



N° d'ordre : GM/2020 /2021

# MEMOIRE

PRESENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION  
DU DIPLOME DE : MASTER

Filière : Génie Mécanique  
Option : Energétique

Thème :

**Etude de contrôle d'une venue de gaz dans un puits  
pétrolier Cas Bahar el Hammer BH-13**

*Soutenue le : 20/09/2021*

Par :

KHENFER Fayçal  
REBAI Nacer

Devant le jury :

Président : Mr. TAHAR Tayebi  
Rapporteur : Mr. SAIDANI Lyamine  
Examineur:Mr. BELFEGAS Billal

2020-2021

---

# **Remerciements**

Au terme de ce travail nous tenons à remercier en premier lieu Dieu qui nous a donné la force pour mener à bien l'étude de ce projet.

Nous exprimons nos vifs remerciements à notre promoteur Mr. SAIDANI Lyamine enseignant à L'institut de Génie Mécanique de **Mohamed El Bachir El Ibrahimi –Bordj Bou Arreridj.**

Nos remerciements vont aussi à tous les enseignants de l'institut de Génie Mécanique de nous avoir suivis le long de notre cursus universitaire.

Nos remerciements également le président et les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en jugeant notre travail.

---

# **D**édicaces

Nous dédions ce Travail :

A nos parents.

A nos frères et nos sœurs.

A toute nos familles et à nos amis.

---

# Nomenclatures

---

<i>VP</i>	Viscosité plastique
<i>VA</i>	Viscosité apparente
<i>YV</i>	Yield value
<i>Yp</i>	Yield point
<i>PH</i>	Potentiel d'hydrogène
<i>OBM</i>	Oil-Based Mud
<i>WBM</i>	Water Based Muds
<i>Ph</i>	Pression hydrostatique en Bars
<i>H</i>	Côte verticale entre les deux points de mesure en mètres
<i>D</i>	Densité de la boue en Kg/L
<i>Gp</i>	Gradient de pression(bar/m)
<i>ds</i>	Densité apparente des sédiments sus-jacents (kg/L)
<i>S</i>	Contrainte géostatique (bar)
<i>Z</i>	Hauteur verticale des sédiments (m)
<i>Padm</i>	La pression admissible (bar)
<i>Pfond</i>	La pression du fond (bar)
<i>Psabot</i>	La pression au sabot (bar)
<i>dfrac</i>	Densité de fracturation
<i>Zs</i>	Cote du point fragile
<i>PA</i>	Pression de refoulement(bar)
<i>Pc</i>	Pertes de charges(bar)
<i>L</i>	Longueur de la conduite (m)
<i>Q</i>	Débit d'écoulement (L/ m)
$\phi$	Diamètre de la conduite(m)
$\Delta P$	La différence entre la pression de fond et la pression de pores (bars)
<i>Di</i>	La densité initiale de la boue (kg/L)
<i>Pt</i>	Pressions en tête des tiges (bar)
<i>Pa</i>	Pressions en tête d'annulaire(bar)
<i>PR</i>	Pression de refoulement(bar)
<i>PRr</i>	Pression de refoulement final (bar)
<i>V</i>	Volume de boue à purger (L).
$\Delta P$	Palier de pression de travail (bar)
<i>Ve</i>	Volume espace annulaire correspondant à la position du gaz dans l'espace annulaire (L/m).
<b>BOP</b>	Les Obturateurs
<b>LC M</b>	Lost control material
<i>Deq</i>	La densité équivalent

---

# Liste des figures

---

Figure 1.1 : Appareil de Forage	12
Figure 1.2 : Les Outils de Forage	13
Figure 1.3 : Tige de Forage	13
Figure 1.4 : Les masse tige de Forage	14
Figure 1.5 : Les Tiges Lourd	14
Figure 1.6 : Stabilisateur	14
Figure 1.7 : Le B.O. P	15
Figure 1.8 : Circuit B.O.P Manifold	16
Figure 1.9 : Séparateur vertical	17
Figure 1.10: Dégazeur swaco	18
Figure 1.11: l'architecture du puits	19
Figure 1.12 : Tubage et Ciment	19
Figure 1.13 : Tête de Cimentation	20
Figure 1.14 : Unité de Cimentation	20
Figure 2.1 : Rhé-gramme	24
Figure 2.2 : système de circulation de la boue	29
Figure 3.1 : Les pertes de charge dans un puits	35
Figure 3.2 : Première circulation de Driller's méthode	44
Figure 3.3 : Evolution des pressions en tête des tiges et annulaire	45
Figure 3.4 : Deuxième circulation de Driller's méthode	45
Figure 3.5 : Evolution des pressions en tête des tiges et annulaire	46
Figure 3.6 : Circulation de Wait and weight méthode	47
Figure 3.7 : Evolution des pressions en tête des tiges et annulaire	47
Figure 3.8: Migration de l'effluent par la méthode volumétrique	49
Figure 3.9: Variation de la pression annulaire en fonction du volume pompe cumule	50
Figure 4.1 : Nombre des venues en fonction des Opérations	57
Figure 4.2 : Venues en fonction de Type	58
Figure 5.1 : L'emplacement du puits	62
Figure 5.2 : L'architecture du puits BH13	63
Figure 5.3 : Shema puits BH13	64
Figure 5.4 : Apparition des venues due à une fenêtre de forage étroite	55
Figure 5.6 : Variation pression annulaire au cours de circulation Pa	56

---

# Liste des tableaux

---

<b>Tableau 2.1</b> : Densités moyennes des produits secs	<b>23</b>
<b>Tableau 3.1</b> : Perte de charge dans un circuit de forage	<b>35</b>
<b>Tableau 4.1</b> : Nombre de venues [Année 2015]	<b>54</b>
<b>Tableau 4.2</b> : Nombre de venues [Année 2016]	<b>55</b>
<b>Tableau 4.3</b> : Nombre de venues [Année 2017]	<b>55</b>
<b>Tableau 4.4</b> : Nombre de venues [Année 2018]	<b>55</b>
<b>Tableau 4.5</b> : Nombre de venues [Année 2019]	<b>56</b>
<b>Tableau 4.6</b> : Nombre de venues [Année 2020]	<b>56</b>
<b>Tableau 4.7</b> : Nombre de venues en fonction des Opérations	<b>57</b>
<b>Tableau 4.8</b> : Venues en fonction de Type	<b>58</b>
<b>Tableau 5.1</b> : Pression annulaire et en tête de tige par le drill's méthode	<b>67</b>
<b>Tableau 5.2</b> : Pression annulaire et en tête de tige par le Bullheading N1	<b>67</b>
<b>Tableau 5.3</b> : Pression annulaire et en tête de tige par le Bullheading N2	<b>69</b>
<b>Tableau 5.4</b> : Pression annulaire et en tête de tige par le Bullheading N3	<b>69</b>

---

# T able des matières

---

Remerciements

Dédicaces

Nomenclature

Liste des figures

Liste des tableaux

Table des matières

Introduction..... 09

## *Chapitre 1 : Généralités sur le forage pétrolier*

I.1	Introduction.....	12
I.2	L'appareil de Forage .....	12
I.3	La garniture de forage. ....	13
I.4	Les Obturateurs (B.O.P).....	15
I.5	Le fluide de forage .....	16
I.6	Les équipements de traitement de gaz en surface .....	17
	6.1 Dégazeur .....	17
	6.2 Le séparateur .....	17
I.7	L'architecture de Puits et Tubage .....	18
	7.1 Le tube guide .....	18
	7.2 Le tubage de surface .....	18
	7.3 Le tubage intermédiaire .....	18
	7.4 Le tubage de production .....	18
	7.5 La colonne perdue .....	19
I.8	La Cimentation.....	19

## *Chapitre 2 : Le Fluide de forage*

II.1	Introduction.....	23
II.2	Caractéristiques et propriétés des Fluide de Forage.....	23
II.3	Rôles des Fluides de Forage.....	26
II.4	Les différents types de Fluide de Forage.....	27
	4.1 Les Fluides à base d'eau.....	27
	4.2 Les Fluides à base d'Huile .....	27
II.5	Le système de circulation de la boue.....	28

## *Chapitre 3 : Méthodes de Contrôle de Venues*

III.1	Introduction .....	32
III.2	La pression hydrostatique .....	32
III.3	Le gradient de pression hydrostatique .....	32
III.4	La pression de Formation.....	32
	4.1 Pression de Formation normale.....	33
	4.2 Pression de Pore anormale.....	33
	4.3 Pression Géostatique.....	33
III.5	Pression de Fracturation.....	34
	5.1 La pression admissible .....	34
III.6	Les notions de Pertes de Charges.....	35
	6.1 Circulation dans un puits.....	36
	6.2 Les pertes de charges dans le circuit de forage.....	36
	6.3 La variation des pertes de charge.....	36
III.7	La pression de refoulement.....	37
III.8	La pression de fond.....	38
III.9	La pression de sabot.....	38
III.10	Principes Fondamentaux de contrôle de Venue.....	39

10.1	Le contrôle Primaire.....	39
10.2	Le contrôle Secondaire.....	41
10.3	Le contrôle Tertiaire.....	42
<b>III.11</b>	Les causes d'une Venue.....	42
<b>III.12</b>	Les signes d'une Venue.....	42
<b>III.13</b>	Les méthodes de Contrôle.....	43
13.1	Driller's Méthode.....	43
13.2	Wait and Weight Méthode.....	46
13.3	Méthode volumétrique .....	46
	13.3.1 Principe de la méthode .....	47
	13.3.2 Procédure de mise en œuvre de .....	48
13.4	La méthode lubricating .....	49
13.5	La méthode bullheading .....	50

#### ***Chapitre 4 : Statistiques et Analyses des Venues à Sonatrach***

<b>IV.1</b>	Introduction.....	54
<b>IV.2</b>	Statistiques et Analyses des Venues.....	54
<b>IV.3</b>	Venues en fonction des Opérations.....	56
<b>IV.4</b>	Venues en fonction de Type.....	57
	4.1 Venue Induite.....	58
	4.2 Venue en Underbalance.....	58
	4.3 Autre Types.....	58
<b>IV.5</b>	Conclusion .....	59

#### ***Chapitre 5 : Contrôle d'une Venues Cas puits BH-13 In Salah***

<b>V.1</b>	Contrôle de venue au niveau du puits BH-13.....	62
<b>V.2</b>	Données sur les puits et carte de l'emplacement .....	62
<b>V.3</b>	Historique Puits BH-13.....	63
<b>V.4</b>	Risque potentiel de gaz.....	64
<b>V.5</b>	Détection de la venue .....	64
<b>V.6</b>	Colmatage des pertes .....	66
<b>V.7</b>	Les opérations du contrôle ... ..	66
	7.1 Contrôle par la drill's Method .....	67
	7.2 Contrôle par la méthode de Bullheading avec la densité 1,15sg .....	68
	7.3 La troisième opération de Bullheading avec la densité 1,26sg .....	69
	7.4 Contrôle par la méthode de Bullheading avec la densité 1,15sg .....	69
	7.5 Fin de l'opération et évacuation de la venue.....	70
<b>V.8</b>	Conclusion ... ..	70
<b>V.9</b>	Recommandation .....	70

---

---

# **I**ntroduction

---

Le pétrole et le gaz jouent un rôle fondamental dans l'économie mondiale, ils constituent la source la plus importante d'énergie, c'est une matière inestimable, mais avant d'exploiter ces richesses souterraines, il faut d'abord estimer leur valeur économique et son rôle stratégique.

Le forage est l'opération la plus délicate et la plus coûteuse du processus d'exploitation de cette énergie. Donc quel que soit le forage sur la terre (on shore) ou en mer (off-shore), on est souvent confronté à des problèmes tels que les coincements, les pertes de boue et des éruptions. Ce dernier peut se manifester lors du forage des formations profondes contenant des fluides sous pression qui peut mettre en danger la vie humaine, l'équipement et l'environnement.

Lorsqu'un effluent (pétrole, gaz ou eau) sort de la roche qui le contient et s'introduit dans le puits, on dit que c'est une venue. Ceci empêche la poursuite du forage, puisque l'effluent continue à entrer dans le puits en chassant la boue, jusqu'à ce qu'il arrive en surface, où il risque de prendre feu et créer des dégâts importants.

Même si l'effluent ne prend pas feu, il peut faire tomber l'appareil. Quel que soit l'ampleur de la venue et la nature de l'effluent, la poursuite du forage devient impossible. Il faut alors remettre le puits sous contrôle poursuivre le forage. L'effluent est maintenu dans la roche réservoir qui contient grâce à la pression hydrostatique exercée par la boue, qu'est supérieure à sa pression. Si pour une raison quelconque, la pression de la boue chute jusqu'à devenir inférieure à celle de l'effluent, il y a une venue. Lorsque l'effluent s'introduit dans le puits, il chasse la boue qui va dégueuler en surface.

Si on ferme les obturateurs à temps, il devient facile de contrôler le puits, c'est à dire revenir à l'état initial, et continuer le forage. Mais si le volume de l'effluent introduit dans le puits (le gain) devient important, il est impossible même de fermer les obturateurs, sous peine de caraque le puits au point le plus faible la venue devient une éruption (Blow out), catastrophe économique et écologique crainte par les pétroliers. La remise de puits sous contrôle devient très dangereuse très difficile et très coûteuse, exigeant l'intervention d'une équipe d'experts et des moyens très importants.

Il est donc très important de surveiller le puits en permanence, surtout pendant le forage

d'un réservoir important, des moyens de détection de venue sont placés dans le circuit de la boue et tout le personnel doit être qualifié et entraîné pour intervenir et arrêter la venue à temps, avant qu'elle ne devienne une éruption.

On peut détecter une venue par l'augmentation du volume de la boue dans les bacs. Ce volume supplémentaire représente celui de l'effluent introduit dans le puits. Ils appellent le gain, si pendant la réalisation du forage, on constate l'augmentation du volume de la boue, on commence par arrêter de forage et la circulation, fermer un obturateur.

L'objectif de notre projet, est d'étudier les méthodes de contrôle de venue de gaz dans des régions où la fenêtre de forage est étroite et la présence simultanée des pertes de boue et de venue de gaz cas Bahar El Hammer BH-13

Notre travail est organisé en Cinq chapitres :

On commence par une introduction générale, le premier chapitre contient une généralité sur le forage pétrolier, les outils de forage, les équipements de forage.

Le deuxième chapitre contient, le fluide de forage, le troisième chapitre, les causes et les signes de venue, les méthodes du contrôle de venue et les procédures de fermetures du puits après la détection de venue, Le quatrième chapitre, c'est une partie d'étude statistique et d'analyse des venues en fonction de type et des opérations.

Le cinquième chapitre c'est une partie pratique étudier le contrôle de venue au niveau du puits BH13 qui est situé dans la région d'Ahnet.

A la fin on termine par une conclusion générale et des recommandations .

# Chapitre I

# Généralités sur le Forage Pétrolier

## Sommaire

---

<b>I.1</b>	Introduction.....	<b>12</b>
<b>I.2</b>	L'appareil de Forage.....	<b>12</b>
<b>I.3</b>	La garniture de forage.....	<b>13</b>
<b>I.4</b>	Les Obturateurs (B.O.P).....	<b>15</b>
<b>I.5</b>	Le fluide de forage .....	<b>16</b>
<b>I.6</b>	Les équipements de traitement de gaz en surface .....	<b>17</b>
	<b>6.1</b> Dégazeur .....	<b>17</b>
	<b>6.2</b> Le séparateur .....	<b>17</b>
<b>I.7</b>	L'architecture de Puits et Tubage .....	<b>18</b>
	<b>7.1</b> Le tube guide .....	<b>18</b>
	<b>7.2</b> Le tubage de surface .....	<b>18</b>
	<b>7.1</b> Le tubage intermédiaire .....	<b>18</b>
	<b>7.4</b> Le tubage de production .....	<b>18</b>
	<b>7.5</b> La colonne perdue .....	<b>19</b>
<b>I.8</b>	La cimentation.....	<b>19</b>

---

## I.1. Introduction :

Le procédé de forage utilise pour forer des puits pétroliers est le forage rotary (Rotation d'un outil tout en lui appliquant du poids).

La garniture de forage ou train de tiges assure la liaison entre l'outil de forage elle permet de transmettre :

1. La rotation à l'outil de forage,
2. Mettre du poids sur l'outil pour détruire la roche,
3. Circuler le fluide de forage pour remonter à la surface les morceaux de roches
4. Guider l'outil et de réaliser la trajectoire prévue

## I.2. L'appareil de Forage :

L'appareil de forage est constitué de cinq (5) principaux systèmes :

- 1- Système (Source d'énergie).
- 2- Système de Levage.
- 3- Système de Rotation.
- 4- Système de Circulation et Pompage.
- 5- Système de Sécurité.

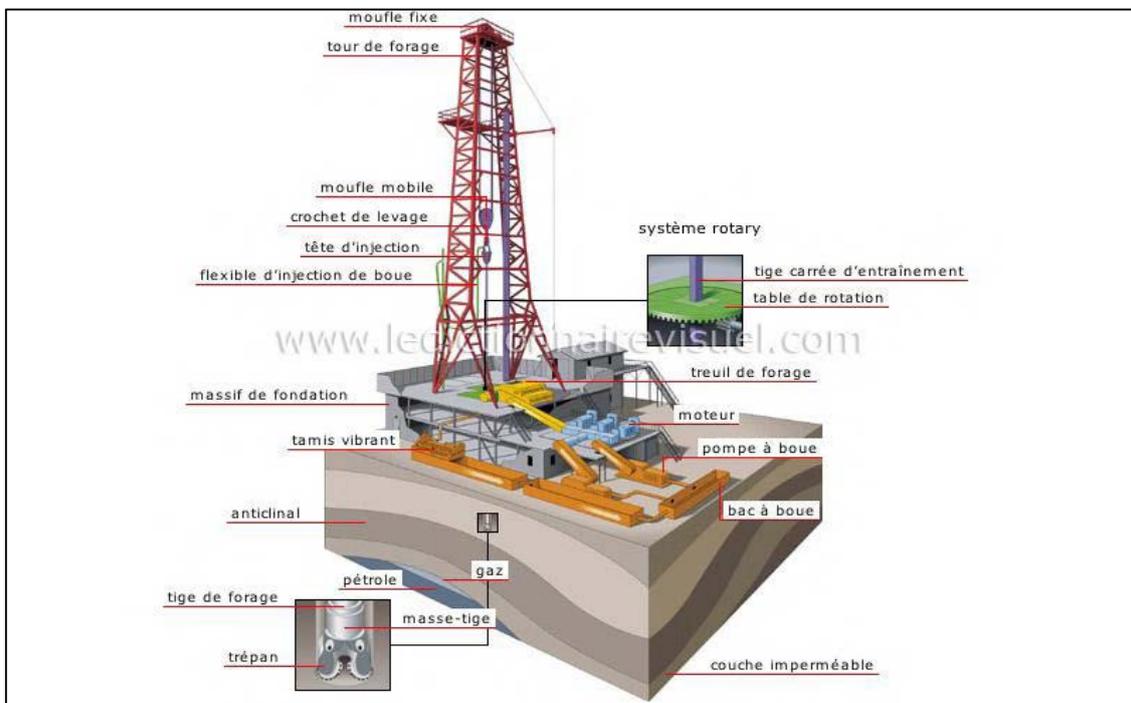


Figure I.1. Appareil de Forage.[1]

### I.3. La garniture de forage :

Le procédé de forage utilisé pour forer les puits pétroliers est le forage rotary (rotation d'un outil tout en lui appliquant du poids). La garniture de forage ou train de tiges (drill stem ou drill string) assure la liaison entre l'outil de forage.

Elle permet de :

1. Transmettre la rotation à l'outil de forage,
2. Mettre du poids sur l'outil pour détruire la roche,
3. Circuler le fluide de forage pour remonter à la surface les morceaux de roches détruit par l'outil,
4. Guider l'outil et de réaliser la trajectoire prévue.

La garniture est composée de tubulaires en acier d'une longueur d'environ 9 m (30 pieds) connectés par des filetages ce qui permet de les stocker, de les transporter, de les manipuler et de les assembler facilement.

La pesanteur terrestre permet d'appliquer du poids sur l'outil. La garniture est pendue au moufle mobile, une partie est supportée par le moufle, la partie qui ne l'est pas appuie sur l'outil.

#### ✓ Les outils de forage :

L'outil de forage est le premier élément qui s'attaque au terrain, le choix de l'outil de forage dépend de la nature de terrain.

L'outil de forage est la pièce la plus importante pour réaliser un puits de forage.

Le choix d'un outil de forage dépend essentiellement de la nature des terrains à traverser.



Figure I.2: Les Outils de Forage [2]

#### ✓ Les tiges de forage :

Les tiges de forage forment en général 90 à 95% de la longueur totale de la garniture. La longueur de la BHA est le plus souvent comprise entre 50 et 500 mètres.

Une tige se compose d'un tube d'acier sans soudure, le corps de la tige, présentant des renflements ou upsets aux deux extrémités et de deux tool joints ou raccords.



Figure I.3: Tige de Forage [6]

✓ **Les masse tiges :**

Le rôle des masses-tiges est essentiel dans la garniture car elles conditionnent la bonne utilisation de l'outil de forage. Elles permettent d'appliquer du poids sur l'outil de forage, donc une partie des masses-tiges travaille en compression. L'ordre de grandeur des poids appliqués sur l'outil est de 0.5 à 2 tonnes par pouce de diamètre d'outil suivant la dureté de la formation à forer et le type d'outil utilisé.



