

Université KASDI MERBAH OUARGLA

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

Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et techniques

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage

Présenté par :

Bendjemaa Ayoub, Benkhedda Abderrahmane, Belhi Mouadh

Thème

***Contrôle de puits par l'audit de
L'appareil de forage (Cas TP 202)***

Soutenu publiquement le : 10/06/2023

Devant le jury :

Mr. Ziari Saber	MCA	Président	UKMO
Mr. Fenazi Bilal	Dr.	Examineur	UKMO
Mr. Atlili Mohamed Elhadi	AA.	Encadreur	UKMO

Année Universitaire : 2022/2023

REMERCIEMENTS

Langage tout d'abord à Dieu qui nous a donné la force

Pour terminer ce modeste travail.

*Toutes nos infinies gratitudees à notre promoteur, Monsieur ATLLI et
KHELIFA pour son encadrement et ses aides précieuses.*

*Nous remercions aussi les membres de jury qui nous ont fait l'honneur
d'accepter le jugement de notre travail.*

Notre sincère reconnaissance à nos enseignants du département :

Forage et Mécanique des chantiers pétroliers.

Nos remerciements s'adressent aussi, à tous les travailleurs

de L'ENTP (Hassi Messaoud).

*Enfin nous remercions nos parents et tous ceux qui ont contribués de
près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail, trouvent ici
l'expression de notre profondes gratitudees et respects.*

AYOUB, ABDERRAHMANE, MOUADH

Dédicace

Nous dédions ce Travail :

À nos parents.

À nos frères et nos sœurs.

À toutes nos familles et à nos amis.

Résumé

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

L'audit d'un appareil de forage est un service qui permet d'étudier et de visualiser et de mesurer l'état actuel des composants de l'appareil de forage par l'atténuation des dommages et de prendre des mesures correctives pour avoir des équipements dans des bonnes conditions lorsque vous essayez de gérer l'événement de contrôle du puits.

Par conséquent nous avons opté pour le choix de l'audit sur l'appareil de l'ENTP (TP 202) en tant que l'un des grandes entreprises opérons dans le secteur de forage pétrolier dans l'Algérie. Cette étude pour but de vérifié que l'installation de tout les équipements de contrôle des venues (accumulateur, BOP, Inside BOP, gaz séparateur, choke...) sur l'appareil, et assurer que les pratiques de forage (la sécurité des masses tiges, indicateurs de débit, tubage, les Procédures de manœuvre, spécifications de l'appareil de forage, les Exercices) sont appropriée et compatible aux recommandations internationale, chaque élément passe à l'audit sera noté par des points du score possible puis les résultats dans ce rapport sont définis et pesés selon ca gravité pour les éléments non-conformité à des résultats critiques, majeures ou mineurs.

Mots clés : Audit, accumulateur, BOP, Inside BOP, gaz séparateur, choke

Abstract

Drilling rig is often faced with challenges of technical orders related to the crossing of deep formations containing fluids under pressure that could lead to incidents of endangering human life, equipment and environment.

Well control rig audit is a service that allows to visualize and measure the present condition of the Drilling Rig evaluation components of the rig by mitigating damages and taking corrective actions to have the Drilling Rig evaluations equipment readily available in proper conditions when trying to handle a well control event

Therefore we fit the choice for Well Control rig audit on the rig TP202 (ENTP company) as one of the great company operates in the oil drilling sector in Algeria for goal of Verify proper installation of all well control equipment (accumulator, BOP, Inside BOP, gas separator, chokes...) and to ensure “good drilling practices” (drill collar safety, flow indicator, casing, rig specification, drills, rig crew training) are appropriate and compatible with international recommendations, each item passes to the audit will be noted by points of the possible score after that The findings in this report are defined and weighted for Non Compliance items according to its gravity to critical findings, major and minor findings.

Key words: Audit, accumulator, BOP, Inside BOP, gas separator, chokes

ملخص

غالبا ما يواجه التنقيب عن النفط تحديات تقنية تعبر التكوينات العميقة التي تحتوي على سوائل مضغوطة مما قد يؤدي الى وقوع حوادث تهدد حياة الانسان والمعدات والبيئة.

تدقيق منصة الحفر هي خدمة لفحص وتصور وقياس الحالة الحالية لمكونات منصة النفط الخاصة بك. في الوقت نفسه، يمكن تخفيف الضرر ويمكن اتخاذ إجراءات تصحيحية للحفاظ على معدّاتك في حالة عمل جيدة أثناء إدارة فحص البئر.

لذلك لدينا خيار التدقيق على جهاز (ENTP (TP 202 كواحدة من الشركات الكبرى العاملة في قطاع التنقيب عن النفط في الجزائر. الغرض من هذه الدراسة هو التحقق من أن تركيب جميع معدّات التحكم في تسرب الغاز (accumulateur ، مانع الانفجار BOP ، مانع الانفجار الداخلي ، gaz séparateur ، choke ، إلخ) على الجهاز ، والتأكد من أن ممارسات الحفر (la sécurité des masses tiges ، ومؤشرات التدفق ، والغلاف ، وإجراءات التشغيل ، ومواصفات منصة الحفر ، والتدريبات) مناسبة ومتوافقة مع التوصيات الدولية ، وسيتم تسجيل كل عنصر يمر في التدقيق من خلال نقاط النتيجة المحتملة ، ثم يتم تحديد النتائج الواردة في هذا التقرير ووزنها وفقاً لشدتها لعناصر عدم المطابقة ذات النتائج الحرجة أو الرئيسية أو الثانوية

الكلمات المفتاحية: التدقيق المجمع مانع الانفجار فاصل الغاز

Table des Matières :

Remerciement	I
Dédicace	II
Résumé	III
Abstract	IV
ملخص	V
Liste des figures	VI
Liste des abréviations	VII
Introduction générale.....	1
Chapitre I : L’audit d’un appareil de forage	
I.1. Définition de l’Audit.....	3
I.2. Enjeux de l'audit.....	3
I.3. Les Types d'audit.....	3
I.4. Caractéristiques de l'audit	3
I.5. Déroulement d'un audit	5
I.6. Classement des non-conformités	5
I.7. Le barème utilisé par API pour contrôler un puits par l’audit.....	5
Chapitre II : Contrôle des venues	
II.1. Introduction	7
II.1.1. Le contrôle primaire	7
II.1.2. Le contrôle secondaire	7
II.1.3 Le contrôle tertiaire.....	7
II.2. Signe de la venue	7
II.2.1. Les signes précurseurs de venue	8
II.2.2. Signe positive d’une venue	8
II.2.2.1. En cours de forage	8
II.2.2.2. En cours de manœuvre	8
II.3. Les Causes des venues	8
II.4. Les équipements de contrôle de venue	9
II.4.1. L’accumulateur.....	9
II.4.1.1. Fonctionnement de l’unité	13
II.4.1.2. Panel de commande	13
II.4.2 Les obturateurs	14

II.4.2.1. L'obturateur annulaire	14
II.4.2.1.1 Principe de fonctionnement des obturateurs annulaire.....	14
II.4.2.2. Les obturateurs à mâchoires.....	15
II.4.2.2.1. Principe de fonctionnement des obturateurs à mâchoires.....	15
II.4.2.2.2. Fonctionnement du Cameron type U.....	16
II.4.2.3. Les obturateurs internes de la garniture (Inside BOP).....	17
II.4.2.3.1. Kelly cock (safety valve)	17
II.4.2.3.2. Gray valve.....	17
II.4.2.3.3. Float valve.....	18
II.4.2.3.4. Fast shut off coupling.....	18
II.4.2.3.5 Drop in back pressure valve (DIBPV).....	19
II.4.3. Circuit manifold	19
II.4.3.1. Manifold de Duse.....	19
II.4.3.1.1. Duse réglable manuelle.....	20
II.4.3.1.2 Duse commandée à distance.....	21
II.4.3.2. Choke panel.....	21
II.4.3.3. Choke line.....	21
II.4.3.4 Kill line.....	22
II.4.4. Séparateur atmosphérique	22

Chapitre III : L'audit de contrôle des venues sur l'appareil TP 202

III.1. Introduction.....	25
III.1.1. Les objectifs de l'audit de well control.....	25
III.1.2. Les informations primaires de l'audit	25
III.1.3. Caractéristique de l'appareil de forage TP 202.....	25
III.2. Les résultats détaillés d'audit.....	26
III.2.1. L'Accumulateur.....	26
III.2.2. Les Obturateurs (Blow out Preventer)	32
III.2.3. Circuit Manifold	41
III.2.4. Séparation de gaz	46
III.2.5. Les Obturateurs internes de garniture (Inside BOP), Les Vannes, et Flotteurs ...	46
III.2.6. La sécurité des masses tiges	48
III.2.7. Les Indicateurs de débit.....	48
III.2.8. Tubage	49
III.2.9. Les Procédures de manœuvre	50

III.2.10. Les Exercices	52
III.2.11. Spécifications de l'appareil de forage	54
III.2.12. Les Formations d'équipe de l'appareil de forage.....	59
III.3. Analyses de résultat.....	61
III.4. Les Résultats non conformes.....	62
III.4.1. Les Résultats non- conformités critiques.....	62
III.4.2. Les Résultats non- conformités majeures.....	62
III.4.3. Les Résultats non- conformités mineures.....	62
Conclusion générale	64
Bibliographie	
Annexe	

Liste des figures

Figure	Nom	Page
Fig.II.1	Vue éclatée de l'unité d'accumulation	10
Fig.II.2	panel de commande à distance	13
Fig.II.3	Principe de fonctionnement des obturateurs annulaire	15
Fig.II.4	Obturateur à mâchoire Cameron type U	15
Fig.II.5	Schéma montrant le circuit de fermeture d'un Cameron type U	16
Fig.II.6	Schéma montrant le circuit d'ouverture d'un Cameron type U	16
Fig.II.7	Kelly cock (safety valve)	17
Fig.II.8	Gray valve	17
Fig.II.9	Float valve	18
Fig.II.10	Reggan shut off couplin	18
Fig.II.11	DIBPV	19
Fig.II.12	Choke et kil manifold	20
Fig.II.13	Duse réglable manuelle	20
Fig.II.14	choke panel	21
Fig.II.15	Schéma d'un séparateur atmosphérique	23
Fig.III.1	Les panneaux de commande à distance	26
Fig.III.2	Les lignes de contrôles inutilisés	28
Fig.III.3	Bouteille de surtension	34
Fig.III.4	Manque d'un boulon	35
Fig.III.5	Les pièces de rechange de BOP	36
Fig.III.6	Coflex house	42
Fig.III.7	Manifold de 10000 psi	44
Fig.III.8	Gray valve	47
Fig.III.9	Safety valve	47

Listes des abbreviations

DST: Drill system test

BOP: blow out preventer

DIBPV: Drop in back pressure valve

NACE: National Association of Corrosion Engineers

HCR: Hydraulic Control Remote

DTM: Démontage, transport, montage

OEM: Original Equipment Manufacturer

HP: haut Pression

HT: haut temperature

TIW: Texas iron well control

HSE : hygiène, sécurité, environnement

P : Pression (psi)

P_{pores} : pression des pores

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

P_{adm} : Pression maximum admissible

Z_{sabot} : cote verticale du sabot

P_{frac} : La pression de fracturation

V₁ : volume de la venue au fond

D : densité

M : metre

G_b : gradient de la boue

G_v : gradient de l'effluent

P_t : pression de tige (psi)

V : volume

Z : profondeur verticale du puits.

H_{max} : hauteur maximal de venue

Psi : Pound Square Inch

G_{max} : le gain maximal admissible

API : American Petroleum Institute

ISO : International Organization for Standardization (Organisation International de Normalisation)

Introduction générale

L'identification et la gestion des risques associés à toute entreprise sont des aspects importants de la gestion d'une entreprise dans le monde concurrentiel d'aujourd'hui. Ceci est d'autant plus important lorsqu'il s'agit de l'exploration et de la production de champs pétroliers et gaziers. Les services d'évaluation des installations aident à minimiser les risques identifiés et sont utilisés comme outil d'analyse des risques pour prévenir de manière proactive la perte de contrôle du puits.

L'audit de l'appareil de forage peut aider à réduire la probabilité et les conséquences des incidents, Il vous aide à visualiser et à mesurer l'état actuel de votre équipement de forage et à le maintenir en bon état de fonctionnement tout en essayant de gérer un événement d'inspection de puits, garantissant ainsi l'intégrité de vos installations, améliorant la productivité et protégeant vos actifs, vos employés et le public.

Le but de notre mémoire est de présenter notre étude sur le contrôle de puits par un audit sur un appareil de forage (cas TP 202), cette étude a été subdivisée en trois chapitres sur le premier chapitre on a donné une généralité sur l'audit puis on a présenté une généralité sur le contrôle de puits et dans le dernier chapitre on a parlé sur le déroulement de l'audit sur l'appareil de forage et la fin on a conclu notre étude par un commentaire sur le résultat de l'audit et montrer son importance.

Chapitre I :

L'audit d'un appareil de forage

I.1. Définition de l'audit

Un audit est une activité de contrôle et de conseil consistant en un avis d'un responsable compétent et impartial et une appréciation de l'organisation, des processus ou du fonctionnement de l'entité.

L'audit est avant tout un instrument d'amélioration continue, car il permet de faire un état des lieux pour identifier les points faibles et/ou les écarts (selon le référentiel d'audit). L'objectif est de prendre ensuite les mesures appropriées qui permettront de corriger les écarts et irrégularités constatés.

I.2. Enjeux de l'audit

L'audit est un processus systématique, indépendant et documenté de collecte d'informations objectives pour déterminer dans quelle mesure les éléments du système cible répondent aux exigences des normes de l'industrie concernée.

Il s'agit notamment de la détection d'anomalies et de menaces dans les organisations et domaines d'activité analysés. Auditer une entreprise, un service, c'est écouter les différents acteurs pour comprendre et faire comprendre le système en place ou à mettre en place. [1]

I.3. Les Types d'audit

La norme [ISO 9000](#) distingue les audits comme suite :

I.3.1. L'audit interne

Les audits internes, parfois appelés « audits de première partie », sont effectués par ou au nom de l'organisation elle-même pour des raisons internes et peuvent constituer la base d'une déclaration de conformité. [1]

I.3.2. L'audit externe

Les audits externes comprennent ce que l'on appelle les « audits de seconde ou de tierce partie ».

Les audits de seconde partie sont menés par des parties intéressées par l'organisation telles que les clients, ou par d'autres en leur nom.

Les audits tiers sont réalisés par des organismes externes indépendants. Ces organismes généralement accrédités (voir norme NF ISO/CE 17021) proposent un enregistrement ou une certification de conformité à des exigences telles que ISO 9001 ou 14001 ou NF ISO/CEI 27001 relatives aux systèmes de management de la sécurité de l'information. [1]

I.4. Caractéristique de l'audit

Audité : organisme qui est audité

Auditeur : une personne qui a démontré l'aptitude et la compétence personnelle requises pour réaliser l'audit

Equipe d'audit : un ou plusieurs auditeurs qui réalisent l'audit, éventuellement assistés d'experts en la matière

Au membre de l'équipe d'audit, l'auditeur est nommé chef de l'équipe d'audit.

L'équipe d'audit peut comprendre des auditeurs en formation.

Expert technique : (audit) une personne qui apporte des connaissances ou une expérience spécifique à l'équipe d'audit.

Ces connaissances ou compétences spécifiques sont liées à l'organisation, au processus ou à l'activité auditée, ou constituent un soutien linguistique ou culturel

Au sein de l'équipe d'audit, un expert technique n'agit pas en tant qu'auditeur.

Client de l'audit : l'organisme ou la personne qui demande l'audit.

Le commanditaire peut être l'entité auditée ou toute autre organisation légalement ou contractuellement habilitée à exiger un audit.

Compétence : (audit) qualités personnelles et capacité démontrée à appliquer ses connaissances et ses compétences.

Programme d'audit : ensemble d'un ou plusieurs audits planifié pour une durée spécifique et dirigé dans un but spécifique.

Un programme d'audit comprend toutes les activités nécessaires pour la planification, l'organisation et la réalisation des audits.

Plan d'audit : description des activités et des dispositions nécessaires pour réaliser un audit

Champ de l'audit : étendue et limites d'un audit

Le champ décrit généralement les lieux, les unités organisationnelles, les activités et les processus ainsi que la période de temps couverte.

Critères d'audit : un ensemble de règles, de procédures ou d'exigences. μ

Les critères d'audit sont la référence à laquelle les preuves d'audit sont comparées.

En français, les critères d'audit sont couramment appelés référentiel d'audit.

Preuves d'audit : enregistrements, énoncés de faits ou d'autres informations pertinents pour les critères d'audit et vérifiables.

Les preuves d'audit peuvent être qualitatives ou quantitatives.

Constataions d'audit : résultats de l'évaluation des preuves d'audit par rapport aux critères d'audit.

Les constats d'audit peuvent indiquer la conformité ou la non-conformité aux critères d'audit ou des opportunités d'amélioration.

Conclusions d'audit : le résultat d'un audit réalisé par l'équipe d'audit après examen des objectifs d'audit et de toutes les constatations d'audit.

I.5. Déroulement d'un audit

- Planifier l'audit

NB : en exécutant le programme, ou déclencher un audit non programmé en cas de nécessité

- Désigner, affecter, informer et renseigner les auditeurs
- Avertir l'organisme audité (pour se préparer)
- Réaliser l'audit

- lancement (PV d'ouverture)

- accepter et valider les non-conformités enregistrées par les pilotes processus audités, lors de l'audit. En fixant les délais de levé des écarts.

