procédés et mesures. Polycopier. Univ Bouira.67p.

Nguyen, J-P. (1993). Captage d'eau souterraine pour des résidences isolées. 67p.

Olivier LAVOISY. Premier puits de pétrole. Encyclopaedia Universalis

Person, J. (1980). Le forage : Techniques d'exploitation pétrolière, Ed. Technip, 385p

Reiffsteck, P., Le forage d'eau, guide pratique des maitres d'ouvrage. BRGM. 45p.

Lossy, D., Benoît, J. (2012). Forages, sondages et essais in situ géotechniques.

Robert, J. (2007). Les outils pour la reconnaissance des sols et des roches. 796 p.

JOHNSON SCREENS., Groundwater & wells. Third edition.. 799p.

Annexes

Basic Drilling Engineering Equations - p.1

<p>Triplex Pump : $Q = \frac{3\pi}{4}(d^2) \frac{LEN}{231}$</p> <p>Double - Acting Duplex : $Q = \frac{\pi}{2}(2d_L^2 - d_R^2) \frac{LEN}{231}$</p> <p>Hydraulic Horsepower : $HHP = \frac{Q \Delta P}{1,714}$</p> <p>Pipe Internal Area : $A_{PIPE} = \frac{\pi}{4} d_i^2$</p> <p>Annular Area : $A_{ANN} = \frac{\pi}{4} (d_o^2 - d_i^2)$</p> <p>Pipe Capacity : $V_{PIPE} = \frac{\pi}{4} d^2 \left(\frac{12}{231 * 42} \right) \left(\frac{bbl}{ft} \right)$</p> <p>Pipe Capacity : $V_{PIPE} = \frac{d^2}{1,029.4} \left(\frac{bbl}{ft} \right)$</p> <p>Annular Capacity : $V_{ANN} = \frac{d_o^2 - d_i^2}{1,029.4} \left(\frac{bbl}{ft} \right)$</p>	<p>Hydrostatic Pressure : $P = 0.052 * \text{Density} * \text{Depth}$</p> <p>Reynolds Number : $N_{Re} = \frac{929 \rho V d}{\mu}$</p> <p>Gelled Mud : $\frac{dP}{dL} = \frac{\tau_{GEL}}{300(d_2 - d_1)}$</p>
<p>Gas in Mud : $\Delta P_{RED} = \left(\frac{C P_S Z_A T_A}{(100 - C) Z_S T_S} \right) \ln \left(\frac{P_B + P_S}{P_S} \right)$</p> <p>C = Gas Volume as % of Total Volume</p>	<p>For Max Hyd. HP : $\Delta P_{PARASITIC} = \left(\frac{1}{m+1} \right) \Delta P_{PUMP}$</p> <p>Max Impact Force : $\Delta P_{PARASITIC} = \left(\frac{2}{m+2} \right) \Delta P_{PUMP}$</p> <p>Impact Force : $F_j = 0.01732 Q \sqrt{\rho \Delta P_{NOZ}}$</p> <p>Nozzle Velocity : $V_{NOZ} = 33.43 \sqrt{\frac{\Delta P_{NOZ}}{\rho_{MUD}}}$</p> <p>Nozzle Area : $A_{NOZ_TOT} = \frac{\pi}{4} (d_1^2 + d_2^2 + d_3^2 + \dots)$</p> <p>Nozzle Pressure Drop : $\Delta P_{NOZ} = \frac{\rho_{MUD} Q^2}{10,859 A_{NOZ_TOT}^2}$</p> <p>Nozzle Area : $A_{NOZ_TOT_OPT} = \left(\frac{Q_{OPT}}{104.2} \right) \sqrt{\frac{\rho_{MUD}}{\Delta P_{NOZ_OPT}}}$</p> <p>With 3 Nozzles : $d_{NOZ} = \sqrt{\frac{4 A_{TOT}}{3\pi}}$</p>
<p>Buoyancy Factor for steel : $BF = 1 - \frac{\rho_{MUD}}{\rho_{STEEL}}$</p>	<p>Circulating Pressure : $P_2 = P_1 \left(\frac{SPM_2}{SPM_1} \right)^2$</p>
<p>Lifting Pipe : $L = W \left(1 + \frac{1}{En} + \frac{1}{n} \right)$</p> <p>Lowering Pipe : $L = W \left(1 + \frac{E}{n} + \frac{1}{n} \right)$</p> <p>Load on Dead_Line_Leg : $L_D = W \left(\frac{n+4}{4n} \right)$</p> <p>Wind Load, $\frac{lbf}{ft^2}$: $p = 0.004 V^2$ (V in mph)</p>	<p>$d_c = \left(\frac{\log \frac{R}{60N}}{\log \frac{12W}{10^6 D_B}} \right) \left(\frac{\rho_{MUD_NORMAL}}{\rho_{MUD_ACTUAL}} \right)$</p> <p>$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_N \right] \left[\frac{d_{c_OBSERVED}}{d_{c_NORMAL}} \right]^{1.2}$</p> <p>$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_N \right] \left[\frac{R_{OBSERVED}}{R_{NORMAL}} \right]^{1.2}$</p> <p>$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_N \right] \left[\frac{C_{NORMAL}}{C_{OBSERVED}} \right]^{1.2}$</p> <p>$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_N \right] \left[\frac{\Delta t_{NORMAL}}{\Delta t_{OBSERVED}} \right]^{3.0}$</p> <p>$F = \left(\frac{S-P}{D} \right) \left(\frac{\gamma}{1-\gamma} \right) + \frac{P}{D}$</p>
<p>$V_{ab} = \left(0.45 + \frac{D_p^2}{D_H^2 - D_p^2} \right) V_{PIPE}$</p> <p>$V_{ab} = \left(0.45 + \frac{D_p^2 - D_i^2}{D_H^2 - D_p^2 + D_i^2} \right) V_{PIPE}$</p>	

