

**Manuel de forage
à l'usage des géologues**

DCSS : J.N. FURGIER

Préface

Cet ouvrage a été réalisé par un foreur, au sein du Département Commun de Surveillance des Sondages.

Il a pour but d'expliquer les techniques et le vocabulaire propres aux opérations de forage, et est destiné à toute personne peu familiarisée avec le milieu foreur, mais appelée à le côtoyer.

La première partie du document décrit les opérations de réalisation d'un puits et le matériel utilisé. La seconde partie, plus succincte, présente un aperçu des méthodes et des équipements de production d'un puits. Un lexique de tous les termes utilisés, français ou anglais, donne un renvoi à la page où se trouve leur explication.

Ce manuel devrait enfin lever le mystère qui pèse sur le monde du forage et permettre à tous de pouvoir travailler avec des foreurs en toute sérénité.

Sommaire

1ère Partie : Le forage	5
1 L'appareil de forage	5
2 Les outils	18
3 La garniture de forage.....	25
4 La boue.....	30
5 Les cuvelages	38
6 Les cimentations	42
7 Les tests en pression de découvert.....	49
8 Les têtes de puits	50
9 Le battage des tubes guidés	53
10 Le forage dirigé.....	54
11 Le contrôle des éruptions	59
12 Le carottage	63
13 Les instrumentations (fishing).....	76
14 Le forage depuis un support flottant.....	81
15 Les abandons	87
2ème Partie : La Production.....	89
1 Les perforations.....	89
2 Les acidifications.....	89
3 Les fracturations	90
4 Le contrôle des sables	90
5 Les complétions	91
6 Les essais de puits	95
Index	103

1ère Partie : Le forage

1 L'appareil de forage

1.1 Les différents types d'appareil

1.1.1 Les appareils de forage à terre (*land rig*)

- Appareil conventionnel.
- Appareil monté sur roues (utilisé principalement dans les déserts).
- Appareil héliportable (*Helirig*).
- Appareil léger monté sur camion.

1.1.2 Les swamps barges

L'appareil de forage est monté sur une (ou plusieurs) barge qui est remorquée sur le site, puis coulée de façon à reposer sur le fond. Appareil utilisé uniquement sur rivières ou en zones marécageuse.

1.1.3 Les appareils de forage en mer sur support fixe

1.1.3.1 Les plates-formes auto-élévatrices (*jack up rig*)

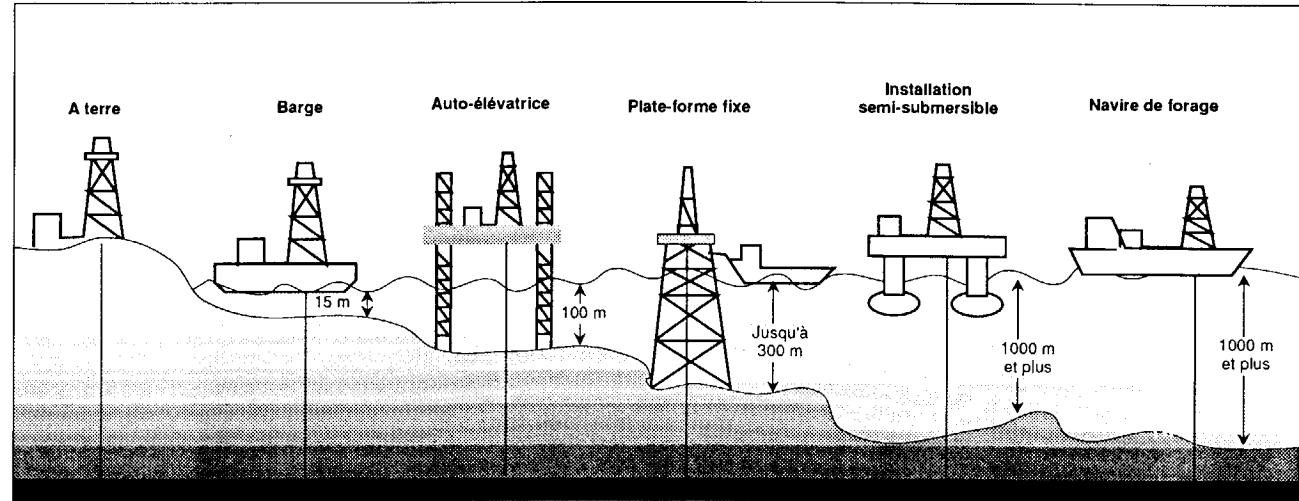
Ce sont les appareils de forage en mer les plus répandus. L'appareil est déplacé en flotaison, et pour les opérations de forage se hisse sur des piles posées sur le fond de la mer, de façon à ce que la coque soit à une hauteur suffisante pour que la houle et la marée ne puissent pas l'atteindre.

Il existe des appareils à slot ou à cantilever. Sur les appareils à slot, le forage se fait à travers une ouverture située au milieu de la coque, ce qui ne permet pas d'installer une tête de puits ou d'opérer sur une plate-forme de production. Ce type d'appareil est donc réservé aux puits d'exploration.

Sur les appareils à cantilever, la sonde est montée sur un pont (*cantilever*), qui glisse sur des rails, et se positionne en porte à faux en dehors de la coque (*skidding*). Ce type d'appareil permet d'opérer sur des installations existantes.

Les plates-formes auto-élévatrices peuvent être utilisées pour des hauteurs d'eau allant jusqu'à une centaine de mètres.

TYPES D'APPAREILS DE FORAGE



1.1.3.2 Les tenders

Le mât et le plancher sont posés sur une plate-forme de production, le reste des opérations se faisant à bord d'un bateau d'assistance (*tender*).

1.1.4 Les appareils de forage flottants

1.1.4.1 Les bateaux de forage (*drill ship*)

L'appareil de forage est monté sur un bateau conventionnel.

1.1.4.2 Les semi-submersibles

L'appareil de forage est monté sur une plate-forme flottante. Une fois sur le site, la plate-forme est ballastée de façon à ce que les flotteurs se trouvent sous la surface de la mer, afin d'être moins sensible aux effets de roulis et de tangage.

Les bateaux, comme les semi-submersibles sont positionnés soit par ancrage fixe, soit par ancrage dynamique, soit par positionnement dynamique (pas de liaison avec le fond).

Les appareils sur supports flottants sont généralement utilisés dans des grandes profondeurs d'eau, pour des puits d'exploration, ou des puits de production à tête sous-marine.

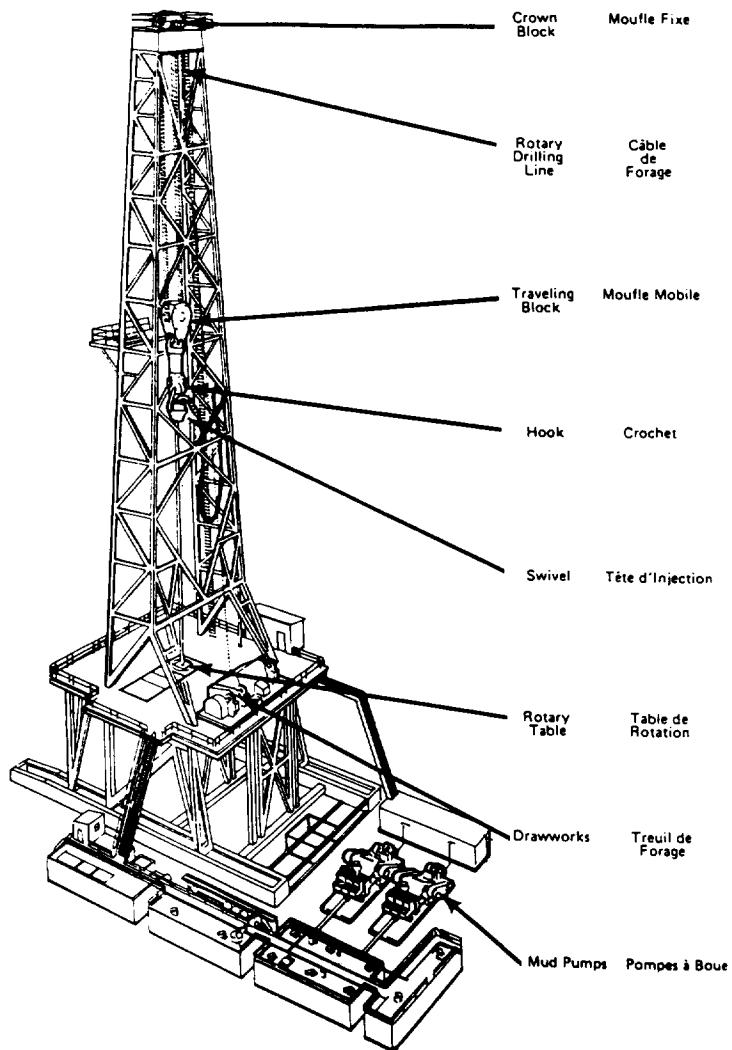
1.2 Le levage

1.2.1 La tour ou le mât

- La tour (*derrick*) est une structure métallique pyramidale fixe. Elle n'est utilisée que sur des appareils offshore.
- Le mât a la même fonction que la tour, mais est démontable ou repliable. Il est utilisé sur les appareils terrestres ou sur les tenders.

Une tour ou un mât se caractérise par sa capacité API (de 400.000 à 1.400.000 lbs), ou sa capacité pratique (125 à 450 tonnes, qui est la charge maximum admissible), par sa hauteur qui conditionne la longueur des stands (50 m depuis le sol pour des longueurs de trois tiges), par le nombre de stands pouvant être stockés, et par la possibilité de recevoir une tête d'injection motorisée.

APPAREIL DE FORAGE A TERRE



1.2.2 Le moufle fixe (*crown block*)

C'est un assemblage de poulies (ou réas) situé au sommet de la tour. Le câble de forage passe sur ces poulies et constitue le mouflage.

1.2.3 Le moufle mobile (*travelling block*)

C'est un assemblage de poulies sur lesquelles passe le câble, et sous lequel est fixé le crochet.

1.2.4 Le crochet (*hook*)

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

1.2.5 Le treuil de forage (*drawworks*)

Il peut être électrique ou mécanique. Sa puissance (de 400 à 3000 CV) détermine la profondeur maximum de forage, ainsi que le poids maximum de cuvelage à manœuvrer. Il est équipé d'un frein manuel à bandes qui peut stopper la charge, d'un frein auxiliaire électromagnétique ou hydraulique qui permet de contrôler la vitesse de la charge, d'un treuil de curage qui sert à filer le câble de forage, et de cabestans (*cathead*) qui servent à tirer les clés de forage.

- Un treuil électrique est équipé d'un ou plusieurs moteurs électriques alimentés par les groupes du rig. Il peut arriver que le treuil entraîne la table de rotation.
- Un treuil mécanique (cas d'un rig *compound*) est directement entraîné par des moteurs diesels. Le mouvement est dirigé par une succession d'entraînements et d'embrayages vers la table de rotation et les pompes.

1.2.6 Le câble de forage (*drilling line*)

Le câble de forage est enroulé sur le tambour du treuil, passe dans les moulies, redescend au pied du mât où il est fixé sur le réa de brin mort (qui sert aussi à la mesure du poids), puis est enroulé sur le touret. Le câble doit être régulièrement filé afin de répartir l'usure. On l'enroule un peu plus sur le tambour, tout en déroulant le touret ; lorsqu'après plusieurs filages le tambour du treuil est plein, on coupe le câble, et on vide le tambour.

1.2.7 Le compensateur de pilonnement (*motion compensator*)

Les appareils flottants subissant les mouvements de houle et de marée, sont équipés d'un compensateur qui permet de garder un poids constant sur l'outil.

Ce compensateur peut être installé soit sous le moulfe fixe, soit entre le moulfe mobile et le crochet. Dans le premier cas, le moulfe fixe est monté sur un chassis pouvant se déplacer verticalement, et entraîné par un système hydraulique.

Dans le second cas, des vérins hydrauliques permettent un déplacement du crochet sous le moulfe mobile.

Pour les deux systèmes, la pression du circuit hydraulique est maintenue constante, quel que soit le déplacement du compensateur, grâce à un accumulateur de gaz, ce qui permet de garder le poids au crochet constant.

Le compensateur n'est bien sûr utilisable que lorsque l'outil est au fond.

1.3 La rotation

1.3.1 Table de rotation (*rotary table*)

La table de rotation peut être entraînée par un moteur électrique, par le treuil électrique, ou par le treuil mécanique. Sa puissance va de 200 à 1000 CV, elle peut tourner jusqu'à 300 tr/min et a un diamètre de passage de 0,5 à 1 m.

La table de rotation entraîne le carré d'entraînement (*kelly bushing*), qui entraîne la tige carrée (*kelly*) (qui peut être hexagonale). La tige carrée est vissée sous la tête d'injection (*swivel*), qui est pendue au crochet.

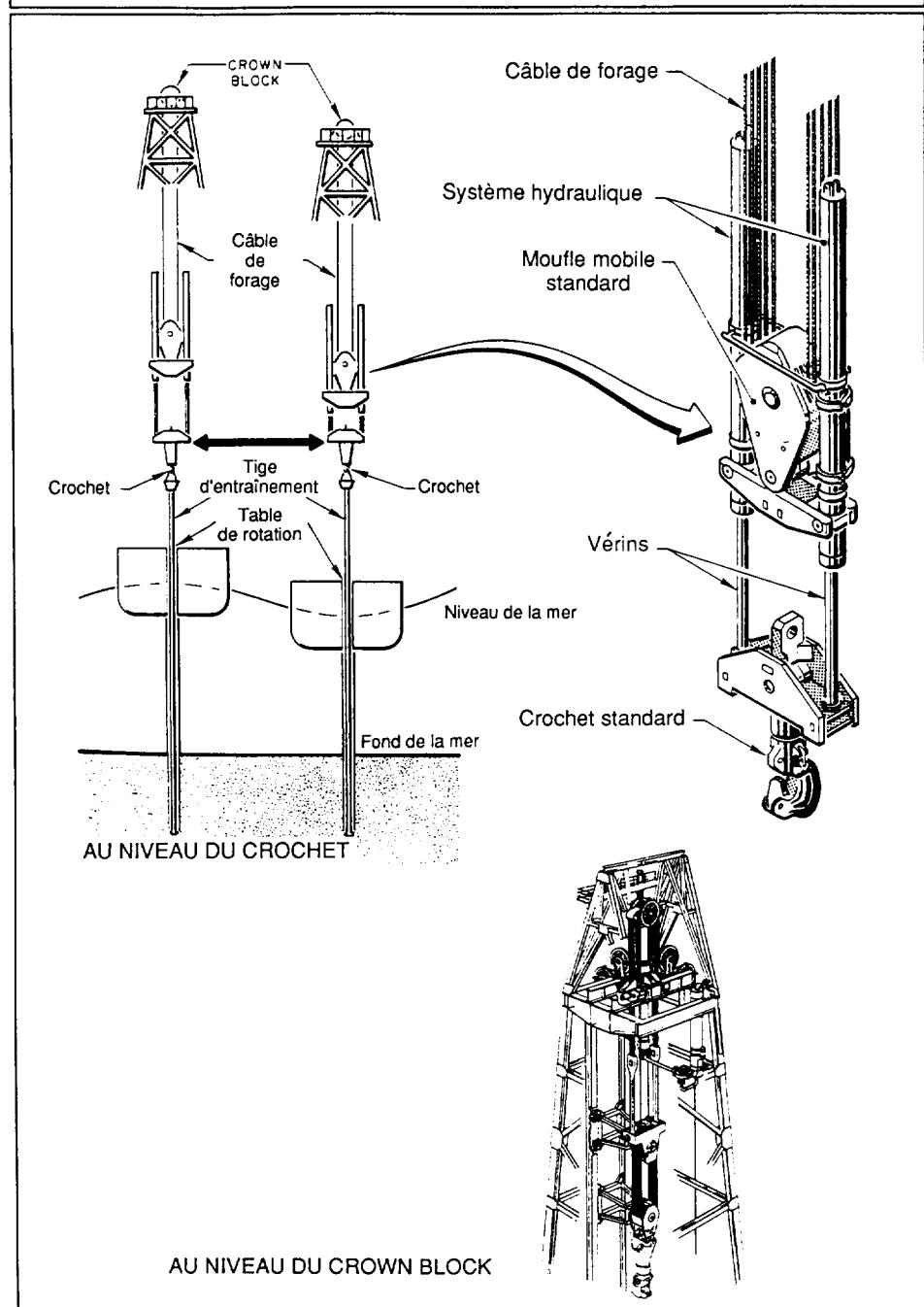
L'utilisation d'une tige carrée oblige à faire des ajouts de tige en cours de forage par simple, et ne permet pas de remonter la garniture en tournant.

La table de rotation supporte aussi la garniture lorsque celle-ci est posée sur cales.

1.3.2 La tête d'injection motorisée (*Power Swivel PS*, ou *Top Drive System TDS*)

La garniture est entraînée à son extrémité supérieure par un moteur électrique ou hydraulique pendu sous le crochet et guidé par des rails fixés dans le mât. Sa puissance va de 600 à 1000 CV. L'utilisation d'une tête d'injection motorisée permet l'entraînement de la garniture en rotation ainsi que la circulation pendant les manœuvres et ce, sur toute la hauteur du mât.

COMPENSATEURS DE HOULE



1.4 Le pompage

Le pompage est le plus souvent assuré par deux ou trois pompes triplex simple effet rapides, d'une puissance de 600 à 1600 CV et qui permettent des débits jusqu'à 4000 l/min à des pressions pouvant monter à 400 bar. L'ajustement débit/pression se fait par le choix du diamètre des chemises et pistons.

1.5 Le circuit boue

La boue est stockée dans les bassins.

- Bassins de circulation (*suction pits*, ou bacs actifs) (30 à 50 m³)
- Bassins de fabrication (ou de dilution, ou de traitement) (30 à 50 m³).

Les produits à boue y sont mixés par l'intermédiaire d'un mixer ou *hopper* et d'une pompe de mixage.

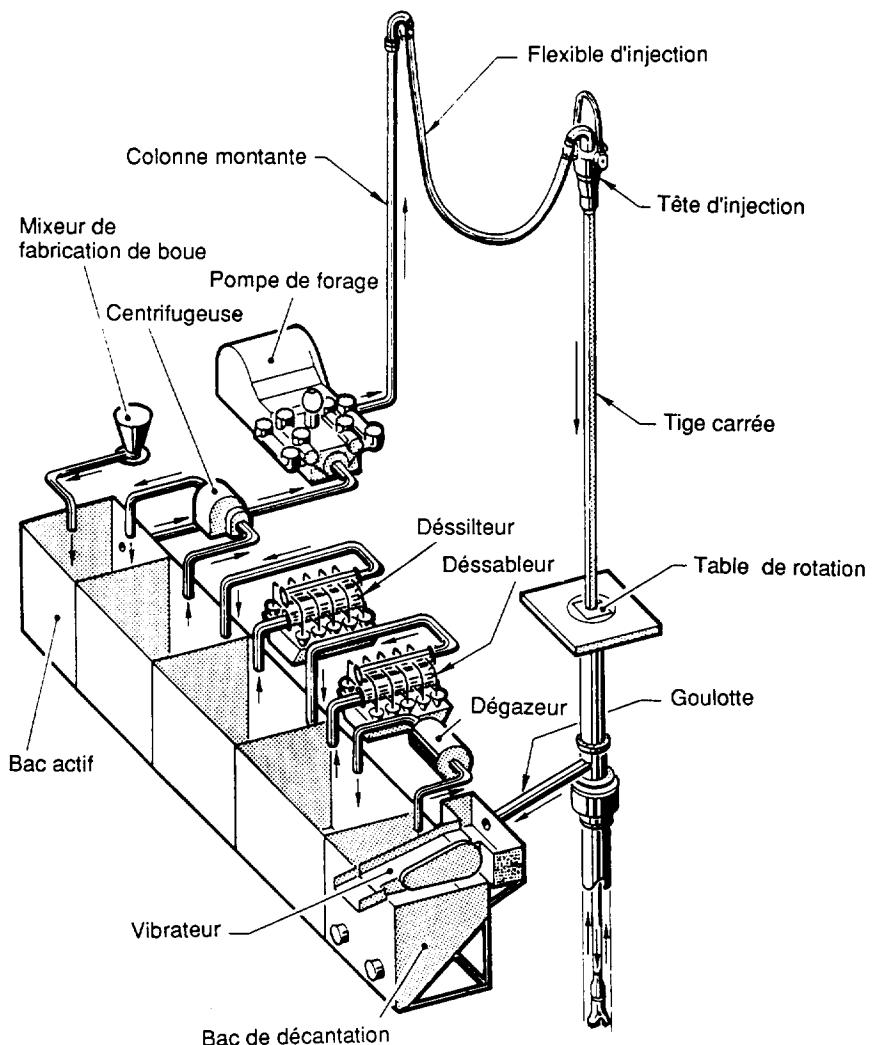
- Bassin de décantation (ou d'élimination des solides)
- Bassins de réserve, contenant la boue lourde (*kill mud*)
- Bassin de fabrication des bouchons (*slug pit*) (< 10 m³)
- Bac de manœuvre (*trip tank*) (< 10 m³)

Le volume total des bassins doit être au moins égal au volume du puits. La boue est aspirée dans le bac actif par les pompes centrifuges de précharge qui alimentent les pompes de forage. Elle est injectée dans le manifold d'injection (*stand pipe manifold*), passe dans la colonne montante (*stand pipe*), dans le flexible d'injection (*rotary hose*), puis dans la garniture, dans l'outil par l'intermédiaire des duses (*jets*, ou *nozzles*), remonte dans l'annulaire et ressort par le tube fontaine (*bell nipple*). De là, elle s'écoule dans la goulotte, qui se déverse dans les vibrateurs, puis dans les bacs de décantation où elle est traitée par les différents appareils de séparation des solides. De là, elle est repompée dans le bac actif.

1.6 Les appareils de séparation des solides

- Les vibrateurs (*shale shakers*), qui comprennent plusieurs tamis superposés de plus en plus fins. La taille des mailles s'évalue en "mesh" (nombre de mailles par unité de surface).
- Les dessableurs (*desanders*) composés d'hydrocyclones sous lesquels se trouvent des tamis vibrants. Ils retiennent les solides supérieurs à 20 microns.
- Les dessileuteurs (*desilters*), de même principe que les dessableurs, éliminent les particules supérieures à 15 microns.
- Les centrifugeuses retiennent les solides supérieurs à 5 microns.

CIRCUIT BOUE



Les vibrateurs sont alimentés par la goulotte, les autres appareils sont alimentés par des pompes de reprise qui aspirent dans les bacs de décantation. Le retour de la boue se fait dans le même bac que l'aspiration.

1.7 Les obturateurs (*Blow Out Preventer, BOP*)

Ils permettent la fermeture du puits en cas d'éruption. Ils se caractérisent par leur série (c'est-à-dire leur pression maximum de service : 3000 à 15000 psi) et par leur diamètre. La composition type d'un assemblage d'obturateur (*BOP stack*) est la suivante (standard Elf Aquitaine) :

- au-dessus de la tête de puits, un à trois obturateurs sur tiges, à diamètre fixe ou variable (*pipe rams* ou *variable rams*),
- un obturateur à fermeture totale cisailante (*shear rams*) ou non (*blind rams*),
- un obturateur annulaire (*annular BOP* ou *Hydrill*).

Plusieurs lignes sont connectées aux BOP : une *kill line*, qui permet de pomper la boue lourde, et une ou deux *choke lines*, qui permettent de contrôler une éruption en évacuant l'effluent vers le manifold de duses (*choke manifold*).

Les obturateurs sont activés hydrauliquement par l'unité *koomey* qui est composé d'une pompe et de plusieurs accumulateurs d'air/huile qui sont en permanence sous pression.

Les panneaux de commande se situent sur le plancher, dans le bureau du chef de chantier, sur l'unité *koomey* et un dernier à l'écart de la sonde.

Lors du forage de la phase après pose du tube conducteur, s'il y a un risque de rencontrer des lentilles de gaz de surface (*shallow gas*), les obturateurs ne peuvent pas être utilisés. En effet, les terrains de surface ne supporterait pas la pression. Il y aurait alors formation d'un cratère, aux conséquences dramatiques, pouvant aller jusqu'à la perte de l'appareil.

