

Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables et des Sciences
de la Terre et de l'Univers

Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire

En vue de l'obtention du Diplôme Master

Domaine : Sciences et techniques

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage

Présenté par :

ABEKA Farid

LITIM Zeyd

Thème

***Étude d'un contrôle de venue de gaz accompagnée
d'une perte totale
Cas du puits BH-13 Champs Bahar El Hammar.***

Soutenu publiquement le : 08/06/2022

Devant le jury:

M ^{ème} TEKHA Mebarka	MAA	Président	UKMO
M. ABIDI SAAD El Fakeur	MAA	Examineur	UKMO
M ^{ème} BOUHADDA Mebarka	MCB	Encadreur	UKMO
M. BARRI Mohamed		Co-Encadreur	UKMO

Année Universitaire : 2021/2022

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier en premier lieu "ALLAH" le tout puissant, pour nous avoir donnés autant de courage, de patience et de volonté pour atteindre ce but.

*Nos remerciements, en second lieu, sont adressés à notre Encadreur, Madame **BOUHADDA Mebarka**, de sa patience et de son soutien qui nous a été précieux afin de mener notre travail à bon port.*

*Notre gratitude est particulièrement à notre Co-Encadreur Monsieur **BARRI Mohamed** pour son collaboration et son aide.*

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail et de l'enrichir par leurs propositions.

*Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à tous les personnels **SONATRACH**, pour leurs coups de main. A tous les professeurs et le personnel du département *Forage et Mécanique des Chantiers Pétroliers, Faculté des Hydrocarbures études Energies Renouvelables et des Sciences de la Terre et l'Univers, Université Kasdi Merbah - Ouargla. Ainsi qu'aux nos collègues et amis et tous les personnes qui ont participé de près ou de loin à l'exécution de ce travail.**

Merci à tous et à toutes.

Farid et Zeyd

Dédicaces

Je dédie ce Modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon défunt père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

*A mes frères et sœurs, je vous réserve toujours une place dans mon cœur et mes pensées, ainsi qu'à toute la famille: **LITIM**.*

A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier avec leur aide et leurs suggestions, en particulier:

BENARBIA Adel, ELBERRICHI Hachem et DJILALI Ali.

A tous ceux qui ont participé de près ou de loin dans la réalisation de ce travail.

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme **ABIKA FARID et sa famille.***

LITIM Zeyd

Dédicaces

Je tiens C'est avec un grand plaisir que je dédie ce modeste travail :

A l'être le plus cher de ma vie, Ma mère et mon père.

A toutes les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom ABEKA, je dédie ce travail à tous ceux qui ont participé à ma réussite.

Un grand merci pour ma petite famille, Ma chère femme et mes filles princesses

NOUR & CHAMS.

Pour les motiver toujours.

Sans oublier mes amis DJEGHOUBBI Ayoub et SEMOUD Hamza.

Et Bien sûr un merci spécial à mon binôme LITIM Zeyd.

ABEKA Farid

Résumé

Le forage pétrolier est une opération pleine des risques surtout dans les champs d'exploration, pour cela plusieurs mesures préventives doivent être mises en place. Parmi les situations les plus délicates rencontrées est les pertes de circulation dans les zones productives suivie par une venue de gaz, cette situation peut conduire à des complications environnementales, des dégâts humains, structuraux et financiers.

Dans le projet de Bahar El Hammar qui fait partie de bassin d'Ahnet région d'In Salah, ce phénomène a été rencontré lors du forage de puits BH-13, dans la phase 8 ½ une perte totale est survenue suivie par une venue de gaz dans les formations fracturées de l'ordovicien.

L'objectif de cette étude est de mettre un peu de lumière sur les différentes techniques conçues pour faire face aux pertes de circulation et le contrôle des venues, puis faire une analyse des différentes méthodes utilisées pour le contrôle du puits BH-13 et en sortir avec une conclusion qui améliorera notre façon de faire dans telle situations.

Mots clés : forage pétrolier, perte totale, venue, contrôle non conventionnel.

Abstract

Oil drilling is a risky operation especially in exploration fields, several preventive measures must be put in place, among the most delicate situations encountered is the loss of circulation in the productive zones followed by a gas flow. This situation can lead to environmental complications, human, structural and financial damages.

In the Bahar El Hammar project which is part of the Ahnet basin in the In Salah region, this phenomenon was encountered during the drilling of the BH-13 well, in the section 8 ½ a loss occurred followed by a gas flow in the fractured Ordovician formations.

The purpose of this study is to shed some light on the different techniques designed to cope with loss of circulation accompanied by well control situation, then make an analysis of the different methods used for the control of well BH-13 and come out with a conclusion that will improve our way of doing in such situations.

Key word: drilling, total losses, kick, unconventional control.

ملخص

التنقيب عن النفط عملية مليئة بالمخاطر خاصة في مجالات الاستكشاف، ويجب اتخاذ العديد من الإجراءات الوقائية، من بين أكثر المواقف حساسية التي نواجهها فقدان سائل الحفر في المناطق الإنتاجية يليه تدفق الغاز. يمكن أن يؤدي هذا الوضع إلى مضاعفات بيئية وأضرار بشرية وهيكلية ومالية.

في مشروع بحر الحمر وهو جزء من حوض أهنت بمنطقة عين صالح، وقعت هذه الظاهرة أثناء حفر بئر BH-13، في مرحلة الحفر 8 ½. حيث حدثت خسارة وضياح كلي لسائل الحفر في تكوينات Ordovician المكسورة تبعها تدفق الغاز.

الهدف من هذه الدراسة هو إلقاء الضوء على التقنيات المختلفة المصممة للتعامل مع ضياح كلي لسائل الحفر والتحكم في السوائل الدخيلة، ثم إجراء تحليل للطرق المختلفة المستخدمة للتحكم في بئر BH-13 والخروج منها بخلاصة من شأنها تحسين طريقتنا في التعامل مع مثل هذه المواقف.

الكلمة المفتاحية: حفر، ضياح كلي لسائل الحفر، سائل دخيل، تحكم غير تقليدي.

Sommaire

Liste des tableaux**Liste des figures****Nomenclature****Introduction** 1**Chapitre I. Généralité sur les venues**

I.1. Principes fondamentaux de contrôle de venue	2
I.1.1. Contrôle primaire	2
I.1.2. Contrôle secondaire.....	2
I.1.3. Contrôle tertiaire	2
I.2. Généralité sur les pressions.....	2
I.2.1. Pression hydrostatique	2
I.2.2. Gradient de pression.....	3
I.2.3. Effet de tube en U	3
I.2.4. Pertes de charge.....	3
I.2.5. Pression de refoulement	4
I.2.6. Pression de fond	4
I.2.7. Densité équivalente en circulation (E.C.D).....	4
I.2.8. Pression de formation.....	5
I.2.9. Pression de fracturation.....	5
I.3. Causes de la venue	6
I.3.1. Défaut de remplissage pendant la manœuvre.....	6
I.3.2. Pistonnage vers Le haut	6
I.3.3. Perte de circulation.....	6
I.3.4. Diminution de la densité	6
I.3.5. Augmentation de la pression de pore	7
I.4. Signes de la venue.....	7
I.4.1. Signes précurseurs de la venue	7
I.4.2. Signes positifs d'une venue.....	9
I.5. Equipements de contrôle des venues	9
I.5.1. Obturateurs	9
I.5.2. Obturateurs internes	11
I.5.3. Kill line.....	11
I.5.4. Choke line	11

I.5.5. Manifold de duses	11
I.5.6. Unité d'accumulation	12
I.5.7. Séparateur atmosphérique	13

Chapitre II. Méthodes de contrôle de la venue

II.1. Actions nécessaires au cas d'un signe de venue.....	14
II.2. Procédures de fermeture	14
II.3. Calculs et mesures préliminaires	15
II.3.1. Feuille de contrôle	15
II.3.2. Mesure de gain.....	15
II.3.3. Relèvement des pressions en tête.....	15
II.3.4. Densité requise.....	16
II.3.5. Choix de débit de contrôle	16
II.3.6. Mesure des pertes de charge à débit réduit (P_{c1}).....	17
II.3.7. Pression initiale de refoulement (P_{R1}).....	17
II.3.8. Pression finale de refoulement (P_{Rf})	17
II.4. Méthodes de contrôle	17
II.4.1. Driller's Méthode.....	18
II.4.2. Wait and weight méthode	20
II.4.3. Méthode Volumétrique	21
II.4.4. Lubricating méthode	22
II.4.5. Bullheading méthode	22
II.5. Eruption interne (Under Ground Blowout)	23

Chapitre III. Généralité et traitement des pertes

III.1. Types de pertes de circulation.....	24
III.1.1. Pertes induites.....	24
III.1.2. Perte naturel.....	25
III.2. Classification de la sévérité de la perte	26
III.2.1. Perte par filtration (seepage)	26
III.2.2. Perte partielle.....	26
III.2.3. Perte totale	27
III.3. Précautions à prendre lors du forage des zones à pertes	27
III.4. Actions préliminaires au cas de perte.....	28
III.5. Traitement de la perte.....	29
III.5.1. Agents de colmatage (LCM) conventionnels	30
III.5.2. Bouchons spéciaux	32

III.5.3. Bouchons de ciment	33
III.6. Pertes dans le réservoir.....	33
III.7. Conséquences de la perte de circulation	33
Chapitre IV. Etude de cas	
IV.1. Présentation du champ Bahar El Hammar	34
IV.2. Présentation du puits BH-13	34
IV.2.1. Données du puits	35
IV.2.2. Réservoirs de l'Ordovicien.....	36
IV.3. Description de l'évènement de la perte et la venue	36
IV.3.1. Historique avant l'évènement.....	36
IV.3.2. Analyse de la situation	38
IV.3.3. Evaluation et remarques	39
IV.4. Contrôle de la situation	40
IV.4.1. Plan de traitement proposé	40
IV.4.2. Estimation du niveau de la boue	41
IV.4.3. Estimation des volumes dans le puits.....	41
IV.4.4. Méthodes utilisés pour arrêter la perte	42
IV.4.5. Contrôle de la venue.....	52
IV.5. Conséquences du problème.....	53
IV.6. Conclusion	54
Conclusion et recommandations.....	54
Références bibliographiques	
Annexes	

Tableau I.1: Les pertes de charge dans un circuit de forage	3
Tableau I.2: les différentes relations de la pression de fond	4
Tableau II.1: Méthodes de fermeture SOFT et HARD	14
Tableau III.1: Classification des pertes de circulation selon la sévérité	27
Tableau IV.1: Fiche technique du puits BH-13.....	35
Tableau IV.2: Les volumes dans le puits.	42
Tableau IV.3: Les différents composants du bouchon LCM pompé lors la tentative N°02 ..	43
Tableau IV.4: Volumes des produits perdus dans le puits	53

Figure I.1: Hauteur verticale TVD .	3
Figure I.2: courbe de variation de vitesse d'avancement	7
Figure I.3: Diminution de la densité des argiles	8
Figure I.4: Empilage BOP	10
Figure I.5: Safety valve	11
Figure I.6: Grey valve	11
Figure I.7: Manifold de duses	12
Figure I.8 : Ensemble unité Koomey, BOP et panneaux de commande à distance	13
Figure II.1: Organigramme représente les actions à faire au cas d'un signe de venue	14
Figure II.2: Evolution de la pression de pression en tête	16
Figure II.3: Evolution des pressions en tête durant la 1 ^{ère} circulation driller's méthode	18
Figure II.4: Evolution des pressions en tête durant la 2 ^{ème} circulation Driller's method	19
Figure II.5: Evolution des pressions en tête Wait weight méthode	20
Figure III.1 : Schéma montrant les différentes formations susceptibles à la perte	26
Figure III.2: Identification de la nature de la zone à perte	28
Figure III.3: Organigramme récapitulatif des différents traitements de la perte	29
Figure III.4 : Photographie de colmatant granulaire (caco3) medium et coarse.	30
Figure III.5: Photographie de colmatant floconneux mica fine (à gauche) et coarse (à droite)	30
Figure III.6: Photographie de colmatant fibre, cellulose fine (à gauche) et coarse (à droite).	31
Figure IV.1: Courbe de l'évolution de la pression en tête d'annulaire (puits fermé)	37
Figure IV.2: Log diagraphique montrant des fractures ouvertes au niveau GOS	38
Figure IV.3: Organigramme récapitulatif d'un plan proposé en cas de perte plus venue	40
Figure IV.4: Schéma estimative du puits	41
Figure IV.5: Charte montrant la variation de la pression annulaire durant la tentative N°01.	43
Figure IV.6: Charte de la variation de pression annulaire pendant le bullheading N°1	46
Figure IV.7: Charte d'évolution des pressions annulaire lors la deuxième tentative	47
Figure IV.8: Charte d'évolution des pressions annulaire lors la circulation après le pompage de troisième bouchon FAP	50
Figure IV.9: Charte d'évolution des pressions annulaire lors la dernière tentative	51
Figure IV.10: Distribution des temps lors la réalisation de la phase 81/2.	54

d₁ : Densité initiale de la boue.

d_r : Densité requise de la boue.

d_g : Densité de l'effluent.

d_{frac} : Densité de fracturation.

G_p : Gradient de pression.

P_a : Pression en tête de l'espace annulaire.

P_{a1} : Pression stabilisée en tête de l'espace annulaire, puits fermé, après une venue.

P_c : Pertes de charges.

P_{c1} : Pertes de charge au débit de contrôle avec la boue de densité d₁.

P_{cr} : Pertes de charge au débit de contrôle avec la boue de densité requise.

P_{cs} : Perte de charges dans le circuit de surface.

P_{ct} : Perte de charges dans les tiges.

P_{dc} : Perte de charges dans les drill collars.

P_{co} : Perte de charges aux duses de l'outil.

P_{ca} : Perte de charges dans l'espace annulaire.

P_r : Pression de refoulement des pompes.

P_f : Pression exercée sur le fond du puits.

P_{LOT} : Pression de leak off test.

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

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

P_{adm} : Pression maximale admissible en tête de l'espace annulaire, puits fermé, correspondant à la fracturation au point fragile.

P_{frac} : Pression de fracturation au point fragile.

P_g : Pression de gisement.

P_h : Pression hydrostatique.

P_{t1} : Pression stabilisée en tête des tiges, puits fermé, après venue.

Q : Débit utilisé en forage.

Q_r : Débit utilisé pour remettre le puits sous contrôle.

Z : Cote verticale.

Z_s : Cote verticale du point fragile (cote sabot).

ATF : Argile de Tiferouine.

BOP : Blow Out Preventer.

DMK: Dalle de Maktrata.

ECD: Equivalent Circulation Density.

FAP: Form A Plug II.

FAB: Form A Blok.

GEG: Grés d'El Goléa.

GOS: Grés d'Oued Saret.

HCR: Hydraulic Control Regulator.

HWDP: heavy weight drill pipe.

LCM: Lost Circulation Material.

LOT: Leak off test.

MAASP: Maximum allowable annular pressure.

OBM : Oil base mud.

QH : Quartzites d'El Hamra.

TR : Table de rotation.

TVD : True Vertical Depth.



Introduction

Le pétrole est l'un des ressources les plus demandées et recherchées au monde, depuis sa découverte en 1859 la demande de ce miracle fluide ne cessait à augmenter, plusieurs dérivées sont extraites du pétrole utilisées dans plusieurs domaines (Energie, Industrie, Chimie, Pharmacie...), le pétrole généralement se produise à partir des résidus organiques dans des milieux et conditions spéciaux, il s'accumule dans des réservoirs qu'on appelle des pièges.

Le forage pétrolier est le moyen de prouver l'existence du pétrole dans un réservoir ciblé et par la suite l'exploitation des gisements après développement, le forage d'un puits pétrolier est une opération délicate comme il est plein des risques, plusieurs problèmes peuvent empêcher le déroulement normal des opérations pendant le forage, quelques problèmes présentent des risques majeurs et parfois fatals au biens, environnement et même humaines comme celle des venues incontrôlées et pertes totales de la circulation.

Les pressions dans le puits doivent être maintenues dans une fenêtre de travail entre la pression des fluides à l'intérieure de la roche « pore pressure » et la pression de fracturation, dans certain horizon de production cette fenêtre est très restreint ce qui peut entrainer simultanément une perte circulation et une venue. Ce problème compliqué peut conduire à des situations très dangereuses tell que l'éruption interne ou bien l'éruption en surface et il nécessite des techniques spéciales pour le remédier.

L'objectif de notre projet est d'étudier les méthodes de contrôle d'une venue de gaz accompagnée avec une perte totale le cas du puits BH-13 dans le champ Bahar El Hammar, la région d'Ahnet à In Salah, Notre travail est organisé en quatre chapitres :

Le premier chapitre comprend des généralités sur les venues, Le deuxième chapitre contient les méthodes de contrôle généralement appliquées lors des venues, le troisième chapitre parle à des généralités sur les problèmes de pertes de circulation et les traitements nécessaires pour les remédier. Le quatrième chapitre c'est une partie pratique étudie le contrôle d'une venue accompagnée avec une perte totale au niveau du puits BH13. Enfin, le mémoire est clôturé par une conclusion.

Chapitre

I

Généralité sur les venues

I.1. Principes fondamentaux de contrôle de venue

Le contrôle d'un puits est divisé en trois catégories principales à savoir le contrôle primaire, le contrôle secondaire et le contrôle tertiaire [1] [2] :

I.1.1. Contrôle primaire

La prévention de l'industrie du fluide de la formation dans le puits est assurée par le maintien d'une pression hydrostatique exercée par la boue de forage à une valeur égale ou légèrement supérieure à la pression de fracturation de la formation la plus fragile.

I.1.2. Contrôle secondaire

Le contrôle secondaire est utilisé quand la pression de fond est inférieure à la pression des pores, donc il y'a une intrusion du fluide de formation dans le puits, dans ce cas il faut :

- Fermer le puits en utilisant les équipements de sécurités.
- Contrôler le puits en utilisant la drilleras méthode ou la Wait and weight méthode.

I.1.3. Contrôle tertiaire

Le contrôle tertiaire consiste à utilise les méthodes et procédures inhabituelle pour traiter les situations particulières de venue à savoir :

- L'outil n'est pas au fond.
- Bouchage ou coincement de la garniture.
- Pertes de circulation.
- La pression annulaire supérieure à la pression maximale admissible.
- Migration du gaz sans expansion [1] [3] [4].

I.2. Généralité sur les pressions

I.2.1. Pression hydrostatique

Elle est définie comme étant le poids d'une colonne verticale de fluide par unité de surface et dépend seulement de la hauteur verticale de la colonne [3]. Et elle s'exprime :

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

P_h : Pression hydrostatique en (bar).

Z : Hauteur verticale en (m).

d : Densité du fluide en (kg/l).

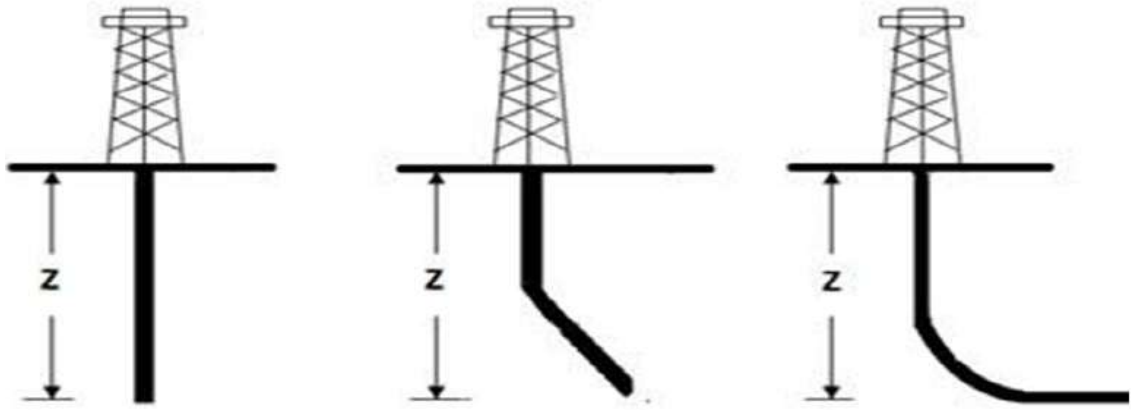


Figure I.1: Hauteur verticale TVD [3].

I.2.2. Gradient de pression

Le gradient de pression G_p représente la variation de la pression par unité de longueur (Bar/m).

$$G_p = \frac{d}{10.2} \quad (I.2)$$

$$\longrightarrow P_h = G_p \times Z \quad (I.3)$$

I.2.3. Effet de tube en U

Il s'exprime par la différence entre la somme des pressions hydrostatiques dans l'espace annulaire et la somme des pressions hydrostatique à l'intérieure de la garniture.

$$\text{Effet tube } U = \sum P_{ha} - \sum P_{hi} \quad (I.4)$$

I.2.4. Pertes de charge

Elles représentent la résistance du fluide à l'écoulement soit par les frottements ou par les restrictions (changement des diamètres).

Leur répartition dans un circuit de forage est comme suite :

Tableau I.1: Les pertes de charge dans un circuit de forage

Perte de charge	Tronçon
Pc_s	Pertes de charge dans l'installation de surface
Pc_{dp}	Pertes de charge dans les tiges
Pc_{dc}	Pertes de charge dans les masses tiges
Pc_{outil}	Pertes de charge aux duses de l'outil
Pc_{ea}	Pertes de charge dans l'espace annulaire
Pc_{duse}	Pertes de charge dans à la duse de contrôle

$$Pc_{int} = Pc_s + Pc_{dp} + Pc_{dc} + Pc_{outil} \quad (I.5)$$

$$Pc_{ea} = Pc_a + Pc_{duse} \quad (I.6)$$

La formule générale des pertes de charge dans une conduite en considérant un fluide newtonien en régime laminaire est [1]:

$$P_c = \frac{K \times L \times d \times Q^2}{\phi^5} \quad (I.7)$$

Tel que :

P_c : Perte de charge (bar).

