

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE
ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



Département de Génie Minier

Projet de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Minier

Thème :

Contrôle des venues des fluides au cours d'un
forage pétrolier

Cas d'études de puits: DHKT-2/NZ-22/RNA-15

Présenté par:

Djennadi Idriss Moulay

Melhout Amine

Proposé et dirigé par :

Mme Bentallaa Souaad

Promotion Juin 2015

ملخص

على الرغم من التطور الملحوظ في الصناعة النفطية، فإنها لا تزال تواجه تحديات خاصة في المجال الأمني . واحدة من أهم المخاطر في حفر بئر النفط هي الرفسة؛ الناجمة عن تسرب السوائل داخل البئر.

حيث تتركز دراستنا على فهم هذه الظاهرة من خلال دراسة وتحليل حوادث حقيقية (DHKT-2، NZ-22، RNA 15) لهذه الآبار مع هذه الظاهرة

الكلمات المفتاحية: مراقبة الآبار، المجال الأمني، المخاطر، الحفر، الرفسة .

Résumé

Malgré l'évolution impressionnante dans l'industrie pétrolière, cette dernière affronte toujours des défis surtout dans le domaine de sécurité.

L'un des risques les plus importants lors du forage d'un puits de pétrole est l'éruption ; causée par l'intrusion incontrôlée du fluide de formation à l'intérieur du puits.

Notre étude consiste à comprendre ce phénomène, en étudiant et analysant des cas réels (DHKT-2, NZ-22, RNA 15) où ces puits ont été confrontés à ce phénomène

Mots-clés : contrôle de puits, sécurité, risques, forage, éruption.

Abstract

Despite the impressive development in the oil industry, it still facing challenges especially in the security field.

One of the major risks in drilling is the eruption; caused by the uncontrolled intrusion of formation fluid within the well.

Our study is to understand this phenomenon by studying and analyzing real cases (DHKT-2, NZ-22, RNA 15) where these wells are confronted to this phenomenon

Key words: well control, security, risk, drill, eruption.

REMERCIEMENT

Avant tout, nous remercions notre dieu ALLAH le tout puissant, de nous avoir donné le courage et la

Volonté pour accomplir ce travail.

Nous tenons remercier vivement nos encadrants Monsieur EL HADJ MAHHAMAD BELHADJ formateur au sein de Sonatrach et Madame SOUAD BENTALLA pour leur disponibilité, leur écoute et leurs conseils avisés et pour nous avoir accompagné durant la réalisation de notre travail

Nos remerciements vont aussi à toute l'équipe du chantier ENF # 47 pour avoir su nous accueillir dans un environnement de travail stimulant, tout en étant agréable et même amusant.

Merci à l'ensemble des enseignants du département génie minier de nous avoir formé pour être apte à accomplir ce travail, et de nous apprêter à devenir ingénieurs

Nous exprimons notre gratitude à Monsieur GHARES MOHHAMED pour l'attention et l'aide, son accueil et son disponibilité pendant la durée de notre stage sans sa présence le présent travail n'aurait pu être réalisé

Nous remercions les membres de jury de nous faire l'honneur d'évaluer notre travail

DEDICACES

Que ce travail soit dédié ;

A mes parents ;

A mon défunt père, que j'ai tant souhaité qu'il soit présent à mes côtés et qu'il ait la joie de me voir réaliser ses souhaits. Je prie dieu de l'accueillir en son vaste paradis ;

A ma très chère et douce mère, qu'elle trouve ici ma gratitude qui, si grande qu'elle puisse être, ne sera à la hauteur de ses sacrifices et ses prière pour moi ;

A ma sœur NIHAD à qui je souhaite beaucoup de réussite et de bonheur ;

A ma grand-mère qui a toujours prié pour ma réussite ;

A ma tante SOUMIA et les membres de sa famille ; BENYOUCEF, AYMEN, YOUSRA et le petit YOUNES ;

A mes tantes ZOHRA, DJAHIDA et KHALIDA ;

A mes cousins MOUNIR, MAJDI ;

A tous mes amis et mes collègues surtout AMINE, FARES, YUCEF ;

DJENNADI IDRIS MOULAY

DEDICACES

Que ce travail témoigne de mes respects ;

A mes parents ;

Mon père mon premier encadrant depuis ma naissance ;

A ma très chère et douce mère, qu'elle trouve ici ma gratitude qui, si grande qu'elle puisse être, ne sera à la hauteur de ses sacrifices et ses prières pour moi ;

Aucune dédicace ne pourrait exprimer mon respect, ma considération et mes profonds sentiments envers eux ;

Je prie le bon Dieu de les bénir, de veiller sur eux, en espérant qu'ils seront fiers de moi ;

A mes sœurs ; IMENE, FERIEL à qui je souhaite beaucoup de réussite et de bonheur ;

A la famille Ghares : Monsieur MOHAMMED, ma tante FATMA et mes cousins ;

ABDELFETTAH, JIJJ, et ANIS pour les sentiments de respect et de reconnaissance pour le soutien et surtout l'amour qu'ils n'ont cessé de me porter pendant toutes ces années

A mes tantes : ZAHIA, DJAMILA et AMINA

A mes grands parents

A tous mes amis et mes collègues :

Ils vont trouver ici le témoignage d'une fidélité et d'une amitié infinie.

MELHOUT AMINE

Liste des abréviations

BOP : blow out preventers (fr) : empilage des obturateurs
TVD : true vertical depth (fr) profondeur vertical réel
MD : measured depth (fr) profondeur mesuré
PDC : Poly Diamond Cristallin (fr) Poly diamant cristallin
MWD : measurement while drilling (fr) mesure pendant le forage
PSI : pound-force per square inch (fr) livre-force par pouce carré
HP : high pressure (fr) haute pression
PhA : pression hydrostatique exercée en A
PhB : pression hydrostatique exercée en B
 ρ : masse volumique du fluide considérée
g : accélération de la pesanteur
Z : hauteur en m de la colonne de fluide
Pcs : pertes de charge dans l'installation de surface.
Pcdp : pertes de charge dans les drills pipes.
Pcdc : pertes de charge dans les drills collars
Pco : pertes de charge aux duses de l'outil
Pca : pertes de charge dans l'espace annulaire
Ppores : pression des pores
Padm : pression maximale admissibles
Pfrac : pression de fracturation
d: densité initiale de la boue
Dfrac : densité de fracturation
Zs : cote verticale du sabot
ds : la densité de sortie de la boue
di : la densité initiale de la boue
H: longueur des tiges remontées
Gb: gradient de boue
Va tiges: volume acier des tiges
Vi tubage: volume intérieur de tubage
BHA : bottom hole assembly (fr) ensemble de fond de trou
Pt1 : La pression stabilisée en tête des tiges
Pa1 : pression stabilisée en tête d'annulaire
Phi : pression hydrostatique de la boue à l'intérieur de la garniture
Pha : pression hydrostatique de la boue dans l'espace annulaire
Pheff : pression hydrostatique de la venue dans l'espace annulaire
dr : densité requise de la boue
d1 : densité initiale de la boue
Pt : La pression en tête des tiges
Pa : pression en tête d'annulaire
Pr : pression de refoulement
Vea : volume espace annulaire correspondant à la position du gaz dans l'espace annulaire
Vm : vitesse de migration du gaz
EMW : equivalent mud density (fr) La densité de boue équivalente
SBT :essai de pression au sabot
TAGS : trias argileux gréseux supérieur
TAGI : trias argileux gréseux inférieur
SIDPP : Pression en tête des tiges puits fermé
SCIP : Pression en tête d'annulaire puits fermé

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: paramètres de l'outil en phase 26"	20
Tableau 2 : paramètres de l'outil en phase 16"	21
Tableau 3 : paramètres de l'outil en phase 12 3/4"	22
Tableau 4 : paramètres de l'outil en phase 8 3/8"	24
Tableau 5 : paramètres de l'outil en phase 6"	24
Tableau 6 : comparaison entre les procédures de fermeture	61
Tableau 7 : comparaison entre la driller's method et la wait and weight method.	67
Tableau 8: Les coordonnées du puits DHKT-2	73
Tableau 9 : Les coordonnées du puits RNA 15	79
Tableau 10 : valeurs des pressions des tiges et pressions d'annulaire	85
Tableau 11: variation de volume de boue en fonction de sa densité	90
Tableau 12: valeurs de pression annulaire en fonction du volume pompé	92
Tableau 13 : variation de pression annulaire en fonction du volume purgé.....	93
Tableau 14 : suivi des volumes durant la remontée de la garniture	95
Tableau 15 : tableau récapitulatif sur les cas d'études.....	99

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : tubage et cimentation	18
Figure 2: schéma casing head housing	20
Figure 3 : casing head.....	22
Figure 4: casing spool	23
Figure 5 : empilage final des têtes de puits et du BOP	25
Figure 6 : hiérarchie du personnel du chantier de forage.....	27
Figure 7 : Les bacs à boue	30
Figure 8 : circuit de la boue	31
Figure 9: Les tiges de forage	34
Figure 10 : les stabilisateurs.....	35
Figure 11 : les outils à molettes	35
Figure 12 : Les outils PDC	36
Figure 13 : empilage BOP	36
Figure 14: obturateurs annulaires.....	37
Figure 15: obturateur à mâchoire	37
Figure 16 : schéma de safety valve	38
Figure 17 : schéma de gray valve	39
Figure 18: float valve	39
Figure 19 : sortie latéral choke line.....	40
Figure 20 : schéma panels de commande à distance.....	42
Figure 21 : Le densimètre.....	43
Figure 22 : Fermeture soft	59
Figure 23 Fermeture hard	60
Figure 24: les étapes de circulation de la driller's method.....	65
Figure 25 : Etapes de circulation de la méthode wait and weight	66
Figure 26 : migration de l'effluent par la méthode volumétrique.....	69
Figure 27 : variation de la pression annulaire en fonction du volume pompé cumulé	70
Figure 28: Situation géographique du puits DHKT-2.....	74
Figure 29 : anomalies observés lors de l'éruption au niveau du puits DHKT-2	75
Figure 30: schéma du puits DHKT-2.....	76
Figure 31: programme prévisionnel du puits NZ-22	78

Figure 32: schéma du puits RNA 15 lors de l'éruption	81
Figure 33 : schéma final du puits NZ-22.....	88
Figure 34 : la variation du volume de boue en fonction de la densité	91
Figure 35 : la variation de pression annulaire en fonction du volume pompé.....	92
Figure 36 : la variation de pression annulaire en fonction du volume purgé	94
Figure 37 : volume de boue introduit lors de la remontée.....	96

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE	14
CHAPITRE I LE FORAGE PETROLIER.....	15
I.1 Introduction	16
I.1.1 Définition d'un forage pétrolier	16
I.1.2 Principe du forage rotary	16
I.2 Le puits de forage	17
I.2.1 définition du tubage et cimentation	17
I.2.2 Les têtes de puits.....	18
I.2.3 programme de forage	19
I.2.4 Les phases de forage	19
I.2.4.1 Phase 26"	19
I.2.4.2 Phase 16"	21
I.2.4.3 Phase 12" 1/4.....	22
I.2.4.4 Phase 8" 3/8.....	23
I.2.4.5 Phase 6"	24
I.3 Moyen humain et matériels	26
I.3.1 Composition de l'équipe du chantier	26
I.3.2 Les équipements	28
I.3.2.1 Les équipements de levage	28
I.3.2.1.1 Derrick	28
I.3.2.1.2 Treuil	28
I.3.2.1.3 Moufle fixe.....	28
I.3.2.1.4 Moufle mobile	28
I.3.2.2 Equipement de pompage.....	29
I.3.2.2.1 Bacs à boue.....	29
I.3.2.2.2 Equipement de traitement	30
I.3.2.2.3 Les pompes à boue	31
I.3.2.2.4 Le manifold de plancher	32
I.3.2.2.5 La colonne montante (stand pipe).....	32
I.3.2.3 Equipement de forage	32
I.3.2.3.1 Le top drive	32

I.3.2.3.2	Table de rotation.....	32
I.3.2.3.3	Turbine.....	32
I.3.2.3.4	Moteur de fond.....	33
I.3.2.3.5	Garniture de forage	33
I.3.2.4	Equipement de sécurité	36
I.3.2.4.1	Empilage des obturateurs(BOP)	36
I.3.2.4.2	Les obturateurs internes.....	38
I.3.2.4.3	Sorties latérales d'obturateur.....	40
I.3.2.4.4	Choke manifold.....	41
I.3.2.4.5	Unité hydraulique (KOOOMEY).....	41
I.3.2.4.6	Panel de commande à distance	41
I.3.2.4.7	Dégazeur ou séparateur atmosphérique	42
I.3.2.4.8	Dégazeur sous vide.....	43
I.3.2.5	Equipement de mesure et contrôle	43
I.3.2.5.1	Densimètre	43
I.3.2.5.2	Entonnoir de viscosité.....	44
I.3.2.5.3	Trip tank (bac de manœuvre).....	44
I.4	Conclusion.....	44
CHAPITRE II METHODES DE CONTROLE DES VENUES		45
II.1	Introduction	46
II.2	Généralités sur les pressions	46
II.2.1	Rappel sur l'hydrostatique.....	46
II.2.2	Les pertes de charge	47
II.2.3	Pression des pores.....	48
II.2.4	Pression normale des pores	48
II.2.5	Pression anormales	49
II.2.6	Pression de fracturation	49
II.2.7	Pression admissible	50
II.3	Définition de la venue	50
II.4	Signe de la venue.....	50
II.4.1	Les signes précurseurs indiquant un risque de venue.....	51
II.4.1.1	Augmentation de la vitesse d'avancement.....	51
II.4.1.2	Augmentation du torque et des frottements	51

II.4.1.3	La diminution de la densité des argiles	51
II.4.1.4	Taille et forme des déblais	52
II.4.1.5	Changement de la propriété de la boue de forage	52
II.4.1.6	Indice de gaz dans la boue	52
II.4.2	Signe positive d'une venue	53
II.5	Causes des venues	53
II.5.1	La densité du fluide de forage insuffisante	53
II.5.2	Perte de circulation	54
II.5.3	Défaut de remplissage pendant la manœuvre	55
II.5.4	Pistonnage vers le haut (swabbing)	56
II.5.5	Le pistonnage vers le bas (surging)	56
II.5.6	Formation à pression anormalement élevées	56
II.6	Procédures de fermetures	57
II.6.1	Procédure de fermeture SOFT	57
II.6.2	Procédure de fermeture HARD	59
II.6.3	Avantages et inconvénients des procédures de fermeture	61
II.7	Méthodes de contrôle généralement appliquées	61
II.7.1	Relevé des pressions en tête des tiges et des pressions d'annulaire	61
II.7.2	Détermination de la densité requise dr	62
II.7.3	Calcul de la pression initiale de circulation (PR1)	62
II.7.4	Calcul de la pression finale de circulation (PRr)	63
II.7.5	Le rôle de la boue	63
II.7.6	Le contrôle secondaire	64
II.7.6.1	La méthode Driller	64
II.7.6.2	La méthode Wait and weight	65
II.7.6.3	Méthode volumétrique	67
II.7.6.4	La méthode lubricating	69
II.7.6.5	La méthode bullheading	70
II.8	Conclusion	71
CHAPITRE III PRESENTATION DES PUITIS D'ETUDES		72
III.1	Introduction	73
III.2	Le puits DHKT-2	73
III.3	Le puits NZ-22	77

III.4	Le puits RNA-15	79
III.5	Conclusion	82
CHAPITRE IV CONTROLE DES PUITES ET RESULTATS		83
IV.1	Introduction	84
IV.2	Control de l'éruption du puits DHKT-2	84
IV.3	Control de l'éruption du puits NZ-22	86
IV.4	Control de l'éruption du puits RNA-15	89
IV.5	Conclusion	98
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS		100
BIBLIOGRAPHIE		102

INTRODUCTION GENERALE

Le forage d'un puits pétrolier est une opération délicate et risquée, une erreur technique peut être la cause de la perte de la vie humaine, la perte des équipements et la pollution de l'environnement.

Parmi les risques les plus dangereux qui peuvent se produire au cours d'un forage, est d'avoir une venue de gaz, qui pourrait être suivie d'une éruption incontrôlable.

Toutes les conditions doivent être assurées afin de réaliser le forage sans aucun incident, avec un coût minimum et dans les délais. L'équipe de forage doit être suffisamment formée et entraînée, pour assurer les bonnes conditions de forage et assurer la fermeture rapide du puits en cas de venue. Le contrôle de la venue peut être assuré par l'équipe de chantier ou par d'autres spécialistes en cas de complication.

Pour cela, notre projet de fin d'étude se base sur l'étude des causes des venues en cours de la réalisation du puits de forage. Notre stage sur chantier, nous a aidé à voir de près, les problèmes de sécurité rencontrés lors du forage et les contrôles quotidiens, menant à assurer la sécurité du personnel et du matériels.

L'objectif de notre projet, est d'étudier surtout les causes des venues et de s'informer des méthodes de contrôle, utilisées dans les trois cas d'études proposés : DHKT-2, NZ-22 et RNA-15. Ce qui nous permettra de tirer une conclusion sur les recommandations et actions à entreprendre pour éviter toutes venues, comment les détecter et sécuriser le puits lors de forage d'autre puits.

La présentation de notre travail est structurée autour de quatre chapitres :

Un premier chapitre comprenant les généralités sur le forage, concernant le programme de forage, en indiquant les différentes phases menant à la réussite de l'exploitation du gisement, et un aperçu sur les différents moyens humains et matériels présents sur le chantier.

Un deuxième chapitre, commençant par donner une définition à la venue et citer les multiples signes et causes, aidants à prévoir l'intrusion des fluides de formation, tout en regroupant les procédures de fermeture et les méthodes de contrôle généralement appliquées lors des venues.

Le troisième chapitre est consacré aux cas d'études: DHKT-2, NZ-22 et RNA-15, selon la disponibilité des données, en traitant leurs situations géographiques et l'état des puits, avec une discussion détaillée sur les causes de venues ainsi des méthodes de contrôles appliquées.

Enfin, on terminera par un quatrième chapitre, dans lequel on essayera de faire une comparaison entre les cas d'études mentionnées dans le chapitre précédent, et d'en tirer les recommandations proposées

CHAPITRE I
LE FORAGE
PETROLIER

I.1 Introduction

En août 1859, le colonel DRAKE¹ foras son premier puits de pétrole, à vingt-trois mètres de profondeur près de Titusville en Pennsylvanie (U.S.A), il employa le système de forage par battage au câble qui utilise, pour creuser le terrain, l'impact d'un lourd trépan suspendu au bout d'un câble qui lui transmet, depuis la surface, un mouvement alternatif créé par un balancier, lorsque les foreurs avaient affaire à d'autres régions où ils découvrirent des terrains plus difficiles. Le procédé de forage rotary a été utilisé les premiers essais de cette technique semblent avoir été faits sur le champ de Corsicana (Texas), en 1901 J.F.LUCAS, foras au moyen d'un appareil de forage rotary, le premier puits dans le champ de Spindletop près de Beaumont (Texas). (Nguyen, 1993)

I.1.1 Définition d'un forage pétrolier

On appelle "forage pétrolier", l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques. Ceci nous permet de nous faire une idée de la constitution de sous-sol et des possibilités de gisements, sans pour autant préciser la présence d'hydrocarbures. L'opération de forage peut alors confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches. (Nguyen, 1993)

I.1.2 Principe du forage rotary

La méthode rotary consiste à utiliser des outils à dents tricône ou des outils monoblocs à diamant, sur lesquels on applique une force procurée par un poids tout en les entraînant en rotation. L'avantage de cette technique est de pouvoir injecter en continu un fluide au niveau de l'outil destructif de la formation pour emporter les débris hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface. La sonde de forage rotary est l'appareillage nécessaire à la réalisation des trois fonctions suivantes :

Poids sur l'outil;

Rotation de l'outil;

Injection d'un fluide.

(1) : DRAKE : un entrepreneur américain dont on dit souvent qu'il a foré le premier véritable puits de pétrole américain le 27 août 1859, près de Titusville (Pennsylvanie).

Ce sont les masses tiges qui sont vissées au-dessus de l'outil, appuient sur celui-ci; ces masses tiges prolongées jusqu'en surface par des tiges, constituent la garniture de forage. La totalité de la garniture de forage est creusée afin de canaliser le fluide de forage vers l'outil, un joint rotatif étanche "top drive" (tête d'injection aussi dans les autres types de forage) permet la liaison entre la conduite de refoulement des pompes de forage et l'intérieure de la garniture.

Un appareil de forage est nécessaire pour soutenir le poids de la garniture et manœuvrer celle-ci :c'est le rôle du derrick, du moufle et du treuil. (Daddou, 2011)

I.2 Le puits de forage

I.2.1 Définition du tubage et cimentation

Le puits une fois foré doit être couvert pour empêcher les parois de s'effondrer et d'isoler le puits des terrains et fluides traversés, on fait descendre alors des tubes appelés tubage ou casing et on les cimente. (fig. 1)

Ces tubes de dizaines de mètres, chacun sont vissés l'un dans l'autre et descendu jusqu'au fond du puits, ce tube peut être une colonne complète qui remonte jusqu'en surface ou une colonne qui s'arrête plus bas appelée colonne perdue ou liner.

Une fois le tubage complètement descendu on doit le cimenter pour bien le sceller dans le puits. Le ciment utilisé doit résister à la température élevée qui règne dans le puits.

Le ciment est mélangé à l'eau à laquelle on ajoute des produits pour ajuster les caractéristiques du laitier de ciment. On l'injecte ensuite dans le tubage à l'aide d'une tête de cimentation, en le poussant par la boue, tout en étant séparé à l'aide des bouchons, jusqu'à ce qu'il arrive au fond, et remonte ensuite par l'espace annulaire jusqu'à la cote voulu. (Daddou, 2011)

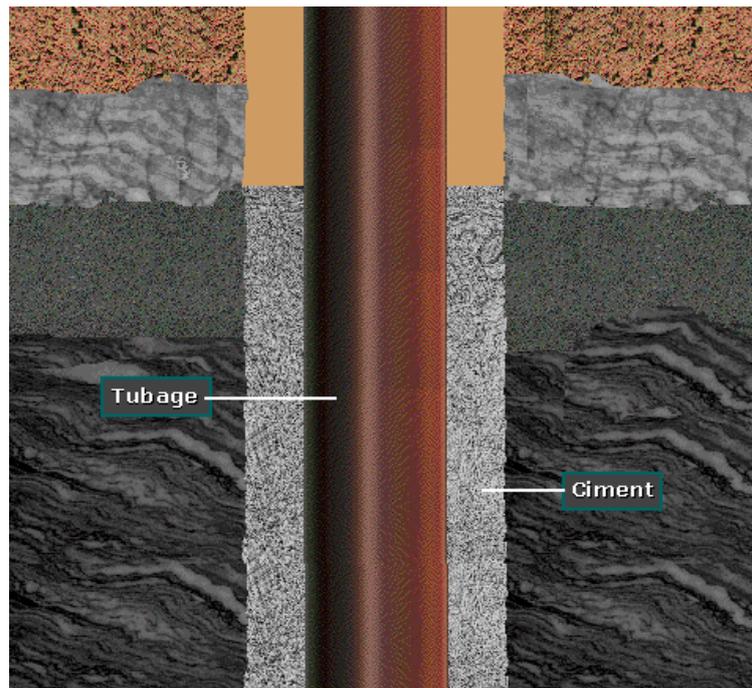


Figure 1 : tubage et cimentation

I.2.2 Les têtes de puits

Parmi les équipements pétroliers important dans la production est la tête de puits.

La tête de puits est l'un des équipements pétrolier les plus important dans la production, sa fiabilité est obligatoire pour le puits et surtout en point de vue sécurité.

La tête de puits est l'équipement du puits le plus utilisé et sa fonctionnalité devra être constante durant toute la vie du puits.

La tête de puits se compose de trois parties principales:

- a. La tête de tubage.
- b. La tête de tubing.
- c. La tête de production.

La tête de puits est utilisée comme moyen pour:

- supporter le poids de toutes les colonnes de tubage et tubing de production.
- assurer l'étanchéité des suspensions des colonnes de tubages.

Il existe de nombreuses possibilités de montage de tête de puits suivant les programmes de forage et de tubage. (Neguyen, 1993)

I.2.3 programme de forage

L'établissement du programme de forage et de tubage constitue une opération primordiale pour la préparation d'un sondage.

Il s'agit en effet de choisir les caractéristiques de construction du puits, afin que ce dernier puisse atteindre son objectif dans les meilleures conditions économiques, tout en respectant un certain nombre de données.

Les caractéristiques à choisir sont les suivantes :

- Diamètres respectifs des trépan et des colonnes de tubes.
- Nombres de colonnes et profondeur de pose.
- Hauteurs à cimenter derrière les colonnes.

Un programme de forage et de tubage s'effectue en général de la manière suivante :

- Détermination de diamètres du dernier tube.
- Choix des cotes des sabots et des diamètres des différentes colonnes et phases de forage, en déduisant les différents diamètres à partir de la dernière phase au niveau de l'objectif et en remontant vers la surface.