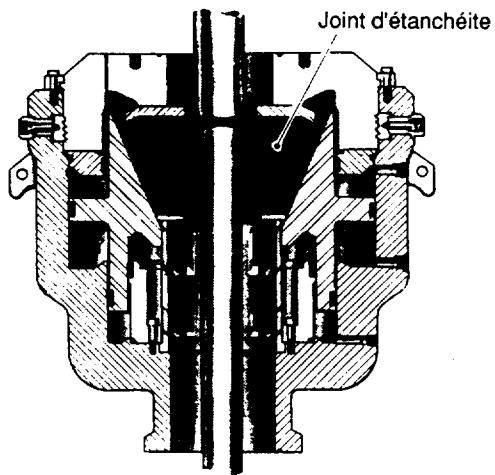
On utilise alors un diverter. Il s'agit d'un obturateur annulaire, qui se ferme sur les tiges. Il est équipé de deux sorties latérales qui détournent toute venue de gaz à l'extérieur de l'appareil, jusqu'à ce que la poche de gaz soit purgée.

1.8 Le manifold de duses (*choke manifold*)

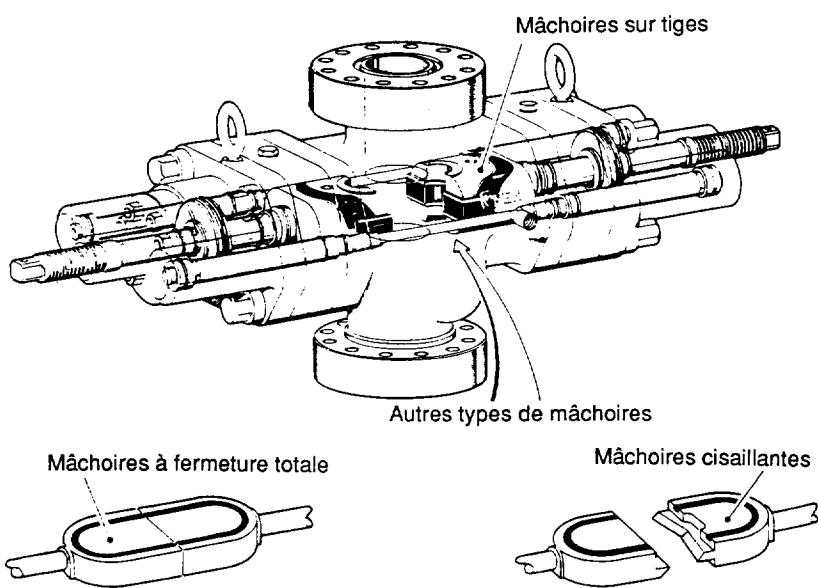
La choke line est reliée au manifold de duses, qui comprend en général trois duses (*chokes*), deux automatiques, et une manuelle.

OBTURATEURS

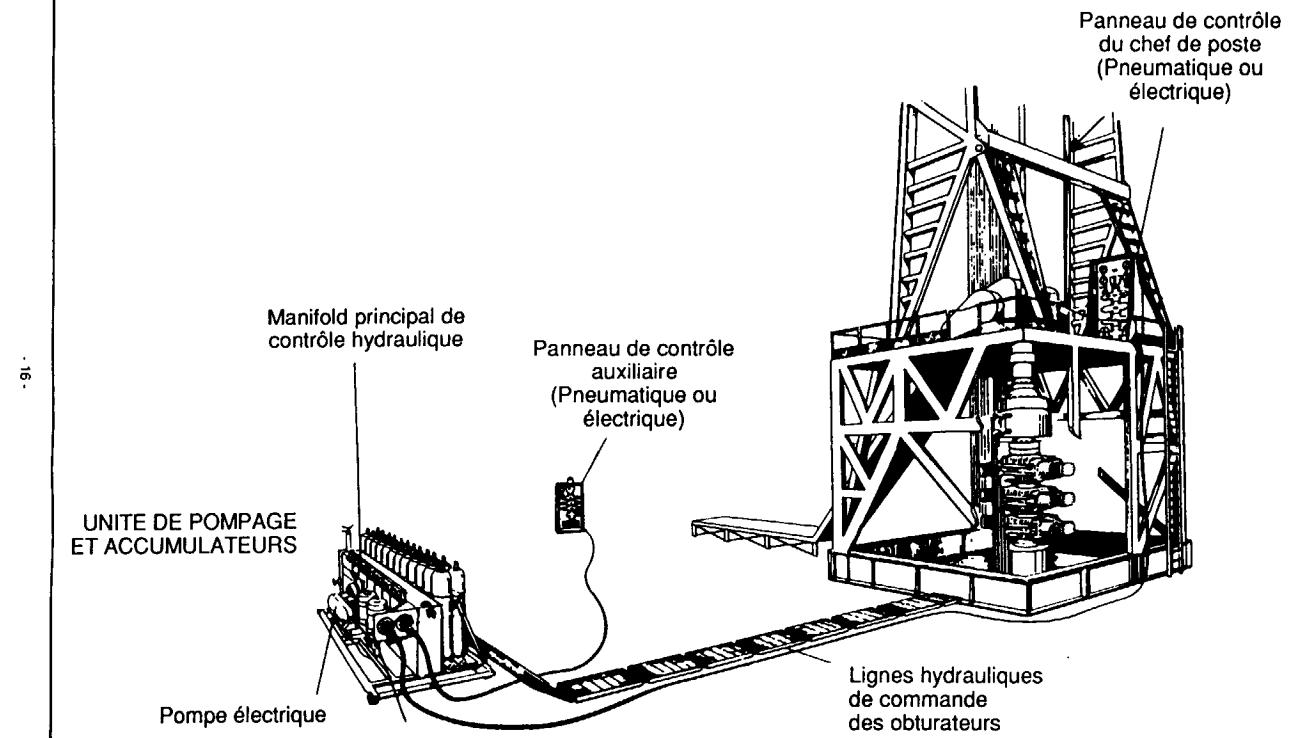
OBTURATEUR ANNULAIRE



OBTURATEUR À MÂCHOIRES



CIRCUIT DE COMMANDE DES OBTURATEURS



Les duses permettent d'évacuer une venue tout en contrôlant la pression du puits.

En aval des duses, se trouve la chambre de tranquillisation (*buffer chamber*), qui est reliée à la torche, au dégazeur vertical, et à la goulotte. Le manifold de duse doit être de la même série que les obturateurs.

1.9 Les pompes de cimentation

Dans le cas général, l'unité de cimentation appartient à une société de cimentation. Elle est composée de deux pompes triplex simple effet rapides à haute pression, de bacs ($\cong 10$ bbl) contenant le liquide à pomper (alimentées depuis le quartier boue) et un *pre-mix tank* où est mixé le laitier, alimenté par un silo à ciment.

Les pompes de cimentation servent aussi aux tests en pression des équipements et des découverts, et aux traitements spéciaux (acidifications, gravel-pack).

1.10 Les équipes de forage

Personnel du contracteur de forage :

- un chef de chantier de jour (*tool pusher*) ;
- un chef de chantier de nuit (*night pusher*) ;
- un secrétaire ;
- deux ou trois équipes composées de :
 - . un chef de poste (*driller*) ;
 - . un second (*assistant driller*) ;
 - . un accrocheur (*derrickman*) ;
 - . trois sondeurs (*roughnecks*) ;
- une équipe de surface composée de manoeuvres (*roustabout*) et éventuellement de grutiers (*crane operators*).
En mer, cette équipe est dirigée par le chef de pont (*barge master*) ;
- un ou deux mécaniciens ;
- un ou deux électriciens ;
- un magasinier.

2 Les outils

Il existe deux grandes classes d'outils :

2.1 Les outils à molettes (*rock bit ou jet bit*)

Les tricônes étant les plus courants.

Action : Les cônes roulent sur la roche, qui est détruite par poinçonnement des dents. De plus, si les axes des cônes ne sont pas concourants, (ils ont un *offset*), les dents ont un mouvement de ripage sur la roche, qui est alors soumise à du cisaillement. Plus la roche est tendre, plus "l'offset" peut être élevé.

Il y a deux familles de tricônes :

- les tricônes à dents : les dents sont taillées dans les cônes (roches tendres, non abrasives),
- les tricônes à inserts : les dents sont des inserts en carbure de tungstène (roches dures, roches abrasives).

2.2 Les outils diamant (*diamond bit*)

Il existe deux variétés d'outil diamant :

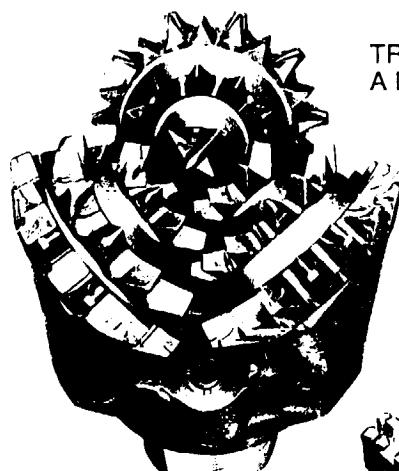
- les outils avec des pierres en diamant naturel, serties dans une matrice monobloc en carbure de tungstène. Ce type d'outil travaille par abrasion et est utilisé pour le forage des roches dures.
- les outils avec des plaquettes de diamant synthétique (PDC) de forme cylindrique, de plusieurs millimètres de diamètre. Ce type d'outil travaille par coupe, et est utilisé dans des roches tendres.

Les outils au diamant doivent travailler avec une vitesse de rotation élevée, un poids faible, et génèrent un couple important.

2.3 Les paramètres de forage

Le poids sur l'outil : règle du pouce : 2 T/pouce de diamètre. Mais en fait, cette règle doit être très modulable en fonction du diamètre, des roches, de la déviation, et de la durée de vie de l'outil.

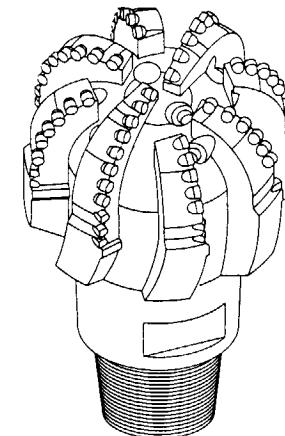
DIFFERENT TYPES D'OUTILS



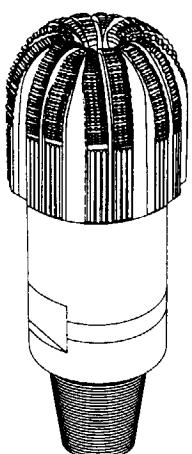
TRICONE
A DENTS FRAISEES



TRICONE A INSERTS



OUTIL PDC



OUTIL DIAMANT

Exemple : outil diamètre 12"1/4 :

	Poids	RPM
Outil à dents fraissées	15 à 35 T	60 à 120
Outil à inserts	30 à 40 T	40 à 60
Outil au diamant naturel	12 à 25 T	180 à 300 ou plus avec un moteur ou une turbine
Outil PDC	6 à 15 T	

2.4 Classification IADC des outils, et usure des outils

Les outils tricônes sont classés à l'aide de trois chiffres et d'une lettre.

- **Premier chiffre**

Les chiffres 1, 2, 3 caractérisent les outils à dents en acier et correspondent à des duretés de terrains croissantes.

Les chiffres 4, 5, 6, 7 et 8 caractérisent les outils à inserts en carbure de tungstène et correspondent également à des duretés de terrains croissantes.

- **Deuxième chiffre**

Les chiffres 1, 2, 3 et 4 définissent une sous-classification de la dureté des formations dans chacune des huit classes déterminées par le premier chiffre.

- **Troisième chiffre**

Les chiffres 1 à 7 définissent le type de roulement et précisent la présence ou l'absence de protection par pastilles en carbure de tungstène, sur les bords d'attaque des molettes de l'outil :

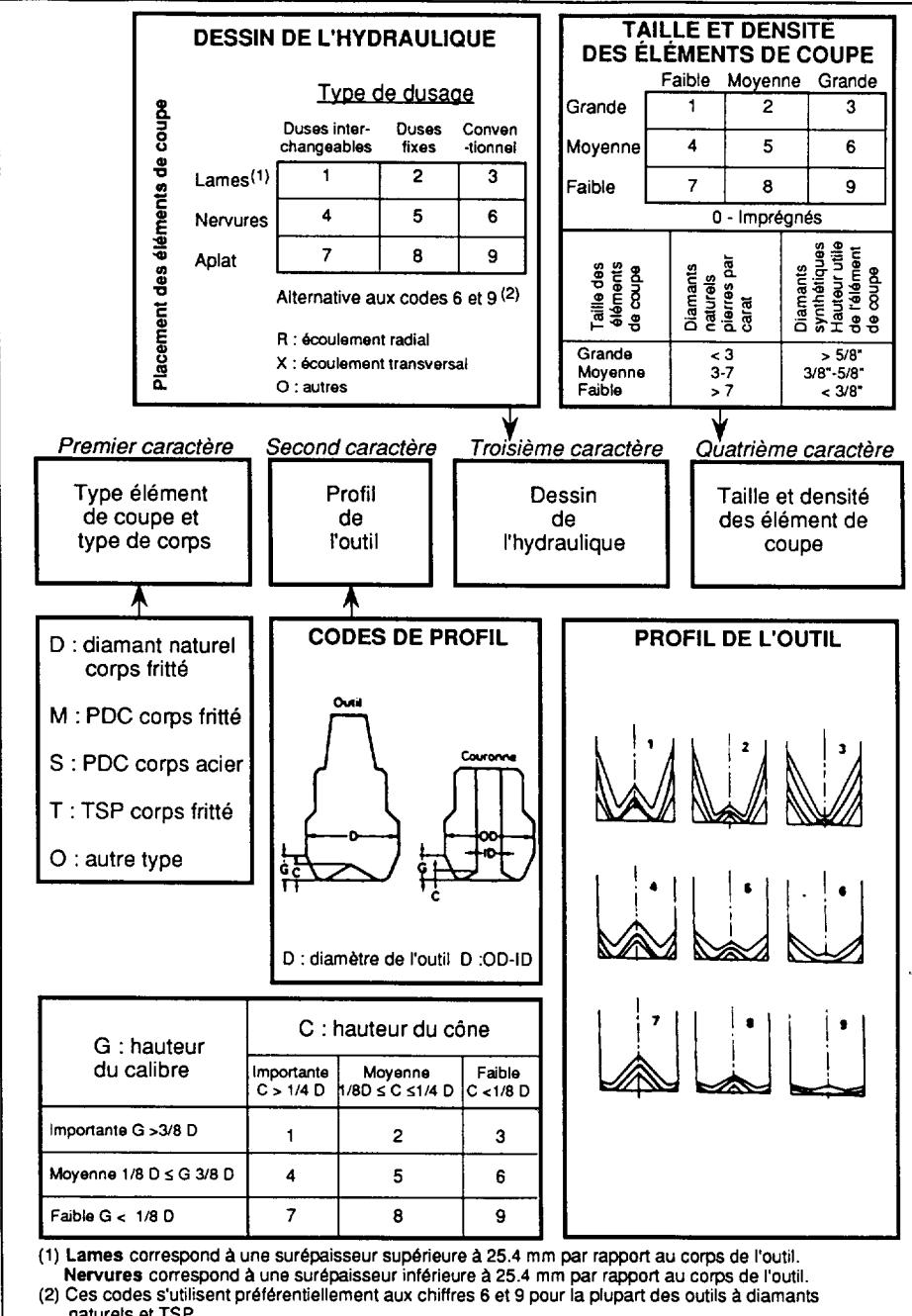
- Chiffre 1 : roulements non étanches - sans protection
- Chiffre 2 : roulements non étanches pour forage à l'air
- Chiffre 3 : roulements non étanches - avec protection
- Chiffre 4 : roulements étanches - sans protection
- Chiffre 5 : roulements étanches - avec protection
- Chiffre 6 : paliers lisses étanches - sans protection
- Chiffre 7 : paliers lisses étanches - avec protection

Les chiffres 8 et 9 sont réservés pour un usage futur.

Lettre additionnelle

- A : outil à paliers lisses adaptés pour le forage à l'air
- C : outils jets à duse centrale
- D : outils spéciaux pour forage en déviation
- E : outils jet à duses rallongées
- G : outils à protections renforcées
- J : outils à jets inclinés
- R : outils à soudures renforcées pour utilisation en percussion
- S : outils à dents en acier standard
- X : outils à inserts en forme de biseau
- Y : outils à inserts coniques
- Z : outils à inserts ; autres formes qu'en biseau ou conique.

**CLASSIFICATION IADC DES OUTILS
A ÉLÉMENTS DE COUPE FIXES (DIAMANTS, PDC, TSP, ...)**



2.5 L'hydraulique des outils

Les outils sont équipés d'orifices (duses ou *nozzles* ou *jet*) qui accélèrent la vitesse de la boue au niveau du front de taille (100 à 120 m/s) : c'est le *jetting*. Le jetting a pour fonction d'aider l'outil au travail de destruction du terrain, et de le nettoyer en évacuant les déblais du fond. La section des orifices est déterminée en fonction du débit utilisé. Sur les tricônes, les duses sont démontables et mesurées en 32ème de pouce ; sur les outils diamants, les duses ne sont pas démontables et la section de passage de la boue (*total flow area, TFA*) est mesurée en pouces carrés.

2.6 Intervention du géologue

A la base (subsurface) ou sur le chantier, le choix d'un nouvel outil devrait logiquement se discuter entre foreur et géologue.

En effet, tel type d'outil sera préféré à tel autre non seulement au vu de ses "performances" attendues mais aussi en fonction de la nature supposée des terrains à traverser (roche dure ou tendre, homogène ou à alternance, présence de silex, de pyrite, etc) et du degré de détails voulu dans la description des faciès.

En effet, chaque type d'outil engendre des déblais différents. Ainsi les outils à molettes forment des éclats de bonne taille alors que les outils diamant sont à l'origine de déblais très fins qui se transforment rapidement en un "amas pâteux" difficile à étudier.

Il s'ensuit que la présence de déblais de grande taille lors de l'utilisation d'un outil diamant est toujours signe d'une instabilité des parois (retombées) et, à l'inverse, des cuttings en "poudre" avec un outil à molette sous-entend un rebroyage lors de la remontée des déblais et donc une rotation excentrée de la garniture. Ces deux derniers cas peuvent donc être le reflet d'une situation anomale dont il faut avertir l'intendant de forage.

Le surbroyage peut également générer des particules tellement fines qu'elles ne sont plus observables sous forme de cuttings. Dans ce cas, et toutes choses restant égales par ailleurs, il n'y aura donc plus, comme indice, qu'une diminution de la quantité de cuttings.

3 La garniture de forage

La garniture de forage (*drill string*) se compose de tiges de forage et d'un assemblage de fond (*bottom hole assembly, BHA*).

3.1 Les tiges de forage (*drill pipe, DP*)

Elles supportent les poids de l'assemblage de fond et transmettent le couple et la boue. Les tiges ne travaillent jamais en compression. Chaque tige a une longueur d'environ 9 m.

Classification des tiges de forage :

- diamètre : les plus courants sont 5" et 3"1/2
- le poids nominal (lb/ft)
- l'extrémité (*tool joint*) : IU - EU - IEU (renforcement de l'extrémité par l'intérieur, par l'extérieur, ou les deux)
- le grade E - X - G - S
- la classe (*range*) : classe I (tige neuve), premium, classe II à classe IV par ordre croissant d'usure.

3.2 Les tiges lourdes (*heavy weight drill pipe*)

Les tiges lourdes servent d'intermédiaires entre les tiges et les masses tiges afin d'éviter une discontinuité brutale de section et de flexibilité.

Elles peuvent aussi être utilisées comme masses tiges en forage dévié, du fait de leur flexibilité plus grande.

3.3 Les masses tiges (*drill collar, DC*)

Les masses tiges servent à exercer du poids sur l'outil et à le guider verticalement. Les masses tiges doivent être aussi lourdes et rigides que possible. La longueur du train de masses tiges est déterminée de façon à ce que le point neutre se situe aux 2/3 de sa hauteur (à partir de l'outil), la partie inférieure étant soumise à de la compression, et la partie supérieure à de la traction. Certaines masses tiges peuvent être spiralées pour réduire le risque de collage par pression différentielle, en diminuant la surface de contact masse tige/paroi.

Les masses tiges sont classées par leur diamètre extérieur (les diamètres les plus courants sont 6"3/4, 8", 9"1/2).

3.4 Les accessoires

3.4.1 Les masses tiges amagnétiques (*K-monel*)

C'est une masse tige réalisée en alliage non magnétique, dans laquelle viennent se faire les mesures de déviation azimutales.

3.4.2 Les stabilisateurs (*stabilizer*)

Ce sont des éléments du même diamètre que l'outil, qui servent à centrer la BHA dans le trou. Un stabilisateur placé juste au-dessus de l'outil est appelé *near bit stabilizer*.

Pour un forage vertical, la BHA doit être rigide, et comprend en général 3 à 4 stabilisateurs. En jouant sur la position et le nombre de stabilisateurs, on fait varier la rigidité et donc le comportement de la BHA, ce qui permet de faire du forage dévié.

3.4.3 Le porte-outil (*bit sub*)

C'est le raccord entre l'outil et la BHA. Il comprend souvent un clapet anti-retour pour éviter les éruptions par les tiges. Ce clapet est systématiquement utilisé par Elf.

3.4.4 Les coulisses de battage (*jar*)

Les coulisses de battage servent à exercer un choc longitudinal dans la garniture lorsque celle-ci est coincée dans le puits. Elles peuvent battre vers le haut, et/ou vers le bas.

Battage vers le haut : on arme la coulisse en y posant du poids pour la fermer, puis on exerce une traction. Un circuit hydraulique retarde l'ouverture de la coulisse qui se fait brutalement, en se servant de l'énergie accumulée par l'élasticité des tiges, et provoque un choc vers le haut.

Battage vers le bas : La coulisse est armée en exerçant une traction pour l'ouvrir. Ensuite, on y pose du poids. Le choc se fait vers le bas.

3.4.5 Les accélérateurs de coulisse (*jar accelerator*)

Pièce coulissante munie d'un réservoir d'azote sous pression servant de ressort, et placée au-dessus de la coulisse, qui permet d'amplifier le choc.

3.4.6 Shock absorber

Cet élément sert d'amortisseur aux chocs longitudinaux et de torsion pendant le forage.

3.5 Les manoeuvres de garniture

Une manoeuvre consiste à introduire la garniture dans le puits, ou à l'en retirer. Ce sont les manoeuvres de descente (*Run In Hole, RIH*) et de remontée (*Pull Out of the Hole, Pooh*).

Une garniture est manoeuvrée en la décomposant en longueurs (*stands*), généralement constituées de trois tiges, ce qui est conditionné par la hauteur du mât.

3.5.1 La descente

Les longueurs sont stockées dans le mât. Elles sont manutentionnées grâce à un élévateur suspendu au crochet, par l'accrocheur qui se trouve dans le mât et par les sondeurs qui sont sur le plancher. La conduite des opérations et la commande du treuil sont faites par le chef de poste.

A chaque ajout d'une nouvelle longueur, la garniture est posée sur des cales (*slips*) qui s'appuient dans la table de rotation. La dernière tige dépasse d'environ un mètre.

Chaque longueur supplémentaire est vissée sur la garniture et est serrée grâce aux clefs de forage (*drilling tongs*). L'ensemble de la garniture ainsi rallongé est soulevé par le crochet et les cales sont retirées. La garniture est alors descendue de la longueur d'un stand et est reposée sur cales.

