



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



## **Université Amar Thelidji- Laghouat**

**FACULTE : TECHNOLOGIE**

**DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS**

### **MEMOIRE DE MASTER**

**Présenté par : DEMMANA AHMED**

**DOMAINE : Sciences et Technologies**

**FILIERE : Génie des Procédés**

**OPTION : Génie Gazier**

### **Thème**

**Etude comparative de deux méthodes de contrôle des venues  
d'un effluent au cours d'un forage pétrolier  
Gisement Hassi Berkine Ouest.**

#### **Jury de soutenance :**

<b>Nom et Prénom</b>	<b>Grade</b>	<b>Qualité</b>
Djedid Mabrouk	MCA	Président
Abdelmouiz Ahmed	MAA	Examineur
Merigui Khaled	MAA	Rapporteur

**Promotion : 2020 – 2021.**

## *Dédicace*

*Je tiens C'est avec grande plaisir que je dédie ce modeste travail particulièrement à mes chers parents, qui ont consacré leur existence à bâtir la mienne, pour leur soutien, patience et soucis de tendresse et d'affection pour ce que ils ont fait pour que je puisse arriver à ce stade.*

*A ma mère Rebeha qui m'a encouragé durant toutes mes études, et qui sans elle, ma réussite n'aura pas eu lieu. Qu'elle trouve ici mon amour e mon affection.*

*A mon père Mihoub qui est toujours disponible pour nous, et prêt à nous aider, je lui confirme mon attachement et mon profond respect.*

*A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, ma grand-mère Henia.*

*A la flamme de mon cour, ma grand-mère Kheira.*

*A mon grand-père mes oncles et mes tantes, que dieu leurs donne une longue et joyeuse vie.*

*A ma petite famille, mon soutien moral et source de joie ma mariée Zineb, et mes chers petites enfants Bouchra, Imane, Razane, Zahra.*

*A mes chères Frères et sœurs. Abdelmalek, kheira, Fatima, Henia, Tourkia, et Tatna.*

*A tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom Demana, je dédie ce travail à tous ceux qui participé à ma réussi.*

*A tous ceux qui me sont chers.*

*A tous ceux que j'aime.*

*Ahmed Demana.*

## **Remerciement**

*Je remercie tout d'abord **ALLAH** le tout puissant pour nous donner la santé la patience, la puissance et la volonté pour réaliser ce mémoire. Un grand merci à toutes les personnes qui nous ont soutenus de près ou de loin au cours de la réalisation de ce modeste travail;*

*Je remercie Mon promoteur **Mr Merigui Khaled** de m'avoir encadré, aidé et orienté par ses conseils fructueux.*

*Je tiens à remercier aux membres de jury, **Mr Djedid Mabrouk** et **Mr Abdelmouiz Ahmed**, d'avoir accepté de faire partie du jury d'évaluation de ce mémoire.*

*Je remercie tous les enseignants de département de génie des procédés de L'université de Laghouat.*

*Je tiens aussi à exprimer mes remerciements pour mes amis, tous les travailleurs de l'Entreprise Nationale des Travaux aux Puits ENTP, TP 210, TP 194, TP162, TP129, TP 199, aux formateurs du centre de formation de CFENTP **Mr Ferloul Menad** et **Mr Abderrahmane** pour sa collaboration.*

*A tous ceux qui nous ont aidés et encouragés de près ou de loin.*

*Ahmed Demana.*

**Liste des abréviations**

- BHA : Bottom Hole Assembly: ensemble du fond du trou.
- BOP : Blow Out Preventers: empilage des obturateurs.
- $C_i$  : Nombre de coups de pompe (cout/min).
- Cps : Cout par Strokes (L/cout).
- $d_1$  : Densité initiale de la boue.
- $d_r$  : Densité requise de la boue pour remettre le puits sous contrôle.
- $d_{\text{eff}}$  : Densité de l'effluent.
- $d_{\text{frac}}$  : Densité de fracturation.
- $h_g$  : Hauteur du gaz (m).
- D.M : Driller's Method.
- A-Csg : Annulaire Casing.
- A-Dp-OH : Annulaire Drill pipe-open hole.
- H : Cote verticale (m).
- $h_b$  : Hauteur de boue de densité initiale (m).
- $h_{br}$  : Hauteur de boue de densité requise (m).
- $h_g$  : Hauteur du gaz (m).
- $H_s$  : Cote verticale du point fragile (sabot) (m).
- G : Volume de la venue mesuré à la fermeture (litre).
- $G_{\text{max}}$  : Volume maximum de la venue pour ne pas craquer au sabot ou dépasser la pression maximum de service (litre).
- k : Coefficient calculé par abaque ou calcule à partir de facteur de compressibilité
- $L_{\text{BHA}}$  : Longueur de BHA (m).
- $N_r$  : Vitesse de la pompe correspondant au débit réduit (cps/min).
- $p_s$  : Pression au sabot (bar).
- $p_a$  : Pression en tête de l'espace annulaire en cours de contrôle (bar).
- $p_{ai}$  : Pression stabilisée en tête de l'espace annulaire, puits fermé, après venue avec la boue de densité  $d_1$  (bar).
- $p_{\text{adm}}$  : Pression maximale admissible en tête de l'espace annulaire, puits fermé, correspondant à la fracturation au point fragile (bar).
- $p_{a\text{max}}$  : Pression en tête de l'espace annulaire à l'arrivée du bouchon de gaz en surface (bar).
- $p_{ci}$  : Pertes de charge au débit de contrôle avec la boue de densité  $d_1$  mesurées par le circuit normal de forage (bar).
- $p_{cr}$  : pertes de charge au débit de contrôle avec la boue de densité  $d_r$  mesurées par le circuit normal de forage (bar).
-

- $p_c$  : Pertes de charges     $p_{cs}$  : Circuit de surface.  
 $p_{ct}$  : Intérieur des tiges.  
 $p_{cdc}$  : Intérieur Drill Collars.  
 $p_{co}$  : à l'outil.  
 $p_{cea}$  : Espace annulaire.
- $p_f$  : Pression exercée sur le fond du puits (bar).  
 $p_{frac}$  : Pression de fracturation au point fragile (bar).  
 $p_G$  : Pression de formation (bar).  
 $p_h$  : Pression hydrostatique (bar).  
 $p_{t1}$  : Pression stabilisée en tête des tiges, puits fermé, après venue, avec de la boue de densité  $d_1$  (bar).  
 $p_{t2}$  : Pression stabilisée en tête des tiges, puits fermé, avec de la boue de densité  $d_2$  (bar).  
 $Q$  : Débit utilisé en forage (litre/min).  
 $Q_r$  : Débit utilisé pour remettre le puits sous contrôle (L/min).  
ROP : Rate Of Pénétration, vitesse d'avancement (m/h).  
RPM : Tour par min.  
 $S$  : Majoration de pression sur le fond (sécurité) (bar).  
SPM : Stroke per Minute.  
 $T_i$  : Temps de circulation.  
 $V_i$  : Volume intérieur garniture.  
 $V_d$  : Volume découverte.  
 $V_{g-sabot}$  : Volume du gaz lorsque il arrive au sabot.  
 $V_{g-surface}$  : Volume du gaz lorsque il arrive au surface.  
WOB : Weight Of Bit, poids sur l'outil.  
WWM : Whait And Weight Method.  
 $X$  : Déplacement de la boue de densité requise  $d_r$  du fond jusqu'au surface.  
 $Z$  : Facteur de compressibilité.  
 $Z_f$  : Facteur de compressibilité au fond.  
 $Z_s$  : Facteur de compressibilité au sabot.  
 $Z_S$  : Facteur de compressibilité à la surface.  
 $\Phi$  : Diamètre de la conduite.
-

**Liste des figures**

Fig I.1 Diagramme type d'enregistrement d'un Leak-off Test.....	3
Fig I.2 Aligement de circuit contrôle pour fermeture soft.....	7
Fig I.3 Aligement de circuit contrôle pour fermeture Hard.....	8
Fig II.1 : Pressions de pore pendant la fermeture du puits après la venue.....	12
Fig II.2 : Evacuation de l'effluent avec $d_1$ 1 <sup>er</sup> circulation Driller's method.....	16
Fig II.3 : 2 <sup>eme</sup> circulation Driller's method la chasse de $d_1$ par $d_r$ .....	17
Fig II.4 : Evolution des pressions $P_t$ et $P_a$ avec Driller's Method 1er circulation.....	18
Fig II.5 : Evolution des pressions $P_t$ et $P_a$ avec Driller's Method 2eme circulation.....	19
Fig II.6 : Evolution de pressions au sabot avec Driller's M.....	21
Fig II.7 : Circulation avec Whait & Weight Method.....	22
Fig II.8 : Evolution des pressions en $P_t$ et $P_a$ avec Whait and Weight Method.....	23
Fig III.1 Obturateurs annulaire.....	26
Fig III.2 Garnitures des obturateurs annulaires.....	27
Fig III.3 Principe de fonctionnement des obturateurs à mâchoire.....	27
Fig III.4 Type des mâchoires.....	28
Fig III.5 Force exercée par la pression d'huile et par la pression en tête de puits.....	28
Fig III.6 Upper et Lower Kelly Cock.....	29
Fig III.7 Gray valve .....	30
Fig III.8 Float valve.....	30
Fig III.9 Empilage des obturateurs cas1.....	31
Fig III.10 Empilage des obturateurs cas2.....	32
Fig III.11 Choke & Kill manifold.....	32
Fig III.12 Choke panel .....	33
Fig III.13 Panel de commande à distance.....	34
Fig III.14 Unité de commande hydraulique des obturateurs Koomey.....	35
Fig III.15 Utilisation des accumulateurs .....	37
Fig III.16 Séparateur.....	38
Fig III.17 Dégazeur.....	38
Fig III.18 Tester cup.....	39
Fig III.19 Tester Plug.....	39
Fig III.20 Test Pipe Rams.....	41
Fig III.21 Test Blind Rams.....	43
Fig IV.1 1 <sup>er</sup> -Cycle Driller's Method. ....	49

Fig IV.2 2 <sup>ème</sup> -Cycle Driller's Method. ....	51
Fig IV.3 Evolution de pression Pt et Pa avec Driller's method 1 <sup>er</sup> Cycle.....	53
Fig IV.4 Evolution de pression Pt et Pa avec Driller's method 2 <sup>ème</sup> Cycle.....	54
Fig IV.5 Evolution de pression exercée sur le sabot avec Driller's method.....	55
Fig IV.6 Whait and Weight Method.....	59
Fig IV.7 Evolution des pressions Pt et Pa avec W&W. Method.....	61
Fig IV.8 Evolution de pression exercée sur sabot P <sub>s</sub> avec W&W. M.....	62
Fig IV.9 Variation de P <sub>a</sub> avec variation de gain G avec DM et W&WM.....	63
Fig IV.10 Expansion volumique du gaz avec Driller's.M et W&W.M.....	64
Fig IV.11 Variation de P <sub>a</sub> avec variation de gain G avec DM et WWM.....	65
Fig IV.12 Effet de densité sur P <sub>a</sub> avec Driller's.M.....	66
Fig IV.13 Effet de densité sur P <sub>a</sub> avec W&W. Method.....	66
Fig IV.14 Effet de la position du sabot sur P <sub>s</sub> avec Driller's.M et W&WM .....	67

**Liste des Tableaux**

Tableau III.1 Rapport de fermeture R selon la marque, dimension nominale et série.....	29
Tableau III.2 Volume d'huile de fermeture et ouverture des obturateurs.....	36
Tableau IV.1 Estimation de pression de réservoir des puits voisins.....	44
Tableau IV.2 Configuration BOP et pression de test 9 5/8" X 8 1/2".....	44
Tableau IV.3 Donnée de la garniture de forage .....	45
Tableau IV.4 Données du puits EERS01.....	45
Tableau IV.5 Paramètres de la venue.....	46

***Liste des Annexes***

Annexe 01: Schéma synoptique du puits EERS01 à partir de Hassi Messaoud.

Annexe 02 : Architecture du puits EERS-01.

Annexe 03: Kill Sheet du puits EERS-01.

Annexe 04 : Trip Sheet.

Annexe 05 : Z Factor.

## **Introduction :**

Le forage pétrolier présente énormément des risques en matière de sécurité, aussi bien pour les foreurs que pour les équipements et l'environnement. Le risque le plus dangereux est celui d'avoir une venue notamment de gaz qui pourrait être suivie d'une éruption incontrôlable.

Les éruptions non contrôlées de puits pétroliers constituent un gaspillage, non seulement de temps et d'argent pour assurer leur contrôle, mais également de la pression de formation nécessaire pour déplacer l'huile du fond jusqu'en surface, ont entraîné des pertes de vies humaines et de biens matériels. L'expérience a montré que le forage d'un puits de pétrole ou du gaz est soumis à des hauts risques, pour cela il faut connaître parfaitement les causes directes et indirectes de ces défaillances et mettre tous les moyens nécessaires pour préserver la vie humaine, l'environnement et atteindre l'objectif avec zéro risque, dans les délais et avec le minimum de coût. [1]

### **Structure de l'étude:**

Notre travail est organisé en quatre chapitres :

Chapitre 01 : Généralité sur les venues, causes, indices et les procédures de fermetures.

Chapitre 02 : Méthodes de contrôle des venues les plus appliquées.

Chapitre 03 : Equipements de contrôle des venues.

Chapitre 04 : Dans ce chapitre j'ai présenté le contrôle de la venue du puits EERS01 dans le gisement de Hassi Berkine ouest, avec les deux méthodes de contrôle à savoir la Driller's et Whait & Weight Method, avec une détaille sur l'évolution des pressions annulaire  $P_a$  et pression au sabot  $P_s$ , dans lequel j'ai essayé de :

- ✓ Faire une analyse et comparaison entre les deux méthodes appliquées.
- ✓ Discussion sur l'effet des différents paramètres affectant les pressions du puits.

---

## Sommaire

Dédicaces	
Remerciement	
Liste des abréviations	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des annexes	
Introduction.....	1
<b>Chapitre I: Généralité sur les venues</b>	
I.1 Pressions dans puits.....	2
I.1.1 Pression Hydrostatique .....	2
I.1.2 Variation des pertes de charge .....	2
I.2.3 Pression du refoulement.....	2
I.2.4 Pression du Fond.....	2
I.2.5 Pression au sabot.....	2
I.2.6 Pressions de formation .....	3
I.2 Causes des venues .....	4
I.3 Indices des venues.....	5
I.3.1 Signes précurseurs (avertisseur).....	5
I.3.2 Signes positifs d'une venue.....	5
I.4 Procédures de fermeture.....	6
I.4.1 Procédure de fermeture Soft .....	6
I.4.2 Procédure de fermeture Hard .....	7
I.4.3 Avantages et inconvénient des différentes procédures de fermeture .....	8
<b>Chapitre II : Méthodes de contrôle des venues</b>	
II.1 Calculs préliminaires .....	9
II.1.1 Choix de débit de contrôle ( $Q_r$ ).....	9
II.1.2 Mesure des pertes de charge à débit réduit ( $P_{c1}$ ) .....	9
II.1.3 Pression de fracturation ( $P_{frac}$ ).....	10
II.1.4 Densité de fracturation ( $d_{frac}$ ).....	10
II.1.5 Pression maximale admissible ( $P_{adm}$ ).....	10
II.1.6 Mesure de gain (G) .....	11
II.1.7 Observation et relevé des pressions en tête .....	11

---

---

II.1.8 Nature de l'effluent ( $d_{eff}$ ) .....	11
II.1.9 Densité requise ( $d_r$ ) .....	12
II.1.10 Volumes et temps de circulation .....	13
II.1.11 Pression initiale de refoulement ( $P_{R1}$ ) .....	14
II.1.12 Pression finale de refoulement ( $P_{Rf}$ ) .....	14
II.1.13 Calcule de $\Delta P_R$ par 100 cps de pompage.....	14
II.1.14 Fiche de contrôle de venue Kill Sheet .....	15
II.2 Méthodes de contrôle .....	15
II.2.1 Driller's Method .....	15
II.2.1.1 Procédure de mise en œuvre de la Driller's Method .....	15
II.2.1.1.1 1 <sup>er</sup> Circulation .....	16
II.2.1.1.2 2 <sup>eme</sup> Circulation .....	17
II.2.1.2 Evolution des pressions $P_t$ et $P_a$ avec Driller's Method 1 <sup>er</sup> circulation .....	18
II.2.1.3 Evolution des pressions $P_t$ et $P_a$ avec Driller's Method 2 <sup>eme</sup> circulation.....	19
II.2.1.4 Evolution de pression annulaire $P_a$ .....	20
II.2.1.5 Pression maximale en tête d'annulaire durant contrôle $P_{amax}$ .....	20
II.2.1.6 Evolution de pression du sabot $P_s$ .....	20
II.2.2 Whait & Weight Method.....	21
II.2.2.1 Procédure de mise en œuvre de la W&WM.....	21
II.2.2.2 Evolution des pressions $P_t$ et $P_a$ avec W&WM .....	23
II.2.3 Volumetric Method .....	24
II.2.4 Lubricating Method .....	24
<b>Chapitre III : Equipements de contrôle des venues</b>	
III.1 Obturateurs .....	26
III.1.1 Obturateur Annulaire .....	26
III.1.1.1 Principe de fonctionnement des obturateurs annulaire .....	26
III.1.2 Obturateurs à mâchoire .....	27
III.1.2.1 Principe de fonctionnement des obturateurs à mâchoires .....	27
III.1.2.2 Mâchoires .....	28
III.1.2.3 Rapport de fermeture .....	28
III.1.3 Obturateurs internes.....	29
III.2 Empilage des obturateurs .....	30
III.3 Circuit manifold.....	32
III.3.1 Manifold de Duse .....	32

---

III.3.2 Duse de commande à distance.....	33
III.3.3 Panel de contrôle de duse .....	33
III.3.4 Choke line.....	33
III.3.5 Kill line .....	33
III.3.6 Panel de commande à distance.....	34
III.4 Commande hydraulique des obturateurs .....	34
III.4.1 Choix de nombre des bouteilles .....	36
III.4.1.1 Calcule le volume utile $V_u$ .....	36
III.4.1.2 Calcule le volume total des bouteilles .....	37
III.4.1.3 Calcule le nombre des bouteilles .....	37
III.5 Equipements de traitement du gaz en surface .....	38
III.5.1 Séparateur.....	38
III.5.2 Dégazeur .....	38
III.6 Test des équipements de contrôle de venue.....	39
III.6.1 Equipements de test .....	39
III.6.2 Test des obturateurs.....	40
III.6.2.1 Test Pipe Rams ou Annulaire par Tester Cup .....	40
III.6.2.2 Test Blind rams par Tester Plug.....	42
<b>Chapitre IV : Partie Technique étude de venue du puits EERS01</b>	
IV.1 Description du cas d'étude.....	44
IV.1.1 Architecture du puits .....	44
IV.1.2 Estimation de pression de réservoir des puits voisins .....	44
IV.1.3 Configuration BOP et pression de test 9 5/8" X 8 1/2".....	44
IV.1.4 Garniture de forage.....	45
IV.1.5 Données de puits EERS01.....	45
IV.1.6 Opération réalisée avant la venue.....	45
IV.1.7 Constatation de la venue et fermeture du puits.....	45
IV.1.8 Réalisation de Kill Sheet.....	46
IV.2 Contrôle de la venue avec Driller's method.....	48
IV.2.1 Cycles de contrôle.....	48
IV.2.1.1 1 <sup>ère</sup> Circulation .....	48
IV.2.1.2 2 <sup>ème</sup> Circulation.....	50
IV.2.2 Evolution des pressions $P_t$ et $P_a$ et $P_s$ avec Driller's method.....	52
IV.2.2.1 Evolution des pressions $P_t$ et $P_a$ avec Driller's method 1 <sup>er</sup> Cycle .....	52

IV.2.2.2 Evolution des pressions $P_t$ et $P_a$ avec Driller's method 2 <sup>eme</sup> Cycle .....	54
IV.2.2.3 Evolution de pression exercée sur le sabot $P_s$ avec Driller's method.....	55
IV.3 Contrôle avec W&WM.....	57
IV.3.1 Cycle de contrôle.....	57
IV.3.2 Evolution des pressions $P_t$ et $P_a$ et $P_s$ avec W&WM .....	59
IV.3.2.1 Evolution des pressions $P_t$ et $P_a$ .....	59
IV.3.2.2 Evolution de pression du sabot $P_s$ avec W&WM .....	62
IV.4 Effet des différents paramètres affectant les pressions du puits.....	63
IV.4.1 Influence de méthode de contrôle .....	63
IV.4.2 Influence du volume de l'effluent.....	64
IV.4.2.1 Gain maximal admissible $G_{max}$ .....	65
IV.4.3 Effet de la densité de l'effluent sur la pression d'annulaire $P_a$ .....	66
IV.4.4 Effet de la côte du sabot $H_s$ .....	68
Conclusions .....	69
Recommandations.....	70
Références bibliographique	
Annexes	

---

**Introduction :**

Une venue est définie comme étant l'intrusion d'un fluide indésirable d'une formation perméable dans le puits, dès que la pression de fond devient inférieure à la pression de pores. La barrière essentielle de sécurité dans le puits est la pression hydrostatique de boue, cette pression doit être égale ou légèrement supérieure à la pression de pores sans toutefois dépasser la pression de fracturation au niveau du point le plus fragile. [1]

**I.1 Pressions dans puits :**

**I.1.1 Pression Hydrostatique :** La pression hydrostatique est définie comme étant le poids d'une colonne verticale de fluide par unité de surface.

$$P_h = \frac{Z \times d}{10.2} \quad (I.1)$$

Où :  $P_h$ : pression hydrostatique (bars).

$d$ : densité du fluide.

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

**I.1.2 Variation des pertes de charge :** Ces pertes de charge dépendent de nombreux facteurs.

La formule suivante nous permet de relier les pertes de charge d'un état 1 à un état 2. [2]

$$P_{c_2} = P_{c_1} \times \left(\frac{d_2}{d_1}\right) \times \left(\frac{L_2}{L_1}\right) \times \left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^2 \times \left(\frac{\Phi_1}{\Phi_2}\right)^5 \quad (I.2)$$

**I.1.3 Pression du refoulement :** La pression de refoulement des pompes ( $P_R$ ) est la somme de toutes les pertes de charge dans le circuit de circulation à puits ouvert

$$P_R = P_{CS} + P_{CDP} + P_{CDC} + P_{Coutil} + P_{Cea} + P_{Cduse} \quad (I.3)$$

**I.1.4 Pression du Fond :** On peut calculer la pression du fond par l'intérieur de la garniture ou par l'espace annulaire, avec ou sans circulation et dans un puits ouvert ou fermé.

**I.1.4.1 Puits ouvert**

Sans circulation  $P_f = P_{hint} = P_{hea}$

Circulation normale  $P_f = P_R + P_{hint} - P_{cint} = P_{hea} + P_{cea} \quad (I.4)$

I.1.4.2 Circulation sous duse  $P_f = P_{hea} + P_{cea} + P_{cduse} \quad (I.5)$

I.1.4.3 Puits fermé  $P_f = P_t + P_{hint} = P_a + P_{hea} \quad (I.6)$

**I.1.5 Pression au sabot :** Généralement le point fragile c'est au niveau de sabot pour cela On doit connue la pression au sabot a n'emporte quelle moment on peut donner la pression au sabot :

**I.1.5.1 Puits ouvert**

Sans circulation  $P_{Sabot} = P_{h Sabot}$

$$\text{Circulation normale} \quad P_{\text{sabot}} = P_{h \text{ sabot}} + P_{C(\text{sabot} - \text{surface})} \quad (\text{I.7})$$

$$\text{I.1.5.2 Circulation sous duse} \quad P_{\text{sabot}} = P_{h \text{ sabot}} + P_{C_{ea}(\text{sabot} - \text{surface})} + P_{C_{duse}} \quad (\text{I.8})$$

$$\text{I.1.5.3 Puits fermé} \quad P_{\text{Sabot}} = P_{h \text{ Sabot}} + P_a \quad (\text{I.9})$$

$$P_{\text{Sabot}} = P_f - P_h(\text{Fond} - \text{Sabot})$$

**I.1.6 Pressions de formation :** C'est la pression exercée par les fluides contenus dans les roches à l'intérieur des pores et des fissures. Elle est aussi appelée pression de pores ou pression de gisement.

I.3.2 Pression normale : La pression normale de pores à une profondeur donnée correspond seulement à la pression hydrostatique du fluide au point situé à la côte verticale. Ce qui implique une connexion pore à pore jusqu'à l'atmosphère indépendamment du cheminement du fluide. La valeur de 1.07 kg/L est utilisée comme la densité de formation à pression normale, correspondant au gradient de pression de 0,105 bar/m

I.3.3 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. [3]

**I.1.7 Leak-off Test :** leak-off Test est un essai de pression qui détermine la valeur réelle de la pression exercer 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. [4]

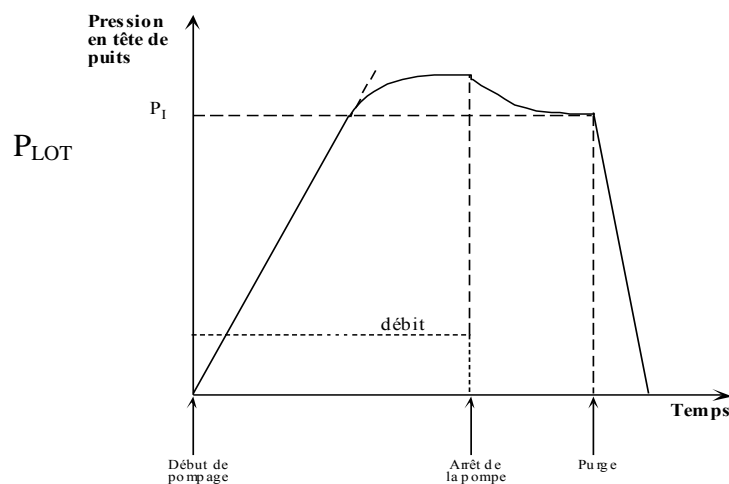


Fig I.1 Diagramme type d'enregistrement d'un Leak-off Test

## I.2 Causes des venues :

La prévention des venues est un processus qui doit d'abord commencer par l'étude et compréhension des causes qui sont l'origine de ces venues. Les causes de venues les plus fréquentes sont : [5]

I.2.1 Défaut de remplissage pendant la manœuvre : Si le volume de boue pompé dans le puits pour maintenir plein pendant la manœuvre de remontée est inférieur au volume requis, cela signifie que du fluide la formation a pénétré dans le trou.

I.2.2 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:

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

I.2.3 Perte de circulation : une perte de circulation provoque une diminution de la pression hydrostatique dans le puits

$$H = \frac{\Delta P \times 10.2}{d_i} \quad (\text{I.10})$$

I.2.4 Pistonnage vers le haut (Swabbing) : est un phénomène qui se manifeste lors de la remontée de la garniture entraînant une dépression au fond du puits.

$$P_{\text{fond}} = \frac{Z \times d_i}{10,2} - \text{DEPRESSION} \quad (\text{I.11})$$

I.2.5 Pistonnage vers le bas (Surging) : est un phénomène qui se manifeste lors de la descente de la garniture entraînant une surpression au fond du puits.

$$P_{\text{fond}} = \frac{Z \times d_i}{10,2} + \text{DEPRESSION} \quad (\text{I.12})$$

I.2.6 Formation à pression anormalement élevée où le gradient de pression est supérieur de 0,105 bar/m

### I.3 Indices des venues :

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. [6]

#### I.3.1 Signes précurseurs (avertisseur) :

- 1- Augmentation de la vitesse d'avancement (Drilling Break)
- 2- Augmentation du torque et des frottements
- 3- Diminution de la densité des argiles
- 4- Changement de la taille, forme et volume des déblais (Cutting)
- 5- Changement de la température de la sortie de la boue
- 6- Indice de gaz dans la boue

#### I.3.2 Signes positifs d'une venue :

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

##### I.3.2.1 En cours de forage :

- 1- Augmentation du niveau des bacs
- 2- Augmentation du débit à la goulotte
- 3- Débit à la goulotte pompe à l'arrêt

##### I.3.2.2 En cours des manœuvres :

- 1- Volume de boue à pomper dans le puits est inférieur au volume de garniture sortant du puits.  $V_{\text{rempli}} < V_{\text{extrait}}$
- 2- Volume de boue sortant du puits est supérieur au volume de garniture entrant dans le puits.  $V_{\text{récupéré}} > V_{\text{introduit}}$

L'utilisation d'une feuille de manœuvre trip Sheet (voir annexe) et un bac (trip tank) sont indispensables pour une détection rapide d'une intrusion d'effluent en cours de manœuvre.

## **I.4 Procédures de fermeture :**

Les procédures de fermeture de puits ont été établies dans le but de :

- ✓ Sécurisée le puits.
- ✓ Minimiser le volume de la venue

Les procédures de fermeture du puits en cas de venue reconnue par l'industrie pétrolière sont :

- 1- La procédure de fermeture Soft.
- 2- La procédure de fermeture Hard. [7]

### **I.4.1 Procédure de fermeture Soft :**

#### **I.4.1.1 Alignement du circuit de contrôle**

Pendant les opérations de forage le circuit de contrôle aligné comme suite :

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

#### **I.4.1.2 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 Tool 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.