Au cours de l'approfondissement d'un forage, le fluide de forage doit, entre autres fonctions, assurer la tenue des parois, l'instabilité mécanique de certains terrains et en particulier, les couches de surface peu compactées, parfois non consolidées.

D'autre part, le poids de la colonne de boue doit être suffisant pour empêcher le fluage des formations et les venues intempestives de fluide (eau, gaz, huile), sans pour autant fracturer les formations rencontrées. Les changements successifs de la nature des formations et de la pression interne à la roche, appelées aussi pression de pore, peuvent rendre ces conditions incompatibles. Dès lors, s'impose la mise en place de tubage supplémentaires appelés tubage intermédiaire. (Nguyen, 1993)

I.2.4 Les phases de forage

Le programme de forage pétrolier est subdivisé en plusieurs phases : voici les phases de l'appareil ENF #47

I.2.4.1 Phase 26"

L'objectif de cette phase est d'atteindre la profondeur de 476m au sénonien anhydritique, avec un tubage 18" 5/8.

Dans cette phase la boue est benthonique, ayant une densité variant de 1.06 à 1.1, le débit est de 4000 l/min par des chemises pompes de 7". Cette boue offre une bonne consolidation des parois de la formation et une viscosité élevée assurant un bon nettoyage du trou.

Pendant le forage de cette phase, il y'a des risques d'éboulement des sables de surface provoquant une déstabilisation de l'appareil de forage.

La garniture :

- Outil tricône 26"
- 1 Porte outil 26"
- 3 Masse tige 9"1/2
- 1 stabilisateur 25"7/8
- 12 Masse tige 8"
- 12 Tiges lourdes 5".
- Le reste est composé par des Tiges 5"

Tableau 1: paramètres de l'outil en phase 26"

Paramètres	Poids sur l'outil[t]	Rotation par min	Débit [l/min]
valeurs	01-25	80-120	2000-4000

Une fois arrivé au fond du trou, la garniture est remontée au jour pour permettre la descente du tubage 18"5/8 dont le premier tube est équipé du sabot de guidage

Une tête de circulation est montée sur le dernier tube permettant la circulation du volume annulaire afin d'entamer la cimentation.

Après séchage du ciment, centrer le tubage et couper le tube guide à un certain niveau pour permettre le placement de la première tête de puits : casing head housing 20"3/4-3000X18"5/8, (fig. 2) suivis d'un mud cross 20"3/4-3000 et d'un BOP annulaire 21"1/4-2000.

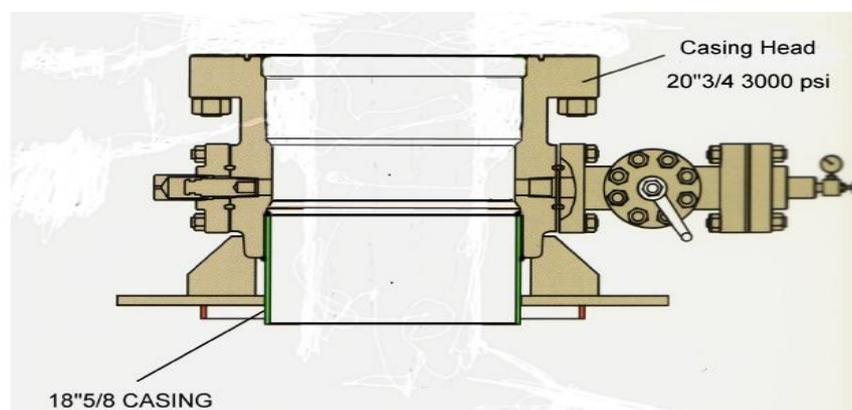


Figure 2: schéma casing head housing

I.2.4.2 Phase 16"

L'objectif de cette phase est d'atteindre la profondeur de 2293m au créacé et une partie du jurassique, avec un tubage 13"3/8.

Dans cette phase la boue est à base d'huile, ayant une densité variant de 1.17 à 1.2, le débit est de 3500 l/min par des chemises pompes de 6"1/2.

Pendant le forage, il y'a des risques de coincement de l'outil et des possibilités d'engendrer des cavages dans le puits causés par une production d'eau douce dans l'Albien.

La garniture :

- Outil PDC 16".
- 1 Proche outil 15"15/16.
- 1 Court masse tige 9"1/2.
- 2 stabilisateur 9"1/2.
- 12 Masse tige 9"1/2.
- 12 Tiges lourdes 5.
- Le reste est composé par des Tiges 5".

Tableau 2 : paramètres de l'outil en phase 16"

Paramètres	Poids sur l'outil [t]	Rotation par minute [tr/mn]	Débit [l/min]
valeurs	05-20	80-150	2800-3500

Une fois arrivé au sabot cimenté 18"5/8, l'outil le refore et le forage se poursuit jusqu'à la profondeur planifié. Ensuite la garniture est remontée à la surface pour permettre la descente du tubage 13"3/8 dont aussi le premier tube est équipé du sabot 13"3/8 de cimentation et finir par cimenter le tubage.

Après séchage du ciment, centrer le tubage et couper le tube 13"3/8 à un certain niveau pour permettre le placement de la deuxième tête de puits : casing head 20"3/4-3000X13"5/8, (fig.3) suivis de la tête de puits précédente, du mud cross 20"3/4-3000, empilage à mâchoires, un BOP annulaire 21"1/4-2000

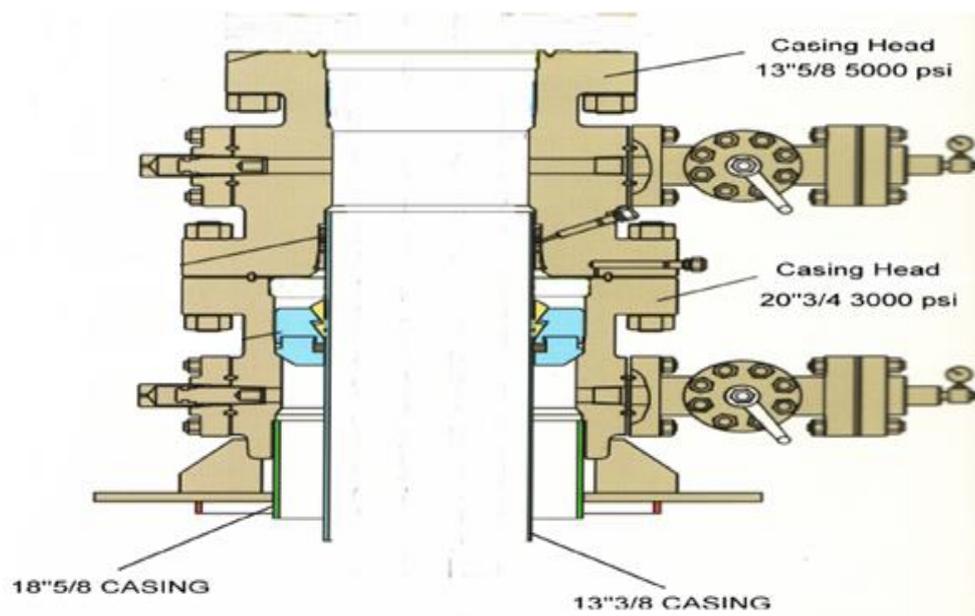


Figure 3 : casing head

I.2.4.3 Phase 12"1/4

L'objectif de cette phase est de faire un forage verticale jusqu'au KOP à 3120m et continuer un forage dévié jusqu'à 3353m(TVD²)/3347m(MD) avec une inclinaison de 24° dans la partie du jurassique, et descendre le tubage 9"5/8.

Dans cette phase la boue est à émulsion inverse, à cause de la présence des argiles, ayant une densité variant de 2 à 2.07, pompé à 2200 à 2800 l/min par des chemises pompes de 5"1/2.

Cette boue doit assurer un bon nettoyage du trou et une excellente stabilité des parois.

Pendant le forage, il y'a des risques de coincement de l'outil au niveau des argiles et des possibilités de venue d'eau chloré calcique.

La garniture

- Outil PDC 12"1/4.
- 1 Proche outil 12"3/16
- 1 Court masse tiges 9"1/2.
- 2 stabilisateur 9"1/2.
- 3 Masse tige 9"1/2.
- 6 Masse tiges 8".
- 12 Tiges lourdes 5".
- Le reste est composé par des Tiges 5"

Tableau 3 : paramètres de l'outil en phase 12 "1/4

Paramètres	Poids sur l'outil [t]	Rotation par minute [tr/min]	Débit [l/min]
valeurs	05-12	140-200	2200-2800

(2)TVD/MD : true vertical depth : (fr) profondeur vertical réelle/ measured depth : (fr) profondeur mesurée

Une fois arrivé au sabot cimenté 13"3/8, l'outil le refore et le forage se poursuit jusqu'à la profondeur planifiée. Ensuite la garniture est remontée à la surface pour permettre la descente du casing 9"5/8 dont aussi le premier tube est équipé du sabot 9"5/8 de cimentation et finir par cimenter le tubage.

Après séchage du ciment, centrer le casing et couper le tube 9"5/8 à un certain niveau pour permettre le placement de la troisième tête de puits : casing spool housing (casing hanger) 20"3/4-3000X13"3/8, (fig. 4) suivis des deux premières têtes de puits, du mud cross 20"3/4-3000, empilage à mâchoires, un BOP annulaire 21"1/4-2000 et du tube fontaine 20".

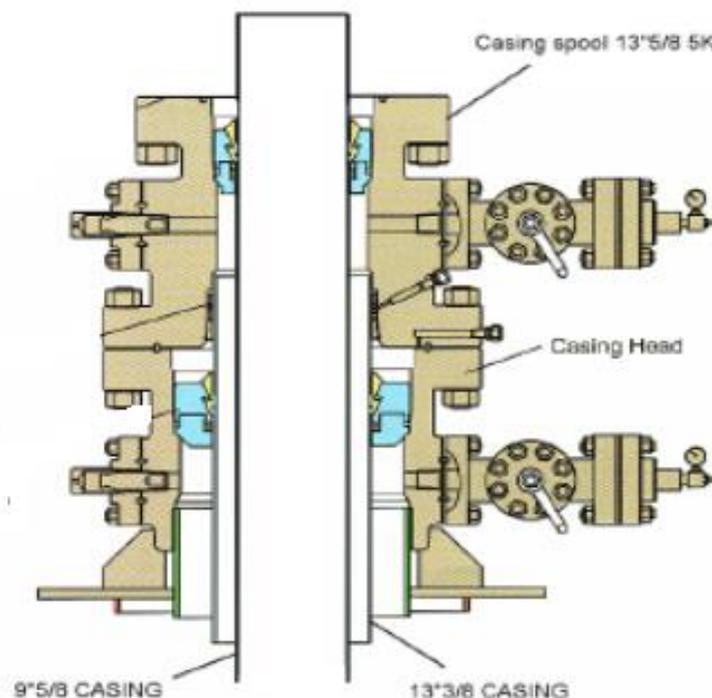


Figure 4: casing spool

I.2.4.4 Phase 8"3/8:

L'objectif de cette phase est d'atteindre la profondeur de 3478m(TVD)/3443m (MD) avec une inclinaison arrivant à 54°, au trias et descendre un liner 7". Cette phase prolonge la partie dévié qui va conduire le puits vers sa partie finale.

Dans cette phase la boue est à émulsion inverse avec un filtrat non contrôlé pour améliorer l'avancement de l'outil, à cause de la présence des argiles, ayant une densité variant de 1.5 à 1.52, le débit est de 1800 l/min par des chemises pompes de 5"1/2.

Pendant le forage, il y'a des risques de perte de circulation.

La garniture :

- Outil PDC 8"3/8.

- 1 moteur 6"3/4
- 1 MWD 6"3/4.
- 21 Tiges lourdes 5"1/2.
- 27 Plusieurs Masse tiges 5"
- 5 Tiges lourdes 5 ".

Tableau 4 : paramètres de l'outil en phase 8"3/8

Paramètres	Poids sur l'outil[t]	Rotation par minute [tr/min]	Débit [l/min]
valeurs	03-15	80-130	1800

Une fois arrivé au sabot cimenté 9"5/8, l'outil le refore et le forage se poursuit jusqu'à la profondeur planifié. Ensuite la garniture est remontée au jour pour permettre la descente du liner 7" ancré à la cote 2520m avec des tiges 5"1/2 dont aussi le premier tube est équipé du sabot 7" de cimentation et finir par cimenter le casing.

I.2.4.5 Phase 6"

L'objectif de cette phase est de forer un drain dans le réservoir jusqu'à 3476m(TVD)/4209m(MD) avec une inclinaison de 89.29° dans la partie du Cambrien, et descendre un liner 4"1/2.

Dans cette phase la boue est alourdie avec CACO3 pour ne pas endommager le réservoir, à cause de la présence des argiles, et ayant une densité variant de 1.5, elle est pompée à 900 l/min par des chemises de pompes de 5"1/2.

Pendant le forage, il y'a des risques de coincement de l'outil au niveau des argiles et des possibilités de venue de gaz et aussi des instabilités des parois.

La garniture :

- Outil PDC 6".
- 1 Proche outil 4"3/4
- 1 moteur 4"3/4.
- 1 MWD 4"3/4.
- 2 Masse tiges 4"3/4
- 35 Tiges lourdes 3"1/2.
- 72 Tiges 3"1/2.

Tableau 5 : paramètres de l'outil en phase 6"

Paramètres	Poids sur l'outil[t]	Rotation par minute [tr/min]	Débit [l/min]
valeurs	03-04	40-60	900

Une fois arrivé au sabot cimenté 7", l'outil le refore et le forage se poursuit jusqu'à la profondeur planifié. Ensuite la garniture est remonté à la surface pour permettre la descente du liner 4"1/2 finir par cimenter le tubage

A cette phase finale, le placement du dernier tête de puits : tubing head 11-5000X13"5/8-5000,(fig 5) suivis des trois premières têtes de puits, du mud cross 20"3/4-3000, empilage à mâchoires ,un BOP annulaire 21"1/4-2000 et du tube fontaine 20 ".

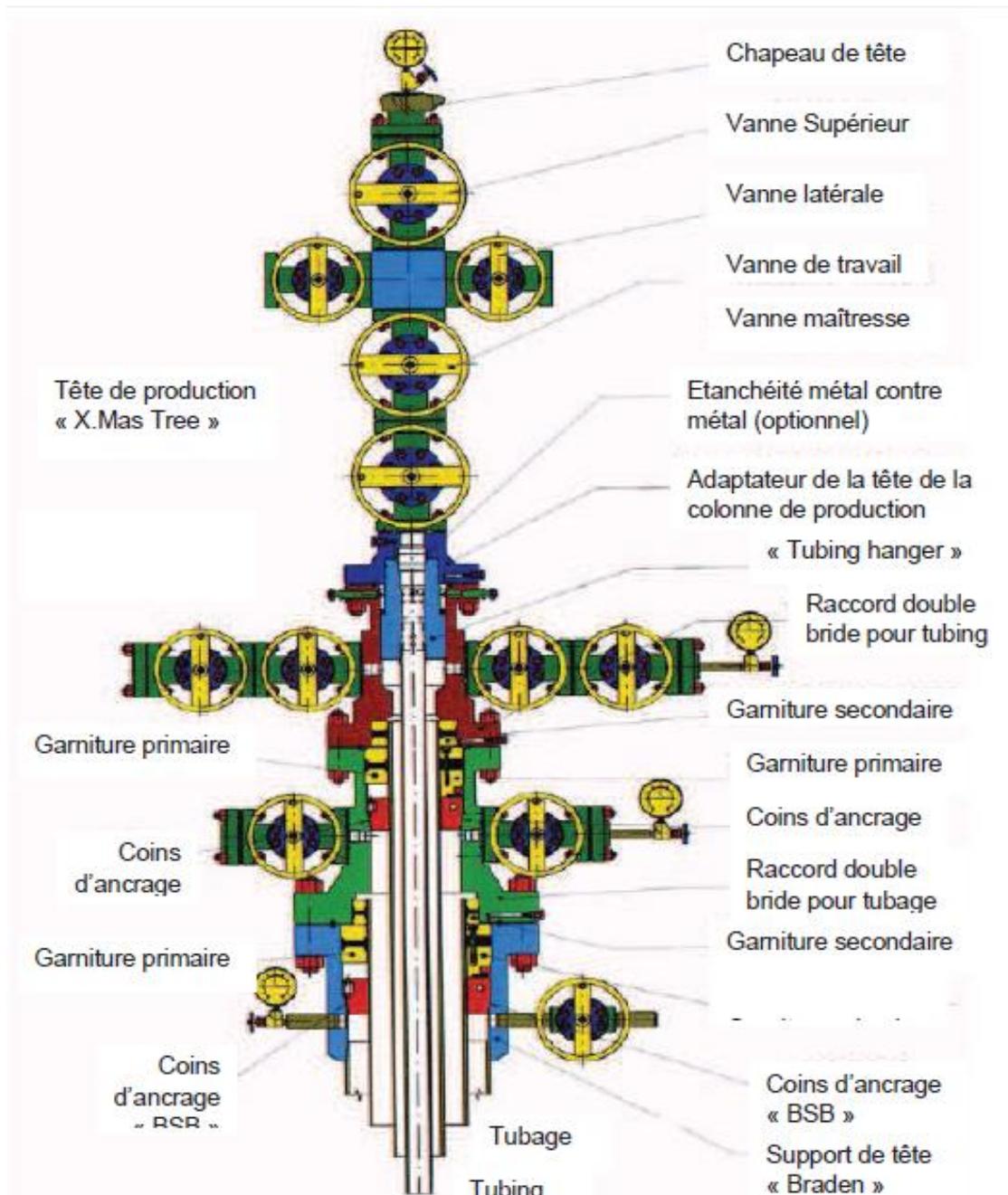


Figure 5 : empilage final des têtes de puits et du BOP

I.3 Moyen humain et matériels

I.3.1 Composition de l'équipe du chantier

Un appareil de forage même très moderne doit avoir une l'équipe qui le fait fonctionner.

Le chantier constitué par le personnel et les installations, est placé sous les ordres du chef de chantier.

Pour des raisons techniques et financières, l'appareil fonctionne sans arrêt. Deux équipes travaillant douze heures se permutent .Chaque membre de l'équipe doit connaître sa mission et doit respecter les consignes de son supérieur hiérarchique

L'équipe se compose de :

- **Maitre d'œuvre**

Le représentant du maitre d'œuvre (superviseur de forage) est le premier responsable sur chantier, il est responsable de la réalisation du programme de forage et de rédiger les consignes propres à chaque phase de forage en respectant les clauses du contrat entre les compagnies

- **L'entrepreneur de forage :**

Assure les moyens matériels et humains selon le contrat

- **Chef de chantier**

Exécute les consignes du superviseur et donne les consignes à ses chefs de poste, Il est responsable de toutes les activités requises au chantier forage, il dirige aussi sous sa responsabilité l'ensemble du personnel mis à sa disposition et veille à sa sécurité

- **Chef de poste**

Il dirige tous les membres de l'équipe. Il exécute les consignes du chef de chantier. A la relève, il prend contact avec le chef de poste qui lui passe les consignes et le met au courant de la situation exacte du forage. Il doit veiller à la bonne marche et à l'entretien du matériel ainsi que la sécurité du personnel et machines. Il rédige les rapports journaliers, il contrôle les paramètres de forage de façon à obtenir le meilleur rendement tout en respectant les consignes. Il signale au chef de chantier tout incident majeur.

- **Second de poste**

C'est l'aide immédiate du chef de poste qu'il remplace en cas de besoin, au moment de la relève, le second et d'une façon générale tous les membres de l'équipe passent les consignes, chacun en ce qui concerne ses attributions.

Comme le chef de poste il est responsable de la bonne marche du chantier. S'il n'y a pas de difficultés spéciales il peut prendre la conduite du treuil pendant le forage.

- L'accrocheur

Pendant le forage il est chargé du circuit de la boue et surveille la partie hydraulique des pompes ainsi que l'entretien. Il doit signaler au chef de poste tous faits anormaux dans leurs fonctionnement.

Il surveille le niveau des bacs à boue et mesure la densité de la boue et sa viscosité périodiquement selon les consignes (chaque demi-heure ou chaque heure)

Il est responsable de tout ce qui se trouve dans le derrick : passerelles, stop chute, ceintures, support de clés. En manœuvre il se trouve sur la passerelle d'accrochage, observe le câble ainsi que le moufle mobile

- Sondeur

Il participe à tous les travaux sur chantier. Sur le plancher il manœuvre les clés, cales, range les tiges sur le gerbier, numérote les longueurs, graisse le filetage femelle de la tige sur cale, nettoie au jet le filetage mâle sur gerbier, signale les tiges présentant des anomalies.

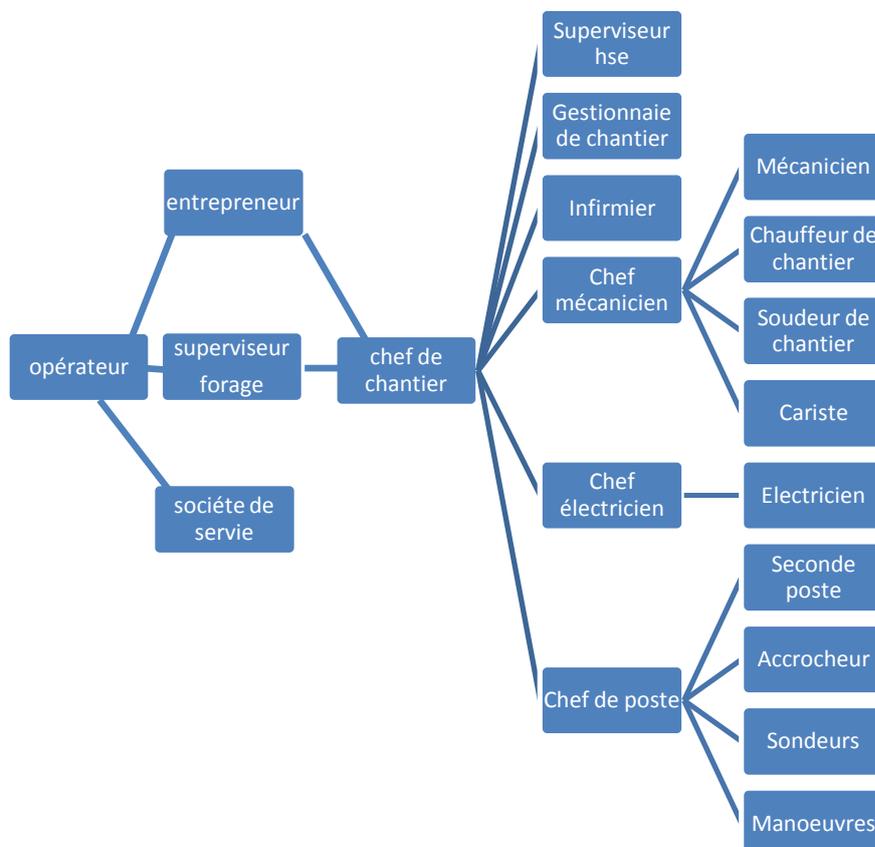


Figure 6 : hiérarchie du personnel du chantier de forage

I.3.2 Les équipements

I.3.2.1 Les équipements de levage

I.3.2.1.1 Derrick

Le mât de forage sert aux manœuvres des garnitures de forage ou des tubages. Il peut être du type qui ne se démonte pas pour le déménagement ou de celui qui se démonte en un petit nombre d'éléments. Il est dressé tout monté sur la plate-forme de forage.

Une passerelle d'accrochage [monkey board] est installée à une hauteur de 26 mètres du plancher [rig floor] pour permettre l'accrochage des longueurs de tiges. Elle comprend deux rangées pour le stockage des tiges [drill pipes] et masse-tiges [drill collars] de part et d'autre d'une partie rabattable réservée à l'accrocheur [derrick man].

La longueur maximale d'une longueur de tiges à stocker dans le mât ne doit pas dépasser 30 mètres, sinon les tiges risquent de se déformer de façon permanente.

A environ 9 mètres du plancher est montée une passerelle de tubages qui permet le guidage de ces derniers lors de leur vissage. La hauteur de cette passerelle est ajustable entre 6 et 12 mètres à l'aide d'un treuil à air.

Le derrick repose sur une substructure afin de disposer, sous le plancher de travail, d'une hauteur suffisante pour installer les obturateurs. (Slimani et al 2004)

I.3.2.1.2 Treuil

Le treuil entraîne également un arbre secondaire permettant de dévisser et visser les tiges et les tubages. Il assure aussi les manœuvres de remontée et de descente (levage) du train de sonde à des vitesses rapides et en toute sécurité, ce qui constitue sa principale utilisation.

I.3.2.1.3 Moufle fixe

Le moufle fixe a des poulies alignées sur le même axe. Cet axe est supporté à ses extrémités par deux paliers montés sur des poutrelles fixées au sommet du mât.

L'axe du moufle fixe est perforé pour permettre le graissage des différents roulements des poulies. (Daddou, 2011)

I.3.2.1.4 Moufle mobile

Le moufle mobile comporte une poulie de moins que le moufle fixe correspondant. Les poulies sont montées sur le même axe par l'intermédiaire de roulements à rouleaux coniques.

