

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE ET DE LA RECHERCHE

SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH

OUARGLA

INSTITUT DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE APPLIQUE

HYGIENE, SECURITE ET ENVIRONNEMENT

Mémoire De Fin d'Etude

En vue de l'obtention du diplôme de licence Professionnel

Option: HSE

Présenté par:

- BENZAIK Choib
- LAZGHEM Abd elkader

THEME

***Application AMDEC sur Les équipements de
contrôle de venue***

L'appareil de work-over (TP195)

Membres de jury:

- | | | |
|-----------------------------------|------------|-----------|
| - Mme. ABDELBARI Radia | M.A.A | Président |
| - Mr. SIBOUKEUR Hichem | M.A.A | Examineur |
| - Mr. KADRI M ^{ed} Mehdi | M.A.A-UKMO | Encadreur |

Année Universitaire: 2016 / 2017

REMERCIEMENT

Nous remercions tout ceux qui sont responsables Institute de Technologie pour faciliter notre stage Nous remercions également chacun des responsables de l'entreprise ENTP, en particulier responsables de chantier agent de santé et de sécurité le superviseur

Mr. DJAMEL

Nous remercions aussi:

- Tous les travailleurs de chantier E.N.T.P (TP195)

Nous remercions toutes personnes qui nous ont aidés de

Près ou de loin

Sommaire :

Introduction

Chapitre 1: généralité sur l'entreprise

I. Introduction	2
II. Présentation de l'entreprise	2
III. Système management QHSE	5
IV. Le work-over en général	6
V. Conclusion	6

Chapitre 2: Généralité sur Les équipements de contrôle de venue

I. Introduction	8
I.1 Le contrôle primaire	8
I.2 Le contrôle secondaire	8
I.3 Le contrôle tertiaire.....	8
II. Les Causes des venues	8
III. Les équipements de contrôle de venue	9
III.1 L'accumulateur.....	9
III.1.1 Fonctionnement de l'unité	13
III.1.1.1 Appareillage à air	13
III.1.1.2 Appareillage électrique	13
III.1.1.3 Partie accumulation	14
III.1.1.4 Distribution vers les obturateurs à mâchoires et opérateurs de vannes	14
III.1.1.5 Distribution vers le ou les obturateurs annulaires.....	14
III.1.1.5 Réservoir.....	14
III.1.5 Panel de commande	15
III.2 Les obturateurs	15
III.2.1 L'obturateur annulaire	15
III.2.1.1 Principe de fonctionnement des obturateurs annulaire.....	16
III.2.1.2 Caractéristiques de l'obturateur annulaire hydril GK 13 ^{5/8} 5000.....	17
III.2.2 Les obturateurs a mâchoires.....	18
III.2.2.1 principe de fonctionnement des obturateurs à mâchoires.....	18
III.2.2.2 L'obturateur à mâchoire Cameron type U.....	18
III.2.2.3 Description du Cameron type U.....	19
III.2.2.4 Fonctionnement du Cameron type U.....	20
III.2.3 Les obturateurs internes de la garniture (inside BOP).....	21
III.2.3.1 Kelly cock (safety valve).....	21
III.2.3.2 Gray valve.....	22
III.2.3.3 Float valve.....	22
III.2.3.4 Fast shut off coupling.....	23
III.2.3.5 Drop in back pressure valve (DIBPV).....	23

III.3 Circuit manifold	24
III.3.1 Manifold de Duse.....	24
III.3.1.1 Duse réglable manuelle.....	25
III.3.1.2 Duse commandée à distance.....	25
III.3.1.3 Description de la duse Cameron 4 ½ 10000 psi.....	25
III.3.2 Choke panel.....	26
III.3.3 Choke line.....	27
III.3.4 Kill line.....	27
III.4 Séparateur atmosphérique	27

Chapitre III: Généralité sur L'AMDEC

I. Introduction:	28
II. AMDEC	28
II.1 Définition:	28
II.2 Le but de l'AMDEC:.....	29
II.3 La méthodologie.....	29
II.4 Le groupe de travail.....	30
II.5 L'analyse fonctionnelle	31
II.6 L'analyse des défaillances	31
II.7 Le principe d'AMDEC:	34
III. Application L'AMDEC sur Les équipements de contrôle de venue	34
III.1 Application L'AMDEC sur BOP:	34
III.2 Application L'AMDEC sur l'unité d'accumulation :	35

Conclusion

Bibliographie

Annexe

Liste des figures

Figures	page
Fig.1 Organigramme de l'entrepris	04
Fig.2 Les étapes de le work – overe	06
Fig.3 Vue éclatée de l'unité d'accumulation	09
Fig.4 panel de commande à distance	14
Fig.5 Principe de fonctionnement des obturateurs annulaire	15
Fig.6 Obturateur annulaire Cameron type	16
Fig.7 Obturateur annulaire Hydril GK	17
Fig.8 Obturateur à mâchoire Cameron type	17
Fig.9 Eclaté d'un Cameron type	18
Fig.10 Détail du système d'étanchéité du Cameron type	19
Fig.11 Schéma montrant le circuit de fermeture d'un Cameron type	19
Fig.12 Schéma montrant le circuit d'ouverture d'un Cameron type	20
Fig.13 Kelly cock (safety valve)	20
Fig.14 Gray valve	21
Fig.15 float valve	21
Fig.16 Reggan shut off couplin	22
Fig.17 DIBPV	22
Fig.18 Choke et kil manifold	23
Fig.19 Duse réglable manuelle	24
Fig.20 Duse Cameron commandée à distance	25
Fig.21 choke panel	25
Fig.22 Schéma d'un séparateur atmosphérique	26

Abbreviations

ISO: l'Organisation internationale de normalisation

BOP: blowt out preventer

DIBPV: Drop in back pressure valve

HCR: Hydraulic Control Remote

DTM: démontage, transport, montage

HSE: hygiène, sécurité, environnement

ENTP: Entreprise, National, travaux, puits

OHSAS: Occupational Health and Safety Assessment Series

AMDEC: Analyse, Modes, Défaillances, leurs Effets et de leur Criticité

P : Pression (bar)

V : volume (l)

Psi : Pound Square Inch

Introduction

L'identification des risques associés à toute entreprise, et la gestion de ces risques, sont des aspects importants de la gestion des affaires dans le monde concurrentiel d'aujourd'hui. Il est encore plus pertinent quand on parle de l'exploration pétrolière et gazière et les champs de production. Les services d'évaluation d'appareil de forage aidé à traitement les risques identifiés et il est utilisé comme un outil d'analyse des risques à prévenir de manière proactive de perte de contrôle du puits.

L'audit de l'appareil de forage peut aider à réduire la probabilité et les conséquences des incidents, Il permet de visualiser et de mesurer l'état actuel des équipements de l'appareil de forage et les mettre dans des bonnes conditions lorsque vous essayez de gérer l'événement de contrôle du puits, ainsi assurer l'intégrité de leur installations, améliorer la productivité et de protéger leur actifs, leur 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 195), notre travail s'articule en trois chapitres.

Il comprend les chapitres suivants :

- Le premier chapitre : Généralité sur l'entreprise
- Le deuxième chapitre : Généralité sur Les équipements de contrôle de venue
- Le troisième chapitre : Généralité sur L'AMDEC et son application

Chapitre I

Généralité sur l'entreprise

I. Introduction:

Pour le but de notre développement l'IT organisée un stage de 15 jours avec l'ENTP sur le chantier TP 195 qui fait le work-over.

Dans ce chapitre on va faire une présentation de l'entp.

II. Présentation de l'entreprise:

Historique :

ENTP est une entreprise de forage et de work-over créée à la suite de la restructuration du secteur des hydrocarbures, par décret n°81-171 du 1er août 1981, et devint opérationnelle en janvier 1983.

Juin 1989: ENTP se constitua en entreprise publique économique, société par action (EPE-SPA)

En 1998 ENTP intègre le Groupe Services Hydrocarbures (GSH), Sonatrach – Holding – Services est son actionnaire majoritaire avec détention de 51% de son capital.

Le capital social de l'ENTP, entièrement libéré, a évolué par paliers successifs de 40 millions DA à 300, puis à 800, 1 600, 2 400 millions de DA en 2005 et 14 800 000 000,00 DA en 2007.

Ces actionnaires étaient :

- Le Holding Services Para Pétroliers SPP/SPA (51%)
- La société de gestion des travaux énergétiques TRAVEN (49%)

Janvier 2005 : Transfert des actions détenues par la Société de gestion des participations TRAVEN dissoute, vers la Société de Gestion des participations dénommée « INDJAB »

Décembre 2005 : Cession des actions détenues par SGPINDJAB (49%) en faveur du Holding Sonatrach « SPP Spa » ENTP devient 100% Sonatrach

Avec un capital d'expérience de plus de trente-cinq (35) années d'expérience en forage et work-over, ENTP est le premier contacteur de forage en Algérie.

ENTP est membre de l'IADC depuis 1993. [1]

Domaine d'activité :

Les activités principales dispensées par ENTP couvrent:

- Le forage des puits d'hydrocarbures.
- Le work over.
- Le forage des puits d'eau de grande profondeur pour les besoins du secteur de L'hydraulique

D'autres activités importantes, relevant du soutien logistiques y sont également dispensées :

- Maintenance.
- Transport.
- Hôtellerie et les moyens communs. [1]

Potentiel humain et matériel :

- Effectif global au 31/03/2013 : 7050 agents.
- Nombre d'appareils de forage : 59.
- Base industrielle de 594 930 m² (dont 55 415 m² couverts). [1]

Stratégie et perspectives :

- Maintenir une trésorerie positive.
- Améliorer la rentabilité de l'entreprise.
- Satisfaire les clients internes et externes a 100%.
- Améliorer les performances de gestion de l'entreprise.
- Améliorer les systèmes d'information et de communication de l'entreprise.
- Maintenir la part de marché.
- Diversifier les activités de l'entreprise.
- Améliorer les conditions de vie et de travail.
- Développer la composante humaine et renforcer les compétences.
- Prévenir les préjudices personnels et l'atteinte à la sante au travail.
- Préserver l'environnement et prévenir la pollution.

Valeurs de l'entreprise :

La culture de notre entreprise s'appuie sur les valeurs suivantes :

- Le respect des engagements pris.
- La confiance et l'esprit d'équipe.
- le professionnalisme et la compétitivité.
- L'exemplarité et la transparence.

