



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique

جامعة وهران 2 محمد بن أحمد
Université d'Oran 2 Mohamed Ben Ahmed

معهد الصيانة والأمن الصناعي
Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle

Département de Sécurité Industrielle et Environnement

MÉMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Sécurité Industrielle
Spécialité : Sécurité Industrielle Prévention/intervention

Thème

ANALYSE DYSFUNCTIONNELLE DU SYSTEME ANTI-ERUPTION : BOP-KOOMY PAR LA METHODE AMDEC

Présenté et soutenu publiquement par :

Mme BEKKADDOUR Kheïra

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
Mme TALBI Zahéra	MCB	Univ. Oran 2-MBA	Président
Mme HEBBAR Chafika	MCA	Univ. Oran 2-MBA	Encadreur
Mme AISSANI Nassima	MCA	Univ. Oran 2-MBA	Examinateur

Année 2018/2019

REMERCIEMENTS

Avant de commencer, je tiens à montrer ma reconnaissance devant Dieu le tout puissant, celui qui ma a donné la force et le courage d'arriver jusqu'ici, de traverser un long chemin et de m'avoir donné la chance d'accomplir ce travail.

Remercier est le moindre que je pourrai faire. Au terme de ce modeste travail, je voudrai témoigner ma profonde reconnaissance envers Mme HEBBAR pour avoir accepté la réalisation de ce mémoire.

Je présente mes sincères remerciements à tout le personnel de l'ENTP et de la division de Sécurité Industrielle du SH DP TFT, SH DP STA, spécialement l'ingénieur Mme DAHMANI Hiba Yasmin qui se trouve être ma meilleure amie, Et ce pour leur esprit coopératif tout au long du stage de fin d'étude et spécialement pour le superviseur intendant Mr BAHRI Salah qui m'a tant aidé à réaliser mon mémoire.

Je tiens à exprimer mes remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

Enfin, mes derniers remerciements vont à l'ensemble de la famille Enseignants de l'Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle de l'université Oran 2-MBA.

DEDICACES

Avec un immense plaisir, une joie et un soulagement, je dédie ce modeste travail en premier lieu à mes parents ALI, FATIMA grâce à qui je me retrouve ici aujourd'hui, des parents géniaux avec une immense générosité, qui ont fait que je ne manque de rien et continuent quotidiennement à le faire, qui m'ont toujours soutenu et apporté toute l'aide dont j'ai eu toujours besoin, qui savent avec exactitude ce qui me fait plaisir et se précipitent à le faire rien que pour me satisfaire. Si je suis là aujourd'hui, c'est grâce à eux.

Je le dédie également à ma meilleure amie DAHMANI Hiba Yasmin, qui a toujours été présente et m'a toujours aidé avec ces conseils exquis, ses manières à me rehausser le moral.

A toute la famille BEKKADDOUR et BOUYAHIA, a tata Malika et tonton Bachir

A tous mes amis Hanane, Narimene, Salah, Nazim, Yassine, Raheem, Abdelwahid, Louisa, Nesrine, Aziz, Sihem, Malik, Marouen, Hicham, Zahra, Asma, Karimovic, Azri, Hadjer, Chaima, à toute la promo 2014.

A tous les enseignants et toutes les enseignantes

A tout le personnel de l'IMSI.

A mon encadreur Mme Hebbar.



SOMMAIRE

Remerciement

Dédicaces

Acronymes et Abréviation

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale.....01

CHAPITRE I : GESTION DES RISQUE.

INTRODUCTION.....03

I.1. Définition03

I.2. La Gestion des Risques.....04

I.2.1. Définition de la Gestion des Risque.....04

I.2.2. Avantage de la Gestion des Risque05

I.2.3. Principe de la Gestion des Risques.....05

I.2.4. Les Etapes de la Gestion des Risques06

I.3. Analyse des Risques08

I.3.1. Définition.....08

I.3.2. Objectifs à Atteindre09

I.3.3. Approche de l'Analyse des Risques ... 09

I.3.4. Les Principaux Outils d'Analyses des Risques.....10

I.3.5. Les Méthodes d'Analyses 11

I.4. AMDEC 12

I.4.1. Historique et Domaine d'Application..... 12

I.4.2. Principe.....	12
I.4.3. La Démarche de l'AMDEC	15
I.4.4. Caractéristiques Essentielles de l'AMDEC	16
I.4.5. But de l'AMDEC.....	17
I.4.6. Les Avantage de la Méthode AMDEC	22
Conclusion.....	22

CHAPITRE II: LE FORAGE

INTRODUCTION.....	23
II.1. Définition de Forage	23
II.2. Description de l'Appareil de Forage	24
II.2.1. Classification des Appareils de Forage.....	29
II.3. Les Différents Procédures de Forage	30
II.3.1. Forage par Percussion	30
II.3.2. Forage Rotary	30
II.3.3. Forage par percussion Rotation	30
II.3.4. Forage Dirigé.....	30
II.4. Principe de Fonctionnement d'Un Appareil de Forage	30
II.5. Les Equipements de Forage.....	31
II.5.1. Les Equipements de Levage	31
II.5.2. Les Equipements de Rotation.....	33
II.5.3. Les Equipements de Pompage et Circulation.....	35
II.5.4. Les Equipements de Manœuvre.....	38
II.5.5. Les Equipements du Fond.....	40
II.5.6. Les Equipements de Sécurité.....	40
II.6. Principales Opérations de Forage.....	41
II.6.1. Le Forage.....	41

II.6.2. L' Ajout de Tiges	41
II.6.3. La Manœuvre	42
II.6.4. Tubage	42
II.6.5. Montage de la Tête de Puits	43

CHAPITRE III : CONTROLE DES VENUES

INTRODUCTION.....	44
III.1. Généralité	44
III.1.1. Définition d'une venue	44
III.1.2. Définition d'une Eruption	45
III.1.3. Les Différents Catégories de Contrôle de Venue	45
III.1.4. Les Causes et Les Signes des Venue	45
III.2. Nature et Comportement de l'effluent	47
III.2.1. Venue d'un Liquide	47
III.2.2. Venue d'un Gaz.....	47
III.3. Les Barrière de Sécurité	47
III.3.1. La Boue... ..	47
III.3.2. Les Brides	49
III.3.3. Les Obturateurs	50
III.3.4. KOOMY Unité de commande BOP.....	60
III.3.5. Manifolds Duses	61
III.4. Procédures de Fermetures.....	63
III.4.1. Soft Shut In.....	63
III.4.2. Hard shut In	64
III.4.3. Fermeture en Manœuvre	65
III.4.4. Critère de choix	66
III.4.5. Méthode de Contrôle de Venue	66

CHAPITRE IV : ANALYSE DYSFONCTIONNELLE DU SYSTEME ANTI-ERUPTION : BOP KOOMY PAR LA METHODE AMDEC

INTRODUCTION.....	68
IV.1. Présentation de l'Entreprise	68
IV.1.1. Situation géographique ;.....	69
IV.1.2. Organigramme du Site TFT	70
IV.1.3. Historique de la Découverte.....	71
IV.1.4. Présentation de L'ENTP	72
IV.1.4. Description du Chantier	79
IV.2. Analyse Dysfonctionnement du Système Anti-éruption BOP-KOOMY	81
IV.2.1. Annulaire Hydril GK	82
IV.2.2. Le Cameron Type U	86
IV.2.3. Description Unité de Commande de BOP KOOMY	94
Conclusion générale.....	111

Annexe

Bibliographie



LISTE DES ABREVIATIONS

APR : Analyse Préliminaire Des Risques ;
HAZOP: Hazard and Operability Study;
P : pression ;
G : Gravité ;
EPI : Equipement De Protection Industrielle ;
AMDEC : Analyse Des Modes De Défaillance Et Leurs Effets Et Leurs Criticité ;
ISO : Organisation International De Normalisation ;
OHSAS: Occupational Health Safety Assessment Series;
BOP: Blow Out Preventer;
DP : Direction Production ;
TFT : TINFOUYE TABANKORT ;
QHSE : Qualité Hygiène Sécurité Industrielle ;
HSE : Hygiène Sécurité Environnement ;
ENAFOR : Entreprise National Forage ;
ENTP : Entreprise National Travaux Puits ;
DSI : Direction Sécurité Industrielle ;
ENACT : Entreprise National D'agréage Et De Contrôle Technique ;
HCR : Hydraulic Choke Ram ;
PDC : Poly Cristalline Diamant ;
AJ : Accident par jour
JP : Journée perdue

LISTE DES FIGURES

Figure I.1: représente processus de la gestion du risque.....	06
Figure I.2 : matrice de classification des risques.....	15
Figure I.3 : la démarche de l'AMDEC.....	16
Figure I.4 : Réduction du Risque.....	21
Figure II.1 : appareil de forage.....	24
Figure II.2 : appareil de forage.....	25
Figure II.3 : appareil de forage.....	26
Figure II.4 : appareil de forage.....	27
Figure II.5: classification des appareils de forage.....	29
Figure II.6 : Le mât de forage.....	29
Figure II.7 : système mouflage.....	31
Figure II.8 : le Réa.....	31
Figure II.9 : Mouflé fixe.....	32
Figure II.10 : Mouflé mobile.....	32
Figure II.11 : le crochet de levage.....	32
Figure II.12 : les câbles de forage.....	33
Figure II.13: draw Works.....	33
Figure II.14: Table de Rotation.....	33
Figure II.15: master bushing.....	34
Figure II.16 : carré d'entraînement.....	34
Figure II.17 : top drive.....	34
Figure II.18 : tige d'entraînement.....	35
Figure II.19 : tête d'injection.....	35
Figure II.20 : pompe à boue.....	35
Figure II.21 : mixeur a boue.....	36
Figure II.22 : agitateur a boue.....	36
Figure II.23 : dégazeur.....	36
Figure II.24 : tamis vibrant.....	37
Figure II.25 : tamis vibrant en arrêt.....	37
Figure II.26 : bac a boue.....	37
Figure II.27 : bac a boue.....	37
Figure II.28 : moteur diesel.....	38
Figure II.29: tongs.....	38
Figure II.30 casing power tongs.....	38

LISTE DES FIGURES

Figure II.31: safety clamp.....	39
Figure II.32: slips.....	39
Figure II.33 : élévateur.....	39
Figure II.34 : tricône en acier.....	40
Figure II.35 : trépan en diamant.....	40
Figure II.36 : tiges de forage.....	40
Figure II.37 : les différents tubages d'un puits.....	42
Figure III.1: schéma de la formation du puits	44
Figure III.2: types de brides.....	50
Figure III.3: exemple d'empilage des obturateurs	52
Figure III.4: annulaire Hydril GK	53
Figure III.5: annulaire Hydril GL.....	53
Figure III.6: annulaire Shaffer sphérique	54
Figure III.7: annulaire Cameron DL.....	54
Figure III.8: Hydril MSP 30" 1000PSI.....	55
Figure III.9: Hydril FSP.....	55
Figure III.10: obturateur rotatif.....	55
Figure III.11: obturateur à mâchoire	56
Figure III.12: mâchoires	56
Figure III.13: Différents types de machoires.....	57
Figure III.14: les différents modèles du float valve.....	57
Figure III.15: kelly cock	58
Figure III.16: gray valve.....	58
Figure III.17: DIBPV.....	58
Figure III.18: Fast shut off coupling.....	59
Figure III.19: Vanne de sécurité Top Drive.....	59
Figure III.20: Unité de commande des BOP.....	60
Figure III.21: P.C de DOG-HOUSE	61
Figure III.22: P.C à distance	61
Figure III.23: Manifold de duse	63
Figure III.24: Alignement pour fermeture Soft	64
Figure III.25: Alignement pour fermeture Hard	65
Figure IV.1: Localisation géographique du TFT	70

LISTE DES FIGURES

Figure IV.2: Organigramme de site TFT.....	71
Figure IV.3: Organigramme de l'ENTP.....	74
Figure IV.4: Appareil de Forage TP213.....	80
Figure IV.5: Organigramme du Chantier.....	80
Figure IV.6: Empilage BOP TP213	81
Figure IV.7: annulaire Hydril GK.....	82
Figure IV.8: Fonctionnement du piston Hydril GK.....	83
Figure IV.9: Cameron Type U	86
Figure IV.10: Eclaté d'un Cameron type U.....	87
Figure IV.11: Pipe rams de Cameron type U.....	88
Figure IV.12: blind shear rams de Cameron type U.....	88
Figure IV.13: schéma montrant le circuit de fermeture PIPE rams.....	89
Figure IV.14: schéma montrant le circuit de fermeture Blind rams	89

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 – Indice de fréquence F.....	19
Tableau I.2 – Indice de graviter G.....	20
Tableau I.3 – Indice de Détection D.....	20
Tableau I.4 : Contenu d’un tableau d’AMDEC suivant le CETIM.....	22
Tableau II.1 : les éléments de forage.....	28
Tableau II.2 : classification des appareils de forage.....	29
Tableau III.1 : les avantages et les inconvénients de la boue à base d’eau	48
Tableau III.2 : les avantages et les inconvénients de la boue à base d’huile.....	49
Tableau IV.1 : les champs découverts de la région TFT.....	72

INTRODUCTION GENERALE

Dans le monde industriel actuel, le pétrole et le gaz nature occupent une place essentielle parmi les sources d'énergie exploitées.

Le forage des hydrocarbures présente des problèmes techniques difficiles ainsi que des dégâts humains et matériels grave tel que : l'incendie, l'explosion, les accidents de travail et les maladies professionnelle, l'expérience nous montre des accidents technologiques majeurs faisant des victimes et causant d'importants dégât matériels.

La directive SEVESO définit l'accident majeur comme un évènement indésirable tel qu'une émission atmosphérique, un incendie ou une explosion de caractère majeur, entraînant un danger grave immédiat ou différé pour l'homme, pour les installations et/ou pour l'environnement.

Le risque majeur dans le domaine de forage des hydrocarbures c'est le risque d'éruption (Venue incontrôlable) qui, dans la plupart des cas, engendre des conséquences catastrophiques.

Le système de sécurité de puits contre le risque d'éruption c'est l'ensemble : BOP (obturateur à mâchoire et annulaire), le KOOMY-accumulateur et les conduits (injection, évacuation,).

Tout système industriel nécessite un recours plus ou moins grand aux concepts et aux techniques de la sûreté de fonctionnement.

Dans notre étude nous avons appliqué la méthode d'analyse fonctionnelle AMDEC (une estimation naturelle de l'AMDEC : analyse des modes de défaillance de leurs effets et de leur criticité ou l'on considère la probabilité d'occurrence de chaque mode de défaillance).

L'objectif vise par notre étude et la sécurité des puits de forage des hydrocarbures et le travail dans de bonnes conditions dans l'unique but d'éviter les accidents pouvant entrainer des atteintes humaines, matérielles ou environnementales et pour cela on propose d'appliquer la méthode citée ci-dessus sur un appareil de forage au sein de l'ENTP région TFT ; pour atteindre l'ensemble de ces objectifs nous avons organisé notre mémoire en quatre chapitres.

- Chapitre 1 : gestion des risques.
- Chapitre 2 : généralité sur le forage.

INTRODUCTION GENERALE

- Chapitre 3 : équipements de contrôle de venue.
 - Chapitre 4 : application de la méthode AMDEC sur le système BOP-KOOMY.
- Et on finit par une conclusion générale.

Introduction

L'industrie prend une place de plus en plus importante partout dans le monde, ses activités se développent et deviennent plus complexes imposant des installations modernes et développées et en l'occurrence un grand nombre de mains d'œuvre.

Cependant le niveau des risques augmente ainsi que la probabilité d'accidents et incidents pouvant causer des catastrophes et entraîner des pertes humaines, matérielles et des nuisances environnementales souvent irréversibles ; ce qui implique de revoir un management des risques bien adapté c'est à dire une maîtrise des risques.

Le management des risques consiste à définir et mettre en œuvre les dispositions appropriées pour ramener les risques à un niveau acceptable. Cela nécessite donc de définir des réponses types et de mettre en œuvre, risque par risque, un certain nombre d'actions visant soit à supprimer ses causes, soit à réduire sa criticité (en diminuant sa probabilité d'apparition ou en limitant la gravité de ses conséquences), soit à accepter le risque tout en le surveillant.

I.1. Définitions

➤ **Risque** : Est la probabilité qu'une personne subisse un préjudice ou des effets nocifs pour sa santé en cas d'exposition à un danger. Cette notion peut également s'appliquer à des situations où il y a perte de biens ou d'équipements.

➤ **Danger** : C'est une situation caractéristique propre à certains éléments du système qui menace ou compromet la sûreté.

Le danger est alors considéré comme la cause d'une atteinte possible à l'existence d'un bien ou d'une personne, vis-à-vis du système. C'est un facteur potentiel d'accident, parfois mesurable (niveau de température, vitesse excessive...). [3]

➤ **Situation dangereuse** : Situation caractérisée par la coexistence, éventuellement temporaire, d'un élément de danger en interaction potentielle avec un « élément vulnérable » susceptible de subir des dommages. [4]

➤ **Sécurité** : La sécurité est une situation dans laquelle quelqu'un, quelque chose n'est exposé à aucun danger, à aucun risque d'agression physique. C'est aussi l'ensemble des mesures préventives de planification, d'organisation, d'appareillage technique et de protection personnelle et d'hygiène mise en place pour la prévention des accidents, des maladies professionnelles et pour assurer la santé et le bien-être aux postes de travail.

- **Criticité** : Elle est définie comme étant le résultat d'agrégation des deux dimensions, gravité et probabilité d'occurrence. Elle permet d'estimer l'ampleur d'un risque. Les différents niveaux des risques sont ajustés et classés proportionnellement en fonction de l'importance de deux dimensions (probabilité et gravité) dans une grille appelée grille de criticité. Cette dernière est considérée comme une balance qui nous permet de peser le risque et de décider s'il est acceptable ou inacceptable. A l'issue d'un tel résultat que l'on décide de l'opportunité des mesures nécessaires pour maîtriser ce risque.
- **Accident de travail** : Est considéré comme accident de travail, toute action ayant entraîné une lésion corporelle imputable à une cause soudaine extérieure et survenue dans le cadre de la relation de travail.
- **Accident Majeur** : Un accident est qualifié d'accident majeur s'il fait intervenir une substance dangereuse et s'il peut engendrer une des conséquences suivantes :
 - du point de vue de la sécurité, potentiellement causer au moins une fatalité ou une incapacité permanente ;Et/ou
 - du point de vue environnemental, créer une pollution interne non maîtrisée ou une pollution hors des limites du site maîtrisé. [2]
- **Maladies professionnelle** : Une maladie est dite « professionnelle » si elle est la conséquence directe de l'exposition d'un travailleur à un danger physique, chimique, biologique ou résulte des conditions dans lesquelles il exerce son activité professionnelle.

I.2. La gestion des risques

I.2.1. Définition de la gestion des risques

La gestion des risques, ou management du risque (risk management), est la discipline qui s'attache à identifier, évaluer et prioriser les risques relatifs aux activités d'une organisation, quelle que soit la nature ou l'origine de ces risques, pour les traiter méthodiquement de manière coordonnée et économique, de manière à réduire et contrôler la probabilité des événements redoutés, et réduire l'impact éventuel de ces événements.

La gestion du risque permet à une organisation de s'assurer qu'elle connaît et comprend les risques auxquels elle s'expose. Elle amène également l'entreprise/organisme à dresser et à mettre en œuvre un plan destiné à prévenir les sinistres ou à en réduire

l'incidence.

Un plan de gestion du risque comprend des stratégies et des techniques visant à reconnaître ces menaces et à les endiguer. Une bonne gestion du risque n'est pas nécessairement coûteuse ou fastidieuse ; elle peut consister simplement à répondre aux trois questions suivantes :

- Qu'est-ce qui pourrait mal tourner ?
- Que ferons-nous pour prévenir les dommages et réagir à un sinistre ou à des pertes ?
- Si un sinistre se produit, comment paierons-nous les dommages ?

I.2.2. Avantages de la gestion du risque

La gestion du risque permet de recenser les risques de façon claire et structurée. Elle permet une organisation qui comprend clairement tous les risques auxquels elle est exposée ; elle les juge et les classe en ordre de priorité et prend des mesures appropriées pour réduire les pertes. La gestion du risque comporte d'autres avantages pour l'entreprise/organisme, notamment :

- Économiser les ressources : le temps, l'actif, le revenu, les biens et les personnes sont toutes d'importantes ressources que l'on peut économiser en réduisant au minimum les sinistres.
- Protéger la réputation et l'image publique de l'entreprise.
- Protéger les personnes contre les blessures.
- Protéger l'environnement.
- Améliorer la capacité de l'entreprise/organisme à se préparer à diverses situations.
- Réduire la responsabilité civile et professionnelle. [1]

I.2.3. Principe de la gestion de risque

La gestion du risque est un processus itératif qui inclut notamment les phases suivantes :

- Appréciation du risque (analyse et évaluation du risque)
- Acceptation du risque.
- Maîtrise ou réduction du risque.

I.2.4. Les Etapes de la gestion des risques

Les cinq étapes de la gestion des risques sont :

- Analyse des risques ;
- Estimation des risques ;
- L'évaluation des risques ;
- Acceptabilité des risques ;
- Réduction du risque (**Fig. I.1**).

L'évaluation des risques devrait suivre l'approche d'étape dans cet ordre de préférence donnée.

Les trois premières étapes de l'évaluation des risques sont désignées souvent collectivement sous le nom de l'analyse des risques. Une décision peut être prise si les mesures ramènent le risque à un niveau acceptable. Il est, également essentiel de vérifier que les mesures réduisant le risque sont efficaces. Par conséquent, une boucle de rétroaction de maîtrise ou de réduction de risque à l'identification doit être faite.

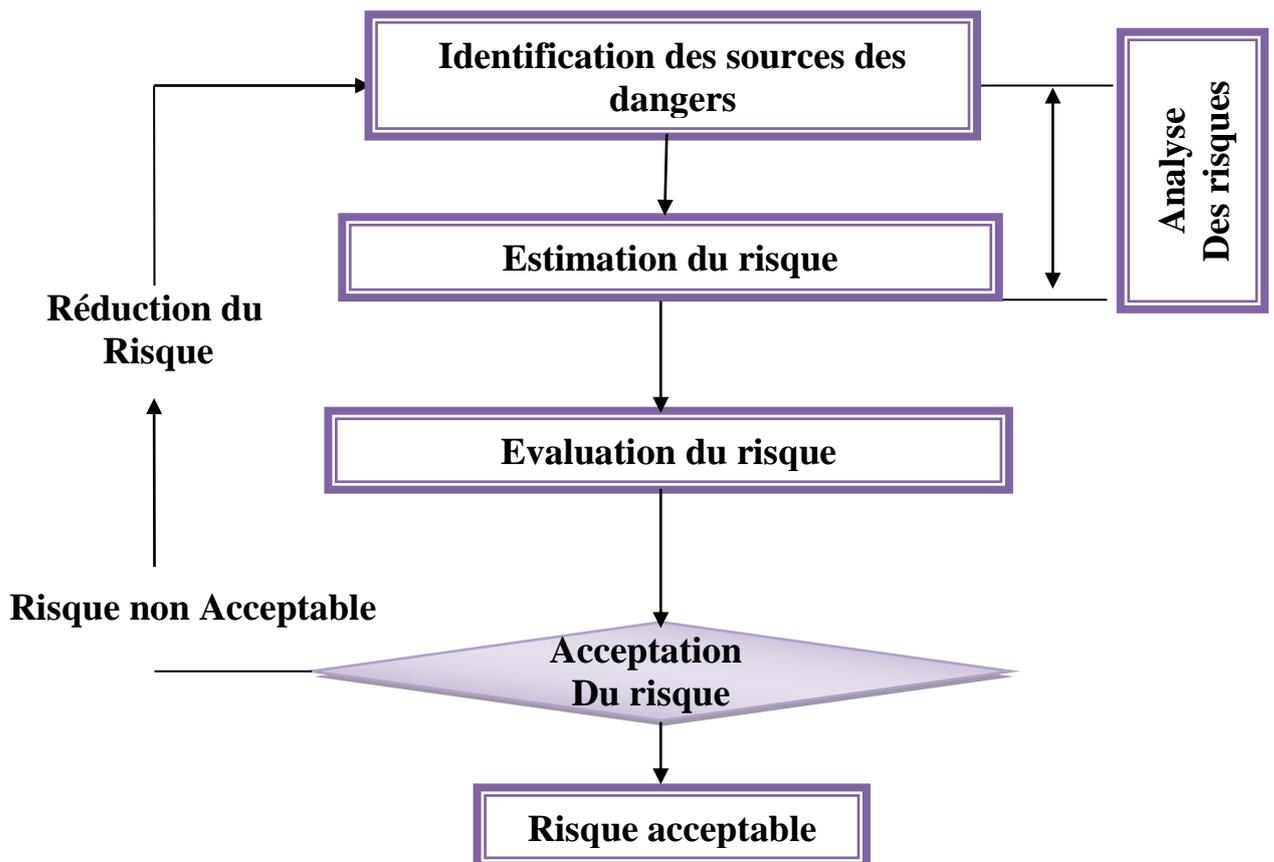


Figure I.1 : Etapes de la gestion du risque.

