

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE AKLI MHOAND OULHADJE-BOUIRA



Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées  
Département de Génie civil

**Mémoire de fin d'étude**

Présenté par :  
**Nebhi dahmane**  
**Daoud mohamed**

En vue de l'obtention du diplôme de **Master 02** en :

Filière : HYDRAULIQUE  
Option : Ressources Hydrauliques

**Thème :**

**Control des venues dans un puits pétrolier ;  
Étude de cas de venue dans le puits BKO-6**

**Devant le jury composé de :**

Mr. M. Meridja  
Mr. R. khaldi  
Mr. M. Abad  
Mr. Ghernaout

UAMOB  
UAMOB  
UAMOB  
UAMOB

Président  
Encadreur  
Examineur  
Examineur

**Année Universitaire 2018/2019**

## Résumé

La diminution de la pression de fond dans un puits permet de l'intrusion certaine quantité de fluide de formation dans le puits, ils sont n'est pas dangereuse si l'on sait limiter son volume et faire circuler ce fluide en dehors du puits sans provoquer de rupture d'ouvrage,

Donc pour éviter de les solliciter jusqu'à provoquer fracturation ou rupture, Pourvoir compter sur un équipement bien adapté au problème posé selon les recommandations internationales et de bien maîtriser le processus d'évacuation de l'effluent et de stabilisation du puits.

Mais l'action la plus efficace est d'assurer la formation et une pratique continue du personnel de plancher dont les premières réactions ont une importance capitale sur la suite des événements.

### Introduction général

Durant le forage d'un puits pétrolier, des couches contenant des fluides, tels que l'eau, le pétrole ou le gaz sont traversées, ces fluides sont emprisonnés dans les pores de cette roche sous une forte pression, dès que l'outil perce la roche les fluides qui y sont contenus ont tendance à sortir.

Il est nécessaire de les en empêcher, sinon ils sortent dans le puits, chassent complètement la boue, et sortent à l'air libre ou ils peuvent commettre des dégâts importants surtout les hydrocarbures qui s'enflamment et compliquent ainsi le contrôle de la situation ;

En effet, arrivant d'une façon non contrôlée jusqu'en surface, l'hydrocarbure prend feu, qui entraîne un dégât matériel important, en déduisant dans l'incendie l'appareil de forage ou des blessures des personnels pouvant être très graves aussi des sommes colossales sont dépensées pour arrêter cette éruption ;

Afin d'éviter ces risques et dans le but d'explorer dans les meilleures conditions les puits de forage, la prévention est l'intrusion du fluide de la formation dans le puits est assurée par maintien d'une pression hydrostatique exercée par le fluide de forage à une valeur égale ou légèrement supérieure à la pression de pores sans toutefois dépasser la pression de fracturation de la formation la plus fragile ; quand la pression de fond devient inférieure à la pression de pores, il y a une intrusion du fluide de la formation dans le puits, cette intrusion ne peut arrêter qu'après la fermeture du puits en utilisant les équipements de sécurité.

L'objectif de notre travail est d'étudier le cas de venues dans le puits BKO-06 dans le champ de HAOUË BERKAOUI aussi les causes, les indices, et les procédures de contrôle et l'évacuation d'une venue

Cette mémoire de fin d'étude est formée de sept chapitres :

Un premier chapitre comprenant la présentation de la région de HAOUË BERKAOUI, la description de la série stratigraphique et but de sondage ;

Le deuxième chapitre est consacré le forage conventionnel et les techniques de forage rotary qui sont utilisées dans le forage pétrolier ;

Le troisième chapitre est exposé les pressions dans un puits ;

Le quatrième chapitre est déterminé les causes et les signes des venues ;

Le cinquième chapitre est consacré aux différentes procédures et les méthodes de mise en œuvre d'une série d'opérations permettant l'évacuation de l'effluent et la mise en place d'une boue de densité égale à la densité d'équilibre de la formation.

Le sixième chapitre présenté les équipements qui sont assurer la fermeture du puits en cas de venue permettre la circulation sous pression contrôlée pour reconditionner la boue et évacuer l'effluent ayant pénétré dans le puits.

Enfin, on termine par le septième chapitre, nous avons abordé en détail la détection de l'intrusion et la procédure de fermeture et tous les étapes de calcul pour l'évacuation de l'influent hors le puits BKO-06.

## I.1. Présentation de la région

### I.1.1 Situation géographique

La région de HAUD BERKAOUI représente l'une des dix (10) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien.

Sur la route RN° 49 dite des pétroliers reliant GHARDAÏA à HASSI MESSAOUD et à 35 Km au sud-ouest d'OUARGLA, un carrefour indique la présence d'un champ pétrolier, il s'agit de la région de HAUD BERKAOUI.

Cette région est située à 100Km de HASSI MESSAOUD et à 770Km au sud de la capitale (Alger), elle est très importante en raison de sa part de production des hydrocarbures du pays. Elle s'étend du sud-est de GHARDAÏA jusqu'au champ extrême BOUKHZANA, près de la route de TOUGGOURT et Sur une superficie de 175 Km<sup>2</sup>. [2]

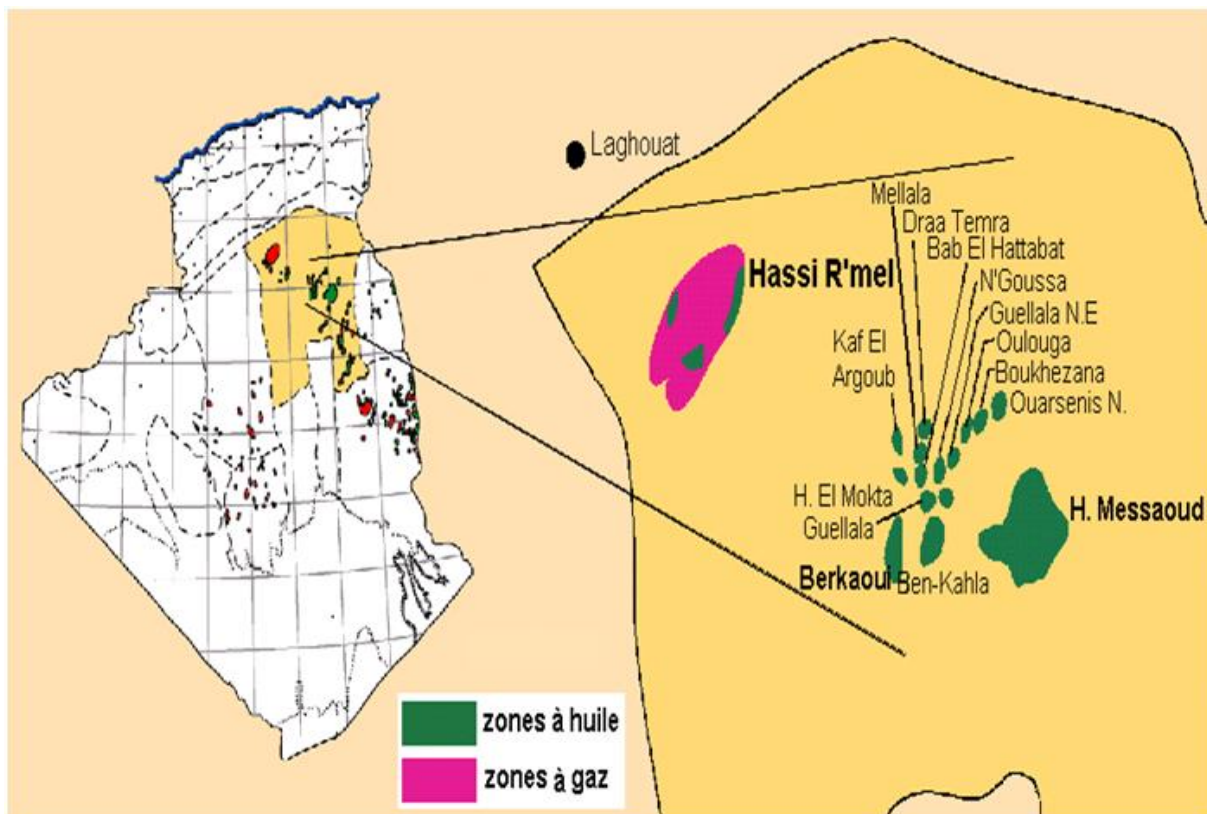


Figure I.1: Situation géographique de La région de HAUD BERKAOUI.

### I.1.2. Localisation du puits BKO#6

Le puits BKO-6 est implanté à 1.66 Km au nord-ouest de BKO-3 et à 1.57 Km au sud-ouest de BKO-5, il est situé à environ 5 Km au sud du puits NH-1. [2]

Coordonnées UTM

X= 687 579.37m

Y= 3 530 889.74m

Coordonnées géographiques

Lat. = 31°54'02.9704" N

Long. = 04°59'00.7134" E

Altitude Zsol = 236 m

Ztable=244 m

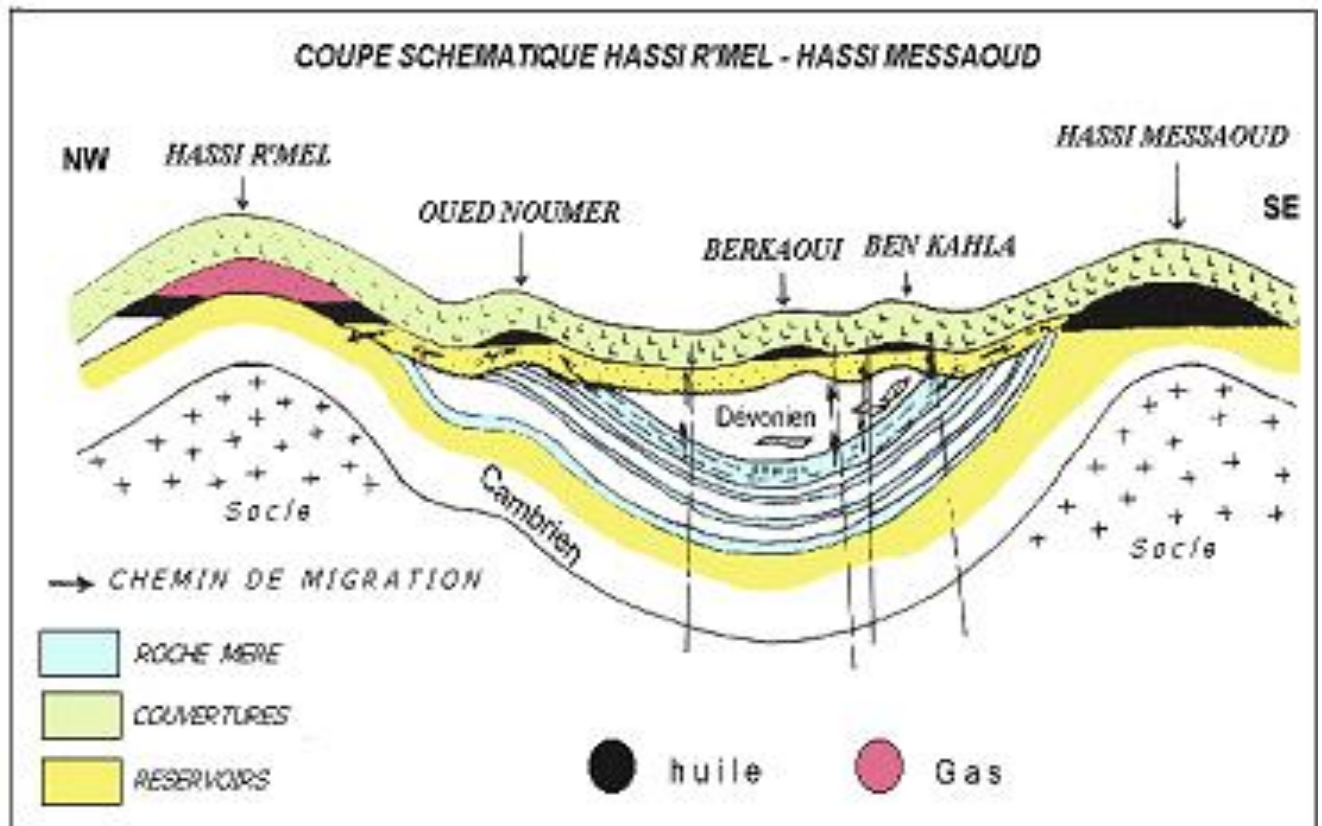


Figure I.2: Coupe structurale Nord – Sud de HAUD BERKAOUI.

### **I.1.3 Historique de la découverte**

Ce champ a été découvert en mars 1965 par la CFP (compagnie française de pétrole algérien) par le forage du puits OK101, situé au sommet de l'anticlinal.

L'exploration dans la région OUED MYA a commencé au Nord (GUERRARA-BLOC 418/419) par le forage GA1 en 1956. Durant l'année 1960 le puits OULOUGA OA1 Bis BLOC 438 était le premier sondage à avoir débité de l'huile à partir du Trias. [2]

## **I.2. But du sondage**

Le puits BKO-6 rentre dans le cadre de la délimitation de la partie Ouest du champ de BERKAOUI. Il a pour but d'atteindre le réservoir dans les meilleures conditions technico-économiques, donc les couches géologiques à traverser pour ce dernier sont classées en deux catégories :

### **a-Principaux:**

- TriasT1
- Trias Série Inférieur
- Quartzites El Hamra/Grès d'El Atchane

### **b-Secondaires :**

- L'Ordovicien Dalle de M'KRATTA.
- L'Ordovicien Grès d'Oued SARET

### I.3 Description de la série stratigraphique

La série stratigraphique de la région de l'OUED MYA (Bloc 438) est représentée de haut en bas par les formations suivantes (e = épaisseur moyenne) :

ÈRE	SYST	ÉTAGES	Epmoy	DESCRIPTION		
CENO-ZOIQUE	MESOZOIQUE	MIO-PLIOCÈNE <i>discordance alpine</i>	105	Sable, grès et argile		
		CRÉTACÉ	SÉNONIEN	CARBONATÉ	225	Calcaire dolomitique et marne
				ANHYDRITIQUE	216	Anhydrite massive, calcaire, dolomie, argile et marne
				SALIFÈRE	210	Sel massif, anhydrite et argile
			TURONIEN	70	Calcaire crayeux	
			CÉNOMANIEN	155	Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne	
			ALBIEN	485	Grès fins à moyen à intercalations d'argile brun-rouge et de sable grossier à la base	
			APTIEN	25	Dolomie et marne	
			BARRÉMIEN	330	Sable fin à très grossier Passées de dolomie Calcaire et marne	
			NÉOCOMIEN	145	Grès fins à moyen Passées d'argile et d'anhydrite, lignite	
		JURASSIQUE	DOGGER	MALM	225	Argile silteuse à intercalations de dolomie, de calcaire et de marne
				ARGILEUX	140	Argile indurée
			LIAS	LAGUNAIRE	110	Anhydrite et dolomie Passées d'argile silteuse
				ANHYDRITIQUE	260	Anhydrite massive blanche, intercalations de dolomie et argile
				SALIFÈRE	53	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique
				HORIZON "B"	29	Marne, argile dolomitique
				S1 + S2	235	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique
				S3	240	Sel massif incolore avec intercalations d'argile plastique
				ARGILES SUPÉRIEURES	60	Argile plastique salifère
			TRIASSIEN	S4	55	Argile brun-rouge parfois salifère
				ARGILES INFÉRIEURES	23	Argile silteuse
				T2	35	Grès fin argilo-silteux
				T1	25	Grès argileux
		ROCHES ÉRUPTIVES		75	Andésite altérée	
		SÉRIE INFÉRIEURE <i>discordance hercynienne</i>		65	Grès fin à moyen	
		PALEOZOIQUE	DÉVONIEN INFÉRIEUR	DÉVONIEN INFÉRIEUR	58	Argile noire silteuse avec intercalations de grès fins
				SILURIEN RADIOACTIF	60	Argile noire radioactive et fossilifère
ORDOVICIEN	DALLE DE M'KRATTA		4	Grès quartzitiques		
	ARGILES MICRO-CONGLOMÉRATIQUES		105	Argile noire microconglomératique		
	GRÈS DE OUED SARET		45	Argile noire à intercalations de siltstone et grès fins		
	ARGILES D'AZZEL		50	Argile noire, silteuse avec passées de grès		
	GRÈS D'OURGLA		155	Argile silteuse avec intercalations de grès glauconieux ou de siltstone		
	QUARTZITES DE HAMRA		70	Quartzite et grès quartzitique fin à moyen, à tigillites		
	GRÈS D'EL ATCHANE		85	Grès fin glauconieux à intercalation argileuse		
	ARGILES D'EL GASSI		13	Argile noire silteuse glauconieuse, fossilifère à passées grés-argileuse		
CAMBRIEN	GRÈS DE MESSAOUD			Grès blanc à gris-blanc, fin à moyen, quartzitique		
<b>SOCLE</b>				Éléments de granite fracturé, ferromagnésiens		

Figure I.3: Coupe stratigraphique type du Bloc 438 (OUED MYA)



### **I.3.1 Cénozoïque**

#### **1- MIO-PLIOCÈNE (e = 105 m)**

Il est constitué de grès fin friable carbonaté roux avec intercalations de calcaire gréseux blanc à rosé, et de sable fin hyalin à rosé parfois argileux ou carbonaté, avec des intercalations de grès fin friable carbonaté blanc à roux. Il repose en discordance sur les formations sous-jacentes (discordance alpine). [2]

### **I.3.2 Mésozoïque**

#### **1) Crétacé**

##### **1.1) Sénonien Carbonaté (e = 225m)**

Principalement formé de calcaire dolomitique beige vacuolaire, localement fossilifère (gastéropodes , échinodermes ) avec des intercalations de marne dolomitique et d'anhydrite à la base.

##### **1.2) Sénonien Anhydritique (e = 216 m)**

Il est constitué d'anhydrite blanche, de dolomie micro-cristalline , dure et d'argile gris-foncé légèrement dolomitique.

##### **1.3) Sénonien Salifère (e = 210 m)**

Il est composé principalement de sel blanc massif, d'anhydrite pulvérulente et de rares passées d'argile brun-rouge.

##### **1.4) Turonien (e = 70 m)**

Il est représenté par un ensemble de calcaire crayeux beige à blanc avec des passées de calcaire argileux gris à blanc. Il constitue un réservoir aquifère.

##### **1.5) Cénomaniens (e = 155 m)**

Constitué essentiellement d'argile avec des intercalations :

- D'anhydrite au sommet avec des passées de sel.
- De marne dolomitique avec des passées de calcaire et de dolomie dans la partie inférieure.

### **1.6) Albien (e = 485 m)**

C'est un ensemble gréseux friable à granulométrie fine, argileux et carbonaté à intercalations de marne, d'argile plastique souvent dolomitique et de sable.

Les grès de l'Albien constituent un réservoir aquifère.

### **1.7) Aptien (e = 25m)**

Représenté par des marnes dolomitiques grises à brunes avec des intercalations de dolomie micro-cristalline beige à rosée.

### **1.8) Barrémien (e = 330 m)**

Représenté en totalité de sable fin à très grossier avec des grès à la partie supérieure. On y note des intercalations et des passées d'argile sableuse et de dolomie.

Il constitue également un réservoir aquifère.

### **1.9) Néocomien (e= 145m)**

Composé d'argile verte et grise, sableuse et gypseuse à passées de grès blanc, argileux, et de dolomie rose micro-cristalline. A signaler présence de lignite .

## **2. Jurassique**

### **2.1) Malm (e = 225 m)**

Il est constitué d'alternances :

- *Grès fin à ciment calcaro-dolomitique à argileux, friable, blanc, à intercalations d'argile versicolore et de lignite .*
- Argile plastique, verte et rouge, silteuse, devenant gris, indurée vers le bas.

- *Calcaire dolomitique, blanchâtre et dolomie cristalline, fissurée.*

## 2.2) Dogger

Représenté par deux niveaux :

- *ARGILEUX (e = 140 m)*

Il est constitué d'argiles indurées, brunes et grises; de calcaire blanc-crayeux et de marnes grises, silteuses.

- *LAGUNAIRE (e = 110 m)*

Il est constitué d'anhydrite massive avec intercalations et passées d'argile plastique grise à brun-rouge, de dolomie cristalline, de sel massif et de marne grise.

## 2.3) Lias

Représenté par six niveaux:

- *ANHYDRITIQUE (e = 260 m)*

Composé d'anhydrite massive blanche à intercalations et passées d'argile, de dolomie, de calcaire et de marne.

- *SALIFÈRE (e = 53 m)*

*Il est constitué de sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique.*

- *HORIZON "B" (e = 29 m)*

Composé de marne grise parfois salifère avec argile dolomitique gris-noir et argile brun-rouge salifère.

- *S1 + S2 (e = 235 m)*

Composé de sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique salifère brun-rouge, d'argile indurée et d'anhydrite blanche.

- **S3 (e =240 m)**

Il est composé de sel massif incolore avec intercalations et passées d'argile plastique salifère brun-rouge et d'argile indurée.

- **ARGILES SUPÉRIEURES (e = 60 m)**

Représentées par de l'argile plastique souvent salifère, brun-rouge avec intercalations d'argile indurée et de sel.

#### **2.4) Trias**

Représenté par cinq niveaux:

- **ARGILES SALIFÈRES S4 (e = 55 m)**

Constituées d'argile brun-rouge, plastique à indurée avec intercalations de sel incolore.

- **ARGILES INFÉRIEURES (e = 23 m)**

Composées d'argile gris-vert à brun-rouge plus ou moins silteuse.

- **ARGILO-GRÉSEUX (e = 60 m)**

C'est un ensemble généralement composé par la superposition de deux niveaux T2 et T1 avec des grès fins à moyens.

\* **"T2"** : composé de grès fin à très fin, à ciment argilo-ferrugineux et dolomitique par endroits avec alternance d'argile silteuse.

\* **"T1"** : composé de grès fin, argileux et d'argile silteuse et ferrugineuse.

- **ROCHES ÉRUPTIVES (e = 75 m)**

Constituées d'andésite verte fortement altérées à fissures sub verticales remplies de calcite .

- ***SERIE INFÉRIEURE (e = 65 m)***

Reposant en discordance sur les termes paléozoïques (discordance hercynienne), elle est composée de grès fin à moyen, gris-beige silteux à argileux, et de passées d'argiles silteuses et feuilletées (objectif potentiel dans presque toute la région).

### **I.3.3 Palezoïque**

#### **3.1) DÉVONIEN INFÉRIEUR (e =58 m)**

Caractérisé par de l'argile gris-foncée à noire, indurée, localement silteuse, avec des passées de grès très fin à ciment argileux et de siltstone .

#### **3.2) SILURIEN RADIOACTIF (e= 60 m)**

Représenté essentiellement par de l'argile grise à noire, fortement radioactive, fossilifère avec des intercalations et des passées de grès fin gris-noir à ciment argileux. On note la présence de pyrite et des traces de dolomie.

#### **3.3) ORDOVICIEN**

Constitué (haut en bas) par les Assises suivantes:

- ***" DALLE DE M'KRATTA " (e= 4 m)***

Composée de grès quartzitique fin à moyen, gris à blanc, à ciment carbonaté et pyriteux avec des passées micro-conglomératiques .

- ***" Argiles micro-conglomératiques " (e = 105 m)***

Composée d'argile noire silteuse, compacte à éléments de quartz sub-anguleux à sub-arrondis pouvant atteindre le centimètre avec parfois des éléments de roche éruptive. On y rencontre de la pyrite et des passées de grès.

- **" Grès d'Oued Saret " (e = 45m)**

Composés de deux ensembles :

- argile noire micacée à intercalations de siltstone gris. A noter la présence de galet pyriteux et de galets de siltstone .

- grès fin gris à ciment argilo-carbonaté, quartzitique par endroit.

- **" Argiles d'Azzel " (e = 50 m)**

composées d'argile noire indurée, micacée, silteuse et fossilifère (trilobites, graptolites ) On y note la présence de siltstone gris et de grès fin blanc à gris avec des traces de pyrite .

- **" Grès d'Ouargla " (e = 155 m)**

Caractérisés d'argile silteuse noire à intercalations de grès très fin et de siltstone et de grès fin à très fin blanc à gris à ciment argileux au sommet et argilo-carbonaté à la base. On y note la présence de glauconie et de débris phosphatés à la partie inférieure.

- **" Quartzites de Hamra " (e = 70 m)**

Ensemble de quartzite blanc à gris clair, fin à moyen très fissuré. On y note la présence de tigillites , de joints stylolitiques et de rares joints et Passées d'argile noire

- **" Grès d'El Atchane " (e = 85 m)**

formés par une alternance de grés fin à moyen gris à gris-vert glauconieux à ciment argileux et carbonaté parfois quartzitique, et de grès fin à très fin ou de siltstones glauconieux à ciment argileux et carbonaté.

- **" Argiles d'El Gassi " (e = 13 m)**

Indurées silteuses avec quelques passées de siltstone et de grès très fin et des traces de pyrite .

### **3.4) CAMBRIEN**

Il repose directement sur le socle granitique, débutant par un conglomérat de base constitué d'éléments de roches volcaniques et par des grès quartzitiques et des quartzites fissurés à passées d'argile.

#### **I.3.4 LE SOCLE**

Il s'agit de grands éléments granitiques fracturés et d'altérites de couleur rose, orange, ferromagnésiens et d'éléments volcaniques.

### **I.4 Problèmes de forage**

Problèmes attendus pour chaque phase: [2]

#### **Phase 26" x 18 5/8" (0 à 377 m)**

- Pertes de boue dans le Sénonien Carbonaté;
- Faible risque d'instabilité des sables de surface (Mio-Pliocène);
- Rotation et traction en cours de remontée;

#### **Phase 16" x 13 3/8" (377 à 873 m)**

- Coincement en face du Turonien et Sénonien Salifère lors des remontées;

#### **Phase 12 1/4" x 9 5/8" (873 à 2488 m)**

- Venues d'eau douce de l'Albien;
- Collage par pression différentielle en face de l'Albien et/ou du Barrémien;
- Faibles avancements à partir du Néocomien;
- Tractions dans le Dogger Argileux.

#### **Phase 8 1/2" X 7" (2488 à 3403 m)**

➤ Positionnement du sabot 7" (risque de pertes dans les formations du Trias T2). La cote du sabot doit être déterminée avec précision;

➤ Risque de contamination et de déstabilisation de la boue en cas de venue des eaux Chlorurées calciques du Lias Dolomitique (Horizon B);


- Risques d'accrochage au niveau du Lias Salifère S1, S2 et S3 ainsi qu'au niveau Trias S4;

**Phase 6" X 4 1/2" (3403 à 4248 m)**

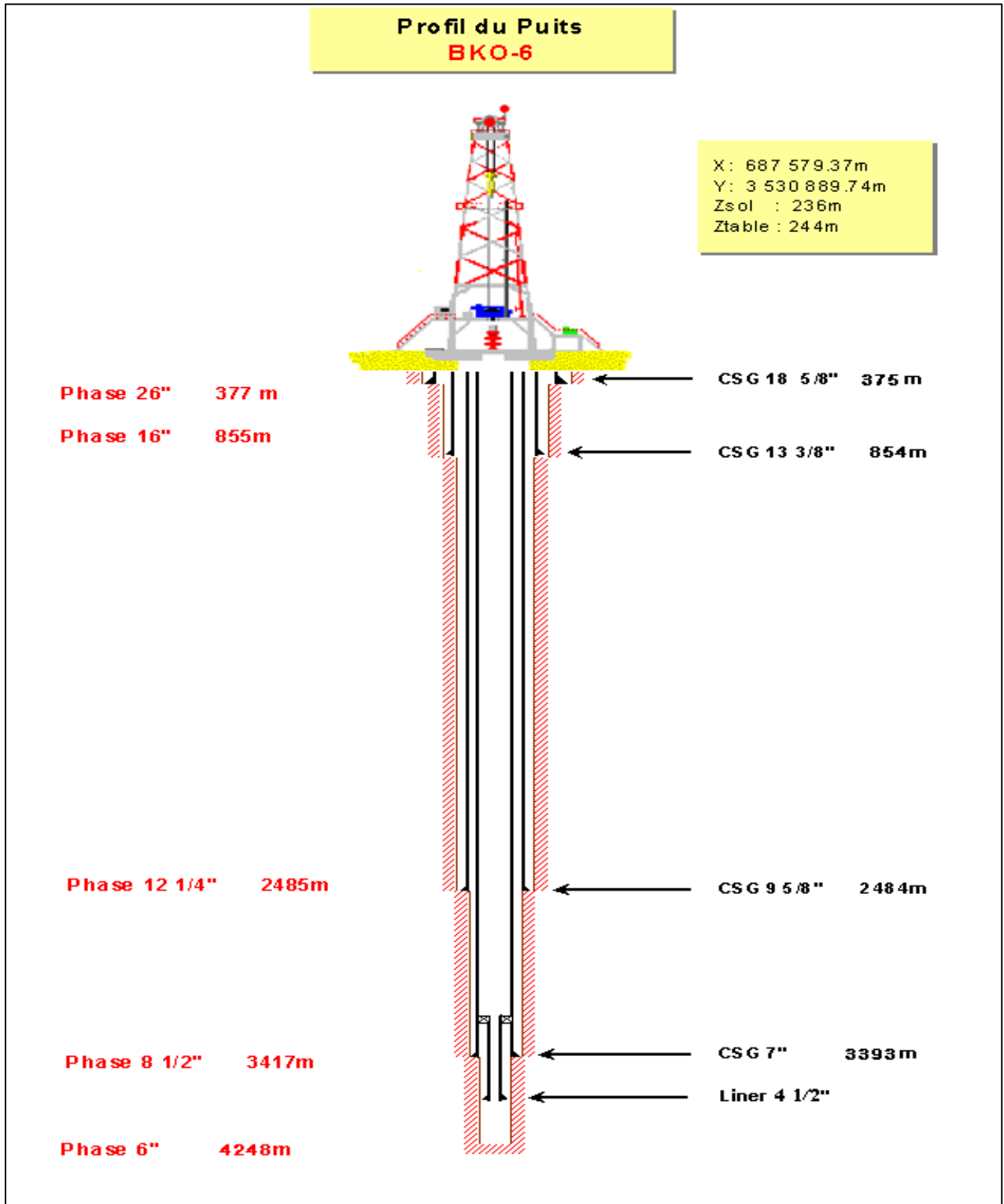
- Risque de venue par les différents réservoirs;
- Risque de collage par pression différentielle en face des formations gréseuses et poreuses de la Série inférieure;
- Mauvaise forabilité des terrains de l'Ordovicien, du fait de leur caractère très dur et très abrasif ;



I.5 Fiche prévisionnelle de puits BKO #6

 Division Forage Direction Régionale Hassi - Messaoud				FICHE PREVISIONNELLE BERKAOUI OUEST- 6 (BKO-6)				
Bloc : 438 c Coordonnées d'implantation Lat = 31°54'02.97" N Long= 4°59'00.71" E				Zs= 235.64 m Zt= 243 m				
Age	Top absolu	Top /Zt	Ep.	Prévisions Géologiques		Tubages		Boues
Ter.	236	7	105	Mio-Pliocène		Grés + Calcaire		
	131	112	225	Sénonien Carbonaté		Calcaire dolomitique	26" x 18 5/8	Bentonitique D:1.06 - 1.08 YP :40-45 F: Nat,
	-94	337	216	Sénonien Anhydritique		Anhydrite + dolomie	377 m	
	-310	553	210	Sénonien Sulfifère	LLLLLL	Sel + anhydrite	16" x 13 3/8	Emulsion Inverse D : 1.27 - 1.30 YP : 20-24 F: 6 - 8 H/E:70/30 à 80/20
	-520	763	70	Turonien		Calcaire		
	-690	833	155	Cénomanién		Argile + Dolomie	873 m	
	-745	988	485	Albien		Grés + Argile		
	-1230	1473	25	Aptien		Dolomie		
	-1256	1498	330	Barrémien		Sable +Grés+Passées de d'Argile		
	-1585	1828	145	Néocomien		Grés+Passées de d'Argile		
	-1730	1973	225	Malm		Alternances de Grés+Argile	12 1/4 x 9 5/8	Emulsion Inverse D : 1.30 YP : 16-18 F: 6 - 8 H/E:80/20 à 90/10
	-1955	2198	140	Dogger Argileux		Argile		
	-2095	2338	110	Dogger Lagunaire		Anhydrite+Argile		
	-2205	2448	260	Lias Anhydritique		Anhydrite + Sel+ Argile	2 488 m	
	-2465	2708	53	Lias Sulfifère	LLLLLL	Sel		
	-2518	2761	29	Horizon "B"	LLLLLL	Dolomie + Argile	8 1/2 x 7"	Emulsion Inverse D : 1.97-2.00 YP: 10-12 F: 6 - 8 H/E :90/10
	-2547	2790	235	Lias S1+S2	LLLLLL	Sel+Anhydrite		
	-2782	3025	240	Lias S3	LLLLLL	Sel		
	-3022	3265	60	Lias Argileux		Argile		
	-3082	3325	55	S4	LLLLLL	Argile + Sel		
	-3137	3380	23	Argileux		Argile+Sel		
	-3160	3403	35	T2		Grés + Argile		
	-3195	3438	25	T1		Grés + Argile	3 403 m	
	-3220	3463	75	Roches Eruptives		Andésite		
	-3295	3538	65	Serie Inférieure		Grés		
DEV.	-3380	3603	85	Dévonien Inférieur		Argile + Grés		
SIL	-3418	3661	60	Silurien Radioactif		Argile + Grés		
	-3478	3721	4	Dalle de M'Kratra		Grés		
	-3482	3725	105	Argiles Micro.		Argile	6" x 4 1/2	Emulsion Inverse D : 1.50 - 1.55 YP : 12 - 14 H/E :90/10
	-3587	3830	45	Grés d'Oued Saret		Argile + Grés		
	-3632	3875	50	Argiles d'Azzel		Argile		
	-3682	3925	155	Grés d'Ouargla		Argile + Siltstone + Grés		
	-3837	4080	70	Quartzites de Hamra		Quartzite et grés		
	-3907	4150	85	Grés d'El Atchane		Grés + Argile		
	-3992	4235	13	Argiles d'El Gassi		Argile		
	-4005	4248		Finale Depth : 4 248 m			4 248 m	

### I.6 Profil réel de puits bko#6



## II. 1. Introduction

Le forage est destiné généralement à exploiter plusieurs ressources naturelles du sous-sol constitué par différents fluides (eau, pétrole et gaz naturel) ;

On utilise une pioche pour creuser la terre et une pelle pour évacuer les débris de roche (déblais). Pour qu'une pioche creuse, on lui applique un effort pour en enfoncer la pointe dans le sol, puis un mouvement de rotation pour riper la terre.

La hauteur de la pointe qui pénètre dans le sol est de la fonction de la nature du terrain et de l'effort appliqué. En effet, si le terrain est tendre, il suffit d'un petit effort pour pénétrer la pioche d'une hauteur importante. Par contre, si le terrain est dur, même en appliquant un effort assez important, la pénétration est petite. [3]

L'outil de forage, n'est qu'un ensemble de pointes de pioches qui travaillent en série : on applique un effort pour pénétrer la pointe (ou dent) située sur la face d'attaque.

En tournant l'outil, la dent ripe et enlève la terre, et une autre vient la remplacer. Il suffit donc de tourner et pousser en continu pour que l'outil creuse sans arrêt.

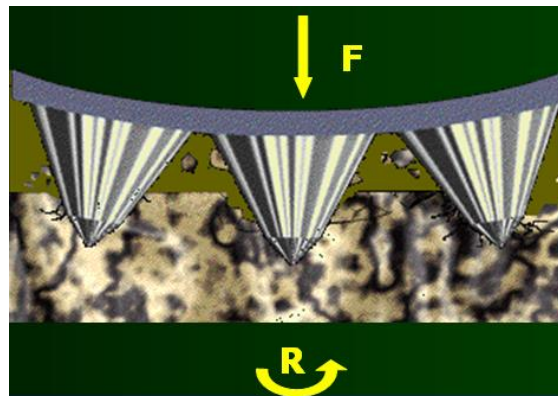


Figure II.1:Travail de l'outil

## II.2. Le forage conventionnel

### II.2.1 Poids sur l'outil [weight on bit ou WOB] :

Afin d'exercer une poussée continue sur l'outil pour l'enfoncer dans le sol, l'outil est vissé au bout de tiges en acier de forme cylindrique. Lorsque l'outil repose sur le fond du trou, les tiges, par leur propre poids, l'enfoncent dans la terre et mettre du poids sur l'outil pour éviter de faire travailler les tiges de forage en compression. Le poids utilisable des masse-tiges ne devra pas excéder 80% de leur poids total dans la boue; concernant le forage vertical. [5]

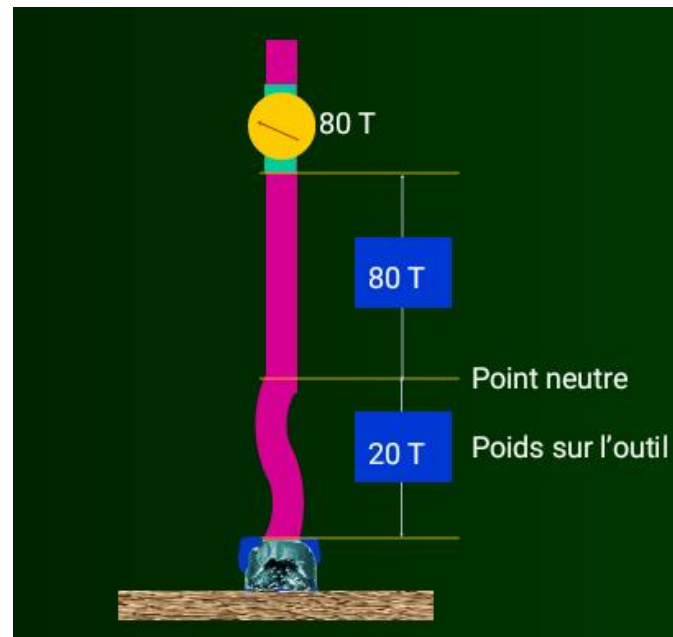


Figure II.2: Poids sur l'outil

### II.2.2 Rotation :

Tout en haut des tiges, de forme cylindrique, est vissée une tige de section carrée ou hexagonale, appelée tige d'entraînement. Cette tige est entraînée en rotation par une table de rotation, qui possède un moyeu de même section que la tige d'entraînement.

