

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



École Nationale Polytechnique
Filière QHSE-GRI

Mémoire de projet de fin d'étude

pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en QHSE-GRI

Etude du système de contrôle d'un puits pétrolier
-de l'UA vers le BOP-
Cas du chantier de forage NDIL 284 HASSI MESSAOUD

M^r. HOUSSAM MAMOUNI

Sous la direction de

M^{me}. DJAMILA HARIK Professeur ENP

M^r. AMIN BENMOKHTAR Maître-Assistant ENP

Présenté et soutenu publiquement le (13/06/2016)

Composition du Jury :

Président		M ^r . ABDELMALEK CHERGUI	Professeur ENP
Rapporteur	1	M ^{me} . DJAMILA HARIK	Professeur ENP
Rapporteur	2	M ^r . AMIN BENMOKHTAR	Maître-Assistant ENP
Examineur	1	M ^r ABOUBAKRE KERTOUS	Maître-Assistant ENP
Examineur	2	M ^r MOHAMED ATTOUCHI	Maître-Assistant ENP

ملخص

ان الهدف من هذا العمل هو دراسة فعالية نظام السيطرة على البئر البترولي في حالة حدوث قدوم للغاز او البترول. الجزء الأول يتعلق بسياق المشروع من خلال لمحة عامة عن مبدأ الحفر ووصف مفصل لنظام التحكم في البئر الجزء الثاني يعرض تحليل المخاطر استنادا عل استخدام الطرق التالية (CEDMA) و(POZAH) الجزء الثالث، يقدم حلا من خلال تصميم وحدة التخزين بحساب عدد القارورات وقدرة ضخ النظام وسعة خزان الزيت وفقا لشروط وقواعد المعهد الامريكي للبترول، باستعمال نتائج نمذجة اثار الانفجار قمنا بتحديد الموقع الامن لوحدة التخزين بالنسبة لموقع البئر في الأخير، ان الحلول المقترحة للإشكالية المطروحة تساهم في موافقة وحدة الحفر للقواعد العالمية

الكلمات المفتاحية: المخاطر، تحليل المخاطر، مراقبة البئر، انفجار، نمذجة، قدوم بترولي ، نظام التحكم في البئر

Abstract

The objective of this work is to investigate the effectiveness of the control system of an oil well in the event of oil coming. The first part of this work concerns the contextualization of the project through an overview of the drilling principle, a description of the rig and a detailed description of the well control system.

The second part presents the risk analysis based on the use of methods, Bow Tie, FMEA (Failure Mode Analysis, Effects and Criticality Analysis) and HAZOP (HAZardOPerability).

In the third part, a solution is provided through the design of a storage unit by setting the number of bottles, pumping system capacity and hydraulic oil tank capacity according to the rules and conditions API (American Petroleum Institute).

By modeling the effects of a crash explosion with PAHST software, we repositioned the storage unit in the well site.

Finally, our performance improvement proposals of well control system contribute rig to comply with international rules.

Key words: BOP, Risk Analysis, HAZOP, FMEA, Blow out, explosion, Master of risks, PHAST, API.

Résumé

Le présent travail a pour objet d'étudier l'efficacité du système de contrôle d'un puits pétrolier en cas d'éruption pétrolière. La première partie de ce travail porte sur la mise en contexte du projet à travers un aperçu sur le principe de forage, une description de l'appareil de forage et une description détaillée du système de contrôle de puits.

En second lieu, une étude des risques a été élaborée par l'application des méthodes : Nœud papillon, AMDEC (Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité) et HAZOP (HAZard OPerability).

Dans la troisième partie, une solution est proposée à travers le dimensionnement d'une unité d'accumulation par la définition du nombre de bouteilles, la capacité du système de pompage et la capacité du réservoir d'huile hydrauliques selon les règles et les conditions de l'API (American Petroleum Institut).

Par une modélisation des effets d'un accident d'explosion à l'aide de logiciel PAHST, nous avons repositionné l'unité d'accumulation dans le chantier de forage.

Nos propositions d'amélioration de performance du système de contrôle de puits pourraient servir pour la mise en conformité aux règles et conditions de l'API de l'installation de forage.

Mots clés : BOP, UA, Analyse des risques, AMDEC, HAZOP, éruption, explosion, maîtrise des risques, PHAST, API.

Dédicaces

À mes parents,

À mes frères et mes sœurs,

À mes amis et tous mes proches.

Houssam MAMOUNI

REMERCIEMENTS

Ce travail a été réalisé dans le cadre de la préparation du mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'Etat en Qualité Hygiène, Sécurité, Environnement et Gestion des Risques Industriels (QHSE-GRI).

Mes remerciements vont tout d'abord à mes encadreurs Madame D. HARIK et Monsieur A.BENMOKHTAR, respectivement Professeur et Maître Assistant à l'Ecole Nationale Polytechnique, pour leurs suivis, aide et disponibilités tout au long de ce travail.

Je tiens à remercier Monsieur M. OUADJAOUT, Enseignant-Chercheur à l'Ecole Nationale Polytechnique, Chef de Département et Directeur du Cycle Préparatoire-ENP pour son aide dans la rédaction de ce document.

Je tiens à remercier Monsieur A.CHERGUI, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique, d'avoir accepté de présider le jury de cette soutenance.

Mes remerciements vont à Messieurs M.T. ATTOUCHI et A. KERTOUS, Enseignants - Chercheurs à l'Ecole Nationale Polytechnique pour l'effort qu'ils ont prodigué pour examiner ce travail.

Je remercie également les employés de chantier de forage NDII 284 et à leur tête Monsieur M. LAHBIB, Manager HSE pour leur disponibilité ainsi que leur précieuse aide tout au long du projet.

Je n'oublierai pas de remercier toute l'équipe pédagogique qui nous a accompagnés tout au long de notre formation à l'École Nationale Polytechnique pour la qualité de l'enseignement prodigué et l'engagement dont ils ont fait preuve.

Enfin, mes remerciements vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Table de matière

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES FIGURES

LISTE DES ABREVIATIONS

Introduction.....	12
--------------------------	-----------

CHAPITRE 1 CONTEXTE, PROBLEMATIQUE, OBJECTIFS ET METHODOLOGIE

1.1 Contexte	15
--------------------	----

1.2 Présentation de l'unité de forage RDC-18.....	15
---	----

1.3 Problématique	16
-------------------------	----

1.4 Objectifs de l'étude	16
--------------------------------	----

1.5 Méthodologie	17
------------------------	----

CHAPITRE 2 GENERALITES SUR LE PROCESSUS DE FORAGE PETROLIER ET SYSTEME DE CONTROLE DU PUIT

2.1 FORAGE PETROLIER

2.1.1 Principe de forage	20
--------------------------------	----

2.1.2 Etapes de forage	20
------------------------------	----

2.1.3 Description physique de puits.....	23
--	----

2.1.4 Description de l'appareil de forage	24
---	----

2.2 SYSTEME DE CONTROLE DU PUIT

2.2.1 Venue	28
-------------------	----

2.2.2 Éruption.....	31
---------------------	----

2.2.3 Système de contrôle du puits	32
--	----

CHAPITRE 3 GESTION DES RISQUES

3.1 Notions	41
-------------------	----

3.2 Gestion des risques.....	42
------------------------------	----

3.3 AMDEC.....	44
----------------	----

3.4 HAZOP	51
-----------------	----

3.5 Nœud papillon	54
-------------------------	----

CHAPITRE 4 Outils de calcul

4.1 Notions de thermodynamique

4.1.1 Gaz parfait	59
4.1.2 Gaz réel	60
4.1.3 Loi de Boyle-Mariotte.....	62

4.2 Modélisation des effets

4.2.1 Présentation du logiciel de simulation PHAST	63
4.2.2 Méthode TNT	64

CHAPITRE 5 Application analyse et maîtrise des risques

5.1 Analyse des risques

5.1.1 Nœud papillon	67
5.1.2 AMDEC	69
5.1.3 HAZOP.....	74

5.2 Maîtrise des risques

5.2.1 Condition et recommandations de l'API.....	81
5.2.2 Redimensionnement de l'unité d'accumulation	81
5.2.3 Positionnement de l'unité d'accumulation.....	85

Conclusion	90
-------------------------	-----------

Références bibliographiques	91
--	-----------

Annexes

Annexe A : Installation de forage (la sonde)	94
Annexe B : Système de contrôle de puits	94
Annexe C : Bloc d'Obturation de puits (BOP)	95
Annexe D : Unité d'accumulation	96
Annexe E : Tableau AMDEC	99
Annexe F : Conditions et recommandations de l'API	116
Annexe G : Tableau d'équivalence	117
Annexe H : Rapport de modélisation par PHAST	119

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3.1 : Liste des modes de défaillance suivant l'AFNOR

Tableau 3.2 : Indice de fréquence (F)

Tableau 3.3 : Indice de non-détection

Tableau 3.4 : Indice de gravité (G)

Tableau 3.5 : Grille de criticité

Tableau 3.6 : Classification des risques

Tableau 3.7 : Tableau type HAZOP

Tableau 4.1 : Seuils d'effets sur les structures

Tableau 5.1 : Découpage du système N°01

Tableau 5.2 : Découpage du système N°02

Tableau 5.3 : Hiérarchisation des modes de défaillances du système N°01

Tableau 5.4 : Hiérarchisation des modes de défaillances du système N°02

Tableau 5.5 : Tableau HAZOP

Tableau 5.6 : Données d'accident d'explosion

Tableau 5.7 : Résultats de modélisation des effets d'explosion

Tableau 5.8 : Etat actuel et dimensions proposées de l'UA

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 : La méthodologie de l'étude

Figure 2.1 : Le principe de forage rotary

Figure 2.2 : Phases de forage à terre d'un puits

Figure 2.3 : Installation de forage (la sonde)

Figure 2.4 : Circuit hydraulique de la boue de forage

Figure 2.5 : Modèle d'un circuit hydraulique

Figure 2.6 : Table de rotation

Figure 2.7 : Tiges de forage

Figure 2.8 : Outils de forage (Outils diamant)

Figure 2.9 : Bloc d'obturation de puits (BOP)

Figure 2.10 : Principe de fonctionnement des obturateurs annulaire

Figure 2.11 : Obturateur a mâchoire (position fermée)

Figure 2.12 : Obturateur a mâchoire (position ouverte)

Figure 2.13 : Groupe de pompage de l'unité et système de démarrage et d'arrêt des pompes

Figure 2.14 : Circuit de distribution de l'huile vers les BOP et vannes

Figure 2.15 : Bouteilles de stockage d'huile sous pression

Figure 2.16 : Panneau de commande à distance

Figure 3.1 : Processus de la gestion des risques

Figure 3.2 : Principe de l'AMDEC

Figure 3.3 : Déroulement de l'HAZOP

Figure 3.4 : Principe de la méthode Nœud papillon

Figure 3.5 : Déroulement de la méthode AdD

Figure 4.1 : Interaction entre les molécules

Figure 5.1 : Arbre de défaillance

Figure 5.2 : Arbre d'évènement

Figure 5.3 : Répartition des modes de défaillance du système N°01

Figure 5.4 : Répartition des modes de défaillance du système N°02

Figure 5.5 : Plan de circulation des fluides (Air, huile)

Figure 5.6 : Synthèse d'analyse des risques

Figure 5.7 : Synthèse de scénario d'accident d'explosion d'un puits pétrolier

Figure 5.8 : Résultats de modélisation des effets d'explosion par le logiciel PHAST

LISTE DES ABRÉVIATIONS

API	American Petroleum Institute
AdD	Arbre de Défaillance
AdE	Arbre d'Evènement
AMDEC	Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité
APR	Analyse Préliminaire des risques
AFNOR	Association Française de NORmalisation
ARIA	Analyse, Recherche et Information sur les Accidents
BOP	Blow Out Preventer
BSEE	Bureau of Safety and Environmental Enforcement
C	Criticité
D	Détection
DIPPR	Design Institute for Physical Properties
DNV	Det Norske Veritas
F	Fréquence
G	Gravité
Kg	Kilogramme
HM	Hassi Messaoud
HAZOP	HAZard OPERability
ISO	International Organization for Standardization
IAOGP	International Association of Oil and Gas Producers
INERIS	Institut national de l'environnement industriel, et des risques
NDIL	Nabors Drilling International Limited
PHAST	Process Hazard Analysis Software Tool
PSI	Pound per Square Inch
PSA	Petroleum Safety Authority
PID	Piping and Instrumentation Diagramm
PFD	Plans de circulation des fluides
P_{frac}	Pression de fracturation
P_{pore}	Pression de pore
Gal	Gallon
RDC	Rouhd Chegga
Vu	Volume utile

Introduction générale

La dépendance énergétique de l'homme s'est accentuée conjointement aux évolutions sociales, démographiques et technologiques. Elle sera d'autant plus forte que les besoins des populations y sont liés en grande proportion. L'énergie primaire couvre 85 % des besoins mondiaux. Les moyens de transport qui assurent la mobilité des êtres et des matériels sont énergivores et sont principalement dominés par les énergies fossiles (le gaz, le charbon et le pétrole).

Les avantages que procure le pétrole lui ont permis de supplanter le charbon en 1960 pour s'imposer en qualité d'énergie bon marché et devenir la première source d'énergie exploitée par l'humanité. Il s'agit de l'avènement d'un monde « pétrolisé ». Cette « pétrolisation » a accompagné, dynamisé et catalysé le développement technologique. Ceci lui confère un pouvoir d'influence majeur sur les décisions politiques, économiques et environnementales. Le pétrole représente la plus lourde balance commerciale de la planète en qualité et en quantité et joue un rôle considérable sur le flux des devises.

L'industrie pétrolière fait quotidiennement des grands titres avec leurs incidents, et accidents catastrophiques, ce qui a imposé le recours à la gestion des risques est plus reconnaissable sous le terme de maîtrise des risques en vue d'éliminer ou réduire les risques et améliorer l'activité pétrolière

La réalisation des sondages pétroliers entraîne des risques d'éruption. Les pertes de puits ou d'équipements consécutives aux éruptions non contrôlées grèvent lourdement chaque année l'industrie pétrolière et des vies humaines peuvent être mises en danger au cours d'opérations quelquefois périlleuses. Enfin la pollution de l'environnement peut avoir des effets incalculables.

Afin d'atteindre notre objectif, nous présentons notre travail en cinq chapitres

Dans le chapitre 1 nous présentons la problématique et l'objectif assignés ainsi que la démarche méthodologique suivie

Le chapitre 2 est consacré à la présentation du principe et les étapes de forage *rotary*, description générale de l'installation de forage et de puits pétrolier. il décrit aussi en détail le système de contrôle de puits ainsi que le principe de fonctionnement du Bloc d'Obturation de Puits (BOP) et l'unité d'accumulation (UA).

Le chapitre 3 intitulé « gestion des risques », représente un support théorique de gestion des risques. Dans un premier temps, nous présentons quelques concepts et définitions fondamentaux liés à la démarche d'analyse ainsi que les différentes étapes à suivre pour décrire la démarche de gestion des risques à suivre. Nous abordons ensuite en détail les méthodes d'analyse des risques (AMDEC, HAZOP, Nœud papillon).

Le chapitre 4 introduira les outils de calcul qui nous utiliserons dans la partie maîtrise des risques. Nous donnerons quelques notions de thermodynamique avant de décrire la modélisation des effets des accidents majeurs par logiciel PHAST.

Le chapitre 5 est dédié à l'application des méthodes d'analyse des risques Nœud papillon, AMDEC et HAZOP pour le système de contrôle de puits (Bloc d'obturation de puits BOP et l'unité d'accumulation UA). Il est consacré à la proposition des solutions pour la maîtrise des risques. Dans un premier point, il introduira les règles et les conditions de l'API puis les solutions techniques pour assurer le fonctionnement de système anti éruption sont présentées.

Le travail s'achève sur une conclusion et des perspectives suivies de références bibliographiques et à la fin du document figurent quelques annexes contenant des compléments de définitions et des résultats de simulation.

CHAPITRE 1
CONTEXTE, PROBLEMATIQUE, OBJECTIFS
ET METHODOLOGIE

1.1 Contexte

Dans l'industrie pétrolière, le besoin d'amélioration est présent dans toutes les phases de la production, à savoir: l'exploration (forage), l'exploitation, et aussi la distribution. Chaque phase a ses propres risques qui sont souvent catastrophiques pour l'être humain, l'environnement et le système étudié. La phase de la prospection basée essentiellement sur l'opération de forage qui représente l'étape la plus critique à cause de plusieurs facteurs tels que, la diversité des opérations qui le constituent et le matériel utilisé (pompe à boue, table de rotation, bacs de boue, treuil,etc.) et les risques d'incendie et d'explosion qui peuvent être considérables.

Le système de forage *rotary* est un ensemble structurel dont l'objectif premier est de détruire de la matière, en général de la roche, afin de forer un puits pour l'extraction du pétrole.

L'éruption pétrolière dans un chantier de forage constitue la principale problématique. En effet le contrôle inopérant de venue peut provoquer des conséquences graves voir catastrophiques.

Le système anti-éruption est l'équipement principal de contrôle de puits en cas d'une venue pour assurer la sécurité des personnes, l'installation et l'environnement.

Dans ce contexte, le travail de ce mémoire traite le problème de non-fonctionnement du système de contrôle de puits.

1.2 Présentation du chantier de forage RDC-18

NABORS DRILLING INTERNATIONAL LIMITED est chargée de réaliser pour le compte d'opérateurs internationaux, des opérations de forage aux fins de reconnaissance et d'exploitation de gisements d'hydrocarbures et/ou de nappes d'eaux, ainsi que des opérations d'entretien de puits producteurs d'huiles ou de gaz.



Le projet de forage du puits RDC-18 réalisé par l'entreprise NABORS correspond à l'exploration du réservoir d'huile de Rhourd Chegga l'un des plus grands gisements d'huile à Hassi Massaoud.(Annexe A)

Le puits RDC-18 se situe à 110 km au nord-est de Hassi Massaoud à une altitude moyenne de 820 m, il se trouve dans une zone plate du Sahara.

Le gisement de Rhourd Chegga s'étale sur plus de 750 km, il se situe à une profondeur d'environ 3400 m.

1.3 Problématique

Le contrôle des puits pétroliers est confronté à des problèmes d'ordres techniques liés à l'efficacité des systèmes de sécurité contre l'éruption, qui pourraient mettre en danger la vie humaine, l'équipement et l'environnement.

La sécurité de puits est assurée par le *Blow Out Preventers* (BOP) placé en tête du puits, afin d'empêcher le fluide d'atteindre la surface.

Ce système sensible pose toujours de sérieux problèmes, en raison des incidents et des accidents qui y sont survenus, suite à sa défaillance engendrant des conséquences graves voir même catastrophiques, d'où la nécessité de revoir la notion de gestion des risques et principalement l'étape relative à l'analyse des risques.

En Mai 2015, l'explosion de puits de forage NDIL 283 à Hassi Messaoud, a causé 03 morts et entraîné une marée noire sans précédent, avec pertes économiques directs et indirects considérables. Cet accident a suscité beaucoup d'émoi et a provoqué une remise en cause profonde de l'efficacité du système de sécurité contre l'éruption,

La question centrale de ce mémoire concerne deux préoccupations suivantes : maîtrise des risques et amélioration de la performance du système de contrôle du puits.

- Quelles sont les modes de défaillance qui peuvent causer le non-fonctionnement du système anti éruption ?
- Quelles sont les mesures à mettre en place pour assurer l'efficacité de ce système ?

1.4 Objectifs de l'étude

L'objectif de ce travail est d'assurer la sécurité des puits de forage des hydrocarbures par une étude du système de contrôle de puits en cas d'une venue et d'étudier l'efficacité de cette barrière de sécurité contre les risques « incendie et explosion ».

Dans le but d'aller vers la conformité du chantier de forage aux normes internationales, la contribution de notre étude comporte alors deux idées principales :

- Une analyse fonctionnelle du système de contrôle de puits (BOP) et application des méthodes d'analyse des risques.
- Des propositions de solutions techniques pour améliorer et assurer l'efficacité du système anti-éruption, ces solutions sont cadrées par les règles et les conditions de *l'American Petroleum Institute* (API).

1.5 Méthodologie

Afin d'atteindre notre objectif, la méthodologie adoptée pour le traitement de notre problématique repose sur trois piliers principaux : analyse des risques, évaluation des risques et maîtrise des risques. La figure ci-dessous résume cette démarche :

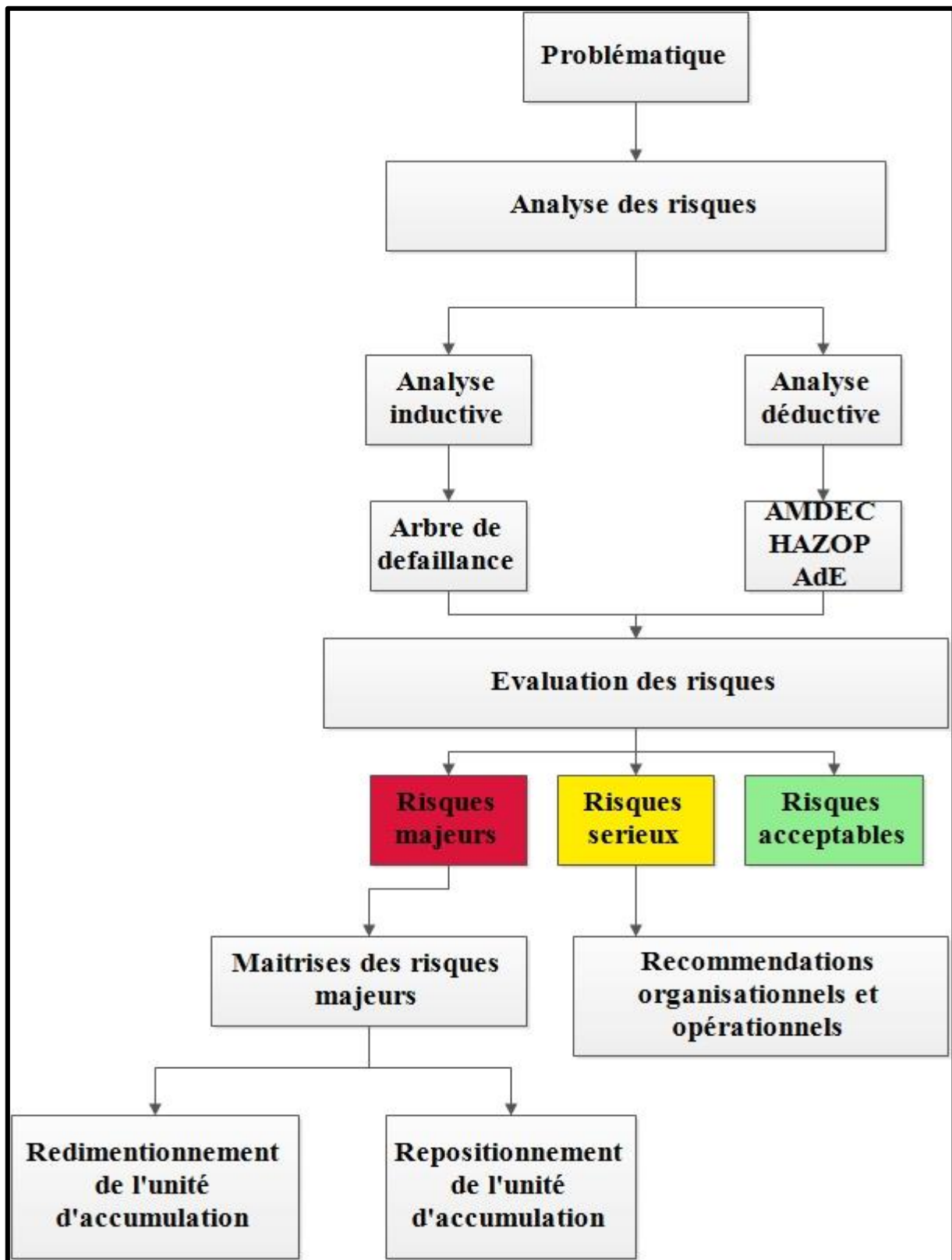


Figure 1.1 : Démarche méthodologique

CHAPITRE 2

GENERALITES SUR LE PROCESSUS DE FORAGE

2.1 FORAGE PETROLIER

Un processus de forage est un dispositif qui assure l'extraction de la matière pour réaliser un puits. Cette tâche se déroule via la contribution de plusieurs organes et en plusieurs étapes. Ce chapitre présente le principe et les étapes de forage d'un puits pétrolier ainsi que le système de contrôle de puits et le principe de fonctionnements de BOP en cas de venue.

2.1.1 Principe du forage

Le forage *rotary* consiste à entraîner un outil en rotation de manière à broyer ou à découper les terrains situés au-devant de lui, tout en injectant en continu un fluide de forage (boue) de façon à évacuer les déblais de roche hors du trou (Figure 2.1).

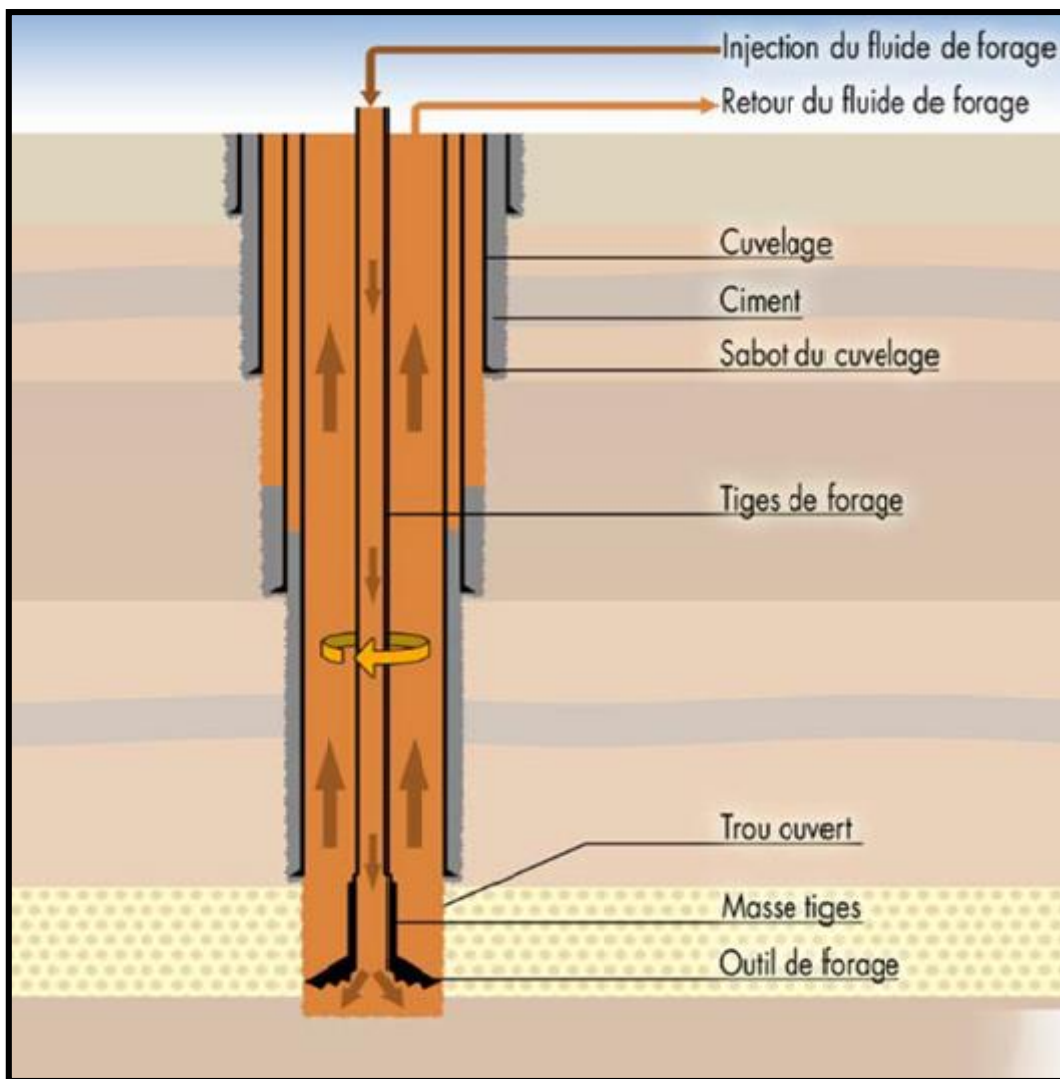


Figure 2.1 : Principe du forage rotatif (INERIS)

La technique de forage classique consiste à forer en surpression (*over balanced*), c'est-à-dire que la pression exercée par la boue dans le puits (P_b) doit être supérieure à la pression des fluides contenus dans les formations traversées (P_{pore}). Toute violation de cette règle conduit à une intrusion de fluides de formation (eau, huile ou gaz) dans le puits, phénomène que l'on appelle venue (*kick*). Cette venue peut aboutir à une éruption (*blowout*).