I.2.4.1. Analyse des risques

L'analyse des risques vise tout d'abord à identifier les sources de dangers et les situations associées qui peuvent conduire à des dommages sur les personnes, les biens ou l'environnement.

Dans un second temps, l'analyse des risques permet de mettre en lumière les barrières de sécurité existant en vue de prévenir l'apparition d'une situation dangereuse (barrières de prévention) ou de limiter les conséquences (barrières de protection). [1]

I.2.4.2. Estimation des risques

En principe, l'estimation du risque sera effectuée pour chaque événement dangereux alternativement en déterminant les éléments du risque après son identification. Son estimation peut être effectuée de manière semi quantitative à partir :

- D'un niveau de probabilité.
- D'un niveau de gravité.

Bien entendu, l'acceptation de ce risque est subordonnée à la définition préalable de critères d'acceptation du risque. Ainsi, la finesse dans l'estimation du risque dépend en partie de ces critères. [1]

I.2.4.3. Evaluation des risques

L'évaluation des risques est un processus itératif, si après que le risque est évalué, la décision sera prise et que le risque devrait être réduit, il est nécessaire de l'estimer. Cette phase peut être accompagnée d'une quantification détaillée et prise des grandeurs caractéristiques de risque.

L'évaluation de risque est la détermination de la :

- Probabilité d'éprouver un accident (ou un incident) et une perte se produisant en raison de l'exposition à un danger.
- Fréquence de l'exposition à un danger.
- Sévérité potentielle de la perte (conséquence d'une perte) résultant d'un accident ou d'un incident.

L'évaluation des risques est une démarche qui se pratique en cinq étapes :

- Réunion des acteurs autour du chef d'établissement (ou de service) pour définir les objectifs, la méthode de travail et les moyens.

- Identification des phénomènes dangereux, des événements dangereux possibles et donc des risques avec un maximum de détails et de rigueur dans la description des éléments de chaque risque.
- Estimation de chaque risque pour les classer en dégageant des priorités.
- Définitions des mesures de prévention en privilégiant celles qui répondent aux principes de prévention de la réglementation.
- Transcription des résultats de l'évaluation des risques dans un document unique pour alimenter le plan annuel de prévention. [1]

I.2.4.4. Acceptabilité des risques

L'acceptabilité des risques est une étape-clé dans le processus de gestion du risque, dans la mesure où elle va motiver la nécessité de considération de nouvelles mesures de réduction du risque et rétroactivement, influencer les façons de mesure d'analyse et l'évaluation des risques. Quels que soient les critères d'acceptation retenus, il est indispensable qu'ils soient connus et explicites préalablement à toute phase d'analyse de risques. [1]

I.2.4.5. Réduction du risque

La maîtrise du risque (réduction du risque) désigne l'ensemble des actions ou dispositions entreprises en vue de diminuer la probabilité ou la gravité des dommages associés à un risque particulier. De telles mesures doivent être envisagées dès lors que le risque considéré est jugé inacceptable.

De manière générale, les mesures de maîtrise du risque concernent :

- La prévention : c'est-à-dire réduire la probabilité d'occurrence de la situation de dangers à l'origine des dommages.
- La protection : qui vise à limiter la gravité du dommage considéré. [1]

I.3. Analyse des risques

I.3.1. Définition

L'analyse du risque est définie comme « l'utilisation des informations disponibles pour identifier les phénomènes dangereux et estimer le risque. Elle vise tout d'abord à identifier les sources de dangers et les situations associées qui peuvent conduire à des dommages sur les personnes, l'environnement ou les biens. Dans un second temps, l'analyse du risque permet de mettre en lumière les barrières existantes de sécurité en vue de prévenir l'apparition d'une situation dangereuse (barrières de prévention) ou d'en limiter les conséquences (barrières de protection). Consécutivement à cette

identification, il s'agit d'estimer les risques en vue de hiérarchiser, les risques identifiés au cours de l'analyse et de pouvoir comparer ultérieurement ce niveau de risque à un niveau jugé acceptable. Son estimation peut être effectuée de manière semi quantitative à partir d'un niveau de :

- probabilité que le dommage survienne.
- gravité de ce dommage.

I.3.2. Objectifs à atteindre

La définition des objectifs de l'analyse des risques est une étape essentielle qui permet, notamment de définir les critères d'acceptabilité des risques. Il peut par exemple être nécessaire de mener une analyse des risques dans l'un des buts particuliers suivants :

- Analyser les risques d'accidents de manière générale et les événements pouvant nuire à la bonne marche du procédé (pannes, incidents...),
- Analyser plus spécifiquement les risques aux postes de travail (Code du travail)
- Analyser les risques d'accidents majeurs (cas de l'étude des dangers).

Selon les objectifs poursuivis, la démarche et les outils utilisés pourront être significativement différents.

I.3.3. Approche de l'analyse des risques

Un risque d'inspection basée, exige d'entreprendre une analyse de risques pour les systèmes et l'équipement d'étude. La forme de cette analyse peut changer considérablement, selon des circonstances, s'étendant des approches qualitatives descriptives aux approches quantitatives numériques. Cependant, dans toutes les approches, l'analyse de risque devrait contenir les étapes suivantes :

- Identification des mécanismes potentiels de détérioration et modes d'échec.
- Évaluation de la probabilité de l'échec de chaque mécanisme.
- Identification des scénarios d'accidents comportant l'échec de l'équipement.
- Évaluation des conséquences résultant de l'échec d'équipement.
- Détermination des risques de l'échec d'équipement.
- Rang et catégorisation de risque. [4]

I.3.4. Les principaux outils d'analyse des risques

Les méthodes d'analyse des risques sont des outils d'aide à la réflexion et en ce sens, leur qualité est fortement liée à leurs conditions de mise en œuvre. Il est donc indispensable de se pencher sur les raisons qui justifient l'utilisation de telles méthodes. Dans cette partie nous allons décrire brièvement les principales méthodes utilisées dans une démarche d'analyse des risques. Ces méthodes seront classées dans deux principales catégories : Méthodes déductives et Méthodes inductives.

I.3.4.1. Méthodes déductives

L'analyse quantitative des risques est considérée comme l'approche la plus retenue pour une bonne prise de décision sur les risques. Cette approche consiste à caractériser les différents paramètres d'analyse des risques par des mesures probabilistes. L'obtention de ces mesures passe généralement par un traitement mathématique en prenant en compte les données relatives aux différents paramètres évalués et aussi aux informations qui sont de nature quantitative. À l'égard de l'application de cette démarche, une attention particulière aux données utilisées, à leur origine et à leur adéquation aux cas étudiés doit être portée car une simple erreur remettra l'étude en cause. Nous présentons deux méthodes quantitatives parmi les plus utilisées, en l'occurrence **l'arbre de défaillances** et **l'arbre des événements** [2].

1.3.4.2. Méthodes Inductives

L'analyse inductive des risques constitue un préalable à toutes autres analyses. En effet, elle permet la bonne compréhension et connaissance systématique du système étudié et de ses composants. Pour une bonne évaluation inductive du risque, cette approche ne s'appuie pas explicitement sur des données chiffrées, mais elle se réfère à des observations pertinentes sur l'état du système et surtout sur le retour d'expérience et les jugements d'experts. Cette approche nécessite alors une très bonne connaissance des différents paramètres et causes liés au système étudié. Dans quelques études de dangers, cette approche peut être suffisante pour atteindre les objectifs voulus si elle est bien menée et justifiée [2].

I.3.5. Les méthodes d'analyses

I.3.5.1. L'Analyse Préliminaire des Risques (APR)

C'est une méthode d'usage très général couramment utilisée pour l'identification des risques au stade préliminaire de la conception d'une installation ou d'un projet. L'APR nécessite dans un premier temps l'identification des éléments dangereux de l'installation, puis la détermination des causes et des conséquences de chacune des situations de dangers identifiés puis l'identification des sécurités existantes sur le système étudié. Si ces dernières sont jugées insuffisantes vis-à-vis du niveau de risque identifié dans la grille de criticité, des propositions d'amélioration doivent alors être envisagées [5].

I.3.5.2. L'analyse des risques sur schémas type HAZOP ou « What-if »

La méthode de type HAZOP est dédiée à l'analyse des risques des systèmes thermo hydrauliques pour lesquels il est primordial de maîtriser des paramètres comme la pression, la température, le débit... en vue d'en identifier les causes et les conséquences de ces paramètres.

La méthode dite « What if » est une méthode dérivée de l'HAZOP. La principale différence concerne la génération des dérives des paramètres de fonctionnement. Ces dérives fondées sur une succession de questions de type de la forme : « QUE (What) se passe-t-il SI (IF) tel paramètre ou tel comportement est différent de celui normalement attendu ? » [6][5]

I.3.5.3. L'analyse par arbre de défaillances

C'est une méthode de type déductif. En effet, il s'agit, à partir d'un événement redouté défini à priori, de déterminer les enchaînements d'évènements ou combinaisons d'évènements pouvant finalement conduire à cet événement. Cette analyse permet de remonter de causes en causes jusqu'aux évènements de base susceptibles d'être à l'origine de l'évènement redouté. [5]

I.3.5.4. L'analyse arbre d'évènement.

L'analyse par arbre d'évènements est une méthode qui permet d'examiner, à partir d'un événement initiateur, l'enchaînement des évènements pouvant conduire ou non à un accident potentiel. Elle suppose la défaillance d'un composant ou d'une partie du système et s'attache à déterminer les évènements qui en découlent. À partir d'un événement

initiateur ou d'une défaillance d'origine, l'analyse par arbre d'évènements permet donc d'estimer la dérive du système en envisageant de manière systématique le fonctionnement ou la défaillance des dispositifs. [5]

I.3.5.5. Le Nœud Papillon

C'est une approche de type arborescente qui combine un arbre de défaillance et un arbre d'évènements. S'agissant d'un outil relativement lourd à mettre en place, son utilisation est généralement réservée à des évènements jugés particulièrement critiques pour lesquels, un niveau élevé de démonstration de la maîtrise des risques est indispensable. En règle générale, un Nœud Papillon est construit à la suite d'une première analyse des risques menée à l'aide d'outils plus simples comme l'APR par exemple. [9]

I.4. AMDEC : Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets leurs Criticités

Parmi ces outils, on a choisi l'AMDEC qu'est une méthode d'analyse inductive rigoureuse ; elle est réalisée pour analyser comment un dispositif conçu peut être amené à ne pas fonctionner et quelles seront les conséquences de ses dysfonctionnements sur ce dispositif et la sécurité des personnes et des biens ?

I.4.1. Historique et domaine d'application

L'analyse des modes de défaillance et de leurs effets et criticités (AMDEC) a été employée pour la première fois dans le domaine de l'industrie aéronautique durant les années 1960. Son utilisation s'est depuis largement répandue à d'autres secteurs d'activités telles que l'industrie chimique, pétrolière ou nucléaire. De ce fait, elle est essentiellement adaptée à l'étude des défaillances de matériaux et d'équipements et peut s'appliquer aussi bien à des systèmes de technologies différentes (électriques, mécaniques, hydrauliques...) qu'à des systèmes alliant plusieurs techniques.

I.4.2. Principe

L'analyse des modes de défaillance et de leurs effets repose notamment sur les concepts de :

I.4.2.1. Fonction

L'action d'un produit ou de ses constituants exprimés exclusivement en termes de finalité. Une fonction peut être : trier, écrire, guider, transporter.

Critère d'appréciation : C'est le critère retenu pour apprécier la manière dont une fonction est remplie ou une contrainte respectée. Les fonctions seront nommées à chaque fois que cela est possible en utilisant un verbe plus un nom qui a des paramètres mesurables.

Exemple : écrire sur une surface plate verticale de couleur blanche, 'transporter cinq personnes à une vitesse moyenne de 90 km/h.

I.4.2.2. Défaillance

Une défaillance est la cessation de l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise. Une défaillance désigne tout ce qui paraît anormal, tout ce qui s'écarte de la norme de bon fonctionnement.

La défaillance peut être complète ; il s'agit de la cessation de la réalisation de la fonction du dispositif.

La défaillance peut être partielle ; il s'agit de l'altération de la réalisation de la fonction d'un dispositif.

Exemple : impossible de démarrer la voiture (défaillance complète), panne du circuit d'éclairage (défaillance partielle de la voiture et complète du dispositif). [7]

I.4.2.3. Mode de défaillance

Un mode de défaillance est la manière par laquelle un dispositif peut venir à être défaillant, c'est-à-dire à ne plus remplir sa fonction. Le mode de défaillance est toujours relatif à la fonction du dispositif. Il s'exprime toujours en termes physiques. [7]

Exemples :

Blocage (ouvert/fermé)	Rupture	Fuite	Indication erronée
Vibration	Grippage	Ne s'ouvre pas	Ne se ferme pas
Court-circuit	Fonctionnement prématuré	Ne démarre pas	Ne s'arrête pas
Indication erronée	Fonctionnement intempestif	Fuite	Court-circuit

I.4.2.4. Cause de défaillance

Une cause de défaillance est l'événement initial pouvant conduire à la défaillance d'un dispositif par l'intermédiaire de son mode de défaillance. Plusieurs causes peuvent être associées à un même mode de défaillance. Une même cause peut provoquer plusieurs modes de défaillance.

Exemple : Encrassement, corrosion, dérive d'un capteur, etc. [7]

I.4.2.5. Effet de la défaillance

L'effet d'une défaillance est, par définition, une conséquence subie par l'utilisateur. Il est associé au couple (mode-cause de défaillance) et correspond à la perception finale de la défaillance par l'utilisateur.

Exemple : Arrêt de production, détérioration d'équipement, explosion. [7]

I.4.2.6. Mode de détection

Une cause de défaillance étant supposée apparue ; le mode de détection est la manière par laquelle un utilisateur (opérateur et/ou mainteneur) est susceptible de détecter sa présence avant que le mode de défaillance ne se produit complètement, c'est-à-dire bien avant que l'effet de la défaillance ne puisse se produire.

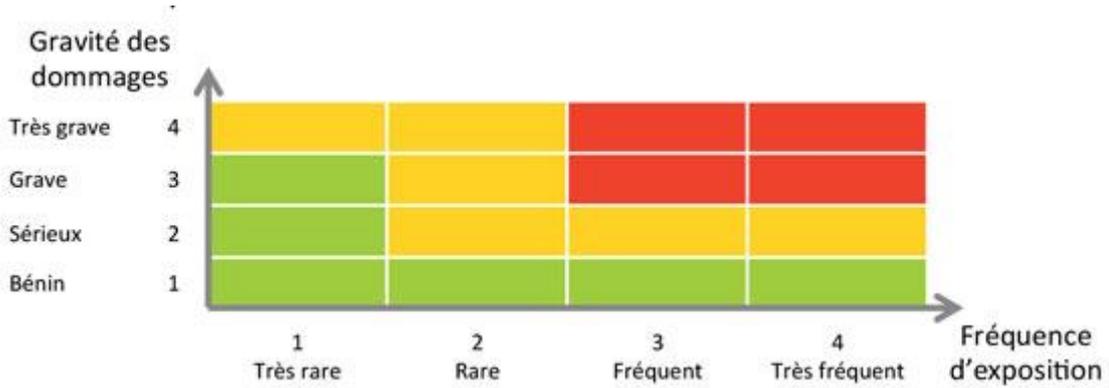
Exemple : détection visuelle, température, odeurs, bruits, etc. [7]

I.4.2.7. Criticité

La criticité est une évaluation quantitative du risque constitué par le scénario (mode-cause-effet-détection) de défaillance analysé. La criticité est évaluée à partir de la combinaison de trois facteurs :

- La fréquence d'apparition du couple mode-cause ;
- La gravité de l'effet ;
- La possibilité d'utiliser les signes de détection.

Exemple : Une défaillance critique est une défaillance dont l'apparition du couple mode-cause est très fréquente, dont la gravité de l'effet est grande et dont il n'existe pas de moyens pour la détecter avant l'apparition de l'effet. [7]



1	Risque inacceptable Toutes activités engendrant de tels risques doit entraîner des mesures d'urgence voir être interrompue.
2	Risque tolérable sous contrôle Le risque doit être réduit ou supprimé en engageant rapidement des mesures de prévention.
3	Risque acceptable en l'état Le risque est réduit à un niveau bas.

Figure I.2 : Matrice de classification des risques (7).

I.4.3. La démarche AMDEC

DEROULEMENT :

De manière très schématique, une AMDEC se déroule sous la forme suivante (**fig. I.3**) :

1. Dans un premier temps, choisir un élément ou composant du système.
2. Retenir un état de fonctionnement (fonctionnement normal, arrêt...).
3. Pour cet élément ou composant et pour cet état, retenir un premier mode de défaillance.
4. Identifier les causes de ce mode de défaillance ainsi que ces conséquences tant au niveau du voisinage du composant que sur tout le système,
5. Examiner les moyens permettant de détecter le mode de défaillance d'une part, et ceux prévus pour en prévenir l'occurrence ou en limiter les effets,
6. Procéder à l'évaluation de la criticité de ce mode de défaillance en terme de
7. Probabilité et de gravité.
8. Prévoir des mesures ou moyens supplémentaires si l'évaluation du risque en montre la nécessité.

9. Vérifier que le couple (Probabilité, Gravité) peut être jugé comme acceptable.
10. Envisager un nouveau mode de défaillance et reprendre l'analyse au point (4).
11. Lorsque tous les modes de défaillances ont été examinés, envisager un nouvel état de fonctionnement et reprendre l'analyse au point (3)
12. Lorsque tous les états de fonctionnement ont été considérés, choisir un nouvel élément ou composant du système et reprendre l'analyse au point (2).

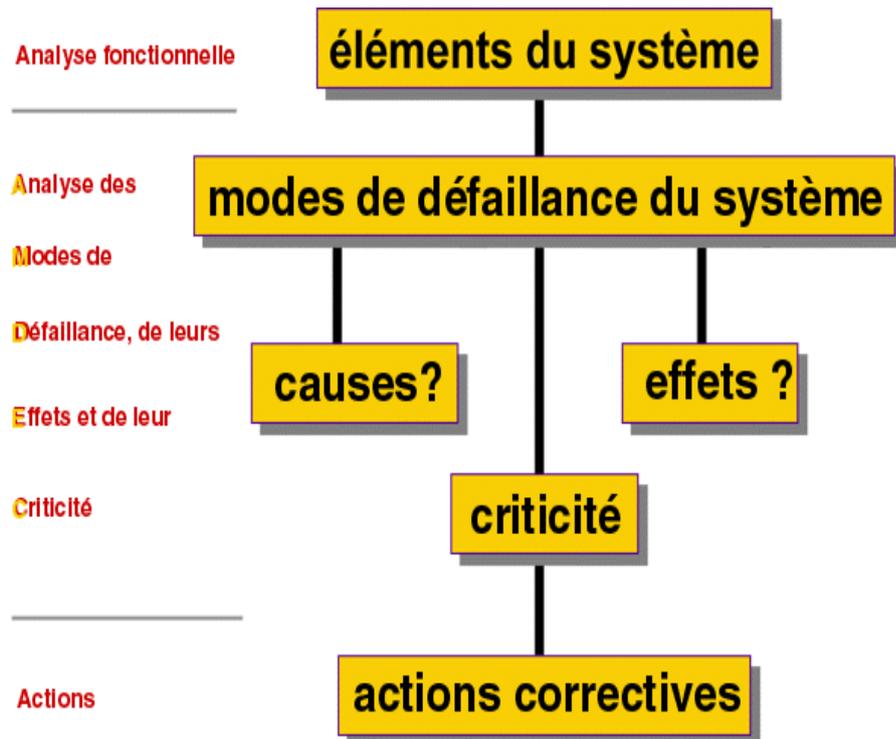


Figure I.3 : La démarche AMDEC.

I.4.4. Caractéristiques essentielles de l'AMDEC

L'AMDEC est une méthode inverse de celle mise en œuvre pour la conception, puisqu'elle est réalisée pour analyser comment un dispositif conçu peut être amené à ne pas fonctionner et quelles seront les conséquences de ses dysfonctionnements sur le dispositif de production, le produit fabriqué est la sécurité des personnes et des biens.

L'AMDEC est une méthode d'analyse inductive rigoureuse qui permet une recherche systématique des :

- Modes de défaillance d'un moyen de production (par exemple : perte d'une fonction, dégradation dans la réalisation d'une fonction, réalisation intempestive de la fonction) ;

- Causes de défaillance générant les modes de défaillance. Ces causes peuvent se situer au niveau des composants du moyen de production ou être dues à des sollicitations extérieures ;
- Conséquences des défaillances sur le moyen de production, sur son environnement, sur le produit ou sur l'homme ;
- Moyens de détection pour la prévention et/ou la correction des défaillances [7].

La méthode est qualifiée d'inductive car son point de départ est la recherche des événements élémentaires pour en déduire les conséquences finales. Par opposition, les méthodes déductives consistent à analyser la conséquence finale pour en rechercher les événements élémentaires.

L'AMDEC est une méthode de travail de groupe qui réunit :

- Des compétences dans le domaine des études et des méthodes ;
- Des expériences dans le domaine de la maintenance, des méthodes, de la fabrication et de la qualité.

La création du groupe de travail permet l'apport « vivant » de la connaissance, de l'expérience et du bon sens ; elle permet également la réunion des personnes qui n'ont pas tendance à se rencontrer naturellement dans un esprit constructif. La constitution du groupe de travail facilite l'association des différents acteurs à l'œuvre commune qu'est la construction de la disponibilité.

I.4.5. Buts de l'AMDEC

L'AMDEC doit analyser la conception du moyen de production pour préparer son exploitation, afin qu'il soit fiable et maintenable dans son environnement opérationnel.

Pour parvenir à ce but, le propriétaire de l'installation exige :

- Qu'elle soit intrinsèquement fiable ;
- De disposer des pièces de rechange et des outillages adaptés ;
- De disposer des procédures ou aides minimisant les temps d'immobilisation du moyen par la diminution du temps d'intervention (diagnostic, réparation ou échange et remise en service)
- Que le personnel (d'exploitation et de maintenance) soit formé ;
- Qu'une maintenance préventive adaptée soit réalisée, afin de réduire la probabilité d'apparition de la panne. [9]

L'AMDEC va permettre d'atteindre ces objectifs en traitant systématiquement les paramètres suivants :

■ **Recensement et définition des fonctions :**

- Du moyen de production ;
- Des sous-systèmes ;
- Des composants.

■ **Analyse des défaillances par :**

- Le recensement des modes de défaillance ;
- L'identification des causes de défaillance ;
- L'évaluation des risques ;
- La recherche des modes de détection.

■ **Hierarchisation des défaillances avec la cotation de la criticité** qui va permettre d'estimer, pour chaque défaillance, trois critères de définition :

- La fréquence d'apparition de la défaillance (indice F) ;
- La gravité des conséquences que la défaillance génère (indice G) ;
- La non-détection de l'apparition de la défaillance, avant que cette dernière ne produise les conséquences non désirées (indice D).

Chacun de ces critères sera évalué avec une table de cotation établie sur 5 niveaux, pour le critère de gravité, et sur 4 niveaux, pour les critères de fréquence et de non-détection.

➤ **Indice criticité ou de sévérité**

Les indices de fréquences, gravité et détection peuvent être utilisés seuls ou en même temps pour établir l'**indice de criticité** $C=F \cdot G \cdot D$ qui permettra de hiérarchiser les défaillances et de recenser celles dont le niveau de criticité est supérieur à une limite constante et caractéristique du dispositif considéré. Il peut être contractuellement imposé. Le seuil de criticité varie en fonction des objectifs de fiabilité ou des technologies traitées. À titre indicatif, la norme **CNOMO E41.50.530.N** fait référence aux seuils de criticité suivants :

- **12**, lorsque les objectifs de fiabilité sont sévères ;
- **16**, cas le plus souvent utilisé pour les organes mécaniques ;
- **24**, sur des composants électriques ou électroniques, où l'indice de non-détection est presque toujours égal à **4**.

Dès lors que l'indice de criticité dépasse le seuil prédéfini, la défaillance analysée fera l'objet d'une action corrective. De la même manière, des actions correctives sont engagées si les indices G ou F sont supérieurs ou égaux à la valeur 4 et ce même si l'indice de criticité n'atteint pas le seuil fixé. Les tables d'évaluation de la criticité sont présentées dans les tableaux **I.1**, **I.2** et **I.3**.

➤ La fréquence

La fréquence et la probabilité de la défaillance doivent être estimées soit à l'aide du retour d'expérience prévenant d'industries similaires ou par jugement d'expert, suivant les secteurs industriels des échelles de fréquence comportant de 5 à plus de 10 niveaux à valeur numérique ou symbolique qui ont été établis, en générale pour un indice numérique, on le note F (**tableau I.1**)

Tableau I.1 – Indice de fréquence F (1)	
Valeur de F	Fréquence d'apparition de la défaillance
1	Défaillance pratiquement inexistante sur des installations similaires en exploitation, au plus un défaut sur la durée de vie de l'installation.
2	Défaillance rarement apparue sur du matériel similaire existant en exploitation (exemple : un défaut par an) ou Composant d'une technologie nouvelle pour lequel toutes les conditions sont théoriquement réunies pour prévenir la défaillance, mais il n'y a pas d'expérience sur du matériel similaire.
3	Défaillance occasionnellement apparue sur du matériel similaire existant en exploitation (exemple : un défaut par trimestre).
4	Défaillance fréquemment apparue sur un composant connu ou sur du matériel similaire existant en exploitation (exemple : un défaut par mois) Ou Composant d'une technologie nouvelle pour lequel toutes les conditions ne sont pas réunies pour prévenir la défaillance, et il n'y a pas d'expérience sur du matériel similaire.
(1) L'indice de fréquence F est établi pour chaque association composant, mode, cause.	