Cet axe est monté sur des paliers situés sur des flasques, en tôle très épaisse, qui reçoivent à leur partie inférieure le crochet ou l'attache du crochet.

L'axe est percé pour permettre le graissage des roulements. Un carter entoure complètement les poulies, laissant seulement passer les brins du mouflage. (Daddou, 2011)

I.3.2.2 Equipement de pompage

I.3.2.2.1 Bacs à boue

- **Les bacs de circulation** : Ce sont des bassins métalliques dans lesquels la boue peut être fabriquée, maintenue en agitation, aspirée par les pompes de forage et peut y revenir par la goulotte. Leur volume varie de 15 à 50 m³ selon l'installation.

- **Les bacs de réserve**

- Ils permettent soit de maintenir une boue neuve en attente, soit de stocker une boue déjà utilisée.
- Ils sont munis d'un système d'aspiration et d'agitation.
- Leur volume est généralement supérieur à celui des bacs de circulation (50 m³).

- **Les bacs de décantation**

Ils sont souvent limités aux bacs situés sous ou immédiatement après les tamis vibrants.

Leurs volume est voisin de celui des bacs de circulation. Ils sont séparés en deux compartiments dont l'un est sous les tamis, et est fréquemment équipé en sablière.

Ils ne possèdent pas de système d'aspiration ni d'agitation. C'est dans ces bacs que la boue dépose les particules moins grosses passées à travers les tamis vibrants.

- **Les bacs de traitement**

Ils sont destinés à la fabrication de solutions traitantes, de bouchons de colmatant etc.

Ils sont munis d'un circuit permettant la fabrication et l'agitation. Leur volume est généralement supérieur à 15 m³. (Slimani, et al 2004)



Figure 7 : Les bacs à boue

I.3.2.2.2 Equipement de traitement

- **Le tamis vibrant :** Se compose d'un cadre qui porte une toile de fer en acier inoxydable. Sur la toile est tamisé le liquide avec les déblais ; le liquide tamisé passe dans la goulotte et arrive dans le bac d'aspiration de la pompe. Le tamis est amené à un mouvement de vibration par l'arbre à excentrique. Le réglage de la fréquence est obtenu par la variation du nombre de vibration qui est égal, en général, de 1200 à 2500 à la minute. L'angle d'inclinaison de tamis peut être réglé entre 10 à 20°.
- **Le mud cleaner :** La perte de boue avec l'effluent lourd des désilteurs est jugée excessive. Cet effluent lourd est donc récupéré sur un tamis vibrant à toile fine : les solides sont éliminés au borbier et la boue épurée sous vibrateurs est remise en circuit. En général, le Mud-cleaner est un appareil indépendant monté en parallèle sur le circuit et comporte sa pompe d'alimentation, sa batterie de cônes 4" et son tamis vibrant.
- **Les dessableurs:** Ce sont des hydro cyclones utilisés soit seuls, soit groupés en batteries de 2,4,ou 8 cônes accouplés au circuit basse ou haute pression de mixing ou montés indépendamment du circuit.

Leur rôle est d'éliminer les particules solides de la boue ayant pu s'infiltrer à travers les tamis vibrants et qui sont de l'ordre de 80 μ . (Nguyen, 1993)

I.3.2.2.3 Les pompes à boue

Une pompe de forage est l'organe principal de la fonction Pompage. Elle permet d'aspirer le fluide des bacs à boue et de le refouler dans le circuit hydraulique.

Quel que soit son type, une pompe de forage est constituée de 2 parties :

- Partie Mécanique : Transmettre aux pistons de la pompe la puissance du moteur d'entraînement.
- Partie Hydraulique : Elle transforme le mouvement rotatif en un mouvement alternatif.

Une bonne installation de pompage doit assurer:

- une vitesse de remontée des déblais suffisante pour éviter leur décantation,
- une pression de refoulement suffisante pour vaincre les pertes de charges dans le circuit. (Daddou, 2011)

Suivant les types de pistons, les pompes produisent les pressions maximales suivantes :

- piston 7" : 3620 psi.
- piston 6" 1/2 : 4198 psi.
- piston 6" : 4927 psi.
- piston 5" 1/2 : 5000 psi.

On pourra résumer le circuit de boue dans la figure suivante :

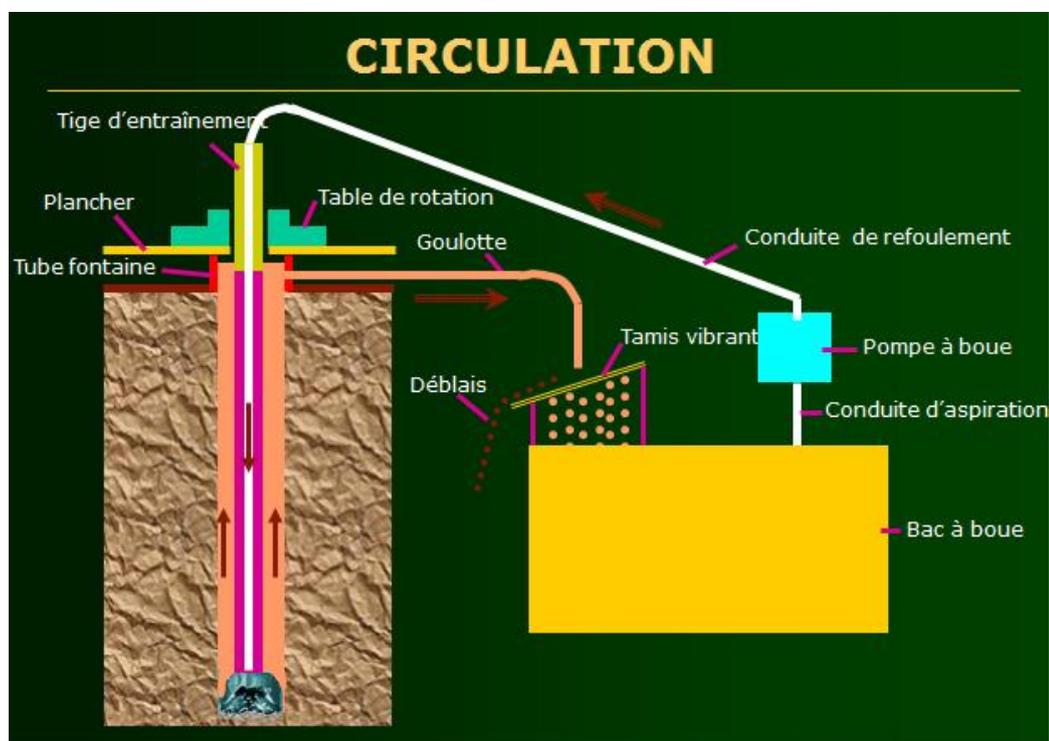


Figure 8 : circuit de la boue

I.3.2.2.4 Le manifold de plancher

Il permet la liaison des conduites de refoulement avec la ou les colonnes montantes et les sorties vers la tête de puits (kill-line).

Un système de vannes HP doublées pour la sécurité, permet l'acheminement de la boue vers la colonne en service.

Le manifold est également équipé d'une vanne de purge, permettant la décompression de tout le circuit de refoulement. (Mahfoud, 2012)

I.3.2.2.5 La colonne montante (stand pipe)

Elle permet la liaison entre le manifold de plancher et le flexible d'injection. Par soucis de sécurité, on utilise deux colonnes montantes juxtaposées dans le derrick, permettant le montage d'un deuxième flexible d'injection, utilisable rapidement en cas de problèmes importants sur celui en service. (Mahfoud, 2012)

I.3.2.3 Equipement de forage

I.3.2.3.1 Le top drive

Le top drive est une tête d'injection motorisée qui, en plus de l'injection, assure la rotation de la garniture de forage.

Ainsi, on n'a besoin ni de la tige d'entraînement ni de la table de rotation pour faire tourner la garniture, c'est le top drive qui s'en charge. En plus, pendant le forage, au lieu de faire les ajouts simple par simple, on peut les faire longueur par longueur.

Plusieurs autres options existent dans cet équipement : les bras de l'élévateur sont articulés hydrauliquement pour faciliter le travail de l'accrocheur et il possède une clé automatique et même une coulisse intégrées. (Slimani, et al., 2004)

I.3.2.3.2 Table de rotation

En cours de forage, la table de rotation [rotary table] transmet le mouvement de rotation à la garniture de forage, par l'intermédiaire de fourrures et de la tige d'entraînement et, en cours de manœuvre, supporte le poids de la garniture de forage, par l'intermédiaire de coins de retenue.

I.3.2.3.3 Turbine

Elles servent à transmettre la rotation sur l'outil lorsque la vitesse à transmettre est trop grande pour être exercée avec la table de rotation, comme pour l'outil diamanté ou lorsqu'il y

a des difficultés de rotation (mauvais profil des trous en déviation et frottements trop importants) ou dans certains cas lorsqu'on ne peut pas utiliser la rotation du tout (départ en déviation).

I.3.2.3.4 Moteur de fond

La partie motrice est constituée de 2 éléments :

Le rotor: arbre hélicoïdal (hélice externe en queue de cochon) fabriquée en acier inoxydable

Le stator: élastomère moulé en forme d'hélice interne (avec une spire supplémentaire par rapport au rotor) Le rotor et le stator correspondent étroitement et engendrent des cavités qui sont séparées les unes des autres.

Un fluide pompé à l'entrée du moteur génère une montée de pression entraînant la rotation du stator et permettant ainsi le passage du fluide dans la cavité voisine.

Le fluide progresse alors de cavité en cavité créant une rotation régulière du rotor. La vitesse de rotation résultante est proportionnelle au débit

I.3.2.3.5 Garniture de forage

Le forage rotary exige l'utilisation d'un arbre de forage creux appelé garniture, qui a pour principales fonctions :

- d'entraîner l'outil en rotation,
- d'y appliquer un certain effort,
- d'y apporter l'énergie hydraulique nécessaire à l'évacuation des déblais.

Une garniture de forage est constituée des principaux éléments suivants :

i. Les tiges

Les tiges sont des tubes cylindriques, creux, souples et résistants. Elles possèdent un filetage femelle à leurs extrémités supérieures et un autre, mâle, à leurs extrémités inférieures, pour se raccorder entre elles. Le diamètre extérieur de ces tiges est beaucoup plus faible que celui du puits.

Elles servent à transmettre le mouvement de rotation depuis la table de rotation jusqu'à l'outil, et à acheminer la boue jusqu'à ce dernier. (Slimani. all 2004)



Figure 9: Les tiges de forage

ii. Les tiges lourdes

Les tiges lourdes ont une flexibilité plus grande que celle des masses tiges et plus petite que celle des tiges normales.

Dans les forages verticaux, les tiges lourdes sont fréquemment utilisées comme intermédiaires entre les masse-tiges et les tiges. Il y a à ce niveau une variation de section occasionnant des contraintes plus élevées (flexion plus grande, vibrations). On utilise donc avantageusement une, deux ou trois longueurs de tiges lourdes, entre les masse-tiges et les tiges, chaque fois que les conditions de forage sont difficiles. (Nguyen, 1993)

iii. Masse tige

Ce sont des tiges plus robustes, beaucoup plus lourdes et moins souples que les tiges. Leur diamètre extérieur est proche de celui du puits, pour éviter leur flexion lorsqu'elles sont mises en compression.

iv. Les stabilisateurs

Ils ont un diamètre presque égal à celui de l'outil. Intercalés entre les masse-tiges, elles les maintiennent droites dans le puits et évitent leur flexion ainsi que la déviation du puits.

Un stabilisateur est une pièce comportant un corps cylindrique équipé de trois lames à sa périphérie. Dans le puits, les lames prennent appui sur les parois et permettent ainsi d'assurer un meilleur guidage et un meilleur centrage de la garniture.



Figure 10 les stabilisateurs

I.3.2.3.6 Outils de forage

i. Les outils à molettes

Ils peuvent être des bi-cônes, des tricônes (les plus utilisés dans les forages actuels).(fig11)
Sous l'effet de la compression, la dent pénètre dans la roche et l'éclate. En tournant sur elle-même sous l'effet de la rotation, la molette ripe la roche et arrache le copeau pour permettre la circulation de la boue, ces outils possèdent soit un trou central (outil conventionnel) soit des orifices latéraux placés entre les cônes



Figure 11 : les outils à molettes

ii. Les outils PDC

Le PDC (**P**oly **D**iamond **C**ristallin) est un diamant synthétique, qui a une résistance à la chaleur élevée. Un outil PDC contient des dents en carbure de tungstène sur lesquelles sont déposées de fines couches de diamant synthétique. Ces outils peuvent être utilisés pour une grande gamme de terrains. (Daddou, 2011)



Figure 12 : Les outils PDC

I.3.2.4 Equipement de sécurité

I.3.2.4.1 Empilage des obturateurs(BOP)

La fonction principale d'un obturateur est de permettre la fermeture rapide et immédiate du

Puits lors la construction d'un signe positif de venue hors puits. Un obturateur est défini par :

(i) Marque : Cameron, Shaffer, Hydril, (ii) Type : U, SL, G, (iii) Dimension nominale qui correspond au diamètre minimale d'alésage, par exemple : 11", 13"5/8, (iv) Série qui correspond à sa pression maximale de service: 2000, 3000, 5000, 10000, 15000, et 20000 psi.

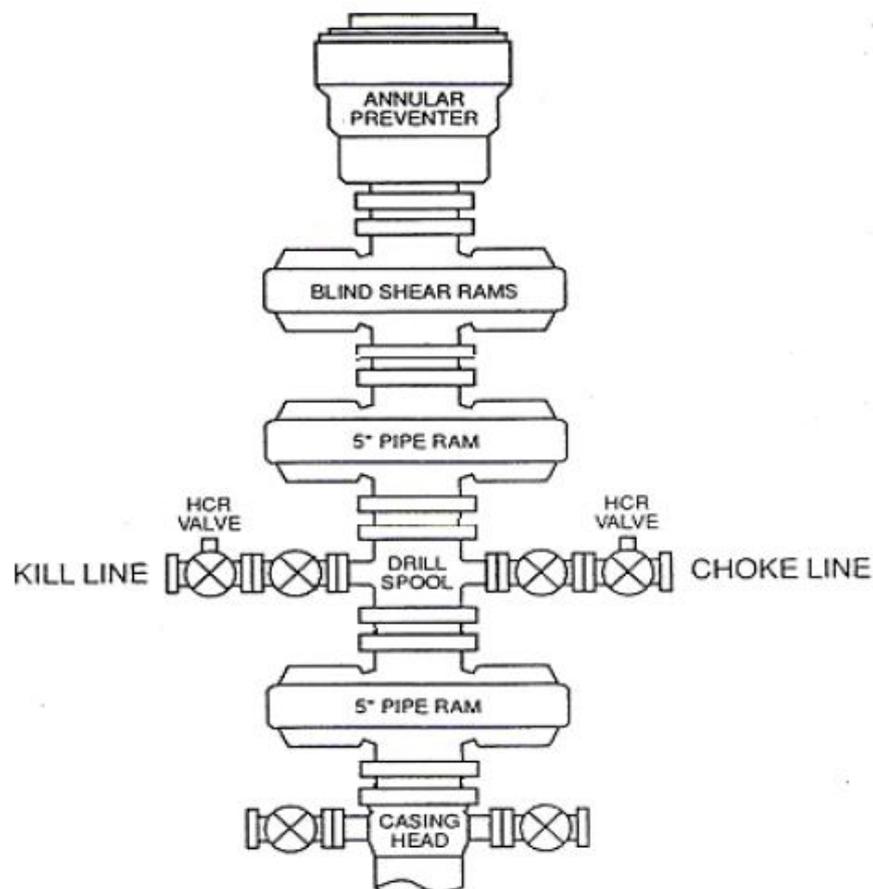


Figure 13 : empilage BOP

i. L'obturateur annulaire :

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

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

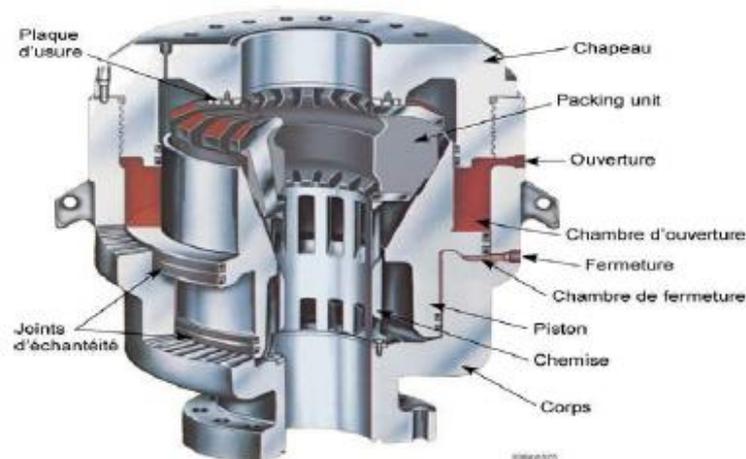


Figure 14: obturateurs annulaires

ii. Les obturateurs à mâchoires [rams] :

Ces obturations ferment l'espace annulaire autour par le déplacement d'une paire de Mâchoire (fig. 15).



Figure 15: obturateur à mâchoire

Ces mâchoires rendent étanche l'espace au-dessous d'elle. Elles peuvent d'être :

- **A fermeture totale:** elles permettent de fermer totalement le puits en l'absence de Tige.
- **A fermeture sur les tiges:** elles sont munies d'ouvertures semi-circulaires. Correspondant au diamètre extérieur des tiges, pour lesquelles elles sont prévues

- **A fermeture variable:** elles permettent de former sur différentes tailles de tiges et Même sur la tige d'entraînement.
- **A fermeture cisailant et ou totale :** permettent le cisaillement de la garniture et certains types assurant aussi la fermeture totale du puits après la coupe.

I.3.2.4.2 Les obturateurs internes

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

i. Safety valve

C'est une vanne plein passage, en position ouvert, elle permette le passage du fluide sans restriction, donc il sera possible de les visser même si'il y a un fort débit de puits. Mais en position fermée, elle ne permette pas la circulation. Donc il faut toujours ajouter la gray valve au-dessus en cas de besoin de stripper dans le puits

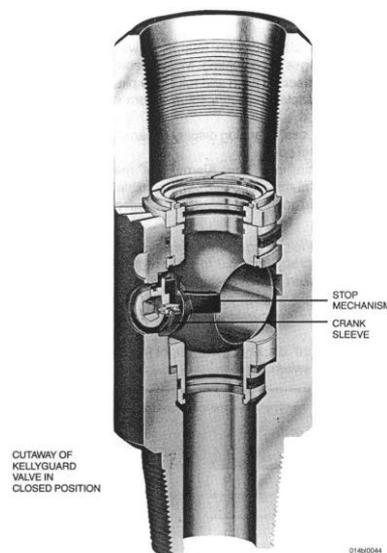


Figure 16 : schéma de safety valve

ii. Gray valve

C'est une vanne à clapet anti-retour, qui est maintenue ouverte grâce à un dispositif spécial. Elle est vissée sur la garniture lorsqu'une venue se manifeste. Il faut prévoir les réductions nécessaires pour son vissage sur un tronçon donné. (RedMed-NIV2 2010)

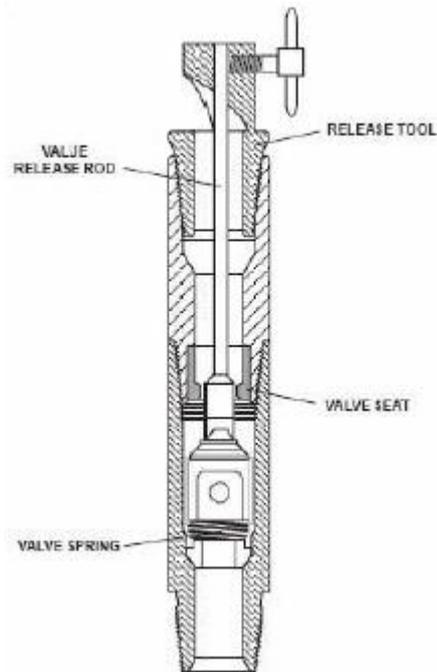


Figure 17 : schéma de gray valve

iii. Float valve

Ce sont les soupapes classiques à clapets anti-retour placées au-dessus de l'outil.

Les avantages de l'utilisation de la float valve :

- empêchent les back flow durant la manœuvre de la garniture.
- évite une venue par l'intérieur de la garniture.
- évite le bouchage des duses de l'outil.

Les inconvénients de ces équipements sont :

- surpression durant la descente.
- difficulté de lecture de pression en tête des tiges.
- risque de bouchage par colmatant.
- nécessité de remplissage de la garniture durant la descente. (RedMed, NIV2 2010)



Figure 18: float valve

I.3.2.4.3 Sorties latérales d'obturateur

i. Choke line

Une conduite qui relie les obturateurs au choke manifold, La choke line est connectée aux obturateurs ou à la mud – cross par l'intermédiaire de deux vannes, dont l'une est, de préférence, à commande à distance de façon à permettre une ouverture rapide du circuit de contrôle. Cette vanne est généralement à commande hydraulique, commandée par le chef de poste à partir du plancher. Cette vanne peut être fermée et bloquée manuellement par le volant de manœuvre. . (Slimani. et al, 2004)

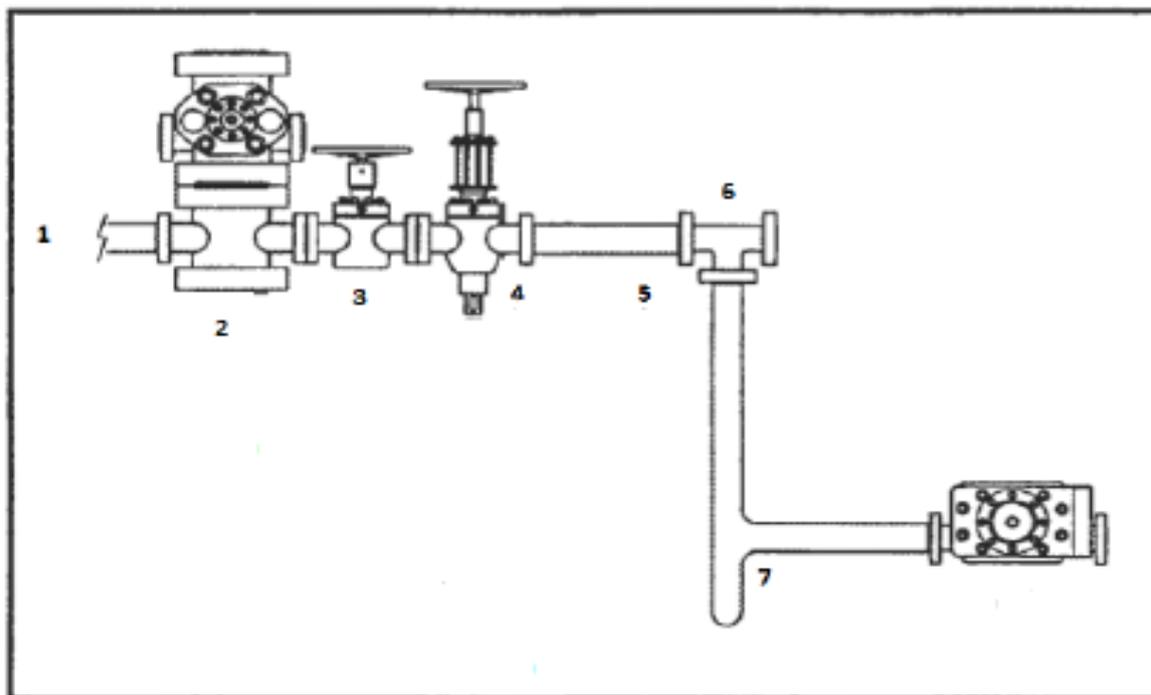


Figure 19 : sortie latéral choke line

1: kill line, 2 : crois de la circulation, 3: vanne manuelle, 4: vanne hydraulique,
5: choke line, 6 : ensemble de connexion avec choke manifold, 7: connexion bridée

ii. Kill line

La kill line est la conduite reliant l'empilage au circuit de pompage, elle doit avoir une pression de travail égale à celle des obturateurs et un diamètre intérieur minimum de 2". Elle offre la possibilité de pomper sous les obturateurs dans le cas des tests ou dans le cas où la circulation normale n'est pas possible.

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

I.3.2.4.4 Choke manifold

Pour contrôler une venue, il faut circuler en injectant une boue de densité requise, et le retour est dirigé à travers la choke line puis diriger vers le choke manifold. Le rôle du choke manifold est d'assurer une contre pression dans le puits en utilisant la choke pour maintenir la pression au fond du puits égale ou légèrement supérieure à la pression du réservoir et éviter d'autre venue durant la circulation. La sortie du manifold selon le cas peut être reliée (selon la nature de l'effluent à la sortie de la choke) vers la torche, vers les bassins, vers le bourbier ou vers le séparateur pour récupérer uniquement la boue dans les bassins. La lecture de la pression en tête d'annulaire est effectuée sur un manomètre placé sur le choke manifold et relié par un capteur pour qu'elle soit suivie aussi sur le panneau de commande à distance des duses.. (RedMed, NIV2 2010)

I.3.2.4.5 Unité hydraulique (KOOMEY)

Les obturateurs sont à commande hydraulique, une unité d'accumulation permet de stock du fluide sous pression de manière à assurer la fermeture et l'ouverture à distance de tous les obturateurs et les vannes hydrauliques, rapidement et facilement, sans apport d'énergie extérieure. Cette unité d'accumulation ainsi que le tableau de commandes des obturateurs doivent être placés distance à du puits de manière à pouvoir être opérés rapidement et de manière adéquate en cas d'urgence

Un tableau de commande secondaire est généralement situé en face de la cabine du chef de chantier (RedMed, NIV2 2010).

