

techniques d'exploitation pétrolière **le forage**

Jean-Paul NGUYEN

Ingénieur principal
à l'Institut Français du Pétrole

1993

PRÉFACE

Les techniques d'exploitation pétrolière recouvrent un ensemble de spécialités qui peuvent être regroupées dans les quatre activités principales que sont :

- *le gisement,*
- *le forage,*
- *la production fond,*
- *la production surface.*

Ces activités sont interdépendantes et les études, les travaux, les opérations entraînés par l'exploitation pétrolière font appel à de nombreux spécialistes des sociétés opératrices, de services ou aux fournisseurs de matériels auxquels manque souvent une information globale sur l'ensemble de ces techniques.

L'objectif des quatre ouvrages présentés sous le titre :

LES TECHNIQUES D'EXPLOITATION PÉTROLIÈRE

est d'apporter une information condensée sur les techniques et les contraintes relatives à chacune de ces quatre activités, permettant ainsi un meilleur dialogue entre les acteurs des différents métiers représentés.

Par ailleurs, cette information doit aider les spécialistes détenteurs de compétences particulières tels qu'informaticiens, juristes, économistes, chercheurs, fabricants, etc. à mieux situer leurs travaux dans le cadre des métiers et ainsi à faciliter leur intégration dans ces activités.

Ces ouvrages reprennent en partie les contenus des exposés présentés dans les séminaires d'information organisés par l'*ENSPM-Formation Industrie* pour répondre aux besoins évoqués et certains enseignements dispensés aux ingénieurs-élèves de l'*École Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs (ENSPM)*.

A. LEBLOND

Directeur
Forage - Production - Gisements
à l'ENSPM-Formation Industrie

TABLE DES MATIÈRES

Préface	V
-------------------	---

Chapitre 1 INTRODUCTION

1.1 Le principe du forage rotary	1
1.2 Les principales opérations	6
1.2.1 Le forage	6
1.2.2 L'ajout de tige	8
1.2.3 La manœuvre	9
1.2.4 Tubage	10
1.2.5 Montage de la tête de puits	12
1.2.6 Complétion	12

Chapitre 2 LA CONCEPTION D'UN PUITS PÉTROLIER

2.1 L'architecture du puits	13
2.1.1 Données nécessaires à l'élaboration d'un puits	13
2.1.1.1 La proposition de forage	14
2.1.1.2 Le rapport d'implantation	15
2.1.2 Le programme de forage et de tubage	15
2.1.2.1 Généralités	15
2.1.2.2 Technologie des tubes casing et tubing	17
2.1.2.3 Les différents types de colonnes. Leurs rôles	23
2.1.2.4 Les jeux à respecter	26
2.1.2.5 Détermination du diamètre nominal de la colonne de production	28
2.1.2.6 Détermination de la cote des sabots de tubage	30
2.1.2.7 Détermination des hauteurs de cimentation	34
2.1.2.8 Notions de calculs de résistance mécanique d'une colonne	35
2.2 Les études complémentaires	40
2.2.1 Programme d'outils de forage	40
2.2.2 Le programme boue	40

2.3 Choix de l'appareil de forage	41
2.4 Budget du sondage	41

Chapitre 3

LES ÉQUIPEMENTS DE FOND

3.1 Les outils de forage et leurs paramètres d'utilisation	43
3.1.1 Les outils à molettes	43
3.1.1.1 Géométrie des cônes	45
3.1.1.2 Conception des paliers	45
3.1.1.3 Système de lubrification	46
3.1.1.4 Les éléments de coupe	46
3.1.1.5 L'hydraulique à l'outil	48
3.1.1.6 Classification	50
3.1.2 Les outils diamantés	50
3.1.2.1 Outils diamant naturel	51
3.1.2.2 Outils PDC	53
3.1.2.3 Outil TSP	54
3.1.2.4 Classification IADC	54
3.1.3 Les paramètres d'utilisation des outils de forage	55
3.1.3.1 Paramètres mécaniques	55
3.1.3.2 Paramètres hydrauliques	59
3.2 La garniture de forage	63
3.2.1 Introduction	63
3.2.2 Les masses-tiges	64
3.2.2.1 Dimensionnement	64
3.2.2.2 Matériau de fabrication des masses-tiges	66
3.2.2.3 Profil des masses-tiges	67
3.2.2.4 Les filetages (rotary shouldered connections)	69
3.2.2.5 Exemple de pré-détermination d'assemblage de masses-tiges	70
3.2.3 Tiges de forage	72
3.2.3.1 Caractéristiques des tiges de forage	72
3.2.3.2 Choix des tiges	75
3.2.4 Les équipements auxiliaires	77
3.2.4.1 La tige d'entraînement	77
3.2.4.2 Les raccords	77
3.2.4.3 Les stabilisateurs	78
3.2.4.4 Shock-absorber	78

Chapitre 4

L'APPAREIL DE FORAGE

4.1 Introduction	79
4.2 Les équipements de levage	81
4.2.1 Structure de la tour de forage	81
4.2.1.1 Le derrick	81
4.2.1.2 Le mât	85
4.2.1.3 Le mât haubané monté sur remorque	85
4.2.1.4 Les substructures	88
4.2.2 La mécanique du levage	90
4.2.2.1 Le mouflage du câble de forage	90
4.2.2.2 Le treuil de forage (drawworks)	93
4.2.2.3 Le freinage auxiliaire	96
4.2.2.4 Les outils de plancher	97
4.3 Les équipements de rotation	102
4.3.1 La table de rotation	102
4.3.2 La tige d'entraînement	103
4.3.2.1 La tige d'entraînement (kelly)	103
4.3.2.2 Le raccord d'usure (kelly saver sub)	103
4.3.2.3 La tête d'injection	103
4.3.3 La tête d'injection motorisée	105
4.3.4 Les équipements de pompage	108
4.3.4.1 Les besoins conventionnels	108
4.3.4.2 Les pompes de forage	108
4.3.5 Les systèmes de mécanisation	110
4.3.5.1 Les sources d'énergie	110
4.3.5.2 Les systèmes de transmission de puissance	110
4.3.6 Le poste de contrôle	112

Chapitre 5

FLUIDES DE FORAGE

5.1 Rôles et caractéristiques des fluides de forage	115
5.1.1 La remontée des déblais (cutting)	115
5.1.1.1 Vitesse du fluide dans l'annulaire	115
5.1.1.2 Le poids volumique	116
5.1.1.3 La viscosité	116
5.1.2 Le maintien des déblais en suspension après arrêt de la circulation	116
5.1.3 Refroidir l'outil et diminuer les frottements de la garniture de forage	116
5.1.4 Le maintien des parois du trou foré	116

5.1.5 Le contrôle des fluides des formations traversées	117
5.1.6 L'intervention des fluides comme paramètres de forage	117
5.1.7 La transmission de la puissance au moteur de fond	117
5.1.8 La remontée des informations géologiques	117
5.1.9 Conclusion	118
5.2 Les mesures sur les boues	118
5.2.1 Poids volumique	118
5.2.1.1 Poids volumique (density)	118
5.2.1.2 Appareil de mesure	118
5.2.2 Viscosité	119
5.2.2.1 Viscosité Marsh	119
5.2.2.2 Viscosité Fann	119
5.2.3 Filtrat	121
5.2.3.1 Description du phénomène	121
5.2.3.2 Filtre-presse API	121
5.2.4 Teneur en solides	121
5.2.4.1 Définition	121
5.2.4.2 Mesure	122
5.3 Les différents types de boues et constituants principaux	122
5.3.1 Les principaux produits à boues	123
5.3.1.1 Produit viscosifiant	123
5.3.1.2 Produit réducteur de filtrat	123
5.3.1.3 Produit fluidifiant	124
5.3.1.4 Contrôle du pH	124
5.3.1.5 Précipitation du calcium	124
5.3.1.6 Produits alourdissants	124
5.3.1.7 Produits colmatants	124
5.3.2 Types de fluides de forage	125
5.3.2.1 Boues à base d'eau	125
5.3.2.2 Boues à base d'huile	127
5.3.3 Forage à l'air, à la mousse, aux boues aérées	129
5.3.3.1 Forage à l'air	129
5.3.3.2 Forage à la mousse	129
5.3.3.3 Boue à base d'eau aérée	130
5.3.4 Les fluides de complétion et de reconditionnement des puits	130
5.3.4.1 Fluide de forage du réservoir	130
5.3.4.2 Fluide de complétion	131
5.3.4.3 Fluide de contrôle ou de reconditionnement (workover fluid)	132
5.3.4.4 Fluide d'annulaire ou fluide de packer	132
5.4 La fonction traitement mécanique des solides	133
5.4.1 Rôles du traitement mécanique	133
5.4.2 Domaines de séparation des installations	133

5.4.3 Descriptions des équipements	135
5.4.4 Schéma type d'installation	138

Chapitre 6

LES TÊTES DE PUIITS

6.1 Évolution d'une tête de puits en forage et technologie des équipements . . .	141
6.1.1 Phase de démarrage: forage 17 1/2"	141
6.1.1.1 Têtes de tubage de base (casing head housing)	142
6.1.1.2 Montage des obturateurs de sécurité	142
6.1.1.3 Tests en pression	144
6.1.2 Phase de forage: 12 1/4"	147
6.1.2.1 Coins d'ancrage (casing hanger)	147
6.1.2.2 Tête de tubage (casing head spool)	149
6.1.3 Phase de forage: 8 1/2"	152
6.1.3.1 Tubing head spool	153
6.1.4 Phase de forage: 6"	158
6.2 Cas particulier des «compact head»	158
6.3 Les obturateurs de têtes de puits	159
6.3.1 Généralités	159
6.3.2 Les différents types d'obturateurs	160
6.3.2.1 Obturateurs à mâchoires	160
6.3.2.2 Obturateurs à membranes	160
6.3.2.3 Obturateurs rotatifs	163
6.3.2.4 Obturateurs d'alésage	163
6.3.3 Les différents empilages des BOP	163
6.4 L'unité hydraulique de commande des BOP	167
6.4.1 Principes des commandes	167
6.4.2 Fonctionnement de la centrale hydraulique	169
6.5 Le circuit de contrôle des venues	169

Chapitre 7

LES OPÉRATIONS DE TUBAGE ET DE CIMENTATION

7.1 L'opération de tubage	173
7.1.1 Préparation du trou	173
7.1.2 Préparation de la colonne	174
7.1.2.1 Sabot	176

7.1.2.2	Anneau de retenue (landing collar)	176
7.1.2.3	Centreurs	177
7.1.2.4	Gratteurs (scratcher)	177
7.1.2.5	Colliers tourbillonneurs (hydrobonders)	178
7.1.2.6	Ombrelles de cimentation (cementing baskets)	179
7.1.2.7	Tête de cimentation	179
7.1.2.8	Bouchons de cimentation	179
7.1.2.9	Équipement de cimentation primaire en tête de puits sous-marine	180
7.1.2.10	Équipement spécifique pour les cimentations à double étage	181
7.1.2.11	Équipements de cimentation de liner	183
7.1.3	La descente des tubes	183
7.2	L'opération de cimentation	184
7.2.1	Principes de la méthode de cimentation	185
7.2.1.1	Cimentation primaire	185
7.2.1.2	Cimentation à deux étages	187
7.2.1.3	Cimentation de colonne perdue ou liner	187
7.2.1.4	Squeeze (esquichage) de ciment	190
7.2.1.5	Pose de bouchons de ciment	190
7.2.2	Sélection du laitier	191
7.2.2.1	Caractéristiques des ciments	193
7.2.2.2	Le phénomène d'hydratation des ciments	193
7.2.2.3	Additifs ou agents de cimentation	194
7.2.2.4	Agents divers	196
7.2.2.5	Fluide intermédiaire (spacer)	196
7.2.2.6	Choix du régime d'écoulement	196
7.2.3	Mise en œuvre	198

Chapitre 8

LES MESURES EN FORAGE

8.1	Diagraphies instantanées	199
8.1.1	Mesures de vitesse de pénétration	201
8.1.1.1	Intérêt de la mesure	201
8.1.1.2	Principe de la mesure	201
8.1.2	Poids au crochet. Poids sur l'outil	203
8.1.2.1	Intérêt de la mesure	203
8.1.2.2	Principe de la mesure	203
8.1.3	La vitesse de rotation	205
8.1.3.1	Intérêt de la mesure	205
8.1.3.2	Principe de la mesure	205
8.1.4	Couple	205
8.1.4.1	Intérêt de la mesure	205
8.1.4.2	Principe de la mesure	206
8.1.5	Pression d'injection. Pression annulaire	207

8.1.5.1 Intérêt des mesures	207
8.1.5.2 Principes des mesures	207
8.1.6 Densimétrie	207
8.1.6.1 Intérêt de la mesure	207
8.1.6.2 Principe de la mesure	208
8.1.7 Variations du volume de la boue des bassins	209
8.1.7.1 Intérêt des mesures	209
8.1.7.2 Principes des mesures	210
8.1.8 Débitimétrie	211
8.1.8.1 Intérêt de la mesure	211
8.1.8.2 Principe de la mesure	211
8.1.9 Mesure de la température de la boue	212
8.1.9.1 Intérêt de la mesure	212
8.1.9.2 Principe de la mesure	212
8.1.10 Mesure de la conductivité de la boue	213
8.1.10.1 Intérêt de la mesure	213
8.1.10.2 Principe de la mesure	213
8.1.11 La détection du gaz	213
8.1.11.1 Principes de dégazage	214
8.1.11.2 Détection du gaz	214
8.1.11.3 Analyse du gaz	214
8.1.11.4 Détection de l'H ₂ S	214
8.1.11.5 Détection du gaz carbonique	214
8.2 Diagraphies différées	215
8.2.1 Définition	215
8.2.2 But	215
8.2.3 Mise en œuvre de la mesure	217
8.2.4 Les paramètres mesurés	219
8.2.5 Rappels géologiques et notions fondamentales	221
8.2.5.1 Définitions	221
8.2.5.2 Notions sur le phénomène d'invasion	222
8.2.6 Les outils	222
8.2.6.1 Outils conventionnels	222
8.2.6.2 Diagraphies non conventionnelles	233
8.2.6.3 Diagraphies auxiliaires	235
8.2.7 Utilisation des diagraphies différées	249
8.2.8 Facturation	250

Chapitre 9

PRINCIPES DU CONTRÔLE DES VENUES

9.1 Préliminaires	253
9.1.1 Cause des venues (kick)	253
9.1.2 Les signes avertisseurs	253

9.2 Principes de la circulation sous duse trépan au fond	261
9.2.1 Principe du contrôle	261
9.2.2 Circulation sous duse	262
9.2.3 Évolution de la pression annulaire pendant un contrôle (trépan au fond)	263
9.2.3.1 Influence de la nature de l'effluent	264
9.2.3.2 Influence du volume de l'effluent	264
9.3 Contrôle d'une venue en cours de manœuvre	265

Chapitre 10

LE FORAGE DIRECTIONNEL

10.1 Les différentes applications des forages dirigés	267
10.1.1 Sites inaccessibles	267
10.1.2 Multiplicité des puits sur un même emplacement	267
10.1.3 Side-track	269
10.1.4 Puits de secours au relief well	269
10.1.5 Applications diverses	270
10.1.5.1 Doublet géothermique	270
10.1.5.2 Carottage d'expérimentation nucléaire	270
10.1.5.3 Forage horizontal	270
10.2 Les paramètres de planification d'un forage dévié	272
10.2.1 Trajectoire	272
10.2.2 Kick-off point	273
10.2.3 Gradient d'inclinaison	273
10.2.4 Autres trajectoires	273
10.3 Méthodes de suivi de la trajectoire	275
10.3.1 Les mesures	275
10.3.1.1 Mesure de la longueur	275
10.3.1.2 L'inclinaison	275
10.3.1.3 L'azimut magnétique	275
10.3.1.4 Mesure gyroscopique de l'azimut	276
10.3.1.5 Tool-face	276
10.3.2 Les outils de mesures	277
10.3.2.1 Inclinomètre (Totco)	277
10.3.2.2 Single shot ou multishot magnétiques	277
10.3.2.3 Appareil magnétique à câble (steering-tool de <i>Sperry Sun</i>)	279
10.3.2.4 Les systèmes MWD (measurement while drilling)	281

10.3.2.5 Les gyroscopes	281
10.3.2.6 Systèmes inertiels	282
10.3.3 Les calculs de la trajectoire	282
10.3.3.1 Méthode tangentielle	283
10.3.3.2 Méthode de l'angle moyen	283
10.3.3.3 Méthode de la tangente balancée	283
10.3.3.4 Méthode du rayon de courbure	283
10.3.4 Dog leg severity	284
10.4 Les techniques de déviation	284
10.4.1 Les outils d'amorce de déviation	284
10.4.1.1 Le sifflet déviateur (whipstock)	284
10.4.1.2 Le jetting	285
10.4.1.3 Raccord coudé et moteur de fond	286
10.4.2 Garniture rotary en forage dévié (BHA)	289
10.4.2.1 Garniture montante	289
10.4.2.2 Garniture stabilisée	289
10.4.2.3 Garniture descendante	290
10.4.3 Le forage horizontal	291
10.4.3.1 Qu'est-ce qu'un puits horizontal ?	291
10.4.3.2 Cas d'application des puits horizontaux	292
10.4.3.3 Géométrie des puits horizontaux	292
10.4.3.4 Le forage	294

Chapitre 11

LES INSTRUMENTATIONS

(Fishing Job)

11.1 Causes des instrumentations	301
11.1.1 Le matériel	301
11.1.2 Problèmes liés au trou	302
11.1.3 Facteur humain	303
11.2 Procédures de résolution d'instrumentation	303
11.2.1 Matériels et méthodes utilisés pour résoudre les instrumentations dues à des bris de trépan	303
11.2.2 Matériels et méthodes utilisés pour repêcher une garniture cassée	305
11.2.3 Matériels et méthodes pour résoudre un coincement de garniture	306
11.2.3.1 Coincement par instabilité	306
11.2.3.2 Coincement par pression différentielle	315
11.3 Garnitures types de repêchage	316
11.3.1 Garnitures de battage	316
11.3.2 Garniture de surforage	320

11.3.3 Garniture de fraisage	320
11.3.4 Garniture de repêchage avec releasing-spear	320
11.3.5 Résumé des garnitures types	320

Chapitre 12

LES ESSAIS DE PUIT EN COURS DE FORAGE

(Drill Stem Test ou DST)

12.1 Principes	322
12.2 Garniture de test	323
12.2.1 En trou découvert (open hole)	323
12.2.1.1 Sabot (shoe)	323
12.2.1.2 Crépines	325
12.2.1.3 Packer	325
12.2.1.4 Verrouillage hydraulique du packer (safety seal)	325
12.2.1.5 Joint de sécurité (safety joint)	325
12.2.1.6 Coulisse de battage (jar)	326
12.2.1.7 Fourreau pour enregistreur intérieur	326
12.2.1.8 Vanne d'égalisation des pressions	326
12.2.1.9 La vanne de test	326
12.2.1.10 Vanne de circulation inverse	328
12.2.1.11 L'équipement de surface	328
12.2.2 En trou tubé (cased hole)	328
12.2.3 Test sélectif ou straddle test	328
12.2.4 Test à partir d'un engin flottant	330
12.3 Déroulement des tests	331
12.3.1 Problèmes opérationnels en test en découvert	331
12.3.2 Les séquences de déroulement	331

Chapitre 13

LE FORAGE OFFSHORE

13.1 Les contraintes spécifiques au forage en mer	337
13.1.1 Cas des forages d'exploration	337
13.1.2 Cas des forages de développement	338
13.2 Les supports de forage en mer	338
13.2.1 Les appareils de forage posés sur le fond	339
13.2.1.1 Les plates-formes auto-élevatrices	339
13.2.1.2 Les barges submersibles (swamp-barge)	343

13.2.2 Les appareils intégrés à des installations fixes	343
13.2.2.1 Compact rig	346
13.2.2.2 Tender de forage	346
13.2.3 Les supports flottants de forage	346
13.2.3.1 Les bateaux de forage	349
13.2.3.2 Les plates-formes semi-submersibles	352
13.2.4 Le parc des appareils de forage offshore	352
13.2.5 Les problèmes spécifiques aux supports flottants	354
13.2.5.1 L'ancrage des supports flottants	354
13.3 L'environnement marin	368
13.3.1 Cas des supports flottants de forage	368
13.3.2 Cas des supports mobiles posés sur le fond (auto-élévatrice ou jack-up)	369
 BIBLIOGRAPHIE	 371
INDEX	373

CHAPITRE 1

INTRODUCTION

En 1889, à Titusville (Pennsylvanie), le pétrole jaillissait pour la première fois sur le sol des Etats-Unis, d'un puits foré à 69,5 ft. Le Colonel Drake venait d'entrer dans l'histoire de l'exploration pétrolière. Mais, même si cet événement a marqué le début industriel du forage pétrolier, il ne faut pas oublier les très nombreux puits forés bien avant pour la production d'eau, de saumures et déjà du naphte utilisé pour le calfatage, l'éclairage ou la médecine.

Tous ces forages anciens, y compris celui de Drake, étaient forés par battage (**Fig. 1.1**).

Un outil massif comparable au ciseau des sculpteurs, fixé au bout d'une tige lourde (masse-tige), elle-même suspendue à un balancier, tombait sous son propre poids et débitait la roche en éclats. Le balancier animé par l'action humaine, ou animale dans les temps anciens, a profité au XIX^e siècle de l'avènement de la machine à vapeur. Mais quel que soit le mode d'entraînement, il fallait périodiquement débarasser le fond du trou des déblais. Le puits était alors rempli d'eau et la boue résultant du mélange de l'eau et des débris de roche était vidée à l'aide d'un outil cylindrique muni d'un fond en forme de clapet, ouvert à la descente et fermé lors de la remontée au treuil. Le plus profond forage par battage atteignit 2250 m en 1918. Ce procédé est encore parfois utilisé de nos jours pour des forages d'eau de faible profondeur.

C'est au début du siècle que Antony Lucas démontra au monde entier l'efficacité du forage Rotary par la découverte du champ de Spindeltop (Texas) en utilisant la combinaison d'un outil rotatif et l'injection continue de boue. Depuis ce jour, cette technique est universellement utilisée et a profité des améliorations apportées par le progrès technique.

1.1 LE PRINCIPE DU FORAGE ROTARY

La méthode Rotary consiste à utiliser des trépan à dents type tricône ou des trépan monoblocs comme les outils diamant ou PDC, sur lesquels on applique une force procurée par un poids tout en les entraînant en rotation. L'avantage de cette technique est de pouvoir injecter en continu un fluide au niveau de l'outil destructif

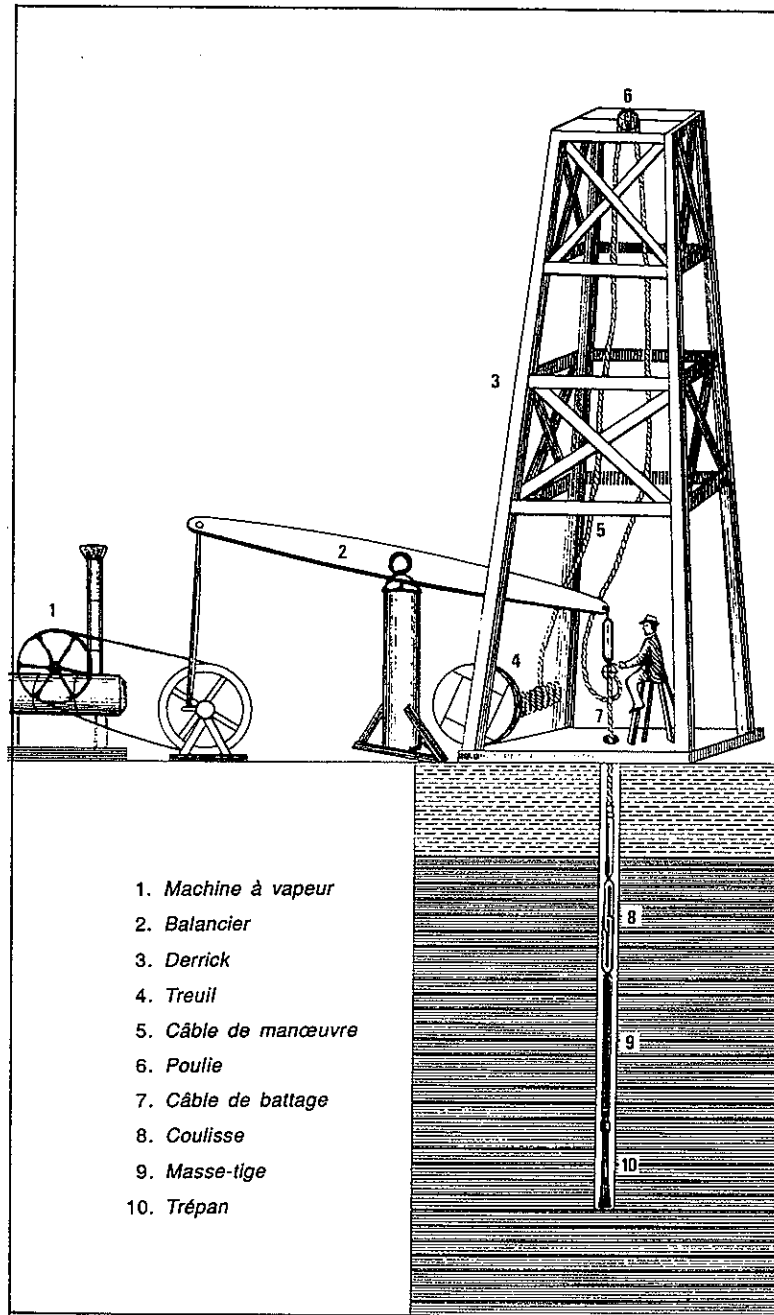


Fig. 1.1 Le forage par battage (Source : "Le pétrole : prospection et production", Esso standard SAF, Département Formation).

de la formation pour emporter les débris hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface.

La sonde de forage Rotary est l'appareillage nécessaire à la réalisation des trois fonctions suivantes (**Fig. 1.2 et 1.3**) :

- poids sur l'outil,
- rotation de l'outil,
- injection d'un fluide.

SONDE DE FORAGE "ROTARY"

- 1, derrick
- 2, moteurs
- 3, treuil
- 4, pompe à boue
- 5, moufle fixe
- 6, moufle mobile
- 7, crochet
- 8, tête d'injection
- 9, tige carrée
- 10, table de rotation
- 11, obturateurs de sécurité
- 12, tige de forage
- 13, masse-tige
- 14, trépan
- 15, tubages cimentés
- 16, tamis vibrant
- 17, bac à boue
- 18, stockage des tiges par ensembles de 3
- 19, logement de la tige carrée pour les manœuvres
- 20, détail de la table de rotation
- 21, proportions réelles d'un forage de 2000 m de profondeur

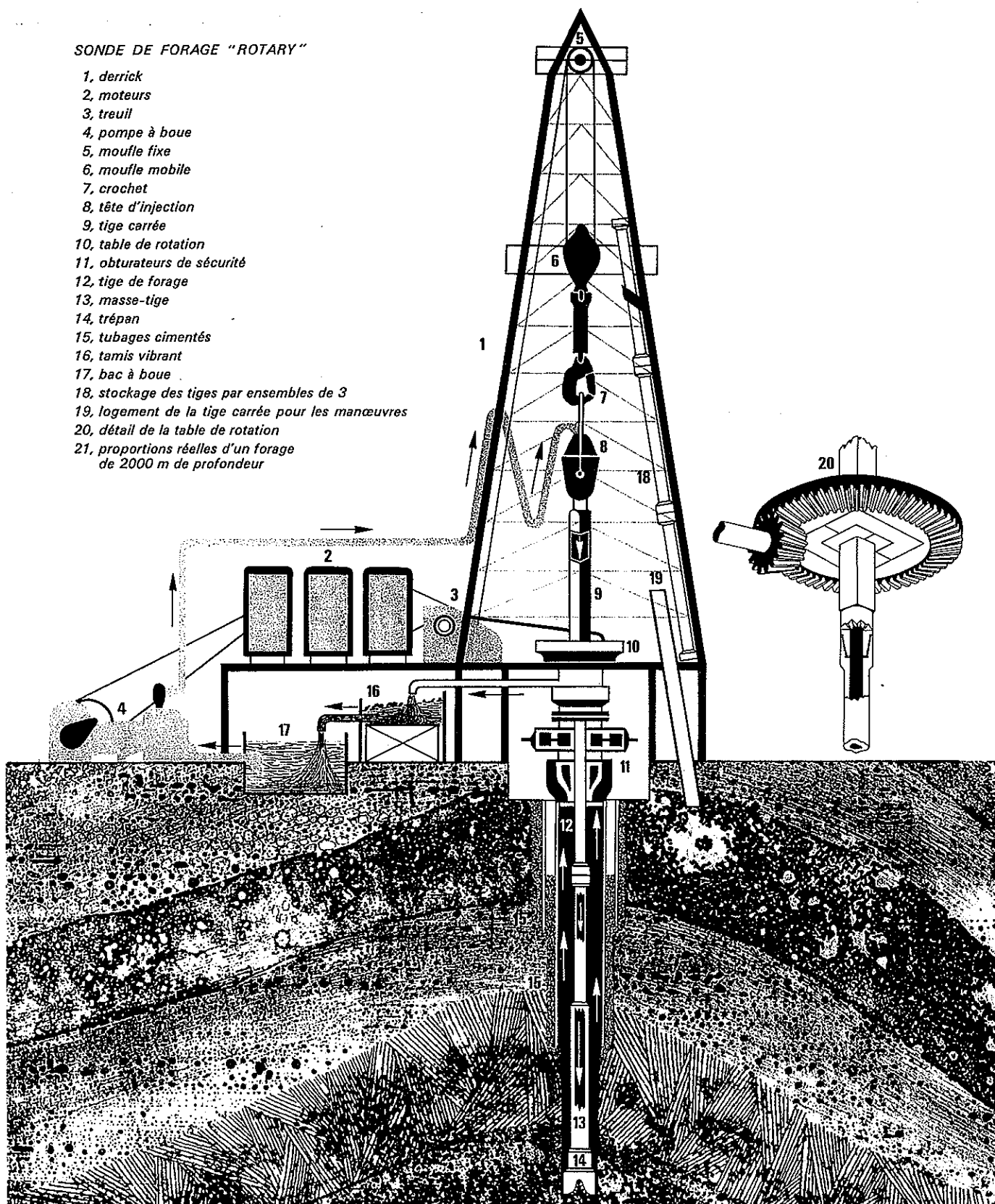


Fig. 1.2 Sonde de forage Rotary (Source : "Le pétrole : prospection et production", Esso standard SAF, Département Formation).

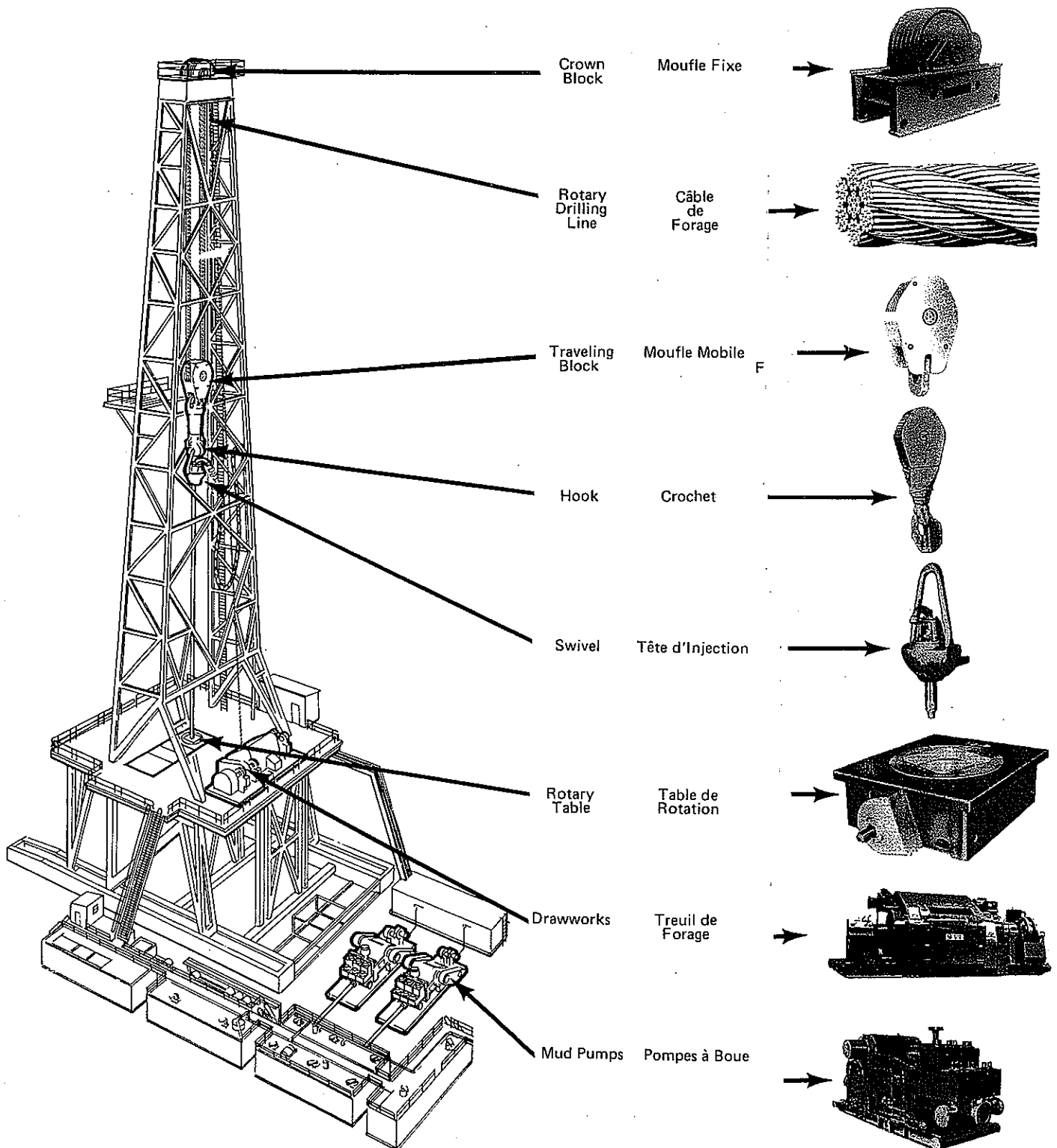


Fig. 1.3 Description d'un appareil de forage (Source : National Oil Well).

Ce sont les masses-tiges qui, vissées au-dessus de l'outil, appuient sur celui-ci ; ces masses-tiges, prolongées jusqu'en surface par des tiges, constituent la garniture de forage. Elle est mise en rotation dans son ensemble grâce à la table de rotation et par l'intermédiaire de la tige d'entraînement (ou kelly). La totalité de la garniture de forage est percée en son centre afin de canaliser le fluide de forage vers l'outil. Un joint rotatif étanche (tête d'injection) doit couronner la tige d'entraînement et permettre la liaison entre la conduite de refoulement des pompes de forage et l'intérieur de la garniture. Un appareil de levage est nécessaire pour soutenir le poids de la garniture et manœuvrer celle-ci : c'est le rôle du derrick, du crochet de forage et du treuil.

L'appareil de forage est complété d'une installation nécessaire aux traitements du fluide de retour en surface, d'un stockage de tubulaires et des abris de chantier et bureaux.

En outre, il faut préciser qu'au cours de son forage, le puits est régulièrement tubé. Il est garni de tubes d'acier (casing) qui sont descendus sous leur propre poids et dont le diamètre décroît avec la profondeur. Un premier tube est posé dès que l'outil a foré les terrains de surface et il est scellé dans le trou par du ciment. Un

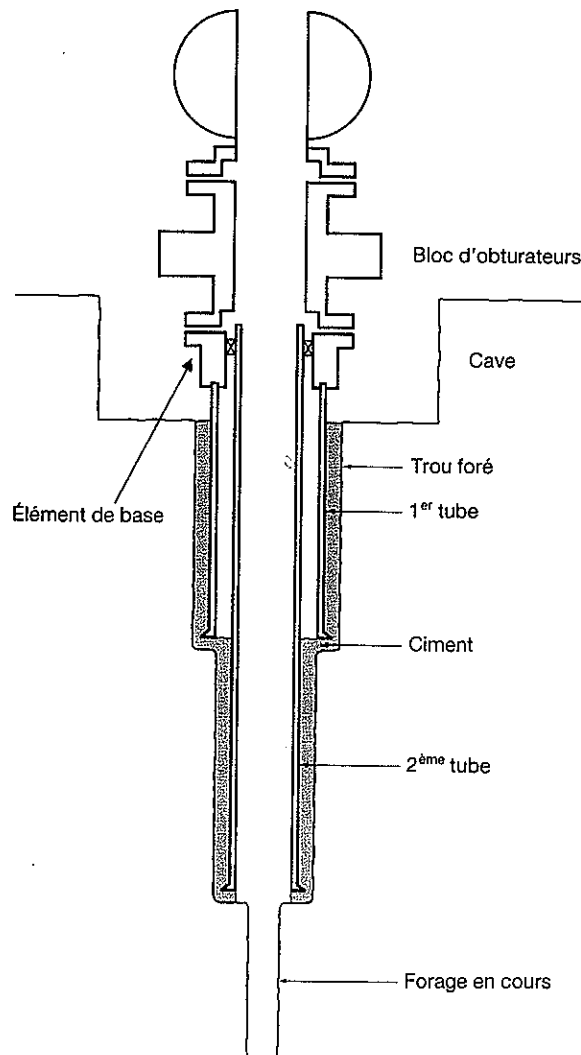


Fig. 1.4 Coupe schématique d'un forage.

élément de base est fixé sur l'extrémité affleurante. Tous les tubes suivants sont également scellés à leur base par du ciment et leur extrémité supérieure suspendue sur l'élément de base (Fig. 1.4).

Après tubage de la première phase de forage, le forage sera poursuivi avec un outil dont le diamètre est inférieur au diamètre intérieur de la colonne de tube descendue. Au fur et à mesure de l'approfondissement et de la mise en place de casings dans le trou, on est conduit à utiliser des outils de diamètre de plus en plus petit.

L'élément de base sert également à l'installation des organes de sécurité tels les obturateurs de puits.

1.2 LES PRINCIPALES OPÉRATIONS

1.2.1 Le forage (Fig. 1.5)

Bien que ce soit l'opération de base, c'est elle qui occupe le moins de personnel. Seul le chef de poste œuvre aux commandes du treuil. La table de rotation tourne et entraîne l'outil de forage par l'intermédiaire de l'ensemble de la garniture de

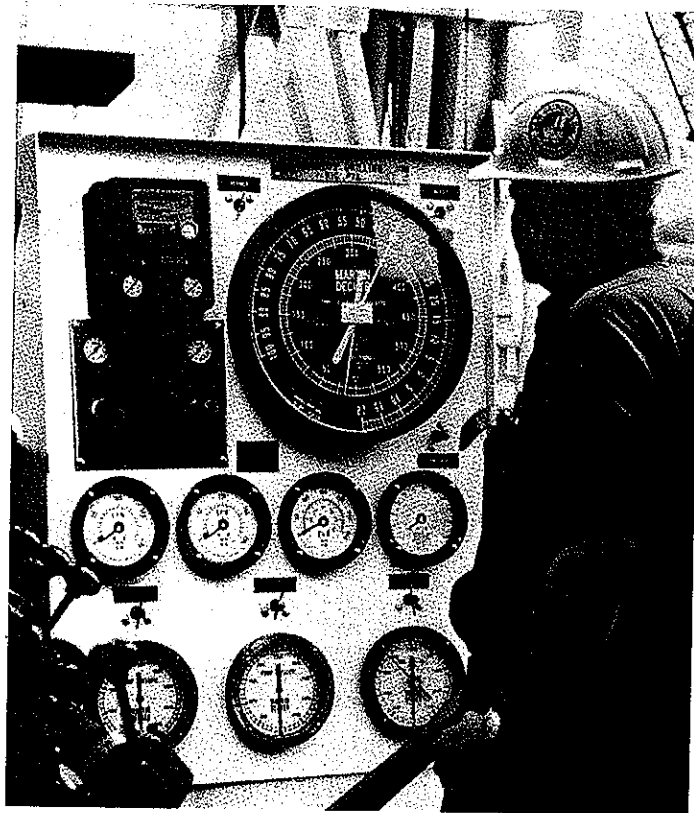


Fig. 1.5 Le poste de contrôle du foreur (Source : Driller console, Martin Decker).

forage et de la tige d'entraînement. La commande principale est le levier de frein. Le chef de poste contrôle et régule la descente du crochet de forage par action sur ce frein. Comme nous l'avons vu plus haut, les tréfans sont utilisés à poids constant. Le poids de tout ce qui est pendu au crochet est constant et connu du foreur par la lecture du poids suspendu au crochet avant de toucher le fond (off bottom) (Fig. 1.6).

Le poids appliqué sur l'outil est la différence entre le poids au crochet outil suspendu et outil posé.

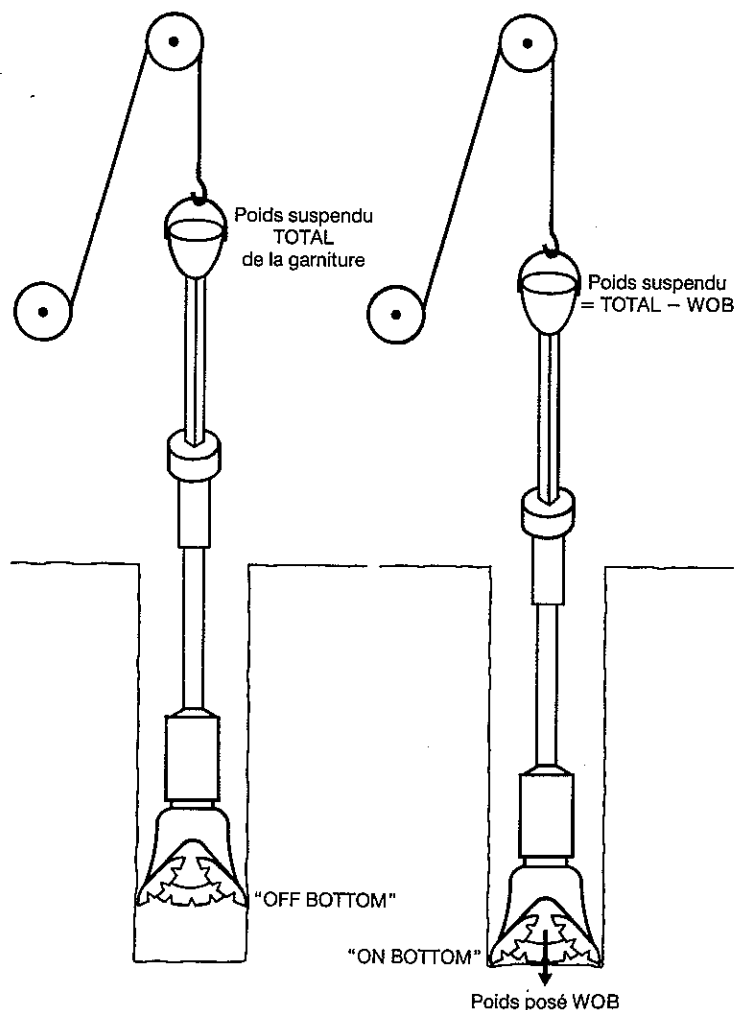


Fig. 1.6 Principe du contrôle du poids sur l'outil.

C'est cette différence que le foreur lit sur l'indicateur de poids (communément appelé Martin Decker) et qu'il doit maintenir constante en laissant descendre la tige d'entraînement à la même vitesse que l'avancement de l'outil de forage.

Les deux autres paramètres : rotation et débit de boue sont en général fixes, le foreur contrôle et ajuste les valeurs suivant le programme et surtout vérifie que la pression de refoulement aux pompes est et reste conforme.

1.2.2 L'ajout de tige

Lorsque l'outil a foré une longueur de tige (30 ft), il faut rallonger la garniture de forage d'autant en vissant sous la tige d'entraînement une tige de forage. Les différentes séquences sont décrites **figures 1.7a, 1.7b, 1.7c, 1.7d** :

- Pendant le forage les ouvriers de plancher ont placé une tige dans un fourreau appelé mouse-hole situé à proximité de la table de rotation.
- Le chef de poste embraye le treuil pour soulever la garniture jusqu'à la première tige de forage sous la tige d'entraînement. Les sondeurs mettent les cales, la tige d'entraînement peut-être dévissée car la garniture est alors suspendue sur la table de rotation. Naturellement, la circulation de boue est alors arrêtée. Sur la **figure 1.7b**, les sondeurs présentent la tige d'entraînement sur le filetage femelle de la tige mise en place dans le mouse-hole. Les vissage et blocage sont effectués sur le mouse-hole.
- En actionnant le treuil, le chef de poste soulève l'ensemble tige d'entraînement et tige de forage (**Fig. 1.7c**). Le vissage et le blocage de la nouvelle tige sur la garniture étant faits, le chef de poste remet la circulation du fluide de forage.
- Le foreur positionne le carré d'entraînement de la kelly dans la table de rotation et le forage peut reprendre (**Fig. 1.7d**).

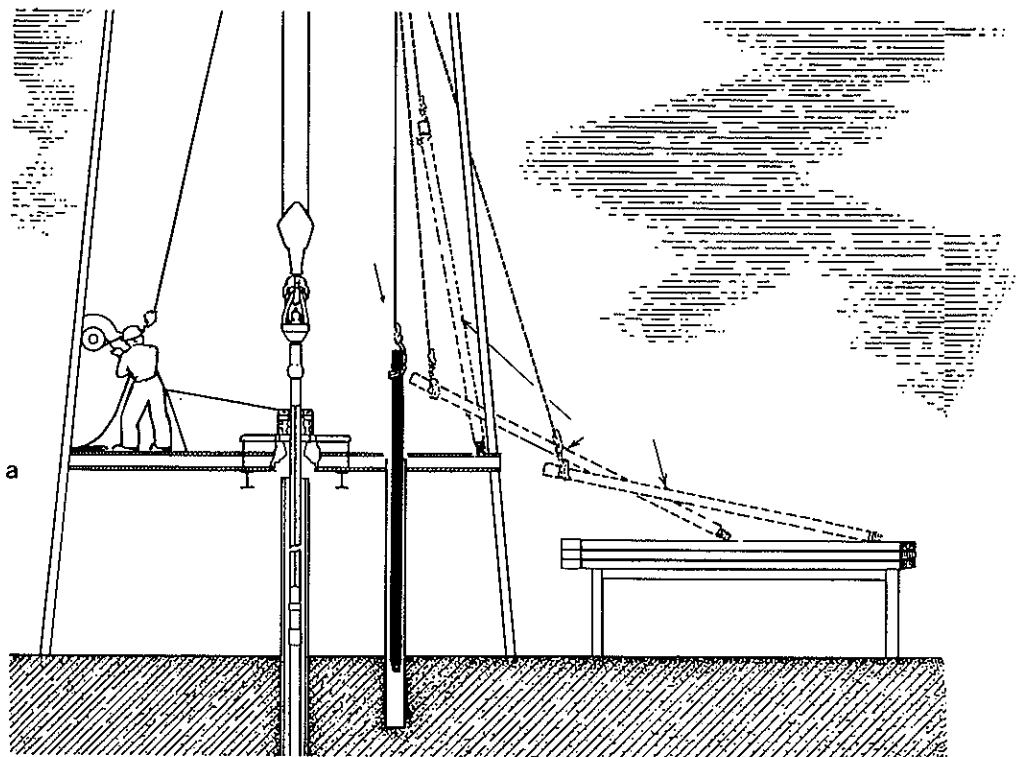


Fig. 1.7 a. Ajout de tige : mise en place d'une tige dans le mouse-hole (Source : *A primer of oil well drilling, Petex*).

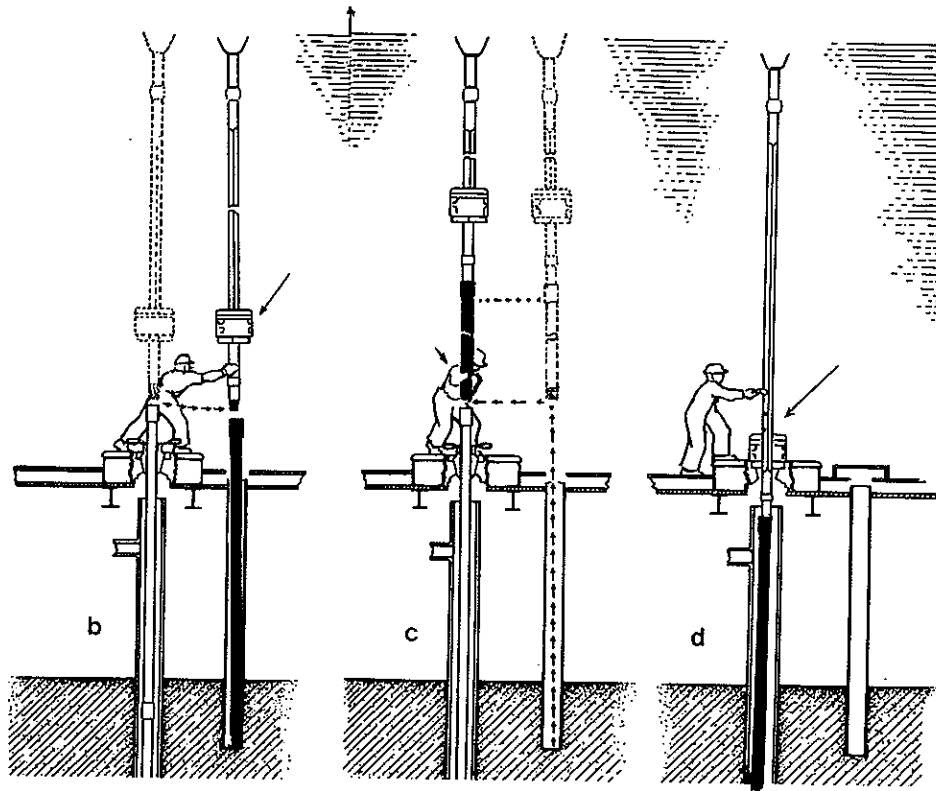


Fig. 1.7 b. Ajout de tige : vissage de la kelly sur la tige dans le mouse-hole. c. Ajout de tige : vissage de la kelly et de la tige sur la garniture. d. Mise en place de la kelly, reprise du forage (Source : *A primer of oil well drilling*, Petex).

1.2.3 La manœuvre

Lorsque l'outil est usé ou lorsque l'on a atteint la profondeur souhaitée, il faut remonter la totalité de la garniture soit pour changer l'outil soit pour descendre les tubes casing.

La première opération est de décrocher la tête d'injection du crochet de forage et de ranger dans un fourreau appelé rat-hole l'ensemble tige d'entraînement, tête d'injection toujours reliées aux pompes par le flexible (**Fig. 1.8a**).

Les sondeurs de plancher ferment l'élévateur sous le tool-joint de la première tige et le chef de poste manœuvre le treuil pour soulever la garniture sur une hauteur correspondant à trois tiges.

La quatrième tige est coincée dans la table par les cales et on dévisse cette connexion avec des clés (**Fig. 1.8b**). Un ensemble de trois tiges est alors suspendu à l'élévateur. Les sondeurs de plancher repoussent l'extrémité inférieure de cette longueur (stand) pour l'appuyer sur un sommier de gerbage (set back), dès que cela est fait l'accrocheur qui se trouve sur une passerelle dans la tour, ouvre l'élévateur, maintient la longueur puis range l'extrémité supérieure de cette même longueur dans des rateliers (**Fig. 1.8c et 1.9**).

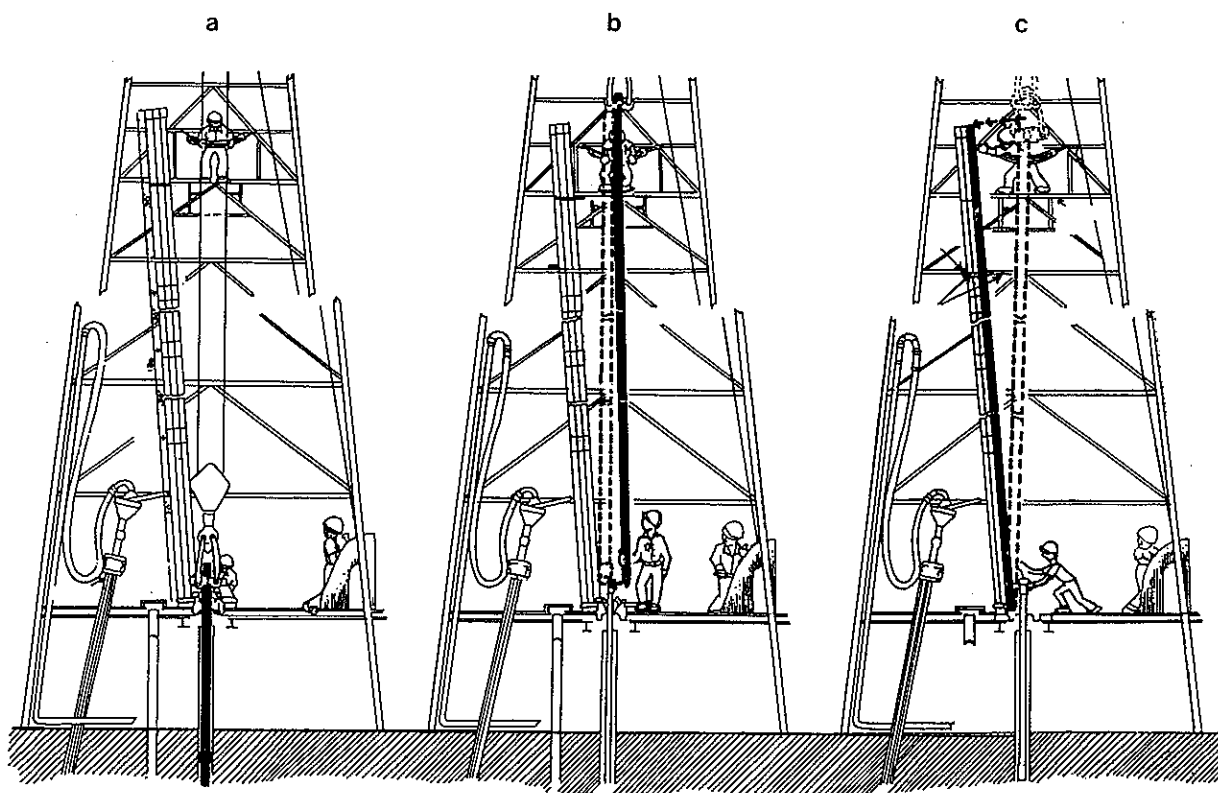


Fig. 1.8 Manœuvre de la garniture. a. Mise en place des élévateurs. b. Remontée d'une longueur (triple). c. Rangement de la longueur sur le sommier (Set back) (Source : *A primer of oil well drilling, Petex*).

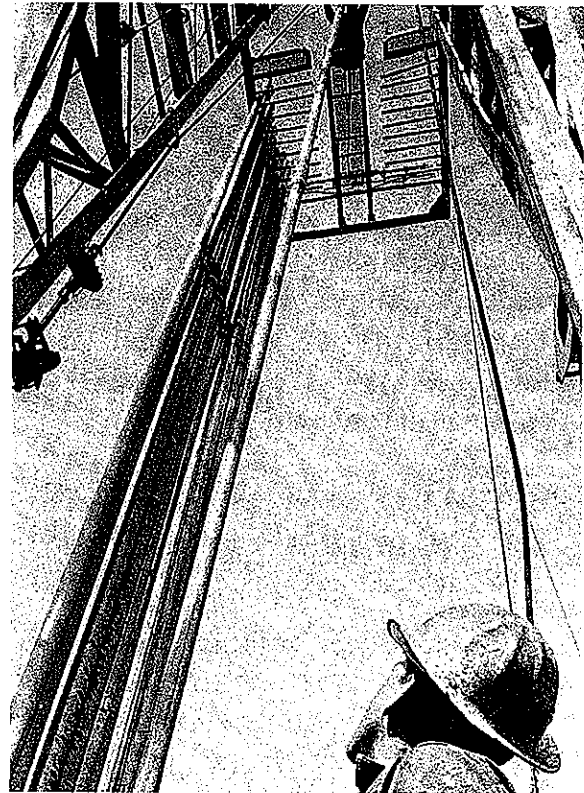
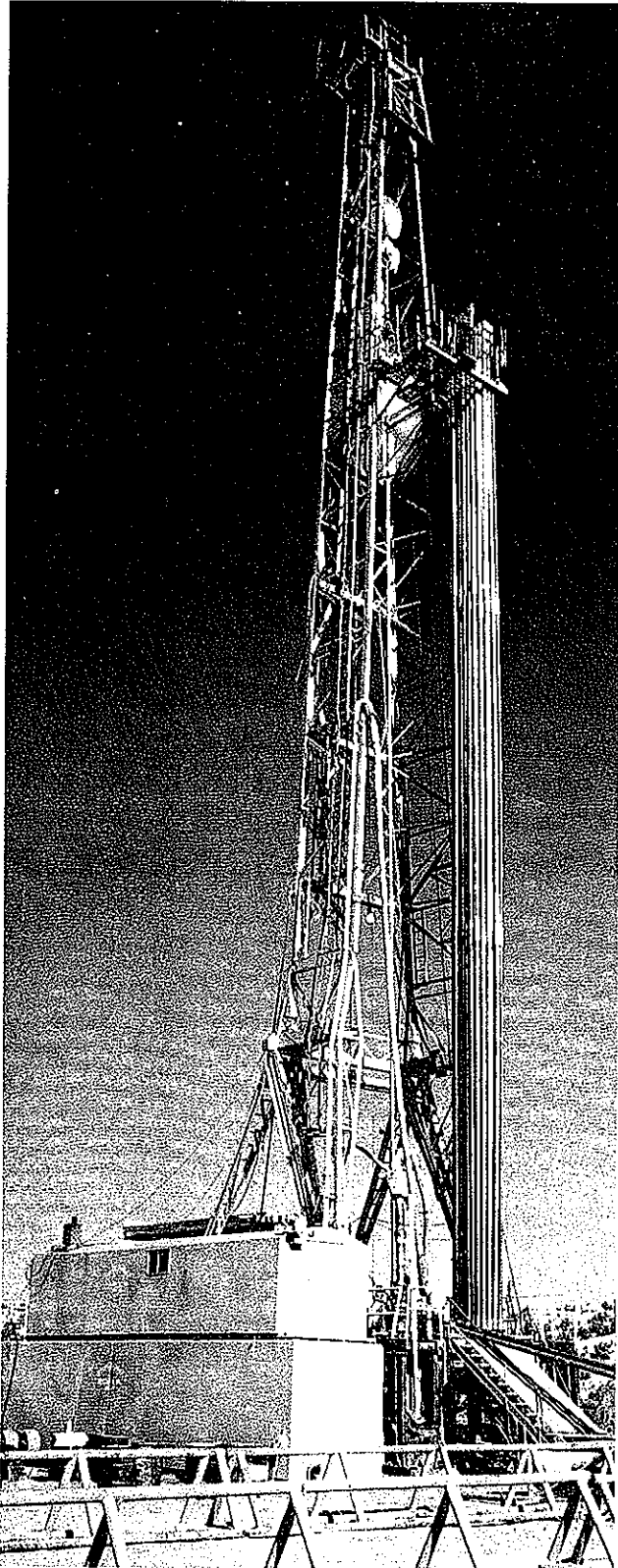
On continue ainsi jusqu'aux masses-tiges que l'on stocke également verticalement par trois.

La longueur de gerbage est fonction de la hauteur de la tour. Les plus gros appareils manœuvrent en triple, les appareils légers en double et pour les plus petits en simple. La manœuvre de descente (tripping in) se fait identiquement.

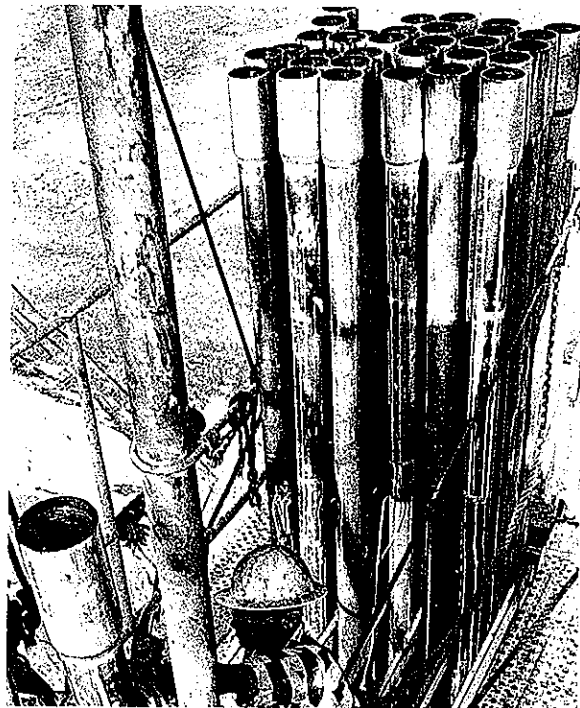
Il faut remarquer que pendant cette opération, on ne peut ni tourner la garniture ni circuler. Pour ce faire, si besoin était, il faut reprendre la tige d'entraînement hors du rathole et revisser l'ensemble sur les tiges.

1.2.4 Tubage

Le forage ayant été accompli à la profondeur prévue pour cette phase, il s'agit maintenant de descendre les tubes casing dans le puits. Cette opération, périlleuse du fait du faible jeu entre casing et trou et de la quasi impossibilité de mettre en rotation la colonne, consiste en une manœuvre de descente mais par ajout unitaire de tube casing. A la fin de la descente, c'est par circulation directe (c'est-à-dire injection du fluide par l'intérieur du tube et retour par l'annulaire) que l'on mettra en place le ciment dans l'annulaire.



Accrochage vu du plancher



Passerelle d'accrochage

Fig. 1.9 Mât de forage avec garniture gerbée (*Source : Reynolds Aluminium Drill Pipe*).

1.2.5 Montage de la tête de puits

Lorsqu'un tubage est en place dans le puits et est cimenté, il est nécessaire de monter divers équipements de suspension, d'étanchéité sur son extrémité supérieure.

Ces opérations sont manuelles en têtes de puits aériennes.

Ces équipements de têtes de puits permettent également la mise en place des obturateurs équipés de conduites haute pression appelées kill line et choke line.

Une série de test en pression du casing, des suspensions, des BOP clôture ce montage. Si tout est conforme aux exigences de la sécurité, la phase de forage suivante peut alors commencer.

1.2.6 Complétion

Cette opération finale qui succède à la mise en place de la dernière colonne de casing (casing de production) consiste à descendre dans le puits l'équipement de production : packer, tubing, vanne de sécurité, etc. Il faut souvent parachever la liaison couche/trou par forage, perforation, acidification, fracturation, etc.

Bien que ces opérations soient souvent faites par les foreurs, leurs techniques rentrent dans le domaine de la production fond qui est l'objet d'un autre ouvrage.

Les chapitres suivants ont pour objectif de décrire, d'une manière la plus complète possible, les moyens en matériels, les techniques opératoires que l'on est amené à utiliser lors d'une opération de forage. Cet ouvrage a pour objectif de servir d'initiation et d'aider à la compréhension de cette technique plus complexe qu'il n'y paraît pour des lecteurs non foreurs mais dont l'activité gravite autour de celle du forage.

CHAPITRE 2

LA CONCEPTION D'UN Puits PÉTROLIER

INTRODUCTION

Un puits de pétrole ou de gaz est un trou foré dans le sous-sol afin de donner accès à un gisement d'hydrocarbures ; l'objectif primaire pouvant être de l'exploration (recherche du gisement) ou de développement (mise en production du gisement).

Les rôles essentiels d'un puits sont donc :

- permettre l'accès au gisement souterrain,
- assurer la liaison entre les formations productrices et le puits,
- permettre de remonter l'effluent hydrocarbure en toute sécurité et efficacement vers la surface,
- être équipé dans sa partie supérieure, en surface, d'équipements permettant le contrôle de la production et la maintenance du puits (opérations de wire-line, work-over,...).

2.1 L'ARCHITECTURE DU Puits

2.1.1 Données nécessaires à l'élaboration d'un puits

Il n'existe pas de moyens ou de techniques permettant à partir de la surface, de déceler avec certitude la présence d'hydrocarbure dans le sous-sol. Des forages pétroliers sont effectués afin de confirmer cette présence possible et la nature des hydrocarbures éventuellement contenus dans la roche réservoir.

La profondeur d'un forage pétrolier, pour atteindre son objectif, peut varier de quelques centaines de mètres à 10 000 mètres, mais en moyenne c'est 2 000 mètres, profond au-delà de 3 500 mètres, super profond au-delà de 4 500 mètres.

C'est donc un ouvrage coûteux et qui, comme tout investissement industriel, doit être étudié et planifié avant de procéder à sa réalisation.

La première phase de cette étude passe par la définition du profil du puits et de son architecture générale.

L'élaboration du profil et des méthodes pour atteindre l'objectif, sont les résultats du travail de plusieurs personnes de différents services ou départements. La conception de l'architecture d'un forage est effectuée ensuite sous la responsabilité du département forage, en plusieurs étapes, synthétisées par la préparation de documents généralement composés de :

- la proposition de forage,
- le rapport d'implantation,
- le programme de forage et de tubage.

2.1.1.1 La proposition de forage

C'est le document de base établi dès qu'il y a possibilité de forer un puits.

Il définit :

- l'emplacement du forage, sa localisation (coordonnées, altitude ou profondeur d'eau),
- le ou les objectifs du forage (nature, importance relative, profondeur(s) estimée(s)).

Il comprend les données de base sur :

- géologie, géophysique,
- renseignements sur les puits voisins s'il y a lieu,
- contraintes et échéances à respecter.

Cette proposition de forage est un document de travail qui varie suivant le sondage, lequel peut être d'exploration ou de développement.

Ce document doit mettre en évidence les décisions à prendre en temps voulu compte tenu des délais relativement longs qui existent, comme ceux de la préparation du site et du choix de l'appareil. Ce document initie également des études pour confirmer la faisabilité du projet et amener une décision technico-économique positive ou négative quant à l'exécution de ce forage.

S'il s'agit d'un forage d'exploration, il existe obligatoirement un certain degré d'imprécision quant à la cote probable des changements de terrain, et même quant à la nature de ces terrains. L'ingénieur géologue peut fournir une estimation des probabilités de pertes de boue, de présence de fluides à pression anormale, de plus ou moins bonne tenue des terrains. S'il existe des sondages voisins, les renseignements qu'ils ont recueillis seront collectés avec soin.

L'établissement d'un programme de forage de recherche demande donc au préalable la réunion du plus grand nombre possible de renseignements et la connaissance de leur degré de validité.

En développement, l'expérience des premiers puits forés sur la structure conduit rapidement à adopter une fois pour toutes un programme type, puisque le problème posé est le même pour tous les puits.

L'objectif du sondage est parfaitement clair pour un sondage de développement. En exploration, l'ingénieur géologue doit pouvoir préciser un objectif principal, autour duquel il faudra bâtir tout le programme. Les objectifs secondaires seront, dans la mesure du possible, pris en considération en second ordre.

2.1.1.2 Le rapport d'implantation

Ce nouveau document est établi lorsque la décision de forer est prise. C'est un document type « cahier des charges », qui couvre l'ensemble des opérations à mener et permettra de déterminer le budget de l'opération.

Il est le résultat, comme au moment de l'établissement du profil, de la collaboration des différents départements concernés, lesquels sont :

- L'exploration.
- Le gisement.
- Le forage.
- La production.

Les principaux chapitres de ce rapport d'implantation sont :

- situation géographique,
- le but du forage et les objectifs pétroliers (il s'agit du rappel des données de base, du ou des objectifs définis dans la proposition de forage et qui ont été modifiés ou complétés depuis lors par les études et les travaux accomplis),
- le cadre géologique,
- le cadre géophysique,
- le programme de forage et de tubage,
- le programme de diagraphies,
- le programme de carottage et de tests,
- le programme d'échantillonnage et l'étude des échantillons prélevés.

Le rapport d'implantation permet ainsi de définir les besoins en :

- personnel,
- matériel (appareil de forage, etc.),
- services,
- consommables.

2.1.2 Le programme de forage et de tubage

2.1.2.1 Généralités

L'établissement du programme de forage et de tubage constitue une opération primordiale pour la préparation d'un sondage.

Il s'agit, en effet, de choisir les caractéristiques de construction du puits, afin que ce dernier puisse atteindre son objectif dans les meilleures conditions économiques, tout en respectant un certain nombre de données.

Les caractéristiques à choisir sont les suivantes :

- diamètres respectifs des tréfans et des colonnes de tubes,
- nombre de colonnes et profondeur de pose,
- hauteurs à cimenter derrière les colonnes.

Il est utile de souligner la très grande importance d'un bon programme de forage et de tubage sur le succès d'un sondage, sur la sécurité des opérations et sur le prix de revient final du puits.

Un programme insuffisamment développé peut entraîner l'impossibilité d'atteindre les objectifs proposés, d'où échec complet des travaux. Par contre, un programme trop lourd charge de façon injustifiée le prix de revient de l'exploration et diminue le nombre de puits pouvant être fait avec un budget déterminé, et cela réduit donc les possibilités de découvertes.

Un programme de forage et de tubage s'effectue en général de la manière suivante :

- détermination du diamètre du dernier tube,
- choix des cotes des sabots et des diamètres des différentes colonnes et phases de forage, en déduisant les différents diamètres, à partir de la dernière phase au niveau de l'objectif et en remontant vers la surface.

Le programme de forage et de tubage sera réalisé de manière totalement différente selon qu'il s'agit d'un forage de recherche ou d'un sondage d'exploitation.

Un forage d'exploration a pour but la traversée d'horizons à propos desquels la géologie ne peut apporter que des données très succinctes sur les difficultés qu'il est possible de rencontrer : pertes de circulation, argiles gonflantes, nappes aquifères, fluides sous fortes pressions... Aussi, un certain coefficient de sécurité doit-il être adopté lors de l'élaboration du programme de forage et de tubage.

Un forage de développement, par contre, traverse des terrains connus pour atteindre un objectif bien déterminé. En outre, il devra être un moyen de production pendant de nombreuses années.

Avant d'exposer les méthodes de constitution du programme, il est nécessaire de rappeler quelques principes.

Au cours de l'approfondissement d'un forage, le fluide de forage doit, entre autres fonctions, assurer la tenue des parois, l'instabilité mécanique de certains terrains, et en particulier, les couches de surface peu compactées, parfois inconsolidées nécessitent la mise en place d'un, voire de deux tubages, sous peine de se heurter à des problèmes d'éboulement ou de resserrement du puits. On évite ainsi des opérations supplémentaires de reforage, des coincements de garniture et parfois même, des instrumentations non résolues pouvant mener à l'abandon du trou.

D'autre part, le poids de la colonne de boue doit être suffisant pour empêcher le fluage des formations et les venues intempestives de fluide (eau, gaz, huile), sans pour autant fracturer les formations rencontrées. Les changements successifs de la nature des formations et de la pression interne à la roche, appelées aussi pression de pore, peuvent rendre ces deux conditions incompatibles. Dès lors, s'impose la mise en place de tubages supplémentaires appelés tubages intermédiaires.

Hormis ces considérations, il ne serait pas possible de poser un tube unique capable de supporter toutes les contraintes, pressions internes et externes, limites élas-

tiques des tubes, résistance aux gaz acides, etc., rencontrées sur les puits profonds, les forages en haute pression ou en puits dévié autant de raisons qui imposent la mise en place de plusieurs tubages depuis la surface jusqu'à l'objectif à atteindre.

Les différents cuvelages permettront d'isoler entre elles, les couches qui le nécessitent par l'intermédiaire de la gaine de ciment.

2.1.2.2 Technologie des tubes casing et tubing

Les casing et tubing sont des tubulaires normalisés par l'*American Petroleum Institute (API)* dans les spécifications 5 CT. Ils sont caractérisés par :

- la géométrie du corps du tube,
- leur nuance d'acier ou grade,
- la géométrie du manchon de raccordement.

A. Géométrie du corps

- Le diamètre nominal d'un casing est le diamètre extérieur du corps du tube. Ils sont au nombre de quatorze :

4 1/2 – 5 – 5 1/2 – 6 5/8 – 7 – 7 5/8 – 8 5/8 – 9 5/8 – 10 3/4 – 11 3/4 – 13 3/8 – 16 – 18 5/8 – 20 (en pouces).

Les dimensions supérieures correspondent aux tubes classés Line Pipe.

Les tubings sont au nombre de dix :

1.050 – 1.315 – 1.660 – 1.900 – 2.063 – 2 3/8 – 2 7/8 – 3 1/2 – 4 – 4 1/2

- Les longueurs sont définies par le range.

	Range 1	Range 2	Range 3
Casing	16 à 25 ft	25 à 34 ft	34 à 48 ft
Tubing		25 à 34 ft	34 à 48 ft

La longueur d'un tube se mesure entre la face extérieure du manchon et le nez du filetage mâle.

- Poids nominal : en livre/pied, définit en fait, l'épaisseur du tube par l'intermédiaire d'une formule que l'on peut retrouver dans l'API 5 CT.

Par exemple : un casing 9 5/8" est disponible dans les poids linéaires suivants :

Poids linéaires (lb/ft)	32,30	36	40	43,50	47	53,50	58,40	61,10	71,80
Épaisseur (mm)	7,9	8,9	10	11,1	12	13,8	15,1	15,9	19,1

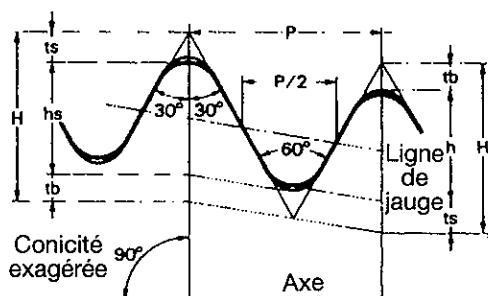
Le diamètre intérieur décroît quand le poids nominal augmente.

• Drift : (ou diamètre du mandrin) est le diamètre d'un calibre qui doit passer à l'intérieur du tube. C'est un contrôle qui doit être systématiquement fait sur chantier, avant la descente de la colonne.

B. Géométrie du raccord

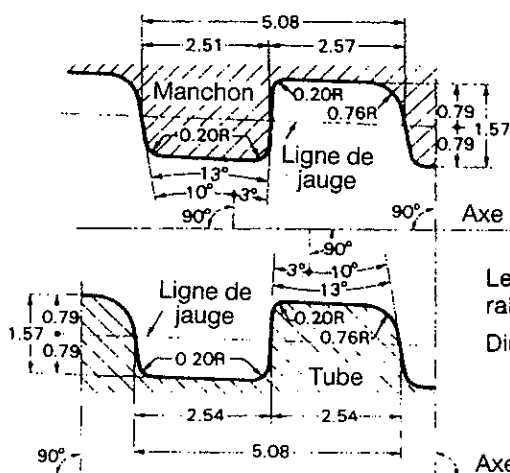
Il existe toutes sortes de raccords différenciés par leur longueur, leur épaisseur, leur filetage. Les deux principaux types de filetage sont :

- filetage rond (API round) (Fig. 2.1),
- filetage Buttress (Fig. 2.2).



Conicité : 6.25 %
 8 filets par pouce $p = 3.175 \text{ mm}$
 $H = 0.866 p = 2.750 \text{ mm}$
 $h = 0.626 p - 0.178 = 1.810 \text{ mm}$
 $tb = 0.120 p + 0.051 = 0.432 \text{ mm}$
 $ts = 0.120 p + 0.127 = 0.508 \text{ mm}$

Fig. 2.1 Filetage arrondi API (Source : *Formulaire du foreur*, Editions Technip, Paris, 1989).



Conicité : 6.25 %
 5 filets par pouce

Les sommets et les fonds des filets sont parallèles au cône.

Dimensions en mm sauf indications contraires.

Fig. 2.2 Filetage buttress (Source : *Formulaire du foreur*, Editions Technip, Paris, 1989).

Il y a trois genres principaux de manchons :

- Conventionnel (Fig. 2.3a) : l'étanchéité est établie par le « bourrage » en fond de filets d'un compound à base de graisse et de charges métalliques.

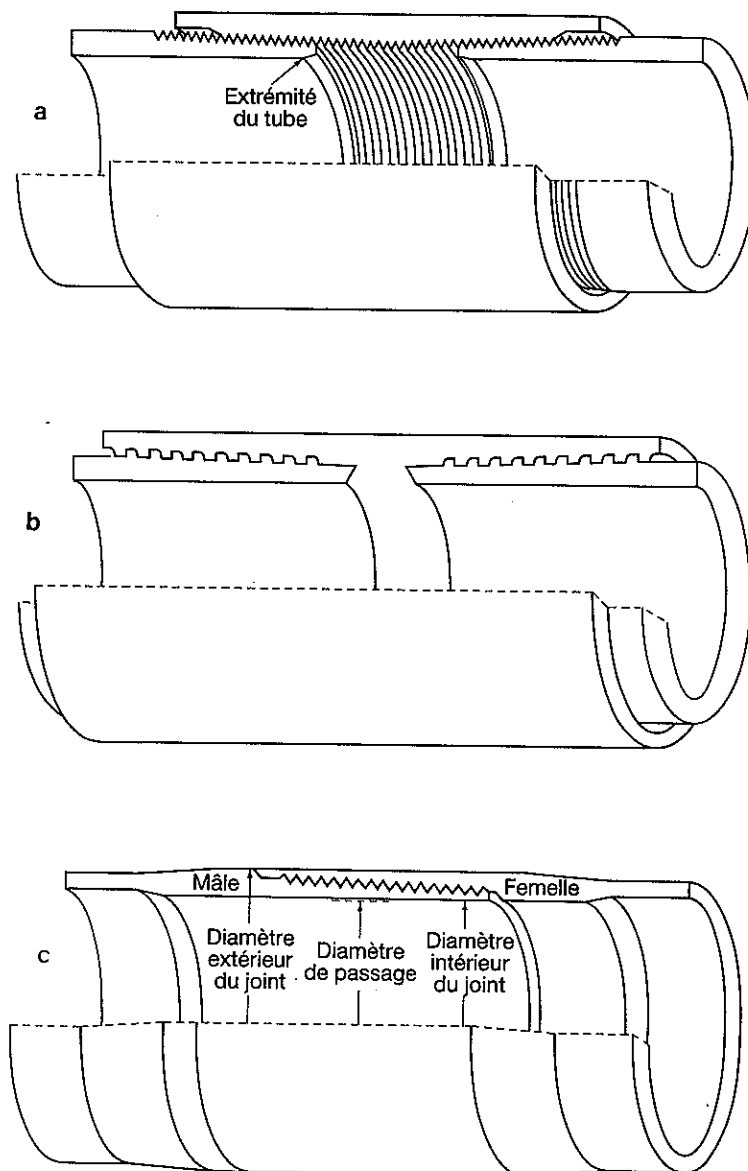


Fig. 2.3 a. Raccords de tube. Arrondi API, b. VAM. c. Extreme line
(Source : *Formulaire du foreur*, Editions Technip, Paris, 1989).

- VAM (**Fig. 2.3b**) : il s'agit d'un manchon utilisant le filetage buttress, mais possédant une étanchéité métal/métal réalisée par une butée. Ces manchons sont utilisés lorsqu'il est exigé une classe d'étanchéité plus haute, c'est le cas pour les hautes pressions et les puits à gaz.
- Raccord Extreme-line (**Fig. 2.3c**) : il s'agit d'un raccord sans manchon ; le filetage est directement usiné dans une extrémité du corps du tube, en général épaissi par forgeage. Le vissage est à butée (shouldered connection).

C. Nuance d'acier

La limite élastique d'après l'API est en réalité la contrainte qui produit déjà un allongement permanent sur l'éprouvette d'essai. Cet allongement est généralement de 0,5 %.

Le grade s'exprime par une lettre suivie par la limite élastique minimale en milliers de psi.

L'API considère trois types d'aciers pour tubes de cuvelages.

Les aciers normaux (Tableau 2.1)

TABLEAU 2.1
Aciers normaux

Grade	Limite élastique				Limite de rupture	
	Minimale		Maximale		Minimale	
	psi	MPa	psi	MPa	psi	MPa
H40	40 000	276	80 000	552	60 000	414
J55	55 000	379	80 000	552	75 000	517
K55	55 000	379	80 000	552	95 000	665
N80	80 000	552	110 000	758	100 000	689

Ces tubes doivent être sans soudure ou soudés électriquement sans addition de métal étranger. Ils doivent subir un traitement thermique (normalisation).

La matière première doit être fabriquée en acier Martin, au four électrique ou au convertisseur basique à l'oxygène. La teneur maximum en phosphate est de 0,040 % et en soufre de 0,060 %.

Les aciers à haute résistance (Tableau 2.2)

TABLEAU 2.2
Aciers à haute résistance

Grade	Limite élastique				Limite de rupture	
	Minimale		Maximale		Minimale	
	psi	MPa	psi	MPa	psi	MPa
P105 ⁽¹⁾	105 000	724	135 000	931	120 000	827
P110	110 000	758	140 000	965	125 000	827
Q125	125 000	862	155 000	1 069	135 000	931
V150	150 000	1 034			160 000	1 104

1. Tube de production

Ces tubes doivent être sans soudure. La matière première est de même type que pour les aciers normaux ainsi que la teneur maximum en phosphore et en soufre.

Les aciers avec fourchette réduite de limite élastique (Tableau 2.3)

TABLEAU 2.3
Aciers avec fourchette réduite de limite élastique

	Limite élastique				Limite de rupture		Dureté
Grade	Minimale		Maximale		Minimale		Maximale
	psi	MPa	psi	MPa	psi	MPa	HRC
C75	75 000	517	90 000	620	95 000	655	22
L80	80 000	552	95 000	655	95 000	655	23
C90	90 000	620	105 000	724	100 000	690	25.4
C95	95 000	655	110 000	758	105 000	723	

Ces tubes doivent être sans soudure ou soudés électriquement sans addition de métal étranger. Ils doivent subir un traitement thermique (normalisation + revenu ou trempe + revenu).

En dehors du carbone (0,50 %), ces aciers contiennent suivant le cas du manganèse, molybdène, chrome, nickel ou cuivre et des teneurs en phosphore, soufre et silicium inférieures respectivement à 0,040, 0,060 et 0,35 %.

En fait, sous ces dénominations de limite élastique de 75 000 à 95 000 psi se trouvent de nombreux aciers spéciaux bien différents. Pour les différencier, il faut d'abord s'intéresser aux différents types de corrosion.

Fragilisation par H₂S

La présence d'H₂S crée des ruptures sous des contraintes inférieures aux limites théoriques des matériaux (SSC = Sulfide Stress Cracking). Il s'agit d'une fragilisation résultant de l'action simultanée d'une contrainte élevée et d'hydrogène libre produit à la surface du métal par une réaction fer – H₂S. Ces atomes d'hydrogène tendent à bloquer les mécanismes de déformation de l'acier.

Ce mécanisme est fonction de la température et de la limite élastique comme on peut le voir sur le graphique de la **figure 2.4**.

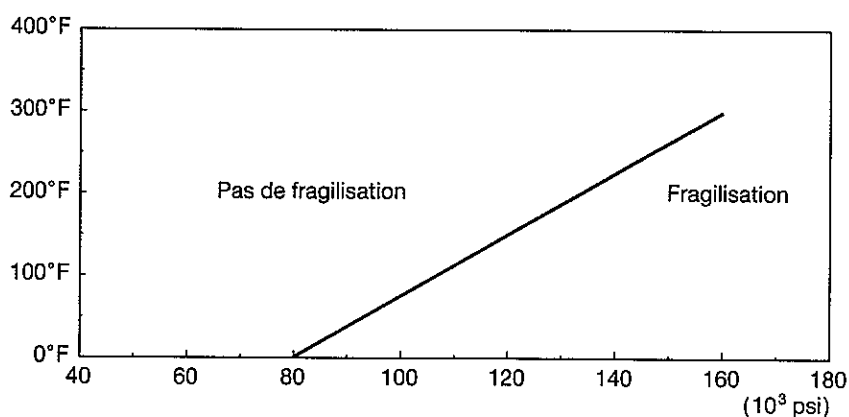


Fig. 2.4 Influence de l'H₂S en fonction de la température.

Ce graphique indique que la fragilisation existe pour une limite élastique supérieure à 80 000 psi et que cette fragilisation est maximale à faible température. Il n'est plus un problème à partir de 150°C quel que soit le type d'acier.

Les meilleurs aciers seront ceux qui possèdent une structure fine et homogène, avec la teneur la plus faible en inclusions non métalliques (soufre, phosphore). On jouera sur la trempe (améliorée par manganèse, chrome ou nickel) et le revenu (retardateurs : molybdène, vanadium).

Pour un grade donné, l'acier sera d'autant moins sensible à la fragilisation que ses caractéristiques mécaniques sont plus basses. On réduira donc la fourchette de limite élastique à 10 000 ou 15 000 psi.

Le seuil de dureté en dessous duquel on est en principe à l'abri du risque de fragilisation est de 22 HRC. Cette condition n'est respectée que pour des aciers de limite élastique inférieure à 95 000 psi.

Les grades du tableau 2.3 pour service H₂S existent par exemple chez *Vallourec* sous les noms de VH et VHS (tableau 2.4).

TABLEAU 2.4

Grade	Limite élastique		Limite de rupture	Dureté
	Minimale	Maximale	Minimale	Maxi HRC
L80 VH	80 000	95 000	95 000	23
C90 VHS	90 000	105 000	100 000	24
C95 VH	95 000	110 000	105 000	27

Corrosion par CO₂

Les eaux de production des champs contenant du CO₂ sont des eaux chlorurées, acidulées par l'acide carbonique. Les teneurs en ions Cl⁻ vont de quelques ppm à plusieurs moles par litre; les pH peuvent s'échelonner entre les valeurs de 2,5 à 6,5.

Pour lutter contre la corrosion, les alliages d'aluminium et de cuivre sont exclus par manque de caractéristiques mécaniques. Seuls sont envisageables les aciers du type 9 % Cr + 1 % Mo ou 13 % Cr ou bien des alliages nickel – chrome – molybdène avec un faible pourcentage de fer.

Les grades du **tableau 2.3** pour corrosion CO₂ existent par exemple, chez *Vallourec* sous les noms de :

- C 75 VC, L 80 VC, N 80 VC pour les aciers à 13 % Cr.
- L 80 VCM, C 95 VCM pour les aciers à 9 % Cr + 1 % Mo.

Les lettres VC et VCM sont remplacées par :

- VS 22 pour 22 % Cr – 5,5 % Ni – 3 % Mo,
- VS 28 pour 27 % Cr – 31 % Ni – 3,5 % Mo,
- VS 42 N pour 42 % Ni – 22 % Cr – 3 % Mo,

et on trouve donc des grades 80 VS 22, 95 VS 22 ou 110 VS 42 N.

2.1.2.3 Les différents types de colonnes. Leurs rôles (Fig. 2.5)

A. Tube guide (conductor pipe)

a. Forage terrestre

Il s'agit d'une colonne de tubes très légers (tôle roulée) ancrée dans le sol à une profondeur de l'ordre d'une dizaine de mètres. Elle a pour buts de canaliser la boue en début de forage et d'éviter l'affouillement des terrains meubles en surface. Elle est, le plus souvent, descendue et cimentée par les entreprises qui préparent l'emplacement et est prolongée par un tube goulotte.

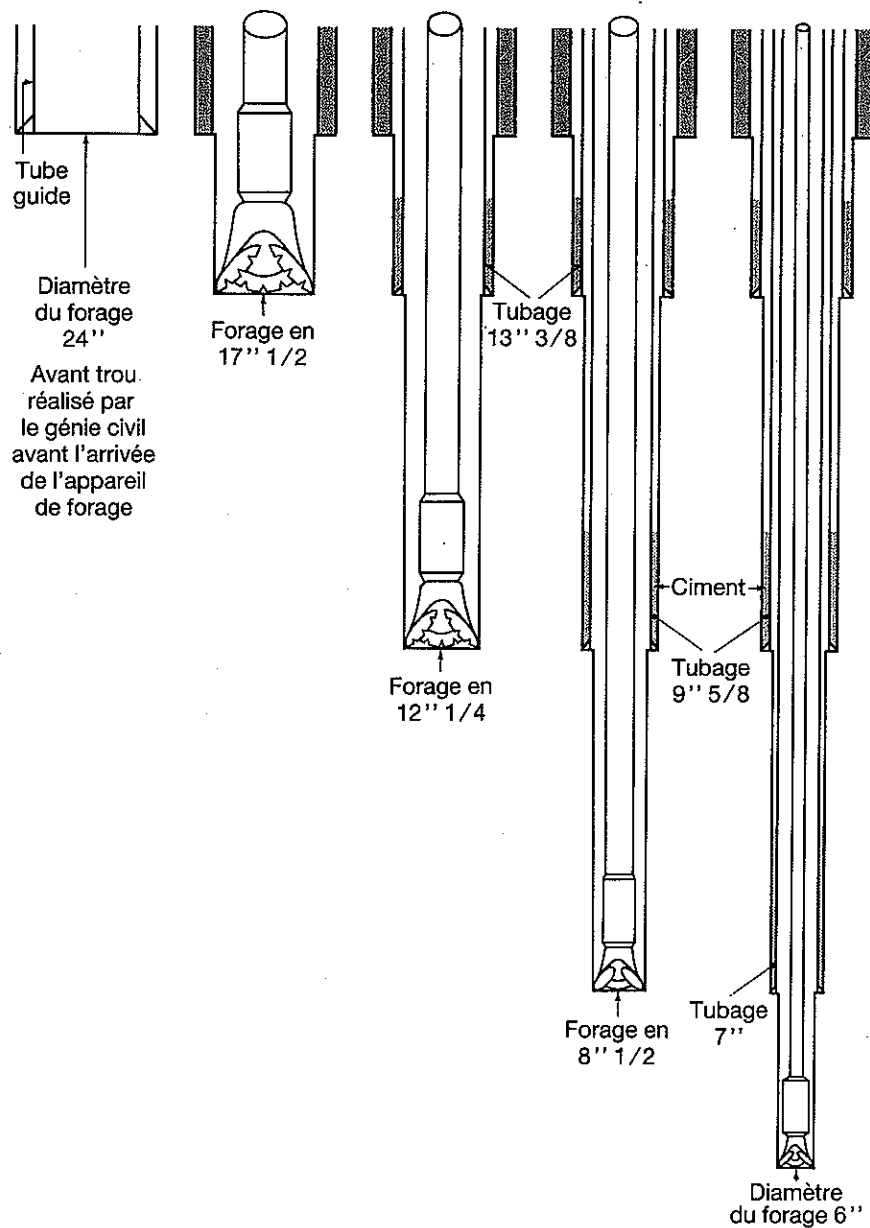


Fig. 2.5 Coupes techniques d'un puits phase par phase.

b. Forage en mer à partir d'engins fixes

Dans ce cas, le tube guide doit traverser la tranche d'eau. Il est en général battu jusqu'au refus. Il est constitué d'éléments de 26, 30 ou 36" de diamètre, ayant une épaisseur de 1" et soudés au fur et à mesure du battage.

c. Forage à partir d'un engin flottant

Dans ce cas, la succession des opérations pour le démarrage du puits est la suivante :

- localisation,
- descente d'une plaque de base temporaire munie de lignes guides,
- forage en 36" en circulation perdue,
- descente et cimentation d'un tube conducteur 30" comportant à sa partie supérieure une structure guide sur laquelle viendront par la suite s'adapter :
 - les suspensions de tubage,
 - le bloc d'obturation de puits prolongé par le tube goulotte (riser).

B. Colonne de surface

C'est la première vraie colonne de tubes descendue et cimentée dans le sondage par les procédés habituels de l'industrie du forage pétrolier. Elle a pour objet : de coffrer les formations peu profondes qui sont assez souvent éboulantes, d'assurer la fermeture des eaux douces de surface pour empêcher leur pollution par la boue de forage, de servir d'ancrage aux obturateurs et d'assise aux dispositifs de suspension des colonnes ultérieures.

Pour assurer toutes ces fonctions, la colonne de surface est en principe cimentée jusqu'au jour; si cela s'avère impossible (par suite de pertes, quantité insuffisante de ciment, etc...), une cimentation complémentaire par l'annulaire est indispensable pour donner la stabilité mécanique de l'ensemble de l'architecture du puits. Le but recherché pour cette colonne, est la solidité et l'étanchéité à tous les niveaux.

La longueur de cette colonne varie, suivant les conditions locales, de quelques dizaines à plusieurs centaines de mètres.

C. Colonne intermédiaire (ou colonne technique)

Cette colonne a pour objet de rendre possible la poursuite du forage dans les circonstances suivantes :

- Découvert constituant un danger pendant le forage ou les manœuvres (éboulement des parois, key-seat, etc.). Les progrès faits dans l'adaptation des boues de forage au terrain et l'amélioration des méthodes de forage ont permis de réduire le nombre de colonnes descendues pour cette raison.
- Il n'en reste pas moins vrai que, dans les cas difficiles, la boue de forage ne fournit pas une protection suffisante pour permettre la poursuite du forage dans des conditions normales de sécurité. Certaines formations argileuses, très susceptibles à l'hydratation, présentent un danger permanent malgré l'emploi de boues calciques (fluage des argiles, cavage des parois et éboulements). Les

argiles et sables mal consolidés, se détériorent progressivement avec le temps, sous l'effet mécanique de la circulation et du mouvement des tiges dans le trou. Une fois ces zones dangereuses complètement traversées, leur coffrage au moyen d'une colonne cimentée est une bonne précaution.

- Nécessité d'isoler les formations contenant des fluides sous fortes pression. En effet, elles sont forées avec une boue lourde, ce qui représente deux inconvénients : difficultés de repérage des indices et risque de pertes dans des réservoirs sous-jacents à pression normale. Il est alors indiqué de tuber et cimenter une colonne intermédiaire pour éviter ces inconvénients.
- Nécessité d'isoler les formations contenant des fluides sous faible pression. Il s'agit là du cas inverse du cas précédent. Ces formations sont généralement forées avec pertes partielles ou totales de boue et il est avantageux de les couvrir d'une colonne après les avoir traversées. Ceci évite des pertes de boue coûteuses, et réserve la possibilité d'alourdir la boue après tubage, au cas où le sondage traverserait un niveau contenant des fluides sous pression supérieure à la normale. C'est également le cas, lorsque le programme de forage impose l'emploi d'une boue salée saturée pour forer un massif salifère. Cette boue a obligatoirement une densité supérieure à 1,23 que les formations sous-jacentes peuvent ne pas supporter. Il faut alors les tuber.

En l'absence des trois raisons indiquées ci-dessus, il peut être cependant recommandé de mettre en place une colonne de protection si le sondage doit reconnaître des horizons profonds.

Avant la pose d'une colonne de protection, la sécurité du sondage est assurée par les obturateurs fixés sur la colonne de surface. Quelle que soit la qualité des obturateurs, l'ensemble ne peut supporter une pression supérieure à la pression de fracturation du terrain du découvert le plus fragile. Comme le sabot de la colonne de surface n'est en général pas très profond, on voit qu'il serait imprudent d'aborder des réservoirs très profonds avec une sécurité trop faible. Par exemple, un réservoir à 4 000 m, peut contenir un fluide sous 450 bar de pression ; si la colonne de surface est à 200 m, le terrain de cette cote résiste au mieux à 48 bar en considérant un gradient géostatique 2,4 bar/10 m.

En cas de début d'éruption, on peut avoir 50 bar en tête de puits cela provoquera la rupture des terrains autour du sabot, d'où cratère et éruption incontrôlable.

Il arrive parfois, qu'on soit obligé de descendre deux colonnes intermédiaires dans le cas de sondage ultra-profonds. La colonne intermédiaire est cimentée sur quelques centaines de mètres au-dessus du sabot.

En cas de besoin, les dispositifs de cimentation étagée permettent d'isoler un niveau supérieur sans être obligé de remonter le ciment depuis le sabot (voir chapitre 7, cimentation).

D. Colonne de production ou de tests

Cette colonne, dans le cas d'un sondage de développement, est indispensable pour assurer la protection complète de la couche productrice et la mise en œuvre du matériel de production.

En exploration, si les indices rencontrés justifient des essais plus prolongés qu'un simple test en découvert, on descend une colonne qui a provisoirement les mêmes fonctions qu'une colonne de production. En cas d'abandon du puits, la plus grande partie peut être récupérée.

La colonne de production est posée soit au toit de la couche, soit traverse celle-ci. Elle est cimentée dans les mêmes conditions que la colonne intermédiaire.

Les colonnes de surface et les colonnes intermédiaires sont communément qualifiées de colonnes techniques, par opposition aux colonnes de production ou d'essais; les premières ont pour objet de rendre techniquement possible la poursuite du forage, tandis que les secondes sont justifiées par les nécessités de l'exploitation d'un réservoir.

E. Colonne perdue (liner)

Toutes les colonnes précédentes couvrent le trou du fond à la surface et sont suspendues dans la colonne précédente.

Ces colonnes perdues sont accrochées par un système mécanique (liner hanger) dans la partie inférieure de la colonne précédemment en place. Elles présentent les avantages d'économie de tubes, de diminution du poids, de diamètre intérieur plus grand entre la surface et le sommet du liner. Mais il y a également des inconvénients : plus grande complexité de l'opération de tubage et cimentation, la colonne précédente doit être dimensionnée à la même pression d'éclatement que le liner; cette même colonne peut être fortement affaiblie par l'usure des tiges de forage en rotation pendant l'approfondissement du forage.

2.1.2.4 Les jeux à respecter (Fig. 2.6)

Un sondage est un ouvrage télescopique puisque chaque tubage mis en place réduit le diamètre du trou qui pourra être foré ultérieurement. Il convient donc de considérer d'une part, le jeu entre l'intérieur d'une colonne de tubes et le trépan qu'on pourra employer pour la suite du forage, et d'autre part, le jeu indispensable entre le trou foré et l'extérieur de la colonne.

A. Jeu entre trépan et l'intérieur du tubage

Il s'agit de la différence entre le plus petit diamètre intérieur de la colonne de tubes et le diamètre du trépan à y introduire.

Le plus petit diamètre intérieur de la colonne est celui des tubes les plus épais.

On admet pour règle que le jeu ne doit jamais être inférieur à 3/32 de pouce, soit 2,38 mm. Etant donné les tolérances de fabrication, les tubes peuvent avoir un diamètre intérieur réel légèrement inférieur à celui indiqué dans les normes API. C'est pourquoi, ces mêmes normes, définissent le diamètre du tampon (drift).

B. Jeu entre trou foré et extérieur des tubes

Il y a deux jeux à considérer : celui entre corps de tube et trou et celui entre diamètre extérieur du manchon et trou.

La considération de ces jeux est très importante car ils influent sur :

- la plus ou moins grande facilité avec laquelle la colonne pourra être descendue dans le forage,
- l'épaisseur de l'anneau de ciment qui constituera l'étanchéité entre le terrain et la colonne.

En effet, un trou foré n'a jamais la forme d'un cylindre. Il est évident qu'au fur et à mesure de son introduction, la colonne doit se déformer pour suivre la courbe du trou ; c'est pourquoi il est nécessaire de préserver un jeu suffisant afin de per-

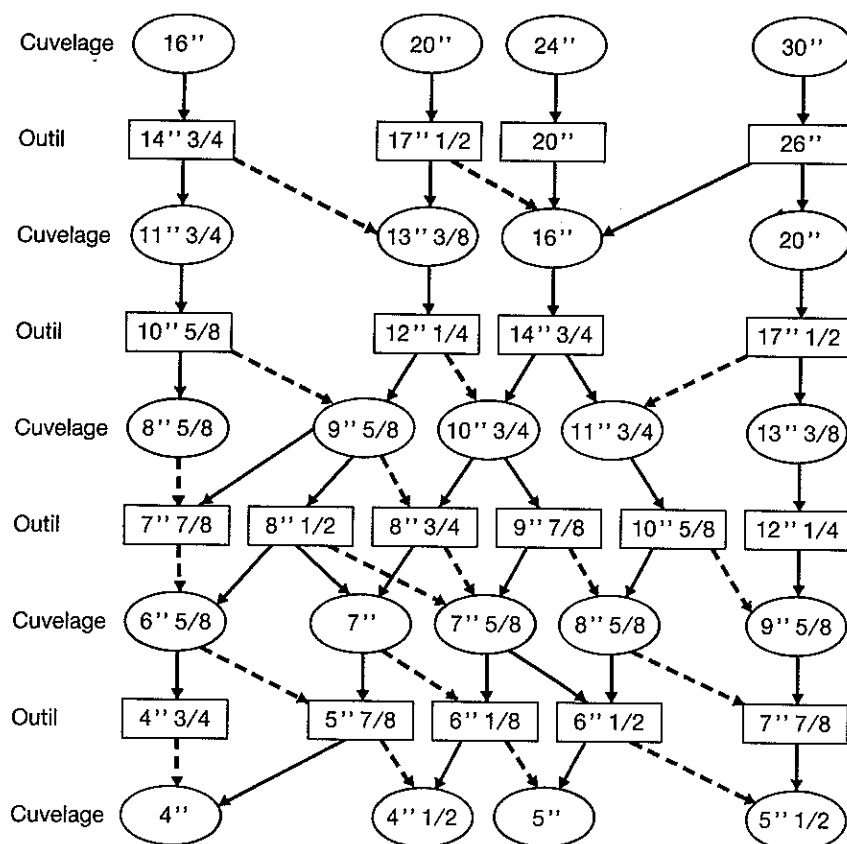


Fig. 2.6 Diagramme de sélection des diamètres d'outils en fonction des diamètres de casing (Source : *Drilling Engineering*, Neals Adams, Penwell Books).

mettre une déformation aisée, et cela d'autant plus que la forme du trou s'éloigne du cylindre parfait et que la profondeur est très grande.

Il est clair également que l'anneau de ciment doit avoir une épaisseur suffisante pour assurer un lien étanche et résistant entre le corps du tube et les parois du trou. La qualité de la cimentation dépend surtout de la manière dont il s'écoule dans l'annulaire.

L'expérience a conduit à adopter une règle empirique donnant la dimension

minimale de trou à prévoir pour permettre la descente et la bonne cimentation d'une colonne de tubes (**Tableau 2.5**).

TABLEAU 2.5

Colonne (in)	Manchon diamètre (in)	Diamètre minimum du trou (in)	Jeu entre manchon et trou (in)
18 5/8	19 3/4	22	2 1/4
16	17	18 1/2	1 1/2
13 3/8	14 3/8	16	1,650
11 3/4	12,866	14	1,134
10 3/4	11 3/4	12 3/4	1
9 5/8	10 5/8	11 5/8	1
7	7 21/32	8 5/8	31/32
5 1/2	6,050	6 3/4	0,700
5	5,491	6 1/8	0,634
4 1/2	5	5 5/8	5/8

Il ne faut considérer cette table que comme une recommandation générale. Des impératifs amènent parfois à s'en écarter quelque peu. C'est ainsi qu'on utilise très souvent le diamètre de 8 1/2" pour descendre une colonne 7", parce que ces dimensions d'outils sont les seules qui passent dans le tubage précédent de 9 5/8" lorsque la profondeur de son sabot impose l'emploi de tubes épais.

On voit que les jeux minimum admissibles vont en décroissant lorsque les diamètres de tubes et de trou diminuent.

2.1.2.5. Détermination du diamètre nominal de la colonne de production

Le dernier casing descendu dans le sondage est la colonne de production dont le choix du diamètre nominal devra tenir compte des paramètres suivants :

- Quel va être l'équipement de production (complétion) ?
- Quel va être le débit du gisement ? Selon le débit, le diamètre de tubing sera plus ou moins grand.
- Faut-il se réserver la possibilité de forer plus profond ?
- Quelle incertitude avons-nous sur la cote ?

A. Cas des forages d'exploration

Dans ce cas, le but du forage est de reconnaître un ou plusieurs objectifs susceptibles d'être productifs. Accessoirement, il est bon de prévoir une colonne de production susceptible d'assurer la production éventuelle.

D'autre part, le diamètre final envisagé pour le forage doit être pris suffisamment grand pour que, si des raisons techniques obligent à poser la dernière colonne prévue

au programme avant que l'on ait atteint l'objectif, il soit encore possible de forer dans cette colonne et même de pouvoir introduire une colonne de secours de plus petit diamètre.

Dans ce cas, ce sont donc les considérations de sécurité et d'approfondissement qui l'emportent.

Dans la plupart des cas, le diamètre de la dernière colonne des sondages d'exploration est de 7".

Ce tube permet encore le forage en 6" ou 5 7/8" et la descente d'une colonne de secours ou une colonne perdue de 4 1/2".

B. Cas des forages de développement

Le but de ces forages est d'atteindre, dans les meilleures conditions économiques, à une profondeur connue, un horizon producteur dont les caractéristiques sont également connues.

Dans ce cas, ce sont donc les considérations d'équipements de puits qui déterminent le diamètre de la dernière colonne (Fig. 2.7).

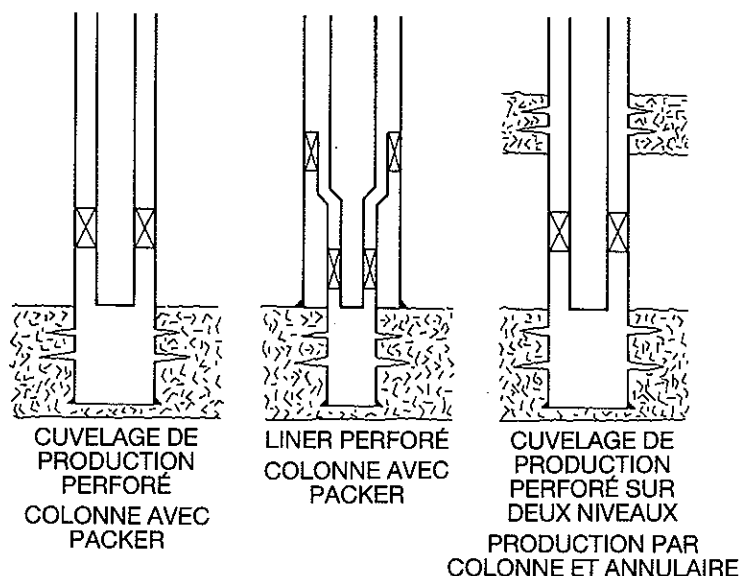


Fig. 2.7 Exemples de complétions (Source : *Complétion et reconditionnement des puits, Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel*, Editions Technip, Paris, 1985).

En particulier, le choix du ou des diamètres de tubing déterminera la dimension du tubage de production.

L'API a normalisé 5 diamètres de tubing de production pour lesquels il est possible d'estimer le débit moyen, compte tenu de perte de charge acceptables :

Tubing	2 3/8	2 7/8	3 1/2	4	4 1/2
Débit moyen d'huile (m ³ /j)	100	300	500	1 000	1 500

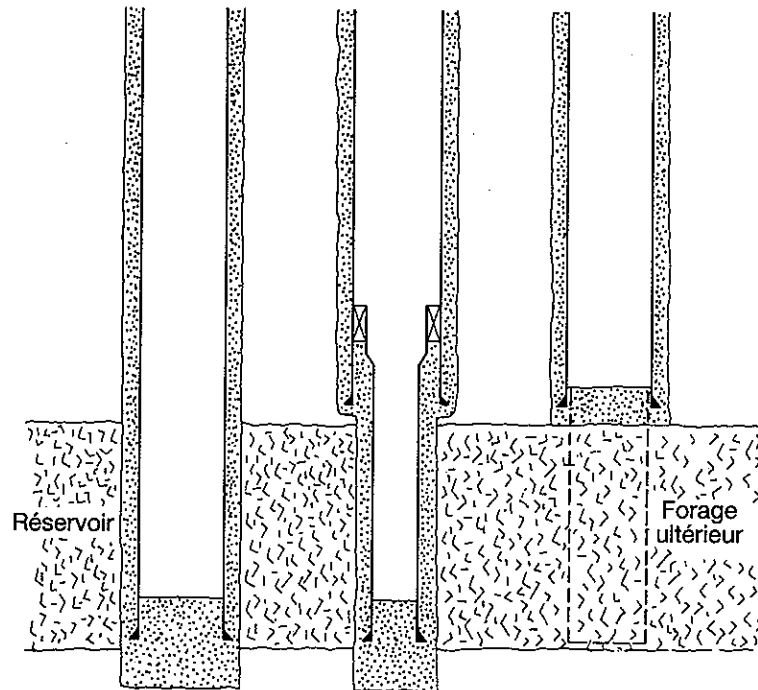


Fig. 2.8 Exemples de complétions (Source : *Complétion et reconditionnement des puits, Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel*, Editions Technip, Paris, 1985).

Ainsi, les colonnes de production auront un diamètre de 7" pour les puits gros producteurs ou équipés en complétion multiple (2 ou 3 tubings) et un diamètre de 5 1/2" ou 5" pour les puits faibles producteurs.

Le tubage au toit ou au mur de la couche, dépendra des caractéristiques du réservoir :

- tubage au toit (**Fig. 2.8c**) :
 - formation consolidée,
 - fluide homogène,
- tubage au mur (**Fig. 2.8a et 2.8b**) :
 - formation mal consolidée,
 - plusieurs fluides.

Le diamètre de la dernière colonne étant défini, on en déduit le diamètre de la dernière phase de forage en tenant compte des jeux à respecter ; puis, en remontant à partir de l'objectif, à chaque difficulté technique rencontrée, on affecte un tubage et on arrive ainsi de proche en proche au diamètre de la première phase de forage.

2.1.2.6 Détermination de la cote des sabots de tubage

Chaque fois qu'on est obligé de mettre en place un tubage, cela implique des coûts importants ; de plus, il faut continuer le forage avec un diamètre d'outil plus petit. C'est donc une pénalité payée pour pouvoir atteindre l'objectif. Le bon foreur

est celui qui établit un programme permettant d'atteindre l'objectif en réduisant au minimum le nombre de tubages et qui essaie de placer aussi bas qu'il le peut leur sabot. C'est pourquoi, la détermination de la cote des sabots de chaque tubage, ou encore la profondeur à laquelle est arrêtée chaque phase de forage, constitue l'un des paramètres principaux de l'architecture du puits.

Les données à partir desquelles on se détermine sont d'ordre géologique et mécanique.

L'élément déterminant est de s'assurer que la poursuite de l'avancement des travaux ne sera pas compromise.

C'est donc un choix à risques calculés, un choix qui repose sur une étude et une interprétation experte des données géologiques, de mécanique des roches et de la résistance mécanique des tubulaires que l'on va utiliser.

A. Les critères géologiques

Il s'agit essentiellement de critères lithologiques.

La fonction étanchéité du sabot

Le but d'un tubage, nous l'avons vu, est de couvrir les terrains traversés, d'éviter l'éboulement des parois du forage et aussi d'empêcher la mise en communication des différents niveaux, ceux qui sont tubés et ceux que l'on va ensuite traverser.

A cet effet, les sabots des tubages doivent être positionnés dans des terrains de perméabilité quasi nulle, le plus souvent, des terrains argileux ou des bancs massifs de calcaire ou d'anhydrite.

Les variations lithologiques

La pose d'un tubage peut résulter aussi d'un changement de lithologie qui impose, pour des raisons d'impossibilité technique ou de pénalité économique, un type de boue de forage différent et/ou mieux adapté. Tel est le cas, par exemple, de formation salifères massives (quelques mètres seulement) pour le forage desquelles les boues salées saturées sont les fluides de forage les plus appropriés.

Un tubage sera donc descendu le plus souvent au toit des couches salifères afin de procéder au changement de la boue pour conduire la phase de forage du sel.

B. Les critères liés à la résistance mécanique des roches ou des cuvelages

Pour l'élaboration d'un programme de tubage, on doit tenir compte également :

- des pressions des fluides contenues dans les terrains forés (pressions de pore),
- de la tenue des terrains à ces pressions,
- de la résistance mécanique des tubes utilisés.

Les pressions

En cette matière on distingue :

- **les pressions normales** lorsque le gradient de pression est hydrostatique, ce qui veut dire que les pressions rencontrées correspondent au poids d'une co-

lonne d'eau de la surface à la profondeur considérée : le gradient de pression est voisin de 1 bar/10 m,

- **les pressions anormales** : là, le gradient de pression est généralement plus élevé par suite du piégeage de fluides plus légers que l'eau tels des hydrocarbures, ou d'une sous-compaction des sédiments. Ce gradient peut aller alors jusqu'à la valeur correspondant au poids des terrains rencontrés (gradient de 2,3 bar/10 m), c'est le gradient géostatique.

Dans la profession, on a souvent recours au tracé du diagramme pression-profondeur donnant une image explicite du régime des pressions attendues lors de l'avancement.

La tenue des terrains

L'évaluation de la résistance des terrains à la boue et à son filtrat se fait par des essais de pression appelés « **leak off test** » (Fig. 2.9). Il s'agit de déterminer la pression, à partir de laquelle la formation admet une injection du fluide de forage, ou bien cède et craque avec injection continue et sans retour du fluide de forage provoquant le phénomène appelé perte.

Il y a lieu de procéder à un de ces essais de pression encore appelé « **essai de pression dans le découvert** », surtout lorsqu'on rencontre un horizon particulièrement poreux et perméable plus susceptible d'être envahi, fragilisé par le filtrat ou même fracturé.

Procédures du leak off test

- La mise en pression doit être faite avec l'unité de pompage haute pression, à faible débit et à débit constant, en mesurant les volumes et en pointant sur le graphique les pressions correspondantes.
- Pendant la mise en pression, surveiller l'annulaire inter-cuvelages et purger en cas d'augmentation de pression. Comparer les volumes pompés aux volumes théoriques.
- La pompe doit être arrêtée :
 - soit lorsque la pression d'essai prévue est atteinte (P_t),
 - soit lorsque 3 ou 4 points consécutifs s'écartent de la droite normale de montée en pression sur le graphique. Le point de divergence est alors P_i ,
 - soit si, par mégarde, la fracturation est atteinte (P_f).
- Après arrêt de la pompe, observer la pression 3 à 5 minutes pour les essais de terrain ou de ciment au sabot. Pointer sur le graphique la chute de pression en fonction du temps.
- Après observation de la pression, purger lentement en mesurant le volume de retour.
- Le résultat d'un essai de pression, d'un essai d'injectivité ou d'une fracturation intempestive du découvert ou du ciment s'exprime en terme de densité équivalente de test, d'injectivité ou de fracturation au sabot ou au point fragile.

Sur le même diagramme pression-profondeur, ci-dessus évoqué, les gradients de leak off test seront reportés.

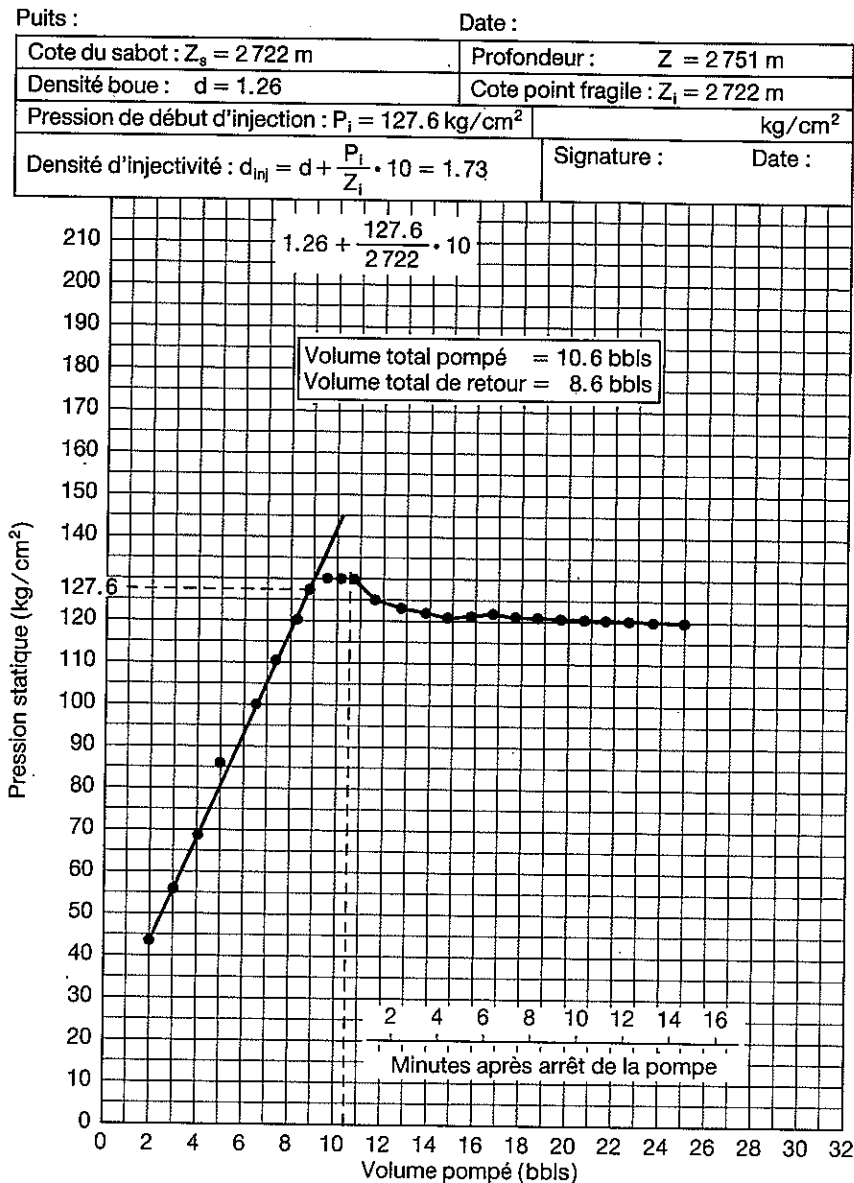


Fig. 2.9 Diagramme type d'enregistrement d'un Leak-off Test
(Source : SNEAP).

La règle à respecter est :

Pression de formation < Pression de Leak Off Test ou PLOT

Cette inégalité est le critère le plus important dans la détermination de la cote du sabot car une perte de boue en cours de forage peut, au pire, conduire à une éruption incontrôlée, risque majeur à ne jamais prendre.

Connaissant le profil des pressions et les pressions de leak off test, on détermine la cote du sabot en faisant des hypothèses sur les dangers rencontrés.

Ce principe d'évaluation s'expose par un graphique (profondeur–pression) (Fig. 2.10).

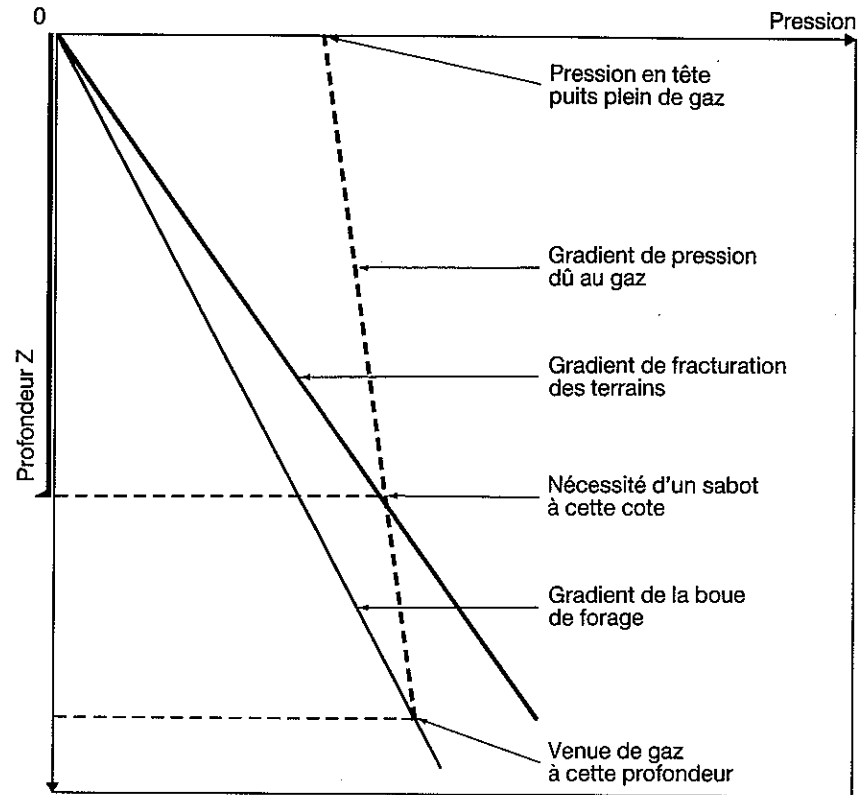


Fig. 2.10 Diagramme pression en fonction de la profondeur : choix de la cote du casing.

Pour cet exemple, on a choisit les hypothèses suivantes :

- la venue de gaz est à la cote Z,
- la masse volumique de la venue est connue,
- on considère le gaz à la pression d'équilibre de la boue.

On peut évidemment faire des hypothèses différentes selon les connaissances que l'on a de la géologie, des objectifs du forage et de la rentabilité économique du projet : on ne peut couvrir tous les risques, car il faudrait trop de colonnes techniques pour cela. On compense alors le manque de résistance de l'édifice par de la surveillance en cours de forage (diagraphies instantanées) dont le rôle d'exploration est évidente, mais également de prévenir les venues ou pertes, et donc, d'en limiter considérablement les effets (voir chapitre contrôle des venues).

2.1.2.7 Détermination des hauteurs de cimentation

Les hauteurs de cimentation dépendent du rôle et du type des colonnes de tubage.

A. Colonne de surface

Elle est autant que possible cimentée sur toute sa hauteur, pour lui permettre de supporter les dispositifs de sécurité et d'être parfaitement ancrée en surface.

B. Colonne technique

Il faut :

- que le sabot soit bien cimenté, ce qui nécessite une hauteur de ciment d'au moins 150 m,
- que l'espace annulaire soit cimenté lorsque des raisons particulières rendent cette opération indispensable :
 - zone contenant des fluides corrosifs,
 - couche contenant des fluides devant être protégés.

Cette cimentation de l'espace annulaire des colonnes techniques sera d'ailleurs, suivant les cas, réalisée en un seul étage à partir du sabot ou en deux étages.

C. Colonne de production

L'opération de cimentation est, dans ce cas, très importante car le ciment doit non seulement ancrer la colonne, mais aussi réaliser une étanchéité aussi parfaite que possible entre le trou et le tubage, et surtout durable.

La hauteur du ciment dépendra en plus :

- de la position de la colonne par rapport à la couche : au toit ou au mur,
- de l'épaisseur de la zone productrice,
- de l'épaisseur de la couverture.

2.1.2.8 Notions de calculs de résistance mécanique d'une colonne

Il faudra prendre en compte les efforts maximum auxquels les tubes pourront être soumis au cours de leur descente, de la cimentation, des phases de forage postérieures et d'une éventuelle phase de production. Ces contraintes extérieures pouvant n'être jamais atteintes. Des différences dans les calculs de colonnes peuvent être le résultat de choix de coefficients de sécurité et d'hypothèses différents. Les hypothèses sur les efforts extérieurs seront différentes en fonction du type de colonne.

A. Tube guide

Ce n'est pas à proprement parler un tubage et les contraintes sont faibles. En particulier, sa résistance à l'éclatement est négligeable dans la mesure où un puits ne peut pas être fermé avant la pose d'une colonne de surface.

B. Colonne technique (surface ou intermédiaire)

a. Écrasement

Les conditions de contraintes maximales résultent de :

- la prise en compte dans l'espace annulaire de la pression hydrostatique de la boue de forage. Certaines formations fluantes peuvent être considérées dans le calcul à l'écrasement,

- la prise en compte de pertes totales au cours de la phase de forage ultérieure, donc puits vidé. Mais l'hypothèse puits vide est souvent très contraignante pour des profondeurs importantes. Son application à la lettre risque d'imposer des poids linéaires importants et de pénaliser pour le choix du diamètre de forage suivant. On est donc dans ces cas là, amené à reconsidérer cette hypothèse.

Les choix de tubes sont faits avec ou sans prise en compte de l'affaiblissement de la résistance à l'écrasement dû à la traction (ellipse de plasticité).

Le coefficient de sécurité courant est de 1,125.

Mais les coefficients de 1 ou 1,1 sont aussi très classiques. Un coefficient de 0,85 est parfois utilisé face aux zones cimentées.

b. Tension

Lors de la descente, pour avoir une réserve de traction suffisante, on adoptera un coefficient de sécurité de 1,60 à 1,75 par rapport à la section la moins résistante (au niveau du corps du tube ou du manchon).

Il ne faudra pas oublier les surtensions locales dues à la flexion dans les courbures éventuelles du puits.

c. Éclatement

La pression d'éclatement prise en compte est le résultat de la différence des pressions annulaire et intérieure. On prendra comme pression annulaire une colonne hydrostatique d'eau.

Pour la pression intérieure, il faut choisir un cas de figure à l'intérieur du tubage :

- a) Si c'est de la boue, on prend en général une pression maximum en tête, on calcule le profil de pression.
- b) Si on retient l'hypothèse du puits plein de gaz, il faut connaître la profondeur et la pression du gisement.

La pression est éventuellement limitée par la pression de fracturation au sabot.

Une autre possibilité est de choisir l'hypothèse d'évacuation d'un bouchon de gaz en circulation.

La pression d'éclatement doit être compatible en surface avec la pression de service des BOP et au sabot avec la pression de fracturation.

Le coefficient de sécurité est de 1,1.

C. Colonne de production

a. Écrasement

Les conditions de contraintes maximales résultent :

- des mêmes conditions en espace annulaire que pour une colonne technique,
- prise en compte des pertes totales dans le cas d'un forage d'exploitation.

Cependant, pour de grandes profondeurs, on est obligé de se limiter à un vidage partiel. Même démarche pour un puits de développement à gaz.

Pour un puits de développement à huile, on prendra la pression minimale attendue dans le puits à la cote du réservoir.

Le coefficient de sécurité est de 1,125.

On peut aussi descendre à un coefficient de 0,85 face aux zones cimentées.

En raison de l'importance prise par la tension, l'influence de la traction sur la résistance à l'écrasement devra être prise en considération.

b. Éclatement

Comme pour la colonne technique, on considérera une colonne d'eau en pression annulaire.

Pour la pression intérieure, on cherchera à connaître le profil de pression à partir de la pression de gisement et des caractéristiques du fluide intérieur :

- boue,
- effluent gazeux,
- fluide de complétion.

Le coefficient de sécurité est de 1,1.

c. Tension

Les conditions d'une colonne technique s'appliquent à une colonne de production.

Les variations de tension sur une colonne posée (flambage), en raison d'une augmentation de température ou une variation de pression, seront calculées et imposent peut-être des tensions d'ancrage de la colonne de production.

Conclusions sur l'établissement d'un programme de forage et de tubage

Le choix final d'un programme de forage et de tubage s'inspirera des considérations qui ont été exposées dans les paragraphes précédents. Il existe en outre un certain nombre de règles de bons sens qu'il est bon de garder toujours à l'esprit :

- Un programme de forage d'exploration entraînerait des dépenses exagérées s'il était conçu pour permettre une mise en développement rationnelle dans toutes les éventualités. Il faut se souvenir qu'un faible nombre de ces forages découvrent des gisements exploitables.
- Les petites dimensions de forage (diamètre inférieur à 5 3/4"), limitent les possibilités de repêchage et surtout les investigations des couches traversées : certains des appareils de diagraphie ne peuvent y être introduits.
- Le programme doit toujours préciser les hauteurs de ciment derrière les colonnes. En effet, un des objectifs essentiels de l'opération de tubage est, d'une part, d'isoler les formations qui sont situées derrière la colonne de celles que le trépan va forer dans la phase suivante, d'autre part, d'empêcher la communication des réservoirs recouverts par la colonne.
- Pour un forage de développement, la décision la plus importante concerne la pose de la colonne de production : au toit de la couche ou à travers celle-ci. Le choix est guidé par des considérations sur le réservoir, la sécurité, le mode de production. On a intérêt à choisir pour cette colonne, une dimension facilitant toutes les opérations d'essais, de stimulation et d'équipement final.

QUELQUES EXEMPLES DE PROGRAMME DE FORAGE ET DE TUBAGE

Développement :

1. Champs de Parentis (huile)

Forage (in)	Tubage (in)	Tubing (in)	Profondeur (m)
20	16		20/50
15	11 3/4		200/300
9 7/8	7		2 250
6		2 3/8	2 500

2. Meillon – Pont d'As (gaz)

Forage (in)	Tubage (in)	Tubing (in)	Profondeur (m)
24	18 5/8		150
17 1/2	13 3/8		1 000
12 1/4	9 5/8		2 700/3 000
8 1/2	7		4 500
5 3/4	5 (liner)	5	5 000

3. Handil (huile)

Forage (in)	Tubage (in)	Tubing	Profondeur (m)
26	20		200
17 1/2	13 3/8		700 (KOP)
12 1/4			1 050
puis élargissage			
17 1/2			
12 1/4	9 5/8		2 650

4. Villeperdue (huile)

Forage (in)	Tubage (in)	Tubing (in)	Profondeur (m)
12 1/4	9 5/8		220
6	4 1/2	2 3/8	1 850/1 900

Exploration :**5. France Nord**

Forage (in)	Tubage (in)	Tubing	Profondeur (m)
36	30		36
26	18 5/8		300
17 1/2	13 3/8		800
12 1/4	9 5/8		2 250
8 1/2	7 (liner)		4 500

6. Sud-Ouest de la France

Forage (in)	Tubage (in)	Tubing	Profondeur (m)
26	20		200
17 1/2	13 3/8		1 250/1 300
12 1/4	9 5/8		3 200/3 400
8 1/2	7		3 700/4 000
6	5 (liner)		4 375/4 575

7. W. Texas, USA

Forage (in)	Tubage (in)	Tubing	Profondeur (m)
36	26		26
24	20		475
17 1/2	13 3/8		(possibilité non utilisée)
12 1/4	9 5/8		3 220
8 1/2	7 5/8		4 850
6 5/8	5 1/2		5 797
	(mauvaise cimentation)		

8. Gulf Coast, USA

Forage (in)	Tubage (in)	Tubing	Profondeur
15	10 3/4		
9 7/8	7		
6	5		

2.2 LES ÉTUDES COMPLÉMENTAIRES

Le programme de forage et de tubage, lié à la coupe géologique est le document essentiel qui permet de prévoir comment et avec quels matériels le sondage sera réalisé. Finalement une estimation du prix de revient du sondage pourra être faite.

Toutes ces prévisions sont, en général, consignées dans des programmes additionnels au rapport d'implantation.

2.2.1 Programme d'outils de forage

Les diamètres ayant été définis dans le programme de forage, il faut étudier la forabilité des terrains pour déterminer les outils et leurs paramètres optimum.

Pour les sondages d'exploration, après une discussion sur la forabilité possible des terrains avec les géologues, on pourra essayer de relier les terrains à forer à d'autres terrains analogues. De toutes façons, le choix du type d'outil sera défini sur le chantier. Il faut donc, dans ce cas, approvisionner un nombre d'outils largement supérieur au nombre d'outils prévu.

Pour les sondages de développement, en analysant les performances des outils dans les sondages précédents, on peut déduire la vitesse d'avancement, la qualité, le nombre et le métrage des outils.

2.2.2 Le programme boue (voir chapitre sur les fluides)

Il doit définir le type et les caractéristiques des fluides utilisés par phase. Les conversions possibles ainsi que les alourdissements qui pourraient être nécessaires. Le programme dépend donc de la géologie, de l'architecture, des objectifs de sondages, des mesures et opérations indispensables au niveau des couches productrices. On en déduira les volumes et débits nécessaires ce qui guidera pour le choix de l'appareil de forage et les calculs des consommations en produits boue, d'eau, d'huile. La contrainte écologique est un facteur de plus en plus déterminant pour le choix du type de boue, compte tenu des taux, de la nature de ses rejets et des réglementations locales.

2.3 CHOIX DE L'APPAREIL DE FORAGE

Il faut étudier les capacités de levage, pompage, les possibilités du quartier boue, les équipements de sécurité tels que BOP, choke, manifold, puis vérifier l'adéquation de tous ces éléments avec le programme de forage et de tubage, compte-tenu des règles de sécurité que le maître d'œuvre s'impose et du type de contrat de forage que l'on souhaite.

2.4 BUDGET DU SONDAGE

Il ne faut pas perdre de vue que toutes ces études doivent arbitrer en fonction de la faisabilité économique, et donc faire que les moyens techniques restent toujours un compromis entre la meilleure solution technique et le moindre coût.

CHAPITRE 3

LES ÉQUIPEMENTS DE FOND

Après avoir détaillé l'architecture de l'édifice constitué par un forage pétrolier, il faut décrire maintenant les moyens pour le réaliser. Ces moyens peuvent être classés en deux catégories :

- ceux qui sont descendus dans le puits font l'objet de ce chapitre et concerne donc les équipements de fond : outils de forage et garniture,
- ceux qui sont en surface et dont les rôles principaux sont d'opérer ceux-ci : c'est l'ensemble de l'appareil de forage (chapitre 4).

3.1 LES OUTILS DE FORAGE ET LEURS PARAMÈTRES D'UTILISATION

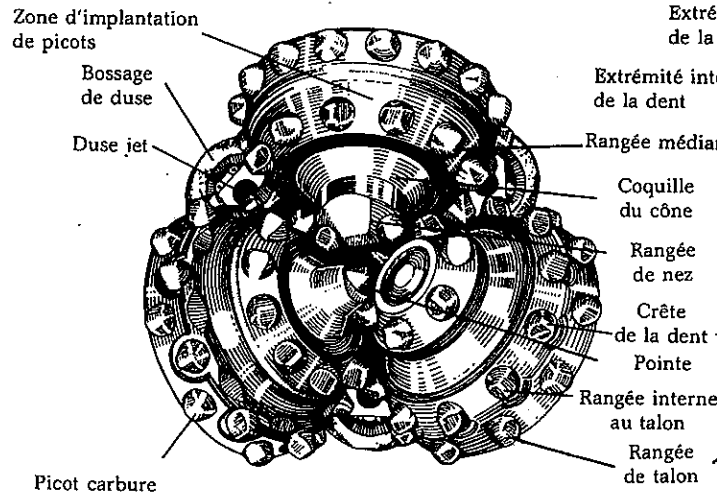
3.1.1 Les outils à molettes (Fig. 3.1) (d'après *Oilfield Catalog*, Hughes Tool Division, Hughes Tool Company)

Un outil à molettes est constitué de trois parties principales : les molettes, les roulements et le corps de l'outil. Les molettes présentent des rangées circonférentielles de dents s'intercalant entre les rangées de dents des cônes adjacents. Les dents sont soit en acier usinées dans le cône, soit des picots de carbure de tungstène sertis dans des perçages à la surface des cônes. Les molettes sont montées sur des arbres de roulements qui sont partie intégrante du corps de l'outil.

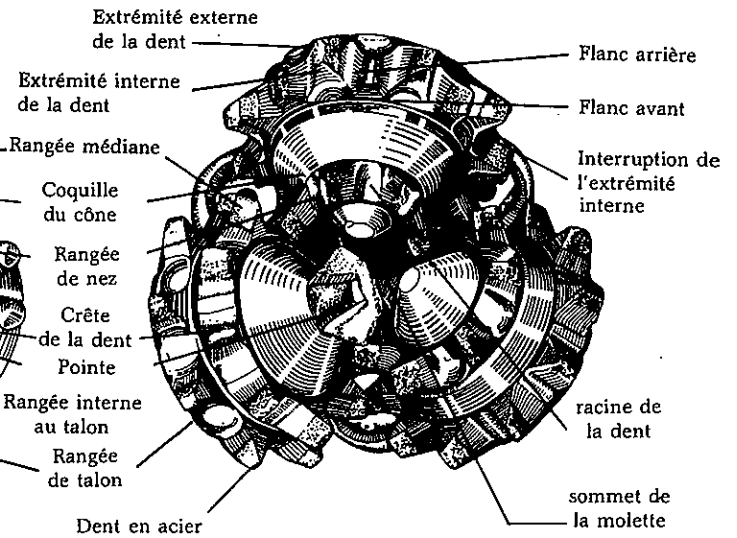
La taille ou l'épaisseur des différents constituants de l'outil dépendent du type de formation à forer. Les outils pour formations tendres, qui nécessitent peu de poids, ont des roulements plus petits, des cônes moins épais et des jambes de plus faible section que les outils pour formations dures. Ceci laisse plus de place pour des éléments de coupe longs et minces.

