

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



Université M'Hamed Bougara-Boumerdès Faculté  
des Hydrocarbures et de la

Chimie

Département Gisements Miniers et Pétroliers



---

**Mémoire de Fin d'Etude  
En vue de l'obtention du Diplôme**

**MASTER**

Présenté par

**CHAOU Kamal**

Filière: Hydrocarbures

Spécialité: Génie pétrolier-Forage des puits pétrolière

---

**Etude de prévention et de contrôle des venues, cas de puits  
BBKNWS-2 dans la région de Berkine.**

---

Devant le jury composé :

Mr BELIMAN	MC(B)	UMBB	Président
Mr BENYOUNES Khaled	Professeur	UMBB	Encadreur
Mr OURLIS Menad	ING	ENTP	Examineur

**Année universitaire :2022/2023**

# Remerciements

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce à ALLAH le tout puissant qui m'a offert le courage et la santé de continuer mes études malgré les différentes épreuves rencontrées durant mon cursus.

Je tiens à exprimer mes plus profondes gratitudee à tous ce qui m'ont soutenu et contribué au succès de mon travail de près ou de loin.

Je tiens à remercier mon enseignant et encadreur Mr. BENYOUNES KHALED pour ses conseils, ses orientations, et ses remarques pour améliorer mon travail.

Je tiens aussi à remercier tous les enseignants du département Gisements Miniers et Pétroliers et de la faculté des Hydrocarbures et de la Chimie pour le savoir qui m'ont transmis au long de mon parcours.

En fin mes remerciements s'adressent aux membres de jury qui nous feront l'honneur de juger ce travail

## Résumé

Dans ce travail, nous avons étudié les causes des venues dans le but d'éviter leur survenue en identifiant les origines et les sources des venues. Nous avons cherché à éliminer les facteurs qui provoquent l'intrusion d'effluents dans le puits et à détecter les signes précurseurs de manière à prendre des mesures préventives dans les délais les plus appropriés. Pour cela, nous avons surveillé en permanence différents paramètres à l'aide de divers équipements afin de détecter les venues dès qu'elles se manifestent. Une fois une venue détectée, il est crucial de fermer rapidement et en toute sécurité le puits. À cet effet, des procédures de fermeture de puits ont été établies pour objectifs de sécuriser le puits et de minimiser le volume de la venue. Après la fermeture du puits, nous avons procédé au contrôle de celui-ci en utilisant la méthode appropriée, en tenant compte de la situation spécifique du puits telle que la position de l'outil, l'état de la garniture de forage et la nature de l'effluent. Enfin, en appliquant les concepts étudiés dans les chapitres précédents à notre cas d'étude, nous avons réalisé une analyse approfondie des différents problèmes rencontrés lors du contrôle des venues. Notre objectif principal était de trouver des solutions adaptées à chaque situation afin de garantir la sécurité et l'efficacité du forage.

## Abstract

In this work, we studied the causes of kick in order to prevent their occurrence by identifying the origins and sources of kick. We aimed to eliminate the factors that lead to the influx of effluents into the well and detect early warning signs to implement preventive measures in a timely manner. To achieve this, we continuously monitored various parameters using multiple equipment to promptly detect kick. Once a kick was detected, it was crucial to rapidly and safely close the well. Well-closure procedures were established with the objectives of securing the well and minimizing the volume of the kick.

After the well was closed, we proceeded to conduct well control using the appropriate method, considering the specific conditions of the well, such as the tool position, the state of the drilling liner, and the nature of the effluent. Various equipment was employed for this control process. Finally, by applying the concepts studied in the preceding chapters to our case study, we conducted an in-depth analysis of the different problems encountered during well control. Our main objective was to find tailored solutions for each situation to ensure the safety and efficiency of the drilling process.

## ملخص

في هذا العمل، قمنا بدراسة أسباب حدوث انبعاثات السوائل والغازات من الخزانات الأرضية في سبيل تجنب حدوثها من خلال تحديد مصادر وأصول التسربات. سعينا للقضاء على العوامل التي تؤدي إلى تسرب السوائل والغازات من الخزانات الأرضية إلى البئر والكشف عن علامات الاقتراب المبكرة لاتخاذ التدابير الوقائية في الوقت المناسب. ولهذا الغرض، قمنا بمراقبة مستمرة لمعطيات مختلفة باستخدام مجموعة متنوعة من المعدات لكشف انبعاثات السوائل والغازات من الخزانات الأرضية في أقرب وقت ممكن. بمجرد اكتشاف تسرب، يكون من الضروري إغلاق البئر بسرعة وبأمان تام. تموضع إجراءات إغلاق البئر بهدف تأمين البئر وتقليل حجم التسربات.

بعد إغلاق البئر، قمنا بإجراء عمليات التحكم في البئر باستخدام الطريقة المناسبة، مع مراعاة الظروف الخاصة للبئر مثل موضع الأداة، وحالة البطانة الحفر، وطبيعة السوائل والغازات.

تم استخدام مجموعة متنوعة من المعدات لهذه العملية التحكمية. وأخيراً، من خلال تطبيق المفاهيم التي تم دراستها في الفصول السابقة على حالة الدراسة الخاصة بنا، أجرينا تحليلاً مفصلاً للمشاكل المختلفة التي تم مواجهتها أثناء التحكم في التسربات. كان هدفنا الرئيسي هو إيجاد حلول ملائمة لكل حالة من أجل ضمان سلامة وكفاءة عملية الحفر.

## Sommaire :

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale .....	1
CHAPITRE I : Généralités sur le contrôle des venues .....	3
I.1 Introduction.....	3
I.2 Catégorie de contrôle.....	3
I.3 Les pression.....	3
I-3-1 Les pressions dans un puits.....	3
I.3.2 Pression de formation.....	6
I.3.3 pression de fracturation.....	8
I.4 cause des venues.....	10
I.4.1 Défaut de remplissage pendant la manœuvre.....	10
I.4.2 Pistonnage vers le haut et vers le bas.....	11
I.4.3 Perte de circulation.....	12
I.4.4 Densité de boue insuffisante.....	12
I.4.5 Formation à pression anormalement élevée.....	12
I.4.6 Contamination de boue par le gaz.....	13
I.5 les indices d'une venue.....	14
I-5-1 Les signes précurseurs d'une venue.....	14
I-5-2 Les signes positifs d'une venue.....	17
I-6 nature et comportement de l'effluent.....	18
I-6-1 les venues de l'effluent.....	18
I-6-2 La migration.....	18
I-6-3 Comportement du gaz dans la boue.....	19
I-7 Equipement de détection et de suivi de venue.....	21
I-8 Conclusion.....	21
CHAPITRE II : Equipements de contrôle des venues .....	22
II.1 Introduction.....	22
II-2 les obturateurs.....	22
II-2 -1 obturateurs à mâchoire.....	22
II-2-2 obturateurs annulaires.....	26
II-2-3 obturateurs internes (IBOP).....	28
II-3 le circuit manifold.....	30
II-3-1 Manifold de duse.....	31
II-3-2 Croix de circulation.....	31
II-3-3 Kill line.....	31
II-3-4 Choke Line.....	31
II-4 Equipements de dégazage de la boue.....	32
II-4-1 Séparateur atmosphérique.....	32
II-4-2-Le dégazeur sous vide.....	32
II-5 Unité de commande des BOP.....	33

II-6 Test des équipements.....	38
II.6.1 Test de fonctionnement.....	38
II.6.2 Test en pression.....	38
II-7 Conclusion.....	39
CHAPITRE III : contrôle de la venue et neutralisation du puits.....	40
III.1 Introduction.....	40
III-2 procédures de fermeture du puits.....	40
III-2-1 procédure de fermeture SOFT.....	40
III-2-2 procédure de fermeture hard.....	42
III-2-3 procédure de fermeture Fast.....	43
III-2-4 Avantage et inconvénient des différentes procédures de fermeture.....	43
III-2-5 Fermeture durant la descente du tubage.....	44
III-2-6 Fermeture durant la cimentation du tubage.....	44
III-2-7 Procédure de fermeture lors des opérations de wire-line.....	44
III-3 Calculs préalables.....	45
III-3-1- Choix du débit de contrôle $Q_r$ .....	45
III-3-2- Calcul de la pression maximale admissible ( $P_{adm}$ ).....	45
III-3-3- Gain maximal admissible.....	45
III-3-4- Observation et relevé des pressions en tête.....	46
III-3-5- Détermination de la nature de l'influx (dinf).....	47
III-3-6- Pression de pore.....	48
III-3-7- Densité requise.....	48
III-3-8- Calcul de la pression initiale de circulation (PR1).....	49
III-3-9- Calcul de la pression finale de circulation (PRr).....	49
III-3-10- Calcul des volumes et temps de circulation.....	49
III-4 METHODES DE CONTROLE DE LA VENUE.....	51
III-4-1 Driller's Method (D.M).....	52
III-4-2 Wait & Weight Method.....	57
III-4-3- Concurrent Method.....	59
III-4-4 Volumetric Method.....	59
III-4-5 Lubricating Method.....	62
III-4-6 Le stripping Method.....	63
III-4-7 Les Cas d'utilisation des méthodes et des procédures de contrôle.....	65
III.5 Conclusion.....	67
CHAPITRE III : L'étude de cas du puits BBKNWS-2.....	68
IV-1 Introduction.....	68
IV-2 Situation géographique que de champ Berkine.....	68
IV-3 présentation de puits BBKNWS-2.....	69
IV-4 Historique des opérations sur le puits BBKNWS-2.....	74
IV-5 Analyse des données .....	77
IV-5-1 Les méthodologie du suivi d'un ballooning.....	77
IV-5-2 Les méthodologie du suivi venue -ballooning.....	77
IV-6 problèmes rencontrés durant la contrôle de venue et leurs remèdes.....	78
IV-6-1 Évaluation de l'effluent.....	78

IV-6-2 Problème de coincement et perte et leurs solutions.....	81
IV-6-2-1 Coupe de la garniture de forage.....	81
IV-6-2-2 Isolation de l'open hole 8'' 1/2 avec un bouchon de ciment.....	84
IV-6-3 Neutralisation du puits par driller's méthode.....	86
IV-7-Recommande deux options pour continue les opérations jusqu'au TD.....	90
IV-8 Discussion général sur l'incident de well contrôle.....	93
IV-8-2 Discussion sur les opérations de neutralisation de puits.....	94
IV-8-3 Discussion opérationnelles concernant l'effluent d'eau salée.....	95
IV-8-4 Discussion sur puits Intégrité.....	95
IV-8-5 Total NPT.....	96
IV-9 Conclusion.....	96
Conclusions générales et recommandations.....	97
Références bibliographiques	
Annexes	

## LISTE DES FIGURES

FigureI.1 : Principe du tube en U.....	4
FigureI.2 : Pression normale et anormale.....	7
FigureI.3 : Diagramme d'enregistrement de test d'injectivité.....	9
Figure.I.4 : Présentation d'une zone à pression anormalement élevée.....	13
FigureI.5 : Influence de la pression différentielle sur la vitesse d'avancement.....	15
FigureI.6 : Le pourcentage de gaz dans une formation sous compactée.....	15
FigureI.7 : Changement de la densité des argiles.....	16
FigureI.8 : variation de d-exposant en fonction de la profondeur.....	17
Figure I.9 : comportement de gaz dans la boue.....	20
FigureI.10 : pit volume.....	21
FigureI.11 : Débitmètre différentiel.....	21
FigureII.1 : Obturateur à mâchoires Cameron type U.....	23
Figure II.2 : Principaux éléments du Cameron type U.....	23
Figure.II.3 : Cameron type U équipé de pipe rams en position fermée.....	24
Figure.II.4 : Etanchéité entre puits et hydraulique.....	24
FigureII.5 : Différents types de mâchoire.....	25
Figure II.6 : schéma explicatif sur rapport de fermeture.....	25
Figure.II.7 : BOP annulaire Hydril type GK avec chapeau vissé.....	26
Figure II.8 : différente type de membrane pour obturateur annulaire.....	27
FigureII.9 : installation de diverter.....	28
FigureII.10 : Check valve et flapper valve(GC).....	28
FigureII.11: Full Bore Opening Safety Valve.....	29
Figure II.12 : Gray valve.....	29
Figure II.13: Drop in back pressure valve(DIBPV).....	30
FigureII.14 : Circuit manifold.....	30
Figure II.15 : Duse manuelle.....	31
Figure II.16 : Duse commandées à distance.....	31
FigureII.17 : Séparateur boue-gaz.....	32
FigureII.18 : Dégazeur sous vide.....	33
FigureII.19 : UNITE DE COMMANDE DES BOP (KOOMEY).....	35
FigureII.20 : Variation des volumes dans les bouteilles.....	36
FigureII.21 : Vanne 4 voies de type manipulator.....	37
Figure-II.22 : Panneau de commande à distance (driller's panel).....	38
Figure II.23 : tester cup.....	39
Figure II.24 : tester plug.....	39
Figure III.1 : Alignement de circuit suivant SOFT.....	40
Figure III.2 : alignement de circuit suivant la HARD.....	42
FigureIII.3 : Pt en fonction de temps.....	47
FigureIII.4 : Evolution des pressions en tete des tiges et annulaire 1 circulationDM.....	53
FigureIII.5 : Evolution des pressions en tete des tiges et annulaire 2 circulation DM.....	55
FigureIII.6 : présentation Driller's method.....	56
FigureIII.7 : présentation Wait & Weight Method.....	57

FigureIII.8 : Evolution des pressions en tête des tiges et annulaire W&WM.....	58
FigureIII.9 : Volumetric Method.....	61
FigureIII.10 : Lubricating Method.....	63
FigureIV.1 : Situation du bassin de berquine.....	68
FigureIV.2: BBKNWS-2 Offset wells.....	69
Figure IV.3 : Carte en isopaques des grés du SAG-M2.....	70
FigureIV.4 : situation avant l'incident.....	75
FigureIV.5 : situation a l'incident.....	75
FigureV.6 : Schéma du puits à l'incident.....	76
FigureV.7 : Schéma actualise du puits.....	87
Figure IV.8 : Schéma du puits représente recommandation N°1.....	92



## **LISTE DES TABLEAUX**

Tableau III.1 : quelques cas d'utilisation des méthodes et procédures de contrôle.....	66
Tableau IV.1: Offset wells.....	69
Tableau IV.2 : Programme de tubage.....	72
Tableau IV.3 : Programme de boue.....	72
Tableau IV.4 : Programme de cimentation.....	73
Tableau IV.5 : Programme des outils.....	73
Tableau IV.6 : Programme de carottage.....	74
Tableau IV.7 : Résultat d'analyse d'échantillon.....	80
Tableau IV.8 : étude technique et économique d'option 1.....	91
Tableau IV.9 : étude technique et économique d'option 2.....	93

## **INTRODUCTION GENERAL**

Le pétrole est une ressource importante à l'heure actuelle, bien qu'il appartienne aux énergies non renouvelables, et pour fournir ce pilier important dans le monde dans lequel nous vivons, nous devons essayer de rechercher et de prospector les sites qui le rencontrent afin de maintenir sa continuité. Par conséquent, afin d'extraire ce dernier, il est essentiel de réaliser des opérations de forage dans les différentes formations géologiques jusqu'à atteindre les réservoirs de pétrole.

Le forage est une opération extrêmement délicate et coûteuse dans le processus de l'exploitation des gisements vu qu'il présente des risques énormes. Lors du forage, on peut rencontrer plusieurs problèmes tels que les coincements, les pertes et les éruptions. Toutes les opérations liées au forage (tubage, cimentation, carottage, etc.) bien qu'étant de nature très différente, sont complémentaires et étroitement étudiées et associées dans la pratique. Ce sont des opérations très délicates et onéreuses et doivent être préparées sérieusement car tout incident risque d'avoir des conséquences extrêmement graves pour la poursuite du programme de forage.

Les pertes de puits ou des équipements consécutives aux éruptions incontrôlées grèvent lourdement chaque année l'industrie pétrolière et des vies humaines peuvent être mises en danger au cours d'opérations quelques fois périlleuses, particulièrement lorsqu'elles se déroulent en mer. Enfin la pollution de l'environnement peut avoir des effets incalculables surtout sur la santé humaine. C'est pourquoi les ingénieurs du domaine pétrolier ont unis leurs efforts, depuis quelques années, pour mieux comprendre les causes et le processus des éruptions, afin de les prévenir, ou de maîtriser les venues qui les précèdent.

On peut considérer que l'éruption comme le problème le plus délicat et le plus dangereux dans le forage. Pour cela, nous avons choisi notre étude concernant la prévention et maîtrise des risques des éruptions, les principaux points abordés dans notre étude sont les suivants :

Dans le premier chapitre, qui porte sur les généralités sur le contrôle des venues, nous nous sommes concentrés sur les notions de base et les principes fondamentaux du contrôle de puits. Nous avons abordé les causes des venues, les différents signes indiquant une venue, la détection de la nature de l'effluent et les équipements de détection.

Le deuxième chapitre est consacré aux équipements de contrôle des venues, où nous avons fourni une description des principaux équipements utilisés pour le contrôle des venues.

Le troisième chapitre concerne le contrôle de la venue et neutralisation du puits, nous avons étudié en détailles procédures de fermeture du puits, les calculs préalables requis ainsi que les différentes méthodes de contrôle nécessaires dans le cadre de cette étude.

Enfin, dans le quatrième chapitre est dédié à l'étude de cas du puits BBKNWS-2 situé dans la région de Berkine, nous avons appliqué une méthodologie d'étude analytique des données du puits, ensuite nous avons étudié les différents problèmes rencontrés lors du contrôle de venue et leurs solutions adaptées à chaque situation., nous avons discuté des résultats obtenus et formulé deux propositions pour la poursuite du forage.

Les objectifs de notre étude sont de prévenir ou minimiser tout ce qui peut mettre en danger la vie humaine, l'équipement et l'environnement. Pour cela, on commence par l'étude et la compréhension des causes de l'origine de ces incidents afin de prévenir leur survenue. La Prévention d'une venue consiste à établir les conditions et les règles pendant le forage pour éviter tout problème.

En cas de venue, la détection rapide d'une éventuelle venue et la fermeture immédiate du puits sont les éléments clés pour la réussite des opérations de remise sous contrôle du puits, et contrôler correctement cette venue, avant qu'elle ne se dégénère en éruption c'est la mise en œuvre d'une série d'opérations permettant l'évacuation de l'effluent et la mise en place d'une boue de densité égale à la densité d'équilibre de la formation. Il n'existe pas de procédures particulières de contrôle, les méthodes et les moyens utilisés, sont très divers et devront être soigneusement adaptés à chaque cas particulier. Il est extrêmement important de maintenir cet équilibre à tout moment durant la réalisation du puits, car sa perte, même temporaire permettrait au fluide de la formation de pénétrer dans le puits.

**CHAPITRE I**  
**Généralités sur le contrôle des venues**

## I-1 Introduction

Le contrôle des venues est un aspect essentiel de l'exploitation pétrolière et gazière, visant à maintenir la stabilité du puits et à prévenir les incidents graves tels que les éruptions incontrôlées. Pour bien comprendre le contrôle des puits, il est crucial de connaître les différentes catégories de contrôle et les pressions auxquelles nous sommes confrontés. Par la suite, nous examinerons les diverses causes qui peuvent entraîner des venues, Nous avons également passé en revue les signes indicateurs clés d'une venue, Enfin, nous avons exploré les équipements de détection utilisés dans le contrôle des venues permettent de collecter des données précises sur la nature de l'effluent et d'orienter les actions correctives.

## I-2-CATEGORIE DE CONTROLE

Le contrôle d'un puits est divisé en trois catégories principales

### ✓ Contrôle primaire

Consiste à maintenir, durant toutes les phases de réalisation du puits, une pression hydrostatique appliquée par la colonne de boue égale ou légèrement supérieure à la pression de pores sans toutefois dépasser la pression de fracturation au niveau du point le plus fragile (située juste sous le sabot).

Lorsque ce contrôle disparaît, même durant une courte durée, un écoulement du fluide de formation se produit du réservoir vers le puits.

Contrôle primaire = prévention

### ✓ Contrôle secondaire

Lorsque la pression appliquée sur le fond (contrôle primaire) devient inférieure à la pression de pores, le fluide contenu dans le réservoir commence à en sortir et s'écouler dans le puits.

Le contrôle secondaire consiste en la fermeture d'un obturateur du puits pour stopper cet écoulement, et contrôler la venue en utilisant l'une des deux méthodes conventionnelles : Driller's ou Wait & Weight.

### ✓ Contrôle tertiaire

Utilisé dans le cas d'une venue associée à d'autres problèmes, qui rendent le contrôle plus difficile, tels que : outil au jour, garniture bouchée, sifflée ou coincée, perte de circulation, .... Le contrôle de la venue dans ce cas nécessite l'intervention de personnel expert qui utilisera des méthodes de contrôle plus élaborées, telles que : le stripping, la volumetric, la lubracting, le bullheading, etc...

## I-3-LES PRESSIONS

### I-3-1-Les pressions dans un puits

#### ✓ Pression hydrostatique

A l'état statique dans un puits ouvert et plein de boue, la pression qui s'exerce à une profondeur donnée est appelée « pression hydrostatique ».

Cette pression est définie comme étant le poids d'une colonne verticale de fluide par unité de surface. Cette pression dépend de la hauteur ou la profondeur verticale de la colonne de fluide

(La forme de cette dernière n'a aucune importance).

$$Ph = Z \times d / 10.2 \quad (I.1)$$

Ph : pression hydrostatique (bar)

d : densité du fluide (kg/L)

Z : hauteur verticale du fluide (m)

➤ **Le gradient de pression**

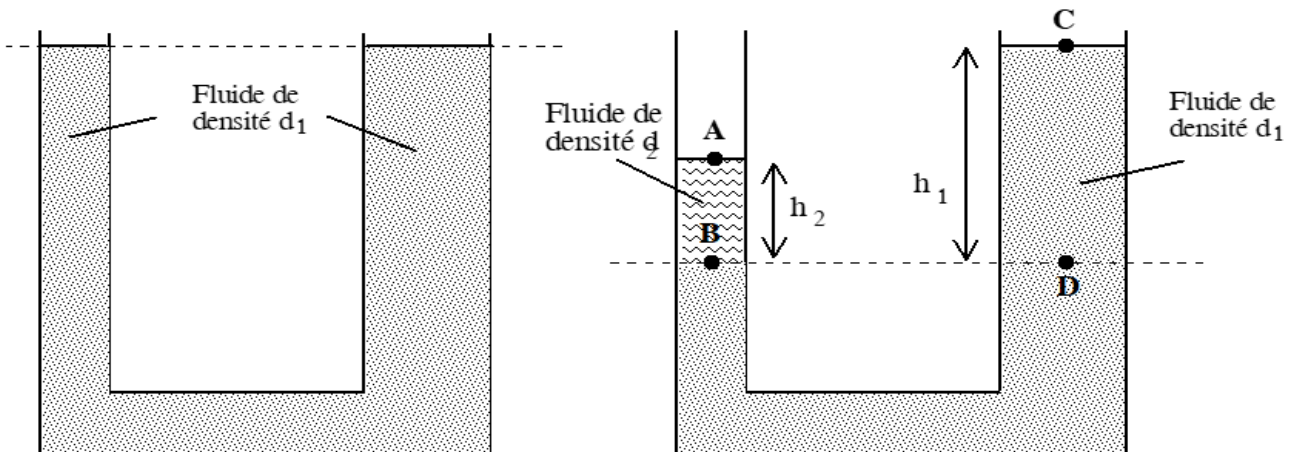
Le gradient de pression (exprimé en bars/m) est la pente de la droite  $PH = f(Z)$ , et représente la pression par unité de longueur :

$$GP = d / 10.2$$

Donc :  $PH = GP \times Z \quad (I.2)$

➤ **Principe du tube en U :**

C'est une conséquence du principe fondamental de l'hydrostatique.



Fluide homogène

Fluides de densité différente  $d_2 > d_1$

**Figure I.1 : Principe du tube en U**

Dans le cas d'un tube en U contenant un fluide homogène immobile, les surfaces libres de ce fluide sont au même niveau dans les deux branches. La pression est la même sur une même horizontale, quelle que soit l'horizontale considérée. Si les branches du tube en U contiennent des fluides non miscibles et de densité différente, après équilibre, les deux surfaces libres en contact avec l'air ne sont plus sur le même plan horizontal (figure). Pour atteindre cet état d'équilibre, il s'est produit un écoulement de la branche contenant le fluide le plus dense vers l'autre branche. Dans ce cas, la pression est la même sur une même

horizontale dans le plan délimité par les points B et D (points se trouvant dans le même fluide) et sur toute horizontale se trouvant en dessous de ce plan, mais ce n'est plus vrai au-dessus. D'une façon générale, la pression hydrostatique est la même au bas des deux branches du tube en U.

✓ **Pression hydrodynamique**

➤ **La pression de refoulement des pompes**

Dans le cas d'une boue homogène l'effet du tube en U est nul.

Cette pression représente la somme de toutes les pertes de charge dans le circuit de circulation.

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

Installation de surface  $P_{cs}$ , intérieur des tiges de forage  $PCDP$ , intérieur des drill collars  $PCDC$ , duses de l'outil  $PCO$ , espace annulaire  $PCA$ .

$$PR = P_{cs} + P_{co} + PCDP + PCA + PCDC \quad (I.3)$$

➤ **Pertes de charge**

A l'état dynamique il y a des pertes de charge qui s'ajoutent à la pression hydrostatique selon le sens d'écoulement, ces pertes de charge sont dues au frottement interne au fluide et entre fluide et parois plus les pertes de charge qui sont dues à la variation du vecteur vitesse, (coudes, rétrécissement, élargissement, ...).

$$P_c = K \times \frac{d \times L \times Q^2}{\Phi^5} \quad (I.4)$$

Où :

K : constant dépendant des unités utilisées

d : densité de fluide

L : longueur du circuit

Q : débit dans le circuit

Φ : diamètre de la conduite

**Pression dynamique de fond**

❖ **Circulation puits ouvert**

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

$$P_{Fod} = P_r + P_{h \text{ int}} - P_c \quad (I.5)$$

$P_r$ : Pression de refoulement (bar).

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

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

Ou bien :

$$P_{\text{Fod}} = P_{\text{h ea}} + P_{\text{c}} \quad (I.6)$$

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

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

❖ **Circulation sous duse**

$$P_{\text{fond}} = P_{\text{ha}} + P_{\text{c ea}} + P_{\text{a}}$$

**Remarque :** La pression de fond permet le calcul de la densité équivalente au fond en circulation "ECD".

$$d_{\text{eqv}} = \frac{10,2 \cdot (P_{\text{hea}} + P_{\text{cea}})}{Z_{\text{f}}} \quad (I.7)$$

**I-3-2-Pression de formation**

➤ **Définition**

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

➤ **Pression géostatique**

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

$$S = \frac{ds \times Z}{10.2} \quad (I.8)$$

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

$S$  : contrainte géostatique (bars).

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

➤ **Détermination de  $P_G$**

✓ **gisement a pression normale**

La pression normale de pore dans une couche en communication avec la surface et qui contient un fluide est égale à la pression hydrostatique pour un gradient normale

La couche est soumise à deux pressions :

- La pression hydrostatique  $P_h$ .
- La pression des sédiments

Les densités des formations à pression normale sont comprises généralement entre 1 à 1.10 kg/l, en absence de données précises on considère la valeur 1.07 kg/l (gradient = 0.105 bar/m) comme valeur de référence.



## ✓ gisement a pression anormale

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

Il existe deux possibilités :

- Pression anormalement basse qui peut créer des pertes de boue
- Pression anormalement haute. souvent causée par la sous-compaction des argiles.

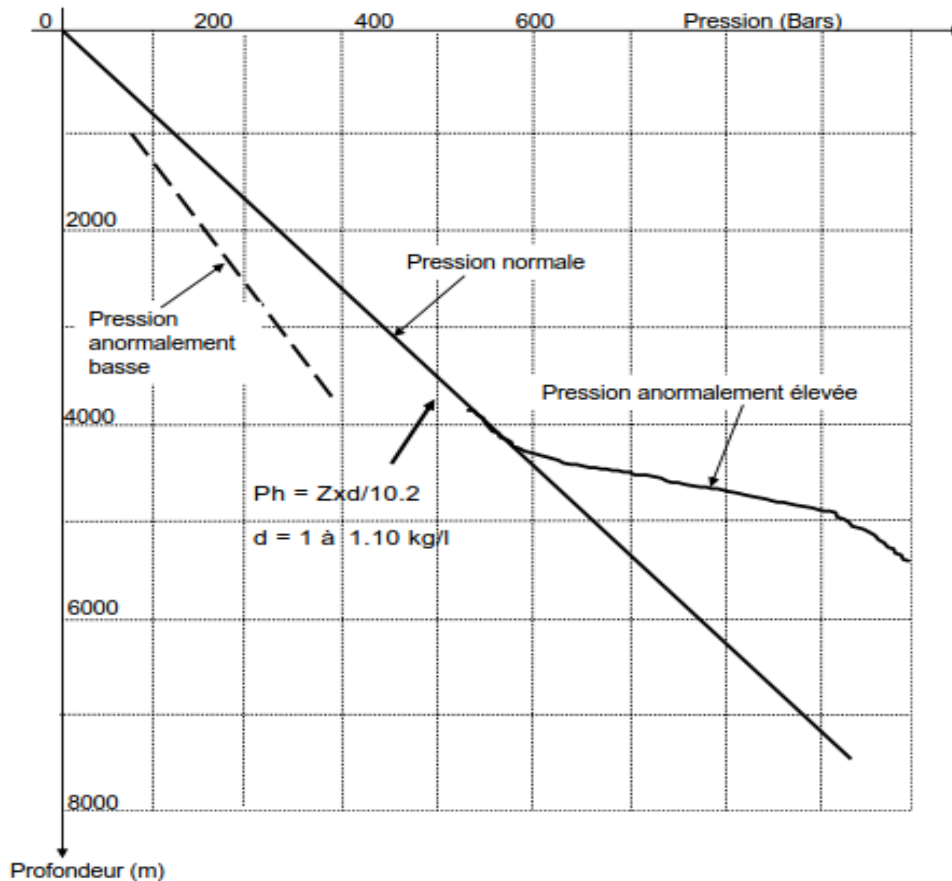


Figure I.2 : Pression normale et anormale

## Exemple de pressions anormales

- Puits artésiens
- Colonne d'hydrocarbure
- Force tectonique latéral
- Bancs de sel et d'argile
- Diapir de sel ou d'argile
- Les failles

**I.3.3 pression de fracturation**

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

Dans le cas d'un forage, la formation sous le sabot représente en général le point le plus fragile du découvert. Par ailleurs la traversée des couches profondes nécessite des densités de boue plus élevées pour le maintien des parois du trou et empêcher l'intrusion des fluides de formations, sans toutefois être trop élevée pour ne pas fracturer les formations les plus fragiles.

Il est donc nécessaire de connaître les pressions de pore et de fracturation des formations pour établir le programme de forage, tubage et boue.

Pour connaître la pression de fracturation, on réalise, pendant le forage d'un puits, un test d'injectivité (Leak Off Test)

**✓ Leak-off test (LOT)**

C'est un essai de pression qui détermine la valeur réelle de la pression à exercer sur la formation jusqu'à initier l'injection du fluide de forage dans la formation.

Les étapes à suivre pendant la procédure du leak-off test sont :

- Forer 1 à 3 mètres sous le sabot.
  - Circuler la boue.
  - Remonter l'outil au sabot.
  - Fermer l'obturateur.
  - commencer le pompage par l'intérieur des tiges ou par l'espace annulaire avec un débit de 40 à 80 l/min (0,25 à 0,50 bbl/min) et ploter sur un graphe préalablement préparé les pressions qui correspondent à chaque incrément du volume pompé.
- Actuellement nous avons la possibilité de suivre directement l'évolution graphique de la pression sur un écran.
- arrêter la pompe une fois la déflexion est confirmée. La pression au point de déflexion représente la pression du leak-off test (LOT),
  - purger la pression et mesurer le volume retour.

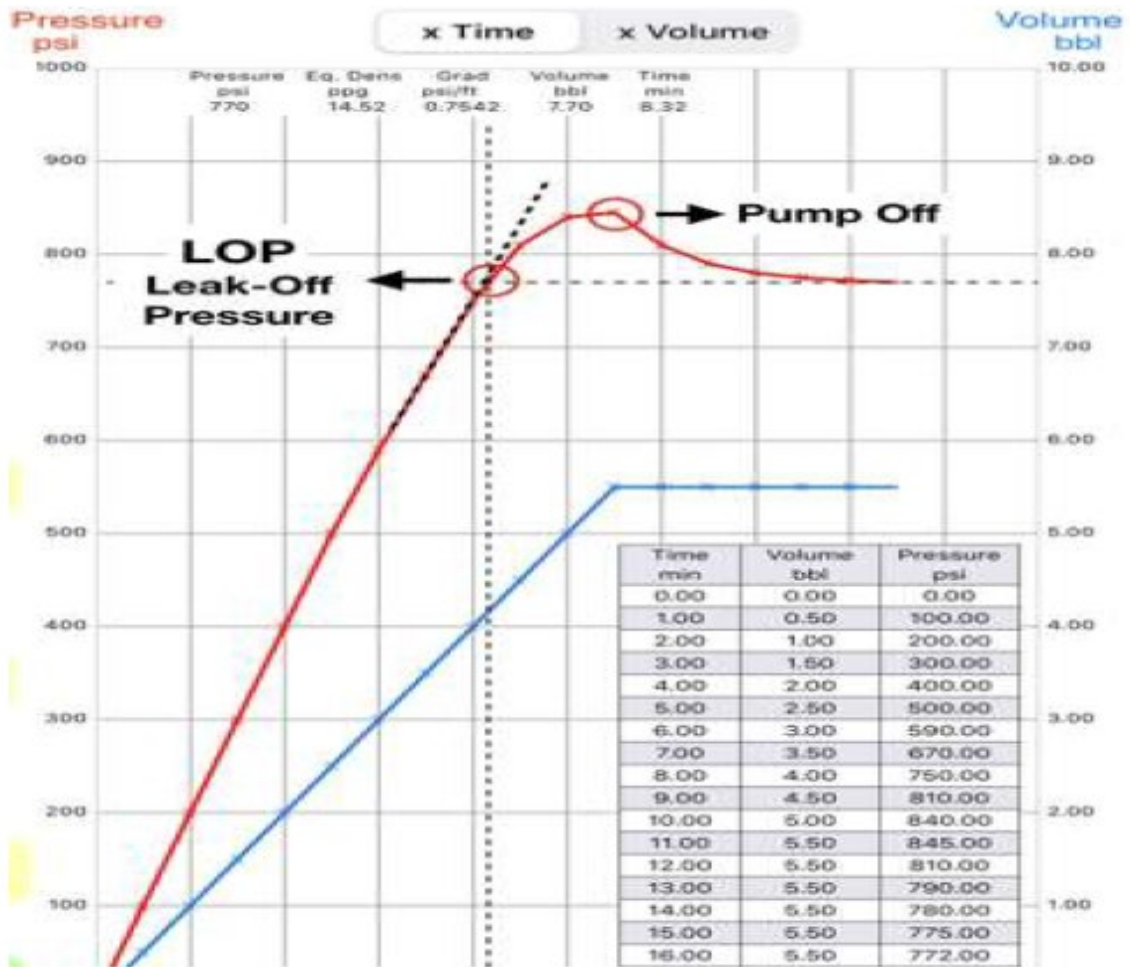


Figure I.3 : Diagramme d'enregistrement de test d'injectivité

Le résultat du leak-off test dans une formation consolidée est différent de celui d'une formation non consolidée car la perte de boue à faible pression est probable dans cette dernière et la pression chute une fois la pompe est arrêtée (fig I.3)

La pression de fracturation est donnée par la formule suivante :

$$P_{\text{frac}} = P_{\text{LOT}} + \frac{Z_s \times d}{10.2} \quad (I.9)$$

La densité équivalente de fracturation est la densité maximale de la boue qui causerait la fracturation de la formation :

$$d_{\text{frac}} = 10.2 \times P_{\text{frac}} / Z$$

avec :  $P_{\text{frac}}$  : Pression de fracturation au sabot (bar)

$P_{\text{LOT}}$  : Pression en surface du LOT (bar)

$Z_s$  : Côte verticale du sabot (m)

$d$  : densité de boue au-dessus du sabot (kg/L)

✓ **Pression maximale admissible (P<sub>adm</sub>)**

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

$$P_{adm} = P_{frac} - \frac{Z_s \times d}{10.2} = \frac{(d_{frac} - d) \times Z_s}{10.2} \quad (I.10)$$

Etant donné qu'en général la formation la plus fragile est située en haut du découvert, juste sous le sabot, on prend  $Z = Z_{sabot}$ .

La P<sub>adm</sub> change quand la densité de la boue change.

**I-4- Cause des venues**

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

- l'annulation des pertes de charge annulaire
- la chute de niveau de boue dans l'annulaire durant la remontée
- le pistonnage vers le haut.

Afin d'éviter la réduction de la pression hydrostatique durant la manœuvre, il est nécessaire de :

- utiliser une feuille de manœuvre (trip sheet) pour suivre les volumes à remplir en cours de remontée ou à récupérer en cours de descente ;
- utiliser le bac de manœuvre (trip tank) pour mesurer d'une manière précise le volume récupéré ou pompé.

L'utilisation de ce bac et cette feuille permettent de détecter les anomalies de remplissage

- s'assurer de la disponibilité sur le plancher de la gray valve, de la safety valve et de leurs réductions appropriées.