Ces valeurs constituent pour tout le personnel, un référentiel commun et partagé. [2]

Références normatives :

Le système de management intégré qualité – santé – sécurité – environnement de ENTP fait référence aux exigences suivantes :

- ISO 9000/2005:** Systèmes de management de la qualité – Principes essentiels et vocabulaires
- ISO 9001/2008:** Systèmes de management de la qualité – Exigences
- ISO 9004/2000:** Systèmes de management de la qualité - Lignes directrices pour l'amélioration des performances
- ISO 14001/2004:** Système de management environnemental – Exigence et lignes directrices pour son utilisation
- OHSAS 18001/2007:** Système de management de la santé et de la sécurité au travail. [2]

Organigramme :

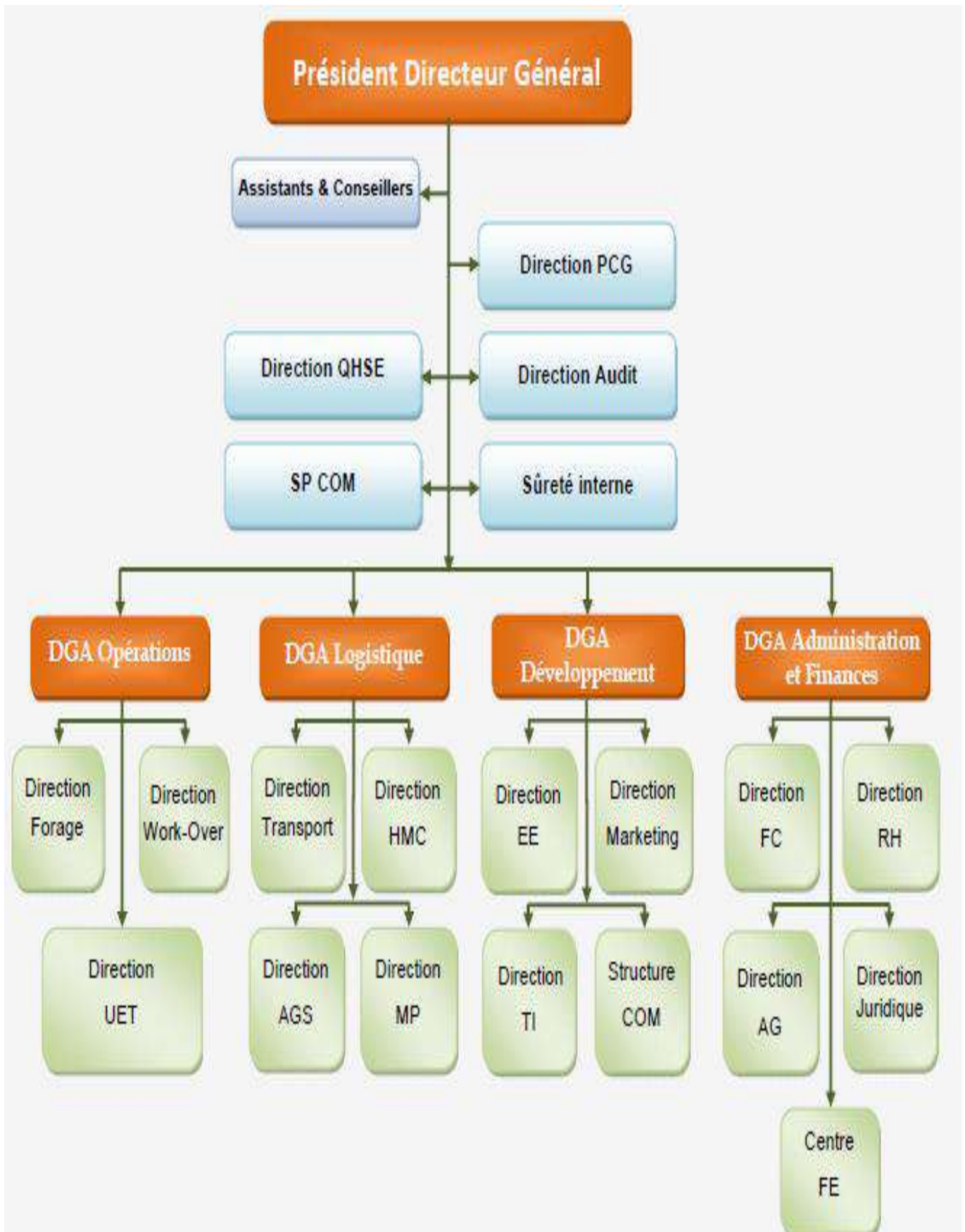


fig.1 Organigramme de l'entrepris

III. Système management QHSE :

- **ENTP a certifié :**

Son système de management intégré - Qualité, Santé-Sécurité et Environnement le 30 mai 2005.

La conformité aux exigences des référentiels:

- ISO 9001/2008 : Qualité.
- ISO 14001/2004 : Environnement.
- OHSAS 18001/2007 : Santé - Sécurité.

- **Objet du manuel QHSE intégré:**

Ce manuel a été élaboré dans le but :

- De présenter l'organisation de l'entreprise et ses principales activités.
- De décrire son système de management intégré :

Qualité - santé - sécurité - environnement, par abréviation QHSE, et la démarche qu'elle a engagée pour définir et mettre en œuvre une politique QHSE adaptée à sa stratégie.

- De faire état des dispositions qu'elle a prises pour maîtriser ses processus et déterminer des objectifs qualités et HSE à même de satisfaire aux exigences des parties intéressées et de répondre à leurs attentes.

- **Domaine d'application:**

Notre système de management QHSE est basé sur la Norme internationale ISO9001/2000 pour la qualité, OHSAS 18001/2007 pour la santé - sécurité et ISO14001/2004 pour l'environnement.

Les activités de l'ENTP couvrent essentiellement :

- Les opérations de Forage et de WORK OVER.
- La maintenance pétrolière des équipements de forage.
- Le REVAMPING des appareils de forage.
- Le transport de produits et de matériels, la maintenance des véhicules et engins.
- L'hôtellerie et les moyens communs.
- La maintenance des équipements tubulaires. [3]

- **Performance HSE :**

La sauvegarde de l'environnement, la préservation de la santé du personnel et la sécurité des personnes et des biens constituent des préoccupations premières pour l'Entreprise.

ENTP continue à développer un « Système de Gestion Santé Sécurité Environnement » basé sur le même principe que l'assurance qualité.

Un effort important a été réalisé en matière de HSE, conformément à la réglementation et aux normes en vigueur, à travers l'intensification des actions de formation et de sensibilisation du personnel aux exigences HSE. [3]

- D'apprêt le présentation de l'entreprise qui fait les différent activité tel que forage et le work-over.
L'activité du chantier TP 195 est le work-over.
Dans ce chapitre on va explique l'opération de work-over.

IV. Le work-over en général:

Une reprise en work over consiste à résoudre des problèmes survenus sur un puits soit au niveau des formations (colmatage, production d'effluents non désirés,) soit au niveau du profil du puits lui même (corrosion des tubages ou tubings présence des pressions au niveau des annulaires).

- On peut aussi enrichir les données du gisement et éventuellement avoir des programmes de développement à l'aide des résultats des tests.
- Elle rentre dans la famille des opérations de la maintenance des puits comme wire line, snubbing et coiled tubing.
- Cette intervention est le dernier recours de maintenance à choisir, car elle demande l'arrêt prolongé du puits et des moyens considérables pour la préparation du puits et l'intervention elle même.
- Afin d'avoir de bons résultats et minimiser ses risques il faut essayer de travailler minutieusement sur des procédures bien préparées. [2]

Les étapes de le work – over:

Le work over a en général beaucoup de procédures car cette intervention dépend du but de l'opération, de l'état du puits et son entourage et la nature et du puits et sa complétion.

- Préparation puits
- Réception appareil et plate forme
- Montage appareil
- L'intervention direct sur puits. [2]

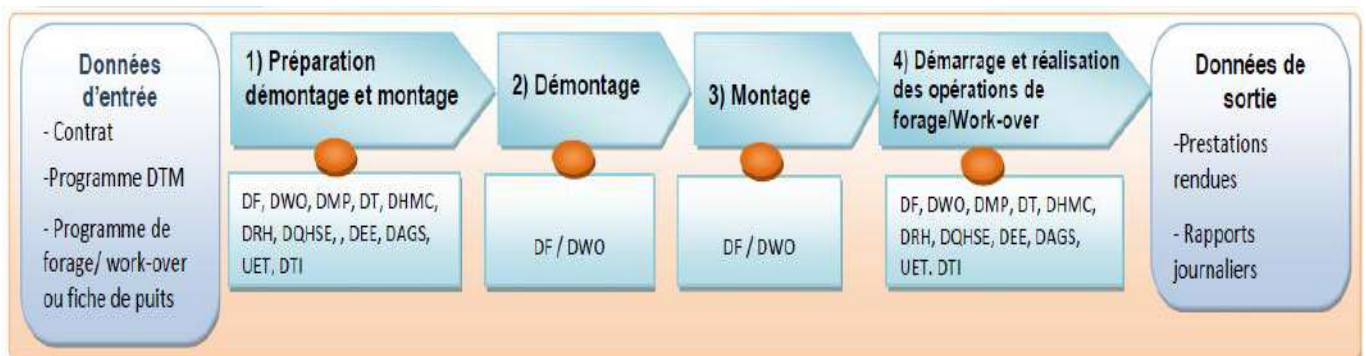


fig.2 Les étapes de le work – over

V. Conclusion:

Pendant l'opération de WORKOVER on rencontre plusieurs types de risque, les risques majeurs de cette opération sont le risque de venue.

Alors comment les équipements de contrôle de venue ?

Chapitre II

Généralité sur les équipements de contrôle de venue

I. Introduction :

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 mettre en danger la vie humaine, l'équipement et l'environnement.

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

I.1 Le contrôle primaire :

La barrière essentielle est la pression hydrostatique exercée par la boue de forage à une valeur égale ou légèrement supérieure à la pression des pores sans toutefois dépasser la pression de fracturation au niveau du point fragile.

I.2 Le contrôle secondaire :

Quand la pression de fond devient inférieure à la pression de pores, il y a une intrusion du 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 Driller's ou la Wait & Weight Method.

I.3 Le contrôle tertiaire :

Le contrôle tertiaire représente la troisième ligne de défense ou la venue ne peut pas être contrôlée par une simple circulation avec les équipements en place, mais on doit appliquer d'autres procédures et/ou peut être faire appel à d'autres équipements. [4]

II. Les Causes des venues :

Les causes de venues les plus fréquentes sont :

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

III. Les équipements de contrôle de venue : (Voir l'annexe 1)

III.1 L'accumulateur (Commande hydraulique des obturateurs) :

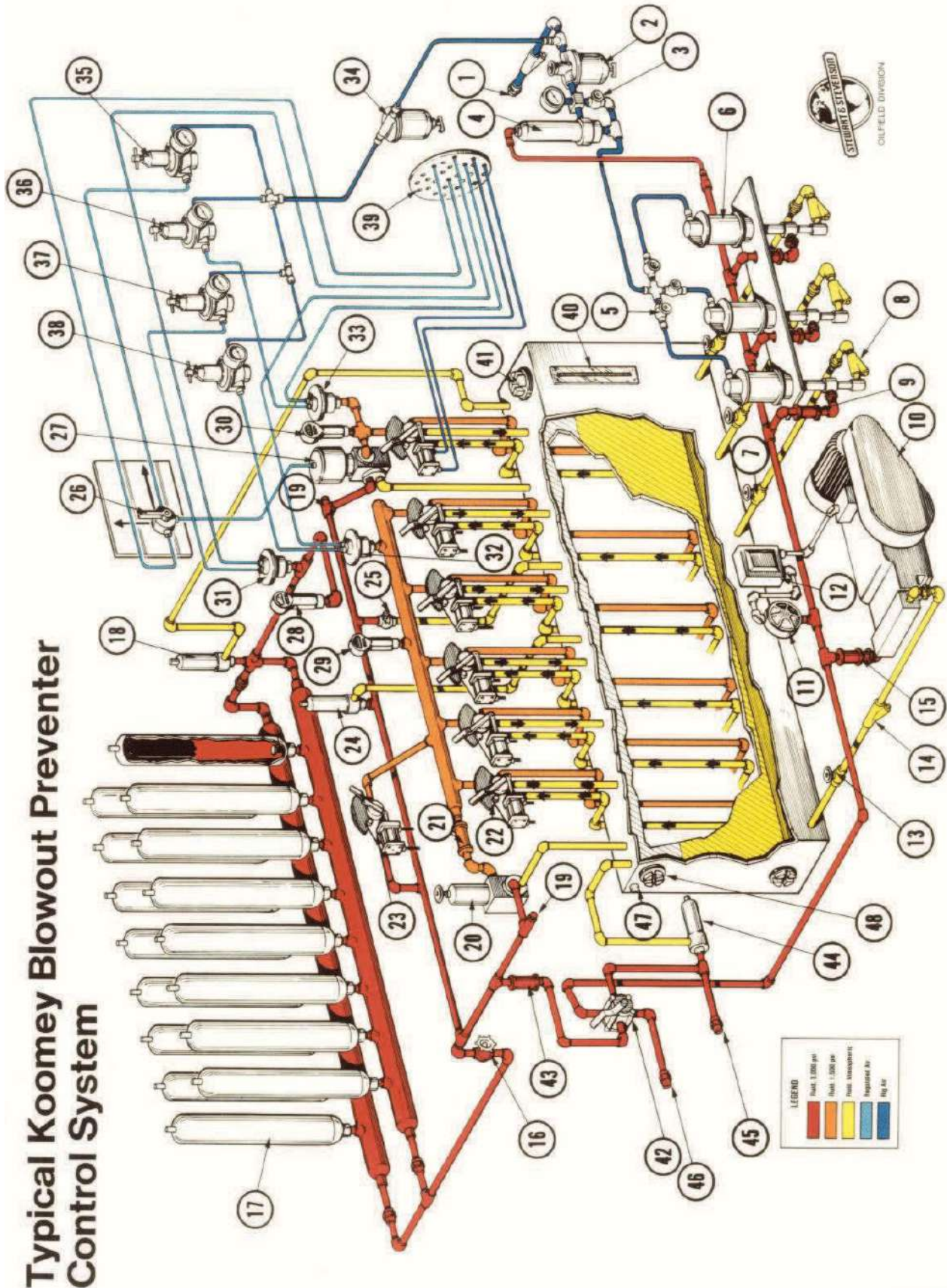
Les obturateurs et les vannes hydrauliques de choke line et kill line sont manœuvrés hydraulique à distance suivant le principe de fonctionnement des vérins hydrauliques à doubles effet.