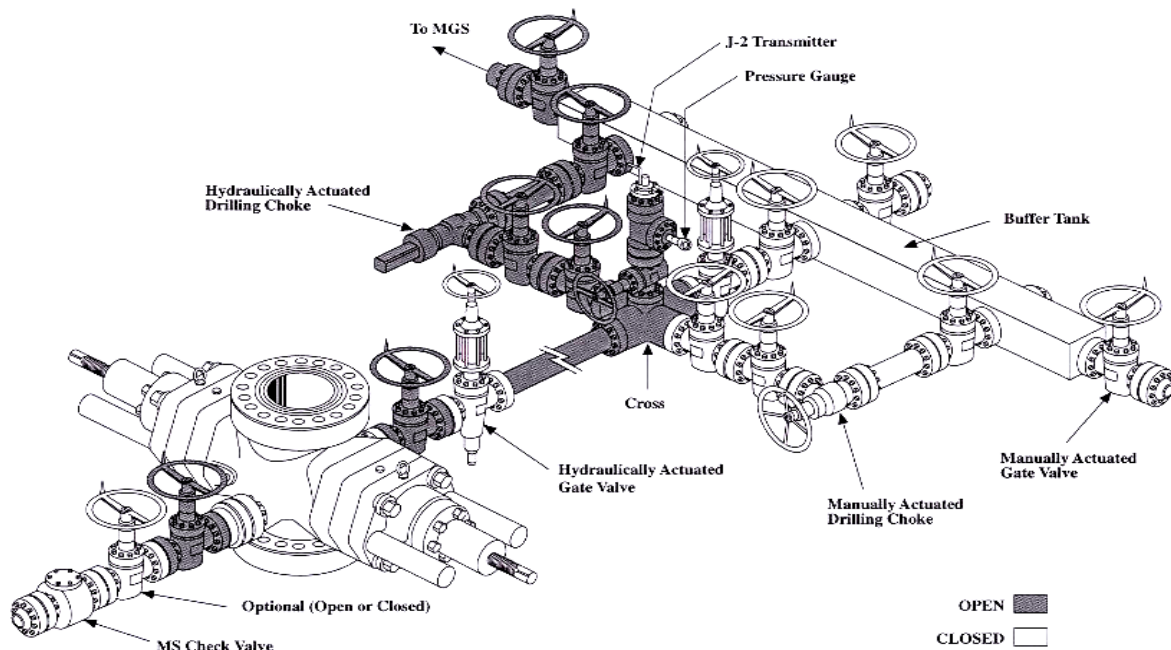


Fig I.2 Alignement de circuit contrôle pour fermeture soft

## I.4.2 Procédure de fermeture Hard :

### I.4.2.1 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 de séparateur doivent être ouvertes.
- Les autres vannes du manifold de duses fermées.

### I.4.2.2 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 le 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.

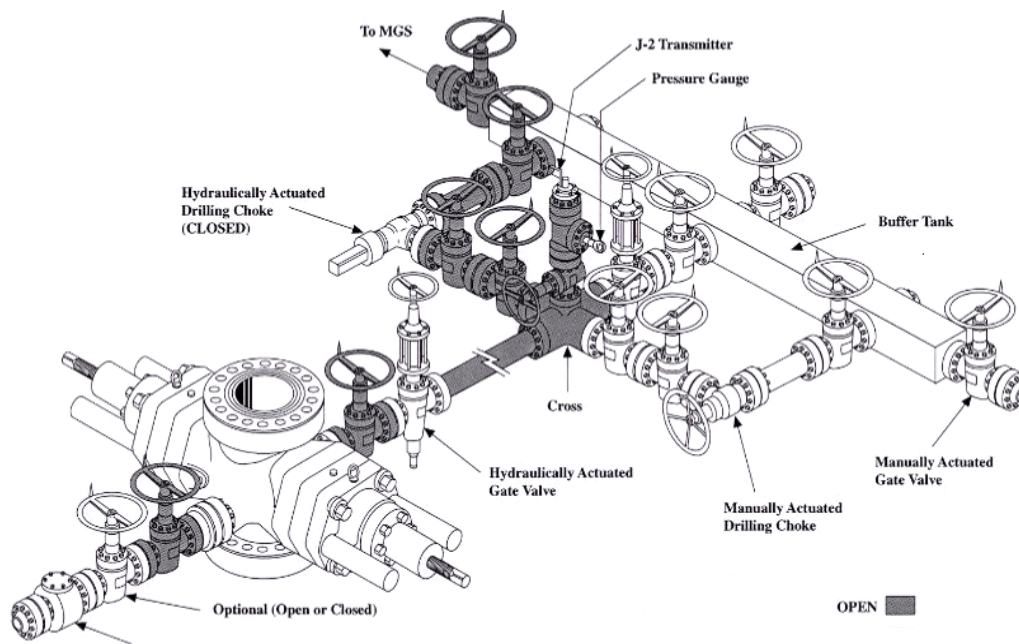


Fig I.3 Alignement de circuit contrôle pour fermeture HARD

### I.4.3 Avantages et inconvénient des différentes procédures de fermeture :

#### I.4.3.1 Procédure Soft :

Avantages :

- Permet de contrôler 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.

#### I.4.3.2 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 du découvert. [7]

**Introduction :**

Le contrôle d'une venue est la 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 contrôle de la venue doit être fait tout en évitant une nouvelle intrusion et la fracturation de la formation la plus fragile.

**II.1 Calculs préliminaires :**

Quel que soit la méthode de contrôle de venues, certains nombres de paramètres doivent être préalablement choisis, mesurés, calculés régulièrement tenus à jour. Parmi ces paramètres :

- Le débit de contrôle ( $Q_r$ , paramètre choisi)
- Les pertes de charge au débit de contrôle ( $P_{ci}$ , paramètre mesuré)
- La pression maximale admissible ( $P_{adm}$ , paramètre calculée)

D'autres paramètres nécessaires pour le contrôle, doivent être recueillis après la venue. Les paramètres à mesurer après la venue sont  $P_{t1}$ ,  $P_{a1}$  et le gain  $G$ .

A partir de ces paramètres et les données du puits et appareil. On établit la fiche de contrôle [7]

**II.1.1 Choix de débit de contrôle ( $Q_r$ ) :**

La circulation des venues se fait généralement à des débits relativement faibles par rapport au débit de forage. En pratique, la valeur de débit de contrôle est généralement choisie entre  $(Q/2)$  et  $(Q/4)$  d'un débit de forage.

Ce choix est basé sur un certain nombre de critères pour :

- Minimiser la surpression exercée dans le puits par la 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 problème durant le contrôle.
- Tenir compte de la capacité du séparateur pour le traitement de la venue.
- Avoir le temps pour l'alourdissement de la boue ( $dr$ ) en surface.
- Réduire le risque d'usure de la duse.

**II.1.2 Mesure des pertes de charge à 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

La lecture des pertes de charge à débit réduit ( $P_{c1}$ ) doit se faire sur le monomètre du panel de commande de manifold des duses, utilisé pour le contrôle des venues.

**II.1.3 Pression de fracturation ( $P_{\text{frac}}$ ) :** 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. La connaissance de la pression de fracturation est d'une importance vitale pour élaboration du programme de forage et de tubage.

La pression de fracturation est donnée par la formule suivante :

$$P_{\text{frac}} = P_{\text{LOT}} + \frac{Z_s \times d_{\text{LOT}}}{10.2} \quad (\text{II.1})$$

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

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

$Z_s$  : côte verticale du sabot (m).

$d_{\text{LOT}}$  : densité de boue de LOT au-dessus du sabot.

La pression de fracturation  $P_{\text{frac}}$  étant une valeur constante, si l'on change la densité de la boue, la pression hydrostatique au sabot variera et la Pression admissible  $P_{\text{adm}}$  également.

**II.1.4 Densité de fracturation ( $d_{\text{frac}}$ ) :** La densité de fracturation  $d_{\text{frac}}$  est donné par:

$$d_{\text{frac}} = \frac{10.2 \times p_{\text{frac}}}{Z_s}$$

Ou bien :

$$d_{\text{frac}} = d_{\text{LOT}} + \frac{10.2 \times P_{\text{LOT}}}{Z_s} \quad (\text{II.2})$$

Où  $d_{\text{frac}}$  : Densité de fracturation

$P_{\text{frac}}$  : Pression de fracturation au sabot en bar

$Z_{\text{sabot}}$  : Profondeur verticale du sabot en m.

**II.1.5 Pression maximale admissible ( $P_{\text{adm}}$ ) :**

La connaissance de la pression maximale admissible en tête d'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 :

$$P_{\text{adm}} = Z_s \times \frac{(d_{\text{frac}} - d_1)}{10.2} \quad (\text{II.3})$$

D'où  $P_{\text{frac}}$  : pression de fracturation de la formation (bars).

$P_{\text{adm}}$  : pression max admissible (bars).

$Z_s$  : cote verticale de sabot (m).

$d_1$  : densité de la boue.

$d_{\text{frac}}$  : densité de fracturation.

Les paramètres à noter après la venue sont  $P_{t1}$ ,  $P_{a1}$  et le gain  $G$

### II.1.6 Mesure de gain (G) :

Le gain de boue en surface représente le volume de 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.

$$G = V_{\text{avant}} - V_{\text{après}} \quad (\text{II.4})$$

### II.1.7 Observation et relevé des pressions en tête :

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. Les valeurs des pressions en tête des tiges ( $P_{t1}$ ) et en tête d'annulaire ( $P_{a1}$ ) doivent être lues aux manomètres sur le panel de commande de manifold des duses.

#### II.1.7.1 Pression en tête des tiges ( $P_{t1}$ ) :

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

$$P_{t1} = P_{\text{por}} - P_{\text{hint}} \quad (\text{II.5})$$

#### II.1.7.2 Pression en tête d'annulaire ( $P_{a1}$ ) :

La valeur de pression en tête d'annulaire au moment de fermeture du puits que doit lire au manomètre d'annulaire est présentée par la formule suivante :

$$P_{a1} = P_{\text{por}} - \frac{h_{\text{eff}} \times d_{\text{eff}}}{10.2} - \frac{(Z - h_{\text{eff}}) \times d_1}{10.2} \quad (\text{II.6})$$

Où :  $P_{a1}$  : pression tête d'annulaire au moment de la fermeture.

$P_{\text{por}}$  : pression de pores.

$h_{\text{eff}}$  : hauteur de l'effluent.

$d_{\text{eff}}$  : densité de l'effluent.

Généralement, la pression stabilisée d'annulaire  $P_{a1}$  est supérieure à celle de tête des tiges  $P_{t1}$ . L'écart entre ces deux valeurs est d'autant plus élevé que le volume de la venue est plus important et la densité de l'effluent est plus faible selon la relation décrite au-dessus. [4] [5]

### II.1.8 Nature de l'effluent ( $d_{\text{eff}}$ ) :

Il est nécessaire de connaître la nature de fluide intrus dans le puits, que soit du brut, l'eau ou de gaz. La nature de cette dernière a une grande influence sur les pressions et qui est généralement très difficile à évaluer surtout si la venue est au niveau de drain horizontale.

La formule suivante permet la détermination de la nature de celle-ci :

$$d_{\text{eff}} = d_1 - 10.2 \times \frac{(P_a - P_{t1})}{h_{\text{eff}}} \quad (\text{II.7})$$

Où :  $d_{\text{eff}}$  : densité de l'effluent.

$d_1$  : densité de la boue de forage initial.

$P_a$  : pression en tête d'annulaire à la fermeture du puits (bars).

$P_{t1}$  : pression en tête de tiges à la fermeture du puits (bars).

$h_{\text{eff}}$  : Hauteur de l'effluent au fond du puits (m). [6]

**II.1.9 Densité requise ( $d_r$ ) :**

La densité requise est définie comme étant la densité de la boue fournissant une pression hydrostatique égale à la pression de pores, Après la fermeture du puits, la pression de pores est égale à la somme des pressions à l'intérieur de la garniture et aussi égale à la somme des pressions dans l'annulaire. [7]

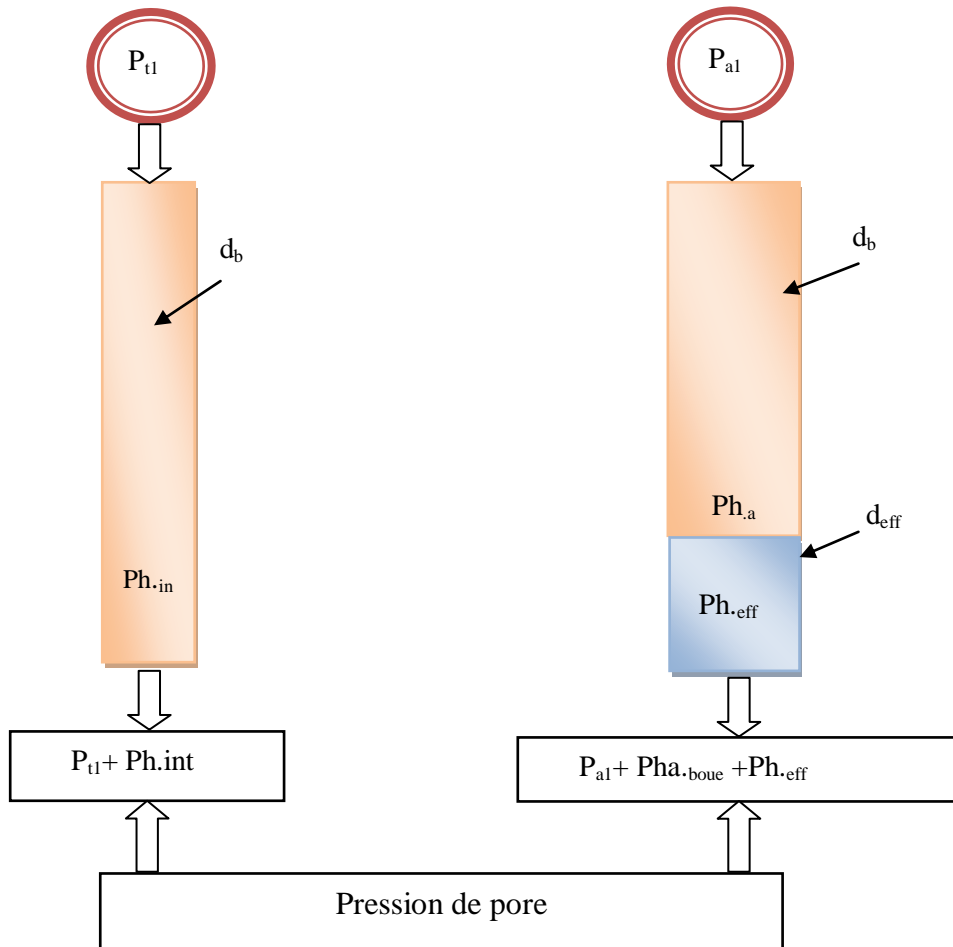


Fig II.1 : Pressions de pore pendant la fermeture du puits après la venue

$$P_{\text{pores}} = P_{t1} + P_{hi} = P_{a1} + P_{ha} + P_{heff}$$

$P_{\text{pores}}$  : pression de pores (bars).

$P_{heff}$  : pression hydrostatique de l'effluent dans l'espace annulaire (bars).

$P_{hi}$  : pression hydrostatique de la boue à l'intérieur de la garniture (bars).

$P_{t1}$  : pression stabilité en tête des tiges (bars).

$P_{a1}$  : pression stabilité en tête d'annulaire (bars).

$P_{ha}$  : pression hydrostatique de la boue dans l'espace annulaire (bars).

$$P_{pores} = \frac{Z \times dr}{10.2} = P_{t1} + \frac{Z \times d_1}{10.2}$$

$$dr = d_1 + \frac{10.2 \times P_{t1}}{Z} \quad (\text{II.8})$$

Où :  $d_r$  : densité requise de la boue

### II.1.10 Volumes et temps de circulation :

#### II.1.10.1 Intérieur garniture :

- volume intérieur garniture ( $V_i$ ) :  $V_i = V_{iTige} + V_{iBHA}$
- nombre de coups de pompe ( $C_i$ ) :  $C_i = \frac{V_i}{Q_u}$  (II.9)

- temps de circulation ( $T_i$ ) :  $T_i = \frac{C_i}{N_r}$  (II.10)

$Q_u$  : débit réel unitaire de la pompe (L/cps).

$N_r$  : vitesse de la pompe correspondant au débit réduit (cps/min).

#### II.1.10.2 Annulaire découvert :

- volume annulaire découvert ( $V_d$ ) :  $V_d = V_{dBHA} + V_{dDp}$
- nombre de coups de pompe ( $C_d$ ) :  $C_d = \frac{V_d}{Q_u}$
- temps de circulation ( $T_d$ ) :  $T_d = \frac{C_d}{N_r}$

#### II.1.10.3 Annulaire casing :

- volume annulaire casing ( $V_{csg}$ ) :  $V_{csg} = V_{csgBHA} + V_{csgDp}$
- nombre de coups de pompe ( $C_{scg}$ ) :  $C_{scg} = \frac{V_{csg}}{Q_u}$
- temps de circulation ( $T_{csg}$ ) :  $T_{csg} = \frac{C_{scg}}{N_r}$

#### II.1.10.4 Espace annulaire total :

- volume annulaire total ( $V_a$ ) :  $V_a = V_d + V_{csg}$
- nombre de coups de pompe ( $C_a$ ) :  $C_a = \frac{V_a}{Q_u}$
- temps de circulation ( $T_a$ ) :  $T_a = \frac{C_a}{N_r}$

**II.1.10.5 Volume totale du puits :**

$$V_{\text{puits}} = V_a + V_i$$

**II.1.10.6 Volume totale de boue à alourdir :**

$$V = V_{\text{puits}} + V_s \quad (\text{II.11})$$

Où  $V_s$  : volume de boue en surface

**II.1.10.7 Masse de baryte à alourdir :**

La masse de baryte nécessaire pour alourdir la boue de la densité initiale ( $d_1$ ) à la densité requise ( $d_r$ ) est donnée par la formule suivante :

$$B = 4.2 \times V \times \frac{(d_r - d_1)}{(4.2 - d_r)} \quad (\text{Tonnes}). \quad (\text{II.12})$$

**II.1.11 Pression initiale de refoulement ( $P_{R1}$ ) :**

Durant le contrôle à débit constant (débit réduit  $Q_r$ ), la pression initiale de la circulation ( $P_{R1}$ ) nécessaire pour maintenir une pression constante au fond et égale à la pression de pores :

$$P_{R1} = P_{t1} + P_{c1} \quad (\text{II.13})$$

$P_{R1}$  : pression initiale de circulation (bars).

$P_{t1}$  : pression stabilisée en tête des tiges (bars).

$P_{c1}$  : pertes de charge à débit réduit (bars). [1]

**II.1.12 Pression finale de refoulement ( $P_{Rr}$ ) :**

Pour maintenir une pression au fond constante lors du pompage de la densité requise à l'intérieur de la garniture, la pression de refoulement doit être décroître de la pression de refoulement initiale ( $P_{R1}$ ) jusqu'à la pression de refoulement finale ( $P_{Rr}$ ). Cette pression finale correspond aux pertes de charge à l'intérieur de la garniture lorsque la boue lourde atteint l'outil.

$$P_{Rr} = P_{c1} \times \frac{d_r}{d_1} \quad (\text{II.14})$$

Où :  $P_{Rr}$  : pression finale de circulation (bars).

$P_{c1}$  : pertes de charge à débit réduit (bars).

$d_r$  : densité requise de la boue. [1]

**II.1.13 Calcul de  $\Delta P_R$  par 100 cps de pompage :**

Pour suivi le décroissement de la pression de refoulement de  $P_{R1}$  à  $P_{Rr}$  par chaque 100 cps de pompage jusqu'à le pompage de volume intérieur  $C_i$

$$\Delta P_R = P_{R1} - P_{Rr} \quad (\text{II.15})$$

$$\Delta P_R \times \frac{100}{C_i} \quad \text{bars /100cp} \quad (\text{II.16})$$

### II.1.14 Fiche de contrôle de venue (Kill Sheet):

Les données et les calculs préliminaires ce rempli dans une fiche appelée la fiche de contrôle de venue Kill Sheet, cette fiche contient tous les données et les calculs précédents tels que le calcul de densité de fracturation,  $P_{adm}$ , les volumes, temps de circulation, densité requise, pression initiale de circulation et la pression finale de circulation. A partir de cette fiche on peut aussi suivi le décroissement de la pression  $\Delta P_R$  après chaque 100 cps de pompage. [1]

### II.2 Méthodes de contrôle :

Plusieurs méthodes de contrôle ont été développées, pour traiter les diverses situations de venues. 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 ce principe. Le contrôler signifiera changer la densité de la boue initiale  $d_i$  par une autre densité  $d_r$  supérieure que  $d_i$  et calculer :

Il y a donc deux problèmes à résoudre :

- Fabriquer le volume de la boue de densité  $d_r$ .
- Chasser par circulation la boue trop légère par la boue lourde tous en équilibrant le gisement par une pression de fond supérieure à  $P_{pores}$ .

Il existe principalement deux méthodes de contrôle de venue :

- Driller's Method
- Wait and Weight Method [7]

#### II.2.1 Driller's Method:

Driller's Method c'est la méthode la plus anciennement utilisé, celle 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. [7]

Cette méthode décomposée par deux phases :

**1<sup>ère</sup> circulation :** à circuler et évacuer la venue avec la densité initiale de forage.

**2<sup>ème</sup> circulation :** à remplacer la boue initiale par une boue de densité suffisante pour équilibrer la pression de pores.

##### II.2.1.1 Procédure de mise en œuvre de la Driller's Method :

- 1- Fermer le puits dès la constatations d'un signe positif de venue.
- 2- Noter le gain, profondeur actuelle et relever les pressions stabiliser en tête des tiges  $P_{t1}$  en tête d'annulaire  $P_{a1}$  (utiliser la feuille de suivi les pressions).
- 3- Remplir la Kill Sheet.

### II.2.1.1.1 1<sup>er</sup> circulation :

4- Ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement les pompes de forage par pallier de 05 cps /min jusqu'à l'atteindre le débit de contrôle réduit ( $Q_r$ ), en 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  $P_{R1}$ .

5- 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

$$P_R = P_{R1} = \text{cte.}$$

6- Arrêter la circulation et fermer le puits une fois la boue lourde est prête.

7- Après la fermeture du puits, on doit lire les mêmes pressions en tête de tiges et en tête d'annulaire. [7]

$$P_t = P_a = P_{t1}$$

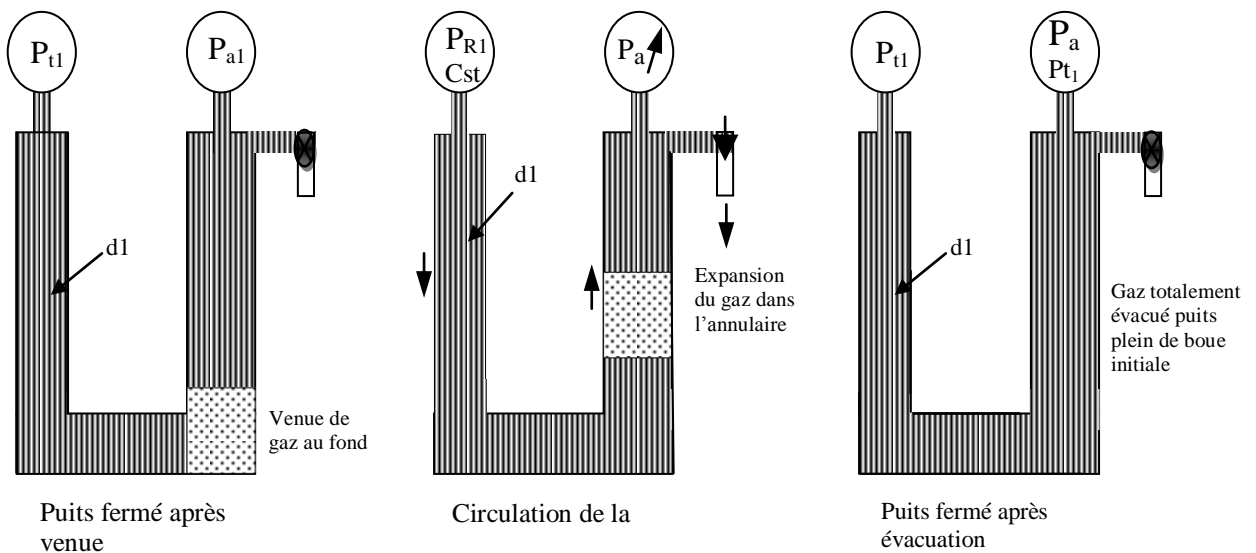


Fig II.2 : Evacuation de l'effluent avec  $d1$  1<sup>er</sup> circulation Driller's method

### II.2.1.1.2 2<sup>ème</sup> 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 ( $P_a = P_{t1}$ ).

8- 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.

9- 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

$$P_a = 0.$$

10- Arrêter la circulation, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et en tête d'annulaire qui doit être nulle.

11- Ouvrir le puits et continuer les opérations habituelles de forage après le conditionnement de la boue. [7]

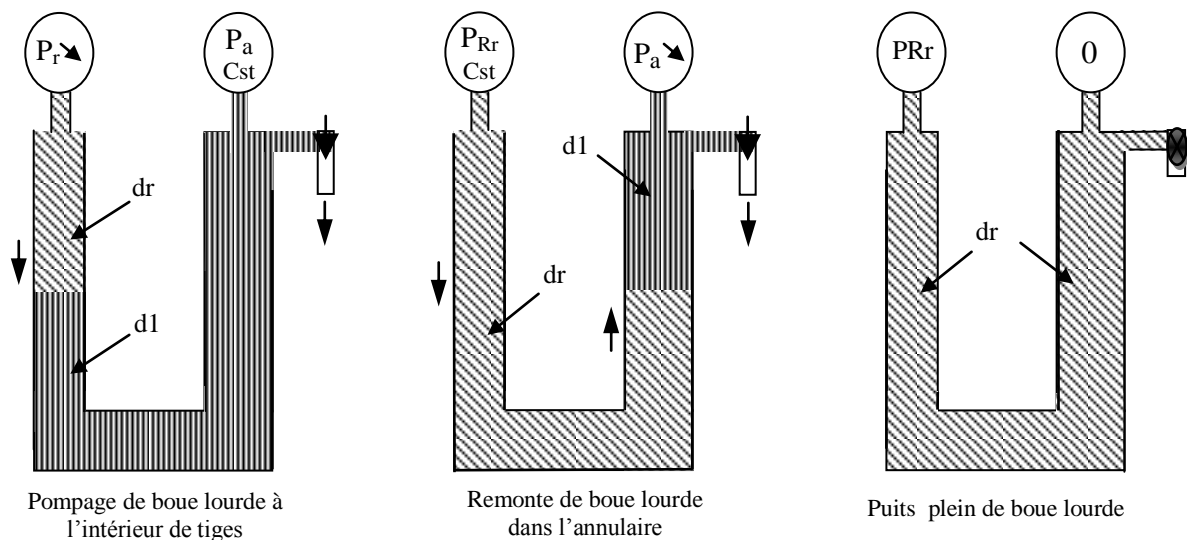


Fig II.3 : 2<sup>ème</sup> circulation Driller's method la chasse de  $d_1$  par  $d_r$

II.2.1.2 Evolution des pressions  $P_t$  et  $P_a$  avec Driller's Method 1<sup>er</sup> circulation [7]

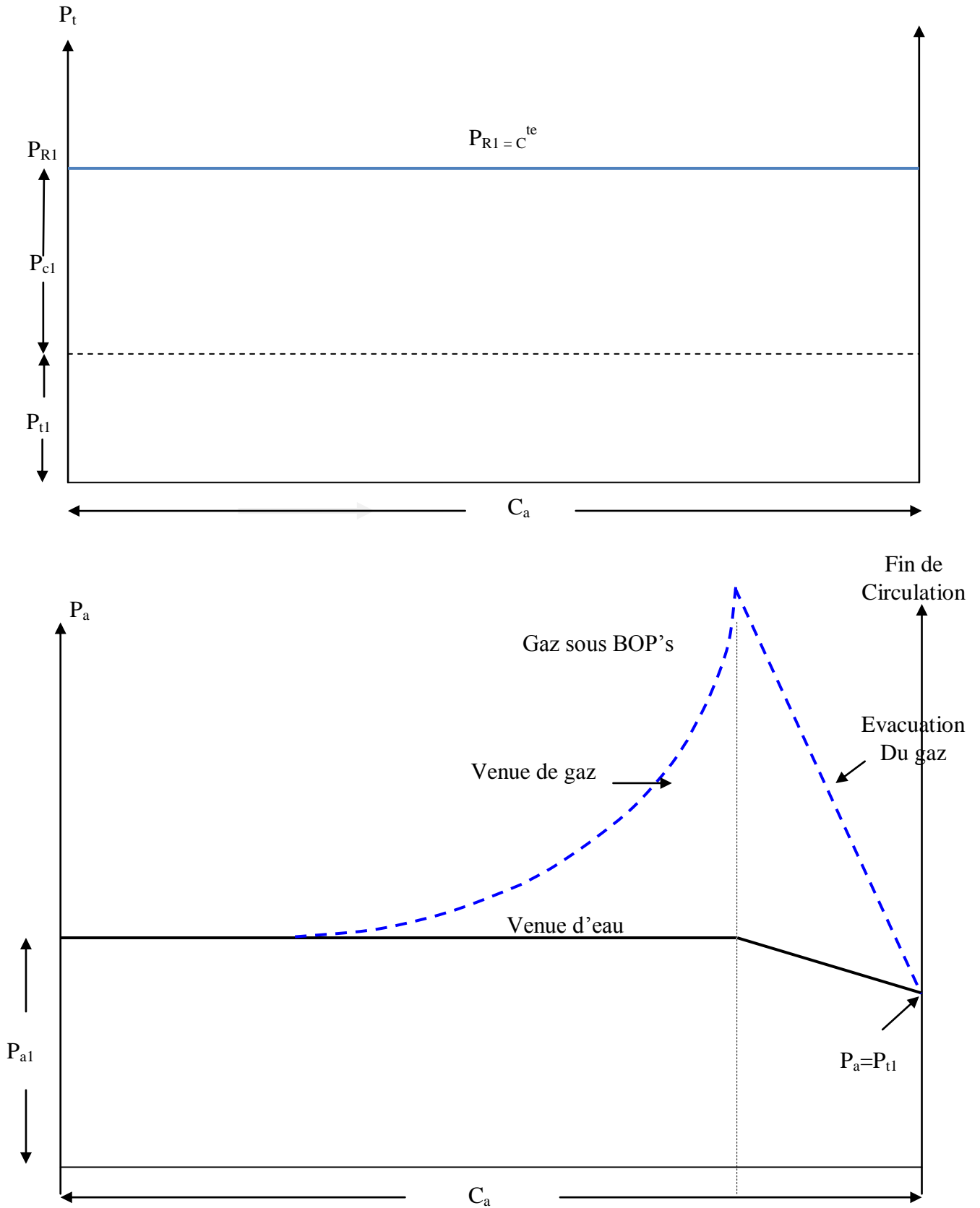


Fig II.4 : Evolution des Pressions  $P_t$  et  $P_a$  avec Driller's Method 1<sup>er</sup> circulation