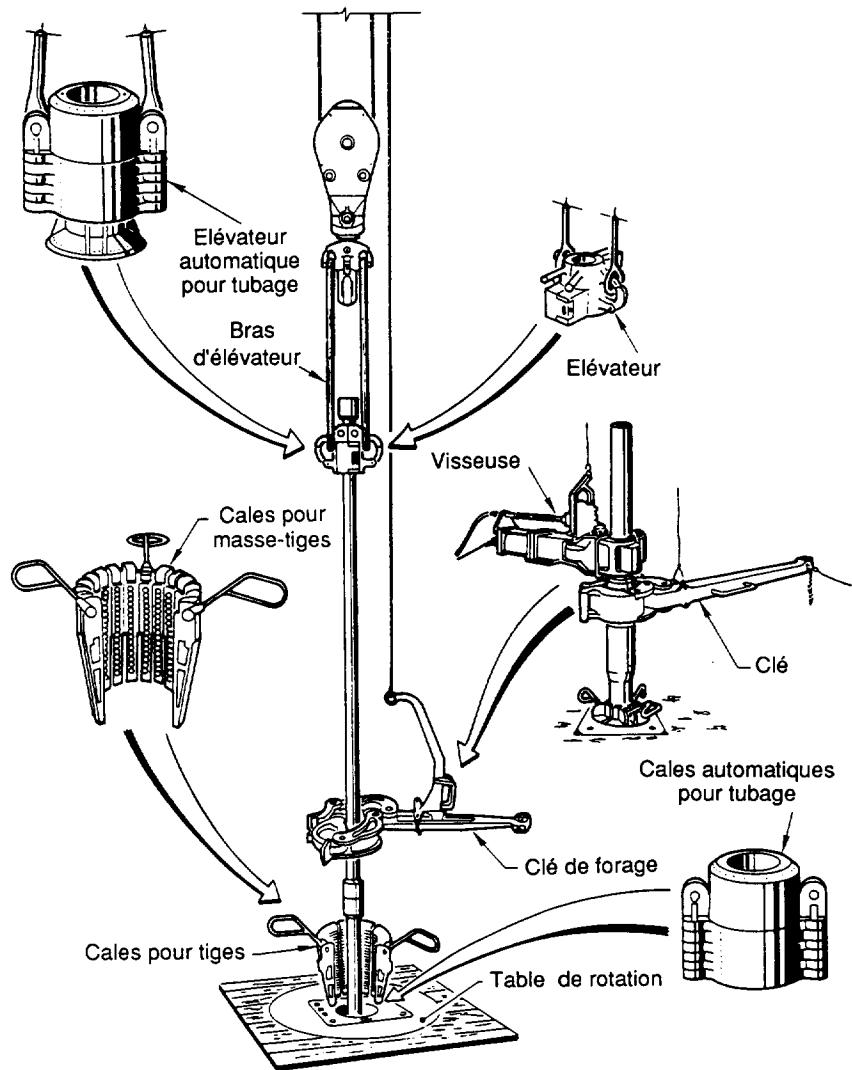
3.5.2 Les ajouts de tige

En cours de forage, lorsque le crochet arrive en position basse, une nouvelle tige est gerbée sur le plancher grâce à un treuil. Elle est introduite verticalement dans le trou de manoeuvre (*mouse hole*) de façon à ce que son extrémité supérieure soit au niveau du plancher. La garniture est posée sur cales, la tête d'injection motorisée ou la tige carrée est déconnectée, puis reconnectée sur la nouvelle tige. Cette tige est alors sortie du trou de manoeuvre pour être vissée sur la garniture qui est alors dégagée des cales pour reprendre le forage.

3.5.3 La remontée

La remontée se fait à l'inverse de la descente. Les longueurs sorties sont stockées dans le mât.

OUTILLAGE DE MANUTENTION DE GARNITURES



Si la garniture ne doit plus être utilisée pour la suite des opérations, elle est sortie simple par simple, et chaque tige est dégerbée pour être rangée dans le parc à tiges (*pipe rack*).

4 La boue

4.1 Rôle

La boue (ou fluide de forage) a pour fonctions :

- la remontée des déblais,
- le jetting,
- la lubrification et le refroidissement de l'outil,
- la tenue des parois,
- l'application d'une contre-pression sur les zones réservoir.

4.2 Les différents types de boue

Il existe deux grandes familles de boue :

- les boues à l'eau,
- les boues à l'huile.

Une boue est composée d'une phase continue (de l'eau, qui peut contenir de l'huile en émulsion pour les boues à l'eau, et l'inverse pour les boues à l'huile), de viscosifiants (en général de l'argile, souvent de la bentonite), d'alourdissants (en général du sulfate de baryum, appelé baryte), d'additifs.

Il existe une gamme très étendue d'additifs, dont les rôles sont très variés. La plupart servent à ajuster les caractéristiques physico-chimiques de la boue. On peut aussi citer les colmatants, utilisés en cas de pertes, et les lubrifiants qui servent lors des forages fortement déviés ou lors de coincement de garniture.

TYPES DE BOUES	COMPOSITION MOYENNE (/m ³)	CARACTERISTIQUES	STABILITE AUX CONTAMINANTS	DOMAINE D'UTILISATION
Boue bentonitique au FCL/LC	Bentonite : 50-100 kg FLC : 20-40 kg Soude : 2-4 kg CMC : 0-5 kg + éventuellement LC : 10-20 kg + antimousse 1-3 %	pH > 9 Bonne résistance en température jusqu'à 200°C	bonne Cl ⁻ de 50 à 70 g/l	- Profondeur jusqu'à 6000 m - Large domaine d'utilisation : réglage des concentrations en FCL/LC en fonction des problèmes de contamination (gypse, anhydrite, argile, etc.)
Boue au gypse	Bentonite : 50-70 kg FCL : 12-15 kg Soude : 3-4 kg Gypse : 10-20 kg CMC : 5-10 kg + éventuellement LC	pH > 9 bonne résistance en température jusqu'à 200°C	bonne Cl ⁻ jusqu'à 70 g/l	- Horizons gypse ou anhydrite - horizons argileux - horizons faiblement salifières
Boue salée saturée	Sel : 350 kg Argile : 50 kg (boues salées) Amidon : 30-40 kg Chaux : 0-10 kg	d > 1.20 corrosive	Bonne : gypse, anhydrite, moyenne : argiles	- horizons salifières - zones argileuses peu ou moyennement dispersantes
Boue polymère naturel	Guar gum : 10 kg (eau de mer ou eau douce)	d initiale 1.02 pH 7 Viscosité > 80	faible	- boue de démarrage en mer - bouchon de boue très visqueuse pour nettoyage des trous de grand diamètre de profondeur < à 500/600 mètres
Boue à l'huile Boue émulsionnée	huile : 715 l eau : 205 l CaCl ₂ : 55 kg Emulsifiant : 15 l Réducteur de filtrat : 18 l Chaux : 30 kg Viscosifiant : 15 kg Alourdisant : (f) densité Mouillant : (f) solides	rapport huile/eau : 80/20 % viscosité plastique : 16/18 cps yield value : 16/18 lbs/100ft ² stabilité électrique : 600 Volts	très bonne	- puits fortement déviés - puits haute pression - puits haute température - formation fragile

TYPES DE BOUES	COMPOSITION MOYENNE (/m ³)	CARACTERISTIQUES	STABILITE AUX CONTAMINANTS	DOMAINE D'UTILISATION
Boue salée saturée aux amincissants organiques	Sel : 350 kg Argile : 50 kg Amidon : 20-30 kg Soude : 4-6 kg FCL : 30-45 kg LC : 10-15 kg (Fabrication par conversion d'une boue salée saturée sans amincissants)	d > 1.20 corrosive résistance en température > 140°C	Bonne	- Horizons salifères - Zones argileuses à haut pouvoir de dispersion
Boue à l'eau émulsionnée	Boue à l'eau + 5 à 10 % d'huile	Celles de la boue à l'eau + filtrat pouvoir lubrifiant frottements	Celle de la boue à l'eau	Celui de la boue à l'eau + - tenues marnes - risques de coincement
Boue à l'eau de mer	Polymer : 4 kg Chlorure chromique : 1.2 kg Soude : 8-10 kg Bactéricide : 0.3 kg Bentonite : 15 kg + éventuellement FCL et CMC	Très faible teneur en solides. Densité minimum (< 1.03) Filtrat > 12 cm ³ utilisable en eau de mer	Moyenne	Dans le cas où problèmes de formation peu importants : amélioration de la vitesse d'avancement
Boue bentonique simple	Bentonite : 40-60 kg CMC - 0 - 5 kg	D initiale faible (1.03 à 1.05) pH : 8.5 à 9	faible	- boue de démarrage - peu de problèmes de contamination
Boue bentonitique aux extraits tannants	Bentonite : 40-60 kg Tanin : 2-4 kg Soude : 0.5 - 1 kg CMC : 1 - 5 kg	pH < 11 filtrat de 2 à 4 cm ³	moyenne $\text{Ca}^{++} < 300 \text{ mg/l}$ $\text{Cl}^- < 20 \text{ g/l}$	- profondeur < 3000 m - zones à faibles contaminations (gypse, anhydrite, argiles)

Les paramètres devant être contrôlés sont :

- le débit,
- la densité,
- la viscosité,
- la thixotropie (formation des gels),
- le filtrat,
- la chimie.

4.3.1 Choix du débit

Le débit se détermine en fonction de la vitesse de la boue désirée dans l'annulaire (VA). La bonne remontée des cuttings nécessite une vitesse de l'ordre de 30 à 45 m/min. Il peut arriver que la boue, avec les cuttings et gaz associés, arrive plus tardivement que le temps théorique (jusqu'à 20 % d'écart). Ceci peut indiquer un volume de trou plus important que prévu (cavage). Aussi, l'évaluation du lag-time, aussi bien par remontée d'un bouchon de gaz que par remontée de grains de riz, est-elle importante.

Un lag time trop important conduit à une dispersion des déblais dans la boue, et à une augmentation de la charge en solides de la boue.

Le type d'écoulement dépend de la vitesse de la boue et de sa viscosité

VA < 15 à 20 m/min	: écoulement en bouchon (ou en plug)
30 < VA < 45 m/min	: écoulement laminaire lent
VA > 100 à 125 m/min	: écoulement turbulent

L'écoulement turbulent est à éviter dans le découvert (*open hole*). En effet, il augmente les pertes de charges et provoque une surpression sur le découvert, il détériore le cake, il aggrave les délitages et cavages.

Attention : Les sections de tout le circuit boue étant très variables (surtout dans l'annulaire), les vitesses et les types d'écoulements ne sont pas constants.

Dans le cas d'un forage en petit diamètre avec un riser (rig flottant), on peut être amené à injecter de la boue à la base du riser pour y augmenter la vitesse d'écoulement (utilisation de la *boosting line*), ce qui dilue les indices observés et la teneur en déblais et modifie le lag-time.

4.3.2 Rôle de la densité

4.3.2.1 Stabilité des parois

La partie du puits qui vient d'être forée (découvert, ou *open hole*) et qui est en contact avec la boue a en général tendance à s'agrandir, pour des raisons mécaniques (déséquilibre des contraintes préexistantes pouvant provoquer une rupture et un écaillage des parois), et pour des raisons chimiques (solubilité de certaines roches, provoquant du foisonnement, du délitage, de la dissolution, etc). Le découvert peut aussi avoir tendance à se refermer (cas du sel, ou de certaines argiles "fluentes" ou "gonflantes").

La boue utilisée devra donc avoir une densité adéquate pour remplacer le terrain détruit et maintenir l'équilibre des parois, et des caractéristiques physico-chimiques adaptées aux terrains traversés.

Le maintien d'un découvert est d'autant plus délicat que la phase est longue.

Les caractéristiques de la boue ne peuvent pas toujours être compatibles avec plusieurs terrains différents. Il s'ensuit que l'instabilité des parois peut imposer la fin d'une phase de forage.

4.3.2.2 Le contrôle des réservoirs

Lorsque le forage atteint un réservoir, la densité de la boue doit être ajustée afin d'empêcher l'irruption des fluides du réservoir dans le trou. L'ajustage parfait est impossible, à cause des variations de pressions en dynamique (pertes de charge, pistonnage, etc.). La colonne de boue en statique doit donc toujours exercer une surpression sur le réservoir, ce qui peut entraîner des pertes de boue et du colmatage. Cette surpression doit être réduite au maximum pour éviter les collages par pression différentielle. A ce niveau, le filtrat de la boue devra être aussi faible que possible pour éviter la pollution des fluides du réservoir.

- Réservoirs à fluides liquides**

La traversée d'un réservoir à contenu liquide ne pose généralement pas de problème.

La traversée de plusieurs réservoirs lors d'une même phase est possible, à condition qu'ils aient des densités équivalentes proches.

Traverser plusieurs réservoirs de densités équivalentes différentes, surtout si les densités vont décroissantes, est dangereux. On peut provoquer des pertes ou des venues, selon la densité de la boue, ou, plus grave, une éruption interne (un réservoir débite dans un autre réservoir de densité équivalente plus faible).

- **Réservoirs à gaz**

La traversée d'un réservoir à gaz est généralement difficile. D'une part, les échanges entre le gaz et la boue sont plus importants, d'autre part, la légèreté du gaz entraîne une réduction de la densité équivalente du réservoir en fonction de la profondeur, et donc une pression anormale au toit du réservoir. Dans un réservoir à gaz épais, il devient difficile d'ajuster la densité de boue.

En outre, une éruption de gaz est plus rapide et difficile à contrôler, d'autant plus que la présence de gaz dans l'annulaire allège la colonne de boue.

4.3.3 Problème de sédimentation des déblais : rôle de la thixotropie

Lors d'un arrêt de circulation, la vitesse de sédimentation des déblais est de l'ordre de quelques m/min. Ensuite, le gel de la boue augmente rapidement, et le gel mesuré après dix minutes d'arrêt de circulation (Gel 10) est environ 2 ou 3 fois plus important que le gel initial (Gel 0).

Les gros déblais posent plus de problèmes de sédimentation que les petits (le rapport poids/surface augmente avec le volume). Les gros déblais sont souvent rebroyés avant de parvenir à la surface.

Attention, dans le cas de puits déviés, le problème de sédimentation est plus aigu, la hauteur de sédimentation étant plus faible (inférieure au diamètre du trou dans un forage horizontal).

4.3.3.1 Filtration de la boue

Lorsque la boue est en contact avec des parois plus ou moins poreuses, la partie liquide filtre dans la formation tandis que la partie solide se dépose sur les parois en formant le *cake*, jusqu'à ce que l'épaisseur du *cake* empêche la filtration. Ainsi, plus le *cake* se forme rapidement, moins la formation est envahie.

Le "cake externe" composé de particules plus ou moins épaisses, se dépose sur la paroi. Le "cake interne", est composé de particules plus fines qui envahissent le réseau poreux et bloquent sa perméabilité.

Le *cake* a donc pour avantage de colmater les formations poreuses, et évite les pertes de boue. Par contre, une filtration trop importante peut entraîner un délitage des formations délicates, une invasion des réservoirs et un *cake* trop épais qui peut coincer la garniture.

La profondeur d'invasion dépend du type de boue (rapidité de formation du *cake*), des caractéristiques pétrophysiques de la formation et de l'importance du différentiel de pression.

4.3.4 Intervention du géologue

La cabine de Mud-logging doit être prévenue de toute modification volontaire apportée à la boue, telle que dilution, transfert, ajout, etc. La nature des différents produits ajoutés à la boue doit également être transmise au géologue. Il est recommandé, dans le cas de produits "exotiques" d'en prélever un échantillon à des fins d'analyse. Il faut, en effet, savoir que nombreux de produits peuvent avoir une action non négligeable sur les opérations ultérieures.

Ainsi et pour ne citer que les plus courants :

- la baryte perturbe fortement la lecture du Pef,
- le chlorure de Potassium (KCl) peut augmenter le pourcentage de potassium du NGT (Marque Schlumberger),
- les ligno-sulfates, de part leur concentration dans le cake, peuvent modifier les lectures des outils de résistivité,
- les colmatants à base de coquilles ou de carbonate de calcium sous quelque forme qu'il soit fausseront les mesures de calcimétrie,
- le soltex, ou tout produit à base de gasoil, peut entraîner des indices gazeux parasites,
- le vertrasol est malheureusement fluorescent,
- le lubriguid (lubrifiant) est constitué de minuscules billes qui, très vite, s'accumulent sur les tamis à la place des cuttings.

Cette liste n'est malheureusement pas exhaustive mais illustre bien la nécessité d'une communication constante avec les responsables de la boue.

De nombreux additifs perturberont les analyses ultérieures en laboratoire, notamment en géochimie organique ou même en biostratigraphie. Si leur utilisation est nécessaire, un échantillon sera systématiquement joint aux collections de déblais avant expédition (voir Règle Métier Exploration 8-2).

4.4 Les pertes de boue

Les pertes partielles : la formation absorbe une partie de la boue injectée, ce qui entraîne un vidage plus ou moins important du puits lors d'un arrêt de circulation. Les pertes partielles se produisent généralement dans la matrice d'une roche poreuse.

Les pertes totales : il n'y a pas de retour de boue, et le puits peut être notablement vidé. Ces pertes se produisent généralement dans des fractures, provoquées ou préexistantes.

Les pertes se détectent en observant le niveau des bassins, ou en ayant recours à une débitmétrie si l'appareil en est équipé.

En cas de pertes, il faut introduire des produits colmatants (LCM) dans la boue, voire même procéder à des injections de laitier de ciment.

5 Les cuvelages

5.1 Rôle

Un cuvelage (tubage, ou *casing*) a pour but d'isoler un découvert de la phase suivante, et d'isoler les points critiques d'un découvert entre eux.

L'architecture type d'un puits est la suivante :

- un tube conducteur 30" (*conductor pipe, CP*) qui soutient la tête de puits et tous les autres cuvelages,
- un cuvelage de surface 20", qui tient les terrains inconsolidés de surface,
- plusieurs cuvelages intermédiaires ou cuvelages techniques (13"3/8, 9"5/8, 7"),
- un cuvelage de production, dernier cuvelage avant complétion,
- éventuellement, une colonne perdue (*liner*), qui est un cuvelage de production, ancré à la base du cuvelage précédent, et qui ne remonte pas à la surface.

5.2 Description

Un cuvelage est composé de tubes d'une douzaine de mètres, filetés aux deux extrémités, dont l'une (celle du haut pendant la descente) est pourvue d'un manchon double femelle.

Un cuvelage (et ses filetages) est soumis à des contraintes de traction, d'éclatement, d'écrasement, de flexion (dans les puits déviés), contraintes le plus souvent combinées.

5.3 Classification

Un tube est caractérisé par :

- son diamètre extérieur (en pouce),
- son poids nominal (en livre/pied),
- son grade (1 lettre suivie d'un nombre représentant la limite élastique de l'acier en milliers de livres par pouce carré (PSI)),
- son filetage.

5.4 Calcul

Un cuvelage est calculé pour résister :

- à son propre poids dans la boue (contrainte maximum dans sa section la plus haute),
- à l'écrasement par la boue de la phase précédente, tubage vidé,
- à l'éclatement, tubage plein de gaz (contrainte maximum en tête de tubage).

Les hypothèses de calcul sont variables suivant les cas, mais font appel à des procédures strictes.

5.5 Descente d'un cuvelage

Un cuvelage est descendu de la même façon qu'une garniture, simple par simple. Le premier tube est équipé d'un sabot (*shoe*) de forme demi-sphérique, qui a pour rôle de renforcer l'extrémité du cuvelage pendant la descente. Le sabot contient souvent un système anti-retour qui empêche le ciment en place de remonter dans la colonne en fin de cimentation, et qui prévient une éventuelle éruption par l'intérieur de la colonne. Quelques tubes plus haut est inséré un anneau (*cementing collar ou float collar*) qui contient un autre système anti-retour et sur lequel viennent se poser les bouchons de cimentation. Le sabot et l'anneau sont réalisés en matériaux reforables (sauf éventuellement dans le cas d'une colonne de production qui ne sera pas reforrée). Toutes les connexions, du sabot à l'anneau, sont collées (*Baker Lock*), afin d'empêcher tout dévissage intempestif pendant le reforrage.

La colonne est équipée de centreurs sur toute sa (ses) partie(s) cimentée(s), au niveau du sabot précédent, et au niveau d'une éventuelle suspension de fond de mer (Mud line suspension MLS). Elle peut aussi être équipée de gratteurs qui ont pour fonction de nettoyer le cake des parois.

Les puits en mer destinés à un abandon temporaire sont équipés de suspension de fond de mer. Au niveau du fond de mer, on insère dans la colonne un élément, dont l'intérieur est équipé d'un siège recevant la suspension du tubage suivant, et dont l'extérieur est pourvu d'appuis venant se poser dans la suspension du tubage précédent. La partie supérieure de la suspension se démonte, de façon à remonter les tubes depuis le fond de la mer jusqu'à la tête de puits.

5.6 Descente d'un liner

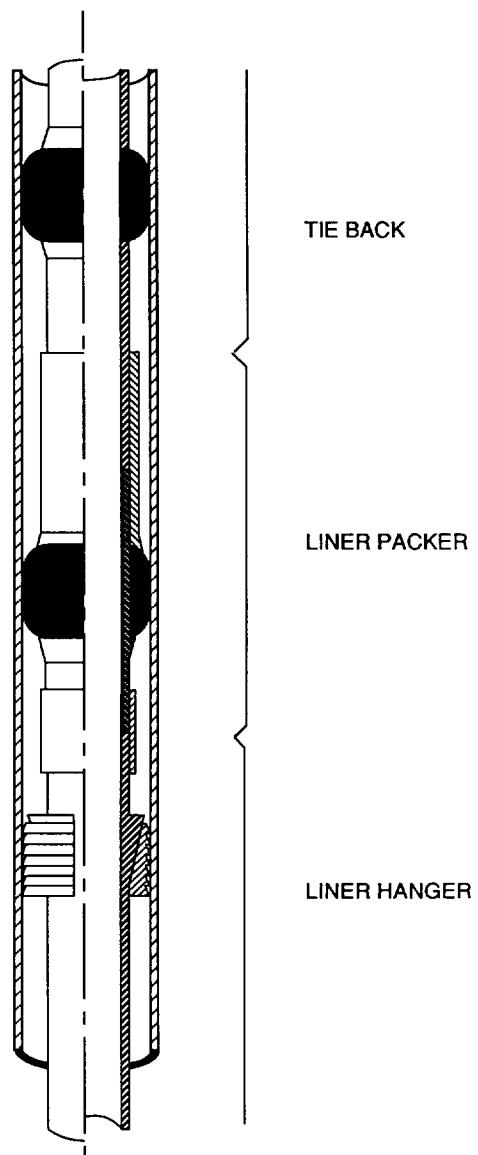
Un liner est descendu aux tiges, puis est ancré environ 150 m au-dessus du sabot du dernier cuvelage (soit mécaniquement en tournant et posant du poids, soit hydrauliquement en montant en pression dans les tiges).

La suspension du liner (*liner hanger*) comprend des coins d'ancrage et un système d'étanchéité. Après test en pression, si le système d'étanchéité est défectueux, on peut mettre en place un *pack-off* qui s'engage dans le liner hanger et assure une deuxième barrière étanche.

Dans le cas où le dernier casing est défectueux, on descend un *tie-back*, qui est un tubage se connectant sur le liner hanger et remontant en surface, transformant ainsi le liner en casing.

Un tie-back peut être aussi requis pour des tests de production sur des réservoirs recouverts par le liner.

TETE DE LINER



6 Les cimentations

6.1 Rôle

Une cimentation a pour but de lier le cuvelage avec le terrain, et d'assurer l'étanchéité entre ces derniers, de façon à isoler le découvert tubé du découvert de la phase suivante.

6.2 Principe

Le laitier de ciment (*slurry*) est pompé dans le cuvelage puis est poussé par de la boue (chasse) pour remonter dans l'espace annulaire sur une hauteur d'environ 300 m. Généralement, on pompe un spacer avant et après le laitier, pour isoler celui-ci de la boue. Les spacers ont des caractéristiques rhéologiques intermédiaires entre celles du laitier et celles de la boue. Les CP (lorsqu'ils sont cimentés) et les tubages de surface sont généralement cimentés sur toute leur hauteur.