La table de rotation est une machine de rotation utilisée pour tourner la garniture de forage .elle est attachée au carrée qui fait tourner la garniture de forage.

Pendant les manœuvres, la table de rotation support le poids de la garniture en même temps qu'elle est utilisée pour dévisser rapidement les tiges.

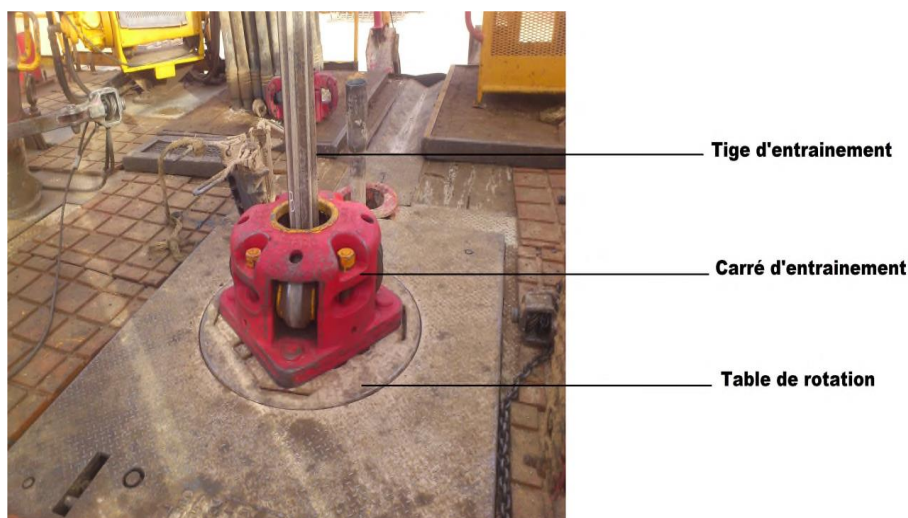


Figure II.3:La table de rotation.

### II.2.3 Circulation :

La pelle sert à évacuer les débris de terre arrachés par la pioche, appelés déblais. Dans le forage, cette fonction est assurée par la circulation d'un liquide visqueux appelé « fluide de forage » ou « boue de forage » à travers tout le circuit.

Cette boue est fabriquée dans des bassins de grande capacité, aspirée par une pompe, puis injectée dans les tiges, qui sont creuses, et arrive jusqu'à l'outil, qui comporte également des orifices qui laissent sortir la boue.

Cette dernière, une fois sortie de l'outil, remonte dans le puits entraînant avec elle les déblais, pour être recueillie en surface dans un tube appelé « tube fontaine ». Elle est en suite acheminée par un « tube goulotte » vers un « tamis vibrant » qui la tamise en enlevant les déblais et laissant la boue débarrassée des solides venus du puits retourner dans le bac d'où elle a été pompée. Elle subit des traitements chimiques avant d'être réinjectée dans le puits.

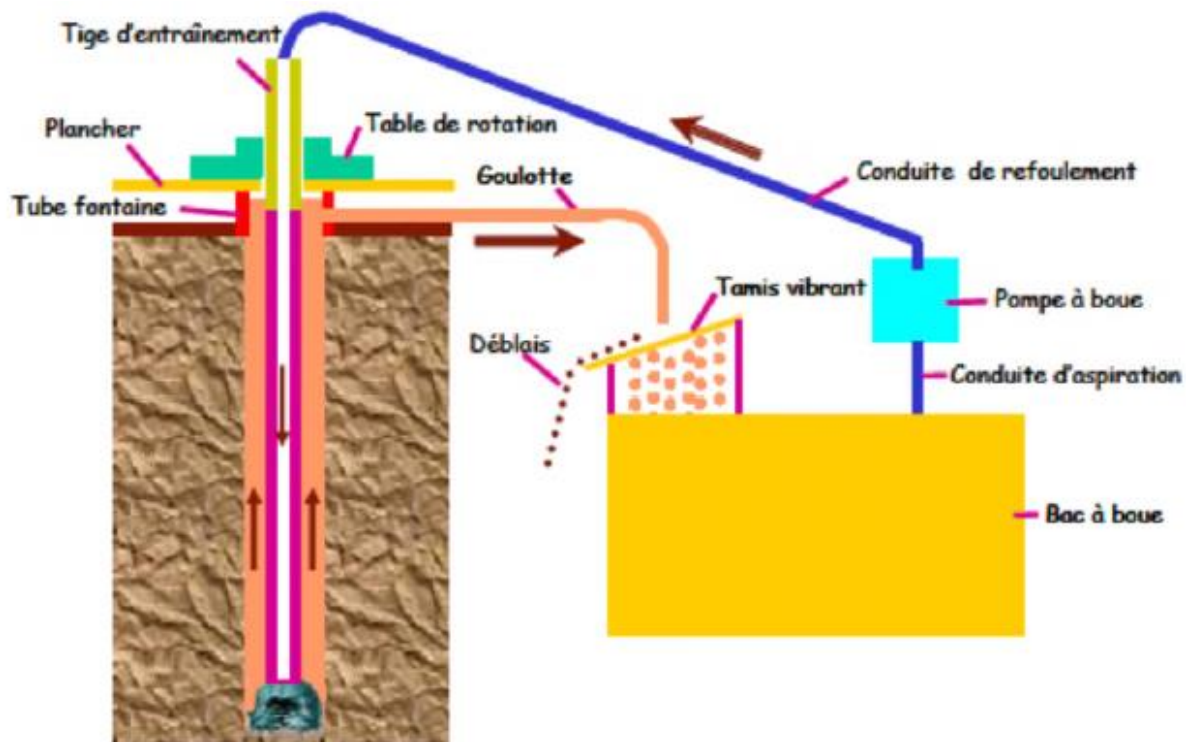


Figure II.4:Circulation fluide de forage.

### II.2.4 Ajout de tige :

La tige mesure  $\pm 9$  mètres. Une fois toute la longueur de cette tige forée, il suffit de remonter totalement la tige d'entraînement, caler les autres tiges dans la table de rotation, dévisser la tige d'entraînement, la visser sur une autre tige préalablement préparée, puis visser l'ensemble sur les tiges calées. Il suffit d'enlever les cales et continuer le forage.

### II.2.5 Remontée de l'outil :

Si l'outil est usé, il faut le remonter pour le remplacer. On le remonte aussi à la fin du forage. Afin de faire rapidement cette opération, on remonte les tiges trois par trois, appelées des «longueurs », et on les stocke dans le mât, à côté de la table de rotation.

### II.2.6 Tubage et cimentation :

Une fois le forage terminé, on remonte l'outil; Mais si le puits est laissé ainsi, ses parois vont s'effondrer: il est nécessaire de les couvrir par des tubes appelés « tubages ». C'est une opération qui consiste à descendre un train des tubes jusqu'à la côte d'arrêt du forage et le faire fixer à l'aide d'un bouchon de laitier du ciment entre les parois et le trou et le diamètre extérieur des tubes. Une fois ces tubes descendus dans le puits, on introduit du ciment derrière pour bien les sceller et assurer la liaison entre la colonne de tubage et le terrain.

## II.3. Les outils de forage

Le but d'un forage est de parvenir à l'objectif final de la manière la plus économique possible. Le coût du forage proprement dit (coût environné), c'est-à-dire le coût total de l'opération lorsque l'outil au fond est en train de détruire la roche, représente environ 30 % du coût global du puits. Il est donc important d'optimiser le moyen utilisé pour détruire la roche afin de réduire les coûts du puits. [5]

La facilité avec laquelle une roche est détruite dépend des nombreux paramètres, qui sont:

- La nature de la roche (dureté et abrasivité du minéral la constituant, etc.),
- Les caractéristiques du milieu environnant (contraintes en place, diagenèse du sédiment, pression de formation, pendage de la couche, etc.),
- La trajectoire du puits qui agit sur la répartition des contraintes dans la roche,
- Les moyens utilisés pour réaliser le puits (type d'outil, d'usage de l'outil, type de boue, etc.),
- Les paramètres appliqués pour détruire la roche (poids sur l'outil, vitesse de rotation, débit de forage, etc.)

### II.3.1 Différents types d'outils de forage

- **Les outils à molettes:** ils sont constitués de trois cônes tournant de façon indépendante et montés sur trois bras réunis entre eux par soudure constituant le corps de

l'outil. Plusieurs types de roulements sont utilisés (rouleaux avec ou sans étanchéité, paliers de friction, système de lubrification, etc.).

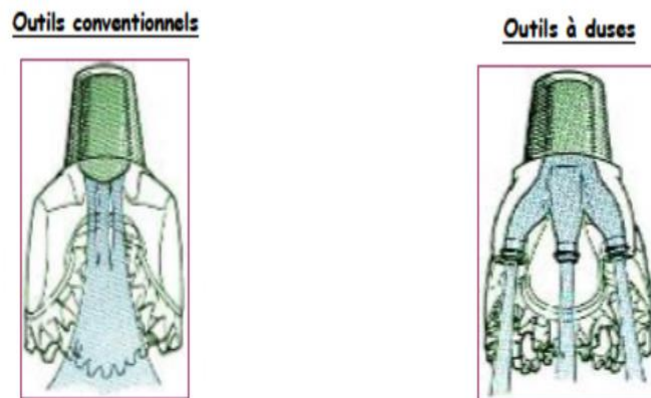


Figure II.5:Hydraulique des outils à molettes

➤ **Les outils diamant:** ils ne possèdent pas de pièces tournantes; ces sont des outils monobloc. Des diamants naturels et de synthèse sont utilisés pour leur fabrication. Les outils à diamant naturel travaillent à la façon d'une lime tandis que les outils à diamants synthétiques travaillent à la façon d'un rabot.



Figure II.6:Outil diamant.

➤ **Les outils PDC :** le PDC est un diamant synthétique, qui a une résistance à chaleur élevée. Un outil PDC contient des dents en carbure de tungstène sur lesquelles sont déposées de fines couches de diamant synthétique. Ces outils peuvent être utilisés pour une grande gamme de terrains.



Figure II.7:Outils PDC.

## II.4. Garniture de forage

Le forage exige l'utilisation d'un arbre creux appelé garniture, qui est le moyen de liaison entre l'outil de forage au fond et la surface. Elle a pour principales fonctions:

- ✓ Entraîner l'outil;
- ✓ Appliquer un certain effort (poids sur l'outil);
- ✓ Apporter l'énergie hydraulique nécessaire à l'évacuation des déblais;
- ✓ Permettre la réalisation des opérations spéciales telles que la cimentation, le repêchage et les tests de formation.
- ✓ Connaître et avec précision la profondeur de forage.

### II.4.1 Composition d'une garniture de forage

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

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

c. Les masses tiges: Les masse-tiges permettent de:

➤ Mettre du poids sur l'outil pour éviter de faire travailler les tiges de forage en compression. Le poids utilisable des masse-tiges ne devra pas excéder 80% de leur poids total dans la boue; concernant le forage vertical



- Assurer la verticalité de puits que possible;

Les différents profils des masses tiges sont: lisses, spiralé ou carré.

d. La tige d'entraînement (Kelly): Elle assure la liaison entre la garniture de forage et la tête d'injection et communique le mouvement de rotation de la table à la garniture de forage par l'intermédiaire du carré d'entraînement. Les tiges d'entraînement peuvent être de section carrée ou hexagonale.

e. Les stabilisateurs: 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.

## **II. 5. L'appareil de forage :**

Pour soulever la garniture de forage (ensemble tiges - tiges lourdes – masse tiges), il faut utiliser une grue de grande capacité, puisque la garniture de forage peut atteindre un poids de 150 tonnes ou plus. Cette grue est constituée de : [6]

- le mât,
- le treuil,
- un palan comprenant les moufles fixe et mobile et le câble.

### **II.5.1. Le mât de forage :**

C'est le « trépied » qui supporte le palan. Il a remplacé la tour pour la rapidité de son montage et démontage.

Le mât de forage [mast] sert aux manœuvres des garnitures de forage ou des tubages. Il a remplacé la tour [derrick] grâce à la rapidité de son montage et démontage. Il peut être du type qui ne se démonte pas pour le déménagement [moving], ou de celui qui se démonte en un petit nombre d'éléments. Il est dressé tout monté sur la plate-forme de forage. Il est composé de deux montants reliés par des entretoises et des croisillons qui reposent sur une substructure. Une plate-forme installée au sommet, comportant des traverses de forte capacité, supporte le moufle fixe [crown block].



Figure II.8:Le mât.

Une passerelle d'accrochage [monkey board] est installée à une hauteur de 26 mètres du plancher [rig floor] pour permettre l'accrochage des longueurs de tiges [stands]. Elle est accrochée au mât par deux attaches, repose sur deux jambes de force, et est maintenue en haut par deux câbles. Elle comprend deux rangées pour le stockage des tiges [drill pipes] et masse-tiges [drill collars] de part et d'autre d'une partie rabattable réservée à l'accrocheur [derrick man]. Les rangées de stockage sont divisées en plusieurs autres rangées séparées par des traverses munies chacune d'un dispositif de sécurité pour empêcher les tiges d'en sortir. La longueur maximale d'une longueur de tiges à stocker dans le mât ne doit pas dépasser 30 mètres, sinon les tiges risquent de se déformer de façon permanente. A environ 9 mètres du plancher est montée une passerelle de tubage qui permet le guidage de ces derniers lors de leur vissage. La hauteur de cette passerelle est ajustable entre 6 et 12 mètres à l'aide d'un treuil à air. Des échelles ou des escaliers permettent l'accès aux passerelles et au sommet. Les tiges et tubages [casings] sont préparés sur des traîteaux situés de part et d'autre d'un plan horizontal appelé walk-way. Ces tiges et tubages sont roulés sur ces traîteaux jusqu'à atteindre le walk-way, puis ils sont remontés sur le plancher à l'aide du treuil à air. Ils glissent le long du walk-way, puis sur le plan incliné [catwalk] jusqu'à atteindre le plancher. [6]

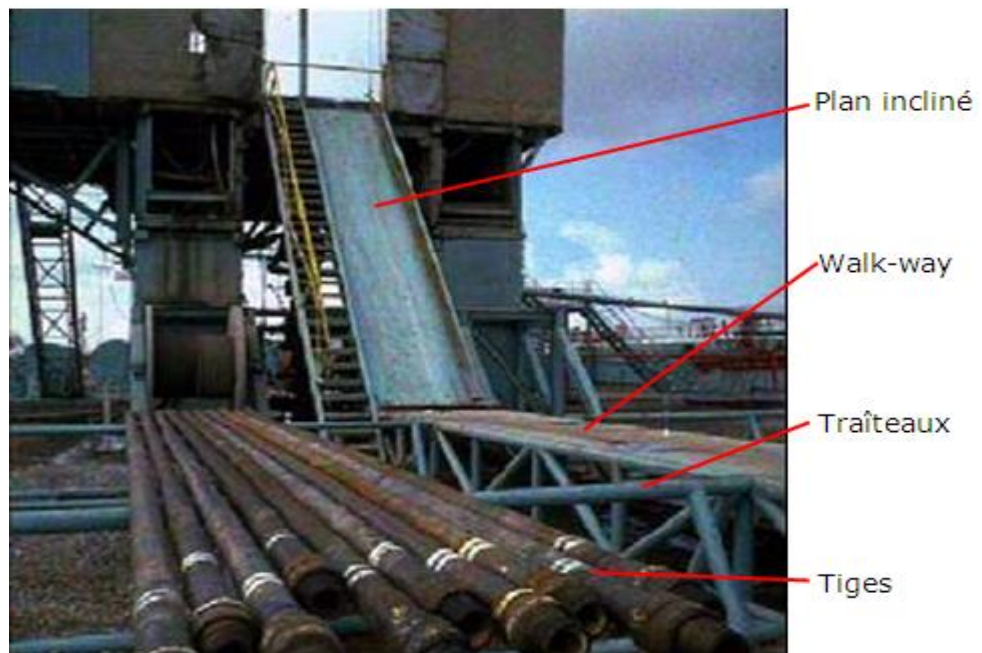


Figure II.9:tiges sur traitreux

### II.5.2 Le mouflage :

Le mouflage est l'enroulement du câble de forage entre les poulies des moufles fixe et mobile en plusieurs brins (jusqu'à 14 brins). Le mouflage permet de démultiplier le poids de la garniture de forage et diminuer la vitesse de son déplacement. En négligeant les frottements, la tension sur le brin actif est divisée par le nombre de brin, et sa vitesse est multipliée par ce nombre.

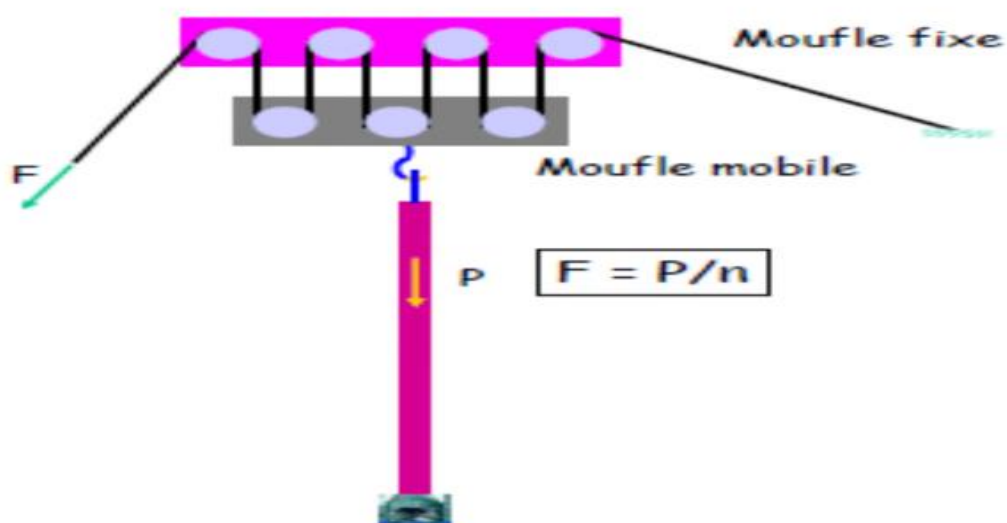


Figure II.10:La fonction levage.

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

**Le moufle mobile :** formé également d'un certain nombre de poulies par lesquelles passe le câble de forage, il se déplace sur une certaine hauteur entre le plancher de travail et le moufle fixe. Il comporte à sa partie inférieure un crochet qui sert à la suspension de la garniture pendant le forage. Des bras sont accrochés de part et d'autre de ce crochet servant à supporter l'élévateur, utilisé pour la manœuvre de la garniture.

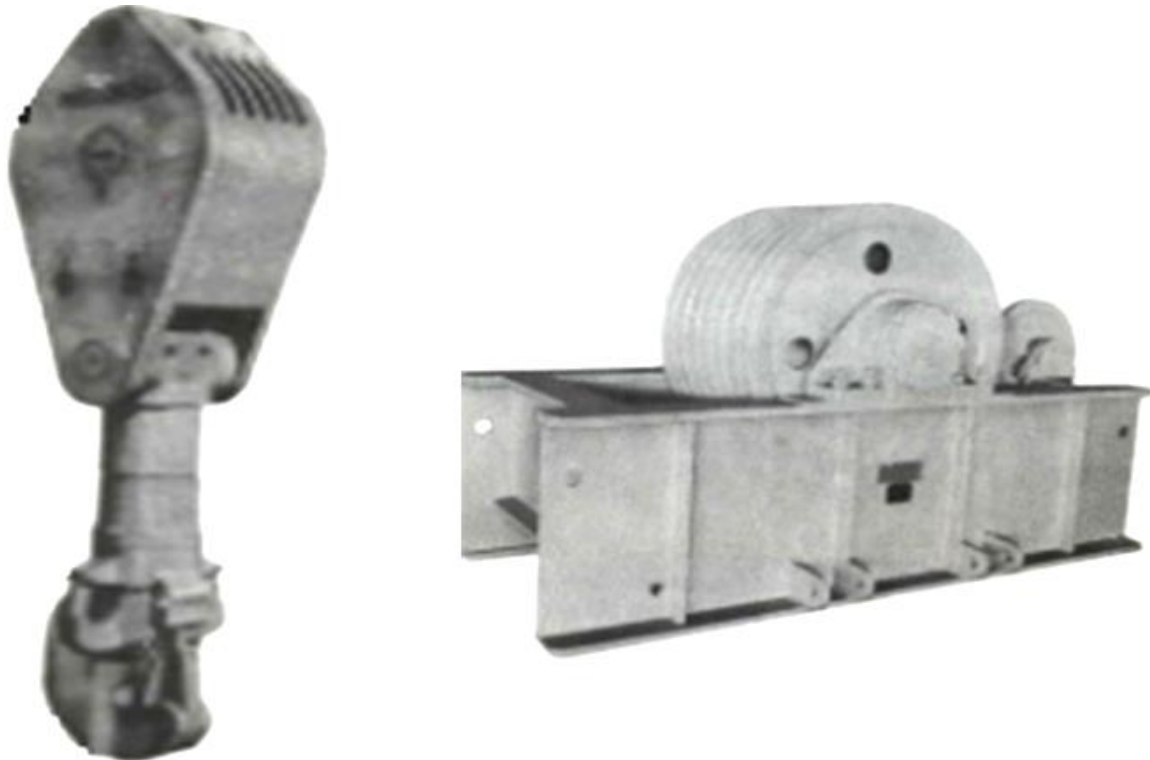


Figure II.11:moufles fixes et moufle mobile avec crochet

**Le treuil :** c'est un fût (tambour) autour duquel s'enroule le câble de forage. Aux bouts de ce fût sont fixées des jantes qui servent au freinage, au contact de bandes en acier contenant des patins en Fedorov, actionnées par un levier. Un ensemble d'éléments mécaniques qui a toujours assumé plusieurs fonctions : [5]

- Il assure la transmission de la puissance adéquate pour permettre le levage des tiges de forage et de tubage à partir des moteurs de sondes,
- Il transmet la puissance au pignon d'attaque de la table sur la plupart des sondes, certaines tables, plus récemment, sont équipées d'entraînements indépendant tel que des moteurs a combustion interne et des moteurs électriques,
- Il fournit la puissance à un arbre secondaire permettant de dévisser et visser les tiges,

- Les treuils sont aussi utilisés pour l'avancement de la colonne de forage lors des forages,
- La descente et la montée des colonnes de forage s'effectuent maintes fois, toutes les opérations qui les accompagnent se répétant systématiquement dans un ordre strict.



Figure II.12:le treuil.

### II.5.3 Fonction de rotation :

Pour assurer la rotation de l'outil pendant le forage d'un puits de pétrole et effectués plusieurs opérations nécessaires sur le plancher on a recours à un système de rotation.

Ce système comprend deux équipements essentiels :

- La table de rotation
- La tête d'injection

-Table de rotation :

Les tables de rotation sont destinées à l'entraînement d'une colonne de forage suspendue verticalement ou bien à la réception du couple moteur à réaction de la colonne, crée par le moteur d'attaque.

Elle sert aussi à soutenir en l'air une colonne de forage ou du tubage qui est logée sur la table et retenue par l'élévateur ou les coins. On utilise encore au dévissage des trains de tiges au cours de la montée de la colonne, ainsi qu'aux opérations de repêchage et auxiliaires.

La table de rotation se compose de deux parties :

- Partie mobile
- Partie fixe

La partie fixe constitue le bâti de la table, elle sert aussi comme un carter d'huile ou sont lubrifiées par barbotage les pièces d'usures de la partie mobile.

La partie mobile comprend une couronne dentée circulaire appelée « grande couronne » cette couronne est attaquée par pignon d'attaque monté sur l'extrémité d'un arbre à l'aide d'une roue à chaîne de l'autre extrémité.

Cet arbre repose sur deux roulements à billes, l'un simple et l'autre comme roulement buté.

Le fonctionnement d'une table de rotation est très simple.

Le pignon d'attaque qui est entraîné par l'arbre d'attaque à partir d'une roue à chaîne, entraîne avec lui la couronne dentée qui fait tourner la partie mobile de la table, qui entraîne à son tour la colonne de forage au moyen d'une tige carrée au hexagonale.

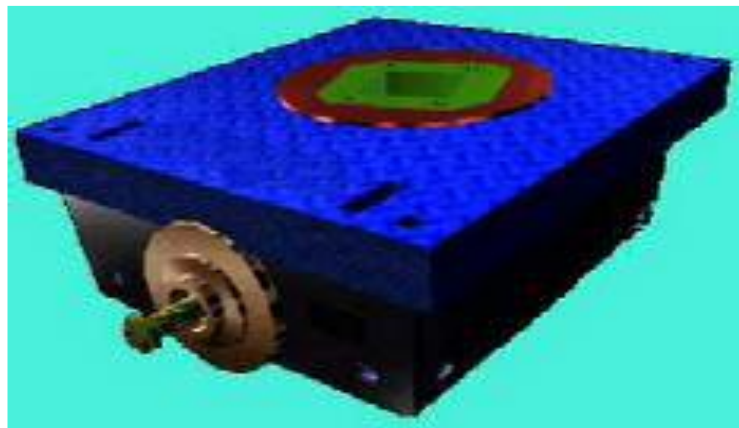


Figure II.13:Table de rotation

**a-Tête d'injection** : La tête d'injection représente le mécanisme qui relie la partie mobile d'une installation de forage à la partie fixe.

En effet la tête d'injection qui est suspendue d'un côté au crochet de levage et de l'autre côté vissé à la tige carrée, elle sert :

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

(Flexible d'injection) dans une conduite animée d'un mouvement de rotation (train de sonde).

Une tête d'injection comprend une partie mobile reposant par l'intermédiaire d'un roulement à bille principal sur une partie fixe.

L'étanchéité dans ce point est assurée par une garniture spéciale.

Il est prévu aussi sur la partie inférieure de la tête d'injection et pour empêcher l'huile de s'échapper des presse-étoupes.

**b- Le top drive :** Le top drive est une sorte de tête d'injection motorisée énorme qui, en plus de l'injection, assure la rotation de la garniture de forage. Ainsi, on n'a pas besoin ni de la tige d'entraînement ni de la table de rotation pour faire tourner la garniture, c'est le top drive qui s'en charge. En plus, pendant le forage, au lieu de faire les ajouts simple par simple, on peut les faire longueur par longueur. Plusieurs autres options existent dans cet équipement : les bras de l'élévateur sont articulés hydrauliquement pour faciliter le travail de l'accrocheur et il possède une clé automatique et même une coulisse intégrées. Des rails placés tout le long du mât le guident dans ses déplacements.



Figure II.14: Tête d'injection et Le top drive.

#### II.5.4. Fonction de pompage :

La boue est fabriquée dans des bassins de grande capacité. Elle est ensuite aspirée par des pompes et refoulée dans les tiges creuses. Elle descend le long de la garniture de forage, sort par les orifices de l'outil, remonte dans l'espace annulaire entre la garniture de forage et le puits jusqu'en surface. [6]

**a-Pompe à boue :**

Les pompes à boue doivent assurer un débit compatible avec le rendement optimal du trépan utilisé.

L'importance de la circulation de boue est telle dans le forage rotary qu'une installation de forage de quelque importance possède généralement deux pompes de même puissance, ce qui permet de réparer ou d'entretenir l'une d'elles pendant que l'autre est en service et d'avoir ainsi une sécurité à peu près totale quant au maintien de la circulation.

Une pompe à boue est généralement entraînée par un moteur électrique ou à combustion interne au quel elle est reliée par une transmission.

- La partie mécanique :
  - Le bâti,
  - Couple d'engrenage,
  - L'embellage comprend : l'excentrique, les bielles, les crosses.
- La partie hydraulique :
  - Corps de pompe,
  - Chemise,
  - Pistons et tiges de pistons,
  - Clapets,
  - Amortisseur de pulsation,
  - Soupape de décharge.
- Caractéristiques des pompes à boue :
  - La puissance mécanique,
  - La vitesse,
  - La course,





Figure II.15:Pompe à boue

### **b-Pompe centrifuge:**

Les pompes centrifuges de forage sont spécialement conçues pour la tenue aux éléments des truseurs contenus dans les boues de forage et elles ont un faible encombrement et sont légères ce qui constitue un élément appréciable pour le forage. [5]

Par rapport aux pompes à pistons, les pompes centrifuges sont caractérisées par un débit très important et une hauteur manométrique de refoulement relativement faible, elle possède:

- Un arbre en acier moulé.
- Un arbre et ses paliers.
- Une roue et une volute.
- Un joint (presse-étoupe) à la sortie de l'arbre de l'enceinte hydraulique.

### **c-Matériel auxiliaire de la fonction pompage:**

- Les conduites.
- Les vannes.
- Le flexible d'injection.
- Les tamis vibrants, dégazeur, Agitateurs.

## **II.6. La boue de forage :**

L'établissement d'un programme de boue constitue une opération primordiale pour la réussite d'un forage. Il s'agit en effet de choisir les caractéristiques de la boue, afin qu'on puisse atteindre l'objectif dans les meilleures conditions.

### II.6.1- Définition

Boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments,...).

### II.6.2 Fonctions principales des boues de forage

- Nettoyage du puits.
- Maintien des déblais en suspension.
- Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde.
- Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits.
- Dépôt d'un cake imperméable.
- Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile.
- Augmentation de la vitesse d'avancement.
- Entraînement de l'outil.
- Diminution du poids apparent du matériel de sondage.
- Apport de renseignements sur le sondage.

### II.6.3 Ses principales caractéristiques sont :

- **la masse volumique** : (appelée densité sur chantier), sert à alourdir la boue pour augmenter la pression hydrostatique dans le puits, et éviter ainsi l'intrusion d'un fluide ou le fluage des argiles,
- **la viscosité** : c'est la caractéristique qui permet à la boue de déplacer les déblais,
- **le filtrat** : c'est l'eau qui pénètre dans la formation pour permettre le dépôt d'une couche de solides, appelée cake, qui "cimente" les parois du puits.

### II.6.4 Les principaux types de boue sont :

- la boue à base d'eau : le fluide dans lequel sont ajoutés les autres produits est de l'eau,
- la boue à base d'huile : le fluide dans lequel sont ajoutés les autres produits est du gasoil ou du pétrole.

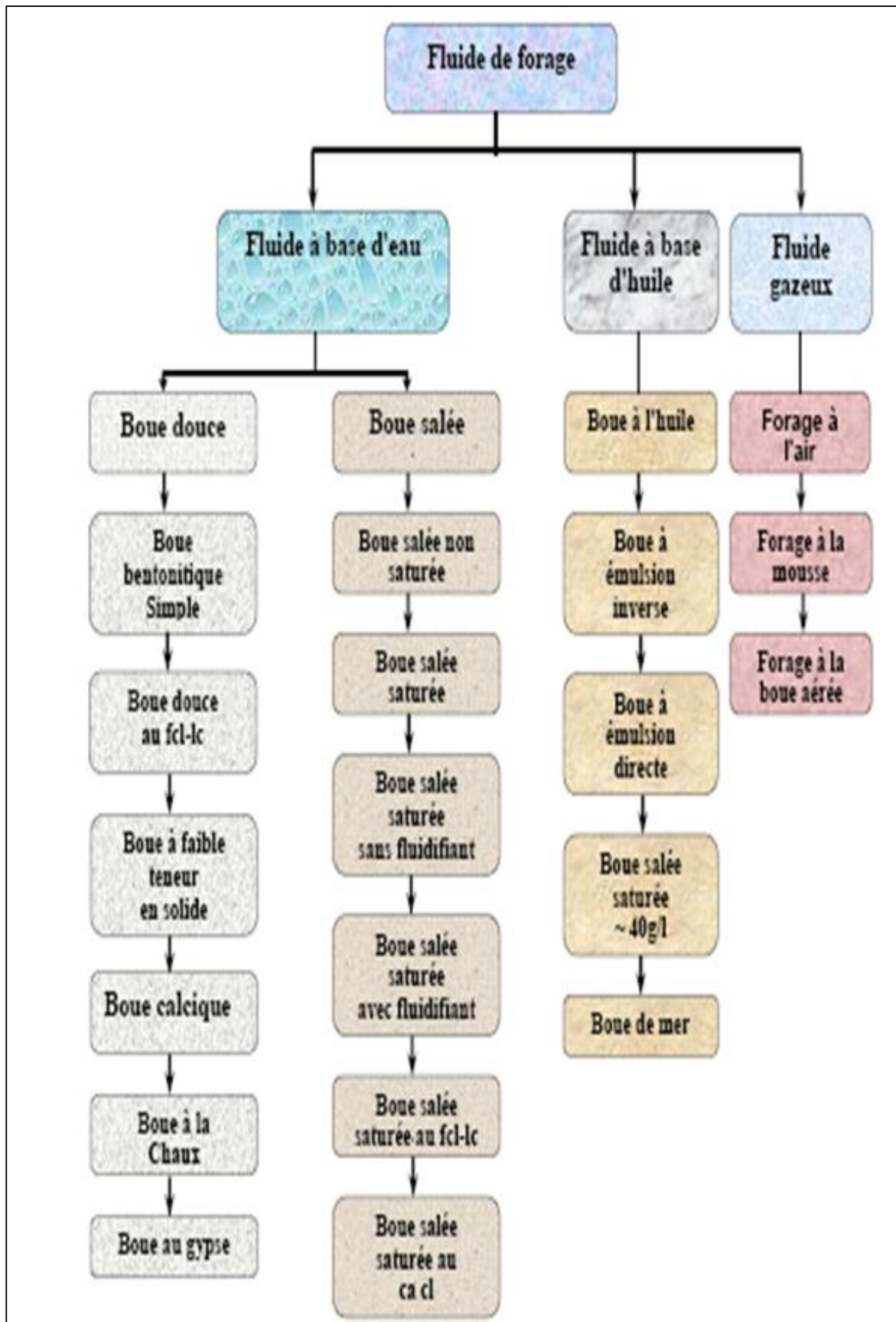


Figure II.16:classification des fluides de forage

## II.7. Tubage et cimentation

Les opérations de tubage et de la cimentation sont deux opérations complémentaires, dont le but principal est de relier la couche productrice de l'huile ou du gaz par la surface; en assurant la production en toute sécurité. [5]

### II.7.1 Tubage

#### II.7.1.1 Rôle des tubages

Une fois foré, le puits est couvert par des tubes appelés « tubages » pour empêcher les parois de s'effondrer et pouvoir continuer le forage sans problèmes.

Le choix des tubages, aussi bien en ce qui concerne leur diamètre que leur résistance, est conditionné par plusieurs facteurs, dont les principaux sont :

- la profondeur prévue,
- les pressions attendues,
- le type d'effluent attendu : huile ou gaz,
- les risques de corrosion.

#### II.7.1.2 Les différentes colonnes de tubage sont

- Tube guide
- Colonne de surface
- Colonne(s) technique(s) (intermédiaire)
- La colonne de production

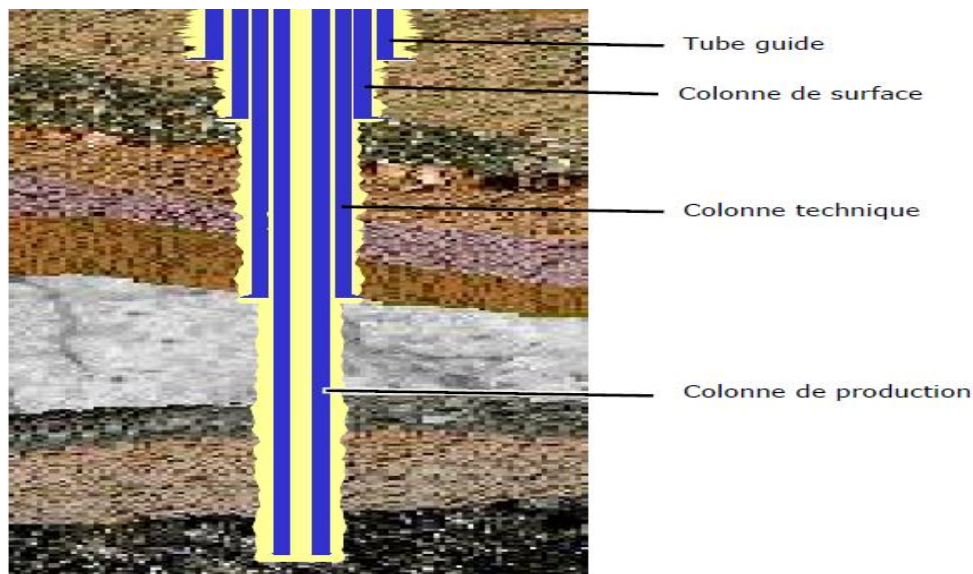


Figure II.17:Colonnes de tubage.