II.2.1.3 Evolution des pressions  $P_t$  et  $P_a$  avec Driller's Method 2<sup>ème</sup> circulation [7]

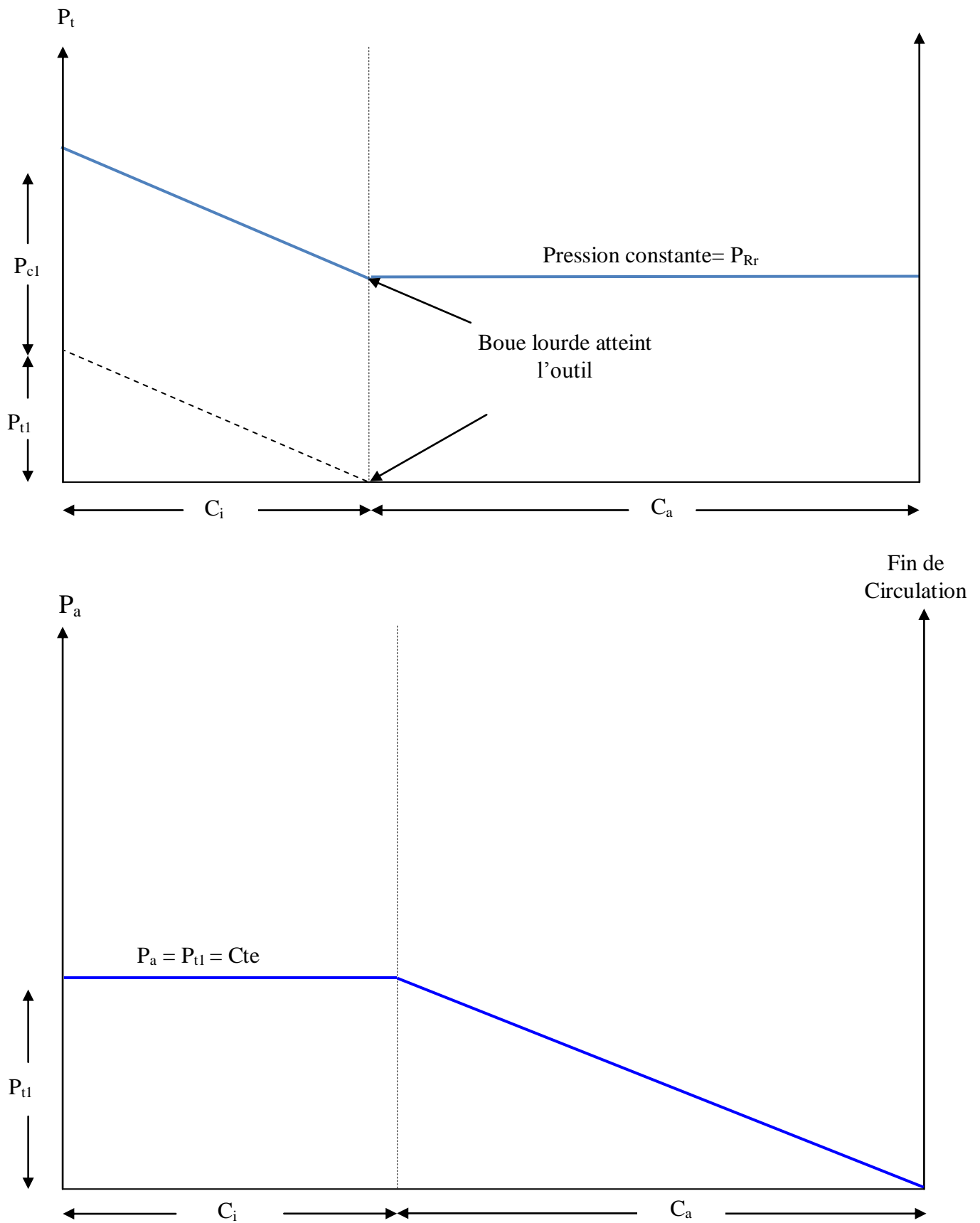


Fig II.5 : Evolution des pressions  $P_t$  et  $P_a$  avec Driller's Method 2<sup>ème</sup> circulation

### II.2.1.4 Evolution de pression annulaire $P_a$ :

La pression en tête d'annulaire varie si la pression exercée par la colonne de fluide d'annulaire varie, dans le cas de première circulation de Driller's method.

La pression annulaire varie au proportionnel inverse a la pression hydrostatique dans l'espace annulaire, si la pression du fond est reste constant pendant tout le contrôle

$$P_a = P_{\text{fond}} - P_{\text{annulaire}}$$

$$\text{D'où } P_a = P_{\text{fond}} - (P_{\text{boue}} + P_{\text{gaz}})$$

Donc la variation de la pression annulaire dépend principalement de l'expansion volumique du bouchon de gaz (venue) et de la pression hydrostatique qui règne dans le puits.

Dans la 1<sup>er</sup> circulation avec Driller's Method  $P_a$  dépend uniquement de l'expansion du gaz [1]

### II.2.1.5 Pression maximale en tête d'annulaire durant contrôle $P_{a_{\text{max}}}$ :

La pression maximale  $P_{a_{\text{max}}}$  en tête de l'espace annulaire est atteinte lorsque le gaz arrive à la duse, cette pression maximale est donnée par l'équation suivante [2]:

$$P_{a_{\text{max}}} = \frac{1}{2} \left[ P_{t1} + \sqrt{P_{t1}^2 + \frac{4k \times P_{\text{pores}} \times G \times d_1}{10.2 \times V_a}} \right] \quad (\text{II.17})$$

$V_a$  : volume annulaire (l/m)

$G$  : gain (l)

$P_{\text{pores}}$  : pression de pores (bar)

$Z$  : cote verticale de la couche (m).

$K$  : est défini par abaque [8].K13

$d_1$  : densité initiale de la boue.

### II.2.1.6 Evolution de pression du sabot $P_s$ :

1- Le gaz déplace de fond au sabot : [7]

$$P_s = \frac{Z_s \times d_1}{10.2} + P_a \quad (\text{II.18})$$

2- Le gaz arrive au sabot [2]

La pression maximale au point fragile est atteinte lorsque le bouchon de gaz arrive au sabot

$$P_s = \frac{1}{2} \left[ \left( P_t + \frac{Z_s \times d_1}{10.2} \right) + \sqrt{\left( P_t + \frac{Z_s \times d_1}{10.2} \right)^2 + \frac{4k \times P_{\text{pores}} \times G \times d_1}{10.2 \times V_a}} \right] \quad (\text{II.19})$$

3- Le gaz entre dans le tubage [7]

Lorsque le bouchon de gaz est entrée dans la colonne du tubage, le risque de fracturation a été écarter définitivement et la pression exercée au sabot est reste constant jusqu'à l'évacuation

complète de l'effluent à quel que soit les caractéristiques de ce dernier même si en dépasser

en tête de annulaire la P<sub>adm</sub>. 
$$P_s = P_{fond} - \frac{(Z - Z_s) \times d_1}{10.2} \quad (II.20)$$

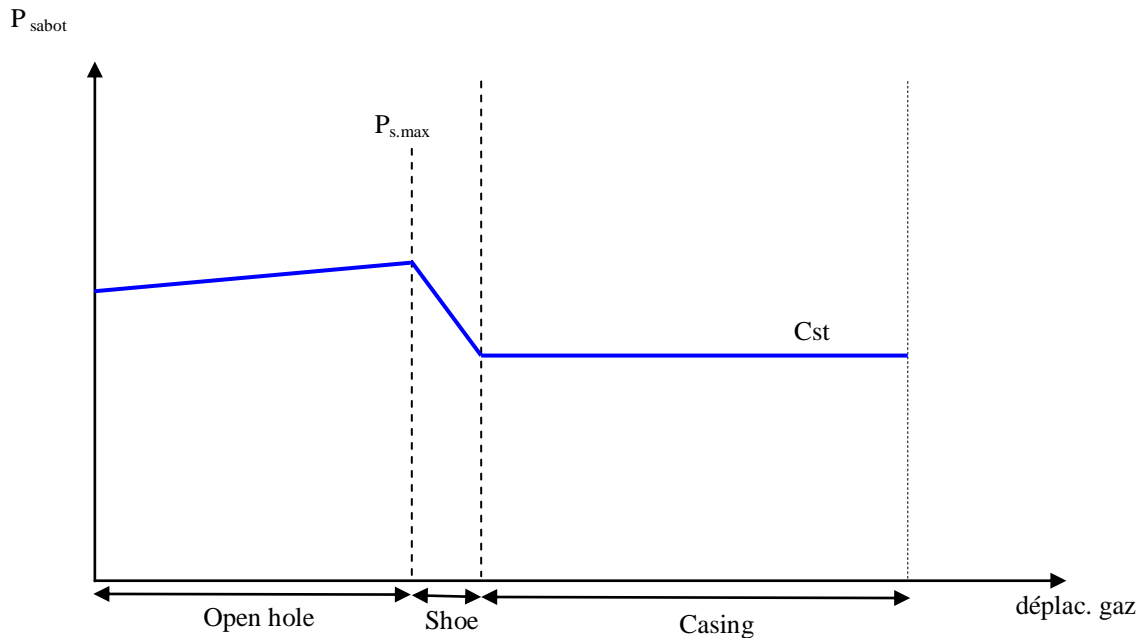


Fig II.6 : Evolution de pressions au sabot avec Driller's Method

## II.2.2 Wait & Weight Method:

Whait & Weight Method est une méthode autre technique 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  $d_r$  en une seule circulation.

### II.2.2.1 Procédure de mise en œuvre de la Whait & 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 en tête des tiges  $P_{t1}$  et en tête d'annulaire  $P_{a1}$ .
- 3- Remplir la fiche de contrôle Kill Sheet et alourdir la boue à la densité requise.
- 4- Une fois la boue de densité requise est prête. Ouvrir légèrement la duse et démarrer la pompe progressivement jusqu'à l'atteindre le débit de contrôle  $Q_r$  en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constant ( $P_a = Cst$ ) est égale à la valeur de la pression annulaire lors la fermeture en fin de la première circulation ( $P_a = P_{a1}$ ).

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 atteint 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 doit être nulles.

8- Ouvrir le puits et continuer les opérations habituelles de forage après le conditionnement de la boue. [5] [7]

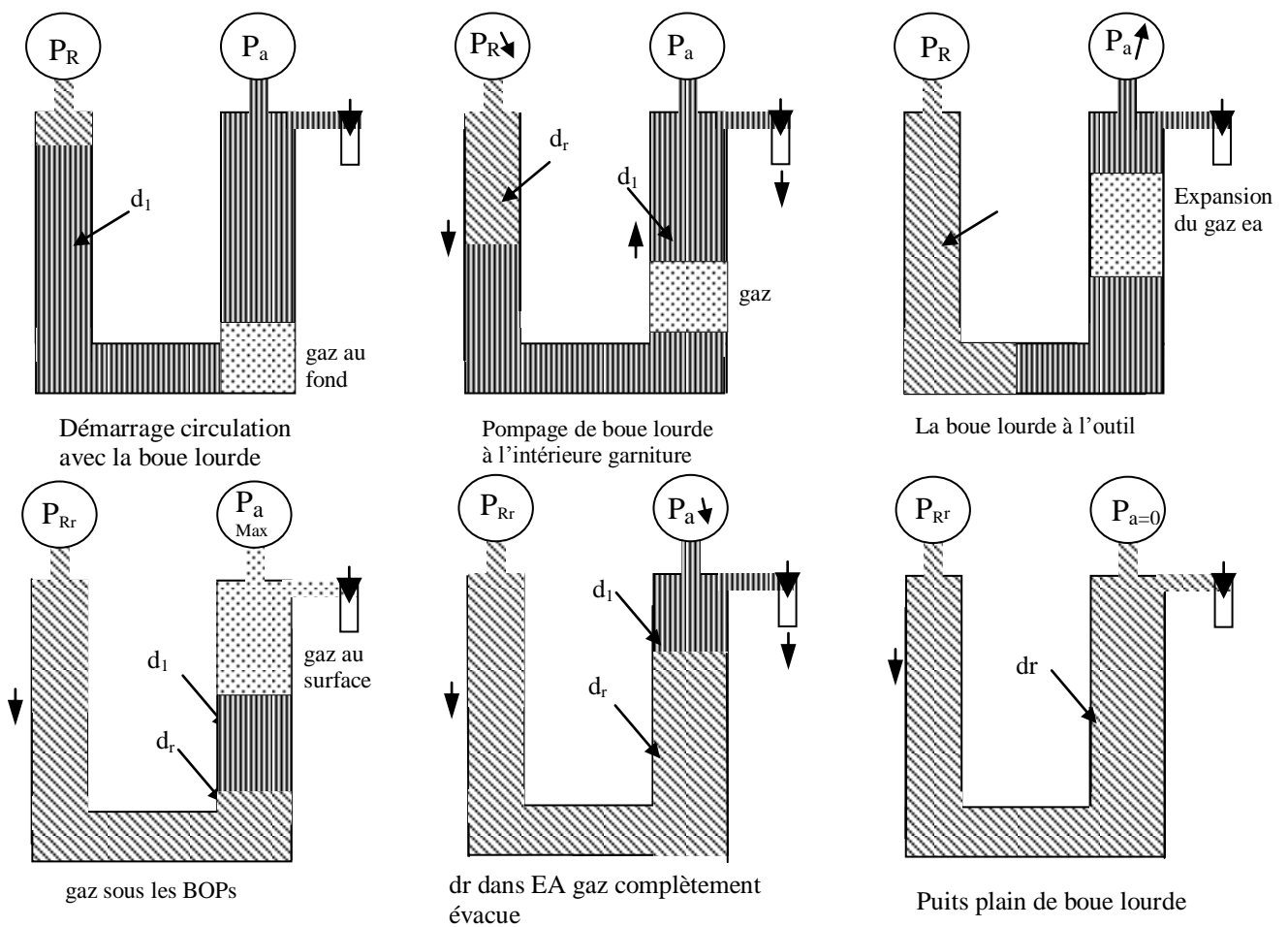


Fig II.7 : Circulation avec Whait & Weight Method

II.2.2.2 Evolution des pressions  $P_t$  et  $P_a$  avec Whait & Weight Method. [7]

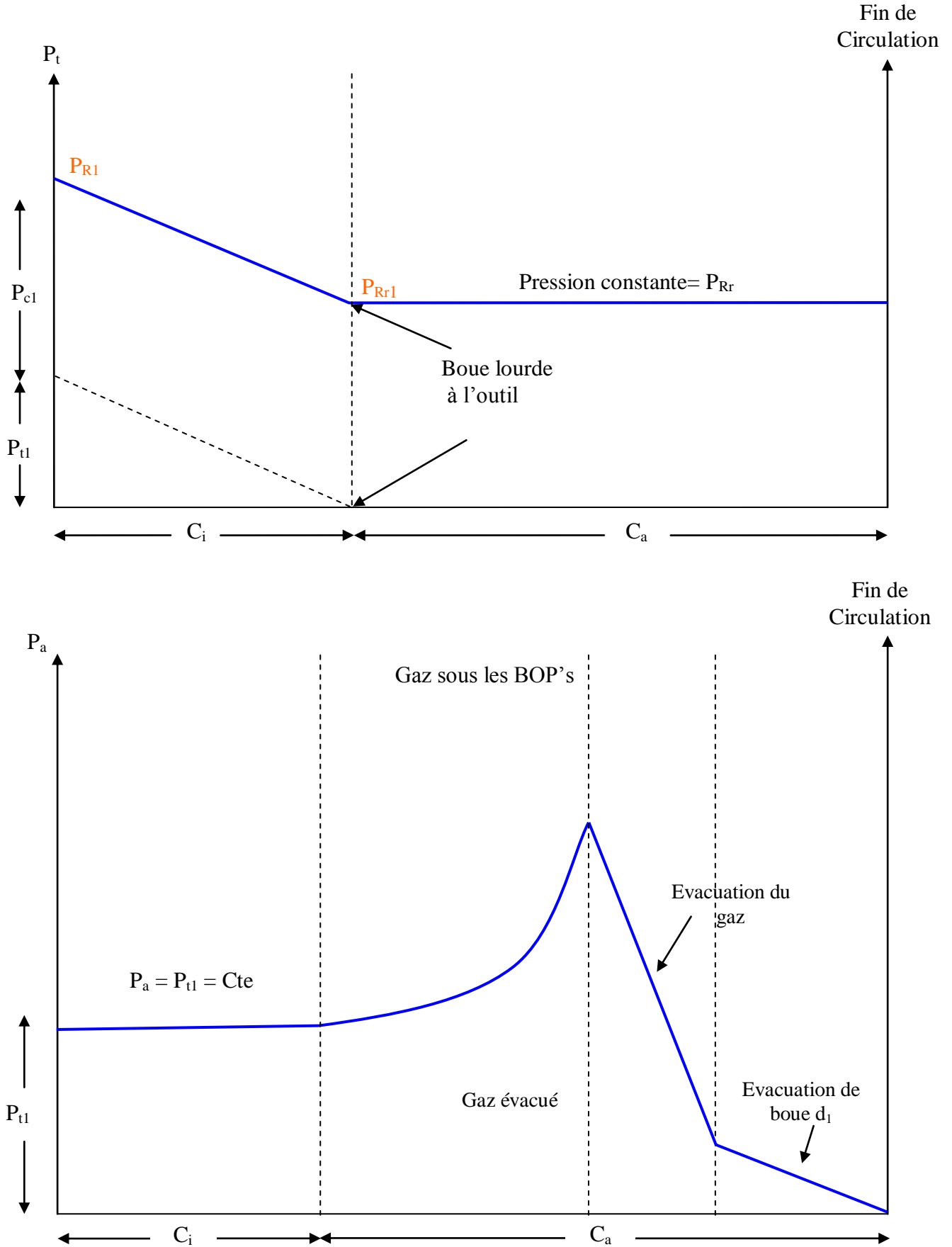


Fig II.8 : Evolution des pressions en  $P_t$  et  $P_a$  avec Whait and Weight Method

Il existe deux autres méthodes de contrôle de venue selon la situation dans le puits :

- Volumetric Method
- Lubricating Method

**II.2.3 Volumetric Method :** 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 venue ou la circulation de l'effluent devient impossible telles que :

- Garniture de forage hors du trou.
- Garniture coincée loin du fond.
- Bouchage de la garniture de forage.
- Siffleur ou rupture de la garniture de forage.

La procédure de mise en œuvre de Volumetric method est comme suite :

- 1- Noter la pression stabilisée en tête d'annulaire  $P_{a1}$ .
- 2- Choisir la valeur du pallier de travail  $\Delta P$  avec une marge de sécurité  $S$  entre 5 à 10 bar
- 3- Laisser la pression annulaire monter jusqu'à la valeur.

$$P_{a2} = P_{a1} + S + \Delta P$$

- 4- Purger à  $P_a = P_{a2}$  le volume de boue  $V$  correspondant au  $\Delta P$  choisi.

$$V = \frac{10.2 \times \Delta P \times V_{ea}}{d1}$$

- 5- Fermer la duse et laisser la pression annulaire  $P_a$  augmenter de  $P_{a2}$  à  $P_{a3} = P_{a2} + \Delta P$ .
- 6- Purger à  $P_a = P_{a3}$  le volume de boue  $V$  correspondant au  $\Delta P$
- 7- Répéter les conséquences 4 et 5 jusqu'à l'arrivée du gaz en surface, puis sera évacué en utilisant Lubricating Method [2]

**II.2.4 Lubricating Method :** Cette Méthode à utiliser pour évacuer le gaz lorsqu'il se trouve sous BOP et qu'il n'est pas possible de circuler par les tiges, en pompant un certain volume de boue par l'espace annulaire et de purger un volume de gaz pour réduire la pression annulaire d'une valeur égale à la pression hydrostatique du volume pompé.

La procédure de mise en œuvre de la Lubricating Method :

1. Noter la pression annulaire  $P_{a1}$ .
2. Choisi  $\Delta P$  un pallier de pression de travail qui est généralement compris entre 5 et 10 bars.
3. Pomper le volume  $V_b$  de boue correspondant à  $\Delta P$
4. Laisser la boue se décanter à travers le gaz.

5. Purger du gaz pour réduire  $P_a$  de  $\Delta P$  alors
6.  $P_{a1} = P_a - \Delta P$
7. Répéter les séquences jusqu'à l'évacuation complète de la venue. [2]

**Introduction :**

Un des aspects très important du contrôle de venue est le adéquat l'utilisation d'une manière correcte et la maintenance périodique des équipements de contrôle des venues.

Dans ce chapitre sont décrits les équipements de contrôle de venue, le système de commande hydraulique, les empilages des obturateurs et les procédures des tests des équipements de contrôle. [1]

**III.1 Obturateurs :**

La fonction principale d'un obturateur est de permettre la fermeture rapide et immédiate du puits lors la construction d'un signe positif de venue hors puits. [7]

Un obturateur est défini par :

- Marque : Cameron, Shaffer, Hydril.
- Type : U, SL, GK.
- Dimension nominale : qui correspond au diamètre minimale d'alésage : 11'', 13''<sup>5/8</sup>.
- Série : qui correspond à sa pression maximale de service : 3000, 5000 psi.

**III.1.1 Obturateur Annulaire :**

L'obturateur annulaire est situé au top de l'empilage des obturateurs (BOP). Il est contient une garniture élastique permettant :

- La fermeture sur n'importe quel diamètre de tige et même dans l'extrême sur un trou vide (non recommandé)
- Le stripping de la garniture de forage lors un venue en cours de manœuvre.

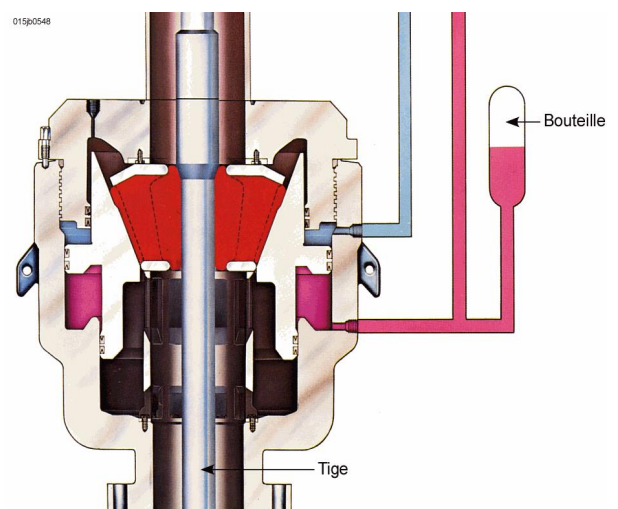
**III.1.1.1 Principe de fonctionnement des obturateurs annulaire :**

**Fermeture :** est assurée par l'envoi d'huile sous pression

dans la chambre de fermeture, entraînant le piston vers le haut, comprimant la garniture.

Cette dernière étant plaquée vers le haut et vers le bas ne peut que se refermer vers l'intérieure.

**Ouverture :** est effectuée par l'envoi d'huile sous pression dans la chambre d'ouverture, entraînant le piston vers le bas, la garniture élastique se décomprime et répond sa forme initiale. Le retour d'huile vers le réservoir s'effectue par la côté opposé de la chambre.



FigIII.1 Obturateurs annulaire

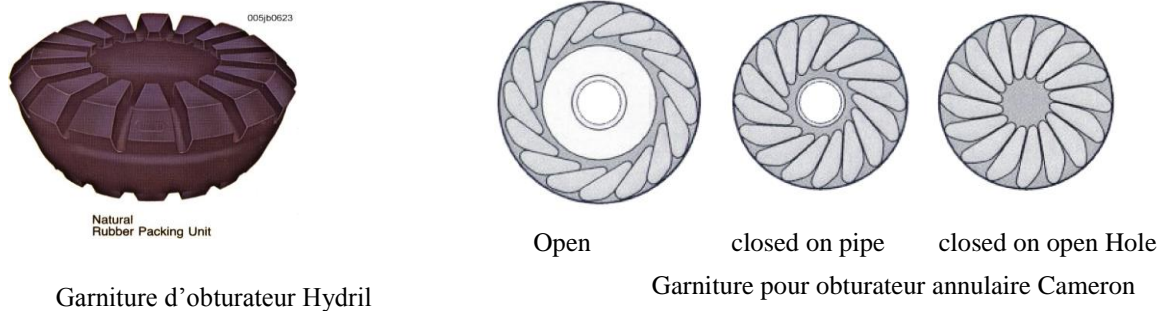


Fig III.2 Garnitures des obturateurs annulaires

### III.1.2 Obturateurs à mâchoire :

Ces types d'obturateurs peuvent être équipés avec des mâchoires à fermeture :

- Totale (Blind Rams).
- Totale et cisailent (Blind Shear Rams).
- Sur un diamètre donné (Pipes rams).

#### III.1.2.1 Principe de fonctionnement des obturateurs à mâchoires :

La fermeture est effectuée par l'envoi d'huile sous pression à travers l'orifice de fermeture, l'huile passe à l'intérieur de la tige et du piston, arrive dans le cylindre central, pousse le piston vers l'avant, entraînant la mâchoire et assure l'étanchéité en fin de course. Le retour d'huile, chassée par le mouvement de piston, s'effectue par le côté ouverture. Pour ouvrir, l'huile sous pression est envoyée par l'orifice d'ouverture, passe par la tige du piston plein et arrive dans le cylindre de manœuvre, pousse le piston vers l'arrière entraînant la mâchoire. Le retour d'huile s'effectue la coté de fermeture. [7]

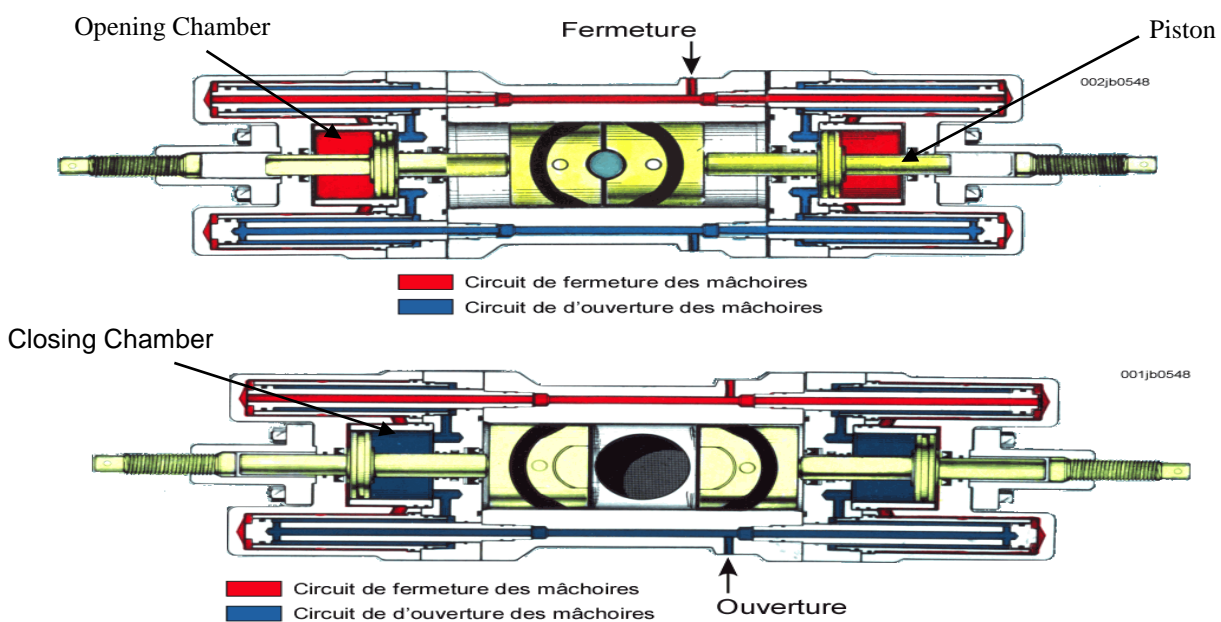


Fig III.3 Principe de fonctionnement des obturateurs à mâchoire

**III.1.2.2 Mâchoires :**

Selon le type de fermeture des obturateurs on distingue 03 types des mâchoires :

Mâchoire pour obturateur a fermeture sur tige Pipe Rams

Mâchoire pour obturateur a fermeture totale (à vide) Blind Rams

Mâchoire pour obturateur de cisaillement (coupe tige) Blind Shear Rams

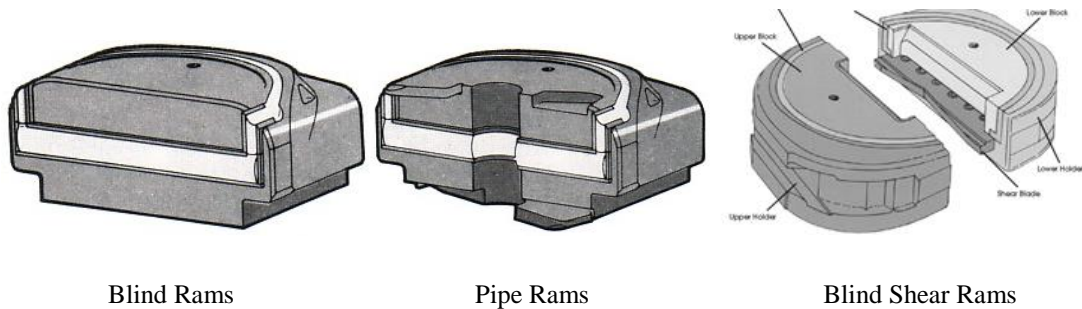


Fig III.4 Type des mâchoires

**III.1.2.3 Rapport de fermeture :**

Dans le but d’assurer la fermeture du puits en tout sécurité en cas d’une venue, il faut que la force exercée par la pression d’huile sur la section **S** du piston, soit supérieur ou égale à la force exercée par la pression en tête de puits sur la section **s** de la mâchoire.