Le système de commande hydraulique a pour objectif d'assurer la fermeture et l'ouverture de chaque fonction d'une façon efficace, rapide et facile à répéter et si nécessaire sans avoir à utiliser l'énergie extérieur.

Les caractéristiques de l'unité à commande hydraulique sont définies en fonction :

- € Du volume total d'huile pour assurer la séquence imposée par la procédure de la compagnie.
- € De la pression maximale de travail.
- € Du temps nécessaire pour recomprimer l'accumulateur selon les spécifications API.

L'unité KOOMEY décrite ci-dessous est la plus répondeuse dans l'industrie pétrolière.



0014b0238

fig.3 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 Mano-contact : 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 Remote, 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.

III.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.

III.1.1.1 Appareillage à air :

L'air de la sonde passe à travers un filtre puis un lubrificateur (2). Normalement la vanne by-passe (3) est fermée et l'air passant par la vanne d'admission hydropneumatique (4), arrive à chaque pompe hydropneumatique (6).

La vanne d'admission d'air (4), réglable manuellement, s'ouvre lorsque la pression hydraulique chute à 2700 psi (en générale) et se ferme à 3000 psi.

Si l'on désire gonfler les accumulateurs à plus de 3000 psi il suffit d'ouvrir la vanne by passe (3) sans oublier de la refermer lorsque la pression voulue est atteinte.

Si une pompe à air (6) est défectueuse, on peut l'isoler par la vanne (5) ce qui permet de réparer sans arrêter l'unité. [4]

Le fluide hydraulique stocké à pression atmosphérique dans le bac est aspiré par la pompe à air à travers une conduite équipée d'une vanne (7) et d'un filtre (8) puis refoulé à 3000 psi vers les bouteilles d'accumulateur. La ligne de refoulement 3000 psi est équipée d'un clapet anti-retour (9).

III.1.1.2 Appareillage électrique :

La pompe (10) a la même utilisation que la pompe hydropneumatique vue précédemment et les conduits de fluide sont équipés normalement sur la ligne d'aspiration, d'une vanne (13) et d'un filtre (14) et sur la ligne de refoulement à 3000 psi, d'un clapet anti-retour (15).

Encore, le principe du démarrage de la pompe électrique à 2700 psi et de son arrêt à 3000 psi est respecté.

La baisse de pression est enregistrée par le manométrique (11) qui actionne un contacteur électrique (12). Normalement ce contacteur doit être sur la position auto. [4]

La position manuelle sera choisie si l'on veut dépasser la pression de 3000psi.

III.1.1.3 Partie accumulation :

Le système d'accumulation est protégé par le clapet de sécurité (18), taré à 3300 ou 3500 psi. Les vannes d'isolement (16) doivent être ouvertes sauf lors du déménagement. Le fluide à 3000 psi arrive dans 2 régulateurs de pression : le régulateur (27) pour le manifold de l'obturateur annulaire et le régulateur (20) et d'envoyer directement la pression des bouteilles et les vannes de commandes à distance. La vanne by-passe (23) permet d'éviter le régulateur (20) et d'envoyer directement la pression des bouteilles dans le manifold. Le manomètre (28) indique en permanence la pression dans les bouteilles. De plus, le circuit possède un clapet de sécurité (24) taré à travers à 5500 psi, qui protège le système si la vanne (16) est fermée et une vanne de purge (25) vers le réservoir. [4]

III.1.1.4 Distribution vers les obturateurs à mâchoires et opérateurs de vannes

Le fluide sous pression de 3000 psi arrive dans le régulateur de pression (20) d'où il ressort à 1500 psi.

Le manifold, possède :

- ∄ Un manomètre (29), ou l'on doit être lire 1500 psi.
- ∄ Un sélecteur (26) pour opérer les fonctions, soit de l'unité, soit du plancher.
- ∄ Une vanne by passe (23) pour appliquer en cas d'urgence directement les 3000 psi dans le manifold.
- ∄ Différents vannes 4 voies connectées chacune aux différents obturateurs et vannes. [4]

III.1.1.5 Distribution vers le ou les obturateurs annulaires

Système semblable à l'autre manifold où le fluide sous pression 3000 psi arrive dans un régulateur de pression (27) qui permet de régler la pression sur le manomètre (30) de 0 à 3000 psi suivant les opérations (forage, venue, stripping,...).

La commande du régulateur allié au secteur (26) permet de régler la pression annulaire, soit de l'unité, soit du panel du plancher de forage.

Certains régulateurs conservent leurs réglages en cas de rupture de la télécommande (fail safe).

Sur le coté de l'unité, il existe 3 transmetteurs de pression qui transforment les pressions hydrauliques en pressions pneumatiques pouvant être lues à différents endroits du chantier. [4]

III.1.1.6 Réservoir :

Réservoir de section rectangulaire sert au stockage du fluide de manœuvre à la pression atmosphérique. Sa capacité doit être au minimum égale à deux fois le volume utile d'huile nécessaire pour assurer la séquence exigée. [4]

III.1.2 Panel de commande (fig.4) :

Plusieurs modèles existent dans l'industrie selon le type de commande. Les opérations peuvent être contrôlé à partir d'un panneau de commande à distance situé sur plancher de forage ou dans le Dog-House. Un panneau auxiliaire de secours peut être placé en dehors du périmètre de sécurité.

Pour manœuvrer une fonction, la vanne maîtresse d'air doit être actionnée en même temps que la commande de la fonction correspondant 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 vert ou rouge. [4]

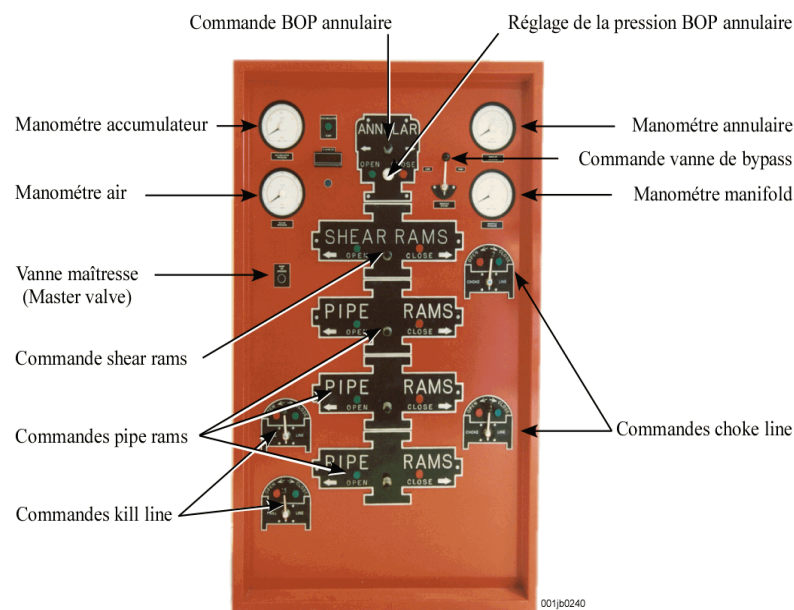


fig.4 panel de commande à distance

III.2 Les obturateurs :

La fonction principale d'un obturateur est de permettre la fermeture rapide et immédiate du puits lors la construction d'un signe positif de venue hors puits. Un obturateur est défini par :

Marque : Cameron, Shaffer, Hydril,...

Type : U, SL, GK,...

Dimension nominale qui correspond au diamètre minimale d'alésage, par exemple : 11", 13"^{5/8},...

Série qui correspond à sa pression maximale de service : 3000, 5000 psi,... [4]

III.2.1 L'obturateur annulaire :

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

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

III.2.1.1 Principe de fonctionnement des obturateurs annulaire :

Le principe de fonctionnement décrit ci-dessous est à tous les obturateurs annulaires à quelles que soient leurs caractéristiques. La fermeture est généralement assurée par la combinaison entre l'envoi d'huile sous pression (closing pressure) dans la chambre de fermeture (closing area) et la pression de puits (well pressure) exercée sur well pressure area, entraînant le piston (operating piston) vers le haut, comprimant la garniture. Cette dernière étant paquée vers le haut et vers le bas ne peut que se refermer vers l'intérieure. L'ouverture est effectuée par l'envoi d'huile sous pression (opening pressure) dans la chambre d'ouverture (opening area), entraînant le piston (operating piston) vers le bas, la garniture élastique se décomprime et reprend sa forme initiale.

Le retour d'huile vers le réservoir s'effectue par la côté opposé de la chambre c'est-à-dire par chambre de fermeture (closing area). [4]