**Figure I.4: Les masse tige de Forage [6]**

✓ **Les tiges lourdes (heavy weight drill pipes) :**

Les tiges lourdes, incorporées entre les tiges et les masses-tiges, sont des tiges de transition.

Elles assurent une meilleure continuité mécanique entre ces deux éléments de la garniture afin de diminuer les concentrations de contraintes, résultats à la fois des efforts de flexion alternée et des efforts générés par les régimes de vibrations transversales et de torsion au cours de la rotation de la garniture.



**Figure I.5: Les Tige Lourd [6]**

✓ **Les stabilisateurs :**

Ils sont incorporés au niveau des masses-tiges afin de garder et contrôler la trajectoire de l'outil, qu'elle soit verticale ou inclinée. Leurs formes et construction sont multiples en fonction des terrains, de leur abrasivité, des appuis plus ou moins longs que l'on désire. Suivant la trajectoire désirée, les stabilisateurs seront placés en différents points de la garniture pour contrôler de la trajectoire.



**Figure I.6: Stabilisateur [6]**

#### I.4. Les Obturateurs (B.O.P) :

Lorsqu'un fluide (du gaz, du pétrole ou de l'eau) sort de la roche dans laquelle il est contenu (réservoir) et s'introduit dans le puits, on dit que c'est une venue. Il faut alors fermer immédiatement le puits (deuxième barrière de sécurité), si non le fluide chasse la boue au-dessus de lui et remonte dans le puits. S'il atteint une certaine hauteur, il devient difficile à contrôler, ce qui s'appelle éruption. Afin d'éviter ce genre de problème, on place, au-dessus de la tête du puits, des obturateurs [BOP] (deuxième barrière de sécurité), qui ne sont que des vannes qui ferment le puits, même s'il contient des tiges.

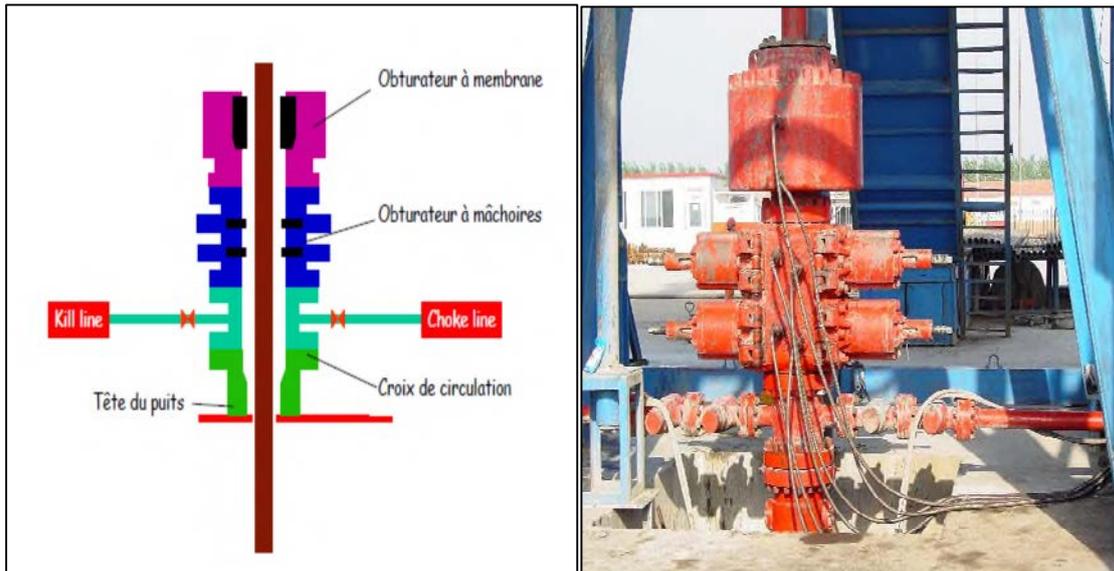


Figure I.7: Le B.O.P [1]

Le puits est équipé de plusieurs types d'obturateurs :

✓ **Obturateurs à mâchoires :**

Ces équipements comportent des mâchoires en acier, fixes ou variables, qui comportent des garnitures qui assurent l'étanchéité entre l'intérieur du puits et les tiges qui en sortent. Les mâchoires qui ferment le puits avec les tiges de dans s'appellent des mâchoires à fermeture sur tiges. Si le puits est vide, on utilise des mâchoires dites à fermeture totale.

✓ **Obturbateur annulaire :**

Au-dessus des obturateurs à mâchoires est placé un obturbateur appelé annulaire qui comporte une membrane en caoutchouc, qui ferme sur n'importe quelle section. Cette membrane se ferme même complètement si le puits est vide.

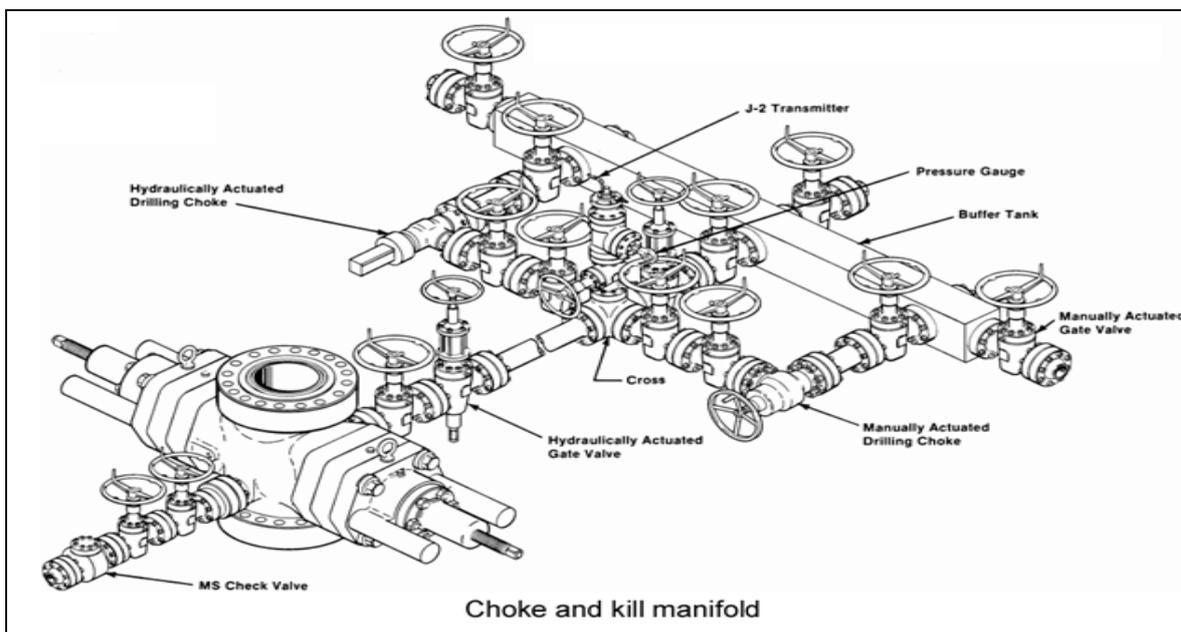
Sous ces obturateurs est placée une « croix » qui permet de circuler la boue et contrôler le puits lorsque les obturateurs sont fermés (intervention sur puits).

Cette croix possède deux conduites :

La première, appelée « **kill line** », est connectée au manifold du plancher. Elle permet d'injecter la boue sous les obturateurs.

L'autre, appelée « **choke line** », permet l'évacuation de la boue et de l'effluent.

Elle est connectée à un manifold comportant, à l'amont, deux duses ajustables manuellement ou à distance, pour contrôler la pression de circulation et à l'aval une chambre de décompression et des sorties, une vers la torche pour brûler les hydrocarbures évacués du puits, une autre vers le bournier pour y déverser l'eau ou la boue fortement contaminée, et la troisième sortie vers le dégazeur de boue avant de l'injecter dans le circuit.[2]



**Figure I.8: Circuit B.O.P Manifold [2]**

### **I.5. Le fluide de forage (la boue) :**

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

Le fluide est préparé dans des bacs à boues, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des déblais formés au front de taille.

A la sortie du puits, il subit des différents traitements, tamisage, dilutions, et ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physicochimiques à leurs valeurs initiales, puis réutilisé.

## I.6. Les équipements de traitement de gaz en surface :

### I.6.1 Le séparateur :

La boue gazeuse passe dans le séparateur où elle dégazée par ruissellement sur les chicanes. La boue dégazée et récupérée en bac du séparateur alors que le gaz s'échappe à la partie haute par le vent line (figure I.9).

Si la capacité du séparateur est dépassée. Il faut diriger le gaz vers la ligne de troche pour éviter le retour de la boue gazeuse dans le circuit et ensuite fermer le puits en vue de réduire le débit de contrôle.

La pression régnant à l'intérieur du séparateur est égale aux pertes de charge produites dans la ligne d'évacuation (vent line) [8].

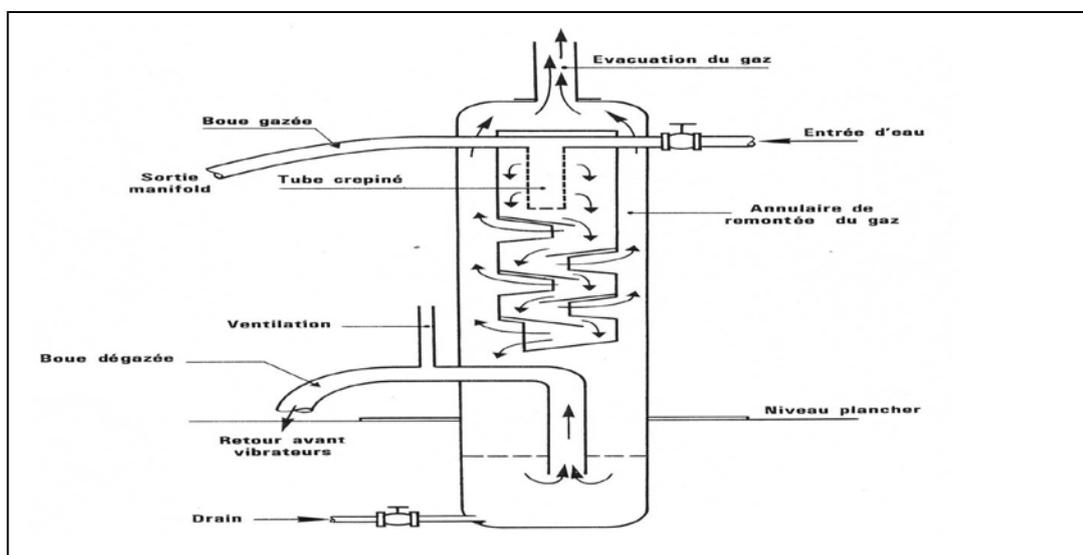


Figure I.9 : Séparateur vertical [8].

### I.6.2 Dégazeur :

Dans le cas où la teneur en gaz n'est pas trop élevée, soit parce que la venue de la formation est faible, soit parce qu'il s'agit de gaz résiduel après séparateur ou de gaz recyclé, la boue gazeuse est passée dans un dégazeur installé en est parallèle sur le circuit (figure I.10).

La boue est injectée dans une enceinte où elle est en général soumise à un vide partiel. La boue se dégaze par ruissellement sur des chicanes et retourne dans le circuit.

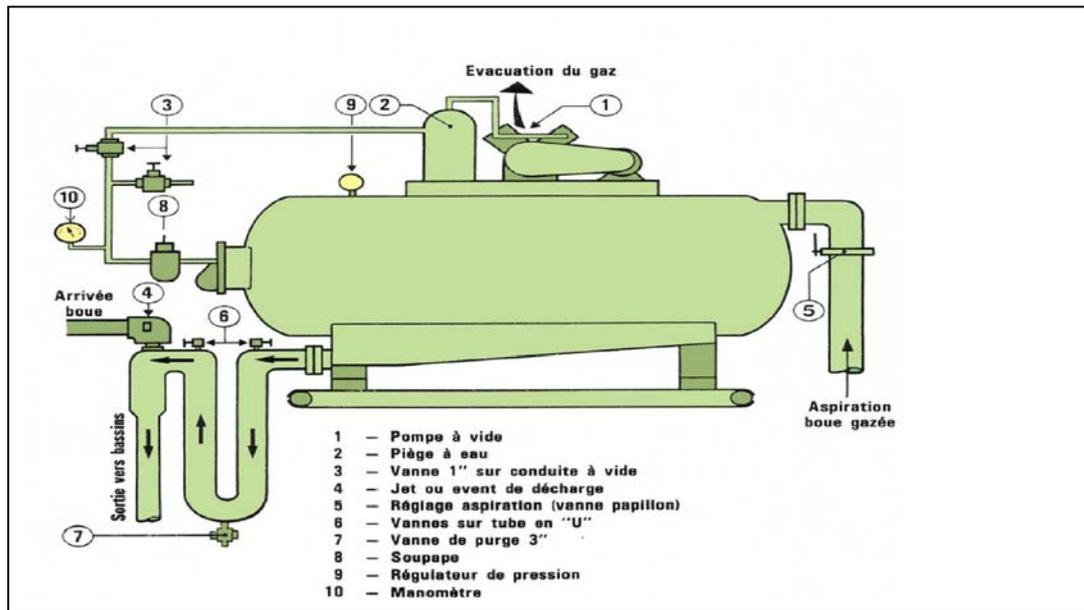


Figure I.10 : Dégazeur swaco.[6]

## I.7. L'architecture de Puits et Tubage :

### I.7.1. Le tube guide :

Le tube guide ou tube conducteur est le premier tubage descendu. C'est une colonne courte que l'on utilise lorsque l'on doit passer des couches marécageuses, tendres. Le rôle du tube guide est de permettre la remontée du fluide utilisé vers les bacs à boue.

### I.7.2. Le tubage de surface :

Après le tube guide, il faut mettre en place la colonne de surface. C'est un tubage qui va supporter une série d'équipements qui devra faire partie du puits une fois terminé. Cette colonne est posée assez profond de façon à permettre la protection du puits contre les effondrements, ou les venues d'eau.

### I.7.3. Le tubage intermédiaire :

Cette colonne intermédiaire servira, et ce sera sa principale fonction, de protection du trou. Elle sera descendue pour éliminer les couches ou fluides susceptibles d'empêcher la poursuite du forage ; par exemple des terrains éboulant, des zones contenant des fluides à forte pression, des zones friables qui par suite du poids de la boue risquent de se fracturer.

### I.7.4. Le tubage de production :

Indispensable dans le cas d'un sondage de production il permet d'isoler la couche productive ; la mise en œuvre du matériel de production au fond du puits. Si le puits est positif, à l'intérieur de la colonne de production sera descendu un tube d'écoulement de l'effluent (le tubing). C'est grâce à ce tubage de production que les tubings et équipements

du puits seront protégés ; c'est ce qui permettra à tout moment de pouvoir retirer le tubing du puits afin de le remplacer ou inspecter tout autre équipement de production.

### I.7.5. La colonne perdue :

La colonne perdue (liner) est une longueur réduite de tubage partant du fond jusqu'à une trentaine de mètres environ à l'intérieur de la colonne précédente. Ces colonnes perdues sont ancrées dans le tubage précédent par un dispositif de suspension.[5]

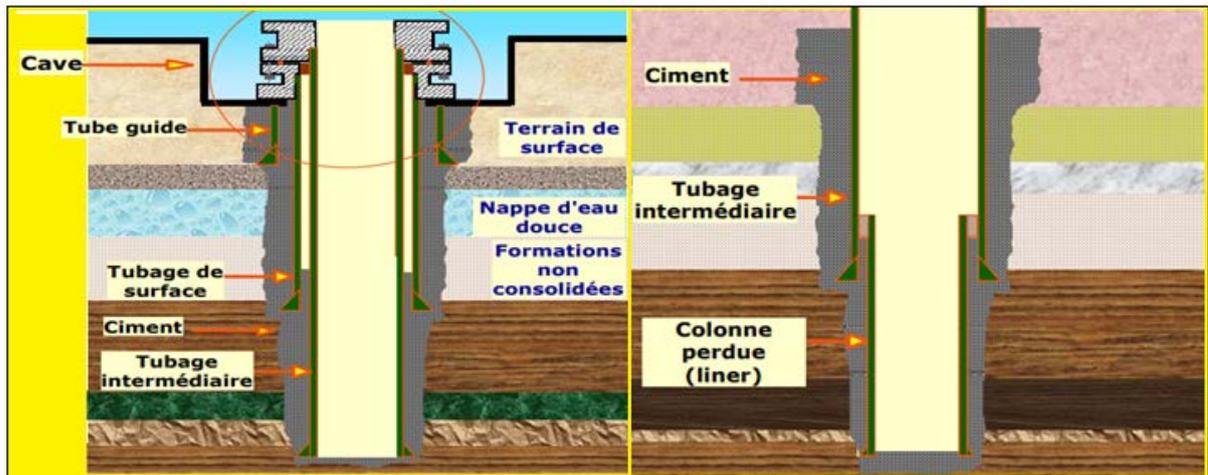


Figure I.11 : l'architecture du puits [5]

### I.8 La Cimentation :

Une fois Le puits est foré, il doit être couvert pour empêcher les parois de s'effondrer. On descend alors des tubes appelés « tubage » et on les cimente.

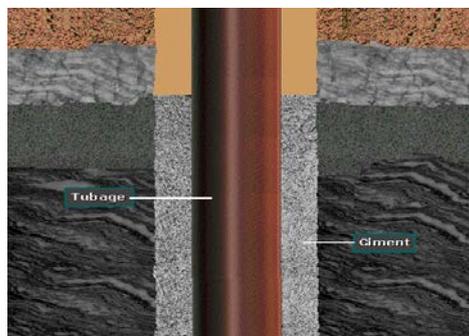


Figure I.12: Tubage et Ciment [5]

Ces tubes, d'une dizaine de mètres chacun, comportent des filetages (mâle en bas et femelle en haut). Ils sont vissés l'un dans l'autre et descendus jusqu'au fond du puits.

On utilise une clé automatique pour les visser.

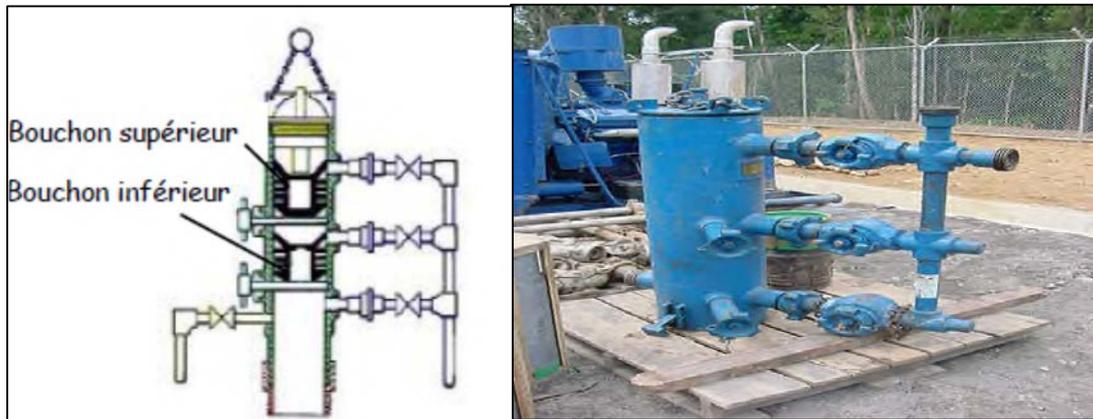
Ce tubage peut être une colonne complète qui remonte jusqu'en surface, ou une colonne qui s'arrête plus bas, appelée « colonne perdue ».

Une fois le tubage complètement descendu, on doit le cimenter pour bien le sceller dans le puits.

Le ciment utilisé doit résister à la température élevée qui règne dans le puits. Il est livré dans des silos.

Le ciment est mélangé à l'eau à laquelle on ajoute des produits pour ajuster les caractéristiques du laitier de ciment.

On injecte en suite ce dernier dans le tubage. On le pousse après par la boue (Fluide de Forage), jusqu'à ce qu'il arrive au fond, remonte par l'espace annulaire entre les tubes et le puits, jusqu'à ce qu'il arrive à la côte voulue.



**Figure I.13: Tête de Cimentation [4]**

Le ciment est fabriqué et injecté dans le puits à l'aide d'une unité de cimentation.



**Figure I.14: Unité de Cimentation [4]**

## Bibliographie

---

- [1] Daddou.M. [2015]. « Division Forage/Sonatrach, Département formation ».
  - [2] A.Slimani. [2017]. « Division Forage/Sonatrach, Département formation ».
  - [3] Document Sonatrach. [2016]. « Forage Dirigé, Algerian Petroleum Institute ».
  - [4] Photo réel prise sur le champ avec une appareil portable. [2021]
  - [5] Tagnit.Hamou,Med.Said« Forage des formations profondes et compact,Journées d'étude Sonatrach/Division Forage» [2015].
  - [6] Cours de Forage de Perfectionnement pour les JDF (Jeunes Division Forage) [2016].
  - [7] Mémoire de fin d'étude université Bouira « Control de venue dans un puits pétrolier » [2019]
  - [8] Mémoire de fin d'étude université Oued Souf « Etude de venue de gaz dans un puits pétrolier » [2019]
  - [9] ENSPM « Ecole nationale supérieure du pétrole et des moteur / France » [2020]
-

## Sommaire

---

<b>II.1</b>	Introduction.....	<b>23</b>
<b>II.2</b>	Caractéristiques et propriétés des Fluide de Forage.....	<b>23</b>
<b>II.3</b>	Rôles des Fluides de Forage.....	<b>26</b>
<b>II.4</b>	Les différents types de Fluide de Forage.....	<b>27</b>
	4.1 Les Fluides à base d'eau.....	<b>27</b>
	4.2 Les Fluides à base d'huile .....	<b>27</b>
<b>II.5</b>	Le système de circulation de la boue.....	<b>23</b>

---

## II.1 Introduction :

La première barrière de sécurité est la pression hydrostatique de la boue de forage, cette pression doit être égale ou légèrement supérieure à la pression de pores sans toutefois dépasser la pression de fracturation au niveau du point le plus fragile.