A contrario, la pression exercée par la boue de forage ne doit pas être trop forte, d'une part parce que cela réduit la vitesse d'avancement du forage et d'autre part parce que la pression ne doit pas dépasser la pression de fracturation (P_{frac}) de la roche et conduire à des pertes de boue dans les terrains (*circulation loss*), qui peuvent être extrêmement dommageables pour la qualité des aquifères sensibles traversés et/ou pour la sécurité du puits[1].

2.1.2 Etapes d'un forage

2.1.2.1 Travaux préparatoires

Avant que l'appareil de forage ne soit acheminé sur le site, une plate-forme est aménagée selon les techniques de génie civil : décapage, terrassements, nivellement, empierrage.

L'opérateur procède ensuite à la mise en place du tube guide. Pour cela, un trou est creusé à l'aide d'une sondeuse utilisant la méthode de havage. Le tube guide est descendu au fur et à mesure du creusement du trou, pour éviter toute déstabilisation des terrains.

En tête du tube guide est installée une plaque de base sur laquelle sera fixée la tête de suspension du premier cuvelage (cuvelage de surface).

Une cave étanche maçonnée de quelques mètres de profondeur et de 3 à 5 m d'extension est également réalisée autour de la tête de puits. Cette cave accueillera le BOP lors du forage.

L'appareil de forage est ensuite acheminé sur le site et monté, en vue de débiter le forage.

2.1.2.2 Forage des formations peu profondes et mise en place du cuvelage de surface

Le forage des formations peu profondes est la première phase de forage proprement dite. Elle est réalisée avec une simple boue à l'eau, additionnée de bentonite, afin de ne pas polluer les nappes aquifères de surface.

Notons que lors de cette phase de forage, le puits ne dispose pas encore de BOP.

Il est donc important de s'assurer, préalablement aux travaux, de l'absence de risques de gaz de surface (*shallow gas*). En cas d'incertitude, il est nécessaire d'installer un équipement de sécurité appelé *diverter*. C'est un obturateur annulaire dont la fonction n'est pas de fermer le

puits mais de canaliser une éventuelle venue vers une torchère et ainsi de protéger l'unité de forage.

2.1.2.3 Mise en place et tests du BOP

Le cuvelage de surface et sa cimentation permet au puits d'avoir la tenue mécanique nécessaire pour pouvoir accueillir à son sommet le BOP.

La composition du BOP peut varier selon les phases de forage. Typiquement, les phases peu profondes peuvent être forées avec un BOP « basse pression » (typiquement 3000 psi de pression de service), celui-ci étant remplacé plus tard par un BOP « haute pression » (10000 psi par exemple).

Lorsque le BOP est en place, des tests de fonctionnement des obturateurs sont effectués, ainsi que des essais en pression pour vérifier l'intégrité et l'étanchéité globale du BOP, Si les résultats sont concluants, le forage peut se poursuivre

2.1.2.4 Leak-off test

Il est essentiel, avant de forer la première phase intermédiaire, et de manière plus générale, avant de forer chaque phase suivante, de connaître la pression de fracturation (P_{frac}) de la formation que l'on s'apprête à forer.

La pression de fracturation indique au foreur la valeur de pression à ne pas dépasser en fond de puits afin d'éviter toute perte de circulation. Indirectement, elle indique aussi la pression de pore que les formations traversées ne devront pas dépasser afin de ne pas risquer, en cas de venue, de provoquer une éruption sous le sabot du dernier cuvelage posé.

Cette pression de fracturation est déterminée par un test appelé essai de pression dans le découvert ou plus couramment *leak-off test* [3].

2.1.2.5 Forage des formations intermédiaires

Le forage des formations intermédiaires est opéré, à travers le BOP, selon la méthode classique. A chaque phase de forage, une nouvelle colonne (cuvelage ou *liner*) est descendue puis cimentée aux terrains.

Chaque cuvelage à sa tête de suspension propre. La tête de puits est donc composée d'un empilement de têtes de suspension, fixées les unes sur les autres.

A chaque mise en place d'une nouvelle tête, le BOP est déconnecté et soulevé de manière à intercaler le nouveau *casing head*, puis reconnecté.

2.1.2.6 Diagraphies différées

A la fin de chaque phase de forage et avant la descente du cuvelage ou *liner* correspondant, des diagraphies du puits (*logging*) sont réalisées. Ces diagraphies sont dites différées par opposition aux diagraphies instantanées (*LWD*) réalisées en cours de forage [2].

2.1.2.7 Forage de la couche réservoir

Cette phase de forage est généralement considérée comme la première étape de la complétion du puits, c'est-à-dire de la préparation à sa mise en exploitation éventuelle [2].

2.1.2.8 Tests de formation

Au cours d'un forage d'exploration, l'opérateur souhaitera, au-delà des indices apportés par les diagraphies, l'analyse des déblais, des fluides de forage ou les éventuelles carottes, pouvoir déterminer avec certitude la nature des fluides présents dans certaines formations et estimer leur débit et leur pression, en vue d'évaluer l'intérêt potentiel de ces couches pour une exploitation future [2].

2.1.3 Description et rôle d'un puits

Un puits est un trou foré dans le sous-sol à des fins de reconnaissance, d'évaluation ou d'exploitation d'une ressource.

Les rôles essentiels d'un puits sont :

- de permettre l'accès à la formation géologique visée ;
- d'assurer une communication hydraulique optimale avec cette formation ;
- de permettre aux effluents contenus dans cette formation de remonter efficacement et en sécurité vers la surface (pour un puits de production) ;
- de collecter un ensemble de données importantes pour la capitalisation de la connaissance du sous-sol [3].

Un puits est foré par intervalles ou phases successives de diamètres décroissants et concentriques. A la fin de chaque phase, le trou est revêtu d'une colonne de tubes en acier de diamètre légèrement inférieur au trou foré.

Cette colonne est appelée cuvelage (*casing*) lorsqu'elle remonte jusqu'en surface ou colonne partielle (*liner*) lorsqu'elle ne recouvre pas toute la hauteur du puits (Figure 2.2).

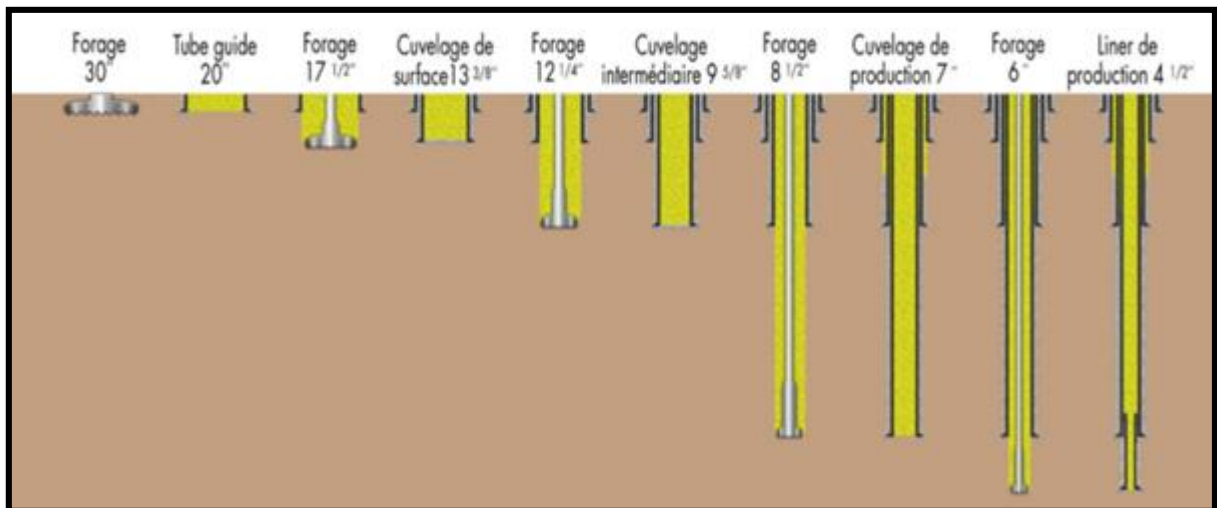


Figure 2.2 : Phases de forage à terre d'un puits (INERIS)

2.1.4 Description de l'appareil de forage (la sonde)

L'emplacement idéal pour implanter les installations de forage sont en de la topographie du terrain et des informations recueillies lors de l'exploration (études sismiques). Généralement, elles se situent au-dessus du gisement, à la verticale de l'épaisseur maximale de la poche supposée contenir des hydrocarbures. (Figure 2.3)

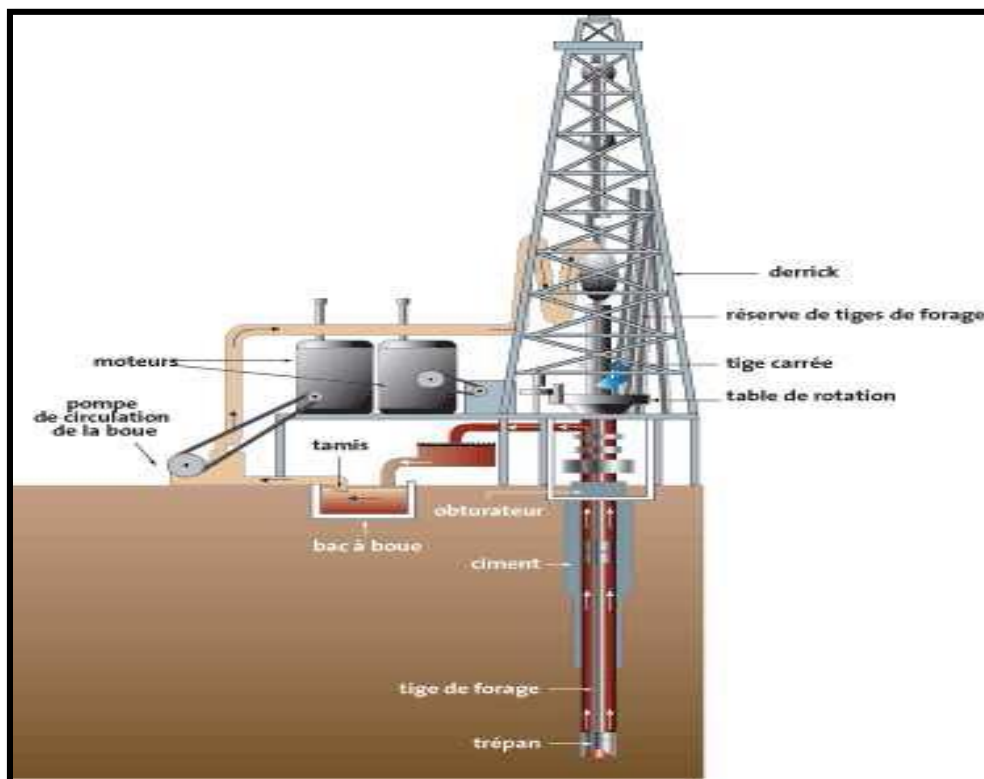


Figure 2.3 : Installation de forage

L'installation de forage possède plusieurs modules: le système hydraulique (pompe et bac à boue), le système d'alimentation (moteurs), les obturateurs, la table de rotation, les réserves des tiges de forage ainsi que le système de suspension qui renferme le derrick.

2.1.4.1 Système hydraulique

La circulation du fluide dans le processus de forage est assurée par une pompe de circulation. La figure (2.4) présente une pompe connectée à un bac à boue et disposant d'un tamis pour le filtrage des déblais issus du forage avant la réinjection de ce fluide dans le puits. Plusieurs catégories de pompes de circulation existent dont la pompe à cavités progressives.

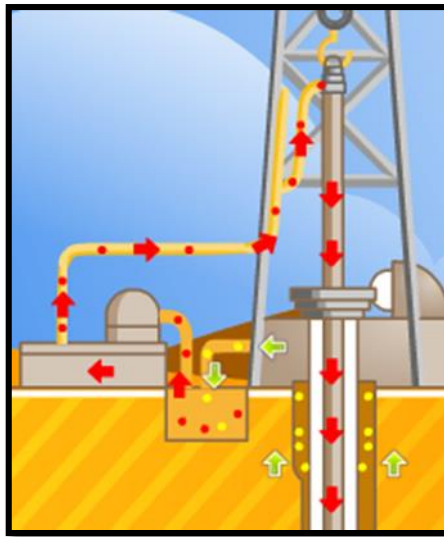


Figure 2.4 : Circuit hydraulique de la boue de forage

La pompe est rotative, volumétrique et constituée d'un engrenage composé de deux éléments hélicoïdaux : le *rotor* et le *stator*. La géométrie de l'ensemble comprend plusieurs séries de cavités séparées. La rotation du rotor dans le stator entraîne le déplacement axial du fluide de cavité en cavité, créant ainsi une action de pompage.

Le circuit hydraulique est composé de quatre organes : un moteur électrique, une boîte de vitesse, une pompe et la tuyauterie. Figure 2.5

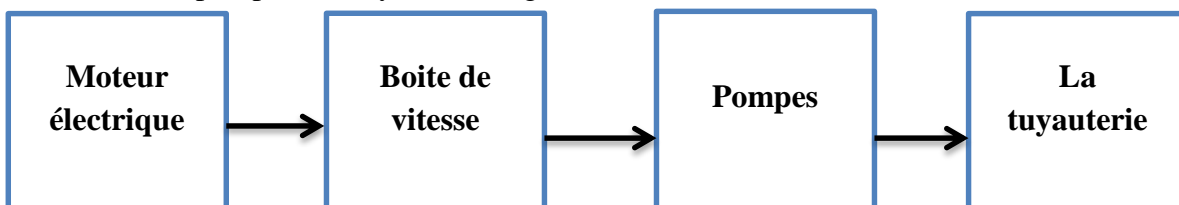


Figure 2.5: Modèle d'un circuit hydraulique

2.1.4.2 Système d'alimentation

Les moteurs électriques ou hydrauliques sont les sources d'alimentation les plus fréquentes dans l'industrie pétrolière. L'énergie produite est transmise sous forme électrique ou mécanique vers les différents constituants de l'installation : la pompe de circulation, le treuil et la table de rotation. La nécessité de réaliser des puits déviés incite l'utilisation des moteurs embarqués afin d'accéder aux poches latérales contenant des hydrocarbures [4].

2.1.4.3 Système de rotation

Le système de rotation regroupe une table de rotation (*rotary table*), une tige d'entraînement (*kelly*) et outils de forage (*trépans*).

- **Table de rotation** transmet le mouvement de rotation à la garniture de forage, par l'intermédiaire de fourrures et de la tige d'entraînement, et, en cours de manoeuvre, supporte le poids de la garniture de forage, par l'intermédiaire de coins de retenue. (Figure2.6)

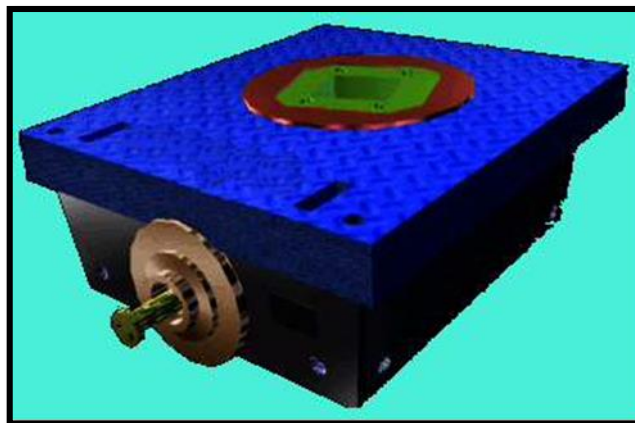


Figure 2.6: Table de rotation

- **Tiges de forage** : ils permettent la transmission de la rotation de la table à l'outil et le passage du fluide de forage. Elles doivent travailler en tension pour éviter leur frottement contre les parois du puits, qui peuvent causer leur usure et les éboulements des parois, et la déviation. (Figure 2.7)



Figure 2.7 : Tiges de forage

- **Trépans (outils de forage) :** Une variété de trépans présentant des géométries spécifiques existent. Ils sont conçus pour forer une certaine gamme de roches et sont choisis en fonction des puits à réaliser.

Sous l'effet de la compression l'effet de la rotation, les dents de trépan pénètrent dans la roche et l'éclate (Figure 2.8)

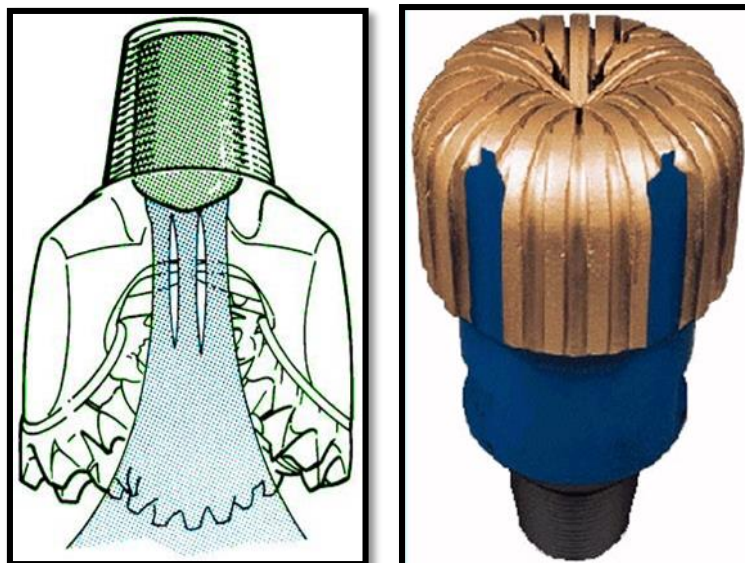


Figure 2.8 : Les outils de forage (Outils diamant)

2.1.4.4 Système de suspension

La tâche dédiée au système de suspension réside dans les déplacements du processus de forage (montée, descente) et dans le contrôle du poids appliqué sur l'outil. Il dispose d'un derrick, pouvant présenter une hauteur de plus de 80 mètres, un crochet et un treuil motorisé

permet le levage de la garniture de forage et du tubage, il entraîne également un arbre secondaire permettant de dévisser et visser les tiges et les tubages. Le treuil doit être capable de déplacer de lourdes charges à de grandes vitesses [3].

Le derrick représente le point culminant de la plateforme. C'est une tour métallique qui soutient une tige au bout de laquelle se situe le trépan. La tige est rallongée au fur et à mesure que le trépan opère.

2.2 SYSTEME DE CONTROLE DU PUIITS

Le contrôle des venues est la mise en œuvre d'une série des opérations permettant l'évacuation de l'effluent et la mise en place d'une boue de densité égale à la densité d'équilibre de la formation. Il n'existe pas des procédures particulières de contrôle, les méthodes et les moyens utilisés sont très divers et devront être adaptés à chaque cas particulier.

2.2.1 Venue

Une venue est un incident relativement commun lors d'un forage, elle est définie comme étant l'intrusion d'un fluide indésirable d'une formation perméable dans le puits, dès que la pression de fond devient inférieure à la pression de pore [13].

2.2.1.1 Principes fondamentaux de contrôle de venue

Le contrôle d'un puits est divisé en deux catégories principales à savoir :

- Contrôle primaire.
- Contrôle secondaire.

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

Contrôle secondaire : quand la pression de fond devient inférieure à la pression de pores, il y a une intrusion du fluide de formation dans le puits.

Cette intrusion ne peut être arrêtée qu'après la fermeture du puits en utilisant les équipements de sécurité (système de contrôle de puits BOP).

2.2.1.2 Causes de venues

La prévention des venues est un processus qui doit d'abord commencer par l'étude et compréhension des causes qui sont à l'origine de ces venues.

- **Default de remplissage pendant le manœuvre** : la baisse du niveau de boue dans annulaire engendrait une réduction de la pression de fond qui peut provoquer une venue si le puits n'a pas été rempli avec un volume de boue équivalent au volume d'acier extrait

L'utilisation d'un bac de manœuvre et une feuille de manœuvre sont indispensables pour éviter et détecter les anomalies de remplissage.

- **Pistonnage vers le haut** : le pistonnage vers le haut est un phénomène qui se manifeste lors de la remontée de la garniture entraînant une dépression au fond du puits. Pistonnage vers le haut peut être détecté par un suivi rigoureux du retour à la goulotte et un bilan des volumes dans le réservoir de la boue de forage.

- **Pistonnage vers le bas** : le pistonnage vers le bas est aussi un phénomène qui se manifeste lors de la descente de la garniture entraînant une surpression au fond du puits. Si la surpression est importante, la pression de fond devient supérieure à la pression de fracturation de la formation, et par conséquent provoquer une perte totale de la boue qui pourra entraîner une baisse suffisante du niveau de la boue dans le puits est favorise l'invasion du puits par le fluide de la formation.

- **Perte de circulation** : lors d'une perte totale de circulation, la pression hydrostatique diminue et si elle devient inférieure à la pression de pores, il y aura une intrusion du fluide de la formation dans le puits.

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

L'insuffisance de la densité peut être due à :

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

- **Contamination de la boue par le gaz** : lors de forage des formations contenant du gaz, ce dernier se mélange à boue entraînant une réduction de la densité effective, cette réduction est d'autant significative lorsque le gaz s'approche de la surface.

- **Boue coupé par l'eau** : si le forage rencontre une zone poreuse contenant de l'eau sablée à pression supérieure à la pression hydrostatique de la boue, une venue d'eau salée se produit.

Suivant la pression différentielle qui existe entre formation et trou, et suivant la perméabilité de formation, la venue sera détecté par apparition de chlorure, variation de densité, variation des caractéristiques rhéologiques de la boue ou par gains aux bassins.

2.2.1.3 Causes d'un contrôle de venue inopérant

Après avoir examiné les scénarios les plus courants pouvant conduire à une venue, nous allons maintenant voir les circonstances qui peuvent amener à une venue non contrôlée, c'est-à-dire dégénéralant en éruption.

L'accidentologie permet d'en discerner les causes suivantes :

- **Détection tardive d'une venue** : pour avoir les meilleures chances de pouvoir être contrôlée, une venue doit être détectée le plus tôt possible. La précocité de la détection d'une venue repose sur un ensemble de facteurs : l'efficacité et la redondance des principes de détection utilisés, la compétence du personnel et un grand nombre de facteurs humains et organisationnels (réactivité, communication, fatigue, sensibilisation au risque de venue, etc.).

Une défaillance dans l'un de ces secteurs peut conduire à une détection tardive, qui peut fortement compliquer, voir mener à l'échec du contrôle de la venue ;

- **Défaut d'actionnement ou d'efficacité du BOP** : en cas de venue, une des premières mesures de mise en sécurité du puits consiste à fermer le BOP. Le succès de cette mesure dépend de plusieurs facteurs :

- la possibilité d'actionner le BOP : l'actionnement du BOP est opéré par des lignes de commande, qui doivent être disponibles et fonctionnelles au moment de l'incident. Une rupture ou un dysfonctionnement de ces lignes de commande peut rendre compliquée ou impossible la fermeture du BOP ;
- L'aptitude des obturateurs à contenir la pression exercée en tête de puits :Le BOP est composé d'un ensemble de mâchoires (*rams*) dont la pression de service doit être adaptée à la pression maximale exercée en tête de puits en toute situation (y compris dégradée). Une erreur de conception (par exemple un choix inadapté par rapport à la pression exercée en tête de puits), de montage, de test ou de maintenance du BOP peut conduire à un défaut de fonctionnement de celui-ci, mettant en péril le contrôle de la venue ;

- **Procédure de contrôle de venue inadéquate** : une fois le puits fermé, la reprise de contrôle du puits consiste à évacuer la boue viciée vers une ligne d'évacuation (*choke line*) et à injecter dans le puits une boue ayant la densité suffisante pour contrer la pression interstitielle des fluides de formation. Cette opération dite « de contrôle de venue » est délicate car elle repose sur un ajustement très fin des paramètres du puits (pression, débit, densité de boue).

Il arrive qu'une erreur de calcul, une erreur opératoire, une négligence dans le suivi de la procédure ou le choix d'une procédure inadaptée, mène à un échec du contrôle de la venue et par conséquent à une éruption,

- **Architecture inadéquate du puits** : l'architecture d'un puits (c'est-à-dire le nombre, la profondeur, le diamètre des phases de forage et les caractéristiques des cuvelages) doit être prévue pour qu'en cas de venue lors du forage, la pression qui s'exerce sur la section découverte du puits ou celle qui s'exerce sur la partie revêtue du puits, soit inférieure respectivement à la résistance des terrains (pour la partie découverte) ou à la résistance à l'éclatement des cuvelages (pour la partie revêtue). Ce dimensionnement repose, notamment, sur des hypothèses réalistes concernant les pressions maximales susceptibles de s'appliquer en paroi du puits en cas de scénarios accidentels (par exemple le remplissage total ou partiel du puits par du gaz). Il peut arriver qu'une erreur dans les calculs de dimensionnement, un défaut de fabrication ou de test d'un cuvelage ou un endommagement de celui-ci lors de sa descente dans le puits, conduise à ce que la pression exercée par la venue dépasse la résistance du terrain ou d'un élément de cuvelage. Une éruption souterraine est alors inévitable.[14]

2.2.2 Éruption (*Blow Out*)

C'est lorsque le fluide de formation arrive en surface grâce à sa propre énergie. Autrement dit ; une éruption est une venue incontrôlable ou dégage d'un puits vers la surface, elle est due à la perte de contrôle de pression des couches traversées, elle se produit si la pression hydrostatique de la boue de forage atteint un niveau largement inférieur à celle de la zone (de la couche) en question l'éruption sera donc évitée si la pression hydrostatique peut contre balancer la pression des fluides rencontrés (pression des couches) [15].