**I-4-1-Défaut de remplissage pendant la manœuvre**

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

- tige vide

$$\Delta P = H \times \frac{G_b \times V_{atige}}{V_{itubage} - V_{atige}} \quad (I.11)$$

- tige pleines

$$\Delta P = H \times \frac{G_b \times (V_{atige} + V_{itige})}{V_{itubage} - (V_{atige} + V_{itige})} \quad (I.12)$$

$\Delta p$  : réduction de la pression de fond (bars)

- H : longueur de tige remontée (m)  
Gb : gradient de boue (bars/m)  
Va tige : volume acier des tiges (L / m)  
Vi tige : volume intérieur des tiges (L / m)  
Vi tubage : volume intérieur du tubage (L / m)

#### **I-4-2- Pistonnage vers le haut et vers le bas (Swabbing and surgging)**

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

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

##### **P fond= (Z x d / 10.2) - dépression**

Cette dépression est d'autant plus importante que :

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

Le pistonnage vers le haut peut être détecté par un suivi rigoureux du retour à la goulotte et un bilan des volumes dans le trip tank.

Pour minimiser l'effet du pistonnage il faut :

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

##### **Pistonnage vers le bas (surgging)**

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

##### **P fond= (Z x d / 10.2) + surpression**

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

**I-4-3-Perte de circulation**

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

$$H = \frac{\Delta P \times 10,2}{d_i} \quad (I.13)$$

OÙ H : la hauteur maximale du vide (m)

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

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

**I-4-4-Densité de boue insuffisante**

La densité de boue est un facteur primordial pour le contrôle primaire du puits si cette densité devient inférieure à la densité d'équilibre d'une formation poreuse et perméable il y' aura venue.

L'insuffisance de la densité peut être dû à :

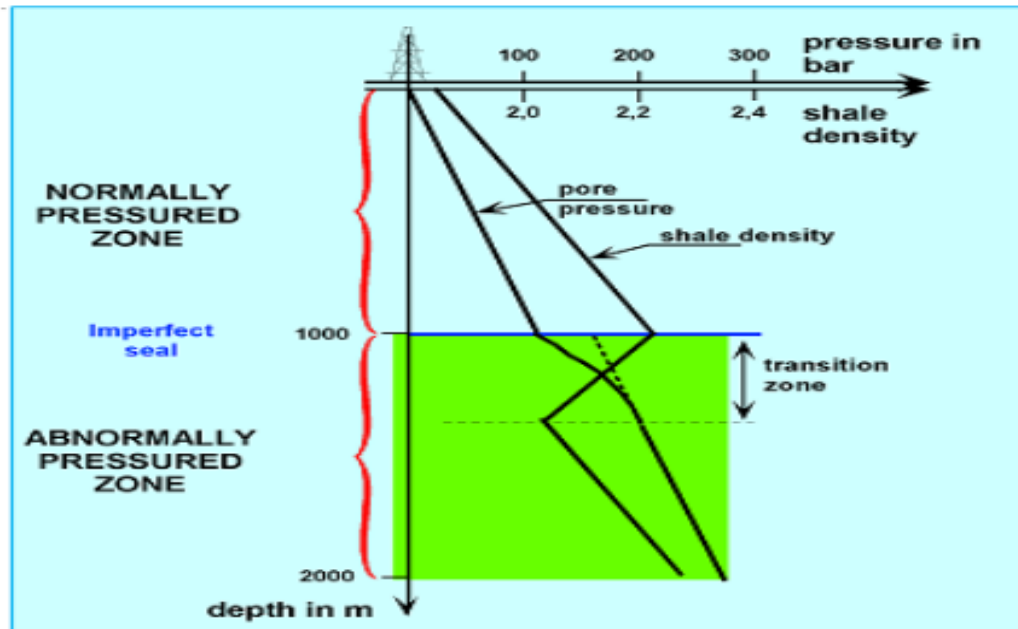
- Une sous-estimation de la pression de pores
- Une diminution accidentelle de la densité de boue en surface
- Une contamination de la boue par le fluide de formation

**I-4-5-Formation à pression anormalement élevée**

Des formations à pressions anormalement élevées déjà traitées dans la section précédente sont souvent rencontrées dans beaucoup de régions et à des profondeurs très diverses. Ces formations sont souvent une des causes des venues.

On dit qu'une formation est à pression anormalement élevée lorsque son gradient de pression est supérieur au gradient normal.

**Gradient anormal > 0,105 bar /m**



**Figure.I.4 :** Présentation d'une zone à pression anormalement élevée

La formation à pression anormalement élevée est souvent prévue et détectées par l'analyse détaillée des études sismiques avant de commencer le forage.

Un autre moyen plus direct pour détecter cette formation à pression anormalement élevée consiste à observer les tendances des paramètres suivants pendant le forage :

- Vitesse de pénétration (ROP)
- "d"-exposant
- Température de sortie de la boue à la goulotte
- Torque et frottements
- Densité des argiles

#### I-4-6-Contamination de boue par le gaz

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

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

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

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

$$\Delta P = 2,3 \frac{d_e - d_s}{d_s} \log Ph \quad (I.14)$$

OÙ

- $\Delta P$  : la réduction de la pression sur le fond (bar)
- $d_e$  : la densité d'entrée de la boue (kg / L)
- $d_s$  : la densité de sortie de la boue (kg / L)
- $Ph$  : la pression hydrostatique de la boue initiale (bars).

## I-5-LES INDICES D'UNE VENUE

Plusieurs signes peuvent prévenir d'un risque imminent d'une venue, ces signes peuvent être des signes avertisseurs ou positifs.

### I-5-1-Les signes précurseurs d'une venue

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

#### I-5-1-1-Augmentation de la vitesse d'avancement (drilling break):

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

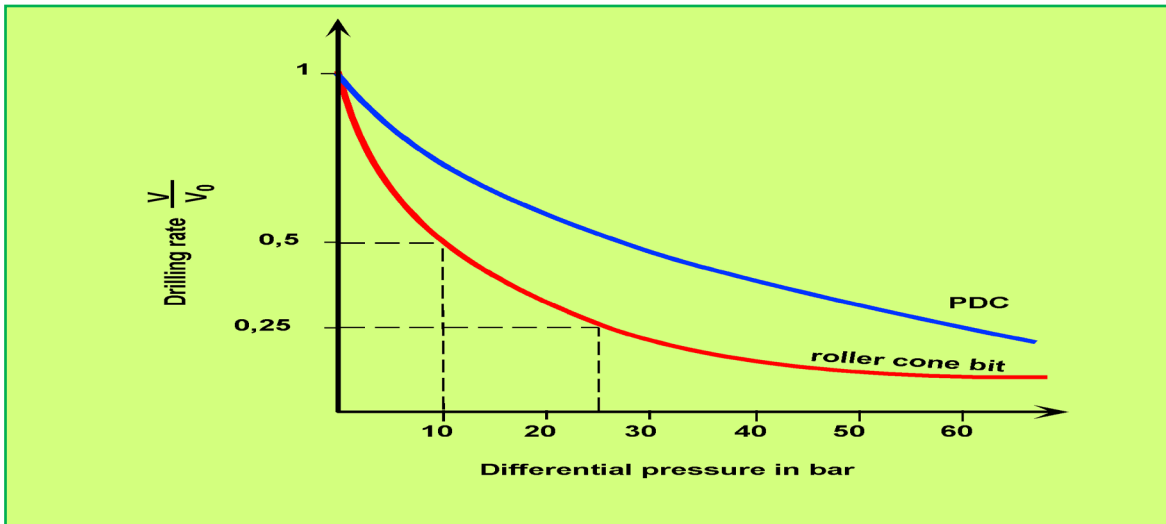
- le poids sur l'outil
- la vitesse de rotation
- la nature de la formation
- l'hydraulique
- le type de l'outil
- la pression différentielle ( $P_f - P_{pores}$ )
- la porosité de la formation

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

Dans ces conditions, la réduction de la pression différentielle favorisera l'arrachement des cuttings et le nettoyage du front de taille de l'outil, ce qui met en évidence l'effet sur la vitesse d'avancement.

Il est donc nécessaire de contrôler immédiatement la stabilité du puits dès la constatation d'une augmentation rapide de la vitesse d'avancement (Drilling Break).





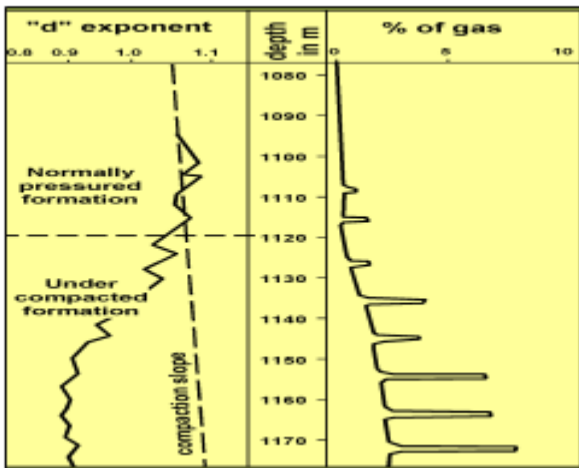
FigureI.5. Influence de la pression différentielle sur la vitesse d’avancement

**I-5-1-2-Augmentation de la troque et des frottements :**

Cette augmentation peut être considérée comme une indication de l’instabilité des parois du trou due à la réduction de la pression différentielle ce qui entraînerait le fluage des argiles et l’accumulation des cuttings autour du BHA.

**I-5-1-3-Boue gazée :**

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



FigureI.6 :Le pourcentage degaz dans une formation sous compactée

**I-5-1-4-Diminution de la densité des argiles**

La tendance normale de la densité des argiles croit avec la profondeur sous l’effet de la compaction. La pénétration d’une zone à pression anormalement élevée est accompagnée généralement d’une augmentation de la porosité ce qui entraîne une réduction de la densité

des argiles.

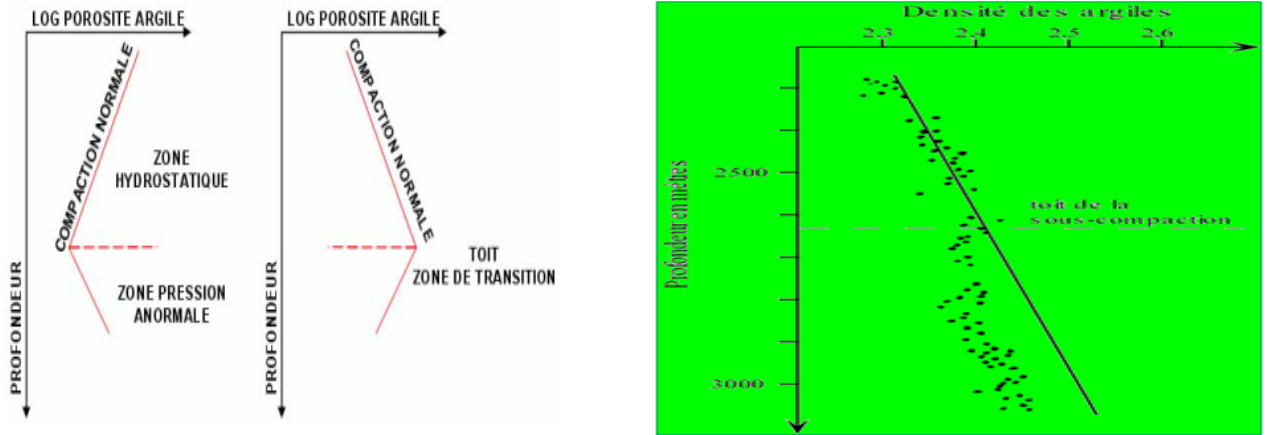


Figure I.7: Changeement de la densité des argiles a l'entree d'une zone apression anormalement élevée

I-5-1-5- Diminution du d'exposant

- La méthode du "d" exposant

Cette méthode consiste à normaliser la vitesse d'avancement dans le but d'éliminer l'effet des variations des paramètres de forage pour aboutir à une mesure représentative de la formabilité des terrains.

$$d = \frac{1.26 - \log (ROP/RPM)}{1.38 - \log (WOB/D)} \tag{I.15}$$

Avec

d : d-exposant

ROP : vitesse d'avancement (m/h)

RPM : vitesse de rotation de l'outil (trs/min)

WOB : poids sur l'outil (tonne)

D : diamètre de l'outil (pouce)

La représentation graphique du "d" exposant en fonction de la profondeur dans une zone d'argile permet de :

- définir une ligne de base "normal trend"
- suivre l'évolution de leur compaction
- détecter les zones à pressions anormalement élevées.

Pendant le forage, si le changement de tendance du d-exposant est observé, le superviseur de forage doit être prudents face à cette situation car c'est une des indications possibles d'une venue.

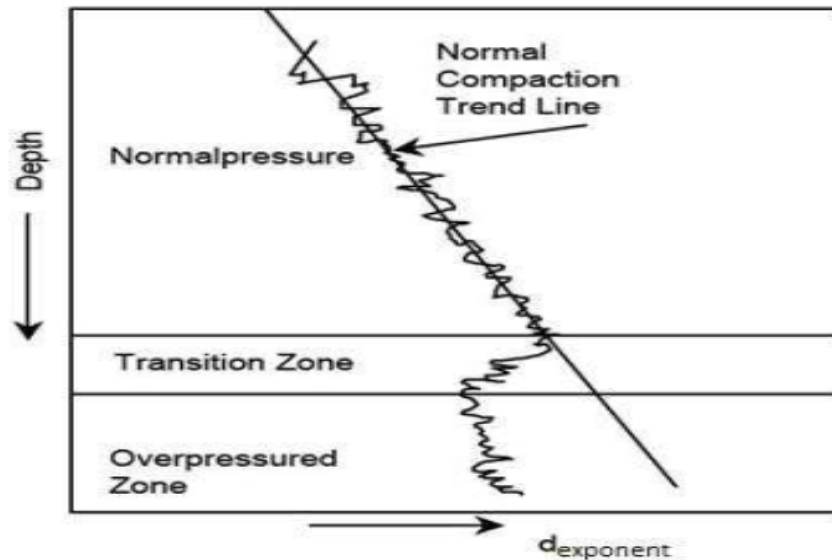


Figure I.8 : variation de d-exponent en fonction de la profondeur

#### I-5-1-6-Taille, forme et volume des cuttings

Les déblais de grandes tailles permettent la détection de l'entrée dans une zone de transition.

#### I-5-1-7-Changement de la température de la boue à la sortie

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

#### I-5-2 Les signes positifs d'une venue

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

- En cours de forage:
  - ❖ L'augmentation du débit à la goulotte.
  - ❖ L'augmentation du niveau des bacs.
  - ❖ Le débit à la goulotte, pompe à l'arrêt.
- En cours de manœuvre:
  - ❖ La différence entre le volume de boue rempli et le volume d'acier extrait à la remontée  $V_{\text{rempli}} < V_{\text{extrait}}$
  - ❖ La différence entre le volume d'acier introduit et le volume de boue récupéré à la descente  $V_{\text{récupéré}} > V_{\text{introduit}}$ .

**I-6-NATURE ET COMPORTEMENT DE L'EFFLUENT**

L'effluent peut être un liquide (eau ou pétrole) ou gaz (hydrocarbure, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S,...).

Le comportement pour ces fluides dépend de leur nature et leurs caractéristiques. Le plus difficile à contrôler est le gaz, du fait qu'il est instable et fortement inflammable. Il est parfois difficile de connaître la nature de l'effluent intrus dans le puits. Afin de ne pas avoir de mauvaises surprises, il est recommandé de considérer toute venue comme étant du gaz.

**I-6-1 les venues de l'effluent****✓ Venue d'un liquide**

Le liquide a une densité élevée, qui peut parfois équilibrer la pression de pore avant même que le fluide atteigne la surface (réservoirs déplétés). Ceci entraîne l'enregistrement de faibles pressions en tête. La venue de l'eau est encore moins dangereuse puisqu'elle ne s'enflamme pas une fois en surface. En plus, les liquides, tels que le pétrole ou l'eau, gardent le même volume du fond jusqu'à la surface, ce qui rend le contrôle facile et évite les dangers liés à la migration.

**✓ Venue d'un gaz**

Le gaz répond à la loi :  $PV = \text{constante}$

En appliquant cette loi : durant la circulation d'une venue de gaz, sa pression diminue et son volume augmente, entraînant l'augmentation de sa hauteur et la diminution de sa densité.

Ces deux changements réduiront la pression appliquée sur le fond et augmenteront, par conséquent, la pression dans l'espace annulaire d'une valeur parfois suffisante pour fracturer la zone la plus fragile du découvert.

**I-6-2 La migration :** La migration d'un fluide par rapport à un autre est due à la différence entre les densités : le fluide le plus lourd, sous l'effet de la pesanteur, se déplace vers le bas, chassant le plus léger qui remonte vers le haut.

La vitesse de migration dépend de la différence entre les densités.

Dans le cas d'une venue, la migration commence immédiatement après l'intrusion du fluide de densité plus légère que la boue dans le puits, avec le puits ouvert ou fermé, en circulation ou à l'arrêt.

Sauf que durant la circulation avec un débit supérieur à celui de la migration, l'effet de cette dernière ne se fait pas sentir.

**✓ Migration d'un liquide**

Le liquide, en migrant, ne change pas de comportement, puisque son volume n'augmente pas. Cette migration ne présente aucun danger, avec le puits fermé ou ouvert. Après fermeture du puits suite à une venue de liquide (eau ou pétrole), les pressions en tête, une fois stabilisées, restent constantes et les risques de fracturation sont écartés.

✓ **Migration d'un gaz**

Par application de la loi des gaz, la migration d'une venue de gaz dans un puits ouvert augmente son volume et diminue sa pression. L'augmentation du volume de la venue entraîne l'augmentation de sa hauteur et la diminution de sa densité, d'où l'allègement de la colonne hydrostatique, entraînant l'intrusion d'un autre bouchon si la marge de sécurité (trip margin) est faible.

Mais si le puits est fermé, le gaz migrera en gardant son volume, puisque le volume du puits (fermé) est constant. En appliquant la loi des gaz, sa pression reste également constante. La pression initiale en bas de la bulle, qui n'est autre que la pression de pores, est donc déplacée tout le long du puits, augmentant dangereusement les pressions dans le puits, fracturant inévitablement la zone fragile du découvert.

Il est à noter que le forage d'un drain horizontal, le forage avec une boue à base d'huile ou le forage avec une boue trop visqueuse défavorisent la migration du gaz.

La vitesse de migration (en m/h) est donnée par la formule suivante :

$$Vm = 10.2 \times \Delta P / d1 \quad (I.16)$$

Avec :  $\Delta P$  = variation de la pression en bars/heure.

Lorsque le gaz migre sans expansion, la pression qui s'applique sur le fond augmente également :

$$P_{Fond} = P_{gaz} + P_{Ha}, \text{ or } P_{gaz} = P_{pore}, \text{ donc :}$$

$$PFond = Ppore + PHa$$

Avec :  $P_{Ha}$  = pression hydrostatique de la colonne de boue sous le bouchon

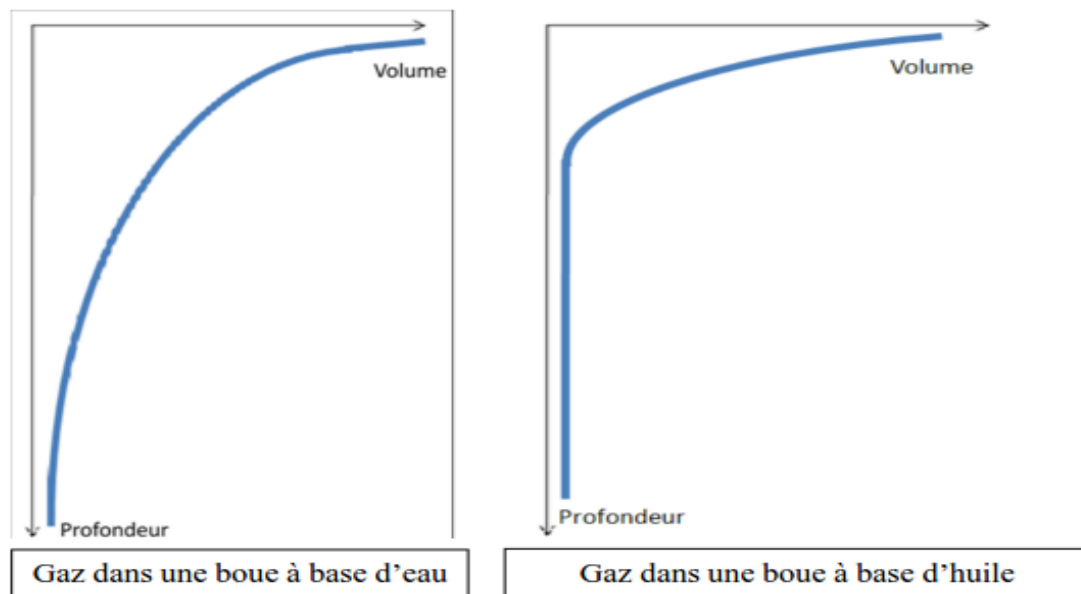
La pression en tête des tiges étant :  $P_t = P_{Fond} - P_{Hint}$ , augmente aussi.

Avec :  $P_{Hint}$  = pression hydrostatique de la colonne de boue à l'intérieur de la garniture.

**I.6.3. Comportement du gaz dans la boue**

La solubilité du gaz dans une boue à base d'eau est faible, ce qui rend son expansion immédiate et l'intrusion d'un faible volume est détectée très tôt, ce qui permet la fermeture du puits rapidement pour limiter le gain.

Par contre, dans certaines conditions de température et de pression, les gaz légers peuvent se dissoudre dans la boue à base d'huile, rendant la détection d'un faible volume (inférieur à environ 800 litres) difficile avant d'atteindre leur point de bulle très proche de la surface. L'expansion se fait alors rapidement, allégeant ainsi la colonne hydrostatique, ce qui déséquilibre le puits et complique sa fermeture et le contrôle de la venue.



**Figure I.9 : comportement de gaz dans la boue**

Il est alors nécessaire d'être très attentif si on fore un réservoir à gaz avec une boue à base d'huile. Si on doute qu'il y'a intrusion d'un volume très petit, il ne faut pas hésiter à circuler un bottom-up avec le puits ouvert, puis le fermer et continuer la circulation à travers la duse totalement ouverte lorsque le bouchon arrive à la côte approximative de 1000 mètre.

D'autres gaz, comme le sulfure d'hydrogène ou hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S), le gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) et l'azote (N<sub>2</sub>) peuvent être rencontrés dans les hydrocarbures. Ils sont également faiblement solubles dans une boue à base d'eau et solubles dans la boue à base d'huile.

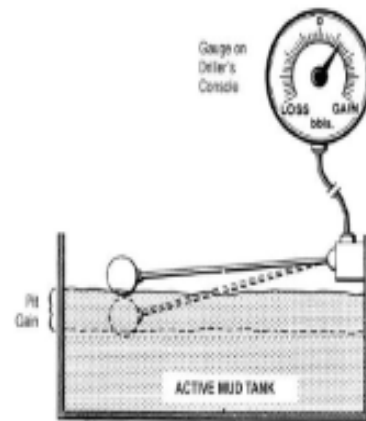
Le H<sub>2</sub>S est un gaz très dangereux aussi bien pour le personnel que pour le matériel et les produits. En plus du fait qu'il est inflammable, il est fortement toxique et peut entraîner la mort d'une personne exposée à son action pendant une certaine durée, en fonction de sa teneur.

En plus, il est très corrosif pour le matériel même inoxydable et un fort contaminant pour la boue.

**I.7. Equipement de détection et de suivi de venue**

**I.7.1. Pit Volume Totalizer**

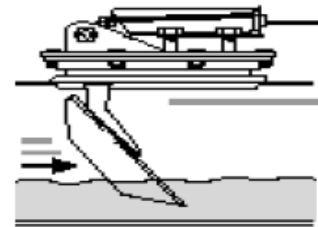
Les niveaux de la boue dans les bacs sont Continuellement surveillés. Un ensemble de flotteurs (Un par bac) permettent de mesurer le niveau dans les bassins. Les dimensions du bac étant connues, une conversion niveau / volume est alors réalisée. Cet équipement est accompagné par une alarme audiovisuelle pour une détection plus rapide d'une baisse ou augmentation du niveau.



**FigureI.10 : pit volume**

**I.7.2. Return Mud Flow System**

Dans la goulotte, un débitmètre différentiel (système à palette) donne les variations du débit retour en pourcentage. Si les débits entrée et sortie ne sont pas exactement les mêmes, il y a immédiatement indication de gain ou de perte par une alarme audiovisuelle préalablement activée



**FigureI.11 :Débitmètre différentiel**

**I.7.3 Trip Tank**

C'est un bac étroit à une hauteur qui permet à l'appréciation du volume d'une longueur. La mesure est effectuée à l'aide d'un flotteur qui entraîne directement un repère se déplaçant devant une règle. Il existe aussi d'autres systèmes de mesure tel que le potentiomètre qui donne directement le volume total, les gains et les pertes. Le trip tank permet donc de faire un bilan des volumes précis lors des manœuvres.

**I.8 Conclusion**

Ce premier chapitre sur les généralités du contrôle des venues nous a permis d'acquérir une base solide pour comprendre les aspects essentiels de cette discipline critique dans l'industrie pétrolière et gazière, grâce à cette compréhension approfondie, nous sommes mieux préparés à prévenir les venues et à surveiller en temps réel les différents paramètres liés à leur détection. En comprenant ces notions de base du contrôle des puits, nous serons mieux équipés pour aborder les chapitres suivants, où nous approfondirons les stratégies et les techniques spécifiques de contrôle des venues et de maintien de la sécurité des opérations de forage.

**CHAPITRE II**  
**Equipements de contrôle des venues**



**II-1 INTRODUCTION**

La boue est la première barrière de sécurité sur un puits, elle assure le contrôle primaire, Nécessité d'avoir une seconde barrière de sécurité en cas de défaillance de la première barrière, Les BOP sont la deuxième barrière, ils assurent le contrôle secondaire. Dans ce chapitre sont décrits les équipements de contrôle de venue, le système de commande hydraulique, les empilages des obturateurs, les équipements de dégazage de la boue et les procédures des tests des équipements de contrôle. Le chapitre suivant se concentre sur les équipements essentiels utilisés dans le domaine du contrôle des puits. Ces équipements jouent un rôle crucial dans la gestion et le maintien de la pression de formation, ainsi que dans la prévention des pertes de contrôle des puits.

**II-2 LES OBTURATEURES**

Un obturateur est défini par :

- Sa marque : Cameron, Shaffer, Hydril, ...
- Son type : U, UII, T, TL, SL, LWS, GK, GX..
- Sa dimension nominale qui correspond au diamètre minimal d'alésage, par exemple 11", 13"5/8, ...
- Sa série qui correspond à sa pression de service, exemple : 2000 psi, 3000 psi, ...
- La fonction principale des obturateurs est de permettre la fermeture du puits en cas de venue et la circulation sous duse durant le contrôle, et pour fonctions secondaire est de l'injection dans le puits fermé, le stripping.

Pour chaque obturateur on précise en outre les caractéristiques suivantes :

- Les volumes de fluide nécessaire pour la fermeture et l'ouverture de l'obturateur
- L'encombrement (hauteur, longueur, largeur, poids), en particulier la longueur ou la largeur, suivant le type, lors de l'ouverture pour le changement des mâchoires.
- Le rapport de fermeture
- Toutes ces données sont indiquées dans le formulaire du foreur – Section L

**II-2 -1-OBTURATEURS A MACHOIRES**

Ils peuvent être équipés de différents types de mâchoires :

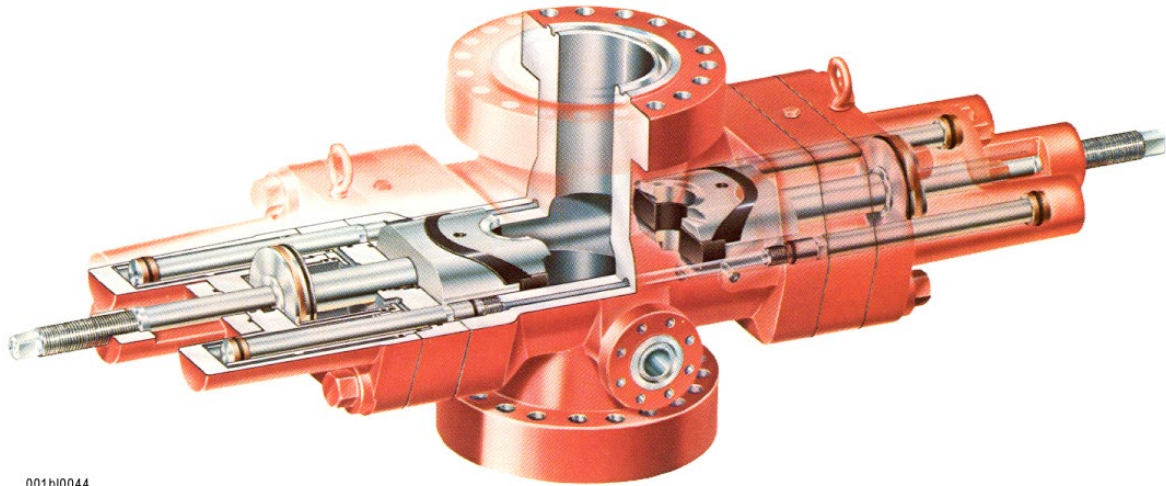
- Fermeture sur une dimension donnée : "pipe rams".
- Fermeture totale "blind rams".
- Fermeture totale et cisailant "blindshear rams".
- Fermeture sur une gamme de diamètres donnés "variable rams, flexpacker".
- Fermeture sur deux tubes : "dual rams" pour les complétions doubles.

**II-2 -1-1-Obturateur à mâchoires Cameron type U**

Il est constitué d'un corps comprenant :

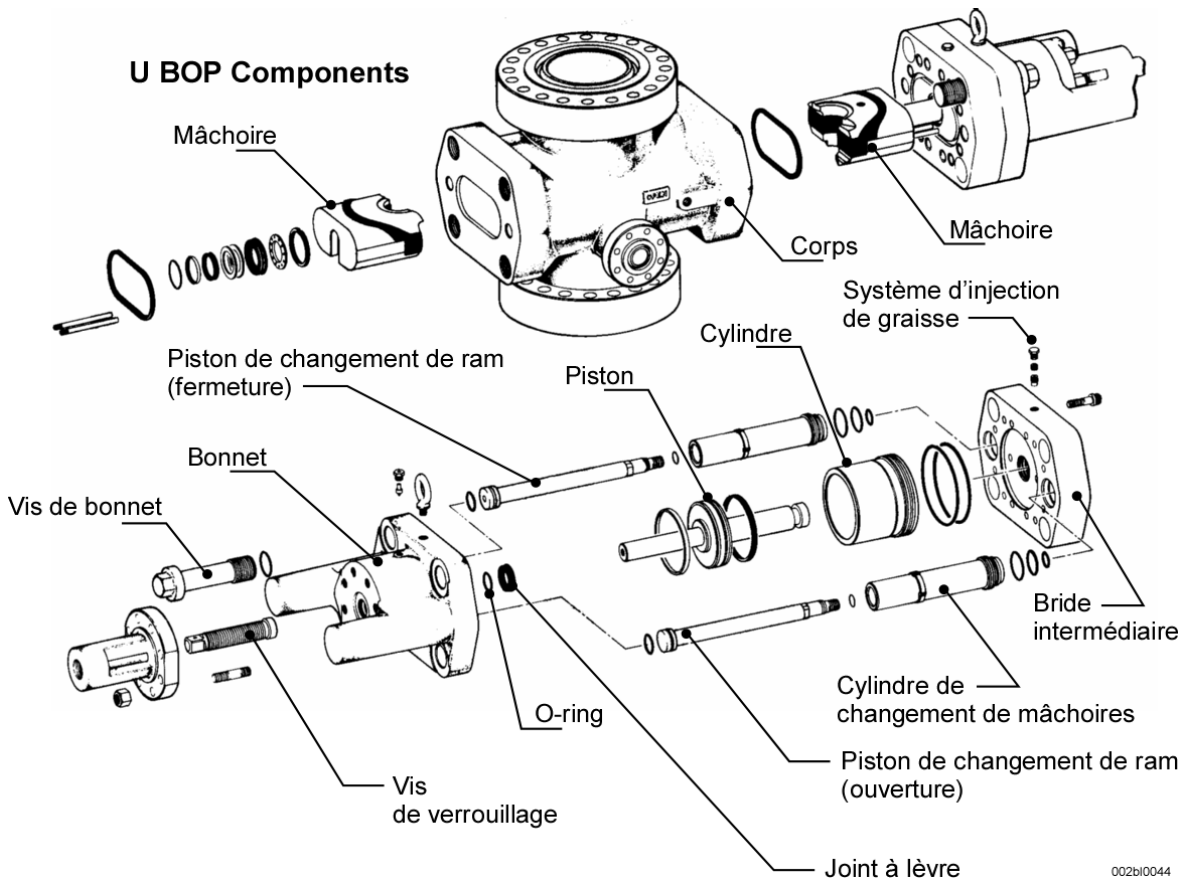
- Un alésage central vertical qui permet le passage des outils et tubulaires,

- Un alésage horizontal dans lequel se déplace un jeu de deux mâchoires, agrafées chacune sur une tige solidaire à un piston manœuvré par de l'huile hydraulique,
- Une bride intermédiaire et un bonnet terminent les deux extrémités de l'alésage horizontal,
- Deux vis de verrouillage (lockingscrews) permettant le blocage des mâchoires lorsqu'elles sont en position fermée.



001bi0044

Figure II.1 : Obturateur à mâchoires Cameron type U



002bi0044

Figure II.2 : Principaux éléments du Cameron type U

➤ Principe de fonctionnement :

Un piston et une chemise délimitent une chambre d'ouverture et de fermeture. La mâchoire montée à l'extrémité de la tige de piston suit le mouvement du piston. Un fluide hydraulique incompressible sous pression (1 500 psi) permet de déplacer le piston. Le circuit hydraulique permet d'envoyer du fluide de chaque côté du piston. Lorsqu'une des chambres est en pression, l'autre est purgée.

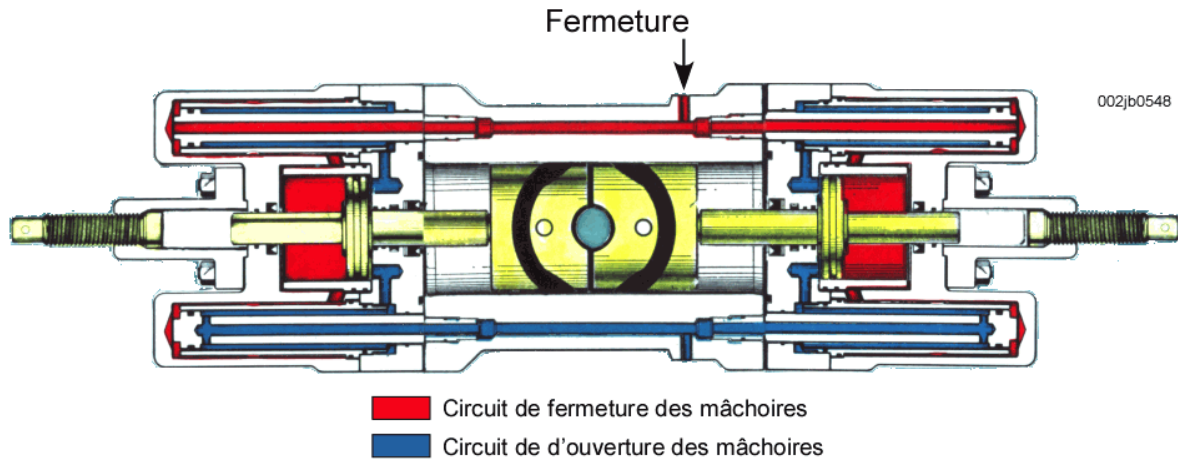


Figure.II.3 : Cameron type U équipé de pipe rams en position fermée

➤ Etanchéité de secours :

La bride intermédiaire comporte un joint à lèvres du côté puits et un joint O-ring du côté chambre de manœuvre du piston, avec une mise à l'atmosphère entre les deux, qui permet la détection d'une éventuelle fuite d'huile ou de boue, pour indiquer lequel des joints est défectueux. Ce système de détection de fuite existe sur toutes les marques d'obturateurs à mâchoires. En haut de cette bride se trouve un système d'étanchéité de secours actionné par l'injection de bâtonnets de graisse plastique, utilisé en cas d'urgence, si l'obturateur est utilisé et le remplacement du joint défectueux est impossible.