I.3.2.4.6 Panel de commande à distance

Plusieurs modèles existent dans l'industrie selon le type de commande. Les opérations peuvent être contrôlées à partir d'un panneau de commande à distance situé sur le plancher ou dans le dog-house. Un panneau auxiliaire de secours, peut être placé en dehors du périmètre de sécurité en face de la cabine du chef de chantier. Chaque fonction de l'empilage (BOP) est reliée à une vanne à quatre voies située sur la commande hydraulique. Pour ouvrir ou fermer une fonction de l'empilage, la vanne à quatre voies doit être actionnée soit directement à l'aide du bras, soit à distance grâce à une certaine pression d'air qu'il faut envoyer de la commande à distance. Pour manœuvrer une fonction à partir du panneau de commande, la vanne maîtresse d'air doit être actionnée en même temps que la commande de la fonction correspondante. L'activation de la vanne à quatre voies sur l'unité principale est indiquée par des témoins lumineux et remarque aussi la chute de pression sur certains manomètres de la commande (Slimani, et al., 2004).

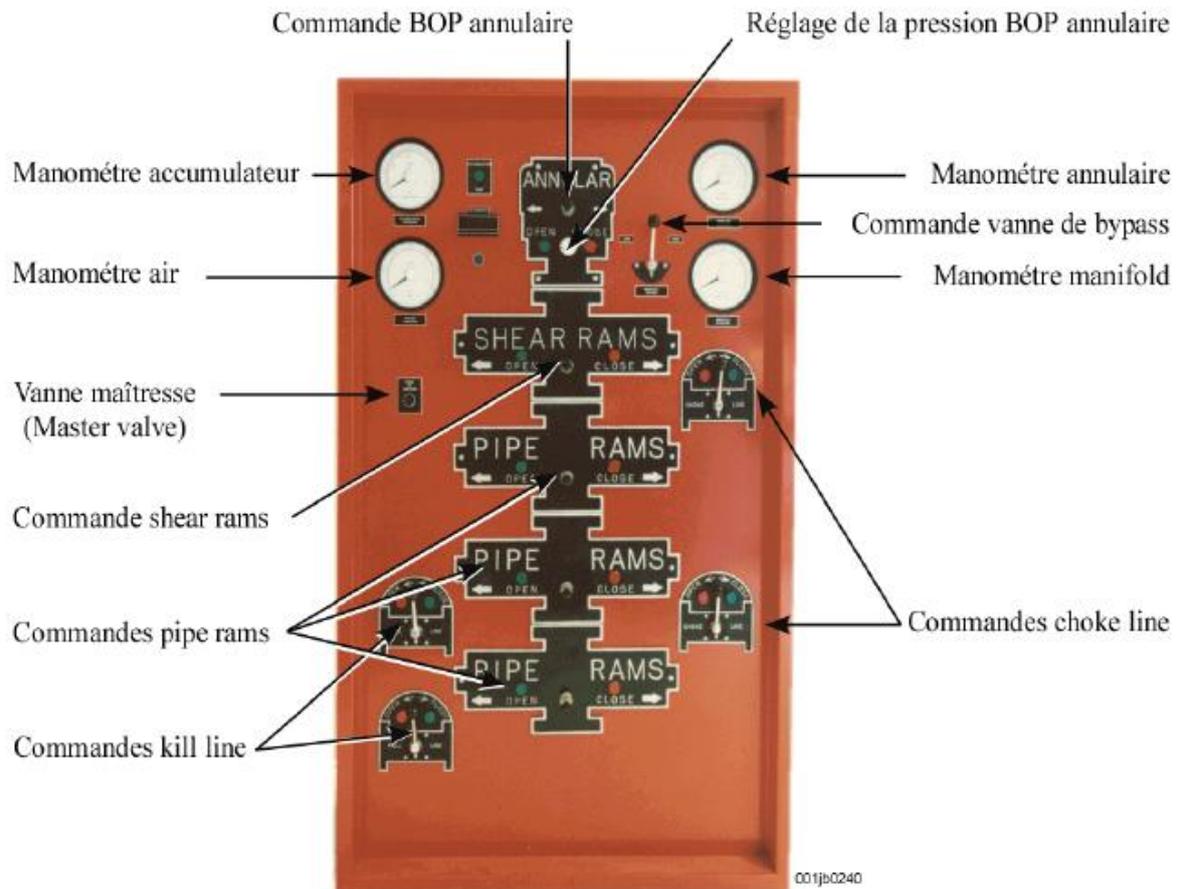


Figure 20 : schéma panels de commande à distance

I.3.2.4.7 Dégazeur ou séparateur atmosphérique

Utilisé pendant le contrôle de la venue ou circulation de bouchon de fond. Le retour de la boue du choke manifold est dirigé vers le séparateur, la boue passe dans une enceinte verticale où elle se dégage par ruissellement sur des plateaux ou des chicane. La boue propre est recueillie en bas du séparateur alors que le gaz s'échappe à la partie haute par la vente line. La pression régnant à l'intérieur du séparateur est égale aux pertes de charge produites dans la ligne d'évacuation (vent line). La ligne de retour de boue vers les bacs est équipée d'un système de tube en U (mud seal), en général de hauteur comprise entre 2 et 7m. La pression maximale acceptable dans le séparateur est égale à la pression hydrostatique exercée par le mud seal. Si cette pression maximale est dépassée dans le séparateur, il y a risque d'invasion des bassins par le gaz. Dans ce cas le retour doit être dirigé vers la torche, le contrôle doit être arrêté puis repris avec un débit minimum.

En général il s'agit d'un appareil artisanal de conception simple et robuste qui lui permet de résister à des venues de gaz brutales. La seule maintenance est un nettoyage soigné après utilisation. La sortie boue du séparateur se fait en général avant les vibrateurs.

Un séparateur vertical est caractérisé par:

- La longueur et le diamètre du séparateur
- Arrangement des chicanes
- Diamètre et longueur de la ligne d'évacuation
- L'orientation à l'entrée de la boue dans le séparateur pour minimiser l'érosion
(Sur le corps est prévue une portière pour permettre l'inspection de la surface d'usure.
- La hauteur du tube en U pour maintenir une colonne de boue dans le séparateur.

Le diamètre intérieur de la conduite d'entrée de la boue dans le séparateur doit être égal à celle de la choke line. (Slimani,et al 2004)

I.3.2.4.8 Dégazeur sous vide

Utilisé pendant le forage des formations à gaz , Le retour de la boue est contaminé avec du gaz, la boue gazée est passée dans un dégazeur installé en parallèle sur le circuit. La boue est injectée dans une enceinte où elle est en général soumise à un vide partiel. La boue se dégaze par ruissellement sur des chicanes et retourne dans le circuit. Pour l'appareil le plus ancien et encore le plus fréquent SWACO, un compresseur à air crée le vide dans l'enceinte et aspire la boue gazée. Une pompe centrifuge annexe, circulant de la boue propre, éjecte par effet venturi la boue dégazée. Ce dégazeur est aussi utilisé pour dégazer la boue récupérée du séparateur car le séparateur ne sépare pas le gaz à 100 %. (RedMed-NIV2 2010)

I.3.2.5 Equipement de mesure et contrôle :

I.3.2.5.1 Densimètre :

Ce sont des appareils de chantier, permettant de mesurer des densités de 0,95 à 2,20.

Les résultats ne sont pas affectés par les changements de température.

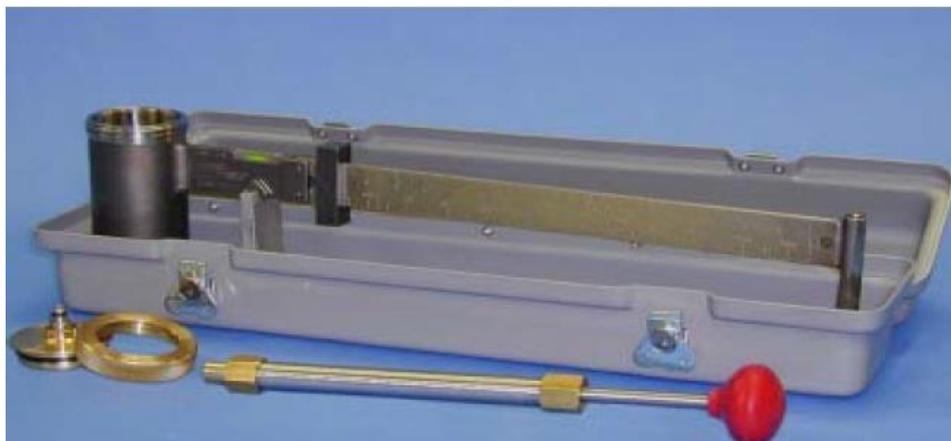


Figure 21 : Le densimètre

I.3.2.5.2 Entonnoir de viscosité

C'est un appareil du type statique : on mesure le temps en secondes que met une certaine quantité de boue pour s'écouler à travers l'ajutage de l'appareil qui n'est autre qu'un entonnoir normalisé. La boue s'écoule dans un godet gradué.

I.3.2.5.3 Trip tank (bac de manœuvre)

Le trip Tank est un petit bac de métal avec une petite capacité d'environ 20 à 40 barils avec des divisions à l'intérieur, il est utilisé pour surveiller les volumes récupérés ou pompés durant la manœuvre de la garniture. Pendant la remontée de la garniture de forage, le trip tank est utilisé pour comparer le volume de boue pompé dans le puits avec le volume d'acier remonté du puits. Dans le cas de différence entre les deux volumes, la manœuvre doit être arrêtée et la bonne action doit être prise, car cette différence peut indiquer un pistonnage donc un début de venue (cas où le volume de remplissage est inférieur au volume d'acier remonté). Pendant la descente de la garniture de forage, le trip tank est utilisé pour comparer le volume de boue récupéré du puits avec le volume d'acier descendu dans le puits. Dans le cas de différence entre les deux volumes, voir possibilité soit de perte par squeeze suite à une vitesse descente rapide soit un excès de retour suite à la migration d'une bulle de gaz. Dans tous les cas la manœuvre doit être arrêtée et la bonne décision doit être prise. Inclure les autres moyens de suivi (manomètres de pression, indicateur du torque,) car la détection d'une venue en cours de forage est assurée A travers ces moyens (voir signes précurseurs et positif d'une venue)

I.4 Conclusion

Le profil d'un forage pétrolier dépend de sa profondeur et de l'objectif. Pour des raisons techniques évidentes il n'est pas possible de faire un trou de diamètre constant depuis la surface jusqu'à la profondeur voulu, le puits est donc divisé en plusieurs phases cimentés.

La réussite du forage d'un puits de pétrole est assurée par le contrôle quotidien des différents équipements de levage, pompage, forage et sécurité notamment les obturateurs à mâchoires et les obturateurs internes, puis vérifier l'adéquation de tous ces éléments avec le programme de forage et tubage en tenant compte des règles de sécurité.

CHAPITRE II
METHODES DE
CONTROLE DES
VENUES

II.1 Introduction

Le forage pétrolier est souvent confronté à des défis d'ordres techniques liés à la traversée des formations profondes contenant des fluides sous pression qui pourraient mettre en danger la vie Humaine, l'équipement et l'environnement.

Le contrôle de puits est divisé en trois catégories principales à savoir le contrôle primaire, secondaire et tertiaire.

Le control primaire consiste à assurer toutes les conditions nécessaires pour éviter toute intrusion du fluide de la formation dans le puits ,durant toutes les phases de réalisation du puits , la barrière essentielle est la pression hydrostatique de boue , cette pression doit être égale ou légèrement supérieure à la pression de pores sans toutefois dépasser la pression de fracturation au niveau du point le plus fragile.

Le contrôle secondaire est initié quand la pression du fond du puits devient inférieure à la pression de pores, il y aura une intrusion du fluide de formation dans le puits, celui-ci commencera donc à débiter. Cette intrusion ne peut être arrêtée qu'après la fermeture du puits en utilisant les équipements de sécurité. La remise du puits sous contrôle est effectuée en utilisant les méthodes de contrôles conventionnelles à savoir la Driller's ou la wait and weight méthodes.

Le contrôle tertiaire décrit la troisième ligne de défense ou la venue ne peut pas être contrôlée après une simple circulation avec les équipements en place, mais on doit appliquer d'autre procédure et ou peut-être faire appel à d'autre équipement.

II.2 Généralités sur les pressions

II.2.1 Rappel sur l'hydrostatique

Principe fondamental de l'hydrostatique : Ce principe concerne les fluides au repos soumis seulement aux forces de pesanteur.

La pression hydrostatique dépend uniquement de la hauteur de la colonne de fluide et de sa masse volumique. La section et la géométrie de la colonne n'ont pas d'effet sur la pression.

Le principe fondamental de l'hydrostatique entre deux points s'exprime par la formule suivante :

$$P_hB - P_hA = \rho \times g \times Z \quad (1)$$

Ph_A : pression hydrostatique exercée en A exprimée en pascal (Pa),

Ph_B : pression hydrostatique exercée en B exprimée en pascal (Pa),

ρ : masse volumique du fluide considérée constante entre A et B en kg/m³,

g : accélération de la pesanteur (9,81 m/s²),

Z : hauteur en m de la colonne de fluide AB.

La pression hydrostatique augmente avec la profondeur.

Si la pression est exprimée en bar et la profondeur est mesurée en mètre, il est commode de convertir la densité du fluide kg/l en un gradient de pression bar/m, le facteur de conversion étant $\frac{1}{10.2}$.

$$\text{Gradient de pression} \left(\frac{\text{bar}}{\text{m}} \right) = \frac{d}{10.2} \left(\frac{\text{kg}}{\text{l}} \right) \quad (2)$$

Avec les unités habituellement utilisées en forage, cette formule s'écrit :

$$Ph_B - Ph_A = \frac{z \times d}{10.2} \quad (3)$$

Ph_A et Ph_B étant exprimées en bar et Z en m, et d étant la densité équivalente liquide du fluide compris entre A et B.

Ce principe implique également que la pression exercée par un fluide au repos est la même sur une même horizontale et que la pression en un point est égale dans toutes les directions.

(ENSPM, 2006)

II.2.2 Les pertes de charge

Les pertes de charge dans une conduite représentent la résistance du fluide à l'écoulement. La diminution de pression est due à l'existence de frottements entre le fluide en mouvement et les parois de la conduite et entre les différentes veines de fluide qui se déplacent à des vitesses différentes.

Le frottement des molécules du fluide se traduit par une transformation de l'énergie de mouvement en chaleur. Il faut considérer les pertes de charge comme une consommation progressive tout au long du circuit de l'énergie initiale fournie par les pompes de forage. (ENSPM, 2006)

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

P_{cs} : pertes de charge dans l'installation de surface.

P_{cdp} : pertes de charge dans les drills pipes.

P_{cdc} : pertes de charge dans les drills collars.

P_{co} : pertes de charge aux duses de l'outil.

P_{ca} : pertes de charge dans l'espace annulaire.

$$P_{ci} = P_{cdp} + P_{cdc} + P_{co} \quad (4)$$

Avec P_{ci} : pertes de charge à l'intérieur de la garniture.

La pression de refoulement des pompes P_r est la somme de toutes les pertes de charges dans le circuit de circulation :

$$P_r = P_{cs} + P_{cdc} + P_{cdp} + P_{co} + P_{ca} \quad (5)$$

La pression exercée au fond du puits est la somme des pressions dans l'annulaire :

$$P_f = P_{ha} + P_{ca} \quad (6)$$

P_{ha} : pression hydrostatique dans l'annulaire.

II.2.3 Pression des pores

La pression de pore est la pression exercée par les fluides contenus dans les roches à l'intérieur des pores et des fissures. Les termes de pression de formation, de pression de fluide interstitiel, de pression interstitielle et de pression de gisement sont également utilisés. (Sonatrach M1, 2009)

II.2.4 Pression normale des pores

La pression de pore est dite normale lorsqu'elle a pour seule et unique cause la pression hydrostatique des eaux qui imprègnent le sous-sol et qui, de pore à pore, communiquent avec l'atmosphère indépendamment de la morphologie des pores et du cheminement du fluide. Un régime de pression normale implique l'existence d'un système ouvert hydrauliquement à l'atmosphère.

D'après la définition d'une formation à pression normale, on pourrait conclure que le forage d'une couche à pression normale peut être réalisé sans problème avec une boue de densité comprise entre 1,00 et 1,20 suivant la densité de l'eau de formation.

Cependant, dans certains cas, il sera nécessaire d'utiliser une boue inférieure à 1,00 ou supérieure à 1,20. (RedMed, NIV2 2010)

II.2.5 Pression anormales

Toute pression de pore qui ne répond pas à la définition de la pression normale est dite anormale. L'existence des pressions anormales nécessite la présence simultanée :

- D'une barrière de perméabilité pour constituer les parois du récipient contenant la pression et empêcher la communication des fluides avec l'atmosphère.
- Et d'un phénomène créateur de pression.

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

Les phénomènes créateurs de pression sont nombreux et variés, ils interviennent souvent simultanément. Ils se rattachent à des processus physico-chimiques. Les principaux sont :

- La présence d'hydrocarbures (effet de densité).
- L'effet de la pression géostatique au cours de subsidence (formations sous-compactés).
- La transformation minéralogique des argiles.
- L'expansion thermique de l'eau.
- L'osmose.
- Le dépôt d'évaporites.
- La transformation de la matière organique.
- La tectonique.
- Les circulations des fluides (hydrodynamisme).

Le temps joue un rôle important dans l'existence de surpressions. Les barrières de perméabilité ne sont jamais parfaitement étanches et permanentes à l'échelle des temps géologiques. Les pressions auront tendance à s'équilibrer de part et d'autre de la barrière au cours du temps. Ceci explique pourquoi les surpressions sont plus fréquentes dans les formations récentes que dans les formations anciennes. (RedMed, NV2, 2010)

II.2.6 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 accompagné par la perte de boue.

Dans le cas d'un forage, la formation sous le sabot représente le point le plus fragile du découvert. Par ailleurs la traversée des couches profondes nécessitent des densités de boue plus élevées pour le maintien des parois du trou et empêcher l'intrusion des fluides de formation.

La connaissance de la pression de fracturation est d'une importance vitale pour l'élaboration du programme de forage et de tubage. (ENSPM, 2006)

II.2.7 Pression admissible :

La connaissance de la pression maximale admissible en tête de l'annulaire est d'une très grande importance pour éviter la fracturation de la formation durant le contrôle de la venue. (ENSPM, 2006)

La pression admissible est donnée par la formule suivante :

$$P_{adm} = P_{frac} - \frac{Z_s \times d}{10.2} \quad (7)$$

$$D_{frac} = 10.2 \frac{P_{frac}}{Z_s} \quad (8)$$

Où P_{adm} : pression maximale admissibles (bars).

P_{frac} : pression de fracturation (bars).

d : densité initiale de la boue (kg/L).

D_{frac} : densité de fracturation.

Z_s : cote verticale du sabot (m).

II.3 Définition de la venue

La venue c'est la pénétration de certain volume de fluide (eau, gaz, brut) de la formation dans le puits lorsque la pression exercée face à une formation poreuse perméable est inférieure à la pression de pore de cette formation.

II.4 Signe de la venue

Plusieurs indices peuvent prévenir d'un risque imminent ou du déclenchement d'une venue, ces indices détaillés sont extrêmement importants pour les foreurs car le démarrage rapide des procédures de contrôle influe directement sur les méthodes et le niveau de risque encourus.

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

- Les signes précurseurs indiquant un risque de venue : ils indiquent qu'une venue est peut être sur le point de se produire. Certains vont également se manifester pendant la venue.

- Les signes effectifs (positifs) de venue : ils indiquent de façon évidente l'entrée d'un fluide dans le puits.

II.4.1 Les signes précurseurs indiquant un risque de venue

La sécurité du puits dépend essentiellement de la détection rapide des signes précurseurs d'une venue, toute fois la détection d'un seul signe peut ne pas être un indicateur définitif, c'est pour cela qu'il faut observer tous les signes à la fois.

II.4.1.1 Augmentation de la vitesse d'avancement

Elle est généralement en fonction d'un certain nombre de paramètres parmi lesquels : le poids de l'outil, la vitesse de rotation, différence de pression et 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.

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

II.4.1.2 Augmentation du torque et des frottements

L'augmentation du torque et des frottements par rapport à leurs tendances normales pendant le forage pourrait indiquer la pénétration d'une zone de pression anormalement élevée.

Cette augmentation peut être considérée comme une indication de l'instabilité des parois du trou due à la réduction de pression différentielle ce qui entraîne le fluage des argiles et l'accumulation des déblais autour de la garniture.

II.4.1.3 La diminution de la densité des argiles

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

II.4.1.4 Taille et forme des déblais

Les déblais de grande taille peuvent être produits dans les zones de transition et à pression anormalement élevée suite à une pression différentielle négative. Leur analyse continue permet de détection de l'entrée dans une zone de transition.

II.4.1.5 Changement de la propriété de la boue de forage

L'intrusion d'un fluide plus léger dans le puits entraîne une diminution de la densité de la boue, cette diminution de densité est généralement accompagnée par une variation de la viscosité en fonction du type de boue et de la nature de l'effluent.

Par exemple l'intrusion de l'eau de formation dans une boue à base d'huile entrainera l'augmentation de la viscosité, par contre l'effet est inverse pour une boue salée saturé à faible PH.

II.4.1.6 Indice de gaz dans la boue

La présence du gaz dans la boue peut provenir de l'une des causes suivantes :

- Lors du forage d'une formation perméable contenant du gaz, avec une densité de boue suffisante, le gaz contenu dans la roche détruite se libéré provoquant ainsi le gazage de la boue. Le pourcentage de gaz dans la boue est fonction de :
 - Diamètre de l'outil.
 - Débit de circulation.
 - La vitesse d'avancement.
 - La pression de pores.
 - La porosité de la formation.

Le gazage de la boue peut devenir dangereux si son pourcentage dans l'annulaire est élevé, ce qui diminuera la pression hydrostatique, c'est une valeur qui pourra déclencher une venue.

- Pendant l'ajout des longueurs de tiges, il y aurait intrusion de gaz dans le puits si la pression différentielle devient négative. Une fois ce bouchon de gaz est détecté, il est nécessaire d'augmenter la densité de la boue avant la manœuvre de la garniture.

Il faut garder à l'esprit qu'une venue peut se produire sans apparition préalable de ces signes. Dans certains cas, ces signes apparaissent uniquement au moment où l'effluent pénètre dans le puits. Ils se manifesteront en même temps que les signes effectifs de venue.

II.4.2 Signe positive d'une venue

Un signe positif d'une venue signifie une intrusion sûre d'un certain volume d'effluent dans le puits, ce qui nécessite la fermeture immédiate du puits.

En cours de forage, l'entrée d'une venue dans un puits va se manifester en surface quel que soit la nature du fluide forage, c'est alors qu'on observe soit une augmentation du débit à la goulotte, soit une augmentation du boue au niveau des bacs.

Si par contre, en cours des manœuvres de remontée (ou descente) du train de tige, le volume de boue rempli est inférieur (ou supérieur) au volume de l'acier, cela signifie qu'il y a venue d'un fluide au fond du puits.

L'utilisation d'un trip tank est indispensable pour une détection rapide d'une intrusion d'effluent en cours de manœuvre.

Dans certaines situation, les signes positifs peuvent être masqués par :

- L'ajustement de la densité de la boue en cours de forage.
- Le transfert de la boue en surface durant le forage.
- Une perte partielle de circulation dans la formation.
- Des fuites dans les équipements de surface.
- L'utilisation des équipements d'épuration mécanique.
- Le démarrage et l'arrêt des pompes de forage.

II.5 Causes des venues

La prévention des venues est un processus qui doit d'abord commencer par l'étude et la compréhension des causes qui sont à l'origine de ces venues. Les causes des venues les plus fréquentes sont : (Sonatrach, M1 2009)

II.5.1 La densité du fluide de forage insuffisante :

Pour un contrôle effectif du puits, il faut s'assurer à tout moment que la densité à l'entrée et à la sortie du puits est maintenue à la valeur requise. Cette densité est maintenue à une valeur correcte pendant le forage par l'utilisation des équipements d'épuration mécanique.

L'insuffisance de la densité peut être due à :

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

Lors du forage des formations contenant du gaz ce dernier se mélange avec la boue entraînant une réduction de la densité.

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

$$\Delta P = 2.3 \times \log Ph \times \frac{de - ds}{ds} \quad (9)$$

Où

ΔP : la réduction de la pression sur le fond (bars).

de : la densité d'entrée de la boue.

ds : la densité de sortie de la boue.

Ph : la pression hydrostatique de la boue initiale (bars).

Pour la sécurité du puits la boue doit être dégazée en surface avant d'être recirculée dans le puits.