Par définition le rapport de fermeture **R** est égal au rapport des sections **S/s**, qui est données par le constructeur. [7]

Nous avons à l’équilibre :

$$P_{\text{huile}} \times S = P_{\text{puits}} \times s \tag{III.1}$$

D’où :

$$P_{\text{huile}} = \frac{P_{\text{puits}}}{R} \tag{III.2}$$

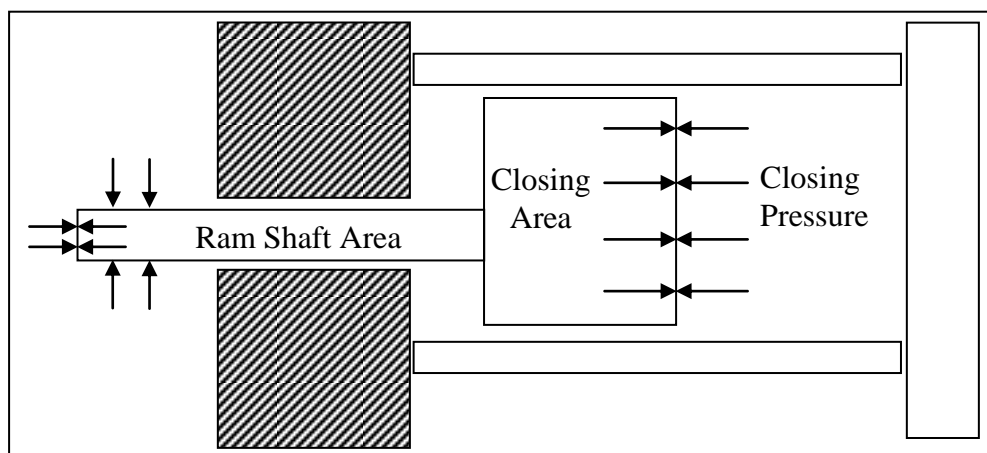


Fig III.5 La force exercée par la pression d’huile et la force exercée par la pression en tête de puits

Le tableau donne le rapport de fermeture **R** selon la marque, dimension nominale et série d'obturateur :

Tableau III.1 Rapport de fermeture R selon la marque, dimension nominale et série

SIZE	WVP (psi)	Cameron U		Shaffer SL		Hydril Ram	
		Open	Close	Open	Close	Open	Close
7 1/16"	3000	2.3	6.9			1.5	5.4
	5000	2.3	6.9			1.5	5.4
	10000	2.3	6.9			1.7	8.2
	15000	2.3	6.9	3.37	7.11	6.6	7.6
9"	2000					2.6	5.3
	3000					2.6	5.3
	5000						
	10000						
11"	2000	2.5	7.3			2.0	6.8
	3000	2.5	7.3			2.0	6.8
	5000	2.5	7.3			2.4	7.6
	10000	2.5	7.3	7.62	7.11	3.24	7.6
	15000	2.2	9.9	2.80	7.11		
13 5/8"	3000	2.3	7.0	3.0	5.54	2.1	5.2
	5000	2.3	7.0	3.0	5.54	2.1	5.2
	10000	2.3	7.0	4.29	7.11	3.8	10.6
	15000	5.6	8.4	2.14	7.11	3.56	7.74
16 3/4"	2000						
	3000	2.3	6.8				
	5000	2.3	6.8	2.03	5.54		
	10000	2.3	6.8	2.06	7.11	2.41	10.6
18 3/4"	10000	3.6	7.4	1.83	7.11	1.9	10.6
	15000	4.1	9.7	1.68	10.85	2.15	7.27
21 1/4"	2000	1.3	7.0			0.98	5.2
	3000	1.3	7.0			0.98	5.2
	5000	5.1	6.2			1.9	10.6
	10000	4.1	7.2	1.63	7.11		
26 3/4"	2000						
	3000	1.0	7.0				

Pour un obturateur marque Hydril et dimension 13 5/8 et série 10.000 psi, le Rapport de fermeture correspondant est R =10.6. La pression d'huile :  $P_{\text{huile}} = \frac{10000}{10.6} = 943 \text{ psi}$ . [7]

Cette valeur est majorée à 1000 pour plus de sécurité.

**III.1.3 Obturateurs internes :** Ce sont des équipements qui permettant d'obturer rapidement la garniture de forage en cas de venue, par mis ces équipements fréquemment utilisés. [4]

**III.1.3.1 Upper et Lower Kelly Cock:**

Ces sont des vannes de fermeture rapide, Située à la partie supérieure et inférieure de la tige d'entraînement (Kelly) on les places en position open.

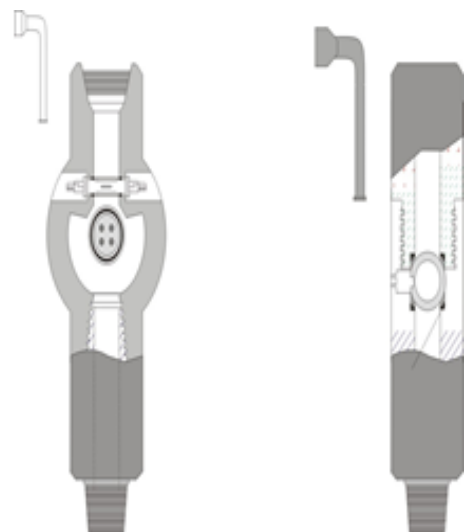


Fig III.6 Upper et Lower Kelly Cock

### III.1.3.2 Gray valve :

C'est une vanne à clapet anti-retour, qui est maintenue ouverte grâce à un dispositif spécial. Elle est visée sur la garniture lorsqu'une vanne se manifeste. Il permet la circulation durant le descend de la garniture, mais les inconvénients est la difficulté d'installer à cause de contre pression due au retour du fluide à travers les tiges, ne permet pas le remplissage automatique de la garniture et empêcher le passage des outils et câble de Wire-line. Il faut prévoir les réductions nécessaires pour son visage.

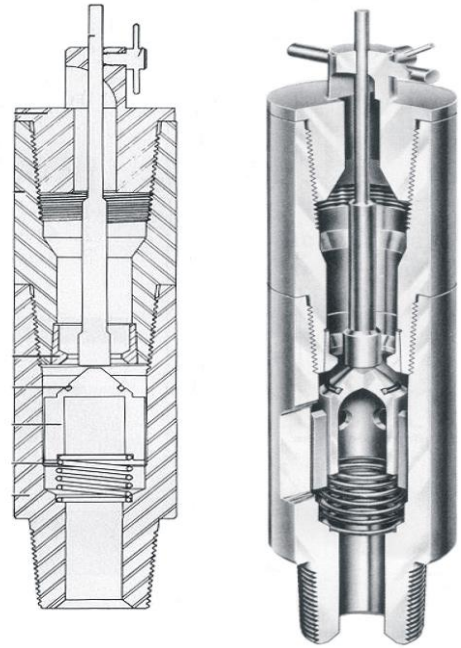


Fig III.7 Gray valve

### III.1.3.3 Float valve :

Ce sont les soupapes classiques à clapet anti-retour placé au-dessus de l'outil qui empêchent tout retour de boue par l'intérieur des tiges.

Les inconvénients de ces équipements sont :

- Supression durant la descente.
- Difficulté de lecture de pression en tête des tiges.
- Risque de bouchage par colmatant.
- Nécessite de remplissage de la garniture durant la descente.

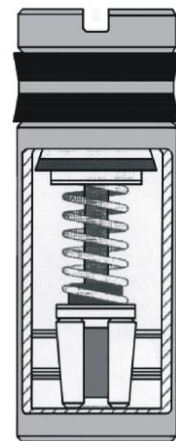


Fig III.8 Float valve

**III.2 Empilage des obturateurs :** Le choix des éléments de l'empilage des obturateurs est fonction de :

- La pression maximale attendue en surface.
- Les diamètres des outils et tubulaire à descendre.
- La présence d'agent corrosif ( $H_2S$ ).

L'empilage des obturateurs doit toujours assurer la possibilité de :

- La fermeture du puits avec ou sans garniture.
- L'évacuation d'une venue.
- L'injection dans le tubage.
- Changement, entretien de l'une des organes d'empilage tout en sécurité.
- Le stripping.

Il y a plusieurs modèles d'empilage des obturateurs, généralement utilisée les modèles suivantes [5]

### III.2.1 Cas- 1 :

Fig III.9 Cet empilage est composé de :

1. Annulaire BOP
2. Pipe Rams
3. Blind Rams
4. Mud Cross (Choke line, Kill line).

Cet empilage est caractériser par :

- Lorsque l'un des obturateurs à mâchoire est fermé, on peut utiliser les sorties latérale de Mud Cross pour le contrôle du puits.
- L'utilisation d'un obturateur double permet dans le cas des substructures basses d'utiliser les sorties latérales de l'obturateur et éliminer la Mud cross.

Le puits peut être fermé pendant le changement des pipes rams.

- Une fuite au niveau de la Mud cross ne peut être réparée.
- Il y a davantage de brides exposées à la pression du puits, les brides sont considérées comme points faibles dans n'importe quel empilage.

### III.2.2 Cas- 2 :

Dans cet empilage d'obturateurs on utilise une deuxième pipe rams dans la partie plus basse (c'est le cas de maître d'œuvre SONATRACH) Fig III.10

Cet empilage est présente comme suite :

1. Annulaire BOP
2. Upper Pipe Rams
3. Blind Rams
4. Mud Cross (Choke line, Kill line).
5. Lower Pipe Rams

Cet empilage est caractériser par

Avec le Blind Rams fermé, on peut changer le Pipe Rams supérieur.

La garniture étant dans le puits, la fermeture de la pipe Rams inférieur permet la réparation

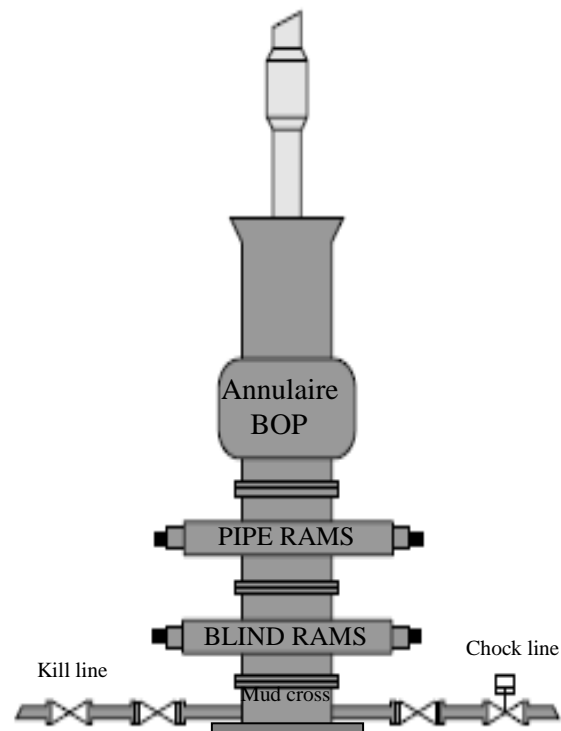


Fig III.9 Empilage des obturateurs cas 1

des éléments au-dessus (Mud cross, Blind Rams, Upper pipes rams, annulaire).

La garniture étant dans le puits, on peut changer le Blind Rams En Pipe Rams, les tiges peuvent être descendues en stripping avec l'utilisation des deux pipe rams supérieurs, le pipe rams inférieur sera gardée en réserve.

- Lorsque Blind Rams fermé, une fuite autour de la Mud cross ou dans pipe rams inférieur ne peut être réparée.

### III.3 Circuit manifold :

#### III.3.1 Manifold de Duse :

Le manifold de duse permet durant le contrôle d'appliquer une contre pression dans le puits à l'aide d'une duse réglable et de diriger le retour vers les bacs, le séparateur, le bournier ou la torche. Etant donnée les risques de bouchage et d'usure durant le contrôle, le manifold de duses doit être équipé au moins de deux duses réglables afin de permettre d'isoler une ligne

de basculer sur une autre pour contenir le contrôle, sa pression de travail en amont des duses doit être égale ou supérieur à celle des obturateurs, par contre, la pression de la partie en aval est généralement d'une série inférieure. [7]

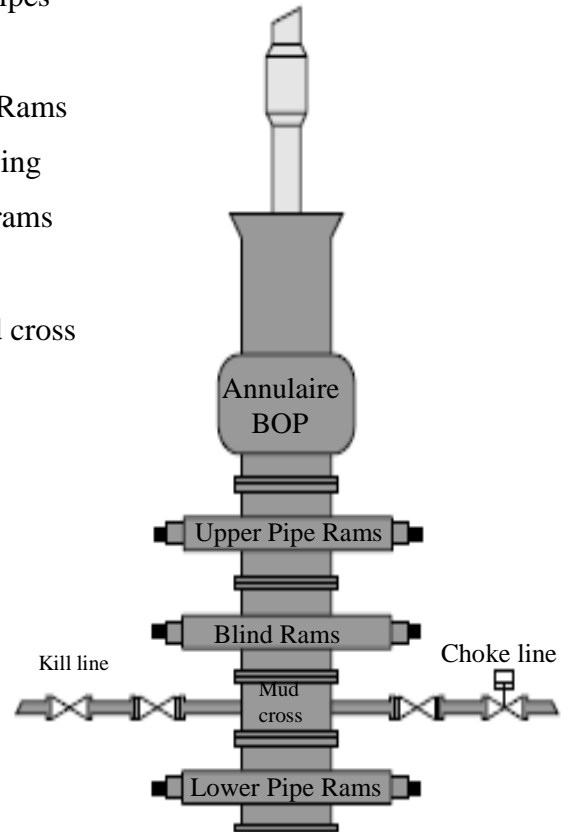


Fig III.10 Empilage des obturateurs cas2

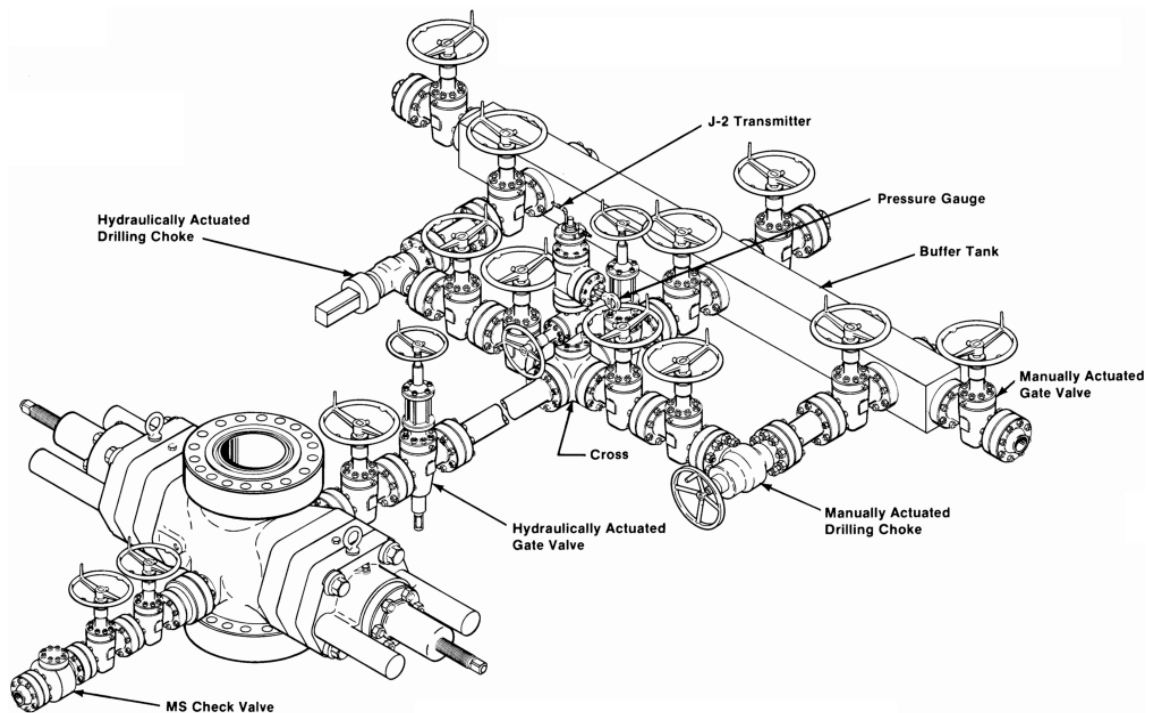


Fig III.11 Choke & Kill manifold

### III.3.2 Duse de commande à distance :

C'est la pièce maitrise dans Choke manifold elle composée d'une douille graduée de 0 à 64/64<sup>ème</sup> de pouce, la commande à distance assurée par un dispositif (Choke panel) placé sur le plancher de forage [4]

### III.3.3 Panel de contrôle de duse (Choke panel) :

Le contrôle de la duse s'effectue à l'aide d'un pupitre qui comporte :

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

Sur le tableau de commande on trouve :

- Un levier « air supply ».
- Un levier principale de commande marque « Open », « Hold », « Close » contrôle le mouvement du disque mobile.
- Une vanne « Hydraulic regulator » règle la vitesse de déplacement du disque mobile.
- Un « Position indicator » indique la fermeture approximative de la duse en pourcentage.
- Deux manomètres de pression l'un est de pression en tête des tiges (Stand pipe) et l'autre de pression en tête annulaire (Casing).
- Un compte de nombre de coups de pompe.
- Un totalisateur de coups de pompe. [7]

### III.3.4 Choke line :

Choke line est la conduite qui relie l'empilage des obturateurs au manifold de duse. Elle doit avoir une pression de travail égale à celle des obturateurs et un diamètre intérieur supérieur ou égal à 03" pouces pour réduire l'effet des pertes de charge et minimiser le risque de bouchage et l'usure durant le contrôle.

La connexion à l'empilage des obturateurs s'effectue au moyen de deux vannes en série. Il est recommandé qu'une de ces vannes soit commandée à distance (HCR) pour une ouverture rapide du circuit de contrôle. [7]

**III.3.5 Kill line :** C'est la conduite qui relie l'empilage au circuit de pompage, elle doit avoir une pression de travail égale à celle des obturateurs et un diamètre intérieur minimum de 02" pouces. Elle offre la possibilité de pomper sous les obturateurs.

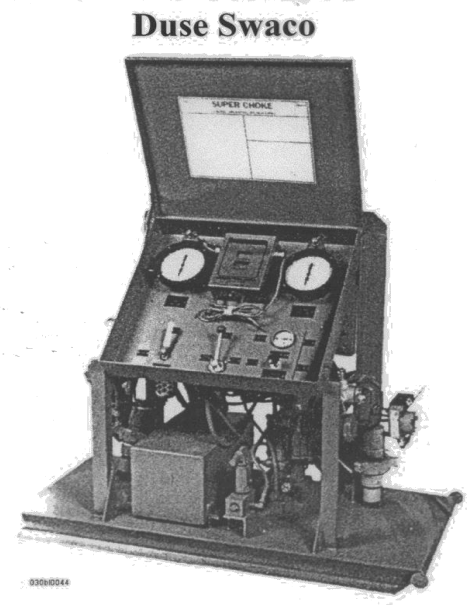


Fig III.12 Choke panel

La conduite contient deux vannes en série et un clapet anti-retour qui permet de protéger le stand pipe et les pompes de forage contre toute pression venant du puits en cas de venue. [7]

### III.3.6 Panel de commande à distance :

Les opérations peuvent être contrôlées à partir d'un panneau de commande à distance situé sur le plancher ou dans le Dog-House. Un panneau auxiliaire de secours peut être placé en dehors du périmètre de sécurité.

Pour manœuvrer une fonction, la vanne maîtresse d'air doit être actionnée en même temps que la commande de la fonction correspondant pour manœuvrer la vanne à 4 voies en 3 positions sur l'unité principale. La position des vannes à 4 voies de l'unité est indiquée par des voyants lumineux vert ou rouge. [7]

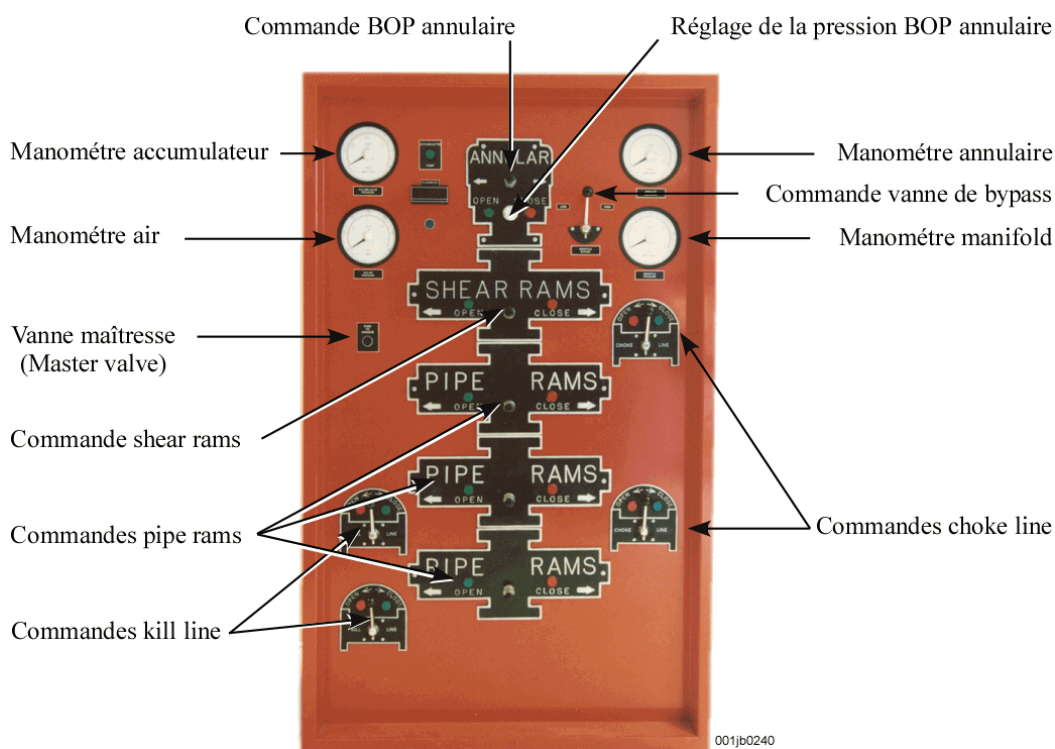


Fig III.13 Panel de commande à distance

### III.4 Commande hydraulique des obturateurs :

Les obturateurs et les vannes hydrauliques de choke line et Kill line sont manœuvrés hydrauliquement à distance suivant le principe de fonctionnement des vérins hydrauliques à doubles effet. Le système de commande hydraulique a pour objectif d'assurer la fermeture et l'ouverture de chaque fonction d'une façon efficace, rapide et facile à répéter et si nécessaire sans avoir à utiliser l'énergie extérieur.

Les caractéristiques de l'unité à commande hydraulique sont définies en fonction :

- Du volume total d'huile pour assurer la séquence imposée par la procédure de la compagnie.
- De la pression maximale de travail.
- Du temps nécessaire pour recomprimer l'accumulateur selon les spécifications API.

L'unité **KOOMEY** décrite ci-dessous est la plus répandue dans l'industrie pétrolière. [7]

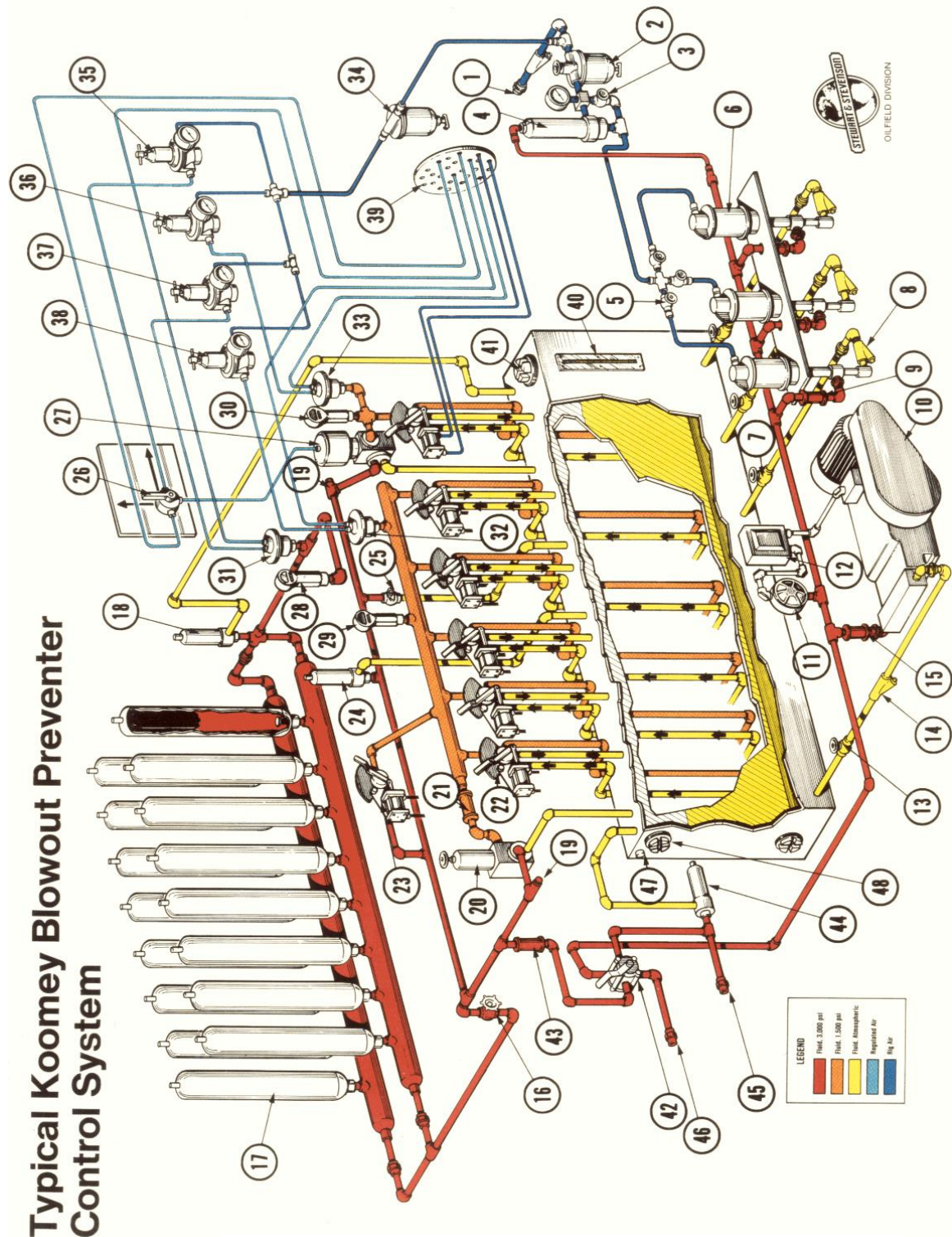


Fig III.14 Unité de commande hydraulique des obturateurs Koomey

001db0238

### III.4.1 Choix de nombre des bouteilles :

Pour calculer le nombre des bouteilles de l'unité, il faut calculer :

- Volume de fluide nécessaire pour réaliser la séquence d'ouverture et fermeture imposée par le maître d'œuvre.
- Volume totale d'accumulateur.
- Nombre des bouteilles. [7]

#### III.4.1.1 Calcule le volume utile $V_u$ :

La séquence imposée par le maître d'œuvre est le volume du fluide utile doit assurer deux fermetures et l'ouverture de toutes les fonctions, plus une réserve de 25% de ce volume qui restera dans l'accumulateur à une pression minimale de 1200 psi.

Le volume utile exigé par la séquence :

$$V_u = (2 \times V_{\text{fermeture}} + V_{\text{ouverture}}) \times C_R \quad (\text{III.3})$$

$C_R$  : coefficient de réserve exigé égale à 1.25

Dimensionnement de l'unité d'accumulateur pour l'empilage de tête de puits

13" 5/8 5000 psi, composée de :

- Obturateur annulaire Hydril GK.
- Obturateur à mâchoire double Cameron type U.
- Une vanne HCR choke line.