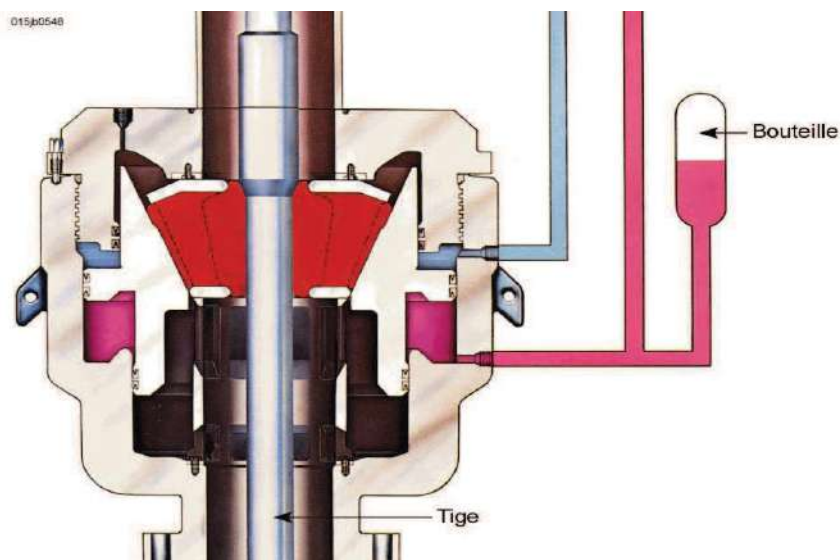


Fig.5 Principe de fonctionnement des obturateurs annulaire

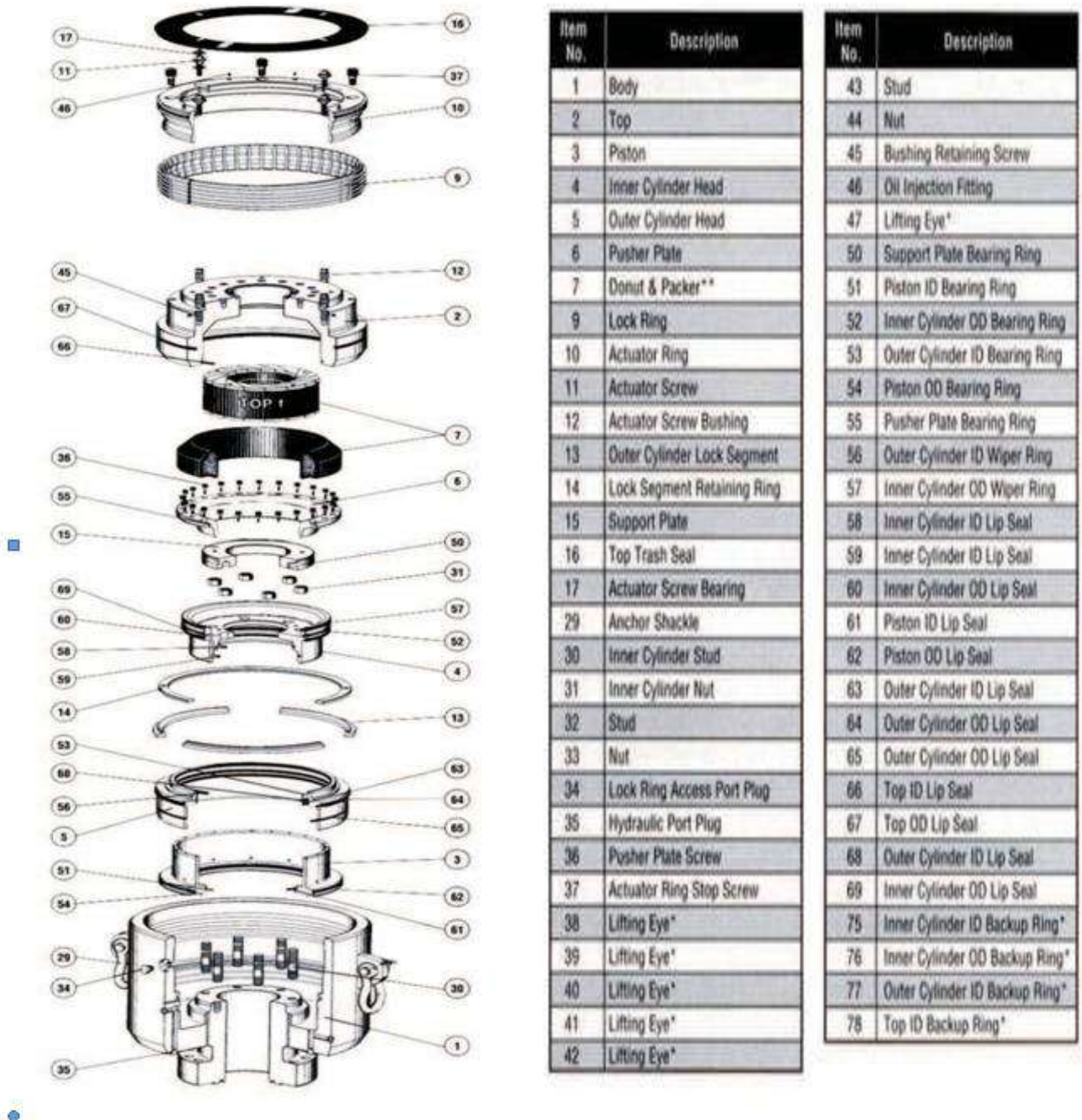


Fig.6 Obturateur annulaire Cameron type

III.2.1.2 Caractéristiques opérationnelles de l’obturateur annulaire hydril GK 13’’^{5/8} 5000
(Voir l’annexe 2)

- € Conçu pour les opérations de stripping.
- € La garniture élastique et de deux chambres d’ouverture et de la fermeture est testée à la pression de travail de l’obturateur (750 à 2250 psi).
- € Ce corps de l’hydril est testé à 150 % de la pression de travail (3375 psi)
- € Peut se fermer sur un trou vide.
- € Possibilité de mesure le cours de piston pour déterminer l’usure de la garniture.
- € Disponible avec couvercle boulonné.
- € La pression du puits aide à l’étanchéité de la membrane.

- € Répond aux spécifications standards NACE concernant la résistance au H₂S.

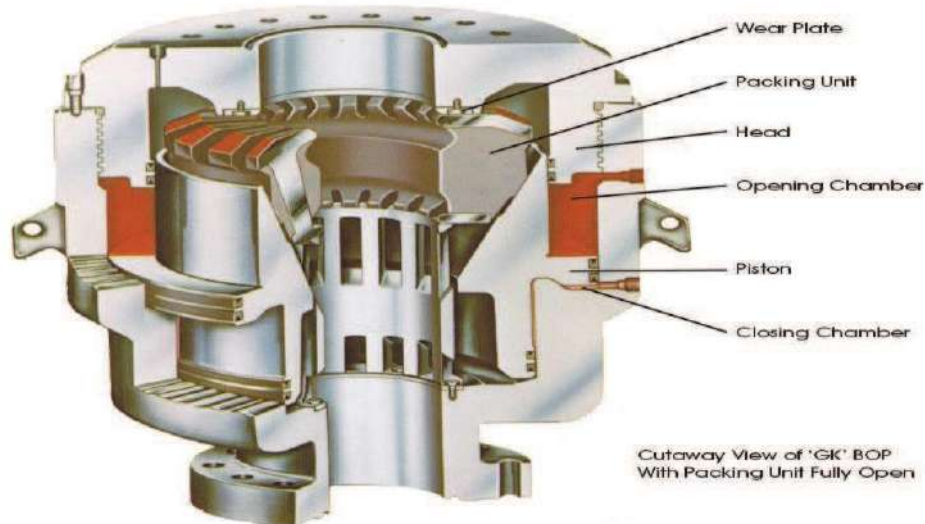


Fig.7 Obturateur annulaire Hydril GK

III.2.2 Les obturateurs a mâchoires :

Ce type d'obturateur est disponible en simple, double ou triple étage et peut être équipé avec des mâchoires à fermeture :

- € Totale (Blind Rams).
- € Totale et cisailent (Blind Shear Rams).
- € Sur un diamètre donnée (Pipes rams).
- € Sur une série de diamètre (variable Rams).

Les modèles les plus couramment utilisée sont :

Cameron type : U & UII. / Shaffer type : LWS. / Hydril type : X.

III.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 :

III.2.2.2 L'obturateur à mâchoire Cameron type U (fig.8) :

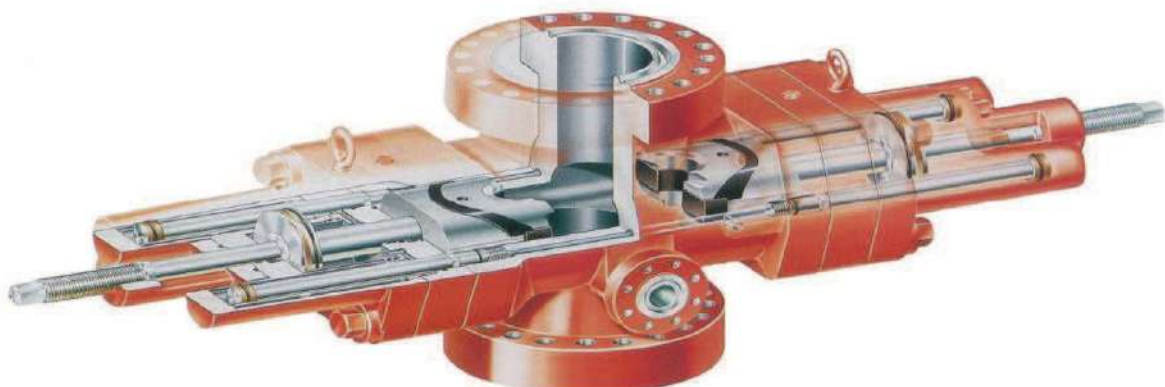


Fig.8 Obturateur à mâchoire Cameron type U

III.2.2.3 Description du Cameron type U

Il est constitué d'un corps forgé comprenant : un alésage central vertical pour le passage des équipements de forage, un alésage horizontal (rams cavity) dans lequel se déplace un jeu de deux mâchoires. Souvent 2 sorties latérales pour connecter directement les kill et choke lines (ce qui évite d'utiliser une croix de circulation (mud cross ou drilling spool), ces sorties sont situées sous les rams.

De chaque côté du corps:(fig.7) une bride intermédiaire (2) (Intermediate flange), un "bonnet" (3). Chaque bride est fixée au "bonnet" par des vis à tête noyée et chaque ensemble "bride + bonnet" est fixé au corps par quatre goujons (12). L'étanchéité entre bride et corps est assurée par un joint type "O-ring" (22).

Chaque mâchoire est "agrafée" sur une tige de piston comportant au centre le piston de manœuvre (5). Ce type de montage permet un certain mouvement des mâchoires (elles sont flottantes) nécessaire lors de la fermeture pour avoir un alignement correct entre les mâchoires et la tubulaire.

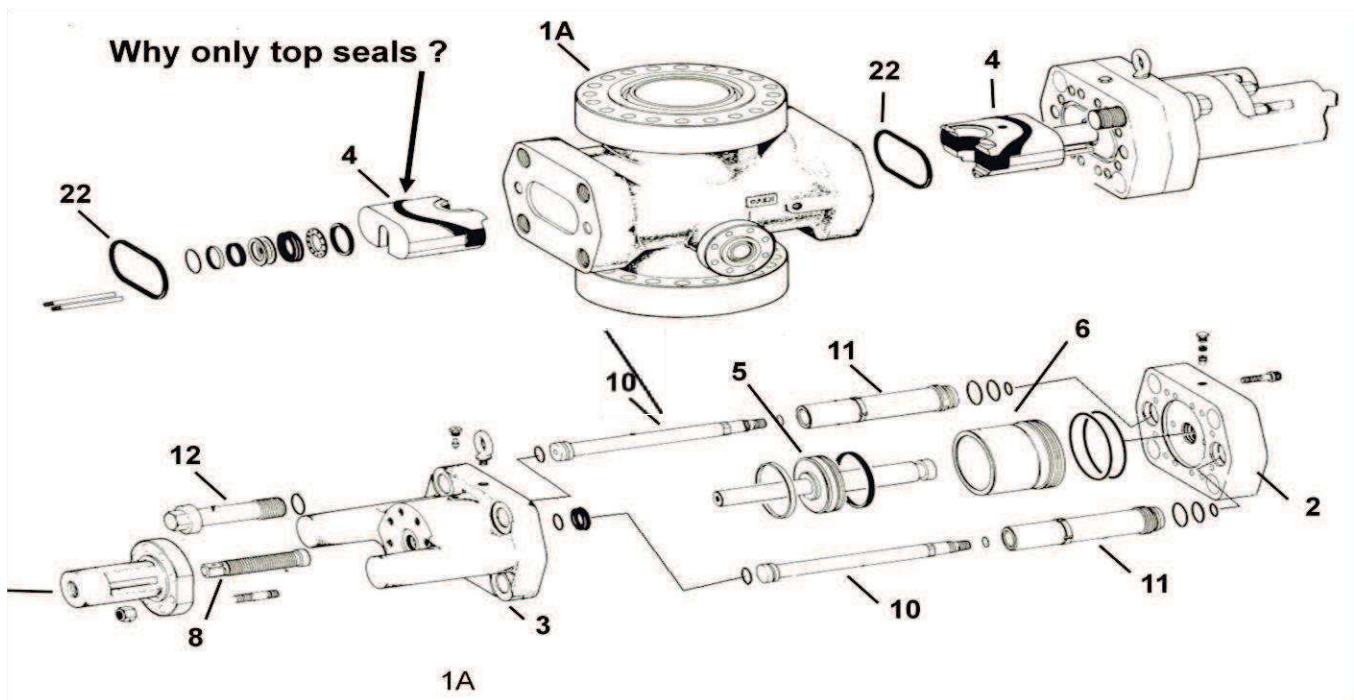


Fig.9 Eclaté d'un Cameron type U

- | | | |
|-----------------------|-----------------------|-------------------------|
| 1A) Body | 6) Operating Cylinder | 7) Lock Screw Housing |
| 3) Bonnet | 5) Operating Piston | 11) Ram Change Cylinder |
| 8) Lock Screw | 4) Ram Assembly | 2) Intermediate Flange |
| 10) Ram Change Piston | 12) Bonnet Bolt | 22) Bonnet Door Seal |

Deux pistons (10) solidaires du corps, servant à la manœuvre des bonnets présentent les Caractéristiques suivantes :

L'un (10) sur le circuit d'ouverture du BOP a un alésage central, il permet d'écarter les bonnets du corps et d'accéder aux mâchoires. [5]

L'autre (10) sur le circuit de fermeture des BOP est percé latéralement. Le circuit débouche derrière le piston et permet de refermer les bonnets.