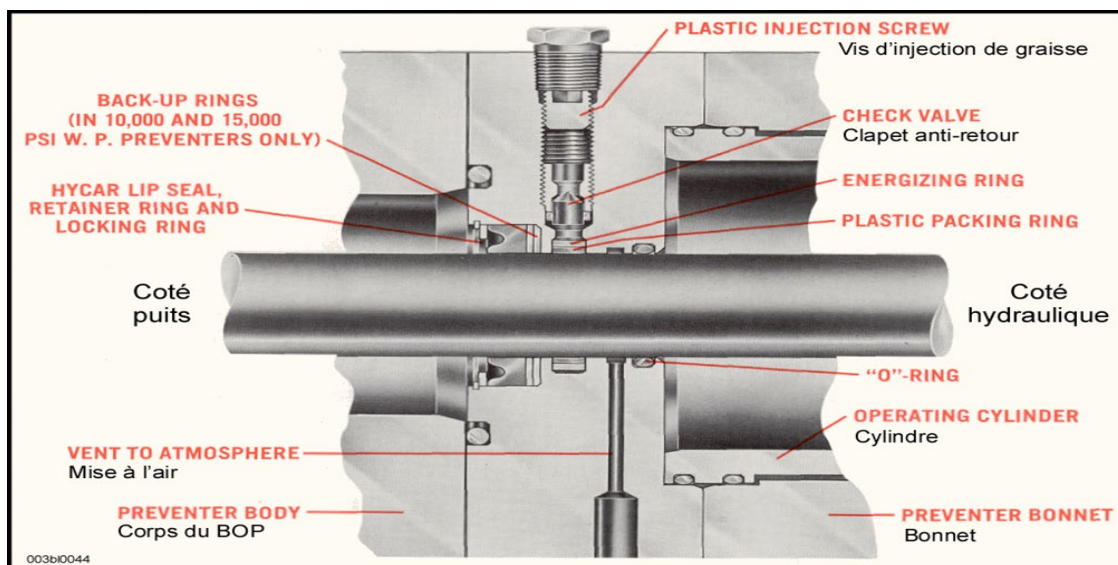


Figure.II.4 : Etanchéité entre puits et hydraulique

➤ Les mâchoires

Elles sont constituées d'un bloc métallique, sur lequel viennent s'agrafer deux garnitures d'étanchéité, une supérieure (top seal) et l'autre frontale (front packer). Le caoutchouc de la garniture d'étanchéité frontale est placé entre deux plaques métalliques pour être guidé et éviter son extrusion

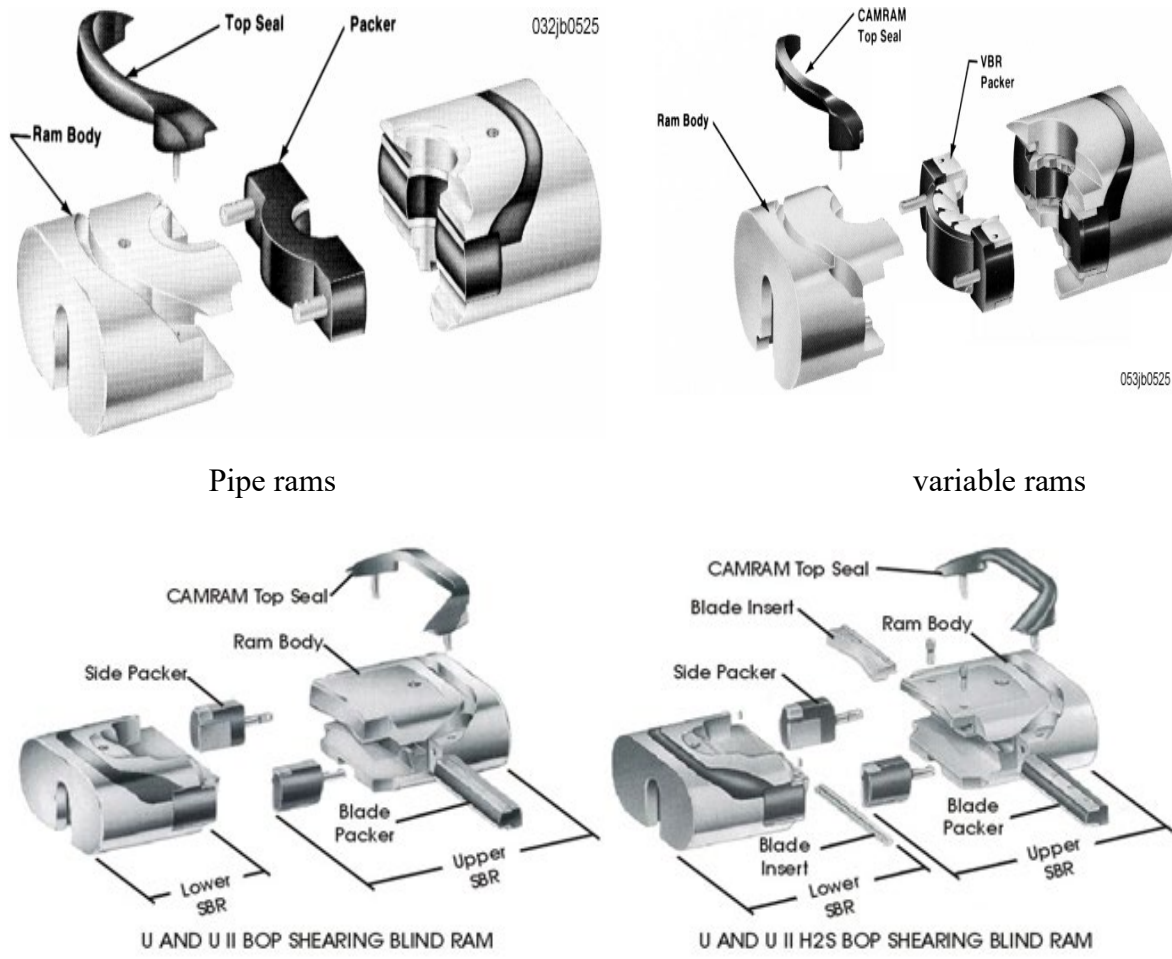


Figure II.5 : Différents types de mâchoire

➤ Le rapport de fermeture

En cas d'une venue, afin de fermer le puits en toute sécurité, il faut que la force exercée par l'huile sur la section S du piston, soit supérieure ou égale à la force exercée en tête de puits sur la section s de la mâchoire.

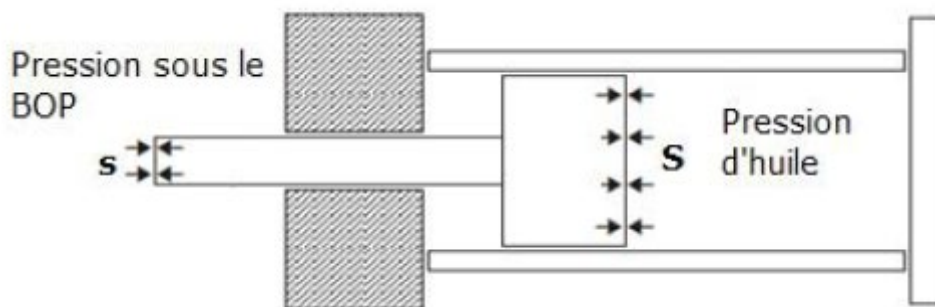


Figure II.6 : schéma explicatif sur rapport de fermeture



Nous avons à l'équilibre  $P_{\text{huile}} \times S = P_{\text{puits}} \times s$

Par définition le rapport de fermeture R est égale au rapport des sections S/s

Il indique la pression hydraulique à appliquer pour fermer le BOP en fonction de la pression dans le puits.

D'où :

$$P_{\text{huile}} = P_{\text{puits}} / R \quad (\text{II.1})$$

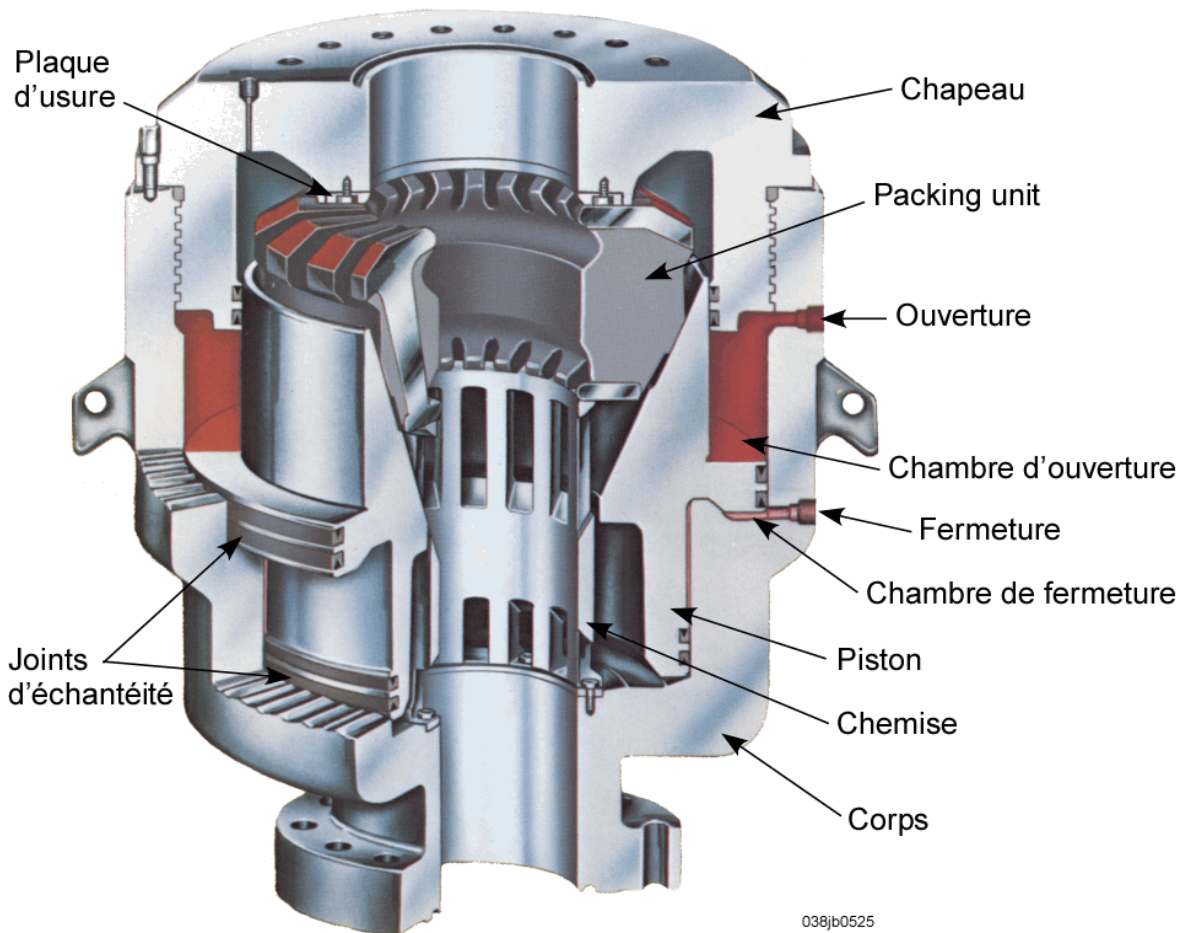
**II-2-2-OBTURATEURS ANNULAIRES**

Situé au top de l'empilage des obturateurs, les BOP annulaires sont équipés d'une garniture élastique armée permettant la fermeture sur n'importe quelle tubulaire présentant une surface régulière ou sur un trou vide (non recommandé). Les BOP annulaires permettent de faire du stripping sans être obligé de se servir d'un autre BOP pour passer les Tools joints.

➤ **Principe de fonctionnement**

L'huile envoyée dans la chambre de fermeture pousse le piston vers le haut, comprimant la garniture élastique. Etant bloquée en haut par le couvercle et en bas par une chemise, cette garniture flue vers l'intérieur et se ferme sur le matériel tubulaire.

➤ **Obturateur annulaire Hydril type GK**



**Figure.II.7 : BOP annulaire Hydril type GK avec chapeau vissé**

Dans cet obturateur, la chemise est perforée pour permettre le passage des fluides dans le puits sous le piston et le pousser vers le haut pour aider à la fermeture. Le chapeau, vissé sur le corps, comporte une vis d'arrêt qui indique son serrage maximal, et une tige qui permet de

connaître la position du piston et l'évaluation de l'usure de la membrane.

➤ **Membrane de l'obturateur annulaire**

Le choix du caoutchouc (élastomère) des membranes dépend du type de boue et de la température. La présence d'H<sub>2</sub>S n'a pas d'effet sur le caoutchouc. Ces membranes doivent être stockées dans un endroit froid, sec et sombre.

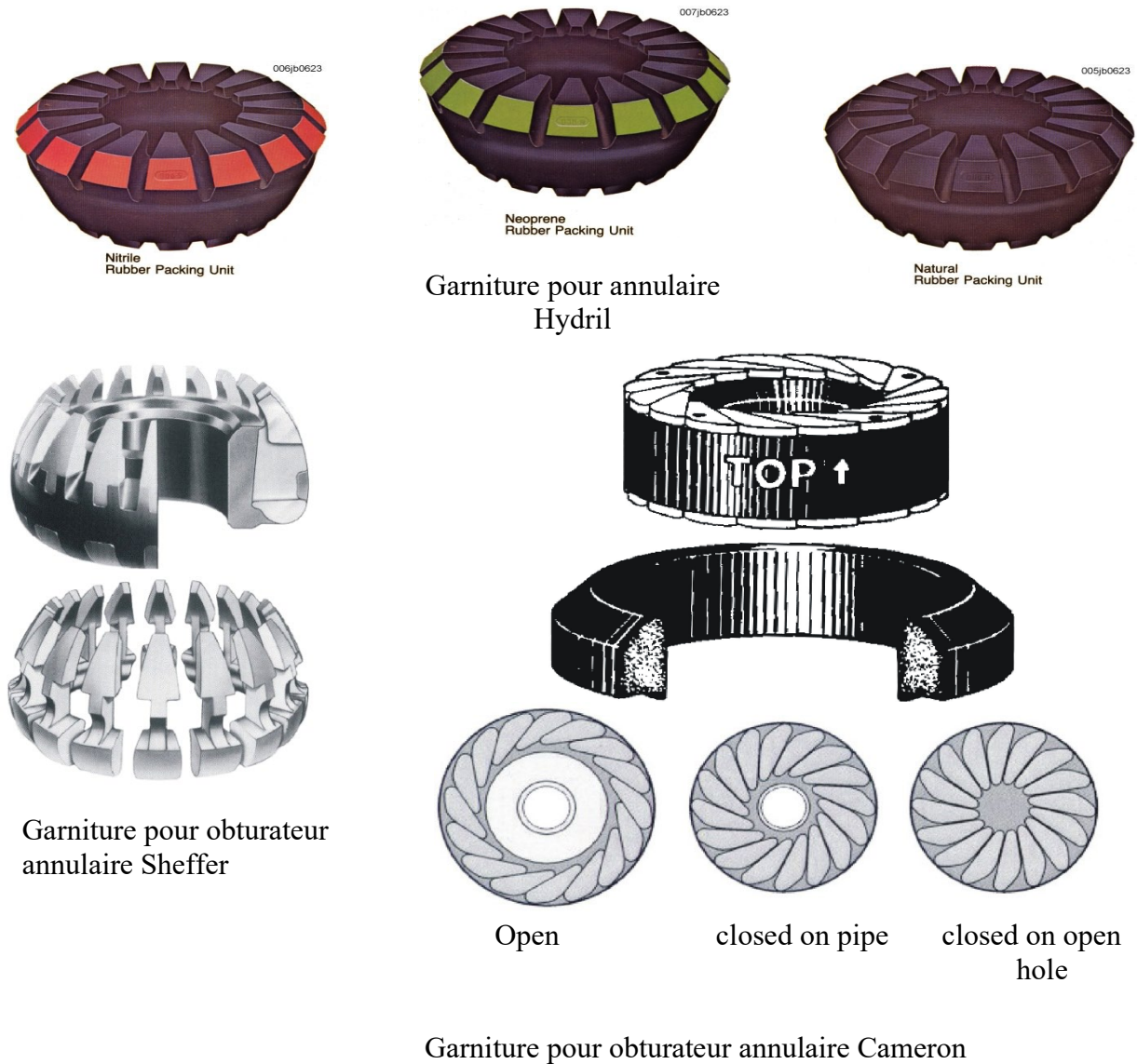
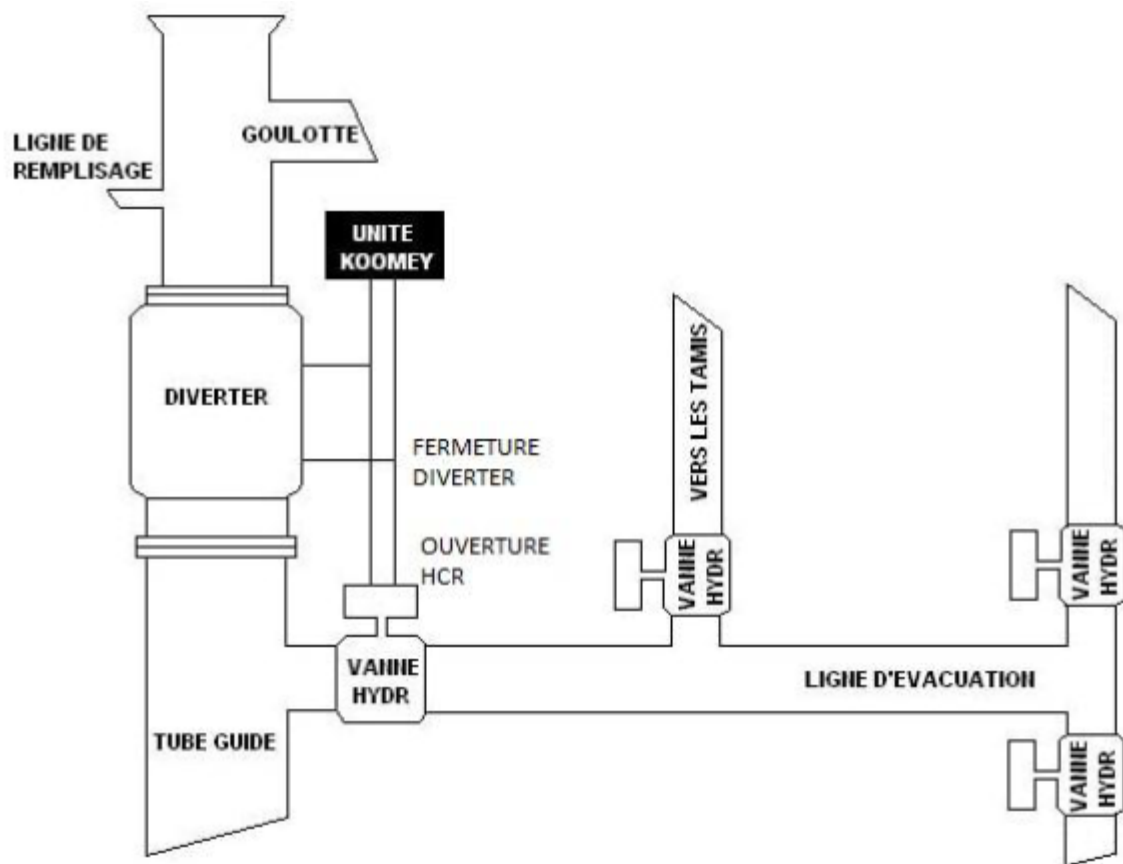


Figure II.8 : différents types de membrane pour obturateur annulaire

➤ **LE DIVERTER**

En début de trou dans les zones à risque de shallow gas utiliser pour dévier le débit du puits en cas de venue, l'installation comprend un obturateur annulaire de gros diamètre et faible pression de service placé au top, une ou plusieurs sorties latérales situées sous l'obturateur, de grand diamètre (12" minimum) pour limiter l'érosion et la contre pression sur le puits, vannes manuelles ou à commande à distance qui s'ouvrent durant la fermeture du diverter. Les obturateurs utilisés comme diverter sont l'obturateur rotatif, l'obturateur annulaire Hydril FSP, MSP 30'' – 1000 psi.



FigureII.9 : installation de diverter

II-2-3-OBTURATEURS INTERNE (IBOP)

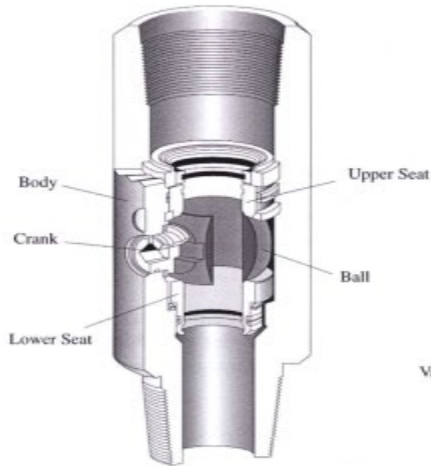
Permettent d'obturer rapidement l'intérieur de la garniture de forage en cas de venue avec la kelly ou le top drive enlevés, comme, par exemple, en cours de manœuvre. Différents équipements utilisés :

- ✓ **Clapets anti-retour** incorporés dans la garniture juste au-dessus de l'outil de forage.



FigureII.10 : Check valve et flapper valve(GC)

- ❖ Dispositifs disponibles sur le plancher de forage et visés en tête de garniture en cas de signe de venue (Gray valve, safety valve)



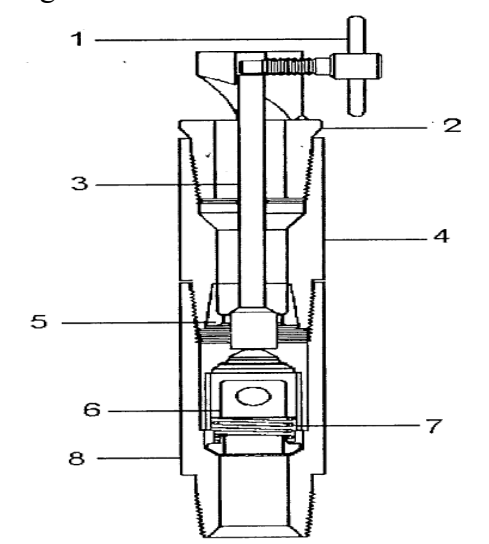
✓ **Safety valve**

C'est une vanne à boisseau sphérique actionnée par une clé il suffit de faire un quart de tour pour fermer cette dernière. C'est une vanne plein passage, en position ouverte, elle permet le passage du fluide sans restriction, donc il sera possible de les visser même si le puits débite de façon conséquente.

**Figure II.11: Full Bore Opening Safety Valve**

✓ **Gray valve**

Le clapet de la Gray valve est maintenu en position ouverte grâce à la tige et à la vis de verrouillage. La Gray valve est installée en position ouverte sur la garniture. Lorsqu'elle est vissée sur la garniture, il faut dévisser la vis n°1, le ressort repousse le clapet qui vient faire étanchéité sur le siège. Ensuite il faut dévisser le mécanisme de manœuvre pour reconnecter la garniture.



- 1 : Vis de verrouillage de la tige 3,
- 2 : Mécanisme de manœuvre,
- 3 : Tige pour maintenir le clapet ouvert,
- 4 : Corps supérieur,
- 5 : Siège,
- 6 : Clapet,
- 7 : Ressort,
- 8 : Corps inférieur.

**Figure II.12 : Gray valve**

❖ Dispositifs disponibles sur le plancher et pompés dans la garniture et ancrés dans un sub placé en bas des tiges Drop in back pressure valve(DIBPV)

C'est un clapet anti-retour, pompé à travers les tiges, vient siéger dans un raccord placé au top des masse tiges, permettant ainsi la circulation de la boue en évitant tout retour par les tiges.



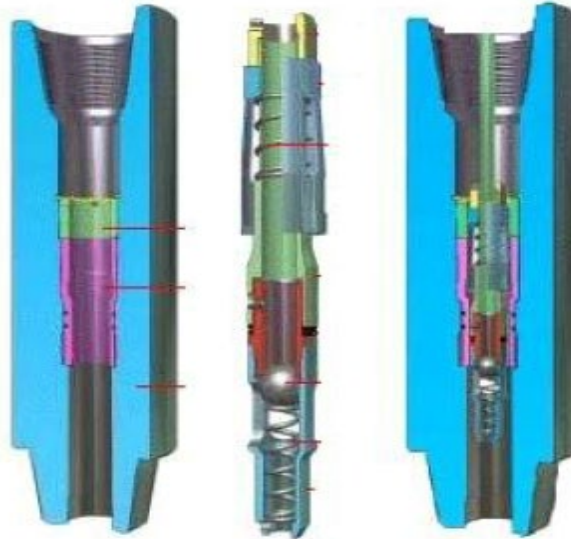


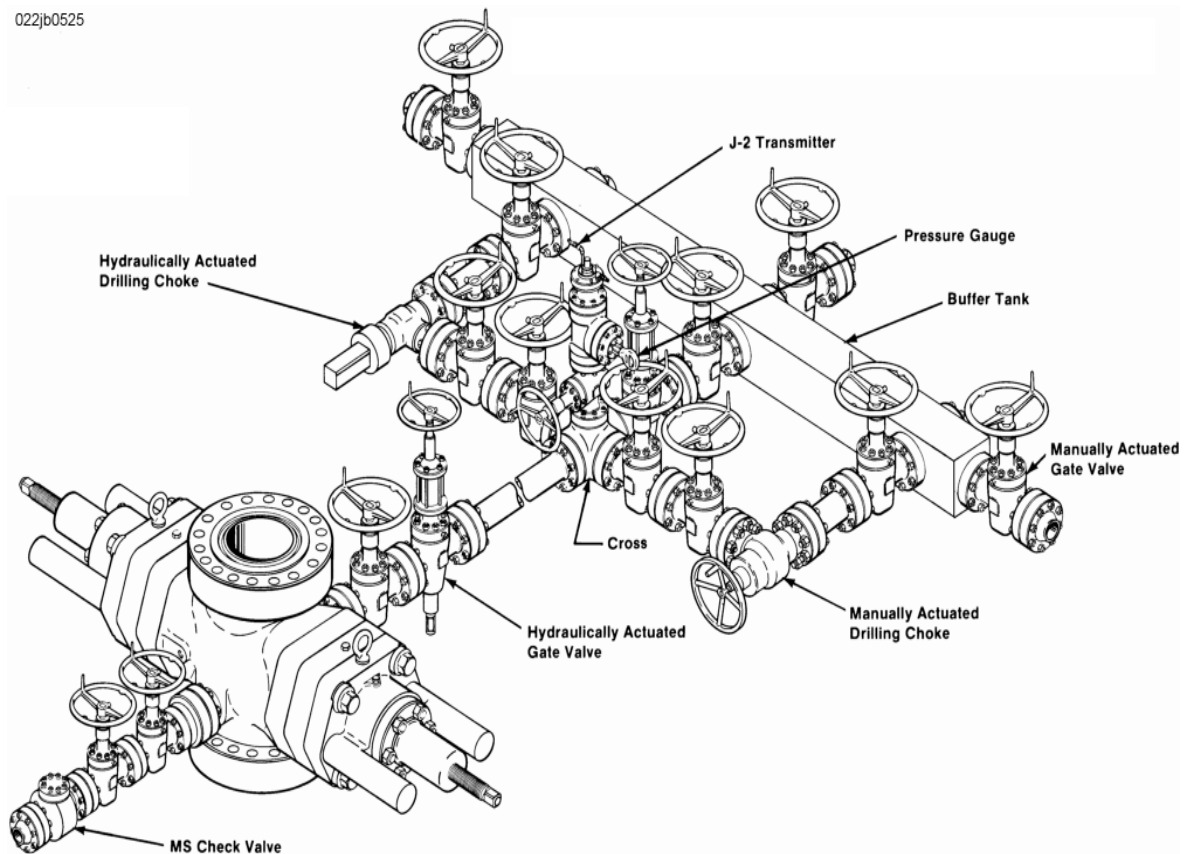
Figure II.13: Drop in back pressure valve(DIBPV)

- ❖ Kelly cocks placés sur la kelly ou la top drive (upper et lower kellycock) pour fermer si nécessaire en cas de retour par les tiges en cours de forage.

### II-3 LE CIRCUIT MANIFOLD

Le circuit duse permet de circuler dans le puits lorsque l'espace annulaire est fermé et d'évacuer les fluides du puits vers différents points (séparateur, "torche", bournier,).

022jb0525



Choke and kill manifold

Figure II.14 : Circuit manifold

Le circuit manifold comprend :

**II-3-1 Manifold de duse**

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 différents points. Ce manifold doit être équipé d'au moins deux duses réglables afin de basculer sur l'autre duse et continuer le contrôle de la venue si celle qu'on utilise se bouche ou s'use. Afin d'éviter le bouchage des conduites par les hydrates durant le contrôle d'une venue de gaz, certains manifolds comportent des piquages avant la duse pour l'injection du glycol ou du méthanol.

✓ **Les duses**

Les duses utilisées en forage (manuellement et commandées à distance) sont réglables, ce qui permet de régler la valeur de la chute de pression et d'ajuster la pression dans le puits.

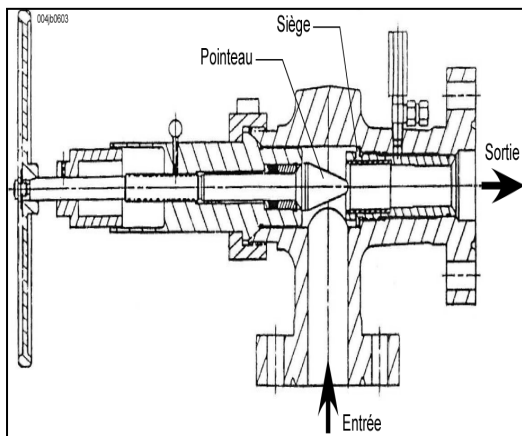


Figure II.15 : Duse manuelle

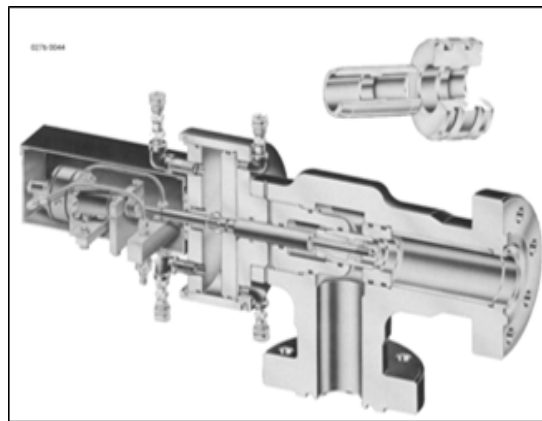


Figure II.16 : Duse commandées à distance

✓ **Commande à distance des duses(Choke panel)**

Le circuit de commande comprend un réservoir d'huile hydraulique pour le fonctionnement de la duse, une pompe principale entraînée par un moteur à air, et une autre manuelle utilisée en cas de non disponibilité de l'air, Placé sur le plancher de travail de l'appareil de forage.

**II-3-2-Croix de circulation (mud cross)**

Placée sous les BOP. Elle permet la circulation si on ferme l'un des BOP, La croix circulation comporte deux sorties latérales : Kill line et choke line.

**II-3-3- KILL LINE**

C'est la conduite qui relie l'empilage au circuit de pompage et qui offre la possibilité de pomper sous les obturateurs. Elle est caractérisée par une pression de travail égale à celle des obturateurs et un diamètre intérieur minimum de 2". Cette conduite contient deux vannes en série et un clapet anti-retour qui permet de protéger le stand pipe et les pompes de forage contre toute pression venant du puits en cas de venue.

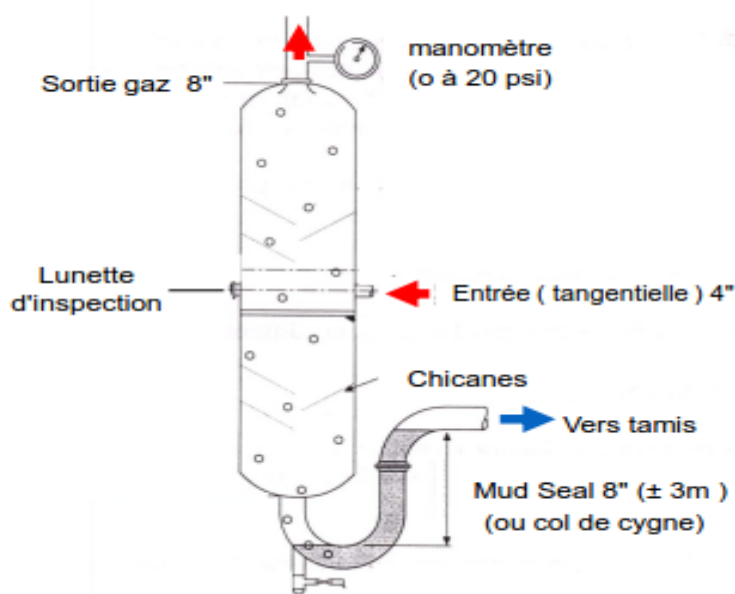
### II-3-4-Choke Line

C'est une conduite qui relie l'empilage des obturateurs au manifold de duses. Elle est caractérisée par une pression de travail égale à celle des obturateurs et un diamètre intérieur supérieur ou égal à 3 pouces pour réduire l'effet des pertes de charges et minimiser le risque de bouchage. La connexion à l'empilage des obturateurs s'effectue au moyen de deux vannes : une vanne manuelle et une vanne hydraulique commandée à distance pour permettre une ouverture rapide du circuit de contrôle.

### II-4-Equipements de dégazage de la boue

Installés après le manifold de duses, ils permettent de ventiler le gaz en sécurité et récupérer la boue dans les bacs.

#### II-4-1-SEPARATEUR ATMOSPHERIQUE (POOR BOY DEGAZER)



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. Un tube en U permet de maintenir un niveau de boue dans le fond du séparateur. Le tampon de boue délimité par le tube en U est le col de cygne ou mudseal.

Figure II.17 : Séparateur boue-gaz

#### II-4-2-Le dégazeur sous vide (Vacuum degasser)

Installé après les tamis vibrant, cet équipement dégaze la boue durant le forage d'un réservoir pour éliminer le gaz cut, ou élimine le gaz résiduel (surtout dans une boue à viscosité élevée) de la boue venant du séparateur boue-gaz. La boue est aspirée et injectée dans une enceinte ou elle est soumise à un vide partiel à l'aide d'une pompe à vide, qui crée une dépression dans le dégazeur. Une autre pompe centrifuge assure la circulation de la boue dégazée vers les bacs.

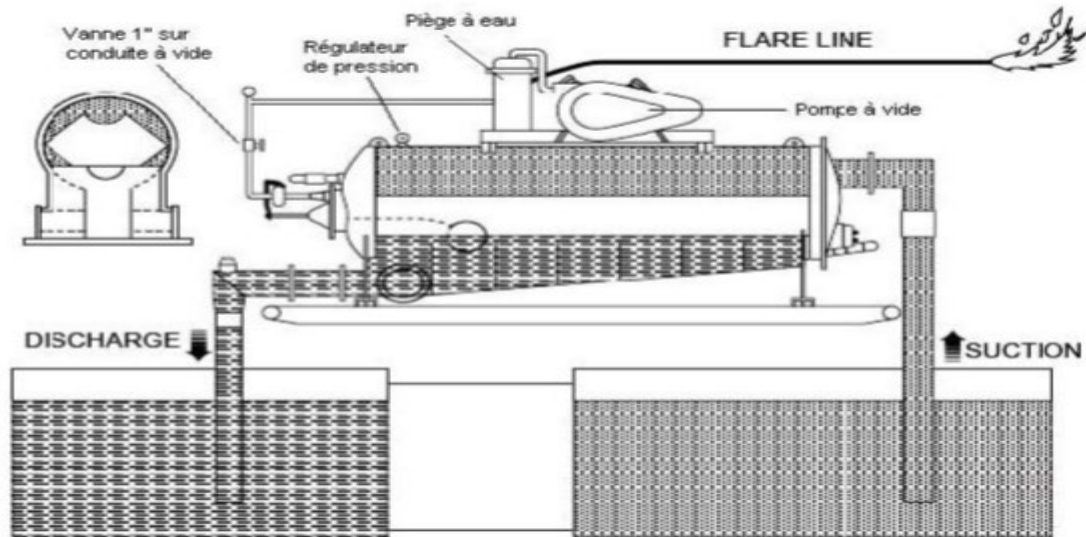


Figure II.18 : Dégazeur sous vide

### II-5-UNITE DE COMMANDE DES BOP

Elle assure la fermeture et l'ouverture individuelle de chacun des obturateurs et vannes hydrauliques, de façon convenable, rapide et facile à répéter et, si nécessaire, sans avoir à utiliser d'énergie extérieure.

En sortant de l'accumulateur, l'huile (3000psi) passe dans deux régulateurs :

- L'un règle la pression entre 0 et 3000 psi pour manœuvrer l'obturateur annulaire
- L'autre la réduit à 1500 psi pour manœuvrer les obturateurs à mâchoires et les vannes hydrauliques. Un by-pass permet de passer la pression de 3000 psi directement dans les shear rams pour cisailer la tige sans passer par le régulateur.

#### ❖ Description de l'unité

1. Arrivée d'air -2. Huileur -3. Vanne by-pass (normalement fermée), qui permet de by passer la vanne d'admission hydropneumatique 4
4. Vanne d'admission hydropneumatique automatique, ferme l'arrivée d'air quand la pression hydraulique est comprise entre 2900 et 3000 psi. S'ouvre automatiquement à 2700 psi suivant réglage
5. Vannes manuelles d'isolement des pompes hydropneumatiques (normalement ouvertes)
6. Pompes hydropneumatiques
7. Vanne manuelle d'isolement de l'aspiration des pompes hydropneumatiques
8. Filtre à l'aspiration -9. Clapet anti-retour -10. Pompe duplex ou triplex entraînés par un moteur électrique
11. Manoccontact qui démarre le moteur électrique si la pression chute à 2700 psi et l'arrête à 3000 psi
12. Coffret de démarrage à trois positions (arrêt, auto, manuel), normalement en automatique

13. Vanne manuelle d'isolement de l'aspiration de la pompe électrique
14. Filtre à l'aspiration -15. Clapet anti-retour -16. Vanne d'isolement de la batterie d'accumulateurs (normalement ouverte)
17. Accumulateur pré-chargé avec de l'azote à 1000 psi  $\pm$  10%
18. Soupape de sécurité tarée de 3300 à 3500 psi avec retour au réservoir
19. Filtre à huile circuit HP
20. Régulateur qui réduit la pression de 3000 psi à 1500 psi pour le circuit manifold (Obturbateurs à mâchoires et HCR) -21. Clapet anti-retour
22. Vannes à 4 voies / 3 positions (jamais en position neutre), pouvant être commandées à distance par des vérins pneumatiques, commandés à partir du panel de commande à distance
23. Vanne by-pass (normalement fermée) qui permet d'appliquer directement la pression des accumulateurs (3000 psi) au manifold. Peut être commandée à distance
24. Soupape de sécurité -25. Vanne de purge du circuit HP (normalement fermée)
26. Sélecteur à 2 positions (unit ou panel). S'il est sur unit, la pression annulaire ne peut pas être commandée a distance
27. Régulateur annulaire qui permet de régler la pression de fermeture de l'obturateur annulaire de 0 à 3000 psi. Il peut être commandé à partir du panel de plancher
28. Manomètre de pression accumulateur -29. Manomètre de pression manifold
30. Manomètre de pression annulaire
- 31,32 et 33 Transmetteurs pneumatiques de pressions vers le panel de commande à distance
- 34. Filtre à air
- 35, 36, 37 et 38 Régulateurs à air pour les transmetteurs pneumatiques
39. Platine de connexion du faisceau de lignes de télécommande pneumatique
40. Indicateur de niveau d'huile dans le réservoir -41. Bouchon de remplissage du réservoir
42. Vannes à quatre voies / trois positions pour la commande des lignes auxiliaires
43. Clapet anti-retour -44. Soupape de sécurité
- 45 et 46 Lignes auxiliaires (test ou skidding) -47. Retour au réservoir lors de l'utilisation d'une ligne auxiliaire
48. Bouchon d'inspection.