- clôture (PV de clôture)

- Préparation du rapport d'audit
- Remise du rapport d'audit auprès de l'organisme auditeur
- Diffusion du rapport d'audit à l'organisme audité
- Suivi des levés des écarts selon les échéanciers fixés avant la clôture de l'audit
- Clôture des audits
- Clôture du rapport d'audit
- Analyse du rapport par les deux organismes auditeur et audité.

I.6. Classement des non-conformités

- Une non-conformité majeure (non-conformité) (selon les organismes de certification) remet en cause à elle seule la viabilité du système. Elle ne peut être prononcée que par rapport à une exigence spécifiée

- Une non-conformité mineure (commentaire) (selon les organismes de certification) est le non-respect d'une partie spécifique d'une exigence qui ne soulève pas en elle-même de questions sur la viabilité du système.

I.7. Le barème utilisé par API pour contrôler un puits par l'audit

Critère majeur (15 points)

Critère moyen (10 points)

Critère mineur (5 points)

Chapitre II :

Contrôle des venues

II.1. Introduction

L'objet de ce chapitre est de définir avec précision les principes fondamentaux de contrôle de venue. Le contrôle d'un puits est divisé en trois catégories principales à savoir le contrôle primaire, le contrôle secondaire et le contrôle tertiaire.

II.1.1. Le contrôle primaire

La prévention de l'intrusion du fluide de la formation dans le puits est assurée par le maintien d'une pression hydrostatique exercée par la boue de forage à une valeur égale ou légèrement supérieure à la pression de pores sans toutefois dépasser la pression de fracturation de la formation la plus fragile. [2]

II.1.2. Le contrôle secondaire

Quand la pression de fond devient inférieure à la pression de pores, il y a une intrusion de fluide de formation dans le puits. Cette intrusion ne peut être arrêtée qu'après la fermeture du puits en utilisant les équipements de sécurité. La remise du puits sous contrôle est effectuée en utilisant les méthodes de contrôle conventionnelles à savoir la méthode Driller's.

II.1.3. Le contrôle tertiaire

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

- L'outil n'est pas au fond.
- Le bouchage de la garniture.
- Siffleur de la garniture.
- Perte de circulation.
- La pression annulaire supérieure à la pression maximale admissible.
- Coincement de la garniture.
- Migration du gaz sans expansion.
- Opération spéciale (snubbing.). [2]

II.2. Signe de la venue

En générale, les indices de venue sont classifiés en deux groupes :

- Signes précurseurs de venue.
- Signes positifs.

II.2.1. Les signes précurseurs de venue

La sécurité du puits dépend essentiellement de la détection rapide des signes précurseurs d'une venue, toutefois la détection d'un seul signe peut ne pas être un indicateur définitif d'une venue, c'est la raison pour laquelle il est très important d'observer les autres indicateurs détaillés ci-après. [3]

- Augmentation de la vitesse d'avancement.
- Augmentation du torque et des frottements.
- La diminution de la densité des argiles.
- Taille et forme des déblais.
- Changement de la propriété de la boue de forage.
- Indice de gaz dans la boue.

II.2.2. Signe positive d'une venue

Un signe positif de venue se réfère à une intrusion confirmée d'un volume d'effluent dans le puits, ce qui nécessite une fermeture immédiate du puits. Les signes positifs suivants peuvent se manifester pendant le forage ou les opérations de manœuvre

II.2.2.1. En cours de forage

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

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

Le débitmètre différentiel (mud flow indicator) et le totaliseur des volumes (mud volume totaliser) sont indispensables pour la détection des venues. [2]

II.2.2.2. En cours de manœuvre

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

- La différence entre le volume de boue rempli et le volume d'acier extrait à la remontée.
- La différence entre le volume d'acier introduit et le volume de boue récupéré à la descente. [2]

II.3. Causes des venues

La prévention des venues implique de comprendre et d'étudier en premier lieu les causes qui sont à l'origine de ces incidents.

Les causes les plus fréquentes de venues sont les suivantes :

- Le défaut de remplissage du puits pendant les manœuvres de garniture.
- Le pistonnage vers le haut et vers le bas pendant les manœuvres
- Les pertes de circulation
- La densité du fluide de forage insuffisante
- Formation à pression anormalement élevée
- Les situations spéciales (DST, avancement non contrôlé dans une formation contenant du gaz)
- Contamination de la boue par le gaz. [2]

II.4. Les équipements de contrôle de venue

II.4.1. L'accumulateur (Commande hydraulique des obturateurs) (voir l'annexe)

L'unité d'accumulateurs hydrauliques est utilisée pour stocker du fluide hydraulique sous pression afin de permettre une fermeture rapide des obturateurs. Elle peut être actionnée à la fois par des pompes électriques et pneumatiques. Pour des raisons de sécurité, l'unité d'accumulateurs et le tableau de commande des obturateurs doivent être situés à une distance sécuritaire du puits, de manière à pouvoir être activés rapidement et efficacement en cas d'urgence. Un tableau de commande secondaire est généralement installé sur le plancher de forage, à portée du chef de poste. Les caractéristiques de l'unité à commande hydraulique sont déterminées en fonction :

- Du volume total d'huile nécessaire pour respecter la séquence de fermeture spécifiée par la procédure de la compagnie.
- De la pression maximale de travail requise.
- Du temps requis pour recharger l'accumulateur conformément aux spécifications API. L'unité Koomey est largement utilisée dans l'industrie pétrolière pour ces applications.

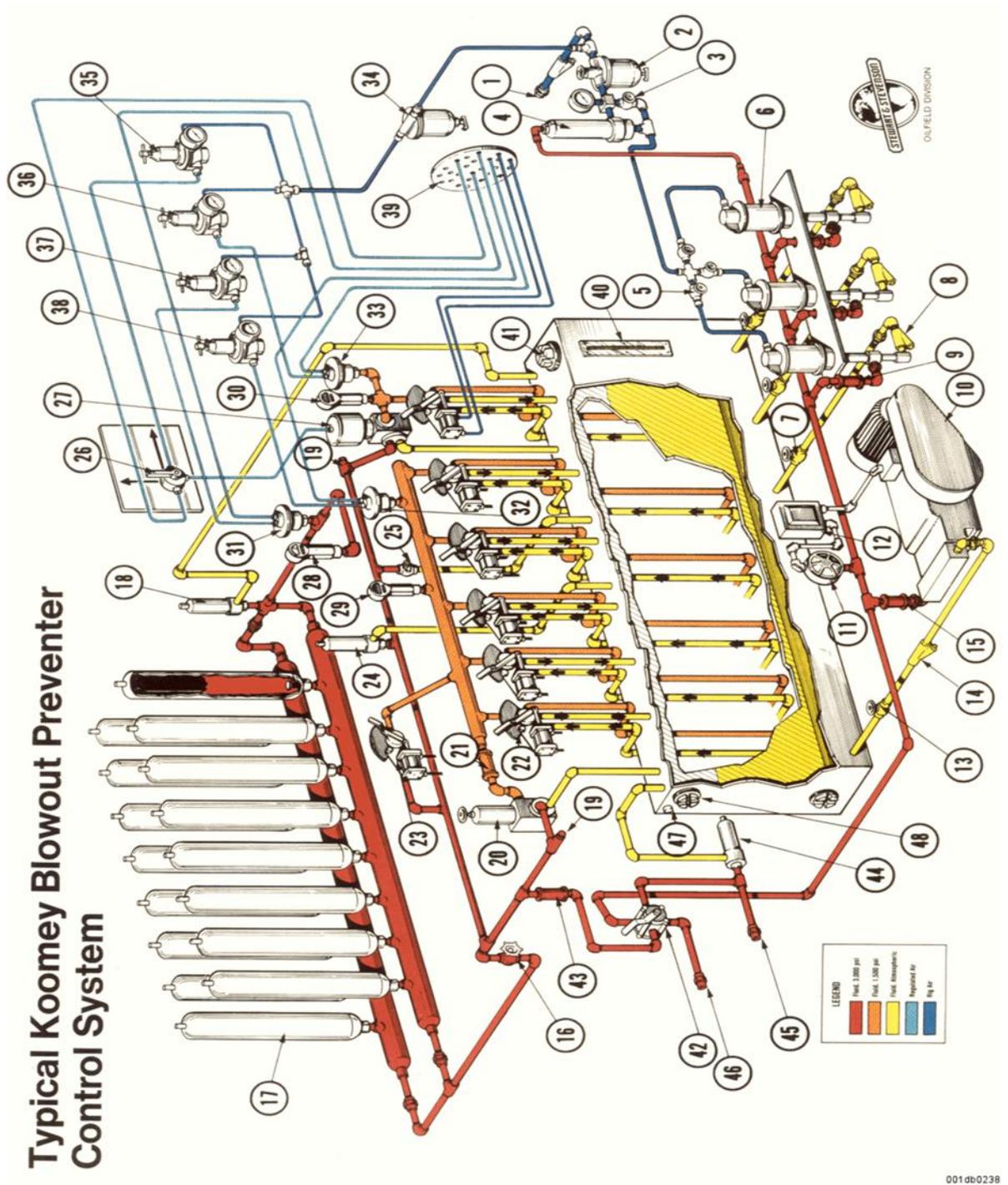


Fig.II.1 Vue éclatée de l'unité d'accumulation

- 1 Arrivée d'air (pression de l'ordre de 120 psi).
- 2 Huileur.
- 3 Vanne qui permet de by-passer la vanne d'admission automatique d'air n°4. En position ouverte, elle permet d'alimenter en continu les pompes à air. Elle doit être normalement en position fermée.

- 4 Vanne d'admission hydropneumatique automatique. Elle permet de régler la pression de démarrage et l'arrêt des pompes à air.
- 5 Vannes manuelles d'isolement des pompes pneumatiques. Normalement, elles doivent être en position ouverte.
- 6 Pompes à air.
- 7 Vannes manuelles d'isolement de l'aspiration des pompes à air. Normalement, elles doivent être en position ouvertes.
- 8 Filtre à huile équipé d'une crépine sur la ligne d'aspiration.
- 9 Clapet anti-retour.
- 10 Pompe triplex entraînée par moteur électrique.
- 11 Manoccontact : permet de régler les pressions de démarrage et d'arrêt de la pompe électrique. Il est réglé de telle façon que le moteur électrique démarre lorsque la pression dans l'unité chute sous un certain seuil (en général, 2700 psi) et s'arrête lorsque la pression atteint un certain seuil (3000 psi).
- 12 Coffret de démarrage contenant un commutateur à 3 positions (OFF, ON, AUTO). L'interrupteur doit être normalement sur la position AUTO.
- 13 Vanne manuelle d'isolement de l'aspiration de la pompe électrique. Normalement, elle doit être en position ouverte.
- 14 Filtre à huile équipé d'une crépine sur la ligne d'aspiration.
- 15 Clapet anti-retour.
- 16 Vanne manuelle d'isolement des bouteilles. En fonctionnement normale, cette vanne doit être ouverte.
- 17 Accumulateur. La précharge en azote doit être de 1000 psi \pm 10 %.
- 18 Soupape de sécurité, tarée entre 3300 et 3500 psi. Le retour est connecté au réservoir.
- 19 Filtre à huile sur le circuit haute pression.
- 20 Régulateur de pression : Il réduit la pression de 3000 psi à 1500 psi pour le circuit "manifold". Son réglage se fait manuellement.
- 21 Clapet anti-retour.
- 22 Distributeurs 4 voies - 3 positions. Ces distributeurs, équipés de vérins pneumatiques, peuvent être pilotés à distance.
Elles permettent l'envoi du fluide hydraulique sous pression vers les BOP ou les opérateurs de vannes, pour ouvrir ou fermer ceux-ci.

- 23 Vanne de by-pass : permet de by-passer la régulation 3000 - 1500 psi et d'envoyer directement dans le manifold le fluide hydraulique à la pression des accumulateurs (3000 psi). Cette vanne doit être normalement en position fermée. Elle peut être commandée à distance.
- 24 Soupape de sécurité avec retour au réservoir de stockage du fluide hydraulique. Elle est réglée vers 5500 psi.
- 25 Vanne de purge. Elle est normalement en position fermée.
- 26 Sélecteur à 2 positions : Il permet de sélectionner le point de commande du régulateur de pression du BOP annulaire n° 27. Lorsqu'il est sur Remonte, 27 peut être réglé à partir du panel de commande à distance. Lorsque le sélecteur est sur Local, 27 ne peut pas être réglé à distance.
- 27 Régulateur de pression annulaire : Il permet de régler la pression du fluide hydraulique envoyé vers le BOP annulaire afin d'ajuster la pression de fermeture de celui-ci. Ce régulateur est piloté pneumatiquement et peut être ajusté à distance.
- 28 Manomètre de pression de la partie "accumulateur".
- 29 Manomètre de pression de la partie "manifold".
- 30 Manomètre de pression de la partie "annulaire".
- 31 - 32 - 33 Transmetteurs pneumatiques de pression de l'accumulateur, du manifold et de l'annulaire vers le ou les panneaux de commande à distance.
- 34 Filtre à air.
- 35 Régulateur permettant de régler la pression d'air envoyée vers le régulateur 27.
- 34, 36, 37 et 38. régulateurs à air pour les transmetteurs pneumatiques.
39. Platine de connexion du faisceau de tubes de télécommande pneumatique.
40. Indicateur de niveau d'huile dans le réservoir.
41. Bouchon de remplissage du réservoir.
42. Vannes à quatre voies en 3 positions.
43. Clapet anti-retour.
44. Soupape de sécurité.
45. Et 46. Lignes auxiliaires (test ou skidding).
46. Retour au réservoir lors de l'utilisation d'une ligne auxiliaire.
47. Bouchon d'inspection.

II.4.1.1. Fonctionnement de l'unité

L'unité à commande hydraulique se compose de six sous-ensembles :

- Appareillage à air.
- Appareillage électrique.
- Partie accumulation.
- Manifold mâchoires-vannes.
- Manifold annulaire.
- Réservoir.

II.4.1.2. Panel de commande (fig.II.2)

Dans l'industrie, plusieurs modèles de commande sont disponibles en fonction du type. Les opérations peuvent être contrôlées à partir d'un panneau de commande à distance situé sur le plancher de forage ou dans le Dog-House. Un panneau auxiliaire de secours peut également être installé en dehors du périmètre de sécurité.

Pour effectuer une manœuvre, la vanne maîtresse d'air doit être actionnée simultanément avec la commande correspondante pour manœuvrer la vanne à 4 voies en 3 positions sur l'unité principale. La position des vannes à 4 voies de l'unité est indiquée par des voyants lumineux de couleur verte ou rouge.

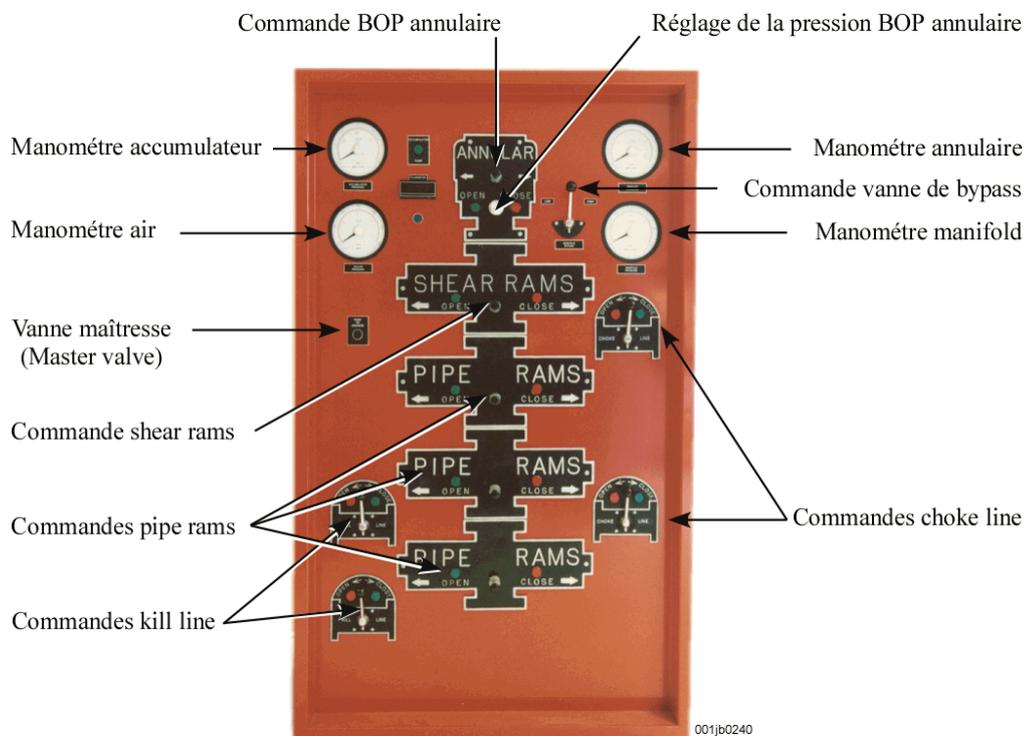


Fig.II.2 panel de commande à distance

II.4.2. Les obturateurs

La fonction principale d'un obturateur est de permettre la fermeture rapide et immédiate du puits en cas de signe positif de venue hors du puits. Un obturateur est caractérisé par les éléments suivants :

Marque : Cameron, Shaffer, Hydril,

Type : U, SL, GK,

Dimension nominale : correspondant au diamètre minimal d'alésage, par exemple : 11", 13 5/8",

Série : correspondant à sa pression maximale de service, par exemple : 3000 psi, 5000 psi.