La bride intermédiaire entre corps et bonnet dans laquelle coulisse la tige de piston est munie d'un joint à lèvres (lip seal) du côté puits et d'un "O" Ring côté chambre de manœuvre du piston.

Entre ces deux joints se trouvent une mise à l'atmosphère (vent line ou weep line) (ce qui permet la détection d'une fuite éventuelle) ainsi qu'un système supplémentaire d'étanchéité par injection de graisse plastique. Cette possibilité d'injection est un système d'étanchéité de secours à n'employer que si le BOP ne peut pas être démonté et réparé (fig.II.8), c'est le cas en cours de contrôle de venue. [4]

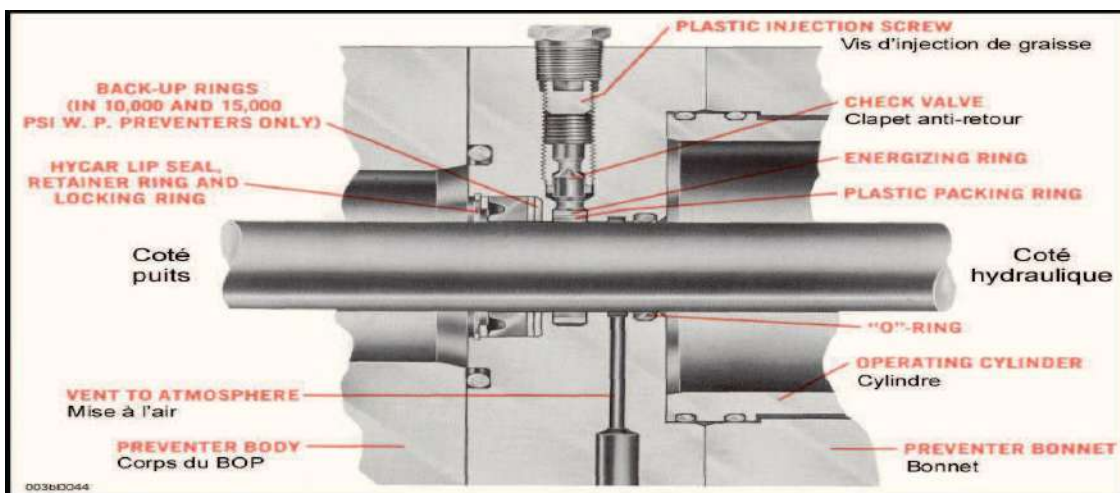


Fig.10 Détail du système d'étanchéité du Cameron type U

III.2.2.4 Fonctionnement du Cameron type U (fig.11)

La manœuvre de l'obturateur est commandée par une vanne à quatre voies de l'unité de commande des BOP.

Pour fermer, le fluide sous pression envoyé par l'orifice marqué "close" passe à l'intérieur de la tige et du piston (10) arrive dans le cylindre principal, à l'arrière du piston de commande (5). Celui-ci poussé coté puits, entraîne la mâchoire. Le retour du fluide, chassé par le mouvement des pistons, s'effectue par le côté marqué "open".[4]

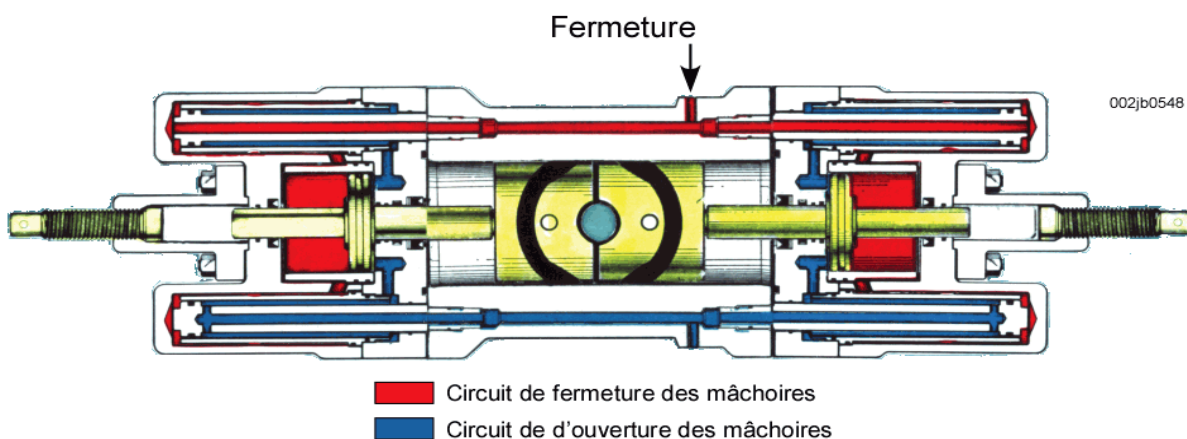


Fig.11 Schéma montrant le circuit de fermeture d'un Cameron type U

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". [6]

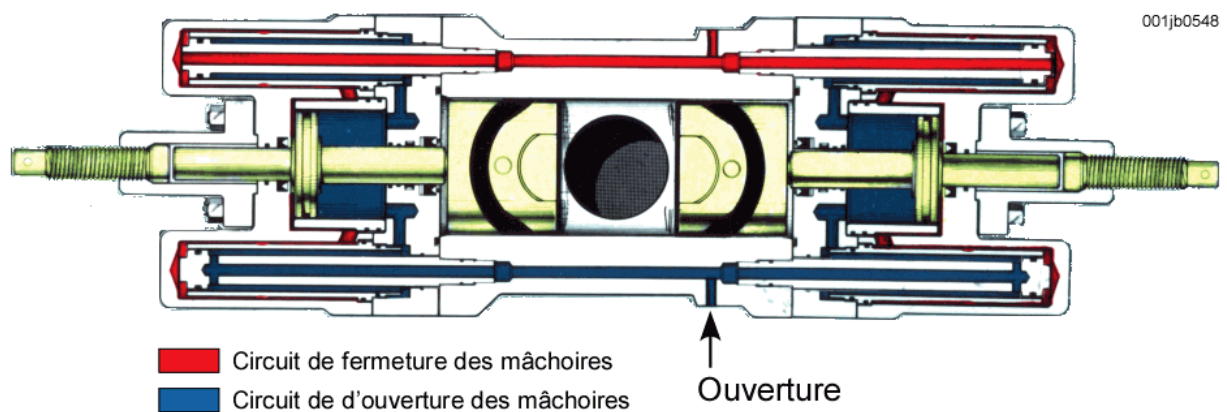


Fig.12 Schéma montrant le circuit d'ouverture d'un Cameron type U

III.2.3 Les obturateurs internes de la garniture (inside BOP) :

Ce sont des équipements qui permettant d'obturer rapidement la garniture de forage en cas de venue, par mis ces équipements fréquemment utilisés sont :

III.2.3.1 Kelly cock (safety valve) (fig.13) :

C'est une vanne à fermeture rapide, il ya deux, une vanne placée au sommet de tige d'entraînement et l'autre Située à la partie inférieure de la tige d'entraînement (Kelly). [5]

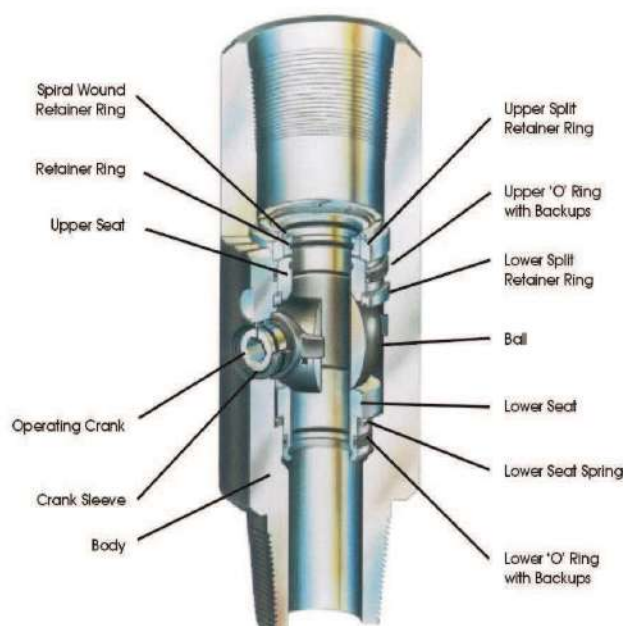


Fig.13 Kelly cock (safety valve)

III.2.3.2 Gray valve (fig.14) :

C'est une vanne à clapet anti-retour, uni est maintenu ouvert 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 est la difficulté d'installer à cause de contre pression due à la retour du fluide a 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 vissage. [6]

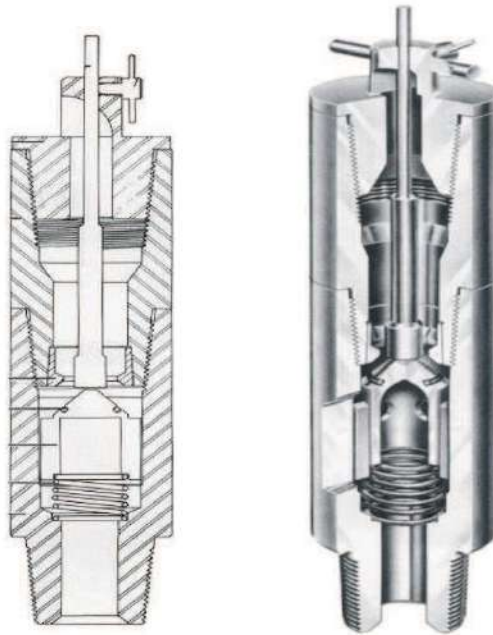


Fig.14 Gray valve

III.2.3.3 Float valve (fig.15) :

Ce son les soupapes classiques à clapet anti-retour placé au dessus de l'outil qui empêchent tout retour de boue par l'intérieur des tiges.

Les inconvénients de ces équipements sont :

- € Surpression durant la descente.
- € Difficulté de lecture de pression en tête des tiges.
- € Risque de bouchage par colmatant.