### **II.7.2. La cimentation**

Cimenter une colonne de tubage consiste à mettre en place un laitier de ciment dans tout ou partie de l'espace annulaire entre le tubage et le trou foré.

Le ciment, en faisant prise, assurera la liaison entre la colonne de tubage et le terrain. [5]

#### **II.7.2.1 Objectifs de la cimentation**

- ancrer la colonne au sol
- prévenir le dévissage des tubes pendant le forage
- canaliser en surface les fluides exploités
- éviter la pollution des nappes phréatiques
- réaliser la séparation entre les différentes couches productrices pouvant contenir des fluides différents à des pressions différentes
- fermer les couches à haute pression pour éliminer les risques d'éruption
- protéger les colonnes contre les agents chimiques et la corrosion électrochimique.

#### **II.7.2.2 Caractéristiques du ciment**

Pour mener à bien la cimentation d'un puits, le foreur dispose de plusieurs classes de ciment. Le choix de la classe du ciment, tiendra compte essentiellement des facteurs suivants:

- la profondeur, la pression au fond du puits,
- la température au fond du puits,
- et aussi l'éventualité d'un contact laitier eau de formation corrosive (en particulier les eaux sulfatées).

#### **II.7.2.3 Equipements de la colonne cimentation simple :**

Outre les tubes, une colonne de tubage est munie de certains accessoires destinés soit à faciliter sa descente, soit à augmenter les chances de réussite de la cimentation.

Ce sont :

- les sabots
- les anneaux de retenue pour les bouchons
- les bouchons
- les centreurs de tubage
- les racleurs de parois



Figure II.18:Unité de cimentation.

### II.7.3 Les étapes de cimentation:

Le tubage est muni, à son bout, d'un sabot qui le guide durant sa descente dans le puits, et, une vingtaine de mètres plus haut, d'un anneau qui retient les bouchons de cimentation. Une fois le tubage au fond, on place, à sa tête, la tête de cimentation, contenant les deux bouchons, et on la connecte aux conduites arrivant de la pompe de forage et de l'unité de cimentation. Pour cimenter, on commence par libérer le bouchon inférieur, puis fabriquer et pomper simultanément le ciment. Ce dernier descend dans le tubage derrière le bouchon inférieur, jusqu'à ce que ce dernier pose sur l'anneau. En continuant le pompage, le bouchon étant retenu par l'anneau, ne pouvant pas se déplacer, éclate sous l'effet de la pression et laisse le ciment passer. Une fois le volume total de ciment pompé, on libère dessus le bouchon supérieur et on continue à déplacer le ciment par la boue. Le ciment arrive au bout du tubage, sort par le sabot et remonte dans l'espace annulaire. On arrête le pompage de la boue lorsque le bouchon supérieur repose sur celui inférieur, déjà bloqué sur l'anneau, ce qui est indiqué par une augmentation brusque de la pression, appelé à-coup de pression. [5]

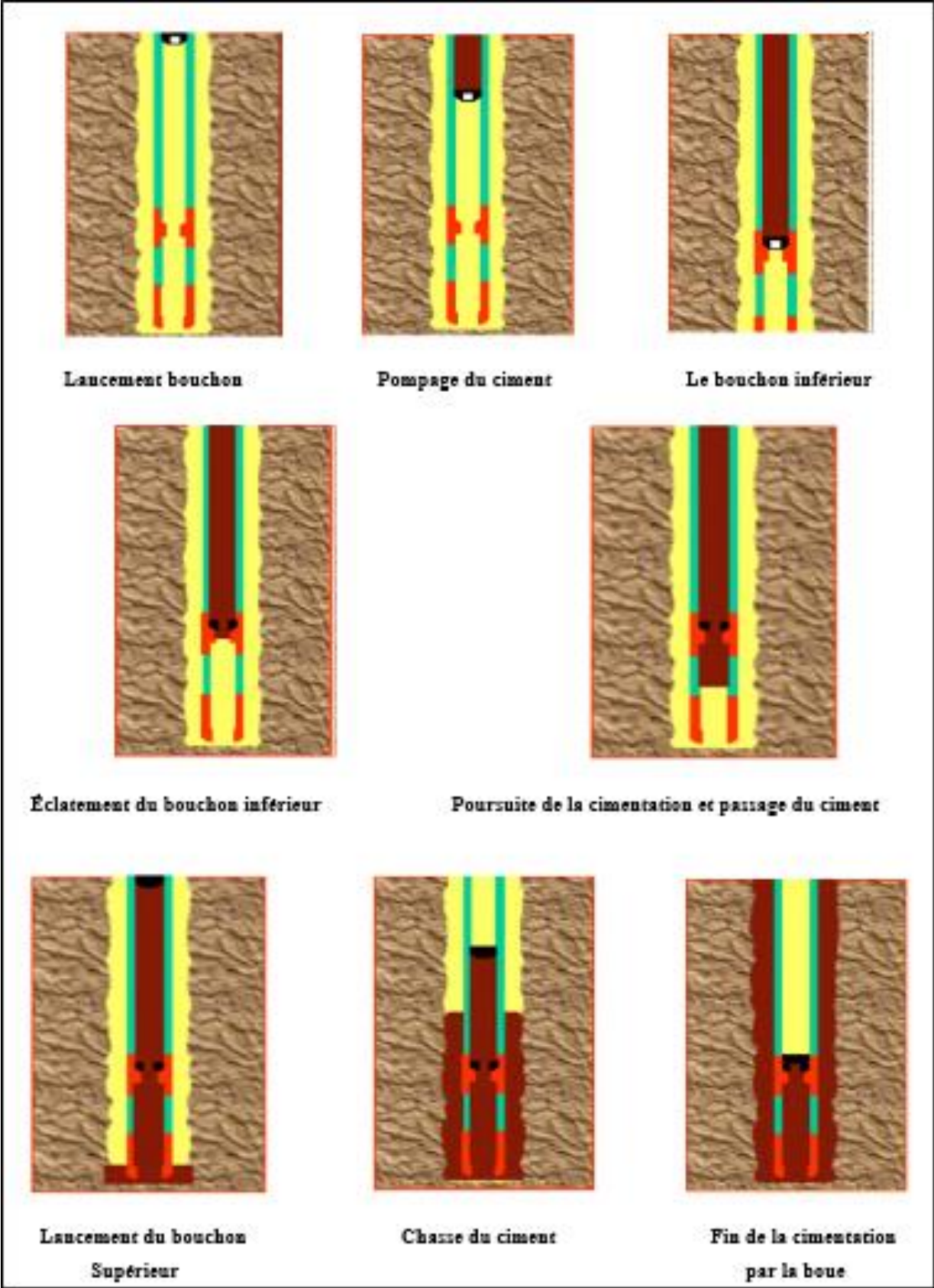


Figure II.19:Etapes de cimentation.

## **II.8. Conclusion**

Le choix d'un appareil de forage adapté aux besoins de capacité et de puissance requis par le programme de forage constitue un préalable à toute opération de forage.

Un appareil trop lourd entraîne un surcoût en consommations et en frais de location journaliers, tandis qu'un appareil sous – dimensionné conduit à accroître les risques et à limiter les possibilités.



### III.1. Introduction

En général, les fluides au repos exercent une pression dite hydrostatique sur le fond et les parois de la conduite dans laquelle se trouvent ces fluides,

Le mot hydrostatique est dérivé de Hydro qui signifie fluide et de Statique qui veut dire à l'arrêt ou immobile (pas de mouvement), la pression hydrostatique est définie comme étant la pression exercée par le poids d'une colonne verticale de fluide par unité de surface.

La forme générale de la formule de la pression hydrostatique  $P_h$  est :

$$P_h = \text{Densité Fluide} \times \text{Profondeur Verticale}$$

Si on veut exprimer la pression hydrostatique en bars, la densité en kg/l et la profondeur verticale en mètre; le facteur de conversion est 1/10,2.

Pendant le pompage la pression de refoulement ( $P_R$ ) est la somme de toutes les pertes de charge dans le circuit de circulation plus l'effet du tube en U. [7]

$$P_R = P_{CS} + P_{CDP} + P_{CDC} + P_O + P_{ca} + P_{duse} + \text{Tube en U}$$

Où

$P_R$  : Pression de refoulement des pompes.

$P_{CS}$  : Pertes de charge dans les conduites de surface.

$P_{CDP}$  : pertes de charges à l'intérieur de la garniture.

$P_{CDC}$  : Pertes de charge à l'intérieur des drill collars.

$P_O$  : Pertes de charges à travers les duses de l'outil.

$P_{ca}$  : Pertes de charge dans l'espace annulaire.

$P_{duse}$  : pertes de charge à travers la duse de contrôle.

**Tube en U** : effet du tube en U s'exprime par la différence entre la somme des pressions hydrostatiques dans l'espace annulaire et la somme des pressions hydrostatiques à l'intérieur de la garniture.

### III.2. Pression hydrostatique

La pression hydrostatique est définie comme étant le poids d'une colonne verticale de fluide par unité de surface. [11]

La pression hydrostatique dépend uniquement de la hauteur verticale de la colonne de fluide et de sa masse volumique. La section et la géométrie de la colonne n'ont pas d'effet sur la pression. S'exprime par la formule suivante:

$$P_h = \frac{Z \times d}{10.2}$$

$P_h$ : Pression hydrostatique (bars).

$d$ : Densité du fluide (kg/L).

$Z$  : Hauteur verticale du fluide (m).

Ou bien

$$P_h = \rho \times g \times Z$$

$P_h$ : Pression hydrostatique (Pascal).

$\rho$ : Masse volumique (kg/m<sup>3</sup>).

$g$  : Accélération de la pesanteur (m/s<sup>2</sup>).

$Z$  : Hauteur verticale de la colonne de fluide (m).

On définit le gradient de pression d'hydrostatique  $G_p$  comme étant la variation de la pression hydrostatique par unité de profondeur verticale.

On écrit donc:

$$G_p = d \times 1/10.2$$

$G_p$  : Gradient de pression (bars/m).

$d$  : Densité du fluide (kg/L).

### III.3. Pression de refoulement (perte de charge)

Les pertes de charge dans une conduite représentent la résistance totale du fluide à l'écoulement, cette résistance est due essentiellement aux forces de frottement internes et externes au fluide. [11]

La répartition des pertes de charge dans le circuit de forage est comme suite:

- L'installation de surface ( $P_{sc}$ ).
- L'intérieur des tiges de forage ( $P_{CDP}$ ).
- L'intérieur des masses tiges ( $P_{CDC}$ ).
- A travers les duses de l'outil ( $P_{CO}$ ).
- Dans l'espace annulaire ( $P_{Ca}$ ).

La pression de refoulement des pompes ( $P_r$ ) est la somme de toutes les pertes de charge dans le circuit de circulation.

$$P_r = P_{sc} + P_{CDP} + P_{CDC} + P_{CO} + P_{Ca}$$

La perte de charge s'exprime par la formule approchée suivante:

$$P_c = \frac{K \times d \times L \times Q^2}{\phi^5}$$

K : Constante.

L : Longueur de la conduite.

d : Densité du fluide.

Q : Débit d'écoulement.

$\phi$  : Diamètre de la conduite.

- ✓ Variation des pertes de charge avec la densité

$$P_{c_2} = P_{c_1} \times \frac{d_2}{d_1}$$

$P_{c_2}$  : Pertes de charge avec la densité  $d_2$ .

$P_{c_1}$  : Pertes de charge avec la densité  $d_1$ .

$d_1$  : Densité initiale de la boue.

$d_2$  : Nouvelle densité de la boue.

- ✓ Variation des pertes de charge avec le débit

$$P_{c_2} = P_{c_1} \times \left( \frac{Q_2}{Q_1} \right)^2 = P_{c_1} \times \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^2$$

$Q_2$  : Nouveau débit de circulation qui correspond à la nouvelle vitesse ( $N_2$ ) de la pompe.

$Q_1$  : Débit initial de circulation correspondant à l'ancienne vitesse ( $N_1$ ) de la pompe.

- ✓ Variation des pertes de charge avec la longueur de la conduite

$$P_{c_2} = P_{c_1} \times \frac{L_2}{L_1}$$

$L_2$  : Nouvelle longueur de la conduite.

$L_1$  : Longueur initiale de la conduite.

- ✓ Variation des pertes de charge avec le diamètre de la conduite

$$P_{c_2} = P_{c_1} \times \left( \frac{\Phi_1}{\Phi_2} \right)^5$$

$\phi_1$  : Diamètre initiale de la conduite.

$\phi_2$  : Nouveau diamètre de la conduite.

### III.4. Pression dynamique de fond

La pression exercée sur le fond de puits peut être calculé par l'intérieur de la garniture ou par l'espace annulaire. [11]

$$P_{Fod} = P_r + P_{h \text{ int}} - P_{c \text{ int}}$$

$P_r$  : Pression de refoulement (bar).

$P_{h\text{ int}}$  : Pression hydrostatique à l'intérieur de la garniture (bar).

$P_{c\text{ int}}$  : Perte de charge à l'intérieur de la garniture (bar).

Ou bien :

$$P_{\text{Fod}} = P_{h\text{ ea}} + P_{c\text{ ea}}$$

$P_{h\text{ ea}}$  : Pression hydrostatique dans l'espace annulaire (bar).

$P_{c\text{ ea}}$  : Perte de charge dans l'espace annulaire (bar).

### III.5. Pression géostatique

La pression géostatique à une profondeur donnée est la pression exercée par le poids des sédiments sus-jacents. Comme il ne s'agit pas d'une pression de fluide on préfère souvent, pour faire la distinction fluide /matrice, utiliser le terme contrainte géostatique. Elle peut être exprimée par la formule suivante: [9]

$$S = \frac{d_s \times Z}{10.2}$$

$S$  : Contrainte géostatique (bars).

$d_s$  : Densité apparente des sédiments sus-jacents (kg/L).

$Z$  : Hauteur verticale des sédiments (m).

La pression géostatique est la contrainte verticale principale,

La densité des sédiments dépend de:

- La porosité,
- La densité des fluides dans les pores,
- La nature chimique des solides (grains et matrice).

La porosité diminue avec la profondeur (compaction)  $\Rightarrow$  Le gradient géostatique augmente avec la profondeur

### III.6. Pressions de formation

C'est la Pression de fluide à l'intérieur des pores, appelée aussi Pression de pore, pression de gisement ou de réservoir. [9]

Les fluides dans les pores peuvent être:

- ✓ Eau,
- ✓ Hydrocarbures,
- ✓ Gaz (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, etc. ...)

#### a-Pression normale :

La pression normale de pores à une profondeur donnée correspond à la pression hydrostatique du fluide au point situé à la côte verticale Z. Ce qui implique une connexion pore à pore jusqu'à l'atmosphère indépendamment du cheminement du fluide.

Le tableau suivant illustre des exemples de la magnitude du gradient normal de formation pour quelques zones. Toutes fois en l'absence des données précises, la valeur de 1.07 kg/L est utilisée comme la densité de formation à pression normale.

Tableau III.1:Gradient normal pour quelques zones

Eau de la formation	Densité Kg/l	Gradient de pression bar/m	régions
Eau douce	1.00	0.098	Montagnes rocheuses et mid continent USA
Eau salée	1.02	0.100	Majorité des bassins sédimentaires à travers le monde
Eau salée	1.04	1.102	Mer di Nord et sud de la Chine
Eau salée	1.07	0.105	Golf du Mexique, USA
Eau salée	1.10	0.108	Quelques régions dans le Golf du Mexique

**b-Pression anormale :**

En l'absence d'une barrière de perméabilité, l'augmentation du poids géostatique due à la sédimentation représente la force essentielle de l'expulsion des fluides.

Si au cours du processus de sédimentation l'expulsion est freinée par une barrière de perméabilité ou une vitesse de sédimentation supérieure à la vitesse d'expulsion du fluide, la pression de pores devient anormale. [9]

L'existence de pressions anormales nécessite la présence simultanée:

- D'une barrière de perméabilité pour piéger la pression.
- D'un phénomène créateur de pression.

L'existence de barrières de perméabilité est liée à des processus géologiques (sédimentation, diagenèse et tectonique).

Les phénomènes créateurs de pression sont nombreux et variés, ils interviennent souvent simultanément. Les principaux sont :

- ✓ L'effet de la pression géostatique au cours de la subsidence (formations sous-compactées),
- ✓ L'expansion thermique de l'eau,
- ✓ La tectonique,

**III.7. Pression de fracturation et test d'injectivité****III.7.1. Pression de fracturation**

La pression de fracturation est la pression à laquelle il y aura rupture de la matrice de la roche, cette fracturation est accompagnée par une perte de boue.

Dans le cas d'un forage, la formation sous le sabot représente en général le point le plus fragile du découvert. En général, les formations moins profondes ont des pressions de fracturations relativement fiables par rapport à celles des grandes profondeurs, ceci est dû à l'augmentation du poids géostatique et la compaction des sédiments sous-jacents.

La densité du fluide de forage doit être adaptée aux formations à forer. Elle doit être suffisante pour maintenir les fluides de formation et les parois du trou en place. Cependant, elle ne doit pas être trop élevée pour ne pas entraîner des risques d'endommagement de formations, de fracturation et de pertes de circulation. [10]

Il est nécessaire de connaître la pression de pore et de fracturation des formations traversées pour établir le programme de cuvelage (nombre de cuvelages, position des sabots, etc.) et de boue.

La relation suivante doit être vérifiée à tout moment dans n'importe quelle phase pour assurer la tendance normale de forage

$$P_{\text{pores}} < P_h < P_{\text{frac}}$$

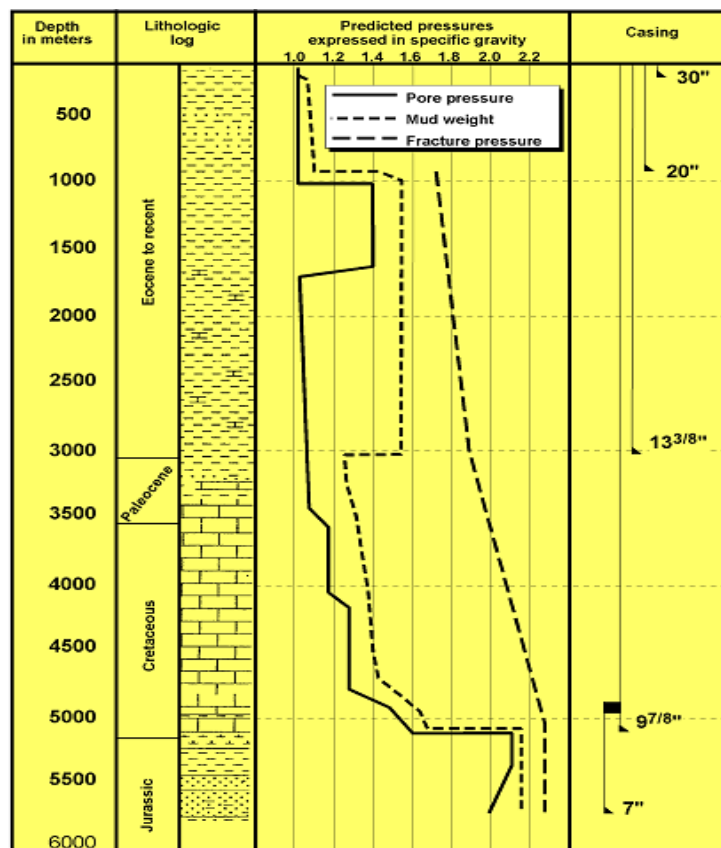


Figure III.1: Graphe de la relation entre Ppore, Ph et Pfrac

### III.7.2. Test d'injectivité (leak-off test)

#### a. Définition

Un leak-off test est un essai de pression qui détermine la valeur réelle de la pression exercée sur la formation jusqu'à initier l'injection du fluide de forage dans la formation. En contrôle de venue, la pression d'injectivité est essentielle pour la détermination de la pression maximale admissible en surface ( $P_{adm}$ ) afin d'éviter la fracturation de la formation la plus fragile dans le découvert. [10]



**b. Procédure du test d'injectivité**

L'utilisation d'une pompe de faible débit et des manomètres de pression précis sont nécessaires pour l'obtention des valeurs exactes de la pression du leak-off test (LOT). Les étapes à suivre sont:

- S'assurer de l'étanchéité de la colonne de tubage.
- Forer 1 à 3 m sous le sabot.
- Circuler et conditionner la boue.
- Remonter l'outil au sabot et connecter la ligne de pompage.
- Tester la ligne de pompage.
- Fermer l'obturateur.
- Commencer le pompage par l'intérieur des tiges ou par l'espace annulaire avec débit de 40 à 80 l/min (0.25 à 0.50 bbl/min) et ploter sur un graphe préalablement préparé les pressions qui correspondent à chaque unité de volume pompé.
- Arrêter la pompe une fois la déflexion est confirmée. La pression au point de déflexion représente la pression du leak-off test (LOT).
- Purger la boue et mesurer le volume retour.

Le résultat du leak-off test dans une formation consolidée est différent que celui d'une formation non consolidée car la perte de boue à faible pression est probable dans cette dernière et la pression chute une fois la pompe est arrêtée.

La pression de fracturation est donnée par la formule suivante:

$$P_{\text{frac}} = P_{\text{LOT}} + \frac{Z_s \times d}{10.2}$$

$P_{\text{frac}}$  : Pression de fracturation au sabot (bars).

$P_{\text{lot}}$  : Pression en surface du LOT (bars).

$Z_s$  : Côte verticale du sabot (m).

$d$  : Densité de boue au dessus du sabot (kg/L).

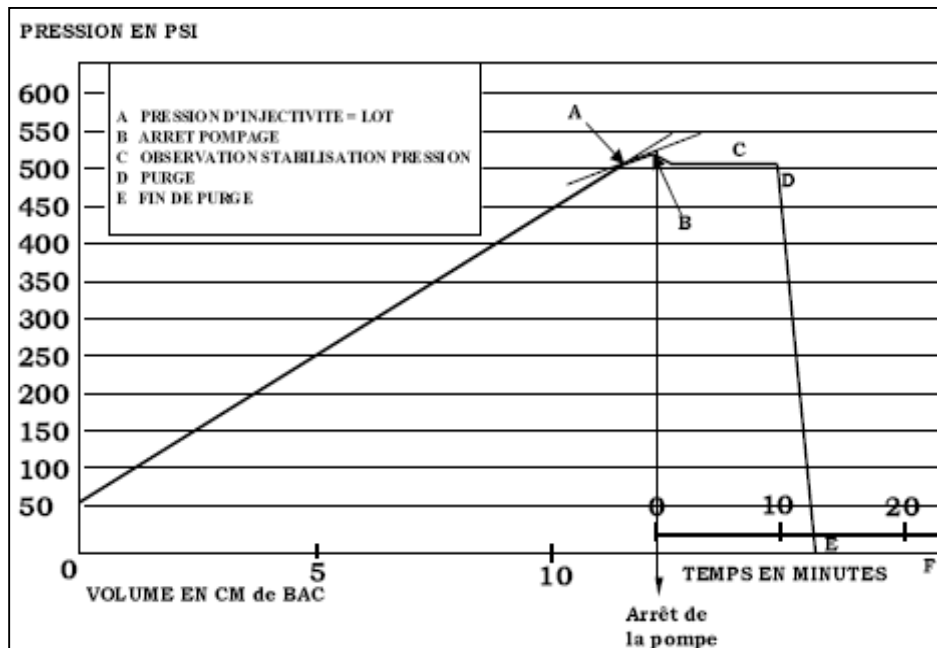


Figure III.2: Graphique de Diagramme d'enregistrement de test d'injectivité

### III.7.2 Pression maximale admissible ( $P_{adm}$ )

La pression maximale admissible est la pression limite à ne pas dépasser en tête d'annulaire pour éviter la fracturation de la formation la plus fragile. [10]

$$P_{adm} = P_{frac} - \frac{Z_S \times d}{10.2} = \frac{(d_{frac} - d) \times Z_S}{10.2}$$

**NB:**

La pression admissible doit être recalculée à chaque changement de densité de boue.

La pression maximale admissible ne doit en aucun cas être atteinte lorsque l'effluent est au-dessous du point fragile (sabot), elle devient insignifiante lorsque l'effluent est au-dessus du point fragile.

On définit la pression maximale  $P_{max}$  comme étant la pression limite en tête de l'annulaire, cette limite dépend de la pression de service des équipements de surface et de la pression d'éclatement du tubage.

**III.8.conclusion**

L'utilisation d'un fluide de forage de densité suffisante qui peut fournir une pression au fond du puits égale ou légèrement supérieure à la pression de la formation, sans pour autant dépasser la pression de fracturation. Sa perte ne serait-ce que temporaire permettra au fluide de la formation d'entrer dans le puits.

## IV.1 Introduction

La prévention des venues est un processus qui doit d'abord commencer par l'étude et la compréhension des causes qui sont l'origine de ces venues.

Les causes de venues les plus fréquentes sont:

- Défaut de remplissage du puits pendant les manœuvres de garniture.
- Pistonnage vers le haut et vers le bas pendant les manœuvres.
- Perte de circulation.
- Densité du fluide de forage insuffisante.
- Formation à pression anormalement élevée.
- Contamination de la boue par le gaz.

## IV.2 Les causes des venues

### IV.2.1 Défaut de remplissage pendant la manœuvre

La baisse du niveau de boue dans l'annulaire engendrerait une réduction de la pression de fond qui peut provoquer une intrusion de fluide de formation si le puits n'a pas été rempli avec un volume de boue équivalant au volume d'acier extrait. [8]

Les équations suivantes nous permettent de calculer la réduction de la pression de fond due à cette baisse de niveau lorsque les tiges sont remontées vides ou pleines

- **Tiges vides**

$$\Delta P = H \times \frac{G_b \times V_{atige}}{V_{itubage} - V_{atige}}$$

- **Tiges pleines**

$$\Delta P = H \times \frac{G_b \times (V_{atige} + V_{itige})}{V_{itubage} - (V_{atige} + V_{itige})}$$

$\Delta P$  : Réduction de la pression de fond (bars).

$H$  : Longueur de tiges remontée(m).

$G_b$  : Gradient de boue (bar/m).

$V_{a\ tige}$  : Volume acier des tiges (L/m).

$V_{i\ tige}$  : Volume intérieur des tiges (L/m).

$V_{i\ tubage}$  : Volume intérieur du tubage (L/m).

#### IV.2.2. Pistonnage vers le haut et vers le bas

##### a. Pistonnage vers le haut (swabbing)

Le pistonnage vers le haut est un phénomène qui se manifeste lors de remonté de la garniture entraînant une dépression au fond de puits

##### b. Pistonnage vers le bas (surging)

Le pistonnage vers le bas est un phénomène qui se manifeste lors de la descente de la garniture entraînant une surpression au fond du puits.

Si cette surpression est importante, la pression de fracturation de la formation la plus fragile peut être atteinte, par conséquent provoquer une perte totale de la boue qui pourra entraîner une baisse suffisante du niveau de boue dans le puits et par fois favoriser l'envahissement du puits par le fluide de la formation.

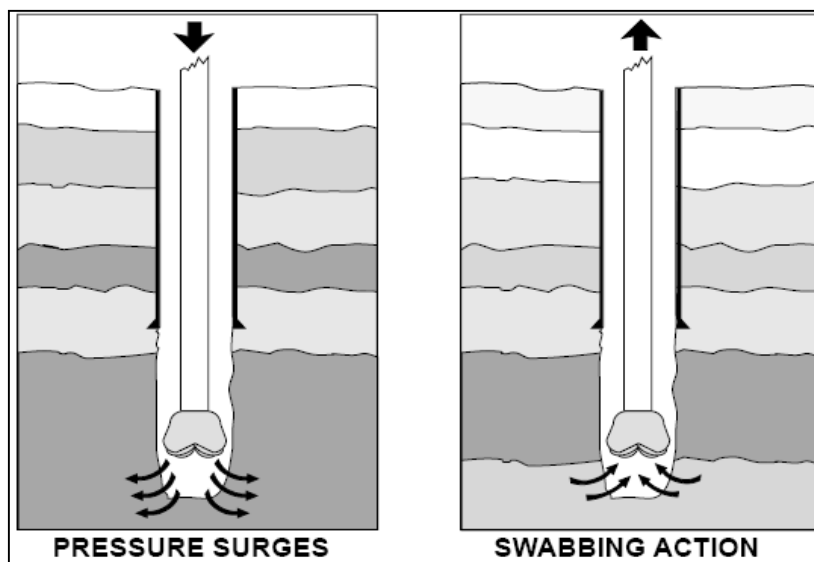


Figure VI.1:Présentation du Pistonnage

**IV.2.3. Perte de circulation**

Lors d'une perte partielle ou totale de circulation, la pression hydrostatique diminue et si elle devient inférieure à la pression de pores, il y aura une intrusion du fluide de la formation dans le puits.

La hauteur maximale de vide tolérée pour ne pas avoir une venue est donnée par la formule suivante:

$$H = \frac{\Delta P \times 10.2}{d_i}$$

H : La hauteur maximale de vide (m).

$\Delta P$  : La différence entre la pression de fond et la pression de pores (bars).

$d_i$  : La densité initiale de la boue (Kg/l).

**IV.2.4. Densité de boue insuffisante**

La densité de la boue est un facteur primordial pour le contrôle primaire du puits. Si cette densité devient inférieure à la densité d'équilibre d'une formation poreuse et perméable il y'aura une venue. L'insuffisance de densité peut être due à: [8]

- Sous-estimation de la pression des pores.
- Diminution accidentelle de la densité de boue en surface.
- Contamination par le fluide de formation.

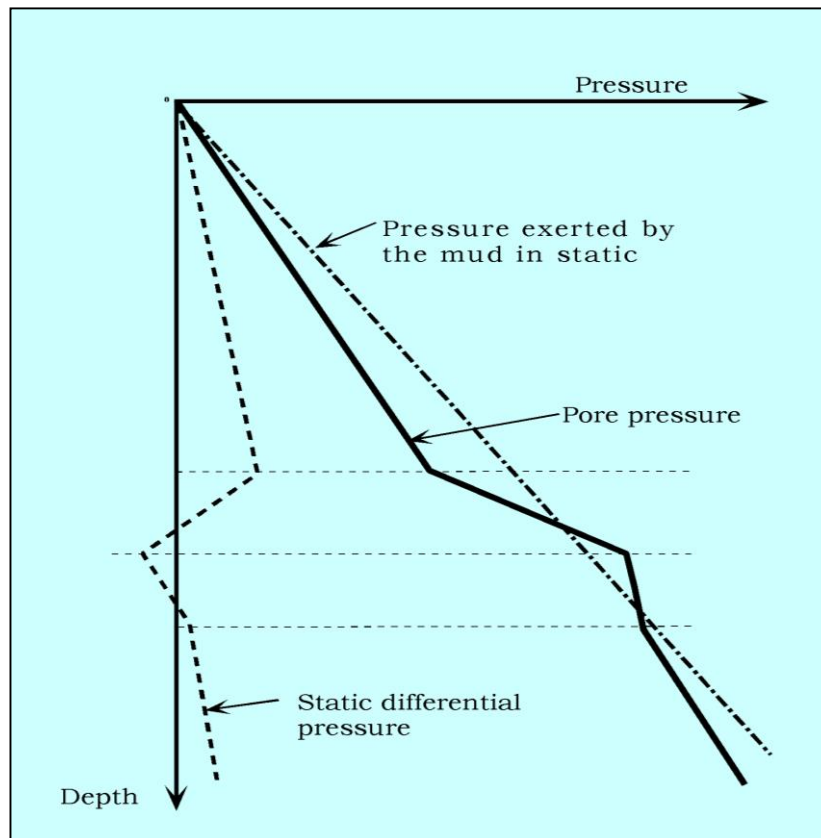


Figure IV.2: Exemple de Sous-estimation de la pression de pore

#### IV.2.5 Contamination de la boue par le gaz

Lors du forage des formations contenant du gaz, ce dernier se mélange avec la boue entraînant une réduction de la densité effective. Cette réduction est d'autant plus significative lorsque le gaz s'approche de la surface.

La quantité de gaz contaminant la boue de forage dépend de:

- La vitesse d'avancement ROP.
- Le diamètre de l'outil de forage.
- La porosité.
- les conditions de fond (pression et température).

La réduction de pression due à la contamination de la boue par le gaz est donnée approximativement par la formule de strong :

$$\Delta P = 2.3 \times \frac{d_e - d_s}{d_s} \log P_H$$

$\Delta P$ : Réduction de la pression sur le fond (bars).

$P_H$ : Pression hydrostatique de la boue initiale (bars).

$d_e$ : Densité d'entrée de la boue (kg/L).

$d_s$ : Densité de sortie de la boue (kg/L).

#### IV.2.6 Formation à pression anormalement élevée

Des formations à pressions anormalement élevées sont souvent rencontrées dans beaucoup des régions et à des profondeurs très diverses. Ces formations sont souvent une des causes des venues

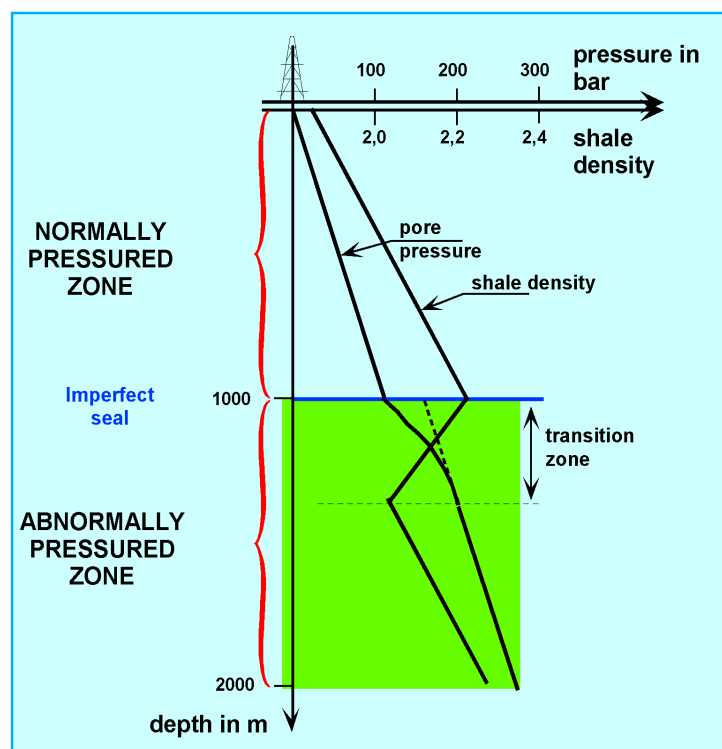


Figure IV.3: Graphe de Présentation d'une zone à pression anormalement élevée

### IV.3. SIGNE DES VENUES

Une détection rapide d'une venue suivie immédiatement par des actions appropriées qui sont les éléments clés pour la réussite de contrôle du puits.

Plusieurs signes peuvent prévenir d'un risque imminent d'une venue, ces signes peuvent être des signes avertisseurs ou positifs qui sont analysés ci-après.



### **IV. 3.1 Les signes précurseurs (avertisseur) d'une venue**

La sécurité du puits dépend essentiellement de la détection rapide des signes précurseurs d'une venue, toutefois la détection d'un seul indice de venue n'est pas un indicateur définitif d'une venue, c'est la raison pour laquelle il est très important d'observer la tendance des autres signes. On distingue:

#### **a. Augmentation de la vitesse d'avancement (Drilling Break)**

La vitesse d'avancement est généralement fonction d'un certain nombre de paramètres qui peuvent être:

- Poids sur l'outil WOB.
- Vitesse de rotation RPM.
- Nature de la formation forée (dure, tendre, etc.).
- Les paramètres hydrauliques.
- Type de l'outil.
- Pression différentielle.
- Porosité de la formation traversée.

Une augmentation de la vitesse d'avancement lors du forage d'une formation à pression anormalement élevée serait due principalement à la réduction de la pression différentielle et à l'augmentation de la porosité si tous les autres paramètres sont maintenus constants. Dans ces conditions, la réduction de la pression différentielle favorisera l'arrachement des déblais (cutting) et le nettoyage du front de taille, ce qui met en évidence l'effet sur la vitesse d'avancement.

IL est donc nécessaire de contrôler immédiatement la stabilité du puits dès la constatation d'une augmentation rapide de la vitesse d'avancement (drilling break).

**b. Augmentation du torque et des frottements**

L'augmentation du torque et des frottements par rapport à leur tendance normale pendant le forage pourrait indiquer la pénétration d'une zone de transition à pression anormalement élevée.

Cette augmentation peut être considérée comme indication de l'instabilité des parois de puits due à la réduction de la pression différentielle ce qui entraîne le fluage des argiles et l'accumulation des déblais autour du BHA.

**c. Diminution de la densité des argiles**

La tendance normale de la densité des argiles croît avec la profondeur sous l'effet de la compaction. La pénétration dans une zone à pression anormalement élevée est accompagnée généralement d'une augmentation de la porosité ce qui entraîne une réduction de la densité des argiles. La mesure de l'écart entre la densité des argiles et la tendance de variation normale sur la courbe (densité normale / profondeur) est utilisée comme moyen de détection de zone à pression anormalement élevée.