2.2.2.1 Scénario d'éruption

Une éruption est le résultat de la défaillance successive des deux barrières de sécurité principales du puits, à savoir :

- D'une part, la colonne de fluide destinée à vaincre la pression des fluides de formation, colonne qui constitue ce que l'on appelle la barrière primaire.
- Et d'autre part l'enveloppe constituée par le ciment, les cuvelages et le dispositif de sécurité de surface, qui forme ce que l'on appelle la barrière secondaire.

Autrement dit, pour qu'il y ait une éruption, il faut qu'il y ait d'abord une venue, c'est-à-dire un afflux de fluides de formation dans le puits (défaillance de la barrière primaire), puis que cette venue soit non contrôlée, c'est-à-dire que le ciment, les cuvelages ou le BOP aient été inopérants à contenir cette venue (défaillance de la barrière secondaire).

2.2.3 Description du système de contrôle de puits

L'objectif de cette partie est de jeter la lumière sur le système de sécurité des puits pétroliers BOP-UA, une description bien détaillée sur l'ensemble des parties fonctionnelles met en place par l'équipe de forage, en vue de maîtriser et de protéger de réelle de danger menaçant les dispositifs installés à la tête de puits.

2.2.3.1 Bloc d'obturation de puits (BOP)

Un BOP est utilisé à de nombreuses étapes de la vie d'un puits : lors du forage, de la complétion, des interventions sur puits ou encore lors des procédures d'abandon d'un puits. Il comporte plusieurs fonctions, à la fois opérationnelles et de sécurité. En ce qui concerne la sécurité, sa fonction principale est :

- D'assurer la fermeture du puits en cas de venue ;
- De permettre la circulation de façon à reconditionner la boue et évacuer le fluide ayant pénétré dans le puits (c'est la procédure de contrôle de venues).

Un BOP contient plusieurs types d'obturateurs. Nous distinguons :

- Les obturateurs annulaires (*annular preventers*) : ils peuvent se fermer sur n'importe quel équipement et même sur le trou vide (non recommandé). Ils permettent la manœuvre du train de tiges, le puits étant fermé et sous pression (*stripping*) ;

- Les obturateurs à mâchoires: ils ne se ferment que sur des tubulaires d'un diamètre défini

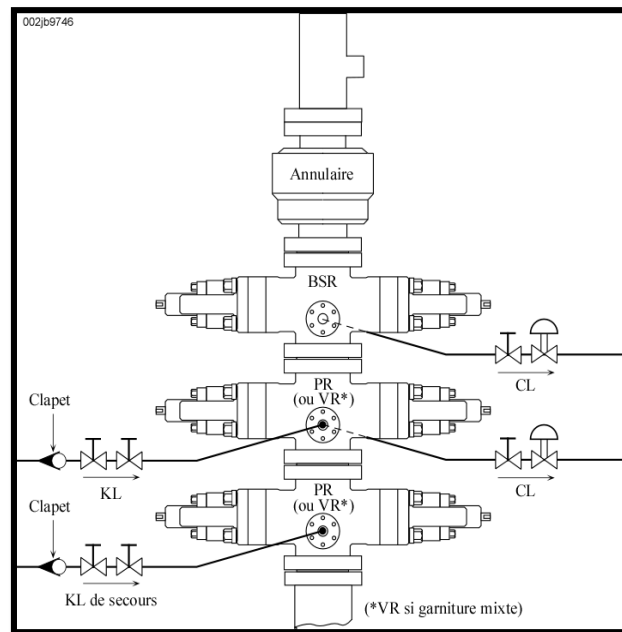


Figure 2.9 : Bloc d'obturation de puits BOP [13]

2.2.3.1.a Principe de fonctionnement des obturateurs

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

- Dimension nominale qui correspond au diamètre minimale d'alésage, par exemple : 11", 13"5/8,...
- Série qui correspond à sa pression maximale de service : 3000, 5000 psi.

Chaque obturateur nous précisons en outre les caractéristiques suivantes :

- Les rapports de fermeture et d'ouverture (rapport entre la pression qui règne dans le puits au moment de la fermeture - ou de l'ouverture - et la pression à exercer dans la chambre hydraulique pour fermer ou ouvrir l'obturateur) ; par exemple, le rapport de fermeture de l'obturateur Cameron type U étant de 7 / 1, il faut exercer une pression de 1000 psi sur les pistons de commande des mâchoires pour les fermer s'il règne dans le puits une pression de 7000 psi

- Les volumes de fluide nécessaire pour la fermeture et l'ouverture de l'obturateur.
- L'encombrement (hauteur, longueur, largeur, poids), en particulier la longueur ou la largeur, suivant le type, lors de l'ouverture pour le changement des mâchoires [13].

2.2.3.1.2 Obturateur annulaire

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

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

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

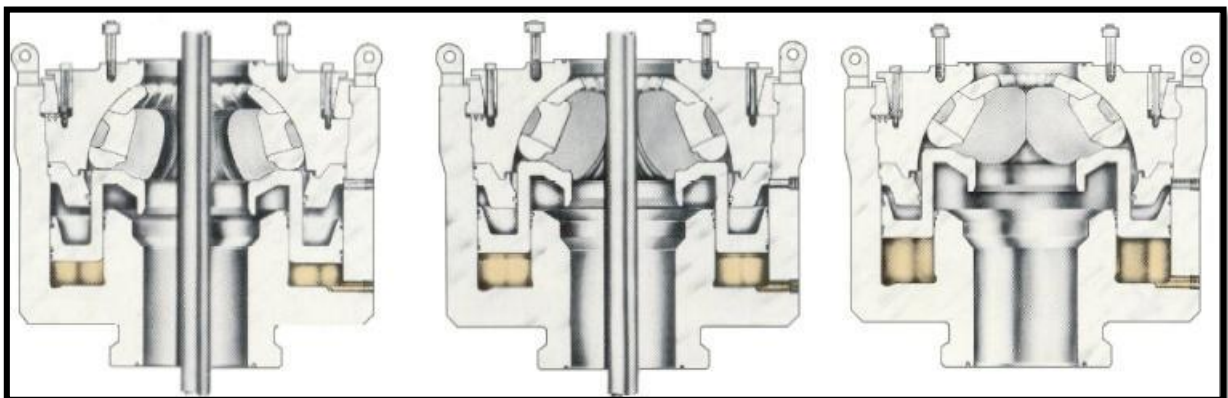


Figure 2.10 : Principe de fonctionnement des obturateurs annulaire

2.2.3.1.3 Obturateurs à mâchoires

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

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

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

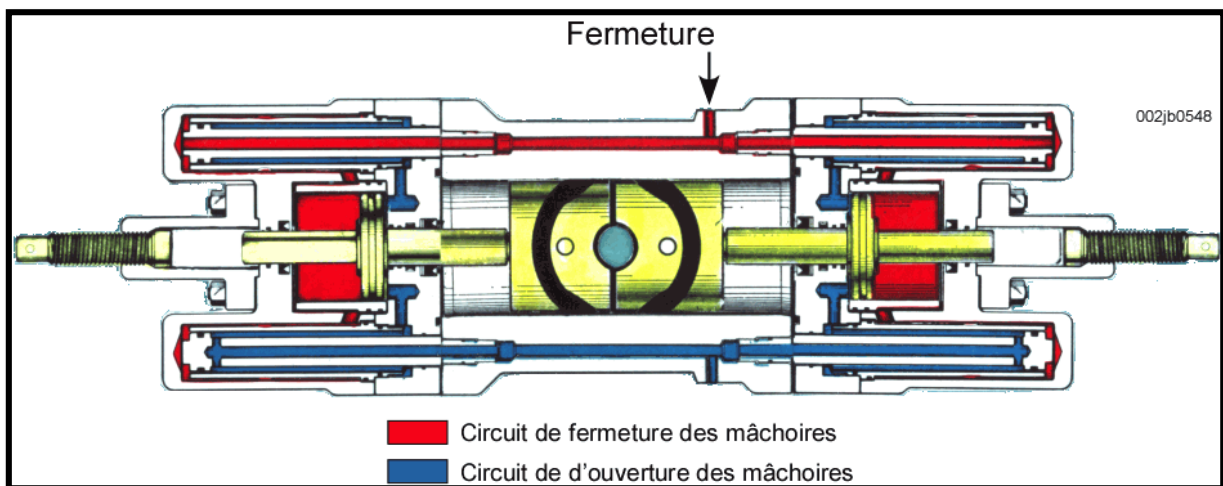


Figure 2.11 : Obturateur à mâchoire (Position fermée)

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

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

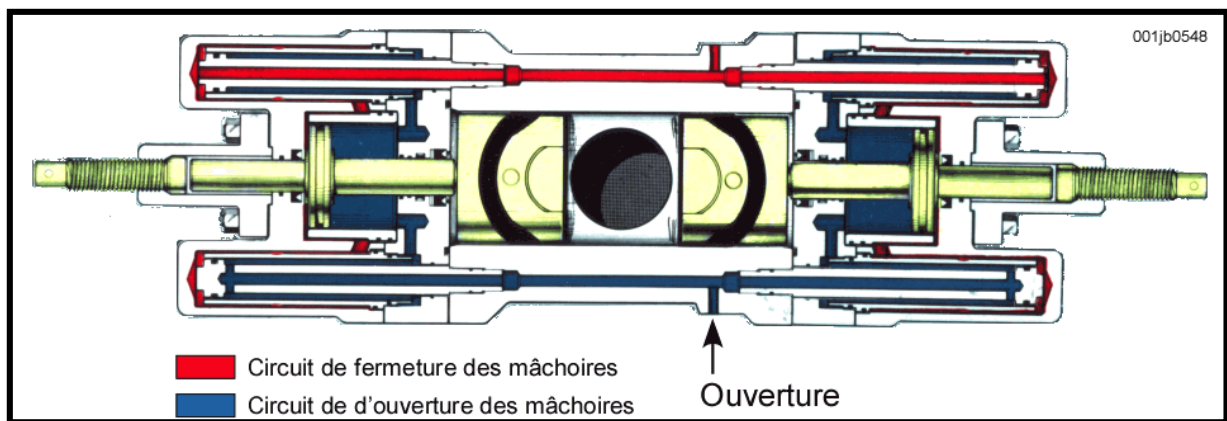


Figure 2.12 : Obturateur à mâchoire (position ouverte)

2.2.3.2 Unité d'accumulation

Cette unité fournit le fluide hydraulique sous pression pour opérer les différents obturateurs de surface et les vannes annexes. La pression de fonctionnement du système habituellement utilisé est de 3000psi. Un poste de commande à distance permettant de réaliser toutes les fonctions sera installé sur le plancher de forage, un ou plusieurs autres postes permettant de réaliser un nombre réduit de fonctions peuvent être installés sur le chantier (voir annexe B).

L'unité d'accumulation comprend cinq éléments selon leurs fonctions qui sont :

- Système de pompage
- Bouteilles (les accumulateurs)
- Réservoir de fluide hydraulique
- Les distributeurs de fluides hydraulique
- Les conduites

3.3.2.1 Système de pompage

L'unité doit être équipée d'au moins deux systèmes de pompage ayant des sources d'alimentation (électrique, pneumatique..) indépendantes. Les pompes aspirent le fluide hydraulique dans le réservoir et doivent être capables de le refouler au moins à la pression (maximum) de fonctionnement de l'unité. Le fluide hydraulique est stocké sous pression dans les accumulateurs oléopneumatiques.

Chaque système de pompage est équipé d'un dispositif lui permettant de démarrer automatiquement lorsque la pression dans l'accumulateur est en dessous d'un certain seuil et

de s'arrêter automatiquement lorsque cette pression atteint la pression de fonctionnement de l'unité

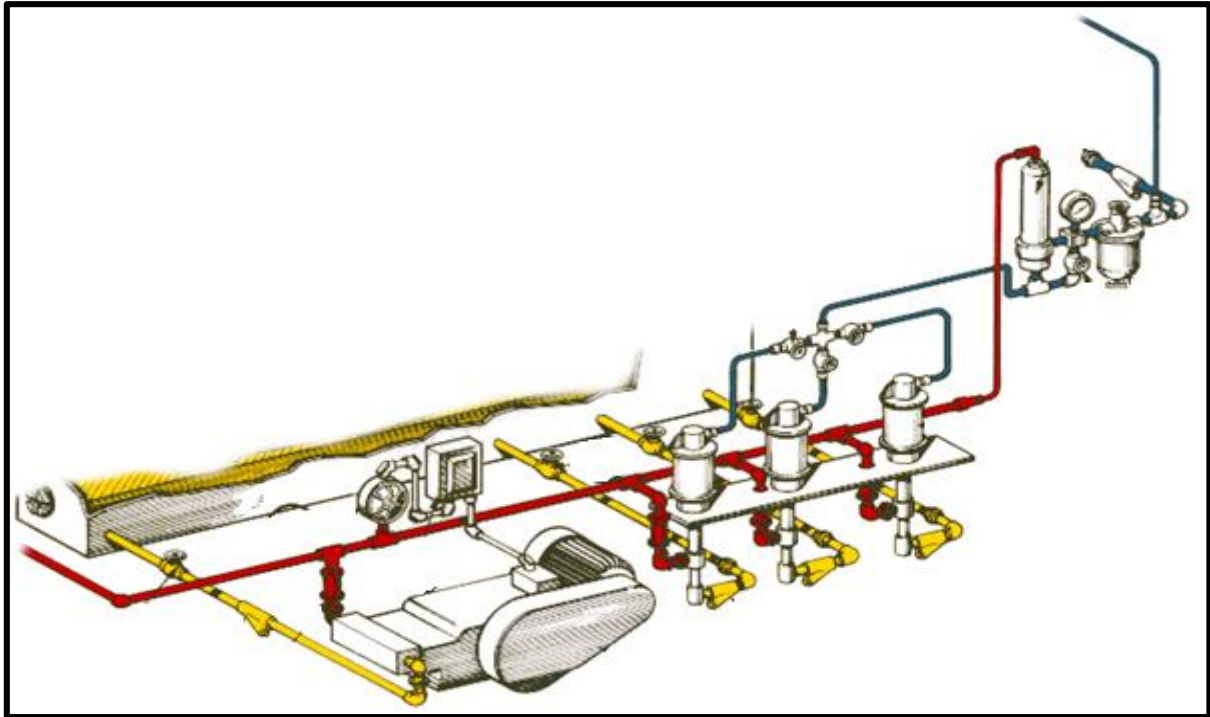


Figure 2.13 : Système de pompage de l'unité d'accumulation

2.2.3.2.2 Bouteilles

Elles permettent de stocker l'huile hydraulique sous pression. Il existe des systèmes avec chambre à air et avec flotteur, la pression de pré charge dépend des conditions spécifiques de fonctionnement des équipements. La valeur habituellement recommandée est de 1000 psi, elle est considérée correcte si elle se trouve dans une fourchette de 100 psi autour de cette valeur. La pression de pré charge doit être vérifiée à la mise en service de l'unité et au début de chaque puits, l'intervalle de contrôle ne doit pas dépasser 2 mois .l'azote et le seul gaz recommandé pour pré charger les bouteilles (Figure 2.14).

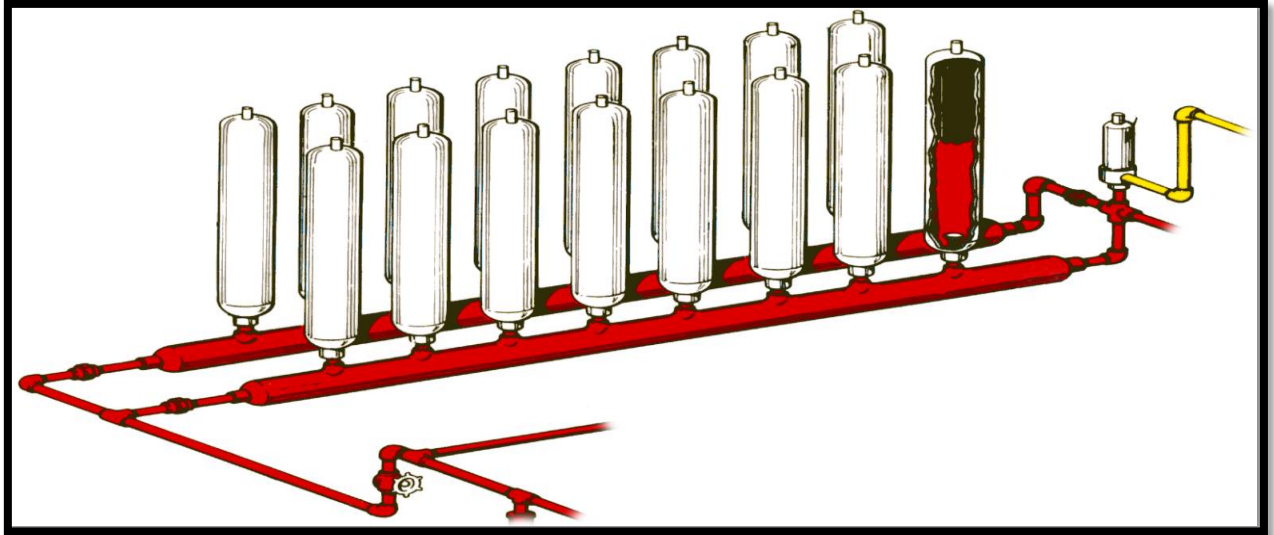


Figure 2.14 : Bouteilles de stockage d'huile sous pression

2.2.3.2.3 Réservoir et fluide hydraulique

Les fluides utilisés doivent permettre le fonctionnement de l'unité dans toutes les circonstances. Il peut être nécessaire d'ajouter des produits comme le glycol pour éviter le gel du fluide

2.2.3.2.4 Distribution du fluide hydraulique

La distribution du fluide hydraulique vers le BOP annulaire et vers les obturateurs à mâchoires et les obturateurs à fermeture cisaillant sont séparés, cela permet de régler indépendamment la valeur de la pression pour opérer les BOP annulaires et autres composants. (Figure 2.15)

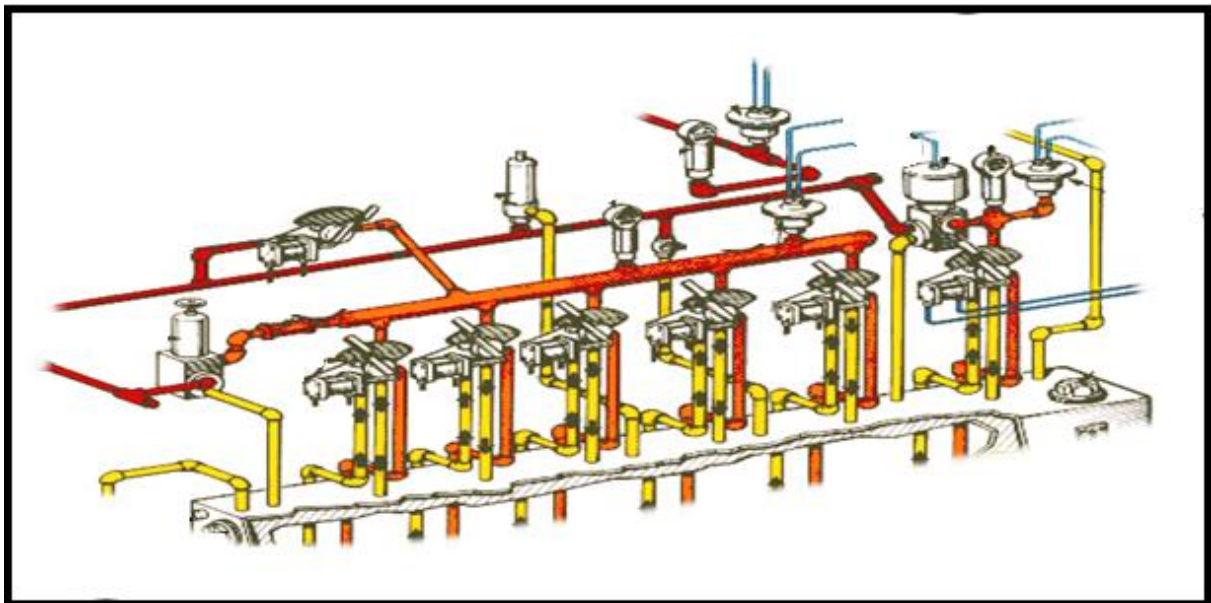


Figure 2.15 : Circuit de distribution de l'huile vers les BOP et vannes

2.2.3.2.5 Conduites

Les lignes reliant l'unité et le bloc d'obturation doivent avoir une pression de service égale à la pression de fonctionnement de l'unité (3000 psi). Les flexibles, les conduites rigides et les connections constituant ces lignes doivent résister au feu

2.2.3.3 Panneau de commande à distance

Ce panneau doit être accessible au chef de poste pendant les opérations de forage et représenter fidèlement l'empilage BOP

Le panneau de commande à distance doit :

- Permettre d'opérer tous les BOP et les vannes
- Permettre de régler la pression du BOP annulaire
- Indiquer la pression de l'accumulateur, du manifold, de l'annulaire et la pression d'air
- La pression trop faible dans l'accumulateur
- Une pression d'air trop faible
- Un niveau de fluide hydraulique trop faible dans le réservoir [14].

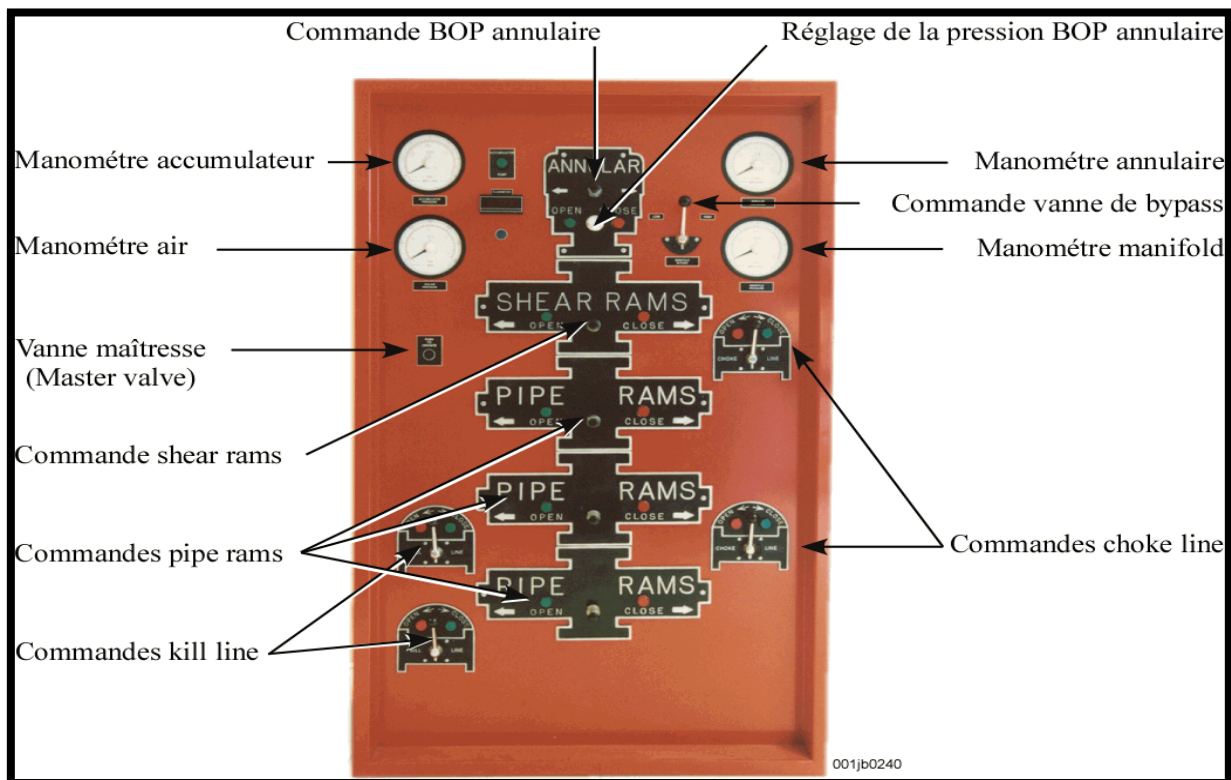


Figure 2.16 : Panneau de commande à distance

CHAPITRE 3
GESTION DES RISQUES

Toute activité économique est porteuse de risques pouvant mettre en péril l'entreprise, son fonctionnement, sa rentabilité, son développement ou sa pérennité. Devant cette présence continue de risques, il faut les identifier et évaluer leurs conséquences ainsi que leur gravité et mettre en œuvre des actions visant à les maîtriser du mieux possible.

3.1 Notions

- **Sureté de Fonctionnement** : Aptitude d'une entité à satisfaire une ou plusieurs fonctions requises dans des conditions données. Nous noterons que ce concept peut englober la fiabilité, la disponibilité, la maintenabilité, la sécurité, la durabilité... ou des combinaisons de ces aptitudes. Au sens large, la SdF est considérée comme la science des défaillances et des pannes.

- **Danger** : Situation caractéristique propre à certains éléments du système, qui menacent ou compromettent la sureté.

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, il est défini comme un processus non désiré. C'est un facteur potentiel d'accident, parfois mesurable (niveau de température, vitesse excessive...).

- **Risque** : Probabilité qu'un effet spécifique se produise dans une période donnée ou dans des circonstances déterminées. En conséquence, un risque se caractérise par deux composantes : la probabilité d'occurrence d'un  v nement supposé donner et la gravité des effets ou des conséquences de l' v nement supposé pouvoir se produire.

- **Défaillance critique** :  v nement de type de défaillance se produisant au cours d'une situation à risques et conduisant à l'occurrence d'un accident.

- **Situation de danger** : Caractérisée par la coexistence, éventuellement temporaire, d'un élément de danger en interaction potentielle avec un «  l ment vulnérable » susceptible des dommages.

- **Accident** :  v nement ayant des conséquences catastrophiques ou susceptibles d'en avoir, dans l'industrie, l'accident est défini comme l' v nement pouvant entraîner l'endommagement d'une ou plusieurs barrières et donc conduire à un relâchement de produits radioactifs et demandant la mise en service de système de protection.

- **Fiabilité** : Aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise dans des conditions données, pendant une durée donnée.

- **Sécurité** : Aptitude d'une entité à éviter de faire apparaître dans des conditions données, des évènements critiques ou catastrophiques [12]

3.2 Gestion des risques

Le processus de gestion des risques s'appuie toujours sur les cinq mêmes volets qui peuvent prendre une importance et une place très différentes d'une approche à une autre.