Basic Drilling Engineering Equations - p.2

Stress = $\frac{\text{Force}}{\text{Area}}$ Pressure = $\frac{\text{Force}}{\text{Area}}$ Torque = Force * Arm Power = Force * Velocity Power = Torque * Angular Velocity Specific Gravity = $\frac{\rho_{\text{FLUID}}}{8.33} \left(\frac{\text{lb/gal}}{\text{lb/gal}} \right)$	1 ft ³ = 7.48 gal 1 bbl = 42 gal 1 hp = 33,000 ft – lbf / min 1 BTU = 779 ft – lbf
Newtonian Model	Bingham Plastic Model
Laminar $\frac{dP}{dL} = \frac{\mu V}{1,500 d^2}$ $\frac{dP}{dL} = \frac{\mu V}{1,000 (d_2 - d_1)^2}$	Laminar $\frac{dP}{dL} = \frac{\mu_p V}{1,500 d^2} + \frac{\tau_y}{225 d}$ $\frac{dP}{dL} = \frac{\mu_p V}{1,000 (d_2 - d_1)^2} + \frac{\tau_y}{200 (d_2 - d_1)}$
Turbulent $\frac{dP}{dL} = \frac{f \rho V^2}{25.8 d}$ $\frac{dP}{dL} = \frac{\rho^{0.75} V^{1.75} \mu^{0.25}}{1,800 d^{1.25}}$ $\frac{dP}{dL} = \frac{f \rho V^2}{21.1 (d_2 - d_1)}$ $\frac{dP}{dL} = \frac{\rho^{0.75} V^{1.75} \mu^{0.25}}{1,396 (d_2 - d_1)^{1.25}}$	Turbulent $\frac{dP}{dL} = \frac{f \rho V^2}{25.8 d}$ $\frac{dP}{dL} = \frac{\rho^{0.75} V^{1.75} \mu_p^{0.25}}{1,800 d^{1.25}}$ $\frac{dP}{dL} = \frac{f \rho V^2}{21.1 (d_2 - d_1)}$ $\frac{dP}{dL} = \frac{\rho^{0.75} V^{1.75} \mu_p^{0.25}}{1,396 (d_2 - d_1)^{1.25}}$
$P_{CC} = \frac{1}{D.F.} \left(P_1 - \frac{S - S_1}{S_2 - S_1} \right) (P_1 - P_2)$ $P_{CC} = \frac{1}{1.125} \left(3,660 - \frac{17,571 - 15,000}{20,000 - 15,000} \right) (3,660 - 3,590)$	$P_{KILL} = P_{OLD} + \frac{SIDPP}{0.052 D}$ $P_{KICK} = P_{OLD} - \frac{SICP - SIDPP}{0.052 h_{KICK}}$
Pump Pressure : $P_{PUMP} = \Delta P_S + \Delta P_{DP} + \Delta P_{DC} + \Delta P_{NOZ} + \Delta P_{DC_ANN} + \Delta P_{DP_ANN} + \Delta P_{HYDROSTATIC}$ Mixtures : $\text{Mass} = \rho_1 V_1 + \rho_2 V_2 + \rho_3 V_3 + \dots + \rho_n V_n = (V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n) \rho_{MIX}$	

Conversion Factors

To Convert from	to	Multiply by
Area		
Square inches	Square centimeters	6.45
Square inches	Square millimeters	645.2
Square centimeters	Square inches	0.155
Square millimeters	Square inches	1.55×10^{-3}
Circulation rate		
Barrels/min	Gallons/min	42.0
Cubic feet/min	Cubic meters/s	4.72×10^{-4}
Cubic feet/min	Gallons/min	7.48
Cubic feet/min	Liters/min	28.32
Cubic meters/s	Gallons/min	15,850
Cubic meters/s	Cubic feet/min	2118
Cubic meters/s	Liters/min	60,000
Gallons/min	Barrels/min	0.0238
Gallons/min	Cubic feet/min	0.134
Gallons/min	Liters/min	3.79
Gallons/min	Cubic meters/s	6.309×10^{-5}
Liters/min	Cubic meters/s	1.667×10^{-5}
Liters/min	Cubic feet/min	0.0353
Liters/min	Gallons/min	0.264
Impact force		
Pounds	Dynes	4.45×10^{-5}
Pounds	Kilograms	0.454
Pounds	Newtons	4.448
Dynes	Pounds	2.25×10^{-6}
Kilograms	Pounds	2.20
Newtons	Pounds	0.2248

To Convert from	to	Multiply by
Length		
Feet	Meters	0.305
Inches	Millimeters	25.40
Inches	Centimeters	2.54
Centimeters	Inches	0.394
Millimeters	Inches	0.03937
Meters	Feet	3.281
Mud weight		
Pounds/gallon	Pounds/ft. ³	7.48
Pounds/gallon	Specific gravity	0.120
Pounds/gallon	Grams/cm ³	0.1198
Grams/cm ³	Pounds/gallon	8.347
Pounds/ft. ³	Pounds/gallon	0.134
Specific gravity	Pounds/gallon	8.34
Power		
Horsepower	Horsepower (metric)	1.014
Horsepower	Kilowatts	0.746
Horsepower	Foot-pounds/s	550
Horsepower (metric)	Horsepower	0.986
Horsepower (metric)	Foot-pounds/s	542.5
Kilowatts	Horsepower	1.341
Foot-pounds/s	Horsepower	0.00181
Pressure		
Atmospheres	Pounds/sq. in.	14.696
Atmospheres	Kilograms/sq. cm	1.033
Atmospheres	Pascals	1.033×10^5
Kilograms/sq. cm	Atmospheres	0.9678
Kilograms/sq. cm.	Pounds/sq. in.	14.223
Kilograms/sq. cm.	Atmospheres	0.9678
Pounds/sq. in.	Atmospheres	0.0680
Pounds/sq. in.	Kilograms/sq. cm	0.0703
Pounds/sq. in.	Pascals	6.894×10^3