Q : Débit de circulation (l/min).

L : La Longueur de la conduite (m).

d : Densité du fluide (kg/l).

(ϕ) : Diamètre de la conduite (m).

I.2.5. Pression de refoulement

La pression de refoulement des pompes est la somme de toutes les pertes de charges dans le circuit de circulation, tout en prend en considération l'effet de tube en U :

$$P_{ref} = P_{c_{int}} + P_{c_{ca}} + \text{Effet Tube en U} \quad (I.8)$$

I.2.6. Pression de fond

Elle représente la somme de toutes les pressions exercées sur le fond du puits :

Tableau I.2: les différentes relations de la pression de fond

Puits ouvert			Puits fermé
Sans circulation	Circulation normale	Circulation sous duse	
$P_f = P_{hi} = P_{ha} \quad (I.9)$	$P_f = P_r + P_{hi} - P_{c_{in}} \quad (I.10)$	$P_f = P_r + P_{hi} - P_{c_{in}} \quad (I.12)$	$P_f = P_t + P_{hi} \quad (I.14)$
	$P_f = P_{ha} + P_{c_{an}} \quad (I.11)$	$P_f = P_{ha} + P_{c_a} + P_{duse} \quad (I.13)$	$P_f = P_a + P_{ha} \quad (I.15)$

I.2.7. Densité équivalente en circulation (E.C.D)

C'est une densité qui concerne la pression de fond exercé par la pression hydrostatique et les pertes de charge annulaire et donner par la relation suivante :

$$d_{eq} = d_i + \frac{P_{ca} \times 10.2}{Z} \quad (I.16)$$

Tel que :

d_{eq} : Densité équivalente en circulation (bar).

d_i : Densité de la boue (kg/l).

P_{ca} : Perte de charge annulaire (bar)

Z : Profondeur verticale (TVD) en (m).

I.2.8. Pression de formation

C'est la pression d'un fluide contenu dans les pores de formation. Les termes pression de pression de pore, pression réservoir et de pression gisement sont également utilisés.

Cette pression est dite **normale** lorsqu'elle est seulement le fait des eaux continues dans le réservoir et elles en communication avec l'atmosphère, le gradient d'une formation normale est généralement $G=0.105$ bar/m.

La pression de formation **anormale** est générée par l'existence des fluides de formation dans un système fermé à l'atmosphère par une barrière de perméabilité [3].

I.2.9. Pression de fracturation

Elle est la pression à laquelle il y aura rupture de la roche, la formation sous le sabot représente généralement le point le plus fragile du découvert. Il est important de connaître cette pression lors l'évacuation de la venue et pour élaboration efficace du programme de tubage.

I.2.9.1. Leak-Off Test (LOT)

C'est un test en pression qui détermine la valeur réelle de la pression exercée sur la formation jusqu'à l'injection du fluide de forage dans la formation. La pression de fracturation est donnée par la formule suivante :

$$P_{\text{FRAC}} = P_{\text{LOT}} + \frac{Z_s \times d}{10.2} \quad (\text{I.17})$$

P_{frac} : Pression de fracturation au point fragile (bar).

P_{LOT} : Pression de leak off test (bar).

d_{LOT} : Densité de la boue pendant le test d'injectivité (LOT) (kg/l).

Z_s : Cote verticale du sabot (m).

I.2.9.2. Pression admissible

Elle représente la pression maximale admissible en surface afin d'éviter la fracturation de la formation fragile. Elle doit être recalculée à chaque changement de la densité de boue.

$$P_{\text{adm}} = P_{\text{frac}} - \frac{Z_s \times d}{10.2} = \frac{(d_{\text{frac}} - d) \times Z_s}{10.2} \quad (\text{I.18})$$

P_{adm} : Pression maximale admissibles (bars).

d : Densité de la boue (kg/L).

On définit la pression maximale P_{\max} comme étant la pression limite en tête d'annulaire, cette limite dépend de la pression de service des équipements de surface, et de la pression d'éclatement du tubage [3].

I.3. Causes de la venue

Une venue se produit, si l'un des situations suivantes se présente dans le puits :

I.3.1. Défaut de remplissage pendant la manœuvre

Pendant la remontée, une baisse de niveau de la boue dans l'annulaire, due au fait que le volume de remplissage est inférieur à celui remonté, ce qui peut déclencher une venue. Pour éviter et détecter les anomalies de remplissage, l'utilisation d'un Trip Tank et Trip sheet est indispensable.

I.3.2. Pistonnage vers Le haut

Le pistonnage vers le haut se manifeste durant la remontée de la garniture, créant une dépression sur le fond, entraînant la venue. Les facteurs suivants pouvant augmenter le risque d'un pistonnage [1] :

- La vitesse de remontée est trop rapide ou le trip margine est faible.
- La rhéologie de la boue (viscosité, gel ...) est élevée.
- Le jeu entre le découvert et la BHA est réduit ou l'outil est bourré.

I.3.3. Perte de circulation

Elle est l'une des principales causes des venues, une baisse du niveau dans le puits peut diminuer la pression hydrostatique suffisamment pour provoquer une venue. La hauteur maximale de vide tolérée pour ne pas avoir une venue s'exprime comme suite [3] :

$$H = \frac{\Delta P \times 10.2}{d_i} \quad (I.19).$$

H : hauteur maximale du vide (m).

ΔP : différence entre la pression de fond et la pression de pores (bars).

d_i : densité initiale de la boue (kg/l).

I.3.4. Diminution de la densité

L'insuffisance de densité peut être due à la contamination de la boue par des erreurs humaines (dilution trop important) ou par les conditions de puits (gazage de la boue) [4].

I.3.5. Augmentation de la pression de pore

Les formations à pression anormalement élevée sont rencontrées dans beaucoup de région et à des profondeurs diverses, elles sont souvent prévues et détectées par l'analyse détaillée des données sismiques ou les informations des offset Wells. Un autre moyen plus direct de détecter ces formations pendant le forage est l'observation de tendances de certains paramètres, tels que : ROP, « d » exposant, densité des argiles, torque et température à la sortie de goulotte [3].

I.4. Signes de la venue

Les signes indicateurs de venue peuvent être classés en deux catégories :

I.4.1. Signes précurseurs de la venue

Lorsqu'un signe précurseur est identifié, des mesures de confirmation doivent être prises pour vérifier si le puits est effectivement débité. Parmi les signes précurseurs, on distingue :

I.4.1.1. Augmentation de la vitesse d'avancement

L'augmentation notable de la vitesse d'avancement peut signifier, soit l'entrée dans une zone poreuse ou fracturée ou une réduction de la pression différentielle.

Par conséquent, pour être sûr de la raison principale de ce changement, Il est donc nécessaire de contrôler immédiatement la stabilité du puits dès la constate d'une augmentation de la vitesse d'avancement (Drilling break) [1].

La figure suivante (Figure I.2) montre l'influence de la pression différentielle sur la vitesse d'avancement.

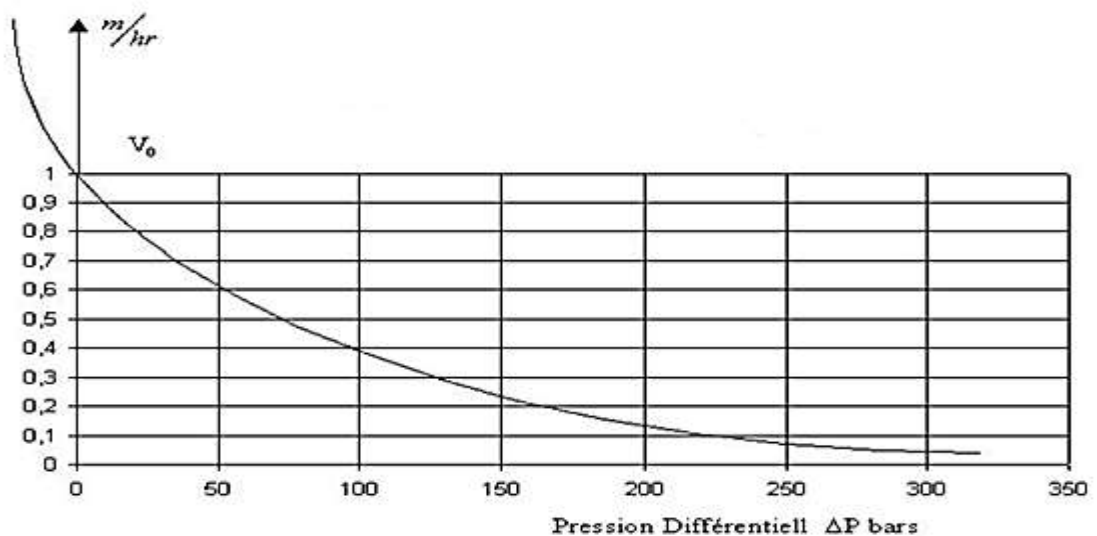


Figure I.2: courbe de variation de vitesse d'avancement [1]

I.4.1.2. Augmentation du torque et des frottements

L'augmentation du torque peut être considérée comme une indication de l'instabilité des parois due à la réduction de la pression différentielle (d'une zone de transition à pression anormalement élevée) ce qui entraîne le fluage des argiles et l'accumulation des déblais autour du BHA [2].

I.4.1.3. Diminution de la densité des argiles

La densité des argiles est diminuée généralement lorsqu'on pénètre dans une zone à pression anormalement élevée du fait que l'augmentation de la porosité. La mesure de l'écart entre la densité des argiles et la tendance de variation normale sur la courbe (Figure I.3) est utilisée comme moyen de détection de zone à pression anormalement élevée [1].

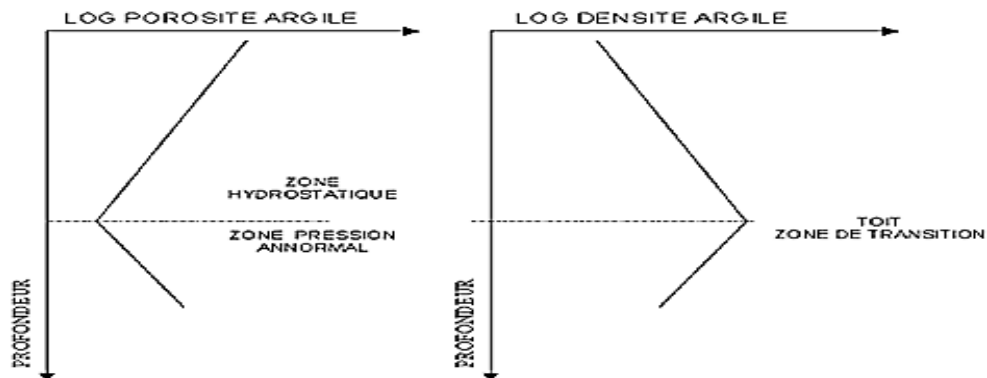


Figure I.3: Diminution de la densité des argiles [1].

I.4.1.4. Taille, forme et volume des déblais

Les débris des argiles provenant d'une pression anormale sont souvent plus volumineux, de forme plus allongé avec des arêtes pointues et angulaires. L'analyse continue en surface des déblais permet la détection de l'entrée d'une zone de transition [1] [4].

I.4.1.5. Changement de la propriété de la boue

L'intrusion d'un fluide plus léger provoque une diminution de la densité, cette diminution peut accompagner avec une variation de la viscosité selon du type de boue et la nature de l'effluent [1].

I.4.1.6. Changement de la température de la boue à la sortie

La variation de gradient normale de température est caractérisée par une diminution à l'approche de la zone de transition suivie par une augmentation plus rapide que la normale à l'entrée dans cette dernière [4].

I.4.1.7. Indice de gaz dans la boue

Une boue gazée doit être également considérée comme un indice d'une venue possible et il est essentiel de déterminer les conditions de fond qui provoquent le gazage [2].

I.4.2. Signes positifs d'une venue

Un signe positif d'une venue signifie qu'un certain volume d'effluent est introduit dans le puits, ce qui nécessite l'arrêt immédiat des opérations et la fermeture rapide du puits [3].

I.4.2.1. Au cours du forage

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

- Une augmentation du niveau des bacs à boue.
- L'augmentation du débit à la goulotte.
- À l'arrêt des pompes, la goulotte continue l'effluent.

I.4.2.2. Au cours de la manœuvre

Les signes positifs lors d'une manœuvre sont :

- La différence entre le volume de boue rempli et le volume d'acier extrait à la remontée, le volume rempli est inférieure au volume extrait.
- La différence entre le volume de boue récupérer et le volume d'acier introduit à la descente, volume récupéré est supérieure au volume introduit.

I.5. Equipements de contrôle des venues

Les principaux équipements utilisés lors le contrôle de la venue sont :

I.5.1. Obturateurs

Les BOP sont la deuxième barrière, ils assurent la fermeture du puits en cas de venue et la circulation à travers une duse durant le contrôle.

Un obturateur est désigné par :

- La dimension nominale: correspond au diamètre minimal d'alésage : 11", 13"5/8, etc.
- La pression de service: 3000, 5000, 10000 psi.

I.5.1.1. Obturateurs à mâchoires

Les Rams de BOP sont commandés par des pistons à double effet à commande hydraulique, on distingue :

- Pipe rams: Ils sont conçus pour fermer sur un seul diamètre de tiges et doivent être changés en fonction du diamètre extérieur de la garniture dans le trou.
- Variable pipe rams : ferment sur une gamme de diamètres (de l'ordre de 3").
- Blind rams: elles permettent de fermer totalement le puits en l'absence de tiges ou de les cisailer si elles sont présentes.
- Blind/ Shear rams: Permet de cisailer les tiges et assurer ensuite l'étanchéité en fin de course, pour fermer totalement le puits.

I.5.1.2. Obturateurs annulaires

Placé au top de l'empilage des obturateurs, comprend une garniture élastique capable de fermer sur n'importe quel diamètre et quelle forme régulière du matériel tubulaire. Elle peut même fermer complètement le puits s'il est vide ou permettre le stripping de la garniture [3].

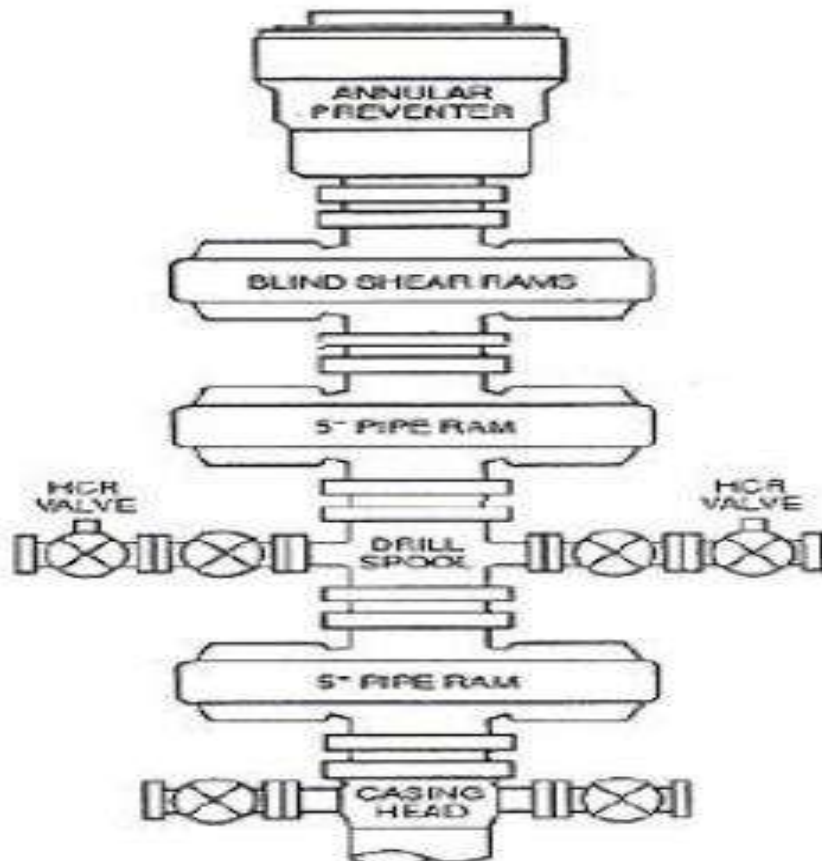


Figure I.4: Empilage BOP

I.5.2. Obturateurs internes

Ce sont des équipements qui permettent d'obturer rapidement la garniture de forage en cas de venue durant la manœuvre et aussi en cas de fuite sur les équipements de surface durant le contrôle.

I.5.2.1. Safety valve

C'est une vanne plein passage, en position ouvert, elle permette le passage du fluide sans restriction, donc il sera possible de les visser même s'il y a un fort débit de puits. Elle est destinée à fermer rapidement (quart de tour) l'intérieur de la garniture [1].

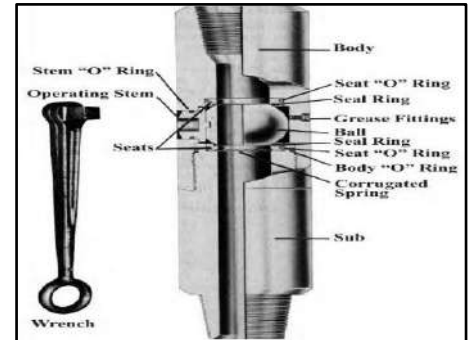


Figure I.5: Safety valve [5].

I.5.2.2. Gray valve

C'est une vanne à clapet anti-retour, qui est maintenue ouverte grâce à un dispositif spécial. Elle est vissée sur la garniture lorsqu'une venue se manifeste. Il faut prévoir les réductions nécessaires pour son vissage sur un tronçon donné.

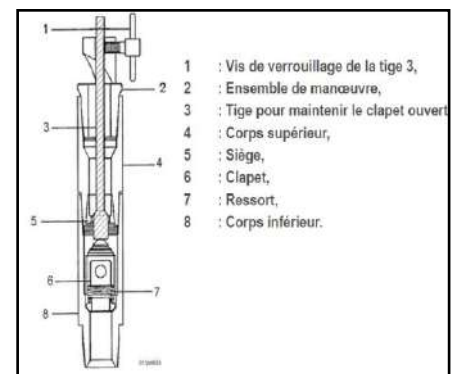


Figure I.6: Grey valve [4].

I.5.3. Kill line

Elle permet, en cas de besoin, le pompage dans le puits. Il comporte deux vannes et un clapet anti-retour qui protège l'installation de surface contre toute pression venant du puits.

I.5.4. Choke line

Elle permet de diriger le fluide sortant du puits vers le manifold de duses. Cette ligne comporte deux vannes en série, dont la première à partir de la croix de circulation est manuelle et celle qui vient après hydraulique [3].

I.5.5. Manifold de duses

Durant le contrôle d'une venue, il permet d'appliquer une contre pression dans le puits à l'aide d'une duse réglable et de diriger le fluide sorti du puits vers les bacs (ou séparateur), la torche ou le borbier.

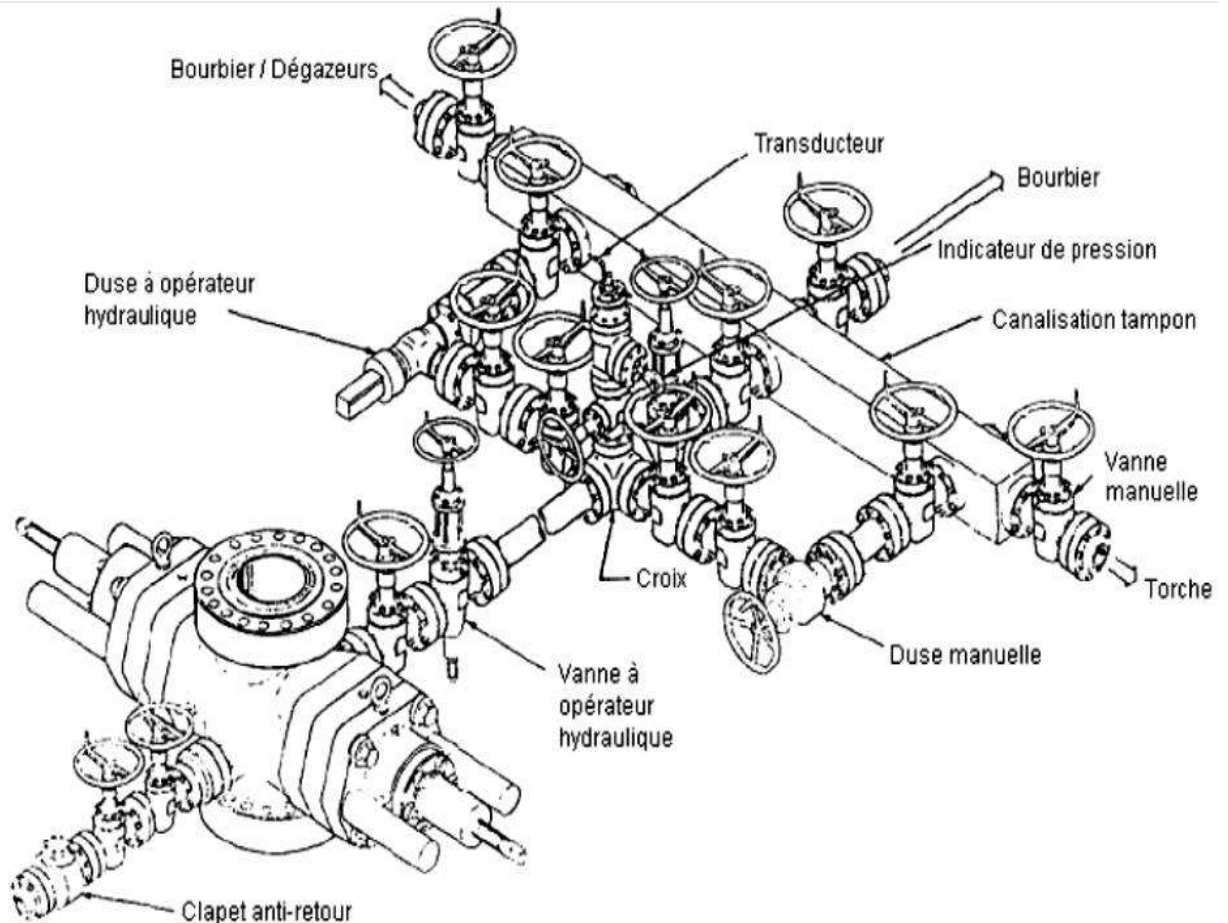


Figure I.7: Manifold de duses [2]

I.5.6. Unité d'accumulation

C'est une unité d'accumulation permet de stock du fluide sous pression de manière à assurer la fermeture et l'ouverture à distance de tous les obturateurs et les vannes hydrauliques, de façon convenable, rapide et facile à répéter si nécessaire, sans avoir à utiliser d'énergie extérieure [3].