➤ La gravité

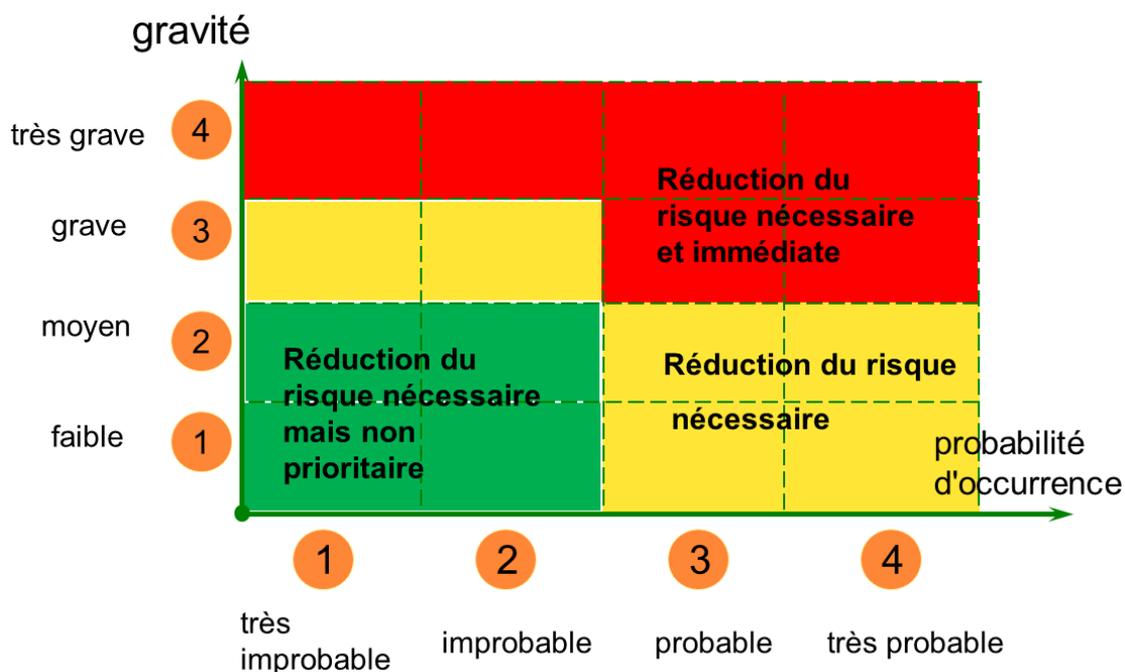
La gravité des conséquences de la défaillance est souvent évaluée à l'aide d'un indice de gravité également spécifique à chaque secteur industriel pour la maintenance basée sur la fiabilité (**Tab I.2**).

Tableau I.2 – Indice de gravité G (1)	
Valeur de G	Gravité de la défaillance (1)
1	Défaillance mineure : aucune dégradation notable du matériel.
2	Défaillance moyenne nécessitant une remise en état de courte durée.
3	Défaillance majeure nécessitant une intervention de longue durée, ou non-conformité du produit, constatée et corrigée par l'utilisateur du moyen de production.
4	Défaillance catastrophique très critique nécessitant une grande intervention, ou non-conformité du produit, constatée par un client aval (interne à l'entreprise) ou dommage matériel important (sécurité des biens).

➤ **Indice de détection**

L'indice de détection D est un jugement qualitatif destiné à quantifier la probabilité que la défaillance soit détectée par l'utilisateur final (**Tab I.3**).

Tableau I.3 – Indice de Détection D (1)	
Valeur de D	Non- détection de la défaillance (1)
1	Les dispositions prises assurent une détection totale de la cause initiale ou du mode de défaillance, permettant ainsi d'éviter l'effet le plus grave provoqué par la défaillance pendant la production.
2	Il existe un signe avant-coureur de la défaillance mais il y a risque que ce signe ne soit pas perçu par l'opérateur. La détection est exploitable.
3	La cause et/ou le mode de défaillance sont difficilement décelables (détectables) où les éléments de détection sont peu exploitables. La détection est faible.
4	Rien ne permet de détecter la défaillance avant que l'effet ne se produise : il s'agit du cas sans détection.
(1) Signes avant-coureurs : bruit, vibration, accélération, jeu anormal, échauffement, visuel...	



Classification des risques		
Risque faible	Risque moyen	Risque élevé

■ Définition des actions correctives

Dans cette colonne sont listées les actions qui doivent entreprendre les personnels de conduite ou de maintenance pour compenser les effets d'une défaillance. [9]

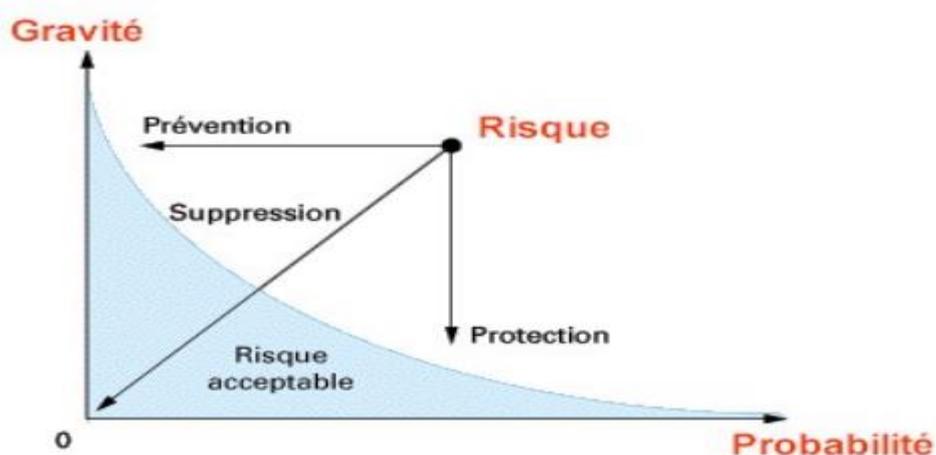


Figure I.4 : Réduction du Risque

■ Présentation des résultats d'AMDEC

A la fin d'une analyse par la méthode AMDEC, les résultats obtenus sont présentés sous forme de tableaux à colonnes (tableau I.4).

Tableau I.4 : Contenu d'un tableau d'AMDEC suivant le CETIM [5]

AMDEC	ANALYSE DES MODES DE DEFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITE							AMDEC MACHINE			
	SYSTEME..... SOUS-SYSTEME.....			PHASE DE FONCTIONNEMENT :		DATE DE L'ANALYSE :PAGE			
Elément	Fonction	Mode de défaillance	Cause	Effet	Détection	T1	Criticité				Action corrective
							F	G	N	C	

I.4.6. Les avantages de la méthode AMDEC

L'AMDEC est une méthode relativement simple et facile accessible. C'est outil très puissant au domaine d'application très large qui peut être mis en œuvre aussi bien en conception qu'en exploitation. En tant que méthode inductive, elle offre une analyse systématique et un maximum de garantie d'exhaustivité. Enfin, le tableau d'analyse assure une bonne traçabilité des réflexions ; il constitue une aide à la décision pour les actions d'amélioration à entreprendre. [1]

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons réalisé une étude théorique sur la gestion et la maîtrise des risques dans un but d'appliquer la méthode AMDEC à un système de forage. L'objectif de notre travail consiste d'une analyse des dysfonctionnements du système anti-éruption de l'appareil de forage.

Introduction

Durant le forage d'un puits pétrolier, des couches contenant des fluides, tels que l'eau, le pétrole ou le gaz sont traversées. Ces fluides sont emprisonnés dans les pores de cette roche sous une forte pression. Dès que l'outil perce la roche, les fluides qui y sont contenus ont tendance à sortir. Il est nécessaire de les empêcher, sinon ils sortent dans le puits, chassent complètement la boue, et sortent à l'air libre où ils peuvent commettre des dégâts importants, surtout les hydrocarbures qui s'enflamment et compliquent ainsi le contrôle de la situation.

En effet, arrivant d'une façon non contrôlée jusqu'en surface, l'hydrocarbure prend feu, ce qui entraîne : un dégât matériel important, en détruisant dans l'incendie l'appareil de forage. Des blessures du personnel pouvant être très graves et entraînant même le décès, Des sommes colossales sont dépensées pour arrêter cette éruption, De grandes quantités d'hydrocarbures sont parties en fumée, représentant un manque à gagner colossal et détruisant l'environnement. On assiste à la suspension ou même l'abandon du forage du puits.

Afin d'éviter des catastrophes pareilles, il est nécessaire de mettre en place des moyens de protection durant ou après le forage pour prévenir et contrôler une venue, avant qu'elle ne se dégénère en éruption.

III.1. Généralités

III.1.1. Définition d'une venue

Une venue est définie comme étant l'intrusion d'un fluide indésirable d'une formation perméable dans le puits, dès que la pression de fond « hydrostatique » devient inférieure à la pression de pores « gisement ». $P_{fond} < P_{pores}$

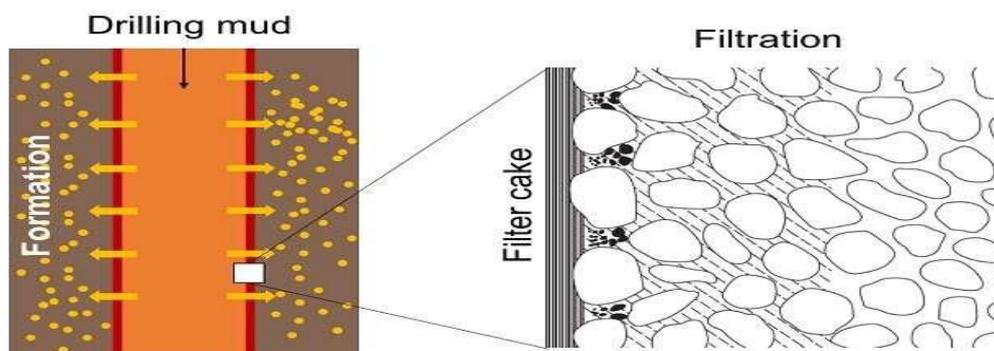


Figure III.1 : Schéma de la formation du puits.

III.1.2. Définition d'une éruption

On dit qu'il y a une éruption (une venue non contrôlée) quand le fluide de formation commence à jaillir en surface par sa propre énergie.

III.1.3. Les différentes catégories de contrôle des venues

Le contrôle d'un puits est divisé en :

III.1.3.1. Le contrôle primaire

Il consiste à maintenir, durant toutes les phases de réalisation du puits, une pression hydrostatique appliquée par la colonne de boue égale ou légèrement supérieure à la pression de pores sans toutefois dépasser la pression de fracturation au niveau du point le plus fragile (située juste sous le sabot). Le fluide contenu dans les pores de la roche réservoir peut être un liquide (eau, pétrole) ou un gaz hydrocarbure ou autre (H₂S, CO₂, ...). Lorsque ce contrôle disparaît, même durant une courte durée, un écoulement du fluide de formation se produit du réservoir vers le puits. La gravité de cette intrusion dépend du volume et de la nature du fluide intrus. [13]

III.1.3.2. Le contrôle secondaire

Lorsque la pression appliquée sur le fond (contrôle primaire) devient inférieure à la pression de pores, le fluide contenu dans le réservoir commence à en sortir et s'écouler dans le puits. Le contrôle secondaire consiste en la fermeture d'un obturateur du puits pour stopper cet écoulement, et contrôler la venue en utilisant l'une des deux méthodes conventionnelles : Driller's ou Wait & Weight.

III.1.4. Les causes et les signes des venues

III.1.4.1. Les causes de venue

- Formation à pression anormalement élevée
- Défaut de remplissage durant la remontée de la garniture de forage
- Densité de boue insuffisantes
- Forage d'un réservoir de gaz
- Perte de circulation
- Pistonnage vers le haut « swabbing »
- Pistonnage vers le bas « surging »
- La manœuvre

III.1.4.2. Les signes d'une venue

III.1.4.2.1. Les Signes précurseurs d'une venue

Un signe précurseur prévient qu'il est probable d'avoir eu une venue. Ce n'est pas un signe sûr. Plusieurs paramètres sont rigoureusement surveillés. Le changement de la tendance d'un paramètre, surtout durant le forage d'un réservoir, doit entraîner l'inquiétude : il est possible que ce soit un signe indiquant une venue.

Les signes précurseurs sont :

- Augmentation de la vitesse d'avancement (drilling break) ;
- Augmentation du torque et des frottements ;
- Diminution de la densité des argiles ;
- Changement de taille, forme et volume des déblais ;
- Changement des propriétés de la boue, due à la contamination par un fluide plus léger ;
- Diminution puis augmentation de la température de la boue à la sortie ;
- Indices de gaz dans la boue libérée des pores du réservoir (gas cutting).

III.1.4.2.2. Les Signes positifs d'une venue

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

Dans le cas d'un signe positif, il est interdit de faire un flow check : la perte de temps engendrée ne fait qu'augmenter le gain et rendre le contrôle de la venue difficile.

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

- Augmentation du débit à la goulotte ;
- Augmentation du niveau de la boue dans le bac actif ;
- Présence de débit à la goulotte avec les pompes arrêtées.

En cours de manœuvre, les signes positifs d'une venue sont :

- Volume de remplissage inférieur au volume remonté ;
- Volume de boue récupéré supérieur au volume descendu ;
- Présence de débit à la sortie avec les pompes arrêtées.

III.2. Nature et comportement de l'effluent

L'effluent peut être un liquide (eau ou pétrole) ou gaz (hydrocarbure, CO₂, H₂S...). Le comportement pour ces fluides dépend de leur nature et leurs caractéristiques. Le plus difficile à contrôler est le gaz, du fait qu'il est instable et fortement inflammable. Il est parfois difficile de connaître la nature de l'effluent intrus dans le puits. Afin de ne pas avoir de mauvaises surprises, il est recommandé de considérer toute venue comme étant du gaz.

III.2.1. Venue d'un liquide

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

III.2.2. Venue d'un gaz

Le gaz répond à la loi de **BOYLES-MARIOTTES** pour les gas parfait : $PV=nRT$
 Dans le cas du traitement des venues de gaz, l'effet de variation de température le long du puits ne sera pas pris en compte → **Donc : PV = constante**

En appliquant cette loi : durant la circulation d'une venue de gaz, sa pression diminue et son volume augmente, entraînant l'augmentation de sa hauteur et la diminution de sa densité. Ces deux changements réduiront la pression appliquée sur le fond et augmenteront, par conséquent, la pression dans l'espace annulaire d'une valeur parfois suffisante pour fracturer la zone la plus fragile du découvert.

III.3. Les barrières de sécurité

III.3.1. La boue

La boue est la barrière primaire de sécurité qui empêche le fluide de formation d'entrer dans le puits.

III.3.1.1. Le rôle de la boue

- nettoyage du puits ;
- maintien des déblais en suspension ;
- sédimentation des déblais fins en surface ;
- refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde ;

- prévention du cavage et des resserrements des parois du puits ;
- dépôt d'un cake imperméable ;
- Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile ;
- augmentation de la vitesse d'avancement ;
- entraînement de l'outil ;
- diminution du poids apparent du matériel de sondage ;
- apport de renseignements sur le sondage ;
- contamination des formations productrices ;
- corrosion et usure du matériel ;
- toxicité et sécurité. [14]

III.3.1.2. Les caractéristiques de la boue

Viscosité : pour transporter les déblais et gels pour maintenir en suspension lorsque la circulation est arrêtée ;

Densité : pour maintenir les fluides dans les formations et pour tenir les parois du trou ;

Filtration : contrôle des fluides du puits entrant dans la formation

La vitesse du fluide : elle est en fonction du débit du fluide utilisé et de la section de l'annulaire

$$V=Q/V_a$$

Où

V : la vitesse de la boue en **m/mn**

Q : le débit d'injection en **L/mn**

V_a : le volume unitaire de l'annulaire en **L/m**

III.3.1.3 Les différents types de boue

❖ **Boue à base d'eau**

Tableau III.1: les Avantages et les Inconvénients de la boue à base d'eau. [14]

Inconvénients	Avantage
-L'eau mouille les roches et pénètre facilement dans les pores ; -Hydratation des argiles ; -contrôle des venues faibles ; -Dissolution des sels « chlorures les plus solubles » ; -Filtration dans les formations poreuses perméables ; -Endommagement des formations « colmatage, précipités » -Réaction possible avec les fluides de formation	Sécurité, Santé, Environnement

❖ **Boue à base d’huile :**

Tableau III.2: les Avantages et les Inconvénients de la boue à base d’huile. [14]

Inconvénients	Avantages
-Polluant -Inflammable -Santé du personnel -Cout de fabrication et de destruction généralement plus élevé que celui des boues à base d’eau.	-Réduction des frottements dans le puits -Caractéristiques plus facile à maintenir

III.3.2. Les brides

III.3.2.1. Définition des brides

Ce sont des systèmes d'assemblage entre les différents composants de la tête de puits.

Les brides sont caractérisées par :

- Leur type (6 B, 6 BX) ;
- Leur diamètre nominal (diamètre intérieur de passage) ;
- Leur pression de service (working pressure) ;
- Leur type de connexion (boulonnée, goujonnée, à clamps). [12]

III.3.2.2. Types de brides

Selon leur diamètre intérieur en pouces et par leur pression de service ou pression de travail en psi (working pressure), on définit deux types de brides :

- **Les brides 6B :** pour les pressions de service 2000, 3000 et 5000 jusqu'à la dimension 11" incluse,
- **Les brides 6BX :** pour les pressions de service 5000 à partir de la dimension de 13 5/8, 10 000, 15 000 et 20 000 psi (ainsi qu'en pression de service 2000 et 3000 psi de diamètre nominal 26 3/4).

Ces deux types se différencient principalement par la façon dont se fait le contact entre les brides. L'étanchéité métal sur métal entre les deux brides est assurée par un joint tore en acier doux. [12]

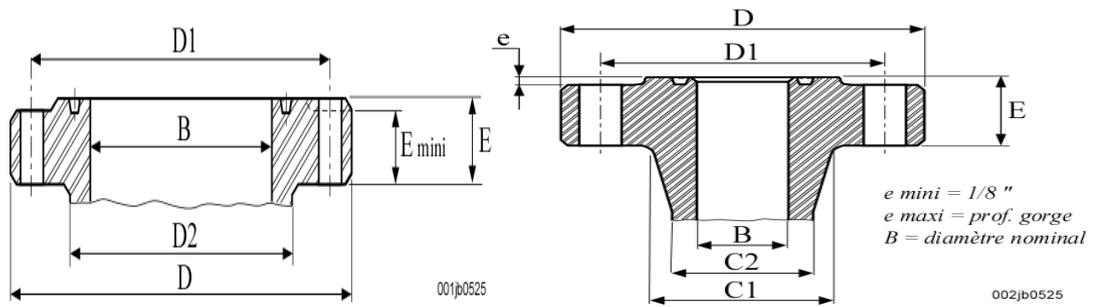


Figure III.2: Type de Brides. [12]

III.3.3. Les Obturateurs

III.3.3.1. Fonction et critère de définition des obturateurs :

Les BOP assurent le contrôle secondaire (deuxième barrière de sécurité). La fonction principale des obturateurs est de permettre la fermeture du puits en cas de venue et la circulation à travers une duse durant le contrôle.

Un obturateur est désigné par :

- Sa marque : Cameron, Shaffer, Hydril, ...
- Son type : U, UII, T, TL, SL, LWS, GK, GX, ...
- Sa dimension nominale qui correspond au diamètre minimal d'alésage : 11", 13"5/8, ...
- Sa série qui correspond à sa pression de service : 2000, 3000, ... « La pression de service minimale de l'empilage doit être supérieure ou égale à la pression de service de l'ouvrage calculée phase par phase ».

Ces deux dernières caractéristiques permettent de connaître la dimension nominale des brides de raccordement (et des joints tores à utiliser) qui correspond normalement au diamètre de passage dans l'obturateur et la pression maximale de travail.

III.3.3.2. Rôle de l'obturateur

- Assurer la fermeture de puits en cas de venue ;
- Permettre la circulation sous pression contrôlée pour reconditionner la boue et évacuer l'effluent ayant pénétré dans le puits ;
- Tester des éléments dans le puits ;
- Tester les formations ;
- Faire la circulation inverse

III.3.3.3 Empilages des obturateurs

Le choix des éléments de l'empilage des obturateurs est fonction de :

- La pression maximale attendue en surface ;
- Les diamètres des outils et tubulaires à descendre ;
- La présence d'agents corrosifs (H₂S).

L'empilage des obturateurs doit toujours assurer :

- La fermeture du puits avec ou sans garniture ;
- L'évacuation d'une venue ;
- L'injection dans le puits fermé ;
- Le stripping.

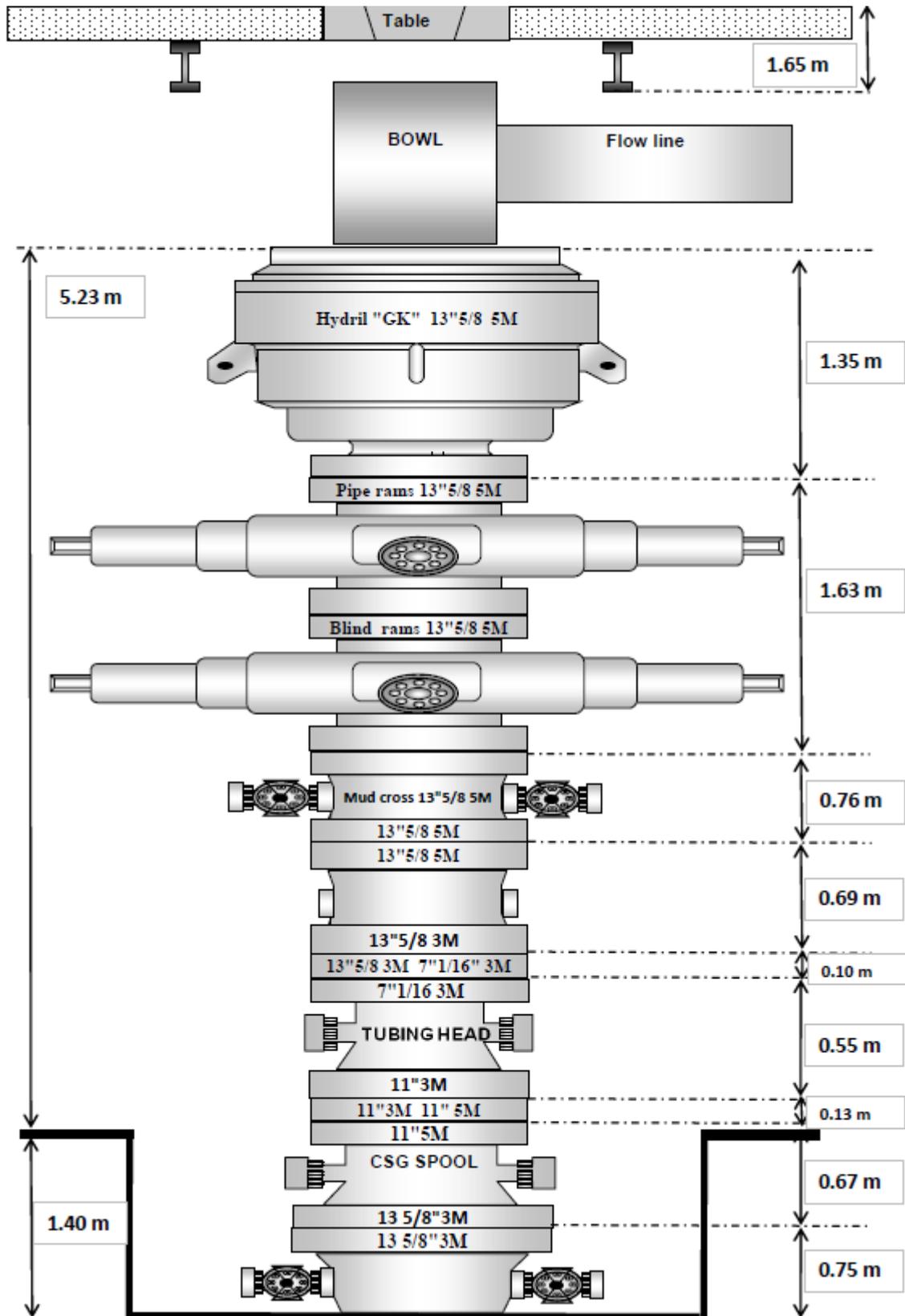


Figure III.3: Exemple d'empilage des obturateurs (sur site)

III.3.3.4. Différents types d'obturateurs

III.3.3.4.1. Obturateurs annulaires

Ils sont également appelés « bag type ». Les modèles les plus courants sont GK, GL, GX...etc.