Ces spécifications aident à identifier et sélectionner l'obturateur approprié en fonction des besoins et des conditions spécifiques de l'opération de forage. [8]

II.4.2.1. L'obturateur annulaire

Ces dispositifs sont également connus sous le nom de "type sac". Ils sont capables de se fermer et de sceller des équipements de section régulière de différents diamètres (tels que les tubes et les câbles) et même sur le trou vide (bien que cela ne soit pas recommandé). Ils permettent la manipulation du train de tiges, avec l'obturateur fermé sous pression dans le puits (stripping). Ils sont toujours positionnés en haut de la colonne de forage. Leur pression de fonctionnement est généralement légèrement inférieure à celle des BOP à mâchoires. En général, ce sont ces dispositifs qui seront fermés en cas de venue avec tubes dans le puits [5].

II.4.2.1.1. Principe de fonctionnement des obturateurs annulaire

Le principe de fonctionnement décrit ci-dessous s'applique à tous les obturateurs annulaires, quelle que soit leurs caractéristiques. La fermeture de l'obturateur est généralement réalisée en combinant l'injection d'huile sous pression (closing pressure) dans la chambre de fermeture (closing area) avec la pression exercée par le puits (well pressure) sur la zone de pression du puits, ce qui fait monter le piston opérant (operating piston), comprimant ainsi le joint de la garniture. Ce joint de garniture est conçu pour se refermer vers l'intérieur lorsqu'il est comprimé vers le haut et vers le bas.

L'ouverture de l'obturateur est réalisée en injectant de l'huile sous pression (opening pressure) dans la chambre d'ouverture (opening area), ce qui fait descendre le piston opérant (operating piston) et permet au joint de la garniture élastique de se détendre et de retrouver sa forme initiale.

Le retour de l'huile vers le réservoir s'effectue par l'autre côté de la chambre, c'est-à-dire par la chambre de fermeture (closing area). [7]

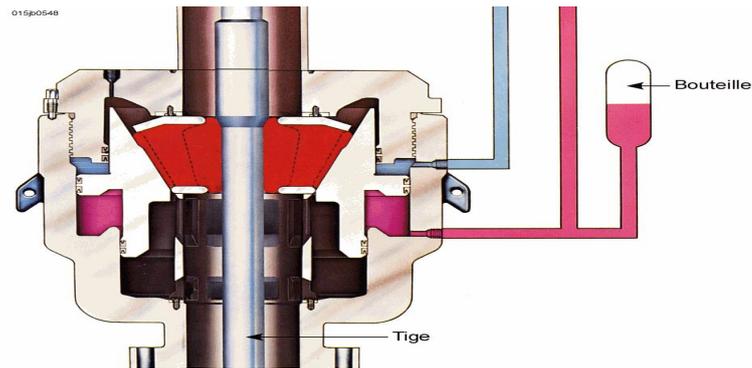


Fig.II.3 Principe de fonctionnement des obturateurs annulaire

II.4.2.2. Les obturateurs à mâchoires

Ce type d'obturateur est disponible en simple, double ou triple étage et peut être équipé de différentes configurations de mâchoires de fermeture, telles que :

- Mâchoires de fermeture totale (Blind Rams).
- Mâchoires de fermeture totale et cisailantes (Blind Shear Rams).
- Mâchoires de fermeture sur un diamètre donné (Pipe Rams).
- Mâchoires de fermeture sur une plage de diamètres variables (Variable Rams).

Parmi les modèles les plus couramment utilisés, on retrouve :

- Cameron : Type U & UII.
- Shaffer : Type LWS.
- Hydril : Type X.

Ces modèles sont réputés dans l'industrie pour leur performance et leur fiabilité. [8]

II.4.2.2.1. Principe de fonctionnement des obturateurs à mâchoires

Le principe de fonctionnement de tous les types des obturateurs à mâchoires est pratiquement identique mais au point de vue mécanique chacun différent à l'autre.

Pour illustrer ce principe, l'obturateur Cameron type U décrit ci-dessous :

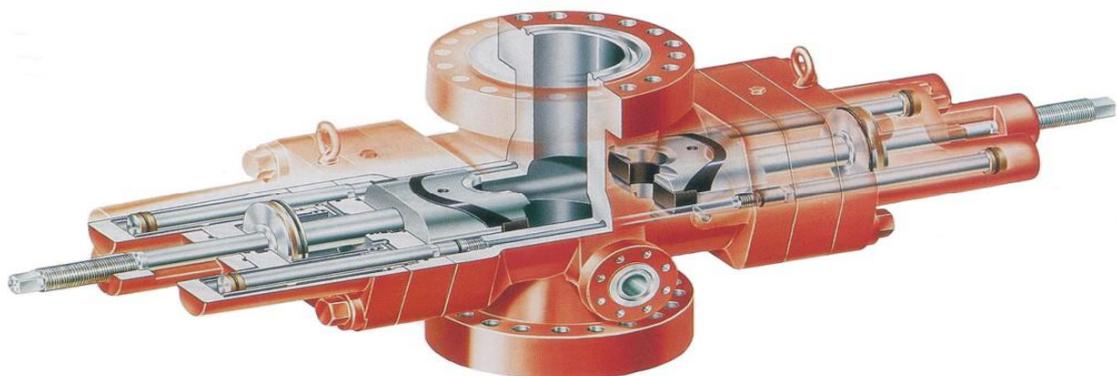


Fig.II.4 Obturateur à mâchoire Cameron type U

La manœuvre de l'obturateur est effectuée à l'aide d'une vanne à quatre voies située dans l'unité de commande des BOP.

Pour effectuer la fermeture, le fluide sous pression provenant de l'orifice marqué "close" circule à travers la tige et le piston (10) et atteint le cylindre principal à l'arrière du piston de commande (5). Ce dernier est poussé du côté du puits, entraînant ainsi la fermeture de la mâchoire. Le fluide retourne ensuite, chassé par le mouvement des pistons, par le côté marqué "open".

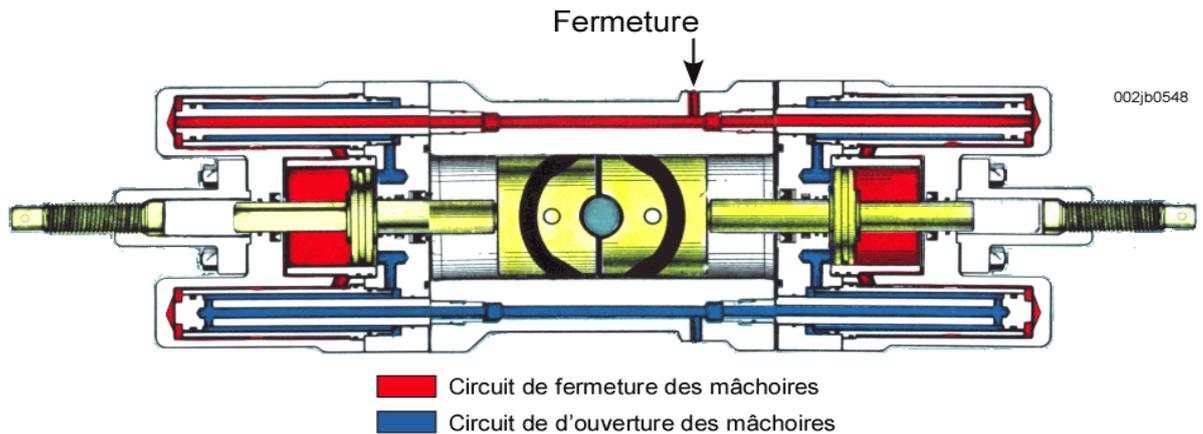


Fig.II.5 Schéma montrant le circuit de fermeture d'un Cameron type U

La pression dans le puits aide à la fermeture du BOP, elle passe sous la mâchoire et vient s'appliquer derrière celle-ci. Théoriquement, à partir d'une certaine valeur, elle permet même de maintenir le BOP fermé après avoir purgé la pression hydraulique dans le circuit de fermeture.

Pour ouvrir, après manœuvre de la vanne à quatre voies, le fluide sous pression est envoyé par l'orifice marqué "open". Il passe par la tige du piston plein (9) et arrive dans le cylindre de manœuvre à l'arrière du piston de commande. Le retour du fluide de fermeture s'effectue par le côté marqué "close". [8]

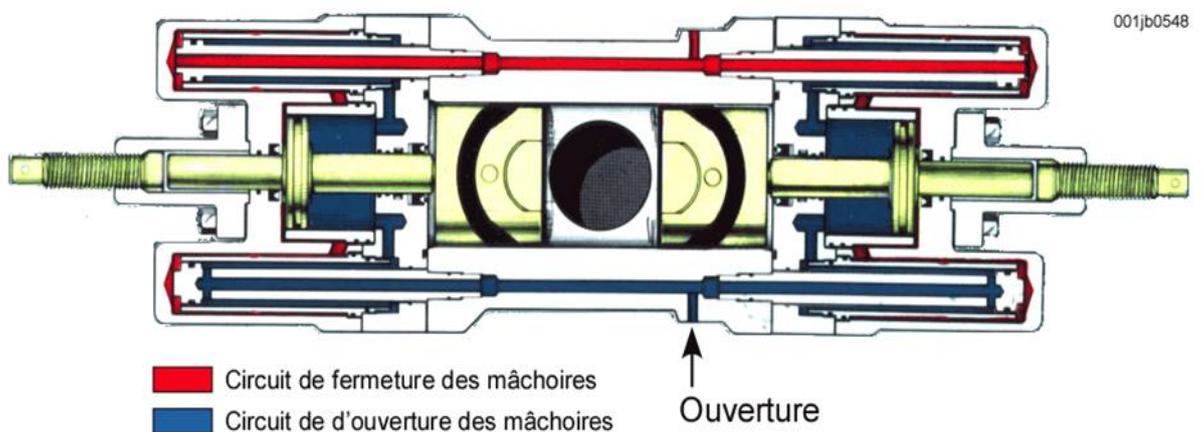


Fig.II.6 Schéma montrant le circuit d'ouverture d'un Cameron type U

II.4.2.3. Les obturateurs internes de la garniture (Inside BOP)

Ce sont des équipements qui permettent la fermeture rapide de la garniture de forage en cas de venue. Parmi ces équipements fréquemment utilisés sont :

II.4.2.3.1. Kelly cock (safety valve) (fig.II.7)

C'est une vanne à fermeture rapide, il y a deux, une vanne placée au sommet de tige d'entraînement et l'autre Située à la partie inférieure de la tige d'entraînement (Kelly).

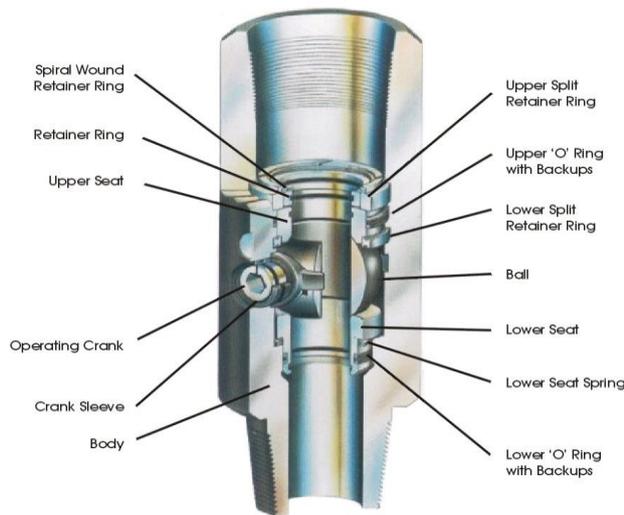


Fig.II.7 Kelly cock (safety valve)

II.4.2.3.2. Gray valve (fig.II.8)

C'est une vanne à clapet anti-retour, est maintenue ouverte grâce à un dispositif spécial. Elle est visée sur la garniture lorsqu'une vanne se manifeste. Il permet la circulation durant le descend de la garniture, mais les inconvénients sont la difficulté d'installer à cause de contre pression due au retour du fluide à travers les tiges, ne permet pas le remplissage automatique de la garniture et empêcher le passage des outils et câble de wire-line, etc...Il faut prévoir les réductions nécessaires pour son visage. [4]

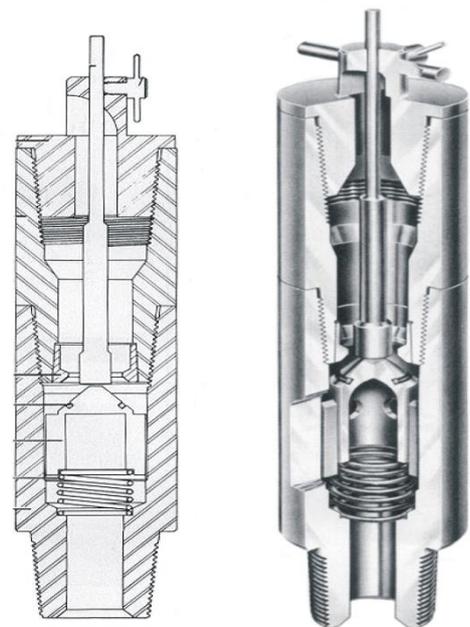


Fig.II.8 Gray valve

II.4.2.3.3. Float valve (fig.II.9)

Les soupapes classiques à clapet anti-retour sont positionnées au-dessus de l'outil et empêchent le retour de boue à l'intérieur des tiges de forage.

Cependant, ces équipements présentent certains inconvénients, tels que :

- Suppression durant la descente : Lorsque la garniture descend, il peut y avoir une augmentation de la pression qui peut entraîner des problèmes.
- Difficulté de lecture de la pression en tête des tiges : Il peut être difficile de mesurer la pression exacte à la tête des tiges en raison de la présence de ces soupapes.
- Risque de bouchage par colmatage : Les soupapes peuvent être susceptibles de se boucher en raison de l'accumulation de matériaux ou de colmatage.

Nécessite de remplissage de la garniture durant la descente [8]

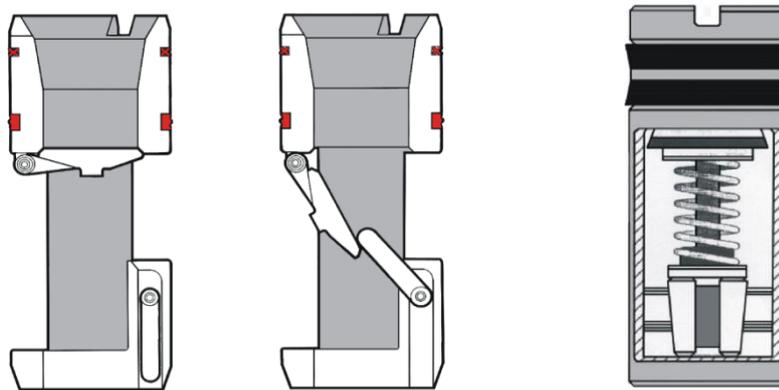


Fig.II.9 float valve

II.4.2.3.4. Fast shut off coupling (fig.II.10)

C'est un dispositif à verrouillage rapide sont utilisé en cas venue par l'intérieur de la garniture.

Il permet le pompage d'un dispositif clapet anti-retour (type drop in check valve) à travers la garniture.

L'inconvénient est que la garniture ne peut être redescendue. [8]

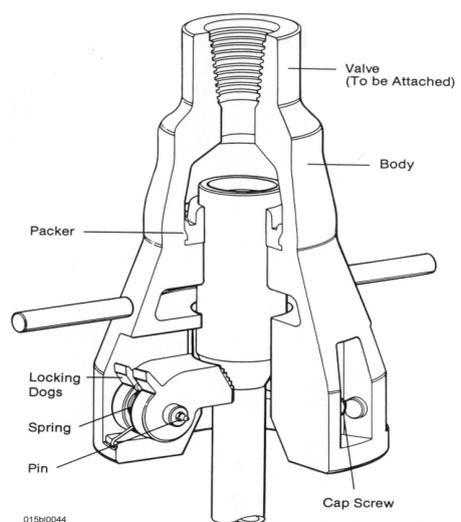


Fig.II.10: Reggan shut off coupling

II.4.2.3.5. Drop in back pressure valve (DIBPV) (Fig.II.11)

Le clapet anti-retour pompé à travers les tiges est un dispositif qui est inséré dans son raccord pour permettre la circulation de la boue tout en empêchant tout retour par les tiges.

Lorsque la venue est contrôlée, le clapet anti-retour, également appelé "drop in check valve", peut être récupéré soit à l'aide d'un câble, soit lors de la remontée de l'ensemble de la garniture.

Ce type de clapet anti-retour est utilisé pour assurer un flux unidirectionnel de la boue pendant les opérations de forage et pour empêcher tout retour indésirable par les tiges. Il offre la possibilité de le récupérer facilement une fois les opérations terminées, ce qui facilite la maintenance et l'inspection de l'équipement.