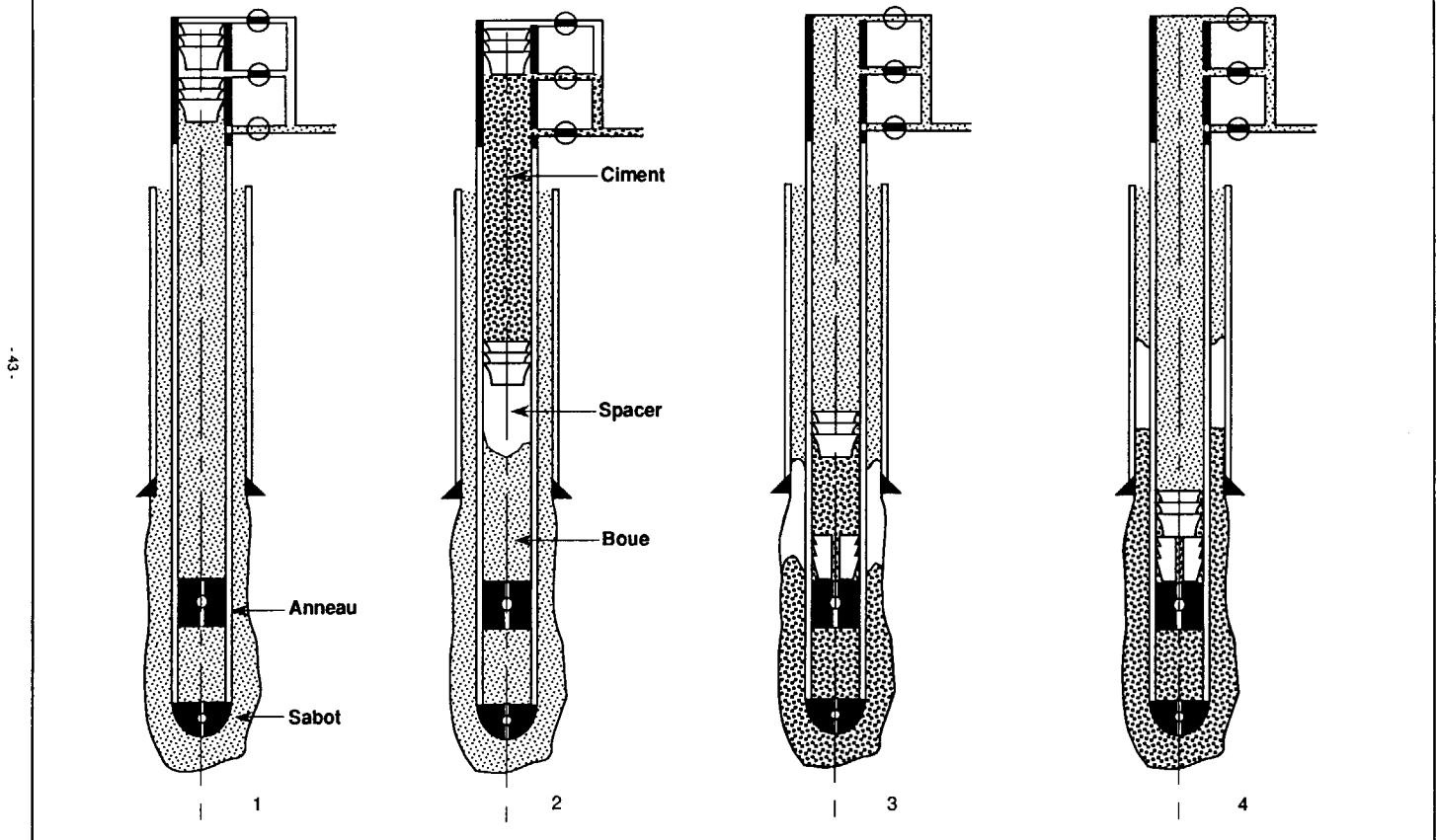
6.3 Cimentation avec stinger

Cas des tubages de gros diamètre et de faible profondeur. Le laitier est pompé à travers les tiges de forage dont l'extrémité vient se fixer dans le sabot, muni d'un clapet anti-retour. Une autre solution est de descendre les tiges au-dessus du sabot, et d'assurer une étanchéité en surface entre le cuvelage et les tiges. Cette dernière méthode permet d'équilibrer les pressions s'exerçant sur le cuvelage et supprime les risques d'écrasement.

6.4 Cimentation simple étage

Le cuvelage est muni d'un sabot et d'un anneau, tout deux équipés de clapet anti-retour, et distant d'un ou deux joints. Le pompage se fait au travers d'une tête de cimentation (*cementing head*) qui contient les bouchons, et qui permet de les larguer rapidement sans devoir être démontée.

CIMENTATION DE TUBAGE A UN ETAGE AVEC BOUCHON DE TETE ET DE QUEUE



Séquences :

- Circulation à débit élevé pour nettoyer le trou.
- Pompage du fluide intermédiaire (*spacer*).

Le spacer a le même fluide de base que la boue et a des caractéristiques rhéologiques intermédiaires entre la boue et le ciment. Dans le cas d'une boue à huile, on pompe deux spacers consécutifs, le premier à base d'huile, le second à base d'eau contenant des détergents.
- Largage du bouchon de tête, qui racle les parois du cuvelage et évite la contamination du laitier.
- Pompage du laitier de ciment.
- Largage du bouchon de queue qui isole le laitier de la chasse.
- Pompage du spacer de queue.
- Chasse.
- Lorsque le bouchon de tête se pose sur l'anneau, la montée en pression le perce et permet le passage du laitier.
- Lorsque le bouchon de queue se pose sur le premier bouchon, on met le cuvelage sous pression pour tester son étanchéité.

6.5 Cimentation double étage

Si les formations sont fragiles, ou si la hauteur à cimenter est importante, on peut procéder à une cimentation à double étage.

On insère dans la colonne, au niveau de la base du second étage un anneau de cimentation étageé (*stage cementing collar*, ou *differential valve*, DV).

La cimentation du premier étage se fait de façon classique. Lorsque le laitier a durci, on largue une bombe qui permet d'ouvrir la DV (communication intérieur - espace annulaire). Les spacers de tête et le laitier sont pompés, le bouchon de queue est largué puis chassé par un spacer de queue et la boue. Lorsque le bouchon de queue se pose dans la DV, il la referme, isolant l'intérieur de l'espace annulaire. Le cuvelage est ensuite mis en pression pour tester son étanchéité.

6.6 Cimentation de liner

La cimentation se fait à travers des tiges, sans bouchon de tête.

Séquence

- Circulation.
- Pomper le spacer de tête.
- Pomper le laitier.
- Larguer le bouchon de queue (*pump down plug*) qui viendra pousser le bouchon racleur (*wiper plug*) déjà en place dans la tête de liner.
- Chasser, jusqu'à l'a-coup de pression.
- Tester le liner en pression.
- Dévisser l'outil de pose (il peut aussi être dévissé juste avant la cimentation).

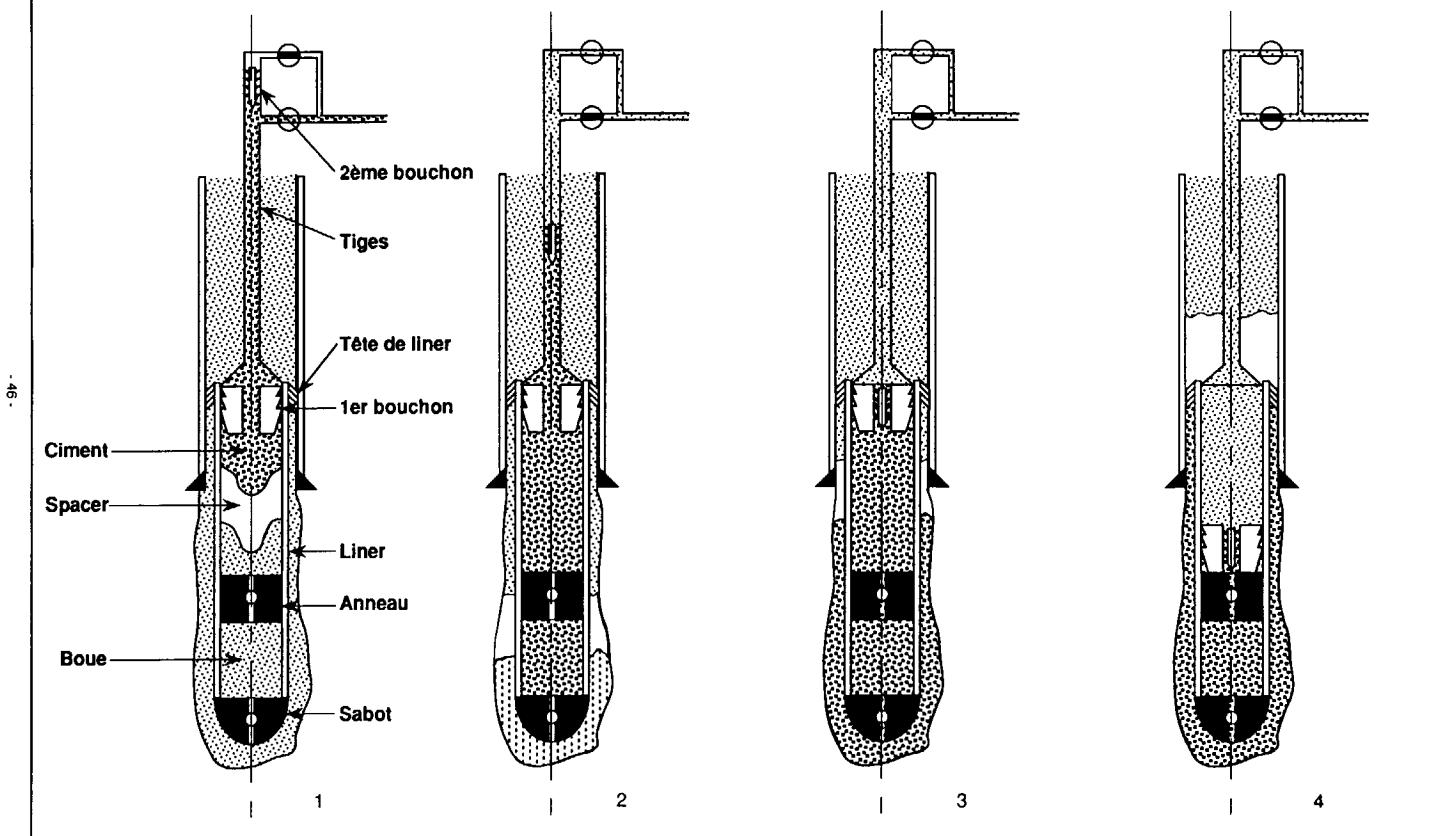
6.7 Comment réussir une cimentation

Une cimentation réussie doit être homogène, ne pas présenter d'annulaire ou de channeling (communication verticale entre plusieurs niveaux) et doit bien adhérer au terrain et au cuvelage. Pour cela, les conditions suivantes doivent être remplies :

- le trou doit être propre et régulier,
- le cuvelage doit être bien centré dans le trou,
- le laitier doit déplacer toute la boue sans se mélanger à elle,
- l'opération ne doit pas provoquer de pertes, dues à une densité équivalente en dynamique trop élevée.

Pour que le laitier déplace correctement la boue, il doit être pompé, soit en régime turbulent, soit en écoulement en bouchon si un régime turbulent implique des débits trop importants. Pour cela, la section dans laquelle s'écoule le laitier (c'est-à-dire l'espace annulaire casing-terrain) doit être régulier. Un cuvelage mal centré, ou un trou mal calibré provoquerait des changements de régime d'écoulement, la boue serait mal déplacée et se mélangerait au laitier, ou resterait piégée dans les caves.

CIMENTATION DE LINER



Aussi, le foreur doit-il s'attacher à soigner le calibrage du trou. La colonne est descendue équipée de centreurs, et éventuellement de gratteurs qui nettoient le cake des parois. Lorsque la colonne est en place, l'espace annulaire est nettoyé par circulation.

6.8 Restauration de cimentation

Si une cimentation est jugée de mauvaise qualité, on peut être amené à la restaurer. Pour cela, on perfore le cuvelage au niveau de la zone à restaurer, à l'aide de canons de perforation (*guns*) descendus au câble électrique. Un *cement retainer* est mis en place au-dessus de la zone perforée. Il s'agit d'un packer réforçable équipé d'un clapet anti-retour. La cimentation se fait avec un stinger, et le laitier est injecté (*squeeze*) derrière le tubage.

6.9 Composition et caractéristiques des laitiers

Le laitier est composé de ciment (le plus souvent de classe G, les ciments étant classés de A à J suivant leurs caractéristiques), d'eau, et de divers additifs.

Densité : Le laitier le plus courant est un laitier de densité 1,90 réalisé avec 44 l d'eau pour 100 kg de ciment de classe G.

En faisant varier le dosage en ciment, on peut faire varier la densité (de 1,90 à 1,97). Pour obtenir un laitier plus lourd, on peut utiliser des alourdissements (hématite, baryte, etc.). Pour obtenir un laitier plus léger (gel ciment) ou utiliser des allégeants, le plus souvent de la bentonite.

Rhéologie : ajout de dispersants ou de viscosifiant pour adapter la rhéologie du laitier à celle de la boue à déplacer.

Filtrat, eau libre : un laitier ne formant pas de cake, une cimentation au droit d'une formation poreuse peut entraîner une déshydratation du laitier, ce qui le rend moins fluide puis plus friable.

Pompabilité : l'ajout d'accélérateurs ou de retardateurs permet d'ajuster le temps de pompabilité à la durée prévue de la cimentation.

Résistance à la compression : ajout de silice en cas de température de fond élevée.

6.10 Les contrôles de cimentations

6.10.1 Thermométrie (log électrique)

Une sonde mesure la température du puits versus profondeur. Une cimentation entraînant un dégagement de chaleur, une discontinuité dans le gradient de température indique le top ciment. Cette mesure ne permet pas d'apprécier la qualité d'une cimentation.

6.10.2 CBL (*Cement Bond Log*)

Cet outil émet des ultrasons dans le cuvelage et un récepteur placé plus bas enregistre l'écho renvoyé par le tubage. Un tubage bien cimenté amortissant l'écho, la qualité de la cimentation est inversement proportionnelle à l'amplitude du signal.

6.10.3 VDL (*Variable Density Log*)

Cet outil est toujours utilisé avec le CBL, dont il est complémentaire. Une représentation graphique des signaux permet de détecter des anomalies types de la cimentation.

6.10.4 CET (*Cement Evaluation Tool*)

Cet outil permet une représentation graphique du tubage, vu en développé. Des niveaux de blanc et de noir permettent une évaluation de la qualité de la cimentation (noir : bon ; blanc : mauvais).

6.10.5 USIT (*Ultra Sonic Imaging Tool*)

Cet outil permet une visualisation graphique du tubage développé. Des niveaux de couleur permettent d'évaluer la qualité de la cimentation, mais aussi d'évaluer la corrosion d'un tubage.

6.11 Problèmes rencontrés

- **Bullage** : bulles de gaz piégées dans le ciment.
- **Renardage ou channeling** : "couloir" non cimenté permettant une communication entre plusieurs niveaux.
- **Micro annulaire** : le ciment n'est pas collé au tubage, et permet le passage d'un fluide.

7 Les tests en pression de découvert

Après la pose d'un cuvelage et prise du ciment, l'anneau et le sabot sont reforés jusqu'à ce que l'outil arrive dans la formation. Là, on procède à un test en pression du terrain. Ce test a pour but de vérifier que le terrain et la cimentation au niveau du sabot supporteront la pression hydrostatique de la colonne de boue de la phase suivante. Un test plus poussé permet de connaître la pression d'injectivité du terrain, voire la pression de fracturation.

7.1 Test en pression (*Formation Integrity Test*)

Lorsque l'outil est dans le terrain, les obturateurs sont fermés, et on pompe dans les tiges avec l'unité haute pression de cimentation. Le pompage se poursuit jusqu'à ce que la densité équivalente au sabot soit égale à la densité de boue la plus élevée prévue pour la phase suivante. Là, la pression est maintenue quelques minutes, puis est purgée. Si la pression ne peut être maintenue, cela signifie que le sabot ne résistera pas à la densité de boue prévue. Il faut alors procéder à des restaurations de cimentation (squeeze de ciment au sabot).

7.2 Test d'injectivité (*Leak off Test*)

Le test se fait de la même façon. Pendant la montée de pression, on trace la courbe de pression en fonction du volume pompé. Lorsqu'on atteint une rupture de linéarité de la courbe, la pression d'injectivité dans la formation est atteinte. Le test est alors interrompu : la pression est maintenue quelques minutes, puis est purgée. On mesure alors le volume restitué.

7.3 Test de fracturation (*Fracturation Test*)

Ce test est identique au test précédent, mais le pompage continue après avoir atteint la pression d'injectivité. Lorsque la pression baisse brutalement, la formation est fracturée, et on pompe alors dans le terrain. La pression maximum atteinte est la pression de fracturation.

8 Les têtes de puits

Une tête de puits est l'ensemble des pièces qui soutiennent les tubages et isolent les annulaires. Sur la tête de puits, vient se monter la tête de production (*christmas tree*).

Sur le premier tubage de surface se fixe une tête de tubage de base (*casing head housing*). Celle-ci peut être soudée (*explo*) ou vissée (*production*). C'est cette pièce qui soutiendra tout l'ouvrage. En général, la tête de tubage de base repose sur une plaque de base en appui sur le tube conducteur. Elle est munie d'un alésage conique qui vient recevoir les coins d'ancrage du tubage suivant.

Sur les tubages suivants se fixe une tête de tubage (*casing spool*). La partie inférieure est équipée d'une bride du diamètre et de la série de la tête de tubage précédente, et la partie supérieure est équipée d'une bride du diamètre et de la série de la tête de tubage suivante. A l'intérieur de la tête de tubage, dans la partie haute, un alésage conique vient recevoir les coins d'ancrage du tubage suivant, et dans la partie basse, un alésage cylindrique reçoit un guide outil (*pilot bit*) et un dispositif d'étanchéité (*bushing*). L'étanchéité se fait soit par écrasement d'un jeu de garnitures en néoprène et de disques d'acier, soit par gonflage d'une garniture en néoprène par injection de bâtonnets de graisse plastique.

Les coins d'ancrage (*casing hanger*) sont un dispositif d'ancrage et de suspension du cuvelage constitué d'un jeu de coins s'agrippant sur le tubage à ancrer en glissant dans l'alésage conique de la tête. Il est complété par un ensemble d'étanchéité qui peut être séparé ou intégré au jeu de coins.

Les coins d'ancrage peuvent être manuels (serrage des vis à la main ; nécessite le démontage des BOP) ou automatiques (le serrage se fait automatiquement à l'assise du tubage. Ne nécessitent normalement pas le démontage des BOP, car ils peuvent être lancés autour du dernier tube depuis le plancher). Lors de la pose de la colonne de tubage sur les coins d'ancrage, celle-ci est mise en tension, les coins sont mis en place, puis la colonne est relâchée, et vient s'asseoir sur les coins.

Lors du montage d'une nouvelle tête de tubage, celle-ci est équipée d'une chemise d'usure (*wear bushing*) qui vient protéger l'alésage conique, afin qu'il ne soit pas endommagé par le passage des outils, BHA, tool joints et par la rotation de la garniture.

Les têtes de tubage sont pourvues d'orifices de test (*test port*) qui permettent de tester en pression les différentes étanchéités.

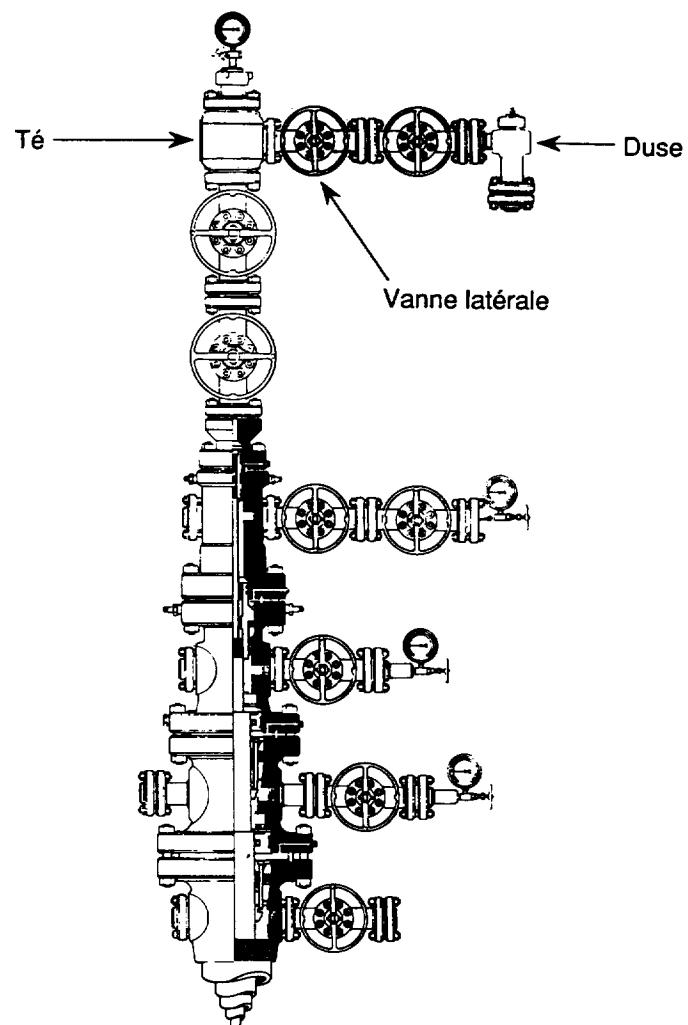
Le cuvelage de production (le dernier) reçoit une tête de tubing (*tubing head*) qui viendra recevoir la complétion (ou tubing de production). Les têtes de tubing ont le même principe que les têtes de tubage. Le système de suspension est une olive, vissée en haut du tubing de production et équipée de garnitures d'étanchéité, et qui vient s'appuyer dans un logement conique en haut de la tête de tubing.

Au-dessus de la tête de tubing viendra se monter la tête de production (*christmas tree*), composée de deux vannes maîtresses servant à fermer le puits, de deux vannes latérales, dont une est reliée au

réseau de collecte, et d'une vanne supérieure (vanne de curage ou vanne de sas, au travers de laquelle se font les interventions légères (wire-line, coil tubing, etc.).

Il existe aussi des têtes de puits compactes, constituées d'un seul corps, et dont le nombre d'étages dépend du programme de tubage. Ces têtes sont réservées aux puits de développement, principalement en offshore.

TETE DE PUIT



9 Le battage des tubes guides

Les tubes guides peuvent être soit descendus dans un trou foré, et cimentés, soit battus.

Les tubes sont vissés, ou soudés. Le battage des CP se fait à l'aide d'un marteau hydraulique ou diesel posé sur le dernier tube. Le battage se fait en général jusqu'au refus, c'est-à-dire lorsque le nombre de coups au mètre devient trop important (le plus souvent fixé à 200 cps au m).

Si le refus se fait alors que la profondeur est jugée insuffisante, on peut être amené à forer jusqu'au sabot ou même plus bas (préforage) avant de reprendre le battage.

10 Le forage dirigé

Pour faire un puits dévié, on peut utiliser le forage rotary, avec une BHA de déviation, ou bien le turboforage, avec un moteur ou une turbine de fond.

10.1 Le forage rotary

Il est utilisé pour une déviation ne nécessitant pas une trajectoire précise, surtout en azimut, et de courte durée.

En rotary, la déviation est obtenue en faisant varier la position des stabilisateurs de la garniture, de façon à la faire flamber dans le sens désiré. Un autre paramètre est le diamètre du stabilisateur le plus bas.

10.1.1 BHA de lock-up

Cette BHA permet de forer une trajectoire rectiligne (verticale ou inclinée). C'est une BHA rigide comprenant quatre stabilisateurs. Le premier est un *near bit stabilizer*, placé juste au-dessus de l'outil, et le second est séparé du premier par une masse tige courte (*short drill collar*).

10.1.2 BHA montante, ou de Build up

Cette BHA a trois stabilisateurs. Le premier est juste au-dessus de l'outil, et le second est très éloigné du premier, de façon à ce que la garniture flambe entre ces deux points d'appuis, et que l'outil ait tendance à dévier du côté opposé au flambage.

