

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**  
**UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA**  
**FACULTE DES HYDROCARBURES, ENERGIES RENOUVELABLES**  
**ET SCIENCE DE LA TERRE ET L'UNIVERS**



**DEPARTEMENT DE FORAGE ET MECANIQUE DES CHANTIERS  
PETROLIERS**

**MEMOIRE**

**En vue de l'obtention d'un diplôme de Master professionnelle**  
**Option: Forage pétrolier**

**Thème :**

**CONTROLE ET MAITRISE DES ERUPTIONS  
DES PUIITS**

Réalisé par :

**DAAS OUSSAMA**  
**BOURBIA SMAIL**  
**ZAABAT BAHOUS**  
**GUESSOUM TOUFIK**

Soutenu publiquement le **24/06/2018** devant le jury composé de :

<b>President:</b>	<b>Mr. TOUAHRI A/ DJEBAR</b>	<b>Univ. OUARGLA</b>
<b>Examineur:</b>	<b>Mr. HEDJAJ SOUAD</b>	<b>Univ. OUARGLA</b>
<b>Encadreur:</b>	<b>Mr. ABIDI SAAD ELFAKEUR</b>	<b>Univ. OUARGLA</b>

**Année universitaire : 2017/2018**

# SOMMAIRE

**Remerciements.**

**Sommaire.**

**Liste des figures.**

**Liste des tableaux.**

**Liste des abréviations.**

**Introduction générale.**

**chapitre1:** calcul de la garniture de forage

1.1 ELABORATION D’UN PROGRAMME DE FORAGE .....	4
1.2 HARMONISATION DES DIAMETRES .....	5
1.2.1 Méthode d'établissement d'un programme d'harmonisation .....	5
1.2.2 Application sur le puits TOU 16 .....	6
1.3 CALCUL DE LA GARNITURE DE FORAGE .....	9
1.3.1 Choix de la garniture .....	11
1.3.2 Calcul de la longueur de la garniture .....	12
1.3.3 Détermination de la charge admissible, et réserve de traction .....	12
1.3.4 Application numérique sur le puits TOU 16 .....	13
1.4 PROGRAMME DE TUBAGE .....	15
1.4.1 Rôle du tubage .....	15
1.4.2 Efforts appliqués sur les colonnes de tubage .....	16
1.4.3 Les différentes colonnes de tubage .....	16
1.4.4 Méthode de calcul de tubage .....	16
1.4.5 Application sur le puits TOU 16 .....	17

## **chapitre2: Généralités sur le control des venues**

2.1 GENERALITE .....	21
2.1.1 Définition d'une venue .....	21
2.1.2 Définition d'une éruption .....	21
2.1.3 Les différentes catégories de contrôle des venue .....	21
2.2PRESSION DANS UN PUITES .....	23
2.2.1 Pression hydrostatique .....	23
2.2.2 Pression de refoulement (perte de charge) .....	24
2.2.3 Pression dynamique de fond .....	25
2.2.4 Pression géostatique .....	25
2.2.5 Pressions de formation .....	26
2.2.6 Pression de fracturation et test d'injectivité .....	28
2.2.6.1 Pression de fracturation .....	28
2.2.6.2 Test d'injectivité (leak-off test) .....	28
2.2.7 Pression maximale admissible ( $P_{adm}$ ) .....	30
2.3 CAUSES DES VENUES .....	30
2.3.1 Défaut de remplissage pendant le manœuvre .....	30
2.3.2 Pistonnage vers le haut et vers le bas .....	31
2.3.3 Perte de circulation .....	32
2.3.4 Densité de boue insuffisante .....	32
2.3.5 Contamination de la boue par le gaz .....	33
2.3.6 Formation à pression anormalement élevée .....	33
2.4 SIGNE DES VENUEES .....	34
2.4.1 Les signes précurseurs (avertisseur) d'une venue .....	34
2.4.2 Les signes positifs d'une venue .....	38

2.4.3 Situations peuvent masquer une venue .....	39
2.4.4 Situations peuvent masquer une venue .....	39

**chapitre3: Méthodes de contrôle**

3.1.Principe de contrôle .....	40
3.2Méthodes de contrôle secondaire .....	40
3.2.1 Driller’s Method (D.M) .....	40
3.2.2Wait & Weight Method (W.W.M) .....	42
3.2.3 Concurrent Method .....	44
3.3 Méthode de contrôle tertiaire (Volumetric Method) .....	44
3.3.1Différents Cas possibles lors de l’application de la Volumetric Method .....	44
3.3.2 Migration de gaz sans expansion .....	47
3.4 Techniques de contrôle .....	47
3.4.1 Lubricating Technique .....	47
3.4.2 Stripping .....	48
3.5 Avantages et inconvénients de la méthode .....	50

**chapitre4: partie calcule**

4.1 Profile de pression annulaire selon les procédures classique .....	51
4.2 exemple d'application.....	51
conclusion.....	57

## ***REMERCIEMENT***

LA premier qui mérite le remerciement c'est bien notre seigneur ALLAH, La créateur qui mes donné la force et la persévérance pour réaliser se travail.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à **Mr Abidi Saad Alfakeur** . pour tous ses efforts et conseils et pour son suivi.

Sans oublier tous les personnels du département d'hydrocarbure et géologie et spécialement la spécialité d'Hydrocarbure.

Nous tenons par cette occasion à presenter nos vifs remerciements à tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce modest travail.

**LISTE DES FIGURES**

**Fig.1. 1** :Présentation de puits après l’harmonisation des diamètres.....6

**fig 2.1:** Variation de la contrainte géostatique en fonction de la profondeur .....26

**fig 2.2:** Diagramme d’enregistrement de test d'injectivité .....29

**fig.2.3:** Présentation du Pistonnage.....31

**fig 2.4:** Exemple de Sous-estimation de la pression de pore.....32

**fig 2.5:** Présentation d’une zone à pression anormalement élevée .....33

**fig 2.6:** Influence de la pression différentielle sur la vitesse d’avancement.....35

**fig 2.7:** Changement de la densité des argiles a l’entrée d’une zone à pression anormalement élevée.....36

**fig 2.8:** Exemple de variation de d-exposent en fonction de la profondeur.....37

**fig 2.9:** Le pourcentage de gaz dans une formation sous compactée.....38

**fig 2.10:** L’expansion de gaz.....39

**fig. 3.1:** Evolution des pressions en tête des tiges et d’annulaire (DM).....41

**fig 3.2:** Evolution des pressions en tête des tiges et d’annulaire (WWM).....43

**fig 3.3:** Evolutions des pressions ( $P_a$  et  $P_f$ ).....46

**Fig 4.1:** profile de puits Driller's Méthode.....48

**fig.4.2:** profile de puits Wait&Weight Méthode.....50

**fig 4.3:** Pression Annulaire en fonction de volume pompé avec la Driller's Méthode.....56

**fig 4.4:** Pression Annulaire en fonction de volume pompé avec la Wait&Weight Méthode.....58

**fig.4.5:** Comparaison entre la Driller's Méthode et la Wait&Weight Méthode.....60

**liste des tableaux**

1.1 montre les valeurs de  $\delta$  en fonction de diamètre extérieur de tubage.....5

1.2 montre les valeurs de  $\Delta$  en fonction de diamètre extérieur de tubage.....6

1.3 récapitulatif des différentes phases.....7

1.4 Données de (phase 16" ).....13

1.5 Résumé de programme de tubage 9 5/8.....21

2.1 Gradient normal pour quelques zones.....27

4.1 L'évolution de pression annulaire en fonction de volume pompé et en fonction de profondeur .....54

4.2 Quelques cas d'utilisation des méthodes et des procédures de contrôle.....56

2.10 Le pourcentage de gaz dans une formation sous compactée.....38

2.11 L'expansion de gaz.....39

3.1 Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire (DM).....41

3.2 Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire (WWM).....43

3.3 Evolutions des pressions ( $P_a$  et  $P_f$ ).....46

4.1 l'évaluation de pression annulaire en fonction de volume pompé.....55

4.2: Comparaison entre les deux méthodes.....59

4.3: Quelques cas d'utilisation des méthodes et des procédures de contrôle.....61





## Introduction

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. entraîné des pertes de vies humaines et de matériels, des équipes expérimentées peuvent toutefois minimiser le danger en prenant les précautions nécessaires, en reconnaissant les signes avant-coureurs d'une venue de fluide de formation, en n'étant pas pris de panique, lorsque le puits se met en éruption, et en utilisant leur équipement de manière appropriée.

**Chapitre I:** Dans ce chapitre on va faire le calcul des tubages et de la garniture, car la détection rapide des venues consiste à connaître les volumes des puits.

**Chapitre II :** C'est une généralités sur le well cotrole, en va parler sur les signe et les causes de venus, les pressions existent dans les formations et les barrières de sécurité dans un puits.

**Chapitre III:** On parler sur les méthodes de contrôle des éruptions, ont le même principe « maintenir la pression hydrostatique égale ou légèrement supérieure à la pression de fond », dans notre projet de fin d'étude on a essayé d'expliquer l'évolution de la pression annulaire du fond à la surface par les méthodes classique lorsqu'on utilise les principes de la Drillers méthode et le wait & weight méthode.

**Chapitre IV:** On va étudier l'évolution des pressions dans le puits TOUL 16 par les deux méthode.

# CHAPITRE

**I**

**PARTIE TECHNIQUE ET  
TECHNOLOGIQUE**

## 1.1 ELABORATION D'UN PROGRAMME DE FORAGE

Le meilleur programme de forage est celui qui utilise une seule colonne de tubage, c'est-à-dire une colonne de la surface jusqu'à la fin du puits mais vu les problèmes qu'on peut rencontrer pendant le forage (éboulement, coincement, pertes, venues, etc..) on est obligé de descendre plusieurs colonnes. On commence toujours avec un grand diamètre au fur et à mesure en fonction de formation rencontrée, ces sont l'ensemble des prévisions concernant :

- Programme d'outils .
- Côtes des colonnes .
- Programme de boue .
- Côtes exactes des sabots .
- Programme de cimentation .
- Nombre de phases.

Ce programme dépend de plusieurs facteurs, à savoir :

- Destination du puits .
- Profondeur du puits .
- Caractéristiques des formations .
- Type de complétion .
- Méthode de forage .
- Particularités géologiques des formations .
- Profil du puits.

## 1.2 HARMONISATION DES DIAMETRES

L'harmonisation a pour but d'établir des plannings des diamètres de colonnes de tubage ainsi des outils de forage. Pour descendre librement ces colonnes de tubage dans le trou de forage et d'avoir un jeu suffisant entre le trépan et l'intérieur du tubage.

Le calcul se fait de bas en haut après le choix de diamètre de la colonne de production qui est en fonction du débit journalier de production.

Pour faire ce calcul, il faut déterminer les diamètres intérieur et extérieur de la colonne de production. (2)

### 1.2.1 Méthode d'établissement d'un programme d'harmonisation:

#### a) Calcul du diamètre du trou :

$$D_{tr} = D_m + 2\delta \dots\dots (1)$$

$D_{tr}$  : diamètre du trou .

$D_m$  : diamètre du manchon .

$\delta$  : jeu entre manchon et paroi du trou.

**tab.1.1** : les valeurs de  $\delta$  en fonction de diamètre extérieur de tubage.

<b>D<sub>EXT.TUBE</sub> (")</b>	<b><math>\delta</math> (mm)</b>
4 1/2 - 5	5 - 7
5 1/2 - 6 3/8	7 - 10
7 1/8 - 7 5/8	10 - 15
8 5/8 - 9 5/8	15 - 20
10 3/4 - 11 3/4	20 - 30
13 3/8	30 - 40
> 13 3/8	40 - 50

**b) Calcul du diamètre intérieur de la colonne précédente :**

$$D_{\text{int cp}} = D_{\text{tr}} + 2\Delta \dots\dots(2)$$

Avec:

$D_{\text{int cp}}$  : diamètre intérieur de la colonne précédente .

$D_{\text{tr}}$  : diamètre du trou .

$\Delta$  : Jeu entre l'intérieur de la colonne et le trépan.

**tab.1.2:** les valeurs de  $\Delta$  en fonction de diamètre extérieur de tubage.

$D_{\text{EXT.TUBE}}$ (")	$\Delta$ (mm)
4 1/2 - 8 5/8	3 - 4
9 5/8 - 13 3/8	4 - 5
16 - 20	5 - 6

**1.2.2 Application sur le puits TOUL 16**

➤ La phase de production (open Hole : 6")

$\Delta = 4$  mm. (D'après le tableau 1.2)

$D_{\text{tr}} = 6'' = 152.4$  mm

$D_{\text{int cp}} = 152.4 + 2 \times 4 = 160.4$  mm

D'après le FF :  $D_{\text{int cp}} = 161.7$  mm

Le diamètre de la colonne normalisé est de 7" (23#) ;

➤ La 4<sup>ème</sup> phase:

Diamètre de la colonne 7"

d'après le FF :  $D_m = 194,5$  mm

$\delta = 10$  mm (D'après le tableau 1.1)

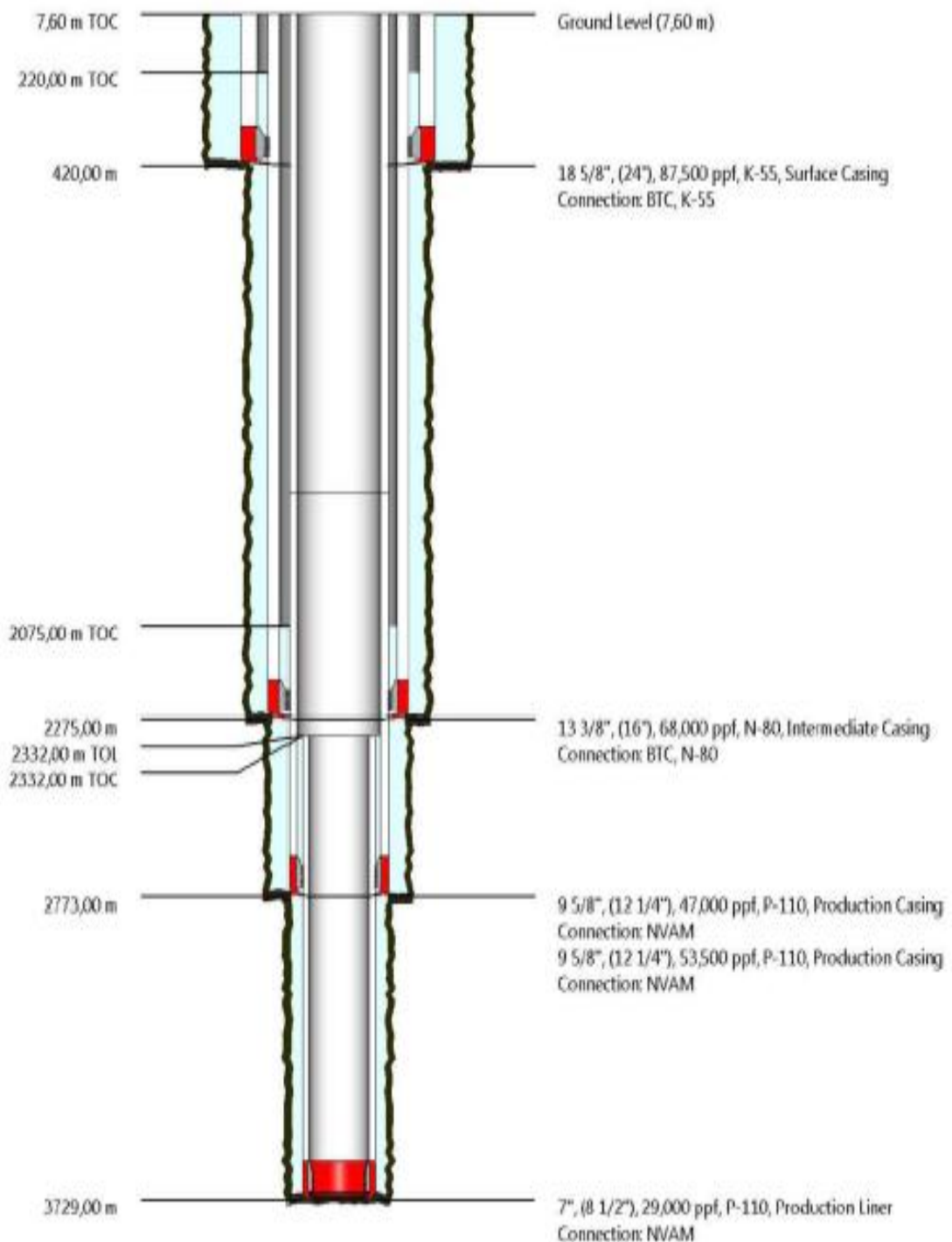
$D_{\text{tr}} = 194,5 + 2 \times 10 = 214,5$  mm

Le diamètre de trépan normalisé est : 8 "1/2

**tab.1.3:** récapitulatif des différentes phases (2)

Phases	D <sub>trou</sub>	D <sub>casing</sub>
1	26"	18" <sup>5/8</sup>
2	16"	13" <sup>3/8</sup>
3	12" <sup>1/4</sup>	9" <sup>5/8</sup>
4	8" <sup>1/2</sup>	7"
5	6"	Open Hole

**Fig.1.1** :Présentation de puits après l’harmonisation des diamètres. (2)



### 1.3 CALCUL DE LA GARNITURE DE FORAGE

La garniture de forage (train de sonde) est le moyen de liaison entre le fond de trou et la surface, et se compose de (tige, masse-tige, tige lourde), et qui assure les fonctions suivantes(3) :

- Transmission du couple de rotation à l'outil .
- Assure un poids sur l'outil (WOB) pendant le forage.
- Le passage et la circulation du fluide de forage .
- Transmet l'énergie hydraulique en cas de turboforage.