Tableau III.2 Volume d'huile de fermeture et ouverture des obturateurs

Composition de l'empilage	Volume d'ouverture Gallons	Volume de fermeture Gallons
Annulaire Hydril GK	14.16	17.98
Pipe Rams Cameron U	5.46	5.54
Blind Rams Cameron U	5.46	5.54
Vanne HCR Choke line	1.00	1.00
Total	26.08	30.06

$$V_u = (2 \times V_{\text{fermeture}} + V_{\text{ouverture}}) \times C_R$$

$$V_u = (2 \times 30.06 + 26.08) \times 1.25 = 107.75 \text{ gallons}$$

$$V_u = 107.75 \text{ gallons. [2]}$$

**III.4.1.2 Calcule le volume total des bouteilles ;**

Les séquences :

**Cas A :** bouteille plein d'azote

- $P_1$  : la pression précharge 1000 psi.
- $V_1$  : le volume d'accumulateur.

**Cas B :** gonflement de la bouteille

- $P_2$  : la pression maximale de travail 3000psi
- $V_2$  : le volume d'azote à  $P_2$

**Cas C :** après l'utilisation

- $P_3$  : la pression résiduelle 1200 psi.
- $V_3$  : le volume d'azote à  $P_3$ .

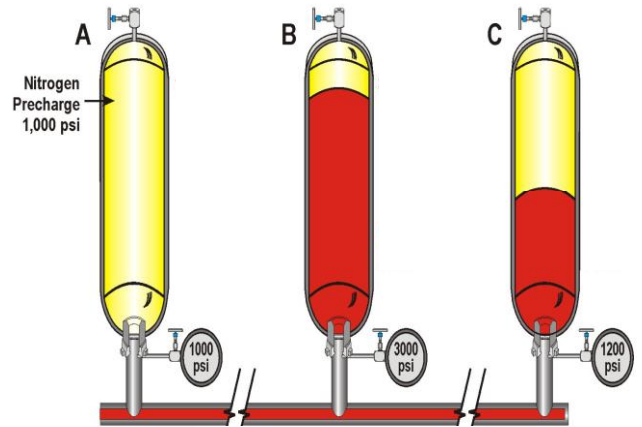


Fig III.15 utilisation des accumulateurs

Le volume utile d'huile  $V_u$  c'est la différence entre  $V_3$  e  $V_2$  :

$$V_u = V_3 - V_2 \tag{III.4}$$

On applique la loi de BOYLE :

$$P_1 \times V_1 = P_2 \times V_2 = P_3 \times V_3$$

Soit :  $\frac{V_2}{P_3} = \frac{V_3}{P_2} = \frac{V_u}{(P_2 - P_3)}$  donc :  $V_2 = \frac{P_3 \times V_u}{(P_2 - P_3)}$

On a :  $V_1 = \frac{V_2 \times P_2}{P_1}$

Donc :  $V_1 = V_u \times \frac{P_2 \times P_3}{P_1 \times (P_2 - P_3)}$  (III.5)

Si  $P_3 = 1200$  psi on trouve:

$$V_1 = V_u \times \frac{3000 \times 1200}{1000 \times (3000 - 1200)} = 2 \times V_u = 2 \times 107,75 \text{ gallons}$$

De même manière si la pression résiduelle est  $P_3 = 1500$  psi, on trouve :  $V_1 = 3 \times V_u$ . [7]

**III.4.1.3 Calcule le nombre des bouteilles :**

$$Nb = \frac{V_1}{\text{Volume d'une bouteille}} \tag{III.6}$$

$$Nb = \frac{215.5}{10} = 21.55$$

Il faut donc 22 bouteilles de 10 gallons. [7]

### III.5 Equipements de traitement du gaz en surface :

#### III.5.1 Séparateur :

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

La pression régnant à l'intérieur de séparateur est égale à la perte de charge produite dans la ligne d'évacuation (vent line). [7]

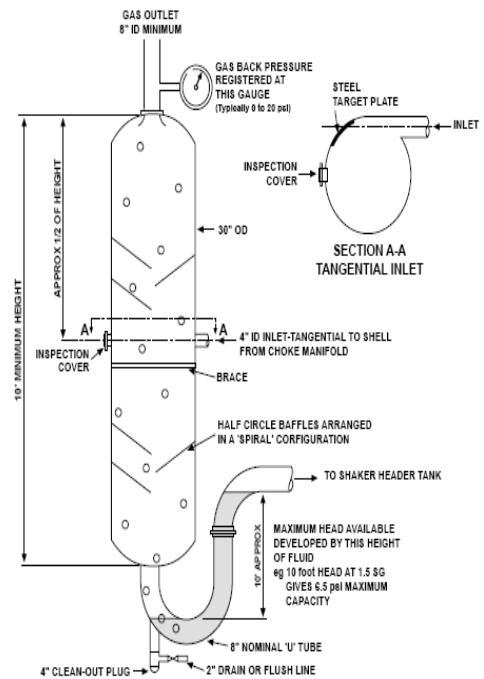


Fig III.16 Séparateur

#### III.5.2 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 dégaze 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.

[7]

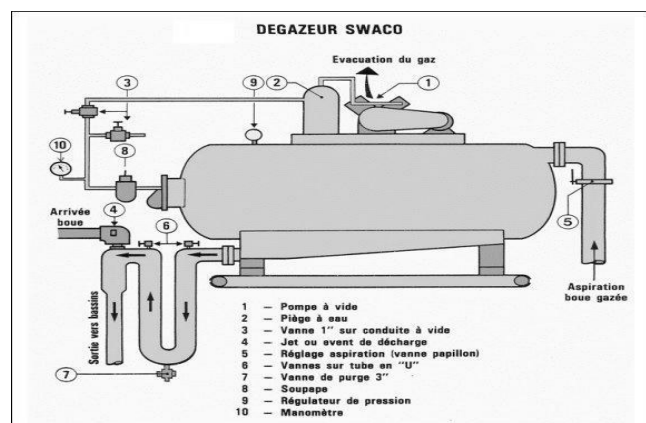


Fig III.17 Dégazeur

### III.6 Test des équipements de contrôle de venue :

Les équipements de contrôle doivent être testés :

- Teste de fonctionnement : Il faut s'assurer que quel que soit le moment, la fermeture et l'ouverture des organes seront effectives et rapides.

- Teste de pression : Il s'agit des tests réalisés en pression sur les équipements de sécurité. Il faut s'assurer que quel que soit le moment, ils résisteront à la pression maximum attendue. [7]

#### III.6.1 Equipements de test :

##### III.6.1.1 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.

La coupelle du tester Cup doit correspondre au diamètre intérieur du tube dans lequel il est descendu.

Il faut surveiller le poids au Martin Decker. En effet, la pression appliquée sur la coupelle se traduira par

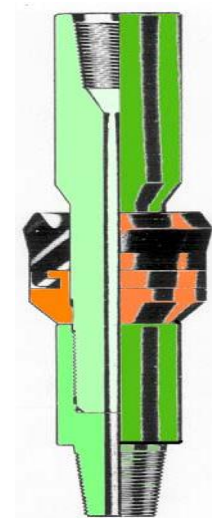


Fig III.18 Tester cup

##### III.6.1.2 Tester Plug :

C'est une olive avec des "O" ring d'étanchéité, descendue avec les tiges et venant se poser dans la tête de tubage située au-dessous des BOP. Les obturateurs à mâchoires sur tiges, ainsi que l'obturateur annulaire et les accessoires peuvent être testés à leur pression de service sans risque pour le casing.

La fermeture totale (Blind Rams) peut être testée en munissant l'olive d'un bouchon. Les tiges (non bloquées) sont dévissées et remontées. Il est recommandé d'ouvrir une vanne ou une sortie latérale au-dessous du tester Plug afin d'éviter de mettre le casing en pression en cas de fuite aux "O" rings d'étanchéité. [7]

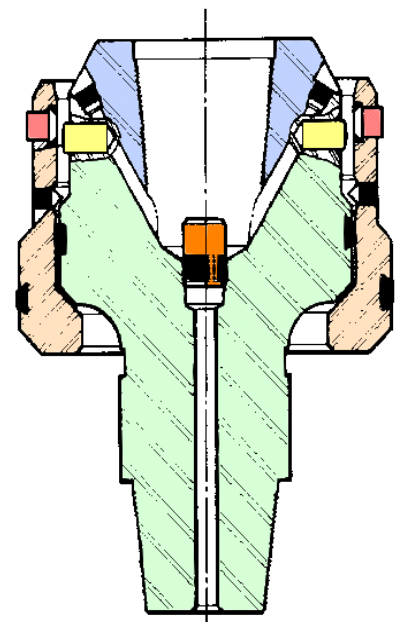


Fig III.19 Tester Plug

**III.6.1.3 Pompe de test haut 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 (500 à 1000 psi) l'ensemble à tester, le relais sera ensuite pris par la pompe de test haute pression pompe Sprag qui permettra d'amener l'ensemble à la pression de test désirée jusqu'à 20000psi. Cette pompe doit être munie d'un enregistreur de pression. [7]

**III.6.2 Test des obturateurs :****III.6.2.1 Test Pipe Rams ou Annulaire par Tester Cup :**

- Remplir d'eau le volume intérieur de la tête de puits et des obturateurs avec une des deux pompes de forage et s'assurer que celle qui n'est pas utilisée est isolée (on utilise pompe 1, donc la vanne 18 sera fermée).
- Descendre la garniture de test et positionner le tester Cup dans le premier tube.
- Connecter l'unité de test sur la Kill line.
- Pour tester **Pipe Rams** ou **Annulaire** et les vannes **5, 8, 10, 17,51, 52** il faut :
- Ouvrir les vannes : 30, 4, 3, 2, 1, 6, 7, 9, 11, 12, 13, 15,17, 20, 50, D5, D8.
- Fermer les vannes : 5. 8. 10. 13. 14. 16. 18. 21. 22. 51. 52.

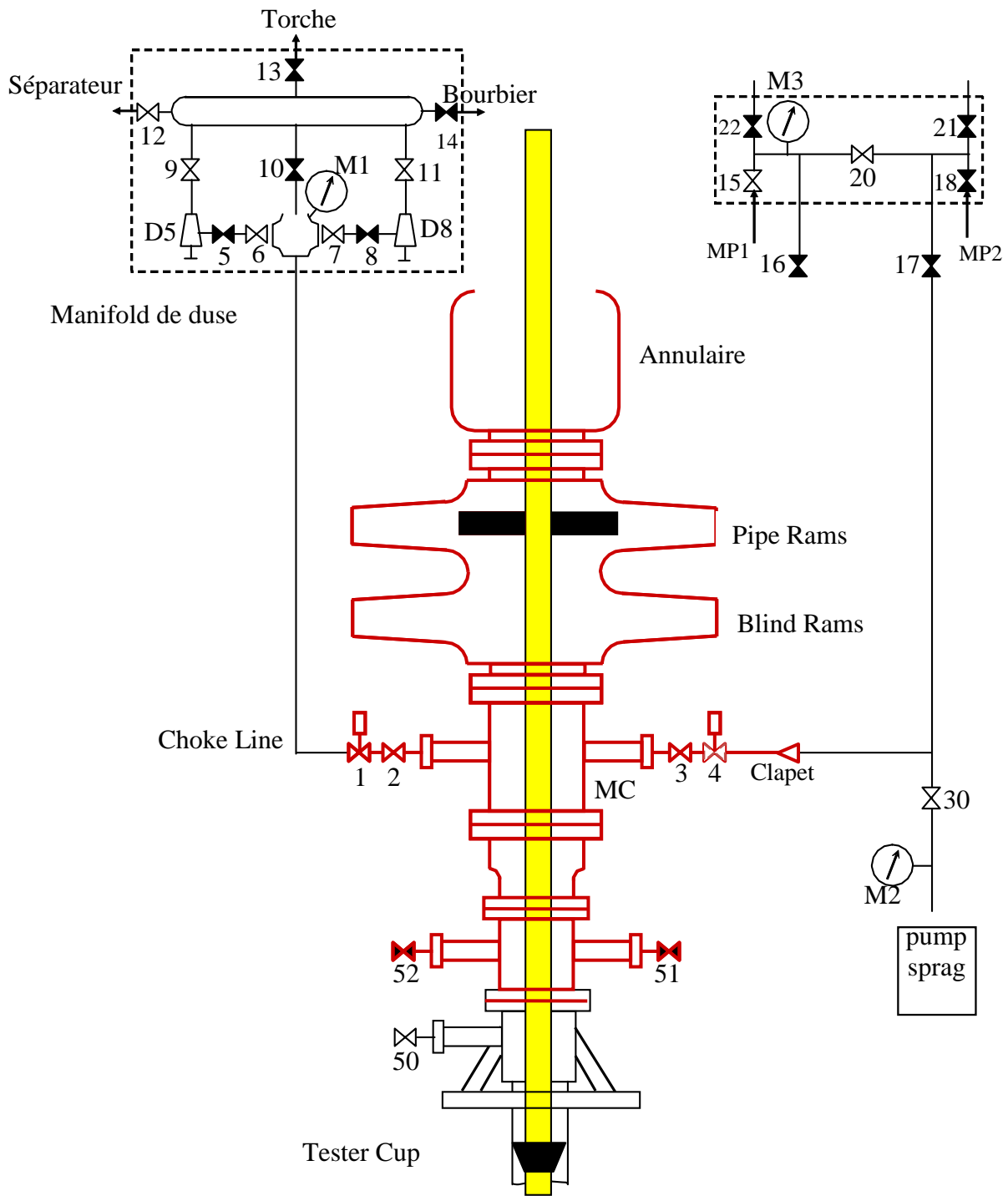


Fig III.20 Test Pipe Rams

- Ouvrir les vannes : 30, 4, 3, 2, 1, 6, 7, 9, 11, 12, 13, 15, 17, 20, 50, D5, D8.
- Fermer les vannes : 5. 8. 10. 13. 14. 16. 18. 21. 22. 51. 52.
- Pomper l'eau avec la pompe N°1 jusqu'à la pression 500 psi
- fermer la vanne 17.
- Si la pression reste stable a 500 psi pendant 5min, monter la pression jusqu'à 5000 psi  
on utilise la pompe Sprag
- Si le test est fait par l'annulaire la pression monter jusqu'à 3000 psi
- La pression doit être stable pendant 10 min (l'écart maximums de pressions admissibles est 300 psi) on contrôle la pression sur le manomètre M2.

Pour tester les vannes **1, 4** :

- Purger le circuit à 300 psi
- Fermer la vanne 1 et ouvrir la vanne 5
- Avec la pompe Sprag monter la pression à 5000 psi
- Fermer la vanne 4 et purger à zéro par l'unité de test

De même manière on teste la vanne 3. [7]

### **III.6.2.2 Test Blind rams par Tester Plug :**

Pour tester Blind Rams et clapet anti-retour et les vannes **6, 7** :

- Descendre le tester Plug.
- Fermer Blind Rams.
- Fermer les vannes 6, 7, 10.
- Pomper l'eau avec la pompe N°1 jusqu'à la pression 500 psi.
- fermer la vanne 17.
- Si la pression reste stable à 500 psi pendant 5min, monter la pression jusqu'à 5000 psi  
avec la pompe Sprag.
- Purger rapidement par l'unité de test. Si le clapet est fiable il doit garder la pression de BOP stable.
- La pression doit être stable pendant 10 min, on contrôle la pression sur le manomètre M1. [7]

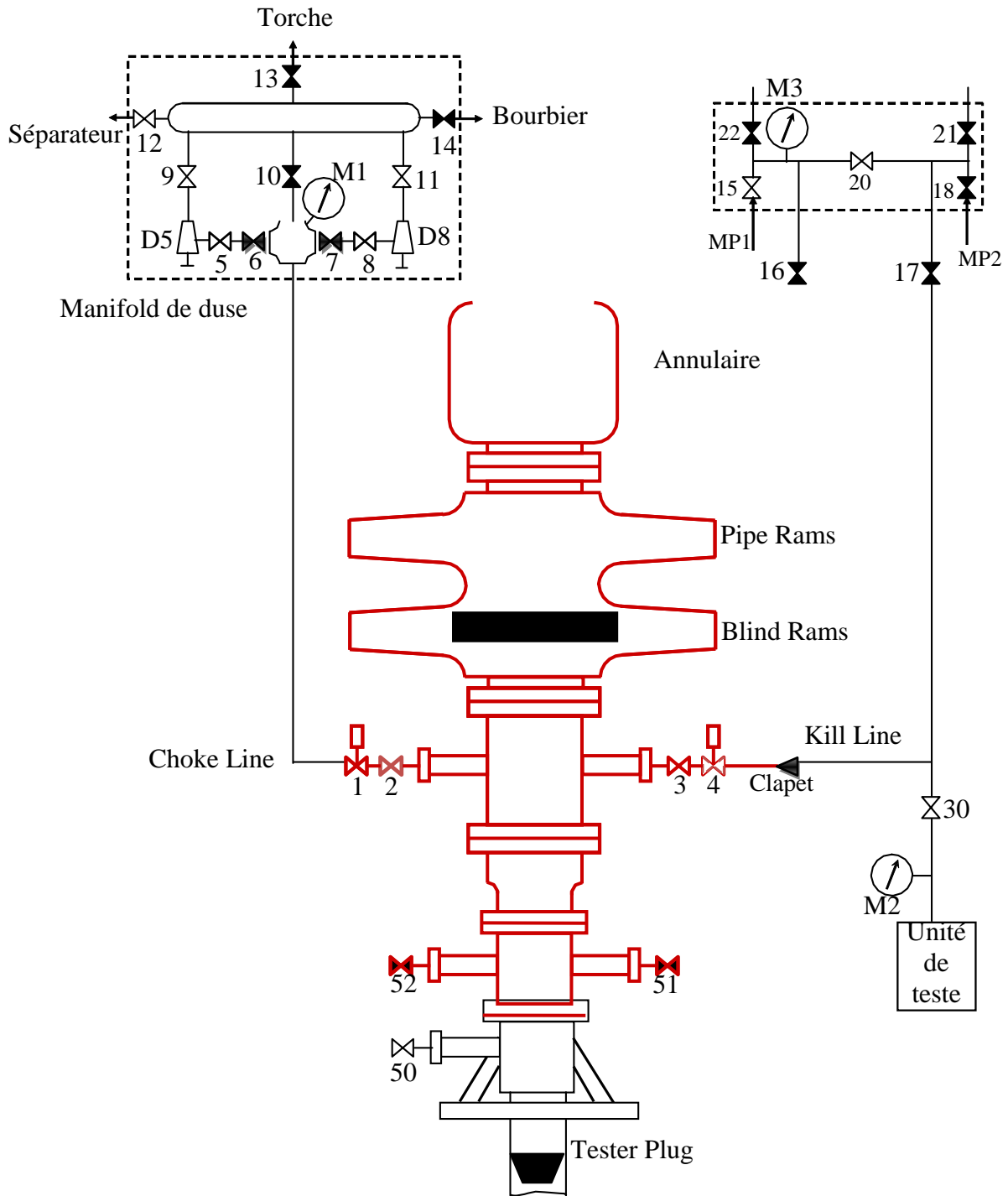


Fig III.21 Test Blind Rams

**Introduction :**

Dans ce chapitre le choix du cas d'étude est porté sur le puits EERS01 situé à l'Erg El Ouar Sud -1. de la région de bassin de Berkine Ouest .ILLIZI. Sud-est du champ de Hassi Messaoud. Annexe 1

La venue est prise dans la couche des Gédinnien, qui est une formation poreuse et perméable. Cette formation renferme des fluides sous pression anormalement élevée évaluée à 460 bars, La température statique au fond du puits varie entre 90 et 100 °C. Ce qui donne un gradient de température de 2.86 °C/100 m.

La configuration ainsi que les données du puits EERS01 sont présentées dans la partie suivante [3].

**IV.1 Description du cas d'étude :****IV.1.1 Architecture du puits:**

Nome de puits : EERS01 (Erg El Ouar Sud -1). Basin Berkine Ouest (ILLIZI).Drilling Rig: TP194

Coordonnées : X : 373 633.034 m. Y : 3 294 039.979 m .Z<sub>S</sub> : 258.932m.

Objectives TAGS – TAGI – Siegénien – Gédinnien – Silurien Argilo Gréseux F6 (Unité B1, A2, M2& M1/M0) –Ordovicien. Annexe 2

**IV.1.2 Estimation de pression de réservoir des puits voisins :**

Tableau IV.1 Estimation de pression de réservoir des puits voisins

Puits	Réservoir	T[°C]	Pression[bar]	Profondeur[m]	Densité
EOTE-1	dovicien Unit III-3	113	420	3986	1.11
ITS-1 ST4	Silurien F6/A2	117	448	4094	1/15
INT-1 ST1	Strunien F2	94	351	3326	1.12
IAN-1	Emsien	97	370	3459	1.13

**IV.1.3 Configuration BOP et pression de test 9 5/8" X 8 1/2" :**

Tableau IV.2 Configuration BOP et pression de test 9 5/8" X 8 1/2"

Obturateur	Diamètre nominale	Pression service psi	Pression de test psi
Hydril	13 5/8"	10000	6000
Pipe Rams	13 5/8"	10000	6000
Blind Rams	13 5/8"	10000	6000
Mud Cross with Choke & 2" Kill Line & Choke Manifold	13 5/8"	10000	6000
Pipe Rams	13 5/8"	10000	6000

#### IV.1.4 Garniture de forage :

La composition de la garniture de forage est donnée dans le tableau suivant:

Tableau IV.3 Donnée de la garniture de forage

Garniture de forage
DP 5" .G105. ID=2 in .Vint = 9.15 l/m
DC 6 3/4" × 2" × 150 m. Vint = 2.56m

#### IV.1.5 Données de puits EERS01 :

Les données du puits modèle IWCF sont présentées dans le tableau IV.4 suivant:

Tableau IV.4 Données du puits EERS01

Données du puits
Profondeur verticale 3344 m
Diamètre du découvert 8 1/2"
Densité de boue de forage 1.22
Casing 9 5/8". N80. 47#. Zs=2200 m
Pression L.O.T au sa bout 112 bars avec densité de boue 1.15
Volume annulaire trou – DC = 13.5 l/m
Volume annulaire trou – DP = 23.3 l/m
Volume annulaire Csg – DP = 24.9 l/m
Volume de boue en surface à alourdir 20 m <sup>3</sup>

#### IV.1.6 Opération réalisée avant la venue :

En 04 Juin 2015 à 04h00 pendant le forage de la phase 8" 1/2 à la cote 3344m avec une boue de densité 1,22 après avoir remarqué une augmentation du débit de retour à la goulotte et un gain confirmé par la cabine MUD LOGGING, une alerte a été déclenchée, et dans l'immédiate le chef de poste a fermé le puits avec la procédure de fermeture Hard. [3]

#### IV.1.7 Constatation de la venue et fermeture du puits :

À 04h00 : augmentation du débit de retour et un gain confirmé (**Signe positif de venue**).

De 04h00 à 04h05 : fermeture de puits avec la procédure Hard

1. L'arrêt de la rotation et déclenchement de l'alerte.
2. La remonté de la garniture jusqu'à la premier Tool joint au-dessus de la table de rotation avec les pompes en marche.
3. L'arrêt des pompes de forage.

4. La fermeture de Pipe Rams.
5. L'ouverture de la vanne hydraulique HCR de la choke line
6. Après la confirmation de la fermeture du puits, les pressions se sont stabilisé à :

**$P_{t1} = 60$  bars et  $P_{a1} = 71$  bars** avec un **Gain de 2000 litres** a été enregistré.

7. Avant d'entamer le contrôle, un safety meeting a été organisé en présence de tout le personnel. Après avoir délégué à chaque personne la tâche à assumer, on a entamé le contrôle en procédant par la Driller's Method. [3]

#### IV.1.8 Réalisation de Kill Sheet :

Le tableau IV.5 présente les paramètres de venue du puits EERS01 juste après fermeture du puits. [3]

Tableau IV.5 paramètres de la venue

Donnée de la venue	Caractéristiques de la pompe
Volume du gain: 2 m <sup>3</sup>	Pompe triplex course 10"×5"1/2
$P_{t1}$ : 60 bar	$Q_u$ 11.68 L/cp
$P_{a1}$ : 71 bar	$P_{ci}$ 45 bars à $Q_r$ 60 spm

Pour remplié Kill Sheet il faut calculer certains paramètres comme suite :

Densité de fracturation  $d_{frac}$  :

$$d_{frac} = d_{LOT} + \frac{10.2 \times P_{LOT}}{Z_S} = 1.15 + \frac{10.2 \times 112}{2200} = 1.67$$

Pression de fracturation  $P_{frac}$  :

$$P_{frac} = \frac{Z_S \times d_{frac}}{10.2} = \frac{2200 \times 1.67}{10.2} = 360 \text{ bars}$$

Pression maximale admissible  $P_{adm}$  :

$$P_{adm} = \frac{(d_{frac} - d) \times Z_S}{10.2} = \frac{(1.67 - 1.22) \times 2200}{10.2} = 97 \text{ bars}$$

Volumes et temps de circulation :

Volume intérieur garniture ( $V_i$ ) :

$$V_i = V_{i dp} + V_{i BHA}$$

$$V_{i dp} = 3194 \times 9.15 = 29225 \text{ L}$$

$$V_{i BHA} = 150 \times 2.56 = 384 \text{ L}$$

$$V_i = 29225 + 384 = 29609 \text{ L}$$

Nombre de coups de pompe ( $C_i$ ) :

$$C_i = \frac{V_i}{Q_u} = \frac{29609}{11.68} = 2535 \text{ cps}$$

Temps de circulation ( $T_i$ ) :

$$T_i = \frac{C_i}{N_r} = \frac{2535}{60} = 42 \text{ min}$$

De même manière on trouve :

Volume annulaire découvert :

$$V_d = 25185 \text{ L}, C_d = 2156 \text{ cps}, T_d = 36 \text{ min.}$$

Volume annulaire casing :

$$V_{csg} = 54780 \text{ L}, C_{csg} = 4690 \text{ cps}, T_{csg} = 78 \text{ min.}$$

Volume annulaire totale :

$$V_a = 79965 \text{ L}, C_a = 6846 \text{ cps}, T_a = 114 \text{ min.}$$

Volume totale du puits :

$$V_{puits} = 109574 \text{ L}, C_{puits} = 9381 \text{ cps}, T_{puits} = 156 \text{ min.}$$

Volume de boue en surface  $V_s = 20000 \text{ L}$

Volume totale de boue à alourdir :

$$V = 109574 + 20000 = 129574 \text{ L}, C = 11094 \text{ cps}, T = 185 \text{ min.}$$

Poids de baryte à ajouter :

$$B = 4.2 \times V \times \frac{(d_r - d_l)}{(4.2 - d_r)} = 4.2 \times 129.6 \times \frac{(1.4 - 1.22)}{(4.2 - 1.4)} = 36 \text{ Tonnes.}$$

Calcul de la densité requise  $d_r$  :

$$d_r = d_l + \frac{10.2 \times P_{t1}}{Z} = 1.22 + \frac{10.2 \times 60}{3344} = 1.4$$

Pression initiale de refoulement  $P_{R1}$  :

$$P_{R1} = P_{t1} + P_{c1} = 60 + 45 = 105 \text{ bars}$$

Pression finale de refoulement  $P_{Rr}$  :

$$P_{Rr} = P_{c1} \times \frac{d_r}{d_l} = 45 \times \frac{1.4}{1.22} = 52 \text{ bars}$$

Calcul  $\Delta P$  :

$$\Delta P = P_{R1} - P_{Rr} = 105 - 52 = 53 \text{ bars}$$

Suivi le décroissement de la pression  $\Delta P_R$  après chaque 100 cps de pompage.

$$\Delta P_R \times \frac{100}{C_i} = 53 \times \frac{100}{2535} = 2.1 \text{ bars /100 cps}$$

Les calculs précédant sont remplis dans Kill Sheet voir Annexe 3

## IV.2 Contrôle de la venue avec Driller's method :

Dans ce cas d'étude, on a adopté la Driller's method avec une première circulation par une boue de densité initiale  $d_i = 1.22$  l'effluent a été évacué. Afin d'assurer qu'il n'y a plus de gaz dans l'espace annulaire et d'avoir une densité de boue homogénéisée pour faire la deuxième circulation a été réalisée avec une densité requise de  $d_r = 1.40$

### IV.2.1 Cycles de contrôle :

#### IV.2.1.1 1<sup>ère</sup> Circulation :

À circuler et évacuer la venue avec la densité de forage  $d_1 = 1.22$

##### **De 04h05 à 04h10 :**

Réalisation de Kill Sheet

À 04h10 : les pressions stabilisées en  $P_{t1} = 60$ bars,  $P_{a1} = 71$ bars.

##### **De 04h10 à 04h15 :**

Ouverture de la duse légèrement et démarrage de la pompe par pallier de 05 cps /min jusqu'à  $Q_r = 60$  cps/min.

On lit  $P_{R1} = 105$  et  $P_a = 71$ bars.

##### **De 04h15 à 05h58 :**

Circulation sous duse de boue de densité initiale 1.22 avec l'ajustement de la duse pour une pression  $P_{R1} = \text{cte} = 105$  bars,

##### **À 05h58 :**

À  $C = 6168$  cps gaz arrive en surface on observe l'augmentation de la  $P_a$  jusqu'à 95 bars, sous l'effet d'expansion du gaz où on continue l'ajustement de la duse pour maintenir  $P_{R1} = \text{cte} = 105$  bars.