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

## II.2. Caractéristiques et propriétés des fluides de forage :

Tout comme la formulation des boues, le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisés selon des normes précises éditées par l'API (API 13A, 2004). Les tests relatifs à l'étude des caractéristiques des fluides de forage sont généralement basés sur quatre paramètres : la densité, la viscosité, le filtrat et la réactivité.

### ✓ Densité :

La densité est le rapport de la masse volumique d'un corps à la masse volumique d'un corps de référence dans des conditions qui doivent être spécifiées pour les deux corps (l'eau à 4°C pour les liquides et les solides et l'air pour les gaz).

La densité des fluides de forage se mesure à l'aide d'un densimètre dont le principe est analogue à celui de la balance romaine à curseur.

Le tableau II.1, ci-après donne les correspondances des densités moyennes sur des produits secs :

Produits	Densité
Barytine	4.3
Carbonate de calcium	2.7
Galène	6.2
Ciment	3.3
Argile	2.5
Gypse	2.3
Sel (Na Cl)	2.17

**Tableau II.1 : Densités moyennes des produits secs [10]**

### La Rhéologie :

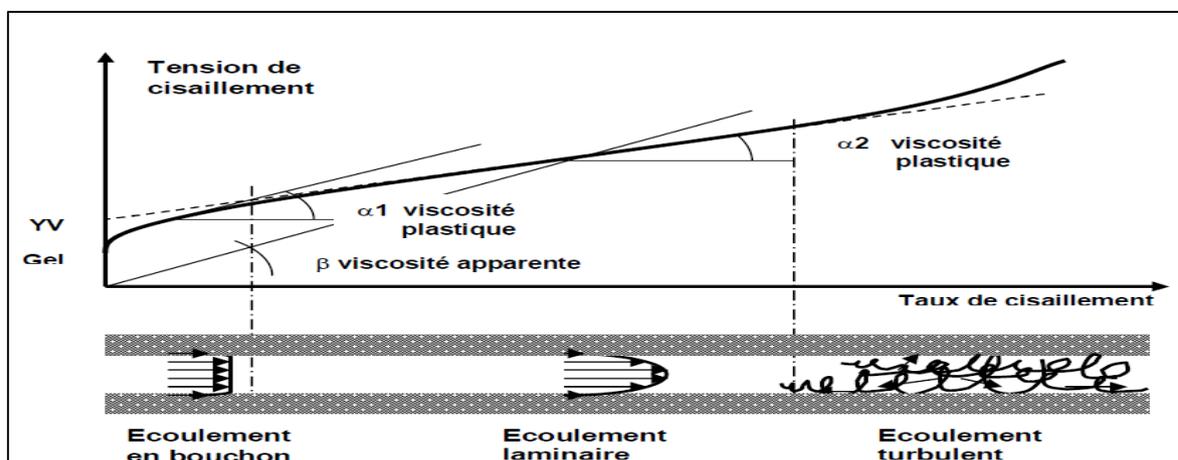
La rhéologie est la science consacrée à l'étude de la déformation et de l'écoulement de la matière. Dans ce domaine, les boues de forge vont être définies par certain nombre des caractéristiques : viscosité, gels, filtrat... etc. dont le contrôle et la mesure ont une grande importance pratique car elles conditionnent :

- Le bon rendement des pompes et la pression de refoulement

- Le maintien des zones fragiles soumises à l'action de la circulation
- L'élimination des déblais en surface
- Le nettoyage du puits

Les notions de viscosité plastique (VP), viscosité apparente (VA), "yield value" (YV) et Gels communément associés à la limite d'écoulement, sont employées couramment dans la littérature concernant les boues forages. Elles définissent parfaitement le comportement d'un fluide à base de bentonite en écoulement et au repos, et sont utiles pour caractériser le fluide de forage.

Le graphique ci-dessous (Figure II.1), appelé Rhé-gramme, représente le comportement d'un fluide, dans diverses circonstances, c'est à dire dans les différentes parties du circuit de boue.



**Figure II.1 : Rhé-gramme [3]**

L'axe des abscisses représente le "taux de cisaillement" il s'agit d'un " gradient de vitesse (rapport d'une vitesse à une distance), on peut considérer que cette grandeur est linéairement proportionnelle à la vitesse de circulation du fluide, qui lui est appliquée par une pompe ou par une charge quelconque.

L'axe des ordonnées représente la "tension de cisaillement". On peut considérer qu'elle caractérise la "difficulté" qu'a un fluide à s'écouler lorsqu'il est soumis à une force, telle que celle transmise par une pompe ; elle est donc exprimée en termes de "contrainte" traduisant la "résistance" à l'écoulement.

✓ **Viscosité Plastique (VP) :**

C'est le rapport de la tension de cisaillement au taux de cisaillement. Elle est donc représentée par la pente de la courbe tracée en gras. Elle caractérise donc bien, pour chaque vitesse, la résistance à l'écoulement. On observe qu'elle n'est pas constante.

Notamment, elle est élevée pour des vitesses très faibles, (zone d'écoulement en "bouchon"), puis elle décroît et tend à se stabiliser à une valeur constante tant que l'écoulement reste laminaire. C'est cette valeur constante de la VP qui caractérise une boue benthonique. La valeur de VP (en cp), mesurée au Viscosimètre FANN, est :

$$VP = \text{Lecture à 600 rpm} - \text{Lecture à 300 rpm} \quad (\text{II.1})$$

✓ **Viscosité Apparente (VA) :**

Comme le montre le graphique ci-dessus, il s'agit aussi d'une grandeur de type "viscosité" puisque c'est un rapport : Tension de cisaillement / Taux de cisaillement. Par définition, pour les boues de forage, c'est la valeur de la pente de la droite qui relie l'origine à tout point du rhéo-gramme. La viscosité apparente mesurée au viscosimètre FANN est la valeur correspondante à 600 rpm.

Sans donner une idée précise sur son comportement rhéologique, elle ne représente, comme la viscosité Marsh, qu'un indicateur simple de la viscosité. La valeur de VA (en cp) mesurée au Viscosimètre Fann, est :

$$VA = \text{Lecture Fann à 600 rpm} / 2 \quad (\text{II.2})$$

✓ **Gel 0, Gel 10 et la contrainte seuil "yield point" :**

Le graphique met en évidence sur l'axe des ordonnées ces valeurs qui correspondent toutes à des contraintes. Gel 0 et Gel 10 signifient qu'au repos, c'est à dire sous vitesse nulle, la boue forme un gel et présente une résistance à l'écoulement. Le Gel 0 caractérise une boue dont le mouvement vient de cesser. On le mesure avec le viscosimètre FANN, et on l'exprime en Pascal (Pa) ou en Livres / 100 pieds<sup>2</sup>. Le Gel 10 caractérise la boue après un repos de 10 minutes. Il s'exprime comme le gel 0 et lui est généralement supérieur, ce qui traduit la capacité qu'a la bentonite à réédifier sa structure après un temps donné (phénomène réversible appelé thixotropie).

L'existence de Gel 0 et de Gel 10 présente deux avantages pour les fluides de forage :

- Ils empêchent l'écoulement, donc les infiltrations, dans les terrains poreux et finement fissurés.
- Ils empêchent, au repos, la sédimentation d'une grande partie des résidus de forage.

La valeur de YV (en livres / 100 pieds<sup>2</sup>) se calcule à partir des mesures de VP et de VA est :

$$YV = (VA - VP) * 2 \quad (\text{II.3})$$

✓ **Filtration et cake :**

Lorsque la boue se trouve en contact des parois plus ou moins perméables du trou, la partie liquide filtre dans la formation en déposant sur les parois sa partie solide que l'on

appelle « cake », dans un puits, on a affaire à deux types de filtration, la filtration dynamique qui se produit lorsque le fluide est en circulation et la filtration statique qui se produit lorsque le fluide est immobile et ne circule pas. Il est extrêmement important de connaître les caractéristiques de filtration.

En effet les hauts filtrats peuvent déliter les formations délicates (argile marnes) et favoriser les éboulements, de plus le cake déposé peut être épais au point d'empêcher le passage de la garniture de forage.

✓ **Le PH (potentiel d'hydrogène) :**

Le PH de la boue de base quasiment neutre ou légèrement alcalin doit être rectifié selon les couches géologiques traversées et la modification de la composition de la boue. En contrôlant le PH, il faut connaître la compatibilité entre le fluide de forage et les formations géologiques. Par exemple une roche est dite acide quand elle est très riche en silice, substance pratiquement insoluble, qui n'agit donc pas directement sur l'eau [12].

### **II.3. Rôles des fluides de forage :**

✓ **La remonter des déblais et le nettoyage du puits :**

La boue doit débarrasser le trou des particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris de roche "cuttings" ou "déblais". La circulation du fluide remontant doit entraîner les déblais du fond de taille jusqu'à la surface.

✓ **Le maintien des déblais en suspension après arrêt de la circulation :**

Pour permettre les ajouts de tige de forage, il faut stopper la circulation du fluide de forage. Pendant ce temps, les déblais en cours de remonter dans l'annulaire ne sont plus soumis au courant ascensionnel et peuvent sédimenter.

✓ **Refroidir l'outil et diminuer les frottements de la garniture de forage :**

L'outil de forage s'échauffe par la température de fond et par les frottements mécaniques transformés en calories. La circulation du fluide de forage joue le rôle de liquide de refroidissement.

✓ **Le maintien des parois du puits :**

La filtration dans les formations perméables de la phase liquide de la boue de forage, dépose un film de particules colloïdales sur la paroi du puits. Ce film est appelé le CACK consolidé par des produits spécifiques dits réducteurs de filtrat isole les formations perméables du trou fore, et limitant la déstabilisation des terrains.

✓ **Contrôle des fluides des formations traversées :**

Le fluide de forage exerce une pression hydrostatique  $P_h$ , cette pression reste supérieure à la pression des formations, il n'y aura pas des venues dans le puits. La boue de forage est considérée comme la première barrière de sécurité permettant de contrôler la pression du fond du puits.

✓ **La transmission de la puissance au moteur de fond :**

Pour certaine application telle que le forage dirigé on incorpore à la garniture un moteur de fond (turbine ou moteur à grande vitesse de rotation) qui permet de mettre l'outil en rotation et l'outil seulement.

✓ **La remonter des informations géologiques**

Par sa circulation, le fluide de forage est porteur des sources principales d'information pour le géologue, les déblais que celui-ci recueille à la surface, les traces de pétrole ou de gaz des formations traversées.

✓ **Augmentation de la vitesse d'avancement :**

La vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et les caractéristiques de la boue conditionnent les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps de manœuvre, en un mot, les performances du forage.

✓ **Diminution du poids apparent du matériel de sondage :**

Bien que ce soit beaucoup plus une conséquence qu'une fonction, la présence d'un fluide d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garniture de forage et tubages ceci permet de réduire la puissance exigée au levage [11].

## **II.4. Les différents types des fluides de forage :**

Historiquement, les fluides de forage ont évolué d'un simple mélange d'eau et d'argile appelé "boue" vers des systèmes de plus en plus complexes composés d'eau ou huile avec une multitude d'additifs répondant aux caractéristiques requises et aux problèmes rencontrés.

### **II.4.1. Les fluides à base d'eau :**

Ces fluides sont souvent désignés par "Water Based Muds" ou WBM. Ils sont dans la plupart des cas constitués par des suspensions de bentonites dans l'eau (30 à 60 g/L) dont les caractéristiques rhéologiques et de filtration sont souvent ajustées par des polymères. La nature des électrolytes et leur concentration dans les formulations de boues à l'eau sont

choisies en prenant en compte les caractéristiques de la formation (activité de l'eau des formations argileuses, dissolution des formations salines).

#### **II.4.2. Les fluides à base d'huile :**

L'origine de l'utilisation de l'huile dans les fluides de forage remonte aux premiers forages effectués à Oklahoma City (1934-1937) au cours desquels on a constaté une amélioration des performances de forage après ajout de l'huile brute. Les fluides à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gazole, ...) et la phase dispersée est de l'eau. Par définition les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage en émulsion inverse ; avec moins de 5% d'eau, on a les boues à l'huile. Ces fluides sont souvent désignés par "Oil-Based Muds" ou OBM.[13]

#### **II.5. Le système de circulation de la boue :**

1. La boue est mélangée et conservée dans un bassin.
2. Une pompe achemine la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits.
3. La boue sort de l'extrémité de la tige de forage et tombe au fond du puits où l'outil est en train de forer la formation rocheuse.
4. La boue emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais (cuttings), qui ont été arrachés par l'outil.
5. La boue remonte à travers l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits.
6. A la surface, la boue circule dans la conduite d'aspiration de la boue qui mène au moulin à sable après dans les tamis vibrants.
7. Les tamis vibrants se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais. La boue s'égoutte dans les crépines et est renvoyée vers le bassin de décantation.
8. Les déblais de la roche glissent le long de la glissière du tamis pour être rejetés. En fonction des impératifs environnementaux, notamment, ils peuvent être lavés avant leur rejet. Une partie des déblais est prélevée pour être examinée par des géologues afin d'étudier les propriétés des roches souterraines présentes au fond du puits.
9. Ensuite la boue est renvoyée à partir de bassin de décantation vers le dessableur qui sert à éliminer les sables après elle passe vers moulin à sable pour continuer l'élimination des fines particules du sable.[1]

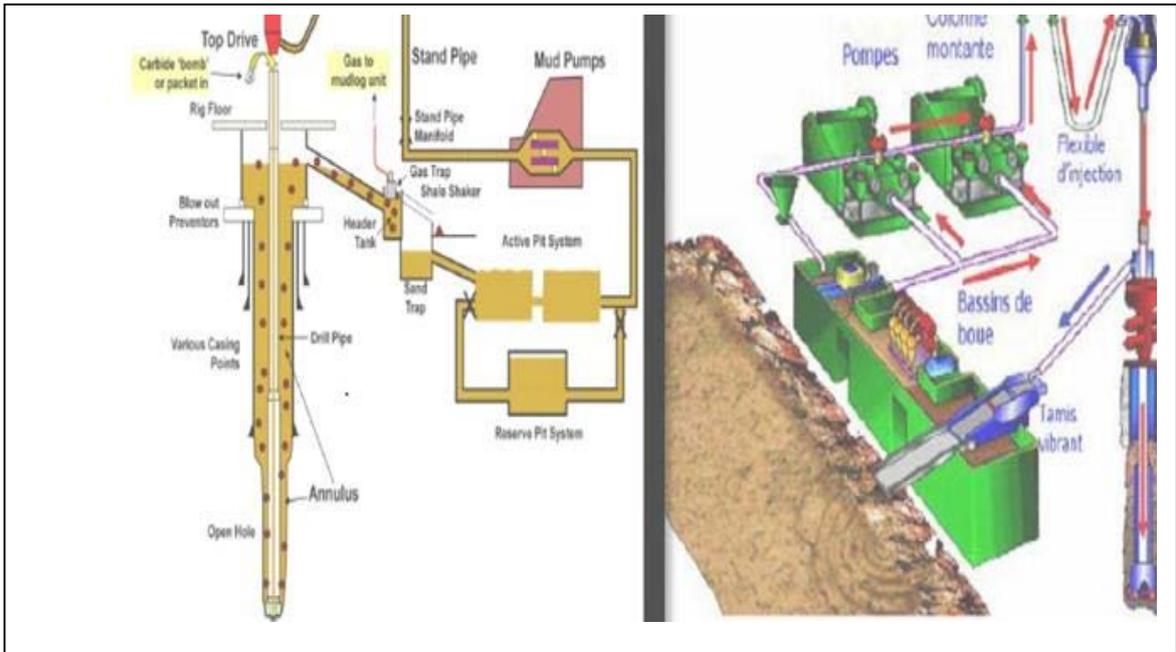


Figure II.2 : système de circulation de la boue [13]

## **Bibliographie**

---

- [10] Cours de Forage de Perfectionnement pour les JDF (Jeunes Division Forage) [2016]
  - [11] ENSPM « Ecole nationale supérieure du pétrole et des moteur / France » [2020]
  - [12] Cours MI Alegria Company [2020]
  - [13] Formation Les boues de forage MI-SWACO Algérie, [2011]
  - [14] NGUYEN J., P., ''Fluide de forage'', technique d'exploitation pétrolière, Le forage Technip, [1993]
-

## Sommaire

---

<b>III.1</b>	Introduction .....	<b>32</b>
<b>III.2</b>	La pression hydrostatique .....	<b>32</b>
<b>III.3</b>	Le gradient de pression hydrostatique .....	<b>32</b>
<b>III.4</b>	La pression de formation.....	<b>32</b>
4.1	Pression de formation normale.....	<b>33</b>
4.2	Pression de pore anormale.....	<b>33</b>
4.3	Pression géostatique.....	<b>33</b>
<b>III.5</b>	Pression de Fracturation.....	<b>34</b>
5.1	La pression admissible .....	<b>34</b>
<b>III.6</b>	Les notions de pertes de charges.....	<b>35</b>
6.1	Circulation dans un puits.....	<b>36</b>
6.2	Les pertes de charges dans le circuit de forage.....	<b>36</b>
6.3	La variation des pertes de charge.....	<b>36</b>
<b>III.7</b>	La pression de refoulement.....	<b>37</b>
<b>III.8</b>	La pression de fond.....	<b>37</b>
<b>III.9</b>	La pression de sabot.....	<b>37</b>
<b>III.10</b>	Principes fondamentaux de contrôle de venue.....	<b>38</b>
10.1	Le contrôle primaire.....	<b>38</b>
10.2	Le contrôle secondaire.....	<b>39</b>
10.3	Le contrôle tertiaire.....	<b>39</b>
<b>III.11</b>	Les causes d'une venue.....	<b>41</b>
<b>III.12</b>	Les signes d'une venue.....	<b>42</b>
12.1	Les signes précurseurs d'une venue.....	<b>42</b>
12.2	Les signes positifs d'une venue .....	<b>42</b>
<b>III.13</b>	Les méthodes de contrôle.....	<b>43</b>
13.1	Driller's méthode.....	<b>43</b>
13.1	Wait and weight méthode.....	<b>46</b>
13.2	Méthode volumétrique .....	<b>46</b>
13.2	13.3.1 Principe de la méthode .....	<b>47</b>
13.2	13.3.2 Procédure de mise en œuvre de la méthode volumétrique .....	<b>48</b>
13.3	La méthode lubricating .....	<b>49</b>
13.4	La méthode bullheading .....	<b>50</b>

---

### III.1. Introduction :

La barrière essentielle est la pression hydrostatique de boue, cette pression doit être égale ou légèrement supérieure à la pression de pores sans toutefois dépasser la pression de fracturation au niveau du point le plus fragile.

### III.2. La pression hydrostatique :

La pression hydrostatique est définie comme étant la pression exercée par le poids d'une colonne verticale de fluide par unité de surface. La forme générale de la formule de la pression hydrostatique est :

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

$$PH = \frac{h.d}{10.2} \quad (\text{III.1})$$

Où :

PH : Pression hydrostatique en Bars

$h$  : Côte verticale entre les deux points de mesure en mètres

$d$  : densité de la boue en Kg/L.

La profondeur mesurée n'a aucune importance pour le calcul de la pression hydrostatique, mais elle est utilisée pour le calcul des volumes.

### III.3. Le gradient de pression hydrostatique :

On définit le gradient de pression hydrostatique  $G_p$  comme étant la variation de la pression hydrostatique par unité de profondeur verticale. Le gradient de pression  $G_p$  est exprimé en bar/mètre. En écrit donc :

$$G_p(\text{bar/m}) = \text{densité (kg/l)} / 10.2 \quad (\text{III.2})$$

On peut écrire la relation entre la pression hydrostatique et le gradient de pression comme :

$$PH = \frac{h.d}{10.2} = G_p \cdot Z \quad (\text{III.3})$$

### III.4. La pression de formation :

C'est la pression du fluide contenu dans les pores d'une formation. Elle est aussi appelée pression de pores ou pression de gisement.

#### III.4.1. Pressions de formations normales :

La pression de pore est dite normale lorsqu'elle a pour seule et unique cause la pression hydrostatique des eaux qui imprègnent le sous-sol et qui, de porc à porc, communiquent avec l'atmosphère indépendamment de la morphologie des pores et du cheminement du fluide.

Un régime de pression normale implique l'existence d'un système ouvert hydrauliquement à l'atmosphère.

Quand l'emplacement de forage est situé plus haut que le point d'émergence ou de mise en charge de la couche poreuse perméable. La densité d'équilibre pour traverser la formation sera inférieure à 1,00sg.