Ces cinq volets sont les cinq étapes habituelles dans une démarche classique de gestion de risques : l'identification, l'analyse, l'évaluation, l'acceptation ou la réduction et la maîtrise des risques. (Figure 3.1)

- **Identification des risques** : c'est le recensement des évènements redoutés, en cause dans les questions posées. Par exemple, dans une réflexion visant à prévoir les conséquences des défaillances des composants d'un produit (possibilité d'accident, dimensionnement de la maintenance...), on va recenser les composantes et pour chacun d'eux, les défaillances qui peuvent les affecter, ou plus précisément, les modes de défaillances. Cela veut dire que l'on va s'intéresser non à la défaillance elle-même, mais à sa manifestation dans le système étudié.
- **Analyse des risques** : définie selon le guide ISO/CE151 comme « l'utilisation des informations disponibles pour identifier les phénomènes dangereux et estimer le risque »

L'analyse des risques permet de mettre en lumière les barrières de sécurité, existantes en vue de prévenir l'apparition d'une situation dangereuse (barrières de prévention) ou d'en limiter les conséquences (barrières de protection). Les étapes principales d'analyse des risques sont

- Définition du système étudié : l'analyse des risques vise à identifier les risques représentés par un système en vue de pouvoir ensuite agir pour en réduire la gravité et la probabilité.
- Analyse qualitative et quantitative : par l'application des méthodes d'analyse APR ? HAZOP, AMDEC, AdD ...etc.
- **Evaluation des risques** : Elle consiste à associer à chaque évènement redouté étudié une fréquence de survenue (une probabilité si l'on peut considérer l'évènement comme aléatoire) et une gravité (un cout en monnaie, en temps, en image, en vies, moral...).

L'évaluation des fréquences s'appuie le plus souvent sur le calcul de probabilités. Pour pouvoir réaliser ces calculs, il faut disposer des connaissances de départ, suivantes : une représentation des fonctionnements du système liant logiquement les évènements dont on cherche à évaluer la fréquence à des évènements dont une évaluation de la fréquence est connue.

On fonde souvent l'évaluation probabiliste d'un accident sur le produit des probabilités des conditions à réunir pour qu'il se produise. Ce n'est pas acceptable que si ces conditions sont réellement indépendantes, ce qui est bien plus rare qu'on ne le croit.

L'évaluation de la gravité s'appuie sur la connaissance du système pour identifier les effets des évènements étudiés, sur des modèles physiques, physico-chimiques, biologiques, économiques, sociaux, politiques et sur les valeurs (ou du moins une hiérarchie de valeur) de chacun de ceux auxquels l'estimation est destinée.

- **Acceptation des risques** : L'acceptation ou la réduction des risques résulte de la comparaison des évaluations avec des critères d'acceptation. Ces critères peuvent prendre des formes très diverses, il importe que les évaluations soient orientées par l'usage qu'on veut en faire (peut-être pas seulement une décision d'acceptation) [8]
- **Maitrise des risques** : processus de sélection et de mise en œuvre des mesures visant à diminuer le risque, soit en réduisant la probabilité d'un évènement redouté (c'est de la prévention), ou en réduisant sa gravité (c'est de la protection) ou bien les deux.

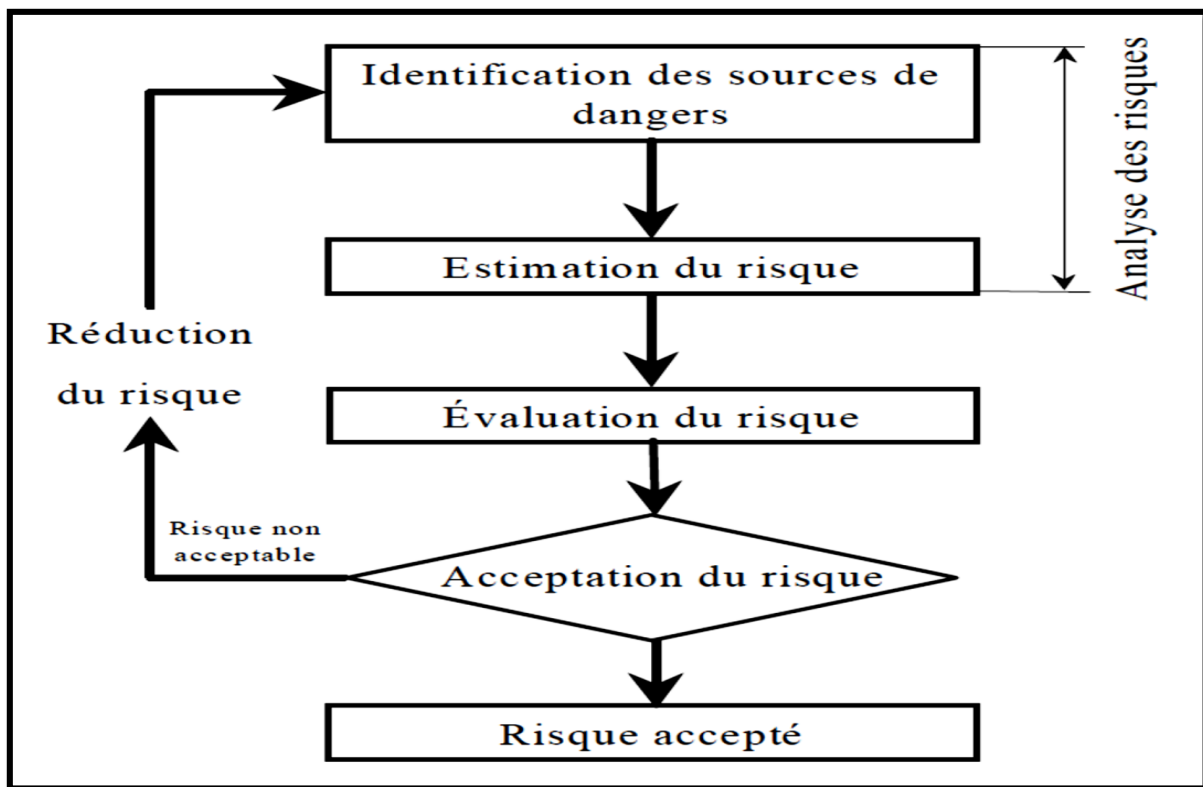


Figure 3.1 : Processus de la gestion des risques [8]

3.3 Analyse des modes de défaillance et de leurs effets et leur criticité

AMDEC

L'AMDEC est une méthode inductive d'analyse de système utilisée pour l'étude systématique des causes et la maîtrise des effets des défaillances susceptibles d'affecter les composants de ce système.

L'AMDEC a été mise en point vers 1960 dans l'industrie aéronautique américaine. Dédicée à l'origine à la mise au point des produits, l'industrie automobile a étendu son usage à la mise au point des procédés, puis des systèmes de production vers 1980. Alors que sa vocation initiale était prévisionnelle, l'outil a été utilisé de façon opérationnelle pour améliorer des systèmes existants.

Elle est inductive et permet l'étude systématique des causes et des effets des défaillances (mode de défaillances et effets) qui affectent les composants d'un système. La méthode comprend quatre étapes et se caractérise par une présentation sous forme de tableaux qui sont très souvent spécifiques à un secteur industriel concerné.

3.3.1 Terminologie

Un certain nombre de notions sont utilisées dans l'AMDEC. Il est important de les connaître parfaitement afin de comprendre précisément le fonctionnement de l'AMDEC et d'en assurer la meilleure application possible.

- **Fonction** : la norme NF EN1325-1 définit la notion de fonction comme l'action d'un produit ou de ses constituants exprimée exclusivement en termes de fiabilité. Une fonction peut être :

- Une fonction de service : action attendue d'un produit (ou réalisée par lui) pour répondre au besoin d'un utilisateur donné.
- Une fonction technique : action interne au produit (entre ses constituants) définie par le concepteur réalisateur, dans le cadre d'une solution pour assurer les fonctions de service.
- Une fonction principale : fonction pour laquelle le produit ou le constituant est créé.
- Une fonction secondaire (ou complémentaire) : toute fonction autre que la ou les fonctions principales.
- Une fonction d'estime (ou esthétique) : ces fonctions, du type « être esthétique » ou « être en or » ou le paraître, n'ont pas d'usage à proprement parler.
- Une fonction de contrainte : elle traduit des réactions ou des résistances à des éléments du milieu extérieur, la contrainte étant l'action de ce milieu extérieur sur le moyen de production étudié.

- **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.

- **Défaillance** : une défaillance est la cessation de l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise (norme X 60-500). 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 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.

- **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 en terme physique.

- **Cause de défaillance** : une cause de défaillance est l'évènement initiale 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.

- **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.

- **Mode de détection** : une cause de défaillance étant supposée apparue, le mode de détection est la manière par laquelle un utilisateur est susceptible de détecter sa présence avant le mode de défaillance ne soit produit complètement, c'est-à-dire bien avant que l'effet de la défaillance ne puisse se produire.

- **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

3.3.2 Domaine d'application

Cette méthode possède différents domaines d'application :

- Lors de la conception d'un équipement dont la fiabilité prévisionnelle représente un enjeu important.
- Sur une machine existante dont la fiabilité doit être améliorée
- Sur un procédé existant génèrent beaucoup de défaillances, et dont la fiabilité doit être corrigée

- Lors de l'industrialisation d'un nouveau produit dont la fiabilité prévisionnelle représente un enjeu (cout-criticité) important [5].

3.3.3 Les principales étapes de la mise en place de l'AMDEC

Les principales étapes de la mise en place d'une démarche AMDEC sont les suivantes :

- **Analyse fonctionnelle** : le système est décomposé en sous-système, et ceux-ci en composants élémentaires. Pour chaque élément on détermine les fonctions principales et les fonctions contraintes.
- **Analyse qualitative des défaillances** : recensement des modes de défaillance des causes qui sont à l'origine (cause de défaillance) et leurs effets (effet de défaillance).

Les modes de défaillances sont définis par rapport à un fonctionnement précis du système et sont donc dépendants de celui-ci. Pour aider l'analyse, on utilise des tableaux comme le tableau (3.1) donnant une liste guide de modes génériques de défaillance (norme AFNOR X60-510).

Tableau 3.1 : Modes de défaillance suivant l'AFNOR.

Modes génériques de défaillance	
1. Défaillance structurelle	17. Ecoulement réduit
2. Blocage physique ou coincement	18. Mise en marche erronée
3. Vibration	19. Ne s'arrête pas
4. Ne reste pas en position	20. Ne démarre pas
5. ne s'ouvre pas	21. Ne commute pas
6. Ne se ferme pas	22. Fonctionnement prématuré
7. Défaillance en position ouverte	23. Fonctionnement après le délai prévu
8. Défaillance en position fermé	24. Entrée erronée (augmentation)
9. Fuite interne	25. Entrée erronée (diminution)
10. Fuite externe	26. Sortie erronée (augmentation)
11. Dépasse la limite supérieure tolérée	27. Sortie erronée (diminution)
12. Est au-dessous de la limite inférieure tolérée	28. perte de l'entrée
13. Fonctionnement intempestif	29. Perte de la sortie
14. Fonctionnement intermittent	30. Court-circuit (électrique)
15. Fonctionnement irrégulier	31. Court ouvert (électrique)
16. Indication erronée	32. Fuite (électrique)

- **Analyse qualitative des défaillances** : pour chaque mode de défaillance, évaluer la gravité, la fréquence d'apparition, le risque de non détection et calculer le nombre prioritaire de risques.

- **Déterminer le NPR critique** : Après la hiérarchisation des modes de défaillance selon leur NPR, on détermine le NPR au-dessus duquel il faut déclencher des mesures correctives.
- **Plan d'action** : Préparer un plan d'action (quoi, qui, comment, quand) pour supprimer les causes de défaillances. Les actions peuvent être d'ordre préventif ou correctif.
- **Application et suivi du plan d'action** : Les responsables désignés sur le plan d'action sont chargés d'appliquer et suivre les mesures correctives (ou préventives) et d'enregistrer les résultats obtenues [5].

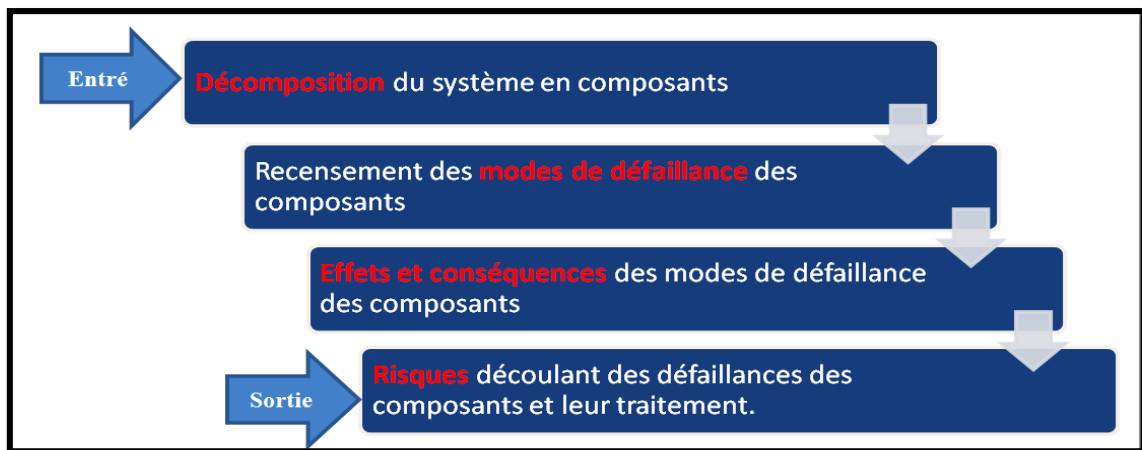


Figure 3.2 : Principe de l'AMDEC

3.3.4 Buts de l'AMDEC

L'AMDEC est une technique qui conduit à l'examen critique de la conception dans un but d'évaluer et de garantir la sûreté de fonctionnement (Sécurité, Fiabilité, Maintenabilité et Disponibilité) d'un moyen de production.

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 les personnels (d'exploitation et de maintenance) soient formés
- Qu'une maintenance préventive adaptée soit réalisée, afin de réduire la probabilité d'apparition de la panne.

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

- Recensement et définition des fonctions
 - ✓ Du moyen de production.
 - ✓ Des sous système.
 - ✓ 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.
- Hiérarchisation des défaillances avec cotation de la criticité : qui vas permettre d'estimer, pour chaque défaillance, trois critères de définition :
 - ✓ La fréquence d'apparition de 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 4 niveaux, pour le critère de gravité, et sur 4 niveaux, pour les critères de fréquence et de non - détection. Les tableaux (3.2) (3.3) (3.4) présentent un exemple de barème de cotation de criticité.

L'indice de criticité est calculé pour chaque défaillance, à partir de la combinaison des deux critères F et G, par la multiplication de leurs notes respectives : $C=F \times G$

Tableau 3.2 : Indice de fréquence (F)

Valeurs 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 un 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 un matériel similaire.
3	Défaillance occasionnellement apparue sur un matériel similaire existant en exploitation (exemple : un défaut par trimestre)
4	Défaillance fréquemment apparue sur un composant connu ou sur un 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 un matériel similaire.

Tableau 3.3 : Indice de non-détection

Valeurs de D	Non-détection de la défaillance
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 détectables ou 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.

Tableau 3.4 : Indice de gravité (G)

Valeurs de G	Gravité de la défaillance
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.
4	Défaillance catastrophique très critique nécessitant une grande intervention.

Grille de criticité

La grille de criticité permet de définir les couples (probabilité-gravité) correspondant des risques jugés inacceptables.

L'objectif de cet outil est de mettre en lumière ces risques jugés inacceptables afin d'envisager des actions propriétaires pour réduire leur probabilité ou leur gravité. On représente la grille suivante :

Tableau 3.5 : Grille de criticité

4	4	8	12	16
3	3	6	9	12
2	2	4	6	8
1	1	2	3	4
gravité probabilité	1	2	3	4

Tableau 3.6 : Classification des risques

Négligeable à mineur	Moyen	Majeur	critique
1-4	6	8-9	12-16

3.4 HAZard and OPerability study (HAZOP)

La méthode HAZOP est un outil qualitatif, dédié à l'analyse des risques des systèmes thermo-hydrauliques. Elle comporte une estimation à priori de la probabilité et de la gravité des conséquences des dérives identifiées [INERIS DRA 35, 2006], en se basant sur les plans PFD (Plans de circulation des fluides) et P&ID (*Piping and Instrumentation Diagram*) du système étudié.

3.4.1 Principe de HAZOP :

La méthode HAZOP a été conçue pour les risques liés au procès. Son principe est de choisir un système, de lister tous ses paramètres influents et d'examiner tous leurs écarts possibles. Les paramètres du système sont typiquement : – température ; – pression ; – concentration ; Les écarts possibles de ces paramètres sont passés en revue à l'aide de mots guides tels que: trop de, pas de [6].

3.4.2 Déroulement de la méthode HAZOP

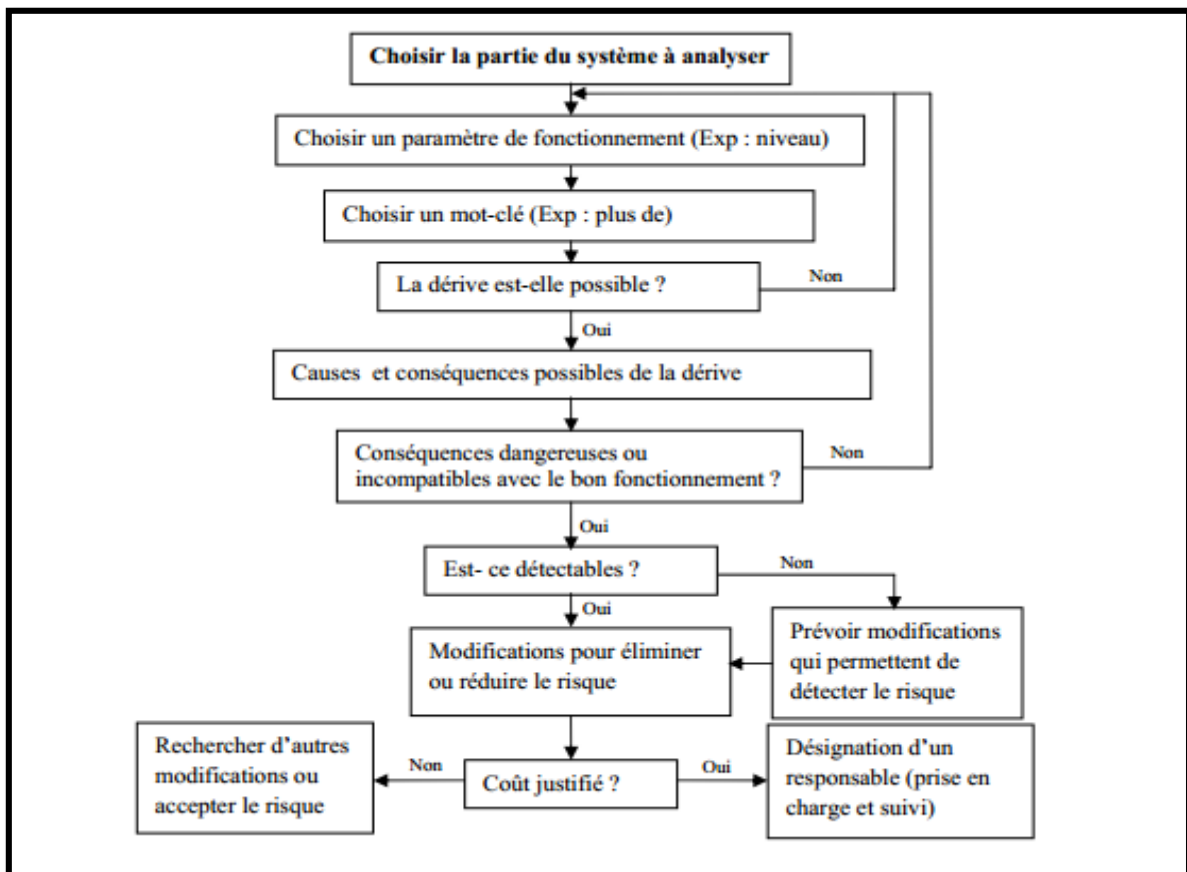


Figure 3.3 : Déroulement de l'HAZOP

- **Phase préparation** : L'entreprise doit évaluer la nécessité et la pertinence de recourir à HAZOP, puis délimiter son périmètre d'application. Le système sera divisé en sous-systèmes appelés « Nœuds », l'installation examinée sera appelée « Ligne » ou « Maille ».

- **Génération des dérives potentielles** : Afin de générer efficacement des dérives potentielles, la méthode HAZOP prévoit d'associer des mots-clés (qui seront représentatifs des types de déviation possible du système sous la forme de propositions conditionnelles) à tous les paramètres pouvant interagir sur la sécurité du système. Cette étape se fait par :

- ✓ Sélection d'un paramètre de fonctionnement de l'exploitation (ex. Température, Pression, Débit...etc.)
- ✓ Choix d'un mot-clé définissant une déviation (combinaison des mots-clés et un paramètre)
- ✓ Et enfin fixation de la liste des dérives plausibles issues des combinaisons paramètres, mots-clés pour déclencher l'analyse des causes et des conséquences potentielles.

- **Identification des causes et conséquences potentielles** : L'équipe de travail réfléchit aux causes et aux conséquences que peuvent entraîner les dérives crédibles générées.

- **Identification des moyens de détection et de prévention** : proposition des outils et/ou méthode de détection des dérives et détecte les outils et /ou méthodes de préventions déjà existantes.

- **Recherche des dérives jusqu'à épuisement des risques** : une génération de toutes les dérives crédibles possibles de la ligne/maille jusqu'à épuisement des risques, identifie les causes, conséquences, moyens de détection et de prévention de chaque dérives et émet ses recommandions. Elle procède ainsi pour chaque ligne/maille de chaque nœud identifié [9].

Afin de faciliter la lecture et l'enregistrement des informations, les résultats de cette analyse sont généralement repris sous la forme d'un tableau du type :

Tableau 3.7 : Tableau type HAZOP

N°	Mot clé	Paramètre	Cause	Conséquences	Moyens de détection	Améliorations

3.4.3 Limites de l'HAZOP

Cette méthode est basée sur l'expérience et peut donc plus difficilement être réalisée sur un nouveau système.

Par ailleurs, l'HAZOP ne proposera qu'une analyse simple des dérives potentielles et trouvera ses limites dans la combinaison simultanée de plusieurs dérives. De la même manière, il sera

dans certains cas difficile d'établir une liste exhaustive des causes de dérives potentielles, notamment dans les systèmes transverses où les causes d'une dérive seront liées aux conséquences de l'apparition d'une autre.[6]

3.5 Nœud papillon

La méthode du nœud papillon est une approche de type arborescente largement utilisée dans différents secteurs industriels. Elle est basée sur une démarche probabiliste d'analyse et de gestion des risques. Elle a été utilisée initialement par l'entreprise Shell, qui a été à l'origine du développement de ce type d'outils.

Objectif

La méthode du nœud papillon est particulièrement utile pour :

- Visualiser les scénarios d'accidents qui pourraient survenir en partant des causes initiales de l'accident jusqu'aux conséquences au niveau des cibles identifiées ;
- Décrire les différentes circonstances (menaces), les barrières et les causes de l'évènement redouté ;
- Apporter une démonstration renforcée de la bonne maîtrise des risques en présentant clairement l'action de barrières de sécurité sur le déroulement d'un accident.

Principe

Le nœud papillon est un outil qui combine entre un arbre de défaillances et un arbre d'évènement. La figure ci-dessous nous donne la représentation schématique d'un nœud papillon (Figure 3.4)

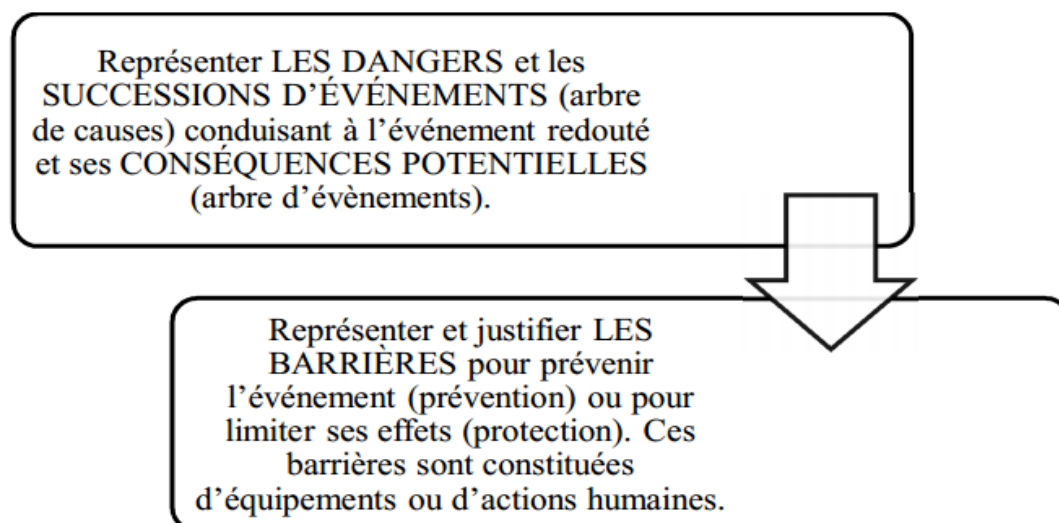


Figure 3.4 : Principe de la méthode Nœud papillon [9]

3.5.1 Arbre d'évènements (AdE)

C'est une méthode déductive, elle permet de déterminer l'ensemble des séquences accidentelles susceptibles de se réaliser suivant que les barrières de protection remplissent, ou non, leurs fonctions de sécurité. Elle apporte une aide précieuse pour traiter des systèmes comportant de nombreux dispositifs de sécurité et de leurs interactions. Le modèle AdE représente l'ensemble des scénarios d'accidents acceptables et inacceptables.

Objectif

L'analyse par arbre d'évènements s'applique sur des sous-systèmes bien déterminés. Elle apporte une aide précieuse pour traiter des systèmes comportant de nombreux dispositifs de sécurité et de leurs interactions. Cette méthode est aussi utilisée dans le domaine de l'analyse après accidents en vue d'expliquer les conséquences observées résultant d'une défaillance du système.

3.5.2 L'arbre des défaillances (AdD)

L'ADD est une méthode déductive menée à partir d'un événement jugé indésirable qui permet à son utilisateur de trouver tous les chemins critiques conduisant à cet événement. Les événements dangereux ou sommets sont tout d'abord identifiés. On représente ensuite toutes les combinaisons de défaillances élémentaires qui pourraient se traduire par un événement indésirable sous la forme logique d'un arbre des défaillances, similaire à l'arbre des causes.

Objectif

Elle est également utilisée pour analyser à posteriori les causes d'accidents qui se sont produits. Dans ces cas, l'évènement redouté final est généralement connu car observable. On parle alors d'analyse par arbre des causes. L'objectif principal étant de déterminer les causes réelles qui ont conduit à l'accident. [11]

Principe

L'analyse par arbre d'évènements 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 évènement 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

systematique le fonctionnement ou la défaillance des dispositifs de détection, d'alarme, de prévention, de protection ou d'intervention.[11]

Déroulement de la méthode

La démarche de réalisation d'une analyse par arbre d'évènements consiste à:

- Définir l'évènement initiateur à considérer,
- Identifier les fonctions de sécurité prévues pour y faire face,
- Construire l'arbre,
- Décrire et exploiter les séquences d'évènements identifiées [10].