**d. Taille, forme et volume des déblais (cutting)**

Les déblais de grande taille peuvent être produits dans les zones de transition et à pression anormalement élevée suite à une pression différentielle négative. A cause de cette pression la roche peuvent être déstructurée elle même sans effet d'outil. L'analyse continue en surface au niveau de la cabine d'enregistrement de la taille, (la forme, longueur et angle aigus) et le volume des déblais permet la détection de l'entrée d'une zone de transition.

**e. Changement de la propriété de la boue**

L'intrusion d'un fluide plus léger dans le puits provoque une diminution de la densité de la boue, cette diminution est généralement accompagnée par une variation de la viscosité en fonction du type de boue et la nature de l'effluent. Par exemple, l'intrusion de l'eau de formation dans une boue à base d'huile entraînera une augmentation de la viscosité, par contre l'effet est inverse pour une boue salée saturée à faible PH.

Le changement de la concentration des chlorures dans la boue est un indicateur de l'entrée de l'effluent dans le puits, Exemple de l'intrusion des eaux de chlorure calcium de horizon B

Un rôle important du boueur est d'établir la tendance normale de la propriété de la boue et surveiller tous les changements significatifs.

### f. Changement de la température de la boue à la sortie

La variation de gradient normal de température est caractérisée par une diminution à l'approche de la zone de transition suivie par une augmentation plus rapide que la normale à l'entrée dans cette dernière.

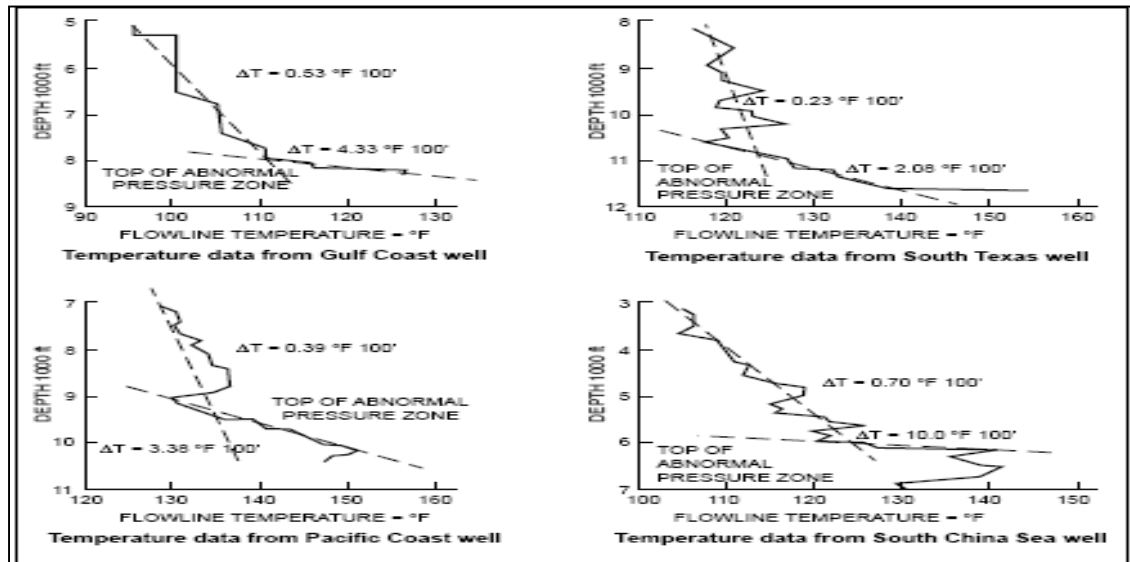


Figure IV.4: Variation de gradient de la température

### g. Diminution du d-exposant

La méthode de d-exposant a été introduite pour normaliser la vitesse d'avancement dont le but est d'éliminer l'effet de variation des paramètres de forage. Le d-exposant doit être corrigé en fonction de la densité de la boue. Définir une ligne de base (normal trend line) c'est-à-dire la tendance D où on peut détecter les zones à pression anormalement élevée :

$$d = \frac{1.26 - \log(\text{ROP}/\text{RPM})}{1.38 - \log(\text{WOB}/D)}$$

### h. Indice de gaz dans la boue

Une boue gazée doit être également considérée comme un indice d'une venue possible et il est essentiel de déterminer les conditions de fond qui provoquent le gazage.

En remontant dans l'annulaire, le gaz se détend lentement jusqu'au moment où il approche de la surface. Il se détend alors rapidement et provoque une réduction de densité de la boue. Cette réduction peut être très importante que signifie qu'une éruption va se produire.

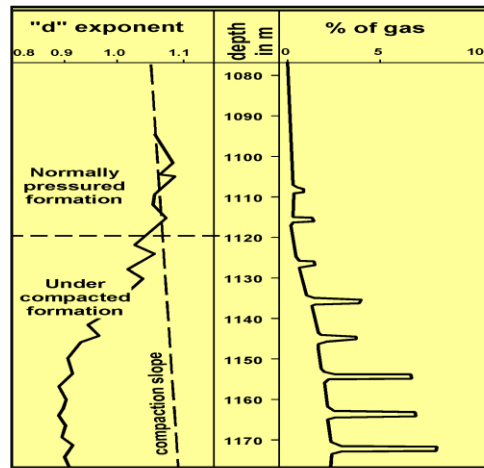


Figure IV.5: pourcentage de gaz dans une formation sous compactée

### IV.3.2 Les signes positifs d'une venue

Un signe positif d'une venue signifie une intrusion sûre d'un certain volume d'effluent dans le trou ce qui nécessite la fermeture immédiate du puits. Les signes positifs peuvent se manifester en cours de forage ou pendant les manœuvres:

#### a. En cours de forage

Les signes positifs d'une venue en cours de forage sont:

- L'augmentation du niveau des bacs.
- Le débit à la goulotte, pompes à l'arrêt.
- L'augmentation du débit à la goulotte.

Le débitmètre différentiel (Mud Flow Indicator) et le totaliseur des volumes (Mud Volume Totalizer) sont indispensables pour la détection rapide d'une venue.

#### b. En cours des manœuvres

Les signes positifs lors d'une manœuvre sont:

- La différence entre le volume de boue rempli et le volume d'acier extrait à la remontée  $V_{\text{rempli}} < V_{\text{extrait}}$
- La différence entre le volume de boue récupéré et le volume d'acier introduit à la descente  $V_{\text{récupéré}} > V_{\text{introduit}}$ .

**IV.4.Conclusion :**

Dans certains situations, les signes positifs peuvent être masqués par:

- L'ajustement de la densité de la boue en cours de forage.
- Transfert de la boue en surface durant le forage.
- Perte partielle.
- Fuites dans les équipements de surface.
- L'utilisation d'équipements d'épuration mécaniques.
- Démarrage et l'arrêt des pompes de forage.
- Mal taré des alarmes.

## V.1 Introduction

Le contrôle de venue est la mise en œuvre d'une série d'opération permettant l'évacuation de l'effluent et la mise en place d'une boue de densité égale à la densité d'équilibre de la formation.

## V.2 Procédures de fermeture

### V.2.1 Procédure de fermeture SOFT

#### V.2.1.1 Alignement du circuit de contrôle [8]

- La vanne manuelle de la choke line ouverte.
- La vanne hydraulique de la choke line fermée.
- La dusse hydraulique ouverte.
- Toutes les vannes de la ligne (en aval de la HCR) passant par la dusse hydraulique allant au dégazeur doivent être ouvertes.
- Les autres vannes du manifold de dusses fermées.

#### V.2.1.2 Procédure de fermeture SOFT en cas de venue en forage

- Arrêter la rotation et donner l'alerte.
- Dégager la tige d'entraînement avec les pompes en marche et positionner le premier Tools joint au-dessus de la table de rotation.
- Arrêter les pompes de forage et observer le retour de la boue, si positif:
- Ouvrir la vanne hydraulique de la choke line.
- Fermer un obturateur (annulaire de préférence).
- Fermer la duse hydraulique et avertir le superviseur.
- Noter le gain, relever les pressions en tête des tiges et d'annulaire et ploter leurs valeurs en fonction du temps.

#### V.2.1.3 Procédure de fermeture SOFT en cas de venue en manœuvre

- Poser la garniture sur cale.
- Installer la vanne de sécurité (safety valve) en position ouverte.
- Fermer la vanne de sécurité.
- Ouvrir la vanne hydraulique de la choke line.
- Fermer un obturateur (annulaire de préférence).
- Fermer la duse hydraulique et avertir le superviseur.
- Noter le gain, relever la pression en tête d'annulaire.

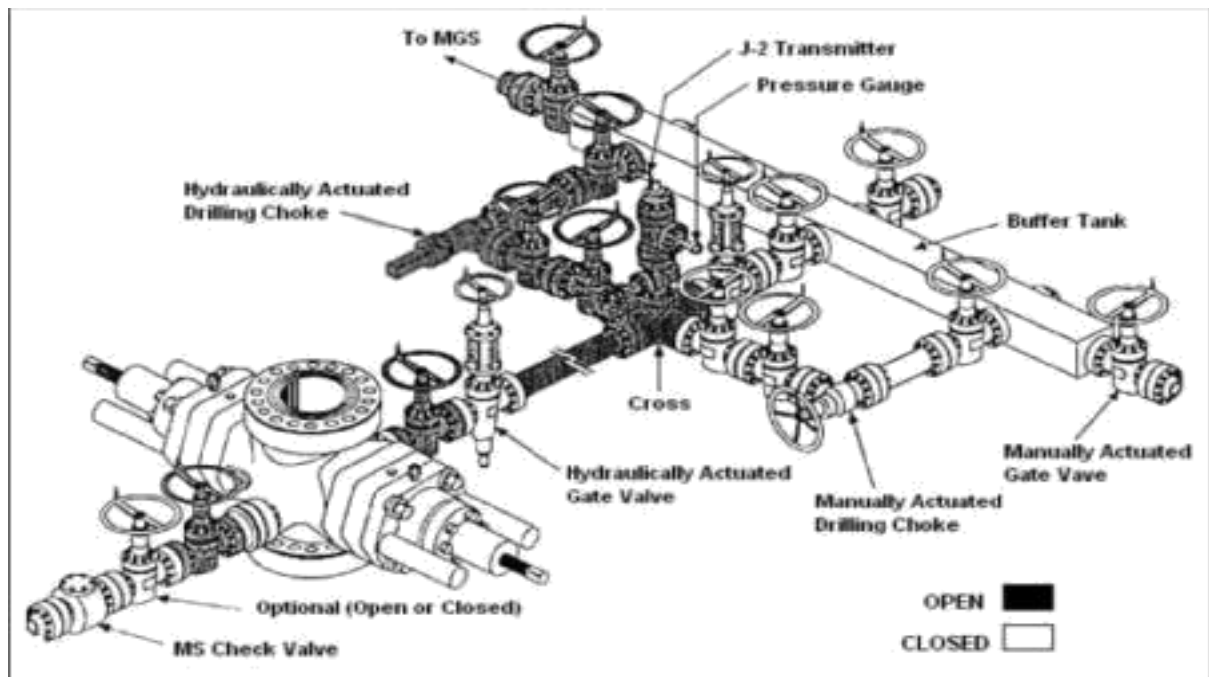


Figure V.1:Fermeture soft

## V.2.2 Procédure de fermeture HARD [8]

### V.2.2.1 Alignement du circuit de contrôle

- La vanne manuelle de la choke line ouverte.
- La vanne hydraulique de la choke line fermée.
- La duse hydraulique fermée.
- Toutes les vannes de la ligne (en aval de la HCR) passant par la duse hydraulique allant au degazeur doivent être ouvertes.
- Les autres vannes du manifold de duses fermées.

### V.2.2.2 Procédure de fermeture HARD en cas de venue en forage

- Arrêter la rotation et donner l'alerte.
- Dégager la tige d'entraînement avec les pompes en marche et positionner le premier tool joint au-dessus de la table de rotation.
- Arrêter les pompes de forage et observer le retour de la boue, si positif:
- Fermer un obturateur (de préférence la pipe RAMS).
- Ouvrir la vanne hydraulique de la choke line et avertir le superviseur.
- Noter le gain, relever les pressions en tête des tiges et d'annulaire et ploter leurs valeurs en fonction du temps.

**V.2.2.3 Procédure de fermeture HARD en cas de venue en manœuvre**

- Poser la garniture sur cale.
- Installer la vanne de sécurité (safety valve) en position ouverte.
- Fermer la vanne de sécurité.
- Fermer un obturateur (de préférence la pipe RAMS).
- Ouvrir la vanne hydraulique de la choke line et avertir le superviseur.
- Noter le gain, relever la pression en tête d'annulaire.

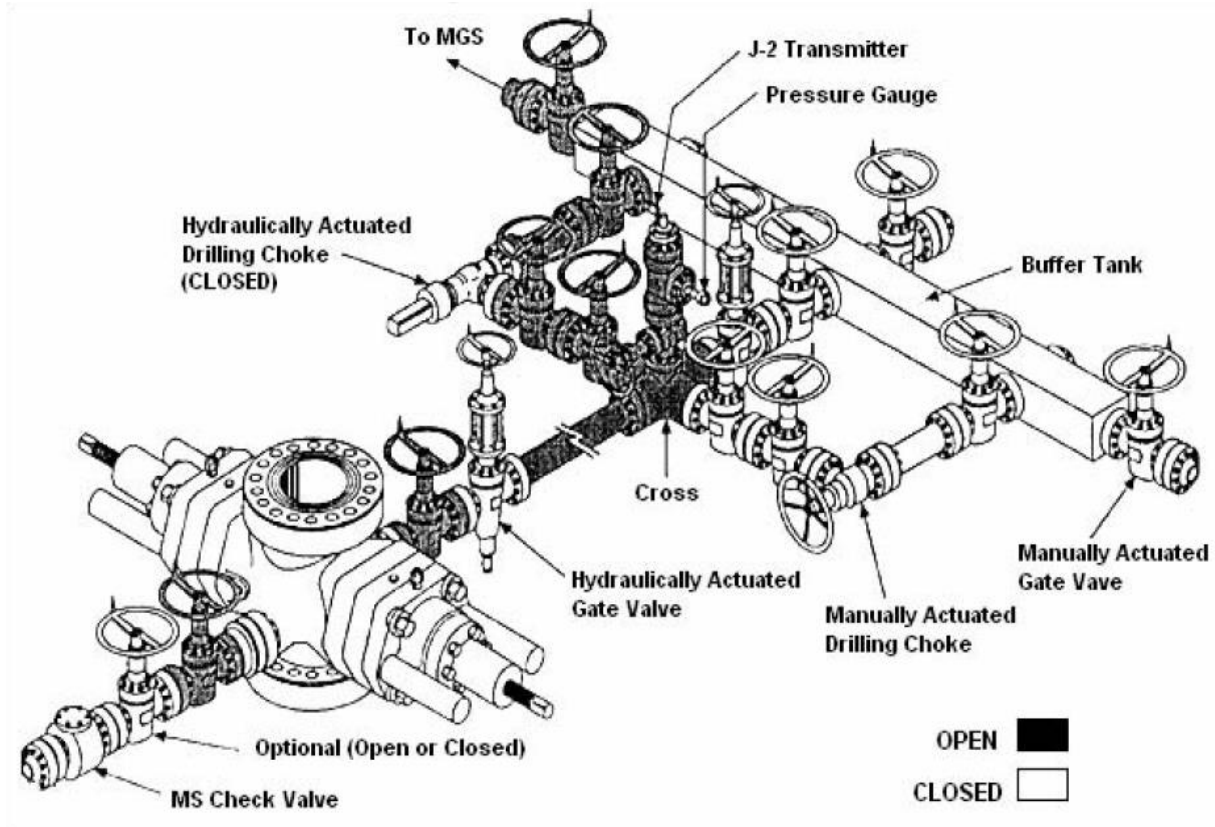


Figure V.2:Fermeture hard



### **V.2.3. Avantages et inconvénients des différentes procédures de fermeture**

#### **V. 2.3.1 Procédure SOFT**

##### **Avantages**

- Permet de contrôle et la surveillance de l'évolution des pressions en tête de l'annulaire et en tête des tiges durant la fermeture.
- Eviter les coups de bélier à la formation.

##### **Inconvénients**

- Temps de fermeture assez long engendrant un gain important.
- Risque de confusion durant son application.

#### **V.2.3.2 Procédure HARD**

##### **Avantages**

- Temps de fermeture court entraînant un gain faible.
- Procédure de fermeture moins compliquée.

##### **Inconvénients**

- Ne permet pas le contrôle de l'évolution des pressions à la fermeture.
- Risque des coups de bélier au niveau de découvert.

### **V.3. Méthodes de contrôle des venues**

#### **V.3.1. Principe de contrôle [11]**

Plusieurs méthodes de contrôle ont été développées, pour traiter les diverses situations des venues. Ces méthodes de contrôle ont le même principe de base qui consiste à maintenir une pression au fond constante égale ou légèrement supérieure à la pression de pores durant toute la durée du contrôle. Elles sont différentes les une des autres par la procédure de mise en œuvre de ce principe.

La remise de puits sous contrôle est effectuée en utilisant les méthodes de contrôle conventionnelles à s'avoir le contrôle secondaire ou tertiaire:

#### **V.3.2. Méthodes de contrôle secondaire**

Les méthodes de contrôle secondaire sont:

- Driller's Method.

- Wait and Weight method.
- Concurrent Method.

### V.3.2.1 Driller's Method (D.M) [8]

La Driller's Method c'est la méthode la plus anciennement utilisée, elle est considérée comme étant la méthode la plus simple à mettre en œuvre du fait que le contrôle peut se faire immédiatement après la fermeture du puits sans préparation spéciale.

#### a. Procédure de mise en œuvre de la Driller's Method

- 1- Fermer le puits dès la constatation d'un signe positif de venue.
  - 2- Noter le gain, profondeur actuelle et relever les pressions stabilisées en tête des tiges  $P_{t1}$  et en tête d'annulaire  $P_{a1}$
  - 3- Remplir la fiche de contrôle de venue (kill sheet)
  - 4- Première circulation
    - Ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement les pompes de forage jusqu'à atteindre le débit de contrôle (débit réduit), on ajustant la duse pour maintenir la pression en tête d'annulaire constant et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire  $P_{a1}$ . Une fois que le débit de contrôle est atteint, la pression en tête des tiges doit être égale en principe à la pression de refoulement initiale calculée  $P_{r1}$ .
    - Continuer à circuler à débit constant jusqu'à l'évacuation complète de la venue tout en ajustant la duse pour maintenir la pression de refoulement constante et égale à la pression de refoulement initiale  $P_{r1}$ .
    - Arrêter les pompes et fermer le puits.
- Après la fermeture du puits, doit être lire les mêmes pressions en tête de tiges et en tête d'annulaire.  $P_t = P_a = P_{t1}$
- 5- Deuxième circulation
    - La boue de densité requise étant prête.
    - Ouvrir légèrement la duse et démarrer la pompe progressivement jusqu'à atteindre le débit de contrôle ( $Q_r$ ), en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constants ( $P_a = C_{st}$ ) est égale à la valeur de la pression annulaire lors la fermeture en fin de la première circulation ( $P_a = P_{t1}$ ).
    - Continuer à circuler à débit constant et ajuster la duse pour avoir une pression de refoulement décroissante de la valeur  $P_{r1}$  jusqu'à la valeur  $P_{Rr}$  selon le graphe préétabli.
    - Une fois que la boue lourde arrive à l'outil, continuer à circuler à pression de refoulement constante est égale à la pression de circulation finale ( $P_{Rr}$ ) jusqu'à l'arrivée de la boue de densité requise en surface. On doit noter en principe une pression annulaire nulle  $P_a = 0$ .

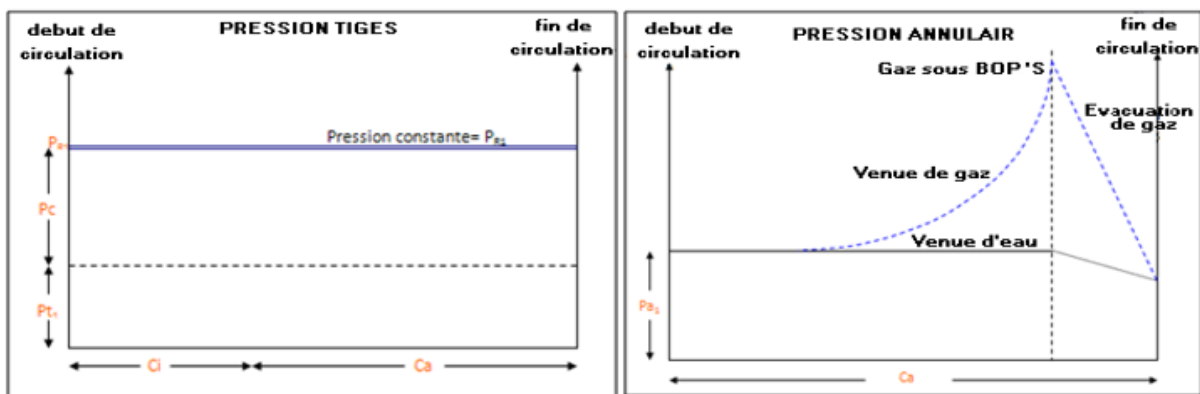
- Arrêter la circulation, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et en tête d'annulaire qui doit être nulle.
- Ouvrir le puits et continuer les opérations habituelles de forage après le conditionnement de la boue.

**Remarque**

1) Durant la circulation de la venue dans le découvert, faire attention à ce que la pression annulaire ne doit pas dépasser  $P_{adm}$  pour ne pas fracturer au sabot ou au point fragile. Mais une fois que la venue est dans le tubage, le risque de fracturation est écarté si la pression de fond est maintenue constante.

2) Après la mise en place de la boue de densité requise, cette dernière peut être alourdie à une densité supérieure fournissant une marge de sécurité (trip margin) de l'ordre de 10 à 15 bars.

Première circulation



Deuxième circulation

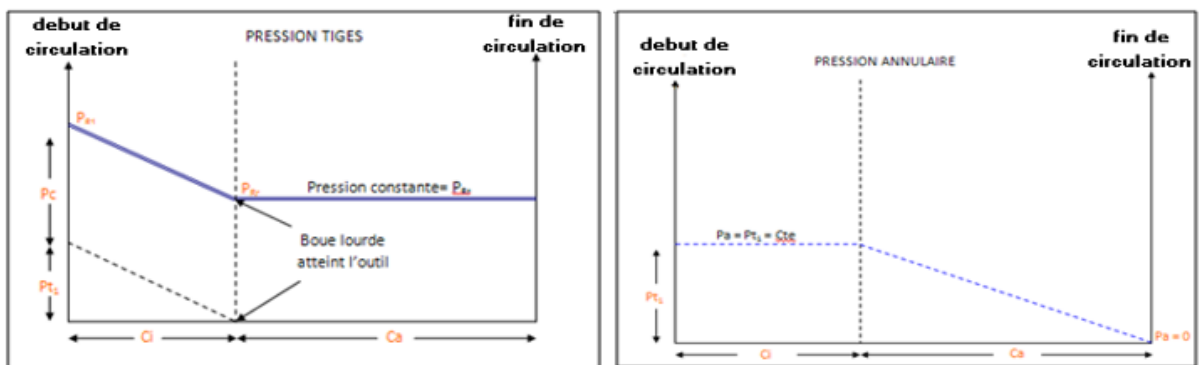


Figure V.3: Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire (DM)

### b. L'évolution de la pression annulaire

Durant l'évacuation de la venue (gaz), on constate l'augmentation de la pression  $P_a$  en fonction de la position du bouchon et que la hauteur du bouchon va augmenter suite à la détente de gaz dans la découverte

$$P_a = P_t + \frac{h_{\text{eff}} \times (d_1 - d_{\text{eff}})}{10.2}$$

$H_{\text{eff}}$  : Hauteur d'effluent

$d_{\text{eff}}$  : Densité d'effluent

### c. 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 BOP.

La pression augmente pour compenser l'expansion du gaz. On note un accroissement considérable de cette pression à l'approche de la surface et le maximum est atteint lorsque l'effluent parvient sous les obturateurs.

Si l'écart entre la densité de boue initiale et la densité de l'effluent est très important, la différence entre les pressions en tête d'annulaire et en tête des tiges devient importante, c'est le cas de gaz.

Le volume de gaz dans le puits est un facteur prépondérant qui détermine la pression annulaire maximale au cours de la circulation du bouchon de gaz.

### d. Pression maximale en tête d'annulaire lors de la circulation d'une venue de gaz avec la boue de densité initiale

La pression maximale  $P_{a,\text{max}}$  en tête de l'espace annulaire est calculée au moment où le gaz arrive sous le BOP. On considère ici la géométrie de l'espace annulaire constante

$$P_{a,\text{max}} = P_{t1}/2 + (P_{t1}^2/4 + 9.81 \times (k \times G \times d_1 \times P_G)/V_a)^{1/2}$$

$K$  : Coefficient est donnée par l'abaque K13 (FF)

$V_a$  : Volume de l'espace annulaire (l/m)

$P_G$  : Pression de gisement (KPa)

$P_{t1}$  : Pression en tête des tiges (KPa)

$G$  : Gain (l)

### e. Pression maximale au point fragile lors de la circulation d'une venue de gaz avec la boue de densité initiale

Cette pression est donnée par la formule empirique suivante:

$$P_{\text{smax}} = (P_{t1} + 9.81 \times Z_s \times d_1) / 2 + ((P_{t1} + 9.81 \times Z_s \times d_1)^2 / 4 + 9.81 \times G \times d_1 \times P_G / V_a)^{1/2}$$

Lorsque le bouchon de gaz est situé dans la colonne du tubage, le risque de fracturation a été écarté définitivement et la pression exercée au sabot est restée constante jusqu'à l'évacuation complète de l'effluent quelque soit les caractéristiques de ce dernier même si en dépasse en tête d'annulaire la  $P_{\text{adm}}$ .

### f. Avantages et inconvénients de la méthode

#### 1) Avantages

- Démarrage du contrôle juste après la constatation de signe positif de venue et la stabilisation des pressions.
- Simple d'utilisation.

#### 2) Inconvénients

- Entraîne des pressions élevées dans l'annulaire qui peuvent provoquer la fracturation au point fragile.
- Génère de fortes pressions en surface et par conséquent l'exposition des équipements à ces pressions durant une longue période.
- Temps de contrôle élevé.
- Risque d'usure de la duse de manifold à cause de la longue durée de circulation.

### V.3.2.2 Wait & Weight Method (W.W.M) [8]

La Wait & Weight Method est une autre méthode de contrôle de venue ayant le même principe que la driller's method. La procédure de cette méthode consiste à évacuer directement la venue par la boue de densité requise (**dr**) en une seule circulation.

#### a. Procédure de mise en œuvre de la Wait & Weight method

- 1) Fermer le puits dès la constatations d'un signe positif de venue.
- 2) Noter le gain et relever les pressions stabilisées en tête des tiges  $P_{t1}$  et en tête d'annulaire  $P_{a1}$ .
- 3) Remplir la fiche de contrôle.

4) Une fois la boue de densité requise est prête. Ouvrir légèrement la duse et démarrer la pompe progressivement jusqu'à atteindre le débit de contrôle ( $Q_r$ ) en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constant ( $P_a = Cst$ ) est égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire lors de la fermeture ( $P_a = P_{a1}$ ). Lorsque le débit de contrôle est atteint avec une pression annulaire maintenue constante, le manomètre de tiges doit être indiqué une pression de refoulement égale à la valeur de la pression initiale de circulation calculée ( $P_{R1}$ ).

5) Pendant le pompage de la boue de densité requise à l'intérieur de la garniture à débit constant, la pression de refoulement doit décroître selon le graphe préétabli de la valeur de la pression initiale de circulation  $P_{R1}$  à la valeur de la pression finale de circulation  $P_{Rr}$  lorsque la boue lourde atteinte l'outil.

6) Durant la remontée de la boue lourde dans l'espace annulaire, continuer à circuler à pression de refoulement constante est égale à la pression de circulation ( $P_{Rr}$ ) en ajustant la duse jusqu'à l'évacuation complète de la venue et le retour de la boue de la densité requise en surface.

7) Arrêter la circulation, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et en tête d'annulaire qui doivent être nulles.

8) Ouvrir le puits et continuer les opérations habituelles de forage après le conditionnement de la boue.

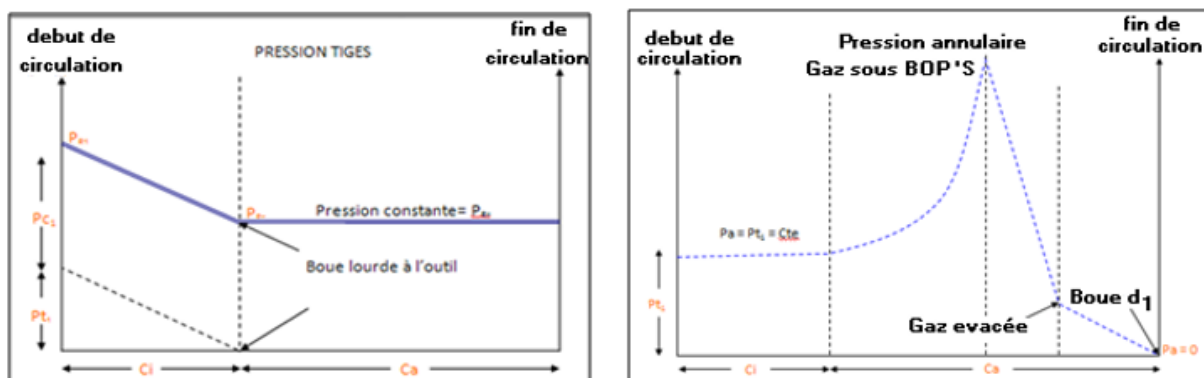


Figure V.4: Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire (WWM).

**b. Avantages et inconvénients de la méthode****1) Avantages**

- Moins de risque de fracturation surtout pour des découverts très longs.
- Moins de pression en tête d'annulaire durant le contrôle.
- Moins de risque d'usure de la duse du fait que le temps de circulation est réduit.

**2) Inconvénients**

- Temps d'attente important pour préparer la boue de densité requise, d'où le risque de coincement et le bouchage de la garniture due soit par l'effet de décantation des cutting ou par des éboulements à cause de l'insuffisance de la densité initiale pour maintenir la bonne stabilité des parois de trou et le collage due à la pression différentiel.
  - Difficultés d'homogénéisation de la boue pour des volumes importants.
  - Migration du gaz durant l'attente.
  - Difficulté de prévoir le comportement du gaz dans l'espace annulaire.
  - Présence de plusieurs fluides dans l'espace annulaire, qui empêché le suivie de l'évolution des pressions.

**V.3.3 Concurrent Method [8]**

Cette méthode est connue sous le nom slow weight-up method ou engineering method, elle est généralement utilisée dans des cas où les moyens de barytage sont limités (manque de stock, manque des bacs, etc.) .Cette méthode consiste à démarrer le contrôle de la venue après la stabilisation de la pression. l'alourdissement de la boue se fait par palier durant la circulation, elle est plus compliqué que les autres méthodes de contrôle du fait de la présence de plusieurs densité à la fois à l'intérieur de la garniture; ce qui nécessite plus d'attention pour suivre l'évolution de la pression de refoulement durant le contrôle de la venue.

**V.3.4 Méthode de contrôle tertiaire (Volumetric Méthode)**

La volumetric méthode est une méthode de contrôle conventionnelle qui consiste à faire remonter jusqu'en surface une venue de gaz sans circulation, en laissant le gaz se détendre d'une manière contrôlée.

Cette méthode est utilisée dans des situations particulières de venues où la circulation devient impossible telles que :

- Garniture de forage hors du trou.
- Garniture coincée loin du fond.

- Bouchage de la garniture de forage.
- Arrêt de la force motrice.
- Siffleur ou rupture de la garniture de forage.

### **V. 3. Différents Cas possibles lors de l'application de la Volumetric Method [11]**

#### **1<sup>er</sup> cas**

Communication de pression entre l'espace annulaire et l'intérieur des tiges avec impossibilité de circulation.

Chaque fois que la lecture de la pression en tête des tiges est possible, on utilise ce qu'on appelle la méthode de purge classique.

Cette méthode consiste à purger de la boue pour maintenir la pression en tête des tiges constante et égale à la valeur de la pression stabilisée ( $P_{t1}$ ) jusqu'à l'arrivée du gaz sous les obturateurs où il sera évacué en circulation où en utilisant lubricating technique.

En pratique, une marge de sécurité prise pour pallier aux fluctuations des pressions lors de la manipulation de la duse.

#### **2<sup>er</sup> cas**

Pas de communication de pression et impossibilité de circulation.

Lorsque la lecture de la pression en tête des tiges n'est pas possible, le contrôle de la pression de fond doit se faire avec le manomètre annulaire.

##### **a. Choix et calcul**

**1- Choix de palier de pression de travail ( $\Delta P$ )** Le palier de pression de travail ( $\Delta P$ ) est défini comme étant l'augmentation de pression annulaire autorisée avant de purger un certain volume de boue pour garder la pression de fond constante. La valeur de ce palier de pression est généralement comprise entre 5 et 10 bars.

En pratique, l'augmentation de la pression annulaire est obtenue en laissant le gaz migrer puits fermé.

**2- Choix de la marge de sécurité (S)** Une marge de sécurité de 10 à 15 bars est prise pour pallier à la variation des pressions dues au maniement de la duse.

**3- Calcul du volume de purge (V)** Le volume V est le volume de boue à purger dans trip tank donnant une pression hydrostatique dans l'espace annulaire égale au palier de pression de travail ( $\Delta P$ ) choisi.



Le calcul de ce volume est obtenu par la formule suivante :

$$V = \frac{10.2 \times \Delta P \times V_{ea}}{d_1}$$

V : Volume de boue à purger(l).

$\Delta P$  : Pallier de travail (bars).

$d_1$  : Densité de la boue.

$V_{ea}$  : Volume espace annulaire correspondant à la position du gaz (l/m).

#### 4-Calcul de la vitesse de migration du gaz ( $V_m$ )

La vitesse de migration du gaz dans l'espace annulaire est estimée à partir de l'augmentation de la pression par unité de temps. Pour connaître la position du gaz à tout moment dans l'espace annulaire, la formule suivante peut être appliquée :

$$V_m = \frac{10.2 \times \Delta P}{d_1}$$

$V_m$  : Vitesse de migration du gaz (m/h).

$\Delta P$  : Augmentation de pression (bars/h).

$d_1$  : Densité de la boue.

#### b. Procédure de mise en œuvre de la Volumetric Method

- 1) Noter la pression stabilisée en tête d'annulaire  $Pa_1$ .
- 2) Laisser la pression annulaire monter jusqu'à la valeur  $Pa_2 = Pa_1 + S + \Delta P$ .
- 3) Purger dans le trip tank à pression annulaire constante et égale à  $Pa_2$  le volume utilisant de préférence la duse manuelle.
- 4) Laisser la pression annulaire monter d'une valeur égale au pallier de travail  $\Delta P$  choisi. La pression annulaire aura une nouvelle valeur  $Pa_3 = Pa_2 + \Delta P$ .
- 5) Répéter les conséquences 3 et 4 jusqu'à l'arrivée du gaz en surface, puis évacué en utilisant la lubricating.

#### c-Comparaison d'évolutions des pressions ( $P_a$ et $P_f$ ) entre Driller's Method et Volumetric Method

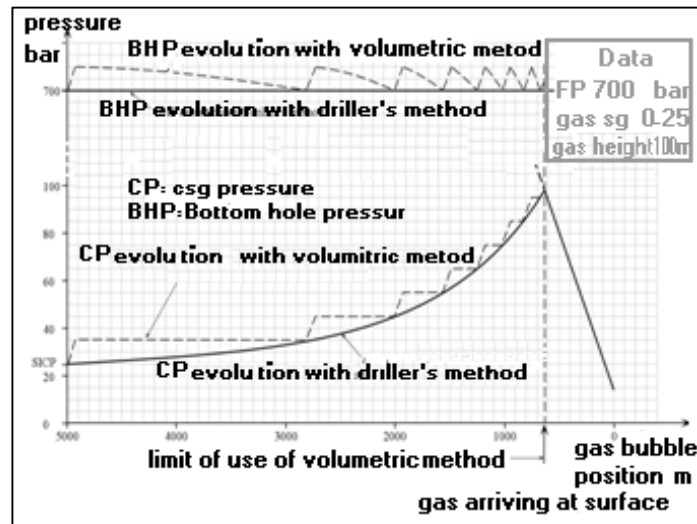


Figure V.5: Evolutions des pressions (Pa et Pf)

#### f. Migration de gaz sans expansion

L'entrée de gaz dans un puits provoque généralement des sévères problèmes. Le gaz se détend lors de sa remontée vers la surface et entraîne une grande quantité de boue lorsqu'il sort de puits. Ceci doit être retenu lors du contrôle d'une venue de gaz.