En l'absence des données précises, la valeur de 1,07 kg/L est utilisée comme la densité de formation à pression normale. Pression de formation normale donc :  $G = 0,105$  bar/m

Quand l'emplacement de forage est situé plus bas que le point d'émergence. La densité de la boue devra être supérieure à 1,00 pour traverser la formation. C'est le cas des puits artésiens.

L'altitude du forage, différente du niveau d'émergence ou de charge de la couche, crée cette "apparente anomalie de pression" qui nécessite d'augmenter ou de diminuer la densité du fluide de forage. La topographie est à l'origine de ces anomalies [1].

#### **III.4.2. Pressions de pore anormales :**

L'existence de pressions anormales nécessite la présence simultanée :

- D'une barrière de perméabilité pour constituer les "parois du récipient contenant la pression" et empêcher la communication des fluides avec l'atmosphère,
- D'un phénomène créateur de pression.
- L'existence de barrières de perméabilité est liée à des processus géologiques (sédimentation, diagenèse et tectonique).
- Les phénomènes créateurs de pression sont nombreux et variés, ils interviennent souvent simultanément.

#### **III.4.3. La pression géostatique :**

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

$$S = \frac{ds \cdot Z}{10.2} \quad (\text{III.4})$$

Où :

$ds$  : densité apparente des sédiments sus-jacents (kg/L)

$S$  : contrainte géostatique (bar)

$Z$  : hauteur verticale des sédiments (m)

### III.5. La pression de fracturation :

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 porc et de fracturation des formations traversées pour établir le programme de cuvelage (nombre de cuvelages, position des sabots, etc.) et de boue. Forer un puits avec un programme de cuvelage incorrect aura généralement des conséquences très graves en cas de venues. Dans le cas d'un forage, la formation sous le sabot représente en général le point le plus fragile du découvert.

#### III.5.1. La pression admissible ( $P_{adm}$ ) :

La pression limite  $P_{adm}$  que l'on peut admettre en tête de l'espace annulaire, puits fermé, sans risquer de provoquer la fracturation des terrains au point fragile, est liée à la densité du fluide situé dans l'annulaire entre le point fragile et la surface. La  $P_{adm}$  change quand la densité du fluide change. [1]

$$P_{adm} = \frac{.P_{frac} - Z_s.d}{10.2} \quad (III.5)$$

Densité de fracturation :

$$d_{frac} = \frac{.P_{frac}.10.2}{Z_s} \quad (III.6)$$

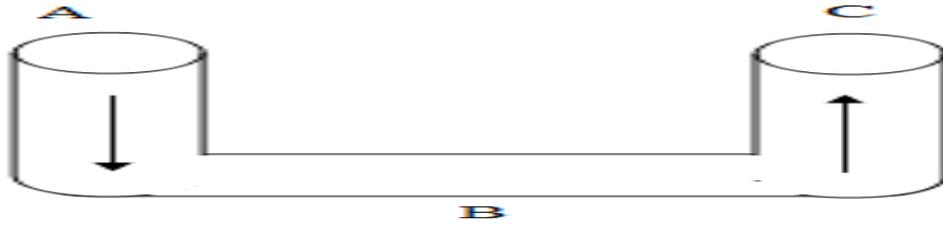
$Z_s$  cote du point fragile, en général, le sabot

### III.6. Les notions de pertes de charge :

Dans une conduite tout fluide en mouvement perd une partie de son énergie par dissipation en forces de frottements. Cette perte d'énergie est appelée perte de charge, elle s'exprime par la différence de pression du fluide entre deux points de la conduite.

#### III.6.1. Circulation dans un puits :

La pression au point B est égale à la pression au point A plus la pression hydrostatique de A à B Moins les pertes de charge de A à B, Elle aussi, égale à la pression au point C plus la pression hydrostatique de B à C plus les pertes de charge de B à C.



**Figure III.1 : Les pertes de charge dans un puits [1]**

$$P_B = P_h A + P_h AB - P_c AB \quad (III.7)$$

$$P_B = P_h C + P_h CB - P_c BC \quad (III.8)$$

Avec :

$P_A$  = Pression de refoulement,  $P_C = 0$  lors de la circulation puits ouvert ( $P_C$  = Pertes de charge à travers la duse lors de la circulation sous duse)

### III.6.2. Les pertes de charge dans le circuit de forage :

Les pertes de charge dans un circuit de boue sont réparties comme suit :

Tronçon	Perte de charge
Conduit de surface	$P_{cs}$
Intérieur tiges (DP)	$P_{cDP}$
Intérieur drill collars (DC)	$P_{cDC}$
Duses de l'outil	$P_{coutil}$
Espace annulaire	$P_{cEA}$
Duse de contrôle	$P_{cDuse}$

**Tableau III.1 : Perte de charge dans un circuit de forage**

Les pertes de charge intérieure sont représentées par :

$$P_{c \text{ int}} = P_{cs} + P_{c DP} + P_{c DC} + P_{c outil} \quad (III.9)$$

Les pertes de charge annulaire sont représentées par :

$$P_{c \text{ ann}} = P_{c EA} + P_{c duse} \quad (III.10)$$

### III.6.3. La variation des pertes de charge :

Les pertes de charge dépendent :

- De la densité du fluide
- Du débit
- De la longueur de la conduite
- Du diamètre de la conduite

Ces pertes de charges s'expriment par une formule approchée de la forme

$$P_c = Kd.L. Q^2 / \phi^5 \quad (III.11)$$

Où :

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 :**

Les pertes de charge sont directement proportionnelles à la densité

$$P_{C2} = P_{C1} \cdot d_2 / d_1 \quad (\text{III.12})$$

Où :

$P_{C2}$  : pertes de charge avec la densité  $d_2$

$P_{C1}$  : 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 :**

Les pertes de charge sont directement proportionnelles au carré du débit

$$P_{C2} = P_{C1} \cdot (Q_2/Q_1)^2 = P_{C1} \cdot (N_2/N_1)^2 \quad (\text{III.13})$$

Où :

$Q_2$  : 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 :**

Les pertes de charge sont directement proportionnelles à la longueur :

$$P_{C2} = P_{C1} \cdot L_2 / L_1 \quad (\text{III.14})$$

Où :

$L_2$  : nouvelle longueur de la conduite

$L_1$  : longueur initiale de la conduite

✓ **Variation des pertes de charge avec le diamètre de la conduite :**

$$P_{C2} = P_{C1} \cdot (\phi_1/\phi_2)^2 \quad (\text{III.15})$$

Où :

$\emptyset 1$  : diamètre initiale de la conduite de la conduite

$\emptyset 2$  : nouveau diamètre de la conduite

### III.7. La pression de refoulement :

La pression de refoulement des pompes (PR) est la somme de toutes pertes de charge dans le circuit de circulation plus l'effet du tube en U.[4]

$$P_R = P_{CS} + P_{CDP} + P_{CDc} + P_{C\text{ OUTIL}} + P_{CEA} + P_{duse} \quad (\text{III.16})$$

Où :

$P_R$  : Pression de refoulement des pompes

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

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

$P_{CDc}$  : Pertes de charges à l'intérieur des drills collars

$P_{C\text{ OUTIL}}$  : Pertes de charges à travers les duses de l'outil

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

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

### III.8. La pression du fond :

La pression exercée sur le fond du puits ( $P_{\text{fond}}$ ) peut être calculé par l'intérieur de la garniture ou par l'espace annulaire, avec ou sans circulation et puits ouvert ou fermé.

#### ✓ Puits ouvert :

Sans circulation

$$P_{\text{Fond}} = P_{h\text{ Int}} = P_{h\text{ EA}} \quad (\text{III.17})$$

Avec circulation normale

$$P_{\text{Fond}} = P_R + P_{h\text{ Int}} - P_{C\text{ Int}} = P_{h\text{ EA}} + P_{C\text{ EA}} \quad (\text{III.18})$$

Avec circulation sous duse

$$P_{\text{Fond}} = P_{duse} + P_{h\text{ EA}} - P_{C\text{ a}} \quad (\text{III.19})$$

#### ✓ Puits ferme :

$$P_{\text{Fond}} = P_t + P_{h\text{ Int}} = P_a + P_{h\text{ EA}} \quad (\text{III.20})$$

Où :  $P_t$  : Pression en tête de tige

### III.9. La pression au sabot :

La pression au sabot est égale à la somme des pressions hydrostatiques au-dessus du sabot plus la somme des pertes de charge du sabot jusqu'en surface.

$$P_{\text{Sabot}} = P_{\text{h Sabot}} + \sum P_{\text{c a}}(\text{Sabot} - \text{Surface}) \quad (\text{III.21})$$

✓ **Sans circulation :**

Puits ouvert :

$$P_{\text{Sabot}} = P_{\text{h Sabot}} \quad (\text{III.22})$$

Puits fermé :

$$P_{\text{Sabot}} = P_{\text{h Sabot}} + P_{\text{a}} (\text{tête d'annulaire}) \quad (\text{III.23})$$

$$P_{\text{Sabot}} = P_{\text{Fond}} - P_{\text{h}} (\text{Fond} - \text{Sabot}) \quad (\text{III.24})$$

✓ **Avec circulation :**

Circulation normale :

$$P_{\text{sabot}} = P_{\text{h sabot}} + P_{\text{CEA}} ((\text{sabot} - \text{surface})) \quad (\text{III.25})$$

Sous duse :

$$P_{\text{sabot}} = P_{\text{h sabot}} + P_{\text{CEA}} (\text{sabot} - \text{surface}) + P_{\text{c duse}} \quad (\text{III.26})$$

### **III.10 Principes fondamentaux de contrôle de venue :**

Il y a venue lorsqu'un certain volume de fluide de la formation pénètre dans le puits.

Une venue se produit lorsque la pression  $P_f$  exercée face à une formation poreuse perméable est inférieure à la pression de pore  $P_g$  (pressions de gisement) de cette formation, la pression différentielle ( $P_{\text{fond}} - P_g$ ) est négative.[17]

#### **III.10.1. Le contrôle primaire :**

Consiste à maintenir en face des formations poreuses perméables une pression différentielle positive uniquement par l'intermédiaire d'une colonne de fluide de densité appropriée. Une venue est la manifestation de la perte du contrôle primaire. Il est fondamental de maintenir en permanence le contrôle primaire au cours des opérations de forage, de complétion et de reconditionnement de puits. Tous les efforts doivent être entrepris pour conserver ce contrôle. Sa perte nécessite la mise en œuvre du contrôle secondaire.

Soit une venue de gaz de 3 m<sup>3</sup> à 3000 mètres de profondeur avec une pression de pore de 400 kgf/cm<sup>2</sup>, le volume de gaz à traiter en surface sera de 400 x 3 = 1200 m<sup>3</sup>

Ce chiffre souligne toute l'importance :

- De la détection la plus précoce possible de la venue.

- Une faible venue de gaz dans les conditions de fond se traduira par un volume considérable de gaz à traiter en surface.

### **III.10.2. Le contrôle secondaire :**

Le contrôle secondaire est initié quand la pression du fond du puits devient inférieure à la pression de pores, il y aura une intrusion du fluide de formation dans le puits, celui-ci commencera donc à débiter. 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 contrôles conventionnelles à savoir la Driller's ou la wait and weight méthodes.

### **III.10.3. Le contrôle tertiaire :**

Le contrôle tertiaire représente la troisième ligne de défense pour le contrôle des venues qui consiste à utiliser les méthodes et les procédures inhabituelles pour traiter les situations particulières de venue à savoir :

- L'outil n'est pas au fond
- Le bouchage de la garniture
- Siffleur de la garniture
- Perte de circulation
- La pression annulaire supérieure à la pression maximale admissible
- Coincement de la garniture
- Migration du gaz sans expansion
- Opération spéciale (snubbing) [15]

### **III.11. Les causes d'une venue :**

Les causes de venues les plus fréquentes sont :

- Le défaut de remplissage du puits pendant les manœuvres de garniture
- Le pistonnage vers le haut et vers le bas pendant les manœuvres
- Les pertes de circulation
- La densité du fluide de forage insuffisante
- Les situations spéciales (DST...)

Les statistiques ont révélé que la majorité des venues surviennent en cours de manœuvres où la réduction de la pression de fond est essentiellement due à :

- L'annulation des pertes de charge annulaire à l'arrêt des pompes
- La chute de niveau de boue dans l'annulaire pendant la remontée
- Le pistonnage vers le haut (swabbing)

✓ **Défaut de remplissage pendant la manœuvre :**

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

• **Tiges vides**

$$\Delta P = (H.Gb. V_a \text{ tige}) / (V_i \text{ tubage} - V_a \text{ tige}) \quad (\text{III.27})$$

• **Tiges pleines**

$$\Delta P = H.Gb. (V_i \text{ tige} + V_a \text{ tige}) / [V_i \text{ tubage} - (V_i \text{ tige} + V_a \text{ tige})] \quad (\text{III.28})$$

Où:

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

H : Longueur de tiges remontée (m)

Gb : Gradient de boue (bar/m)

$V_a$  tige : volume acier des tiges (L/m)

$V_i$  tige : volume intérieur des tiges (L/m)

$V_i$  tubage : volume intérieur du tubage (L/m)

✓ **Pistonnage vers le haut (Swabbing) :**

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

$$P_{\text{fond}} = [Z. di / 10.2] - \text{DEPRESSION} \quad (\text{III.28})$$

Cette dépression est d'autant plus importante que :

- La vitesse de remontée est trop rapide
- La densité et la rhéologie (viscosité, gel ...) sont élevées
- Le jeu entre le trou et la BHA est réduit
- L'outil est bourré

Le pistonnage vers le haut peut être détecté par un suivi rigoureux du retour à la goulotte et un bilan des volumes dans le trip tank. Pour minimiser l'effet du pistonnage il faut :

- Conditionner la boue
- Avoir une surpression suffisante sur le fond avant d'entamer la remontée (trip margin)
- Contrôler la vitesse de manœuvre
- Circuler en remontant si nécessaire

✓ **Pistonnage vers le bas (Surging) :**

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

$$P_{\text{fond}} = [Z \cdot d_i / 10.2] + \text{SURPRESSION} \quad (\text{III.29})$$

Si cette surpression est importante, la pression de fond devient supérieure à la pression de fracturation de la formation, et par conséquent provoquer une perte totale de la boue qui pourra entraîner une baisse suffisante du niveau de boue dans le puits et favorise l'envahissement du puits par le fluide de la formation.

✓ **Perte de circulation**

Lors d'une perte totale de circulation, la pression hydrostatique diminue et si elle devient inférieure à la pression de pores, il y aura une intrusion du fluide de la formation dans le puits. La hauteur maximale de vide tolérée pour ne pas avoir une venue est donnée par la formule suivante :

$$H = (\Delta P \cdot 10.2) / d_i \quad (\text{III.30})$$

Où

H : la hauteur maximale du vide (m)

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

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

✓ **Densité de boue insuffisante**

La densité de 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 venue.

L'insuffisance de la densité peut être due à :

- Une sous-estimation de la pression de pores
- Une diminution accidentelle de la densité de boue en surface
- Une contamination de la boue par le fluide de formation

✓ **Formations à pressions anormalement élevées :**

Ces formations sont souvent une des causes des venues. On dit qu'une formation est à pression anormalement élevée lorsque son gradient de pression est supérieur au gradient normal.

$$\text{Gradient abnormal} > 0.105 \text{ bar/m} \quad (\text{III.31})$$

✓ **Contamination du fluide de forage par l'effluent :**

Dans un puits ouvert, le gaz se détend progressivement en remontant dans l'annulaire. L'expansion du gaz devient importante lorsqu'il approche de la surface et provoque une diminution de la densité du fluide de forage à la sortie du puits :

$$\Delta P_f = (d_1 - d_2 / d_2) L_n P_f / P_{atm} \quad (III.31)$$

$\Delta P_f$ : diminution de la pression sur le fond exprimée en bar

$d_1$ : densité de la boue initiale non gazée

$d_2$ : densité de la boue gazée à la sortie du puits

$P_f$ : pression de fond en statique exercée par la boue de densité  $d_1$  non gazée exprimée en bar [17]

**III.12. Les signes d'une venue :**

Les signes indicateurs de venue peuvent être classés en deux catégories. La limite entre les deux peut être relativement floue. Nous allons distinguer :

**III.12.1. Les signes précurseurs 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 signe peut ne pas être un indicateur définitif d'une venue, c'est la raison pour laquelle il est très important d'observer les autres indicateurs ci-après :

- Augmentation de la vitesse d'avancement (Drilling Break).
- Augmentation du torque et des frottements.
- Diminution de la densité des argiles.
- Taille, forme et volume des cuttings.
- Changement des propriétés de la boue.
- Changement de la température de la boue à la sortie.
- Diminution du d'exposant.
- Indices de gaz dans la boue.

**III.12.2. 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 énumérés ci-dessous peuvent se manifester en cours de forage ou pendant les manœuvres.

✓ **En circulation, les signes effectifs de venues sont :**

- L'augmentation du débit à la sortie du puits.
- L'augmentation du niveau des bassins de circulation.

- ✓ La variation de la pression de refoulement des pompes de forage. Pour un puits de diamètre habituel, on peut s'attendre à une diminution de la pression due à l'effet de tube en U. Cependant dans le cas du "slim hole", il se produit une augmentation de pression causée par une augmentation des pertes de charge dans l'annulaire produite par le débit du puits.
- ✓ **En cours de manœuvre, ce sont :**
  - Les anomalies de remplissage du puits au cours de la remontée. Le volume de fluide à pomper dans le puits est inférieur au volume de garniture sortant du puits.
  - Les anomalies de retour de boue au cours de la descente. Le volume de fluide sortant du puits est supérieur au volume de garniture entrant dans le puits.[3]

### **III.13. Les méthodes de contrôle :**

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

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

D'autres paramètres nécessaires pour le contrôle, doivent être recueillis après la venue. Les paramètres à mesurer après la venue sont  $P_{t1}$ ,  $P_{a1}$  et le gain. A partir de ces paramètres et les données du puits et appareil, on établit la fiche de contrôle.

Il existe plusieurs méthodes de contrôle de venue, mais toutes les méthodes assurent le même principe de base qui consiste à exercer pendant tout le contrôle une pression au fond égale à  $P_g$  ou légèrement supérieure [15].

#### **III.13.1 Driller's method :**

La méthode du driller est la méthode la plus anciennement utilisée, elle est considérée comme étant la méthode la plus simple à mettre en œuvre du fait que le contrôle peut se faire immédiatement après la fermeture du puits sans préparation spéciale, cette méthode consiste à circulation et évacuation de la venue avec la densité initiale de forage et le remplacement de la boue initiale par une boue de densité suffisante pour équilibrer la pression de pores. Il se fait en deux circulations :

✓ **Première circulation :**

On circule avec la densité initiale pour évacuer le bouchon contaminé en circulant sous duse le volume de l'espace annulaire. La circulation doit se faire avec un débit constant ( $Q_r$ ) et une pression de refoulement constante égale à  $PR_1$ .

$$PR_1 = P_{c1} + P_{t1} \quad (III.32)$$

À la fin de la circulation, on aura :

$$P_t = P_a = P_{t1} \quad (III.33)$$

✓ **Deuxième circulation**

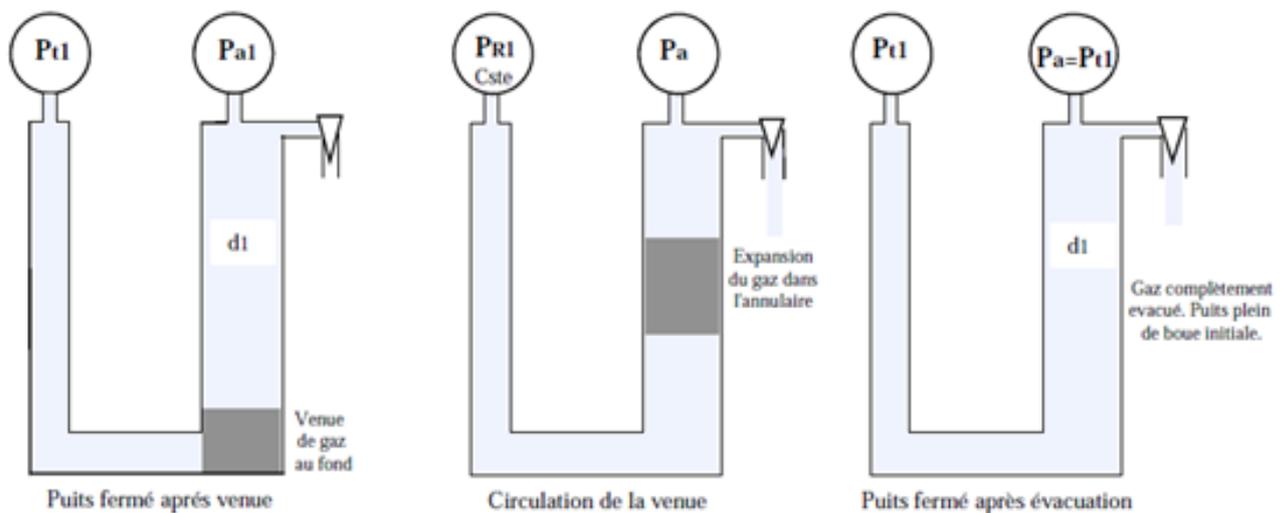
On remplace la densité initiale par la densité requise en circulant sous duse avec un débit constant. Durant le pompage de la boue dr à l'intérieur garniture, la pression de refoulement décroît de la valeur  $PR_1$  jusqu'à atteindre la valeur de  $PR_r$  lorsque la boue dr atteigne l'outil.