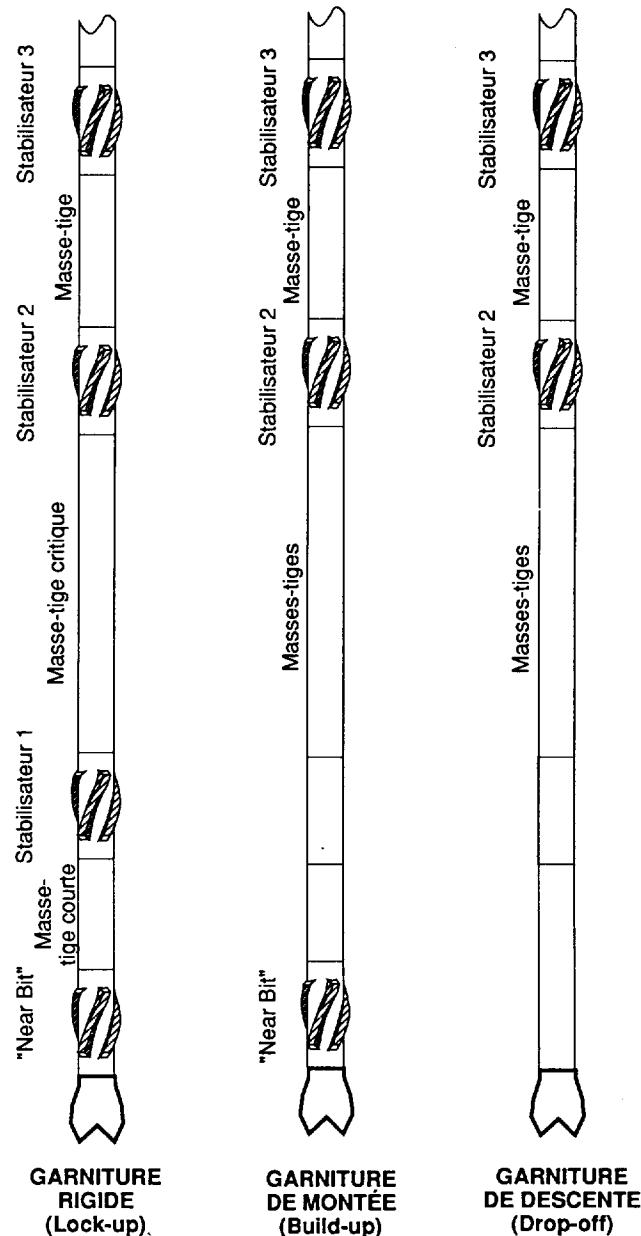
10.1.3 BHA descendante, ou de drop-off

Cette BHA a deux stabilisateurs, éloignés de l'outil, de façon à ce que la partie inférieure de la garniture agisse comme un pendule et ait tendance à descendre.

10.2 Le turbo-forage de déviation

Il est associé à un MWD directionnel, permet de "piloter" de façon précise la trajectoire d'un puits.

GARNITURES DE DEVIATION



10.2.1 Les turbines

Elles sont composées d'un stator et d'un rotor munis d'aubages. Les aubages du stator canalisent la boue, les aubages du rotor entraînent celui-ci en rotation lorsque la boue circule dans la turbine. Les turbines ont une vitesse de rotation élevée (1000 tr/min) et un couple faible.

10.2.2 Les moteurs

Du type volumétrique, ils sont composés d'un rotor excentrique à un ou plusieurs lobes, de forme spiralee, et d'un stator avec un lobe supplémentaire également spiralé.

Les moteurs tournent moins vite que les turbines (de 50 à 600 RPM) mais ont un couple supérieur.

10.2.3 La déviation

La déviation peut être obtenue en utilisant :

- une turbine (ou moteur) à axe décalé,
- un stabilisateur excentré,
- un raccord coudé (bent sub) au-dessus du moteur
- un raccord coudé au-dessous du moteur, muni d'un joint de transmission, qui peut avoir deux coude de façon à ce que le centre de l'outil reste centré sur le moteur (*double tilted unit, DTU*) ou un seul coude. L'angle d'un coude peut être fixe ou réglable. Certains coude peuvent être réglables en cours de forage par un cycle de montée en pression (*steerable*), ce qui permet de réaliser une trajectoire complète avec la même garniture.

10.3 Les mesures de déviation

10.3.1 Single shot (ou TOTCO)

Outil de mesure largué dans les tiges (dropé), qui vient se poser sur un siège situé au-dessus du porte outil, et repêchable au câble. Cet outil ne permet qu'une mesure d'inclinaison. Un pendule oscille au-dessus d'un disque de papier gradué, et un mécanisme d'horlogerie déclenche la perforation du papier par le pendule. Deux perforations sont réalisées pour s'assurer de l'exactitude de la mesure.

10.3.2 Multishot

Outil de mesure également largué dans les tiges, permettant de mesurer l'inclinaison et l'azimut.

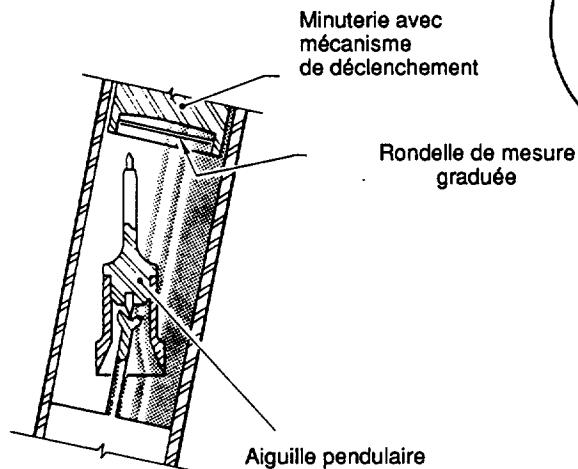
Un mécanisme d'horlogerie déclenche la photo d'une boussole et d'un pendule. Cette mesure doit se faire à l'intérieur d'un drill collar amagnétique.

10.3.3 MWD

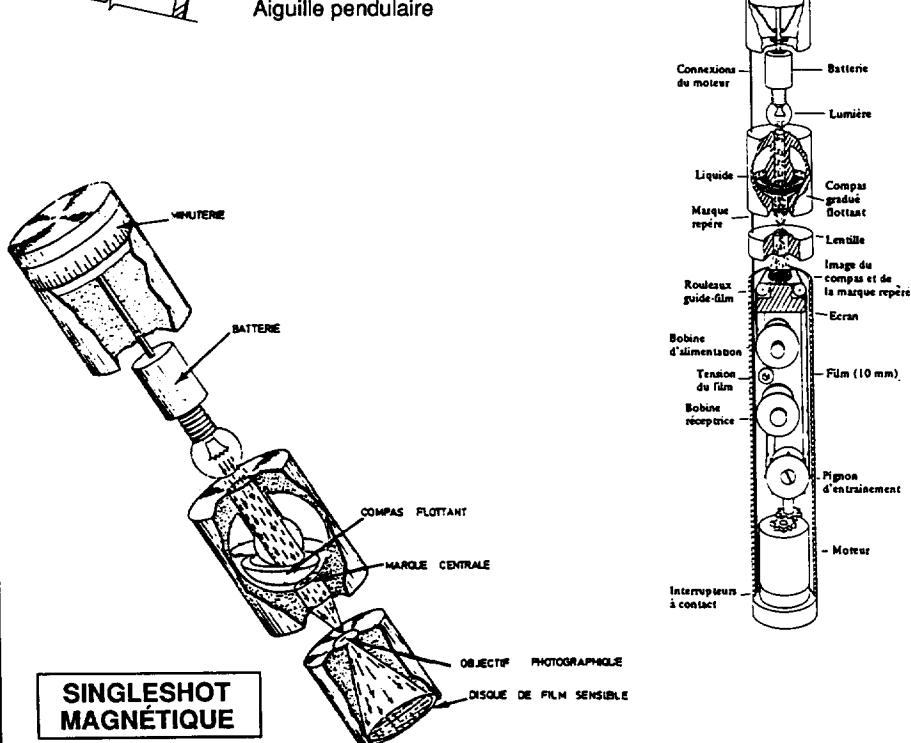
Un MWD donne en continu la mesure d'inclinaison, d'azimut, et d'orientation de l'outil (*tool face*). Le pilotage de la déviation se fait soit en orientant les tiges si on utilise un bent sub, soit en commandant le steerable.

OUTILS DE MESURE DE DEVIATION

INCLINOMÈTRE



MULTISHOT MAGNÉTIQUE



SINGLESHOT MAGNÉTIQUE

11 Le contrôle des éruptions

Une venue est l'intrusion de fluide de formation dans le puits.

Elle est due à une pression de formation supérieure à la pression exercée par la colonne de boue, soit par réduction de cette dernière (vidage du puits dû à des pertes, par exemple) soit à cause de l'entrée de l'outil dans un réservoir à fort gradient de pression (zone sous compactée, par exemple), soit encore à cause d'un phénomène de pistonnage (*swabbing*) lors d'une manœuvre de remontée.

Elle peut aussi être due à la simple expansion du gaz provenant de la roche forée dans le cas de puits à haute pression.

Si la venue n'est pas contrôlée, le fluide de formation chasse la boue, ce qui allège la contrepression au fond du puits et accélère d'autant plus la venue : c'est une éruption.

Le fluide de formation peut être de l'eau, de l'huile, ou du gaz, ce dernier cas étant le plus dangereux, car d'une part le gaz s'expande en remontant dans l'annulaire et donc chasse un volume de plus en plus important de boue, et d'autre part sa densité étant peu élevée, il exerce une très faible pression hydrostatique. Les venues de gaz sont donc les plus "nerveuses".

La détection d'une venue se fait en comparant les volumes de boue entrant et sortant du puits, soit par débitmétrie différentielle, soit, le cas le plus courant, en mesurant le niveau des bassins.

Lors des manœuvres dans le puits, le contrôle des volumes se fait en circulant sur le bac de manœuvre (*trip tank*, ou *possum belly tank* dans le cas de support flottant). De la boue est pompée depuis le bac de manœuvre dans le tube fontaine, que se vide dans la goulotte, le retour se faisant sur le même bac. Toute variation de volume dans le puits correspond à une variation de volume dans le bac de manœuvre.

Pendant une manœuvre, le chef de poste doit donc vérifier que la variation de volume dans le bac de manœuvre correspond au volume d'acier déplacé dans le puits.

Lorsqu'une venue est détectée (le volume des bacs augmente, le chef de poste procède à une observation du puits (*flow check*), c'est-à-dire qu'il dégage l'outil, arrête la circulation, et vérifie à la goulotte si la boue continue de s'écouler (très important : ne jamais observer le puits en regardant dans le tube fontaine à travers la table de rotation : une venue peut s'accompagner d'un bouchon d' H_2S !). Si le puits débite, le chef de poste ferme les obturateurs, de préférence les pipe rams, en ayant préalablement vérifié qu'il n'y a pas de tool joint dans les BOP. Lorsque le puits est en sécurité, il note les pressions dans l'annulaire et en tête des tiges.

Si la garniture est équipée d'un clapet sur l'outil, celui-ci doit être pourvu d'un petit orifice, empêchant tout déplacement important, mais permettant la transmission de la pression de fond en surface. Si ce n'est pas le cas, il faut alors pomper très doucement (quelques coups par minute) jusqu'à ce que le

clapet s'ouvre (augmentation de la pression annulaire) et noter la pression en tête des tiges juste à ce moment.

La pression en tête des tiges est égale à la surpression entre le réservoir et le fond du puits, c'est-à-dire la contrepression minimum à appliquer pour équilibrer le puits.

L'étape suivante consiste à équilibrer le puits en appliquant une contrepression adéquate et à évacuer l'effluent.

L'équilibrage du puits peut être obtenu tout d'abord en circulant sous duse, ce qui exerce une contrepression depuis la surface, ou bien directement par la mise en place d'une boue plus lourde.

Si l'outil n'est pas équipé de clapet anti-retour, il peut se produire une éruption par les tiges, due à du pistonnage lors d'une manœuvre de remontée trop rapide. Il faut alors obturer les tiges avec une vanne prévue à cet effet (*safety valve, grey valve*).

Cette opération est délicate, car la vanne doit être mise en place et vissée à la main, à travers le jet de boue. La tête d'injection est ensuite connectée sur la vanne, qui est alors ouverte. Le contrôle de l'éruption se fait alors d'une manière classique.

L'utilisation d'une tête d'injection motorisée est plus sécurisante, car elle permet une reconnexion rapide et aisée.

11.1 Circulation sous duse

Quand on circule sous duse, le puits reste fermé. La boue en sort par la choke line, passe dans le manifold de duses, à travers une duse pilotée qui exerce une contrepression. Ensuite, elle retourne soit aux bassins, soit à la torche, ou bien encore passe dans le dégazeur vertical.

Lorsqu'on commence la circulation sous duse, on pompe à débit réduit et on règle la duse de façon à ce que la pression annulaire augmente de la différence de pression réservoir-fond, plus une sécurité. Lorsque cette pression est atteinte, on note la pression en tête des tiges, et on pilote la duse de façon à garder cette pression constante.

La circulation se poursuit jusqu'à ce que tout l'effluent soit évacué. A ce moment, on procède à l'injection de la boue alourdie à la densité adéquat.

Si la boue lourde peut être préparée rapidement, on peut l'injecter pendant l'évacuation de l'effluent. Lors de l'injection de la boue lourde, la pression en tête des tiges ne doit pas être maintenue constante, mais doit décroître (le pilotage se fait en suivant un graphe prévisionnel - pression en fonction du nombre de coups de pompe).

Le contrôle de la pression annulaire sert à vérifier qu'il n'y a pas de risque de fracturation au sabot. Si c'était le cas, il faudrait purger l'annulaire de façon à limiter la pression au sabot, ce qui augmenterait alors la venue. Ce cas là implique l'injection rapide de boue lourde.

Si une venue se déclare alors que l'outil n'est pas au fond, on ferme alors l'obturateur annulaire (avec une pression faible), et on descend la garniture à travers l'obturateur (*strip-in*), de façon à pouvoir circuler avec l'outil le plus bas possible (le volume du puits sous l'outil ne pouvant pas être déplacé).

11.2 Problèmes particuliers, à éviter à tout prix

- Les venues en cours de descente de tubage : l'espace annulaire étant très faible, l'effluent remonte très vite.
- Une pression trop importante peut repousser la garniture en cours de manœuvre vers le haut. Le *strip-in* est impossible.
- Lors d'une venue, outil hors du trou, on doit s'efforcer d'engager la garniture au travers de l'obturateur. Si c'est impossible, la seule solution est de tuer le puits par la kill line, en injectant de la boue lourde dans le puits fermé, pour tenter de "squeezes" l'effluent dans la formation (*Bull heading*).
- Si alors la pression en tête dépasse la pression admissible, on risque la fracturation au sabot, la situation devient alors très désagréable.
- D'une façon générale, si une venue entraîne une pression au sabot supérieure à la pression de fracturation, une catastrophe est proche.

11.3 Intervention du géologue

Une venue n'étant jamais problème facile à régler, il y a tout intérêt à avoir la meilleure évaluation possible des régimes de pression attendus...

La rapidité de l'intervention peut faire toute la différence entre un désagrément mineur et une catastrophe. Il est donc **impératif** de signaler **immédiatement** à l'intendant et au Chef de poste, toute modification de la boue enregistrée par la cabine (densité, résistivité, etc.). Il est également vivement conseillé d'avoir des capteurs de niveau dans **tous** les bacs y compris le trip tank. A ce titre, la débimétrie différentielle, bien qu'elle reste limitée à la boue à l'eau, est un outil moderne dont il est dommage de se priver.

Ceci étant, il faut quand même, dans la mesure du possible, essayer de limiter l'augmentation de la densité de boue ("marge de sécurité" au-dessus de la densité minimum de contrôle) afin de pouvoir observer convenablement les indices de gaz et d'huile, et d'éviter les pertes.

Dans le cas de circulation sous duse, il devient très difficile, voire impossible, d'avoir une idée de la nature de l'effluent (huile, eau, eau gazée, etc.). L'idée serait, en début de puits, de discuter avec l'intendant de la possibilité d'échantillonnage dans ce cas précis et de prévoir les dispositions nécessaires.

12 Le carottage

12.1 Le carottier conventionnel (ou double tube)

Le carottier conventionnel se compose d'un tube extérieur, d'un tube intérieur (*inner tube*) fixé à une tête pivotante, d'un arrache-carotte (*core catcher*) logé dans la base du tube intérieur et d'une couronne. Il possède également un joint de sécurité.

En cours de carottage, le tube intérieur reste fixe pendant que la carotte se forme. Il est relié au tube extérieur par l'intermédiaire d'un roulement à billes. Entraîné par la garniture, le tube extérieur tourne et avec lui la couronne fixée en sa partie inférieure. Quand le tube intérieur est plein, la rotation est coupée, puis un effort vers le haut est exercé sur l'ensemble qui a pour effet de briser la carotte. Cette dernière ne peut sortir du carottier car elle est retenue par l'arrache-carotte. L'appareil est alors remonté.

Les carottiers conventionnels sont tous fabriqués en éléments de 30 ft. Suivant la hauteur à carotter on peut utiliser un ou plusieurs éléments. Actuellement, des carottages de 27 m sont courants et des records supérieurs à 100 m ont été réalisés (*long barrel coring*).

12.2 Le carottier renforcé (ou "Marine")

Il s'agit du carottier conventionnel muni d'un tube extérieur plus épais.

L'inconvénient de ce matériel est que la carotte est plus petite que dans un carottier conventionnel de même dimension.

Le carottier "Marine" ne permet pas l'utilisation de troisième tube, ni de tube carottier en fibre de verre.

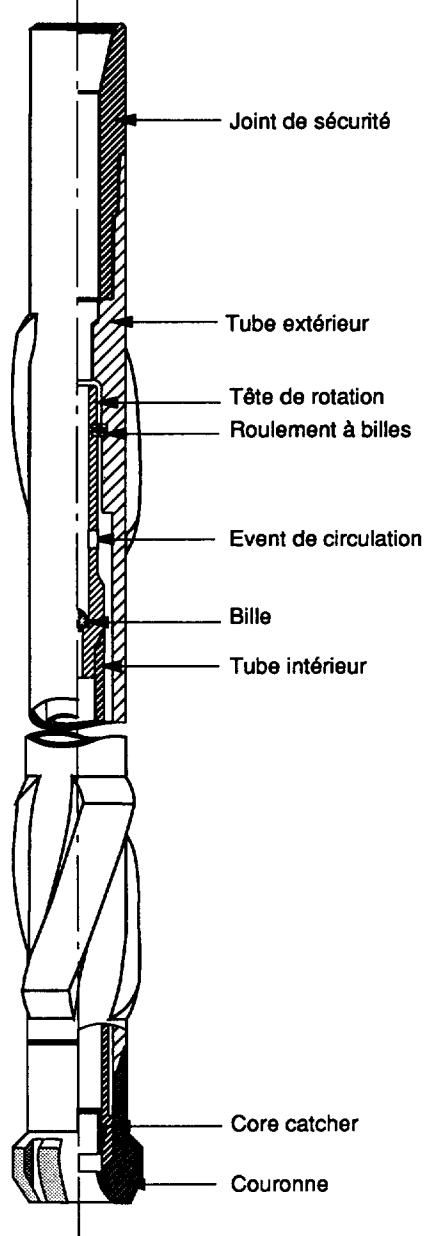
Dans un forage ne présentant pas de difficultés particulières, il est conseillé d'utiliser le carottier conventionnel.

12.3 Le carottier à câble

Cet appareil est un carottier permettant de récupérer la carotte sans manoeuvrer la garniture. Le tube intérieur est remonté au câble par l'intérieur des tiges. Deux montages sont possibles :

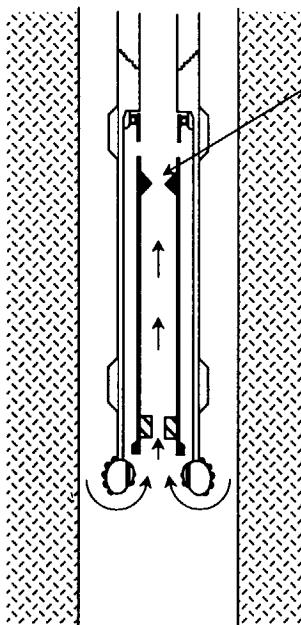
- Le montage carottage, le tube intérieur est ancré dans le carottier.
- Le montage forage, un bouchon remplace le tube intérieur transformant ainsi la couronne en un outil plein trou.

CAROTTIER CONVENTIONNEL

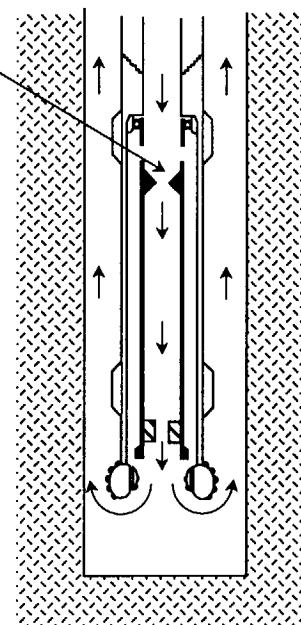


CAROTTAGE

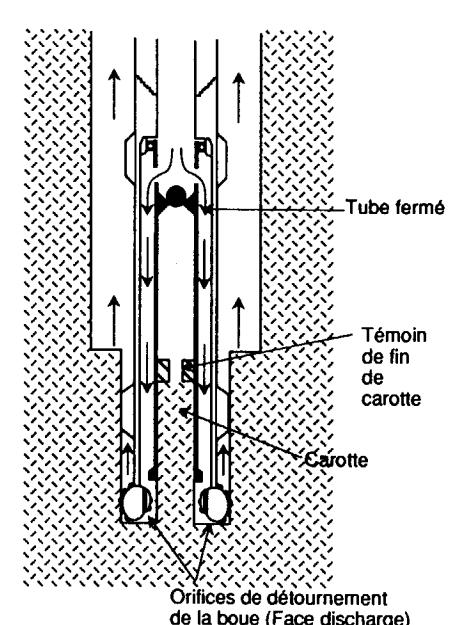
Descente



Circulation



Carottage



La descente des éléments s'effectue en général par lâcher libre à l'intérieur des tiges, et pompage. Le repêchage du tube intérieur se fait avec le câble de curage, ou avec un câble de wire-line.

Il est nécessaire d'utiliser un équipement de sécurité au cours des opérations de repêchage afin de pouvoir fermer les tiges et circuler en cas de kick. En effet, lors de la récupération du tube intérieur, il y a des risques de pistonnage, car l'espace annulaire entre le diamètre extérieur du tube intérieur et le diamètre intérieur du tube extérieur est assez réduit.

De plus, les carottes ont un diamètre réduit, inférieur ou égal à 2".

12.4 Le carottier orienté

Le carottage orienté est une technique complémentaire du carottage conventionnel qui permet de retrouver en surface l'orientation qu'avait un échantillon de terrain au moment de son extraction. Cette technique a pour but d'ajouter la notion directionnelle à toutes les mesures physiques que l'on peut effectuer sur une carotte. Exemples d'application : mesure de pendage, orientation des fractures et des failles, orientation granulométrique des roches détritiques, orientation de la perméabilité.

La méthode consiste à effectuer un marquage longitudinal de l'échantillon au cours de la prise de carotte. Le marquage s'effectue au moyen de couteaux disposés parallèlement à l'axe de carottage et situés dans le sabot arrache-carotte. Les marques, au nombre de trois, ont une disposition telle que l'une d'entre elles puisse servir de marque repère.

Un instrument de mesure permettant d'enregistrer la déviation du carottier et l'azimut de la marque repère, se trouve relié au tube intérieur du carottier au moyen d'une tige appelée *Extension Rod*. L'instrument est placé au-dessus du carottier dans un raccord amagnétique, surmonté d'une masse-tige de même nature. Préalablement à l'opération, l'instrument de mesure doit être aligné sur le couteau repère du dispositif de marquage.

L'instrument de mesure est muni d'un système d'enregistrement photographique du type "Multishot" qui se déclenche à intervalles réguliers. Les images qui sont obtenues sur un microfilm ne sont nettes que lorsque l'appareil n'est soumis à aucune vibration. Il est donc nécessaire d'arrêter la rotation et le pompage chaque fois que l'on désire effectuer une mesure.

Le temps calculé par rapport au déclenchement initial de l'appareil est suivi sur le diagramme d'avancement du carottage au moyen d'un chronomètre afin de permettre la corrélation des éléments de carotte avec des images de microfilm.

12.5 Le carottier *Slim Hole*

Il s'agit simplement d'un carottier conventionnel de petit diamètre, celui-ci est tel que le safety-joint a été supprimé. Ce matériel est destiné à travailler sous un liner 5".

Un carottier de ce type a spécialement été mis au point par DBS pour l'appareil Foraslim, destiné à forer des puits slim-hole.

12.6 Le carottier *Vented System*

Là encore, il s'agit d'une modification apportée au carottier conventionnel. Elle permet au fluide enfermé dans le tube intérieur de sortir dans l'espace annulaire carottier/trou par un *vent tube*, au lieu de sortir à l'intérieur des tiges.

Dans les formations mal consolidées, ce système présente l'avantage que la boue piégée dans le tube intérieur n'a pas à soulever la bille pour s'évacuer, c'est-à-dire à vaincre le ΔP correspondant aux pertes de charge dues à la circulation de la boue dans l'annulaire du carottier. De plus, la pression dans l'espace annulaire étant inférieure à la pression dans le tube intérieur, il se crée un phénomène d'aspiration qui a tendance à aider la carotte à monter.