Le raccord spécial du drop en check valve est généralement placé au top des masses tiges. [8]

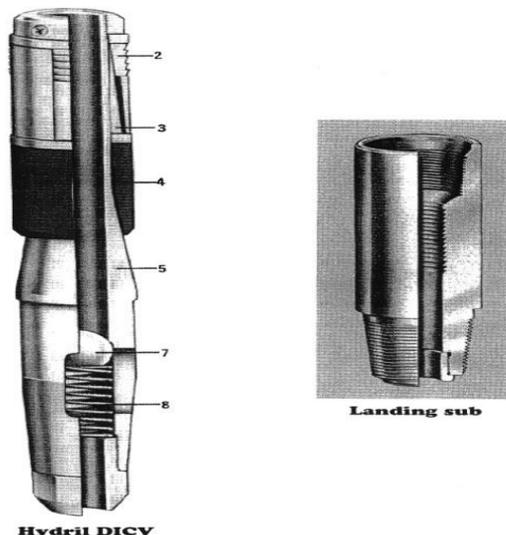


Fig.II.11 : DIBPV

II.4.3. Circuit manifold

II.4.3.1. Manifold de Duse

Le manifold des duses joue un rôle crucial dans le contrôle des opérations de forage. Il permet d'appliquer une contre-pression dans le puits à l'aide de duses réglables et de diriger le retour vers différentes destinations telles que les bacs de récupération, le séparateur, le bournier ou la torche. Etant donné les risques de bouchage et d'usure durant le contrôle, le manifold de duses doit être équipé au moins de deux duses réglable afin de permettre d'isoler une ligne défaillante et de basculer sur une autre pour contenir le contrôle, sa pression de travail en amont des duses doit être égale ou supérieur à celle des obturateurs, par contre, la pression de la partie en aval est généralement d'une série inférieure. [6]

On trouve plusieurs types de duses :

- Duse calibrée fixe (positifs choke).
- Duse réglable manuelle (ajustable choke).
- Duse commandée à distance (Remote choke)

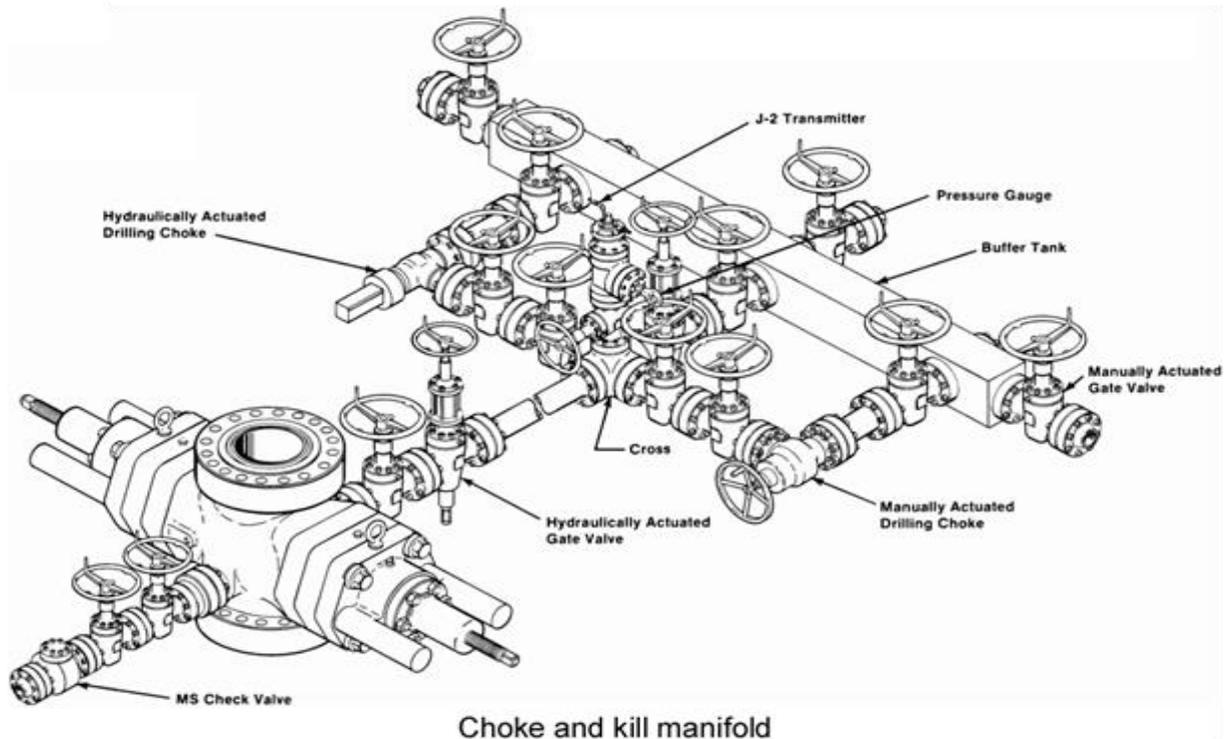


Fig.II.12 : Choke et kil manifold

II.4.3.1.1. Duse réglable manuelle (fig.II.13)

Elle est composée d'un corps massif avec :

- Une entrée latérale taraudée ou à brides.
- Une sortie dans l'axe de pointeau, également taraudée ou bride.
- Une duse vissée au fond du corps avec un joint d'étanchéité. Un chapeau avec écrou rapide et presse-étoupe de la vis pointeau.
- La vis pointeau.
- Sur la vis pointeau, une douille graduée de 0 à 64/64^{ème} de pouce. [7]

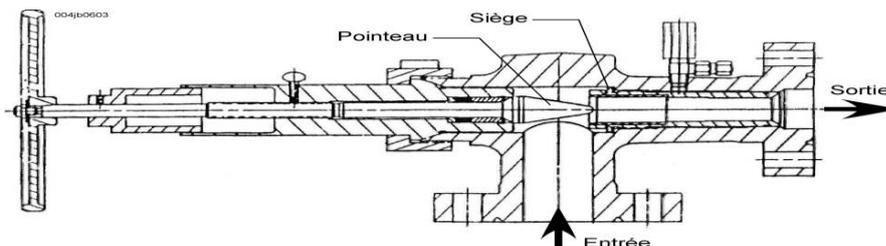


Fig.II.13 Duse réglable manuelle

II.4.3.1.2. Duse commandée à distance

Il existe plusieurs types de duse commandée à distance ayant le même principe de fonctionnement. La commande à distance de la duse assurée par un dispositif (Choke panel) placé sur le plancher de forage.

II.4.3.2. Choke panel (fig.II.14)

Le contrôle de la duse s'effectue à l'aide d'un pupitre qui comporte :

- Une pompe hydraulique principale.
- Une pompe à main des secours.
- Un réservoir d'huile.
- Sur le tableau de commande on trouve :
- Un levier « air supply ».
- Un levier principal de commande marqué « Open », « Hold », « Close » contrôle le mouvement du disque mobile.
- Une vanne « hydraulic regulator » réglé la vitesse de déplacement du disque mobile. Un « position indicateur » indique la fermeture approximative de la duse en pourcentage.
- Deux manomètres de pression l'un est de pression en tête des tiges et l'autre de pression en tête annulaire.
- Un compte-coups de la pompe.
- Un totalisateur de coups de pompe.

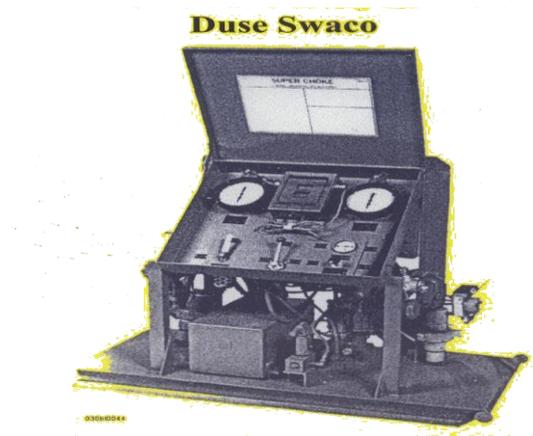


Fig.II.14 choke panel

II.4.3.3. Choke line

La choke line est une conduite essentielle qui relie l'empilage des obturateurs au manifold de duse. Son rôle est de contrôler la pression et le débit du fluide de forage pendant les opérations de contrôle du puits. Voici quelques points importants concernant la choke line :

- Pression de travail : La choke line doit être conçue pour supporter la même pression de travail que les obturateurs. Cela garantit une compatibilité et une sécurité optimales lors du contrôle du puits.
- Diamètre : Le diamètre de la choke line doit être égal ou supérieur à 3 pouces. Cela permet de réduire l'effet de perte de charge, c'est-à-dire la diminution de pression due à la friction du fluide contre les parois de la conduite. Un diamètre adéquat contribue également à minimiser le risque de bouchage et d'usure prématurée pendant les opérations de contrôle.
- Commande à distance : Il est recommandé que l'une des vannes de la choke line soit commandée à distance. Cela permet une ouverture rapide du circuit de contrôle en cas de besoin. La commande à distance facilite la réactivité et la gestion efficace des situations d'urgence ou de contrôle du puits. [8]

II.4.3.4. Kill line

La Kill line est une conduite essentielle qui relie l'empilage au circuit de pompage dans le cadre des opérations de contrôle du puits. Voici quelques informations importantes concernant la Kill line :

- Pression de travail : La Kill line doit être conçue pour supporter la même pression de travail que les obturateurs. Cela garantit une compatibilité et une sécurité optimales lors du pompage sous les obturateurs.
- Diamètre intérieur : La Kill line doit avoir un diamètre intérieur minimum de 2 pouces. Ce diamètre adéquat permet de faciliter le débit du fluide de pompage et d'assurer une efficacité maximale pendant les opérations de contrôle.
- Éléments de protection : La conduite de Kill line est équipée de deux vannes en série et d'un clapet anti-retour. Ces éléments de protection sont essentiels pour prévenir toute pression venant du puits en cas de venue. Ils assurent la sécurité du stand pipe (colonne de forage) et des pompes de forage en empêchant tout reflux de fluide indésirable. [8]

II.4.4. Séparateur atmosphérique (fig.II.15)

Il est connecté à la sortie du manifold de duses et est utilisé pour séparer et évacuer le gaz pendant la circulation d'une venue. La pression régnant à l'intérieur du séparateur est égale aux pertes de charge produites dans la ligne d'évacuation du gaz (vent line). Elle dépend du débit de gaz, des caractéristiques du gaz, de la longueur et du diamètre de la vent line. [8]

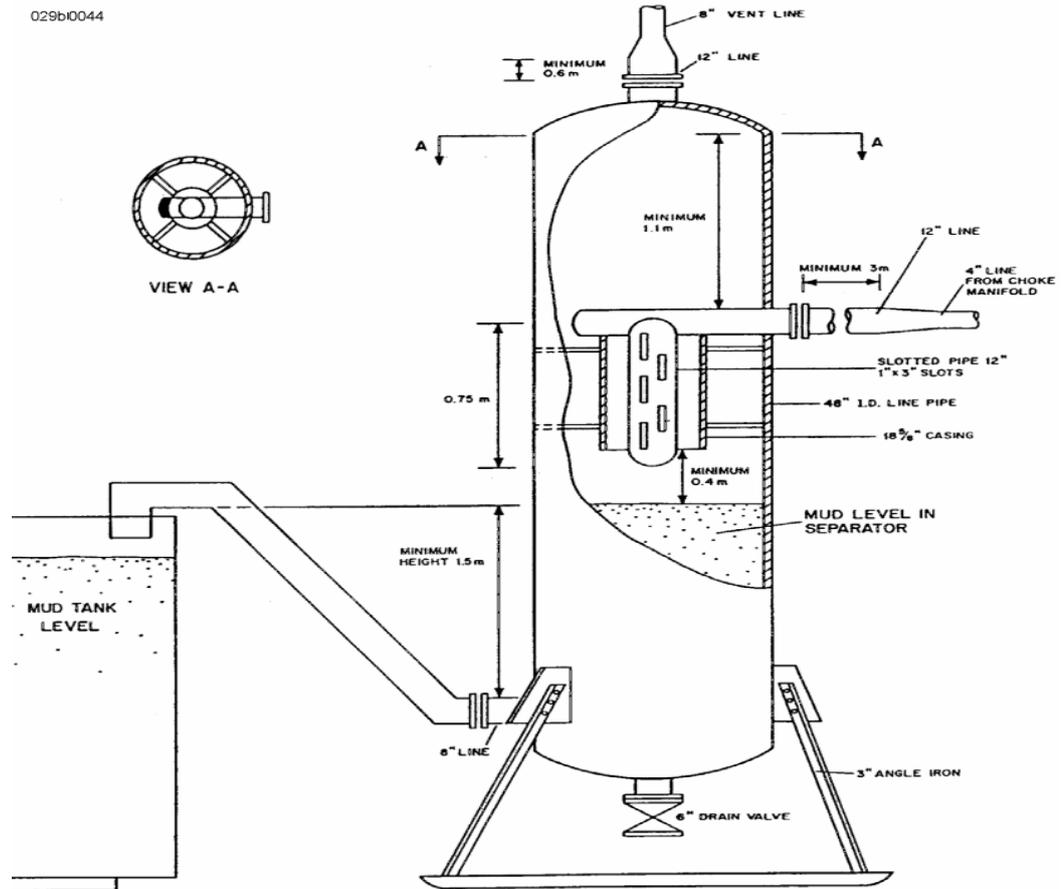


Fig.II.15 Schéma d'un séparateur atmosphérique

Chapitre III :

L'audit de contrôle des venues sur l'appareil TP 202

III.1. Introduction

Chaque année, le client (SONATRACH) effectue un audit de contrôle des venues sur l'appareil de forage pour vérifier les résultats conformes aux critères internationaux.

L'audit sur l'appareil de l'Entreprise Nationale des Travaux aux Puits (ENTP) (TP 202) vise à identifier les risques, évaluer l'installation des équipements de contrôle des venues et évaluer la conscience de l'équipe.

III.1.1. Les objectifs de l'audit de well control (contrôle des venues)

- Assurez que tous les équipements de contrôle de venue sont à d'évaluation suffisante
- Vérifier l'installation appropriée de tous les équipements de contrôle de venue
- Assurez que "les bons pratiques et les procédures du forage" sont en usage
- Sensibilisé de l'équipe de question de well control

III.1.2. Les informations primaires de l'audit

Client : SONATRACH

Champ : Hassi Messaoud

Date de l'audit : /

Nom d puits : MDZ-769

Superviseur : /

L'activité au cours de l'audit : Forage

Pays : Algérie

d'une section de réservoir de 6"

III.1.3. Caractéristique de l'appareil de forage TP 202

L'entrepreneur de forage : ENTP

Acc. Bottle Number : 22

Nom de l'appareil : TP 202

Reservoir capacity : 220 Gal

Classement de l'appareil : Oilwell

BOPS :

Date de mise en service : 2007

Annular 6"

MAT:

Marque: HYDRIL

Basic mast: WCI

Type: GK 5000

Static hook load capacity: 589 T

Ram BOP 13" 5/8 5000Psi

Max wind speed W/pipe racked: 100 Knots

Model: double

TREUIL:

Marque: CAMEROUN

Manufactured: NATIONAL / OIL WELL

Type: U

Type: 1320-UE

Coflex hose 4" 1/16 10000 W/ Hub

Puissance : 2000 HP

Connection

Pompes à boue : LEWCO

MANIFOLD PORTE DUSES :

Puissance d'entrée: 1600 HP

Manufactured: FMC

KOOMEY UNIT:

W. Pressure: 5000 Psi

Manufactured: SARA

Duse manuelle: 3" 1/16 5000 Psi

W/H2 - 2"

Acc. Capacity: 11 Gal

Hydraulic choke: Superior 3" 1/16 5000 Psi

III.2. Les Résultats détaillés d'audit

III.2.1. L'Accumulateur

1. Est-ce qu'il y a les deux panneaux de commande à distance de chef de poste et de chef chantier ?

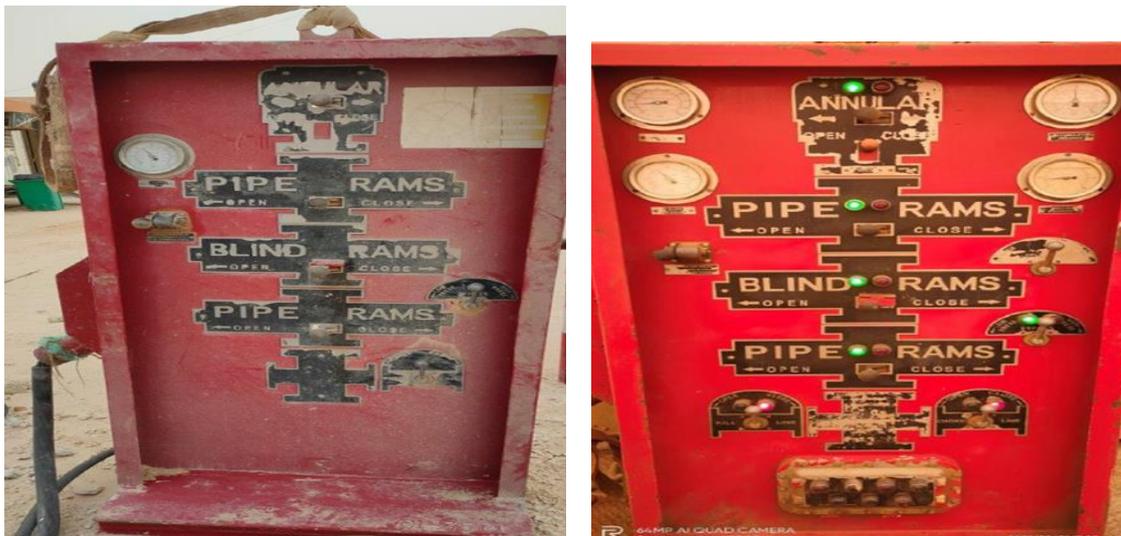
Résultat : oui (15.00 Points)

Critères :

Le système de commande BOP comprend généralement des panneaux de contrôle à distance qui permettent de manipuler le manifold de commande hydraulique depuis des emplacements éloignés. Il est essentiel d'installer un panneau de commande à distance pour le chef de poste, afin de pouvoir contrôler le fonctionnement de chaque BOP et vanne de contrôle depuis une position facilement accessible à l'opérateur. Il est également important d'avoir une station de commande à distance située à une distance sécurisée du plancher de forage. Les vannes de contrôle doivent être clairement marquées pour indiquer leur fonction spécifique, qu'il s'agisse de l'obturateur, de la vanne de choke line ou autre, ainsi que leur position (ouvert, fermé, neutre). Cette clarté dans le marquage facilite la manipulation des vannes et contribue à assurer un contrôle précis des opérations de forage [9].