Réalisation des opérations spéciales telle que la cimentation, le carottage, le repêchage et les tests de formation (trou foré).

#### ➤ **Le train de sonde en cours de forage:**

Pendant le forage, le train de sonde se subdivise en deux parties travaillant à deux actions opposées :

- Une partie travaille en traction.
- Une partie en compression.

Le point d'intersection entre ces deux parties s'appelle le point neutre.

#### ➤ **Le train de sonde en cours de manœuvres :**

Pendant la manœuvre le train de sonde est soumis à la traction



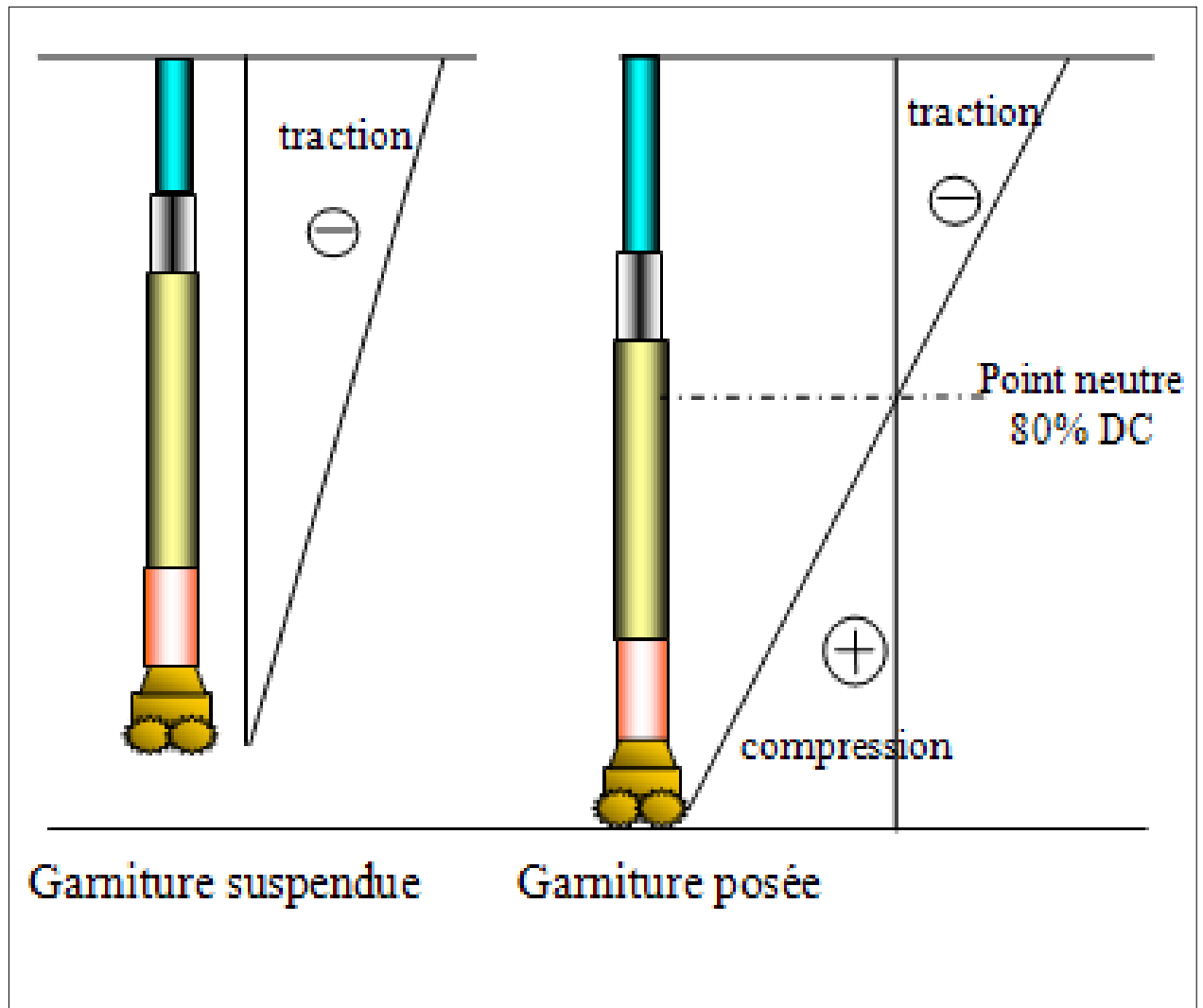


Fig.1.2: Position de point neutre. (5)

### 1.3.1 Choix de la garniture :

#### ➤ Les masses-tiges (DC) :

Le choix des masses-tiges repose sur la condition suivante :  $S_{ext} / S_{int} = 6 \text{ à } 7$

$$S_{ext} / S_{int} = [D_{tr}^2 - D_{ext.DC}^2] / D_{int.DC}^2 = 6 \text{ à } 7 \dots \dots \dots (3)$$

où:

$D_{tr}$  : diamètre du trou .

$D_{ext.DC}$  : diamètre extérieur de masse-tige .

$D_{int.DC}$  : diamètre intérieur de masse-tige.

#### ➤ Les tiges (DP) :

Le choix des tiges repose sur la condition suivante:  $S_{ext} / S_{int} = 3 \text{ à } 5$

$$S_{ext} / S_{int} = [D_{tr}^2 - D_{ext.DC}^2] / D_{int.DC}^2 = 6 \text{ à } 7 \dots \dots \dots (4)$$

dont:

$D_{tr}$  : diamètre du trou .

$D_{ext(DP)}$  : diamètre extérieur des tiges .

$D_{int(DP)}$  : diamètre intérieur des tiges.

### 1.3.2 Calcul de la longueur de la garniture

#### ➤ La longueur minimale des masses-tiges (2):

$$L_{DC} = (WOB \times K_s) / (q_{DC} \times F_f) \dots \dots \dots (5).$$

$L_{DC}$  : Longueur minimale des masses-tige [m] .

**WOB**: Poids sur l'outil [Kg].

$q_{DC}$ : Poids linéaire des masses-tiges [g/m] .

$d_b$  : Densité de boue .

$d_a$  : Densité d'acier=7.85 .

$F_f$  : Facteur de flottabilité =  $1 - (d_{boue} / d_{acier})$  .

$K_s$  : Coefficient de sécurité = 1.25.

Le nombre des masses-tiges est :

$$n = L_{DC}/9.....(6)$$

➤ **La longueur maximale des tiges :**

La longueur maximale des tiges dans la boue donnée par la formule (2):

$$L_{DPmax} = [(T_a - M_t) / F_f) - (L_{DC} \times q_{DC} + L_{HW} \times q_{HW})] / q_{DP} .....(7)$$

Le nombre des tiges est :

$$n = L_{DP}/9.....(8)$$

### 1.3.3 Détermination de la charge admissible, et réserve de traction :

➤ **Traction maximale admissible :**

$$T_a = T_e / C_s .....(9)$$

Avec:

$T_a$ : traction maximale admissible en tête de tige considérée [ $10^3$  daN]

$T_e$ : tension à la limite élastique de la tige considérée [ $10^3$  daN]

$C_s$ : coefficient de sécurité en tension recommandé par l'API est de 1.10.

➤ **Réserve de traction ( $R_T$ ) :**

$$R_T = T_a - T .....(10)$$

$T$  : Charge suspendue à la partie supérieure du tronçon de la tige considérée [ $10^3$  daN]

tell que :

$$T = 0,981 \times 10^{-3} (L_{DP}q_{DP} + L_{DC}q_{DC})F_f .....(11)$$

### 1.3.4 Application numérique sur le puits TOUL 16:(5)

**tab.1.4:** Données de (phase 16" )

$d_{\text{boue}} = 1.22$	$M_t = 50 \text{ T}$	
$F_f = 0.844$		
DC 9" $1/2 \times 3$	323.2 kg/m	L = 27 m
DC <sub>s</sub> 8" $\times 2^{13/16}$	214.17 kg/m	L = 97.56 m
HWDP 5 $1/2$ " 58.10# range II	73.4 kg/m	L = 110 m
DP 5 $1/2$ " 21.9# G105	37.59 kg/m	L = ?
(OD=5.43" / ID=4.78")		
$T_e$ (DP5 $1/2$ ") = 214.8 $10^3$ daN	Profondeur finale = 2308 m	

#### Calcul du rapport $S_{\text{ext}} / S_{\text{int}}$

Pour les masses tiges

$$S_{\text{ext}} / S_{\text{int}} = [16^2 - 9.5^2] / 3^2 = 18.41$$

Pour les tiges

$$S_{\text{ext}} / S_{\text{int}} = [16^2 - 5.43^2] / 4.78^2 = 9.91$$

$S_{\text{ext}} / S_{\text{int}}$  n'est pas toujours respecter mais malgrer tous et pour des raison de désponibiliter de ce type de DP.

#### Calcul de la longueur

##### Pour les masses tiges

$$P_{\text{DC}} = \text{WOB} / (0.80 \times F_f)$$

$$P_{\text{DC}} = 20 / (0.8 \times 0.844) = 29.62 \text{ T}$$

On a la BHA est composée de DC 9  $1/2 \times 3$  (323.2 kg/m)

$$L_{\text{DC}} = \text{WOB} / [80\% \times P_{\text{DC}} \times F_f] = 20000 / [0.8 \times 323.2 \times 0.844] = 91.65 \text{ m}$$

➤ Calcul de la longueur de DC 8" en tenant compte de la longueur des DC 9"  $1/2$

$$L_{\text{DC}9"1/2} = 27 \text{ m}$$

Si on prend des DC spiralés 8 x 2" 13/16, la masse linéaire est environ égale à 96% de la masse linéaire des DC lisses de même dimension  $(223.1 \times 0.96) = 214.176 \text{ kg/m}$

$$L_{DC8''} = \left[ \frac{WOB}{(80\% \times F_f)} - (L_{DC9''1/2} \times P_{DC9''1/2}) \right] / P_{DC8''}$$

$$= \left[ \frac{20000}{(0.80 \times 0.844)} - (27 \times 323.2) \right] / 214.176 = 97.56 \text{ m}$$

Cette longueur correspond à 11 DC, autrement dit 03 stands + 02 simples.

En réalité la longueur des DC est de 97.56 m correspondant à quatre stands.

### Vérifions la position du point neutre

$$P_{DC9''1/2} = 27 \times 323.2 \times 0.844 = 7.36 \text{ T}$$

$$P_{DC8''} = 97.56 \times 214.17 \times 0.844 = 17.63 \text{ T}$$

Le poids total des DC = 25 T

Le WOB est de 20 T ( le poids des DC convient).

### Pour les tiges

$$L_{DP_{\max}} = \left[ \left( \frac{10^3 \times 1.02 \times 214.8}{1.10} - 50 \cdot 10^3 \right) / 0.844 \right] - (8726.4 + 20894.4 + 8074) / 37.59$$

$$L_{DP_{\max}} = 3699.41 \text{ m}$$

Donc :  $L_{DP_{\max}} \gg$  Profondeur finale

### Vérification de la réserve de traction :

$$R_t = T_a - T \quad T_a = T_e / C_s$$

#### ➤ Garniture au fond du puits

Pour DP 5 1/2" 21.9# G105 C Pr

$$R_t = T_a - T = (T_e / C_s) - T$$

$$L_{DP} \text{ utilisé dans la phase 16" est } 2308 - (27 + 97.56 + 110) = 2073.44 \text{ m}$$

$$T = 10^{-3} (8726.4 + 20894.4 + 8074 + 2073.44 \times 37.59) / 0.844 = 115.63 \text{ T}$$

$$T = 96.22 \text{ T}$$

$$R_t = (214.8 \times 1.02 / 1.1) - 115.63 = 83.55 \text{ T}$$

$$R_t = 83.55 \text{ T} > M_t = 50 \text{ T}$$

## 1.4 PROGRAMME DE TUBAGE

### Introduction

Le tubage c'est une opération qui consiste à descendre un train de tubes jusqu'à la cote d'arrêt du forage et le faire à l'aide d'un bouchon de laitier du ciment entre les parois et le trou et le diamètre extérieur des tubes.

On appelle programme de tubage d'un puits, l'ensemble des prévisions concernant les diamètres de tubage, ainsi que les côtes auxquelles interviennent des changements dans ces diamètres. (7)

Les facteurs déterminant le choix d'un tel programme sont les suivants :

- Destination du puits .
- Profondeur du puit .
- Particularités géologiques du gisement .
- Composition chimique du fluide de couche (eau chlorurée calcique, eau salée, hydrocarbure gazeux ou liquide) .
- Profil du puits .
- Méthode de complétion .
- Exigence de la protection de la nature.
- Facteur économique.

Chaque casing devra être l'objet d'un calcul habituel afin de déterminer les résistances à l'effort de :

- Traction.
- Ecrasement.
- Eclatement.

### 1.4.1 Rôle du tubage

Le tubage d'un puits est l'opération qui consiste à faire descendre dans un puits un ensemble de tubes ayant le diamètre légèrement inférieur à celui du trou, et permettant(6) :

- La fondation d'un canal isolé pour la remontée du pétrole ou du gaz du fond du puits à la surface .
- Le maintien en place des parois du puits pour éviter les éboulements ;
- La séparation de toutes les couches traversées (aquifères, gazéifères et pétrolières) les unes des autres.

Considérant les inconvénients qui peuvent apparaître tels que : perte totale de la boue de forage ; éruption, coincement du train de sonde, etc...

### 1.4.2 Efforts appliqués sur les colonnes de tubage :

Les efforts les plus importants affectant la colonne sont (4) :

- Les efforts de traction ;
- Les efforts d'écrasement ;
- Les efforts d'éclatement.

### 1.4.3 Les différentes colonnes de tubage

#### ➤ Tube guide

Ce tube est utilisé la couche de surface et très tendre, son rôle est de protéger les colonnes intérieures contre la corrosion et d'assurer la verticalité du trou dans les premiers mètres forés et de canaliser la circulation de la boue vers les bassins(2).