Les outils pour formations dures, qui travaillent avec des poids plus importants, ont des éléments de coupe plus trapus, des roulements plus gros et des corps plus solides.

OUTILS A PASTILLES DE CARBURE avec roulements de frictions étanches



OUTILS A DENT avec roulements de friction étanches



PIECES OUTIL

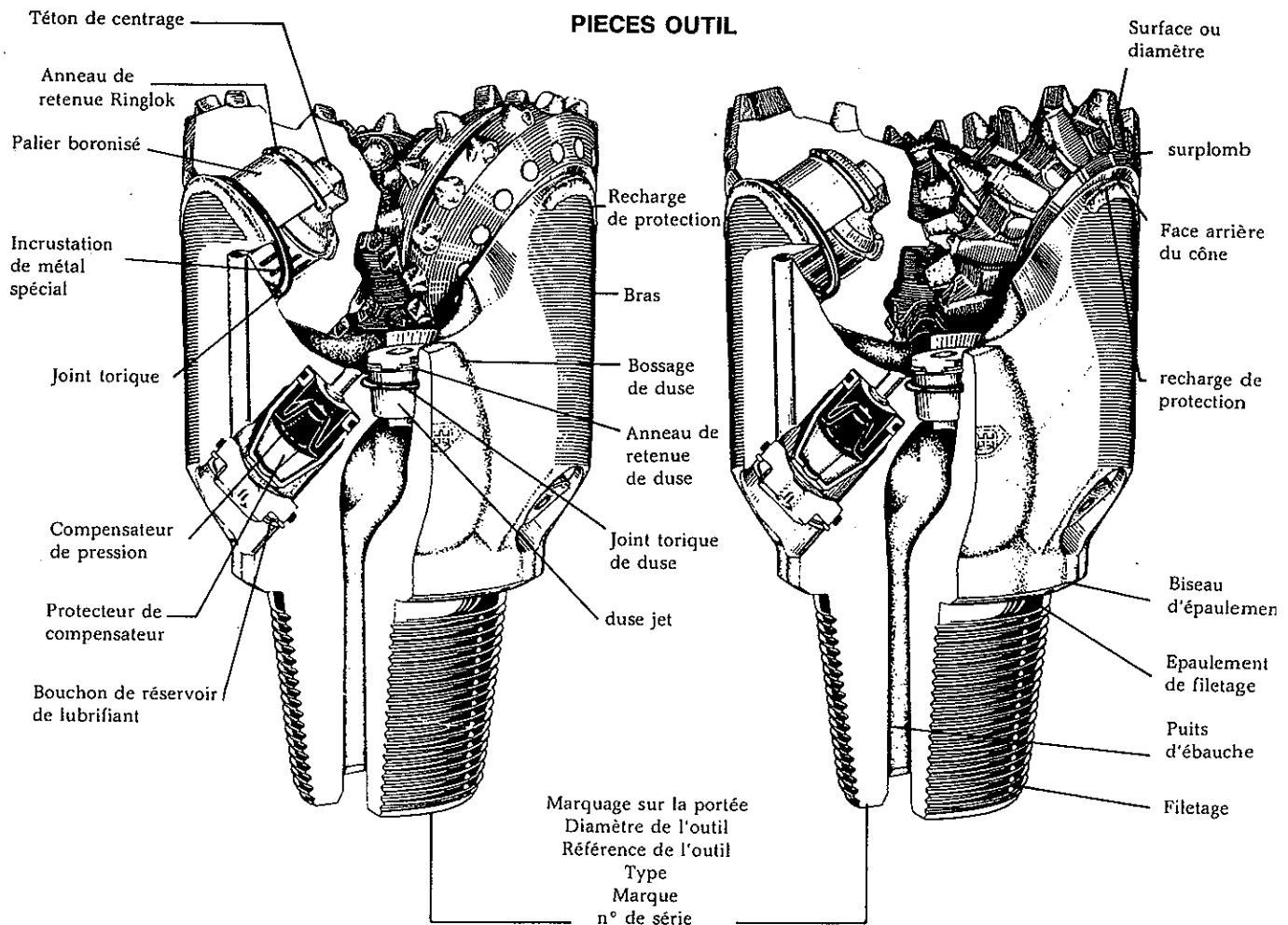


Fig. 3.1 Nomenclature des tricônes (Source : Hughes Tools).

3.1.1.1 Géométrie des cônes

Pour comprendre comment la géométrie des molettes peut affecter la façon dont les dents coupent la roche, considérons le cône pour formation tendre schématisé sur la **figure 3.2**. Il a deux angles coniques de base, et aucun d'entre eux n'a son sommet au centre de l'outil. Comme les cônes sont obligés de tourner autour de l'axe de l'outil, ils glissent en même temps qu'ils tournent et ont une action de gouge et de cisaillement efficace pour le forage des formations tendres. L'augmentation de cet effet pour améliorer la vitesse d'avancement dans les formations tendres s'obtient en décalant les axes des cônes par rapport à l'axe de rotation de l'outil (**Fig. 3.2**). Les cônes des outils pour formations dures ont un mouvement plus proche du roulement vrai, et présentent peu d'offset. De ce fait, ils brisent la roche surtout par écrasement.

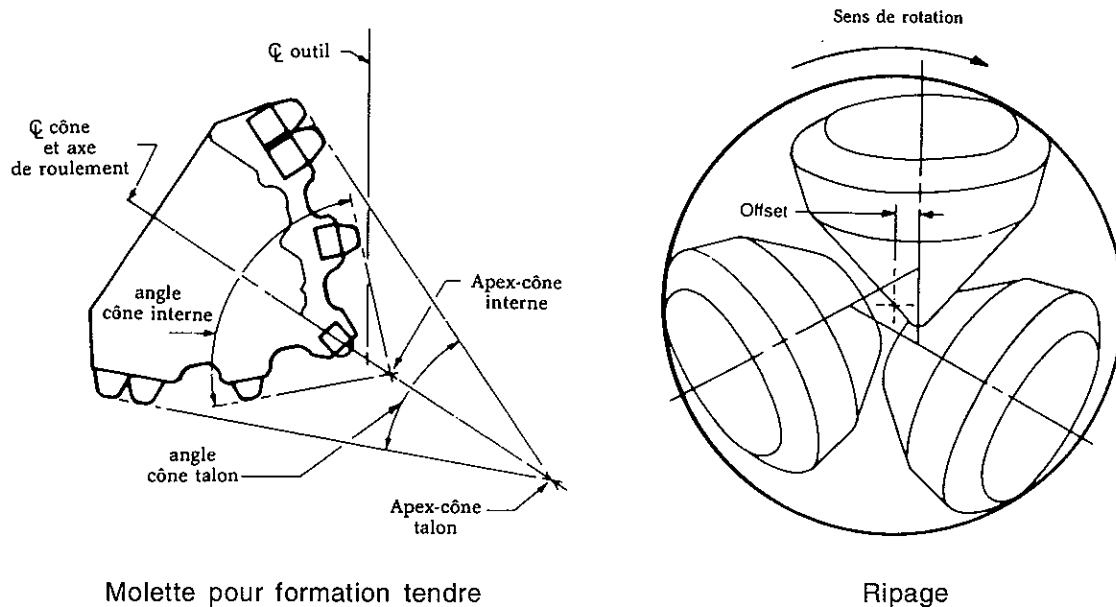


Fig. 3.2 Principe de construction des molettes des tricônes
(Source : Hughes Tools).

3.1.1.2 Conception des paliers

Trois types de paliers existent actuellement :

- roulements à billes ou rouleaux non étanches,
- roulements à billes ou rouleaux étanches,
- paliers de friction.

Les roulements à billes ou rouleaux non-étanches et non lubrifiés sont principalement utilisés de nos jours pour les débuts de trou où les temps de manœuvre étant courts, la durée de vie de l'outil est moins pénalisante. Les cas où des vitesses de

rotation importantes sont souhaitées leurs sont aussi favorables (**Fig. 3.3**). Lorsque le fluide de forage est soit l'air, le gaz ou la mousse, on utilise également des outils à roulements billes et rouleaux non-étanches. Toutefois, ces outils sont conçus de manière à ce qu'une partie du fluide de forage soit orientée vers le palier afin de le refroidir.

Le palier étanche à billes ou rouleaux fut créé pour les outils à picots. Actuellement, ce système équipe principalement les outils à dents et sa durée de vie est au moins égale à celle des éléments de coupe.

Le palier de friction (journal bearing) développé pour faire coïncider sa durée de vie avec celle des éléments de coupe au carbure ne contient aucun élément mobile, mais uniquement un palier mâle ajusté sur l'alésage interne du cône. Les zones de contact entre l'arbre du palier et l'alésage du cône sont carburées, revêtues de métaux spéciaux, et reçoivent un traitement spécial augmentant la résistance à l'usure et protégeant du grippage.

3.1.1.3 Système de lubrification (Fig. 3.4)

Les outils à paliers étanches ont leur système de lubrification dans chaque bras. Celui-ci comprend un réservoir à graisse, un compensateur par membrane caoutchouc et un canal étanche. Le compensateur égalise la pression dans le roulement entre celle du fluide de forage et celle de la graisse encapsulée à la fabrication.

3.1.1.4 Les éléments de coupe

Les outils à dents acier sont utilisés en début de trou, dans les formations tendres, pour de grandes vitesses de rotation, ainsi que dans les zones où l'épaisseur des couches rend les outils à picots non économiques. Suivant l'usage prévu, toutes les molettes à dents fraisées ont une protection carbure de tungstène sur les dents.

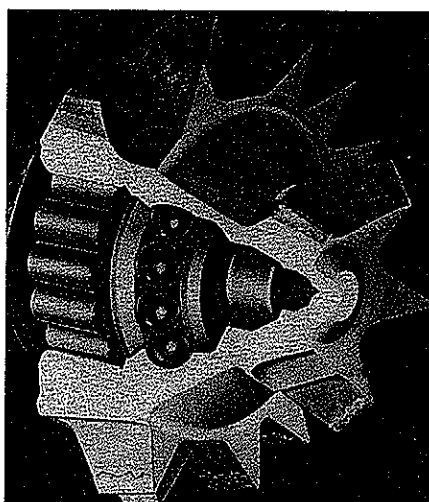


Fig. 3.3 Palier à roulements à billes et à rouleaux
(Source : Hughes Tools).

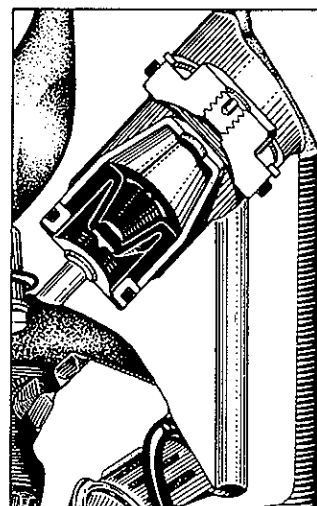


Fig. 3.4 Système de lubrification des paliers
(Source : Hughes Tools).

Les outils pour formations tendres sont conçus avec des dents longues, largement espacées, de façon à favoriser la pénétration dans le terrain et l'arrachement de fragments plus importants.

Les outils pour formations moyennes et mi-dures présentent des dents plus rapprochées. La dent a également des angles légèrement plus grands pour supporter la charge nécessaire pour vaincre la résistance de la formation.

Les formations dures ont de fortes résistances à la compression et sont habituellement très abrasives. Les outils conçus pour forer ces formations sont munis de dents solides et peu espacées ainsi que des cônes de molette épais de manière à supporter des poids importants.

Ces outils sont conçus sans ripage; ainsi les trois molettes roulent pratiquement sur le fond de manière à réduire l'usure des dents par abrasion. L'outil à picots au carbure de tungstène fut initialement conçu pour forer les formations très dures et abrasives composées de silice ou de quartzite qui, du fait de la durée de vie relativement courte des outils à dents, se révélaient très onéreuses à forer. Aujourd'hui, grâce aux progrès de la métallurgie et de la forme des picots, on a pu développer des outils adaptés pour forer économiquement dans une plus large fourchette de forabilité.

Les picots cylindriques en carbure de tungstène fritté sont usinés de manière à obtenir des formes très diverses et sont (Fig. 3.5) ensuite sertis dans des trous usinés

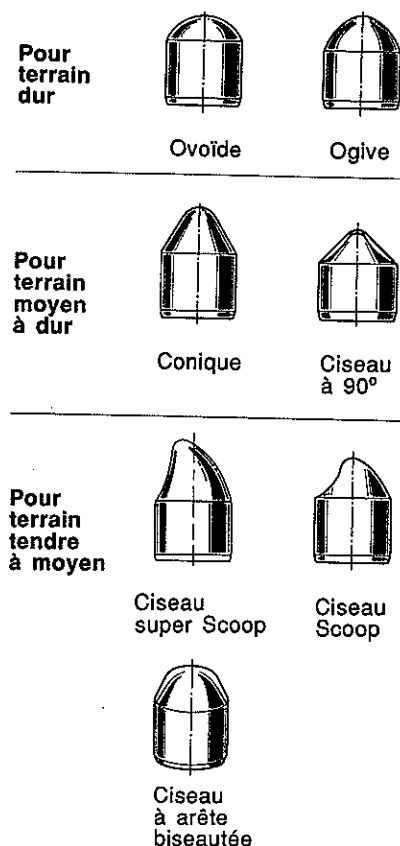


Fig. 3.5 Exemples de formes d'inserts en carbure
(Source : Hughes Tools).

avec précision dans les cônes. Cet assemblage donne une structure de coupe présentant une grande résistance à l'usure par abrasion ainsi qu'aux efforts de compression.

La forme ovoïde est la plus résistante et est dessinée pour l'action d'écrasement et d'éclatement nécessaire au forage des formations très dures. Les ogives présentent un peu plus de proéminence pour forer des formations un peu plus tendres. Le cône est également un profil solide convenant parfaitement à une action de forage du type écrasement et éclatement. Il est utilisé avec une action de raclage pour le forage des formations mi-dures.

Le ciseau est utilisé dans les formations moyennes et plus tendres pour un avancement maximum grâce à une action de gouge et de raclage. Des formes spécifiques de ciseau sont choisies en fonction de la formation et des propriétés géométriques de l'outil.

3.1.1.5 L'hydraulique à l'outil

Le tricône dit « conventionnel » comporte un simple passage de fluide dans l'axe de l'outil. Le fluide lave l'outil par l'intérieur des cônes et avec moindre efficacité que des jets. On ne le rencontre pratiquement que pour les gros diamètres de forage. L'outil à jet comporte trois duses (jet nozzle) situées entre les bras du tricône (Fig. 3.1 et 3.6). On peut régler le jet à son efficacité maximale en changeant le diamètre de passage. La turbulence est efficace pour des vitesses comprises entre 80 et 150 m/s. Les jets ont pour rôle de nettoyer les molettes, de refroidir les paliers et surtout de refouler les cuttings vers l'espace annulaire. Sur certains outils des duses rallongées (Fig. 3.7) améliorent les performances de nettoyage.

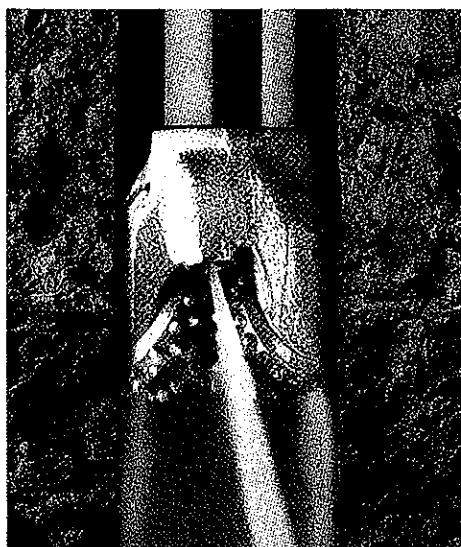


Fig. 3.6 Duse inclinée
(Source : Reed Tool Co.).

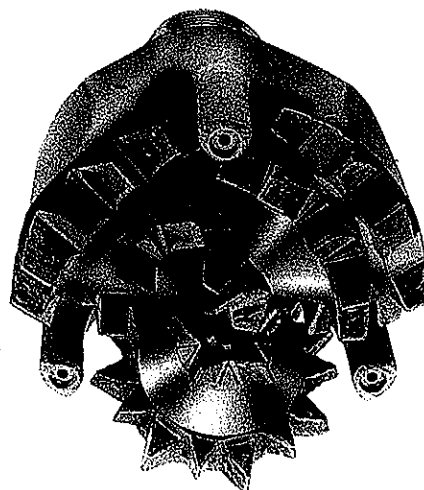


Fig. 3.7 Duse rallongée
(Source : Reed Tool Co.).

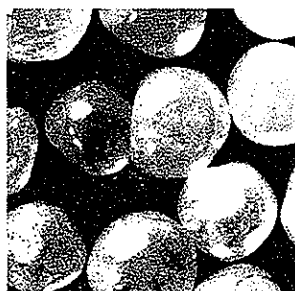
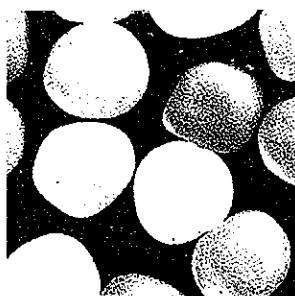
Séries	Formations	Types	Roulements standard	Roulements standard Forage à l'air	Pastilles de protection des molettes	Roulements étanches	Pastilles de protection Roulements étanches	Paliers lisses	Pastilles de protection Paliers lisses
			1	2	3	4	5	6	7
1	Formations tendres ayant une faible résistance à la compression et une grande forabilité	1							
		2							
		3							
		4							
2	Formations moyennement tendres à moyennement dures ayant une forte résistance à la compression	1							
		2							
		3							
		4							
3	Formations dures semi-abrasives ou abrasives	1							
		2							
		3							
		4							
4	Formations tendres ayant une faible résistance à la compression et une grande forabilité	1							
		2							
		3							
		4							
5	Formations tendres à moyennement tendres ayant une résistance faible à la compression	1							
		2							
		3							
		4							
6	Formations moyennement dures ayant une forte résistance à la compression	1							
		2							
		3							
		4							
7	Formations dures semi-abrasives à abrasives	1							
		2							
		3							
		4							
8	Formations très dures et très abrasives	1							
		2							
		3							
		4							

Lettre additionnelle

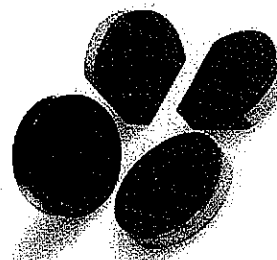
- A : outils à paliers lisses adaptés pour le forage à l'air.
C : outils jets à duse centrale.
D : outils spéciaux pour forage en déviation.
E : outils jets à duses rallongées.
G : outils à protections renforcées.

- 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.

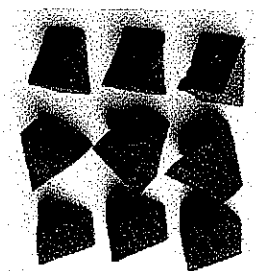
Fig. 3.8a Tableau de classification IADC des outils tricônes
(Source : *Formulaire du foreur, Editions Technip, Paris, 1989*).



Diamants naturels



PDC



TSP

Fig. 3.8b Taillants des outils intégraux
(Source : Diamant Boart Stratabit)

3.1.1.6 Classification (Fig. 3.8a)

L'*International Association of Drilling Contractors (IADC)* classifie les tricônes à l'aide de quatre caractères : trois chiffres et une lettre. Un outil Hughes ATJ22 à une codification 5-1-7 (G) :

- 5 : outil à picot pour formation tendre à moyennement tendre,
- 1 : classification de la plus faible dureté,
- 7 : pastilles de protection sur le diamètre et paliers lisses,
- G : protections renforcées.

3.1.2 Les outils diamantés

Les outils diamantés sont de trois types :

- à diamants naturels (Fig. 3.8b),
- à taillants PDC ou diamants polycristallins,
- à taillants TSP ou diamants polycristallins thermostables.

Ces trois types sont spécifiques par la nature des éléments de coupe qui détruisent la roche de manière mécaniquement différente : le diamant naturel abrase la roche et travaille comme une macro meule, les diamants polycristallins cisailent la roche en découpant des copeaux comme un outil de tournage des métaux. La forme de tous ces outils de forage est monobloc ce qui leur confère une certaine solidité.

3.1.2.1 Outils diamant naturel (Fig. 3.9)

Le diamant (carbone cristallisé) est le matériau le plus dur que l'on connaisse parmi les minéraux. Sa résistance à l'écrasement est de l'ordre de 80 000 bar (carbure de tungstène : 50 000 ; acier C.45 : 15 000). Son point de fusion est très élevé (3 650 °C) mais il se transforme superficiellement en graphite vers 1 450 °C. Le diamant se mesure en poids dont l'unité est le carat (1 carat = 0,2 gramme). Pour les outils de forage, la taille des pierres se mesure en nombre de pierres par carat et varie généralement entre 2 et 12 pierres au carat.

La taille, le type et la quantité de diamants pour un outil donné dépendent de la vitesse d'avancement prévue, de la taille des déblais et de l'homogénéité de la formation à forer. Lors du forage à faible vitesse de pénétration des formations dures, les déblais sont très petits et sont plus facilement évacués qu'aux grandes vitesses d'avancement. De petits diamants peuvent être utilisés pour obtenir une contrainte maximale sur le front de taille, sans nuire à l'évacuation des déblais. D'autre part, les formations plus tendres nécessitent une contrainte plus faible. Des diamants plus grands sont utilisés pour arracher un volume de roche plus gros, et avoir plus d'espace pour le passage des déblais. Bien qu'il existe des règles générales pour le choix de la taille des diamants, l'expérience acquise lors de passes d'outils précédents reste le meilleur des guides.

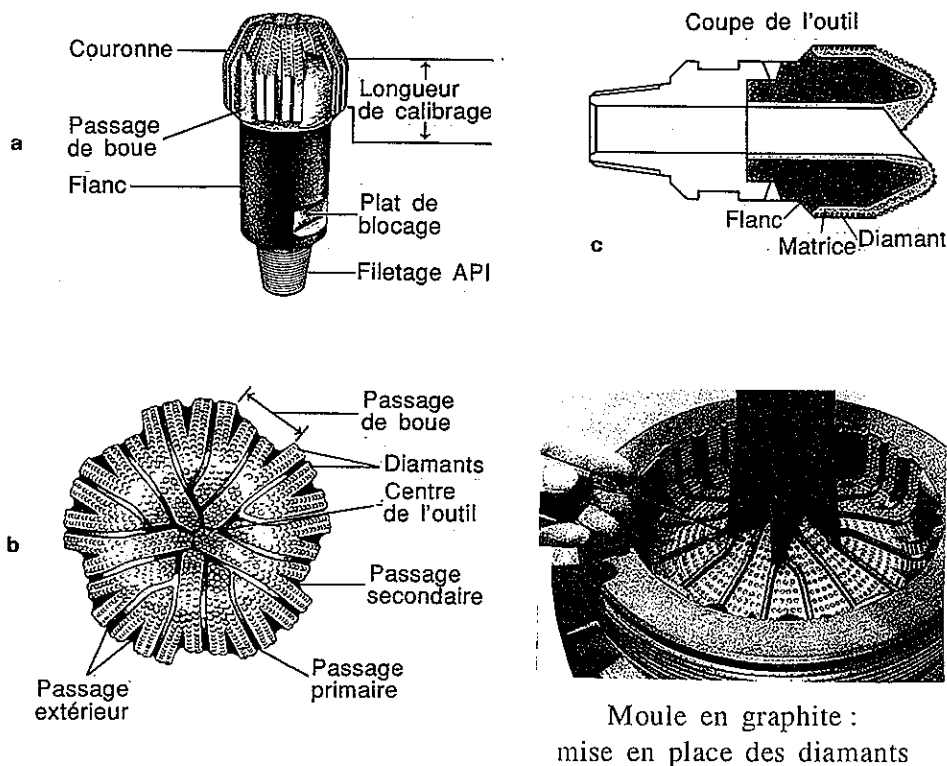


Fig. 3.9 Nomenclature des outils diamants naturels (Source : Hughes Tools).

La fabrication des outils reste artisanale : elle débute par l'usinage d'un moule en graphite (**Fig. 3.9**). A l'intérieur de ce moule, on trace les lignes et l'emplacement de chaque diamant ainsi que l'emplacement des canaux de circulation du fluide de forage. Chaque emplacement de diamant est creusé à l'aide d'une petite fraise. Les canaux d'irrigation appelés aussi lignes d'eau sont fabriqués en relief dans le moule avec un mastic spécial. On procède ensuite à la mise en place des diamants, un par un, dans chaque logement, où ils sont collés. Le moule est rempli de grain en carbure de tungstène auquel on ajoute un liant dont la composition reste le secret de chaque fabricant. Le point de fusion du liant se situe entre 400 et 1 400 °C selon sa composition et varie selon la dureté de la matrice que l'on veut obtenir.

Après mise en place d'un noyau en acier, l'ensemble est mis au four. La température ne doit pas excéder la température de début de graphitisation du diamant. Puis on usine le filetage.

Les trois profils de base d'outil : arrondi, conique, court ou long correspondent à la plupart des applications. Il y a un nombre presque illimité de variations à l'intérieur de ces catégories. La forme la mieux adaptée à un cas spécifique est un compromis pratique entre la durée de vie maximale de l'outil et la vitesse d'avancement maximale. Le nez arrondi donne une force plus grande dans les formations dures ; le parabolique allongé donne une coupe plus rapide.

Les outils à concrétion diamantée, très utilisés en mines sont assez spécifiques par le fait que les diamants ne sont plus sertis dans la matrice. La concrétion diamantée est un ensemble constitué de diamants de très petites tailles et d'un liant métallique. Les diamants sont répartis dans la masse sur une épaisseur de 5 à 10 mm. Lors du travail de l'outil, les diamants usés se déchaussent mais laissent apparaître d'autres couches de diamants.

Utilisations des outils diamants

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

- 1) Lorsque la durée de vie des outils à molettes est très courte du fait de l'usure des roulements ou des dents, ou de la cassure des dents.
- 2) Lorsque la vitesse d'avancement est très faible (1,5 m/h ou moins), à cause d'une densité de boue élevée, ou d'une puissance hydraulique insuffisante de l'appareil de forage.
- 3) En diamètre six pouces ou moins, où la durée de vie des outils à molettes est limitée.
- 4) Pour les montées d'inclinaison en forage dirigé.
- 5) Quand le poids sur l'outil est limité.
- 6) En turboforage, où la vitesse de rotation élevée favorise l'avancement de l'outil diamant.

L'utilisation de l'outil diamant est limitée dans certaines formations fracturées très dures où les diamants peuvent être exposés à des chocs violents. Les formations contenant des silex ou de la pyrite réduisent la durée de vie de l'outil diamant lorsque des morceaux se dessertissent et roulent sous l'outil en endommageant les diamants.

3.1.2.2 Outils PDC (Fig. 3.10)

Les outils à pastilles de diamants polycristallins existent soit avec corps acier, soit avec matrice. Les corps en acier sont usinés puis recouverts de carbure de tungstène pour limiter l'érosion. Les corps en matrice sont fabriqués à partir du même matériau au carbure de tungstène que les outils aux diamants naturels.

C'est *General Electric* qui a mis au point la synthétisation de ces pastilles diamantées (Stratapax) constitués d'un dépôt de quelques dixièmes de millimètre de diamant synthétique sur un disque en carbure de tungstène. Ces pastilles sont ensuite disposées à la surface de l'outil de façon à fournir à chaque élément de coupe l'action de cisaillement maximale. L'inconvénient majeur des PDC est de ne pas supporter des températures au-delà de 800 °C. Ceci interdit de les enchâsser dans une matrice carbure comme des diamants naturels. Il faut donc les fixer sur la matrice par brasure dans des logements prévus au moulage. Dans le cas des corps aciers, les pastilles PDC sont également brasées sur des plots cylindriques qui seront ensuite sertis dans des perçages.

Le développement de ces produits élargi sans cesse les applications des outils PDC, la fourchette de dureté des formations adaptées se situe entre mi-dur à tendre. Les limitations qui peuvent apparaître sont la résistance au terrain abrasif et l'efficacité hydraulique pour le nettoyage des pastilles PDC.

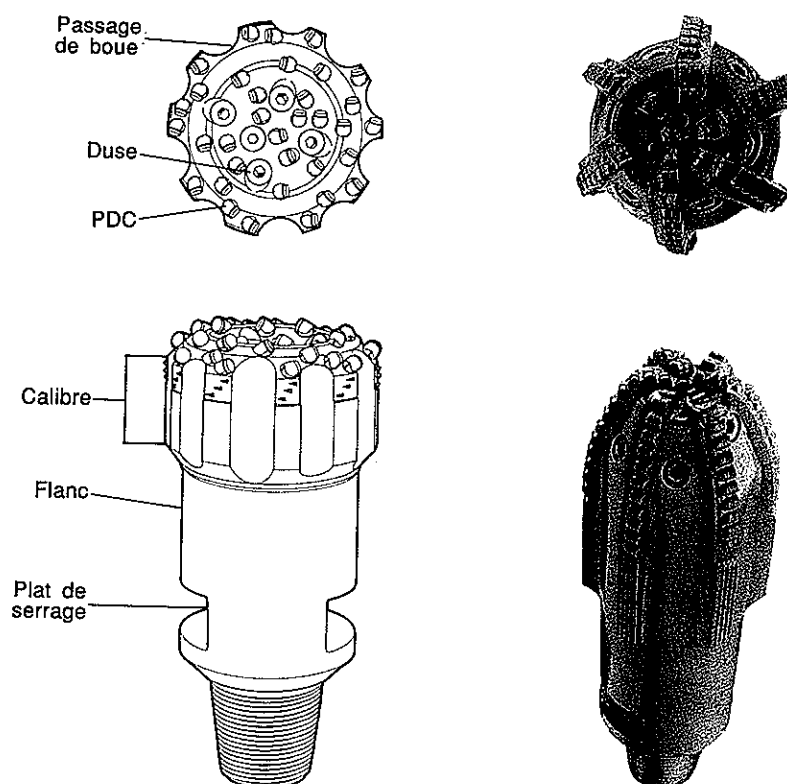


Fig. 3.10 Exemples d'outils PDC (Source : Reed Tool Co.).

3.1.2.3 Outil TSP (Fig. 3.11)

La plus récente nouveauté en matière d'outil diamant est l'utilisation de diamants polycristallins thermiquement stables. Contrairement au PDC, les TSP ont subi un traitement pour éliminer les éléments incompatibles d'un point de vue dilatation thermique, ils pourront donc supporter les températures de fabrication d'une matrice carbure. Leur forme triangulaire présente des arêtes agressives pour le cisaillement de la roche. Leur utilisation est souvent associée à l'action de diamants naturels.

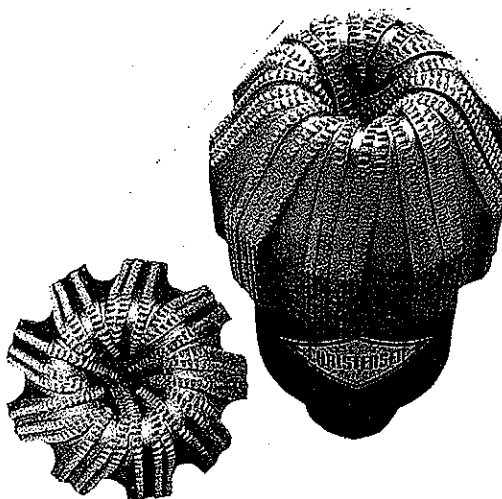


Fig. 3.11 Outils TSP (Source : Eastman Christensen).

3.1.2.4 Classification IADC

Cette classification se fait à l'aide de quatre caractères. Elle est donc cohérente avec la classification des outils tricônes. Comme les codes d'usure sont communs entre les outils tricônes et les outils à éléments de coupe fixes, les rapports journaliers, rapports d'outils et bases de données se remplissent de la même façon.

Le premier caractère (D, M, S, T, O) définit le type d'élément de coupe : diamant, PDC et corps fritté, PDC et corps acier, TSP, autres types.

Le deuxième caractère (chiffre de 1 à 9) définit le type et la forme générale du profil.

Le troisième caractère concerne l'hydraulique en général.

Le quatrième caractère (chiffres de 0 à 9) définit la taille des éléments de coupe et leur densité sur l'outil.

3.1.3 Les paramètres d'utilisation des outils de forage

On appelle paramètres de forage les différents facteurs qui conditionnent la vitesse d'approfondissement d'un forage.

On les classe en deux catégories :

- les paramètres mécaniques qui concernent le type et la forme de l'outil, le poids, la vitesse de rotation,
- les paramètres hydrauliques qui sont le débit, la pression, la nature du fluide de forage et ses caractéristiques (densité, viscosité, filtrat).

3.1.3.1 Paramètres mécaniques

Les terrains traversés présentent une grande variété de dureté. Les avancements peuvent varier de 100 mètres/heure à quelques dizaines de centimètres par heure. Il est évident que pour détruire des roches ayant de telles différences de forabilité, on utilisera des outils qui travaillent selon des principes différents.

A. Choix de l'outil

En raison de la grande variété de dureté des formations et de la très grande variété des types d'outils, il n'est pas facile de choisir le meilleur outil pour le terrain que l'on traverse.

Dans les forages d'exploration, le terrain est un facteur inconnu et les variations souvent brusques qu'il présente ne permettent guère (sauf conditions exceptionnelles) d'adapter parfaitement l'outil à la roche. On ne peut faire que des suppositions et qui sont souvent démenties par les faits.

Une coopération est indispensable à ce sujet entre le géologue de chantier et le contrôleur de forage. Le géologue est en effet qualifié pour interpréter tout changement de terrain et prévoir la nature et l'épaisseur de la nouvelle formation. De ces précisions dépend entièrement l'approvisionnement en outils ; celui-ci devra néanmoins être assez large pour parer à tout imprévu.

Par contre, dans les forages d'exploitation, les formations sont connues. On peut alors prévoir avec assez de rigueur la nature et l'épaisseur des couches à traverser et il peut y avoir une adaptation de l'outil à la roche. S'il peut exister, pour une formation donnée, plusieurs types d'outils capables d'assurer un bon service. Une étude comparative effectuée au cours des premiers forages permettra d'effectuer les autres forages de développement dans des conditions meilleures de rapidité et donc d'économie. Le meilleur outil étant celui qui permet d'obtenir le prix du mètre foré le plus bas, dans de bonnes conditions techniques.

Aussi, dans les forages de développement, on établit un programme d'outils qui tient compte de tous les renseignements qu'il est possible de réunir :

- diagraphies électriques,
- fiches d'outils (bits records),
- description lithologique.

Il faut que ce programme soit appliqué à la lettre (sauf anomalie telle qu'un outil remonté dont l'usure ne correspond pas aux prévisions).

Il est à remarquer que le foreur a toujours tendance à choisir un outil pour terrain plus dur qu'il n'est nécessaire. L'outil étant plus robuste, il offre plus de sécurité vis-à-vis des pertes de galets ou de molettes.

B. Prix de revient au mètre foré

Dans le prix de revient du mètre foré, intervient :

- P_o : prix de l'outil,
- P_h : prix de l'heure d'appareil,
- T_m : temps de manœuvre,
- T_r : temps de rotation,
- m : nombre de mètres forés.

Il est donné par la formule suivante :

$$P_m = \frac{P_o + P_h(T_r + T_m)}{m}$$

Exemple :

Un outil A de nuance dure a foré 41 m en 17 h. Dans le même terrain, un outil de nuance plus tendre B a fait 35 m en 12 h.

Si le prix de l'heure d'appareil est de 4 000 F, que les outils A et B coûtent : 8 500 F et qu'il faut 4 h pour faire une manœuvre complète, nous aurons :

$$P_m \text{ pour l'outil A} = \frac{8500 + 4000(17 + 4)}{41 \text{ m}}$$

$$\approx 2\,256 \text{ F/m}$$

$$P_m \text{ pour l'outil B} = \frac{8500 + 4000(12 + 4)}{35 \text{ m}}$$

$$\approx 2\,071 \text{ F/m}$$

Nous voyons donc que pour un mètre et un temps de rotation inférieurs, l'outil B a été économique par rapport à l'outil A.

Exemple de comparaison entre outil à molettes et outil diamanté :

Puits n° 1

Trois outils à molettes ont foré 310 m en 126 h soit une moyenne de : 103 m en 42 h par outil.

Prix moyen d'un outil = 17 600 F

Prix de l'heure d'appareil = 6 250 F

Temps moyen d'une manœuvre = 12 h.

Nous avons :

$$\begin{aligned}
 P_m &= \frac{P_o + P_h (T_r + T_m)}{m} \\
 &= \frac{17\,600 + 6\,250 (42 + 12)}{103} \\
 &\approx 3\,450 \text{ F/m}
 \end{aligned}$$

Puits n° 2 (dans le même champ)

Un outil diamant a foré 330 m en 117 h.

Le prix final de l'outil est de 250 000 F.

(prix final = prix neuf moins la récupération des diamants).

Soit un prix de revient du mètre :

$$\begin{aligned}
 P_m &= \frac{250\,000 + 6\,250 (117 + 12)}{330} \\
 &\approx 3\,200 \text{ F/m}
 \end{aligned}$$

C. Usures anormales

Dans le choix d'un outil, lorsqu'il n'y a pas de changement de terrain, les outils remontés fournissent des indications précieuses.

Un outil sera dégradé pour l'une des raisons suivantes :

- usure des dents à un degré tel qu'aucune action de destruction de la formation n'est plus possible,
- perte de diamètre, avec pour conséquence la réalisation d'un trou de plus petit diamètre,
- détérioration des roulements résultant d'une charge trop élevée (molette coincée).

On peut admettre en première analyse :

- qu'un outil dont seuls les roulements sont usés, demande à être remplacé par un outil de nuance plus tendre,
- qu'un outil dont l'avancement décroît rapidement et remonté avec des dents complètement usées, mais sans jeu excessif dans les molettes, demande à être remplacé par un outil de nuance plus dure,
- qu'un outil remonté avec une perte importante sur le diamètre, mais une usure normale au point de vue dents et roulements, devra être remplacé par un outil bien protégé sur l'extérieur, et ayant un minimum d'offset.

D. Poids sur l'outil

D'après des études en laboratoire et des essais effectués sur les chantiers, il a été constaté que si, à vitesse de rotation constante, on augmente le poids appliqué sur l'outil, on enregistre une augmentation de la vitesse d'avancement. Cette augmentation varie à peu près en proportion directe du poids sur l'outil si le nettoyage de l'outil par la boue est suffisant.

La règle de base est d'un poids d'une tonne par pouce de diamètre d'outil dans les terrains tendres et trois tonnes dans les tefrains durs.

Toutefois, la vitesse d'avancement peut atteindre un maximum si le poids appliqué à l'outil atteint la charge limite qui fait pénétrer entièrement une dent dans la formation. Au-delà de cette charge limite, tout poids supplémentaire est supporté par le corps du cône qui s'applique contre la formation et il en résulte une diminution de la vie du roulement sans augmentation correspondante de la vitesse d'avancement.

Cette charge limite est d'autant plus importante que le terrain est plus dur et peut ne pas pouvoir être atteinte. En plus de cette charge limite, le poids sur un outil est limité par sa construction même, c'est-à-dire par son type :

- un outil pour terrain tendre, ayant les dents longues, aura obligatoirement des paliers de dimension limitée, donc acceptant des charges plus faibles,
- par contre, pour un outil pour terrain dur, ayant de petites dents, les paliers sont plus conséquents et acceptent de fortes charges.

Le poids sur l'outil peut également être limité par le poids des masses-tiges utilisées. Si l'on applique sur l'outil un poids plus élevé que celui qui est disponible en masses-tiges, on risque :

- le flambage et la rupture des tiges,
- la déstabilisation des formations tendres,
- la déviation dans les formations à fort pendage.

E. Vitesse de rotation

Le poids sur l'outil est étroitement lié à la vitesse de rotation. On ne peut augmenter indéfiniment et simultanément ces deux paramètres sans provoquer un travail extrêmement dur pour le train de sonde et l'outil de forage.

D'après les études, il ressort que la vitesse de pénétration croît en proportion directe de la vitesse de rotation dans les terrains tendres, mais pas dans les terrains durs. Pour ces derniers, il existe une vitesse optimum au-delà de laquelle la vitesse d'avancement n'augmente plus.

Cette vitesse maximale de rotation décroît à mesure que la dureté de la formation augmente et la vitesse optimale de rotation décroît quand on augmente le poids sur l'outil.

La vitesse de rotation peut être limitée également :

- par les vibrations du train de tiges (phénomène de résonance qui peut être la cause de fatigues et de ruptures),
- par certains types d'outils (à picots) qui travaillent par broyage, le facteur poids est plus important; une vitesse de rotation excessive entraînerait une diminution de la vitesse d'avancement ainsi que la détérioration des pastilles en carbure de tungstène,
- par les frottements en forage dévié.

Exemple :

Outil tricône à dents aciers pour terrain tendre : 150 à 250 tr/min

Outil picot : 50 à 100 tr/min

F. Cas des outils à picots

Leur utilisation est un peu différente de celle des outils à dents en acier. Même dans les terrains durs, le poids appliqué n'atteint pas trois tonnes par pouce de diamètre d'outil.

Hughes recommande d'appliquer la règle :

$$WN = Cte$$

W en 10^3 lb, N en tr/min

la constante dépendant du type d'outil et du diamètre.

Un outil 12 1/4", type J33 a une constante WN de 5 900. A 100 tr/min, le poids optimal sera :

$$W = 59\,000 \text{ lbs ou } W = 27 \text{ t}$$

G. Outil neuf et changement d'outil

Lorsque l'on descend un outil neuf, il n'est pas recommandé d'appliquer immédiatement le poids maximum. En effet, si l'outil remonté est du même type mais usé, l'empreinte de fond de trou laissée est différente. Si l'on applique brutalement le poids maximal, la mauvaise répartition des charges (sur le nez du cône n° 1, et les talons des trois cônes en particulier) pourrait être la cause de détérioration rapide de ces parties.

A plus forte raison, lorsque l'outil remonté a perdu du diamètre, en plus des risques précédents, il y a risque de coincement dans le forage de diamètre plus petit.

C'est pourquoi, avec un outil neuf, il faut forer les premiers centimètres avec peu de poids et rotation réduite. Dans le cas de perte de diamètre, il faut reforer très prudemment les derniers mètres forés par l'outil précédent. Si l'outil est d'un type différent, il s'agit de tracer un nouveau profil de fonds de trou.

D'où l'importance du constat de l'usure d'un outil, que l'on appelle le bit record.

La décision de remonter un outil ne doit pas être arbitraire, mais les seules indications pour le foreur sont :

- la diminution de la vitesse d'avancement,
- l'augmentation régulière du couple à la rotation. Mais les à-coups de couple ne sont pas toujours l'indication que l'outil est usé ; ils peuvent provenir du pendage des formations, du profil du puits, des stabilisateurs placés dans le train de masses-tiges.

3.1.3.2 Paramètres hydrauliques

A. Débit

Il a été dit précédemment que la vitesse d'avancement croît en proportion directe du poids que l'on applique sur l'outil ; pour un débit donné, si on augmente progressivement le poids sur l'outil, il peut arriver un moment où l'avancement ne croît plus proportionnellement au poids et peut même diminuer si on continue à

augmenter le poids. Ce phénomène à partir duquel il n'y a plus proportionnalité directe entre avancement et poids est appelé point de bourrage de l'outil (balling up).

Au-delà de ce point, le débit n'est plus suffisant pour évacuer la totalité des déblais au fur et à mesure qu'ils sont produits par les dents de l'outil et une partie du poids mis sur l'outil est alors supporté par les déblais.

On peut retarder l'apparition du bourrage en augmentant la vitesse aux jets, ce qui permet un meilleur nettoyage du front de taille.

Le débit a donc une influence sur l'avancement mais jusqu'à une certaine valeur limite au-delà de laquelle il risque au contraire d'être nuisible par la formation de caves et d'érosion des parois au droit des masses-tiges.

La base de calcul du débit est la vitesse de sédimentation des déblais dans l'annulaire. Le problème réel peut être complexe pour déterminer la vitesse de sédimentation en raison des nombreux paramètres intervenants :

- forme et diamètre équivalent des déblais,
- régime d'écoulement du fluide et de la sédimentation,
- paramètres rhéologiques du fluide.

En pratique, on constate que des vitesses annulaires de 20 à 25 m/min donnent souvent des résultats corrects.

En règle générale, on peut préconiser :

- pour des terrains tendres : vitesse annulaire 30 à 40 m/min,
- pour des terrains durs : vitesse annulaire 25 à 30 m/min.

Pour les débits couramment utilisés, on peut calculer les vitesses de remontée correspondantes :

Diamètre de forage (in)	Débit utilisé (l/min)	Vitesse de remontée annulaire (m/min)
17 1/2	3 000 à 4 000	21 à 28 ⁽¹⁾
12 1/4	2 000 à 2 600	32 à 41 ⁽¹⁾
9 7/8	1 500 à 1 900	42 à 53 ⁽¹⁾
8 1/2	1 000 à 1 600	43 à 69 ⁽¹⁾
6	600 à 800	51 à 68 ⁽²⁾

1 avec tiges 5"

2 avec tiges 3 1/2"

Le fait de vouloir retarder l'apparition du balling up ne doit pas amener le foreur à utiliser un débit tel qu'il y ait :

- en terrain tendre, risque de cavage,
- en terrain mal consolidé, érosion des parois par la grande vitesse de la boue ; cette érosion peut être gênante lorsque l'on désire avoir un trou bien calibré pour obtenir le maximum d'efficacité d'une garniture stabilisée,
- augmentation des pertes de charge dans l'annulaire produisant au niveau de l'outil le même effet qu'une augmentation de densité, d'où diminution de l'avancement,

- du fait de l'augmentation des pertes de charge, qui vient s'ajouter à la pression hydrostatique, risque de craquage des formations, d'où pertes de boue.

B. Les jets

Le jet de boue a pour effet de nettoyer le fonds du puits et également d'induire une turbulence suffisante pour laver la denture de l'outil. On considère que la vitesse minimale doit être de l'ordre de 80 m/s, la fourchette étant généralement de 80 à 150 m/s.

A titre d'illustration, on peut calculer le dosage qui pour un débit moyen, pour chaque diamètre de forage, correspond à cette fourchette :

Diamètre forage (in)	Débit moyen (l/min)	Dosage pour vitesse aux événements (en 1/32")	
		80 m/s	150 m/s
17 1/2	3 500	22 - 22 - 22	16 - 16 - 17
12 1/4	2 300	18 - 18 - 18	13 - 13 - 13
8 1/2	1 300	13 - 14 - 14	9 - 10 - 10
6	700	10 - 10 - 10	7 - 7 - 7

Il est évident que ce critère ne peut pas être appliqué de façon isolé et doit être considéré à la fois dans le contexte de la puissance hydraulique nécessaire mais également avec le risque occasionné par un diamètre de duses qui peut être source de bouchage par des cuttings ou par des colmatants.

C. Influence de la densité

Des essais en laboratoires ont confirmé ce que tout foreur a eu l'occasion d'expérimenter lui-même : l'augmentation de la densité ralentit l'avancement.

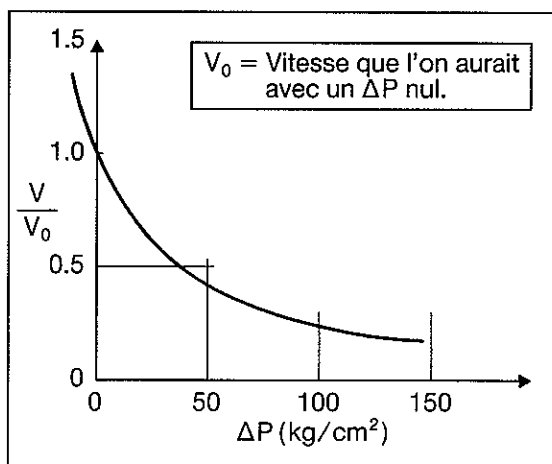


Schéma 3.1 Influence de la pression différentielle au front de taille sur la vitesse d'avancement.

On conçoit très bien que la roche soit plus difficile à disloquer quand la pression hydrostatique agissant sur elle augmente.

Cette influence peut s'interpréter à travers la courbe du schéma 3.1 qui représente la variation de la vitesse de pénétration V en fonction de la pression différentielle, ΔP dans le cas des argiles (d'après W.C. Maurer), V_0 : vitesse que l'on aurait avec un ΔP nul et ΔP étant la différence entre les pressions fond de puits et formation. La pression de fond étant la somme de la pression hydrostatique et des pertes de charge annulaires.

D. Influence de la viscosité

Des essais ont mis en évidence l'influence néfaste de la viscosité sur la vitesse d'avancement. Il est assez logique de penser que plus un liquide est visqueux plus il a des difficultés à pénétrer dans les porosités ou les petites fractures produites par l'outil et aider à la destruction de la formation.

La courbe du schéma 3.2 met en évidence cette influence.

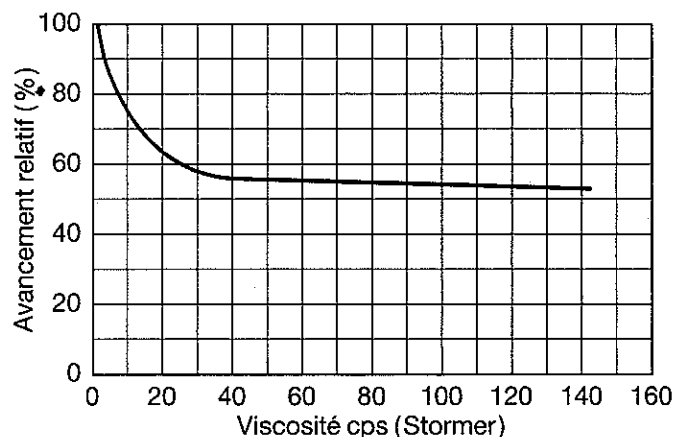


Schéma 3.2 Influence de la viscosité du fluide sur la vitesse d'avancement.

E. Influence du filtrat

Cette influence est assez mal définie. Les faibles densités et viscosités qui vont généralement de pair avec un filtrat élevé, semblent plutôt à l'origine de l'amélioration constatée des performances.

F. Influence du pourcentage d'huile dans la boue

L'expérience a montré que l'huile ajoutée à la boue augmente la vitesse d'avancement. De plus, la lubrification par l'huile prolonge la durée de vie des roulements de l'outil.

3.2 LA GARNITURE DE FORAGE

3.2.1 Introduction

La garniture de forage (drill stem) est parfois dénommée comme étant l'arbre de forage, c'est-à-dire la mécanique de liaison entre une motorisation rotative en surface et l'outil de forage (**Fig. 3.12**). Ses rôles principaux sont :

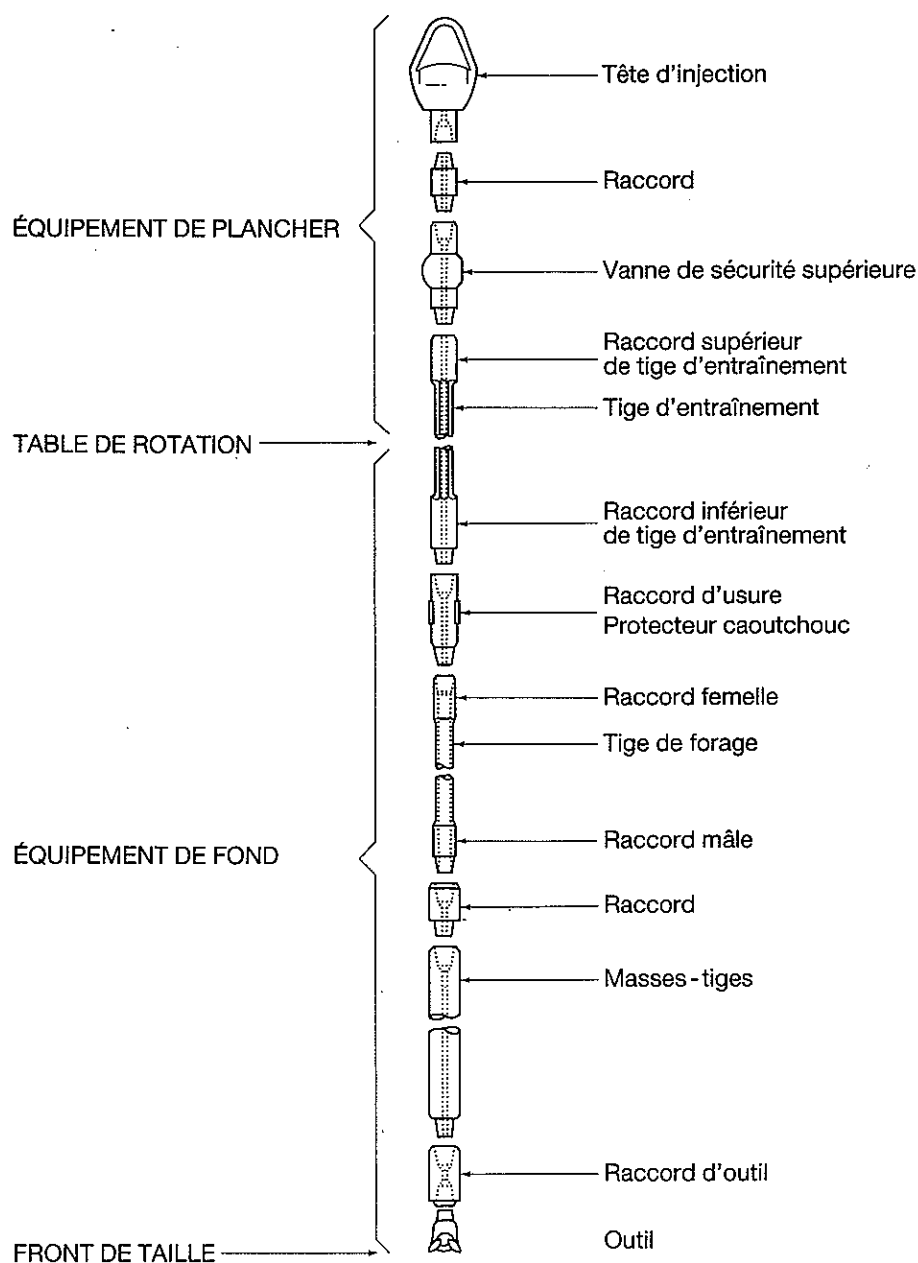


Fig. 3.12 Nomenclature de la garniture de forage (Source : *The drill stem* (Unit 1 Lesson 3), Petex, IADC).

- transmettre l'énergie nécessaire à la destruction de la roche par un outil de forage quel qu'il soit,
- guider et contrôler la trajectoire de l'outil,
- appliquer une force de compression sur l'outil de forage ou poids sur l'outil (weight on bit),
- permettre la circulation du fluide de forage avec le minimum de perte de charge.

Les équipements de fond principaux sont :

- les masses-tiges ou drill collar,
- les tiges de forage ou drill pipe.

Le matériel auxiliaire est composé des stabilisateurs de masses-tiges, des amortisseurs de chocs, des raccords divers.

En surface, la garniture de forage est suspendue au crochet par l'intermédiaire de la tête d'injection et l'entraînement en rotation se fait grâce à la tige d'entraînement ou Kelly. Deux vannes de sécurité permettent la fermeture du passage intérieur.

3.2.2 Les masses-tiges

Leur rôle est essentiel dans la garniture car elles conditionnent la bonne utilisation de l'outil de forage : c'est tout d'abord un lest en acier dont la masse fournira la force d'application de l'outil sur le front de taille. Elles sont soumises à de multiples contraintes :

- le diamètre du forage,
- produire des pertes de charge minimale (les plus réduites possible),
- facilité de manutention et transport,
- résistance au flambage,
- rigidité,

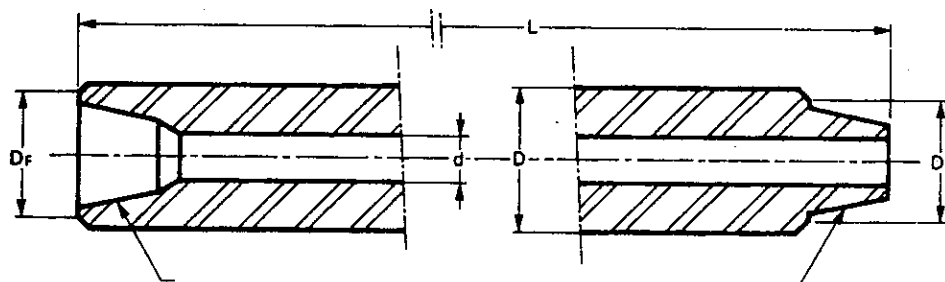
Tout cela a abouti aux dimensionnements et technologies de fabrication suivants :

3.2.2.1 Dimensionnement (Fig. 3.13)

Le plus petit diamètre intérieur doit être recherché car cela procurera une masse-tige la plus lourde, mais il faut pouvoir :

- descendre des outils de mesure à l'intérieur,
- avoir des valeurs de pertes de charge acceptables.

Les passages usuels sont entre 2 et 3 pouces suivant le diamètre extérieur de la masse-tige.



Désignation de la masse-tige (1)	Diamètre extérieur D		Alésage d		Longueur L ± 0.15 (m)	Diamètre au chanfrein ± 0.4 D_F (mm)	BSR
	(in)	(mm)	$+ 1/16$ $- 0$ (in)	$+ 1.6$ $- 0$ (mm)			
NC23-31	3 1/8	79.4	1 1/4	31.8	9.1	76.2	2.57
NC26-35 (2 3/8 IF)	3 1/2	88.9	1 1/2	38.1	9.1	82.9	2.42
NC31-41 (2 7/8 IF)	4 1/8	104.8	2	50.8	9.1	100.4	2.43
NC35-47	4 3/4	120.7	2	50.8	9.1	114.7	2.58
NC38-50 (3 1/2 IF)	5	127.0	2 1/4	57.2	9.1	121.0	2.38
NC44-60	6	152.4	2 1/4	57.2	9.1 or 9.4	144.5	2.49
NC44-60	6	152.4	2 13/16	71.4	9.1 or 9.4	144.5	2.84
NC44-62	6 1/4	158.8	2 1/4	57.2	9.1 or 9.4	149.2	2.91
NC46-62 (4 IF)	6 1/4	158.8	2 13/16	71.4	9.1 or 9.4	150.0	2.63
NC46-65 (4 IF)	6 1/2	165.1	2 1/4	57.2	9.1 or 9.4	154.8	2.76
NC46-65 (4 IF)	6 1/2	165.1	2 13/16	71.4	9.1 or 9.4	154.8	3.05
NC46-67 (4 IF)	6 3/4	171.5	2 1/4	57.2	9.1 or 9.4	159.5	3.18
NC50-70 (4 1/2 IF)	7	177.8	2 1/4	57.2	9.1 or 9.4	164.7	2.54
NC50-70 (4 1/2 IF)	7	177.8	2 13/16	71.4	9.1 or 9.4	164.7	2.73
NC50-72 (4 1/2 IF)	7 1/4	184.2	2 13/16	71.4	9.1 or 9.4	169.5	3.12
NC56-77	7 3/4	196.9	2 13/16	71.4	9.1 or 9.4	185.3	2.70
NC56-80	8	203.2	2 13/16	71.4	9.1 or 9.4	190.1	3.02
6 5/8 REG	8 1/4	209.6	2 13/16	71.4	9.1 or 9.4	195.7	2.93
NC61-90	9	228.6	2 13/16	71.4	9.1 or 9.4	212.7	3.17
7 5/8 REG	9 1/2	241.3	3	76.2	9.1 or 9.4	223.8	2.81
NC70-97	9 3/4	247.7	3	76.2	9.1 or 9.4	232.6	2.57
NC70-100	10	254.0	3	76.2	9.1 or 9.4	237.3	2.81
NC77-110	11	279.4	3	76.2	9.1 or 9.4	260.7	2.78

(1) La désignation de la masse-tige est représentée par deux éléments séparés par un tiret. Le premier élément est le numéro de la connexion NC. Le second élément composé de deux (ou trois) chiffres indique le diamètre extérieur de la masse-tige en unité de dixième de pouce. Les connexions représentées entre parenthèses colonne 1 ne font pas partie de la désignation de la masse-tige ; ils indiquent l'interchangeabilité avec le standard NC. Si les connexions entre parenthèses colonne 1 ont été usinées suivant la forme de filet $V - 0.038R$, les connexions et masses-tiges sont identiques avec ceux du type NC. Les masses-tiges 8 1/4 et 9 1/2 ont pour connexions respectivement 6 5/8 REG et 7 5/8 REG car aucune connexion NC ne convient dans la gamme des BSR recommandée.

Fig. 3.13 Masses-tiges cylindriques : dimensions et filetages (API Spec 2) (Source : *Formulaire du foreur*, Editions Technip, Paris, 1989).

Le diamètre extérieur sera compris entre un mini et un maxi que l'on peut définir ainsi :

- diamètre maximum : fonction du diamètre de forage, de la possibilité d'être repêcher par un overshot, de la possibilité de surforer, des vitesses admissibles de remontée des fluides dans l'annulaire, des risques de coincement par pression différentielle,
- diamètre mini : il est directement lié à la rigidité de l'ensemble.

Ces considérations conduisent au tableau (Fig. 3.14) qui sélectionne les masses-tiges en fonction du diamètre de forage. La longueur unitaire est normalisée à 30' soit 9,144 m. On pourra trouver les poids unitaires des masses-tiges courantes sur la figure 3.15.

Diamètre de forage	Diamètre extérieur des masses-tiges	Diamètre intérieur des masses-tiges
24 à 12 1/4	9 1/2	3
9 7/8	7 3/4 à 8	2 13/16
8 3/4 à 8 1/2	6 3/4	2 13/16
6 3/4 à 6	4 3/4	2 1/4

Fig. 3.14 Choix des diamètres de masse-tige en fonction des diamètres de forage (en pouces).

Masses-tiges	Poids/m (kg/m)	Poids unitaire (30') (kg)
11 1/4 x 3	467.6	4276
9 1/2 x 3	323.2	2955
8 x 2 13/16	223.1	2040
7 3/4 x 2 13/16	207.4	1896
6 3/4 x 2 13/16	149.8	1370
4 3/4 x 2 1/4	69.6	636

Fig. 3.15 Poids des masses-tiges.

3.2.2.2 Matériau de fabrication des masses-tiges

Les masses-tiges conventionnelles sont usinées à partir de barres d'acier 4165H (US) ou 42 CD4 (NF) qui ont de bonnes caractéristiques après trempe et revenu.

Norme API (SPEC 7)

Diamètre extérieur DC (in)	Limite élastique minimale	Contrainte à la rupture minimale
3 1/8 à 6 7/8	110 000 psi (785 MPa)	140 000 psi (967 MPa)
7 à 10	100 000 psi (689 MPa)	135 000 psi (931 MPa)

Les aciers utilisés sont en général des alliages au chrome-molybdène qui satisfont aux spécifications mécaniques après trempe et revenu, tout en restant d'une dureté compatible avec l'usinage.

Il faut également citer les masses-tiges amagnétiques, dont l'utilisation est nécessaire pour exécuter des forages directionnels où la descente d'outil de mesure d'azimut à l'intérieur de la garniture n'est compatible qu'avec des masses-tiges n'influençant pas la mesure du champ magnétique.

A l'origine, ces masses-tiges étaient fabriquées dans un alliage K. Monel (plus de 60 % de nickel), mais leur prix était très important et les phénomènes de grippage des filetages trop courant. Les métallurgistes ont remplacé le K. Monel par un alliage austénitique de fer au chrome-manganèse ou similaire.

Le passage intérieur est foré par deux outils de coupe travaillant à partir de chaque extrémité.

3.2.2.3 Profils des masses-tiges

A. Masses-tiges lisses (*slick drill collar*)

C'est la forme la plus simple des masses-tiges, elles sont au diamètre extérieur nominal sur toute leur longueur.

Ces masses-tiges nécessitent le vissage de tête de levage (**Fig. 3.16a**) pour être manipulées et la fixation de collier de sécurité lorsqu'on les suspend sur la table de rotation par l'intermédiaire des cales. Pour supprimer ces deux opérations et ainsi diminuer le temps perdu à assembler les masses-tiges, les fabricants ont introduit l'utilisation du profil ZIP constitué par deux rétreints :

- rétreint des cales ou slip recess,
- rétreint de l'élévateur ou elevator recess (**Fig. 3.16b**).

Pour protéger les épaulements de l'usure dans la formation pendant le forage, il est nécessaire de compléter le profil ZIP par des traitements de surface (*hardfacing*) qui consistent à déposer des grains de carbure de tungstène sur les diamètres concernés.

Dans la profession, la tendance actuelle est de ne pas utiliser l'elevator recess qui ne présente pas suffisamment d'intérêt vis-à-vis de son coût supplémentaire et de sa durée de vie.

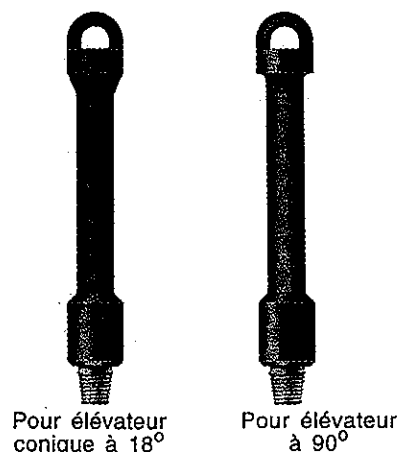


Fig. 3.16a Têtes de levage de masse-tige (Source : ONCOR, Houston).

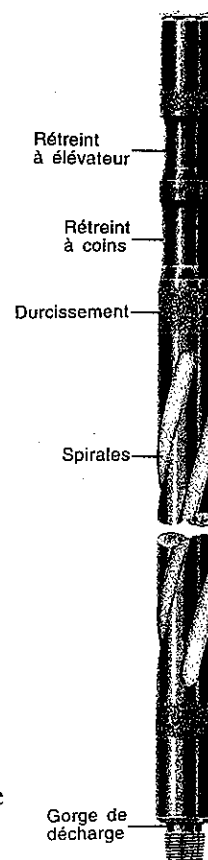


Fig. 3.16b. Exemple de masse-tige spiralée.

Il faudra également être prudent sur l'utilisation de protection de surface trop agressive qui peut se révéler une fraise très efficace pour découper un casing.

B. Masses-tiges spiralées

Afin de diminuer la tendance au coincement par pression différentielle au droit des formations perméables, on utilise des masses-tiges spiralées dont on peut voir la section à la **figure 3.16**.

L'usinage de trois plats en spirale permet :

- de diminuer les surfaces en contact avec la paroi du trou,
- de maintenir au mieux la circulation du fluide de forage autour du corps de la masse-tige.

La diminution de poids des masses-tiges spiralées peut être évaluée à 4 % du poids des masses-tiges lisses.

C. Masses-tiges carrées

Ces masses-tiges sont très rigides et possèdent un bon guidage dans le trou car elles sont utilisées avec un jeu de 1/32" entre le trou foré et les coins de la masse-tige.

Le prix élevé de ces masses-tiges et leur utilisation délicate, a conduit les foreurs à les remplacer par l'utilisation de masses-tiges cylindriques surdimensionnées ou de multiples stabilisateurs.

3.2.2.4 Les filetages (rotary shouldered connections) (Fig. 3.17)

Les filetages réunissant les masses-tiges entre elles sont normalisés par l'API. Ces filetages sont coniques pour deux raisons :

- le filetage conique donne la plus grande résistance pour réunir entre eux deux tubes de même épaisseur,
- le filetage conique offre de grandes facilités et une plus grande rapidité de vissage ou de dévissage (auto-alignement, obtention du blocage sans avoir à effectuer autant de tours que le filet).

Les filetages utilisés au début du forage au rotary étaient des filetages normaux, filetages couramment utilisés dans la mécanique de l'époque. Pour cette raison, ces filetages étaient appelés Regular.

On peut citer également des filetages : FH (Full Hole), IF (Internal Flush) et NC pour Numbered Connection. Les NC sont les normes actuelles dans les dimensions nominales courantes. L'épaule du filetage transmet la grande majorité des contraintes auxquelles sont soumises les masses-tiges. Cet épaule est l'unique étanchéité métal/métal vis-à-vis de la pression intérieure de la garniture. C'est le couple de serrage qui assure la précontrainte de compression nécessaire. Les connexions, soumises à de la flexion alternée, fatiguent et après un certain nombre

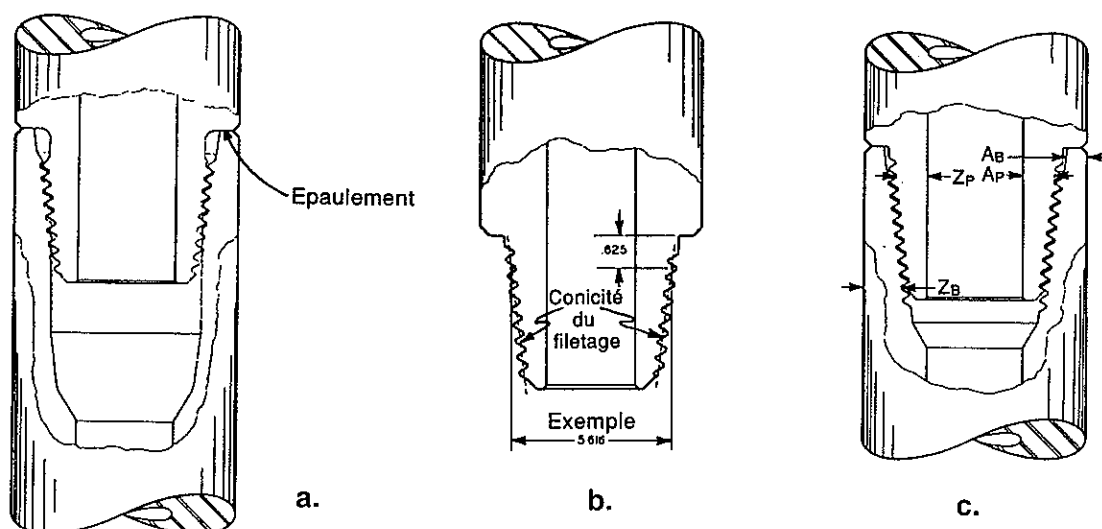


Fig. 3.17 Filetages. a. Connexion de masse-tige. b. Filetage de masse-tige. c. Zones critiques de résistance. Z_B et Z_P : zones critiques en flexion. A_B et A_P : zones critiques en axial (Source : *Proper fields practice for drill collars string*, Garret & Wihn, SPE 5124).

de semaines ou de mois de service, les filetages des masses-tiges présentent normalement des amorces de rupture sous forme de micro-fissures. Le seul remède consiste à couper le filetage et à exécuter un nouveau filetage sur la masse-tige. La détection de ces micro-fissures peut se faire par inspection magnétique aux rayons ultra-violets. Après un nettoyage parfait du filetage qui doit enlever toute trace de lubrifiant et toutes traces d'oxydation, l'extrémité de la masse-tige sera magnétisée. On pulvérisera sur le filetage un liquide (kérosène) qui maintient en suspension de très fines particules magnétiques fluorescentes. Ces particules seront attirées par les lèvres de la ou des fissures. En observation sous ultra-violets, les particules fluorescentes apparaîtront très nettement et visualiseront ainsi la ou les fissures. Ce type d'inspection n'est évidemment pas valable pour les drill collars amagnétiques.

3.2.2.5 Exemple de pré-détermination d'assemblage de masses-tiges

Le programme de forage choisi en exemple prévoit une phase 12 1/4 avec un outil tricône nécessitant un poids sur l'outil de 2 t par pouce de diamètre. Les masses-tiges disponibles sur le chantier sont des 9 1/2, 8, 6 3/4". La boue de forage a une densité de 1,18. Sur le schéma **figure 3.18**, on a représenté les forces extérieures sur l'ensemble des masses-tiges vissées sur l'outil.

On peut écrire l'équation de la stabilité de cet ensemble :

$$P_{DC} + P_2 S = P_1 S + WOB$$

$$WOB = P_{DC} - (P_1 - P_2) S$$

$$P_{DC} = L \times S \times d_a$$

$$P_1 - P_2 = L \times S \times d_b$$

avec :

d_a : densité de l'acier,

d_b : densité de la boue,

$$WOB = L \times S (d_a - d_b)$$

$$= L P_{DC} \left(1 - \frac{d_b}{d_a} \right)$$

$S d_a = P_{DC}$ poids par unité de longueur

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

k est appelé coefficient de flottabilité (voir *Formulaire du Foreur*, 6^e édition, A37, p. 41, Éditions Technip, Paris, 1989).

Dans notre exemple, $k = 0,849$.

WOB désiré : $2 \text{ t} \times 12,25 = 24,5 \text{ t}$.

Masse-tige 9 1/2 : $P_{DC} = 323,2 \text{ kg/m}$.

$$L = \frac{24\,500}{323,2 \times 0,849} = 89,29 \text{ m}$$

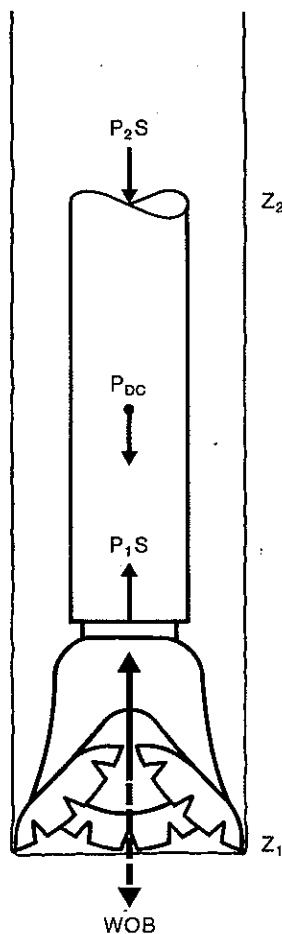


Fig. 3.18 Principe d'utilisation des masses-tiges.

P_{DC} : Poids des DC
 WOB : Poids sur l'outil (réaction du terrain)
 S : Section des DC
 P_1 : Pression hydrostatique cote Z_1
 P_2 : Pression hydrostatique cote Z_2
 $Z_1 - Z_2 = L$

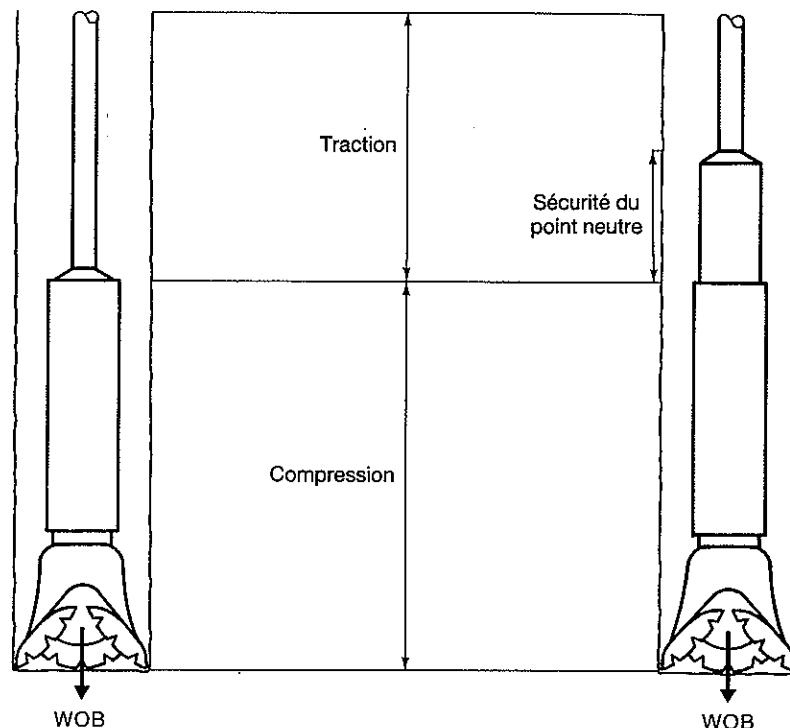


Fig. 3.19 Principe d'utilisation des masses-tiges : point neutre.

Comme cela a été décrit en introduction, ce sont les tiges de forage qui relient les masses-tiges à la surface. Or, celles-ci ne sont pas conçues pour résister à de la compression, pour éviter le risque de poser plus de poids qu'il n'y a de masses-tiges, on rajoute un certain nombre de masses-tiges en sécurité (Fig. 3.19). On prend couramment entre 10 et 20 %.

Pour éviter la grande différence de rigidité entre les masses-tiges et les tiges de forage, il est recommandé, surtout pour les gros diamètres de forage, d'utiliser plusieurs dimensions de masses-tiges en les disposant des plus rigides au dessus de l'outil au plus souples avant les tiges de forage. On peut également protéger mécaniquement la zone critique des premières tiges de forage en mettant au-dessus des masses-tiges des tiges dites lourdes ou heavy-weight (Fig. 3.20).

Les tiges lourdes 5" ont sensiblement les mêmes dimensions extérieures que des tiges de forage 5", sauf une surépaisseur centrale et des longueurs de tool-joint plus grandes. Mais ce qui les différencie est leur diamètre intérieur de 3" au lieu de 4" environ pour des tiges classiques. Elles sont donc plus lourdes et plus résistantes au flambage.

Dans le cas des forages inclinés, le poids sur l'outil théoriquement disponible est le poids dans la boue des masses-tiges multiplié par le cosinus de l'inclinaison. Le cas des forages horizontaux nécessitent l'utilisation des masses-tiges uniquement comme guide et maintien de la trajectoire, le poids sur l'outil étant appliqué par l'ensemble des tiges-lourdes constituant la garniture dont la longueur doit remonter jusqu'à une inclinaison plus faible où la gravité puisse être active.

3.2.3 Tiges de forage (Fig. 3.21)

Il s'agit d'un tube d'acier sans soudure dont les extrémités sont matricées en ce que l'on dénomme des upset. Il existe des « internal upset » (IU), « external upset » (EU), « internal et external upset » (IEU).

Ce sont des surépaisseurs sur l'intérieur du tube (IU), sur l'extérieur du tube (EU) ou sur les deux (IEU).

Ces surépaisseurs sont utilisées pour fixer par soudure les tool-joints ou raccords qui permettent le vissage des tiges de forage les unes aux autres.

3.2.3.1 Caractéristiques des tiges de forage

L'API a normalisée quatre grades d'acier pour tous les types de tiges de forage :

	Limite élastique		Charge de rupture
	Minimale	Maximale	Minimale
Grade	psi (MPa)	psi (MPa)	psi (MPa)
E	75 000 (517)	105 000 (724)	100 000 (690)
X-95	95 000 (655)	125 000 (862)	105 000 (724)
G-105	105 000 (724)	135 000 (931)	115 000 (793)
S-135	135 000 (931)	165 000 (1 138)	145 000 (1 000)

Le grade standard est le grade E. Lorsque la résistance mécanique des tiges de grade standard n'est plus suffisante, il faut alors poursuivre le forage en rajoutant les tiges de grade supérieur (X, G ou S).

5' RANGE II

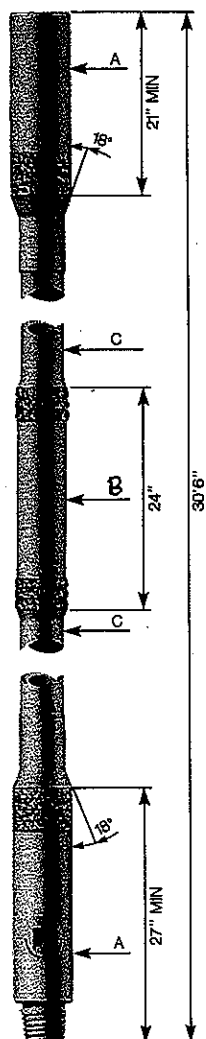


Fig. 3.20 Tige de forage lourde
(heavy weight drill pipe)
(Source : Drilco Industries Ltd,
Div. of Smith International Inc.).
A : 6 1/2". B : 5 1/2". C : 5". ID : 3".

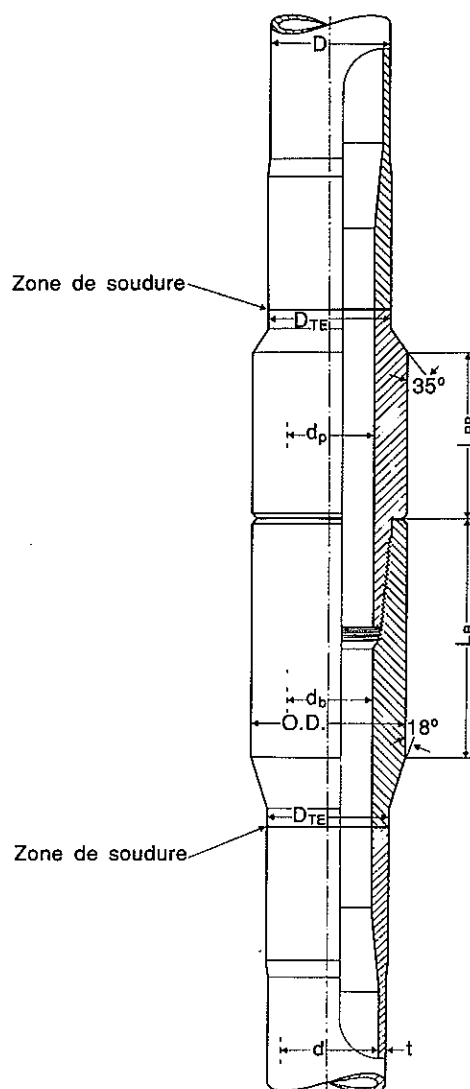


Fig. 3.21 Raccord de tige
de forage (tool-joint)
(Source : Vallourec).

Les longueurs des tiges sont classées en trois classes par l'API :

Range 1 : 18 ft à 22 ft.

Range 2 : 27 ft à 30 ft

Range 3 : 38 ft à 45 ft.

Les foreurs pétroliers utilisent les range 2 qui sont gerbés en triple sur les appareils lourds ou en double sur les appareils légers.

Le diamètre nominal des tiges de forage est le diamètre extérieur du corps du tube : 2 3/8, 2 7/8, 3 1/2, 4, 4 1/2, 5, 5 1/2" sont les diamètres normalisés.

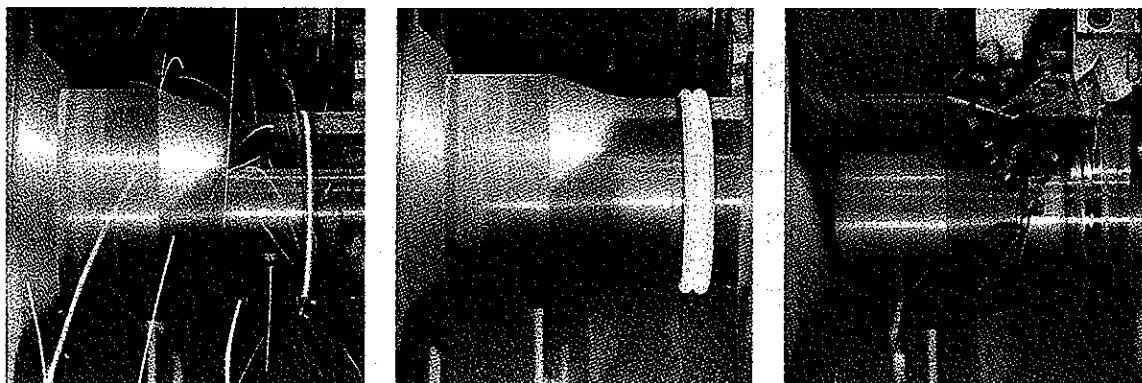
Les plus utilisées pour les forages pétroliers sont les garnitures 3 1/2 et 5" (aux USA très souvent 4 1/2). Ces deux garnitures permettent de forer la plupart des programmes. Le diamètre intérieur n'est pas une cote directe, c'est une valeur que l'on obtient à partir du poids nominal du corps de la tige que l'API exprime en lb/ft.

Les tiges 5" standard ont un poids nominal de 19,50 lb/ft. Elles existent également en 26,60 lb/ft.

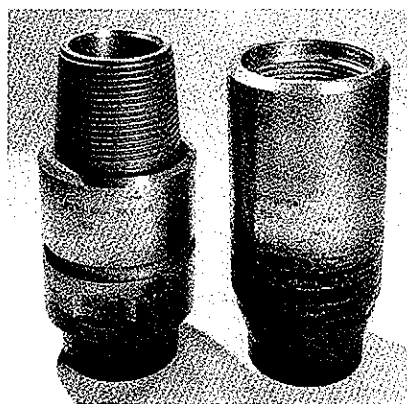
Les tiges 3 1/2" standard sont en 13,30 lb/ft. Elles existent également en 15,50 lb/ft.

Il faut donc noter que plus le poids nominal est grand plus la section est grande et la résistance mécanique augmente. Le poids également bien évidemment. Pour visser les tiges entre elles, il leur faut des raccords que l'on appelle tool-joint. Les tool-joints modernes sont rapportés et soudés par friction sur les « upset » des tubes d'acier du corps des tiges de forage (Fig. 3.22).

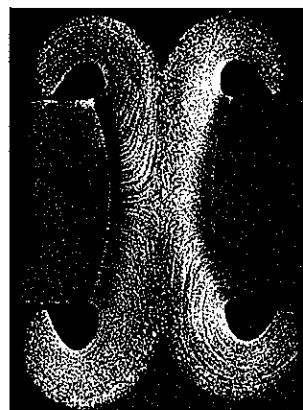
L'acier d'un tool-joint a une limite élastique de 120 000 psi quelque soit le tube (E, X, G, S) sur lequel il est soudé. La technologie de la soudure par friction sur des pièces de cette taille a permis de progresser dans la résistance de cet assemblage de deux alliages différents. Les filetages sont similaires aux filetages des masses-



Soudure par friction (*Drilco Industries Ltd*).



Tool-joint mâle et femelle
(*Hughes Tools*).



Coupe à la soudure.

Fig. 3.22 Soudure par friction des tool-joints (*Source : Mannesmann WAG*).

tiges : NC 50 pour les tool-joints de diamètre extérieur 6 1/2 pour les tiges 5". NC 38 pour les tool-joints de diamètre 4 3/4 des tiges 3 1/2. Forer une phase 6" après avoir descendu un casing 7" ou liner, nécessite une garniture 3 1/2 dont les tool-joints laissent un jeu suffisant à l'intérieur de cette colonne.

L'épaulement à 18 degrés du tool-joint femelle est utilisé pour la manutention de la garniture : par l'intermédiaire du collier d'élévateur et le crochet de levage. Il existe également des tool-joints à épaulement à 90 degrés (square shoulder) mais ils ont été pratiquement abandonnés.

Au fur et à mesure de l'utilisation des tiges de forage, celles-ci vont s'user par friction contre la formation. Les tool-joints femelles vont perdre de l'épaisseur et le corps des tiges également. Ces diminutions des sections critiques impliquent obligatoirement une perte de résistance mécanique. C'est pourquoi l'API a classé les tiges usagées en :

Classe I tiges neuves, toutes cotes aux dimensions nominales,
Premium 80 % d'épaisseur restante,
Classe II 70 % d'épaisseur restante.

Régulièrement, l'entrepreneur de forage doit faire inspecter ses garnitures et obtenir un certificat agréé aux normes API de la classe d'usure de ses tiges. Il ne pourra plus les utiliser qu'en respectant les capacités mécaniques correspondant aux classes.

Exemple (*Formulaire du Foreur*, 6^e édition, p. 61-65, Éditions Technip, Paris, 1989)

		Classe I	Premium	Classe II
Résistance en tension (103 daN)	3 1/2 - 13.30 Grade E	120,8	94,4	81,6
	5 - 19.50 Grade E	176	138,6	120,3
Résistance en torsion (daN.m)	3 1/2 - 13.30 Grade E	2 520	1 950	1 680
	5 - 19.50 Grade E	5 580	4 380	3 790
Pression d'éclatement (MPa)	3 1/2 - 13.30 Grade E	95,1	87	76,1
	5 - 19.50 Grade E	65,5	59,9	52,4

3.2.3.2 Choix des tiges

Nous avons vu que les tiges 5" (ou 4 1/2") sont utilisées jusqu'à la phase de forage 8 1/2, au-delà, après avoir cimenté le casing 7", il faut prendre une garniture 3 1/2.

Compte tenu des résistances en traction à la limite élastique (voir tableau plus haut), on peut calculer la profondeur maximale atteinte, dans certaines conditions, et pour un type de tige :

$$T_e \times 0,9 = (L_{dp} \times p_{dp} + L_{dc} p_{dc}) \times k$$

T_e : tension à la limite élastique minorée de 10 %,

L_{dp} : longueur des tiges de forage,

L_{dc} : longueur de masses-tiges,

p_{dp} : poids linéaire des tiges,

p_{dc} : poids linéaire des masses-tiges,

k : coefficient de flottabilité.

La marge de sécurité ou réserve de traction est la différence :

$$T_e \times 0,9 - (L_{dp} p_{dp} + L_{dc} p_{dc}) k = M$$

Les foreurs vérifient que M reste suffisant compte tenu des conditions de forage imposées.

Exemple :

$L_{dc} = 250$ m

$p_{dc} = 149,4$ kg/m

$k = 0,847$

$p_{dp} = 31,24$ kg/m ; tiges 5"-19.50-Grade E

$T_e = 139\,000$ daN ; classe premium

$$\begin{aligned} L_{dp} &= \frac{(T_e \times 0,9 - M - k L_{dc} p_{dc})}{k p_{dp}} \\ &= \frac{(139\,000 \times 0,9 \times 1,02 - 50\,000 - 0,847 \times 250 \times 149,4)}{0,847 \times 31,24} \\ &= 1\,737 \text{ m} \end{aligned}$$

Si le foreur veut conserver la même marge de sécurité en tension pour poursuivre le forage, il lui faut utiliser des tiges de résistance à la limite élastique T_e plus grande que $139\,10^3$ daN. On ajoute alors des tiges de grade supérieur X, G, ou S. Si le forage est super profond et que l'on est limité, on peut choisir des tiges de grade supérieur et de poids nominal lourd. Mais on préfère toujours utiliser les tiges avec le plus gros diamètre intérieur disponible pour minimiser les pertes de charge. Le tableau suivant donnera des ordres de grandeur pour un fluide en circulation, pour débit 1 000 l/min :

	A) $V_p = 10$ cp $d = 1,08$	B) $V_p = 30$ cp $d = 1,20$
5" - 19,50-E (ID.TJ : 3 3/4)	4,7 bar/1000 m	6,4 bar/1000 m
3 1/2" - 13,30 - E (ID.TJ : 2 11/16)	36,2 bar/1000 m	48,8 bar/1000 m
Intérieur masse-tige 2 13/16"	3,30 bar/100 m	4,5 bar/100 m

Les pertes de charges étant approximativement proportionnelles au carré du débit, on peut évaluer les pertes de charges intérieures des exemples de garnitures suivantes :

- Forage 12 1/4" avec des DP 5" à 2 500 m.
Longueur de DC 9 1/2 : 200 m.
Boue type A : débit 2200 l/min.
 $P \text{ intérieur} = (6,60 + 10,8) (2,2)^2 = 84,2 \text{ bar.}$
- Forage 6" avec DP 3 1/2" à 3000 m.
Longueur de DC : DC 4 3/4 CID, 2 1/4 : 200 m.
Boue type B : débit 800 l/min.
 $P \text{ intérieur} = (25,9 + 136,6) \times (0,8)^2 = 104 \text{ bar.}$

3.2.4 Les équipements auxiliaires (Fig. 3.12)

Il s'agit principalement de la tige d'entraînement (ou kelly) et de ses accessoires.

3.2.4.1 La tige d'entraînement

C'est la liaison en rotation entre la table de rotation et la garniture de forage. C'est aussi un tubulaire qui supporte la charge totale de garniture. Ces principales fonctions sont donc de :

- relier la tête d'injection et la dernière tige de forage,
- transmettre le couple de rotation à la garniture de forage,
- permettre le mouvement longitudinal de la garniture en forage tout en maintenant la rotation,
- conduire le fluide de forage de la tête d'injection à l'intérieur de la garniture.

La tige d'entraînement peut être de section carrée, hexagonale ou même triangulaire. On visse sur la connexion supérieure une vanne de sécurité appelée « upper kelly cock » qui permet de fermer l'intérieur de la garniture en cas d'éruption. Une vanne inférieure manuelle joue le même rôle et permet également pendant un ajout de tige d'empêcher la boue de s'écouler sur le plancher. La tige d'entraînement est le tubulaire le plus long de la garniture : 40 à 54 ft. En effet, il faut pouvoir forer un peu plus que la longueur d'une tige pour faire un ajout.

3.2.4.2 Les raccords

Pour connecter tous les éléments de la garniture entre eux, il est nécessaire, soit d'utiliser le même filetage, ce qui n'est pas possible compte tenu de la grande variété de dimensions nominales, soit d'intercaler des raccords d'adaptation (cross over sub ou X sub ou sub). Le contracteur de forage doit posséder un éventail le plus large possible afin de couvrir tout changement de masses-tiges, de moteur, de stabilisateur, etc.

3.2.4.3 Les stabilisateurs (Fig. 3.23)

Comme leur nom l'indique, ils sont incorporés à la garniture de forage et plus précisément au niveau des masses-tiges afin de garder et contrôler la trajectoire de l'outil, qu'elle soit verticale ou inclinée. Leurs formes et construction sont multiples en fonction des terrains, des abrasivités, des appuis plus ou moins long que l'on désire. Trois stabilisateurs sur une BHA (bottom hole assembly, voir chapitre 10 : Le forage directionnel) paraît être un maximum compte tenu des frottements importants qu'ils procurent dans le puits.

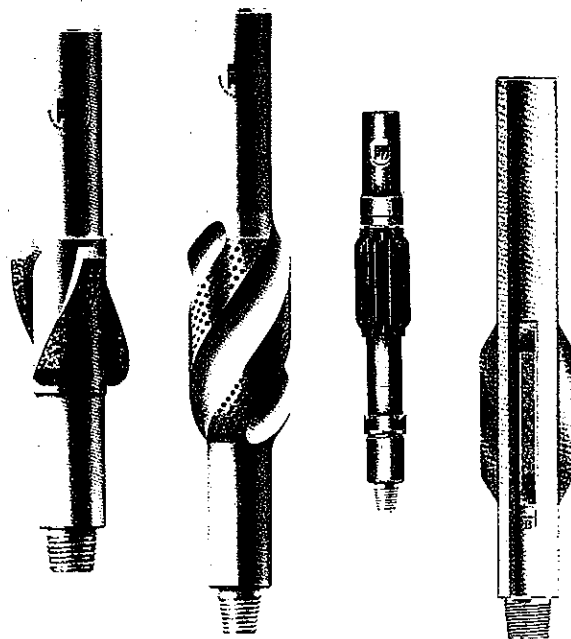


Fig. 3.23 Exemples de stabilisateurs (Source : ONCOR, LOR Inc.).

3.2.4.4. Shock-absorber

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

CHAPITRE 4

L'APPAREIL DE FORAGE

4.1 INTRODUCTION

Après avoir exposé les principes du forage moderne dans le chapitre 1, nous allons détailler les moyens en équipements, les techniques opératoires et le personnel nécessaires à la réalisation de l'ouvrage spécifique que constitue un puits pétrolier.

L'appareil de forage, ou plus globalement le chantier de forage (rig) est constitué d'un ensemble regroupant :

- la production d'énergie primaire,
- les magasins, stockages des produits consommables,
- l'installation de traitement des rejets,
- les abris de chantier,
- la tour de forage,
- le pompage et les bacs.

La **figure 4.1** rappelle et schématise l'ensemble des fonctionnalités : le levage, le pompage et la rotation.

La classification d'un appareil de forage se fait en première approche par la capacité de profondeur de forage maximale :

Appareils légers	1 500-2 000 m
Appareils moyens	3 500 m
Appareils lourds	6 000 m
Appareils super lourds	8 000-10 000 m

Ces performances de profondeur se traduisent par un poids au crochet de levage compte tenu des poids des garnitures et des casings.

En prenant en compte les temps de manœuvres communément acceptés, on peut évaluer la puissance maximale que devra développer le treuil de forage (draw works).

C'est pour cela que dans la profession lorsque l'on veut déterminer un appareil de forage, on ne s'intéresse qu'à la puissance du treuil. Cette caractéristique rejoint la classification en profondeur et est même explicitée d'une manière très pragmatique par les anglo-saxons par la règle du pouce suivante : pour 100 pieds de forage, il

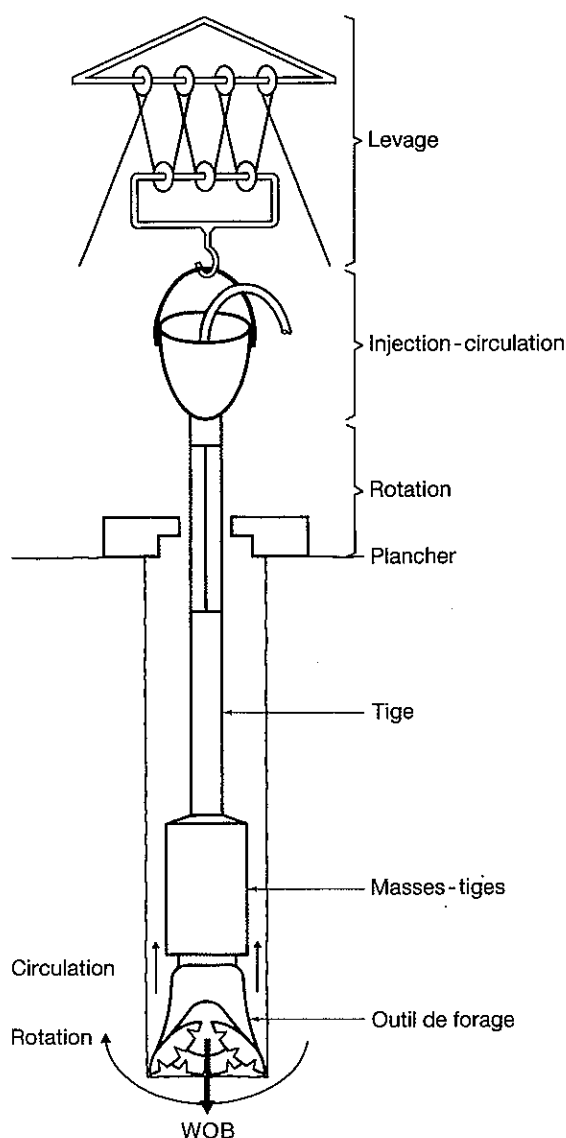


Fig. 4.1 Principe de la fonction levage.

faut 10 hp de puissance au treuil. Pour les catégories d'appareils citées plus haut, cela donne donc :

Appareils légers	650 hp
Appareils moyens	1 300 hp
Appareils lourds.....	2 000 hp
Appareils super lourds.....	3 000 hp

Les autres fonctions (pompage, rotation) sont dimensionnées par rapport au programme de forage et tubage classique d'un puits à la profondeur désignée.

L'organisation actuelle des entreprises concernées par l'exploration pétrolière est basée sur la spécificité des tâches : le maître d'ouvrage sera le propriétaire du puits et bénéficiera de son exploitation. Pour ce faire, il lui faut l'attribution du permis

d'exploration par les autorités locales compétentes. Il peut y avoir plusieurs compagnies pétrolières sur le même permis, ils sont alors en association (joint venture). En général, c'est l'un de ces associés qui aura le rôle de maître d'œuvre (operator). Le rôle de celui-ci sera de mener à leur terme les actions d'exploration correspondantes au cahier des charges. Ces actions comprennent l'analyse géologique, campagne de géophysique, forages d'exploration.

Le rôle technique de l'opérateur est donc très important pour la réalisation des forages d'exploration : une fois l'ingénierie faite (programme de forage et tubage, détermination des fluides, implantation, etc.), l'opérateur lance un appel d'offre auprès des sociétés de services en forage.

Les entrepreneurs ou contracteurs de forage ont pour mission de louer un appareil de forage complet, y compris son personnel opérationnel. Les relations commerciales et techniques entre les opérateurs et entrepreneurs de forage peuvent être très différentes en fonction du type de rétribution stipulée dans le document contractuel. Ce peut être une régie (day work contract), un «clés en mains» (turn key contract), un mètre (footage contract) ou un intéressement à la performance (incentive contract).

4.2 LES ÉQUIPEMENTS DE LEVAGE

Ils sont principalement composés de :

- la structure de la tour de levage,
- le treuil de forage et tous ses accessoires,
- le câble de forage,
- le poste de commande et de contrôle.

4.2.1 Structure de la tour de forage

Il existe trois grandes catégories de structures : le derrick, le mât, le mât haubanné monté sur remorque.

4.2.1.1 Le derrick

C'est la plus ancienne forme qui dérive de la tour construite en bois. Il est en forme de pyramide très pointue, dont les quatre pieds s'appuient sur les sommets d'un carré, cette surface sera le plancher de travail (**Fig. 4.2**).

Une plate-forme supérieure (water table) permet le support des poulies du mouflage du câble (crown block). Une plate-forme intermédiaire (85 ft environ) permettra à l'accrocheur de travailler au rangement des longueurs de tiges ou masse-tiges.

La structure métallique peut être soudée ou boulonnée.

Il n'existe pratiquement plus de derrick en appareil terrestre car le démontage et le remontage représentent des opérations longues, dangereuses, donc plus du tout viables économiquement.

Par contre, les « mobile rigs » offshore utilisent cette technique de construction car elle est économique et bien adaptée aux conditions offshore. Dans ce cas, en effet, il n'y a plus de démontage pour changer d'implantation puisque c'est le support dans son ensemble qui se déplace.

On différencie les « dynamic derricks » des derricks standards car ce sont ceux installés sur des supports flottants tels bateaux et semi-submersibles. Ces tours sont soumises à des efforts dynamiques supplémentaires dus aux roulis, tangage, pilonnement, vents. La hauteur disponible entre le plancher de forage et le crown-block doit être surélevée pour tenir compte de déplacements verticaux du support flottant en fonction des vagues.

A titre d'illustration, nous allons donner les spécifications de deux types de derrick de chez Dreco.

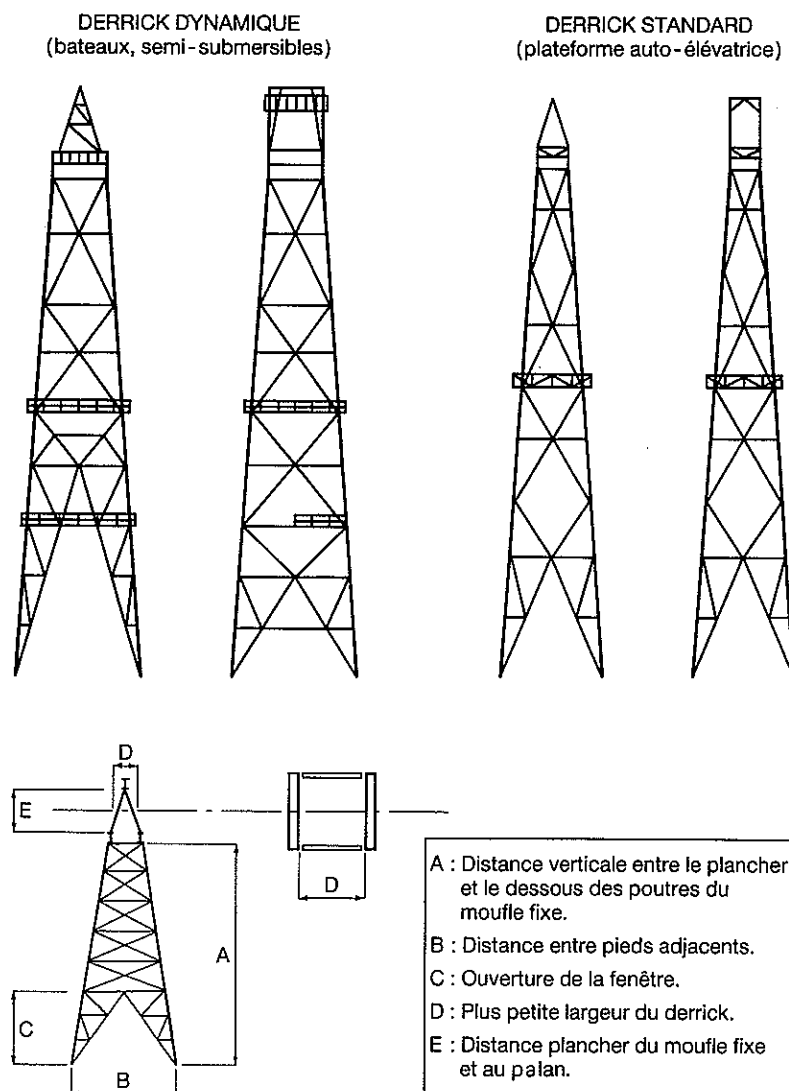


Fig. 4.2 Exemple de derricks.

A. Dynamic derrick

Hauteur :	160 ft (course utile du crochet).
Base :	40 ft.
Plate-forme (crown-block) :	18 ft.
V door :	60 ft.
Charge maximale au crochet :	1 000 000 lb.

a. Avec 60 % de garniture gerbée, les conditions d'utilisation deviennent :

800 000 lbs de charge au crochet.
50 nœuds de vitesse de vent.
10 degré de roulis, 10 s de période.
3 degré de tangage, 7 s de période.
5 ft de pilonnement, 8 s de période.
4 tensionneurs de 24 t chacun.
Équipage mobile en hauteur maximum.

b. En attente météo et gerbage maximal

250 000 lb de charge au crochet (équipage mobile amarré au plancher).
70 nœuds vitesse du vent.
15 degré de roulis, 10 s de période.
4 degré de tangage, 7 s de période.
6 ft de pilonnement, 8 s de période.
4 tensionneurs de 24 t chaque.

c. En conditions extrêmes

250 000 lb de charge au crochet.
100 nœuds vitesse du vent.
30 degré de roulis, 10 s de période.
6 degré de tangage, 7 s de période.
7 ft de pilonnement, 8 s de période.

B. Standard derrick (jack-up)

Hauteur : 147 ft.
Base : 30 ft.
Top : 8 ft.
V door : 34 ft.

a. Forage

1 000 000 lb charge statique au crochet.
Pas de gerbage.
85 mph de vent.

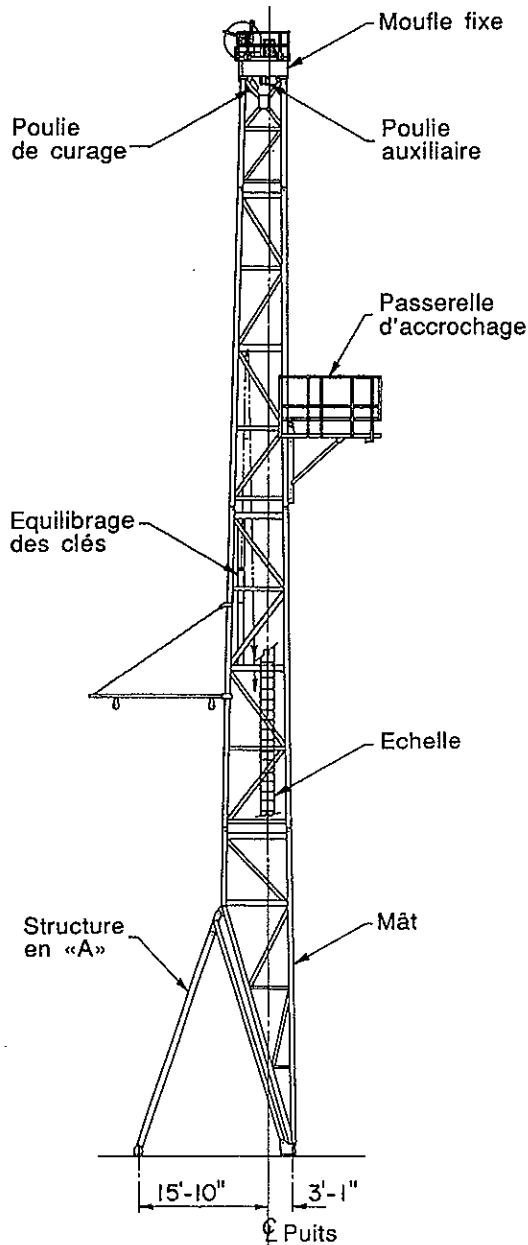


Fig. 4.3a Mât d'appareil de forage
(Source : Branham Industries Inc.).

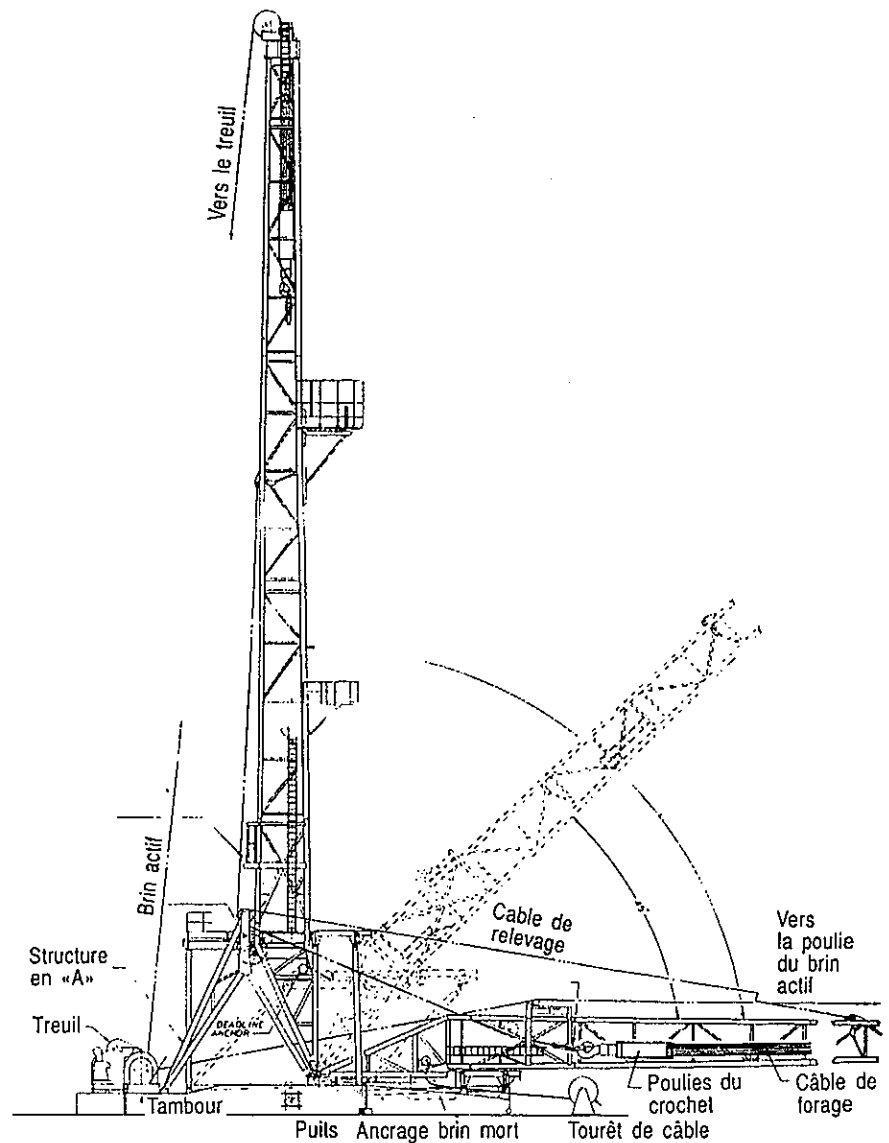


Fig. 4.3b Schéma du relevage d'un mât (Source : Branham Industries Inc.).

b. Conditions extrêmes

115 mph de vent.
Pas de gerbage.

c. Descente tubage

700 000 lb de charge au crochet.
85 mph de vent.
Gerbage maximal.

d. En remorque

250 000 lbs de charge au crochet.
20 degré de roulis, 10 s de période.

Les différences importantes de spécification portent sur la hauteur libre (13 ft supplémentaires pour le compensateur de pilonnement), sur les cas de charges différents en fonction des situations spécifiques.

4.2.1.2 Le mât (Fig. 4.3a et b)

Le mât est une structure en forme de A très pointu. Il a la particularité d'être articulé à sa base ce qui lui permet d'être assemblé ou démonté horizontalement puis relevé en position verticale en utilisant le treuil de forage et un câble de relevage spécial. Cette tour de forage est parfaitement adaptée aux appareils de forage terrestre nécessitant une grande mobilité. La passerelle d'accrochage est en porte-à-faux et le gerbage se fait sur un plancher indépendant (set back) de la structure du mât.

Les spécifications techniques sont identiques à celles des derricks :

- charge au crochet maximale compte tenu du mouflage,
- hauteur libre dans le mât,
- largeur à la base,
- résistance au vent avec et sans garniture gerbée.

Les capacités sont comparables à celles des derricks.

Il existe d'autres types de mâts, moins répandus, mais qui répondent aux contingences de mise en place sur une plate-forme de développement offshore où la mise en position horizontale d'un mât conventionnel ne peut se faire à cause de son emprise. Les solutions sont le mât repliable (folding mast) (Fig. 4.4) et le mât télescopique en deux tronçons qui s'emboîtent l'un dans l'autre puis qui sont couchés à l'horizontal avec un encombrement réduit de moitié.

4.2.1.3 Le mât haubané monté sur remorque (Fig. 4.5 et 4.7a)

C'est le domaine des appareils légers et des appareils spécialisés dans le work-over (reprise de puits de production). Ce type de mât, télescopique en deux ou trois tronçons, travaille en position inclinée vers l'avant. Cela impose un haubanage spécifique à chaque appareil. Le schéma généralement utilisé est représenté figure 4.6.

Fig. 4.4 Mât repliable (folding mast)
(Source : Branham Industries Inc.).

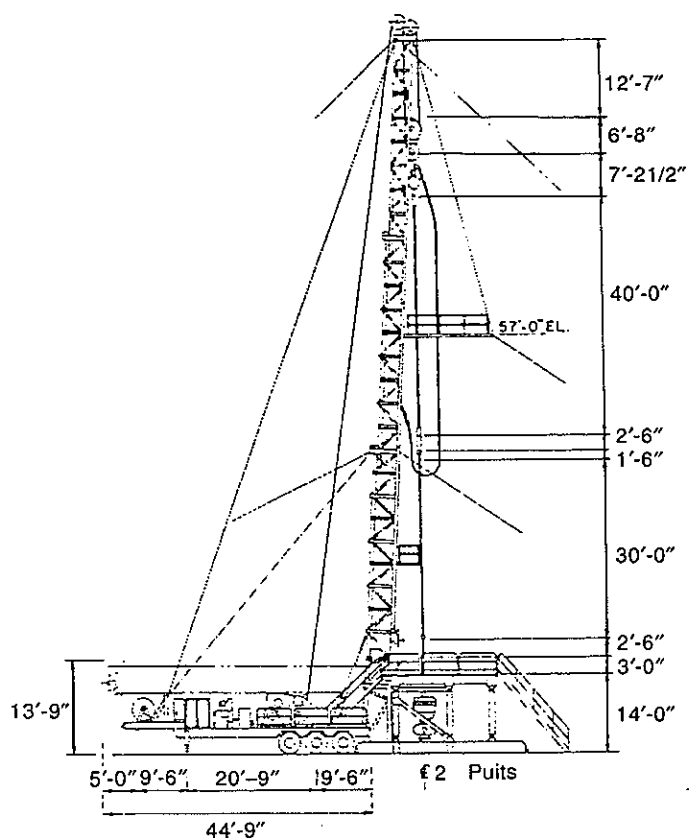
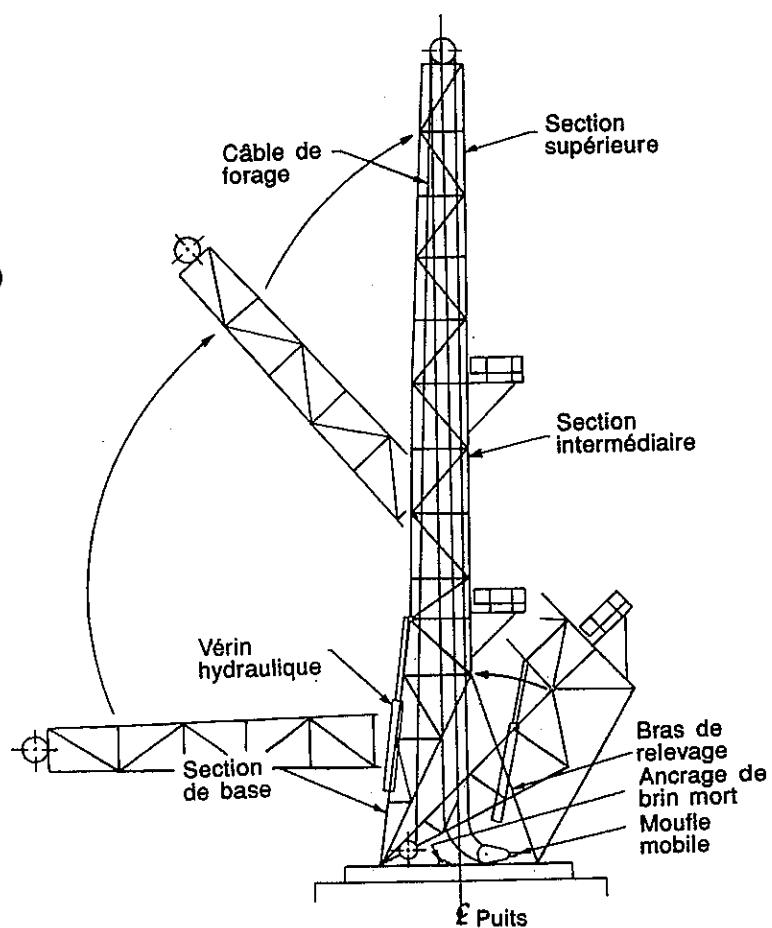


Fig. 4.5 Appareil de levage sur remorque
(Source : Branham Industries Inc.).

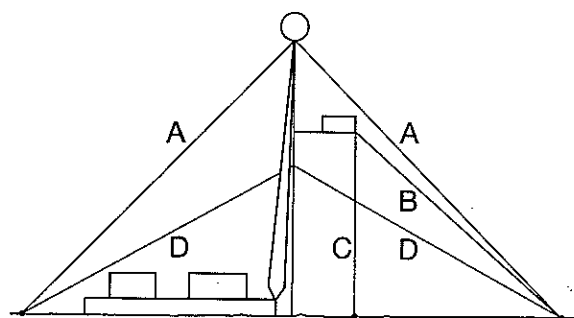


Fig. 4.6 Schéma d'haubannage
(Source : API 4E).

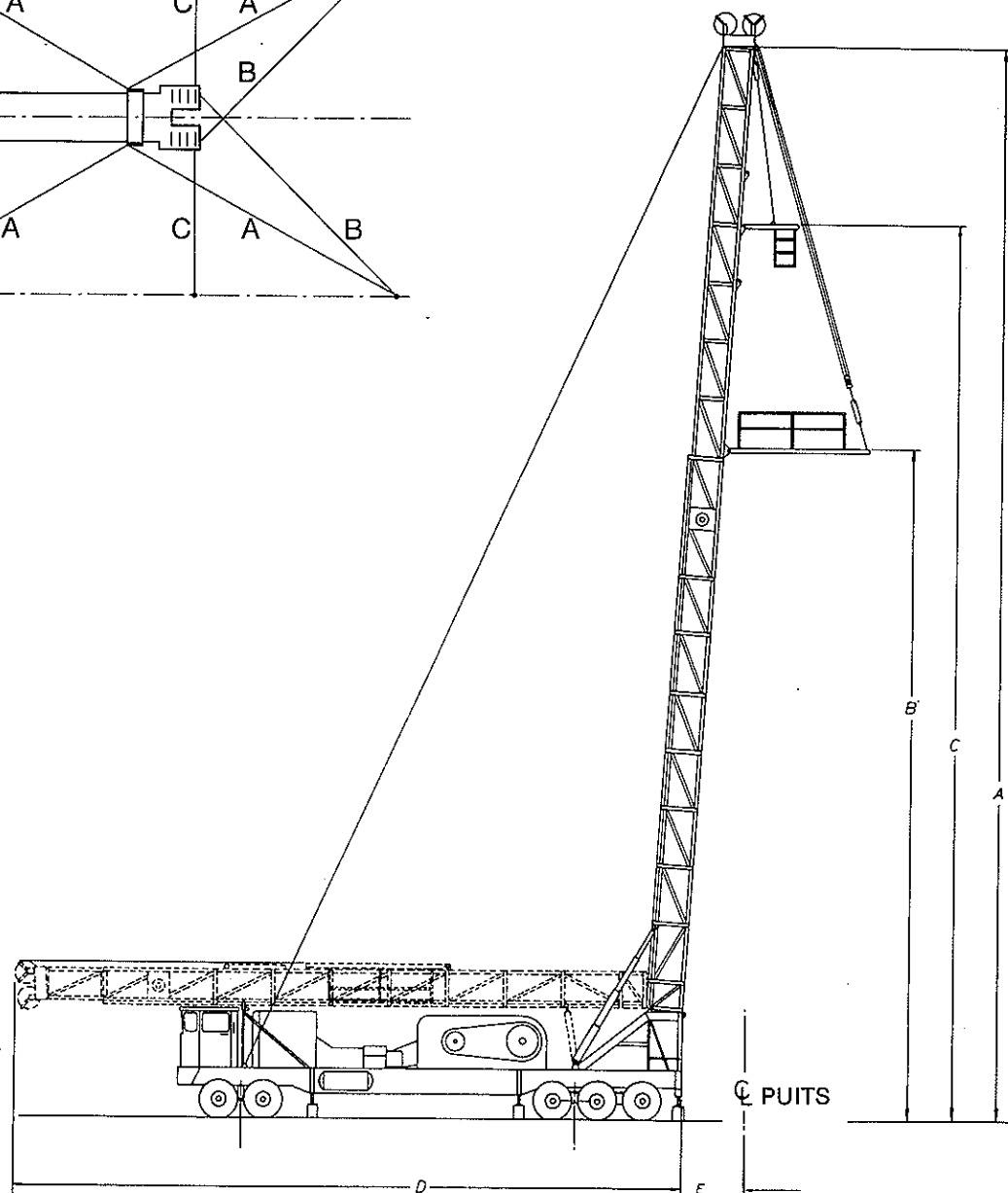
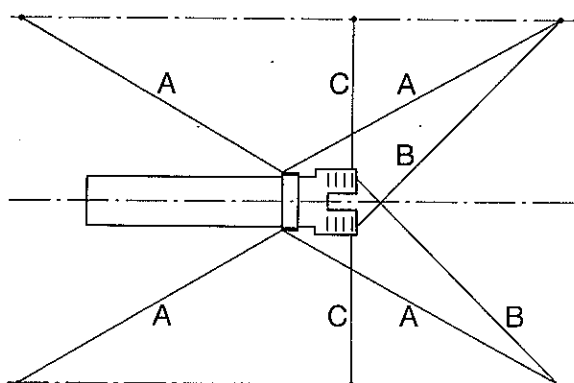


Fig. 4.7a Appareil de forage sur camion (Source : Cardwell).



SPÉCIFICATIONS DU MÂT (de la figure 4.7a)

MODÈLE	CHARGE AU CROCHET (lbs)	CAPACITÉ DE GERBAGE (ft)				A	B	C (FEET-INCHES)	D	E
		4½" D.R.	3½" D.R.	2⅞" OD TUBING	7/8" RODS					
65' SINGLE POLE	105,500 4-LINES					67-0			38-8	
120-69	100,000 4-LINES	2,500'		7,200' SINGLES	7,700' DOUBLES	69-0	25-4 29-4	53-10 55-9 57-8	41-0	4-4
140-69	140,000 6-LINES	2,500' 3,600'		7,200' 10,200' SINGLES	7,700' 9,900' DOUBLES	69-0	25-4 29-4	53-10 55-9 57-8 59-7	41-4	4-4
140-91	140,000 6-LINES	3,850'		8,400' DOUBLES	9,450' TRIPLES	91-0	54-3 55-0 55-9	77-0 78-0 79-0	55-5	4-4
180-96	180,000 6-LINES	4,800'		12,480' DOUBLES	11,550' TRIPLES	96-0	54-5 59-11 63-11	78-2 82-11 87-8	57-0	4-4
215-96	215,000 6-LINES	7,200'		16,200' DOUBLES	11,550' TRIPLES	96-0	54-8 59-11 65-2	78-0 82-9 87-6	58-0	4-4
250-103	250,000 8-LINES	7,200'		16,200' DOUBLES	11,550' TRIPLES	103-0	54-0 58-0 63-6 68-6	79-4 84-1 88-10	60-6	4-4
250-108	250,000 8-LINES	7,200'		16,200' DOUBLES	11,550' TRIPLES	108-0	58-0 63-6 68-6	79-4 84-1 88-10	65-6	4-4
255-108	270,000 8-LINES	8,000' DOUBLES	10,000' DOUBLES	20,000' DOUBLES		108-0	61-9 66-0 71-0		66-9	5-0
300-112	300,000 8-LINES	10,000' DOUBLES	12,000' DOUBLES	24,000' DOUBLES		112-0	64-0 69-0 74-0		68-8	5-0
375-118	375,000 10-LINES	12,000' DOUBLES	14,000' DOUBLES	25,000' DOUBLES		118-0	64-0 69-0 74-0		71-8	5-0
450-118	450,000 10-LINES	14,000' DOUBLES	17,000' DOUBLES	30,000' DOUBLES		118-0	64-0 69-0 74-0		74-0	5-0

Fig. 4.7b Exemple de caractéristiques d'appareils mobiles
(Source : Cardwell).

L'entreprise doit veiller au bon état des câbles et attaches ainsi qu'à la conformité des points d'ancrage. En effet, la capacité nominale de ce type d'appareil de levage tient compte de valeurs précises de tension dans les câbles de hauban. Ces appareils de forage sur remorque n'ont pour la plupart que des capacités de gerbage en double. Les spécifications *Cardwell* de la **figure 4.7b** montrent les domaines d'utilisation de ce type de mâts. Il est exceptionnel que l'on dépasse des capacités de profondeur de 3 000 m car la hauteur libre sous la substructure ne permet pas l'empilage des BOP indispensables à cette profondeur.

4.2.1.4 Les substructures

Ces constructions répondent au besoin de surélévation du plancher de forage pour laisser la place aux empilages de têtes de puits ainsi que de BOP. Elles peuvent être indépendantes du mât de levage : ce sont alors des caissons empilés de part et d'autre de la tête de puits, sur lesquels on assemble le plancher, la tour de forage reportant ses charges directement sur la substructure (box substructure, **Fig. 4.8**). La plupart des mâts de moyenne capacité font partie d'un ensemble de levage avec

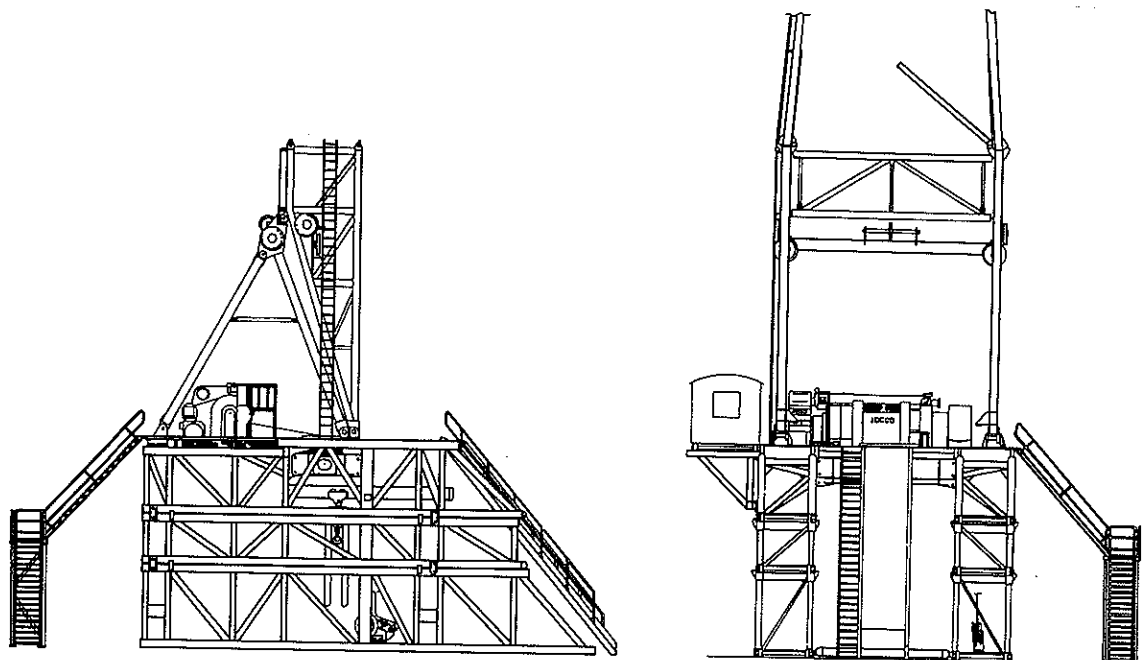


Fig. 4.8 Substructure en caisson (Source : IRI).



Fig. 4.9 Substructure dépliable (Source : Branham Industries Inc.).

elevating substructure où les planchers du treuil et du gerbage sont repliés au sol grâce à des poutrelles articulées en parallélogramme. Une fois le mât relevé grâce au treuil, le plancher est déplié en utilisant toujours la traction sur le câble de forage (Fig. 4.9). On peut citer également la sling shot substructure de Dreco où le mât est surélevé dans sa position verticale sur le plancher de forage intégral (Fig. 4.10).

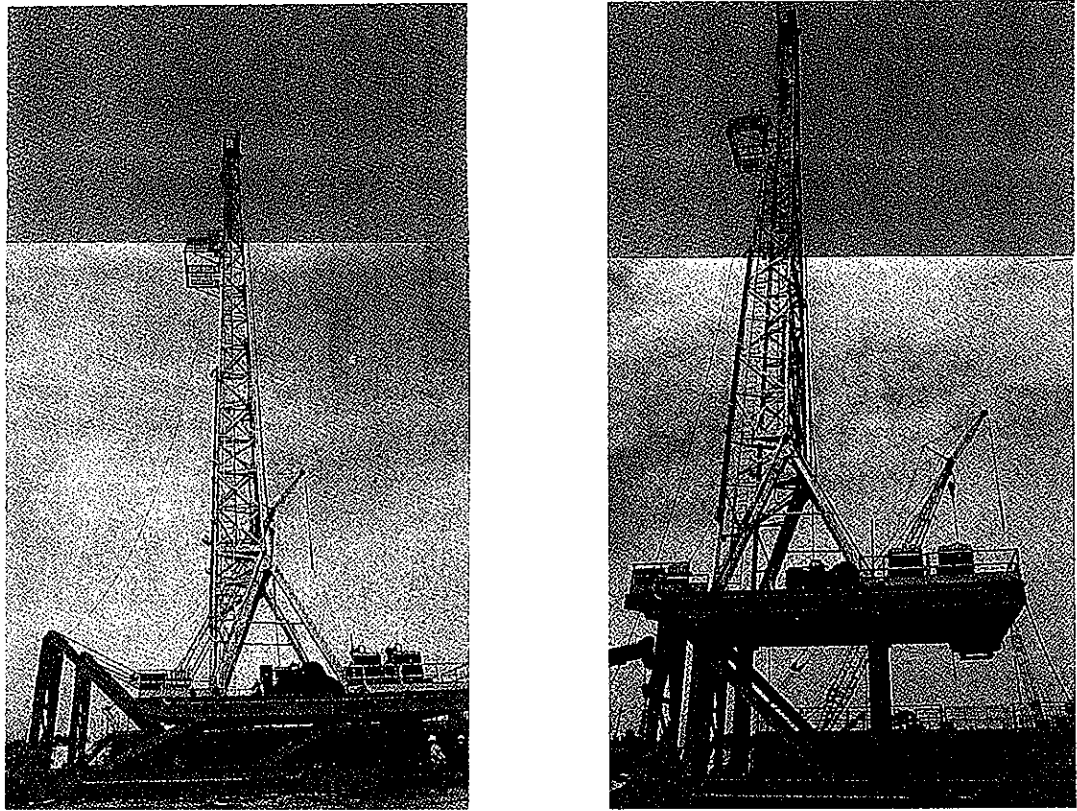


Fig. 4.10 Substructure auto-élevatrice (Source : DRECO Inc.).

4.2.2 La mécanique du levage

4.2.2.1 Le mouflage du câble de forage

Le schéma **figure 4.11** représente l'ensemble du chemin du câble de forage et les différents composants qui le constitue.

A. Brin mort

L'ancrage du câble de forage se fait sur un réa spécifique (**Fig. 4.12**) qui permet de mesurer la tension sur cette extrémité et autorise également l'introduction dans le système d'une certaine longueur de câble neuf afin de déplacer les points d'usure sur les poulies du crow-block ou du moufle mobile. Cette opération de « filage » suivie par une coupe permet de prolonger la durée de vie du câble.

B. Moufle fixe ou crow-block

C'est l'ensemble des poulies sur lequel passe le câble. Il est supporté par la plateforme supérieure de la tour de forage (**Fig. 4.13**). Il faut noter que la charge sur le moufle fixe, et par la même occasion sur la tour de forage, est supérieure à la charge au crochet : en effet, le mouflage est tel qu'il y a deux brins supplémentaires : le

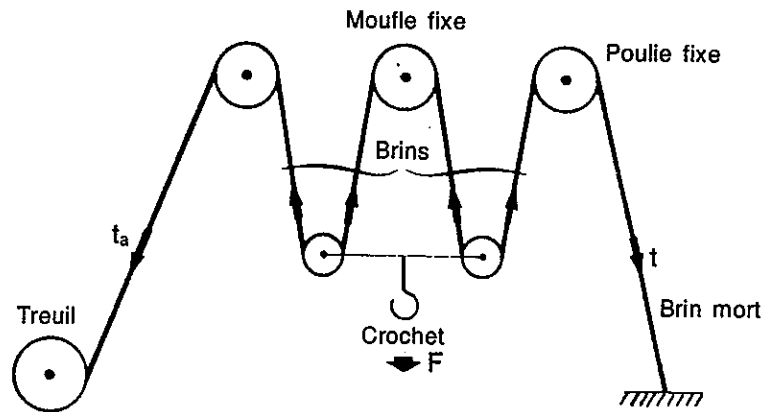


Fig. 4.11 Schéma de mouflage (Source : Formulaire du foreur, Editions Technip, Paris, 1989).