Analyse des conséquences :

A) Augmentation de temps de fermeture, B) Influx excessif, C) dépasser le gain maximal admissible (kick tolérance), D) le dommage de la formation ou de l'équipement



FigIII.1 : Les panneaux de commande à distance

2. Est-ce que les panneaux de contrôles de l'accumulateur sont clairement étiquetés ?

Résultat : oui (15.00 Points)

Les mêmes critères et les conséquences

3. Est-ce que L'unité de contrôle à distance est utilisée pour actionner les pipes rams au moins une fois par semaine ?

Résultat : oui chaque test de BOP (5.00 Points)

Critères :

Dans le cadre du service, il est nécessaire d'effectuer une inspection quotidienne de l'équipement BOP et de réaliser un test d'actionnement sur chaque manœuvre, sans dépasser une fois par période de 24 heures. Les résultats des tests d'actionnement doivent être consignés dans le rapport quotidien. Il est également important de procéder aux tests recommandés par le fabricant pour les obturateurs annulaires, conformément aux instructions fournies [10].

Analyse des conséquences :

Pipe Ram peut ne pas fonctionner correctement quand il n'est pas souvent utilisé

4. Ya-t-il une source d'alimentation de secours pour recharger l'accumulateur en cas de panne de la source principale ?

Résultat : oui 2 pompes électrique et 3 pneumatique (15.00 Points)

Critères:

Chaque pompe doit avoir des sources d'énergie indépendantes, telles que électrique ou à air. [11]

Analyse de la conséquence :

Si la source d'alimentation unique est en panne, il est impossible de faire fonctionner les BOP.

5. Est-ce que la source alternative d'alimentation est fonctionnelle ?

Résultat : oui (15.00 Points)

Les mêmes critères et les conséquences

6. Existe-t-il un mécanisme d'alerte/de notification permettant à l'équipe de forage d'identifier**Rapidement et facilement le moment où les pompes de l'accumulateur fonctionnent ?**

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères:

Il est fortement recommandé de mettre en place un dispositif d'alarme ou de notification pour informer le foreur lorsque les pompes de l'accumulateur sont en fonctionnement. Cela permettra d'attirer l'attention du foreur sur l'activité de l'accumulateur et de lui permettre de surveiller attentivement les opérations en cours.

Analyse de la conséquence :

Les fuites dans le système d'accumulateur provoquant une perte de pression peuvent engendrer les conséquences suivantes : Augmentation des délais de fermeture ; Répartition de la formation ; Panne d'équipement.

7. Est-ce qu'il y a des lampes sur le plancher de forage en faciliter de vue du foreur et sur l'accumulateur pour indiquer que l'accumulateur ou les pompes sont en service ?

Résultat : non (0.00/5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

Analyse de la conséquence :

Il pourrait y avoir une fuite dans le côté de fermeture et le foreur ne le savent pas et involontairement la fermeture des mâchoires.

8.Est-ce que toutes les lignes de contrôles d'accumulateurs inutilisés sont bouchées ?

Résultat : non(Fig.III.2) (0.00/10.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

Analyse de la conséquence :

Fluide fuirait si la mauvaise poignée est fermée et à moins qu'il y un fluide sur l'emplacement, les BOP serait inutile.



Fig.III.2 Les lignes de contrôles inutilisés

9. Est-ce que Les gammes de fonctionnement des pompes d'accumulateurs sont réglés pour commencer à 2700 psi et fermée à 3000 psi ?

Résultat : oui commencer à 2750 psi (15.00 Points)

Critères:

Il est essentiel d'avoir une alimentation électrique et/ou pneumatique disponible en permanence pour les pompes d'alimentation afin qu'elles puissent démarrer automatiquement lorsque la pression du système atteint environ 90% de la pression de travail du système. De plus, ces pompes doivent s'arrêter automatiquement lorsque la pression du système est inférieure à zéro ou à moins de 100 psi (0,69 MPa), ce qui correspond à la pression de travail du système de commande BOP [12].

Analyse des conséquences :

BOP peut ne pas être fonctionné

10. Est-ce que le temps de remplissage de la pompe de l'accumulateur pour assurer l'augmentation de la pression de 1000 psi à 3000 psi est inférieur à 15 minutes ?

Résultat : oui 12 min enregistrer par le mécanicien (5.00 Points)

Critères:

Les systèmes de pompage doit être capable de fournir un volume suffisant de fluide de commande avec l'accumulateur isolé du service pour pomper dans l'ensemble du système d'accumulateur à partir de la pression de pré charge de l'accumulateur jusqu'à la pression de rechargement complète (la pression maximale du système) dans les 15 minutes. [13]

Analyse des conséquences :

A) Une fuite possible dans le système, B) Perte d'efficacité, C) Le système d'accumulateurs de charge est trop petit pour fermer efficacement les BOP

11. Quel est l'état de fluide de l'accumulateur et est-ce que Les filtres sont en bon état ?

Résultat : oui est vérifié chaque semaine par le mécanicien (5.00 Points)

Critères :

Les inspections et les procédures de maintenance devraient prendre en considération les recommandations du fabricant, publié. État général de filtres / tamis [14]

Analyse des conséquences :

L'accumulateur peut ne pas fonctionner en cas de besoin

12. Est-ce que la vanne d'isolement de bouteille d'accumulateur est ouverte ?

Résultat : oui (15.00 Points)

Critères:

Il doit être en position ouverte, sauf quand les accumulateurs sont isolés pour l'entretien, les tests, ou le transporter [15]

Analyse des conséquences :

A) Augmentation du temps de fermeture B) Une venue important C) dépasser le gain maximal admissible (kick tolérance) D) le dommage de la formation ou de l'équipement

13. Est-ce que le pré-charge d'accumulateur mesurée à l'intérieur des spécifications OEM sur le montage initial et chaque 60 jour et le restauré si nécessaire ?

Résultat : oui chaque DTM (10.00 Points)

Critères:

La pression de pré-charge sur chaque bouteille d'accumulateurs devrait être mesurée avant chaque installation BOP [16]

Analyse des conséquences :

A) Augmentation du temps de fermeture B) une venue important C) dépasser le gain maximal admissible (kick tolérance) D) le dommage de la formation ou de l'équipement

14. Est-ce que la pression d'air fournie à l'accumulateur au moins 75 psi ?

Résultat : oui 120 psi (15.00 Points)

Critères:

Il est nécessaire que chaque système de pompage puisse fournir une pression de refoulement au moins équivalente à la pression de service du système de commande BOP. Pour les pompes à air, elles doivent être capables de charger les accumulateurs jusqu'à la pression de service du système, avec une pression minimale d'alimentation d'air de 75 psi (0,52 MPa) [17].

Analyse des conséquences :

BOP ne fonctionnent pas si la pression de pré-charge de l'accumulateur est perdue

15. Est-ce que le panneau de commande à distance d'accumulateur est vérifié chaque Changement d'équipe de travail pour confirmer les réglages de pression appropriés ?

Résultat : oui par le foreur secondaire ou le mécanicien. (5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle (assurer le bon fonctionnement des panneaux-La même pression que l'accumulateur).

Analyse des conséquences :

BOP peut ne pas être fonctionné.

16.Est-ce qu'il ya des lignes de décharge protéger les lignes de commande et sont-ils d'une pression nominale égale à la capacité de pression de la pompe de l'accumulateur ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères:

Chaque système de pompe doit être protégé contre les surpressions par un minimum de 2 dispositifs conçus pour limiter la pression de refoulement de la pompe. [18]

Analyse des conséquences :

Défaillance catastrophique du système accumulateur

17.Est-ce que le système accumulateur BOP avez suffisamment de fluide hydraulique utilisable avec les pompes en panne pour fonctionnés tous les obturateurs et un vanne HCR ?

Résultat : oui 22 bouteilles (15.00 Points)

Critères:

Le système BOP doit disposer d'une quantité suffisante de liquide hydraulique utilisable, même en cas de défaillance des pompes, pour fermer un obturateur annulaire, tous les types de rams à partir d'une position complètement ouverte, et ouvrir une vanne HCR contre la pression nulle du puits de forage [19].

Analyse des conséquences :

- A) Un Ram spécifique ou l'annulaire pourrait être échoué comme résultant d'avoir un fluide insuffisant pour fermer les autre Rams ;
- B) Une éruption incontrôlable du puits de forage :
- C) Si le HCR ne peut pas être ouvert, il serait impossible de dégager un venu de gaz.
- D) Dépassez la Pression maximale admissible de surface (Padm) ;
- E) Une défaillance du matériel BOP.

18. Après la fermeture d'un obturateur annulaire et tous les types des rams, et en ouvrant une vanne HCR. Est-ce que la pression résiduelle égal 200 psi ou plus grand que la pression de pré-charge minimale recommandé ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères:

pression résiduelle doit être de 200 psi (1,38 MPa) ou plus grand que la pression de pré-charge minimale recommandé.

Analyse des conséquences :

- A) Un Ram spécifique ou l'annulaire pourrait être échoué comme résultant d'avoir un fluide insuffisant pour fermer les autre Rams.
- B) Une éruption incontrôlable du puits de forage.
- C) Si le HCR ne peut pas être ouvert, il serait impossible de dégager un venu de gaz.
- D) Dépassez la Pression maximale admissible de surface (Padm).
- E) Une défaillance du matériel BOP.

19. Est-ce que l'accumulateur est à une distance sécuritaire de la tête de puits et est-ce qu'il ya un bouclier thermique prévu pour l'accumulateur ?

Résultat : oui 25 m (10.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

Analyse des conséquences :

- A) l'échec de l'accumulateur due à une chaleur excessive ;
- B) les personnels ne pourraient pas accéder à la station de l'accumulateur ;
- C) une éruption incontrôlée du puits de forage

III.2.2. Les Obturateurs (Blow out Preventer)

1. Est-ce que Le montage BOP respecter ses obligations contractuelles et sont conformes aux directives des règlements pertinents de l'entreprise ?

Résultat : oui suivant la politique de Sonatrach (10.00 Points)

Critères:

La BOP et les systèmes doivent être conformes aux critères de la norme API 6A ou à des normes équivalentes, et il doit être confirmé qu'ils sont maintenus conformément à la recommandation pratique API RP 53 ou à une recommandation équivalente [20].

2. Est-ce qu'il y a un ensemble des schémas disponibles dans l'appareil montrant le BOP, lignes, vannes, et les manifolds utilisés pour contrôler les systèmes de BOP ?

Résultat : oui bureau de chef chantier et bureau de superviseur (5.00 Points)

Critères:

A3 - contient une liste de dessins et de schémas que l'entrepreneur de forage devrait avoir un article 5-7 comprend (a) des schémas de processus de boue, (b) le choke et la kill line est isométrique, et (c) mise en page BOP. [21]

Analyse des conséquences :

Confusion Dans les procédures pour sécuriser le puits

3. Est-ce que la pression nominale de l'assemblage de BOP est supérieure ou égale à la pression d'éclatement de tubages ou la pression de l'éboulement de formation, selon la moins ?

Résultat : oui (15.00 Points)

Critères :

Tout BOP devrait avoir une pression nominale de service qui dépasse la pression de surface maximale prévue. [22]

Analyse des conséquences :

A) La destruction du BOP, B) l'échec de surface

4. Est-ce que tous les éléments de l'assemblage BOP atteignent ou dépassent la pression nominale globale de l'assemblée ?

Résultat : oui 5000 psi pour tout (15.00 Points)

Les mêmes critères et les conséquences

5. Les raccords WECO marteau 1502 sont-ils installés sur les vannes de tubage de surface ?

Résultat : non (0.00/5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle (est utilisé pour faciliter l'attache)

Analyse des conséquences :

Incapacité à monter la pompe / débit des lignes rapidement lors d'un événement de contrôle de puits

6. Est-ce que toutes les manipulations nécessaires du l'empilage BOP peuvent être faites sans passer sous le plancher de forage ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

Analyse des conséquences :

Blessure à personnel

7. Est-ce que l'annulaire est à une bouteille de surtension ?

Résultat : non (fig.III.2)(0.00/5.00 Points)

Critères:

Pour les rôles de stripping, la soupape régulatrice est trop petite et ne peut pas réagir suffisamment rapide pour un contrôle efficace, donc une bouteille hausse est connecter aussi étroitement que possible au port de fermeture BOP. [23]

Analyse des conséquences :

Cela se traduirait par une destruction de BOP annulaire pendant les opérations de stripping

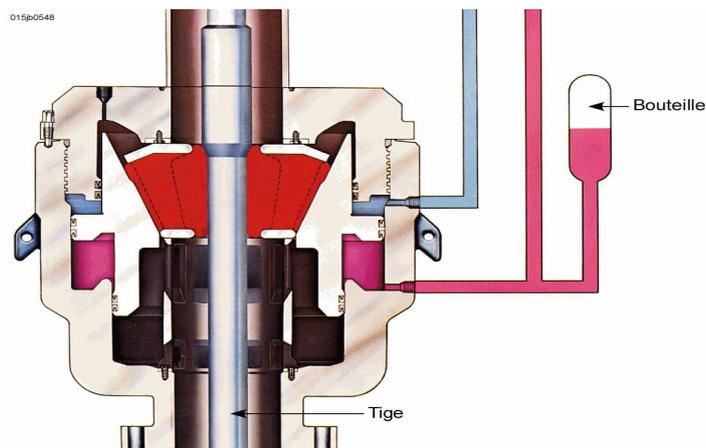


Fig.III.3 Bouteille de surtension

8. Est-ce que l'empilage de puits est bien ancré et est-ce qu'il peut être aligné commodément si nécessaire ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

Analyse des conséquences :

A) destruction de BOP ; B) échec de la Surface

9. Est-ce que tous les boulons de BOP sont installés conformément aux directives OEM ?

Résultat : non Fig.III.3 (0.00 / 5.00)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

Analyse des conséquences :

Destruction du BOP ; Rupture de surface.

Tous les boulons doivent être installés.



Fig.III.4 : Manque d'un boulon

10. Est-ce que les joints-tore extérieures, joint d'étanchéité bride sup (bonnet seal rings) et les boulons de la bride BOP sont sur main ?

Résultat : oui Fig.III.4 (5.00 Points)

Critères :

Il est recommandé de stocker soigneusement et de maintenir à disposition les pièces de rechange BOP suivantes, en quantité suffisante pour le service prévu :

- a. Un ensemble complet de caoutchoucs de bélier pour chaque dimension et type de mâchoire BOP utilisé.
- b. Un ensemble complet de joints pour bonnet ou doorseals pour chaque dimension et type de mâchoire BOP utilisé.
- c. Des garnitures plastiques pour les joints secondaires du BOP.
- d. Des joints toriques pour s'adapter aux raccords d'extrémité.
- e. Une pièce de rechange de l'élément de garniture du BOP annulaire et des joints de fixation.
- f. Un flexible de choke ou de kill line, si utilisé [24].

Analyse de la conséquence :

Pourrait mener à l'échec dans l'événement d'une venue, perte potentielle de temps-attend de l'appareil de forage sur les pièces de rechange pour compléter les tests de composant BOP.

Tous les boulons doivent être installés



Fig.III.5 Les pièces de rechange de BOP

11. Est-ce que c'est possible de pomper dans le puits et contrôlés les pressions avec les blind rams est fermés ?

Résultat : oui (15.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

Analyse des conséquences :

Cela conduit à :

A) L'incapacité à surveiller les pressions de puits ; B) la pression Piégé peut entraîner des blessures du personnel lorsque de l'ouverture de la blind rams ; C) Une éruption incontrôlé de puits de forage

12. Est-ce que les lignes de contrôle de la BOP en condition satisfaisante et placé bas donc n'est pas possible qu'ils soient détruits rapidement par feu ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critère

Meilleure pratique industrielle

Analyse des conséquences :

Le défaut de l'accumulateur ou une éruption incontrôlée

13. Est-ce qu'il y a d'illustrations montrant l'ensemble des étapes de comment tester tous les éléments BOP ?

Résultat : oui documenter et archiver sur l'ordinateur de superviseur et de chef chantier
(5.00 Points)

Critères :

Le constructeur doit être préparer et de disposer d'un manuel de fonctionnement pour chaque modèle et la taille de système fabriqué de Choke et Kill conformément à cette spécification" Le manuel de fonctionnement doit être contenir les informations suivantes :

- Fonctionnement et instructions d'installation
- Les informations des joints d'étanchéités
- Les informations de maintenance et des tests
- Les informations de Démontage et de montage
- Les informations des Pièces
- Les informations du stockage

Technique et étape par étape ou de comment la procédure de test devrait être développé pour chaque appareil de forage en raison de divers équipements, Les arrangements d'installation différentes et les programmes spécifiques de forage de puits.

La procédure pour tester le BOP, vannes de sécurité de la garniture, choke et kill lines, et le manifold en amont de la chambre tampon (buffer chamber) sont généralement similaires pour la plupart des appareils de forage. La fabrication, Documents de fonctionnement et de maintenance, les programmes de maintenance de l'entrepreneur, et les expériences de fonctionnement devraient être intégrées dans les procédures des tests spécifiques.