12.7 Le carottier *Triple Tube*

Ce type de carottier est destiné aux formations à récupération difficile. Il s'agit une nouvelle fois d'une modification du matériel conventionnel : un troisième tube à paroi mince est placé dans le tube intérieur. Un sabot spécial le retient. Le troisième tube peut être en PVC (Polyvinyl Chloride), en aluminium ou en acier. L'O.D. de ce liner est légèrement inférieur à l'I.D. du tube intérieur.

En cours d'opération, la carotte monte dans le troisième tube. A la récupération, c'est ce dernier qui est sorti du tube intérieur. De ce fait, la carotte n'entre pas en contact avec l'extérieur.

La carotte et son étui sont ensuite débités à volonté. Le liner peut être coupé longitudinalement à la scie pour une analyse *in situ* ou il peut être découpé en tronçons qui sont dirigés vers le laboratoire.

12.8 Le carottier avec tube intérieur en fibre de verre ou en aluminium

Le carottier répond aux mêmes besoins que le triple tube. Dans ce cas, c'est le tube intérieur lui-même qui est en fibre de verre ou en aluminium. Ce système est plus simple mais aussi plus onéreux que celui du carottier triple tube. Ici le tube intérieur est directement débité à volonté. L'avantage est que le

diamètre de la carotte est plus important, mais surtout que la récupération est meilleure grâce à un coefficient de frottement réduit dans les tubes en fibres de verre ou en aluminium.

12.9 Le carottier *Rubber Sleeve*

Seul CHRISTENSEN fabrique ce carottier en 6⁷/₈ x 3" x 20'. Il est destiné aux formations mal consolidées ou très fracturées.

Une gaine en caoutchouc entoure la carotte et monte à l'intérieur du tube carottier au fur et à mesure de sa formation. En fin d'opération, la carotte est entièrement prise dans sa gaine. Le tout est sorti du tube intérieur et débité à volonté comme avec un triple tube ou un tube en fibre de verre.

Il faut souligner la fragilité de la gaine en caoutchouc par rapport aux tubes en fibres de verre ou aluminium.

12.10 Le carottier *Hydro-Lift* (*full closure core catcher, INTEQ*) ou *Posiclose* (DBS)

En opération de carottage, il fonctionne comme un carottier conventionnel dont le core catcher serait escamoté derrière le tube intérieur. C'est surtout au moment de la remontée qu'il se distingue des autres appareils.

Lors de la descente du carottier, le tube intérieur est ouvert comme dans un carottier conventionnel.

Après circulation, une bille est lâchée dans le train de tiges. Elle obstrue le tube intérieur et oblige la boue à passer dans l'espace annulaire tube intérieur/tube extérieur, toujours comme dans le carottier conventionnel.

Quand le carottage est terminé, le tube intérieur plein, la carotte est brisée. Une seconde bille (de diamètre supérieur à la première) est lâchée dans le train de tiges. Elle vient se placer sur son siège ce qui obstrue le passage de la boue. Sous la pression de celle-ci, le tube intérieur est alors soulevé à l'intérieur du carottier ce qui a pour effet de libérer une sorte de clapet (*full closure catcher*) qui bouche complètement le tube intérieur. Si la carotte est consolidée, le clapet ne peut pas obturer le tube, mais le core catcher est découvert et vient maintenir la carotte.

La carotte peut alors être remontée sans risque de la perdre pendant la manœuvre.

Ce système peut s'avérer efficace dans les formations très mal consolidées, comme les sables, sous réserve qu'ils aient été carottés.

12.11 Le carottier à pression

Il s'agit d'un carottier qui permet de remonter les carottes à la pression du fond. En réalité, il empêche surtout le gaz et les fluides de s'échapper de la gaine en cours de récupération. Une fois arrivée en surface, la carotte est congelée, ce qui a pour effet de fixer les liquides à l'intérieur de la gaine. Ensuite, la pression est libérée et la carotte sort de l'appareil.

Le carottier à pression carotte comme un carottier classique. En fin de carottage, après rupture de la carotte, une bille est larguée. Une vanne sphérique ferme la base du carottier, et un réservoir d'azote sous pression pressurise la carotte. Le carottier peut être alors remonté en surface.

Au jour, le carottier est placé dans un congélateur à -80°C. A cette température, les liquides contenus dans la carotte deviennent solides tandis que l'azote reste à l'état gazeux. Il est alors possible de libérer la pression et de récupérer la carotte.

Le problème de ce carottier reste la représentativité des fluides récupérés, et surtout de la logistique complexe nécessaire à son fonctionnement.

12.12 Le carottier à éponge (sponge core DBS)

A l'origine, il s'agit d'un carottier conventionnel 6"3/4 x 4".

Dans le tube intérieur, un troisième tube est mis en place. Celui-ci est en PVC ou en aluminium, sa paroi intérieure est recouverte d'une couche d'éponge synthétique (polyuréthane). Lors de la remontée, les effluents qui ont tendance à sortir de la carotte sont absorbés par l'éponge. Cette dernière a la propriété d'accepter l'huile de préférence à l'eau.

12.13 Le gel coring (INTEQ)

Ce carottier est descendu avec le tube intérieur rempli d'un gel spécial. Lors du carottage, la carotte, en montant dans le tube intérieur, reste enveloppée de ce gel. Celui-ci est visqueux et a la propriété de ne pas envahir la carotte, qui reste ainsi protégée de tout échange avec la boue. Il maintient aussi les sédiments inconsolidés.

12.14 La boue de carottage

La tenue des parois du puits est très importante avant et pendant le carottage. Les couronnes supportent très mal les passes d'alésages. De plus, les parois qui se délitent risquent de boucher les

orifices de la couronne et le tube intérieur du carottier, en cours de descente. Enfin, elles risquent également d'interdire la descente du carottier lui-même ou de le coincer en cours de remontée. Ces appareils sont particulièrement sensibles à ce phénomène au niveau des stabilisateurs.

Avant de descendre le carottier, il faut être sûr que le trou est bien nettoyé, afin d'éviter qu'à son arrivée au fond, le tube intérieur ou la couronne soit bouché. Avec les carottiers conventionnels, il est possible de circuler énergiquement au travers du tube intérieur, avant le lancement de la bille. Par contre cela est impossible avec presque tous les autres carottiers où la bille est déjà en place lors de la descente.

En carottage, la boue pose deux problèmes :

- en dynamique, c'est l'érosion de la carotte à sa base,
- en statique, c'est la pollution de la carotte par filtration.

Pour remplir certaines fonctions comme la lubrification et le refroidissement de la couronne, la remontée des déblais, la boue doit arriver à l'outil avec un certain débit. De ce fait, elle a un effet négatif sur la carotte, elle arrive là où la carotte se forme et pour peu que la formation soit friable, la carotte est détruite, par lavage. Pour ce type de formation, il existe des couronnes à *face discharge* dans lesquelles, seule une partie (30 %) du débit arrive à la base de la carotte, le reste nettoie essentiellement la couronne, ou des couronnes *low invasion*, dans lesquelles la boue n'entre plus en contact avec la carotte.

Le second problème lié à la boue, c'est l'invasion de la carotte par filtration. La boue pollue la carotte par filtration. Ce phénomène peut fausser considérablement les analyses de laboratoire qui seront faites ultérieurement. Pour être efficace, la boue ne doit pas filtrer dans l'échantillon, elle doit donc posséder un filtre le plus bas possible.

Pour diminuer le filtre d'une boue, il faut utiliser un réducteur de filtre, les plus courants sont le carboxyméthylcellulose (CMC) et l'amidon, pour les boues à l'eau.

A noter aussi qu'une boue de carottage doit contenir le moins possible de tensio-actifs et de soude, ces additifs peuvent modifier la mouillabilité de l'échantillon.

L'invasion de la carotte par filtration est due à la différence de pression entre celle exercée par la colonne de boue et celle de la formation. Plus cette pression différentielle sera élevée, plus la filtration sera importante.

Dans une carotte de forte section, la pollution par filtration aura moins d'effet que dans une autre de section moindre. Il y a toujours intérêt à carotter dans le diamètre le plus fort possible.

La boue de carottage demande les mêmes soins que la boue de forage. Il faut bien veiller à ce que ses caractéristiques restent stables pendant l'opération, en utilisant les vibrateurs, dessableurs, dessileurs.

Si la combinaison couronne PDC et boue à l'huile peut être séduisante sur le plan de la vitesse d'avancement, l'utilisation de ce type de boue peut poser des problèmes quant à l'évaluation des réservoirs dans les puits d'exploration :

- atténuation, voire disparition des indices,
- limitation du choix des outils de diagrapheie,
- calculs diagraphiques faussés,
- études géochimiques affectées par l'huile de la boue.

L'utilisation de la boue à l'eau n'est pas non plus sans inconvenient. Elle altère la récupération des roches sensibles à l'eau qui peuvent se trouver entre les réservoirs. Résultat : les carottes remontent sous forme de tronçons qu'il est difficile de positionner correctement ensuite.

12.15 Les couronnes de carottages

Il existe aujourd'hui trois types de couronne :

- à molettes,
- avec diamants naturels,
- avec diamants synthétiques.

12.15.1 Les couronnes à molettes

Ce sont les premiers outils de carottage. Ces couronnes présentaient l'inconvénient que la boue de forage lavait trop la carotte, en conséquence, elles étaient très peu performantes dans les formations mal consolidées. Elles furent quasiment abandonnées quand apparurent les couronnes avec diamants naturels.

Les couronnes à molettes ne sont presque plus utilisées dans l'industrie pétrolière.

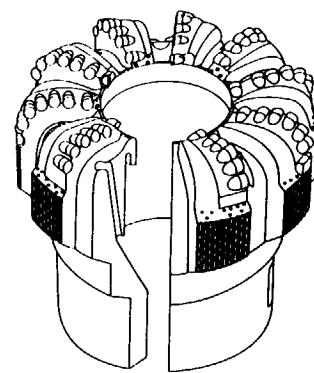
12.15.2 Les couronnes avec diamants naturels

Suivant la dimension des pierres, ces couronnes s'adaptent à toutes les formations. Les grosses pierres sont utilisées dans les formations tendres et les petites dans les formations dures. Mais depuis l'arrivée des PDC, ces couronnes ne sont plus descendues que dans les formations dures, les PDC étant beaucoup plus performants dans les roches tendres et moyennement dures.

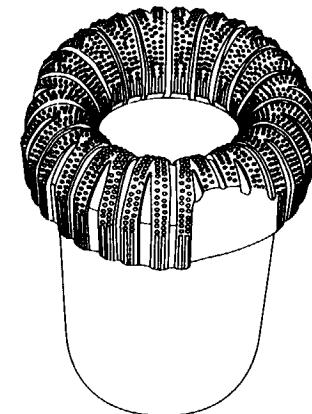
DIFFERENT TYPES D'OUTILS

COURONNES DE CAROTTAGE

-72-



COURONNE PDC



COURONNE DIAMANTEE

La couronne se compose de trois parties :

- l'élément de coupe : le diamant,
- la matrice en carbure de tungstène,
- le corps en acier.

Les couronnes de carottage ont un profil plus ou moins pointu, suivant la dureté de formation à laquelle elles sont destinées.

Les couronnes avec pierres naturelles résistent bien à l'abrasion. Par contre, le reforage, surtout dans des roches abrasives comme le grès, a rapidement raison de la protection de la jupe de l'outil.

12.15.3 Les couronnes avec diamants synthétiques

Les produits de synthèse actuellement utilisés sur les outils de forage et de carottage, se présentent sous deux formes :

- Le diamant synthétique basse température, le PDC, (Polycrystalline Diamond Compact), dont le plus connu est le Stratapax de General Electric, il se présente en général sous la forme d'une fine lamelle de diamant synthétique (ép : 0,5 mm) posé sur un plot de carbure de tungstène.
- Le diamant synthétique haute température, le TSD, (Thermally Stable Diamond), dont les appellations connues sont Geoset, Ballaset, Tripax, etc. Il se compose également de diamant de synthèse mais il se présente sous des formes diverses.

Ces deux produits sont de même nature, ils sont plus résistants à l'abrasion que les diamants naturels mais ils sont moins durs.

Dans le premier produit, le plot de carbure de tungstène est brasé dans un emplacement prévu à cet effet dans la matrice de la couronne. La méthode de fixation du second est identique à celle des pierres naturelles.

Les outils PDC obtiennent d'excellents résultats avec la boue à l'huile. Ils sont particulièrement performants dans les formations tendres et moyennement dures. Le PDC travaille comme un outil de coupe, il a besoin d'une bonne et efficace lubrification, ce que lui assure très bien la boue à l'huile.

Le TSD se place entre le PDC et les diamants naturels, il est plus performant que le PDC dans les formations dures.

Remarque : La codification des couronnes de carottage est la même que celle des outils de forage.

Il existe maintenant des couronnes *antiwhirl*, de forme spéciale évitant les vibrations latérales, qui améliorent la qualité de la carotte.

12.16 Le turbocarottage

La combinaison turbine ou moteur volumétrique et carottier peut apporter une amélioration de la vitesse d'avancement. Elle entraîne un surcoût mais en offshore par exemple, l'affaire peut s'avérer rentable. L'utilisation d'une turbine permet de tourner très vite, ce qui rapproche des conditions de carottage minier. Dans un trou présentant des *dog legs*, la combinaison peut être valable également, elle permet d'atténuer les effets de frottement de la garniture contre les parois du trou.

Le turbocarottage est la technique normalement utilisée lors des passes de carottage effectuées au cours du forage des drains horizontaux.

Les problèmes de contrôle de la trajectoire militent en faveur de passes courtes réalisées avec carottiers standards simples (30' de carotte) ou avec carottiers courts de 4 m (13' de carotte).

12.17 Précautions opératoires

De par son importance et de par son coût (prix du mètre carotté coûtant jusqu'à 10 fois le prix du mètre foré) une opération de carottage doit recevoir un maximum de soins.

- Avant la descente, blocage de tous les filetages avec précautions, la faible épaisseur des tubes les rendant fragiles.
- Réglage de la position du sabot par rapport à la couronne, contrôle de la bonne rotation du tube intérieur.
- Contrôle de l'usure du roulement de la tête de rotation après chaque passe.
- Contrôle de la rectitude des tubes intérieurs et extérieurs.
- Nettoyage du tube intérieur de toute graisse.

La descente doit se faire avec précautions, afin que les stabilisateurs du carottier ne grattent pas la paroi, pour éviter que les déblais n'obstruent le tube intérieur.

En fond de puits, circulation pour nettoyer le trou, puis largage de la bille dans les tiges.

Au démarrage du carottage, rotation lente et poids réduit. Les paramètres normaux seront appliqués après que la couronne ait fait son empreinte.

Ajout de tige

Il est préférable, si possible, d'ajuster la garniture de façon à pouvoir carotter les 9 m sans faire d'ajout. Sinon, la rotation et la circulation sont arrêtées et la carotte est cassée par traction. S'il n'y a pas rupture, une circulation permet d'affaiblir le bas de la carotte par lavage. Lorsque la carotte est cassée, on s'assure qu'elle est bien dans le tube intérieur en montant et redescendant de la hauteur de la carotte. L'ajout peut se faire. La reprise du fond se fait sans rotation et à débit réduit, en appliquant un poids supérieur de 50 % au poids normal en carottage, de façon à remonter la carotte et à permettre à la nouvelle amorce de carotte de pénétrer dans le carottier.

12.18 Intervention du géologue

Le débit de boue appliquée pendant le carottage doit être discuté entre foreur et géologue. En effet, un trop fort débit risque d'entraîner un lavage excessif des zones poreuses et perméables et donc la perte des indices.

En cours de carottage, il ne faut pas omettre de ramasser les cuttings (aussi peu soient ils) car, en cas de mauvaise récupération de la carotte, ils constitueront la seule information disponible.

L'interruption du carottage (par ex. pour avancement très lent) doit être une décision commune foreur-géologue.

L'extraction de la carotte est un moment délicat qui nécessite l'intervention du géologue. Avec un carottier conventionnel, il faut particulièrement éviter la chute brutale des morceaux de carotte sur le plancher et veiller au bon rangement dans les caisses. Un petit "briefing" avec les sondeurs, où le rôle de chacun est bien défini, est le moyen le plus sûr d'éviter les erreurs. De même, la préparation du matériel nécessaire et particulièrement l'annotation des caisses de récupération doit être minutieusement réalisée (voir Règle Métier Exploration 8.3).

Dans le cas d'un carottage avec un tube en fiberglass et/ou aluminium, il faut veiller à limiter au maximum le flambage du tube intérieur lors de son dégerbage. S'il y a ouverture sur le chantier, il faut parfaitement régler la scie afin d'éviter de détériorer la carotte.

13 Les instrumentations (*fishing*)

Les repêchages occasionnés par la casse d'une garniture ou d'une colonne, ou bien par la perte d'un élément (outil, molette, et bien d'autres, ...) nécessitent l'utilisation de toute une panoplie d'outils. La liste qui suit présente les outils les plus courants. Le plus souvent un outil de repêchage est adapté, voire créé, pour le cas, toujours particulier, auquel on est confronté.

13.1 Les outils pour élimination de ferraille

13.1.1 Le panier à sédiments (*junk sub*)

Il est placé dans une garniture de forage ou de fraisage au-dessus de l'outil. Il est composé d'un mandrin entouré d'une jupe ouverte vers le haut, créant ainsi un annulaire dans lequel viennent se piéger les solides lourds, à cause de la diminution de la vitesse de la boue au-dessus de la jupe.

13.1.2 Le junk basket

Le junk basket est un outil qui permet de faire un "mini-carottage" et de récupérer tout objet perdu au fond du trou.

13.1.3 Les aimants

13.1.4 Les harpons de repêchage de câble

13.2 Les outils de repêchage à prise externe

13.2.1 Les overshots

Ils sont composés d'une cloche munie de coins qui coincent le poisson lorsqu'il est coiffé. La tête de poisson doit être propre. Pour cela, on peut équiper l'outil d'une fraise couronne qui rectifie un poisson déformé.

13.2.2 Les cloches taraudées

Ce sont des cloches coniques et taraudées qui viennent se visser en force sur le poisson. Elles peuvent être à droite ou à gauche (pour dévissage).

13.3 Les outils de repêchage à prise interne

Ces outils sont en général les outils de la dernière chance, car ils sont difficiles à libérer, et permettent rarement le passage d'outils de wire-line.

13.3.1 Les pin-tabs

Il s'agit d'un outil ayant un filetage légèrement conique adapté au taraudage du poisson (cas d'une tige dévissée, par exemple).

13.3.2 Les tarauds

Les tarauds se vissent en force dans le diamètre intérieur du poisson.

13.3.3 Les spears

Ces outils servent à repêcher des casing ou tubing par l'intérieur. Ils sont munis de coins qui s'expansent et s'agrippent dans le tube.

13.4 Les outils de battage

13.4.1 Les bumper subs

Les bumper subs sont des joints coulissant librement et servant à battre vers le bas ou le haut, à compenser le pilonnement sur appareil flottant, ou à localiser précisément le point neutre.

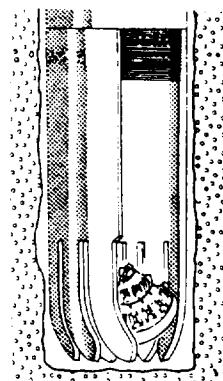
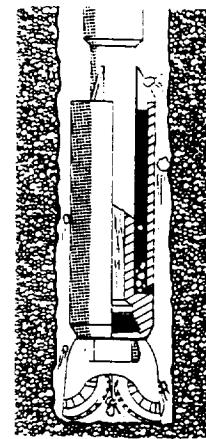
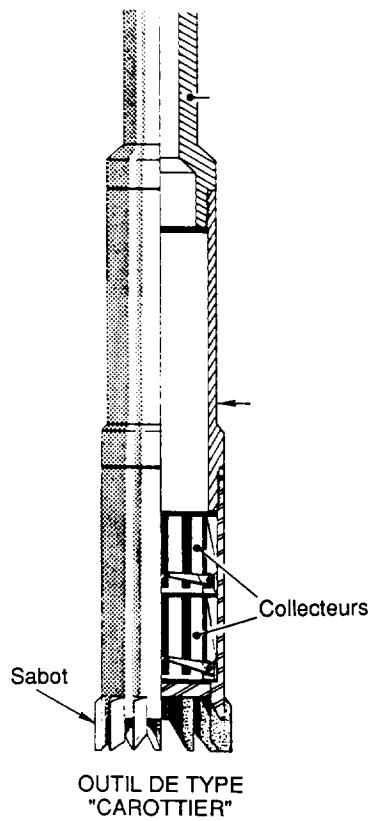
13.4.2 Les coulisses mécaniques ou hydrauliques

Elles permettent de battre vers le bas ou vers le haut.

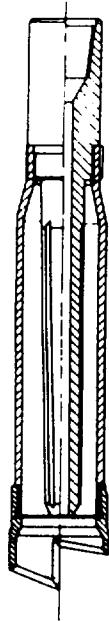
13.4.3 Les accélérateurs de battage

Ils sont utilisés pour augmenter la puissance de battage des coulisses.

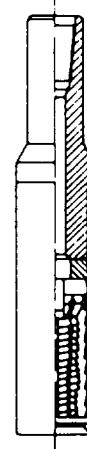
OUTILS DE REPECHAGE



OUTILS DE REPECHAGE



TARAUD



CLOCHE COURTE
LIBERABLE



CLOCHE LIBERABLE
à "Panier"(a gauche)
à "Spiral grapple" (à droite)

13.5 Outils de fraisage et de surforage

Ils sont de formes diverses et variées, pour s'adapter aux différents problèmes. Ils sont composés d'éléments en carbure de tungstène noyés dans une matrice plus tendre.

- **Fraise à plages (crusher mill)** : outil très robuste présentant une très grande plage de coupe. Elle permet le broyage avec des chocs.
- **Fraise à secteur (junk mill)** : outil robuste dont les plages de coupe sont remplacées par des lames larges reliées entre elles. Outil à tout faire.
- **Fraise à secteur (standard et économill)** : outil très agressif mais fragile.
- **Pilot mill** : fraise à lame ayant un pilote pour la guider dans le poisson.
- **Fraise à jupe** : fraise à découpe annulaire utilisée pour retailler une tête de poisson, et pour travailler dans un casing sans l'abîmer.
- **Fraise conique** : outil d'alésage permettant de recalibrer l'intérieur d'un matériel tubulaire.
- **Section mill** : outil comprenant plusieurs couteaux escamotables latéralement. Il est utilisé pour la coupe de tubage ou l'ouverture de fenêtre.
- **Couronne de surforage (wash over shoe)** : c'est un sabot cylindrique, ayant des dents ou des ondulations chargées au carbure de tungstène ou au diamant, et vissé au bout d'une garniture de surforage, permettant de nettoyer l'espace annulaire autour d'un poisson.

14 Le forage depuis un support flottant

Un appareil de forage flottant ayant de grands déplacements par rapport au fond de la mer, il n'est pas possible d'équiper les puits d'une tête de puits aérienne.

Aussi, les puits sont-ils forés avec une tête de puits sous-marine, reliée à l'appareil par un tube ombilical (*riser*), suffisamment flexible pour permettre une mobilité limitée de l'appareil.

Cette technique nécessite l'emploi de matériels spécifiques :

- plaque de base, têtes et suspension de tubages,
- blocs obturateurs sous-marins,
- riser.

14.1 Plaque de base temporaire

Il s'agit d'un caisson lesté muni d'une ouverture de 42° et d'un guide conique, posé sur le fond, et relié à la surface par quatre câbles qui serviront de guides pour manoeuvrer les différents équipements.

14.2 Tube conducteur

Le forage 36" est réalisé en circulation perdue à l'eau de mer. L'outil est guidé par le cône de la plaque de base.

La colonne 30" est ensuite descendue et cimentée. Elle est munie à son sommet d'une tête de tubage qui servira de réceptacle à la tête du tubage 20", et d'une structure guide qui servira à introduire le train de forage 26", puis à mettre en place le bloc obturateur.

Si le fond est vaseux, le tube conducteur peut être descendu directement sans plaque de base, ni forage. Une extension des tiges de forage est centrée dans le tube et est équipée d'un "outil de lancement", constitué de six ou sept jets. La pénétration de la colonne se fait par jetting.