Placés au top de l'empilage des obturateurs, Ces obturateurs emploient une membrane en caoutchouc synthétique, qui fait étanchéité sur différents diamètres de la garniture de forage. Cette garniture peut même fermer complètement le puits s'il est vide ou permettre le stripping de la garniture de forage en cas de venue avec l'outil loin du fond. Leur pression de service est généralement immédiatement inférieure à la pression de service des BOP à mâchoires. L'huile envoyée dans la chambre de fermeture pousse le piston vers le haut, comprimant la garniture élastique. Etant bloquée en haut par le couvercle et en bas par une chemise, cette garniture flue vers l'intérieur et se ferme sur le matériel tubulaire. [12]

➤ **Obturateur annulaire Hydril type GK**

Dans cet obturateur, la chemise est perforée pour permettre le passage des fluides dans le puits sous le piston et le pousser vers le haut pour aider à la fermeture.

Le chapeau, vissé sur le corps, comporte une vis d'arrêt qui indique son serrage maximal, et une tige qui permet de connaître la position du piston et l'évaluation de l'usure de la membrane.

Le chapeau peut être verrouillé par des éléments dentelés, appelés latch, pour faciliter sa fixation. [11]

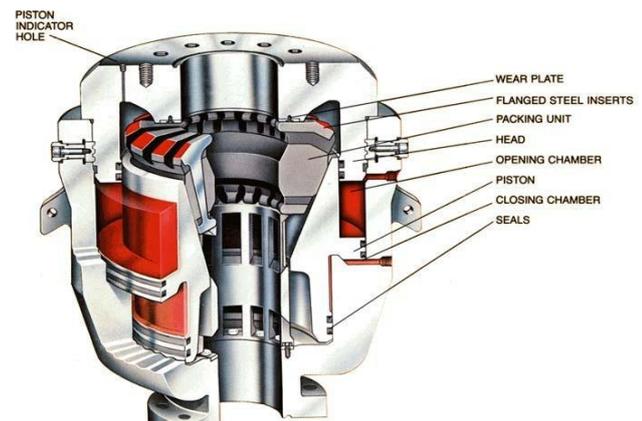


Figure III.4: annulaire Hydril GK

➤ **Obturateur annulaire Hydril type GL**

Conçu principalement pour le forage en mer, cet obturateur comporte deux chambres de fermeture, pour équilibrer la pression hydrostatique de la colonne de boue dans le riser qui s'oppose à sa fermeture. [11]

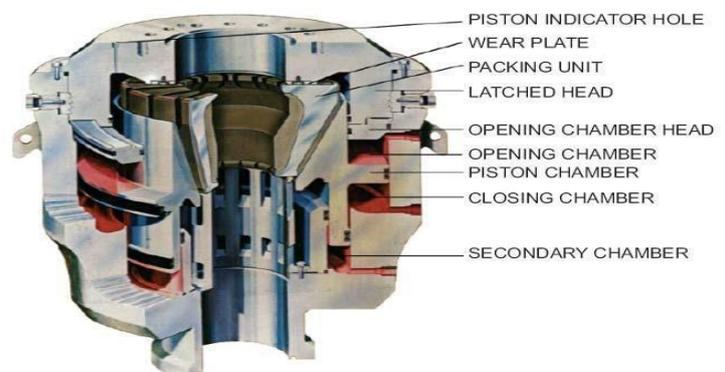


Figure III.5: annulaire Hydril GL

➤ **L'obturateur annulaire Shaffer sphérique :**

Le couvercle de cet obturateur est fixé au corps à l'aide de goujons.

Malgré que la pression dans le puits aide à l'étanchéité de la membrane, le constructeur recommande une pression de fermeture de 1500 psi, pouvant atteindre

3000 psi si le puits est vide.

La forme hémisphérique de la membrane facilite le passage des Tools joints dans le cas de stripping. [11]

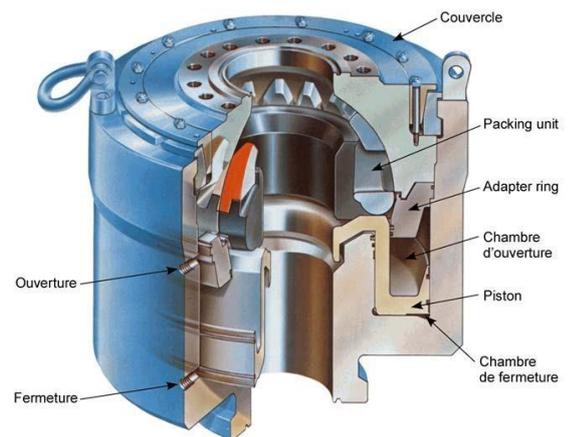


Figure III.6: annulaire Shaffer sphérique

➤ **L'obturateur annulaire Cameron type DL**

Cet obturateur présente l'avantage d'avoir un couvercle qui se démonte rapidement pour changer la membrane, constituée d'une garniture en caoutchouc appelée donut qui se comprime par le biais du pusher plate poussé par le piston. Le donut encercle un packer contenant des inserts disposés en iris. En se déformant radialement, ce packer fait pivoter les inserts qui viennent fermer sur la tige. Il est recommandé de changer le donut et le packer en même temps.

La pression de fermeture recommandée est de 1500 psi, qui doit être augmentée à 3000 psi pour fermer sur le puits vide. La pression dans le puits n'aide pas à la fermeture de cet obturateur.

Cet obturateur est équipé de deux vent lines qui permettent de détecter des fuites au niveau des joints du piston. [11]

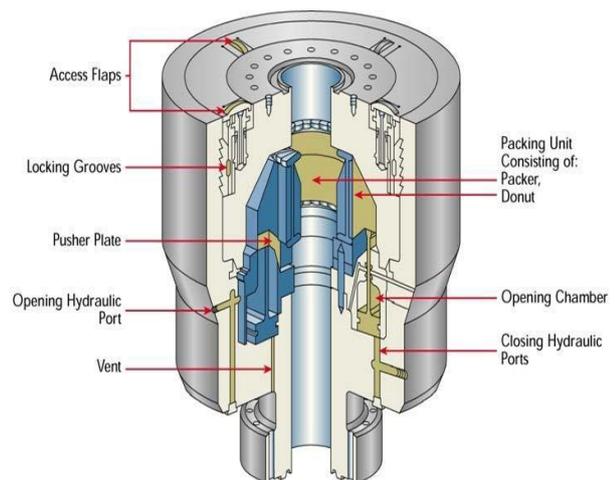


Figure III.7 : Annulaire Cameron DL

➤ **Le diverter**

Le diverter est un obturateur de grand diamètre et faible pression, utilisé durant le forage de la première phase, placé sur le tube fontaine, muni a sa partie inferieur d'une ligne d'évacuation pour diriger le shallow gaz vers torche.

Afin de ne pas créer la surpression sur le fond et provoquer une perte le diverter ne doit être fermé que si la vanne de la ligne d'évacuation est totalement ouverte.

Les différents diverter : [12]

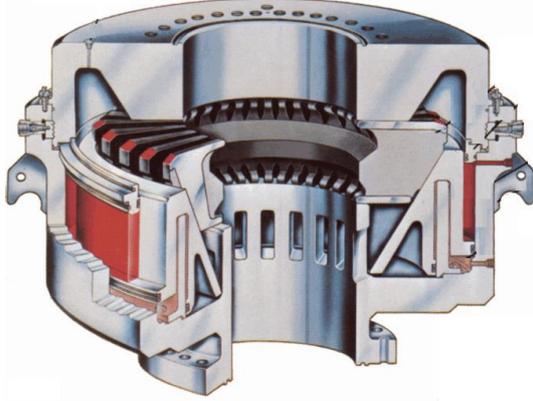


Figure III.8 : Hydril MSP 30'' – 1000 psi

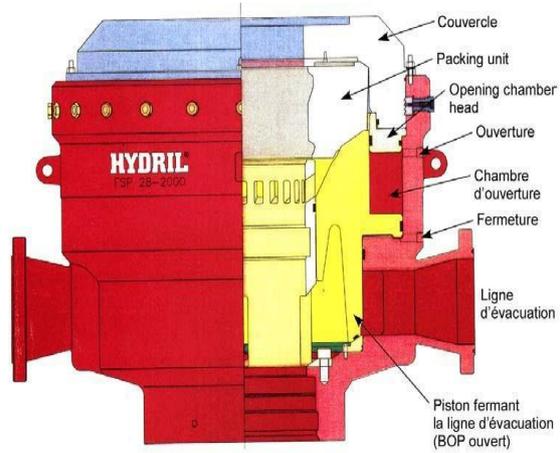


Figure III.9 : Hydril FSP

➤ **L'obturateur rotatif**

Placé au top de l'empilage des obturateurs, il est destiné à assurer l'étanchéité autour de la garniture ou la tige d'entraînement durant le forage si le puits est sous pression. Sa partie supérieure tourne tout en assurant l'étanchéité autour de la tige d'entraînement, alors que la partie inférieure est fixée sur les autres éléments de l'empilage.

L'étanchéité est assurée par la pression régnant dans le puits. Sa pression de travail est comprise entre 500 à 700 psi. [12]

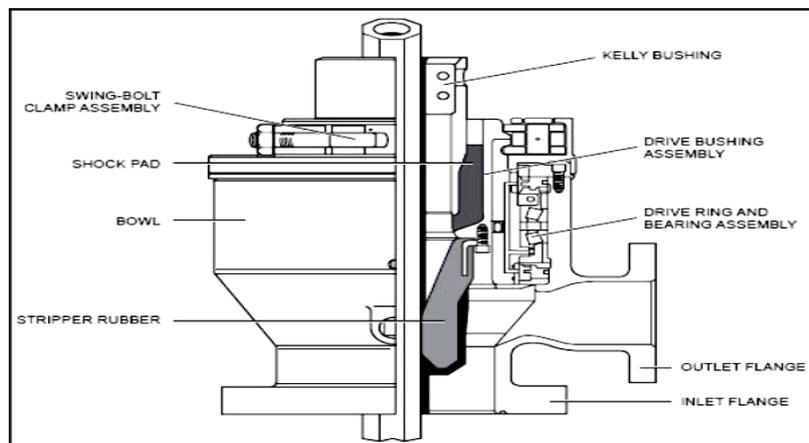
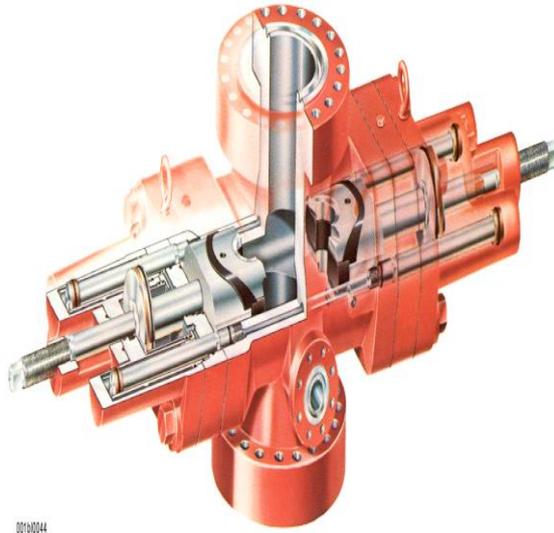


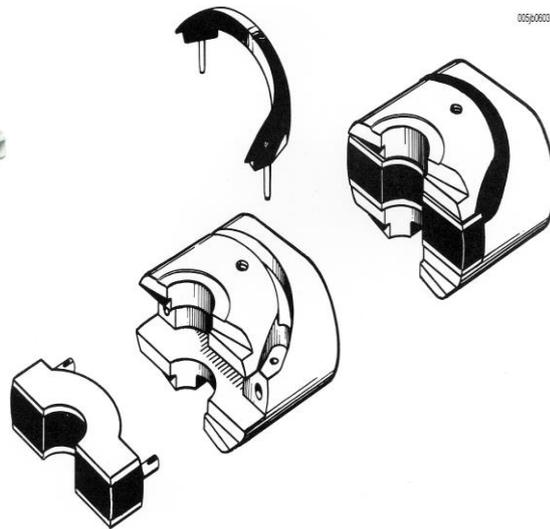
Figure III.10 : Obturateur Rotatif

III.3.3.4.2. Obturateur à mâchoires

Ces obturateurs ferment l'espace annulaire autour des tiges par le déplacement d'une paire de mâchoires.



00160044



00590003

Figure III.11 : Obturateur à Mâchoire

Figure III.12 : Mâchoires

Une mâchoire est définie comme suit :

Une pièce rétractable de la paroi d'un obturateur, qui en position d'extension s'engage sur les tiges pour former une étanchéité dans l'espace annulaire entre l'obturateur et les tiges et qui peut fournir une espèce de support aux tiges.

Elles peuvent être :

- à fermeture totale : elles permettent de fermer totalement le puits en l'absence de tiges ou de les cisailer si elles sont présentes,
- à fermeture sur tiges : elles sont munies d'ouvertures semi-circulaires, correspondant au diamètre extérieur des tiges, pour lesquelles elles sont prévues.

Il est absolument essentiel que les mâchoires d'un obturateur correspondent exactement aux dimensions des tiges, des tubages, ou des tubings qui sont en service,

- à fermeture variable : elles permettent de fermer sur différentes tailles de tiges et même sur la tige d'entraînement. [11]

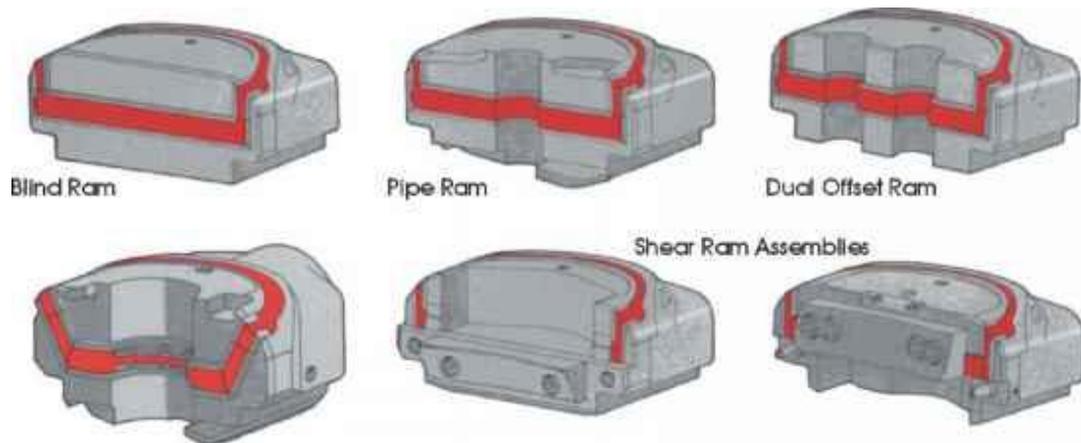


Figure III.13 : Les Différents Types de Mâchoires

III.3.3.4.3. Obturateurs internes

Les obturateurs internes (Inside blowout preventers) sont les différents équipements que l'on place dans le train de tiges pour le fermer. Leur pression de service est égale ou supérieure à la pression de service des BOP.

❖ **Clapet anti retour (float valve)**

Placé au-dessus de l'outil, il empêche une venue par l'intérieur de la garniture, ou le back flow à l'arrêt de la circulation pour éviter le bouchage des duses de l'outil. [12]

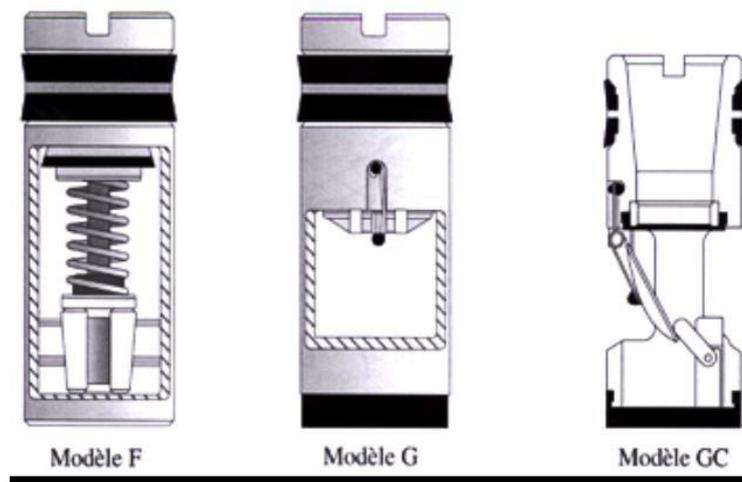


Figure III.14 : Les Différents Modèles du Float Valve

❖ **Vannes de sécurité de la tige d'entraînement**

La tige d'entraînement est équipée de deux vannes :

- Une vanne à sa partie supérieure (upper kelly cock) : entre la tête d'injection et son filetage femelle supérieur. C'est un dispositif de sécurité destiné à fermer rapidement (quart de tour) l'intérieur de la garniture en cas de venue et de protéger ainsi l'ensemble du circuit de refoulement.
- Une vanne à sa partie inférieure « lower kelly cock » : Située immédiatement au-dessus du raccord d'usure, elle est plus accessible au personnel de plancher et permet après fermeture de déconnecter la tige d'entraînement malgré la pression dans le puits.



Figure III.15 : Kelly Cock

❖ **Gray Valve**

Gray valve est un clapet anti-retour maintenu ouvert à l'aide d'une tige, elle est vissée sur la garniture lorsqu'une venue se manifeste pendant la manœuvre. Il sera très difficile de la mettre en place si le puits débite même très faiblement par les tiges d'où il est nécessaire de mettre en place une vanne de sécurité à ouverture totale qui n'est autre qu'une lower kelly cock non raccordée à la tige d'entraînement.

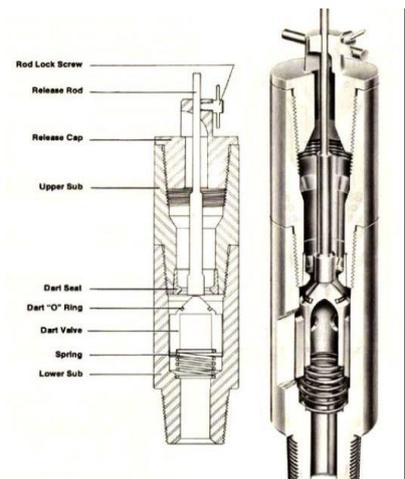


Figure III.16 : Gray Valve

❖ **Drop in back pressure valve « DIBPV »**

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

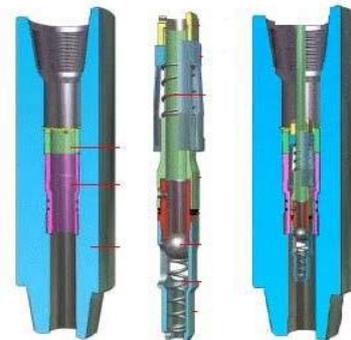


Figure III.17 : DIBPV

❖ **Fast shut off coupling:**

C'est un dispositif à verrouillage rapide utilisé en cas de venue par l'intérieur de la garniture. Il permet le pompage du dart du la drop in check valve à travers la garniture.

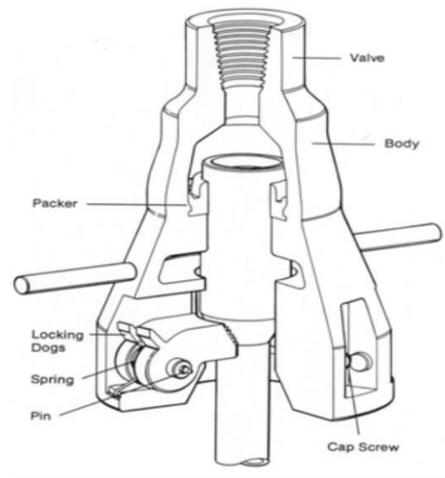


Figure III.18 : Fast Shut Off Coupling

❖ **Vannes de sécurité du top drive**

Le top drive contient deux vannes : une en haut, manipulée hydrauliquement, et l'autre, en bas, manipulée manuellement.



Figure III.19 : Vanne de sécurité Du top Drive

III.3.4. Unité De Commande Des Obturateurs « KOOMY »

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



Figure III.20 : unité de commande des BOP

Cette unité comprend :

- Un réservoir atmosphérique contenant de l'huile hydraulique,
- Des pompes haute pression et faible débit,
- Des bouteilles pour stocker l'huile sous pression,
- Un manifold de commande hydraulique,
- Des pupitres de commande à distance.

Dans cette unité, on commence par pré-charger l'azote (par le haut des bouteilles des accumulateurs) dans les membranes en caoutchouc contenues dans les bouteilles, à la pression de 1000 psi.

Ensuite, on pompe de l'huile par le bas de la bouteille jusqu'à atteindre la pression de 3000 psi.

Cette pression est réduite à 1500 psi pour commander les obturateurs à mâchoires et les vannes hydrauliques (manifold). Un by-pass permet l'application de 3000 psi sur les shear rams qui nécessitent une force importante pour couper la tige de forage.

Un régulateur de pression permet de faire varier la pression de l'obturateur annulaire entre 0 et 1500 psi, en cas de stripping. [12]

➤ **Le panneau de commande à distance :**

Placé sur le plancher ou dans le dog-house, il sert à commander à distance les vannes à quatre Voies.



Figure III.21: P.C de DOG-HOUSE



Figure III.22: P.C à Distance

III.3.5. Manifold de duses

III.3.5.1. Croix de circulation (mud cross)

Placée sous les obturateurs, elle permet la circulation si l'un de ces obturateurs est fermé suite à une venue. Elle comporte deux sorties latérales : la kill line et la choke line.

Les deux sorties latérales sont munies de deux vannes, l'une manuelle, à l'amont, et l'autre à commande hydraulique.

La vanne hydraulique dans la choke line est obligatoire pour permettre son ouverture rapidement en cas de venue, surtout si la soft est utilisée. Tandis que la vanne hydraulique de la kill line est facultative.

Durant les opérations normales de forage, quelle que soit la procédure de fermeture, la vanne manuelle est ouverte et la vanne hydraulique est fermée.

III.3.5.2. Kill line

Ayant un diamètre de 2’’ et une pression de service au moins égale à celle de l’empilage des obturateurs, elle permet, en cas de besoin, le pompage dans le puits. En plus de deux vannes, dont l’une peut être à commande hydraulique, cette ligne comporte un clapet anti-retour qui protège l’installation de surface contre toute pression venant du puits.

III.3.5.3. Choke line

Ayant un diamètre au moins égal à 3’’ et une pression de service au moins égale à celle de l’empilage des obturateurs, elle permet de diriger le fluide sortant du puits vers le manifold de duses. En plus, elle doit être rectiligne et fermement amarrée. Les brides des coudes sont rechargées pour résister à l’érosion.

Cette ligne comporte deux vannes en série, dont la première à partir de la croix de circulation est manuelle et celle qui vient après hydraulique. [11]

III.3.5.4. Manifold de duses :

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

Ce manifold doit être équipé d’au moins deux duses réglables afin de basculer sur l’autre duse et continuer le contrôle de la venue si celle qu’on utilise se bouche ou s’use.

Il est fortement recommandé de disposer, en plus de duses à commande à distance, d’une duse à commande manuelle, utilisée au cas où le circuit de commande à distance est défaillant.

La pression de service du manifold avant les duses doit être au moins égale à celle des obturateurs, alors que celle de la partie après les duses est généralement d’une série inférieure.

Afin d’éviter le bouchage des conduites par les hydrates durant le contrôle d’une venue de gaz, certains manifolds comportent des piquages avant la duse pour l’injection du glycol ou du méthanol.

Les vannes avant les duses doivent être doublées pour arriver à isoler une duse défaillante et basculer sur l’autre pour continuer le contrôle, même si l’une des vannes fuit.