Nécessite de remplissag de la garniture durant la descente [6]

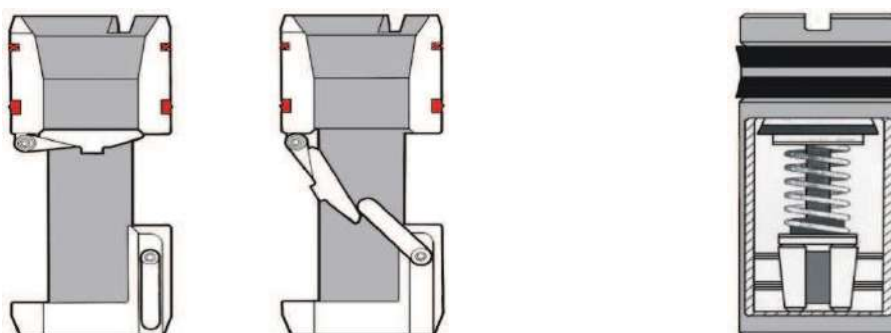


Fig.15 float valve

III.2.3.4 Fast shut off coupling (fig.16) :

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 chek valve) à travers la garniture.

L'inconvénient est que la garniture ne peut être redescendue. [4]

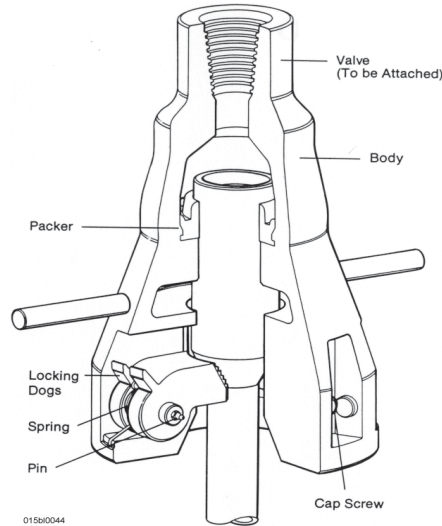


Fig.16 Reggan shut off coupling

III.2.3.5 Drop in back pressure valve (DIBPV) (Fig.17):

C'est un clapet anti-retour pompé à travers les tiges, il vient se positionner dans son raccord permettent la circulation de boue en évitant tous retour par les tiges.

La venue est étant contrôlé la drop in check valve peut être récupérer soit au câble, soit à la remontée.

Le raccord spécial de la drop en check valve est généralement placé au top des masses tiges. [4]

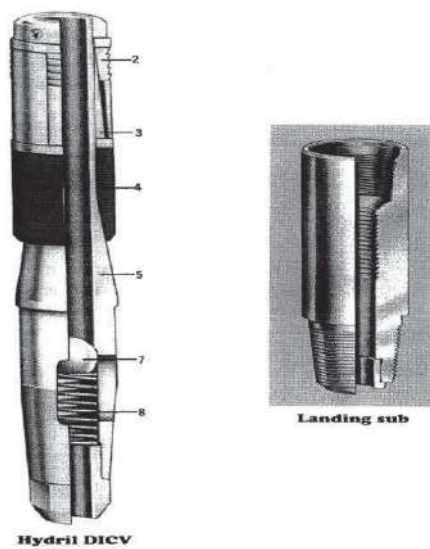


Fig.17 DIBPV

III.3 Circuit manifold :

III.3.1 Manifold de Duse :

Le manifold des duses permet durant le contrôle d'appliquer une contre pression dans le puits à l'aide d'une duse réglable et de diriger le retour vers les bacs, le séparateur, le bournier ou la torche.

Etant donnée 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 travaille 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.

On trouve plusieurs types de duses :

- € Duse calibrée fixe (positifs choke).
- € Duse réglable manuelle (ajustable choke).
- € Duse commandée à distance (Remote choke). [4]

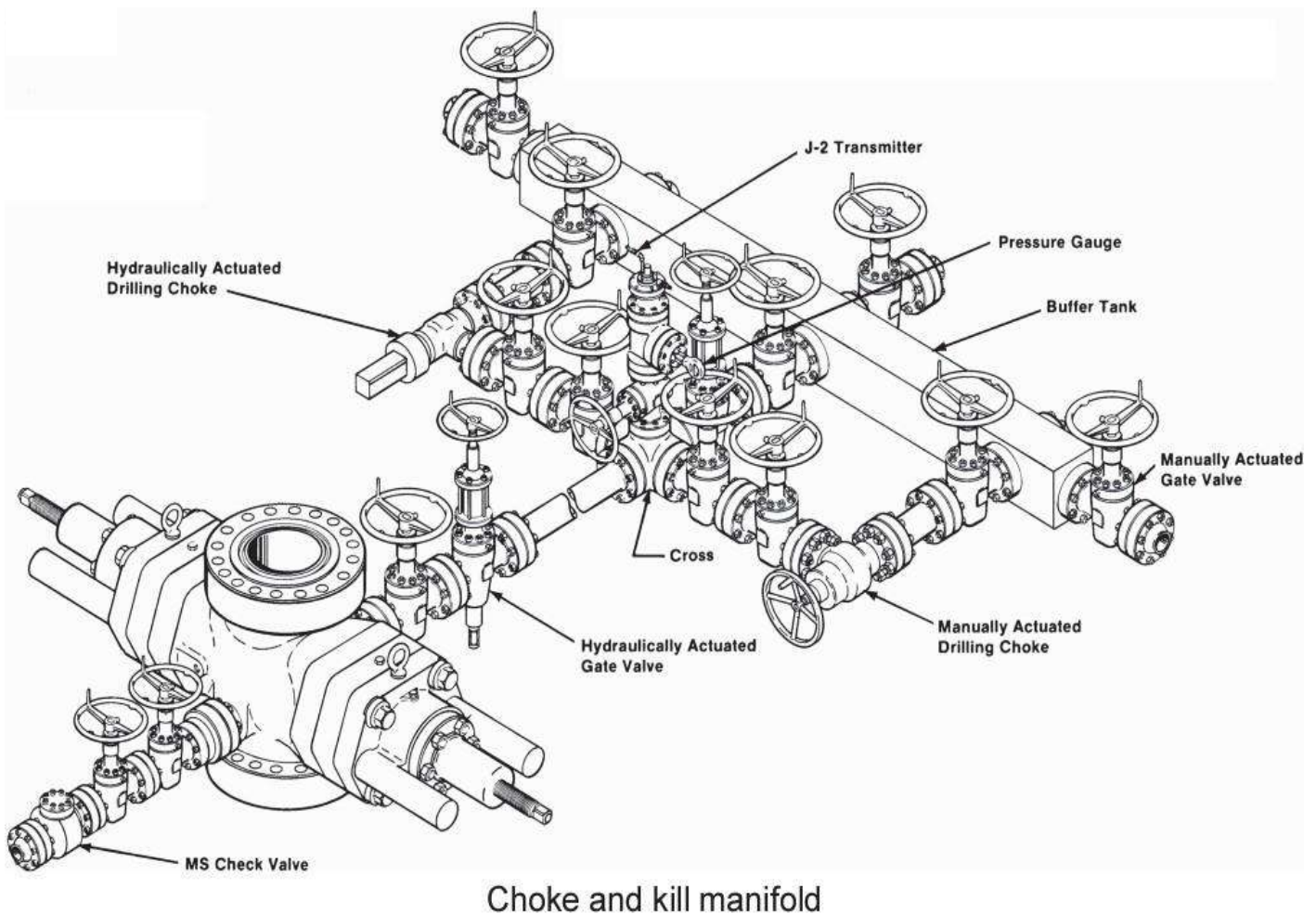


Fig.18 Choke et kil manifold

III.3.1.1 Duse réglable manuelle (fig.19) :

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. [4]

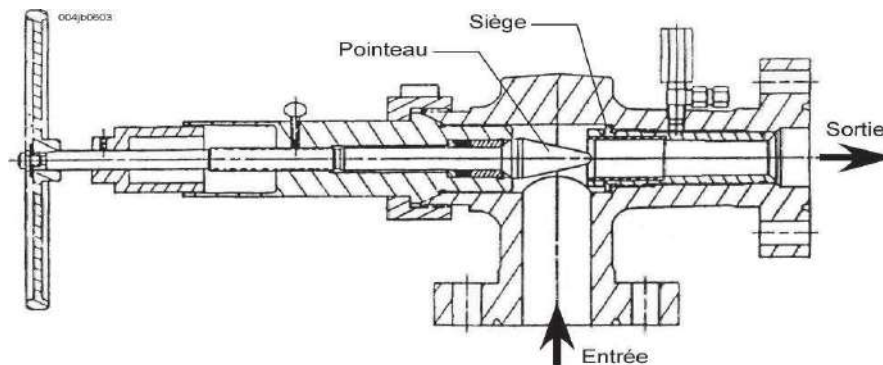


Fig.19 Duse réglable manuelle

III.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.

III.3.1.3 Description de la duse Cameron 4 1/2 10000 psi (fig.18)

Elle se compose :

- € D'un corps avec une entrée latérale à bride 13^{n°1/16} 10.000 et une sortie ou bride 4" 5000 psi.
- € D'un siège (Seat) en carbure de tungstène avec un joint "o" ring d'étanchéité.
- € L'obturateur (sleeve) également en carbure de tungstène, est actionné par une tige de piston et un piston se déplace dans un cylindre (bonnet).
- € De chaque côté du cylindre, un alésage taraudé permet l'entrée du fluide de manœuvre. Le siège et l'obturateur sont réversibles.
- € A l'extrémité du cylindre de manœuvre se trouve le système d'indication de position de la duse.
- € Une pompe hydraulique alimentée en air comprimé fournit l'énergie permettant l'ouverture ou la fermeture de la duse. [5]

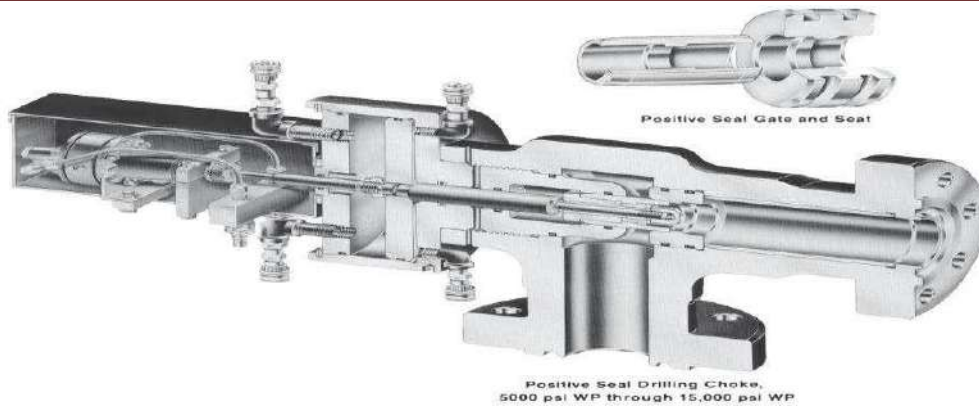


Fig.20 Duse Cameron commandée à distance [4]

III.3.2 Choke panel (fig.21) :

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 principale de commande marque « Open », « Hold », « Close » contrôle le mouvement du disque mobile.
- € Une vanne « hydraulic regulator » règle la vitesse de déplacement du disque mobile.
- € Un « position indicator » 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. [6]



Fig.21 choke panel

III.3.3 Choke line :

La choke line est la conduite qui relie l'empilage des obturateurs au manifold de duse. Elle doit avoir une pression de travail égale à celle des obturateurs et un diamètre supérieur ou égale à 3 pouce pour réduire l'effet de perte de charge, minimiser le risque de bouchage et l'usure durant le contrôle. La connexion à recommandée qu'une de ces vanne soit commandé à distance pour une ouverture rapide du circuit de contrôle.