Donc la boue doit être dégazée avant qu'elle soit recirculée dans le puits en utilisant le dégazeur sous vide

II.5.2 Perte de circulation

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

$$H = \Delta P \times \frac{10.2}{di} \quad (10)$$

Où

H : la hauteur maximale du vide (m)

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

di : la densité initiale de la boue (kg/l)

Cette perte peut être due à :

- Formation non consolidée
- Formation fissurée
- Formation traversant une faille

- Formation caverneuse

II.5.3 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.

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

i. Tiges vides

Lors de la remontée des tiges vides sans remplissage du puits, la chute de pression au fond est donnée par la formule suivante :

$$\Delta P = H \times Gb \times \frac{Va \text{ tiges}}{Vi \text{ tubage} - Va \text{ tiges}} \quad (11)$$

Où :

P: réduction de la pression de fond (bars).

H: longueur des tiges remontées (m).

Gb: gradient de boue (bar/m).

Va tiges: volume acier des tiges.

Vi tubage: volume intérieur de tubage (L/m).

ii. Tiges pleines :

$$\Delta P = H \times Gb \times \frac{Va \text{ tiges} + Vi \text{ tiges}}{Vi \text{ tubage} - (Va \text{ tiges} + Vi \text{ tiges})} \quad (12)$$

Où :

P : réduction de la pression de fond (bars).

H : longueur des tiges remontées (m).

Gb : gradient de boue (bar/m).

Va tige : volume acier des tiges.

Vi tubage : volume intérieur de tubage (L/m).

Donc il faut assurer le remplissage du puits durant la manœuvre et utiliser le bac de manœuvre avec la feuille de manœuvre pour s'assurer de la correspondance des bilans de volumes

II.5.4 Pistonnage vers le haut (swabbing)

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

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

- Contrôler la vitesse de manœuvre.
- Respecter le jeu optimal entre le BHA et le découvert.
- Conditionner la boue.

II.5.5 Le pistonnage vers le bas (surging)

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

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.

Le pistonnage vers le haut/ bas est parmi les causes les plus fréquents de l'apparition des venues il faut donc assurer toutes les conditions pour éviter ce phénomène

II.5.6 Formation à pression anormalement élevées

Ces formations sont souvent une des causes des venues et cela dû aux données insuffisantes ou incorrectes, on dit qu'une formation est à pression anormalement élevée lorsque son gradient de pression est supérieur au gradient normal.

$$\text{Gradient anormal} > 0.105 \text{ bar/m} \quad (13)$$

La formation à pression anormalement élevées sont souvent prévus et détectés par l'analyse détaillée des études sismiques avant de commencer le forage. Un autre moyen plus direct pour détecter ces formations à pression anormalement élevés consiste à observer les tendances des paramètres suivants pendant le forage.

- Vitesse de pénétration.
- Température de sortie de la boue à la goulotte.
- Densité et porosité des argiles.
- Torque et frottement

II.6 Procédures de fermetures

La détection rapide d'une venue et la fermeture immédiate du puits sont les éléments clés pour la réussite des opérations de remise sous contrôle du puits. (RedMed NIV2, 2010)

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

- Fermer le puits en toute sécurité.
- Minimiser le volume de la venue.

Ces procédures se divisent en deux catégories :

- Procédure de fermeture SOFT.
- Procédure de fermeture HARD.

II.6.1 Procédure de fermeture SOFT

i. Alignement du circuit de contrôle

Pendant les opérations de forage le circuit de contrôle doit être aligné comme suit :

- La vanne manuelle de la chock line ouverte.
- La vanne hydraulique de la chock line fermée.
- La Duse hydraulique ouverte.

ii. Procédure de fermeture en cours de forage

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

- Arrêter la rotation de la garniture.
- Dégager la garniture du fond jusqu'à ce que le premier tool joint soit environ 1 m au-dessus du plancher
- Arrêter les pompes de forage et observons le retour de la boue, si positif :
- Ouvrir la vanne choke line.
- Fermer l'obturateur annulaire ou pipe rams
- Fermer la Duse hydraulique.
- Notons le gain, relever les pressions en tête de tiges et d'annulaire et noter leurs valeurs en fonction du temps.

iii. Procédure de fermeture en cours de 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

a- Le puits débite

- Poser la garniture sure cales.
- Installer la vanne de sécurité (safety valve) en position ouverte.
- Fermer la vanne de sécurité.
- Ouvrir la vanne choke line.
- Fermer l'obturateur.
- Fermer la Duse hydraulique.
- Noter le gain, relever les pressions en tête d'annulaire.

b- Le puits ne débite pas

- Poser la garniture sure cales.
- Installer un BOP interne (gray valve ou non-Return Valve).
- Redescendre au fond en contrôlant le retour, en cas de déséquilibre, procéder à la fermeture du puits selon la soft et reprendre la descente en strippant³. Une fois au fond circuler le volume annulaire et évaluer la situation.

Dans le cas d'une venue causée par le swabbing, le contrôle du puits peut être réalisé selon l'une des options suivantes :

- Redescendre dans le puits en strippant, puis circuler le volume annulaire.
- Si l'effluent est du gaz et que la migration est favorable, on peut appliquer la méthode volumétrique, ou, dans le cas où les conditions du puits le permettent, faire revenir la venue dans la formation par la méthode Bullheading.

(2) : Stripping : faire descendre la garniture dans un puits fermé

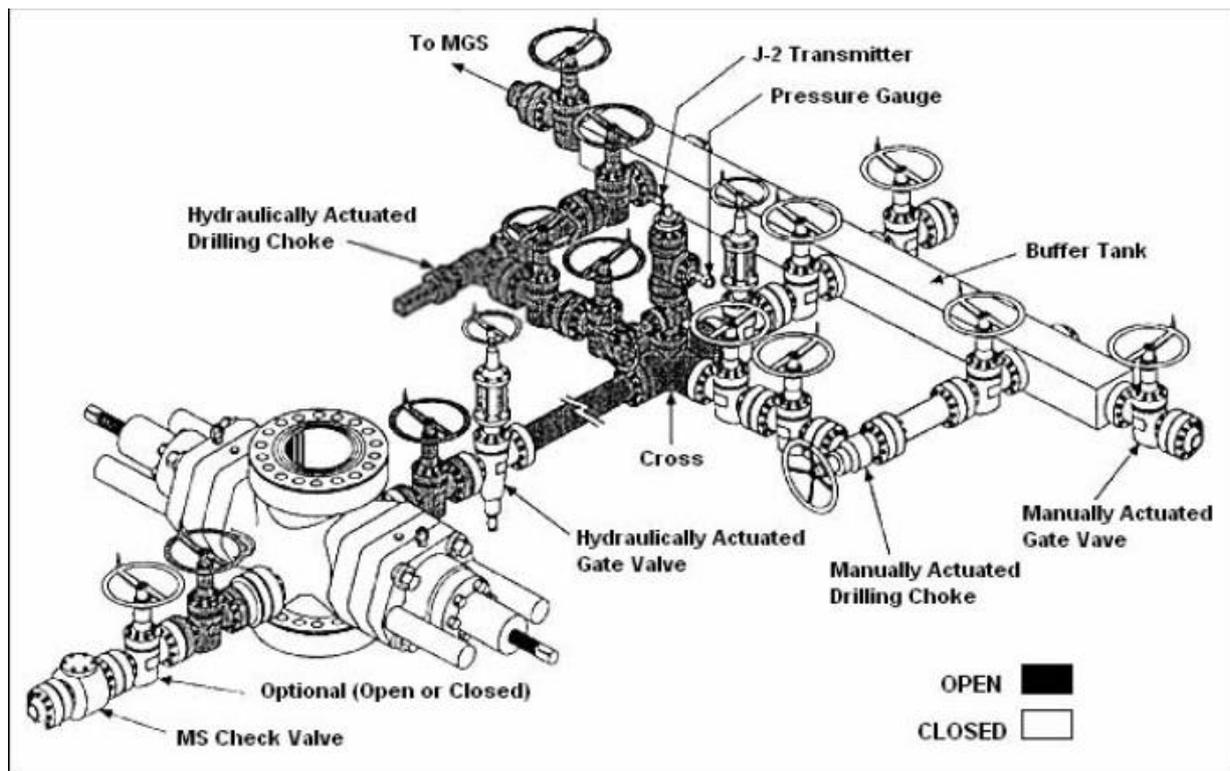


Figure 22 : Fermeture soft

II.6.2 Procédure de fermeture HARD

i. Alignement du circuit de contrôle

Pendant les opérations de forage le circuit de contrôle doit être aligné comme suit :

- La vanne manuelle de la choke line ouverte.
- La vanne hydraulique de la choke line fermée.
- La Duse hydraulique fermée.

ii. Procédure de fermeture en cours de forage

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

- Arrêter la rotation de la garniture.
- Dégager la garniture du fond jusqu'à ce que le premier tool joint soit environ 1 m au-dessus du plancher
- Arrêter les pompes de forage et observer le retour de la boue, si positif
- Fermer l'obturateur annulaire ou pipe rams
- Ouvrir la vanne choke line.
- Noter le gain, relever les pressions en tête de tiges et d'annulaire et noter leurs valeurs en fonction du temps.

iii. Procédure de fermeture en cours de manœuvre :

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

a- Le puits débite :

- Poser la garniture sure cales.
- installer la vanne de sécurité (safety valve) en position ouverte.
- Fermer la vanne de sécurité.
- Fermer un obturateur.
- Ouvrir la vanne choke line.
- Noter le gain, relever les pressions en tête d'annulaire.

b- Le puits ne débite pas :

- Poser la garniture sure cales
- installer un BOP interne (Gray valve ou non-return valve)
- 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.

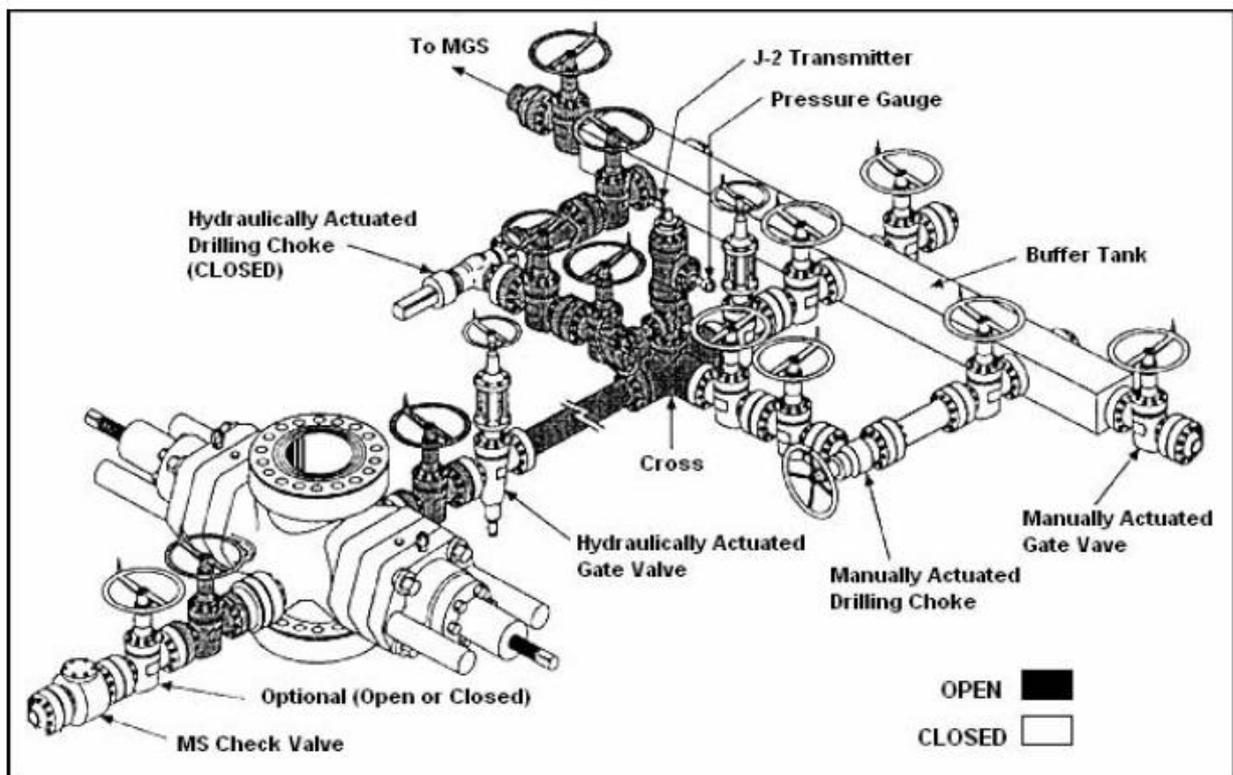


Figure 23 : Fermeture hard

II.6.3 Avantages et inconvénients des procédures de fermeture :**Tableau 6 : comparaison entre les procédures de fermeture**

procédure SOFT		Procédure HARD	
Avantages	Inconvénients	Avantages	Inconvénients
-Permet le contrôle et la surveillance de l'évolution de la pression en tête de l'annulaire durant la fermeture de la duse.	- Temps de fermeture assez long engendrant un gain important.	- Temps de fermeture court entraînant un gain plus faible.	- Ne permet pas le contrôle d'un risque de fracturation immédiat à la fermeture
-Evite les coups de bélier à la formation.	- Risque de confusion durant son application.	-Procédure de fermeture simple.	- Risque des coups de bélier au niveau du découvert.

II.7 Méthodes de contrôle généralement appliquées

Le contrôle de venue est la mise en œuvre d'une série d'opération permettant l'évacuation de l'effluent et la mise en place d'une boue de densité égale à la densité d'équilibre de la formation. Le contrôle de la venue doit être fait tout en évitant une nouvelle intrusion et la fracturation de la formation la plus fragile.

La circulation des venues se fait généralement à des débits relativement faibles par rapport au débit de forage, afin de laisser le temps d'ajustement des pressions au niveau des duses du manifold et alourdir la boue de forage.

II.7.1 Relevé des pressions en tête des tiges et des pressions d'annulaire

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.

La pression stabilisée en tête des tiges (Pt1) représente uniquement la différence entre la pression de pores et la pression hydrostatique de la boue à l'intérieur de la garniture (venue avec l'outil au fond), par contre la pression annulaire (Pa1) dépend de :

- La pression de pores.
- Le volume de la venue.
- La nature de l'effluent.
- La densité de la boue dans l'annulaire.

En général, la valeur de la pression annulaire stabilisée est supérieure à la pression stabilisée en tête des tiges. L'écart entre ces valeurs est d'autant plus élevé que le volume de la venue est plus important et la densité de l'effluent est plus faible. (Sonatrach, M1 2009)

II.7.2 Détermination de la densité requise d_r :

La densité requise est définie comme étant la densité de la boue fournissant une pression hydrostatique égale à la pression de pores.

Après la fermeture du puits, la pression de pores est égale à la somme des pressions à l'intérieur de la garniture et aussi égale à la somme des pressions dans l'espace annulaire. (ENSPM, 2006)

$$P_{pores} = P_{t1} + P_{hi} = P_{a1} + P_{ha} + P_{heff} \quad (14)$$

Où :

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

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

P_{a1} : pression stabilisée en tête d'annulaire (bar).

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

P_{heff} : pression hydrostatique de la venue dans l'espace annulaire (bar).

La connaissance de la densité exacte de l'effluent est nécessaire pour estimer la pression de pores, par contre, son calcul par l'intérieur de la garniture donne une valeur plus précise du fait que l'intérieur des tiges est rempli d'une boue homogène de densité connue.

$$P_{pores} = Z \times \frac{d_r}{10.2} = P_{t1} + Z \times \frac{d_1}{10.2} \quad (15)$$

$$D'où \quad d_r = d_1 + 10.2 \times \frac{P_{t1}}{Z} \quad (16)$$

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

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

II.7.3 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 (Sonatrach, 2009):

$$PR1 = Pci + Pt1 \quad (17)$$

Où : Pci est la perte de charge à débit réduit (bar)

II.7.4 Calcul de la pression finale de circulation (PRr) :

Pour maintenir une pression du fond constante 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.

(Sonatrach, M1 2009)

$$PRr = Pci \times \frac{dr}{di} \quad (18)$$

II.7.5 Le rôle de la boue

La boue de forage joue un rôle très important durant le forage d'un puits, elle assure les points suivants :

- Le transport des déblais forés
- Le refroidissement de l'outil de forage : Un outil mal refroidie s'échauffera très vite et s'usera très rapidement, des produits lubrifiants mélangés à la boue réduiront la friction des roulements d'un outil et serviront également de lubrifiant entre la garniture et la paroi du trou.
- Maintien des parois du trou : Une boue de forage appropriée maintiendra les formations contre les éboulements dans les trous en créant une pression hydrostatique. Le "cake", espèce de plâtre déposé par la boue sur les parois du puits, rend étanche et évite les pertes de liquide par suite de la pression exercée sur les parois du trou par les particules solides en prévenance de la boue, en particulier au niveau des terrains perméables.
- Prévention des venues de fluides de formation : Les pressions du gaz, de l'huile ou de l'eau contenues dans les formations peuvent être supérieures à la pression hydrostatique de fluide de forage. Si cela se produit, le fluide de la formation pénétrera librement dans le puits, et il faudra injecter une boue plus lourde pour

augmenter la pression au fond du trou, et par conséquent dépasser la pression de gisement.

II.7.6 Le contrôle secondaire

Les méthodes de contrôle ont un même principe de base qui consiste à maintenir une pression au fond constante et égale ou légèrement supérieur à la pression des pores durant toute la durée du contrôle.

Méthode de contrôle

II.7.6.1 La méthode du driller

La méthode du driller est la méthode la plus anciennement utilisée, elle est considérée comme étant la méthode la plus simple à mettre en œuvre du fait que le contrôle peut se faire immédiatement après la fermeture du puits sans préparation spéciale, cette méthode consiste à (Sonatrach, M1 2009)

- Circulation et évacuation la venue avec la densité initiale de forage.
- Remplacement la boue initiale par une boue de densité suffisante pour équilibrer la pression de pores.

Procédure de mise en œuvre (figure 24) :

- Fermer le puits dès la constatation d'un signe positif de venue.
- Noter le gain et relever les pressions stabilisées en tête des tiges et d'annulaire.

Pendant la première circulation :

D'abord il faut ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe de forage jusqu'à atteindre le débit de contrôle tout en maintenant la pression annulaire constante et égale à la pression stabilisée en tête d'annulaire et la pression en tête des tiges égale à la pression de circulation initiale. On continue la circulation jusqu'à l'évacuation complète de la venue. Après l'évacuation de la venue, la circulation doit être arrêtée progressivement en gardant la pression en tête d'annulaire constante jusqu'à l'arrêt total.

On doit lire à l'arrêt $P_t = P_a = P_{t1}$

Deuxième circulation :

La boue de densité requise est prête, ouvrir légèrement la duse et démarrer la pompe progressivement jusqu'à atteindre le débit de contrôle, en ajustant la duse pour maintenir la

pression annulaire constante et égale à la pression d'annulaire lors de la fermeture en fin de la première circulation $P_a = P_{t1}$.

Continuer à circuler à débit constant et ajuster la duse pour avoir une pression de refoulement décroissante selon le graphe préétabli. On peut aussi dans le cas de driller's garder la pression annulaire constante $P_a = P_{t1}$ durant le pompage de la boue dr à l'intérieur.

Une fois que la boue lourde atteint l'outil, il faut continuer à circuler à pression de refoulement décroissante de pression de refoulement PR_1 jusqu'à atteindre la valeur finale PR_r .

Une fois que la boue lourde arrive à l'outil, continuer à circuler à pression de refoulement constante PR_r jusqu'à l'arrivée de la boue à la surface.

A l'intérieur de circulation, On doit observer que $P_a = P_t = 0$

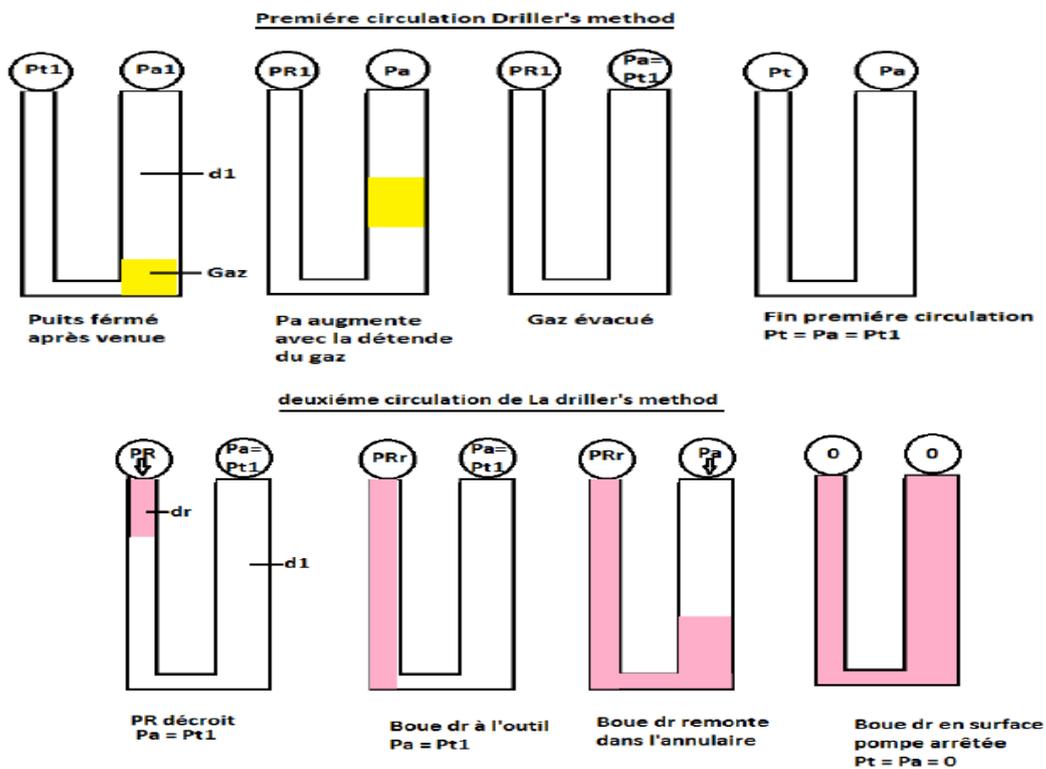


Figure 24: les étapes de circulation de la méthode de driller

II.7.6.2 La méthode Wait and weight

La wait and weight method est une autre technique de contrôle de venue ayant le même principe de base que la driller's method, la procédure de cette méthode consiste à remplacer le fluide dans le puits avec la boue de densité requise en une seule circulation. (Sonatrach M1 2009)

Procédure de mise en œuvre (fig. 25) :

- Fermer le puits dès la constatation d'un signe positif de venue,
- Noter le gain et relever les pressions stabilisées en tête des tiges et d'annulaire,
- Une fois la boue de densité requise est prête, il faut ouvrir légèrement la duse et démarrer progressivement la pompe jusqu'à atteindre le débit de contrôle, en maintenant la pression annulaire constante et égale à la pression $Pa1$ et la pression de refoulement doit être égale à $PR1$ une fois le débit atteint,
- Pendant le pompage de la boue de densité requise à l'intérieur des tiges, la pression de refoulement doit décroître de la valeur $PR1$ jusqu'à PRr lorsque la boue lourde atteigne l'outil,
- Durant la remontée de la boue dans l'espace annulaire jusqu'à la surface, continuer à circuler à pression PRr , jusqu'à évacuation complète de la venue,
- Arrêter la pompe, fermer la duse et observer les pressions en tête des tiges et d'annulaire qui doivent être nulles. Puis ouvrir le puits et continuer les opérations normales de forage.