Les documents de l'instruction et de procédures pour toute l'assemblage du système, essais, et commissionner cela est exigé pour être exécuté au site de l'installation sera disponible avant de commencer l'installation [25]

Analyse des conséquences :

L'inefficacité dans le test des composants de BOP

14. Est-ce que ces étapes suivies après chaque montage et à des intervalles spécifiés par la suite ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

15. Est-ce qu'il y a un tester plug et un tester cup ou une cuppacker sont utilisés pour tester les BOPs ? Est-ce qu'elle est connectée correctement ?

Résultat : non ils sont utilisés seulement le tester cup (0.00/5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

16. Est-ce que le BOP et les poignes de commande des vannes sont clairement étiquetés et ont conservé dans la position "ouverte" ou "fermée" ?

Résultat : oui les panneaux de commande et le koomey (10.00 Points)

Critères :

Il est important de marquer clairement les vannes de contrôle pour indiquer quelle vanne contrôle quel obturateur ou vanne de la choke line, ainsi que la position des vannes (ouverte, fermée, neutre) [26]

Analyse de la conséquence :

Il peut y avoir une fuite lors quel besoin de l'accumulateur

17. Est-ce que le puits peut être fermé rapidement, tandis que dans l'observation et le contrôle de pression de tubage ? (15.00 Points)

Résultat : oui

Critères :

Meilleure pratique industrielle

Analyse des conséquences :

A) Augmentation du temps de fermeture B) Une venue important C) dépasser le gain maximal admissible (kick tolerance) d) le dommage de la formation ou de l'équipement

18. Est-ce que les obturateurs ont des serrures hydrauliques ou manuelles ? (Dépend sur l'empilage)

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères:

Les Obturateurs de type RAM devraient être équipés d'extensions des volants ou des serrures à Commande hydraulique. [27]

19. Si manuel, est-ce que les volants et les arbres sont attachés ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

Un dispositif de fermeture sera adapté sur toutes les mâchoires de BOP. Ce dispositif est utilisé toutes les fois que c'est nécessaire à enlever la pression du fonctionnement hydraulique du côté de fermeture des systèmes de fonctionnement des mâchoires, mais de maintenir la mâchoire de l'obturateur en position fermée. [28]

Analyse des conséquences :

Si vous utilisez une clé, le personnel pourrait être blessé

20. Est-ce que la commande de blind rams ont une couverture mais pas verrouiller pour permettre les blind rams peut être actionné à partir de la station de commande à distante et prévenir les accidents ou fermeture non raisonné ?

Résultat : oui (15.00 Points)

Critères :

La poignée de la vanne de commande qui opère les blind rams devrait être protégé pour éviter les opérations involontaires, mais permettre un fonctionnement plein à partir du panneau à distance, sans intervention

Analyse des conséquences :

Impossible de fermer les blind rams à partir de plancher si la station à distante est inutile

21. Est-ce que les obturateurs ont été un champ de démonté et inspecté conformément à Niveaux de l'API (3-5 ans) ?

Résultat : non (0.00/15.00)

Critères:

Il est recommandé de démonter et d'inspecter le BOP, les collecteurs de contrôle et les divers composants tous les 3 à 5 ans conformément aux instructions du fabricant. Pendant cette inspection, les composants en élastomère doivent être remplacés, et les surfaces doivent être examinées pour détecter l'usure et la corrosion. Les dimensions critiques doivent être vérifiées par rapport aux tolérances d'usure spécifiées par le fabricant. Une inspection programmée peut être réalisée pour les composants individuels. De plus, une inspection complète interne et externe des flexibles de la ligne de choke et de kill doit être effectuée conformément aux directives du fabricant [29].

Analyse des conséquences : Incident sur la surface

22. Est-ce que les pressions de fermeture recommandées des obturateurs annulaires pour tester sur la tige de forage est connue et utilisée lors du test ?

Résultat : oui éviter le dommage des éléments de packing (5.00 Points)

Critères:

Selon le modèle et la marque de l'annulaire. L'élément peut être endommagé par la pression de fermeture excessive. [30]

Analyse des conséquences :

La défaillance prématurée d'élément annulaire

Note : Il doit être spécifique pour chaque obturateur annulaire basée sur les exigences de chaque constructeur

23. Est-ce que les obturateurs et les vannes hydrauliques peuvent être fermés en 30 secondes ?

Résultat : oui moins de 22 secondes (5.00 Points)

Critères:

Pour les installations de surface, le système de commande BOP doit être capable de fermer chaque rampe de BOP dans 30 secondes. Et le temps de fermeture ne doit pas dépasser 30 secondes pour BOP annulaires plus petits que le diamètre 18 3/4" (47.63cm) et 45 secondes pour les obturateurs annulaires de diamètre 18 3/4" (47.63cm) et plus grande. [31]

Analyse des conséquences :

A) Augmentation du temps de fermeture B) Une venue importante C) dépasser le gain maximal admissible (kick tolerance) D) la défaillance de la formation ou de l'équipement.

24. Pour les hautes températures / haute pression de puits, Est-ce que les blind - shear rams installés sur le BOP ?

Résultat : autre le puits inspecté est ne pas HP/HT (5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

Analyse des conséquences :

A) Si les Rams annulaires et d'autres échouent, il n'existe aucune option pour cisailier la tige
B) Une éruption incontrôlée de puits de forage

25. Est-ce que les mâchoires (rams), annulaires, vannes à commande hydraulique, et le choke manifold sont testés à basse pression (200-300 psi) avant de contraindre à la Pression de l'épreuve pleine ?

Résultat : oui (15.00 Points)

Critères:

Tous les composants de BOP qui peuvent être exposés à la pression du puits devraient être testés d'abord à une basse pression de 200 à 300 psi (1,38 à 2,1 MPa), puis à une forte pression. [32]

Analyse des conséquences :

Souvent vannes permettra de tester à haute pression, mais de fuite sous basse pression.

26. Lors que du test BOP, Est ce que la vanne de casing headest ouverte pour prévenir la pressurisation de tubage et le puits ouvert ?

Résultat : oui (15.00 Points)

Critères :

L'ouverture de la vanne de casing head pour éviter la rupture de tubage ou l'éboulement de la formation en cas le tester plug est fuyard

Analyse de la conséquence :

Domage de formation ou le tubage

III.2.3. Circuit Manifold

1. Est-ce qu'il y a des vannes maîtrise sur la ligne de choke et sur chaque ailée de choke manifold et est-ce que ceux-ci sont utilisés seulement pour fermeture pour permettre les réparations situées en aval ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Les doubles vannes devraient être installées immédiatement en amont de chaque choke. [33]

Analyse de la conséquence :

Incapacité d'isoler correctement et rapidement le choke manifold pour les réparations

2. Est-ce qu'il existe une ligne de remplissage séparé à la kill line ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

Analyse des conséquences :

Une augmentation de l'usure sur le clapet anti-retour (check valve) peut éventuellement entraîner un incident.

3. Si oui, est-ce que la ligne de remplissage est normalement utilisée pour remplir le puits?

Résultat : oui trip tank (5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

4. Est-ce que le choke line est droit ou ciblées correctement, ou un flexible à haute pression (COFLEX HOSE) utilisée qui est d'une longueur qui minimiser les coudes ?

Résultat : oui (fig.III.4)



Fig.III.6 Coflex house

Critères :

Le choke line doit être plus droit possible. [34]

Analyse des conséquences :

Un défaut de la choke line pourrait entraîner la migration de gaz, des dommages à la formation ou au BOP, ce qui pourrait entraîner une libération incontrôlée de la pression.

5. Est-ce qu'il y a un système de réserve d'urgence pour opérer la duse hydraulique (pompe manuelle ou Azote) dans le cas de l'air du chantier devient indisponible ?

Résultat : non (0.00/5.00 Points)

Critères :

Il est plus important que le panneau de commande à distance situé dans la région de chef de poste est opérationnel même en cas de défaillance des services utilisés. [35]

Analyse des conséquences :

Le personnel n'a pas formé et utiliser exposer la pompe manuelle pourrait mener à :

A) migration du Gaz ; B) fracture de la Formation de fond ; C) éruption sous-terre

6. Est-ce que la ligne qui contourne le choke (s) au moins égal au diamètre du choke line ?

Résultat : oui 4" 1/16 (10.00 Points)

Critères:

La ligne de purge (la ligne qui contourne les chokes) devrait être au moins égal au diamètre de la choke line. [36]

Analyse des conséquences :

Ne pas soulager efficacement la contre-pression lorsque la pression doit être libérée pourrait conduire au dommage de formation

7. Est-ce que les duses hydrauliques variable sont suffisants et disponibles avec des pressions de service pour contrôler les pressions attendues ?

Résultat : oui (15.00 Points)

Critères:

Un minimum d'une duse commandé à distance doit être installé sur 10K, 15K, et 20K pression nominale de service de manifold. [37]

Analyse des conséquences :

A) pourrait conduire à fermeture pendant un incident, B) la migration de gaz ; C) fracture de la Formation de fond ; D) éruption sous-terre

8. Est-ce que les pièces supplémentaires pour les chokes sont disponibles ?

Résultat : oui dans le magasin de chef chantier (5.00 Points)

Critères:

Il est crucial d'avoir un approvisionnement adéquat en pièces de rechange pour les composants sujets à l'usure, aux dommages ou aux pannes, afin de maintenir l'efficacité du manifold ou de la ligne de choke. Il est recommandé d'opter pour une standardisation des composants afin de minimiser les besoins en inventaire. Bien que les besoins en inventaire puissent varier d'un chantier à l'autre, une liste minimale recommandée de pièces de rechange est généralement incluse dans les sections a-e [38].

Analyse des conséquences :

L'insuffisance de l'abondance des pièces de rechange pourrait conduire à :

A) la migration de gaz ; B) fracture de la Formation de fond ; C) éruption sous-terre

9. Est-ce que les lignes de choke et les vannes bien supporter et ancré ?

Résultat : oui (15.00 Points)

Critères:

Les choke et kill lines doit être ancré, lié, ou autrement retenue afin de fouetter résultant de la pression.

Analyse des conséquences:

Le défaut de la ligne en raison du mouvement conduisant à des vibrations excessives, l'échec de la choke line et un arrêt dans le HCR mène à la migration de gaz, ventilation et éventuellement une éruption souterraine de formation

10. Pour les haut températures / haute pression de puits, Est-ce qu'il y a 2 choke hydraulique et un manuel ?

Résultat : autre puits normale (5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

Analyse des conséquences :

A) migration du Gaz ; B) fracture de la Formation en bas ; C) éruption sous-terre

11.Est-ce que les choke lines sont arrangées afin que les fluides puissent être divertiras, séparer le gaz en toute sécurité, ou de la boue récupérée et dégazé ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critère : fig.III.5 [39]

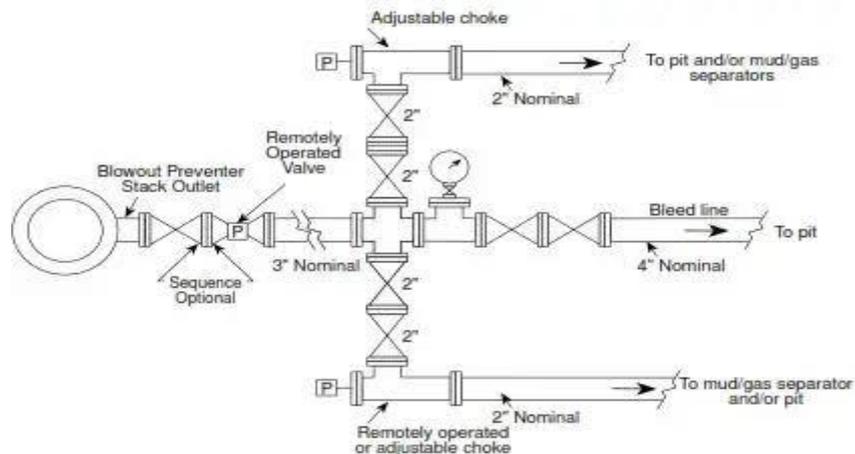


Fig.III.7 Manifold de 10000 psi

Analyse de la conséquence :

Un feu ou une explosion peut survenir en présence d'une source d'inflammation du gaz.

12. Est-ce que le panneau du contrôle à distance de choke est situé dans une zone L'opérateur peut visualiser les retours de fluide ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

Analyse des conséquences

A) migration du Gaz ; B) fracture de la Formation en bas ; C) éruption sous-terre

13. Est-ce que le choke flow ayez un diamètre intérieur minimum de 3" ?

Résultat : oui 4"1/16 (10.00 Points)

Critères:

Devrait être de 2 pouces de diamètre nominal de 3K et 5K, et 3 pouces pour 10-20K basées sur API 53 sec 8.3.1 pour prévenir l'érosion excessive ou le frottement du fluide. [40]

Analyse des conséquences :

Formation briser

14. Est-ce que le choke est opéré avant de reforage chaque tubage ?

Résultat : oui chaque test BOP (10.00 Points)

Critères :

Après chaque opération de pose le tubage. [41]

Analyse des conséquences :

Choke peut ne pas fonctionner en cas de besoin

15. Est-ce que le panneau du contrôle à distance de choke équipé avec les manomètres de pression des tiges de forage et de pression de l'annulaire ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères:

Il est essentiel d'installer des manomètres appropriés pour mesurer la pression de fonctionnement et de service du fluide de forage. Ces manomètres doivent être positionnés de manière à permettre un contrôle précis de la pression de la tige de forage et des pressions annulaires, et ils doivent être facilement visibles depuis la station où les opérations de contrôle de puits sont effectuées. La station de commande de choke, qu'elle soit située sur le manifold de choke ou commandée à distance depuis le plancher de forage, doit être équipée de tous les indicateurs nécessaires pour fournir une vue d'ensemble de la situation de contrôle du puits. La possibilité de surveiller et de contrôler la pression de la colonne montante (stand pipe) ainsi que la pression du tubage, les coups de pompe, etc., depuis un même emplacement augmente considérablement l'efficacité du contrôle de puits. [42]

Analyse des conséquences :

En raison du manque de redondance cela pourrait conduire à :

A) migration du Gaz ; B) fracture de la Formation de fond ; C) éruption sous-terre.

III.2.4. Séparation de gaz**1. Est-ce que le gaz séparé de la boue peut être déchargés en toute sécurité ou brûlé ?**

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères:

Une ligne de dérivation à la torche de brûlage doit être fourni en cas de mauvais fonctionnement ou dans le cas de dépassée la capacité du séparateur de boue / gaz. [43]

Analyse des conséquences :

Il existe un risque de feu ou d'explosion en présence d'une source d'inflammation du gaz.

2. Quelle est la longueur et la hauteur de la ligne de torche ou la ligne de refoulement ?

Résultat : oui 1.5 pied a à partir de surface et longueur de 350 pied (5.00 Points)

3. Est-ce que la longueur et la hauteur est acceptable ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères:

Toutes les lignes torche devrait être aussi longue que possible avec des dispositions pour le torchage au cours de la direction variable du vent. [44]

4. Est-ce qu'il y a un séparateur de boue / gaz de volume adéquat avec des conduites d'évacuation d'au moins 8" et une ligne de boue avec tube en 'U' à une contre-pression pour empêcher la monte de gaz à les tamis vibrants ? [45]

Résultat : oui (10.00 Points)

Analyse des conséquences :

Il existe un risque de feu ou d'explosion en présence d'une source d'inflammation du gaz.

III.2.5. Les Obturateurs internes de garniture (Inside BOP), Les Vannes, et Flotteurs**1. Est-ce que les obturateurs internes de garniture et la vanne de sécurité TIW pour les tiges de forage sont disponibles sur le plancher de forage et peuvent-ils être vissés Manuellement ?**

Résultat : oui (Fig.III.6 et fig.III.7) (15.00 Points)

Critères:

Une vanne de sécurité de tiges de forage de secours doivent être facilement accessibles (c.-à-d. stockés en position ouverte avec une clé d'accès) sur le plancher de forage, à tout moment. [46]



Fig.III.8 Gray valve



fig.III.9 Safety valve

Analyse des conséquences :

A) Impossible de manœuvre les outils de wireline - bridge plug ; B) Elle pourrait conduire à une éruption à l'intérieur des tiges de forage.

2. Est-ce qu'il y a une vanne de sécurité inférieur de la tige carrée et le bras est facilement accessible à un place désigné et connue ?

Résultat : oui ils utilisés le Top drive (5.00 Points)

Critères :

Une vanne inférieure de la tige carrée est installée juste au-dessous de la tige carrée. (Sauf le système top drive). [47]

La disponibilité de bras : (meilleures pratiques).

Analyse des conséquences :

Pourrait conduire à l'échec dans le tuyau de tige carrée conduisant à une éruption à l'intérieur de la tige de forage

3. Est-ce que la vanne de sécurité TIW fonctionné périodiquement pour assurer le bon fonctionnement ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

Analyse des conséquences :

Mauvais fonctionnement de la vanne de sécurité pendant un incident critique pourrait conduire à une éruption à l'intérieur des tiges de forage

4. Est-ce que le bras de TIW est facilement disponible à un place désigné et connue ?

Résultat : oui (15.00 Points)

Même critère et analyse des conséquences

5. Est-ce qu'un clapet anti-retour (float valve) du train de forage est utilisé ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Un clapet anti-retour en bon ordre du fonctionnement il interdira le retour de circulation et une éruption potentielle à travers la garniture de forage. [48]

Analyse de la conséquence :

Eruption à l'intérieur de tige de forage.