Pendant le pompage de la boue dr dans l'espace annulaire, La pression de refoulement doit être maintenue à la valeur constante  $PR_r$ .

$$PR_r = P_{c1} \times (d_r/d_1) \quad (III.33)$$

Une fois la boue dr en surface  $P_a$  doit être nulle et à l'arrêt de circulation On doit noter

$$P_t = P_a = 0 \quad (III.34)$$



**Figure III.2: Première circulation de Driller's méthode [15]**

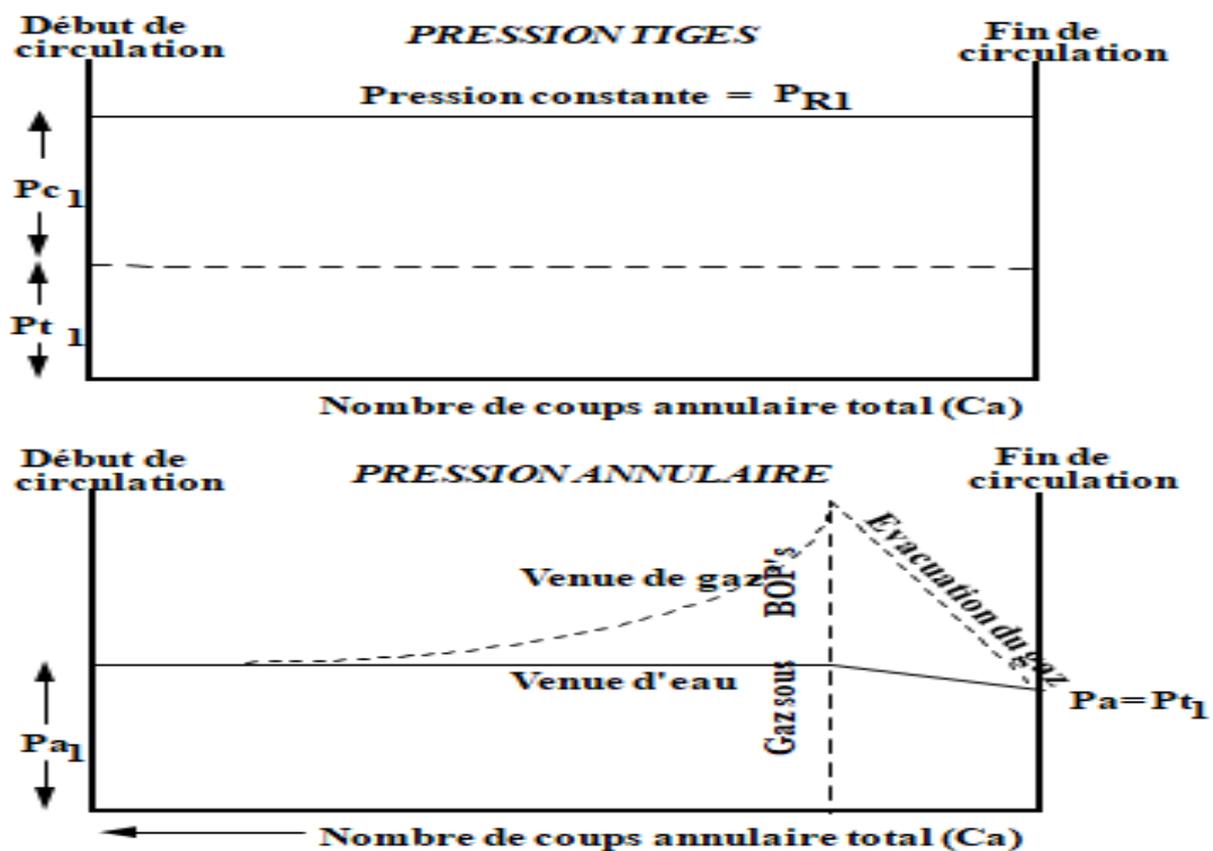


Figure III.3: évolution des pressions en tête des tiges et annulaire de la première circulation

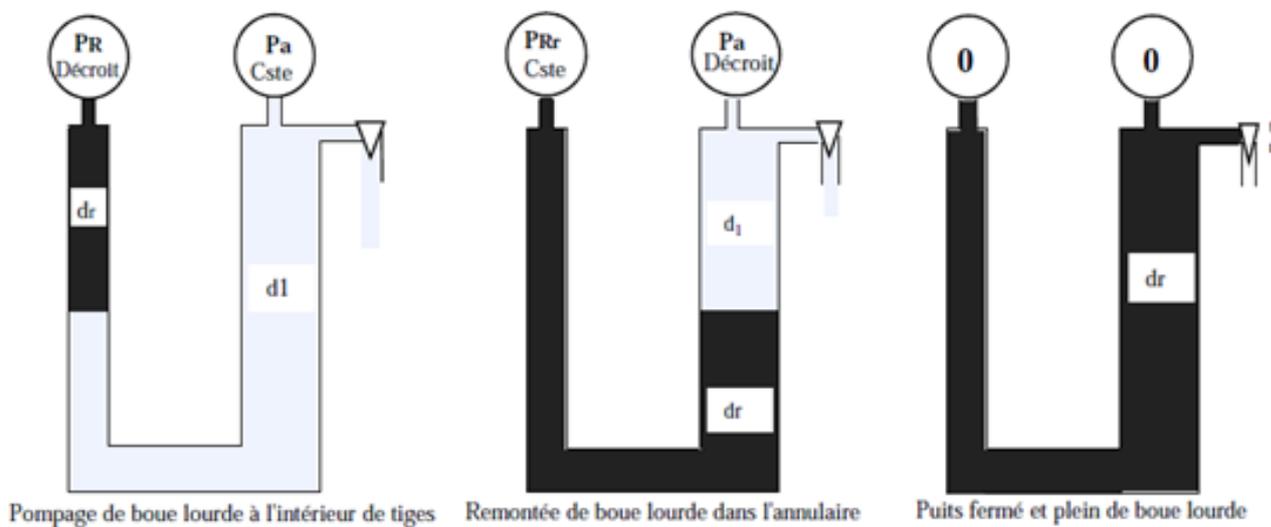


Figure III.4: Deuxième circulation de Driller's méthode [15]

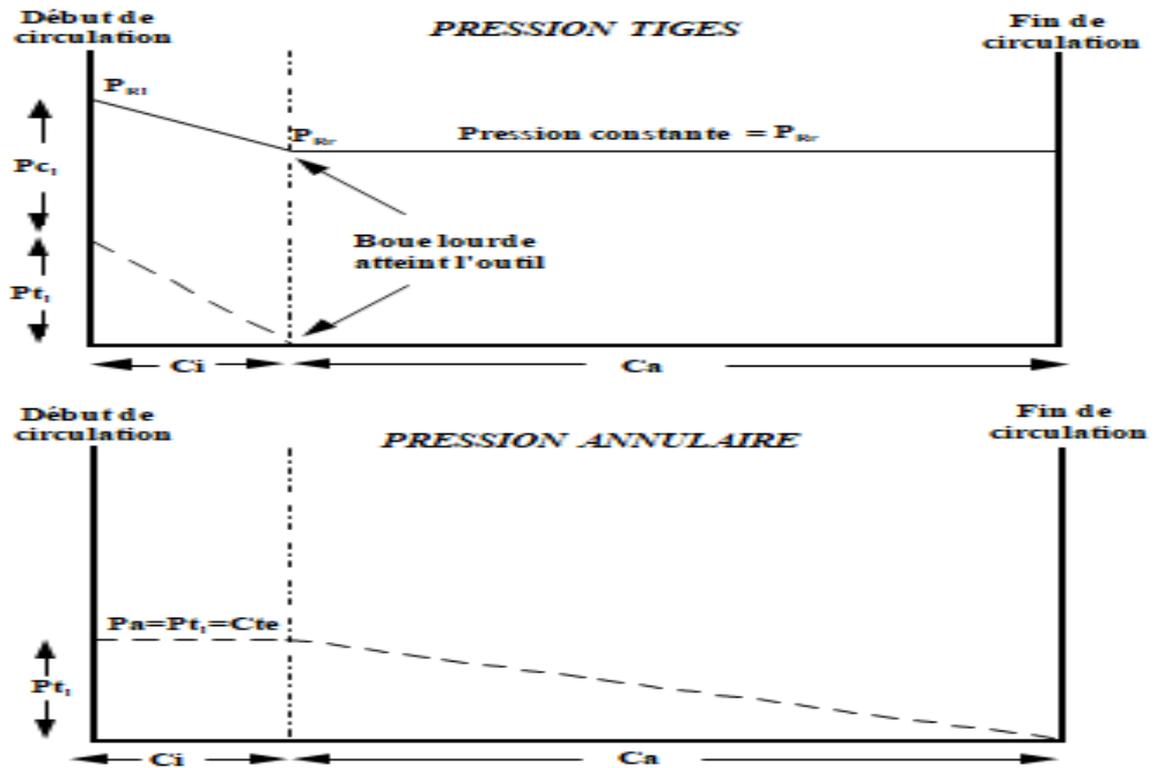


Figure III.5 : évolution des pressions en tête des tiges et annulaire de la deuxième circulation [15]

### III.13.2 Wait and weight method:

Évacuer la venue en remplaçant la boue initiale par la boue alourdie en maintenant au fond une pression supérieure ou égale à la pression de pores.

La pression de refoulement décroît de la valeur initiale  $P_{R1}$  à la valeur finale  $P_{Rr}$  lorsque la boue lourde arrive à l'outil puis reste constante jusqu'à la fin du cycle.

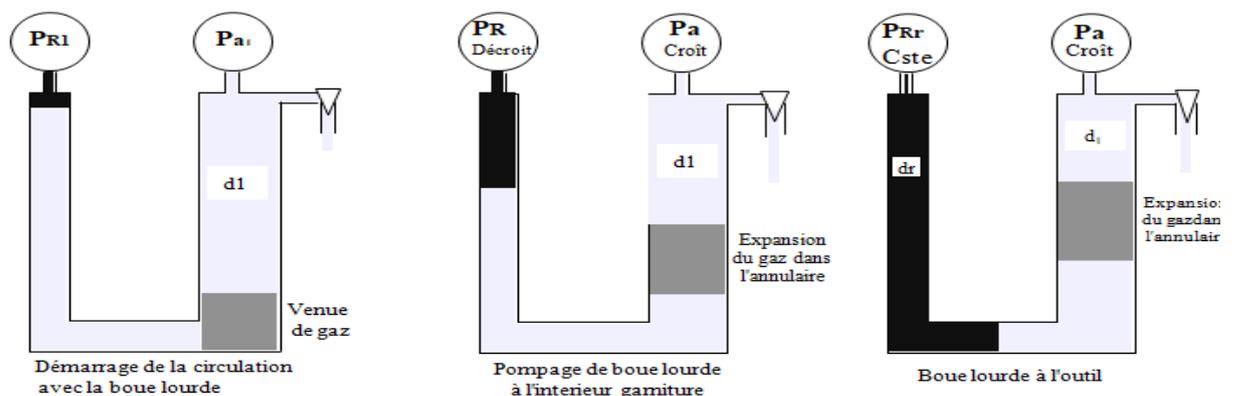
Le débit étant constant pendant tout le cycl.[1]

Au début du cycle :[6]

$$P_{R1} = P_{c1} + P_{t1} \quad (III.35)$$

Quand la boue lourde arrive à l'outil :

$$P_{Rr} = P_{cr} = P_{c1} \times \frac{d_r}{d_l} \quad (III.36)$$



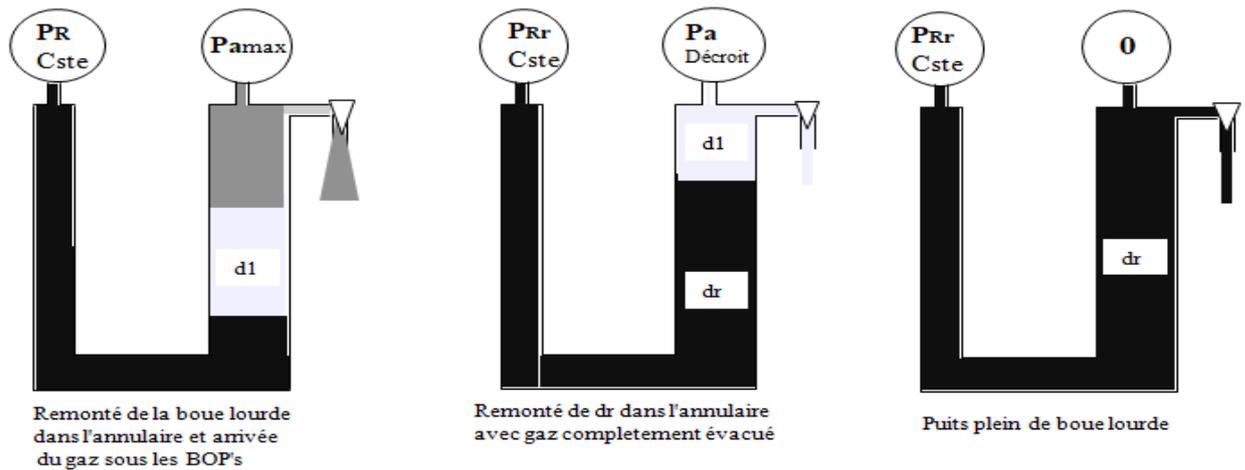


Figure III.6: circulation de Wait and weight méthode [15]

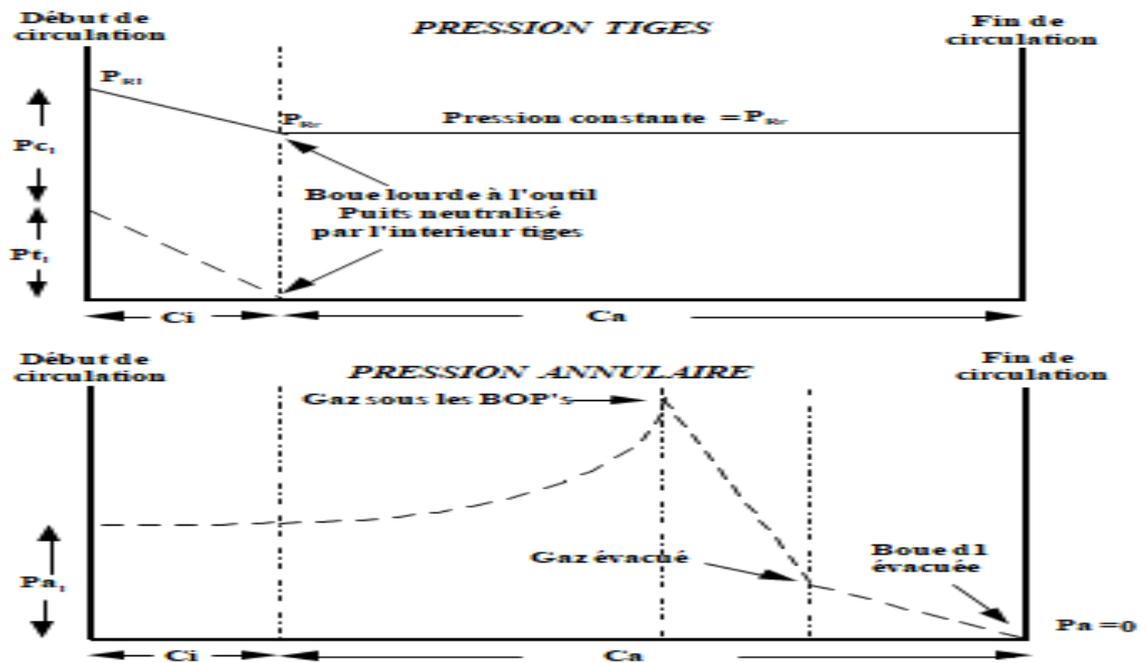


Figure III.7: évolution des pressions en tête des tiges et annulaire [15]

### III .13.3. Méthode volumétrique :

La méthode volumétrique 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 venue ou la circulation de L'effluent devient impossible telles que :

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

- Rupture de la garniture de forage.[19]

### III.13.3.1. Principe de la méthode :

#### ✓ Choisir la valeur du palier de travail $\Delta P$ :

Le palier de pression de travail est défini comme étant l'augmentation de pression annulaire autorisée avant de purger un certain volume de boue pour garder la pression de fonds constante.

#### ✓ Calcul du volume de purge :

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

$$V = 10.2 \times \frac{\Delta P}{d_1} \times V_{ea} \quad (\text{III.35})$$

Où :  $V$  : volume de boue à purger (L).

$\Delta P$  : palier de pression de travail (bar).

$d_1$  : densité de la boue (kg/l).

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

#### ✓ Calcul de la vitesse de migration du gaz :

Une fermeture prolongée du puits après une venue de gaz aura pour conséquence une augmentation de pression due à la migration de ce dernier.

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 est appliquée :

$$V_m = 10.2 \times \frac{\Delta P}{d_1} \quad (\text{III.36})$$

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

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

$d_1$  : densité de la boue (kg/L).

### III.13.3.2. Procédure de mise en œuvre de la méthode volumétrique :

- Choisir la valeur du palier de travail  $\Delta P=5\text{bar}$ .
- Noter la pression annulaire stabilisée  $Pa_1$ .
- Laisser la pression annulaire monter jusqu'à  $Pa_2=Pa_1+S+\Delta P$  avec  $S=10\text{bar}$ .
- Purger dans le trip tank à pression annulaire constante et égale à  $Pa_2$  jusqu'à récupérer le volume de boue  $V$  calculé correspondant à la position du gaz dans

l'annulaire.

- Fermer la duse et Laisser la pression annulaire monter d'une valeur égale au palier de pression de travail choisi.
- La pression annulaire aura une nouvelle valeur.  $Pa_3=Pa_2+\Delta P$
- Répéter les deux opérations précédentes jusqu'à l'arrivée du gaz à la surface sous le BOP, puis sera évacué en utilisant la méthode lubricating.

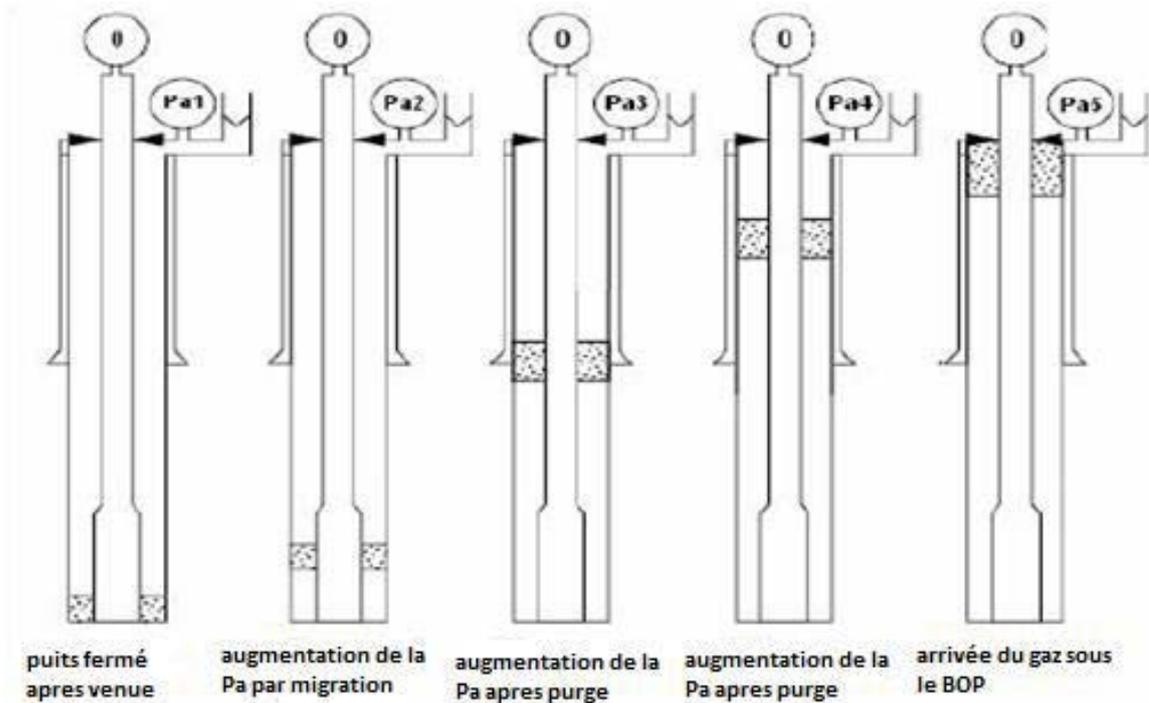


Figure III.8 migrations de l'effluent par la méthode volumétrique [5]

#### III.13.4. La méthode lubricating :

C'est une technique utilisée pour évacuer le volume de gaz se trouvant sous le BOP en le remplaçant par la boue de forage.