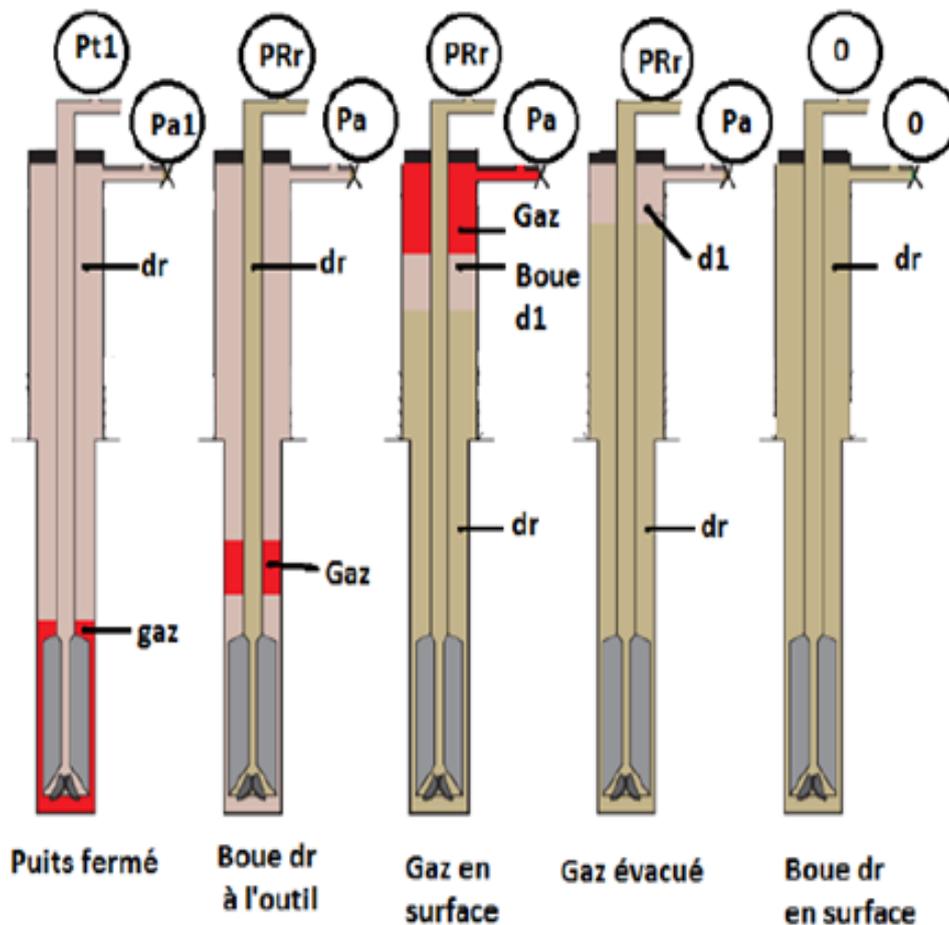


Figure 25 : Etapes de circulation de la méthode wait and weight

- Comparaison entre les deux méthodes

Tableau 7 : comparaison entre la driller's method et la wait and weight method

Méthodes	Avantages	Inconvénients
Driller	<ul style="list-style-type: none"> -Démarrage du contrôle juste après la stabilisation des pressions. -Simple d'utilisation. 	<ul style="list-style-type: none"> -Peut entraîner des pressions élevées dans l'annulaire qui peuvent provoquer la fracturation au point fragile. -Peut générer de forte pression en surface et par conséquent l'explosion des équipent. -Temps de contrôle élevé.
Wait and weight	<ul style="list-style-type: none"> -Moins de risque de fracturation surtout pour des découverts très longs. -Moins de pression en tête d'annulaire durant la présence de dr dans l'annulaire. -Moins de risque d'usure de la duse du fait que le temps de circulation est réduit 	<ul style="list-style-type: none"> -Risque de coincement et de bouchage de la garniture à cause de temps d'attente pour préparer la boue lourde. -Difficulté d'homogénéité de la boue pour des volumes importants. -Possibilité de migration du gaz durant l'attente dans certains cas. -Difficulté de prévoir le comportement du gaz dans l'espace annulaire.

II.7.6.3 Méthode volumétrique

La méthode volumétrique est une méthode de contrôle conventionnelle qui consiste à faire remonter jusqu'en surface une venue de gaz sans circulation, en laissant le gaz se détendre d'une manière contrôlée. (Sonatrach,M1 2009)

Cette méthode est utilisée dans des situations particulières de venue ou la circulation de l'effluent devient impossible telles que :

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

- **Principe de la méthode**

- i. **Choisir la valeur du palier de travail ΔP**

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

- ii. **Calcul du volume de purge**

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

$$V = 10.2 \times \frac{\Delta P}{d1} \times Vea \quad (19)$$

Où : V : volume de boue à purger (L).

ΔP : palier de pression de travail (bar).

$d1$: densité de la boue (kg/l).

Vea : volume espace annulaire correspondant à la position du gaz dans l'espace annulaire (L/m).

- iii. **Calcul de la vitesse de migration du gaz**

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

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

$$Vm = 10.2 \times \frac{\Delta P}{d1} \quad (20)$$

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

ΔP : Augmentation de pression (bar/h).

$d1$: densité de la boue (kg/L).

iv Procédure de mise en œuvre de la méthode volumétrique

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

La pression annulaire aura une nouvelle valeur : $Pa_3=Pa_2+\Delta P$.

- Répéter les deux opérations précédentes jusqu'à l'arrivée du gaz à la surface sous le BOP, puis sera évacué en utilisant la méthode lubricating.

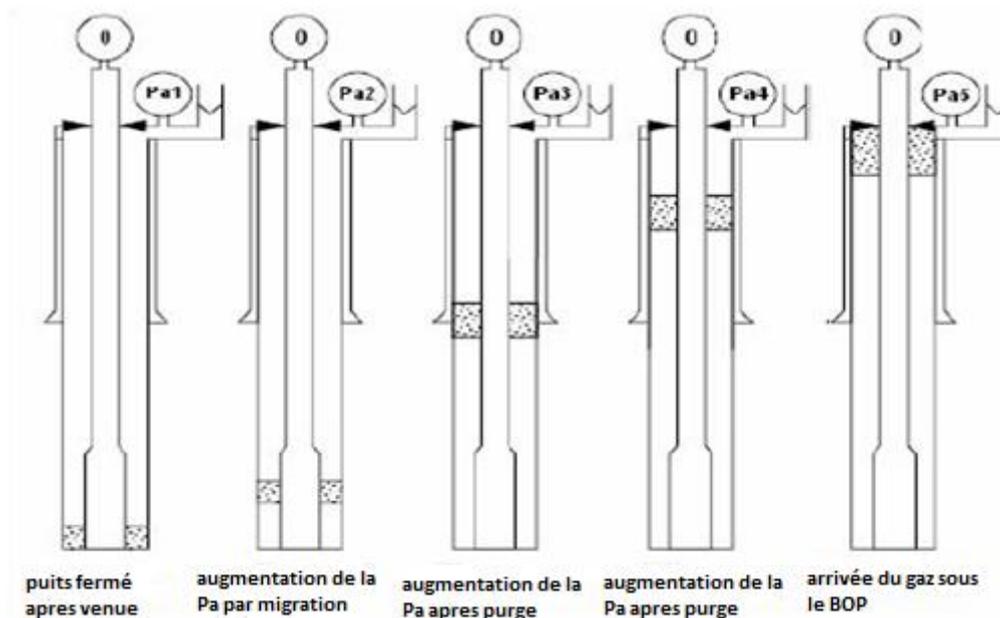


Figure 26 : migration de l'effluent par la méthode volumétrique

II.7.6.4 La méthode lubricating

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

Le principe de la technique consiste à garder la pression de fond constante en pompant un certain volume de boue par l'espace annulaire de purger un volume de gaz pour réduire la pression annulaire d'une valeur égale à la pression hydrostatique du volume pompé. (Sonatrach, M2 2009)

- **Procédure de mise en œuvre**

- Noter la pression annulaire stabilisée Pa1.
- Calculer le volume de boue V nécessaire à pomper par la kill-line.
- Laisser la boue se décanter à travers le gaz.
- Purger du gaz à l'aide de la duse pour réduire la pression annulaire d'une valeur de ΔP .
- Répéter les opérations précédentes jusqu'à évacuation complète de la venue.

L'évolution de la pression annulaire en fonction du volume pompé est représentée comme suit :

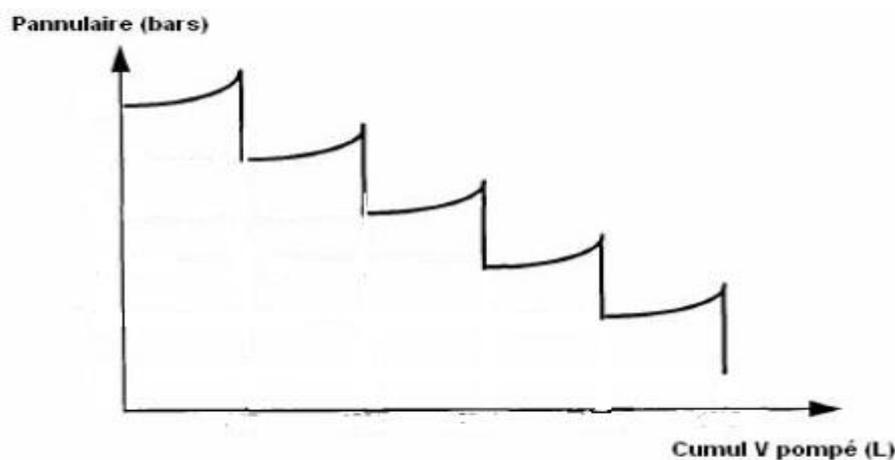


Figure 27 : variation de la pression annulaire en fonction du volume pompé cumulé

II.7.6.5 La méthode bullheading

Si les méthodes conventionnelles de contrôle sont impossibles, la méthode de bullheading offre la solution de squeezer l'effluent dans la formation. Cette méthode est critique et n'est appliquée que dans les cas suivants (Mazouzi et al 2013):

- Grand volume de l'effluent qui peut engendrer de hautes pressions en tête d'annulaire.
- L'effluent peut contenir de l'H₂S.
- La garniture de forage est loin du fond ou absence totale de garniture.

Les facteurs influençant sur le succès de l'opération :

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

- Position de l'effluent dans le puits.
- Les conséquences de fracturation de la formation.

Préparation de la méthode :

- Evaluer la vitesse de migration de l'effluent.
- Calculer la pression admissible avec la boue actuelle.
- Assurer le volume de boue nécessaire pour déplacer le top de l'effluent vers la formation.
- Si le temps le permet, augmenter la densité de la boue.
- Pomper par le kill line

Procédures de l'opération :

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

II.8 Conclusion

Afin d'éviter les venues pendant le forage, le contrôle primaire reste toujours la meilleure ligne de défense contre les venues. La formation et la certification du personnel sur le contrôle de venue est indispensable, afin d'assurer la bonne maîtrise des causes des venues, signes précurseurs et positifs des venues, fermeture du puits, la bonne utilisation des équipements de contrôle appropriés et la bonne mise en œuvre des méthodes de contrôle en cas de venue. Le contrôle de la venue est toujours réalisé par l'une des méthodes conventionnelles. Cependant, en cas de nécessité et d'urgence, la méthode bullheading est indiscutable.

CHAPITRE III
PRESENTATION
DES PUIITS
D'ETUDES

III.1 Introduction

Un bon diagnostic du puits après la venue est d'une très grande importance, d'où sa mise en œuvre doit être bien étudiée afin de faire le bon choix de la méthode de contrôle tout en se basant sur la chronologie des événements, les pressions et mesures observées et aussi sur les données des puits les plus proches.

Trois cas d'études vont être présentés dans ce chapitre comme modèle de méthodes de contrôle des venues et dont leurs procédures de contrôle seront détaillées dans le chapitre IV.

III.2 Le puits DHKT-2

▪ Implantation du puits

Le puits DHKT-2 est distant de 4.5km au sud du premier puits DHKT-1 et de 80km à l'ouest de la ville d'Adrar.

Tableau 8: Les coordonnées du puits DHKT-2

X	Y	Z
712463.00	3058209.04	245.424

Le forage DHKT-2 est le second puits sur la structure du Djebel Hirane Kahal Tabelbala et le quatrième puits sur le trend après DHKT-1, KTN-1 et KTSE-1 (fig 28). Il est situé dans le périmètre de recherche Reggane. Tous ces forages ont produit du gaz dans les réservoirs du Dévonien inférieur. L'implantation du puits KTSE-1 au nord pour la délimitation de la découverte de KTN, n'a pas prouvé la présence d'un plan d'eau, ce qui nous conforte pour rester optimiste de la présence d'une colonne d'hydrocarbure beaucoup plus importante et avoir des réserves de gaz conséquentes.

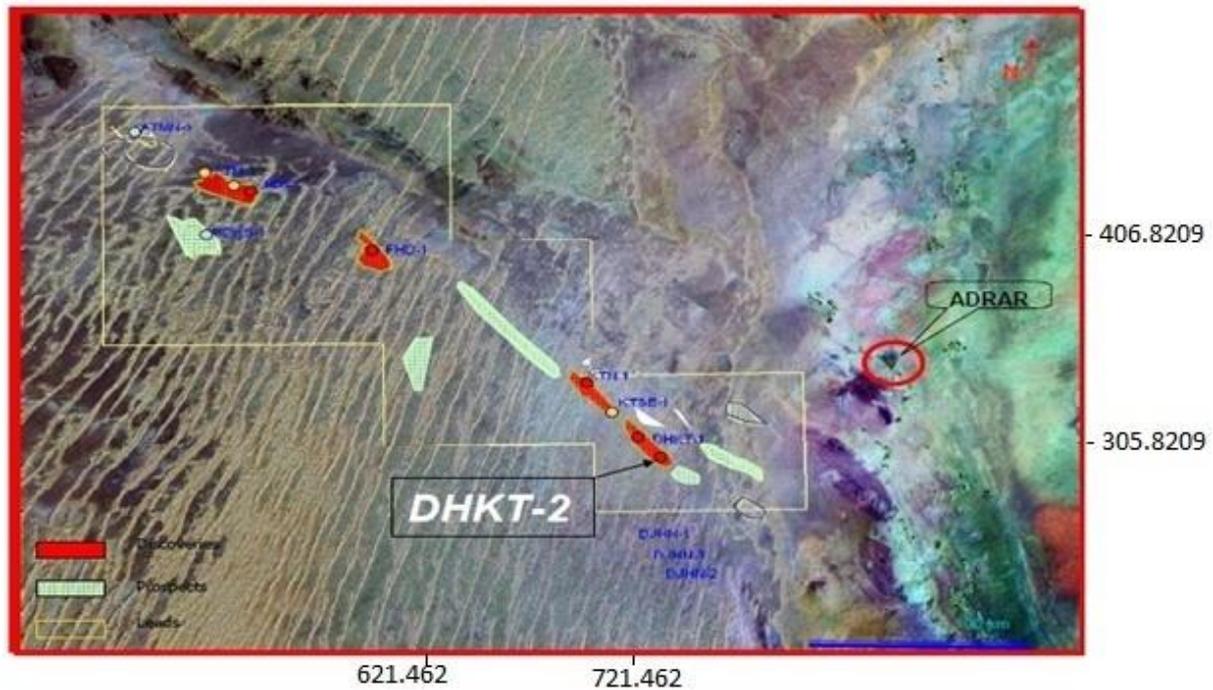


Figure 28: Situation géographique du puits DHKT-2

▪ **But du forage**

- la délimitation du réservoir Siégénien de la découverte DHKT.
- L'évaluation des grès du Gédinnien non testé au premiers puits et qui ont produit du gaz à KTN-1 non loin de cette structure.
- De permettre de tracer un programme de complétion pour optimiser la production au futur.

Le forage DHKT-2 est prévu de traverser toute la colonne stratigraphique verticalement jusqu'à la profondeur de 2759m, il s'arrêtera après avoir traversé 50m dans les argiles du Silurien.

▪ **Données du puits au moment de fermeture**

- la densité de boue : 1.4
- pression en tête d'annulaire puits fermé: 520 psi.
- pression en tête des tiges puits fermé: 480 psi.

▪ **Rapport d'événement**

En 13 Septembre 2012,(fig 29) pendant la remontée des tiges de test de forage, un débit d'écoulement a été pris à 1700m. Un léger débit a été observé et le puits a été fermé. Un gain de 500 litres a également été enregistré. La pression en tête des tiges et en tête d'annulaire étaient de 480 et 520 psi. Il a été conclu qu'une venue de gaz avait été induite par pistonage (swabbing).

▪ **Observations**

L'observation initiale concentrée sur le fait que la pression de l'annulaire est supérieure à la pression des tiges de forage indiquant qu'il pourrait y avoir des gaz dans la section de l'espace annulaire. Bien que le train de tiges de test de forage fût loin du fond à une distance considérable, cela ne pouvait pas être ignoré. Également remarqué, était le fait que la pression de fermeture du puits était stable indiquant que la migration de gaz ne se produisait pas, qui semblait plutôt anormale en particulier avec la saumure du fluide de forage

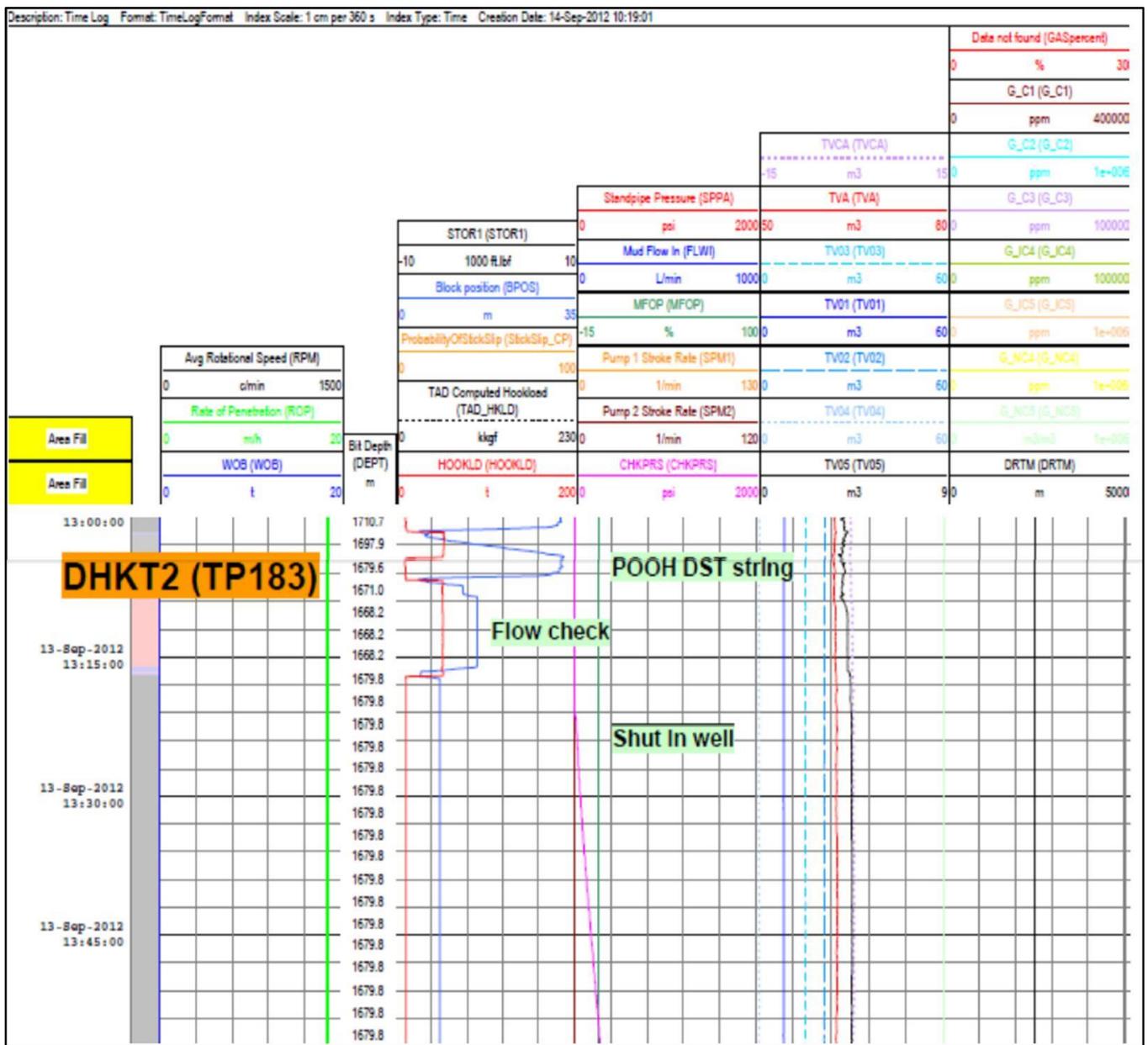


Figure 29 : anomalies observés lors de l'éruption au niveau du puits DHKT-2

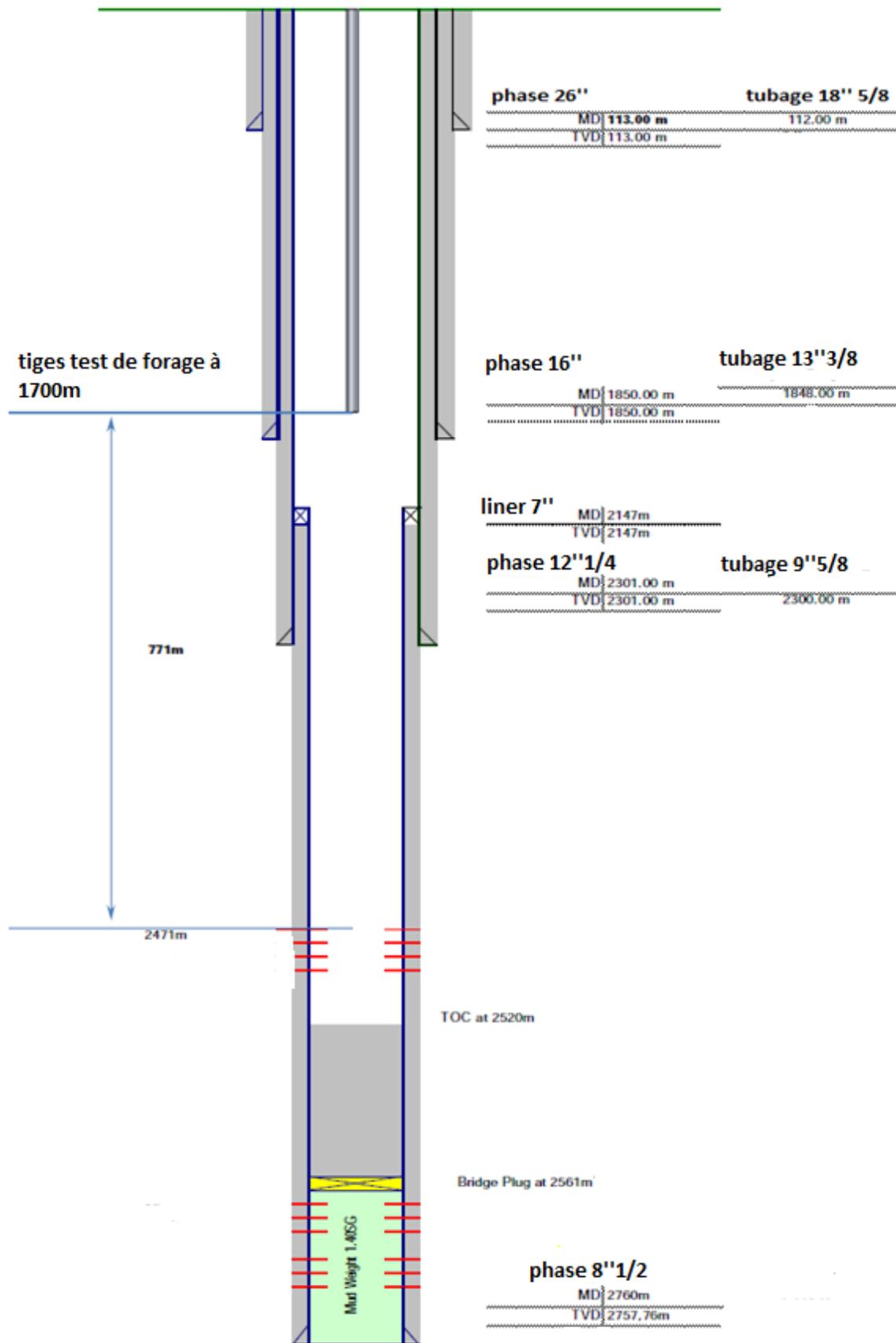


Figure 30: schéma du puits DHKT-2

III.3 Le puits NZ-22

▪ Introduction

NZ-22 est le cinquième puits qui a été foré à l'Ordovicien dans le champ de Nezla, dans le bloc de Gassi Twil, avec une profondeur total de 2763m. Pendant le forage de la phase 8''1/2, arrivant à 2004m, une venue a été introduite causant un gain de boue de 3.8m³. Les détails opérationnels avant l'incident sont donnés ci-dessous :

- Test pression BOP à 5000 psi effectué le 22 Décembre 2008.
- Essaie de pression au sabot (SBT) effectué le 23 Décembre 2008, après le forage de 3m dans la nouvelle formation à la profondeur de 1955m.
- La densité de boue équivalente (EMW) =1,55.

▪ Analyses de l'incident

Durant le programme de planification du forage du puits NZ-22, toutes les données des puits proches ont été analysées. Les données les plus à jour et efficace étaient celles des puits NZ-18, NZ-19, NZ-20 et NZ-21. En regardant ces données, lors du forage du trias argileux gréseux supérieur (TAGS), le poids maximum de la boue 1.16 a été utilisé dans le NZ-18. Les autres puits ont été forés plus tard initialement dans le TAGS avec une densité de boue 1.1 puis renforcé à 1.55 avant de pénétrer dans le repère dolomitique et le trias argileux gréseux inférieur (TAGI). Sur la base de données des autres puits, le NZ-22 était prévu de foré les formations TAGS et TAGS sableux par une boue initiale de 1.1 puis renforcé à 1.55. Comme indiqué ci-dessus, tout en forant la section 8''1/2, une pression de formation élevée a été rencontrée à 38m à l'intérieur du TAGS à 2004m.

▪ Données des puits (offset data)

NZ-6 : le casing 9''5/8 a été mis en place dans le Lias argileux et foré avec une boue de densité 1.6-1.65. Le puits a été foré dans le Trias carbonaté.