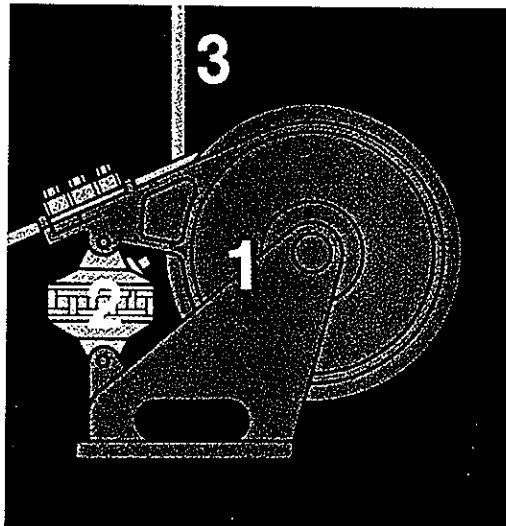


Fig. 4.12 Attache de brin mort (Source : Totco).

1. Réa. 2. Cellule hydraulique de mesure tension.
3. Câble de forage.

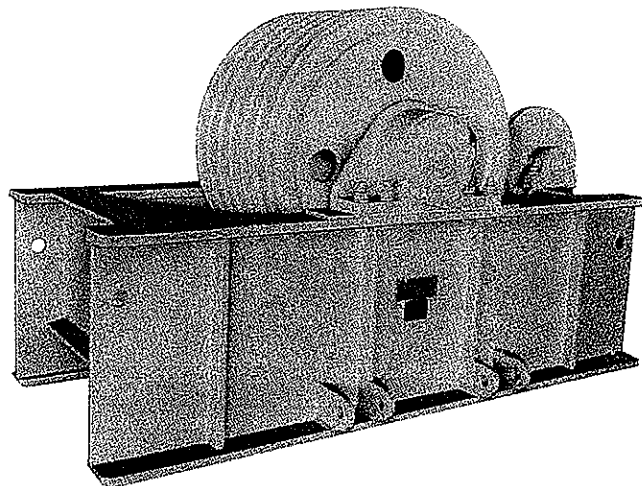


Fig. 4.13 Moufle fixe (Source : National Supply Co.).

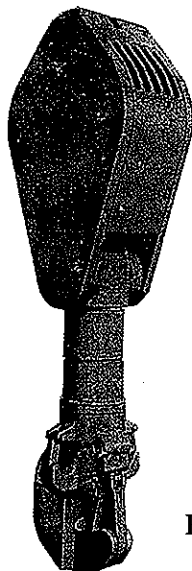


Fig. 4.14 Moufle mobile (Source : National Supply Co.).

brin mort et le brin actif qui est relié au treuil. Si le mouflage est par exemple à 10 brins et la charge au crochet de 150 t, le câble subit une tension de 15 t en statique, le moufle fixe supporte alors $150\text{ t} + 2 \times 15\text{ t}$, soit 180 t.

C. Le moufle mobile et crochet

Ils sont en général dits intégrés (**Fig. 4.14**), c'est-à-dire que l'ensemble des poulies et du crochet sont assemblés d'une manière compacte. Le crochet comporte un amortisseur pour limiter les chocs à la reprise de la charge et faciliter le vissage des connexions. Aux deux oreilles latérales sont suspendus les bras de l'élévateur.

D. Le câble de forage

Les câbles des appareils de forage sont à âme métallique sur laquelle on câble six torons constitués de fil d'acier. Le câblage des fils de torons est en général de sens inverse du câblage des torons sur l'âme (câblage normal ou regular) ce qui donne un câble plus raide mais quelque peu antigiratoire. On trouvera (**Fig. 4.15**) deux configurations usuelles ainsi que des références de résistance à la rupture. L'acier utilisé peut être de trois nuances : PS (plow steel), IPS (improved plow steel), EIPS (extra improved plow steel). Les diamètres sont très variables avec la classe de l'appareil mais en général ne dépasse pas 1,5 pouce. Le câble de forage nécessite une surveillance attentive et pour quantifier la fatigue qu'il peut subir, le chef de chantier calcule le travail quotidien du câble qui est le produit de la charge par son déplacement. Le cumul du travail du câble qui s'exprime en $\text{t} \times \text{km}$ (ou $\text{ton} \times \text{mile}$) donnera les jalons du déclenchement des opérations de maintenance tels que le filage puis la coupe du câble.

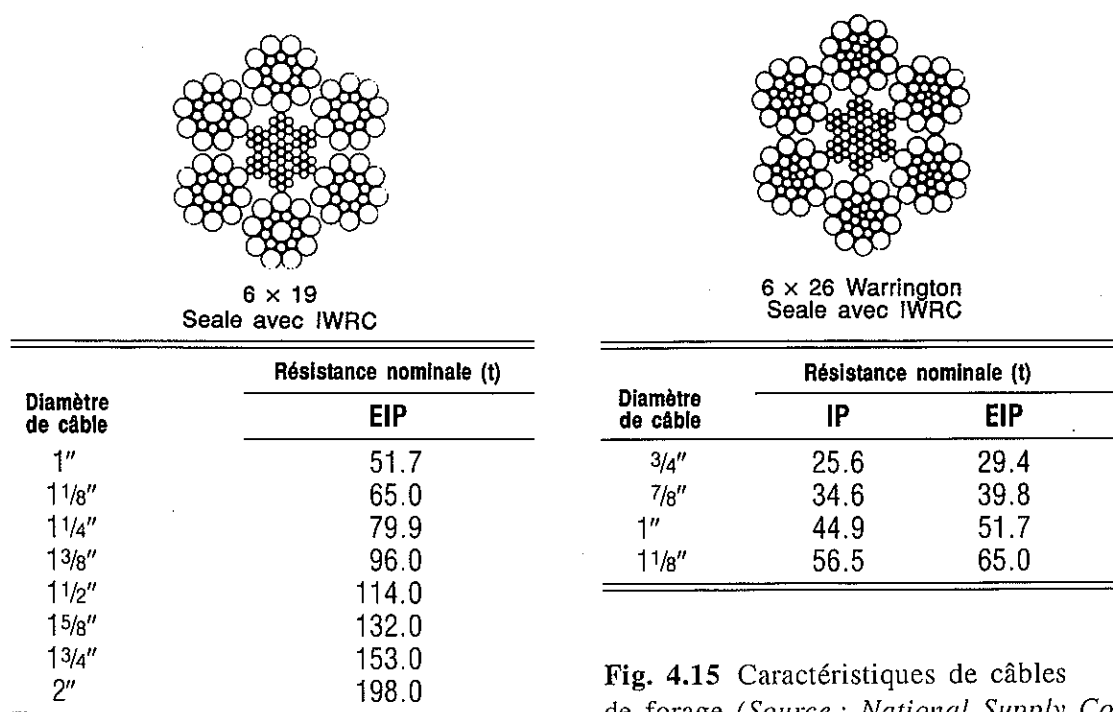


Fig. 4.15 Caractéristiques de câbles de forage (Source : National Supply Co.).

E. Le brin actif

C'est l'extrémité du câble qui s'enroule sur le tambour du treuil.

4.2.2.2 Le treuil de forage (drawworks)

C'est le cœur de l'appareil de forage, comme nous l'avons vu précédemment c'est la capacité du treuil qui caractérise un rig et indique la classe de profondeur des forages que l'on pourra effectuer.

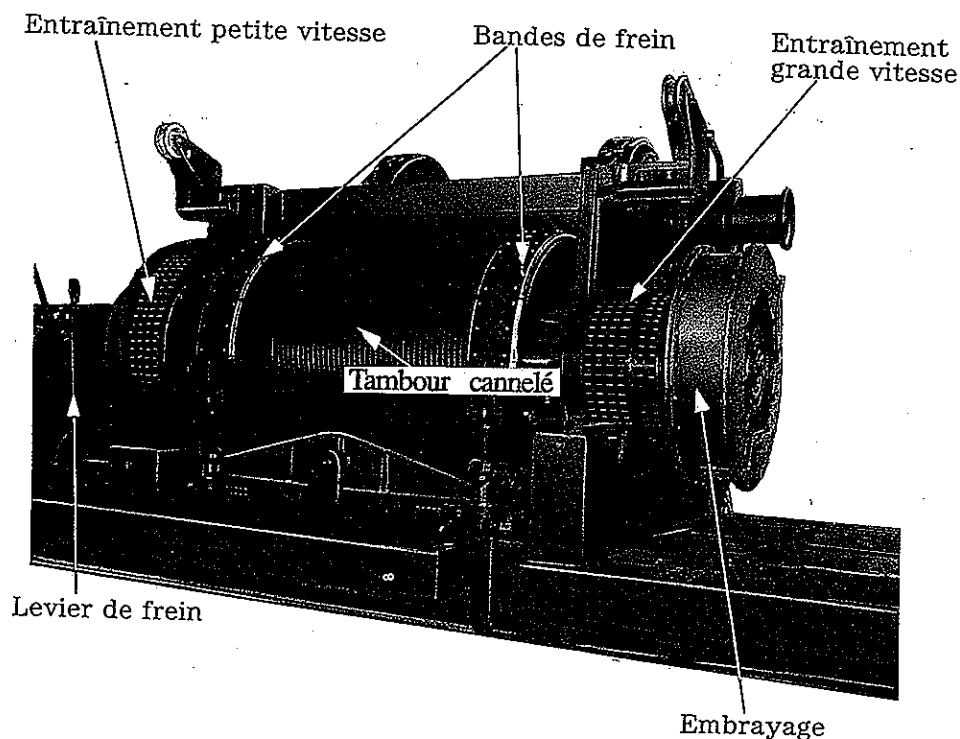


Fig. 4.16 Tambour de treuil de forage (Source : National Supply Co.).

Les différentes parties mécaniques sont :

- Un tambour cannelé sur lequel s'enroulera le câble (Fig. 4.16), les joues du tambour comporte des jantes sur lesquelles sont montées les bandes du frein qui permettent le contrôle de la descente de la charge suspendue au crochet (Fig. 4.17). Ce système de freinage très fiable n'a pas une grande capacité d'absorption d'énergie telle celle produite par la descente d'une colonne de casing à une grande profondeur. Tous les treuils seront équipés d'un ralentisseur de charge monté sur l'axe du tambour. Nous les décrirons plus loin.
- Une boîte de vitesse sur l'arrière du treuil permet au foreur de sélectionner deux à trois rapports de vitesse. Deux rapports sont suffisants dans le cas d'une motorisation électrique où le réglage de la variation de vitesse de rotation est parfaitement contrôlée. La technologie de ces boîtes de vitesse est

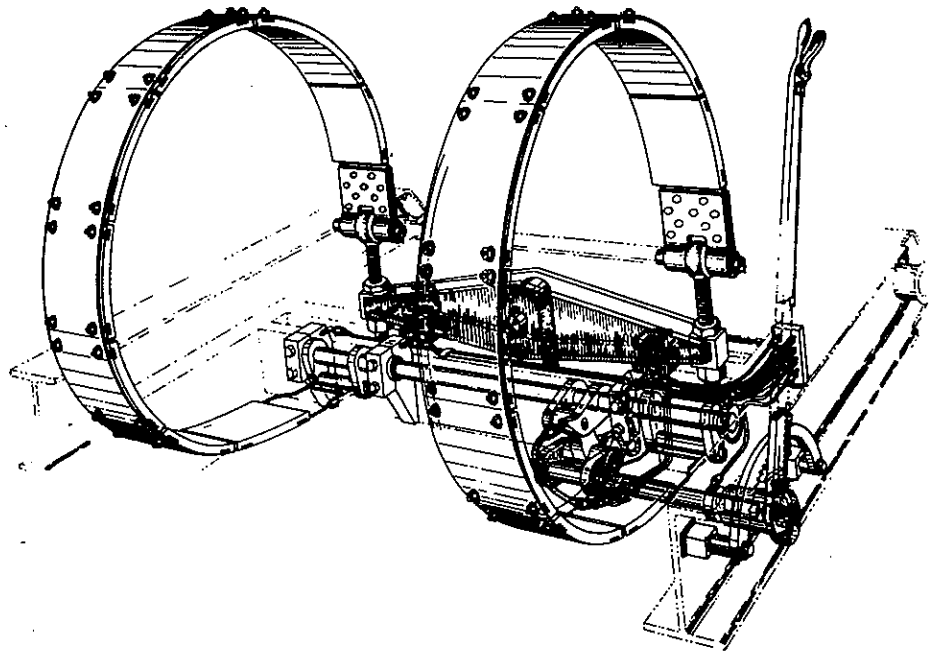


Fig. 4.17 Bandes de frein et levier de commande (Source : National Supply Co.).

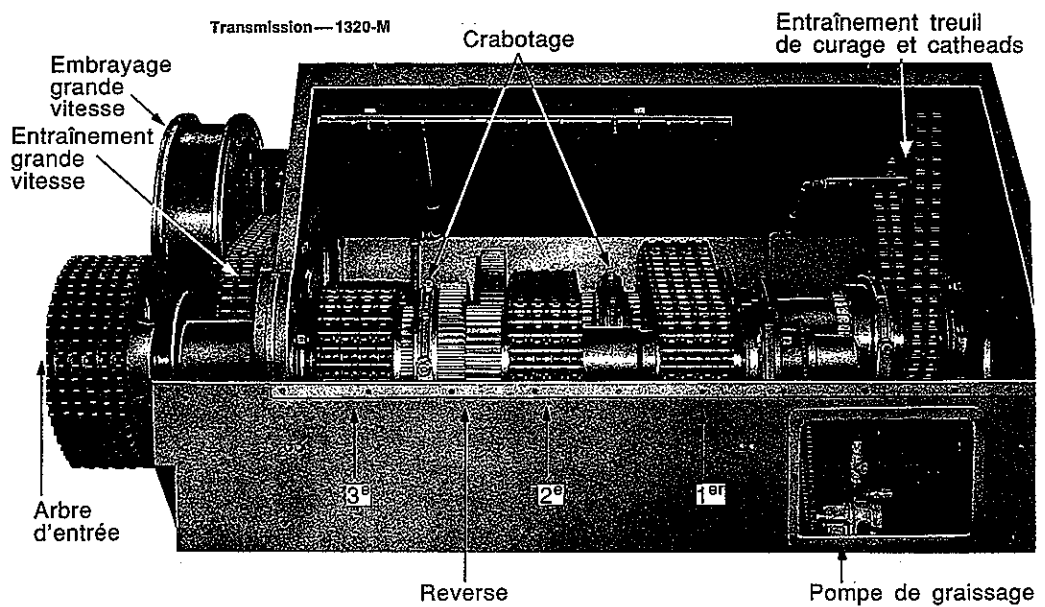


Fig. 4.18 Boîte de vitesse de la transmission du treuil.

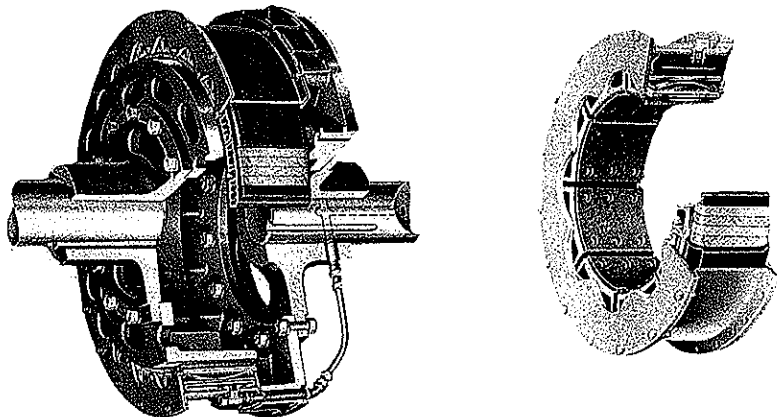


Fig. 4.19 Embrayage pneumatique (type Airflex) (Source : Mid Continent).

représentée **figure 4.18**. Deux arbres en parallèle sont reliés par des couples de roues dentées équipées de chaînes. Il y a autant de couples que de rapports de vitesse. Une des roues dentées de chaque couple peut tourner librement autour de l'arbre si le système de crabotage est déverrouillé. Enclencher une vitesse, c'est déplacer mécaniquement le système à crabot pour qu'il bloque la rotation de la roue par rapport à son arbre : la rotation de l'arbre secondaire se fait alors à la vitesse correspondante au rapport de réduction sélectionné. L'arbre secondaire entraîne en rotation le tambour de treuil également par l'intermédiaire de deux couples de roues dentées et chaînes situées de part et d'autre du carter de la boîte de vitesse. Ces deux rapports supplémentaires (petite vitesse et grande vitesse) sont embrayés par des accouplements pneumatiques type Airflex (**Fig. 4.19**). Un schéma de la cinématique complète d'un treuil de moyenne puissance est reproduit **figure 4.20**.

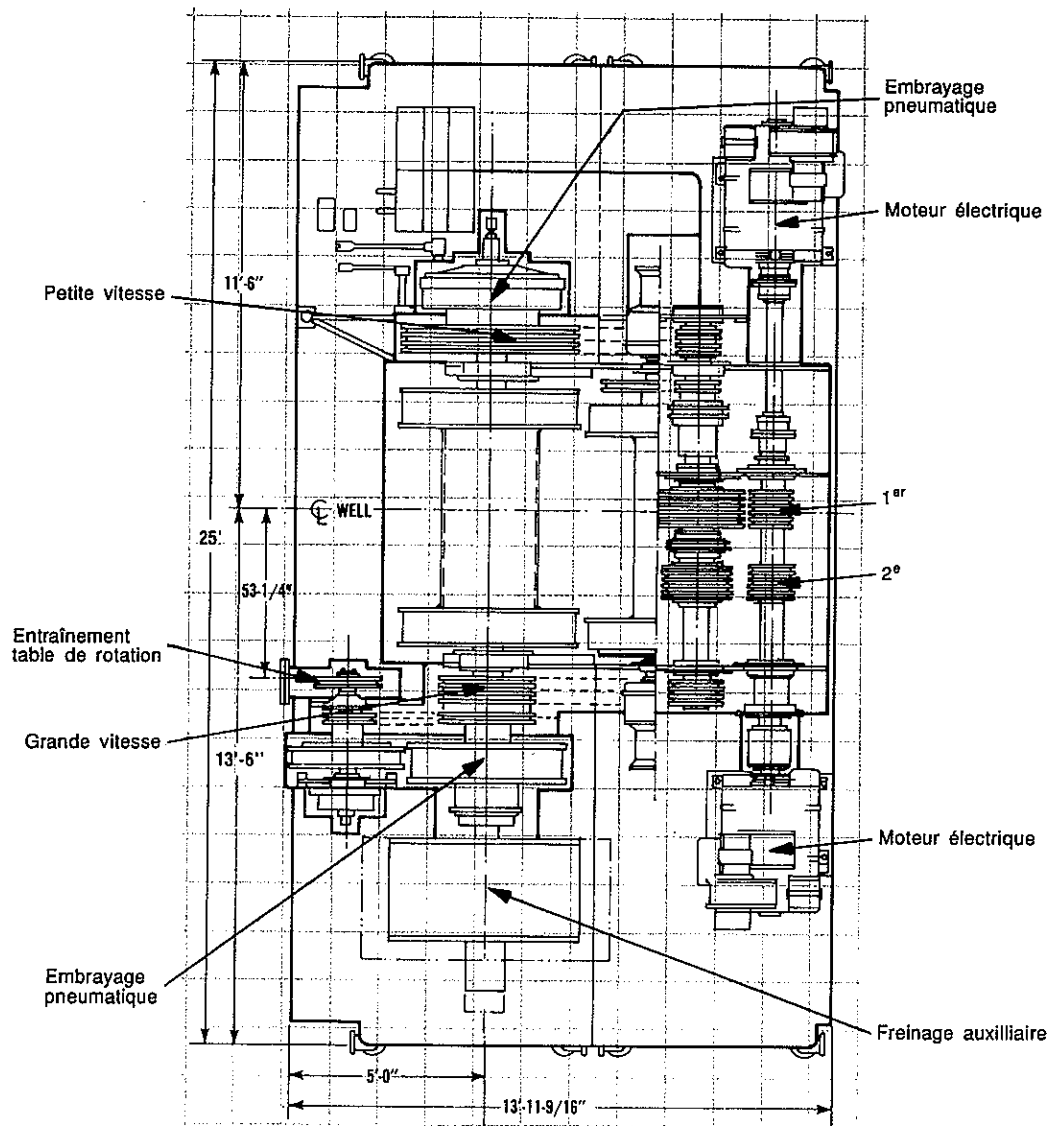


Fig. 4.20 Cinématique de la transmission d'un treuil.

4.2.2.3 Le freinage auxiliaire

La capacité de freinage du système à bandes n'est pas suffisante dynamiquement lorsque les plus lourdes charges sont descendues dans le puits. C'est pourquoi, sur tous les appareils de forage, il est adjoint un ralentisseur fixé dans l'axe du tambour de treuil. Deux types de mécanismes sont utilisés :

- Le ralentisseur hydraulique dont le principe est de transformer l'énergie mécanique produite par la descente d'une charge, en chaleur par l'intermédiaire d'un rotor entraîné en rotation par le tambour du treuil. La quantité d'énergie mécanique qui peut être absorbée est fonction de la vitesse de rotation et du volume d'eau en circulation dans le carter. Pour adapter le ralentissement à la charge, le sondeur agit sur le niveau d'un bac tampon inclus dans le circuit de refroidissement de l'eau. Celui-ci règle la charge de fluide dans le ralentisseur et faire varier le couple de freinage (Fig. 4.21). Ce système est fiable et nécessite très peu d'entretien mais il a les grands inconvénients de procurer peu de freinage aux vitesses lentes ainsi qu'une trop grande rigidité de réglage. Ces défauts font qu'il est réservé aux appareils de forage légers.

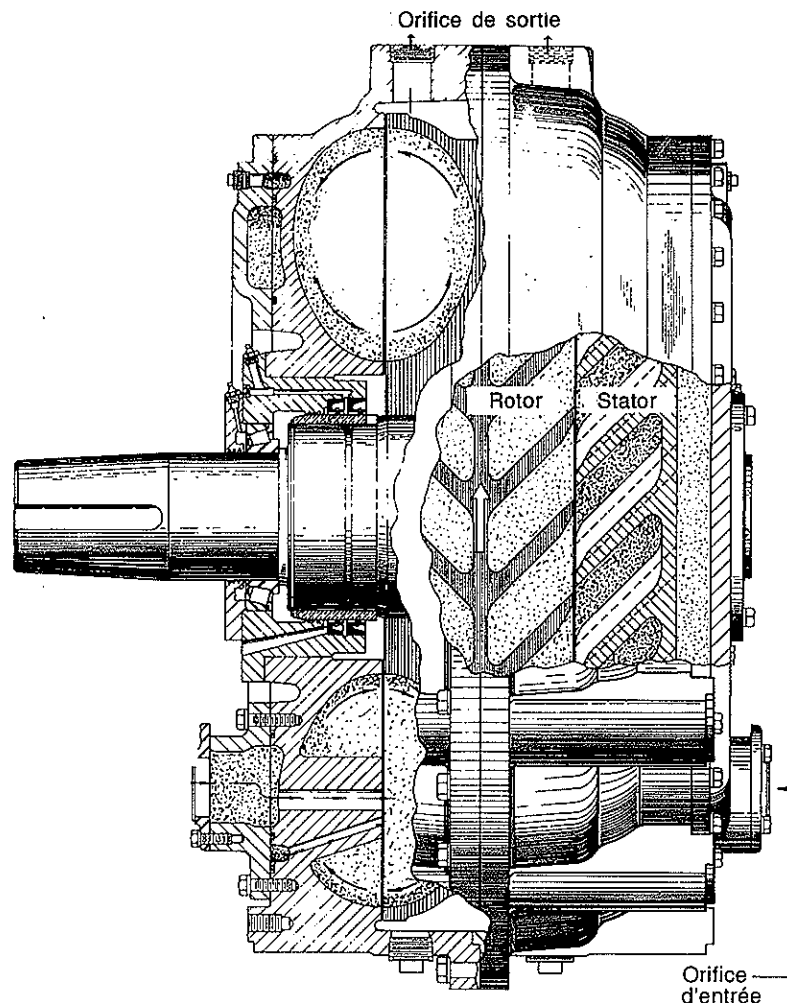


Fig. 4.21 Ralentisseur hydraulique (type Parkersbourg) (Source : PARMAC).

- Le ralentisseur électromagnétique (**Fig. 4.22**) qui comprend un élément entraîné (rotor) et un élément fixe qui fournit un champ magnétique réglable par commande. Le rotor coupe les lignes du champ magnétique. Les forces électromagnétiques induites dans le rotor s'opposent au mouvement de rotation. Les courants de Foucault produits dans le rotor provoquent un dégagement de chaleur par effet Joule qui est évacué par un système de circulation d'eau. La valeur du couple de freinage est liée à l'intensité du champ magnétique créé aux bobinages ce qui confère une grande souplesse d'utilisation de ce type de ralentisseur.

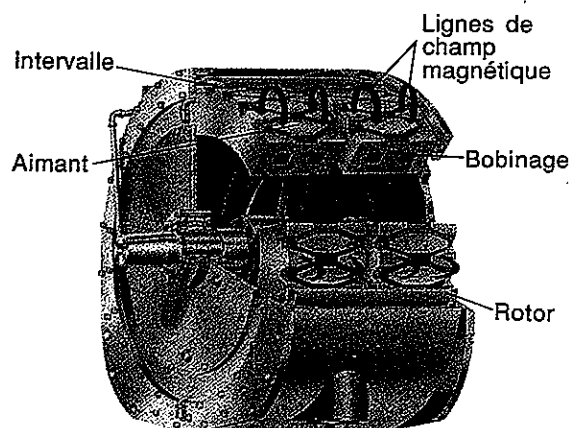


Fig. 4.22 Ralentisseur électromagnétique (type Elmagco) (*Source : Baylor*).

4.2.2.4 Les outils de plancher

Ils rentrent dans deux catégories : ceux qui sont utilisés pour le levage, et ceux qui servent au vissage, blocage et déblocage de la garniture :

- Outils de levage : le crochet de forage comporte deux oreilles latéralement auxquelles sont accrochés deux bras qui supportent un élévateur (**Fig. 4.23**). Pour chaque dimension nominale de tiges correspond un type d'élévateur. Pour manœuvrer les masses-tiges, il est courant d'utiliser des têtes de levage que l'on visse sur le filetage de la masse-tige et dont la partie supérieure a les mêmes dimensions que les tiges de forage afin de n'avoir pas à changer de type d'élévateur.
Pour suspendre la garniture sur la table de rotation, on utilise des cales que l'on pose dans des fourrures coniques dans la table (master bushing) (**Fig. 4.24**). Dans le cas de masses-tiges lisses, c'est-à-dire non équipées des restreints, on augmente la sécurité en fixant un collier (ou clamp) au-dessus des câles. Pour faciliter le travail des sondeurs de plancher, certains coins à tiges sont pneumatiques et peuvent être opérés directement à distance par le chef de poste (**Fig. 4.25**).
- Les outils de vissage : l'application du couple de serrage ou de déblocage se fait encore très couramment avec des clés à mâchoires multiples (**Fig. 4.26**). La clé de retenue est fixée par câble ou chaîne sur un point fixe, l'autre est reliée à une poupée motorisée en rotation par la transmission du treuil de

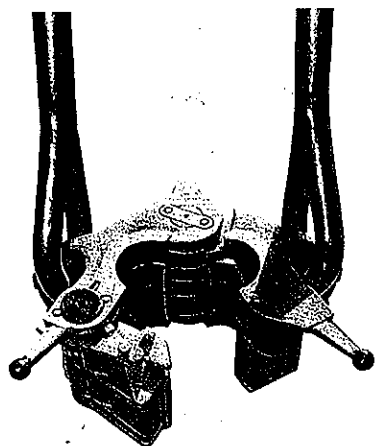


Fig. 4.23 Elévateur
(Source : Varco).

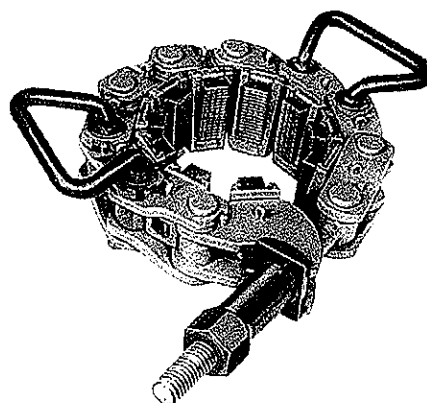
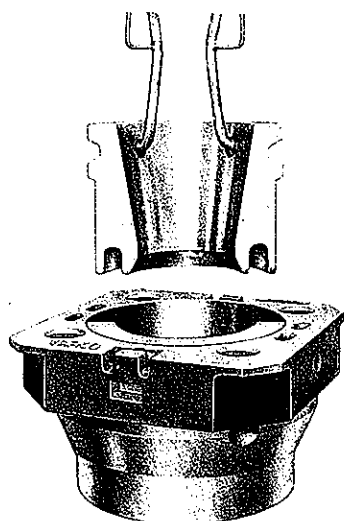
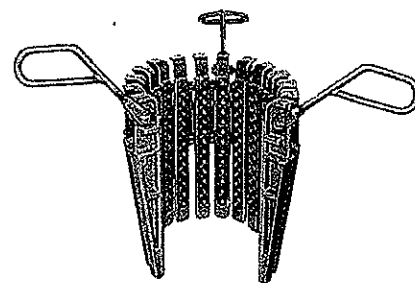
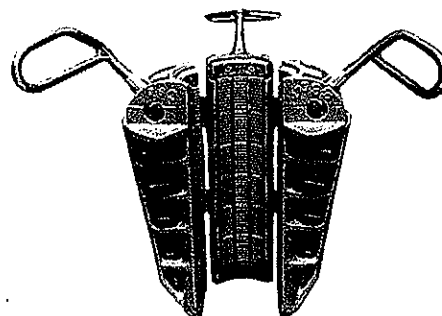


Fig. 4.24 Exemples de cales, collier de sécurité,
fournures de table (Source : Varco).

forage (cathead). La traction exercée par ce treuil donne un couple sur le tubulaire par l'intermédiaire du bras de levier correspondant à la longueur de la clé. Deux ouvriers de plancher sont nécessaires à la mise en place et au retrait de ces clés (**Fig. 4.27a**).

La première phase de vissage ou d'approche des deux raccords jusqu'au contact des épaulements mâle et femelle doit se faire le plus rapidement possible. Pour ce faire, on utilise encore très couramment la chaîne enroulée autour de la tige, maintenue serrée par un sondeur qui tire sur son extrémité (**Fig. 4.27b**). L'autre extrémité s'enroule sur une poupée du treuil commandée par le chef de poste. L'effet de cabestan entraîne la tige en rotation en même temps que le défilement de la chaîne.



Fig. 4.25a Cales automatiques pneumatiques
(Source : BLM).

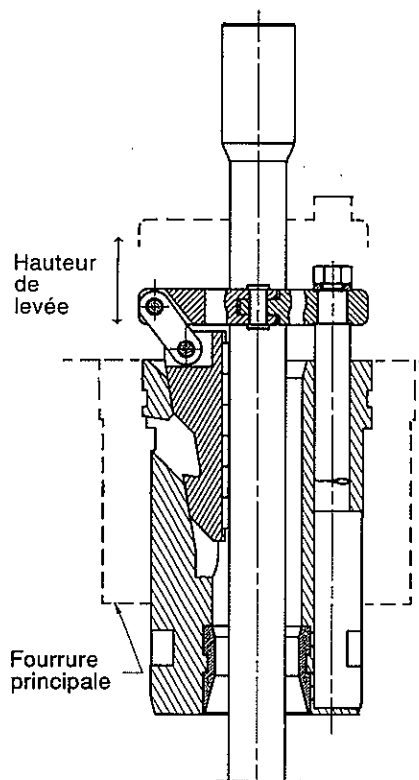


Fig. 4.25b Cales automatiques
pneumatiques : coupe (Source : BLM).

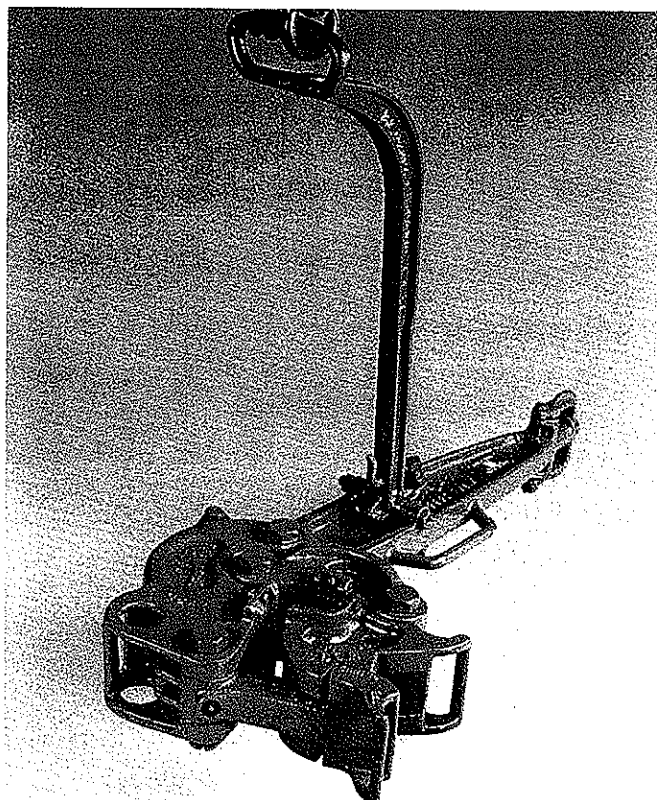


Fig. 4.26 Clé manuelle de serrage des connexions
(Source : Varco).

Fig. 4.27a Mise en place de clés sur une connexion
(Source : National Supply Co.).

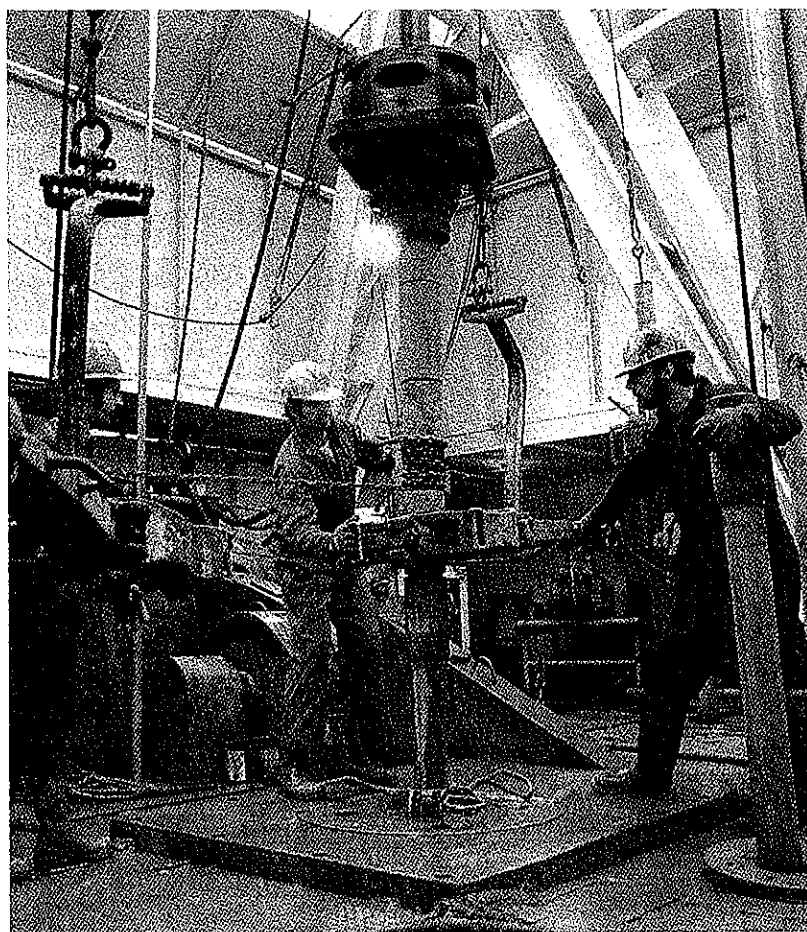


Fig. 4.27b Vissage à la chaîne avant blocage
(Source : Sumitomo France SA).

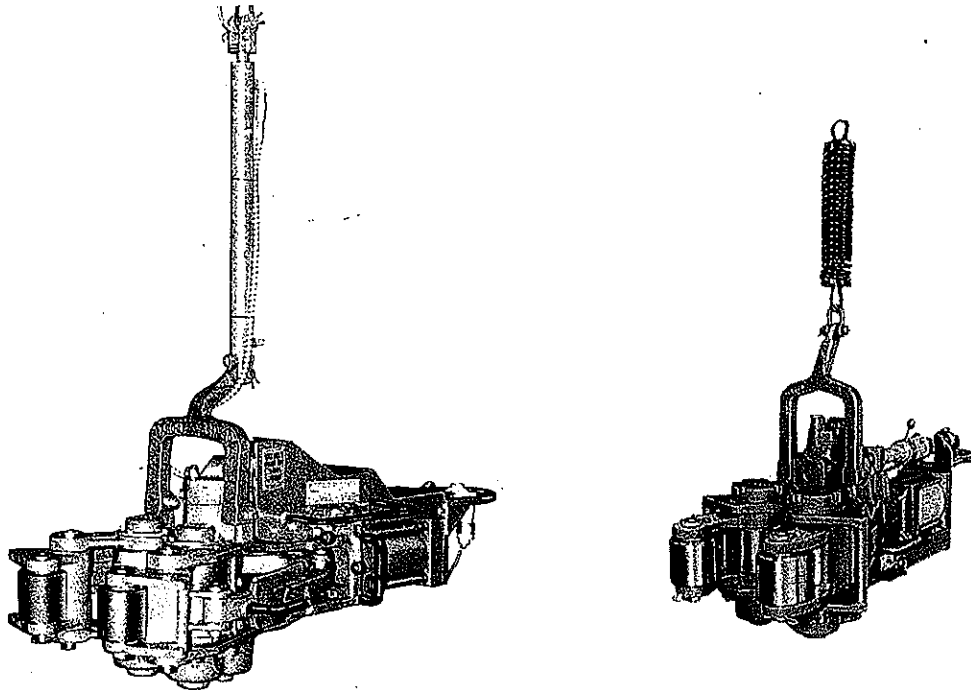


Fig. 4.28 Clés de vissage (Source : Varco).

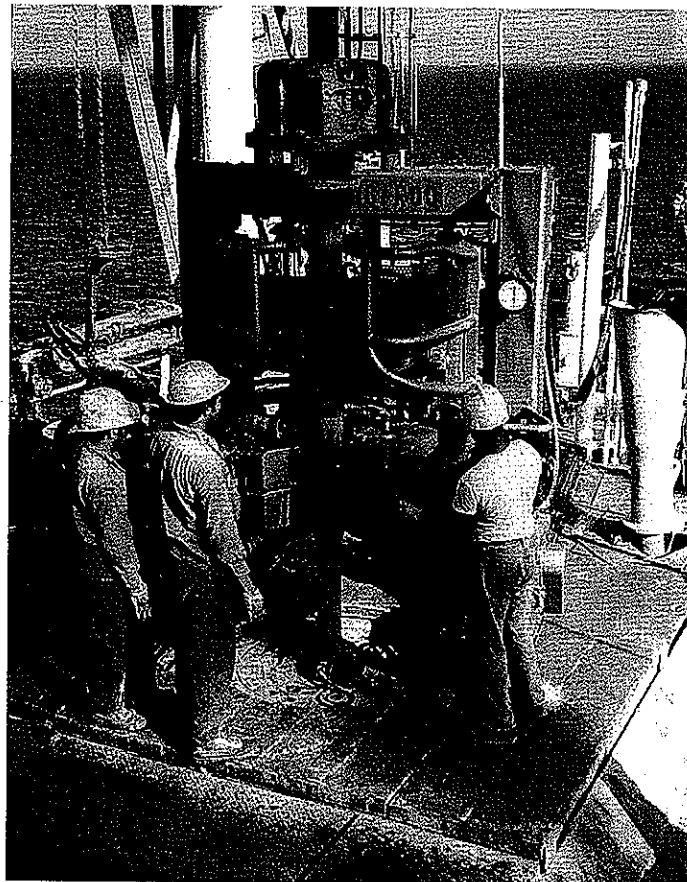


Fig. 4.29 Robot de vissage et de blocage (Source : BLM).

Cette méthode rapide mais nécessitant une grande habileté et une bonne coordination est toutefois très dangereuse pour l'ouvrier de plancher qui doit tirer et maintenir en place les spires de la chaîne autour de la tige. La sécurité imposerait de n'utiliser que des clés de vissage pneumatiques (Fig. 4.28).

Pour tous les appareils offshore, quels qu'ils soient, ainsi que pour les appareils terrestres lourds, on équipe le plancher de robots de vissage et de blocage hydrauliques (Fig. 4.29) qui peuvent également opérer sur le mouse hole. Ces appareils roulent sur des rails pour dégager la table de rotation quand cela est nécessaire.

4.3 LES ÉQUIPEMENTS DE ROTATION

4.3.1 La table de rotation (Fig. 4.30)

Cet organe mécanique est très simple et ne nécessite que très peu de maintenance, ce qui le rend très attrayant pour les conditions de travail en forage. Le roulement principal doit supporter la charge maximale en statique ou à vitesse de rotation lente, en effet, en forage (au-dessus de 50 tr/min), le poids de la garniture est suspendue au crochet. L'entretien d'une table de rotation consiste à la vérification du niveau et de la qualité de l'huile du système de lubrification. La dimension nominale est caractérisé par le diamètre de passage dans lequel est installé le master bushing dont les rôles sont la suspension de la garniture par l'intermédiaire des cales (slips) et l'entraînement du carré d'entraînement (kelly drive bushing) en forage. Ces dimensions peuvent être 17 1/2, 20 1/2, 27 1/2, 37 1/2 et 49 1/2 (in).

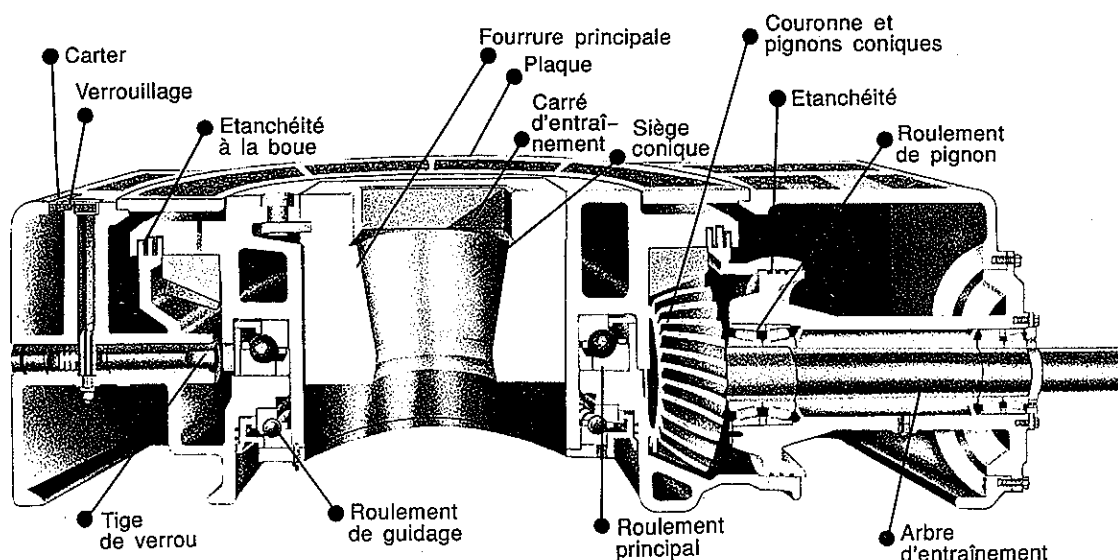


Fig. 4.30 Nomenclature de table de rotation (Source : Skytop Brewster).

La motorisation de la table de rotation se fait par l'intermédiaire d'une roue dentée et chaîne soit à partir du treuil (on dispose donc des rapports de la boîte de vitesse) soit, sur les appareils lourds, par moteur électrique indépendant de la transmission du treuil.

4.3.2 La tige d'entraînement

D'une manière plus générale, nous allons décrire l'ensemble des composants toujours liés à la tige d'entraînement (Fig. 4.31).

4.3.2.1 La tige d'entraînement (kelly)

De section carrée, hexagonale ou triangulaire, elle est entraînée en rotation par la table et par l'intermédiaire du carré (kelly drive bushing) monté autour de sa longueur courante. Ce carré est constitué de quatre rouleaux à axe horizontal de forme appropriée pour transmettre le couple à la tige et par conséquent à la garniture de forage vissée sous le raccord inférieur (Fig. 4.32). L'ensemble peut coulisser longitudinalement. De longueur totale 40 ft ou 54 ft, elle dispose respectivement d'une longueur utile de 37 ft ou 51 ft.

Pour des raisons de sécurité vis à vis d'éruption possible par l'intérieur de la garniture, on monte des vannes à chaque extrémité de la tige d'entraînement (lower kelly valve et upper kelly cock) (Fig. 4.33). Ces deux vannes sont opérées par rotation d'un quart de tour au moyen d'une clé que l'on conserve sur le plancher de forage. La vanne inférieure doit être de diamètre tel qu'elle puisse être descendue dans le forage en cours.

4.3.2.2 Le raccord d'usure (kelly saver sub)

A chaque ajout de tige, donc après avoir foré la longueur utile de la tige d'entraînement, il faut donc dévisser la kelly puis la revisser sur la garniture. Cette fréquence de vissage étant grande, il est nécessaire de les faire au niveau de la connexion d'un raccord peu coûteux plutôt qu'à celui du raccord de la tige d'entraînement. Comme ce raccord est en rotation à l'intérieur des BOP, pour protéger de l'usure leur cavité, on fixe un protecteur caoutchouc autour du diamètre extérieur.

4.3.2.3 La tête d'injection (Fig. 4.34a et 4.34b)

C'est le composant qui est suspendu par son anse au crochet de levage. Il doit être conçu à la fois pour la charge maximale de garniture et pour la vitesse de rotation maximale. D'autre part, un joint d'étanchéité rotatif permet l'injection sous pression du fluide de forage par le flexible de forage relié au col de cygne de la tête d'injection.

Il faut noter que toutes les connexions au-dessus de la section utile de la tige d'entraînement doivent être à filetage à gauche afin de ne pas être débloqués par la rotation à droite de la table de rotation.

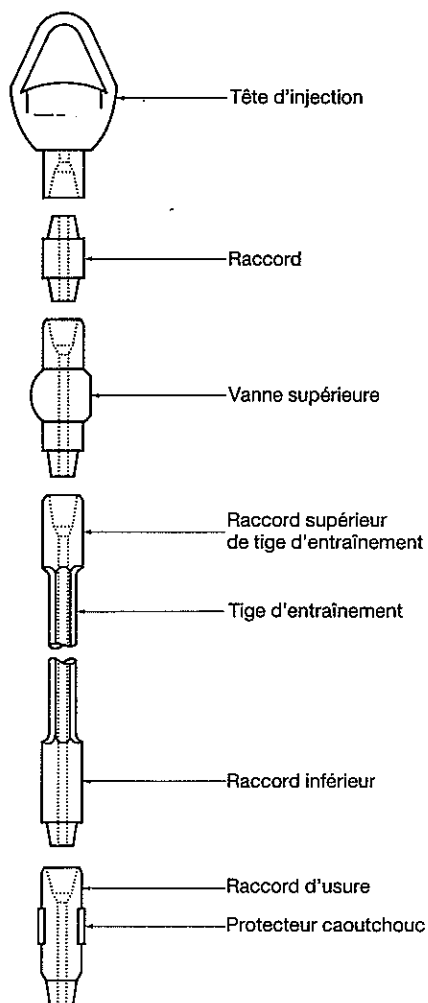


Fig. 4.31 Nomenclature de la tige d'entraînement
(Source : API SPEC 7).

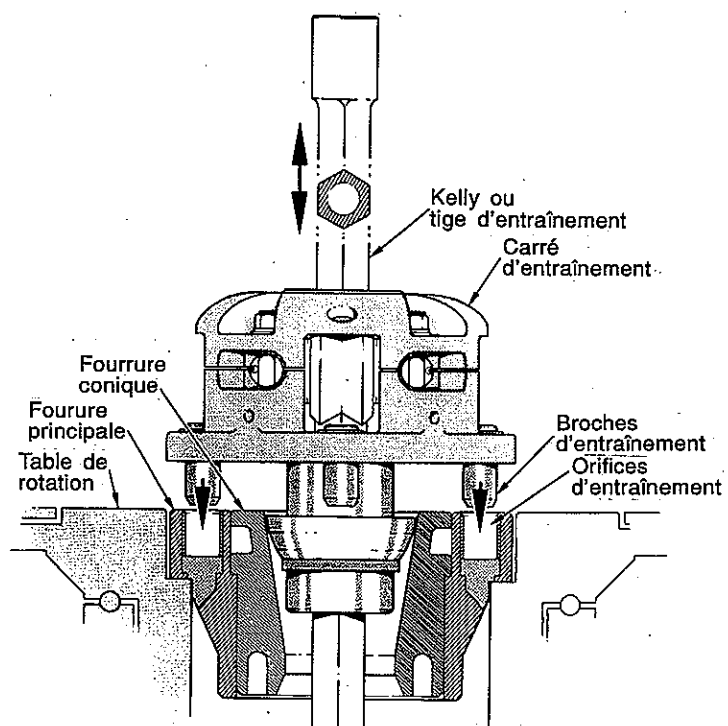


Fig. 4.32 Carré d'entraînement (Source : Petex).

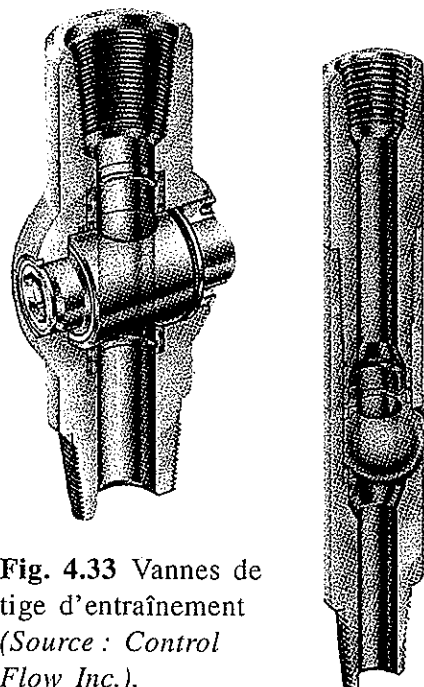


Fig. 4.33 Vannes de tige d'entraînement
(Source : Control Flow Inc.).

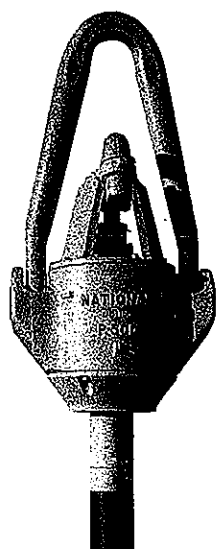


Fig. 4.34a Tête d'injection
(Source : National Supply Co.).

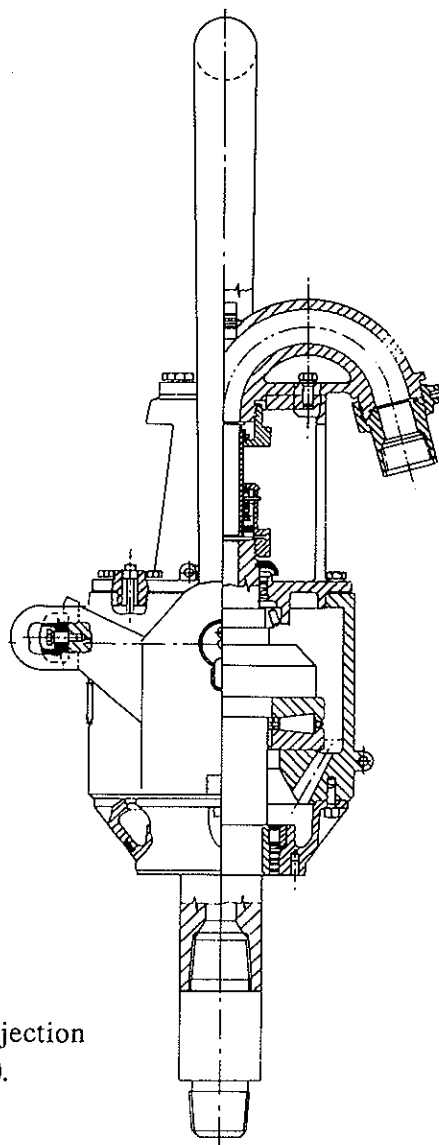


Fig. 4.34b Coupe de tête d'injection
(Source : National Supply Co.).

4.3.3 La tête d'injection motorisée (Fig. 4.35)

Comme son nom l'indique, il s'agit d'une tête d'injection qui remplit les mêmes rôles que les têtes d'injection conventionnelles mais en plus, sert de transmission mécanique sur l'arbre rotatif. La motorisation peut être identique à celle des tables de rotation indépendante, c'est-à-dire par moteur électrique à courant continu, ou bien par moteur hydraulique. Cette dernière version de conception moins traditionnelle nécessite l'installation d'une unité de puissance hydraulique spécifique.

Si les avantages de cet équipement, que nous décrivons ci-après, sont très intéressants, son installation présente un certain nombre de contraintes :

- installation d'un système de guidage dans la tour pour absorber le couple réactif,
- renforcement de la structure compte tenu de cet effort de torsion supplémentaire,
- rehaussement de la tour, car la tête d'injection motorisée est plus longue qu'une tête conventionnelle,
- flexibles ou câbles d'alimentation supplémentaires dans la tour de forage,

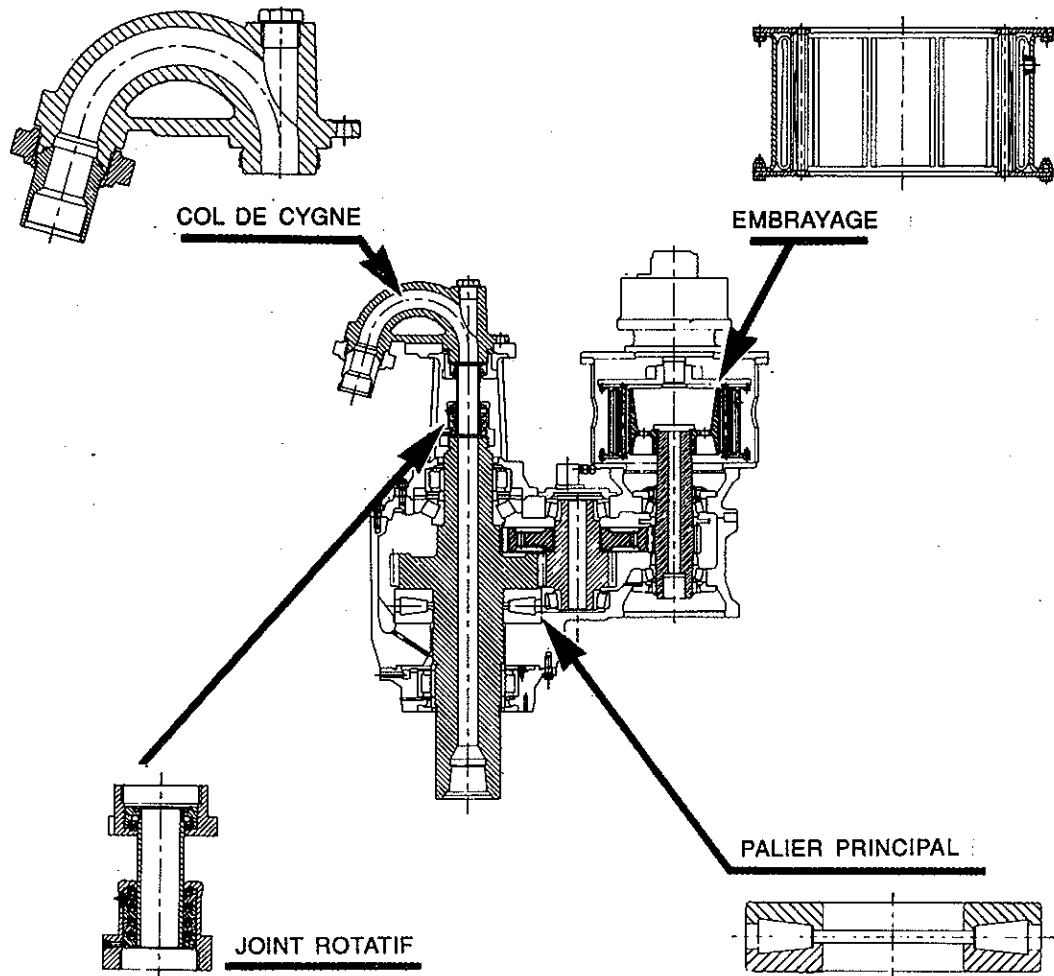


Fig. 4.35 Tête d'injection motorisée (power swivel). Composants principaux (Source : ACB).

- augmentation notable du poids en hauteur,
- investissement supplémentaire et surtout maintenance beaucoup plus importante par rapport au système table de rotation et tige d'entraînement.

Mais les avantages suivants imposent dorénavant l'utilisation de ce système lorsqu'il s'agit d'opérations de développement coûteuses comme en mer du Nord :

- pas de manipulation de kelly,
- reconnexion sur la garniture en manœuvre à n'importe quelle hauteur,
- forage par triple possible,
- remontée en rotation et circulation (back reaming),
- carottage en grande longueur,
- dégerbage de la garniture supprimé entre deux puits de développement lorsque le déplacement de l'appareil de forage peut se faire mât levé et gerbage dans la tour,
- possibilité d'application d'un couple statique pendant un temps indéterminé (seulement dans le cas d'une tête motorisée hydrauliquement).

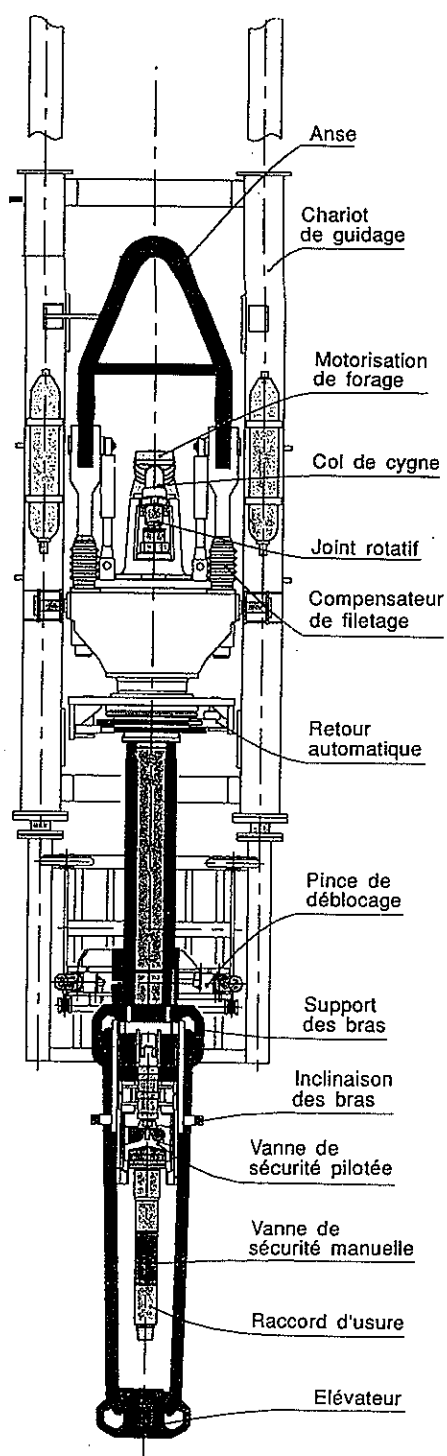


Fig. 4.36 Ensemble d'une tête d'injection motorisée (Source : ACB).

La figure 4.36 illustre tous les composants périphériques à la tête d'injection motorisée. La complexité de cet ensemble laisse apparaître les exigences de maintenance.

4.3.4 Les équipements de pompage

4.3.4.1 Les besoins conventionnels

Les pompes de forage doivent fournir le débit nécessaire aux phases de forage. Le choix de ce débit sera fait par l'ingénieur de forage en fonction des différents critères suivants :

- vitesse de remontée de la boue dans l'annulaire trou/tiges de forage,
- nettoyage de l'outil de forage,
- temps maximum de remontée d'un débris de formation (cutting),
- type d'écoulement dans l'annulaire,
- stabilité des parois,
- forage au moteur de fond.

Cela conduit aux débits maximum de :

- 3 500 l/min en forage 17 1/2",
- 2 500 l/min en forage 12 1/4",
- 1 500 l/min en forage 8 1/2",
- 600 l/min en forage 6".

La pression de refoulement aux pompes est directement liée aux pertes de charge dans les conduites de circulation (colonne de surface, tiges de forage, masses-tiges, annulaire), aux pertes de charge aux jets de l'outil, à la chute de pression dans le moteur de fond éventuel, au débit et aux caractéristiques physiques du fluide (densité et viscosité).

Les pompes de forage modernes ont une pression de service de 5 000 psi, c'est-à-dire 35 MPa, mais les utilisateurs se limitent à 25 MPa environ pour des raisons de maintenance et de sécurité opérationnelle. Cela conduit les appareils lourds à s'équiper de deux pompes de 1 600 hp (1 200 kW). En offshore où l'on n'économise pas la puissance installée, il y a souvent trois pompes de 1 600 hp. Un appareil de forage léger pourra être équipé de deux pompes de 800 hp. Il est absolument indispensable d'avoir deux pompages indépendants, mais qui pourront fonctionner en parallèle, afin d'avoir une des deux pompes en secours de l'autre et pouvoir être assuré de toujours avoir les moyens de circuler la boue dans le puits.

4.3.4.2 Les pompes de forage (Fig. 4.37)

Ce sont des pompes alternatives à pistons, le mouvement alternatif des pistons et des tiges étant produit par le système classique de la bielle et d'un vilebrequin. Ces pompes de principe volumétrique fournissent un débit qui est directement fonction de la cylindrée de la pompe et du régime de rotation du vilebrequin. Pour régler le débit, les foreurs comptent les cycles par minute ce qu'ils définissent par coups de pompes à la minute.

La pompe de forage moderne est triplex, simple effet (**Fig. 4.38**). Les trois pistons se déplacent dans des chemises de cylindre amovibles, aspirent le fluide par la

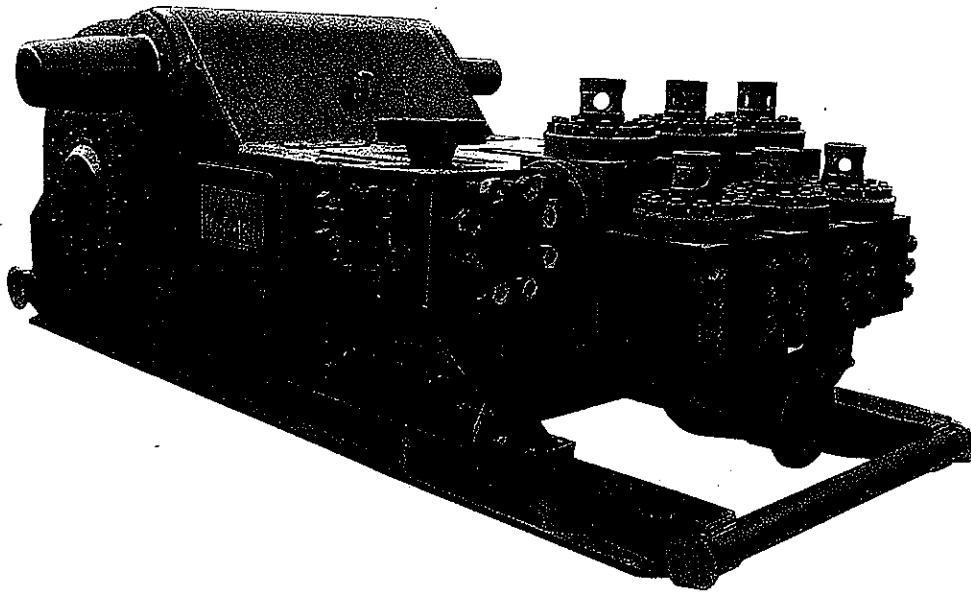


Fig. 4.37 Pompe triplex de forage (Source : National Supply Co.).

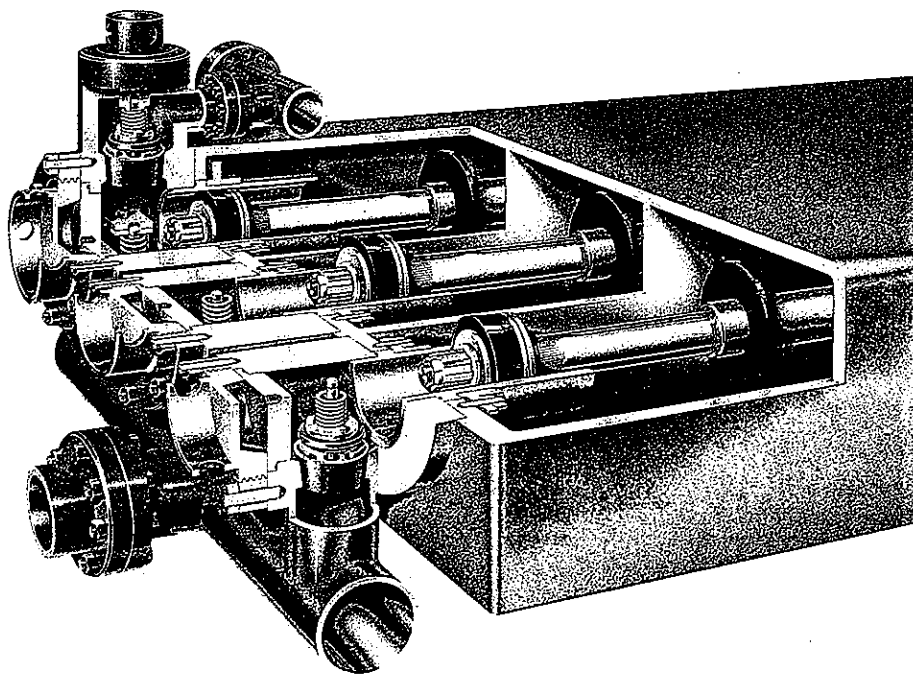


Fig. 4.38 Eclaté d'une pompe triplex (Source : Mission Drilling Products).

conduite d'aspiration, puis refoulent dans le colonne de refoulement au travers du clapet de refoulement.

Une particularité importante de ces types de pompes est que l'on peut modifier leur cylindrée en intervenant sur le chemisage pour en changer le diamètre : lorsque l'on désire le débit maximum, il nous faut équiper la pompe de son chemisage le plus grand, lorsque l'on désire la pression maximale (5 000 psi – 35 MPa), on est en général limité à une section plus petite de la chemise.

Ce type de pompe fournit un débit instantané irrégulier ce qui oblige l'installation sur la colonne de refoulement d'un amortisseur de pulsation.

Une soupape de limitation de pression est également indispensable.

Les pompes triplex ne peuvent pas en général aspirer directement dans le bac à boue pour des raisons de rendement volumétrique et risque de cavitation consécutif aux vitesses linéaires importantes des pistons. Aussi sont-elles gavées (boosted, supercharged) par une pompe centrifuge.

4.3.5 Les systèmes de mécanisation

La puissance installée sur un appareil de forage a sans cesse augmenté pour satisfaire les besoins des techniques modernes de forage. On peut retenir la classification suivante :

Profondeur atteinte (m)	Charge au crochet (t)	Puissance au treuil (kw)	Puissance aux pompes (kw)	Puissance installée totale (kw)
6 000-9 000	400-600	1 500	2 000-2 600	3 000-3 750
4 000-6 000	300-400	1 100	1 800-2 000	2 250-3 000
3 000-4 000	200-300	750	1 100-1 800	1 850-2 250
900-3 000	100-170	300-525	750-1 100	1 100-1 850

4.3.5.1 Les sources d'énergie

Depuis longtemps, la machine à vapeur a été remplacée par le moteur diesel comme source initiale d'énergie, mais on peut rencontrer également sur des plateformes de production l'utilisation de puissance fournie par des turbines à gaz et même parfois le raccordement du chantier de forage au réseau de distribution électrique; mais même si ce système présente des avantages majeurs tels qu'une énergie peu coûteuse, silencieuse, il modifie le caractère autonome du chantier de forage ce qui dans beaucoup de cas est rédhibitoire. D'autant plus que le mode de fonctionnement procure des appels de puissance dont la répercussion sur le réseau de distribution n'est pas acceptable. Cette difficulté technique impose une infrastructure spécifique non négligeable sur le coût de l'appareil de forage et de plus la sécurité exige la présence d'un système autonome de secours en cas de coupure de réseau.

Les moteurs diesel offrent le maximum de flexibilité de distribution sur les appareils de forage, qu'ils soient lourds ou légers.

4.3.5.2 Les systèmes de transmission de puissance

Les trois systèmes de base sont mécanique, hydraulique et électrique.

A. Transmission mécanique (Fig. 4.39)

Plusieurs moteurs diesel travaillent en parallèle grâce à leur interconnexion par un système de chaînes et d'embrayage appelé compound. Les diesels sont équipés de convertisseurs de couple. Le chef de poste doit gérer l'affectation des moteurs en fonction de ses besoins : en forage, un ou deux moteurs sur le pompage, un moteur sur la transmission de la table de rotation, en manœuvre, tous les moteurs peuvent être utilisés sur le treuil de levage.

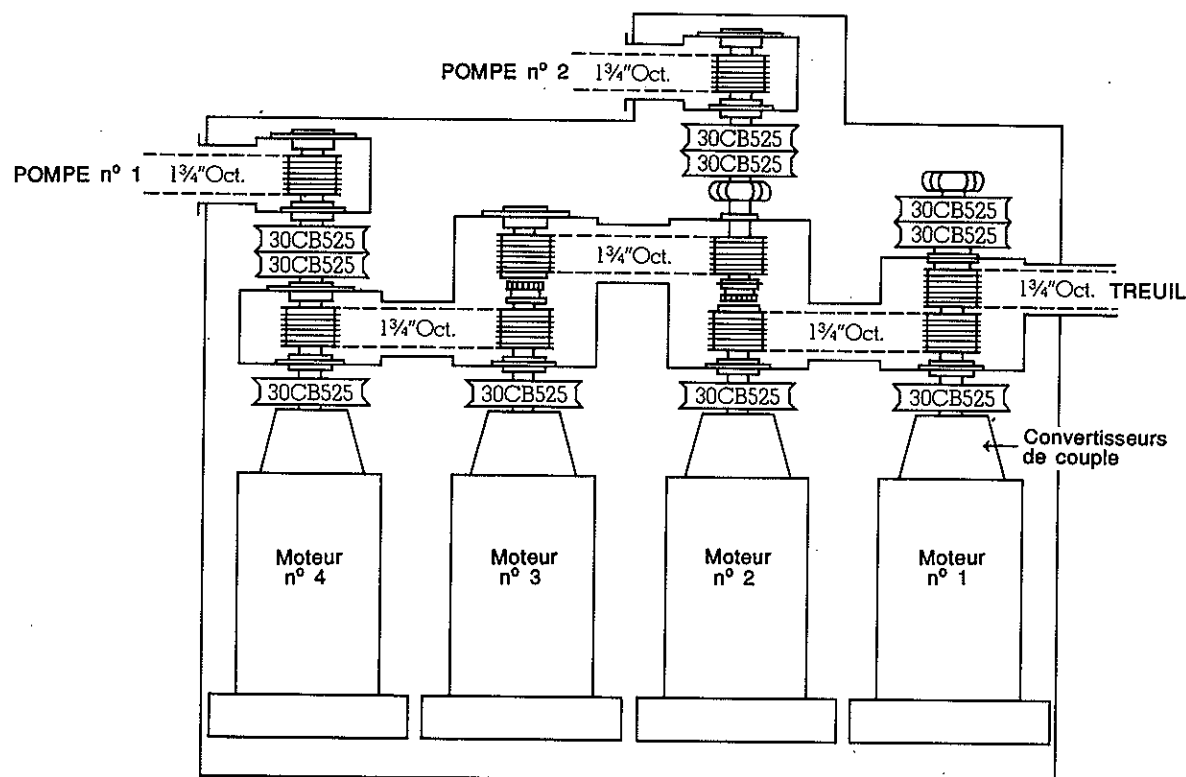


Fig. 4.39 Transmission de la puissance diesel (compound) (Source : Ideco).

Cette transmission est de maintenance et d'utilisation simple, par contre elle manque de souplesse dans son utilisation et son implantation. Elle n'existe actuellement que pour les appareils légers sur remorque où la taille de tous les composants (moteur, transmission) est telle que tout est embarqué sur la remorque et ne nécessite pas de démontage et remontage mécanique complexe à la fin de chaque opération de forage. Dans ce cas, les pompes de forage ont chacune un moteur diesel indépendant.

B. Transmission électrique

Les appareils de forage DC/DC apparus vers les années 1950 ont utilisé le système de boucle de régulation Ward-Léonard. Des génératrices à courant continu entraînées par moteur diesel alimentent en boucle les moteurs à courant continu du treuil, des pompes. Ce système conventionnel à l'époque présentait les inconvénients de grande

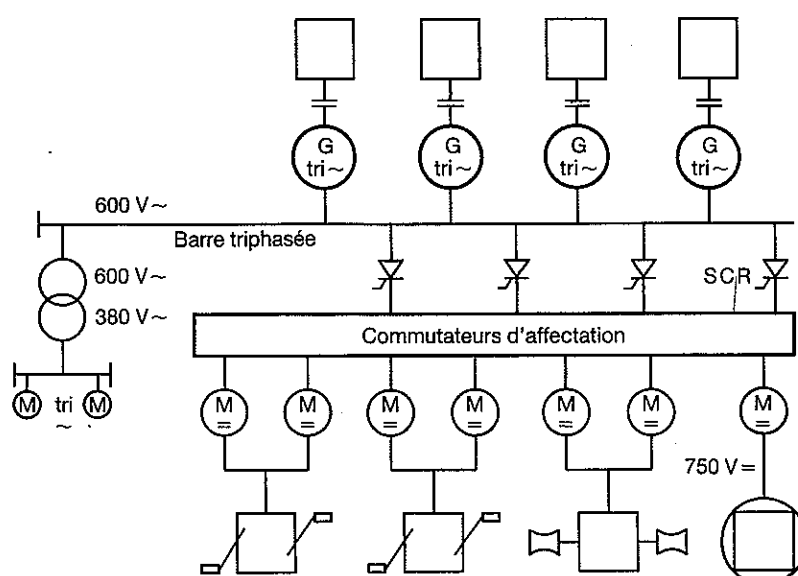


Fig. 4.40 Schéma d'une transmission électrique AC/DC
(Source : Company Rig Power Transmission).

rigidité d'utilisation et de la nécessité d'utiliser un moteur diesel par génératrice. Par contre, cette transmission est peu complexe, assez simple d'utilisation et bon marché.

L'avènement des thyristors (SCR ou silicon controlled rectifier) a permis le développement du système AC/DC (**Fig. 4.40**) où la production d'énergie électrique se fait par l'intermédiaire d'alternateur triphasé. Les moteurs à courant continu sont alors alimentés par le courant redressé par les SCR.

C. Transmission hydrostatique

A part quelques exceptions d'appareils prototypes, ce type de transmission ne se rencontre que pour les appareils légers de petit diamètre (slim hole rig) ou pour la motorisation de composants indépendants tels que power swivel, table de rotation.

La transformation de l'énergie mécanique fournie par des moteurs diesel se fait sous forme de débit d'huile sous pression. Cette énergie hydraulique est transportée par flexible haute pression vers les moteurs hydrauliques équipant le treuil, la table, la tête d'injection, les pompes.

4.3.6 Le poste de contrôle

Tous les appareils de mesure sont regroupés sur un panel pressurisé et anti-déflagrant (**Fig. 4.41**).

L'indicateur de la charge au crochet est le plus important, en tous cas, le plus scruté par le chef de poste. Les deux aiguilles permettent, l'une de lire le poids suspendu au crochet, la deuxième la différence de charge entre la garniture suspendue puis posée, cette valeur étant le poids sur l'outil (WOB).

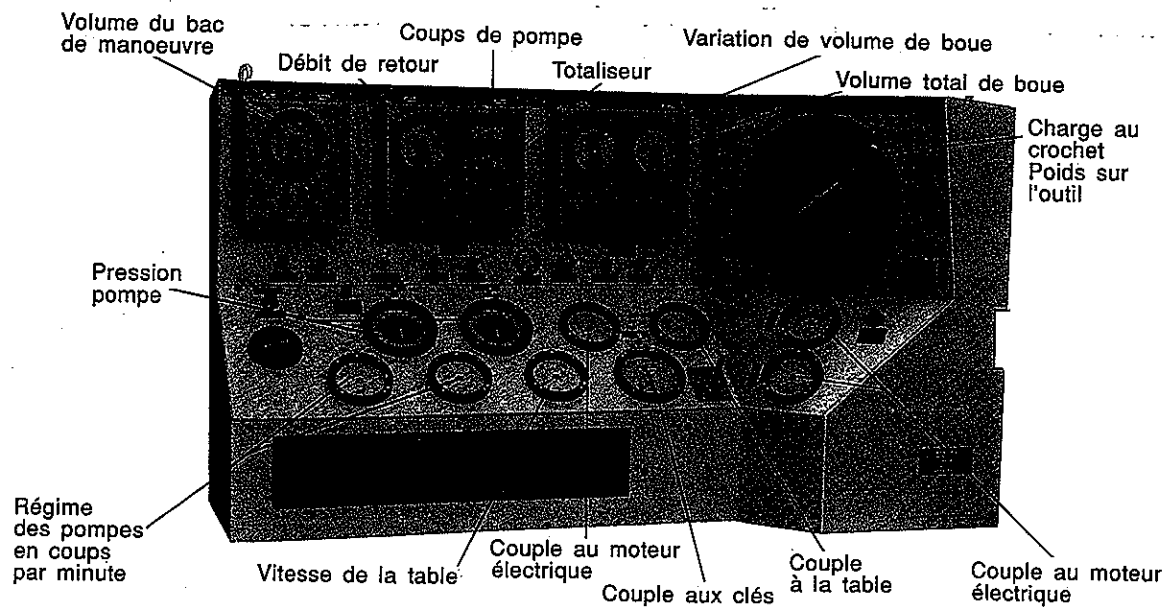


Fig. 4.41 Panel de contrôle d'un appareil lourd moderne
(Source : Martin Decker).

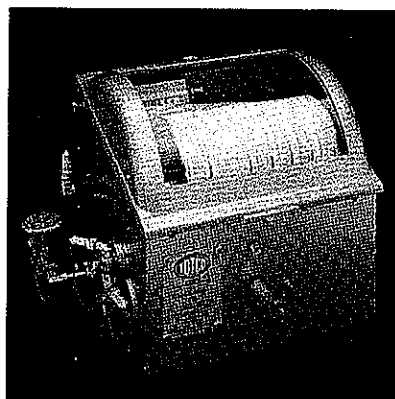


Fig. 4.42a Enregistreur
des paramètres de forage
(Source : Totco).

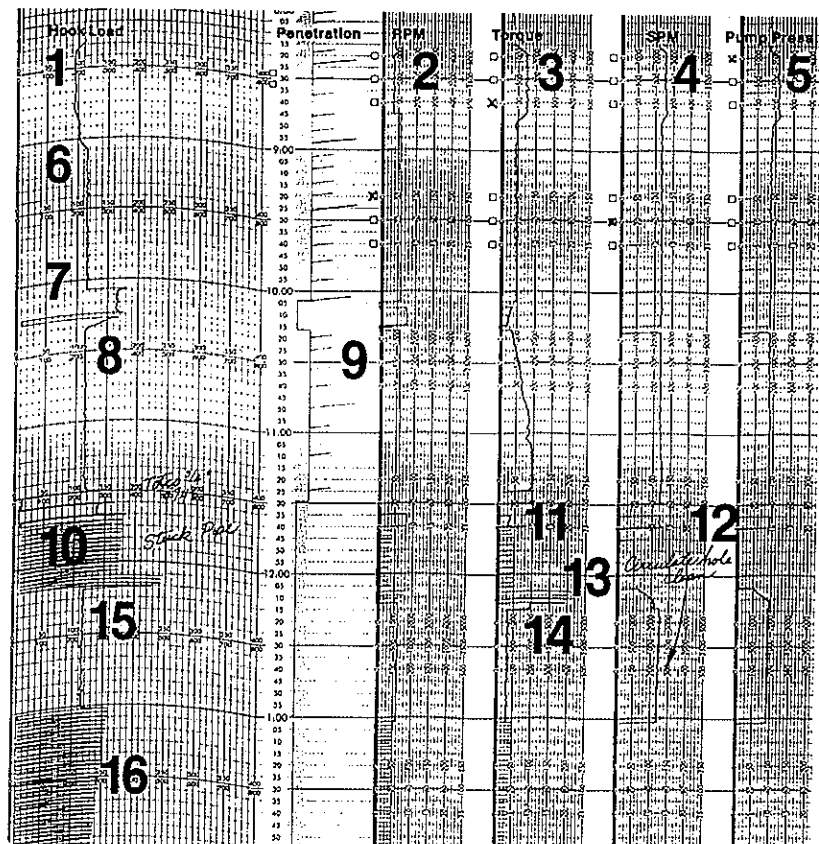


Fig. 4.42b Exemple de dia-
gramme d'enregistrement
(Source : Totco).

Les autres indicateurs informent le foreur du niveau des bacs à boue, des conditions de circulation : débit, pression, régime des pompes ; des paramètres de rotation : couple moteur à la table et vitesse de rotation ; mesure des couples de blocage sur les tubulaires.

La plupart de ces paramètres sont enregistrés dans la cabine géologique quand il y en a une, mais de toute façon il est contractuellement exigé de l'entreprise de forage qu'elle remette à l'opérateur un enregistrement des paramètres de forage avec le rapport journalier.

La **figure 4.42** représente un enregistreur à bande continue de six paramètres :

- charge au crochet,
- vitesse de forage,
- vitesse de rotation,
- couple à la table,
- régime des pompes,
- pression de refoulement.

Les trois mesures indispensables à l'identification des opérations sont : la charge au crochet, la vitesse à la table et la pression de refoulement.

CHAPITRE 5

FLUIDES DE FORAGE

Il a été exposé dans l'introduction, le progrès technique qu'a représentée l'utilisation en circulation continue d'un fluide dans un puits de forage. Ce paramètre de forage qu'est le fluide a de multiples facettes d'utilisation et, par cela, il remplit des rôles très importants. Les performances de forage ont considérablement évolué grâce aux progrès techniques sur la nature physico-chimique des fluides de forage. C'est pour cela que ce chapitre consacré aux fluides insistera tout d'abord sur les rôles avant d'évoquer les différents types de fluide ainsi que leur mise en œuvre sur un chantier.

5.1 RÔLES ET CARACTÉRISTIQUES DES FLUIDES DE FORAGE

5.1.1 La remontée des déblais (cutting)

La circulation du fluide remontant dans l'annulaire tige/trou doit entraîner les déblais du front de taille jusqu'à la surface. Trois paramètres influent pour obtenir la meilleure efficacité dans ce rôle de nettoyage de l'annulaire :

5.1.1.1 Vitesse du fluide dans l'annulaire

Elle est fonction du débit du fluide utilisé et de la section de l'annulaire :

$$V = \frac{Q}{V_a}$$

V (en m/min) : vitesse de la boue,

Q (en l/min) : débit d'injection,

V_a (en l/m) : volume unitaire de l'annulaire.

La fourchette usuelle des vitesses annulaires étant de 25 m/min à 60 m/min.

5.1.1.2 Le poids volumique

C'est par la loi d'Archimède, c'est-à-dire « la flottabilité » des déblais que le paramètre poids volumique a une influence vis-à-vis de la remontée des déblais. Mais on ne modifie pas ce paramètre dans le but d'améliorer ce rôle.

5.1.1.3 La viscosité

La vitesse de remontée du déblai peut être considérée comme la différence entre la vitesse du fluide de forage dans l'annulaire et la vitesse de sédimentation des déblais. Cette vitesse de sédimentation est fonction de la taille, de la forme, de la masse des particules, de la rhéologie du fluide et plus particulièrement de sa viscosité. Une valeur de viscosité minimale sera nécessaire pour faire coïncider au mieux la vitesse de la boue et la vitesse de remontée des déblais.

5.1.2 Le maintien des déblais en suspension après arrêt de la circulation

Pour permettre les ajouts de tige de forage, il faut stopper la circulation du fluide de forage. Pendant ce temps, les déblais en cours de remontée dans l'annulaire ne sont plus soumis au courant ascensionnel et peuvent sédimenter. C'est le caractère thixotrope du fluide de forage qui retient les déblais en suspension, par sa gélification lorsqu'il n'est plus en mouvement. Pratiquement tous les fluides visqueux sont thixotropes.

5.1.3 Refroidir l'outil et diminuer les frottements de la garniture de forage

L'outil de forage s'échauffe par la température de fond (degré géothermique) et par les frottements mécaniques transformés en calories. La circulation du fluide de forage joue le rôle de liquide de refroidissement, l'échangeur étant les bacs de surface du quartier boue. D'autre part, le fluide de forage diminue le coefficient de frottement entre la garniture de forage et la paroi du puits. On améliore parfois cette fonction par l'adjonction de produits anti-friction comme de l'huile ou des additifs spéciaux.

5.1.4 Le maintien des parois du trou foré

La filtration dans les formations perméables de la phase liquide de la boue de forage, dépose un film de particules colloïdales sur les parois du trou. Ce film est appelé cake. Ce cake consolidé par des produits spécifiques dits réducteurs de filtrat

isole les formations perméables du trou foré, et permet des hauteurs de découvert plus importantes en limitant la déstabilisation des terrains.

5.1.5 Le contrôle des fluides des formations traversées

Le fluide de forage exerce une pression hydrostatique de $P_h = 9,81 Z_d$ (en kPa). Si cette pression P_h reste supérieure à la pression des fluides des formations, il n'y aura pas de venues dans le puits. La boue de forage est considérée comme le premier obturateur permettant de contrôler les pressions du fond du puits.

5.1.6 L'intervention des fluides comme paramètre de forage

(voir chapitre 3, Les équipements de fond)

Le choix du type et des caractéristiques de la boue conditionnent la vitesse d'avancement instantanée du forage par sa capacité de nettoyage du front de taille.

D'autre part, une pression de fond, créée par le fluide de forage, supérieure à la pression de formation est toujours néfaste pour les performances. (Forage à l'air ou à la mousse quand cela est possible).

5.1.7 La transmission de la puissance au moteur de fond

Pour certaines applications telles que : forage dirigé ou forage à l'outil diamant, on incorpore à la garniture un moteur de fond (turbine ou moteur volumétrique) qui permet de mettre l'outil en rotation et l'outil seulement. Ce moteur est mû par le débit de boue injectée à l'intérieur de la garniture. La chute de pression consécutive au fonctionnement du moteur de fond vient se rajouter aux pertes de charges dans le circuit de refoulement.

5.1.8 La remontée des informations géologiques

Par sa circulation, le fluide de forage est porteur des sources principales d'informations pour le géologue : les déblais que celui-ci recueille à la goulotte, les traces de fluides ou de gaz des formations traversées qu'il détecte par des capteurs de surface. L'évolution physico-chimique du fluide (température, pH, taux de chlorure, etc.) fait partie également des mesures de diagraphies instantanées qui renseignent le géologue et le foreur sur le déroulement du forage (voir chapitre 8, Les mesures en forage).

5.1.9 Conclusion

Après avoir passé en revue les différents rôles, il apparaît nécessaire de connaître le mode d'écoulement du fluide. Pour cela il faut, par mesures sur les boues tracer le rhéogramme qui nous permettra de classer notre fluide suivant des modèles connus.

On pourra alors calculer les caractéristiques tels que viscosité, yield value, les nombres N et K , les gels. L'autre caractéristique physique très importante est évidemment le poids volumique.

5.2 LES MESURES SUR LES BOUES

5.2.1 Poids volumique

5.2.1.1 Poids volumique (density)

C'est le rapport du poids d'un corps à son volume dans des conditions définies de pression et température. Il s'exprime en N/m^3 ou plus pratiquement en kg/l .

Pour pouvoir faire des conversions des valeurs anglo-saxonnes noter que :

$$10 \text{ lb/gal} = 74,8 \text{ lb/cu} \cdot \text{ft.} = 1,2 \text{ kg/l}$$

5.2.1.2 Appareil de mesure

La densité se mesure avec le densimètre (Fig. 5.1) dont le principe est équivalent à la balance à curseur. Cette caractéristique est très importante et doit être contrôlée régulièrement car la densité doit être telle que la pression hydrostatique au fond ($P_h = 9,81 Z d$ en kPa, Z en m, d densité) soit suffisante pour contrôler les fluides de formation et ne doit pas être trop importante vis-à-vis de la résistance des terrains forés. Il existe également des appareils de mesure en continu de la densité placés sur le refoulement des pompes de forage dont le principe est fondé sur la mesure de l'atténuation par la boue utilisée du rayonnement d'une source radioactive.

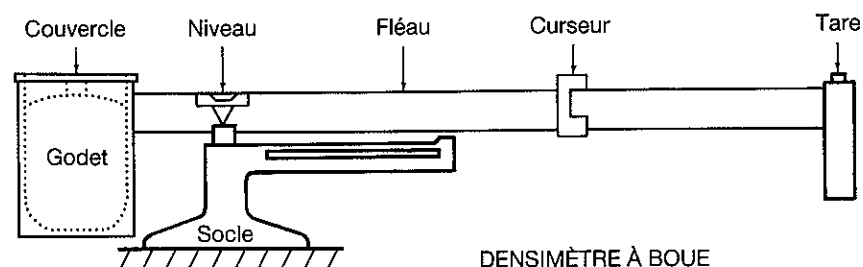


Fig. 5.1 Densimètre à boue à balance (Source : Manuel du technicien fluides de forage, Milpark CKS).

5.2.2 Viscosité

5.2.2.1 Viscosité Marsh (Fig. 5.2)

Son principe est de mesurer le temps d'écoulement d'un volume défini de fluide à travers l'alésage calibré d'un entonnoir.

Mode opératoire : On remplit l'entonnoir de 1500 cm³ de boue homogène puis on mesure le temps d'écoulement d'un quart de gallon (946 cm³). La viscosité Marsh s'exprime donc en secondes. La viscosité de l'eau pure à la température de 20 °C est de 26 secondes (946 cm³).

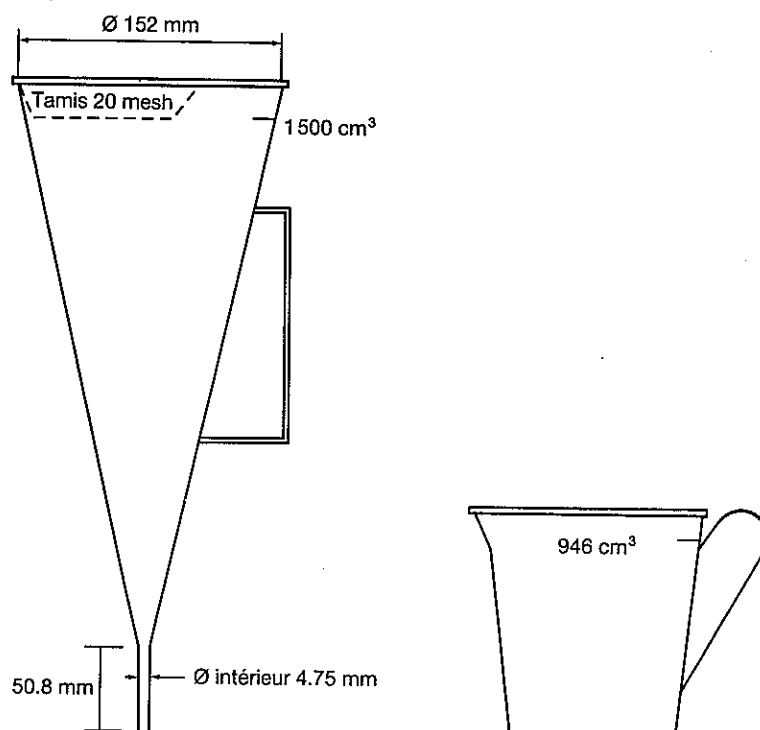


Fig. 5.2 Viscosimètre Marsh.

La viscosité Marsh est une indication très pratique car rapidement faite sur les bassins mais ne donne qu'une appréciation très relative des caractéristiques de la boue, elle est surtout utilisée pour évaluer grossièrement mais très rapidement les pollutions éventuelles qui peuvent modifier d'une manière très importante les caractéristiques du fluide.

5.2.2.2 Viscosité Fann (Fig. 5.3)

Le Fann est l'appareil qui permet de déterminer le rhéogramme du fluide de forage, c'est-à-dire la loi d'écoulement qui est représentée par la fonction :

$$t = f(\gamma)$$

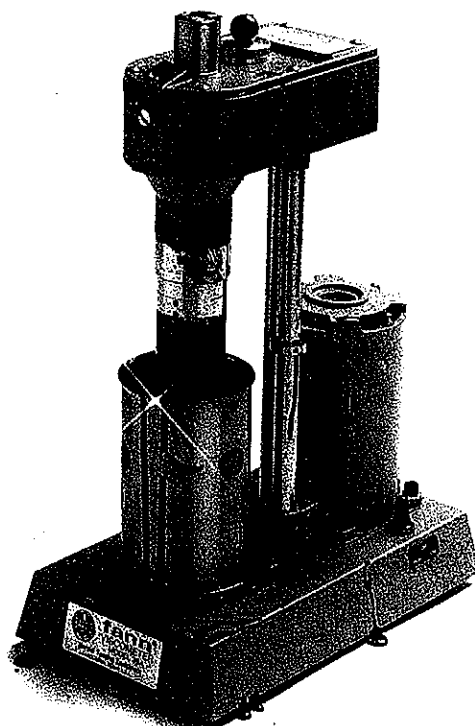


Fig. 5.3 Viscosimètre à cylindre Fann.

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

Fig. 5.4 Systèmes rhéologiques (Source : Manuel de rhéologie des fluides de forage et laitiers de ciment, Editions Technip, Paris, 1979).

avec :

t : tension de cisaillement,

γ : taux de cisaillement.

(Fig. 5.4).

Le principe du viscosimètre est le suivant : c'est un appareil à cylindres coaxiaux où l'échantillon de boue à mesurer remplit l'annulaire entre les deux cylindres. Le cylindre extérieur (rotor) peut tourner aux vitesses 3, 6, 100, 200, 300, 600 tr/min. Pour chaque vitesse on lit le couple transmis par le fluide sur le cylindre intérieur (stator). Ces six points de mesure permettent de tracer le rhéogramme.

5.2.3 Filtrat

5.2.3.1 Description du phénomène

Le fluide de forage, qui est constitué d'une phase liquide et de produits argileux en suspension, est soumis à la pression hydrostatique tout en étant en contact avec des formations poreuses et perméables :

- Si le diamètre des pores est supérieur à celui des argiles en suspension, la formation absorbera le fluide dans son intégralité. Le cas extrême est celui des pertes totales où le débit de fluide est entièrement absorbé par la formation, il n'y a donc aucun retour de boue en surface.
- Si le diamètre des pores est inférieur à une partie des éléments en suspension, il y a filtration c'est-à-dire dépôt de ces éléments sur la paroi (constitution d'un cake) et envahissement par le liquide de base (filtrat) de la formation. C'est la perméabilité du cake qui conditionne la filtration.

5.2.3.2 Filtre-presse API (Fig. 5.5)

Le filtrat API est la quantité de liquide (en cm^3) recueilli en 30 min sous une pression de 100 psi (7 kg/cm^2).

D'une manière pratique, on mesure souvent le filtrat après 7,5 min que l'on multiplie par 2 pour obtenir le filtrat API (en effet la vitesse de filtration est proportionnelle à la racine carrée du temps : $V = k\sqrt{t}$).

On note également l'épaisseur du cake constitué sur le papier filtre.

5.2.4 Teneur en solides

5.2.4.1 Définition

Le fluide de forage est constitué d'une phase liquide et d'une phase solide.

La teneur en solide est :

$$t = \frac{\text{volume solides} \times 100}{\text{volume boues}}$$

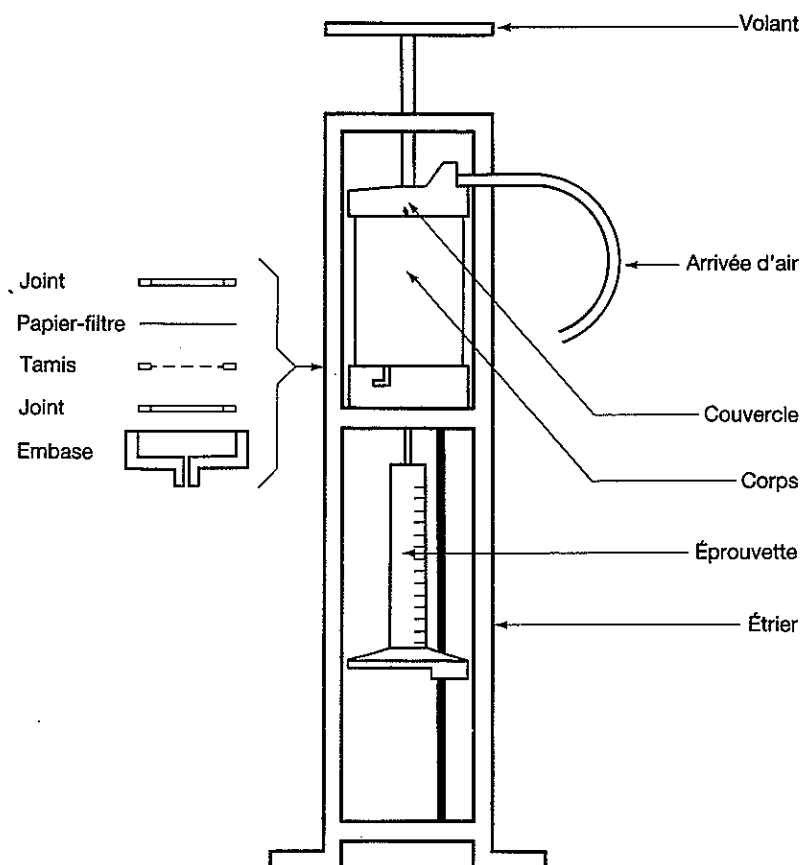


Fig. 5.5 Appareil de mesure de filtrat (Source : Milpark CKS).

5.2.4.2 Mesure

Par distillation on sépare les deux phases. En mesurant le volume de liquide recueilli on peut calculer t :

$$t = 100 \times \left(\frac{1 - V_{\text{liquide}}}{V_{\text{boue}}} \right)$$

5.3 LES DIFFÉRENTS TYPES DE BOUES ET CONSTITUANTS PRINCIPAUX

Les boues sont communément classées par la nature du fluide de base. On utilise :

- des boues à base d'eau,
- des boues à base d'huile.

On peut également forer à l'air, à la mousse et aux boues aérées.

Après avoir cité les principaux produits utilisés à la fabrication des fluides de

forage, les principales boues communément utilisées et leur domaine conventionnel d'utilisation seront décrits. Leur composition type sera présentée en exemple sous forme de tableaux.

Nous insistons sur le fait qu'il ne s'agit que d'exemples types et que dès qu'il se présente un problème de maintien des caractéristiques d'un fluide il est nécessaire de faire une étude spécifique et souvent un traitement et une formulation plus complexe.

5.3.1 Les principaux produits à boues

5.3.1.1 Produit viscosifiant

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Argile pour eau douce (bentonite)	Lit filtrant efficace	Boues douces, teneur en $\text{Cl}^- < 25 \text{ g/l}$
Argile pour eau salée (attapulgate),	Boues salées teneur Cl^-	
Biopolymère	Fluidification au cisaillement	Boues à faible teneur en solides, à faible densité

5.3.1.2 Produit réducteur de filtrat

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Amidon	Viscosifiant	Boues salées saturées température $< 150^\circ\text{C}$
CMC technique Basse viscosité	Léger viscosifiant	Teneur en $\text{Ca}^{++} < 500 \text{ mg/l}$ et
Haute viscosité	Fort viscosifiant	Teneur en $\text{Cl}^- < 30 \text{ g/l}$
CMC raffiné Basse viscosité	Léger viscosifiant	Teneur en $\text{Ca}^{++} > 500 \text{ mg/l}$ et
Haute viscosité	Fort viscosifiant	Teneur en $\text{Cl}^- > 30 \text{ mg/l}$
Polymère polyanionique	Viscosifiant, stabilisation des argiles	Boues à l'eau de mer
Huile émulsionnée	Lubrification	Boues émulsionnées

5.3.1.3 Produit fluidifiant

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Tanin		Boues douces Teneur en $\text{Ca}^{++} < 300 \text{ mg/l}$ Teneur en $\text{Cl}^- < 20 \text{ g/l}$
FCL (lignosulfonate de fer et de chrome)	Réducteur de filtrat Inhibiteur de gonflement des argiles à concentration plus élevée	Boues douces salées Boues au FCL pH > 9 Température $< 200^\circ\text{C}$
LC (lignites ou lignites chromées),	Renforcent l'action des FCL Températures élevées	

5.3.1.4 Contrôle du pH

NaOH (soude)	Précipitation du calcium Augmentation du rendement des argiles	
--------------	---	--

5.3.1.5 Précipitation du calcium

Na_2CO_3	Augmentation du rendement des argiles	
--------------------------	---------------------------------------	--

5.3.1.6 Produits alourdissants

- Baryte (BaSO_4) : densité moyenne 4,3.
- Hématite (Fe_2O_3) : $4,9 < d < 5,3$.
- Sidérite (FeCO_3) : $3,7 < d < 3,9$. Alourdissant soluble dans l'acide chlorhydrique, donc utilisé principalement dans les fluides de complétion.
- Galène (PbS) : $6,7 < d < 7$. Alourdissant pour situations spéciales.
- Carbonate de calcium (CaCO_3) : $2,6 < d < 2,8$. Pour les fluides de faibles densités et pouvant être acidifiés.

5.3.1.7 Produits colmatants

Ces matériaux sont utilisés pour colmater les zones perméables. Il y en existe de plusieurs types :

- colmatants granuleux : produits durs et calibrés en coquilles de noix, noyaux d'abricot, cerise, olive, etc.,
- colmatants fibreux : destinés à « tramer » entre les colmatants granuleux, fibres de bois, de canne à sucre, cellulosiques, etc.,
- colmatants lamellaires : pour un recouvrement des précédents colmatants, déchets de cellophane, mica, etc.

5.3.2 Types de fluides de forage

5.3.2.1 Boues à base d'eau

Boue bentonitique simple

Composition moyenne (/m ³)	Caractéristiques	Stabilité aux contaminants	Domaine d'utilisation
Bentonite : 40-60 kg CMC : 0-5 kg Soude pour pH : 8,5 à 9	Densité initiale faible : (1,03 à 1,05)	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 : 2 à 4 cm ³	Moyenne Ca ⁺⁺ < 300 mg/l Cl ⁻ < 20 g/l	Profondeur < 3 000 m Zones à faibles contaminations (gypse, anhydrite, argiles)
--	--	--	--

Boue bentonitique au FCL/LC

Bentonite : 50-60 kg FCL : 20-40 kg Soude : 2-4 kg CMC : 0,5 kg Plus éventuellement LC : 10-20 kg	pH > 9 Bonne résistance en température 200 °C	Bonne Cl ⁻ de 50 à 70 g/l	Profondeur : 5 000 à 6 000 m Large domaine d'utilisation : réglage des concentrations en fonction des problèmes de contamination (gypse, anhydrite, argile)
--	--	---	--

Boue au gypse

Composition moyenne (/m3)	Caractéristiques	Stabilité aux contaminants	Domaine d'utilisation
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 200 °C	Bonne Cl ⁻ de 60 à 70 g/l	Horizons gypse ou anhydrite Horizons argileux Horizons faiblement salifères

Boue salée saturée aux amincissants minéraux

Sel : 300 kg Argile : 50 kg (boues salées) Amidon : 30-40 kg Chaux : 0-10 kg	d > 1,20 Corrosive Résistance moyenne en température 130-140 °C	Bonne par rapport au gypse et anhydrite Moyenne par rapport à l'argile	Horizons salifères Zones argileuses peu ou moyennement dispersantes
--	---	---	--

Boue salée saturée aux amincissants organiques

Sel : 350 kg Argile : 50 kg Amidon : 20-30 kg	d > 1,20 Corrosive,		Horizons salifères Zones argileuses
---	------------------------	--	--

Boue à l'eau émulsionnée

Boue à l'eau + 5 à 10 % d'huile	Celles de la boue à l'eau, et : – diminution du filtrat – pouvoir lubrifiant – diminution du frottement	Celle de la boue à l'eau	Celui de la boue à l'eau, et : – augmentation de la tenue des marnes – diminution des risques de coincement
---------------------------------	--	--------------------------	---

Boue à l'eau de mer

Bentonite : 75-100 kg Argile : 30-80 kg (boue salée) Soude : 5-10 kg FCL : 15-25 kg KC : 5-10 kg CMC : 1-5 kg (raffinée)	d = 1,10 à 1,15 pH = 9,5 à 10,5 Bonne résistance en température 200 °C	Bonne	Offshore pour : – boues de démarrage – zones de gypse ou d'anhydrite – zones argileuses
---	--	-------	--

Boue aux biopolymères

Composition moyenne (/m ³)	Caractéristiques	Stabilité aux contaminants	Domaine d'utilisation
Bentonite : 75-100 kg Argile : 30-80 kg (boue salée) Soude : 5-10 kg FCL : 15-25 kg LC : 5-10 kg CMC : 1-5 kg (raffinée)	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 pour améliorer la vitesse d'avancement

5.3.2.2 Boues à base d'huile

Il en existe deux catégories : boues à l'huile (quelques pourcents d'eau) et les boues inverses.

A. Les boues à l'huile**Caractéristiques**

- La boue à l'huile cause le minimum de dommage aux formations productrices.
- Elle possède les caractéristiques nécessaires à de bonnes conditions de forage.
- Faible filtration d'huile.

Domaine d'utilisation

- Forage et carottage de réservoirs.
- Reprise et entretien de puits producteurs.
- Forage de zones difficiles en présence d'un fluide à base d'eau (argiles gonflantes, problème de coincement, etc.).

Composition courante

- Huile de base : 95 à 98 % du volume. On utilise de l'huile diesel à de l'huile brute très asphaltique dont les caractéristiques les plus importantes sont :
 - densité,
 - point éclair,
 - indice d'acidité,
 - point d'aniline.
- Eau : 2 à 5 % pourcentage à contrôler, permet d'adapter les caractéristiques générales de la boue à l'huile. Elle est émulsionnée.
- Agents plastifiants : pour contrôler la filtration et la viscosité, on ajoute des produits tels que :
 - asphalte soufflé,
 - argile organophile,
 - noir de fumée, etc.

- Agents émulsionnants et stabilisants.
- Agents fluidifiants.
- Alourdissants :
 - CaCO_3 ,
 - BaSO_4 ,
 - galène.
- Agents de neutralisation de l'eau.

Avantages

Les avantages de ce type de boues sont :

- Contrôle aisé des caractéristiques en l'absence de venues d'eau ou de brut.
- Insensibilité aux contaminants habituels des boues à base d'eau (NaCl , CaSO_4 , ciment, argile).
- Excellentes caractéristiques de filtration statique en température et pression, cake très mince.
- Forage à densité proche de 1.
- Réduction des frottements de la garniture sur les parois du puits d'où diminution du couple de torsion et de l'usure de la garniture.
- Augmentation de la durée de vie des outils à molettes.
- Suppression du collage par pression différentielle.
- Meilleure récupération en carottage.
- Carottes sur lesquelles il est possible de mieux approcher la valeur de la teneur et la nature de l'eau interstitielle.
- Augmentation, par rapport au forage en boue à l'eau, de la productivité.
- Moindres dommages à la formation.

Inconvénients

Mais les inconvénients peuvent être :

- Sensibilité à l'eau et à certains bruts.
- Risque de sédimentation des alourdissements.
- Manipulation salissante.
- Risque d'incendie.
- Détérioration des caoutchoucs non spécifiques aux hydrocarbures.
- Difficultés pour déceler la présence d'huile dans les déblais.
- Certaines méthodes de diagraphies instantanées et différées ne sont pas applicables.
- Prix de revient au m^3 plus élevé que les boues à l'eau.

B. Les boues inverses

Ce sont des fluides de forage ou de complétion, constitués d'une phase continue huile et d'une phase dispersée aqueuse d'au moins 50 % du volume.

Caractéristiques

Les mêmes que les boues à l'huile mais permet de pallier certains inconvénients de celles-ci.

Domaine d'utilisation

Le même que les boues à l'huile :

- Grandes épaisseurs de sels ou d'anhydrite.
- Problèmes de forage haute température.
- Problèmes de déviation.
- Forage de faible température atmosphérique.

Avantages

Les mêmes que la boue à l'huile mais en plus :

- Risques d'incendies moindres.
- Prix du m³ moins élevé.
- Traitement de surface plus facile.

Ce type de boue est plus récent d'utilisation que la boue à l'huile et a pris pratiquement tout le champ d'application.

5.3.3 Forage à l'air, à la mousse, aux boues aérées**5.3.3.1 Forage à l'air**

C'est de l'air comprimé qui, injecté à la place de la boue de forage, assure toutes les fonctions nécessaires au forage avec les différences essentielles suivantes :

- Vitesse de remontée de 900 m/min.
- Très faible pression hydrostatique sur le fond.
- Vitesse d'avancement très importante car la pression est négative sur le front de taille.
- Pas d'envahissement des formations traversées.
- Nécessité d'un obturateur rotatif (diverter) en tête du puits.
- Mais impossibilité de forer à l'air, s'il y a des venues d'eau.

5.3.3.2 Forage à la mousse

On essaye de conserver les avantages du forage à l'air et de s'affranchir de la présence d'eau en injectant de la mousse résultant du mélange air + eau + agent moussant.

Avantages

- Débit d'injection d'air 10 fois moindre qu'à l'air (capacité de nettoyer le puits beaucoup plus importante avec la mousse qu'avec l'air).
- Mousse stable vis-à-vis des faibles venues d'eau.

Inconvénients

Mousse stable donc pratiquement impossible de la traiter en surface en continu, les applications ont été réservées aux zones désertiques.

5.3.3.3 Boue à base d'eau aérée

Permet de conserver en partie les avantages sur la vitesse d'avancement et la plus faible usure des outils, tout en ayant la possibilité de contrôler des venues faibles dans le puits.

5.3.4 Les fluides de complétion et de reconditionnement des puits¹

Depuis le forage du réservoir contenant les effluents jusqu'à la mise en production de ceux-ci, le puits va contenir plusieurs fluides différents. Ces derniers doivent être adaptés soit à la nature des opérations effectuées pendant toute cette durée, soit à l'exploitation du réservoir.

De même, le reconditionnement d'un puits nécessite l'emploi d'un fluide spécial pendant toute l'opération et avant la remise en exploitation du puits.

Ces différents fluides peuvent être classés en quatre catégories :

- fluide de forage du réservoir,
- fluide de complétion,
- fluide de contrôle ou de reconditionnement (workover fluid),
- fluide d'annulaire ou fluide de packer.

Nous verrons plus loin que, dans la pratique et pour des raisons essentiellement économiques, un même fluide peut être utilisé à des fonctions diverses.

5.3.4.1 Fluide de forage du réservoir

Ce fluide est une boue de forage utilisée lors du forage du réservoir à exploiter. Afin de préserver celui-ci dans son état initial, il est souhaitable d'employer un fluide rassemblant toutes les caractéristiques d'une boue de forage tout en limitant l'endommagement du réservoir.

En plus des fonctions classiques d'une boue de forage, le fluide de forage du réservoir doit limiter au maximum l'endommagement des couches productrices. En effet, l'utilisation d'une boue de forage classique peut avoir des conséquences graves sur le réservoir (colmatage, incompatibilité de la boue et des effluents, pollution du réservoir).

Ces effets néfastes, parfois irréversibles, ne peuvent être combattus que par l'emploi de techniques d'un coût élevé.

1. D'après *Complétion et reconditionnement des puits. Programmes et modes opératoires*, Chambre syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel, Comité des Techniciens, Éditions Technip, Paris, 1985.

Pour les éviter, le fluide de forage du réservoir doit donc posséder les mêmes caractéristiques que le fluide de complétion ou du fluide de contrôle (voir paragraphes suivants).

Dans la pratique, il est souvent difficile, voire impossible, et généralement coûteux de fabriquer, pour cette seule opération, un fluide à la fois adapté au forage et compatible avec l'exploitation du réservoir. Selon la nature du puits et des couches productrices, le forage du réservoir sera effectué soit en conservant la boue de forage déjà utilisée, et éventuellement adaptée, soit en remplaçant celle-ci par le fluide de complétion.

5.3.4.2 Fluide de complétion

Bien que l'opération de complétion commence normalement au début du forage du réservoir à exploiter, dans la pratique le fluide de complétion est le fluide utilisé pour la mise en place des équipements du puits et lors des éventuelles perforations du cuvelage de production.

Ses fonctions principales sont donc différentes de celles de la boue de forage. Le fluide de complétion doit être choisi de manière à permettre d'optimiser l'exploitation ultérieure de la couche tout en assurant la sécurité de l'opération.

Les caractéristiques de ce fluide doivent donc permettre d'assurer la stabilité des parois du puits (surtout dans le cas d'une exploitation en trou ouvert), son nettoyage en maintenant en suspension les particules et les déblais, mais surtout d'éviter le colmatage du réservoir.

En effet, le colmatage est le plus à craindre, car même faible il peut faire chuter considérablement la production d'un puits. Il est directement lié aux caractéristiques du réservoir (porosité, perméabilité, fracturation) et de l'effluent. Ce dernier peut en effet réagir sur le fluide de complétion et former des précipités qui peuvent modifier la perméabilité. Le filtrat doit donc être ajusté en conséquence.

Les particules solides contenues dans le fluide peuvent également colmater le réservoir de manière superficielle. Tout en gardant une marge de sécurité, la densité du fluide ne doit pas être beaucoup plus élevée que celle équivalente au gradient de pression du réservoir afin de limiter l'invasion de ces particules dans le réservoir.

Dans la pratique, la composition du fluide de complétion est très variable suivant la nature du réservoir, de l'effluent qu'il contient et du coût de fabrication. Dans bien des cas, la boue de forage est réutilisée, minimisant ainsi les coûts, mais augmentant par contre les risques de colmatage.

Les saumures sont fréquemment employées, surtout celles au chlorure de sodium, leur filtrat étant adapté aux caractéristiques du réservoir.

Des fluides plus complexes peuvent être aussi mis en œuvre si l'on veut éviter un colmatage permanent du réservoir. Une acidification peut alors précéder la mise en production du puits. La composition du fluide de complétion doit donc dans ce cas permettre sa destruction par l'acide. C'est le cas des boues au carbonate de calcium.

Les boues à l'huile sont employées si leur densité l'autorise ; elles ont en général un bon comportement vis-à-vis des effluents rencontrés.

5.3.4.3 Fluide de contrôle ou de reconditionnement (workover fluid)

Le fluide de contrôle, appelé aussi fluide de reconditionnement (workover fluid), est celui utilisé pour l'opération de reconditionnement. Son rôle est essentiellement de neutraliser le puits. Ses caractéristiques et ses fonctions sont analogues à celles du fluide de complétion.

5.3.4.4 Fluide d'annulaire ou fluide de packer

Le fluide d'annulaire, appelé également fluide de packer, est celui qui est mis en place entre le tubing et le cuvelage de production, au-dessus du packer. Ce fluide reste en place pendant toute la durée d'exploitation du puits, sauf, éventuellement, pendant les opérations de reconditionnement où il peut être remplacé par un fluide de contrôle.

Ses fonctions sont particulières. Il lui faut en effet :

- maintenir une pression hydrostatique suffisante respectivement sur le tubing et le cuvelage de production afin d'éviter l'écrasement de l'une et l'éclatement de l'autre,
- maintenir une pression hydrostatique suffisante sur le packer de cuvelage afin de minimiser les risques de fuite à ce niveau et équilibrer, si possible la pression de gisement dans le cas d'une fuite,
- limiter les phénomènes de corrosion sur le cuvelage et le tubing de production.

Les deux premières fonctions sont directement liées à la densité du fluide ; par contre, la dernière n'est obtenue qu'avec un fluide de composition bien définie. Enfin, le fluide d'annulaire doit être stable dans le temps et le plus neutre possible vis-à-vis de l'effluent exploité afin de limiter les dommages au cas où une fuite dans l'espace annulaire surviendrait.

La stabilité de ce fluide peut être altérée pour trois raisons principales :

- Lorsqu'une boue riche en particules solides en suspension est utilisée comme fluide d'annulaire ; la sédimentation de ces particules modifie alors la valeur de la pression hydrostatique le long du puits et, de plus, peut gêner considérablement une opération de reconditionnement nécessitant la remontée de l'équipement du puits ; les boues de forage sont donc à éviter comme fluide d'annulaire.
- Lorsqu'une activité bactérienne se développe dans le fluide d'annulaire, phénomène plus fréquent à haute température et dans les fluides à base d'eau ; la dégradation peut entraîner un dégagement de gaz corrosif (H_2S) et endommager les équipements ; cet inconvénient peut être évité par l'emploi de bactéricides et par le maintien d'un pH et d'une salinité élevés.
- Lorsqu'une réaction chimique ou organique intervient entre le fluide d'annulaire et soit l'effluent exploité (cas d'une fuite au packer ou sur le tubing), soit un fluide contenu dans une couche géologique supérieure (cas d'une fuite sur le cuvelage de production) ; ce risque est particulièrement grave lorsque l'effluent est un gaz acide.

Dans la pratique, plusieurs types de fluides d'annulaire sont utilisés en fonction de la nature du puits, de l'effluent exploité et du coût de leur fabrication. On distingue :

- Les boues à l'eau, assez proches des boues de forage, qui peuvent être alourdies à la baryte ou aux carbonates ; d'un coût relativement faible elles ne sont pas très stables dans le temps (sédimentation, dégradation).
- Les saumures, d'un coût plus élevé et souvent corrosives ne contiennent pas de solides ; elles conservent leur stabilité même à haute température ; de plus, leur fabrication est facile et leur densité peut atteindre la valeur de 2.
- Les fluides à base d'huile présentent certainement les meilleures caractéristiques ; mais leur fabrication est difficile et d'un coût élevé.

Dans certains cas, si les conditions le permettent, le fluide de complétion peut être utilisé comme fluide d'annulaire.

5.4 LA FONCTION TRAITEMENT MÉCANIQUE DES SOLIDES

5.4.1 Rôles du traitement mécanique

Tous les solides forés sont des contaminants pour une boue de forage.

Les principales caractéristiques des boues affectées par la teneur en solide sont les suivantes :

- La densité : elle augmente, d'une façon variable selon la nature du terrain foré. Le calcaire étant inerte s'éliminera plus facilement que l'argile, qui se dispersera plus ou moins suivant le type de boue utilisée.
- La rhéologie : elle est affectée soit par effet direct de charge en particules fines par la multiplication des surfaces de contact et des forces d'interaction, soit par effet indirect en rendant la boue plus sensible à toutes les contaminations et donc le contrôle de ses caractéristiques plus difficile.
- Le filtrat : les solides l'affectent en perturbant la répartition granulométrique du cake. Ainsi l'élimination en surface des solides les plus grossiers provoquera une amélioration du contrôle du filtrat.

5.4.2 Domaines de séparation des installations

La figure 5.6 et le tableau 5.1 qui suit, permettent de situer la taille des solides à éliminer, par rapport à celle des solides utiles ajoutés à la boue (baryte, bentonite, attapulгите) ; ils précisent le domaine de séparation de chacune des installations.

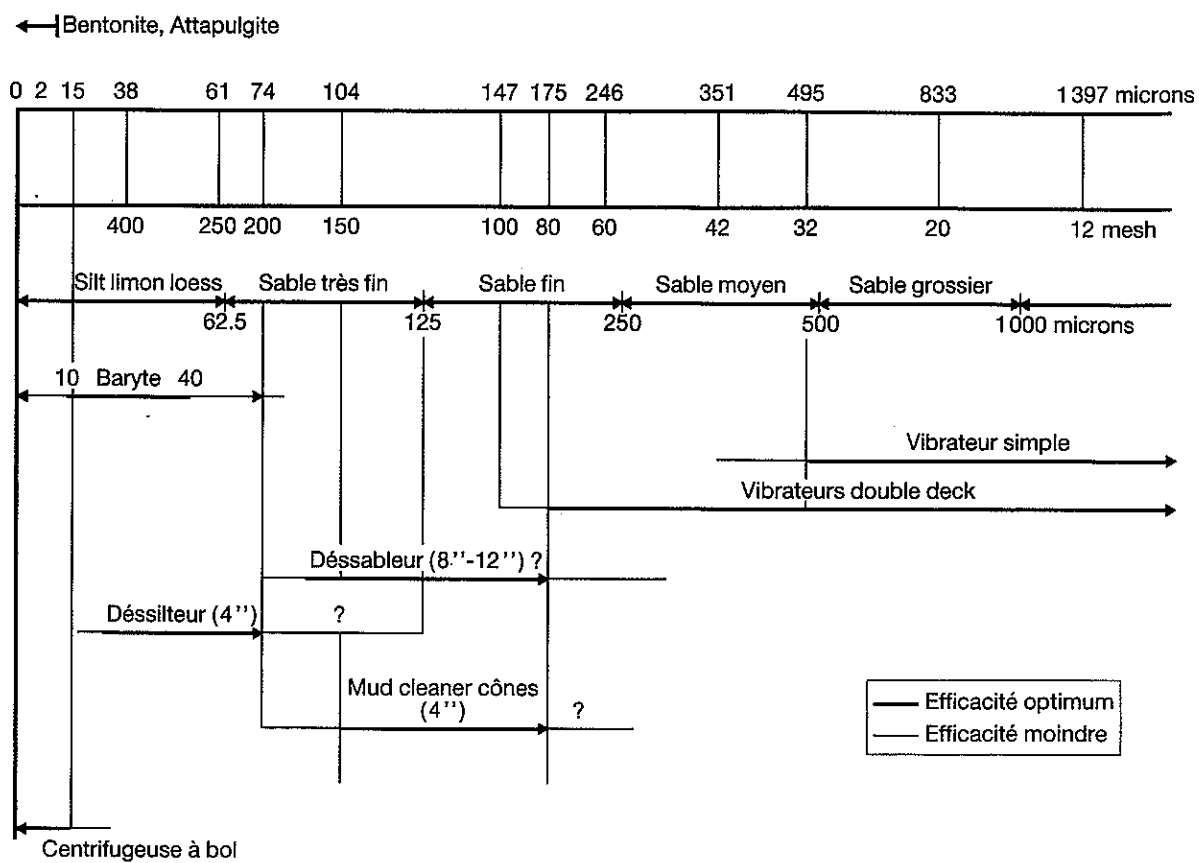


Fig. 5.6 Classification des appareils de traitement des solides
(Source : *Mud equipment manual (handbook 6)*, IADC).

TABLEAU 5.1
Moyens mécaniques de contrôle des solides

Appareil de séparation	Maillage optimum (mesh)	Élimine les particules au dessus : (en microns)
Vibrateurs simples	32	500
Vibrateurs élaborés	80	178
Dessableurs 8" à 12"		74
Désilteurs 4"		15 à 20
Mud cleaners	150 200	104 74
Centrifugeuses		2

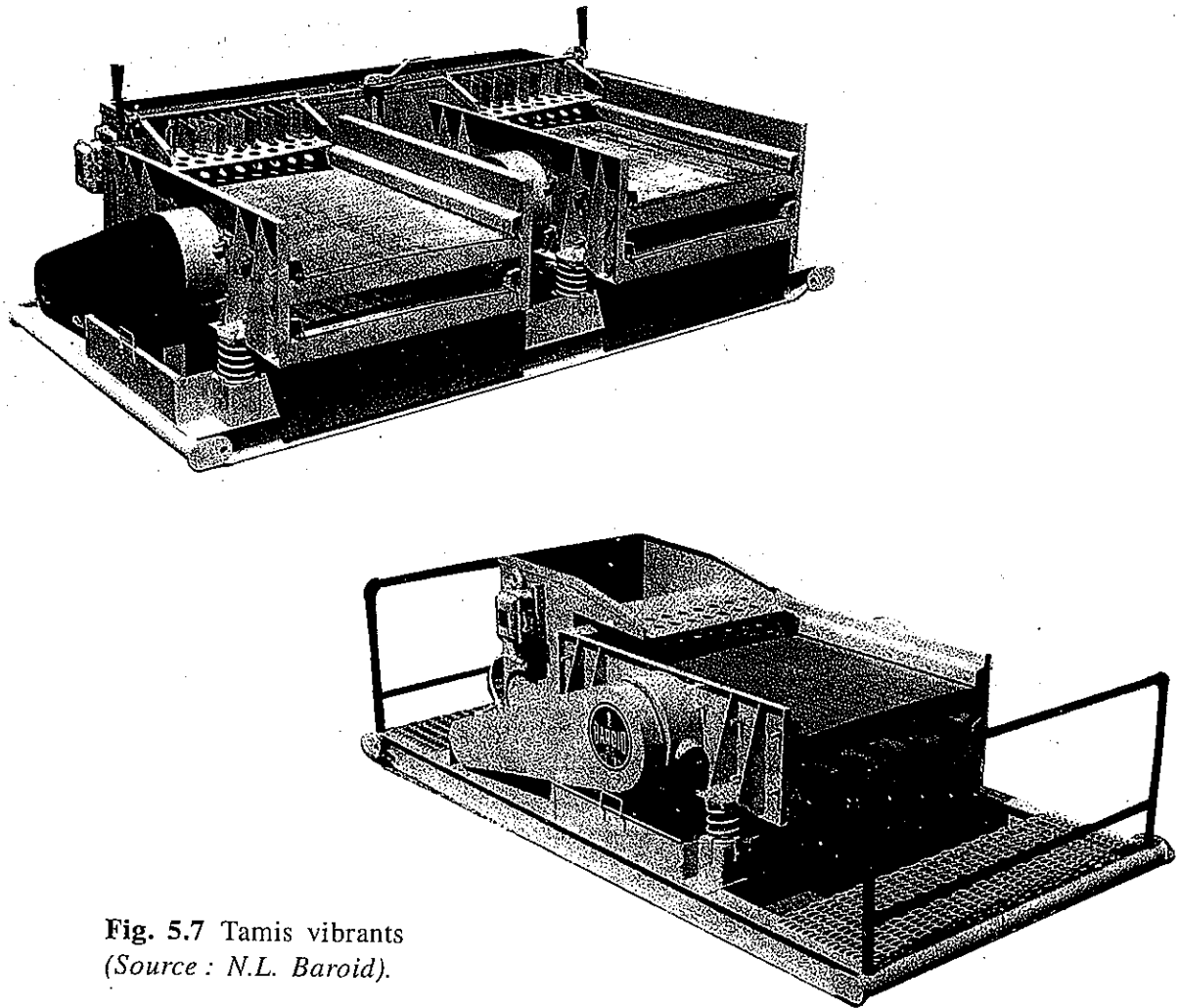


Fig. 5.7 Tamis vibrants
(Source : N.L. Baroid).

5.4.3 Descriptions des équipements

A. Les tamis vibrants ou vibrateurs (Fig. 5.7)

Un vibreur se compose de deux parties : l'une fixe qui est le support, l'autre constituée d'un bati mobile qui supporte la toile. Le support mobile est équipé d'un moteur électrique qui lui procure des mouvements vibratoires circulaires, elliptique ou linéaires. Le cadre vibrant est isolé du support fixe par des amortisseurs. Quelque soit le type d'appareil, ils ont tous en commun les toiles de séparation qui se définissent par leur nombre de mesh qui classe le nombre d'ouvertures par pouce linéaire.

B. Les hydrocyclones

Ces appareils fonctionnent sur le principe des cyclones naturels que l'on pourrait décrire comme ceci : un centre de basse pression autour duquel la pression augmente ce qui donne en bordure des vents convergents vers le centre et au centre des vents ascendants.

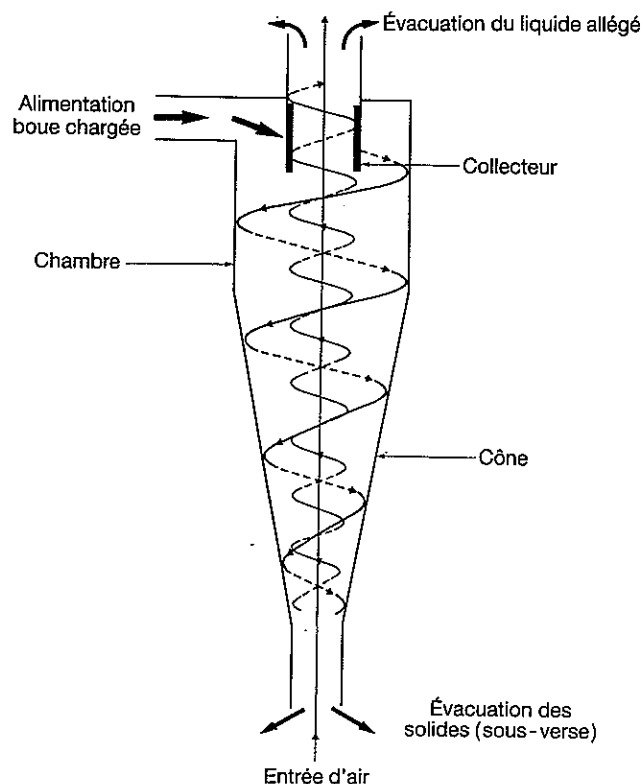


Fig. 5.8 Principe d'un hydrocyclone
(Source : *Mud equipment manual*
(handbook 6), IADC).

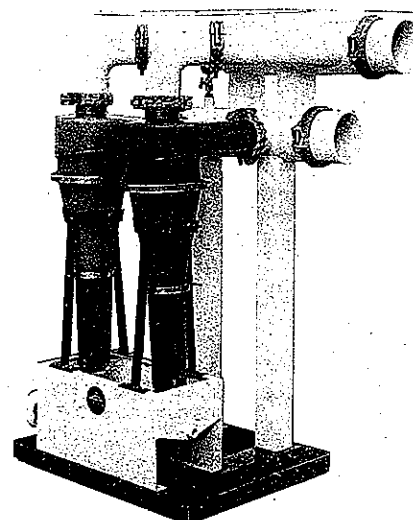


Fig. 5.9 Dessableur (Source : Sweco
Oilfield Services).

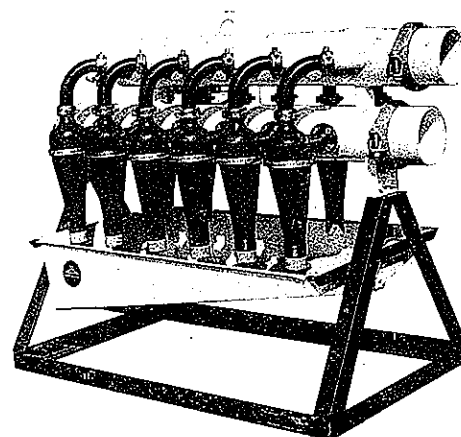


Fig. 5.10 Desilteur (Source : Sweco
Oilfield Services).

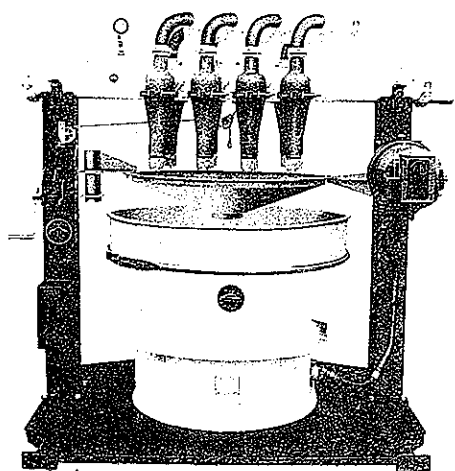


Fig. 5.11 Tamisage de la
sous-verse (mud cleaner)
(Source : Sweco Oilfield
Services).

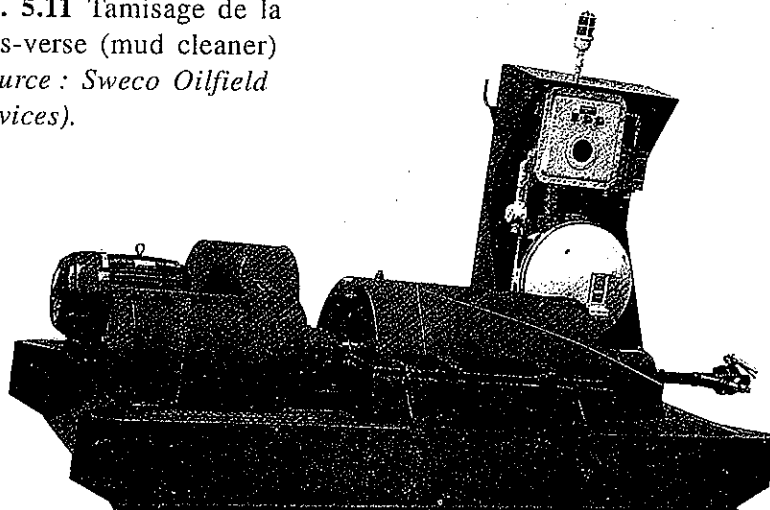


Fig. 5.12 Centrifugeuse horizontale
(Source : Sweco Oilfield Services).

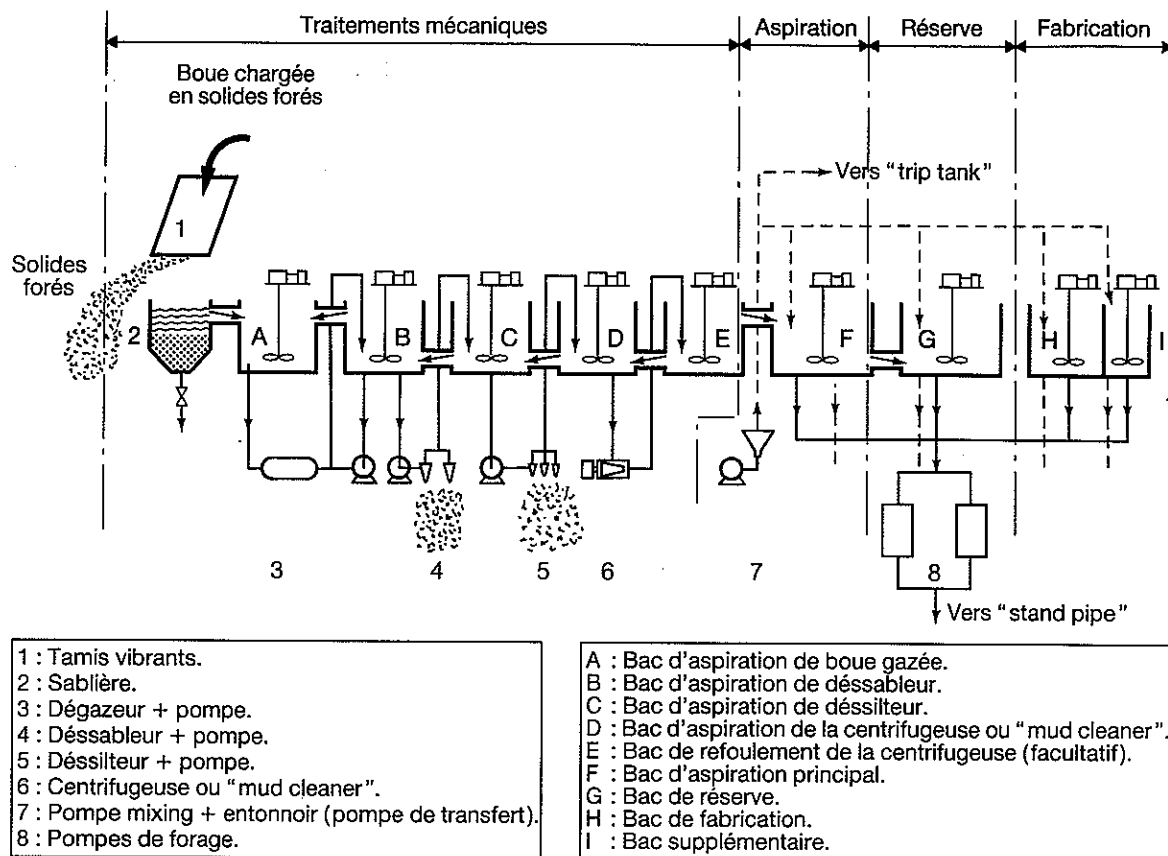


Fig. 5.13 Schéma type d'un traitement de la boue de forage.