La ligne de purge qui court-circuite les duses a un diamètre au moins égal à celui de la choke line. Elle permet de circuler dans le puits avec les obturateurs fermés tout en maintenant une contre pression minimale. Elle permet également la purge d’un important

volume de fluide provenant du puits pour soulager la pression annulaire avec les obturateurs fermés. [11]

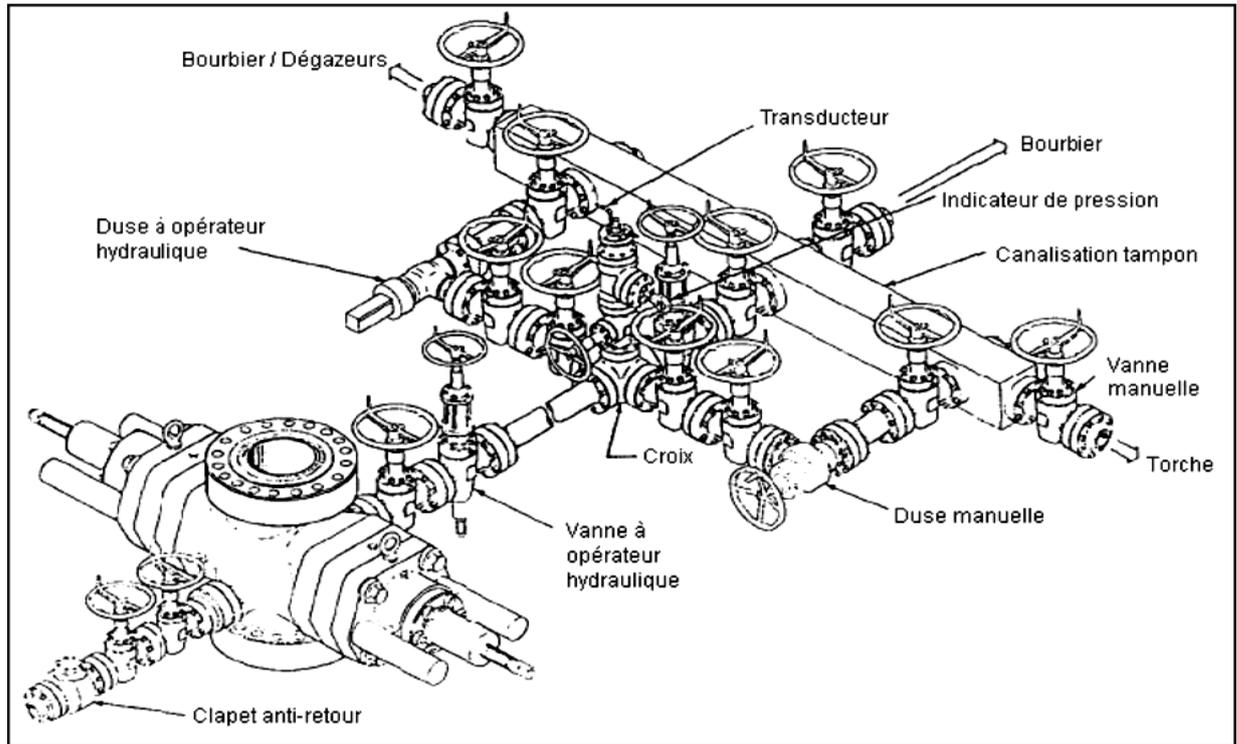


Figure III.23: Manifold de duse

III.4. Procédures de fermeture du puits

Une fois la venue détectée, le puits doit être fermé rapidement. En effet, le volume de la venue a une grande influence sur la suite des opérations. S'il est important, les opérations de contrôle deviennent difficiles. Pour cela, des procédures de fermeture du puits ont été fixées et sont utilisées en fonction de la situation. [11]

Les différentes procédures de fermeture sont :

III.4.1. Soft shut in

Pendant le forage le circuit est aligné comme suit :

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

- Les autres vannes et duses du manifold doivent être fermées.

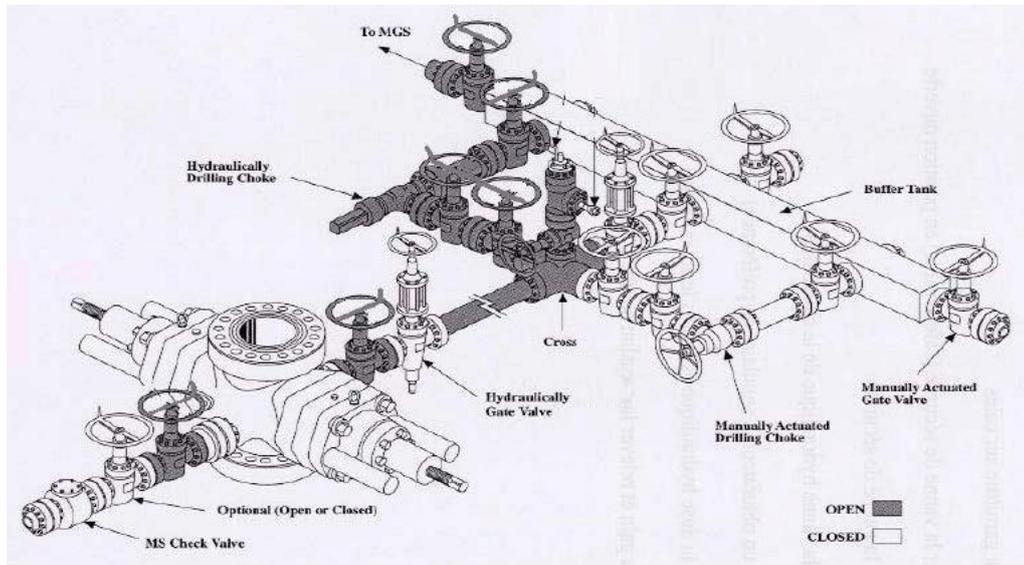


Figure III.24: Alignement Pour Fermeture Soft

Lorsqu'un signe de venue se manifeste :

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

III.4.2. Hard shut in

Pendant le forage le circuit est aligné comme suit :

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

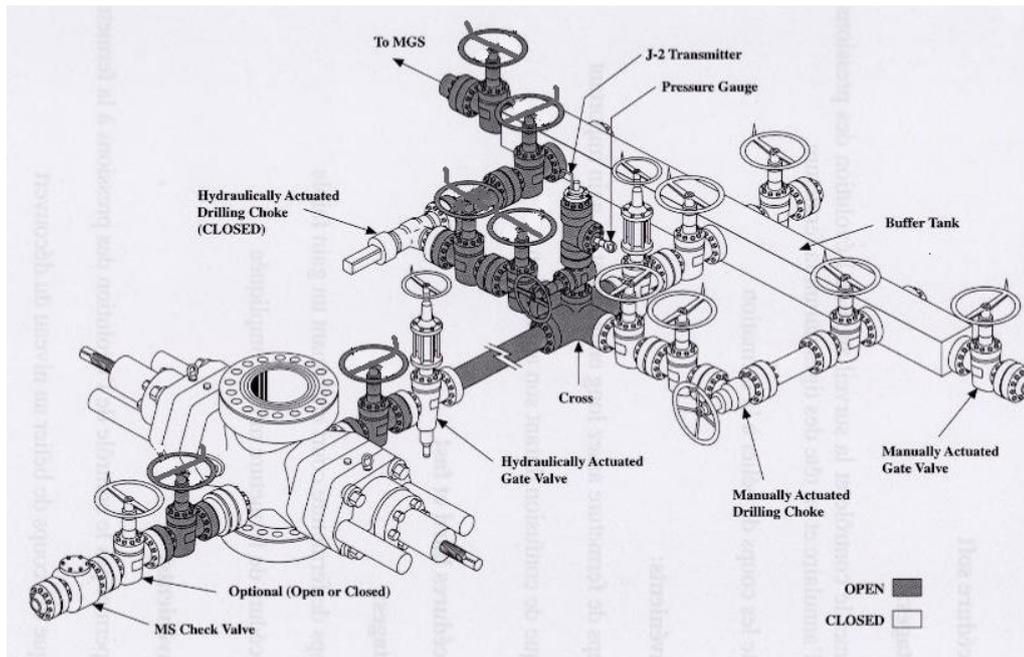


Figure III.25: Alignement Pour Fermeture Hard

Lorsqu'un signe de venue se manifeste :

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

III.4.3. Fermeture en manœuvre

Lorsqu'un signe de venue est détecté durant la manœuvre, il faut arrêter Immédiatement la manœuvre, en posant la garniture sur cales et continuer les opérations selon les cas :

Si le puits ne débite pas : Dans ce cas, l'installation de la gray valve est facile : il suffit de la visser sur la tige posée sur cales, enlever son chapeau avec la tige de verrouillage, et continuer la descente avec le puits ouvert. Si le puits se met à débiter, fermer l'obturateur annulaire selon la procédure de fermeture, et continuer la descente en stripping jusqu'au fond, pour contrôler la venue.

Si le puits débite

Si l'écoulement qui vient de l'intérieur de la garniture est important, la mise en place de la gray valve devient très difficile, Il est donc nécessaire d'utiliser la lower kelly cock qui a un passage intérieur assez gros pour permettre le passage de la boue à l'intérieur durant sa mise en place. Une fois placée, elle est fermée pour arrêter l'écoulement et permette ainsi la mise en place de la gray valve.

Une fois cette dernière placée, la safety valve est ouverte : elle n'est d'aucune utilité pour le contrôle de la venue. Puisqu'on ne peut pas l'enlever, elle est descendue dans la garniture. N'étant pas conçue pour travailler dans le puits, le joint d'étanchéité de l'axe servant à sa manipulation par la clé peut présenter des fuites. Fermer ensuite l'obturateur annulaire selon la procédure de fermeture, et continuer la descente en stripping jusqu'au fond, pour contrôler la venue.

III.4.4. Critère de choix

III.4.4.1. Méthode Soft

- 3 actions (HCR, BOP, duse) sur 2 panneaux différents (BOP et duse)
- Contrôle de la pression à la fermeture
- Temps de fermeture plus grand / gain plus élevé / pressions lues plus grandes

III.4.4.2. Méthode Hard

- 2 actions (HCR, BOP) à effectuer sur le même panneau,
- Temps de fermeture plus faible / gain réduit / pressions lues plus faibles
- Ne permet pas le contrôle de la pression à la fermeture (mais contrôler les risques de frac)
- Risque de coup de bélier (effet possible sur le puits ?)

III.4.5. Méthodes de contrôle de la Venue

Lorsqu'une venue se déclenche, l'opération en cours doit être immédiatement arrêtée et le puits sécurisé. Il est nécessaire de neutraliser le puits avant d'ouvrir le BOP et reprendre les opérations. Pour neutraliser le puits, plusieurs méthodes sont disponibles, et il faut choisir celle qui convient à la situation en cours.

Le contrôle d'une venue consiste à :

- Évacuer l'effluent en circulant sous duse, en appliquant sur le fond une pression suffisante pour contrebalancer la pression de pore et éviter l'intrusion d'un autre bouchon, tout en évitant la fracturation au niveau de la zone la plus fragile du découvert;

- Remplacer la boue dans le puits par une autre de densité égale ou légèrement supérieure à la densité équivalente de réservoir.

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

Pour contrôler correctement une venue, l'outil doit être au fond, pour pouvoir pomper sous le bouchon de gaz et le remonter. Les méthodes utilisées alors sont la Wait and Weight ou la Driller's. [11]

III.4.5.1. Driller's Method

Dans cette méthode, le contrôle se fait en deux circulations :

1. Circulation sous duse pour évacuer la venue avec la densité de boue initiale,
2. Remplacement de la boue initiale par la boue de densité requise pour équilibrer la pression de pores.

III.4.5.2. Wait and Weight Method

Le contrôle se fait en un seul cycle ; il consiste à évacuer la venue avec circulation sous duse au débit de contrôle, tout en remplaçant la boue initiale par celle à densité requise.

Introduction

Le jeudi 22 avril 2010 une violente explosion due à un phénomène d'éruption de gas a détruit la plateforme **DEEP-WATER HORIZON**, provoquant le décès de onze personne et déversement de 780 million de litres pétroliers, les enquêtes menées ont montrer globalement une succession de défaillances tant techniques qu'organisationnelles. Les causes principales de l'accident sont liées à un défaut de coffrage en ciment du puits et a un dysfonctionnement du BOP qui ne pouvait pas être commander à distance.

Afin d'éviter une tel catastrophe nous avons réalisé une application de la méthode AMDEC sur le système de sécurité **BOP-KOOMY** au niveau d'une plateforme pétrolière exploitée par **ENTP** pour le compte de **SONATRACH**

IV.1. Présentation de l'entreprise :

SONATRACH est la Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures. C'est un acteur majeur au service de la satisfaction de la demande domestique en énergie. Première compagnie d'hydrocarbures en Afrique, et aussi un important fournisseur d'énergie dans le monde. De transporteur à sa création en 1963, elle s'est progressivement et très rapidement déployée sur toute la chaîne des hydrocarbures pour devenir, une société intégrée pétrolière et gazière et un Groupe de dimension internationale.

SONATRACH est divisé en quatre activités : Amont, Aval, Transport par canalisation et Commercialisation. La Division Production (DP) fait partie intégrante de l'activité Amont. Les sites de production de la Division Production sont répartis en trois lots en fonction de leur situation géographique.

-**Le lot 1** regroupe les directions régionales de Hassi Messaoud (CINA, CIS, Unités satellites, Borma, Mesdar), Hamra, Rhourde Nouss et Gassi Touil.

-**Le lot 2** regroupe les directions régionales de Hassi R'Mel (Centre, Nord, Sud, Djebel Bissa, Oued Noumer et Ait Kheir) et de Haoud Berkaoui (Guellala et Benkehla).

-**Le lot 3** regroupe les directions régionales d'In Amenas, Stah (Alar, Stah, Mereksen), Tin Fouye Tabankort et Ohanet. [17]

IV.1.1. Situation géographique

Etymologiquement , Tin Fouyé Tabankort (**TFT**) puise son origine dans dialecte Touareg, elle se définit comme "**rivière digues**", signification plausible au regard du relief et configuration de la région.

La région de Tin Fouyé Tabankort est nichée dans la partie occidentale du bassin d'Illizi, à 284 km d'In Amenas, à **500 km** au Sud Est de **Hassi Messaoud**, entre le croisement de deux oueds (Tin Fouyé) et d'un puits artésien (Tabankort), au bord de falaises calcaires brunes et grège dominant les dunes des Ergs d'Issaouane & d'Isarène. Tin Fouyé Tabankort est née de la décentralisation du district d'In Amenas en 1977, à partir des héritages de la CREPS et de la SOPEFAL. [17]

Le champ de **TFT** est délimité par les coordonnées **UTM** (Universal Transvers Mercator) suivantes :

$$X_1 = 310.000.$$

$$Y_1 = 3110.000.$$

$$X_2 = 400.000.$$

$$Y_2 = 3190.000.$$

La Direction Régionale englobe 15 gisements plus ou moins importants et différentes unités de traitements : des centres de séparation d'huile, des centres de collecte d'huile, des centres de production et d'injection d'eau (pour le maintien de pression), une unité de traitement des gaz associés et des unités de compression de gaz (Gaz lift).

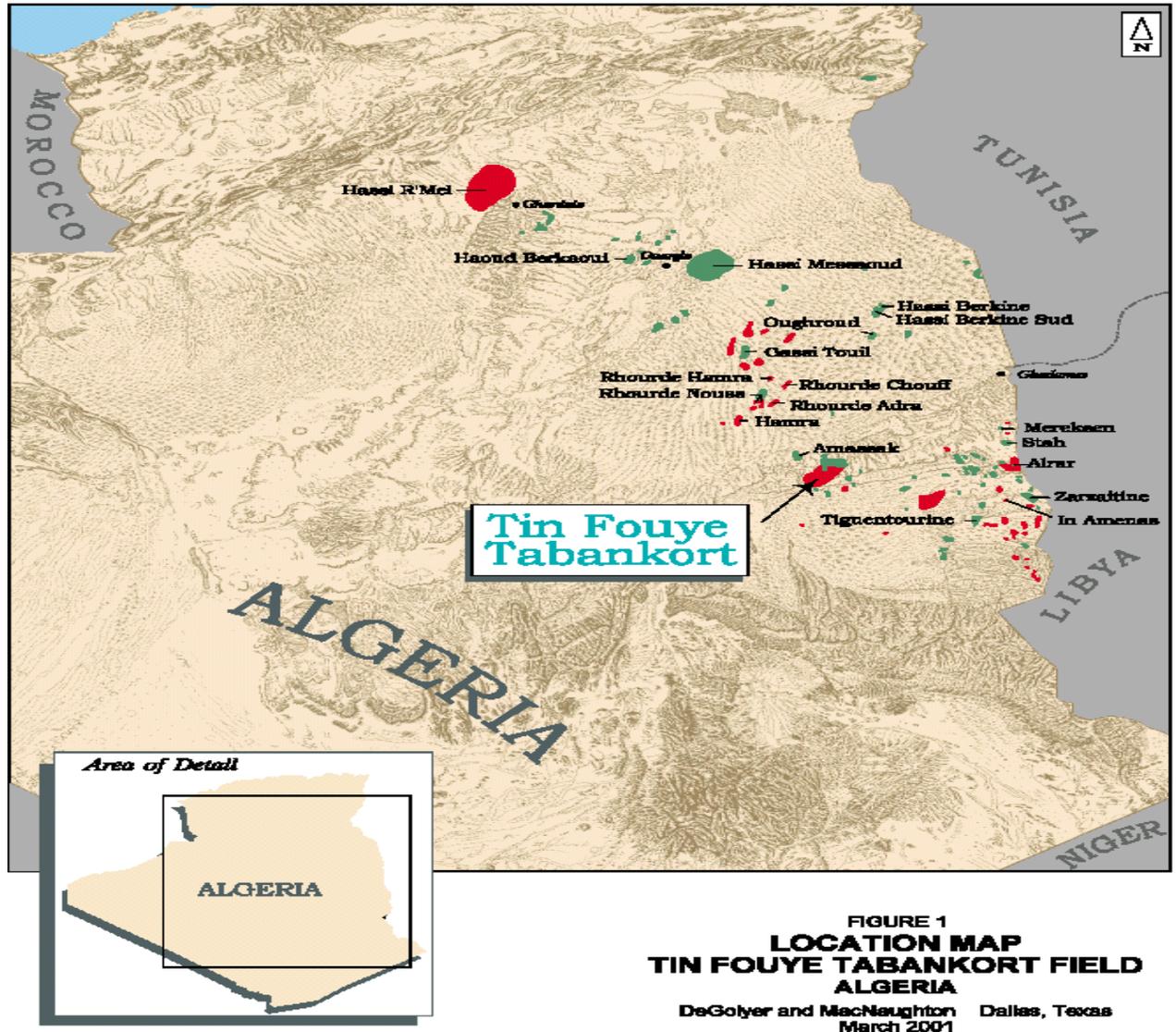


Figure IV.1 : Localisation géographique de TFT.

IV.1.2. Organigramme du site TFT

L'organigramme (Figure IV.2) illustre l'organisation hiérarchique au niveau de la Direction Régionale du site Sonatrach Division Production de Tin Fouyé Tabankort. Le Directeur Régional est situé au sommet de l'organigramme et dirige les neuf divisions de Tin Fouye Tabankort. [17]

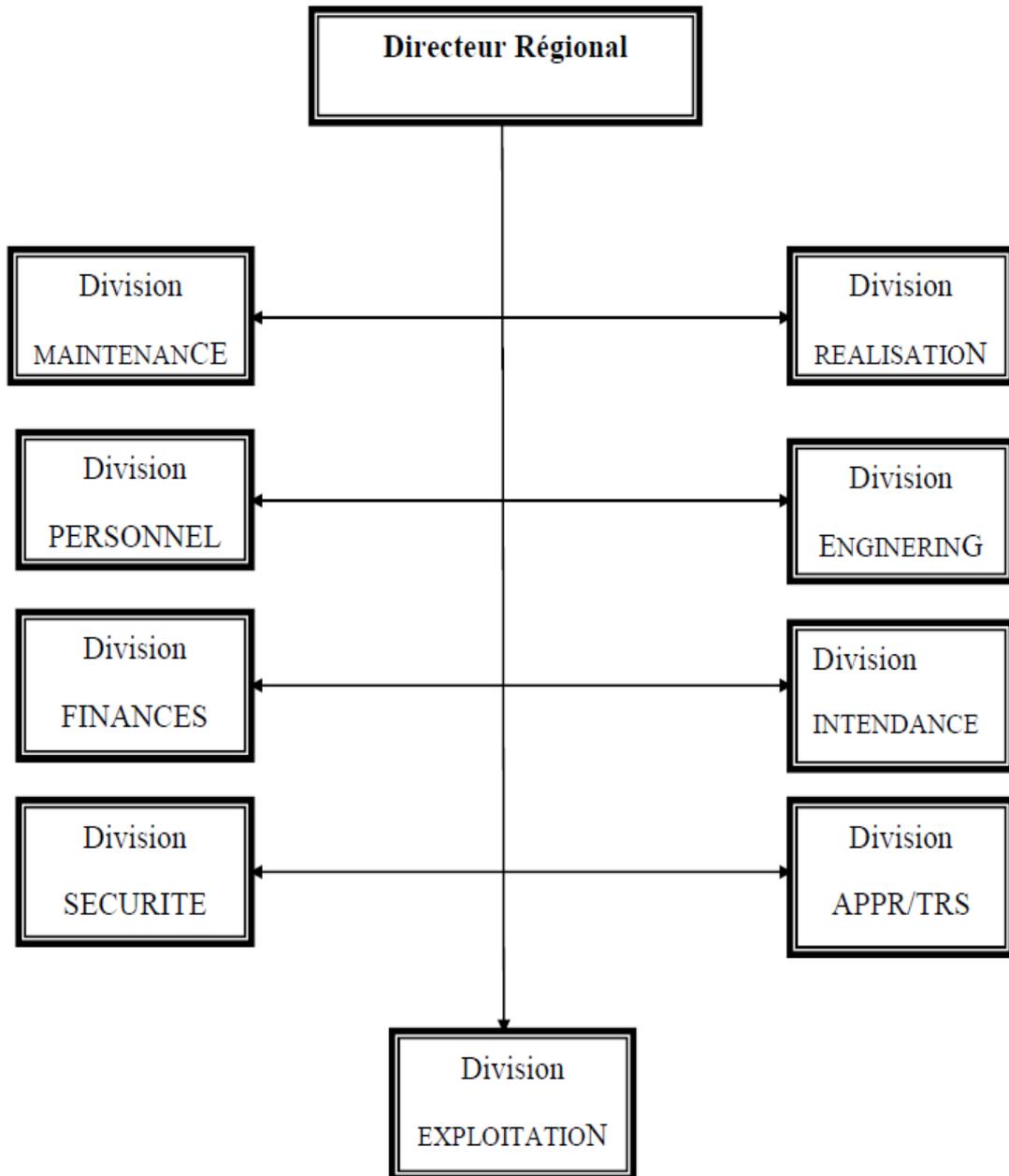


Figure IV.2 : Organigramme du site TFT.

IV.1.3. Historique de découverte

La découverte des réservoirs de ce champ et ses mises en production sont présentées dans le **tableau IV.1**. [17]

Tableau IV.1 : Les champs decouverts de la région TFT.

Gisement	Découverte	Superficie	Formation	Profondeur
Tin Fouye Tabankort Ordovicien	1967	368 km ²	Ordovicien	2015 m
Tin Fouye	1961	23.9 km ²	Dévonien et Ordovicien	1330m - 1900m
Amassak	1970	141 km ²	Ordovicien	2000 m
Tin Fouye Nord	1966	18.57 km ²	Dévonien	1400 m
Tin Fouye Tabankort dévonien	1966	23.36 km ²	Dévonien	1400 m
Hassi Mazoula Nord	1958	35.3 km ²	Dévonien et Ordovicien	1550 m
Hassi Mazoula Sud	1963	5.2 km ²	Dévonien et Ordovicien	1350 m
Hassi Mazoula B	1966	16.2 km ²	Dévonien	1500 m
Tamendjelt	1970	30.5 km ²	Dévonien	1550 m
Djoua	1966	3.71 km ²	Réservoir	1680m - 1800m

IV.1.4. Présentation de l'ENTP

L'entreprise nationale des travaux aux puits, connue sous le signe **ENTP**, est issue de la restructuration de **Sonatrach**. Son métier principal étant le forage, mais l'isolement de par sa localisation et son implantation au sud a poussé l'entreprise à développer des activités associées le transport, la maintenance pétrolière et l'hôtellerie pour mener à bien sa mission principale de gestion des appareils de forage pour l'exploitation et le développement des gisements d'hydrocarbures et nappes d'eau, ainsi que l'entretien (work-over) des puits producteurs, d'huile, de gaz et d'eau. L'entreprise est située au Sahara d'Algérie, exactement à **HASSI MESSAOUD**. [13]

IV.1.4.1. Historique de l'ENTP

Le forage algérien est un produit de Sonatrach depuis l'année 1968. « Keskassa 1 » étant le premier puits foré, et la structure opérationnelle s'appelait « Direction des Services Pétroliers (DSP) » et disposait d'un parc de quatre appareils de forage.

En Juillet 1972 : DSP prend le nom de : Direction des Travaux Pétroliers (DTP).

1^{er} Août 1981 : la Restructuration de Sonatrach au début des années 80, émergeait **ENTP** : Entreprise Nationale des Travaux aux Puits, héritière de la DTP pour les activités

de forage et de Work – Over (entretien des puits) Créée par décret n° 81-171, ENTP est devenue opérationnelle le premier janvier 1983.

Juin 1989 : transformation du statut juridique de l'ENTP en société par actions.

30 Mars 1998 : ENTP fait partie du Groupe Services Hydrocarbures (GSH) Sonatrach.

Ses actionnaires sont :

- Sonatrach : Holding SPP 51%
- Société de gestion des participations des travaux énergétiques «TRAVEN» 49%.

04 Avril 2003 : ENTP a obtenu avec brio la certification ISO 9001 : 2000 pour l'ensemble de ses activités.

01 janvier 2005 : transfert des actions détenues par la société de gestion des participations TRAVEN dissoute, vers la société de Gestion des participations dénommée "INDJAB"

28 décembre 2005 : cession à titre gratuit des actions détenues par la SGP INDJAB (49%) en faveur du Holding Sonatrach "SPP Spa". ENTP devient 100% Sonatrach.