III.2.6. La sécurité des masses tiges**1. Est-ce que les masses tiges peuvent être connectées rapidement vers le bas ?**

Résultat : non la même procédure des tiges de forage (0.00/5.00 Points)

2. Est-ce que la clé de masses tiges et les chaines sont disponibles sur le plancher ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industrielle

3. Est-ce que des raccords (cross oversubs) sont disponibles pour permettre l'installation des obturateurs internes de garniture et de la vanne de sécurité sur les masses tiges ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères:

Cette vanne ou des vannes doivent être équipés pour se visser dans n'importe quel membre de garniture de forage utilisée.

Analyse des conséquences :

A) incapacité de préparer la vanne de TIW ; B) éruption à l'intérieur des tiges de forage

III.2.7. Les Indicateurs de débit**1. Est-ce qu'il y a un totalisateur du volume des bacs et enregistreur de montée dans vue facile du foreur avec vérification manuelle ?**

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères:

Les indicateurs de niveau de boue automatiques sont des dispositifs utilisés pour mesurer et surveiller le niveau de fluide de forage dans le puits. Ils sont généralement équipés de capteurs qui transmettent des signaux pneumatiques ou électriques vers des enregistreurs et des dispositifs de signalisation situés sur le plancher de forage. Ces indicateurs sont importants pour détecter les variations de niveau de fluide, qu'il s'agisse d'une augmentation (gain) ou d'une diminution (perte). Cela permet de surveiller de près le volume de boue de forage et d'ajuster en conséquence pour maintenir les conditions de forage optimales. [49]

Analyse des conséquences :

Incapacité à mesurer les fluides de venue de formation

2. Est-ce qu'il y a un indicateur du débit pour le retour de boue ou est-ce que l'écoulement de la goulotte peut être vu à partir du plancher de forage ?

Résultat : oui système de circulation (10.00 Points)

Critères :

Un capteur de débit monté dans la goulotte est recommandé pour la détection précoce de fluide de formation entrant dans le puits de forage ou une perte de retours. [50]

Analyse des conséquences :

Incapacité à mesurer le fluide de venue de formation

3. Est-ce que l'appareil est à un compteur des coups de pompe et / ou un trip tank pour l'utilisés dans les contrôles de remplissage critique de trou ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères:

Utilisé pour surveiller avec précision la quantité de fluide entrant ou en provenance du puits. [51]

Analyse des conséquences :

Incapacité de suivre correctement les pratiques de well control de l'industrie standard comme l'inexact de remplir le puits mener à une venue de fluides de la formation

III.2.8. Tubage

1. Comment est surveillée l'usure de tubage et est-ce que suffisant pour l'application ?

Résultat : non (0.00/5.00 Points)

Critères:

Mudlogger, Magnet (l'aimant)

2. Est-ce que les pressions maximales admissibles de surface lors de la fermeture de puits sont bien spécifiées et affichées ? [52]

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique de well control

Analyse des conséquences :

Pourrait conduire à :

A) Trou dans le tubage ; B) perte de circulation ; C) éruption souterraine ; D) Perte de l'intégrité de tubage ; E) dommage de tubage.

3. Est-ce que le tubage de surface suspendue en tension jusqu'à la fixation de ciment pour éviter les distorsions ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industriel

4. Est-ce que la fourrure de protection de tubage (casing wear bushing) est utilisée lors du forage ? [53]

Résultat : non (0.00/10.00 Points)

Analyse des conséquences :

A) Une usure excessive à des composants internes de puits ; B) La communication entre les colonnes de tubage ; C) une éruption incontrôlée si la tête de puits

III.2.9. Les Procédures de manœuvre

1. Est-ce qu'il y a un bouchon lourd de la boue de forage pour permettre de remonter de garniture sèche et de temps suffisant autoriser pour le niveau de fluide pour équilibrer avant de sortir du trou ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industriel

Analyse des conséquences :

Impossible de suivre avec précision le remplissage ou l'influx

2. Est-ce que les vérifications d'écoulement dans l'état statique (flow check) effectués avant de descente, dans le sabot de tubage et au niveau des masses tiges ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industriel

Analyse des conséquences :

A) Incapacité de détecter l'influx ; b) l'incapacité de détecter les venues

3. Est-ce que l'équipage garde le rapport de manœuvre ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industriel

Analyse des conséquences :

Impossibilité de détecter l'influx

4. Est-ce que le puits est rempli en continuité à partir du trip tank (de préférence) ou il est une procédure spécifique pour le remplissage de puits (nombre de longueurs) et est-ce que le puits est rempli pendant la remontée chaque longueur de masse tiges ?

Résultat : oui (15.00 Points)

Analyse de conséquence :

Impossibilité de détecter l'influx

5. Est-ce que les tableaux sont affichés sur l'appareil de forage qui montrant le volume à pomper à partir des bacs pour les différents volumes des tiges remontées depuis le puits ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Même critère et les conséquences

6. Est-ce que l'équipe est chargée à des procédures pendant la manœuvre si le pistonnage ou une détection de perte de circulation ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratique industriel (Ne pas installer d'essuie-tige jusqu'à ce qu'au moins 5 longueurs aient été remontées. Cela permettra de vérifier visuellement que le niveau de fluide est diminué.)

Analyse des conséquences :

Incapacité de détecter l'influx

III.2.10. Les Exercices

1. Est-ce qu'il y a "au cours de forage" des Exercices effectué à intervalles, temporisé, et enregistré dans le rapport quotidien de forage ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères:

Il est important de documenter, exécuter et répéter régulièrement des exercices, ainsi que de suivre les problèmes identifiés pour les corriger.

Les exercices doivent être effectués pendant des périodes d'activité sélectionnées afin de minimiser le risque de collage de la tige de forage ou tout autre danger pour l'opération. Pendant ces exercices, le temps de réaction des participants doit être mesuré jusqu'au point où une personne est désignée pour préparer et activer la séquence de fermeture du système BOP. Le temps total requis pour que l'équipe accomplisse l'exercice dans son intégralité doit également être mesuré. Ces opérations sont enregistrées dans le rapport de forage sous le nom de "Exercice de contrôle du puits" (Well-Control Drill).

Tous les exercices doivent être initiés par le chef de chantier en utilisant une méthode telle que le remonté du flotteur sur le dispositif de niveau des bacs, l'activation de l'indicateur de retour de boue ou une méthode équivalente. Cette opération doit être effectuée au moins une fois par semaine avec chaque équipe. Les exercices doivent être planifiés de manière à couvrir une variété d'opérations différentes, y compris pendant le forage et les manœuvres.

- Au cours de forage. Une Exercice doit être comprennent les éléments suivants que possible: (1) Détecter le venue et une alarme sonore; (2) La position de tige carré et les Tools joints tel que les connexions sont accessibles à partir du plancher, mais évité la fermeture des obturateurs de système BOP sur les Tools joints, arrêtez les pompes, contrôler le débit, fermé le puits, (3) Enregistrer le temps, (4) enregistré la pression des tiges de forage et de tubage ; (5) Mesurez le volume de gain et marquez le nouveau niveau,(6) L'estimation de volume de la boue supplémentaires dans les bacs ; (7) poids de l'échantillon de la boue des bacs d'aspiration; (8) Vérifier toutes les vannes sur le manifold et le système de BOP pour la position correcte (ouvert ou fermé); (9) Vérifier pour les fuites sur les composants du système de BOP et le choke manifold; (10) Vérifier les lignes d'écoulement et les lignes d'échappement de choke pour l'écoulement; (11) Vérifier la pression d'accumulateur [54]

Analyse des conséquences :

A) L'absence de réaction appropriée pendant d'un incident de contrôle de puits parce que l'équipe n'est pas bien formée ; B) Le défaut de détecter les venues avant de dégénérer de situation de contrôle de puits beaucoup plus grand.

2. Est-ce qu'il y a "au cours de manœuvre" des Exercices effectué et traités comme précédemment ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères:

Les Exercices devraient être documentées, exécutées, répétitif, et d'un suivi pour corriger les problèmes identifiés.

- Au cours de manœuvre des tiges. Une Exercice doit être comprennent les éléments suivants que possible: (1) Détecter le venue et une alarme sonore, (2) Installez la vanne de sécurité, fermé la vanne de sécurité ;(3) La position des tiges préparent pour fermer l'obturateur annulaire, (4) Installer l'obturateur interne de garniture, ouvrir la vanne de sécurité, (5) Enregistrer le temps, (6) Enregistrer la pression de tubage, (7) Vérifier toutes les vannes sur le manifold et le système de BOP pour la position correcte (ouvert ou fermé), (8) Vérifier pour les fuites sur les composants du système de BOP et le choke manifold, (9) Vérifier les lignes d'écoulement et les lignes d'échappement de choke pour l'écoulement; (10) Vérifier la pression d'accumulateur [55]

Analyse des conséquences :

L'absence de réaction appropriée pendant d'un incident de contrôle de puits

3. Est-ce qu'il ya "dans le cas des masses tiges" des Exercices effectué et traités comme précédemment ?

Résultat : non (0.00/5.00 Points)

Même Critères et les conséquences

4. Est-ce qu'il y a "en surface" des Exercices effectué et traités comme précédemment ?

Résultat : non (0.00/5.00 Points)

Critères:

Les Exercices devraient être documentées, exécutées, répétitif, et d'un suivi pour corriger les problèmes identifiés. [56]

Analyse des conséquences :

Réaction incorrecte si l'équipe de forage "ouvre" la BOP pendant l'incident réel de contrôle de puits.

5. Est-ce qu'il y a de pompage à débit réduite obtenu périodiquement et après les changements de densité de boue et enregistré sur les rapports de forage quotidiens ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères:

Les Informations Pré-enregistrées - Quotidiennes pendant le forage ou après un changement significatif dans la pression du système de circulation, le représentant de l'opérateur devra remplir l'information pré-enregistrée, comme indiqué sur les feuilles de contrôle applicables de contrôle de puits. [57]

Analyse des conséquences :

A) Une mauvaise technique de tuer (kill) de puits quand la réponse à une situation de contrôle de puits ; B) perte de fluide à la formation ; C) influx supplémentaire

III.2.11. Spécifications de l'appareil de forage**1. Est-ce que les fiches de contrôles approuvés de tuer de puits sont disponibles sur le plancher de forage, et sont-ils remplis chaque jour ?**

Résultat : non seulement chaque 200 m (0.00/10.00 Points)

Critères:

Remplir la feuille de contrôle du puits

Les densités de forage doivent être enregistrées sur les feuilles de contrôle du puits. Examiner et mettre à jour la sortie de la pompe et les données de puits et compléter la proposition de feuille de contrôle. [58]

Analyse des conséquences :

A) Une mauvaise technique de tuer (kill) quand la réponse à une situation de contrôle de puits ; B) perte de fluide à la formation ; C) influx supplémentaire

2. Est-ce que la pression de leak-off est calculée et affichées après chaque changement de densité de la boue ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Analyse des conséquences :

Dépassée le gradient de fracturation.

3. Est-ce que la densité de la boue maximale admissible est affichée ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères:

le minimum recommandé de planification prévenue comprend la densité du fluide maximale, Si la pression de leak-off de formation est mesurée, utilisez cette pression pour déterminer la densité de fracturation de fluide de forage. [59]

Analyse des conséquences :

Dépassée le Gradient de fracturation

4. Est-ce que les capacités de tiges de forage, les masses tiges, le trou, et les pompes à boue sont disponibles sur l'appareil de forage ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Analyse des conséquences :

Un mauvais remplissage de puits peut conduire à un déséquilibre hydrostatique.

5. Est-ce que la soupape de sécurité de la pompe est bien fixée et les pressions maximales sont connues ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Habituellement, des soupapes de sécurité sont réglées pour dépasser la pression évaluée par une certaine valeur donnée. [60]

Analyse des conséquences :

A) Défaillance de conduite ; A1) Rupture de la colonne montante (stand pipe) et de la flexible d'injection B) Une écoulement excessif dans les tiges de forage

6. Est-ce que les lignes de décharge de pompe de boue sont correctement fixées ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Une ligne de sécurité mettre hors circuit qui est court, sans coudes, et est ancrée rigidement, doit être utilisé avec toutes les soupapes de sécurité pour garantir une évacuation pour les fluides vers le système de la boue.

Analyse des conséquences :

Des blessures au personnel

7. Est-ce qu'il y a une méthode rapide d'arrêter les moteurs de l'appareil de forage hors du plancher de forage ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères:

Moteurs à combustion interne

Les dispositifs d'Arrêt d'urgence (Emergency shut-down) qui arrêtent les dispositifs qui fermer l'air doit être installé sur les moteurs. [61]

Analyse des conséquences :

Les moteurs de l'appareil pourraient devenir une source inflammable du gaz

8. Est-ce qu'il y a au moins deux escaliers disponibles à partir du plancher de forage et les chemins sont épurés et ouvert ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Au moins il y a deux (2) escaliers sera installés sur les appareils de forage pour fournir des sorties alternatives à partir du plancher au le niveau du sol.

Les zones de travaux devraient être maintenues propre et sans des débris et les risques de trébucher. [62]

Tous les escaliers, échelles, rampes, pistes, et plates-formes de personnel devraient empêcher la chute des objets qui peuvent produire le glissement ou les risques de trébucher et/ou gêner la sortie d'urgence du personnel. [63]

9. Est-ce que les portes du magasin font face à l'appareil de forage ainsi que le personnel ne serait pas piégé en cas d'incendie ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Analyse des conséquences :

Blessures/pertes humaines pendant le contrôle de puits.

10. Est-ce que Les moteurs du tamis vibrant sont anti explosion ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Le moteur de tamis et la région à moins de 5 pi (1.5 m) auront des sauvegardes de la Division comme décrit dans API 500 et a maintenu dans l'analyse de ces conditions. [64]

Analyse des conséquences :

Cela pourrait devenir une source d'allumage du gaz

11. Est qu'il y a un bac de bouchon lourd (slugging tank) effectif ?

Résultat : oui pill tank (10.00 Points)

Critères :

Meilleure pratiques industriel

Analyse des conséquences :

L'incapacité de préparer correctement et mixer le fluide de forage.

12. Est-ce que allumettes, les allèges, et les cigarettes interdites sur le plancher et les zone de fumeur sont désignées.

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Fumer sera autorisé dans régions désignées pour fumer.

Des allumettes et tout le matériel de fumage seront laissés dans les endroits montrés pour le fumage. [65]

Analyse des conséquences :

Incendie /Explosion

13. Est-ce que la zone de soudure est désigné ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Des sources possibles d'allumage devraient être autorisées seulement dans des endroits montrés situés à distances de sécurité de la tête de puits et les zones du stockage de liquides inflammables.

Aussi - La soudure ne sera pas exécutée dans l'endroit de tête de puits pendant les opérations de WIRE LINE. [66]

Analyse des conséquences :

Incendie /Explosion due à la source d'allumage de gaz

14. Est-ce que les lumières et tous les systèmes de câblage sont protégés contre la vapeur ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

L'éclairage pour l'appareil et ses équipements doit être de classification électrique appropriée pour l'endroit où ils fonctionnent. [67]

Analyse des conséquences : Les organes peuvent devenir une source pour l'allumage de gaz

.15. Pendant les opérations de perforation ou de coupure est-ce qu'un system d'arrêter d'urgence et une personne qui limité les accès des voitures ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

Meilleure pratiques industriel

Analyse des conséquences :

Pré activation de mécanisme de mise de feu qui cause la blessure du personnel et/ou dégât à matériel

16.Est-ce que les extincteurs du feu sont localisés à points convenables et facilement accessible ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

Le matériel de lutte contre l'incendie sera localisé convenablement, accessible, et il a une étiquette pour leur type et mode de fonctionnement. [68]

Analyse des conséquences :

A) Incapacité pour répondre et éteindre de petits feux B) Blessure du personnel et/ou dégât à matériel

17.Est-ce qu'il y a des projecteurs sous le plancher qui sont clair et en service ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

L'éclairage devrait être fixé et maintenu pour fournir l'illumination pour les zones de travail dans la concordance avec ANSI/RP97 1988 éclairage industriel. [69]

Analyse des conséquences :

A) Blessures de personnel ; B) L'incapacité d'inspecter le BOP ; C) Difficulté de trouver les fuites pendant des heures de soirée ; D) Incapable de réagir correctement à un influx incontrôlé.

18. Est-ce qu'il y a des copies de tous les ordres pertinents de l'entreprise et les règles de sécurité sur appareil ?

Résultat : oui (5.00 Points)

Critères :

Le cas de HSE devrait inclure des détails suffisant pour permettre une révision d'identifier les arrangements et l'équipement fournis pour contrôler ou atténuer tel qu'un incident ou un impact environnemental. Les exigences spécifiques comprendre le système de choke manifold de

BOP, schéma de l'empilage BOP, détails de l'appareil, la certification et l'enregistrement, etc.
[70]

Analyse des conséquences :

L'absence de réaction appropriée pendant d'un incident de contrôle de puits puisque l'équipe n'est pas avertie aux les politiques et les procédures suivantes de la compagnie.

19.Est-ce qu'un système d'interphone fonctionnel dans la place et avec des points de communication localisés dans la cabine de foreur, sur les bacs à boue, bureau de superviseur, chef chantier, mudlogger. Et une procédure d'urgence de notification ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Il faut avoir des communications et des systèmes de la réserve pour les communications c'est-à-dire adresse publique, radios, téléphones qui supportent l'emplacement et les services des urgences, etc. [71]

Analyse des conséquences :

A) Influx excessif.