III.3.4 Kill line:

La Kill line est la conduite qui relie l'empilage au circuit de pompage, elle doit avoir une pression de travail égale à celle des obturateurs et un diamètre intérieur minimum de 2 pouce. Elle offre la possibilité de pomper sous les obturateurs. La conduite contient deux vanne en série et un clapet anti-retour qui permet de protéger le stand pipe et les pompes de forage contre toute pression venant du puits en cas de venue

III.4 Séparateur atmosphérique (fig.22)

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. [4]

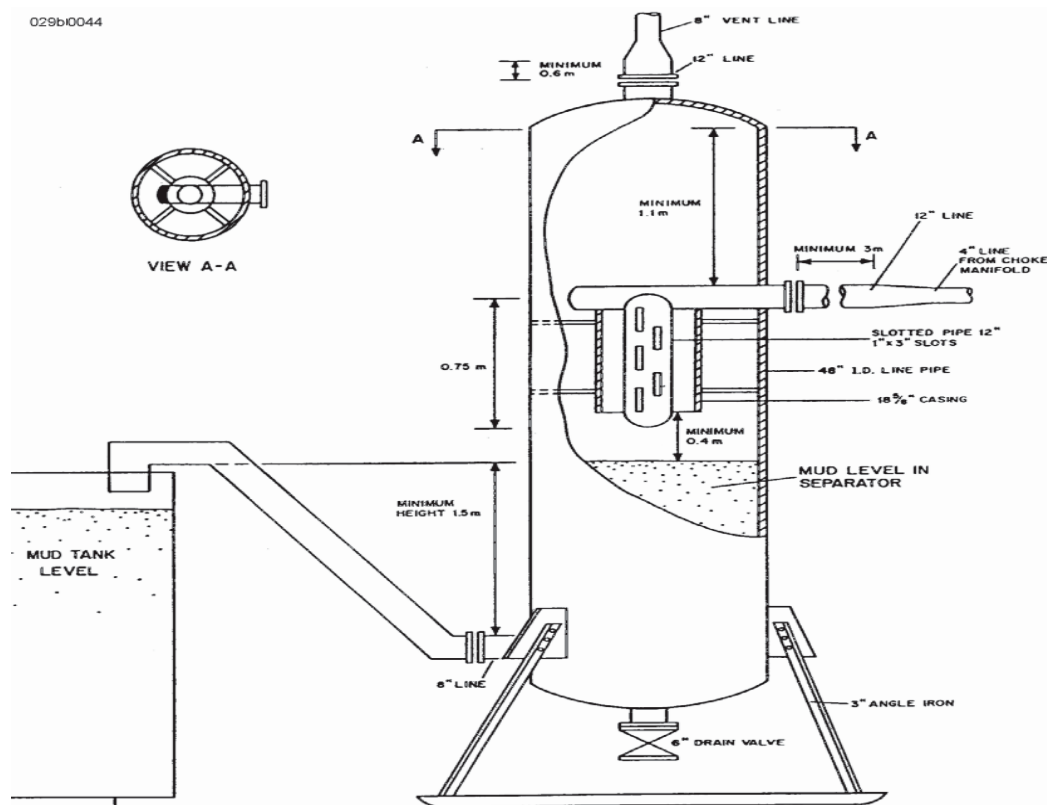


Fig.22 Schéma d'un séparateur atmosphérique

Chapitre III

Généralité sur l'AMDEC

I. Introduction:

Que l'on soit créateur ou exploitant d'une machine, l'on s'interroge sur sa fiabilité. Quelles sont les problèmes auxquels on doit s'attendre de la part de cette machine ?

La réponse à cette question passe par la mise en œuvre de méthodes de maintenance. L'une de ces méthodes – l'AMDEC - est parfaitement justifiée lorsque aucun historique concernant l'installation n'est disponible (en particulier pour les machines neuves ou de conception récente). Il faut alors pouvoir prédire les pannes susceptibles d'affecter le fonctionnement de la machine.

La maintenance d'un équipement critique pour une manufacture se doit d'être rigoureuse. Il est donc souhaitable de contrôler au lieu de subir les pannes imprévues. Ces pannes peuvent amener une augmentation des coûts de maintenance.

Afin de faire une bonne maintenance, il faut bien connaître notre équipement ainsi que les différents modes de défaillances. Il est possible par la suite de déterminer les causes probables des bris et d'en évaluer l'impact sur l'environnement. La méthode utilisée pour faire cette tâche laborieuse est la méthode AMDEC

II. AMDEC

II.1 Définition:

L'AMDEC est une méthode de prévention des risques. L'AMDEC est utilisée pour améliorer la fiabilité d'un produit, d'un processus ou encore d'un moyen de production. Elle permet d'évaluer la criticité des défaillances potentielles d'un système.

Son exploitation est d'autant plus fructueuse que l'analyse est précoce dans un projet. Les retombées en sont multiples:

On peut citer parmi les plus fréquentes :

- la qualité d'un produit,
- la sécurité d'un système,
- la mise au point de l'amélioration d'un processus de fabrication ou d'assemblage,

L'adaptation d'un programme de maintenance préventive ou prédictive, l'établissement de

procédures d'assurance qualité, de plan de prévention de défauts et de surveillance, etc. [7]

II.2 Le but de l'AMDEC:

AMDEC

Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité

La méthode AMDEC a pour objectif :

- d'identifier les causes et les effets de l'échec potentiel d'un procédé ou d'un moyen de production
- d'identifier les actions pouvant éliminer (ou du moins réduire) l'échec potentiel

Potentiel

Il existe plusieurs types d'AMDEC dont les deux suivants :

AMDEC procédé : on identifie les défaillances du procédé de fabrication dont les effets agissent directement sur la qualité du produit fabriqué (les pannes ne sont pas prises en compte).

AMDEC moyen : on identifie les défaillances du moyen de production dont les effets agissent directement sur la productivité de l'entreprise. Il s'agit donc de l'analyse des pannes et de l'optimisation de la maintenance.

Citons également l'AMDEC sécurité dont le but est de réduire les risques liés à l'utilisation d'un moyen de production, l'AMDEC conception qu'on réalise au cours de la conception d'un outil de production, et l'AMDEC produit qui analyse l'impact des défaillances d'un produit sur l'utilisation qu'en fait un client. [8]

II.3 La méthodologie

La réalisation d'une AMDEC suppose le déroulement de la méthode comme suit :

- La constitution d'un groupe de travail
- L'analyse fonctionnelle du procédé (ou de la machine)

- L'analyse des défaillances potentielles
- L'évaluation de ces défaillances et la détermination de leur criticité
- La définition et la planification des actions

La méthode est identique pour l'AMDEC procédé et l'AMDEC moyen de production.

Les différences, lorsqu'elles sont significatives, seront mises en évidence dans la suite de ce document.

II.4 Le groupe de travail

L'AMDEC étant une méthode prédictive, elle repose fortement sur l'expérience.

Il est donc nécessaire de faire appel à des expériences d'horizons divers afin de neutraliser l'aspect subjectif des analyses.

Un groupe de travail doit nécessairement être constitué.

Ce groupe, est composé de 4 à 8 individus issus de divers services de l'entreprise :

- service production
- service maintenance
- service qualité
- service méthodes

Ces personnes ont toutes un rapport avec l'objet de l'analyse (machine, procédé) et en ont une expérience significative qui leur permet d'argumenter au cours des réunions.

De plus, l'une des personnes du groupe occupe la fonction d'animateur. Elle a pour rôle de conduire et d'orienter les débats, de veiller au respect des limites du sujet, de désigner la personne qui doit trancher en cas de litige, de rédiger l'AMDEC et de planifier les réunions. Cette personne ne connaît pas forcément l'objet de l'analyse – et il est même préférable qu'elle ne le connaisse pas pour introduire une certaine objectivité dans le déroulement – et elle est souvent extérieure à l'entreprise (consultant).

Les réunions durent au maximum une demi-journée et sont planifiées au rythme d'environ une tous les 15 jours. Comme il n'est pas aisé de réunir toutes les personnes, l'effort de présence consenti par chacun doit se concrétiser par de la discipline et de l'efficacité.

Même si d'apparence l'AMDEC ressemble à une discussion où s'opposent des points de vue différents, elle n'en reste pas moins une méthode empreinte d'une certaine rigueur et devant déboucher sur des actions très concrètes. [8]

II.5 L'analyse fonctionnelle

Définition

Le système dont on étudie les défaillances doit d'abord être "décortiqué". A quoi sert-il ? Quelles fonctions doit-il remplir ? Comment fonctionne-t-il ? L'analyse fonctionnelle doit répondre à ces questions, de façon rigoureuse. Le système est analysé sous ses aspects :

Externes : relations avec le milieu extérieur (qu'est ce qui rentre, qu'est ce qui sort, ...)

Internes : analyse des flux et des activités au sein du procédé ou de la machine

Les différentes techniques d'analyse fonctionnelle sont citées mais non développées dans la suite de ce document.

II.6 L'analyse des défaillances

Il s'agit d'identifier les schémas du type :



Le mode de défaillance

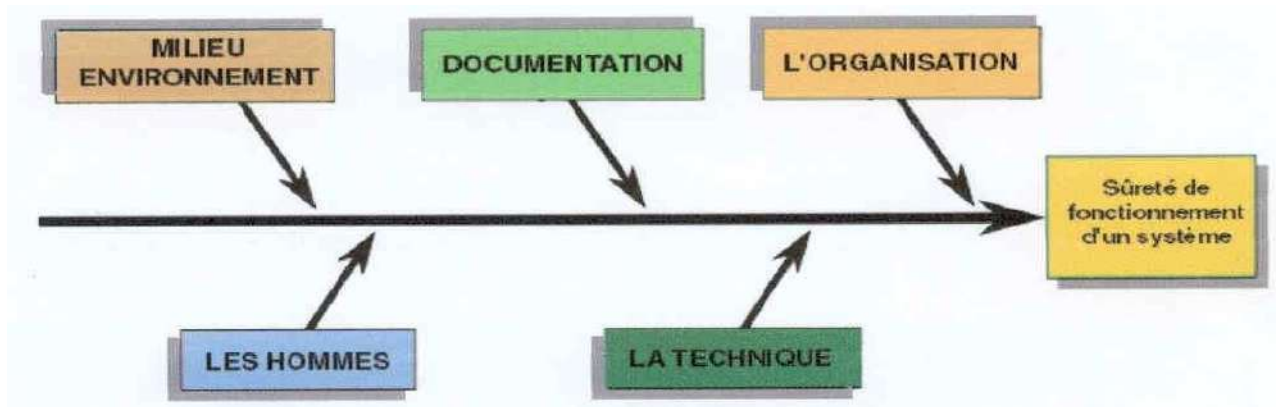
Il concerne la fonction et exprime de quelle manière cette fonction ne fait plus ce qu'elle est sensée faire. L'analyse fonctionnelle recense les fonctions, l'AMDEC envisage pour chacune d'entre-elles sa façon (ou ses façons car il peut y en avoir plusieurs) de ne plus se comporter correctement. [8]

La cause

C'est l'anomalie qui conduit au mode de défaillance.

La défaillance est un écart par rapport à la norme de fonctionnement.

Les causes trouvent leurs sources dans cinq grandes familles. On en fait l'inventaire dans des diagrammes dits "diagrammes de causes à effets"



Famille peut à son tour être décomposée en sous-famille

Un mode de défaillance peut résulter de la combinaison de plusieurs causes Une cause peut être à l'origine de plusieurs modes de défaillances. [7]

L'effet

L'effet concrétise la conséquence du mode de défaillance.

Il dépend du point de vue AMDEC que l'on adopte :

- effets sur la qualité du produit (AMDEC procédé)
- effets sur la productivité (AMDEC machine)
- effets sur la sécurité (AMDEC sécurité)

Un effet peut lui-même devenir la cause d'un autre mode de défaillance

La synthèse (grille AMDEC)

La grille est le support de discussion du groupe ainsi que le document rédigé par l'animateur.