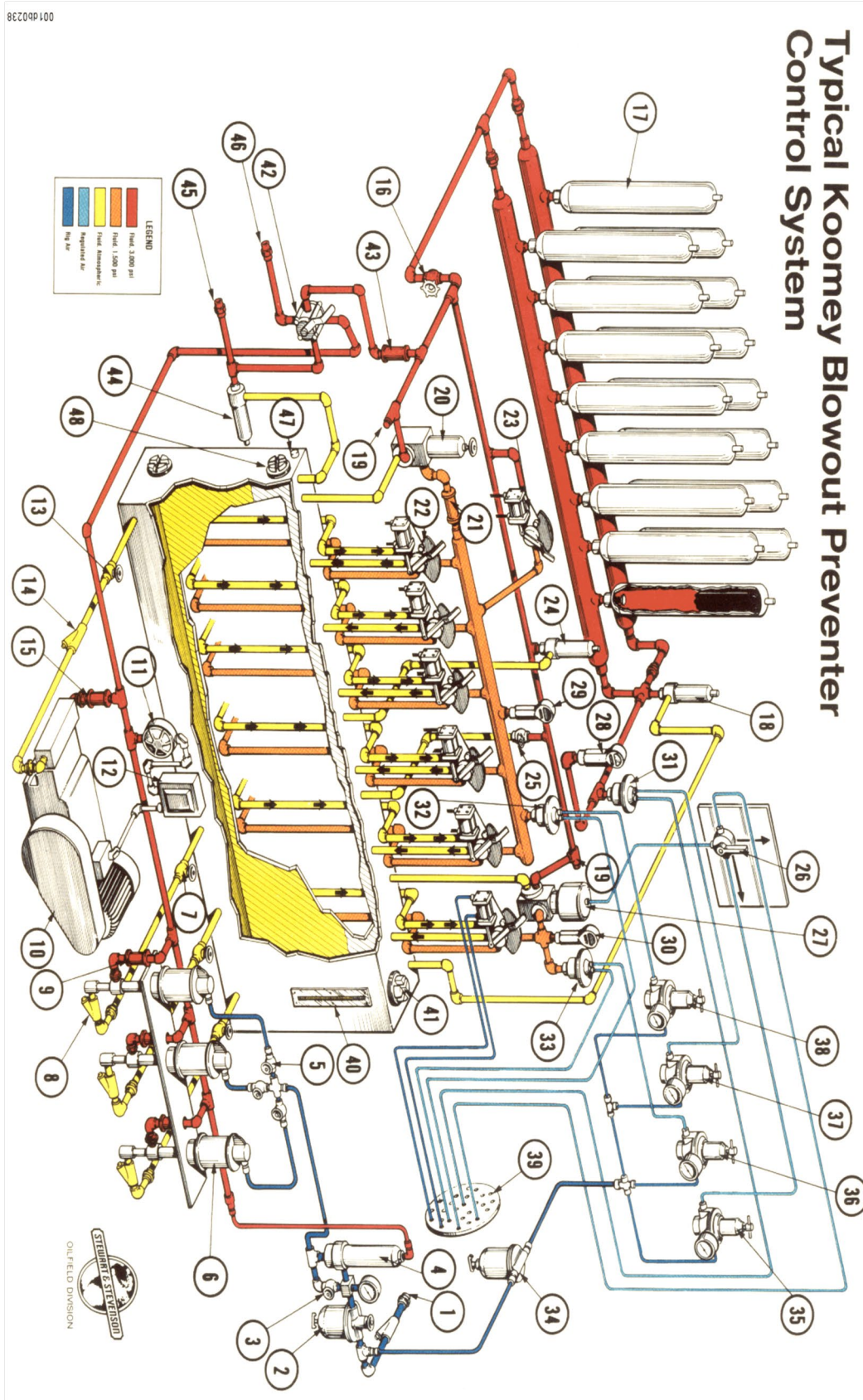


Figure II.19 : UNITE DE COMMANDE DES BOP (KOOMEY)

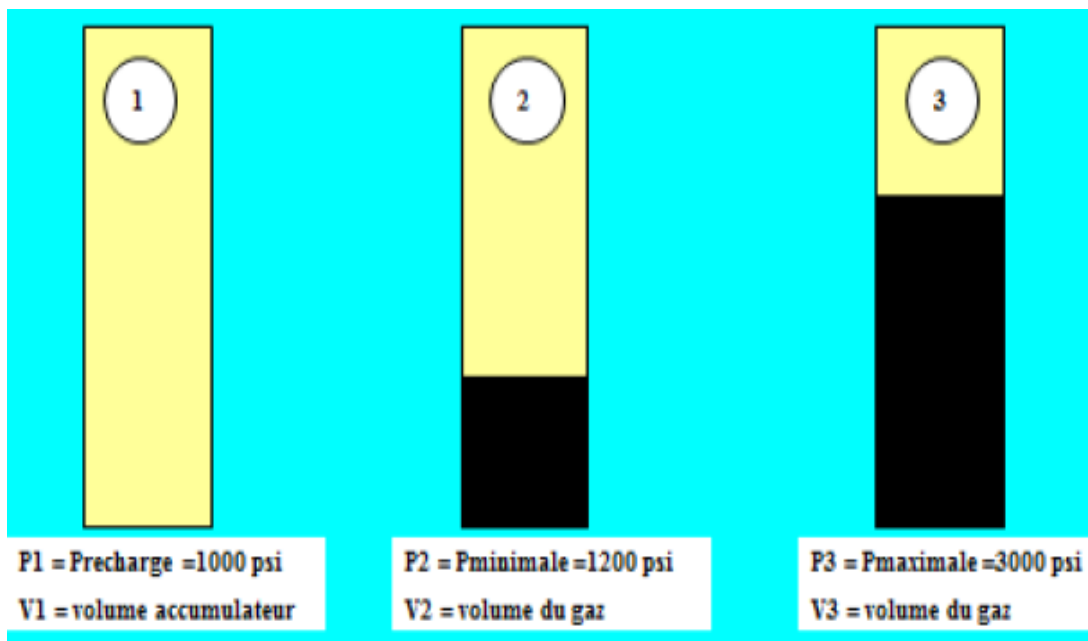
❖ Différents composant de l'unité

II-5-1 Le réservoir d'huile

Sert au stockage à la pression atmosphérique de l'huile hydraulique servant à la manœuvre des obturateurs et vannes commandées à distance. Sa capacité doit être au minimum égale à deux fois le volume d'huile nécessaire pour assurer la séquence exigée par la compagnie.

II-5-2 Le système d'accumulation

Des bouteilles montées sur une ou plusieurs rampes, contiennent chacune une chambre à air en caoutchouc, pré-chargée à 1000 psi avec de l'azote (N2). L'huile est aspirée du réservoir par les pompes et envoyée dans ces bouteilles jusqu'à la pression de travail 3000 psi. Le système d'accumulation est protégé par une soupape de sécurité tarée de 3300 à 3500 psi.



FigureII.20 : Variation des volumes dans les bouteilles

$$P_1 \times V_1 = P_2 \times V_2 = P_3 \times V_3 \text{ d'où } V_u = V_2 - V_3 = P_1 \times V_1 / P_2 - (P_1 \times V_1 / P_3)$$

$$V_u = P_1 \times V_1 (P_3 - P_2 / P_2 \cdot P_3) = V_1 / 2$$

Donc lorsque la pression minimal  $\leq 1200$  psi  $V_{bouteilles} = 2V_{utile}$

Donc lorsque la pression minimal  $\geq 1200$  psi  $V_{bouteilles} = 3V_{utile}$

II-5-3 L'unité de pompage

Deux pompes à faible débit et haute pression, l'une électrique et l'autre pneumatique, servent à aspirer l'huile du réservoir atmosphérique, l'envoyer dans les accumulateurs et la comprimer à 3000 psi.

Les pompes peuvent être commandées automatiquement en fonction de la pression des accumulateurs : elles démarrent lorsque la pression chute de 10% de la pression de travail, c'est-à-dire 2700 psi, et s'arrêtent lorsqu'elle atteint 3000 psi. Elles peuvent également fonctionner manuellement et atteindre des pressions plus élevées, si on veut les utiliser pour tester les BOP par exemple.

**II-5-4 Le manifold pour BOP à mâchoires et HCR**

Le fluide sous 3000 psi passe dans un régulateur pour chuter à 1500 psi, pression de commande normale des BOP à mâchoires et HCR. En cas de nécessité, il est possible d'appliquer directement 3000 psi dans le manifold, en by-passant ce régulateur.

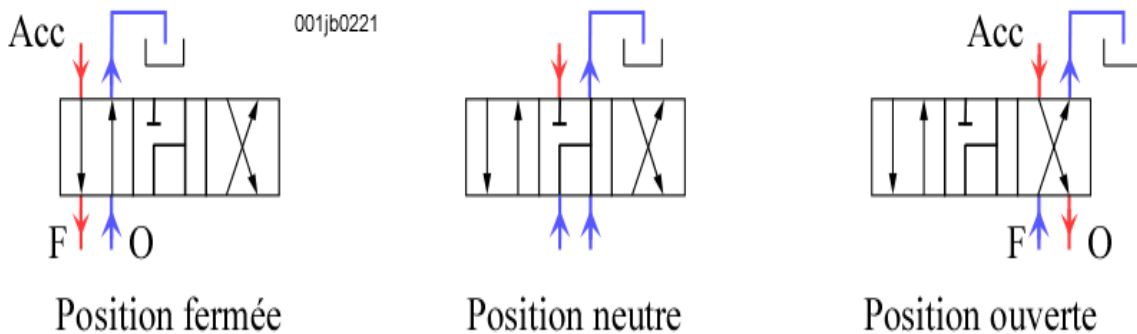
**II-5-5 Le manifold annulaire**

Le fluide sous 3000 psi passe dans un régulateur qui permet d'ajuster la pression de commande du BOP annulaire entre 0 et 3000 psi, suivant les opérations en cours.

**II-5-6 La vanne à quatre voies trois positions**

Pour actionner un BOP ou une HCR, il faut envoyer l'huile dans la chambre correspondante du vérin à partir des accumulateurs. L'huile se trouvant dans l'autre chambre est retournée au réservoir atmosphérique. Une vanne comportant quatre sorties reliées respectivement au manifold, aux chambres d'ouverture et de fermeture du BOP ou HCR, et au réservoir atmosphérique, est actionnée dans trois positions différentes : fermeture, ouverture et neutre. Le changement d'une position à l'autre s'effectue à l'aide d'un bras commandé soit manuellement soit à distance. Le bras actionne l'interrupteur qui allume ou éteint les voyants lumineux du panneau de commande à distance.

Vanne à quatre voies type manipulator :

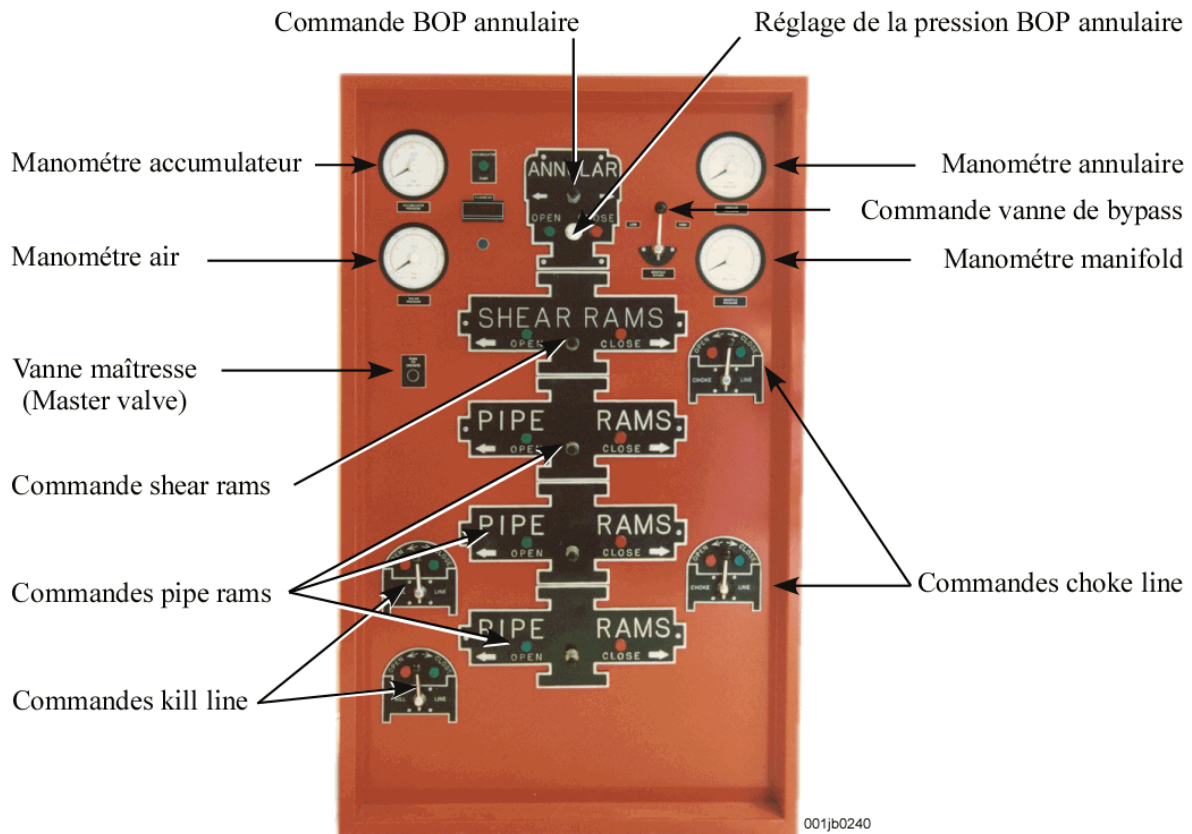


**FigureII.21 : Vanne 4 voies de type manipulator**

**II-5-7 Panneau de commande à distance**

Placé sur le plancher ou dans le dog-house, il sert à commander à distance les vannes à quatre voies. Un panneau auxiliaire peut être placé en dehors du périmètre de sécurité. Pour actionner un BOP, il faut tirer la vanne maîtresse d'air vers le bas et manœuvrer la manette du BOP concerné pour envoyer l'air vers la vanne à 4 voies sur l'unité. Une fois le voyant lumineux s'allume, relâcher les manettes. On remarque une chute de la pression d'accumulateur.





**Figure-II.22 : Panneau de commande à distance (driller's panel)**

## II-6 TEST DES EQUIPEMENTS

Il existe deux types de tests :

- Les tests de fonctionnement des organes de commande des équipements de sécurité
- Les tests en pression des équipements de sécurité

### II.6.1 Test de fonctionnement

Il faut s'assurer que les éléments se ferment et s'ouvrent à la pression recommandée par le constructeur. Et doivent être réalisés au moins une fois par semaine.

### II.6.2 Test en pression

Les tests en pression des équipements de sécurité qui doivent résister, à tout moment, aux pressions maximales attendues. Ces tests sont réalisés après montage ou intervention sur tout équipement de sécurité, avant d'entamer une opération susceptible de déclencher une venue, ou au moins une fois chaque trois semaines. Les tests doivent commencer par augmenter la pression jusqu'à atteindre 200 à 300 psi, à maintenir pendant 5 minutes, puis augmentée à la pression de test.

- **Procédure de test**

- Nettoyage des lignes à tester avec de l'eau
- Remplir l'espace à tester jusqu'à la goulotte et fermer l'obturateur

- Ouvrir la ligne derrière les éléments qui vont être mis sous pression
- Effectuer un test à basse pression de 200 psi pendant 5 minute minimum, puis monter avec palier jusqu'à atteindre la pression de test à maintenir pendant 5 mn minimum
- Purger par la pompe de test ou par le manifold de duses.

Et se fais à l'aide des équipements spéciaux pour assurer l'étanchéité pendant le test :

- **Tester cup** visé aux tiges, il se place dans le casing. Attention à la traction sur les tiges. Utiliser des HWDP, Se limiter à 70% de la pression d'éclatement du tubage,Ouvrir la vanne latérale de la tête de puits dans laquelle est suspendue la colonne de tubage.

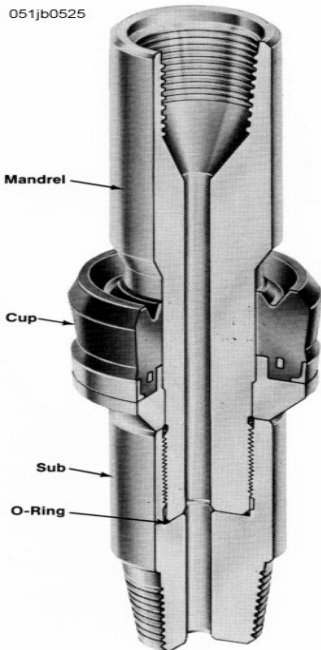


Figure II.23 : testercup



Figure II.24 : tester plug

- **Le test plug** se place dans le casing spool,nécessite l'ouvrir les vannes du casing spool sous le plug.

### II-7 Conclusion

Ce chapitre a permis d'approfondir notre compréhension des équipements de contrôle des puits et de leur rôle dans les opérations pétrolières et gazières. En comprenant les principes de fonctionnement, les anomalies de fonctionnement, les caractéristiques et les bonnes pratiques liées à ces équipements, nous serons mieux préparés à gérer les situations de contrôle des puits de manière sûre et efficace.

il est important de souligner que l'utilisation adéquate de ces équipements nécessite une formation et une expertise appropriées. Il est donc essentiel que les professionnels du secteur de l'énergie continuent à se former et à se tenir informés des dernières avancées technologiques dans le domaine des équipements de contrôle des venues.

**CHAPITRE III**  
**Contrôle de la venue et neutralisation du puits**

### III-1 INTRODUCTION

Une fois la venue détectée, le puits doit être fermé rapidement en toute sécurité. En effet, le volume de la venue a une grande influence sur la suite des opérations. S'il est important, les opérations de contrôle deviennent difficiles. Les procédures de fermeture de puits ont été établies dans le but de : Sécuriser le puits Minimiser le volume de la venue. Après la fermeture de puits en procède au contrôle de puits avec la méthode adéquat a notre cas dans ce chapitre en va détailler les différentes méthodes de contrôle de venue, en mettant l'accent sur les calculs préalables et procédures de fermeture.

### III-2-PROCEDURES DE FERMETURE DU PUIT

Les différentes procédures de fermeture sont :

#### III-2-1 procédure de fermeture SOFT (Soft shut in)

Pendant le forage le circuit est aligné comme suit :

- Vanne manuelle du choke line ouverte,
- Vanne hydraulique du choke line (HCR) fermée,
- Duse hydraulique ouverte,
- Toutes les vannes de la ligne après la HCR passant par la duse hydraulique, allant au séparateur doivent être ouvertes,
- Les autres vannes et duses du manifold doivent être fermées.

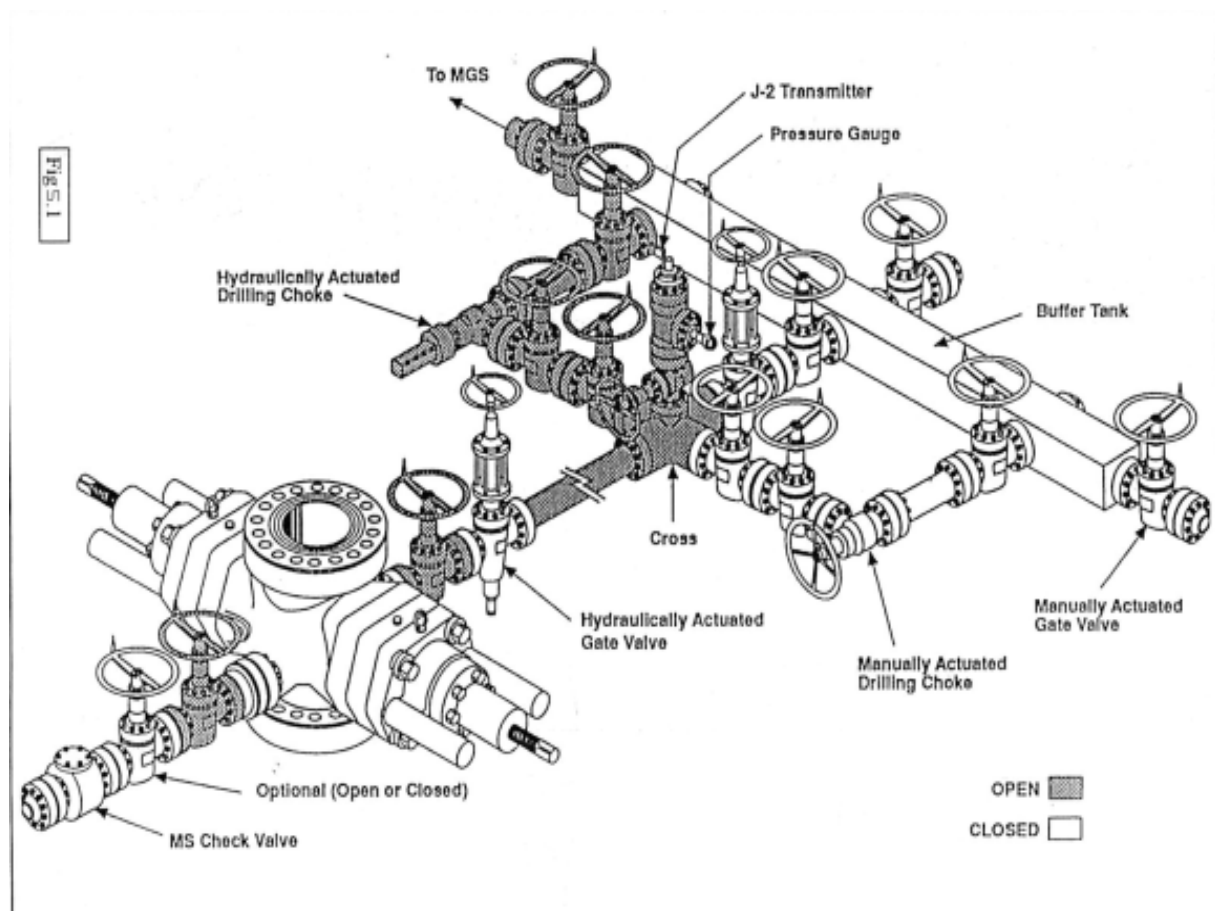


Figure III.1 : Alignement de circuit suivant SOFT

**-En forage**

Lorsqu' un signe de venue se manifeste lors du forage, les étapes suivantes doivent être Appliquées :

1. Arrêter la rotation,
2. Dégager la garniture avec les pompes en marche et positionner le premier tool joint à environ un mètre au-dessus de la table de rotation,
3. Arrêter les pompes et observer le retour de la boue à la goulotte, Si le puits débite,
4. Ouvrir la vanne hydraulique du choke line,
5. Fermer un obturateur (annulaire ou pipe rams),
6. Fermer la duse hydraulique et avertir le superviseur,
7. Noter le gain, relever les pressions en tête de tiges et d'annulaire.

**-En manœuvre**

Dans le cas d'un signe de venue, la manœuvre doit être arrêtée immédiatement et les étapes suivantes doivent être suivies selon les deux cas possibles :

## ❖ le puits débite

1. poser la garniture sur cales
2. installer la vanne de sécurité (safety valve) en position ouverte
3. Fermer la vanne de sécurité
4. ouvrir la vanne HCR choke line
5. fermer un obturateur
6. fermer la duse hydraulique et avertir le superviseur
7. noter le gain, relever les pressions en tête d'annulaire.

Dans le cas où l'opération de stripping est envisagée, il faut continuer comme suit :

8. Installer un BOP interne (Gray valve ou Non-Return Valve).
9. Ouvrir la vanne de sécurité.
10. Réduire la pression du BOP annulaire et commencer le stripping de la garniture dans le puits.

## ❖ le puits ne débite pas

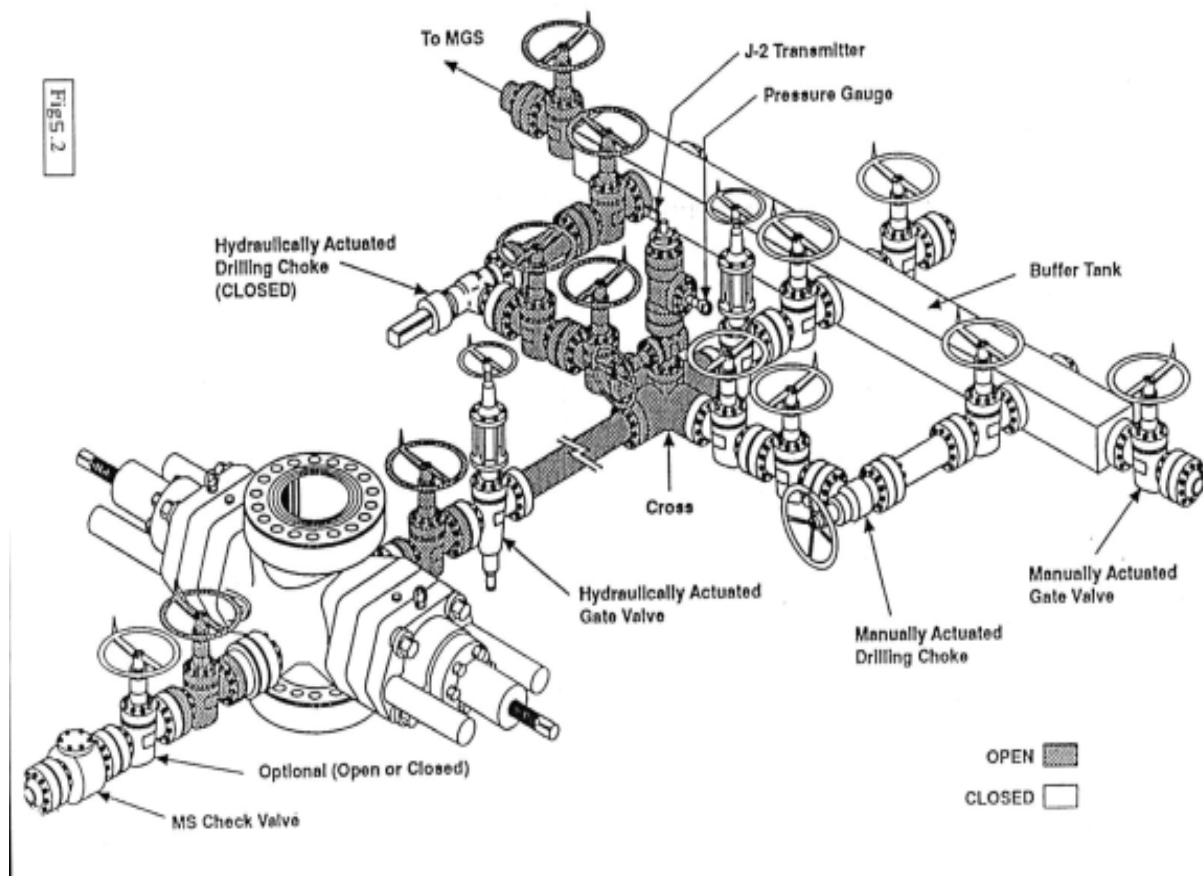
1. poser la garniture sur cales
2. installer un BOP interne (Gray valve ou Non-Return Valve).
3. redescendre au fond en contrôlant le retour, en cas de déséquilibre, procéder à la fermeture du puits selon le soft et reprendre la descente en strippant.

Une fois au fond circuler le volume annulaire et évaluer la situation.

**III-2-2 procédure de fermeture hard (Hard shut in):**

Pendant le forage le circuit est aligné comme suit :

- Vanne manuelle du choke line ouverte,
- Vanne hydraulique du choke line (HCR) fermée,
- Duse hydraulique fermée,
- Toutes les vannes de la ligne après la HCR passant par la duse hydraulique, allant au séparateur doivent être ouvertes,
- Les autres vannes et duses du manifold doivent être fermées.



**Figure III.2 : alignement de circuit suivant la HARD**

Lorsqu'un signe de venue se manifeste :

1. Arrêter la rotation,
2. Dégager la garniture avec les pompes en marche et positionner le premier tool joint environ un mètre au-dessus de la table de rotation,
3. Arrêter les pompes et observer le retour de la boue à la goulotte, Si le puits débite,
4. Fermer un obturateur (annulaire ou pipe rams),
5. Ouvrir la vanne hydraulique du choke line et avertir le superviseur,
6. Noter le gain, relever les pressions en tête de tiges et d'annulaire.

Fermeture en manœuvre

Dans le cas d'un signe de venue, la manœuvre doit être arrêtée immédiatement et les étapes suivantes doivent être suivies selon les deux cas possibles :

- **Le puits débite**

1. poser la garniture sur cales
2. installer la vanne de sécurité (safety valve) en position ouverte
3. Fermer la vanne de sécurité
4. fermer un obturateur
5. ouvrir la vanne HCR choke line et avertir le superviseur
6. noter le gain, relever les pressions en tête d'annulaire

Reprendre les mêmes étapes citées ci-dessus en cas où l'opération de stripping est envisagée.

- **Le puits ne débite pas**

1. poser la garniture sur cales
2. installer un BOP interne (Gray valve ou Non-Return Valve).
3. redescendre au fond en contrôlant le retour, en cas de déséquilibre, procéder à la fermeture du puits selon la hard et reprendre la descente en stripping.

Une fois au fond circuler le volume annulaire et évaluer la situation.

### **III-2-3 PROCEDURE DE FERMETURE FAST**

- Alignement du circuit de contrôle

L'alignement du circuit de contrôle est le même que celui utilisé dans la procédure de fermeture hard.

Les étapes à suivre lors de l'application de la procédure de fermeture fast, sont pratiquement les mêmes comme la procédure de fermeture hard, seulement en ferme l'obturateur annulaire.

Cette procédure de fermeture n'est pas reconnue par l'API étant donné l'API n'exige pas un obturateur spécifique à utiliser pour la soft et un autre type pour la hard.

### **III-2-4-Avantage et inconvénient des différentes procédure de fermeture**

#### **✓ Procédure soft**

Avantages :

- permet le contrôle et la surveillance de l'évolution de la pression en tête de l'annulaire durant la fermeture de la duse, on peut éviter de dépasser la P<sub>adm</sub>
- évite les coups de bélier à la formation.

Inconvénients :

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

**✓ Procédures hard et fast****❖ Avantages**

- Temps de fermeture court entraînant un gain plus faible
- Procédure de fermeture simple.

**❖ Inconvénients**

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

**III-2-5 Fermeture durant la descente du tubage**

- Si le sabot est très proche de la surface et si possible, il est préférable de remonter le tubage et fermer les blind rams.
- Si la colonne de tubage est à une profondeur faible et comporte un clapet anti-retour, il faut immédiatement l'amarrer à la table de rotation et la remplir pour éviter son éjection.
- Si le sabot n'est pas très loin du fond, continuer la descente de la colonne en stripping.

**III-2-6 Fermeture durant la cimentation du tubage**

- Si une venue se déclenche durant la mise en place du ciment, il faut ouvrir la HCR du choke line et la duse, fermer les casing rams et continuer la chasse à travers la duse.

Normalement, la pression hydrostatique du laitier de ciment est suffisante pour contre balancer la pression de pores.

- Si la venue se déclenche durant l'attente de prise du ciment, fermer les casing rams et la duse, et surveiller la pression annulaire qui ne doit pas dépasser la Padm. Sinon, purger par la duse.

**III-2-7 Procédure de fermeture lors des opérations de wire-line**

- Durant les opérations de logging ou travaux au câble (wire line) avec le réservoir ouvert, il est recommandé de circuler en continu à travers le trip tank pour déceler toute venue.
- Un pistonnage vers le haut peut être déclenché si l'outil descendu au bout du câble est remonté rapidement.
- Le BOP annulaire doit être en bon état de fonctionnement et testé avant l'opération.
- L'obturateur shear ram n'est pas conçu pour couper les éléments du train d'outil wire line.

Une cisaille pour couper le câble doit être prête sur le plancher.

En cas de venue pendant les opérations de wire-line, il faut :

1. Arrêter les opérations de wire line et fermer l'obturateur annulaire ;
2. Ouvrir la vanne hydraulique du choke line et avertir le superviseur ;
3. Noter le gain et relever la pression en tête ;
4. Établir un programme de neutralisation.



Il est recommandé de remonter le câble du wire line en stripping. En cas de complication, le couper et fermer le blind shear rams.

### III-3 Calculs préalables

Durant le forage, avant d'avoir une venue, un ensemble de calculs et mesures sont effectués et portés sur la première page d'une fiche de contrôle (kill sheet). Ces calculs et mesures sont mis à jour chaque fois que des données changent d'une façon significative.

La deuxième page, comportant les données et calculs relatifs à la venue, est remplie juste au moment de la stabilisation des pressions et servira au contrôle de cette venue.

#### III-3- 1-Choix du débit de contrôle $Q_r$

Dans le cas de contrôle d'une venue, la circulation sous duse doit se faire à un débit réduit (généralement choisie entre  $(Q/4)$  et  $(Q/2)$  d'un débit de forage), afin de :

- Réduire les surpressions exercées dans le puits par la réduction des pertes de charge annulaire
- Donner le temps nécessaire à l'opérateur de la duse de l'ajuster et réagir efficacement en cas de problème.
- Donner le temps nécessaire au dégazeur pour dégazer la boue.
- Réduire les risques d'usure de la duse.

Les pertes de charge à débit réduit ( $P_{c1}$ ) préalablement choisi doivent être mesurées (lues sur le manomètre du panel de commande des duses) 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.

#### III-3- 2-Calcul de la pression maximale admissible ( $P_{adm}$ )

La connaissance de la pression maximale admissible en tête de l'annulaire est d'une importance vitale pour éviter la fracturation de la formation la plus fragile durant le contrôle de la venue. La valeur de la pression maximale admissible est obtenue à partir résultats du Leakoff Test (voire chapitre I formule I.10)

#### III-3-3-Gain maximal admissible ( $G_{max}$ )

Le gain maximal admissible est défini comme étant le volume maximal de la venue après Fermeture du puits, qui peut être circulé en toute sécurité sans fracturer au niveau du point fragile.

##### ❖ Venue au fond

Lorsque la venue est au fond juste après la fermeture du puits, il faut calculer la hauteur maximale ( $H_{max}$ ) de la venue correspondant à  $P_{a1} = P_{adm}$ .

$$\begin{aligned}
 H_{max} &= \frac{(P_{adm} - P_t)}{(G_b - G_v)} \\
 V_1 &= H_{max} \times V_{ea}
 \end{aligned}
 \tag{III.1}$$

Avec :  $P_{adm}$  : pression maximale admissible en tête d'annulaire(bar)

$P_t$  : pression stabilisée en tête des tiges puits fermé

$G_b$  : gradient de la boue (bar/m)

$G_v$  : gradient de l'effluent (bar/m)

$V_1$  : volume de la venue au fond (l)

$V_{ea}$  : volume unitaire de l'espace annulaire au fond (l)

### III-3- 4-Observation et relevé des pressions en tête

Dès la fermeture du puits après une venue, les pressions en tête des tiges et d'annulaire doivent être relevées et notées chaque minute jusqu'à la stabilisation. Le temps nécessaire pour la stabilisation des pressions en tête dépend de certains paramètres :

- Pression différentielle au fond de puits.
- Perméabilité du réservoir.
- Compressibilité de la boue.
- Nature de l'effluent.

#### ❖ Pression annulaire ( $P_{a1}$ ) :

La pression en tête d'annulaire est définie comme étant la différence entre la pression hydrostatique  $P_h$  à l'intérieur des tiges et la pression hydrostatique de la venue.