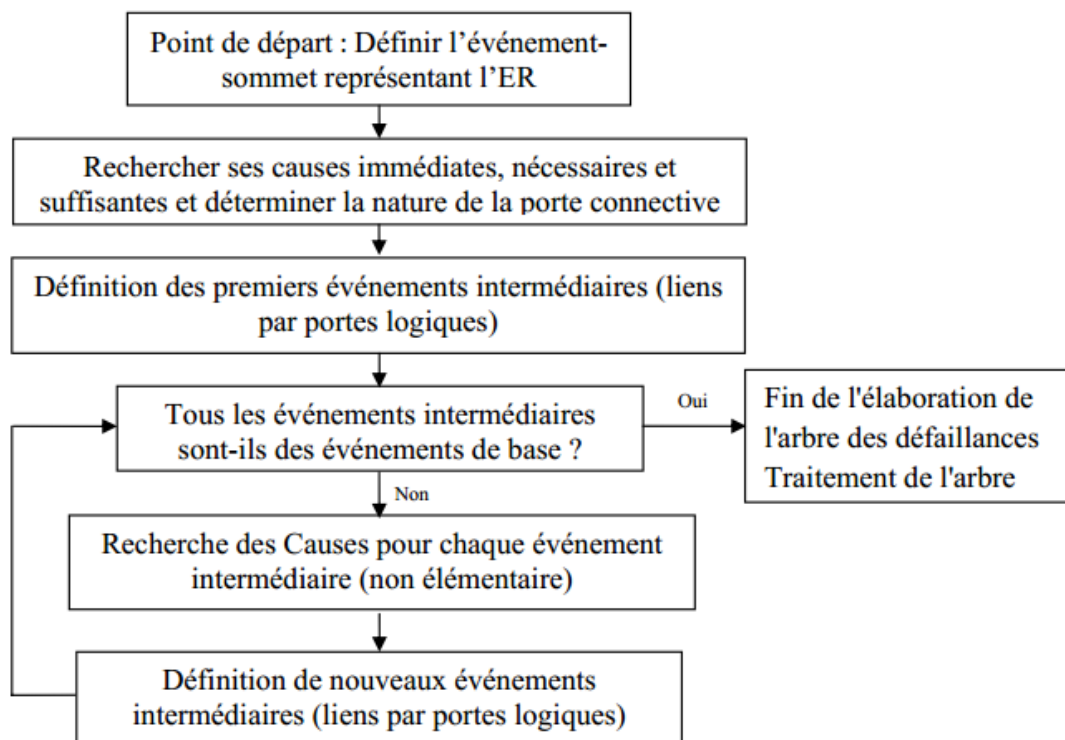


Figure 3.5 : Déroulement de la méthode Add

Nous avons essayé tout au long de ce chapitre de fixer la notion d'analyse des risques par rapport aux autres activités de gestion des risques. Ensuite, nous avons présenté les méthodes d'analyse des risques que nous utiliserons sachons qu'il existe d'autres méthodes utilisées dans un contexte industriel.

Pour une analyse plus fine du risque, il s'avère intéressant d'utiliser deux ou plusieurs méthodes d'analyse et compte tenu de la nature de notre problème qui trouve son terrain d'application dans un chantier de forage. Ce choix est dicté par le risque qui présente le non fonctionnement du système anti éruption et l'utilisation de ces méthodes est largement justifier pour traiter ce problème.

Après une étude détaillée du système anti éruption et des méthodes d'analyses des risques, nous avons conclu que la méthode AMDEC est la plus employée pour définir les modes de défaillance, leurs causes et leurs effets. Et vu la nature de notre système (unité d'accumulation) nous avons opté pour la méthode HAZOP car c'est la plus indiquées en cas des fluides (huile, aire). Pour l'étude quantitative nous avons opté la méthode Nœud papillon

CHAPITRE 4

OUTILS DE CALCUL

Dans ce chapitre, nous introduirons des outils de calcul qui nous utiliserons dans la partie maîtrise des risques. En premier lieu, nous présentons les notions de thermodynamique ensuite nous décrivons la modélisation des effets des accidents majeurs par le logiciel PHAST.

4.1 Notions de thermodynamique

La thermodynamique est l'étude de la conversion de l'énergie entre deux formes, chaleur et travail, elle a pour objet l'étude de l'évolution de la matière (gaz, liquides, solides...) et les transformations qu'elle subit. Ce sont en particulier les transferts thermiques et mécaniques qui sont responsables de ces transformations de température, pression, volume ou changements de phase.

4.1.1 Gaz parfaits

Le modèle de gaz idéal ou parfait s'applique aux gaz raréfiés où la distance entre les molécules est très grande. Dans ce gaz les molécules se déplacent indépendamment les unes des autres. Les forces d'attraction à l'intérieur du système sont négligeables. Le résultat est que l'énergie interne d'un gaz parfait est due seulement à l'énergie cinétique des molécules [17].

Les hypothèses des gaz parfaits sont :

- L'interaction entre les molécules se limite à des chocs élastiques. Il n'existe pas des forces d'attraction et/ou de répulsion entre elles.
- Les molécules n'occupent pas d'espace (volume nul)
- Les molécules se déplacent aléatoirement.

On peut ainsi dire que l'état parfait ne décrit pas la réalité c'est un modèle simplifié ou parfait du comportement des gaz

4.1.1.1 Equation d'état des gaz parfaits:

Nous appellerons gaz parfait (ou gaz idéal) un fluide à l'état gazeux dont le multiple de la pression et du volume, PV, reste proportionnel à sa température.

La constante de proportionnalité est nommée constante du gaz, et notée R; elle dépend de la nature du gaz.

$$PV = nRT \quad (4.1)$$

P	pression (Pa),
V	volume spécifique ($\text{m}^3 \text{kg}^{-1}$),
T	température (K),
R	constante du gaz considéré ($\text{JK}^{-1} \text{kg}^{-1}$).

L'équation est nommée équation d'état des gaz parfaits. Elle peut également être exprimée en fonction de la masse :

$$PV = mRT \quad (4.2)$$

où V volume (m^3/kg),
et m masse de gaz considérée (kg)

4.1.2 Gaz réels

Dans la réalité, les molécules interagissent entre elles et cette interaction devient importante quand les molécules sont proches les unes des autres. Les suppositions de modèle des gaz parfaits sont fausses pour tous les gaz puisque à des températures suffisamment basses tous les gaz se condensent et se transforment en liquides. De plus les liquides et solides ont des volumes non nuls, ce qui est une manifestation du volume occupé par les molécules.

4.1.2.1 Interaction entre les molécules

Il y a deux contributions à l'interaction entre les molécules. À des distances de l'ordre de quelques diamètres, les molécules subissent des forces d'attraction. Cette attraction est responsable de la condensation d'un gaz en liquide à des basses températures. À des températures assez basses l'énergie cinétique des molécules ne permet pas à celles-ci d'échapper aux forces d'attraction et elles s'unissent. Une deuxième contribution à l'interaction entre les molécules se manifeste comme une force répulsive à des distances petites par rapport au centre de masse des molécules. Cette répulsion est responsable du fait que les liquides et les solides ont un volume fini.

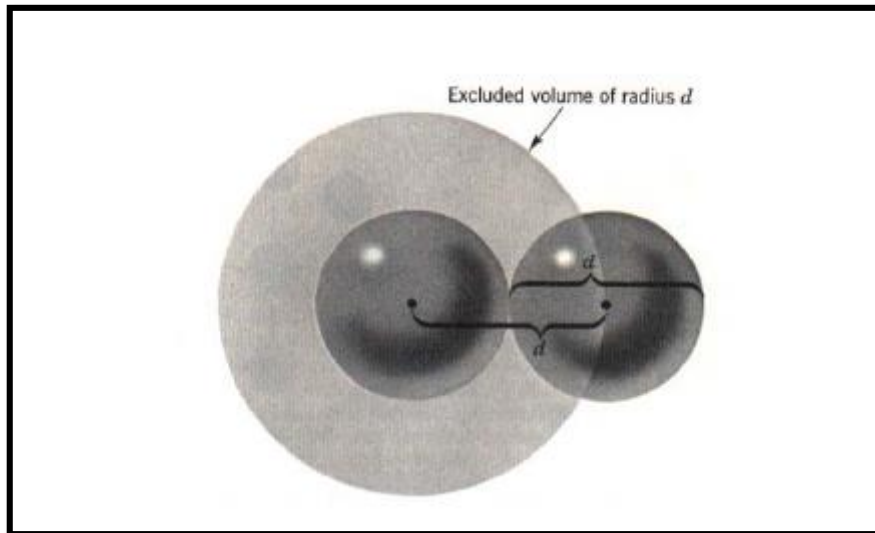


Figure 4.1: Interaction entre les molécules

L'interaction entre les molécules (forces d'attraction et de répulsion) crée une énergie potentielle qui contribue à l'énergie interne du gaz. L'attraction correspond à une diminution de l'énergie interne (énergie potentielle négative) et la répulsion à son augmentation (énergie potentielle positive) [18].

4.1.2.2 L'équation d'état de Van der Waals

L'équation d'état de Van der Waals s'applique aux fluides et tient compte, dans une certaine mesure, des forces d'interaction entre les particules qui les constituent. Les forces répulsives entre deux molécules déterminent une distance minimale d'approche entre deux molécules. Alors, au contraire de ce qui est prévu par le modèle de gaz parfait, le volume disponible au déplacement des molécules est inférieur au volume V du système

En tenant compte à la fois des corrections de covolume et de pression moléculaire, van der Waals a proposé en 1873 l'équation d'état suivante relative :

$$\left(P + \frac{a}{V^2}\right) + (V - b) = RT \quad (4.3)$$

Où a et b sont des constantes caractéristiques du fluide

Le covolume molaire b correspond au volume d'une mole de sphères dures de rayon σ , soit $b = NA \times 4\pi\sigma^3/3$. La mesure de b permet donc d'extraire le rayon σ des molécules du gaz dans un modèle de sphères dures [17].

4.1.3 Loi de Boyle-Mariotte

La loi de Boyle-Mariotte est une des lois de la thermodynamique du gaz réel. Elle relie la pression et le volume d'un gaz réel à température constante. [19]

En d'autres termes, maintenir la température constante pendant une augmentation de pression d'un gaz exige une diminution de volume. Inversement, la réduction de la pression du gaz passe par une augmentation de volume. La valeur exacte de la constante n'a pas besoin d'être connue pour appliquer la loi entre deux volumes de gaz sous des pressions différentes, à la même température :

Considérons une masse constante de matière à l'état gazeux soumise successivement à différentes conditions de température, de pression et de volume (figure 4.2).

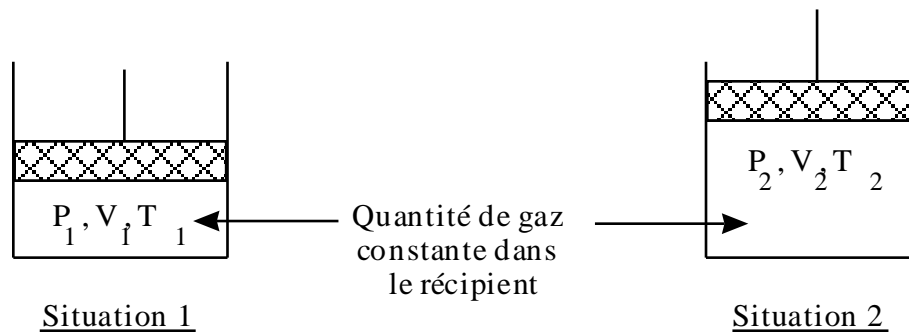


Figure 4.2 : Loi des gaz

V_1 le volume occupé par le gaz, P_1 sa pression et T_1 sa température absolue dans la situation 1,

V_2 le volume occupé par le gaz, P_2 sa pression et T_2 sa température absolue dans la situation 2,

La loi des gaz parfaits s'écrit :

$$\frac{P_1 \cdot V_1}{T_1} = \frac{P_2 \cdot V_2}{T_2} \quad (4.4)$$

P_1 et P_2 étant exprimés avec la même unité de pression,

V_1 et V_2 avec la même unité de volume,

T₁ et **T₂** en unité de température absolue (kelvin).

A température constante, on obtient la loi de Mariotte :

$$\mathbf{P}_1 \times \mathbf{V}_1 = \mathbf{P}_2 \times \mathbf{V}_2 \quad (4.5)$$

Dans cette première approche, seuls sont considérés les gaz parfaits. Les gaz réels seront assimilés à des gaz parfaits

4.2 MODELISATION DES EFFETS DE SURPRESSION D'UNE EXPLOSION

Le phénomène de dispersion atmosphérique (i.e. l'évolution du nuage dans l'atmosphère) dépend notamment du type de rejet (instantané ou continu), des propriétés physiques du produit et des conditions atmosphériques. Le calcul du terme source détermine les conditions finales de rejet à la pression ambiante qui sont utilisées pour définir les conditions initiales de dispersion [20].

4.2.1 Principe de la modélisation des effets d'un accident

La modélisation des effets d'un accident a pour but de connaître en tout point de l'espace et à tout instant les concentrations en carburant, mais aussi d'estimer l'impact des phénomènes dangereux (explosion ou incendie) sur les écosystèmes. Les trois processus à prendre en compte lors de la modélisation de la dispersion atmosphérique sont le transport, la diffusion et le dépôt au sol des carburants.

La modélisation des effets d'un phénomène accidentel comprend trois composantes, à savoir les modélisations du « terme source », de la « propagation » de cette source dans l'environnement et l'effet sur les « cibles ».

La dispersion atmosphérique d'un produit rejeté accidentellement dépend essentiellement :

- des caractéristiques de la source d'émission (énergie cinétique, direction du rejet, densité du produit rejeté, durée de la fuite, conditions de la fuite...).
- des conditions météorologiques comme la vitesse du vent, la stabilité de l'atmosphère, l'hygrométrie, la température ambiante.
- des conditions de relief et de la présence d'obstacles.

4.2.2 Présentation du logiciel de simulation PHAST

PHAST est un logiciel qui a été développé et mis à jour par DNV pour évaluer les conséquences des fuites de gaz, des incendies, des explosions, de la toxicité et des autres dangers technologiques reliés à diverses industries.

Le logiciel PHAST (*Process Hazard Analysis Software Tool*), est un outil complet d'analyse des risques d'une installation industrielle. PHAST simule l'évolution d'un rejet accidentel d'un produit toxique et/ou inflammable, depuis la fuite initiale jusqu'à la dispersion atmosphérique en champ lointain, incluant la modélisation de l'épandage et de l'évaporation de flaque. PHAST est capable de modéliser les scénarios de rejets à partir des divers termes sources (fuite sur la paroi d'un réservoir, rupture d'une canalisation, ...) qui sont ensuite combinés avec le modèle de dispersion de PHAST de type intégral, appelé *Unified Dispersion Model* (UDM), pour obtenir par exemple : les distances de sécurité correspondant aux seuils toxiques et l'empreinte du nuage au Sol à un instant donné.[21]

4.2.3 Méthode TNT

La méthode TNT permet de décrire les conséquences d'un éclatement de capacité en utilisant les principes de la thermodynamique. Cette méthode donne les effets surpression d'explosion. Cette méthode est incontestablement la première utilisée pour prévoir les conséquences de tout type d'explosion accidentelle. Elle repose sur l'hypothèse selon laquelle, il doit être possible de reproduire le champ de surpression qui est engendré par une explosion donnée (de gaz, d'un explosif condensé, ...) en faisant exploser du TNT. Ainsi, l'équivalent TNT d'un mélange gazeux explosible correspond à la masse de TNT qui en explosant engendrerait le même champ de surpressions que celui engendré par l'explosion d'un kg du mélange explosible considéré.

Le niveau de surpression est une grandeur retenue pour caractériser les risques majeurs, des seuils d'effets sont définis pour les personnes et pour Les structures.

Ces seuils d'effets de surpression sont des valeurs limites d'une grandeur représentative d'un effet sur les personnes, les biens ou l'environnement, correspondant à un niveau d'intensité de l'effet.

Tableau 5.1 : Seuils d'effets sur les structures

Type de classe	Seuils des effets de surpression	Pression (mbar)
Classe C	Seuil de destructions mineures	20
Classe B	Seuil des dégâts graves	140
Classe A	Seuil des effets dominos	200

CHAPITRE 5

APPLICATIONS

ANALYSE ET MAITRISE DES RISQUES

5.1 ANALYSE DES RISQUES

Les méthodes d'analyse des risques sont des outils inter complémentaires dans la gestion des risques, elles permettent de répondre aux problématiques et donner des résultats nous serviront dans la maîtrise des risques. Pour notre étude trois méthodes d'analyse ont été retenues AMDES, HAZOP et Nœud papillon.

Ce chapitre est consacré à l'application de la méthode Nœud papillon pour l'évènement redouté éruption et une analyse fonctionnelle des deux systèmes (le BOP et l'unité d'accumulation) par les méthodes AMDEC et HAZOP.

5.1.1 Nœud papillon

Un tour d'horizon des bases de données existantes sur les accidents liés à l'exploration-production pétrolière (ARIA, WOAD , BLOWOUT, BSEE, PSA, WCID) nous a permis de mettre au jour une quantité d'informations très importante. Ce panorama global de l'accidentologie liée à l'exploration-production des hydrocarbures montre que le point critique dans un chantier de forage est le puits et l'évènement redouté centrale au cours de processus de forage est l'éruption (*Blow Out*) [14].

5.1.1.1 Arbre de défaillance (Add)

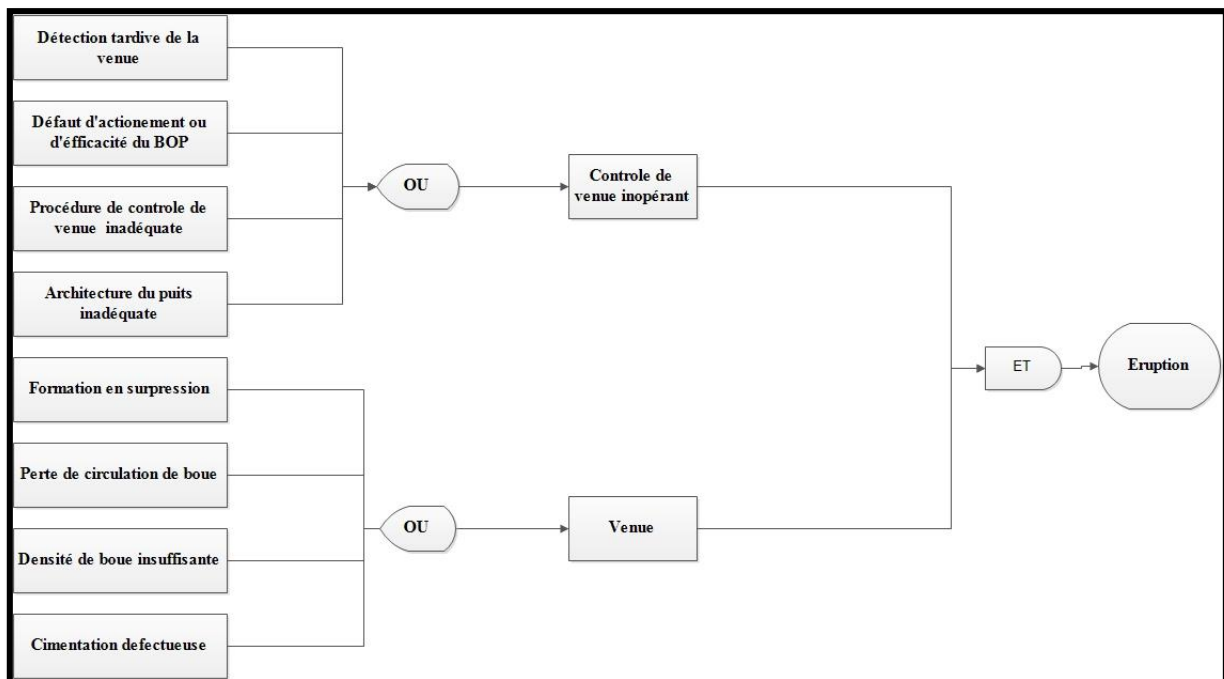


Figure 5.1 : Arbre de défaillance pour l'évènement redouté « éruption »

D'après l'accidentologie du secteur des hydrocarbures, on peut dire que l'élément le plus faible dans le système de forage et qui peut présenter un risques majeur pour ce dernier est le système de contrôle du puits (système anti éruption BOP) avec tous ses composants essentiels et auxiliaires. C'est pour cette raison que ce système fait l'objet de notre étude.

5.1.1.2 Arbre d'évènements (AdE)

L'évènement redouté central (éruption) peut devenir par la suite une cause pour l'occurrence d'autres évènements redoutés secondaires.

La figure ci-dessous schématise l'arbre d'évènement :

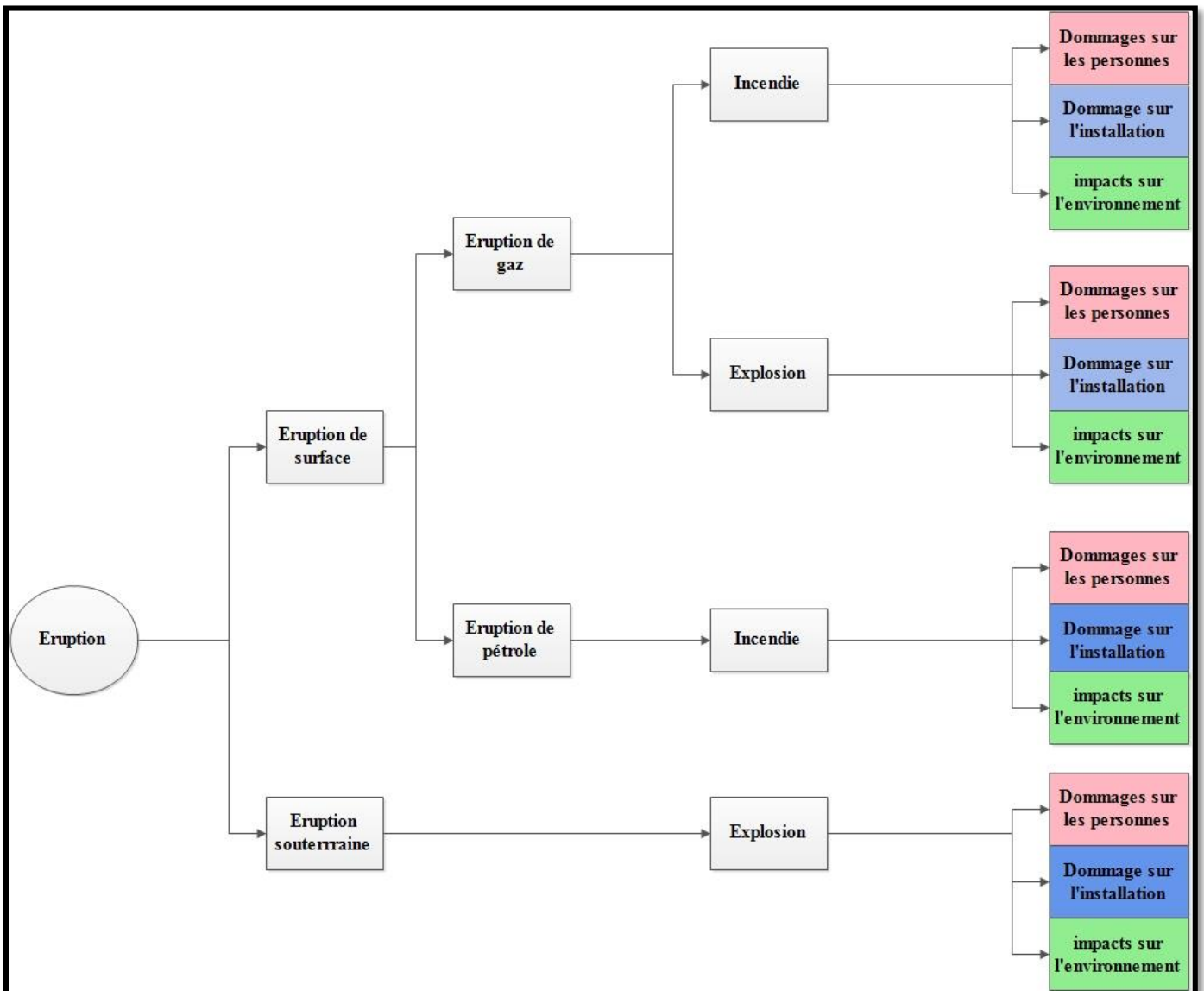


Figure 5.2 : Arbre d'évènements pour l'évènement redouté « éruption »

Cet arbre d'événements nous indique que les scénarios retenus sont l'explosion et l'incendie. Ils ont des impacts sur les personnes, les équipements et l'environnement. D'où la nécessité d'assurer l'efficacité du système de contrôle de puits pour éviter que l'évènement redouté central (éruption)

Pour atteindre notre objectif, nous proposons d'appliquer une analyse fonctionnelle dans le but de voir l'efficacité de système anti-éruption.

5.1.2 Analyse AMDEC

L'analyse AMDEC nécessite une décomposition du système en sous-systèmes et les sous-systèmes en composants qui sont :

- Sous-système 01 : unité d'accumulation (UA)
- Sous-système 02 : bloc d'obturation de puits (BOP)

Sous-système 01 : Unité d'accumulation

Tableau 5.1 : Découpage du système N°1

Système	Sous système	Composant	Fonction
	-Unité d'accumulation	Accumulateurs	Le stockage du fluide à haut pression
		Les pompes	Refoulement de fluide sous pression vers les bouteilles
		Moteurs	Entrainer les pompes
		Régulateur de pression	Régler la pression du fluide hydraulique
		Transmetteurs pneumatiques	Transmettre la pression de l'accumulateur vers le panneau de commande
		Distributeurs	Distribuer le fluide sous pression vers les obturateurs
		Panneau de commande	Un contrôle partiel ou total du système d'accumulation
		Réservoir	Stocker l'huile hydraulique
		Batterie	Générer l'énergie pour les moteurs
		Manomètres	Surveiller les pressions de fonctionnement de système
		Soupapes de sécurité	Contrôle de pression sur la ligne de retour au réservoir de stockage de fluide hydraulique
		Clapet anti retour	Assurer le passage de fluide sous pression dans un seul sens
		Filtres	Filtrer le fluide hydraulique

Sous-système 02 : Bloc d'obturateurs de puits (BOP)

Tableau 5.2 : Découpage du système N°2

Système	Sous système	Composants	Fonction
	Obturateurs annulaires	Corps d'annulaire	Protection des éléments internes Assurer l'équilibre de piston
		Piston	Comprimer ou décompresser la membrane sur la tige
		Chambre de fermeture	Assurer la sous pression d'huile pour pousser le piston vers le haut
		Chambre d'ouverture	Assurer la sous pression d'huile pour pousser le piston vers le bas
		Membrane (la garniture élastique)	Assurer la fermeture et l'ouverture sur la tige
		Les joints (joints à lèvres + joints de sécurité)	Assurer l'étanchéité des chambres Assurer l'entraînement de piston vers le bas
			Obturateurs à mâchoires
Piston	Assurer l'ouverture et la fermeture des rams		
Cylindre	Assurer la translation de piston Assurer l'étanchéité entre la bride intermédiaire et le bonnet		
Bonnet	Couvre et protège le piston et le cylindre Il permet de circuler le fluide		
Les packers	assurer la fermeture sur la tige (fermeture totale)		
Les mâchoires	les porteurs des packers		
Joints tore	Assurer l'étanchéité entre les blocs des obturateurs à mâchoires		
Les boulons	Assurer la fixation entre le bonnet et le corps		

Résultats

Le déploiement de la méthode AMDEC pour les deux systèmes (unité d'accumulation et les systèmes d'obturations) est représenté sous la forme d'un tableau (voir annexe E).