#### ➤ Colonne de surface

Appelée encore 1<sup>ère</sup> colonne technique ou colonne de fermeture des eaux, destinée à isoler le sondage des nappes phréatiques d'eau douce contenues dans les couches supérieures, maintenir les terrains de surface non consolidés(2).

#### ➤ Colonne technique ou intermédiaire

Appellée aussi colonne de protection elle permet d'isoler les formations contenant les fluides sous fortes ou faibles pressions ; protéger les zones de faible résistance qui risquent de se fracturer sous le poids, la pression de la boue(2).

#### ➤ Colonne de production

Indispensable dans le cas d'un sondage de production elle permet d'isoler la couche productive, et la mise en œuvre du matériel de production au fond du puits.

### 1.4.4 Méthode de calcul de tubage :

#### a) La méthode de GULF :

Le calcul de tubage par la méthode de GULF est essentiellement utilisée dans les sondages de développement où l'on peut avoir des précisions sur le programme de forage et tubage, les pressions des couches, les logs géologiques, les cimentations. Cette méthode ne convient que pour le calcul des colonnes techniques.(4)

La méthode retient les coefficients de sécurités suivants :

➤ **Ecrasement :**

On admet que la cimentation diminue les efforts d'écrasement sur les tubes.

Partie non cimentée :  $C_s=0.85$ . Le tube peut se vider (perte totale)

$C_s=0.65$ . Le tube est constamment plein

Partie Cimentée :  $C_s=1.00$  ;

➤ **Eclatement** :  $C_s=1.00$  ;

➤ **Traction** :  $C_s=1.75$ .

**b) La méthode de calcul API :**

Cette méthode est utilisé pour le calcul des colonnes de production elle retient les coefficient de sécurité suivant :

- **l'éclatement**  $K_{ecl} = 1.100$  la colonne est supposée pleine et l'extérieur est complètement vide ;
- **l'écrasement**  $K_{ecr} = 1.125$ , la colonne est supposée vide à l'intérieur et pleine à l'extérieur ;
- **la Traction**  $K_{tra} = 1.750$ , la colonne supposée suspendue.

**1.4.5 Application sur le puits TOUL 16 :**

Calcule de tubage de la phase 9 5/8 , les donnees du puits :

- **H** = 3279 m MD, 3276 m TVD
- **d<sub>b</sub>** = 2.05
- **Φ** = 12<sup>1/4</sup>

**-1 Calcul de la pression hydrostatique :**

$$P_h = (H \times d_b)/10.2$$

$$P_h = (3276 \times 2.05)/10.2$$

$$P_h = 658.41 \text{ bars}$$



**-2 Résistance à l'écrasement :**

$$P_{\text{ecr}} = P_h \times C_s$$

D'après la méthode de Gulf ;  $C_s = 0.85$

$$P_{\text{ecr1}} = 559.64 \text{ bars}$$

D'après le F.F : en choisi : 9 5/8 P110 53.3 #  $q_1=78.72 \text{ kg/m}$   $P_{\text{ecr1}} = 548 \text{ bars}$

**-3 Choix de 2<sup>eme</sup> tronçon :**

En choisi le tube le plus proche de 1<sup>er</sup> tronçons mais le faible résistance à l'écrasement.

D'après le F.F : en choisi : 9 5/8 P110 47.00 #  $q_2 = 68.73 \text{ kg/m}$   $P_{\text{ecr2}} = 365 \text{ bars}$

**-4 La côte de descente admissible de 2<sup>eme</sup> tronçon :**

$$H_2 = (10.2 \times P_{\text{ecr2}}) / (d_b \times C_s)$$

$$H_2 = (10.2 \times 365) / (2.05 \times 0.85)$$

**-5 La longueur non corrigée de 1<sup>er</sup> tronçon :**

$$L_1 = H - H_2$$

$$L_1 = 3279 - 2136.58 \quad L_1 = 1142.42 \text{ m}$$

**-6 Le poids non corrigé de 1<sup>er</sup> tronçon :**

$$Q_1 = (L_1 \times q_1) \dots\dots(11).$$

$$Q_1 = (1142.42 \times 78.72) \quad Q_1 = 90 \text{ T}$$

**-7 La pression d'écrasement corrigée pour les tubes de 2<sup>eme</sup> tronçon :**

D'après le F.F :  $P'_{\text{ecr2}} = 335 \text{ bars}$

**-8 La côte corrigée de 2<sup>ème</sup> tronçon :**

$$H_2 = (10.2 \times P_{\text{ecr}2}) / (d_b \times C_s)$$

$$H_2 = (10.2 \times 335) / (2.05 \times 0.85) \quad H_2 = 1960.97 \text{ m}$$

**-9 La longueur corrigée de 1<sup>ère</sup> tronçon :**

$$L_1 = H - H_2$$

$$L_1 = 3279 - 1960.97 \quad L_1 = 1318 \text{ m}$$

**-10 Le Poids corrigé de 1<sup>er</sup> tronçons :**

$$Q_1 = (L_1 \times q_1)$$

$$Q_1 = (1318 \times 78.72) \quad Q_1 = 103.75 \text{ T}$$

**-11 Choix de tube de 3<sup>ème</sup> tronçon :**

En choisi le tube le plus proche de 2<sup>ème</sup> tronçons mais le faible résistance à l'écrasement.

D'après le F.F : en choisi : 9 5/8 P110 43.50 #  $q_3 = 63.60 \text{ kg/m}$   $P_{\text{ecr}3} = 306 \text{ bars}$

**-12 La côte de descente non corrigée de 3<sup>ème</sup> tronçon :**

$$H_3 = (10.2 \times P_{\text{ecr}3}) / (d_b \times C_s)$$

$$H_3 = (10.2 \times 306) / (2.05 \times 0.85) \quad H_3 = 1791.21 \text{ m}$$

**-13 La longueur non corrigée de 2<sup>ème</sup> tronçon :**

$$L_2 = H_2 - H_3$$

$$L_2 = 1960.97 - 1791.21 \quad L_2 = 169.75 \text{ m}$$

**-14 Poids non corrigé de 2<sup>ème</sup> tronçon :**

$$Q_2 = (L_2 \times q_2)$$

$$Q_2 = (169.75 \times 68.73) \quad Q_2 = 11.66 \text{ T}$$

**-15 Le Poids total non corrigé de 1<sup>er</sup> et 2<sup>eme</sup> tronçons :**

$$Q_{1+2} = Q_2 + Q_1$$

$$Q_{1+2} = 11.66 + 103.75 \quad Q_{1+2} = 115.41 \text{ T}$$

**-16 La pression d'écrasement corrigée pour les tubes de 3<sup>eme</sup> tronçon :**

D'après le F.F :  $P_{\text{ecr}3} = 270 \text{ bars}$

**-17 La côte de descente corrigée de 3<sup>eme</sup> tronçon :**

$$H_3 = (10.2 \times P_{\text{ecr}3}) / (d_b \times C_s)$$

$$H_3 = (10.2 \times 270) / (2.05 \times 0.85) \quad H_3 = 1580.48 \text{ m}$$

**-18 La longueur corrigée de 2<sup>eme</sup> tronçon :**

$$L_2 = H_2 - H_3$$

$$L_2 = 1960.97 - 1580.48 \quad L_2 = 380.49 \text{ m}$$

**-19 Le Poids corrigé de 2<sup>eme</sup> tronçon :**

$$Q_2 = (L_2 \times q_2)$$

$$Q_2 = (380.49 \times 68.73) \quad Q_2 = 26.15 \text{ T}$$

**-20 Le Poids corrigé de 3<sup>eme</sup> tronçon :**

$$Q_3 = (H_3 \times q_3)$$

$$Q_3 = (1580.48 \times 63.60) \quad Q_3 = 100.51 \text{ T}$$

**-21 Le Poids total corrigé de 1<sup>er</sup>, 2<sup>eme</sup> et 3<sup>eme</sup> tronçon :**

$$Q_T = Q_1 + Q_2 + Q_3$$

$$Q_T = 103.75 + 26.15 + 100.51 \quad Q_T = 230.41 \text{ T}$$

**-22 Vérification de traction :**

D'après le F.F : la limite de traction du dernier tube de 3<sup>ème</sup> tronçon est :

$$T_a = 431 \cdot 10^3 \times 1.02 \quad T_a = 439.62 \text{ T}$$

Donc la condition est :  $(T_a / Q_T) > 1.75$

$$T_a / Q_T = 439.62 / 230.41 \quad T_a / Q_T = 1.9 > 1.75$$

La 3<sup>ème</sup> tronçon résiste à l'effort de traction on l'utilise jusqu'au surface.

**tab.1.5:** Résumé de programme de tubage 9 5/8

	Grade	Masse nominale #	Longueur (m)
<b>1<sup>er</sup> tronçon</b>	<b>P110</b>	<b>53.30</b>	<b>1318</b>
<b>2<sup>ème</sup> tronçon</b>	<b>P110</b>	<b>47.00</b>	<b>380.48</b>
<b>3<sup>ème</sup> tronçon</b>	<b>P110</b>	<b>43.50</b>	<b>1580.48</b>

# CHAPITRE

# II

## GENERALITES SUR LE CONTROLE DES VENUES

## **2.1 GENERALITE**

Le contrôle des venues 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. Il n'existe pas de procédures particulières de contrôle, les méthodes et les moyens utilisés, sont très divers et devront être soigneusement adaptés à chaque cas particulier.

IL est extrêmement important de maintenir cette équilibre à tout moment durant la réalisation du puits, sa perte ne serait que temporaire en permettant au fluide de la formation d'entrer dans le puits.

### **2.1.1 Définition d'une venue:**

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 pore(1).

### **2.1.2 Définition d'une éruption:**

On dit qu'il y a une éruption quand le fluide de formation commence à jaillir en surface par sa propre énergie. Le problème de venue peut se résoudre facilement quand (1):

- On se rend compte au moment voulu (signes avertisseurs)
- On intervient correctement (personnel formé et entraîné)
- Les matériels de sécurité doivent être adéquats

### **2.1.3 Les différentes catégories de contrôle des venues:**

Le contrôle d'un puits est divisé en trois catégories principales à savoir le contrôle primaire, le contrôle secondaire et le contrôle tertiaire

#### **a. Le contrôle primaire:**

La prévention de l'intrusion du fluide de formation dans le puits est assurée par le maintien d'une pression hydrostatique exercée par la boue de forage à une valeur égale ou légèrement supérieure a la pression de pore sans tout fois dépassé la pression de fracturation de la formation la plus fragile(3).

#### **b. Le contrôle secondaire:**

Quand la pression de fond devient inférieure à la pression de pores, il y a une intrusion du fluide de formation dans le puits, cette intrusion ne peut être arrêtée qu'après la fermeture du puits en utilisant les équipements de sécurité.

La remise du puits sous contrôle est effectuée en utilisant les méthodes de contrôle conventionnelle à savoir la méthode Driller ou la méthode Wait & Weight (3).

### c. Le contrôle tertiaire:

Le contrôle tertiaire représente la troisième ligne de défense pour le contrôle des venues qui consiste à utiliser les méthodes et procédures inhabituelle pour traiter les situations particulières de venus à savoir(2) :

- L'outil n'est pas au fond.
- Le bouchage de la garniture.
- Soufflage de garniture.
- Pertes de circulation.
- La pression annulaire supérieure à la pression maximale admissible
- Coincement de la garniture.
- Migration du gaz sans expansion.
- Opérations spéciales (stripping, snubbing).

## 2.2 PRESSION DANS UN PUIT (6)

### 2.2.1 Pression hydrostatique

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

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

$$P_h = \frac{Z \times d}{10.2} \dots \dots \dots (12).$$

$P_h$ : Pression hydrostatique [bars]

$d$ : Densité du fluide

$Z$  : Hauteur verticale du fluide [m]

Ou bien

$$P_h = \rho \times g \times Z \dots \dots \dots (13).$$

$P_h$ : Pression hydrostatique

$\rho$ : Masse volumique [ $\text{kg/m}^3$ ]

$g$  : Accélération de la pesanteur [ $\text{m/s}^2$ ]

On définit le gradient de pression d'hydrostatique ( $G_p$ ) comme étant la variation de la pression hydrostatique par unité de profondeur verticale<sup>7</sup>.

On écrit donc :

$$G_p = d \times 1/10.2 \dots (14).$$

$G_p$ : Gradient de pression [bars/m].

### 2.2.2 Pression de refoulement (perte de charge)

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

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

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

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

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

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

$$P_c = \frac{K \times d \times L \times Q^2}{\phi^5} \dots (15).$$

avec:

K : Constante.

L : Longueur de la conduite.

d : Densité du fluide.

Q : Débit d'écoulement.

$\phi$  : Diamètre de la conduite.

- ✓ Variation des pertes de charge avec la densité

$$P_{c_2} = P_{c_1} \times \frac{d_2}{d_1} \dots (16).$$

avec:

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

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

$d_1$  : Densité initiale de la boue.

$d_2$  : Nouvelle densité de la boue.

- ✓ Variation des pertes de charge avec le débit

$$P_{c_2} = P_{c_1} \times \left( \frac{Q_2}{Q_1} \right)^2 = P_{c_1} \times \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^2 \dots (17).$$

avec:

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

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



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

Où: 
$$P_{C_2} = P_{C_1} \times \frac{L_2}{L_1} \dots (18).$$

$L_2$  : Nouvelle longueur de la conduite.

$L_1$  : Longueur initiale de la conduite.

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

Où: 
$$P_{C_2} = P_{C_1} \times \left( \frac{\Phi_1}{\Phi_2} \right)^5 \dots (19).$$

Où:

$\phi_1$  : Diamètre initiale de la conduite

$\phi_2$  : Nouveau diamètre de la conduite

### 2.2.3 Pression dynamique de fond

La pression exercée sur le fond de puits ( $P_{Fod}$ ) peut être calculé à partir de la pression intérieure de la garniture

avec: 
$$P_{Fod} = P_r + P_{h\ int} - P_{c\ int} \quad (20).$$

$P_{h\ int}$  : Pression hydrostatique à l'intérieur de la garniture

$P_{c\ int}$  : Perte de charge à l'intérieur de la garniture

Ou par l'espace annulaire:

avec: 
$$P_{Fod} = P_{h\ ea} + P_{c\ ea} \quad (21).$$

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

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

### 2.2.4 Pression géostatique

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

$$P_s = \rho \cdot g \cdot Z \quad \dots (22)$$

S : Contrainte géostatique

$\rho$  : Densité apparente des sédiments sus-jacents

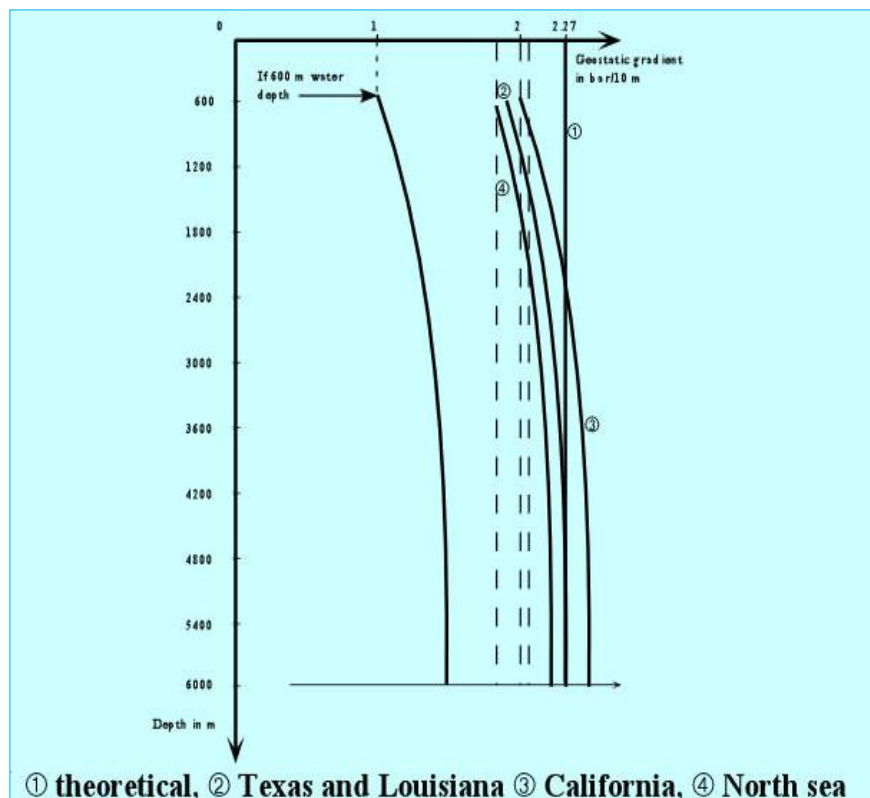
Considérée autant que la pression géostatique est la contrainte verticale principale

La densité des sédiments dépend de :

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

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

**fig 2.1:** Variation de la contrainte géostatique en fonction de la profondeur.



### 2.2.5 Pressions de formation:

C'est la Pression de fluide à l'intérieur des pores, appelée aussi Pression de pore, les fluides dans les pores peuvent être:

- ✓ Eau,
- ✓ Hydrocarbures,
- ✓ Gaz naturels ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $N_2$ , etc. ...)