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

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

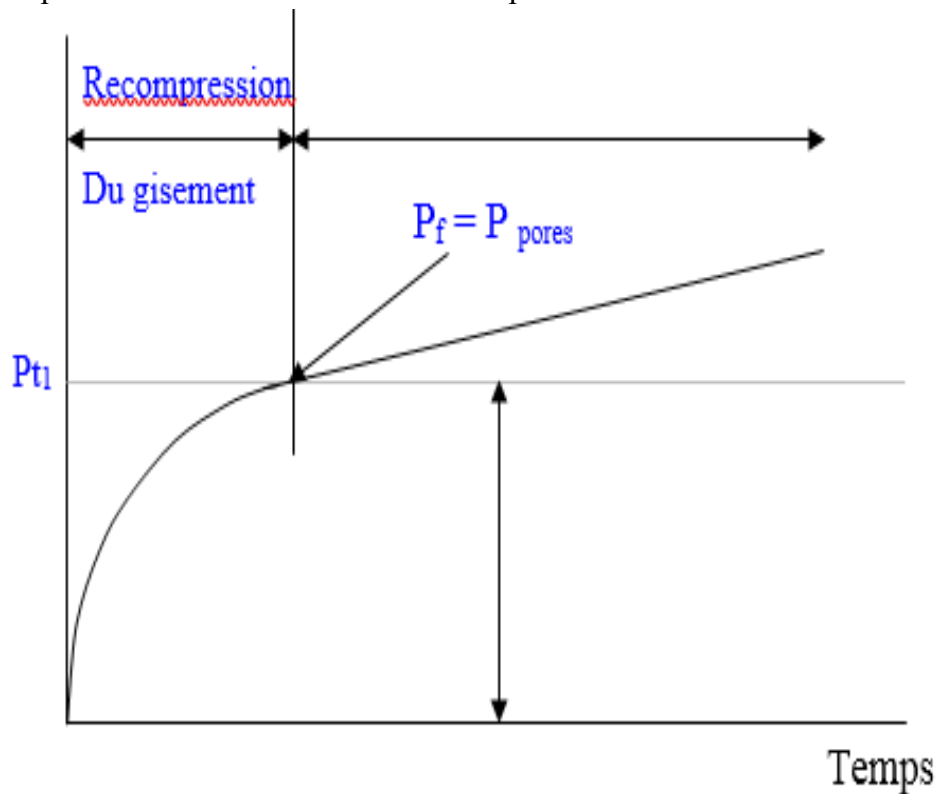
$$P_{a1} = P_{\text{pores}} - \frac{h_{\text{inf}} \times d_{\text{inf}}}{10.2} - \frac{(Z - h_{\text{inf}}) \times d_1}{10.2}
 \tag{III.2}$$

### ❖ Pression tiges ( $P_{t1}$ ) :

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

- Pression de pores
- Volume de venue
- Nature de l'effluent.

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



**FigureIII.3 :  $P_t$  en fonction de temps**

La présence d'un clapet anti-retour (float valve) dans la garniture de forage rend le lecteur direct de la pression en tête des tiges difficile. Pour lire la pression dans ces conditions, la procédure suivante peut être mise en œuvre :

- Pomper de la boue à très faible débit par l'intérieur des tiges en observant la pression annulaire.
- Arrêter la pompe dès que la pression annulaire commence à augmenter.

La pression stabilisée en tête des tiges ( $P_{t1}$ ) sera égale à la pression notée en tête des tiges correspondant au début de l'augmentation de la pression annulaire.

**III-3- 5- Détermination de la nature de l'influx ( $d_{inf}$ )**

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

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

$$d_{inf} = d_1 - 10.2 \times \frac{(P_{an} - P_{t1})}{h_{inf.VD}} = d_1 - 10.2 \times \frac{(P_{an} - P_{t1})}{h_{inf.MD} \times \cos l} \quad (III.3)$$

$d_{inf}$  : densité de l'influx (kg/L).

$d_1$  : densité de la boue de forage initial (kg/L).

$P_{an}$  : pression en tête d'annulaire à la fermeture du puits (bars).

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

$H_{inf.MD}$  : hauteur MD de l'influx au fond du puits à l'instant initial (m).

$H_{inf.VD}$  : hauteur Vd de l'influx au fond du puits à l'instant initial (m).

$L$  : inclinaison du puits dans l'intervalle considéré (0 à 90°).

**III-3- 6-Pression de pore**

Lorsque la venue survient pendant le forage d'un réservoir, l'effluent, en pénétrant dans le puits, suivra le sens de la circulation de la boue, c'est-à-dire remonte dans l'espace annulaire et non à l'intérieur de la garniture, même si elle ne comporte pas de clapet anti-retour.

Après fermeture et lecture des pressions stabilisées en tête, on doit calculer la pression de pore pour déterminer la valeur de la densité de boue requise pour contrebalancer cette pression.

La pression de pore peut être calculée à partir de  $P_{t1}$  ou  $P_{a1}$ .

$$P_{pores} = P_t + P_h = P_a + P_{ha} + P_{heff}$$

La pression hydrostatique dans l'espace annulaire est composée des pressions hydrostatiques de la colonne de boue (chargée de déblais, donc densité incertaine) et du bouchon de gaz, dont la densité est inconnue et le calcul de la hauteur n'est pas précis.

Donc, il est plus précis et plus facile de calculer la pression de pore à l'aide de  $P_{t1}$ :

$$P_{pore} = P_{t1} + P_{hint}$$

A la fermeture du puits juste après la venue, le gain et la profondeur sont notés et les pressions en tête des tiges ( $P_{t1}$ ) et de l'annulaire ( $P_{a1}$ ) sont relevées après stabilisation.

Toutes ces valeurs sont portées sur la deuxième page de la kill sheet et les calculs suivants sont immédiatement effectués

**III-3- 7-Densité requise**

C'est la densité de la boue nécessaire à contrebalancer la pression de pore pour éviter toute autre venue.

$$P_{\text{pores}} = \frac{Z \times dr}{10.2} = Pt_1 + \frac{Z \times d_1}{10.2}$$

$$d_r = d_1 + \frac{10.2 \times Pt_1}{Z} \quad (\text{III.4})$$

La densité requise doit être inférieure à de celle de fracturation au moins d'un point.

$$dr \leq d_{\text{frac}} - 0.10$$

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

$$B = 4.2 \times V \times \frac{d_r - d_1}{4.2 - d_r} \quad (\text{III.5})$$

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

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

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

d1: densité initiale de la boue (kg/l).

**III-3- 8-Calcul de la pression initiale de circulation (PR1)**

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

$$PR1 = PC_1 + Pt1$$

avec PR1 : *pression initiale de circulation (bar)*

Pt1 : *pression stabilisée en tête des tiges (bar)*

Pc1: *pertes de charge à débit réduit (bar)*

**III-3- 9- Calcul de la pression finale de circulation (PRr)**

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

$$P_{Rr} = P_{c1} \times \frac{d_r}{d_1} \quad (\text{III.6})$$

Avec PRr : *pression finale de circulation (bar)*

**III-3- 10-Calcul des volumes et temps de circulation****❖ Intérieur garniture**

- Volume intérieur garniture ( $V_i$ )

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

- Nombre de coups de pompe ( $C_i$ )

$$C_i = \frac{V_i}{Q_u} = \frac{V_i \times N_r}{Q_r} \quad (\text{III.7})$$

- Temps de circulation ( $T_i$ )

$$T_i = \frac{V_i}{Q_r} \quad (\text{III.8})$$

$V_i$  : volume intérieur garniture (L).

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

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

$Q_r$  : débit de contrôle réduit (L/min).

**❖ Espace annulaire**

- Volume annulaire découvert

$$V_i = V_{an_{(BHA/OH)}} + V_{an_{(DP/OH)}}$$

- Nombre de coups de pompe ( $C_d$ )

- 

$$C_d = \frac{V_d}{Q_u} = \frac{V_d \times N_r}{Q_r} \quad (\text{III.9})$$

- Temps de circulation ( $T_d$ )

$$T_d = \frac{V_d}{Q_r} \quad (\text{III.10})$$

$V_d$  : volume espace annulaire découvert (L).

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

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

$Q_r$  : débit réduit (l/min).

❖ **Espace annulaire total**

- Volume annulaire total ( $V_a$ )

$$V_a = V_{an_{OH}} + V_{an_{casing}}$$

- Nombre de coups de pompe ( $Ca$ )

$$Ca = \frac{V_a}{Q_u} = \frac{V_a \times Nr}{Q_r} \quad (III.11)$$

- Temps de circulation ( $T_a$ )

$$T_a = \frac{V_a}{Q_r} \quad (III.12)$$

Où :  $V_a$  : volume espace annulaire total (L).

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

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

**III-4 METHODES DE CONTROLE DE LA VENUE**

Lorsqu'une venue se déclenche, l'opération en cours doit être immédiatement arrêtée et le puits sécurisé. Il est nécessaire de neutraliser le puits avant d'ouvrir le BOP et reprendre les opérations.

Pour neutraliser le puits, plusieurs méthodes sont disponibles, et il faut choisir celle qui convient à la situation en cours.

Plusieurs méthodes de contrôle ont été développées pour traiter diverses situations de venues.

Elles ont le même principe de base qui consiste à maintenir une pression sur le fond constante et égale ou légèrement supérieure à la pression de pores durant toute la durée du contrôle, et différentes les unes des autres par la procédure de mise en œuvre et le nombre de cycles.

Durant la circulation d'une venue de gaz dans le découvert, la pression annulaire augmente à cause de l'expansion du gaz (loi des gaz). Elle ne doit en aucun cas dépasser la pression maximale admissible en tête ( $P_{adm}$ ) pour ne pas fracturer au sabot (point le plus fragile). Une fois la venue dans le tubage, le risque de fracturation est écarté si la pression de fond est maintenue constante.

La pression au sabot est :

$$P_s = P_{\text{fond}} - (P_{H_{\text{boue}}} + P_{H_{\text{gaz}}})$$

Or, lorsque le gaz remonte dans le découvert, son volume augmente, donc sa hauteur augmente et sa densité diminue ; la pression hydrostatique ( $P_{H\text{boue}} + P_{H\text{gaz}}$ ) diminue et, par conséquent,  $P_s$  augmente, et devient maximale lorsque le top du bouchon atteint la zone fragile, juste sous le sabot. Mais lorsque le bouchon commence à entrer dans le tubage, la pression hydrostatique ( $P_{H\text{boue}} + P_{H\text{gaz}}$ ) augmente, puisque la hauteur du bouchon de gaz dans le découvert diminue, ce qui entraîne la diminution de la pression au niveau du sabot.

Cette diminution continue jusqu'à ce que le bouchon entre complètement dans le tubage. A partir de ce moment la pression au sabot devient :

$$P_s = P_{\text{fond}} - P_{H\text{boue}}$$

Elle reste alors constante, et le suivi de la pression en tête n'est pas nécessaire, puisque  $P_a$  peut dépasser la  $P_{adm}$  sans danger pour la zone fragile au niveau du sabot, à condition que la pression appliquée sur le fond reste constante.

#### ❖ Choix de la méthode de contrôle

Pour contrôler correctement une venue, l'outil doit être au fond, pour pouvoir pomper sous le bouchon de gaz et le remonter. Les méthodes utilisées alors sont la wait and weight ou la driller's (Secondaire).

Si l'outil est loin du fond, il faut essayer d'y retourner avec le puits ouvert s'il ne débite pas, ou en stripping s'il débite.

S'il est impossible de retourner au fond suite à un problème, il faut utiliser une autre méthode appropriée (volumetric, bull heading, ...).

#### ❖ Règles à respecter

Quelle que soit la méthode de contrôle utilisée, il est nécessaire de maintenir la pression appliquée sur le fond égale ou légèrement supérieure à la pression de formation. Durant toute l'opération, il faut veiller à ne pas fracturer la zone fragile, située sous le sabot.

Il est nécessaire, durant tout le contrôle, de suivre attentivement la vitesse de la pompe, les pressions en tête et le gain pour détecter toute anomalie et intervenir dans l'immédiat pour ne pas avoir une autre venue ou fracturer la zone la plus fragile.

#### III-4-1 Driller's Method (D.M)

Le contrôle peut se faire immédiatement après la fermeture du puits sans préparation spéciale. Cette méthode consiste à :

##### ✓ Première circulation

On circule avec la densité initiale pour évacuer le bouchon contaminé en Circulant sous duse le volume de l'espace annulaire.

Ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement les pompes de forage par pallier jusqu'à l'atteindre le débit de contrôle réduit, en ajustant la duse pour maintenir la pression en tête d'annulaire constant et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire  $P_{a1}$ .

Une fois que le débit de contrôle est atteint, la pression en tête des tiges doit être égale en principe à la pression de refoulement initiale calculée  $P_{r1}$ .



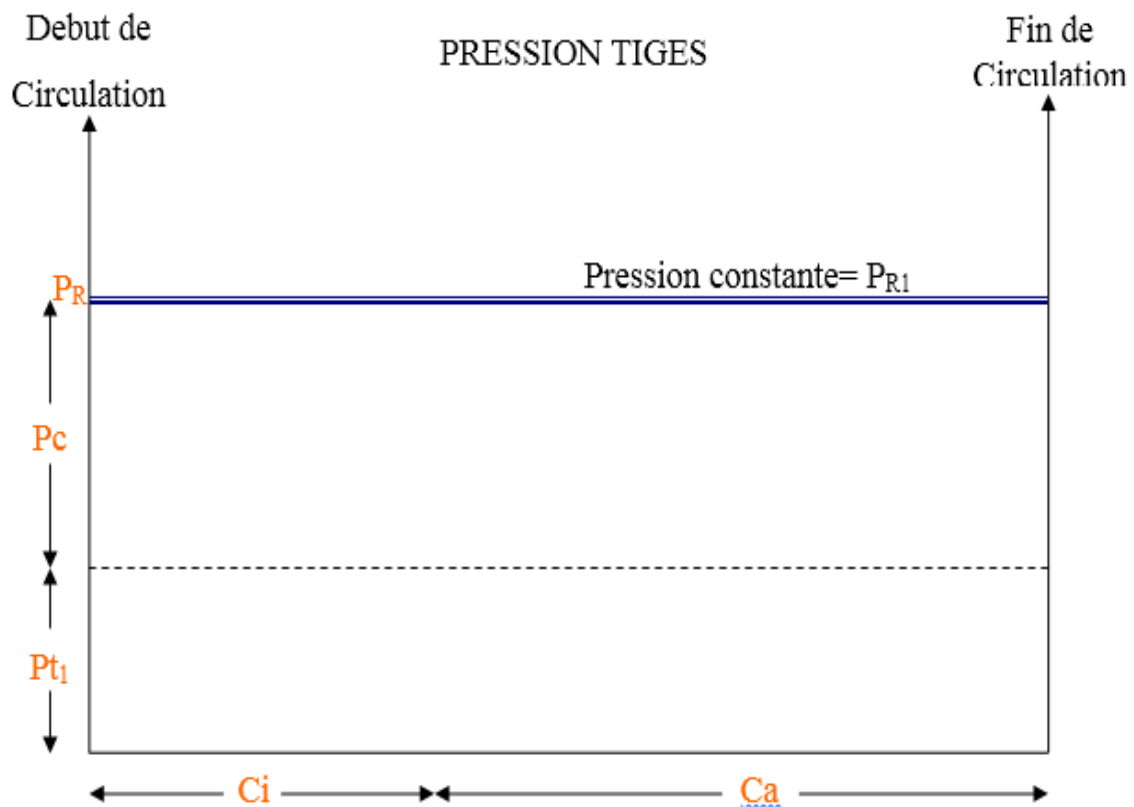
- Continuer à circuler à débit constant jusqu'à l'évacuation complète de la venue tout en ajustant la duse pour maintenir la pression de refoulement constante et égale à la pression de refoulement initiale  $P_{R1}$ .

$$P_{R1} = P_{c1} + P_{t1}$$

- Arrêter la circulation et fermer le puits une fois que la boue lourde est prête. Après la fermeture du puits, on doit lire les mêmes pressions en tête des tiges et d'annulaire.

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

### Première circulation de la Driller's Method



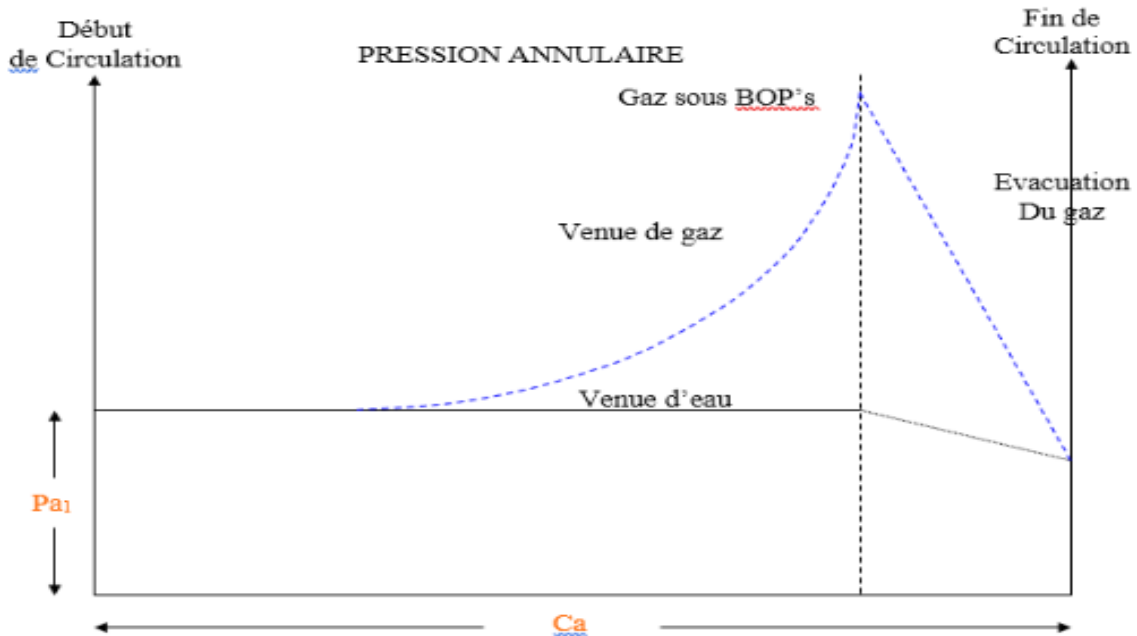


Figure III.4 : Evolution des pressions en tête des tiges et annulaire

✓ **Deuxième circulation** : remplacement de la boue

1. Démarrer la pompe par paliers jusqu'à atteindre le débit de contrôle en ajustant la duse pour maintenir la pression annulaire constante et égale à  $P_{t1}$
2. Continuer à circuler à débit constant en maintenant la pression annulaire constante et égale à  $P_{t1}$  en ajustant la duse. La pression de refoulement va décroître de la pression initiale de circulation  $PR_1$  à la pression finale de circulation  $PR_r$  lorsque la boue lourde arrive à l'outil
3. Lorsque la boue lourde commence à monter dans l'espace annulaire, continuer à circuler en maintenant cette fois-ci la pression de refoulement constante et égale à  $PR_r$  jusqu'à l'arrivée de la boue lourde en surface. La pression annulaire décroît de  $P_{t1}$ , lorsque la boue lourde atteint l'outil, jusqu'à devenir nulle lorsque la boue arrive en surface
4. Arrêter la circulation, fermer complètement la duse et observer les pressions en tête des tiges et de l'annulaire qui doivent être nulles
5. Ouvrir le puits et continuer le forage

Deuxième circulation de la Driller's Method

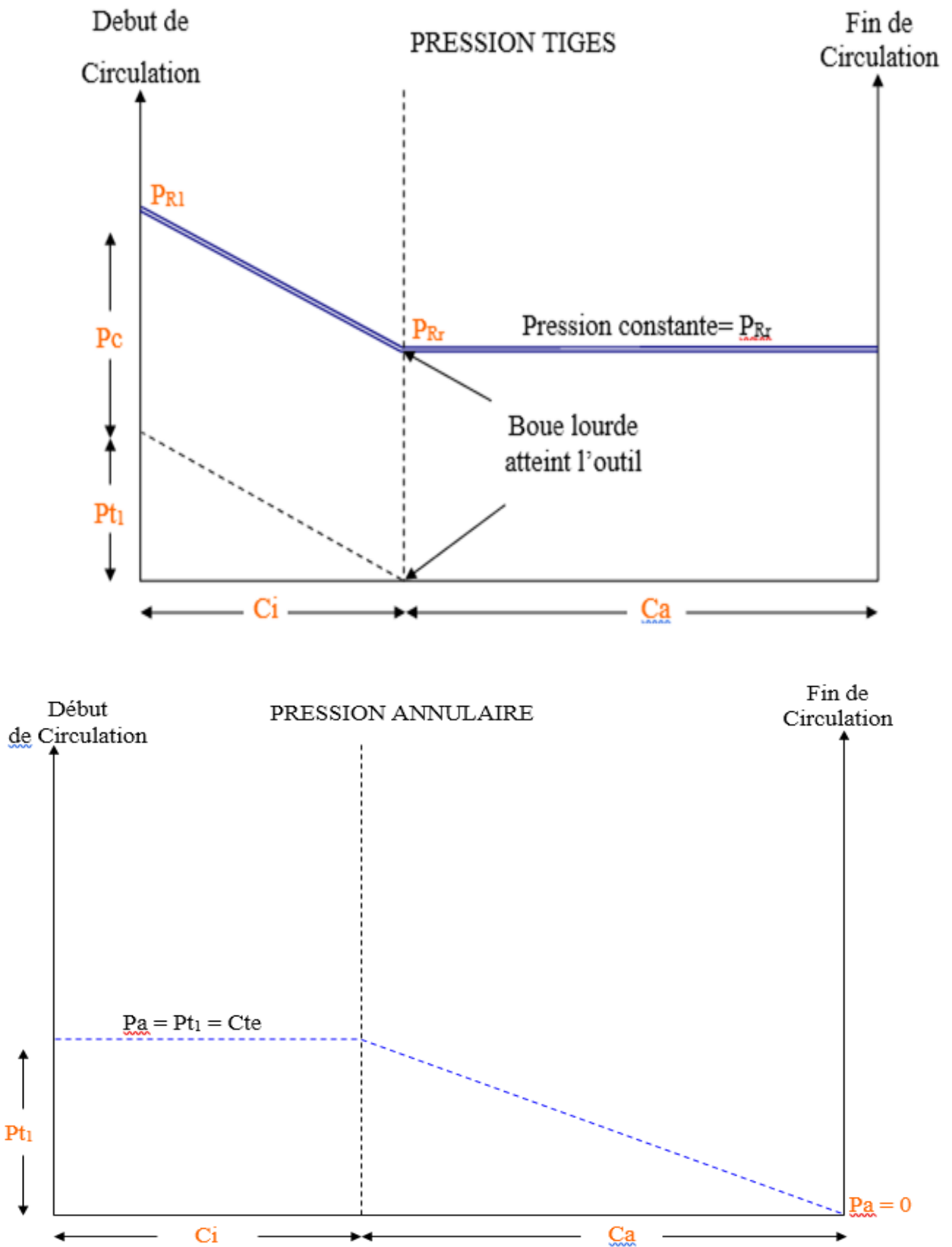


Figure III.5 : Evolution des pressions en tete des tiges et annulaire

❖ **Avantages et inconvénients DM**

**Avantages**

- démarrage du contrôle juste après la stabilisation des pressions
- simple d'utilisation

**Inconvénients :** (cas d'un gain important de gaz)

- peut entraîner des pressions élevées dans l'annulaire qui peuvent provoquer la fracturation au point fragile
- temps de contrôle élevé
- peut générer de fortes pressions en surface et par conséquent l'exposition des équipements à des pressions élevées durant une longue période.

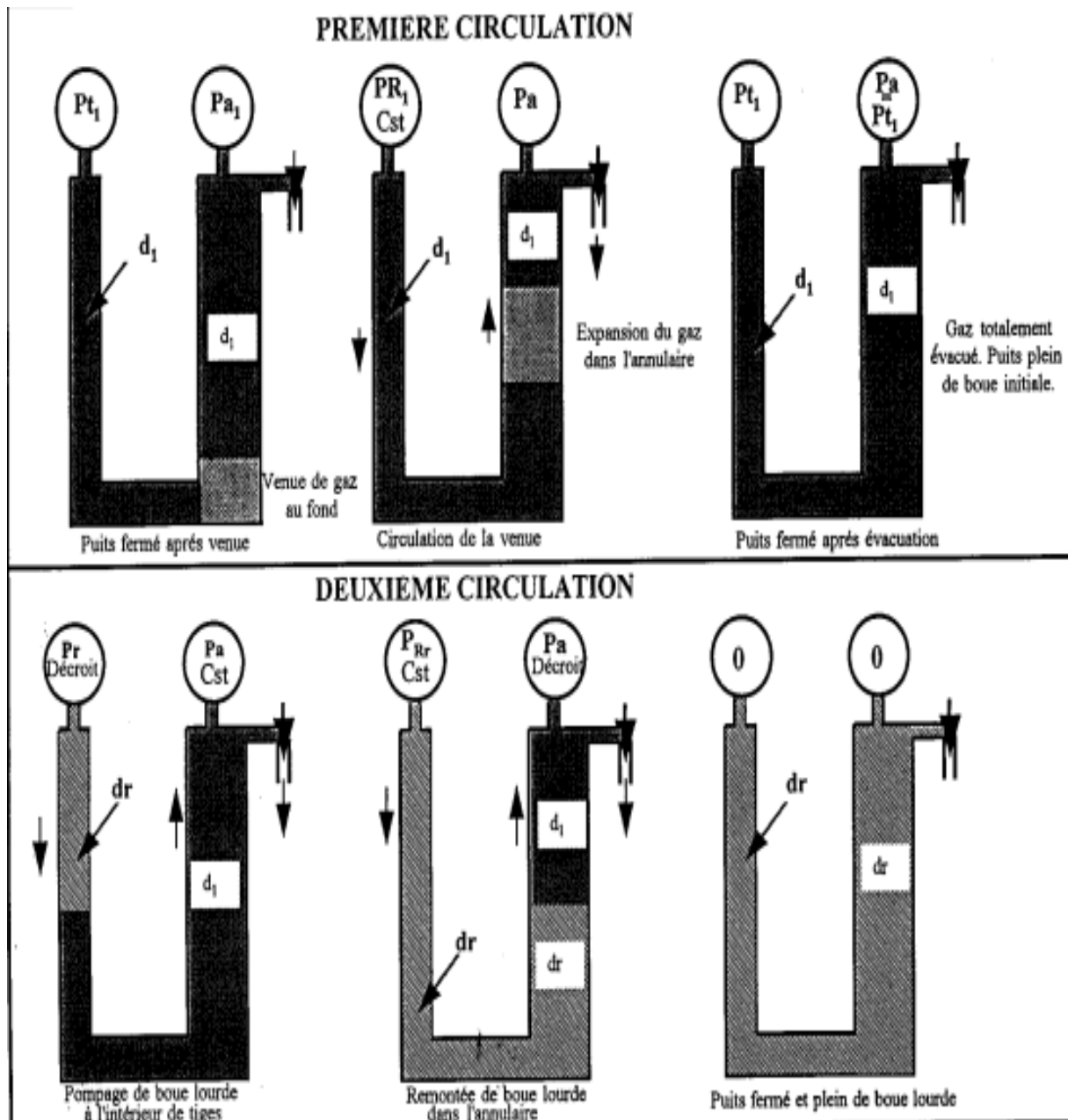


Figure III.6 : présentation Driller's method

**III-4-2 Wait & Weight Method**

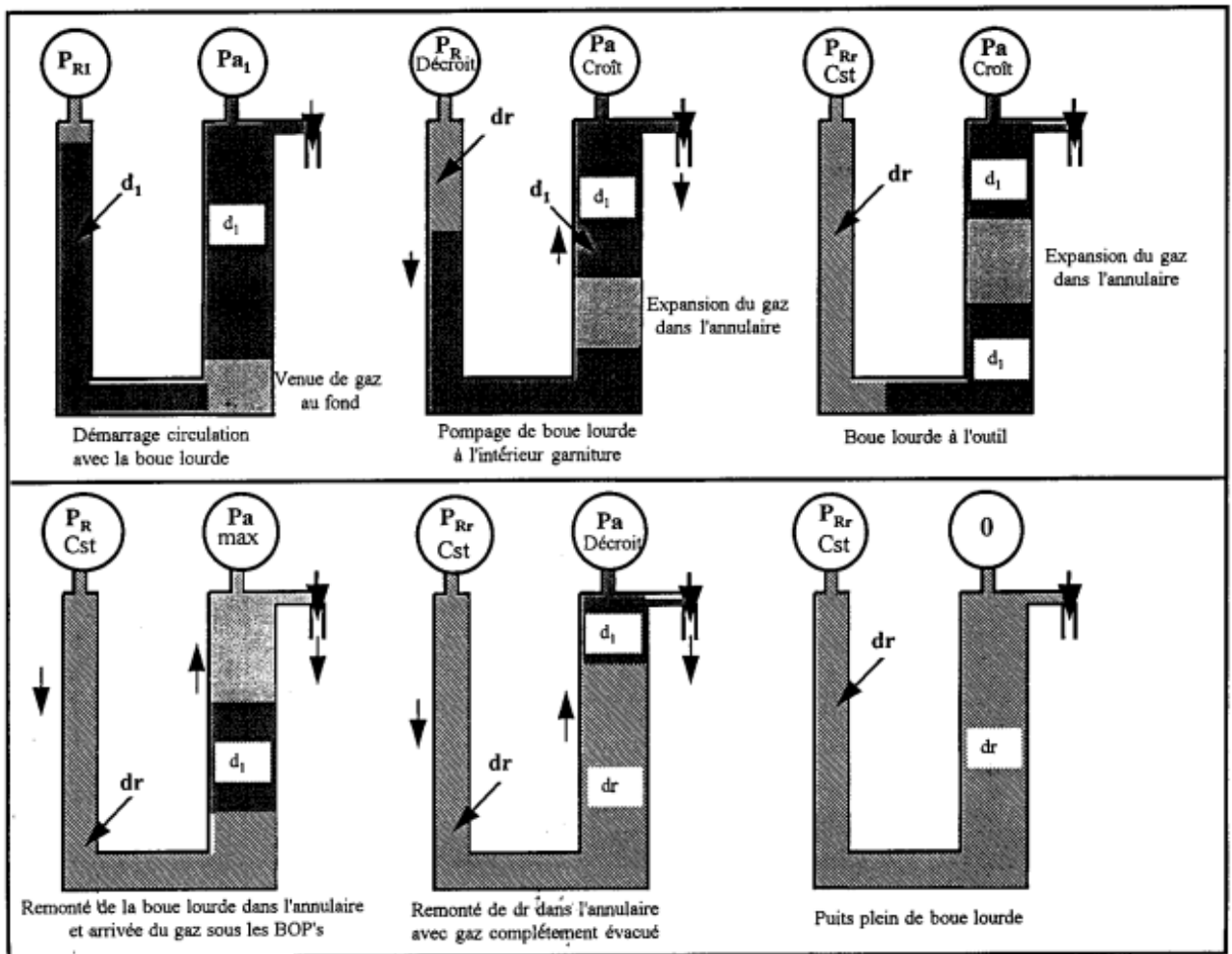
Une fois la boue de densité requise est prête, ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe jusqu'à atteindre le débit de contrôle ( $Q_r$ ) en maintenant à l'aide de la duse la pression annulaire constante et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire ( $Pa_1$ ). Lorsque le débit de contrôle est atteint avec une pression annulaire maintenue constante, le manomètre de tiges doit indiquer une pression de refoulement égale à la valeur de la pression initiale de circulation ( $PR_1$ ).

Pendant le pompage de la boue de densité requise à l'intérieur de la garniture à débit de contrôle constant, la pression de refoulement doit décroître de la valeur de la pression initiale de circulation ( $PR_1$ ) à la valeur de la pression finale de circulation ( $PR_r$ ) lorsque la boue lourde atteint l'outil.

Durant la remontée de la boue lourde dans l'espace annulaire, continuer à circuler à pression de refoulement constante et égale à la valeur de la pression finale de circulation ( $PR_r$ ) en ajustant la duse jusqu'à l'évacuation complète de la venue et le retour de la boue lourde en surface.

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

Ouvrir le puits et continuer les opérations normales de forage après conditionnement de la boue.



**Figure III.7 : présentation Wait & Weight Method**

❖ Avantages et inconvénients W&W

**Avantages**

- moins de risque de fracturation surtout pour des découverts très longs
- moins de pression en tête d'annulaire durant le contrôle dès la présence de  $dr$  dans l'annulaire.

**Inconvénients**

- temps d'attente important pour préparer la boue de densité requise, d'où risque de coincement et de bouchage de la garniture
- migration du gaz durant l'attente

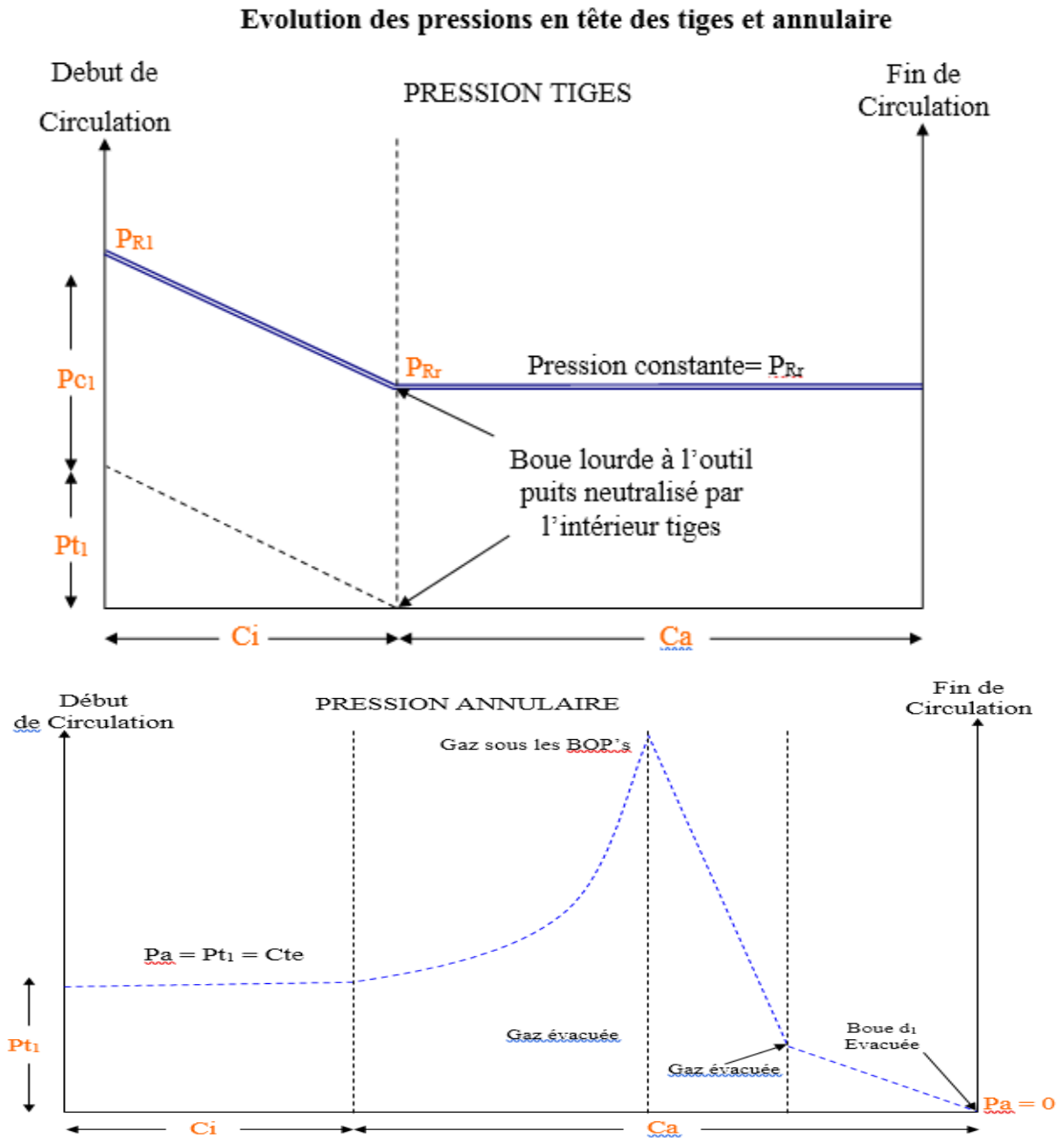


Figure III.8 : Evolution des pressions en tête des tiges et annulaire W&WM

### III-4-3-Concurrent Method

Cette méthode est aussi connue sous le nom de "Slow Weight-up Method" ou "Engineering Method", elle est généralement utilisée dans des cas où les moyens de barytage sont limités.

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

### III-4-4 Volumetric Method

Utilisée au cas où la circulation au fond est impossible : arrêt de la force motrice, garniture de forage hors du trou, coincée loin du fond, bouchée, sifflée ou cisailée, ....

Elle consiste à laisser le gaz migrer jusqu'en surface dans le puits fermé, tout en purgeant par la duse pour lui permettre de se détendre selon la loi des gaz, en gardant une pression sur le fond suffisante pour ne pas avoir une autre venue.

Si on peut lire la pression en tête des tiges (Pt1), il suffit de laisser le gaz migrer tout en purgeant pour garder Pt1 constante ou, de préférence, augmentée d'une marge de sécurité, jusqu'à l'arrivée du gaz sous les BOP.

Mais s'il n'y a pas de communication entre l'intérieur de la garniture de forage et l'espace annulaire (bouchage), le contrôle de la migration du gaz ne peut pas être suivi à partir de la pression en tête des tiges, ce qui nous oblige à utiliser la pression en tête de l'annulaire (Pa).

Pour cela, il faut laisser le gaz migrer et observer Pa. Lorsqu'elle atteint une certaine valeur, il faut purger un volume qui permet de :

- Laisser le volume de gaz augmenter selon la loi des gaz,
- Laisser Pa augmenter pour compenser l'allègement de la colonne hydrostatique dans l'annulaire, due à l'augmentation de la hauteur du gaz et la diminution de sa densité.

Ainsi, on maintient une pression sur le fond suffisante pour ne pas avoir une deuxième venue. En pratique, la pression appliquée sur le fond est égale à la pression de pore augmentée d'une sécurité, pour éviter la chute de pression au-dessous de celle de pore lors de la manipulation de la duse.

#### ❖ Choix et calcul

- **Choix de palier de pression de travail ( $\Delta P$ )**

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

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

- **Choix de la marge de sécurité (S)**

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

- **Calcul du volume de purge (V)**

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

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

$$V = \frac{10.2 \times \Delta P \times V_{ea}}{d1} \quad (III.13)$$

Où : V : volume de boue à purger.