Pour recréer les vitesses circonférentielles on injecte le fluide en A (Fig. 5.8), le fluide est centrifugé de plus en plus vite car le rayon diminue. Dans l'axe du cône, le fluide est ascendant et sort par B. La centrifugation dépose les particules solides sur la paroi du cône et sont évacuées par la buse en C.

La taille des particules évacuées est fonction de la dimension des cônes. Le pouvoir de séparation d'un ensemble de cônes permet de différencier les dessableurs (taille supérieure à 74μ) des désilteurs (taille supérieure à 30μ) (Fig. 5.9 et 5.10).

C. Les mud cleaners (Fig. 5.11)

Ces appareils sont simplement des désilteurs dont l'effluent lourd coulant de la buse tombe sur une toile de tamis vibrant. Cette toile fine (100 à 325 mesh) augmente la récupération de la phase liquide et rend donc le rejet plus sec.

D. La centrifugeuse (Fig. 5.12)

Ces appareils à axe horizontal et vis convoyeuse sont à fonctionnement continu. Le bol horizontal tourne entre 1500 et 3000 tr/min, la vis convoyeuse a une vitesse légèrement inférieure. Leur débit étant généralement faible par rapport au débit de forage, ce type d'appareil ne pourra traiter qu'une partie du débit du retour.

5.4.4 Schéma type d'installation

On peut considérer que ce schéma (**Fig. 5.13**) est une installation optimale pour un appareil de forage profond. Le nombre de bacs est très variable. Le volume de boue dans l'installation de surface, ainsi que celui des réserves, est lié au volume maximal du point foré.

CHAPITRE 6

LES TÊTES DE PUIITS

Ce chapitre traitera uniquement de l'architecture et des équipements de sécurité concernant les forages terrestres, ou, plus généralement, ceux qui induisent des têtes de puits aériennes. Les spécificités offshore des supports flottants seront étudiées dans la partie de cet ouvrage consacrée à cette technique.

INTRODUCTION

La dénomination têtes de puits est générique de l'ensemble des équipements de surface terminant l'architecture d'un puits. La configuration peut être différente suivant que l'on est en phase de forage et complétion ou pendant la phase d'exploitation du puits. C'est évidemment pour cette phase qu'elle prend sa structure définitive : la partie inférieure (souvent en dessous du niveau du sol) est constituée par les suspensions de casing et accessoires, au niveau du sol se trouve l'équipement de suspension du tubing et juste au-dessus l'ensemble appelé Christmas tree ou Arbre de Noël (**Fig. 6.1**).

Au cours du forage, la tête de puits évoluera en fonction du déroulement du programme de tubage : en effet, chaque casing doit se terminer en surface par des équipements permettant sa fixation, d'assurer les étanchéités, et de permettre de monter les obturateurs de sécurité imposés par le programme.

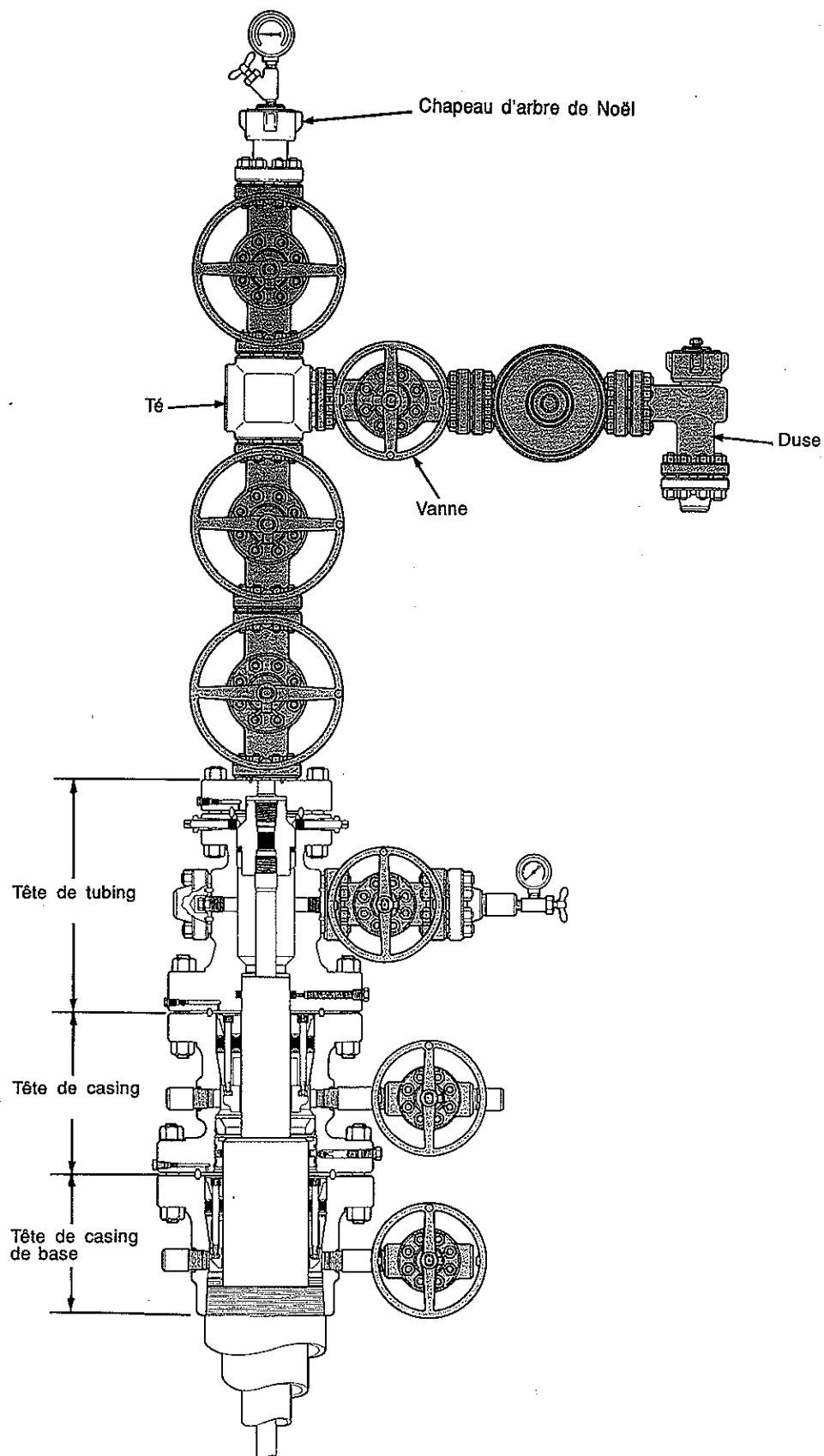


Fig. 6.1 Tête de puits en production (Source : Cameron Iron Works).

6.1 ÉVOLUTION D'UNE TÊTE DE Puits EN FORAGE ET TECHNOLOGIE DES ÉQUIPEMENTS

Nous allons décrire les opérations de montage et de test en considérant le programme de forage et de tubage suivant : forage 17 1/2", tubage 13 3/8", forage 12 1/4", tubage 9 5/8", forage 8 1/2", tubage 7", forage 6", puis complétion.

6.1.1 Phase de démarrage : forage 17 1/2"

L'architecture du puits est alors inexistante, ou seulement constituée par le tube fontaine (ou conductor pipe). Il n'y a que dans le cas de risque de shallow gas ou gaz de surface où il est nécessaire d'installer un équipement de sécurité appelé diverter (Fig.6.2a et b). C'est un obturateur annulaire dont la pression de service est en général faible (2 000 psi), dont la fonction n'est pas de fermer le puits, car cela serait illusoire puisque sans casing le terrain de surface craquerait immédiatement. Cela aurait pour conséquence de former un cratère. Le seul rôle de cet équipement est de canaliser (divert) l'éruption vers une torchère et de protéger ainsi l'installation de forage des risques d'incendie.

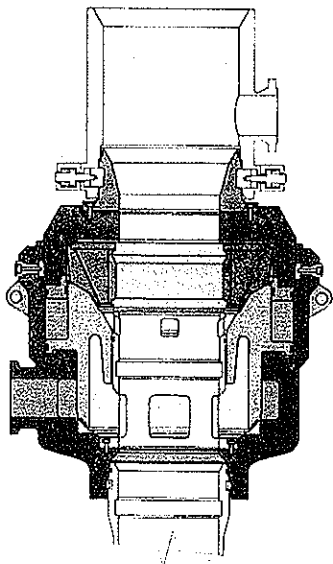


Fig. 6.2a Dispositif de détournement d'éruption (diverter) (Source : Hydril).

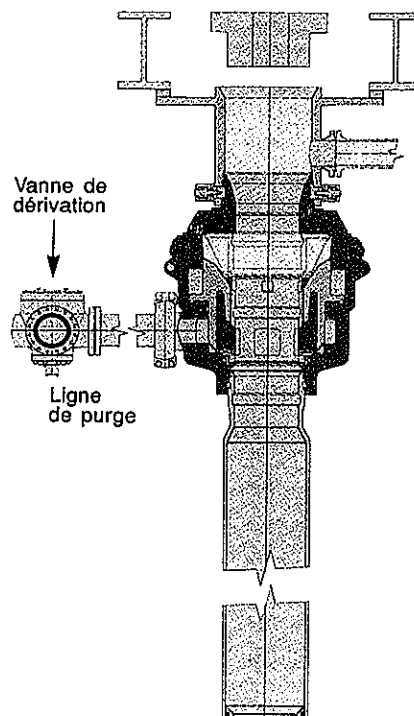


Fig. 6.2b Dispositif diverter en forage (Source : Hydril).

Les conduites doivent être conçues pour provoquer un minimum de pertes de charge afin d'éviter de faire monter la pression dans le puits. L'ensemble de cette installation est très vulnérable à l'abrasion provoquée par la très grande vitesse atteinte par le gaz en surface.

L'opération de forage étant terminée, on procède à la descente du tubage de surface et à la cimentation jusqu'au jour. Après l'attente nécessaire à la prise du ciment, on peut alors commencer le montage du premier élément de tête de puits qui est dénommé tête de tubage de base ou casing head housing.

6.1.1.1 Têtes de tubage de base (casing head housing)

C'est le premier élément raccordé au tubage de surface. Le raccordement se fait soit par vissage mâle ou plus couramment femelle (threaded), soit par soudure (slip on) (**Fig. 6.3**) et plus récemment par forgeage à froid (**Fig. 6.4**).

Le raccordement par vissage, s'il est plus sûr, présente par contre l'inconvénient d'imposer une cote précise au filetage supérieur de la colonne, cela afin de permettre l'empilage des suspensions et des BOP sous la substructure.

En cas de coincement de la colonne au cours de la descente, le raccordement ne pourra être effectué qu'après coupe du tubage puis soudure.

Le raccordement doit être fait très soigneusement en respectant l'horizontalité de la bride supérieure. Les soudures, intérieure et extérieure, doivent être testées à l'aide d'une pompe par l'intermédiaire d'un alésage (test port) situé entre les deux cordons de soudures.

L'alésage de la partie supérieure peut être cylindrique ou conique (selon les marques et modèles) pour recevoir des coins de suspension ainsi qu'une garniture d'étanchéité annulaire sur le tubage suivant. Deux sorties latérales, taraudées ou à brides, permettent le contrôle de l'espace annulaire.

C'est donc la colonne de surface et le casing head housing qui supporteront tous les tubages prévus ainsi que les BOP. Dans les puits à grande profondeur, le poids des colonnes (et la mise en tension) est très élevé et l'on sera amené à choisir une tête de tubage avec une plaque de base circulaire (**Fig. 6.5**).

L'utilisation de ce dernier type augmente la stabilité de la tête de puits et assure une meilleure répartition des charges sur le fond de la cave, à condition de prévoir une cave plus profonde et de bétonner ensuite l'espace entre le fond de la cave et la plaque de base. On ajoute, en général, des goujons de scellement.

6.1.1.2 Montage des obturateurs de sécurité

Terminer le montage de la tête de puits pour cette phase du forage, c'est adjoindre la croix de circulation et l'empilage de BOP recommandé par le maître d'œuvre. Pour protéger la surface intérieure du casing head housing de l'érosion due à la rotation des tiges de forage, il est préférable de chemiser cet alésage intérieur par un wear bushing ou chemise d'usure qui sera verrouillée en place par montage d'une bride spéciale dite locking flange et au moyen de tiges filetées radiales. La chemise

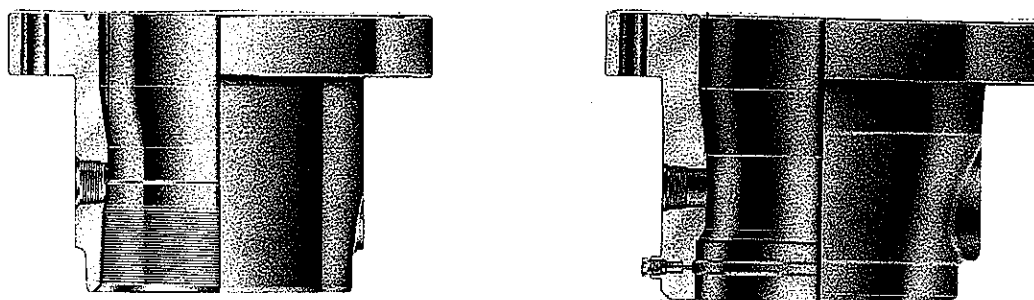


Fig. 6.3 Tête de tubage de surface (casing head housing)
(Source : Cameron Iron Works).

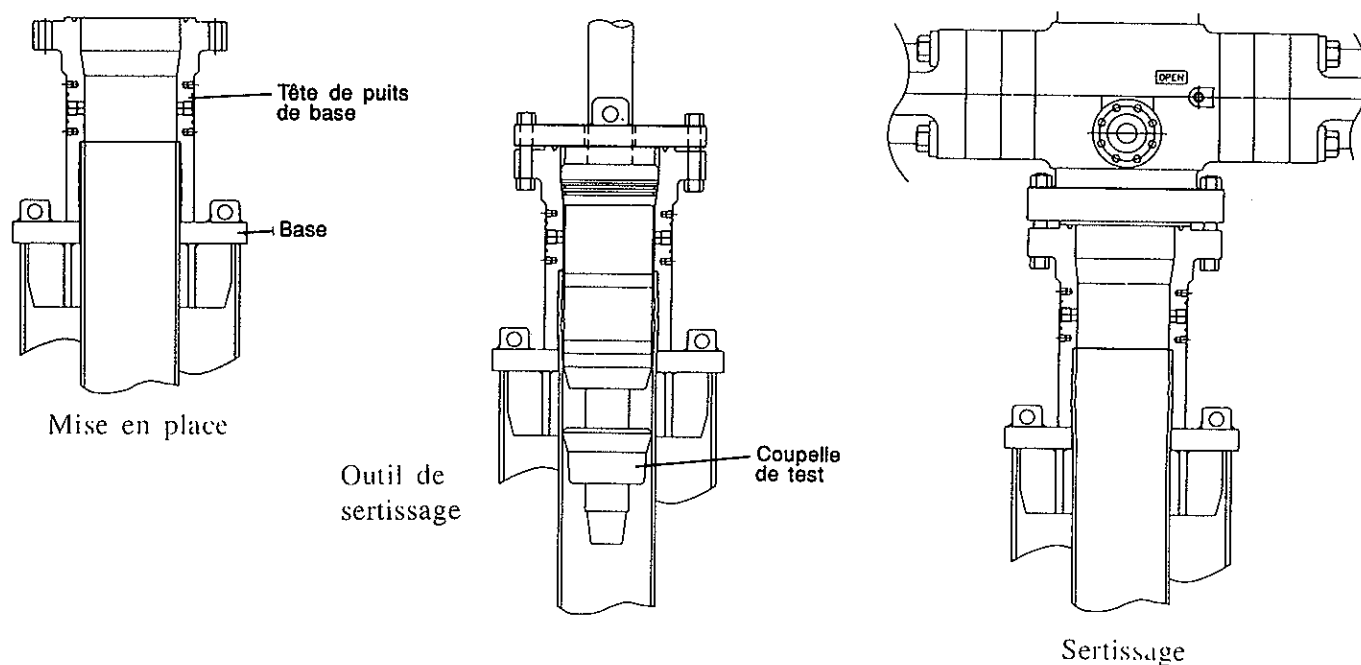


Fig. 6.4 Tête de tubage Camforge CIW (Source : Cameron Iron Work set FMC).

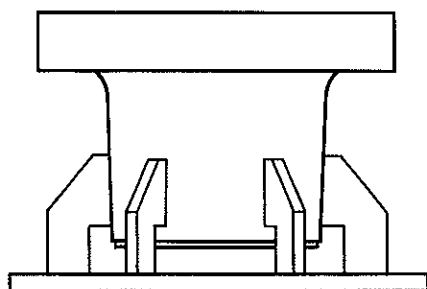


Fig. 6.5 Tête de tubage de base avec plaque
(Source : Cameron Iron Works).

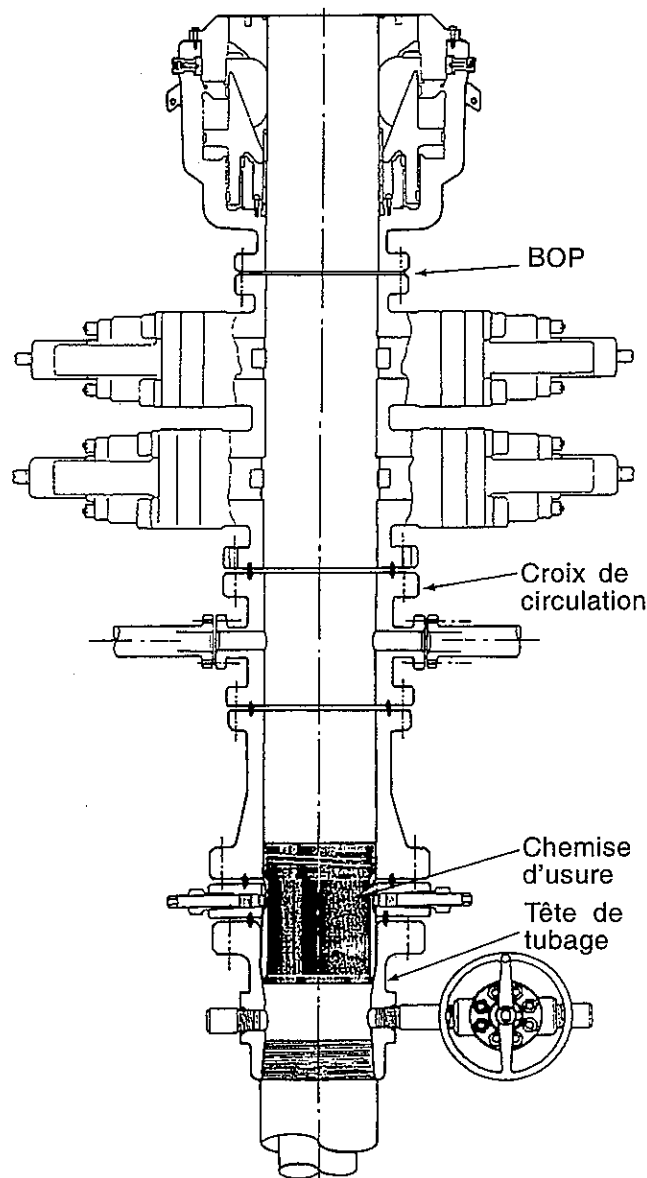


Fig. 6.6 Tête de puits pour la phase de forage 12 1/4"
(Source : ENSPM Formation Industrie).

d'usure devra dans certains cas être déposée avant la descente de la colonne de casing suivante (**Fig. 6.6**).

6.1.1.3 Tests en pression

En dehors des tests de fonctionnement des BOP, la tête de puits doit être testée en pression :

- à chaque montage,
- chaque fois qu'un démontage, même partiel, a été effectué pour changement d'une vanne, ouvertures des portes pour changement de mâchoires, etc.),
- périodiquement, suivant les consignes de l'opérateur.

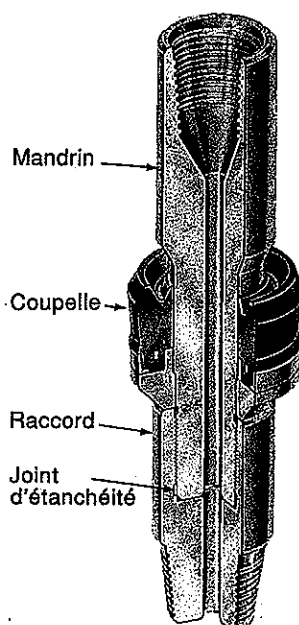


Fig. 6.7 Outil de test de la tête de puits. Etanchéité dans le tubage (tester cup) (Source : Cameron Iron Works).

Avant d'effectuer un test, il faut :

- déterminer les volumes qui sont soumis à la pression, afin de vérifier que l'élément le plus faible peut supporter la pression de test,
- envisager la possibilité de la fuite du fluide de test et les conséquences que cela peut avoir (montée en pression dans un annulaire, etc.).

Chaque test doit être précédé d'une circulation à l'eau claire à travers tous les circuits, et chaque éléments sera testé séparément. Il y a deux façons de procéder : (Fig. 6.7).

A. Avec un tester cup

Cet outil de test, vissé au bout de tiges, est descendu de 10 à 30 mètres dans le tubage. Il est recommandé de visser au-dessous une ou deux tiges qui serviront de guidage et de lest pour faciliter la descente.

Chaque jeu de mâchoires sur tige, ainsi que les vannes, sont testés séparément :

- soit en pompant dans l'annulaire par la kill line,
- soit en tirant sur le tester cup, si on ne possède pas d'unité de pompage H.P.

La pression de test ne devra pas dépasser la pression de service de la tête de puits, ou 60 % de la pression d'éclatement à la limite élastique des tubes situés au niveau du tester cup.

Il faut également que :

- l'on tienne compte de la traction et de la pression d'écrasement sur le tubulaire de manœuvre du tester. Cela conduit à descendre un tester cup avec des tiges lourdes 5" ou des tiges de grade supérieur,

- les obturateurs annulaires ne doivent pas être testés à plus de 50 % de leur pression maximale de travail,
- le passage intérieur des tiges de manœuvre ne doit pas être obturé; en effet, s'il y a fuite à la coupelle, l'écoulement du fluide de test doit se manifester sur le plancher de forage sans mettre en pression le tubage sous la coupelle.

B. Avec le tester plug (Fig. 6.8)

C'est une olive avec des joints résiliants toriques, descendue avec les tiges et venant se poser dans la tête de tubage située au dessous des BOP. Les obturateurs à mâchoires sur tiges, ainsi que l'obturateur annulaire et les accessoires peuvent être testés à leur pression de service sans risque pour le casing.

La fermeture totale des BOP à mâchoires peut être testée en munissant l'olive d'un bouchon. Les tiges (non bloquées) sont dévissées et remontées après mise en place du plug.

Il est également recommandé d'ouvrir une vanne ou une sortie en dessous du tester plug afin d'éviter de mettre le casing en pression en cas de fuite aux joints d'étanchéité.

Cet outil permet donc de tester à la pression de service les BOP et les casing spool.

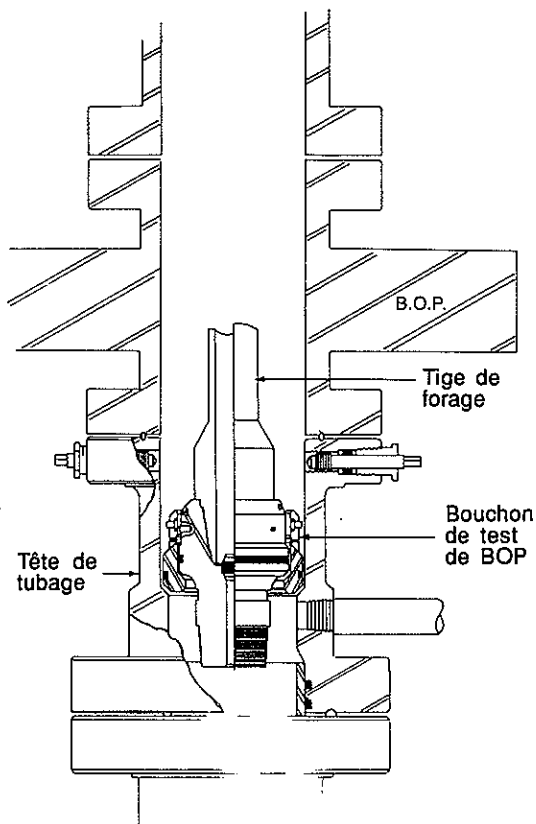


Fig. 6.8 Outil de test de la tête de puits. Etanchéité dans la tête (tester plug) (Source : FMC).

6.1.2 Phase de forage : 12 1/4"

Le forage se poursuit en 12 1/4" à travers la tête de puits précédemment montée. Après la descente de la colonne technique 9 5/8", elle est cimentée jusqu'à une certaine hauteur à partir du sabot; après séchage et après avoir enlevé la chemise de protection (wear bushing) du casing head housing, le casing peut être ancré, en tension, dans ce dernier.

Pour cela, il faut poser le poids de la colonne 9 5/8" sur la table de tubage, puis démonter les brides de jonction entre casing head housing et croix de circulation (ou locking flange). On soulève l'ensemble des BOP par les palans de la substructure. On peut alors intercaler entre le tubulaire 9 5/8" et l'alésage du casing head housing les coins de suspensions ou d'ancrage.

6.1.2.1 Coins d'ancrage (casing hanger)

C'est le dispositif d'ancrage et de suspension de la colonne de tubes dans les têtes de tubage. Ce dispositif est constitué d'un jeu de coins s'agrippant sur le tubage à suspendre en glissant sur une partie conique de la tête de tubage. Il est complété par un ensemble d'étanchéité, constitué par un anneau caoutchouc.

Il existe de nombreux modèles sur le marché. Il est important de noter que pour chaque marque, un type de tête de tubage ne recevra qu'un seul type de coins d'ancrage.

Les têtes de tubage et coins d'ancrage sont conçus pour différentes capacités et seront donc choisis en fonction du poids qu'ils auront à supporter.

On retrouvera chez tous les fabricants les trois principes technologiques des coins d'ancrage.

A. Coins et étanchéité séparés (Fig. 6.9)

Lorsque le tube est suspendu par les coins, il peut être coupé et la garniture assurant l'étanchéité est alors enfilée autour du tube puis posée sur les coins. Le packer est activé en serrant les vis de la platine supérieure.

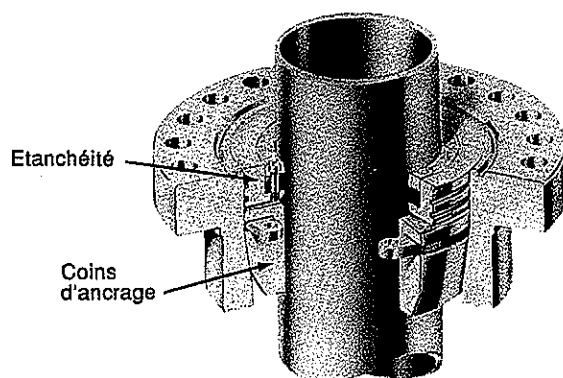


Fig. 6.9 Coins de suspension de casing
(Source : Cameron Iron Works).

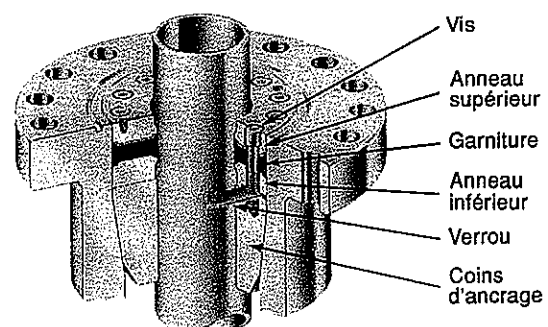


Fig. 6.10 Coins de suspension de casing
(Source : Cameron Iron Works).

B. Coins et packer intégrés (Fig. 6.10)

Dans ce cas, l'ensemble du mécanisme doit s'ouvrir pour pouvoir se placer autour du casing. Une fois mis en place et le casing suspendu, le serrage des vis écrase la garniture d'étanchéité sur le corps du casing et sur l'extérieur du casing head housing. Cet équipement est le plus standard.

C. Coins dits automatiques (Fig. 6.11)

Le système de coins est à packer intégré avec la particularité que la traction vers le bas, due au poids du casing, écrase le packer et active l'étanchéité.

Une fois la colonne de casing 9 5/8" suspendue, les opérations suivantes sont à effectuer dans l'ordre :

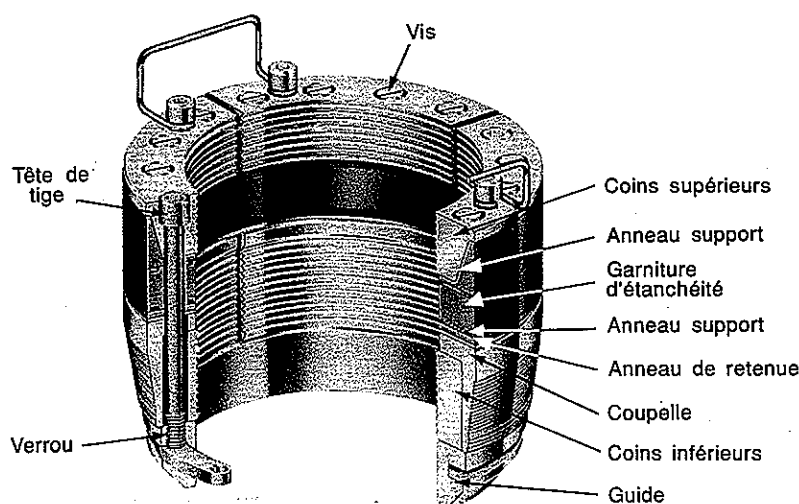


Fig. 6.11 Coins «automatiques» de suspension de casing
(Source : Cameron Iron Works).

- coupe du tube en tenant compte de la longueur de pénétration du tube dans la base de la tête de tubage et du jeu laissé entre chaque bride par le joint tore,
- mise en place de la tête de tubage 7" muni à la base du pilot bit ou guide d'outil et de son système d'étanchéité (X bushing).
- assemblage et blocage de ces trois éléments, y compris locking flange et chemise d'usure de l'alésage de suspension du 7".

Ce n'est qu'après le blocage de ces éléments que l'on procédera aux tests d'étanchéité de la tête de colonne 9 5/8".

6.1.2.2 Tête de tubage (casing head spool)

Cet élément (**Fig. 6.12**), qui doit supporter également un tubage, se compose de :

- Deux brides de dimensions et séries différentes. La bride inférieure devant être de même dimension et de même série que la bride du casing head housing pour le raccordement.
- Un alésage conique ou cylindrique à la partie supérieure pour recevoir les coins d'ancrage du tubage suivant (ici 7").
- Un alésage cylindrique à la partie inférieure, recevant un guide-d'outil (pilot bit) et un système d'étanchéité (bushing).

Cette étanchéité de l'espace annulaire entre les deux casing peut être assurée de différentes façons :

- Soit par écrasement d'un jeu de garnitures lors du raccordement des brides (**Fig. 6.13**).
- Soit par gonflage d'une garniture par injection de bâtonnets de graisse plastique (Type X de chez *Cameron*) (**Fig. 6.14**).

Sur le 9 5/8", il y aura donc deux niveaux d'étanchéité annulaire : par le coin d'ancrage (hanger) et par le packer à la base du casing head spool.

Les fabricants proposent tous des casing head spool dits « all purpose » (**Fig. 6.15**) qui peuvent être, en fonction des circonstances du forage d'exploration, soit suspension de casing, soit suspension de tubing ; d'où la nécessité des vis radiales de la bride supérieure.

Le montage de la tête de puits sera complété par : la croix de circulation, les raccords kill-line et choke-line, montage de l'empilage des BOP. Leur pression de service est en général supérieure à celui de l'empilage précédent, puisqu'avec

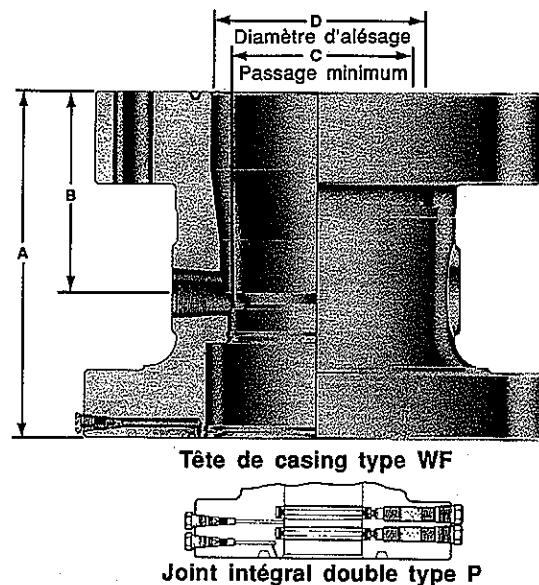


Fig. 6.12 Raccord de suspension de casing (casing head spool)
(Source : *Cameron Iron Works*).

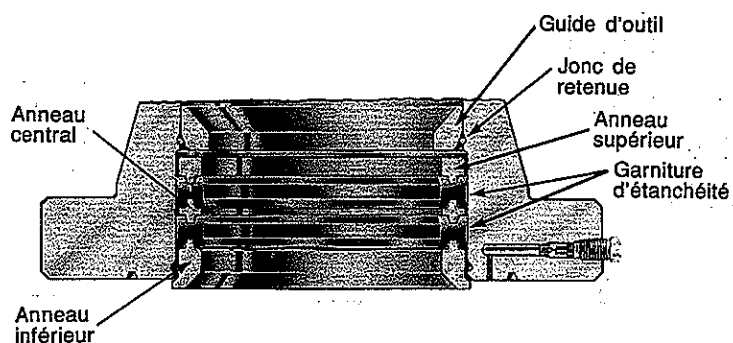


Fig. 6.13 Exemple d'étanchéité sur casing (*Source : Cameron Iron Works*).

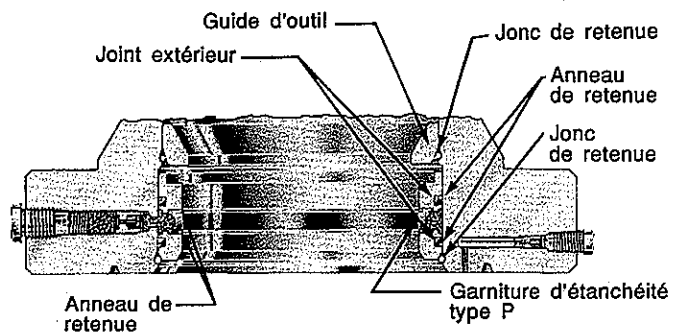
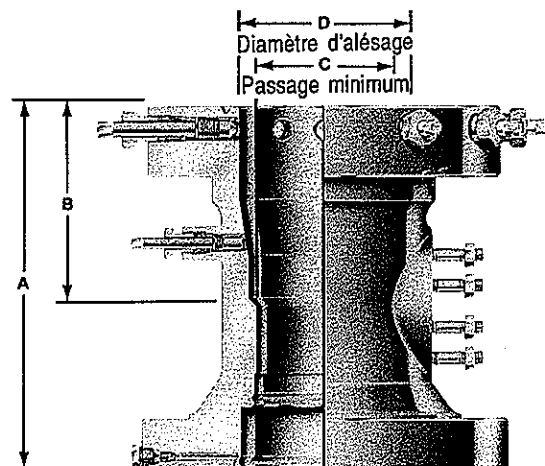


Fig. 6.14 Etanchéité sur casing par injection (*Source : Cameron Iron Works*).

Fig. 6.15 Raccord de suspension de casing ou de tubing (all purpose spool) (*Source : Cameron Iron Works*).



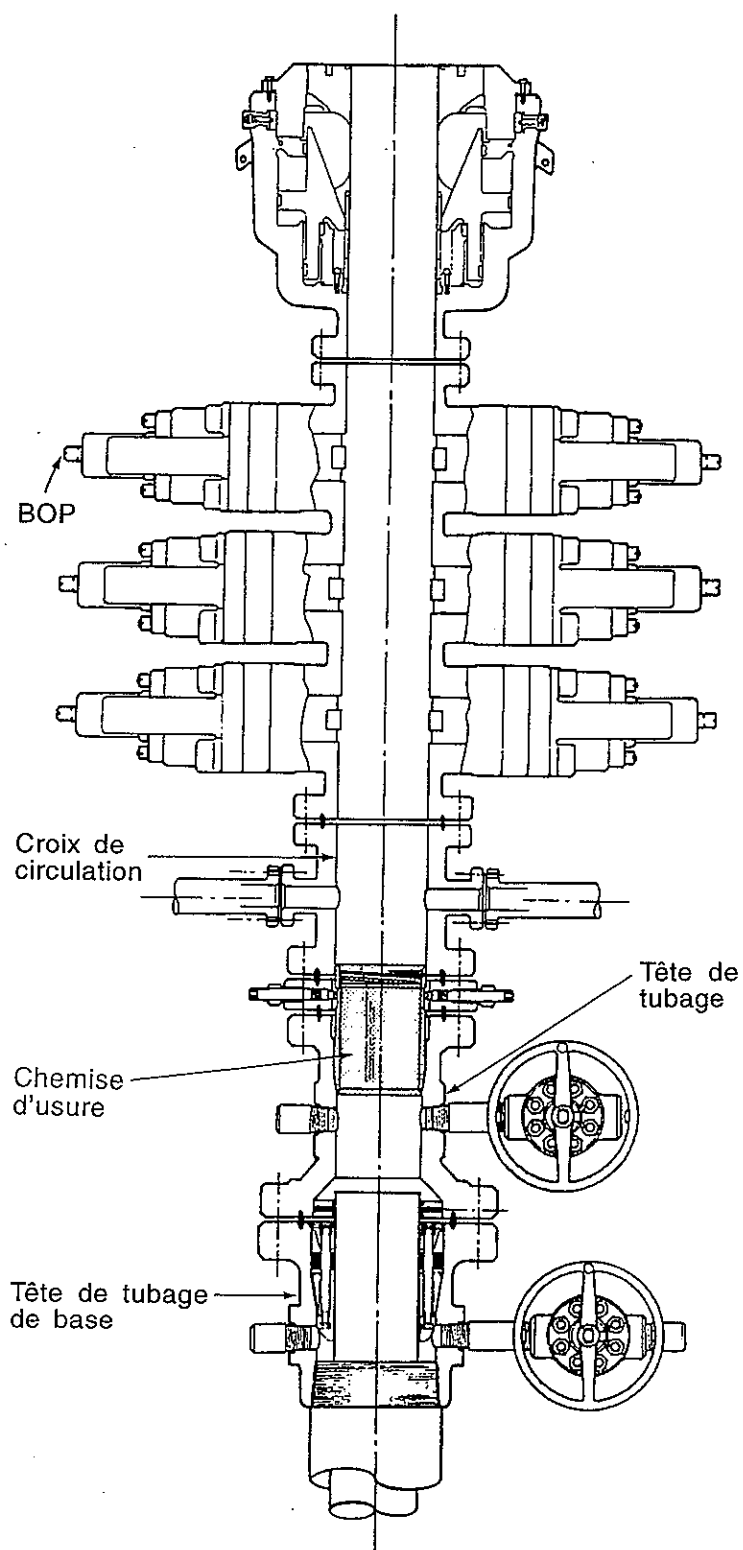


Fig. 6.16 Tête de puits pour la phase de forage 8 1/2"
(Source : ENSPM Formation Industrie).

l'approfondissement du forage les risques de hautes pressions augmentent également. Nous avons **figure 6.16** l'empilage de la tête de puits pour la phase de forage suivante.

6.1.3 Phase de forage : 8 1/2"

Nous considérerons dans cet exemple que la colonne de tubage descendue sera une colonne de production 7".

Le principe est le même que pour la phase précédente :

- Ancrage de la colonne après extraction de la chemise de protection.
- Coupe du tube en fonction des éléments qui viendront coiffer cette extrémité de la colonne 7".
- Mise en place d'une bride (testing flange ou pack-off flange) (**Fig. 6.17**).

Cette bride raccordée sur la face supérieure d'une tête de tubage augmente le nombre d'étanchéité annulaire sur le tubage ancré. Des orifices de test (test ports) permettent des contrôles d'étanchéité.

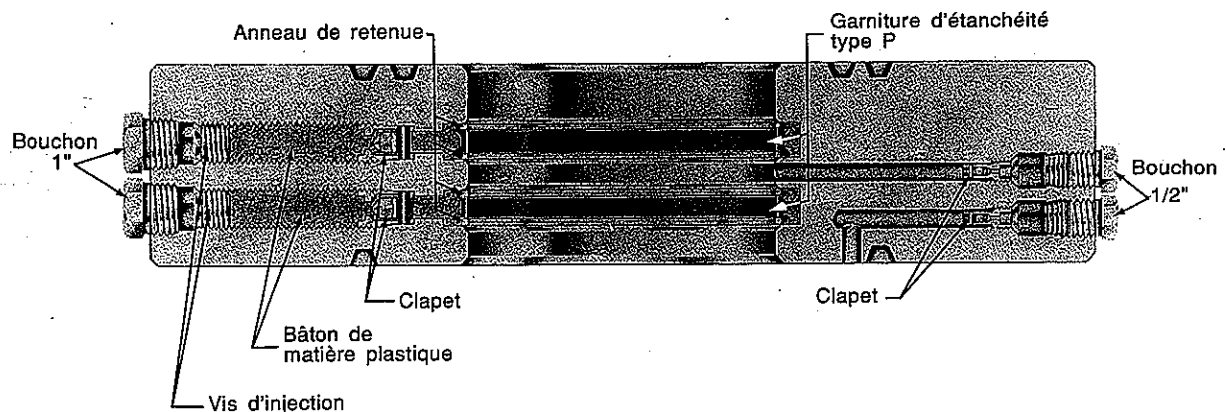


Fig. 6.17 Bride d'étanchéité complémentaire (Source : Cameron Iron Works).

Les brides d'essai, donc intermédiaires, entre deux éléments de même dimension nominale et de même série, possèdent généralement sur la face supérieure une gorge supplémentaire pour un joint tore de plus faible diamètre que celui utilisé normalement dans la série (restricted API ring groove). L'utilisation de ce joint tore de diamètre réduit diminue la surface exposée à la pression, ce qui permet de passer à une pression de travail immédiatement supérieure.

- Mise en place d'une tête de tubing semblable à une tête de tubage, avec alésage conique pour recevoir cette fois l'olive de suspension du tubing.

6.1.3.1 Tubing head spool

Les têtes de tubing sont identiques aux têtes de tubage à double brides. La différence essentielle est que le tubulaire suspendu (tubing) doit être aisément remonté en cas de nécessité (Fig. 6.18).

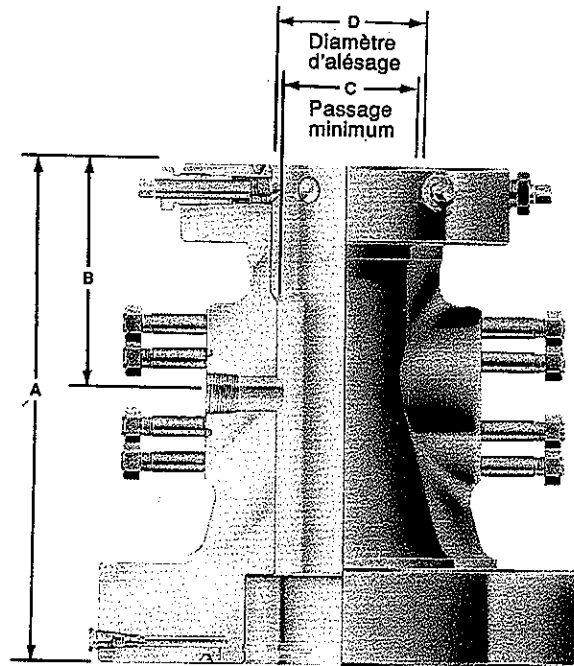


Fig. 6.18 Raccord de suspension de tubing (tubing head spool)
(Source : Cameron Iron Works).

Le dispositif de suspension des tubing est souvent très simple et dans de nombreux cas ne comprend qu'une simple « olive » taraudée portant sur sa partie conique extérieure des garnitures d'étanchéité qui prennent appui dans la partie conique correspondante de la tête de tubing. L'olive est maintenue en place par le blocage des goujons traversant la bride supérieure. Sa mise en place est rendue possible par le vissage d'un élément de tubing dans son filetage femelle supérieur. Deux sorties latérales permettent de contrôler l'espace annulaire entre le dernier tubage et le tubing (Fig. 6.19).

Dans d'autres cas, le tubing est vissé dans une bride raccordée sur la tubing head. Cette bride fait éventuellement réduction et sa face supérieure est directement raccordée à la première vanne maîtresse.

Dans le cas de complétions doubles (deux niveaux séparés de production, donc deux tubings parallèles dans le casing de production), il faut choisir une tête de tubing spéciale permettant de fixer et d'orienter les suspensions de tubings en demi-lune (Fig. 6.20).

On peut alors effectuer le montage des BOP : selon la pression et la nature des fluides contenus dans les couches traversées, la croix de circulation peut être sup-

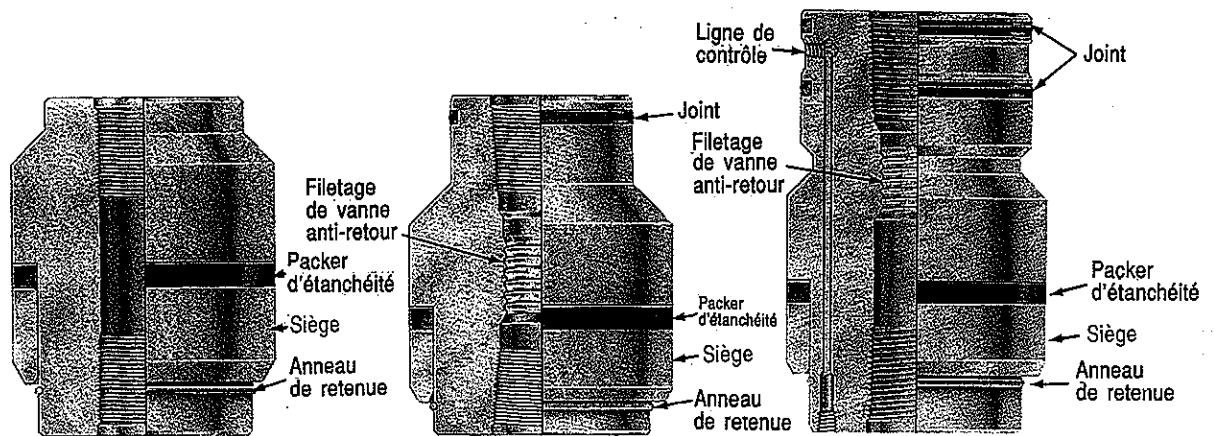


Fig. 6.19 Dispositif de suspension de tubing (Source : Cameron Iron Works).

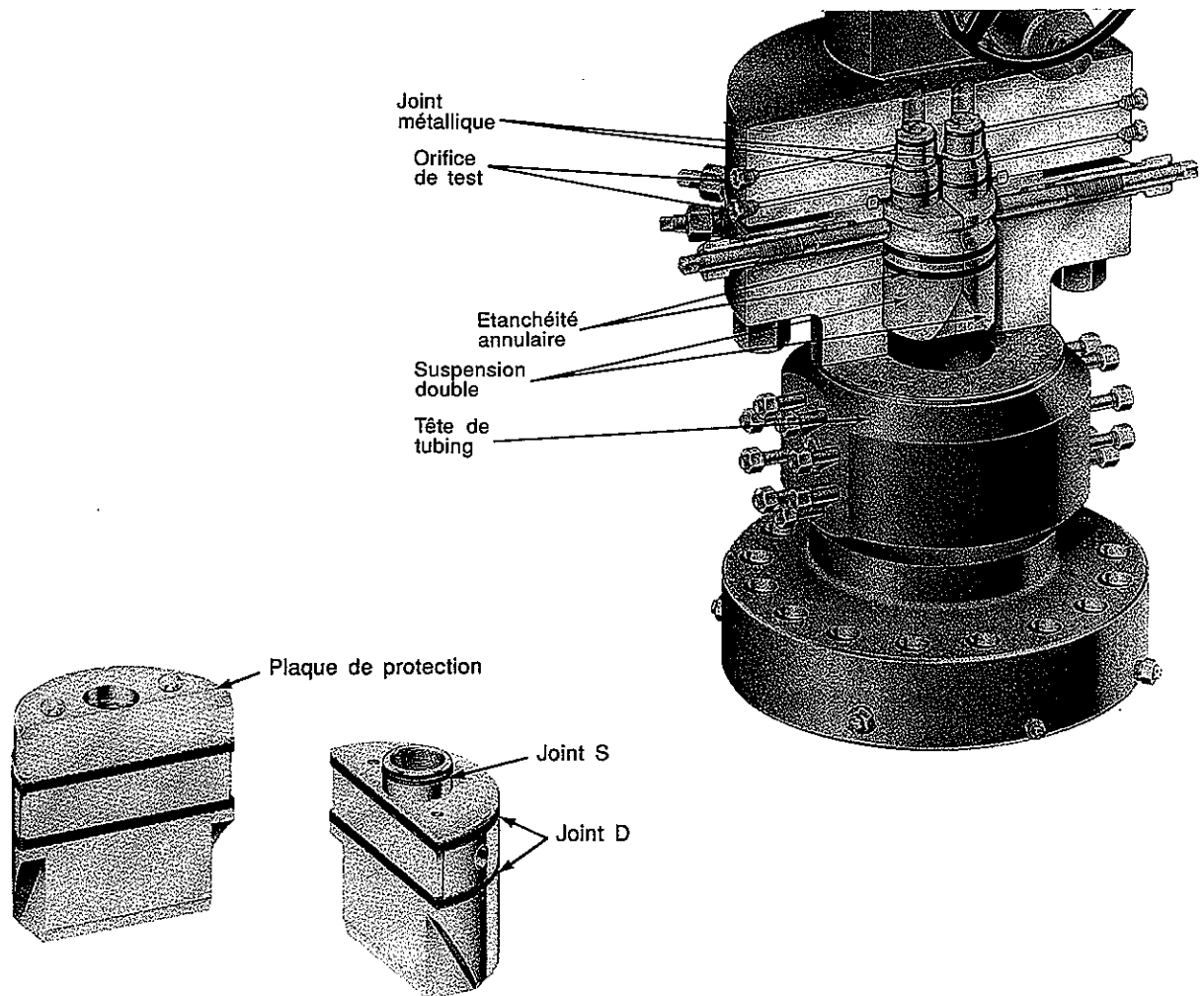


Fig. 6.20 Raccord et dispositif de double suspension de tubing (Source : Cameron Iron Works).

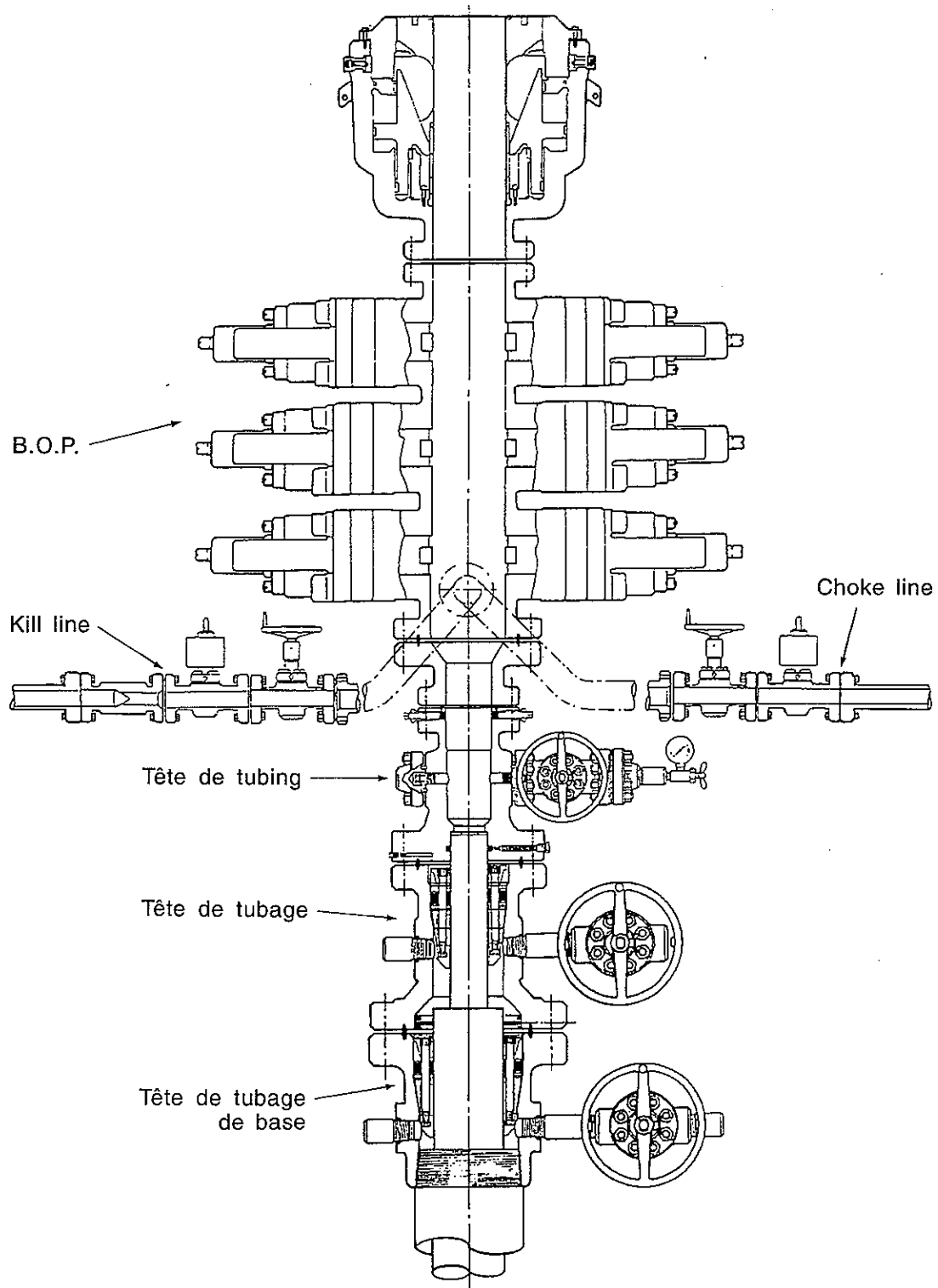


Fig. 6.21 Tête de puits pour la phase de forage 6" (Source : ENSPM Formation Industrie).

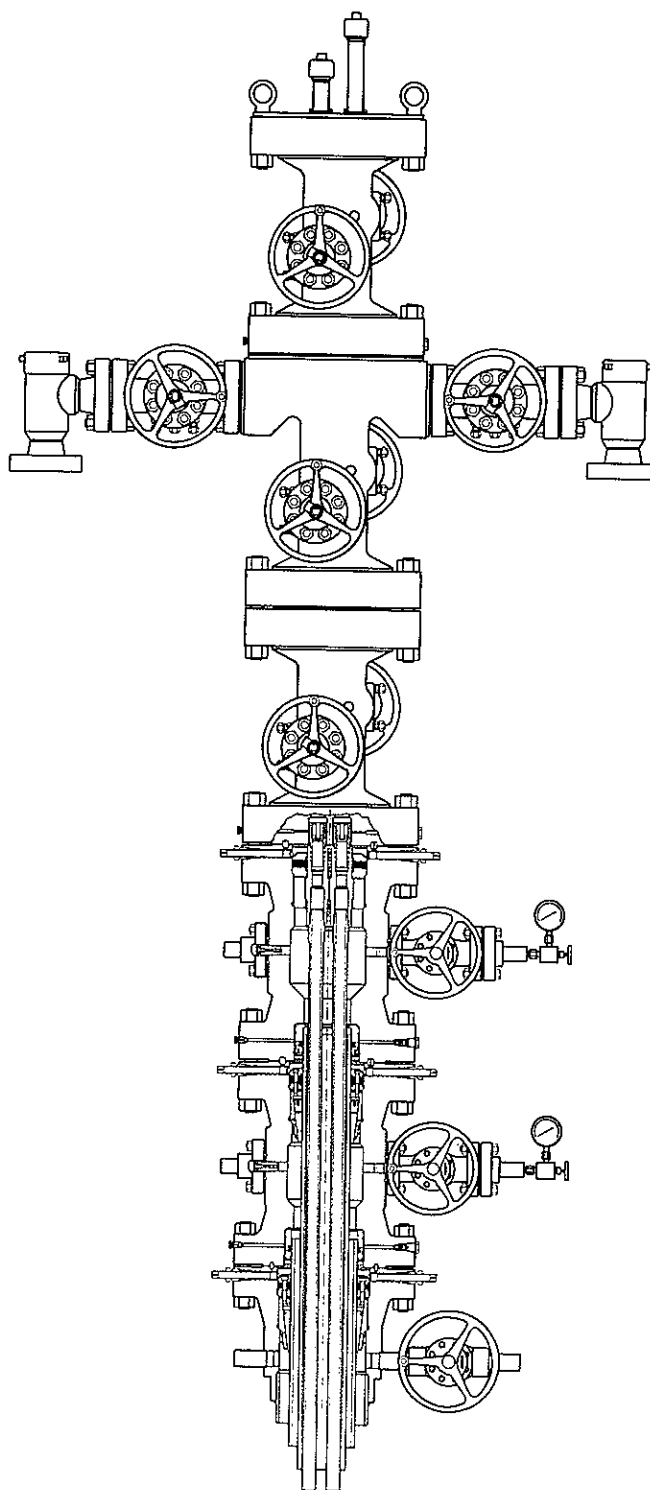


Fig. 6.22a Tête de puits de production en complétion double
(Source : Cameron Iron Works).

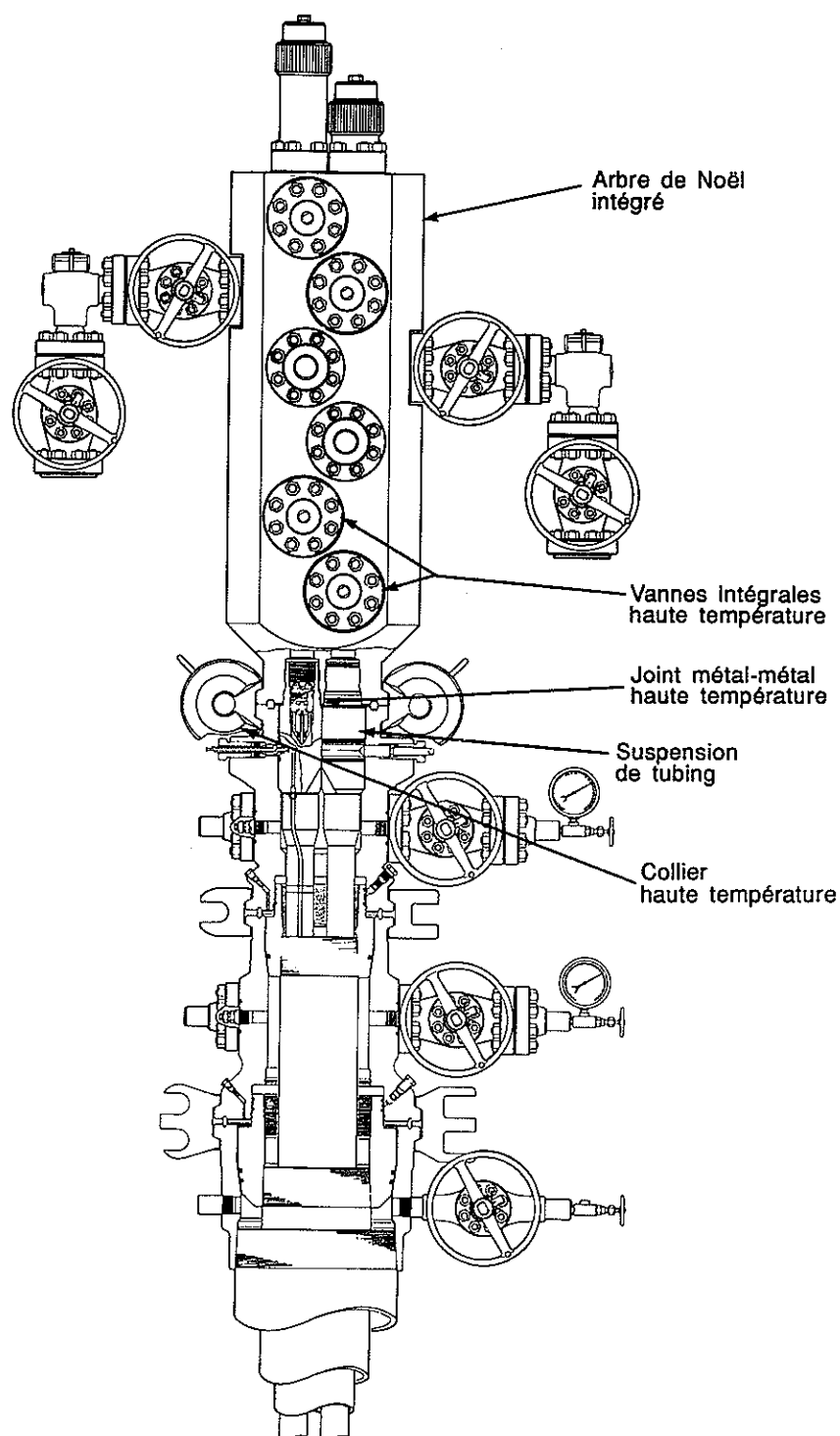


Fig. 6.22b Tête de puits intégrale (solid block christmas tree)
(Source : Mac Evoy).

primée. Les kill line et les choke line seront connectées aux sorties latérales des obturateurs à mâchoires (Fig. 6.21).

6.1.4 Phase de forage : 6"

On suppose que le tubage 7" a été descendu et cimenté au toit du gisement. Le forage s'effectue dans la couche et la phase peut se terminer par la descente d'un liner 5" ancré dans le tubage 7" :

- Après perforation, mise en place d'un packer de production.
- Descente du tubing avec une olive de suspension.
- Après démontage des BOP, la tête de puits se termine par une bride de réduction s'adaptant sur la tubing head et recevant à la partie inférieure des vannes maîtresses.

Le Christmas tree ou arbre de Noël classique est représentée **figure 6.1**. Il est constitué de deux vannes maîtresses dans le prolongement du tubing. Une croix canalisera latéralement l'effluent à travers deux vannes de côté (wing valve). Un porteduse sera intercalé au départ de la conduite (flow line). Dans le prolongement du tubing, au dessus de la croix, une vanne de curage (swab valve) permettra l'accès à l'intérieur du tubing par wire-line ou snubbing après vissage d'un BOP sur le couvercle (tree cap).

Les complétions doubles (Fig. 6.22) nécessitent les mêmes fonctions d'accès et de sécurité. Cela compliquera la conception du Christmas tree dont on peut voir deux exemples dont l'un avec les vannes intégrées dans le même bloc, solution coûteuse mais parfois indispensable en développement pour obtenir un gain de hauteur et une augmentation de la sécurité.

6.2 CAS PARTICULIER DES « COMPACT HEAD »

Tous les constructeurs proposent des solutions à peu près similaires pour les têtes dites compactes. Ces têtes sont constituées d'un ou deux éléments rassemblant les fonctions de casing head housing, casing spool, tubing head. La configuration monobloc (ou tri-étagée) est vissée ou soudée sur le casing de surface et sera ensuite le réceptacle des tubulaires munis à leur extrémité supérieure du système de suspension correspondant (exemple *WKM* et *Cameron* de la **figure 6.23**). Ce système présente les avantages de gain de hauteur, gain de temps de montage mais aussi les inconvénients de la précision nécessaire de la position des tubes, sophistication des étanchéités, grand diamètre sur lequel peut s'appliquer la plus forte pression donc le principe d'étanchéité est plus délicat et à des coûts supérieurs.

Dans le cas de deux étages (Fig. 6.24) : le casing head housing est le premier étage, le deuxième suspend la colonne de production et le tubing ; cette solution permet d'utiliser d'abord un ensemble de BOP basse pression puis un haute pression mais alors dans une dimension nominale inférieure, ce qui diminue la taille.

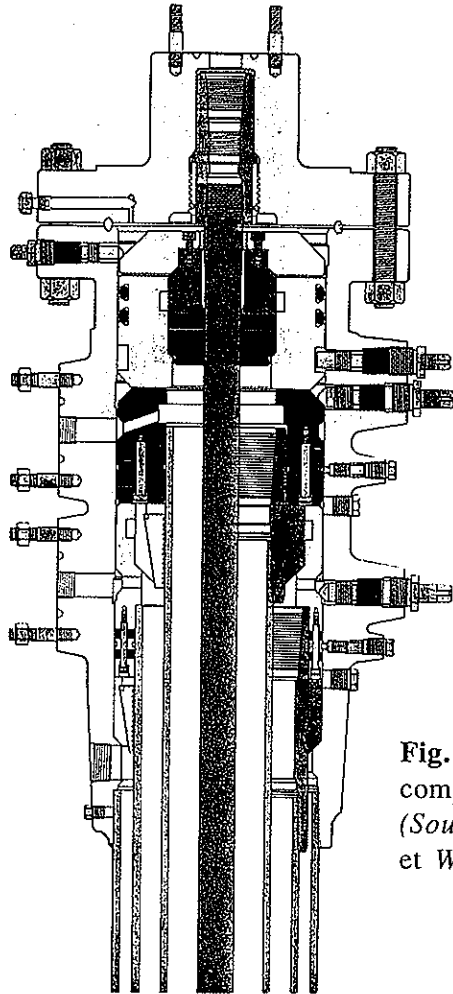


Fig. 6.23 Têtes de suspension compactes à trois étages
(Source: Cameron Iron Works et WKM).

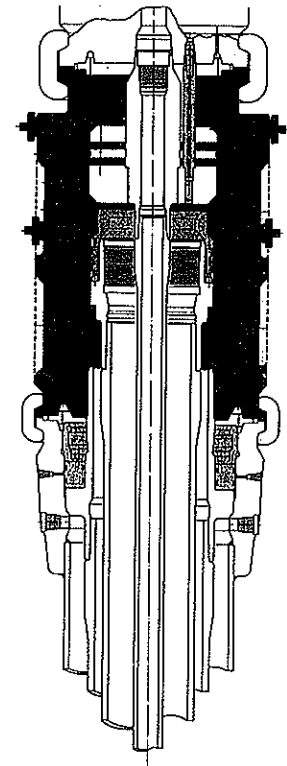
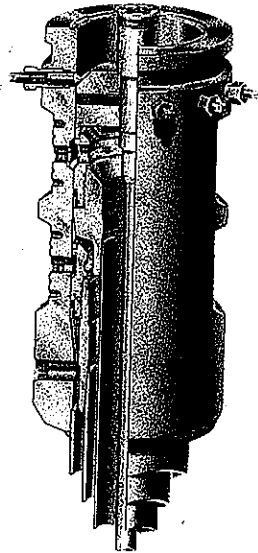


Fig. 6.24 Tête de suspension compacte à deux étages
(Source : Vetco Gray).

6.3 LES OBTURATEURS DE TÊTES DE PUITS

6.3.1 Généralités

Les obturateurs et leurs accessoires ont pour fonctions :

- d'assurer la fermeture du puits dans le cas de rencontre de formations contenant un fluide dont la pression est supérieure à la pression hydrostatique exercée par la boue.
- de permettre la circulation pour reconditionner la boue, ajuster la densité en fonction de la pression du gisement, et évacuer le fluide ayant pénétré dans le puits. Ces opérations étant faites sous pression.

Un obturateur est défini par :

- sa marque (les principaux fabricants étant : *Cameron, Shaffer, Hydril*),
- son type,

- sa dimension nominale,
- sa série (ou pression de service).

Ces deux dernières caractéristiques permettent de connaître la dimension des brides de raccordement (ou faces goujonnées) qui correspond normalement au diamètre de passage dans l'obturateur ainsi que la pression maximale de travail.

Les diamètres nominaux principaux sont : 7 1/6", 11", 13 5/8", 16 3/4", 18 3/4", 20 3/4", 21 1/4", 29", 30".

Les pressions de services des Bop ont les mêmes noms que pour les brides API : 1 000, 2 000, 3 000, 5 000, 10 000, 15 000, 20 000 PSI.

Pour chaque obturateur, on précise en outre les caractéristiques suivantes :

- L'ouverture maximale ou diamètre maximal de passage des outils de forage.
- Les rapports de fermeture et d'ouverture (rapport entre la pression qui règne dans le puits au moment de la fermeture — ou de l'ouverture — et la pression hydraulique à exercer sur les pistons opérateurs de l'obturateur pour le fermer — ou l'ouvrir).

En exemple : le rapport de fermeture de l'obturateur Cameron type U étant de 7 : 1, il faut exercer une pression minimale de 1 000 psi sur les pistons de commande des mâchoires pour les fermer s'il règne dans le puits une pression de 7 000 psi.

- Les volumes de fluide nécessaires pour la fermeture ou l'ouverture de l'obturateur.
- L'encombrement : hauteur, longueur, largeur, poids. Complété par la longueur ou la largeur, suivant le type, lorsque l'obturateur est ouvert pour le changement des mâchoires.

6.3.2 Les différents types d'obturateurs

6.3.2.1 Obturateurs à mâchoires (Fig. 6.25a et b)

- A fermeture totale ou blind rams ; plus couramment en offshore, l'une des fermetures totales est munie de lames pouvant couper le train de tiges ou shear rams.
- A fermeture sur tiges, casing ou tubing : pipe rams ou variable rams.

6.3.2.2 Obturateurs à membranes (Fig. 6.26)

On les appelle également obturateurs annulaires ou bag type.

Ils peuvent se fermer sur n'importe quel équipement et même sur le trou vide (non recommandé). Ils permettent la manœuvre du train de sonde à travers la membrane, le puits étant fermé et sous pression (stripping).

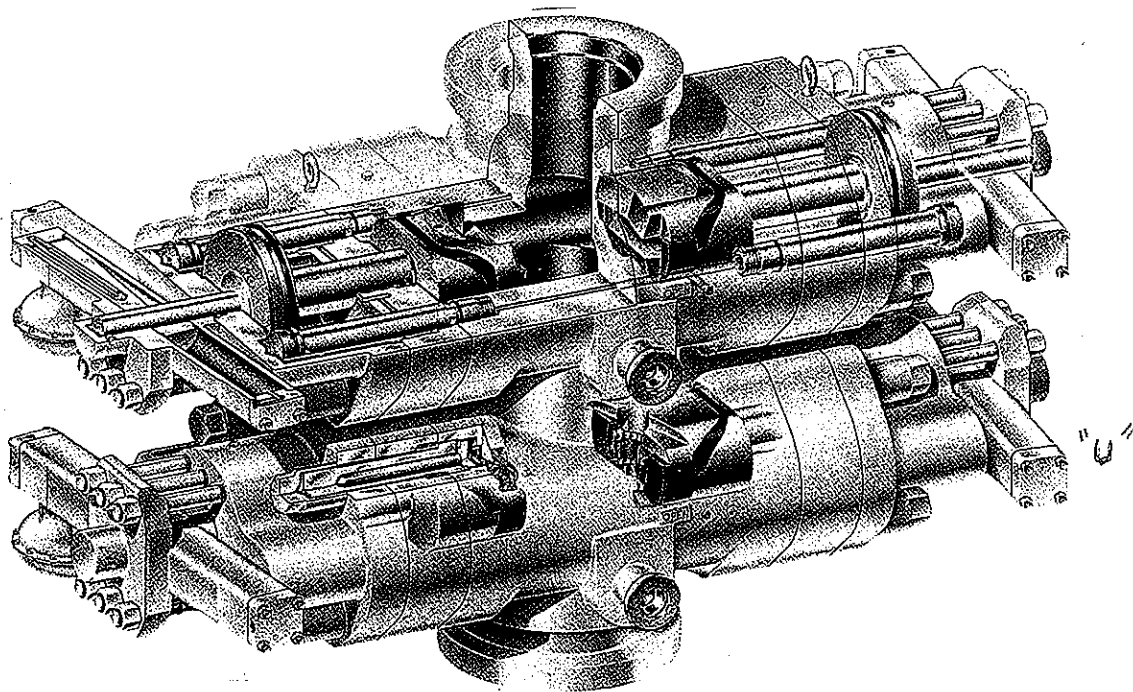


Fig. 6.25a Obturateur double à mâchoires (BOP) (Source : Cameron Iron Works).

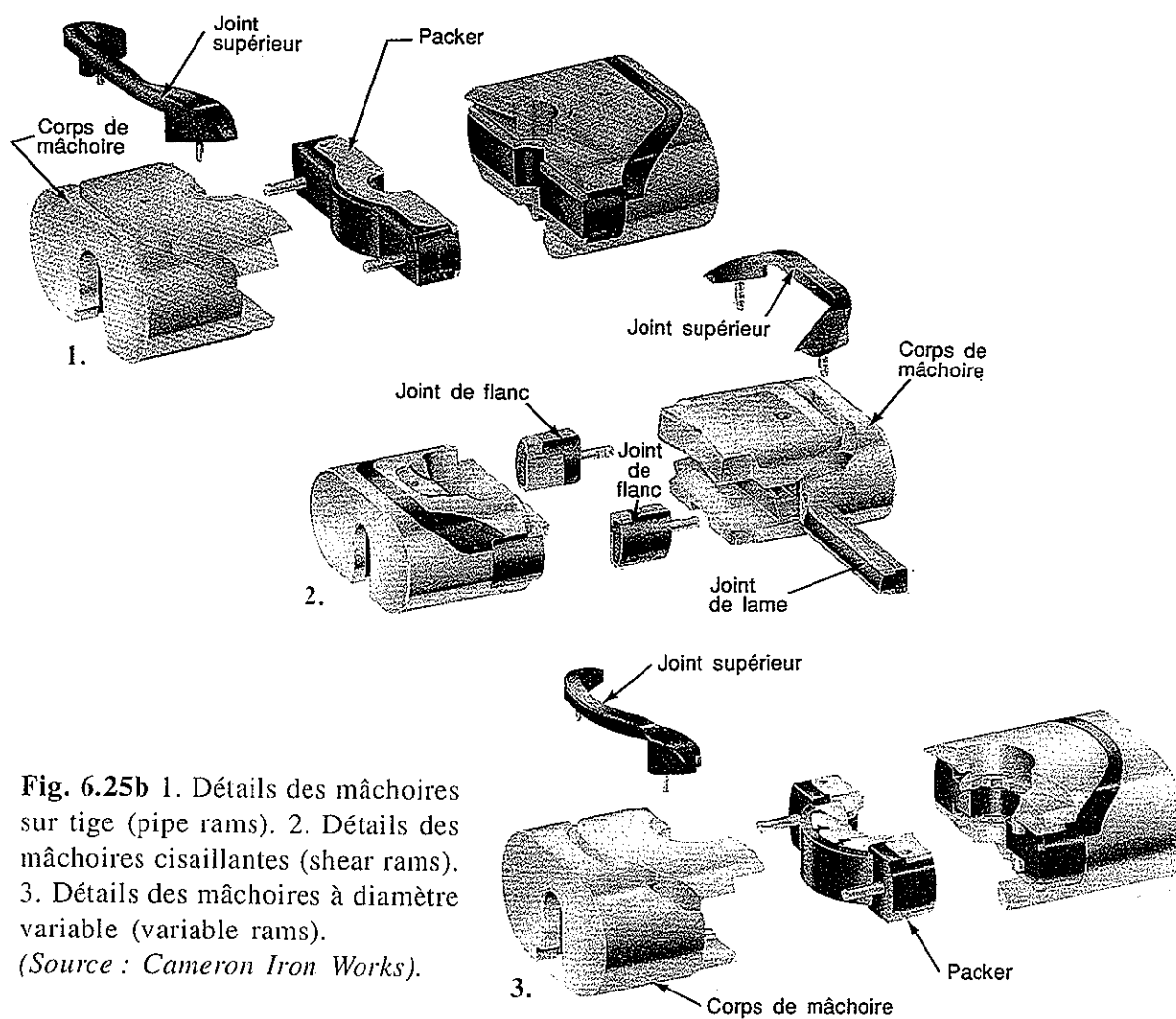
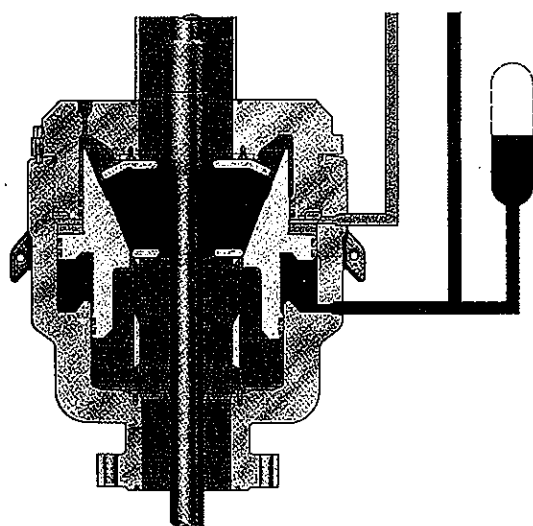


Fig. 6.25b 1. Détails des mâchoires sur tige (pipe rams). 2. Détails des mâchoires cisaillantes (shear rams). 3. Détails des mâchoires à diamètre variable (variable rams). (Source : Cameron Iron Works).



Utilisation de l'obturateur annulaire pour le stripping.

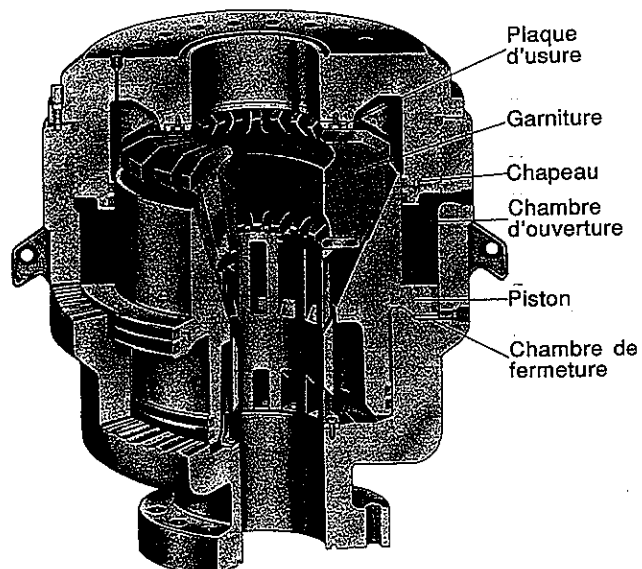


Fig. 6.26 Obturateur annulaire (Source : Hydrill).

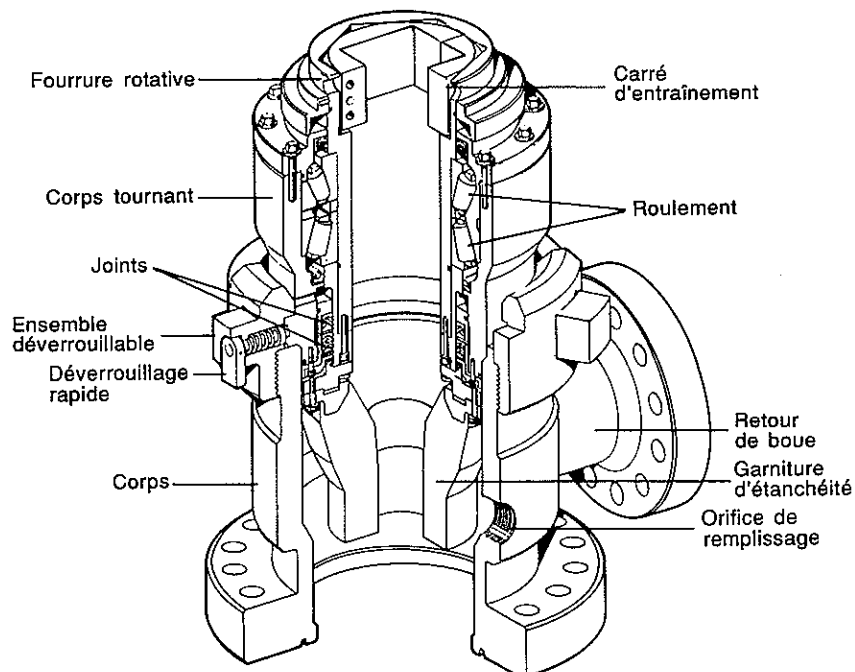


Fig. 6.27 Obturateur rotatif (Source : NL Schaffer).

6.3.2.3 Obturateurs rotatifs (Fig. 6.27)

Ils permettent la rotation et la manœuvre des tiges. Ils sont placés au-dessus des obturateurs normaux. Ils sont utilisés pour forer sous pression en conservant une boue de faible densité (l'augmentation de la densité causant des pertes de circulation), et principalement dans les cas de forage à l'air ou au gaz.

6.3.2.4 Obturateurs d'alésage (Inside blow out preventers)

Ce sont des soupapes ou des clapets anti-retour que l'on place dans le train de tiges :

- Soupape de fond type Baker pour le forage à l'air ou le forage à la boue dans les formations sableuses (Fig. 6.28).

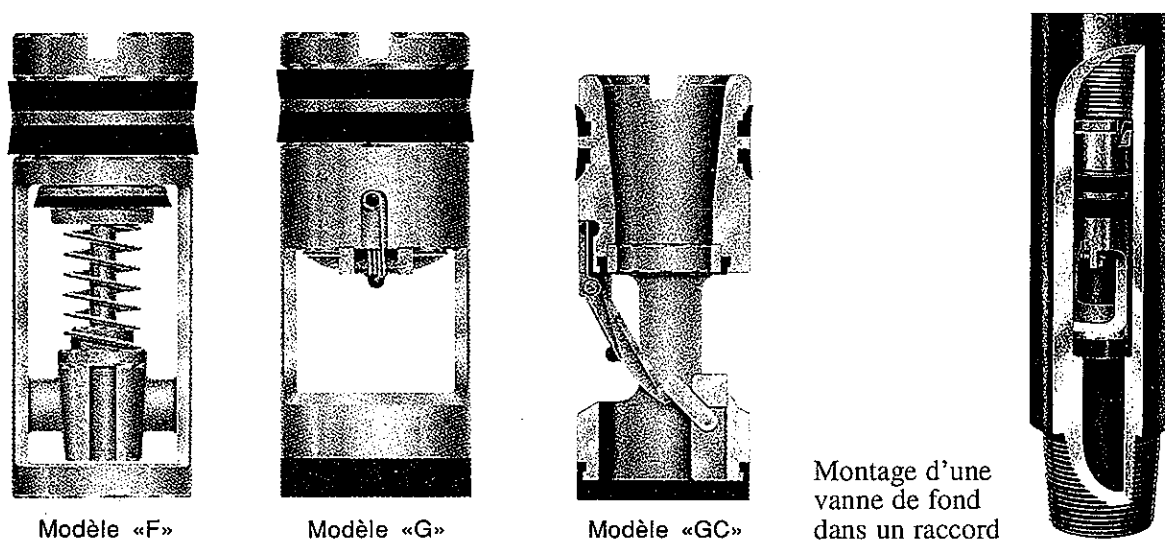


Fig. 6.28 Vannes de fond de garniture (Source : Baker).

- Soupapes type Gray Valve placée au sommet du train de tiges lors d'une venue en cours de manœuvre, autorisant la descente de la garniture dans le puits fermé et en pression (Fig. 6.29).
- Soupape de non retour lâchée depuis la surface et pompée jusqu'à son siège situé dans un raccord spécial placé à la base du train de sonde (Hydril drop in type back-pressure valve) (Fig. 6.30).

6.3.3 Les différents empilages des BOP

L'IADC (*International Association of Drilling Contractor*) recommande cinq classes de têtes de puits en fonction des conditions de service et de la série des BOP :

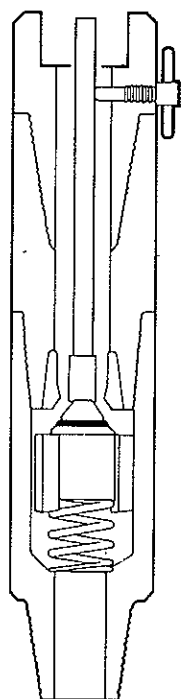


Fig. 6.29 Vanne de sécurité pour garniture.

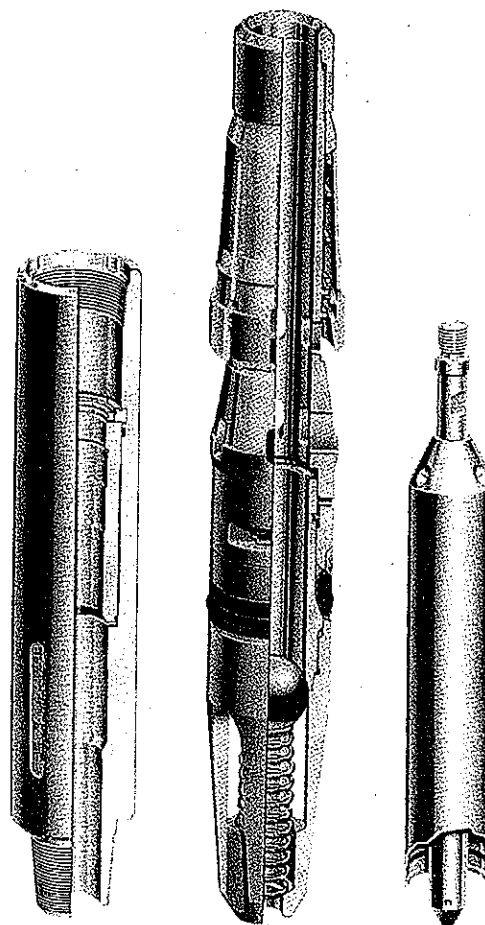


Fig. 6.30 Vanne de sécurité pompée dans la garniture (Source : Hydrill).

Service	Pression de service (psi)	Empilage
Léger	2 000	2 BOP à mâchoires ou 1 annulaire (Fig. 6.31)
Basse pression Moyenne pression	3 000 5 000	2 BOP à mâchoires et 1 annulaire (Fig. 6.32)
Haute pression	10 000	3 BOP à mâchoires et 1 annulaire 5 000 psi (Fig. 6.33)
Très haute pression	15 000	3 BOP à mâchoires et 1 annulaire 10 000 psi minimum (Fig. 6.33)

Il n'y a pas de recommandation sur le type et la position respective des équipements internes des BOP à mâchoires. Les sorties latérales des BOP peuvent être utilisées à la place d'un spool.

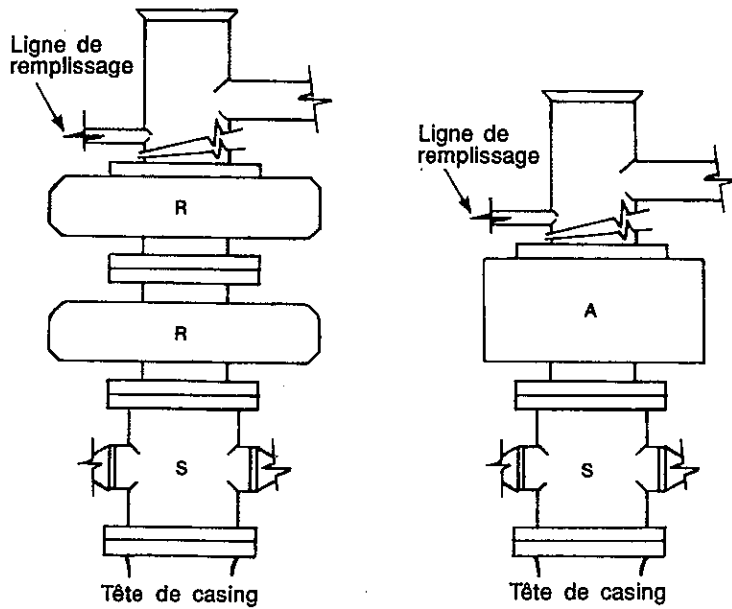


Fig. 6.31 Empilage d'obturateurs. Basse pression
(Source : API RP 53).

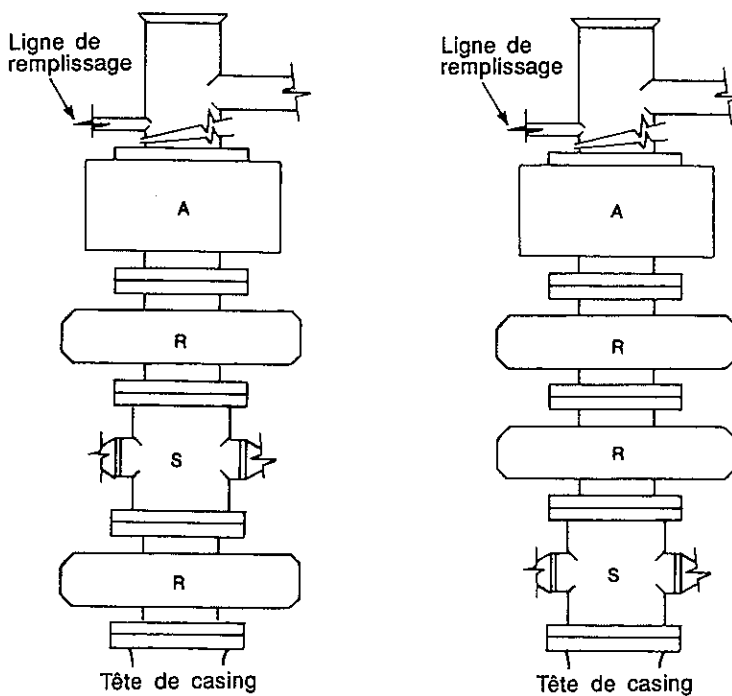


Fig. 6.32 Empilage d'obturateurs. Moyenne pression
(Source : API RP 53).

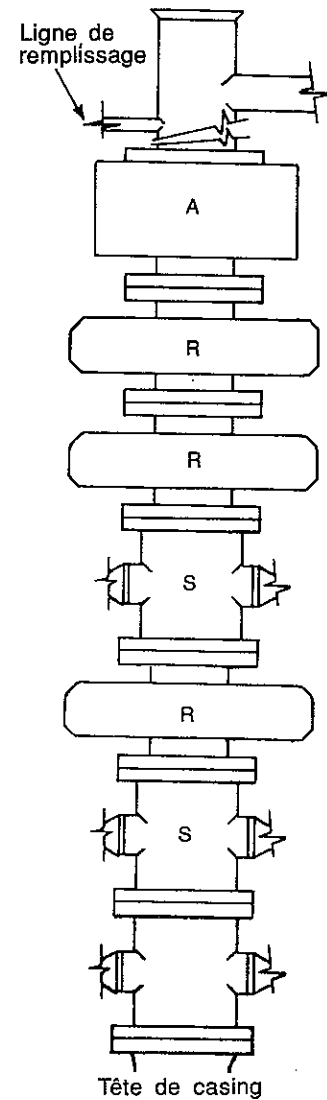


Fig. 6.33 Empilage d'obturateurs
Haute pression
(Source : API RP 53).

Il est intéressant de discuter de la position des différentes mâchoires pour être sensibilisé sur les différentes configurations et leur possibilité en contrôle des venues.

L'annulaire étant toujours au sommet, nous envisageons le cas d'un empilage de BOP moyenne et haute pression constitué par deux BOP à mâchoires et un spool de circulation (MC), les mâchoires étant des pipe rams et blind rams (ou shear blind rams). Les combinaisons peuvent donc être :

Blind
MC
Pipe

(1)

Blind
Pipe
MC

(2)

Pipe
Blind
MC

(3)

Pipe
MC
Blind

(4)

Avantages (en cas de contrôle)

- Pour (1) et (2), les mâchoires à fermeture totale peuvent être remplacées par des mâchoires à fermeture sur tige, et on peut manœuvrer à travers les mâchoires supérieures en gardant les mâchoires inférieures en réserve.
- Pour (1), les tiges étant dans le puits, si une fuite se produit au niveau de MC (croix de circulation, kill line ou choke line), on peut fermer le puits avec les mâchoires sur tiges et effectuer la réparation.
- Pour (2) et (3), lorsque l'un des deux jeux de mâchoires est fermé on peut utiliser les sorties de MC pour contrôler le puits.
- Pour (3) et (4), le puits peut être fermé pendant le changement des mâchoires sur tiges en mâchoires sur casing.
- Pour (4), un nombre minimum de brides sont exposées à la pression sous la fermeture totale.
- Pour (2), (3), (4), lorsque les mâchoires à fermeture sur tiges sont fermées, on peut continuer à utiliser les sorties de MC.

Inconvénients

- Pour (1), (2), (3), si les mâchoires à fermeture totale sont fermées, une fuite sur MC ne peut être contrôlée.
- Pour (2) et (3), il y a davantage de brides exposées sous la fermeture inférieure.
- Pour (1) et (4), si les mâchoires inférieures sont fermées, la circulation nécessite l'emploi des sorties latérales des têtes de tubage.

Les solutions les plus employées étant les suivantes :

- avec 2 BOP simples

Blind
Pipe
MC

— avec 1 BOP double
+ BOP simple

Pipe
Blind
MC
Pipe

ou

Pipe
Blind
Pipe
MC

Dans ce cas, des rams variables peuvent être avantageusement mis à la place des pipe rams inférieurs.

Si l'on utilise des shear-blind rams, il est habituel de les placer au-dessus de pipe rams sur lesquels on vient suspendre la garniture de forage avant de la couper. Noter que l'espace entre les deux cavités doit permettre la pose d'un tool-joint standard et autoriser la coupe sur le corps de la tige de forage.

6.4 L'UNITE HYDRAULIQUE DE COMMANDE DES BOP

6.4.1 Principes des commandes

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

Il faut tenir compte (pour un empilage de tête de puits donnée) :

- du volume de fluide nécessaire pour réaliser un certain nombre de fonctions en cas d'urgence ; cette séquence est imposée par le maître d'œuvre,
- de la pression à exercer pour obtenir une bonne étanchéité,
- du temps nécessaire pour fermer tous les obturateurs.

L'installation comprend (Fig. 6.34) :

- plusieurs accumulateurs oléo-pneumatiques,
- un ensemble de pompes hydrauliques,
- un manifold de commandes directes,
- un ou plusieurs manifolds de commandes à distance.

Certains maîtres d'œuvre demandent que l'on puisse fermer tous les obturateurs de la tête de puits (pompes hydrauliques arrêtées) et qu'il reste une réserve de fluide de 50 % du volume total à la pression résiduelle de 1 200 psi.

D'autres exigent de pouvoir : ouvrir, fermer, ouvrir tous les BOP. Ces conditions sont évidemment fonctions des risques standards ou extrêmes.

On ne trouve plus sur le marché que des groupes d'accumulateurs à 3 000 psi (pression maxi de travail). Les BOP fonctionnent à 1 500 psi sauf pour la fonction

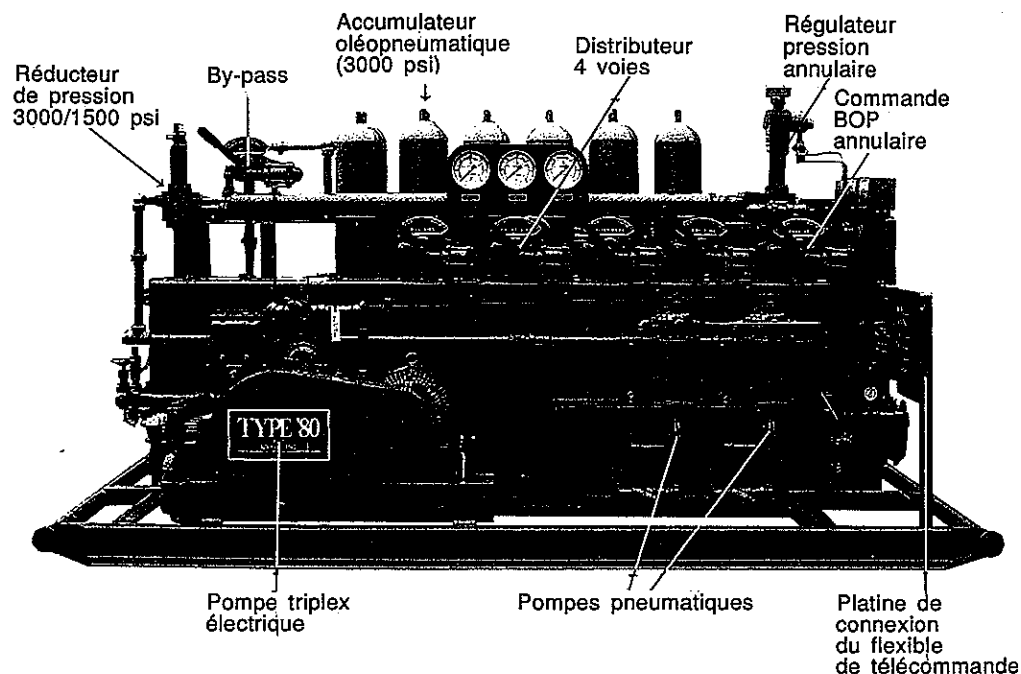


Fig. 6.34 Unité hydraulique de commande des obturateurs (Source : Koomey Inc.).

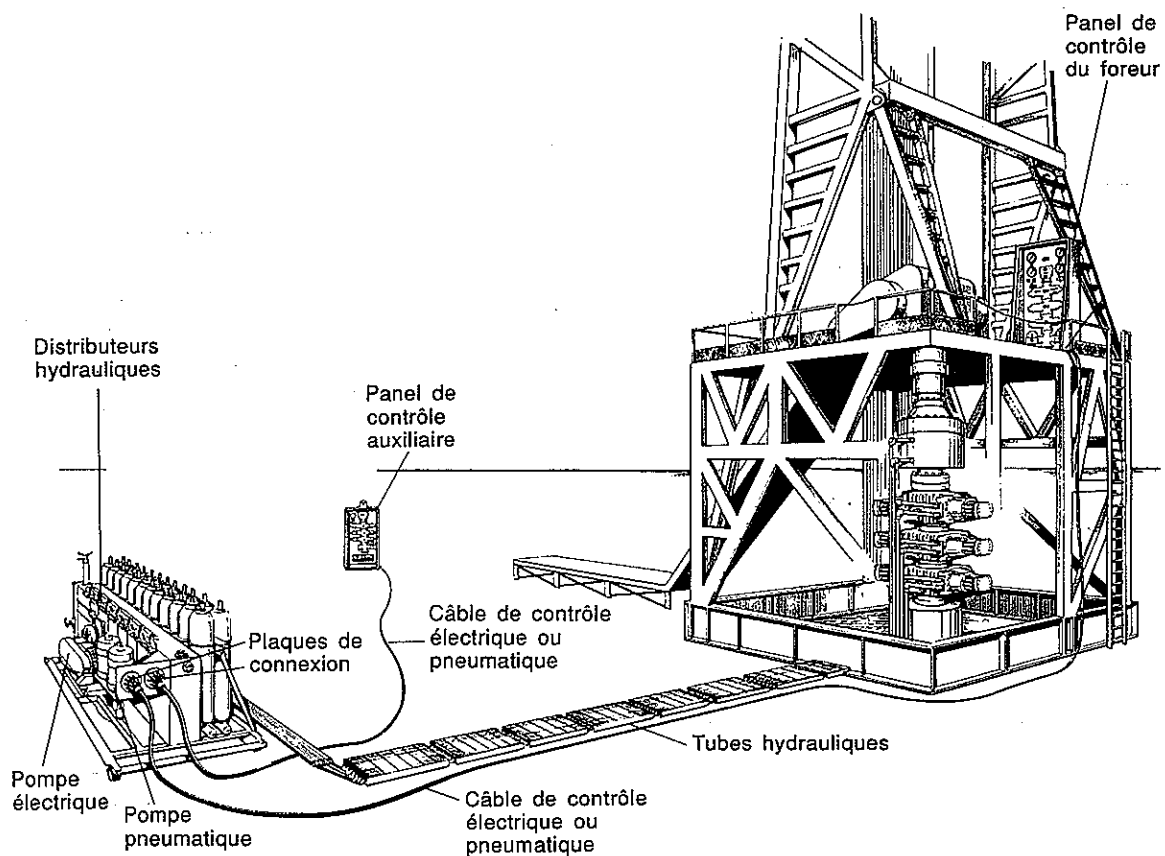


Fig. 6.35 Disposition conventionnelle pour le contrôle de la tête de puits en forage (Source : NL Schaffer).

de cisailage (shear-ram) de la garniture où la pression nécessaire peut être importante compte tenu de la résistance des tiges.

Un régulateur hydraulique piloté permet au chef de poste d'ajuster la pression de fermeture du BOP annulaire.

6.4.2 Fonctionnement de la centrale hydraulique

Le fluide hydraulique refoulé par les pompes vers les accumulateurs, comprime une vessie gonflée par un gaz compressible tel que de l'azote. Dans l'accumulateur le gaz et le fluide sont en équipression. Le gaz joue le rôle de ressort qui expulse l'huile lorsque l'on ouvre le circuit par l'intermédiaire d'une des vannes « quart de tour » (distributeurs 4 voies) sélectionnant les fonctions. Ces vannes peuvent être opérées sur place ou télécommandées pneumatiquement du plancher de forage.

Les pompes hydrauliques (pneumatiques ou électriques) se mettent en marche et s'arrêtent automatiquement en fonction de la pression aux accumulateurs. Le circuit principal est réglé à 1 500 psi mais, il existe un circuit spécialisé pour le BOP annulaire où un régulateur permet le réglage de la pression en fonction des besoins (stripping en particulier). Le chef de poste peut également piloter ce circuit à partir du plancher de forage.

L'implantation standard de l'unité de contrôle est représentée **figure 6.35** et doit se trouver à une distance telle qu'elle soit hors du premier périmètre de sécurité défini autour de la tête de puits.

6.5 LE CIRCUIT DE CONTRÔLE DES VENUES

Pour contrôler une venue, il faut circuler en injectant une boue de densité requise tout en maintenant une contre-pression sur la formation. Cette surpression doit être légèrement supérieure à la pression du fluide contenu dans les pores de cette formation.

Il faut donc, sous les obturateurs, une canalisation (choke line) entre l'espace annulaire et un manifold permettant de diriger l'effluent selon sa nature, soit vers :

- les bassins,
- le dégazeur,
- la torche,
- le borbier (**Fig. 6.36**).

Les débits ne pouvant pas être réglés par des vannes à opercule, un jeu de duses, à l'entrée du manifold, permet d'ajuster la contre-pression nécessaire.

On trouve plusieurs types de duses :

- la duse calibrée fixe (positive choke) employée en production,
- la duse réglable manuelle (adjustable choke) (**Fig. 6.37**),
- la duse à commande hydraulique (**Fig. 6.38**).

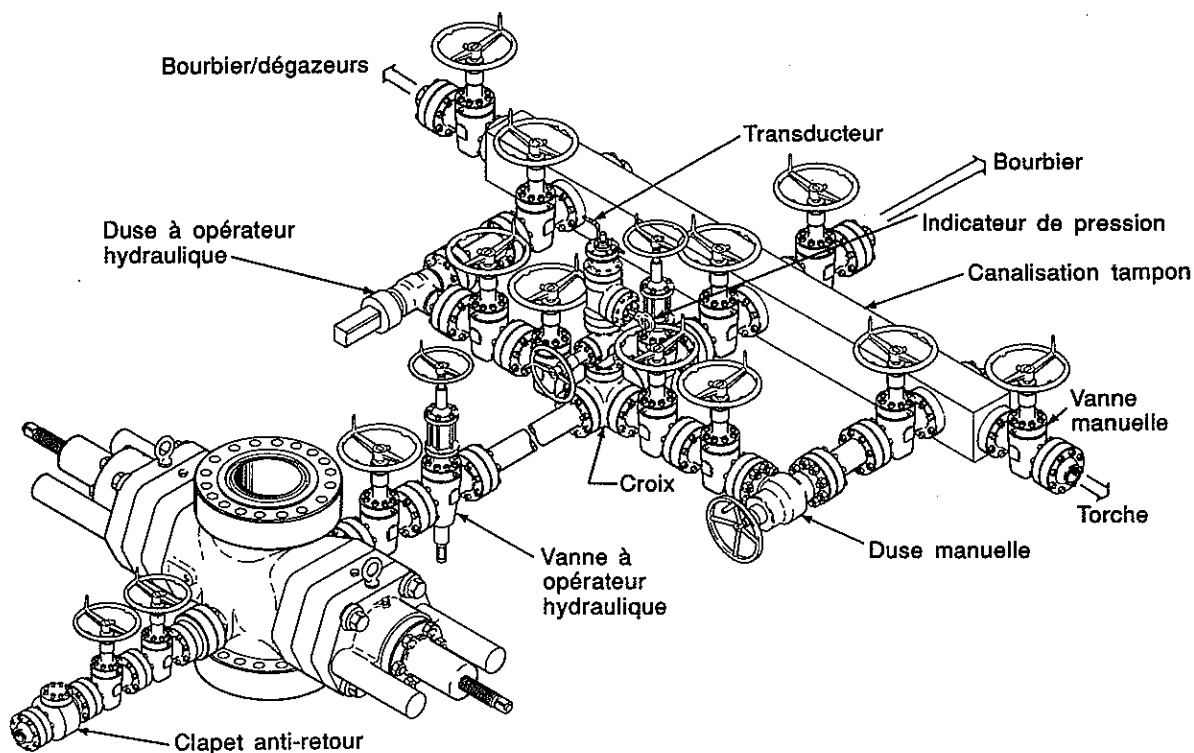


Fig. 6.36 Manifold de contrôle des vannes (choke manifold)
(Source : Cameron Iron Works).

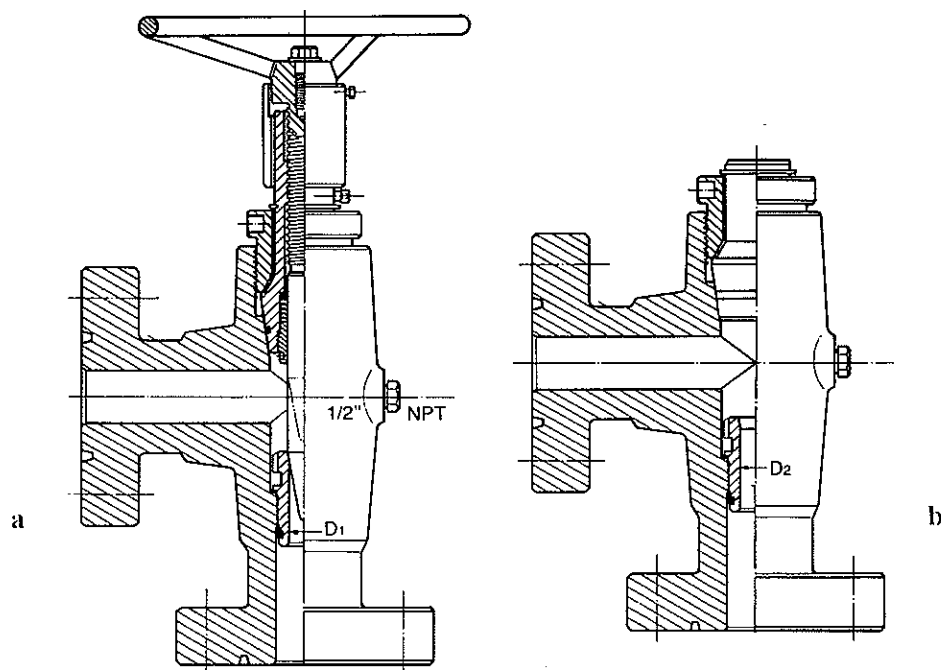


Fig. 6.37 Dispositifs de dusage. a. Réglage manuel b. Fixe
(Source : Mérip).

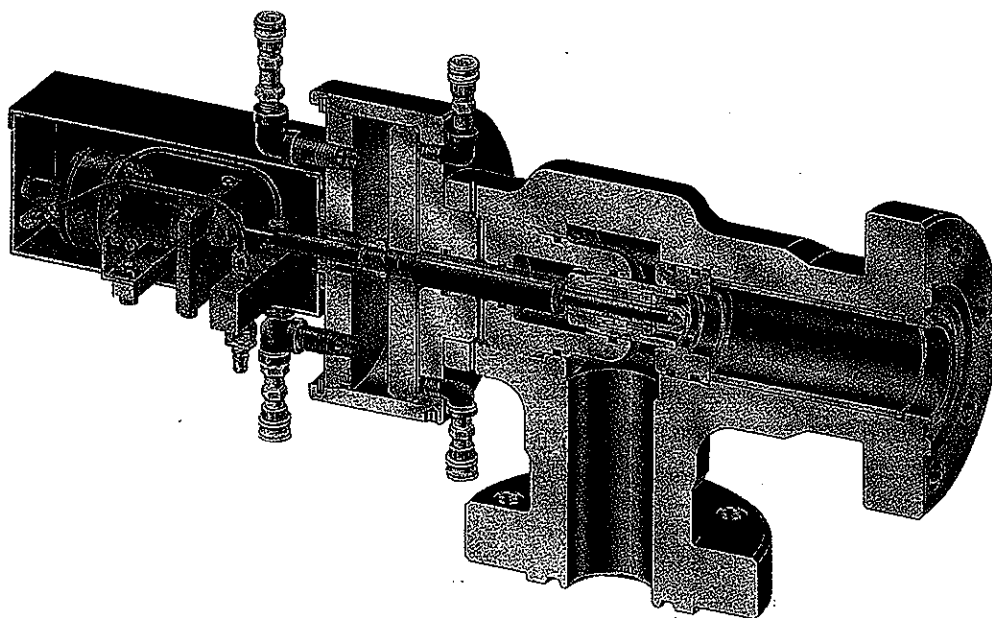


Fig. 6.38 Duse de forage à commande hydraulique (Source : Cameron Iron Works).

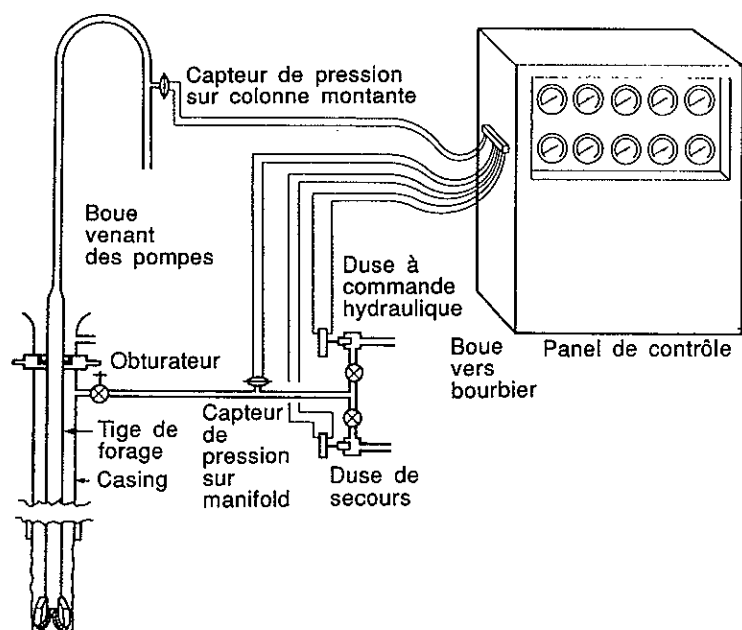


Fig. 6.39 Dispositif de contrôle des vannes par duse à commande hydraulique (Source : Cameron Iron Works).

Le contrôle des venues par duse manuelle est difficile, et bien souvent l'opérateur est éloigné des manomètres indiquant la pression de refoulement (stand pipe) et la pression dans l'espace annulaire trou-tiges (casing).

On trouve sur le marché des duses commandées hydrauliquement à distance à partir d'une armoire et pannel de commande, plus ou moins sophistiquées (**Fig. 6.39**) qui comporte classiquement :

- un réservoir de fluide de commande,
- une pompe (avec moteur à air) fournissant l'énergie hydraulique,
- une ou deux manettes de commande de la (ou des) duse(s),
- deux manomètres donnant les pressions au stand pipe et au casing,
- un indicateur de coups de pompe de forage,
- un totalisateur de coups de pompe,
- un indicateur de positionnement de la duse.

CHAPITRE 7

LES OPÉRATIONS DE TUBAGE ET DE CIMENTATION

Ces deux opérations, indispensables à la consolidation d'un puits, sont traitées ensemble dans ce chapitre car elles se succèdent systématiquement. Il n'existe, en général, pas de mise en place de tubage dans un forage sans que celui-ci soit cimenté dans le trou.

Les tubages et les cimentations ont ceci de particulier que tout incident en cours d'opération risque d'avoir des conséquences extrêmement fâcheuses pour la poursuite du forage ou pour la mise en exploitation du puits. Elles obligent donc à une préparation aussi soignée que possible, et souvent la mise en œuvre de moyens importants destinés à parer immédiatement à un incident, même mineur.

7.1 L'OPÉRATION DE TUBAGE

C'est l'action d'introduire une colonne de tubage dans le trou préalablement foré. Cela consiste en fait à une manœuvre de descente d'un tubulaire spécial en comparaison à la garniture de forage : par son diamètre important qui ne laisse qu'un jeu relativement faible, par sa fragilité mécanique à la traction et au couple, par ses équipements types racleurs, centreurs qui augmentent les frottements. Il apparaît donc que cette descente est délicate dans bien des cas, et en particulier en forage dévié. Si la colonne est coincée et ne recouvre pas tout le découvert foré, c'est l'architecture du puits dans son ensemble qui est remise en question et par conséquent le programme des opérations d'exploration ou de production.

7.1.1 Préparation du trou

Lorsque le trépan a atteint la cote désignée pour le sabot de la colonne de tubes, le trou n'est généralement pas prêt à la descente immédiate.

Il convient d'abord de réaliser les opérations de diagraphie; la plupart d'entre elles sont laissées à l'initiative du géologue, mais l'ingénieur de forage peut également demander des mesures qui vont lui faciliter la tâche :

- diamètreur, afin de connaître avec le plus d'exactitude possible le volume de l'espace annulaire colonne/trou et calculer la quantité de ciment à mettre en œuvre. La mesure apporte en outre des indications utiles sur la présence des zones calibrées au diamètre de l'outil où il faudra préférentiellement placer les centreurs,
- déviation et azimuth pour connaître la courbure du puits et repérer les niveaux où des changements brusques d'inclinaison ou d'azimuth peuvent présenter des obstacles à la libre descente de la colonne,
- mesure de température maximale, dont la connaissance est indispensable à la détermination du temps de pompabilité du laitier de ciment dans les puits profonds.

Rappelons que les trois mesures énoncées plus haut accompagnent automatiquement certaines opérations de repérage des couches parce qu'elles sont indispensables à leur interprétation : ainsi les micrologs et microlatérologs sont enregistrés avec un diamètreur et les pendagemétries continues avec une inclinométrie continue. La mesure de température maximale est faite avec l'enregistrement PS-résistivité.

Après les diagraphies électriques, il est d'usage de redescendre la garniture de forage avant de commencer le tubage. Cette manœuvre a un double objectif :

- contrôler la tenue des parois du trou,
- circuler et éventuellement traiter la boue.

Un puits qui laisse librement passer les tiges de forage, les masses-tiges et le trépan peut présenter les plus grandes difficultés à l'introduction d'une colonne de tubes, parce que cette colonne a un diamètre plus grand et est beaucoup plus rigide que la garniture de forage. Le contrôle du trou se fait avec une garniture rigide avec aléteur à rouleaux (1 ou 2). Si l'alésage paraît important il sera alors nécessaire d'effectuer plusieurs passes. Le foreur ne doit pas oublier que plus le temps passe à appliquer ces remèdes, plus l'instabilité des parois augmente.

Un simple contrôle du puits à l'aide de l'outil peut suffire dans les cas les plus faciles : seule l'expérience peut indiquer si cette précaution est suffisante.

A l'occasion du contrôle du puits, on peut traiter la boue de forage. En effet, pour la descente de colonnes profondes, il convient d'améliorer au maximum ses caractéristiques d'écoulement par diminution de la viscosité plastique et de la yield value du fluide en place afin de diminuer les surpressions sur le fond du puits pouvant être provoquées par la descente des tubes et la circulation dans un annulaire réduit.

7.1.2 Préparation de la colonne

Cette préparation s'effectue généralement pendant les jours de forage qui précèdent l'opération de tubage.

Les tubes sont stockés sur le parc de la sonde en couches successives (pas plus de trois couches), de façon que l'ordre normal de manutention corresponde à la composition prévue pour la colonne.

Au fur et à mesure des arrivages sur le chantier, les tubes sont identifiés (grade d'acier, épaisseur, filetage) et mesurés au décimètre. Ils sont alors numérotés afin que chacun soit repéré sans ambiguïté. Caractéristiques et longueurs sont notées sur un cahier. Puis les tubes sont triés et mis en ordre sur le parc dans l'ordre de descente. Les protecteurs de filetage aux deux extrémités sont ôtés et les joints sont nettoyés et graissés. Seul le protecteur de l'extrémité mâle est remis en place pour protéger le filetage pendant la manutention.

La préparation de la colonne comporte en outre la mise en place des accessoires (Fig. 7.1) :

- le sabot et l'anneau de retenue sont vissés sur les tubes avec une résine thermodurcissable qui colle le joint et évite son dévissage lors du reforage ultérieur de ces deux éléments,

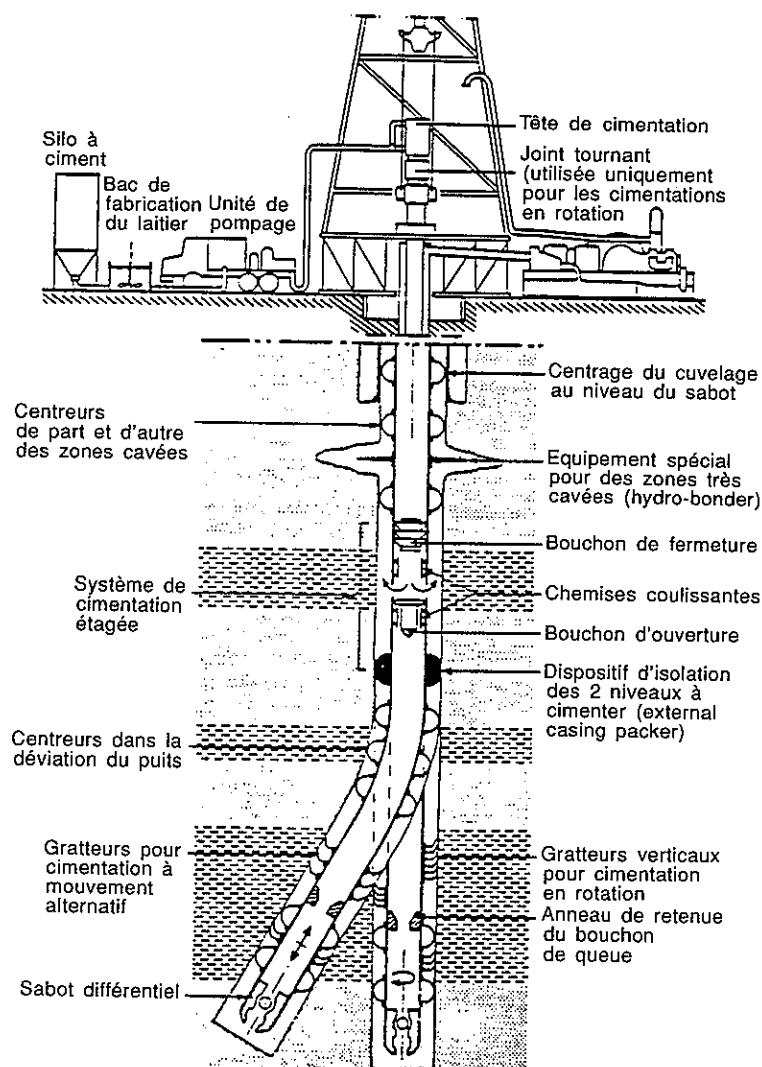


Fig. 7.1 Equipements des cuvelages (Source : Gaz de France).

- les centreurs sont placés au bas de la colonne, au droit du sabot de la colonne précédente, et encadrent les dispositifs de cimentation étagée,
- les gratte-parois (scratcher) sont disposés au bas de la colonne et éventuellement un peu plus haut pour nettoyer le cake des zones perméables.

7.1.2.1 Sabot (Fig. 7.2)

Généralement de forme arrondie, le sabot facilite le guidage et la descente de la colonne dans le découvert. On distingue les types suivants :

- sabot à canal avec ou sans évents : il permet la pénétration directe de la boue dans le tubage lors de la descente,
- sabot avec dispositif anti-retour permanent :
 - avantages : il empêche le retour du laitier de ciment à la fin de la chasse et il évite tout risque d'éruption par l'intérieur de la colonne, durant la descente,
 - inconvénients : la colonne doit être descendue lentement pour minimiser la surpression sur les formations ; de plus, il faut la remplir par le haut, ce qui entraîne une perte de temps,
- sabot avec dispositif anti-retour transformable : il permet le remplissage de la colonne par le bas tant que le système anti-retour n'a pas été activé par envoi d'une bille ou par circulation à un débit déterminé. Le plus souvent, ces sabots sont du type à remplissage automatique (automatic fill-up shoe) ou différentiel (differential fill-up shoe).

7.1.2.2 Anneau de retenue (landing collar) (Fig. 7.3)

La fonction de l'anneau est de servir de siège au(x) bouchon(s) de cimentation. Selon les cas ou selon les techniques des compagnies, anneaux et sabot seront choisis :

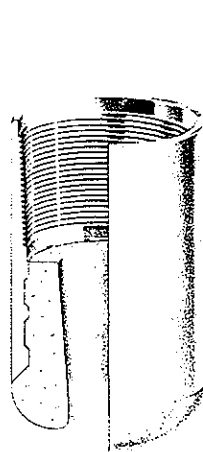


Fig. 7.2 Exemples de sabots (shoe)
(Source : Halliburton).

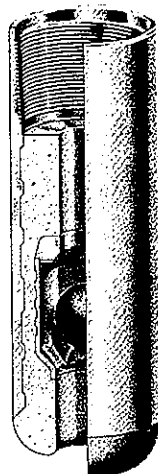


Fig. 7.3 Anneau de retenue
(Source : Halliburton).

- du même type afin d'assurer une redondance,
- de type anti-retour si le sabot n'en est pas muni.

L'anneau est toujours intercalé à deux à trois tubes au-dessus du sabot de façon à ce que le volume intérieur de la colonne compris entre le sabot et l'anneau serve de réserve au laitier pollué par le dernier raclage du bouchon supérieur.

7.1.2.3 Centreurs (Fig. 7.4)

Le centrage d'une colonne est un paramètre déterminant pour l'obtention d'une bonne cimentation. Il existe des règles de centrage pour les puits verticaux et déviés.

Suivant qu'ils sont situés à l'intérieur d'un tubage ou bien au droit du découvert, les centreurs sont de type rigide ou bien de type souple :

- les centreurs rigides dits positifs (avec lames en U) sont réservés aux annulaires tubage-tubage,
- les centreurs souples sont utilisés pour le centrage des colonnes dans le découvert. On distingue deux sortes de centreurs souples : les centreurs droits et les centreurs spiralés.

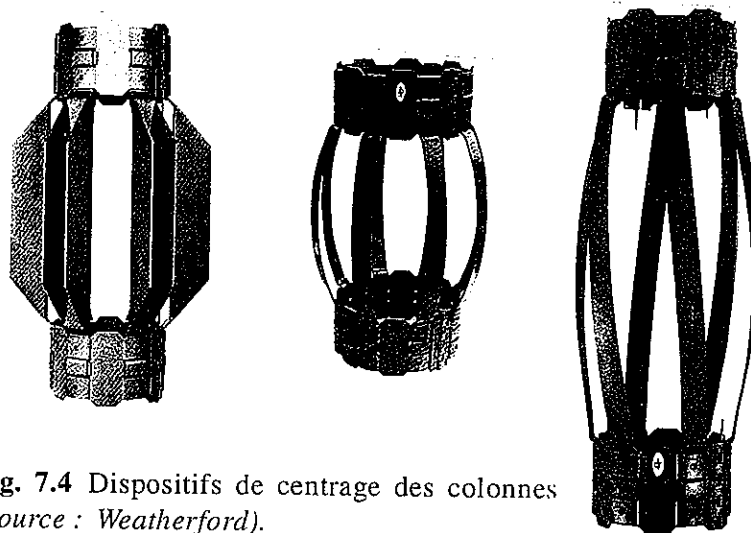


Fig. 7.4 Dispositifs de centrage des colonnes
(Source : Weatherford).

7.1.2.4 Gratteurs (scratcher) (Fig. 7.5)

Les gratteurs servent à la destruction mécanique du cake et favorisent une meilleure adhérence du ciment sur la formation. Leur emploi est particulièrement recommandé au droit des couvertures lorsque l'on veut isoler parfaitement des niveaux réservoirs. Face à des terrains poreux et ayant une perméabilité assez élevée, l'élimination du cake par les gratteurs ne sera pas forcément un critère pour l'obtention d'une bonne cimentation, d'autres phénomènes pouvant perturber la qualité du laitier (filtration, déshydratation...).

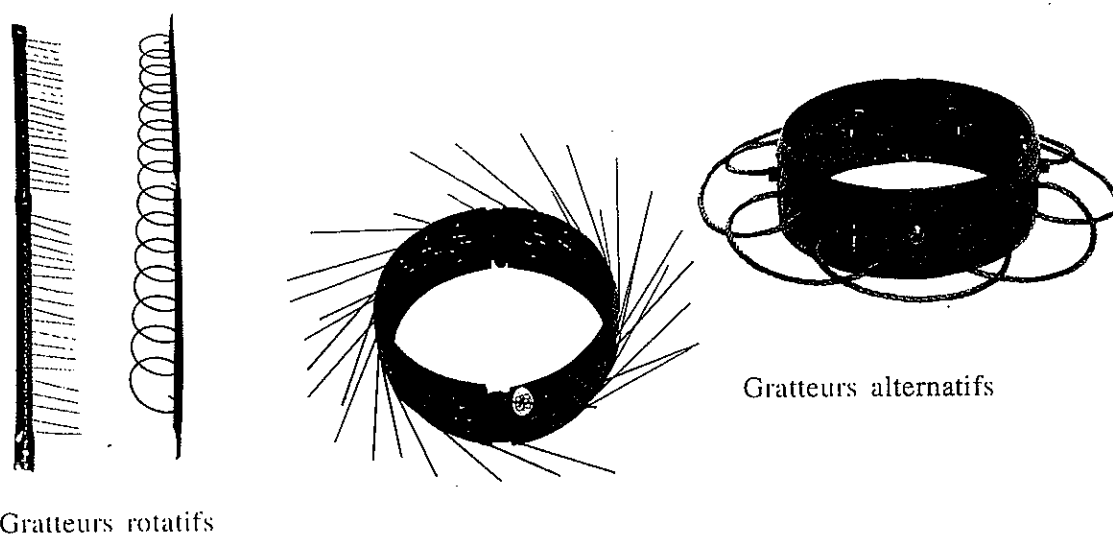


Fig. 7.5 (Source : Halliburton).

Les gratteurs seront choisis en fonction du mouvement que l'on compte imposer à la colonne pendant la cimentation :

- rotation : gratteurs rotatifs,
- va-et-vient (reciprocating) : gratteurs alternatifs.

A. *Gratteurs rotatifs*

De forme longitudinale, ils sont fixés le long de la génératrice du cuvelage. Ce sont des barres métalliques hérissées de fils d'acier (scratcher) ou équipées d'un câble formant des boucles (wiper). Ces gratteurs sont fixés soit par soudage (si le grade le permet) soit entre deux colliers de butée (stop rings).

B. *Gratteurs alternatifs*

De forme circonférentielle, ils sont fixés autour du tubage, soit à l'aide d'un dispositif auto-bloquant, soit entre deux colliers de butée.

7.1.2.5 Colliers tourbillonneurs (hydrobonders) (Fig. 7.6)

En modifiant le profil d'écoulement, ces équipements améliorent l'efficacité de déplacement du fluide de forage par le laitier et favorisent la liaison ciment-formation. Dans le cas de puits cavés, ils peuvent être mis en place sur le tubage, au droit des caves. Ils sont constitués par des disques de caoutchouc de diamètre supérieur au diamètre nominal du forage, munis de nervures spiralées qui forcent le laitier à circuler vers le fond des caves, assurant ainsi un meilleur remplissage de celles-ci. Il est recommandé d'inverser le sens des spirales de deux colliers successifs si ces derniers sont rapprochés, afin de modifier au maximum le profil d'écoulement.



Fig. 7.6 Membrane (hydrobonder)
(Source : Halliburton).

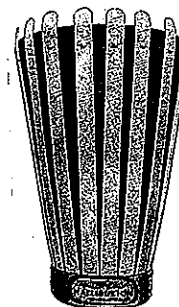


Fig. 7.7 Ombrelle de cimentation
(Source : Halliburton)

7.1.2.6 Ombrelles de cimentation (cementing baskets) (Fig. 7.7)

Elles sont généralement utilisées pour minimiser les pertes de laitier de ciment dans les zones fragiles. Leur usage est réservé à des profondeurs faibles à moyennes car elles agissent de façon purement mécanique : elles n'empêchent pas la transmission des pressions mais elles limitent sensiblement le passage des fluides. Il en existe de deux types :

- modèle classique en forme de corbeille-pétales, dont l'usage n'est pas recommandé dans le découvert,
- l'ombrelle-centreur est un ensemble monobloc dont le réceptacle est protégé par un centreur externe et qui permet une utilisation dans le découvert ainsi qu'une mise en mouvement du tubage pendant la cimentation.

7.1.2.7 Tête de cimentation (Fig. 7.8)

La tête de cimentation vissée au sommet du tubage contient les deux bouchons de cimentation. Elle doit permettre la circulation de la boue de forage, l'injection du laitier après le largage du bouchon inférieur, la chasse du bouchon supérieur avec la boue initiale.

7.1.2.8 Bouchons de cimentation (Fig. 7.9)

Le rôle essentiel des bouchons est de séparer positivement les différents fluides (boue, fluide intermédiaire, laitier) pendant leur déplacement à l'intérieur du tubage afin de retarder le plus possible leur mélange et les risques de contamination.

Ils sont de deux types :

- Bouchon inférieur (bottom plug) muni d'un diaphragme destructible sous l'effet d'une légère surpression ; bien que d'un emploi facultatif, il est vivement recommandé de l'utiliser. Outre qu'il sépare les fluides, le bouchon inférieur racle les parois du tubage lors de son déplacement, évitant ainsi le plus possible la contamination du fluide (laitier) qui le pousse.

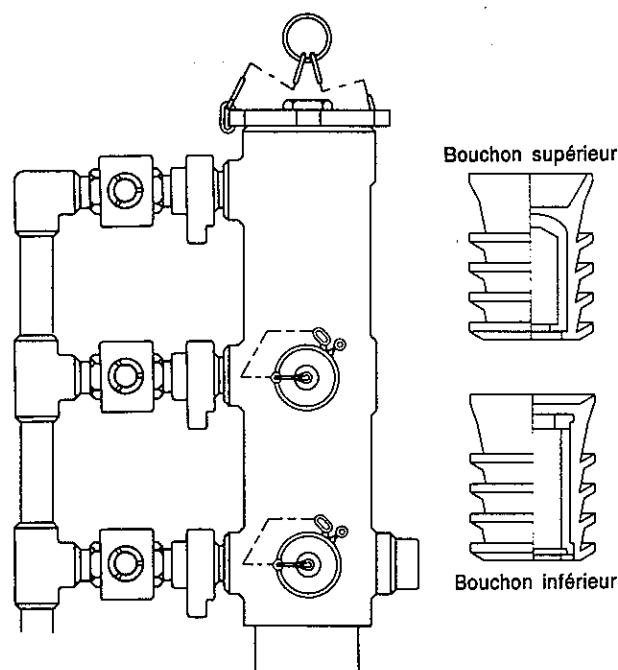


Fig. 7.8 Tête de cimentation à deux bouchons (Source : Dowell Schlumberger).

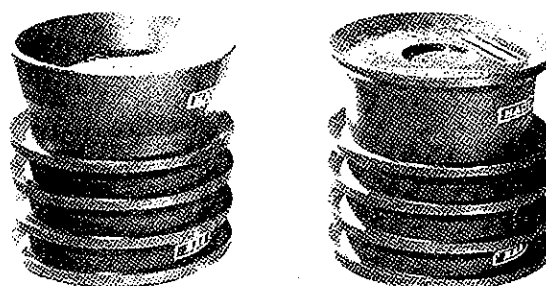


Fig. 7.9 Bouchons supérieur et inférieur (Source : Weatherford).

- Bouchon supérieur (top plug) étudié pour être étanche et résistant aux hautes pressions; il est situé en queue du laitier. L'usage du bouchon supérieur est obligatoire. En fin de chasse il vient se mettre en place normalement sur le bouchon inférieur (ou sur le dispositif d'arrêt) permettant ainsi de réaliser un test en pression de la colonne.

7.1.2.9 Équipement de cimentation primaire en tête de puits sous-marine (Fig. 7.10)

L'assemblage sous-marin est fixé sur l'outil de pose de la colonne dans la tête de puits sous-marine. Les bouchons sont largués : par une bille que l'on laisse chuter dans les tiges de forage pour obturer le bouchon inférieur, ou par un bouchon pompé dans les tiges jusqu'au bouchon supérieur.