NZ-5 : dans le NZ-5 TAGS le puits a été foré par une boue de densité 1.63-1.65. Il y'avait un cas de perte de gain et l'équipe SH a bien contrôlé l'incident. Finalement le NZ-5 a été abandonné par un pompage de ciment jusqu'au casing 9''5/8.

NZ-18 : le NZ-18 avait bien été contrôlé dans le TAGI et a été tué par une boue de densité 1.58.

NZ-6 : est le puits le plus proche de NZ-22 (254m). Il n'est plus en production à cause des problèmes dans le tubage.

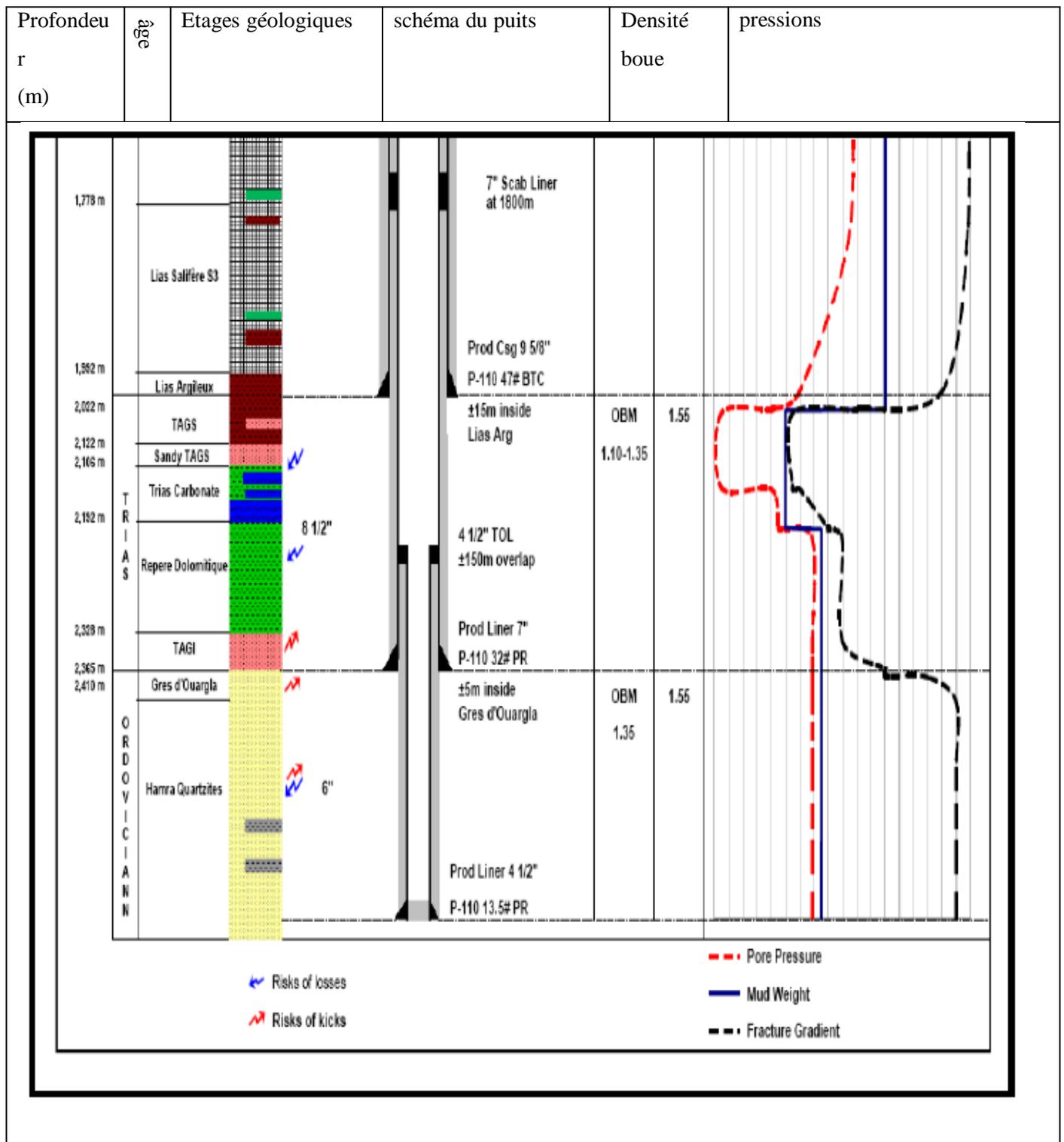


Figure 31: programme prévisionnel du puits NZ-22

III.4 Le puits RNA-15▪ **situation géographique**

Le puits RNA- 15 est situé à environ 220m à l'Est de RN 35 et à 750m Nord-Ouest de RN 103.

Tableau 9 : Les coordonnées du puits RNA 15

X	Y	Z
282 499.96	328 8600.19	287.14m

▪ **but de sondage**

Le puits RNA -15 est foré dans le cadre du développement des réservoirs à gaz de l'infrastructure du TAGS. Le plan prévoit le forage des réservoirs à objectif respectivement :

- Trias intermédiaire I
- T.A.G.I ou Silurien jusqu'à atteindre la quantité de gaz à produire par jour.

▪ **Les pressions du gisement**

- T.A.G.S et Trias Intermédiaire II : Ppores = 247kg/cm² à la côte 2476 m.
- Trias Intermédiaire +T.A.G.I +Silurien : Ppores = 306kg/cm² à la côte 2560 m.

▪ **Opération réalisées**

- Phase 26'' durée 5 jours :
 - Forage 0 à 442m avec boue benthonique d=1.06, Vp=19, Yp =33.
 - Descente tubage 18 ''5/8.
- Phase 17''1/2 durée 22 jours :
 - Forage de 442 m à 2040m avec une boue de forage d=1.35.
 - Descente tubage 13''3/8.
- Phase 12''1/4 durée 9 jours :
 - Forage de 2040m à 2345m avec une boue de forage d=1.68.
 - Descente tubage 9''5/8.
 - Essai de tenue de sabot avec une densité équivalente déqv =1.80.

- **Programme de boue pour la phase 8''1/2 :**
 - Densité $d=1.20$.
 - Viscosité =40 à 60.

- **Réservoirs rencontrés en phase 8''1/2 jusqu'à la cote 2653 m**
 - ✓ **Trias argileux Gréseux Supérieur**
 - Top réservoir 2349 m.
 - Pression au top de réservoir $P_{pores} = 231 \text{ kg/cm}^2$ à la cote 2437 m (3289 psi).
 - Densité d'équilibre du réservoir $deql = 0.95$.

 - ✓ **Trias intermédiaire II**
 - Top réservoir 2535 m.
 - Pression au top du réservoir $P_{pores} = 231 \text{ kg/cm}^2$.
 - Densité d'équilibre du réservoir $deql = 0.91$.

- **Opérations réalisées avant la venue**
 - Forage 8''1/2 de la cote 2595 m à 2653 m.
 - Circulation et lancer totco⁴ en vue de remontée pour changement de l'outil.
 - Remontée de garniture dans le découvert librement jusqu'au sabot 9''5/8 à 2345 m avec remplissage en continue.
 - Observation puits au sabot 9''5/8 durant 15 mn Niveau stable.
 - Reprise remontée de garniture dans le casing avec remplissage continue jusqu'à la cote 290 m.

- **Constataion de la venue et fermeture du puits durant la manœuvre de remontée**
 - Le 11/01/2000 à 05h00 : constatation de la venue avec outil à la cote 290 m.
 - 05h00 à 05h15 : essai vissage du gray valve. (négatif)
 - 05h15 à 05h30 : vissage de la Kelly et fermeture du puits.

- **Enregistrement des pressions stabilisées :**
 - La pression en tête des tiges et espace annulaire $pt1 = pa1 = 1300 \text{ psi}$.

(3) : Totco :un appareille qui mesure l'inclinaison

- Le gain total égal au gain avant le déséquilibre plus le gain après fermeture.
- Le gain avant le déséquilibre a été masqué par les pertes de surface, le gain enregistré sur la charte après la fermeture est égale à 37.5 m³.

▪ Schéma du puits RNA-15 au moment de la venue

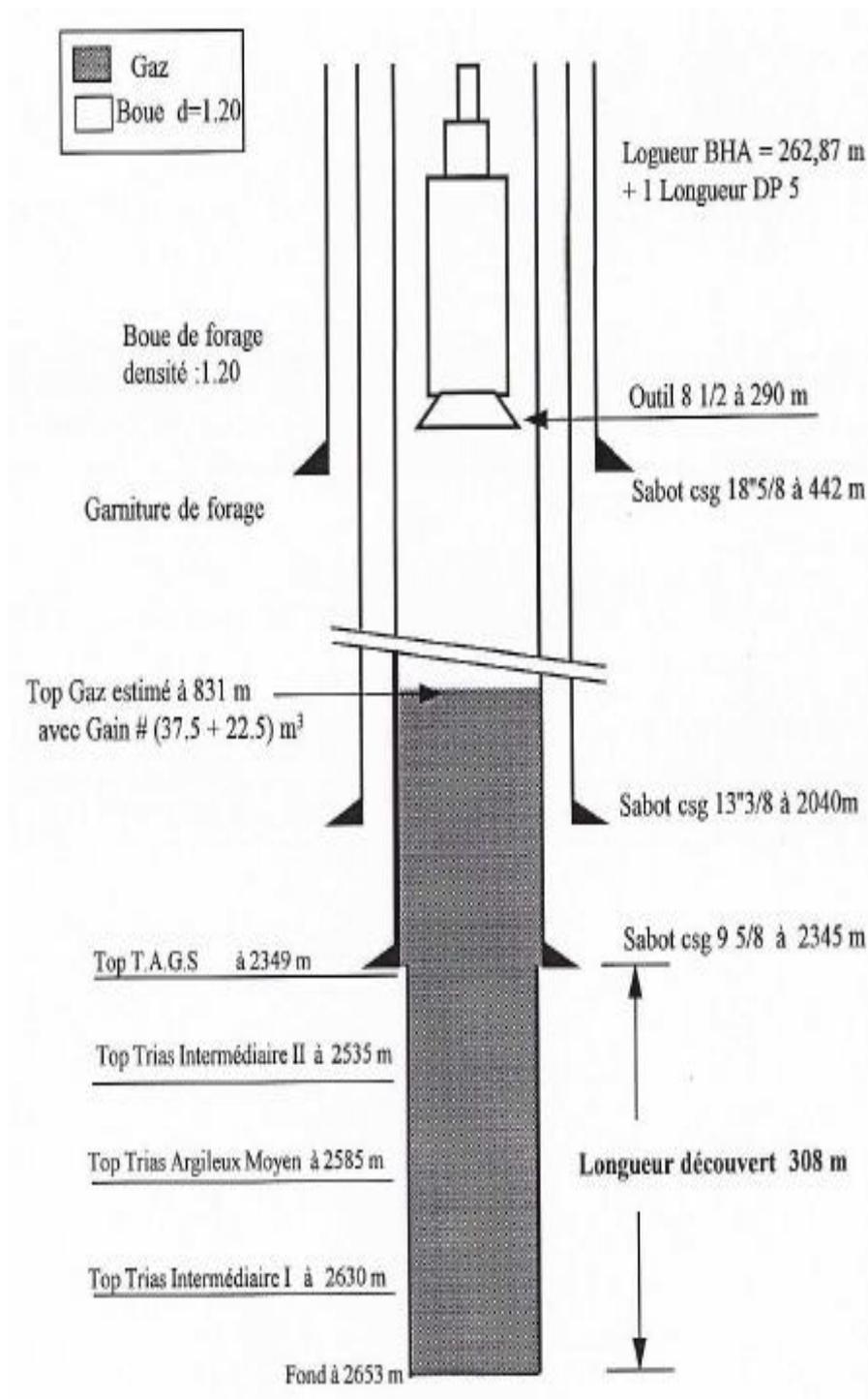


Figure 32: schéma du puits RNA 15 lors de l'éruption

III.5 Conclusion

Une détection rapide d'une venue de gaz, suivie immédiatement par une action appropriée sont les éléments clés pour la réussite de contrôle du puits.

Lors de la constatation de la venue de gaz par une observation d'un gain de boue. Immédiatement, la fermeture du puits et l'observation de l'évolution en tête des tiges et en tête d'annulaire doivent être réalisés afin de permettre le bon choix de la méthode de contrôle.

CHAPITRE IV
CONTROLE DES
PUITS ET
RESULTATS

IV.1 Introduction

Le contrôle de venues est la mise en œuvre d'une série d'opérations permettant l'évacuation de l'effluent et la mise en place d'une boue de densité assurant une pression hydrostatique égale ou supérieure à la pression de pores. Le contrôle de la venue doit être fait tout en évitant une nouvelle intrusion et la fracturation de la formation la plus fragile, c'est la raison pour laquelle un certain nombre de paramètres doivent être mesurés et calculés sur la base des données obtenues après la fermeture du puits.

L'unité des pressions utilisé en [bar] dont : $1\text{kg/cm}^2 = 0.981\text{ bar}$ et $1\text{bar} = 14.498\text{ psi}$

IV.2 Control de l'éruption du puits DHKT-2

Après la fermeture du puits et compte tenu des observations des pressions stabilisées, la stratégie suivante a été adaptée :

- 1- tout en maintenant la pression de circulation initiale, faire circuler le fond pour éliminer toute forme de gaz dans l'annulaire.
- 2- prendre la lecture des pressions.
- 3- si les lectures des pressions sont suffisamment abaissées ($P_a = P_t = 0$), exécuter la descente des tiges de test de forage vers le fond.

- Résultats

Le débit de circulation a été réalisé avec 30 coups par minute au départ et plus tard augmenté à 43 coups par minute pour augmenter la pression de circulation et ainsi évacuer rapidement le gaz présent dans l'espace annulaire.

On remarque que la circulation au fond n'a pas montré la présence de gaz dans l'espace annulaire, vu qu'on n'a pas constaté une diminution des pressions, au contraire, les pressions ont augmenté à cause du pompage de boue. Cependant le pompage a été arrêté et la pression des tiges et la pression de l'annulaire ont été comptabilisées à titre de 648 psi et 673 psi respectivement. Donc, on peut conclure l'existence d'une pression piégée.

Avant de vérifier les pressions pris au piège, la méthode de bullheading a été discuté en considérant que le puits de forage a été tubé et avec des perforations, et le plan était d'abandonner temporairement le puits, la bullheading semblait être la meilleure alternative.

La densité requise utilisée par la méthode de bullheading est calculée par la formule (16) :

$$dr = 1.4 + 10.2 \times \frac{33.1}{1700} = 1.59$$

Après l'exécution de la méthode, les pressions stabilisées ont été surveillées pendant plusieurs minutes en ayant remarqué de nouveau qu'il n'y avait pas une augmentation de la pression et la migration de gaz ne se produisait pas où il devrait être. Par conséquent, 100 psi de pression a été purgé pour vérifier la pression piégée (après purge: les manomètres indiquaient 548 psi et 573 psi). Une fois qu'il a été observé que ces nouvelles lectures de pression aussi stabilisées et il n'y avait aucune indication des augmentations dues à la migration de gaz, la pression emprisonnée semblée être le problème, et donc la solution adéquate est de purger les pressions jusqu'à avoir finalement la pression nulle.

Le calendrier de purge des pressions est donné dans le tableau suivant:

Tableau 10 : valeurs des pressions des tiges et pressions d'annulaire

Heure	Etape	Pression tiges (psi)	Pression annulaire (psi)
18 :40	Purger 100 psi	548	573
18 :50	Purger 200 psi	363	293
18 :55	Purger à zéro	0	90
18 :58	purger à zéro	0	0

Le tableau nous indique que pendant 10min la pression a changé de 200 psi donc pour 1h la pression équivalente est de 1200psi, ce qui nous permet de calculer le volume de boue purgé par la formule (19) :

$$V = 10.2 \times \frac{82.77}{1.4} \times 23.9 = 14412 L$$

Le volume de boue utilisé pour purger la pression piégée est de 14.412 m³.

- Conclusion

Le puits n'a jamais connu une venue induite. Ce qui semblait être un débit de pompes dans le puits fermé, qui a créé en conséquence des pressions de stabilisation lorsque le puits a été fermé, apparemment ça a été en raison de pompage dans le puits sans le vouloir et momentanément avec une des pompes à boue de forage. Normalement on doit toujours vérifier les pressions en tête si elles ne sont pas des pressions piégées, on purge 100 psi puis on attend un moment si la pression ne remonte pas on continue à purger un autre palier ainsi de suite on confirme s'il s'agit de pression piégée ou de pression qui s'exerce du puits (dans le cas où la pression remonte à nouveau). dans ce cas il n'y a pas de venue, donc c'est une fausse alerte

IV.3 Control de l'éruption du puits NZ-22**- Rapport d'incident :****26 Dec 2008- 10h40 :**

Pendant la phase de forage 8''1/2 à 2004m, on a observé un gain de puits de 3.8m³ et donc une fermeture du puits. La densité de la boue initiale était de 1,1. Après la stabilisation des pressions, les lectures sont :

- Pression en tête des tiges puits fermé (SIDPP): 1082 psi.
- Pression en tête d'annulaire puits fermé (SICP): 1087 psi.

Dans ce cas d'étude, on a adopté la méthode du driller avec une première circulation par une boue de densité initiale 1.1, l'effluent a été évacué. Afin d'assurer qu'il n'y a plus de gaz dans l'espace annulaire et d'avoir une densité de boue homogénéisée pour faire la deuxième circulation a été réalisée avec une densité requise de 1.48 calculée comme suit par la formule (16)

$$dr = 1.1 + 10.2 \times \frac{74.63}{1955} = 1.48$$

Les deux circulations ont été arrêté à 15h15, et le puits a été fermé à :

- SIDPP : 1200 psi.
- SICP : 1200 psi.

Vu que les pressions en tête des tiges et en tête d'annulaire ont augmenté malgré l'utilisation d'une densité de 1.48, il a été convenue d'augmenter la densité de boue à 1.5, et observer s'il y'a des pertes. Lorsque les deux lectures de la densité de boue d'entrée et de sortie sont à 1.5, fermer le puits et lire les mesures de SIDPP et SICP.

Une boue de densité 1.5 est préparée et après 4h45 les pressions se sont stabilisées à :

- SIDPP : 1150 psi.
- SICP : 1150 psi.

A 23h10 on a commencé les opérations de fermeture du puits par la boue de densité 1.5 et après la circulation de la boue, aucune observation de perte n'a été signalée durant l'opération. Le puits a été fermé à :

- SIDPP : 50 psi.
- SICP : 50 psi.

Là, on remarque que les deux lectures sont au-dessus de 0 psi, l'augmentation de la densité de boue est nécessaire à 1,53.

$$dr = 1.1 + 10.2 \times \frac{82.77}{1955} = 1.53$$

28 Dec 2008- 12h00 :

Augmentation et homogénéisation de la boue à 1.53. Fermer le puits. Les pressions SIDPP=SICP=0psi. Aucune éruption observée après ouverture du BOP.

Remontée des tiges (POOH) jusqu'au tubage 9''5/8 lentement, aucune éruption observée.

Descente des tiges au fond du puits (RIH). Aucune éruption observée.

La densité de boue a été augmentée et homogénéisée à 1,55 à raison des données des autres puits. Aucune perte ou gain observés.

La densité de boue a été encore augmenté jusqu'à 1.57 par mesure de sécurité avec 142 psi. Des pertes mineures ont été observées et des petites pertes de circulation ont été repérées au puits ouvert. Plus de pertes n'ont été signalés après.

L'augmentation de la densité est dans le but d'assurer une marge de sécurité, mais à cause des pertes, l'augmentation a été faite par palier à cause des pertes.

- Conclusion

Donc la cause de la venue est la mauvaise information sur la structure traversée ou peut Etre l'existence d'un plan de faille qui a fait communiqué la pression d'une structure plus profonde. Donc la venue a été maîtrisée et par la suite le programme a prévu un abondant provisoire (figure). Ainsi, il a été exécuté avec des pipes ouvertes (200m de 3^{1/2}'' et 5^{1/2}'' jusqu'à la surface) pour pomper le bouchon de ciment. Cependant, pour plus tard, il a été décidé d'évaluer davantage les risques de forage à venir avant de prendre une décision.

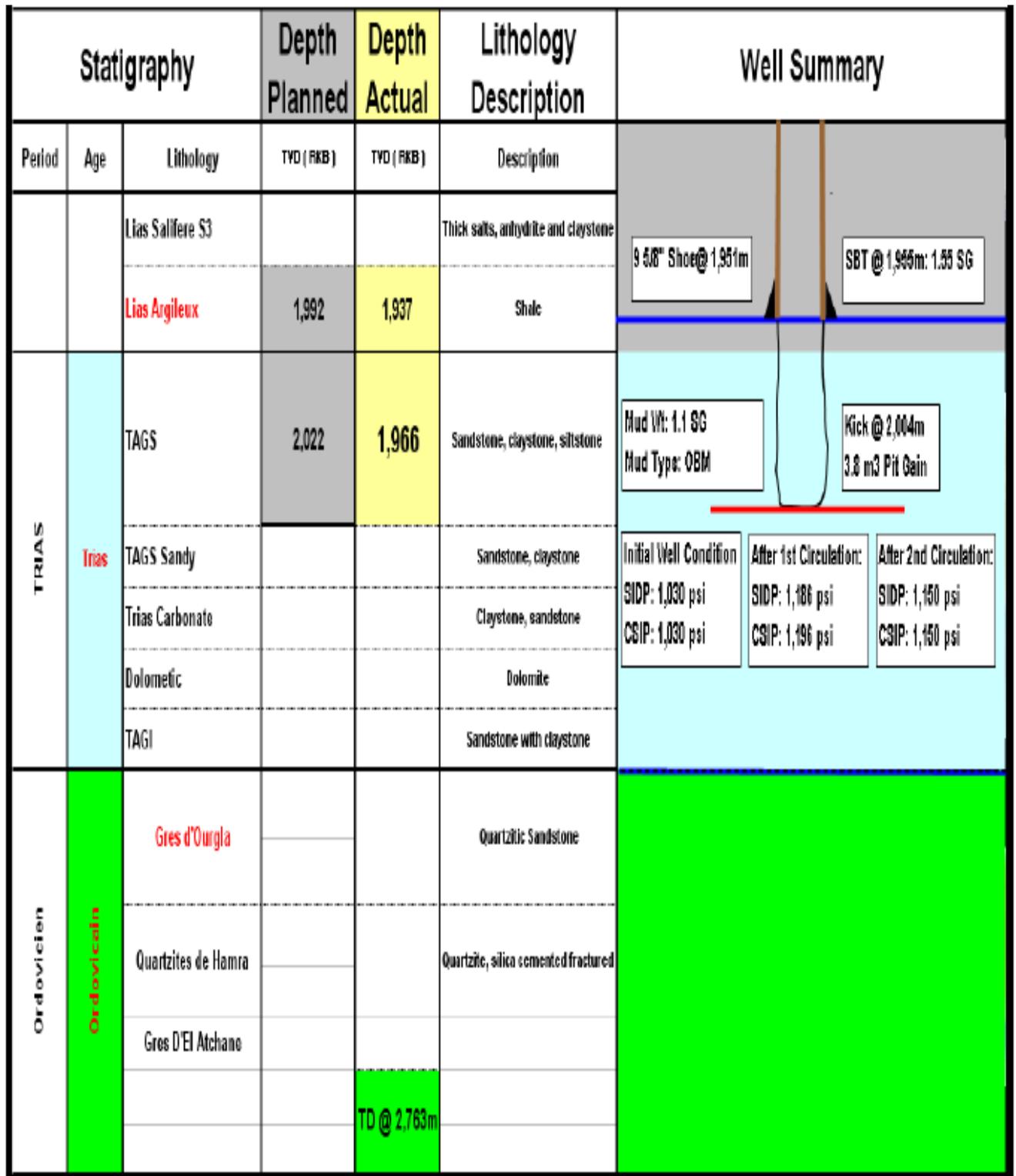


Figure 33 : schéma final du puits NZ-22

IV.4 Control de l'éruption du puits RNA-15

Essai de contrôle après la fermeture du puits :

- De 05h30 à 05h45 : Purge de la pression en tête de l'espace annulaire casing 9''5/8 à cause de l'augmentation des pressions.
- De 05h45 à 6h00 : Circulation sous duses avec la densité initiale et un débit de 70 lpm dans le but d'évacuer l'effluent (sans succès).
- De 06h00 à 07h45 : Circulation sous duses avec 16 m³ de boue d = 1.58 avec un débit 100Litres/mn, la pression maximale admissible P_{adm} est de 2000 psi avec la boue initiale de densité 1.20.
- De 07h45 à 17h00 Arrêt de la circulation et fermeture duse avec les observations des pressions en tete d'annulaire P_a = 2700 psi, et en tete des tiges P_t = 2100 psi.

La différence de pressions entre l'intérieur de la garniture et l'espace annulaire s'explique par la présence de la boue de densité 1.58 à l'intérieure de la garniture et du gaz dans l'espace annulaire.