Le système de commande des obturateurs comprend [4]:

- Un réservoir : pour fournir un volume suffisant de fluide au système de pompage.
- Des systèmes de pompage : pour mettre en pression le fluide de commande.
- Des bouteilles : pour stocker sous pression le fluide de commande,
- Un manifold de commande hydraulique: pour réguler la pression du fluide de commande et opérer les différentes fonctions du système (BOP, vannes de choke et de kill line).
- Des panneaux de commande à distance : pour opérer l'unité de commande à distance,
- Un fluide de commande hydraulique.

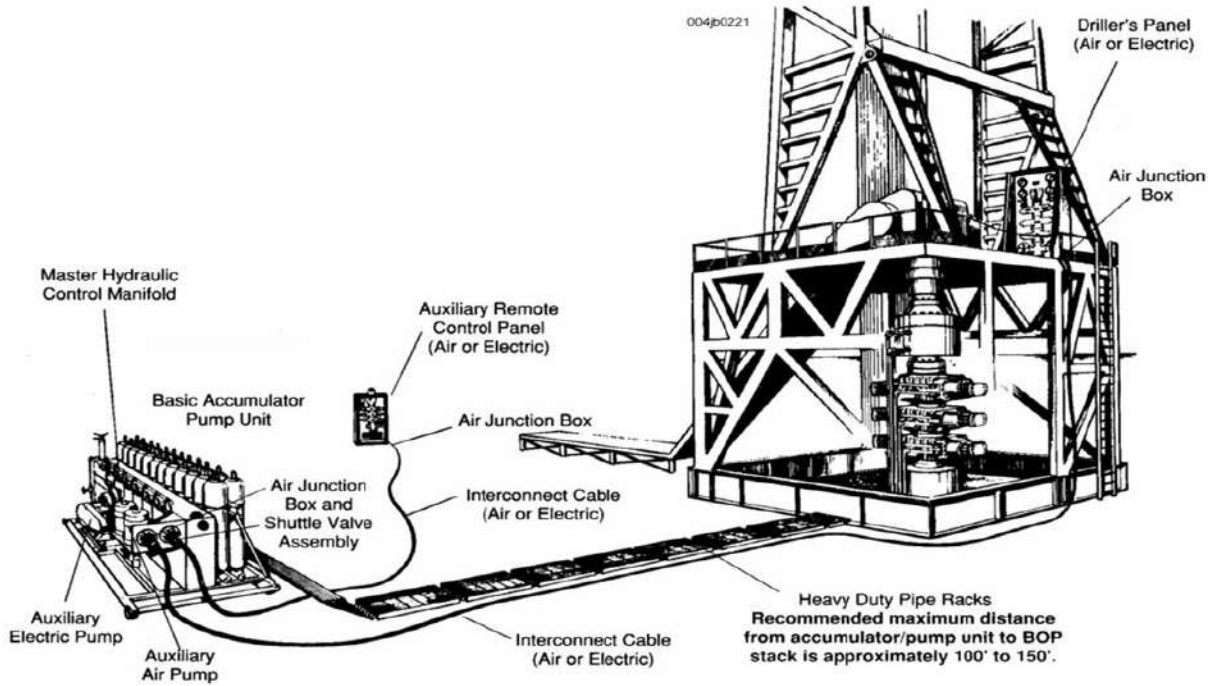


Figure I.8 : Ensemble unité Koomey, BOP et panneaux de commande à distance [4]

I.5.7. Séparateur atmosphérique

Utilisé pour séparer des quantités importantes de gaz de la boue de forage quand la circulation se fait à travers le manifold de duses.

La boue, dégazée par ruissellement sur des chicanes, est récupérée en bas du séparateur alors que le gaz s'échappe par la ligne d'évacuation (vent line), en haut [2].

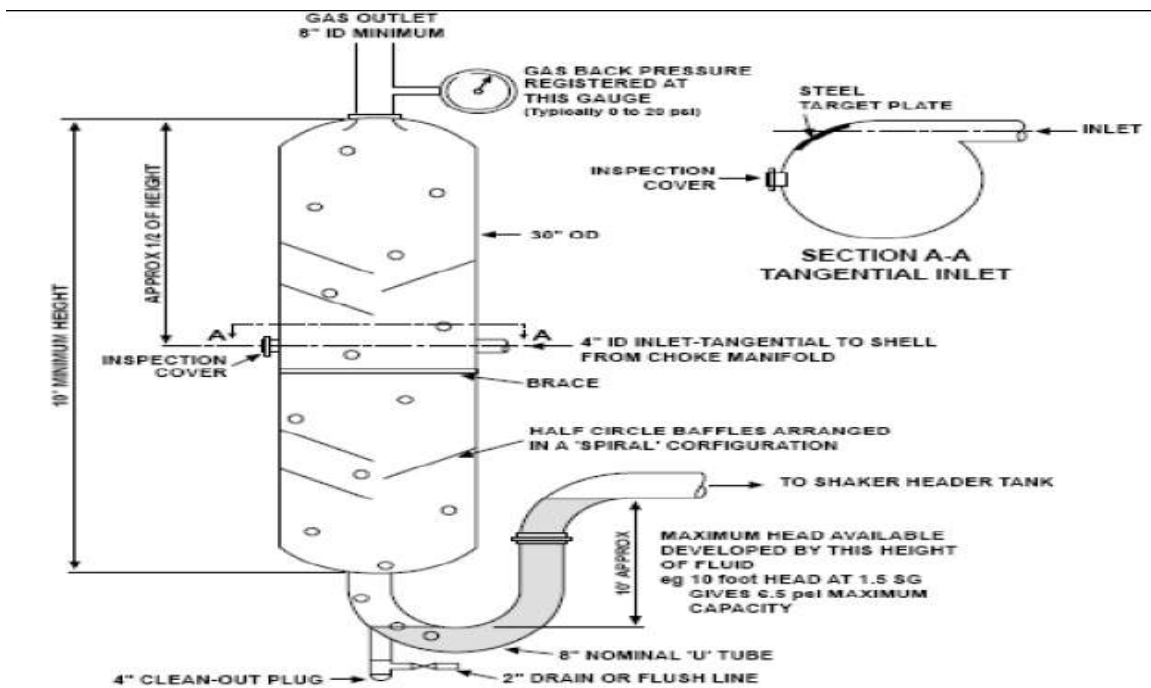


Figure I.9: Séparateur atmosphérique [5]

Chapitre

II

Méthodes de contrôle de la venue

II.1. Actions nécessaires au cas d'un signe de venue

Une fois un signe de venue se détecte, il est important de suivre la correcte séquence pour fermer le puits, la charte suivante montre les actions à faire [3]:

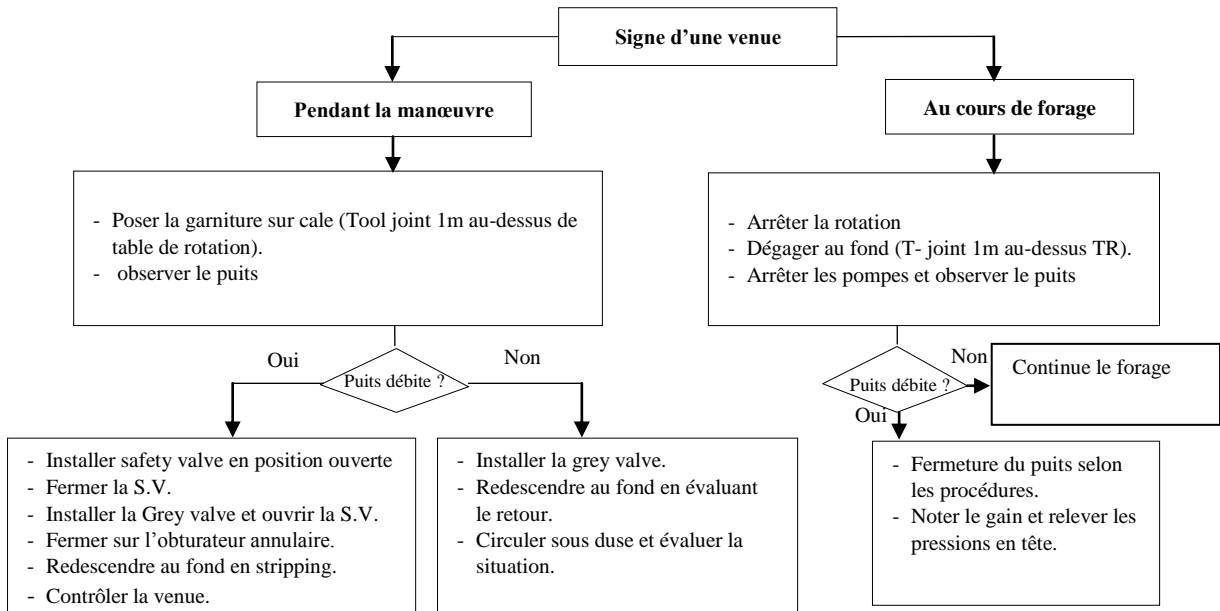


Figure II.1: Organigramme représente les actions à faire au cas d'un signe de venue [3].

II.2. Procédures de fermeture

Deux méthodes HARD et SOFT sont recommandés par API pour fermer le puits, ces méthodes sont résumées dans le tableau ci-dessous:

Tableau II.1: Méthodes de fermeture SOFT et HARD [1] [5]

Méthode	HARD	SOFT
Alignement pendant le forage	<ul style="list-style-type: none"> - Vanne manuelle du choke line ouverte. - Vanne HCR du choke line fermée. - Duse hydraulique fermée. - Toutes les vannes de la ligne après la HCR passant par la duse hydraulique, allant au séparateur doivent être ouvertes. - Autres vannes et duses du manifold doivent être fermées. 	<ul style="list-style-type: none"> - Vanne manuelle du choke line ouverte. - Vanne HCR sur choke line fermée - Duse hydraulique ouverte. - Toutes les vannes de la ligne après la HCR passant par la duse hydraulique, allant au séparateur doivent être ouvertes. - Autres vannes et duses du manifold doivent être fermées.

Procédure de fermeture	1- Fermer le BOP (annulaire ou rams), 2- Ouvrir la vanne HCR du choke line,	1- Ouvrir vanne HCR sur choke line. 2- Fermer BOP (annulaire ou rams) 3- Fermer progressivement la duse.
Avantages	- Plus rapide que le SOFT. - Moins compliquée : 2 actions (HCR, BOP) effectuer sur le même panneau.	- Plus duce en théorie pour le point fragile. - Meilleur contrôle de la pression annulaire
Inconvénients	- Le risque de fracturé au niveau de sabot CSG - Temps de fermeture plus court.	- Temps de fermeture plus long. - Risque de confusion 3 actions sur deux panneaux différents.

II.3. Calcules et mesures préliminaires

Pour assurer un contrôle efficace de la venue plusieurs préparations doivent être faites :

II.3.1. Feuille de contrôle

C'est un document qui contient tous les informations et calcules nécessaires durant le contrôle de la venue. Chaque méthode de contrôle a une kill sheet adaptée.

La feuille de contrôle se comporte d'un ensemble de calculs et mesures qui sont effectués préalablement avant d'avoir une venue et il doit être mis à jour chaque fois que des données changent d'une façon significative. La feuille de contrôle doit se comporter aussi des données et calculs relatifs à la venue qui doit être remplies juste au moment de la stabilisation des pressions (Annexe I) [3].

Dès la confirmation de l'existence d'une venue et après la fermeture du puits selon les procédures, les mesures et les calculs suivants doit être effectués.

II.3.2. Mesure de gain

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

II.3.3. Relèvement des pressions en tête

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

Après la stabilisation des pressions en tête, la pression de pore peut être calculée à partir du manomètre de tête de tigre (Pt1) ou le manomètre annulaire (Pa1).

$$P_{\text{Pore}} = P_{t1} + P_{hi} \quad (\text{II.1})$$

$$P_{\text{Pore}} = P_{a1} + P_{ha} \quad (\text{II.2})$$

Il est recommandé d'utiliser la pression en tête de tige pour calculer la pression de pore du fait que la pression hydrostatique est la plus homogène.

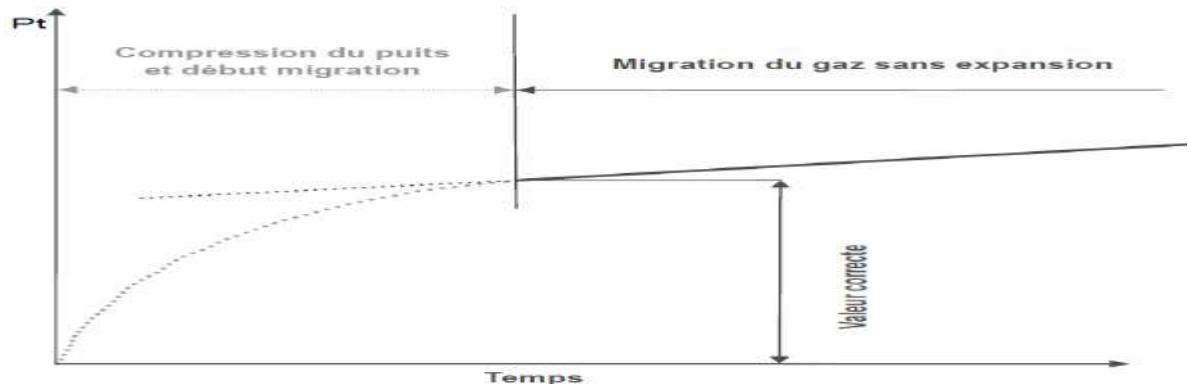


Figure II.2: Evolution de la pression de pression en tête [4]

II.3.4. Densité requise

La densité requise est la densité de la boue qui fournisse une pression hydrostatique capable de contrebalancer la pression de pore.

$$d_r = d_1 + \frac{10.2 \times P_{t1}}{Z} \quad (\text{II.3})$$

Tel que :

P_{Pore} : Pression de pores (bars)

P_{t1} : Pression stabilisée en tête des tiges (bars)

d_r : densité requise de la boue (kg/l).

d_1 : densité initiale de la boue (kg/l).

II.3.5. Choix de débit de contrôle

Durant le contrôle de la venue la circulation se fait à un débit faible, il est généralement choisi entre (1/2) et (1/4) du débit de forage. Ce choix se base sur certain critère :

- Minimiser la surpression exercée dans le puits.
- Donner le temps à l'opérateur de la duse d'ajuster la pression et de réagir efficacement.
- Assurer meilleur séparation du gaz et réduire le risque d'usure de la duse.

II.3.6. Mesure des pertes de charge à débit réduit (P_{c1})

Les pertes de charge à débit réduit préalablement choisi doivent être mesurées et tenues à jour avant d'avoir une venue :

- À chaque changement d'équipe, de BHA, ou de caractéristiques de la boue ;
- Après forage d'une section d'environ 150 à 200 m ;
- Après réparation sur les pompes.

La lecture des pressions doit se faire sur manomètre du panel de commande des duses.

II.3.7. Pression initiale de refoulement (P_{R1})

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

$$P_{R1} = P_{t1} + P_{c1} \quad (\text{II.4})$$

Tel que :

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

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

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

II.3.8. Pression finale de refoulement (P_{Rr})

C'est la pression doit se lire en tête de tige lorsque la boue lourde atteint l'outil.

$$P_{Rr} = P_{c1} \times \frac{dr}{d1} \quad (\text{II.5})$$

Tel que:

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

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

dr : densité requise de la boue (kg/l).

II.4. Méthodes de contrôle

Plusieurs méthodes de contrôle ont été développées à la file des années pour traiter les diverses situations de venue. Ces méthodes ont le même principe de base qui consiste à maintenir une pression au fond constante et égale ou légèrement supérieur à la pression de pores durant toute la durée du contrôle. Elle différentes les unes des autres par la procédure de mise œuvre de ce principe [1].

II.4.1. Driller's Méthode

Elle est la méthode la plus anciennement utilisée et aussi la plus simple à mettre en œuvre du fait que le contrôle peut se faire immédiatement après la fermeture du puits en utilisant le fluide initial sans nécessité de faire des préparations spéciales [6].

II.4.1.1. Procédure de mise en œuvre

Cette méthode se fait en deux cycles, lors la première on évacue la venue avec la boue de densité initiale et ensuite par la deuxième on la remplace par une boue de densité suffisant pour équilibrer la pression de pores.

Première circulation

Après la fermeture du puits, relèvement des pressions et remplissage de la kill sheet. La procédure de l'évacuation de la venue se fait comme suite [7] :

- Ajustement de la pompe au débit de control doit se faire par pallier, la duse doit ouvrir graduellement pour assurer la pression en tête d'annulaire constante.
- Dès que le débit de contrôle est atteint, continuer la circulation à débit constant jusqu'à l'évacuation complète de la venue en maintenant la pression en tête des tiges constante.
- Une fois la venue est évacuée, les pompes doivent être s'arrêter graduellement en maintenant la pression en tête d'annulaire constant et après la fermeture du puits, doit être lire les mêmes pressions en tête de tiges et en tête d'annulaire ($P_t = P_a = P_{t1}$).

Si P_a est supérieure à P_{t1} ce peut indiquer qu'un certain volume de l'effluent est toujours existe dans le puits, la reprend de la circulation est nécessaire.

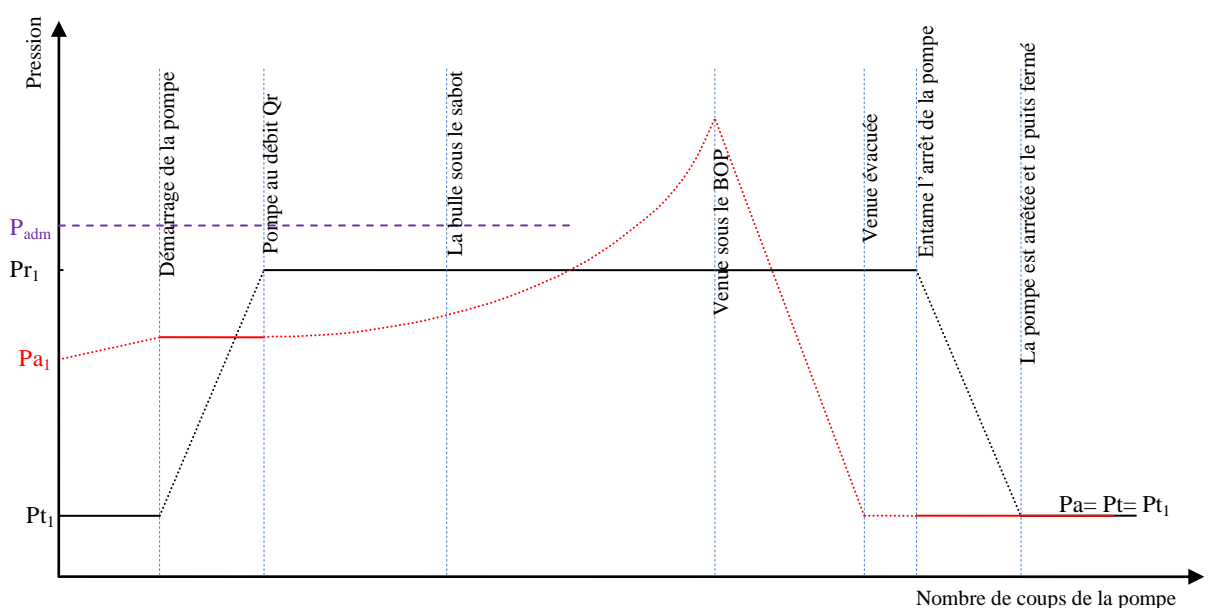


Figure II.3: Evolution des pressions en tête durant la 1^{ère} circulation driller's méthode [2]

Deuxième circulation

Après la fin de la première circulation et juste une fois la boue de densité requise étant prête (devrait assurer un trip margin de l'ordre de 10-15 bars). Le déplacement la boue initiale par la boue lourde se fait selon les étapes suivantes [7] :

- Démarrage de la pompe se fait par le même principe utilisé lors le premier cycle.
- Continuer à circuler à débit constant jusqu'à la boue lourde arrive à l'outil, en maintenant la pression annulaire constante et égale à (P_{t1}). La pression de refoulement va décroître de (P_{R1}) à (P_{Rr}) lorsque la boue lourde arrive à l'outil selon un graphe préétabli.
- Continuer le déplacement de la lourd de l'outil jusqu'à la surface en ajustant cette fois-ci la duse hydraulique pour maintenir la pression de refoulement constante et égale à (P_{Rr}). La pression annulaire décroît de P_{t1} , lorsque la boue de densité requise atteint l'outil, jusqu'à devenir nulle ($P_a=0$) lorsque la boue arrive en surface.
- Lorsque la boue lourde arrive à la surface, arrêter les pompes et observer les pressions en tête des tiges et en tête d'annulaire qui doit être nulles.
 - Ouvrir le puits et faire un flow check.
 - Circuler et conditionner la boue selon les propriétés désirées.