Élément	Fonction	Mode	Cause	Effet	Détection	Action

L'élément indique la partie du procédé (ou de la machine) qui est concerné

La fonction est celle à laquelle cet élément participe

L'évaluation consiste à noter et hiérarchiser les chaînes cause / mode / effet (voir chapitre 6) La détection explique comment on prend conscience du problème

L'action est la solution envisagée pour remédier au problème. [8]

Les actions

La finalité de l'analyse AMDEC, après la mise en évidence des défaillances critiques, est de définir des actions de nature à traiter le problème identifié.

Les actions sont de 3 types :

Actions préventives : on agit pour prévenir la défaillance avant qu'elle ne se produise, pour l'empêcher de se produire. Ces actions sont planifiées. La période d'application d'une action résulte de l'évaluation de la fréquence.

Actions correctives : lorsque le problème n'est pas considéré comme critique, on agit au moment où il se présente. L'action doit alors être la plus courte possible pour une remise aux normes rapide.

Actions amélioratives : il s'agit en général de modifications de procédé ou de modifications technologiques du moyen de production destinées à faire disparaître totalement le problème. Le coût de ce type d'action n'est pas négligeable et on le traite comme un investissement.

Les actions, pour être efficaces, doivent faire l'objet d'un suivi :

- plan d'action
- désignation d'un responsable de l'action
- détermination d'un délai
- détermination d'un budget
- révision de l'évaluation après mise en place de l'action et retours des résultats. [8]

II.7 Le principe d'AMDEC:

L'AMDEC propose de lister et d'organiser les modes de défaillances prévisibles et leurs effets lors de la conception d'un produit, de la mise en œuvre d'un processus. Elle n'est pas seulement utilisée à priori. L'AMDEC complète l'AMDE dont est absente la notion de criticité. La criticité est un paramètre essentiel pour compléter la portée de l'analyse de risques en instrument d'aide à la décision. [9]

III. Application L'AMDEC sur Les équipements de contrôle de venue

III.1 Application L'AMDEC sur BOP:

Tableaux .2 : Application L'AMDEC sur BOP

Elément	Fonction	MdD	Cause	Moyen de détection	Action
BOP	Fermeture de Puits	Fuit	Manque de serrage Manque d'étanchéité	Test BOP Visuel	Contrôle chaque 2 semaine Maintenance préventive
Annulaire	Fermeture de Puits	Membrane fuit d'huile	Manouvre	Test BOP Visuel	Contrôle chaque 2 semaine Maintenance préventive
Pipe et Blind Ram	Fermeture de Puits	Packer Fuit d'huile	Manouvre	Test BOP Visuel	Contrôle chaque 2 semaine Maintenance préventive

III.2 Application L'AMDEC sur l'unité d'accumulation :

Tableaux .1 : Application L'AMDEC sur l'unité d'accumulation

Elément	Fonction	MdD	Cause	Moyen de détection	Action
Pompe électrique	Augmentation de pression	D défaillance de motor	Cour circuit dans la Motor	Décroissance pression avec le non démarrage de pompe	Maintenance préventive
		Perte d'alimentation électrique	Couper de câble électrique	Erreur humain	
Pompe pneumatique	Augmentation de pression	fuit	Corrosion	La réduction de pression	Maintenance préventive
		Bouchage d'aspiration	Aspiration des objets Contamination Dans huile	Non augmentation de pression	
Vanne	Commande de pression sur BOP	Soufflage	Manque de graissage	Chut de pression	Réparation
		Coincement	Augmentation de pression	Ne fonctionnement De vanne	
Les bouteilles	Réservoir de pression	En dommage ment de membrane	L'augmentation de pression	Réduction de pression dans membrane	Maintenance préventive
		Fuit de bouteilles	Corrosion	Chut de pression	

L'analyse AMDEC est une recherche longue mais fructueuse qui s'intègre parfaitement dans une démarche d'analyse et de prévention des risques. En outre, la formalisation induite par la grille d'analyse permet de conserver et de capitaliser les informations relatives aux caractéristiques des moyens de production, des produits et des processus.

Conclusion

Merci à tout ce que nous avons appris et étudié sur l'appareil (TP195) pour la santé et de la sécurité

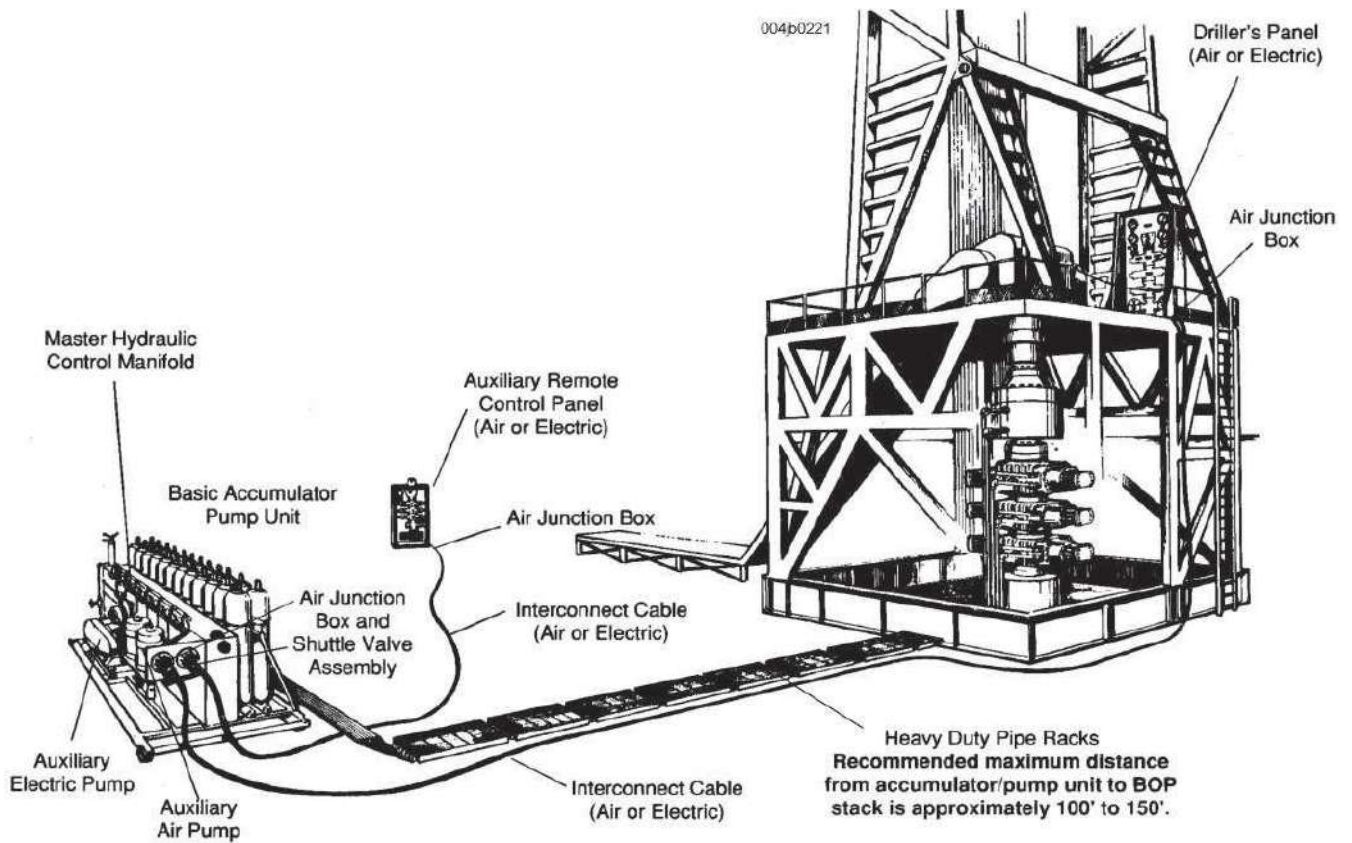
Mais nous avons remarqué un manque de conscience de l'équipage sur le contrôle des venues et aussi manque de propreté sur le milieu de travail qui cause de nombreux incidents surtout aux niveaux de plancher.

Pour cela l'audit d'un appareil de forage joue un rôle important pour assurer le meilleur contrôle de puits et comme un outil d'analyse des risques à prévenir de manière proactive pour le contrôle du puits et augmenter la conscience de l'équipe.

L'audit de l'appareil de forage a permis aux nombreux opérateurs à travers le monde de gagner le temps et le coute par minimisation des incidents critiques les plus fréquents sur le puits

Bibliographies

- [1]- Documente de l'appareil work-over (TP205) ENTP (stage pratique), mars 2016
- [2]- Documente de l'appareil work-over (TP195) ENTP (stage pratique), mars 2017
- [3]- Documente de l'entreprise Manuel QHSE v 08 08 04 2015 V Fin
- [4]- ÉQUIPEMENT DE CONTRÔLE DE VENUE ENSPM Formation Industrie —
IFP Training, 2006
- [5]- Documente de Département Formation SONATRACH
- [6]- hamlaoui_nadjeh, (Etude de contrôle de puits par l'audit de l'appareil de forage
(Étude cas TP 206)) Mémoire de fin d'étude de master 2. juin 2012
- [7]- Documente de AMDEC Ecole IN2P3 Management de Projet 2015
- [8]- Documente d'AMDEC (INSTITUT SUPÉRIEUR DES ÉTUDES
TECHNOLOGIQUES DE MÉDENINE). BOUSSAFFA Mariem 2015
- [9]- Documente de LA METHODOLOGIE AMDEC CRTA novembre 2004



Annexe 1 : Arrangement typique sur un rig à terre

Size and Working Pressure	Height (feet)	Diameter (inches)	Weight (Pounds)	Gallons to Close	Gallons to Open
7-1/16" 3000 psi	23-15/16	27-7/8	2738	1.69	1.39
7-1/16" 5000 psi	25-1/2	27-7/8	2778	1.69	1.39
7-1/16" 10,000 psi	34-7/32	37-3/8	7255	2.94	2.56
7-1/16" 15,000 psi	44-3/4	43-5/4	12,990	6.94	6.12
7-1/16" 20,000 psi	50-3/4	48	17,716	8.36	7.56
11" 3000 psi	32-1/2	41-1/4	6250	5.65	4.69
11" 5000 psi	34-15/16	41-1/4	6447	5.65	4.69
11" 10,000 psi	41-1/16	48-1/2	13,954	10.15	9.05
11" 15,000 psi	62-1/2	61	36,500	23.50	21.30
13-5/8" 3000 psi	36-11/16	50	12,855	12.12	10.34
13-5/8" 5000 psi	40-3/16	52-3/8	16,219	12.12	10.34
13-5/8" 10,000 psi	49-3/32	61	27,262	18.10	16.15
16-3/4" 3000 psi	47	60-1/2	25,950	22.30	19.00
16-3/4" 5000 psi	49	60-1/2	26,300	22.30	19.00
16-3/4" 10,000 psi	60-13/16	62	29,560	35.60	29.00
18-3/4" 3000 psi	70-1/2	67	40,632	51.00	45.10
20-3/4" 3000 psi	54-3/4	66	29,500	40.50	28.40
21-1/4" 2000 psi	52-5/16	66	29,000	40.50	28.40

Annexe 2 : Caractéristiques opérationnelles de l'obturateur annulaire hydril GK 13^{5/8} 5000

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 mettant 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 195) en tant que l'un des grandes entreprises opérant dans le secteur de forage pétrolier en Algérie. Cette étude pour but de vérifier 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 sa gravité pour les éléments non-conformité à des résultats critiques, majeures ou mineurs.

Summary:

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 TP195 (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.