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

d1 : densité de la boue (kg/l).

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

❖ **Mise en œuvre de la méthode**

1. Fixer préalablement deux pressions qui serviront au contrôle en toute sécurité :

- $\Delta P$  = augmentation de pression autorisée due à la migration du gaz

- S = sécurité ajoutée à la pression de fond pour ne pas déséquilibrer le puits lors de la manipulation de la duse.

2. Après fermeture du puits et lecture des pressions stabilisées, une augmentation lente de ces dernières, due à la migration du gaz, est observée.

3. Garder la duse fermée et continuer à observer  $P_a$ . Lorsqu'elle atteint :

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

4. Ouvrir légèrement la duse pour purger un certain volume préalablement calculé, correspondant à  $\Delta P$ , en maintenant  $P_a$  constante et égale à  $P_{a2}$ .

Le volume à purger est celui qui a entraîné l'augmentation  $\Delta P$  :

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

5. Lorsque  $P_a$  atteint  $P_{a2}$ , la pression appliquée sur le fond est :

$$P_{Fond} = P_{pore} + \Delta P + S$$

6. Si on purge à  $P_a$  constante la valeur de  $\Delta P$ , la pression appliquée sur le fond devient

$$P_{Fond} = P_{pore} + S$$

$P_a$  étant constante et toujours égale à :

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



Lorsque le volume correspondant à  $\Delta P$  est purgé, on referme complètement la duse et on observe l'augmentation de  $P_a$ . Lorsqu'elle atteint :

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

On purge le volume correspondant à  $\Delta P$  en gardant  $P_{a3}$  constante. La  $P_{Fond}$  chutera de  $\Delta P$ , et redevient :

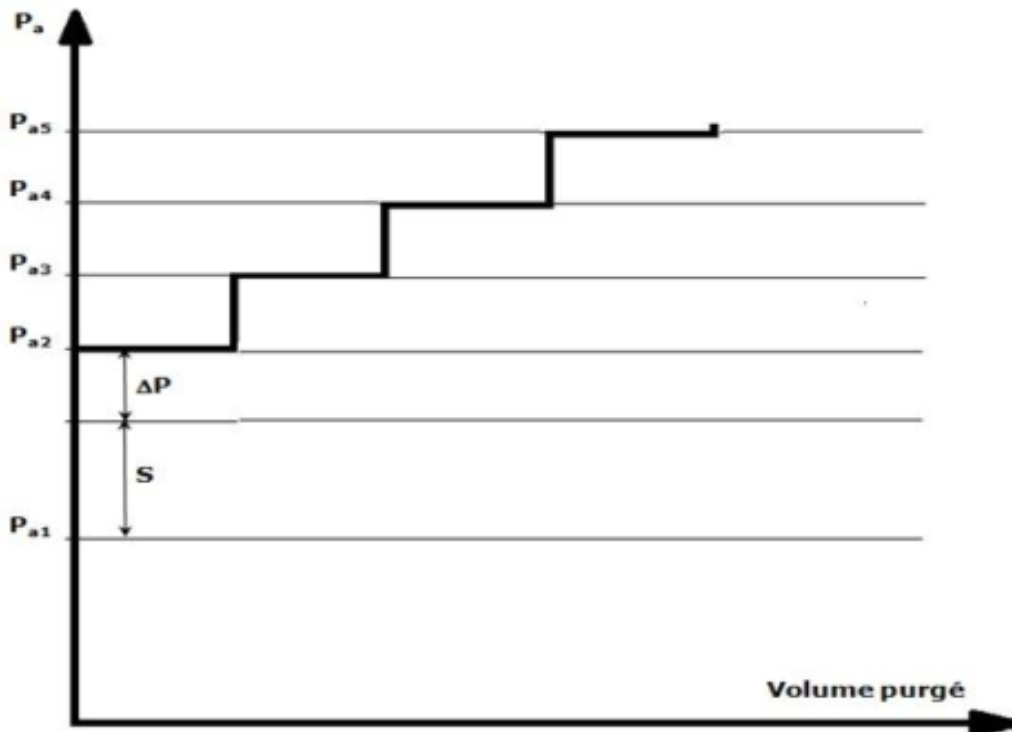
$$P_{Fond} = P_{pore} + S$$

On continuera ainsi, en laissant  $P_a$  augmenter de  $\Delta P$  avant de purger le volume correspondant à cette augmentation, jusqu'à ce que le gaz arrive sous les BOP.

A ce moment, il ne faut pas le laisser sortir, sinon, le puits se videra d'un volume égal à celui du bouchon de gaz sans qu'il soit remplacé par la boue, ce qui déclencherait une autre venue.

Il faut continuer le contrôle en utilisant la lubricating method.

Le volume à chaque fois purgé correspond à la hauteur hydrostatique de la boue qui donne la pression  $\Delta P$ . Il dépend de la position du bouchon dans l'espace annulaire, puisque les volumes unitaires découvert/drill collars, découvert/tiges et casing/tiges ne sont pas les mêmes. Pour connaître la position du bouchon de gaz à tout moment, il faut calculer sa vitesse de migration.



**Figure III.9 : Volumétrique Method**

Ainsi, pour augmenter la pression de  $\Delta P$ , la vitesse de migration du gaz avec le puits fermé est :

$$V_m = 10.2 \times \Delta P / d_1$$

(III.14)

Où :  $V_m$  : vitesse de migration du gaz (m/h).  
 $\Delta P$  : augmentation de pression (bars/h).  
 $d_1$  : densité de la boue (kg/l).

### III-4-5 Lubricating Method

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

Une fois le gaz, arrive sous les BOP, on ne doit pas le laisser sortir, sinon le vide créé par le volume de gaz sorti va réduire la pression hydrostatique et déclencher une autre venue.

Il faut alors, tout en évacuant le gaz, le remplacer par le même volume de boue. La méthode consiste à pomper la boue par la kill line, à maintenir la pression au fond constante en gardant la duse fermée, jusqu'à atteindre une certaine pression en tête de l'annulaire (inférieure, bien sûr, à Padm). On arrête alors le pompage et on attend quelques instants, pour permettre à la boue pompée de décanter (sinon elle sort directement par la choke line), puis on purge le gaz pour réduire la pression.

Cette opération est répétée jusqu'à évacuation totale du gaz et sortie de la boue par la choke line.

#### Mise en œuvre de la méthode

- Noter la pression annulaire  $P_a$ ,
- Fixer préalablement une  $\Delta P$  (comprise entre 5 et 10 bars),
- Calculer le volume de boue correspondant à  $\Delta P$  choisie :

$$V = \frac{10.2 \times \Delta P \times V_{ea}}{d_1} \quad (III.15)$$

$V$  : volume de boue à purger.

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

$d_1$  : densité de la boue (kg/l).

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

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

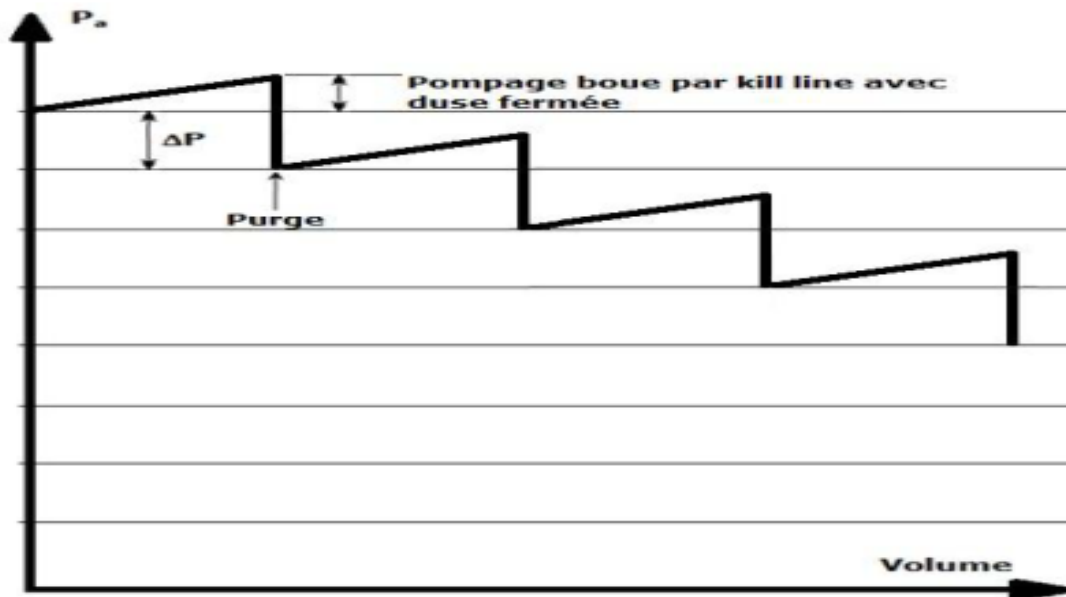


Figure III.10 : Lubricating Method

#### III-4-6 Le stripping

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

- ❖ Si le puits ne débite pas, redescendre la garniture au fond puits ouvert tout en surveillant le retour de boue à la goulotte.
- ❖ Si le puits est fermé, garniture loin du fond et les conditions du trou ne permettent pas de redescendre la garniture, la volumetric method sera utilisé pour contrôler la venue.
- ❖ Si le puits est fermé après débit et les conditions du trou ne le permettent pas de redescendre l'outil au fond et évacuer la venue en circulation (1<sup>er</sup> circulation de la driller's method).

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

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

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

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

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

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

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

$$V_1 = \frac{10.2 \times \Delta P}{d_1} \times V_{ea(OH/DC)} \quad (III.16)$$

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

$d_1$  : Densité de la boue (kg/l).

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

$V$  : Volume de boue à purger.

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

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

$$S_{ea(OH/DC)} = \frac{(d_1 - d_{eff})}{10.2} \times \left[ \frac{G}{V_{ea(OH/DC)}} - \frac{G}{V_{trou}} \right] \quad (III.17)$$

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

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

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

$d_{eff}$  : Densité de l'effluent (kg/l).

G : Gain mesuré en surface.

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

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

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

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

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

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

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

$$Pa_3 = Pa_2 + \Delta P$$

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

BOP utilisé pour l'opération de stripping :

Le BOP le mieux adapté à cette opération est l'annulaire, avec la pression appliquée sur sa membrane réduite au minimum après fermeture, pour permettre, si possible, une légère fuite entre la membrane et la tige de forage sur laquelle elle est fermée.

En cas de problème lors du passage du tool joint à travers la membrane, on peut utiliser le BOP annulaire et celui à mâchoires.

On peut même utiliser deux BOP à mâchoires, si la membrane est défailante.

Si on utilise deux BOP pour faire le stripping, il faut s'assurer que l'espace entre eux est suffisant pour contenir le tool joint. Il faut également connecter une conduite entre ces BOP pour mettre en pression et purger entre eux. Mise en œuvre dans le cas de stripping avec 2 BOP à rams :

- Fermer le BOP supérieur et stripper jusqu'à l'arrivée du tool joint à son niveau,
- Fermer le BOP inférieur et purger la pression piégée entre les deux,
- Ouvrir le BOP supérieur et stripper à travers l'inférieur jusqu'à l'arrivée du tool joint à son niveau,
- Fermer le BOP supérieur,
- Mettre sous pression entre les deux BOP pour égaliser les pressions avant ouverture du BOP inférieur,
- Ouvrir le BOP inférieur et stripper à travers le BOP supérieur jusqu'à l'arrivée du tool joint à son niveau,
- Continuer ainsi jusqu'à la fin de l'opération.

## III-4-7 Les Cas d'utilisation des méthodes et des procédures de contrôle

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

Tableau III.1 : quelques cas d'utilisation des méthodes et procédures de contrôle

DM: Driller's Method; WWM: Wait and Weight Method; CM: Concurrent Method; VM: Volumetric Method

St: Stripping; LT: Lubricating Technique; Sh T: Short Trip

(1) Première circulation ou les deux;

(2) Débouchage de garniture.

### **III.6 Conclusion**

Ce chapitre nous a permis d'acquérir une connaissance approfondie des procédures de fermeture du puits et des différentes méthodes de contrôle développées pour traiter les diverses situations de la venue. Ces méthodes de contrôle sont variées et doivent être soigneusement adaptées à chaque cas particulier. Bien qu'elles partagent un principe de base commun, elles diffèrent les unes des autres en ce qui concerne la mise en œuvre de ce principe. Nous avons également examiné en détail les calculs préalables nécessaires pour garantir un contrôle de la venue sûr et efficace. Grâce à cette étude approfondie, nous sommes désormais en mesure de mettre en pratique ces connaissances dans des situations réelles.

**Chapitre IV**  
**Etude de cas du puits BBKNWS-2**



## IV-1 Introduction

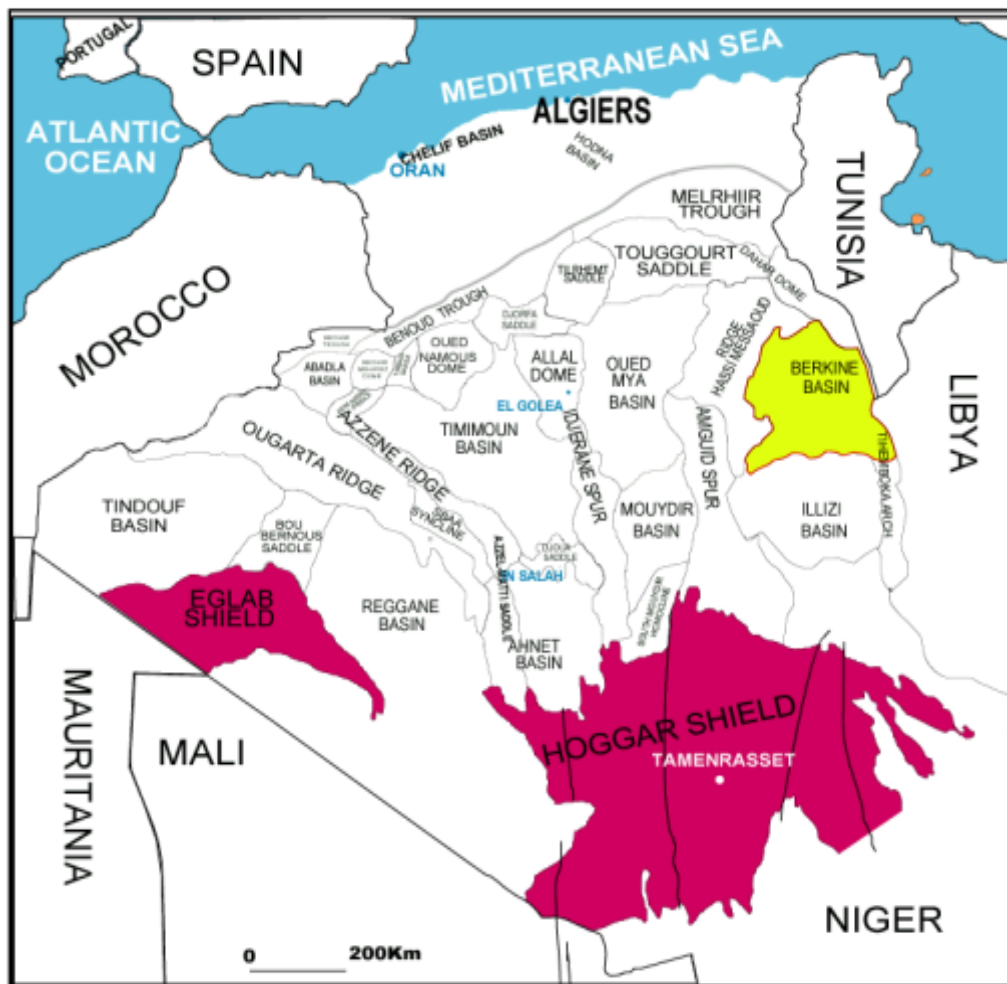
En utilisant les énoncés du puits BBKNWS2, ainsi que l'application des concepts étudiés dans les chapitres précédents à notre cas particulier, Nous avons débuté par une présentation détaillée du puits, en mettant en évidence ses caractéristiques et ses enjeux spécifiques. Ensuite, nous avons entrepris une analyse approfondie des différents problèmes rencontrés lors du contrôle de venue, en nous appuyant sur les données disponibles. Notre objectif principal était de trouver des solutions adaptées à chaque situation pour garantir la sécurité et l'efficacité du forage.

## IV-2 Situation géographique que de champ Berkine

Le champ de Berkine est l'un des champs de pétrole les plus difficiles au monde en raison de sa structure souterraine C'est ce qui rend le forage vulnérable aux problèmes.

Le champ de Berkine se trouve dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, Les limites du bassin de Berkine sont :

- Les frontières : tunisiennes et libyennes à l'est.
- Bassin d'Ilizi au Sud.
- dôme de Dahar au Nord.
- Hassi-Messaoud à l'Ouest.



FigureIV.1 : Situation du bassin de berkine

**IV-3 présentation de puits BBKNWS-2**

BBKNWS-2: Bir Berkine Nord West Silurien-2 est situé dans le bassin BERKIN block 404b/c

Il est prévu comme un puits d'exploration verticale afin d'étudier les réservoirs potentiels d'hydrocarbures dans la formation SAG unit M2.

L'appareil ENF16 a été sélectionné pour forer ce puits.

❖ **Objectifs du puits**

Les principaux objectifs des puits sont les suivants :

Forer le puits sans accident, incident ou dommage environnemental.

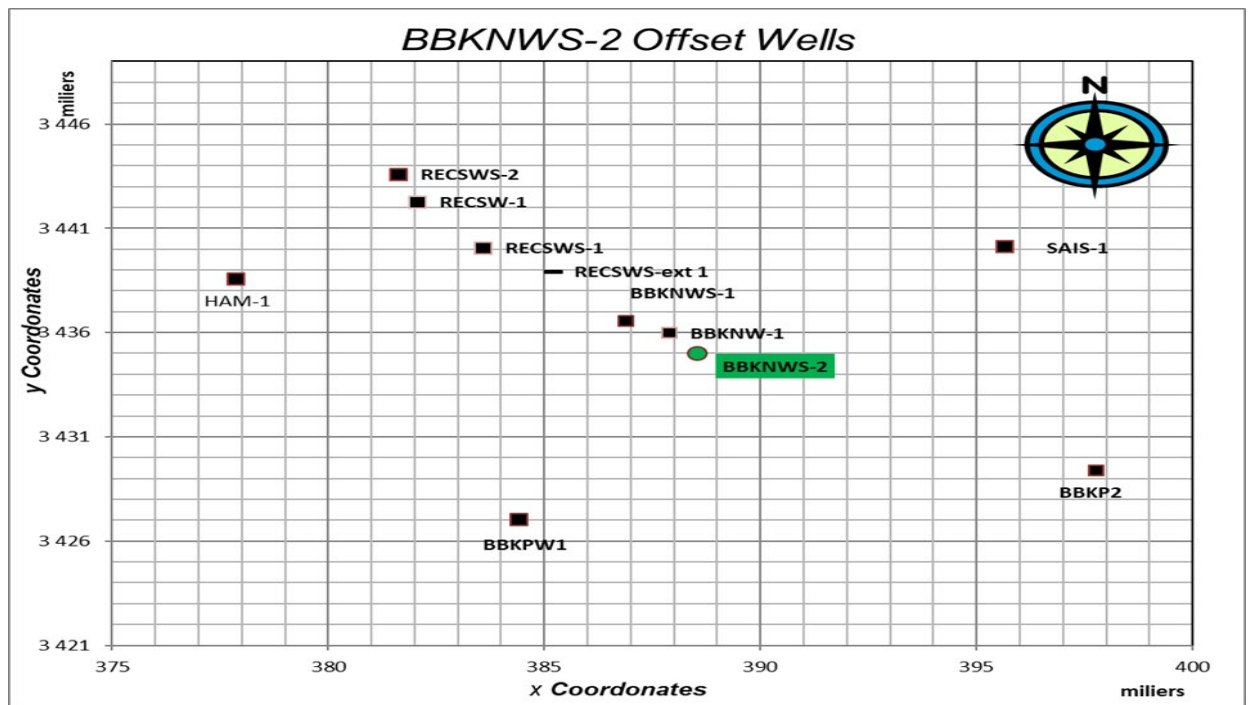
Réaliser toutes les opérations conformément aux directives HSE standard de Sonatrach.

Forage jusqu'à TD à 4500m en 70 jours, y compris le carottage. NPT global < 10%.

Réussir le carottage et évaluer la formation objective : Silurien Argileux Unité M2.

Atteindre les objectifs d'acquisition de diagraphies

❖ **Offset wells**



FigureIV.2: BBKNWS-2 Offset wells

Tableau IV.1: Offset wells

WELL	X coor	Ycoor	Distance (m)
<b>BBKNWS-2</b>	<b>388 531,03</b>	<b>3 435 021,01</b>	-
BBKNW-1	387 897,00	3 435 988,00	1,16
BBKNWS-1	386 891,49	3 436 556,13	2,25
RECSWS-ext 1	385 188,65	3 438 928,91	5,14
RECSWS-1	383 582,25	3 440 073,36	7,07
RECSW-1	382 064,98	3 442 264,53	9,71
BBKPW1	384 408,70	3 427 054,05	8,97
BBKP2	397 742,97	3 429 393,99	10,79
RECSWS-2	381 622,00	3 443 605,97	11,02
HAM-1	377 857,02	3 438 587,04	11,25
SAIS-1	395 647,02	3 440 132,07	8,76

➤ **Roches réservoirs et résultats pétroliers**

- SAG « unité M2 »

Seul le réservoir SAG-M2 a montré un intérêt au niveau du puits BBKNWS-1, où il a fait l'objet d'une découverte de gaz et de condensat. Cependant, des résultats positifs ont été enregistrés au niveau des puits voisins SAIS-1 et RECSWS-ext-1. Ce réservoir est constitué de bancs métriques de grés blanc beige à gris clair, fin à très fin, sub-arrondi, silico-argileux, moyennement consolidé avec de fines passées d'argile grise à gris foncé, silteuse, indurée, avec une réponse en entonnoir sur la courbe de GR (dépôt marin peu profond à mixte).

Il est prévu de rencontrer l'unité M2 à la profondeur 4420m, avec une épaisseur totale de 60m, une épaisseur de grés de 22m et une porosité qui varie entre 4 et 25%.

Les unités « A1 » et « A2 » du SAG, sont interprétées comme des zones aquifères et sans intérêt pétrolier dans les puits voisins.

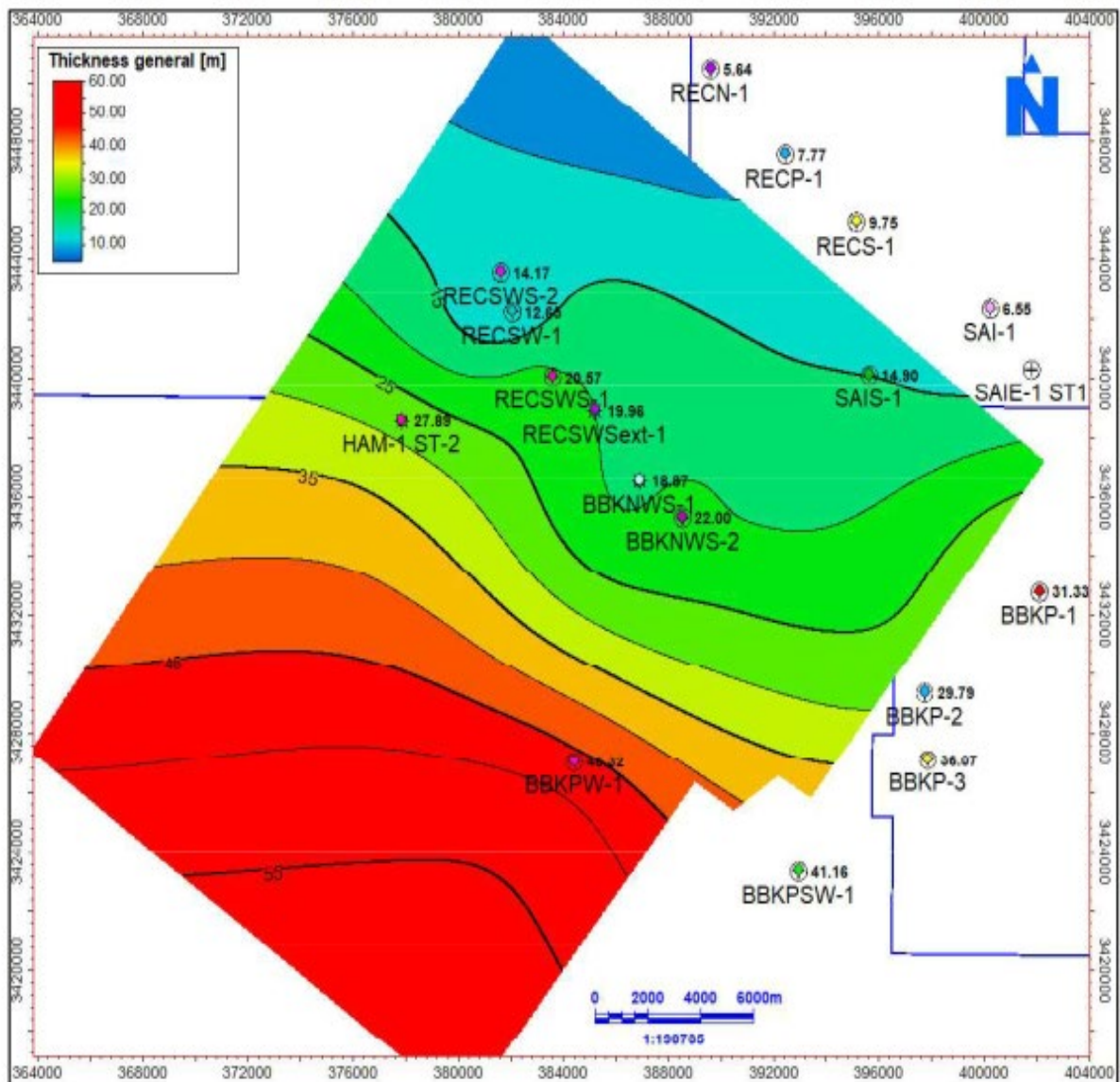


Figure IV.3 : Carte en isopaques des grés du SAG-M2

❖ Fiche prevision de puits

SONATRACH DIVISION E&P DIRECTION DES OPERATIONS				BIR BERKINE NORD WEST SILURIEN-2 BBKNWS-2			Bassin: Berkine Est Perimètre: Bir Berkine Ouest Bloc: 404b/c				
UTM : Géographiques : X = 388531.031 m 31° 02' 45.60129"N Y = 3435021.008m 7° 49' 54.78695"E Zs :191,348m Zt : 200,489m / (Rig: ENF-16 / Height=9,141m)				OBJECTIF : Unité M2 - Silurien Argilo- Gréseux (SAG)							
AGE	MD m	TVDSS m	EP. m	FORMATION	STRAT	LITHOLOGY	CORES	MUD	PROGRAM	LOGGING	
TERTI AIRE									CASING		
CRETACE	11	189	168	Mio-Pliocene		Sable blanc, jaunâtre, fin à moyen, parfois grossier, avec passées de calcaire et de dolomie.			36" Section 30" 60m 26" Section 390m 40m in Sen. Anhydritique	No Logging	
	179	21	171	Carbonaté	Sénonien	Dolomie calcaire blanche, avec passées de gypse, de mame et d'anhydrite.					
	350	-150	247	Anhydritique		Anhydrite blanche avec des passées de dolomie calcaire, mame grise, argile grise. Traces de gypse translucide,					
	597	-397	142	Salifère		Sel blanc, avec des passées d'argile. présence des niveaux d'anhydrite et de dolomie,					
	739	-539	77	Turonien		Calcaire blanc, argileux. Fines passées d'argile arise carbonatée.					
	816	-616	172	Cénomannien		Argiles versicolores, passées d'anhydrite et de calcaire. Présence d'un niveau de sel massif blanc. Traces de grès.					
	988	-788	152	Albien		Alternance de grès blanc et d'argile sableuses.			16" Section	GR-DT-EMS (GR en surface)	
	1140	-940	21	Aptien		Dolomie calcaire blanche, passée de calcaire gris-blanc et argile carbonatée.					
	1161	-961	342	Barremien		Alternances de grès blanc, d'argile grise, silteuse et de sable.					
	1503	-1303	297	Néocomien		Argile grise, silteuse, parfois carbonatée, avec intercalations de grès et rares fines passées de calcaire. Traces de pyrite et de lignite.					
JURASSIC	1800	-1600	234	Malm		Argile grise, silteuse, parfois carbonatée avec de calcaire blanc, gréseux, de grès blanc et d'anhydrite blanche.					
	2034	-1834	140	Dogger Argileux		Argiles avec des grès, de calcaire et d'anhydrite.					
	2174	-1974	165	Dogger Lagunaire		Argiles avec des grès, anhydrites et sel.					
	2339	-2139	220	Anhydritique	LIAS	Anhydrite et sel avec passées d'argiles et de calcaire dolomitique.			2379m 40m in Lias. Anhydritique		
	2559	-2359	66	Salifère		Sel massif blanc. Passées d'argile brune et d'anhydrite blanche, massive, dure.				2575m	
	2625	-2425	25	Horizon "B"		Calcaire à calcaire dolomitique, avec fines passées d'argile.			12 1/4" Section	GR-DT-EMS IBC-CBL-VDL-GR-CCL du csg 13 3/8	
	2650	-2450	312	S1 + S2		Sel massif et anhydrite avec fines passées d'argile.					
	2962	-2762	206	S3		Sel massif avec fines passées d'argiles et d'anhydrite.					
3168	-2968	106	Argilo-Salifère	Argiles et sel.							
3274	-3074	50	S4	Sel massif avec fines passées d'argiles.					3326m		
3324	-3124	52	Argilo-Salifère	Argiles et minces passées d'anhydrite.					2m in Trias Argilo-Salifère		
TRIAS	3376	-3176	101	Carbonaté		Argiles brun-rouges, silteuse, fines passées de calcaire blanc et de grès blanc.					
	3477	-3277	24	TAGI		Argiles brun-rouge, silteuse et grès.					
	3501	-3301	24	NIVEAU "G"		Alternance de grès et d'argile silteuse					
	3525	-3325	294	Tadrart		Grès blanchâtre avec ciment silteux.			8 1/2" Section	AIT-SS (P&S)-EMS-GR LDT-CNL-HNGS IBC-CBL-VDL-GR-CCL du csg 9 5/8 VSP MDT-GR (Pretest+sampling) IBC-CBL-VDL-GR-CCL du liner 7"	
SILURIAN	3819	-3619	216	Unit B2	SAG	Alternance d'argile grise, silteuse et de grès gris, fin à moyen.					
	4035	-3835	139	Unit B1		Argile grise, silteuse, avec passées de grès blanc, fin à moyen.					
	4174	-3974	99	Unit A2		Alternance de grès blanc blanc et d'argile grise.					
	4273	-4073	135	Unit A1		Grès blanc, fin à moyen, fines passées d'argile grise.					
	4408	-4208	60	Unité argileuse		Argile grise à gris foncé, indurée, silteuse, micacée.					
	4468	-4268	>32	Unit M2		Grès gris, très fin à fin et argile grise, silteuse					
	4468	-4268	>32	Unit M1		Argile gris foncé à noire, fortement silteuse.			Core 18m SAG-M2		
TD @ 4500 m (-4300m)											

NB: Puits de références :BBKNWS-1, BBKNW-1, BBKPW-1 et SAIS-1/ Repères sismiques en couleur rouge.

## ❖ Programme de tubage

Tableau IV.2 : Programme de tubage

Setting Depth (m)	Top (m)	Size (in)	Wt (lb/ft)	Grade	Conn	ID (in)	Drift (in)	Minimum Safety Factors			
								Burst	Collapse	Axial	Triaxial
392	0	18.625	87.5	K55	BTC	17.755	17.567	1.67	1.88	4.04	2.15
2381	0	13.375	68	N80	BTC	12.415	12.259	1.48	1.04	1.93	1.81
1600	0	9.625	47	P110	N.VAM	8.681	8.625	1.59	1.13	2.42	1.99
3343	1600	9.625	53.5	P110	N.VAM	8.535	8.500	1.48	* 0.80	4.83	1.29
4500	2577	7.000	29	P110	N.VAM	6.184	6.059	1.77	5.48	3.55	2.16

## ❖ Programme de boue

Tableau IV.3 : Programme de boue

Interval Properties	36"	26"	16"	12"¼	8"½
Type of Fluids	Spud Mud	Spud Mud	UDOIL OBM BARITE	UDOIL OBM BARITE	UDOIL OBM CaCO3/ Barite
Density SG	1.05 – 1.08	1.05 – 1.08	1.28 - 1,35	2,08 - 2,10	1,35 - 1,40
FV Sec/qt	70 – 80	70 – 80	NA	NA	NA
Yield Point lb/100ft²	45 – 65	45 – 65	18 - 24	08 - 10	20 - 23 (20 Before trias carbonté)
PV	ALAP	ALAP	ALAP	ALAP	ALAP
ES mV	NA	NA	>600	>1000	>1000
OWR	NA	NA	70/30-90/10	90/10	90/10 - 95/5
HPHT FL 200 °F cc/30min	NA	NA	< 10	< 10	< 4
HPHT FL 250 °F cc/30min	NA	NA	NA	NA	< 4
Pom	NA	NA	> 2	> 2	> 2
API FL cc/30min	NC / 20	NC / 20	NA	NA	NA
Total Hardness mg/l	< 400	< 400	NA	NA	NA
PH	11.5 – 12	11.5 – 12	NA	NA	NA
MBT kg/m³	80 – 110	80 – 110	NA	NA	NA
LGS	< 5 %	< 5 %	< 5 %	< 5 %	< 5 %



❖ Programme de cimentation

Tableau IV.4 : Programme de cimentation

Casing	Shoe Depth (m)	Estimated BHST °C	Cement Type	Volume
30"	60	30	Single stage -1.90sg to surface	Lead - 100% OH excess
18 3/8"	392	30 - 35	Lead - 1.58sg light to surface Tail - 1.90sg to 100m above shoe	Lead - 30% OH excess Tail - 25% OH excess
13 3/8"	2381	80 - 85	Lead - 1.36sg light to 200m above 13 3/8" shoe Tail 1.90sg to top of Barremian	Lead - caliper + 15% Tail - caliper + 10%
9 3/8"	3343	100 - 105	Single stage -2.12 to 200m above 13 3/8" casing shoe.	Caliper + 10%
7" Liner	4500	125 - 130	Single stage - 1.90sg to top of liner Take as reference the cementing job performed in RECSWS-ext1 & in BBKNWS-2.	Caliper + 10%

❖ Programme des outils

Tableau IV.5 : Programme des outils

Bit size	Formation	Start	End	Length	BHA	Primary Bit Type	WOB	Back-up Bits
						Nozzles	RPM	
						TFA	Flow Rate	
36"	Mio-Pliocene	Surface	60	60	Pendulum	<i>L3A (RR)</i> <i>3-18; 1-16</i> <i>0.942 in2</i>	1-5 t 60-80 RPM 500-1800 lpm	<i>T11CPT (RR)</i>
26"	Mio-Pliocene	60	392	332	Packed	<i>GTX-CMS1 (New)</i> <i>3-18; 1-16</i> <i>0.942 in2</i>	5-20 t 70-110 RPM 2800-3200 lpm	ER24JMRS - RR-
16"	Senonien Carbonaté	392	2381	1989	Packed	<i>TKC96 (New)</i> <i>9 x12</i> <i>0.994in2</i>	10-20 t 120-140 RPM 2800-3200 lpm	Q609F (RR) Mill Tooth Bit (RR)
	Senonien Anhydritique							
	Senonien Salifère							
	Turonien							
	Cénomanién							
	Albien							
	Aptien							
	Barremien							
	Néocomien							
	Malm							
12 1/2"	Dogger Arg/ Lag	2381	3343	962	Packed	<i>PDC</i> <i>SP619A (New)</i> <i>3x19 - 6x15</i> <i>1.866 in2</i>	5-20 t 80-140 RPM 2400-2800 lpm	M616PX (RR) or VTD613PX (RR) Mill Tooth Bit (New)
	Lias Anhydritique							
	Lias Salifère							
	Horizon "B"							
	Lias S1+S2							
	Lias S3							
	Lias Argileux							
8 1/2"	Trias S4	3343	4000	657	Packed	1.GT85DHHE (New) 2. HC605S (New) 3. KH813PX (New)	5-16 t 80-140 RPM 1500-1800 lpm	Q507FX (RR) DSF811M (RR) DSF713M (RR) Mill Tooth Bit (New)
	Trias Argileux Salifere							
	Trias Argileux Carb.							
	TAGI							
	Sieginien							
	Gédinien							
	Silurien .A.G.F6.B2							
	Silurien .A.G.F6.B1							
	Silurien .A.G.F6.A2							
	Silurien .A.G.F6.A1							
Silurien .A.G.F6.M2								
	Silurien .A.G.F6.M1	4000	4500	500		4. GT74DHE (New) 5. DSF811M (New)		

## ❖ Programme de carottage

Tableau IV.6 : Programme de carottage

Reservoir	Hole size	Length
Silurien F6-M2	8 ½"	18m

**IV-4 Historique des opérations sur le puits BBKNWS-2**

Les opérations réalisées lors du forage de puits sont :

- La cimentation du casing 9'' 5/8 a été réalisé avec une perte totale de boue de 68m<sup>3</sup> (volume ciment pompé 38.83m<sup>3</sup>).
- Le log CBL-VDL a montré une mauvaise cimentation, top ciment à la côte 3150m.

Deux intervalles de perforations ont été réalisés pour restaurer le tubage :

Perfo N°1 : **3097,74-3099,5m** (test d'injectivité négatif).