##### **De 05h58 à 06h10 :**

Circulation jusqu'à l'évacuation complète de la venue. Lorsque on pompe  $C_a = 6846$  cps avec la  $P_a$  décroître jusqu'à  $P_a = 60$  bars et  $P_{R1} = \text{cte} = 105$  bars

##### **De 06h10 à 06h15 :**

L'arrêt de la circulation et fermeture de duse on lit les pressions dans manomètre des têtes des tiges et annulaires  $P_t = P_a = P_{t1} = 60$  bars Lorsque on pompe  $C_a = 6846$  cps soit 114min)

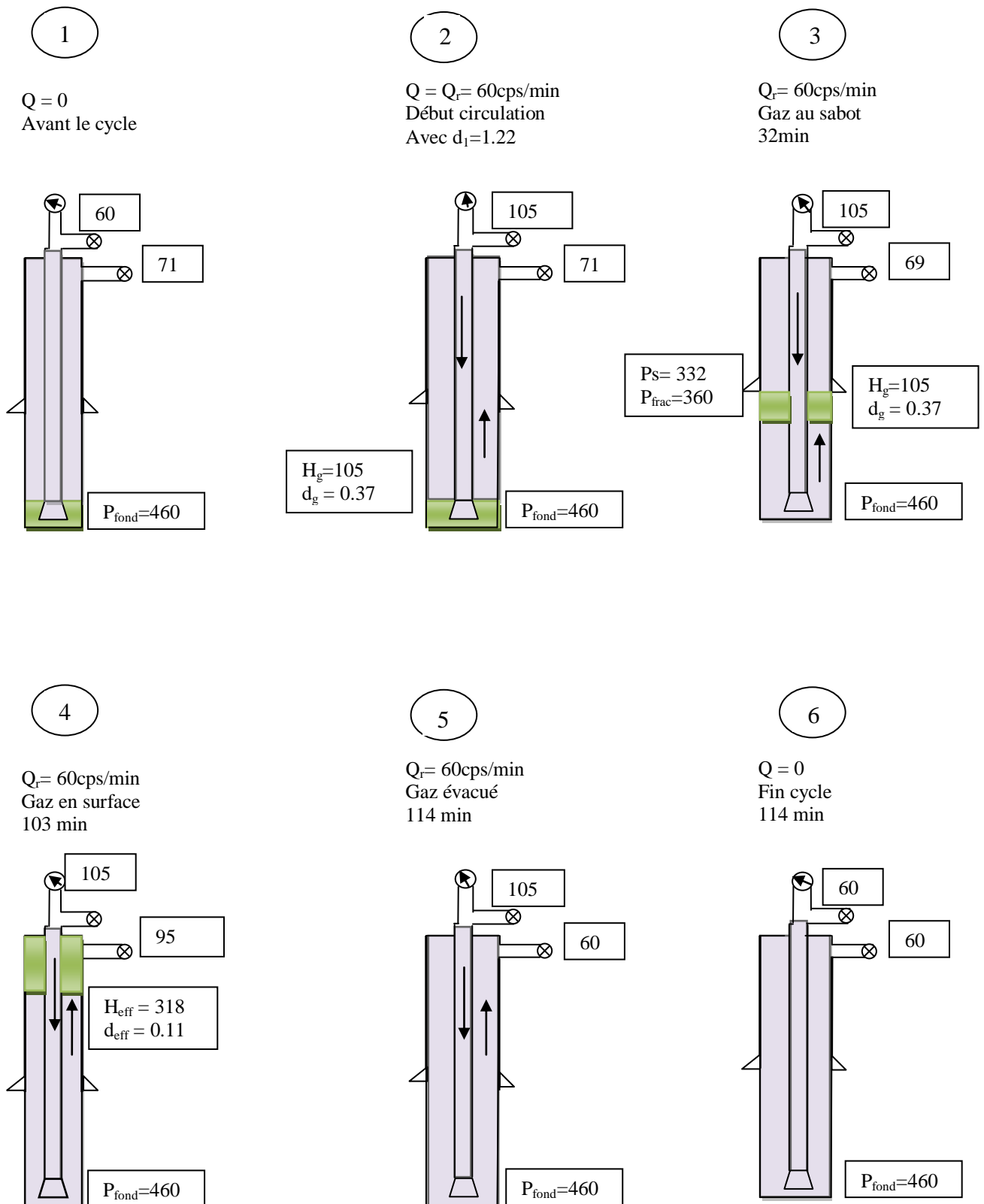


Fig IV.1 1<sup>er</sup> -Cycle Driller's Method.

**IV.2.1.2 2<sup>ème</sup> Circulation :**

Après la préparation de 36 tonnes de boue de densité 1.4, le deuxième cycle vient de commencer : Les compteurs sont remis à zéro.

**De 06h18 à 07h00 :**

Ouverture de la duse légèrement et démarrage de la pompe par pallier de 05 cps /min jusqu'à  $Q_r = 60$  cps/min. On lit  $P_{R1} = 105$  et  $P_a = 60$  bars.

Circulation avec densité requise  $d_r = 1.4$  et  $Q_r = 60$  cps/min en ajustant la duse pour maintenir  $P_a = C^{st} = 60$  bars.

La pression  $P_R$  décroît de  $\Delta P = 2.1$  bar/100 cps de la pression  $P_{R1} = 105$  bars à  $P_{Rr} = 52$  bars lorsque on pompe à 2535 cps

**À 07h00 :**

La boue de  $d_r = 1.4$  arrive à l'outil

On lit  $P_{Rr} = 52$  bars et  $P_a = 60$  bar

**De 07h00 à 08h 54 :**

Circulation jusqu'à l'arrivée de la boue de  $d_r$  en surface, avec  $P_{Rr} = C^{st} = 52$  bars la pression  $P_a$  décroît de  $P_a = 60$  bars à  $P_a = 0$ .

**De 08h54 à 09h00 :**

Arrêt de la circulation et fermeture de la duse.

On lit les pressions en tête des tiges et d'annulaire qui sont nulles.

$P_t = P_a = 0$  (C 16227 cps soit 270min)

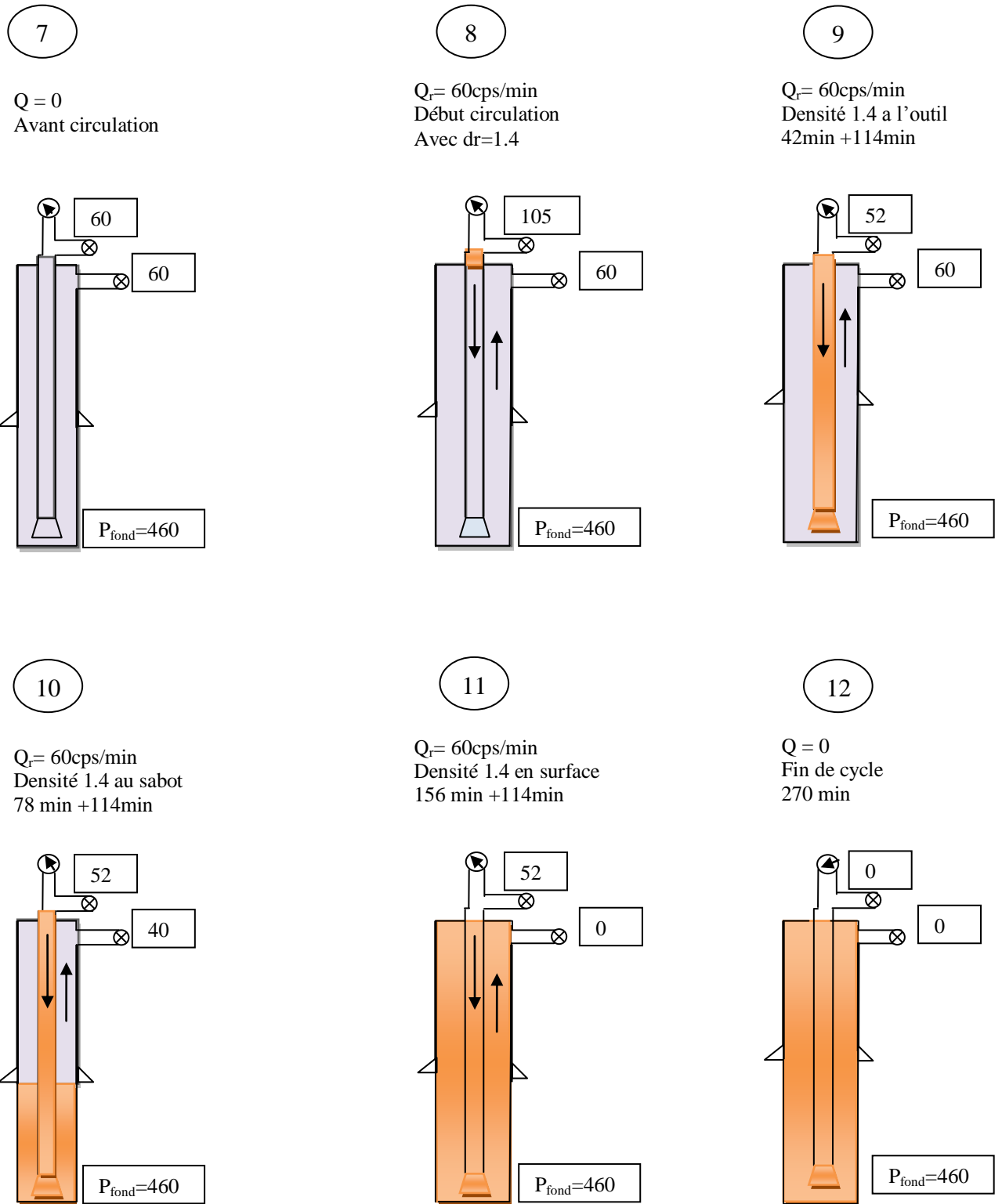


Fig IV.2 2<sup>eme</sup> -Cycle Driller's Method.

## IV.2.2 Evolution des pressions $P_t$ , $P_a$ et $P_s$ avec Driller's method :

### IV.2.2.1 Evolution des pressions $P_t$ et $P_a$ avec Driller's method 1<sup>er</sup> Cycle :

**De 1 à 2 :** Figure IV.3 montre la remontée de débit de contrôle par pallier de 5 jusqu'à 60 cps/min où on lit  $P_{R1}$  105 bar et  $P_{a1}$  71 bar.

**Au point 2 :** On constate qu'au début de la circulation la pression  $P_a$  diminue de 5 bar puis elle augmente, cette chute de pression est due au passage du gaz de BHA-Open hole au DP-Open hole, telle que  $V_{OH,DC} = 13.5$  L/m et  $V_{OH,dp} = 23.3$  L/m.

$$h_g = \frac{V_g}{V_{ea.}} = \frac{2000}{23,3} = 85 \text{ m}$$

$$P_a = 460 - \left( \frac{85 \times 0.46}{10.2} + \frac{3259 \times 1.22}{10.2} \right) = 66 \text{ bar}$$

**De 2 à 3 :** on garde  $P_{R1}$  constant et égale 105 bar,

La  $P_a$  augmente durant la circulation du gaz pour compenser la réduction de la pression hydrostatique due à l'expansion du volume du gaz qui s'accélère en se rapprochant de la surface.

**Au point 3 :** lorsqu'on pompe  $V_a - V_{gsabot}$  soit 32min, top du gaz arrive au sabot avec l'expansion du gaz qui provoque l'augmentation de son volume et la diminution de sa pression

$$P_s = P_a + \frac{H_s \times d1}{10.2} = 69 + \frac{2200 \times 1,22}{10.2} = 332 \text{ bar}$$

$$V_{gsabot} = k \frac{P_f \times V_f}{P_s} = 0,886 \frac{460 \times 2000}{332} = 2455 \text{ L. Avec : } K = \frac{Z_s \times T_s}{Z_f \times T_f} = \frac{1,024 \times 191}{1,137 \times 194}$$

$$h_{gsabot} = \frac{V_s}{V_{ohdp}} = \frac{2455}{23,3} = 105 \text{ m}$$

$$d_{gsabot} = \frac{P_f \times d_f}{V_{gs}} = \frac{2000 \times 0,46}{2455} = 0.37$$

La pression  $P_a$  est lut à partir de manomètre de choke panel, est égale 69 bar

**À partir de point 3** La diminution de  $P_a$  à cause du passage du gaz de open hole au casing avec la différence de volume du au changement de la géométrique de l'espace annulaire du puits, qui produit la variation de hauteur du gaz  $h_g$ .

$V_{OH,dp} = 23.3$  L/m et  $V_{csg} = 24.9$  L/m

$$h_g = \frac{V_s}{V_{csg}} = \frac{2455}{24,9} = 99 \text{ m}$$

$$P_a = 460 - \frac{99 \times 0.37}{10.2} - \frac{3245 \times 1.22}{10.2} = 68 \text{ bar}$$

**Au point 4:** Lorsque le gaz est plus proche de la surface on observe une augmentation rapide de la pression d'annulaire  $P_a$  dû à l'expansion très rapide du gaz qui explique l'évolution du  $P_a$  en fonction du volume de boue pompé

**Au point 5:** Lorsqu'on pompe ( $V_a - V_{g6surface}$ ) soit 6168 cps ou 103 min, Le gaz arrive au surface, à ce moment-là le volume du gaz est maximal alors  $h_g$  maximal qui produit une pression hydrostatique dans l'annulaire minimum  $P_h$  min d'où la pression annulaire  $P_{a\ max}$  est atteinte. On lit  $P_a = 95\text{bar}$ .

On peut calculer la pression annulaire maximale par la formule suivant :

$$P_{a\ max} = \frac{1}{2} \left[ P_t1 + \sqrt{P_t1^2 + \frac{4 \times k \times P_{pores} \times G \times d_1}{10.2 \times V_a}} \right]$$

$$P_{a\ max} = \frac{1}{2} \left[ 60 + \sqrt{60^2 + \frac{4 \times 0.81 \times 460 \times 2000 \times 1.22}{10.2 \times 24.9}} \right]$$

$$P_{a\ max} = 96 \text{ bar}$$

$$V_s = k \frac{P_f \times V_f}{P_a} = 0.817 \frac{460 \times 2000}{95} = 7912 \text{ L, avec } K = \frac{Z_s \times T_s}{Z_f \times T_f} = \frac{0.975 \times 185}{1.137 \times 194}$$

$$\text{Calcule } h_g : h_g = \frac{V_s}{\text{Viscgdp}} = \frac{7912}{24.9} = 318 \text{ m}$$

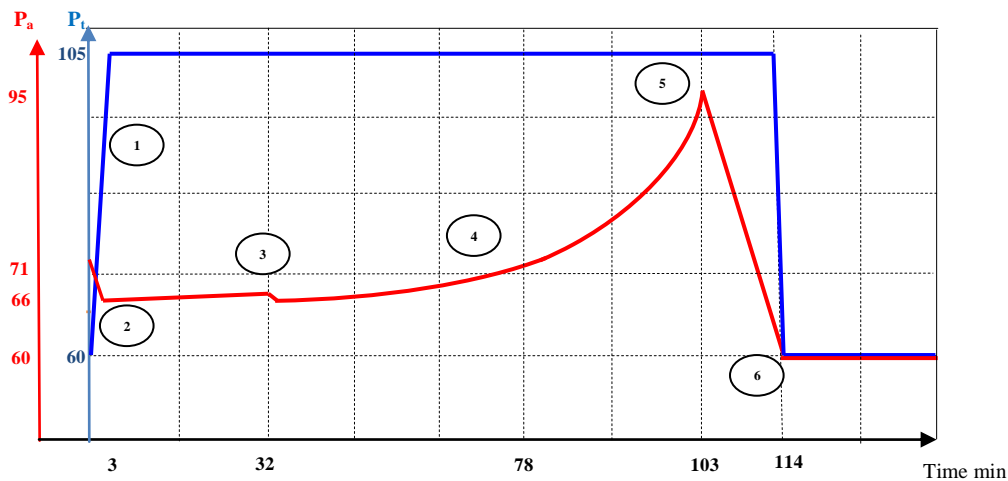


Fig IV.3 Evolution de pression  $P_t$  et  $P_a$  avec Driller's method 1<sup>er</sup> Cycle

**De 5 à 6 :** Suite à l'évacuation du gaz,  $P_a$  chuter de 95 bar jusqu'à 60 bars, on doit diminuer l'ouverture de la duse pour éviter la diminution de la pression du fond où l'intrusion une autre venue, jusqu'à l'évacuation complète du gaz.

**Au point 6** Après l'arrêt de la pompe et la fermeture de la duse Quand le gaz est totalement évacué du puits, la pression annulaire  $P_a$  égale à la pression en tête de tige initiale  $P_{t1}$ .

On lit les pressions  $P_t = P_a = P_{t1} = 60$  bars.

#### IV.2.2.2 Evolution des pressions $P_t$ et $P_a$ avec Driller's method 2<sup>ème</sup> Cycle :

**Au point 7** : Figure IV.4 puits fermer  $P_t = P_a = P_{t1} = 60$  bars.

**Au point 8** : début de la circulation avec  $Q_r$  on lit  $P_{R1} = 105$  bar et  $P_a = 60$  bar.

**De 8 à 9** :  $P_R$  décroître avec une cadence de  $\Delta P$  2.1bar/100 cps de  $P_{R1} = 105$  bars à  $P_{R2} = 52$  bars

La pression  $P_a$  reste constante et égale 60 bars.

$$P_a = P_{\text{fond}} - \frac{hb \times d1}{10.2} = 460 - \frac{3344 \times 1.22}{10.2} = 60 \text{ bars.}$$

**Au point 9** : soit à 42 min la boue de  $d_r$  1.4 arrive à l'outil on lit  $P_{Rr}$  égale 52 bar

**De 9 à 10** : avec la  $P_{Rr}$  constant et égale 52 bar

$$\text{La pression } P_a = P_{\text{fond}} - (Ph_{d1} + Ph_{dr}) = P_{\text{fond}} - \left( \frac{(H - X)d1}{10.2} + \frac{Xd_r}{10.2} \right)$$

$X$  : le déplacement de la boue de densité requise  $d_r$  1,4 du fond jusqu'au surface. Lorsque la boue de  $d_r$  remplacé la boue initiale  $d_1$ , la somme des pressions hydrostatiques

$\left( \frac{(H - X)d1}{10.2} + \frac{Xd_r}{10.2} \right)$  tant vers la  $P_{\text{fond}}$ , d'où la pression  $P_a$  tant vers zéro "0" qui montre le

décroissement de  $P_a$  de 60 bar à 0 bar.

**Au point 11** : lorsque la pompe à l'arrêt on lit les pressions en têts nulles  $P_t = P_a = 0$  bars.

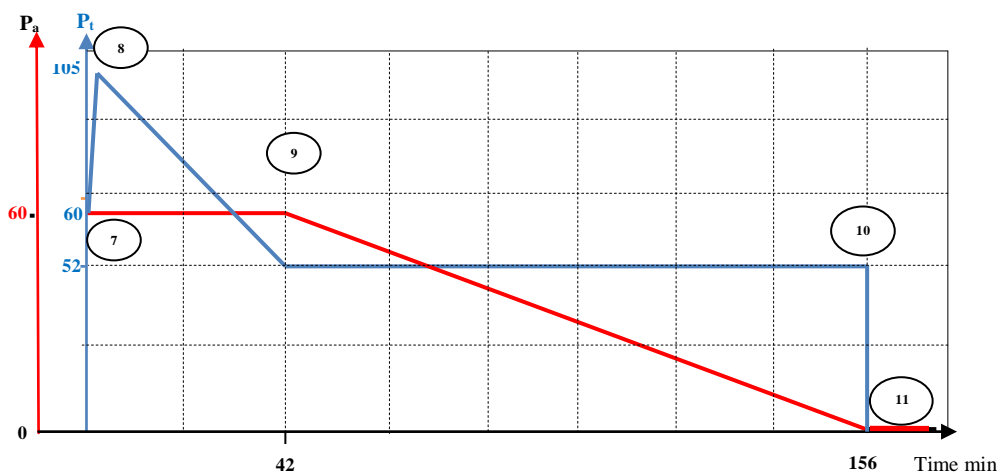


Fig IV.4 Evolution de pression  $P_t$  et  $P_a$  avec Driller's method 2<sup>ème</sup> Cycle

### IV.2.2.3 Evolution de pression exercée sur le sabot $P_s$ avec Driller's method :

Le sabot toujours considéré comme le point le plus fragile de la formation, car plus l'on force profondément plus le terrain est généralement résistant, pour cela il est très important de connaître l'évolution de pression exercée sur le sabot.

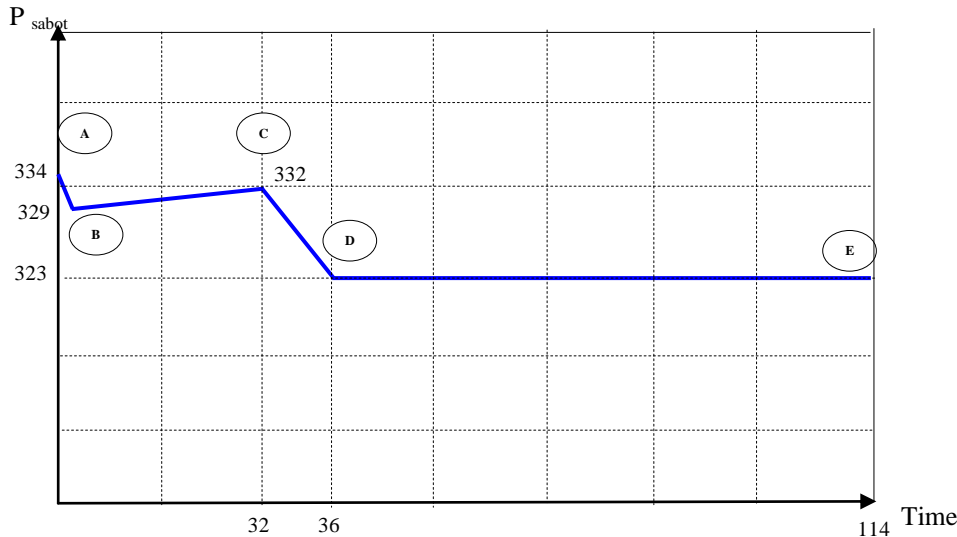


Fig IV.5 Evolution de pression exercée sur le sabot avec Driller's method

**Au point A :** Figure IV.5  $P_s$  au moment de fermeture du puits donné par :

$$P_s = P_{\text{fond}} - P_{h,\text{fond-sabot}} = P_{\text{fond}} - \left( \frac{h_g \times d_g}{10.2} + \frac{h_b \times d_1}{10.2} \right)$$

$$h_g = \frac{V_g}{V_{ea}} = \frac{2000}{13.5} = 148 \text{ m}$$

$$d_g = d_1 - \frac{(P_{a1} - P_{t1})10.2}{h_g} = 1,22 - \frac{(71 - 60)10.2}{148} = 0.46$$

$$h_b = (H - H_s) - h_g = 3344 - 2200 - 148 = 996 \text{ m}$$

$$P_s = 460 - \left( \frac{148 \times 0.46}{10.2} + \frac{996 \times 1.22}{10.2} \right) = 334 \text{ bar}$$

**De A à B :** passage du gaz de BHA au DP - Open hole, la  $P_s$  décroît à cause de changement du volume de l'espace annulaire.

$$V_{OH,DC} = 13.5 \text{ L/m et } V_{OH,dp} = 23.3 \text{ L/m.}$$

$$h_g = \frac{V_g}{V_{ea}} = \frac{2000}{23.3} = 85 \text{ m}$$

$$P_s = 460 - \left( \frac{85 \times 0.46}{10.2} + \frac{1059 \times 1.22}{10.2} \right) = 329 \text{ bar}$$

La pression de sabot  $P_s$  chuté 334 à 329 bars soit 5 bar.

**De B à C :** l'expansion du gaz pendant le déplacement dans le découvert provoque une diminution de la pression hydrostatique du fond au sabot d'où la croissance de la  $P_{\text{sabot}}$

$$P_s = P_{\text{fond}} - Ph_{\text{fond-sabot}}$$

**Au point C :** lorsqu'on pompe 1886 cps soit 32min, le top du gaz arrive au sabot avec un volume de  $V_s = 2455$  L,  $h_g = 105$  m et  $d_g = 0.37$

La pression  $P_s$  max au point fragile est atteinte, dans ce cas la pression de sabot  $P_s$  est :

$$P_s = P_a + \frac{H_s \times d_1}{10.2} = 69 + \frac{2200 \times 1.22}{10.2} = 332 \text{ bar}$$

Avec :  $P_a$  égale à 69 bar lorsque le gaz arrive au sabot

On peut calculer  $P_s$  à partir du fond

$$P_s = 460 - \frac{105 \times 0.37}{10.2} - \frac{1039 \times 1.22}{10.2} = 332 \text{ bar}$$

**De C à D :** passage du gaz au sabot, la pression du sabot  $P_s$  décroît de 332 à 323 bars, dans ce cas gaz complètement dans tubage et découvert est plein de la boue initiale de  $d_1$ , on calcule  $P_s$  à partir du fond :

$$P_s = P_{\text{fond}} - \frac{(H - H_s) \times d_1}{10.2} = 460 - \frac{(3344 - 2200) \times 1.22}{10.2} = 323 \text{ bars}$$

**De D à E :** gaz déplacé dans la colonne de tubage, la pression du sabot  $P_s$  reste constante et égale à 323 bars

Dans ce cas 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 à quel que soit les caractéristiques de ce dernier même si en dépassant en tête de annulaire la  $P_{\text{adm}}$

**IV.3 Contrôle avec Whait and Weight Method :**

Cette méthode consiste à évacuer directement la venue par la boue de densité requise  $d_r= 1.4$  en une seule circulation.

**IV.3.1 Cycle de contrôle :****De 04h10 à 04h30 :**

Préparation de 36 tonnes de boue de densité  $d_r=1.4$ , avec la surveillance des pressions  $P_t$  et  $P_a$

**De 04h30 à 04h35 :**

Ouverture de la duse légèrement et démarrage de la pompe progressivement jusqu'à  $Q_r = 60$  cps /min on lit  $P_{Rr} = 105$ bars.

**De 04h35 à 05h17 :**

Circulation sous duse avec la boue de densité requise  $d_r 1.4$  et ajustement de la duse pour maintenir  $P_a = Cst = 71$  bars.

La  $P_{Rr}$  décroît de  $P_{Rr1}=105$  bars à  $P_{Rr}=52$  bars avec une cadence de  $\Delta P = 2.1$  bar/100 cps.

**À 05h17 :**

La boue  $d_r$  arrive à l'outil on lit  $P_{Rr} = 52$  bars

**De 05h17 à 06h15 :**

Circulation de la boue de  $d_r 1.4$  avec ajustement de la duse pour garder  $P_{Rr} = C^{st} = 52$  bars.

**À 06h15:**

À  $C = 5963$  cps la  $P_a$  monté à 86 bars où gaz arrive en surface

**De 06h15 à 07h12 :**

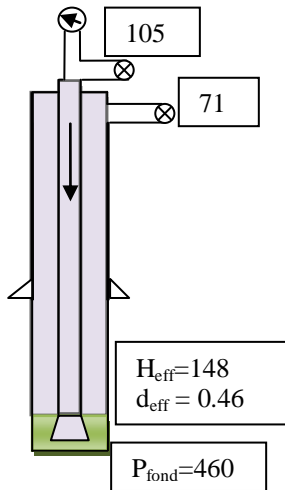
On continue la circulation avec  $P_{Rr} = C^{st} = 52$  jusqu'à l'évacuation complète de la venue et le retour de la boue de la densité requise 1.4 en surface on lit la pression annulaire nulle  $P_a = 0$ .  
( $C_{puits} 9381$ cps soit 156min)

**De 07h12 à 07h15 :**

Arrêt de la circulation et fermeture de la duse on lit les pressions en tête des tiges et en tête d'annulaire qui est nulle.  $P_t = P_a = 0$ .