To Convert from	to	Multiply by
Velocity		
Feet/s	Meters/s	0.305
Feet/min	Meters/s	5.08×10^{-3}
Meters/s	Feet/min	196.8
Meters/s	Feet/s	3.28
Volume		
Barrels	Gallons	42
Cubic centimeters	Cubic feet	3.51×10^{-5}
Cubic centimeters	Cubic inches	0.06102
Cubic centimeters	Cubic meters	10^{-6}
Cubic centimeters	Gallons	2.642×10^{-4}
Cubic centimeters	Liters	0.001
Cubic feet	Cubic centimeters	28,320
Cubic feet	Cubic feet	1728
Cubic feet	Cubic meters	0.02832
Cubic feet	Gallons	7.48
Cubic feet	Liters	28.32
Cubic inches	Cubic centimeters	16.39
Cubic inches	Cubic feet	5.787×10^{-4}
Cubic inches	Cubic meters	1.639×10^{-5}
Cubic inches	Gallons	4.329×10^{-3}
Cubic inches	Liters	0.01639
Cubic meters	Cubic centimeters	10^6
Cubic meters	Cubic feet	35.31
Cubic meters	Gallons	264.2
Gallons	Barrels	0.0238
Gallons	Cubic centimeters	3785
Gallons	Cubic feet	0.1337
Gallons	Cubic inches	231
Gallons	Cubic meters	3.785×10^{-3}
Gallons	Liters	3.785
Weight		
Pounds	Tons (metric)	4.535×10^{-4}
Tons (metric)	Pounds	2205
Tons (metric)	Kilograms	1000

Abréviation de champ pétrolifère principalement utilisée dans le chantier pétrolier

ACF	– Annular Capacity Factor
AV	– Annular Velocity
BF	– Buoyancy Factor
BHA	– Bottom Hole Assembly
BHP	– Bottom Hole Pressure
BOP	– Blow Out Preventor
BOPE	– Blow Out Preventer Equipment
BPUTS	– Bring Pumps Up To Speed
CC	– Circulate and Condition mud
CLF	– Choke Line Friction
CMW	– Current Mud Weight
CP	– Casing Pressure
DC	– Drill Collar
Dh	– Diameter of hole in inches
DP	– Drill Pipe
DPP	– Drill Pipe Pressure
ECD	– Equivilant Circulating Density
EOB	– End of Build
ESP	– Estimated Stuck Point or Electical Submersible Pump

FCP	– Final Circulating Pressure
FD	– Fluid Density
FIT	– formation integrity test
FOSV	– Full Opening Safety Valve
FP	– Formation Pressure
FrP	– Friction Pressure
FV	– Funnel Viscosity
GPM	– Gallons Per Minute
HHP	– Hydraulic Horse Power
HP	– Hydrostatic Pressure
IBOP	– Inside Blow Out Preventer
ICP	– Initial Circulating Pressure
ISICP	– Initial Shut-in Casing Pressure
KLF	– Kill Line Friction
KMW	– Kill Mud Weight
KOP	– Kick Off Point
Lbs.	– Pounds
LC	– Lost Circulation
LCM	– Lost Circulation Material
Len	– Length in feet

LOT	– Leak Off Test
MAASP	– Maximum Allowable Annular Surface Pressure
MASP	– Maximum Anticipated Surface Pressure
MD	– Measured Depth
MGS	– Mud Gas Separator
MI	– Mud Increment
MISICP	– Maximum Initial Shut-in Casing Pressure
MOP	– Margin of Over Pull
MW	– Mud Weight in ppg
NP	– Neutral Point
OBM	– Oil Based Mud
OMW	– Original Mud Weight
OPT	– Optimum
PG	– Pressure Gradient
PI	– Pressure Increment
POH	– Pull Out Hole
PP	– Pore Pressure
PPG	– Pounds Per Gallon
RIH	– Run In Hole
ROH	– Run Out Of Hole

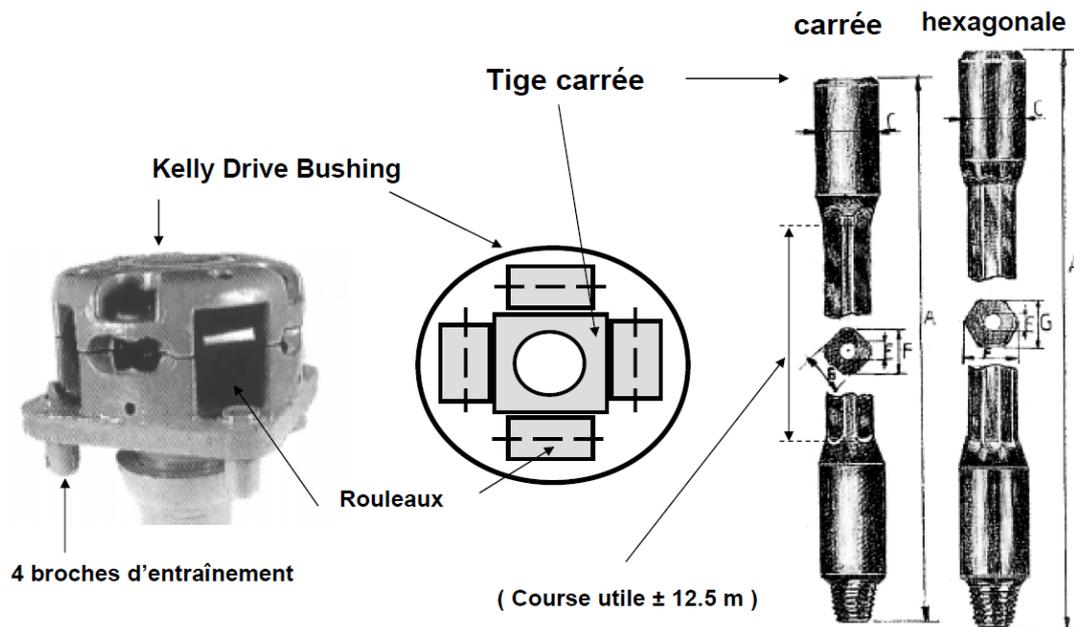
RPM	– Rounds Per Minute
RSS	- Rotary Steerable System
SCR	– Slow Circulating Rate
SG	– Specific Gravity
SICP	– Shut-in Casing Pressure
SIDPP	Shut-in Drill Pipe Pressure
SOBM	Synthetic Oil Based Mud
SP	Surface Pressure
SPM	Strokes Per Minute
SPM Valve	Side Pocket Mandrel Valve
SPR	Slow Pump Rate
TDS	Top Drive System
TIH	Trip In Hole
TOC	Top Of Cement
TOF	Top Of Fish
TOH or TOO	Trip Out Of Hole
TOL	Top Of Liner
TVD	True Vertical Depth
WL	Water Loss or Wire Line