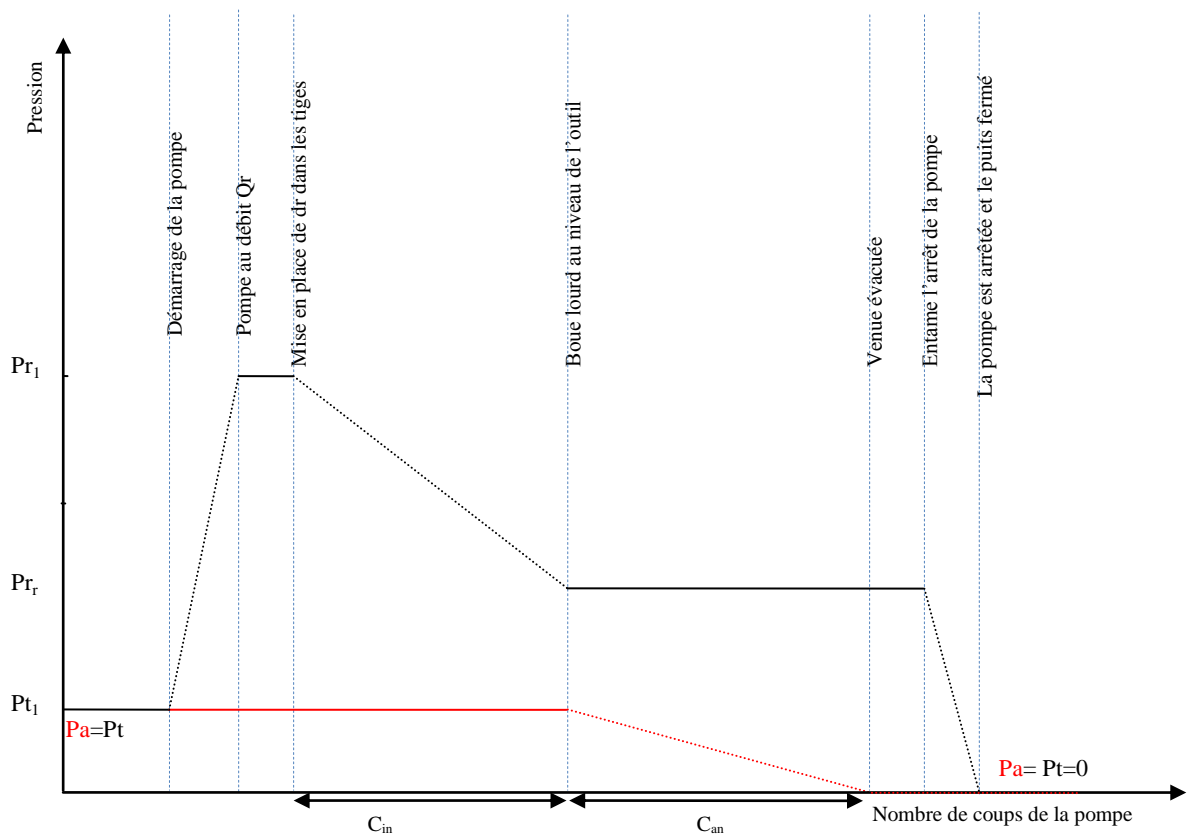


Figure II.4: Evolution des pressions en tête durant la 2^{ème} circulation Driller's méthode [4]

II.4.2. Wait and weight méthode

La procédure consiste à évacuer la venue avec une seule circulation sous duse au débit de contrôle, tout en remplaçant la boue initiale par celle à densité requise.

II.4.2.1. Procédure de mise en œuvre

Après la fermeture du puits, relèvement des pressions, et remplissage de la kill sheet. Et une fois la boue de densité requise étant prête, l'évacuation de la venue se fait comme suite :

- L'ajustement de la pompe graduellement au débit réduit (Q_r) en maintenant P_a constante.
- Continuer le pompage de la boue lourde à débit constant (Q_r), en ajustant la duse pour avoir une pression de refoulement décroissante de (P_{R1}) à (P_{Rr}) lorsque la boue lourde atteint l'outil selon le graphe préétabli.
- Continuer le pompage de la boue lourde de l'outil à la surface en maintenant la pression de refoulement constante est égale à (P_{Rr}).
- Une fois la boue lourde arrive à la surface, arrêter les pompes graduellement, les pressions en tête des tiges et en tête d'annulaire qui doit être nulles.
- Ouvrir le puits et continuer les opérations habituelles après le conditionnement de la boue.

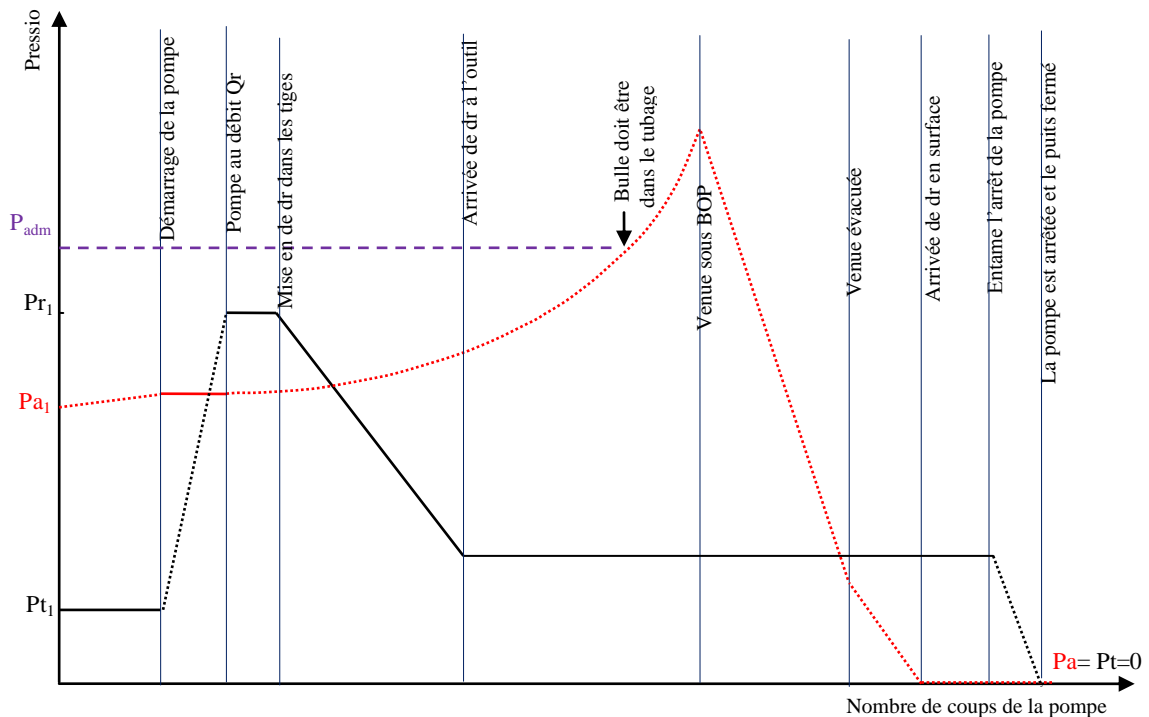


Figure II.5: Evolution des pressions en tête Wait weight méthode [4].

II.4.3. Méthode Volumétrique

Le contrôle volumétrique est une méthode de contrôle de la pression au fond du puits jusqu'à ce que des dispositions puissent être prises pour faire circuler la boue lourde pour maîtriser ou tuer le puits.

Avant de procéder à l'exécution de la méthode, trois facteurs doivent être déterminés [8] :

✚ Facteur de sécurité (S) :

Une augmentation attentionnelle de la pression de fond (de l'ordre de 10 bar). Il est important pour éviter d'aller sous équilibre lorsqu'on purge de la boue ultérieurement.

✚ Palier de travail (ΔP) :

C'est l'augmentation de pression autorisée due à la migration du gaz.

✚ Volume de boue à purger :

Le volume de boue qui doit être purgé de l'espace annulaire afin de réduire la pression hydrostatique annulaire par le montant de l'incrément de pression déterminé ci-dessus. Le volume de boue peut être calculé avec l'équation donnée au-dessous.

$$V = (\Delta P \times 10.2 / d_1) \times V_{ea} \quad (\text{II.6})$$

II.4.3.1. Procédure de mise en œuvre

- Autoriser l'augmentation de la pression de surface :

Une fois le puits est fermé et les pressions en tête stabilisées, Laisser la bulle de gaz monter jusqu'à ce que la pression du tubage ait augmenté d'une valeur égale à :

$$Pa_2 = Pa_1 + \Delta P + S,$$

- Maintenir la pression de surface constante en purgeant l'incrément de boue :

Le volume correspondant à ΔP qui a été préalablement calculé doit être purgé de manière à ce que la pression du tubage reste constante tout au long de la purge. Chaque fois qu'on purge la boue de l'espace annulaire, la bulle de gaz se dilate pour remplir le volume libéré par la boue. Au fur et à mesure que la bulle de gaz se dilate, la pression dans la bulle diminue selon la loi de Boyle.

- Attendre que la pression de surface augmente par la migration du gaz :

Attendre que la bulle de gaz monte jusqu'à ce que la pression de surface ait augmenté d'une valeur égale à ΔP .

- Garder la pression annulaire constante :

Purger le volume correspondant à ΔP en gardant pression en tête d'annulaire constante.

- Répéter les étapes 4 et 05 jusqu'à ce que le gaz arrive à la surface.

NB : Pendant l'évacuation, on doit tenir en compte la vitesse de migration du gaz et aussi les volumes unitaires dans l'espace annulaire.

II.4.4. Lubricating méthode

La procédure de « lubricate and bleed » est décrite dans les étapes suivantes [3] :

- Noter la pression annulaire Pa.
- Fixer préalablement une ΔP (comprise entre 5 et 10 bars).
- Calculer le volume de boue correspondant à ΔP choisie :

$$V = (\Delta P \times 10.2 / d1) \times V_{ea}$$

- Pomper par la kill line le volume de boue V calculé.
- Attendre pour permettre à la boue pompée de se décanter.
- Purger le gaz pour réduire la pression annulaire d'une valeur totale comprenant la surpression due à l'injection de la boue et ΔP .
- Répéter ces séquences jusqu'à l'évacuation totale du gaz.

II.4.5. Bullheading méthode

Le concept du bullheading consiste à pomper le l'effluent dans la formation en utilisant une boue lourde. On utilise généralement cette méthode lorsque la circulation normale est impossible et que la méthode volumétrique n'est pas faisable.

Le bullheading est préférable dans les situations suivantes [9] :

- La circulation normale ne peut pas effectuer.
- Situation perte de circulation et venue.
- Quand le déplacement de la venue par les méthodes conventionnelles peut provoquer des pressions excessives en surface (risque de dépasser le MAASP).
- Si la venue est susceptible de contenir un taux inacceptable de H₂S.
- Control du puits pendant le Workover.

La mise en œuvre du bullheading est affectée par les conditions ci-dessous [7] [8] :

- Les caractéristiques des formations, surtout le gradient de fracturation et la perméabilité.
- Le type de l'effluent et sa position dans le puits.
- La pression de service des équipements de surface et celle d'éclatement du tubage.
- Pression nominale, fiabilité et rendement des équipements de pompage disponibles.

Avant d'entamer l'opération du bullheading des préparations devraient être faites [9] :

- Utiliser les méthodes volumétriques pour réduire les pressions dans le puits.
- Evaluer la vitesse de migration du gaz pour choisir le débit de pompage approprié.
- Evaluer le volume à pompé nécessaire pour le bullheading.
- En cas d'une perte sévère, préparer des bouchons LCM pour les pomper.

II.4.5.1. Procédure de bullheading

Après faire les préparations ci-dessus, La procédure générale de la façon d'effectuer un bullheading est comme suite [10] :

- Préparer un graphe de pression de bullheading représentant les coups pompés par rapport à la pression de pompage.
- Augmenter lentement le débit de la pompe jusqu'au débit prévu.
- Surveiller de près la pression du tubage et du casing pour s'assurer que la pression ne dépasse pas les limites de l'équipement à n'importe quel stade de l'opération.
- Réduire le débit de la pompe lorsque le fluide de contrôle est proche du réservoir. La pression de surface va baisser au fil du temps pendant le pompage de la boue lourde dans le puits, car la boue lourde va augmenter la pression hydrostatique.
- La pression s'augmente de lorsque la boue lourde est poussée dans la formation.
- Arrêt de la pompe et fermeture du puits.
- Surveiller la pression. Purger la pression piégée si nécessaire.

II.5. Eruption interne (Under Ground Blowout)

Il s'agit d'un écoulement incontrôlé des fluides de formation d'une zone à haute pression vers une zone à plus basse pression. Dans les terrains moins profonds, la zone fragile se trouve généralement juste sous le sabot. Dans les horizons plus profonds, la zone fragile peut se trouver n'importe où dans le découvert [12] [11].

Si la zone de perte de circulation est au-dessus de la zone productive, la cause est très probablement le résultat d'une contre-pression excessive en surface. Pour résoudre ce problème, des bouchons d'étanchéité LCM le plus grossier possible doivent être circulé. S'il n'est pas possible de colmater la perte, on peut placer de la boue lourde ou des bouchons de barite entre le fond et le point de perte pour essayer de tuer la zone productive, le trou situé au-dessus étant maintenu rempli de fluide plus léger.

Si la perte de circulation est en dessous du point d'écoulement, la seule façon possible de tuer le puits et contrôler la venue est de colmater la zone à perte [11].

Chapitre

III

Généralité et traitement des pertes

La perte de circulation est l'un des majeurs problèmes qui peuvent se produire pendant le forage, elle génère des coûts élevés et des pertes de temps. De plus, si elle n'est pas traitée correctement, elle peut causer ou contribuer à d'autres problèmes tels que les venues, l'endommagement du réservoir et les coincements. C'est pourquoi des efforts considérables ont été déployés pour comprendre les mécanismes à l'origine des pertes de circulation, élaborer et mettre en œuvre de mesures pour les atténuer ou les éliminer [13].

III.1. Types de pertes de circulation

Les pertes de circulation (ou perte de retour) sont définies comme étant une perte totale ou partielle du fluide de forage ou du laitier de ciment dans les formations de forte perméabilité, cavernueuses ou fissurées soit naturellement soit durant le forage.

Elles peuvent être classées en deux grandes catégories en fonction de la cause de la perte :

III.1.1. Pertes induites

C'est la perte de la boue dans les vides créés (fissures ou fractures) lorsque la pression exercée par la boue est supérieure à la pression de fracturation de la roche. [14]

Une perte de ce genre est générée lorsque l'une des deux situations se produit :

III.1.1.1. Pression de fond excessive

Cette situation peut être la conséquence de plusieurs conditions, dont les plus importantes sont les suivantes [15] :

Forces mécaniques

- Débit excessive (une perte de charge annulaire importante).
- Reprise trop rapide des pompes après les connections ou après la manœuvre.
- La vitesse de manœuvre trop rapide (surtout pendant la descente).
- Vitesse d'avancement excessive.

Conditions du puits

- Mauvais nettoyage du puits.
- Restriction de l'espace annulaire
- La formation de cutting-beds durant le forage directionnel.
- Venue mal contrôlée (MAASP a été dépassé).
- Formations fragiles.

Propriété de la boue

- Poids excessif de la boue (densité élevée)
- Thixotropie élevée
- Mauvaises caractéristiques rhéologiques

III.1.1.2. Mauvais choix de la cote du sabot

Le choix de la cote de pose du tubage est très important et ce devrait être fait dans une formation élastique à forte pression ce qui nous permis d'augmenter l'intervalle ECD au maximum pour ne pas fracturer au niveau du sabot [15].

III.1.2. Perte naturel

Elle se produit dans les vides qui existent naturellement dans la roche (pore, fissures, fractures, cavernes ou faille).

La perte naturelle peut être produite dans trois types de formation [13] [16] :

III.1.2.1. Formations à haute perméabilité matricielle

Ces formations incluent le sable grossier de surface, le gravier et carbonates micro-fracturés, elles sont connues par une porosité primaire ou secondaire trop élevée ce qui entraîne à une perte par perméabilité matricielle due à la pression exercée par le poids de boue.

III.1.2.2. Formations fracturées naturellement

Certaines couches rocheuses sont souvent fissurées suite à des pressions de compaction dues à l'enfouissement (pression géostatique), une activité tectonique ou formation des dômes de sel. Les fractures naturelles et les failles peuvent se produire dans plusieurs types de formation et peuvent être élargies par la pression hydraulique excessive.

III.1.2.3. Formations cavernouses

Ces structures se forment principalement dans les formations carbonatées (dolomies ou calcaires) lorsque des parties de la formation sont dissoutes ou décomposées au cours du temps géologique par des phénomènes de dissolution. Dans ces zones cavernouses, les chemins de passage du fluide sont généralement de très grande surface et constituent soit des cavités, soit des crevasses, soit des canaux.

Les pertes dans ces formations sont connues comme les plus difficiles à gérer à cause de l'importance des tailles des cavités, et souvent on est mené à adopter des solutions rarement utilisées tel mud cap, ou bien juste tolérer la perte si il n'y a pas un risque d'effondrement.

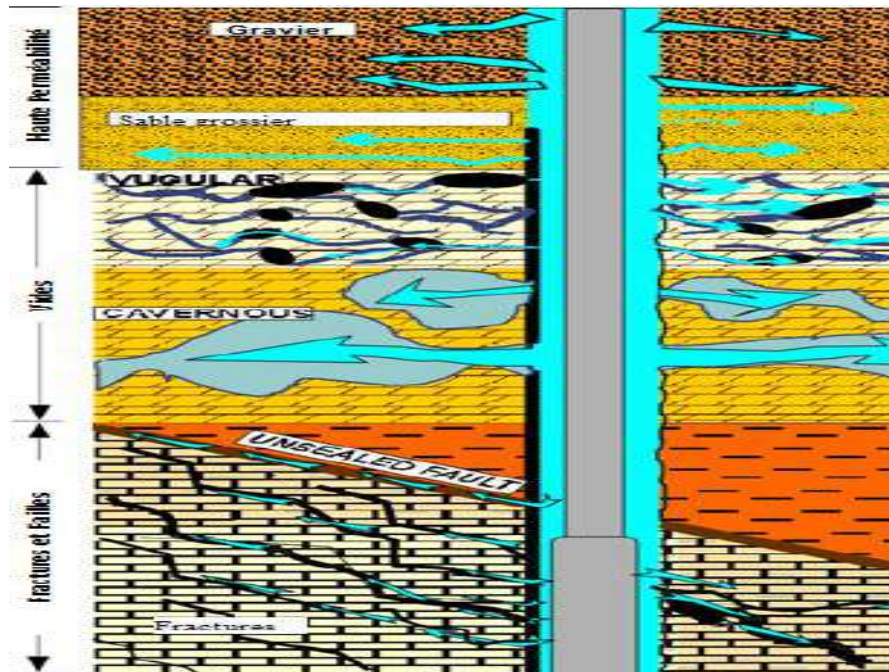


Figure III.1 : Schéma montrant les différentes formations susceptibles à la perte [16].

III.2. Classification de la sévérité de la perte

La sévérité de la perte de circulation est classé selon un facteur volume/unité de temps dite cadence, grâce à la valeur de ce facteur on distingue :

III.2.1. Perte par filtration (seepage)

Elles s'expriment par une perte d'un faible volume sur une longue durée, une cadence très faible $< 0,15 \text{ m}^3/\text{h}$ ce que les rend difficile à détecter car souvent elles confondues avec les pertes de surface ou l'évaporation.

III.2.2. Perte partielle

En état statique ou bien dynamique on parle d'une perte partielle lorsqu'une partie de volume pompé s'échappe dans la formation, ce qui s'exprime par une chute de niveau en un laps de temps $1,5 \text{ m}^3$ à $15 \text{ m}^3/\text{heure}$.

III.2.3. Perte totale

Une perte est dite totale, si la circulation ne se maintient plus, le puits se vide, le volume pompé s'échappe en sa totalité dans les formations.

Le tableau suivant (Tab III.1) regroupe les cadences, les formations typiques ainsi que les signes de différents types des pertes de circulation.

Tableau III.1: Classification des pertes de circulation selon la sévérité [17].

	Cadence	Formations typiques	Signes
Perte par filtration	$< 1.5 \text{ m}^3/\text{h}$	Grés poreux et perméable	<ul style="list-style-type: none"> • Pertes graduelles • Les opérations non interrompues • Avertissement possible de l'augmentation de l'importance de la perte.
Perte partielle	$1,5 - 15 \text{ m}^3/\text{h}$	Grés grossier et gravier	<ul style="list-style-type: none"> • Chute immédiate du niveau du fluide lorsque le pompage est arrêté. • Reprise lente des retours après l'arrêt de la circulation. • Les opérations sont en général interrompues. • Une action de correction est nécessaire.
Perte total	$>15 \text{ m}^3/\text{h}$	Failles, Fractures, Caves, Récifs	<ul style="list-style-type: none"> • Le débit s'arrête immédiatement. • Diminution de la pression de refoulement. • Augmentation du poids de la garniture. • Les opérations doivent être s'arrêter. • Une action de correction est nécessaire.

III.3. Précautions à prendre lors du forage des zones à pertes

Des mesures devraient être prises pour prévenir les pertes ou du moins minimiser leur effet tels que :

- Maintenir la densité minimum requise.
- Contrôler la ROP et optimiser le nettoyage du puits.
- Volume du bac actif doit être suivi rigoureusement.
- Contrôler la vitesse de manœuvre et démarrer lentement les pompes.
- S'assurer que suffisamment d'eau soit disponible.
- Equiper les outils de forage avec des duses permettant le passage de LCM.
- Garder une réserve de boue visqueuse prête à être pompée.