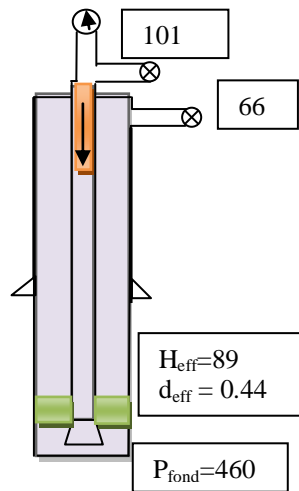
1

$Q = Q_r = 60 \text{ cps/min}$   
Début de circulation  
Avec  $d_r = 1.4$



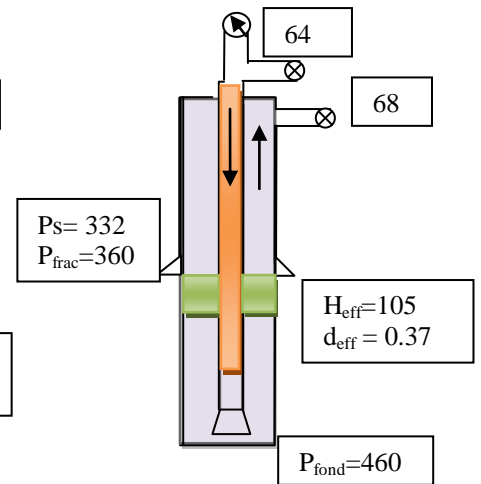
2

$Q_r = 60 \text{ cps/min}$   
Gaz open hole -Dp  
3 min



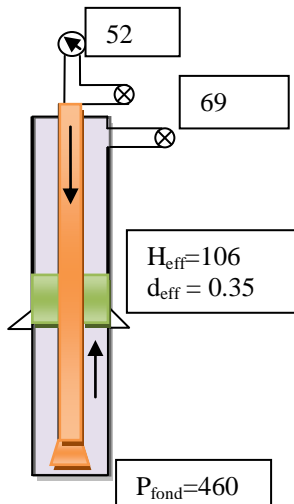
3

$Q_r = 60 \text{ cps/min}$   
Gaz au sabot  
32 min



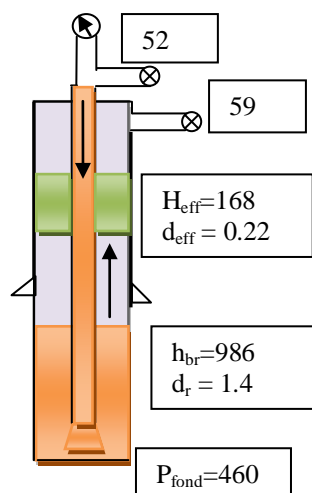
4

$Q_r = 60 \text{ cps/min}$   
 $d_r = 1.4$  a l'outil  
42 min



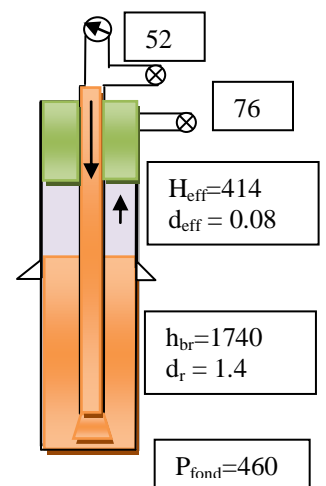
5

$Q_r = 60 \text{ cps/min}$   
Gaz dans casing  
72 min



6

$Q_r = 60 \text{ cps/min}$   
Gaz sous BOP  
100 min



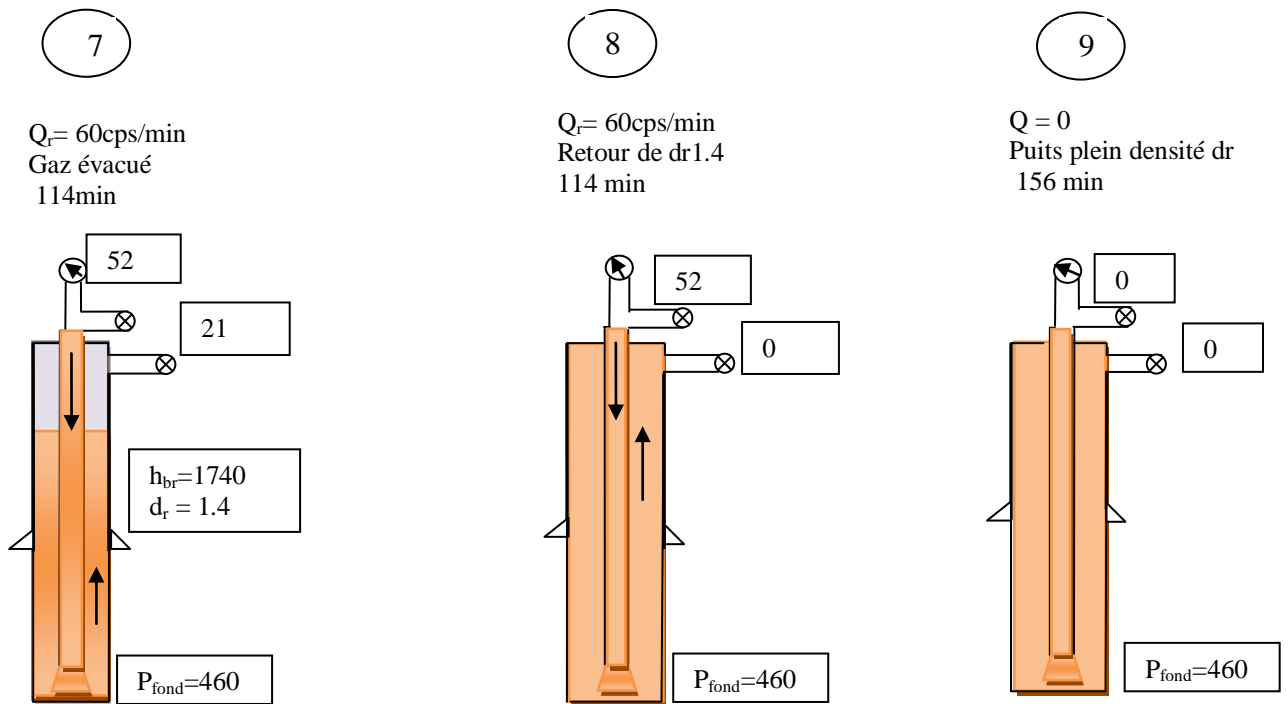


Fig IV.6 Whait and Weight Method

### IV.3.2 Evolution des pressions $P_t$ et $P_a$ et $P_s$ avec W&W. Method :

#### IV.3.2.1 Evolution des pressions $P_t$ et $P_a$ :

**De 1 à 2 :** Figure IV.7 montre la remontée de débit de contrôle par palier de 5 jusqu'à 60 cps/min où on lit  $P_{R1}$  105 bar et  $P_{a1}$  71 bar. On constate qu'au début de la circulation la pression  $P_a$  diminue de 5 bar puis elle augmente, cette chute de pression est observée au moment où le gaz entre dans l'espace annulaire Dp-OH

$V_{OH,DC} = 13.5$  L/m et  $V_{OH,dp} = 23.3$  L/m.

$$h_g = \frac{V_g}{V_{ea}} = \frac{2000}{23.3} = 85 \text{ m}$$

$$P_a = 460 - \left( \frac{85 \times 0.46}{10.2} + \frac{3259 \times 1.22}{10.2} \right) = 66 \text{ bar}$$

**De 2 à 3 :** Pompage de la boue  $d_r$  1,4 d'où  $P_{R1}$  décroître d'une cadence de  $\Delta P$  2.1bar/100 cps.

**Au point 3 :** lorsqu'on pompe  $V_a - V_{g,sabot}$  soit 32min, top du gaz arrive au sabot avec :

$V_{sabot} = 2455$  L,  $h_g = 105$  m, et  $d_g = 0.37$

$$P_a = 460 - \left( \frac{105 \times 0.37}{10.2} + \frac{3239 \times 1.22}{10.2} \right) = 69 \text{ bar}$$

**A partie de point 3 :** Lorsqu'on pompe  $V_a < V_i$  (soit 36min) gaz complètement dans tubage :

$$h_g = \frac{V_s}{V_{csg}} = \frac{2455}{24,9} = 99 \text{ m}$$

$$P_a = 460 - \frac{99 \times 0.37}{10.2} - \frac{3245 \times 1.22}{10.2} = 68 \text{ bar}$$

**Au point 4 :** Lorsqu'on pompe  $V_i$  la boue de dr arrive à l'outil, on lit la pression  $P_{Rr} = 52 \text{ bar}$

La cote de Top du gaz avec  $h_g = 106 \text{ m}$  et  $d_g = 0.35$

$$H_g = H_s - \left( \frac{V_i - V_a}{V_{csg}} + h_g \right) = 2200 - \left( \frac{29609 - 25185}{24.9} + 106 \right) = 1916 \text{ m}$$

Lorsque  $d_r$  à l'outil top du gaz au  $H_g = 1916 \text{ m}$

$$P_a = 460 - \frac{106 \times 0.35}{10.2} - \frac{3238 \times 1.22}{10.2} = 69 \text{ bar}$$

**De 4 à 5 :** La pression annulaire est proportionnelle avec l'expansion volume du gaz, par contre l'arrivée de la densité requise au fond du puits, donc l'évolution de la pression annulaire est gouvernée par le plus dominant des deux effets Où l'expansion faible du gaz,

donc la somme des pressions hydrostatique dans l'annulaire  $\left( \frac{hb \times d1}{10.2} + \frac{hg \times dg}{10.2} + \frac{hbr \times dr}{10.2} \right)$

va **monter**, qui produit la **diminution** de  $P_a$ .

$$P_a = P_{\text{fond}} - \left( \frac{hb \times d1}{10.2} + \frac{hg \times dg}{10.2} + \frac{hbr \times dr}{10.2} \right)$$

$$h_{br} = L_{BHA} + \{ V_{a_{\text{totale}}} - [V_i + V_{a_{\text{ohdc}}} + (1000 + hg)] \times V_{csg} \} / V_{\text{ohdp}}$$

$$h_{br} = 150 + \{ 79965 - [29609 + 2025 + (1000 + 169)] \times 24.9 \} / 23.3 = 975 \text{ m}$$

$$h_{bl} = H - h_{br} - h_g = 3344 - 975 - 169 = 2200 \text{ m}$$

$$P_a = 460 + \left( \frac{2200 \times 1.22}{10.2} + \frac{169 \times 0.22}{10.2} + \frac{975 \times 1.4}{10.2} \right) = 59 \text{ bar}$$

**De 5 à 6 :** l'expansion de volume du gaz s'accélérer en se rapprochant de la surface qui provoque la diminution rapide de la somme des pressions hydrostatique dans l'annulaire où l'augmentation rapide de la pression annulaire  $P_a$ .

$$P_a \nearrow = P_{\text{fond}} - \left( \frac{hb \times d1}{10.2} + \frac{hg \times dg}{10.2} + \frac{hbr \times dr}{10.2} \right) \searrow$$

**Au point 6 :** soit 100 min, gaz arrive au surface avec :

$$V_{g\text{-surface}} = k \frac{P_f \times V_f}{P_s} = 0.85 \frac{460 \times 2000}{76} = 10290 \text{ L.}$$

$$h_{g\text{-surface}} = \frac{V_s}{V_{\text{ohdp}}} = \frac{10290}{24.9} = 414 \text{ m}$$

$$d_{g\text{-surface}} = \frac{P_f \times d_f}{V_{gs}} = \frac{2000 \times 0.46}{10290} = 0.08$$

$$h_{b1} = V_i / V_{icsg} = 29609 / 24.9 = 1189$$

$$h_{br} = H - (h_{b1} + h_g) = 3344 - (1189 + 414) = 1741 \text{ m}$$

$$P_a = P_{\text{fond}} - \left( \frac{h_b \times d_1}{10.2} + \frac{h_g \times d_g}{10.2} + \frac{h_{br} \times d_r}{10.2} \right)$$

$$P_a = 460 - \left( \frac{1189 \times 1.22}{10.2} + \frac{414 \times 0.08}{10.2} + \frac{1741 \times 1.4}{10.2} \right) = 76 \text{ bar}$$

La pression d'annulaire  $P_a$  augmenté de 59 à 76 bars

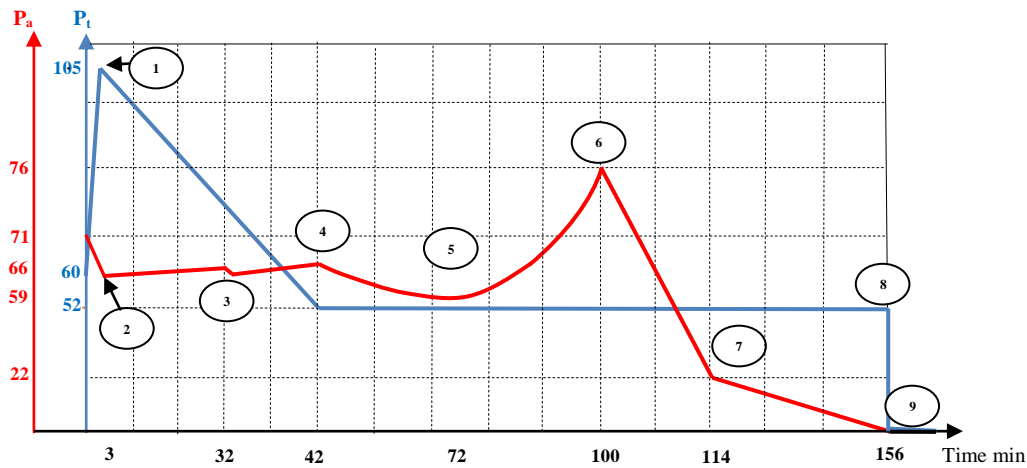


Fig IV.7 Evolution des pressions  $P_t$  et  $P_a$  avec W&W. Method

**De 6 à 7 :** le gaz commence à évacuer qui provoque la chute de  $P_a$

**Au point 7 :** gaz complètement évacuer, 1189 m de  $d_1$  dans l'annulaire et reste  $d_r$

$$\text{Où } P_a = 460 - \frac{1189 \times 1.22}{10.2} - \frac{2155 \times 1.4}{10.2} = 22 \text{ bar}$$

**De 7 à 8 :** remplacements et la chasse de voeu de  $d_1$  par boue requise  $d_r$  1.4

**Au point 8 :** la boue de densité requise arrive en surface, la pression annulaire  $P_a$  est nulle, ce qui signifie que le puits est tué.

### IV.3.2.2 Evolution de pression du sabot $P_s$ avec W&W. Method :

Figure IV.8 présente la comparaison de l'évolution de la pression du sabot  $P_s$  entre Driller's Method et W&W. Method, on peut voir que la tendance de la pression du sabot  $P_s$  avec les méthodes est identique jusqu'à l'arrivée de boue requise  $d_r$  à l'outil soit au point E

**Au point E :** la boue de densité requise  $d_r$  1.4 arrive à l'outil

**De E à F :** la boue  $d_r$  1.4 déplace dans découvert et remplacé la boue initiale  $d_1$  1.22, d'où la pression  $P_s$  décroît due à la diminution de  $P_{h \text{ font-sabot}}$

$$P_s = 460 - \frac{(1144 - X) \times 1.22}{10.2} - \frac{X \times 1.4}{10.2}$$

**Au point F :** la boue de  $d_r$  1.4 arrive au sabot

$$P_s = 460 - \frac{1144 \times 1.44}{10.2} = 303 \text{ bars}$$

**De F à G :** gaz déplacé dans la colonne de tubage, la pression de sabot  $P_s$  reste constante et égale à 303 bars

D'où le risque de fracturation a été écarté définitivement et la pression exercée au sabot est reste constant jusqu'à l'évacuation complète de l'effluent

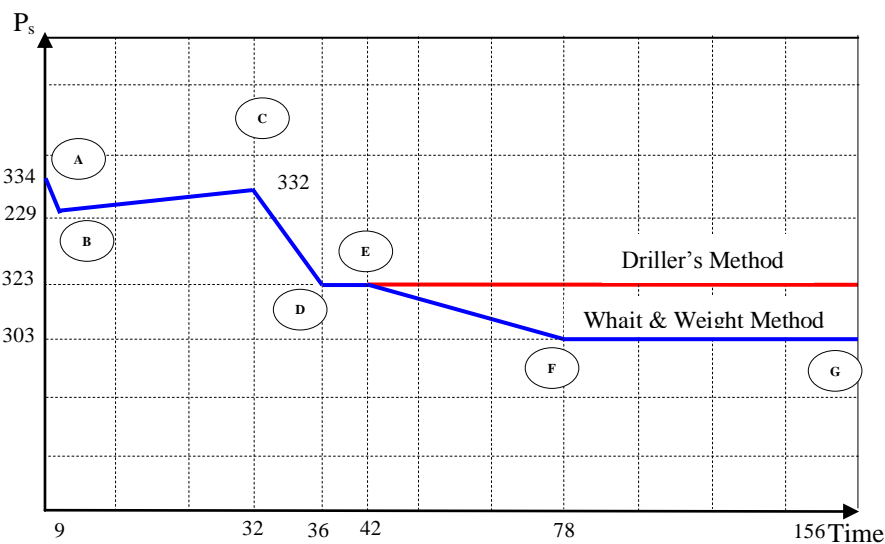


Fig IV.8 Evolution de pression exercée sur le sabot  $P_s$  avec W&WM

#### IV.4 Effet des différents paramètres affectant les pressions du puits :

Les pressions du puits peuvent être affectées par des différents paramètres :

##### IV.4.1 Influence de méthode de contrôle :

On peut voir clairement dans figure IV.9 que les deux courbes se superposent jusqu'à ce que la boue de densité requise arrive au fond du puits soit à 42 min, Avant que le gaz soit évacué, la pression annulaire est affectée uniquement par l'expansion volumique du gaz dans circulation avec la Driller's Method, par contre dans la circulation avec la W&W.M elle est affectée par l'expansion du gaz et l'arrivée de la boue de densité requise au fond du puits, ce qui donne des pressions plus élevées dans la circulation avec la Driller's.M.

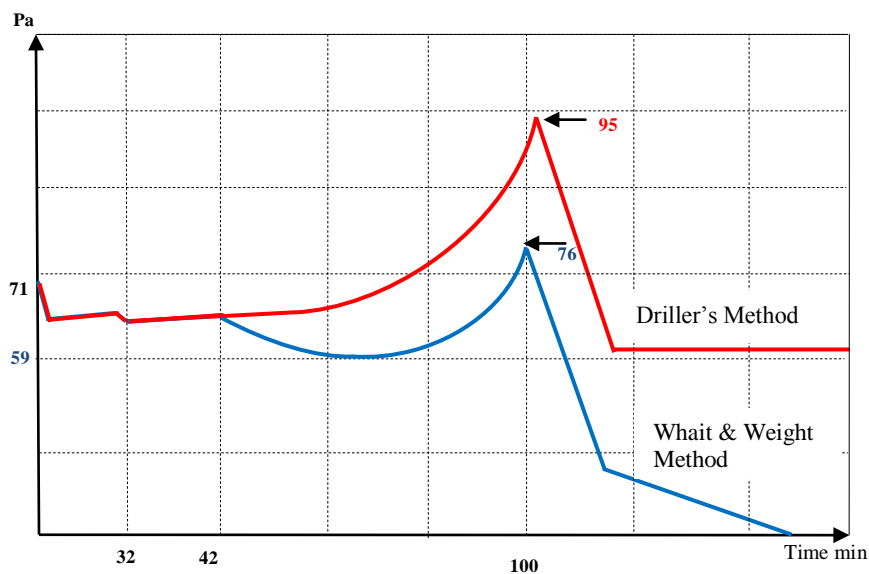


Fig IV.9 Variation de  $P_a$  avec variation de gain G avec DM et W&WM

La pression dans le puits est plus élevée dans la circulation avec la driller Method qu'avec la W&W Method, ce qui donne une expansion volumique du gaz plus importante dans la circulation avec la W&W Method, comme le montre la figure IV.10.

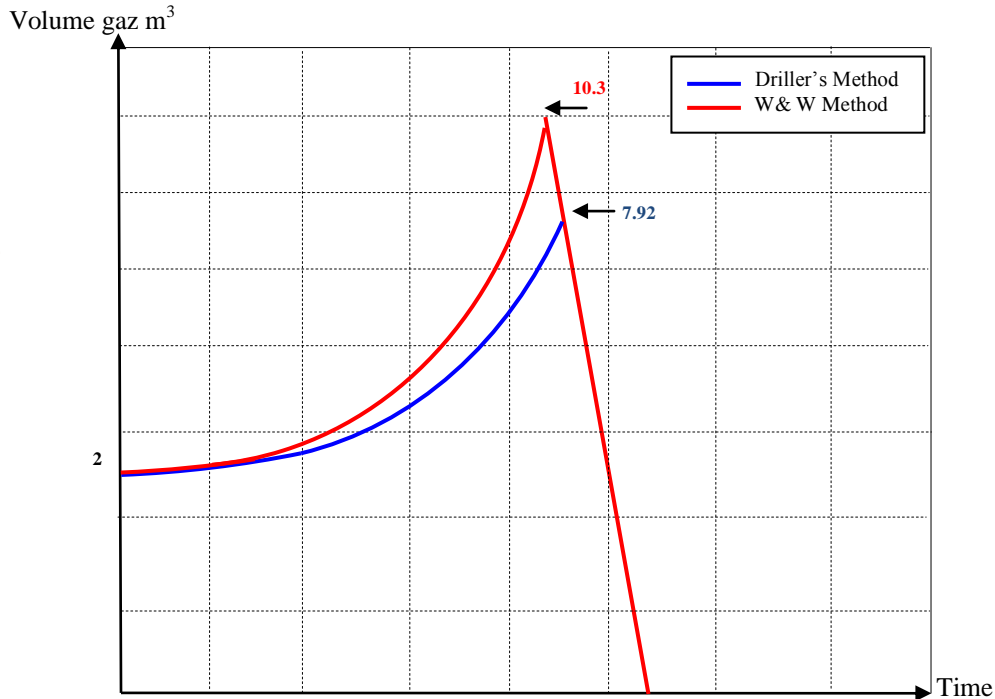


Fig IV.10 Expansion volumique du gaz avec Driller's.M et W&W.M

#### IV.4.2 Influence du volume de l'effluent :

La figure IV.11 montre la pression annulaire obtenue pour deux volumes du gain, circulés respectivement avec Driller's et W&WM, les simulations sont réalisés sur le puits EERS01, les valeurs du volume du gain choisi pour évaluer son effet sur les pressions sont 2 et 4 m<sup>3</sup>.

On donne la variation de  $P_a$  en fonction du volume de l'effluent avec DM et W&WM

On constate que pour une augmentation du volume du gain de 2 à 4 m<sup>3</sup> la pression annulaire maximale passe de 95 bars à 115 bars en circulation avec la DM, et de 76 bars à 100 bars en circulation avec W&WM.

Le graphe montre que la pression annulaire  $P_a$  est proportionnelle au volume d'effluent, plus le volume d'effluent ayant pénétré dans l'espace annulaire est important, plus le volume

occupé par le gaz lorsqu'il atteint les obturateurs est important plus la pression exercée par la colonne annulaire est faible et plus la pression annulaire est élevée.

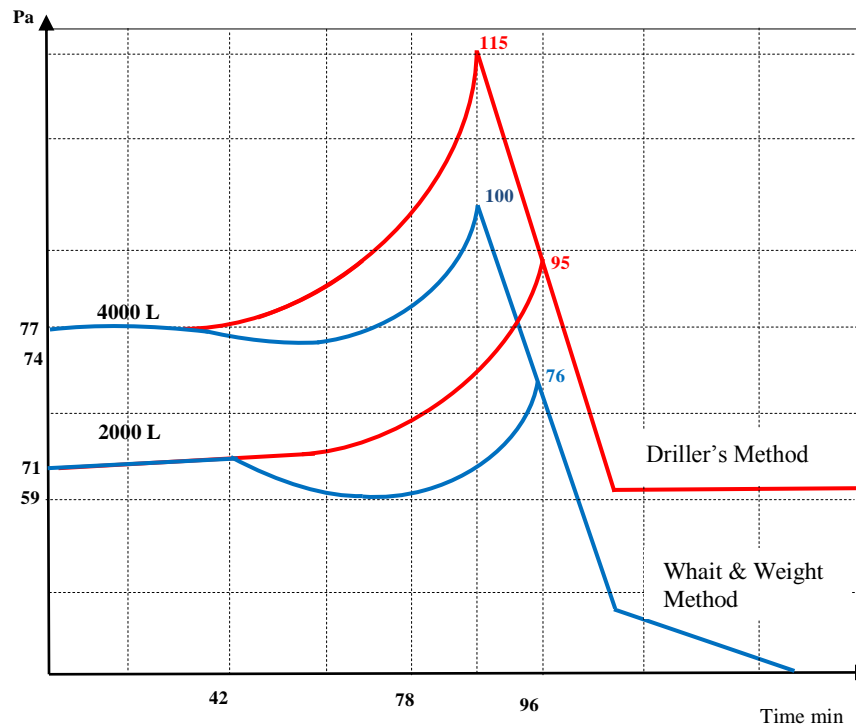


Fig IV.11 Variation de  $P_a$  avec variation de gain  $G$  avec DM et W&WM

Le volume du gain maximal est limité par la pression de fracturation au sabot et/ou de celle de la formation la plus faible du découvert.

Pour cela il est très important de connaître le gain maximal admissible  $G_{\max}$ .

#### IV.4.2.1 Gain maximal admissible $G_{\max}$ :

Calculer la hauteur maximale  $H_{\max}$  correspondant à  $P_{\text{adm}}$

$$H_{\max} = \frac{10.2 \times (P_{\text{adm}} - P_t)}{(d_1 - d_g)} = \frac{10.2 \times (97 - 60)}{(1.22 - 0.46)} = 496.6 \text{ m}$$

Le volume de la venue correspondant au  $P_{\max}$  est :

$$V_s = H_{\max} \times V_{\text{OH}} = 496.6 \times 23.3 = 11570 \text{ L}$$

Le volume de la venue correspondant à la  $P_{\text{frac}}$  au niveau de sabot :

On applique la loi de Boyle entre le fond et sabot

$$P_{\text{frac}} \times V_s = k \times P_{\text{por}} \times G_{\max}$$

$$G_{\max} = \frac{P_{\text{frac}} \times V_s}{k \times P_{\text{por}}} = \frac{360 \times 11570}{0.903 \times 460} = 10027 \text{ L}$$

Donc le volume de la venue qui permet la fermeture du puits et la circulation en toute sécurité sans fracturer de formation est moins de  $G_{\max} = 10027$  litres.

**IV.4.3 Effet de la densité de l'effluent sur la pression d'annulaire  $P_a$  :**

La densité de l'effluent est déterminée après fermeture du puits, en connaissant le gain et les pressions de fermeture du puits. Pour déterminer son effet sur les pressions qui règnent dans le puits, nous avons réalisé trois études avec trois différentes densités, les valeurs choisies sont : 0.2, 0.46 et 0.7

Les résultats montrent que, plus la densité est faible plus l'expansion volumique est importante, comme le montre les figures IV-12 et IV-13. Alors pour maintenir la pression au fond constante, la pression annulaire augmente pour compenser la baisse de la pression hydrostatique du bouchon de gaz dans la circulation avec la DM et W&WM.

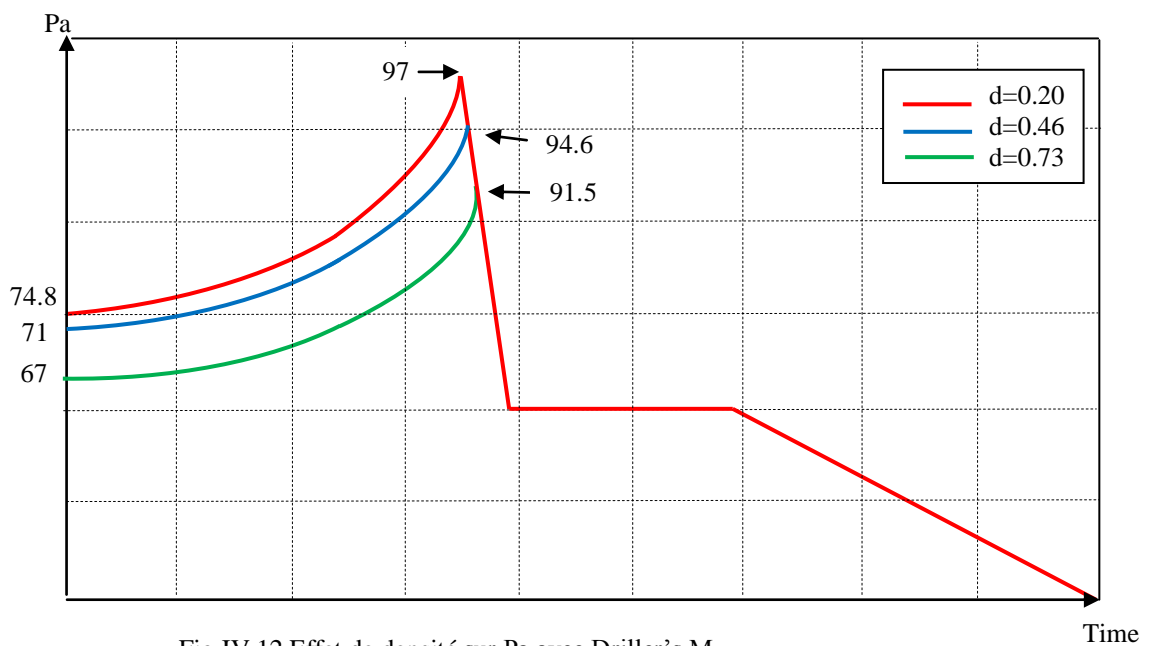


Fig IV.12 Effet de densité sur  $P_a$  avec Driller's.M

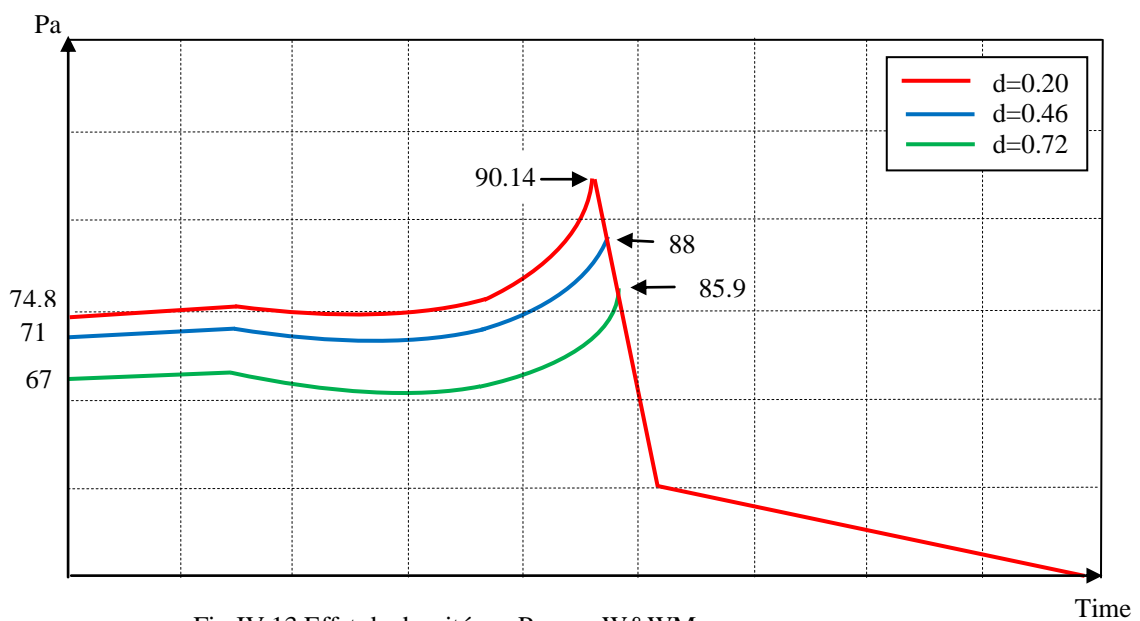


Fig IV.13 Effet de densité sur  $P_a$  avec W&WM

**IV.4.4 Effet de la côte du sabot  $H_s$  :**

La figure IV.14 montre l'évolution de la pression au sabot pour les trois profondeurs du sabot 1000, 2200 et 3000 m, pendant le contrôle avec les deux méthodes de circulation, Driller's et W&W Method.