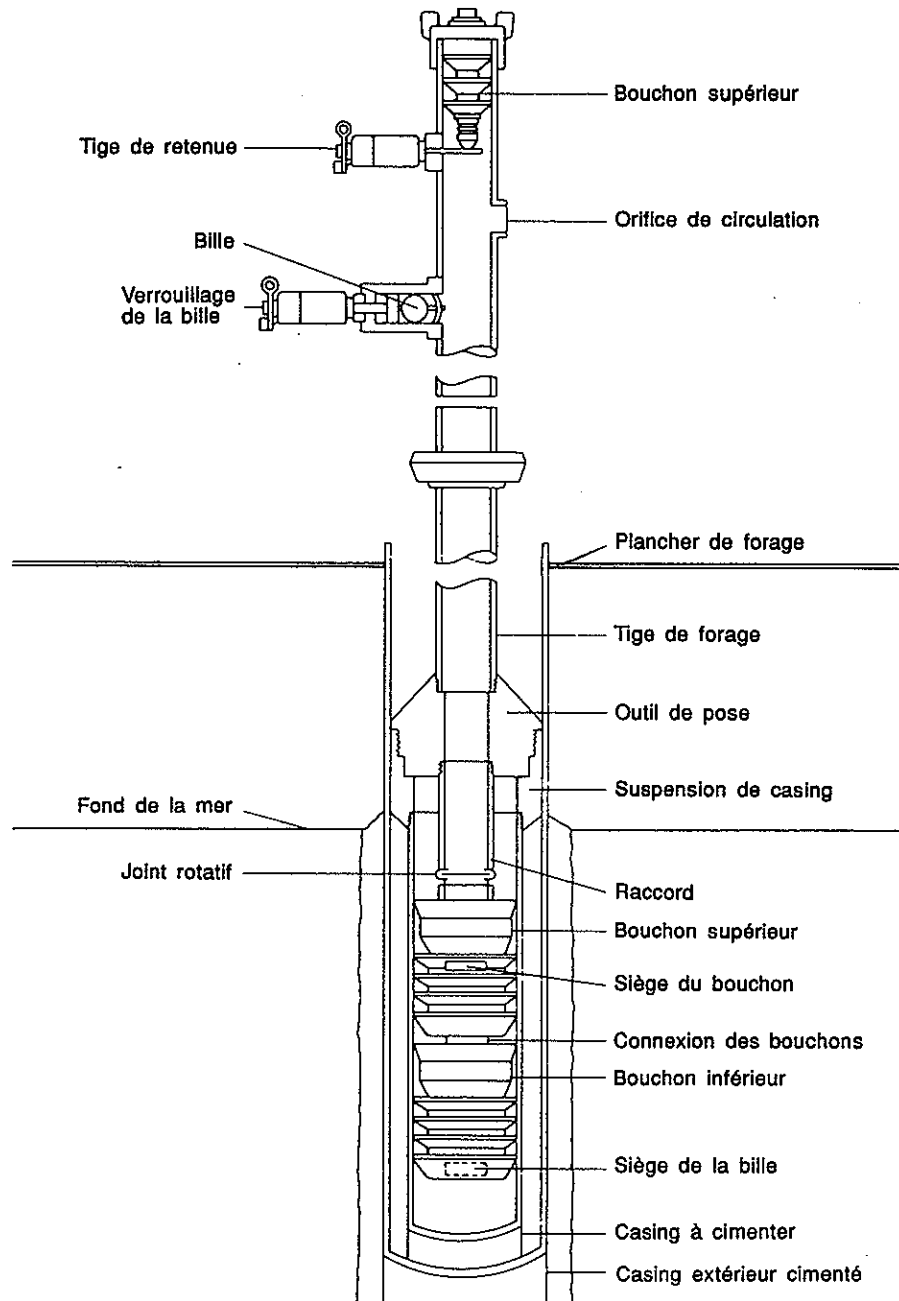
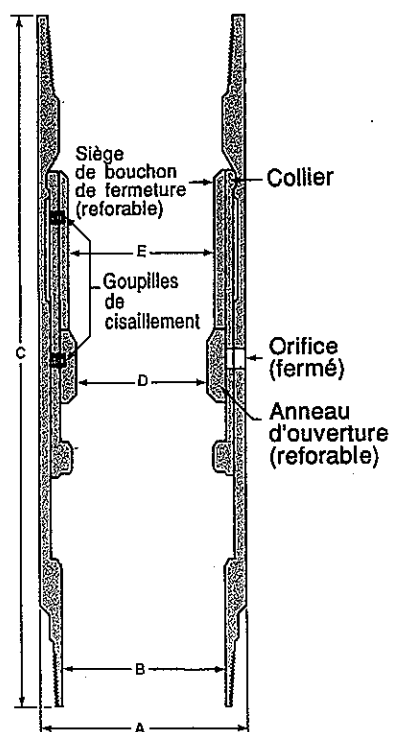


Fig. 7.10 Principe de la cimentation en tête de puits sous-marine (Source : BJ Hughes).

7.1.2.10 Équipement spécifique pour les cimentations à double étage (Fig. 7.11)

L'équipement de cimentation primaire est standard, mais pour cimenter le deuxième étage, il faut incorporer en plus à la colonne un anneau de cimentation étagé ou DV (diverter valve). Cet équipement joue le rôle d'un by-pass entre l'intérieur du casing et l'annulaire afin de pouvoir circuler et chasser du ciment dans cet annulaire à la côte choisie.



Anneau de cimentation étagée (DV)

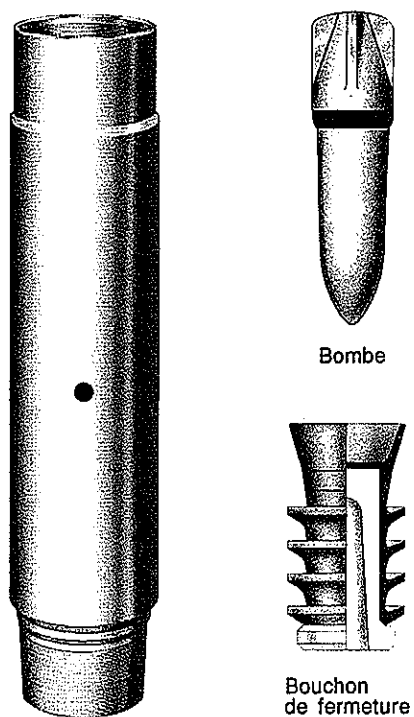


Fig. 7.11 (Source : BJ Hughes).

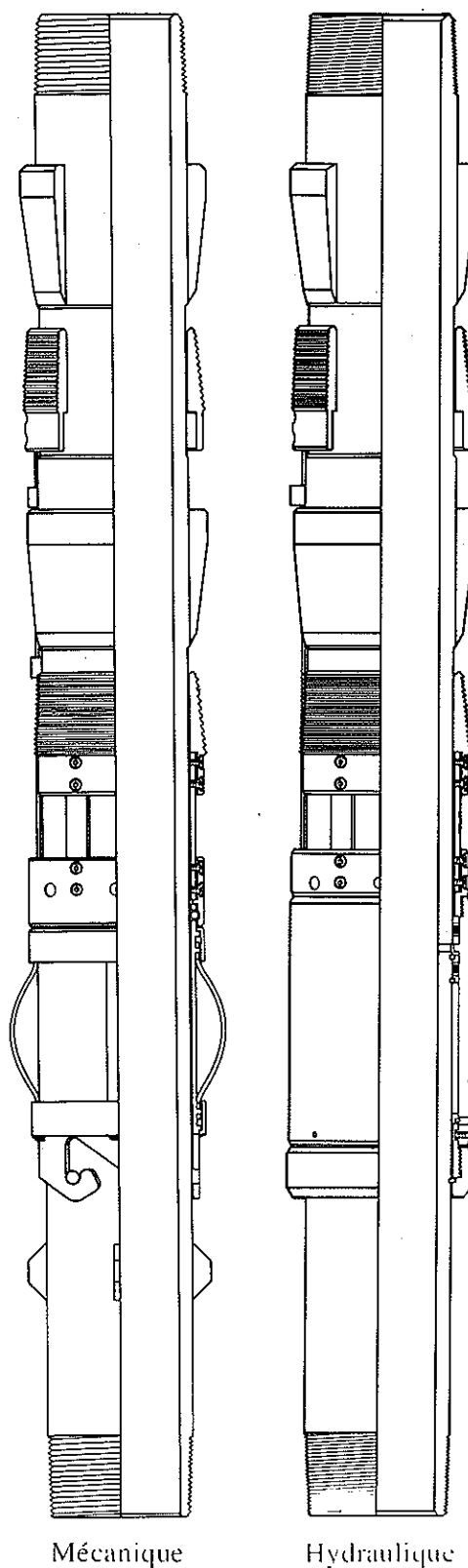


Fig. 7.12 Suspension de liner (Source : Baker).

Lorsque la cimentation primaire est effectuée, on ouvre la DV par action de pression sur la bombe obturant la chemise inférieure. La cimentation du deuxième étage peut alors avoir lieu. Puis l'envoi du bouchon de fermeture déplace la chemise supérieure en fin de chasse et referme les by-pass.

7.1.2.11 Équipements de cimentation de liner (Fig. 7.12)

Les colonnes perdues sont équipées comme pour une cimentation primaire en tête de puits sous-marine, mais la suspension se fait dans la colonne précédente au moyen d'un mécanisme appelé liner-hanger. Ces dispositifs sont de deux types :

- mécanique : (J slot) c'est par un mouvement longitudinal et de rotation que l'on viendra déverrouiller les patins d'accrochage et les coincer dans le casing,
- hydraulique : l'envoi d'une bille et l'action de la pression hydraulique met en mouvement une chemise qui active l'accrochage.

7.1.3 La descente des tubes

Il faut faire cette descente le plus rapidement possible car comme toute manœuvre, cela représente un temps improductif, mais la vitesse de descente de la colonne doit être contrôlée en fonction de la surpression (surge) qu'elle procure sur le fond et les parois du trou. Le travail doit être bien organisé car tout arrêt en cours de descente, suite à un incident, signifie un grand danger de coincement du casing à cette côte.

Le principe de manipulation des tubes est le même que celui des tiges de forage mais l'équipement est adapté aux diamètres des casings et à leur résistance plus faible à l'écrasement. L'emploi d'une table de cimentation et d'élévateur à coins est fréquent (Fig. 7.13).

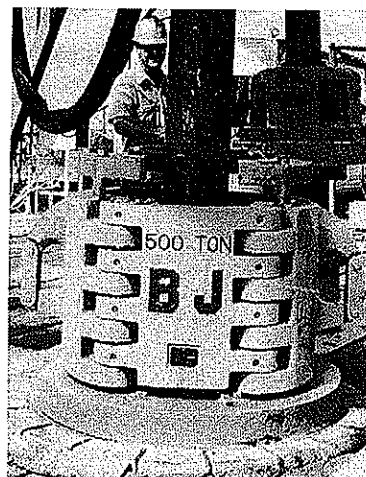
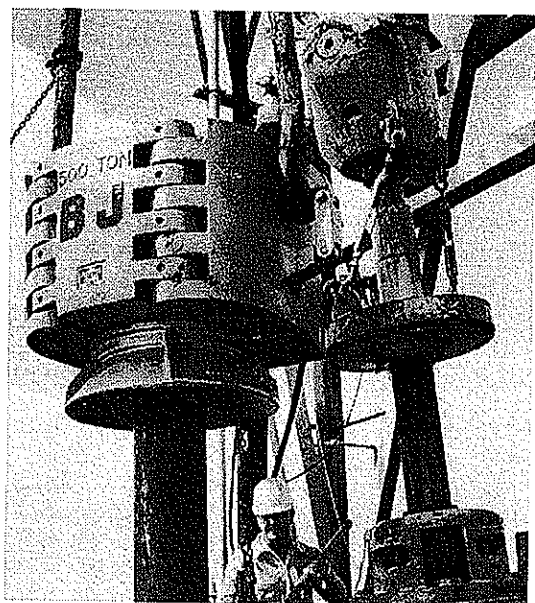


Fig. 7.13 Tête de tubage et spider de levage
(Source : BJ Hughes).

Le vissage des tubes entre eux se fait à l'aide de clés hydrauliques (**Fig. 7.14**). Une société de service est souvent employée pour cette opération délicate.

Le chef de poste doit veiller au remplissage de la colonne, si nécessaire, et surveiller le niveau hydrostatique dans le puits. Le tubage étant au fond, on peut reconditionner la boue, circuler tout en manœuvrant la colonne pour actionner les gratteurs. La circulation ne sera arrêtée que lorsque :

- la boue ne remonte plus de déblais,
- le fond gazeux est faible et constant,
- il n'y a pas de perte ni de venue,
- tout le volume de boue en circulation est homogène.

La colonne étant équipée de la tête de cimentation et des bouchons, la cimentation proprement dite peut démarrer.

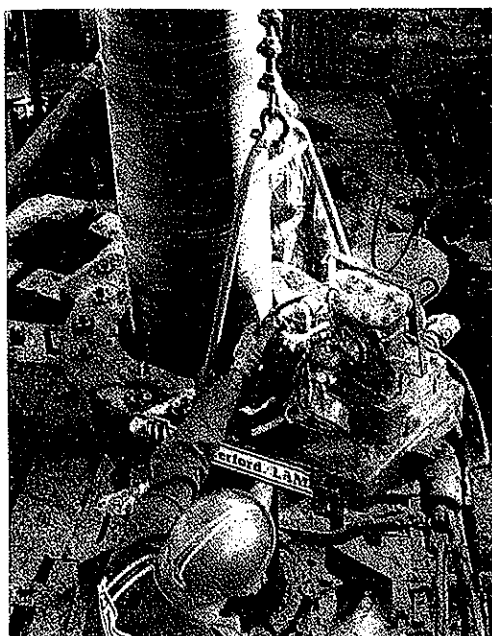


Fig. 7.14 Clé de vissage des casings
(Source : Weatherford).

7.2 L'OPÉRATION DE CIMENTATION

Les cimentations consistent en la mise en place d'un laitier de ciment approprié à une cote donnée du puits ou dans l'espace annulaire entre le trou foré et le cuvelage en place.

Il existe différents types de cimentation répondant chacun à un problème particulier :

- les cimentations des cuvelages ou casing dont les buts sont multiples :
 - isoler une couche productrice des couches adjacentes,
 - assurer mécaniquement les tubages dans la formation,

- protéger ces tubages contre la corrosion due aux fluides contenus dans les couches traversées,
- fournir une base étanche aux équipements de contrôle et de sécurité installés en tête de puits,
- les cimentations en pression appelées squeezes ou esquichages, en trous tubés perforés ont pour buts :
 - d'injecter du ciment complémentaire, à travers les orifices des perforations pratiquées dans les tubages, pour consolider ou réparer la cimentation primaire de ces tubages,
 - d'obturer une couche productrice épuisée,
 - d'isoler une couche des zones adjacentes dans le but de limiter la proportion d'eau ou de gaz accompagnant la production d'huile,
- pose de bouchons de ciment en trou ouvert, en cours de forage. Ces bouchons ont pour buts :
 - de colmater des venues d'eau,
 - d'obturer des zones à pertes de boue de forage,
 - de servir de point d'appui à une déviation du forage (side track),
 - de respecter des séquences d'abandon de puits.

7.2.1 Principes de la méthode de cimentation

Il s'agit de forcer un laitier de ciment dans l'espace annulaire existant entre l'extérieur du tubage en place et la paroi du trou, en l'injectant directement à l'intérieur du tubage à cimenter ou à travers les tiges de forage, de façon à le faire ensuite remonter dans cet annulaire jusqu'à une hauteur prédéterminée.

Ce laitier est généralement mixé en surface de façon continue au moyen de deux éducteurs d'eau sous pression qui mouillent et entraînent le ciment pulvérulent jusqu'à un petit bac tampon où ce laitier, dont la densité est contrôlée en permanence. Il est ensuite repris par des pompes à pistons haute pression pour être injecté dans le puits.

Le réglage de la densité du laitier est obtenu par les variations d'un débit d'eau se déversant en aval du point de rencontre ciment et eau de mixage.

L'alimentation en ciment sec se fait par gravité à partir d'un silo. Les équipements modernes comportent une alimentation de ciment en conduite sous pression d'air jusqu'au contact avec l'eau de mixage, c'est le cas des installations offshore.

7.2.1.1 Cimentation primaire

Les laitiers de ciment ainsi injectés s'écoulent à travers le sabot pour remonter ensuite dans l'annulaire. L'anneau de retenue, comme son nom l'indique sert d'épaulement aux bouchons racleurs inférieur et supérieur qui encadre le volume de laitier dans le casing (**Fig. 7.15**).

Un acoup de pression crève le bouchon inférieur pour laisser circuler le laitier dans l'annulaire. C'est le laitier qui pousse directement la boue en place et lave à la fois les parois du trou et l'extérieur du casing au cours de son écoulement. Lorsque

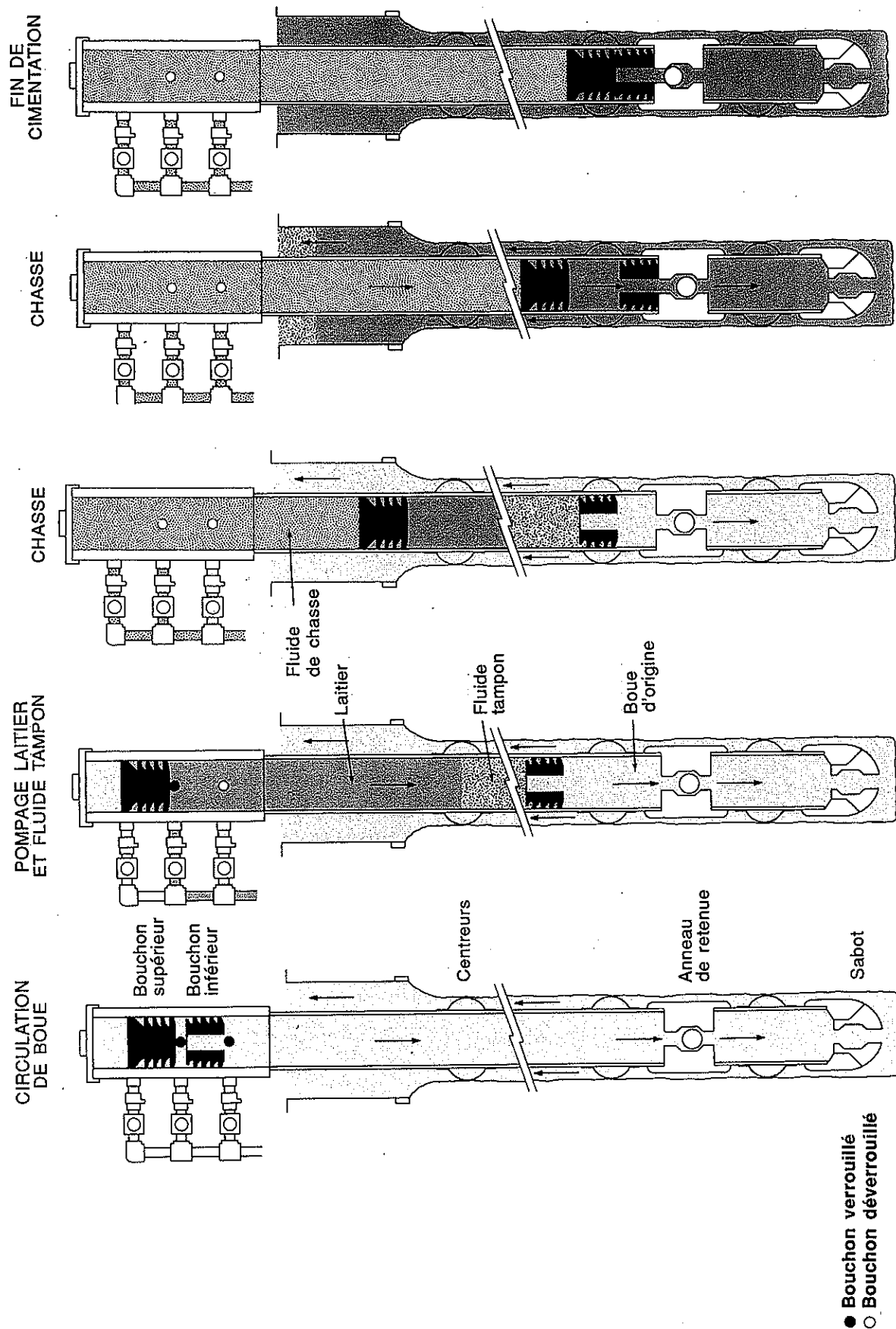


Fig. 7.15 Principe de la procédure de la cimentation primaire (Source : Dowell Schlumberger).

tout le laitier est injecté, on libère le bouchon supérieur qui est déplacé par circulation de la boue de forage. Cette opération est appelée chasse. Le volume de chasse est le volume de boue entre l'anneau et la tête de cimentation. En fin de chasse on doit remarquer une montée en pression qui signifie l'arrêt du bouchon supérieur.

Le maintien d'une surpression pendant quelques minutes permet de faire en même temps un test d'étanchéité de la colonne.

7.2.1.2 Cimentation à deux étages (Fig. 7.16)

La colonne est équipée de la DV à la côte désirée. La cimentation primaire est effectuée d'une manière classique avec toutefois l'utilisation de bouchons devant passer à travers le rétrécissement procuré par la DV. Après l'acoup de pression on laisse tomber la bombe (50 à 60 m/min suivant la déviation). La pression d'ouverture cisaille des goupilles et déplace la chemise (de l'ordre de 10 MPa). On peut alors injecter le laitier, mais on n'utilise pas de bouchon de tête. En fin d'injection, on libère le bouchon de queue que l'on chasse jusqu'à la DV. Celui-ci refermera la DV par déplacement d'une seconde chemise.

7.2.1.3 Cimentation de colonne perdue ou liner (Fig. 7.17)

Une colonne perdue ne remonte pas jusqu'à la tête de puits, mais sur une hauteur limitée, à l'intérieur du tubage précédent. Elle est cimentée avec un recouvrement dans le dernier tubage (overlap).

Le but de la cimentation de toute la colonne perdue est double :

- la sceller mécaniquement dans la colonne précédente,
- garantir l'étanchéité entre les deux colonnes.

Pour avoir le maximum de chances d'obtenir une bonne cimentation du sommet de la colonne perdue, il faut un recouvrement de 80 à 150 mètres suivant les diamètres considérés.

Par ailleurs, cette colonne est souvent la dernière mise en place ; elle est cimentée au droit des zones productrices puis perforée pour une mise en production sélective du puits. Il est donc important que la cimentation soit de bonne qualité pour permettre d'isoler les différents niveaux du réservoir et de limiter les venues indésirables (eau, gaz).

Un tubage de production pourra être éventuellement raccordé au sommet de la colonne perdue par un dispositif prolongateur (tie-back).

Les colonnes perdues remplissent aussi les fonctions assurées par un tubage classique.

La colonne perdue est utilisée de préférence à une colonne complète :

- afin de limiter les coûts dus :
 - aux tubes,
 - au temps de mise en place,
 - aux éléments de tête de puits,
 - à la garniture de forage de petit diamètre (garniture mixte),
- pour augmenter le diamètre du tubing,

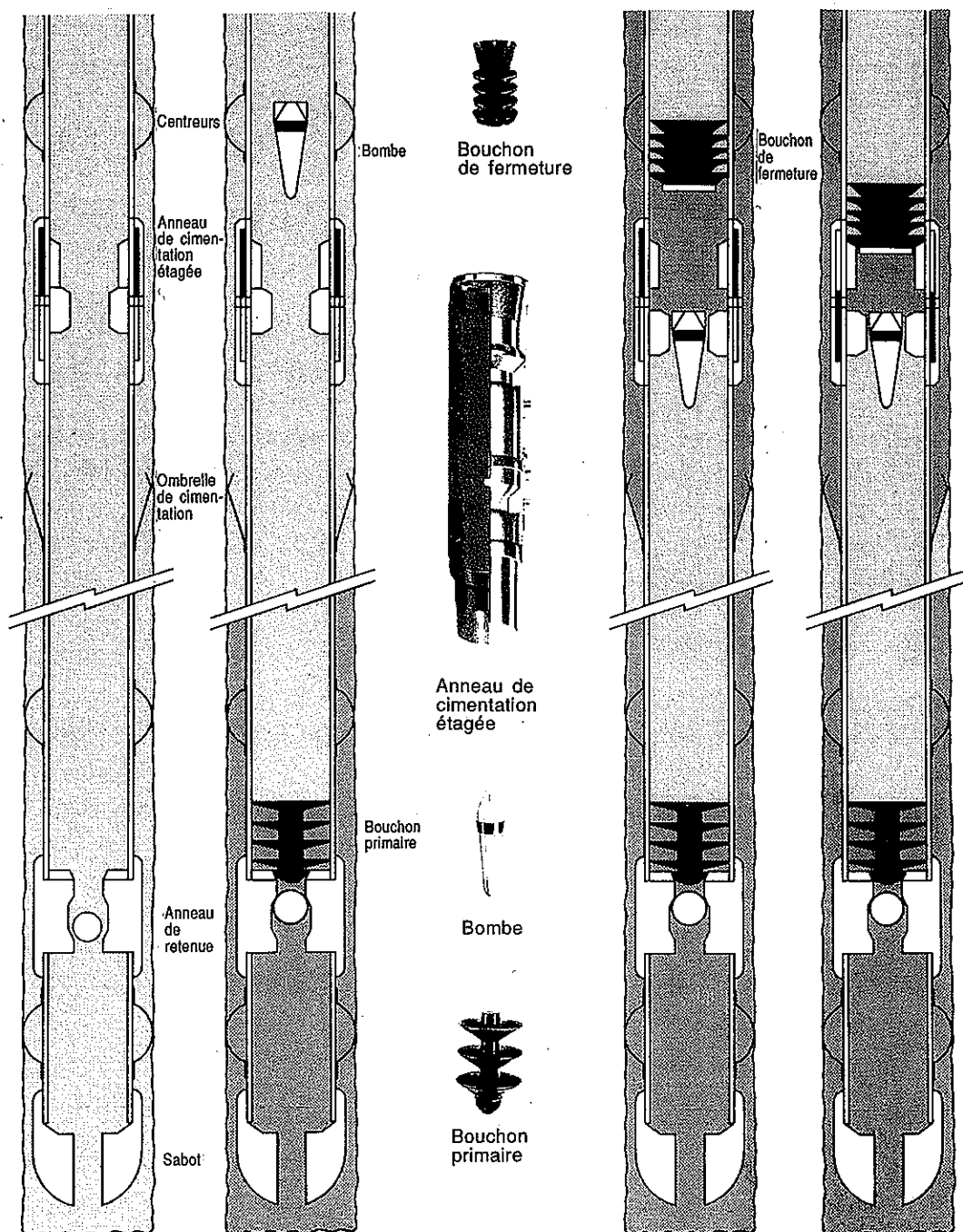


Fig. 7.16 Principe de la procédure de la cimentation à deux étages
(Source : Dowell Schlumberger).

— quand la tête de puits utilisée ne permet pas l'ancrage d'une colonne d'un diamètre donné.

Selon le mode d'installation, on distingue deux types de colonnes perdues :

— **Colonne posée au fond.** Cette méthode est de moins en moins employée car elle offre peu de sécurité. Elle limite la longueur de la colonne qui sera posée en compression.

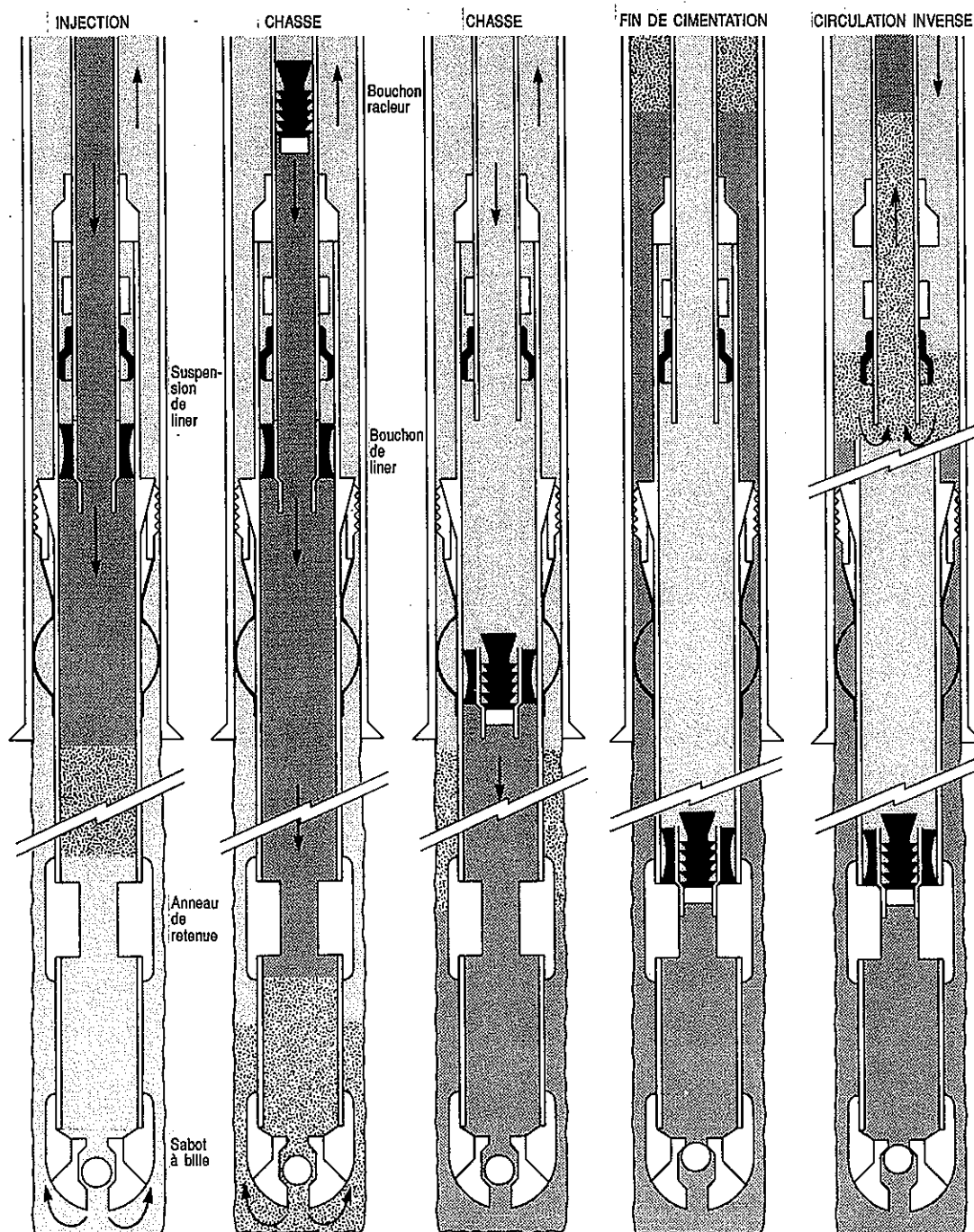


Fig. 7.17 Principe de la procédure de la cimentation des liners
(Source : Dowell Schlumberger).

— **Colonne suspendue.** La tendance à descendre des tubages de plus en plus longs et de diamètre de plus en plus grand a conduit les maîtres d'œuvre à utiliser des colonnes perdues suspendues dans le tubage déjà en place dans le puits.

L'équipement de circulation ne comporte qu'un bouchon de queue fixé au top du liner, sur l'extension de l'outil de pose. Un premier bouchon adapté au diamètre des tiges de forage déplace le laitier dans ces mêmes tiges. Quand il se coince dans le bouchon du liner, leur assemblage chasse le laitier dans le liner jusqu'à l'anneau.

Le foreur doit alors dévisser l'outil de pose par dévissage à droite pour circuler en inverse afin de nettoyer la partie supérieure du liner-hanger de l'excès de laitier. Cette circulation se fait en fermant sur tige un BOP et en utilisant la kill-line comme ligne d'injection. Le retour se faisant par les tiges de forage.

7.2.1.4 Squeeze (esquichage) de ciment

C'est la mise en place d'un laitier de ciment sous pression à un point donné du puits. Le but de l'opération est de remédier à un défaut d'étanchéité ou de créer une nouvelle étanchéité (perforation d'une couche dépletée). Cette opération consiste à appliquer de la pression sur une formation perméable pour que le laitier se déshydrate progressivement et forme un cake de ciment faisant prise et colmatant les défauts d'étanchéité ou les zones à pertes.

L'injection du laitier s'effectue généralement suivant la méthode « hésitation squeeze », qui consiste à injecter par volumes de quelques centaines de litres entrecoupés d'arrêts de pompage de quelques minutes, en augmentant graduellement la pression jusqu'à atteindre la pression de finale de squeeze.

7.2.1.5 Pose de bouchons de ciment

Cette opération consiste à mettre en place avec le train de sonde, par simple circulation, une certaine quantité de laitier de ciment dans le découvert ou dans une colonne.

Les buts recherchés sont multiples :

- abandon d'un puits par isolement des couches perméables et fermeture définitive par bouchon de ciment au sabot de la colonne,
- fermeture d'un niveau aquifère,
- création d'une assise pour reprendre un puits en déviation dirigée, ou d'une assise de train de test,
- colmatage de pertes de circulation,
- abandon d'un réservoir dépleté avant de mettre en production un niveau supérieur.

Le train de tiges ou de tubing est utilisé comme moyen habituel de mise en place. La quantité de laitier nécessaire à remplir la hauteur voulue est préparée et injectée, puis chassée jusqu'à équilibrage des colonnes de ciment à l'intérieur et à l'extérieur du train de sonde. Celui-ci est ensuite remonté.

Comme pour les autres cimentations, certaines précautions particulières doivent être prises

La hauteur à couvrir dépend du but recherché. Dans le cas d'une assise pour side-track, le bouchon est généralement prévu assez haut pour laisser la possibilité de plusieurs tentatives successives (une centaine de mètres). Dans les puits de petits diamètres, la hauteur couverte peut être assez grande, car une faible hauteur représente un si faible volume de laitier que sa mise en place correcte serait extrêmement difficile.

On emploie du ciment ordinaire ou retardé suivant la profondeur de pose, et tous les additifs classiques peuvent être ajoutés : cependant, la bentonite n'est pas conseillée car elle diminue la résistance à la compression. Pour les travaux à faible profondeur, où le temps de prise de ciment pur est très long, le chlorure de calcium est utilisé comme accélérateur de prise. Le sable, additionné dans la proportion de 5 à 20 % en poids de ciment pur, renforce la résistance mécanique du ciment pour les assises de side-track et augmente la densité du lait de ciment.

Les bouchons sont de préférence placés au droit des zones bien calibrées ou juste devant les zones perméables à colmater.

Lorsqu'il s'agit de préparer une déviation, la tête du bouchon devra être placée au droit d'une formation relativement tendre afin de faciliter le travail.

Le train de sonde (tiges ou tubing) est d'abord descendu à la cote désirée pour le bas du bouchon. La circulation est établie et poursuivie jusqu'à ce que la boue ait une densité uniforme.

La fabrication du laitier doit être faite plutôt lentement avec le souci de le préparer avec le minimum d'eau et une excellente homogénéité ; comme en général, la quantité de ciment est faible, on emploie du ciment en sacs.

Le volume à refouler doit être calculé et mesuré soigneusement. Le principe est d'obtenir en fin de refoulement des hauteurs égales du laitier à l'intérieur et à l'extérieur du train de sonde. Si un diamétrage du puits a été réalisé, ce calcul peut être fait rigoureusement ; sinon il faut estimer le diamètre réel du trou, toujours légèrement supérieur à celui du trépan.

Aussitôt après la fin du refoulement, on remonte lentement le train de sonde. Lorsqu'on désire que la tête du bouchon soit à une cote déterminée, on met en place un volume de laitier supérieur au volume de la hauteur à couvrir et on circule à cette cote pour chasser l'excès de ciment, le plus souvent en circulation inverse.

Le temps de prise est à choisir en fonction des conditions de fond et de la résistance mécanique que l'on désire donner finalement au bouchon de ciment.

Ceux que l'on met en place avant l'abandon d'un puits sont contrôlés après un délai de l'ordre de 24 heures. Les premiers mètres, toujours pollués par la boue, sont reforés en notant la vitesse d'avancement. Lorsque celle-ci tombe entre 5 et 10 m/h, la résistance du ciment peut être considérée comme satisfaisante. Le contrôle final consiste à poser alors entre 10 et 15 t avec circulation.

La pose d'un bouchon de ciment résistant et étanche est toujours une opération difficile. Les éléments du succès sont les suivants : choix judicieux de la zone à couvrir, calcul exact du volume à refouler et mesures de chantier précises, emploi de gratte-parois pour favoriser l'adhérence, choix des additifs au ciment pur (sable, accélérateur de prise), manœuvre lente et régulière du train de sonde après déplacement.

7.2.2 Sélection du laitier

Il est imposé par :

- la température statique de fond de trou qui conditionne le temps de prise et donc le temps de pompabilité,

- la température de fond de trou sous circulation, lors de la mise en place du laitier, qui modifie le temps de prise et donc le temps de pompabilité, dans le sens favorable,
- la densité du laitier imposée par les limitations de pression hydrostatique de certaines formations rencontrées,
- la viscosité plastique du laitier et ses caractéristiques de filtration,
- les paramètres rhéologiques du laitier,
- le temps de prise et de développement d'une résistance à la compression,
- la résistance du ciment à divers agents susceptibles de le dégrader :
 - certaines eaux corrosives,
 - de hautes températures de fond.

Les laitiers utilisés sont composés principalement de ciment et d'eau auxquels sont ajoutés un ou plusieurs additifs ayant chacun un rôle déterminé mais dont certains contrecarrent l'action des autres, créant ainsi des problèmes de compatibilité des additifs. Ces laitiers sont testés en laboratoire dans des conditions qui simulent les conditions de mise en œuvre et d'environnement après mise en place.

Diverses catégories de ciment, définies par des normes API, sont prévues selon la profondeur et surtout la température du fond du puits et l'éventualité de contact avec des eaux de formation corrosives. Ce sont :

Normes API 10

Classe	Utilisation
A	Utilisation de 0 à 1830 m lorsque des propriétés spéciales ne sont pas nécessaires, type ordinaire.
B	Utilisation de 0 à 1830 m lorsque les conditions nécessitent un ciment à résistance moyenne à forte aux sulfates.
C	Utilisation de 0 à 1830 m lorsque l'on désire une forte résistance initiale à la compression. Existe en faible, moyenne et forte résistance aux sulfates.
D	Utilisation de 1830 à 3050 m lorsque la température et la pression sont moyennement fortes. Existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
E	Utilisation de 3050 à 4270 m pour les fortes températures et pressions. Existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
F	Utilisation de 3050 à 4880 m pour les très fortes températures et pressions. Existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
G	Utilisation de 0 à 2440 m. C'est un ciment de base. Il peut être utilisé avec des accélérateurs ou retardateurs de prise pour couvrir une grande gamme de profondeurs et de températures. Il existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
H	Utilisation de 0 à 2440 m. C'est un ciment de base. Il peut être utilisé dans les mêmes conditions que le ciment de classe G. Il n'existe qu'en moyenne résistance aux sulfates.
J	Utilisation de 3660 à 4880 m pour des températures et pressions extrêmement élevées. Existe uniquement en type résistant aux sulfates.

7.2.2.1 Caractéristiques des ciments

Fabrication

Le ciment portland artificiel est obtenu par cuisson à plus de 1400 °C d'un mélange de calcaire et d'argile extrait de carrières.

Les deux matériaux de base sont introduits après broyage dans un four rotatif. Le produit de la combustion ou clinker est refroidi et stocké avant broyage.

Le clinker est ensuite broyé avec un certain nombre d'adjuvants dont le gypse, mais il est également ajouté des terres de pouzzolane naturelles ou artificielles, des laitiers de haut fourneau, etc.

Le produit ainsi broyé, tamisé prêt à l'emploi et livré sur les sites d'utilisation soit en sac soit en vrac.

Le ciment ainsi obtenu est un mélange complexe dont les composants de base sont la silice, le calcium, l'aluminium et le fer. La composition minéralogique exacte ne nous est guère accessible mais elle est définie comme étant un état d'équilibre entre différents constituants théoriques obtenue par calcul à partir d'une analyse minéralogique. Ces composants sont :

- le silicate tricalcique, C_3S ;
- le silicate dicalcique, C_2S ;
- l'aluminate tricalcique, C_3A ;
- le ferro aluminate tétracalcique, C_4AF_e .

7.2.2.2 Le phénomène d'hydratation des ciments

Mélangé à son eau de gâchage le ciment va s'hydrater en commençant par les composants anhydres qui sont les moins stables. Ceux-ci se dissolvent jusqu'à saturation de préférence aux composants hydratés plus stables, en présence d'une quantité d'eau insuffisante la solution est sursaturée par rapport aux constituants hydratés qui cristallisent permettant alors une nouvelle dissolution des constituants anhydres. Il va alors se produire une soudure progressive des aiguilles cristallines jusqu'à durcissement complet du système.

Le premier constituant à réagir est le C_3A qui avec le gypse va donner un sulfoaluminate calcique ; c'est l'élément qui déterminera la rapidité de la prise en fonction de la composition de la phase aqueuse, c'est-à-dire des conditions d'équilibre des sels solubles, des hydroxides et autres produits pouvant se trouver normalement ou accidentellement en solution.

Le C_3A n'ayant pas réagi avec le gypse s'hydrate simplement et subsiste sous cette forme dans le ciment durci. Toutefois dans le cas de présence ultérieure de sulfate dans les eaux d'infiltration il se forme un sulfoaluminate de C_2 avec accroissement de volume, cette réaction rompt le réseau cristallin et détruit la structure continue du ciment. Cette phase préliminaire d'hydratation est très importante dans l'utilisation pétrolière des ciments car elle correspond à la période de pompabilité du laitier de ciment.

Certains facteurs influent sur l'hydratation des ciments.

A. Température

La température a une très grande influence sur la vitesse d'hydratation des ciments. L'élévation de température raccourcira le temps de prise en accélérant la vitesse d'hydratation.

B. Pression

En modifiant les conditions d'équilibre au sein de la phase liquide, la pression affecte l'hydratation dans le sens d'une accélération pour une augmentation de pression.

C. Contamination

La contamination est un phénomène aléatoire dans ses effets, elle peut intervenir soit au cours du gâchage par l'eau utilisé soit au cours de la mise en place par mélange avec les fluides présents dans le puits.

Toute modification de l'équilibre de la phase aqueuse par addition non contrôlée d'éléments solubles ou non, affecte l'hydratation du ciment et par voie de conséquence le temps de pompabilité, la résistance finale, etc.

L'hydroxide de sodium, le carbonate de sodium, le silicate de sodium provoque une accélération mais il est à noter que celle-ci a un caractère totalement imprévisible avec des conséquences souvent désastreuses sur la qualité finale du ciment.

L'héxaméta-phosphate de sodium et le pyrophosphate acide de sodium (additifs des boues de forage) ont des effets encore plus erratiques soit accélérateur soit retardateur suivant la concentration. Le chlorure de sodium a également le même effet accélérateur ou retardateur en fonction de la concentration.

D'autres contaminants agissent au niveau de la surface de contact phase liquide, phase solide ; tels les amidons, les tannins, les dérivés de la cellulose, les acides lignosulfoniques, les acides hydrocarboxylés ; ces produits en solution s'adsorbent sur les grains de ciment et forment une barrière étanche retardant l'hydratation et pouvant aller jusqu'à l'interdiction totale de toute prise en cas de forte contamination.

L'utilisation de boue à base d'huile est également une source de contamination bien que la non miscibilité des deux phases limite les risques de mélange.

L'utilisation de bouchons de nettoyage (spacer) permettent de remédier aux inconvénients de la contamination.

7.2.2.3 Additifs ou agents de cimentation (tableau, Fig. 7.18)

Accélérateurs

Ces produits accélèrent la prise du ciment à basse température ou compensent l'effet retardateur d'autres additifs. Ils permettent de réduire le temps d'attente avant la reprise des opérations de forage.

Retardateurs

Ils retardent la prise d'un ciment et accroissent par là même le temps de pompabilité dont l'on pourra disposer pour sa mise en place, au cas où, soit une haute

		Bentonite	Perlite	Terres à diatomées	Pouzzolane	Sable	Barytine	Arséniure de fer	Chlorure de calcium	Chlorure de sodium	Lignosulfonate	C M C	Diesel Oil	Réducteur de perte en eau	Produits coimatants
Densité	Décroît	●	●	●	●										
	Croît					●	●	●	x	x	x				
% d'eau	Décroît										●				
	Croît	●	x	●	x	x	x	x							x
Viscosité	Décroît								x		●				
	Croît	x	x	x	x	x	x	x							
Temps de pompabilité	Croît	x					x	x	●	●					
	Décroît			x						x	●	●	x	x	
Temps de prise	Croît						x	x	●	●					
	Décroît	x	x	x	x						●	●		x	
Résistance initiale	Décroît	x	x	x	x		x	x			●	●		x	x
	Croît								●	●					
Résistance finale	Décroît	x	x	●	x		x					x		x	x
	Croît														
Durée	Décroît	x	x	x									x		x
	Croît				●										
Perte en eau	Décroît	●									x	●	x	●	x
	Croît		x	x											

(1) D'après *Engineers' Handbook* Dowell Schlumberger.

x Indique un effet mineur.

● Indique une influence importante et/ou l'objet de l'utilisation de l'additif.

Fig. 7.18 Effets de quelques additifs sur les propriétés physiques des ciments¹ (Source : *Formulaire du foreur*, Editions Technip).

température de fond de puits, soit un effet accélérateur dû à un autre additif risquerait de réduire dangereusement le temps disponible à la mise en place.

Allégeants

Ce sont des matières inertes légères mélangées au ciment dont l'effet est d'une part de réduire la densité des laitiers, d'autre part d'en réduire les coûts. Par contre, la plupart des allégeants ont un effet sur le temps de prise et sur la résistance à la compression du ciment. Il sera souvent nécessaire de compenser par des additifs appropriés.

Agents de contrôle de filtration

Ils évitent la perte d'eau du laitier par filtration dans les formations perméables, ce qui risque de déclencher, soit une prise intempestive, soit une absence de prise due à l'absence d'eau nécessaire à l'hydrolyse et à la cristallisation des composants du ciment.

Agents alourdissants

Ils servent à augmenter la densité d'un laitier. Ils sont inertes et mélangés au ciment sec.

7.2.2.4 Agents divers

- Les **fluidifiants**, qui compensent une trop grande viscosité ou une tendance à gélifier de certains laitiers, et facilitent l'établissement de régimes d'écoulement turbulents lorsqu'ils sont exigés.
- Les **anti-moussants**, qui évitent l'excès de mousse produite au mixage de certains ciments, laquelle risque d'interférer avec le bon fonctionnement des pompes.
- Les **gélifiants**, qui modifient les caractéristiques thixotropiques de certains laitiers.
- Les **additifs liquides**, qui peuvent être ajoutés à l'eau de mixage au lieu d'être intégrés à sec au ciment avant mouillage.

7.2.2.5 Fluide intermédiaire (spacer)

Le fluide intermédiaire déplacé en tête du laitier a pour but de :

- faciliter le déplacement de la boue dans l'annulaire,
- isoler le laitier du ciment du contact avec la boue pour éviter tout gel de la boue,
- faciliter l'élimination de la boue gelée sur les parois du tubage.

En effet, le calcium présent dans le ciment floccule les particules argileuses des boues, causant la formation de bouchons de boue très visqueuse. Ces bouchons risquent d'être transpercés par le ciment d'où il peut résulter une mauvaise cimentation.

Les fluides intermédiaires agissent principalement comme tampon pour éviter la contamination de la boue en contact avec le ciment.

7.2.2.6 Choix du régime d'écoulement

Les résultats de laboratoire et l'expérience ont montré que le déplacement du laitier en régime turbulent assure un déplacement de la boue à 95 % alors que le déplacement en écoulement laminaire est beaucoup plus faible.

L'étude des laitiers de ciment s'attache plus particulièrement à deux caractéristiques : la pompabilité et les propriétés rhéologiques.

A. La pompabilité

La pompabilité ou thickening time est un critère empirique selon lequel il est possible de déterminer le temps durant lequel le laitier de ciment sera déplaçable par les moyens en usage sur un chantier et dans les conditions réelles d'utilisation.

Cette détermination se rapporte à une mesure de viscosité définie par une échelle arbitraire graduée en Unité de consistance (Uc) de 0 à 100. Il a été défini que la limite d'utilisation est de 100 Uc. Cette mesure est effectuée dans un appareillage simulant les conditions réelles d'utilisation en pression et température. Les essais sont effectués à une température dite température de circulation déterminée à partir de la température statique, cette dernière étant la température du puits lorsqu'il se trouve en équilibre thermique avec le milieu environnant.

B. Mode d'écoulement et rhéologie

Il convient de prendre en compte les caractéristiques (densité, rhéologie) du fluide de forage en place avant cimentation, le fluide le mieux déplacé par le laitier de ciment étant l'eau. Toute augmentation de densité ou de rhéologie du fluide de forage défavorisera son déplacement. Pour minimiser ces défauts de déplacement, les caractéristiques de densité et de rhéologie du laitier de ciment devront être convenablement ajustées, en tenant compte de celles du fluide de forage.

Pour éviter toute contamination du laitier préjudiciable à la cimentation, on utilisera un fluide intermédiaire (spacer) entre la boue et le laitier (voir paragr. 7.2.2.5). Ce fluide aura également des caractéristiques de densité et de rhéologie qui lui permettront à la fois :

- de déplacer la boue,
- d'être déplacé par le laitier de ciment.

Pour favoriser le déplacement d'un fluide par un autre dans un annulaire, les ajustements portent sur : la densité, la rhéologie, la vitesse annulaire.

Réglage de la densité

En première approximation, on peut se baser sur les règles suivantes :

Le fluide de forage ayant une densité imposée par les conditions de forage et égale à d_{boue} :

- la densité $d_{\text{fl.int.}}$ du fluide intermédiaire sera telle que :

$$d_{\text{fl.int.}} = d_{\text{boue}} + 0,1.$$

- la densité d_l du laitier sera telle qu'au minimum :

$$d_l = d_{\text{boue}} + 0,4$$

Ajustement de la rhéologie et de la vitesse annulaire

Ces deux paramètres sont étroitement liés. Les fluides intervenant dans la cimentation (fluide de forage, fluide intermédiaire, laitier de ciment) sont le plus souvent non newtoniens. Ils peuvent être caractérisés par un des modèles rhéologiques binghamien ou en puissance. Selon la géométrie de l'annulaire et le débit, chacun de ces types de fluide présente respectivement les régimes d'écoulement suivants : sublaminaire, laminaire et turbulent.

Le meilleur déplacement d'un fluide par un autre est obtenu lorsque le second présente un profil de vitesses plat. On cherchera donc, pour le laitier de ciment, un déplacement dans l'annulaire, soit en régime sublaminaire, soit en régime turbulent.

Dans le second cas, l'énergie apportée par les tourbillons ne pourra qu'être bénéfique pour faciliter l'évacuation du fluide précédant le laitier.

7.2.3 Mise en œuvre

Le ciment est livré à l'utilisateur en vrac ou en sac. La livraison en vrac est préférée. Mais dans l'industrie pétrolière, la distribution en sac a été de règle tellement longtemps que le sac est devenu l'unité de mesure, mais il faut noter qu'il s'agit dans ce cas du sac de 94 lb. d'un volume d'un pied cubique.

Toutefois, le sac ne dépasse généralement pas la base et c'est en vrac que le ciment est acheminé vers le puits après avoir été mélangé aux différents additifs pulvérulents qu'il a été prévu d'utiliser.

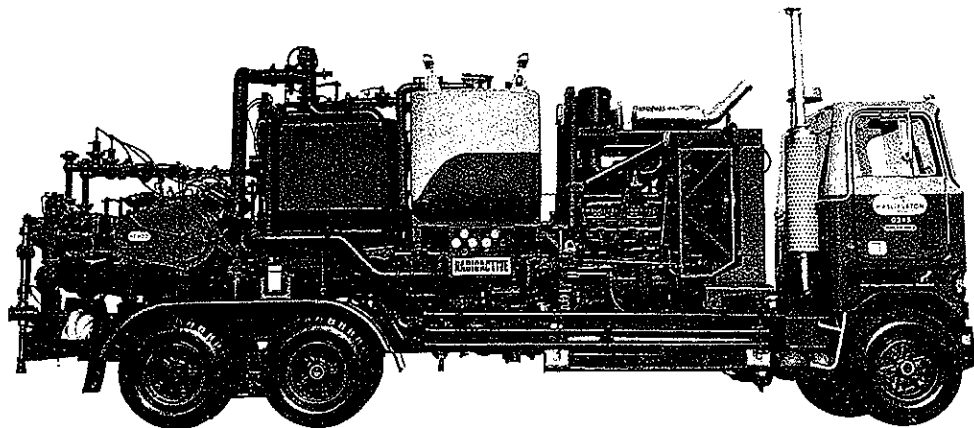


Fig. 7.19 Unité mobile de cimentation (Source : Halliburton).

L'opération de cimentation elle-même est effectuée par une unité de cimentation regroupant tous les moyens nécessaires à la mise en place (Fig. 7.19) :

- un ou plusieurs bacs destinés à assurer un certain volant dans l'alimentation en eau,
- une ou plusieurs pompes centrifuges servant à l'alimentation des bacs, au mélange des fluides et au gavage des pompes haute pression,
- un dispositif mélangeur destiné au gâchage des ciments,
- une ou deux pompes haute pression,
- des moyens de contrôle et de mesure.

CHAPITRE 8

LES MESURES EN FORAGE*

INTRODUCTION

Il faut distinguer deux catégories de mesures qui toutes deux ont pour cadre une opération de forage, qu'elle soit d'exploration ou de développement, que ce soit offshore ou onshore. Ce sont :

- les diagraphies instantanées qui sont les mesures collectées sur l'ensemble de l'installation au cours du forage. Elles sont de nature très diverses :
 - paramètres de forage,
 - caractéristiques de la boue,
 - mesures de fond pendant le forage,
 - surveillance géologique par échantillonnage,
- les diagraphies différées, techniques d'études locales à partir d'un puits, qui apportent des informations plus ou moins continues sur les terrains entourant le trou du forage.

Le secteur pétrolier fait un usage de plus en plus important de ces dernières techniques qui ont débuté en 1927 par la première mesure électrique effectuée par deux Français, les frères Schlumberger, dans le champ de Pechelbronn en France.

Les diagraphies différées, ou well logging, sont des outils fondamentaux parmi les grandes techniques d'exploration, pour découvrir, quantifier et exploiter les ressources en hydrocarbures de notre planète.

8.1 DIAGRAPHIES INSTANTANÉES

Les diagraphies instantanées sont essentiellement des mesures en cours de forage et qui concernent :

- les paramètres de forage : poids au crochet (poids sur l'outil), vitesse de pénétration, vitesse de rotation, débit d'injection du fluide de forage,

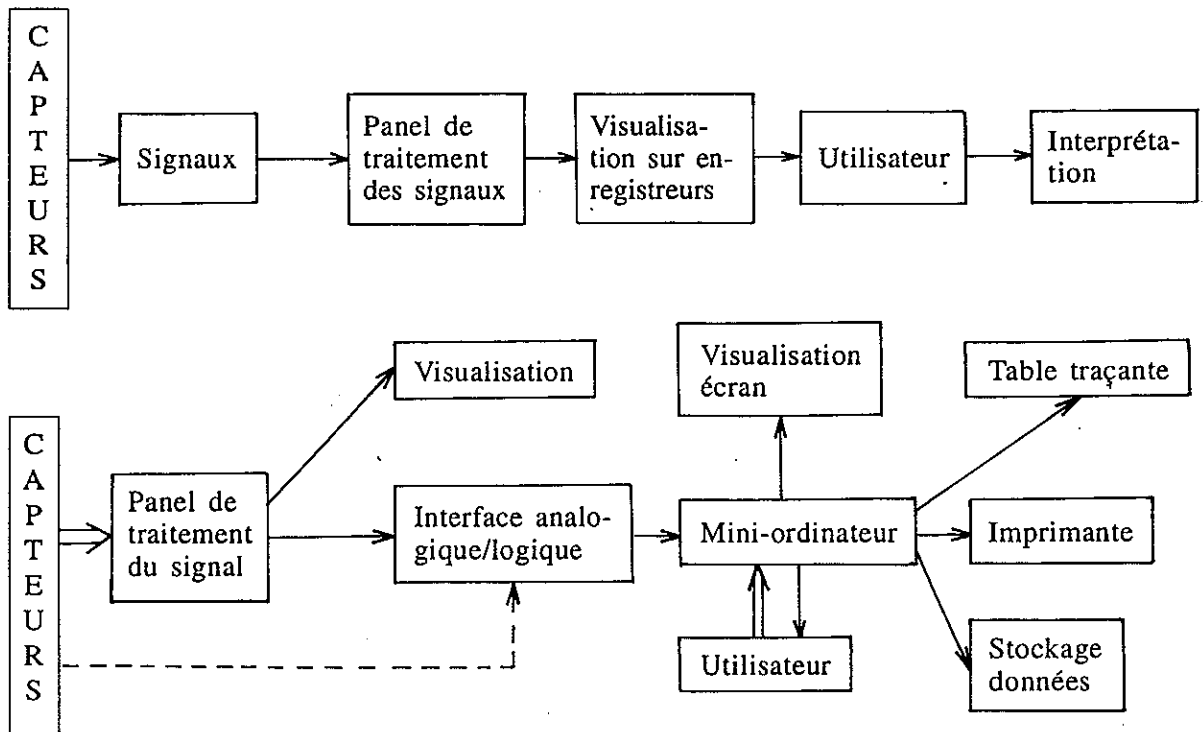
* D'après les supports de l'École Nationale supérieure du Pétrole et des moteurs (ENSPM), CES Exploration et avec la collaboration de MM. Sylvain Boyer et Bernard Michaut.

- les variables des conditions de fonctionnement : couple à la table de rotation, pression de refoulement aux pompes de forage, vitesse de déplacement du train de sonde, niveaux de la boue dans les bassins,
- les variables géologiques qui dépendent des formations traversées : température et résistivité de la boue (entrée et sortie), teneur en gaz, densité de la boue (entrée/sortie).

Les données sont acquises par l'intermédiaire de capteurs disposés sur toute l'étendue du chantier et sont collectionnées dans une cabine dite de surveillance géologique.

L'acquisition et le traitement des informations peuvent se faire en temps réel grâce à l'emploi d'un système informatique connecté directement aux capteurs (solution recommandée en offshore ou sur les installations lourdes), c'est le système de type on line de *Géoservices* par exemple.

Dans les configurations plus légères, seule l'interprétation est confiée à un micro-ordinateur, ce qui nécessite l'entrée des données capteurs par un utilisateur (système de type off line de *Géoservices*).



Les buts de ces mesures au cours du forage ont trois objectifs principaux :

- la sécurité, en général de toute l'installation, des hommes et du puits,
- la constitution des documents techniques : objectif principal dans le cas des forages d'exploration ou complément de données dans le cas des forages de développement,
- la conduite du forage : l'analyse simultanée de plusieurs variables permet des diagnostics sur des événements actuels, passés ou même futurs.

Ces mesures concernent donc tout le personnel d'encadrement d'un chantier de forage, qu'il soit de la société maître d'œuvre ou des entreprises.

Il ne sera pas abordé, dans ce qui suit, de considérations techniques sur les instruments de mesure, bien que ce soit primordial, car toute interprétation sera assujettie au champ d'application du système et à la validité de l'information. Le lecteur pourra, le cas échéant, se référer à d'autres ouvrages spécialisés.

8.1.1 Mesures de vitesse de pénétration

8.1.1.1 Intérêt de la mesure

L'enregistrement de la mesure de la vitesse de pénétration est une mesure très importante pour le géologue car elle lui permet de disposer d'une diagraphie instantanée sensible aux variations de lithologie et corrélable avec les diagraphies différées, ce qui autorise :

- les corrélations avec des puits voisins,
- la localisation des réservoirs et donc une aide pour le déclenchement d'un carottage,
- la possibilité de recalcr une carotte quand une partie de celle-ci est absente,
- la détection des pressions anormales (la vitesse de pénétration augmente dans les zones sous-compactées est un des paramètres de la formule de l'exposant d).

L'intégration de la vitesse de déplacement du train de sonde en forage donne également à chaque instant la profondeur atteinte et la position de l'outil dans le trou pendant une manœuvre. L'enregistrement en continu de la vitesse de pénétration permet de reproduire, grâce à l'utilisation des systèmes informatiques, toutes les diagraphies instantanées en fonction de la profondeur, en plus des enregistrements liés au temps.

Le foreur est également intéressé par les mesures d'avancement car cela lui permet :

- de vérifier les conditions de fonctionnement des outils (bourrage, ferraille au fond du puits, usure des dents),
- d'optimiser les paramètres de forage (recherche du meilleur compromis d'avancement, poids, rotation),
- de vérifier le respect des consignes.

Les appareils de mesure de la vitesse de pénétration permettent éventuellement (suivant le choix de l'appareillage) de suivre les vitesses de remontée ou de descente du moufle pour contrôler les manœuvres afin :

- d'éviter les problèmes occasionnés par surpression ou pistonage,
- de sauvegarder la stabilité du puits.

8.1.1.2 Principe de la mesure

La vitesse de pénétration de l'outil est assimilée au déplacement ou à la rotation d'un organe mécanique en supposant un lien direct entre l'outil et le mouvement

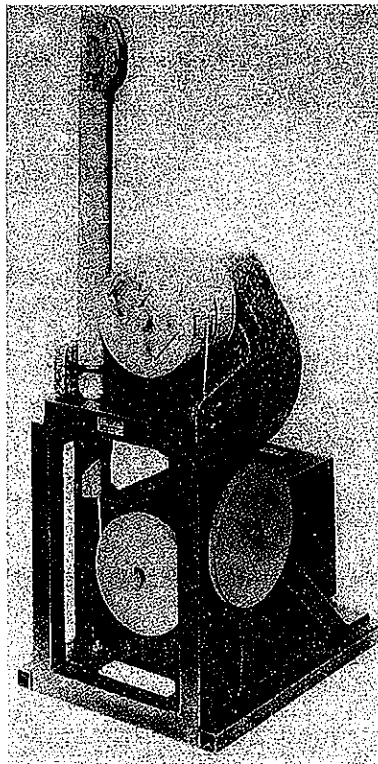


Fig. 8.1 Capteur de déplacement
(Source : Géoservices).

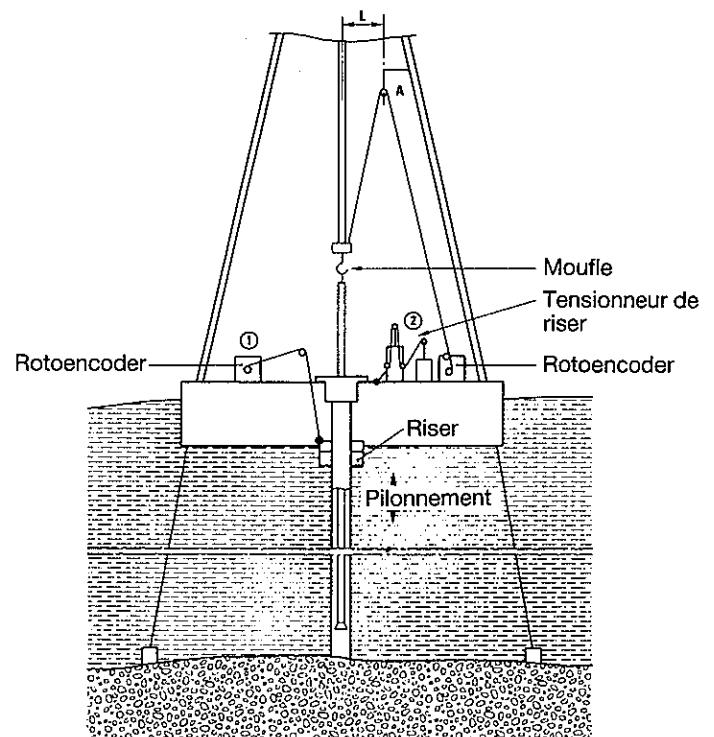


Fig. 8.1a Montage des capteurs en supports flottants
(Source : *Les mesures en cours de forage*, Editions Technip, Paris, 1982).

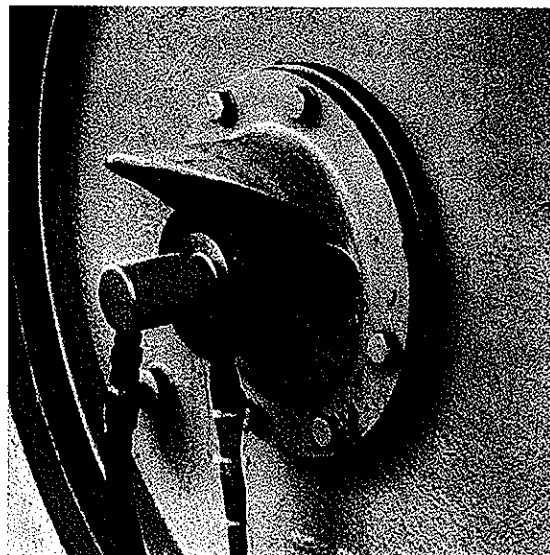


Fig. 8.1b Capteur de déplacement sur le tambour du treuil
(Source : *Les mesures en cours de forage*, Editions Technip, Paris, 1982).

observé en surface. Ce lien est constitué par le train de tiges qui pourra être considéré comme ayant une longueur constante tant que les mesures de contraintes sur ce train de tiges ne varieront pas. Seules des mesures effectuées sur des intervalles de profondeur notables (pendant lesquels les contraintes varient peu) sont significatives (les intervalles de profondeur choisis sont généralement 25 cm, 50 cm, 100 cm).

A. Choix de l'organe mécanique

- Enregistrement d'un déplacement (**Fig. 8.1 et 8.1a**):
 - progression de la tige carrée ou de la tige d'injection (pas de contrôle en manœuvres),
 - mouvement du moufle mobile,
- Enregistrement d'une rotation :
 - mouvement d'une poulie du moufle fixe (poulie lente pour éviter les glissements),
 - rotation du tambour du treuil (**Fig. 8.1b**).

8.1.2 Poids au crochet. Poids sur l'outil

Le poids au crochet représente la traction exercée par le train de tiges suspendu dans la boue de forage.

En réalité, le paramètre surveillé est le poids sur l'outil : c'est la différence entre le poids au crochet avec l'outil au-dessus du trou et le poids au crochet avec l'outil posé au fond du trou (train de tige en rotation et circulation boue établie).

Si en puits vertical, on peut considérer que la différence de traction représente réellement le poids sur l'outil, en puits dévié, il ne faut pas négliger les frottements qui peuvent être importants.

8.1.2.1 Intérêt de la mesure

Pour le foreur, le poids sur l'outil est une mesure essentielle pour le contrôle des conditions de fonctionnement de l'outil de forage et la détection des frottements anormaux en cours de manœuvre (poids au crochet/overpull).

C'est aussi une mesure utile au géologue car le poids sur l'outil conditionne la vitesse d'avancement.

8.1.2.2 Principe de la mesure (Fig. 8.2)

La mesure du poids au crochet est effectuée à partir des mesures de tension du brin mort par une cellule à pression hydraulique. En général, le capteur utilisé par la cabine de surveillance géologique est directement branché sur le circuit de mesure du foreur. La traction exercée sur le câble est transformée en une pression dans un circuit hydraulique. Le capteur constitué par une jauge de contrainte installée sur ce circuit, donne un signal électrique que l'on peut calibrer en poids.

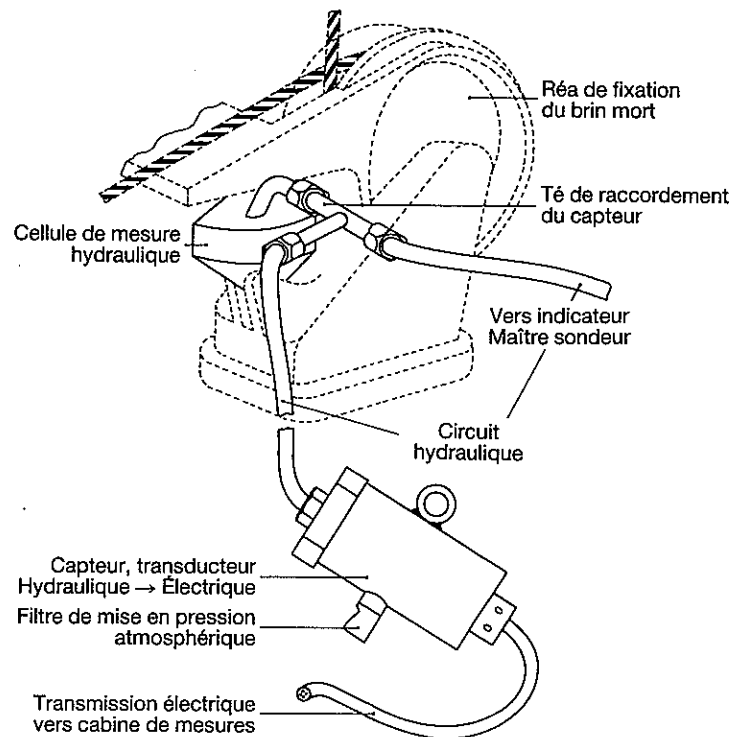


Fig. 8.2 Capteur de poids suspendu au crochet de forage
(Source : *Les mesures en cours de forage*, Editions Technip, Paris, 1982).

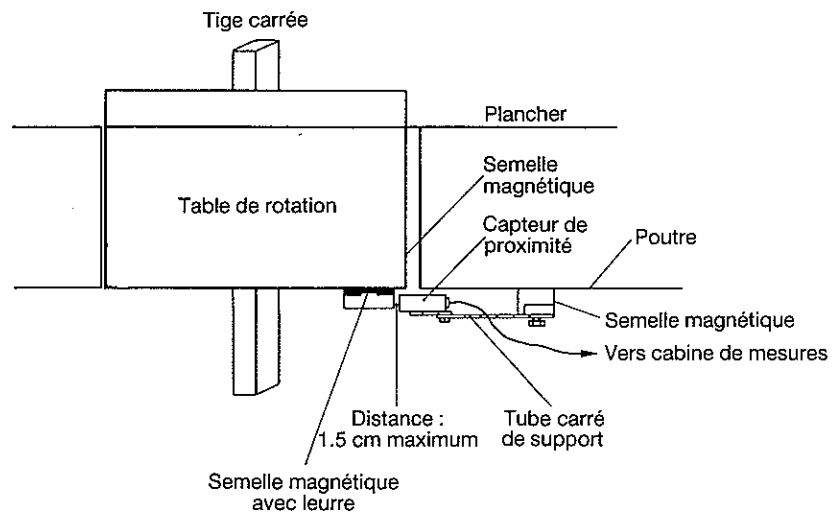


Fig. 8.3 Capteur de la vitesse de rotation de la table de rotation
(Source : *Les mesures en cours de forage*, Editions Technip, Paris, 1982).

8.1.3 La vitesse de rotation

8.1.3.1 Intérêt de la mesure

C'est un paramètre nécessaire au foreur car la vitesse de rotation influence la vie des outils (en particulier les roulements). C'est une mesure qui permet de choisir (avec le poids sur l'outil) les paramètres d'avancement optimal.

Pour le géologue, l'intérêt de cette mesure est similaire au poids sur l'outil, car celle-ci est liée aux effets sur la vitesse de pénétration.

8.1.3.2 Principe de la mesure (Fig. 8.3)

Une pulsation électrique est générée à chaque rotation de la table par un leurre solidaire de celle-ci et un détecteur de proximité. L'intégration du nombre de pulsations électriques en un temps donné indique la vitesse de rotation.

Une autre possibilité est d'utiliser une télémétrie infra-rouge (*Anadrill*).

8.1.4 Couple

Le couple mesuré en surface est la mesure de la force nécessaire pour maintenir la rotation du train de tige.

Différentes forces s'opposent à cette rotation. Certaines sont liées à des paramètres mécaniques (poids sur l'outil, vitesse de rotation, diamètre et types d'outils) d'autres sont liées à la roche (résistance à l'arrachement). Ce qui intéresse les techniciens, c'est le couple à l'outil, mais la transmission de cette force entre la table et l'outil est très imparfaite du fait de l'inertie de la garniture et des frottements (en particulier en face des stabilisateurs).

Le problème est encore plus sérieux avec les puits déviés et les puits horizontaux.

L'information recueillie n'est significative que si l'on arrive à faire abstraction du couple de frottement lié au train de tiges et en fait, ce sont les variations relatives de couple qui seront intéressantes.

8.1.4.1 Intérêt de la mesure

Pour le foreur, c'est l'évolution de la valeur moyenne du couple qui le renseigne sur l'état de l'outil et surtout des roulements.

Des variations fréquentielles peuvent signifier :

- des problèmes de coincement d'une molette,
- des éboulements sur l'outil.

Le géologue est également intéressé par les variations de couple pour :

- détecter des changements de lithologie,
- déceler les zones à compaction anormale,
- envisager la présence de terrains fracturés quand il y a des variations brutales de couple.

8.1.4.2 Principe de la mesure

Sur les appareils de forage rotary où la transmission se fait par chaîne, la prise de mesure se fait par l'intermédiaire d'un système hydraulique dont la pression varie en fonction de la tension de la chaîne. Une jauge de contrainte transforme ces pressions en signaux électriques (Fig. 8.4).

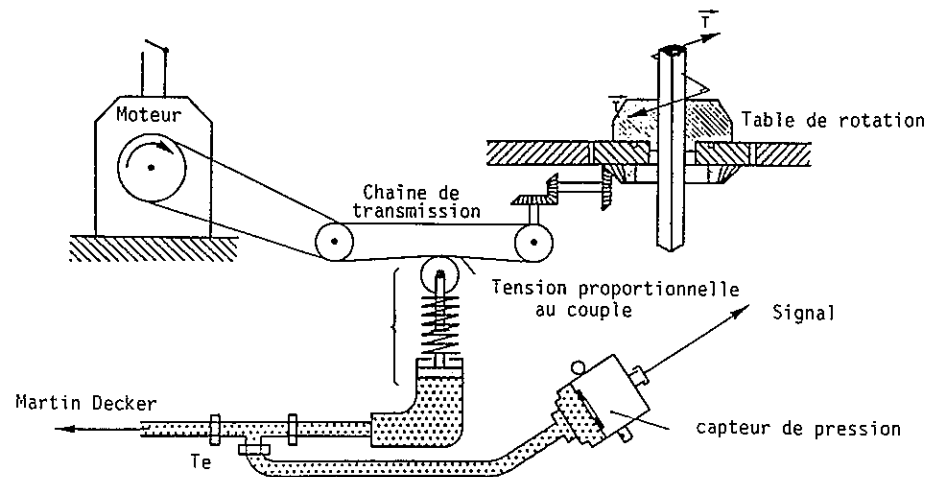


Fig. 8.4 Capteur de couple à la table de rotation
(Source : *Les mesures en cours de forage*, Editions Technip, Paris, 1982).

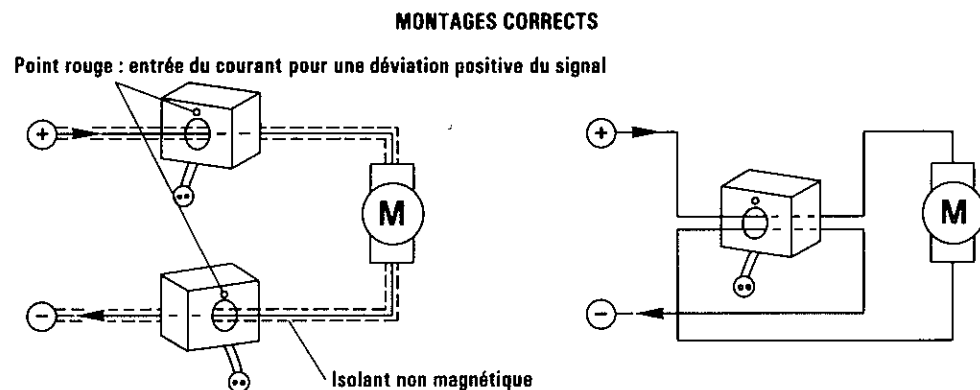


Fig. 8.4a Capteur de couple par effet Hall sur une table de rotation électrique (Source : *Les mesures en cours de forage*, Editions Technip, Paris, 1982).

Dans le cas d'une alimentation électrique du moteur d'entraînement, un capteur à effet Hall est installé autour du conducteur d'amenée du courant (mesure de la consommation de courant électrique par le moteur de la table de rotation) (**Fig. 8.4a**).

8.1.5 Pression d'injection. Pression annulaire

8.1.5.1 Intérêt des mesures

A. Pression d'injection

Le foreur est concerné par les mesures de pression d'injection pour :

- contrôler les conditions de fonctionnement (problèmes de duse, de garniture, de pompes),
- surveiller le déplacement des bouchons de boue dans le puits,
- détecter les problèmes de tenue des parois du puits.

Le géologue est intéressé par les mesures de pression d'injection par son influence sur l'avancement. Cet avancement sera réduit par une augmentation de la pression différentielle appliquée au fond du puits.

B. Pression annulaire

Cette mesure n'est pas justifiée en forage normal où la boue au retour est à la pression atmosphérique. Elle devient indispensable au foreur, lors de la circulation sous duse suite à une venue de fluide dans le puits.

8.1.5.2 Principes des mesures

Des jauges de pression sont fixées sur la colonne montante pour la pression d'injection et sur le manifold de duses pour la pression annulaire.

Les jauges utilisées sont généralement des jauges de contraintes qui transforment la pression en un signal électrique.

8.1.6 Densimétrie

8.1.6.1 Intérêt de la mesure

La masse volumique de la boue est une valeur qui conditionne l'équilibre du puits. Il est nécessaire de contrôler cette masse volumique à l'entrée et à la sortie du puits. Cette mesure essentielle pour le foreur ne doit pas être négligée par le géologue (sensibilité des détecteurs à la présence de gaz, vérification du temps de remontée).

A. La densité entrée

La densité de la boue est fixée. Cette densité ne variera pas si la boue est homogène en surface.

B. La densité sortie

La surveillance de la densité sortie permet de mettre en évidence d'éventuels déséquilibres de pression annulaire dus à :

- l'augmentation en concentration en solides risquant d'occasionner des pertes,
- des venues d'eau ou d'huile provoquant une diminution de la densité,
- des venues de gaz, provenant de la formation pouvant diminuer sensiblement la densité de la boue. On doit immédiatement mettre la mise en route les dégazeurs de chantier,
- du bullage par de l'air après une manœuvre.

8.1.6.2 Principe de la mesure

A. Mesure par capteur(s) de pression (Fig. 8.5)

Le principe consiste à mesurer la pression hydrostatique d'une colonne de boue de hauteur constante.

La boue aspirée le plus près possible du tube fontaine circule d'une façon continue à travers une colonne.

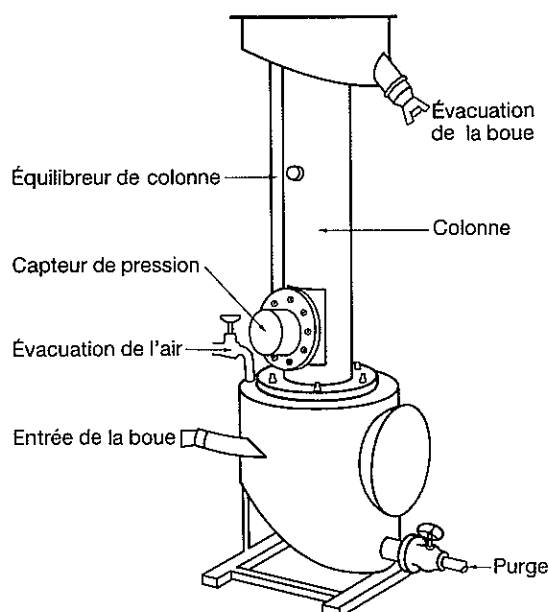


Fig. 8.5 Densimètre à colonne (type *Géoservices*).

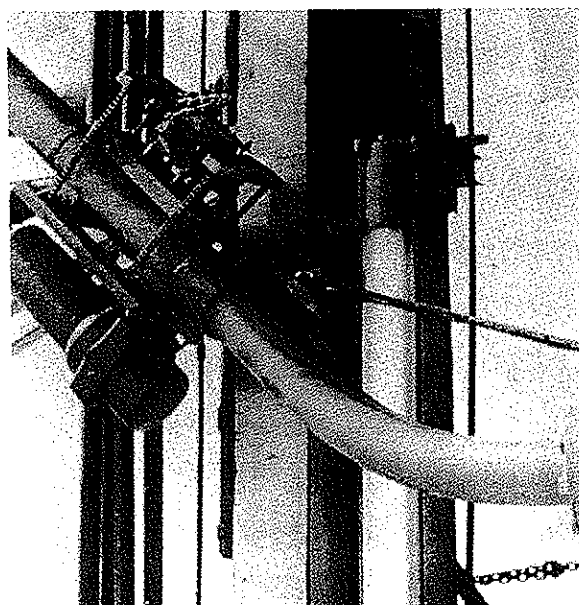


Fig. 8.5a Densimètre à rayons gamma sur la colonne montante.

Ces appareils donnent de bons résultats, mais demandent un entretien régulier (sédimentation de déblais dans la colonne).

Une autre possibilité d'évaluer la masse volumique de la boue est donnée par la mesure de la différence de pression entre deux capteurs.

B. Mesure par densimètre à rayons gamma (Fig. 8.5a)

On mesure l'atténuation d'un faisceau de rayons gamma émis par une source radioactive naturelle (cesium 137 de 100 mCi).

L'importance de cette atténuation dépend de la densité électronique du milieu traversé elle-même étroitement liée à la masse volumique moyenne de celui-ci.

L'utilisation des densimètres à rayons gamma permet de mesurer la masse volumique de la boue à l'entrée et sous pression, ce qui élimine l'effet de bullage. L'appareil est installé généralement sur la colonne montante.

8.1.7 Variations du volume de la boue des bassins

L'équilibre hydraulique étant parfait, le volume de boue à la disposition du foreur ne doit pas varier.

La boue étant répartie entre le puits et les bassins, la seule variation acceptable est une diminution de la quantité de boue dans les bassins due à l'approfondissement du forage. Cette variation pouvant être calculée.

En réalité, le volume de boue peut également diminuer à cause des pertes en surface dues aux traitements : désableurs, désilteurs, désargileuses, dégazeurs, pertes au tamis vibrants. En général, ces pertes sont régulières.

De même, une augmentation régulière du volume de boue dans les bassins peut provenir de la fabrication de boue ou d'ajouts d'additifs. En dehors de ces variations, toute modification du volume de la boue dans les bassins est un signe de déséquilibre du puits. S'il est facile de mettre en évidence des événements violents et instantanés, il est beaucoup plus délicat de détecter des variations lentes.

8.1.7.1 Intérêt des mesures

Les niveaux de la boue dans les bassins sont continuellement surveillés :

- par le foreur :
 - disponibilité de la boue dans chaque bassin,
 - contrôle de la stabilité du puits,
 - suivi du remplissage du puits au cours d'une manœuvre quand il n'existe pas de bassin approprié,
- par le géologue :
 - pertes partielles pouvant mettre en évidence des formations fracturées.

Géologues et foreurs se doivent de surveiller attentivement et de comparer les niveaux de la boue dans les bassins avant et après les ajouts de tige, ainsi que durant les manœuvres de changement d'outil et pendant la descente du casing.

8.1.7.2 Principes des mesures

A. Système à flotteur (Fig. 8.6)

Un flotteur permet de mesurer le niveau dans le bassin. Il entraîne un potentiomètre qui délivre un signal. Les dimensions (surface) du bassin étant connues, une conversion niveau/volume est alors réalisée.

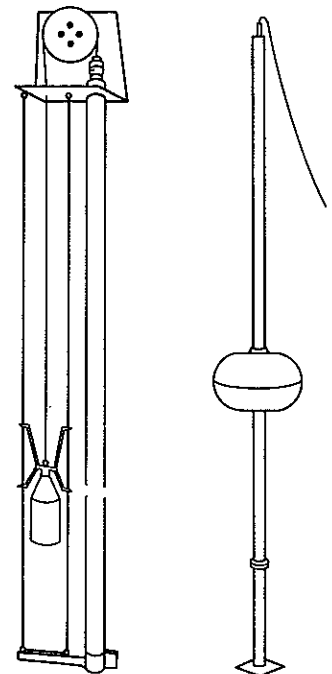
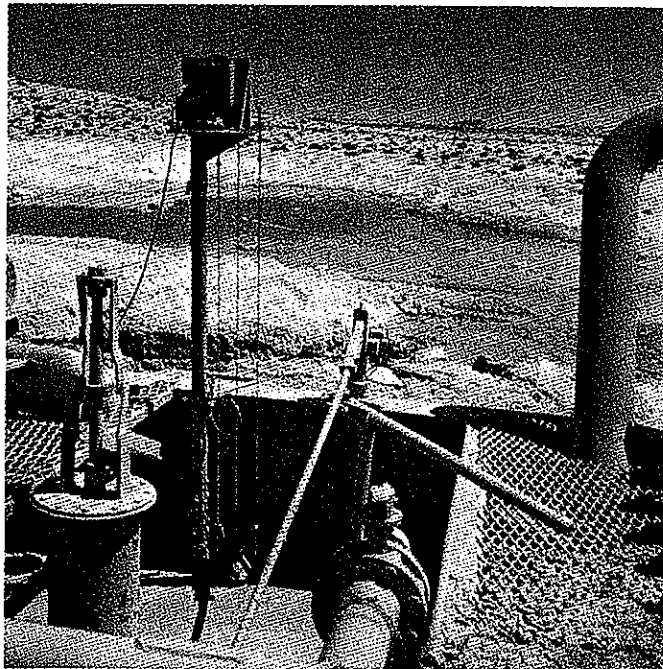


Fig. 8.6 Mesures des niveaux des bacs : systèmes à flotteurs.

Sur les appareils de forage flottants, il faut prévoir deux capteurs disposés en diagonale par bassin, pour compenser les variations de niveaux occasionnées par roulis et tangage.

B. Système à ultrason

Le capteur envoie une onde ultrasonore qui se réfléchit sur la surface de la boue et revient à celui-ci. Les variations de niveau correspondent à des variations de temps de parcours.

8.1.8 Débitmétrie

8.1.8.1 Intérêt de la mesure

Le débit est un paramètre fixé pour assurer un bon nettoyage du trou et de l'outil ainsi que son refroidissement.

Pour le foreur :

- le débit influence l'avancement du forage.

Pour le géologue, la mesure du débit est également un paramètre important :

- il permet le calcul du temps de remontée des informations (lag time),
- grâce aux possibilités de connaître les débits entrée et sortie et leur différence appelée débit différentiel, il est possible de détecter rapidement toute perte ou venue en dehors de toutes les manipulations de surface.

8.1.8.2 Principe de la mesure

A. Débit entrée (Fig. 8.7)

La méthode la plus simple consiste à compter le nombre de coups de pompe. Connaissant le volume injecté par chaque coup et le rendement de la pompe, le débit peut être calculé.

Il est facile de mesurer le nombre de coups de pompe par des détecteurs de proximité ou des contacteurs électriques.

B. Débit sortie

Système à palette dont la précision est nettement insuffisante. Ce système ne permet pas de mesurer leur débit, mais d'apprécier les variations de celui-ci.

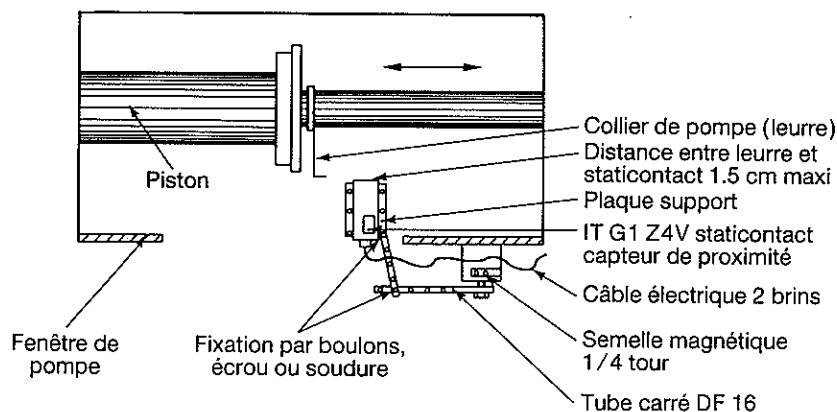


Fig. 8.7 Mesure des débits par compteur de coup de pompe
(Source : *Les mesures en cours de forage*, Editions Technip, Paris, 1982).

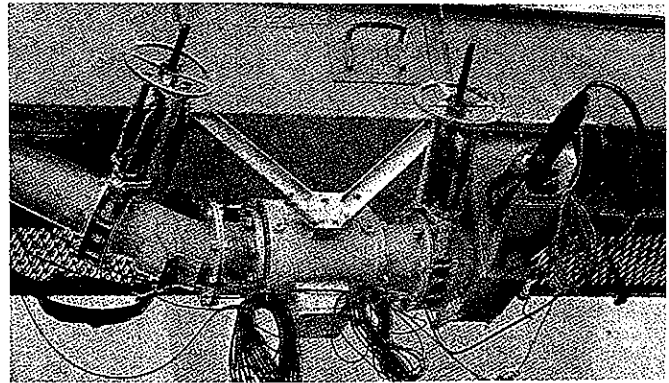
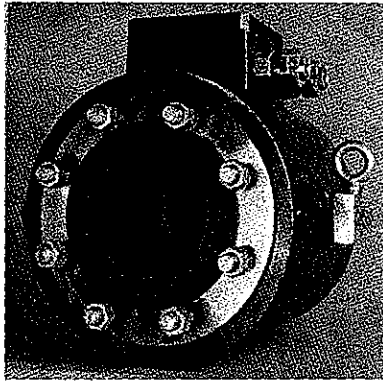


Fig. 8.7a Débitmètre magnétique (*Source : Géoservices*).

C. Débit à l'entrée et à la sortie (Fig. 8.7a)

Un champ magnétique perpendiculaire à l'axe de l'écoulement crée, entre deux électrodes diamétralement opposées, une différence de potentiel proportionnelle au débit du fluide.

Cet appareillage ne peut fonctionner qu'en présence d'un fluide de forage conducteur. Cela exclut, par exemple, son utilisation avec les boues à phase continue huile.

8.1.9 Mesure de la température de la boue

8.1.9.1 Intérêt de la mesure

Il n'est guère possible de mesurer la température des formations forées par des méthodes classiques et la seule possibilité est de surveiller l'évolution de la température de la boue à la sortie, en espérant que les variations enregistrées auront une origine géologique.

Foreurs et géologues sont principalement intéressés par cette mesure pour :

- détecter des zones à pression anormale,
- déceler la proximité d'une série évaporitique,
- aider éventuellement à choisir le type de fluide le mieux adapté aux conditions de température.

8.1.9.2 Principe de la mesure

La température pourra être mesurée, soit par l'intermédiaire d'une résistance de platine (canne pyrométrique) plongée directement dans la boue, soit grâce à une pastille thermosensible installée sur les conduites (stand pipe, goulotte).

8.1.10 Mesure de la conductivité de la boue

8.1.10.1 Intérêt de la mesure

Les mesures de conductivité à l'entrée et à la sortie permettent, après comparaison, la détection de tous les phénomènes géologiques qui modifient les teneurs en ions de la boue.

Foreurs et géologues surveillent l'évolution de cette mesure afin de détecter des formations salifères ou des venues d'eau ou de gaz acides.

8.1.10.2 Principe de la mesure

La conductivité est mesurée à partir d'un capteur à résistivité induite plongé dans la boue (goulotte et bassin d'aspiration).

8.1.11 La détection du gaz

Parmi les nombreux paramètres qui sont enregistrés en cours de forage, la détection du gaz est certainement celui qui a sensibilisé et qui sensibilise toujours à la fois foreurs et géologues.

C'est une préoccupation permanente qui s'explique par des problèmes de sécurité qui touchent les personnes et le puits, et par le fait que la quantité et la nature du gaz qui sera détecté et analysé sont des éléments très importants pour le géologue d'exploration.

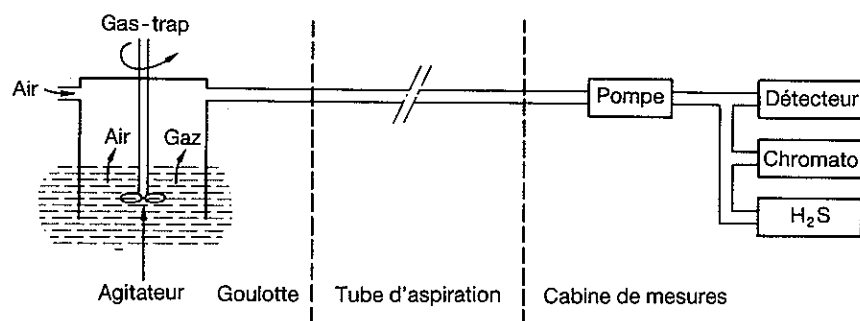
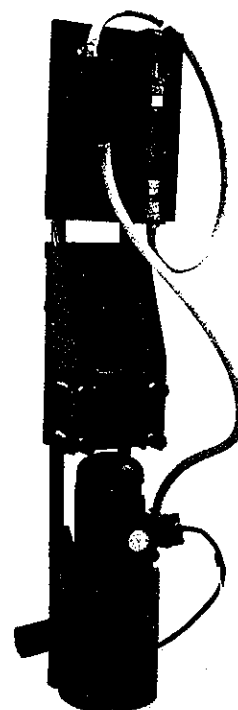


Fig. 8.8 Principe de l'analyse des gaz (Source : *Les mesures en cours de forage*, Editions Technip, Paris, 1982).

Fig. 8.8a Dégazeur (type Géoservices).



8.1.11.1 Principes de dégazage (Fig. 8.8 et 8.8a)

C'est une opération qui s'effectue à l'aide d'un dégazeur que l'on doit installer le plus près possible de la sortie du puits. Le dégazeur agite violemment la boue provenant de la circulation afin de séparer le gaz de la phase liquide.

De l'air balaie l'intérieur du dégazeur et transporte l'indice jusqu'au détecteur par aspiration depuis la cabine.

8.1.11.2 Détection du gaz

La mesure de la quantité de gaz présent dans le mélange gaz-air (gaz total) provenant du dégazeur se fait :

- soit par un système à conductivité thermique,
- soit par un dispositif à combustion catalytique,
- soit par un détecteur à ionisation de flamme.

8.1.11.3 Analyse du gaz

L'analyse du gaz s'effectue suivant le principe de la chromatographie en phase gazeuse. Les différents composants du gaz (généralement du méthane C_1 au pentane C_5) étant séparés lors du passage de celui-ci à travers des colonnes chromatographiques, pourront être mis en évidence avec les mêmes systèmes de détection que précédemment.

8.1.11.4 Détection de l' H_2S

La présence d'hydrogène sulfuré (H_2S) est fréquente dans les terrains traversés au cours des forages à vocation pétrolière, mais ce gaz très toxique peut également être rencontré en exploration géothermique associé à du volcanisme.

La majorité des chantiers doit être munie d'équipements de protection contre l'hydrogène sulfuré.

Pour que les détecteurs puissent assurer à tout moment leur rôle préventif, il est impératif de contrôler périodiquement chaque capteur associé aux appareils.

8.1.11.5 Détection du gaz carbonique

La détection spécifique du gaz carbonique est importante pendant les opérations de forage car la présence de CO_2 peut être le signe d'une approche d'un réservoir mais peut également être à l'origine d'éruption.

Le gaz carbonique est parfois produit par la dégradation des lignosulfonates de la boue ce qui a pour conséquence la modification des qualités de la boue.

8.2 DIAGRAPHIES DIFFÉRÉES

8.2.1 Définition

On appelle diagraphie (log) toute représentation graphique des variations d'un paramètre en fonction d'un autre, généralement la profondeur, parfois le temps.

Les diagraphies différées sont des mesures de paramètres physiques des formations traversées par sondage, effectuées pendant des périodes d'arrêt (après retrait des tiges). Elles se distinguent ainsi des diagraphies immédiates ou instantanées.

Les diagraphies différées sont généralement présentées sous forme de courbes traduisant la mesure effectuée avec un pas d'échantillonnage réduit généralement décimétrique, parfois centimétrique ou même millimétrique (**Fig. 8.9**).

Les mesures sont faites à l'aide de sondes descendues dans le trou de forage au bout d'un câble enroulé sur le treuil de la cabine d'enregistrement. Diverses sociétés de service spécialisées en assurent l'exécution : nous pouvons citer parmi les plus connues dans le monde *Halliburton Wireline Services*, *Schlumberger*, *Western Wireline Services*.

On peut distinguer trois grands types de diagraphies différées :

- diagraphies à l'usage des ingénieurs géologues et de gisement : elles permettent d'évaluer les caractéristiques des formations et fluides rencontrés, ainsi que de les quantifier,
- diagraphies à l'usage du foreur, apportant des informations techniques (qualité de la cimentation, détection du point de coincement...),
- diagraphies utilisées par les producteurs pour étudier les phénomènes liés aux fluides et à leur écoulement.

8.2.2 But

La transcription graphique des paramètres physiques mesurés par les outils de diagraphies différées permet l'étude tant qualitative que quantitative des terrains traversés, contribuant ainsi à :

- l'identification des roches potentiellement réservoirs et de leur couverture, ainsi qu'à l'analyse des conditions de dépôt de ces sédiments,
- la détermination de la nature et de la quantité des fluides que ces roches contiennent.

Contrairement à l'étude des déblais ou cuttings (de trop petite dimension) remontés par le fluide de forage, et des carottes en quantité généralement limitée en raison de leur coût, les diagraphies sont une véritable étude continue et *in situ* des formations.

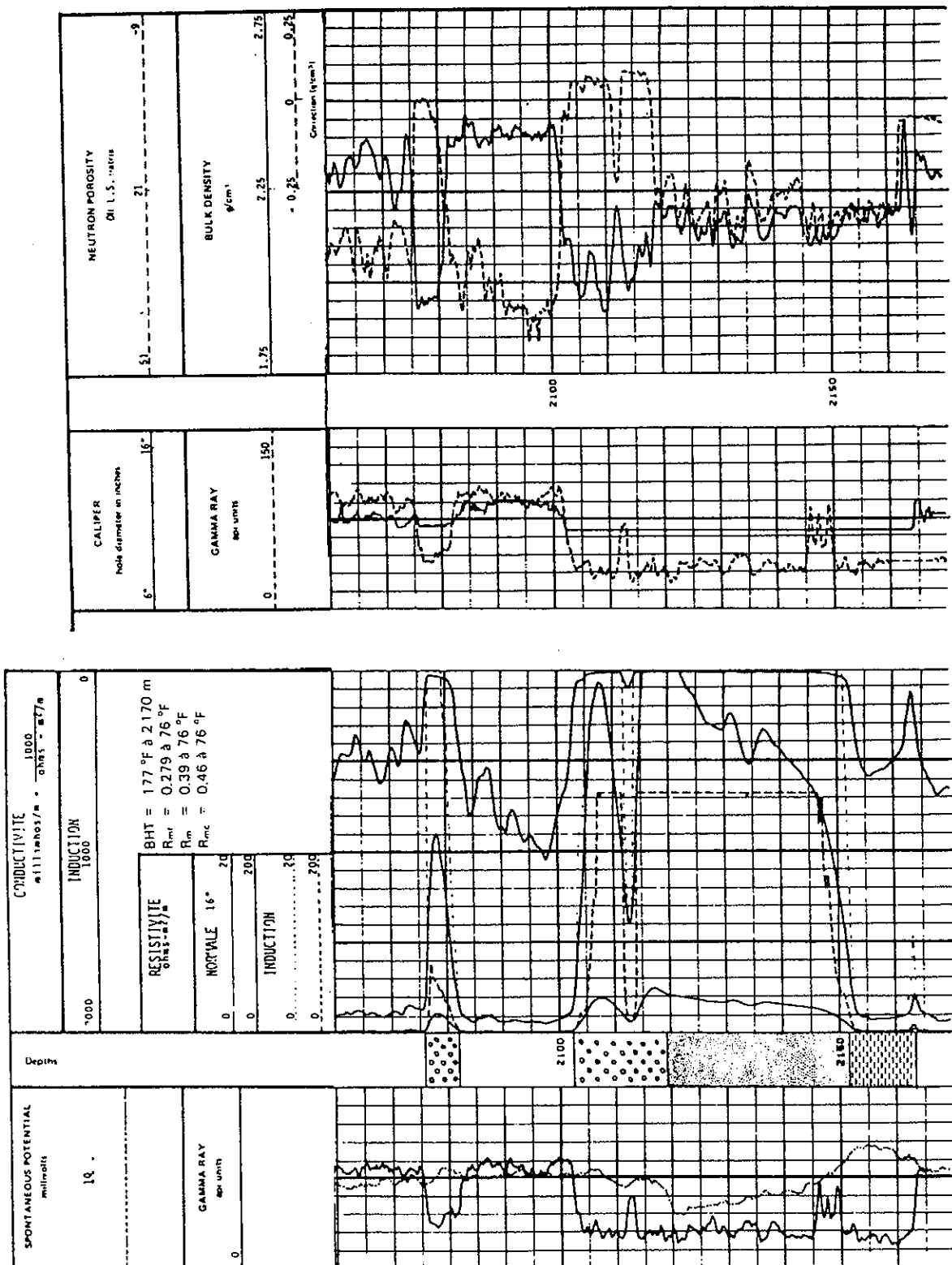


Fig. 8.9 Exemple de log 1/200 habillé.

Elles représentent une sorte de radiographie polymorphe des terrains traversés en forage et sont ainsi la liaison entre la géophysique de surface et la géologie de subsurface ; les deux techniques contribuent ensemble à délimiter l'extension latérale des réservoirs et à évaluer les réserves disponibles d'un gisement.

Par la quantification des données géologiques, les diagraphies permettent également une description des séries rencontrées et une représentation des phénomènes sédimentaires. Plus rigoureuses, elles donnent une vision toujours objective et permanente des terrains.

On enregistre des diagraphies différées à plusieurs moments de la vie d'un champ :

- Lors de la phase d'exploration, le rapport d'implantation prévoit un certain nombre de diagraphies grâce auxquelles on recueillera un maximum d'informations sur les roches traversées. Des diagraphies complémentaires peuvent être enregistrées à la demande du géologue résident afin de répondre à des problèmes rencontrés au cours du forage.
- Ces diagraphies d'exploration, par la connaissance locale des formations, contribuent aux décisions de poursuite de l'exploration, d'implantation de futurs puits, ou au contraire, d'arrêt des opérations localement ou régionalement.
- En phase de développement, les diagraphies différées assurent une amélioration du modèle de réservoir présumé, tant au point de vue de sa structure géologique que de son contenu en fluides.
- En phase de production certaines diagraphies différées apportent des informations relatives à l'évolution de la production et aux mouvements des fluides dans le puits et dans les réservoirs.

8.2.3 Mise en œuvre de la mesure

La sonde, ou instrument de mesure, est descendue dans le trou de forage au bout d'un câble qui la relie aux enregistreurs de surface situés dans la cabine de logging. Celle-ci est fixée sur un camion mis en place près de la sonde pour les opérations à terre (**Fig. 8.10**), ou à un poste fixe sur les plates-formes en mer.

La sonde est constituée d'une série d'instruments de mesure et d'une cartouche électronique mis bout à bout.

Son diamètre peut atteindre une dizaine de centimètres. Sa longueur est de quelques mètres à trente mètres et parfois plus, dans les combinaisons d'outils.

Elle doit résister aux conditions de pression et de température les plus couramment rencontrées dans les forages pétroliers. Chaque instrument est composé d'un ou plusieurs émetteurs et/ou un ou plusieurs récepteurs sur le corps de la sonde ou sur un patin appliqué contre la paroi.

Le câble, support mécanique des outils, doit être capable de résister à certaines contraintes (pression, température, corrosion, tension...). Il assure à la fois l'alimentation électrique de la sonde et la remontée simultanée de plusieurs informations. C'est l'unique moyen de mesurer les profondeurs grâce à un système de marquage par défilement sur des poulies calibrées.

Fig. 8.10 Mise en œuvre des sondes de mesure
(Source : *Diagraphies dans les sondages*,
R. Desbrandes, Editions Technip).

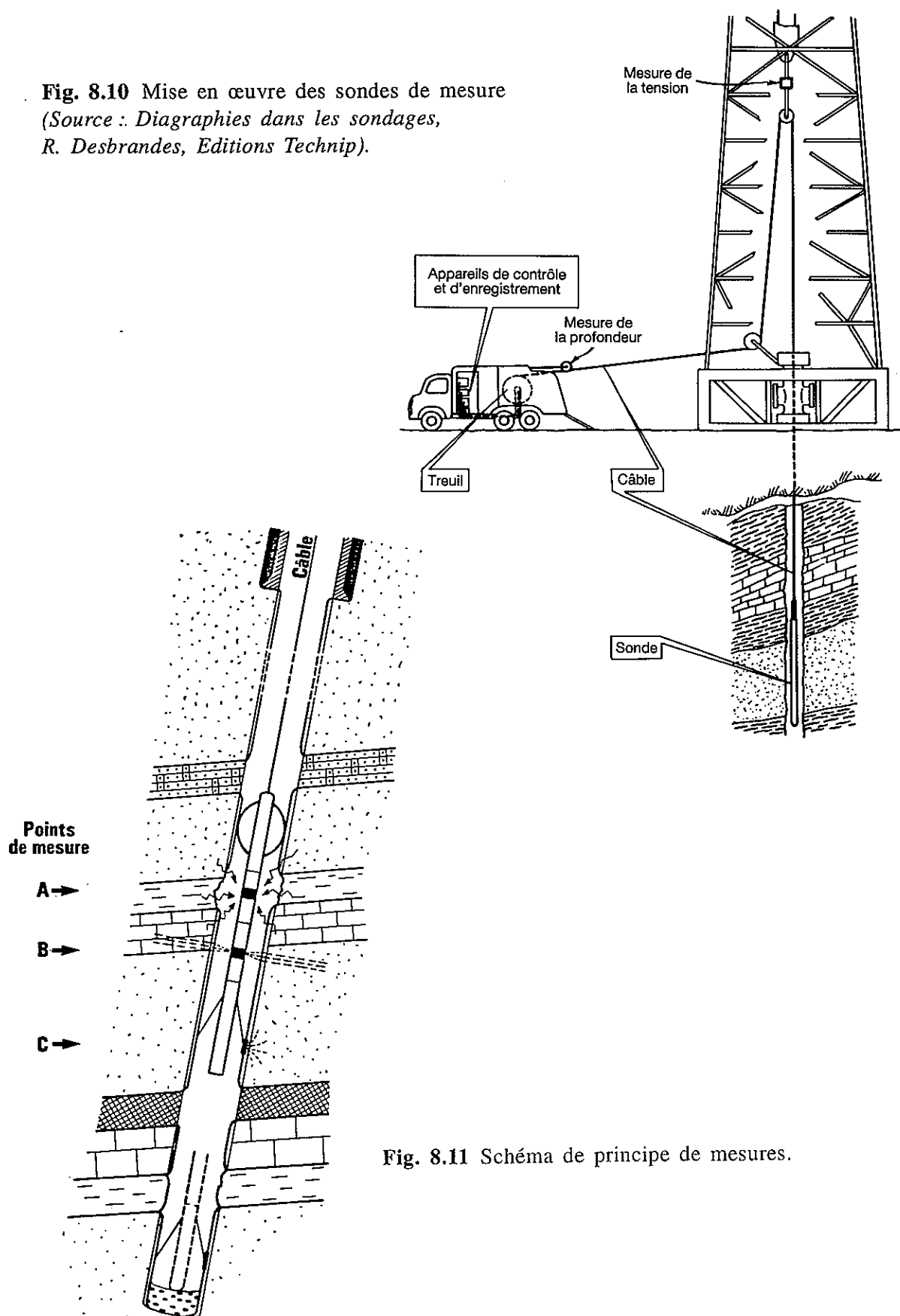


Fig. 8.11 Schéma de principe de mesures.

Le câble standard à un diamètre de 11,8 mm et comporte sept conducteurs plus une armure en double hélice. Il doit répondre à des normes mécanique et électrique sévères. Long de plusieurs milliers de mètres, il pèse plusieurs tonnes. C'est un des éléments très onéreux de l'équipement.

Les panneaux de surface assurent le contrôle, les calibrations et le traitement des informations, pendant que les enregistreurs stockent sur bande magnétique et film photographique les mesures qui peuvent être utilisées par l'ordinateur et ses programmes d'interprétation rapide dans les cabines informatisées de chantier ou dans des centres de calcul plus importants.

L'enregistrement se fait le plus généralement lors de la remontée de l'outil, la vitesse dépendant du type de l'outil.

La sonde peut être libre dans le trou, maintenue par des centreurs métalliques, ou au contraire appliquée contre la paroi par un bras commandé depuis la surface.

Selon la configuration de l'outil, la mesure peut concerner l'ensemble des terrains autour de la sonde (sphère, nappe) ou être plus directionnelle (tranche, cône, voire portion de génératrice) (**Fig. 8.11**).

Les profondeurs d'investigation varient de quelques centimètres (diagraphies de radioactivité provoquée) à un ou quelques mètres (diagraphies de résistivité). La définition verticale des outils, correspondant à la plus petite épaisseur de banc mesurable, est d'ordre métrique pour la majorité des outils, centimétrique pour les microdispositifs électriques.

Ces opérations électriques qui autrefois paralysaient l'activité de forage pendant plusieurs jours ont considérablement été réduites en temps par l'introduction de l'enregistrement simultané de plusieurs paramètres grâce à la combinaison des outils de mesure. Il est néanmoins souvent nécessaire de procéder à plusieurs descentes car la quantité d'informations pouvant transiter par le câble est limitée par le nombre de conducteurs disponibles. Chaque information est mémorisée et recalée en profondeur.

8.2.4 Les paramètres mesurés

Les phénomènes étudiés par les diagraphies différées sont de deux types :

- phénomènes naturels (température, radioactivité naturelle, etc.) mesurés à l'aide d'un détecteur ou d'un récepteur sans émission préalable d'un signal,
- phénomènes provoqués (radioactivité provoquée, diagraphies électriques, temps de parcours d'une onde, etc.), engendrés par un émetteur ou une source, et mesurés par un ou plusieurs récepteurs.

Le **tableau 8.1** regroupe les principaux phénomènes, les outils qui les mesurent et les paramètres géologiques associés. Les caractéristiques des formations ne sont déterminées qu'en combinant les mesures des différents outils.

TABLEAU 8.1
Principaux phénomènes et paramètres étudiés

DIAGRAMMES	PHENOMENES	OUTILS	PARAMETRES MESURES	PARAMETRES DEDUITS
Conventionnelles	Electriques	Polarisation spontanée Résistivités Macrodispositifs Microdispositifs	ddp C R R R R	Rw Sw Sw Sw Sxo Sxo
	De radioactivité naturelle provoquée	de type γ Neutron-Neutron $\gamma\gamma$	ϕ b	ϕ ϕ
	De propagation d'onde	Sonique	t	ϕ
Non conventionnelles	De radioactivité provoquée Electromagnétique	Temps de relaxation neutronique Etude spectrale de réaction neutron-matière Résonance magnétique nucléaire Temps de propagation électromagnétique	Σ ou Ai/Aj	ϕ , Sw ϕ , Sxo k, ϕ , Sxo
Auxiliaires	Géométrie du trou des formations roche/fluides Structuration Echantillonnage	Diamètre Pendage Echantillonneur de paroi latéral à balles Echantillonneur de fluides	d	k, Rw, hc
Forage		Inclinomètre Contrôle de cimentation Détection du point de coincement		
Production		Mesure de débit Mesure de densité Mesure de température Débitmètre Gradiomanomètre- Densimètre Thermomètre		

8.2.5 Rappels géologiques et notions fondamentales

8.2.5.1 Définitions

Une roche est constituée d'éléments solides qui composent la matrice (simple ou complexe) et dont l'arrangement laisse généralement subsister des espaces « vides » (les pores).

La porosité est le rapport du volume des pores au volume total de la roche.

$$\text{porosité} = \frac{V_p}{V_t} \text{ (généralement exprimée en pourcentage)}$$

où :

V_p : volume des pores,

V_t : volume total.

On peut considérer qu'à partir d'une certaine profondeur (quelques centaines de mètres au plus), ce volume est totalement occupé par des fluides autres que l'air, couramment de l'eau (douce ou salée), parfois des hydrocarbures liquides ou gazeux, ou d'autres gaz (CO_2 , H_2S , ...).

La saturation en eau est le rapport du volume des pores qu'elle occupe au volume total de ces pores.

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \text{ (généralement exprimée en pourcentage)}$$

où :

V_w : volume d'eau contenu dans les pores.

On définit de même la saturation en hydrocarbures :

$$S_{hc} = \frac{V_{hc}}{V_p}$$

$$S_{hc} = 1 - S_w$$

La perméabilité d'une roche est son aptitude à laisser circuler les fluides contenus dans sa porosité ; elle fait intervenir la notion de communication entre les pores.

On appelle roche réservoir, toute roche poreuse et perméable (exemples : grès, calcaires).

On appelle couverture, toute roche compacte (sans porosité) et non fracturée (exemple : sel), ou toute roche suffisamment imperméable pour empêcher la migration verticale des fluides (exemple : argile).

La quantité d'hydrocarbures en place dans une roche réservoir de volume total V_t et de porosité Φ est égale à :

$$\Phi \times S_{hc} \times V_t$$

Les diagraphies différées permettent d'évaluer la porosité d'une roche et sa saturation en eau.

La perméabilité est un paramètre plus difficile à estimer et les diagraphies différenciées n'en donnent qu'un ordre de grandeur.

8.2.5.2 Notions sur le phénomène d'invasion

Pendant le forage, afin de prévenir l'éboulement des parois du trou et d'éviter les venues de fluides, on maintient la densité de la boue à une valeur suffisante pour que la pression hydrostatique de la colonne de boue soit supérieure à la pression des fluides contenus dans les réservoirs. La différence de pression permet à la phase liquide du fluide de forage (filtrat) de pénétrer dans les formations poreuses et perméables tandis que les particules solides en suspension se déposent sur la paroi du trou au droit de ces formations. Lorsque ce dépôt de particules solides (mud cake) a atteint une certaine épaisseur, le phénomène d'invasion diminue d'autant plus vite que la boue contient des réducteurs de filtrat. Au voisinage du trou, toute l'eau de la formation et une partie des hydrocarbures sont chassées de la zone dite lavée et remplacées par le filtrat. Une zone dite intermédiaire contenant de l'eau de formation, du filtrat et des hydrocarbures sépare la zone lavée de la zone vierge non envahie par le filtrat.

Les mesures des paramètres physiques sont influencées par la zone envahie et ne donnent donc pas exactement les valeurs de la zone vierge.

Certains outils dits de porosité, ainsi que les microdispositifs de résistivité, ont un volume d'investigation limité pratiquement à la zone lavée; ils en mesurent donc les caractéristiques. Les outils de résistivité à grande profondeur d'investigation mesurent des paramètres compris entre ceux de la zone envahie de ceux de la zone vierge.

L'interprétation diagraphique met à profit ces mesures effectuées à différentes profondeurs d'investigation pour obtenir les données nécessaires à l'évaluation quantitative des réservoirs en effectuant corrections et calculs appropriés.

Seul un jeu optimum de diagraphies différenciées choisies convenablement permet d'accéder à ce résultat : l'absence d'une donnée peut, en effet, rendre difficile, voire impossible, la quantification correcte du réservoir, la détermination de la lithologie et de la nature des fluides contenus.

8.2.6 Les outils

(Voir **Tableau 8.2** : Dénominations commerciales)

8.2.6.1 Outils conventionnels

A. Diagraphies de résistivité

a. Polarisation spontanée

La polarisation spontanée (ou potentiel spontané) (**Fig. 8.12**) est liée à l'alternance de bancs d'argile et de bancs poreux perméables.

TABLEAU 8.2
Dénominations commerciales des principaux outils de mesure

	GEARHART *	SCHLUMBERGER	WELEX *	WESTERN WIRELINE SERVICES
LATEROLOG	Dual Laterolog	DLL	DLLT	Dual Laterolog
INDUCTION	Induction Electric log Dual Induction Laterolog	IEL ISF DIL DIS	DIL	Induction Electrolog Dual Induction Focused Log
MICRORESISTIVITE	Microlog Microlaterolog Microspherically Focused Log	ML MLL/PL MSFL Derived Microlog (Du MSFL)	MICRO MG	Minilog Microlaterolog Proximity Log
PROPAGATION ELECTROMAGNETIQUE	Dielectric Constant Log	EPT Tool Deep Propagation Tool		Dielectric Log (47 MHz) Dielectric Log (200 MHz)
NEUTRON	Sidewall Neutron Compensated Neutron Log	CNL CNT-G	SWN DSN	Sidewall Neutron Compensated Neutron
DENSITE	Compensated Density Log	FDC LDL	SDLT	Compensated Densilog Z-Densilog
GAMMA-RAY	Gamma Ray Spectral Gamma Ray	GR NGS	GR CSNG Gamma Ray	Gamma Ray Spectralog
ACOUSTIQUE	Borehole Compensated Sonic Long Space Sonic	BHC SLS SDT	AVL FWAT	Normal Space Acoustilog Long Space Acoustilog
PENDAGEMETRIE	Four Electrode Dipmeter Omnigraphic Dipmeter Tool	HDT SHDT	DIP	4-Arm Diplog

* HALLIBURTON LOGGING SERVICES

Notes :

- 1) Cette liste n'est pas limitative. 2) D'autres contracteurs offrent des services comparables sous d'autres dénominations.
- 3) La plupart des outils sont combinables entre eux sous des dénominations et des règles propres à chaque contracteur (se référer aux catalogues).

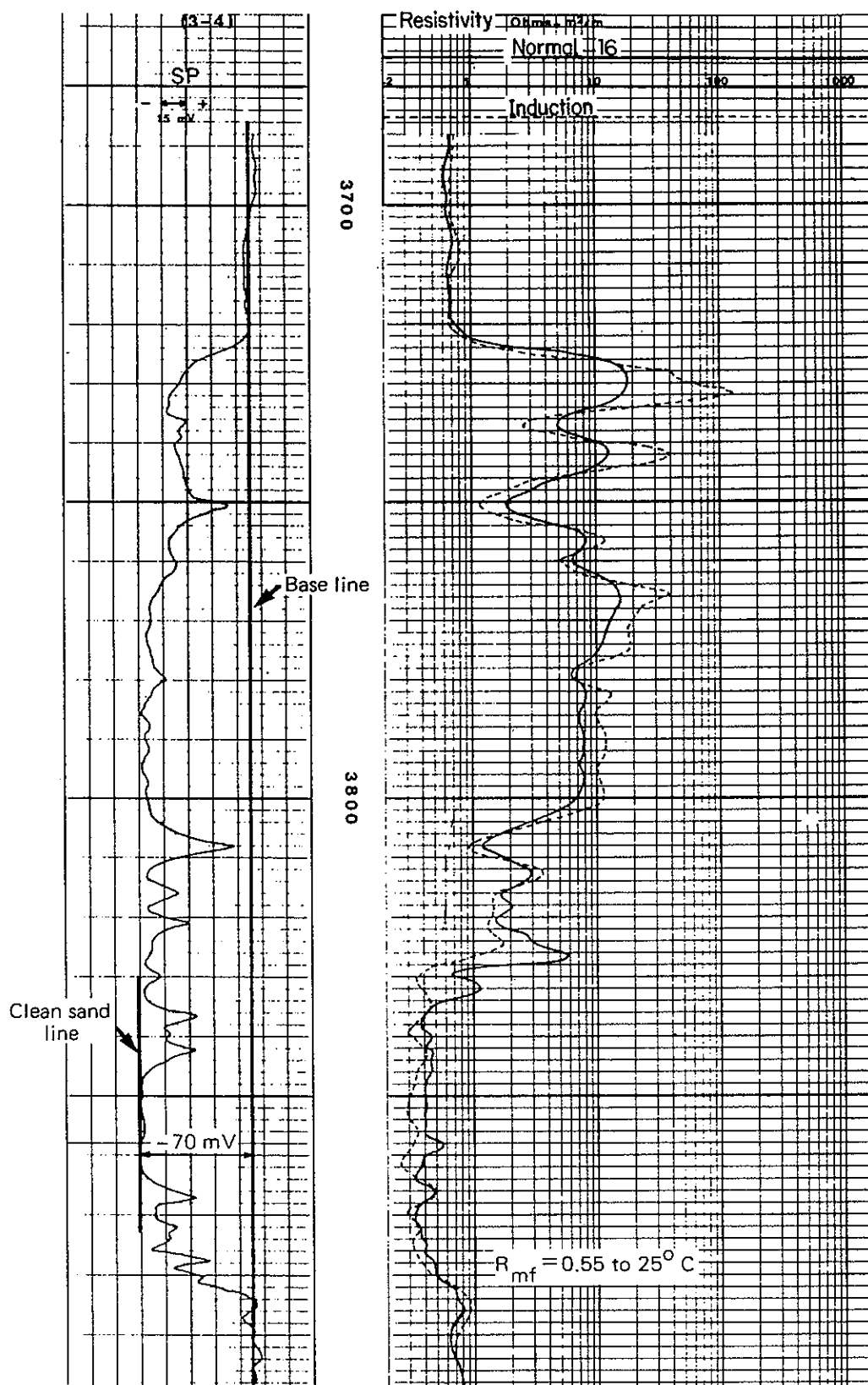


Fig. 8.12 Exemples de log PS (Source : Dowell Schlumberger).

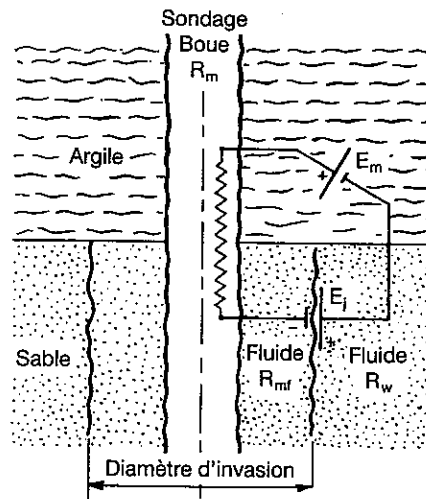


Fig. 8.12a Origine des potentiels de PS (Source : Dowell Schlumberger).

Les échanges ioniques entre l'eau de formation et le filtrat au travers de l'argile et de la zone envahie, créent dans la colonne de boue, une différence de potentiel entre bancs d'argiles et réservoirs, qui est fonction de la différence de salinité entre les deux fluides (**Fig. 8.12a**). Elle permet d'évaluer la résistivité R_w de l'eau de formation, donnée fondamentale pour la détermination de la saturation en eau.

b. Diagraphies de résistivité

Les outils de mesure de la résistivité des formations utilisent l'envoi de courant dans la formation ou la création de courants induits (dans le cas des inductions) grâce à des électrodes ou des bobines émettrices.

Selon la profondeur d'investigation des outils, on distingue :

- Des macrodispositifs qui donnent des renseignements sur la zone vierge :
 - induction (**Fig. 8.13**),

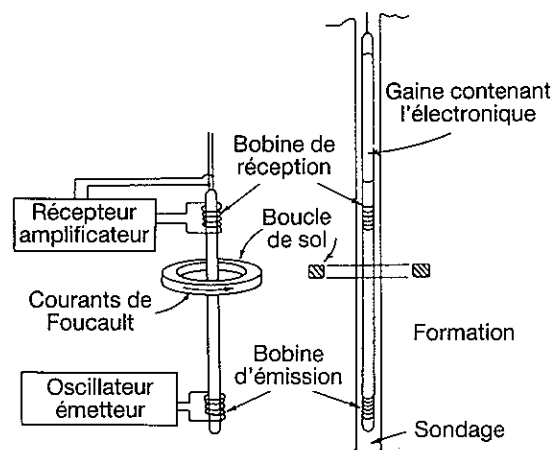


Fig. 8.13 Principe de la sonde à induction à deux bobines (Source : Diagraphies dans les sondages, R. Desbrandes, Editions Technip, Paris, 1982).

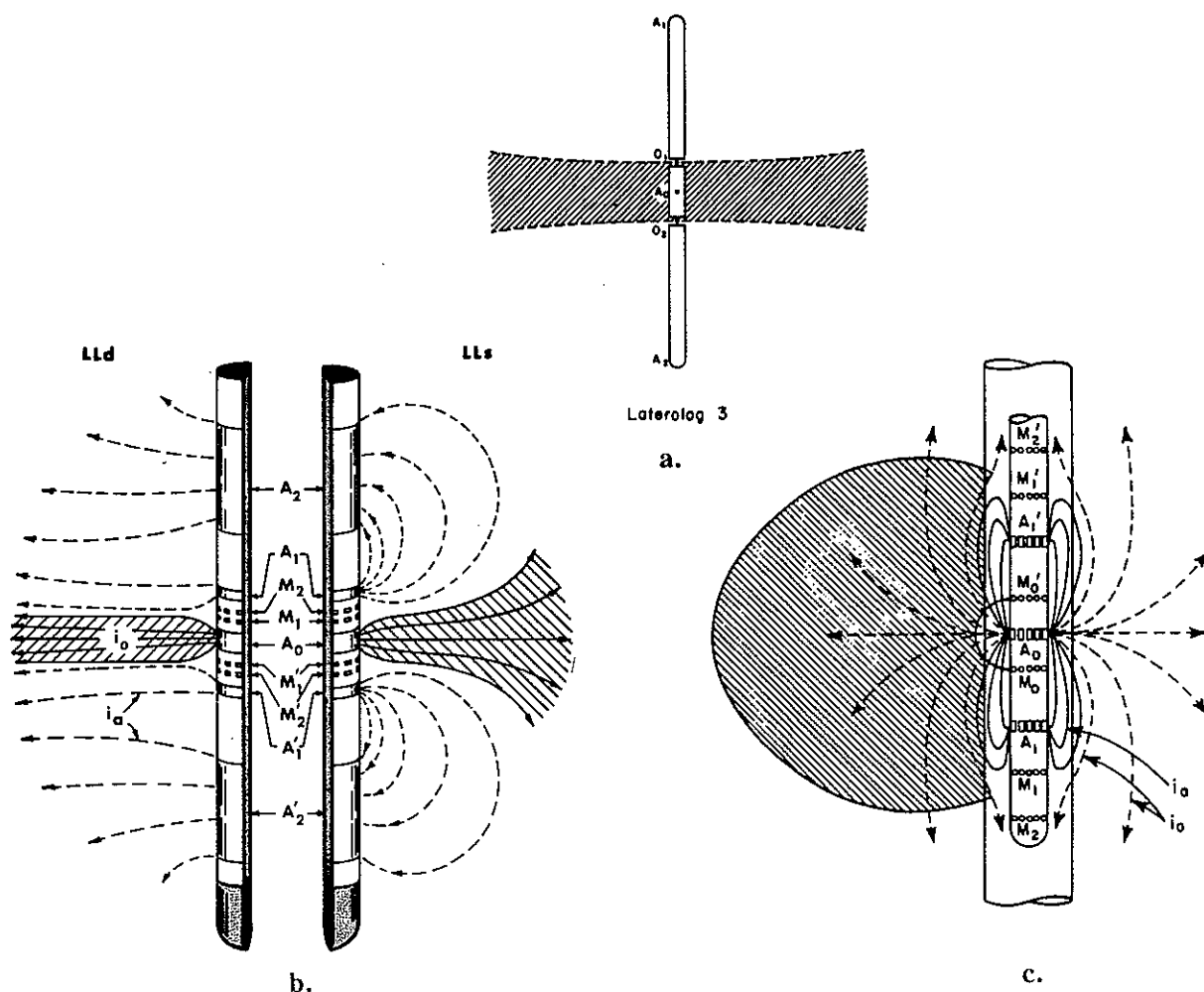


Fig. 8.14 a. Principe initial de focalisation. b. Double Latérológ. c. Sonde à focalisation sphérique SFL (Source : Dowell Schlumberger).

- outils de résistivité :
 - non focalisés,
 - focalisés de type Latérológ (Fig. 8.14),
- Des microdispositifs qui mesurent dans la zone lavée. Il existe un microdispositif non focalisé (Fig. 8.15).

Les microdispositifs modernes sont focalisés (Fig. 8.16a et b).

B. Diagraphies de radioactivité

On distingue la radioactivité naturelle et la radioactivité provoquée.

a. Gamma Ray (GR)

La radioactivité naturelle mesurée est de type γ . Elle est liée généralement aux argiles qui contiennent le plus de matériel radioactif (uranium, thorium, potassium). L'enregistrement de cette radioactivité γ permet donc de délimiter les bancs argileux.

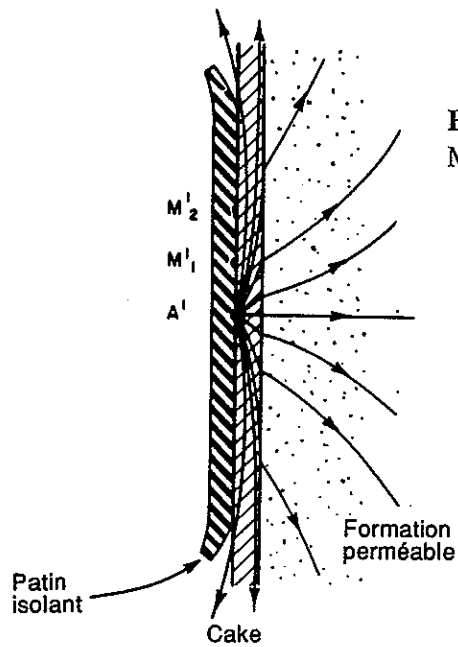


Fig. 8.15 Sonde à focalisation sphérique SFL. Microlog (Source : Dowell Schlumberger).

Fig. 8.16a Schéma du patin Microlatérolog (Source : Dowell Schlumberger).

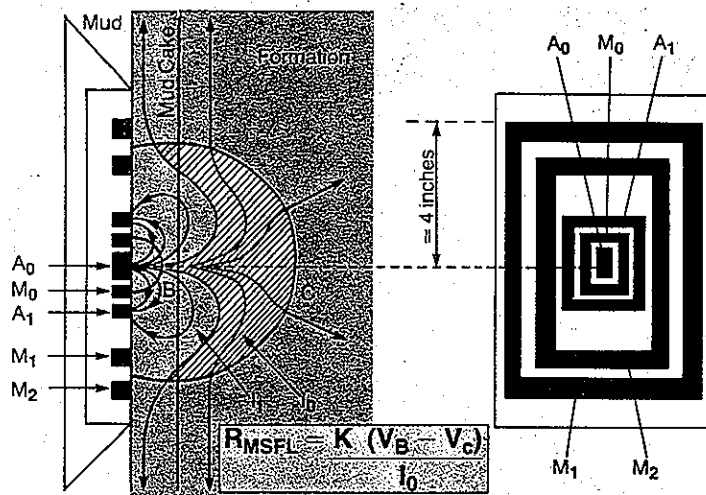
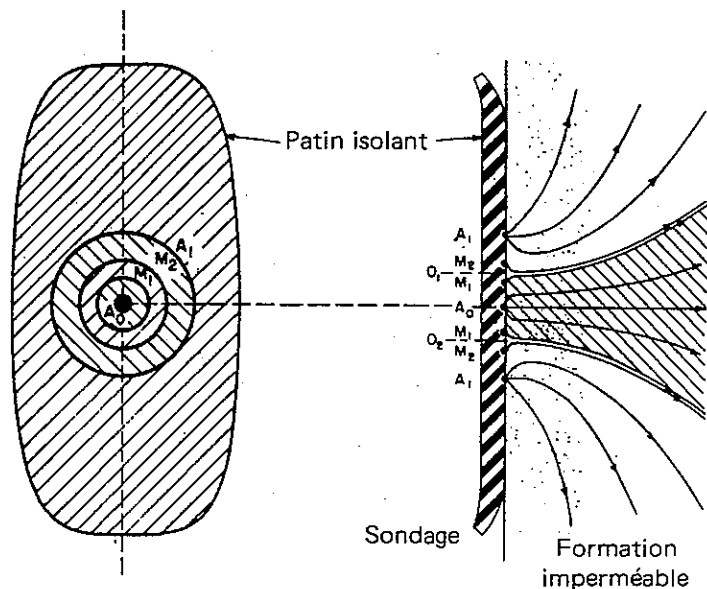


Fig. 8.16b Micro SFL (Source : Dowell Schlumberger).

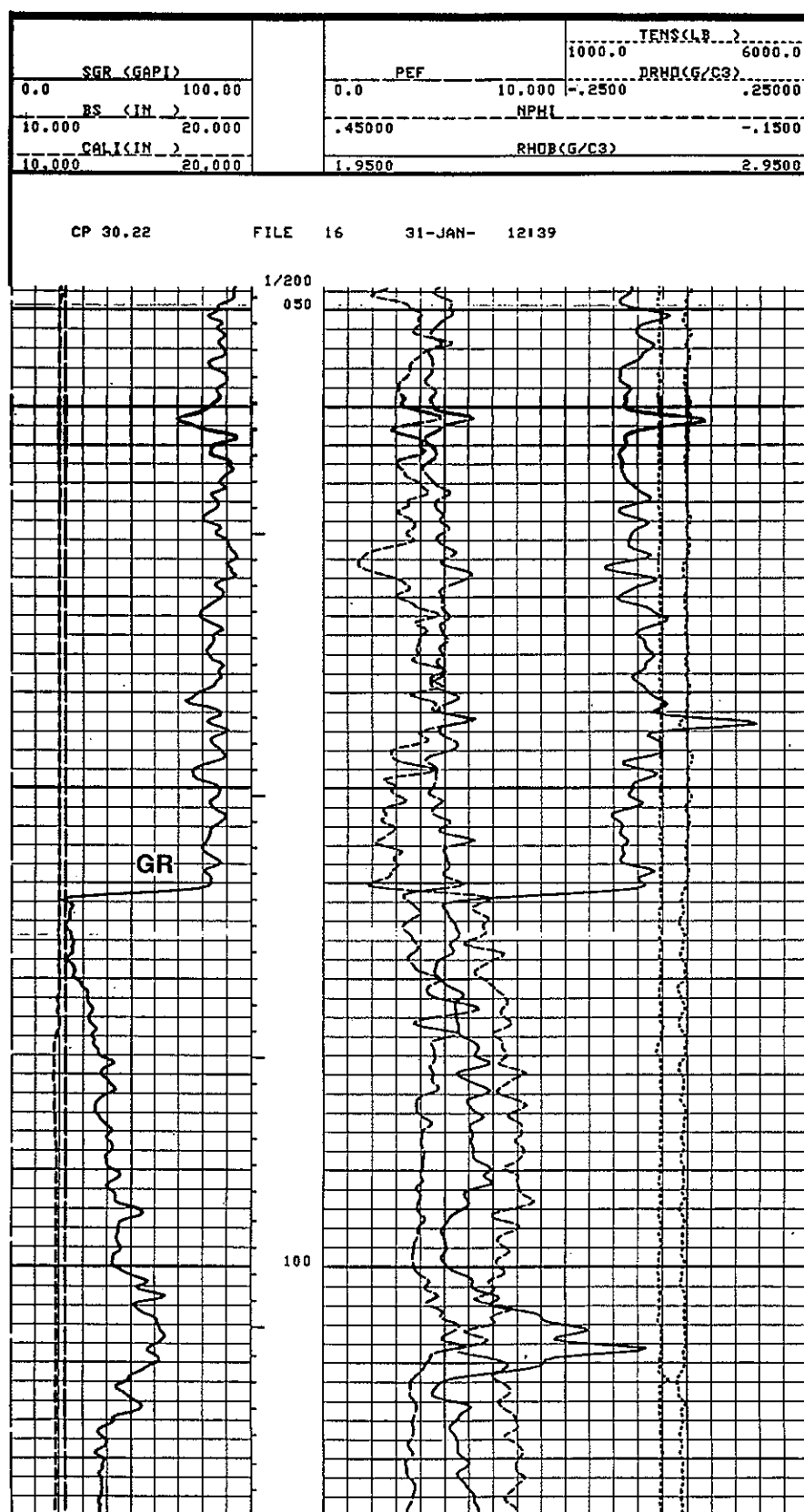


Fig. 8.17 Log Gamma Ray en combinaison avec un Neutron et une densité de formation.

Cependant dans certaines formations, autres que les argiles, peuvent exister des concentrations d'éléments radioactifs (sels potassiques, minerais radioactifs); une corrélation avec d'autres diagraphies permettra de les différencier.

La mesure de la radioactivité naturelle est un bon outil de corrélation dans le cuvelage.

La radioactivité s'enregistre en échelle standard API (**Fig. 8.17**).

b. La radioactivité

La radioactivité provoquée est un phénomène provenant du bombardement des formations par des neutrons ou des rayons γ émis par des sources radioactives appropriées.