26 mai 2008 : création **IDIS** contracteur de forage et de work over avec services intégrés, Association en partenariat avec waetherford possédant jusqu'à aujourd'hui 5 appareils de forage et 5 de work over.

Capital social : 2400000000DA. Détenu présentement par :

- Le holding services (51%).
- La société de gestion des participations des travaux énergétique **TRAVEN** (49%).

[13]

IV.1.4.2 Marché de l'ENTP

L'entreprise intervient dans deux marchés distincts présentant des spécificités particulières, l'un par rapport à l'autre.

- **Le marché : Sonatrach** : dans lequel Sonatrach est opérateur, procure l'ENTP près de 90% de son chiffre d'affaire (toutes prestations confondues) et en plan de charge assuré (qu'elle partage avec l'ENAFOR).
- **Le marché des associés** : dans le quel plusieurs sociétés internationales sont opératrices procure à l'ENTP près de 10% de son chiffre d'affaires, il est ouvert à la compétition des contractants étrangers et attractifs au plan de la rémunération des grands travaux pétroliers conserve les 49% des parts.

IV.1.4.3. Organigramme de L'ENTP

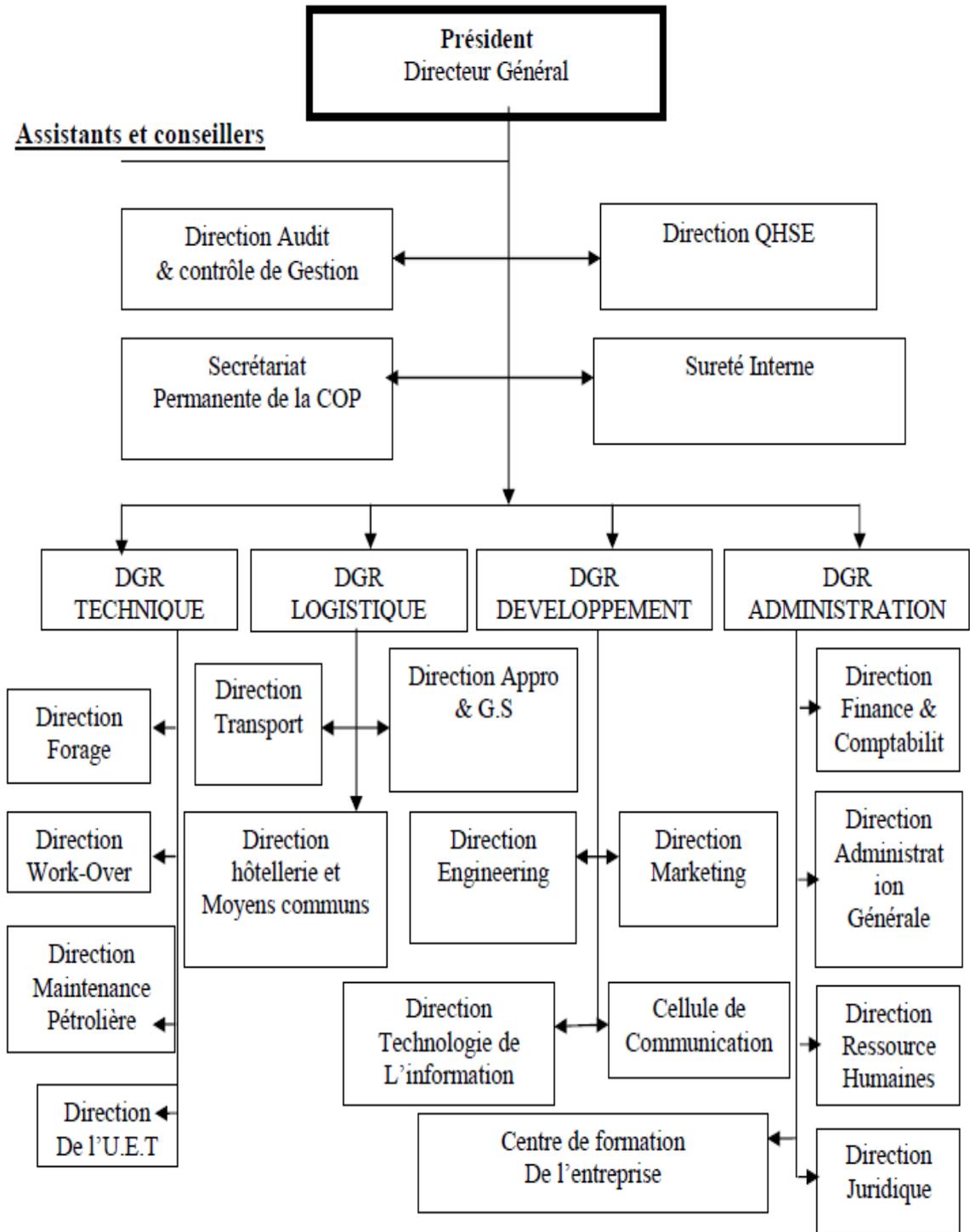


Figure IV.3 : Organigramme de L'ENTP.

IV.1.4.4. Normes de l'ENTP

L'ENTP est triplement certifiée en QHSE :

- **Norme ISO9001V 2000**

1) Démontrer son aptitude à fournir régulièrement un produit conforme aux exigences réglementaires.

2) Accroître la satisfaction de ses clients par l'application efficace du système, y compris les processus pour l'amélioration

- **Norme ISO14001V 2004**

1) Elle s'applique aux aspects environnementaux que l'organisme (ENTP) a identifiés comme étant ceux sur lesquels, il a les moyens de maîtriser et ceux sur lesquels il a les moyens d'avoir une influence.

2) Donner l'assurance aux parties intéressées (clients, partenaires, société civile, etc....)

Qu'un système approprié de management environnemental est mis en place dans le respect des exigences légales applicables.

- **OHSAS 18001V2007 :**

Prévenir, voir éliminer les conditions et facteurs qui affectent l'hygiène, la santé et la sécurité du personnel, des travailleurs temporaires, du personnel de fournisseurs, des visiteurs et toute autre personne présente sur le lieu de travail dans le respect des exigences légales.

IV.1.4.5. La politique QHSE affichée de l'ENTP

L'entreprise gère ses activités selon les principes du système intégré QHSE et s'engage à :

-Respecter la réglementation actuelle et à venir ;

-S'améliorer continuellement en matière de QHSE ;

-Appliquer et maintenir rigoureusement son système QHSE ;

-Assurer une communication efficace avec les parties intéressées ;

-Faire respecter et faire appliquer strictement la politique QHSE de l'ENTP par ses sous-traitants ;

-Améliorer son organisation et ses processus par une politique de prévention des non conformités et de résolution des dysfonctionnements.

IV.1.4.6. La Direction de la Sécurité Industrielle

La direction de la sécurité a pour but d'assurer la sécurité du personnel et des équipements en minimisant au maximum les accidents de travail dus aux différentes causes. Pour cela, les efforts de la direction sont concentrés sur la gestion du personnel et du travail.

La direction est un ensemble de moyens humains et matériels avec les applications d'un ensemble des règles de sécurité pour lutter contre les accidents et les incendies.

La direction de la sécurité de l'ENTP comprend trois services essentiels :

IV.1.4.6.1. Prévention

La politique de la prévention de l'entreprise se base sur deux approches :

- Celle qui vise à adopter le milieu du travail aux comportements du travailleur.
- La seconde qui vise à adopter le travailleur au comportement du milieu de travail et à l'organisation.

❖ **Les inspections** : Visites systématiques et périodiques des lieux de travail (planning)

- Visites des lieux de travail à la demande des structures.
- Rédiger les rapports d'inspections.
- Diffusion pour structures concernées.
- Evaluation des inspections.

❖ **Sensibilisation** : Choix des thèmes et préparation des supports de sensibilisation.

- Etablir le planning de sensibilisation pour chaque atelier et structure.
- Rédiger les rapports d'inspections.
- Diffusion pour structures concernées.
- Evaluation des séances de sensibilisation

❖ **Etude de protection** : Mise à jour du plan de prévention et d'intervention.

- Etablissement des consignes de sécurité.
- Choix des équipements de protection individuelle.
- Rechercher ergonomique des postes de travail.
- Etude de protection des infrastructures et des locaux.

❖ **Constat accident / incendie** : Après avoir été avisé par la structure concernée :

- Une inspection se rend sur les lieux
- Il recueille tous les renseignements utiles
- Procède à l'analyse de l'accident
- Recommande des actions correctives
- Rédige le rapport
- Diffusion du rapport aux structures concernées

❖ **Les statistiques** :

Pour évaluer les risques d'accident dans l'entreprise, la section de prévention établit les statistiques mensuelles trimestrielles et annuelles. Les étapes de l'établissement des statistiques se font comme suit :

- Recueil des informations par compte des AJ et JP.
- Commentaires de chaque rubrique.
- Recommandation des lignes directions de la prévention.
- Diffusion pour toutes les directions de l'entreprise.

❖ **Contrôle de conformité**

A. Équipements et installations à contrôler

- Les installations électriques.
- Appareils de levage, dissous.
- Les appareils à vapeurs (chaudières).

B. Démarche de contrôle :

- Une structure demande un contrôle de conformité.
- La DSI avise L'ENACT pour la date prévue.
- Un technicien de la DSI assiste l'inspection de L'ENACT dans les travaux de contrôle.
- L'inspecteur de L'ENACT inscrit toute l'observation de contrôle sur le registre de la structure.
- Le responsable de la structure concernée et l'inspecteur et L'ENACT signent le bon de réception du contrôle.

Différents cas de contrôle périodique

- Suite à un accident.
- Après réparation des équipements.

IV.1.4.6.2. Service aux puits :

La mission de ce service se résume dans les points suivants :

- Inspection globale.
- Vérification des motopompes.
- Etablissement et vérification de la mise à la terre.
- Vérification des pompes à eau.
- Les girafes lumineuses.

Ces travaux se réalisent dans les chantiers pour assurer une bonne sécurité.

IV.1.4.6.3. Service intervention :

Les tâches du service intervention sont :

- Gérer les moyens humains et matériels d'intervention.
- Concevoir et mettre en œuvre les plans d'intervention.
- Programmer et exécuter périodiquement les exercices pratiques de simulation au personnel d'intervention afin d'améliorer les techniques d'intervention.
- Veiller à l'établissement des plans d'organisation des secours au niveau de l'entreprise.
- Procéder à faire des exercices pour tester l'efficacité des plans d'intervention mis en place
- Etre en contact avec les services d'intervention de l'entreprise du secteur et la protection civile pour une assistance mutuelle
- Participer à l'élaboration du budget de la direction
- Veiller à l'entretien et la maintenance des équipements de protection fixes et mobiles (camions d'incendie, réseaux incendies.).
- Veiller au maintien en bonne condition physique du personnel d'intervention (exercice physique, contrôle médical,)
- Intervenir rapidement en cas de sinistre (incendie, accident grave...)
- Inspection régulière toutes les installations fixes et mobiles de lutte contre incendie.
- Rendre immédiatement compte à sa hiérarchie de tout incendie ou accident ainsi que pour toute situation pouvant avoir des risques sur le personnel ou les installations.

- Veiller à l'application de la réglementation dans le domaine de la prévention et de l'intervention.
- Veiller à ce que toute inspection ou intervention soit sanctionné par un rapport.
- Etablir les rapports d'activité de service.
- Veiller à promouvoir la sécurité au sein de l'entreprise.
- Coordonner tous les travaux sensibles nécessitent une surveillance particulière (travaux à chaud, espace confines).
- Etre membre actif dans la mise en place de la politique HSE de l'entreprise.
- Participer à l'élaboration des programmes de prévention.
- Participer à la formation du personnel dans le domaine.
- Veiller au respect de la réglementation.
- Signaler toutes anomalies à la lever des insuffisances signalées.

IV.1.5.Description du Chantier

NOM DU SONDRAGE :	AMASSAK 54
SIGLE DU PUIT :	AMA54
STATUT DU PUIITS :	DEVELOPPEMENT
PERMIS:	SH/DP TFT
DISTRICT:	TFT
CONTRACTUR :	ENTP
APPAREIL DE FORAGE :	ENTP/213
OBJECTIFS :	ordovicien IV.3
PROFONDEUR FINALE (Horizontal)	2125M

Gisement AMASSAK :

Situé à 25 km au nord- ouest du gisement de TFT, découvert en 1970, et fut mis en service en 1974. Constituant le gisement le plus récent, il représente 10% des réserves en place de la région de TFT et produit en éruptif.



Figure IV.4 : Appareil de Forage TP213

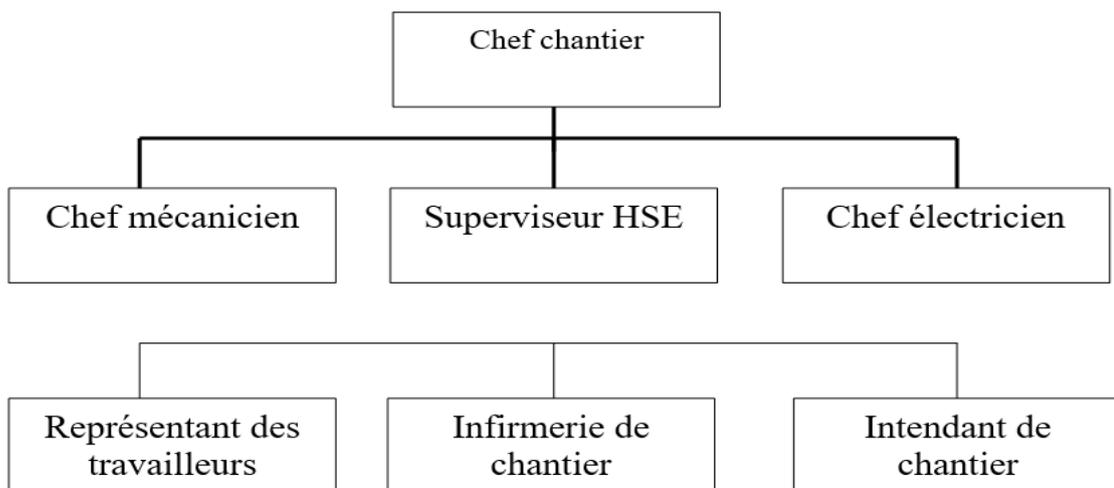


Figure IV.5 : organigramme du chantier TP213

IV.2. Analyse dysfonctionnelle du système anti-éruption : BOP KOOMY par la méthode AMDEC :

Nous avons réalisé une application de la méthode AMDEC sur l'empilage suivant :

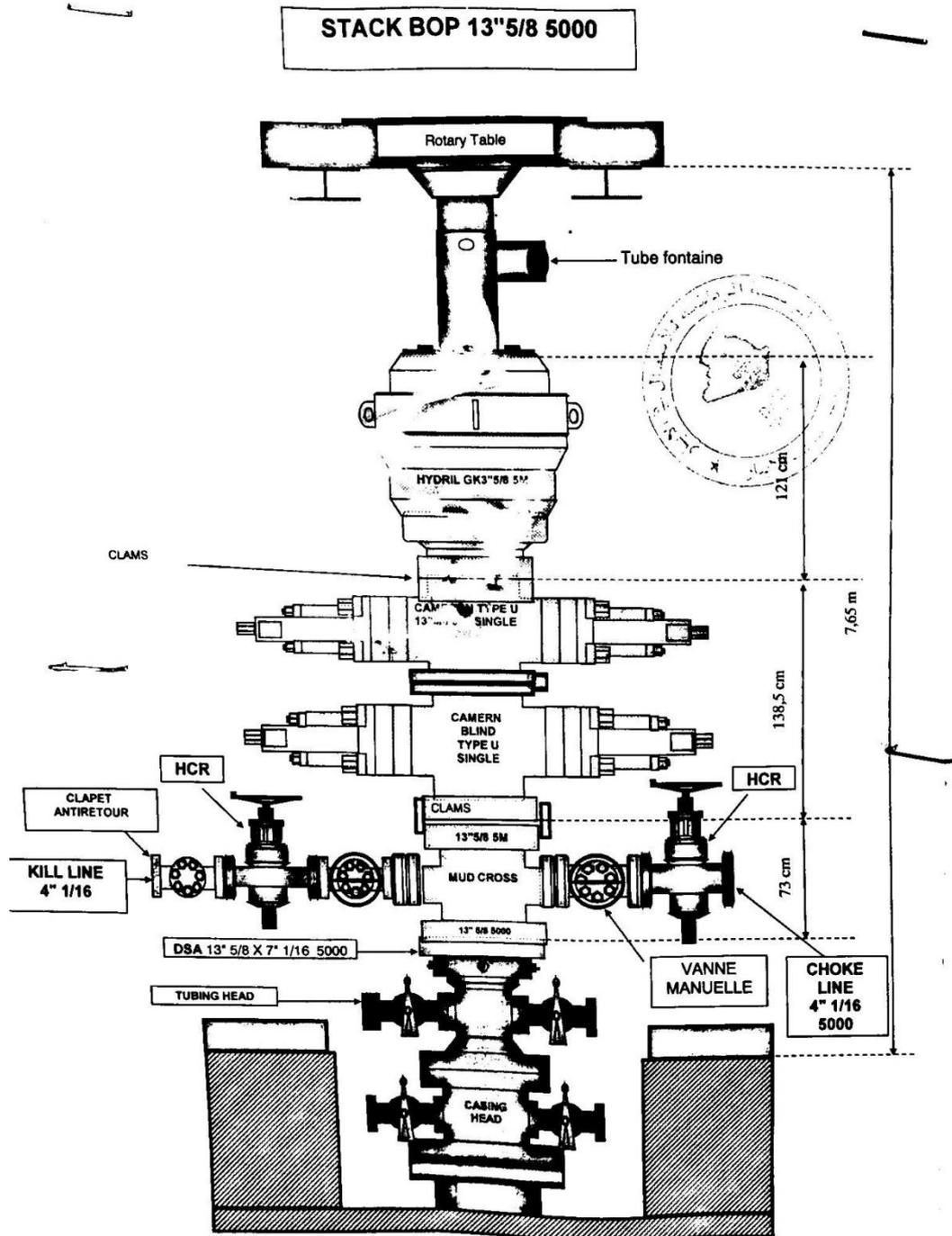


Figure IV.6 : Empilage BOP TP213

IV.2.1. Annulaire Hydril GK

C'est le modèle le plus couramment utilisé ; il se compose d'un corps dans lequel peut coulisser verticalement un piston. Sur ce modèle, le chapeau (Head) est vissé sur le corps, il existe des modèles où le chapeau est verrouillé par des chiens. Une chemise (Slotted Body Sleeve) portant à sa partie inférieure des ouvertures permet le passage des fluides du puits. La pression dans le puits vient s'appliquer sur la face intérieure du piston et aide à la fermeture du BOP.

Sur la partie supérieure intérieure conique du piston vient reposer la garniture élastique à armature métallique (packing unit). Cette garniture vient en butée à sa partie supérieure sur le couvercle, et à sa partie inférieure sur le guide intérieur.

Une chambre hydraulique d'ouverture et une chambre de fermeture permettent le déplacement vertical du piston. Des joints d'étanchéité isolent ces deux chambres entre elles et avec l'extérieur.

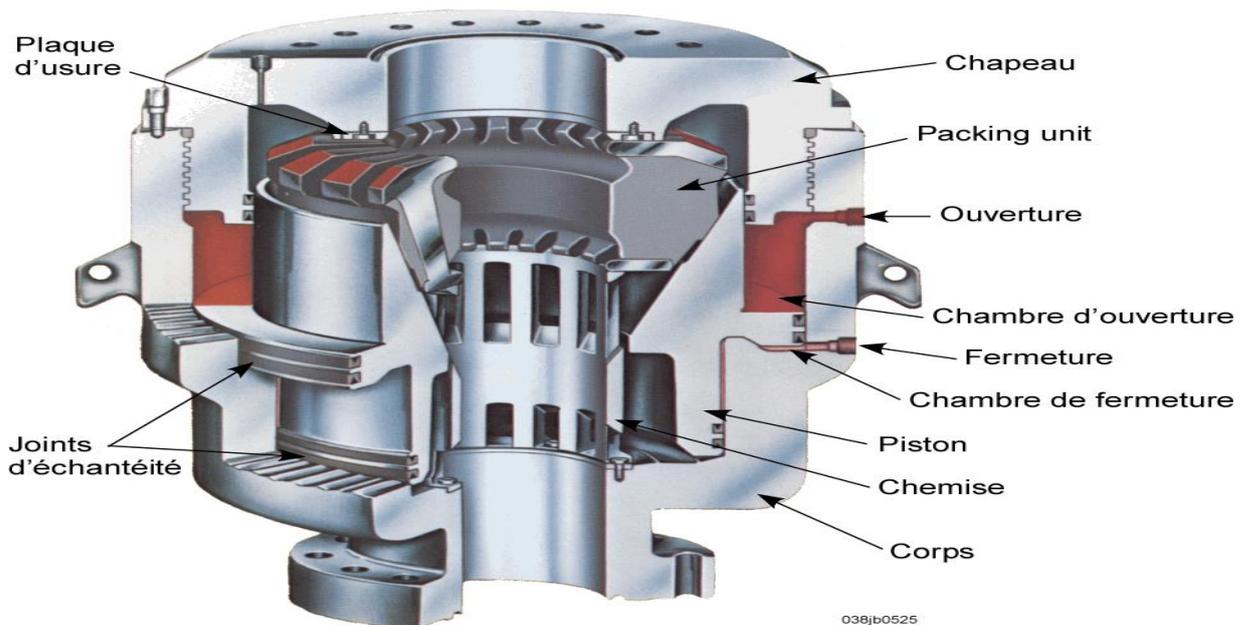


Figure IV.7 : Annulaire Hydril GK

IV.2.1.1. Fonctionnement

L'envoi du fluide de manœuvre sous pression dans la chambre de fermeture pousse le piston vers le haut, comprimant la garniture élastique (packing unit) qui, bloquée en haut et en bas, ne peut que se refermer vers l'intérieur de l'obturateur. L'élasticité de la garniture lui permet de faire étanchéité sur n'importe quel tubulaire ou sur câble ou même

sans éq uipement dans le puits (utilisation en fermeture totale : Complete Shut Off), mais cela n'est pas recommandé par le fabricant.

Pour obtenir une fermeture et une étanchéité correcte, il peut être nécessaire d'actionner plusieurs fois la fermeture du BOP (le packing unit pouvant parfois se mettre en travers).