L'évolution de la pression, quand le gaz sous haute pression entre dans la boue, et que la bulle de gaz remonte en surface sans qu'on lui permette de se détendre. La pression en surface augmente au fur et à mesure que le gaz, qui est toujours à sa pression de fond, remonte. Des pressions aussi élevées risquent de faire éclater le tubage ou l'équipement de l'obturation et provoquer la perte de tout contrôle. La pression maximale, qui peut être atteinte à la tête de puits, est approximativement celle de la formation. Le principe cumulatif des pressions s'applique ici aussi, et on observe que la pression de fond augmente, lorsque la pression en surface augmente. La pression exercée par la colonne de fluide et le gaz pourrait être égal à la somme de la pression hydrostatique et de la pression de formation exercée par le gaz, ce qui pour effet d'augmenter énormément la pression de fond d'origine. Des pressions de cette amplitude ont presque certainement pour résultat de fracturer la formation et de causer une perte de circulation, probablement bien avant que la pression maximale soit atteinte en surface.

Si le gaz de la formation est mis en circulation, la détente permettra de diminuer les pressions excessives, cette détente du gaz lors de sa remontée doit entraîner un certain gain de volume de boue.

## V. 4. Outres Techniques de contrôle [11]

### V.4.1 Lubricating Technique

C'est une technique utilisée pour évacuer un volume de gaz se trouve sous les obturateurs en le remplaçant par la boue de forage.

Le principe de la technique consiste à maintenir la pression au fond constante en pompant un certain volume de boue par l'espace annulaire (kill line) et de purger un volume de gaz pour réduire la pression annulaire d'une valeur égale à la pression hydrostatique du volume pompé.

#### ➤ Procédures de mise en œuvre de la lubricating technique

- 1) Noter la pression annulaire  $P_a$ .
- 2) Choisir  $\Delta P$  un palier de pression de travail qui est généralement compris entre 5 et 10 bars.
- 3) Calculer le volume de la boue  $V$  donnant une pression hydrostatique dans l'espace annulaire égale au palier de pression de travail choisi  $\Delta P$ .

$$V = \frac{10.2 \times \Delta P \times V_{ea}}{d_1}$$

$V$  : Volume de boue à pomper (l).

$\Delta P$  : Palier de travail (bars).

$d_1$  : Densité de la boue.

$V_{ea}$  : Volume de l'espace annulaire (l/m).

- 4) Pomper par l'espace annulaire (kill line) le volume de boue  $V$  calculé.
- 5) Laisser la boue se décanter à travers le gaz.
- 6) Purger du gaz à l'aide de la duse manuelle pour réduire la pression annulaire d'une valeur égale au palier de pression de travail  $\Delta P$  choisi plus la surpression due à l'injection de la boue.
- 7) Répéter les séquences 4,5 et 6 jusqu'à l'évacuation complète de la venue.

Dans le cas d'une venue en cours de manœuvre, la pression annulaire doit être nulle à la fin de l'opération de lubricating et l'augmentation de la densité n'est pas nécessaire pour remettre le puits sous contrôle.

### V.4.2 Stripping

Dans le cas de venue en cours de manœuvre de remontée, plusieurs options peuvent être envisagées :

Si le puits ne débite pas, redescendre la garniture au fond puits ouvert tout en surveillant le retour de boue à la goulotte.

Si le puits est fermé, garniture loin du fond et les conditions du trou ne permettent pas de redescendre la garniture, la volumetric method sera utilisé pour contrôler la venue.

Si le puits est fermé après débit et les conditions du trou le permettent de redescendre l'outil au fond et évacuer la venue en circulation (1<sup>er</sup> circulations de la Driller's Method).

Sachant que le contrôle d'une venue en cours de manœuvre ne sera effectif que si l'outil au fond, tous les efforts doit être déployés pour redescendre l'outil au fond en utilisant la procédure de stripping.

En effet, le stripping est une technique qui permet en cas de venue, de redescendre la garniture de forage au fond (puits fermé), en gardant la pression de fond constante.

Pour maintenir la pression de fond constante, l'opération de stripping consiste à purger à pression annulaire constante un volume de boue égale au volume extérieur de la garniture introduite, plus un certain volume correspondant à l'augmentation de la pression annulaire due à la migration du gaz.

La réalisation pratique d'une telle opération s'avère délicate pour les raisons suivantes :

- Augmentation de la pression en tête d'annulaire dû simultanément à la migration du gaz et à la l'introduction de la garniture dans le puits.

- Difficulté de connaître la position exacte du gaz dans le puits.

- Mise en place d'équipement adapté à l'opération (trip tank et BOP's).

➤ **Procédures de mise en œuvre de l'opération de stripping**

- 1) Noter le gain (G) et relever la pression annulaire stabilisée ( $P_{a1}$ ).
- 2) Préparer la feuille de contrôle pour le stripping
- 3) Choisir un pailler de pression de travail  $\Delta P$  qui est généralement compris entre 5 et 10 bars.
- 4) Calculer le volume de boue  $V_1$  à purger correspondant à ce palier de travail.

$$V_1 = \frac{10.2 \times \Delta P}{d_1} \times V_{ea(OH/DC)}$$

$\Delta P$  : Pallier de travail (bars).

$d_1$  : Densité de la boue (kg/l).

$V_{ea}$  : Volume espace annulaire trou-tiges (l/m).

$V$  : Volume de boue à purger.

5) Choisir une marge de sécurité (S) pour pallier aux fluctuations de pressions dues à la manipulation de la duse. Sa valeur est généralement comprise entre 5 et 10 bars

6) Calculer la marge de sécurité ( $S_{DC}$ ) pour compenser la chute de pression hydrostatique due à l'introduction de la BHA dans la venue.

$$S_{ea(OH/DC)} = \frac{(d_1 - d_{eff})}{10.2} \times \left[ \frac{G}{V_{ea(OH/DC)}} - \frac{G}{V_{trou}} \right]$$

$V_{ea(OH/DC)}$  : Volume de l'espace annulaire OH/DC (L/m).

$V_{trou}$  : Volume linéaire (capacité) du trou (L/m).

$d_1$  : Densité initiale de la boue.

$d_{eff}$  : Densité de l'effluent.

$G$  : Gain mesuré en surface.

7) Aligner le manifold de duse sur le trip tank et réduire la pression de régulation de l'obturateur annulaire jusqu'à l'obtention d'une légère fuite.

8) Faire monter la pression annulaire (en stripping) à une pression  $Pa_2$  égale à la valeur  $Pa_2 = Pa_1 + S + S_{DC} + \Delta P$ .

9) Continuer l'opération de stripping en introduisant la garniture lentement à une vitesse de l'ordre de 0.3 m/s et en purgeant à une pression annulaire constante égale à  $Pa_2$ .

10) Après chaque longueur introduite, noter le volume totale purgé et calculer la différence entre ce dernier et le volume extérieur totale de la garniture introduite dès le début de la purge  $V_{ext}$  (on peut utiliser le trip tank à cette étape).

11) Pour suivre l'opération de descente en purgant à pression annulaire constante égale à  $Pa_2$  jusqu'à ce que la différence entre le volume total purgé  $V$  et le volume extérieur introduit depuis le début de la purge  $V_{ext}$  soit égale au volume calculé :

$$V_1 = V - V_{ext}$$

12) Fermer la duse manuelle et continuer à stripper en laissant la pression annulaire monter de  $\Delta P$  jusqu'à la valeur  $P_{a3}$  avec :

$$P_{a3} = P_{a2} + \Delta P.$$

13) Répéter les séquences 11 et 12 jusqu'à ce que l'outil arrive au fond et se préparer pour évacuer la venue en circulation.

➤ **Recommandations pratiques pour l'opération de stripping**

- ✓ Remplir la garniture au moins chaque cinq (5) longueurs descendues.
- ✓ La vitesse de descente doit être réduite lors du passage des tool-joints à travers l'obturateur annulaire.
- ✓ graisser les tool-joints des tiges lors de la descente.
- ✓ L'utilisation d'un trip tank gradué de faible capacité est indispensable pour un bon suivi des volumes.
- ✓ Installations d'une bouteille d'accumulateur sur la ligne de fermeture de l'obturateur annulaire pour absorber les surpressions causées lors du passage des tool-joints à travers l'obturateur.

**V.5. Conclusions :**

La détection rapide d'une venue et la fermeture immédiate du puits sont les éléments clés pour la réussite des opérations de remise sous contrôle du puits. Ces méthodes de contrôle ont le même principe de base qui consiste à maintenir une pression au fond constante et égale ou légèrement supérieure à la pression de pores durant toute la durée du contrôle. Elles diffèrent les unes des autres par la procédure de mise en œuvre de ce principe.

## VI.1. Introduction

Les BOP's (Bloc Obturateur de Puits ou Blow Out Preventer) et ses accessoires ont pour fonction principales:

- D'assurer la fermeture du puits en cas de venue de fluides de formations
- De permettre la circulation sous pression contrôlée pour reconditionner la boue et évacuer l'effluent ayant pénétré dans le puits.

## VI.2. les obturateurs

La fonction principale des obturateurs est de permettre la fermeture du puits en cas de venue et la circulation sous pression durant le contrôle. [10]

- Sa marque (les principaux fabricants étant : Cameron, Shaffer, Hydril),
- Son type : U-D –GK-GL, etc.
- Sa dimension nominale (diamètre du passage intérieur) : 11", 13 5/8
- Sa série (pression maximale de travail en psi) : 3000, 10000

Ces deux dernières caractéristiques permettent de connaître la dimension nominale des brides de raccordement (et des joints tores à utiliser) qui correspond normalement au diamètre de passage dans l'obturateur et la pression maximale de travail.

Pour chaque obturateur on précise en outre les caractéristiques suivantes:

- 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 à exercer dans la chambre hydraulique pour fermer ou ouvrir l'obturateur); par exemple, le rapport de fermeture de l'obturateur Cameron type U étant de 7 / 1, il faut exercer une pression de 1000 psi sur les pistons de commande des mâchoires pour fermer s'il règne dans le puits une pression de 7000 psi.
- Les volumes de fluide nécessaire pour la fermeture et l'ouverture de l'obturateur.
- L'encombrement (hauteur, longueur, largeur, poids), en particulier la longueur ou la largeur, suivant le type, lors de l'ouverture pour le changement des mâchoires.



### **VI.3. Différents types d'obturateurs :**

#### **VI.3.1. Les Obturateurs Annulaires**

Ils peuvent se fermer et faire étanchéité sur des équipements de section régulière de différents diamètres (tubulaire et câbles) et même sur le trou vide (mais pas vraiment recommandé). Ils permettent la manœuvre du train de tiges, obturateur fermé avec de la pression dans le puits (stripping).

Ils sont toujours placés au sommet de l'empilage. Leur pression de service est généralement immédiatement inférieure à la pression de service des BOP à mâchoires. C'est en général le BOP que l'on fermera en cas de venue avec une tubulaire dans le puits.

Le principal fabricant de BOP annulaires est Hydril. Les modèles les plus courants sont GK, GL, GX, MSP, Le modèle GS est conçu plus spécialement pour l'opération de stripping

Les BOP annulaires sont équipés d'une garniture élastique armée permettant la fermeture sur n'importe quelle tubulaire présentant une surface régulière (Kelly par exemple) ou sur un trou vide (non recommandé). Il ne sera pas possible de fermer et faire étanchéité sur tous les équipements descendus dans le puits (pas d'étanchéité possible sur des stabilisateurs par exemple).

Les BOP annulaires permettent de faire du stripping sans être obligé de se servir d'un autre BOP pour passer les Tools joints.

Ils ne possèdent pas, comme les BOP à mâchoires, de système de verrouillage en position fermée. Si la pression est relâchée dans la chambre d'ouverture, l'étanchéité ne sera pas maintenue. [8]

#### **❖ Hydril type GK**

##### **a. Description**

C'est le modèle le plus couramment utilisé. Il se compose d'un corps dans lequel peut coulisser verticalement un piston.

Une chemise portant à sa partie inférieure des ouvertures permet le passage des fluides du puits. La pression dans le puits vient s'appliquer sur la face intérieure du piston et aide à la fermeture du BOP.

Sur la partie supérieure intérieure conique du piston vient reposer la garniture élastique à armature métallique (packing unit). Cette garniture vient en butée à sa partie supérieure sur le couvercle et à sa partie inférieure sur le guide intérieur

Une chambre hydraulique d'ouverture et une chambre de fermeture permettent le déplacement vertical du piston. Des joints d'étanchéité isolent ces deux chambres entre elles et avec l'extérieur.

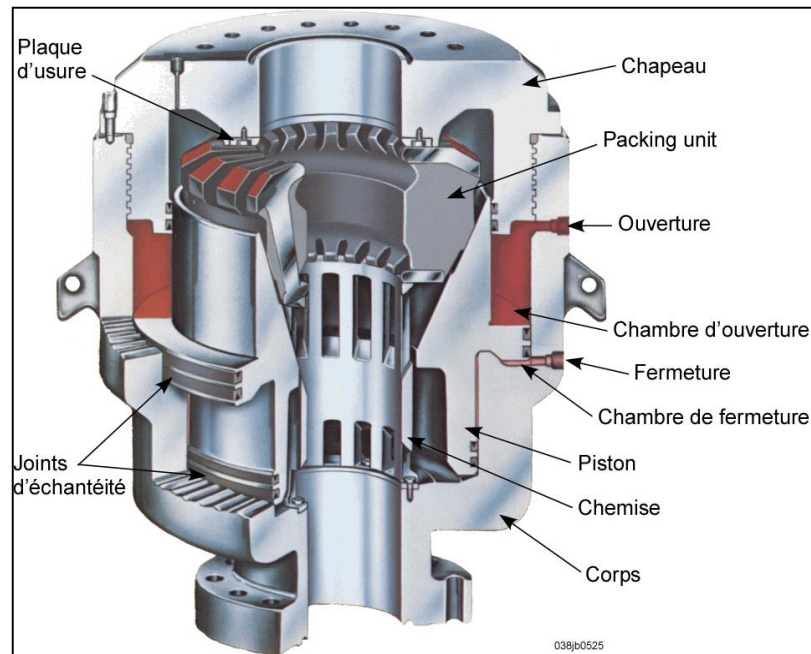


Figure VI.1:Hydril type GK avec chapeau vissé

Il existe des packing units avec différents types de caoutchouc. Le choix du caoutchouc sera fonction de la nature de la boue utilisée (boue à base d'eau ou d'huile) et de la température attendue dans le puits (le point le plus important à considérer est la nature de la boue).

➤ Le caoutchouc naturel est destiné au forage à la boue à l'eau et à des températures allant jusqu'à 225 °F (107 °C). Le packing est tout noir et NR figure dans le numéro de série.

➤ Le nitrile est destiné au forage à la boue à l'huile et à des températures allant jusqu'à 190 °F (88°C). Le packing est marqué d'une bande rouge et NBR figure dans le numéro de série.

➤ Le néoprène est destiné au forage à la boue à l'huile et à des températures allant jusqu'à 170 °F (77°C). Le packing est marqué d'une bande verte et CR figure dans le numéro de série.



Figure VI.2: Différent types de la garniture en caoutchouc

Les conditions de stockage des packing units sont importantes pour avoir une bonne conservation des propriétés élastiques du caoutchouc (stockage dans un endroit froid, sec et sombre).

Il est possible de changer le packing unit avec des tiges dans le puits. Il faut couper le packing neuf proprement avec un couteau, ce qui permet de l'ouvrir et de le faire passer autour de la tige.

#### **b. Fonctionnement**

L'envoi du fluide de manœuvre sous pression dans la chambre de fermeture pousse le piston vers le haut, comprimant la garniture élastique (packing unit) qui, bloquée en haut et en bas, ne peut que se refermer vers l'intérieur de l'obturateur

L'élasticité de la garniture lui permet de faire étanchéité sur n'importe quel tubulaire (à condition qu'il ait une forme régulière) ou sur câble ou même sans équipement dans le puits (utilisation en fermeture totale : Complete Shut Off), mais cela n'est pas recommandé par le fabricant.

Pour obtenir une fermeture et une étanchéité correcte, il peut être nécessaire d'actionner plusieurs fois la fermeture du BOP (le packing unit pouvant parfois se mettre en travers).

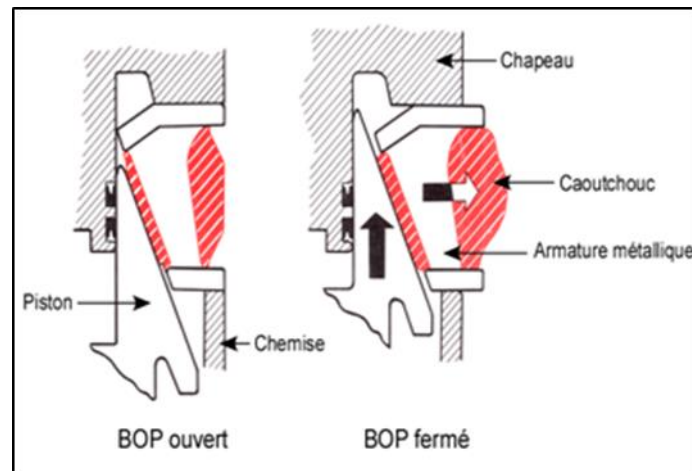


Figure VI.3: Schéma montrant la déformation du packing unit lors de la fermeture du BOP. L'envoi du fluide de manœuvre sous pression dans la chambre d'ouverture repousse le piston vers le bas, décompressant la garniture élastique qui reprend sa forme initiale.

### c. Pressions de fonctionnement

➤ En cas de venue, le fluide du puits, sous pression aide à la fermeture, en passant par les orifices situés à la base du guide intérieur.

➤ Sur les systèmes de commande des BOP, un régulateur de pression permet de régler la pression de fermeture, ce qui permet d'éviter une usure trop rapide de la garniture en caoutchouc.

Pour faire du stripping, il est recommandé d'avoir une bouteille préchargée en azote sur la ligne de fermeture pour amortir les variations de pression au passage des Tools joints (figure). Il faut ajuster la pression hydraulique de fermeture pour être à la limite de la fuite (ce qui permet une lubrification entre la tige et le packing unit) et régler la pression d'azote dans la bouteille (environ la moitié de la pression appliquée dans la chambre de fermeture) pour avoir une variation de pression de l'ordre 100 psi au maximum lors du passage des tool joints pour que l'opération se passe correctement.

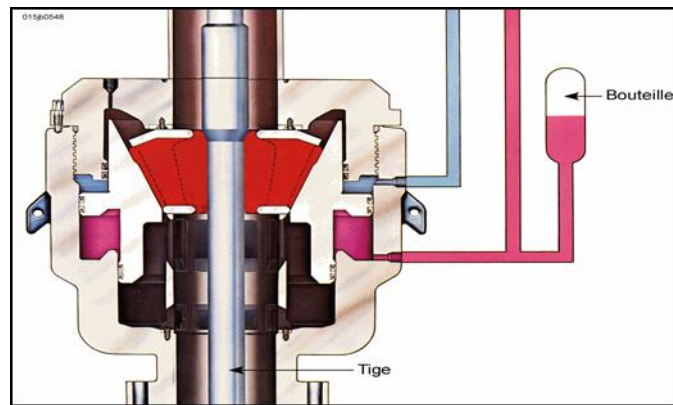


Figure VI.4: Stripping avec un BOP annulaire (BOP en position fermée)

➤ Pour les tests périodiques, il est préférable de fermer sur tiges, aux pressions recommandées plutôt que de fermer sur le drill collars, (il faut surtout éviter de fermer sans tubulaire dans le puits) Hydril recommande, lors de la mise en service d'une garniture neuve, un essai de fermeture totale à 1500 psi maximum.

➤ Le graphe de la figure permet de déterminer la pression hydraulique minimum à appliquer dans la ligne de fermeture pour faire étanchéité sur un diamètre de tubulaire donné en fonction de la pression dans le puits. CSO signifie Complete Shut Off : le BOP est utilisé en fermeture totale.

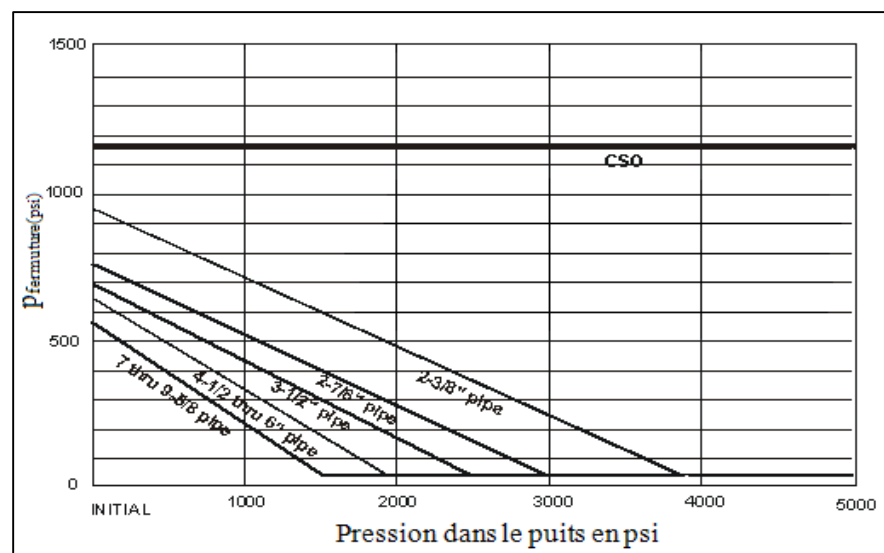


Figure VI.5: La pression à appliquer pour fermer l'annulaire

### VI.3.2. Les obturateurs à mâchoires

Ils peuvent être équipés de différents types de mâchoires : [10]

- ❖ Fermeture sur une dimension donnée : "pipe rams".

- ❖ Fermeture totale "blind rams".
- ❖ Fermeture totale et cisailant "blind shear rams".
- ❖ Fermeture sur une gamme de diamètres donnés "variable rams".
- ❖ Fermeture sur deux tubes : "dual rams" pour les complétions doubles.

Le nombre d'obturateurs à mâchoires de l'empilage dépend de la pression attendue dans les formations à forer. La position des différents types de mâchoires varie suivant les opérateurs. Chaque empilage présente des avantages et des inconvénients.

Nous passerons en revue plus particulièrement le Cameron type U qui est un modèle couramment utilisé dans l'industrie.

### ❖ Le Cameron type U

#### a. Description

Il est constitué d'un corps forgé comprenant :

- Un alésage central vertical pour le passage des équipements de forage,
- Un alésage horizontal dans lequel se déplace un jeu de deux mâchoires.
- Souvent 2 sorties latérales pour connecter directement les kill et choke lines (ce qui évite d'utiliser une croix de circulation (mud cross ou drilling spool), ces sorties sont situées sous les rams.

De chaque côté du corps il y a :

- Une bride intermédiaire,
- Un "bonnet"

Chaque bride est fixée au "bonnet" par des vis à tête noyée et chaque ensemble "bride + bonnet" est fixé au corps par quatre goujons. L'étanchéité entre bride et corps est assurée par un joint type "O-ring".

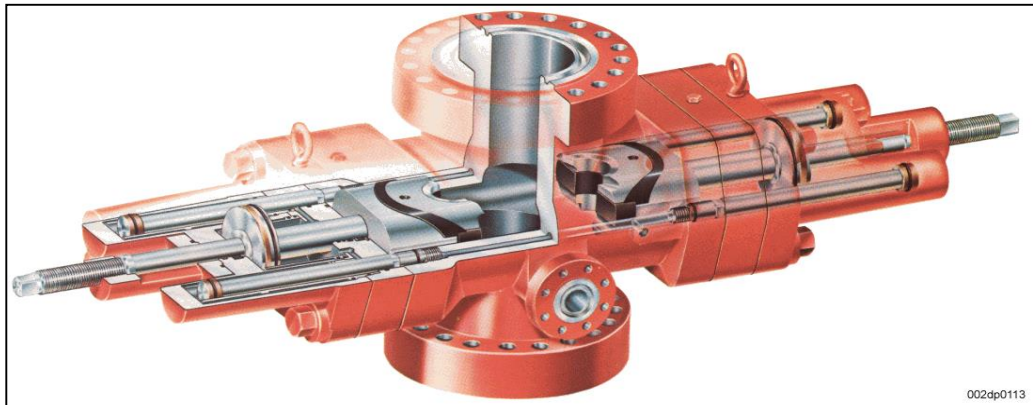


Figure VI.6: Cameron type U équipé de pipes rams

Chaque mâchoire est "agrafée" sur une tige de piston comportant au centre le piston de manœuvre. Ce type de montage permet un certain mouvement des mâchoires nécessaire lors de la fermeture pour avoir un alignement correct entre les mâchoires et le tubulaire. Deux pistons solidaires du corps, servant à la manœuvre des bonnets présentent les caractéristiques suivantes :

- L'un sur le circuit d'ouverture du BOP a un alésage central, il permet d'écarter les bonnets du corps et d'accéder aux mâchoires.
- L'autre sur le circuit de fermeture des BOP est percé latéralement. Le circuit débouche derrière le piston et permet de refermer les bonnets.
- La bride intermédiaire entre corps et bonnet dans laquelle coulisse la tige de piston est munie d'un joint à lèvres (lip seal) du côté puits et d'un "O" Ring côté chambre de manœuvre du piston.

Entre ces deux joints se trouvent une mise à l'atmosphère (vent line ou weep line) (ce qui permet la détection d'une fuite éventuelle) ainsi qu'un système supplémentaire d'étanchéité par injection de graisse plastique. Cette possibilité d'injection est un système d'étanchéité de secours à n'employer que si le BOP ne peut pas être démonté et réparé, c'est le cas en cours de contrôle de venue.

Deux vis de verrouillage (locking screw) permettent le blocage des mâchoires en position fermée.

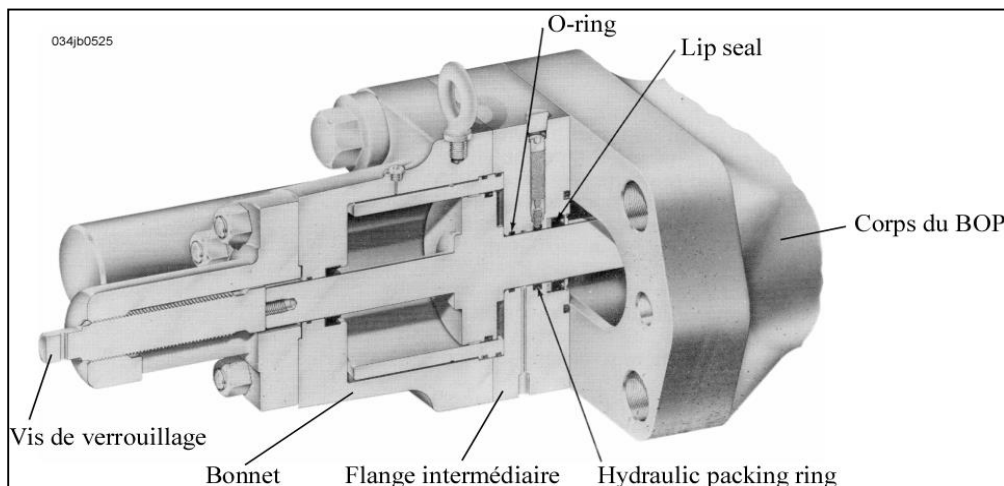


Figure VI.7: Verrouillage manuel du Cameron type U (BOP en position verrouillée)

### b. Les mâchoires du Cameron Type U

Les mâchoires sont constituées de trois pièces :

- Un bloc métallique,
- Une garniture supérieure d'étanchéité en caoutchouc (top seal),
- Une garniture frontale (front packer) : soit pour fermeture totale, soit pour fermeture sur tige ou casing.
- La pression appliquée sous la mâchoire vient plaquer le top seal contre la cavité de la mâchoire et assure l'étanchéité. Certains types de mâchoires sont renforcées ou ont subi un traitement de surface spécifique permettant de pendre la garniture dans le puits, cette possibilité est indiquée par un numéro de série spécifique.

Les deux garnitures (top seal et packer) s'agrafent l'une à l'autre par deux tenons. Pour enlever la garniture frontale, il faut d'abord enlever le top seal.

Le caoutchouc de la garniture frontale est maintenu entre deux plaques métalliques. Ces plaques servent de guidage, elles permettent de maintenir le contact entre le caoutchouc et la tubulaire sur lequel on ferme et évitent l'extrusion du caoutchouc.

Les "blind shear rams" permettent, en cas d'urgence, de couper les tiges tout en assurant l'étanchéité en fin de course.



La pression à appliquer pour couper est 3000 psi. Le diamètre maximum des tiges de forage que l'on peut couper est fonction du BOP et des rams utilisées. Sur certains modèles de blind shear rams, les flanges intermédiaires sont plus épaisses et le diamètre des pistons principaux plus important, ce qui assure une force plus grande pour couper. [4]

Les "variable rams" permettent la fermeture sur une gamme de diamètres (en général de l'ordre de 3").

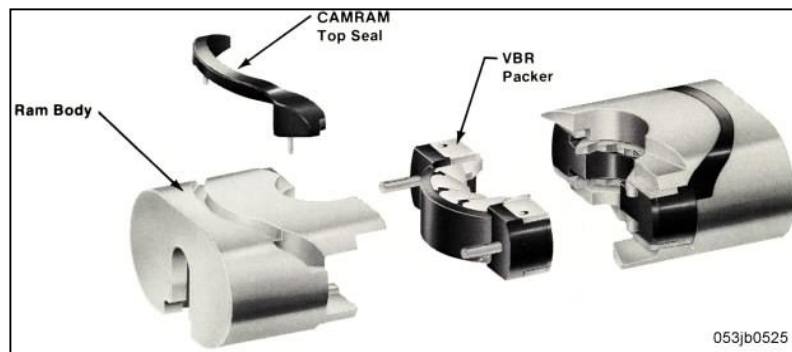


Figure VI. 8: Variable rams de Cameron type U

### c. Fonctionnement du Cameron type U

La manœuvre de l'obturateur est commandée par une vanne à quatre voies de l'unité de commande des BOP.

Pour fermer, le fluide sous pression envoyé par l'orifice marqué "close" passe à l'intérieur de la tige et du piston arrive dans le cylindre principal, à l'arrière du piston de commande. Celui-ci poussé coté puits, entraîne la mâchoire. Le retour du fluide, chassé par le mouvement des pistons, s'effectue par le côté marqué "open".

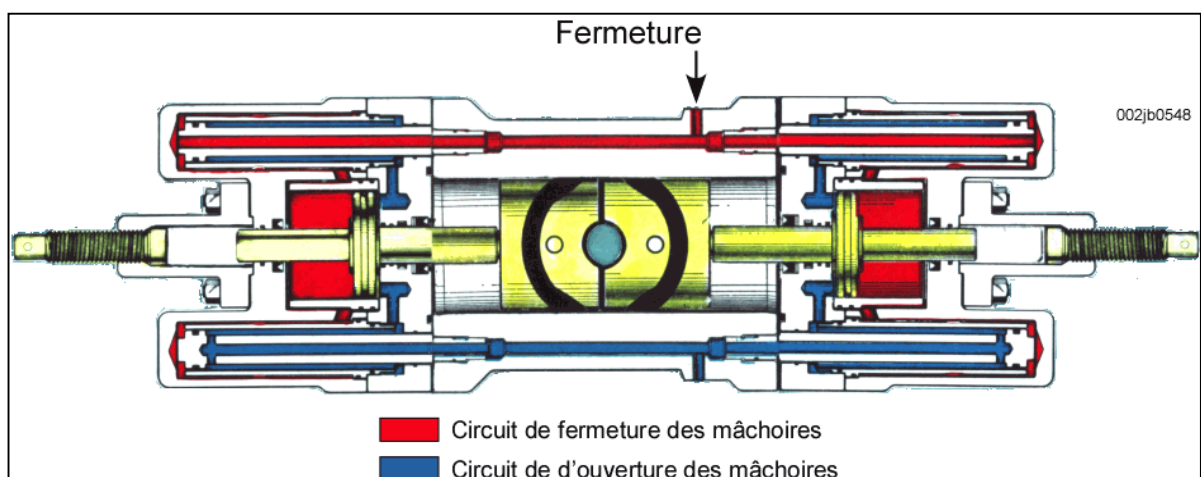


Figure VI.9: Schéma montrant le circuit de fermeture d'un Cameron type U

La pression dans le puits aide à la fermeture du BOP, elle passe sous la mâchoire et vient s'appliquer derrière celle-ci.

Pour ouvrir, après manœuvre de la vanne à quatre voies, le fluide sous pression est envoyé par l'orifice marqué "open". Il passe par la tige du piston plein et arrive dans le cylindre de manœuvre à l'arrière du piston de commande. Le retour du fluide de fermeture s'effectue par le côté marqué "close".

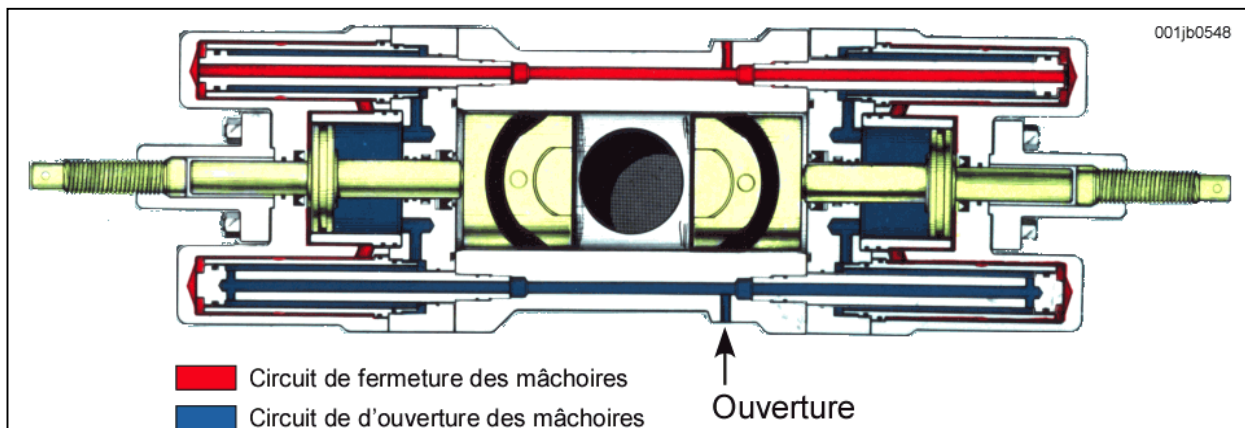


Figure VI.10:Schéma montrant le circuit d'ouverture d'un Cameron type U

La pression hydraulique de fermeture des rams est utilisée pour l'ouverture des bonnets lors du changement des mâchoires.

Pour cette opération, il faut :

- Dévisser les boulons de fixation des deux bonnets
- Appliquer la pression sur le circuit de fermeture pour ouvrir les bonnets
- Changer les mâchoires
- Appliquer la pression sur le circuit d'ouverture pour fermer les bonnets
- Visser les boulons de fixation des bonnets

### VI.3.3. Les obturateurs internes (I-BOP)

Ce sont les équipements qui permettent d'obturer "plus ou moins facilement et rapidement" l'intérieur de la garniture de forage pour éviter le retour de fluide. Leur pression de travail doit être égale ou supérieure à la pression de service de la tête de puits.

Certains équipements sont placés en surface (Kelly cock, Gray valve), d'autres au niveau de l'outil (check valve, flapper valve), d'autres doivent être mis en place par pompage drop in check valve).

### ❖ Dispositifs d'obturation en surface

Le système d'entraînement en rotation du train de tiges en surface (Kelly) est équipé de 2 Kelly cocks (upper Kelly cock et lower Kelly cock). Ils permettent de fermer l'intérieur du train de tiges lorsque le système d'entraînement est connecté au train de tiges (forage, carottage, work over...etc.). Ce sont des vannes plein passage, à fermeture rapide (vanne quart de tour), la vanne supérieure est souvent équipée d'un système de commande à distance opéré par le chef de poste dans le cas d'utilisation de top drive

Lorsque l'entraînement est fait avec une Kelly, le Kelly cock supérieur est placé au dessus de la Kelly, le Kelly cock inférieur en bas de la Kelly.

La déconnexion entre le système d'entraînement et la garniture se fait sous le lower Kelly cock.

La vanne inférieure sert aussi d'assurer la sécurité en cas de problème avec le Kelly cock supérieur.

En cours de manœuvre, il n'y a pas de système d'obturation permanent sur la garniture. Il faut fermer en premier l'intérieur de la garniture dès qu'un signe de venue se manifeste.

On dispose de plusieurs équipements pour réaliser cette opération, l'idée étant de pouvoir redescendre au fond du puits avec ces équipements (puits ouvert si le puits ne débite pas, en stripping si le puits débite) et circuler. Il faut donc incorporer dans la garniture un équipement type clapet anti-retour pour arrêter le débit venant du fond et être capable de circuler. Mais si le puits débite, il peut être très difficile de mettre ce type d'équipement en place. Donc la recommandation est de placer en premier un safety valve puis un clapet anti-retour (Gray valve ou drop in check valve).

#### a. Safety valve

C'est une vanne à boisseau sphérique actionnée par une clé il suffit de faire un quart de tour pour fermer cette dernière. C'est une vanne plein passage, en position ouverte, elle permette le passage du fluide sans restriction, donc il sera possible de les visser même si le puits débite de façon conséquente. Mais en position fermée, elle ne permette pas la circulation. Donc il faut toujours ajouter un autre équipement si l'on veut redescendre dans le puits et circuler.