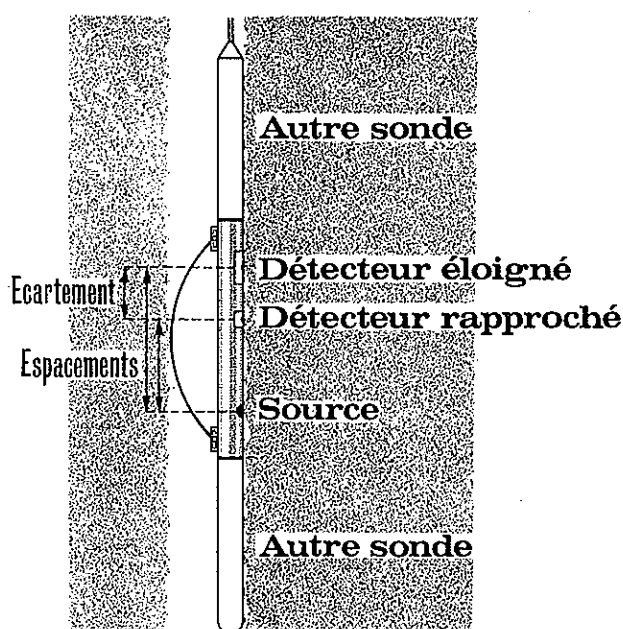


Fig. 8.18 Schéma de la sonde CNL (Schlumberger).

- La diagraphie neutron (type neutron-neutron) (**Fig. 8.18**)

L'outil mesure la densité des neutrons parvenant à un ou deux détecteurs; elle est principalement fonction de la quantité d'atomes d'hydrogène contenue dans les fluides des formations.

Cette diagraphie permet donc d'évaluer la porosité apparente (**Fig. 8.19**).

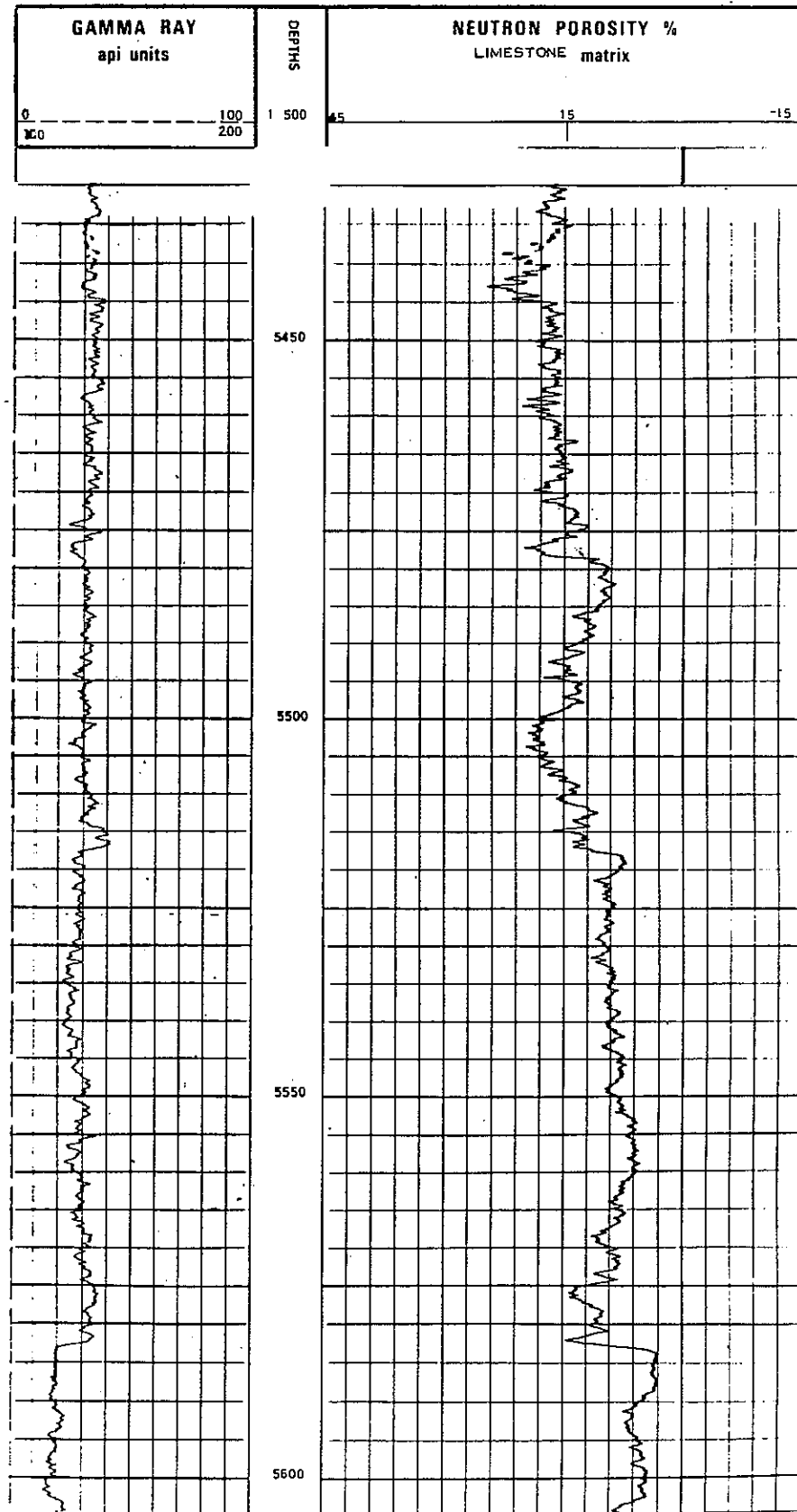


Fig. 8.19 Log Neutron.

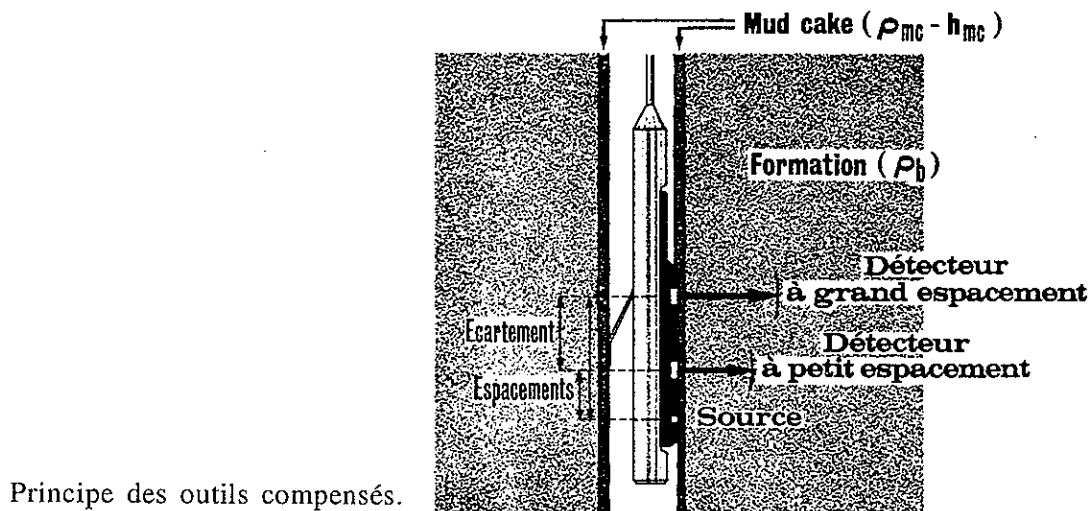
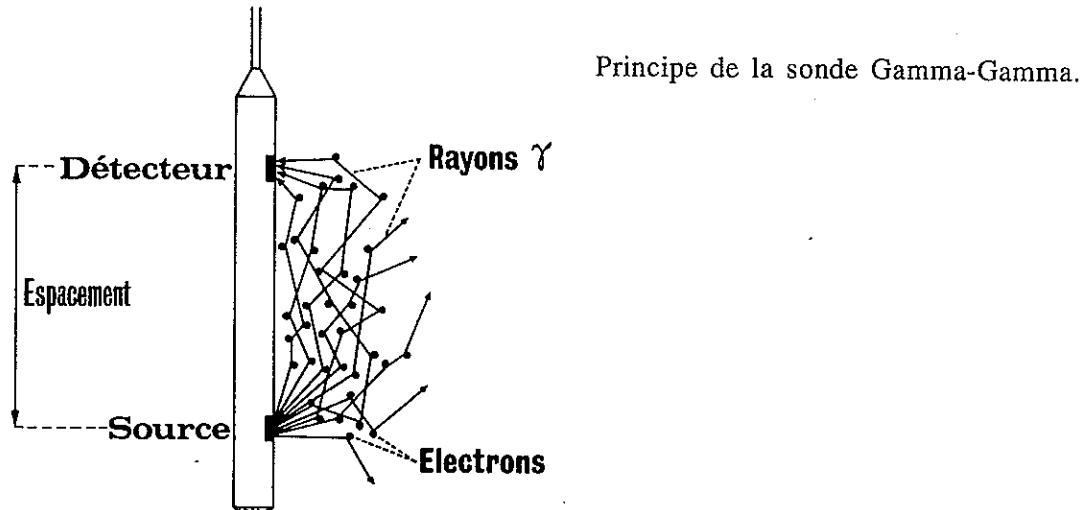


Fig. 8.20 (Source : *Diagraphies différées.*
Bases de l'interprétation, O. Serra, SNEAP).

- La diagraphie de densité (γ - γ)

L'appareil mesure l'atténuation du rayonnement γ incident, qui est fonction de la densité électronique du milieu (**Fig. 8.20**).

Une relation simple permet d'en déduire la densité des formations elle-même liée à la porosité.

La courbe est représentée sur une échelle de densité (**Fig. 8.21**).

C. Diagraphie de vitesse de propagation du son

Le principe de base est l'enregistrement du temps de parcours (inverse de la vitesse), entre un émetteur et un récepteur, d'un train d'ondes qui se propage dans la

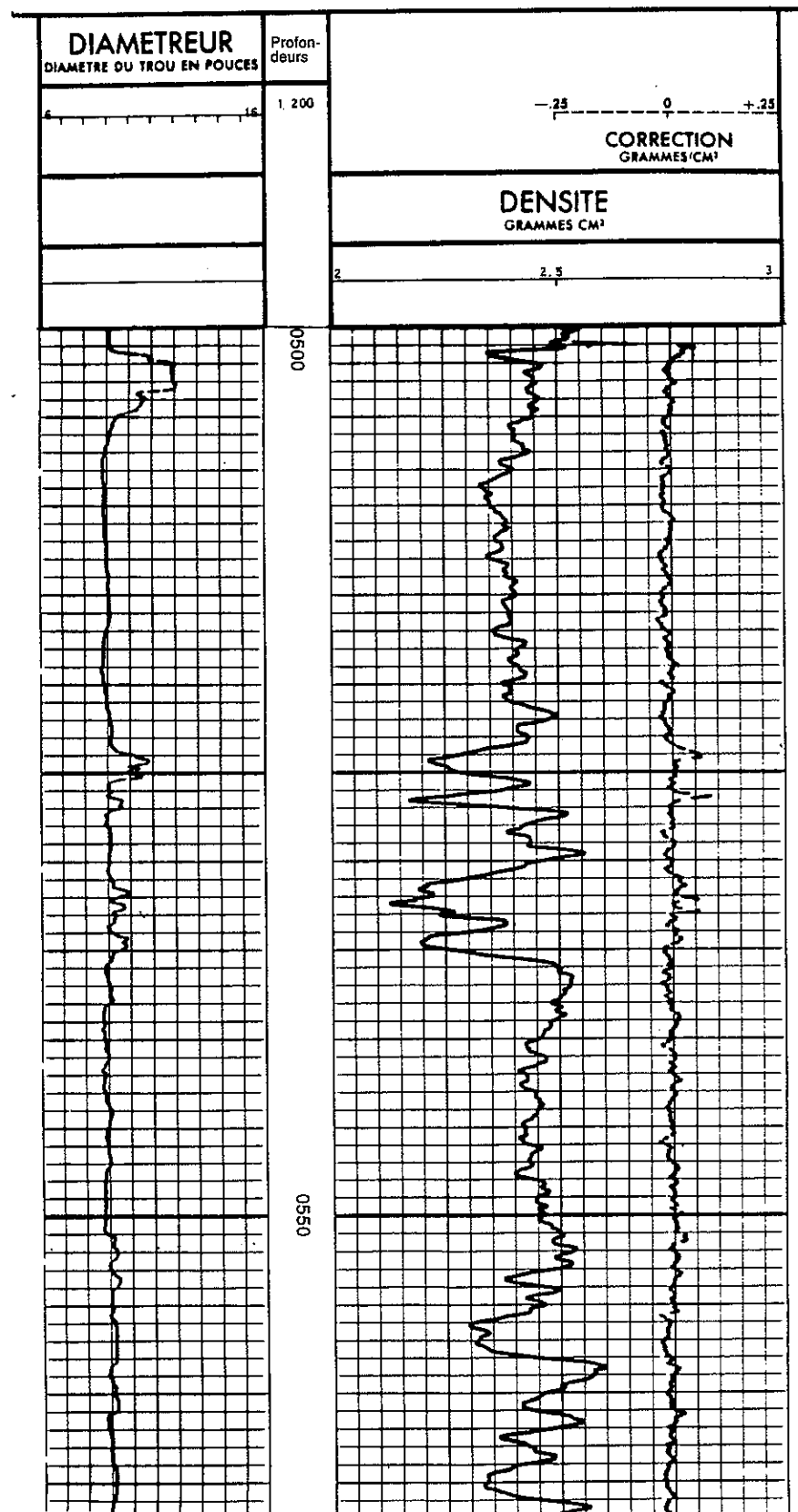


Fig. 8.21 Exemple de log de densité.

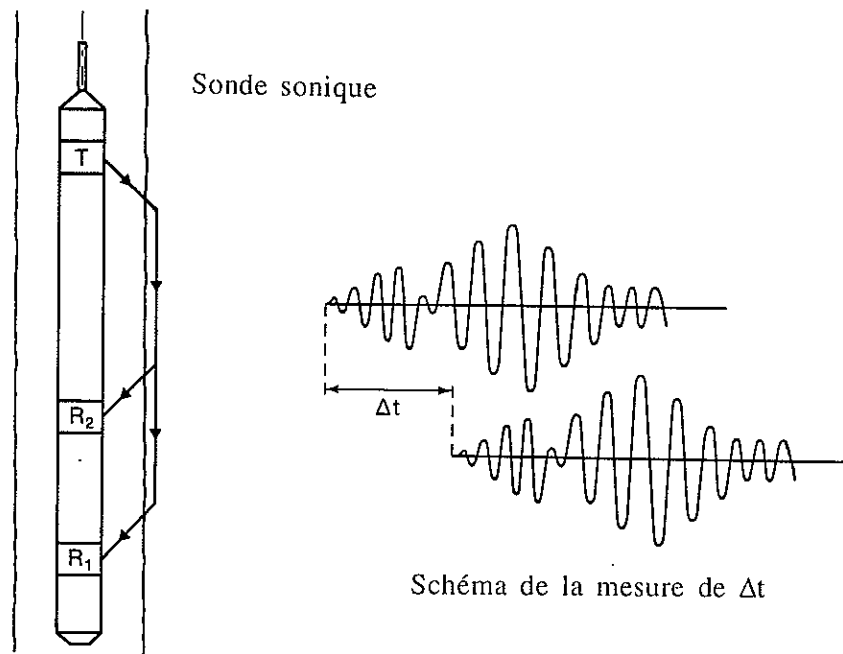


Fig. 8.22

formation le long de la paroi du trou de forage. On détecte l'arrivée de l'onde la plus rapide (Fig. 8.22).

L'enregistrement complet du train d'onde permet de différencier également l'arrivée des différentes ondes (de compression, de cisaillement, de boue,...).

Il existe une relation entre le temps de parcours et la porosité.

La courbe est enregistrée sur une échelle en microsecondes par pied (Fig. 8.23).

D'autres applications de la diagraphie sonore sont possibles :

- étude de la fracturation,
- contribution à la géophysique,
- contrôle des cimentations,
- évaluation de la perméabilité des formations.

8.2.6.2 Diagraphies non conventionnelles

A. Temps de relaxation neutronique

Cette mesure particulière de radioactivité provoquée par le bombardement de neutrons, permet une étude de la quantité de chlore contenu dans les roches, quantité liée principalement à l'eau de formation.

B. Étude spectrale de la radioactivité provoquée

Cette méthode déjà utilisée par *Dresser Atlas* (Neutron Life Time) semble ouvrir une voie prometteuse aux interprétations diagraphiques en permettant d'accéder directement à la détermination des atomes présents dans les formations et les fluides qu'elles contiennent (GST de *Schlumberger*).

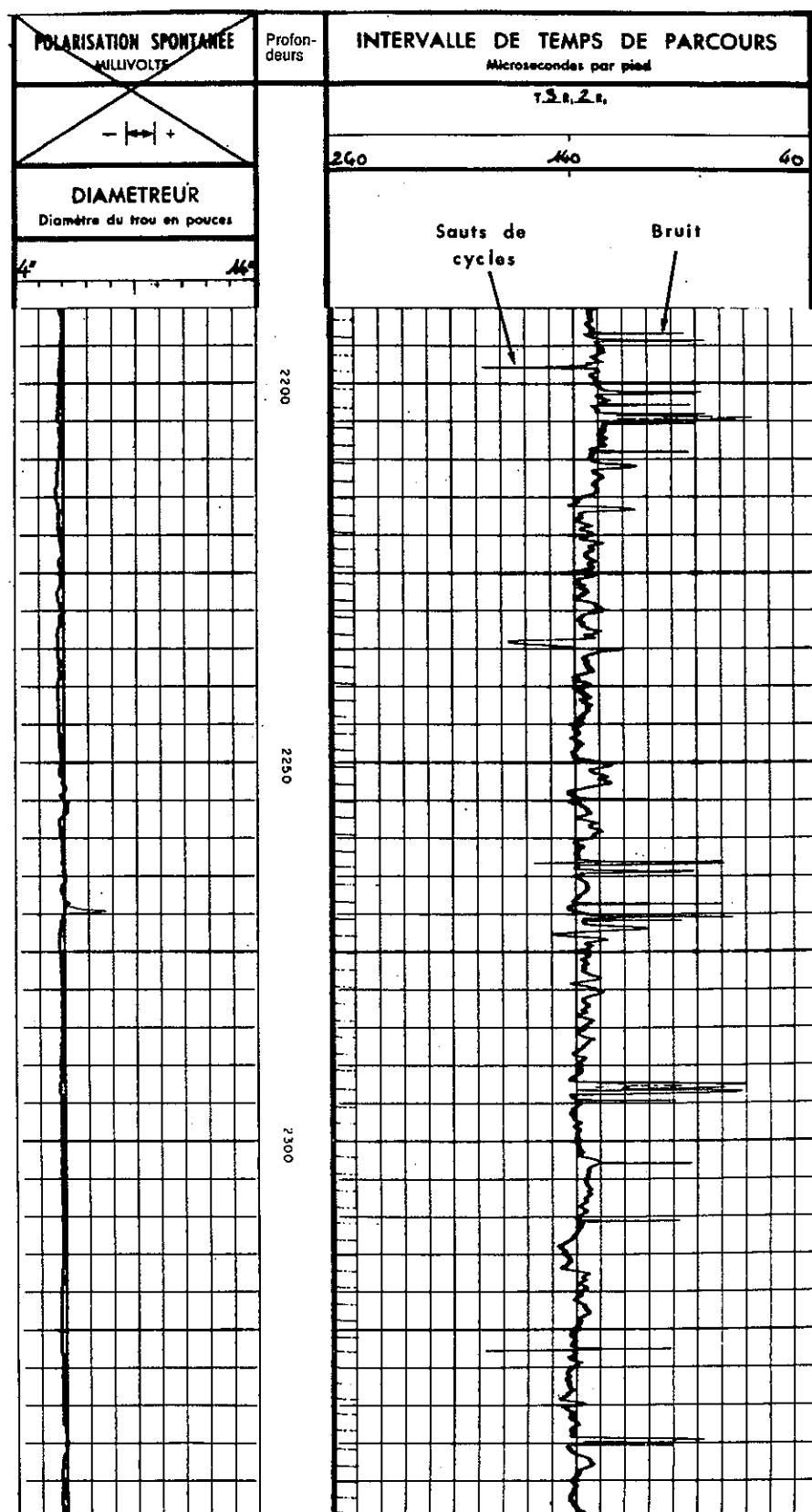


Fig. 8.23 Exemple de log sonique.

C. *Diagraphie de résonance magnétique nucléaire*

Elle étudie le temps de la réorientation des atomes d'hydrogène préalablement forcés par un champ magnétique créé par l'outil. Cette mesure donne des indications sur l'eau libre et les hydrocarbures non visqueux contenus dans les formations.

D. *Diagraphie de propagation électromagnétique*

L'outil mesure le temps de propagation d'une onde électromagnétique et son atténuation. On en déduit des valeurs de la porosité et de la saturation en eau dans la zone lavée.

E. *Sismosondage*

Un géophone placé dans le puits enregistre l'arrivée d'une onde émise en surface à une certaine distance du puits, et qui traverse l'ensemble des terrains (**Fig. 8.24**).

La comparaison de ce temps sismique et du temps de parcours de l'onde sonique permet de réaliser le calage entre diagraphies et sections sismiques.

8.2.6.3 Diagraphies auxiliaires

A. *Échantillonnage de paroi*

a. *L'échantillonneur latéral à balles*

Il permet la prise de carottes de 25 mm de diamètre et de 20 à 50 mm de long par projection d'une balle creuse contre la paroi (**Fig. 8.25**).

b. *Mesures des pressions de formation. Échantillonnage de fluides*

La connaissance des gradients de pression de formation intéressent autant les géologues des services réservoirs que les foreurs. Pour ceux-ci, elle permet d'améliorer les conditions de forage et la sécurité lors de l'approche des zones sous-compactées.

Les mesures peuvent être effectuées à l'aide d'échantillonneurs répétitifs de formation, descendus au câble, qui permettent de connaître les pressions à différentes profondeurs et de prélever éventuellement un ou deux échantillons de fluide.

Ces mesures sont faites en trou ouvert; certains appareils peuvent néanmoins être descendus en trou tubé, ne permettant qu'une ou deux mesures de pression.

Généralement un GR peut être combiné à ces outils afin de faciliter les corrélations avec les autres diagraphies différées et de positionner correctement la sonde.

Outil

- Repeat Formation Tester (RFT) de *Schlumberger* (**Fig. 8.26**).
- Formation Multi-Tester (FMT) de *Dresser-Atlas*.

L'outil est appliqué contre la paroi par un patin d'étanchéité et un contre-patin commandés hydrauliquement; deux chambres de prétest, s'ouvrant successivement,

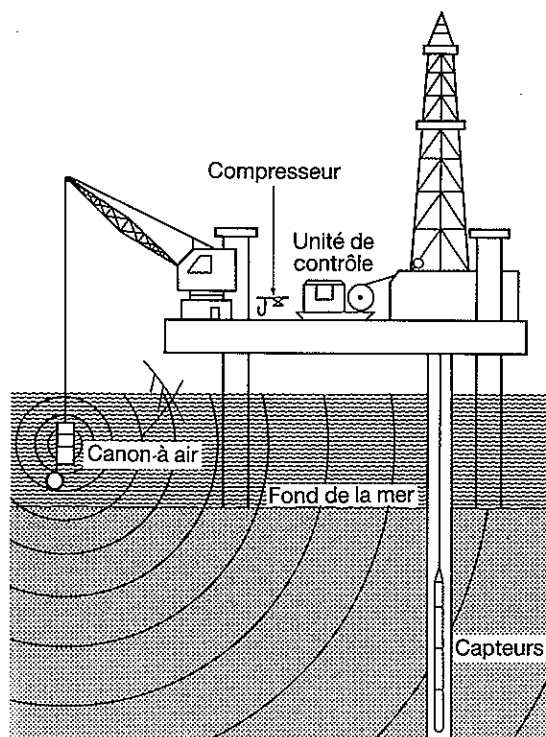


Fig. 8.24 Sismosondage.

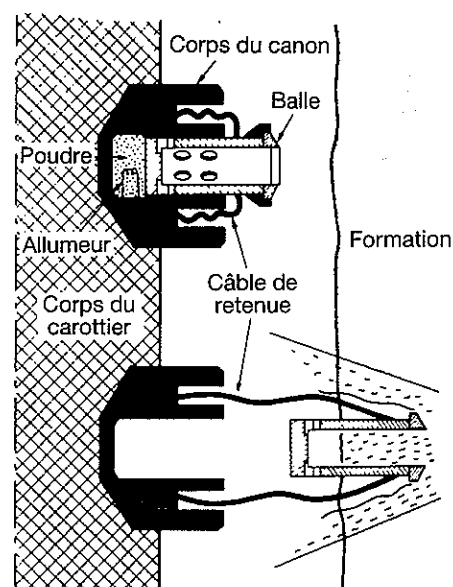
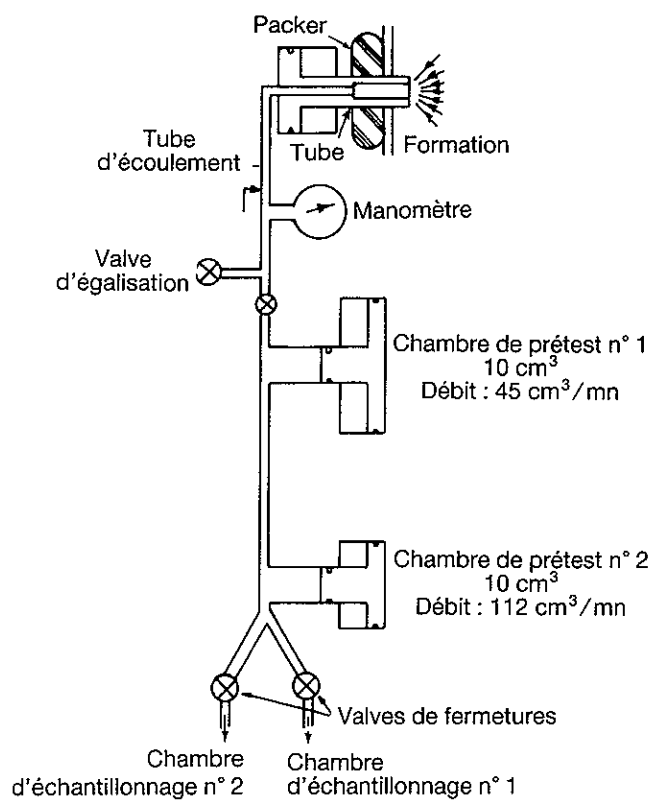


Fig. 8.25 Carottage latéral.

Fig. 8.26 Echantillonneur latéral (RFT)
(Source : Dowell Schlumberger).

prélèvent du fluide venant de la formation. Une jauge de contrainte mesure les pressions d'écoulement puis la pression de pore.

Il est ensuite possible de recommencer les mesures à une autre profondeur, ou de prélever un échantillon de fluide de la formation ; deux chambres sont disponibles, que l'on peut remplir à deux profondeurs différentes ou au même niveau : un premier soutirage dans la chambre la plus importante assure une meilleure représentativité du fluide recueilli dans la deuxième chambre.

B. Détection du point de coincement

Lors d'un coincement en cours de forage, il est nécessaire de connaître le point libre le plus bas afin de récupérer le maximum de la garniture de forage.

Outil

- Stick Point Indicator Tool (SIT) de *Schlumberger* (Fig. 8.27).
- Free Point Indicator Back-off Combined Tool (FPIT) de *Schlumberger*.
- Free Pipe Indicator Tool de *Dresser Atlas*.

La détection du point de coincement se fait par des outils que l'on positionne pas à pas dans les tiges de forage à l'aide de deux dispositifs d'ancrage (bras ou guides) situés de part et d'autre d'un point de mesure : une jauge de contrainte enregistre les déformations axiales et angulaires subies par la portion de tiges comprise entre les systèmes d'ancrage lors de la tension et de la torsion appliquées dans des conditions constantes. La tension et le couple transmis par l'intermédiaire du crochet et de la table de rotation sont en effet, transmis le long des tiges de forage jusqu'au point de coincement ; au-delà, les variations sont nulles.

La mesure de la transmission du couple est faite en appliquant une torsion à droite dans le sens du vissage des tiges. Il y a lieu de « travailler » les tiges afin de permettre une bonne transmission des contraintes jusqu'au point de coincement.

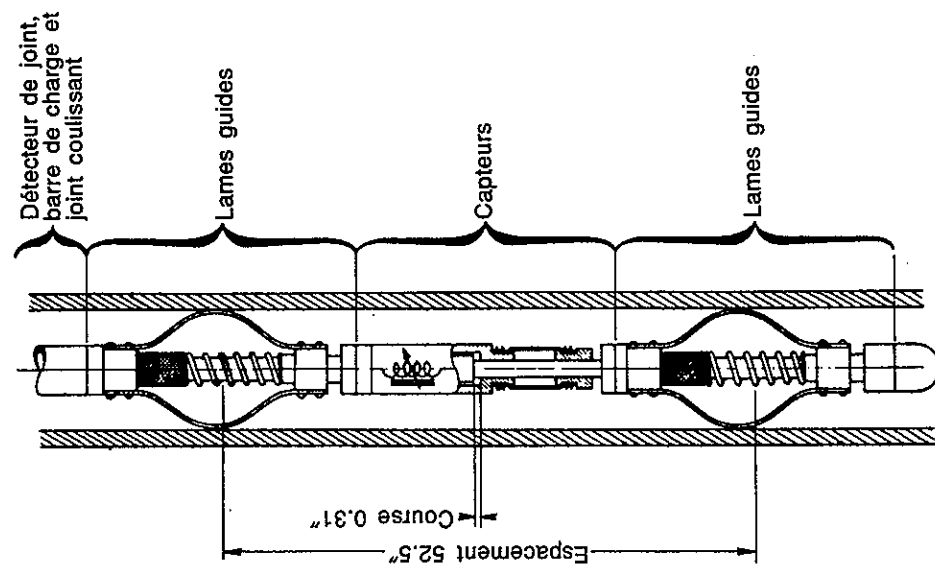
Mesures et interprétation

La jauge donne des indications de 0 à 100, proportionnelles aux variations de longueur et à la torsion subies, jusqu'à une valeur limite qu'il convient de préférence de ne pas dépasser.

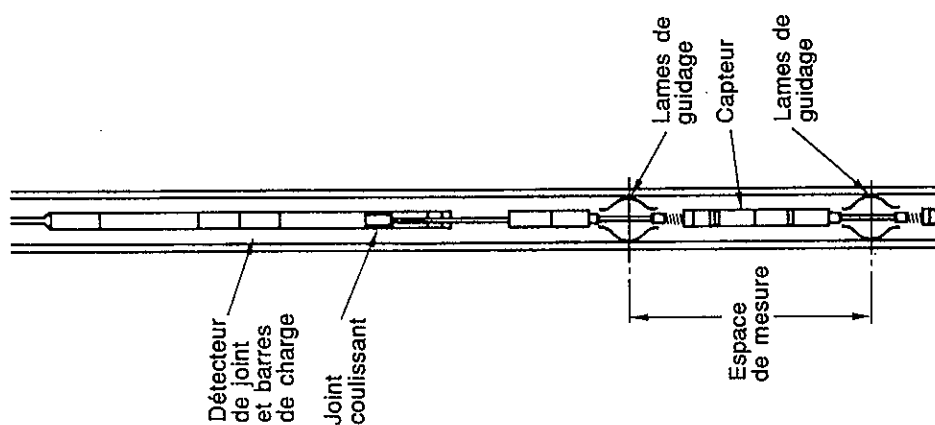
La mesure est transformée en pourcentage de liberté des tiges, 0 % au repos, et 100 % dans les tiges libres soumises à un système de contraintes défini à partir de leurs caractéristiques.

On considère généralement que l'on a de bonnes chances de dévissage après back-off lorsque les indications de la jauge de contraintes donnent un degré de liberté supérieur à 85 % sur la torsion et la tension. Néanmoins, selon le type de coincement, des valeurs inférieures peuvent tout de même permettre le dévissage : la torsion est en effet, généralement plus facilement transmise que la traction :

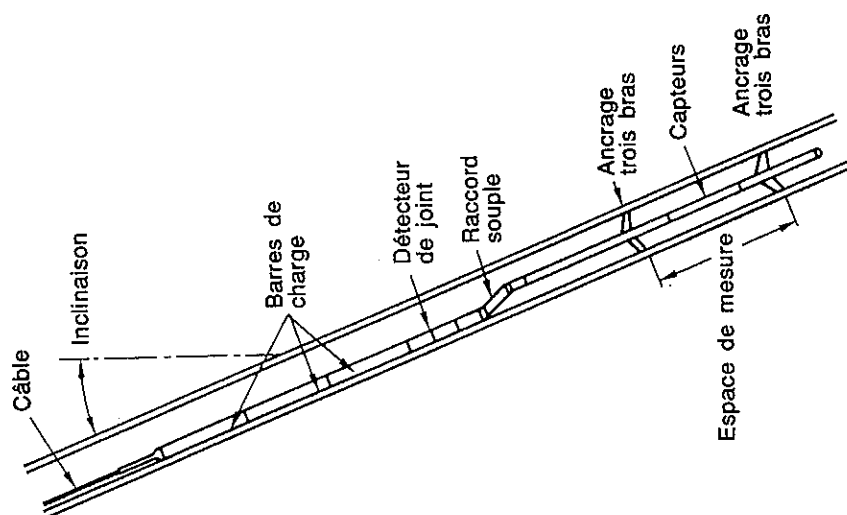
- Dans un puits droit, un coincement net (au niveau des stabilisateurs des masses-tiges) se reconnaît par une chute rapide des deux contraintes transmises.



Détecteur du point de coincement.



Assemblage standard.



Assemblage pour puits déviés.

Fig. 8.27 Outil SIT (Source : Schlumberger).

- Lors d'un coincement par pression différentielle, la baisse de transmission des contraintes se fait progressivement, la tension étant généralement moins bien transmise que le couple.

On peut tenter le back-off au joint situé juste au-dessus de la profondeur où on lit 80 % de liberté en torsion.

- Dans les trous déviés, le coincement se traduit également par une baisse progressive des contraintes transmises. Le point de back off pourra être choisi selon la traction appliquée aux tiges (même si la lecture en torsion est comprise entre 70 % et 85 % de liberté), le couple étant mieux transmis lorsque la traction est plus forte.

C. Diagraphies de cimentation

Le dégagement de chaleur et l'augmentation de la contrainte d'adhérence du ciment lors de sa prise permettent d'étudier la cimentation d'un tubage et sa qualité grâce aux diagraphies suivantes :

- Thermométrie.
- Log d'amplitude et enregistrement du train d'onde (CBL, VDL,...).
- Outil d'évaluation du ciment (CET de *Schlumberger*).

a. Thermométrie

Le dégagement de chaleur produit lors de la prise du ciment entraîne une augmentation de température en face des zones cimentées.

L'enregistrement se fait lors de la descente de l'outil (thermomètre à résistance) et est possible dans une tranche de 6 à 36 heures selon le ciment employé.

Cette diagraphie permet de localiser le sommet du ciment dans l'espace annulaire (top ciment).

b. Mesure de l'atténuation d'une onde acoustique : CBL et VDL

• Mesure de l'amplitude et du temps de transit

L'amplitude d'une onde acoustique diminue lors de son cheminement dans le milieu qu'elle traverse. Cette atténuation est fonction des propriétés élastiques du milieu.

Sa mesure est appliquée à la détermination de la qualité de la cimentation d'un tubage.

Principe

Un train d'onde de fréquence variant entre 15 000 et 30 000 Hz selon les appareillages est périodiquement généré par un émetteur.

Cette onde traverse la boue, passe dans le tubage, le ciment et la formation si ces divers milieux sont couplés acoustiquement, puis est détectée par un récepteur qui se trouve sur le corps de l'outil (généralement à 3 ft de l'émetteur).

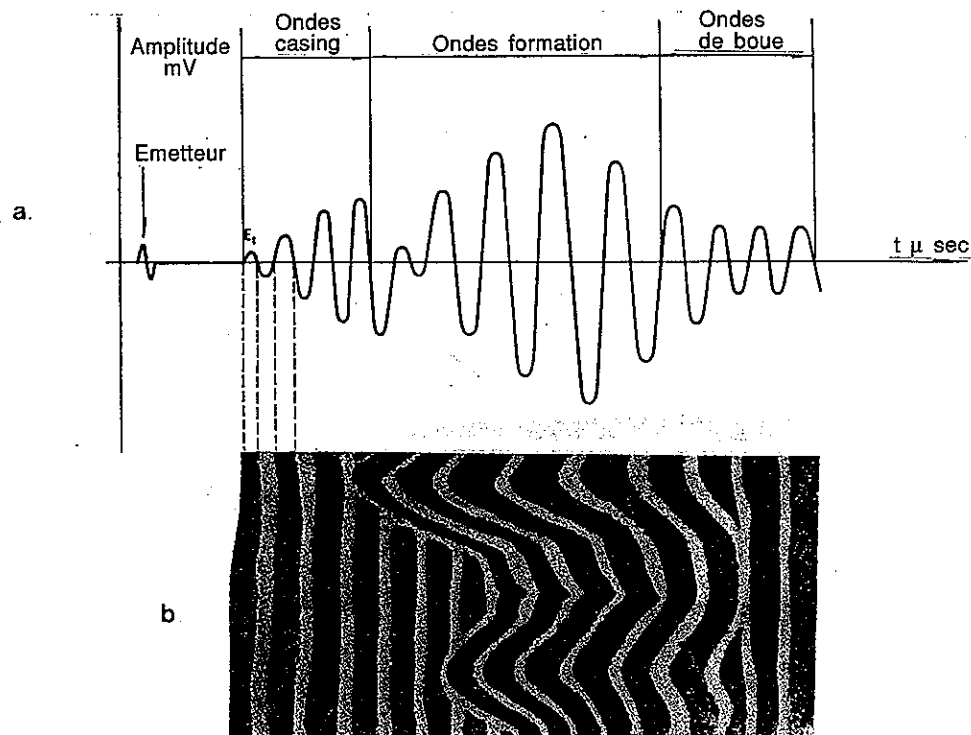


Fig. 8.28 Enregistrement d'un train d'onde (Source : Dowell Schlumberger).

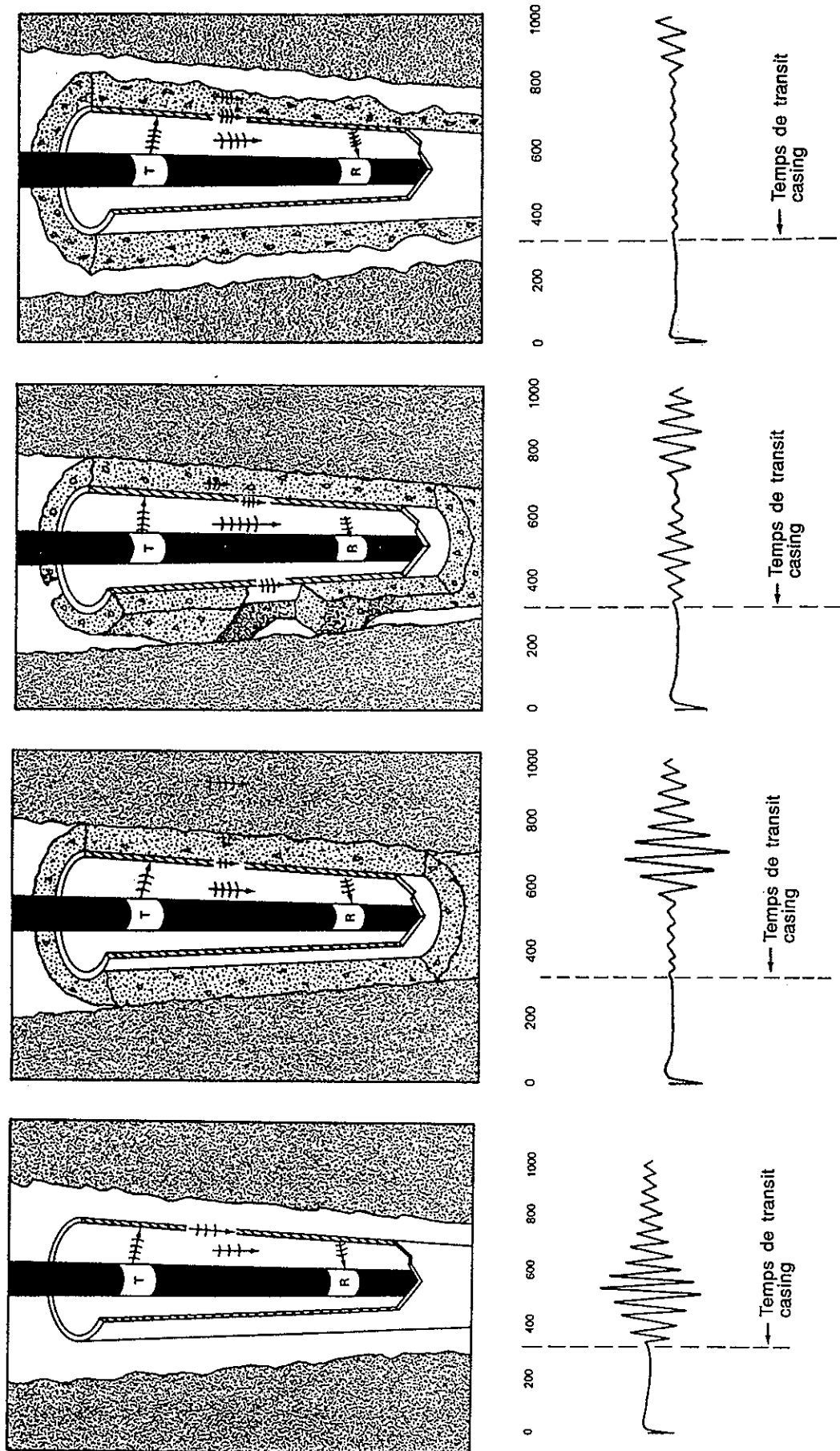
Les vitesses des différentes ondes émises et créées, lors des passages successifs d'un milieu à un autre, sont fonction des caractéristiques physiques du milieu et du type d'onde. L'énergie acoustique voyageant le long du tubage se propage plus rapidement que les ondes de formation (ondes P puis ondes S), elles-mêmes plus rapides que les ondes de boue. La **figure 8.28a** montre schématiquement l'enregistrement d'un tel train d'onde parvenant au récepteur.

La détection de la première arrivée se fait suivant le même principe que celui de la mesure du temps de propagation d'une onde acoustique dans une formation (sonique), par un seuil minimum d'énergie détectable (le bias). L'amplitude de cette première arrivée (généralement l'onde de tubage) est mesurée par positionnement d'une fenêtre.

Cette diagraphie, est appelée couramment ciment bond log ou CBL ; elle permet d'étudier et de quantifier la qualité de la cimentation.

Interprétation

- Dans le cas d'un tubage libre (non cimenté), toute l'énergie acoustique circule le long de l'acier ; il y a très peu d'atténuation de l'onde et l'amplitude de la première arche du signal est importante (**Fig. 8.29a**).
- Si le tubage est parfaitement cimenté, cette énergie se propage à travers le ciment jusque dans la formation. L'onde tubage est alors très affaiblie (**Fig. 8.29b**).
- Dans le cas d'un tubage mal cimenté, l'énergie se répartit entre le tubage et la formation (**Fig. 8.29c et 8.29d**).



a. Tubage non cimenté b. Tubage correctement cimenté c. Tubage mal cimenté : "channeling" d. Tubage mal cimenté : annulaire

Fig. 8.29 Diagrammes de cimentation (Source : Dresser Atlas).

• Enregistrement du train d'onde

L'étude de la qualité de la cimentation peut être faussée par un certain nombre de phénomènes dont nous reparlerons plus loin. Il s'est avéré utile d'enregistrer l'ensemble du train d'onde reçu par un récepteur situé généralement à 5 ft de l'émetteur, afin de bien différencier les arrivées successives.

La présentation de cet enregistrement est :

- Sous forme du train d'onde complet ou de sa partie positive uniquement (« wave form », « signature curve ») (**Fig. 8.28a**).
- En densité variable (VDL), seules les arches positives étant reproduites en une échelle de gris (d'autant plus foncés que l'amplitude est plus grande) (**Fig. 8.28b**).

Cette présentation permet de contrôler la présence des ondes de formation et leurs variations en fonction de la profondeur, ainsi que l'amplitude des ondes de tubage.

Interprétation

- Dans le tubage libre, les ondes de tubage apparaissent très nettement, parallèles et rectilignes sur toute la partie libre.
On ne voit pas les ondes de formation.
- Dans le tubage bien cimenté, elles sont très affaiblies et peuvent même pratiquement disparaître.
Les ondes de formation apparaissent très nettement.
- Dans une partie moyennement cimentée, les ondes de tubage sont visibles, plus ou moins sombres, ainsi que les ondes de formation.

• Outil et présentation des mesures

L'enregistrement du temps de transit et du CBL, ainsi que du VDL est fait maintenant par le même outil. Un exemple d'outil est présenté sur la **Fig. 8.30**. Il peut

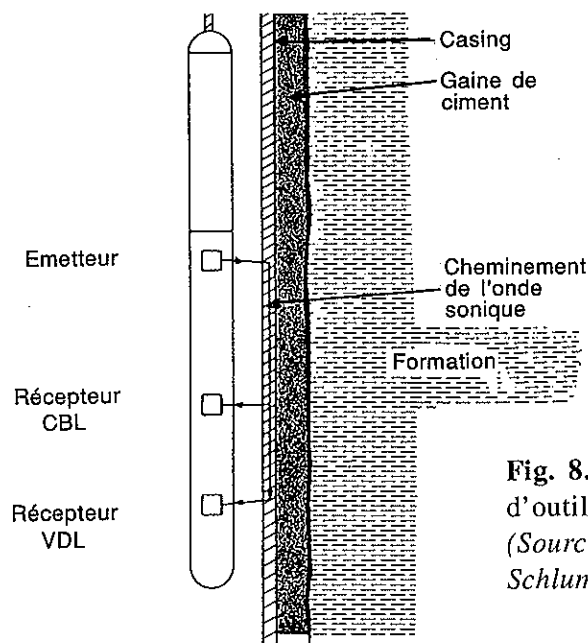


Fig. 8.30 Exemple d'outil CBL-VDL
(Source : Dowell Schlumberger).

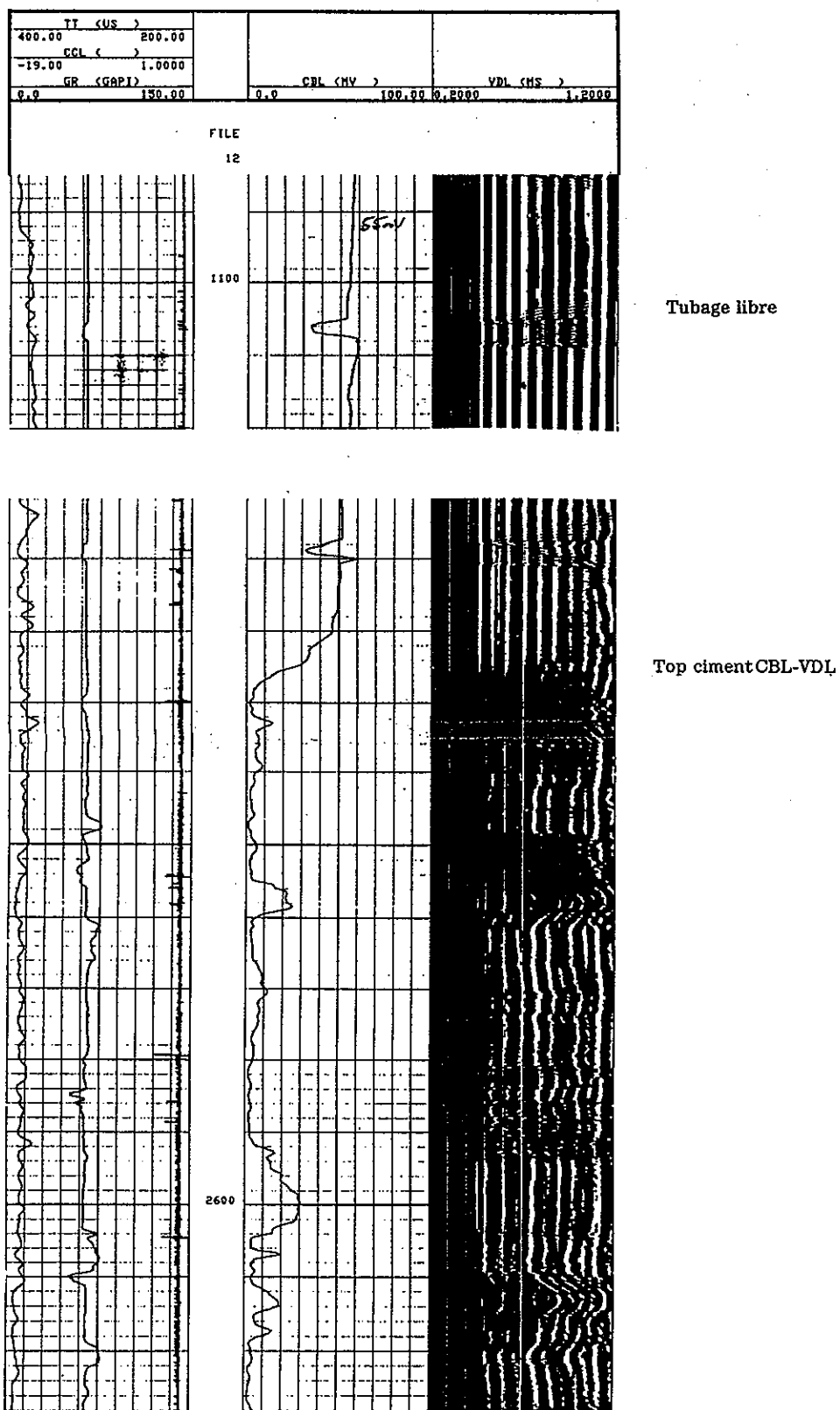


Fig. 8.31 Exemple d'enregistrement CBL-VDL.

être combiné à un détecteur de joint de tubage (CCL) et à un outil de radioactivité naturelle (GR).

Sur le même film peuvent être présentées les trois mesures (**Fig. 8.31**).

• **Conditions de bon enregistrement**

- Les études de laboratoire montrent qu'à partir d'une épaisseur de ciment de 3/4", l'atténuation ne dépend plus de cette épaisseur.
Une interprétation dans une zone où cette valeur ne serait pas atteinte serait pessimiste.
- La prise du ciment doit être complète. Il faut donc attendre au minimum 24 à 36 heures avant d'effectuer le logging, parfois plus.
- Les variations de pression dans le tubage entre le moment de la cimentation et le logging peuvent conduire à une diminution du diamètre du tubage par rapport au ciment et à la formation d'un micro-annulaire ou d'une micro-séparation dans le ciment lui-même.
- L'outil doit être très bien centré, sinon l'amplitude du signal risque d'être fortement atténuée.

• **Précautions à prendre pour l'interprétation**

Avant d'effectuer une interprétation de log de cimentation, on aura intérêt à rassembler toutes les données sur les conditions d'enregistrement et sur la cimentation elle-même :

- type de ciment, additifs et fluide dans le tubage,
- type de tubage, caractéristiques du trou et types de formations,
- caractéristiques de la sonde (type de centreurs, espacement entre émetteurs et récepteurs, fréquences utilisées...),
- mode d'enregistrement (fenêtre fixe ou flottante),
- calibrations.

Ces données permettent de connaître la résistance maximale à la compression du ciment, le temps de transit de l'onde dans la boue et le temps d'arrivée de la première onde de tubage.

Une comparaison entre le VDL et une diagraphie acoustique enregistrée en trou ouvert (ou un autre log si nécessaire) conduit à mieux apprécier la qualité de l'enregistrement dans des cas douteux.

c. Autres outils d'évaluation

D'autres outils donnent une vue plus élaborée de la qualité de la cimentation par focalisation de la mesure sur des secteurs du tubage.

Le Cement Evaluation Tool (CET) (**Fig. 8.32**) est doté de 8 émetteurs-récepteurs acoustiques à haute fréquence qui permettent d'étudier la vibration transversale du casing. L'amplitude du signal enregistré sur chaque émetteur-récepteur est liée à l'impédance acoustique du ciment et donc à la qualité de la cimentation sur les secteurs concernés. La fréquence utilisée rend cet outil moins sensible au phénomène de micro-annulus. Son principe et sa mise en œuvre le rendent également moins sujet

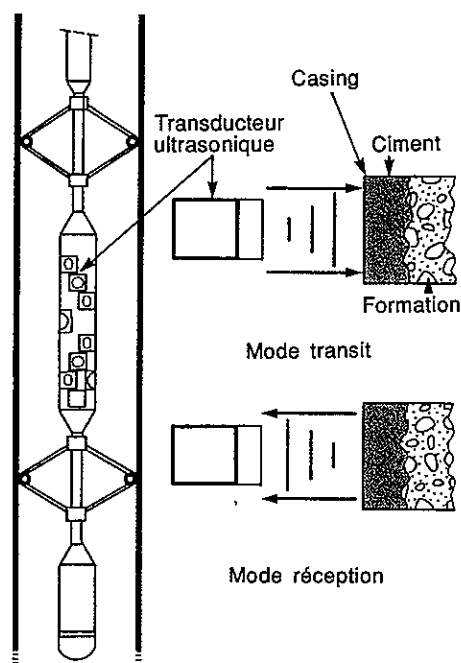


Fig. 8.32 Outil de cimentation CET (Source : Dowell Schlumberger).

au problème du centrage, ce qui permet de faire des enregistrements dans des puits très déviés (jusqu'à 70°).

La mesure du temps aller-retour de l'onde entre l'émetteur-récepteur et le casing donne une bonne mesure des différents rayons (à 0,1 mm près) et donc de 4 diamètres du tubage, ainsi que son ovalisation et l'excentrement de la sonde.

La technique de mesure permet également d'obtenir des informations sur la qualité du ciment, même dans le cas de formations rapides.

Les résultats sont présentés sous la forme d'un log (**Fig. 8.33**) : diamètre moyen et ovalisation du tubage, excentration de la sonde et qualité de la cimentation ; celle-ci est estimée par le calcul de la résistance à la compression du ciment en face de chaque émetteur-récepteur. Deux courbes représentent les valeurs minimales et maximales de résistance à la compression. Les huit valeurs sont transcrites sous forme de gris, le noir correspondant à une bonne cimentation, le blanc à une mauvaise.

L'outil est orienté à l'aide d'une cartouche d'inclinométrie, ce qui permet de connaître la position dans l'espace des zones mal cimentées.

D'autres outils utilisent le principe du CBL-VDL, avec des émetteurs et récepteurs focalisés afin de donner des indications de qualité de la cimentation par secteurs (8 pour l'outil Pulse Echo Log de Halliburton).

L'avantage de ces outils est de permettre une meilleure compréhension des causes de mauvaise qualité de la cimentation, et d'en tirer un enseignement sur la mise en place du casing, du ciment, et sur les relations cimentation-formation.

D. Diagraphies de mesure de la géométrie et de la déviation du trou

La géométrie du trou et la déviation sont des mesures qui intéressent à la fois les foreurs, les géologues et les producteurs.

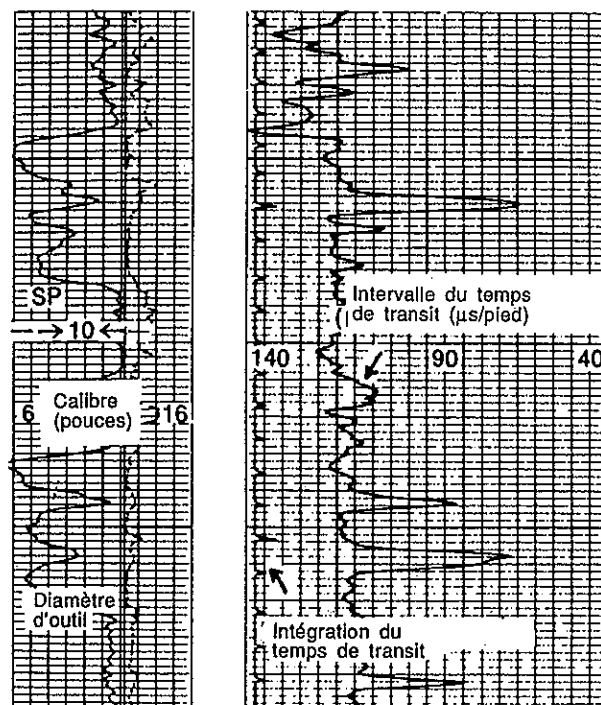


Fig. 8.34 Outil de mesure du diamètre BHC (Source : Schlumberger).

Le diamètre est généralement enregistré avec la plupart des diagraphies différées (Fig. 8.34), permettant ainsi le calcul des corrections à apporter aux paramètres mesurés. Ces diamètres sont plus ou moins précis selon l'appareillage utilisé, les micro-dispositifs de résistivité ayant généralement des diamètres plus sensibles. La mesure dépend de la géométrie de la sonde et de sa position dans le trou.

D'autres outils permettent de mesurer la déviation (Fig. 8.35) :

- Borehole Geometry Tool (BGT).
- Pendagemètre (Diplog, HDT,...).
- Guidance Continuous Tool (GCT).

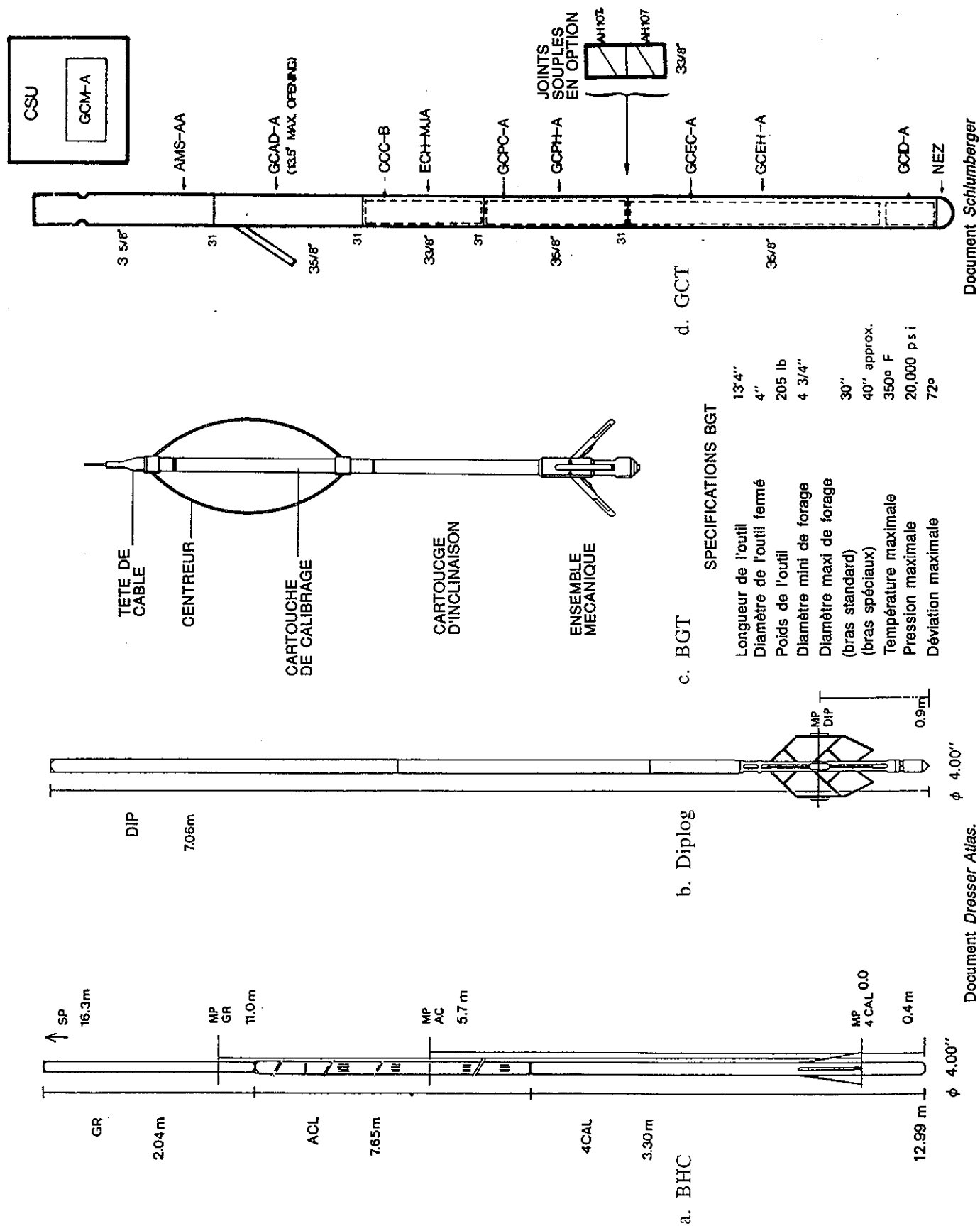
Les outils de mesure de la géométrie du trou utilisent le même principe que celui du pendagemètre.

La pendagemétrie est un outil utilisé par les géologues pour déterminer en trou ouvert les pendages des formations et des failles rencontrées. Le principe de calcul de ces pendages et leur précision rendent nécessaires les mesures de diamètre du trou et de déviation.

Quatre bras à 90°, commandés depuis la surface, mesurent deux diamètres et maintiennent la sonde centrée dans le trou. Une cartouche d'inclinométrie mesure en continu l'angle et la déviation du trou par l'intermédiaire de l'orientation d'un patin de référence.

Un GR peut être combiné avec les outils de géométrie de trou (BGT de Schlumberger,...) permettant ainsi les corrélations avec les autres diagraphies différées.

Ces outils utilisent généralement une orientation magnétique et pour cela sont limités aux trous non tubés.



L'enregistrement en cabines informatisées permet d'obtenir rapidement sur le chantier :

- le volume du trou (à partir de l'intégration des mesures de diamètres),
- le volume nécessaire à la cimentation d'un tubage,
- l'ovalisation du trou.

Il est possible également, à partir de ces mesures de déviation de :

- calculer les profondeurs verticales (TVD) à partir des profondeurs log (TMD),
- donner une image du trou selon un plan horizontal ou selon des plans verticaux.

L'orientation des diamètres peut donner une indication intéressante sur la direction du trou ainsi que sur la direction des fractures.

Une nouvelle génération de sondes de mesure de déviation du trou apparaît avec le GCT de *Schlumberger*, qui a l'avantage d'être opérationnel en trou tubé.

Cet outil comprend un gyroscope définissant un plan vertical stable dans l'espace, et des accéléromètres permettant de connaître le déplacement de la sonde, donc sa position dans le trou.

L'erreur atteindrait au plus, une dizaine de pieds sur la profondeur verticale du fond du trou, et une vingtaine à une quarantaine de pieds sur sa position horizontale, pour un puits très incliné de 10 000 ft de longueur.

La mesure et les phénomènes de dérive nécessitent une longue calibration de l'outil, et un temps de logging court.

La sonde donnant sa position toutes les dix secondes, il est possible de remonter l'outil à 8 000 ft à l'heure, raccourcissant ainsi le temps de logging, à condition qu'il n'y ait pas de variations brutales de cette vitesse.

Le contrôle de la qualité de la mesure est obtenu en faisant l'enregistrement à la descente puis à la remontée.

Cet outil devrait voir ses caractéristiques améliorées par le perfectionnement des gyroscopes et leur meilleure tenue à la température.

Cet outil est limité à des trous de moins de 70° de déviation et à des zones de latitude inférieure à 70°, et ne mesure pas les diamètres.

8.2.7 Utilisation des diagraphies différées

Des interprétations rapides (dites quick look) basées sur le simple examen visuel des diagraphies brutes, enregistrées avec des échelles appropriées permettent de se faire une première idée sur les formations et les fluides.

La méthode consiste à :

- reconnaître les réservoirs en éliminant les bancs d'argile et les bancs compacts,
- comparer les diagraphies de résistivité et les diagraphies de porosité à l'intérieur des réservoirs :
- la comparaison des logs de résistivité (un macrodispositif et un microdispositif donnant respectivement des valeurs proches de R_t et R_{xo}) met en évidence le contact eau-hydrocarbure et permet d'obtenir une valeur approchée de la saturation en eau,

- la comparaison du neutron et du densité permet de déterminer la lithologie dans la zone à eau, d'identifier le type de fluide dans la zone à hydrocarbure et d'estimer la porosité des formations.

La généralisation de l'emploi des cabines informatisées permet également des interprétations rapides sur chantier. Elles fournissent par calcul, un certain nombre de résultats importants. Les conclusions, que l'on peut tirer de ces premières études, suffisent généralement pour répondre aux questions qui peuvent se poser avant la poursuite du forage, la pose de cuvelage (problème d'échantillonnage, de tests, de pose de packer, de sismosondages, de complétion du puits...).

8.2.8 Facturation

Les prix et les systèmes de facturations sont fonction :

- de la société de logging,
- du type de contrat (location pour le temps de logging ou à temps complet dans le cas de forage en mer),
- du lieu des opérations (pays – à terre ou en mer).

Il est donc assez difficile de donner un coût des opérations, d'autant plus qu'interviennent le nombre de descentes d'outils et les profondeurs atteintes.

D'une façon générale, le coût comprend :

- une charge forfaitaire,
- la location journalière (ou mensuelle pour des équipements à demeure sur le puits lors d'opérations en mer), de la cabine, du treuil et des sondes,
- la facturation du personnel en opération ou en attente (le transport et l'hébergement du personnel sont également à la charge du client),
- le transport,
- le prix de la descente jusqu'à la profondeur la plus basse,
- le prix de la mesure,
(des charges minimales sont appliquées dans ces deux derniers cas),
- la perte éventuelle du matériel (le repêchage des outils laissés dans le trou ou la perte de ces outils est à la charge du client, sauf erreur manifeste de l'opérateur),
- les interprétations sur l'ordinateur de chantier,
(les interprétations sur l'ordinateur du centre de calcul sont facturées indépendamment des opérations).

Selon les forages (exploration ou développement) et leur localisation (à terre ou en mer), on peut estimer le coût des diagraphies différées uniquement, à environ 5 à 10 % du prix total du forage (parfois 20 % dans des cas très particuliers).

Il est bien évident que le but d'un forage d'exploration étant l'obtention d'un maximum de renseignements géologiques et techniques, le coût des diagraphies différées est très faible comparativement aux conclusions qu'elles permettent de tirer.

Une bonne connaissance des techniques diagraphiques et du système de facturation ne peut que permettre une nette amélioration de la qualité de l'information recueillie : il ne servirait à rien d'enregistrer un jeu de diagraphies en « oubliant » par économie une courbe fondamentale qui empêcherait toute possibilité d'interprétation valable. Le système de charge minimale fait également, qu'il n'est pas souhaitable de restreindre la hauteur mesurée du fait qu'un minimum de facturation est de toute façon appliquée, sauf si on tient à limiter le temps d'occupation de l'appareil de forage pour des raisons de sécurité par exemple. Des économies mal placées risquent de nuire à l'information et donc de porter préjudice à la conduite de la prospection pétrolière.

CHAPITRE 9

PRINCIPES DU CONTRÔLE DES VENUES

9.1 PRÉLIMINAIRES

9.1.1 Cause des venues (kick)

La venue est une intrusion dans le puits d'un fluide contenu dans la formation. On peut répertorier les causes suivantes :

- Densité trop faible de la boue de forage. La pression hydrostatique sur le fond peut devenir inférieure à la pression de pore de la formation.
- Pistonnage dans le puits à la suite d'un mouvement ascendant de la garniture du forage. Cela peut arriver à un ajout de tige ou pendant une manœuvre.
- Baisse du niveau de boue dans l'annulaire du puits ce qui a également pour effet de diminuer la pression au fond. Cette baisse de niveau peut être la cause d'un remplissage insuffisant au cours de la manœuvre ou de pertes dans la formation.
- Broyage des roches poreuses par l'outil. Le risque n'est évidemment pas le même puisque dès l'arrêt du forage, il n'y a plus de venue supplémentaire.

9.1.2 Les signes avertisseurs

Plusieurs indices peuvent prévenir d'un risque imminent ou du déclenchement d'une venue. Ces indices, détaillés ci-après, sont extrêmement importants pour les foreurs car le démarrage rapide des procédures de contrôle influe directement sur les méthodes et le niveau de risques encourus.

A. Augmentation de la vitesse d'avancement (*drilling break*)

Une augmentation notable de ce paramètre peut indiquer :

- un changement de forabilité du terrain dû à l'entrée dans une formation poreuse ou fracturée,
- une diminution de la pression différentielle entre la pression exercée par la colonne de boue dans le puits et la pression de pore de la formation.

La technique du forage est d'être overbalanced, c'est-à-dire en légère surpression sur le front de taille. L'influence de cette pression sur la vitesse d'avancement est mis en évidence par la courbe de la **figure 9.1**.

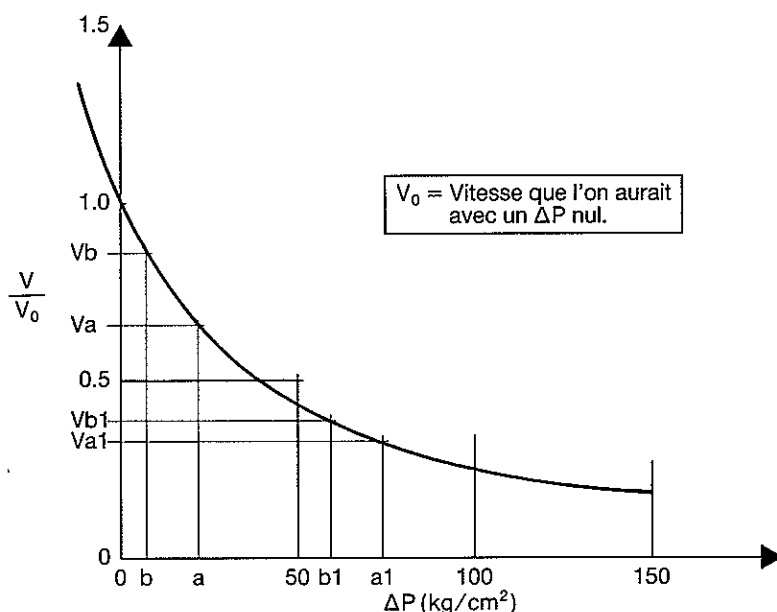


Fig. 9.1 Influence de la pression différentielle sur la vitesse d'avancement (d'après W.C. Maurer).

Lorsque l'on travaille en a et que la pression de pore de la formation augmente parce que le trépan fore une zone de transition, la pression différentielle diminue et devient b ; la vitesse d'avancement augmente notablement de V_a à V_b . Si la surpression était a_1 , la différence entre V_{b1} et V_{a1} ne serait peut-être pas significative. Cela doit conduire à forer avec une pression différentielle minimale.

Il ne faut pas oublier également que les pertes de charge annulaires, bien que souvent faibles, existent et s'additionnent à la pression hydrostatique. Donc une venue ou l'imminence d'une venue peut ne pas être décelable en forage (c'est-à-dire avec circulation) et se déclencher lors de l'ajout de tige (arrêt de la circulation).

B. Anomalies de remplissage du puits

Pendant la manœuvre de remontée du train de tiges, le foreur doit remplacer par de la boue le volume d'acier sorti et ainsi maintenir un niveau de boue maximal. Il opère par l'intermédiaire d'un bac spécialisé ou bac de manœuvre (trip tank ou possum belly tank) qui facilite le contrôle du volume de remplissage. Le foreur doit comparer ce volume au volume d'acier qu'il vient de sortir. Si le volume de boue est inférieur, cela signifie qu'il y a venue d'un fluide au fond du puits.

Cette venue qui n'avait pas lieu en début de manœuvre (le foreur doit observer le puits en statique avant de commencer la manœuvre de remontée) résulte donc de l'effet de pistonage causé par la vitesse de remontée du train des tiges. Cet effet est appelé le swab et est d'autant plus important que :

- la vitesse de manœuvre est grande,
- la viscosité et les gels de la boue sont élevés,
- le trépan est bourré,
- les masses-tiges sont surdimensionnées.

Cette venue peut s'arrêter si l'effet de pistonage est diminué mais la venue peut déséquilibrer le puits lorsque le gaz, par sa détente, aura chassé une partie de la boue. De même avec un fluide tel que de l'eau, la hauteur de venue dans l'annulaire peut être suffisante pour amorcer le puits.

C. Pertes de circulation

Ces pertes peuvent être provoquées par une filtration importante dans une formation fortement poreuse et perméable ou fissurée que se soit naturellement ou provoquée par des surpressions hydrauliques dans le puits.

Ces pertes auront pour conséquences une baisse du niveau hydrostatique pouvant provoquer une venue.

Dans un réservoir à gaz de hauteur importante, la densité de boue nécessaire pour contrôler la pression de pore dans la partie supérieure du réservoir peut être trop forte pour les couches inférieures où le gradient de pression de pore est inférieur au gradient hydrostatique. Le réservoir pourrait ainsi être fracturé lors de l'approfondissement du forage.

D. Boue gazée

La boue gazée doit être également considérée comme un indice de venue mais il faut déterminer les conditions d'apparition de ce phénomène.

Les causes peuvent être :

- Forage dans une formation perméable contenant du gaz, la boue étant de masse volumique suffisante. Ce n'est pas une venue mais du gaz associé aux cuttings bulle la boue (gas cut mud). Le taux de gaz dans la boue est lié directement au diamètre de forage, à la vitesse d'avancement, au débit de boue, à la porosité de la roche et à la pression de pore. Le problème peut devenir sérieux

SOCIÉTÉ

CONSIGNES AU CHEF DE POSTE

en cas de manifestations du puits observées en surface

(FORAGE A TERRE OU SUR PLATE-FORME FIXE)

CHANTIER :	Phase :	Cote point fragile :	Densité boue :	P. max. :	Date de mise à jour :
	Cote sabot :	Densité équiv. de fracturation :	Padm :		Nom du responsable :

1. Au début de chaque poste ou après un changement d'outil :Circuler 5 mn au-dessus du fond à débit réduit Q_r et noter la perte de charge P_c 1

$Q_r =$ {	Pompe N° {	Chemise {	Vitesse {	Coupe {	P_c 1 {
	1	sage	au	par	
	2		coup	minute	

2. Si, en cours de forage, carottage ou circulation au fond, vous constatez :

- Une augmentation notable de la vitesse d'avancement.
- Une augmentation du débit à la goulotte.
- Un gain de boue dans les bassins.
- Des indices de gaz ou d'huile dans la boue.
- Une augmentation des chlorures dans la boue.
- Une perte de circulation (1).

- Positionner le 1^{er} T.J. 1 m au-dessus de la table.
- Arrêter la circulation - Observer le puits.
- Prévenir les responsables maître d'œuvre et entrepreneur.

SI LE PUITS EST STABLE

- Reprise circulation et opérations en cours.
- Surveillance accrue des niveaux, densité et indices.

SI LE PUITS DÉBITE

- Ouvrez le circuit sous duse, la duse étant grande ouverte.
- Fermez l'obturateur annulaire.
- Fermez progressivement la duse, notez P_a et P_t pendant 15 minutes.

SI LE PUITS EST EN PERTE (1)

- Circulation à débit réduit.
- Contrôle des pertes.
- Attente d'ordres.

Si la pression annulaire (P_a) atteint P_{adm} :Si la pression annulaire (P_a) reste inférieure à P_{adm} :

Appliquer les consignes ci-dessous :

Noter cette pression P_a =

Déterminer PR 1 de la façon suivante :

- Noter la pression en tête des tiges stabilisée $\rightarrow P_T$ =
 - Ajouter la perte de charge au débit réduit Q_r soit $\rightarrow P_c$ 1 =
 - Ajouter la sécurité soit $\rightarrow S$ =
- TOTAL (2) $\rightarrow PR$ 1 =**
- Ouvrir la duse et simultanément reprendre la circulation au débit réduit constant Q_r en maintenant par la duse une pression de refoulement constante égale à PR 1. Ne plus se soucier de P_a tant que sa valeur reste inférieure à celle de P_{max} .

En aucun cas, ne laisser la pression annulaire dépasser P_{max}

(1) En cas de perte totale, remplir l'annulaire avec de la boue ou de l'eau pour essayer de ramener le niveau au jour. Si le puits débite, fermer comme indiqué ci-dessus et attendre les instructions.

(2) PR 1 peut être établi directement en maintenant la pression annulaire constante et égale à P_a 1 + S pendant quelques minutes à la reprise de la circulation (comparer à PR 1 calculé).**3. Si vous constatez des anomalies de remplissage à la remontée de l'outil, ou de retour à la descente, ou un débit du puits quand l'outil est au jour :**

- Arrêter la manœuvre.
- Observer la goulotte et la tête des tiges.
- Prévenir les responsables maître d'œuvre et entrepreneur.

SI LE PUITS NE DÉBITE PAS

- sauf instructions contraires
- Redescendre au fond.
 - En cas de perte maintenir si possible le puits plein en pompant dans l'annulaire.
 - Reprendre la circulation à débit réduit et éventuellement sous duses à pression en tête des tiges constante (un bouchon de gaz peut s'être formé au fond).

SI LE PUITS DÉBITE

- Visser une soupape en tête des tiges.
- Redescendre au fond rapidement en contrôlant le volume de retour
- Au fond, appliquer les consignes 2 § + ci-dessus.

SI LE DÉBIT S'ACCÉLÈRE, OU SI LE GAIN ATTEINT, OU SI DU GAZ APPARAÎT À LA GOULOTTE

- Arrêter la manœuvre.
- Fermer l'obturateur annulaire..
- Fermer progressivement la duse.
- Attendre ordres.
- Purger si la pression annulaire atteint P_{max} .

NOTA : Les zones ombrées de ce tableau sont à remplir et à tenir à jour par le responsable du sondage.

Document extrait de l'ouvrage « Prévention et maîtrise des éruptions ». Editions Technip, Paris, 1979.

Fig. 9.2 Consignes aux chefs de poste.

si la vitesse d'avancement est trop rapide et le pourcentage de gaz dans l'annulaire très grand ce qui diminuera la pression hydrostatique de façon notable et pourra déclencher une venue.

En général, ce phénomène n'est pas dangereux, car la détente du gaz n'étant importante que proche de la surface, la diminution hydrostatique est faible dans les conditions de forage usuelles. Par exemple, en forage à 3 000 m avec une boue de 1,2, la boue gazée faisant 0,8 de densité en surface, la diminution de pression de fond est estimée à 3 bar. Si la densité de la boue de retour baisse à 0,6, la diminution devient 6 bar.

- Forage d'argile contenant du gaz à haute pression mais pas de perméabilité. A l'arrêt des pompes, le puits ne débite pas. D'autres niveaux identiques mais perméables peuvent être rencontrés et ceux-ci donnant lieu à venues de gaz. Ces indices doivent être pris en compte pour l'évaluation de la densité minimale de la boue de forage et de la côte future du sabot de casing.
- Venue à l'arrêt de la circulation.
- Un bouchon de boue gazée apparaît souvent en fin de circulation du volume annulaire. Ce gaz provient du pistonnage à l'ajout de tige ou de la diffusion gazeuse à travers le cake. La diffusion gazeuse est indépendante de la pression différentielle et est d'autant plus importante qu'il y a de l'huile dans la boue, donc maximum pour la boue à base d'huile. Le bouchon de boue gazée doit être considéré comme une chose normale mais ne doit pas être négligé comme signe avertisseur de manifestations plus graves ou comme informations sur la pression de fond.
- Air dans la garniture provenant d'un ajout de tige, H_2S ou CO_2 provenant de dégradation de produits à boue.

E. Augmentation du débit à la goulotte. Augmentation du niveau des bacs

Ces indices résultants d'un gain dans le puits indiquent sans ambiguïté la présence d'une venue. L'augmentation du niveau des bacs est l'information mesurable sur tous les chantiers mais présente des inconvénients : inertie du circuit par l'effet de grandes goulottes, grands bassins, manipulations sur les volumes, instabilité des bacs sur les supports de forage flottants.

Il est techniquement préférable d'observer l'accroissement du débit de retour de boue à la goulotte. Mais cela nécessite deux débitmètres (entrée et sortie) et un appareillage de comparaison.

F. Observation puits fermé

Le foreur ayant détecté la venue, il lui faut fermer le puits suivant les procédures précisées sur les consignes au chef de poste (**Fig. 9.2**) affichées sur tous les planchers.

La première étape est de se mettre en situation qui permettra la poursuite de toutes les opérations qui pourraient être nécessaires au contrôle du puits. Cela va varier en fonction de la situation en cours :

- trépan au fond (forage, carottage, circulation) donc avec la kelly vissée sur la garniture,
- manœuvre (trépan loin du fond) donc garniture ouverte.

Mais dans tous les cas, il faut veiller à positionner le premier tool-joint de la garniture à un mètre environ au-dessus de la table afin qu'il soit accessible aux foreurs.

Avant de fermer le puits à l'aide du BOP annulaire, il faut prendre la précaution d'ouvrir la vanne sur la choke-line pour éviter d'abîmer par érosion la garniture de BOP. En effet, le débit du puits sera ainsi by-passé vers le choke-manifold à travers la duse ouverte. Pour mesurer les pressions puits fermé, le foreur fermera le circuit duse par la duse elle-même tout en contrôlant la pression. C'est la méthode dite soft shut in. La méthode dite hard shut in consiste à avoir la duse fermée ainsi que la vanne amont. La fermeture du puits se fait directement par un BOP.

Si la garniture n'est pas équipée d'un moyen d'obturation, il faut visser immédiatement une soupape de sécurité en tête de la garniture, puis tenter de descendre l'outil au fond si les conditions le permettent : c'est-à-dire la valeur du gain admissible, l'accélération du débit et la présence de gaz... La fermeture du puits se fait suivant les mêmes précautions qu'au paragraphe précédent.

La formation décomprimée aux abords du forage va se recomprimer jusqu'à ce que la pression de fond s'équilibre avec la pression du gisement. La pression en

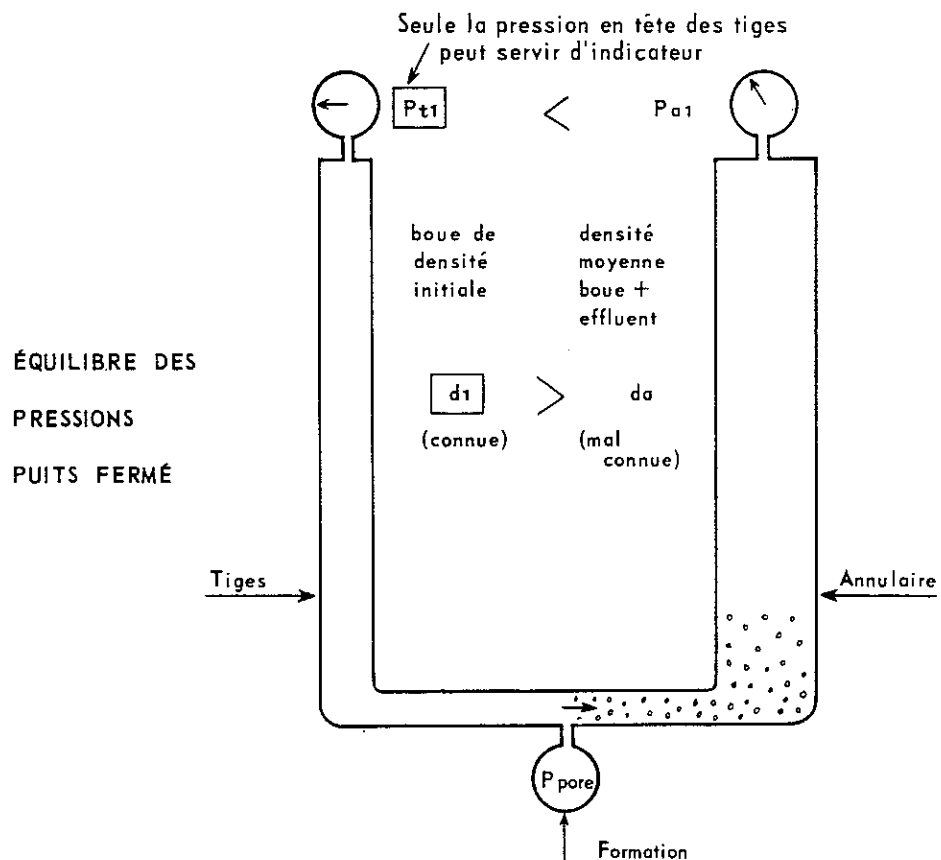


Fig. 9.3 Schématisation du puits en tube en U.

tête des tiges va donc augmenter. On schématise un puits fermé, trépan au fond suivant la **figure 9.3**.

Le foreur peut calculer la pression de pores selon l'équation suivante :

$$P_G = 9,81 Z d_1 + p_{t1}$$

Dans toutes procédures, il faudra que le foreur maintienne au fond une pression légèrement supérieure à la pression de gisement :

$$P_F = 9,81 Z d_1 + P_{t1} + S \quad (\text{kPa})$$

S = sécurité dont la valeur courante est prise à 500 kPa par 1 000 m de profondeur.

G. Sécurité du puits

Dans le cas de gaz, on ne peut pas considérer le puits comme étant en sécurité parfaite car la venue va migrer dans l'annulaire par différence de masse volumique. Au fur et à mesure que la venue monte dans l'annulaire, la pression en tête va augmenter et tendre vers P_G . Dans le même temps (**Fig. 9.4**), la pression de fond va augmenter de la même valeur et tendre vers $2 P_G$.

Le découvert sera donc soumis à P_G et toutes conditions restant identiques par ailleurs, il se fracturera si sa résistance n'est pas suffisante vis-à-vis de cette pression.

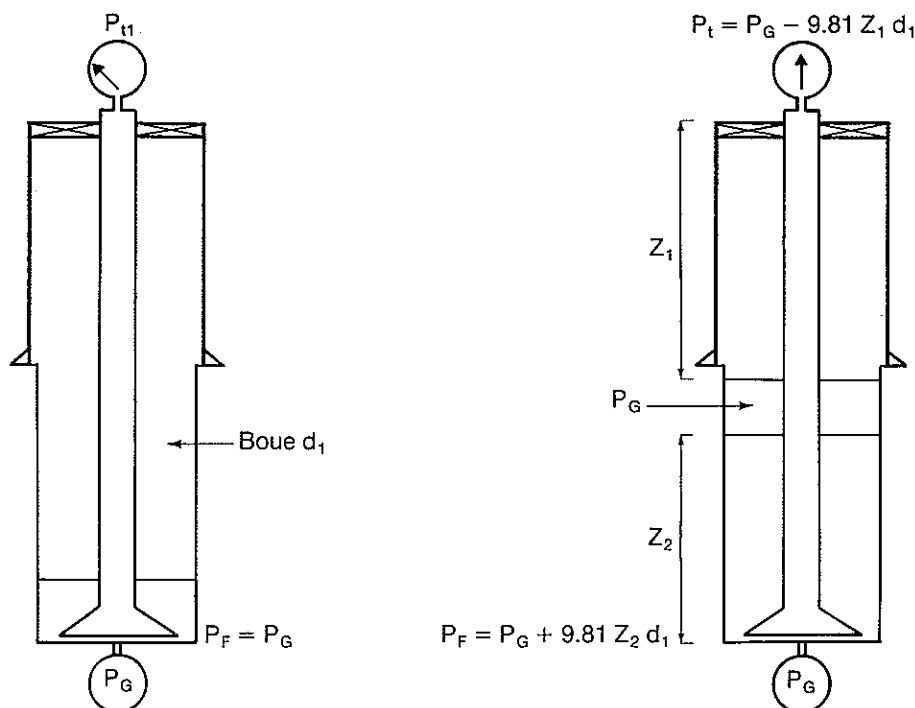


Fig. 9.4 Pressions au cours de la migration d'un volume de gaz.

La pression maximale admissible en tête de l'espace annulaire comporte deux limites :

- une limite ($P_{\max}$) à ne pas dépasser en aucun cas : c'est la pression de service de l'ensemble de la tête de puits ou la résistance à l'éclatement de la dernière colonne de tubage,
- une limite admissible (P_{adm}) liée à la pression de fracturation des terrains situés sous le sabot de la dernière colonne de tubage.

Le calcul de P_{adm} suppose la connaissance du gradient de fracturation des terrains situés dans le découvert qui peut être déterminé :

- par information statistique locale,
- par essai du découvert (leak-off test),
- par évaluation.

La pression admissible en tête de l'espace annulaire est d'autant plus élevée que le sabot de la dernière colonne est placé plus bas et que la densité de la boue est plus faible.

Les risques de craquer une formation homogène sont les plus élevés au point le plus sollicité, c'est-à-dire souvent au sommet du découvert. Dans ce cas, la pression admissible est :

$$P_{\text{adm}} = 9,81 Z_{\text{sabot}} (G_{\text{frac}} - d_1) \quad (\text{kPa})$$

Si un niveau fragile a été rencontré, il se peut que les risques de fracturation deviennent plus élevés à ce niveau qu'au sabot du dernier tubage. Il est donc nécessaire de calculer à nouveau P_{adm} lorsqu'un événement se produit au cours de l'avancement du forage (rencontre d'un niveau poreux, modification de la densité de la boue).

Pendant la circulation d'un effluent gazeux, avec la boue d'origine, la pression sur le fond du puits étant maintenue constante, la pression au sommet du découvert ou au point fragile :

- s'accroît proportionnellement à l'augmentation de la hauteur occupée par le gaz dans l'espace annulaire, jusqu'à ce que le gaz atteigne ce point,
- décroît pendant le passage du gaz au droit de ce point,
- reste constante pendant l'ascension du gaz au-dessus de ce point.

Si on a circulé de la boue alourdie de densité d_r jusqu'à l'annulaire avant que le bouchon de gaz n'atteigne le point fragile, la pression en ce point se trouve diminuée d'une valeur P :

$$P = 9,81 h (d_r - d_1) \quad (\text{kPa})$$

h étant la hauteur de boue lourde d_r présente dans l'annulaire au moment où le gaz atteint le point fragile.

Il est donc important de noter que :

- Si, pendant la fermeture du puits ou la remontée du bouchon de gaz jusqu'au point fragile, la pression annulaire vient à atteindre ou dépasser P_{adm} la méthode de contrôle développée ci-après risque d'échouer puisque l'architecture du puits peut être détruite au niveau du découvert. Il y a alors une des deux situations à choisir :
 - maintenir la pression annulaire égale à P_{adm} et accepter un débit de venue dans le puits.
 - accepter le risque de craquer en poursuivant l'application de la méthode. Ce risque ne peut être pris s'il y a danger de cratère en surface.
- Lorsque le bouchon de gaz est passé au dessus du point fragile, on peut laisser monter la pression annulaire dans la mesure où elle ne dépasse pas P_{max} .

En conclusion, il faudra essayer de circuler la boue lourde le plus tôt possible afin de diminuer la pression annulaire. Le gain le plus faible sera favorable à des pressions annulaires faibles.

9.2 PRINCIPES DE LA CIRCULATION SOUS DUSE TRÉPAN AU FOND

9.2.1 Principe du contrôle

Lorsque la venue a été provoquée par le déséquilibre de pression au fond du puits, contrôler signifiera changer la boue pour un fluide de densité d_r plus grande que d_1 et calculée telle que :

$$\begin{aligned} 9,81 Z d_r &= P_G + S \\ &= 9,81 Z d_1 + P_{f1} + S \end{aligned}$$

ou :

$$d_{r2} = d_1 + \frac{(P_{f1} + S)}{9,81 Z}$$

Il y a donc deux problèmes à résoudre :

- fabriquer le volume de boue de densité d_r ,
- chasser par circulation la boue trop légère par la boue lourde tout en équilibrant le gisement par une pression de fond supérieure à P_G . Il faut donc circuler de telle manière que cela crée une pression dynamique qui, ajoutée à la pression statique, sera égale à $P_G + S$. La duse du choke manifold permettra de créer cette contre-pression qui s'appliquera sur le fond.

9.2.2 Circulation sous duse

On décompose la circulation sous duse en deux phases :

- 1) Le volume de circulation qui permet l'évacuation de l'effluent (c'est le volume annulaire du puits).
- 2) Le remplacement de la boue trop légère par la boue de densité requise, l'annulaire étant propre, c'est-à-dire purgé de l'effluent (au minimum le volume intérieur des tiges).

Deux procédures sont utilisées :

- La «driller's method» : où l'on évacue l'effluent avec la boue d'origine de densité d_1 , en réglant la duse telle que la pression de refoulement en tête des tiges soit :

$$P_{r1} = P_{c1} + P_{t1} + S$$

P_{c1} étant les pertes de charges dans la garniture avec le débit de contrôle (en général la moitié du débit en forage). Ces pertes de charge sont mesurées et notées sur le tableau de consignes (**Fig. 9.2**) régulièrement pendant l'exécution du forage. L'utilisation d'un débit inférieur à la moitié du débit de forage se justifie par :

- une plus grande facilité de contrôler la constance du débit des pompes de forage. Il est en effet indispensable que les pertes de charge restent constantes si l'on veut maintenir constante P_F en utilisant la lecture au manomètre de la pression de refoulement. Si, par inadvertance, P_{c1} augmente, et que l'on continue à maintenir toujours P_{r1} constant, la pression de fond diminue alors.
- On peut négliger les pertes de charges annulaires. Sauf en support flottant (tête de puits sous-marine) où les pertes de charge dans la choke-line doivent être prises en compte.

L'évacuation de l'effluent (après la circulation du volume annulaire) se fera donc à P_{r1} constant. L'opération finale sera de chasser la boue légère par la boue lourde lorsque celle-ci aura été fabriquée en surface.

Au cours de cette circulation, le foreur règle la duse telle que la pression de refoulement décroisse linéairement de la valeur initiale P_{r1} à une valeur P_{r2} représentant les pertes de charges à l'intérieur de la garniture de la boue de densité d_r (avec toujours le même débit de contrôle) jusqu'à ce qu'il ait rempli l'intérieur de la garniture. La remontée de la boue lourde dans l'annulaire se fera à P_r (**Fig. 9.5**).

- Si l'installation le permet, la méthode la plus rapide et la plus sécurisante est d'injecter directement la boue de densité d_r : c'est la wait and weight method : les deux cycles d'évacuation de l'effluent et de la boue légère se faisant en même temps. Pendant la circulation du volume intérieur de la garniture, le foreur doit régler la

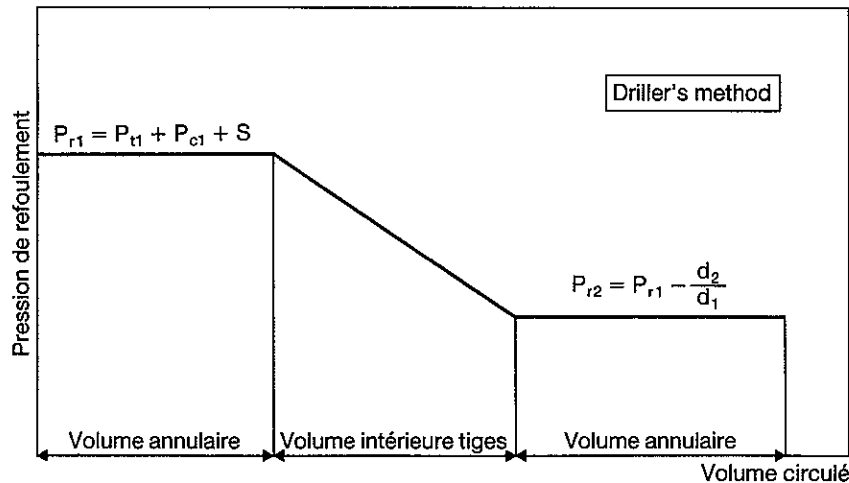


Fig. 9.5 Diagramme de la pression de refoulement pendant la "Driller's method".

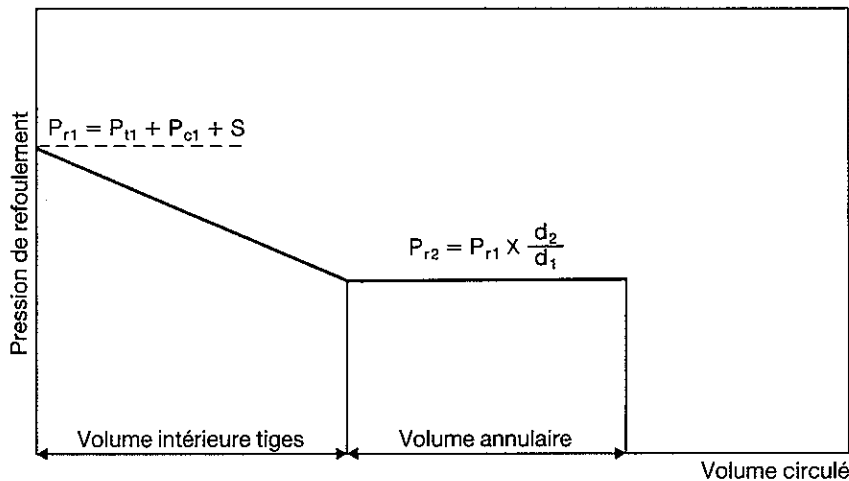


Fig. 9.6 Diagramme de la pression de refoulement pendant la "Wait and weight method".

duse suivant la décroissance linéaire de la pression de refoulement de P_{r1} à P_r . Il terminera le cycle en maintenant constante la pression de refoulement à la valeur P_r (Fig. 9.6).

9.2.3 Évolution de la pression annulaire pendant un contrôle (trépan au fond)

Le foreur ayant décidé d'évacuer l'effluent par circulation avec la boue d'origine, il peut à tout moment, au cours de cette opération, arrêter la circulation pour mesurer les pressions en tête du puits fermé :

- la pression en tête des tiges est constante et égale à P_{r1} ;

- la pression annulaire varie en fonction de la pression exercée par la colonne de fluide annulaire.

9.2.3.1 Influence de la nature de l'effluent

Si l'effluent est liquide, donc pratiquement incompressible, la pression annulaire reste sensiblement constante jusqu'à l'arrivée de l'effluent sous les obturateurs. Quelques variations peuvent être notées si une modification importante de la section de l'espace annulaire provoque une variation notable de la hauteur de l'effluent. Au cours de l'évacuation de cet effluent liquide à travers la duse, la pression annulaire chute progressivement. Si l'on ferme le puits après évacuation complète de l'effluent, les pressions en tête des tiges et de l'annulaire sont égales à la pression mesurée en tête des tiges à l'origine (P_{t1}).

Le comportement d'un effluent gazeux est beaucoup plus complexe. Le volume occupé par une certaine quantité de gaz est fonction de sa pression, de sa température et de sa composition. Le gaz se détend en approchant de la surface et le débit de retour est donc supérieur au débit d'injection. La pression augmente pour compenser l'expansion du gaz qui a diminué la pression statique. On note un accroissement de cette pression à l'approche de la surface et le maximum est généralement atteint lorsque l'effluent parvient sous les obturateurs. Au cours de son évacuation à travers la duse, la pression annulaire chute rapidement. Si l'on ferme le puits après évacuation complète du gaz, les pressions en tête des tiges et de l'annulaire sont égales à la pression mesurée en tête des tiges à l'origine (P_{t1}).

9.2.3.2 Influence du volume de l'effluent

Il est établi que la détection trop tardive d'une venue est l'une des raisons pour lesquelles une venue peut échapper au contrôle.

Plus le volume d'effluent ayant pénétré dans l'espace annulaire est important, plus la pression exercée par la colonne de fluide annulaire est faible et plus la pression mesurée en tête de l'espace annulaire, puits fermé, à la suite d'une venue est élevée.

Si l'effluent est gazeux, plus le volume initial de la venue est élevé, plus le volume occupé par le gaz lorsqu'il atteint les obturateurs est important et plus la pression annulaire est élevée.

Le volume de gaz entré dans le puits est le facteur prépondérant qui détermine la pression annulaire maximale au cours de la circulation du bouchon de gaz.

9.3 CONTRÔLE D'UNE VENUE EN COURS DE MANŒUVRE

Le contrôle est alors beaucoup plus compliqué car les procédures pratiquées dépendent en premier lieu des conditions de puits, on peut citer les méthodes suivantes :

- descendre la garniture à travers le BOP annulaire fermé (stripping) ou snubbing, l'objectif étant de se mettre dans le cas du chapitre 9.2,
- squeezer la venue dans la formation (pomper dans le puits fermé par la kill-line ou les tiges),
- contrôler la venue en ajustant, puits fermé, la pression en tête sans circulation,
- contrôler la venue par circulation de boue alourdie.

CHAPITRE 10

LE FORAGE DIRECTIONNEL

Le forage directionnel fait désormais partie intégrante des techniques conventionnelles de forage car il est devenu très courant si ce n'est systématique en développement de gisement. Cette technique ne consiste pas uniquement à choisir et dessiner la trajectoire mais également à définir les mesures, les appareils de mesures, les outils de déviation, les paramètres de forage appropriés, l'architecture du puits compatible avec la trajectoire, les techniques de cimentation les plus performantes et les méthodes de complétion acceptables dans un drain incliné ou à l'extrême horizontal.

10.1 LES DIFFÉRENTES APPLICATIONS DES FORAGES DIRIGÉS

10.1.1 Sites inaccessibles (Fig. 10.1)

La cible peut être à la verticale d'un lieu difficile d'accès (mer, lac, rivière, montagne, etc.) ou d'une zone urbanisée.

Dans ces deux cas, la mise en place à la verticale de l'objectif d'un appareil de forage est physiquement ou économiquement impossible. Un forage dévié pourra résoudre ce problème.

10.1.2 Multiplicité des puits sur un même emplacement

C'est ce que l'on nomme forage à partir d'un cluster. Ce ne peut être le cas que des forages de développement. Les exemples les plus courants sont en offshore où le coût de la construction d'une plate-forme fixe ne peut être amorti que par un

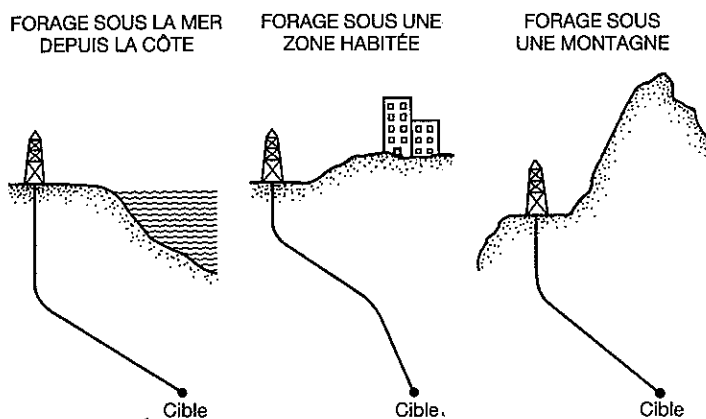


Fig. 10.1 Forages dirigés vers des cibles situées sous des sites inaccessibles.

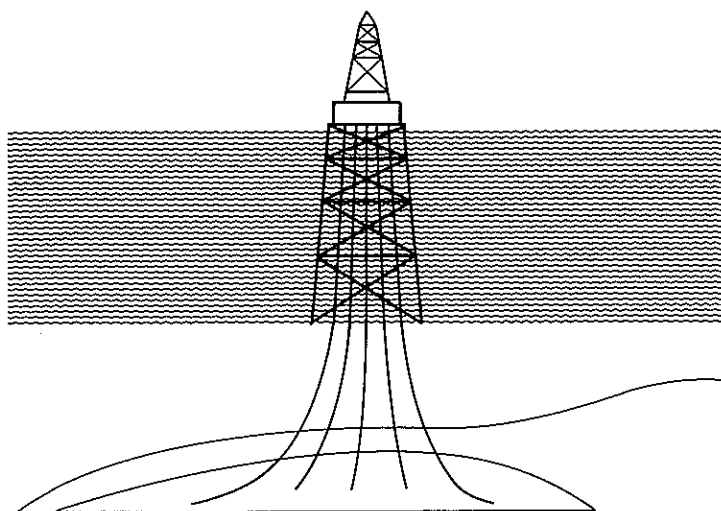


Fig. 10.2 Schéma de développement de gisement offshore.

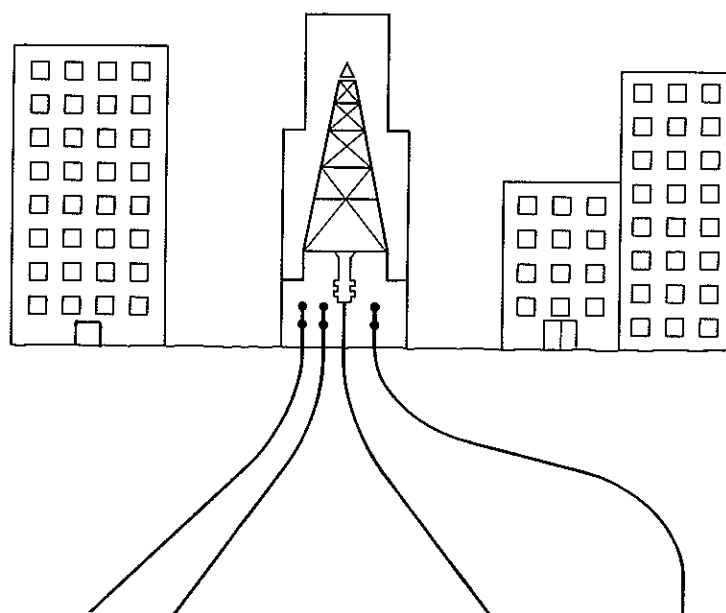


Fig. 10.3 Schéma de développement en site urbanisé.

ensemble de puits de production (**Fig. 10.2**). Mais à terre on rencontre également cette disposition dans les régions où il est difficile ou coûteux de préparer un emplacement de forage par puits (**Fig. 10.3**). Ces développements simplifient également l'infrastructure de collecte de l'effluent produit.

10.1.3 Side-track

La technique du side-track est développée dans le chapitre Instrumentation car elle est fréquente lorsque l'on veut abandonner la portion inférieure d'un forage à la suite d'une rupture de la garniture de forage (**Fig. 10.4a**), mais elle peut avoir également une raison géologique (mauvaise implantation de l'appareil de forage ou exploration complémentaire (**Fig. 10.4b**)).

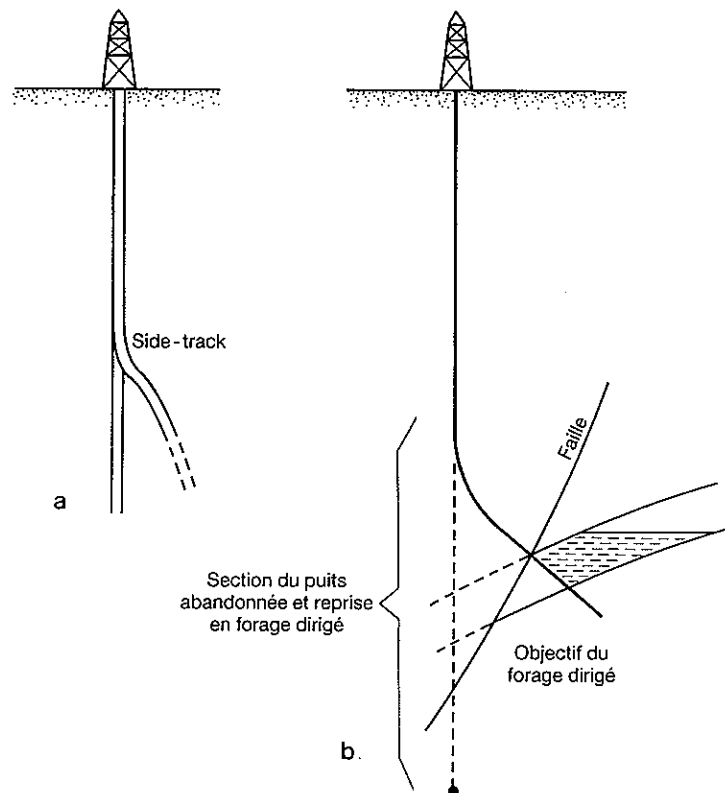


Fig. 10.4 Reprise d'un puits en forage dirigé pour raisons technique ou géologique.

10.1.4 Puits de secours ou relief well (Fig. 10.5)

C'est l'application la plus spectaculaire et la plus délicate car elle exige une grande précision pour intercepter ou arriver à proximité du puits en éruption.

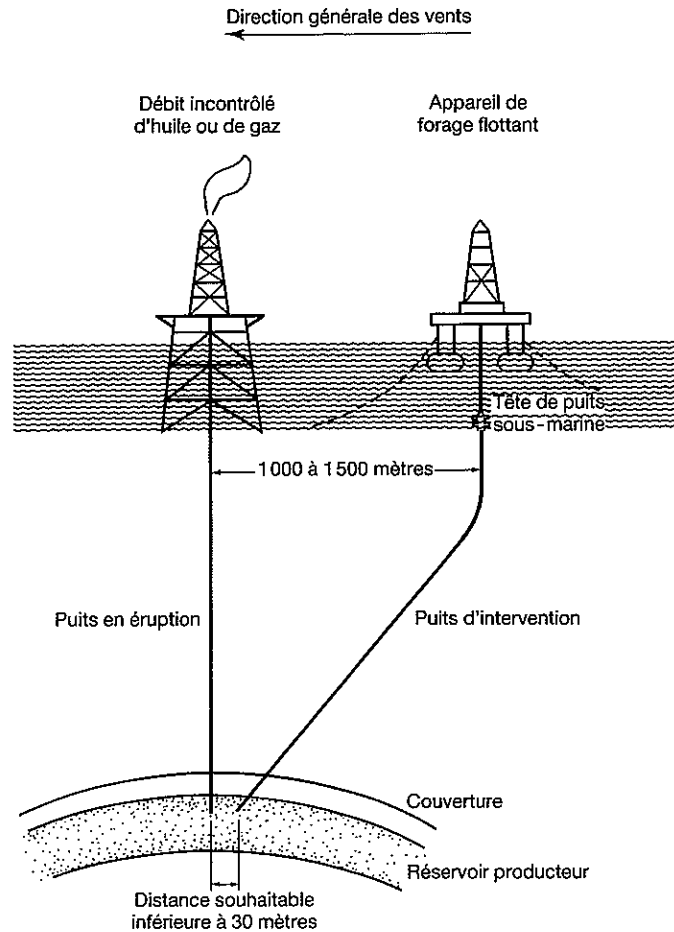


Fig. 10.5 Forage de secours pour contrôler un puits en éruption.

10.1.5 Applications diverses

10.1.5.1 Doublet géothermique (Fig. 10.6)

Une exploitation géothermique nécessite en général deux forages : un producteur qui soutire l'eau chaude du gisement et un injecteur qui permet de renvoyer cette eau dans la couche. Le deuxième forage doit voir aboutir son extrémité à une distance optimale du producteur afin d'éviter une baisse trop rapide de la température de l'eau produite.

10.1.5.2 Carottage d'expérimentation nucléaire (Fig. 10.7)

10.1.5.3 Forage horizontal (Fig. 10.8)

Cette utilisation jusqu'à 90° des techniques des forages déviés trouve son utilité notamment pour un accroissement de la productivité par puits foré.

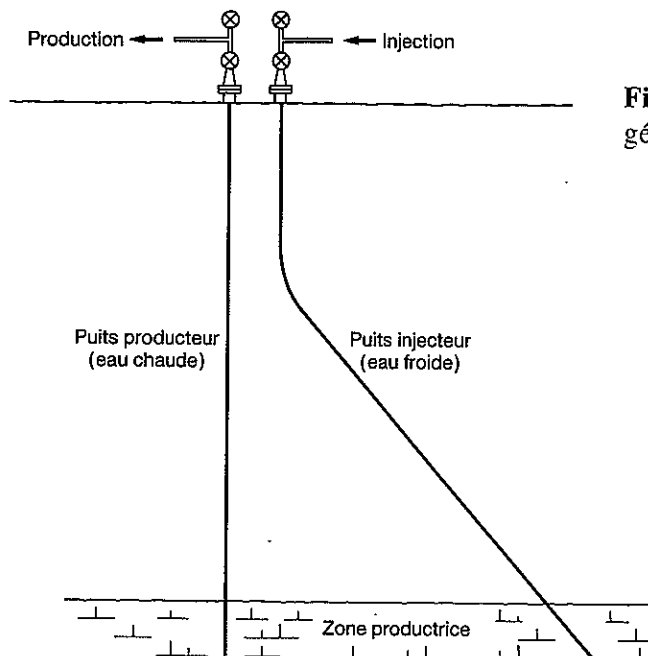


Fig. 10.6 Doublet géothermique.

Fig. 10.7 Forage d'échantillonnage après expérimentation nucléaire.

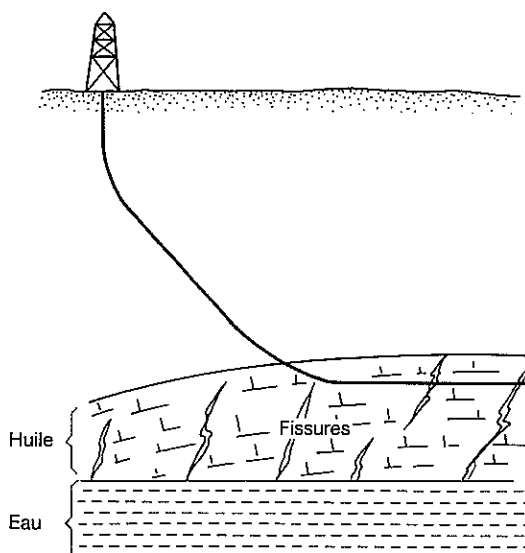
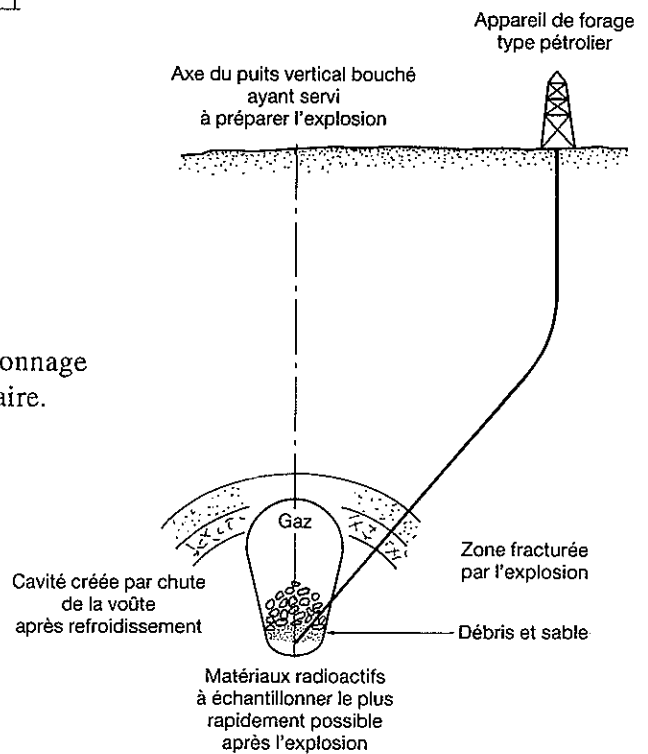


Fig. 10.8 Forage horizontal de développement.

10.2 LES PARAMÈTRES DE PLANIFICATION D'UN FORAGE DÉVIÉ

L'étude et la préparation d'un forage directionnel commence par l'implantation du rig, repérage de la position de la cible ainsi que sa définition. On se contente souvent de définir une sphère centrée sur le point d'impact. Il est admis qu'il est économiquement acceptable de choisir pour rayon de la cible le douzième du déport (+ ou - 5° d'angle d'azimut par rapport au théorique). Cette cible est généralement plutôt large et doit être souvent diminuée pour des impératifs de développement.

10.2.1 Trajectoire

Une fois définis les points de départ et d'arrivée, il faut dessiner la trajectoire à suivre (**Fig. 10.9**). Les trajectoires en forme de J sont les plus répandues et les plus économiques. Elles sont constituées d'une première partie verticale jusqu'à la cote dite KOP (kick-off point). Le forage dévié commence à cette profondeur. La phase de forage d'augmentation en angle d'inclinaison s'appelle build-up. Cette phase nécessite des garnitures de forage spécialisées.

Lorsque l'on a réalisé la courbure prévue et si l'on se trouve dans la bonne direction, le foreur revient à une garniture rotary stabilisée pour forer rectilignement vers la cible.

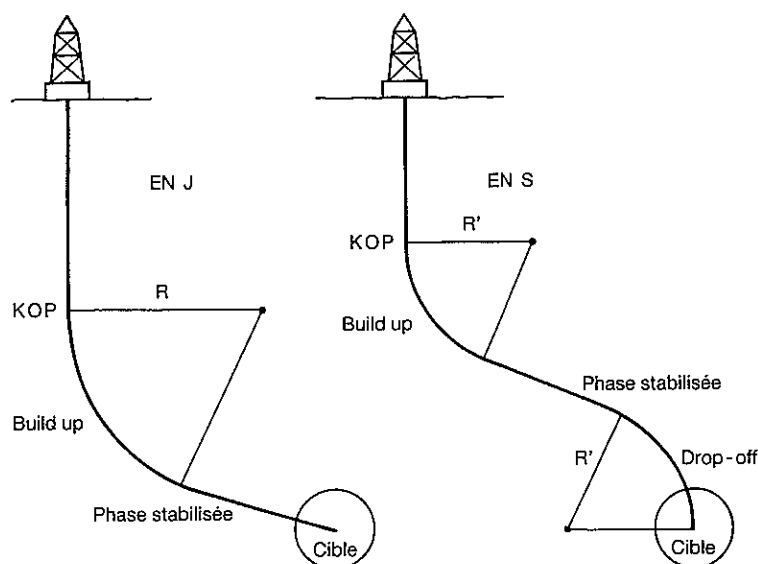


Fig. 10.9 Trajectoires types de forage dévié.

Parfois les producteurs imposent un drain le plus vertical possible ce qui exige alors un profil en S. La phase stabilisée n'est plus la phase finale, elle sera suivie d'une courbure faisant diminuer l'angle d'inclinaison (drop-off).

10.2.2 Kick-off point

Le KOP (kick-off point) sera déterminé en fonction de la nature géologique des terrains traversés pendant la phase de build-up. Il faut surtout prendre en compte la zone de l'amorce de déviation qui est toujours une phase délicate.

10.2.3 Gradient d'inclinaison

Le gradient de build-up ou gradient de déviation est raisonnablement entre 0,75 à 1°/10 m (pour un drop-off de 0,3 à 0,4°/10 m maximum).

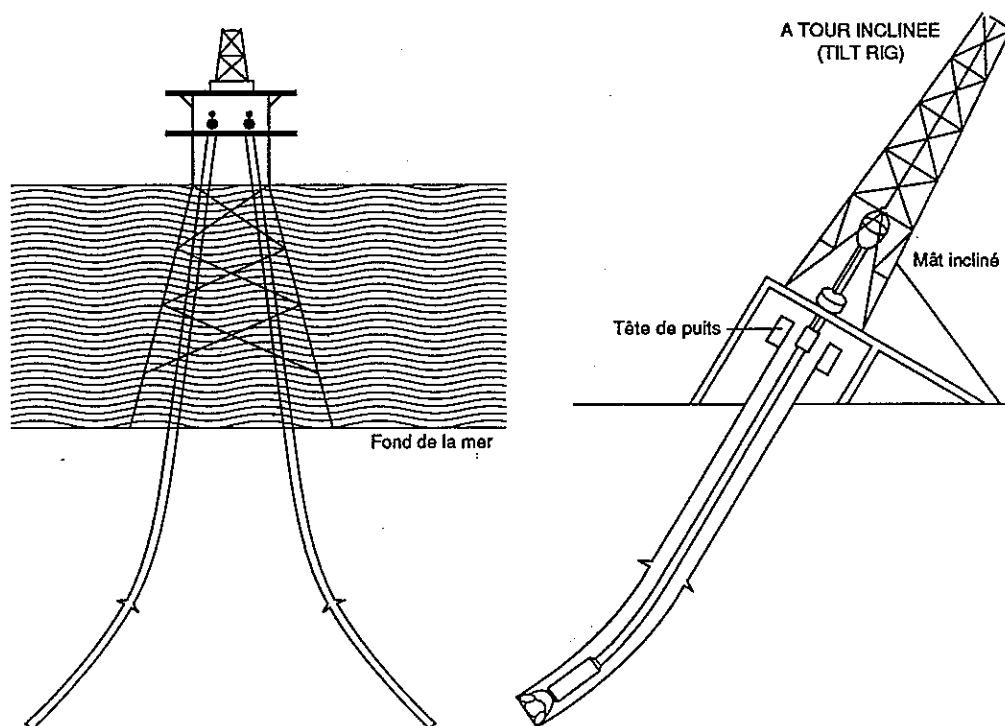
Gradient de build up (°/10 m)	0,5	1	1,5	2
Rayon de courbure (m)	1146	573	382	286

Ces gradients de build-up habituels sont compatibles avec les programmes de forage et de tubage conventionnels.

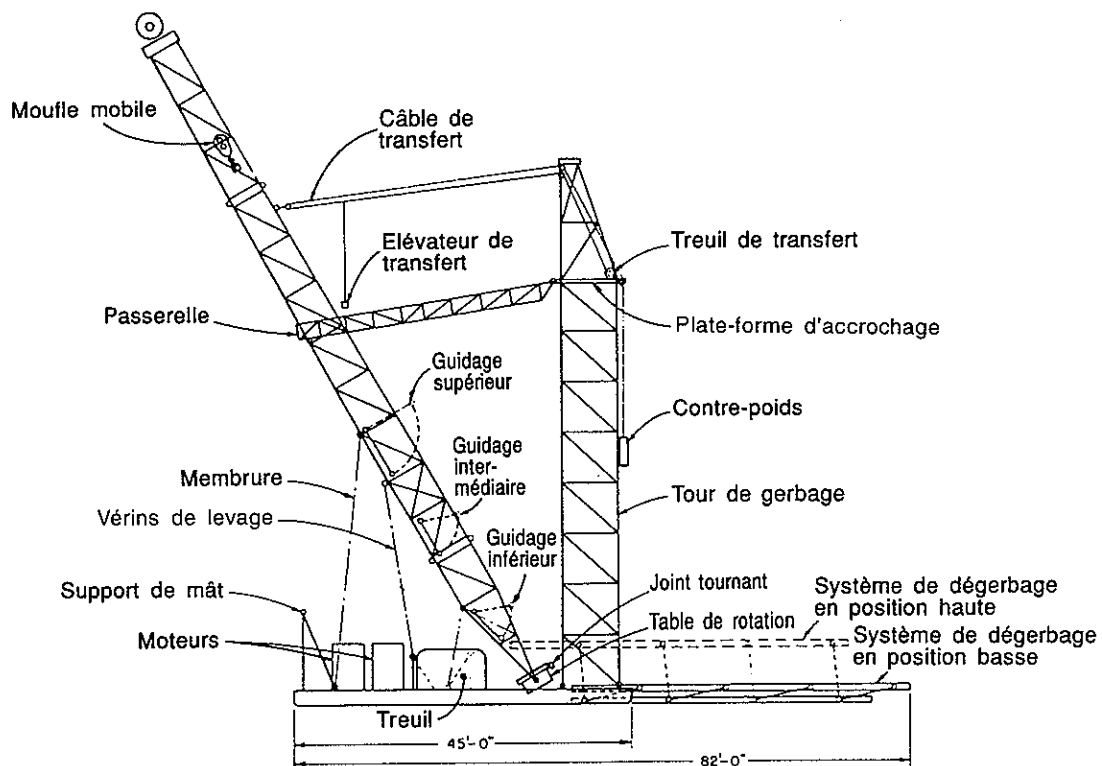
L'angle maximal de déviation doit tenir compte du fait évident que les problèmes techniques augmentent toujours avec l'angle d'inclinaison et que les chances de réussites diminuent. Pour des inclinaisons inférieures à 15°, il est souvent très difficile de contrôler l'azimut et donc la direction du forage. Une inclinaison autour de 30° est une plage de déviation optimale. Au-delà apparaissent et augmentent avec l'angle les difficultés dues aux frottements, au nettoyage du puits, à la tenue du découvert, au logging et aux complétions (cimentation, gravel pack, pose de packer, etc.).

10.2.4 Autres trajectoires

Lorsqu'il y a impossibilité géométrique de dessiner une trajectoire en J ou en S pour atteindre la cible, soit le KOP est trop bas, soit le gradient de build-up est trop faible. On peut démarrer le forage à partir de tubes conducteurs courbes ou inclinés (**Fig. 10.10**) ce qui nécessite alors un appareil de forage spécial appelé tilt rig ou slant rig qui possède un mât incliné dans l'axe du tube conducteur.



Forages à démarrage inclinés.



Appareil de forage à mât incliné.

Fig. 10.10 (Source : Skytop Brewster).

10.3 MÉTHODES DE SUIVI DE LA TRAJECTOIRE

Il est indispensable de connaître avec une précision suffisante la trajectoire de l'outil de forage pour les raisons suivantes :

- Localisation des dog legs ou des coudes beaucoup trop anguleux par rapport au gradient de déviation admissible. Les dog legs sont générateurs de frottements importants, peuvent coincer la garniture ou empêcher la descente de la colonne de casing. Compte tenu de leurs valeurs d'angle, le foreur doit décider de l'opportunité de réaléser le trou avec une garniture appropriée.
- Suivi de la trajectoire théorique pour atteindre l'objectif imposé.
- Connaissance avec la plus grande précision possible la position du forage afin de pouvoir éventuellement tuer le puits en cas d'éruption (relief well). La distance minimale d'intervention est en général de 100 ft ce qui démontre la précision nécessaire à la fin du relevé de position et de la technique de forage directionnel.

10.3.1 Les mesures

C'est à partir des mesures d'inclinaison, d'azimut et de longueur forée que l'on peut reconstituer le trajet de l'outil. Mais ces mesures sont ponctuelles et espacées tous les 10 m environ. La trajectoire calculée est en fait la plus probable au sens statistique compte tenu des erreurs systématiques et aléatoires.

10.3.1.1 Mesure de la longueur

En cours de forage, on additionne les longueurs de tige de forage qui sont connues à quelques millimètres près. Lorsqu'il s'agit d'une mesure après forage, la longueur du forage est considérée comme étant la longueur du câble porteur de la sonde de logging.

10.3.1.2 L'inclinaison

C'est l'angle entre la verticale et l'axe du puits. Le principe de la mesure est de détecter l'angle de déviation par rapport au champ gravitaire par des pendules, ou des accéléromètres.

10.3.1.3 L'azimut magnétique

C'est l'angle entre le plan vertical passant par l'axe du puits et le plan vertical passant par le nord magnétique. La mesure se fait par aiguille aimantée ou compas

flottant qui s'orientent dans la direction du flux magnétique terrestre, ou par des magnétomètres qui mesurent les trois projections du vecteur champ magnétique. Ces mesures magnétiques, quelles qu'elles soient, nécessitent la mise en place de leur appareillage dans des tubulaires amagnétiques pour éviter les perturbations consécutives à la masse de la garniture de forage. Ils ne peuvent opérer dans un casing.

10.3.1.4 Mesure gyroscopique de l'azimut

La mesure d'azimut à l'aide d'un gyroscope est une mesure relative par rapport à une position de référence prise en surface.

Le principe du gyroscope est représenté **figure 10.11**.

Le disque tournant à grande vitesse conserve sa même position tant qu'il y a équilibre parfait des cadres articulés en double cardan. S'il y a un déséquilibre dû aux frottements, à des variations de température, le cadre A tourne et par réaction

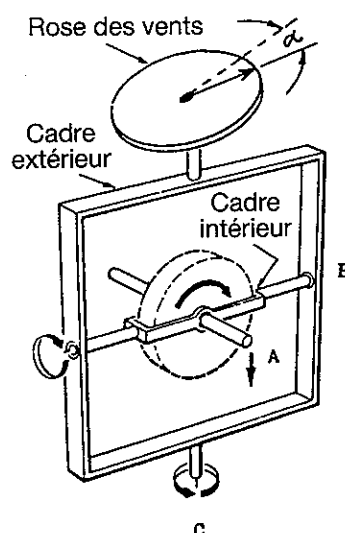


Fig. 10.11 Principe du gyroscope.

le cadre extérieur tourne d'un angle. Cet angle représente la dérive du gyroscope dont il faudra tenir compte à la fin du relevé.

10.3.1.5 Tool-face

Cette mesure n'est nécessaire que pour l'orientation de l'outil déviateur dans le puits afin de corriger la trajectoire. C'est en fait un repérage d'une génératrice de la garniture par rapport à l'azimut.

10.3.2 Les outils de mesures

10.3.2.1 Inclinomètre (Totco) (Fig. 10.12)

C'est l'outil que l'on retrouve sur tous les chantiers de forage, il n'est pas destiné à réaliser des forages dirigés, mais uniquement à contrôler que le forage reste proche de la verticale. La pastille poinçonnée par l'aiguille pendulaire est lue directement lorsque l'appareil est remonté à la surface soit par repêchage au câble, soit à la fin de la manœuvre de changement d'outil.

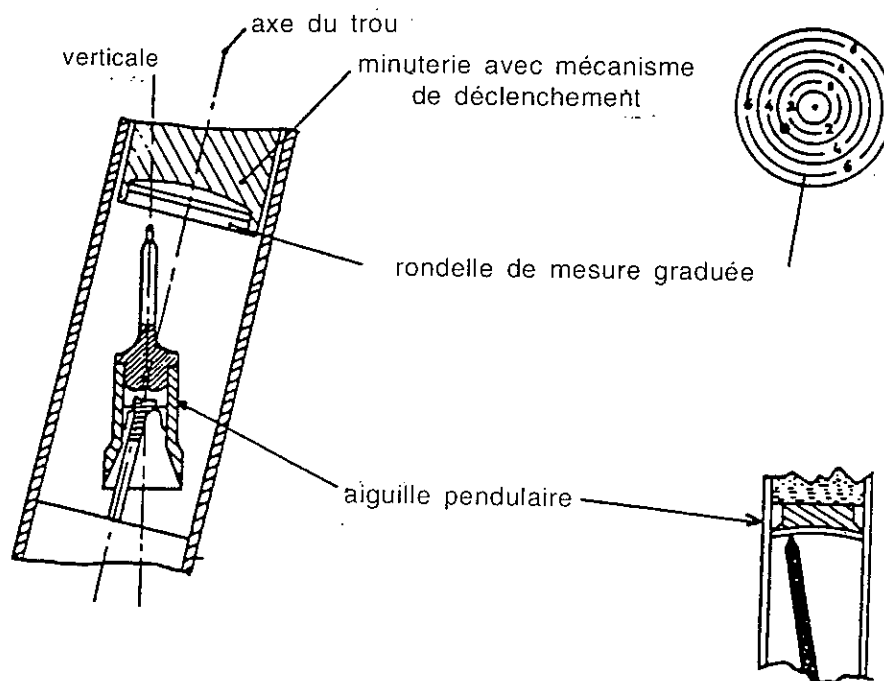


Fig. 10.12 Principe de l'inclinomètre.

10.3.2.2 Single shot ou multishot magnétiques.

L'enregistrement se fait ici sur un disque photographique (Fig. 10.13a) (single shot) ou sur film avec avancement motorisé et synchronisé avec le déclencheur. On a sur le même enregistrement l'inclinaison, l'azimut et le tool-face si l'outil de mesure est repéré par rapport à l'outil déviateur.

Le principe du single shot magnétique est représenté sur la figure 10.13b.

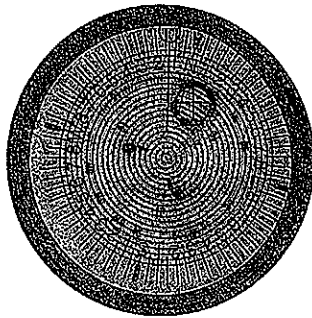


Fig. 10.13a. Photo de l'inclinaison et de la direction (Source : SII Servco).

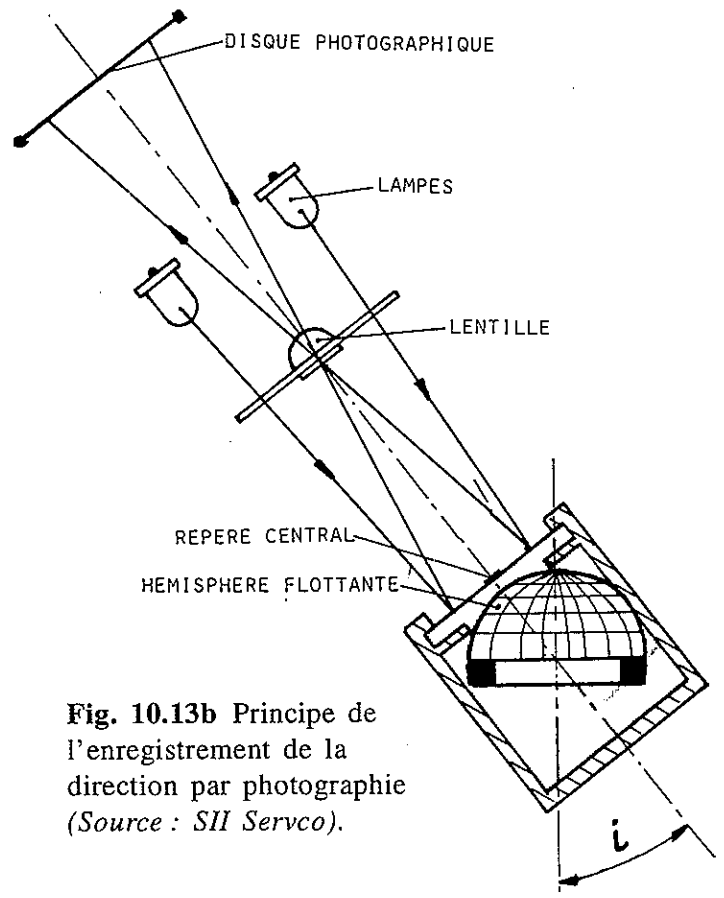


Fig. 10.13b Principe de l'enregistrement de la direction par photographie (Source : SII Servco).

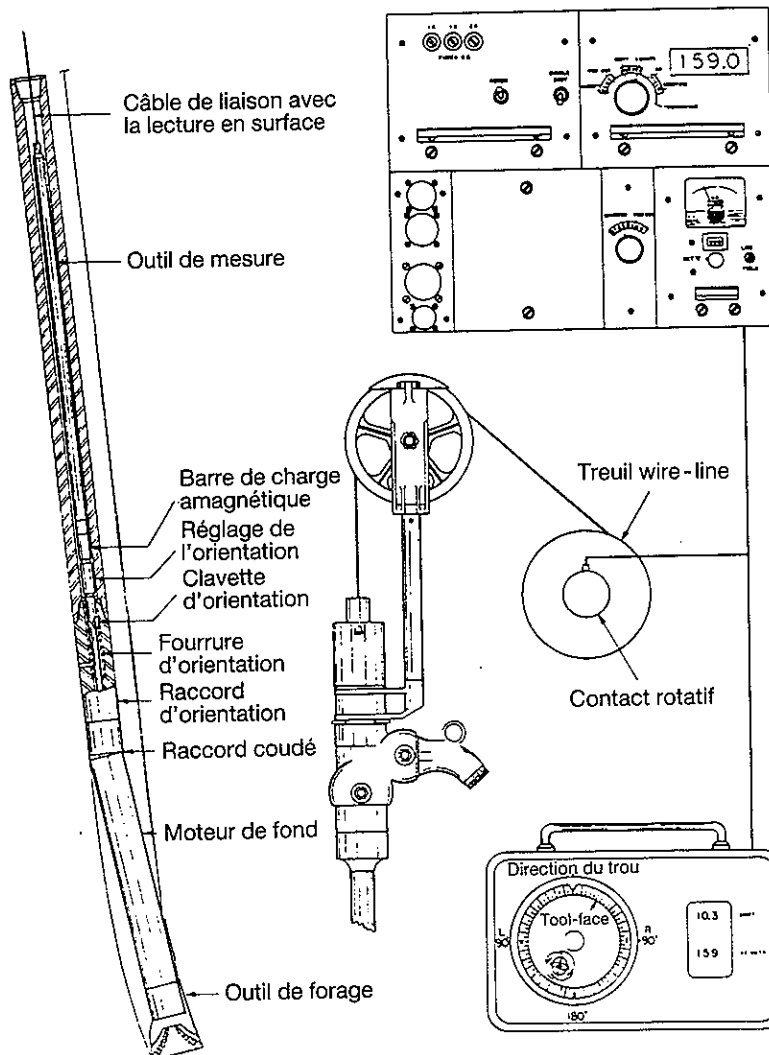


Fig. 10.14 Outil de mesure directionnel à transmission par câble (Source : Sperry Sun).