III.4. Actions préliminaires au cas de perte

Dès qu'une perte survient, les actions suivantes doivent être faites [16] :

- Assurer que la perte est dans la formation (découvert) : Vérifier les installations de surface s'assurer qu'il n'y aurait pas de communication entre les annulaires.
- Identifier la nature de la zone de perte : La connaissance du type de la formation de perte aide à la sélection du meilleur LCM pour stopper la perte.
- Localiser la cote de zone à perte : Il est nécessaire de connaître la cote de perte dans l'ordre de placer les LCM dans l'endroit où il y a la meilleure possibilité d'étancher la zone à perte. On peut estimer la zone de perte soit par des indices au cours de forage ou par l'utilisation des méthodes électroniques : (Spinner/tracer survey ; log température ; gamma ray ; log sonique).

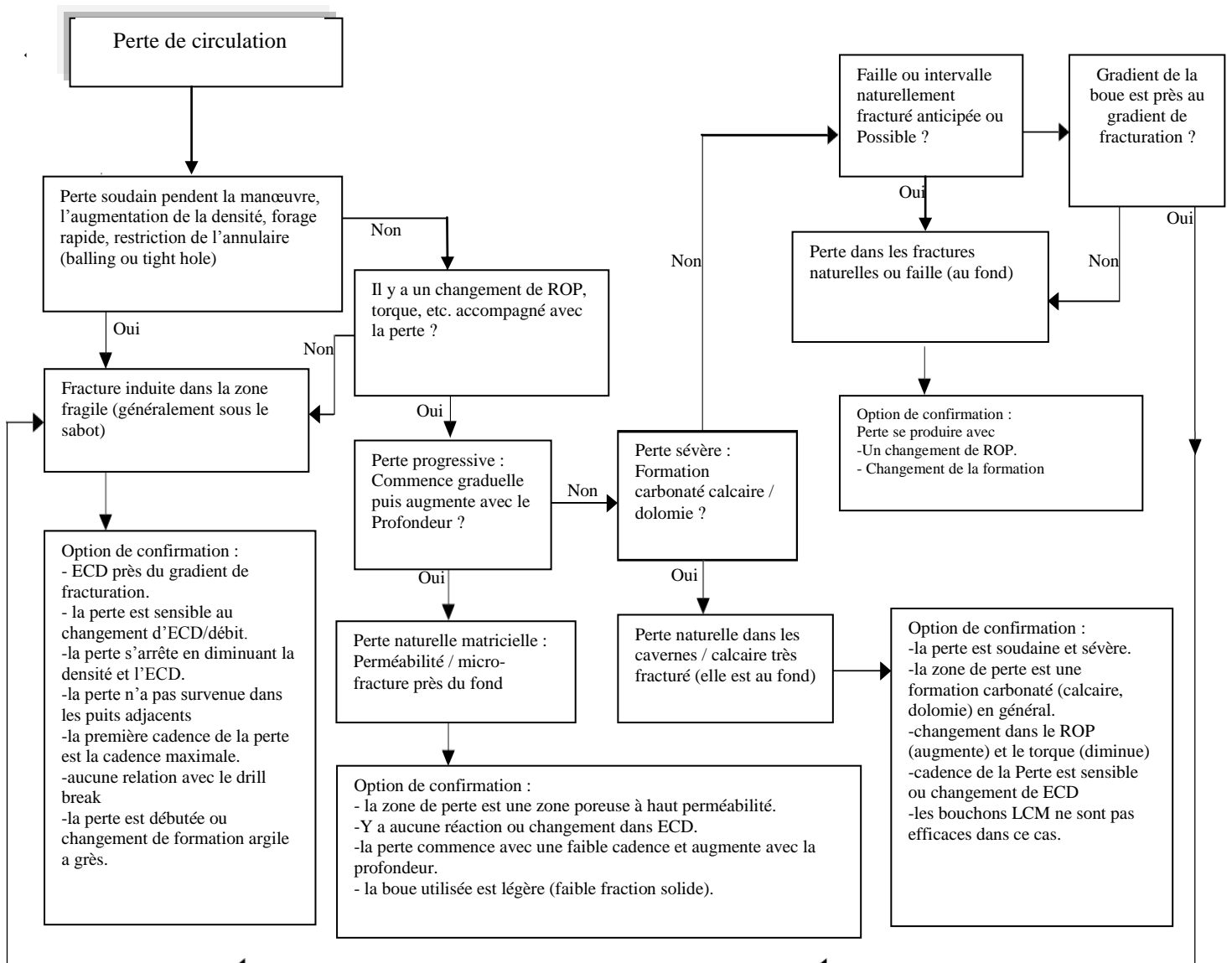


Figure III.2: Identification de la nature de la zone à perte [16].

III.5. Traitement de la perte

Selon l'importance du degré de la perte de circulation, on adopte une technique optimale appropriée à chaque cas. L'organigramme (Figure III.3) suivant résume les principales techniques utilisées afin de traiter une perte.

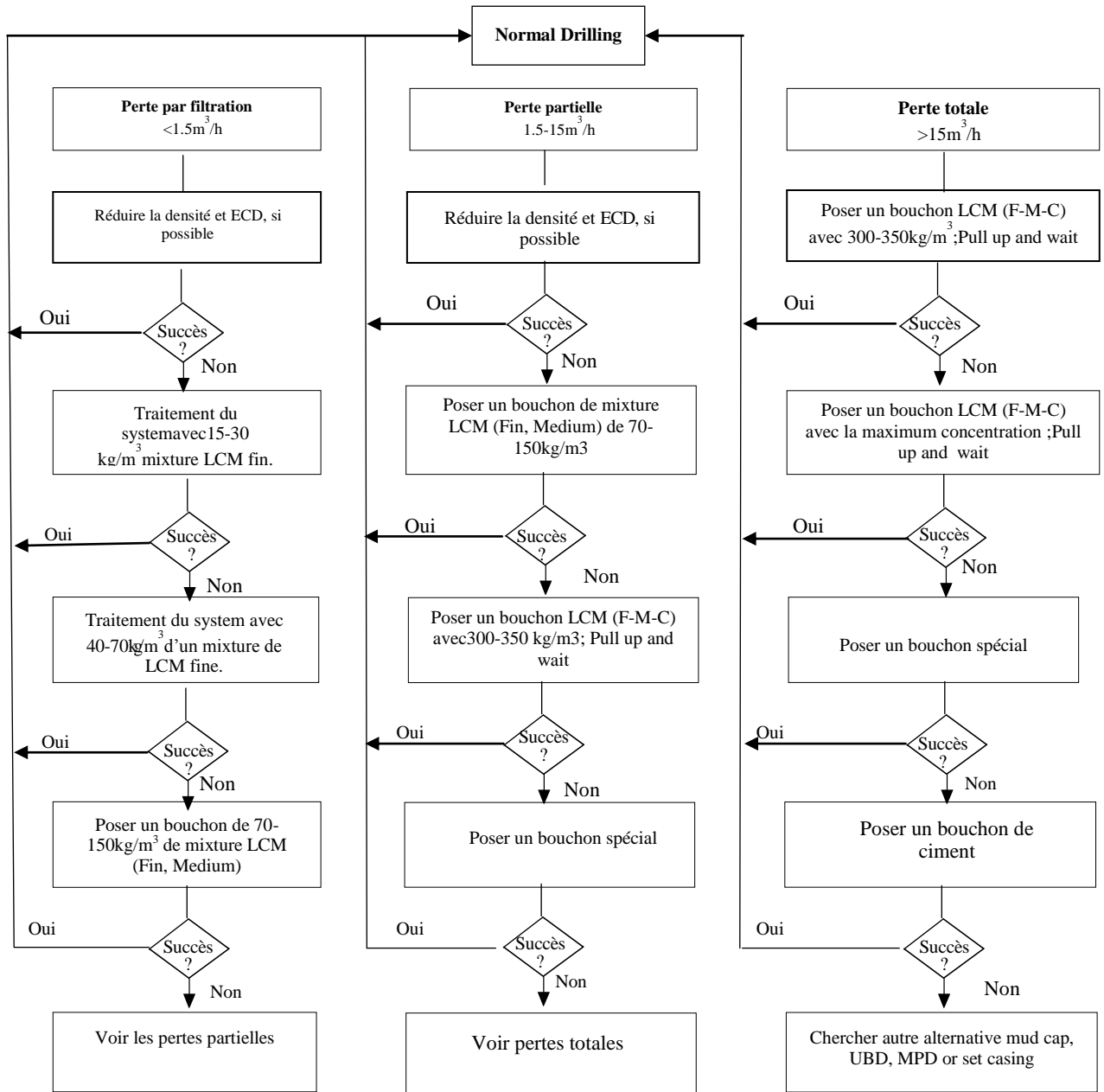


Figure III.3: Organigramme récapitulatif des différents traitements de la perte [16]

III.5.1. Agents de colmatage (LCM) conventionnels

Les additifs LCM sont des solides qui peuvent être ajoutés au fluide de forage ou être pompés sous la forme d'un bouchon. Les LCM peuvent être divisés en différentes catégories en fonction de leur apparence et de leur application :

III.5.1.1. Granulaires

Les principales caractéristiques de ces matériaux sont la taille et la forme. En raison de leur forme anguleuse et leur répartition granulométrique, ils agissent en bloquant en profondeur les fissures. Les granulaires présentent une rigidité élevée et une grande résistance mécanique aux pressions différentielles.

On emploie des produits durs et calibrés telle que : les coquilles de noix, les noyaux, graphite, carbonate de calcium.



Figure III.4 : Photographie de colmatant granulaire (caco3) medium et coarse.

III.5.1.2. Floconneux

Ces types de matériaux ont de grandes surfaces planes et sont très minces, et ils ont la possibilité de former une couche "en bardeaux" contre les ouvertures des pores. Il est possible de les utiliser comme traitement efficace pour combattre les pertes par infiltration ou les pertes partielles, mais en même temps, il est préférable d'utiliser les matériaux en flocons avec



Figure III.5: Photographie de colmatant floconneux mica fine (à gauche) et coarse (à droite)

des matériaux fibreux et granulaires pour parfaire le colmatage réalisé par ces derniers.

Il existe différents types de matériaux comme : le mica, le plastique stratifié, les copeaux de plastique polyéthylène et la cellophane.

III.5.1.3. Fibreux

Les colmatant fibreux sont mieux utilisés pour contrôler les pertes dans des formations poreuses avec haute perméabilité car ils sont capables de former une trame sur l'ouverture de pore. Cette dernière réduit la taille des ouvertures de la formation et permet aux particules colloïdales dans la boue de se déposer en formant un cake.

Ces colmatant ont une faible résistance mécanique à l'extension. Ils sont plus efficaces en conjonction avec des matériaux granulaires et floconneux.

On peut citer : les fibres de bois, cannes à sucres, cellulosiques et le tissu.



Figure III.6: Photographie de colmatant fibre, cellulose fine (à gauche) et coarse (à droite).

III.5.1.4. Technique de la mise en place d'un bouchon LCM

- Descendre les tiges au-dessus de la perte (20 à 25 m).
- Maintenir le train de tige en rotation lente.
- Amener le bouchon en bas des tiges à faible débit 400 à 600 l/mn et le mettre en place à l'équilibre.
- Si le puits n'est pas plein le remplir avec de l'eau.
- Procéder ensuite à un squeeze à faible débit l'équivalent des $\frac{3}{4}$ du volume du bouchon (valeur de squeeze entre 10 et 30 kgf/cm).
- Maintenir la pression 20 à 30 mn.
- Remonter, attendre 02 heures.
- Reprendre la circulation toute en évaluant la perte a différent débits.

III.5.2. Bouchons spéciaux

Dans certains cas les bouchons LCM conventionnels ne sont pas efficace tel que dans les formations carbonatées caverneuse ou zone de failles importante, pour cela d'autre bouchons spéciaux sont adopter tel que :

III.5.2.1. Fluide à haute filtrat

La composition de ce type de laitier est conçue pour se déshydrater rapidement lorsqu'elle est squeezée dans la zone de perte. Les solides remplissent les fractures en formant un filtre cake imperméable à l'intérieur de la fracture qui est difficile à enlève et permet d'arrêter la fracturation de la formation. Une boue typique à haut filtrat contient un mélange de terre de diatomées, d'agents de colmatage et de barytine en suspension dans de l'eau ou de l'huile.

III.5.2.2. Polymères réticulés

Ces bouchons sont constitués des chaînes polymères liquides ou sèches qui sont réhydratées et peuvent être formées un gel rigide ou une masse solide. Ils sont utilisés pour contrôler les cas plus graves de perte de circulation. La relation entre le temps de prise de ces bouchons et la température doit être évaluée avant chaque utilisation, pour des températures de fond plus élevées, l'utilisation de retardateur sera nécessaire. L'accélérateur est disponible pour les applications en eau froide [17].

III.5.2.3. Bouchons activés au fond

Dans ces techniques, deux fluides réactifs ou plus, acheminés séparément, sont mis en contact dans la zone où se produit la perte de circulation et forment une masse solide caoutchouteuse, bouchon visqueux ou précipitant qui étanche la zone. Il est pratiquement nécessaire d'éviter le mixage des fluides jusqu'à ce qu'ils soient devant la zone à perte par pompage d'un spacer ou par pompage d'un fluide par la garniture tandis que l'autre fluide est simultanément pompé par l'annulaire.

Ces types de bouchons sont constitués de bentonite et de gasoil en grand partie, ils sont activés lorsque la bentonite et le gasoil entre en contact avec de l'eau ou bien une boue à base d'eau, on cite comme exemple :

- Diesel Oil Bentonite (DOB).
- Reverse Diesel Oil Bentonite (RDOB) for oil-base muds.
- Diesel Oil Bentonite Cement (DOBC).
- Diesel Oil Attapulgate Bentonite (DOAB).

III.5.3. Bouchons de ciment

Les laitiers de ciment peuvent être utilisés comme un remède efficace contre les pertes de circulation dans certaines situations ou lorsqu'ils sont utilisés en combinaison avec d'autres techniques.

Les formulations spéciales de ciment, comme les ciments à base de magnésium et les ciments thixotropes, sont plus efficaces que la formulation standard. Les ciments à base de magnésium peuvent durcir même s'ils sont partiellement contaminés par la boue. Les ciments thixotropes sont visqueux et ralentissent les pertes ; de plus, ils forment des gels rapides pour résister au lessivage de la zone de perte [16].

III.6. Pertes dans le réservoir

Le concept d'un traitement des pertes de circulation doit tenir compte de la possibilité de dommages à la formation sur la base du fait que la zone de perte est dans ou près d'un horizon de potentiel de production. Dans ce cas, il est préférable d'incorporer l'utilisation de matériaux solubles dans l'acide dans tout système de fluide envisagé. L'utilisation de matériaux solubles dans l'acide, tels que le carbonate de calcium, les gommes ou d'autres polymères organiques qui peuvent être éliminés soit par oxydation, soit par des enzymes, est recommandée pour minimiser les dommages causés par la formation.

Les fibres de cellulose peuvent être utilisées dans des intervalles de production dans certaines situations. Bien qu'elles ne soient solubles qu'à 40% dans l'acide, les fibres peuvent être oxydées et éliminées par une solution d'hypochlorite de 2% à 5% à pH élevé [16].

III.7. Conséquences de la perte de circulation

Les conséquences majeures de la perte peuvent être résumées dans les points suivants :

- Coût très élevé à cause de la perte de boue, les essais et les produits de colmatage et temps de mobilisation de l'appareil.
- Possibilité de venue à cause de la baisse du niveau dans le puits.
- Possibilité de coincement de la garniture à cause du mauvais nettoyage du puits.
- Perte du réservoir résultant de l'endommagement excessif de la formation.
- Perte du puits.

Chapitre

IV

Etude de cas

Pendant la réalisation de la phase 8"1/2 dans le puits BH-13 champs de Bahar El-Hammar, une situation particulière de venue simultanée avec une perte totale a été enregistrée ce qui a imposé l'utilisation des méthodes non conventionnelles pour rendre le puits sous le contrôle primaire.

Cette évènement a empêché le déroulement normal des opérations dans le puits et a généré un temps non productif important et des coûts supplémentaires plus élevés.

Le présent travail va étudier ce problème en identifiant les causes et en présentant les techniques utilisées pour le remédier.

IV.1. Présentation du champ Bahar El Hammar

Le champ de Bahar El Hammar est anticlinal orienté Nord-est Sud –Ouest. La partie sommitale sous forme d'une structure fermée (péri-anticlinal) de Dévonien inférieur est surmontée par le Carbonifère.

Cambro-ordovicien : vers le nord, c'est un réservoir gréseux de 400 à 500m et à ciment siliceux et rarement argileux vers le sud.

Les caractéristiques pétro-physiques sont médiocre, la porosité varie entre 2 à 7% mais la perméabilité est de 10 - 3 à 10 - 4 mds (réservoir tight). La porosité secondaire est présent par des fissuration/fracturation qui améliore la perméabilité et nous permettre d'obtenir une productivité rentable [18].

IV.2. Présentation du puits BH-13

Les résultats de l'objectif principal de réservoir Cambro-ordovicien dans le champ développé de Bahar El Hammar encourageants d'implanter le puits BH-13 qui est administrativement fait partie de bassin d'Ahnet dans le bloc 337 [18].

IV.2.1. Données du puits

Tableau IV.1: Fiche technique du puits BH-13 [19]

Ere		Système		Lithologie	Tops (m)			Epais.	Description	C A R O T T E S	OPERATIONS DE FORAGE		
Formation	Lithologie	Géologiques			Tubages	Boue	Logging						
		Prévis.	Réels										
		MD	SPE										
PALEOZOÏQUE	Devonien	Dev sup	Fam-Frasn	0	11	0	365	Argile		Phase 26" @ 99m Sabot 18"5/8 @ 98m	MW: 1.05g FV:55-62 PV: 20-24 YP:15-33 GEL: 12/14-13/16 H/E: 72/29	GR - SONIC - CALIPER	
		Dév. moy	Givetien	580	376	376	12	Calcaire, Argile					
			Couvinien	-	388	388	79	Argile					
		Devonien inf	Emsien	675	467	467	87	Grès, Argile		Phase 16" @ 507m Sabot 13"3/8 @ 506m	MW: 1.10-1.11g FV:61-65 PV: 26-28 YP:14-22 GEL: 10/11-13/16 H/E: 80/20	GR - SONIC - CALIPER	
			Siegenien	765	554	555	81	Grès, Argile					
			Gedinnien	825	635	622,5	115	Grès, Argile					
	Silurien	S.Argileux	950	750	743	614	Argile, Grès, Cal	Top 7" @ 1240m Phase 12"1/4 @ 1367m Sabot 9"5/8 @ 1366m		MW: 1.17-1.26g FV:52-66 PV: 24-26 YP: 19-21 GEL: 12/15-14/16 EAU: 88% 87%	SONIC + GR + CALIPER		
	Ordovicien	Dalle de Mekrata	1594	1364	1364	19	Grès, Argile						
		Grès d'El Golea	-	1383	1390	63	Grès						
		Grès d'Oued Saret	1677	1446	1481	94	Grès, Argile	Phase 8 1/2" @ 1586m Sabot 7" @ 1574m		MW: 1.07-1.13g FV:40-48 PV: 15-22 YP: 10-13 GEL: 8/10-11/14 EAU: 87% 95%	GR-RESISTIVITE-CALIPER, GR-SONIC-GR-CAL- SPECTRE-CELL-UBI-OMBI-GR- VDL-CELL-UBI-OMBI-GR- DENSITE-NEUTRON, MDT		
Argiles de Tiferouine		1734	1540	1539	51	Grès, Argile							
Quartzites d'El Hamra		1791	1591	-	50	Grès							
Pfondeur final				2131	1641				TD Drillers: 1641m				
Puits producteur de gaz										DST	□		
										Carottage:	▬		
										Sabot:	▬		
										Venue:	⊥		
										Perte:	⊥		
										Logging:	⊥		

Coordonnées UTM
X : 375 995.8m
Y : 2 902 801.01m
Zsol : 143.44 m

IV.2.2. Réservoirs de l'Ordovicien

Grés d'El Goléa (GEG) : Grés quartzitiques très fracturé présentant des paramètres pétro-physiques primaire assez moins important (des porosités de 4% et 6,5% et des perméabilités inférieures à 0,1 md).

Grés d'Oued Saret (GOS) : Grés siliceux relativement compact. Les caractères pétro-physiques sont médiocres, (les porosités varient de 1,5 à 6%).

Quartzites de Hamra (QH) : Grés quartzitiques compacts, localement très fracturés, la porosité atteindrent 6% mais la perméabilité reste médiocre [18].

IV.3. Description de l'évènement de la perte et la venue

IV.3.1. Historique avant l'évènement

La section 8 ½" a été programmé à travers les formations de l'unité supérieure de l'Ordovicien passant par la Dalle de Maktrata, Grés d'El Goléa, Grés d'Oued Saret et l'Argile de Tiferouine d'une épaisseur totale de presque 200 m. elle a forée en utilisant une boue OBM de densité égale à 1,00, juste après le forage de 3m dans la formation à la côte 1375 m (Dalle de Maktrata) une venue est enregistrée (Pt=100psi ; Pa=205psi ; Gain=4m³). Premièrement on calcule la densité requise de la boue en utilisant l'équation suivante :

$$dr = di + (P_t \times 10.2) / Z$$

Tel que :

di: densité initiale de la boue.

dr: densité requise.

P_t: pression stabilisée en tête de tige (bar).

Z: profondeur verticale (m).

Application numérique :

$$dr = 1.00 + 10.2 \times (100/14.5) / 1375 \longrightarrow dr = 1.05$$

Le puits était contrôlé en utilisant la driller's méthode, et à la fin de deuxième cycle une pression était constaté Pa égale à 90 psi.