Les fluides peuvent circuler dans une roche perméable.

### a. Pression normale

La pression normale de pores à une profondeur donnée correspond à la pression hydrostatique du fluide au point situé à la cote verticale Z.

Ce qui implique une connexion pore à pore jusqu'à l'atmosphère indépendamment du cheminement du fluide.

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

**Tab 2.1:** Gradient normal pour quelques zones.

Eau de la formation	$\rho$ Kg/l	Gradient de pression bar/m	Régions
Eau douce	1.00	0.098	Montagnes rocheuses et mer continent USA
Eau salée	1.02	0.100	Majorité des bassins sédimentaires à travers le monde
Eau salée	1.04	0.102	Mer du Nord et sud de la Chine
Eau salée	1.07	0.105	Golf du Mexique, USA
Eau salée	1.10	0.108	Quelques régions dans le Golf du Mexique

### b. Pression anormale

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

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

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

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

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

## 2.2.6 Pression de fracturation et test d'injectivité

### 2.2.6.1. Pression de fracturation

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

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

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

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

La relation suivante doit être vérifiée à tout moment dans n'importe quelle phase pour assurer la tendance normale de forage(3).

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

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

#### a. Définition

Un leak-off test est un essai de pression qui détermine la valeur réelle de la pression exercée sur la formation jusqu'à initier l'injection du fluide de forage dans la formation.

En contrôle de venue, la pression d'injectivité est essentielle pour la détermination de la pression maximale admissible en surface ( $P_{\text{adm}}$ ) afin d'éviter la fracturation de la formation la plus fragile dans le découvert.

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

L'utilisation d'une pompe de faible débit et des manomètres de pression précis sont nécessaires pour l'obtention des valeurs exactes de la pression du leak-off test (LOT). Les étapes à suivre sont(7):

- S'assurer de l'étanchéité de la colonne de tubage.
- Forer 1 à 3 m sous le sabot.
- Circuler et conditionner la boue.
- Remonter l'outil au sabot et connecter la ligne de pompage.
- Tester la ligne de pompage.

- Fermer l'obturateur.
- Commencer le pompage par l'intérieur des tiges ou par l'espace annulaire avec débit de 40 à 80 l/min (0.25 à 0.50 bbl/min) et noter sur un graphique préalablement préparé les pressions qui correspondent à chaque unité de volume pompé.
- Arrêter la pompe une fois la déflexion est confirmée. La pression au point de déflexion représente la pression du leak-off test (LOT).
- Purger la boue et mesurer le volume retour.

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

La pression de fracturation est donnée par la formule suivante:

avec: 
$$P_{\text{frac}} = P_{\text{LOT}} + \frac{Z_s \times d}{10.2} \dots\dots(23).$$

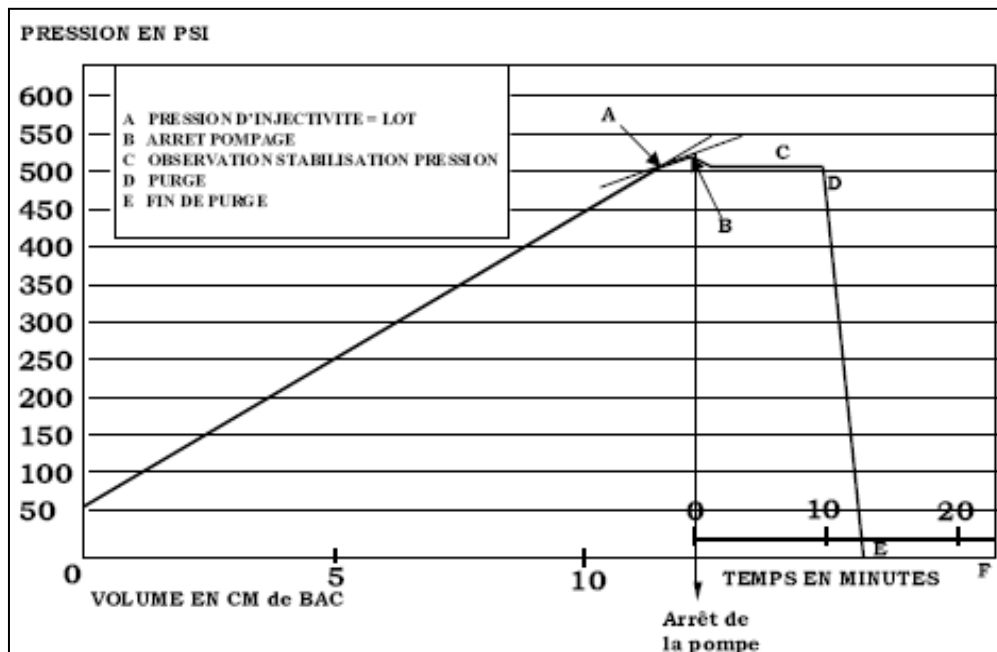
$P_{\text{frac}}$  : Pression de fracturation au sabot.

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

$Z_s$  : Côte verticale du sabot.

$d$  : Densité de boue au dessus du sabot.

fig 2.2: Diagramme d'enregistrement de test d'injectivité .



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

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

$$P_{adm} = P_{frac} - \frac{Z_S \times d}{10.2} = \frac{(d_{frac} - d) \times Z_S}{10.2} \quad \dots\dots(24).$$

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

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

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

## 2.3. CAUSES DES VENUES

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

Les causes de venues les plus fréquentes sont(7):

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

### 2.3.1. Défaut de remplissage pendant le manœuvre

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

Les équations suivantes nous permettent de calculer la réduction de la pression de fond due à cette baisse de niveau lorsque les tiges sont remontées vides ou pleines(7).

#### ➤ Tiges vides

$$\Delta P = H \times \frac{G_b \times V_{atige}}{V_{itubage} - V_{atige}} \quad \dots\dots(25).$$

### ➤ Tiges pleines

avec: 
$$\Delta P = H \times \frac{G_b \times (V_{atige} + V_{itige})}{V_{itubage} - (V_{atige} + V_{itige})} \dots\dots(26).$$

$\Delta P$  : Réduction de la pression de fond.

H : Longueur de tiges remontée.

$G_b$  : Gradient de boue.

$V_{atige}$  : Volume unitaire d'acier des tiges [L/m].

$V_{itige}$  : Volume unitaire intérieur des tiges [L/m].

$V_{itubage}$  : Volume unitaire intérieur du tubage [L/m].

### 2.3.2 Pistonnage vers le haut et vers le bas

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

Le pistonnage vers le haut est un phénomène qui se manifeste lors de remonté de la garniture entraînant une dépression au fond de puits(1).

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

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

Si cette surpression est importante, la pression de fracturation de la formation la plus fragile peut être atteinte, par conséquent provoquer une perte totale de la boue qui pourra entraîner une baisse suffisante du niveau de boue dans le puits et par fois favoriser l'envahissement du puits par le fluide de la formation (fig2.3)(1).

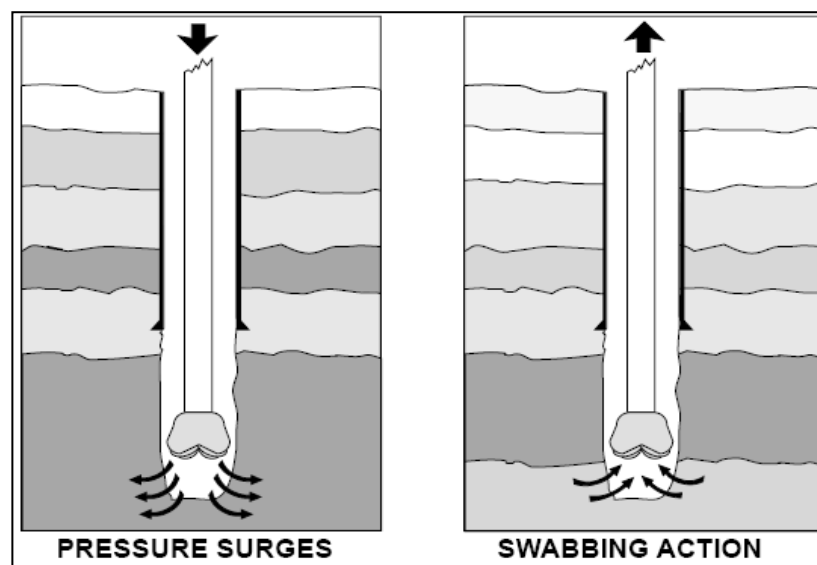


fig.2.3 Présentation de pistonnage

### 2.3.3 Perte de circulation

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

La hauteur maximale de vide tolérée pour ne pas avoir une venue est donnée par la formule suivante(2):

avec: 
$$H = \frac{\Delta P \times 10.2}{d_i} \quad \dots\dots(27).$$

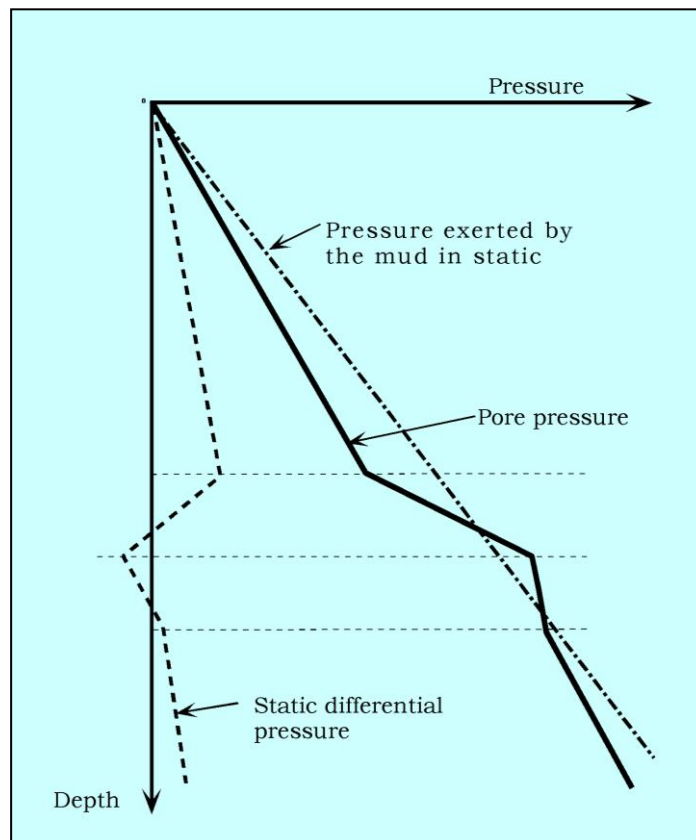
H : La hauteur maximale de vide .

$d_i$  : La densité initiale de la boue .

### 2.3.4 Densité de boue insuffisante

La densité de la boue est un facteur primordial pour le contrôle primaire du puits. Si cette densité devient inférieure à la densité d'équilibre d'une formation poreuse et perméable il y'aura une venue. L'insuffisance de densité peut être due à(6):

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



**fig 2.4:** Exemple de Sous-estimation de la pression de pore.



### 2.3.5 Contamination de la boue par le gaz

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

La quantité de gaz contaminant la boue de forage dépend de(2):

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

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

avec: 
$$\Delta P = 2.3 \times \frac{d_e - d_s}{d_s} \log P_H \quad \dots\dots(28).$$

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

$P_h$ : Pression hydrostatique de la boue initiale .

$d_e$ : Densité d'entrée de la boue .

$d_s$ : Densité de sortie de la boue .

### 2.3.6 Formation à pression anormalement élevée

Des formations à pressions anormalement élevées sont souvent rencontrées dans beaucoup des régions et à des profondeurs très diverses. Ces formations sont souvent une des causes des venues(fig2.5) (3).

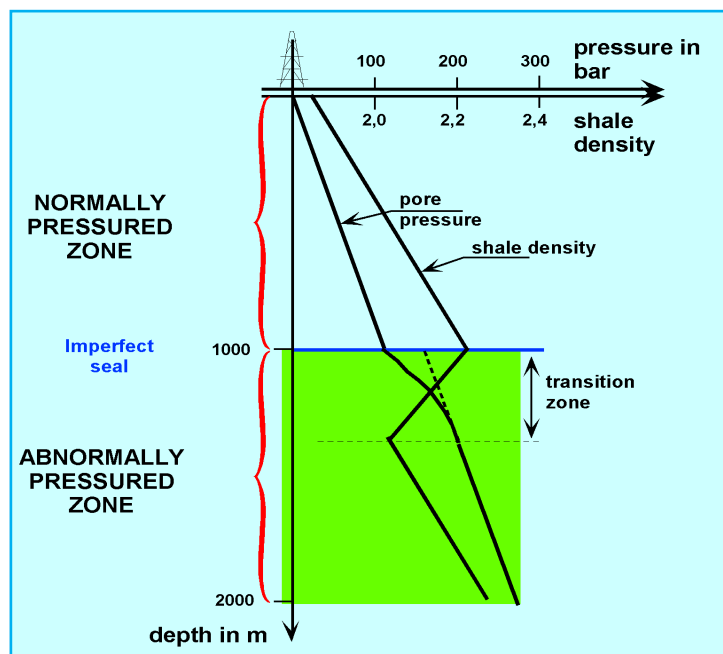


fig 2.5: Présentation d'une zone à pression anormalement élevée

## 2.4 SIGNE DES VENUEES

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

Plusieurs signes peuvent prévenir d'un risque imminent d'une venue, ces signes peuvent être des signes avertisseurs ou positifs qui sont analysés ci-après(2).

### 2.4.1 Les signes précurseurs (avertisseur) d'une venue

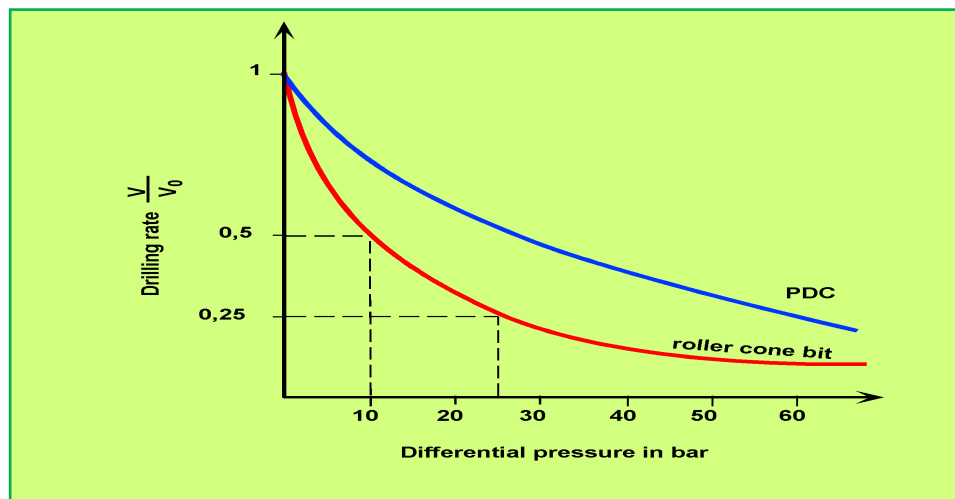
La sécurité du puits dépend essentiellement de la détection rapide des signes précurseurs d'une venue, toutefois la détection d'un seul indice de venue n'est pas un indicateur définitif d'une venue, c'est la raison pour laquelle, il est très important d'observer la tendance des autres signes. On distingue (2):

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

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

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

Une augmentation de la vitesse d'avancement lors du forage d'une formation à pression anormalement élevée serait due principalement à la réduction de la pression différentielle et à l'augmentation de la porosité si tous les autres paramètres sont maintenus constants(fig2.6).