Pour l'évaluation de probabilité, gravité et non détection, nous avons utilisé les grilles présentées dans la partie théorique (tableaux (3.2), (3.3), (3.4)).

L'analyse AMDEC nous a permis d'identifier l'ensemble des défaillances liées au système étudié, et par conséquent, il nous a permis de faire une hiérarchisation des modes de défaillances selon la gravité de ces modes, la fréquence d'occurrence et le non détection de ces modes.

Tableau 5.3 : Hiérarchisation des modes de défaillances du système N°01

Modes de défaillances	Criticité		Domaine d'acceptabilité	
<ul style="list-style-type: none"> -Fuite interne (chute de pression) des accumulateurs. - Les pompes ne produisent pas la pression - Perte de fonction de stockage de réservoir 	32-48	03	Risque majeur	Inacceptable
<ul style="list-style-type: none"> - Fuite externe des accumulateurs 	24-32	01	Risque important	
<ul style="list-style-type: none"> - Fonctionnement excessif des pompes. - Pas de rotation de moteur. - Indications erronées des manomètres. - Réponse lente ou irrégulière des manomètres -Transmetteurs pneumatiques ne fonctionnent pas au moment prévu. - Blocage des flexibles - Bouchage des filtres 	12-24	07	Risque sérieux	Acceptable
<ul style="list-style-type: none"> - Blocage des accumulateurs - Blocage physiques ou coincement de clapet anti retour. - Fuite des pompes - Blocage des vannes - Sortie erronée de régulateur de pression - Distributeur bloqué en position fermée - Blocage des soupapes de sécurité -Fonctionnement intempestif de manocontact - Fuite des joints - Mauvaise filtrage des filtres - Fonctions lents ou non existantes, Bouchage ou coincement du poignet de panneau de commande 	0-12	13	Risque mineur	

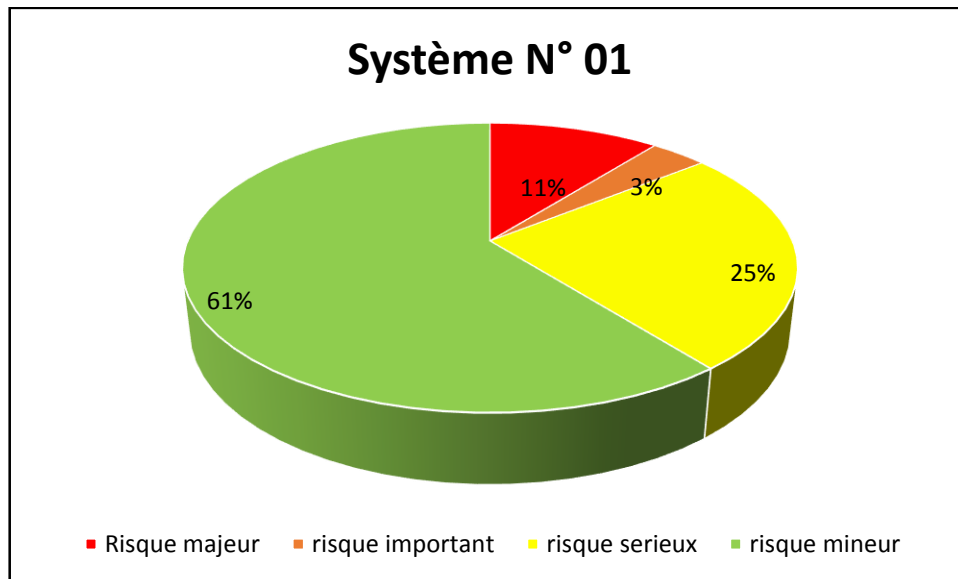


Figure 5.3: Répartition des modes de défaillance du système N°01

Interprétation

La figure montre que le risque mineur représente la grande proportion des risques évalués à cause des moyens de protection qui sont mis en place tel que ainsi des moyens de prévention sont les détecteurs. Les risques sérieux et importants représentent 38% de la globalité des modes de défaillance peut être la cause des risques qui nécessitent des recommandations pour la réduction et les rendre acceptables.

Nous remarquons clairement que 11% de la globalité des modes de défaillances peut engendrer des risques majeurs qui sont liés directement au circuit d'huile et à la pression. Celui-ci fera l'objet de l'application de la méthode HAZOP.

Tableau 5.4 : Hiérarchisation des modes de défaillance du système N°02

Modes de défaillances	Criticité		Domaine d'acceptabilité	
- Fermeture et ouverture incomplète ou intempestive de piston	32- 48	02	Risque majeur	Inacceptable
- Déformation de corps d'annulaire - Blocage de piston - Blocage, usure, Fermeture et ouverture incomplète ou intempestive de packer - Déformation des mâchoires.	24-32	06	Risque important	
- Fuite au niveau de corps d'annulaire - Blocage de piston - Fuite de chambre de fermeture - Fermeture et ouverture incomplète et intempestive de la membrane.	12-24	13	Risque sérieux	

<ul style="list-style-type: none"> - Fuite des joints d'étanchéités - Usure intérieure de bonnet - Défaillance structurelle (usure) - Fuite des joints tore . - Blocage de piston - Vibrations de cylindre - Usure des mâchoires 				Acceptable
<ul style="list-style-type: none"> - Défaillance structurelle (rupture), Vibrations du corps annulaire - Usure de piston - Fuite, usure de chambre d'ouverture - Usure de chambre de fermeture - Déchirure et usure de la garniture élastique - Défaillance structurelle (rupture) des joints - Défaillance structurelle (rupture, Usure). vibrations, fuite au niveau de corps de BOP - Défaillance structurelle (usure) des joints d'étanchéités - Usure extérieure de bonnet - Usure de piston - Usure de cylindre - Les boulons ne restent pas en position fermées - Les voyants d'indication de position de panneau ne fonctionnent pas 	0-12	14	Risque mineur	

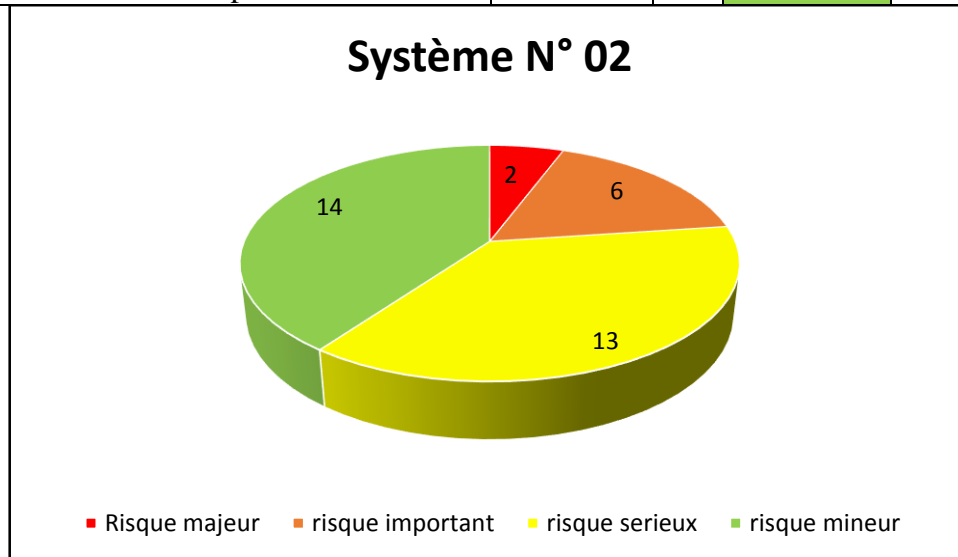


Figure 5.4 : Répartition des modes de défaillance du système N° 02

Interprétation

Nous remarquons que plus de 78 % des modes de défaillance peut être la cause des risques mineur ou important et nous pouvons les maîtriser par des recommandations

La fermeture et l'ouverture incomplète de piston est la conséquence d'insuffisance d'huile ou pression et c'est la source principale de l'évènement redouté « éruption »,

5.1.3 Analyse HAZOP

La méthode HAZOP permet d'identifier les causes, les conséquences et les barrières de sécurité mises en œuvre dans le système pour traiter le scénario de non fonctionnement de système anti éruption.

Nous commençons notre étude par la définition du système/ nœud étudié :

Système : Système d'accumulation

Nœud 01: Circuit d'huile « du réservoir vers les accumulateurs »

Nœud 02 : Circuit d'huile « de la bouteille d'accumulation vers l'obturateur annulaire »

Nœud 03: Circuit d'huile « de la bouteille d'accumulation vers les obturateurs à mâchoires »

Nœud 04 : Circuit d'air qui alimente le système de pompage

Schémas:

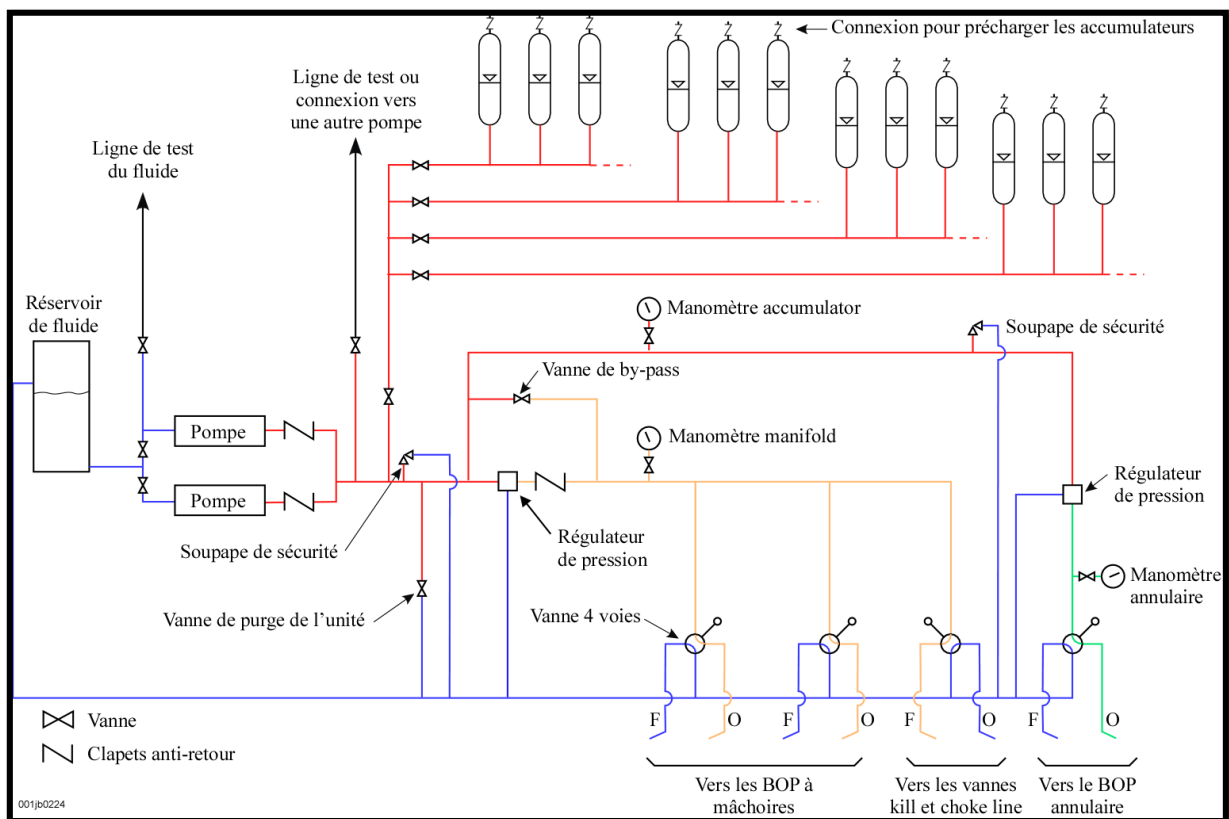


Figure 5.5 : Plan de circulation des fluides (air, huile)

Schéma PID (voir annexes D)

Le système d'accumulation permet de stocker et fournir un fluide hydraulique sous pression pour opérer les vannes de BOP.

Dans notre cas l'analyse HAZOP est utilisée et développée pour analyser les risques potentiels qui empêchent le bon fonctionnement de l'unité d'accumulation.

Les paramètres exploités dans cette étude pour identifier les causes et les conséquences de non fonctionnement de l'unité d'accumulation sont :

V : Volume d'huile stocké dans l'unité disponible

P1 : Pression emmagasinée dans l'accumulateur.

P2 : Pression d'huile fournit par l'accumulateur pour fonctionner les obturateurs annulaires.

P3 : Pression d'huile fournit par l'accumulateur pour fonctionner les obturateurs à mâchoires.

P4 : Pression d'aire fournie à l'accumulateur

L'analyse HAZOP est représentée dans le tableau 6.5

Tableau 5.5 : Tableau HAZOP

Déviations : 1. Moins de V					
paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Actions correctives	Observations
Diminution de niveau d'huile	- Fuite - Mauvais remplissage - Vanne de purge ouverte - Vanne de vidange ouverte	- Chute de pression P2 - Mauvaise commande de BOP - Venue non contrôlée (éruption) - Incendie et explosion	- Visuel - Alarme lumineuse et sonore	- Contrôle automatique des paramètres (alarme visuelle plus sonore)	- L'influence de diminution de niveau d'huile est ressentie quand la pression dans les bouteilles commence à baisser - La capacité de réservoir d'huile hors normes peut menacer l'efficacité du système
Déviations : 2. Pas de V					
paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Actions correctives	Observations
Pas d'huile	- Réservoir vide - Rupture de la conduite	- Chute de pression P2	- Visuel - Alarme lumineuse et sonore	- Vérification périodique	- Ce cas est improbable car la diminution

	- Vanne de purge ouverte -Vanne ouverte bloquée - Vanne d'absorption fermée	- Venue non contrôlée (éruption) - Incendie et explosion		- Fermeture totale en cas de diminution critique de niveau d'huile Intervention rapide	de niveau de bien contrôlée
Déviatiion : 3.Plus de V					
paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Actions correctives	Améliorations
Niveau d'huile est max	- Remplir plein après diminution	- Débordement de réservoir - Contamination de l'environnement (le sol)	- Néant	- Mettre en place des vannes de régulation de débit en amont	Ce cas n'a pas une influence sur le fonctionnement de système mais il peut engendre des menaces sur l'environnement
Déviatiion : 4 .Moins de P1					
paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Actions correctives	Observations
Pression trop basse	- Fuite de conduite -Cavitation - Volume insuffisant - Bouteilles perfore	- Diminution de la fiabilité de fermeture de puits - Venue non contrôlée	- Visuel	- Fermeture manuelle immédiate par des vannes en cas des fuites - Installer une alarme	- Mettre un programme d'inspection des bouteilles - une capacité faible d'un système de pompage peut causer une pression faible dans les bouteilles
Déviatiion : 5. Plus de P1					
paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Actions correctives	Observations
Pression P1 élevée	La pompe ne s'arrête pas	Problème sur le régulateur automatique et le commande switch-on off - Défaillance de la soupape de sécurité si P2>3200psi	Visuel	- Vérification périodique des soupapes de sécurité - Installer une alarme	- Installation d'un système d'alarme est une nécessité pour être conforme aux normes

Déviati on : 6.moins de P2					
paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Actions correctives	Observations
Basse pression P2 <750 psi	- Défaillance de régulateur - pression P1 faible -Fuite sur la conduite	- Pression insuffisante pour assurer le bon fonctionnement des obturateurs annulaires.	-visuellement	- Installer une alarme	
Déviati on : 7. Pas de P2					
paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Actions correctives	Observations
Pression P2 est nulle	- pression d'alimentation nulle - rupture des flexibles - Régulateur ne fonctionne pas	- annulaire ne fonctionne pas	- pression nulle dans le manomètre (visuellement)	- Installer une alarme - entretien périodique des flexibles	Ce cas est très rare
Déviati on : 8.plus de P2					
paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Actions correctives	Observations
Pression élevée	- Défaillance du régulateur	- La garniture de fermeture et la tige peut endommager	- visuellement	Installer une soupape de sécurité (Vanne de décharge) si P2>3200psi	Ce cas engendre un arrêt immédiat de l'opération de forage
Déviati on : 9.Moins de P3					
paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Actions correctives	Observations
Pression P3 basse P3<1500 psi	- P1 basse - Défaillance de régulateur -Fuite de la conduite	- Fermeture incomplète des rams	- Visuellement	- Installer une alarme	- choisir des régulateurs conforme aux règles internationales
Déviati on : 10. Pas de P3					
paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Actions correctives	Observations
Pression P3 est nulle P3=0 psi	- P1 = 0 - Défaillance de régulateur -Rupture de la conduite	- Obturateurs à mâchoire ne fonctionnent pas -Risque d'éruption	- Visuellement	- Installer une alarme	- Etalonnage des régulateurs et la vérification périodiques des flexible

		- Risque d'incendie /explosion			
Déviati on : 11. Plus de P3					
paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Actions correctives	Observations
Pression P3 élevée	- Défaillance de régulateur	- éclatement des conduites - Défaillance structurelle des tiges (rupture)	- Alarme	- Entretien périodique des régulateurs	- Bien choisir les régulateurs ainsi l'étalonnage périodiques peut réduire la probabilité de ce cas
Déviati on : 12. Moins de P4					
paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Actions correctives	Observations
Pression P4 basse	- Fuite sur la conduite -Vanne de refoulement est partiellement ouverte - Clapet de décharge reste ouvert	- Pression insuffisante pour - Mauvaise commande à distance - Réponse lent de système de sécurité	- Alarme si P4<80 psi	- Programme r un démarrage automatique des pompes électriques	- Le temps de réponse de la pompe est un facteur très important pour assurer l'efficacité du système.
Déviati on : 13. Pas de P4					
paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Actions correctives	Observations
Pression P4 est nulle P4=0 psi	- vanne de refoulement est fermée -rupture de conduite - soupape bloquée en position ouverte	- Chute de pression - Pas de commande à distance - Risque d'éruption	- Alarme	- entretien périodique des vannes conduites et soupapes	- choisir l'emplacement de l'unité a labri d'une influence extérieure qui peut causer l'arrêt de fonctionnement de ce système
Déviati on : 14. Plus de P4					
paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Actions correctives	Observations
Pression P4 élevée	- Soupape bloquée en position fermée (corrosion) -Le moteur de compresseur ne s'arrête pas	- Augmentation de pression de service - Risque de destruction d'installation	- Vibration des conduites - Alarme lumineuse	- Entretien périodique des soupapes de sécurité	

Résultats

Nous remarquons que les déviations « Pas / pas assez de pression P1, P2, P3, P4 et de volume V » sont omni-présentes dans les évènements les plus dangereux. Ainsi nous retenons que ces déviations correspondent aux non fonctionnement de BOP.

Les résultats de cette évaluation montrent que les causes principales qui provoquent le non fonctionnement de système d'accumulation comme un système de commande des vannes de BOP sont :

- Pression d'huile insuffisante.
- Quantité d'huile insuffisante.
- Chute de pression.

Recommandations

L'analyse des risques par l'application de la méthode AMDEC et HAZOP nous permet d'établir quelques recommandations résumées comme suit :

Recommandations organisationnels

- ✓ Formation et information du collectif des travailleurs en matière des risques.
- ✓ Sensibilisation des opérateurs de chantier de forage de respecter les règles et les consignes de sécurité.
- ✓ Réalisation des études périodiques d'évaluation des risques.
- ✓ Réalisation d'inspections générales en cours des opérations de forage.

Recommandations opérationnelles

- ✓ Vérification de l'état des mâchoires de chaque obturateurs chaque semaine, et un test de fonctionnement chaque mois.
- ✓ Changement périodique des joints des obturateurs chaque changement des mâchoires.
- ✓ Contrôle de serrage en cas de maintenance.
- ✓ Contrôle périodique de circuit d'huile hydraulique sous pression.
- ✓ Equipements électrique doivent être de type antidéflagrant et loin de zone de BOP pour éviter le déclenchement de l'incendie.

L'analyse des risques par l'application des méthodes AMDEC et HAZOP nous a permis de déterminer les points critiques et les éléments vulnérables de système de sécurité anti éruption (BOP).

D'après les résultats de l'analyse, on peut dire que les modes de défaillances principales et qui peuvent engendrer le non fonctionnement de système BOP sont :

- Pression insuffisante.
- Quantité d'huile insuffisante.
- Système de pompage non efficace.

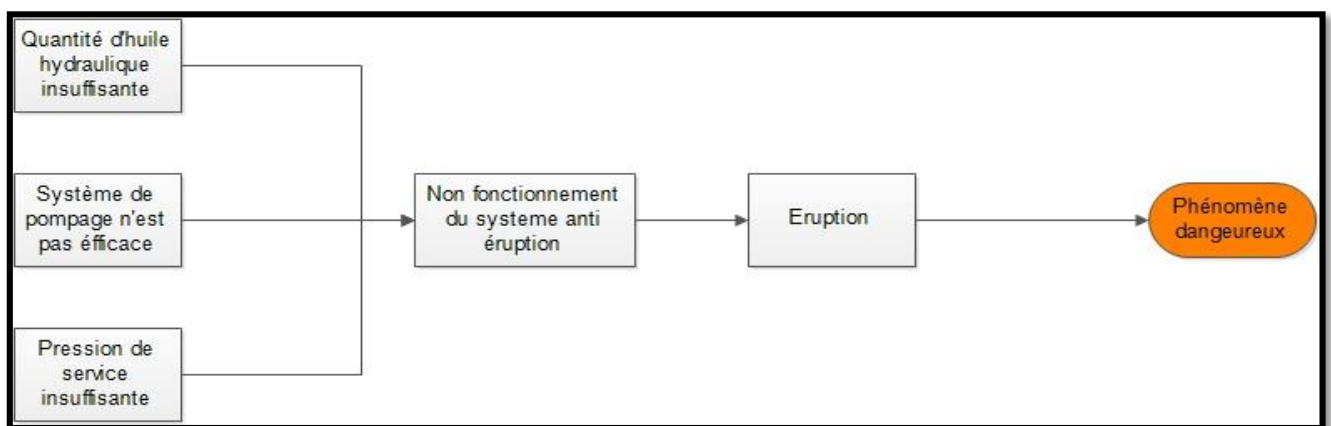


Figure 5.6: Synthèse d'analyse des risques

A la lumière des résultats de l'analyse des risques, nous proposons un redimensionnement et repositionnement de l'unité d'accumulation. Cette solution sera traitée lors du chapitre suivant.

5.2 MAITRISE DES RISQUES

La maîtrise des risques est l'ensemble des actions et ses modifications mise en place pour éliminer, écarter ou du moins diminuer les risques existants afin de garantir la sécurité.

Les résultats d'analyse des risques dans le chapitre précédent nous montrent que l'amélioration de la performance de système de sécurité contre l'éruption se fait par un redimensionnement et un repositionnement de l'unité d'accumulation (unité de commande des obturateurs) par rapport à état actuel de l'UA (la fiche technique de l'UA en annexe H) .

Cette partie expose en premier lieu les conditions et les règles de l'API (*American Petroleum Institute*) à respecter dans notre démarche d'amélioration, la performance du système anti éruption. Ensuite, il traite en détail le nombre de bouteilles, la capacité de système de pompage

et le dimensionnement du réservoir de fluide hydraulique selon les règles de l'API. Enfin, un repositionnement de l'unité en prenant en compte les résultats de la modélisation des effets par logiciel PHAST.

Nous avons pris en compte les recommandations de l'API 16 E (première édition - Octobre 90) et de l'API 53 (deuxième édition - Mai 2008). (Voir Annexe F)

5.2.1 Conditions API à respecter

L'unité d'accumulation doit pouvoir fournir un volume (volume utile **V_u**) de fluide hydraulique suffisant pour satisfaire la plus contraignante des deux conditions suivantes :

- Fermer tous les obturateurs du BOP sans pression dans le puits et disposer d'une réserve de 50 % de fluide hydraulique,
- La pression restant dans l'unité d'accumulation après avoir fermé tous les obturateurs du BOP doit être supérieure à la pression minimum calculée (à partir du rapport de fermeture du BOP) nécessaire pour fermer tous les obturateurs à mâchoires avec une pression dans le puits égale à la pression de service du BOP [22].

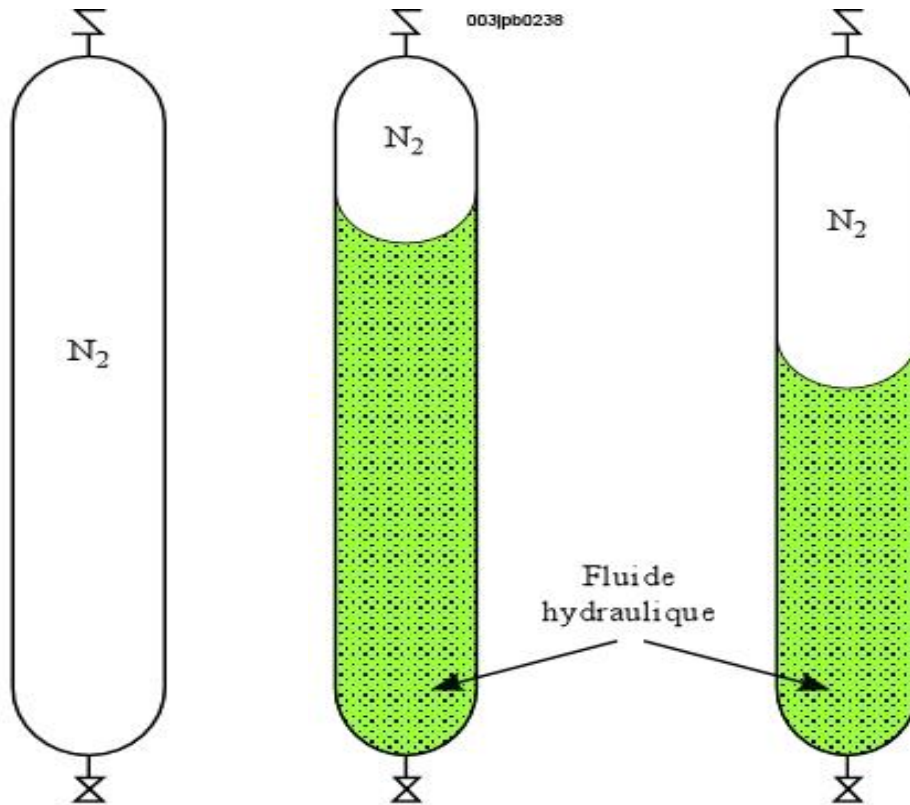
L'unité doit être placée dans un endroit protégé à distance du plancher de forage (hors du périmètre de sécurité) et facilement accessible au personnel du chantier en cas d'urgence [23].

En raison de l'usage très fréquent de l'anglais dans le domaine pétrolier, l'industrie pétrolière utilise essentiellement les unités anglo-saxonnes, certaines valeurs seront plus simples à exprimer dans ces unités. Pour se repérer, un tableau d'équivalence est fourni en annexe G.