10.3.2.3 Appareil magnétique à câble (steering-tool de Sperry Sun)

C'est un appareil électronique de mesures instantanées de l'inclinaison, azimuth, tool-face (**Fig. 10.14**). L'appareil comprend une sonde directionnelle composée de capteurs électroniques de mesure d'inclinaison et d'azimut, avec rampe d'orientation pour se positionner en une orientation fixe dans le raccord mule-shoe. Un câble électrique de liaison du même type que le câble de logging *Schlumberger* permet la descente et la remontée de cette sonde ainsi que l'alimentation électrique nécessaire aux mesures. Les conducteurs de ce câble sont reliés à un ordinateur qui traite les mesures avant de les envoyer sur un pupitre d'affichage.

Lorsque la sonde est en place, il est évidemment interdit de tourner à la table de rotation. Cet outil est en général réservé au forage de la phase build up ou aux corrections d'azimut qui s'effectuent avec un moteur de fond. Mais à chaque ajout la sonde doit être remontée en surface par le treuil wire-line. Une amélioration de la technique a été d'utiliser un raccord latéral (side entry sub) vissé dans les tiges de forage et qui permet au câble de sortir dans l'annulaire entre casing et tiges de forage (**Fig. 10.15a et b**).

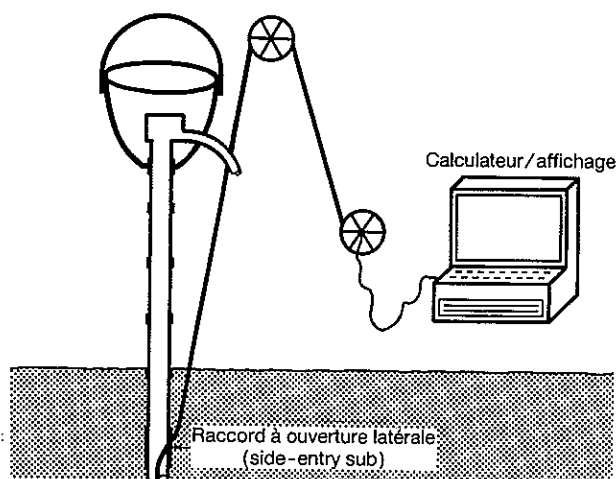


Fig. 10.15a Principe d'utilisation d'un raccord à fenêtre latérale (Source : *Side entry sub, SII Datadrill*).

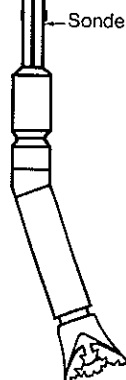
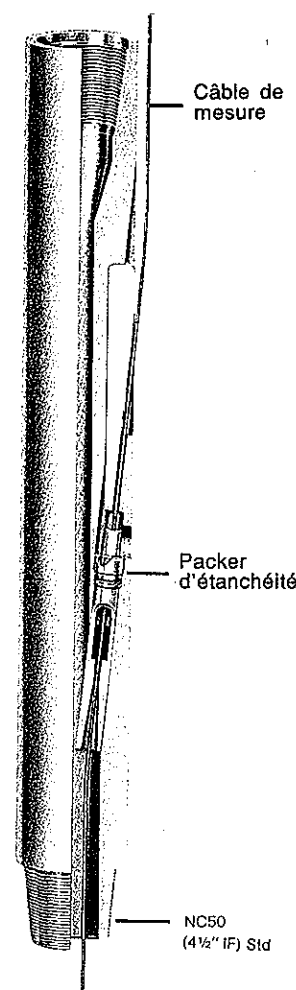


Fig. 10.15b Raccord à fenêtre latérale (Source : *Side entry sub, SII Datadrill*).



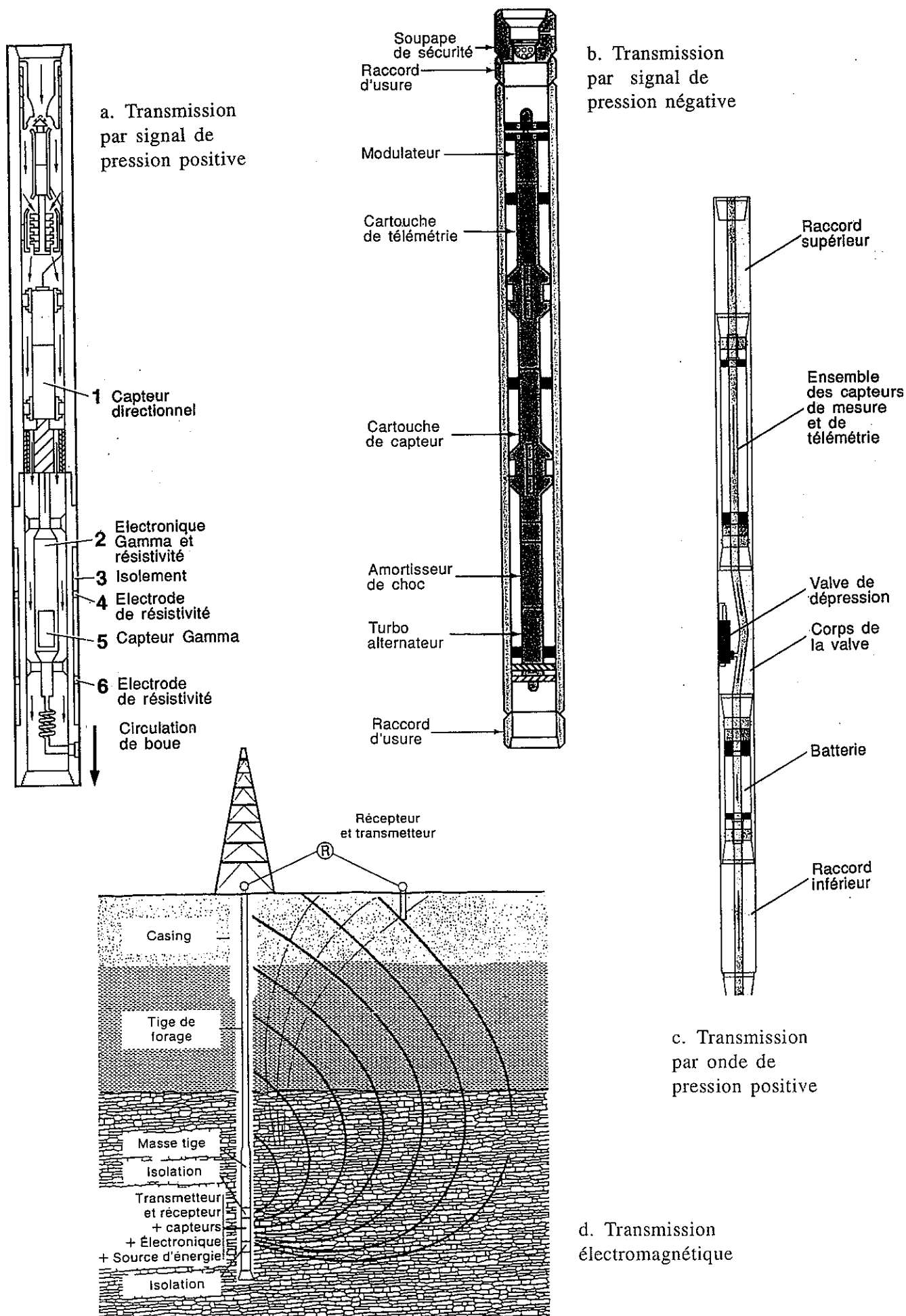


Fig. 10.16 Outils de mesure directionnels (Source : Teleco, Anadrill, Eastman Christensen, Géoservices).

10.3.2.4 Les systèmes MWD (measurement while drilling)

Les appareils de mesure de la dernière génération ont des objectifs plus étendus que la trajectométrie. En particulier compléter les diagraphies dites instantanées par des mesures au fond instantanées (gamma ray, résistivité, température, pression,...). Ils s'apparentent à une masse-tige a-magnétique, aucune liaison, aucune interférence donc aucune gêne d'utilisation pour les foreurs. Il y a deux principes de fonctionnement actuellement industrialisés :

- les appareils à transmission par ondes de pressions dans la colonne de boue injectée à l'intérieur de la garniture de tige (**Fig. 10.16a, b et c**),
- les appareils à transmission par ondes électromagnétiques (**Fig. 10.16d**).

Les appareils à transmission dans la boue existent sous trois formes : ondes de surpression, onde continue, ondes de dépression. Un ou plusieurs capteurs de surface montés sur la colonne stand pipe lisent ces mots codés pour les transmettre au calculateur qui traitera ces mesures.

L'appareil électromagnétique est basé sur la transmission de signaux électromagnétiques guidés par le train de tiges. Les données mesurées au fond du trou sont transmises par la modulation de la phase d'une onde porteuse. Le grand avantage que représente cette technique est la bi-directionnalité plus aisée de la transmission : des ondes peuvent être acheminées depuis la surface vers le fond par le même canal de transmission.

10.3.2.5 Les gyroscopes

Le principe de ces appareils a été évoqué au paragraphe 10.3.2.4. Ces systèmes ont l'avantage de pouvoir faire des relevés dans les tubages.

Il existe deux grandes catégories :

- les appareils autonomes à enregistrement sur film ou cassette,
- les appareils à lecture en surface.

A. Le multishot gyroscopique

C'est le plus courant (*Sperry Sun, Eastman, Humphrey*). Le gyroscope doit être calé en surface sur un repère fixe. Les mesures se font en stations plus ou moins rapprochées avec régulièrement des paliers de contrôle de dérive. Ces appareils nécessitent une mise en œuvre relativement longue et un traitement de surface assez lourd.

B. Gyroscope à lecture en surface

Ces appareils sont descendus reliés à la surface par un câble de logging connecté à un calculateur. Les mesures sont quasiment instantanées à partir d'un déclenchement en surface.

10.3.2.6 Systèmes inertiels

Ces systèmes sont dérivés des centrales inertielles utilisées en aéronautique. Ces centrales sont capables de détecter le nord géographique en fonction de leur sensibilité à la rotation de la terre, elles suppriment donc tous les problèmes de dérive et d'erreur de calage.

10.3.3 Les calculs de la trajectoire

Il existe plusieurs modèles géométriques utilisés pour calculer des trajectoires (Fig. 10.16 bis)

- méthode de la tangente,
- méthode de l'angle moyen (sécante),

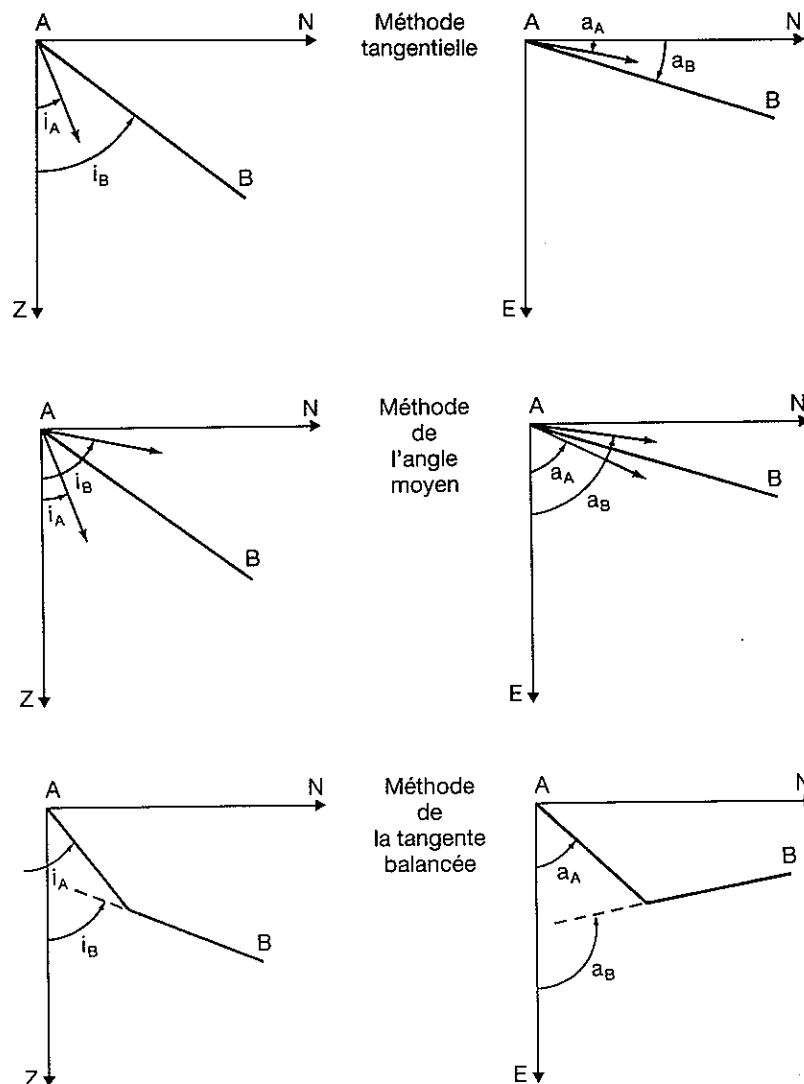


Fig. 10.16 bis Principes des méthodes de calcul des trajectoires.

- méthode de la tangente balancée,
- méthode du rayon de courbure.

En tout point de mesure, l'inclinaison et l'azimut définissent un vecteur qui est tangent à la trajectoire. L'objet d'une méthode de calcul est de tracer la forme de la trajectoire entre deux points de mesure :

- point A : inclinaison i_A , azimut a_A ,
- point B : inclinaison i_B , azimut a_B ,
- longueur forée AB .

10.3.3.1 Méthode tangentielle

Dans cette méthode, on trace à partir de A un segment de longueur AB et parallèle au vecteur tangent à la trajectoire en B .

10.3.3.2 Méthode de l'angle moyen

On trace à partir de A un segment de longueur AB mais parallèle au vecteur ayant :

- pour inclinaison : $(i_A + i_B)/2$,
- et pour azimut : $(a_A + a_B)/2$.

10.3.3.3 Méthode de la tangente balancée

On assimile le tronçon foré à deux segments de droite consécutifs de longueur $AB/2$.

Le premier segment est parallèle au vecteur (i_A, a_A) , le deuxième tronçon au vecteur (i_B, a_B) .

10.3.3.4 Méthode du rayon de courbure

On assimile le tronçon foré à une courbure qui s'inscrit sur une surface cylindrique d'axe vertical. Les projections verticale et horizontale de cette courbe sont supposées être des arcs de cercle dont les rayons sont calculés en fonction :

- du gradient d'inclinaison $(i_B - i_A)/AB$
- et du gradient d'azimut $(a_B - a_A)/AB$

On pourra trouver toutes les formules correspondantes à ces méthodes dans le *Formulaire du Foreur*, 6^e édition, chapitre J, p. 433-435, Éditions Technip, Paris, 1989.

10.3.4 Dog leg severity

Cette notion théorique permet d'estimer la fatigue additionnelle du train de tige due à la géométrie non rectiligne du forage. Cette fatigue est induite par les changements de direction en azimuth et inclinaison qui s'exprime en degré/100 ft. Les valeurs maximales vont de 4 à 6°/100 ft. La formule API donne :

$$DLS = \frac{100}{\Delta L} \cos^{-1} (\cos i_A \cos i_B + \sin i_A \sin i_B \cos (a_B - a_A))$$

avec :

ΔL en feet,

DLS en degré/100 ft.

10.4 LES TECHNIQUES DE DÉVIATION

En se reportant à la **figure 10.9** précédemment explicitée, le forage dirigé est donc composé de plusieurs phases : kick-off, build-up, phase stabilisée, drop-off éventuellement. Ces différentes phases nécessitent différents moyens et techniques pour leur réalisation.

10.4.1 Les outils d'amorce de déviation

Si la garniture est parfaitement verticale, il n'y a aucune force latérale à l'outil mis à part les hétérogénéité et pendage de terrains. Le forage reste vertical par l'effet pendulaire prépondérant des masses-tiges.

Pour dévier, il faut utiliser un moyen pour créer une force latérale. L'orientation de cette force dans la direction souhaitée de la trajectoire permettra de forer vers la cible. On dispose de trois types d'outils communément utilisés.

10.4.1.1 Le sifflet déviateur (whipstock) (Fig. 10.17)

C'est une pièce en forme de gouttière inclinée de quelques degrés. La base inférieure est pointue pour se planter dans la formation et éviter sa rotation avec l'outil de forage. Le whipstock est orienté par un outil de mesure conventionnel puis planté dans le sol par application d'un poids qui en même temps casse une goupille de cisaillement et libère l'outil de forage de diamètre réduit. Le forage doit être précautionneux. Quand on a foré 5 à 6 mètres on remonte l'ensemble : outil et whipstock pour descendre ensuite une garniture d'alésage au diamètre de la phase et qui aura la tendance d'augmenter l'inclinaison.

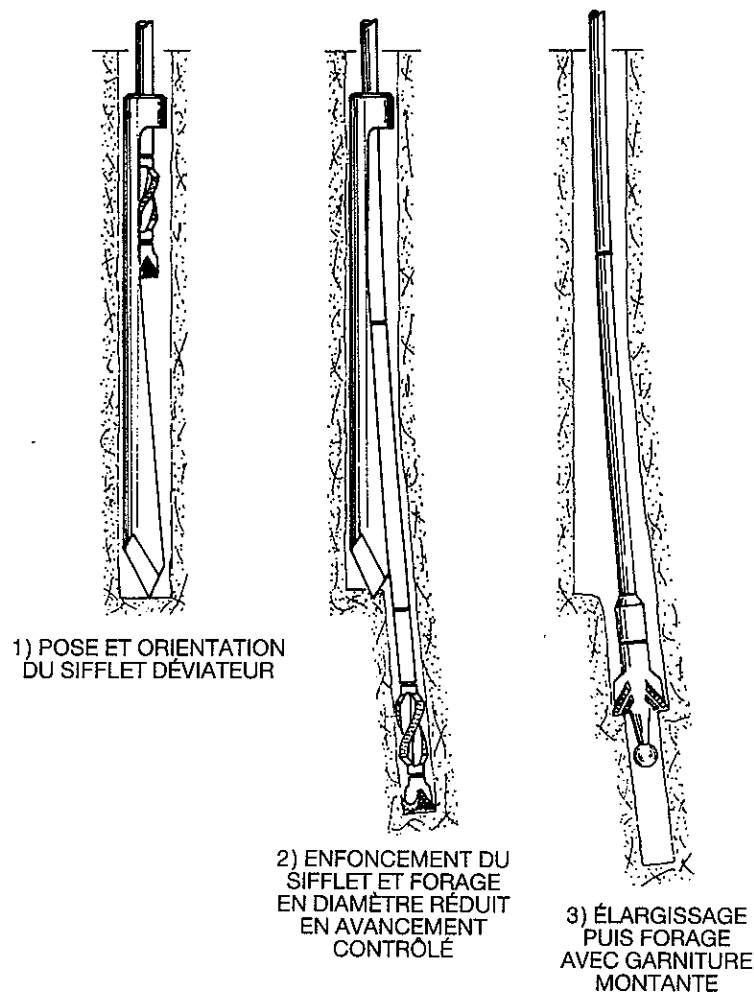


Fig. 10.17 Outil déviateur type sifflet (Whipstock) (Source : *Réalisation des forages dirigés et contrôle des trajectoires*, Editions Technip, Paris, 1985).

10.4.1.2 Le jetting (Fig. 10.18)

Cette technique très intéressante par son coût faible est réservée à des terrains tendres à haute forabilité (plus de 20 m/h). La garniture de forage doit être montante, c'est-à-dire constituée par :

- un outil de forage à une duse, deux duses (si bicônes) ou trois duses dont une principale de section plus grosse,
- un stabilisateur près de l'outil near-bit de diamètre identique à l'outil de forage,
- des masses-tiges amagnétiques.

Le procédé du jetting est le suivant : après l'orientation de la duse principale, il faut régler les pompes afin d'avoir une vitesse du fluide à l'évent principal de l'ordre de 120 m/s. Le but étant de détruire par ce jet la formation en forme de poche desaxée. L'outil de forage est posé sur le front de taille avec un peu de poids pour

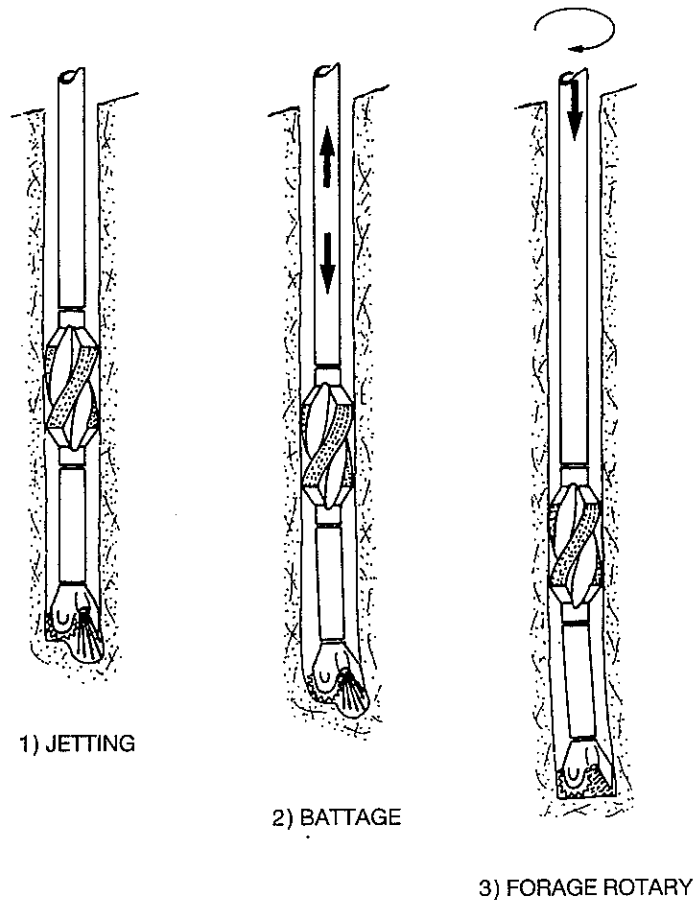


Fig. 10.18 Procédure de déviation par jetting. (Source : *Réalisation des forages dirigés et contrôle des trajectoires*, Editions Technip, Paris, 1985).

éviter toute variation d'azimut pendant le pompage. Puis le foreur dégage l'outil et le laisse tomber (battage) en exerçant sur le fond quelques tonnes jusqu'à ce qu'il n'y ait plus d'avancement. Il faut reprendre la rotation avec un poids maximum pour forer une tige. Après contrôle de la déviation obtenue, on peut reprendre l'opération si nécessaire.

10.4.1.3 Raccord coudé et moteur de fond (Fig. 10.19)

Le principe en est simple et s'apparente à l'action d'un whipstock : il faut pousser latéralement l'outil de forage dans la direction souhaitée de déviation. Le raccord coudé décentre le poids sur l'outil créé par les masses-tiges, provoque un moment fléchissant au niveau de l'appui, c'est-à-dire à l'outil sur le front de taille. La réaction du terrain tend à pousser latéralement l'outil de forage dans le plan défini par le raccord coudé. Cette force latérale est donc fonction :

- du poids sur l'outil,
- de la distance entre l'outil et le raccord coudé,
- de la réaction du terrain,

- du diamètre de forage,
- de la rigidité de la garniture à ce niveau-là.

Il est hors de question de forer en utilisant la technique du rotary puisqu'il faut forer tout en laissant fixe le plan du raccord coudé; cela nécessite donc l'utilisation d'un moteur hydraulique de fond vissé sous le raccord coudé. Les moteurs industriels actuels sont de deux types : la turbine et le moteur volumétrique du principe Moineau.

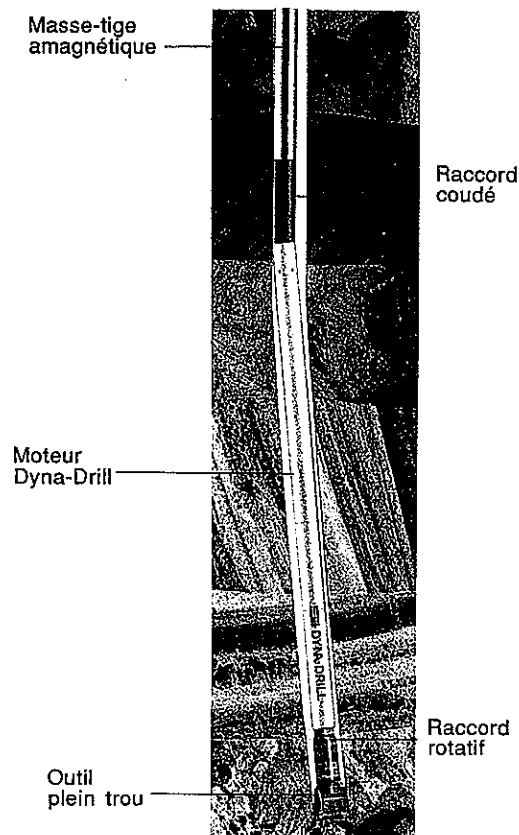


Fig. 10.19 Garniture de déviation avec utilisation d'un raccord coudé (Source : Smith I.I.).

A. La turbine de forage (Fig. 10.20a)

Le couple est fourni par l'impact de la veine fluide guidé par une couronne d'aubages stationnaires (stator) sur les aubages d'une couronne liée à l'arbre (rotor). Le principe mécanique est donc hydrodynamique. Pour obtenir une puissance suffisante à la rotation de l'outil, il suffit d'empiler en sandwiches les aubages statoriques et rotoriques. Les vitesses de rotation sont comprises dans la fourchette de 500 à 1000 tr/min. Pour avoir de bons rendements, il est souvent nécessaire d'avoir des moyens de pompage importants, ou du moins qui travaillent beaucoup plus intensivement qu'à l'acoutumée. Cela a été longtemps un frein à l'utilisation plus systématique des turbines car les pompes duplex étaient limitées. Les pompes triplex, plus récentes, ont de meilleures performances mais les foreurs répugnent souvent à les solliciter près de leur limite de puissance car cela induit systématiquement un coût de main-

tenance important. Les éléments dits de pivoterie servent à fixer axialement le rotor dans le stator. En effet, celui-ci est soumis à une poussée hydraulique et a contrario à la force de réaction au poids appliqué sur l'outil. Cette pivoterie est constituée de disques et de patins d'usure dont la durée de vie peut être entre 50 h et 200 h suivant les conditions de forage (haute température, type de fluide, difficulté du forage, etc.). Ce moteur est coûteux et son utilisation doit être rentabilisée par un gain de productivité. Ce type de moteur, qui permet une plus grande vitesse de rotation de l'outil de forage par rapport au rotary classique, est le complément souvent indispensable, si l'on désire optimiser l'utilisation d'un outil diamanté qui aurait été choisi pour des raisons essentiellement de performance d'avancement. C'est en fait la première utilisation qu'on a fait de ces turbines, mais actuellement elles trouvent leur place dans le forage directionnel grâce à l'utilisation plus courante d'outil diamant pour les KOP et corrections d'azimut.

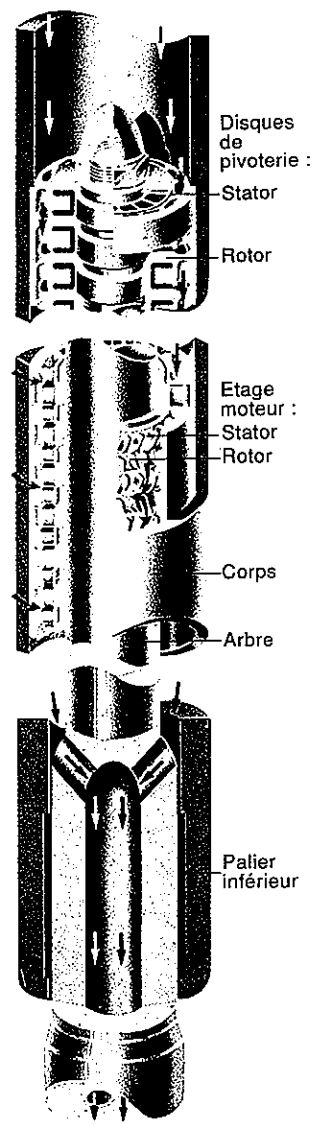


Fig. 10.20a Moteur de fond type turbine (Source : Neyrfor).

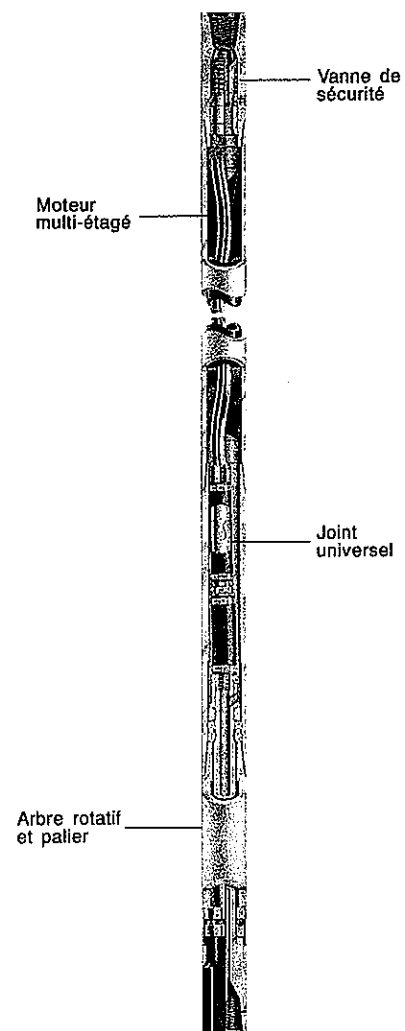


Fig. 10.20b Moteur de fond type volumétrique (Moineau).

B. Le moteur volumétrique (Fig. 10.20b)

C'est une application du principe de la pompe Moineau utilisée industriellement pour déplacer des fluides visqueux, lourds, des effluents chargés en sable, ou même en application pétrolière comme pompe de production de fond. Il suffit de la faire fonctionner d'une manière réversible par injection de la boue de forage pour faire tourner le rotor hélicoïdal. Ce moteur est volumétrique car le rotor en acier isole des volumes de cylindrée fixe dans le stator caoutchouc, le fluide en se déplaçant vers le bas par l'action de la pression de refoulement des pompes applique un couple sur le rotor; le couple fourni est directement lié à la pression et la vitesse de rotation au débit de circulation, aux rendements près.

La technique du principe Moineau a la particularité d'avoir un rotor qui tourne avec un mouvement de déplacement latéral ou circulaire, appelé nutation. Ceci nécessite l'utilisation d'un joint universel à la base du rotor. Cet élément limite la puissance de ce type de moteur de fond.

Les moteurs volumétrique ou PDM (positive displacement motor) ont pour domaines d'utilisation : le forage directionnel avec un raccord coudé, le forage au moteur de fond avec outils tricônes, le forage horizontal. Le principal handicap de ces moteurs est leur mauvaise tenue en haute température et leur sensibilité au gaz dans la boue. Mais en général, ils ne nécessitent pas de débits supérieurs aux débits usuels et s'intègrent dans une garniture de forage sans trop d'exigence particulière du point de vue hydraulique.

10.4.2 Garniture rotary en forage dévié (BHA) (Fig. 10.21)

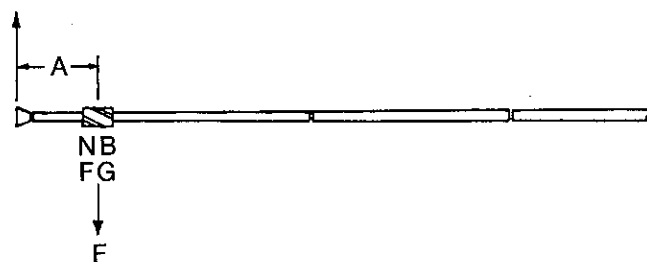
Dès que possible, les foreurs abandonnent les outils initiaux ou de correction de déviation afin de revenir au forage rotary avec une garniture de fond classique. Mais s'il n'est plus possible de faire varier l'azimut, on peut forer en accentuant l'inclinaison, en diminuant l'inclinaison, ou en restant stabilisé grâce à l'utilisation de stabilisateurs judicieusement disposés sur les 30 premiers mètres. Les masses-tiges supérieures ne servent principalement qu'à un additif de poids sur l'outil.

10.4.2.1 Garniture montante

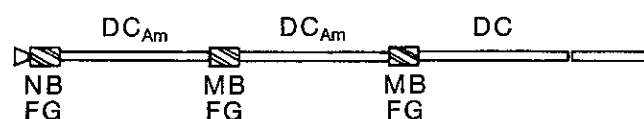
Le build up étant amorcé par un des moyens décrits plus haut, on peut poursuivre cette phase en mettant en œuvre une BHA (bottom hole assembly) appropriée. La garniture A (Fig. 10.21), composée d'un outil, d'un near-bit, de masses-tiges amagnétiques et de masses-tiges standards, fournit un gradient de build up fonction du poids sur l'outil, de la vitesse de rotation et de la distance A du front de taille aux lames du near-bit (effet de levier). La distance A est en général de 1,5 m environ.

10.4.2.2 Garniture stabilisée

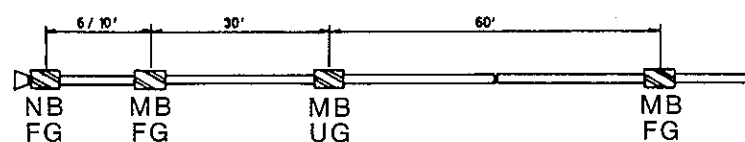
La phase stabilisée est en général la plus longue et par delà la plus délicate. La garniture devant être rigide et la plus rectiligne possible, il faut disposer trois sta-



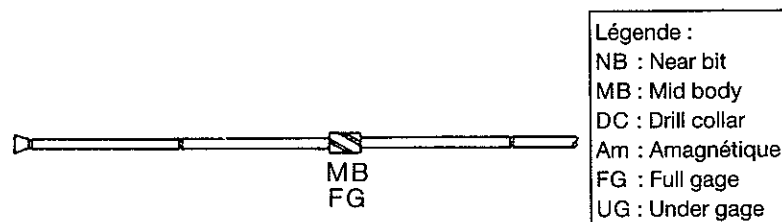
A) GARNITURE DE BUILD-UP



B) GARNITURE STABILISÉE



C) GARNITURE STABILISÉE POUR TERRAIN TENDRE



D) GARNITURE DESCENDANTE (PENDULAIRE)

Fig. 10.21 Garnitures de déviation en forage rotary.

bilisateurs plein trou à chaque extrémité des deux premières masses-tiges. Si les terrains sont tendres, il faudra donner une légère tendance montante en sous-dimensionnant le diamètre d'un stabilisateur (Fig. 10.21B et C).

10.4.2.3 Garniture descendante (drop off)

C'est une garniture typiquement pendulaire, utilisée également quand, en forage vertical, on veut rester vertical (Fig. 10.21D). Rappelons qu'une garniture rotary a

une tendance naturelle en azimut à tourner à droite. Cela peut être fortement modifié, même inversé, en fonction des pendages, des hétérogénéités de terrains, des paramètres, du type d'outils, de leur diamètre, etc. Le forage au moteur de fond inverse en général cette tendance.

10.4.3 Le forage horizontal (d'après J. F. Giannesini, *IFP*, *Revue Forage*, n° 123).

10.4.3.1 Qu'est-ce qu'un puits horizontal ?

Forer horizontalement ne saurait constituer un objectif en lui-même, le but est de produire. Le terme puits ou forage horizontal est donc imprécis. Pratiquement, il apparaît comme générique d'une gamme de systèmes de production qui ont tous en commun le fait de présenter dans le réservoir producteur une section horizontale ou subhorizontale.

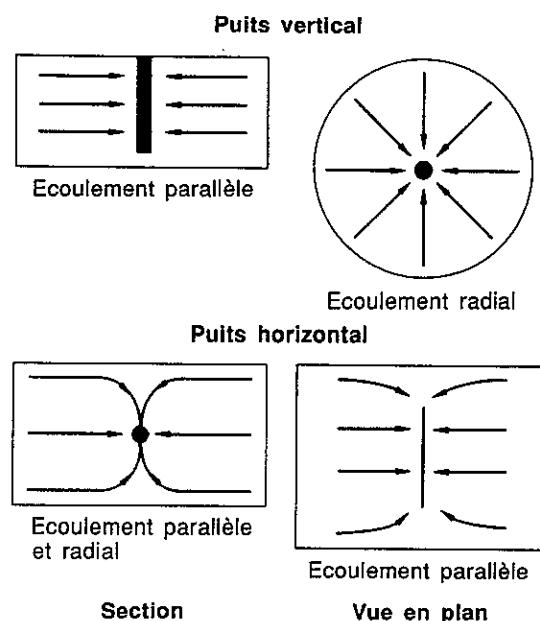


Fig. 10.22 Production en écoulements parallèles.

On ne peut prétendre être exhaustif, aussi on se limitera au cas des puits forés depuis la surface et qui présentent dans le réservoir une portion ayant une inclinaison d'au moins 80° . Si le drain est ouvert en continu à la production, il sera admis que sa longueur est suffisante pour que se crée un écoulement des fluides de type parallèle, comme illustré sur la **figure 10.22**.

10.4.3.2 Cas d'application des puits horizontaux (Fig. 10.23)

A. Réservoirs fracturés

Ces réservoirs, lorsque la fracturation verticale y est dispersée et rare, constituent un excellent objectif pour le forage horizontal. C'est d'ailleurs le développement du gisement de Rospomare en mer Adriatique par *Elf Aquitaine (SNEAP)* qui a donné le véritable coup d'envoi industriel à cette technologie.

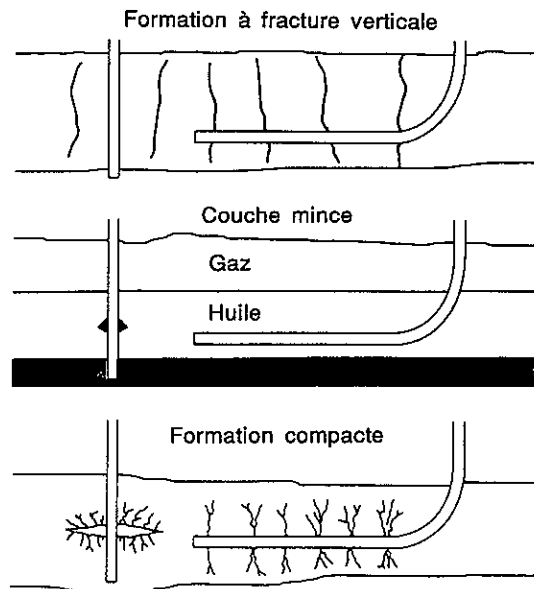


Fig. 10.23 Production par drains horizontaux.

B. Couches minces

On considère comme telles les couches ayant moins de 15 à 20 mètres d'épaisseur. En cas de présence d'un chapeau de gaz (gas-cap) ou d'un aquifère sous-jacent, la situation est encore plus favorable aux puits horizontaux.

C. Formations compactes

Dans les formations compactes, il est possible de forer un puits horizontal puis, d'ouvrir par fracturation hydraulique, 4 à 8 plans de fracture verticaux.

10.4.3.3 Géométrie des puits horizontaux

A. Section horizontale

La productivité et la quantité récupérable par puits croissent avec la longueur de cette section. Des longueurs de 300 à 600 mètres sont couramment réalisées. Le

record détenu par *Esso* au Canada est de 1 mile (1600 mètres environ). Il est évident que les difficultés liées au forage et à la complétion des puits croissent également avec la longueur horizontale.

B. Contrôle d'altitude

Le contrôle d'altitude, qui s'exprime par le rayon du cylindre à l'intérieur duquel est maintenu le drain horizontal, est un des paramètres les plus importants. De nombreux puits horizontaux exigent un très bon contrôle du fait qu'ils sont forés soit dans des couches minces soit à proximité verticale d'un aquifère ou d'une zone à gaz. Si le manque de contrôle de l'altitude fait quitter le réservoir (voir **Fig. 10.24**), il en résulte une perte de productivité.

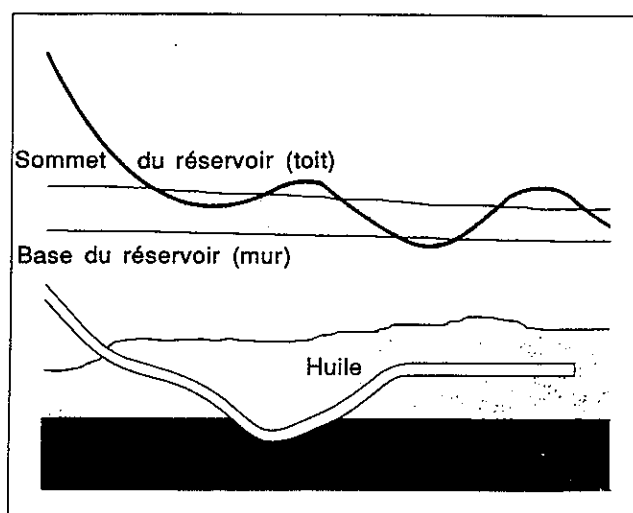


Fig. 10.24 Drains horizontaux avec mauvais contrôle de l'altitude.

Contrôler l'altitude du drain est donc un impératif. Au départ, c'est un problème de coût. S'il n'y a pas d'aquifère ou de zone à gaz, une précision de l'ordre de 3 mètres est suffisante. Dans ce cas, les outils disponibles peuvent s'avérer capables d'obtenir cette précision. S'il n'est pas nécessaire de changer la garniture en cours de forage horizontal le coût peut être maintenu dans des limites raisonnables.

Si par contre la proximité de l'eau ou du gaz impose une précision de l'ordre du mètre dans le contrôle d'altitude, celle-ci ne pourra être obtenue qu'au prix de mesures fréquentes et de changements multiples de garnitures.

L'opération reste possible mais son coût va s'élever. Ce problème de la précision dans le positionnement du drain devra trouver sa solution vraisemblablement dans la disponibilité de nouveaux capteurs de guidage et de nouvelles techniques d'orientation des garnitures.

C. Rayon de courbure

Le rayon de courbure de la partie de trajectoire qui relie la section verticale à la section horizontale dépend de plusieurs facteurs :

- le déplacement horizontal recherché entre la localisation en surface et l'entrée dans le réservoir,
- la position verticale du début de la déviation (kick-off point),
- la longueur de drain horizontal à forer,
- les contraintes de complétion.

D'une manière générale les longs rayons de courbure, supérieurs à 250 mètres, permettent de forer de plus longues sections horizontales et facilitent la complétion. Les longs rayons de courbure sont surtout utilisés pour les puits de développement alors que les courts rayons s'appliquent essentiellement aux opérations de recomplétion.

D. Diamètre de la section horizontale

Contrairement aux puits verticaux, les puits horizontaux ont une productivité qui est très peu sensible au diamètre du trou. Pour les puits à long rayon de courbure et donc à longue section horizontale (300 m et plus), le diamètre généralement utilisé est de 8,5 pouces. Les puits à faible rayon de courbure, qui nécessitent l'utilisation de garnitures de forage articulées sont forés en plus petit diamètre, 4 pouces généralement.

10.4.3.4 Le forage

Les ingénieurs de réservoir qui veulent réaliser un drainage par puits horizontal fixent en général au foreur un point d'entrée dans le réservoir et une longueur horizontale minimale à réaliser suivant une direction donnée. Dans la terminologie courante le point d'entrée est appelé la cible et la section horizontale le drain.

Le premier objectif du foreur va donc être d'atteindre la cible. Pour cela, il va devoir suivre une trajectoire dont la détermination est un des éléments essentiels de la préparation. Cette trajectoire doit prendre en compte non seulement les contraintes liées aux installations de surface mais également celles relatives à la complétion.

Le schéma de la **figure 10.25** montre les différentes phases d'un forage horizontal.

A. Section verticale

A l'exception des puits forés avec un appareil à mât incliné, les puits horizontaux comportent une section verticale, plus ou moins longue, entre la surface et le point de départ de la déviation.

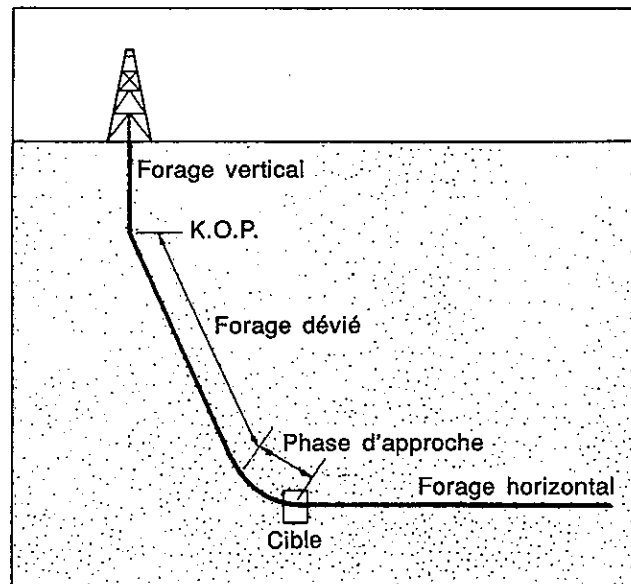


Fig. 10.25 Trajectoire type de forage horizontal à grand rayon.

B. Forage dévié

Cette partie du forage va du point de départ de la déviation (KOP) jusqu'à la phase d'approche de la cible. Grossièrement, ceci correspond au forage d'une section qui passe de la verticale à 70° d'inclinaison. Afin de forer cette phase, un choix sera fait lors de l'ingénierie forage entre une montée en inclinaison (build up) en deux temps séparés par une section isocline, et une montée continue.

Le tracé de cette partie de la trajectoire doit être optimisé afin de :

- réduire les forces de frottement et le couple,
- permettre un bon nettoyage et stabiliser les parois du trou,
- faciliter la complétion.

Les deux difficultés principales qui peuvent subvenir durant cette phase sont :

- la nécessité de procéder à une correction d'azimut,
- l'impossibilité de monter en inclinaison au rythme prévu.

L'utilisation de modèles de simulation du comportement des garnitures, modèles aujourd'hui au point et peu coûteux permet, au niveau de la préparation forage, d'éviter de grosses erreurs dans ce domaine.

Durant toute cette phase, la qualité des fluides de forage est un élément essentiel du succès. Un bon nettoyage du trou et une stabilisation des parois doivent être obtenus tout au long de la trajectoire. Les caractéristiques de la boue doivent être adaptées non seulement à la nature des formations concernées mais également à l'inclinaison sous laquelle ces formations sont traversées. Pour le forage des argiles en particulier, des études récentes ont souligné l'importance de la densité de la boue en fonction de l'angle d'inclinaison et du temps de contact.

Il est envisageable que cette phase du puits soit forée avec des garnitures auto-commandées. L'idée consiste à boucler le circuit d'information qui part de l'outil MWD et arrive aux éléments télécommandables de la garniture. Ce bouclage, via un processeur en surface, permettra d'imposer une trajectoire à la garniture.

Les éléments du puzzle existent déjà : stabilisateurs, raccords coudés télécommandés, modèle de simulation en trois dimensions, sont disponibles et au point. Il manque le processeur en surface, l'expert en quelque sorte, qui fera fonctionner le système.

C. L'approche de la cible

Ceci est la phase la plus délicate de l'opération. La raison en est que la position de la cible n'est jamais connue avec précision. Les géologues et géophysiciens ne peuvent pas donner cette position avec exactitude. Il y a trop d'aléas géologiques qui peuvent faire que le réservoir peut être rencontré plus haut ou plus bas. Or, si ceci peut être sans grande importance pour un forage dévié ou vertical, cette précision devient primordiale pour un puits horizontal.

Comme le montre la **figure 10.26**, le foreur, durant cette phase, est dans la position d'un pilote qui doit poser son avion sur une piste dont il ne connaît pas exactement l'altitude. S'il redresse l'avion trop tôt, il va survoler la piste, trop tard il va s'écraser dessus. Dans cette position, les indications de l'altimètre ne sont que de peu d'intérêt. Le foreur doit donc faire comme le pilote, c'est-à-dire choisir d'abord un angle de descente qui lui permette de faire face à toute éventualité, puis en cours de descente regarder autour de lui pour déduire de ce qu'il voit sa position relative à celle de la cible. Pour cela, l'outil MWD et plus particulièrement ses capacités de mesure

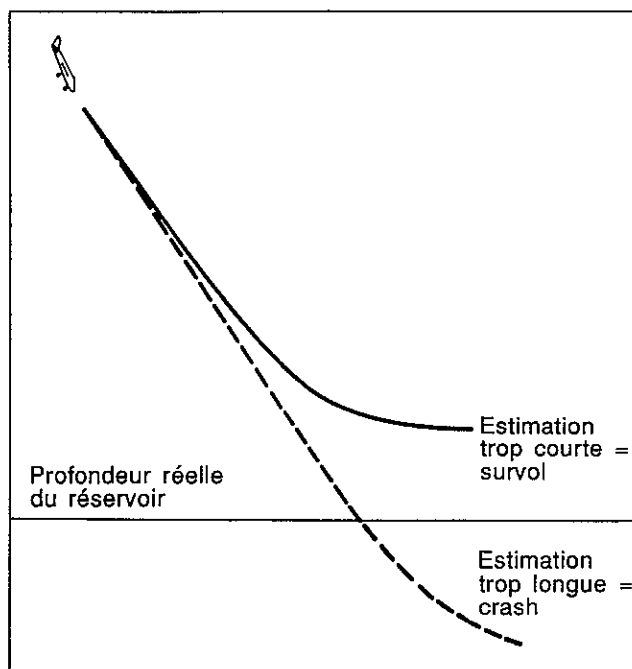


Fig. 10.26 Phase d'entrée dans le réservoir.

miser la récupération. Mais, pour réaliser une telle trajectoire, il faut voir, et si possible prévoir, ce qui se présente face à l'outil. La plupart des capteurs disponibles sont situés en arrière de l'outil à une distance de l'ordre de la dizaine de mètres. Ceci signifie que lorsque le capteur détecte une sortie du réservoir dans la couverture, l'outil a déjà parcouru une distance non négligeable dans les morts-terrains. De plus, ces capteurs ont une vision latérale et une forte résolution verticale. Ceci parce qu'ils ont été conçus pour des puits verticaux dans lesquels la trajectoire du puits est orthogonale à la disposition des couches de terrain. Dans le cas d'une trajectoire au-dessus d'un plan d'eau, si le toit du réservoir est suffisamment plat, il suffit de se maintenir à une cote donnée. Dans ce cas, un capteur à long rayon d'action, capable de « voir » le plan d'eau, permettrait une navigation en toute sécurité.

Dans la partie horizontale du forage, la deuxième difficulté consiste à maintenir un bon nettoyage du trou afin de réduire les forces de friction, le couple et l'endommagement de la formation. L'évacuation des déblais est dans ce cas rendue difficile par le fait que les caractéristiques de la boue doivent être telles que le transfert se fasse aussi bien dans la section horizontale que dans les sections inclinées. De plus, la rotation de la garniture de forage entraîne le rebroyage des déblais.

Maintenir la stabilité du trou est également plus complexe du fait que la distribution des contraintes autour du trou n'est plus isotrope. Paradoxalement, ce problème est moins crucial dans les formations molles. En effet, dans une formation « liquide » la distribution des contraintes est totalement isotrope. Mais il n'est pas possible d'assurer cette stabilité avec des boues alourdies à l'excès. Il suffit de s'imaginer 300 mètres de garniture reposant sur le fond du trou avec une pression différentielle importante due à la boue !

Comme nous l'avons vu plus haut, plus le drain est long, plus forte est sa productivité. Une fois résolus les problèmes de navigation, ce sont les difficultés mécaniques du forage qui limitent l'extension du drain. Ces difficultés sont créées généralement par des forces de friction et de couple.

De plus l'utilisation de la garniture en compression peut créer un flambage qui accroît ces forces de friction. Frottement et couple dépendent de la force d'appui latérale de la garniture sur la paroi du puits. Cette force dépend elle-même de deux paramètres principaux :

- du poids de la garniture,
- de la géométrie du profil de puits (effet de cabestan).

Pour réduire frottements et couple, il faut donc :

- réduire le poids des éléments de garniture en utilisant par exemple dans les cas critiques des tiges en aluminium,
- réduire l'effet de cabestan en ayant des profils de puits aussi lisses que possible,
- utiliser des boues à haut pouvoir de lubrification, boues à huile ou additifs ajoutés aux boues à l'eau.

L'utilisation d'une tête rotative (power swivel) tend à se généraliser pour le forage au-delà de 2 000 mètres. Il est certain que cet instrument permet un « confort » de forage qui n'est pas sans influence sur la réussite des opérations.

En conclusion de cette partie, on peut dire que le succès des forages horizontaux dépend de trois capacités :

- celle de localiser l'outil par rapport à un marqueur géologique ou un contact fluide situé plusieurs mètres au-dessus, sous, ou devant l'outil,
- celle d'orienter le mouvement de l'outil de façon à le maintenir à la distance voulue d'un repère choisi,
- celle de réduire frottements et couple qui limite l'extension horizontale du drain.

CHAPITRE 11

LES INSTRUMENTATIONS (Fishing Job)

Pendant le déroulement d'un forage, plusieurs types d'accidents peuvent survenir en interdisant la poursuite normale de l'opération.

Le terme instrumentation désigne les opérations dans un puits mettant en œuvre des instruments spécifiques permettant le rétablissement à la normale de la situation propice à la continuation du programme.

Nous allons tout d'abord énumérer les principaux types d'accidents possibles en cours de forage :

- 1) Présence de pièces métalliques sur le front de taille ; cela peut avoir plusieurs origines telles que le bris d'outils de forage ou la chute dans le puits d'outils de plancher.
- 2) Rupture de tubulaires dans le trou foré : il peut s'agir de cassures au niveau des masses-tiges, des tiges de forage, d'une colonne de casing ou tubing. Le problème à résoudre est alors de dégager le puits de ces longueurs de cylindres en acier.
- 3) Coincement de la garniture de forage : cela aboutit fréquemment au cas précédent, que ce soit rupture à la suite des tentatives de décoincement ou dévissage de la garniture pour un abandon provisoire de la partie coincée.

11.1 CAUSES DES INSTRUMENTATIONS

Trois paramètres entrent en jeu dans l'origine des accidents : une déficience du matériel, des problèmes liés au trou et le facteur humain.

11.1.1 Le matériel

Pour ce qui concerne les outils de forage, leur bris peut résulter d'une mauvaise qualité ou d'une mauvaise technique d'utilisation. Un outil mal adapté à la formation

traversée peut avoir des usures excessives qui provoquent des ruptures inattendues. De même, des paramètres mécaniques mal choisis peuvent avoir les mêmes effets. En forage d'exploration, à des degrés variables en fonction de la connaissance des terrains, le risque de casse d'outil est plus grand surtout si le foreur s'applique à atteindre la vitesse d'avancement optimale.

La garniture de forage est surtout mise en péril par la fatigue, l'usure, l'entretien et le contrôle déficients ainsi que le mauvais usage. Les ruptures les plus courantes sont au niveau des filetages des masses-tiges où les contraintes sont les plus grandes.

11.1.2 Problèmes liés au trou

Les terrains mal consolidés provoquent des frottements importants pouvant aller jusqu'au coincement total de la garniture. Les terrains gonflants auront les mêmes conséquences. Les formations fortement perméables peuvent coincer la garniture par l'action de la pression différentielle résultant de la différence entre la pression hydrostatique de la boue et la pression de pore de la formation. Le forage rotary effectué

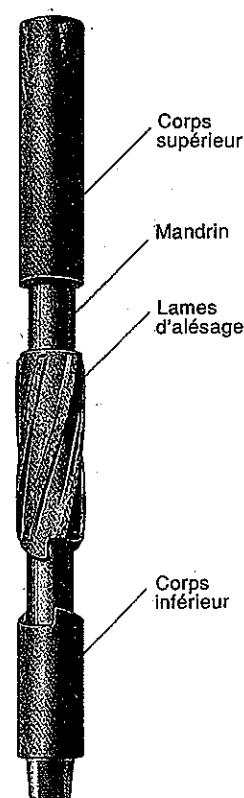
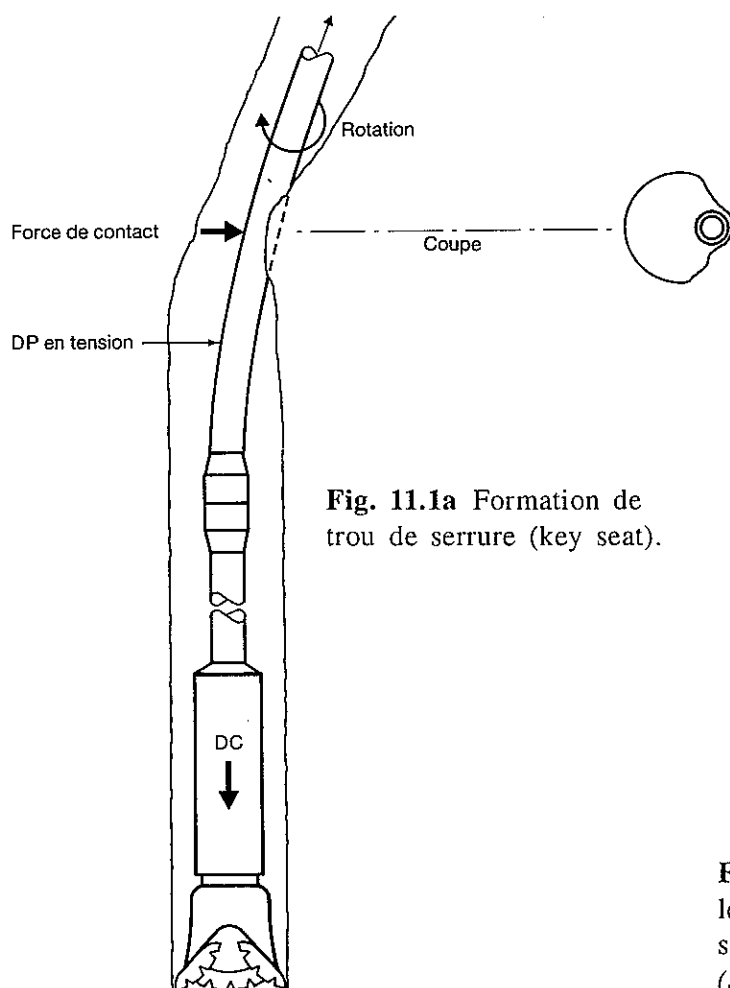


Fig. 11.1b Raccord pour aléser les key seat (key seat wiper). Il s'utilise à la remontée en rotation (Source : AZ).

dans les trous non rectilignes, usine par rotation des tiges le terrain en forme de trou de serrure (key seat) (**Fig. 11.1**); lors de la manœuvre de remontée, le tool joint plus large que le corps de la tige s'accroche et peut s'y coincer.

11.1.3 Facteur humain

Il y a des impondérables, mais surtout des maladresses et des fautes techniques. C'est le cas de chute de matériels dans le trou. La décision de remontée des outils avant rupture est soumise aux circonstances techniques. L'expérience du responsable de chantier est primordiale pour limiter ces risques bien qu'il lui faille impérativement en prendre pour augmenter le rendement en appliquant les paramètres les plus performants.

11.2 PROCÉDURES DE RÉOLUTION D'INSTRUMENTATION

Avant de mettre en œuvre des moyens importants donc coûteux, il est indispensable pour un superviseur de forage d'évaluer les chances de réussite et bien entendu son coût. La tendance actuelle, compte tenu des frais des sociétés de service, est de ne pas s'acharner mais d'envisager assez rapidement une opération de side-track, technique que nous traiterons plus loin. Pour la réussite d'une opération de repêchage, il est indispensable de connaître avec précision les circonstances de l'accident, de pouvoir analyser les différents enregistrements concernant la phase de forage en cours, d'avoir à sa disposition le rapport journalier du géologue. La connaissance du « poisson » est évidemment également indispensable. Sa description est simplifiée par la constatation de ce qui manque à la remontée de la garniture. Le foreur doit respecter à la lettre les consignes et règles de l'art de la profession qui sont de mesurer et d'enregistrer sur cahier tous les détails des matériels de fond utilisés, en particulier diamètres extérieurs, diamètres intérieurs, longueurs, type de filetage...

11.2.1 Matériels et méthodes utilisés pour résoudre les instrumentations dues à des bris de trépan

Suivant la grosseur des débris métalliques, on utilisera :

— **Le panier à sédiment** (basket sub) (**Fig. 11.2**).

Pour repêcher des rouleaux, des billes, des dents du trépan.

Placé au-dessus d'un trépan, une circulation de quelques minutes brusquement

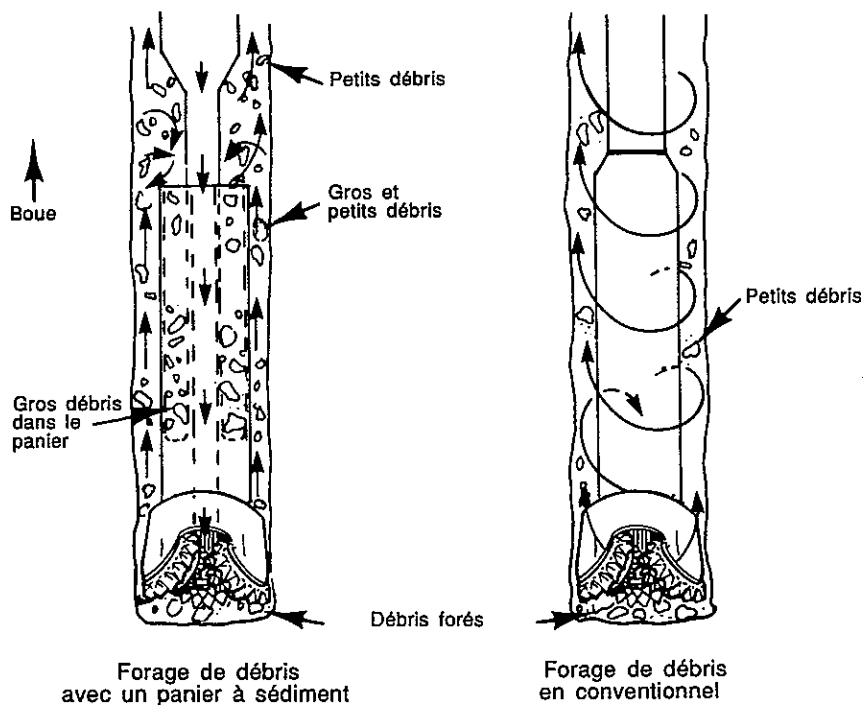


Fig. 11.2 Panier à sédiments (basket sub).

Fig. 11.3 Carottier de repêchage (junk basket) à circulation inverse (Source : Bowen).

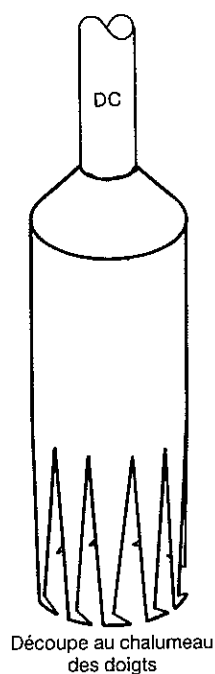
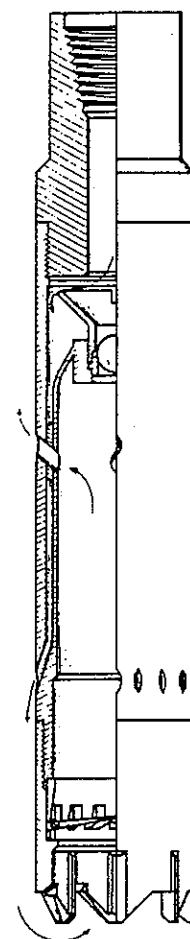


Fig. 11.4 Araignée.

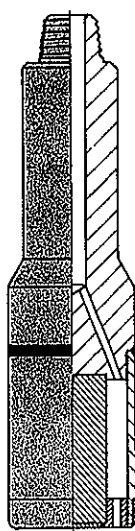


Fig. 11.5 Aimant permanent (Source : Drillstar Industries).

Diamètre du forage	Diamètre extérieur du corps	Filetage API regular
6	5"	2 7/8
8 1/2	7	4 1/2
12 1/4	11 1/2	6 5/8
17 1/2	16	7 5/8



Fig. 11.6 Fraise (junk mill) (Source : Tristate Oil Tool).

coupée, permettra aux parties métalliques entraînées par le débit de boue de retomber dans le panier.

Cet outil est efficace pour débarrasser le fond du trou des débris métalliques après une instrumentation.

— **Le carottier de repêchage (junk basket) (Fig. 11.3).**

Pour repêcher des molettes d'outil par exemple.

En prenant une carotte de quelques dizaines de centimètres et grâce à la position d'orifices qui permet une circulation inverse au fond du trou, on favorise l'introduction dans l'outil des débris qui étaient au-dessus du fond. Cela n'est possible que dans des terrains relativement tendres.

— **L'araignée (Fig. 11.4).**

Fabriquée souvent sur le chantier, c'est un morceau de casing, dont les dents pourront se déformer pour emprisonner les débris lorsque l'on appliquera un poids de quelques tonnes sur cet outil.

— **L'aimant (Fig. 11.5).**

Les aimants permanents sont utilisés pour débarrasser le fond du trou des petits débris métalliques.

— **Le junk mill (Fig. 11.6).**

Avant d'utiliser un panier à sédiments, il est souvent utile de descendre un trépan tel que le junk mill, qui permettra de briser les pièces métalliques au fond du trou.

11.2.2 Matériels et méthodes utilisés pour repêcher une garniture cassée

Lorsqu'il y a rupture de garniture, le chef de poste en est averti par la variation de trois paramètres :

- diminution de charge à l'indicateur de poids,
- chute de la pression de refoulement (la circulation ne passe plus par les jets du trépan),
- variation du couple à la table de rotation.

Souvent, la rupture a été précédée par une chute lente de la pression de refoulement due à un percement de la garniture (wash out). Si elle n'est pas repérée, cela se traduit ensuite par une rupture du filetage ou de la tige.

La plupart des ruptures de garniture ont lieu :

- au niveau des filetages mâles des masses-tiges qui travaillent à la flexion alternée,
- à 50 centimètres environ des tool-joints femelles des tiges où l'action d'indentation des inserts des cales provoque des concentrations de contraintes et de la corrosion accélérée.

Dès que le chef de poste a constaté une rupture, il remonte la partie supérieure

du train de sonde et peut alors savoir exactement quel est le diamètre et l'aspect de la tête du poisson et sa cote.

L'overshot est l'outil normalement utilisé (**Fig. 11.7**) pour tenter de le repêcher.

On utilise une fois de plus dans cet outil le principe du système cône-coins.

Quand le poisson a été coiffé, et que l'on relève légèrement l'overshot, les parties coniques du corps remontent par rapport aux parties coniques de l'agrippant qui se coince ainsi entre le corps de l'overshot et le tubulaire. Un packer à l'intérieur du corps permet de faire étanchéité sur la tête du poisson, de rétablir la circulation dans l'annulaire du poisson et de faciliter ainsi le nettoyage du puits et la remontée de l'ensemble.

Si le poisson est coincé, et que l'on veut remonter la garniture, on relâche l'overshot par une rotation lente à droite qui permettra à la spirale de s'ouvrir et de se dégager du poisson.

Le problème essentiel est de pouvoir coiffer le poisson lorsque la tête de celui-ci est parfois placée au niveau de caves du trou. Il est alors nécessaire de placer sur l'overshot divers accessoires qui faciliteront le centrage de la tête du poisson (**Fig. 11.8**).

11.2.3 Matériels et méthodes pour résoudre un coincement de garniture

Les méthodes seront différentes suivant l'origine du coincement :

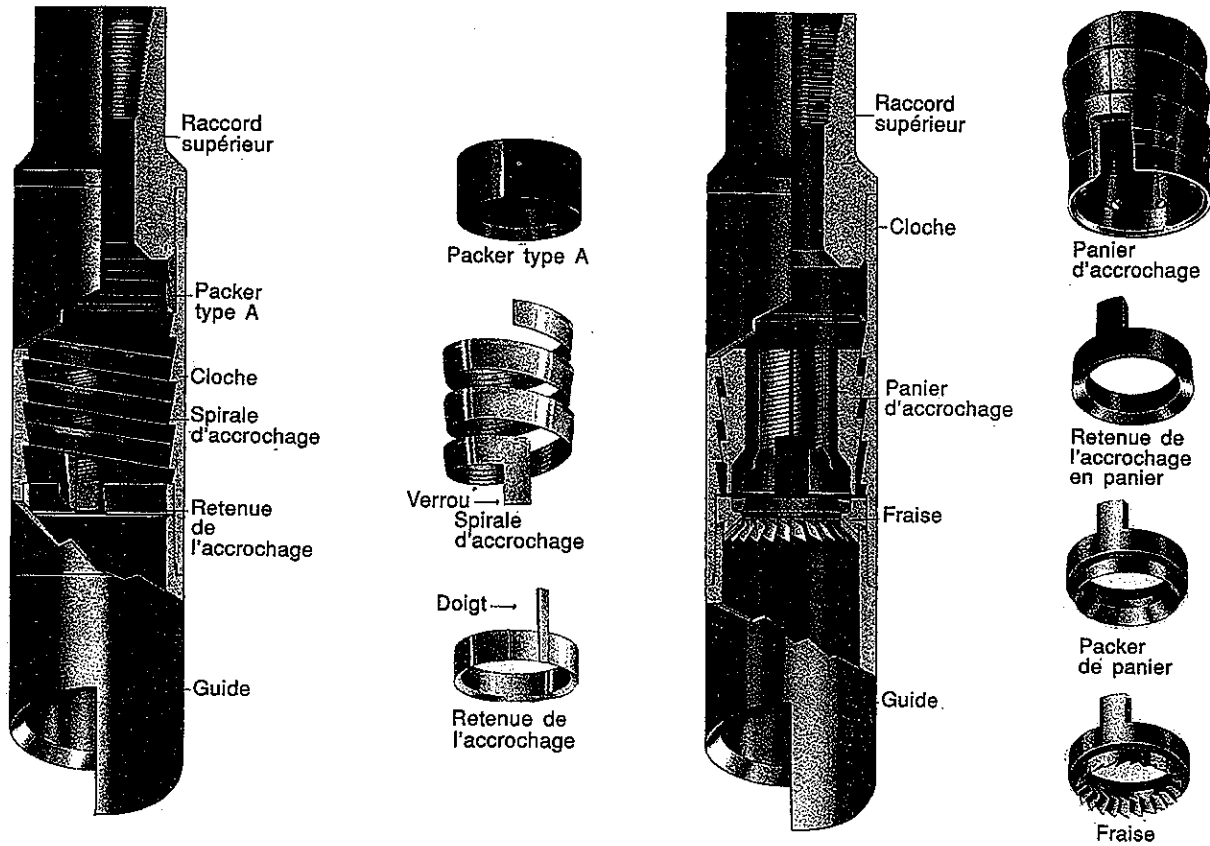
- éboulement, resserrement du trou dus à une instabilité de la formation,
- collage par pression différentielle.

Dans le premier cas, il s'agit d'un problème purement mécanique qui ne se résoudra que par différentes actions mécaniques. Dans le deuxième cas, c'est un phénomène physique dû à la pression, on pourra en plus des mêmes actions mécaniques tenter de résoudre ce cas en agissant sur la pression différentielle.

11.2.3.1 Coincement par instabilité

Pour libérer la garniture, le foreur a la possibilité d'effectuer des tractions/compressions à l'aide du treuil, d'appliquer des couples par la kelly ou la power-swivel, de nettoyer l'annulaire garniture/trou en circulant la boue de forage ou d'autre fluide pouvant favoriser le décoincement :

- La traction doit être limitée à la valeur de la tension à la limite élastique de l'élément le plus fragile de la garniture.
- Compression : seules les masses-tiges et les tiges lourdes (heavy weight) (dans certaines conditions de diamètre de forage) peuvent être mis en compression.
- Torsion : la kelly est très limitée car on ne peut pas tourner et tirer en même temps sans faire sauter le carré d'entraînement. La meilleure situation est d'être équipé d'une tête d'injection motorisée (power-swivel).



Cloche de repêchage (overshot).

Overshot avec panier.

Fig. 11.7 (Source : Bowen).

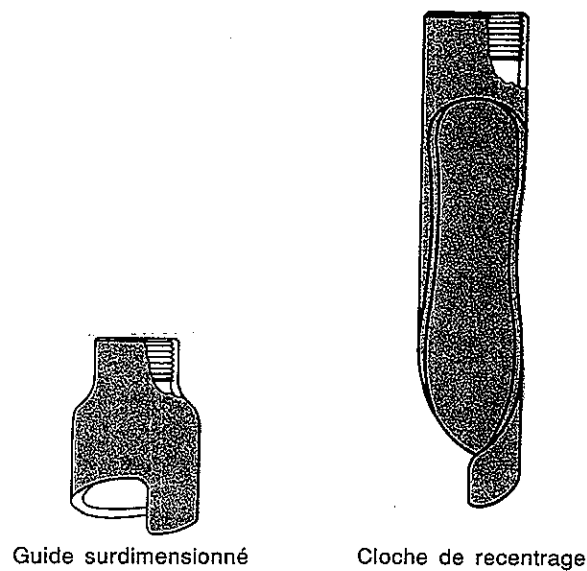
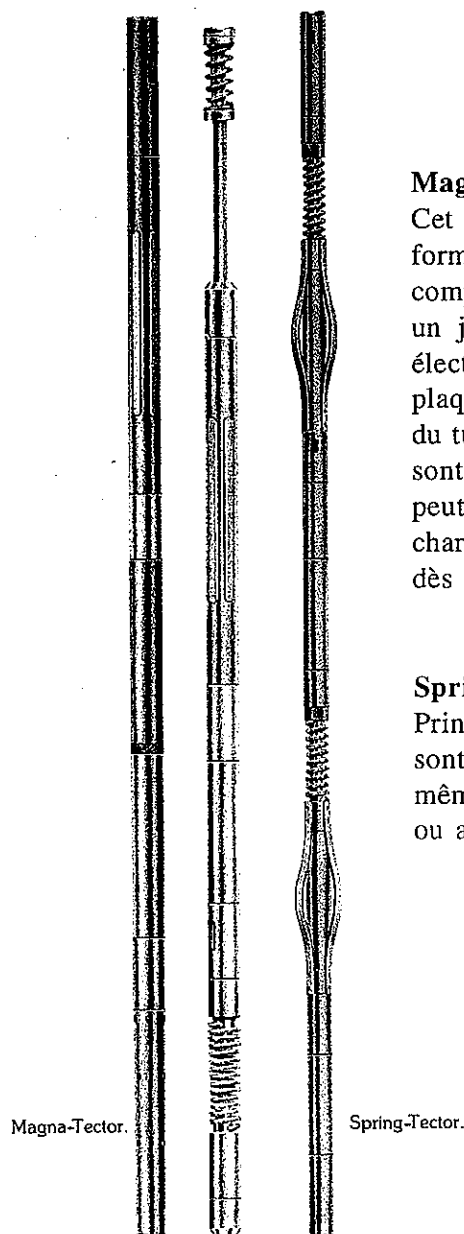


Fig. 11.8 Guides d'overshot (Source : Drillstar Industries).



Magna tector :

Cet instrument mesure à la fois l'allongement et la déformation angulaire d'une garniture. L'instrument comprend deux bobines électromagnétiques reliées par un joint télescopique et une microcellule. Le courant électrique est envoyé par le câble coaxial de support et plaque alors les électroaimants sur la paroi intérieure du tubulaire. Les déformations appliquées à la garniture sont mesurées par la cellule et lues en surface. L'outil peut être descendu avec un détecteur de joint et une charge explosive (string shot) pour effectuer un back-off dès localisation du point de coincement.

Spring tector :

Principe identique au précédent, mais les électroaimants sont remplacés par des lames de ressorts qui jouent le même rôle. Cet outil est adapté aux garnitures aluminium ou amagnétique.

Fig. 11.9 Sonde de détection du point de coincement (Source : N.L. MacCulough).

Si ces tentatives sont infructueuses, il est possible d'envoyer au droit du point de coincement, par circulation, des bouchons de fluides favorisant le décoincement tels des lubrifiants, du gas-oil, des acides pouvant dissoudre les roches carbonatées.

Pour une plus grande précision sur ces opérations et leur prolongation, il est nécessaire de connaître la position du point de coincement. Dans une première approche, le foreur utilise la loi de l'élasticité : l'allongement relatif est proportionnel à la traction. Le foreur connaît la traction qu'il applique, il en déduit l'allongement relatif :

$$F/s = E \times \Delta l/L$$

Il mesure Δl sur la tige d'entraînement après avoir appliqué la traction F , il peut donc calculer L qui représente la longueur libre de la garniture. (E : module d'Young, s : section des tiges).

Pour une localisation plus précise, on fait appel aux sociétés de mesure qui descendront une sonde à l'intérieur de la garniture. Lorsque cette sonde est activée (free point locator) (**Fig. 11.9**), elle transmet un allongement de la garniture lorsque celle-ci est soumise à une traction. Lorsque la sonde est positionnée sous le point de coincement, elle ne transmet plus d'allongement : le coincement est alors localisé.

La garniture étant toujours coincée, le foreur pourra tenter un back-off ou dévissage de la garniture libre.

Principe du back-off : L'objectif est de dévisser la garniture proche du point de coincement, afin de remonter la partie libre et de redescendre ensuite la garniture de repêchage appropriée au problème. Pour cela, il faut tout d'abord s'assurer de l'uniformité du couple de blocage de tous les filetages, en rebloquant la garniture par application à la table d'un couple à droite ; puis on applique, toujours à l'aide de la table, un couple à gauche (donc de dévissage) de valeur prise à 80 % du couple de serrage précédemment appliqué. Après avoir réglé la tension sur la garniture pour situer le point neutre (contrainte axiale nulle) au niveau du joint à dévisser, on fait exploser à cette cote une charge descendue au câble à l'intérieur de la garniture. Le choc de l'explosion et le couple à gauche dévissent le raccord le moins précontraint.

Les opérations peuvent se poursuivre alors dans plusieurs directions :

- descente d'une garniture de battage,
- descente d'une colonne de surforage,
- cimentation du poisson en place et side-track.

A. Garniture de battage

Son principe de raccordement sur le poisson est exposé en 11.2.2 (overshot), mais il faut compléter la garniture par un joint de sécurité (safety joint) au-dessus de l'overshot qui autorisera dans tous les cas le dévissage et la sauvegarde de tous les équipements supérieurs au joint. Mais la raison même de cette garniture est de descendre dans le puits une coulisse de battage qui permettra de donner des chocs, vers le haut le plus souvent, mais également vers le bas pour décoincer le poisson. Il existe des coulisses mécaniques (voir **Fig. 11.10**) ou hydrauliques dont le principe est explicité **figure 11.11**.

B. Garniture de surforage

Il s'agit de reforer l'espace annulaire tubulaire/trou afin de dégager le poisson. La garniture descendue est constituée d'une couronne, de tubes de surforage (wash-over pipe) compatibles avec le diamètre du poisson et du forage, d'un joint de sécurité et de masses-tiges. La colonne de surforage est toujours mécaniquement vulnérable et sa longueur maximale pratique est de 150 mètres (**Fig. 11.12**).



Fig. 11.10a Coulisse mécanique de battage (*Source : N.L. MacCulough*).

Elle permet de battre vers le haut comme vers le bas. La force du coup est réglée par le couple à droite mis dans la garniture et qui correspond à l'accrochage des peignes entre eux. L'énergie de traction ou de compression est restituée en choc vers le haut ou vers le bas lorsque la force axiale dépasse la friction d'accrochage des peignes. Cette coulisse simple et fiable est limitée en battage vers le bas par le poids des masses-tiges qui sont situées au-dessus.

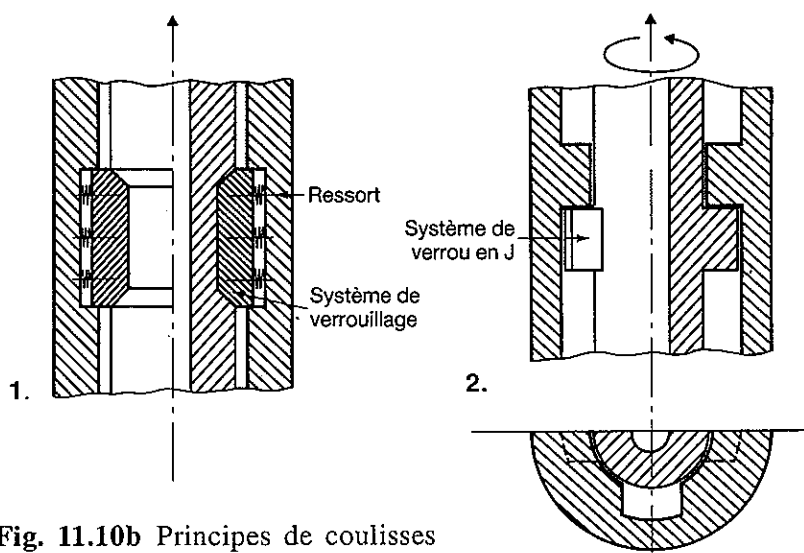


Fig. 11.10b Principes de coulisses mécaniques (*Source : Eastman Christensen*).

Ces deux principes sont similaires à la coulisse Mac-Cullough, mais :

1. Il n'y a pas besoin de couple, le réglage de la coulisse est fait avant la descente en comprimant plus ou moins les ressorts des verrous.
2. C'est une simple baïonnette, l'énergie de traction est appliquée lorsque la baïonnette est verrouillée. Le choc a lieu lorsque, par rotation d'un quart de tour, la baïonnette est déverrouillée.

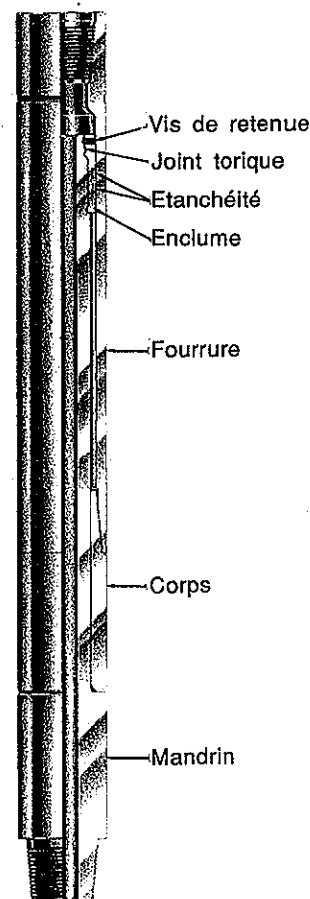
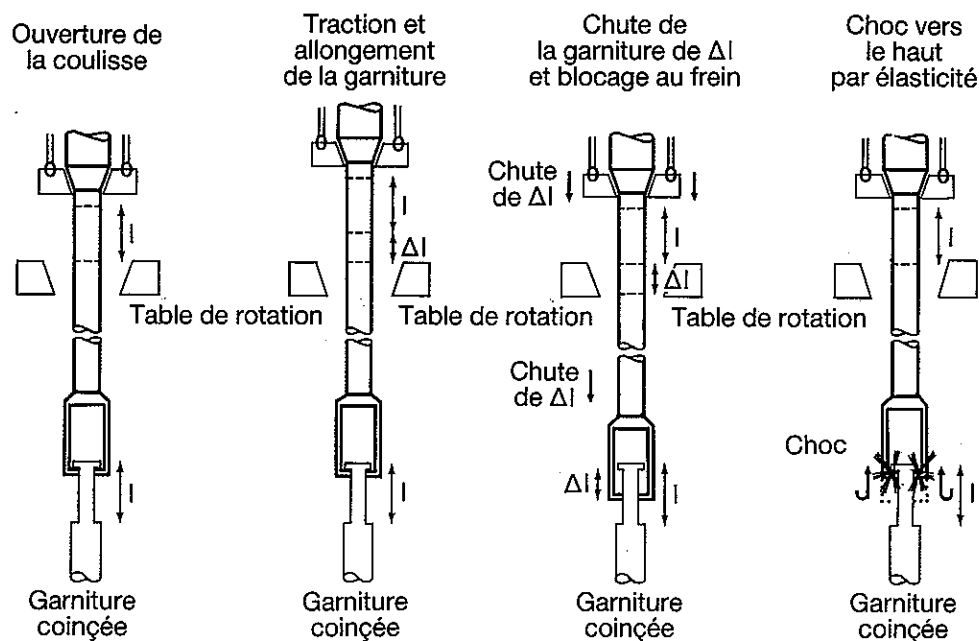


Fig. 11.10c Coulisse de battage (bumper sub) (*Source : AZ*).

Cet appareil est un joint coulissant permettant de transmettre la rotation et d'assurer la circulation du fluide de forage.

BATTAGE VERS LE HAUT



BATTAGE VERS LE BAS

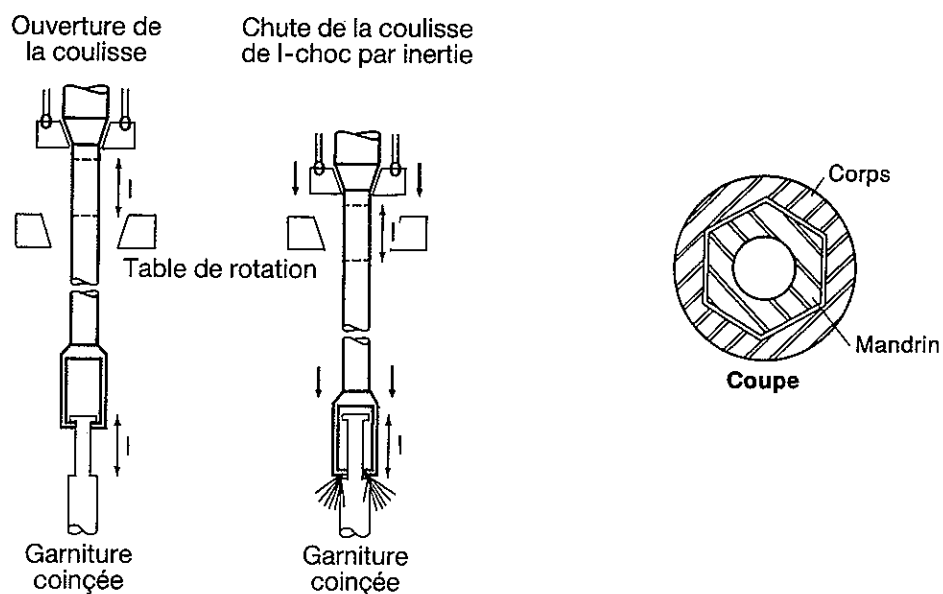


Fig. 11.10d Principe de battage vers le haut et vers le bas.

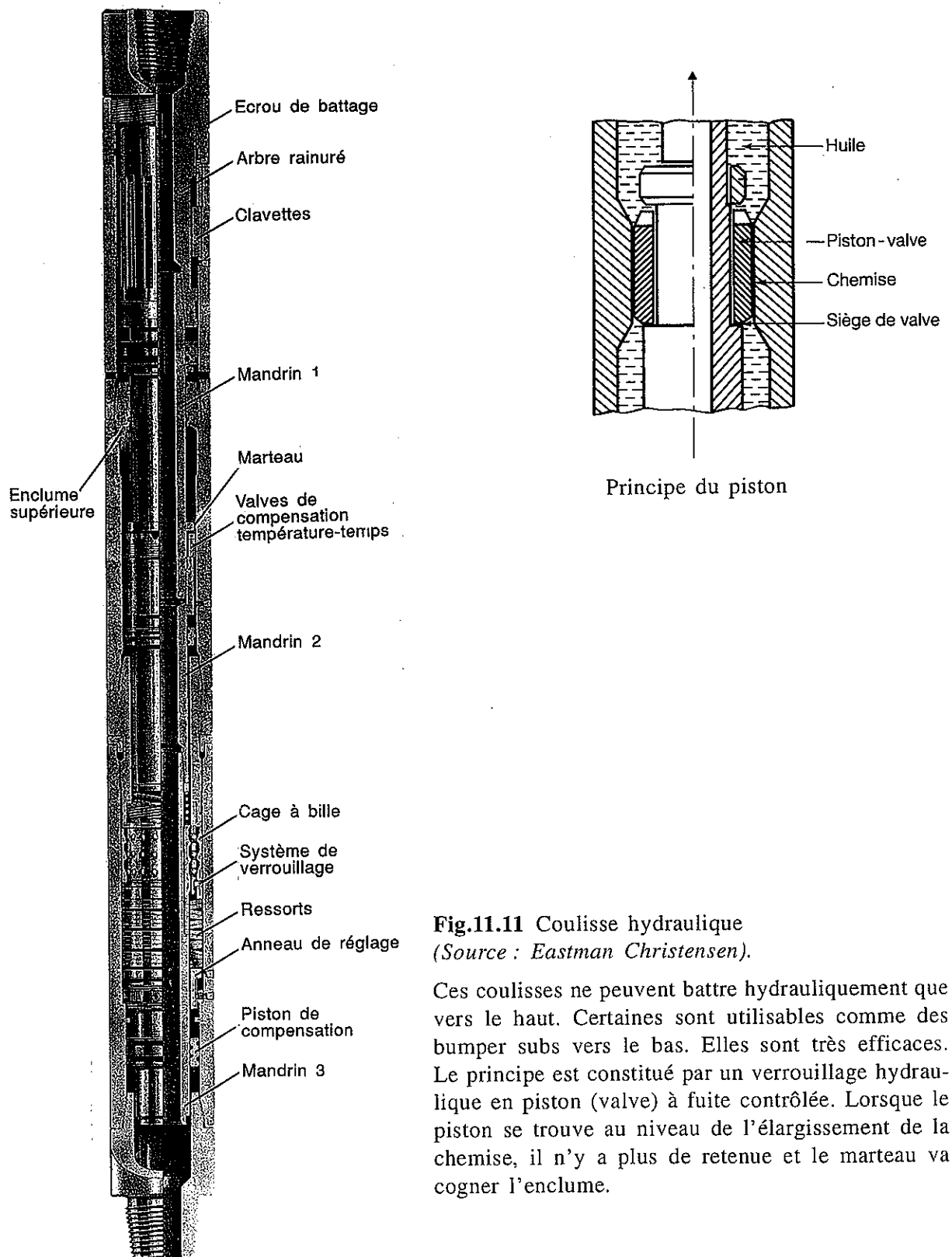


Fig.11.11 Coulisse hydraulique
(Source : Eastman Christensen).

Ces coulisses ne peuvent battre hydrauliquement que vers le haut. Certaines sont utilisables comme des bumper subs vers le bas. Elles sont très efficaces. Le principe est constitué par un verrouillage hydraulique en piston (valve) à fuite contrôlée. Lorsque le piston se trouve au niveau de l'élargissement de la chemise, il n'y a plus de retenue et le marteau va cogner l'enclume.

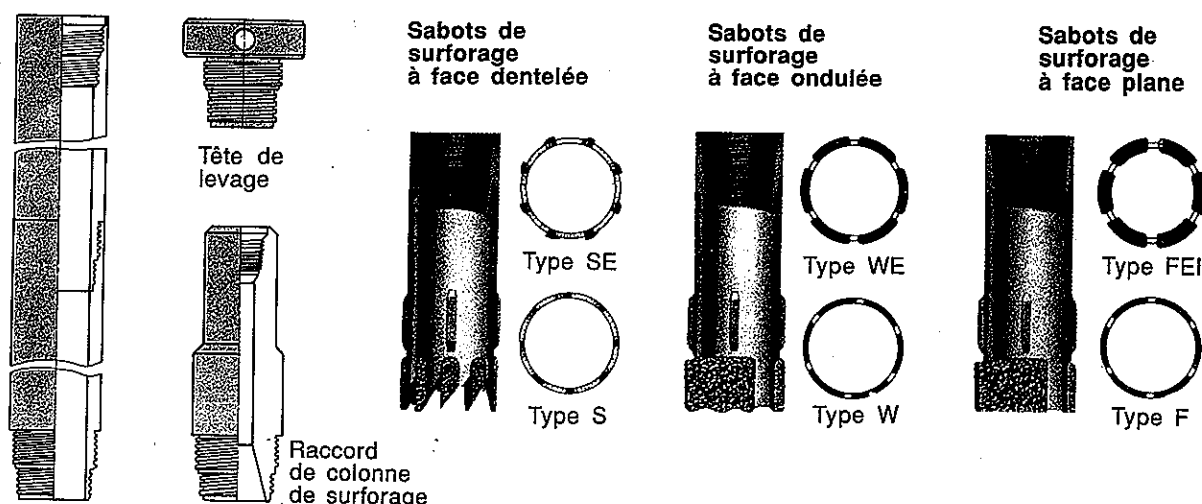


Fig. 11.12 Exemple d'équipement de colonne de surforage (washover) (Source : Drillstar Industries).

C. Side-track (Fig. 11.13)

On procède à cette opération lorsque l'on a échoué à toutes les tentatives possibles de remonter le poisson ou si l'on a déterminé qu'il n'était plus rentable d'essayer de le récupérer par rapport au coût de l'opération de forer un trou en légère déviation. Le but est de forer en déviation au-dessus de la tête du poisson pour pouvoir ensuite poursuivre vers l'objectif parallèlement au trou abandonné mais à une dizaine de mètres. Les opérations successives peuvent être :

- bouchon de ciment à la cote prévue du side-track et attente du séchage,
- dans le cas d'un side-track en trou tubé, descente d'une fraise à couteau pour ouvrir une fenêtre dans le casing,
- descente de la garniture de déviation : moteur de fond et raccord coudé avec un outil de forage de plus petit diamètre que la phase en cours,
- forage du build-up sur la longueur d'une tige, puis mesure de déviation,
- descente d'une garniture rotary pendulaire pour aléser le build-up et revenir vers la verticale,
- alésage des dog-legs avec une garniture appropriée.

Même si cette opération est assez classique de nos jours et que son coût est peu prohibitif, il faut envisager les conséquences sur l'architecture du puits : dog-leg au niveau du side-track donc usure importante par les tiges de forage du casing en place. La tenue en pression de cette colonne pourra être fortement altérée. De plus, si c'est un puits de développement, le pompage par tige pourrait être interdit.

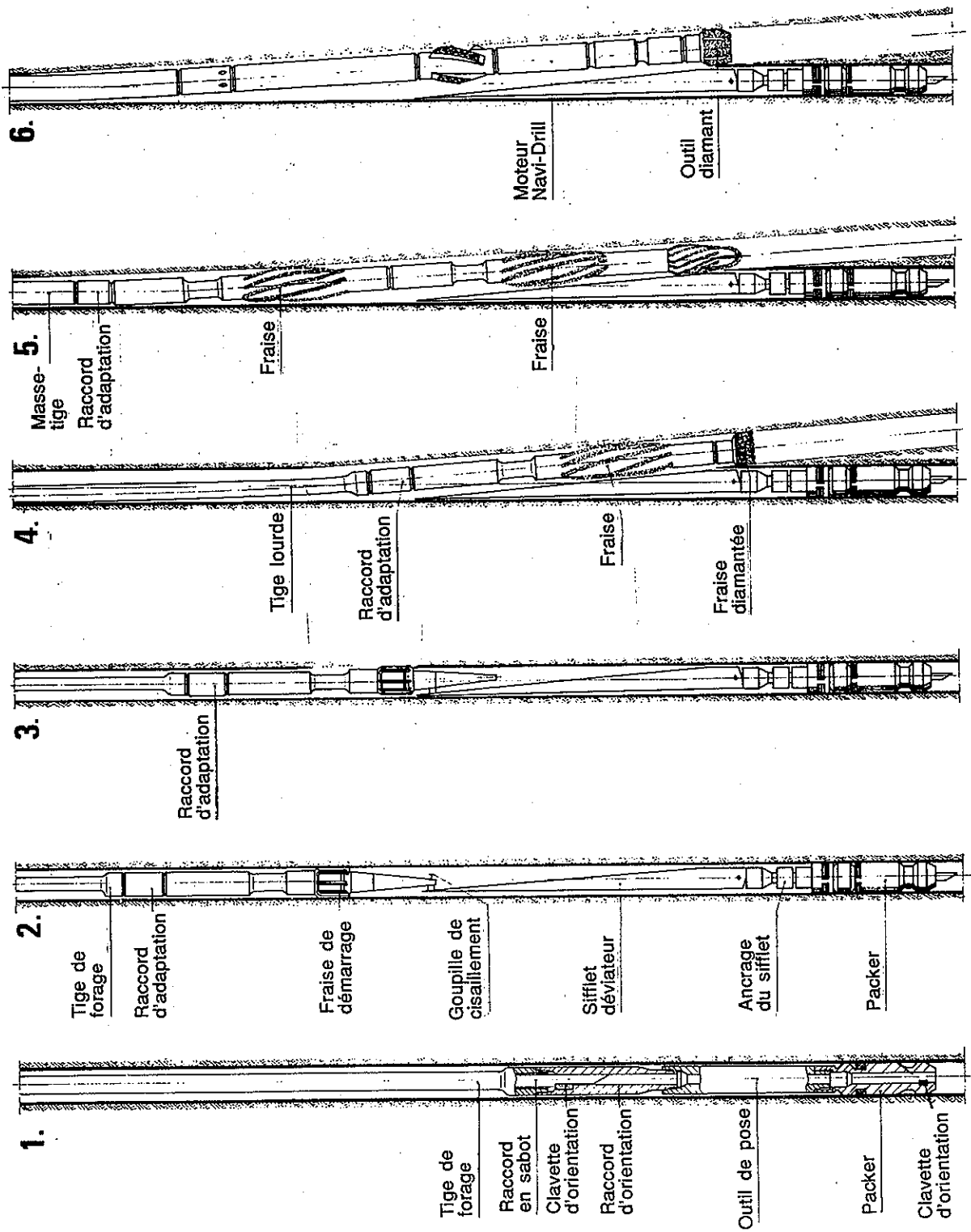


Fig. 11.13a Opération de side-track dans un trou tubé avec pose d'un packer (Source : Eastman Christensen).

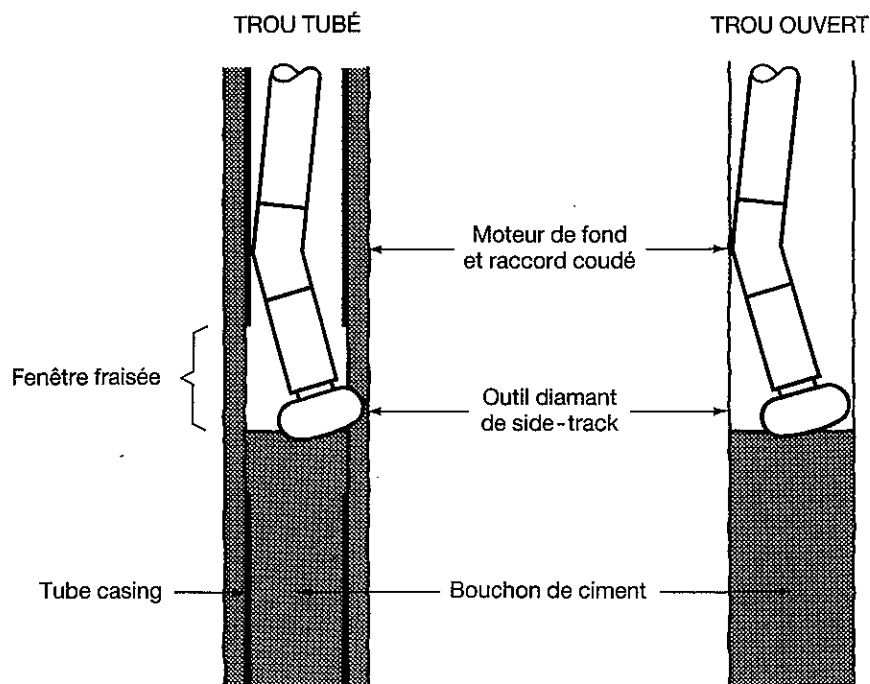


Fig. 11.13b Opération de side-track open hole en trou tubé avec pose d'un bouchon de ciment.

11.2.3.2 Coincement par pression différentielle

Ce type de coincement est très fréquent car il est consécutif à la technique du contrôle des venues de fluides qui consiste à maintenir hydrostatiquement une pression plus forte dans le trou par rapport à la pression des fluides dans les pores de la formation. C'est cette pression différentielle qui est active au droit des formations poreuses et perméables pour coller la garniture contre les parois. La force de collage est directement proportionnelle au Δp , et à la surface d'étanchéité entre la masse-tige et la paroi du trou. Cette surface de contact n'est importante que si le cake est épais car très perméable. Le coincement par collage ne peut donc survenir qu'après une immobilisation totale de la garniture qui va initier un contact et un début d'étanchéité (Fig. 11.14).

Méthodes de résolution : Les grands principes sont évidemment d'agir directement sur les causes du coincement, c'est-à-dire le Δp , la surface de contact et f le coefficient de friction acier/cake :

- Une fois la cote de coincement connue, on peut tenter d'injecter par circulation un bouchon d'un produit lubrifiant qui, diffusant dans le cake, vient créer un film gras à la surface de la garniture pour diminuer f . Pendant le temps d'action de ce bouchon, il faut continuer à effectuer des tractions sur la garniture, toujours dans les limites mécaniques admissibles.
- Réduction de la pression hydrostatique : cela n'est évidemment envisageable que lorsque l'on est certain de ne pas déclencher une venue. Il y a plusieurs

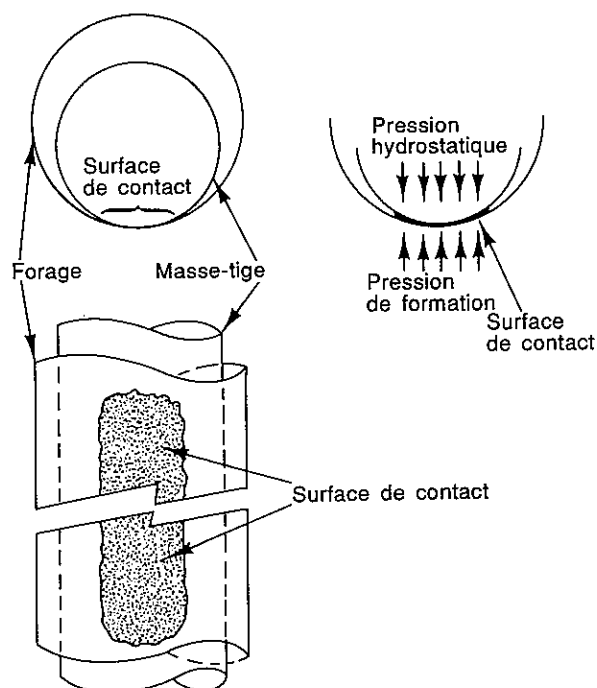


Fig. 11.14 Principe du collage par pression différentielle.

techniques possibles : allégement de la boue, injection de bouchons de fluides légers, ou même méthode des DST après pose d'un packer. Il faut évidemment dévisser la garniture libre pour descendre un train de test.

- On peut évidemment tenter de se libérer par la méthode classique : back-off et descente d'une garniture de battage.

11.3 GARNITURES TYPES DE REPÊCHAGE

11.3.1 Garnitures de battage (Fig. 11.15)

Il est recommandé de mettre un joint de sécurité au dessus du système d'accrochage que ce soit un over-shot, pin-top, taraud ou cloche. Ces raccords se dévisseront à gauche avec un faible couple, on peut ainsi être assuré de pouvoir remonter tout ce qu'il y a au-dessus du joint pour un abandon définitif ou changement de garniture car la reconnexion est également aisée. Les coulisses hydrauliques sont avantageusement utilisées avec un jar-accelerator placé au sommet des masses-tiges. Il s'agit d'un ressort pneumatique qui augmentera la vitesse des masses-tiges lorsque la coulisse déclenche.

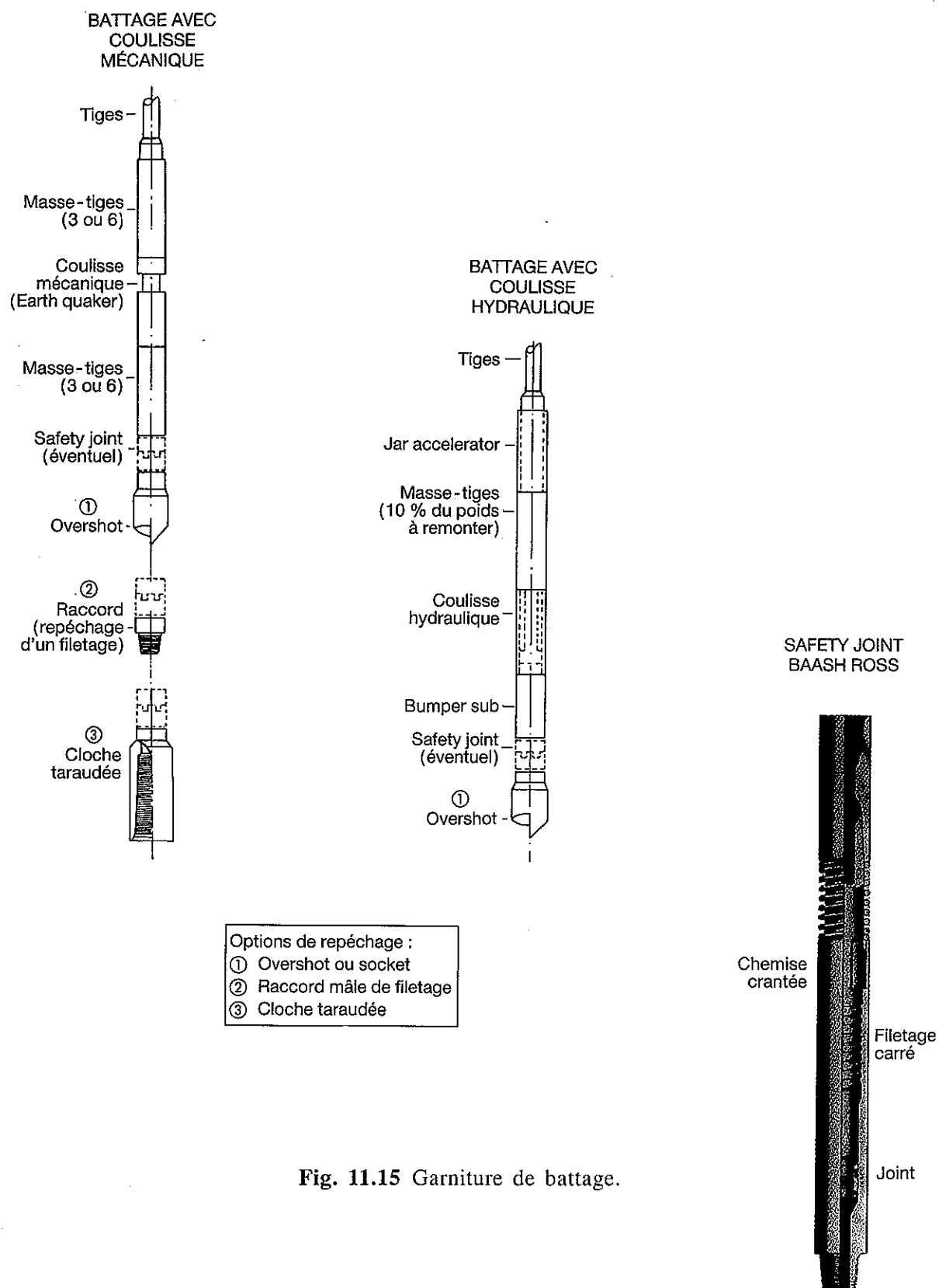


Fig. 11.15 Garniture de battage.

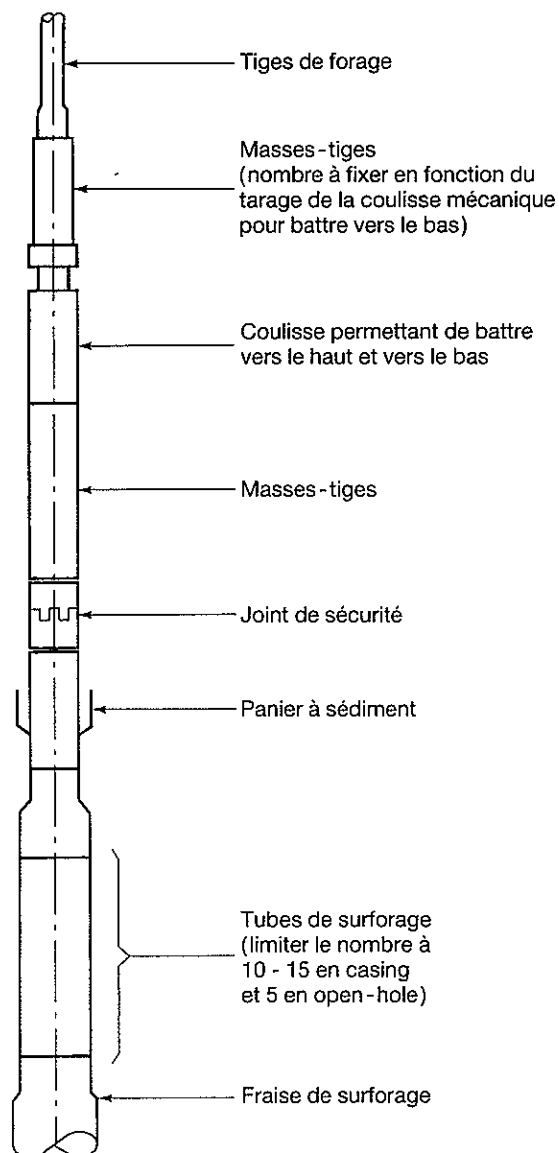


Fig. 11.16 Garniture de surforage.

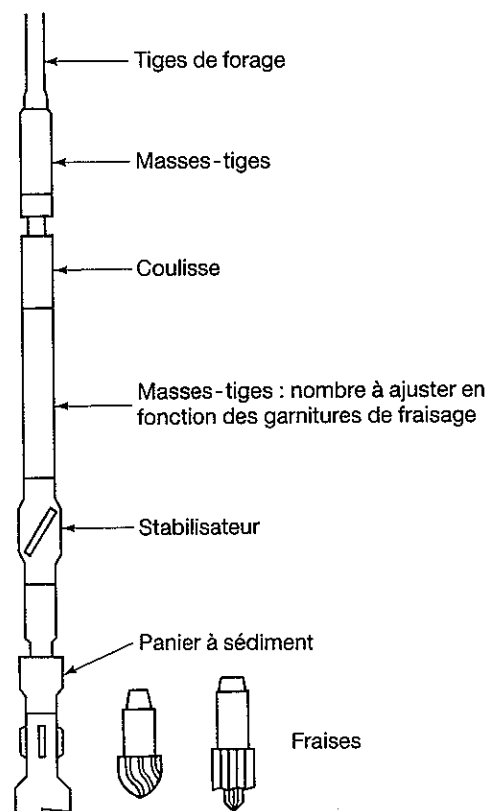


Fig. 11.17 Garniture de fraisage.

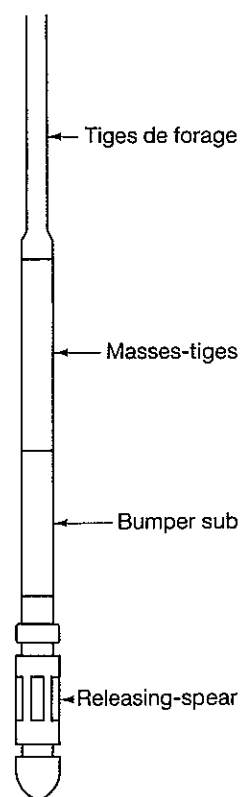


Fig. 11.18 Garniture de repêchage par l'intérieur.

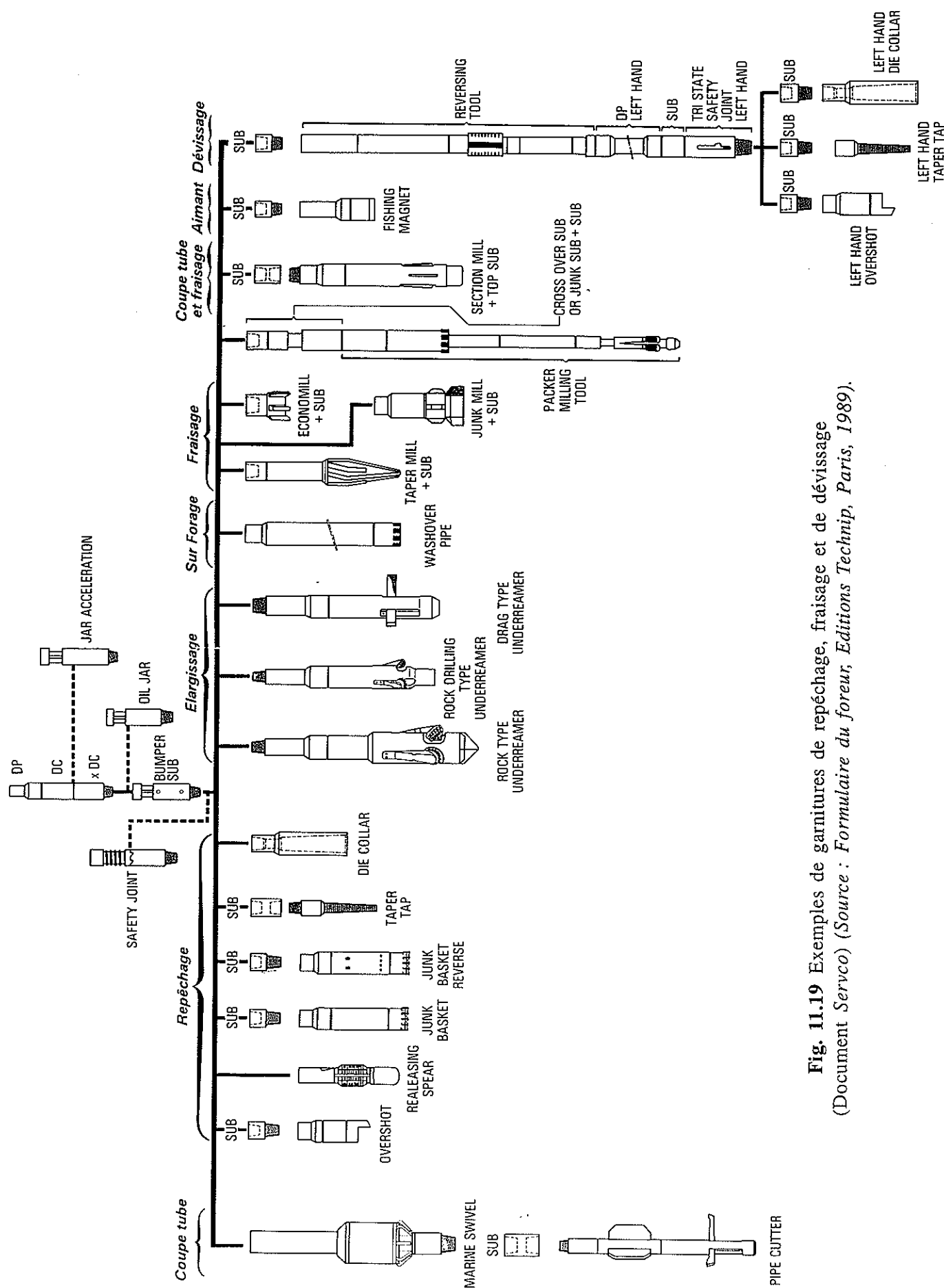


Fig. 11.19 Exemples de garnitures de repêchage, fraisage et de dévissage
(Document Servco) (Source : *Formulaire du foreur, Editions Technip, Paris, 1989*).

11.3.2 Garniture de surforage (Fig. 11.16)

Il faut équiper la garniture d'un moyen de battage vers le haut et vers le bas. Le panier à sédiment recueille les copeaux des éléments en acier surforés. L'opération de surforage est délicate car il génère des couples importants et très irréguliers. C'est d'autant plus dangereux que les couples de blocage des colonnes de surforage sont relativement faibles.

11.3.3 Garniture de fraisage (Fig. 11.17)

En trou tubé comme en découvert, les fraises doivent être parfaitement stabilisées.

11.3.4 Garniture de repêchage avec releasing-spear (Fig. 11.18)

Cette garniture permet de repêcher un tubulaire comme casing, tubing par l'intérieur. L'ancrage nécessitant une rotation à gauche, il est impossible d'utiliser un joint de sécurité.

11.3.5 Résumé des garnitures types (Fig. 11.19)

Ce panorama n'est pas exhaustif, mais montre la variété et la complexité en équipements des diverses opérations possibles de repêchage.

CHAPITRE 12

LES ESSAIS DE PUIITS EN COURS DE FORAGE (Drill Stem Test ou DST)

Les techniques d'exploration profonde (carottage, logs électriques et diagraphies instantanées) ne donnent que des présomptions sur la nature des fluides contenus dans les zones poreuses au fur et à mesure de leur traversée.

Or, il est important de savoir avec certitude si les indices révélés proviennent d'horizons contenant de l'huile, du gaz ou de l'eau et d'estimer les débits de ces couches et leur pression statique.

Ces renseignements doivent être obtenus en cours de forage et non pas à la suite d'essais de fin de sondage, car la présence ou non d'huile ou de gaz dans un horizon traversé conduit souvent à modifier la suite du programme de forage. Dans le cas d'un résultat positif, on décidera de la prise fréquente de carottes ou même d'un carottage continu du réservoir pour permettre la détermination de son profil de porosité, perméabilité et saturation. Conjointement, il y aura renforcement des consignes de sécurité. Puis le programme de tubage prévoira la mise en place d'une colonne de production pour effectuer des essais de longue durée et mettre si possible le puits en exploitation.

Dans le cas d'un résultat négatif, on poursuivra le forage vers des objectifs plus profonds ou on abandonnera le puits.

On peut définir les DST comme des mises en production provisoires effectuées sans modifier l'équipement des puits et permettant de recueillir des échantillons des fluides contenus dans les roches, d'estimer grossièrement leur débit et de mesurer les pressions des réservoirs.

Ces renseignements peuvent être obtenus :

- en cours de forage,
- après le forage,
- après cimentation d'une colonne.

12.1 PRINCIPES

Les fluides contenus dans les formations étant contrôlés normalement pendant le forage par la pression exercée sur les couches par la colonne de boue de forage, la réalisation d'un test impose :

- la suppression de la pression exercée par la colonne de boue sur la couche à tester, ou sa diminution jusqu'à une valeur inférieure à celle des fluides contenus dans la couche,
- la canalisation de ces fluides jusqu'en surface sans risque de pollution de la boue ou d'éruption,
- le maintien, pendant toute la durée de l'essai, sur les formations non testées, de la pression exercée en forage par la colonne de boue pour éviter leur éboulement ou la venue des fluides qu'elles contiennent,
- la possibilité d'arrêter momentanément le débit des fluides sans utiliser la pression hydrostatique de la boue,
- une installation de surface adaptée aux divers fluides pouvant être produits,

Le principe de l'installation est représentée **figure 12.1**. Toutes les conditions précédentes sont réalisées par l'emploi :

- d'un packer : manchon en caoutchouc qui, comprimé au-dessus de la couche

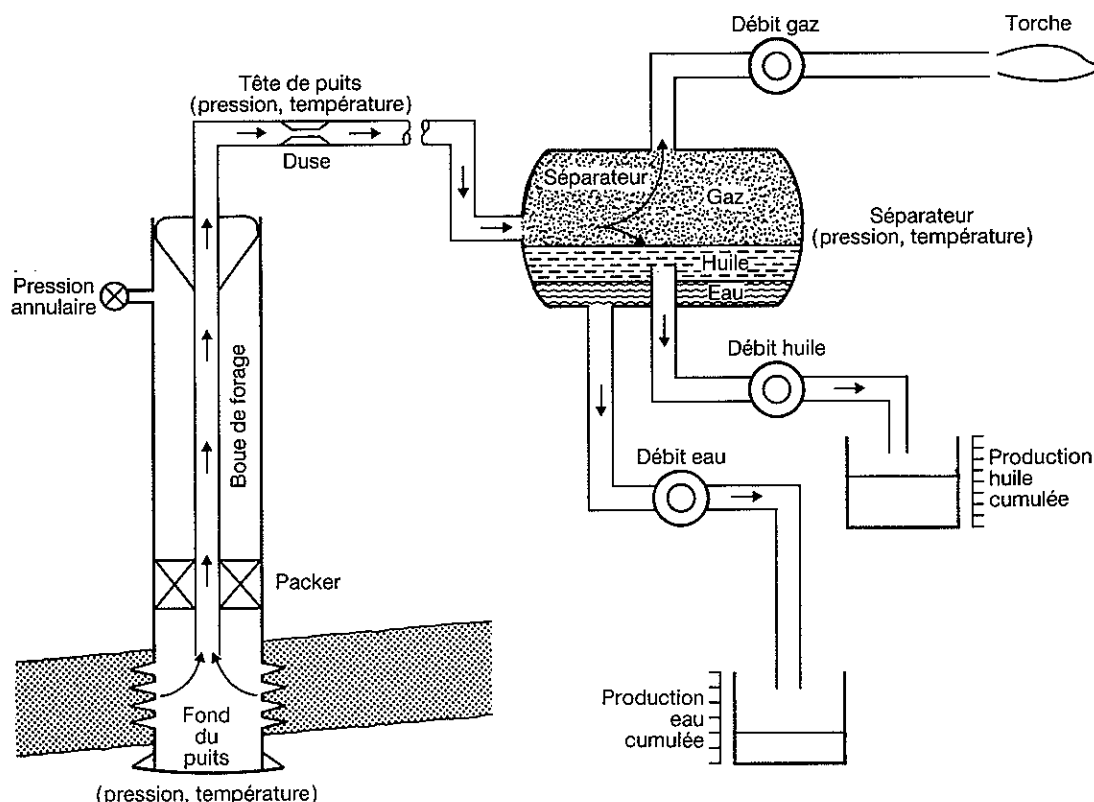


Fig. 12.1 Principe d'une installation de test.

à tester, s'applique contre les parois du trou, réalise l'étanchéité et sépare le puits en deux zones sans communication entre elles,

- d'un train de test : ensemble d'équipements dont la vanne de test est la principale. Elle est maintenue fermée pendant la descente du train de test. L'intérieur des tiges est alors plein d'air ou rempli d'un tampon d'eau d'une hauteur déterminée.

Lorsque le packer est ancré, l'ouverture de la vanne permet de décompresser les fluides sous packer ainsi que ceux contenus dans la formation jusqu'à la pression qui régnait au-dessus de la vanne, soit à la pression atmosphérique, soit à la pression hydrostatique du tampon d'eau.

Cette décompression se traduit alors par un débit de fluides à l'intérieur de la garniture.

La fermeture de la vanne principale (sans désancrer le packer) permet d'arrêter le débit sans utiliser la pression hydrostatique de la boue. Les enregistreurs de pression descendus au fond du trou peuvent enregistrer alors la courbe de recompression des fluides.

Des appareils de mesure pour enregistrer la pression du puits sous l'ensemble des vannes de fond peuvent être :

- à lecture différée et nécessiter la remontée du train de test pour relever les enregistrements,
- à lecture directe : sonde descendue au câble type Schlumberger et connectée sur le tester.

12.2 GARNITURE DE TEST

12.2.1 En trou découvert (open hole)

La **figure 12.2** donne la composition classique d'un train de test sur support de forage fixe et dans un trou découvert.

L'ensemble des outils compris entre le packer et le fond du trou constitue la béquille dont la longueur sera en général inférieure à 30 m.

Nous allons passer en revue le rôle et le fonctionnement des différents outils.

12.2.1.1 Sabot (shoe)

C'est un raccord qui permet de s'appuyer sur le fond du puits et de mettre en compression le train de test.

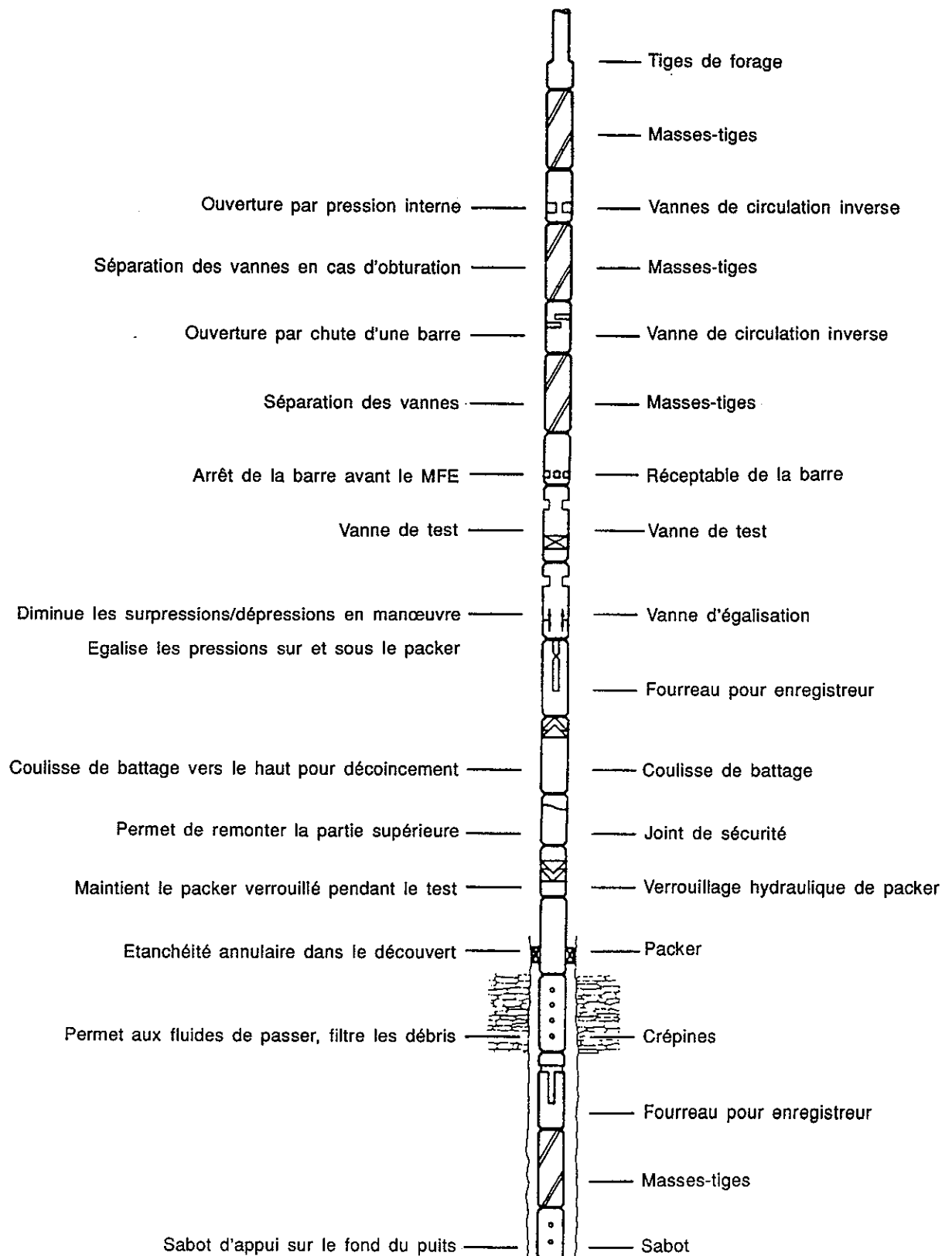


Fig. 12.2 Exemple de train de test en découvert (Source : Flopetrol).

12.2.1.2 Crépines

Ce sont des tubes perforés par lesquels passeront les fluides.

Ce sont en général des masses-tiges $4\frac{3}{4}'' \times 2\frac{1}{4}''$ en élément de 1, 3 et 5 pieds facilement transportables et percées de trous de 3 à 4 mm de diamètre qui devraient empêcher le bouchage des orifices des différents outils de test.

Lorsque la longueur à tester est supérieure à 12 m, on intercalera dans la béquille une masse-tige de 9 m.

12.2.1.3 Packer

Le packer obture l'espace annulaire compris entre les parois du sondage et les tiges de forage, par compression de la garniture caoutchouc entre la béquille qui s'appuie sur le fond du trou et le train de tige.

La garniture doit être suffisamment souple pour se mouler contre les parois du sondage, mais elle doit retrouver son état initial pour être remontée sans coincement à la fin du test.

Les packers conventionnels pour trou ouvert en plein diamètre à garnitures simples ont laissé la place aux packers comportant un système évitant le fluage de la garniture.

Les diamètres des garnitures du packer laissent un jeu de l'ordre de 1" le diamètre du trou.

Les poids sur packer pour obtenir l'étanchéité sont de l'ordre de 1 tonne par pouce de diamètre de trou soit une dizaine de tonnes dans un trou $8\frac{1}{2}''$.

La position du packer sera choisie pour que celui-ci se trouve dans une zone bien calibrée et consolidée.

12.2.1.4 Verrouillage hydraulique du packer (safety seal)

L'étanchéité du packer est obtenue en utilisant comme paramètre le poids. Mais, les testers utilisés au-dessus de cet outil sont aussi actionnés par le poids sur l'outil. Il est alors nécessaire de verrouiller hydrauliquement le packer.

Le principe de fonctionnement de l'outil de verrouillage hydraulique consiste à piéger, après ancrage du packer, l'huile comprise entre le corps extérieur du système de verrouillage et le mandrin intérieur du packer.

Un clapet différentiel permet le désancrage du packer dès que les pressions sont identiques de part et d'autre du packer.

12.2.1.5 Joint de sécurité (safety joint)

Les risques de coincement du packer sont importants. Dans ce cas, le dévissage au niveau du joint de sécurité permettra la récupération de la partie libre de la garniture.

Il s'agit de joints de sécurité identiques à ceux que l'on utilise dans les garnitures de repêchage.

12.2.1.6 Coulisser de battage (jars)

Avant de dévisser le joint de sécurité en cas de coincement, on tente de décoincer en exerçant des efforts de traction sur le packer par battage grâce à la coulisse hydraulique intercalée au-dessus du joint de sécurité.

12.2.1.7 Fourreau pour enregistreur intérieur

Les informations les plus attendues au cours d'un DST sont les enregistrements des pressions.

Ils sont indispensables pour interpréter les résultats des tests. Par sécurité, on ajoutera donc un deuxième enregistreur qui pourra également permettre par sa position différente, d'expliquer certaines anomalies d'enregistrement.

12.2.1.8 Vanne d'égalisation des pressions

La réalisation du test entraîne un régime de pression sous le packer différent de la pression hydrostatique de la boue qui s'exerce au-dessus du packer.

Pour pouvoir à la fin du test décompresser le packer, il est indispensable d'égaliser les pressions de part et d'autre du packer par le moyen de cette vanne.

Cette vanne sera ouverte pendant la descente du train de test afin de limiter le pistonnage dû au grand diamètre de la garniture de packer. Elle sera fermée pendant tout le test, puis ouverte pour égaliser les pressions au-dessus et en dessous du packer.

Cette vanne est équipée d'un système hydraulique de temporisation à l'ouverture qui évitera de la mettre en position ouverte lorsque l'on enlèvera du poids sur le tester pour le fermer.

12.2.1.9 La vanne de test

Le rôle du tester est de permettre des cycles d'ouverture et de fermeture de la garniture au fond du trou de manière à entraîner des périodes de débit et de recompression de l'effluent contenu dans les pores des roches.

Les vannes constituant le tester peuvent être :

- soit des vannes à chicanes où les orifices d'un mandrin mobile viennent se placer en face d'orifice d'un corps fixe,
- soit des ball valve, boisseau sphérique commandé par le déplacement d'un piston.

Le système à ball valve présente l'avantage d'un passage continu à l'intérieur du train de test lorsque celui-ci est ouvert et peut permettre alors la descente d'enre-

gisteur de pression au fond du trou à l'aide d'un câble électrique tout en transmettant les informations en surface.

L'ouverture ou la fermeture de cette vanne est effectuée par translation grâce au poids des masses-tiges (MFE) ou par pression dans l'annulaire (PCT). Ce dernier outil étant plus particulièrement réservé aux forages sur support flottant ou aux forages fortement inclinés où le poids ne sera utilisé que pour ancrer le packer (Fig. 12.3).

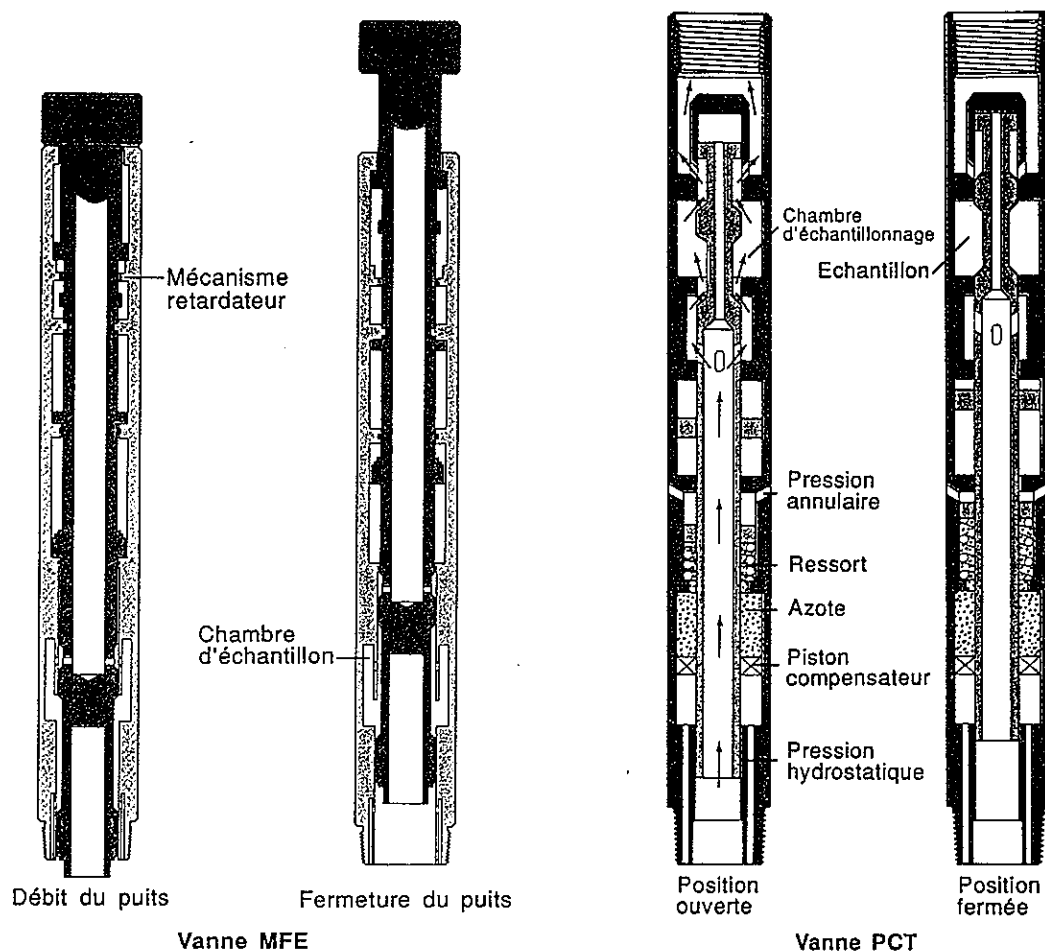


Fig. 12.3 Vannes de test (Source : Flopetrol).