**fig 2.6:** Influence de la pression différentielle sur la vitesse d'avancement.

Dans ces conditions, la réduction de la pression différentielle favorisera l'arrachement des déblais (cutting) et le nettoyage du trou, ce qui met en évidence l'effet sur la vitesse d'avancement.

IL est donc nécessaire de contrôler immédiatement la stabilité du puits dès la constatation d'une augmentation rapide de la vitesse d'avancement (drilling break)(1).

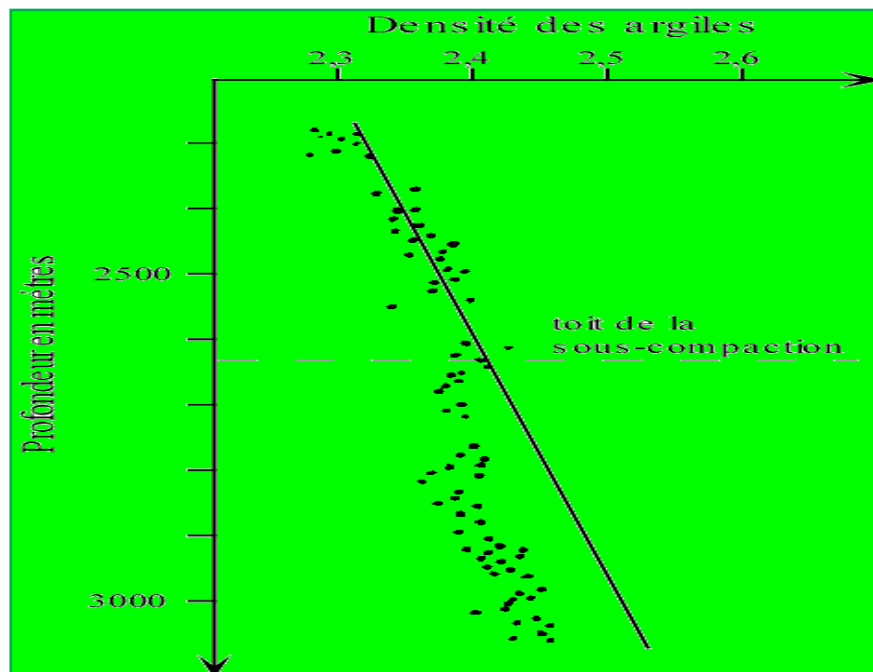
### b. Augmentation du torque et des frottements

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

Cette augmentation peut être considérée comme indication de l'instabilité des parois de puits due à la réduction de la pression différentielle ce qui entraîne le fluage des argiles et l'accumulation des déblais autour du BHA(7).

### c. Diminution de la densité des argiles

La tendance normale de la densité des argiles croît avec la profondeur sous l'effet de la compaction. La pénétration dans une zone à pression anormalement élevée est accompagnée généralement d'une augmentation de la porosité ce qui entraîne une réduction de la densité des argiles. La mesure de l'écart entre la densité des argiles et la tendance de variation normale sur la courbe (densité normale / profondeur) est utilisée comme moyen de détection de zone à pression anormalement élevée(fig2.7) (3).



**fig 2.7:** Changement de la densité des argiles à l'entrée d'une zone à pression anormalement élevée.

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

Les déblais de grande taille peuvent être produits dans les zones de transition et à pression anormalement élevée suite à une pression différentielle négative. A cause de cette pression la roche peuvent être déstructurée elle même sans effet d'outil. L'analyse continue en surface au niveau de la cabine d'enregistrement de la taille, (la forme, longue et angle aigus) et le volume des déblais permet la détection de l'entrée d'une zone de transition(1).

#### e. Changement des caractéristique de la boue

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

Le changement de la concentration des chlorures dans la boue est un indicateur de l'entrée de l'effluent dans le puits, Exemple de l'intrusion des eaux de chlorure calcium de horizon B le rôle important du boueur est d'établir la tendance normale de la propriété de la boue et surveiller tous les changements significatifs(1).

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

La variation de gradient normal de température est caractérisée par une diminution à l'approche de la zone de transition suivie par une augmentation plus rapide que la normale à l'entrée dans cette dernière(1).

#### g. Diminution du d-exposant

$$d = \frac{1.26 - \log(\text{ROP/RPM})}{1.38 - \log(\text{WOB/D})} \dots\dots(29).$$

La méthode de d-exposant à été introduite pour normaliser La vitesse d'avancement dont le but d'éliminé l'effet de variation des Paramètres de forage d-exposant doit être corrigé en fonction de la densité de la boue définir une ligne de base (normal trend line) c'est-à-dire la tendance.

D où on peut détecter les zones à pression anormalement élevée(fig 2.8).

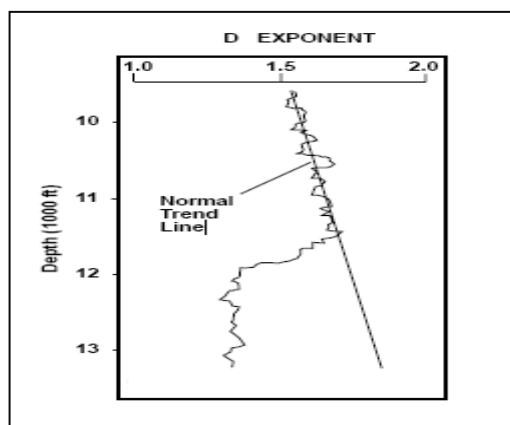


fig 2.8: Exemple de variation de d-exposant en fonction de la profondeur.

### h. Indice de gaz dans la boue

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

En remontant dans l'annulaire, le gaz se détend lentement jusqu'au moment où il approche de la surface. Il se détend alors rapidement et provoque une réduction de densité de la boue. Cette réduction peut être très importante que signifie qu'une éruption va se produire (fig 2.9)(7).

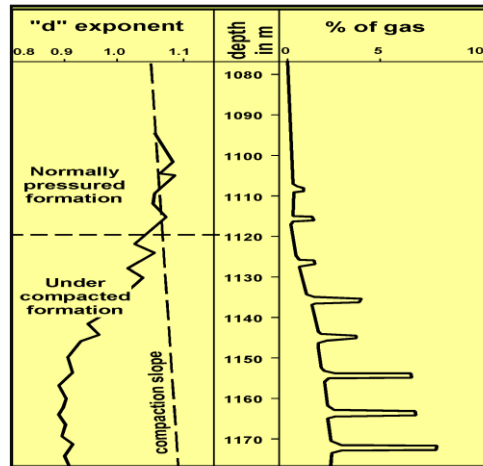


fig 2.9: Le pourcentage de gaz dans une formation sous compactée.

### 2.4.2 Les signes positifs d'une venue

Un signe positif d'une venue signifie une intrusion sûre d'un certain volume d'effluent dans le trou ce qui nécessite la fermeture immédiate du puits. Les signes positifs peuvent se manifester en cours de forage ou pendant les manœuvres(2) :

#### a. En cours de forage

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

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

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

#### b. En cours des manœuvres

Les signes positifs lors d'une manœuvre sont:

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

### 2.4.3 Situations peuvent masquer une venue

Dans certains situations, les signes positifs peuvent être masqués par(7) :

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

### 2.4.4 Comportement du gaz dans une boue à huile

En cas de venue de gaz lors d'un forage avec une boue à l'huile, le gaz se dissout dans la phase de la boue à l'huile créant un nouveau mélange liquide.

La circulation du mélange dans l'annulaire s'effectuera sans expansion jusqu'à ce qu'il atteigne son point de bulle à l'approche de la surface où il se détend rapidement et leur volume devient très important.

Lors de la circulation d'un volume d'effluent du fond jusqu'à la surface dans un puits ouvert, la détection de la venue est plus difficile dans le cas d'une boue à base d'huile que dans le cas d'une boue à base d'eau(fig 2.10)(3).

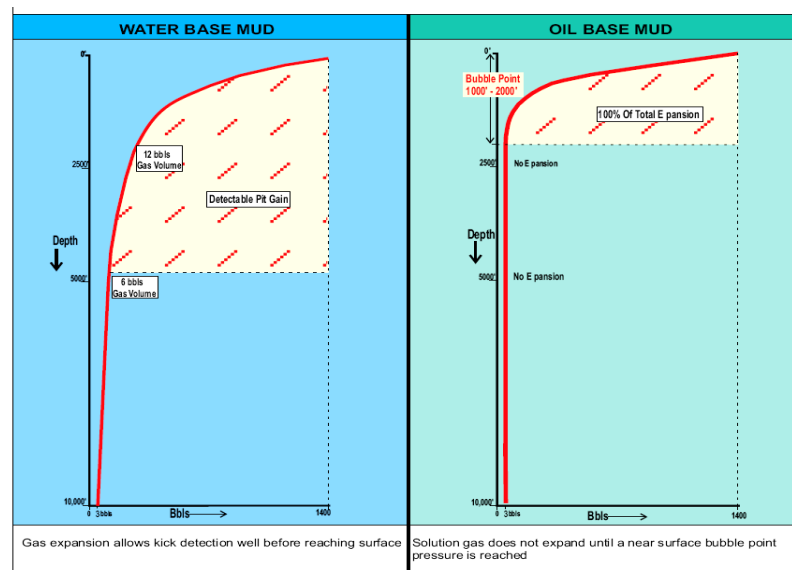


fig 2.10: L'expansion de gaz.

# CHAPITRE

# III

## LES METHODES DE CONTROLE

### 3.1.Principe de contrôle

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

La remise de puits sous contrôle est effectuée en utilisant les méthodes de contrôle conventionnelles à s'avoir le contrôle secondaire ou tertiaire(2):

### 3.2Méthodes de contrôle secondaire

Les méthodes de contrôle secondaire sont(3) :

- Driller's Method.
- Wait and Weight method.
- Concurrent Method.

#### 3.2.1 Driller's Method (D.M)

La Driller's Method c'est la méthode la plus anciennement utilisée, elle est considérée comme étant la méthode la plus simple à mettre en œuvre du fait que le contrôle peut se faire immédiatement après la fermeture du puits sans préparation spéciale(7).

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

- 1- Fermer le puits dès la constatation d'un signe positif de venue.
- 2- Noter le gain, profondeur actuelle et relever les pressions stabilisées en tête des tiges  $P_{t1}$  et en tête d'annulaire  $P_{a1}$
- 3- Remplir la fiche de contrôle de venue (kill sheet)
- 4- Première circulation

➤ Ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement les pompes de forage jusqu'à atteindre le débit de contrôle (débit réduit), on ajustant la duse pour maintenir la pression en tête d'annulaire constant et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire  $P_{a1}$ . Une fois que le débit de contrôle est atteint, la pression en tête des tiges doit être égale en principe à la pression de refoulement initiale calculée  $P_{r1}$ .

➤ Continuer à circuler à débit constant jusqu'à l'évacuation complète de la venue tout en ajustant la duse pour maintenir la pression de refoulement constante et égale à la pression de refoulement initiale  $P_{r1}$ .

➤ Arrêter les pompes et fermer le puits.

Après la fermeture du puits, les mêmes pressions en tête de tiges et en tête d'annulaire doivent être lues  $P_t = P_a = P_{t1}$ .

- 5- Deuxième circulation

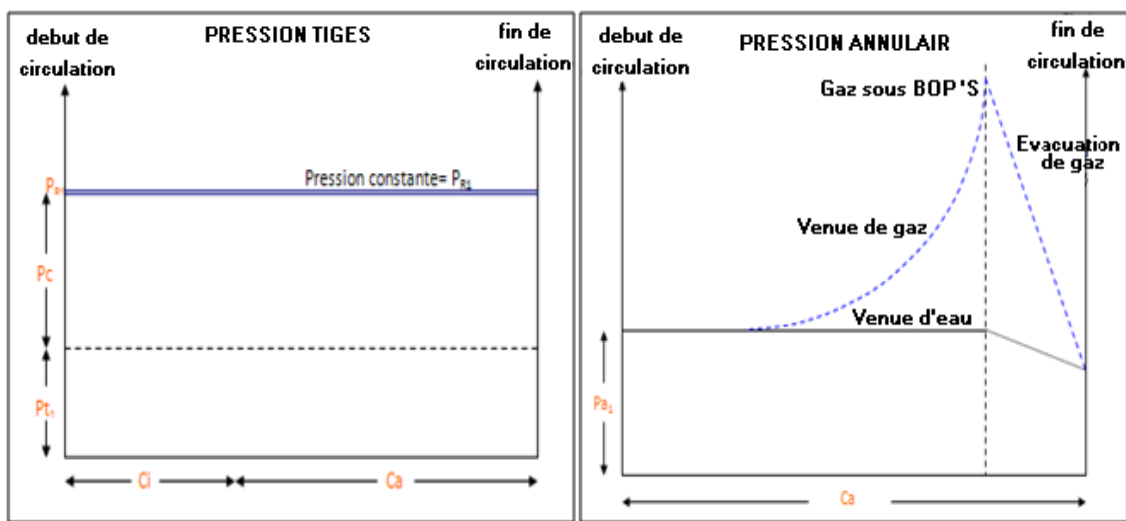
➤ La boue de densité requise étant prête.

➤ Ouvrir légèrement la duse et démarrer la pompe progressivement jusqu'à ( $p_a$ ) atteindre le débit de contrôle ( $Q_r$ ), en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constants égale à la valeur de la pression annulaire lors de la fermeture en fin de la première circulation ( $P_a = P_{t1}$ ).

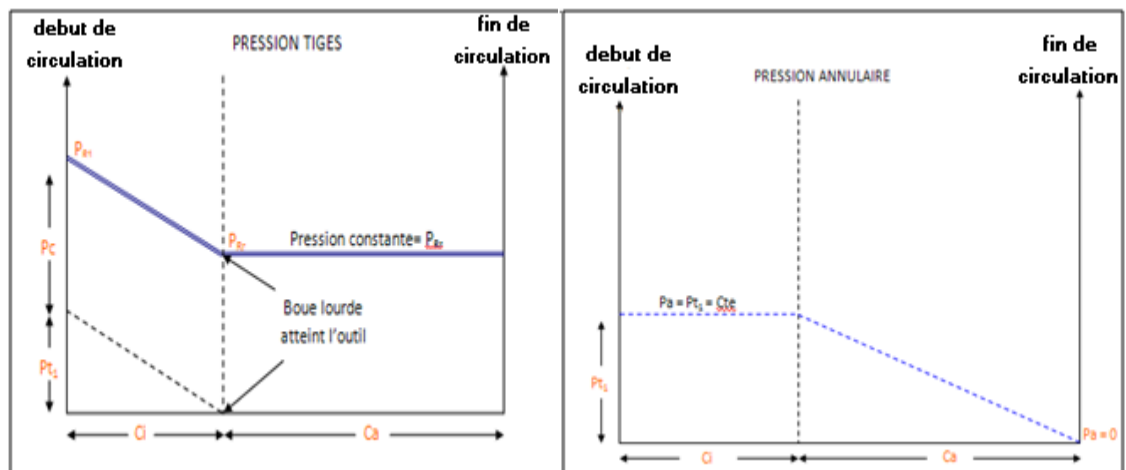


- Continuer à circuler à débit constant et ajuster la duse pour avoir une pression de refoulement décroissante de la valeur  $P_{R1}$  jusqu'à la valeur  $P_{Rr}$  selon le graphe préétabli.
- Une fois que la boue lourde arrive à l'outil, continuer à circuler à pression de refoulement constante est égale à la pression de circulation finale ( $P_{Rr}$ ) jusqu'à l'arrivée de la boue de densité requise en surface. On doit noter en principe une pression annulaire nulle  $P_a = 0$ .
- Arrêter la circulation, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et en tête d'annulaire qui doit être nulle.
- Ouvrir le puits et continuer les opérations habituelles de forage après le conditionnement de la boue(7) (fig3.1).