Un déplacement de la boue avec une densité égale à 1.07 a été effectué et les pressions semblaient nulles, il a été décidé de reprendre le forage et continuer les opérations mais après une heure un gain a évolué progressivement et le puits a été fermé une autre fois sur des pressions Pt=40 psi.

$$dr = 1.07 + 10.2 \times (40/14.5) / 1375 \longrightarrow dr = 1.09$$

Après le contrôle de la venue, le forage était poursuivi avec la densité $d=1.09$ sans aucune anomalie enregistrée jusqu' à la cote 1547m, à cette cote là une opération de DST a été réalisée et après le désencrage du packer de DST, plusieurs circulations sous duse étaient effectuées pour contrôler le puits mais sans succès. Pour cette raison, la densité été augmentée graduellement, le puits n'a été contrôlé qu'après l'alourdissement de la boue par 4 points (jusqu'à 1.13sg), cette augmentation significative a eu un effet négatif à la fin de la section.

Reprise de forage avec densité 1.13sg depuis la côte 1547m à 1586m sans problème, mais à la côte 1586 m, une perte partielle avec une cadence élevée s'était déclenchée puis elle s'étendait à une perte totale.

La décision prise est de remonter immédiatement au sabot avec un remplissage continu par une boue de densité 1,11sg et un suivi rigoureux du niveau dans le puits (puisque'il y a toujours un risque de déclenchement d'une venue de gaz). Après la remontée de l'outil au sabot, pendant l'attente de préparation des bouchons LCM colmatant, une venue de gaz était observée en surface. Le puits est fermé la pression annulaire augmentée progressivement et elle s'est stabilisée à 1860 psi (Figure IV.1) [20].

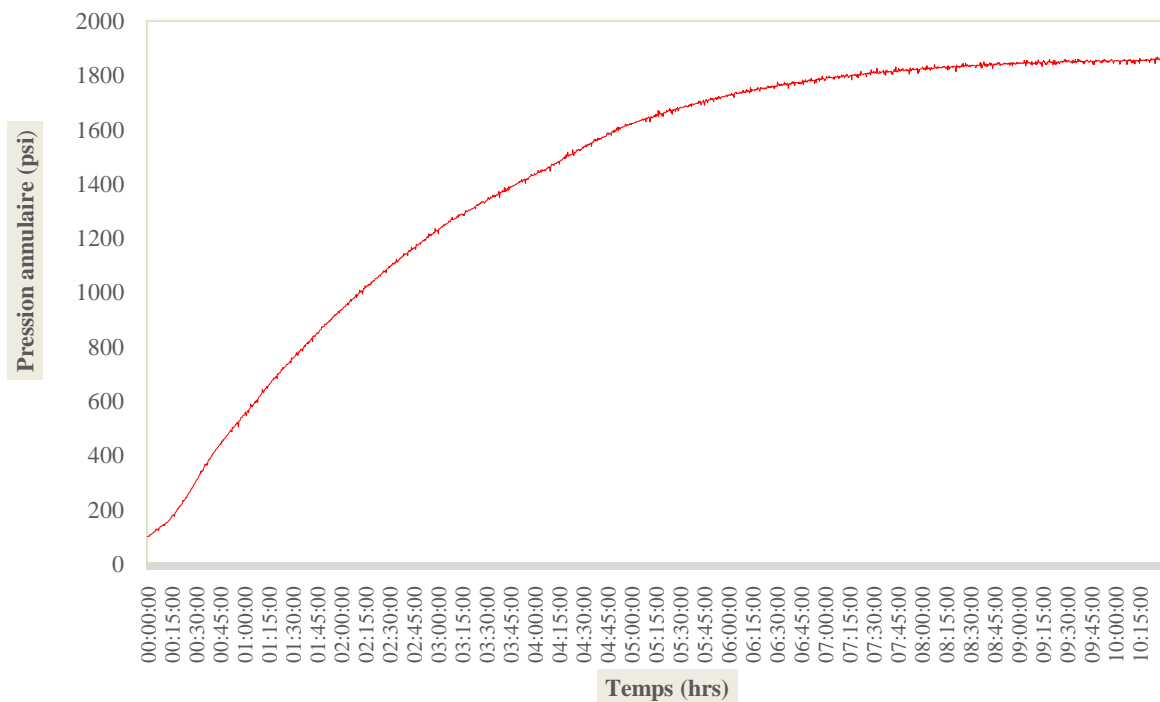


Figure IV.1: Courbe de l'évolution de la pression en tête d'annulaire (puits fermé) [21]

IV.3.2. Analyse de la situation

A ce stade-là la situation s'aggravait à une perte totale et une venue simultanément donc la question qui se pose, comment contrôler le puits dans cette situation compliquée ?

Lorsqu'on a une perte totale l'utilisation des méthodes conventionnelles pour contrôler la venue est impossible, la première chose qui doit se faire est de connaître le niveau productif (réservoir) et aussi la zone à perte.

IV.3.2.1. Détermination du niveau productif

La zone productive est l'un des trois niveaux constitution l'unité IV, Dalle de Maktrata, Grés d'El Goléa, Grés d'Oued Saret.

IV.3.2.2. Détermination de zone à perte

Pour mieux comprendre la zone à perte il faut baser sur les données géologiques de l'étage ordovicien dans les puits voisin (offset well) et l'historique de déroulement de notre forage de phase 8"1/2 :

- DMK : Aucune perte n'a été enregistrée dans la région BH.
- ATF : C'est une formation argileuse plastique sans aucune perte signalée en aucun puits de corrélation.

✚ Première possibilité

- DMK, GEG, GOS : Les deux niveaux réservoirs sont fracturés naturellement (des fractures ouvertes et fermées), et les pertes d'après les puits de corrélation (Annexes II) sont des pertes partielles et pas total. La perte donc se situe dans le GEG ou GOS avec la possibilité de l'existence d'une faille locale.

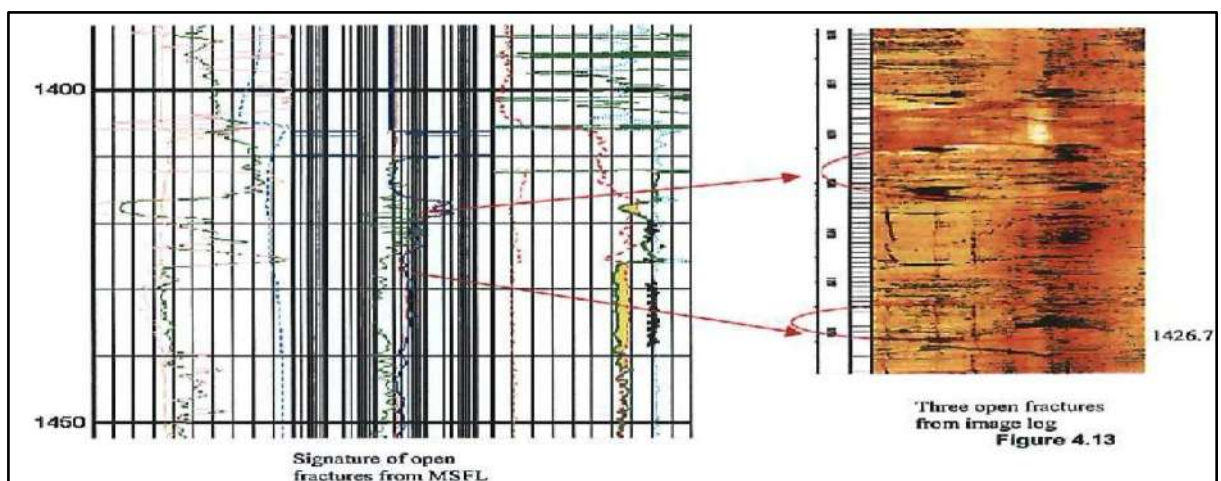


Figure IV.2: Log diagraphique montrant des fractures ouvertes au niveau GOS [18].

Deuxième possibilité

D'après les données des puits voisins « offset wells » le niveau de QH est très fracturé naturellement comme il est connu comme une zone à perte dans la région (Annexes II), ainsi ce niveau est caractérisé par un gradient de pression plus bas de 0,095 bar/m comparant par le niveau supérieure GOS et GEG ; en revenant à l'historique de notre puits ci-dessus, le forage se fait se fait sans signaler un indice de perte jusqu'à la cote 1586m (perte total) sans changé aucun paramètre, ce qui conduit au doute d'intrusion dans le niveau de QH avec une densité très élevée.

Les spécialistes de la société ont favorisé la deuxième possibilité d'une erreur de la détermination du toit du Quartzite Hamra.

D'après cette analyse, le puits se trouve devant une situation d'éruptions interne « cross-flowing » de réservoir de hautes pressions vers un réservoir de basse se situe au-dessous. La seule possibilité pour résoudre ce problème est d'abord de colmater la perte et après par la suite contrôler le puits avec les méthodes habituelles.

IV.3.3. Evaluation et remarques

- Au premier lieu lors la première venue un gain important (4 m^3) a été enregistré tandis qu'il est conseillé d'ajuster les alarmes à un volume allant de 0.5 à 1 m^3 .
- Une mauvaise estimation de la densité requise à cause de défaillance et la mauvaise indication des manomètres a provoqué des venues répétitives et plusieurs tentatives pour pouvoir contrôler la situation.
- Après le DST une augmentation significative et non justifie de la densité par quatre points est effectuée, cette augmentation a eu un effet négatif important par la suite des opérations.
- Une action rapide et correcte a été prise lors de la constatation de la perte.
- L'opération de contrôle a été basée sur l'estimation que la zone à perte est Quartzite El Hamra sans aucune preuve tangible et aucun programme de logging n'a été effectué après le contrôle de la situation pour confirmer cette estimation.

IV.4. Contrôle de la situation

IV.4.1. Plan de traitement proposé

Le plan proposé pour résoudre le problème est représenté dans l'organigramme suivant :

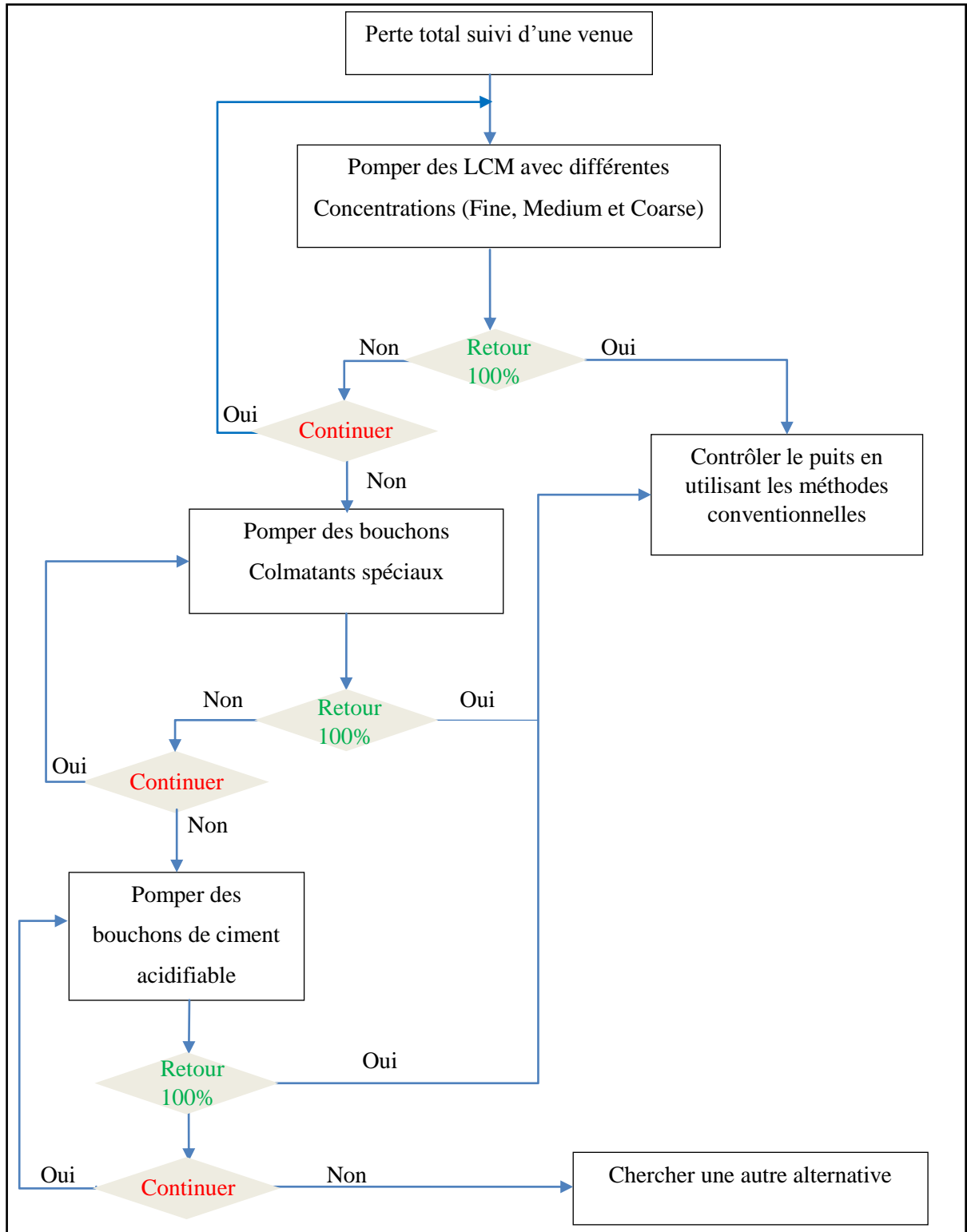


Figure IV.3: Organigramme récapitulatif d'un plan proposé en cas de perte plus venue [20]

IV.4.2. Estimation du niveau de la boue

Après la fermeture du puits la pression en tête d'annulaire se stabilise à 1860psi. L'estimation a été réalisé en tenant compte les considérations suivantes :

- Le réservoir productif est le GOS.
- La boue dans l'espace annulaire est complètement poussée dans la formation fracturée par l'effet de la migration du gaz.
- L'espace annulaire est plein du gaz.
- La pression de gisement est calculée d'après les résultats de venue survenue au début de forage.

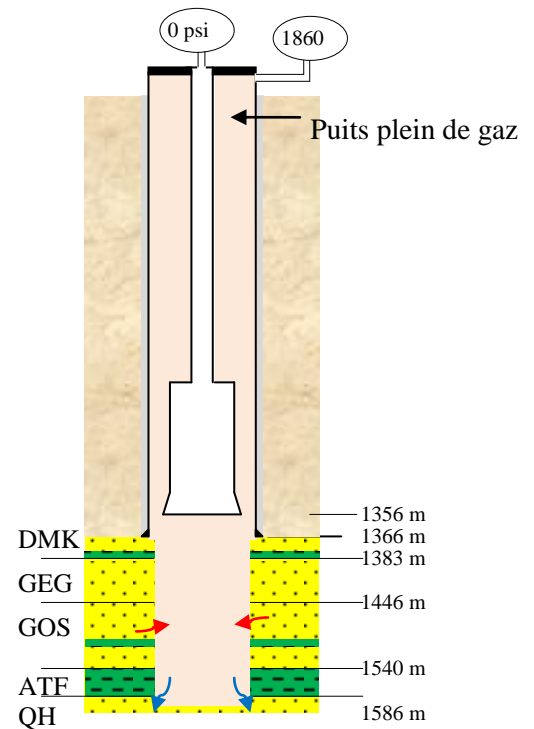


Figure IV.4: Schéma estimatif du puits

L'estimation de la densité requise est basée sur l'historique du forage avant l'opération de DST, lorsque le forage a été effectué avec une densité de 1.09 sans anomalie, ça signifie que cette densité était suffisante pour balancer le réservoir. Et par conséquence elle a été considérée comme une densité requise.

Donc, la pression de gisement est donnée par :

$$P_g = \rho_r \times h / 10.2$$

$$P_g = 1.09 \times 1540 / 10.2$$

$$P_g = 164.56 \text{ bar} \quad P_g = 2386 \text{ psi.}$$

IV.4.3. Estimation des volumes dans le puits

Avant d'entamer l'opération de contrôle il faut calculer les volumes dans le puits, afin d'estimer le volume de bouchon nécessaire pour couvrir la zone de perte, le volume de chasse et le volume total pour le remplissage de puits.

Tous les volumes sont calculés selon la relation suivante :

$$V = C \times L$$

V : Volume de la section (l).

C : Capacité (l/m).

L : Longueur de section.

Tableau IV.2: Les volumes dans le puits.

Section	Capacité (l/m)	Longueur (m)	Volume (l)
Intérieur des tiges	9,05	1091	9873,55
Intérieur de tiges lourdes	4.61	56	258,16
Intérieur de masses tiges	4.01	209	838,09
Intérieur de la garniture	volume intérieure garniture $V_i = 10969,8 \text{ l} \sim 11 \text{ m}^3$		
Annulaire tubage – tige	24.98	1091	27253,18
Annulaire tubage – tige lourde	24.21	56	3504,93
Annulaire tubage – masse tige	16.77	209	1355,76
Volume annulaire tubage	38.17	10	381.7
Volume annulaire découvert	36.6	220	8052
Volume annulaire total	Volume annulaire total $V_a = 40547.57 \text{ l} \sim 41 \text{ m}^3$		
Volume total du puits	$V_{\text{puits}} = 11 + 41 = 52 \text{ m}^3$		

IV.4.4. Méthodes utilisés pour arrêter la perte

De nombreuses tentatives ont été réalisées en utilisant des méthodes différentes, à savoir:

IV.4.4.1. Pompage des bouchons LCM à travers l'outil de forage

Le choix de cette méthode était justifié par le fait qu'elle est la plus simple et la moins chère.

Spécifications des bouchons LCM

La préparation LCM doit se faire en prenant en considération les mesures suivantes :

- Les composants : tous les composants des bouchons LCM doivent être acidifiable vue que la perte est dans le réservoir.
- Le volume : Le puits est sous pression, il est difficile de descendre à la cote de la zone à perte pour poser les bouchons colmatant ce qui implique la couverture de tout le découvert par les LCMs. En effet, le volume de chaque bouchon pompé doit être supérieur à 8 m^3 (volume découvert).
- La concentration et la granulométrie : Les concentrations des bouchons sont limités suivant la dimension des duses de l'outil (3x14) donc le maximum de concentration possible est 500 kg/m^3 .

Tableau IV.3: Les différents composants du bouchon LCM pompé lors la tentative N°02 [22].

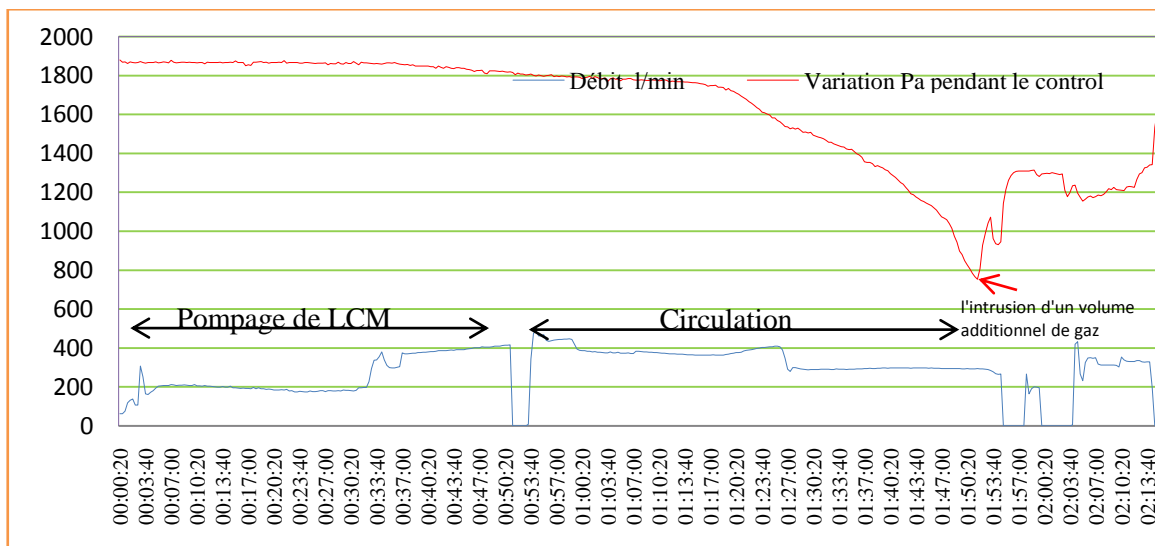
Composant	Nature	Concentration (kg / m ³)
Caco ₃ (M)	Granulaire	125
Caco ₃ (F)	Granulaire	125
BAROFIBRE (F)	Fibreux	30
Mica (F)	Floconneux	20
Concentration du bouchon (kg/m ³)		300

Tentative N°01

Le Pompage de 9 m³ du bouchon LCM (Nature : Fin, Medium ; densité : $d=1,22$; Concentration : 350 kg/m³).

Le pompage du bouchon LCM était suivi immédiatement par une circulation avec une boue de 1.09 de densité dans le but de :

- Faire un squeeze dynamique de LCM dans les fractures de la formation.
- Essayer de remplir le puits pour contrôler la pression de fond toute en évacuant le gaz.

**Figure IV.5:**Charte montrant la variation de la pression annulaire durant la tentative N°01 [21].

Pendant la circulation la pression de refoulement était presque zéro. Par conséquent la duse hydraulique était gardée à un taux constant (5/8") et ajuster seulement si la pression annulaire augmente. Cette dernière commence à diminuer graduellement suite à une

augmentation du niveau statique dans le puits. Après le pompage de 40 m³ de la boue un pic de pression était enregistré due à la diminution de la contre pression appliqué sur le fond par la duse, ce qui a engendré l'intrusion d'un volume supplémentaire de gaz dans le puits.

Après la fermeture de la duse, la pression en tête d'annulaire continue à augmenter et elle se stabilise de nouveau à 1860 psi.

Ce qui indique que le puits revient à l'état initial et la perte est toujours persisté.