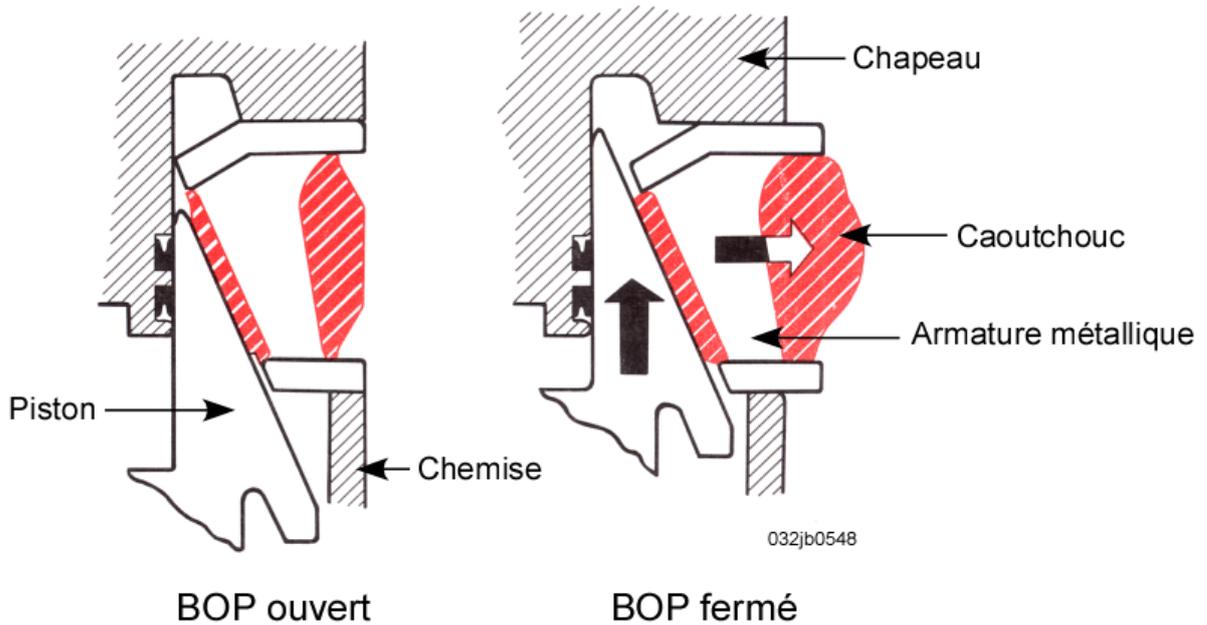


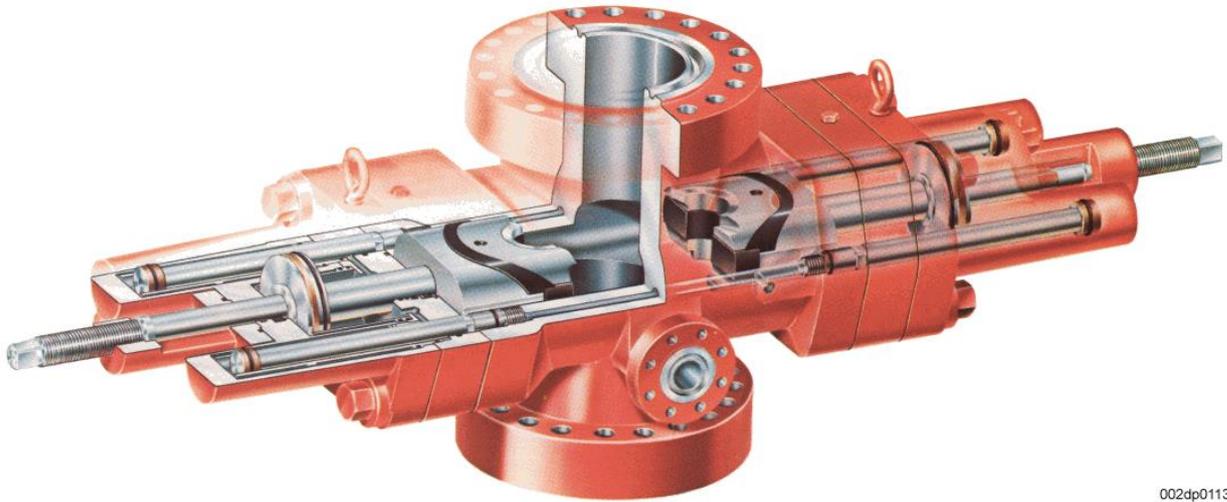
Figure IV.8 : fonctionnement du piston Hydril GK

Système : anti-éruption										
Eléments	Sous-système : BOP annulaire								Actions correctives	
	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				
						F	G	D		CR
Piston	<ul style="list-style-type: none"> - Comprimer la membrane sur la tige vers le haut (annulaire fermé). - Décompresser la membrane (annulaire ouvert). 	<ul style="list-style-type: none"> - Blocage. - Ouverture /fermeture incomplète /intempestive. - Détérioration des joins. - Usure. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pression insuffisante - Mauvais graissage. - Déblais dans le piston. - Huile insuffisante. - Erreur de commande. - Défaillance interne. - Défaillance mécanique. 	<ul style="list-style-type: none"> - Perte de control de débit de venue - Fermeture incomplète du puits par le BOP. - Déchirure de la membrane. 	<ul style="list-style-type: none"> - Auditive - Visuelle 	2	4	2	16	<ul style="list-style-type: none"> - Formation du personnel sur l'ampleur du risque lié à ces taches. - Surveillance de la pression de l'huile. - Maintenance préventive du BOP.
Orifice de fermeture/ouverture	Passage de l'huile à l'intérieur.	<ul style="list-style-type: none"> - Bouchage. - Fuite. 	<ul style="list-style-type: none"> - Présence d'impuretés. - Vieillessement/usure. 	<ul style="list-style-type: none"> - Non fermeture/ouverture du BOP. - Risque d'éruption. - Frottement avec les tiges de forage 	<ul style="list-style-type: none"> - Manomètre - Visuelle. 	2	4	4	32	<ul style="list-style-type: none"> - Test et control périodique du BOP. -Nettoyage des orifices.
Garniture élastique à armature métallique « membrane»	Fermeture et ouverture sur n'importe quel diamètre des tiges	<ul style="list-style-type: none"> - Mauvaise/pas de fermeture. - Endommagement. - Usure. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mauvais graissage. - Frottement avec les tiges d'entraînement. - Descente/remontée rapide des outils. - Erreur de commande. 	<ul style="list-style-type: none"> - Venue non contrôlée. 	<ul style="list-style-type: none"> - Auditive. - Visuelle. 	3	4	2	24	<ul style="list-style-type: none"> - Graissage des tiges. - Rechange/ graissage de garniture.

Joint	<ul style="list-style-type: none"> - Assure l'étanchéité des orifices. - Assure l'entraînement du piston vers le haut et vers le bas. 	- Fuite.	<ul style="list-style-type: none"> - Usure. - Echauffement. 	<ul style="list-style-type: none"> - Blocage. - Fuite d'huile au niveau du chapeau de l'annulaire. - Ouverture/ fermeture incomplète. 	- Visuelle.	3	3	2	18	- Changement périodique des joints.
Couvre cercle vissé	Assemble entre 2 types de BOP	<ul style="list-style-type: none"> - Mauvais assemblage. - Usure 	<ul style="list-style-type: none"> - Mauvais serrage. - Détérioration des joints. - Corrosion 	- Perte de pression.	- Visuelle.	2	3	2	12	<ul style="list-style-type: none"> - Test d'étanchéité. - Vérification du serrage. - Rechange périodique des joints.
Tige d'arrêt	Indiquer la position du piston	- Indication erronée.	- Coincement/blocage	- Endommagement du BOP.	<ul style="list-style-type: none"> - Visuelle. - Test de pression 	2	3	3	18	- Graissage
Chambre de fermeture/ ouverture	Assure la sous-pression pour pousser le piston vers le haut/bas	<ul style="list-style-type: none"> - fuite - bouchage - fermeture/ ouverture incomplète ou 	<ul style="list-style-type: none"> - usure - vieillissement - présence d'impureté - pression insuffisante 	<ul style="list-style-type: none"> - perte de pression - frottement de membrane avec les tiges - venue non contrôlé 	<ul style="list-style-type: none"> - Visuelle. - test les chambres - manomètre 	2	3	3	18	- Test et control périodique du BOP.

IV.2.2. Le Cameron type U :

IV.2.2.1. Description du Cameron type U :



002dp0113

Figure IV.9: 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 deux 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 :

- Une bride intermédiaire (Intermediate flange),
- Un "bonnet".

Chaque bride est fixée au "bonnet" par des vis à tête noyée et chaque ensemble "bride + bonnet" est fixé au corps par quatre goujons. L'étanchéité entre bride et corps est assurée par un joint type "O-ring"

Chaque mâchoire est "agrafée" sur une tige de piston comportant au centre le piston de manœuvre. 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 le tubulaire.

Deux pistons solidaires du corps, servant à la manœuvre des bonnets présentent les caractéristiques suivantes :

- L'un de piston sur le circuit d'ouverture du BOP a un alésage central, il permet d'écarter les bonnets du corps et d'accéder aux mâchoires.
- L'autre piston 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 coulisce 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.

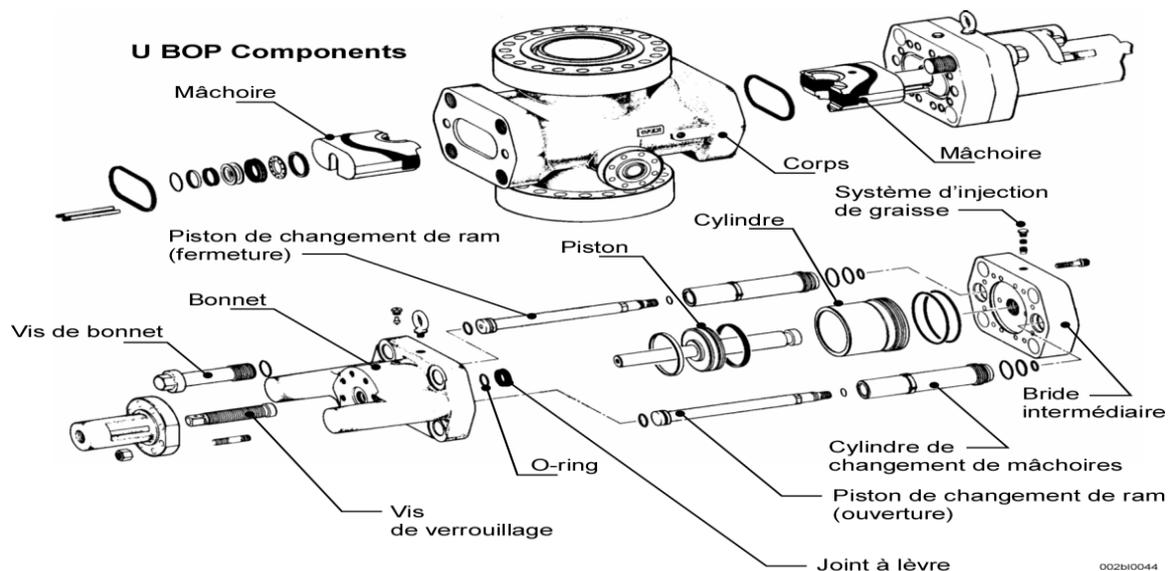


Figure IV.10 :Eclaté d'un Cameron type U

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.

Les mâchoires :

- Fermeture sur tige « Pipe rams » : Elles sont constituées d'un bloc métallique, sur lequel viennent s'agrafer deux garnitures d'étanchéité, une supérieure (top seal) et l'autre frontale (front packer). Le caoutchouc de la garniture d'étanchéité frontale est placé entre deux plaques métalliques pour être guidé et éviter son extrusion, la fixation des mâchoires sur la tige de piston leur permet un déplacement latéral et vertical. L'étanchéité est faite en haut par le top seal plaqué par la pression du puits contre la cavité de la mâchoire et latéralement par le front packer.

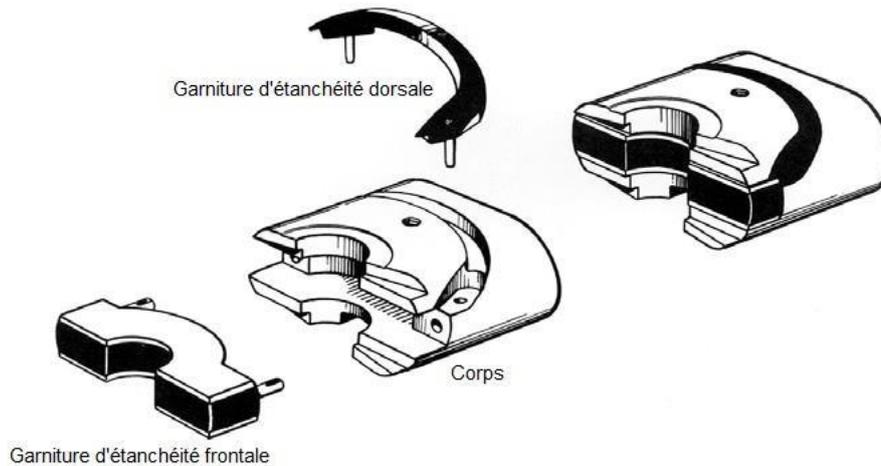


Figure IV.11: Pipe rams de Cameron type U

- Fermeture totale et cisaillement « Blind shear rams » : Permet de cisailer les tiges et assurer ensuite l'étanchéité en fin de course, pour fermer totalement le puits. La coupe est assurée en appliquant une pression de 3000 psi. Les pistons de l'obturateur utilisant des mâchoires cisailantes ont des diamètres plus importants pour supporter l'effort de cisaillement.

La bride intermédiaire est plus large parce que le déplacement est plus important à cause du chevauchement des rams. Les chambres d'huile doivent être robustes pour supporter la pression de 3000 psi.

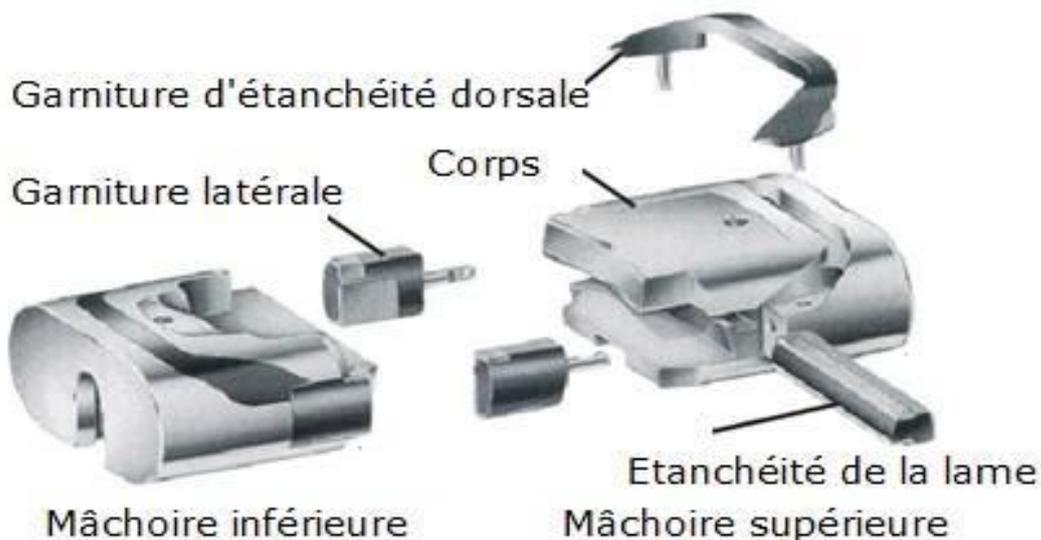


Figure IV.12: blind shear rams de Cameron type U

IV.2.2.2. Fonctionnement du Cameron type U :

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

- La fermeture est effectuée par l'envoi d'huile sous pression à travers l'orifice de fermeture, l'huile passe à l'intérieur de la tige et du piston, arrive dans le cylindre central, pousse le piston vers l'avant, entraînant la mâchoire et assurer l'éternité en fin de course. Le retour d'huile, chassée par le mouvement de piston, s'effectue par le côté ouverture.

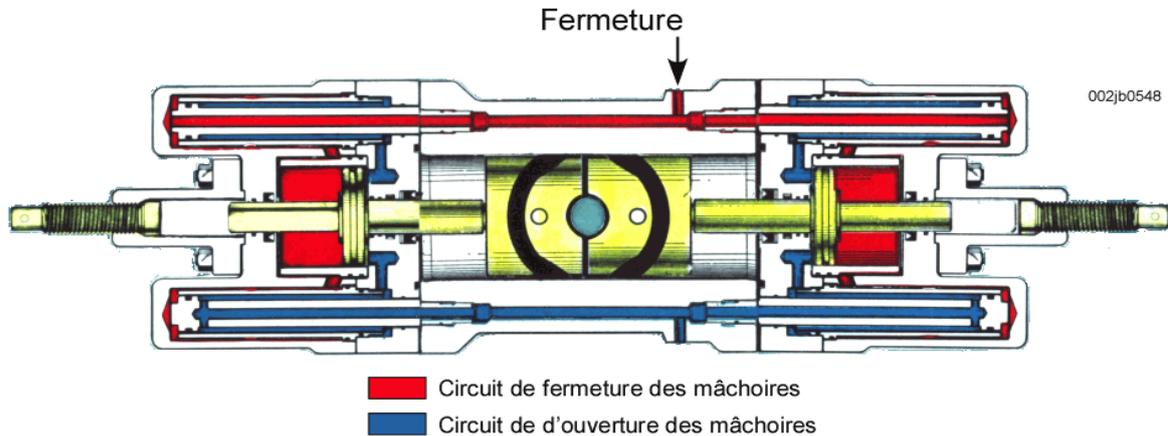


Figure IV.13: Schéma montrant le circuit de fermeture d'un Cameron type U pipe rams

- Pour ouvrir, l'huile sous pression est envoyée par l'orifice d'ouverture, passe par la tige de piston plein et arrive dans le cylindre de manœuvre, pousse le piston vers l'arrière entraînant la mâchoire le retour d'huile s'effectue par le côté de fermeture.

Le système hydraulique de l'obturateur Cameron type U est conçu pour travailler sous une pression de 1500 psi. Des pressions de 300 à 500 psi sont normalement suffisantes pour les fonctionnements. En cas de nécessité, on pourra admettre dans les circuits des pressions allant jusqu'à 5000 psi (note du constructeur).

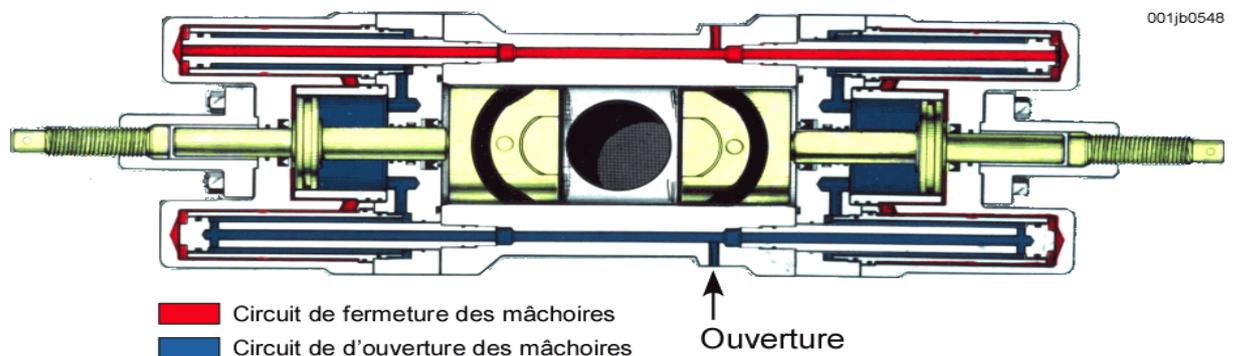


Figure IV.14: Schéma montrant le circuit d'ouverture d'un Cameron type U Shear rams.

Système : anti-éruption										
Sous-système : BOP à mâchoire										
Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	CR	
Corps du BOP	Maintenir les mâchoires dans leur cavité.	<ul style="list-style-type: none"> - Usure. - Endommagement. - Déformation. - Rayure. 	<ul style="list-style-type: none"> - Fonction excessive. - Corrosion. - Ecrasement par chute d'objet. - Frottement avec les rams. 	<ul style="list-style-type: none"> - Venue non contrôlée/risque d'éruption. 	- Visuelle (démontage)	2	2	2	8	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenance préventive. - Control visuel. - Protection cathodique. - Mettre en place des obstacles contre la chute des objets solide
Bonnet	<ul style="list-style-type: none"> - Couvrir et protéger le piston et le cylindre. - Permettre la circulation d'huile. 	<ul style="list-style-type: none"> - Corrosion. - Usure extérieure. - Endommagement. 	<ul style="list-style-type: none"> - Boue de forage (à base d'huile). - Ecrasement par chute d'objet. - vieillissement 	<ul style="list-style-type: none"> - Fuite d'huile. - fermeture/ Ouverture incomplète - venue non contrôlé 	- Visuelle.	2	3	2	12	<ul style="list-style-type: none"> - Control périodique du BOP (pression). - Mettre en place des obstacles contre la chute des objets solide - Entretien périodique du BOP (nettoyage).

Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	C R	
Cylindre	<ul style="list-style-type: none"> - Assure la translation du piston (ouverture/fermeture). - Assure l'étanchéité entre la bride intermédiaire et le bonnet. 	<ul style="list-style-type: none"> - Corrosion. - Usure. - Rayure/fissure. 	<ul style="list-style-type: none"> - Huile usée. - Présence de déblais. - Mouvement rectiligne du piston. 	<ul style="list-style-type: none"> - Fermeture /ouverture incomplète. - Venue non contrôlée/risque d'éruption. 	<ul style="list-style-type: none"> - Visuelle. - Test BOP 	2	3	3	18	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenance préventive. - Test et control périodiques du BOP (pression).
Joint	Assure l'étanchéité BOP	<ul style="list-style-type: none"> - Usure. - Eclatement. - Fuite. 	<ul style="list-style-type: none"> - Vieillessement. - L'échauffement. - Défaut de montage. - Surpression. 	<ul style="list-style-type: none"> - Fuite d'huile. - Venue incontrôlée. - Perte d'étanchéité. - Perte de pression. 	<ul style="list-style-type: none"> - Visuelle (test de pression). 	3	3	2	18	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenance préventive. - Test BOP. - changement périodique des joints.
Piston	Assure l'ouverture et la fermeture des rams.	<ul style="list-style-type: none"> - Usure. - rayure - Corrosion - Blocage. - Fermeture/ouverture incomplète/intempestive 	<ul style="list-style-type: none"> - Frottement avec les chemises. - Usage d'huile perdant de ses caractéristiques. - Présence des déblais - Erreur de commande. - Rupture du piston 	<ul style="list-style-type: none"> - Venue non contrôlée/risque d'éruption. - Fermeture /ouverture incomplète. - Endommagement du BOP. 	<ul style="list-style-type: none"> - Visuelle. - Test les chambres 	2	4	3	24	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenance préventive. - Test et control périodiques du BOP.

Elément	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	C R	
Joint tore « o-ring »	- Assure l'étanchéité entre les blocs de BOP.	- Fuite. - Joint soufflé. - Joint piqué.	- Usure/ vieillissement - Défaut de montage. - Surpression. - Corrosion.	- Perte de pression - Contrôle erroné - Fermeture/ ouverture incomplète - Venue non contrôlé/ risque d'éruption	- Visuelle. - Test BOP.	3	3	2	18	- Maintenance préventive. - changement des joints périodiquement - Test et control périodiques du BOP (pression).
Vis de verrouillage	Bloquer des mâchoires en position fermée	- Usure. - Coincé - Déformation.	- Corrosion - Mauvais serrage. - Usage/ défaut mécanique	- desserrage des mâchoires de la position fermer - perdre la commande manuel	- Visuelle.	3	4	2	24	- Maintenance préventive. - vérification du serrage - test et control périodique du BOP
Les boulons « vis de bonnet »	Assure la fixation entre le bonnet et le corps	- Usure - Déformation - Coincé - filetage abimé	- Corrosion - Usage/ défaut mécanique - Fixation incomplète - Mauvais serrage	- Fermeture/ ouverture incomplète - Manque d'étanchéité - Perte de pression - Venue non contrôlé - Coup de bélier de masse.	- Visuelle	2	4	2	16	- Maintenance préventive. - Vérification du serrage - Test et contrôle périodique du BOP - Formation du personnel sur l'ampleur du risque lié à ces tâches.

Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	CR	
Packer	Assure la fermeture totale /sur la tige.	<ul style="list-style-type: none"> - Déchirure. - Usure. - Déformation - Fuite 	<ul style="list-style-type: none"> - Fonction excessive. - Frottement avec les tiges/outils. - Corrosion - Détérioration des garnitures d'étanchéité 	<ul style="list-style-type: none"> - Fermeture incomplète. - Venue incontrôlée/ risque d'éruption 	- Visuelle (test pression).	2	4	3	24	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenance préventive. - Test BOP. - Changement des packers et les garnitures d'étanchéité périodiquement - Test puits (test de circulation) - Protection cathodique
Rams à mâchoires	<ul style="list-style-type: none"> - Les porteurs des packer - Ouverture et fermeture du packer 	<ul style="list-style-type: none"> - Usure - Déformation 	<ul style="list-style-type: none"> - Corrosion - Frottement avec la cavité - Fonction excessive 	<ul style="list-style-type: none"> - Fermeture/ ouverture incomplète - Risque d'éruption 	- Visuelle « test pression »	2	4	3	24	<ul style="list-style-type: none"> - Protection cathodique - test et control périodique du BOP - Formation du personnel sur l'ampleur du risque lié à ces tâches.