- **contrôle de la venue avec l'équipe d'intervention :**

Pour contrôler la venue avec circulation dans un premier palier à la cote 290 m la densité requise est calculée comme suit par la formule (16) :

$$dr = 1.2 + 10.2 \times \frac{89.66}{290} = 4.35$$

Cette boue ne peut pas avoir lieu sur chantier avec les alourdissement existant

L'option de stripping est très difficile à réaliser à cause de l'inexistence de vanne dans la garniture (ni gray valve ni lower Kelly cock), tige d'entraînement vissée au sommet de la garniture restante dans le puits, présence de gaz sous le BOP et que le poids de la garniture vis-à-vis de poussée du gaz constitue aussi une autre difficulté au départ.

- **calcul de la densité :**

Le calcul de la densité pour les deux solutions restantes doit tenir compte des contraintes limites, du temps de contrôle et de la stabilité de la boue d'huile dont la densité doit être comprise entre 1.25 et 2.

On a $\Delta p = 20 \text{ kg/cm}^2 = 19.62 \text{ bar}$.

Calculons la vitesse de migration selon la formule (2.20)

$$Vm = 10.2 \times \frac{19.62}{1.2} = 166.77m/h$$

La pression de fracturation déduite de la formule (2.7) :

$$Pfrac = 137.95 + \frac{2345 \times 1.2}{10.2} = 413.83 \text{ bar}$$

La densité de fracturation est calculée par la formule (2.8) :

$$Dfrac = 413.83 \times \frac{10.2}{2345} = 1.8$$

La pression admissible pour une densité de gaz 0.24 est calculée par la formule (2.7) :

$$Padm1 = 413.83 - \frac{2345 \times 0.24}{10.2} = 358.65 \text{ bar}$$

La pression admissible pour une densité de boue 1.2 est : Padm2= 2000psi =137.95 bar.

La densité requise pour démarrer l'opération se calcule selon la formule (2.16) :

$$dr = 1.2 + 10.2 \times \frac{89.66}{2345} = 1.58$$

Vu l'échec de l'essai de circulation par une densité de boue 1.58 les deux options qui peuvent être réalisables sont :

- Bullheading qui consiste à réinjecter le gaz dans le réservoir.
- Lubricating.

L'équipe a opté pour la bullheading en utilisant une densité nouvelle de 1.91 puisque les conditions sont favorables à cause d'une pression de fracturation au sabot 9''5/8 est de l'ordre 6150 psi, et une bonne qualité de la cimentation du casing 9''5/8.

Le volume minimum à pomper dans le puits pour avoir au moins une surpression au fond du puits de 10kg/cm² en fin de contrôle est fonction de la densité :

Tableau 11: variation de volume de boue en fonction de sa densité

Densité	1.25	1.35	1.45	1.55	1.66
Volume (m ³)	95	88	82	77	73
Densité	1.75	1.8	1.85	<u>1.91</u>	2
Volume (m ³)	69	67	66	64	61

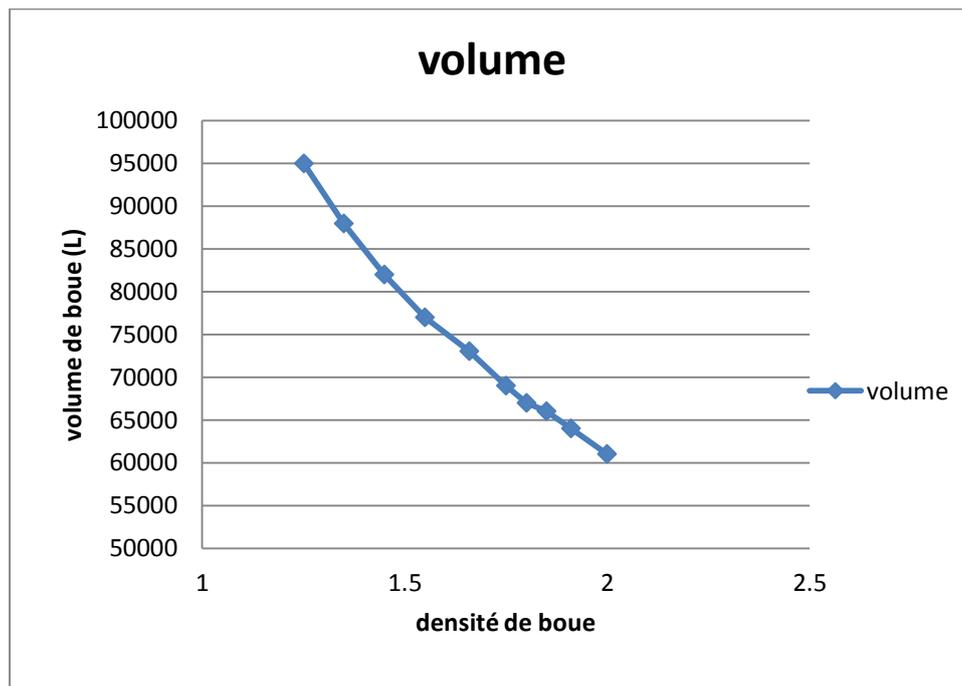


Figure 34 : la variation du volume de boue en fonction de la densité

Du graphe on remarque que la relation entre le volume de boue est proportionnelle à la densité de boue dont on peut déduire le volume de l'espace annulaire totale. Par analogie à la formule (19), avec $\Delta P = 9.81$ bar :

$$V_{eat} = \frac{64000}{10.2} \times \frac{1.91}{9.81} = 1221 \text{ L}$$

- **Opérations réalisées :**

- Essai de squeeze.
- Préparation de 100 m^3 de boue lourde de densité 1.91.
- Essai de réinjection du gaz par pompage de 40 m^3 de boue de densité 1.91 (pompage par kill line).

Tableau 12: valeurs de pression annulaire en fonction du volume pompé

Temps	Volume Pompé (m ³)	Débit de Squeeze (l/min)	Pression De Pompage (psi)	Pression Annulaire (psi)	Remarque	
17h00	0	0	2700	2700	Compression Du Gaz	
17h18	2.5	160	2320	2276		
17h37	5.5	160	2180	2105		
17h43	9	420	1940	1778		
17h52	12	420	1720	1565		
18h00	15	400	1590	1422		
18h10	18	400	1440	1280		
18h12	24	400	1490	1280		
18h23	26	370	1500	1323		
18h27	29.5	370	1535	1394		
18h38	31	370	1685	1550		
18h45	32	370	1738	1565		
19h10	32.8	360	2100	1963		Effet de migration
19h21	36.5	340	2250	2062		
19h27	38.2	300	2350	2080		
19h31	40	340	2350	2205		

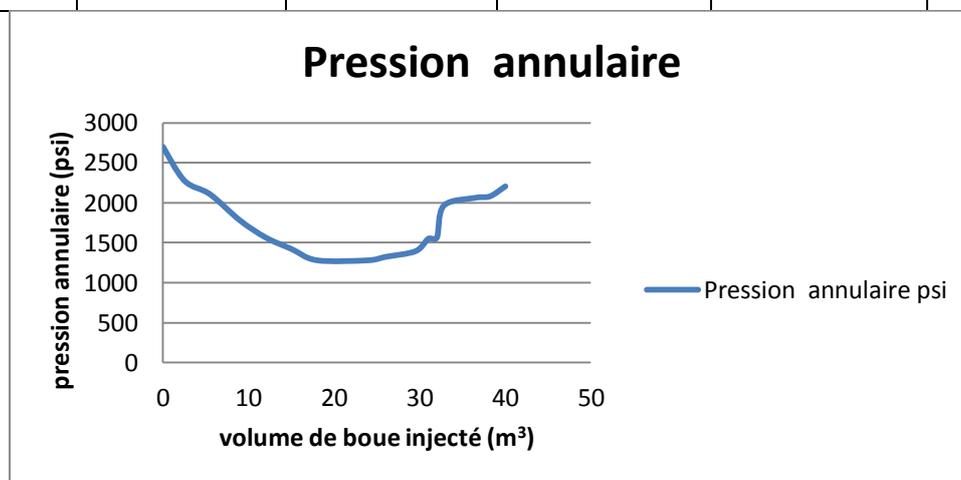


Figure 35 : la variation de pression annulaire en fonction du volume pompé

- **Commentaire sur la bullheading :**

La réinjection du gaz sous le BOP par la méthode de bullheading était d'un échec vu qu'après pompage de 24m³ la pression annulaire a augmenté, ce qui peut être expliqué par une migration vers la surface durant le pompage.

La décision prise après d'impliquer la technique lubricating.

- **application de lubricating:**

Les paliers choisis sont de 20kg/cm² ce qui correspond à un volume de boue d'environ 4m³ avec une densité 1.91.

Durant l'application de la méthode on a purgé plus de 20kg/cm² durant quelques paliers dans le but de minimiser la pression sur le fond.

Tableau 13 : variation de pression annulaire en fonction du volume purgé

TEMPS	Purge annulaire		Volume purgé (m ³)	Pression fin de purge (psi)	Pression après arrêt de 30 mn
	De	à			
20h00	2540	2345			
20h40			4	2345	2488
21h00	2488	1565			
21h40			4	1565	1706
22h10	1706	1280			
23h40			4	1138	1365
00h00	1365	850			
00h50			4	711	924
01h15	924	569			
02h05			4	455	640
02h30	640	285			
03h10			4	215	370
04h00	370	0			

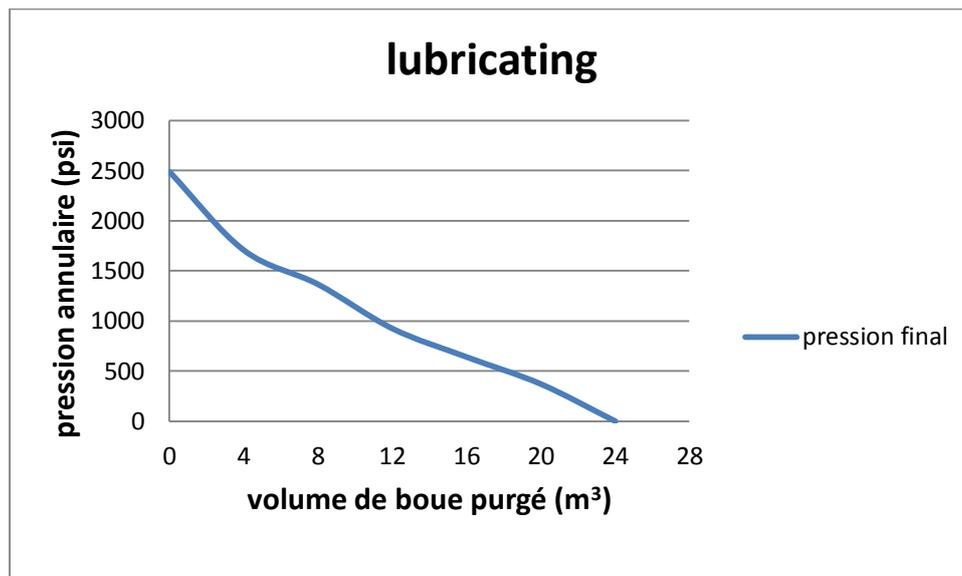


Figure 36 : la variation de pression annulaire en fonction du volume purgé

- **Conclusion sur le contrôle effectué :**

- La neutralisation du puits a eu lieu après pompage d'un volume total de 64m³ de boue de densité 1.91 (40m³ pompées durant le premier essai et 24m³ durant la lubricating).
- La lubricating a duré environ 8h00.
- La neutralisation a été terminée à 4h00 le 12/01/2000.

- **Difficultés rencontrées :**

- Manque d'un trip tank pour le traitement de la boue ce qui a entraîné une perte de boue importante durant l'opération et manipulation répétitives des vannes dirigeant le gaz vers la torche et la boue gazée vers les bacs.
- Moyens de communication défectueux sur la plupart du temps, d'où beaucoup de déplacement pour avoir l'information durant l'opération.

- **Suite des opérations :**

- 4h00 à 4h30 observation du puits $P_t = P_a = 0$, puits stable pas de retour de boue.
- À 4h50 ouverture du puits et vissage de la gray valve.
- À 13h00 descente de la garniture de 290 m à 2345 m, avec remplissage de la garniture toutes les 10 longueurs avec une boue de densité 1.25, le retour de la boue a commencé à partir de la cote 1650m.
- À 17h45 circulation sous duse avec une densité de 1.25.
- À 21h35 suite descente, posé à la cote 2346, reforage avec 670 l/min et $P_r = 1200$ psi jusqu'à 2465 m. Retour de la densité homogène 1.25.

- A 22h40 circulation sous duse suite arrivée d'un bouchon de gaz débit 670 l/min, Pr=1200 psi.
 - A 23h00 évacuation de 10 m³ de boue fortement gazée sur torche. Débit 670 l/min Pt= 1200 psi (pression de refoulement de la pompe) jusqu'au retour de la boue 1.25.
 - À 2h00 reforage de 2465 m jusqu'au fond 2653m.
 - À 3h00 circulation et observation du puits avec un débit 900 l/min et Pr =1230 psi.
 - A 05h45 remonté de la garniture au sabot 2345m.
 - A 06h45 observation du puits (niveau stable).
 - A 07h45 descente au fond 2653 m.
 - A 10h00 circulation à 1400 l/min Pr= 2300 psi, retour homogène et puits stable.
- Analyse de l'incident :**

La charte de remontée montre que la vitesse des cinq dernières longueurs avant d'arriver au sabot a été de 19m/min, et la remontée dans le casing a été de l'ordre de 25m/min.

Tableau 14 : suivi des volumes durant la remontée de la garniture

Remontée de la Garniture		Volume acier extrait	Volume total remontée	Volume introduit cumulé	Gain cumulé	Observation	
De	A	En litres	En litres	En litres	En litres		
2653	2600	220	220	205	15	Om remarque des pertes importantes en surface	
2600	2500	415	635	821	-166		
2500	2400	415	1050	1231	-181		
2400	2300	415	1465	1846	-381		
2300	2200	415	1880	2667	-787		
2200	2100	415	2295	3897	-1602		
2100	2000	415	2710	4718	-2008		
2000	1900	396	3106	5538	-2432		
1900	1800	396	3502	6154	-2652		
1800	1700	396	3898	6564	-2666		
1700	1600	396	4294	7590	-3296		A partir de la cote 1500m le cumule des pertes reste pratiquement le même jusqu'à la cote 400 m
1600	1500	396	4690	7795	-3296		
1500	1400	396	5086	8410	-3324		
1400	1300	396	5482	8821	-3339		
1300	1200	396	5878	9436	-3558		
1200	1100	396	6274	9864	-3572		
1100	1000	396	6670	10051	-3381		
1000	900	396	7066	10462	-3396		
900	800	396	7462	11077	-3615		
800	700	396	7858	11487	-3629		

700	600	396	8254	11692	-3438	
600	500	396	8650	12103	-3453	Débit déséquilibré à partir de 400 m
500	400	396	9046	12513	-3467	
400	290	436	9482	12718	-3236	

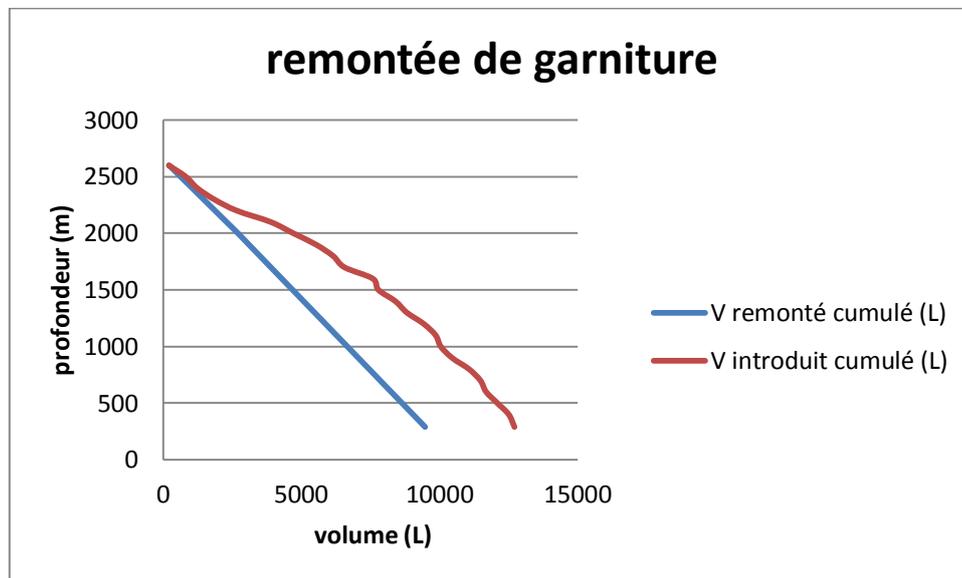


Figure 37 : volume de boue introduit lors de la remontée

- **Commentaire :**

On doit donc voir une évolution du gain sur la charte avant le déséquilibre, mais la charte montre ce qui suit :

Entre 1500m jusqu'à 400m pas de pertes et la valeur reste stable à 3600 litres, cela prouve un mauvais bilan des volumes mis en jeu durant la remontée et ne reflète pas ce qui se passe réellement dans le puits.

Afin d'éviter ce genre d'anomalie il faut utiliser tous les moyens possibles pour récupérer la boue perdue en surface durant la manœuvre de la garniture ou à défaut essayer d'estimer le volume réellement perdu et le comparer avec ce qui est enregistré sur la charte.

- **déroulement des séquences de la venue :**

On remarque durant la remontée, le volume d'acier extrait du puits est inférieur au volume de boue introduit sur intervalle important, ce qui explique l'existence des pertes en surface.

On remarque aussi un déséquilibre immédiat du puits à partir de la cote 400m, ce qui confirme l'existence d'un gain important (environ 5200 litres) qui a été masqué par les pertes importantes de surface (environ 8800 litres).

La composition de la BHA (4 stabilisateurs plus un totco) et la vitesse de remontée relativement rapide et la marge de sécurité réduite, ont favorisé le pistonnage d'un certain volume de gaz durant la remontée des longueurs qui sont aux alentours du réservoir à la cote 2406 m.

Le chef de poste a fait une observation au sabot et il a remarqué que le puits est stable, la stabilité du puits a été tout à fait logique car nous avons encore en ce moment une marge de sécurité.

Il doit normalement vérifier la différence entre le volume de boue introduit et le volume d'acier remonté et prendre en considération le volume perdu en surface.

Le chef de poste a repris la remontée, sans aucun suivi des bilans exacts des volumes durant la remontée (situation très délicates à cause de l'inexistence d'un trip tank et les pertes de boue non récupérés).

L'effet de migration du volume pistonné a provoqué une augmentation du gain au fur et à mesure de sa remontée (principe de la détention du gaz), jusqu'à la perte de la marge de sécurité (7 kg/cm²).

Une fois l'outil à la cote 290 m, le puits a commencé à débiter avec une moyenne de 250 l/min à 05h00, à ce moment le technicien de la cabine a signalé au chef de poste qu'il y a une possibilité d'un gain.

La cause principale de la venue

La perte de boue en surface a masqué le pistonnage au fond, devant cette situation on doit utiliser l'armoire à boue pour récupérer toute la boue dans les bacs et avoir un bilan des volumes fiable, et dans ces conditions, on doit remarquer que le volume d'acier remonté égale au volume de la boue remplie sinon l'anomalie aura été immédiatement détectée. Un autre moyen dans le cas du bac flow (perte de boue qui retourne par les tiges) durant la manoeuvre est le pompage d'un bouchon lourd quand l'outil est au sabot, afin d'assurer une manoeuvre sans perte de boue et avoir un bilan de volume fiable permettant la détection de toute anomalie à temps. NB) l'armoire à boue est suspendue sur le derrick, elle doit couvrir les deux tool joints de la Longueur dévissée et celle qui est sur calle, elle doit avoir une récupération en bas pour diriger la boue vers bac.

- **La fermeture du puits**

Le retard de la réaction de l'équipe à cause de l'absence de la full open safety valve a rendu l'opération de fermeture difficile, car la gray valve ne peut pas être vissée dans des

Conditions pareilles (voir avantage et inconvénient des obturateurs internes). Le chef de poste à pris un grand risque pour sauver la situation et éviter une catastrophe. Normalement le chef de poste doit refuser de manœuvrer la garniture à cause de manque De moyen de sécurité.

IV.5 Conclusion

Après l'étude et l'analyse de ses trois cas d'études DHKT-2, NZ-22 et RNA-15, nous constatons qu'il y'a un cumul d'erreurs de manipulation liées à la négligence et le non-respect des mesures de sécurité par le personnel, ce qui a attiré notre attention.

Les principales remarques que nous pouvons tirer sont :

- Le cas DHKT-2 est un cas d'erreur humaine due à un oubli qui a causé la poursuite du fonctionnement de la pompe après la fermeture du puits.
- Dans le cas NZ-22, la généralisation des résultats et des données postérieures des puits avoisinants de la région à la zone concernée par l'étude, a mené à la négligence d'actualiser l'étude géologique pour le puits considéré et dont la conséquence était une venue signalé à la cote 2004m due à la rencontre du TAGS à la cote 1966m supérieur de 56m au pronostic.
- Le cas RNA-15 est un cas présentant des erreurs techniques (absence d'un trip tank et d'obturateurs internes) et humaines qui se résument en de mauvaises application de la procédure des manœuvre

Tableau 15 : tableau récapitulatif sur les cas d'études

Puits	Région	But	Cause de venue	Conséquences	Méthodes de contrôles
DHKT-2	Reggan	Forage d'un réservoir gazier dans le Dévonien inférieur	Pistonnage des tiges de test de forage Pompe à boue en marche	Pression piégée	Bullheading Méthode de vérification de la pression piégée
NZ-22	Nezla	Forage d'un réservoir gazier dans l'Ordovicien	Manque d'étude géologique approfondie	Venue de gaz	Driller
RNA-15	Hassi Messaoud	Forage d'un réservoir gazier dans le TAGS	Pistonnage durant la remontée masquée par la perte en surface Absence d'équipements	Venue de gaz	Bullheading Lubricating

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Cette étude a été menée dans le but d'étudier les causes des venues des fluides, souvent rencontrés au cours de l'opération d'un forage pétrolier et d'assurer la sécurité et aussi de s'informer des moyens de sécurité disponibles sur les installations de forage sans oublier le côté environnement et sa préservation au niveau de la plate forme de forage.

Après notre analyse des venues produites dans les puits étudiés, nous avons constaté que les venues ont été causées par des erreurs techniques et humaines liées soit à des études géologiques non actualisées, soit à des fautes de manœuvres ou d'absence des équipements de sécurité et de contrôle.

Afin de remédier à ces problèmes de venue, les recommandations suivantes sont utiles et nécessaires pour aboutir à un bon contrôle de puits :

- S'assurer que les études géologiques établies pour les puits avoisinants sont bien adéquates au puits concerné. S'informer des moyens de sécurité disponibles sur les installations de forage sans oublier le côté environnement et sa préservation au niveau de la plate-forme de forage. Après notre analyse des venues produites dans les puits étudiés, nous avons constaté que les venues ont été causées par des erreurs techniques et humaines liées soit à des études géologiques non actualisées, soit à des fautes de manœuvres ou d'absence des équipements de sécurité et de contrôle. Afin de remédier à ces problèmes de venue, les recommandations suivantes sont utiles et nécessaires pour aboutir à un bon contrôle de puits :

- Mener une étude géologique approfondie en mesure de sécurité, au cas où il y'a des failles local pouvant présenter des anomalies de pressions.

- Toujours s'assurer que les pompes de boue sont arrêtées lors de la fermeture de l'obturateur, ce qui évitera la création de pression piégées dans l'espace annulaire.

- La disponibilité des obturateurs internes sur le plancher, et la rapidité de leurs mises en place.

- Eviter les fautes de manœuvres lors des remontées ou descentes des tiges de forages, car ça peut provoquer des venues ou des pertes de boue créés par l'effet de pistonage.

- Appliquer correctement les procédures de manœuvre et utiliser tous les moyens pour éviter la perte de boue, afin d'avoir les bilans de volume fiables et détecter toute anomalie à temps.

- S'assurer durant la réception de l'appareil de la disponibilité de tous les moyens

De sécurité et de forage Selon une check liste.

- Avant le début de forage, S'assurer que le bourbier est couvert avec du plastique et il n'y a pas de Communication avec les eaux de surface et que les déchets sont traités selon les normes HSE.

D'une manière générale le volet HSE doit être respecté

BIBLIOGRAPHIE

- A.Slimani,M.Daddou, Division forage, département formation, Module M1,Mars 2004,pp5, 92.
- A.slimani,C.soussi, Division forage, département formation, Module M2,Mars 2004,pp95, 111.
- C.Mahfoudh. étude et maintenance de treuil de forage oil well840E.2012.pp16
- ENSPM formation industries- IFP training (2006)
- Mazouzi, Chetioui, contrôle de venue par la méthode de Bullheading (cas puits HM3 périmètre Tidikelt région d'Ain Salah), thèse mastère, 2013, pp38,39.
- M.Daddou, initiation au forage pétrolier; avril 2011,pp 7, 153
- Nguyen Jean-Paul, technique d'exploitation pétrolière le forage, 1993, pp 22, 286.
- Redmed training center, manual well control niveau 2,pp 108,110
- Sonatrach, manuel cours IWCP rotary drilling, version 3, 2010, pp 62, 145