Perfo N°2 : **2840-2841.76m**. (test d'injectivité positif) Soit 187m sous Horizon B.

Le job de restauration a été réalisé via les perforations N°2 et à travers la casing spool, volume de ciment pompé 26,55m<sup>3</sup> de densité 2,14sg.

Les perforations N°1 ont été squeezés avec du ciment (volume pompé 5.17m<sup>3</sup>, volume squeezé 2.4bbl, volume retour 2bbl, Pmax 700psi).

Le log CBL-VDL après restauration a montré une isolation acceptable de l'Horizon B. (Approbation par l'ARH).

Déplacement de la boue 2.10 sg à 1.35sg

Les opérations de forage de la phase 8''1/2 ont été poursuivi jusqu'à la côte 4422m (Silurien M2), lors du carottage un coincement a été enregistré suite à un avancement rapide (anormal) dans la formation M2 (ROP =10m/h).

Tentative négative de décoincement par jaring et pompage d'acide

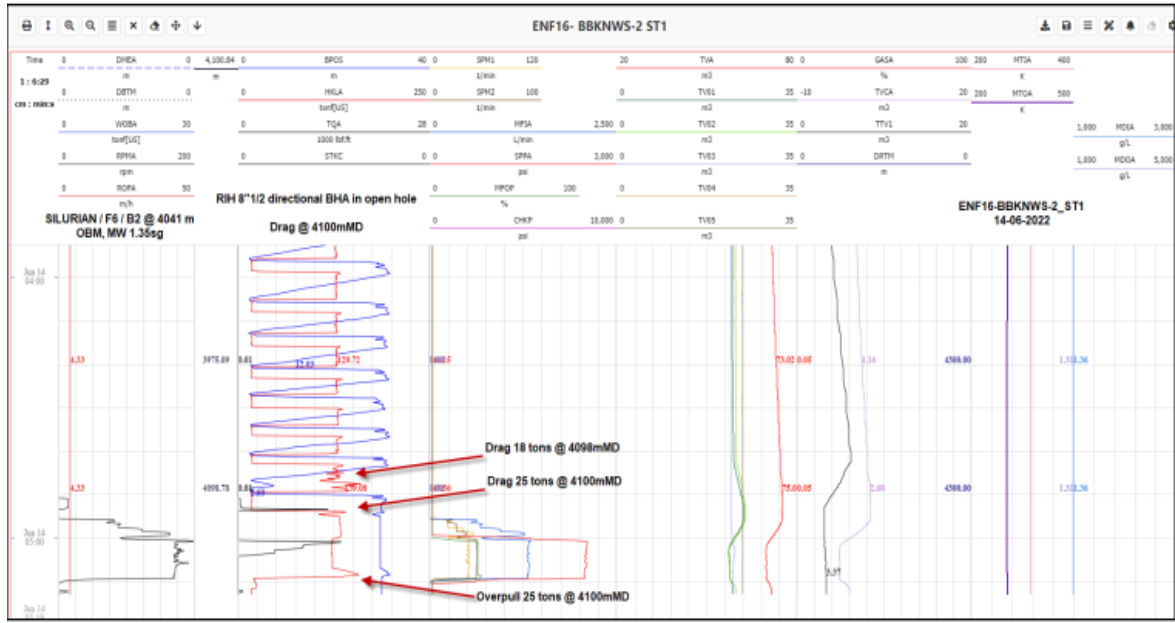
Un backoff mécanique et un sidetrack ont été réalisé suite à l'échec des opérations de fishing.

Le sidetrack a été réalisé jusqu'à la côte 4300m

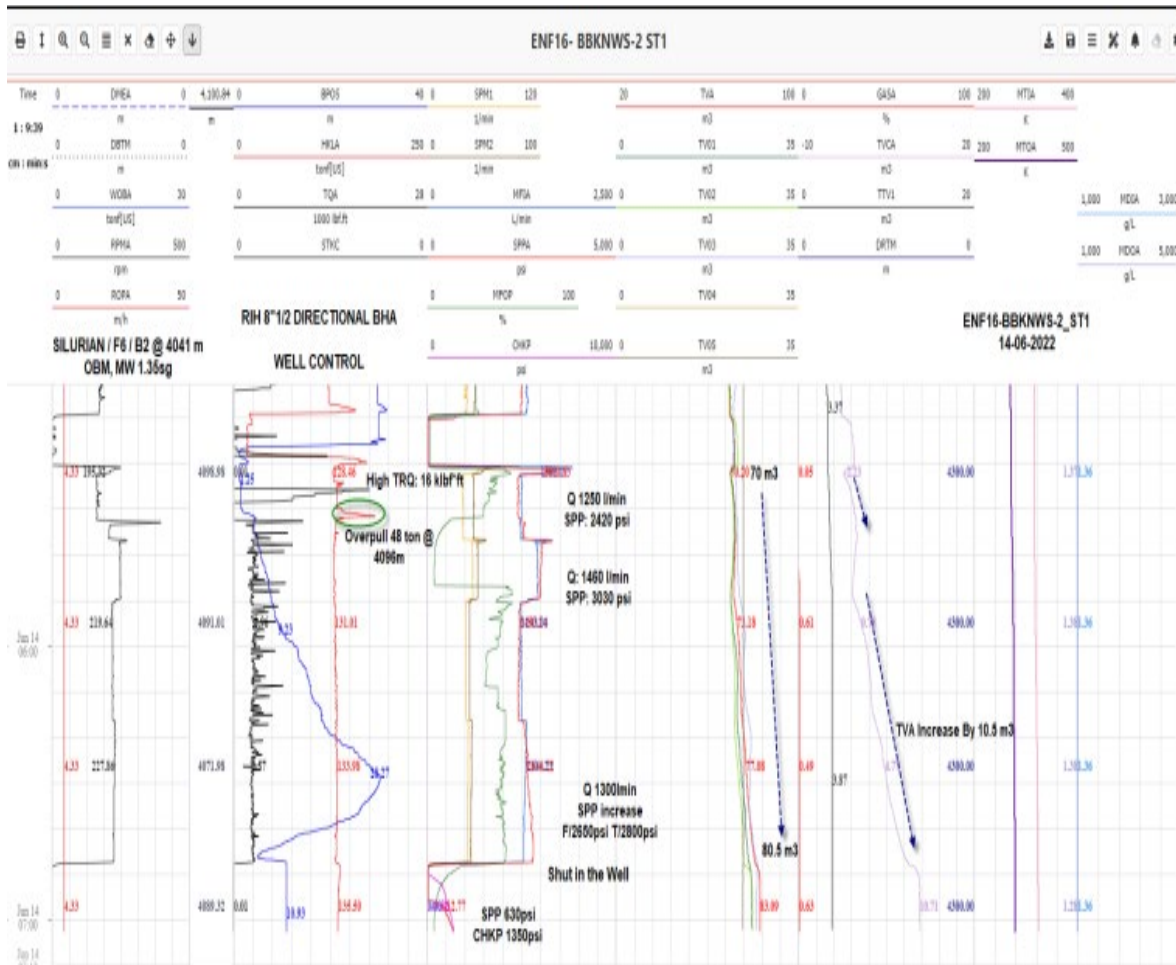
La remontée de la garniture a été effectué afin de changer le BHA et l'outil.

la descente de la garniture avec moteur à la côte 4089m, pendant cette étape on a posé 18T suivi d'un léger coincement .Lors de décoincement , on a enregistré un gain de volume au niveau des bacs de boue.

- ❖ **Jour de l'incident le 14/06/2022** : Lors de la fermeture du puits selon la procédure hard (voire chapitre III), on a enregistré pression annulaire (Pa1= 1950 psi), et une pression en tête (Pt1= 1250 psi), Gain ; 6.5m<sup>3</sup>.



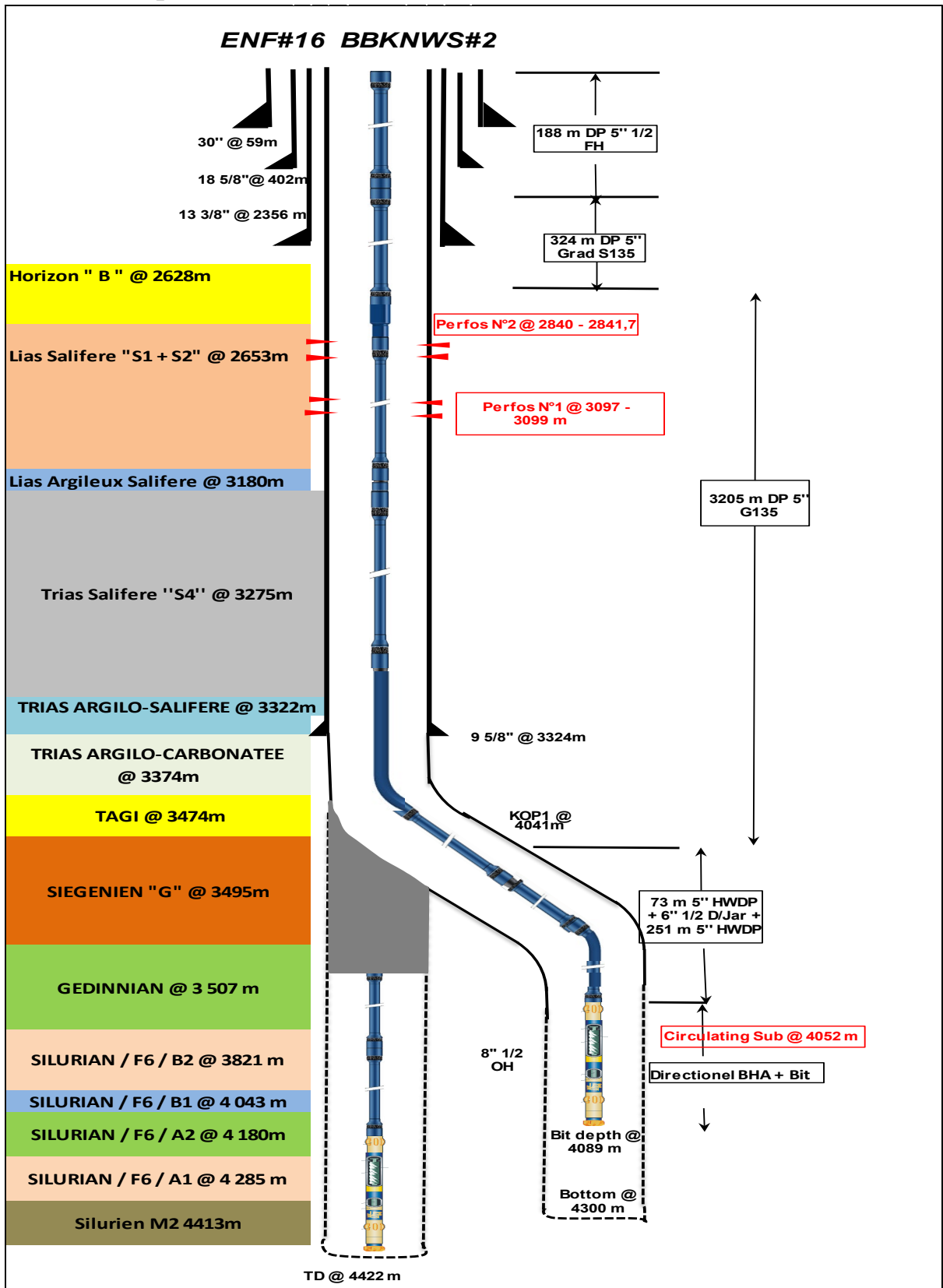
FigureIV.4 : situation avant l'incident



FigureIV.5 : situation a l'incident



Schéma du puits à l'incident



FigureV.6 : Schéma du puits à l'incident

## IV-5 ANALYSE DES DONNEES

D'après les données de puits suivant l'historique, on a enregistré des pertes de boue suivi d'un gain, cela est due probablement au :

- a- Ballooning .
- b-Venue :
  - Venue d'eau LD2 via les perfos
  - Venue des HC a partir de fond de puits .

### IV-5-1 Les méthodologie du suivi d'un ballooning

Les différents indices qui permet la detection d'un ballooning sont:

- Une perte partielle dynamique de la circulation doit se produire avant que l'on observe un écoulement par ballooning, cela correspond a notre cas, au cours de la section précédente lors de cimentation du tubage 9''5/8, 68 m3 de boue à haute densité ont été perdus.
- Lorsque la circulation est arrêtée, le puits débite et un gain a été détecté, cela c'est produit Lors de reaming, nous avons constaté une augmentation du  $P_t$  avec un gain de 6.5 m3.
- Le débit de ballonnement restera stable au début, puis diminuera lentement, dans notre cas, nous n'avons pas laissé le puits débite, nous l'avons fermé.
- Tant que le ballooning n'a pas été identifié et que le puits débite avec les pompes à l'arrêt, le puits doit être fermé et les procédures de contrôle du puits doivent être suivies. cela correspond a notre cas, nous considérons qu'une venue a rencontré
- Les pression de fermeture en cas de ballooning :
  - Les pressions de fermeture des ballooning sont égales ou inférieures à l'AFP (annulaire friction pressure). -L'AFP pourrait être de +/- 300 psi. En plus de l'augmentation de la  $P_t$  (300 psi), je pense que nous avons eu une pression piégée pendant la fermeture du puits. Les pressions sont plus élevées que prévu
  - Le ballonnement  $P_t - P_a$  sera +/- égal et restera constant ou diminuera également lorsque la zone de ballonnement se dégonflera (vérification de la pression piégée). cela c'est produit, lors de la purge, nous avons observé que les pressions diminuaient de manière égale (sauf dans un cas), cependant, la pression  $P_t$  est toujours discutable en raison de la présence d'un moteur dans le BHA.
  - La pression de fermeture du ballonnement finira par se purger jusqu'à 0 psi avec le débit statique du puits, les mêmes indications sont observées sur la connexion suivante. - Nous ne pouvons pas confirmer, nous n'avons pas purgé toutes les pressions.
  - Une circulation bottoms-up retour pas d'effluent. - N'a pas encore circulé bottoms-up

### IV-5-2 Les méthodologie du suivi venue -ballooning

- A drilling break est généralement observée lors du forage de la zone perméable, dans notre cas situation reaming.

- La venue et le pit gain seront probablement observés pendant la circulation et augmenteront lorsque la circulation est arrêtée, cela correspond à notre cas, PIT Gain rencontré lors de reaming
  - Si on laisse le puits débiter, le débit de la venue continuera d'augmenter, dans notre cas le pit gain a été augmenté à +/-10 m3 pendant un intervalle de 2,5 heures.
  - Les pressions de fermeture de venue sont probablement supérieures à l'AFP cela c'est produit, nos pressions de fermeture sont supérieures à AFP.
  - Venue  $P_a$  sera probablement plus élevé que  $P_t$  en raison de la densité d'influx plus faible dans l'annulaire. Le  $P_t$  a été remis en question tout au long de la journée, le  $P_t$  et le  $P_a$  sont +/- égaux à 2200 ps.
  - Si nous vérifions la pression piégée, la  $P_t$  restera constante tandis que la  $P_a$  augmentera. Il se peut que nous ayons un mélange de fluides de différentes densités dans l'espace annulaire. La  $P_t$  a été diminuée dans la même mesure que la  $P_a$ .
  - S'il n'est pas clair qu'il s'agit d'une venue ou d'un ballonnement, circulez bottoms-up en utilisant la 1ere circulation driller's méthode pour prélever des fluides(enchantions)après bottoms-up.
  - L'absence de l'effluent (seulement de la boue, avec éventuellement du gaz associé) indique un ballooning.
- **Sur la base de l'analyse et des hypothèses ci-dessus, les éléments suivants pourraient être présents :**
- Une perte de boue provenant de la section précédente ou de l'eau de formation peut introduire au puits actuel en raison d'une mauvaise isolation du ciment sur un tubage de 9 5/8.
  - Il est possible que les pertes de boue lourde dans la section précédente soient plus légères en raison de "barite sag" .
  - Il est possible que nous ayons des problèmes pack off autour de la BHA.
  - La perte de boue en dessous de la section pack off de la garniture de forage peut compliquer les opérations de contrôle de venue du puits.

## IV-6 problèmes rencontrés durant le contrôle de venue et leurs remèdes

### IV-6-1 Évaluation de l'effluent

En premier lieu ,on suppose que le type de venue en question est un gaz,pour cela en procède de la manière suivant pour déterminer la nature de l'effluent :

L'objectif est de faire circuler btm-up en toute sécurité en ajustant la duse pour éviter / minimiser les pertes en fond de trou. et d'évaluer l'effluent (source et nature) Un effluent de gaz, d'huile et/ou d'eau indique une venue.

S'assurer que les volumes de boue sont livrés sur les sites et conditionnés avant d'être pompés dans le puits.

Évaluer de manière plus approfondie (sur les opérations sur site, par exemple) si nous perdons de la boue au fond du trou, et voir les comportements de pression sur le  $P_t$  et le  $P_a$ , le pit gain, etc.

L'hypothèse est que le pack off sera situé au-dessus de l'outil et du moteur. La garniture dispose d'un circulating sub qui est positionné à +/- 30 m au-dessus de l'outil. Envisager d'ouvrir la "circulation-sub".

Il y a un risque que l'outil et le moteur se coince, mais nous pouvons circuler au-dessus, pour vérifier s'il y a un effluent, s'il n'y a pas d'effluent, nous pouvons circuler plus loin et manœuvrer la garniture.

Une fois que l'effluent a été sorti et que les échantillons ont confirmé la présence de LD2 / HB, évaluer la situation en ce qui concerne les densités de boue nécessaires pour la remonter en toute sécurité.

En seconde lieu, on procède comme suit :

Il faut envisager de purger la pression annulaire jusqu'à zéro par la duse via le trip tank et d'évaluer le débit (l/heure, volume total, temps de purge). Ne purger que la boue.

Fermer le puits et réévaluer la situation, s'il y a des signes de gaz à la surface.

Surveiller le puits à l'aide de trip tank, enregistrer les volumes et isoler la boue contaminée.

Si le débit confirmé provient de LD2 / HB, identifiez et convenez avec l'équipe d'un débit acceptable (eau) inférieur à 100-180 litres par heure, toujours confirmer que les retours sont de l'eau.

Discutez et évaluez la remontée en toute sécurité à vitesse réduite jusqu'à l'intérieur du sabot de tubage 9"5/8 sans circulation. Surveillez toujours le débit et notez-le.

Une fois à l'intérieur du tubage, la circulation d'un btm up, évitant ainsi les pertes en fond de puits. En cas d'augmentation de l'indice de gaz ou de fort débit, fermer le puits et faire circuler le gaz par chock-MGS.

- **Déroulement des opérations**

Well control avec Drillers Method 1er cycle : Pa = 2400psi, Pt 2200psi, Q 300lpm, enregistrement de 12m<sup>3</sup> de perte de boue. Volume total pompé 36m<sup>3</sup>, arrête circulation pour fabrication boue, Aucun signe de gaz n'a été signalé.

#### **Le 15/06/2022 :**

Fermeture du puits et observation des pressions : Pt: 2079psi, Pa: 1970 psi

Reprise de la circulation avec Drillers Method, Total volume pompé 120m<sup>3</sup>, retour 109m<sup>3</sup> (perte de 11m<sup>3</sup> de boue), Pt 2450psi, Pa 2190psi, Q 380lpm, din=dout=1,35sg, Max tot gas a chuté de 22% à 01%.

#### **16/06/2022 :**

Fermeture du puits et observation des pressions : Pa 2190psi, Pt 2125psi,

Purge de la pression annulaire à zéro : Pa=Pt=00psi, gain de 4.8m<sup>3</sup> de boue pendant 4min avec 2.2m<sup>3</sup> de compressibilité (total 7m<sup>3</sup>, ce qui donne un débit de 1m<sup>3</sup>/min).

Fermeture du puits et observation des pressions : Pa : 2415Psi, Pt=2200Psi

2ème cycle de la Driller's method avec une boue de 1.50 sg

\* Pa=1400 psi, Pt = 1500Psi (Volume pompé = 142.5 m<sup>3</sup>, Vout =154.5, Gain 12.0m<sup>3</sup>), d in = 1.50 sg, dout =1.50 sg)

Fermeture du puits et observation des pressions : Pa=1500 Psi, Pt=1550 Psi

#### **17/06/2022:**

Circulation avec 1.50 sg

\* Pa=1400 psi, Pt = 1500Psi (V pompé = 142.5 m<sup>3</sup>, Vout =154.5, Gain 12.0m<sup>3</sup>), d in = 1.50 sg, dout =1.50 sg).

05:45: fermeture du puits \* Pa=1500 Psi, Pt=1550 Psi.

08:15: Circulation avec 1.60 sg.

\* Pt= stabilisée @ 1550psi, Pa= F/1700psi T/1000psi.

\* din = 1.60 sg, d out = F/1.50sg to 1,58sg à la fin circulation.

\* Total volume pompé = 157 m3, Gain 16 m3, din = 1.60 sg, dout = 1.60sg, ES= 400-500v.

23:35: fermeture du puits.

❖ **Résultat d'analyse d'échantillon**

## Analyse Eau BBK NWS-2

Nature des échantillons : Eau  
 Lieux d'échantillonnage : BBK NWS 2  
 Condition d'échantillonnage : forage Rig ENF-16  
 Date d'échantillonnage : 16/06/2022  
 Date d'analyse : 18/06/2022  
 Demandé par : DIVISION FORAGE

Résultats d'analyse (mg/l)	
Composition	BBK NWS-2
Cl <sup>-</sup>	232 906
Ca <sup>++</sup>	48 520
Mg <sup>++</sup>	32 845
Fer	414
SO4 <sup>--</sup>	14
K <sup>+</sup>	14 500
pH	5.6 à 25°C
Densité	1.27
Salinité eau (g/l)	>314

Commentaire : Eau chlorurée calcique (LD2)

**Tableau IV.7 : Résultat d'analyse d'échantillon**

### 18/06/2022:

Fermeture du puits, Pa = Pt = 1200psi

01:45: inflow test (test négatif): purge de la pression Pa de 1200psi à 0 (V. retour = 5.33 m3, Q. retour = 115 l/min)

02:20: Fermeture du puits Pt = 1150Psi, Pa=1250Psi

05:00: Circulation et évacuation de l'effluent avec 1.60 sg

Pa = 1350 psi, Pt = 1450psi, Din = 1.60 sg, dout a chuté à 1,54 sg puis a augmenté à 1,60 sg, Tot volume pompé 120m3

13:15: Fermeture du puits, Pt = 1190Psi, Pa=1300Psi & Circulation 17m3 chaque 4h (perte de 4m3) attente lubricator.

#### **IV-6-2 Problème de coincement et perte et leurs solutions**

- L'origine de la venue est confirmée après les analyses de l'échantillon de l'effluent récupéré du puits, il s'agit de "l'horizon B".
- Le puits est actuellement sous boue de 1.60sg et fermé avec pression en tête stabilisée à 1200psi.

Suite au coincement de la garniture de forage, La décision de couper DP 5'' à 3715m (au point faible) était prise selon la situation actuelle de well control, c'est le plan optimum pour sécuriser le puits le plus tôt possible avant que la situation se complique.

Le plan tracé vise à neutraliser le puits, ce qui constitue une priorité majeure avant de poursuivre les opérations. L'objectif est d'isoler l'open Hole 8'' 1/2 (partie fragile : Trias, Silurien). Voici les étapes à suivre :

##### **IV-6-2-1 Coupe de la garniture de forage**

###### **➤ Coupe à l'explosifs des DP 5" G105**

Fermer la safety valve

Purger à zéro la pression stand pipe

Déconnecter le top drive et un simple (safety valve au top)

Montage d'une tête de circulation T au-dessus de la safety valve Connecter vers stand pipe pour pouvoir circuler en cas de besoin

Montage du SAS et test de pression

Opération Drift 2'' et CCL

Opération wireline de coupe des DP 5'' G105 avec des explosifs 2",

Rig down des équipements logging Baker

Ouverture du puits à travers la duse puis ouverture des BOP (noter le gain)

Rig up de la TDS et confirmation de la coupe

Si la coupe est confirmée, remontée à la côte 3375m (soit 50m sous le sabot 9'' 5/8)

Si la coupe est négative, fermer le BOP, refaire une autre tentative de coupe à l'explosifs 2"

##### **Déroulement 19/06/2022:**

Fermeture du puits et lecture des pressions stabilisée Pt = 1230Psi, Pa=1330Psi & Circulation 17m3 chaque 4h (pas de perte de boue)

Montage du BOP Baker (lubricator) & test @ 3500psi

Descente avec logging (drift)

**20/06/2022:**

Montage de logging tools

Coupe des 5" DP avec des explosifs severing tool @ 3690m

démontage du BOP SAS (lubricator)

tentative de remontée de la garniture -négatif-

Ouverture du puits, enregistrement d'un gain de 9,5m<sup>3</sup> en 35min avec 3m<sup>3</sup> de compressibilité (le puits débite avec 16,3m<sup>3</sup>/h)

Travail garniture avec un tirage de 75T (total 200T) & torque @18000 lb/ft négatif (garniture n'a pas été coupée)

11:15: fermeture du puits et lecture des pressions en tête, Pt= 1250 psi, Pa= 1500psi

14:30: circulation

17:30: Montage de logging tools

22:30: Run: CCL + 2" drift

**21/06/2022:**

2ème tentative de coupe des 5" DP avec severing tool @ 3690m

07 :00 : démontage du BOP SAS (lubricator)

Ouverture du puits, Gain 19m<sup>3</sup> en 1h avec 2m<sup>3</sup> compressibilité (le puits débite à 17m<sup>3</sup>/h)

- Travail garniture up/down: 160T à 45T;180T-45 ;190T -45 ;200T-45t sans succès
- Torque la garniture à 18000lbs.ft / 19000 lbs.ft 20000 lbs.ft - Négatif

Fermeture du puits, Pt a augmentée de 00 à 1091psi; Pa à 1750 psi

Circulation à travers la duse avec un debit de 240lpm et Pt=1300psi,

**22/06/2022:**

Réparation sur les pompes, nettoyage des parties bouchées

Circulation sous duse avec =240lpm, Pt=1300psi, éjection 146m<sup>3</sup> de boue contaminée, din 1,60, dout 1,36sg

Ouverture du puits et travail garniture -négatif-, gain de 18,6 m<sup>3</sup> en 37min, le puits débite avec 30m<sup>3</sup>/h

Fermeture du puits et observation des pressions Pt 1200psi, Pa 1400psi

Circulation sous duse avec =250lpm, din = 1,60 sg, éjection de boue avec ES= 02 à 80 volts,

**➤ Back off mécanique**

Suite à l'échec de couper la garniture à côte 3690m avec deux tentatives à l'explosifs. Et attendant un temps indéterminé pour avoir une autre escorte sous une situation de well control, un back off mécanique reste une alternative à prévoir.

✓ Confirmation de la côte de dévissage avec CCL

1. Faire une circulation pour homogénéiser la boue sous duse
2. Purger la pression annulaire à zéro
3. Avec le fisher man, faire un back-off mécanique (côte désirée +/- 3690m)

- Durant l'opération de back-off mécanique, à noter le gain et le débit out de l'Horizon B (travailler avec les tolérances données auparavant, sinon circuler pour homogénéiser la boue - puits fermé-)
4. Si le back-off mécanique est estimé à plus de 3200m, procéder comme suit :
    - Remontée et stocker une longueur
    - Rig up de la safety valve, circulating sub, et du SAS
    - Descente avec CCL à la côte estimée des tiges nue et confirmer la côte de ces dernières.
    - Remontée du CCL, démontage du SAS.
    - Remontée à la côte désirée pour pose du bouchon de ciment
  5. Si le back-off mécanique est estimé à moins de 3200m, revisser la garniture et revenir au point N°1

-si l'unité de coiled tubing est disponible, procéder à la pose du bouchon avec cette dernière

L'utilisation du CT pour la pose du bouchon de ciment va nous garantir une meilleure mise en place avec moins de risques de contamination et éventuellement nous donner la côte exacte de la pose du bouchon de ciment.

#### **23/06/2022:**

Circulation sous duse avec =250lpm, din = 1,60 sg,

Stop circulation Pa=1350psi, Pt=1200psi

Ouverture du puits et réalisation de backoff mécanique, récupération de 40T, revissage de la garniture, puits débite à 40m<sup>3</sup>/h

Fermeture du puits et observation des pressions : Pt 1200psi, Pa 1750psi

Circulation et évacuation de l'effluent Q=360lpm, din 1.60sg, dout 1.56sg

Fermeture du puits et observation des pressions - Pt 1000psi, Pa 1250psi

Ouverture du puits et réalisation de backoff mécanique, récupération de 35T, revissage de la garniture, puits débite à 40m<sup>3</sup>/h, gain 30m<sup>3</sup> pendant 45minut

Fermeture du puits et observation des pressions : Pt 950psi, Pa 1300psi

Fabrication de boue 1.60sg volume en cours.

#### **24/06/2022:**

Fermeture du puits et observation des pressions - Pt 1000psi, Pa 1530psi

Circulation et évacuation de l'effluent Q=380lpm, Pa= 1500 - 1300 psi, Pt = 1350-1250 psi

Fermeture du puits et observation des pressions - Pa = 1550 psi, Pt =1050psi

#### **25/06/2022:**

Fermeture du puits Pa = 1550 psi, Pt =1050psi

Back-off mécanique -ok (récupération de 105T (côte estimée ±3303m), Vol. retour= 33m<sup>3</sup> in 30min)

Fermeture du puits et circulation pour évacuation de l'effluent Q= 250 lpm \* Pa=1500psi  
Pr=1250psi



Fermeture du puits \* Pa=1400psi Pr=1200psi  
 Montage des outils logging SLB & lubricateur

**26/06/2022:**

Confirmation de la côte du Back-off avec caliper & CCL @3352m

Démontage des outils logging

Fermeture du puits & observation des pressions \* Pa=1920psi Pr=1300psi

Circulation puits fermé Q= 400 lpm \* Pa=1500-1300psi Pr=1350-1250psi

Ouverture du puits et remontée à la côte 3259m

Fermeture du puits & observation des pressions

**IV-6-2-2 Isolation de l'open hole 8'' 1/2 avec un bouchon de ciment**

Notre objectif principal est de neutraliser le puits en utilisant une densité élevée de boue. Cependant, la présence de formations fragiles ( Trias, Silurien) nécessite la mise en place d'un bouchon de ciment afin de les isoler.

Pose de bouchon de ciment d'isolation @ 3260m d'une hauteur 200m

Remontée à 100m du top théorique du bouchon.

Faire une circulation pour nettoyage des tiges

Fermer le puits et faire une attente prise de ciment 48H

Test en pression à la densité équivalente de 2.05sg

Si positif, Neutralisation du puits après prise de ciment avec une densité de 2.02sg

Si négatif, refaire un autre bouchon de ciment dans le casing 9" 5/8.

Observation puits et remontée au jour

Restauration du casing 9'' 5/8

➤ **Pose du bouchon de ciment par driller's methode**

- Faire une circulation pour refroidir le fond de tiges nues.
- Fermer la safety valve et purger la pression tige en vue de montage de la tête de circulation et lignes de cimentation test a 3500psi. (avoir un T pour pouvoir circuler avec les pompes de forage)
- Une fois le mixage est terminé procéder comme suite :
  - Pose du bouchon de ciment par la drillers method
  - Pour le démarrage en collaboration avec l'opérateur de l'unité de cimentation maintenir Pa constant.
  - Une fois le spacer commence à sortir des tiges nues commencer à ouvrir la duse doucement (la totalité de hauteur du bouchon + spacer est 120psi) donc à ouvrir graduellement la duse
  - A la fin de pose arrêter le pompage et fermer la duse.
  - Fermer la safety valve et purger la pression stand pipe
  - Démontez la tête de circulation.

- Purger la pression annulaire à 0psi et entamer la remontée puits ouvert jusqu'au top théorique de bouchon de ciment plus 03 longueurs
- Circulation puits fermé pour nettoyage des tiges nues (favoriser un petit gain et éviter d'avoir des pertes).
- Fermer le puits et attente prise ciment. 48h

**Remarques :**

- A éviter les arrêts pendant tout le job de mise en place du ciment.
- Avoir une bonne coordination et communication entre les personnes qui interviennent sur la duse et le personnel de l'unité de cimentation.
- Anticiper la préparation du personnel pour la remontée des 300m de tiges et éviter tout arrêt
- Préparer et avoir un volume de boue de 130m<sup>3</sup> pour la dernière circulation (après la pose) pour évacuation d'un éventuel excès de ciment et spacer
- Durant l'évacuation de l'excès et à la fin de la circulation (ciment près de la surface) à éviter de le faire passer à travers le dégazer vertical (dévier le retour sur le mud box)
- Voir la faisabilité de nettoyer le choke manifold avec de l'eau claire après fin de circulation
- A faire la chasse du ciment avec l'unité de cimentation et la dernière circulation pour évacuation d'un éventuel excès avec les pompes de forage

**27/06/2022:**

Fermeture du puits & observation des pressions \* Pa=1280psi Pr=1050psi

Remontée à la côte 3261m

Circulation puits fermé Q= 400 lpm,

Pose du bouchon de ciment à la côte 3260m, Pt = 1250 psi , Pa = 980 psi , Q= 350 lpm,

Pompage de 7,28 m<sup>3</sup> de ciment

Remontée à la côte 2942m et circulation de l'excès de ciment puits fermé

**28/06/2022:**

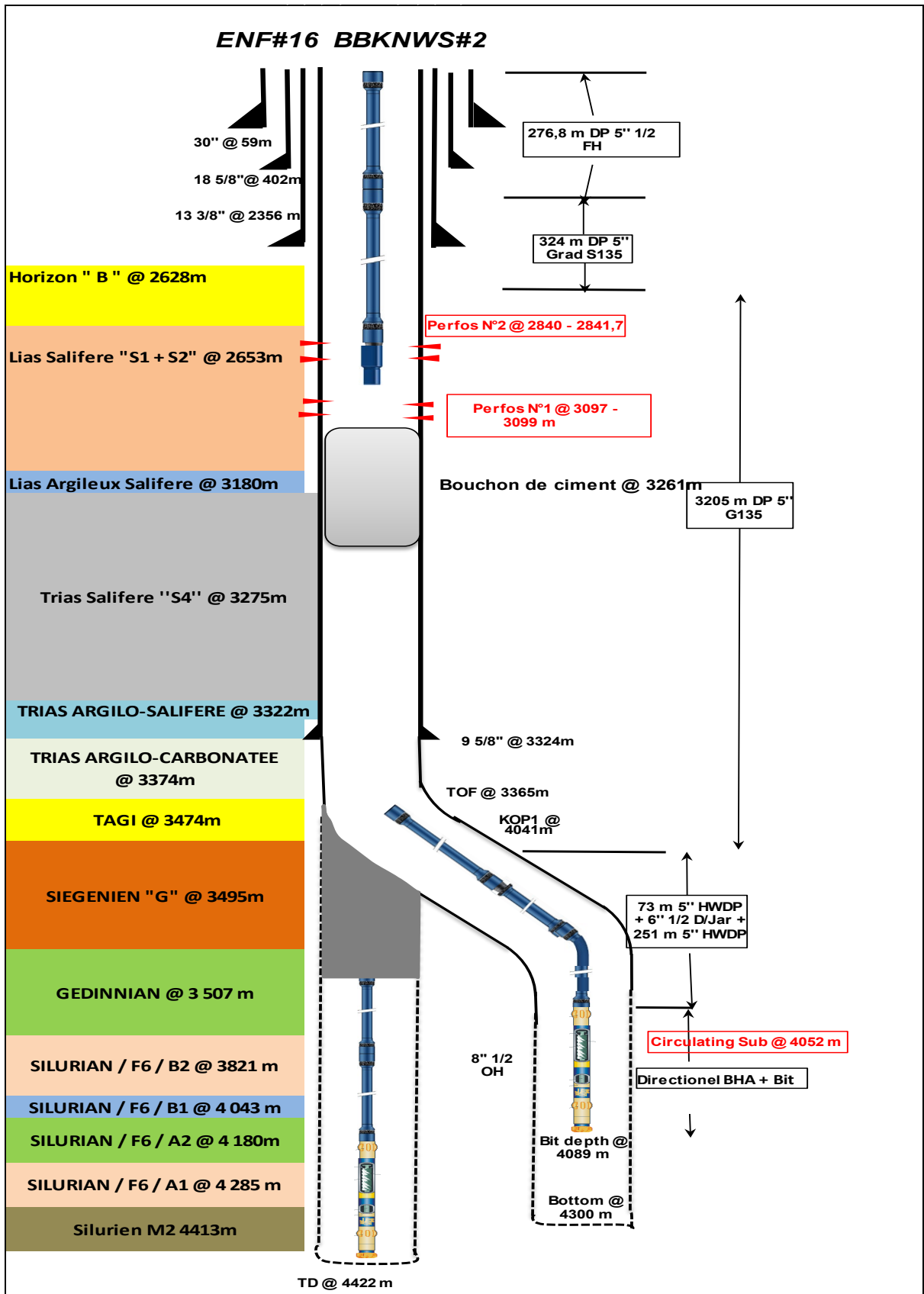
Fermeture du puits & observation des pressions (attente prise de ciment) Pt 1820psi Pa

1870psi

**IV-6-3 Neutralisation du puits par driller's méthode**

Situation actuelle puits fermé : Pt= 1940 psi Pa= 1950 psi.