14.3 Tubage de surface

La phase 26" peut être forée en circulation perdue à l'eau de mer, s'il n'y a aucun risque d'éruption (région connue). Sinon, elle est forée avec un riser connecté à la tête du tubage 30". A l'extrémité du riser se situe un *diverter* qui peut fermer sur tiges et dévier une éventuelle venue de gaz sur les torches. Le forage se fait alors avec retour de boue.

Le tubage 20" est descendu équipé d'une tête de tubage qui vient s'ancrer sur la tête du 30". Cette tête de tubage est équipée d'un connecteur qui recevra le bloc obturateur, et est prévue pour supporter les raccords de suspension et d'étanchéité des tubages suivants.

14.4 Les cuvelages suivants

Les phases suivantes sont forées avec un bloc obturateur. Deux cas peuvent se présenter :

- Le puits se fait avec deux blocs différents. Le premier se pose sur la tête du 20" et permet le forage de la phase 17"1/2. Le tubage 13"3/8 est posé avec une tête de tubage qui permettra de recevoir le second bloc obturateur.
- Le puits se fait avec le même bloc obturateur. Il est connecté sur la tête du 20", dans laquelle viennent se fixer tous les raccords de suspension et d'étanchéité des phases suivantes.

14.5 La pose des tubages

Les tubages sont descendus équipés à leur tête du raccord de suspension, au bout des tiges munies d'un outil de pose.

Le raccord de suspension vient se poser dans un siège prévu dans la tête de puits. Cela implique que le tubage doit être posé à la côte prévue.

14.6 Les cimentations

Les bouchons de cimentation sont descendus avec le tubage. Ils sont pourvus d'orifices centraux qui permettent la circulation. La tête de cimentation est montée en tête des tiges. Pour larguer le premier bouchon, on lance une bille dans les tiges, qui vient se poser dans le bouchon inférieur et bouche l'orifice. La montée en pression cisaille les goupilles de retenue du bouchon qui est largué. Lorsque le bouchon se pose en bas du tubage, la bille est éjectée. Pour larguer le second bouchon, on lance un bouchon du diamètre des tiges, ce qui permet de les nettoyer, qui vient se poser dans le bouchon supérieur qui est largué de la même façon que le premier.

Les tiges sont déconnectées et remontées après la cimentation, et on les redescend pour poser le raccord d'étanchéité au-dessus du raccord de suspension.

14.7 Les blocs obturateurs sous-marins

Ils ont la même architecture que des obturateurs aériens. Ils sont en plus équipés d'accumulateurs hydrauliques, de trois systèmes de télécommandes et des distributeurs et régulateurs de commande.

Deux des télécommandes sont identiques et redondantes. Elles sont soit hydrauliques, soit électriques. Elles sont reliées à la surface chacune par un flexible qui apporte aussi l'énergie hydraulique.

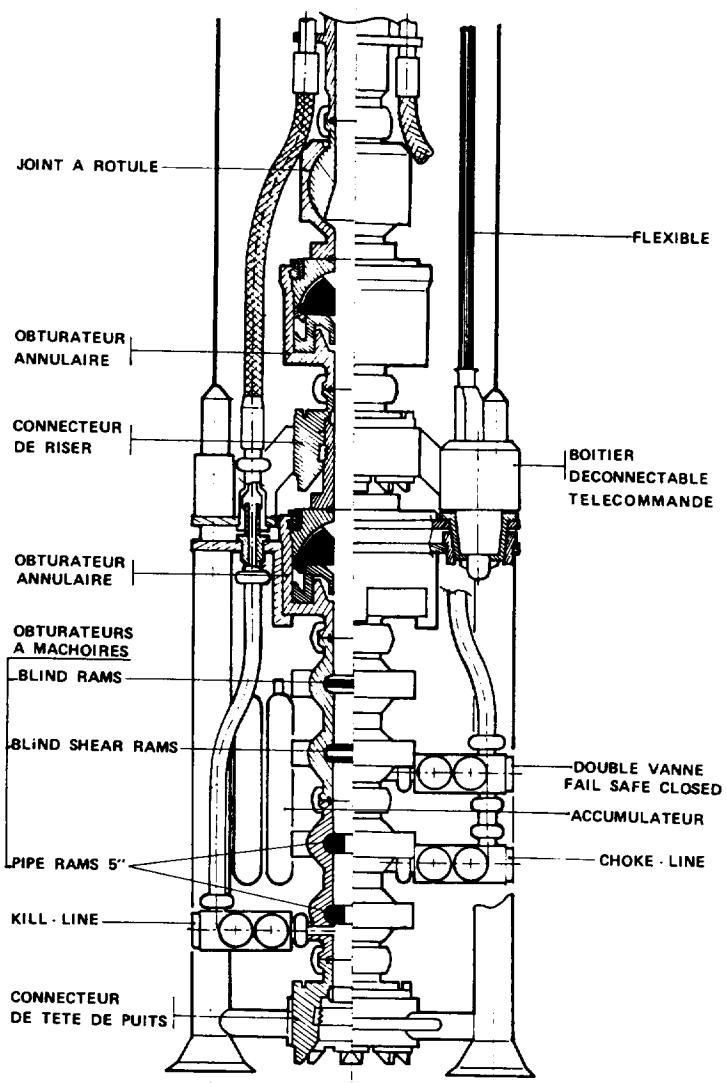
La troisième télécommande est acoustique et ne commande que les fonctions d'urgence (fermeture et déconnexion).

14.8 Le riser

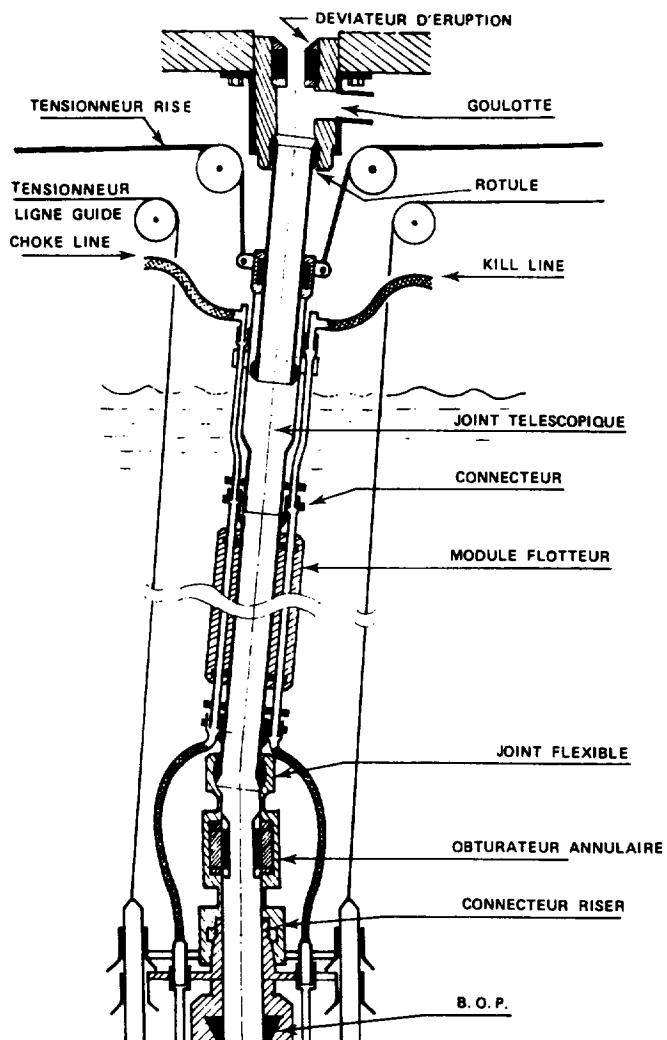
Composition (de bas en haut)

- Un **connecteur hydraulique** de raccordement au bloc d'obturation puits.
- Un **joint flexible**, encaissant les débattements angulaires du riser occasionnés par les départs de l'engin de forage ou par les courants.
- Des **tubes** de riser, munis de connecteurs rapides, tubes sur le pourtour desquels sont fixées les lignes de contrôle du puits (choke line et kill line). Parfois, des lignes supplémentaires (boosting lines) et les flexibles de télécommande s'y fixent également.
- Un **joint télescopique (slip joint)** à longue course encaissant les mouvements verticaux de l'appareil de forage (marée, pilonnemment).
- Un **tube dégorgeoir** avec **déviateur**, fixé d'une part au joint télescopique et d'autre part à la structure sous la table de rotation.
- Un **dispositif tensionneur** supportant le riser au niveau du joint télescopique par des câbles reliés à des vérins oléo-pneumatiques à tension constante, réglable (*ruckers*).
- Des équipements permettant de mesurer les contraintes dans le riser, ainsi que son attitude.

BLOC D'OBTURATION DE PUITS

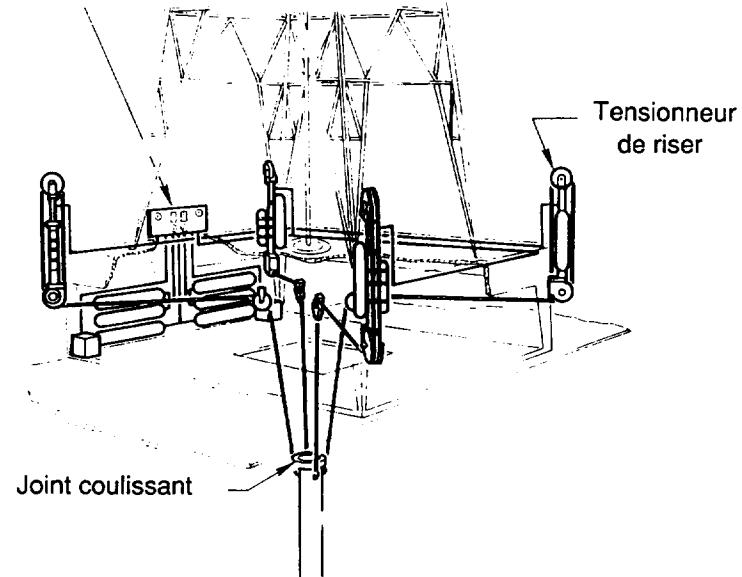


RISER INTEGRAL



SYSTEME DE TENSION DE RISER

Panneau de contrôle



15 Les abandons

15.1 Les abandons temporaires

15.1.1 Puits terrestre ou puits sous-marins

Les têtes de puits sont laissées en place. Un packer permanent (*bridge plug*) est posé au fond du puits. Un bouchon de ciment est mis en place sur ce bridge plug, et un autre en surface.

15.1.2 Puits offshore à tête aérienne

Un bridge plug est posé au fond, puis est recouvert d'un bouchon de ciment. Les tubages sont déconnectés au niveau de la suspension de fond de mer (MLS) puis remontés. La MLS est recouverte d'un couvercle de protection (*corrosion cap*).

15.2 Les abandons définitifs

Le dernier tubage est bouché par un bridge plug et un bouchon de ciment. Ensuite, chaque tubage est coupé au-dessus du sabot précédent, et un bouchon de ciment est mis en place au niveau de chaque coupe.

Le dernier bouchon de ciment remonte jusqu'en surface. Pour les puits à terre, le site doit être remis dans l'état initial.

2ème Partie : La Production

Ce document n'ayant pas vocation d'être un manuel de production, seuls seront abordés les principes généraux.

1 Les perforations

Le réservoir peut être laissé non tubé, s'il est suffisamment consolidé, ou bien être couvert par un casing ou un liner cimenté, ou encore par un tube crépiné. Dans ce cas, le tubage et la gaine de ciment doivent être perforés pour permettre la production du réservoir dans le puits.

Les perforations se font à l'aide de canons descendus au câble ou aux tiges. Les canons les plus utilisés sont des canons à charges creuses. Ils peuvent être récupérables, ou bien abandonnés dans le puits.

Le nombre de charges peut varier de 1 à 8 par pied et les charges peuvent être réparties à 90°, 120° ou 180° autour du canon. Les perfos ont un diamètre d'environ 1/4 de pouce et une pénétration de plusieurs pouces, suivant le type de casing, de cimentation et de terrain.

Juste après le tir, les perforations sont généralement colmatées, à cause des solides et du filtrat qui ont envahi la formation lors du forage et de la cimentation, mais aussi à cause de la roche pulvérisée, des résidus de charges et de la compaction locale de la roche.

Aussi, dans certains cas, on procède à des perforations par dépression. Les canons sont descendus sous un train de test, ou dans un puits complété, et la colonne hydrostatique dans le puits est allégée par mise en place d'un fluide plus léger (eau, gasoil, etc.).

Lors du tir, la pression de gisement étant supérieure à celle au fond du puits, il y a débit de la formation, qui nettoie les perforations.

2 Les acidifications

Le but des acidifications est de restaurer une bonne liaison couche-trou en détruisant un colmatage ou en ouvrant des perforations, mais aussi d'améliorer la perméabilité de la formation aux abords du trou, surtout dans les formations carbonatées.

Une acidification est systématique après des perforations ou un contrôle des sables.

L'acide le plus souvent utilisé est l'acide chlorhydrique (HCl), à une concentration de 5 % à 28 %. On utilise aussi de l'acide fluorhydrique.

Après un test d'injectivité, l'acide est mis en place en face des perforations, au travers du train de test ou du tubing de complétion, puis est foré dans la formation (*squeeze*).

D'une façon générale, l'acide n'a pas d'action en profondeur en régime matriciel. Son action se fait le plus souvent par création de trous, ou par élargissement de fissures existantes, où passe tout l'acide.

3 Les fracturations

Pour améliorer la productivité d'un réservoir, on peut se livrer à une opération de fracturation. Pour cela, on pompe en *squeeze* un fluide en montant à une pression supérieure à la pression de fracturation du réservoir, de façon à créer un réseau de fractures autour du puits, relié aux perforations. Avec le fluide de fracturation, sont mélangés des agents de soutènement qui ont pour rôle d'empêcher les fractures de se refermer. Ces agents peuvent être du sable, des matériaux de synthèse à base de bauxite, alumine ou zircone, des coquilles de noix, ou encore des billes de verre ou d'aluminium. Le choix du fluide de fracturation se fait en fonction de sa compatibilité avec la formation et le fluide de formation. Il peut être à base d'eau, ou d'huile ou encore être une émulsion d'acide dans de l'huile (*frac-acide*).

Pour éviter que la fracturation se fasse à partir de quelques perforations privilégiées, on procède à plusieurs fracturations, sur une faible hauteur, zone par zone. On peut aussi utiliser des billes avec le fluide de fracturation. Elles ont pour rôle de refermer les perfos dès qu'un écoulement s'y produit afin d'éviter que tout le fluide de fracturation ne s'y écoule, et pour permettre ainsi l'ouverture d'un maximum de perforations.

4 Le contrôle des sables

Un contrôle des sables se fait lors de la réalisation d'un puits lorsqu'on s'attend à des venues de sable, ou bien lors d'un work-over, quand des venues de sable sont détectées sur un puits en production.

Les procédés les plus courants sont les procédés physiques ou chimiques.

4.1 Les procédés physiques

Ces procédés consistent à faire produire la formation au travers de crépines, simples ou multiples, ou bien au travers d'un gravillonnage (*gravel-pack*). Le contrôle est réalisé en trou tubé perforé, avec fenêtre dans le cuvelage, ou en découvert.

Les crépines peuvent être des tubes pourvus de fentes, ou bien être constituées d'un fil enroulé, ce qui présente l'avantage d'avoir une section de passage importante.

Le gravillonnage se fait par mise en place ou circulation d'un laitier, composé d'eau et de sable calibré, autour de crépines. Le laitier est ensuite compacté par squeeze, jusqu'à la montée de pression (*screen out*).

4.2 Les procédés chimiques

Ces méthodes consolident le sable dans la formation par injection de résines thermodurcissables ou de graviers enrobés de résines.

Les résines thermodurcissables sont injectées en régime matriciel, puis on attend la prise. Ensuite, le puits peut être équipé et mis en développement.

Les graviers enrobés sont plastifiés en surface par enrobage de résine, puis sont injectés jusqu'au screen out. Après la prise, le fond est reforé, puis le puits est équipé.

5 Les complétions

5.1 Rôle

La compléction est l'équipement de fond qui permet la production du puits.

Dans le cas général, la zone productrice est isolée par un packer posé dans le cuvelage de production, et relié à la surface par le tubing de production.

Le tubing de production permet d'opérer sur le puits en sécurité, en offrant la possibilité de circulation.

Il protège le casing de production de l'érosion, la corrosion et de l'action de la pression et de la température sur la cimentation.

Il peut être changé ou modifié à la suite d'avarie ou d'usure, ou d'un changement de zone ou de condition de production.

La compléction peut être descendue dans un trou ouvert, et dans ce cas le packer est posé en bas du cuvelage de production au toit du réservoir, ou bien dans un trou tubé et perforé, et dans ce cas le packer est posé au-dessus des perforations.

Les crépines peuvent être des tubes pourvus de fentes, ou bien être constituées d'un fil enroulé, ce qui présente l'avantage d'avoir une section de passage importante.

Le gravillonnage se fait par mise en place ou circulation d'un laitier, composé d'eau et de sable calibré, autour de crépines. Le laitier est ensuite compacté par *squeeze*, jusqu'à la montée de pression (*screen out*).

4.2 Les procédés chimiques

Ces méthodes consolident le sable dans la formation par injection de résines thermodurcissables ou de graviers enrobés de résines.

Les résines thermodurcissables sont injectées en régime matriciel, puis on attend la prise. Ensuite, le puits peut être équipé et mis en développement.

Les graviers enrobés sont plastifiés en surface par enrobage de résine, puis sont injectés jusqu'au screen out. Après la prise, le fond est reforé, puis le puits est équipé.

5 Les complétions

5.1 Rôle

La compléction est l'équipement de fond qui permet la production du puits.

Dans le cas général, la zone productrice est isolée par un packer posé dans le cuvelage de production, et relié à la surface par le tubing de production.

Le tubing de production permet d'opérer sur le puits en sécurité, en offrant la possibilité de circulation.

Il protège le casing de production de l'érosion, la corrosion et de l'action de la pression et de la température sur la cimentation.

Il peut être changé ou modifié à la suite d'avarie ou d'usure, ou d'un changement de zone ou de condition de production.

La compléction peut être descendue dans un trou ouvert, et dans ce cas le packer est posé en bas du cuvelage de production au toit du réservoir, ou bien dans un trou tubé et perforé, et dans ce cas le packer est posé au-dessus des perforations.

5.2 Types de complétiōn

Une complétiōn peut être simple, multiple, sélective.

- Une complétiōn simple fait produire une seule zone.
- Une complétiōn multiple fait produire plusieurs zones, séparées par différents packers. Chaque zone produit dans un tubing différent. En pratique, on peut installer jusqu'à quatre tubings.
- Une complétiōn sélective isole plusieurs zones et permet d'en produire une au choix.

5.3 Puits activés

Si le puits n'est pas éruptif ou insuffisamment éruptif, il est activé, soit par gas lift, soit par pompage.

Le gas lift consiste à remplir l'annulaire tubing/casing par du gaz, qui passe dans le tubing par l'intermédiaire de vannes de gas lift (*gas lift mandrel*) de façon à alléger la colonne d'huile.

Le pompage se fait soit par une pompe de fond alternative, animée depuis la surface, en général par un système de balancier, soit par une pompe immergée électrique ou hydraulique.

5.4 Composition

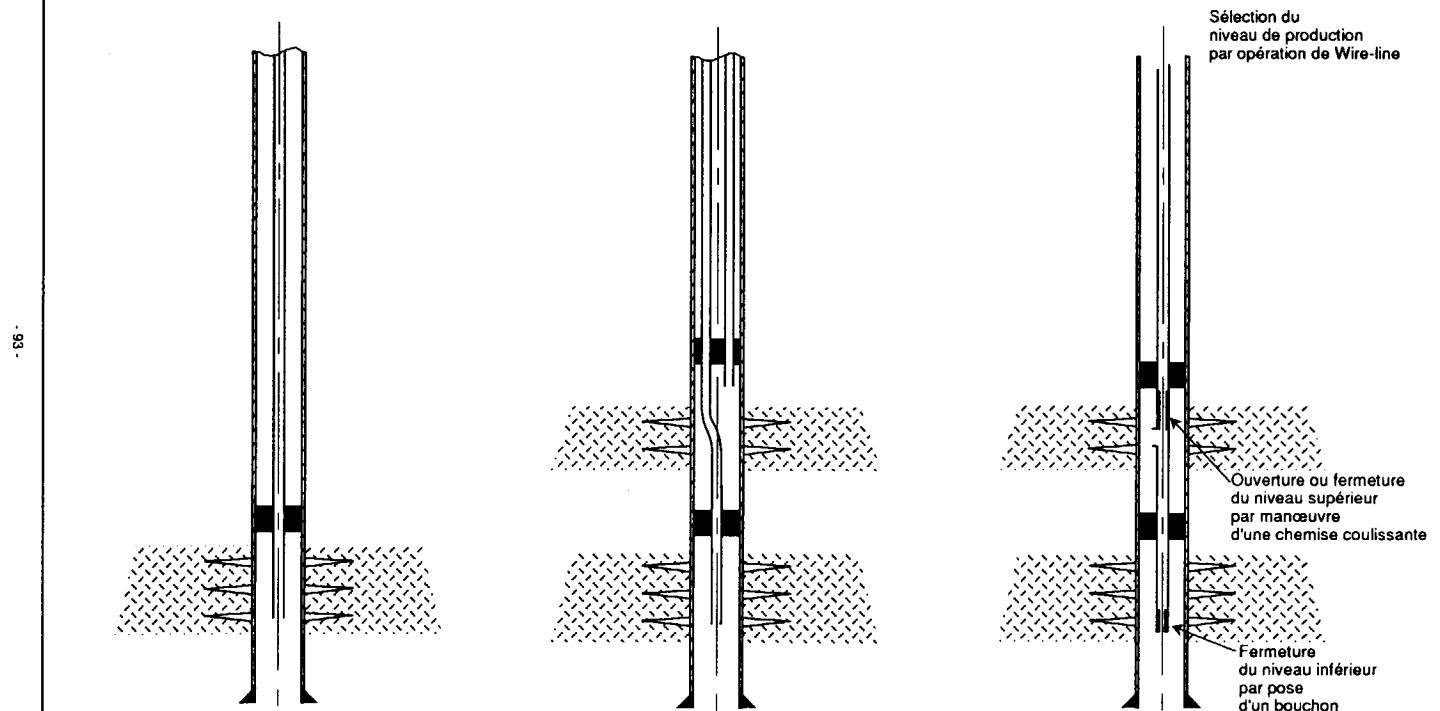
L'espace annulaire casing/tubing est rempli par un fluide de complétiōn (gasoil, saumure, etc.) mis en place par la vanne de circulation située au-dessus du packer et commandée au wire-line.

La colonne de tubing comprend une vanne de sécurité située à quelques dizaines de mètres de profondeur, et commandée hydrauliquement par une *control line* reliée à la surface. En cas d'incident, une purge de la control line stoppe la production.

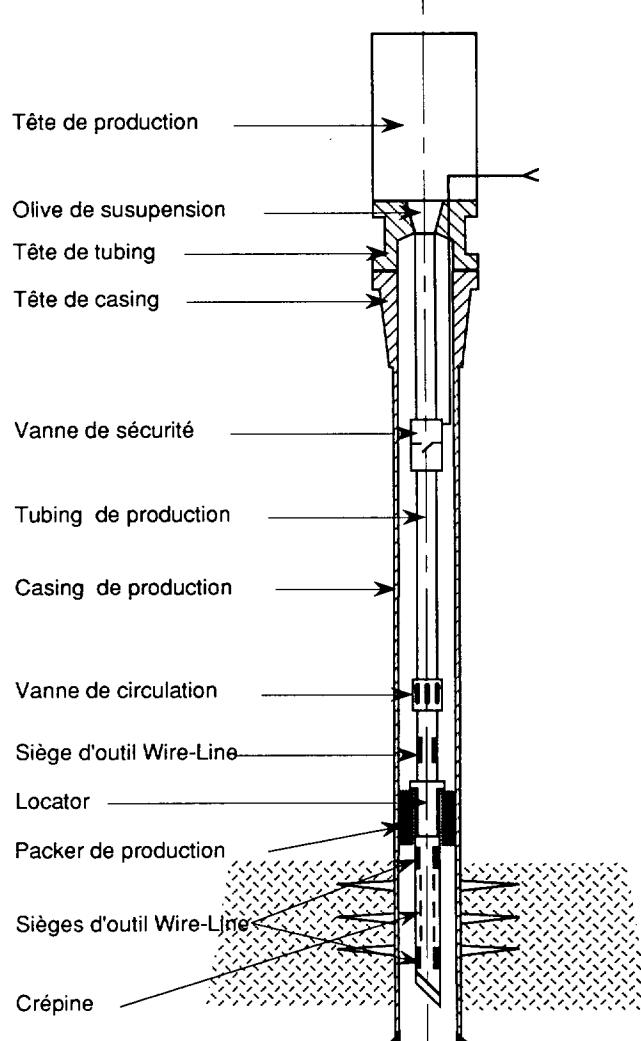
La colonne comprend également différents sièges permettant de mettre en place des outils de wire-line pouvant isoler différentes parties du tubing pour circuler, tester en pression, activer un packer hydraulique, etc.