WOB	Weight On Bit
WOC	Wait On Cement
WOO	Wait On Orders
WOW	Wait On Weather
YP	Yield Point

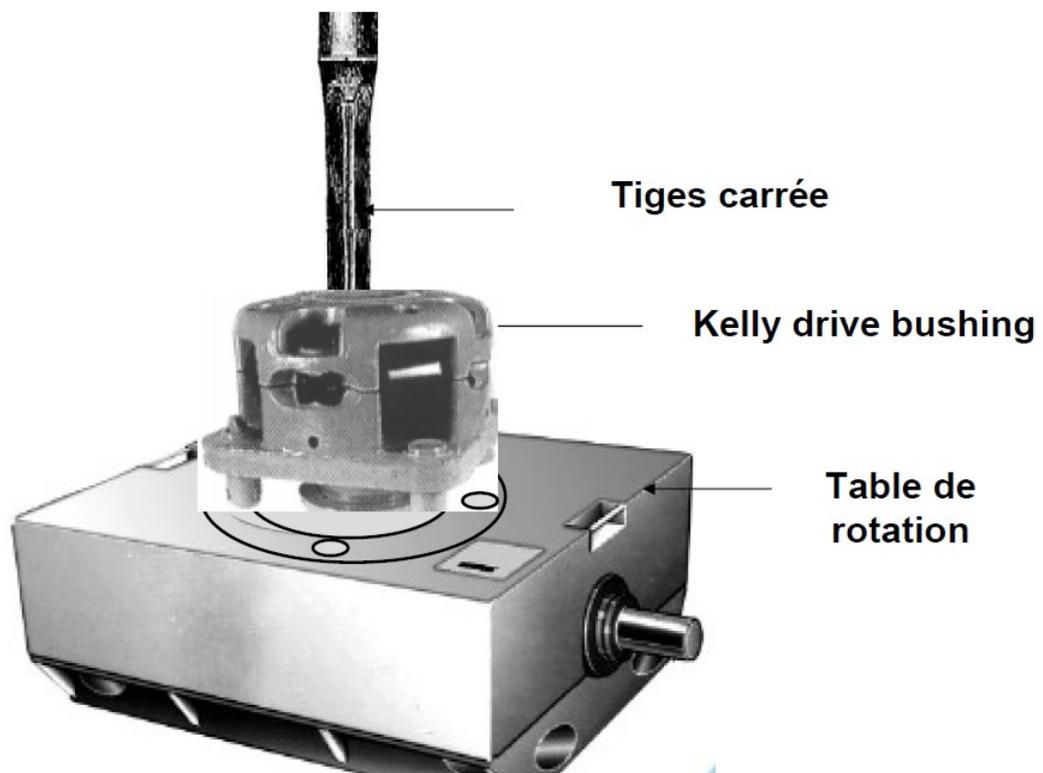


Le premier puits foré au sud Algérien (In Amenas -11/1955).