B) Incapacité de réagir et suivre correctement les instructions pour les techniques de tuer (kill).

III.2.12. Les Formations d'équipe de l'appareil de forage

1.Est-ce que le superviseur, chef de chantier et le chef de poste ont des certificats de well control pour leur position ?

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Le personnel devrait bien être formé au principe de well contrôle, comme besoin, et en relation avec leurs travaux.

Pour démontrer que les personnels ont la connaissance nécessaire, compétences et capacités à rencontrer leur responsabilité et exécute leur travail en toute sécurité et efficacement.

Établir les arrangements pour identifier les compétences générales et particulières requises pour assumer les responsabilités de chaque fonction (well control, équipe du feu, chef, etc.)

Maintenir les rapports de chaque estimation et évaluation. [72]

Analyse des conséquences.

Incapacité de manier correctement ou répondre à un incident du contrôle de venue qui résulte une éruption.

2.Est-ce que le chef de chantier Ya-t-il la preuve de la formation (dossiers, cartes, et certificats) de well control pour tous les membres de l'équipe ?

Résultat : non (0.00/5.00)

Critères :

Les résultats des tests doivent être inscrits et conservés dans le dossier du candidat de formation permanente. La documentation appropriée de formation sera fournie au candidat retenu et des copies gardées par l'organisation de la formation.

Analyse des conséquences :

Incapacité de manier correctement ou répondre à un incident du contrôle de puits qui résulte une éruption.

3.Est-ce que tous les nouveaux employés sont formés de leurs positions sur l'appareil en cas d'une venue de gaz

Résultat : oui (10.00 Points)

Critères :

Le candidat devrait recevoir des Instructions générales dans les premiers 6 mois de leur emploi sur le but, et les opérations et la maintenance suivantes, compatible avec leurs devoirs assignés :

1. Type d'obturateurs Annular
2. Type de mâchoire de l'obturateur
3. System Accumulateur
- 4.les obturateurs interne de l'obturateur(IBOP)
5. Les vannes de sécurité
6. Chokes et manifold
7. Les dispositifs de mesure de niveau du fluide. Les instructions sur la pression de formation, Pression Hydrostatique, venues de gaz, éruption, définition et les causes d'une venue, les indicateurs de venues, définition et causes des éruptions, les procédures de fermeture.

Les Instructions sur le Matériel et les procédures de Wireline : Le candidat devrait recevoir les matériels et les procédures utilisé lorsque des opérations du wireline sont réalisées, les composants de l'unité, Types de wirelines, Graisseurs. [73]

Analyse des conséquences :

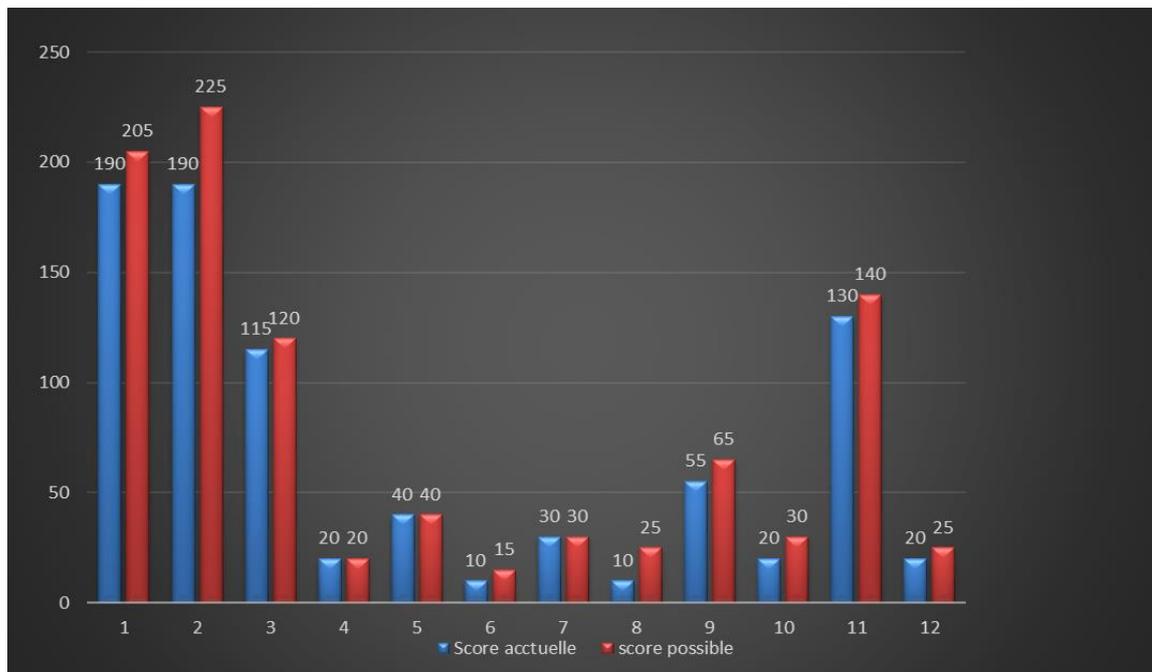
- A) Influx excessif.
- B) Dépasser le Padm ou MASP (la pression maximale admissible en surface)

III.3. Analyses de résultats :

N° Section	Section inspecté	Score actuel	Score possible	La conformité actuelle %	La conformité possible %
1	L'Accumulateur	190	205	92.68 %	100 %
2	Les Obturateurs	190	225	84.44 %	100 %
3	Circuit Manifold	115	120	95.83 %	100 %
4	Séparation de gaz	20	20	100 %	100 %
5	Les Obturateurs internes de garniture (Inside BOP), Les Vannes, et Flotteurs	40	40	100 %	100 %
6	La sécurité des masses tiges	10	15	66.66 %	100 %
7	Les Indicateurs de débit	30	30	100 %	100 %
8	Tubage	10	25	40 %	100 %
9	Les Procédures de manœuvre	55	65	84.61 %	100 %
10	Les Exercices	20	30	66.66 %	100 %
11	Spécifications de l'appareil de forage	130	140	92.85 %	100 %
12	Les Formations d'équipe de l'appareil de forage	20	25	80 %	100 %

Total	830	940	88.29%	100 %
--------------	-----	-----	--------	-------

Échelle d'évaluation : excellent 90-100 bien 80-89 moyen 70-79 faible 0-69 =**Bien**



III.4. Les Résultats non conformes

III.4.1. Les Résultats non-conformités critiques

Les résultats critiques sont basés sur les points faibles trouvés pendant un audit qui ont la possibilité à mener à une perte de contrôle des puits en cas d'une venue :

Les obturateurs : - Est-ce que les obturateurs ont été un champ de démonté et inspecté conformément à Niveaux de l'API (3-5 ans) ? (Pas de documentation disponible)

III.4.2. Les Résultats non- conformités majeures

Les résultats majeurs sont basés sur les défauts qui peuvent mener à l'endommagement des équipements essentiel sou avoir un effet nuisible sur les opérations de well control en raison d'usage inadéquat et/ou échec de matériel :

Les Procédures de manœuvre : - Est-ce que les BOPs de type ram sont opérés au mois chaque manœuvre et tous les vannes de choke et kill line sont rincés chaque manœuvre ?

III.4.3. Les Résultats non- conformités mineures

Les résultats mineurs sont basés sur les défauts trouvés qui peuvent mener aux situations qui contribuent à un incident ou aux circonstances dans lesquelles les normes exigées de l'opération ne sont pas répondues :

L'accumulateur : - Est-ce qu'il y a une lumière sur le plancher de forage en faciliter de vue du foreur et sur l'accumulateur pour indiquer que l'accumulateur ou les pompes sont en service ?

-Est-ce que toutes les lignes de contrôles d'accumulateurs inutilisés sont bouchées ?

Les obturateurs : -Est-ce que l'annulaire ont bouteille de surtension ?

- Est-ce que les raccords WECO marteau 1502 installé sur les vannes de tubage de surface ?

- Est-ce qu'il y a un tester plug et un tester cup ou une cuppacker sont utilisés pour tester les BOPs ?

- Est-ce qu'elle est connectée correctement ?

- Est-ce que les pressions de fermeture recommandé dès l'obturateurs annulaires pour tester sur la tige de forage est connu et utilisé lors du test ?

Circuit Manifold : -Est-ce qu'il y a un système de réserve d'urgence pour opérer le choke hydraulique (pompe manuelle ou Azote) dans le cas de l'air du chantier devient indisponible ?

La sécurité des masses tiges : -Est-ce que les masses tiges peuvent être connectées rapidement vers le bas ?

Tubage : - Comment est surveillée l'usure de tubage et est-ce que suffisant pour l'application ?

-Est-ce que fourrure de protection de tubage (casing wear bushing) utilisé lors du forage ?

Les Exercices : - Est-ce qu'il y a "dans le cas des masses tiges" des Exercices effectué et traités comme précédemment ?

- Est-ce qu'il y a "en surface" des Exercices effectué et traités comme précédemment ?

Spécifications de l'appareil de forage : - Est-ce que les fiches de contrôles approuvés de tuer de puits sont disponibles sur le plancher de forage, et sont-ils remplis chaque jour ?

Conclusion générale

Suite à notre étude d'audit sur le contrôle de la venue sur l'appareil de forage TP202 de l'ENTP, nous avons constaté un taux de conformité de 88.29% par rapport à l'objectif total de conformité, ce qui indique une estimation "bien".

Cependant, mais nous avons remarqué un manque de l'inspection du tubage et aussi la sécurité de masse tige

L'audit de l'appareil de forage joue un rôle crucial pour assurer un meilleur contrôle du puits et agit comme un outil d'analyse des risques permettant de prévenir de manière proactive les problèmes liés au contrôle du puits et d'accroître la conscience de l'équipe. Il a permis à de nombreux opérateurs à travers le monde de gagner du temps et de réduire les coûts en minimisant les incidents critiques les plus fréquents sur le puits.

En conclusion, il est essentiel de prendre des mesures pour sensibiliser davantage l'équipage au contrôle des venues et à maintenir un environnement de travail propre. L'audit de l'appareil de forage est un processus clé qui contribue à améliorer la sécurité et l'efficacité des opérations de contrôle du puits, permettant ainsi de prévenir les incidents et d'optimiser les performances globales.

Références :

- [1] : HAMLAOUI Salaheddine NADJAH Samir / Etude de contrôle de puits par l'audit de l'appareil de forage (étude cas TP 206) / mémoire mastère / (2011/2012)
- [2]: WELL CONTROL MANUAL, Drilling and Workover ", Saudi Aramco, October 2002, section B CAUSES AND DETECTION OF KICKS
- [3] : Seddiki Abdelbaki / Protection des puits Contre les venues de gaz En cours de forage / mémoire mastère / (2012)
- [4]: Redmed training center, manual well control niveau 2, pp 108,110
- [5]: Documents SONATRACH
- [6]: Robert F. Mitchell, Stefan Z. Miska, FUNDAMENTALS OF DRILLING ENGINEERING
- [7]: ABERDEEN DRILLING SCHOOLS & well control training Centre, well control, for the Rig-site drilling team
- [8]: MANUEL WELL CONTROL 3&4 | LES EQUIPEMENTS, SONATRACH
- [9]: American Petroleum Institute 53, Recommended Practices for Blow Out Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, Sec 12.1.e et 12.8 et 12.5.3 et Sec IADC section 2,1. B
- [10]: API Recommended Practice 54, Recommended Practice for Occupational Safety for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations, Sec. 6.4.7
- [11]: API 53, Recommended Practice Blow Out Prevention Recommended Equipment Systems for Drilling Wells, Sec. 12.4.1.
- [12]: API 53 Recommended Practice Blow Out Prevention Recommended Equipment Systems for Drilling Wells, Sec. 12.4.4 et Sec. 12.4.5
- [13]: IADC Chapter ² K, B. K2-20, V. H. 2
- [14]: API 16E, Design of Control Systems for Drilling Well Control Equipment Sec. 16E.8 Periodic Inspection and Maintenance. More specifically 16E.8.2.6
- [15]: API 53 Recommended Practice Blow Out Prevention Recommended Equipment Systems for Drilling Wells, Sec. 12.3.6
- [16]: API 53 Recommended Practice Blow Out Prevention Recommended Equipment Systems for Drilling Wells, Sec. 12.3.5
- [17]: API 53 Recommended Practice Blow Out Prevention Recommended Equipment Systems for Drilling Wells, Sec. 12.4.3
- [18]: API RP 16E Design of Control Systems for Drilling Well Control Equipment, Sec 2.3.2

[19]: API 53,12.3.2

[20]: IADC Health, Safety, and Environmental Guidelines for Case Studies for Land Drilling Units, Issue 1, Oct. 2007, Sec.3.3.3

[21]: International Association of Independent Drilling Contractors Case Guidelines Part 3 Voir 3.3.3 et Sections 3.10 et Sections A3

[22]: API 51 Onshore Oil et Gas Production Practices for Protection of the Environment, Sec. 6.1.8

[23]: IADC Section K, S. I. C

[24]: API 53 Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment System for Drilling Wells, Sec 6.4

[25]: API Spec 16C Choke et Kill Systems Sec. 9.17

API 53 Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells Section 17.2.4

API Spec 7L Procedures to Mfg., Inspect, Repair, et Remanufacture Drilling Equipment

[26]: API Recommended Practice 53 Blow Out Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, Sec 12.5.3.f

API 12 Sec 5.3(f) et IADC Ch. K Sec 2 (1.C)

[27]: API 53 Recommended Practice Blow Out Prevention Recommended Equipment Systems for Drilling Wells, Sec 6.3

[28]: IADC A. K1-1, II, 0

[29]: API 53 Recommended Practice Blow Out Prevention Recommended Equipment Systems for Drilling Wells, Sec. 17.10.3

[30]: IADC Chapter K, A. III G.4

[31]: API 53 Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells Sec 12.3.3

[32]: (1) API 53, Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells Sec 17.3.2.1

(2) IADC Chapter K, A. III, G.4

[33]: IADC K. C. V. c. 12. B

[34]: API 53 Recommended Practice BOP Equipment Systems for Drilling Wells Sections 8.3.1 (a)(1),

[35]: IADC K2·2, I. E. 2

[36]: API 53 Recommended Practice Blow Out Prevention Recommended Equipment Systems for Drilling Wells, Sec 8.3.1(c)(5)

- [37]: API 53 8.2.f.
- [38]: API 53 Recommended Practice Blow Out Prevention Recommended Equipment Systems for Drilling Wells Sections 8.5
- [39]: IADC - see figure K1-3^E
- [40]: API 53 RP sec 8.3.1(c)(1)
- [41]: IADC K. B. K1·14, III. F.1. b
- [42]: API Recommended Practices 8.2 (i) (j)
- [43]: API 53 Recommended Practice Blow Out Prevention Recommended Equipment Systems for Drilling Wells Sec 15.9
- [44]: API 53 Recommended Practice Blow Out Prevention Recommended Equipment Systems for Drilling Wells Sec 15.11
- [45]: SPE Paper No.20430: Mud Gas Separator Sizing and Evaluation, Referenced in IADC
- [46]: API 53 15.2
- [47]: API 53 15.1
- [48]: API 53 15.5
- [49]: API 53 Recommended Practices for Blow Out Prevention Equipment Systems for Wells Sec 15.7
- [50] : API 53 Sec. 15.8
- [51] : API 53 SEC 15.6
- [52] : IADC K, K·3, III. A & B
- [53]: API6A
- [54]: API 59 Recommended Practice for Well Control Operation, Sec 11.3 MMS 250.408 (a) (3) (4)
- [55]: API 59 Recommended Practice for Well Control Operation, Sec 11.3 MMS 250.408 (a) (5)
- [56]: American Petroleum Institute 59 Recommended Practice for Well Control Operation, Sec 11.3
- [57]: Appendix B of API 59. Also Sections 9.1.1 Sections a • h.
- [58]: API 59, Recommended Practice for Well Control Operations, Sec 9.1. Sections a-h
- [59] : API 59 9.1.1.1 & 9.1 et API 59 9.1.1.4.c
- [60] : IADC J. J12·3. II. C
- [61]: API Specification 54 Recommended Practice for Occupational Safety for Oil and Gas Well Drilling Servicing Operations
Sec 9.15.1

[62] : API 54, Sec. 6.5.1

[63] : API 54 Sec. 9.3.12

[64] : API RP 500 Electrical Classifications 1997 sec 10.4.5 et sec 11.4.1, API 54 sec 9.14.8

[65] : API sec 7.1.3 -7.1.5

[66] : API 54, Sec.12.1.4

[67] : API 54 sec 9.1.6 et API RP 500 et API RP 505

[68] : API 54 sec 7.2.2, 7.2.7 ,12.1.3 et API 74 sec 6.4.2.4 et sec 7.5

[69] : ANSI RP Y 1999 industriallighting et API 14F page 52 et API 54 sec 9.14.7

[70]: IADC Health, Safety, and Environment Case Guideline for Land Drilling Units, Issue 1.0 Oct 2007, Sec 3

[71]: International Association for Drilling Contractors Case Guideline for Drilling Contractors sec 3.4.6

[72]: API 54 Sec 6.1.3, et API RP T-6 Training and Qualifications for Well Control Equipment and Techniques for Wireline

Operations on Offshore Locations Sec. 2.2 (c) et API sec 6.1.8 et IADC HSE Case Guidelines Part 2 Land Drilling Units, Issue 1.0, Octobre 2007, Sec 2.2.4.3

[73] : API RP T-6 Sec 2.2(d)

Annexe :