**Première circulation**



**Deuxième circulation**



**fig. 3.1:** Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire (DM).

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

Durant l'évacuation de la venue (gaz), on constate l'augmentation de la pression  $P_a$  en fonction de la position du bouchon et que la hauteur du bouchon va augmenter suite à la détente de gaz dans la découverte(6):

$$\text{avec: } P_a = P_t + \frac{h_{\text{eff}} \times (d_1 - d_{\text{eff}})}{10.2} \dots\dots(29).$$

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

$d_{\text{eff}}$ : Densité d'effluent

### c. Influence de la nature de l'effluent

Si l'effluent est liquide, donc pratiquement incompressible, la pression annulaire reste sensiblement constante jusqu'à l'arrivée de l'effluent sous BOP.

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

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

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

### 3.2.2 Wait & Weight Method (W.W.M)

La Wait & Weight Method est une autre méthode de contrôle de venue ayant le même principe que la driller's method. La procédure de cette méthode consiste à évacuer directement la venue par la boue de densité requise ( $d_r$ ) en une seule circulation(2).

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

- 1) Fermer le puits dès la constatation d'un signe positif de venue.
- 2) Noter le gain et relever les pressions stabilisées en tête des tiges  $P_{t1}$  et en tête d'annulaire  $P_{a1}$ .
- 3) Remplir la fiche de contrôle.
- 4) Une fois la boue de densité requise est prête. Ouvrir légèrement la duse et démarrer la pompe progressivement jusqu'à atteindre le débit de contrôle ( $Q_r$ ) en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constant ( $P_a = Cst$ ) est égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire lors de la fermeture ( $P_a = P_{a1}$ ). Lorsque le débit de contrôle est atteint avec une pression annulaire maintenue constante, le manomètre de tiges doit être indiqué une pression de refoulement égale à la valeur de la pression initiale de circulation calculée ( $P_{R1}$ ).
- 5) Pendant le pompage de la boue de densité requise à l'intérieur de la garniture à débit constant, la pression de refoulement doit décroître selon le graphe préétabli de la valeur de la pression initiale de circulation  $P_{R1}$  à la valeur de la pression finale de circulation  $P_{Rr}$  lorsque la boue lourde 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 ( $P_{Rf}$ ) en ajustant la duse jusqu'à l'évacuation complète de la venue et le retour de la boue de la densité requise en surface.

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

8) Ouvrir le puits et continuer les opérations habituelles de forage après le conditionnement de la boue(2) (fig3.2).

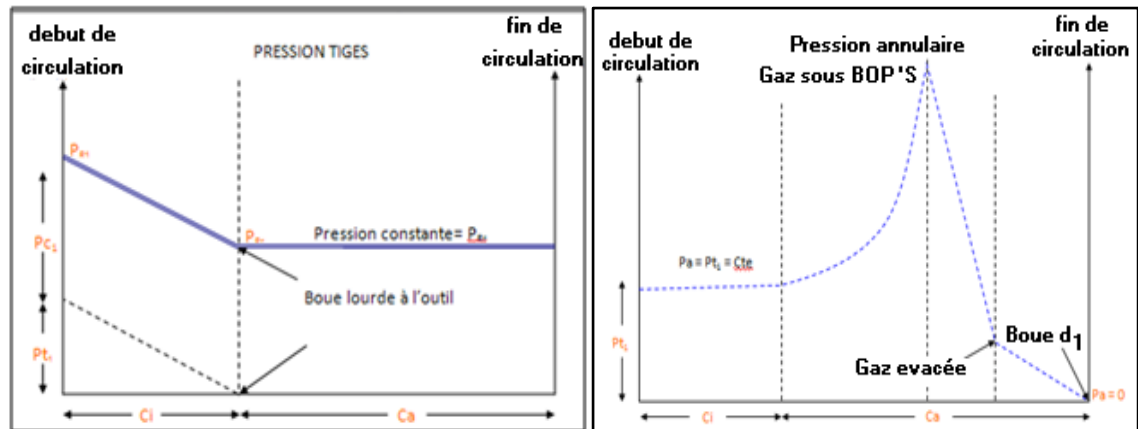


fig 3.2: Evolution des pressions en tête des tiges et d'annulaire (WWM).

## b. Avantages et inconvénients de la méthode

### 1) Avantages

- Moins de risque de fracturation surtout pour des découverts très longs.
- Moins de pression en tête d'annulaire durant le contrôle.
- Moins de risque d'usure de la duse du fait que le temps de circulation est réduit(2).

### 2) Inconvénients

- Temps d'attente important pour préparer la boue de densité requise, d'où le risque de coincement et le bouchage de la garniture due soit par l'effet de décantation des cutting ou par des éboulements à cause de l'insuffisance de la densité initiale pour maintenir la bonne stabilité des parois de trou et le collage due à la pression différentiel.
  - Difficultés d'homogénéisation de la boue pour des volumes importants.
  - Migration du gaz durant l'attente.
  - Difficulté de prévoir le comportement du gaz dans l'espace annulaire.
  - Présence de plusieurs fluides dans l'espace annulaire, qui empêché le suivie de l'évolution des pressions(2).

### 3.2.3 Concurrent Method

Cette méthode est connue sous le nom slow weight-up method ou engineering method, elle est généralement utilisée dans des cas où les moyens de barytage sont limités (manque de stock, manque des bacs, etc.)

Cette méthode consiste à démarrer le contrôle de la venue après la stabilisation de la pression. L'alourdissement de la boue se fait par palier durant la circulation, elle est plus compliquée que les autres méthodes de contrôle du fait de la présence de plusieurs densités à la fois à l'intérieur de la garniture; ce qui nécessite plus d'attention pour suivre l'évolution de la pression de refoulement durant le contrôle de la venue(1).

### 3.3 Méthode de contrôle tertiaire (Volumetric Method)

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

Cette méthode est utilisée dans des situations particulières de venues où la circulation devient impossible telles que (1):

- Garniture de forage hors du trou.
- Garniture coincée loin du fond.
- Bouchage de la garniture de forage.
- Arrêt de la force motrice.
- Sifflement ou rupture de la garniture de forage.

#### 3.3.1 Différents Cas possibles lors de l'application de la Volumetric Method

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

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

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

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

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

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

Pas de communication de pression et impossibilité de circulation.

Lorsque la lecture de la pression en tête des tiges n'est pas possible, le contrôle de la pression de fond doit se faire avec le manomètre annulaire (1).

## a. Choix et calcul

### 1) Choix de palier de pression de travail ( $\Delta P$ )

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

En pratique, l'augmentation de la pression annulaire est obtenue en laissant le gaz migrer dans un puits fermé(3).

### 2) Choix de la marge de sécurité (S)

Une marge de sécurité de 10 à 15 bars est prise pour pallier à la variation des pressions dues au maniement de la duse.

### 3) Calcul du volume de purge (V)

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

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

$$\text{avec } V = \frac{10.2 \times \Delta P \times V_{ea}}{d_1} \quad (3.2) \quad \dots\dots(30).$$

V : Volume de boue à purger(l).

$\Delta P$  : Pallier de travail .

$d_1$  : Densité de la boue .

$V_{ea}$  : Volume espace annulaire correspondant à la position du gaz .

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

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

$$V_m = \frac{10.2 \times \Delta P}{d_1} \quad \dots\dots(31).$$

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

$\Delta P$  : Augmentation de pression .

$d_1$  : Densité de la boue .

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

- 1) Noter la pression stabilisée en tête d'annulaire  $P_{a1}$ .
- 2) Laisser la pression annulaire monter jusqu'à la valeur  $P_{a2} = P_{a1} + S + \Delta P$ .
- 3) Purger dans le trip tank à pression annulaire constante et égale à  $P_{a2}$  le volume utilisant de préférence la duse manuelle.
- 4) Laisser la pression annulaire monter d'une valeur égale au pallier de travail  $\Delta P$  choisi. La pression annulaire aura une nouvelle valeur  $P_{a3} = P_{a2} + \Delta P$ .
- 5) Répéter les conséquences 3 et 4 jusqu'à l'arrivée du gaz en surface, puis évacué en utilisant la lubrifiant(3).

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

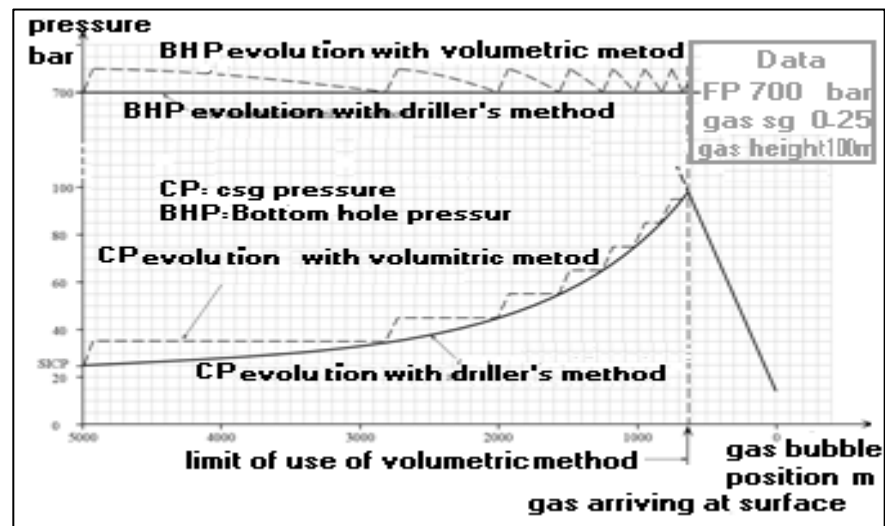


fig 3.3: Evolutions des pressions ( $P_a$  et  $P_f$ ).

### 3.3.2 Migration de gaz sans expansion

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

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

Si le gaz de la formation est mis en circulation, la détente permettra de diminuer les pressions excessives, cette détente du gaz lors de sa remontée doit entraîner un certain gain de volume de boue(2).

## 3.4 Techniques de contrôle

### 3.4.1 Lubricating Technique

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

Le principe de la technique consiste à maintenir la pression au fond constante en pompant un certain volume de boue par l'espace annulaire (kill line) et de purger un volume de gaz pour réduire la pression annulaire d'une valeur égale à la pression hydrostatique du volume pompé(7).

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

- 1) Noter la pression annulaire  $P_a$ .
- 2) Choisir  $\Delta P$  un palier de pression de travail qui est généralement compris entre 5 et 10 bars.
- 3) Calculer le volume de la boue  $V$  donnant une pression hydrostatique dans l'espace annulaire égale au palier de pression de travail choisi  $\Delta P$ .
- 4) Pomper par l'espace annulaire (kill line) le volume de boue  $V$  calculé.
- 5) Laisser la boue se décanter à travers le gaz.
- 6) Purger du gaz à l'aide de la duse manuelle pour réduire la pression annulaire d'une valeur égale au palier de pression de travail  $\Delta P$  choisi plus la surpression due à l'injection de la boue.

7) Répéter les séquences 4,5 et 6 jusqu'à l'évacuation complète de la venue.

Dans le cas d'une venue en cours de manœuvre, la pression annulaire doit être nulle à la fin de l'opération de lubricating et l'augmentation de la densité n'est pas nécessaire pour remettre le puits sous contrôle(7).

### 3.4.2 Stripping

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

- ❖ Si le puits ne débite pas, redescendre la garniture au fond puits ouvert tout en surveillant le retour de boue à la goulotte.
- ❖ Si le puits est fermé, garniture loin du fond et les conditions du trou ne permettent pas de redescendre la garniture, la volumetric method sera utilisé pour contrôler la venue.
- ❖ Si le puits est fermé après débit et les conditions du trou le permettent de redescendre l'outil au fond et évacuer la venue en circulation (1<sup>er</sup> circulations de la Driller's Method). Sachant que le contrôle d'une venue en cours de manœuvre ne sera effectif que si l'outil au fond, tous les efforts doit être déployés pour redescendre l'outil au fond en utilisant la procédure de stripping.

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

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

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

- Augmentation de la pression en tête d'annulaire dû simultanément à la migration du gaz et à la l'introduction de la garniture dans le puits.
- Difficulté de connaître la position exacte du gaz dans le puits.
- Mise en place d'équipement adapté à l'opération (trip tank et BOP's)(6).

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

- 1) Noter le gain (G) et relever la pression annulaire stabilisée ( $Pa_1$ ).
- 2) Préparer la feuille de contrôle pour le stripping
- 3) Choisir un palier de pression de travail  $\Delta P$  qui est généralement compris entre 5 et 10 bars.
- 4) Calculer le volume de boue  $V_1$  à purger correspondant à ce palier de travail.

avec: 
$$V_1 = \frac{10.2 \times \Delta P}{d_1} \times V_{ea(OH/DC)} \dots\dots(32).$$

$\Delta P$  : Pallier de travail .

$d_1$  : Densité de la boue .

$V_{ea}$  : Volume espace annulaire trou-tiges .

$V$  : Volume de boue à purger.



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

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

$$S_{ea(OH/DC)} = \frac{(d_1 - d_{eff})}{10.2} \times \left[ \frac{G}{V_{ea(OH/DC)}} - \frac{G}{V_{trou}} \right] \dots\dots(33).$$

avec:

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

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

$d_1$ : Densité initiale de la boue .

$d_{eff}$ : Densité de l'effluent .

G : Gain mesuré en surface.

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

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

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

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

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

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

12) Fermer la duse manuelle et continuer à stripper en laissant la pression annulaire monter de  $\Delta P$  jusqu'à la valeur  $Pa_3$  avec :

$$Pa_3 = Pa_2 + \Delta P.$$

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

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

- ✓ Remplir la garniture au moins chaque cinq (5) longueurs descendues.
- ✓ La vitesse de descente doit être réduite lors du passage des tool-joints à travers l'obturateur annulaire.
- ✓ graisser les tool-joints des tiges lors de la descente.
- ✓ L'utilisation d'un trip tank gradué de faible capacité est indispensable pour un bon suivi des volumes.
- ✓ Installations d'une bouteille d'accumulateur sur la ligne de fermeture de l'obturateur annulaire pour absorber les surpressions causées lors du passage des tool-joints à travers l'obturateur(3).

### 3.5 Avantages et inconvénients de la méthode (2)

#### 1) Avantages

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

#### 2) Inconvénients

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

#### Remarque

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

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

# CHAPITRE

IV

PARTIE CALCULE

#### 4. Profile de pression annulaire selon les procédures classique

Le profil de pression annulaire durant les procédures de contrôle de pression classique pour une venue de gaz peuvent être calculées par les deux méthodes la Driller's et Wait & Weight Méthodes.