La colonne est suspendue dans la tête de tubing par une olive, qui assure aussi l'étanchéité de l'espace annulaire. La tête de tubing est ensuite coiffée par la tête de production.

DIFFERENTS TYPES DE COMPLETION



COMPLETION SIMPLE



6 Les essais de puits

Un essai de puits est une mise en production du réservoir, afin d'en retirer un maximum d'informations pétrophysiques.

6.1 Equipement de fond

6.1.1 Test en trou tubé

On procède à un test dans un trou tubé lorsque le réservoir n'est pas suffisamment consolidé pour qu'un packer puisse y être ancré ou pour rester stable pendant toute la durée de l'essai.

Dans le cas de puits facile, l'essai peut se faire avec une complétiōn provisoire. Cependant, en général, on utilise un train de test.

Le but d'un train de test est d'isoler le réservoir par un packer relié à la surface par des tubings, puis de le mettre en production en ouvrant une vanne de fond. Des enregistreurs placés au fond permettent de connaître les pressions et températures de fond pendant le test.

Le packer peut être un packer permanent descendu au câble avec un *tail pipe*. Le train de test est alors muni d'un *locator* qui vient s'emboîter dans le packer.

Le packer peut aussi être retirable, et descendu avec le train de test. Il est ancré en tournant et en posant du poids.

Au-dessus des enregistreurs et du packer, une vanne de fond commandée par pression annulaire permet la communication entre le fond et la surface, et ainsi, la production.

Au-dessus de la vanne de fond, une vanne de circulation commandée par la pression annulaire, permet de tuer le puits en fin de test, en circulant de la boue dans le tubing.

Le packer est muni d'un by-pass, qui permet d'éviter le pistonnage pendant sa manœuvre, et d'esquicher le volume sous packer avant son désancre.

Les perforations peuvent se faire avec un canon descendu au bout du train de test, ou bien descendu au câble électrique à travers la vanne de fond.

6.1.2 Test en trou ouvert

Un test en trou ouvert permet de tester une zone en cours de forage, ou à la fin du forage lorsque l'objectif est atteint. Dans certains cas, ce type de test permet d'éviter la pose du dernier tubage d'un

forage d'explo si les résultats sont négatifs. La procédure de test est la même que dans un trou tubé. La seule différence est due à l'ancrage du packer. De plus, le test se faisant sur une courte durée (quelques heures), l'effluent est brûlé ou évacué dans une citerne, et il n'est pas nécessaire d'utiliser un équipement de surface complexe.

Il est à noter que la décision d'un test en trou ouvert est prise par le géologue de sonde ou par le service Subsurface, avec l'accord du service Forage/Complétion (Voir manuel Techniques et Méthodes de surveillance des sondages).

6.1.2.1 Test avec packer de terrain

L'utilisation d'un packer de terrain peut être envisagée si les parois sont suffisamment bien calibrées et suffisamment solides. De plus un packer de terrain ne permet pas de supporter une différence de pression trop importante.

- **Test simple sur béquille**

L'ancrage du packer se fait par appui sur une béquille rigide qui repose sur le fond.

- **Test simple sur dispositif d'ancrage latéral**

Si la hauteur de découvert est trop importante, on peut envisager un test avec un packer équipé d'un dispositif d'ancrage latéral.

- **Test sélectif (*straddle test*)**

Lorsqu'une seule zone doit être testée, celle-ci est isolée à l'aide de deux packers.

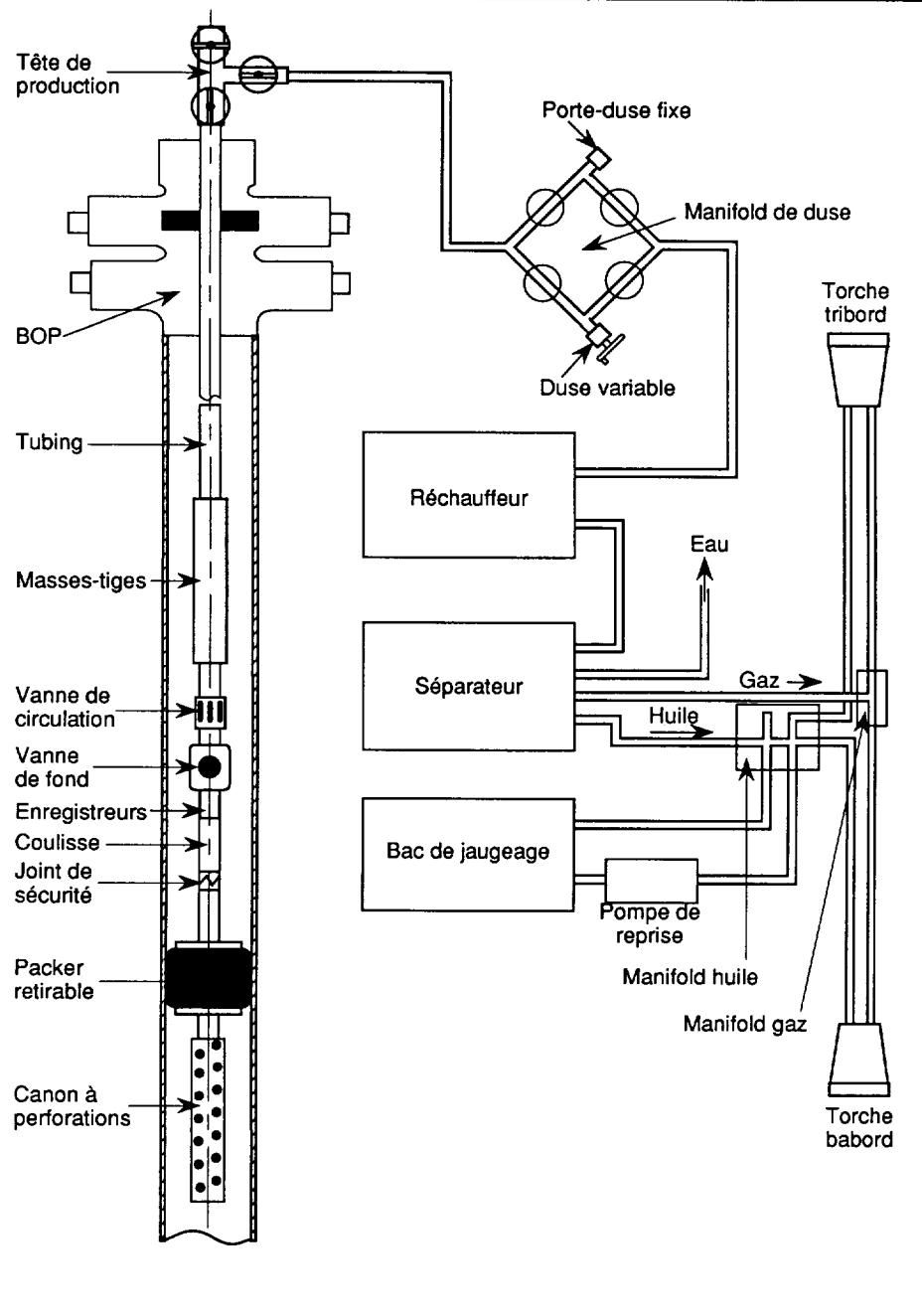
6.1.2.2 Test avec packer dans le tubage

Lorsque la zone à tester est peu éloignée du sabot du dernier tubage, et particulièrement si l'état du découvert est mauvais ou si le test nécessite une durée d'ancrage trop importante, le packer peut être ancré dans le tubage, légèrement au-dessus du sabot.

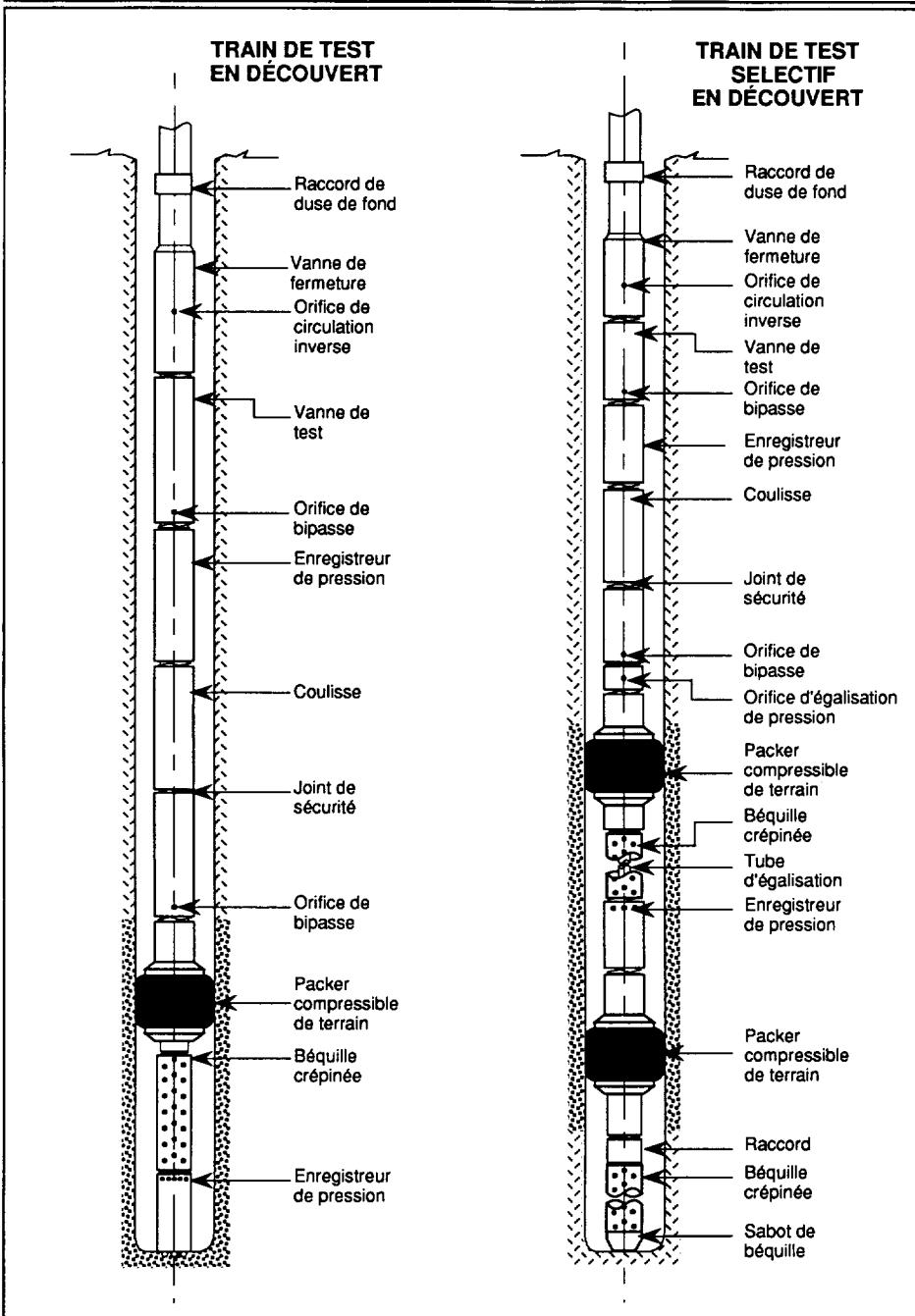
6.2 Equipement de surface

L'annulaire tubing/casing est fermé par les BOP. En tête de tubing est fixée une tête de production, reliée à un manifold de duses équipé d'une duse variable et d'une duse fixe.

**TRAIN DE TEST DANS UN TUBAGE
ET EQUIPEMENT DE SURFACE**



ESSAI DE PUITS



Le manifold est relié à un réchauffeur, puis à un séparateur, qui sépare l'eau, l'huile et le gaz. Le gaz est envoyé sur les torches, l'eau est évacuée, et l'huile est dirigée vers un bac de jaugeage (*surge tank*) qui permet de mesurer précisément les débits. De là, une pompe de transfert renvoie l'huile sur les torches.

6.3 Procédures de test

Le train de test est descendu, vanne de fond fermée, et rempli d'un fluide (eau, gasoil, air) de densité telle qu'à l'ouverture de la vanne de fond, la pression hydrostatique soit inférieure à la pression de gisement.

Si le packer est descendu avec le train de test, il est ancré, et le by-pass est fermé. Les BOP sont fermés sur le tubing, la tête de production est mise en place, et connectée à l'équipement de surface.

La vanne de fond est ouverte. Sa commande se fait par un cycle de montée en pression de l'espace annulaire.

Le puits est d'abord dégorgé : évacuation des fluides contenus dans les tubings, de la boue comprise sous le packer, puis par les fluides qui ont envahi la formation (eau de filtrat). Puis on procède à un prédébit (3 à 10 min).

A partir de là, le test consiste en une succession de remontée de pression (*build up*) à débit nul, et de production à débit contrôlé par un manifold de duses, de durée de plusieurs heures.

La pression est régulièrement notée en surface (amont duse) et au fond, grâce aux enregistreurs commandés par une minuterie.

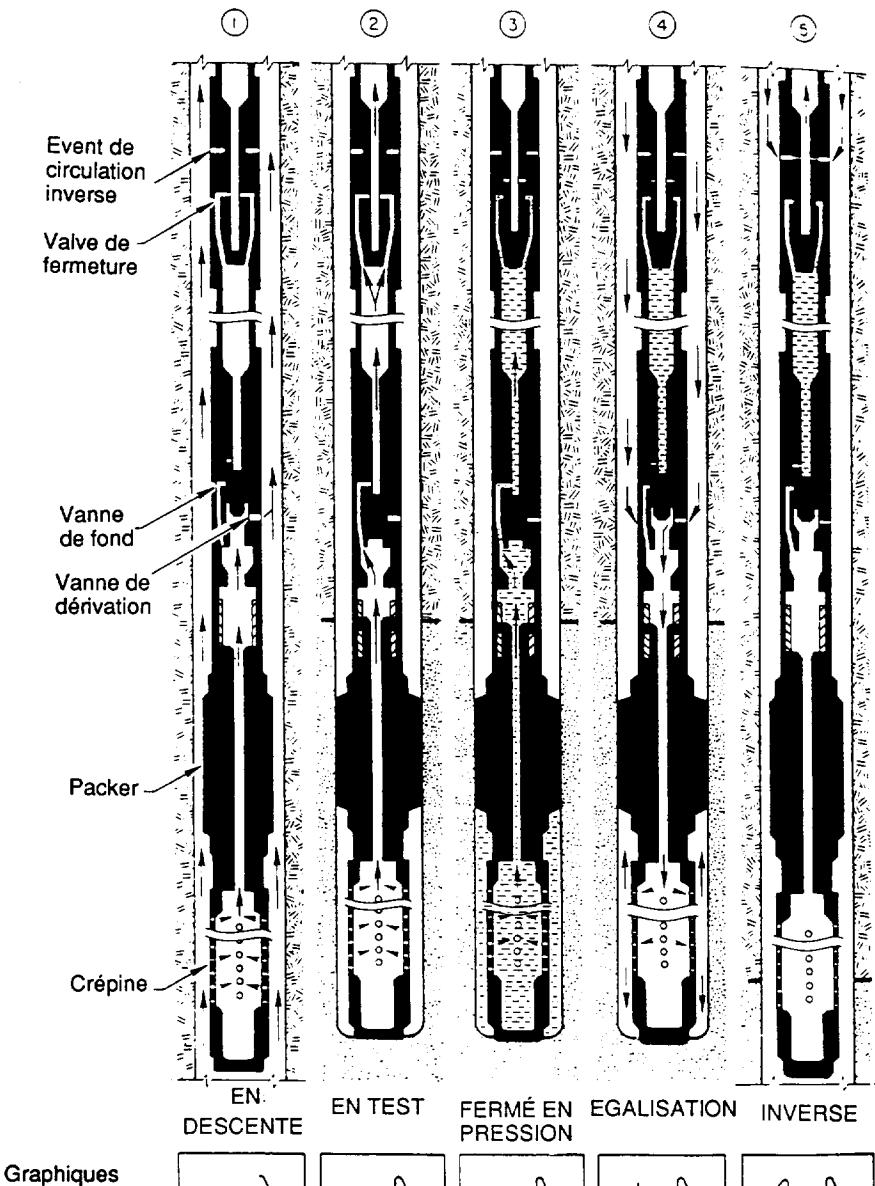
Des échantillons d'effluent peuvent être prélevés. Le débit est mesuré sur le bac de jaugeage et par des compteurs.

Des courbes de pression en fonction du temps sont notées sur du papier semi-log, et permettent des interprétations des caractéristiques du réservoir.

6.4 Intervention du géologue

La composition du train de test doit être notée avec précision.

Il faut, pendant la descente du train de test, s'assurer que tout le matériel est prêt pour l'échantillonnage : cantine de test avec bouteilles en verre (type plasma) ; vacutainers ; fiches de relevés horaire/débit ; vérifier le bon fonctionnement du compteur de surface ; repérer -avec l'intendant- (et particulièrement pour le test Open-hole), le point possible d'échantillonnage en surface.



Il faut veiller au bon déroulement du test selon le programme établi par la base. Toutefois ce programme doit pouvoir se modifier en fonction de la réaction de la formation. Par exemple, si le débit est faible et que l'échantillonnage du fluide de formation est prioritaire, il faudra augmenter le temps de débit au détriment de la durée de remontée de pression ; à l'inverse, si le puits "démarré" bien, il faut envisager de réduire le temps de débit pour avoir une meilleure remontée de pression.

Cette souplesse du programme de test sous-entend bien sûr d'être en contact "temps réel" avec la base ou d'avoir dès le départ, délégation de la subsurface pour le modifier.

Dans tous les cas de figures, noter soigneusement le déroulement du test, les durées, débits et pressions, l'heure de l'échantillonnage, le volume recueilli, à quel endroit et par quel moyen, etc.

Réaliser une mesure densité-salinité-pH des échantillons recueillis, y compris des échantillons de boue précédent et suivant le fluide de formation.

Si la chambre d'échantillonnage de fond est ouverte sur le chantier, il faut que le géologue assiste à l'opération avec les récipients adéquats pour recueillir le fluide échantillonné (cantine de test).

Index

Accélérateurs de coulisse	26
Acidifications	89
Anneau	39
Arrache-carotte	63
Assistant driller	17
Bac de jaugeage	99
Barge master	17
Bell nipple	12
Bent sub	56
BHA	25
Bit sub	26
Blind rams	14
BOP	14
Bottom hole assembly	25
Bouchon de queue	44
Bouchon de tête	44
Bouchon racleur	45
Bridge plug	87
Buffer chamber	17
Build up	54
Bull heading	61
Bumper subs	77
Bushing	50
Cake	35
Canons	89
Cantilever	5
Carottage	63
Casing	38
Casing hanger	50
Casing head housing	50
Casing spool	50
CBL	48
Cement retainer	47
Cementing collar	39
Cementing head	42
Centreurs	39
CET	48

Chambre de tranquillisation.....	17
Channeling.....	45
Chemise d'usure.....	50
Choke lines.....	14
Choke manifold	14
Christmas tree	50
CMC.....	70
Colonne montante.....	12
Colonne perdue.....	38
Compensateur de pilonnement	10
Complétions	91
Compound.....	9
Conductor pipe.....	38
Control line	92
Contrôle des sables.....	90
Core catcher.....	63
Corrosion cap.....	87
Coulisses de battage.....	26
CP	38
Crochet	9
Crown block	9
Crusher mill.....	80
Cuvelage.....	38
DC	25
Découvert	34
Derrick.....	7
Derrickman	17
Desanders.....	12
Desilters	12
Dessableurs	12
Dessileurs	12
Diamond bit	18
Differential valve	44
Diverter.....	14
Double tilted unit	56
Drawworks.....	9
Drill collar	25
Drill pipe.....	25
Drill ship	7

Drill string	25
Driller	17
Drilling line.....	9
Drilling tongs.....	27
Drop-off	54
DTU	56
DV.....	44
Economill	80
Essais de puits.....	95
Filtration	35
Fishing.....	76
Float collar	39
Flow check.....	59
Fluide de compléti.....	92
Formation Integrity Test	49
Fracturation Test.....	49
Fracturations.....	90
Garniture de forage	25
Gas lift	92
Gas lift mandrel.....	92
Goulotte	12
Gratteurs	39
Gravel-pack.....	90
Gravillonnage.....	90
Grey valve	60
Guide outil.....	50
Heavy weight drill pipe	25
Hefirig.....	5
Hook.....	9
Hopper	12
Instrumentations.....	76
Jack up rig	5
Jar.....	26
Jar accelerator.....	26
Jet bit.....	18
Jets.....	12
Junk basket.....	76
Junk mill	80
Junk sub.....	76

K-monei.....	26
Kelly.....	10
Kelly bushing	10
Kill line.....	14
Lag-time.....	33
Land rig.....	5
LCM.....	37
Leak off Test	49
Liner.....	38
Liner hanger.....	40
Locator.....	95
Lock-up.....	54
Long barrel coring.....	63
Manifold d'injection.....	12
Manifold de duses.....	14
Masses tiges.....	25
Mât	7
Mesh	12
Motion compensator.....	10
Moufle	9
Mouse hole	27
Mud line suspension MLS.....	39
Near bit stabilizer.....	26
Night pusher.....	17
Nozzles	12
Obturateur annulaire	14
Obturateurs.....	14
Offset.....	18
Open hole	34
Overshots	76
Pack-off.....	40
Panier à sédiments.....	76
PDC.....	18
Perforations	89
Perforations par dépression.....	89
Pertes.....	36
Pilot bit	50
Pilot mill	80
Pin-tabs.....	77

Pipe rack	29
Pipe rams	14
Plaque de base	81
Plates-formes auto-élévatrices	5
Pooh	27
Porte-outil	26
Possom belly tank	59
Power Swivel	10
Pre-mix tank	17
Pump down plug	45
RIH	27
Riser	81
Rock bit	18
Rotary hose	12
Rotary table	10
Roughnecks	17
Roustabout	17
Ruckers	83
Sabot	39
Screen out	91
Section mill	80
Shale shakers	12
Shallow gas	14
Shear rams	14
Shock absorber	27
Shoe	39
Skidding	5
Slip joint	83
Slips	27
Slot	5
Slug pit	12
Slurry	42
Snubbing	61
Spacer	42
Spears	77
Squeeze	47
Stabilisateurs	26
Stabilizer	26
Stage cementing collar	44

Stand pipe.....	12
Stand pipe manifold	12
Stands.....	27
Steerable.....	56
Stinger.....	42
Straddle test.....	96
Suction pits.....	12
Surge tank	99
Suspension de fond de mer.....	39
Swabbing.....	59
Swamps barges.....	5
Swivel.....	10
Table de rotation	10
Tail pipe.....	95
Tarauds.....	77
Tenders.....	7
Test en trou ouvert	95
Test en trou tubé	95
Test port.....	50
Tête d'injection motorisée.....	10
Tête de cimentation.....	42
Tête de production.....	50
Tête de puits sous-marine.....	81
Tête de tubage.....	50
Tête de tubing.....	50
Têtes de puits	50
TFA.....	24
Thixotropie.....	35
Tie-back	40
Tiges de forage.....	25
Tiges lourdes	25
Tool joint.....	25
Tool pusher.....	17
Top Drive System.....	10
Tour.....	7
Travelling block	9
Treuil	9
Tricônes	18
Trip tank	12

Trou de manoeuvre	27
TSD	73
Tubage	38
Tube conducteur	38
Tube fontaine	12
Tubing de production	91
Tubing head	50
Turboforage	54
Unité koomey	14
USIT	48
Vanne de curage	51
Vanne de sas	51
Vannes de gas lift	92
Vannes maîtresses	50
Variable rams	14
VDL	48
Vibrateurs	12
Wash over shoe	80
Wear bushing	50
Wiper plug	45