Le filetage doit être le même que ceux des tiges de forage utilisées dans le puits. Le point faible de la safety valve est généralement l'étanchéité au niveau du logement de la clé. Leur pression de service est généralement 10 000 psi. [4]

### b. La Gray valve

C'est une vanne clapet anti-retour, on peut circuler en direct dans les tiges, mais pas en inverse. Cette équipement sera très difficile à mettre en place si le puits débite même faiblement (d'où la mise en place en premier d'une safety valve en cas de signe de venue).  
[11]

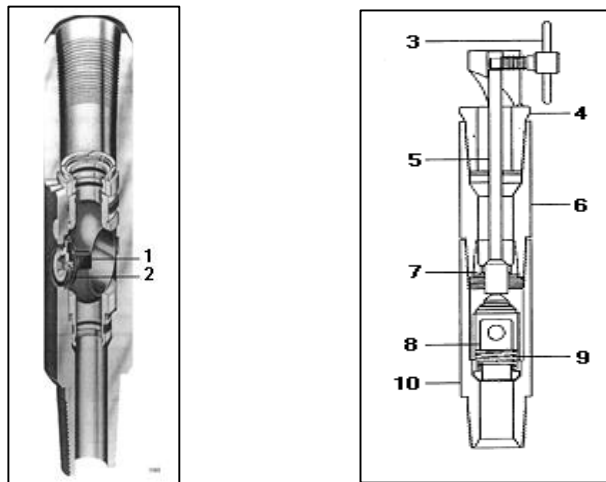


Figure VI.11: Safety valve Hydril en position

1 : dispositif pour arrêter la bille, 2 : manche de la manivelle, 3 : vis de verrouillage pour maintenir la vanne en position ouverte, 4 : dispositif de manœuvre qui permet de mettre en place la vanne sur le train de tiges, 5: tige pour maintenir la vanne ouverte, 6 : corps supérieur, 7: siège, 8 : clapet, 9 : ressort pour maintenir le clapet fermé, 10 : corps inférieur.

La Gray valve doit être en permanence sur le plancher de forage en position ouverte. Une fois vissée sur le train de tiges, il faut dévisser l'ensemble de manœuvre (2) du corps supérieur. La vis (1), la tige (3) et l'ensemble de manœuvre sont solidaires, le ressort plaque le clapet contre le siège et la vanne est fermée. Les filetages doivent être les mêmes que ceux des tiges de forage utilisées dans le puits.

L'inconvénient de ce système est qu'une fois en place il n'est plus possible de descendre des outils au câble (perforations, back off, etc.) au dessous. Il y a aussi un risque important de bouchage si on est amené à pomper des colmatants.

### ❖ Dispositifs placés au niveau de l'outil

Ces sont les classiques soupapes à clapets anti-retour placés au-dessus de l'outil et qui empêchent tout retour de boue à l'intérieur des tiges. Ils possèdent quelques désavantages :

- Risques de bouchage par colmatants,
- Difficulté de lecture de pression en tête des tiges en cas de venue, ce qui complique un peu la détermination de  $P_{t1}$  (pression stabilisée en tête de tiges),
- Obligation de remplissage de la garniture en manœuvre de descente (la descente de la garniture sans remplir les tiges peut causer une venue si l'étanchéité du clapet vient à lâcher).

Il existe deux modèles :

- Les soupapes Baker. Le mécanisme de fermeture est identique à celui de la Gray valve. Un ressort plaque le clapet contre le siège.
- Les modèles type flapper valve. Ils sont équipés d'un système permettant de les maintenir ouvert pendant la descente de la garniture qui se trouve de ce fait toujours remplie. La pression de service de ces équipements est généralement 10000 psi. [4]

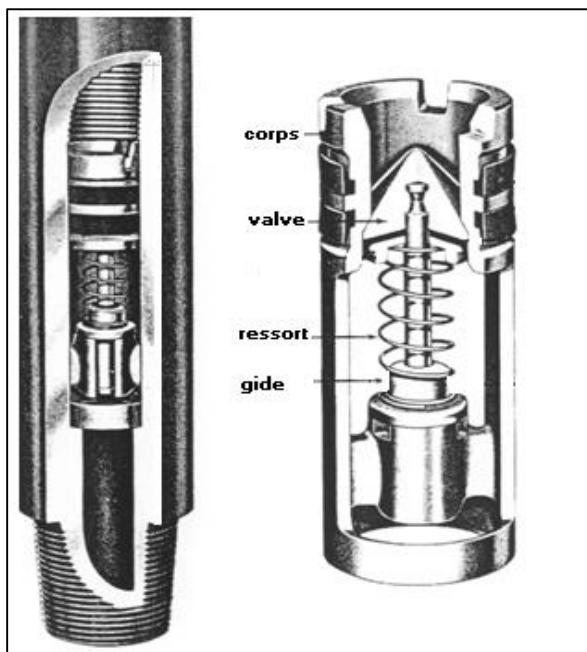


Figure VI. 12:Clapet anti-retour

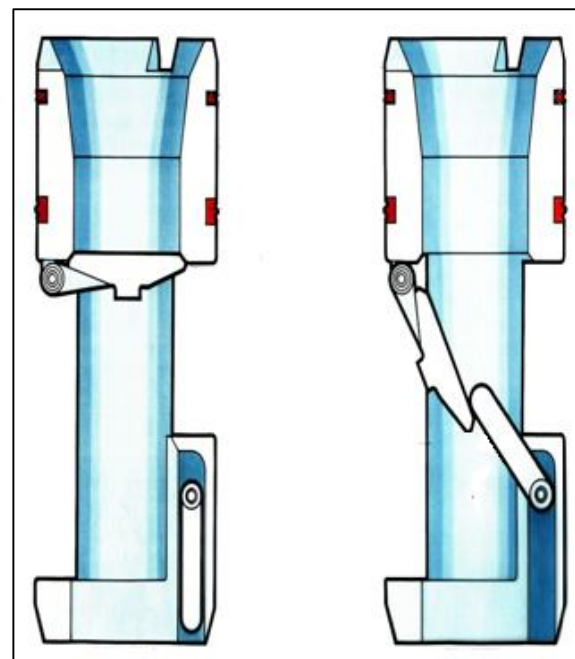


Figure VI. 13:Flapper valve Hydril

## VI.4. Circuit manifold

Le manifold de duse permet durant le contrôle d'appliqué une contre pression dans le puits à l'aide d'un duse réglable

Il doit être muni d'au moins deux duses réglables à cause de risque de bouchage

En aval des duses, le manifold doit permettre l'évacuation vers le séparateur, la torche, le borbier et les bacs. La pression de travail de ces lignes et vannes, en aval des duses, sera en général inférieure d'une série à celle des duses et de la partie amont.

La conception du manifold doit permettre, durant un contrôle, d'isoler un circuit défaillant et de continuer le contrôle sur un autre.

Le manifold doit être équipé d'une ligne d'évacuation d'urgence Cette ligne est également appelée ligne de by pass ou de purge. Elle permettra de diriger un effluent vers le borbier sans passer par les duses. Elle doit être aussi directe que possible et son diamètre intérieur doit être au moins égale au diamètre intérieur de la choke line. La pression de service de cette ligne doit être au moins égale à celle des BOP. [11]

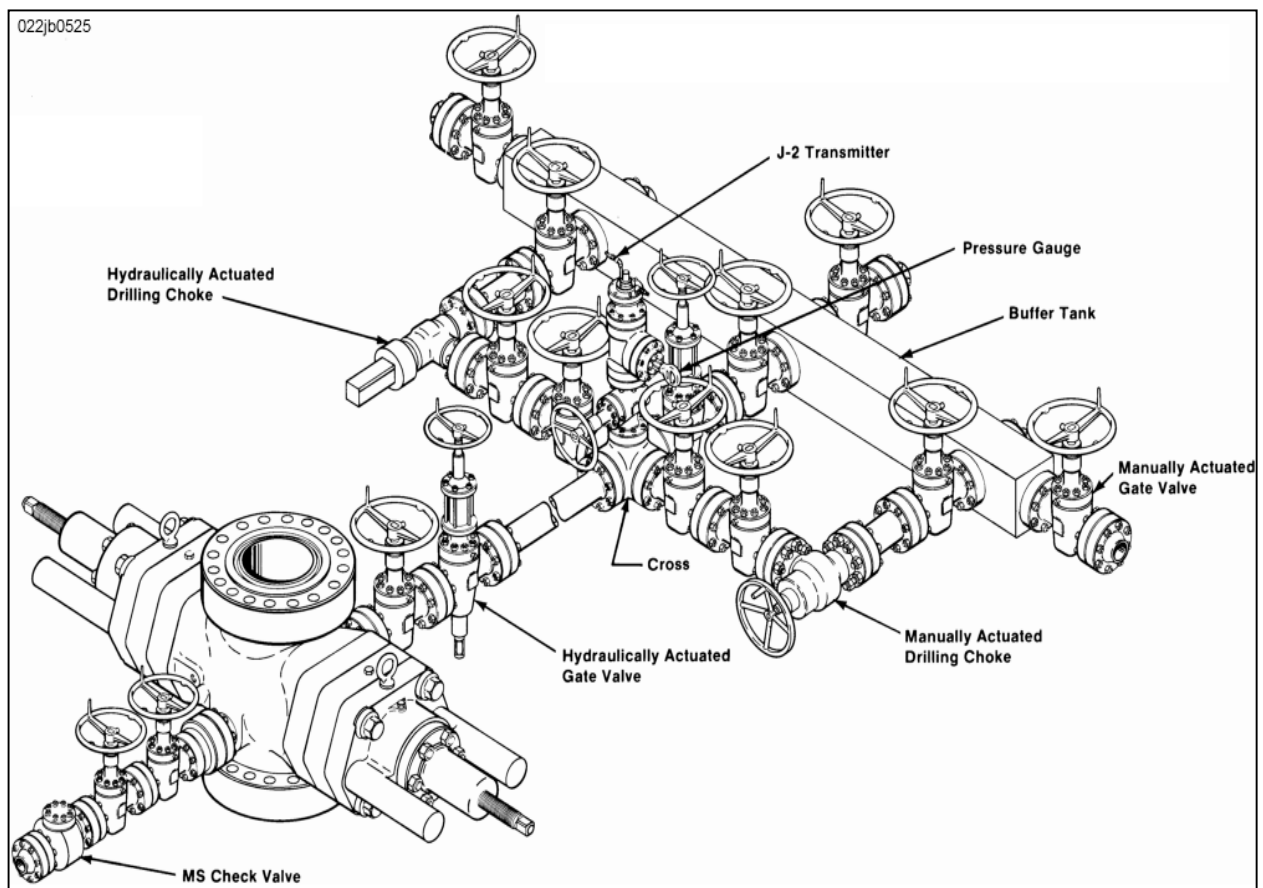


Figure VI. 14:Schéma montrant les liaisons BOP – circuit manifold

### ❖ Les duses

Les duses utilisées sur les appareils de forage sont des duses réglables soit manuellement soit commandées à distance car la valeur de la pression nécessaire en tête de l'espace annulaire varie au cours du contrôle

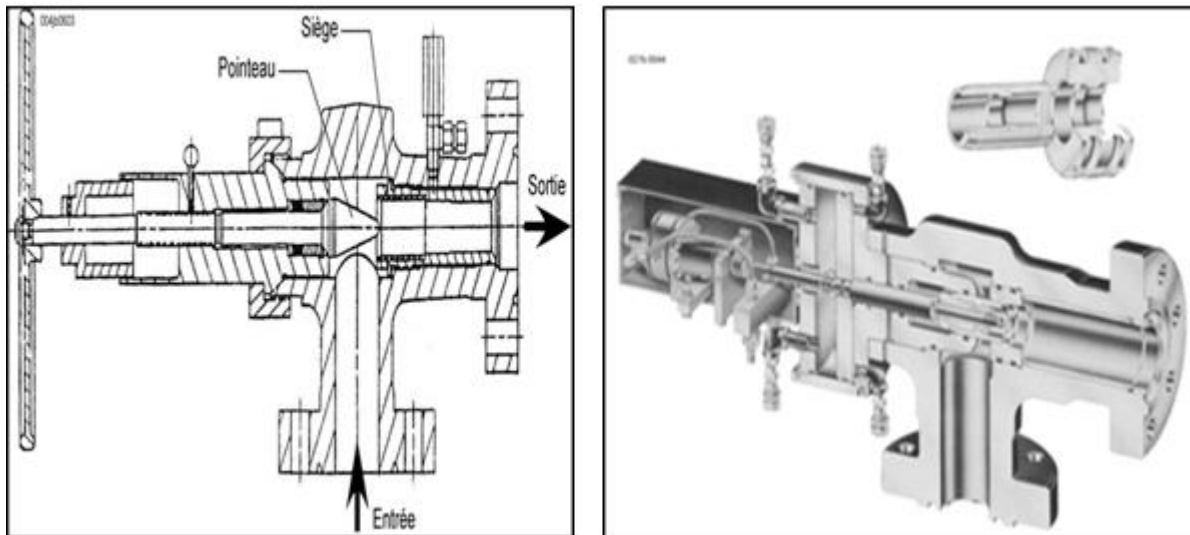


Figure VI.15: Duse commandée à distance et Duse manuelle

### ❖ Kill line

C'est la conduite qui relie l'empilage au circuit de pompage, Elle doit être avoir La pression de travail au moins égale à celle des BOP. Son diamètre intérieur minimum est de 2". Elle est connectée au BOP au moyen de deux vannes en série et d'un clapet anti-retour qui permet de protéger la colonne montante et les pompes de forage contre toute pression venant du puits en cas de venue.

### ❖ Choke line

C'est la conduite qui relie l'empilage de l'obturateur au manifold de duse La connexion au BOP s'effectue au moyen de deux vannes en série. L'une de ces vannes soit commandée à distance. Pendant les opérations normales de forage, la vanne manuelle à la sortie du BOP est ouverte, la vanne à commande à distance (HCR) placée après est fermée. On utilisera la vanne à commande à distance lors de la fermeture du puits et en cours de contrôle de venue, la vanne manuelle est utilisée en cas de problème sur la HCR. La vanne commandée à distance est opérée à partir de l'unité d'accumulation (unité Koomey) et de commande des BOP.

Le diamètre intérieur de la choke line doit être aussi grand que possible ( $\geq 3''$ ) et le circuit doit comporter un minimum des courbes, avec le plus grand rayon de courbure possible pour minimiser les pertes de charge ce qui permet une lecture correcte de pression annulaire en cas d'éventuelle venue.

## **VI.5. Tests des équipements**

Les équipements utilisés pour contrôler et circuler une venue doivent être testés à intervalle régulier. Les tests à effectuer sont de deux types : tests de fonctionnement et test en pression. En aucun cas, lors du test en pression d'un équipement, la pression de travail (working pressure) de cet équipement doit être dépassée. [7]

### **VI.5.1. Tests de fonctionnement**

L'API recommande de faire des tests de fonctionnement au montage et à chaque manœuvre mais pas plus d'une fois par jour (pour SONATRACH 1 fois/semaine). Le test doit être effectué pendant la manœuvre des tiges avec l'outil dans le casing. L'API recommande la procédure suivante :

- Installer un BOP interne,
- Opérer les HCR,
- Opérer les duses,
- Vérifier le choke manifold en circulant à travers chaque duse pour s'assurer qu'elles ne sont pas bouchées,
- Fermer tous les BOP à mâchoires
- Il n'est pas nécessaire de tester les BOP annulaires à chaque manœuvre, cependant ils doivent être opérés à intervalles réguliers ne dépassant pas 7 jours.

### **VI.5.2. Tests en pression**

L'API recommande de faire des tests en pression

- à chaque montage,
- en début de chaque phase,
- à l'entrée d'une zone de transition,
- chaque fois qu'un démontage, même partiel, a été effectué (changement d'une vanne, ouvertures des portes pour changement de mâchoires, etc.),
- au moins une fois tous les 21 jours (pour SONATRACH toutes les 2 semaines).

Avant d'effectuer un test, il faut :



- Analyser les éléments qui sont soumis à la pression, afin de vérifier que l'élément le plus faible supporte la pression de test prévue,
- envisager la possibilité de la fuite du fluide de test et les conséquences que cela peut avoir
- Chaque test doit être précédé d'une circulation à l'eau claire à travers tous les circuits et chaque élément sera testé séparément avec la pression venant du puits.
- Les tests seront effectués pour commencer à basse pression (20 à 30 bar environ, 200 à 300 psi, souvent 500 psi sur le chantier) avant d'être effectués à haute pression.
- La pression de test ne devra pas dépasser la pression de service de la tête de puits et sera d'au minimum 70 % de la pression de travail des obturateurs à mâchoires. Cependant, cette pression se limitera à la plus faible pression de service de la tête de puits mais en aucun cas la pression de test ne sera inférieure à la pression attendue en tête.
- Les obturateurs annulaires ne seront testés en général qu'à 50 % de leur pression de service.
- Les BOP internes (safety valve, Gray valve, DICV, ...etc.) seront testés à la même pression que les éléments de BOP. Ils doivent être testés avec la pression appliquée en dessous.
- Avant d'entamer le test on désinstalle le clapet anti retour de kill line pour permettre le teste de la vanne hydraulique
- Les pressions seront appliquées dans le sens dans lequel les éléments seront appelés à travailler
- Les testes en pression seront effectués avec une pompe de test
- Le maximum possible de baisse de pression et de 5%
- La durée des testes sera de 15 min pour les obturateurs et de 10min pour les vannes

### **VI.5.3. Procédure de test de BOP**

#### **a. Test de pipe rams avec un tester cup**

Cet outil de test, vissé au bout des tiges, est descendu de 10 à 30 mètres dans le tubage. Il est possible de visser au-dessous 1 ou 2 tiges qui serviront de guidage et de poids pour faciliter la descente.

#### **❖ Mode opératoire**

- visser le tester cup au bout d'une tige.
- descendre l'ensemble à trévière la tête de puits.
- positionner le tester cup au dessous du premier casing head (à l'entrée de casing).

- Fermer la pipe rams.
- pomper l'eau par la kill line avec les pompe de forage jusqu'à 2500psi.
- augmenter la pression (pomper l'eau par la pompe de test) jusqu'à 7000psi.
- observer pendant 15 min.
- purger par la pompe de test.

#### **b. Test des opérateurs annulaire**

Refaire la même opération mais augmenter la pression uniquement jusqu'à 5000 psi

#### **c. Test de blind rams avec un tester plug**

C'est une olive avec des joints résilients torique, descendue avec les tiges et venant se poser dans la tête de tubage situé sous les BOP,

##### **❖ Mode opératoire**

- visser le tester plug au bout d'une tige
- descendre l'ensemble à trévères la tête de puits
- positionner le tester plug dans le premier casing had
- bloquer le tester plug au niveau de casing had
- dévisser la tige et remonter
- fermer le blind rams
- pomper l'eau par la kill line
- Augmenter la pression jusqu'à 7000psi
- observer pendant 15min
- purger
- ouvrir les blind rams
- redescendre la tige et récupérer le tester plug

#### **d. Pompe de test haute pression**

En raison des faibles volumes et pressions élevées à atteindre, l'utilisation unique des pompes de forage n'est pas recommandée. Elles ne serviront qu'à mettre en basse pression l'ensemble à tester, le relais sera ensuite pris par la pompe de test haute pression qui permettra d'amener l'ensemble à la pression de test désirée.

- Élément en Position fermé
- Élément en position ouvert

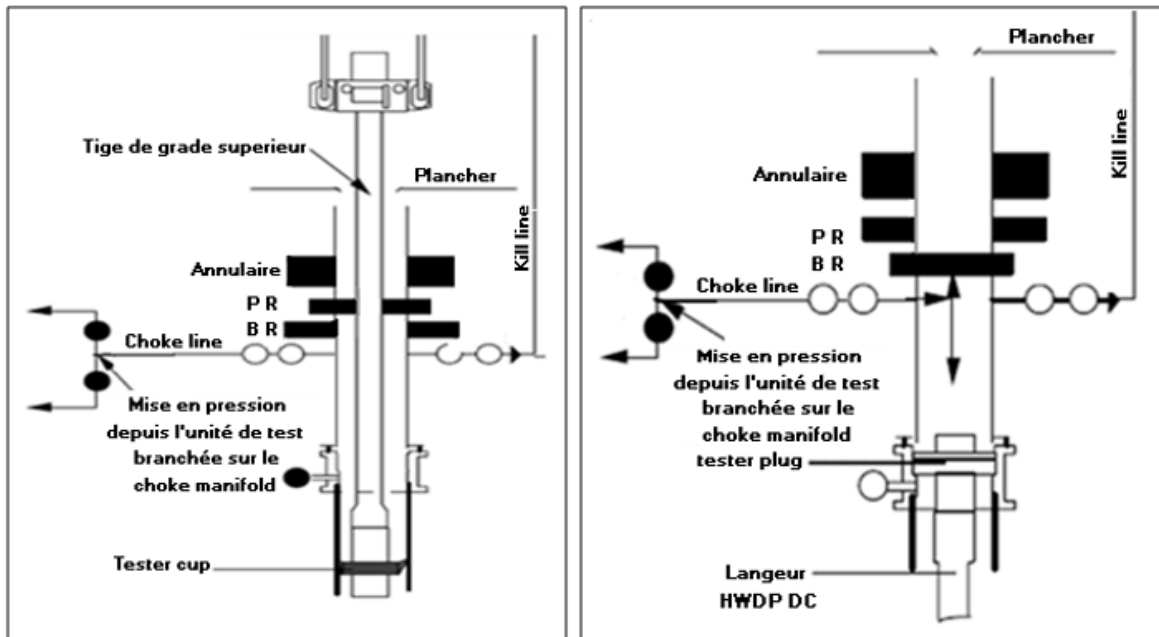


Figure VI.16:Schéma explicatif le test de pipe rams et de blind rams

**e. Résultats des tests**

L'essai en pression est considéré satisfaisant :

- lorsque la pression est restée stable pendant au moins 15 minutes
- Lorsque sa valeur ne diminue pas de 5% de la pression de test.

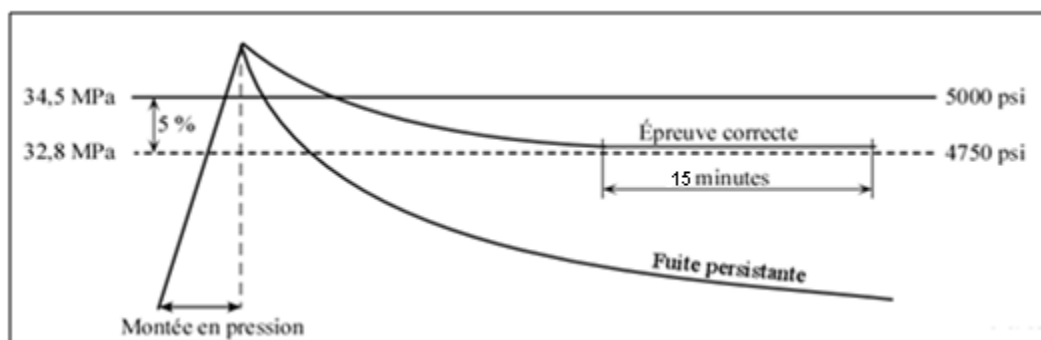


Figure VI.17:Enregistrement d'un test de BOP annulaire

## VI.5 Equipements de commande [9]

### VI.5.1 L'unité hydraulique

Cette unité permet de disposer en permanence d'une réserve de fluide sous pression pour opérer et maintenir en pression les différents composants du stack BOP.

L'unité de commande comprend :

- un réservoir de stockage contenant le fluide hydraulique à pression atmosphérique,
- au moins deux systèmes de pompage qui aspirent le fluide hydraulique dans le réservoir pour le porter à la pression de fonctionnement de l'unité (en général 3 000 psi),
- un ensemble de bouteilles (accumulateurs oléopneumatiques) pour stocker ce fluide à la pression de fonctionnement de l'unité,
- des régulateurs pour régler la pression du fluide hydraulique dirigé vers les différents composants du stack BOP,
- des distributeurs 4 voies – 3 positions pour opérer les différentes fonctions

#### a)-Capacité des pompes

Chaque système de pompage doit avoir une capacité suffisante pour satisfaire les conditions suivantes :

- Les bouteilles étant isolées, chaque système de pompage doit être capable de fermer en deux minutes maximum chaque obturateur annulaire sur le diamètre minimum des tiges utilisées dans le puits, d'ouvrir la vanne commandée à distance de la choke line et de fournir la pression recommandée par le constructeur pour maintenir l'étanchéité de l'espace annulaire (cela revient à pouvoir mettre le puits en sécurité avec un seul système de pompage en état).
- Les différents systèmes de pompage réunis doivent être capables, en quinze minutes maximum, de remonter la pression de l'unité de la pression de précharge des bouteilles (1000 psi) à la pression maximum de fonctionnement de l'unité (3000 psi).

#### b)-Temps de fermeture des BOP

Le système de commande doit permettre de fermer et d'obtenir l'étanchéité :

- En 30 seconds maximums pour tout obturateur à mâchoires et tout obturateur annulaire de diamètre nominal inférieur à 20 ",

- En 45 secondes maximum pour tout obturateur annulaire de diamètre supérieur ou égal à 20 ".
- Le temps nécessaire pour ouvrir ou fermer les vannes latérales (choke et kill line) ne doit pas dépasser le temps minimum pour fermer un obturateur à mâchoire.



Figure VI.18:L'unité hydraulique

### **VI.5.2. Panel de commande de la duse**

Le contrôle de la duse s'effectue à partir d'une armoire de commande séparée. Sur cet ensemble, on trouve :

- Une pompe hydraulique principale,
- Une pompe à main de secours,
- Un réservoir d'huile.

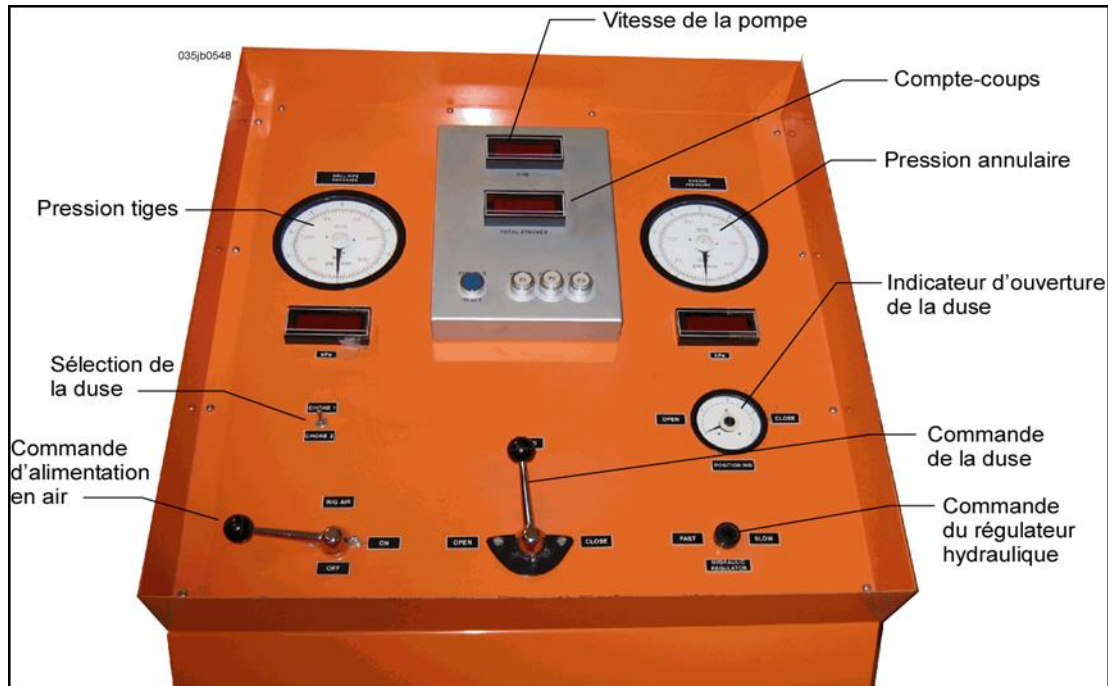


Figure VI.19:Panel de commande de la duse

### VI.5.3 Panel de commande à distance

Le chantier doit être équipé d'au moins un panneau de commande à distance pour que l'on puisse commander tous les BOP et les vannes de kill et de choke line de deux endroits différents. Ce panneau doit être accessible au chef de poste pendant les opérations de forage et représenter fidèlement l'empilage BOP.

Le panneau de commande à distance doit :

- Permettre d'opérer tous les BOP et les vannes de kill et de choke line,
- Permettre de régler la pression du BOP annulaire,
- Permettre d'opérer la vanne de by pass,
- Indiquer la pression de l'accumulateur, du manifold, de l'annulaire et la pression d'air.

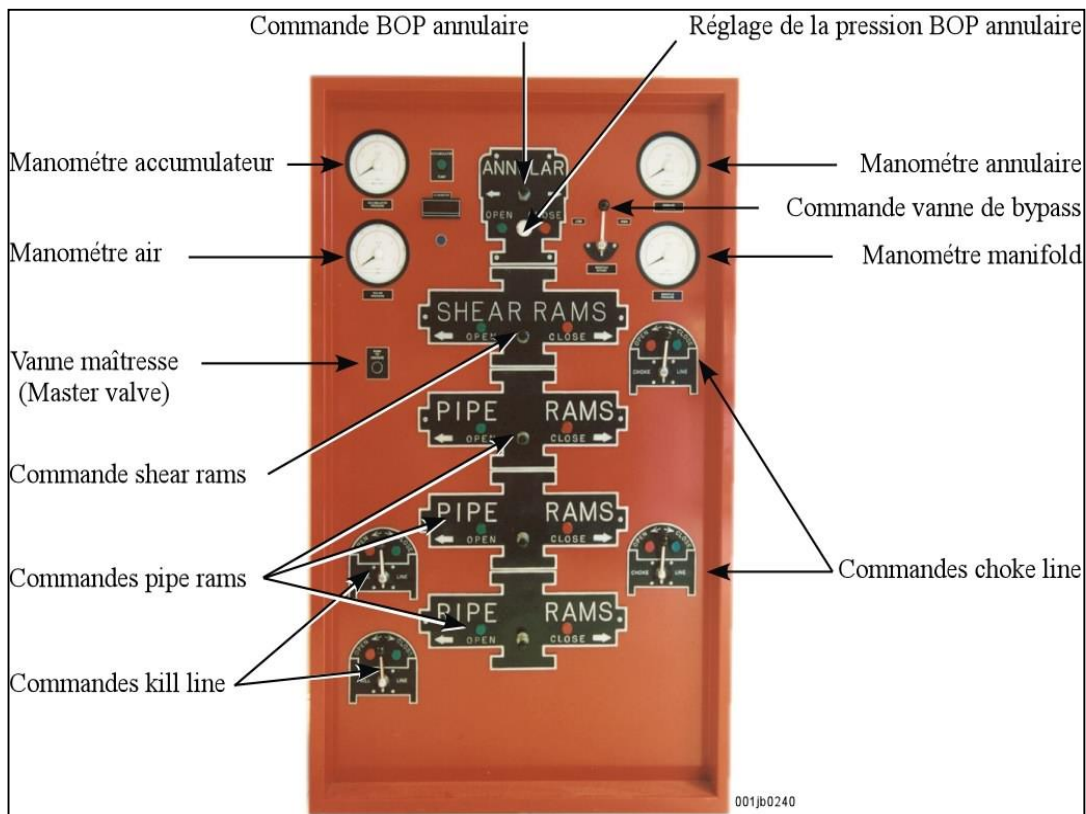


Figure VI. 20:Panel de commande à distance

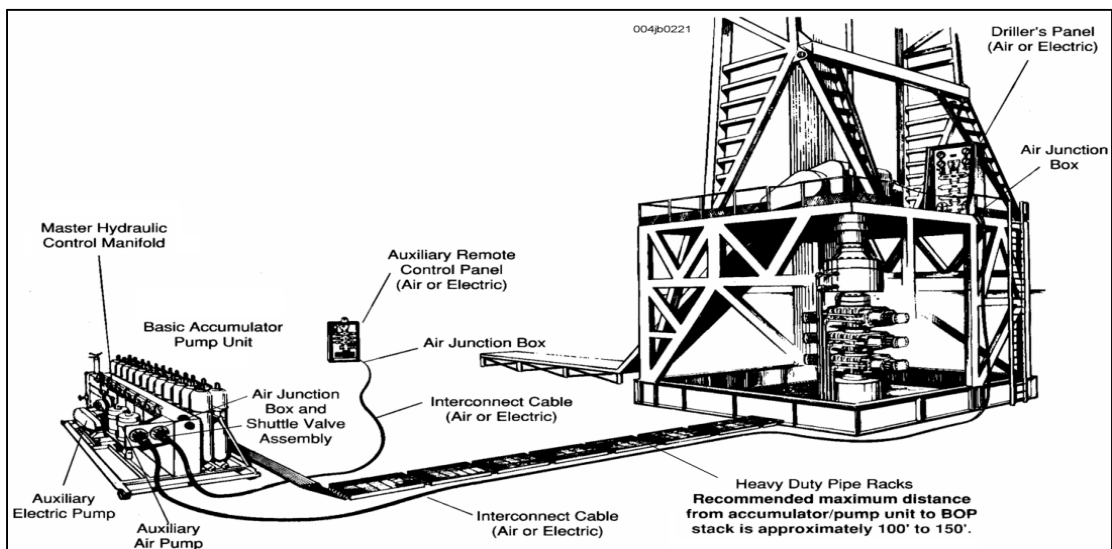


Figure VI.21:Disposition conventionnelle pour le contrôle de la tête de puits

## VI.6. Equipements de traitement en surface

Ces équipements permettent de ventiler le gaz en sécurité et récupérer la boue dans les bacs.

Il existe deux types d'équipements de traitement de gaz en surface :

### VI.6.1.Mud Gaz Séparator

La boue gazée passe dans le séparateur où elle est dégazée par ruissellement sur les chicanes. La boue dégazée est récupérée en bas du séparateur alors que le gaz s'échappe à la partie haute par la vente line.

Si la capacité du séparateur est dépassée, il faut diriger le gaz dans le circuit et ensuite fermer le puits en vue de réduire le débit de contrôle

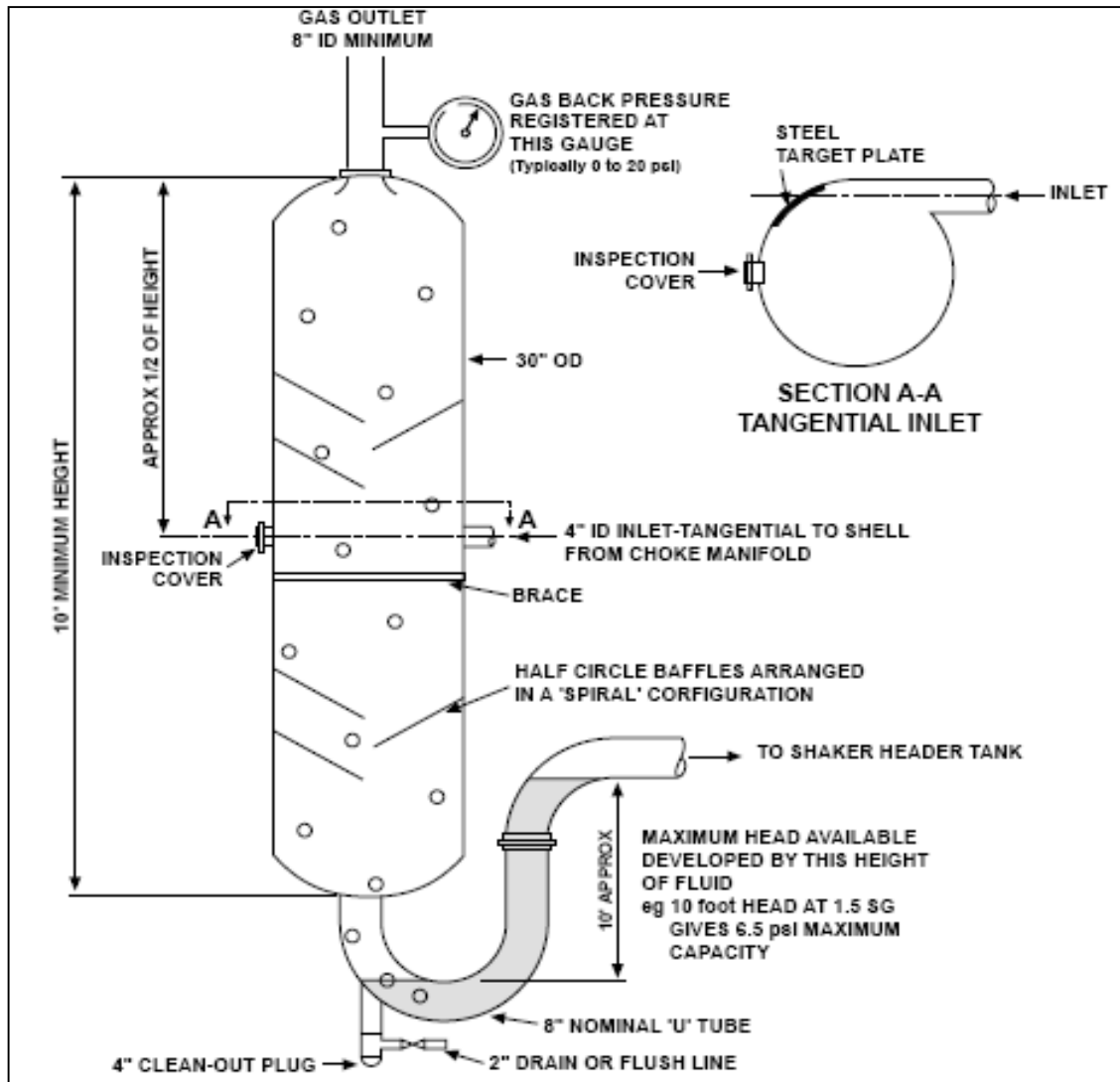


Figure VI.22:Mud Gaz Séparator



### VI.6.2. Dégazeur

Dans le cas où le taux de gaz dans la boue est faible, soit parce que la venue de la formation est faible, soit parce qu'il s'agit de gaz résiduel après séparation dans le Mud Gas Separator. La boue gazée est passée dans le dégazeur installé en aval des tamis vibrant.