##### 4.1 Calcul de pression annulaire avec la Driller's Méthode

Dans cette méthode le contrôle se fait directement par densité initial de la boue (première circulation), si on veut calculer la pression  $P_x$  au top de l'effluent à tout point dans l'espace annulaire de profondeur ( $x$ ) de la surface voir la figure (4.1), la pression est donnée par équation :

$$P_x = P_a + G_m (x). \quad \dots\dots\dots(34)$$

La pression Annulaire en surface est donnée par l'équation :

$$P_a = P_f - G_m (D - hx) - P_g \quad \dots\dots\dots(35)$$

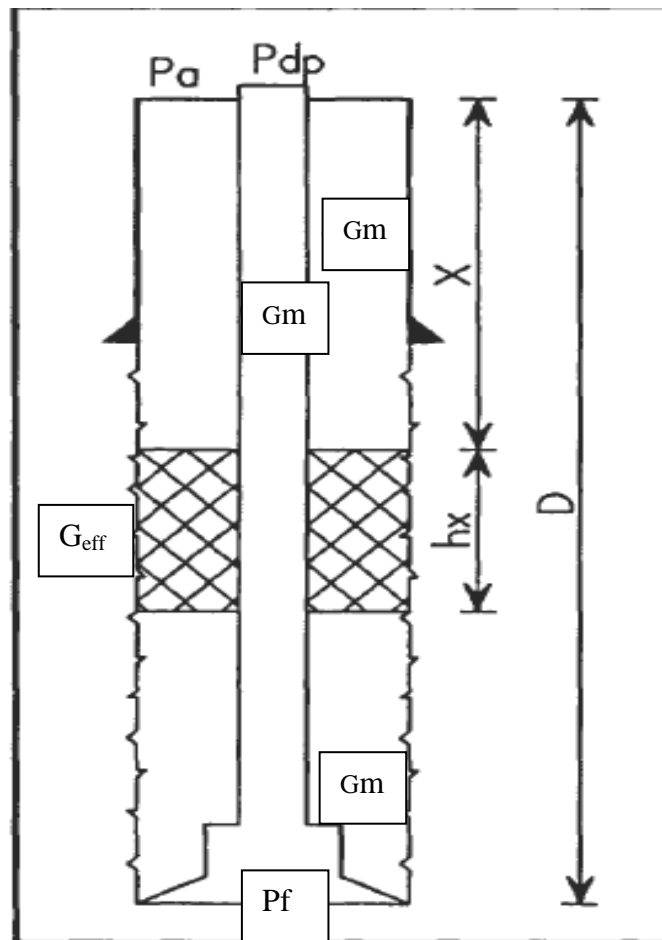


Fig 4.1: profile de puits Driller's Méthode.

La hauteur de l'effluent est donnée par l'équation suivante :

$$h_x = \frac{P_f Z_x T_x A_f}{P_x Z_f T_f A_x} h_f \dots\dots\dots(36)$$

Où:

- x, f = les conditions au point de profondeur x et f au fond
- P<sub>x</sub> = Pression au point de profondeur x
- P<sub>a</sub> = La pression Annulaire en surface
- P<sub>f</sub> = Pression de fond
- G<sub>m</sub> = gradient de la boue
- D = profondeur de puits
- h<sub>x</sub> = hauteur de l'effluent au point x
- P<sub>g</sub> = pression de l'effluent
- G<sub>effl</sub> = gradient de l'effluent
- Z = facteur de compressibilité
- T = Température
- A = la surface d'effluent dans l'annulaire
- dg : La densité de l'effluent est donnée par l'équation suivante :

$$dg = \frac{S_g P_f}{53.3 Z_f T_f} \dots\dots\dots(37)$$

où:

S<sub>g</sub> : spécifique gravité de l'effluent

La pression au top de l'effluent au point de profondeur x de surface lorsqu'on utilise la Driller's Méthode est donnée par :

$$P_x = \frac{B}{2} + \sqrt{\frac{B^2}{4} + \frac{P_f G_m Z_x T_x h_f A_f}{Z_f T_f A_x}} \dots\dots\dots(38)$$

Avec :

$$B = P_f - G_m(D - X) - P_{effl} \frac{A_f}{A_x} \dots\dots\dots(39)$$

P<sub>effl</sub> = Pression hydrostatique de l'effluent.

**4.2 Calcul de pression annulaire avec la Wait & Weight Méthode**

Dans cette cas le contrôle se fait par densité requise dr cette dernière est calculé après fermeture de puits et lecture des pressions stabiliser en tête des tiges et dans l'espace annulaire

**Calcul de la densité requise & le gradient de la densité requise**

La valeur de la densité requise dr est donnée par l'équation suivante :

$$dr = \frac{di(D)+Pdp}{0.052 (D)} \dots\dots\dots(40)$$

Où:

dr : la densité requise

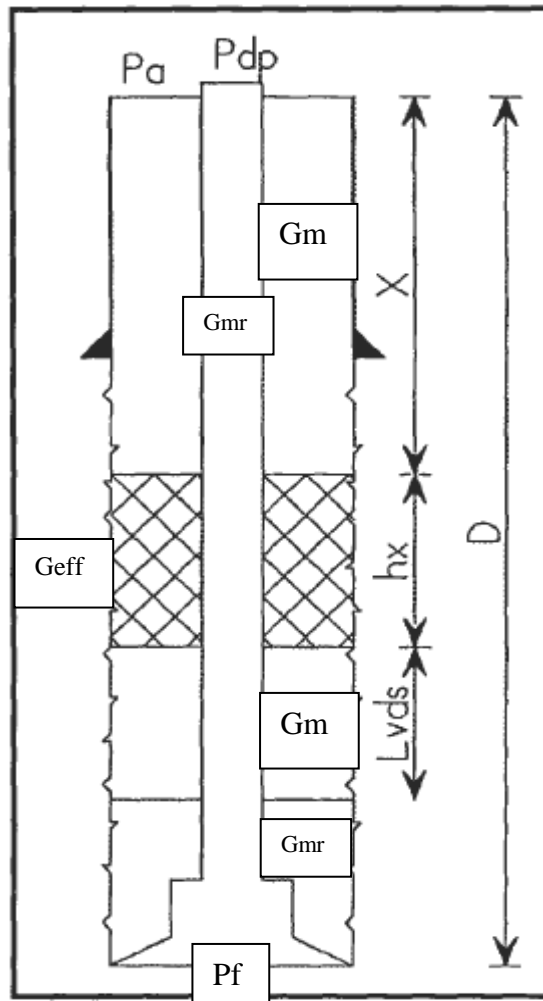
D : profondeur de puits

Pdp : pression stabilisé en tête des tiges

0.052 : facteur de conversion.

Le gradient de la densité requise  $G_{mr}$  est donnée par la relation suivante :

$$G_{mr} = 0.052 \times dr$$



**Figure 4.2**profile de puits Wait&Weight Méthode

La pression annulaire au point de profondeur x est :

$$P_x = P_a + G_m(x) \quad \dots\dots\dots(41)$$

$P_a$  est la pression en tête d'annulaire, on peut trouver sa valeur par la formule suivante :

$$P_a = P_f - G_{mr}(D - x - h_x - L_{vds}) - G_m(L_{vds} + x) - P_g$$

$L_{vds}$  : longueur drill string volume en espace annulaire

$P_g$  : pression de l'effluent ou de gisement

$$P_g = G_{eff} h_x \frac{A_f}{A_x} \quad \dots\dots\dots(42)$$

Où:

$A_f, A_x$  : la surface d'effluent dans l'annulaire en in<sup>2</sup> au fond et à la profondeur x feet de surface.

La pression au top de l'effluent au point de profondeur x de surface lorsqu'on utilise la Wait&Weight Méthode est donnée par :

$$P_x = \frac{B}{2} + \sqrt{\frac{B^2}{4} + \frac{P_f G_{mr} Z_x T_x h_f A_f}{Z_f T_f A_x}} \quad \dots\dots\dots(43)$$

Avec :

$$B = P_f - G_{mr}(D - X) - P_{effl} \frac{A_f}{A_x} + L_{vds}(G_{mr} - G_m) \quad \dots\dots\dots(44)$$

### 4.3 Exemple d'application

Les détails du puits:

TOU 16 (TOUAL 16) un puits de développement verticale situé à BERKINE bassin bloc 237, à distance de 204.6 km de HMD.

L'objectif de ce puits de développement est l'amélioration de la production de gaz condensat à GASSI TOUIL de niveau SILU M2

#### Les données du puits :

Profondeur de forage	D 10000 feet
Diamètre de trou	Dh 7 5/8 in
Diamètre de drill pipe	DDP 4 1/2 in
Cote sabot 8 5/8	2000 feet
Diamètre interne de tubage	Dc 8.017 in
Gradient de fracturation	Fg 0.76 psi/feet
Pression de fracturation	1520 psi
Densité de boue	db 9.6ppg
Gradient de boue	Gm 0.50 psi/feet

Capacité de :

- Intérieure de drill pipe	Cdpi = 0.0142 bbl/feet
- Tubage/drill pipe	Cdpca = 0.0428 bbl/feet
- Trou/drill pipe	Cdptr = 0.0406 bbl/feet
- Capacité de pompe forage	0.1 bbl/stroks

Pression maximum en surface	MAASP = 520 psi
Température ambiante	70°f
Pf	= 23 psi
hx	= 246 feet
Gradient géothermique	1°/100feet
La section annulaire	Ab = 32.80 in <sup>2</sup>

Donnée de venue :

Pt = 200 psi, Pa = 300 psi, gain = 10 barrels

*Dans cette étude on a négligé l'effet de compressibilité (Z)*



### 4.3.1 Utilisation de la Driller's Méthode

#### 1. La pression au sabot après la fermeture de puits :

$$P_x = P_a + G_m x$$

$$P_{2000} = 300 + 0.5(2000)$$

$$P_{2000} = 1300 \text{ psi}$$

#### 2. La pression au sabot lorsque la bulle arrive au sabot

$$P_x = \frac{B}{2} + \sqrt{\frac{B^2}{4} + \frac{P_f G_m Z_x T_x h_f A_f}{Z_f T_f A_x}}$$

$$B = P_f - G_m(D - X) - P_{effl} \frac{A_f}{A_x}$$

Calcul de hauteur et pression de l'effluent  $h_x$ ,  $P_{effl}$  :

$$P_{effl} = G_f (h_x)$$

Hauteur de l'effluent  $h_x$  :

$$h_x = \frac{\text{Volume de l'effluent (gain)}}{c_{dptr}} h_x = 10 \text{ bbl} / 0,0406$$

$$h_x = 246 \text{ feet}$$

Calcul de gradient de l'effluent  $G_f$  :

$$P_f = G_f h_x + G_m(D - h) + P_a$$

Et

$$P_f = G_m(D) + P_t$$

$$\text{Donc : } G_f h_x + G_m(D - h) + P_a = G_m(D) + P_t$$

D'où

$$G_f = \frac{G_m D - G_m(D - h_x) + P_t - P_a}{h_x}$$

$$G_f = \frac{0,5(10000) - 0,5(10000 - 246) + 200 - 300}{246}$$

$$G_f = 0,094 \text{ psi/feet}$$

$$\text{Donc } P_{effl} = 246 \times 0,094 = 23 \text{ psi}$$

Calcul la valeur de B :

$$B = 5200 - 0.5(10000 - 2000) - 23 \times 32.80 / 32.80$$

$$B = 1177$$

Calcul de température :

Gradient géothermique  $1^\circ/100\text{feet}$   
 $1^\circ\text{R} = 1^\circ\text{F} + 459,67$

Si  $x = 10000 \text{ feet}$   $T^\circ\text{R} = 60 + 10000/100 + 459,69 = 620^\circ\text{R}$   
 $x = 2000 \text{ feet}$   $T_{2000} = 540^\circ\text{R}$   
 $x = 0$   $T_0 = 520^\circ\text{R}$

$$P_{2000} = \frac{1177}{2} \sqrt{\frac{1177^2}{4} + \frac{5200(0.5)(540)(246)(32.80)}{(620)(32.80)}}$$

$$P_{2000} = 1539 \text{ psi}$$

### 3. La pression Annulaire lorsque la bulle arrive au surface

$$P_x = \frac{B}{2} + \sqrt{\frac{B^2}{4} + \frac{P_f G_m Z_x T_x h_f A_f}{Z_f T_f A_x}}$$

$$B = P_f - G_m(D - X) - P_{effl} \frac{A_f}{A_x}$$

$$A_0 = \frac{\pi}{4} (8.017^2 - 4.5^2) \implies A_0 = 34.58 \text{ in}^2$$

À la surface  $x = 0$   
 Donc  $B = 177$   
 $P_0 = 807 \text{ psi}$

Hauteur de l'effluent en surface  $h_0$

$$h_0 = \frac{P_f Z_0 T_0 A_f}{P_0 Z_f T_f A_0} h_f \quad \text{D'où} \quad h_0 = \frac{5200(520)(32.80)}{805(620)(34.58)} (246)$$

$$\implies h_0 = 1260 \text{ feet}$$

Pit gain total =  $h_0 \times C_{dpca} = 1260 \times 0.0428 = 54 \text{ bbl}$

### 4. La pression maximal admissible en surface MAASP

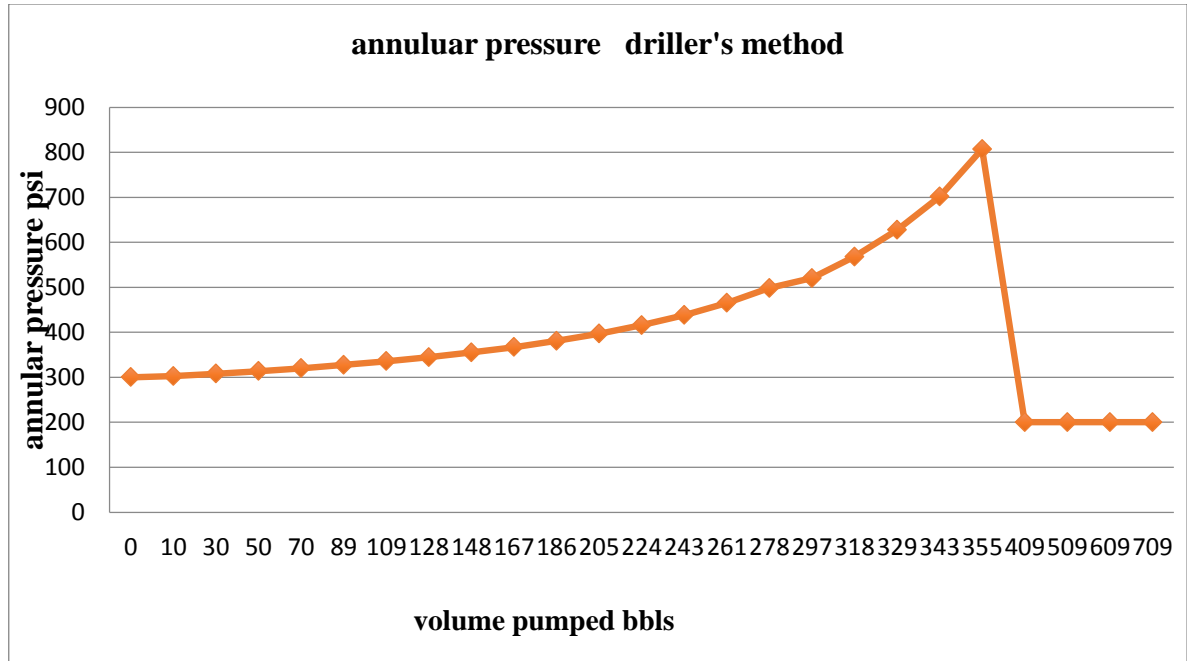
MAASP =  $P_{frac} - G_m D_{sabot}$   
 $= 0,76(2000) - 0,5(2000)$   
 MAASP =  $520 \text{ psi}$

**Tableau 4.1** : représente l'évolution de pression annulaire en fonction de volume pompé, profondeur, température, gain et en fonction de la hauteur de l'effluent :

depth to top of bubbleft	volume pumpedbbbls	annularpreszsur e psi	Px	Bx	Tx	hx	pit gain
9754	0	300	5178	5055	617	246	10
9500	10	302	5054	4928	615	251	10
9000	30	308	4809	4678	610	262	11
8500	50	314	4565	4428	605	273	11
8000	70	320	4321	4178	600	286	12
7500	89	327	4079	3928	595	301	12
7000	109	336	3837	3678	590	317	13
6500	128	345	3596	3428	585	335	14
6000	148	355	3356	3178	580	356	14
5500	167	367	3118	2928	575	380	15
5000	186	381	2882	2678	570	408	17
4500	205	397	2648	2428	565	440	18
4000	224	416	2417	2178	560	478	19
3500	243	438	2190	1928	555	523	21
3000	261	465	1967	1678	550	577	23
2500	278	498	1750	1428	545	642	26
2000	297	510	1539	1177	540	687	29
1500	318	568	1339	927	535	782	33
1000	329	627	1152	677	530	901	39
500	343	701	980	427	525	1049	45
0	355	807	807	177	520	1260	54
	409	200					
	509	200					
	609	200					
	709	200					

## 5. Représentation graphique

Le graphe suivant représente l'évaluation de pression annulaire en fonction de volume pompé avec la Driller's Méthode



**fig 4.3:** Pression Annulaire en fonction de volume pompé avec la Driller's Méthode.

## 6. Interprétation de la courbe

L'évolution de la pression annulaire commencé par sa valeur stabilisée après fermeture de puits  $P_a = 300$  psi (volume pompé = 0 bbls), ensuite elle est augmentée jusqu'à atteindre sa valeur maximal 805 psi lorsque le gaz sous BOP (volume pompé = 355 bbls), ensuite elle est chutée de 805 psi jusqu'à la valeur de pression  $P_{dp}$  200 psi (premier circulation de la Driller's Méthode).