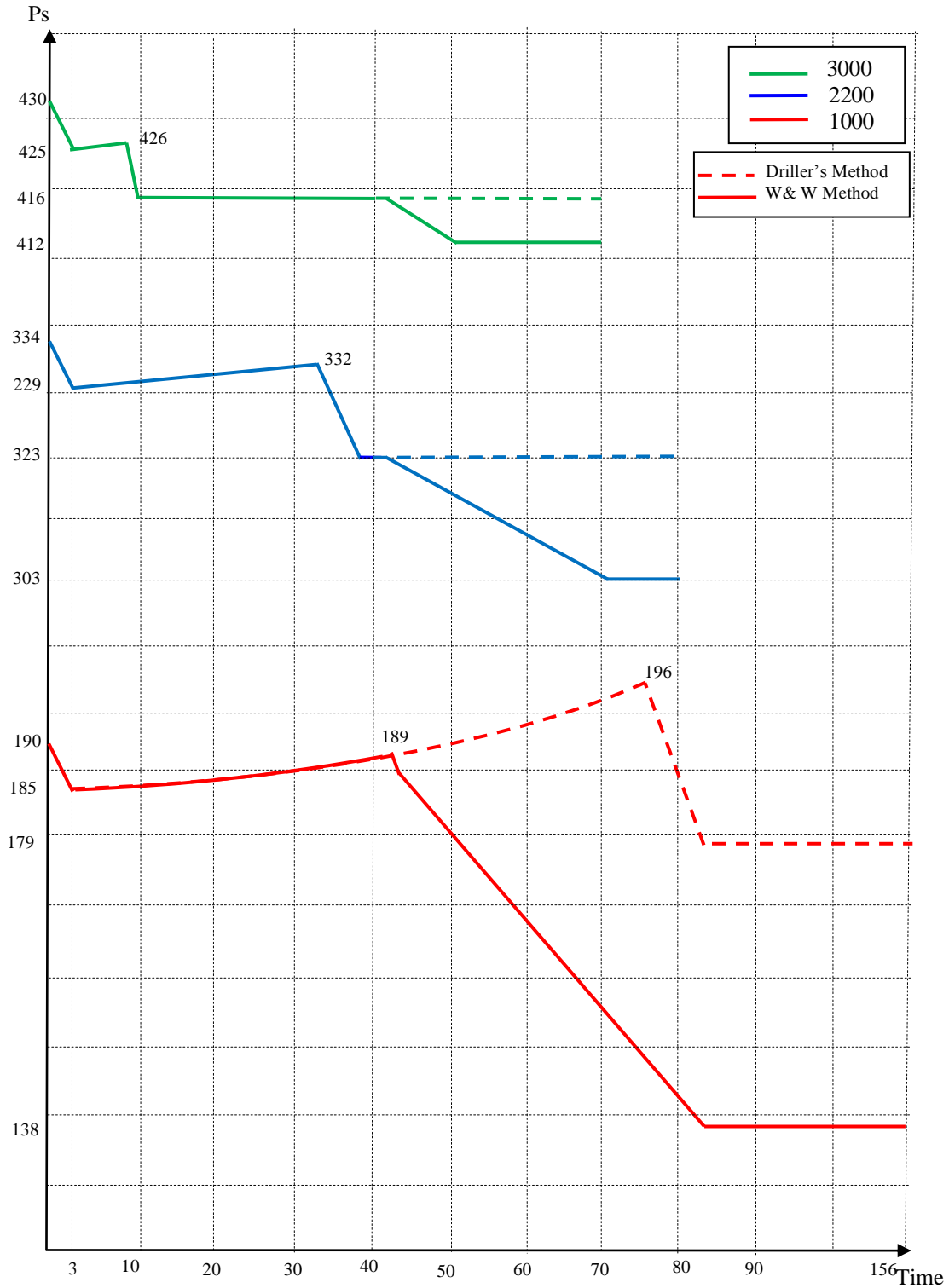


Fig IV.14 Effet de la position du sabot  $H_s$  sur  $P_s$  avec Driller's.M et W&WM

Cette étude montre qu'une différence de pression au sabot  $P_s$  est enregistrée entre les deux méthodes de circulations, cette différence de pression est proportionnelle inverse à la hauteur du sabot comme montre dans le cas de profondeur du sabot  $H_s$  1000 m, la  $P_s$  arrive au 196 bar avec Driller's Method, alors avec la W&WM la  $P_s$  est 189 bar où le volume du découvert est supérieur au volume intérieur de la garniture de forage, ce qui fait que la boue de densité requise arrive à l'outil avant que le gaz quitte le sabot, alors si le volume de découvert est plus au volume intérieur de garniture, de préférence de contrôler la venue avec W&WM pour éviter tout surpression plus exercer au sabot

## Conclusions :

- Cette étude montre les avantages lorsqu'on fait le contrôle avec la Whait &Weight Method à savoir :
  - ✓ La pression annulaire  $P_a$  ne dépasse pas 76 bar dans le puits pendant le contrôle, donc il est plus moins de 20 bar par apport Driller's M.
  - ✓ La durée du contrôle est 03 heure, moins de 02 heures de contrôle par apport Driller's M.
  - ✓ La pression maximale au sabot  $P_s$  est réduite avec WWM grâce à l'emplacement de boue initiale 1.22 par la boue de densité requise 1.4 qui génèrent moins de 20 bar de pression au sabot  $P_s$ .
  - ✓ La Whait &Weight Method peut être utilisé pour réduire la pression maximale au sabot si le volume du découvert est plus grand par rapport au volume l'intérieur de garniture.
  
- Quel que la procédure de fermeture du puits ne doit jamais dépasser le volume du gain maximal  $G_{max}$  pour éviter la pression de fracturation au sabot. Dans notre cas le volume de gain qui permet la circulation de l'effluent en toute sécurité sans fracturer de formation est mois de 10027 litres.
  
- A partir de cette étude on montre que  $P_a$  et  $P_s$  sont très sensibles au volume du Gain, pour cela :
  - ✓ la détection rapide d'une venue ;
  - ✓ la fermeture immédiate du puits ;
    - ❖ sont les éléments clés pour la réussite des opérations de remise sous contrôle de puits, alors que la détection très retarde d'une venue peut échapper le contrôle et la circulation de l'effluent si le gain maximal est attendre.

### Recommandations :

- Le contrôle des venues sur un chantier de forage dépend essentiellement de la compétence et de la réactivité de l'équipe de forage ce qui ne peut être réalisé que par la formation du personnel.
- L'importance d'étude l'influence des différents paramètres permet la détermination de la situation la plus critique pour préparer le plan de sécurité d'urgence le plus approprié :
  - ✓ Vérification de la stabilité du découvert pendant la circulation de la venue.
  - ✓ Fracturation de formation la plus fragile, évaluation des pertes durant la circulation.
  - ✓ Vérification et validation du programme de forage pour assurer l'intégrité du puits.
  - ✓ Changement de la côte du sabot.
  - ✓ Changement de la densité de la boue de forage.
  - ✓ Evaluation et amélioration des procédures de well control de la compagnie.
- Organiser des exercices de contrôle de venue, pour objet de simuler des venues à n'importe qu'elle opérations, forage, manœuvre (remonte et descente, descente tubage).

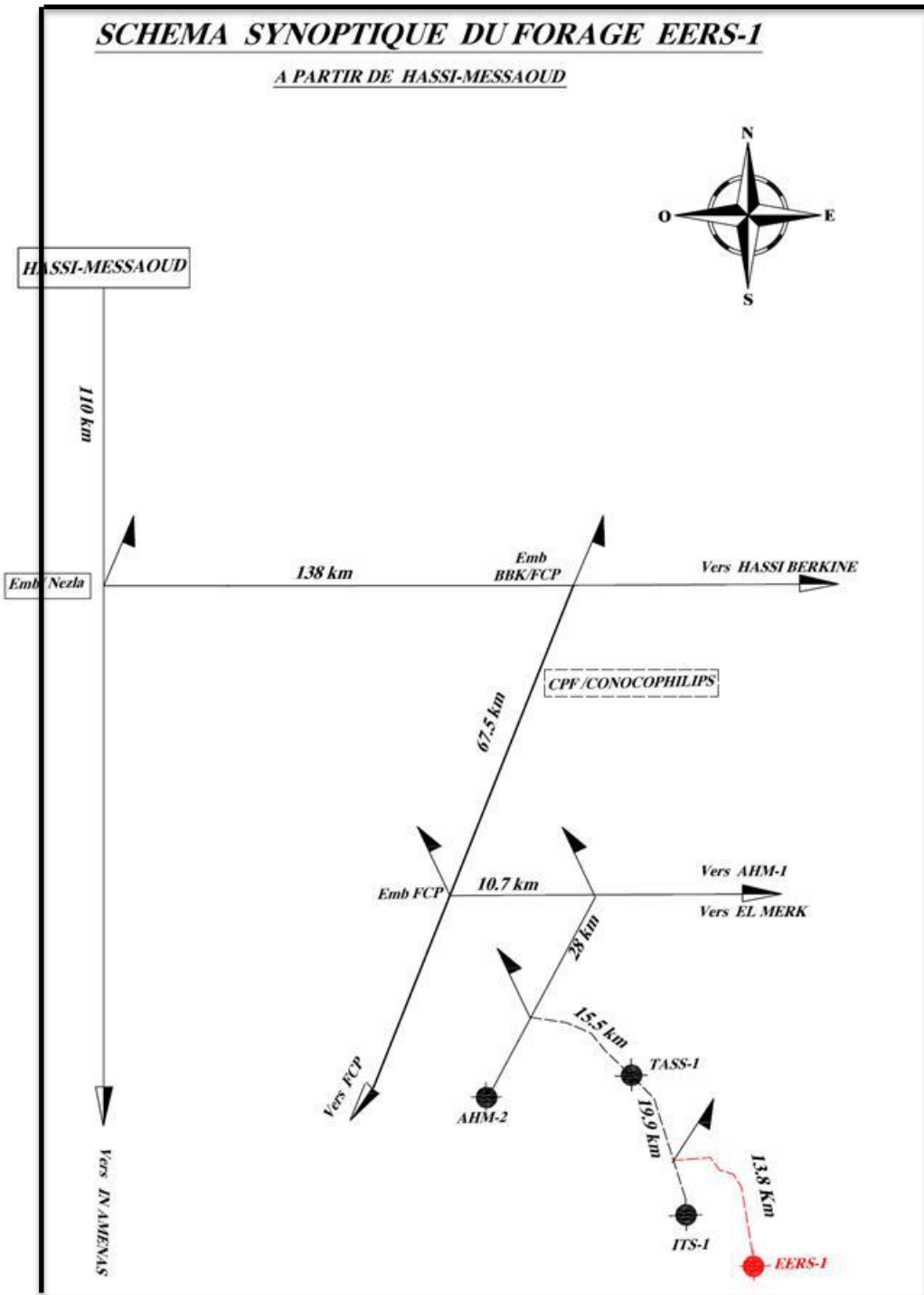
On doit mettre en évidence:

  - ✓ Comportement du personnels (positionnement, actions, panique).
  - ✓ Temps de réaction, qui implique le temps de fermeture du puits.
  - ✓ Défaillances des équipements.
  - ✓ Prendre les actions nécessaires pour que les personnels et les équipements soient parfaitement opérationnels en tous sécurité et fiables.
- Le Succès du contrôle d'une éventuelle venue dépend essentiellement de la formation, compétence et la réactivité des personnels.

## **Références Bibliographiques**

- [1] - Sonatrach Drilling Department, 1998, Well control procédures.
- [2] - British Petroleum, 2000, Well Control Manual, BDA-D-002, British. Vol.2, pp. 5-3 – 5-14.
- [3] - Institut National des Hydrocarbures INH, 2006, Well control Manual.
- [4] - Naftogaz, 2008, Well Contrôle Manuel Cours et Exercices.
- [5] - Red Med, 2014, Manuel Well Control Cours et Exercices.
- [6] - Jean Paul Nguyen, 1993, Le forage, Edition technip.
- [7] - ENTP, 2010, Well Contrôle Manuel Cours et Exercices.
- [8] - Institut Français du Pétrole IFP, 1999, Drilling Data Handbook, IFP Publications, Seventh édition, K13.
- [9] - Sonatrach Division Forage TP194, 2015, EERS01 Drilling Program, Version0.

Annexe 01: Schéma synoptique du puits EERS-01 à partir de Hassi Messaoud.



Annexe 02 : Architecture du puits EERS-01.

SONATRACH DIVISION FORAGE DIRECTION DES OPERATIONS		ERG EL OUAR SUD-1				Basin: Berkine-Ouest (ILLIZI) Permis: Erg El Ouar Bloc: 212b							
UTM		Geographic				EERS1							
X= 373633.034 m	M: 07° 41' 34.28440" E	AGE		Abs Depth	RKB	HEIGHT	FORMATION	STRAT	LITHOLOGY	Program			
Y= 3294039.979 m	L: 29° 46' 21.16542" N									COR	Casings	Mud	Logging
Zs= 258.932 m	Rig: TP194												
Zt= 269.532 m	RKB Height: 10.60 m												
CRETACEOUS	TERT.	259	10.60	184	Mio-Pliocène		Sable à passées de Calcaire			36" OH			
	Sénonien	75	195	219	Carbonaté		Calcaire dolomitique et Argile			60m		WBM 1.05sg	No logging
		-144	414	226	Anhydritique		Calcaire dolomitique, Marne et Anhydrite						
		-370	640	111	Salifère		Sel massif et Anhydrite			454 m			
	-481	751	100	Turonien		Calcaire et Marne			40m Into S.Anhyd.				
	-581	851	227	Cénomanién		Anhydrite, Argile, Dolomie, Sel et Grès-argileux							
	-808	1078	196	Albien		Grès et Argile							
	-1004	1274	26	Aptien		Calcaire dolomitique							
	-1030	1300	437	Barrémien		Grès, Argile et Sable						OBM 1.30sg	
	-1467	1737	231	Néocomien		Argile, Grès et Calcaire argileux							
JURASSIC	-1698	1968	228	Malm		Argile, Grès et Dolomie							
	-1926	2196	126	Dogger argileux		Argile-silteuse, Grès-argileux et Dolomie							
	-2052	2322	101	Dogger lagunaire		Grès-argileux, Argile et Dolomie							
	-2153	2423	102	LIAS	Anhydritique		Argile anhyd, grès et Dolomie			2535m			
	-2255	2525	18		Niveau H		Argile silteuse et Anhydrite			10m Into Niveau H	TOL:2493 m		
	-2273	2543	23		Salifère		Sel massif et Argile-salifère					OBM 1.65 sg	1.90 sg
	-2296	2566	18		Horizon "B"		Calcaire-dolomitique et Argile						
	-2314	2584	141	S1 + S2		Sel massif, Argile et Anhydrite			2727m				
TRIAS	-2455	2725	27	Argilo-Salifère		Argile silteuse et Anhydrite			2m Into Trias Argileux				
	-2482	2752	27	TAGS		Grès et Argile silteuse							
	-2509	2779	11	Argilo Carbonaté		Argile silteuse et carbonates							
	-2520	2790	74	TAGI		Grès argileux et Argile silteuse							
DEVONNIEN	-2594	2864	0	Superieur	Strunien Arg.		Argile-silteuse, Grès-argileux						
	-2594	2864	29		Strunien F2 SST Eq		Grès et Argile-silteuse						
	-2623	2893	29		Strunien Marker Eq		Grès et Argile-silteuse						
	-2652	2922	75	Famennien		Argile-silteuse							
	-2727	2997	128	Frasnien		Argile-silteuse et Calcaire							
	-2855	3125	14	Moy	F3		Argile-silteuse						
	-2869	3139	54		Emsien (Top F4)		Grès et Argile-silteuse						
	-2923	3193	175	Interieur	Siegénien (F6)		Grès et Argile-silteuse					OBM 1.30 sg	1.40 sg
	-3098	3368	158		Gédinnien		Grès et Argile-silteuse						
	SILURIEN	-3256	3526	230	F6	Unit B2		Argile-silteuse et Grès					
-3486		3756	97	Unit B1			Argile-silteuse et Grès						
-3583		3853	116	Unit A2			Grès et Argile-silteuse						
-3699		3969	53	Unit A1			Grès et Argile-silteuse						
-3752		4022	56	Unit M2			Argile-silteuse et Grès						
-3808		4078	83	Unit M1/M0		Argile-silteuse et Grès							
-3891		4161	260	Silurien Argileux		Argile-silteuse							
ORDOVICIEN	-4151	4421	5	Unité IV-3		Grès fin et Argiles-Silteuse							
	-4156	4426	85	Unité IV-2		Grès et Argiles-Silteuse							
	-4241	4511	100	Unité III-3		Grès fin quartzitique					OBM 1.20 sg	1.26 sg	
	-4341	4511	82	Unité III-2		Grès et Argiles-Silteuse							
	-4423	4593	>70	Unité III-1		Grès et Argiles-Silteuse							

Final Depth : 4700m  
 TD:4700m  
 Offset wells : ITS1 (11,66Km), EOTE1 (14,97Km) and IAN1 (16,82Km).

## FICHE DE CONTROLE DE VENUE

### FORAGE A TERRE / SUPPORT FIXE

Page 1/2

**PUITS:** EERS#01      **APPAREIL:** TP194      **DATE:** 04/06/2015

**DONNEES DE LA FORMATION:**

Pression LOT (A) 112 bars

Densité de boue L.O.T (B) 1.15 kg/l

densité fracturation =  $B + \frac{10.2 \times (A)}{Z_s}$  = (C) 1.67 kg/l

$P_{adm} = \frac{(d_{frac} - d_i) \times Z_s}{10.2}$  = (D) 87 bars

**DONNEES DU Puits:**

**DONNEE BOUE:**

Densité  $d_i$  1.22 kg/l

Gradient 0.120 bar/m

**DONNEES TUBAGE:**

Diametre 0.518 in

Côte mesurée (Ls) 2200 m


Côte verticale (Zs) 2200 m

**DONNEES DECOUVERT:**

Diametre 8 1/2 in

Côte mesurée (L) 3344 m

Côte verticale (Z) 3344 m



**DONNEES DES POMPES**

	Pompe N°1	Pompe N°2
Debit unitaire	<u>11.68</u> L/Coup	
Pertes de charge à debit réduit $P_{c1}$		
Vitesse pompe	Pompe N°1	Pompe N°2
<u>40</u> Cps/min	<u>20</u> bars	<u>22</u> bars
<u>60</u> Cps/min	<u>-45</u> bars	<u>48</u> bars

Longueur (m)	Capacité (L/m)	Volume (L)	NOMBRE DE COUPS	TEMPS		
INT DP	<u>319.4</u> x <u>9.15</u> =	<u>29225</u>	= $\frac{\text{Volume}}{\text{Debit unitaire}}$	= $\frac{\text{Nbre de coups}}{\text{Vitesse pompe}}$		
INT HW	x	=				
INT DC	<u>150</u> x <u>2.56</u> =	<u>384</u>				
<b>VOLUME INTERIEUR GARNITURE</b>		$V_i =$ <u>29609</u> L	$C_i =$ <u>2535</u> Cps	$T_i =$ <u>42</u> Min		
OH / DC	<u>150</u> x <u>13.5</u> =	<u>2025</u>	= $\frac{\text{Volume}}{\text{Debit unitaire}}$	= $\frac{\text{Nbre de coups}}{\text{Vitesse pompe}}$		
OH / HWDP/DP	<u>994</u> x <u>23.30</u> =	<u>23160</u>				
<b>VOLUME ANNULAIRE DECOUVERT</b>		$V_d =$ <u>25185</u> L			$C_d =$ <u>2156</u> Cps	$T_d =$ <u>36</u> Min
CSG / DP	<u>2200</u> x <u>24.9</u> =	<u>54780</u>	= $\frac{\text{Volume}}{\text{Debit unitaire}}$	= $\frac{\text{Nbre de coups}}{\text{Vitesse pompe}}$		
<b>VOLUME ANNULAIRE CASING</b>		$V_{csg} =$ <u>54780</u> L			$C_{csg} =$ <u>4690</u> Cps	$T_{csg} =$ <u>78</u> Min
<b>VOLUME ANNULAIRE TOTAL</b>		$V_a = V_{csg} + V_d =$ <u>54780</u> + <u>25185</u> = <u>79965</u> L			= <u>6846</u> Cps	= <u>114</u> Min
<b>VOLUME TOTAL DU Puits</b> $V_{puits}$		$V_{puits} = V_a + V_i =$ <u>79965</u> + <u>29609</u> = <u>109574</u> L	= <u>9381</u> Cps	= <u>156</u> Min		
<b>VOLUME DE BOUE EN SURFACE</b> $V_s$		= <u>20000</u> L				
<b>VOLUME TOTAL DE BOUE A ALOURDIR</b> $V$		$V = V_{puits} + V_s =$ <u>109574</u> + <u>20000</u> = <u>129574</u> L	= <u>11094</u> Cps	= <u>189</u> Min		
<b>Poids de baryte à ajouter</b>		$B = 4.2 \times V (m^3) \times \frac{d_r - d_i}{4.2 - d_r} = 4.2 \times 129.6 \times \frac{1.14 - 1.22}{4.2 - 1.14} = 36 \text{ tonnes}$				

# FICHE DE CONTROLE DE VENUE

## FORAGE A TERRE / SUPPORT FIXE

**DONNEES DE LA VENUE:**

$P_i$  60 bars       $P_{Ri}$  71 bars      Gain 2000 litres

Densité requise de la boue:  $d_r = d_l + \frac{10.2 \times P_{Ri}}{Z} = 1.22 + \frac{10.2 \times 60}{3344} = 1.40$

Pression de refoulement initiale:  $P_{Ri} = P_{c1} + P_i = 45 + 60 = 105$  bars

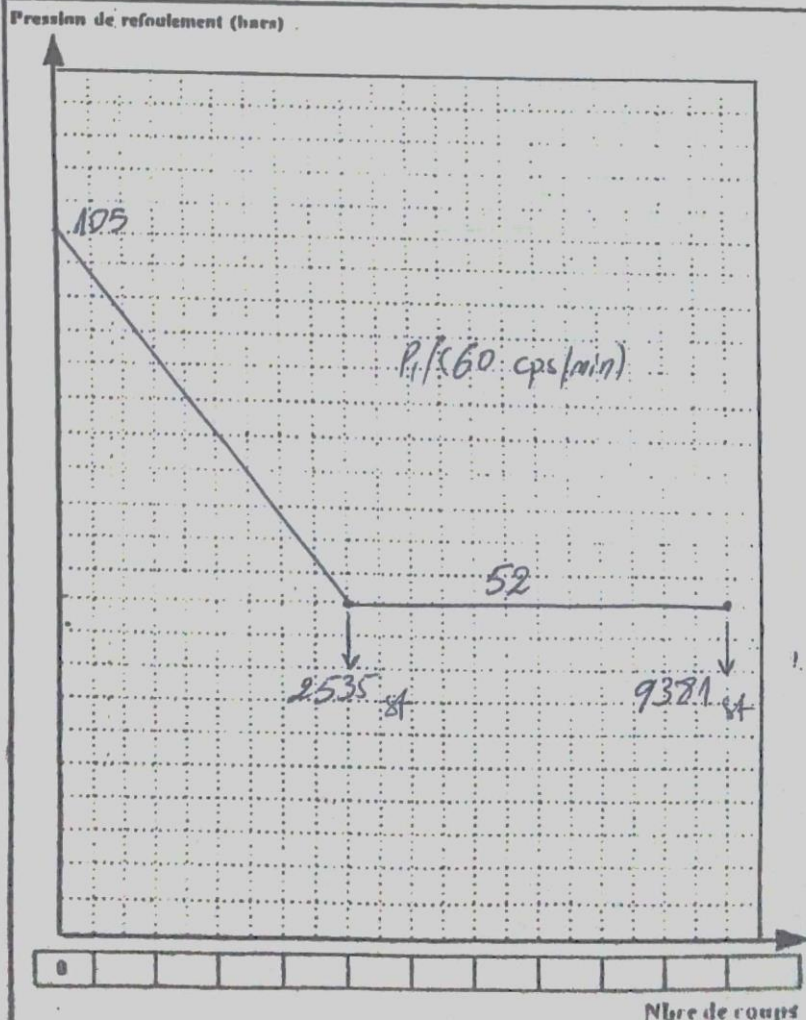
Pression de refoulement finale:  $P_{Rr} = P_{c1} \times \frac{d_r}{d_l} = 45 \times \frac{1.40}{1.22} = 52$  bars

$\Delta P_R = P_{Ri} - P_{Rr} = 105 - 52 = 53$  bars

$\Delta P_R \times \frac{1}{C_i} = 53 \times \frac{1}{2535} = 0.0209$  bars / cp

$\Delta P_R \times \frac{100}{C_i} = 53 \times \frac{100}{2535} = 2.1$  bars/100 cps

Nbre coups	Pression
0	$P_{Ri} = 105$
100	103
200	101
300	99
400	97
500	95
600	92
700	90
800	88
900	86
1000	84
1100	82
1200	80
1300	78
1400	76
1500	74
1600	71
1700	69
1800	67
1900	65
2000	63
2100	61
2200	59
2300	57
2400	54
2535	$P_{Rr} = 52$







عنوان المذكرة : دراسة مقارنة بين طريقتي التحكم في السائل المنبعث اثناء التنقيب على البترول, حقل حاسي بركين غرب.

المؤطر: مريقي خالد

الإسم: احمد

اللقب: دمانة

ملخص:

اجريت هذه الدراسة حول المقارنة بين الطرق الاكثر استخداما وشيوعا في السيطرة و التحكم بالآبار البترولية المندفعة و هما طريقة الحفار وطريقة الدورة الواحدة و تطبقهما على حالة البئر EERS01 بضواحي حقل حاسي بركين غرب. بينت الدراسة انه بالرغم من مباشرة التحكم عند استخدام طريقة الحفار و سهولتها , الا انها تتسبب في ارتفاع ضغط حلقي يفوق 96 بار خلال مدة 05 ساعات, مما قد يتسبب في كسر الطبقات على مستوى الحافر, وخطر اتلاف المعدات. الامر المغاير عند استعمال طريقة الدورة الواحدة اين الضغط الحلقي لا يتجاوز 76 بار (اي اقل من 20 بار عند طريقة الحفار) خلال مدة 03 ساعات. الا انه يجب الاخذ بعين الاعتبار فترة تحضير الثقل النوعي المطلوب.

كلمات مفتاحية: التحكم بالآبار، انبعاثات الآبار، الرفسات، طريقة الحفار، طريقة الدورة الواحدة.

Memory title : Comparative study of two methods of controlling the inflow of an effluent during an oil drilling, Hassi Berkin West deposit

Name: Demmana

First name: Ahmed

Directed by: Mr Merigui Khaled

Abstract:

I carried out this study on the comparison between the two most used methods of controlling oil eruptions, Driller's method and the Whait & Weight method, and the applications in the case of the ERRS01 well coming in the Hassi region. Berkin West. From this study it is shown that despite DM is simple, and the control made just after the closing of the well, but it causes a very high annular pressure Pa 95bar, has a very long duration more than 05 hours which can cause a fracturing at hoof, with risk of choke blowing. On the other hand with WWM, the Ps does not exceed 76 bar (less than 20bar with Driller's M) with 03 hours of control, only the preparation time of the required density sludge must be taken into account.

Key words: **Well control, Kick, Kill Sheet, Driller's, Whait and weight, BOP.**

Titre du mémoire : Etude comparative de deux méthodes de contrôle des venues d'un effluent au cours d'un forage pétrolier, Gisement Hassi Berkin Ouest

Nom: Demmana

Prénom: Ahmed

Encadreur: Mr Merigui Khaled

Résumé :

J'ai réalisé cette étude sur la comparaison entre les deux méthodes du contrôle des éruptions pétroliers les plus utilisées à savoir la méthode de Driller's et la méthode de Whait & Weight, et les appliques dans le cas de venue du puits ERRS01 dans la région de Hassi Berkin Ouest. A partir de cette étude on montre que malgré D.M est simple, et le contrôle fait juste après la fermeture du puits, mais elle entraîne une pression annulaire Pa très élevé 95bar, a une durée très long plus de 05 heures qui peut provoquer une fracturation au sabot, avec risque de soufflement de la duse. Par contre avec WWM, la Ps ne dépasser pas 76 bar (moins de 20bar avec Driller's M) avec 03 heures de contrôle, seulement il faut prendre en considération le temps de préparation de la boue de densité requise.

Mots clés : **Venue, Contrôle des éruptions, pression sabot, densité requise, effluent.**

*Le résumé doit être rédigé en deux langues différentes au moins*