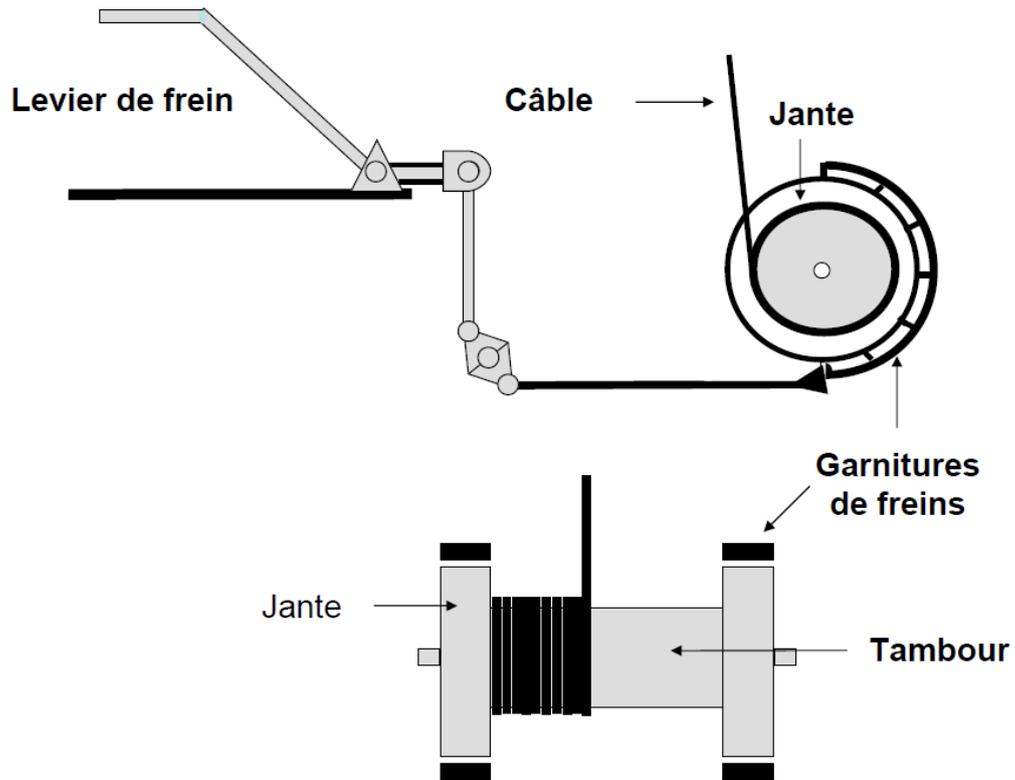
Le système de rotation



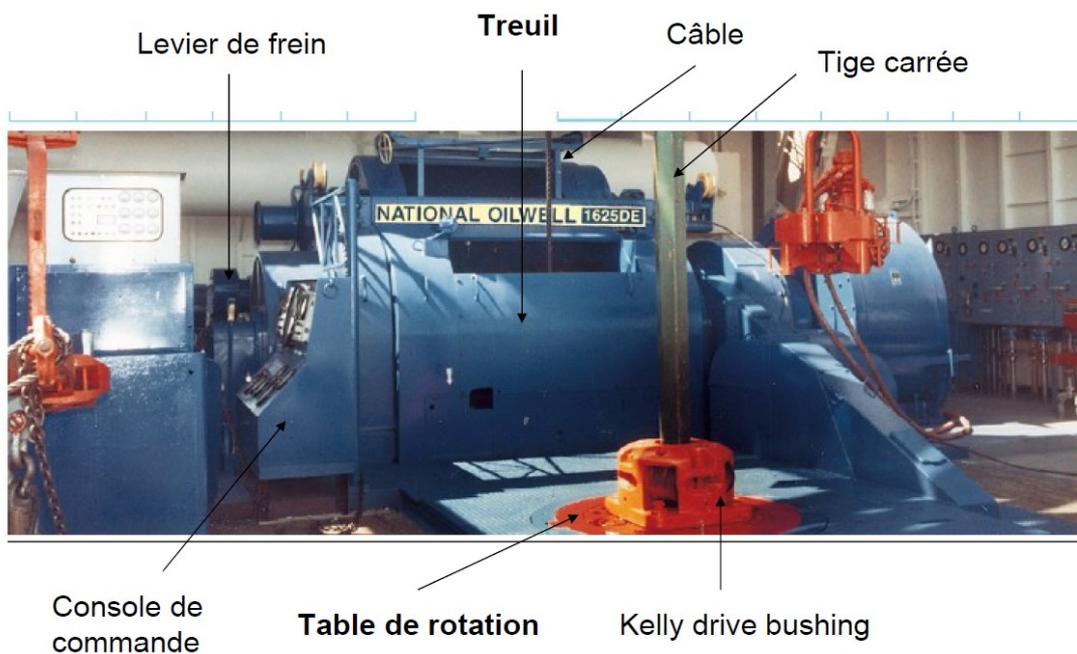
L'ensemble de rotation



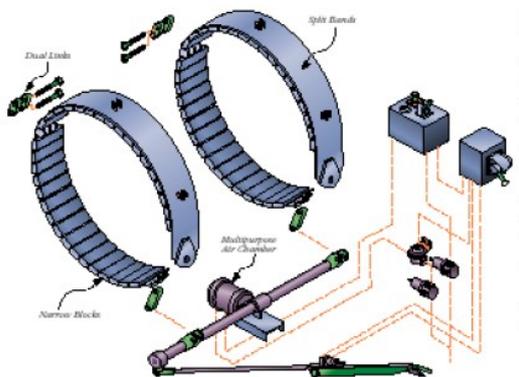
Contrôle du poids sur l'outil



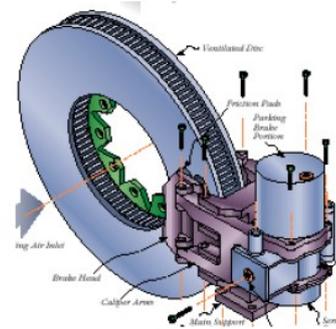
Vue du treuil et du système de rotation



Freins à bandes



Freins à disque



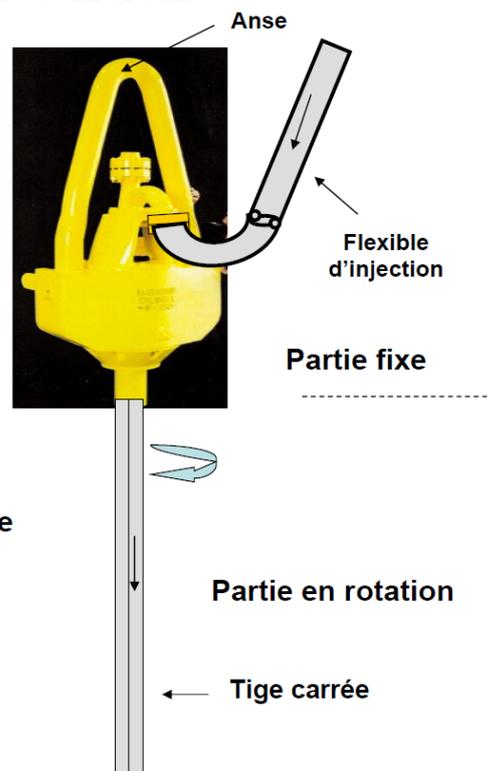