Ces outils permettent plusieurs ouvertures et fermetures grâce à un système d'indexation de la position. Dans le cas du MFE, le système d'ouverture est temporisé hydrauliquement. En effet, c'est le poids des masses-tiges placées au-dessus du train de test qui permet la séquence d'ouverture du tester. Cette séquence d'ouverture doit se réaliser dans un ordre précis. Dès que le sabot du train de test atteint le fond du trou, le chef de poste applique un poids de l'ordre de 10 tonnes sur le fond. La séquence est alors la suivante :

- fermeture de la vanne d'égalisation principale,
- ancrage du packer,

- fermeture de la vanne d'égalisation secondaire,
- ouverture du tester,
- fermeture du clapet différentiel du verrouillage hydraulique du packer.

12.2.1.10 Vanne de circulation inverse

A la fin du test, si le puits a été productif, le train de sonde se trouve partiellement ou complètement rempli par un effluent. Il est alors dangereux de réaliser la manœuvre de remontée avec ce fluide inflammable à l'intérieur des tiges.

La vanne de circulation inverse, située de 9 à 30 m au-dessus du tester, permettra d'ouvrir une communication avec l'espace annulaire et de récupérer l'effluent situé dans les tiges par circulation inverse.

La vanne de circulation inverse la plus courante est celle du type break off plug. Les orifices sont obturés par des bouchons creux qui seront cassés au moment opportun par l'envoi d'une barre de fer à l'intérieur de la garniture depuis la surface.

12.2.1.11 L'équipement de surface (Fig. 12.1)

L'équipement de surface doit permettre :

- de supporter les pressions en tête de puits,
- de créer des contre-pressions pour modifier la pression de fond en cours de débit, par utilisation de duses,
- de récupérer des échantillons,
- de mesurer le débit d'air contenu dans la garniture en début de test et poussé par le débit de l'effluent au fond du trou,
- de séparer l'effluent s'il arrive en surface pour mesurer séparément le volume d'huile, de gaz et d'eau,
- de stocker ou brûler l'effluent.

12.2.2 En trou tubé (cased hole) (Fig. 12.4)

La garniture de test est identique à la précédente, sauf par l'utilisation d'un packer spécifique à permettre l'accrochage et l'étanchéité dans un casing. Le MFE hydrostatique Bias joue le rôle du safety seal.

12.2.3 Test sélectif ou straddle test (Fig. 12.5)

Lorsqu'il faut isoler la zone à tester des zones inférieures sans avoir à boucher le puits, on effectue un test sélectif ou straddle test avec la mise en œuvre de deux packers qui encadreront et isoleront la zone.

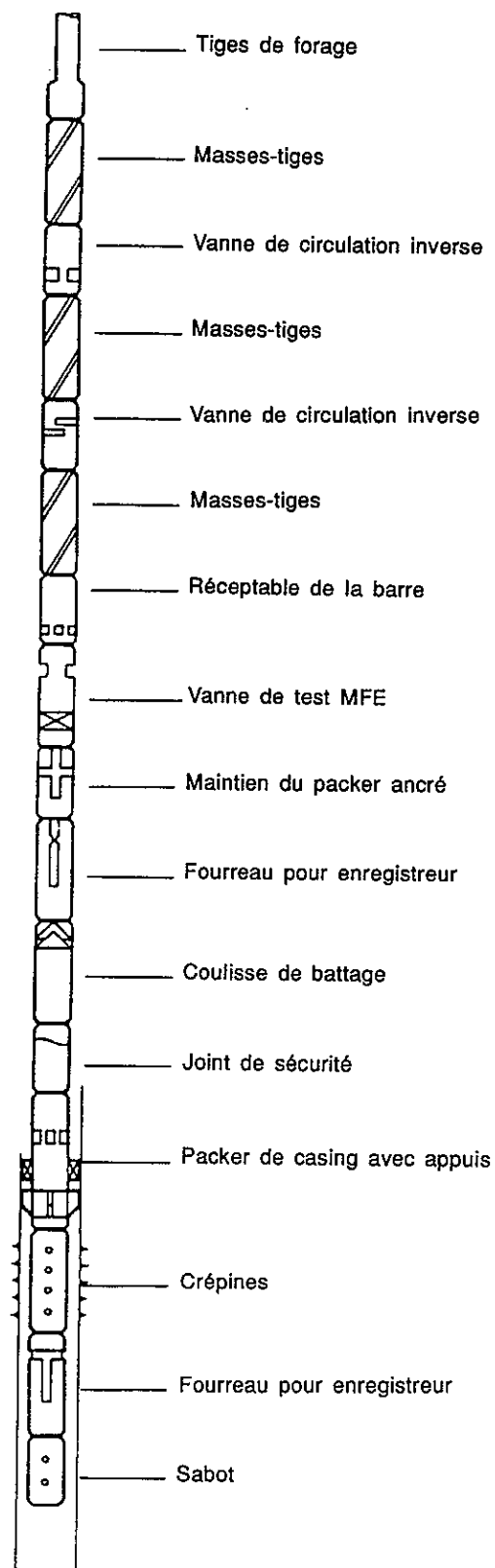


Fig. 12.4 Garniture de test en trou tubé (Source : Flopetrol).

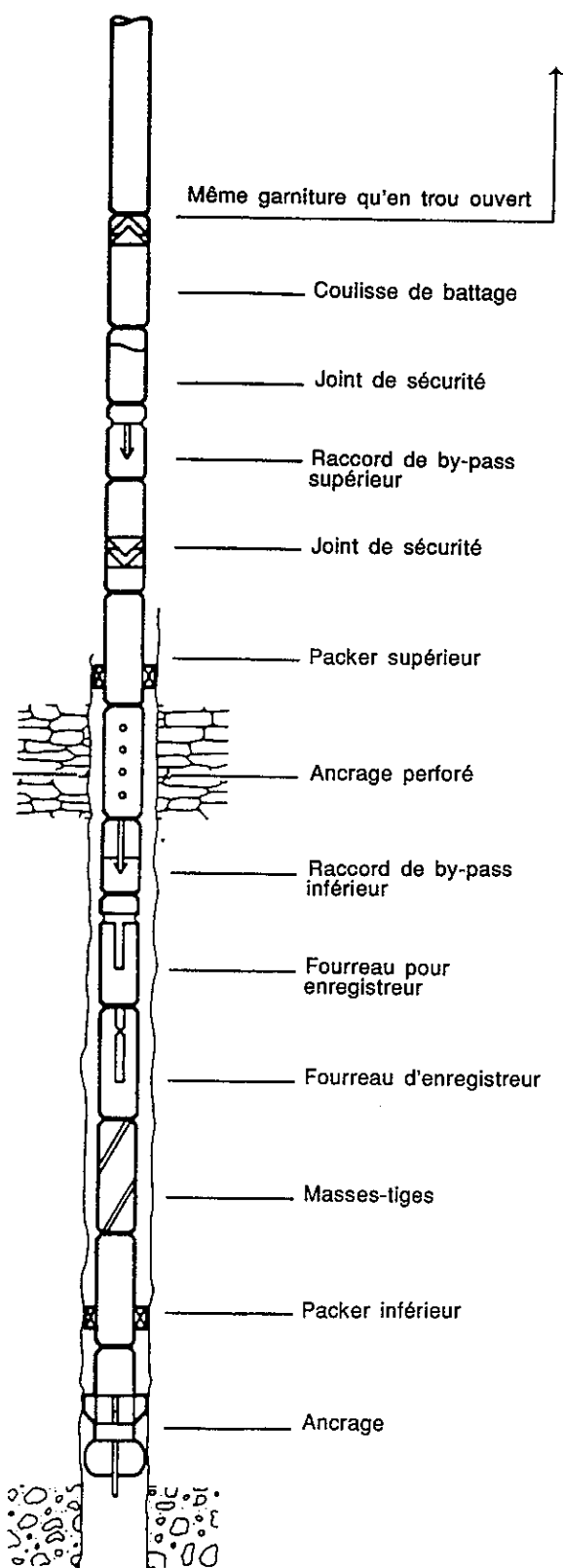


Fig. 12.5 Garniture de test sélectif (Source : Flopetrol).

12.2.4 Test à partir d'un engin flottant (Fig. 12.6)

La garniture de test doit autoriser deux fonctions supplémentaires très délicates :

- la déconnexion au niveau des BOP sous-marins tout en mettant le puits en sécurité par les BOP et par la fermeture d'une vanne intégrée à la garniture,
- permettre l'ancrage du packer puis la pose de la garniture dans la tête de puits. Il faut pour cela intégrer des joints coulissants.

La vanne de test la plus courante maintenant est du type à commande par pression annulaire.

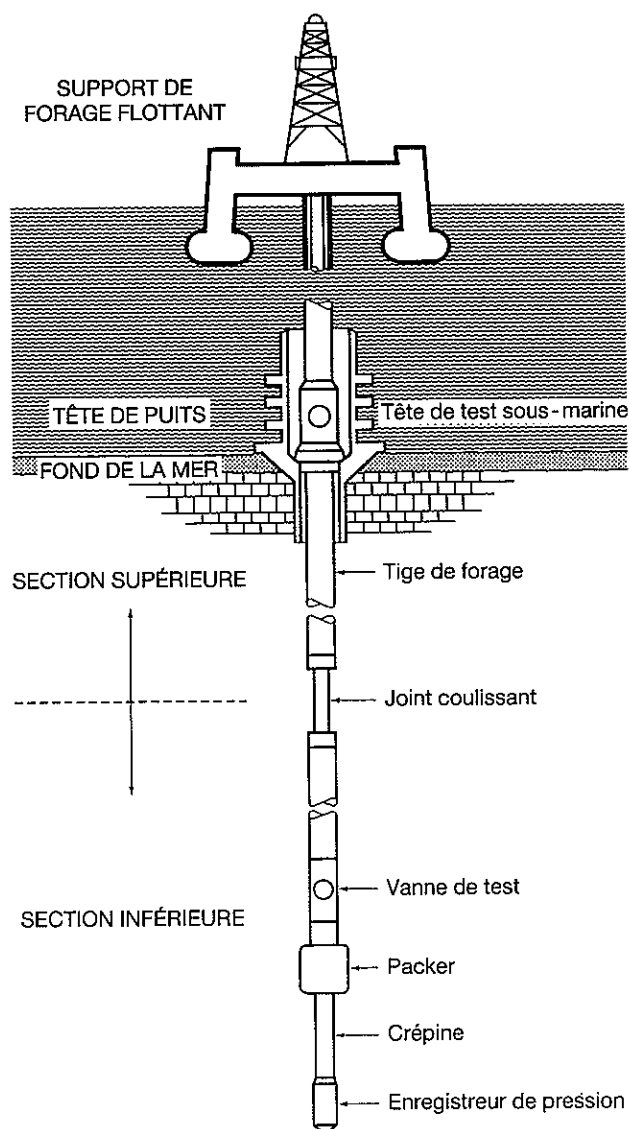


Fig. 12.6 Garniture de test en tête de puits sous-marine
(Source : Dowell Schlumberger).

12.3 DÉROULEMENT DES TESTS

Avant de détailler les séquences opérationnelles, nous allons décrire quelques problèmes liés à cette opération.

12.3.1 Problèmes opérationnels en test en découvert

- Risque de coincement des packers par éboulement de la formation ou par irrégularités de la géométrie du découvert, ce qui peut occasionner un side track ou l'abandon pur et simple du puits.
- Risque d'obstruction des outils de fond par les particules de roche.
- Risque de fuite au packer à cause de l'irrégularité du trou.
- Insuffisance des informations recueillies sur le puits et le réservoir à cause du temps de test impérativement limité pour les raisons citées plus haut.
- Chances quasiment nulles d'obtenir un échantillon représentatif des fluides de formation.
- Le test devant être de courte durée, on favorisera le temps d'ouverture plutôt que la remontée en pression. On recommandera par exemple un temps de production double du temps de fermeture.

12.3.2 Les séquences de déroulement

Les principales phases de l'opération sont les suivantes :

- préparation du trou,
- préparation du matériel,
- descente des outils de fond,
- opération de test proprement dite avec ouverture et fermeture de la vanne de fond,
- remontée des outils de fond,
- exploitation des données, résultats, interprétation.

La préparation du puits consiste d'abord à veiller au conditionnement adéquat de la boue de forage, peut-être à son remplacement par un fluide plus approprié, au test en pression de la tête de puits (BOP), à la perforation du tubage le cas échéant.

Il conviendra de s'assurer à l'avance que le matériel sera disponible au moment voulu et qu'il sera en parfait état de bon fonctionnement.

La préparation du matériel s'effectue en deux temps :

- Révision du matériel par les compagnies de service spécialisées (remplacement de pièces détachées défectueuses, joints d'étanchéité, etc.).

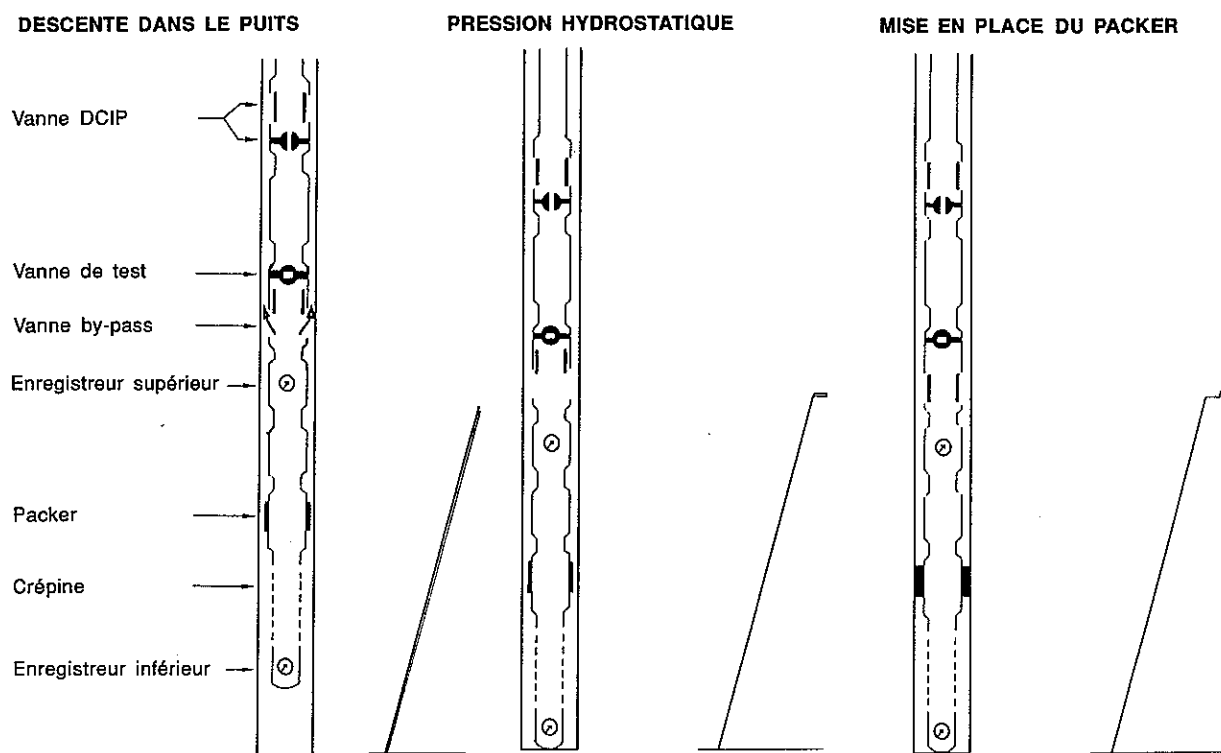


Fig. 12.7 Déroulement d'un test : phases de mise en place
(Source : *La géologie des fluides en exploitation pétrolière*,
Div. Géologie, SNEAP).

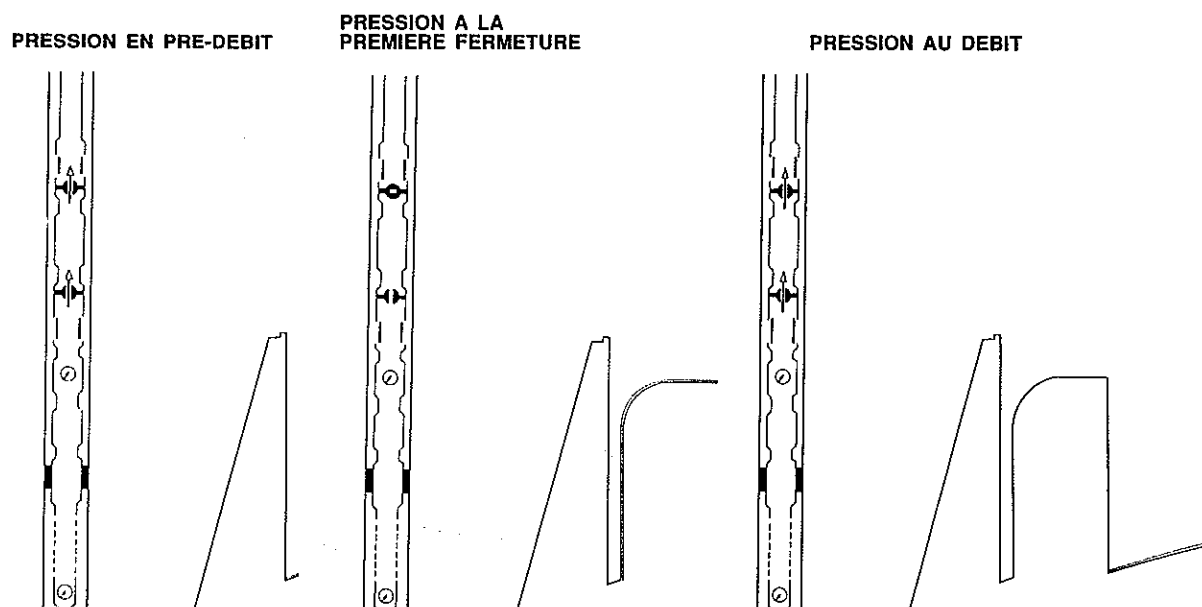


Fig. 12.8 Déroulement d'un test : phases de mesures
(Source : *La géologie des fluides en exploitation pétrolière*,
Div. Géologie, SNEAP).

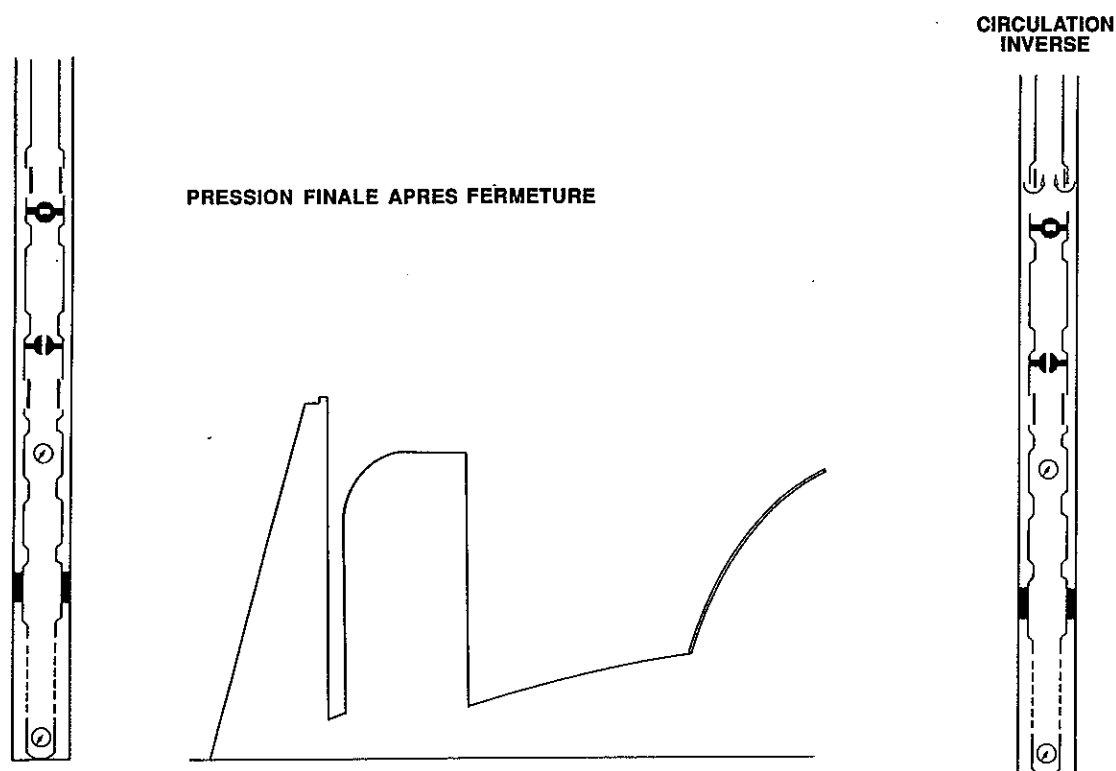


Fig. 12.9 Déroulement d'un test : phases finales (*Source : La géologie des fluides en exploitation pétrolière, Div. Géologie, SNEAP*).

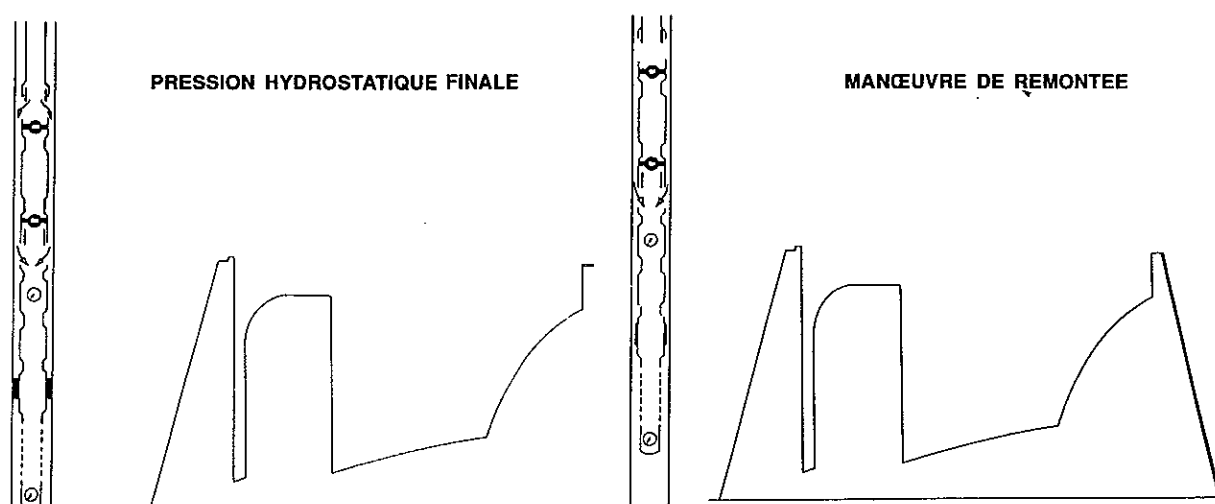


Fig. 12.10 Déroulement d'un test : phases de remontée de la garniture (*Source : La géologie des fluides en exploitation pétrolière, Div. Géologie, SNEAP*).

- Les tests de préfonction. Les outils qui sont opérés par variation de la pression annulaire en particulier sont vérifiés du point de vue de leur fonctionnement en surface où l'on peut simuler ouverture et fermeture.

Les outils de fond sont assemblés puis descendus lentement dans le puits en surveillant en permanence le niveau de l'espace annulaire afin de détecter les pertes de boue, de voir si le puits débite ou encore de s'assurer qu'il n'y a pas ouverture prématurée de la vanne de fond.

Lorsque les outils de fond ont été descendus à la profondeur de la zone à tester, l'opération de test proprement dite va pouvoir commencer selon la procédure suivante :

- installation de la tête de test en surface,
- réalisation des branchements de surface,
- ancrage du packer (**Fig. 12.7**),
- ouverture de la vanne de test : période de prédébit (**Fig. 12.8**),
- fermeture de la vanne de test : période de remontée de pression,
- ouverture de la vanne de test : période de débit principal,
- fermeture de la vanne de test : période de remontée de pression (**Fig. 12.9**),
- circulation inverse (**Fig. 12.9**),
- désancrage du packer (**Fig. 12.10**).

Parallèlement aux schémas des trains de test, nous avons tracé l'évolution de la pression enregistrée en fonction du temps. L'ensemble du diagramme enregistré est représenté **figure 12.11**.

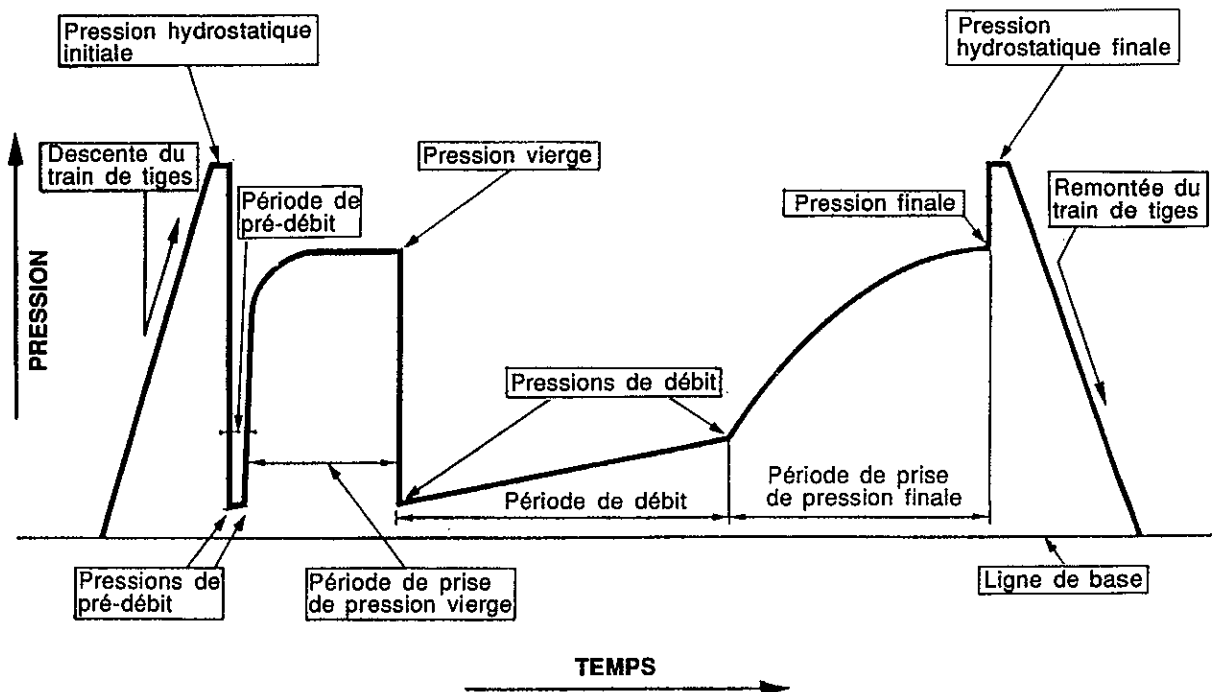


Fig. 12.11 Diagramme de test type (Source : *La géologie des fluides en exploitation pétrolière*, Div. Géologie, SNEAP).

En général, dans un test à terre, le temps du test sera limité à environ trois heures à cause des risques de coincement du packer. Dans ce cas, les opérations effectuées seront :

- un prédébit de 3 à 5 minutes (tester ouvert),
- une mesure de pression vierge de 30 minutes (tester fermé),
- un débit de 1 heure (tester ouvert),
- une remontée de pression finale de 1 heure (tester fermé).

Quand le tester s'ouvre, la boue qui était sous packer se trouve brusquement décomprimée à la pression qui règne dans les tiges et l'enregistreur indique brusquement la pression atmosphérique (ou tend vers cette pression) s'il n'y a pas de tampon d'eau, ou celle due à la pression hydrostatique du tampon d'eau.

Dans le cas d'une formation non consolidée, on préconisera un δP négatif (pression formation-pression du tampon) ne dépassant pas 10 bars. Ceci est valable dans le cas de perforations comme dans le cas de la mise en production.

Pour éviter l'application brutale, lors de l'ouverture de la vanne de fond, de cette dépression, il est possible de compléter la pression hydrostatique du tampon par un certain volume d'azote dont la pression est ajustée en surface pour que la pression appliquée au fond égale ou dépasse légèrement la pression de couche.

Puis par purge de l'azote, le δP est progressivement appliqué sur la couche réduisant ainsi les risques de rupture de la roche et la production de particules solides qui colmatent les outils de fond, et peuvent détruire les étanchéités.

Dans le cas d'une formation consolidée, on préconisera un δP négatif de l'ordre de 30 à 50 bars maximum, il faut noter que pour une formation très perméable, on observera une tendance à appliquer un δP plus important que pour une formation peu perméable. En effet, l'invasion de filtrat est facilitée dans une formation très perméable, le mud cake formé est plus épais et par conséquent l'effort pour décolmater doit être plus important.

Mais de toute façon, on ne recommandera jamais dans un programme un ΔP supérieur à 50 bars, pour les deux raisons suivantes :

- un δP trop fort peut aggraver le colmatage de la formation par accumulation brutale des particules solides en suspension dans le filtrat,
- le ciment à proximité des perforations peut être endommagé par un changement de contraintes trop brutal.

Le prédébit a pour but de décolmater le puits et de faire produire le filtrat de la zone envahie.

Après fermeture de la vanne, les fluides se recompriment aux abords du trou. En attendant suffisamment longtemps, la pression indiquée par les enregistreurs est alors la pression du gisement à l'état vierge. C'est la pression vierge.

On ouvre à nouveau l'intérieur des tiges. La pression qui s'exerce sur l'enregistreur est alors celle qui existait à la fermeture du prédébit.

En laissant l'intérieur des tiges ouvert, les fluides situés aux abords du trou se décompriment à nouveau et cheminent vers le sondage, remontant dans les tiges.

La pression qui s'exerce sur l'enregistreur croît alors progressivement jusqu'à ce que le train de tiges soit plein d'huile.

Si on prolonge le test, la pression au fond reste constante et est égale à la pression exercée par la colonne d'huile augmentée des pertes de charge dans le train de tiges.

En fermant à nouveau la vanne de test, on laisse se recomprimer le gisement.

On obtient une courbe de remontée de pression plus ou moins relevée suivant la perméabilité des roches et la pression finale en fin de période de fermeture sera d'autant plus voisine de la pression vierge, c'est-à-dire de la pression du gisement, que la perméabilité et le temps de fermeture sont importants.

La fermeture du tester suivie du désancrage du packer et en particulier de l'ouverture de la vanne d'égalisation, retransmet instantanément au fond du trou la pression hydrostatique de la boue. Le test est ainsi définitivement terminé, les fluides produits sont emprisonnés dans le train de tiges et la couche est contrôlée par la colonne de boue.

On effectue alors une circulation inverse en ouvrant une vanne de by-pass au dessus du tester afin de vider tout l'effluent contenu dans les tiges. La manœuvre de remontée peut être effectuée.

CHAPITRE 13

LE FORAGE OFFSHORE

13.1 LES CONTRAINTES SPÉCIFIQUES AU FORAGE EN MER

L'implantation d'un forage pétrolier en mer requiert l'utilisation d'un support flottant ou posé sur le fond capable de reproduire toutes les fonctions que l'on trouve normalement sur un chantier de forage à terre. En raison de l'isolement, le support doit aussi contenir en permanence un certain nombre de services qui seraient appelés uniquement au moment de l'emploi sur chantier à terre (cimentation, logging) et certains services spécifiques (plongeurs, mesures météo). De plus le logement et la nourriture des équipes assurant le travail 24 heures sur 24 demandent des installations suffisamment confortables et isolées du bruit malgré la nécessaire proximité de la machinerie de forage.

Ces conditions accroissent la complexité d'un support de forage en mer et expliquent le coût journalier très supérieur à celui d'un appareil à terre de performances identiques.

13.1.1 Cas des forages d'exploration

Il s'agit souvent de zones nouvelles non équipées d'infrastructures en mer et parfois même dépourvues d'un port pouvant servir de base opérationnelle. Le choix du support de forage peut s'effectuer alors suivant les lignes directrices suivantes :

- profondeur d'eau faible : auto-élevatrices ou swamp-barge,
- profondeur supérieure à 100 m : bateau ou semi-submersible,
- zone isolée à icebergs : navire à positionnement dynamique,
- mer difficile : semi-submersible,
- profondeur supérieure à 400 m : navire à positionnement dynamique.

D'autres critères peuvent être pris en compte pour le choix d'un engin pour forage d'exploration, notamment disponibilité ou mobilité dans le cas d'un programme à plusieurs puits.

La capacité ou charge mobile de l'engin doit être choisie en fonction du programme de forage envisagé et de l'éloignement de la base logistique.

13.1.2 Cas des forages de développement

Ils sont en général opérés sur des structures fixes dans des profondeurs d'eau inférieures à 200 mètres. Il existe dans tous les cas un environnement pétrolier avec une base à terre pour le stockage du matériel et des produits. Le choix de l'engin dépend essentiellement des conditions météorologiques :

- mer difficile : appareil intégré (compact-rig) sur la plate-forme,
- mer calme : tender,
- profondeur d'eau faible : auto-élevatrice en porte-à-faux (cantilever).

Le cas des forages de développement dans des profondeurs d'eau de 300 à 600 mètres est un peu particulier car il s'agit de la limite de la technologie actuelle. Il s'effectue le plus souvent à l'aide d'un semi-submersible ancré ou d'un navire à positionnement dynamique, la production se fait alors à partir de têtes de puits sous-marines.

Dans tous les cas, lorsque les forages sont groupés sur des structures fixes émergentes, ou des clusters sous-marins, le drainage des gisements se fait par forages dirigés.

13.2 LES SUPPORTS DE FORAGE EN MER

On distingue deux grandes catégories d'appareils de forage utilisés en mer :

- les appareils mobiles flottants ou posés sur le fond,
- les appareils intégrés à des structures fixes de production utilisés exclusivement pour les forages de développement.

La première catégorie d'appareils mobiles de forage comprend les types suivants :

- auto-élevatrice posée sur le fond,
- barge submersible,
- navire ancré ou à positionnement dynamique,
- semi-submersible.

Les appareils de forage utilisés pour le développement de gisements offshore à partir de structures fixes sont de deux types :

- appareil intégré ou compact-rig,
- support en tender (barge ou auto-élévatrice).

Les appareils intégrés appartiennent souvent au maître d'œuvre car ils doivent être construits en même temps que la plate-forme. L'entrepreneur de forage agit alors en prestataire de personnel et de services. L'appareil n'est pas nécessairement démonté à l'issue de la phase de forage, lorsque la plate-forme devient un support de production. En effet, en cas d'incident ou de maintenance nécessitant une intervention sur puits (work-over), la mobilisation et l'amenée d'un appareil sur site peuvent prendre plusieurs semaines en cas de mauvais temps, et la perte de production correspondante est importante.

Le tender est une solution mixte réservée aux puits de développement dans laquelle seuls le derrick et le treuil sont installés sur la plate-forme en réduisant ainsi son poids et son coût. Tout le reste, y compris le logement du personnel, se trouve à bord d'une barge ancrée à proximité immédiate de la plate-forme. Cette solution n'est valable que par mer relativement calme, car par mauvais temps on doit arrêter les opérations et déconnecter toutes les liaisons.

13.2.1 Les appareils de forage posés sur le fond

13.2.1.1 Les plates-formes auto-élevatrices (Fig. 13.1)

Elles sont utilisées dans des profondeurs d'eau comprises entre 20 et 100 mètres, jusqu'à 120 mètres pour les plus performantes. On peut distinguer deux types :

- Les plates-formes à piles indépendantes généralement en treillis métallique, terminées par des embases ou des caissons. L'enfoncement des piles variant avec le type de sol, on adapte la forme des pieds à la résistance à la pénétration des fonds.
- Les plates-formes reposant sur le fond marin par une grande semelle reliant les piles généralement tubulaires et verticales, utilisées sur sol plat et par des profondeurs d'eau jusqu'à 50 mètres. L'enfoncement de la semelle est toujours faible.

Les auto-élevatrices sont utilisées aussi bien pour les forages d'exploration que pour les développements. Dans les deux cas, le bloc d'obturateurs de puits (BOP) aérien est supporté par le tube conducteur et maintenu latéralement par des élingues dans la sous-structure du plancher forage.

Pour un forage d'exploration, le tube conducteur est libre sur toute la hauteur d'eau et sa stabilité est compromise par les efforts latéraux de la houle et du courant et les charges en tête. Pour des hauteurs d'eau supérieures à 50-60 mètres, on est amené à réduire ces charges en suspendant les colonnes de tubage se succédant

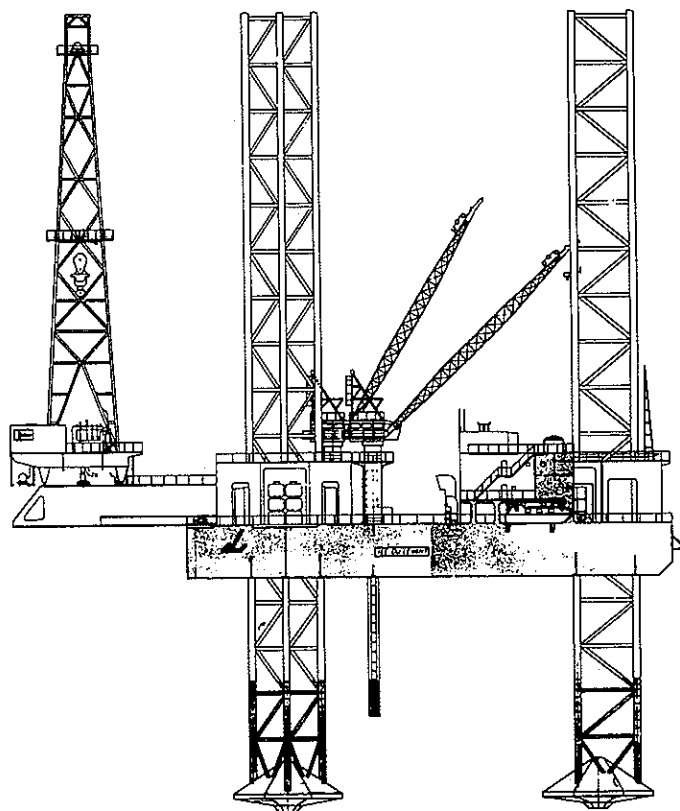


Fig. 13.1a Plate-forme autoélevatrice (jack-up) (Source : Forasol).

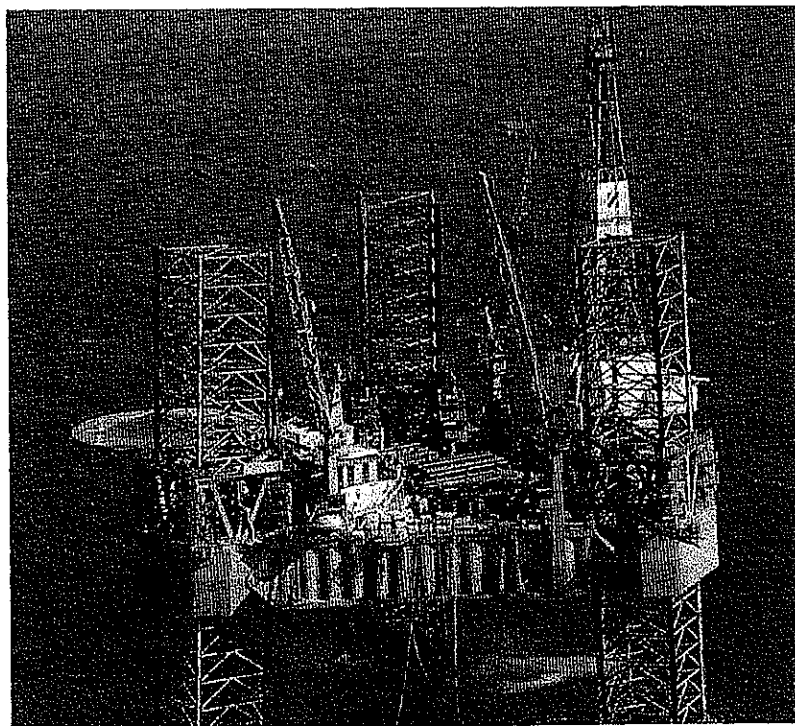


Fig. 13.1b Plate-forme autoélevatrice en forage (Source : Zapata).

conformément au programme de forage et de tubage au niveau de la mud-line. En cas de forage donnant lieu à une découverte, cette suspension sera déconnectable, pour pouvoir retirer l'auto-élévatrice en fin de forage et utiliser le puits ultérieurement (Fig. 13.2). Les tubes conducteurs ne sont laissés auto-porteurs que pour des profondeurs d'eau inférieures à 30 mètres.

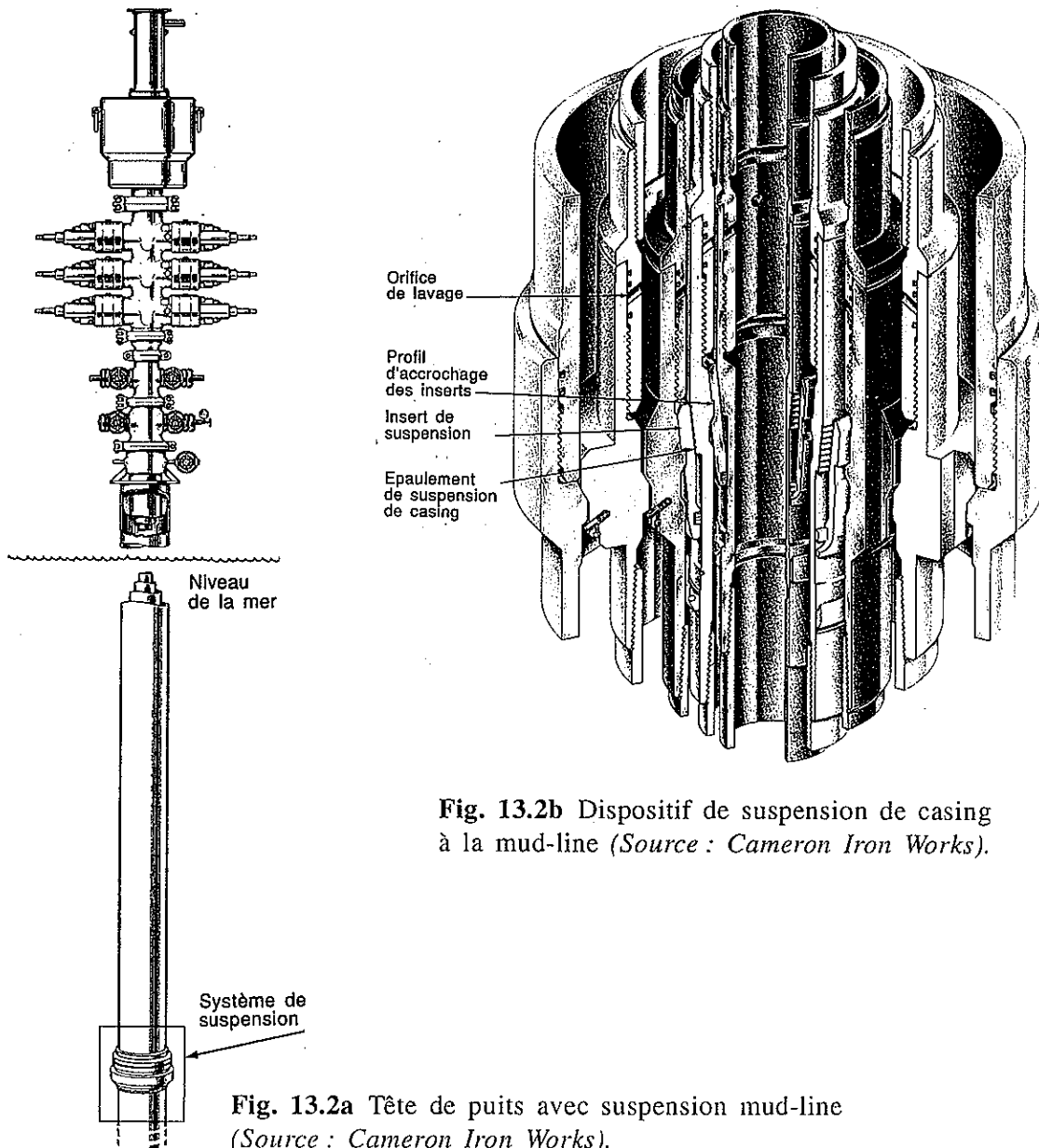


Fig. 13.2b Dispositif de suspension de casing à la mud-line (Source : Cameron Iron Works).

Fig. 13.2a Tête de puits avec suspension mud-line (Source : Cameron Iron Works).

Une auto-élévatrice peut être utilisée en développement au-dessus d'une structure fixe de production en mer, pour réaliser plusieurs forages de développement. L'appareil de forage est alors du type cantilever (en porte-à-faux) et a la possibilité de déplacer la tour de forage sur deux axes pour positionner la table de rotation au-

dessus des différents tubes conducteurs. On peut réaliser successivement tous les puits de la structure de production sans avoir à déplacer l'auto-élévatrice. Les tubes conducteurs sont guidés dans la structure et peuvent généralement supporter les autres tubages en tête, comme sur les forages à terre.

La mise en place d'une plate-forme auto-élévatrice exige des conditions océano-météo aussi bonnes que possible.

Il est en effet évident que, pour la réussite de l'opération, les mouvements horizontaux et verticaux doivent être très limités.

Il est souhaitable que les conditions de mer soient les suivantes :

- hauteur de la vague $< 1,5$ mètre,
- vent < 15 nœuds,
- courant $< 1,5$ nœud.

Dès son arrivée sur le site, la plate-forme auto-élévatrice doit être immobilisée au moyen de ses ancrs et des remorqueurs.

Aussitôt la plate-forme immobilisée et orientée, on procède à la descente des piles aussi rapidement que possible (vitesse d'opération des vérins ou des crémaillères variant de 1 à 3 ft/min).

L'instant critique est celui où la semelle (mat) ou les caissons (spud cans) touchent le fond de la mer en mouvement de pilonnement.

Le jacking-up est stoppé dès que les vagues ne touchent plus la coque de la plate-forme. On procède aux opérations de preloading très proche de la flottaison afin de diminuer les risques d'accident en cas d'enfoncement brutal d'une pile durant ce test.

Cette opération consiste à faire pénétrer les piles jusqu'à un niveau où la portance du sol est supérieure ou égale aux contraintes (dans un premier temps verticales) exercées par la plate-forme.

Les opérations de surcharge par remplissage de caissons qui, d'après les règlements, devraient permettre de majorer la charge de service de 30 %, diffèrent suivant le type de structure mise en œuvre :

- pour les plates-formes à semelle (mat) reposant sur un sol peu consolidé, il est absolument nécessaire de surcharger équitablement la structure afin d'éviter le risque de tassements différentiels trop importants pouvant entraîner une catastrophe,
- pour les plates-formes à caissons (spud cans) reposant sur un sol moyennement consolidé, chaque pile peut être surchargée successivement.

Les essais de préchargement terminés, on reprend le jacking up de la plate-forme jusqu'à une hauteur déterminée au-dessus de l'eau (air gap) en rapport avec les hauteurs de vagues et de houles du secteur.

Le forage terminé, on procède aux opérations de remise à flot (jacking down).

Les conditions de mer doivent être identiques à celles du jacking up car on retrouve les mêmes points critiques.

Dès que les caissons sont décollés du fond de la mer, il faut remonter les piles rapidement pour éviter le talonnage.

Dans les sols mous, il peut arriver que la force d'arrachement des caissons ou la force de succion exercée sur une semelle soit supérieure à la force de traction des motorisations, ou à la résistance à la traction des piles. Il faut donc recourir à des artifices pour diminuer ces forces d'interaction entre le terrain et les caissons ou la semelle.

On effectue souvent du jetting sous les caissons ou la semelle.

Lorsqu'il n'existe pas de courants importants (1 nœud) il est préférable d'effectuer le jetting lorsque la plate-forme est en flottaison.

En effet, le jetting peut avoir pour effet de liquéfier le sol sous les caissons. Si la plate-forme est en position haute, il peut se produire un enfoncement supplémentaire ce qui est à l'inverse du but recherché.

13.2.1.2 Les barges submersibles (swamp-barge) (Fig. 13.3)

Beaucoup plus petites que les auto-élévatrices, elles sont constituées de deux coques rectangulaires superposées reliées par des poteaux.

En transit, la coque inférieure est déballastée et suffit à porter l'ensemble qui est remorqué dans des rivières et chenaux de tirant d'eau minimum 2 à 3 mètres.

Après dragage d'un emplacement à cette profondeur, on ballaste la coque inférieure pour la poser sur le fond. Compte tenu de la hauteur des poteaux, on peut opérer dans des profondeurs allant jusqu'à 8 à 10 mètres. Ces barges sont souvent utilisées pour l'exploration dans les zones deltaïques marécageuses (Nigéria, Indonésie, Louisiane).

Le forage est effectué à travers une encoche (slot) ménagée à l'arrière des coques et avec une tête de puits aérienne. On peut donc toujours reculer la barge après déballastage tout en laissant le tube conducteur auto-porteur. Compte tenu de leur exigüité, les barges submersibles comportent le minimum d'équipements, le complément pour cimentations et autres opérations ponctuelles étant amené par des plates.

13.2.2 Les appareils intégrés à des installations fixes

Ils sont destinés à des forages de développement sur des plates-formes fixes devant être ensuite converties en structures de production.

La technologie est proche de celle des forages à terre, puisque le tube conducteur traversant la tranche d'eau guidé à plusieurs niveaux dans la structure métallique du jacket peut supporter l'ensemble des casings en tête. L'empilage de la tête de puits est tout à fait classique.

Dans certains cas, pour réduire les hauteurs d'empilage, on utilise des têtes de tubage compactes renfermant les dispositifs de suspension pour deux tubages et le tubing de production.

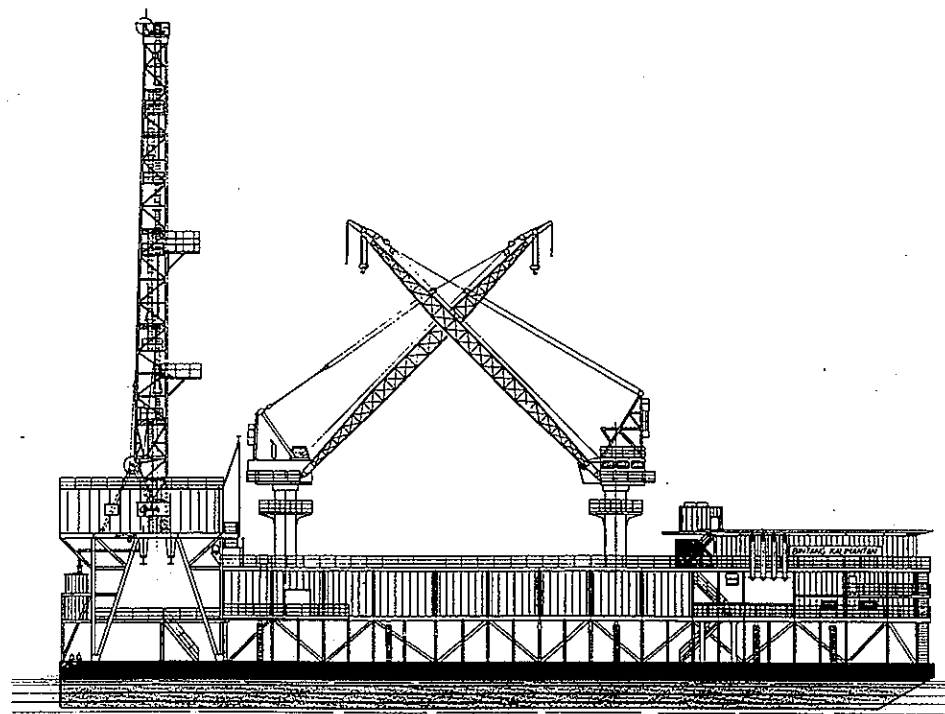


Fig. 13.3 Barge de forage submersible (*Source : Forasol*).

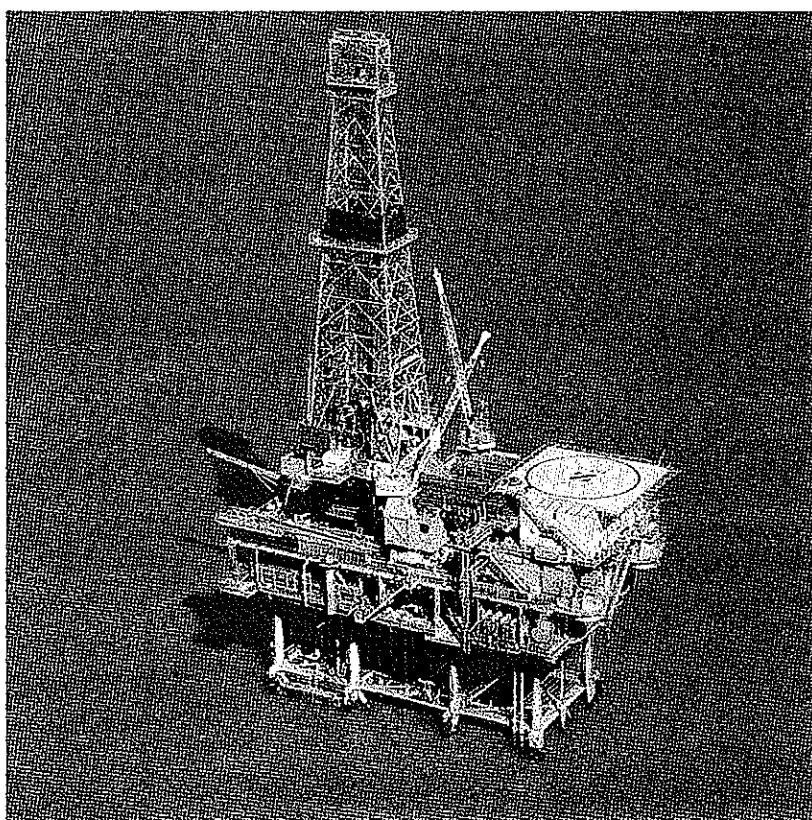


Fig. 13.4 Plate-forme de développement (*Source : Zapata*).

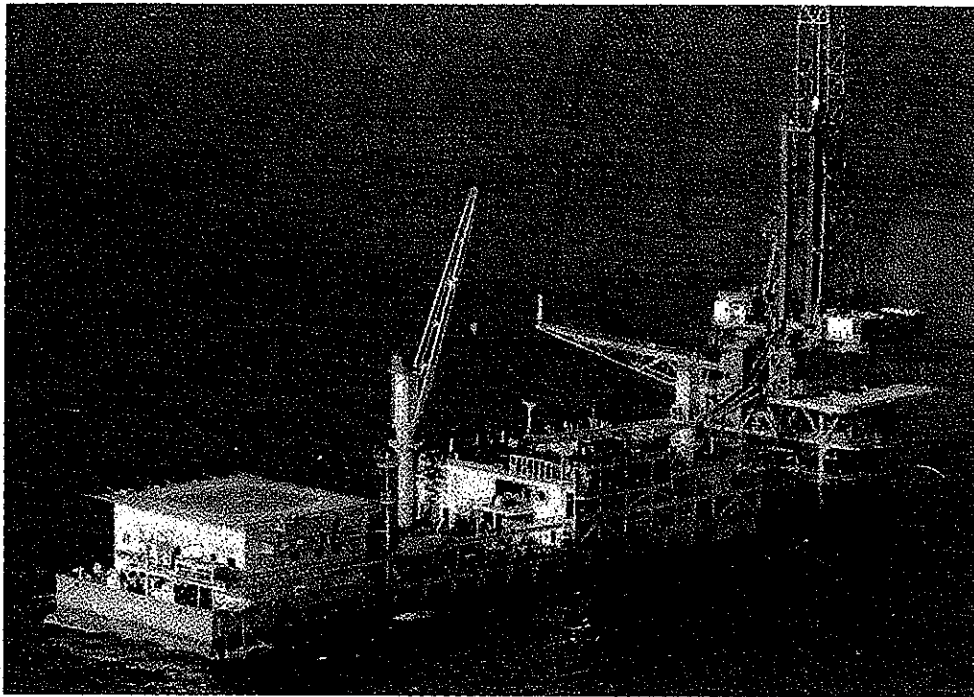


Fig. 13.5a Développement sur plate-forme avec tender
(Source : *Bulletin mensuel*, sept-oct. 1989, Elf Aquitaine).

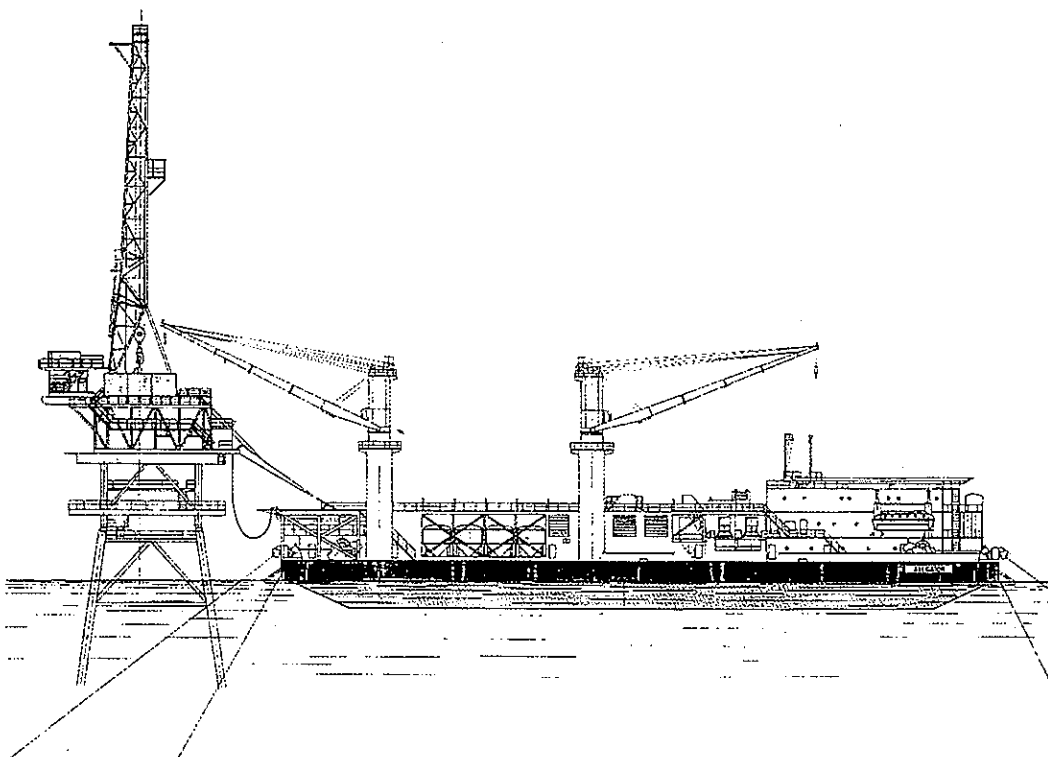


Fig. 13.5b. Appareil de forage et tender (Source : *Forasol*).

13.2.2.1 Compact rig (Fig. 13.4)

C'est le nom donné à un appareil complet généralement modulaire empilé sur une plate-forme pour mers difficiles (mer du Nord). L'appareil peut fonctionner par tous temps, à condition que les approvisionnements par bateau puissent se faire (tubages, produits consommables).

13.2.2.2 Tender de forage (Fig. 13.5)

Dans les zones plus clémentes on réalise de très grosses économies en concevant des plates-formes de développement très légères capables de supporter seulement le mât de forage et le treuil. Tout le reste de l'équipement de forage, y compris les quartiers d'habitation des foreurs, est installé sur une barge ancrée au plus proche de la plate-forme fixe et reliée à cette dernière par un plan incliné déversant sur le stockage de tiges.

Ce système présente l'inconvénient de l'obligation d'arrêter les opérations lorsque les mouvements de la barge tender sont trop importants en cas de houle et de vent. Il est très utilisé dans les eaux calmes du golfe de Guinée et du golfe Persique où les temps d'arrêt pour cause météo ne dépassent pas 2 % du temps total.

13.2.3 Les supports flottants de forage

Lorsque la profondeur d'eau dépasse 100 mètres, on est souvent obligé de prévoir une installation flottante de forage, le plus souvent maintenue en position par un système d'ancrage funiculaire (avec des câbles reliés à des ancrs). A cause des mouvements de la houle et des variations de niveau des marées, un tel support ne peut rester fixe par rapport au fond marin, ce qui nécessite un dispositif de compensation de longueur dans la garniture de forage.

Il en existe deux principes : la coulisse de forage et le compensateur de pilonnement au niveau de l'appareil de forage :

— La coulisse ou bumper-sub (Fig. 13.6)

Cet équipement est constitué d'un corps dans lequel peut coulisser un mandrin. Celui-ci est fixé en rotation dans le corps par des clavettes ou une section appropriée (hexagonale ou carrée).

Cette coulisse permet donc de transmettre la rotation à l'outil de forage tout en disposant d'une course de l'ordre de 5 pieds. Un système d'étanchéité isole le canal intérieur. Il est en général relativement sophistiqué car les bumper-sub sont préférentiellement choisis équilibrés hydrauliquement, c'est-à-dire que les pressions statiques, dynamiques ne procurent aucune contrainte axiale.

La course disponible n'étant que de quelques pieds, si le pilonnement risque d'être supérieur, il faut utiliser plusieurs coulisses vissées les unes au-dessus des autres. Le poids sur l'outil est procuré par l'ensemble des masses-tiges vissées sous la

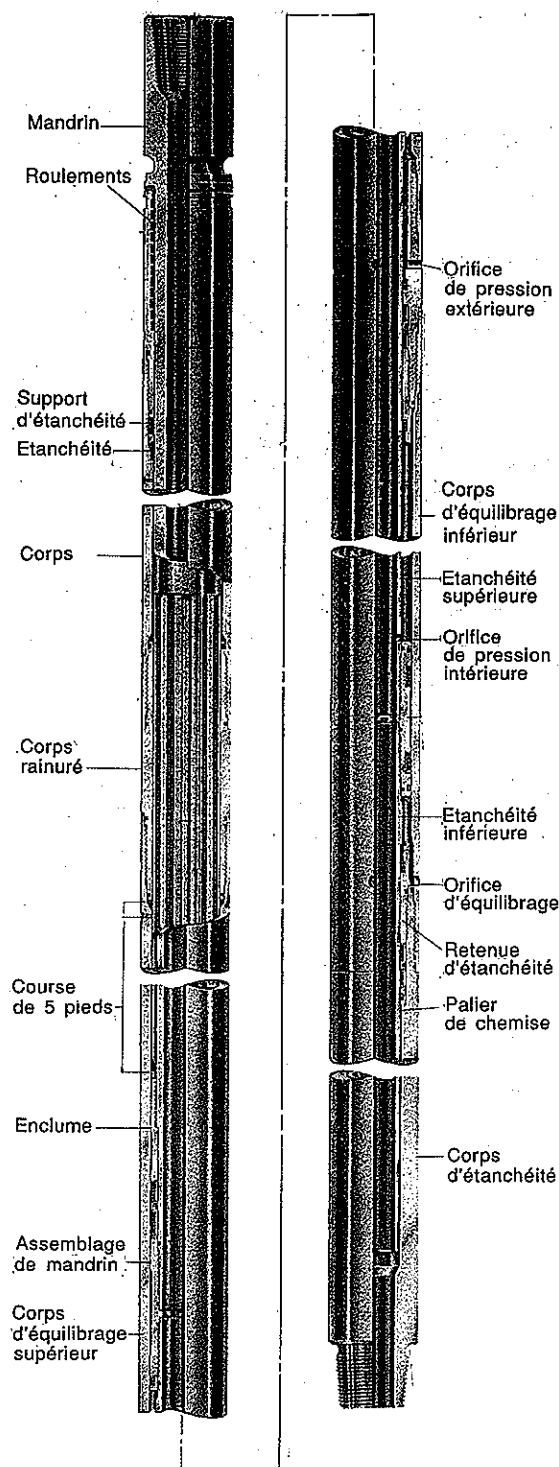


Fig. 13.6 Coulisse de forage. Exemple de caractéristiques de coulisses et de forage (Source : Bowen).

Diamètre extérieur maximum (en pouces).....	4 3/4	6 1/4	7 3/4
Diamètre intérieur (en pouces).....	2	3	3 1/2
Course (en pieds).....	5	5	5
Limite en torsion (en livre/pied).....	50 000	100 000	200 000
Capacité de traction (en livres).....	700 000	1 000 000	1 300 000
Longueur (en pieds).....	34	37	37

Fig. 13.7a Compensateur de pilonnement au crown-block
(Source : N.L. Schaffer).

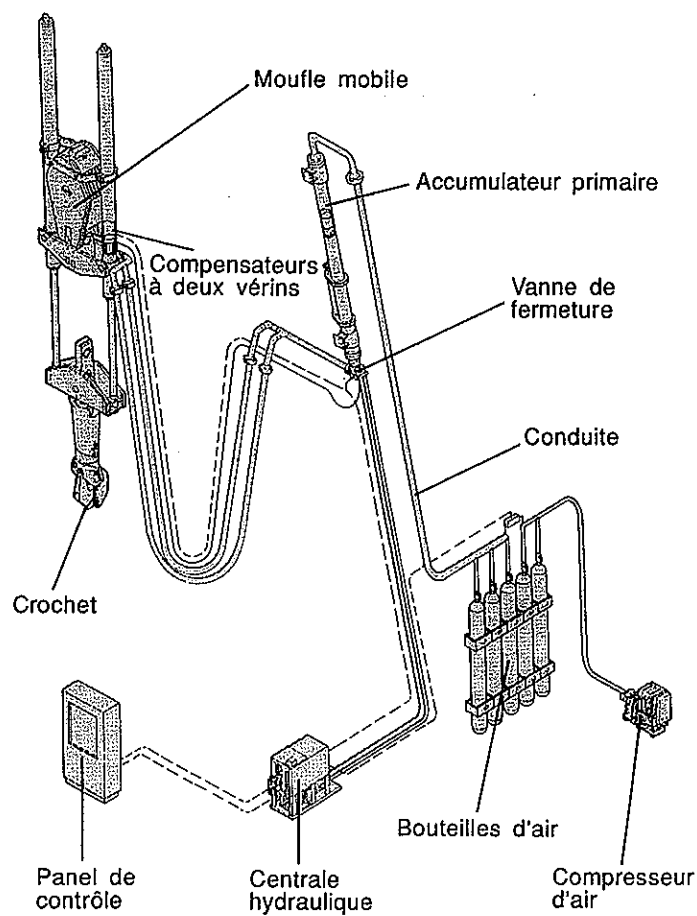
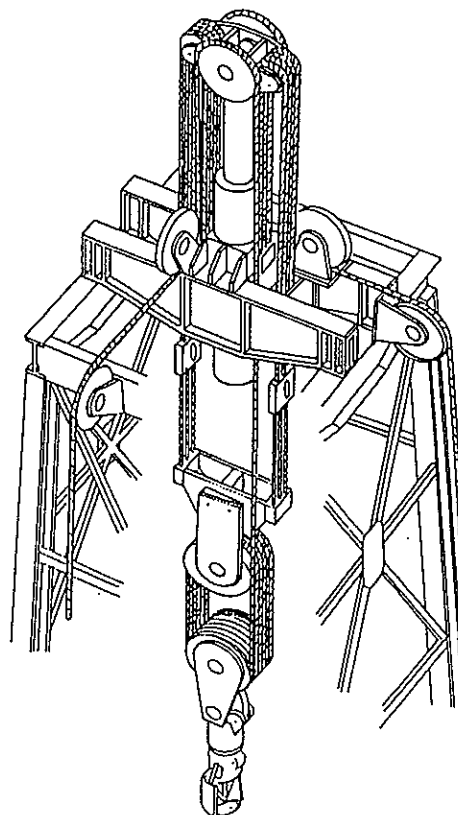


Fig. 13.7b Compensateur de pilonnement au crochet de forage
(Source : Vetco Gray).

coulisse. Le foreur qui se trouve au frein doit veiller, l'outil étant posé, à ce que la coulisse fonctionne en fonction du pilonnement sans s'ouvrir entièrement (reprise du poids sur l'outil) ni se fermer totalement (pose d'un poids supplémentaire sur l'outil).

— **Les compensateurs de pilonnement (Fig. 13.7)**

Leur principe est de maintenir une tension constante sur la partie supérieure de la garniture, c'est-à-dire au niveau de sa suspension dans l'appareil de levage. Deux solutions sont employées : le compensateur au crochet de forage et le compensateur au crown-block. Tous les deux sont basés sur un principe de vérin hydraulique dont le corps est fixé sur le moufle mobile et dont la tige supporte le crochet. Maintenir un poids sur l'outil constant quelque soit le déplacement de la tour de forage signifie maintenir une pression constante dans le vérin quelque soit le déplacement de la tige dans le corps.

La régulation de pression est classiquement obtenue statiquement par une liaison hydraulique avec un réservoir d'air de grand volume qui joue le rôle de tampon lorsque le vérin refoule de l'huile ou lorsqu'il en reçoit en fonction de la position haute ou basse du support flottant. Le système est le même dans le cas d'une installation au crown-block mais c'est alors l'ensemble du mouflage qui est suspendu par l'intermédiaire de vérins. Les avantages de celui-ci sont de ne pas avoir de flexibles hydrauliques dans le mât, d'être moins encombrant dans la tour de forage mais par contre il y a une augmentation des charges en hauteur.

La course des vérins doit correspondre au pilonnement acceptable pour forer dans de bonnes conditions, le système Vetco à double vérin permet une course de 30 ft maximum.

13.2.3.1 Les bateaux de forage (Fig. 13.8)

Vers les années 1960, ils constituaient la quasi-totalité des appareils mobiles pour le travail en mer. Le plus souvent, ils étaient réalisés à moindre coût, à partir de coques de chalands de débarquement récupérés dans les années 1950, caractérisés par un fond plat, et un tirant d'eau de 4 à 5 mètres maximum. Les dimensions excédaient rarement 90 mètres de long et 15 mètres de large. Ils sont utilisables seulement en mer calme, comme le golfe du Mexique ou la Californie.

Pour l'utilisation en forage, le navire est aménagé d'un puits (moon pool) surmonté de l'appareil de forage. Le pont est transformé en stockage de tubulaires, le pompage et le traitement des boues sont installés dans les cales.

Le maintien du navire au-dessus du site de forage est réalisé par un système d'ancrage funiculaire à 8 ou 10 lignes.

Ces navires étaient limités à des profondeurs d'eau de l'ordre de 200 mètres à cause de leur capacité de stockage réduite. Une autre génération est apparue au début des années 1970, avec des coques spécialement construites de 150 à 160 mètres de long, 20 à 22 mètres de large et 7 à 8 mètres de tirant d'eau. La capacité de charges variables de l'ordre de 8 000 tonnes permet de stocker de 600 à 1 000 mètres de riser et le matériel pour deux forages à 5 000 mètres. L'ancrage funiculaire est alors

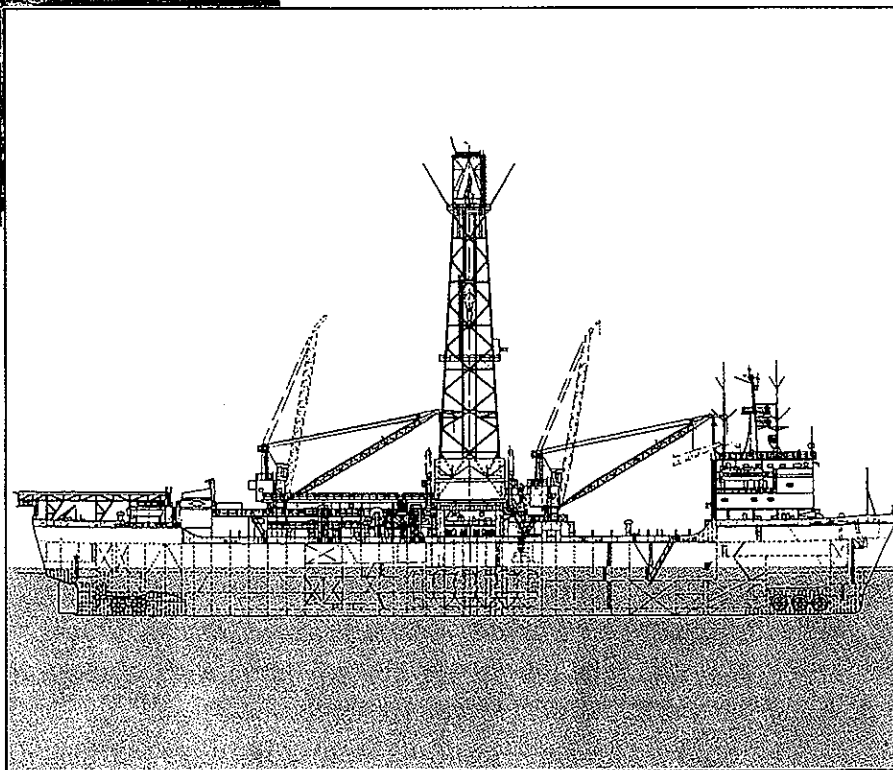
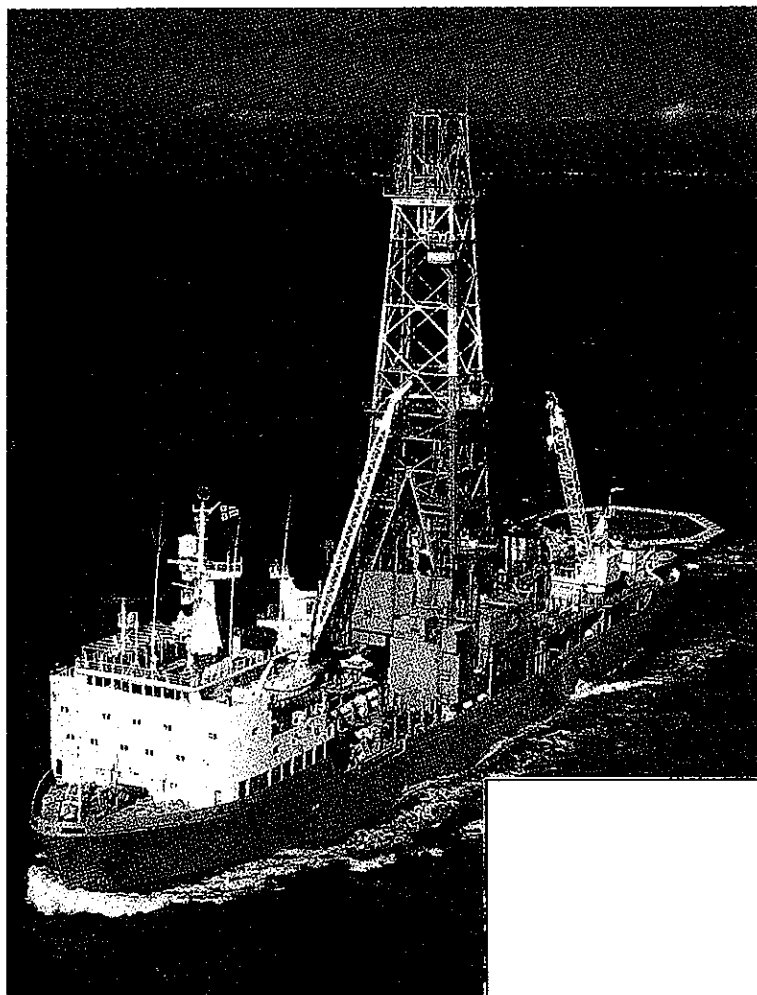


Fig. 13.8 Bateau de forage à positionnement dynamique (Source : Forasol).

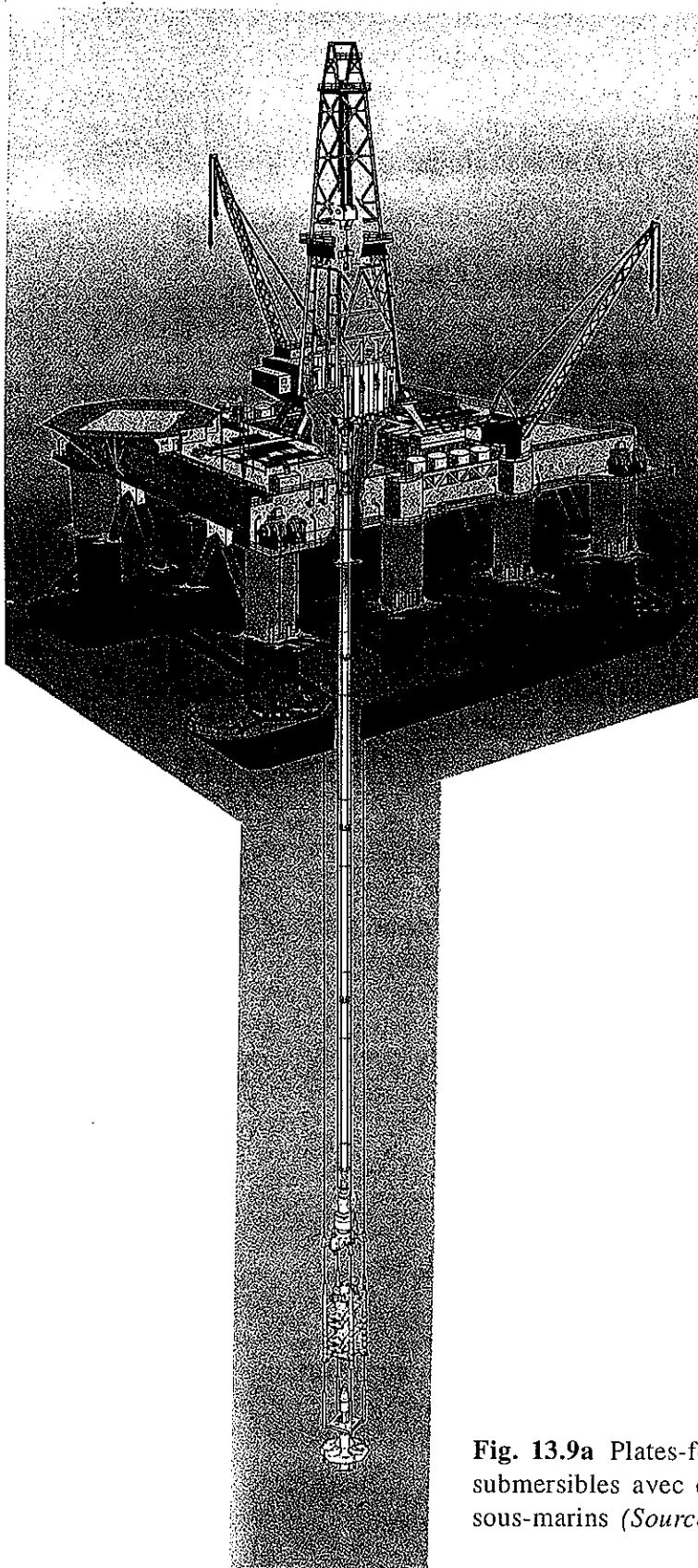


Fig. 13.9a Plates-formes semi-submersibles avec équipements sous-marins (Source : Vetco Gray).

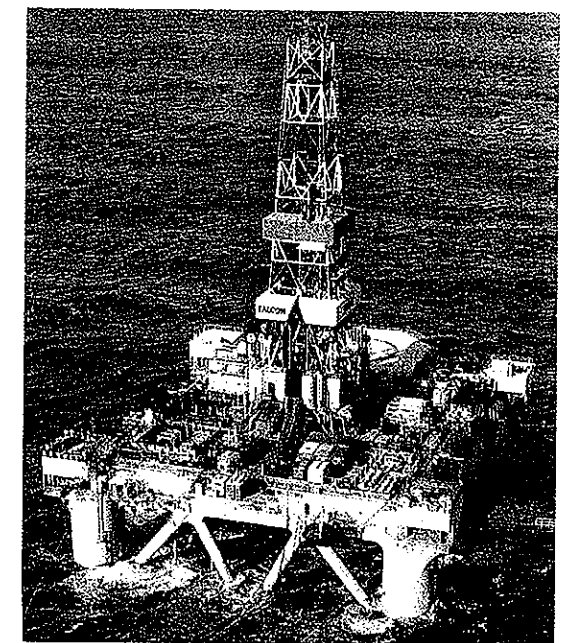
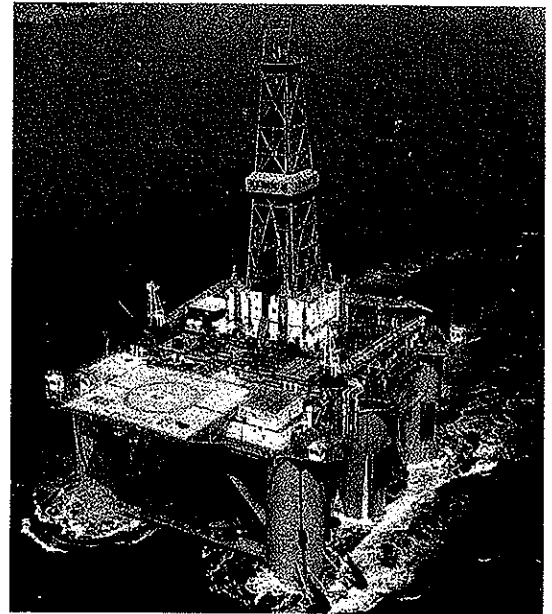


Fig. 13.9b. Plates-formes semi-submersibles.

remplacé par un système de positionnement dynamique utilisant les propulseurs principaux et des propulseurs transversaux en tunnel qui maintiennent l'appareil à la verticale du point de forage. La puissance installée dépasse 15 000 hp. Ces navires à grande mobilité ont permis l'exploration de zones difficiles dans les mers arctiques parcourues par les icebergs (ou dans des tranches d'eau de plus de 2 000 m où les découvertes de gisements restent pour l'instant inexploitées).

13.2.3.2 Les plates-formes semi-submersibles (Fig. 13.9)

Les navires étant relativement sensibles à l'état de la mer, les temps d'arrêt des opérations deviennent prohibitifs par mauvais temps ou dans des mers difficiles comme la mer du Nord.

Vers 1966, sont apparus les premiers grands semi-submersibles constitués de pontons immergés assurant la flottaison et reliés à un pont par des colonnes. Par rapport à un navire de forage de 160 × 25 mètres la section de l'interface eau/air est réduite par un facteur 10, ce qui assure une grande stabilité même par forte houle. La hauteur du pont à la base des pontons est de l'ordre de 40 mètres avec une immersion de 22 mètres en position forage.

Le transit s'effectue entièrement déballasté avec un tirant d'eau de 7 mètres environ correspondant à la hauteur des pontons. L'ancrage est réalisé au moyen de chaînes ou de câbles associés à des ancres de 10 à 15 tonnes. Plusieurs types de semi-submersibles ont été construits :

- 3 pontons et 3 grosses colonnes, pont triangulaire (*Sedco* et *Saipem*),
- 5 pontons et 5 colonnes équidistantes (*Pentagone*),
- 2 pontons parallèles et 6 ou 8 colonnes (*Aker*, *Penrod*, *Pacesetter*, *Odeco*...),
- 4 pontons parallèles dont deux petits latéraux (*Odeco*).

Vers la fin des années 1970, les semi-submersibles pouvaient forer dans 500 m d'eau avec un ancrage funiculaire classique, au prix d'une augmentation du tonnage. Certains appareils ont été dotés de positionnement dynamique et le déplacement a atteint 50 000 tonnes (Henri Goodrich).

13.2.4 Le parc des appareils de forage offshore

La plupart des appareils mobiles offshore appartiennent aux contracteurs de forage à l'exception de ceux qui sont propriété des compagnies nationales (*Petrobas*, *Pemex*, Chine, Union Soviétique, etc.).

La taille du parc d'appareils mobiles a été fortement influencée par le prix du baril de pétrole. Si l'on observe les statistiques concernant le nombre d'appareils mis en construction en fonction des années, on remarque deux pointes qui correspondent aux retombées financières des chocs pétroliers de 1973 et de 1980.

En 1986, la flotte des appareils de forage utilisables en mer s'élevait à environ 1 150 unités décomposées comme suit :

Jack-up	447	(94)
Semi-submersibles	168	(33)
Bateaux	54	(22)
Submersibles	25	(12)
Barges	36	(13)
Tenders	57	(24)
Compact rig (plate-forme fixe)	361	(146)

Les chiffres entre parenthèses indiquent les unités qui étaient sans contrat au début de 1986. Ces chiffres se sont aggravés en 1987 avec près de la moitié des engins sans travail, mais une reprise s'est amorcée en 1988.

Cependant, le flux de constructions nouvelles s'est complètement tari et la stagnation du prix du brut ne laisse pas espérer une reprise. Le nombre d'appareils sur le marché est donc en légère décroissance à cause de la mise à la retraite des appareils les plus vieux et les moins performants.

On comptait 717 appareils mobiles à la mi 1988 au taux d'utilisation de 66 %.

La répartition était :

Jack-up	432	(293)
Semi-submersibles	177	(117)
Bateaux et barges	70	(49)*
Submersibles	38	(15)

* Dont 18 à positionnement dynamique

Le coût de construction des appareils a augmenté raisonnablement de 1960 à 1980. Pour un semi-submersible de grande capacité, on est passé de 10 à 30 M\$ et pour un jack-up de 6 à 25 M\$. Cet accroissement du coût inclut bien entendu d'énormes progrès technologiques accomplis en 20 ans.

Vers 1978, une règle du pouce était d'amortir le coût de construction en 1 000 jours (moins de trois ans), soit un tarif journalier de l'ordre de 30 000 \$ pour un semi-submersible. La pénurie d'appareils en 1980-1981 a naturellement entraîné une hausse importante des tarifs aggravée par les coûts élevés de construction de la dernière vague d'engins mobiles dans des chantiers navals surchargés vers 1982. Le tarif journalier des semi-submersibles a atteint 85 000 \$ en mer du Nord et 47 000 \$ au golfe du Mexique à cette époque.

De la même façon, le ralentissement d'activité dû à la baisse du prix du brut et la surabondance des engins ont entraîné en 1986 la baisse des tarifs pratiqués en dessous de ceux de 1978, soit moins de 20 000 \$ pour la mer du Nord et moins de 15 000 \$ pour le golfe du Mexique.

13.2.5 Les problèmes spécifiques aux supports flottants

Le puits étant une architecture devant résister à de fortes pressions internes, il est impossible d'y inclure un élément flexible, traversant la tranche d'eau, et ayant pour rôle d'amortir les variations de position de l'appareil de forage. Ces contraintes imposent les solutions techniques suivantes :

- les équipements de suspension de tubage reposent sur le fond marin (mud-line),
- le bloc d'obturateurs sous-marins surmonte les têtes de tubage,
- le BOP stack est relié au support flottant par un tube appelé riser,
- le riser est articulé à sa base et comporte dans sa partie supérieure un joint télescopique pour accepter les contraintes de courant et les déplacements du support,
- les kill-line et choke-line remontent comme le riser jusqu'au manifold de duse sur le support flottant (**Fig. 13.10**).

13.2.5.1 L'ancrage des supports flottants

Préalablement à son ancrage, il convient de déterminer la direction suivant laquelle sera orienté le support (heading) afin que les actions des éléments extérieurs contraignent le moins possible le déroulement des opérations de forage.

Cas d'un bateau de forage

Un bateau, quel qu'il soit est toujours vulnérable sur son flanc et le seul moyen de défense qu'il peut opposer à la force des éléments est la mise à la cape (face à la houle).

Lorsque les éléments le frappent par le travers, il en résulte :

- une prise au vent importante, d'où surtensions dans les lignes d'ancres latérales entraînant un ripage des ancres et parfois la rupture des lignes,
- un roulis important interdisant toute opération.

Il convient donc, à partir des tableaux statistiques établis pour la période de forage, de déterminer le secteur d'origine des vents et des houles les plus fréquents pour que le bateau se trouve à la cape lorsque les conditions d'environnement deviendront défavorables.

Dans certaines régions, le choix du heading peut poser un problème insoluble d'où la décision d'utiliser un semi-submersible plutôt qu'un bateau.

Cas d'un semi-submersible

Pour ce type de support, l'action des éléments par rapport à l'axe principal a beaucoup moins d'importance que pour un bateau.

Le choix du heading est surtout subordonné à la position de l'héliport, des postes d'amarrage des bateaux ravitailleurs et également des torches.

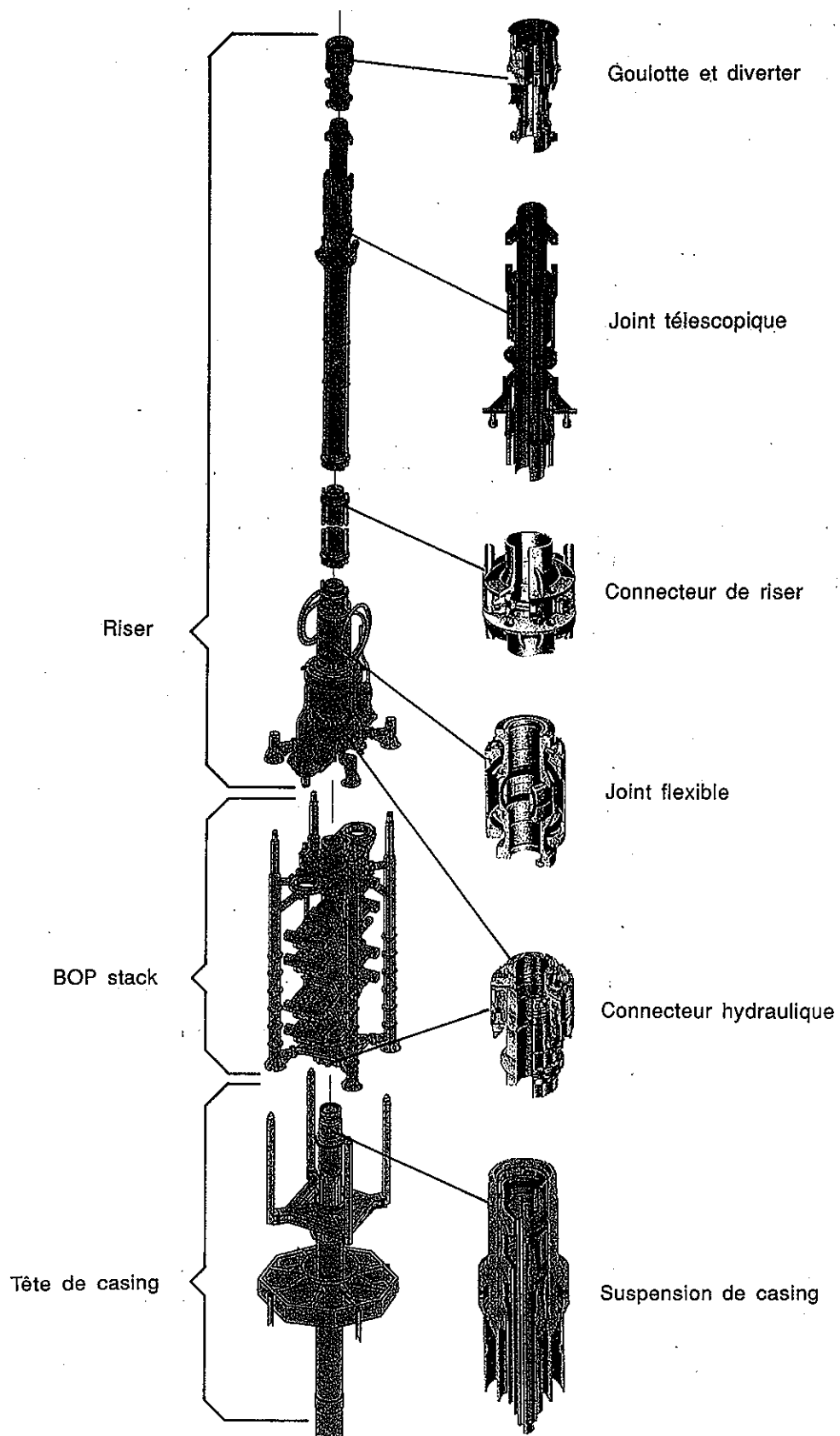


Fig. 13.10 Ensemble des équipements sous-marins (Source : Vetco Gray).

Après avoir comme précédemment déterminé les directions et les secteurs d'origine des vents et houles, on choisit l'orientation qui permet :

- à l'hélicoptère de se poser et de décoller face aux vents dominants, sans être gêné par le derrick,
- au bateau ravitailleur de s'amarrer face aux houles dominantes afin de limiter ses mouvements lors des transbordements,
- de pouvoir utiliser les torches à tout moment.

A. Balisage de l'emplacement

Le procédé classique consiste en la mise en place d'un certain nombre de bouées (six doivent suffire) de repérage disposées suivant un schéma prédéterminé.

Cette opération est de préférence effectuée juste avant l'arrivée du support sur le site afin de limiter les risques de perte des bouées.

Lorsque le site de forage est très éloigné de la côte et en eau relativement profonde, pour éviter l'imprécision due aux déplacements des bouées, on peut être amené à utiliser un système de balisage acoustique mettant en œuvre un réseau de transpondeurs immergés.

Trois transpondeurs suffisent pour obtenir une position correcte. A bord du support flottant, nous avons alors un récepteur qui permet d'interroger les balises et de connaître leurs distances.

Le balisage acoustique offre l'avantage de pouvoir être mis en place plusieurs mois à l'avance, par exemple au cours de la reconnaissance des fonds.

B. Ancrage

Dès que le dispositif de balisage est en vue, le remorqueur manœuvre pour être en ligne avec les bouées de heading.

Durant l'approche, on procède à la mise à l'eau de l'ancre arrière qui paraît la mieux placée et on la laisse suspendue à une trentaine de mètres au-dessus du fond.

Lorsque le support passe à hauteur de la bouée de marquage, l'ancre est mouillée et on laisse filer la ligne en maintenant une tension de 20 à 30 tonnes.

Le remorqueur ralentit progressivement la vitesse de traction et stoppe dès que le support arrive au niveau des bouées transversales. A cet instant, on bloque le treuil de l'ancre arrière.

Un des bateaux d'assistance procède aussitôt que possible au mouillage de la deuxième ancre arrière tandis que l'autre va mouiller l'ancre la mieux placée pour maintenir le support en position suivant les conditions de vent ou de courant du moment.

Le mouillage des ancres est ensuite poursuivi suivant un ordre établi de façon à conserver le heading prévu et à s'opposer à une dérive éventuelle du support de

forage. La remorque peut être larguée dès que le nombre d'ancres en place est suffisant pour que les conditions ci-dessus soient remplies.

Lorsque les opérations d'ancrage sont terminées, on procède au positionnement du support en manœuvrant les treuils d'ancrage à la demande.

Le dispositif d'ancrage doit être testé à une tension légèrement supérieure à la valeur de la tension maximale calculée pour les conditions limites d'opérations sans toutefois excéder une valeur égale au tiers de la charge de rupture de la ligne.

Dans le cas d'un sol à faible cohésion, il est recommandé d'attendre au moins 24 heures après l'ancrage avant de procéder au test.

L'essai s'effectue en augmentant progressivement par paliers successifs de 20 t la tension sur deux lignes opposées. Lorsque la tension de test est atteinte, on la maintient durant 30 min. puis on relâche les lignes à la tension de départ.

C. Le positionnement dynamique

Les bateaux à positionnement dynamique utilisent des propulseurs latéraux et les hélices de déplacement conventionnelles pour se maintenir à la verticale de la tête de puits sous-marine.

Le grand avantage de cette technique est la mobilité de l'engin grâce à l'absence d'ancres à poser ou à relever. Ce système de positionnement est donc indépendant de la tranche d'eau.

Pour un forage pétrolier, le record de profondeur de la tête de puits est supérieur à 2 000 m. La limite actuelle est dans la tenue mécanique et le poids du riser.

La position de l'axe de la table de rotation par rapport à l'axe du puits est repérée acoustiquement grâce à un transpondeur fixé sur la tête de puits et des hydrophones sous la coque du bateau. Un ordinateur analyse la position relative du support par rapport à la tête de puits, et compte tenu de l'environnement (vent, courant, vagues) envoie des consignes de fonctionnement aux différents propulseurs.

Il y a deux types de propulseurs :

- L'hélice à pas variable qui tourne à vitesse constante et dont l'action est variable en fonction de l'inclinaison des pales. L'entraînement peut être alors fourni par un moteur électrique asynchrone avec l'inclinaison des pales hydrauliquement. En plus de cet avantage de motorisation, le temps de réponse est excellent par rapport au type suivant de propulseur.
- L'hélice à pas fixe et vitesse variable qui nécessite un entraînement par moteur à courant continu avec boucle de régulation. Mais l'inertie de ce système est grand et le temps d'inversion du sens de la propulsion ne favorise pas la régulation de la stabilisation. D'une part, la fiabilité indispensable du positionnement dynamique impose une lourdeur de l'instrumentation par la redondance des dispositifs de sécurité ; d'autre part, la puissance nécessaire est importante. Les bateaux à positionnement dynamique moderne sont équipés d'une centrale d'énergie de plus de 20 000 hp.

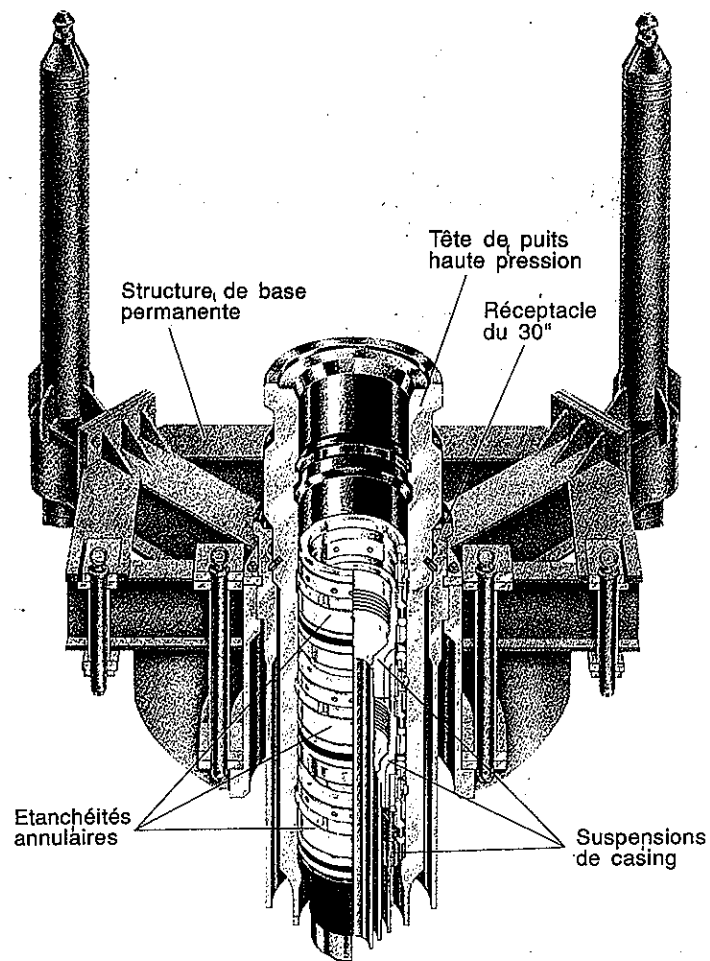


Fig. 13.11 Suspension de casing en tête de puits sous-marine
(Source : FMC).

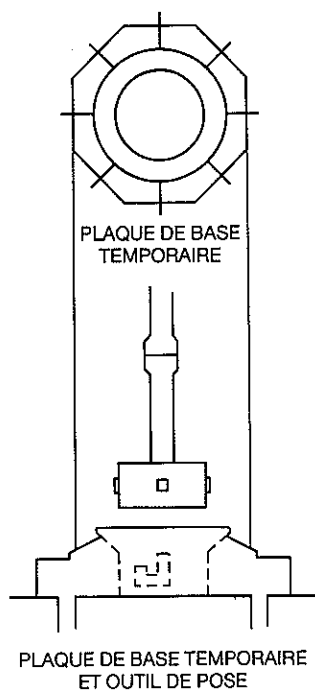


Fig. 13.12 Mise en place de la plaque de base (Source : Vetco Gray).

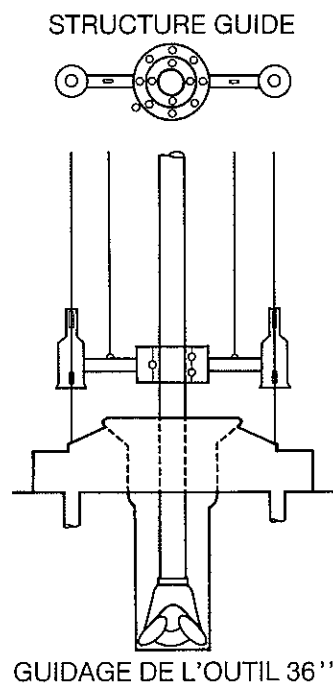


Fig. 13.13 Entrée de l'outil 36"
(Source : Vetco Gray).

D. La tête de puits sous-marine (Fig. 13.10)

Les équipements de têtes de puits sous-marines se décomposent en trois principaux sous-ensembles :

- la tête de casing où sont rassemblées les fonctions de fondation, de suspension des casings, d'étanchéité,
- les BOP (ou BOP stack),
- le tube prolongateur (marine riser) et à sa base la plate-forme de télécommande.

Ces sous-ensembles sont connectés entre eux par des raccords opérés hydrauliquement à partir du support flottant. Cela permet de désolidariser la tête des casings des BOP et du riser ou d'abandonner temporairement le puits mis en sécurité par les BOP en déconnectant à la base du riser.

La tête de tubage (Fig. 13.11)

Le programme suivant de forage et de tubage en support flottant peut être considéré pratiquement comme un standard :

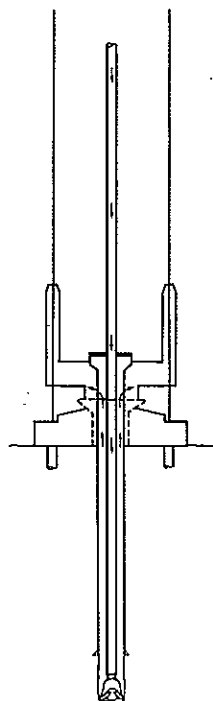
Forage 36" puis tubage 30"
Forage 26" puis tubage 20" (ou 18 5/8")
Forage 17 1/2" puis tubage 13 3/8"
Forage 12 1/4" puis tubage 9 5/8"
Forage 8 1/2" puis tubage 7".

Pour détailler le déroulement d'un forage à tête de puits sous-marine, nous allons illustrer chaque opération :

- 1) Mise en place de la plaque de base à l'aide d'un outil de pose vissé au bout des tiges de forage (**Fig. 13.12**).
- 2) Forage 36" sans retour de circulation en surface (**Fig. 13.13**).
- 3) Descente du 30" assemblé à l'aide de connecteurs rapides (squnch joint). Cimentation (**Fig. 13.14**).
- 4) Forage 26" en circulation perdue ou avec retour en surface après avoir connecté le riser (utilisation d'une boue spéciale non polluante) (**Fig. 13.15**).
- 5) Descente du casing 20" équipé de la tête de tubage. Cimentation (**Fig. 13.16**).
- 6) Descente des obturateurs au bout du riser et connexion sur la tête du casing 20" (**Fig. 13.17**). Avant de reprendre le forage, il faut tester entièrement toutes les fonctions et les étanchéités. Sauf incident ou impossibilité de stationner à la verticale du puits, les BOP et riser resteront sur la tête de tubage pour les opérations ultérieures :
 - forage 17 1/2", tubage et cimentation 13 3/8";
 - forage 12 1/4", tubage et cimentation 9 5/8";
 - forage 8 1/2", tubage et cimentation 7".

Fig. 13.14 Equipement de la colonne 30"
(Source : Vetco Gray).

FORAGE SANS
RETOUR DE BOUE



FORAGE AVEC
RETOUR DE BOUE

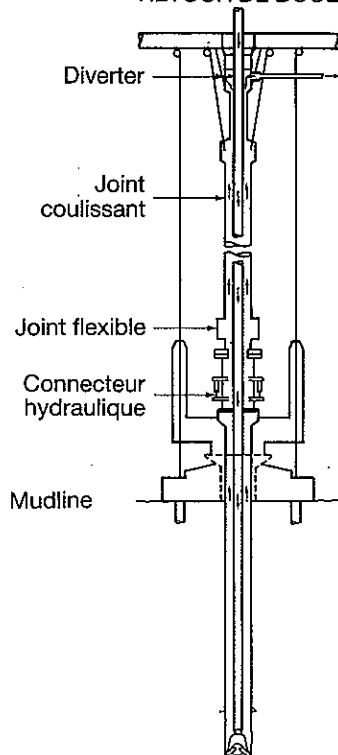
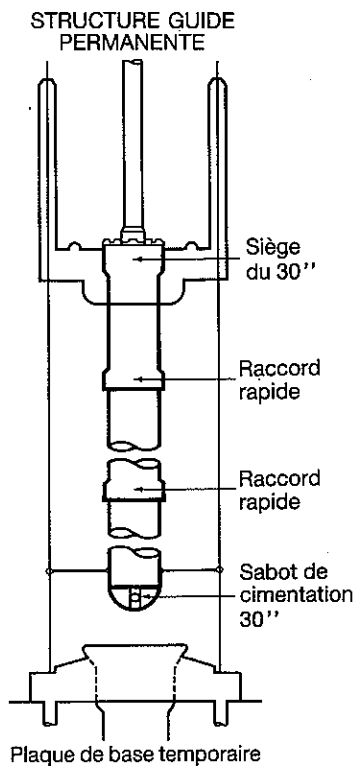
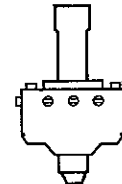


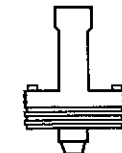
Fig. 13.15 Forage après cimentation du 30"
(Source : Vetco Gray).



OUTIL DE POSE
DU 30" À CAMES



OUTIL DE POSE
DU 30" FILETÉ



SIÈGE DU 30"

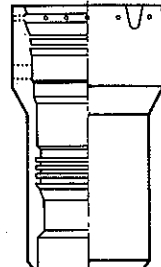
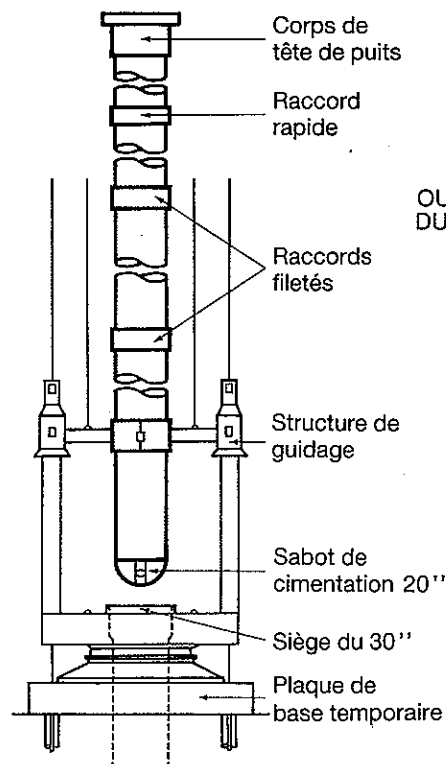
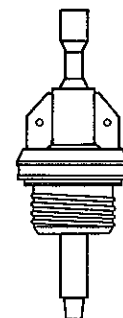


Fig. 13.16 Equipement de la colonne 20"
(Source : Vetco Gray).



OUTIL DE POSE
DU CASING 20"



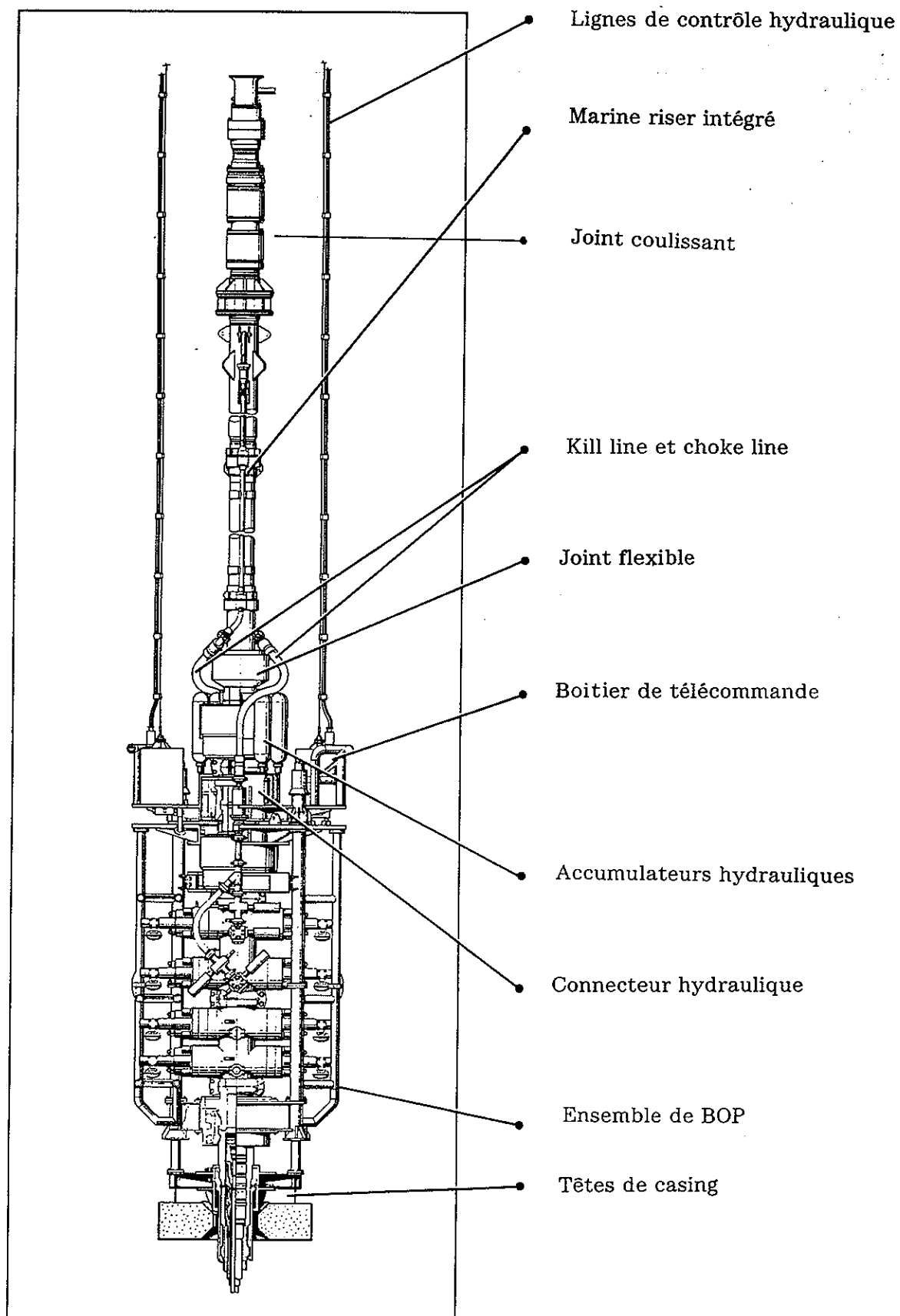


Fig. 13.17 Ensemble BOP et riser (Source : Cameron Iron Works).

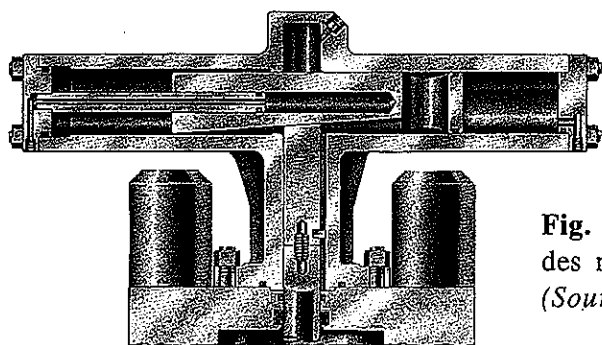


Fig. 13.18a Système de verrouillage des mâchoires de BOP
(Source : Cameron Iron Works).

Fig.13.18b BOP à mâchoires avec verrouillage (Source : Cameron Iron Works).

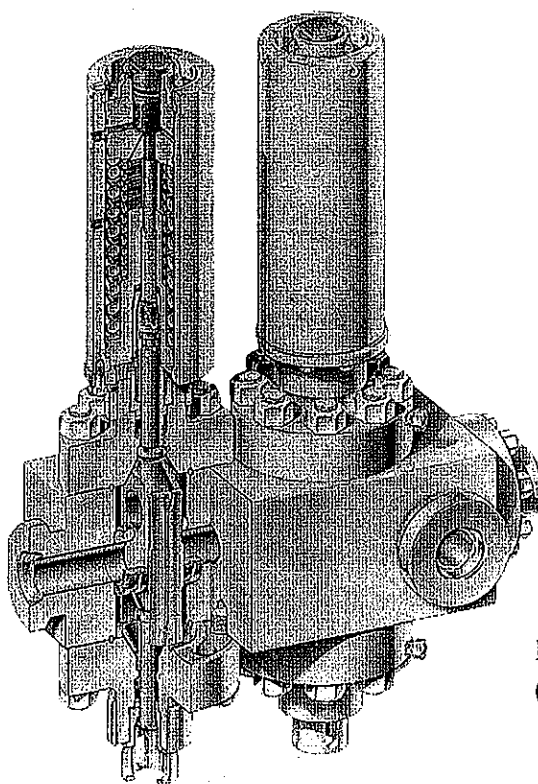
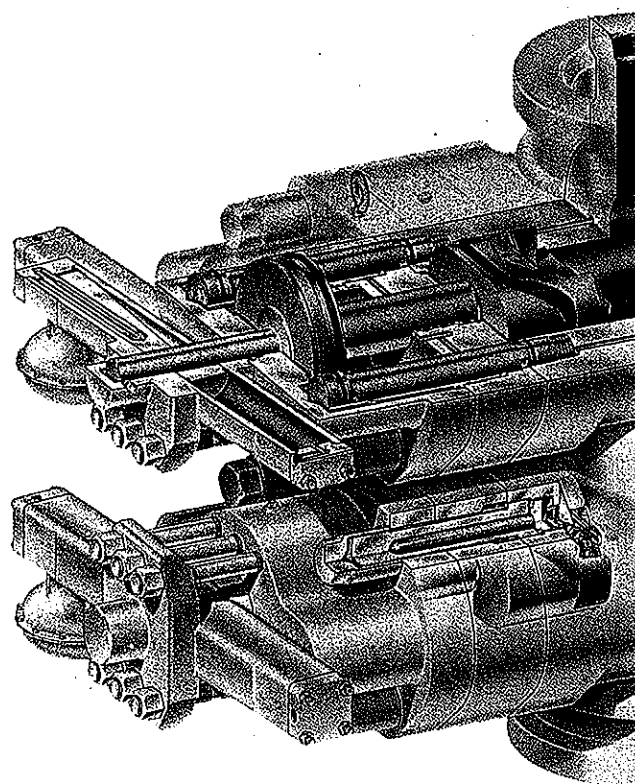


Fig. 13.19 Vanne fail-safe
(Source : Cameron Iron Works).

Le principe opératoire de ces têtes de puits est de :

- descendre les tubages à l'aide des tiges de forage et d'un outil de pose vissé sur la suspension,
- suspendre les casings dans le réceptacle du 20" (well head housing),
- effectuer la cimentation comme pour un liner,
- activer (par rotation, poids ou outil hydraulique) le système d'étanchéité annulaire (pack off assembly),
- tester cette étanchéité,
- mettre en place une chemise de protection (wear bushing).

L'outil de forage peut être alors descendu à travers le riser, la tête de puits, le casing de surface 20" et poursuivre le programme.

Les séquences d'opérations suivantes pour les autres casings sont identiques. Les wear bushing se raccourciront au fur et à mesure que les suspensions s'empileront.

Les BOP

Ils ne diffèrent en aucune sorte des obturateurs terrestres si ce n'est le système de verrouillage hydraulique (**Fig. 13.18**) des BOP à mâchoires.

L'empilage maximum est composé de quatre BOP à mâchoires comportant des mâchoires cisailantes (shear blind ram), de deux mâchoires à fermeture sur tige (pipe ram) et d'une machoire variable (variable ram). Cette configuration n'est pas unique et peut varier avec les maîtres d'œuvre.

Les sorties latérales sont en général toutes raccordées deux à deux sur la choke-line et la kill-line. Les vannes sont doublées pour des raisons de sécurité de fonctionnement et sont dites fail safe, c'est-à-dire qu'elles sont mécaniquement fermées par un ressort et ne s'ouvrent que sous l'action de la pression hydraulique (**Fig. 13.19**).

Grâce à un manifold en surface, on aura ainsi toutes les possibilités de circulation puits fermé. Les kill-line et choke-line remonteront jusqu'au support de forage par des tubes haute pression intégrés à chaque élément de riser.

Deux BOP annulaires couronnent cet ensemble mais sont séparés par un connecteur hydraulique : l'un fait partie du BOP stack, l'autre de ce qui est appelé lower marine riser package.

Le tube prolongateur et la plate-forme de télécommande

Le riser regroupe les liaisons entre puits et support flottant :

- c'est la canalisation de retour de boue et de guidage pour descendre dans le puits,
- il comporte latéralement des conduites comme la kill-line, la choke-line, la booster-line et l'hydraulique de puissance.

Le riser doit être suffisamment résistant pour encaisser les effets de houle, courants, marées, et les déplacements du support flottant de forage. Pour éviter les risques de flambage, il faut lui appliquer une traction en tête par des tensionneurs situés latéralement à l'appareil de forage. Ce sont des treuils à tension constante ou des vérins hydrauliques équipés d'un mouflage permettant d'absorber le pilonnement (**Fig. 13.20**).

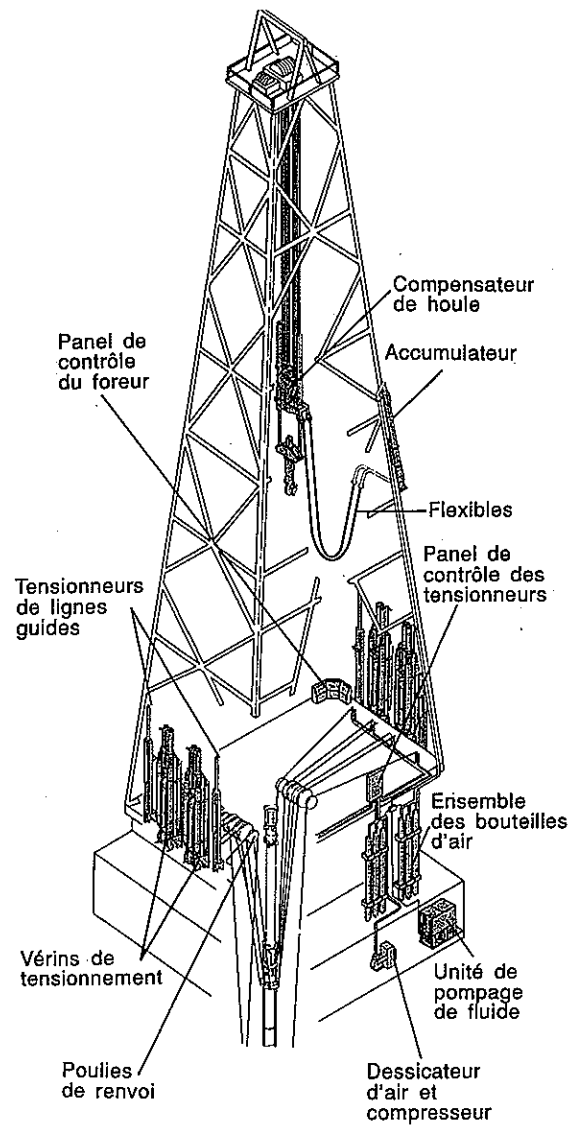
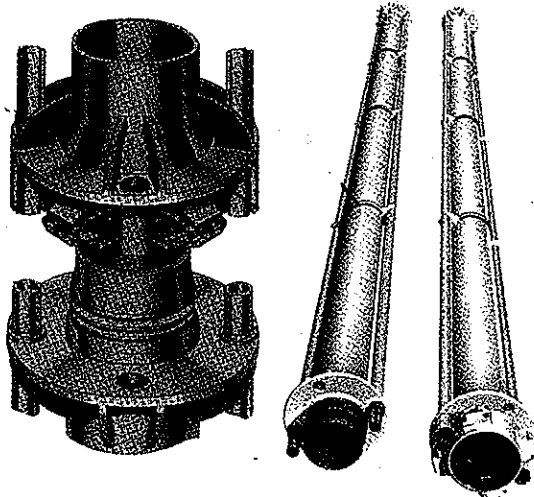


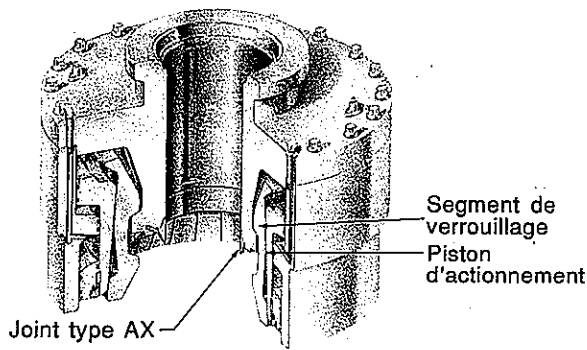
Fig. 13.20 Ensemble hydraulique de tensionnement
(Source : Vetco Gray).

Les composants principaux sont de haut en bas :

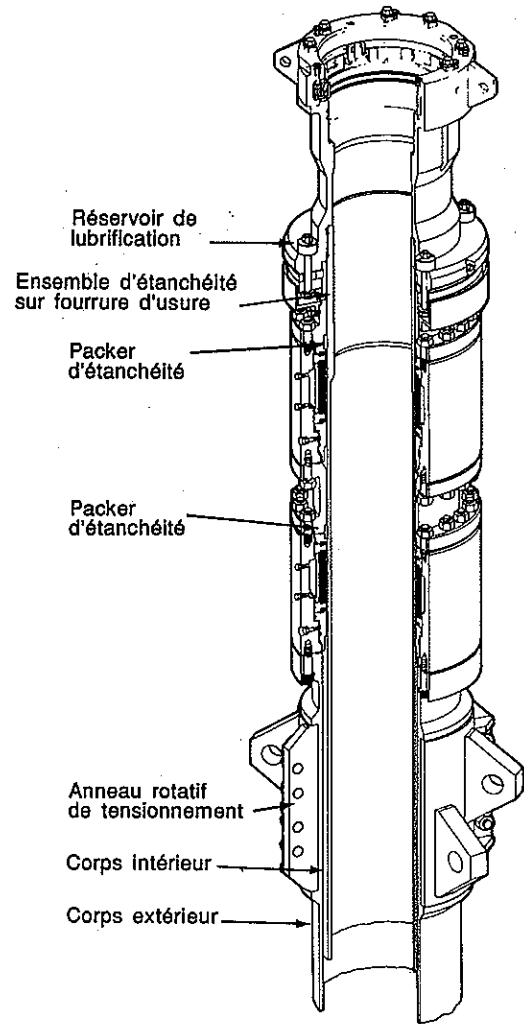
- goulotte et diverter,
- joint télescopique permettant d'amortir le pilonnement,
- les tubes riser,
- un raccord flexible jouant le rôle d'une articulation au sommet du BOP stack.
- un connecteur hydraulique (Fig. 13.21).



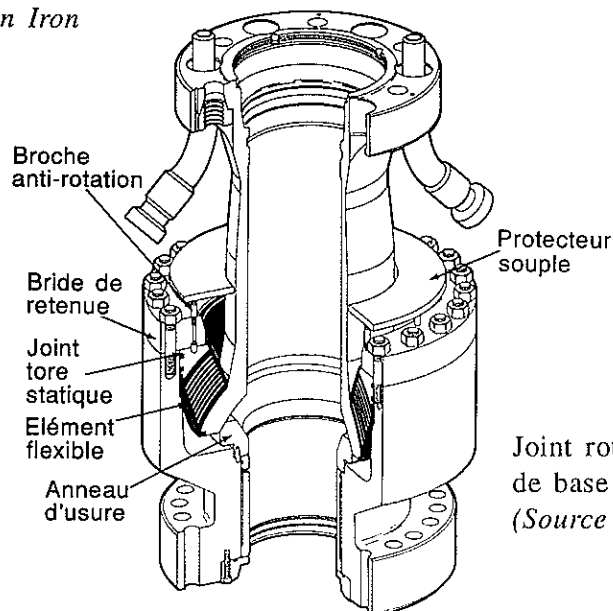
Tube riser et raccord
(Source : Cameron
Iron Works).



Connecteur hydraulique
(Source : Cameron Iron
Works).



Joint télescopique
(Source : Cameron
Iron Works).



Joint rotulant
de base du riser
(Source : Vetco Gray).

Fig. 13.21

Tout cet ensemble est extrêmement pesant, à titre d'exemple : un joint Vetco de 50 pieds de long fabriqué dans un tube 21" et de 0,5 pouce d'épaisseur, équipé des lignes de contrôle 10 000 psi pèse environ 9 300 lbs (4 220 kg). On peut estimer que 1 000 m de riser pèseront environ dans l'air 275 t (poids apparent 240 t.). Pour les grandes profondeurs d'eau, on est conduit à alléger le riser en lui accolant des flotteurs de densité 0,5 fabriqués en mousse syntactique.

Le système de télécommande des BOP, des vannes, des connecteurs est plus couramment hydraulique/hydraulique : c'est-à-dire que la commande en surface des vannes quatre voies situées sur la centrale hydraulique d'accumulation, envoie une pression de pilotage dans le caisson de télécommande qui se trouve à la base du riser (lower marine riser package). Cette pression déplace un tiroir de distributeur (SPM valve) qui dirige l'huile sous pression des accumulateurs de surface (et de fond) vers la fonction désirée.

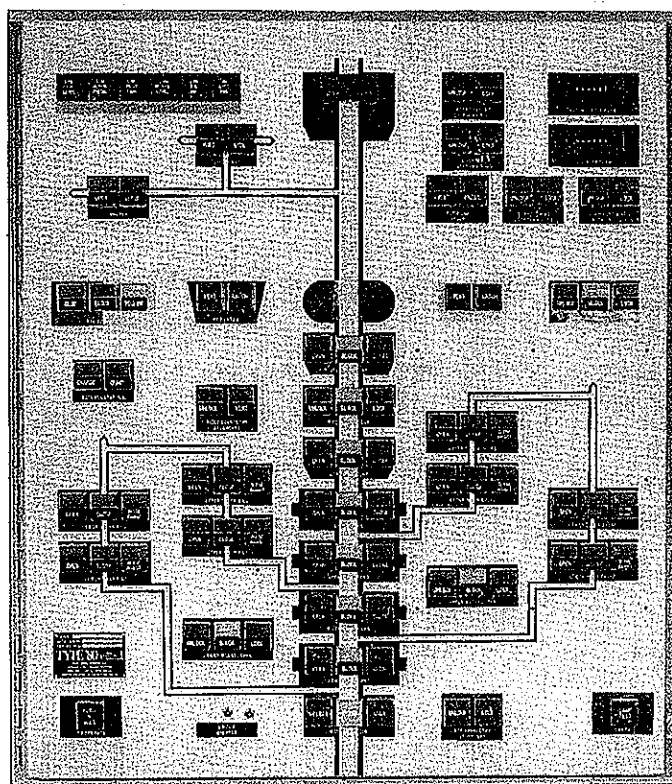


Fig. 13.22 Panel de commande et de contrôle du BOP stack
(Source : Koomey Inc.).

Ce système de télécommande est schématisé sur la **figure 13.22**. L'installation de surface étant strictement identique dans son principe à celle d'un rig terrestre, si ce n'est que le panel de commande synoptique de la tête de puits est plus complexe (**Fig. 13.23**).

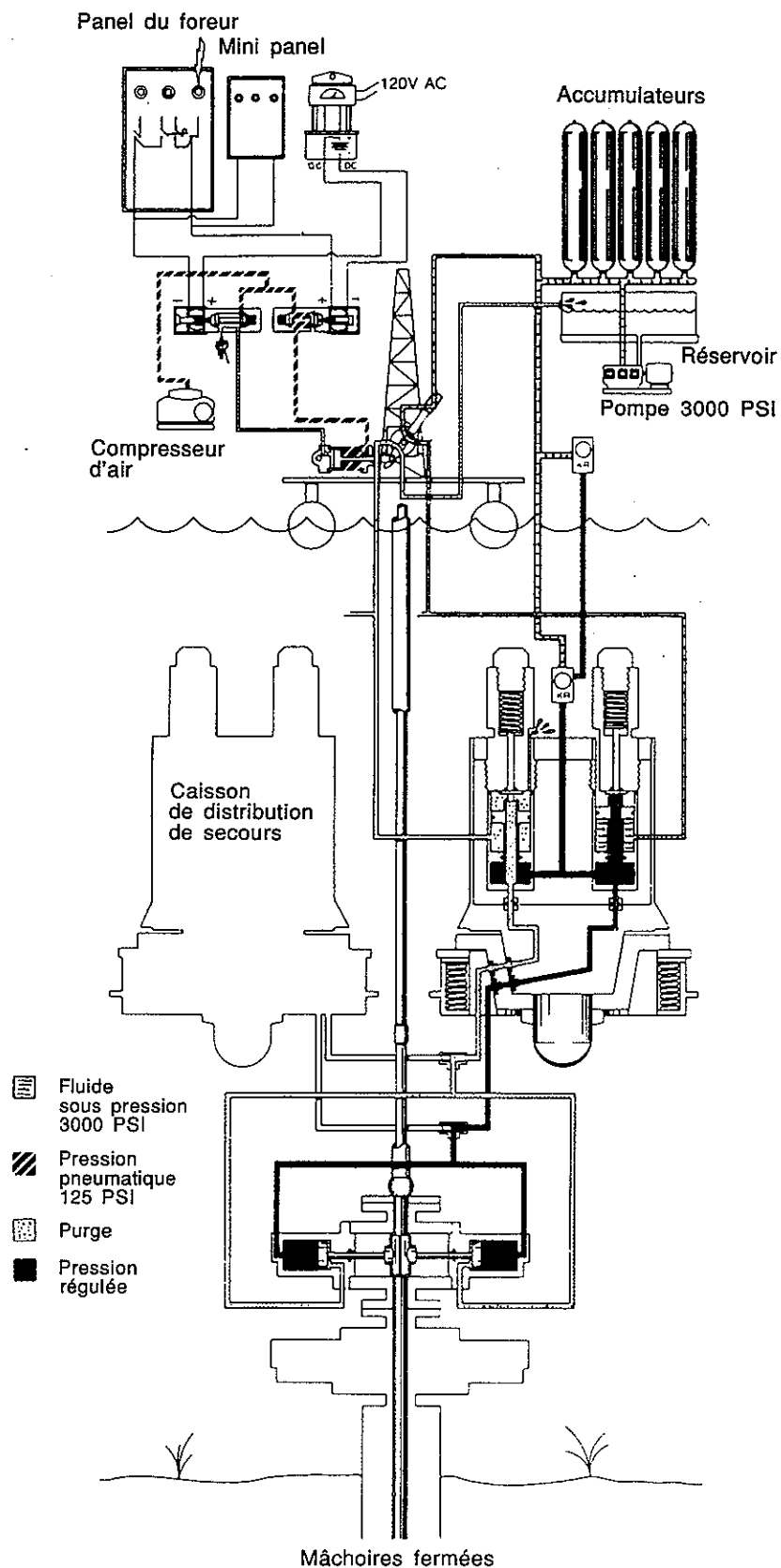


Fig. 13.23 Schéma de commande hydraulique du BOP stack
(Source : Koomey Inc.).

L'ensemble des hydrovalves est rassemblé dans un caisson appelé pod. Le pod et son ombilical de pilotage peuvent parfois être remontés et redescendus seuls, le long des lignes guides. Toutes ces commandes sont doublées : il y a le yellow pod et le blue pod. Cette redondance permet d'augmenter la sécurité d'utilisation. Une vanne sélecteur de circuit (shuttle valve) est intercalée sur les jonctions des fonctions pour pouvoir utiliser l'un ou l'autre des pods.

13.3 L'ENVIRONNEMENT MARIN

L'environnement marin a une influence beaucoup plus grande sur les activités pétrolières que l'environnement terrestre. La connaissance de cet environnement demande un certain nombre d'études et d'investigations préalablement à toute opération de forage en milieu marin.

Les reconnaissances préalables dépendent en grande partie du type de support de forage :

- reconnaissance d'ancrage pour un support flottant ancré,
- reconnaissance des sols pour un support posé sur le fond (mud line).

Dans les deux cas, une campagne de mesures des paramètres météo-océanographiques (vents, courants, vagues) de la zone d'opération doit être faite pendant une durée assez longue pour confirmer les statistiques d'observations disponibles.

13.3.1 Cas des supports flottants de forage

Il s'agit surtout de s'assurer que le matériel en dotation sur l'engin de forage conviendra pour réaliser un ancrage conventionnel sur le site choisi. Les reconnaissances ont donc pour but :

- de déterminer les conditions météo-océanographiques maximales les plus probables pendant la période d'opérations,
- de connaître avec précision la nature des sédiments sur quelques mètres de profondeur pour apprécier la tenue des ancres.

Le plus souvent, on procédera en deux phases : installation de courantomètres enregistreurs sur le site pendant quelques mois, de préférence à la même saison que l'opération projetée suivie d'une campagne de reconnaissance des sols marins sur une surface couvrant l'ancrage.

Les mesures suivantes seront réalisées :

- sondeur pour relevé bathymétrique précis,
- sonar latéral pour obstacles ou épaves,
- sparker léger pour apprécier l'épaisseur de sédiments meubles,
- prise d'échantillon au carottier gravitaire.

Un bateau genre chalutier de 40 à 50 m de long suffit en général pour réaliser ce programme.

13.3.2 Cas des supports mobiles posés sur le fond (auto-élévatrice ou jack-up)

La zone reconnue pourra être plus réduite de l'ordre de 1 km × 1 km autour du point théorique de forage. La reconnaissance a pour but d'estimer l'enfoncement des jambes de la plate-forme sous la charge maximale prévue en opérations dans les conditions météorologiques les plus défavorables. Les informations météorologiques et océanologiques à obtenir sont les mêmes que pour le support flottant, par contre les informations sur la nature du sol doivent être plus complètes. En plus des reconnaissances ci-dessus, il faut prévoir :

- carottage profond jusqu'à 40 m en terrain meuble,
- pénétrométrie in-situ,
- mesures détaillées des caractéristiques du sol sur carottes,
- éventuellement, pressiométrie dans le trou de carottage.

Ces reconnaissances supposent l'emploi d'un bateau spécialement équipé pour le carottage. De graves accidents sont survenus à cause de reconnaissances insuffisantes avant la mise en place d'une auto-élévatrice.