1. Attente prise de ciment (jusqu'au 30/06/2022 à 05h00).
2. 1ere circulation de la Drillers méthode avec la densité 1.60sg
3. Observation du puits et déterminer la densité requise (1heure)
4. Test en pression à la densité équivalente de 2.18sg avec l'unité de cimentation, arrêter le pompage en cas d'injectivité ; noter le volume pompé et le volume retour.
5. Neutralisation du puits avec la densité requise (dr + 5 points)
6. Homogénéisation boue.
7. Observation prolongée du puits (1 heure).
8. Réparation des rams BOP variables
9. Remontée au jour (trip sheet).
10. BOP test
11. Contrôle trou avec un outil 8'' ½ (descente contrôlée) Trip sheet
12. Descente circulation rotation à partir de la cote 2500m (faite attention durant la descente, risque de pose à n'importe quel moment ou déboitement du csg).
13. Top ciment prévisionnel 3040m, dresser le ciment à la cote 3130m soit 30 m au-dessous des perforation n°1 (3097-3099).
14. Circulation homogénéisation boue.
15. Remontée (trip sheet).
16. Evaluation de la cimentation et du casing avec le log ultrasonic IBC.
17. Interprétation des résultats IBC
18. Test de circulation à travers les perforations.
19. Restauration du casing 9'' 5/8.
20. Evaluation de la cimentation après restauration du casing 9'' 5/8
21. Inflow test (Test négatif) des perforations à une densité 1.50sg



FigureV.7 : Schéma actualise du puits

**30/06/2022:**

Fermeture du puits & observation des pressions (attente prise de ciment) Pt 1830psi Pa 1970psi

Circulation 1<sup>er</sup> cycle driller's méthode avec d = 1,60 sg, Q = 415 lpm, Pa=1900Psi, Tous les calculs se trouvent sur la kill sheet.

Pr1=1820Psi, dout=1.60sg vp=105m<sup>3</sup>, Pa=1950Psi gain Pa=2070Psi pert

Fermeture du puits & observation des pressions, Pa=1900 psi, Pt= 1900 psi

Test en pression @ deq 2,11sg, P stabilisée @ 2065psi

Neutralisation du puits 2eme cycle DM avec 2,10sg, Q = 415 lpm,

Pa=1950 cst ;pr1=2200 a PRr=260 psi apres pompe Vi=26,6m<sup>3</sup> PRr=260psi cst

**01/07/2022:**

Neutralisation du puits avec 2,10sg jusqu'à Pt=Pa=00psi, Q = 415 lpm

Observation du puits Pt= Pa=0psi,

Ouverture du puits et circulation avec d = 2,10 sg, Q 600lpm

**02/07/2022:**

Ouverture du puits et circulation avec d = 2,10 sg, Q 600lpm

Reparation sur les BOP

Circulation puits ouvert din=dout=2,10sg, Q= 600 à 1500 lpm - P= 1850 psi – pas de pertes de boue.

Remontée des tiges de forage

**03/07/2022:**

Remontée des tiges de forage

Test BOP

Descente BHA 8 ½’’ pour dresser le bouchon de ciment

**04/07/2022:**

Descente BHA 8 ½’’ pour dresser le bouchon de ciment jusqu'au 3130m \* traces de ciment sur tamis vibrant

Circulation \* Q=1000lpm SPP=1350psi (din =dout =2.10s.g)

Observation du puit et remonté

**05/07/2022:**

Remonté de la garniture au jours

Logging IBC (SLB)

Descente 8 ½’’ slick BHA avec 9’’ 5/8 casing scraper

Circulation \* Q=900lpm SPP=1400psi et remonté

**06/07/2022:**

Scraping casing en 02 passes, circulation \* Q=900lpm SPP=1400psi (din=dout) et remonté au jour

Descente 8 ½’’ slick BHA avec 9’’ 5/8 DLT packer de test

**07-8-9/07/2022:****Testes d'injectivité:**

Descente 8 ½'' slick BHA avec 9'' 5/8 DLT packer de test

**Testes d'injectivité:**

Remonté 9'' 5/8 DLT packer

Descente SLB 9 5/8" MF (multi-finger) tool

**10/07/2022:**

Loggé 9 5/8" MF (multi-finger) et remonté au jours

Descente 8 ½'' slick BHA pour control de trou à 3130m,

Circulation Q= 1100lpm, SPP= 1350psi (din= dout = 2,10sg) et remonté au jour

**11/07/2022:**

Mise en place BOTIL bridge plug à 2870 soit 30m eu dessous des perfos N2

Descente 3 1/2in extension pour la mise en place d'un bouchon de ciment de squeeze 1.90sg

**12/07/2022:**

Descente 3 1/2in extension, toper le bridge plug à 2884m, circulation et mise en place du bouchon de ciment de squeeze 1.90sg

Squeeze du ciment à pression max 1200psi, pression stabilisée à 800psi (injection de 6.17m<sup>3</sup> à travers les perforations) et attente de prise de ciment à pression de 700psi.

**13/07/2022:**

Remonté 3 ½ extension au jour

Attente de prise de ciment (48huers)

**14/07/2022:**

Attente de prise de ciment (48huers)

Descente garniture 8 1/2", toper le bouchon ciment à 2780

Reforage du ciment de 2780m à 2874m (ciment dure)

**15/07/2022:**

Circulation (1000lpm, 1350psi)

Déplacement de boue à base d'huile de densité 2.10sg par 1.70sg, observation du puits - puits stable

**16/07/2022:**

Déplacement de boue à base d'huile de densité 1.70sg par 1.35sg, observation du puits - puits débite :

\* 05H30 – 07H00: gain 1m<sup>3</sup> (retour discontinue)

\* 07h00 – 08H30: gain 0.48m<sup>3</sup> (retour discontinue)

\* 08h30 – 12h15: gain 0.10 m<sup>3</sup> (retour discontinue)

\* 12h15 – RT : gain 0,70m<sup>3</sup> (retour discontinue)

\* Gain totale 2,28m<sup>3</sup>

Circulation et déplacement de boue à densité 1,35sg par 2,10sg sous duse (din=dout=2.10sg)

Observation du puits - puits stable

Remonté de la garniture 8 ½’’

**18/07/2022:**

- 2<sup>ème</sup> opération de restauration en cours.
- Durée actuel du puits : 147jours;
- Cout actuel : 1 373 722 KD ( 9,47 M.\$);
- Cout planifier pour la réalisation du puits : 1 392 184 KD (9,6 M.\$);
- Décision Sonatrach d’abandon définitif (budget de puits terminé)

Durée estimative pour l’abandon du puits :15jours/cout (0.823 M.\$)

**IV-7-Recommande deux options pour continue les opérations jusqu’au TD**

- ✓ **Option N°1** : Descente liner 7’’ & 6’’ Sidetrack
- Operations de Fishing: Faire des tentatives de récupération d’au moins 100m du fish
- Mise en place bouchon de ciment.
- Descente et cimentation du liner 7’’ (avec TOL 150m au-dessus HB)
- Log d’évaluation de la cimentation du liner 7’’.
- Reforage du ciment et des équipements du 7’’ liner.
- Pose d’un bouchon de ciment (kick off) et 6’’ Sidetrack N2 (section de +/- 900m).
- Operations logging .
- Descente liner 4 1/2’’ et Cimentation.

Durée 66jours/cout 3 423 000 USD (3.4 M\$ jusqu’au cimentation 4’’1/2 liner)

**TableauIV.8 : étude technique et économique d'option 1**

OPERATIONS	COUT OPERATIONS \$	JOURS
Restauration du casing 9" 5/8	500 000 USD	10
Reforage du bouchon de ciment	90 000 USD	2
Fishing des DP 5"	400 000 USD	7
Pose bouchon de ciment au top fish et reforage à la côte désirée	208 000 USD	4
Descente et cimentation du liner 7"	375 000 USD	4
Sidetrack & Drilling 6" Hole Section	1 250 000 USD	30
Logging	270 000 USD	4
Descente et cimentation du liner 4" 1/2	330 000 USD	5
<b>TOTAL</b>	<b>3 423 000 USD</b>	<b>66</b>



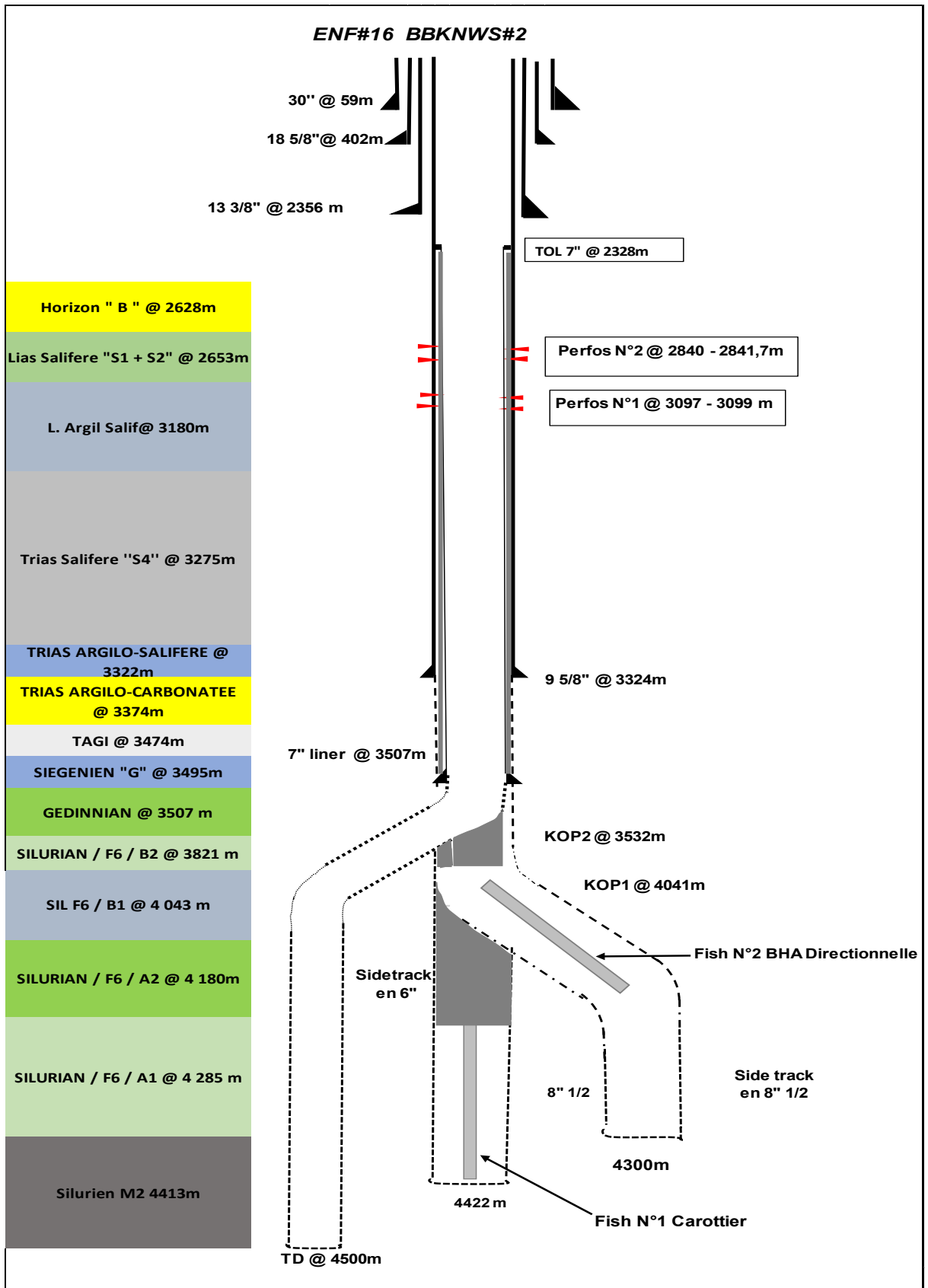


Figure IV.8 : Schéma du puits représente recommandation N°1

- ✓ **Option N°2 : Sidetrack en 8 1/2''**
- Restauration du casing 9" 5/8
- Sidetrack en 8 1/2'' jusqu' au TD 4500m (azimut de 225° à 250° et déport maximum de 150m).
- Operations logging .
- Descente liner 7" et Cimentation (avec TOL 150m above HB).

Durée 40jours/cout 2494 000 USD (2.5 M\$ jusqu'au cimentation 7'' liner TD)

**TableauIV.9 : étude technique et économique d'option 2**

OPERATIONS	COUT OPERATIONS \$	JOURS
Restauration du casing 9" 5/8	500 000 USD	10
Reforage du bouchon de ciment	90 000 USD	2
Sidetrack & Drilling 8"1/2hole section	955 000 USD	16
Logging	400 000 USD	7
Descente et cimentation du liner 7"	549 000 USD	5
<b>TOTAL</b>	<b>2 494 000 USD</b>	<b>40</b>

L'option numéro 2, qui consiste à effectuer un forage dévié en utilisant un outil de 8 1/2", est moins chère, mais comporte un risque élevé de revenir à la situation initiale, avec des problèmes de contrôle du puits et un risque de coincement. Par conséquent, nous préférons l'option numéro 1 qui consiste à descendre une autre colonne de tubage liner de 7'' pour couvrir et isoler la zone de l'infiltration de l'effluent. De plus, il serait nécessaire d'effectuer un forage dévié en utilisant un forage de 6'' sur une longue section d'environ 900 mètres, même si cela représente un coût plus élevé. Cependant, cette option offre une assurance plus importante en termes de contrôle de la venue.

## IV-8 Discussion général sur l'incident de well contrôle

### IV-8-1 Cause de venue

La cause la plus probable de la venue à travers les perforations est le pompage d'acide (13 m3 d'acide chlorhydrique à 33%) lors du coincement avec le carottier. Ainsi, le contact acide-ciment réalisé au niveau des perforations entraîne des réactions chimiques qui affectent l'intégrité du ciment, permettant ainsi la connexion entre la formation géologique et le puits, et éliminant la barrière en ciment. de plus, La densité de la phase 8'1/2 est de 1,35, ce qui est inférieur à la pression de formation (horizon B), créant un environnement favorable à l'intrusion de fluides de formation dans le puits.

#### IV-8-2 Discussion sur les opérations de neutralisation de puits

Le contrôle d'un effluent de haute pression horizon B au-dessus de la basse pression d'un trou ouvert de 1000 m (profondeur de l'outil 766 m du sabot) a compliqué la neutralisation de l'écoulement de la formation HB avec l'outil à 4090 m pour les raisons suivantes :

- La densité de boue minimum pour arrêter l'écoulement de la formation HB est  $\geq 1,90$  s.g.
- En faisant circuler l'effluent depuis le fond et en contrôlant la BHP sur le trou ouvert et au-dessus de l'intervalle de perforation, des pertes de boue sont rencontrées car la densité de boue maximale admissible est de 1,74 sg.
- L'analyse des risques indique que toute tentative de faire circuler de la boue lourde (densité de boue  $> 1,60$  s.g) à travers l'outil et de la placer au-dessus de l'intervalle de perforation générera un ECD supérieur à 1,8 s.g. sur le découvert, entraînant une perte de circulation et un risque élevé de déséquilibre dans la section du réservoir.
- Purgez la pression jusqu'à ce qu'elle soit nulle. Évaluer le débit acceptable que nous pouvons tolérer pour remonter la garniture (avec un BOP ouvert). Le débit minimum obtenu à partir de plusieurs teste de purgeant les pressions jusqu'à zéro. Etait compris entre +/- 07 m<sup>3</sup> /heure et 40 mm<sup>3</sup> /heure. Des débits plus élevés peuvent ouvrir de canaux de communication à partir de la formation HB et a été considéré comme présentant un risque élevé.
- La coupe de tige / ou back off mécanique a été considéré comme le moyen le plus sûr de procéder à la mise en place d'un bouchon de ciment pour isoler le découvert et neutraliser l'écoulement avant la remontée. Après plusieurs tentatives de coupe ou back off du train de tiges, il s'est finalement dévissé à 3365 m. Un bouchon de ciment a l'équilibré de +/- 200 m a été mis en place à 3260 m-3060 m avec le puits fermé.

Maintenir les barrières du puits lors de la mise en place des bouchons de ciment :

- Section du découvert : La barrière primaire du puits a été maintenue avec OBM = 1,6 s.g.
- Écoulement de HB lors du pompage du ciment : La barrière primaire du puits a été maintenue avec le fluide de pompage, et la pression de fond (à travers les intervalles de perforation) a été maintenue constante avec le réglage du duse.
- Débit de HB après la pose du bouchon de ciment à l'équilibre : Après la mise en place du bouchon de ciment à l'équilibre, les pressions ont été purgées jusqu'à zéro, et le BOP a été ouvert pour remonter +/- 3 longueur au-dessus du TOC et pour faire circuler l'excès de ciment. Cette opération n'a été effectuée qu'avec une seule barrière (la barrière primaire du puits). Alors que le puits était en cours d'écoulement. Il existe un risque qui doit être pris en compte :
  - Le stripping n'étant pas applicable, les +/- 3 longueur ont été remonté tout en surveillant le gain (eau salée) pas plus de 10 m<sup>3</sup> de gain dans un intervalle de +/- 20 minutes

### IV-8-3 Discussion opérationnelles concernant l'effluent d'eau salée

Les points suivants sont des comportements d'une venue à adopter en cas d'effluent d'eau salée

- Lorsque le puits est fermé, la pression annulaire n'augmente pas car l'eau ne migre pas. Chaque fois que la pression a été purger et que le puits a été fermé, la pression se stabilisent rapidement. Après une longue période sans circulation dans le puits, il y a eu une légère augmentation du Pa, peut-être due au BHT.
- Pour obtenir la pression en tête de tige de forage est nécessaire de procéder au pompage de la boue jusqu'à l'ouverture du clapet anti retour.
- En faisant circuler l'effluent hors du puits, la pression d'annulaire n'augmentera pas trop. Car l'eau ne se dilate pas comme le gaz.
- En général, il est beaucoup plus facile de traiter les venues de l'eau que la venue du gaz, car nous n'avons pas à faire face à la migration et à l'expansion du gaz. De plus, les équipements de surface ne sont pas exposés à haute pression.
- Pour une bonne pratique de contrôle des puits, l'événement de contrôle des puits a été traité comme une venue de gaz.
- En raison de la forte contamination de l'OBM par l'eau salée, les volumes de boue en surface étaient insuffisants pour les opérations normales et compte tenu des pertes de boue. Par conséquent, la fermeture du puits et l'attente de la fabrication des volumes de boue ont pris beaucoup de temps.
- Plusieurs bouchages dans les lignes d'aspiration des pompes et le choke sont rencontrés en raison de la teneur élevée en  $\text{CaCl}_2$ , atteignant éventuellement le point de cristallisation. En outre, Il est également possible que le taux de corrosion soit élevé sur les équipements de fond de trou et de surface qui sont exposés pendant des périodes de circulation plus longues. Avant de commencer les opérations normales prévues, nous recommandons que tous les équipements de forage exposés à l'eau salée, y compris choke manifold, MGS et la ligne de torche, soient rincés à l'eau douce avec des inhibiteurs de corrosion.

### IV-8-4 Discussion sur puits Intégrité

- Exigence relative aux barrières de puits (Well Barrier Requirement)
- Pour réduire le risque d'une venue incontrôlée de fluide de formation, l'industrie du forage utilise aujourd'hui une philosophie deux barrières de contrôle des puits.
- En règle générale, à Sonatrach, au moins deux barrières indépendantes et testées doivent être disponibles afin de contrôler les voies d'écoulement potentielles pendant les opérations de forage.
- Toute opération programmée pour être effectuée avec une seule barrière doit faire l'objet d'une évaluation des risques et les procédures visant à minimiser le risque de défaillance de la barrière unique doivent être documentées et approuvées à l'aide d'un document de gestion du changement (MOC) Management of Change.

#### Défaillance de la barrière du Puits (Well Barrier failure)

- Les barrières de puits doivent être identifiées avec leur fonction et les critères d'acceptation associés, tels que des tests pour vérifier (si possible) l'état des barrières de puits.
- Une barrière est considérée comme perdue lorsqu'elle est défaillante et/ou n'est pas totalement opérationnelle. Après avoir effectué des travaux de restauration de cimentation le

4 avril 2022 (avant le forage de la section 8,5), un test negative- inflow test doit être effectué afin de tester la barrière de ciment.

- En cas de défaillance d'une barrière, des mesures immédiates doivent être prises pour maintenir un niveau de sécurité adéquat jusqu'à ce qu'au moins deux barrières indépendantes aient été rétablies avant de procéder au forage. D'une manière générale, aucune activité ne doit être menée dans le puits à d'autres fins que le rétablissement de deux barrières dans le puits.

#### **IV-8-5 Total NPT**

Le résultat net du temps non productif pour cet événement est de +/- 434 heures. Ces heures correspondent au temps écoulé entre la première indication d'un gain / puits fermé et le moment où le puits a été confirmé stable lors flow check.

#### **IV-9 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons mené une étude approfondie sur le puits BBKNWS-2 dans la région de Berkine en utilisant une méthodologie d'analyse des données. Nous avons examiné les problèmes rencontrés lors du contrôle de venue et avons proposé des solutions spécifiques pour chacun d'eux. Les résultats obtenus démontrent l'importance d'une approche analytique dans la résolution des problèmes de forage, permettent de comprendre les causes de venue d'eau salée et les leçons à tirer concernant les opérations de neutralisation des puits, De plus, nous avons formulé deux propositions pour la poursuite du forage, basées sur nos conclusions et recommandations. Ces propositions visent à améliorer la sécurité, la continuité du projet, cette étude de cas nous a permis d'appliquer les connaissances et les techniques acquises dans les chapitres précédents à une situation réelle. Elle souligne l'importance d'une analyse approfondie des données du puits et de la mise en place de solutions adaptées pour assurer des opérations de forage réussies.

# **CONCLUSION ET RECOMMANDATION**

### CONCLUSION ET RECOMMANDATION

Le risque est depuis toujours une composante inévitable des activités de l'industrie pétrolière, qui développe sans cesse de nouvelles techniques pour le maîtriser. Un risque d'éruption est un événement accidentel se produisant sur un site industriel et entraînant des conséquences immédiates grave pour le personnel et les biens (perte des puits et d'équipements) ou l'environnement. Mais certains étés plus marquants par leur ampleur, leur violence et leur conséquence dans le monde. Il est donc indispensable de tout mettre en œuvre pour éviter ce genre d'incidents et pour cela il faut connaître et épier les signes précurseurs d'une venue afin de l'empêcher ou d'en limiter l'importance de celle-ci, assurer que les équipements de détection (indicateur de niveau, indicateur de débit retour à la goulotte, etc.) doivent être muni avec des alarmes bien calibrés avec la maintenance périodique, Assurer le contrôle primaire qui est considéré la meilleure ligne de défense., pouvoir compter sur un équipement bien adapté au problème posé selon les recommandations internationales (API) et de bien maîtriser le processus d'évacuation de l'effluent et de stabilisation du puits. L'industrie du forage utilise aujourd'hui une philosophie deux barrières de contrôle des puits, En règle générale au moins deux barrières indépendantes doivent être testées afin de contrôler les voies d'écoulement potentielles pendant les opérations de forage.

L'action la plus efficace est d'assurer la formation de personnel clés, pour bien comprendre les divers phénomènes et par conséquent la bonne résolution, et une pratique continue (exercice du simulation) des personnels dont les premières réactions ont une importance capitale sur la suite des événements., de telle sorte qu'en cas de venue, celle-ci soit détectée dès la première manifestation où les mesures efficaces qui s'imposent doivent être prises immédiatement.

L'étude de cas du puits BBKNWS2 nous a permis de mettre en pratique les connaissances acquises, en analysant les problèmes rencontrés et en proposant des solutions appropriées. Cela nous a permis de mieux comprendre les défis réels auxquels les professionnels du contrôle des puits peuvent être confrontés et de développer des compétences précieuses pour y faire face.

Ce mémoire de fin d'étude vise à approfondir notre compréhension du contrôle des puits, à explorer les meilleures pratiques et les leçons apprises, et à mettre en évidence les avancées récentes dans ce domaine crucial de l'industrie pétrolière et gazière. En acquérant une expertise solide en matière de contrôle des puits, nous contribuerons à promouvoir des opérations plus sécuritaires et plus efficaces dans le secteur de l'énergie. Nous sommes maintenant mieux équipés pour faire face aux défis du terrain, en appliquant les connaissances théoriques et pratiques acquises tout au long de cette étude.

Enfin, cette étude de cas a démontré que toutes les opérations de contrôle des puits du puits BBKNWS-2 ont été exécutées avec succès, sans aucun incident majeur. Cela souligne l'importance cruciale de l'application des bonnes pratiques de contrôle des puits pour assurer la sécurité du personnel, la protection des équipements et la préservation de l'environnement lors des opérations de contrôle de venue.

## CONCLUSION ET RECOMMANDATION

---

### Recommandation

Il est fortement recommandé d'éviter d'utiliser de l'acide lorsqu'il y a un contact direct avec le ciment, comme dans notre cas BBKNWS-2 aux perforations sur tubage. De plus, il est recommandé d'utiliser un ciment de haute qualité lors de la restauration en face du réservoir. Ces mesures sont essentielles pour garantir l'intégrité du ciment, éviter les réactions indésirables et assurer une restauration efficace et sécurisée du puits.

Avant d'entamer la phase réservoir, il est impératif de doter les chantiers de forage de tous les équipements nécessaires au contrôle des venues. La présence d'un système de surge bottle est essentielle pour permettre le stripping de la garniture de forage.

Il est essentiel d'avoir une réserve adéquate de boue pour faire face à d'éventuelles situations d'urgence et pour maintenir la stabilité du puits.

Lorsqu'il s'agit de restaurer un puits en effectuant des perforations, en particulier dans les zones où se trouvent des réservoirs haute pression (comme dans le cas de l'horizon B), il est fortement recommandé d'ajouter une colonne de tubage afin d'assurer une isolation efficace.

La bonne connaissance de la région et de ses caractéristiques réservoirs est essentielle pour les spécialistes afin de faire les choix appropriés en termes d'équipements de sécurité et des paramètres liés au contrôle des venues.

Il est essentiel de souligner que le contrôle des puits est un domaine en constante évolution, avec de nouvelles technologies, des méthodes améliorées et des réglementations plus strictes. Par conséquent, les professionnels du secteur de l'énergie doivent maintenir une formation continue et une veille technologique pour rester à jour avec les avancées de l'industrie.



## **Références bibliographiques**

### Références bibliographiques

- [1] INTRODUCTION A LA PRÉVENTION DES ÉRUPTIONS- 2006 ENSPM  
Formation Industrie — IFP Training
- [2] A. Slimani et M. Daddou , module M2 et M3 "Documentation de SONTRACH"
- [3] ÉQUIPEMENT DE CONTRÔLE DE VENUE - 2006 ENSPM Formation Industrie  
— IFP Training
- [4] API RECOMMENDED PRACTICE 59 SECOND EDITION, MAY 2006  
REAFFIRMED, JANUARY 2012 (API 59-2006(2012)).
- [5] Manuel cours IWCF rotary drilling SONATRACH IAP Boumerdes
- [6] Livre le forage : Jean-Paul NGUYEN : Editions Technip 1993.
- [7] G. Robert D, Advanced Blowout & Well control, Houston, Texas : Gulf Publishing  
Company, 1994.
- [8] ABERDEEN DRILLING SCHOOLS & Well Control Drilling center, WELL  
CONTROL for the Rig-Site Drilling Team, Aberdeen, Scotland - U.K, 2002, pp. 78-  
96.
- [9] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Recommended Practice for Well - RP 59,  
Washington, DC : API Publishing Services, Jan, 2012.
- [10] Saudi Aramco, WELL CONTROL MANUAL - 2, 2010.
- [11] SLIMANI, CERTIFICATION IWCF LEVEL 3 & 4 - Manual de cours, TSP-  
International Training Center, Nov,2015.
- [12] Manuel well control 3&4certification IWCF-version01fevrier2018 IAP.
- [13] Memoire fin d'étude Prévention et maîtrise des risques des éruptions INH par  
HADDIG Noureddine et MESSAI Ridha 2008
- [14] WELL CONTROL MANUAL\_ BP EXPLORATION (Originated by BP Drilling  
Department, Manual Produced by ODL Publication, Aberdeen).
- [15] P. W. J. D. L. Z. Yaoheng Wen, «Study on well control and killing in deep well  
drilling,» chez IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2021.

# **Annexes**

PUITS: BBKNWS-2 APPAREIL: ENAFOR 16 DATE: 17/04/2023

**DONNÉES DE LA FORMATION :**

Pression L.O.T / SBT [bars] (A)

Densité de la boue L.O.T / SBT [Kg/l] (B)

Densité de frac. =  $B + (10.2 \times A) / Zs =$  [Kg/l] (C)

$P_{adm} = [(d_{frac} - d_1) \times Zs] / 10.2 =$  [bars] (D)

**DONNÉES DU PUIITS:**

**DONNÉES BOUE:**

Densité  $d_1$   [Kg/l]

Gradient  [bar/m]

**DONNÉES TUBAGE:**

Diamètre  [in]

Cote mesurée (Ls)  [m]

Cote verticale (Zs)  [m]

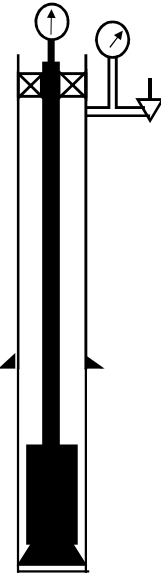
**DONNÉES DÉCOUVERT:**

Diamètre  [in]

Cote mesurée (L)  [m]

Cote verticale (Z)  [m]

Cote de l'outil  [m]



**DONNÉES DES POMPES**

	Pompe N°:1	Pompe N°:2
Débit unitaire	15,67 L/Coup	15,84 L/Coup
<b>Pertes de charges à débit réduit <math>P_{c1}</math></b>		
Vitesse pompe	Pompe N°:1	Pompe N°:2
25 Cps/mn	800 PSI	800 PSI
40 Cps/mn	940 PSI	940 PSI

	Longueur (m)	Capacité (L/m)	Volume (L)
DP 5 1/2" G105	277,80 x	11,26	3128,03
DP 5" S135	324,86 x	8,97	2913,99
DP 5" G105	3115,63 x	9,05	28196,45
HWDP 5"	324,96 x	4,61	1498,07
DC 6 1/2" x 13/16"	45,75 x	4,01	183,46
	0,00 x	0,00	0,00
<b>VOLUME INTÉRIEURE GARNITURE</b>			<b>35920,00</b>

OH 8,5 et DP 5" G105	394,29 x	23,41	9230,18
OH 8,5 et HWDP 5"	324,96 x	22,64	7356,97
OH 8,5 et DC 6 1/2" x 13/16"	45,75 x	15,20	695,38
	0,00 x	0,00	
	0,00 x	0,00	
	0,00 x	0,00	

	Longueur (m)	Capacité (L/m)	Volume (L)
<b>VOLUME ANNULAIRE DÉCOUVERT</b>			<b>17282,53</b>
Csg 9*5/8-47# et DP 5 1/2" G105	277,80 x	22,13	6147,71
Csg 9*5/8-47# et DP 5" S135	324,86 x	24,94	8102,01
Csg 9*5/8-47# et DP 5" G105	957,34 x	24,98	23914,35
Csg 9*5/8-53,5# et DP 5" G105	1764,00 x	23,71	41824,44
	0,00 x	0,00	
	0,00 x	0,00	
	0,00 x	0,00	
	0,00 x	0,00	
	0,00 x	0,00	
	0,00 x	0,00	

<b>VOLUME ANNULAIRE CASING <math>V_{csg} =</math></b>			<b>79988,52</b>
<b>VOLUME ANNULAIRE TOTAL</b>			
$V_a = V_{csg} + V_d =$	79988,52 +	17282,53 =	97271,04
<b>VOLUME TOTAL DU PUIITS <math>V_{puits}</math></b>			
$V_{puits} = V_a + V_i =$	97271,04 +	35920,00 =	133191
<b>VOLUME DE BOUE EN SURFACE <math>V_s</math></b>			<b>40000</b>
<b>VOLUME TOTAL DE BOUE A ALOURDIR <math>V</math></b>			
$V = V_{puits} + V_s =$	40000 +	133191 =	173,19 m3

**Nbre DE COUPS**

$\frac{\text{Volume}}{\text{Débit unitaire}}$

**TEMPS**

$\frac{\text{Nombre de coups}}{\text{Vitesse pompe}}$

Débit unitaire choisi =  L/Coup

Vitesse pompe =  Coups/Min

$C_i = 2292$  Cps  $T_i = 92$  Min

$C_d = 1103$  Cps  $T_d = 44$  Min

$C_{csg} = 5103$  Cps  $T_{csg} = 204$  Min

$= 6206$  Cps  $= 248$  Min

$= 8497$  Cps  $= 340$  Min

$= 11049$  Cps  $= 442$  Min

Poids de baryte à ajouter  $B = 4.2 \times V (m^3) \times \frac{dr - d_1}{4.2 - dr} = 4.2 \times 173,2 \times \frac{0,21}{2,64} = 57,86$  tonnes

Nota: 1000 litres = 1 m3



## FICHE DE CONTRÔLE D'UNE VENUE FORAGE A TERRE / SUPPORT FIXE

PUITS : **BBKNWS-2**      APPAREIL : **ENF 16**      DATE : **23/06/2023**      Page 1/2

**DONNEES DE LA FORMATION :**

Pression L.O.T. (A)  psi

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)  bar

**DONNEES DU PUITTS :**

**DONNEE BOUE**

Densité d<sub>i</sub>  kg/l

Gradient  psi/m

Diametre  in

TOP Liner (Ls)  m

Diametre  in

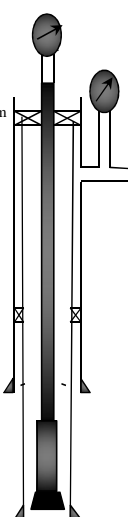
Cote mesurée (Ls)  m

Cote verticale (Zs)  m

Diametre  in

Cote mesurée (L) Perf  m

Cote verticale (Z) Perf  m



**DONNEES DES POMPES**

	Pompe N°1	Pompe N°2
Debit unitaire (l/coup)	15,84	15,68

	Petres de charge à débit réduit Pc <sub>1</sub>	
	Pompe N°1	Pompe N°2
Debit Réduit N° 1	25 Cps/min	240
Debit Réduit N° 2	40 Cps/min	380
Debit Réduit N° 3	25 Cps/min	220
Debit Réduit N° 4	40 Cps/min	380

Longueur (m)	Capacité (l/m)	Volume (l)
--------------	----------------	------------

INT DP 5" S135	192,66	8,97	1728,16
INT DP 5" G105	2749,34	9,05	24881,53
INT HWDP 5"			0,00
INT 6"1/2 DC			0,00
			0,00
			0,00
			0,00

**VOLUME INTERIEUR**      Vi = **26609,69**

OH 8"1/2 / 6"1/2 DC	0	15,2	0,00
OH 8"1/2 / 5" HWDP	0	22,64	0,00
OH 8"1/2 / 5" DP	0	23,41	0,00

**VOLUME ANNULAIRE DECOUVERT**      Vd = **0,00**

CSG 9"5/8 CSG 53,5x DP 5"	1575,51	23,71	37355,34
CSG 9"5/8 CSG 47 x DP 5"	1173,83	24,98	29322,27
CSG 9"5/8 CSG 47 x DP 5"	192,66	22,13	4263,57
CSG 9"5/8 CSG 53,5 x 5" HWDP			0,00
CSG 9"5/8 CSG 53,5 x 6"1/2 DC			0,00

**VOLUME ANNULAIRE CASING**      Vcsg = **70941,18**

**VOLUME ANNULAIRE TOTAL**      Va = Vcsg + Vd = **70941,18**

**VOLUME TOTAL DU PUITTS**      Vpuits = Va + Vi = **97550,87**

**VOLUME DE BOUE EN SURFACE**      **40000,00**

**VOLUME TOTAL DE BOUE A ALOURDIR**      V = Vpuits + Vs = **137550,87**

NOMBRE DE COUPS	TEMPS
Volume	Nbre de coups
=	=
Debit unitaire	Vitesse pompe

Pompe N° :	<b>1</b>	Debit Réduit N° :	<b>2</b>
Petres de charge Pc1	220	Debit unitaire	15,84

Ci = 1680 Cps      Ti = 42 Min

Cd = 0 Cps      Td = 0 Min

Ccsg = 4479 Cps      Tcsg = 112 Min

= 4479 Cps      = 112 Min

= 6159 Cps      = 154 Min

= 8684 Cps      = 217 Min

Poids Baryte à ajouter      B = 4,2 x V(m<sup>3</sup>) x  $\frac{dr - d1}{4,2 - dr}$       138 tonne

## FICHE DE CONTRÔLE D'UNE VENUE FORAGE A TERRE / SUPPORT FIXE

Page 2/2

### DONNEES DE LA VENUE

$P_{t1}$  134 bars

$P_{a1}$  100 bars

Gain 1300 Litres

Densité requise de la boue  $dr = d_1 + \frac{10,2 * P_{t1}}{Z} = 2,05$

Pression de refoulement initiale  $P_{Ri} = P_{c1} + P_{t1} = 2200$  2200 psi

Pression de refoulement finale  $P_{Rr} = P_{c1} * \frac{dr}{d_1}$  281 psi

$\triangle PR = P_{Ri} - P_{Rr} = 1919$  psi

$\triangle P_R * \frac{1}{Ci} = 1,1423$  psi/cps

$\triangle P_R * \frac{100}{Ci} = 114,23$  psi/100cps

Nbre de coups	Pression $P_{Ri}$
	2200
100	2086
200	1972
300	1857
400	1743
500	1629
600	1515
700	1400
800	1286
900	1172
1000	1058
1100	943
1200	829
1300	715
1400	601
1500	487
1600	372
1680	281
1700	281
1800	281
1900	281
2000	281
2100	281
2200	281
2300	281
2400	281
2500	281
2600	281
2700	281
2800	281
2900	281
3000	281
3100	281
3200	281
3300	281
3400	281