Tentative N°02

Pompage de 9 m³ de LCM, (Nature : Fin, Medium ; d=1,22 ; concentration 300 kg/m³). La procédure de pompage a été changée d'une façon à laisser un temps pour que les LCM aient une efficacité suffisante:

- Laisser LCM descendre par gravité et colmate les fractures en état de squeeze statique.
- Minimiser les contaminations de LCM par la boue.

Après le pompage du bouchon LCM et une attente d'une heure. Une circulation par la même procédure auparavant était effectuée, le volume circulé est 55 m³ soit presque le volume du puits Mais sans retour de boue et pression annulaire diminue seulement par 400 psi ce qui signifie qu'il n'y aucune intégrité de la formation.

Après la fermeture de la duse, la pression en tête d'annulaire revient à sa valeur initiale (1860 psi) dans 6 heures.

Cinq tentatives ont été faite de même procédure avec des volumes et des concentrations différentes mais toujours sans succès.

Suite à l'échec de toutes les tentatives réalisées, on peut conclure que :

- Les concentrations des LCM n'ont pas suffisante pour colmater les fractures de la formation.
- La présence du gaz sous pression dans le puits affect l'effet des LCM.

Evaluation de la méthode

- En utilisant cette méthode aucune communication de pression n'a été observé entre la pression en tête de tige et la pression annulaire, alors l'ouverture et fermeture de la duse était faite sans aucune base ou indice et juste pour purger le gaz et réduire la pression annulaire.

- Pour les bouchons, ils ont été pompés en suivant la procédure habituelle, ni ou moins il n'y a pas eu de résultat, ce qui peut être dû à plusieurs facteurs tel que :
 - La formulation des bouchons n'a pas été adéquate de vue de mixture (les LCM granulaire sont uniquement utilisés et la granulométrie est de taille moyenne).
 - Les bouchons n'ont pas été suffisamment visqueux ce qui a induit sa contamination par la boue et même sa décantation dans les bacs avant le pompage.
 - La concentration des bouchons n'a pas été suffisante pour remédier à une perte de telle cadence.
 - Les bouchons n'ont pas été saturés par le CaCO_3 et la densité n'a pas été aussi importante pour assurer un bon squeeze statique.
- Il est clair que la cadence de la perte a été très importante et la présence de gaz dans l'annulaire rend les bouchons LCM pompés inefficaces, passer à une autre alternative ou une autre méthode aurait fait gagner beaucoup de temps et d'argent et éviter la dégradation de la situation.

IV.4.4.2. Bullheading à travers la kill line

La caractéristique de la fracture de la formation à favoriser l'utilisation de la méthode Bullheading. Cette technique a pour l'objectif de réorienter le gaz dans le réservoir et/ou dans la zone à perte et par conséquent minimiser son effet lors de la mise en place de des bouchons LCM.

D'autre part, le pompage à travers le kill line permet d'augmenter la concentration des bouchons LCM.

Procédure de bullheading

Garder la duse hydraulique fermée et procéder au pompage à travers la kill line selon les séquences suivantes :

- Bouchon visqueuse (HI-VIS) de 5 m^3 pour limiter la migration du gaz et de le forcer vers la formation.
- Bouchon LCM.
- Bouchon visqueuse (HI-VIS) de 5 m^3 pour minimiser la contamination de LCM par boue.
- Le déplacement du bouchon LCM par une boue de densité 1,09.
- Le volume total qui doit être pompé doit être égal au volume annulaire 41 m^3 .

Tentative N°01

Bullheading de 15 m³ de LCM (Medium, Coarse ; d=1,25 ; 750 kg/m³) avec un débit de 400 l/min.

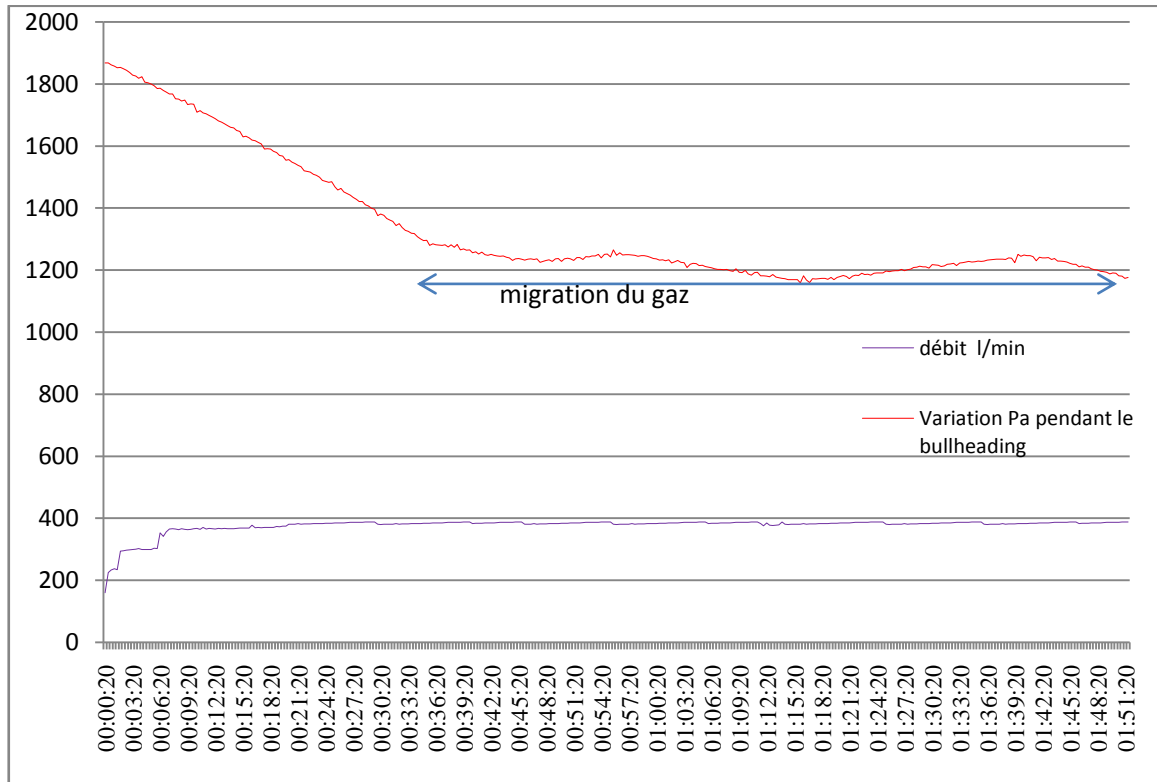


Figure IV.6:Charte de la variation de pression annulaire pendant le bullheading N°1 [21]

15 m³ de LCM de concentration 750 kg/m³ ont été pompés avec un débit de 400 l/min, mais le gaz a réussi à passer à travers et migrer en surface ce qui a indiqué l'échec de l'opération (Figure IV.6), même en augmentant le volume de LCM pompé à 30 m³ ça été le même résultat.

Tentative N°02

Bullheading de 20 m³ de LCM (Medium, Coarse ; d=1.26 ; 550 kg/m³) avec un débit de 800 l/min. Cette fois-ci le débit de pompage a permis de vaincre la migration du gaz et la pression en tête d'annulaire est réduite à zéro (Figure IV.7).

Une circulation a été effectuée immédiatement à la fin le bullheading pour :

- Squeezer les LCM qui restent dans le découvert.
- Essayer de remplir le puits.
- Contrôler la pression de fond (Bloquer l'intrusion du gaz dans le puits).

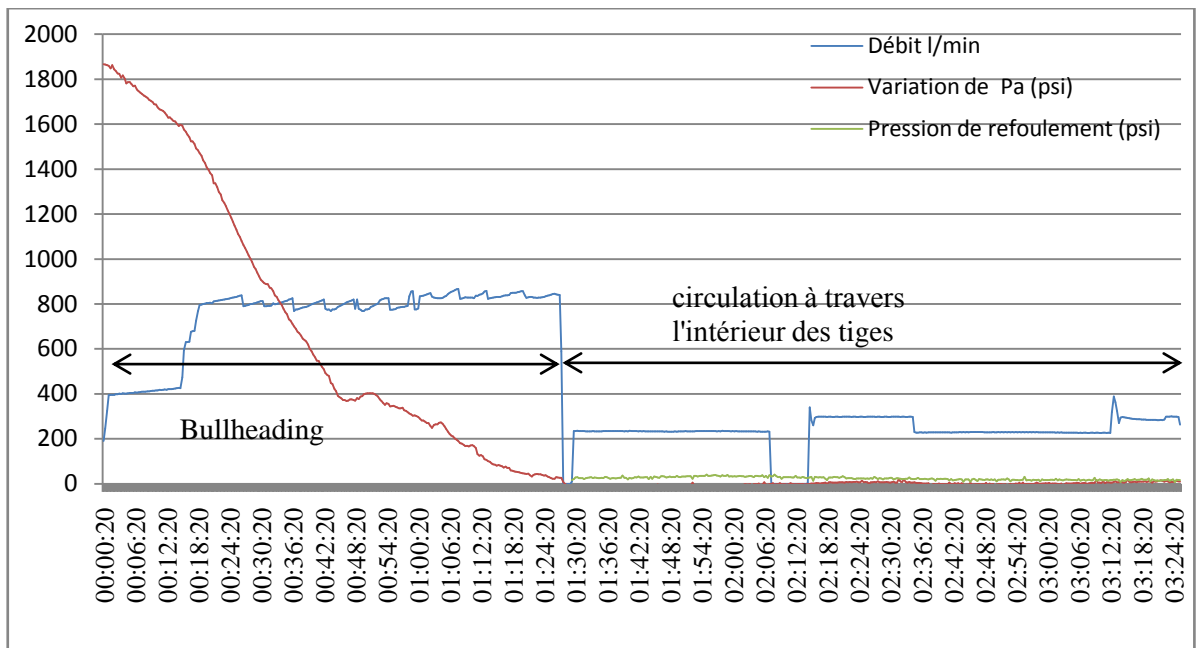


Figure IV.7: Charte d'évolution des pressions annulaire lors la deuxième tentative [21].

Après le pompage de 30 m^3 de boue aucun retour n'était enregistré, ce que signifie que la perte persiste toujours. Et après la fermeture de la duse, la pression annulaire augmente à 1860 psi dans 7 heures.

Quatre tentatives sont effectuées de même procédure mais toutes sont échoué malgré le l'augmentation de la concentration des bouchons LCM. Cela conduit à conclure que les fractures sont assez larges pour être colmatées par les LCM conventionnel.

✚ Evaluation de la méthode

- Cette méthode a permis d'augmenter la concentration et la granulométrie des bouchons LCM, mais dans notre cas on a utilisé 750 kg/m^3 comme concentration maximale alors que on aurait peut y aller à 1400 kg/m^3 .
- Cette méthode avait pour objectif de neutraliser le gaz en le poussant vers la formation et en même temps de colmater les brèches par ces LCM conventionnelles, mais en exerçant une pression assez importante pour pousser le gaz, ça aggravé la perte vue que la concentration des LCM n'été pas suffisante et même la formation été fracturé davantage.
- Le débit de pompage n'a pas été suffisant lors de la première tentative ce qui a permis la migration de gaz, dans les deux reprises le temps et l'argent sont perdus.

- Il est recommandé de réduire le débit de pompage à la fin de bullheading, mais selon la charte (Figure IV.7) le débit de pompage a été gradé constant ce qui peut influencer sur l'intégrité de la formation et aggraver la situation.
- La densité de boue utilisée été constante dans toutes les tentatives, alors qu'on a le choix de diminuer la densité de la boue afin de minimiser le squeeze ainsi la cadence de la perte et estimer un remplissage de puits.
- Toutes les tentatives ont démontré que cette méthode est inadéquate pour ce genre de situation, ce qui est due à l'ampleur de la perte.

IV.4.4.3. Utilisation des bouchons spéciaux

Ces bouchons sont recommandés dans la majorité de problèmes de perte de circulation dans les zones à failles, les fractures induites ou naturelle, quand les solutions obtenues par les LCM conventionnelle dans ces scenarios sont moins effectives.

Après l'étude des solutions disponibles, il a été décidé de pomper les bouchons Form-A-Plug II et Form-A-Blok AS proposé par la société MI SWACO.

✚ Explication des bouchons

❖ Form A plug II

Ils se composent d'un mélange de polymères, qui réticulant, à travers un borate minéral pour former un bouchon rigide, Le processus de réticulation est activé par la température. Ainsi le bouchon est pompé sous forme de liquide pour être mis en place à travers la zone de perte, la formulation du bouchon peut être ajustée pour différentes densités. Le bouchon prend sa prise sous les conditions statiques, après des réactions chimiques entre les polymères et le sel (phénomène de gélification, après de fortes attractions entre particules négativement chargés). Donc le bouchon doit bénéficier d'une attente allant jusqu'à 6 h minimum.

❖ Forma-A-Block AS

C'est un LCM acidifiable, qui réagit rapidement avec haute résistance, le mécanisme du Forma-A-Block est basé sur la dé-fluidisation du cross-linked polymère sous les pressions d'hésitation.

Procédure de pompage de Form-A-PlugII

La procédure de mise en place de ce bouchon recommandée par la compagnie de boue est comme suit :

- Utilisation de l'unité de cimentation pour le mixage et le pompage.
- Pompage d'un volume visqueux comme un spacer avant et après le bouchon pour éviter la contamination.
- Mixer et pomper à l'équilibre un volume couvrant le découvert de 8 m³ du bouchon Form-A-PlugII.
- Déplacer complètement et faire le squeeze du bouchon dans la zone à perte.
- Assurer le pompage du bouchon à la limite de 02 heures pour éviter le bouchage de la garniture.
- Donner suffisamment de temps au bouchon afin d'assurer un bon effet et la prise du bouchon.

Mise en place du bouchon « FAP »

Avant de mise en place de ce bouchon une opération de Bullheading a été effectuée afin de réduire les pressions dans l'espace annulaire

- Pompage de 22 m³ LCM (F-M-C ; d=1.26sg ; 650kg/m³) à travers la kill line (Bullheading).
- Pompage de Form-A-Plug II selon la procédure.
- Attente prise du Form-A-Plug II (15 heures).
- Une circulation sous duse partiellement ouverte avec 109 m³ de boue à base d'eau 1.03sg, mais aucun retour de la boue en surface.
- Just à la fin de la circulation, un deuxième bouchon Form-A-Plug II a été pompé.
- Après l'attente de prise du bouchon, une circulation sous duse de 146 m³ de boue 1,06 et de l'eau était effectué mais toujours sans retour.
- Un troisième bouchon était pompé, cette fois lors de la circulation d'évaluation (Figure IV.8), il y avait de retour après le pompage de 66 m³ de l'eau, le retour a été perdu par la suite de la circulation de 22 m³ et la pression annulaire après la fermeture a stabilisait à 1860 psi dans 03 heures.

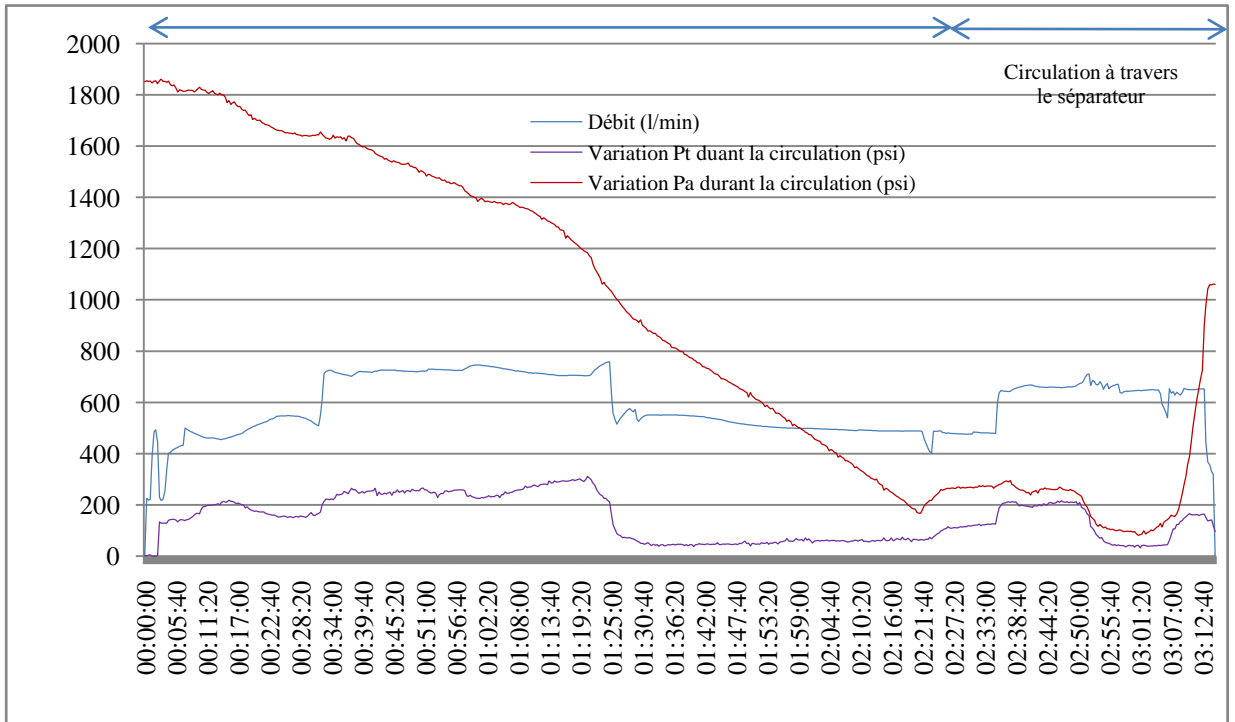


Figure IV.8:Charte d'évolution des pressions annulaire lors la circulation après le pompage de troisième bouchon FAP [21].

Procédure de pompage de Form-A-Blok AS « FAB »

La mise en place de ce bouchon ressemble à celle de Form-A-Plug II sauf que ce bouchon ne contient pas des accélérateurs ou retardateurs.

Mise en place du bouchon

Le premier et le deuxième bouchon FAB n'ont pas abouti à des résultats positives mais après le pompage de troisième bouchon un retour de 20% a été observé en surface après la circulation d'un volume de 55 m³ de boue 1.06sg, un bouchon LCM d'une concentration élevée 1200 kg/m³ a été pompé et chassé à travers l'annulaire, après une attente de l'effet de LCM de 02 heures, un retour à 100% a été observé lors de la circulation ce qui confirme le colmatage de la zone à perte (Figure IV.9).

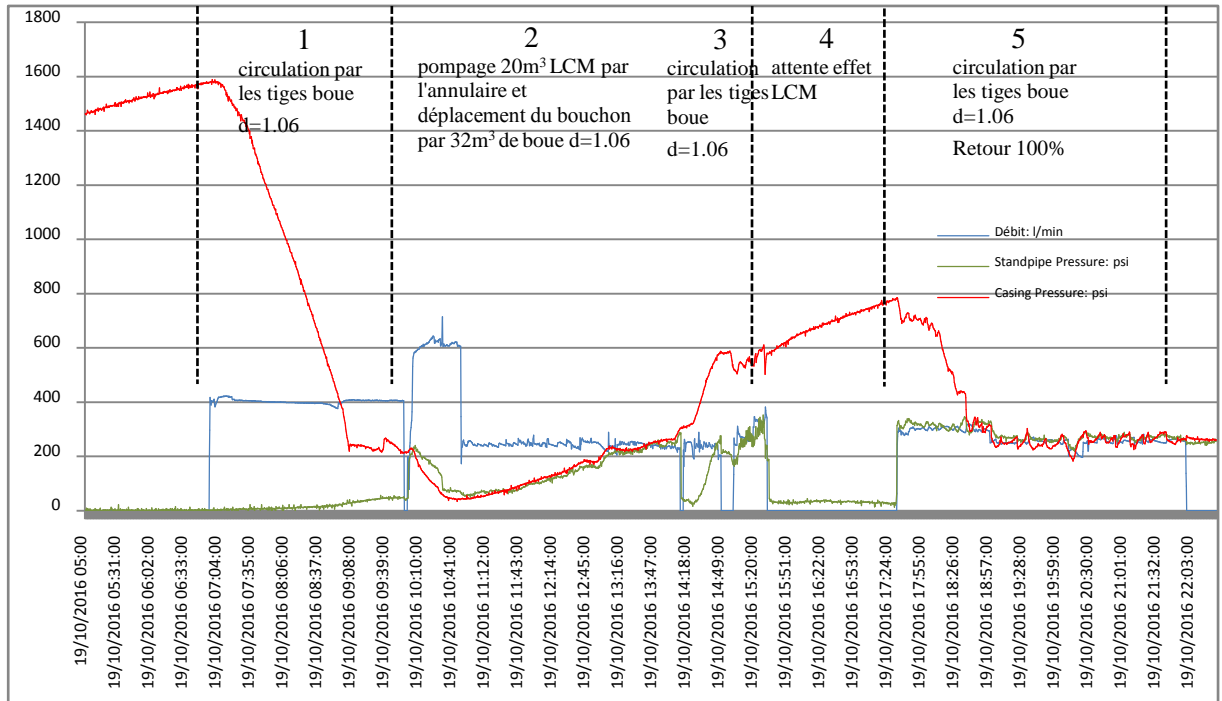


Figure IV.9:Charte d'évolution des pressions annulaire lors la dernière tentative [21]

- 1- Circulation à l'intérieur des tiges avec une boue de densité 1.06, la duse partiellement ouverte. Il y avait le retour de boue en surface après le pompage de 53m^3 la cadence de perte était $17\text{m}^3/\text{h}$.
- 2- Pompage par l'annulaire d'un bouchon LCM de 20m^3 (F-M-C, $d=1.41$, concentration 1200 kg/m^3) et déplacement par le pompage de 32 m^3 de boue 1.06 à travers l'annulaire.
- 3- Circulation de 12m^3 à travers l'intérieur des tiges.
- 4- Attente de l'effet de LCM.
- 5- Circulation d'évaluation de la perte, Après le pompage de 3m^3 le retour devient 90% (une cadence de $1.5\text{ m}^3/\text{h}$) et diminue graduellement jusqu'à le retour devient 100%.