IV.2.3. Description unité de commande de BOP « KOOMY »

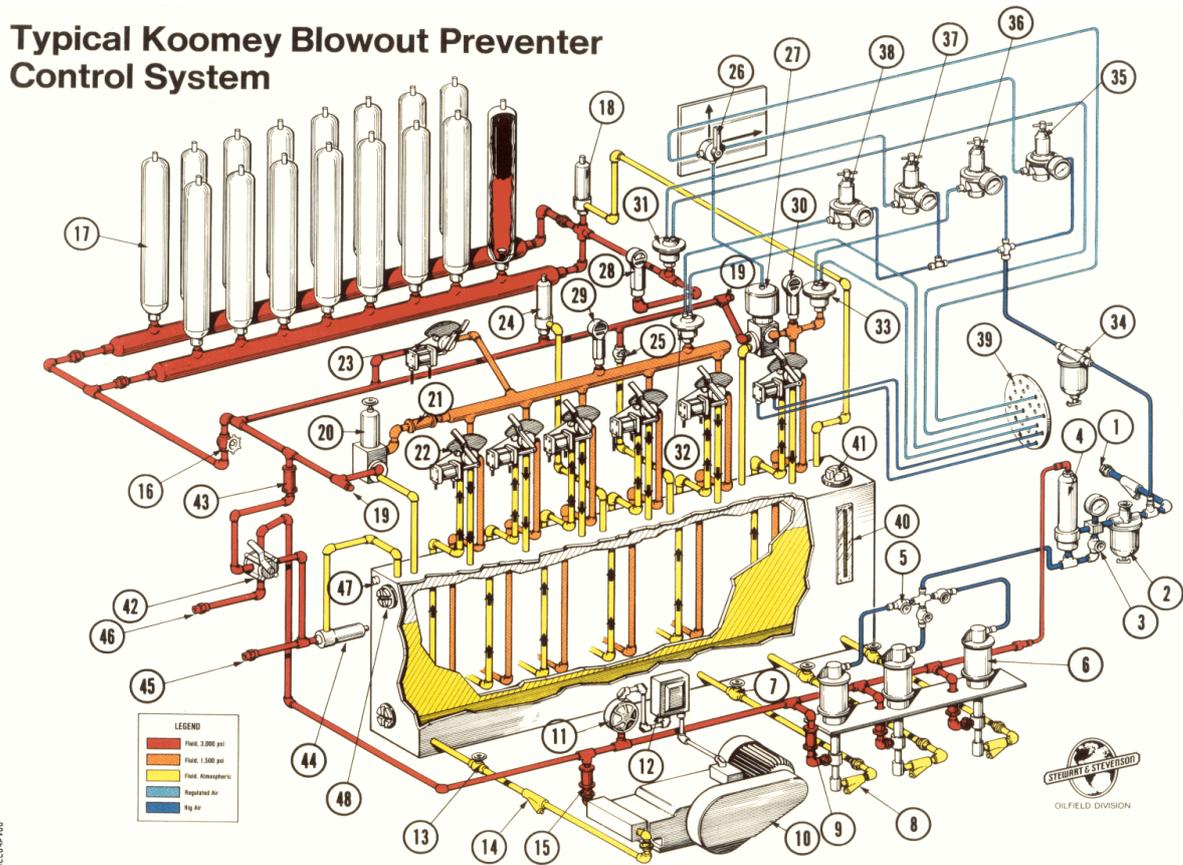


Figure IV.15: Schéma type d'une unité de commande de BOP de surface

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

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

Système : anti-éruption										
Sous-système : appareillage Air										
Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	CR	
Huiler	- Assure le graissage de l'air	- Grippage - Débit d'injection insuffisant - Panne - Déformation d'huiler	- Mauvais graissage - Quantité de graisse insuffisante - Environnement agressive - Chute d'objet (erreur humain)	- Echauffement de composant. - Corrosion des composants de la pompe d'air	- Visuelle - Test et contrôle	2	2	2	8	- Contrôle périodique Pour la quantité et la qualité de graisse active -Nettoyage permanant -Maintenance préventive
Vanne d'admission Hydropneumatique automatique	- Ouverture automatique lorsque la pression hydraulique chute à 2700 psi et se ferme à 3000 psi	- Bloquer en position ouvert/ fermé - Fonction perturbé	- Surpression - Fuite - Manque d'étalonnage - Soupape régulatrice non opérationnelle	- Absence du signal hydraulique -Reste ouvert -Continuité de fonction de la pompe d'air (refoulement d'huile avec une pression vers les bouteilles d'accumulateurs	- Visuelle. - Test et contrôle	1	3	2	6	- Contrôle et Test périodique -Nettoyage permanant -Maintenance préventive - Vérification de l'étalonnage des instruments de mesure

Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	CR	
Filtre à aspiration	-Epuration d'huile	- Fuite - Grippage - Ecoulement réduit - Déformation	- Pression insupportable - Fluide contaminé - Accumulation de saleté sur le filtre - Vieillessement/ - Frottement	- Perte de pression - Effet directe sur la pompe et le système	- Contrôle - visuel	3	2	2	12	-Contrôle et test périodique -Nettoyage permanent -Maintenance préventive -Assurer la bonne qualité de fluide.
Pompe à Air	- Aspiration et refoulement d'huile du réservoir vers les accumulateurs avec une pression de 3000 psi	- Pression requise n'est pas atteinte - L'arrêt de la pompe à une pression incorrecte - Fonction excessif	- vanne d'admission d'air ou lubrificateur de la pompe pneumatique défectueuse - perte d'amorçage - alimentation en air insuffisante - détérioration des joints d'étanchéité	- Pression de service indisponible - Non fermeture du BOP, choke line, kill line.	- Manomètre - Visuelle - Auditive	3	4	2	24	-Contrôle et test journalier -Assurer l'alimentation d'air -Installer un détecteur de niveau de fluide
Clapet anti retour	-Ne permet pas le retour de l'huile au réservoir	- Usure - Blocage/ - Bouchage - Déformation	- Corrosion - présence d'impureté - fonction excessive - vieillissement/ - surpression	- Fuite de l'huile - Passage de l'huile interrompue - Détérioration de la pompe	Test de clapet	2	3	2	12	- Nettoyage permanent - Assurer la bonne qualité du fluide

Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	C R	
Vanne manuelle d'isolement de l'aspiration des pompes hydropneumatiques	Ouvrir ou fermer le passage de fluide	<ul style="list-style-type: none"> - Coincement dans la position d'ouverture ou fermeture - Grippage 	<ul style="list-style-type: none"> - Levier de commande mal ajuster - Erreur humaine - Corrosion -Fluide contaminé 	<ul style="list-style-type: none"> - Absence du signale hydraulique - Absence d'isolation de la pompe dysfonctionnement de la pompe 	<ul style="list-style-type: none"> -Visuelle - contrôle et test 	2	3	2	12	<ul style="list-style-type: none"> -Contrôle et test Périodique - nettoyage permanant - Maintenance préventive -Assurer la bonne qualité du fluide

Système : anti-éruption										
Sous-système : appareillage électrique										
Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	CR	
Pompe triplex/ Duplex électrique	-Entrainement de la pompe	- Non démarrage du moteur - Fonctionnement excessif/ insuffisant - Fonctionnement du moteur d'une façon irrégulière - Court-circuit	- Perte d'alimentation électrique - Mauvaise ventilation - Déclenchement du fusible de démarreur - Fluctuation de tension - Moteur électrique non alimenté - Manoccontact défectueux -Manque d'étalonnage du manoccontact - Erreur de câblage	- Absence de commande - Venue non contrôlée	- Test - Visuelle - Auditive - Pompes	2	4	3	24	-Contrôle et test journalier -Maintenance momentanée en cas d'une d' défaillance au niveau de la pompe - Vérification de l'étalonnage des instruments de mesure - Graissage du moteur
Manoccontact	Démarre le moteur électrique si la pression chute sous 2700 psi et s'arrête à 3000 PSI	- Déformation - Blocage physique	- bouchage d'amortissement - bouchage de la ligne d'alimentation - environnement agressive - manque d'étalonnage	- Absence de contrôle de pression -Arrêt des pompes	- Visuelle.	2	3	2	18	- Contrôle et test périodique -Nettoyage permanant -Maintenance préventive -Vérification de l'étalonnage

Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	CR	
Filtre à aspiration	Epuration d'huile	-fuite -écoulement réduit -grippage - colmatage -déformation	-frottement avec objet solide. -pression insupportable -fluide contaminé -accumulation de saleté sur le filtre - vieillissement	- perte de pression - effet direct sur la pompe et le système	- contrôle - visuelle	3	2	2	18	-Contrôle et test Périodique -nettoyage permanent -maintenance préventive -assurer bonne qualité de fluide
Clapet anti-retour	-ne permet pas le retour de l'huile	-usure -blocage -déformation -corrosion -bouchage	-surpression -fonction excessive. -corrosion -contamination d'huile -manque de contrôle. -mauvaise entretien	- Fuite de l'huile - passage de l'huile interrompue - détérioration de la pompe	-teste de fonctionnement	2	3	2	12	-contrôle et test périodique -nettoyage permanent - assurer la bonne qualité de fluide
Vanne manuelle d'isolement de l'aspiration des pompes hydro-pneumatiques	Ouvrir ou fermer le passage de fluide	- coincement dans la position d'ouverture ou fermeture - grippage	- levier de commande mal ajusté - erreur humaine - corrosion -fluide contaminé	- L'absence du signale hydraulique - absence d'isolation de la pompe dysfonctionnement de la pompe	-Visuelle - contrôle et test	2	2	2	8	-Contrôle et test Périodique - nettoyage permanent - maintenance préventive -assurer la bonne qualité de fluide

Système : anti-éruption										
Sous-système : partie accumulation										
Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	CR	
Manomètre	Mesure la pression du système	- dérèglement de l'indicateur - indication lente et irrégulière - Coincement	- chocs - surpression - environnement agressif	- perte de pression - perturbation de fonctionnement	- visuelle « test de pression »	3	3	2	18	-Contrôle et test de fonctionnement Sur tout (les simulations) -assurer la propreté du point de vue (écran de lecture)
Accumulateur	le stockage du fluide à haute pression	-Fuite d'azote au niveau de membrane - fuite au niveau de flotteur -chute de pression	-utilisation excessive. -joint usé -joint soufflé -augmentation de la pression -destruction des joints au niveau de raccord avec les flexibles -soupape régulatrice non opérationnelle	- Arrêt de système - perte de pression pré-charge	- Visuelle. - test de fonctionnement	2	3	2	12	- Contrôle et test périodique -nettoyage permanant -changement des joints périodiquement - Mettre en place une soupape stand-by

Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	CR	
Filtre à aspiration	Epuration d'huile	-fuite -écoulement réduit -grippage -colmatage -déformation	-frottement avec objet solide. -pression insupportable -fluide contaminé -accumulation de saleté sur le filtre - vieillissement	- perte de pression - effet direct sur la pompe et le système	- contrôle - visuelle	3	2	2	18	-Contrôle et test Périodique -nettoyage permanent -maintenance préventive -assurer bonne qualité de fluide
Clapet anti-retour	-ne permet pas le retour de l'huile	-usure -blocage -déformation -corrosion -bouchage	-surpression -fonction excessive. -corrosion -contamination d'huile -manque de contrôle. -mauvaise entretien	- Fuite de l'huile - passage de l'huile interrompue - détérioration de la pompe	-teste de fonctionnement	2	3	2	12	-contrôle et test périodique -nettoyage permanent - assurer la bonne qualité de fluide
Vanne manuelle d'isolement de l'aspiration des pompes hydropneumatiques	Ouvrir ou fermer le passage de fluide	- coincement dans la position d'ouverture ou fermeture - grippage	- levier de commande mal ajusté - erreur humaine - corrosion -fluide contaminé	- L'absence du signale hydraulique - absence d'isolation de la pompe dysfonctionnement de la pompe	-Visuelle - contrôle et test	2	2	2	8	-Contrôle et test Périodique - nettoyage permanent - maintenance préventive -assurer la bonne qualité de fluide

Système : anti-éruption										
Sous-système : Distribution du fluide hydraulique										
Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	CR	
Différentes vannes à 4 voies	- connecter chaque vanne aux différents obturateurs	- fuite - coincement en position de fermeture/ouverture	- corrosion - fluide contaminé	- absence du signal hydraulique - fermeture intempestif du BOP	- visuelle	2	4	3	24	- Assurer la protection cathodique - Test et contrôle périodique - maintenance préventive - nettoyage permanent
Vanne by-pass	Appliquer en cas d'urgence directement 3000 psi dans le manifold	- blocage/ coincement - usure	- fluide contaminé - corrosion	- absence de signale hydrolrique	- Visuelle.	2	4	4	32	- Test et control périodique du BOP. -Nettoyage des orifices.
Sélecteur	Positions de commande panel ou commande unit	- indication erronée	- manque d'alimentation d'Air - mauvais entretien	- absence de contrôle de pression - arrêt des pompes	- visuelle	3	3	2	18	- Graissage des tiges. - Rechange/ Graissage de garniture.

Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	CR	
Transmetteurs	Transformation des pressions hydrauliques en pneumatiques (la pression pneumatique vers le panel de commande à distance) 1500psi	<ul style="list-style-type: none"> - blocage/coincement - usure - grippage - panne - débit d'injection insuffisant - lecture erronée 	<ul style="list-style-type: none"> - manque de contrôle - mauvais entretien 	<ul style="list-style-type: none"> - Absence de contrôle de pression - arrêt des pompes - chute de pression - arrêt de forage 	- visuelle	2	4	3	24	<ul style="list-style-type: none"> - test et contrôle périodique - rechange de pièce - isolation contre l'environnement agressive
Réservoir	Servent au stockage du fluide de manœuvre a pression atmosphérique, sa capacité doit être deux fois le volume d'huile nécessaire pour assurer la séquence exigée	<ul style="list-style-type: none"> - Fuite - Erreur humaine 	<ul style="list-style-type: none"> - Joints usé/ soufflé - Manque de purge - Soupape régulatrice non opérationnelle 	<ul style="list-style-type: none"> - perte de pression - ouverture/fermeture incomplète du BOP - venue non contrôlée 	- Visuelle	2	4	2	16	<ul style="list-style-type: none"> - Test et control périodique du BOP. -Nettoyage des orifices.

Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	CR	
Flexible de conduites	- Assurer la pression continuellement entre les composants BOP-KOOMY	- Rupture - bouchage - Fissure/ déformation - Fuite	- Mauvais serrage - Surpression - Présence des débris - Corrosion/ chute d'objet - Détérioration des joints	- Perte de contrôle - Chute de pression - Arrêt de système - Risque d'éruption	- Visuelle	2	4	3	24	- Contrôle et test périodique. - Changement des joints périodiquement. - Nettoyage permanent. - Protection cathodique.
Manifold duse	Ensemble des vannes (hydraulique et manuelle) qui gèrent les bouchons de gaz en cas d'éruption.	- fuit de gaz En cas d'éruption - blocage des vannes en position ouvert/ fermer. - éclatement/ Écrasement	- Surpression - Présence des débris - Mauvais serrage - Chute d'objet - Fissure des joints - Coup de bélier	- Risque d'éruption - Explosion - Perte totale de l'appareil de forage	- Manomètre - test	2	4	3	24	- Isolation Thermique - Isolation à la Source d'étincelle. - Eloigner au place qu'il n'existe pas le risque de chute des objets solides

Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	CR	
Panneau de commande	- Commande à distance	- Commande erronée - Absence de commande - Indication erronée des manomètres	- Erreur humaine - Inversement dans les connexions du BOP - Desserrage des faisceaux - Rupture des faisceaux - Chocs	- Perdre de contrôle - Mise en marche erronée du BOP - Venue non contrôlée - Risque éruption - Arrêt de système - Risque d'éruption	- Visuelle - Test/ Contrôle	2	4	3	24	- Contrôle et test périodique. - Nettoyage permanent - Formation du personnel sur l'ampleur du risque lié à ces taches.
Kill line	Assure le passage de boue vers le puits	- Vannes bloquées fermée/ ouvert - Fermeture/ ouverture incomplète ou intempestive - Bouchage - Usure - Déformation - Fuite	- Mauvais serrage - Fonction excessive - Présence des débris - Corrosion - Clapet anti-retour défectueux - Détérioration des Joints - Chute des objets solides	- Perte de pression - Fuite de boue - Venue non contrôlée - Colmatage - Surpression	- Visuel - test/ contrôle	3	3	3	27	- Nettoyage et Contrôle et test périodique. - Formation du personnel sur l'ampleur du risque lié à ces taches. - Changement des joints périodiquement

Eléments	Fonction	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Conséquences	Détection	Criticité				Actions correctives
						F	G	D	CR	
Choke line	Assurer le passage de la boue et la venue vers manifold de Duse	<ul style="list-style-type: none"> - Vannes bloquées fermée /ouvert - Fermeture/ouverture incomplète/ intempestif - Déformation - Usure/ fuite 	<ul style="list-style-type: none"> - Mauvais serrage - Fonction excessive - chute des objets solides - Détérioration des joints - Corrosion 	<ul style="list-style-type: none"> - Perte de pression -Surpression -Fuite de boue -Rupture des circuits -Venue non contrôlée 	<ul style="list-style-type: none"> - Visuelle - Test/ Contrôle - Manomètre 	3	3	2	18	<ul style="list-style-type: none"> - Nettoyage et Contrôle et test périodique. - Formation du personnel sur l'ampleur du risque lié à ces tâches. -Changement des joints périodiquement

Les éléments les plus critiques dans notre système sont :

BOP : Membrane « garniture élastique », piston, vis de verrouillage, packer, orifice de fermeture/ouverture, rams à mâchoires, kill line ;

KOMMY : pompe triplex/duplex, différent vanne 4 voie, vanne by-pass, transmetteur, manifold Duse, panneau de commande, flexible.

Recommandations :

Suite à notre étude, on propose les recommandations suivantes :

- La formation et l'information du personnel sur l'ampleur du risque lié à chaque tâche.
- Assurer l'alimentation des pompes.
- Afin d'éviter la déformation de la membrane de l'obturateur annulaire, ce dernier doit être testé à 70% de sa pression de service.
- Assurer la protection des flexibles contre toute agression physique ou chimique.
- Assurer l'étalonnage des manomètres et du manocontact.
- Enregistrer les tests et les valeurs de pression consignés sur une fiche de test périodique des équipements.
- Les tests de pression doivent commencer par une augmentation de la pression jusqu'à atteindre 200 à 300, à maintenir pendant 5 minutes, puis augmenter à la pression de test.
- Réalisation des tests de pression et de fonctionnement au moins 1 fois par semaine afin de vérifier qu'il peut assurer la fermeture du puits en cas de venue d'hydrocarbures.
- Les temps de fermeture et d'ouverture doivent être enregistrés.
- Le maximum de baisse de pression admissible est de 5% pour une pression de test allant jusqu'à 5800 psi et de 300 Psi pour les pressions supérieures à 5800 psi.
- Chaque pompe doit démarrer quand la pression chute au maximum de 10% (2700 psi) et s'arrêter quand elle atteint 3000 psi.
- Le niveau d'huile doit se situer au milieu du réservoir avec les accumulateurs à 3000 psi.
- Contrôle et révision journalier des équipements
- Utilisation d'une checklist, énumérant les préparatifs. Le chef de poste doit le suivre point par point, en cochant les actions terminées.
- Réalisation des exercices de sécurité ou la durée de chaque exercice représente le temps de réaction de l'équipe du début de l'alerte jusqu'à la fin de l'exercice. Un rapport doit être rempli par le superviseur à la fin de chaque exercice. Dans le cas d'une mauvaise

réaction, il doit mentionner les points faibles de chaque équipe afin d'améliorer leur comportement durant les prochains exercices.

Les différents exercices à réaliser :

1. Pit drill/BOP drill (durée : 1 min) :

Cet exercice est réalisé durant le forage.

Le superviseur soulève le flotteur du bac de circulation pour simuler un gain.

Le chef de poste doit déclencher l'alerte et suit les étapes suivantes :

-Arrête la rotation ;

-Dégage la garniture jusqu'à avoir le Tools joint à environ 1 m au-dessus de la table de rotation ;

-Arrête les pompes.

L'exercice peut être arrêté à ce niveau.

Dans le cas où l'outil est dans le tubage, le chef de poste peut continuer l'exercice en fermant le puits selon la procédure de la compagnie.

2. Trip drill (durée : 2 à 3 min)

- Exercice pendant la manœuvre, avec l'outil dans le tubage.

- Le superviseur soulève le flotteur du trip tank pour simuler un gain.

- Le chef de poste déclenche l'alerte et suit les étapes suivantes :

-Arrête la manœuvre et pose la garniture sur cale ;

-Demande à l'équipe d'installer la safety valve (ou la gray valve puisque le puits ne débite pas dans l'exercice) et fermer la safety valve ;

-Ferme le puits selon la procédure de la compagnie.

3. Strip drill

Après la cimentation du tubage et avant le reforage du ciment, fermer le BOP, pomper un certain volume dans le puits pour augmenter la pression.

L'exercice consiste à descendre, en stripping à travers l'obturateur annulaire, quelques longueurs de tiges.

4. Choke drill

L'objectif de cet exercice est de circuler sous duse. Il est réalisé après la cimentation du tubage et avant le reforage du ciment. Il consiste en la fermeture du BOP et le pompage d'un certain volume dans le puits pour augmenter la pression, puis de circuler sous duse.

5. Diverter drill

L'objectif de cet exercice est de réaliser la déviation rapide d'une venue de shallow gas.

Après le forage d'une certaine distance sous le tube guide, le signal est donné. Le chef de poste :

- Arrête le forage et accélère les pompes ;
- Positionne le premier Tools joint au-dessus de la table
- Ouvre la ligne d'évacuation ;
- Ferme le diverter.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : Sureté De Fonctionnement (Vulmeur)
- [2] : M. BOURARECHE, Rapport Des Techniques Floues Et Possibilité A L'analyse Semi-Quantitative Des Risques Industriels Thèse Magister Présentée A Institut D'hygiène Et Sécurité Industrielle, Batna 2009
- [3] : Sécurité Opérationnelle Des Systèmes De Production Par ERIC NIEL (Laboratoire D'automatique Industriel INSA De Lyon) Technique D'ingénieur R7640.
- [4] : Démarche Générale De Maîtrise Du Risque Dans Les Industries De Procèdes. Par YVAN VEROT (Directeur HSE Industrie Chez ATOFINA) Technique D'ingénieur AG4605.
- [5] : INERS, Outils D'analyse Des Risques Générés Par Une Installation Industrielle, Mai 2003.
- [6] : Sécurité De Système, Analyse De Risque Méthodes D'analyse De Risques, IFP 2006.
- [7] : AMDEC Moyen Par Michel Ridoux (Consultant APPAVE) Technique D'ingénieur AG 4220.
- [8] : I. DOGHMANE, Etude Et Amélioration De La Stratégie De La Commande D'un Top Drive Modelé Canrig 1050^E500 Au Niveau De ENTP.
- [9] : Thème Analyse Des Risques Liés A L'opération De Forage Par La Méthode AMDEC (2006/2007).
- [10]: A. SLIMANI / M, DADDOU Formation FORAGE Sonatrach, M1, M2, M3, 2004.
- [11]: Manuel Well Control 3&4, 1/02/2018. IAP Sonatrach
- [12] : Equipement De Contrôle De Venue IFP
- [13] : Manuel QHSE ENTP
- [14] : Techniques d'Exploitation Pétrolière Le Forage, Jean-Paul NGUYEN
- [15] : Forage Pour Non-Foreurs, SONATRACH, Division Forage,2003
- [16] : L'appareil De Forage « RIG », Division Forage SONATRACH
- [17] : Manuel Guide TFT
- [18] : www.theguardian.com

Résumé :

Durant le forage d'un puits pétrolier, des couches contenant des fluides, tels que l'eau, le pétrole ou le gaz sont traversées. Ces fluides sont emprisonnés dans les pores de cette roche sous une forte pression. Dès que l'outil perce la roche, les fluides qui y sont contenus ont tendance à sortir.

Il est nécessaire de les en empêcher, sinon ils sortent dans le puits, chassent complètement la boue, et sortent à l'air libre où ils peuvent commettre des dégâts importants, surtout les hydrocarbures qui s'enflamment et compliquent ainsi le contrôle de la situation.

Afin d'éviter des catastrophes pareilles, un système de sécurité BOP-KOOMY est mis en place pour assurer la protection durant ou après le forage pour prévenir et contrôler une venue, avant qu'elle ne se dégénère en éruption.

Dans cette optique une analyse dysfonctionnelle du système anti-éruption BOP-KOOMY a été réalisée par la méthode AMDEC montrant que l'aspect technique de la prévention est prépondérant car il s'agit d'assurer des installations et la prise de conscience d'un état de risque par tout l'ensemble des travailleurs et cela pour déterminer la cause d'un risque et la recherche des meilleures solutions afin de le réduire.

Summary:

During the drilling of an oil well, layers containing fluids, such as water, oil or gas are crossed. These fluids are trapped in the pores of this rock under heavy pressure. As soon as the tool pierces the rock, the fluids contained in it tend to come out.

It is necessary to prevent them, otherwise they go out into the well, completely drive out the mud, and go out in the open where they can cause significant damage, especially hydrocarbons that ignite and complicate control of the situation.

In order to avoid such catastrophes, a BOP-KOOMY safety system is put in place to provide protection during or after drilling to prevent and control kick formation, before it degenerates into an eruption.

In this perspective, a dysfunctional analysis has been realized of the BOP-KOOMY anti-eruption system by the AMDEC method showing that the technical aspect of prevention is preponderant because it is a question of ensuring installations and the awareness of a state of risk by all the workers and this to determine the cause of a risk and the search for the best solutions to reduce it.

ملخص :

أثناء حفر بئر نفطية، يتم عبور الطبقات التي تحتوي على سوائل، مثل الماء أو الزيت أو الغاز. هذه السوائل محاصرة في مسام هذه الصخرة تحت ضغط شديد. بمجرد أن تخترق الأداة الصخور، تميل السوائل الموجودة فيها إلى الخروج. من الضروري منعها، وإلا فإنها تخرج إلى البئر، وتخرج الوحل تمامًا، وتخرج في العراء حيث يمكن أن تسبب ضرر كبير، وخاصة الهيدروكربونات التي تشعل وتعقد السيطرة على الوضع. من أجل تجنب مثل هذه الكوارث، تم وضع لتوفير الحماية أثناء أو بعد الحفر لمنع والتحكم في تشكيل الركلة، قبل أن يتحول إلى BOP-KOOMY نظام أمان AMDEC من خلال طريقة BOP-KOOMY ثوران. في هذا المنظور، تم إجراء تحليل مختل نظام مكافحة الثوران التي تبين أن الجانب الفني للوقاية هو الغالب لأنه مسألة ضمان المنشآت والوعي بحالة الخطر من قبل جميع العمال وهذا لتحديد سبب خطر والبحث عن أفضل الحلول للحد منه

Mots Clefs : Forage, BOP, KOMMY, venue, éruption, risque, AMDEC.