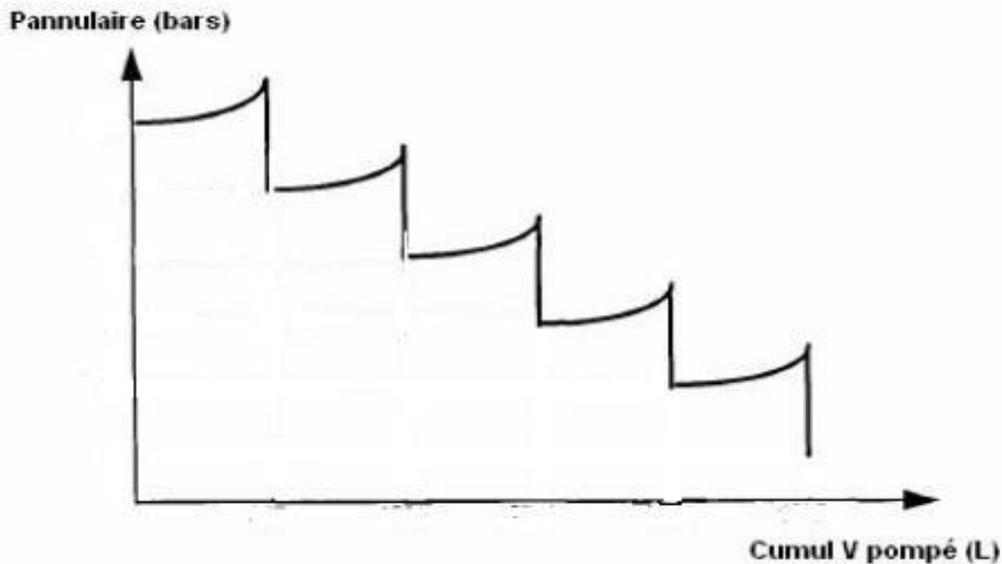
Le principe de la technique consiste à garder la pression de fond constante en pompant un certain volume de boue par l'espace annulaire de purger un volume de gaz pour réduire la pression annulaire d'une valeur égale à la pression hydrostatique du volume pompé.[5]

✓ **Procédure de mise en œuvre :**

- Noter la pression annulaire stabilisée  $Pa_1$ .
- Calculer le volume de boue  $V$  nécessaire à pomper par la kill-line.
- Laisser la boue se décanter à travers le gaz.
- Purger du gaz à l'aide de la duse pour réduire la pression annulaire d'une valeur

de  $\Delta P$ .

- Répéter les opérations précédentes jusqu'à évacuation complète de la venue. L'évolution de la pression annulaire en fonction du volume pompé est représentée comme suit :



**Figure III.9 Variation de la pression annulaire en fonction du volume pompe cumule [19]**

### **III.13.5. La méthode bullheading :**

Si les méthodes conventionnelles de contrôle sont impossibles, la méthode de bullheading offre la solution de squeezer l'effluent dans la formation. Cette méthode est critique et n'est appliquée que dans les cas suivants :

- Grand volume de l'effluent qui peut engendrer de hautes pressions en tête d'annulaire.
- L'effluent peut contenir de l' $H_2S$ .
- La garniture de forage est loin du fond ou absence totale de garniture.

#### **✓ Les facteurs influençant sur le succès de l'opération :**

- Grand volume de l'effluent obtenu en cours de forage pouvant être contaminé par la boue.
- La pression admissible qui dépend de la résistance de la formation, tubage et équipements de surface.
- La perméabilité de la formation.
- Position de l'effluent dans le puits.
- Les conséquences de fracturation de la formation.

#### **✓ Préparation de la méthode :**

- Evaluer la vitesse de migration de l'effluent.

- Calculer la pression admissible avec la boue actuelle.
- Assurer le volume de boue nécessaire pour déplacer le top de l'effluent vers la formation.
- Si le temps le permet, augmenter la densité de la boue.
- Pomper par le kill line
- ✓ **Procédures de l'opération :**
- Commencer le pompage vers l'annulaire avec le débit réduit et une vitesse de pompage supérieur à celle de migration de l'effluent.
- La pression de pompage ne doit pas dépasser la pression admissible. Si la pression continue à augmenter, arrêter le pompage et observer la pression. Si elle baisse cela indique la réussite de l'opération.
- Si la pression diminue après la fermeture, continuer le pompage avec un débit maximum.
- Continuer le pompage jusqu'à avoir le top de l'effluent dans la formation.
- Arrêter le pompage et vérifier si les pressions en tête d'annulaire et des tiges sont les mêmes.
- Augmenter la densité de la boue si nécessaire, et circuler avec les méthodes conventionnelles jusqu'au nettoyage total du puits.[16]

## **Bibliographie**

---

- [15] Daddou.M. [2015]. « Division Forage/Sonatrach, Département formation ».
  - [16] A.Slimani. [2017]. « Division Forage/Sonatrach, Département formation ».
  - [17] Document Sonatrach. [2016]. « Forage Dirigé, Algerian Petroleum Institute ».
  - [18] Tagnit.Hamou,Med.Said« Forage des formations profondes et compact,Journées d'étude Sonatrach/Division Forage» [2015].
  - [19] Cours de La Boue Forage de Perfectionnement pour les JDF (Jeunes Division Forage) [2016].
  - [20] Procedure well control Sonatrach/Division Forage [2017].
-

# Chapitre IV Statistiques et Analyses des Venues à Sonatrach

---

## Sommaire

---

<b>IV.1</b>	Introduction.....	<b>54</b>
<b>IV.2</b>	Statistiques et Analyses des Venues.....	<b>54</b>
<b>IV.3</b>	Venues en fonction des Opérations.....	<b>56</b>
<b>IV.4</b>	Venues en fonction de Type.....	<b>57</b>
	<b>4.1</b> Venue Induite.....	<b>58</b>
	<b>4.2</b> Venue en Underbalance.....	<b>58</b>
	<b>4.3</b> Autre Types.....	<b>58</b>
<b>IV.5</b>	Conclusion .....	<b>59</b>

---

#### IV.1. Introduction :

L'étude statistique des venues qui ont eu lieu chez SONATRACH entre 2015 et 2020 notes que la plupart de venue causée par l'incertitude dans la détermination de la densité de la boue approprié pour les opérations le forage et le marge de sécurité pendant les manœuvres.

Cette incertitude est due à la peur d'atteindre à la pression de fracturation et pour éviter les pertes surtout dans les formations fragiles. Les critères de cette étude sont les causes, les types de venues, les champs, et les opérations en cours.

L'objectif de cette étude est l'analyse des principales causes des venues pour améliorer les procédures préventives et également les méthodes et moyens de contrôle afin de réduire le nombre de venues. La connaissance de la pression de fracturation est une importance vitale pour l'élaboration du programme de forage et de tubage pour travailler avec une densité de boue adaptée.

#### IV.2. Statistiques et Analyses des Venues [2015 - 2020] :

N°	Puits	Région	Pr (m)	Type de venue	Opération	Cause
1	AHT-1 H-2	Exp Pole S.	1720	Venue induite	Forage	Gaz de formation
2	RHAE-1	Exp Pole S.	3220	Venue induite	Forage	Breathing Formation
3	RCD-16	Dev Pole N.	3563	Venue induite	Manœuvre	Breathing Formation
4	RDLE-1	Dev Pole S.	2940	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
5	IFN-13	Dev Pole S.	2016	Venue induite	Manœuvre	Mauvais remplissage
6	OTS5	Dev Pole S.	1572	Venue induite	Forage	Densité élevée.
7	HBH9	Dev Pole S.	712	Venue induite	Forage	Mauvais remplissage
8	OTS5	Dev Pole S.	1851	Underbalance	Manœuvre	Densité insuffisante
9	TMLS-7	Dev Pole S.	3374	Ballooning	Cimentation	Pression élevée
10	OMJ-323	Dev Pole N.	3472	Venue induite	Forage	Mauvais remplissage
11	TOU-16	Dev Pole C.	2907	Venue induite	Diagraphie	Densité insuffisante

**Tableau IV.1: Nombre de venues [Année 2015]**

N°	Puits	Région	Prof (m)	Cause	Type de venue	Opération
1	RKFP1 ST1	Exp Pole C.	5330	Breathing Formation	Induite	Cimentation
2	TG 50	Dev Pole S	694	Densité insuffisante	Induite	Forage
3	TFT-465	Dev Pole S	2040	Densité insuffisante	Underbalance	Forage
4	GDN1 Bis	Exp Pole N	3623	Ballooning	Ballooning	Forage
5	AMA-66	De Pole S	1866	Densité insuffisante	Underbalance	Forage
6	SF-10	Dev Pole C	2985	Densité insuffisante	Venue induite	Forage
7	OMK623 IG	Dev Pole N	3328	Densité insuffisante	Underbalance	Forage
8	NHBHJ-1	Exp Pole N	3886	Densité insuffisante.	Underbalance	Carottage
9	MDZ-677	Dev Pole C	3413	Mauvaise	Venue induite	Manœuvre
10	RB-71	Dev Pole C	2561	Ballooning	Venue induite	Forage
11	RAZ-108	Dev Pole C	3297	Densité insuffisante	Underbalance	Manœuvre

12	BH-13	Dev Pole S	1586	Parte partiel	Venue induite	Forage
13	KENE-1	Exp Pole C	2920	Perte totale	Ballooning	Manœuvre

**Tableau IV.2: Nombre de venues [Année 2016]**

N°	Puits	Région	Prof (m)	Cause	Type de venue	Opération
1	TMK-2	S. Pole Dev	1749	Mauvais remplissage	Venue induite	Manœuvre
2	HAZ-103	C. Pole Dev	3755	Pistonnage	Venue induite	Manœuvre
3	BH-27	S. Pole Dev	1349	Pertes de circulation	Venue induite	Forage
4	RMH-1	N. Pole Exp	2851	Mauvais remplissage	Venue induite	Manœuvre
5	AMA-69	S. Pole Dev	1990	Mauvais	Venue induite	Manœuvre
6	HTFN-9	N. Pole Dev	3430	Mauvais remplissage	Venue induite	Manœuvre
7	TAON-1	C. Pole Exp	5671	Densité insuffisante	Under Balance	Forage
8	NEM-1	N. Pole Exp	4336	Densité insuffisante	Under Balance	Forage
9	HAZ-107	C. Pole Dev	3418	Pertes de circulation	Under Balance	Forage
10	ONIZ520	N. Pole Dev	3486	Défaillance eqts	Under Balance	Manœuvre
11	HBW-1	C. Pole EXP	3524	Densité insuffisante	Under Balance	Forage
12	AMT-10	S. Pole Exp	780	Marge de manœuvre	Venue induite	Manœuvre
13	HAZ-106	C. Pole Dev	3623	Densité insuffisante	Under Balance	Manœuvre
14	DHKTS-1	S. Pole Exp	4117	Densité insuffisante	Under Balance	Forage
15	RHAEP1St	C. Pole Exp	4526	Zone chargée	Ballooning	Manœuvre
16	HDK-3	S. Pole Dev	1595	Densité insuffisante	Under Balance	Forage
17	NRAA-2	N. Pole Exp	4185	Densité insuffisante	Under Balance	Manœuvre
18	OMK-841	N. Pole Dev	3373	Densité insuffisante	Underbalance	Forage
19	HAZ-108	C. Pole Dev	3291	Densité insuffisante	Venue induite	Manœuvre
20	HAZ-108	C. Pole Dev	3523	Marge de manœuvre	Venue induite	Manœuvre
21	DLA-1	N. Pole Exp	2724	Densité insuffisante	Under Balance	Forage

**Tableau IV.3: Nombre de venues [Année 2017]**

N°	Puits	Région	Pr (m)	Type de venue	Opération	Cause
1	HRC 72	Dev Pole C.	2274	Venue induite	Forage	Gaz de formation
2	HAZ110	DEV Pole N.	3230	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
3	NHN5	Dev Pole N.	3377	Venue induite	Manœuvre	Densité insuffisante
4	RHAQW2	EXP Pole C.	4315	Venue induite	Forage	Densité insuffisante
5	TB1.Bis	EXP Pole S.	2700	Autre	Forage	Autre
6	GF13	Dev Pole S.	1865	Autre	Forage	Autre
7	OMH121	Dev Pole N.	3404	Venue induite	Forage	Densité insuffisante
8	GF14	Dev Pole S.	1677	Autre	Forage	Autre
9	THW 3	Dev Pole S.	1118	Underbalance	Manœuvre	Densité insuffisante
10	TG-133	Dev Pole S.	998	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
11	TXOS-16	EXP Pole C.	1950	Venue induite	Diagraphie	Densité insuffisante

**Tableau IV.4: Nombre de venues [Année 2018]**

N°	Puits	Région	Pr (m)	Type de venue	Opération	Cause
1	BH11	DEV Pole S.	1551	Venue induite	Forage	Zone a perte
2	TIT 05	Exp Pole S.	2879	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
3	DMS09	Dev Pole S.	2134	Venue induite	Manœuvre	Mauvais remplissage
4	GT14	De Pole S.	1720	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
5	OMG303	Dev Pole N.	2500	Venue induite	Manœuvre	Mauvais remplissage
6	AMD01	EXP Pole C.	2572	Venue induite	Manœuvre	Mauvais remplissage
7	MD738	Dev Pole N.	3338	Venue induite	Circulation	Zone a perte
8	MDZ735	Dev Pole N.	3200	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
9	GF25	Dev Pole S.	1284	Venue induite	Manœuvre	Mauvais remplissage
10	BH12	Dev Pole S.	1310	Venue induite	Forage	Zone a perte
11	ELHQZH3	Dev Pole C.	5065	Underbalance	Forage	Densité insuffisante

**Tableau IV.5: Nombre de venues [Année 2019]**

N°	Puits	Région	Pr (m)	Type de venue	Opération	Cause
1	GF26	Dev Pole S.	1795	Venue induite	Circulation	Gaz de formation
2	LEN1	Exp Pole C.	4650	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
3	BH27	Dev Pole S.	1650	Venue induite	Forage	Zone a perte
4	HTF39	Dev Pole N.	3469	Underbalance	Diagraphie	Densité insuffisante
5	BH-13	Dev Pole S.	1589	Venue induite	Forage	Zone a perte
6	BH14	Dev Pole S.	1625	Venue induite	Forage	Zone a perte
7	OMK872	Dev Pole N.	2315	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
8	HGANE7	Dev Pole C.	3464	Underbalance	Forage	Densité insuffisante
9	TRN6	Dev Pole S.	2030	Forage	Forage	Densité insuffisante

**Tableau IV.6: Nombre de venues [Année 2020]**

### IV.3. Venues en fonction des Opérations :

Pour ces cinq années d'études présentées dans les Tableaux IV.1.... IV.5, les venues rencontrées en cours des opérations de forage sont les plus répondues, et représentent 57.89 % des cas. Suivi des venues en cours des opérations de manœuvre par un taux de 31.57 % des cas.

Le nombre de venues pendant les opérations spéciales (diagraphie, ballooning, DST et complétion) est relativement faible.

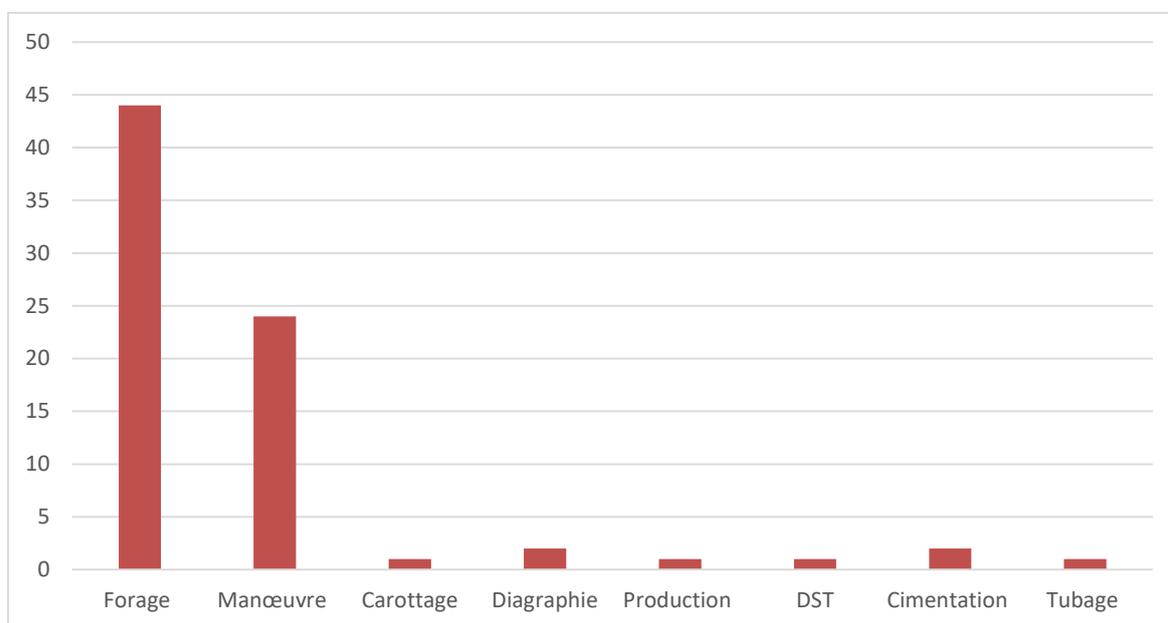
Pendant les opérations de forage et de manœuvre, on a un taux global des venues de 89.46 %, ceci indique que l'opérateur et le contractant de forage ont échoué au maintien de la première barrière de sécurité qui la pression hydrostatique de la boue.

Les causes de cet échec sont :

- ✓ La densité de la boue est insuffisante.
- ✓ Le pistonnage vers le haut entraînant la perte de la marge de sécurité.

Opérations en cours	Venue	Fréquence
Forage	44	57.89%
Manœuvre	24	31.57%
Carottage	1	1.31%
Diagraphie	2	2.63%
Production	1	1.31%
DST	1	1.31%
Cimentation	2	2.63
Tubage	1	1.31%
Total	76	100%

**Tableau IV.7: Nombre de venues en fonction des Opérations**



**Figure IV.1: Nombre des venues en fonction des Opérations [22]**

#### **IV.4. Venues en fonction de Type :**

La classification des venues par type est réalisée sur la base de l'écart entre la pression hydrostatique de la boue et celle du réservoir. Elles sont subdivisées en 3 types. [25]

##### **IV.4.1. Venues Induite :**

Ce type caractérise les venues provoquées par la perte de la première barrière de sécurité, qui est la pression hydrostatique de la boue, les principales causes de ce type de venues sont :

- Défaut de remplissage en cours des manœuvres.
- Pistonnage vers le haut.
- Chute de la densité de la boue suite à une contamination par le gaz ou l'eau.

- Perte totale ou pareille.

Le Tableau III.5 montre que les venues induites sont les plus répondues représente 48.68% des cas.

#### IV.4.2. Venues en Under balance :

Ce type caractérise les venues qui ont eu lieu en cours des opérations de forage et de carottage dans des zones perméables avec une densité de la boue insuffisante pour vaincre la pression du réservoir. Ici le taux des venues représente 36.48 % des cas.

On rencontre généralement ce problème dans les régions où la pression de réservoir n'est pas bien connue ou mal estimée.

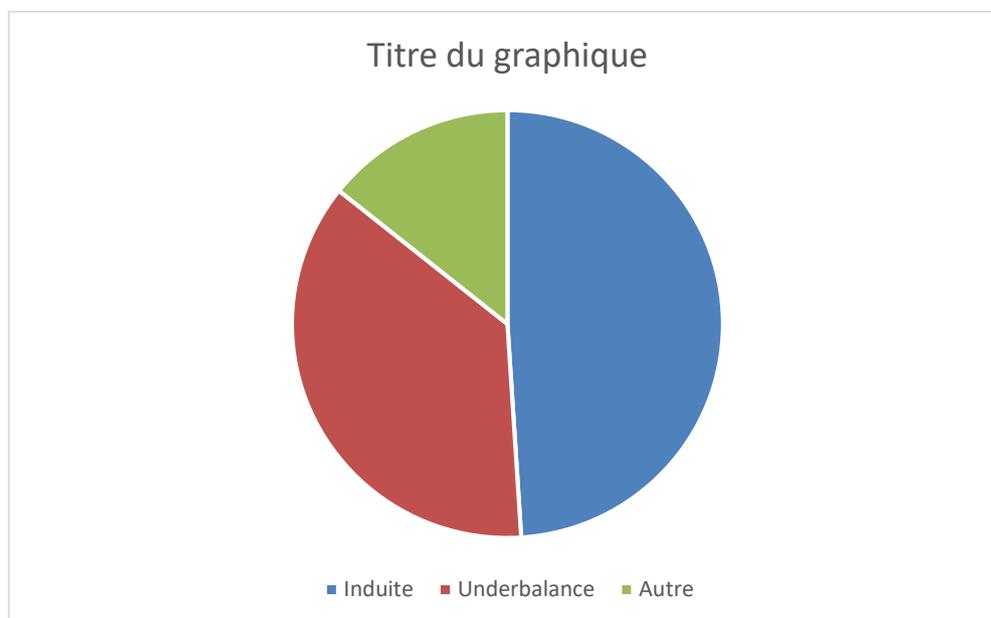
#### IV.4.3. Autre Types :

Ce type caractérise les venues rencontrées en cours des opérations spéciales telle le DST, effet de ballooning, fermeture du puits non appropriée ou non identifier.

Le taux des venues représente 10.54% des cas.

Type de venue	Nombre de Venues	Fréquence %
Induite	37	48.68%
Underbalance	28	36.48%
Autre	11	14.84%

**Tableau IV.8. Venues en fonction de Type**



**Figure IV.2 Venues en fonction de Type [22]**

#### **IV.5 Conclusion :**

Au cours des différentes phases d'un forage, il est essentiel de maintenir en permanence le puits rempli d'un fluide de forage de densité appropriée.