Assemblage interne d'un treuil

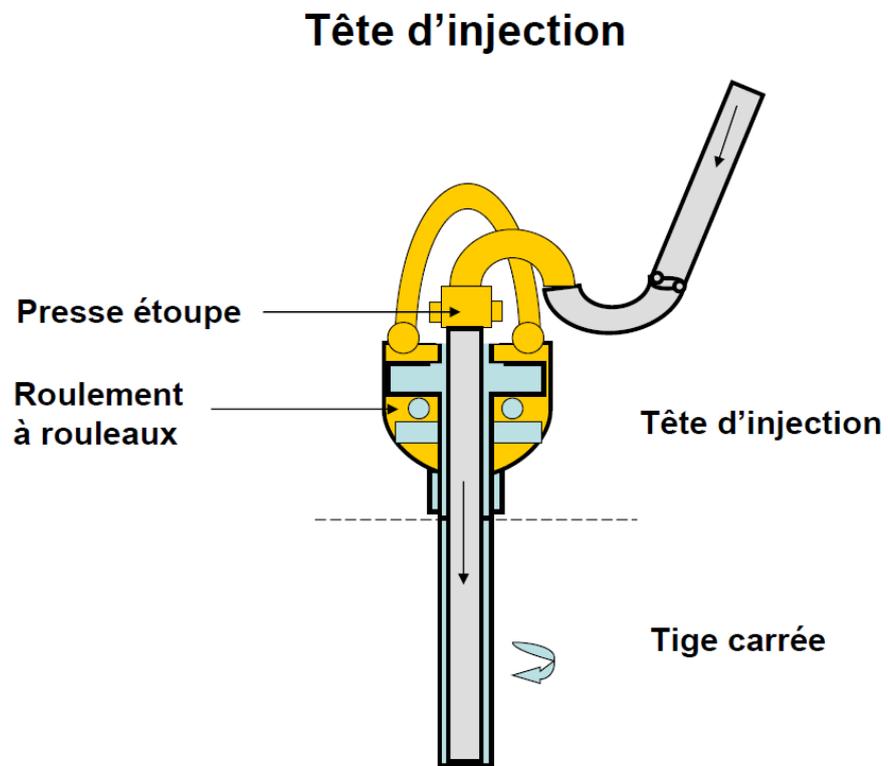
La tête d'injection

Organe intermédiaire entre partie fixe et partie en rotation



- Palier de roulement
- Passage de la boue dans la garniture (presse étoupe)
- Suspension du train de tiges (anse)





Mighty mobile semi-automated desert rig



Opération DTM (Démontage, Transport, Montage).