A la fin de circulation en lit  $P_a = P_{dp} = 200$  psi, le puits n'est pas encore neutralisée il faut fermer le puits, après la fermeture on doit lire  $P_a = P_{dp} = 200$  psi, L'opération suivante pompage la boue lourde (dr densité requise), la deuxième circulation.

### 4.3.2 Utilisation de la Wait & Weight Méthode

#### 1. La pression au sabot après la fermeture de puits :

$$P_x = P_a + G_m x$$

$$P_{2000} = 300 + 0.5(2000)$$

$$P_{2000} = 1300 \text{ psi}$$

#### 2. La pression au sabot lorsque la bulle arrive au sabot

$$P_x = \frac{B}{2} + \sqrt{\frac{B^2}{4} + \frac{P_f G_{mr} Z_x T_x h_f A_f}{Z_f T_f A_x}}$$

$$B = P_f - G_{mr}(D - X) - P_{effl} \frac{A_f}{A_x} + L_{vds}(G_{mr} - G_m)$$

$$L_{vds} = D(C_{dpi})/C_{dptr} = 10000(0,0142)/0,0496$$

$$L_{vds} = 3498 \text{ feet}$$

A.N:

$$B = 5200 - 0,52(10000 - 2000) - 23 \frac{32,80}{32,80} + 3498(0,52 - 0,50)$$

$$B = 1087$$

$$P_{2000} = \frac{1087}{2} + \sqrt{\frac{1087^2}{4} + \frac{5200(0,52)(540)(246)(32,80)}{(620)(32,80)}}$$

$$P_{2000} = 1479 \text{ psi}$$

#### 3. La pression lorsque la bulle arrive au surface

$$B = P_f - G_{mr}(D - X) - P_{effl} \frac{A_f}{A_x} + L_{vds}(G_{mr} - G_m)$$

$$A_0 = \frac{\pi}{4}(8.017^2 - 4.5^2) \quad \Longrightarrow \quad A_0 = 34.58 \text{ in}^2$$

À la surface

$$x = 0$$

$$B = 5200 - 0,52(10000 - 0) - 23 \frac{32,80}{34,56} + 3498(0,52 - 0,50)$$

$$B = 48$$

$$P_0 = \frac{48}{2} + \sqrt{\frac{48^2}{4} + \frac{5200(0.52)(520)(246)(32.80)}{(620)(34.56)}}$$

$P_0 = 752 \text{ psi}$

**4. Hauteur de l’effluent en surface h0**

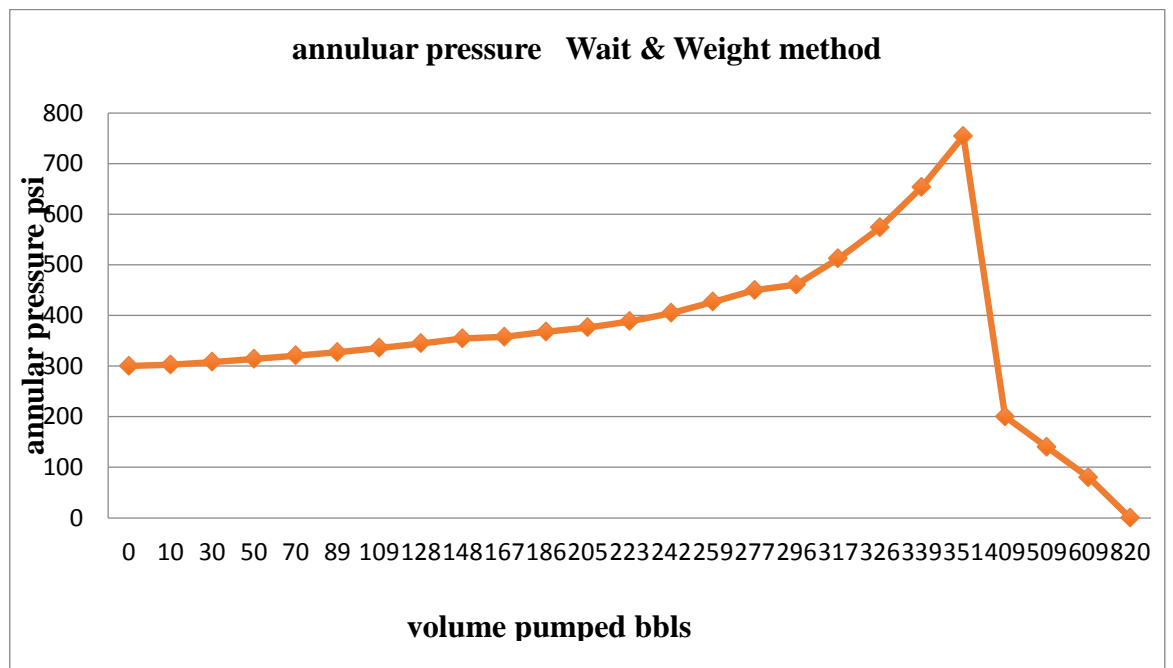
$$h_0 = \frac{P_f Z_0 T_0 A_f}{P_0 Z_f T_f A_0} h_f \text{ D’où } h_0 = \frac{5200(520)(32.80)}{752(620)(34.58)} (246)$$

⇒  $h_0 = 1354 \text{ feet}$

Pit gain total =  $h_0 \times C_{dpca} = 1354 \times 0.0428 = 58 \text{ bblLe}$

**5.Représentation graphique**

Le graphe suivant représente l’évaluation de pression annulaire en fonction de volume pompé avec la Wait&Weight Méthode :



**fig 4.4:** Pression Annulaire en fonction de volume pompé avec la Wait&Weight Méthode.

**Interprétation de la courbe**

L’évolution de la pression annulaire commencé par sa valeur stabilisée après fermeture de puits  $P_a = 300 \text{ psi}$  (volume pompé = 0 bbls), ensuite elle est augmentée jusqu’à atteindre sa valeur maximal 754 psi lorsque le gaz sous BOP (volume pompé = 355 bbls), ensuite elle est chutée de 754 psi jusqu’à la valeur de pression 0 psi.

A la fin de circulation on doit lire  $P_a = P_{dp} = 0$  psi, puits neutralisée, dans ce cas on doit faire une observation si le puits stable on ouvre le BOP et on continuer les opérations de forage.

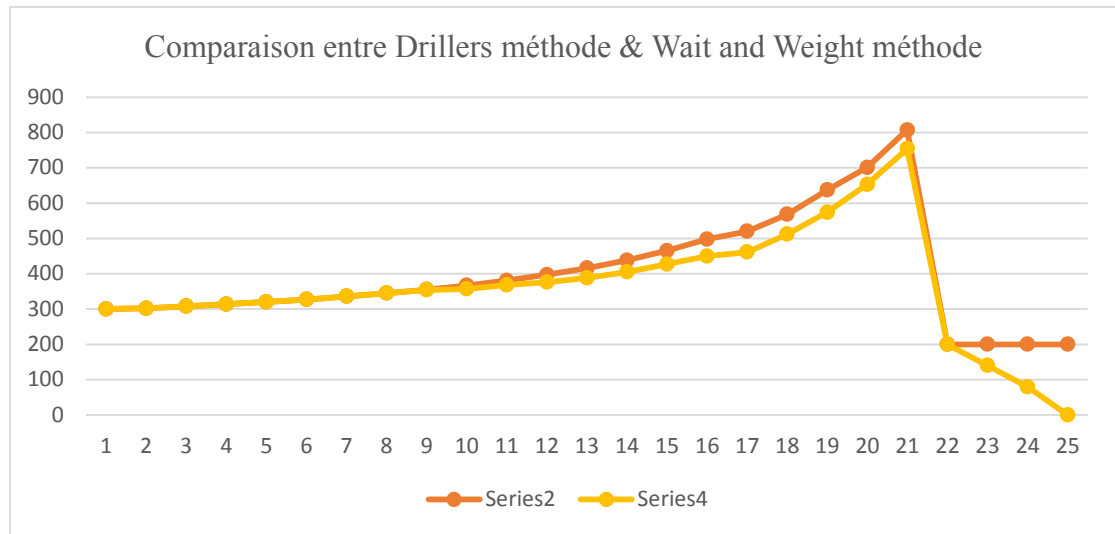
#### 4.4 Comparaison entre les deux méthodes

Pour faire une comparaison entre la Drillers méthode & la Wait and Weight méthode on a fait le tableau suivante qui donne l'évolution de pression annulaire dans les deux cas en fonction de volume pompé.

**tab 4.2:** Comparaison entre les deux méthodes

depth to top of bubbleft	Volume pompé	Pr Ann drillers méthode	Pr Ann W&W méthode
9754	0	300	300
9500	10	302	301
9000	30	308	306
8500	50	314	312
8000	70	320	319
7500	89	327	326
7000	109	336	335
6500	128	345	344
6000	148	355	355
5500	167	367	368
5000	186	381	382
4500	205	397	399
4000	224	416	420
3500	243	438	444
3000	261	465	473
2500	278	498	509
2000	297	520	538
1500	318	568	592
1000	329	637	661
500	343	701	747
0	355	807	854
	409	200	200
	509	200	140
	609	200	80
	820	200	0

### Représentation graphique



**fig.4.5:** Comparaison entre la Driller's Méthode et la Wait&Weight Méthode.

- La série 2 : la pression annulaire en fonction de volume pompé la Drillers Méthode
- La série 4 : la pression annulaire en fonction de volume pompé la Wait&Weight Méthode

### Interprétation :

Selon le graphe (4.3.3) on peut dire que les deux profils des pressions annulaire pour les deux méthodes (Driller's et Wait & Weight), sont pareilles jusqu'au l'arrivée de la boue lourde à l'outil.

Lorsque la boue lourde passe à l'outil la wait&weight méthode donne des pressions annulaire inférieure à celle de Driller's méthode ce qui donne une marge de sécurité à l'opérateur de duse pour éviter la fracturation lorsque l'effluent n'arrive pas au sabot, pour cette raison la Wait&Weight méthode est préféré dans la réalité devant la Driller's.



## 4.5 Quelques cas d'utilisation des méthodes et des procédures de contrôle

tab.4.3: Quelques cas d'utilisation des méthodes et des procédures de contrôle.

Situation	Nature et Comportement d'effluent	Méthodes				Procédures		
		D M	WW M	C M	V M	St	L T	S h T
Venue en cours du forage	Absence de la boue lourde	X						
	Manque des bacs			X				
	Découvert court	X						
	Découvert long		Gaz avec migration		X			
	Découvert Long	Eau ou huile	X	X				
Venue pendent les manœuvres	Puits débite avec possibilité de circulation (1)	X				X		
	Puits débite avec impossibilité de circulation		Gaz avec migration		X		X	
	Puits débite avec impossibilité de circulation (2)	X	Gaz sans migration Ou eau, huile			X		
	Puits débite avec impossibilité de descente		Gaz avec migration		X		X	
	Puits ne débite pas							X
Venue avec la garniture hors du trou	Puits débite	Gaz avec migration			X		X	
		Gaz sans migration	X			X		
	Puits ne débite pas	Gaz sans migration Ou eau, huile						X

## CONCLUSION

Malgré, toutes les recommandations, le suivi des règles de sécurité, les éruptions représentent toujours un risque dont les conséquences peuvent être très fâcheuses.

On conçoit qu'il est indispensable de tout mettre en œuvre pour éviter ce genre d'accident. Il faut pour cela connaître et épier les signes précurseurs d'une venue afin de l'empêcher ou d'en limiter l'importance de celle-ci. Un programme de cuvelages doit être établie pour répondre aux conditions de travail et en bien connaître les points faibles, pour éviter de les solliciter jusqu'à provoquer fracturation ou rupture. Pouvoir compter sur un équipement bien adapté au problème posé selon les recommandations internationales et de bien maîtriser le processus d'évacuation de l'effluent et de stabilisation du puits.

D'après nos analyse on a fait une comparaison sur les méthode de contrôle pour déterminé les avantages et les inconvénient de chaque méthode pour nous pouvant choisir la meilleure méthode de contrôle de venue .

## **ABREVIATION**

**DM:** Driller's Method.

**WWM:** Wait and Weight Method.

**CM:** Concurrent Method.

**VM:** Volumetric Method.

**St:** Stripping.

**LT:** Lubricating Technique.

**Sh T:** Short Trip.

**TOUL16:** puits toul 16.

**WOB:** weight on bit

**DC:** drill collar

**DP:** drill pipe

**RT:** Réserve de traction

**API:** American petroleum institute

### BIBLIOGRAPHIE

- (1) A. Slimani et M. Daddou , module M2 "Documentation de SONTRACH".
- (2) Documentation de NAFTOGAZ "Well Control".
- (3) Les équipements de sécurité " IFP enspm " .
- (4) Sayah Kamel et Soufi Brahim Mémoire de fin d'étude .
- (5) Programme de puits " TOUAL 16".
- (6) "contrôle des venues et équipement de tête de puits" Université de Ouargla 2006/2007.
- (7) Well Control Training Manual " PRIED International " .

---

## Résumé

### Résumé

Cette étude traite le sujet de la comparaison entre deux méthodes de contrôle de venue qui sont la méthode des sondes et la méthode wait and weight pour le raison de connaître les avantages et les inconvénients de chaque méthode, pour cela on va connaître la meilleure méthode de contrôle de venue. On a le cas de puits TOUL 16 dans le champ BERKINE de bassin GASSI TOUIL d'où le forage conventionnel a été appliqué, qui a été le cas de venue contrôlée par la méthode des sondes.

### abstract

This study deals with the subject of the comparison between two methods of control of arrival which are the method of sondes and the wait method and waitresses for the reason to know the advantages and the disadvantage of each method, for which one will know the best method of control of coming. We have the case of wells TOUL 16 in the field BARKINE of basin of GASSI TOUIL where the conventional drilling was applied, which was the case of coming to control by the method of sondes.

### ملخص

تتناول هذه الدراسة موضوع المقارنة بين طريقتين للتحكم في الوصول وهما الأسلوب وطريقة الانتظار والنادلات لمعرفة سبب ومزايا كل طريقة، والتي سيعرف المرء أفضل طريقة للتحكم بها. لدينا حالة آبار توال 16 في الحقل بركين من حوض قاسي الطويل حيث تم تطبيق الحفر التقليدي، والذي كان عليه الحال في السيطرة على طريقة الحفر.