5.2.2 Dimensionnement d'une unité

5.2.2.1 - Calcul du nombre de bouteilles

Le volume utile **V_u** : est le volume de fluide hydraulique fourni par les bouteilles lorsque l'on abaisse la pression dans les bouteilles. C'est le volume récupéré d'une bouteille lorsque la pression varie de la pression de fonctionnement de l'unité (3 000 psi) et à une pression de 1200 psi (200 psi au dessus de la pression de pré-charge de la bouteille). Ce volume sera différent suivant la valeur de la pression de pré-charge en azote, de la pression de fonctionnement de l'unité et de la pression finale du fluide dans l'unité.



**Pression minimum
dans la bouteille:
 $P_1 = 1000$ psi**

**Pression maximum
dans la bouteille:
 $P_2 = 3000$ psi**

**P_3 : Pression finale dans la
bouteille**

- **Soit V_1 le volume d'azote dans la bouteille à la pression P_1**
 - Les bouteilles standard ont un volume de 11 gallons, mais on considère que le volume disponible pour les fluides (azote et huile) est de 10 gallons.
- **Soit V_2 le volume d'azote dans la bouteille à la pression P_2 ,**
 - La pression est la pression de fonctionnement de l'unité (3 000 psi),
 - Le volume d'huile dans la bouteille est $(10 - V_2)$
- **Soit V_3 le volume d'azote dans la bouteille à la pression P_3 ,**
 - La pression finale dépend de la partie de la règle que l'on prend
 - La pression minimum recommandée par l'API est 1200 psi (au minimum 200 psi au dessus de la pression de pré-charge),
 - La pression finale est déterminée par le rapport de fermeture des BOP si l'on prend la deuxième partie de la règle (1428 psi pour un BOP 10 000 psi ayant un rapport de fermeture de 7 / 1),

– Le volume d'huile dans la bouteille est $(10 - V_3)$

- **En appliquant la loi de Boyle - Mariotte à l'azote, nous avons**

$$P_1 \cdot V_1 = P_2 \cdot V_2 = P_3 \cdot V_3 \text{ d'ou } V_2 = \frac{P_1 \cdot V_1}{P_2} \text{ et } V_3 = \frac{P_1 \cdot V_1}{P_3} \quad (5.1)$$

Le volume utile est donné par la relation suivante :

$$V_u = V_3 - V_2 \quad (5.2)$$

$$V_u = P_1 \cdot V_1 \left(\frac{1}{P_3} - \frac{1}{P_2} \right) \quad (5.3)$$

V_u = Volume utile en gallons,

P_1 = Pression de pré-charge d'une bouteille en psi,

V_1 = Volume occupé par l'azote en gallons à la pression de précharge P_1 ,

P_2 = Pression de fonctionnement de l'unité en psi,

P_3 = Pression finale dans la bouteille en psi,

Le BOP est composé d'un obturateur annulaire et de quatre obturateurs à mâchoires. Sa pression de service est 10 000 psi et le rapport de fermeture des BOP à mâchoires est 7 / 1. Le volume de fluide hydraulique nécessaire pour fermer l'annulaire est 16,5 gallons, celui pour fermer chaque BOP à mâchoires est de 5,5 gallons. La pré-charge des bouteilles en azote est de 1 000 psi.

- **Nombre de bouteilles nécessaires pour satisfaire la première condition**

En considérant l'azote comme un gaz parfait, nous avons pour une bouteille :

Par sécurité, la pression finale dans l'accumulateur ne devra pas être inférieure à 1 200 psi (200 psi au-dessus de la pression de pré charge).

Nous avons dans ces conditions :

$P_1 = 1\ 000$ psi, $V_1 = 10$ gal, $P_2 = 3\ 000$ psi, $P_3 = 1\ 200$ psi.

Nous en déduisons que $V_2 = 3,33$ gal et $V_3 = 8,33$ gal.

Le volume de fluide hydraulique fourni par une bouteille de 10 gallons pré chargée à 1 000 psi lorsque la pression de l'unité varie de 3 000 psi à 1 200 psi est $(V_3 - V_2) = 5$ gal.

Le volume de fluide hydraulique pour fermer tous les BOP est $16,5 + 4 \times 5,5 = 38,5$ gal.

50 % de réserve de fluide hydraulique correspond à $38,5 \times 0,5 = 19,25$ gal.

Le volume total de fluide hydraulique nécessaire est $38,5 + 19,25 = 57,75$ gal.

Il faut $57,75 / 5 = 11,55$ bouteilles, donc en définitive **12 bouteilles**.

Nombre de bouteilles nécessaire pour satisfaire la deuxième condition

Dans ce cas, la pression finale dans les bouteilles est déterminée par le rapport de fermeture et la pression de service des BOP à mâchoires. Nous avons :

$P_3 = 1\ 428$ psi et $V_3 = 7$ gal.

Le volume utile fourni par une bouteille dans ces conditions (précharge 1 000 psi, pression de fonctionnement 3 000 psi, pression finale 1 428 psi) est de $(7 - 3,33) = 3,67$ gal.

Le volume de fluide hydraulique pour fermer tous les obturateurs de BOP est 38,5 gal. Le nombre de bouteilles nécessaire est de $38,5 / 3,67 = 10,5$ bouteilles, donc en définitive **11 bouteilles**.

La condition la plus contraignante est la première, il faut donc **12 bouteilles**.

5.2.2.2- Capacité des pompes

Chaque système de pompage doit avoir une capacité suffisante pour satisfaire la condition suivante :

- Les différents systèmes de pompage réunis doivent être capables, **en 15 minutes maximum**, de remonter la pression de l'unité de la pression de précharge des bouteilles (1 000 psi) à la pression maximum de fonctionnement de l'unité (3 000 psi).

Calcul de la capacité des pompes

La capacité des pompes pour remonter la pression de l'unité de 1 000 psi (pression de précharge) à 3 000 psi (pression maximum de fonctionnement de l'unité), l'unité étant équipée de 12 bouteilles de 11 gallons chacune.

En considérant l'azote comme un gaz parfait, nous avons :

P_1 = Pression de précharge d'une bouteille en azote en psi,

V_1 = Volume occupé par l'azote en gallons à la pression de précharge **P_1** ,

P_2 = Pression de fonctionnement de l'unité en psi,

V_2 = Volume occupé par l'azote en gallons à la pression de fonctionnement P_2 ,

N = nombre de bouteille oléopneumatique

Nous avons :

$P_1 = 1\ 000\ \text{psi}$, $V_1 = 10\ \text{gal}$, $P_2 = 3\ 000\ \text{psi}$ et $V_2 = 3,33\ \text{gal}$.

Le volume de fluide hydraulique V à pomper en 15 minutes est de :

$$V = (V_1 - V_2) \times N \quad (5.4)$$

$$V = (10 - 3,33) \times 12 = 80,1\ \text{gal}.$$

Soit un débit minimum pour l'ensemble des systèmes de pompage de **5,4 gal / min**.

$$Q = 5,4\ \text{gal/min}$$

5.2.2.3- Dimensionnement du réservoir de stockage du fluide hydraulique

Le réservoir doit avoir une capacité au moins égale à **deux fois le volume utile des bouteilles**, le volume utile étant déterminé avec une pression de pré-charge de 1 000 psi, une pression de fonctionnement de 3 000 psi et une pression finale de 1 200 psi (soit 5 gal pour une bouteille de 11 gallons).

Donc pour une unité équipée de 12 bouteilles de 11 gallons (volume de fluide égal à 10 gal), le réservoir doit avoir une capacité de $(5 \times 12) \times 2 = 120\ \text{gal}$.

5.2.3 Positionnement de l'unité

Notre objectif dans cette partie est d'évaluer les effets d'un accident majeur (explosion) après une éruption de gaz afin d'estimer les distances des effets pour repositionner l'unité d'accumulation

Une explosion est une libération soudaine d'énergie plus ou moins confinée, plus ou moins maîtrisée, avec ou sans conséquences externes, l'explosion peut donner lieu à une onde de pression (onde de souffle), à une boule de feu [4].

L'explosion est donc associée à une libération d'énergie susceptible d'engendrer des effets mécaniques et thermiques violents, voire destructeurs

5.2.3.1 Description du scénario d'accident

Une venue suivie d'une éruption de gaz s'est produite au cours du forage du puits, Le gaz explose et provoque un incendie, qui s'étend sur tout le chantier de forage.

La plupart des employés sont exposés aux effets de cette catastrophe, et l'incendie ne peut pas être éteint à cause de venue continue de gaz et la non efficacité de système de fermeture de puits

L'accident

- Déroulement de l'opération de forage
- Détection d'une venue,
- Tentative de contrôle de la venue par fermeture du BOP et injection de boue lourde
- Eruption de gaz
- Explosion
- Non fermeture de puits (UA endommagé par les effets d'explosion)
- Incendie

Le scénario d'accident est résumé dans la figure (5.7)

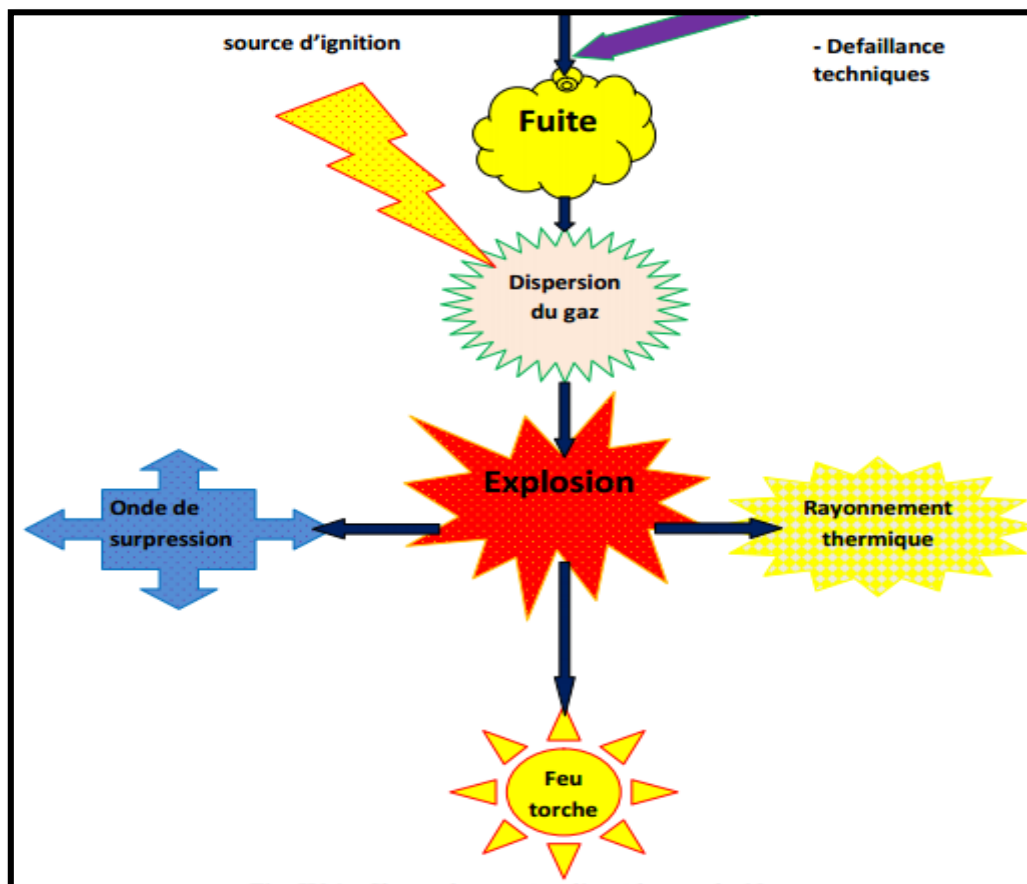


Figure 5.7: Synthèse de scénario d'accident d'explosion d'un puits pétrolier

5.2.3.2 La fiche technique de l'accident

La modélisation des effets du scénario étudié avec le logiciel PHAST nécessite en données d'entrée différents éléments concernant l'accident dont : caractéristiques de la source

d'émission, des conditions météorologiques, des conditions de relief et de la présence d'obstacles.

Hypothèses de calcul

Le calcul des effets d'un accident fait intervenir un grand nombre d'hypothèses de calcul liées à la définition du scénario, dont certaines sont liées aux caractéristiques de la fuite, et d'autres à l'environnement du rejet. Le choix des hypothèses faites a été justifié par le retour d'expérience.

On considère un rejet accidentel de gaz suite à le non fonctionnement du système anti éruption. Le rejet est supposé libre, horizontal, à 2 m au-dessus du sol et le centre de l'explosion est situé au centre puits de forage. Ces hypothèses définissent le scénario, elles sont issues d'une analyse de risques.

- Caractéristiques du terme source

Le logiciel PHAST peut modéliser différents types du terme source, et dans notre cas on a utilisé le type « rupture catastrophique » caractérisé par les paramètres présentés dans le tableau suivant :

Tableau 5.6 : Données d'accident d'explosion

Paramètre	Valeurs
Quantité	250 kg
Pression	3000 psi
Phase rejetée (gazeuse ou liquide)	Gaz
Température	35°C
Composition du produit	Butane – Propane

- Conditions météorologiques

Notre étude est effectuée sous des conditions de vitesse de vent de 1.5 m/s et une stabilité atmosphérique de classe D. On assume également que la température extérieure est de 35°C.

5.2.3.3 Résultats de modélisation d'effets d'explosion

PHAST utilise les propriétés thermodynamiques issues de la banque de données DIPPR (*Design Institute for Physical Properties*) des produits et il détermine lui-même, en

fonction des conditions de pression et de température, les caractéristiques de l'écoulement du fluide; que ce soit un débit liquide, gazeux.

PHAST permet de déterminer les distances d'effet qui suivent. Ces distances sont comptées, pour les zones A, B et C, depuis le centre de l'explosion.

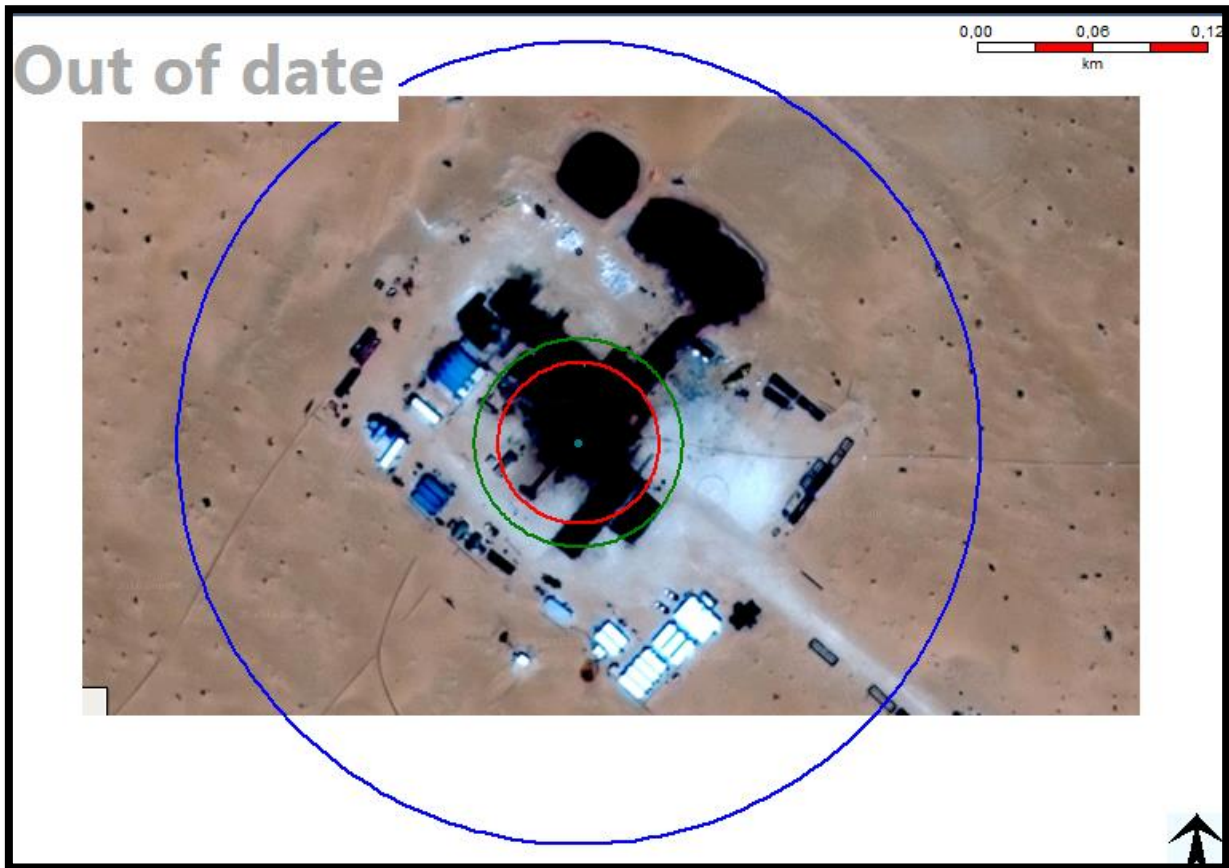


Figure 5.8 : résultats de modélisation des effets d'explosion par le logiciel PHAST

Les résultats de la modélisation sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 5.7 : Résultats de modélisation des effets d'explosion

Zone	Pression (bar)	Distance (m)
A	0,21	41,47
B	0,14	53,60
C	0,02	207,00

Interprétation

Après ces résultats obtenus par le logiciel PHAST concernant la modélisation d'un scénario d'accident d'explosion pendant l'opération de forage pétrolier et selon les règles de l'API qui

exigent que l'unité d'accumulation doit être placée entre la zone B et la zone C on peut prendre en considération le point suivant :

- Placer l'unité d'accumulation à une distance d'au moins de 54 m de centre de puits pétrolier.

Conclusion

Le tableau suivant démontre les dimensions proposées par l'API par rapport à l'état actuel de l'UA

Tableau 5.8 : Etat actuel de l'UA et les dimensions proposées par l'API

Etat actuel		Démentions proposées	
Nombre de bouteille d'accumulation	N=10 bouteilles de 11 gallons	Nombre de bouteille d'accumulation	N=12 bouteilles de 11gallons
Capacité du système de pompage	6,2 gal/min	Capacité du système de pompage	5,4 gal/min
Capacité de réservoir d'huile hydraulique	100 gallons	Capacité de réservoir d'huile hydraulique	120 gallons
La distance entre le puits et UA	42 m	La distance entre le puits et UA	54 m

La démarche effectuée pour la maîtrise de risque d'éruption, au niveau de chantier de forage, et suite à ces résultats obtenus à l'aide du logiciel PHAST concernant la modélisation d'un scénario d'accident d'explosion pendant l'opération de forage pétrolier, et selon les règles de l'API qui exigent que l'unité d'accumulation doit être placée entre la zone B et la zone C, on propose de prendre en considération les points suivants :

- En premier lieu nous proposons de mettre en place 12 bouteilles oléopneumatiques dans l'unité d'accumulation, donc d'ajouter deux bouteilles de 11 gallons à la série de bouteille.
- Assurer que le système de pompage soit capable de fournir le fluide hydraulique avec un débit minimum de 5,4 gal /min
- redimensionnement du réservoir d'huile hydraulique pour qui il soit capable de stocker 120 gallons
- Placer l'unité d'accumulation à une distance d'au moins de 54 m et d'augmenter la longueur des flexibles de commande qui relie entre l'unité d'accumulation et le BOP

Conclusion générale

Les accidents majeurs sont les accidents les plus préjudiciables en termes de vies humaines, impact environnemental et pertes économiques.

La typologie des accidents dans le secteur pétrolier montre que 67% d'entre eux sont liés à des incidents sur puits (éruptions, venues, défaillances de barrières de sécurité, etc.), ces accidents figurent parmi les accidents les plus dommageables en termes de dommages matériels mais surtout en termes d'impact environnemental.

La majorité des accidents étant liés soit à des fuites sur des installations de surface (UA), soit à des problèmes techniques sur le système de contrôle de puits.

L'étude de performance du système de contrôle de puits prend une part importante dans les études de dangers, du fait des enjeux humains, environnementaux et économiques liés aux accidents dans les chantiers de forages. En effet, le dimensionnement et l'emplacement de l'unité permettent de juger la performance du système. Dès lors, la mise en conformité de ce système aux normes internationales, paraît nécessaire.

Le travail réalisé dans le cadre de ce projet de fin d'étude comprend deux parties :

Dans la première partie, une analyse de risques majeurs a été élaborée par l'application des méthodes d'analyse AMDEC, HAZOP et Nœud papillon. Cette analyse nous a permis de définir les modes de défaillance, les causes et les conséquences sur le facteur humain, installation et l'environnement.

Dans la seconde partie, nous avons proposé comme mesures de maîtrise des risques, un redimensionnement et un repositionnement de l'unité d'accumulation.

En perspectives, notre contribution pourrait servir pour la mise en conformité aux règles et conditions de l'API de l'installation de forage.

Bibliographies

- [1] Hyne, N.J. 2012, Non technical guide to petroleum geology, exploration, drilling and production, third edition,.
- [2] Nguyen, J.P., 1993, Le forage, éditions Techniques,
- [3] Leading Edge Advantage, 2002, Introduction to underbalanced drilling,
- [4] Wiltz, B., 2012, Pétrole et Gaz Informations n°1821,
- [5] Yves, M., 2005, AMDE (C), Techniques de l'ingénieur Méthodes d'analyse des risques, base documentaire : TIB155DUO (ref. article : se4040)
- [6] ROYER, M., 2009HAZOP : une méthode d'analyse des risques - Principe. TECHNIQUES DE L'INGÉNIEUR.,1(0): p. 1 -23
- [7] Bernuchon, E. et Salvi O., 2003, Ω -7 : Outils d'analyse des risques générés par une installation industrielle. Version 1 p. 78.
- [8] Yves, M., 2005, AMDE (C), Techniques de l'ingénieur Méthodes d'analyse des risques, base documentaire : TIB155DUO (ref. article : se4040).
- [9] Mazouni, M.H., 2008, Pour une meilleure approche de Management des risques
- [10] Nichan, M., 2006 ,Risques et accident industriels majeurs , Edition DUNOD
- [11] David D, 2010 -Arbres de Défaillances-,
- [12] ISO 2008 ., Management du risqué - Vocabulaire –Principesdirecteurs pour les inclure dans les normes- ISO /CEI guide 73
- [13] INERIS, 2015, Rapport d'étude – Contexte et aspects fondamentaux du forage et de l'exploitation des puits d'hydrocarbure- N° DRS-15-149641 -01420A
- [14] INERIS, 2015, rapport d'étude – Les enseignements de l'accidentologie liée à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures – N° DRS-15-149641 -02735A
- [15] SINTEF, 2006, Blowout and well release characteristics and frequencies, report n° STF50 F06112,.
- [16] OGP, 2010, Blowout frequencies, report n°434-2,.
- [17] Alexandre ,W, 2007 Thermodynamique macroscopique à l'usage des étudiants en ssciences de l'ingénieur. isbn : 9782804152383.
- [18] Olivier, C., Philippe, D., 2015 Thermodynamique de l'ingénieur- Framabook
- [19]Olivier , P., 2010, Génie thermique et énergie – thermodynamique- I.U.T de S.O.D

[20] Nishant P, Eric M, Pascal F, Nadine G, 2007 Toxic Release Dispersion Modelling with PHAST: Parametric Sensitivity Analysis,.