Ce fluide est la première et la plus importante barrière de sécurité entre le fond du puits et la surface. Sa densité doit être :

- Assez élevée afin d'exercer une pression suffisante pour équilibrer la pression des fluides contenus dans les pores des formations à traverser et pour maintenir les parois du trou,
- Mais pas trop élevée pour ne pas endommager, causer de pertes, fracturer les terrains et diminuer la vitesse d'avancement.

Avant de commencer un forage, il est important de connaître la pression de pore (pression des fluides contenus dans les pores) et de fracturation des formations à forer afin d'établir le programme de tubage et de boue. [23]

## **Bibliographie**

---

- [21] Division PED – Direction Gisement Hassi Messaoud.
  - [22] Données sur Puits forés - sonatrach Divisions Forage Hassi Messaoud [2020].
  - [23] Sonatrach Well Control et service puits Division Forage Hassi Messaoud.
  - [24] Rapports Boots & coots well control company [2020].
  - [25] Rapports CUDD well control company [2020].
-

# **Chapitre V   Contrôle d'une Venues Cas puits BH 13 In Salah**

## **Sommaire**

---

<b>V.1</b>	Contrôle de venue au niveau du puits BH 13.....	<b>62</b>
<b>V.2</b>	Données sur les puits et carte de l'emplacement .....	<b>62</b>
<b>V.3</b>	Historique Puits BH13 .....	<b>63</b>
<b>V.4</b>	Risque potentiel de gaz .....	<b>64</b>
<b>V.5</b>	Détection de la venue .....	<b>64</b>
<b>V.6</b>	Colmatage des pertes .....	<b>66</b>
<b>V.7</b>	Les opérations du contrôle ... ..	<b>66</b>
	<b>7.1</b> Contrôle par la drill's Method .....	<b>67</b>
	<b>7.2</b> Contrôle par la méthode de Bullheading avec la densité 1,15sg .....	<b>68</b>
	<b>7.3</b> La troisième opération de Bullheading avec la densité 1,26sg .....	<b>69</b>
	<b>7.4</b> Contrôle par la méthode de Bullheading avec la densité 1,15sg .....	<b>69</b>
	<b>7.5</b> Fin de l'opération et évacuation de la venue.....	<b>70</b>
<b>V.8</b>	Conclusion ... ..	<b>70</b>
<b>V.9</b>	Recommandation .....	<b>70</b>

---



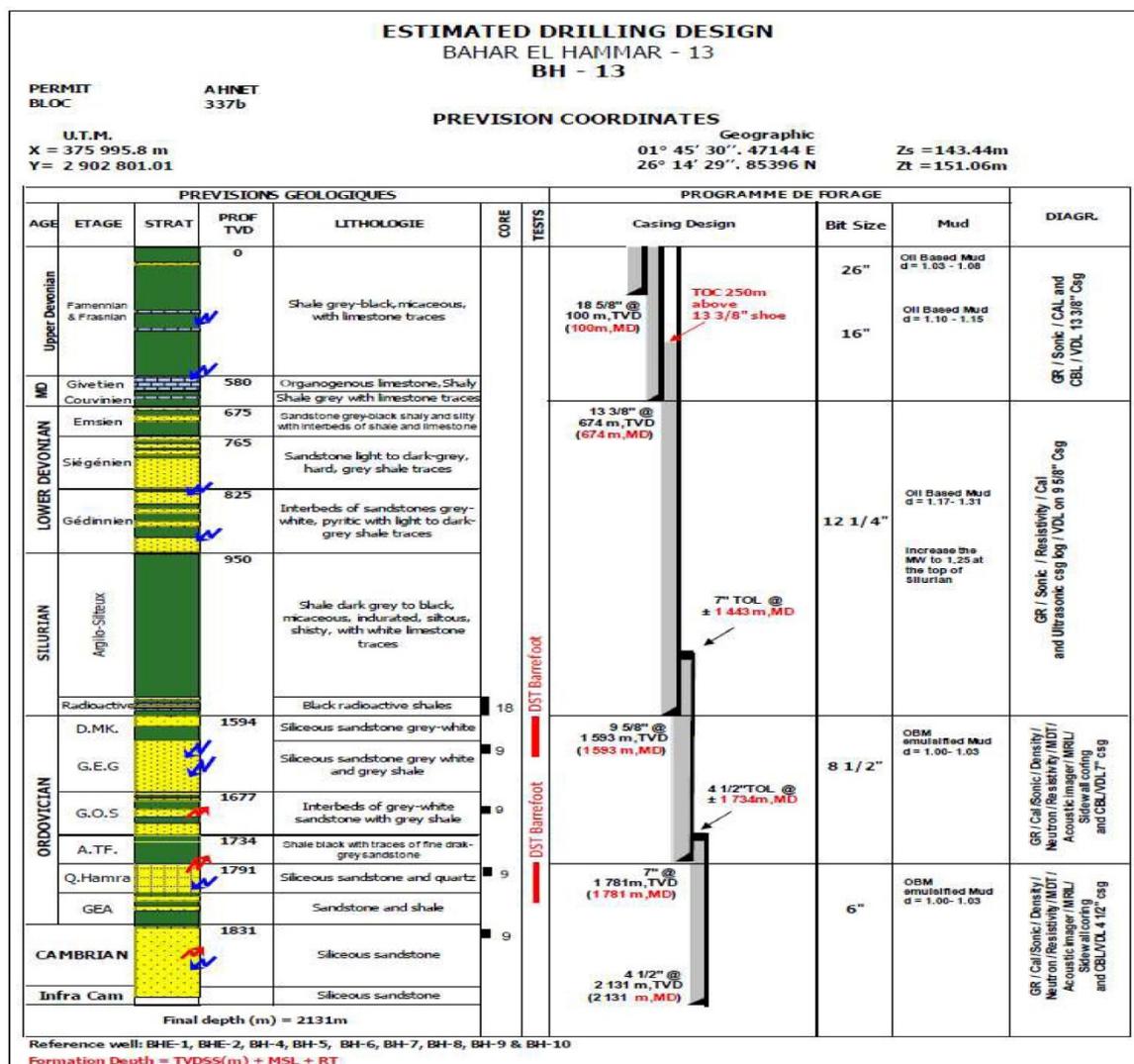


Figure V.2. L'architecture du puits BH13.[27]

### V.3. Historique Puits BH13 :

Le puit BH-13 est un puits de développement vertical foré dans le bloc 337b dans le périmètre de Bahr El Hammer dans le bassin d'Anet (région d'In Salah).

La profondeur totale est de 2131 m avec le Cambro-Ordovicien et le Dévonien inférieur comme cibles principales et secondaires.

- ✓ Un objectif pétrolier primaire :
  - Ordovicien Hamra Quartzites Sandstone ± 1 591m,
  - Reconnaissance du potentiel du gaz présent dans le cambrien.
- ✓ Un objectif pétrolier secondaire :
  - Exploré les grés de dévonien inférieur

#### V.4. Risque potentiel de gaz :

- ✓ Réservoir de gaz à haut pression

Le réservoir de l'Ordovicien présente une pression de réservoir qui peut être estimée dans une plage de 2030 - 2102 psi ou  $\pm$  140 - 145 bar.

- ✓ H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub>

Il existe un risque d'enregistrement de H<sub>2</sub>S ou de CO<sub>2</sub> en surface.

- ✓ Pertes de fluide

Ce problème est très courant dans les puits BH lors du forage du quartzite de Hamra, il y a un risque important de déclenchements des venues.

#### V.5. Détection de la venue :

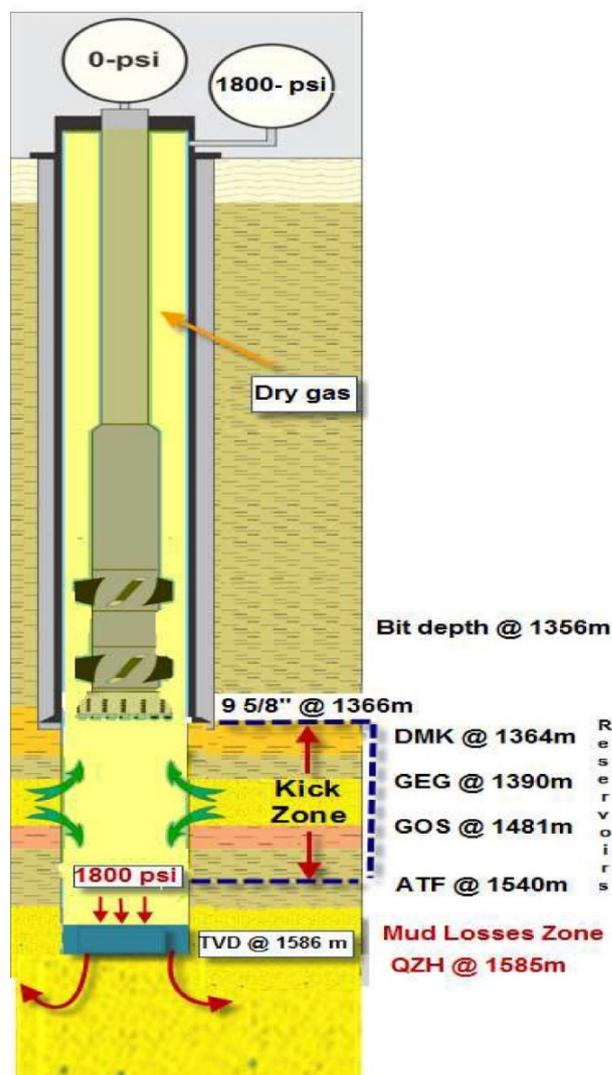


Figure V.3.Shema puits BH13.[29]

Lors du forage de la phase 8 1/2" et à la cote 1586 m, une perte totale se produit le train de tiges a été remonté au sabot de 9 5/8", après avoir Pompe deux bouchons colmatants (8 m<sup>3</sup>& 7 m<sup>3</sup>) et circulée, aucun retour de boue et aucun niveau observé, après consommation

de tout le volume de boue disponible (146 m<sup>3</sup>), la circulation a été arrêtée la garniture remontée au sabot de tubage de 95/8" le puits a commencé à couler, le puits a été fermé Avec  $P_t=0\text{-Psi}$  &  $P_a=1860\text{-Psi}$  (clapet anti retour à l'intérieur de tige)

Après avoir examiné toutes les options, il était clair que la procédure standard de contrôle des éruptions ne peut pas être utilisée si le puits ne peut pas être mis en circulation.

Avec une circulation perdue, le gaz peut remonter à la surface, mais il y a aussi Le danger d'une éruption souterraine.

La seule façon de résoudre le problème est d'abord d'arrêter la perte de fluide de forage dans la formation afin que le puits puisse être tué en toute sécurité.[26]

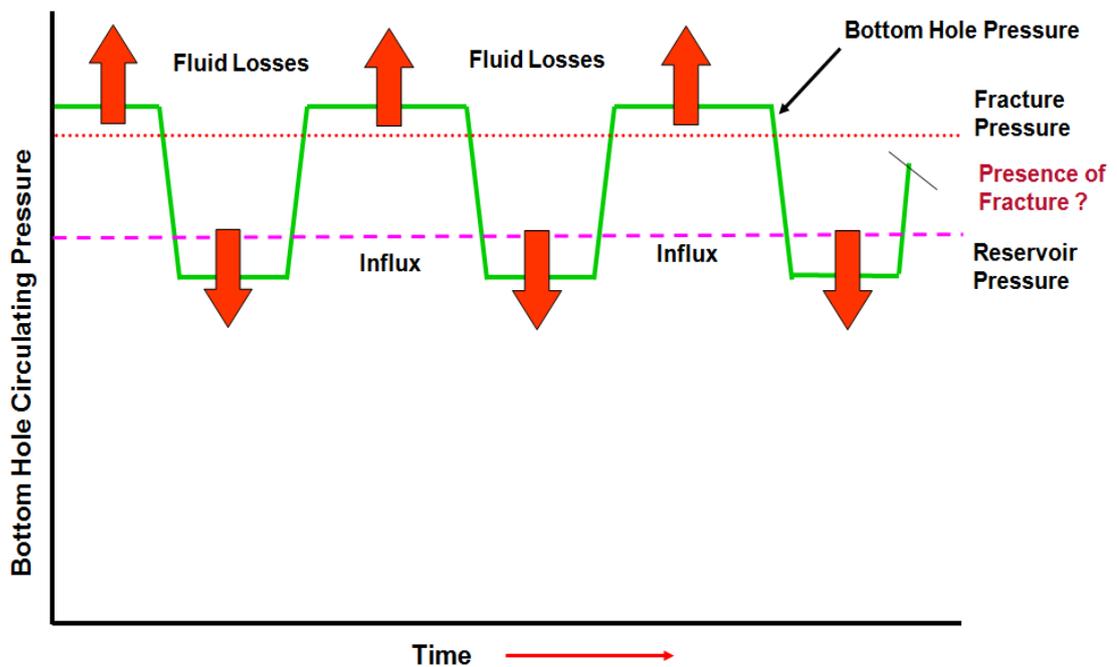


Figure V.4 Apparition des venues due à une fenêtre de forage étroite [30]

## V.6. Colmatage des pertes :

Pompage la boue OBM de 1,09 Sg à l'intérieur des tiges de forage avec un débit 550 Lpm, après 76 m<sup>3</sup> de boue pompée, pression en tête annulaire Pa diminuer de 1800-Psi à 0-psi.

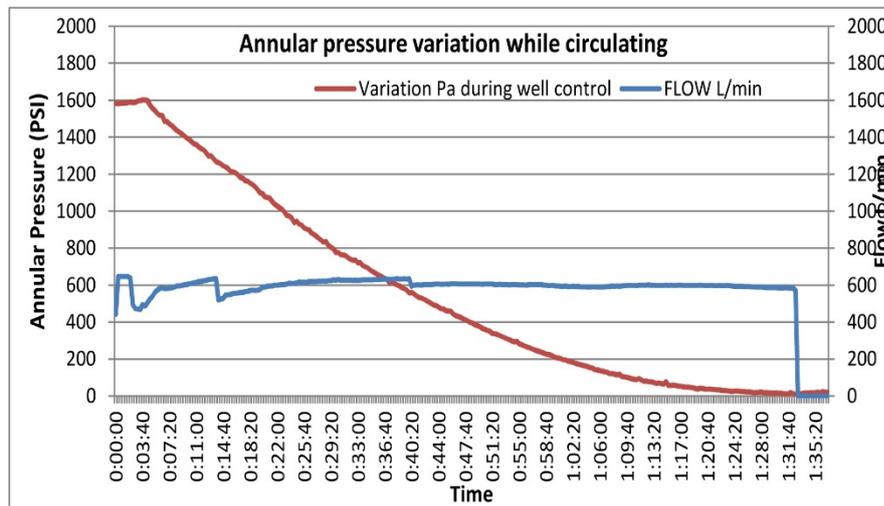


Figure V.4. Variation pression annulaire au cours de circulation Pa.[29]

Après pompage de 20 Bouchons colmatent LC M (L'ost control matériel) avec densité variée entre 1.20sgs et 1.40sgs le retour a été établi et la pression en tête annulaire et en tête tige sont : Pt=200 psi et Pa=200psi.

## V.7. Les opérations du contrôle :

Pompage de la boue de forage initiale 1,09sg afin d'évaluer les pressions. Le volume pompé dans le puits été 1,6 m<sup>3</sup> et après en choisi d'appliquer la drilles méthode

### V.7.1. Contrôle par les drills Method :

#### a. Première circulation

Au début de 1ere circulation et au démarrage des pompe jusqu' a atteint le débit de control 20 cps/min, la pression dans l'annulaire diminue, le pompage est arrêté et on a constaté que le volume pompé est squeezé dans la formation (perte de la boue dans la formation) et les pressions après le pompage de 1,6m<sup>3</sup> de la boue 1,09sg sont :

Date & heure	Pt	Pa	Remarques
Le 06/08/2020 à 17 :40	330	370	Observation
Le 06/08/2020 à 18 :10	330	300	Observation
Le 06/08/2020 à 18 :30	330	320	Observation
Le 06/08/2020 à 18 :45	350	285	Observation
Le 06/08/2020 à 19 :00	360	300	Observation
Le 06/08/2020 à 20 :00	370	400	Pompage de 2m <sup>3</sup>
Le 06/08/2020 à 20 :15	455	400	Observation
Le 06/08/2020 à 20 :30	460	405	Observation
Le 06/08/2020 à 21 :30	460	420	Observation
Le 06/08/2020 à 22 :15	465	415	Purge 50psi
Le 06/08/2020 à 22 :45	475	430	Observation
Décidé de pomper à travers la garniture pour évacuer le gaz dans l'annulaire			
Le 06/08/2020 à 23 :10	415	445	Pompage de 2m <sup>3</sup>
Le 06/08/2020 à 23 :20	445	440	Observation
Le 06/08/2020 à 23 :10	445	410	Observation

**Tableau V.1 : Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le drillés méthode.[26]**

#### ✓ Evaluation de l'opération

Après les résultats négatifs du pompage et purge a plusieurs reprises, ont décidée d'utiliser la méthode Bullheading pour contrôler le puits

#### V.7.2. Contrôle par la méthode de Bullheading avec la densité 1,15sg :

La méthode consiste à pomper sans arrêt le volume puits ( $V_{\text{puits}} = 13\text{m}^3$ ) qui est précédé d'un bouchon visqueux ( $1,5\text{m}^3$ ) qui sert a poussé le gaz vers la formation et d'empêcher la migration rapide du ce dernier. La variation des pressions en tête de puits durant le pompage en Bullheading sont données dans le tableau suivant :

Date & heure	V pompé	Pt	Pa	Remarques
Le07/08/2020 à 01 :05	2m <sup>3</sup>	450	400	Début de pompage
Le07/08/2020 à 01 :10	4m <sup>3</sup>	410	450	Fin de pompage
Le07/08/2020 à 01 :15	6m <sup>3</sup>	410	400	
Le07/08/2020 à 01 :20	8m <sup>3</sup>	400	440	
Le07/08/2020 à 01 :30	10m <sup>3</sup>	380	430	<i>Début d'injection dans la formation</i>
Le07/08/2020 à 01 :40	12m <sup>3</sup>	365	410	<i>Arrêt de pompage</i>
Le07/08/2020 à 01 :50	12m <sup>3</sup>	350	350	Valeurs après l'arrêt de la pompe
<u>Décider de continuer 2m<sup>3</sup></u>				
Le07/08/2020 à 02 :00	14m <sup>3</sup>	305	345	Observation
Le07/08/2020 à 02 :10	16m <sup>3</sup>	285	300	Observation
Le07/08/2020 à 02 :20	18m <sup>3</sup>	285	275	Observation
Le07/08/2020 à 02 :30	20m <sup>3</sup>	285	250	Observation
Le07/08/2020 à 02 :40	22m <sup>3</sup>	285	235	Observation
Le07/08/2020 à 03 :10	24m <sup>3</sup>	275	225	Observation

**TableauV.2 : Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N1.**

### ✓ Analyse et évaluation de l'opération

Arrêter les opérations en suivant l'évolution des pressions. Les pressions commencent à augmenter graduellement jusqu'à atteindre les valeurs  $P_t = 500\text{psi}$  et  $P_a = 445\text{psi}$ .

Après la purge de 50psi les pressions augmentèrent rapidement aux valeurs initiales et arrivent à  $P_t=530\text{psi}$  et  $P_a =480\text{psi}$

En vue de ces valeurs on a décidé de pomper  $03\text{ m}^3$  de la boue 1,20sg dans le puits en observant les pressions à nouveau,  $P_t=340\text{psi}$  et  $P_a=415\text{psi}$ . Les pressions sont stabilisées après 5 heures et sont égales :  $P_t = 460$  et  $P_a = 400\text{psi}$

En vue de cette situation de la migration rapide de gaz on décide un contrôle qui consiste à pomper directement une boue de 1,26sg dans le puits afin d'avoir 0 psi en surface et avant que le gaz commence à se maigrir.