Un chantier de forage de GRN -Reggan -Adrar

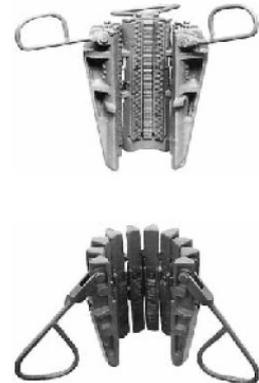
Accessoires de manutention



Clé à tiges



Elévateurs



Cales

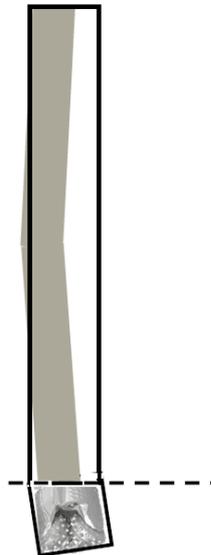
Stabilisateurs



Stabilisateur No Rotating



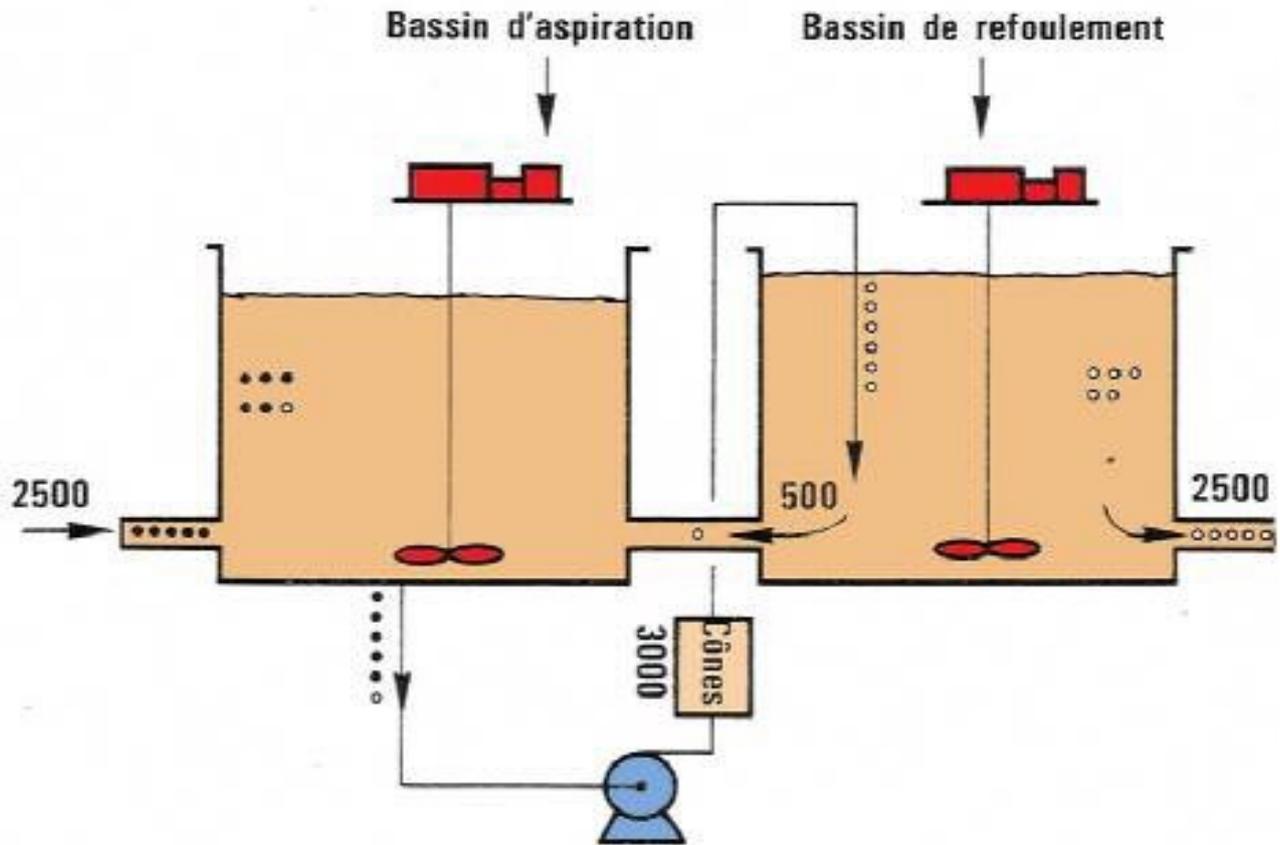
Stabilisateur monobloc



Flambage (déviation)



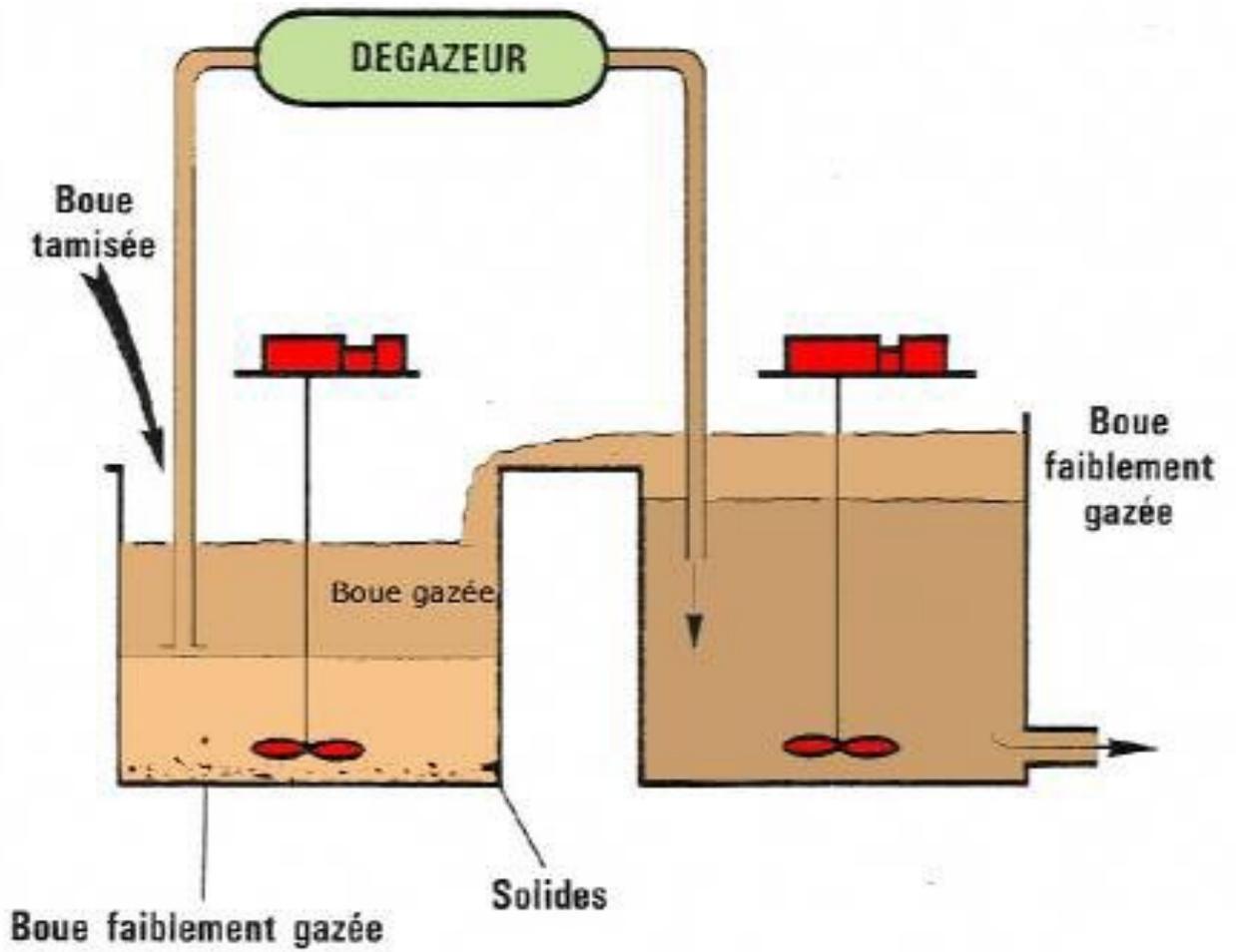
Stabilisation (profil droit)