La boue est aspirée et injectée dans une enceinte où elle est soumise à un vide partiel à l'aide d'une pompe à vide. La boue se dégage par ruissellement sur des chicanes et retourne dans le circuit.

Une pompe à vide est utilisée pour créer la dépression dans l'enceinte et aspire la boue gazée, une autre pompe centrifuge annexe assure la circulation de la boue dégazée vers les bacs

En général, ce type d'équipement est utilisé avec la boue viscosité élevée dont l'extraction du gaz dans le séparateur vertical seule ne suffit pas

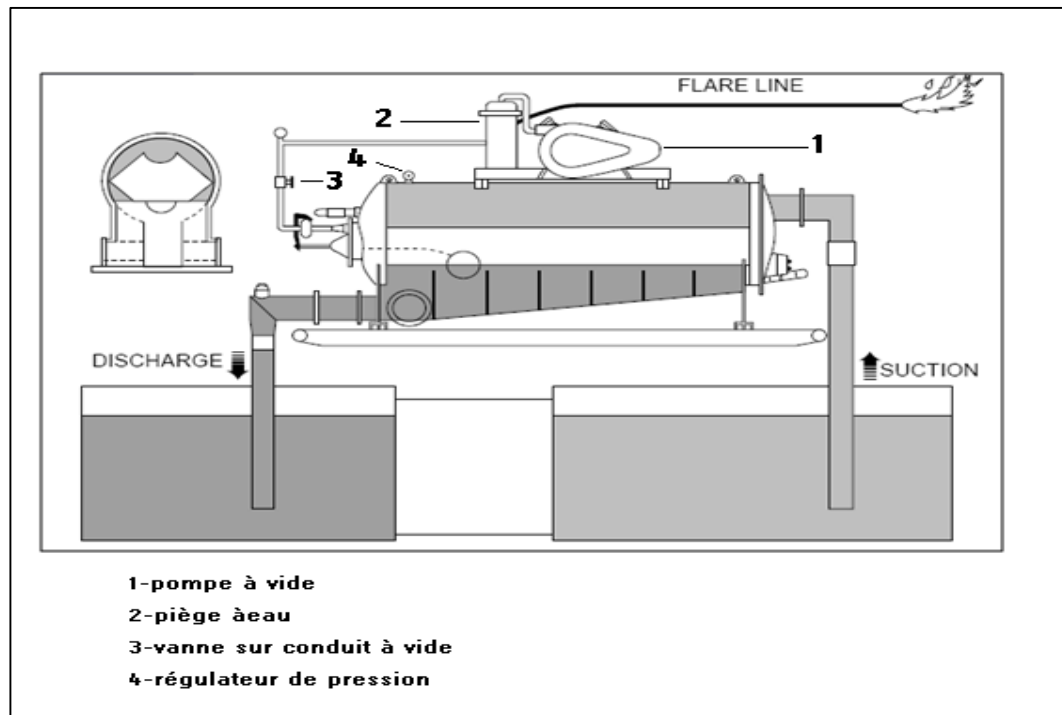


Figure VI.23:Dégazeur

## VI.7.CONCLUSION

Les équipements utilisés pour contrôler et circuler une venue doivent être testé à intervalle régulier. Les tests à effectuer sont de deux types : tests de fonctionnement et test en pression.

En aucun cas, lors du test en pression d'un équipement, la pression de travail (working pressure) de cet équipement doit être dépassée

### VII.1.Introduction

Une venue peut survenir à tout moment durant la réalisation d'un forage, c'est la raison pour laquelle un certain nombre de paramètres doivent être préalablement choisis, mesurés, calculés et régulièrement tenus à jour.

Les autres paramètres nécessaires pour le contrôle seront calculés ultérieurement sur la base des données obtenues après la fermeture du puits.

### VII.2. Etat de puits BKO-6

Lors du forage (22 h 18 mn) de la phase 8 "1/2 à la côte 2717 m, soit à 232 m sous sabot 9"5/8. Ils ont remarqué une augmentation de la vitesse d'avancement et un gain de 4 m<sup>3</sup>. L'observation du puits a montré que celui-ci débite.

Avant d'entamer le contrôle, un safety meeting a été organisé en présence de tous les personnels. Après avoir délégué à chaque personne la tâche à assumer, entamé le contrôle en procédant par la Driller's Method dont l'évolution des pressions sont jointées dans la feuille de contrôle.

La procédure de fermeture et d'évacuation de venue dans le puits **BKO-6** s'était comme suite:

- Arrêter la rotation et déclencher l'alerte sonore au personnel.
- Positionner la premier Tools joint à 1 m de la table de rotation.
- Arrêter les pompes.
- Ouvrir la vanne hydraulique de la choke line.
- Fermer la pipe rams.
- Fermer la duse hydraulique.
- Relever les pressions en têtes jusqu'à stabilisation à : Pt1 = 25 bars, Pa1 = 35 bars.
- Mesurer le gain, évalué à 4 m<sup>3</sup>.

### VII.3.Choix du débit de contrôle (Qr) : 26 coups /min

La circulation des venues se fait généralement à des débits relativement faibles par rapport aux débits de forage.

En pratique la valeur du débit de contrôle est généralement choisie entre la moitié et le quart du débit de forage. Ce choix est fait sur la base d'un certain nombre de critères pour:

- minimiser les surpressions exercées dans le puits par réduction des pertes de charge annulaire

- donner le temps à l'opérateur de la duse d'ajuster les pressions et de réagir efficacement en cas de problèmes durant le contrôle
- tenir compte de la capacité du MudGasSeparator pour le traitement de la venue
- avoir le temps nécessaire pour l'alourdissement de la boue en surface
- réduire le risque d'usure de la duse.

#### VII.4. Mesure des pertes de charge a débit réduit ( $P_{c1}$ )

Le calcul théorique des pertes de charge étant approximatif, une mesure directe devient nécessaire pour l'obtention d'une valeur exacte des pertes de charge à débit réduit.

Ces pertes de charges sont mesurées par le circuit normal de forage.

La valeur de ces pertes de charge doit être régulièrement tenue à jour par des mesures fréquentes:

- à chaque changement d'équipe
- à chaque changement de la BHA
- à chaque changement de la densité et la rhéologie de la boue
- après forage d'une longue section de 100 à 200 m

Dans notre cas le débit réduit a été mesure a la cote 2700 m

**Tableau VII. 1:mesure des pertes de charge à débit réduit ( $P_{c1}$ )**

	Pertes de charge en bars		Coups /min
	pompe1	pompe2	
Débit Réduit N° 1	9	9	13
Débit Réduit N° 2	17	17	26

#### VII.5. Calcul de la pression maximale admissible ( $P_{adm}$ )

La connaissance de la pression maximale admissible en tête de l'annulaire est d'une importance vitale pour éviter la fracturation de la formation la plus fragile durant le contrôle de la venue.

La valeur de la pression maximale admissible est obtenue à partir des résultats du Leak-off test d'après la formule suivante:

Données du puits

Pression L.O.T : 134 bars

Densité de la boue L.O.T : 0,9

Tubage 9 "5/8:  $Z_s = 2485m$

Densité de la boue de forage :  $d = 0.98$

### VII.5.1. Calcul pression de fracturation

$$P_{frac} = P_{lot} + \frac{d_{lot} \times Z_s}{10.2}$$

Où  $P_{adm}$ : pression maximale admissible (bars)

$P_{frac}$ : pression de fracturation (bars)

$d_1$ : densité initiale de la boue (kg/L)

$Z_s$ : côte verticale du sabot (m)

$d_{frac}$ : densité de fracturation (kg/L)

$$P_{frac} = 134 + (2485 \times 0,9) / 10,2$$

$$P_{frac} = 353 \text{ bars}$$

### VII.5.2. Calcul la densité de fracturation :

$$D_{frac} = P_{frac} \times 10,2 / Z_s$$

$$D_{frac} = 353 \times 10,2 / 2485$$

$$D_{frac} = 1,44$$

### VII.5.3. Calcul la pression admissible :

$$P_{adm} = (d_{frac} - d_1) \times Z_s / 10,2$$

$$P_{adm} = (1,44 - 0,89) \times 2485 / 10,2$$

$$P_{adm} = 134 \text{ bars}$$

## VII.6. Mesure du gain et relevée des pressions en tête

Le gain de boue en surface représente le volume de la venue au fond du puits après fermeture, il est donc estimé par la différence des niveaux dans les bacs à boue avant et après la venue.

Dès la fermeture du puits après une venue, les pressions en tête des tiges et d'annulaire doivent être relevées et notées chaque minute jusqu'à la stabilisation.

Le temps nécessaire pour la stabilisation des pressions en tête dépend des paramètres suivants:

- la pression différentielle au fond du puits
- la perméabilité du réservoir
- la nature de l'effluent

Dans notre cas de puits BKO -6 on a enregistré :

La pression stabilisée en tête des tiges ( $P_{t1}$ ) :  **$P_{t1} = 25$  bars**

La pression stabilisée en tête annulaire ( $P_{a1}$ ) :  **$P_{a1} = 35$  bars**

Le gain de boue en surface :  **$G = 4000$  l**

## VII.7. Détermination la nature d'effluent

### VII.7.1. Hauteur d'effluent

$$H_{\text{eff}} = \frac{G}{V_a}$$

$$\text{AN : } H_{\text{eff}} = 4000 / 18.34 = \mathbf{218 \text{ m}}$$

$$\mathbf{H_{\text{eff}} = 218}$$

### VII.7.2. Densité d'effluent

En statique On a :

$$\mathbf{P_{t1} + P_{Hi} = P_{a1} + P_{Ha}}$$

$$P_{t1} + \frac{Z \times d}{10.2} = P_{a1} + \frac{(Z - H_{\text{eff}}) \times d}{10.2} + \frac{H_{\text{eff}} \times d_{\text{eff}}}{10.2}$$

$$d_{\text{eff}} = d - \frac{10.2 \times (P_{a1} - P_{t1})}{H_{\text{eff}}}$$

$$\mathbf{d_{\text{eff}} = 0.43}$$

**Donc l'effluent est le gaz**

### VII.7.3. Le comportement de gaz en fonction de la migration

Dans le cas d'une venue de gaz, la détermination des pressions stabilisées en tête s'avère difficile et délicate du fait de la migration du gaz dans l'espace annulaire. C'est la raison pour laquelle en pratique, toute augmentation de pression au-delà d'une certaine limite est considérée comme étant due à la migration du gaz.

La pression stabilisée en tête des tiges ( $P_{t1}$ ) représente uniquement la différence entre la pression de pores et la pression hydrostatique de la boue à l'intérieur de la garniture, par contre, la valeur de la pression annulaire dépend de:

- La pression de pores
- volume de la venue
- la nature de l'effluent

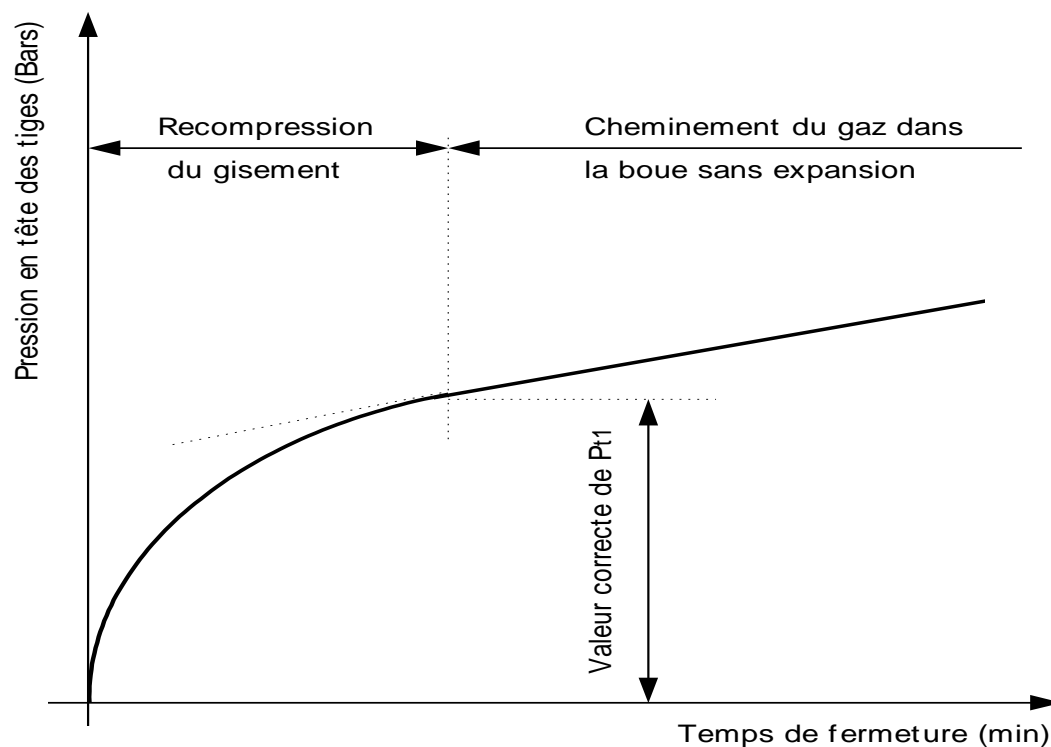


Figure VII. 1:Le comportement de gaz en fonction de la migration.

## VII.8. Calcul de la densité requise (dr) et la masse de baryte (B)

### VII.8.1 La densité requise (dr)

La méconnaissance de la densité exacte de l'effluent rend l'estimation de la pression de pores au moyen de l'espace annulaire incertaine, par contre, son calcul par l'intérieur de la garniture donne une valeur plus précise du fait que l'intérieur des tiges est rempli d'une boue homogène de densité connue.

$$P_{\text{pores}} = \frac{Z \times dr}{10.2} = P_{t1} + \frac{Z \times d1}{10.2}$$

$$dr = d1 + \frac{10.2 \times Pt1}{Z}$$

Où

dr: densité requise de la boue (kg/L)

d1: densité initiale de la boue (kg/L)

Pt1: pression stabilisée en tête des tiges (bars)

Z: côte verticale (m)

$$dr = 0.98 + \frac{10.2 \times 25}{2717}$$

$$dr = 1.07$$

### VII.8.2 La masse de baryte (B)

La masse de baryte nécessaire pour alourdir la boue de la densité initiale (d1) à la densité requise (dr) est donnée par la formule suivante:

$$B = 4.2 \times V \times \frac{dr - d1}{4.2 - dr}$$

Où

B: masse de baryte nécessaire pour l'alourdissement (tonnes)

V: volume total de boue à alourdir (m<sup>3</sup>)

dr: densité requise de la boue (kg/L)

d1: densité initiale de la boue (kg/L)

$$B = 4.2 \times 372 \times \frac{1.07 - 0.98}{4.2 - 1.07}$$

$$B = 45 \text{ tonnes}$$

### VII.9. Calcul des volumes et temps de circulation

Données de puits BKO-6 :

Profondeur vertical :  $Z = 2717$  m

Profondeur mesurée :  $L = 2717$  m

Tubage 9 "5/8, P110, 47 #,  $Z_s = 2343$ m

Tige de forage 5", 19.5#, G105 :  $LDP = 2528.24$  m ,  $V_{int} = 9.05$  l/m

HWDP 5 :  $LHW = 56.09$  m,  $V_{int} = 4.61$  l/m

Les masses tiges 6 "1/2 LDC =  $132.67$  m,  $V_{int} = 4.37$  l/m

Volume annulaire trou – DC :  $15.2$  l/m

Volume annulaire trou – DP :  $23.41$  l/m

Volume annulaire csg – DP :  $24.99$  l/m

#### VII.9.1 Intérieur garniture :

a-Volume intérieur garniture ( $V_i$ ):

$$V_i = V_{int} \text{ tiges} + V_{int} \text{ BHA}$$

$$V_i = (2528.24 \times 9.05) + (56.09 \times 4.61) + (132.67 \times 4.37) = \mathbf{23716.73 \text{ L}}$$

b- Nombre de coups de pompe ( $C_i$ ):

$$C_i = \frac{V_i}{Q_u} = \frac{V_i \times N_r}{Q_r}$$

$$C_i = 23716.73 / 19 = \mathbf{1248.24 \text{ coups}}$$

c-Temps de circulation ( $T_i$ ):

$$T_i = \frac{V_i}{Q_r}$$

$$T_i = 1248.24 / 26 = \mathbf{48 \text{ min}}$$

#### VII.9.2 Espace annulaire découvert

a-Volume annulaire découvert ( $V_d$ ):

$$V_d = V_{an} \text{ (BHA/OH)} + V_{an} \text{ (DP/OH)}$$

$$V_d = (132.56 \times 15.2) + (100 \times 23.41) = \mathbf{4355.91 \text{ L}}$$



b- Nombre de coups de pompe (Cd):

$$Cd = \frac{Vd}{Qu} = \frac{Vd \times Nr}{Qr}$$

$$Cd = 4355.91 / 19 = \mathbf{229.25 \text{ coups}}$$

c-Temps de circulation (Td):

$$Td = \frac{Vd}{Qr}$$

$$Td = 229.25 / 26 = \mathbf{8.8 \text{ min}}$$

### VII.9.3. Espace annulaire total

a- Volume annulaire total (Va):

$$Va = Van \text{ OH} + Van \text{ CSG}$$

$$Va = 4355.91 + (2485 \times 24.99) = \mathbf{66456.06 \text{ L}}$$

b- Nombre de coups de pompe (Ca):

$$Ca = \frac{Va}{Qu} = \frac{Va \times Nr}{Qr}$$

$$Va = 66456.06 / 19 = \mathbf{3497.68 \text{ coups}}$$

c- Temps de circulation (Ta):

$$Ta = \frac{Va}{Qr}$$

$$Ta = 3497.68 / 26 = \mathbf{134 \text{ min}}$$

Où

Vi : volume intérieur garniture (L)

Qu: débit réel unitaire de la pompe (19 L/cp)

Nr: vitesse de la pompe correspondant au débit de contrôle (26 cps/min)

Qr: débit de contrôle (L/min)



### VII.10. Calcul de la pression initiale de circulation (PR1)

Durant le contrôle à débit constant, la pression initiale de circulation (PR1) nécessaire pour maintenir une pression constante au fond et égale à la pression de pores:

$$PR1 = Pt1 + Pc1$$

Où

PR1: pression initiale de circulation (bars)

Pt1: pression stabilisée en tête des tiges (bars)

Pc1: pertes de charge à débit réduit (bars)

$$PR1 = 25+17= 42 \text{ bars}$$

### VII.11. Calcul de la pression finale de circulation (PRr)

Pour maintenir une pression au fond constante lors du pompage de la boue de densité requise à l'intérieur de la garniture, la pression de refoulement doit décroître de la pression de refoulement initiale (PR1) jusqu'à la pression de refoulement finale (PRr). Cette pression finale correspond aux pertes de charge à l'intérieur de la garniture lorsque la boue lourde atteint l'outil.

$$PRr = Pc1 \times \frac{dr}{d1}$$

Où

PRr : pression finale de circulation (bars)

Pc1: pertes de charge à débit réduit (bars)

dr: densité requise de la boue (kg/l)

d1:densité initiale de la boue (kg/L)

$$PRr = 17 \times 1.07/0.98 = 18.56 \text{ bars}$$

**La pression finale de circulation PRr =18.56 bars**



## VII.12. Le contrôle par la driller's méthode

La Driller's Method est la méthode la plus anciennement utilisée, elle est considérée comme étant la méthode la plus simple à mettre en œuvre du fait que le contrôle peut se faire immédiatement après la fermeture du puits sans préparation spéciale.

Cette méthode se réalise en deux cycles:

### VII.12.1. Premier cycle :

Évacuer la venue avec la boue de densité initiale ( $d_1=0.98$ ) en circulant sous duses.

#### Objectif du premier cycle:

Evacuer la venue avec la boue de densité initiale ( $d_1=0.98$ ) en maintenant la pression de fond constante et égale ou légèrement supérieure à la pression de pores pour éviter une nouvelle venue, on circule a pression de refoulement constante  $P_{r1} = P_{c1} + P_{t1} = 42$  bars et a débit de contrôle  $Q_r = 26$  coups/min constant jusqu'a l'évacuation complète de la venue.

À la fin du cycle (puits ferme)  $P_t = P_a = P_{t1}=25$ bars

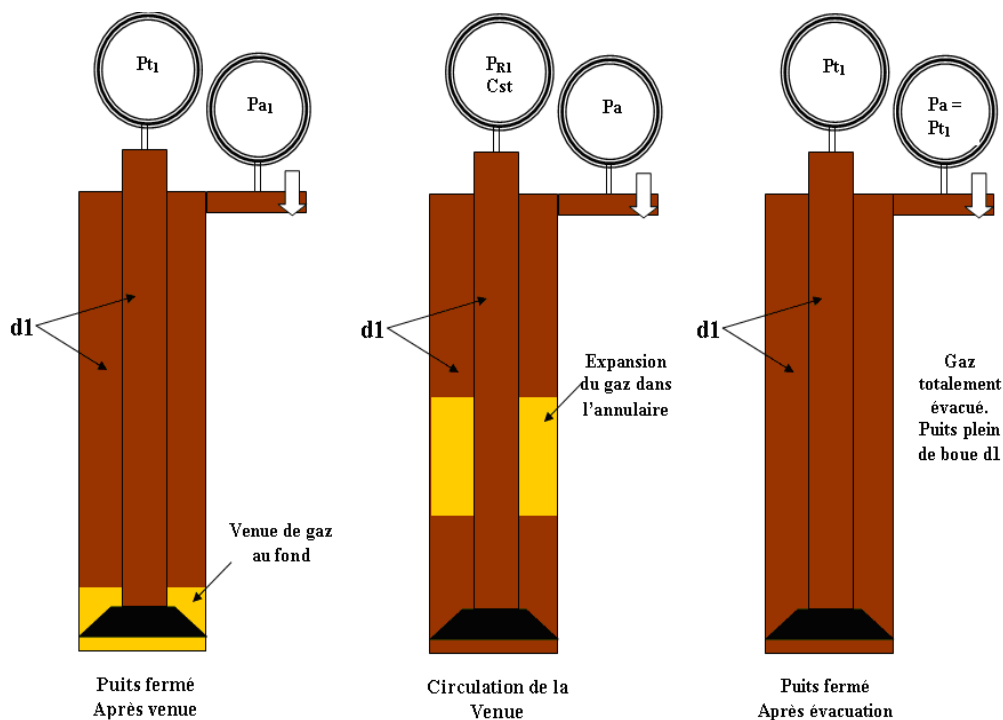


Figure VII. 2: Première circulation de la driller's method

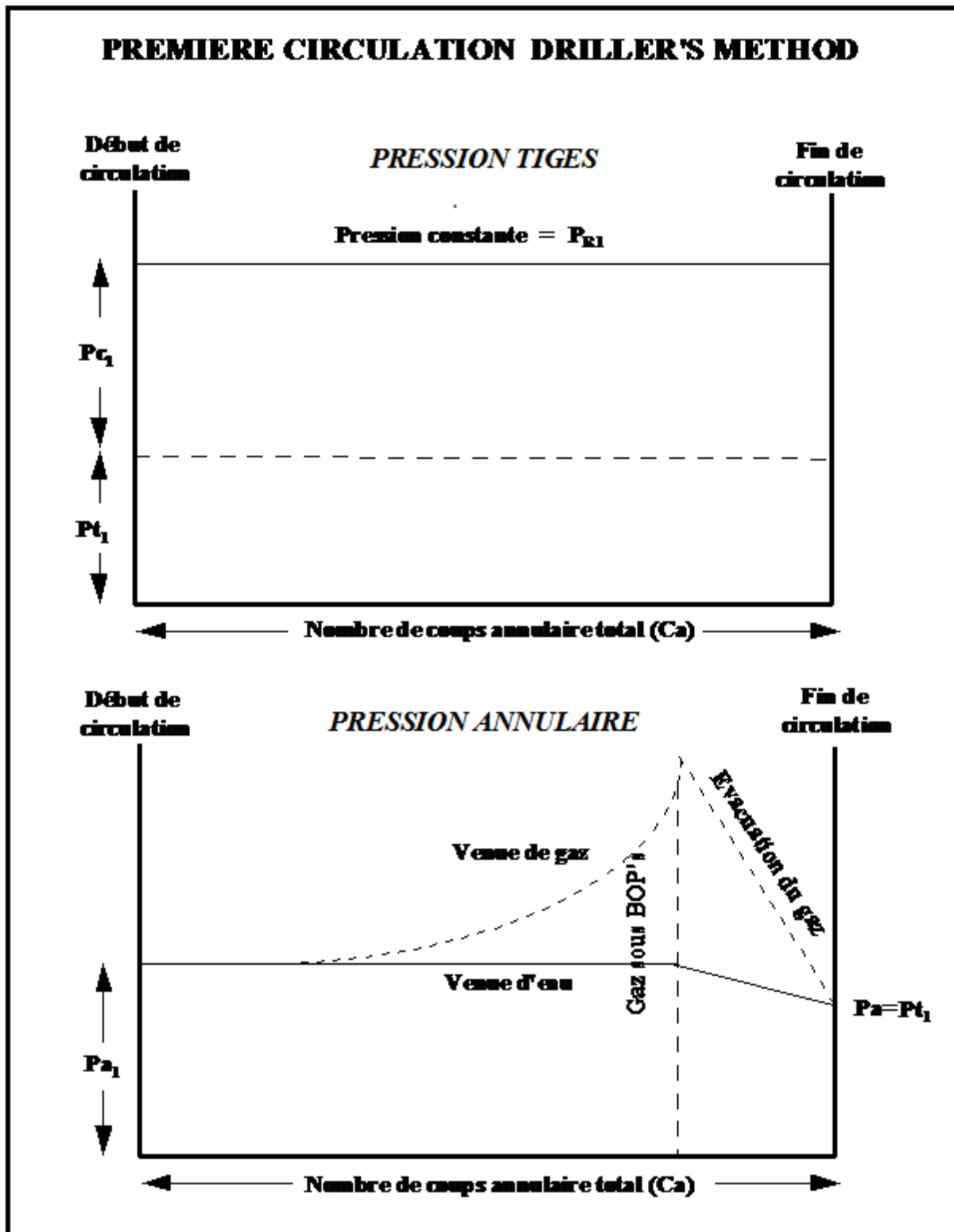


Figure VII 3:évolution des pressions en fonction du nombre des coups en première cycle

**VII.12.2. Deuxième cycle :**

Remplacer la boue de densité initiale ( $d_1=0.98$ ) par la boue de densité requise ( $d_r=1.07$ ) pour équilibrer la pression de pores en circulant sous duses.

**Objectif du deuxième cycle:**

Remplacer la boue de densité initiale ( $d_1$ ) par la boue de densité requise ( $d_r$ ) en maintenant la pression de fond constante et égale ou légèrement supérieure à la pression de pores la pression de refoulement décroît de  $Pr_1$  a  $Pr_r$  lorsque la boue de densité requise ( $d_r$ ) arrive a l'outil. Puis elle est maintenue constante jusqu'a la fin du cycle. Le débit de contrôle  $Q_r$  est constant pendant tout le cycle.

Au début du cycle :  $PR = PR_1 = P_{c1} + P_{t1} = 42$  bars

A l'arrivée de la boue  $D_r$  a l'outil  $PR = PR_r = 18.56$  bars

À la fin du cycle (Puits fermé)  $P_t = P_a = 0$

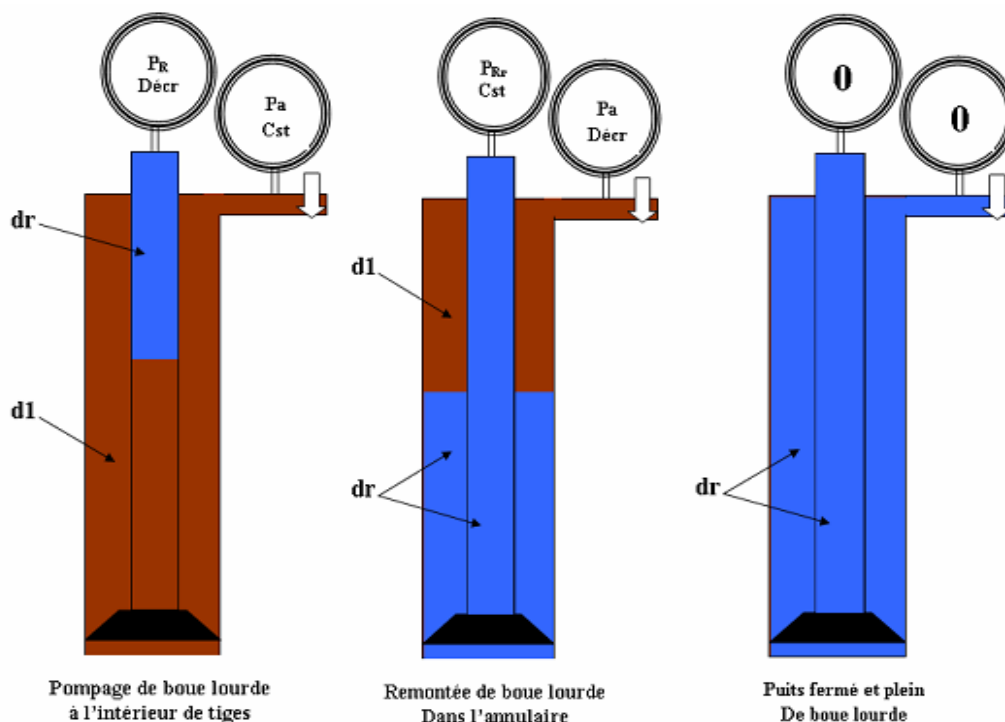
**Deuxième circulation de la driller's method**

Figure VII. 4:Deuxième circulation de la driller's method

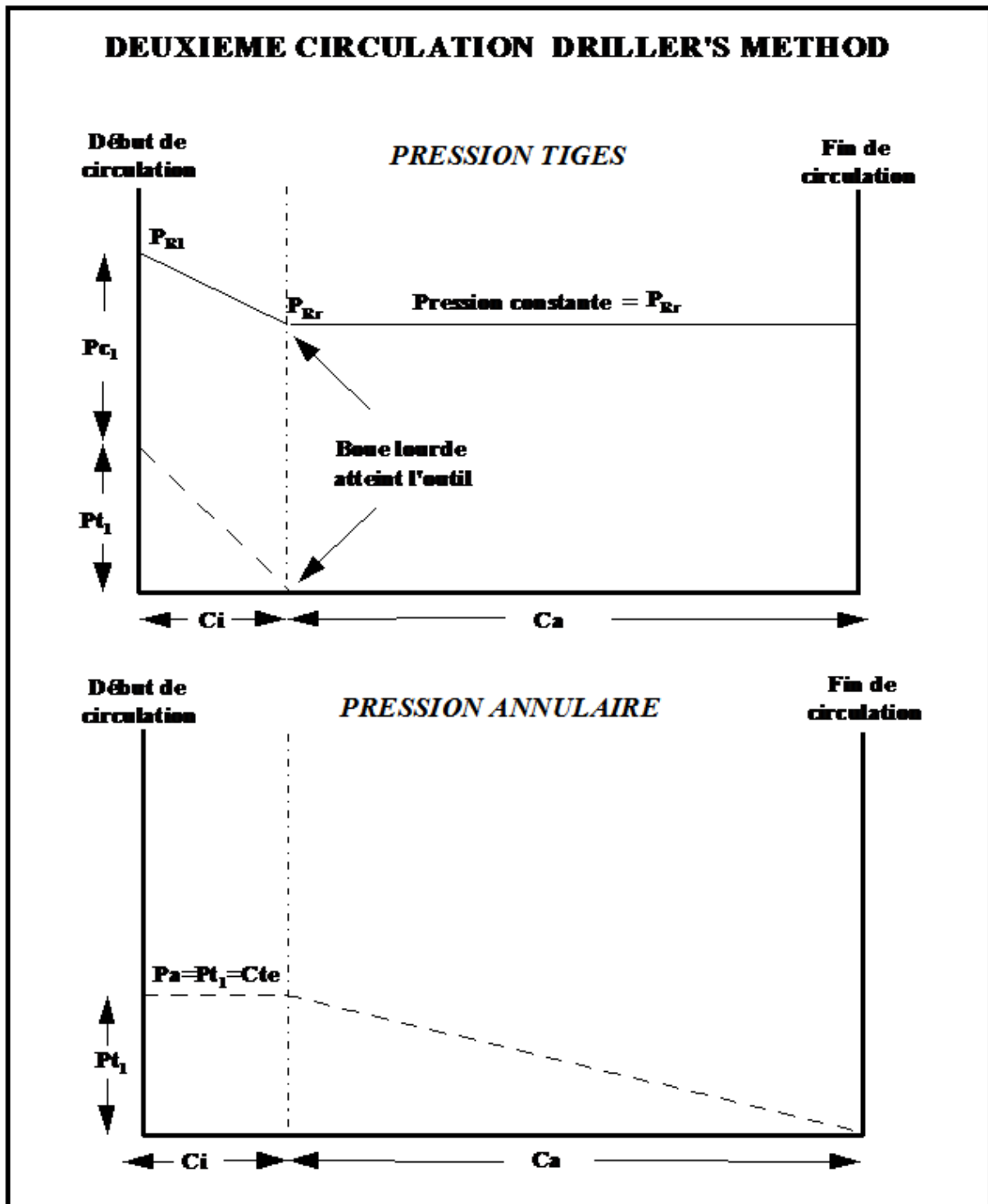


Figure VII. 5: évolution des pressions en fonction du nombre des coupes en deuxième cycle



**VII.13.Conclusion :**

Durant la circulation de la venue dans le découvert, la pression annulaire ne doit en aucun cas dépasser la pression maximale admissible en tête  $P_{adm}=134$  bars pour ne pas fracturer au sabot ou au point fragile.

Une fois la venue est dans le tubage, le risque de fracturation est écarté si la pression de fond est maintenue constante.

Après la mise en place de la boue de densité requise  $d_r=1.07$  cette dernière peut être alourdie à une densité supérieure fournissant une marge de sécurité (trip margin) de l'ordre de 10 à 15 bars.

### Conclusion général

Les risques des venues sont des événements accidentel se produisant sur les puits et peut survenir à tout moment durant la réalisation d'un forage et ils ont entraînant des conséquences immédiates grave pour le personnel et les biens ou l'environnement, mais certains été plus marquants par leur ampleur, leur violence et leur conséquence dans le monde.

C'est pourquoi la connaissance des causes et du processus permet de maîtriser les venues, par une bonne manipulation de l'effluent.

Dans notre cas de [venue dans le puits BKO- 6](#) , la détection rapide de l'intrusion du gaz dans le puits par le chef de poste pondant le forage de la phase 8 "1/2 et la fermeture immédiate de puits par l'équipe de forage [et le suivre](#) par la méthode de contrôle drilles méthode [qui ont le même principe de base](#) qui consiste à maintenir une pression au fond constante et égale ou légèrement supérieure à la pression de pores durant toute la durée du contrôle sont les éléments clés pour la réussite des opérations de remise sous contrôle du puits.

Il est donc indispensable de tout mettre en œuvre pour éviter le genre d'incidents et pour cela il faut :

- Assurer le contrôle primaire par un prissions de fond légèrement supérieure ou égale pression de port.
- Les équipements utilisés pour contrôler et circuler la venue doivent être testé par des tests de fonctionnement et des tests en pression à intervalle régulier,

Afin d'éviter des catastrophes pareilles il est nécessaire que le personnel intervenant sur les puits, durant ou après le forage, doive être suffisamment formé pour prévenir et contrôler une venue et le bien maitriser les procédures de fermeture de puits ou bien d'évacuation des effluents avant qu'elle ne se dégénère en éruption.