Les causes de ce choix sont :

Une information manquante qui est le comportement de la formation absorbante car on a déjà pompé plus de  $25\text{m}^3$  donc on peut avoir une perte totale précédée par une éruption interne et dans ce cas le contrôle va devenir difficile

L'idée de calculer de la densité 1,26sg est donnée suivant les tableaux précédents ou on a constaté que la formation absorbe de la boue 1,15sg avec une pression en tête de 225psi, avec une donnée supposée durant le forage on avait une perte totale à 1390m donc le point d'injection est supposé à 332m. La densité équivalente est :

$$D_{eq}=1,15 + [(225/14,5) * 10,2/332] = 1,26\text{sg}$$

### V.7.3. La deuxième opération de Bullheading avec la densité 1,20sg :

Les pressions stabilisées avant le Bullheading sont : Pt=475psi et Pa=430psi

Date & heure	V pompé	Pt	Pa	Remarques
Le 07/08/2020 à 20 :05	2m <sup>3</sup>	450	450	Début de pompage 2m <sup>3</sup> HI-VIS
Le 07/08/2020 à 20 :10	4m <sup>3</sup>	455	475	Pompage de la boue 1,20sg
Le 07/08/2020 à 20 :15	6m <sup>3</sup>	450	496	
Le 07/08/2020 à 20 :22	8m <sup>3</sup>	440	500	
Le 07/08/2020 à 20 :27	10m <sup>3</sup>	420	480	
Le 07/08/2020 à 20 :33	12m <sup>3</sup>	395	455	
Le 07/08/2020 à 20 :39	14m <sup>3</sup>	350	350	
<i>Décider de continuer 2m<sup>3</sup> volume des équipements de surface</i>				
Le 07/08/2020 à 20 :44	16m <sup>3</sup>	320	390	Arrêt de pompe
Le 07/08/2020 à 20 :50		300	295	Observation
Le 07/08/2020 à 21 :00		305	250	Observation
Le 07/08/2020 à 21 :10		290	220	Observation
Le 07/08/2020 à 21 :20		240	180	Observation
Le 07/08/2020 à 21 :30		225	170	Observation

**Tableau V.4 : Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N2.**

#### ✓ Analyse et évaluation des pressions :

Les pressions commencent à s'augmenter progressivement, purger tous à 0 psi et voir l'évolution des pressions, ces dernières augmentaient rapidement,

### V.7.4. La troisième opération de Bullheading avec la densité 1,26sg :

Préparation un autre bouchon visqueux et l'opération a commencée dont les pressions sont :

Date & heure	V pompé	Pt	Pa	Remarques
Le 08/08/2020 à 00 :20	1,6m <sup>3</sup>	275	310	Début de pompage1, 60 m <sup>3</sup> hi-vis
Le 08/08/2020 à 00 :26	3 ,6 m <sup>3</sup>	350	355	Pompage de la boue 1,26sg
Ouverture de la Duse en vue de purger le gaz				
Le 08/08/2020 à 00 :26	7,6m <sup>3</sup>	160	230	Gaz en surface
Le 08/08/2020 à 00 :40	7,6m <sup>3</sup>	100	175	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 00 :47	9,6m <sup>3</sup>	120	195	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 00 :55	11,6m <sup>3</sup>	140	205	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 01 :05	13,6m <sup>3</sup>	120	200	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 01 :13	15,6m <sup>3</sup>	170	155	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 01 :20	17,6m <sup>3</sup>	175	130	Arrê de pompe
Le 08/08/2020 à 01 :21		0	0	Puits mort
Le 08/08/2020 à 01 :25		0	0	Observation
Le 08/08/2020 à 01 :30		0	0	Observation

**Tableau V.5 : Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N3.**

### **V.7.5. Fin de l'opération et évacuation de la venue :**

En s'assurant les pressions après l'arrêt de pompe en faisant une purge de stand pipe et la duse complètement ouverte on a constaté qu'il n'y a pas de souffle, l'équipe entama rapidement le changement de la safety valve par une autre 4''IF pin l'opération a réussi et le puits déclarait morts. Après l'ouverture de BOP annulaire et l'observation puits on a constaté que le niveau statique est en bas donc l'équipe de chantier procéda à la remontée de la garniture et fermeture de BOP totale afin de descendre une garniture Slick pour un control trou.

Une fois la garniture de control trou arriva a 1586m une circulation avec densité 1,09sg est faite afin d'avoir le retour en surface, le retour est observé en surface et la descente est continuée jusqu'au fond en circulant la boue de densité 1,26sg par la boue originale 1,09sg, le puits est déclaré stable avec cette densité et les opérations sont continuées suivant le programme initial.

### **V.8. Conclusion :**

La venue survenue sur ce puits est une venue provoquée (induced kick) dont les causes sont :

- 1- Le principal problème que nous avons rencontré dans ce puits conventionnel est causé par la fenêtre de forage étroite (les pressions de porc et de fracture sont proches)
- 2-La présence simultanée de pertes de boue et de venue de gaz qui le rendent le contrôle très difficile et pose un risque important pour l'environnement, le personnel et les atériaux et créent une quantité considérable de temps non productif
- 3-La perte d'une colonne hydrostatique après une perte totale crée déséquilibres de pression entre la formation et la colonne hydrostatique de boue dans le puits

Le Puits BH13 temporairement abandonné en raison de nombreux problèmes qui ont conduit à une perte de temps considérable (temps non productif élevé), en matière de perte de circulation et les venues de gaz qui rendent impossible la réalisation des opérations de forage (objectif non atteint), 16 jours non productif time plus de 548 m<sup>3</sup> de fluide de forage et 800m<sup>3</sup> d'eau et plus de 150 m<sup>3</sup> de matériau de colmatage LCM.

### **V.9. Recommandations :**

- 1- Il est fortement recommandé d'utiliser la technique MPD/PCMD (Managed Pressure Drilling /Pressurized Mud Cap Drilling) où une fenêtre de boue étroite rend le contrôle et le forage très difficile.

2-Effectuer des contrôles de débit statiques et dynamiques étendus (30 minutes) avant d'ouvrir le puits et de reprendre les opérations.

3- Étalonnage des manomètres de pression tous les 14 jours, et les manomètres s tous les 6 mois

4-Faire des formations sur le contrôle des puits spécifiques au personnels (les ingénieurs et les superviseurs).

5-Rappel et explication de la procédure Sonatrach sur la fermeture de puits en cas de venue

6-Rappel sur l'importance de la bonne préparation de matériels well control

## Bibliographie

---

- [26] Données sur le Puits forés - sonatrach Divisions Forage Hassi Messaoud [2020].
  - [27] Programme de forage puits BH13-sonatrach Divisions Forage Hassi Messaoud [2020].
  - [28] Donné Well Control service Division Forage Hassi Messaoud.
  - [29] Rapports Boots & coots well control company [2020]
  - [30] Mémoire de fin d'étude université Ouergla « evaluation of MPD application in bahar el hammar field » [2019]
-

---

# Conclusion

---

Dans les opérations de forage, la pression du puits de forage doit être maintenue dans la fenêtre du poids de la boue à n'importe quelle profondeur. La limite inférieure de la fenêtre est décrite par la pression interstitielle naturelle de la formation. Si la pression du puits de forage est en dessous de la pression interstitielle de la formation, un peut avoir lieu lorsque les fluides de formation pénètrent dans le puits de forage, provoquant ainsi des problèmes de contrôle du puits.

D'autre part, la limite supérieure de la fenêtre est caractérisée par la pression maximale que la formation peut supporter sans perdre son intégrité, cette pression étant souvent appelée pression de fracturation de la formation.

Si la pression du trou de forage est suffisamment élevée pour dépasser la pression de fracturation de la formation, des fissures peuvent être générées au niveau du trou ouvert pour fournir des voies d'écoulement permettant au fluide de forage d'entrer dans la formation.

Les conséquences sérieuses de la formation de fractures comprennent la perte de circulation, qui est l'un des événements les plus coûteux dans les opérations de forage. La marge de sécurité pour les opérations de forage, en particulier offshore, est souvent très étroite.

Par conséquent, la compréhension et la reconnaissance de la pression interstitielle de la formation et de la pression de fracture de la formation sont essentielles pour assurer des pratiques de forage sécuritaires.

---

# Bibliographie

---

- [1] Daddou.M. « Division Forage/Sonatrach, Département formation ». [2015].
- [2] A.Slimani. « Division Forage/Sonatrach, Département formation ». [2017].
- [3] Document Sonatrach. « Forage Dirigé, Algerian Petroluem Institute » [2016].
- [4] Photo réel prise sur le champ avec une appareille portable. [2021]
- [5] Tagnit.Hamou,Med.Said« Forage des formations profondes et compact,Journées d'étude Sonatrach/Division Forage» [2015].
- [6] Cours de Forage de Perfectionnement pour les JDF (Jeunes Division Forage) [2016].
- [7] Mémoire de fin d'étude université Bouira « Control de venue dans un puits pétrolier » [2019]
- [8] Mémoire de fin d'étude université Oued Souf « Etude de venue de gaz dans un puits pétrolier » [2019]
- [9] ENSPM « Ecole nationale supérieure du pétrole et des moteur / France » [2020]
- [10] Cours de Forage de Perfectionnement pour les JDF (Jeunes Division Forage) [2016]
- [11] ENSPM « Ecole nationale supérieure du pétrole et des moteur / France » [2020]
- [12] Cours MI Alegria Company [2020]
- [13] Formation Les boues de forage MI-SWACO Algérie, [2011]
- [14] NGUYEN J., P., "Fluide de forage", technique d'exploitation pétrolière, Le forage Technip, [1993]
- [15] Daddou.M. « Division Forage/Sonatrach, Département formation ». [2015].
- [16] A.Slimani. « Division Forage/Sonatrach, Département formation ». [2017].
- [17] Document Sonatrach. « Forage Dirigé, Algerian Petroluem Institute ». [2016].
- [18] Tagnit.Hamou,Med.Said« Forage des formations profondes et compact,Journées d'étude Sonatrach/Division Forage» [2015].
- [19] Cours de La Boue Forage de Perfectionnement pour les JDF (Jeunes Division Forage) [2016].
- [20] Procedure well control Sonatrach/Division Forage [2017].
- [21] Division PED – Direction Gisement Hassi Messaoud.
- [22] Données sur Puits forés - sonatrach Divisions Forage Hassi Messaoud [2020].
- [23] Sonatrach Well Control et service puits Division Forage Hassi Messaoud.
- [24] Rapports Boots & coots well control company [2020].
- [25] Rapports CUDD well control company [2020].
- [26] Données sur le Puits forés - sonatrach Divisions Forage Hassi Messaoud [2020].
- [27] Programme de forage puits BH13-sonatrach Divisions Forage Hassi Messaoud [2020].
- [28] Donné Well Control service Division Forage Hassi Messaoud.
- [29] Rapports Boots & coots well control company [2020]
- [30] Mémoire de fin d'étude université Ouergla « evaluation of MPD application in bahar el hammar field » [2019]

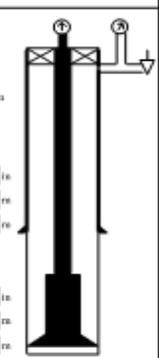
1 :Fiche de contrôle de venue

<b>SH - FOR</b>	<b>PROCEDURES GENERALES CONSIGNES ET EXERCICES DE SECURITE</b>	<b>Section: 5 Page: 15 de 44</b>
-----------------	--	--------------------------------------

### 4 - FICHES DE CONTROLE DE VENUE

Remarque: le formulaire ci-dessous est à échelle réduite (format A4 en vraie grandeur).

CHAMP:		PUITS:	APPAREIL:	DATE:
<b>DONNEES DE LA FORMATION:</b>				
Pression L.O.T / S.B.T	(A)	<input type="text"/>	bars	
Densité de boue L.O.T / S.B.T	(B)	<input type="text"/>		
Densité fluctuation = B + $\frac{10.2 \times (A)}{Za}$	(C)	<input type="text"/>		
F <sub>max</sub> = $\frac{(60rae - d1) \times Za}{10.2}$	(D)	<input type="text"/>	bars	
<b>DONNEES DES POMPES</b>				
	Pompe N° 1	Pompe N° 2		
Débit unitaire	L/Coup	L/Coup		
Perles de charge à débit réduit (Pd)				
Vitesse pompe	Pompe N° 1	Pompe N° 2		
Cps/min	bars	bars		
Cps/min	bars	bars		
<b>DONNEES DU PUIT:</b>				
<b>DONNEES BOUE:</b>				
Densité d <sub>1</sub>	<input type="text"/>			
Gradient	<input type="text"/>	bar/cm		
<b>DONNEES TURAGE:</b>				
Diamètre	<input type="text"/>	m		
Cote marquée (L)	<input type="text"/>	m		
Cote Verticale (Za)	<input type="text"/>	m		
<b>DONNEES DECOUVERT:</b>				
Diamètre	<input type="text"/>	m		
Cote marquée (L)	<input type="text"/>	m		
Cote Verticale (Zc)	<input type="text"/>	m		



Longueur (m)	Capacité (L/m)	Volume (L)	NOMBRE DE COUPS = $\frac{\text{Volume}}{\text{Débit unitaire}}$	TEMPS = $\frac{\text{Nbre de coups}}{\text{Vitesse pompe}}$
INT DP	X	-		
INT HW	X	-		
INT DC	X	-		
<b>VOLUME INTERIEUR GARNITURE</b>		V <sub>I</sub> - L	C <sub>I</sub> = Cps	T <sub>I</sub> = Min
OH / DC	X	-		
OH / HWDP/DP	X	-		
<b>VOLUME ANNULAIRE DECOUVERT</b>		V <sub>d</sub> - L	C <sub>d</sub> = Cps	T <sub>d</sub> = Min
GSG / DP	X	-		
<b>VOLUME ANNULAIRE CASING</b>		V <sub>esg</sub> - L	C <sub>esg</sub> = Cps	T <sub>esg</sub> = Min
<b>VOLUME ANNULAIRE TOTAL</b> V <sub>a</sub> = V <sub>esg</sub> + V <sub>d</sub>		- L	= Cps	= Min
<b>VOLUME TOTAL DU PUIT</b> V <sub>puits</sub> V <sub>puits</sub> = V <sub>a</sub> + V <sub>I</sub>		- L	= Cps	= Min
<b>VOLUME DE BOUE EN SURFACE</b> V <sub>s</sub>		- L		
<b>VOLUME TOTAL DE BOUE A ALOURDIR</b> V V = V <sub>puits</sub> + V <sub>s</sub>		- L	= Cps	= Min
<b>Poids de baryte à ajouter</b> $B = 4.2 \times V \text{ (m}^3\text{)} \times \frac{dr - d_1}{4.2 - dr} = 4.2 \times \frac{-}{4.2 -} =$ tonnes				

Note: 1000 litres = 1 m<sup>3</sup>

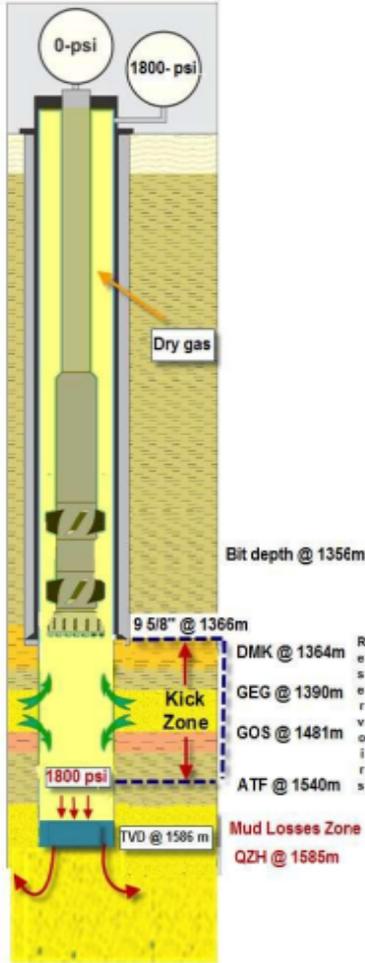




**WELL CONTROL INCIDENT REPORT  
BH-13 (ENF-06)**



**1.0 ABSTRACT**



The **BH-13** is a vertical development well drilled in Block 337b in the Bahr El Hammar perimeter in the Ahnet Basin (In Salah Region). The Planned TD of the well is 2131m with the Cambro-Ordovician and Lower Devonian as primary and secondary targets.

At the time of the event, 9-5/8" casing was cemented at 1366m. No shoe bond test (SBT) was performed at the 9-5/8" shoe. The 8-1/2" hole was drilled from 1366m to 1369-m with 1.05-Sg OBM a kick was occurred and the well was killed with 1.09-Sg OBM, the drilling of 8 1/2" was resumed from 1369 to 1546m (top of ATF formation at 1540m) with coring the interval 1449-m to 1459-m, a DST of Ordovician reservoirs (DMK, FEG and GOS) was performed, while the kill operation the well was instable and it was decided to rise the density to 1.13-Sg to stabilize the well.

The drilling was continued from 1546-m to 1585-m without problems.

On **04-OCT-2016 at 00:00**, while drilling to 1586m, total losses were occurred. The drill string was pulled out to the 9 5/8" shoe, after spotting 02 LCM pills (8m<sup>3</sup> & 7m<sup>3</sup>) and circulating, no mud returns and no level observed, after consumption of all the available volume of mud (146m<sup>3</sup>), the circulation was stopped, the drill string pulled out to the 9 5/8" casing shoe and the well start flowing, the well was Shut-in with SIDPP=0-Psi & SICP=1860-Psi (Float Valve inside string).

SH/Well Control Engineer A.Merdaci was called by the Project Manager Mr. H.Boudebza in the morning to the meeting in South Pole conference room to assist with the Well Control event. After reviewing all options, it was clear for everyone that the standard blowout control procedure cannot be used if the well cannot be circulated. With total lost-circulation gas can rise up to the surface, but there is also the danger of an underground-Blowout. The only way to solve the problem is first to stop loss of drilling fluid to the formation so the well can be killed safely.

A decision was made from management to send Superintendent and Well Control Engineer to In Salah and travel to rig site for to assist with operations.

**05-Oct**, The Superintendent S. Feteyah and SH/ Well Control Engineer A. Merdaci arrived on location.

A meeting was conducted to discuss the situation with the rig staff, Supervisors, toolpusher, HSE supervisor, Mud Engineers and services companies' representatives; a plan of action was formulated to choose the safest approach to regain control of the well.

Prepared By: A. MERDACI  
Date: 24-Oct, 2016

Authorization:  
SH/ South Pole Project  
Manager

Approval:  
Boots & Coots & SH/  
WC Team

Version: 1  
Page: Page 3 of 34

### KILL-FLUID BULLHEADING

“Bullheading” is the pumping of the kill fluid into the well against any pressure and regardless of any resistance the well may offer. Kill-fluid bullheading is one of the most common misapplications of fluid dynamics. Because bullheading challenges the integrity of the wellhead and tubulars, the result can cause further deterioration of the condition of the blowout. Many times wells have been lost, control delayed or options eliminated by the inappropriate bullheading of kill fluids.

Consider the following for an example of a proper application of the bullheading technique. During the development of the Ahwaz Field in Iran in the early 1970s, classic pressure control procedures were not possible. The producing horizon in the Ahwaz Field is so prolific that the difference between circulating and losing circulation is a few psi. The typical wellbore schematic is presented as Figure 5.1. Drilling in the pay zone was possible by delicately balancing the hydrostatic with the formation pore pressure. The slightest underbalance resulted in a significant kick. Any classic attempt to control the well was unsuccessful because even the slightest back pressure at the surface caused lost circulation at the 9 5/8-inch casing shoe. Routinely, control was regained by increasing the weight of two hole volumes of mud at the surface by .1 to .2 ppg and pumping down the annulus to displace the influx and several hundred barrels of mud into the productive formation. Once the influx was displaced, routine drilling operations were resumed.

After the blowout at the Shell Cox in the Piney Woods of Mississippi, a similar procedure was adopted in the deep Smackover tests. In these operations, bringing the formation fluids to the surface was hazardous due to the high pressures and high concentrations of hydrogen sulfide. In response to the challenge, casing was set in the top of the Smackover. When a kick was taken, the influx was overdisplaced back into the Smackover by bullheading kill-weight mud down the annulus.

The common ingredients of success in these two examples are pressure, casing seat, and kick size. The surface pressures required to pump into the formation were low because the kick sizes were always small. In addition, it was of no consequence that the formation was fractured in the process and damaged by the mud pumped. The most important aspect was the casing seat. The casing that sat at the top of the

### **Résumé :**

Malgré l'évolution impressionnante de l'industrie pétrolière, cette dernière affronte toujours des défis surtout dans le domaine de sécurité. L'un des risques les plus graves lors du forage d'un puits de pétrole est l'éruption causée par l'intrusion incontrôlée d'un fluide de formation à l'intérieur du puits.

Notre étude consiste à comprendre le phénomène et à analyser un cas réel pour puits BH13, L'objectif de notre projet, est d'étudier les causes des venues, et analyser les pressions et Le comportement de la pression de réservoir pendant l'évacuation de venue et de choisir des méthodes de contrôle.

L'estimation de la pression de pore lors du forage est extrêmement importante. Une estimation précise n'affecte pas seulement la sécurité des opérations de forage, elle affecte également le temps et le coût.

**Mots clés :** contrôle de puits, venue, perte, éruption, pression, fracture, méthodes, contrôle. Risques

### **Abstract:**

Despite the impressive development of the oil industry, the latter still faces challenges, especially in the area of security. One of the most serious risks when drilling an oil well is blowout caused by the uncontrolled intrusion of formation fluid inside the well.

Our study consists in understanding the phenomenon and in analyzing a real case for BH-13 well, the objective of our project, is to study the causes of the occurrences, and to analyze the pressures and the behavior of the reservoir pressure during the evacuation of come and choose Control methods.

The estimation of the pore pressure when drilling is extremely important. Accurate estimation not only affects the safety of drilling operations, it also affects time and cost.

**Key words:** well control, Kick, loss, eruption, pressure, fracture, methods, control. risks

### **الملخص:**

على الرغم من التطور المثير للإعجاب في صناعة النفط، إلا أن الأخيرة لا تزال تواجه تحديات، خاصة في مجال الأمن. أحد أخطر المخاطر عند حفر بئر نפט هو الانفجار الناجم عن التسلل غير المنضبط لسائل التكوين داخل البئر .

تتمثل دراستنا في فهم الظاهرة وتحليل حالة حقيقية لـ BH-13 ، والهدف من مشروعنا هو دراسة أسباب حدوثها، وتحليل الضغوط وسلوك ضغط الخزان أثناء إخراج الرفسة واختبار طرق التحكم .

تقدير ضغط المسام عند الحفر مهم للغاية . لا يؤثر التقدير الدقيق على سلامة عمليات الحفر فحسب، بل يؤثر أيضًا على الوقت والتكلفة.

**كلمات مفتاحية:** مراقبة البئر، الرفسة، ضياع، ثوران، ضغط، كسر، طرق التحكم، المخاطر.