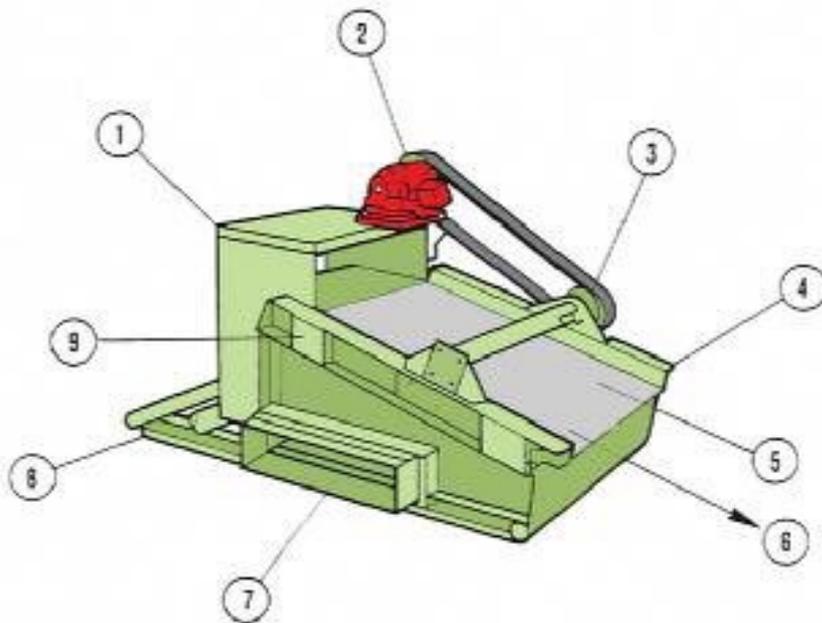
$$\% \text{ de volume traité} = \frac{\text{Volume traité par les hydrocyclones}}{\text{Volume entrant dans le bassin d'aspiration}}$$

$$= \frac{3000 \times 100}{2500 + 500} = 100 \%$$

Installation de l'hydrocyclone

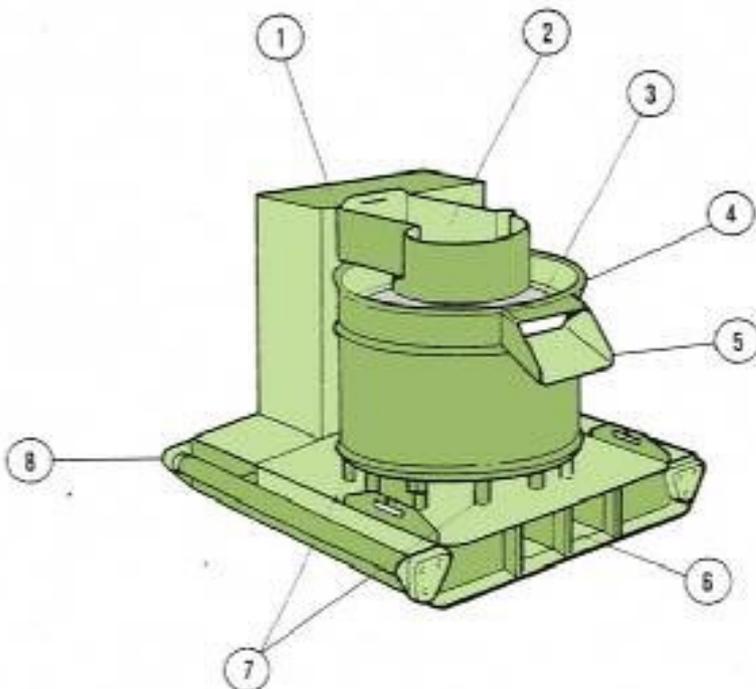


Installation d'un dégazeur horizontal



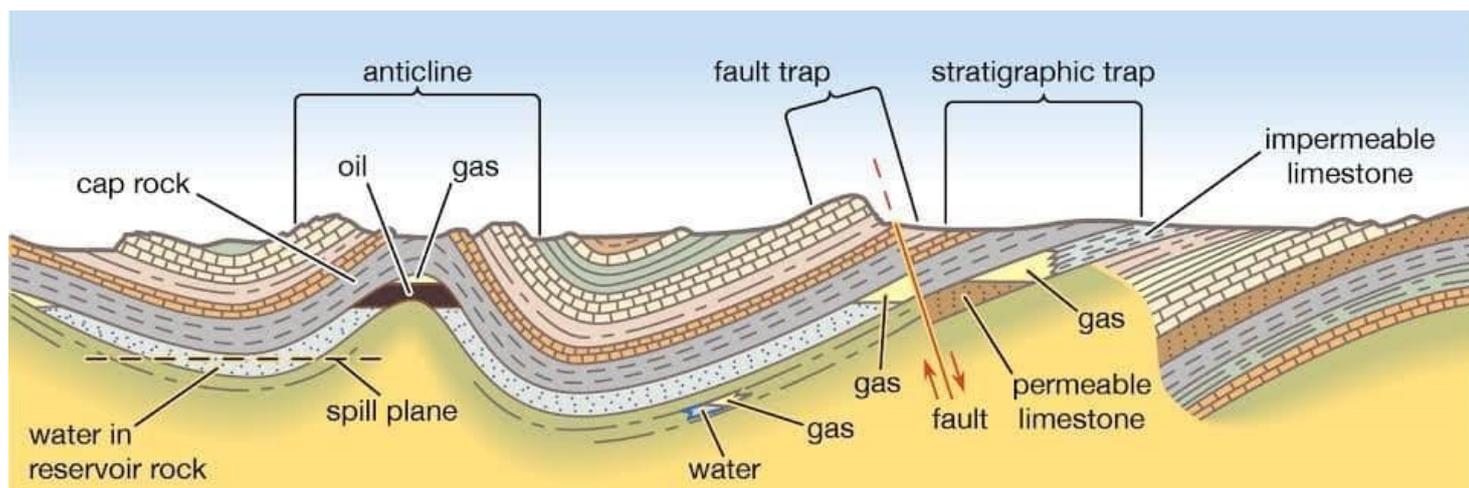
1. mud box
2. moteur
3. élément vibrant
4. cadre
5. tamis
6. décharge des déblais
7. boue tamisée vers circuit actif
8. bâti
9. amortisseurs

Le tamisage Vibrateur à alimentation arrière



1. mud box
2. distributeur
3. tamis
4. élément vibrant
5. décharge des déblais
6. boue tamisée vers circuit actif
7. amortisseurs
8. bâti

Vibrateur à alimentation centrale



Un système pétrolier et types de pièges