## **Introduction générale.....1**

### **Chapitre I : Présentation de la région et but de sondage**

I.1. Présentation de la région.....	3
I.1.1 Situation géographique.....	3
I.1.2. Localisation du puits BKO#6.....	4
I.1.3 Historique de la découverte.....	5
I.2. But du sondage.....	5
I.3 Description de la série stratigraphique.....	6
I.3.1 Cénozoïque.....	7
I.3.2 Mésozoïque.....	7
I.3.3 Palezoïque.....	11
I.4 Problèmes de forage.....	13
I.5 Fiche prévisionnelle de puits BKO #6.....	15
I.6 Profil réel de puits bko#6.....	16

### **Chapitre II : Le forage conventionnel**

II. 1. Introduction.....	17
II.2. Le forage conventionnel.....	17
II.2.1 Poids sur l'outil [weight on bit ou WOB].....	17
II.2.2 Rotation.....	18
II.2.3 Circulation.....	19
II.2.4 Ajout de tige.....	19
II.2.5 Remontée de l'outil.....	20
II.2.6 Tubage et cimentation.....	20
II.3. Les outils de forage.....	20
II.3.1 Différents types d'outils de forage.....	20
II.4. Garniture de forage.....	22
II.4.1 Composition d'une garniture de forage.....	22
II. 5. L'appareil de forage.....	23
II.5.1. Le mât de forage.....	23
II.5.2 Le mouflage.....	25
II.5.3 Fonction de rotation.....	27
II.5.4. Fonction de pompage.....	29
II.6. La boue de forage.....	31
II.6.1- Définition.....	32

II.6.2 Fonctions principales des boues de forage.....	32
II.6.3 Ses principales caractéristiques sont .....	32
II.6.4 Les principaux types de boue sont .....	32
II.7. Tubage et cimentation .....	34
II.7.1 Tubage.....	34
II.7.1.1 Rôle des tubages.....	34
II.7.1.2 Les différentes colonnes de tubage sont.....	34
II.7.2. La cimentation .....	35
II.7.2.1 Objectifs de la cimentation.....	35
II.7.2.2 Caractéristiques de la cimentation .....	35
II.7.2.3 Equipements de la colonne cimentation simple .....	35
II.7.3 Les étapes de cimentation .....	36
II.8. Conclusion.....	38

### Chapitre III : Généralité sur les pressions dans un puits

III.1. Introduction .....	39
III.2. Pression hydrostatique.....	40
III.3. Pression de refoulement (perte de charge) .....	41
III.4. Pression dynamique de fond .....	42
III.5. Pression géostatique .....	43
III.6. Pressions de formation .....	44
III.7. Pression de fracturation et test d'injectivité .....	45
III.7.2. Test d'injectivité (leak-off test) .....	46
III.7.2 Pression maximale admissible ( $P_{adm}$ ) .....	48
III.8.conclusion.....	49

### Chapitre IV : Les causes et signe des venues

IV.1 Introduction.....	50
IV.2 Les causes des venues.....	50
IV.2.1 Défaut de remplissage pendant le manœuvre.....	50
IV.2.2. Pistonnage vers le haut et vers le bas .....	51
IV.2.3. Perte de circulation.....	52
IV.2.4. Densité de boue insuffisante.....	52
IV.2.5 Contamination de la boue par le gaz .....	53
IV.2.6 Formation à pression anormalement élevée .....	54
IV.3. Signe des venues .....	54
IV. 3.1 Les signes précurseurs (avertisseur) d'une venue.....	55

IV.3.2 Les signes positifs d'une venue .....	58
IV.4.Conclusion .....	59

## Chapitre V : Les procédures et les méthodes de contrôle des venus

V.1 Introduction .....	78
V.2 Procédures de fermeture .....	78
V.2.1 Procédure de fermeture SOFT .....	78
V.2.1.1 Alignement du circuit de contrôle.....	78
V.2.1.2 Procédure de fermeture SOFT en cas de venue en forage .....	78
V.2.1.3 Procédure de fermeture SOFT en cas de venue en manœuvre.....	78
V.2.2 Procédure de fermeture HARD .....	79
V.2.2.1 Alignement du circuit de contrôle.....	79
V.2.2.2 Procédure de fermeture HARD en cas de venue en forage.....	79
V.2.2.3 Procédure de fermeture HARD en cas de venue en manœuvre .....	80
V.2.2.4.Avantages et inconvénients des différentes procédures de fermeture .....	81
V. 2.3.5 Procédure SOFT.....	81
V.3. Méthodes de contrôle des venues .....	81
V.3.1. Principe de contrôle .....	81
V.3.2. Méthodes de contrôle secondaire.....	81
V.3.2.1 Driller's Method (D.M).....	82
V.3.2.2 Wait & Weight Method (W.W.M).....	85
V. 4. Outres Techniques de contrôle .....	91
V.4.1 Lubricating Technique .....	91
V.4.2 Stripping .....	92
V.5. Conclusions .....	95

## Chapitre VI : Les équipements de contrôle des venus

VI.1. Introduction.....	96
VI.2. les obturateurs .....	96
VI.3. Différents types d'obturateurs .....	97
VI.3.1. Les Obturateurs Annulaires.....	97
VI.3.2. Les obturateurs à mâchoires .....	101
VI.3.3. Les obturateurs internes (I-BOP) .....	106
VI.4. Circuit manifold .....	110
VI.5. Tests des équipements.....	112
VI.5.1. Tests de fonctionnement.....	112
VI.5.2. Tests en pression .....	112

VI.5.3. Procédure de test de BOP .....	113
VI.5 Equipements de commande .....	116
VI.5.1 L'unité hydraulique .....	116
VI.5.2. Panel de commande de la duse .....	117
VI.5.3 Panel de commande à distance .....	118
VI.6. Equipements de traitement en surface .....	119
VI.7. Conclusion .....	121

## Chapitre VII : l'étude le cas de venus dans le puits BKO-6

VII.1.Introduction.....	122
VII.2. Etat de puits BKO-6.....	122
VII.3.Choix du débit de contrôle (Qr) : 26 coups /min .....	122
VII.4. Mesure des pertes de charge a débit réduit ( $P_{c1}$ ).....	123
VII.5. Calcul de la pression maximale admissible ( $P_{adm}$ ) .....	123
VII.5.1. Calcul pression de fracturation .....	124
VII.5.2. Calcul la densité de fracturation .....	124
VII.5.3. Calcul la pression admissible .....	124
VII.6. Mesure du gain et relevée des pressions en tête .....	125
VII.7. Détermination la nature d'effluent.....	125
VII.7.1. Hauteur d'effluent .....	125
VII.7.2. Densité d'effluent.....	125
VII.7.3. Le comportement de gaz en fonction de la migration.....	126
VII.8. Calcul de la densité requise ( $d_r$ ) et la masse de baryte (B).....	127
VII.8.1 La densité requise ( $d_r$ ).....	127
VII.8.2 La masse de baryte (B).....	127
VII.9. Calcul des volumes et temps de circulation.....	128
VII.9.1 Intérieur garniture .....	128
VII.9.2 Espace annulaire découvert.....	128
VII.9.3. Espace annulaire total .....	129
VII.9.4. fiche de contrôle d une venue de puits BKO-6 .....	130
VII.10. Calcul de la pression initiale de circulation ( $PR_1$ ) .....	131
VII.11. Calcul de la pression finale de circulation ( $PR_r$ ).....	131
VII.11.1. Fiche de contrôle d'une venue puit BKO-6 .....	132
VII.12. Le contrôle par la driller's méthode.....	133
VII.12.1. Premier cycle .....	133
VII.12.2. Deuxième cycle .....	135

VII.13.Conclusion ..... 137

**Conclusion générale** .....138

## Liste des figures

Figure I.1:Situation géographique de La région de HAOUD BERKAOUI. ....	3
Figure I.2: Coupe structurale Nord – Sud de HAOUD BERKAOUI.....	4
Figure I.3: Coupe stratigraphique type du Bloc 438 (OUED MYA) .....	6
Figure II.1:Travail de l’outil.....	17
Figure II.2: Poids sur l’outil .....	18
Figure II.3:La table de rotation. ....	18
Figure II.4:Circulation fluide de forage. ....	19
Figure II.5:Hydraulique des outils à molettes .....	21
Figure II.6:Outil diamant.....	21
Figure II.7:Outils PDC. ....	22
Figure II.8:Le mât. ....	24
Figure II.9:tiges sur traitreux.....	25
Figure II.10:La fonction levage.....	25
Figure II.11:moufles fixes et moufle mobile avec crochet.....	26
Figure II.12:le treuil. ....	27
Figure II.13:Table de rotation .....	28
Figure II.14: Tête d'injection et Le top drive. ....	29
Figure II.15:Pompe à boue .....	31
Figure II.16:classification des fluides de forage .....	33
Figure II.17:Colonnes de tubage. ....	34
Figure II.18:Unité de cimentation. ....	36
Figure II.19:Etapes de cimentation. ....	37
Figure III.1:Graphe de La relation entre Ppore, Ph et Pfrac.....	46
Figure III.2:Graphe de Diagramme d’enregistrement de test d’injectivité .....	48
Figure IV.1:Présentation du Pistonnage .....	51
Figure IV.2:Exemple de Sous-estimation de la pression de pore.....	53
Figure IV.3:Graphe de Présentation d’une zone à pression anormalement élevée .....	54
Figure IV.4:Variation de gradient de la température.....	57
Figure IV.5:pourcentage de gaz dans une formation sous compactée.....	58
Figure V.1:Fermeture soft .....	79
Figure V.2:Fermeture hard .....	80
Figure V.3:Evolution des pressions en tête des tiges et d’annulaire (DM).....	83
Figure V.4:Evolution des pressions en tête des tiges et d’annulaire (WWM). ....	86
Figure V.5:Evolutions des pressions (Pa et Pf).....	90



Figure VI.1:Hydril type GK avec chapeau vissé.....	98
Figure VI.2:Différent types de la garniture en caoutchouc .....	99
Figure VI.3:Schéma montrant la déformation du packing unit lors de la fermeture du BOP .....	100
Figure VI.4:Stripping avec un BOP annulaire (BOP en position fermée) .....	101
Figure VI.5:La pression à appliquer pour fermer l'annulaire.....	101
Figure VI.6:Cameron type U équipé de pipes rams .....	103
Figure VI.7:Verrouillage manuel du Cameron type U (BOP en position verrouillée).....	104
Figure VI. 8:Variable rams de Cameron type U.....	105
Figure VI. 9:Schéma montrant le circuit de fermeture d'un Cameron type U .....	105
Figure VI. 10:Schéma montrant le circuit d'ouverture d'un Cameron type U.....	106
Figure VI. 11:Safety valve Hydril en position fermée et Gray valve.....	108
Figure VI. 12:Clapet anti-retour.....	109
Figure VI. 13:Flapper valve Hydril.....	109
Figure VI. 14:Schéma montrant les liaisons BOP – circuit manifold .....	110
Figure VI.15:Duse commandée à distance et Duse manuelle .....	111
Figure VI.16:Schéma explique le test de pipe rams et de blind rams.....	115
Figure VI.17:Enregistrement d'un test de BOP annulaire.....	115
Figure VI.18:L'unité hydraulique .....	117
Figure VI.19:Panel de commande de la duse .....	118
Figure VI. 20:Panel de commande à distance .....	119
Figure VI.21:Disposition conventionnelle pour le contrôle de la tête de puits .....	119
Figure VI.22:Mud Gaz Séparator.....	120
Figure VI.23:Dégazeur.....	121
Figure VII. 1:Le comportement de gaz en fonction de la migration.....	126
Figure VII. 2:Première circulation de la driller's method.....	133
Figure VII 3:évolution des pressions en fonction du nombre des coupes en première cycle.....	134
Figure VII. 4:Deuxième circulation de la driller's method.....	135
Figure VII. 5: évolution des pressions en fonction du nombre des coupes en deuxième cycle .....	136

Tableau III.1:Gradient normal pour quelques zones ..... 44

Tableau VII. 1:mesure des pertes de charge à débit réduit (Pc1)..... 123

## Liste des abréviations

**BOP** : blow out preventers (fr) : empilage des obturateurs  
**TVD** : true vertical depth (fr) profondeur vertical réel  
**MD** : measured depth (fr) profondeur mesuré  
**PDC** : Poly Diamond Cristallin (fr) Poly diamant cristallin  
**MWD** : measurement while drilling (fr) mesure pendant le forage  
**PSI** : pound-force per square inch (fr) livre-force par pouce carré  
**HP** : high pressure (fr) haute pression  
**Ph<sub>A</sub>** : pression hydrostatique exercée en A  
**Ph<sub>B</sub>** : pression hydrostatique exercée en B  
**ρ** : masse volumique du fluide considérée  
**g** : accélération de la pesanteur  
**Z** : hauteur en m de la colonne de fluide  
**Pcs** : pertes de charge dans l'installation de surface.  
**Pcdp** : pertes de charge dans les drills pipes.  
**Pcdc** : pertes de charge dans les drills collars  
**Pco** : pertes de charge aux duses de l'outil  
**Pca** : pertes de charge dans l'espace annulaire  
**Ppores** : pression des pores  
**Padm** : pression maximale admissibles  
**Pfrac** : pression de fracturation  
**d** : densité initiale de la boue  
**d<sub>frac</sub>** : densité de fracturation  
**Zs** : cote verticale du sabot  
**ds** : la densité de sortie de la boue  
**di** : la densité initiale de la boue  
**H** : longueur des tiges remontées  
**Gb** : gradient de boue  
**Va tiges** : volume acier des tiges  
**Vi tubage** : volume intérieur de tubage  
**BHA** : bottom hole assembly (fr) ensemble de fond de trou  
**Pt1** : La pression stabilisée en tête des tiges  
**Pa1** : pression stabilisée en tête d'annulaire  
**Phi** : pression hydrostatique de la boue à l'intérieur de la garniture

**Pha** : pression hydrostatique de la boue dans l'espace annulaire

**Pheff** : pression hydrostatique de la venue dans l'espace annulaire

**dr** : densité requise de la boue

**d1** : densité initiale de la boue

**Pt** : La pression en tête des tiges

**Pa** : pression en tête d'annulaire

**Pr** : pression de refoulement

**Vea** : volume espace annulaire correspondant à la position du gaz dans l'espace annulaire

**Vm** : vitesse de migration du gaz

**EMW** : equivalent mud density (fr) La densité de boue équivalente

**SBT** : essai de pression au sabot

**TAGS** : trias argileux gréseux superiez

**TAGI** : trias argileux gréseux inférieur

**SIDPP** : Pression en tête des tiges puits fermé

**SCIP** : Pression en tête d'annulaire puits fermé

## BIBLIOGRAPHIE

- [1] : livre :J.P.NGUYEN ingénieur principal ; livre Le forage ; Editions Technip 1993.L'école de nationale supérieure de pétrole et des moteurs (ENSPM).
- [2] : Document ; Fiche de puits BKO-6 ; division forge pole centre ; SONTRACH.
- [3] : Livre : forge technique et procédés ; Dr. Mehdi Metaiche MCA à l'université de bouira octobre 2013;
- [4] : livre : Formulaire du foreur ; éditions 1989 ; éditions 1974.
- [5] : Document ; Module M1 ; Module M2 ; A.slimani ; C.soussi; Division forage ; département formation SONATRACH version 2004.
- [6] :livre : Introduction à l'industrie pétrolière et initiation au forage ;Daddou.M; Division forage ; département formation SONATRACH ; version 2007.
- [7]:livre;International Well Control Forum Inchbraoch House, South Quay Montrose, Angus DD10 9UA Scotland.
- [8] : Document ; © 2006 ENSPM Formation Industrie – IFP Training ; Introduction à la Prévention d'éruption
- [9] : Document; prévention et control des éruptions ; Rèd Med Training centre
- [10] : Document ; certification IWCF well control level 3-4 ; international training center TSP ; version juin 2017.
- [11] : Document ; well control ; naftogaz ; international Wall control ; version 2005.

- Documents ENSPM Formation Industrie — IFP Training-2006
- Document SONTRACH
  - ❖ module M3; (traiter : Jeudi 9/09 au Samedi 11/09/04)
  - ❖ well control
- Well control preparation (NAFTOGAZ)
- Formulaire du foreur (éditions 1989)
- Formulaire du foreur (éditions 1974)
- Cours de fluides de forage et technologie de forage Dr Abderrahmane MELLAK
- Well control
  - For the rig –site drilling team (ABERDEEN DRILLING SCHOOLS)
- Forage rotary (le contrôle des éruptions) group III leçon 3
- Drillingactivities –Wellactivities (Total Professeurs Associés)
  - Présentation : jean BERA -du 5 au 8 janvier 2008
- Le forage : J.P.NGUYEN : Editions Technip 1993





LA CAPACITE GEOMETRIQUE DE LA MASSE DE TIGE [4]

B 12

**GEOMETRIC CHARACTERISTICS OF DRILL PIPES  
(New pipe bodies and tool joints) (continued)**

Nominal diameter (in)	Nominal weight (lb/ft)	Wall thickness (mm)	ID		Cross-section (mm <sup>2</sup> )	Polar moment of inertia (mm <sup>4</sup> )	Polar modulus (mm <sup>3</sup> )	Upset and grade		Type of tool joint	Tool joint OD (mm)	Tool joint ID (mm)	Approximate weight including tool joint	
			(in)	(mm)				IEU	X				(kg/m)	(lb/ft)
5 (127 mm)	25.60	12.70	4.000	101.60	4 560	15 078 604	237 458	IEU	X	NC50 (XH)	165.1	76.2	41.40	27.82
								IEU	X	NC50 (IF)	168.3	73.2	41.77	28.07
								IEU	X	5 1/2 FH	177.8	88.9	42.48	28.55
5 1/2 (139.70 mm)	21.90	9.17	4.778	121.36	3 760	16 096 385	230 442	IEU	E	FH	177.8	101.6	35.41	23.79
								IEU	X	FH	177.8	95.3	36.33	24.41
								IEU	G	FH	184.2	88.9	37.59	25.26
								IEU	S	FH	190.5	76.2	39.25	26.37
								IEU	E	FH	177.8	101.6	39.16	26.31
								IEU	X	FH	184.2	88.9	41.29	27.75
6 5/8 (168.28 mm)	25.20	8.38	5.965	151.52	4 210	26 981 773	320 677	IEU	E	FH	203.2	127.0	41.00	27.55
								IEU	X	FH	203.2	127.0	41.00	27.55
								IEU	G	FH	209.6	120.7	42.57	28.61
								IEU	S	FH	215.9	107.9	44.70	30.04
								IEU	E	FH	203.2	127.0	43.76	29.41
								IEU	X	FH	209.6	120.7	45.32	30.45
27.70	9.19	149.90	5.901	149.90	4 593	29 159 551	346 560	IEU	G	FH	209.6	120.7	45.32	30.45
								IEU	S	FH	215.9	107.9	47.44	31.88

mm x 0.0394 = in    mm<sup>2</sup> x 0.00155 = in<sup>2</sup>    mm<sup>3</sup> x 6.10 10<sup>-5</sup> = in<sup>3</sup>    mm<sup>4</sup> x 2.40 10<sup>-6</sup> = in<sup>4</sup>

# Annexe

## GEOMETRES DU TIGE DE FORAGE [4]

**B 2**

### API DRILL PIPE LIST AND BODY AND UPSET GEOMETRY (API Spec 5D, 3<sup>rd</sup> edition, August 1, 1992)

Nominal diameter		Nominal weight	Wall thickness of pipe body	Inside diameter of pipe body	Steel grade	Upset					
						IU		EU		IEU	
(in)	(mm)	(lb/ft)	(mm)	(mm)		OD (mm)	ID (mm)	OD (mm)	ID (mm)	OD (mm)	ID (mm)
2 3/8	60.3	6.65	7.11	46.1	E X-G-S			67.5 67.5	46.1 39.7		
2 7/8	73.0	10.40	9.19	54.6	E X-G-S	73.0 73.0	33.3 41.4	81.8 82.6	54.6 49.2		
3 1/2	88.9	9.50	6.45	76.0	E	88.9	57.2	97.1	76.0		
3 1/2	88.9	13.30	9.35	70.2	E X-G-S	88.9 88.9	49.2 49.2	97.1 101.6	66.1 63.5		
3 1/2	88.9	15.50	11.40	66.1	E X-G-S	88.9 -	49.2 -	97.1 101.6	66.1 63.5	- 96.0	- 49.2
4	101.6	14.00	8.38	84.8	E X-G-S	101.6 101.6	69.8 66.8	114.3 117.5	84.8 77.8		
4 1/2	114.3	13.75	6.88	100.5	E	114.3	85.7	127.0	100.5		
4 1/2	114.3	16.60	8.56	97.2	E X-G-S	- -		127.0 131.8	97.2 90.5	118.3 118.3	80.2 73.0
4 1/2	114.3	20.00	10.92	92.5	E X-G-S	- -		127.0 131.8	92.5 87.3	121.4 121.4	76.2 71.5
5	127.0	16.25	7.52	112.0	E	127.0	95.2				
5	127.0	19.50	9.19	108.6	E X-G-S			- 146.1	- 100.0	131.8 131.8	93.7 90.5
5	127.0	25.60	12.70	101.6	E X-G-S			- 149.2	- 96.9	131.8 131.8	87.3 84.2
5 1/2	139.7	21.90	9.17	121.4	E X-G-S					141.3 141.3	101.6 96.9
5 1/2	139.7	24.70	10.54	118.6	E X-G-S					141.3 141.3	101.6 96.9
6 5/8	168.3	25.20	8.38	151.5	E					176.0	135.0
6 5/8	168.3	25.20	8.38	151.5	X-G-S					176.0	135.0
6 5/8	168.3	27.70	9.19	149.9	E X-G-S					176.0 176.0	135.0 135.0

mm x 0.0394 = in

Annexe

CONVERTIRONS UN DECIMAL DE POUCE EN METRE [4]

A 9

DECIMAL AND METRIC EQUIVALENTS  
OF FRACTIONS OF AN INCH

Fraction	Decimal equivalent	(mm)	Fraction	Decimal equivalent	(mm)	
	1/64	0.015625	0.39688	33/64	0.515625	13.09690
	1/32	0.031250	0.79375	17/32	0.531250	13.49378
	3/64	0.046875	1.19063	35/64	0.546875	13.89065
1/16		0.062500	1.58750	9/16	0.562500	14.28753
	5/64	0.078125	1.98438	37/64	0.578125	14.68440
3/32		0.093750	2.38125	19/32	0.593750	15.08128
	7/64	0.109375	2.77813	39/64	0.609375	15.47816
<b>1/8</b>		0.125000	3.17501	<b>5/8</b>	0.625000	15.87503
	9/64	0.140625	3.57188	41/64	0.640625	16.27191
5/32		0.156250	3.96876	21/32	0.656250	16.66878
	11/64	0.171875	4.36563	43/64	0.671875	17.06566
3/16		0.187500	4.76251	11/16	0.687500	17.46253
	13/64	0.203125	5.15939	45/64	0.703125	17.85941
7/32		0.218750	5.55626	23/32	0.718750	18.25629
	15/64	0.234375	5.95314	47/64	0.734375	18.65316
<b>1/4</b>		0.250000	6.35001	<b>3/4</b>	0.750000	19.05004
	17/64	0.265625	6.74689	49/64	0.765625	19.44691
9/32		0.281250	7.14376	25/32	0.781250	19.84379
	19/64	0.296875	7.54064	51/64	0.796875	20.24067
5/16		0.312500	7.93752	13/16	0.812500	20.63754
	21/64	0.328125	8.33439	53/64	0.828125	21.03442
11/32		0.343750	8.73127	27/32	0.843750	21.43129
	23/64	0.359375	9.12814	55/64	0.859375	21.82817
<b>3/8</b>		0.375000	9.52502	<b>7/8</b>	0.875000	22.22504
	25/64	0.390625	9.92189	57/64	0.890625	22.62192
13/32		0.406250	10.31877	29/32	0.906250	23.01880
	27/64	0.421875	10.71565	59/64	0.921875	23.41567
7/16		0.437500	11.11252	15/16	0.937500	23.81255
	29/64	0.453125	11.50940	61/64	0.953125	24.20942
15/32		0.468750	11.90627	31/32	0.968750	24.60630
	31/64	0.484375	12.30315	63/64	0.984375	25.00318
<b>1/2</b>		0.500000	12.70003	<b>1</b>	1.000000	25.40005

# Annexe

## CONVERSION DES UNITES METRIQUE & ANGLOSACSON [4]

**A 4**

### CONVERSION FACTORS (continued)

Multiply	Symbol	by	to obtain	Symbol
Hectares	ha	2.47105	Acres	
Hectares	ha	10 000	Square meters	m <sup>2</sup>
Hectares	ha	0.00386101	Square miles	sq mile
Hectares	ha	10 000	Square meters	m <sup>2</sup>
Horsepowers	hp	0.7457	Kilowatts	kW
Horsepowers	hp	1.01387	Steam horsepowers	ch
Horsepowers	hp	745.701	Watts	W
Horsepowers (steam)	ch	0.98632	Horsepowers	hp
Horsepowers (steam)	ch	735.498	Watts	W
Inches	in	25.4	Millimeters	mm
Inches	in	2.54	Centimeters	cm
Inches	in	0.0833333	Feet	ft
Inches	in	0.02777	Yards	yd
Square inches	in <sup>2</sup>	6.4516	Square centimeters	cm <sup>2</sup>
Square inches	in <sup>2</sup>	0.00694444	Square feet	ft <sup>2</sup>
Square inches	in <sup>2</sup>	0.0007716	Square yards	yd <sup>2</sup>
Square inches	in <sup>2</sup>	0.00064516	Square meters	m <sup>2</sup>
Cubic inches	in <sup>3</sup>	16.3871027	Cubic centimeters	cm <sup>3</sup>
Cubic inches	in <sup>3</sup>	0.00010307	Barrels	bbl
Cubic inches	in <sup>3</sup>	0.0005787	Cubic feet	ft <sup>3</sup>
Cubic inches	in <sup>3</sup>	0.0163865	Liters	l
Cubic inches	in <sup>3</sup>	0.5541	Ounces	oz
Cubic inches	in <sup>3</sup>	0.0173	Quarts	qt
Cubic inches	in <sup>3</sup>	0.004329	Gallons (US)	gal (US)
Cubic inches	in <sup>3</sup>	0.0036046	Imperial gallon	gal (UK)
Cubic inches	in <sup>3</sup>	1.6387E-05	Cubic meters	m <sup>3</sup>
Cubic inches	in <sup>3</sup>	2.1433E-05	Cubic yards	yd <sup>3</sup>
Inches of mercury	inHg	0.03342246	Atmospheres (mean sea level)	atm
Inches of mercury	inHg	1333.22	Pascals	Pa
Inches of mercury	inHg	0.4912	Pounds-force per square inch	psi
Inches.pounds-force	in.lbf	0.1129848	Newtons.meters	N.m
Joules	J	6.2415E+18	Electronvolts	eV
Joules	J	0.23889154	Calories	cal
Joules	J	0.737561	Feet.pounds-force	ft.lbf
Joules	J	0.00094781	British thermal units	Btu
Kilocalories	kcal	3.96707	British thermal units	Btu
Kilocalories per cubic meter	kcal/m <sup>3</sup>	0.112355	British thermal units per cubic foot	Btu/ft <sup>3</sup>
Kilocalories per kilogram	kcal/kg	1.79943	British thermal units per pound	Btu/lb
Kilocalories per square meter	kcal/m <sup>2</sup>	0.368553	British thermal units per square foot	Btu/ft <sup>2</sup>
Kilograms-force	kgf	2.204586	Pounds-force	lbf
Kilograms-force	kgf	0.00098425	Long tons-force	lg tonf
Kilograms-force	kgf	0.001	Tons-force	tf
Kilograms-force	kgf	2.20462	Pounds-force	lbf
Kilograms-force	kgf	0.0234534	Sacks (cement)	
Kilograms-force	kgf	0.0011023	Short tons-force	sh tonf
Kilograms-force	kgf	9.81	Newtons	N
Kilograms-force	kgf	0.981	Decanewtons	daN
Kilograms-force per cubic meter	kgf/m <sup>3</sup>	0.3505	Pounds-force per barrel	lbf/bbl
Kilograms-force per cubic meter	kgf/m <sup>3</sup>	0.35050001	Pounds-force per barrel	lbf/bbl
Kilograms-force per liter	kgf/l	8.34523	Pounds-force per gallon (US)	lbf/gal
Kilograms-force per liter	kgf/l	62.4278	Pounds-force per cubic foot	lbf/ft <sup>3</sup>

## Annexe

## CONVERSION DES UNITES METRIQUE &amp; ANGLOSACSON [4]

A 5

## CONVERSION FACTORS (continued)

Multiply	Symbol	by	to obtain	Symbol
Kilograms-force per meter	kgf/m	0.671971	Pounds-force per foot	lbf/ft
Kilograms-force per square centimeter	kgf/cm <sup>2</sup>	14.2233	Pound-force per square inch	psi
Kilograms-force per square millimeter	kgf/mm <sup>2</sup>	0.711167	Short tons-force per square inch	sh tonf/in <sup>2</sup>
Kilograms-force per square millimeter	kgf/mm <sup>2</sup>	102.408	Short tons-force per square foot	sh tonf/ft <sup>2</sup>
Kilograms-force.meters	kgf.m	9.81	Newtons.meters	N.m
Kilograms-force.meters	kgf.m	7.23301	Feet.pounds-force	ft.lbf
Kilograms-force/liter	kgf/l	8.3472454	Pounds-force/gallon	lbf/gal
Kilograms-force/liter	kgf/l	62.421972	Pounds-force/cubic foot	lbf/ft <sup>3</sup>
Kilometers	km	0.621373	Statute miles (land miles)	mile (st)
Kilometers	km	0.539613	Nautical miles (UK sea miles)	mile (Nau) UK
Kilometers	km	0.539957	Nautical miles (other countries)	mile (Nau)
Kilometers	km	3280.83	Feet	ft
Kilometers	km	1093.61	Yards	yd
Kilometers	km	1000	Meters	m
Kilometers	km	10000	Centimeters	cm
Kilometers	km	0.621388	Miles	mile
Kilometers	km	0.539957	Nautical miles	mile (Nau)
Square kilometers	km <sup>2</sup>	0.386102	Square miles	sq mile
Square kilometers	km <sup>2</sup>	247.1	Acres	
Kilopascals	kPa	0.145038	Pounds-force per square inch	psi
Kilopascals	kPa	0.01	Bars	bar
Kilopascal/meter	kPa/m	0.0442086	Pounds square inches/foot	psi/ft
Kilowatt-hours	kWh	3.60E+06	Joules	J
Kilowatts	kW	1.34102	Horsepowers	hp
kips		4.45E+03	Newtons	N
kips per square inch	ksi	6.89E+06	Pascals	Pa
Knots		0.514444	Meters per second	m/s
Liters	l	61.025844	Cubic inches	in <sup>3</sup>
Liters	l	0.0353147	Cubic feet	ft <sup>3</sup>
Liters	l	0.264178	Gallons (US)	gal (US)
Liters	l	0.219976	Imperial gallons	gal (UK)
Liters	l	0.00628994	Barrels	barrel
Liters	l	1000	Cubic centimeters	cm <sup>3</sup>
Liters	l	1.0567	Quarts	qt
Liters	l	0.0013	Cubic yards	yd <sup>3</sup>
Liters	l	0.001	Cubic meters	m <sup>3</sup>
Liters per cubic meter	l/m <sup>3</sup>	0.042	Gallons (US) per barrel	gal/bbl
Liters/meter	l/m	0.0805214	Gallons (US) per foot	gal/ft
Megapascals	MPa	10	Bars	bar
Megapascals	MPa	145.038	Pounds-force per square inch	psi
Meters	m	3.28084	Feet	ft
Meters	m	1.09361	Yards	yd
Meters	m	0.001	Kilometers	km
Meters	m	0.00062137	Miles	mile
Meters	m	1000	Millimeters	mm
Square meters	m <sup>2</sup>	0.15976117	Barrels per inch	bbl/in
Square meters	m <sup>2</sup>	1.91713417	Barrels per foot	bbl/ft
Square meters	m <sup>2</sup>	10.7639	Square feet	ft <sup>2</sup>
Square meters	m <sup>2</sup>	0.0002471	Acres	

# Annexe

## Densité des fluides

A 25

### SPECIFIC GRAVITY OF VARIOUS MATERIALS AND FLUIDS

Name	Specific gravity	Name	Specific gravity
<b>Rock:</b>		<b>Materials:</b>	
Dry sand	2.6	Baryte (barium sulfate)	4.2 to 4.3
Gypsum	2.3 to 2.37	Compact brick	2.2
Granite	2.4 to 3.0	Compact clay	2.1
Hard limestone	2.4 to 2.7	Concrete	2.25
Marble	2.5 to 2.9	Glass	2.53
Medium-hard limestone	1.9 to 2.3	Portland cement (powder)	3.0 to 3.3
Quartzite	2.2 to 2.8	Portland cement slurry	1.8 to 2.0
Rock salt	2.16	Walnut shells	1.3
Sandstone	1.9 to 2.6		
<b>Liquids (at 25°C):</b>		<b>Gas (at 10°C and 760 mmHg in relation to air):</b>	
Acetone	0.791	Air	1
Benzene	0.878	Isobutane	2.067
Carbon tetrachloride	1.595	<i>n</i> -butane	2.0854
Chloroform	1.482	Carbon dioxide	1.529
Ether	0.714	Carbon monoxide	0.9671
Ethyl alcohol	0.816	Ethane	1.0493
Glycerin	1.260	Ethylene	0.9749
Methyl alcohol	0.792	hydrogen	0.06952
Trichloroethylene	1.455	Hydrogen sulfide	1.19
Water at 4°C	1	Methane	0.5544
		Oxygen	1.10527
		Propane	1.554

# Annexe

## Densités du fluide de forage

**A 28**

### BUOYANCY FACTOR (Steel specific gravity = 7.85)

Mud density			Factor k	Mud density			Factor k
(kg/l)	(lb/gal)	(lb/ft <sup>3</sup> )		(kg/l)	(lb/gal)	(lb/ft <sup>3</sup> )	
<b>1.00</b>	8.35	62.4	0.873	<b>1.62</b>	13.52	101.1	0.794
<b>1.02</b>	8.51	63.7	0.870	<b>1.64</b>	13.69	102.4	0.791
<b>1.04</b>	8.68	64.9	0.868	<b>1.66</b>	13.85	103.6	0.789
<b>1.06</b>	8.85	66.2	0.865	<b>1.68</b>	14.02	104.9	0.786
<b>1.08</b>	9.01	67.4	0.862	<b>1.70</b>	14.19	106.1	0.783
<b>1.10</b>	9.18	68.7	0.860	<b>1.72</b>	14.35	107.4	0.781
<b>1.12</b>	9.35	69.9	0.857	<b>1.74</b>	14.52	108.6	0.778
<b>1.14</b>	9.51	71.2	0.855	<b>1.76</b>	14.69	109.9	0.776
<b>1.16</b>	9.68	72.4	0.852	<b>1.78</b>	14.85	111.1	0.773
<b>1.18</b>	9.85	73.7	0.850	<b>1.80</b>	15.02	112.4	0.771
<b>1.20</b>	10.01	74.9	0.847	<b>1.82</b>	15.19	113.6	0.768
<b>1.22</b>	10.18	76.2	0.845	<b>1.84</b>	15.36	114.9	0.766
<b>1.24</b>	10.35	77.4	0.842	<b>1.86</b>	15.52	116.1	0.763
<b>1.26</b>	10.51	78.7	0.839	<b>1.88</b>	15.69	117.4	0.761
<b>1.28</b>	10.68	79.9	0.837	<b>1.90</b>	15.86	118.6	0.758
<b>1.30</b>	10.85	81.2	0.834	<b>1.92</b>	16.02	119.9	0.755
<b>1.32</b>	11.02	82.4	0.832	<b>1.94</b>	16.19	121.1	0.753
<b>1.34</b>	11.18	83.7	0.829	<b>1.96</b>	16.36	122.4	0.750
<b>1.36</b>	11.35	84.9	0.827	<b>1.98</b>	16.52	123.6	0.748
<b>1.38</b>	11.52	86.2	0.824	<b>2.00</b>	16.69	124.9	0.745
<b>1.40</b>	11.68	87.4	0.822	<b>2.02</b>	16.86	126.1	0.743
<b>1.42</b>	11.85	88.6	0.819	<b>2.04</b>	17.02	127.4	0.740
<b>1.44</b>	12.02	89.9	0.817	<b>2.06</b>	17.19	128.6	0.738
<b>1.46</b>	12.18	91.1	0.814	<b>2.08</b>	17.36	129.8	0.735
<b>1.48</b>	12.35	92.4	0.811	<b>2.10</b>	17.52	131.1	0.732
<b>1.50</b>	12.52	93.6	0.809	<b>2.12</b>	17.69	132.3	0.730
<b>1.52</b>	12.68	94.9	0.806	<b>2.14</b>	17.86	133.6	0.727
<b>1.54</b>	12.85	96.1	0.804	<b>2.16</b>	18.03	134.8	0.725
<b>1.56</b>	13.02	97.4	0.801	<b>2.18</b>	18.19	136.1	0.722
<b>1.58</b>	13.19	98.6	0.799	<b>2.20</b>	18.36	137.3	0.720
<b>1.60</b>	13.35	99.9	0.796	<b>2.22</b>	18.53	138.6	0.717

$$k = 1 - \frac{\text{Mud density}}{\text{Steel density}}$$

#### Calculation of apparent string weight in mud

$$\text{Apparent weight} = \text{Real weight} - \text{Buoyancy}$$

$$\text{Buoyancy} = \frac{\text{Real weight} \times \text{Mud density}}{\text{Steel density}}$$

hence:

$$\text{Apparent weight} = \text{Real weight} \left[ \frac{\text{Steel density} - \text{Mud density}}{\text{Steel density}} \right]$$

$$\text{Apparent weight} = \text{Real weight} \times \text{Buoyancy factor}$$

*Example:* Steel weight of a string = 125 t

Mud density = 1.18 kg/l

$$\text{Apparent weight of string} = 125 \times 0.849 = 106.1 \text{ t}$$