Plusieurs tentatives répétitives en permutant le pompage d'un FAB une fois et les LCM d'autre fois ont été couronnées de succès de colmater de la zone à perte.

Après la fermeture de la duse, la pression en tête d'annulaire stabilisait à 250 psi pendant presque 3 heures, ça signifie qu'il n'y a plus de perte en statique.

Il est possible donc de contrôler la situation avec les méthodes conventionnelles.

Evaluation de la méthode

- Il était recommandé de pomper des bouchons en tandem alors que pendant l'exécution des opérations ces bouchons ont été pompés séparément.
- L'absence d'une méthode ou procédure bien déterminée à suivre.
- L'utilisation des bouchons spéciaux ont prouvé une efficacité par des indices de retour partiel parfois et le temps de réponse de stabilisation de la pression annulaire d'autre fois.
- L'utilisation des concentrations élevées des LCM à travers l'annulaire a eu un effet significatif sur le colmatage de zone de perte.
- L'utilisation d'une boue légère et de l'eau a permis d'obtenir un retour en surface et d'assurer une meilleure évaluation de la perte.

IV.4.5. Contrôle de la venue

Après la neutralisation de la perte, la pression dans le puits s'est stabilisée à 250psi, pour assurer qu'elles ne sont pas des pressions piégées (Trapped pressure), il a été décidé de purger la pression :

Pt : diminue à 100 psi puis augmente à 250 psi.

Pa : diminue à 80 psi puis augmente à 250 psi.

Et donc ça confirme que le réservoir débite toujours.

La descente au fond par stripping présente un risque de bouchage des duses de l'outil de forage ou un coincement, vu que les conditions de découverte ne sont pas connues suite à l'opération de colmatage, donc la descente doit se faire en circulation et avec rotation et c'est pour cela qui a été décidé de contrôler d'abord le puits à la côte initiale (au sabot).

La solution choisie est de contrôler le puits en utilisant le principe de la deuxième circulation de driller's méthode en déplaçant le volume du puits au-dessus de l'outil.

La première tentative était faite par une boue de densité requise calculée à 1.09sg. Pendant la fermeture du puits à la fin du cycle, Pa et Pt étaient indiquées une pression de 100psi. Et après la purge de ces pressions, elles reviennent à la valeur initiale (100 psi). Ce qui indique qu'il y a toujours un bouchon de gaz dans le puits.

Une autre tentative avec densité requise de 1.11sg était faite résultant à des pressions nulles Pa = Pt = 0 psi à la fin de déplacement.

Après l'ouverture du puits sur le trip tank, un flow check prolongé été effectué, le niveau du puits était stable ce qui confirme son contrôle.

Comme le puis est neutralisé à la cote sabot, la partie haute est considérée comme une mud-cap. Il était décidé de descendre au fond en circulation et rotation avec des paramètres réduits ($Q=250$ l/min, rotation 40 tr/min).

Tout en suivant rigoureusement le niveau des bacs et le débit de retour.

Une circulation prolongée au fond du puits était effectuée pour homogénéiser la boue (max total gaz enregistré est 47%). Après la circulation du trois bottom's up, la perte était évaluée avec différents débit de 350 l/min à 1500 l/min (toujours 100% de retour).

Evaluation du contrôle

- Neutraliser le puits au sabot est un bon choix vu que le stripping vers le fond peut conduire à des surpressions qui peuvent provoquer les pertes à nouveau
- Difficulté de déterminer la densité requise vu que l'outil est loin de fond en basant sur les données de Pa et Pt, la densité requise a été tenu en référant au donnée de la première venue apparaît lors du forage.
- Il est recommandé de faire une circulation à travers le séparateur une fois l'outil est au fond pour évacuer le bouchon de fond et éviter toutes éventuelle intrusion d'une nouvelle venue.

IV.5. Conséquences du problème

Ce problème a un impact négatif de point de vue production et économique, près de 1327m³ de boue et de LCM ont été injectées dans le réservoir, ce qui affecte son rendement ainsi que sa rentabilité. Il y a aussi le cout élevé des produits utilisés qui est estimé à un million de dollars, un chiffre énorme pour un puits d'une telle profondeur et sans citer le temps non productif ou non rémunéré que s'élève à 17 jours et qui couvert par des charges journalières, de point de vue professionnel ce problème a permis à notre personnel d'acquérir une expérience sans précédente qui leurs permettras de savoir-faire et facilitera le contrôle de ce genre de situation à l'avenir.

Tableau IV.4: Volumes des produits perdus dans le puits [22]

	LCM	HI-VIS	OBM	WBM	FAB + FAP
Volume perdue en (m ³)	234	25	564	448	56
Volume total perdue (m ³)	1327 m ³ perdue dans le réservoir				

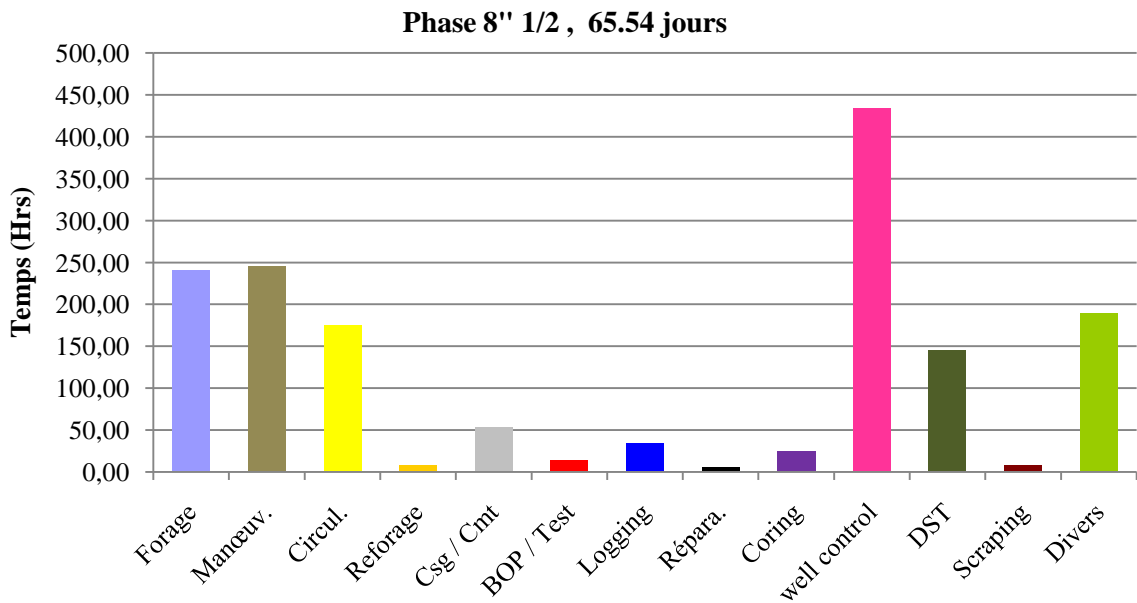


Figure IV.10: Distribution des temps lors la réalisation de la phase 8 1/2[19]

IV.6. Conclusion

Lors de forage du puits BH 13, on a rencontré un problème majeur de perte accompagnée d'une venue de gaz due à des facteurs qui sont géologique et humain. Le plan établi a été de stopper la perte puis de neutraliser le puits.

Pour arrêter la perte, la méthode des LCM conventionnels a été utilisée mais sans succès vu que la nature de la zone à perte (formation très fracturée), et c'est pour cela qu'il a fallu adopter l'option des bouchons spéciaux afin d'en venir à bout et colmater les formations. Après que la perte a été colmatée, les méthodes de contrôle conventionnel ont été appliquées et ont réussi à remettre les pressions Pa et Pt à zéro.

Ce problème a mis à jour beaucoup de précipitation et un manque d'efficacité suite au mauvais choix des méthodes utilisées, ce qui a généré une perte de temps énorme et l'endommagement de réservoir.



Conclusion

Le problème des pertes de circulation partielles ou totales rencontré lors des opérations de forage présente l'un des problèmes les plus fréquents et en même temps coûteux et il génère plus de temps non productif. Plusieurs méthodes et techniques pour résoudre ces problèmes peuvent être entretenues selon la gravité de la perte et les caractéristiques de la zone à perte. Une autre contrainte qui peut empêcher le déroulement normal des opérations de forage est bien les venues, si ces dernières ne sont pas bien traitées elles peuvent s'évoluer à des éruptions en surface ou une venue interne, une telle situation présente des risques majeurs et parfois des catastrophes matériels, humaines et même environnementales.

La combinaison de ces deux événements simultanément présente un grand défi à battre, l'occurrence de cette situation est souvent car une perte de circulation totale peut engendrer la perte de la première barrière "la pression hydrostatique" et par la suite le développement d'une venue, d'autre part lors du traitement des venues surtout celle du gaz, le risque des pertes est fréquent avec la migration et l'évacuation du gaz vers la surface ; dans notre projet on a abordé les différentes méthodes tenues pour contrôler une situation similaire.

Une telle situation est indésirable au chantier de forage, afin d'éviter ces problèmes on recommande à titre préventif quelques mesures et préventions comme suit :

- Une bonne observation et interprétation des données de Mud-Logging lors du forage, une action correcte et rapide dès l'apparition des anomalies peut éviter des catastrophes.
- Programmer des tests d'intégrité de la formation surtout après la constatation des pertes lors du forage.
- Incorporer des outils de diagraphie en cours de forage « Logging While Drilling », pour une meilleure corrélation géologique et toper à temps réel les formations géologiques.
- Faire une étude géo-mécanique approfondie sur l'étage de l'ordovicien pour mieux comprendre la structure des formations et identifier bien les pressions de pores et de fracturation.
- Utilisation du système MPD « Managed Pressure Drilling » dans les horizons caractérisés par une fenêtre de travail restreint, ce système permet de contrôler en permanence les pressions appliquées à la formation et de détecter rapidement le déclenchement des pertes ou l'intrusion d'une venue.

- Un autre alternatif eut être appliquer lors du forage des réservoirs ; le forage en UBD « Under Balance Drilling », malgré la complication des installations et le cout élevée mais ce système assure une bonne intégrité du réservoir, un bon avancement et moins de risque de perte.
- S'assurer en permanence de l'intégrité et la conformité des équipements et installations sur chantier surtout ceux en relation directe au contrôle des venues.
- Investir en ressource humaines en organisant des formations périodiques sur des thèmes de contrôle non conventionnel, les risques associés et les techniques de contrôle.

D'une autre part et à titre curatif on a observé lors du traitement de cette situation quelques points qui peuvent être amélioré ce qui accélère le remède du problème et la réduction du temps non productif et les couts supplémentaires :

- L'exécution répétitive de la même technique avec les mêmes conditions n'a qu'obtenir les mêmes conséquences, il est recommandé de changer complètement la méthode si pas de signes de succès.
- La bonne mise en place et la qualité du bouchon colmatant joue un rôle primordial sur le succès de sceller la zone à perte, il est nécessaire de donner suffisamment de temps au colmatants à réagir face aux parois de la zone à perte pour créer un cake et boucher les fractures.




Références bibliographiques

- [1] well control – Centre de formation édition©, 2004, NAFTOGAZ HMD.
 - [2] Introduction à la prévention des éruptions édition ©, 2006, ENSPM formation industrie IFP training forage.
 - [3] Manuel well control 3&4, Version 01, Février 2018, Institut algérien du pétrole.
 - [4] PERE P. M, Prévention des éruptions N2, 2015, Centre IAP, HMD.
 - [5] Well Control Manual, 2010, Bharat Petro Resources, GUJRAT-INDIA.
 - [6] ZINE.F, mémoire de fin d'études control et maitrise d'une venue à l'aide d'un simulateur de forage, 1999, université Boumerdes.
 - [7] LANZETTA C. ... [et al] Well control policy manual, 1999, ENI / AGIP Division.
 - [8] ADCO drilling manual, 2005, Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations.
 - [9] Well control manual, 1999, Saudi ARAMCO drilling & work over, DHAHRAN, SAUDI ARABIA.
 - [10] Murchison J., Well control for the man on the rig, 2010, MURCHISON DRILLING SCHOOLS, INC, Albuquerque, New Mexico.
 - [11] Drilling Engineering workbook, December 1995, Baker Hughes INTEQ Training & Development, United States of America.
 - [12] DATWANI.A, Review of lost circulation mechanisms, July2012, Dalhousie University.
 - [13] ARIF A., MESSAOUDI A., mémoire de master —Etude des pertes de circulation dans un appareil de forage, 2014, Université de Ouargla.
 - [14] Lost Circulation Manual, 2009, AVA Company.
 - [15] BERINOGOLLE M., Fluide de forage, 2015, Centre IAP, HMD.
 - [16] Prevention and Control of Lost Circulation, Février 1999, Baker Hughes INTEQ Training & Development, United States of America.
 - [17] Prevention and Control of Lost Circulation, May 2011, MI-SWACO, SCHLUMBERGER Company.
 - [18] Rapport d'implantation BH-13, SONATRACH.
 - [19] Final well report BH-13, SONATRACH, Division forage.
 - [20] Rapports journaliers de forage BH-13, SONATRACH, Division Forage.
 - [21] Données real time, mud logging unit, archive BH-13.
 - [22] Rapports journaliers de la boue BH-13, 2016, BASP Company.
-



Annexes

Feuille de contrôle (Page N°01)



FICHE DE CONTROLE DE VENUE
FORAGE A TERRE / SUPPORT FIXE

Page 1/2

PUITS: _____ APPAREIL: _____ DATE: _____

DONNEES DE LA FORMATION:

Pression L.O.T (A) bars

Densité de boue L.O.T (B) kg/l

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

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

DONNEES DU PUIT:

DONNEE BOUE:

Densité d kg/l

Gradient bar/m

DONNEES TUBAGE:

Diamètre in

Côte mesurée (Ls) m

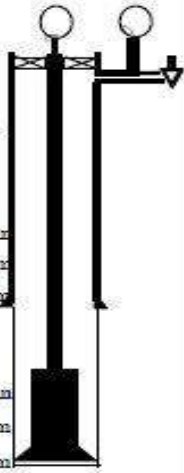
Côte verticale (Zs) m

DONNEES DECOUVERT:

Diamètre in

Côte mesurée (L) m

Côte verticale (Z) m



DONNEES DES POMPES


	Pompe N°1	Pompe N°2
Debit unitaire	<input type="text"/> L/Coup	<input type="text"/> L/Coup

	Pertes de charge à debit réduit P _{c1}	
	Pompe N°1	Pompe N°2
Vitesse pompe	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Cps/min	<input type="text"/> bars	<input type="text"/> bars
Cps/min	<input type="text"/> bars	<input type="text"/> bars

	Longueur (m)	Capacité (L/m)	Volume (L)	NOMBRE DE COUP	TEMPS
INT DP	X	=		= $\frac{\text{Volume}}{\text{Debit unitaire}}$	= $\frac{\text{Nbre de coups}}{\text{Vitesse pompe}}$
INT HW	X	=			
INT DC	X	=			
VOLUME INTERIEUR GARNITURE	Vi =		L	Ci = Cps	Ti = Min
OH / DC	X	=		Cd = Cps	Td = Min
OH / HWDP/DP	X	=			
VOLUME ANNULAIRE DECOUVERT	Vd =		L		
CSG / DP	X	=		Cesg = Cps	Tcesg = Min
VOLUME ANNULAIRE CASING	Vesg =		L		
VOLUME ANNULAIRE TOTAL	Va = Vesg + Vd =		L		
VOLUME TOTAL DU PUIT Vpuits	Vpuits = Va + Vf =		L	Cp = Cps	Tp = Min
VOLUME DE BOUE EN SURFACE Vs	Vs =		L	Ctot = Cps	Ttot = Min
VOLUME TOTAL DE BOUE A ALOURDIR V	V = Vpuits + Vs =		L		
Poids de baryte à ajouter	B = 4.2 x V (m³) x $\frac{dr - d_i}{4.2 - dr}$ = 4.2 x				

Figure A.I.1 : Feuille de contrôle (Page N°01) [3].

Feuille de contrôle (Page N°02)

	FICHE DE CONTROLE DE VENUE FORAGE A TERRE / SUPPORT FIXE	Page 2/2
DONNEES DE LA VENUE:		
Pt ₁ <input type="text"/> bars	Pa ₁ <input type="text"/> bars	Gain <input type="text"/> litres
Densité requise de la boue: $dr = dl + \frac{10.2 \times Pt_1}{Z} = \quad + \frac{10.2 \times \quad}{\quad} =$		
Pression de refoulement initiale: $P_{Ri} = Pc_1 + Pt_1 = \quad + \quad =$ bars		
Pression de refoulement finale: $P_{Rf} = Pc_1 \frac{dr}{d_1} = \frac{\quad}{\quad} =$ bars		
$\Delta P_R = P_{Ri} - P_{Rf} = \quad - \quad =$ bars		
		$\frac{\Delta P_R}{Ci} \times 100 = \quad \times 100 =$ bars/100 cps

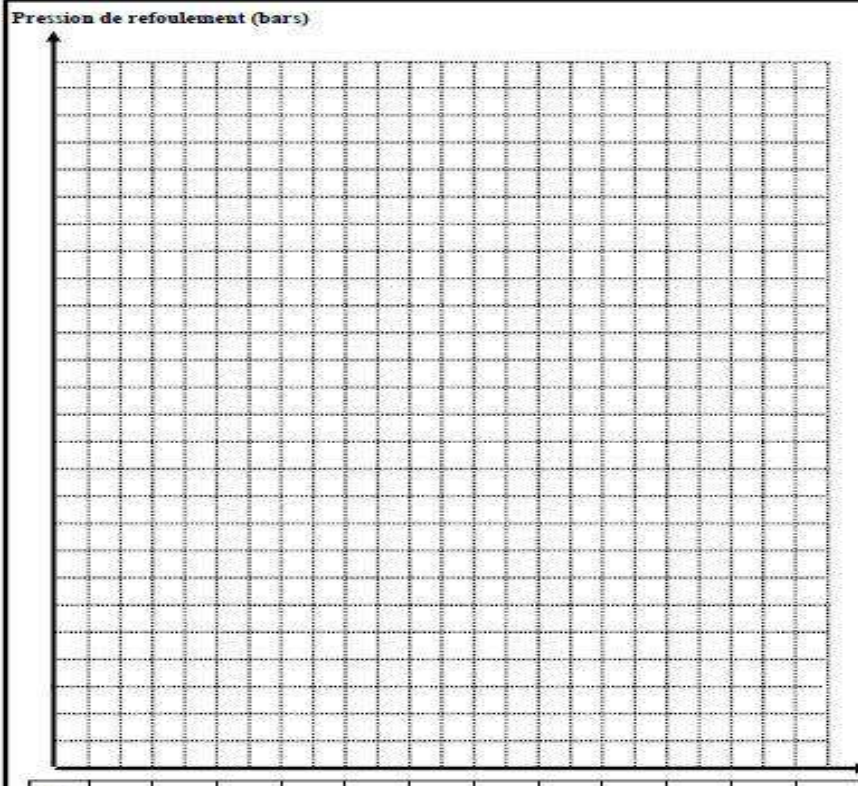
Nbre coup: N=	Pression P _{Ri} =	Pression de refoulement (bars)
		
		Nbre de coups

Figure A.I.2 : Feuille de contrôle page N°02 [3].

Les données des puits de corrélations (puits BH-13)

Tableau A.II.1 : Puits de corrélation du puits BH#13 [18].

Puits	Historique des pertes de circulation
BH#04	<p>Les tops des formations traversées :</p> <p>DMK à 1 451m. GEG à 1 454m. GOS à 1 535m. ATA à 1 591m. QH à 1644 m.</p> <p>Des pertes ont été enregistrées durant le forage de la phase 8 1/2 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1493m à 1535m avec une cadence de 500 l/h. • 1535m à 1576m avec une cadence de 500 l/h à 8 m³/h. • 1576m à 1584m avec une cadence de 2,5 m³/h à 4 m³/h. • 1576m avec une cadence de 1 m³/h. <p>La densité de forage a été réduite de 1,00 à 0,96 ensuite augmentée à 0,97 à cause du puits qui débite.</p> <p>Pendant le forage de la phase 6" :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Perte partielle 1668 m à 1703 m (dans la formation de Quartzite El Hamra). <p>La densité a été réduite de 0,93 à 0,89.</p>
BH-06	<p>Durant la phase 8 ½.</p> <p>Forage avec perte partielle dans la formation de GEG, la densité de la boue est 1,03 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1475m à 1478m avec une cadence de 1,5 m³/h. • 1478 à 1511m avec une cadence de 1,6 m³/h. <p>Durant la phase 6" :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Perte totale au niveau des QH à la cote 1616 m.

BH-09	<p>Les tops des formations traversées:</p> <ul style="list-style-type: none">- DMK à 1 579 m.- GEG à 1 591 m.- GOS à 1 674 m.- ATA à 1 724 m. <p>Le forage de ces formations a été entamé avec une densité de 1,03SG et réduite à 1,00SG à cause des pertes.</p> <p>Des pertes partielles au niveau de Grés de El-Goléa</p> <ul style="list-style-type: none">➤ 1603 m avec une cadence de 4 à 6 m³/h.➤ 1609 m avec une cadence de 4 m³/h.➤ 1650m à 1659 m avec une cadence de 2 m³/h. <p>La phase 6" :</p> <p>Des pertes partielles au niveau de Quartzite El Hamra.</p>
BH 11	<p>La phase 8 ½ aucune perte n'a été enregistrée.</p> <p>La phase 6" :</p> <p>Perte totale au niveau Quartzite El Hamra à la cote 1551 m.</p>