[21] Chivas, C., Cescon, J 2005 Toxicité et dispersion des fumées d'incendie, Phénoménologie et modélisation des effets,

[22] API 53 Recommended Practice Blow Out Prevention Recommended Equipment Systems for Drilling Wells, Sec. 12.4.3

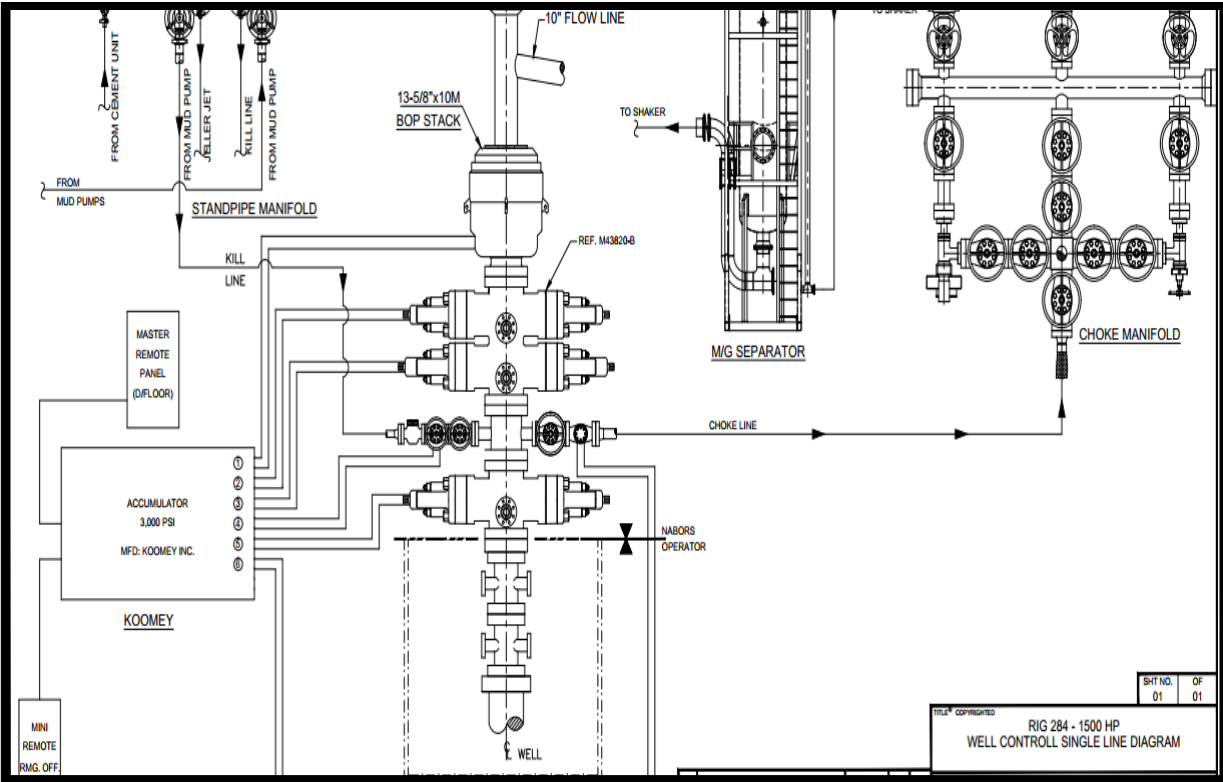
[23] API RP 16E Design of Control Systems for Drilling Well Control Equipment, Sec 2.3.2

ANNEXES

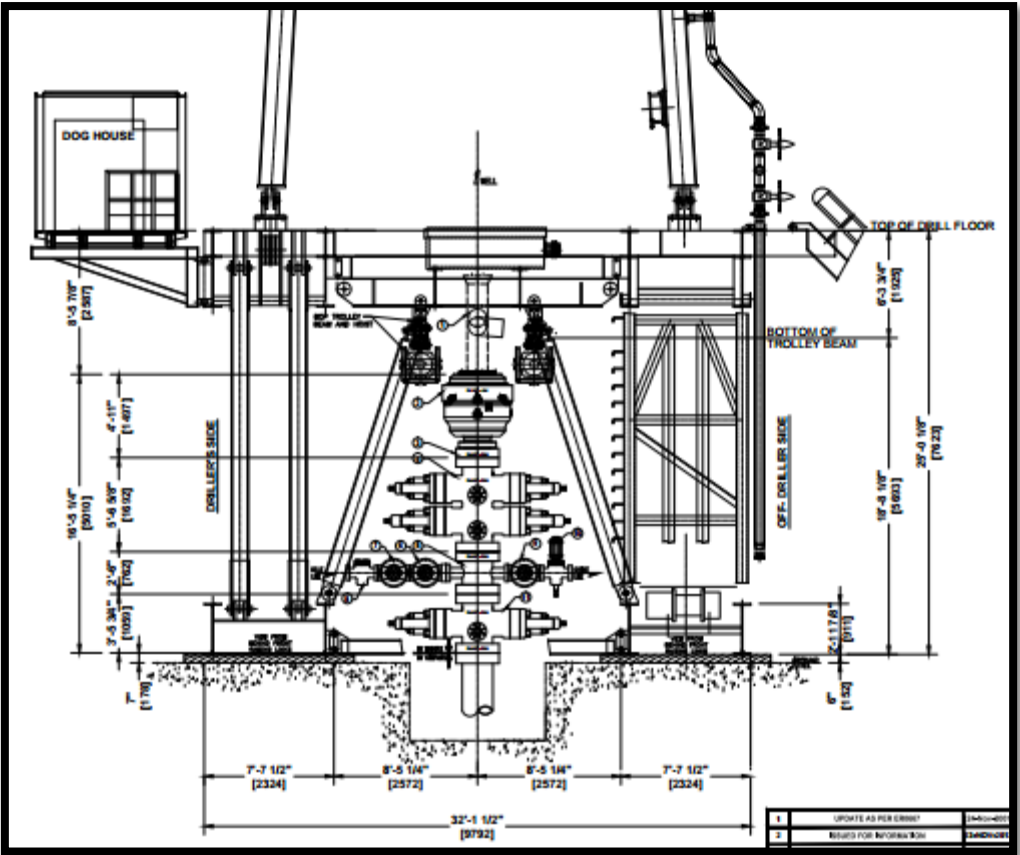
Annexe A : Installation de forage (la sonde)



Annexe B : Système anti éruption



Annexe C : Bloc d'obturation de puits

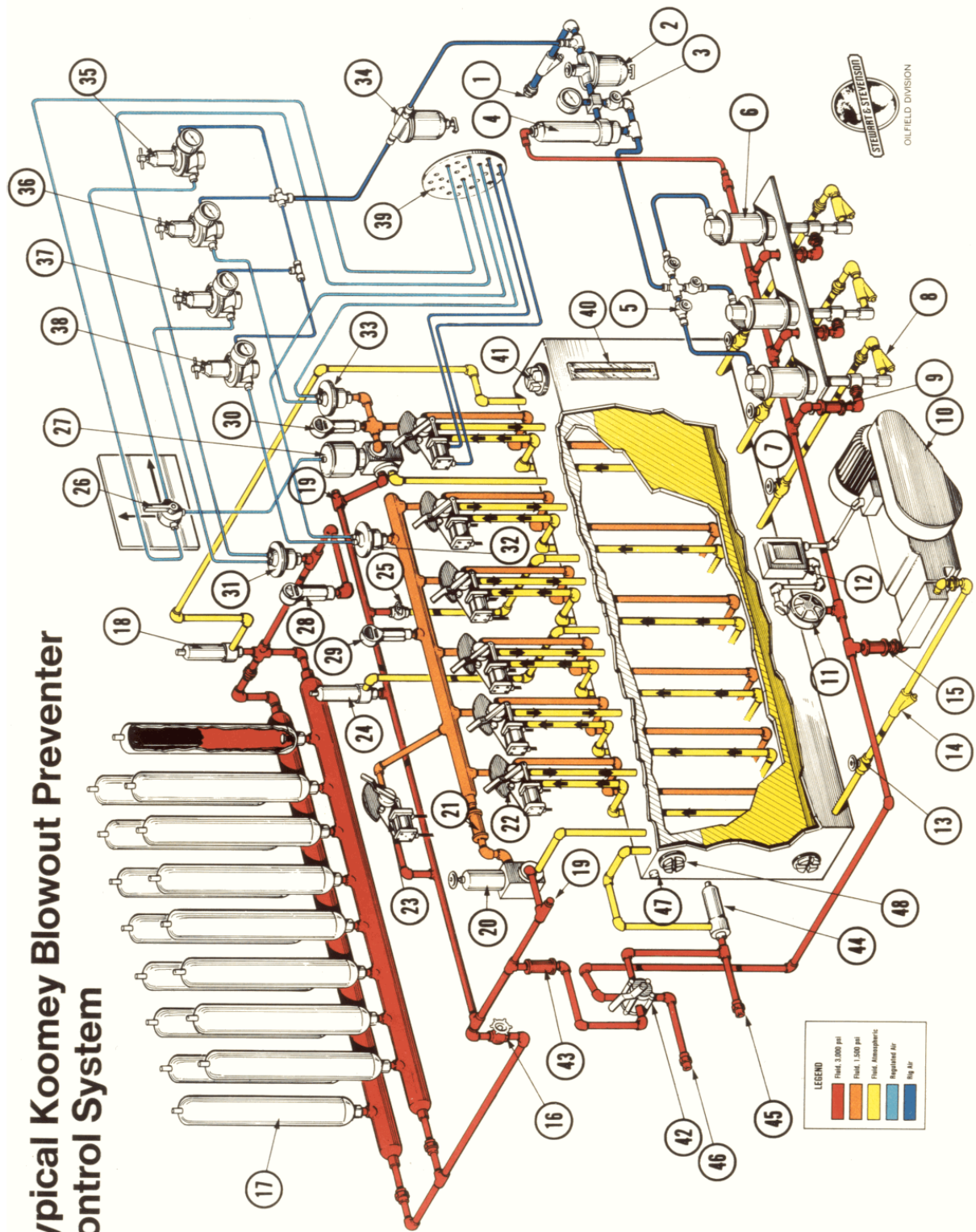


Annexe D : Description d'une unité d'accumulation (UA)

La figure représente une unité standard avec ses différents composants.

- 1 Arrivée d'air (pression de l'ordre de 120 psi).
- 2 Huileur.
- 3 Vanne qui permet de by-passer la vanne d'admission automatique d'air n°4. En position ouverte, elle permet d'alimenter en continu les pompes à air. Elle doit être normalement en position fermée.
- 4 Vanne d'admission hydropneumatique automatique. Elle permet de régler la pression de démarrage et l'arrêt des pompes à air.
- 5 Vannes manuelles d'isolement des pompes pneumatiques. Normalement, elles doivent être en position ouverte.
- 6 Pompes à air.
- 7 Vannes manuelles d'isolement de l'aspiration des pompes à air. Normalement, elles doivent être en position ouvertes.
- 8 Filtre à huile équipé d'une crépine sur la ligne d'aspiration.
- 9 Clapet anti-retour.
- 10 Pompe triplex entraînée par moteur électrique.
- 11 Mano-contact : permet de régler les pressions de démarrage et d'arrêt de la pompe électrique. Il est réglé de telle façon que le moteur électrique démarre lorsque la pression dans l'unité chute sous un certain seuil (en général, 2700 psi) et s'arrête lorsque la pression atteint un certain seuil (3 000 psi).
- 12 Coffret de démarrage contenant un commutateur à 3 positions (OFF, ON, AUTO). L'interrupteur doit être normalement sur la position AUTO.
- 13 Vanne manuelle d'isolement de l'aspiration de la pompe électrique. Normalement, elle doit être en position ouverte.
- 14 Filtre à huile équipé d'une crépine sur la ligne d'aspiration.
- 15 Clapet anti-retour.
- 16 Vanne manuelle d'isolement des bouteilles. En fonctionnement normale, cette vanne doit être ouverte.
- 17 Accumulateur. La pré-charge en azote doit être de 1000 psi \pm 10 %.
- 18 Soupape de sécurité, tarée entre 3300 et 3500 psi. Le retour est connecté au réservoir.
- 19 Filtre à huile sur le circuit haute pression.
- 20 Régulateur de pression : Il réduit la pression de 3000 psi à 1500 psi pour le circuit "manifold". Son réglage se fait manuellement.
- 21 Clapet anti-retour.

Typical Koomey Blowout Preventer Control System



001db0238

22 Distributeurs 4 voies - 3 positions. Ces distributeurs, équipés de vérins pneumatiques, peuvent être pilotés à distance.

- Elles permettent l'envoi du fluide hydraulique sous pression vers les BOP ou les opérateurs de vannes, pour ouvrir ou fermer ceux-ci.
- 23 Vanne de by-pass : permet de by-passer la régulation 3 000 - 1500 psi et d'envoyer directement dans le manifold le fluide hydraulique à la pression des accumulateurs (3 000 psi). Cette vanne doit être normalement en position fermée. Elle peut être commandée à distance.
 - 24 Soupape de sécurité avec retour au réservoir de stockage du fluide hydraulique. Elle est réglée vers 5 500 psi.
 - 25 Vanne de purge de la partie HP. Elle est normalement en position fermée.
 - 26 Sélecteur à 2 positions : Il permet de sélectionner le point de commande du régulateur de pression du BOP annulaire n° 27. Lorsqu'il est sur Remote, 27 peut être réglé à partir du panel de commande à distance. Lorsque le sélecteur est sur Local, 27 ne peut pas être réglé à distance.
 - 27 Régulateur de pression annulaire : Il permet de régler la pression du fluide hydraulique envoyer vers le BOP annulaire afin d'ajuster la pression de fermeture de celui-ci. Ce régulateur est piloté pneumatiquement et peut être ajuster à distance.
 - 28 Manomètre de pression de la partie "accumulateur".
 - 29 Manomètre de pression de la partie "manifold".
 - 30 Manomètre de pression de la partie "annulaire".
 - 31 - 32 - 33 Transmetteurs pneumatiques de pression de l'accumulateur, du manifold et de l'annulaire vers le ou les panneaux de commande à distance.
 - 34 Filtre à air.
 - 35 Régulateur permettant de régler la pression d'air envoyée vers le régulateur 27.
 - 36 – 37 - 38 Régulateurs à air pour les transmetteurs pneumatiques de l'annulaire, de l'accumulateur et du manifold.
 - 39 Platine de connexion du faisceau de télécommande pneumatique.
 - 40 Indicateur de niveau de fluide hydraulique dans le réservoir.
 - 41 Bouchon de remplissage et de mise à l'air du réservoir.
 - 42 Vannes 4 voies - 3 positions.
 - 43 Clapet anti-retour.
 - 44 Soupape de sécurité sur la ligne auxiliaire avec retour au réservoir de stockage du fluide hydraulique.
 - 45 Ligne auxiliaire qui peut être utilisée pour le skidding.
 - 46 Ligne auxiliaire qui peut être utilisée pour tester des équipements en pression.
 - 47 Retour vers le réservoir lors de l'utilisation d'une ligne auxiliaire.
 - 48 Bouchon d'inspection du réservoir de stockage de fluide hydraulique

Annexe E : Tableau AMDEC

AMDEC	Analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité										
	Système anti éruption, sous système : Bloc d'obturation (BOP) : obturateurs annulaires et à mâchoires										
Sous système	Composant	Fonction	Modes de défaillance	Causes de défaillance	Effets	Moyens de détection	Criticité				Actions correctives
							F	G	D	C	
Obturateurs Annulaires	Corps d'annulaire	-Protection des éléments internes -Assurer l'équilibre de piston	- Défaillance structurelle (rupture)	- Fonctionnement excessive des obturateurs annulaire - chute des objets - Corrosion	- Fuite externe. - Chute de pression P2. - Fermeture incomplète des obturateurs annulaires.	- test du BOP	2	3	2	12	- Poser des obstacles contre la chute des objets solides -Surveillance permanente pour éviter les travaux hors norme. - Entretien périodique des équipements du BOP
			- Vibrations	- Destruction du filetage interne - Corrosion interne du corps	- Défaillance des joints - Fuite	- Contrôle visuel	2	2	3	12	- Entretien périodique de BOP

			<p>- Fuite</p> <ul style="list-style-type: none"> - Utilisation hors condition - Vieillessement. - Glissement des tiges aux niveaux de cylindre. - 	<ul style="list-style-type: none"> - Chute de pression P2 - 	<ul style="list-style-type: none"> - Visuel 	2	3	3	18	<ul style="list-style-type: none"> - Surveillance permanente pour éviter les travaux hors norme - Test et contrôle périodique du BOP (pression)
	Piston	<ul style="list-style-type: none"> - Comprimer la membrane sur la tige (annulaire fermer) vers le haut. - - Décompresser la membrane (annulaire ouvert). 	<p>- Blocage</p> <ul style="list-style-type: none"> - Fermeture des orifices (utilisation d'huile qui perd ses caractéristiques). - Mauvaise graissage - Défaillance structurelle (rupture) 	<ul style="list-style-type: none"> - Piston n'arrive pas (point mort bas ou haut, déchirure) - Pas de fermeture des obturateurs 	<ul style="list-style-type: none"> - Test du BOP. - Visuel 	2	4	2	16	<ul style="list-style-type: none"> - Surveillance permanente d'huile de service. - Entretien périodique de BOP - Suivi régulier des opérations de forage

				<ul style="list-style-type: none"> - Pression d'huile P2 insuffisante (fuite) - Encombrement dans la chambre d'ouverture et d'ouverture) 	<ul style="list-style-type: none"> - Fermeture incomplète du puit. 	<ul style="list-style-type: none"> - Néant 	3	3	4	36	<ul style="list-style-type: none"> - Test et contrôle périodique du BOP (pression) - Entretien périodique du BOP (nettoyage)
	<ul style="list-style-type: none"> - Chambre de fermeture <ul style="list-style-type: none"> - Assurer la sous pression d'huile pour pousser le piston vers le haut. 	<ul style="list-style-type: none"> - Fuite 	<ul style="list-style-type: none"> - Pression insupportable P2> 2000 psi - Déchirure et rayure des joints d'étanchéité et de sécurité. 	<ul style="list-style-type: none"> - Perte de pression. - Fermeture incomplète des obturateurs 	<ul style="list-style-type: none"> - Contrôle visuel. 	2	3	3	18	<ul style="list-style-type: none"> - Test et contrôle périodique du BOP (pression). 	
		<ul style="list-style-type: none"> - Usure 	<ul style="list-style-type: none"> - Vieillessement. - Corrosion - Mauvaise graissage - Frottement de membrane avec les tiges 	<ul style="list-style-type: none"> - Fermeture incomplète du puits. 	<ul style="list-style-type: none"> - Test du BOP. (test de pression) - démontage 	2	3	2	12	<ul style="list-style-type: none"> - Test et contrôle périodique du BOP (pression). Surveillance permanente d'huile de service. 	
	<ul style="list-style-type: none"> - Chambre d'ouverture 	<ul style="list-style-type: none"> - Assurer la sous pression d'huile pour pousser le piston vers le bas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Fuite 	<ul style="list-style-type: none"> - Pression insupportable P2> 2000 psi - Corrosion - Vieillessement. 	<ul style="list-style-type: none"> - Perte de pression. -Ouverture incomplète du puits. 	<ul style="list-style-type: none"> - Contrôle visuel. 	2	2	3	12	<ul style="list-style-type: none"> - Test et contrôle périodique du BOP (pression).

			- Usure	- Déchirure et rayure des joints d'étanchéité et de sécurité. - Frottement de membrane avec les tiges.	- Chute de pression - Ouverture incomplète des obturateurs	-Test du BOP. (test de pression) - démontage	2	2	2	8	- Nettoyage des orifices. - Test et contrôle périodique du BOP (pression).
	- Membrane (la garniture élastique)	- Assurer la fermeture et l'ouverture sur tige.	- Déchirure et usure.	- Commande erronée en cas de fermeture sur vide. - Corrosion	- Fermeture incomplète du puits.	- Test du BOP.	2	3	2	12	- Test et contrôle périodique du BOP. -Entretien périodique de BOP et changement du paker après chaque utilisation (bonne qualité)

			<p>- fermeture et ouverture incomplète et intempestive</p>	<p>- Frottement avec les tiges. - Descente et remontée d'outil rapidement (le piston n'arrive pas au bas) - Fermeture incomplète du puits.</p>	<p>- Fermeture incomplète du puits.</p>	<p>- Test du BOP. - Test du BOP.</p>	3	3	2	18	<p>- Suivi régulier des opérations de forage. - Graissage des garnitures -Rechange de garniture. -Le suivi régulier des opérations de forage.</p>
	<p>Les joints (joints à lèvres + joints de sécurité)</p>	<p>- Assurer l'étanchéité des chambres. - Assurer l'entraînement de piston vers le haut et vers le bas.</p>	<p>- Défaillance structurelle (rupture).</p>	<p>-Fonction excessive des obturateurs. -Vieillessement L'échauffement</p>	<p>-Fuite d'huile - Perte de pression</p>	<p>- Test du BOP.</p>	2	2	3	12	<p>- Contrôle d'huile de service. - changement périodique des joints</p>

			<p>- Fuite</p>	<ul style="list-style-type: none"> - La surpression - Usure - Déblais métalliques. 	<ul style="list-style-type: none"> - Perte de pression qui conduit à une mauvaise fermeture et ouverture. - Effet sur piston (blocage). -Frottement de la membrane avec les 	<ul style="list-style-type: none"> - Test du BOP. 	2	3	3	18	<ul style="list-style-type: none"> -Surveillance permanente des règles de travail. -Entretien périodique de BOP et changement des joints selon les normes. -Suivi régulier des opérations de forage. -Test et contrôle périodique du BOP (pression)
Obtuteur à mâchoire	Corps de BOP	-Maintenir les mâchoires dans leur cavité (un alésage central vertical pour le passage des outils).	<p>-Défaillance structurelle rupture, Usure.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Fonctionnement excessive des obturateurs annulaire - Chute des objets - Corrosion Vieillessement 	<ul style="list-style-type: none"> -Perte de pression 	<ul style="list-style-type: none"> - Visuel (démontage) 	1	3	4	12	<ul style="list-style-type: none"> -Entretien périodique de BOP (nettoyage).- Test et contrôle périodique du BOP (pression).

			-Vibrations	-Chute des objets.	-Perte de pression de fond (venue non contrôlée, risque d'éruption)	- Contrôle visuel	1	3	4	12	-Surveillance permanente pour éviter les travaux hors normes. -Poser des obstacles contre la chute des objets solides.
			- Fuite	- Glissement avec les rams (frottement) - Fonction démesurée.	-Perte de pression de fond (venue non contrôlée, risque d'éruption)	- Test de BOP	1	3	4	12	-Surveillance permanente pour éviter les travaux hors normes. -Test et contrôle périodique du BOP (pression).
	Joint d'étanchéité	- Assurer l'étanchéité du BOP - Eviter l'apparition des fuites aux points de contact.	- Défaillance structurelle (usure)	- Fonction excessive des mâchoires - Vieillessement	- Vibration de corps BOP - Fuite d'huile	- Visuel (démontage)	2	2	3	12	-Surveillance permanente des règles de travail. - Test et contrôle périodique du BOP. - Entretien périodique de BOP et remplacement

														t des joints de bonne qualité.
			- Fuite	- Surpression. - Mailles (déblais métalliques) et déchets de fraisage. - l'échauffement.	- Perte de pression - Fermeture incomplète des mâchoires	- Test de BOP. -	2	3	3	18	- Test et contrôle périodique de BOP - Entretien périodique de BOP et remplacement - Suivi régulier des opérations de forage.			
	-Bonnet	- Couvre et protège le piston et cylindre. - Il permet la circulation du fluide.	- Usure extérieure.	- Vieillessement. - Corrosion - Chute d'objets	-Fuite d'huile - perte de pression	- Visuel	1	3	3	9	Entretien périodique du BOP -le suivi régulier des opérations de forage - Pose des obstacles contre la chute des objets solides. - Test et contrôle			

			- Fuite	- Défaut de montage. - Chute des objets (stockage)	-Perte de pression. - Fermeture incomplète de puits	- Visuel - Test de BOP	2	4	2	16	- Suivi régulier de toutes les opérations surtout le montage. - Entretien périodique de BOP et remplacement des joints de bonne qualité.
	- Piston	- Assure l'ouverture et la fermeture des rams.	- Usure	-Commande erroné sur l'utilisation. Frottement avec les chemises. Utilisation d'huile qui perd ces caractéristiques	- Piston n'arrive pas (point mort bas ou haut) - Déchirure	- Test du BOP.	2	2	3	12	- Révision périodique (maintenance préventive)
			- Blocage	- Frottement avec les chemises -Fermeture des orifices (utilisation d'huile qui perd ces caractéristiques)	- Fermeture incomplète de puits.	- Test du BOP. - Test des chambres de fermetures	2	3	3	18	- Test et contrôle périodique du BOP (contrôle de pression)

			- Fermeture et ouverture incomplète ou intempestive	- Pression d'huile insuffisante (fuite ou encombrement dans la chambre d'ouverture et fermeture).	- non fonctionnement des obturateurs à mâchoires en cas de venue	- Visuel (démontage)	2	4	4	32	- Test et contrôle périodique du BOP. - Révision périodique (maintenance préventive).
	- Cylindre	- Assurer la translation de piston (ouverture et fermeture). - Assurer l'étanchéité entre la bride intermédiaire et le bonnet	- Usure	-Mouvement rectiligne de piston - Corrosion Vieillessement. - Mauvaise graissage	- Fermeture et ouverture incomplète.	-Test de BOP.	1	4	3	12	- Révision périodique (maintenance préventive) - Test et contrôle périodique du BOP (pression)
			- Vibrations	- Echauffement - Mauvaise montage - Fuite interne d'huile (quantité d'huile insuffisante)	- Fermeture et ouverture incomplète. - Venue non contrôlée (risque d'éruption).	-Visuel (démontage) -Visuel (démontage)	2	4	3	24	- Révision périodique (maintenance préventive) - Formation et sensibilisation des travailleurs sur l'ampleur de leurs taches.- Test et contrôle périodique du BOP

	- Packer	-Assurer la fermeture sur la tige (fermeture totale)	- Blocage	- Intempérie	- Fermeture incomplète de puit Venue non contrôlée (risque d'éruption)	- Test de corps de BOP - Test de puits	2	4	3	24	- contrôle par des tests périodiques
			-Usure	- Fonction excessive des packer - déformation des mâchoires	- Fermeture incomplète des obturateurs à mâchoires	Test de corps de BOP - Test de puits	2	3	3	18	- Révision périodique (maintenances préventives)
			- Fermeture et ouverture incomplète et intempestive.	- Frottement avec les tiges / l'outil.	- Fermeture incomplète. - Venue non contrôlée (risque d'éruption)	Test de corps de BOP - Test de puits	2	4	3	24	- Révision périodique (maintenance préventive)
	Les mâchoires	- Porteurs des packers	-Usure	- Corrosion -Fonction excessive - Frottement avec la garniture de forage en cas d'ouverture incomplète. -Frottement avec la cavité	- Défaillance structurelle des packer - Fermeture incomplète des mâchoires	- Test de corps -Test de puits	2	3	3	18	- Test périodique - changement périodique - Fonctionner deux types de mâchoires en cas de venue indéterminé (éruption)

			-Déformation	- Frottement avec la garniture de forage en cas d'ouverture incomplète. -Frottement avec la cavité	- Défaillance structurelle des packers - Non fermeture des mâchoires	- Test de corps -Test de puits	2	4	3	24	- Test périodique - changement périodique - Fonctionner deux types de mâchoires en cas de venue indéterminé (éruption)

AMDEC		Analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité									
		Système anti éruption, sous système : unité d'accumulation									
N	Composant	Fonction	Modes de défaillance	Causes de défaillance	Effets	Moyens de détection	Criticité				Actions correctives
							F	G	D	C	
1	- accumulateurs	- Le stockage du fluide à haut pression (l'accumulateur joue le rôle d'un compresseur, il fournit le fluide sous pression au BOP)	-Fuite externe	- Corrosion - Vieillessement	- Arrêt du système de sécurité BOP	-Auditive	2	4	3	24	- Maintenance périodique -
			- Fuite interne (chute de pression) - Perte de la fonction stockage	-rupture de la chambre d'azote - Vanne de pré charge défectueuse permet à l'azote de s'échapper. - Manque de quantité d'huile	- arrêt du système de sécurité BOP - Risque d'éruption - incendie - explosion	- Néant	2	4	4	32	Rechange de la chambre d'azote - Vérifier la quantité d'huile nécessaire pour fonctionner les obturateurs - réparation ou rechange des vannes de pré charge
			- Blocage (Surpression)	- Défaillance du clapet anti-retour - Fonctionnement excessive des pompes - Défaillance de manomètres	Eclatement des accumulateurs - Explosion -Incendie	- Visuel	1	4	3	12	Rechange de clapet anti retour -Addition d'un autre manomètre

2	- Clapet anti retour	- Assurer le passage de fluide sous pression dans un seul sens.	- blocage physiques ou coincement.	-corrosion - Dépôt de débris	- Perturbation endommagent de système de pompage	Visuel	2	2	3	12	- Vérification - Nettoyage
3	Pompes	- Refoulement de fluide sous pression vers les accumulateurs	- Pompes ne produisent pas la pression	- Perte d'amorçage de l'une des pompes par suite d'un faible niveau de fluide - les vannes d'aspiration de fluide sont fermées ou bouchées.	- Manque de pression : arrêt de système de sécurité (anti éruption)	visuel	2	4	3	32	- Révision tests périodique de fonctionnement - Maintenance des vannes et des pompes
			Fonctionnement excessif des pompes	- Fuite sur la vanne de contrôle à 4 voies. - Fuite sur la soupape de sécurité - Fuite de la vanne de purge Fuite dans le circuit HP	Manque de pression : arrêt de système de sécurité (anti éruption).	Visuel	2	3	3	18	- Entretien périodique de la pompe - Maintenance périodique des vannes et les soupapes de sécurité

				- La vanne de by pass défectueuse ou ouverte -Perte de pression de pré charge								
			- Fuite des pompes	- La garniture d'étanchéité des pompes pneumatiques est usée. - Joints de couvercle de la vanne d'aspiration endommagé	-Diminution du débit de refoulement		2	2	3	12	- Vérification visuelle de la garniture de pompe -Remplacement périodiques des joints	
4	- moteur	- Entrainer la pompe triplex	- Pas de rotation	-Manocontact défectueux -Fusible de démarreur déclenché - Perte d'alimentation électrique	- Pas d'amorçage de la pompe -	- Visuel	1	2	4	16	- Vérification des manomètres - Assurer l'alimentation électrique	
5	- Vannes	- Assurer l'ouverture et la fermeture	-Blocage	- Dépôt de débris dans la vanne - Joints usés ou endommagés	-Dégradation du système de sécurité		2	2	2	8	- Graissage périodique	

				-corrosion							
6	- Manomètres	- Surveiller les pressions de fonctionnement de système	- Indications erronées	-Défaillance primaire (interne)	- Perte de contrôle de pression	-Visuel	2	3	3	18	- Vérification et étalonnage périodique des manomètres
			- Réponse lente ou irrégulière des manomètres	Corrosion Défaillance secondaire (externe)			2	3	3	18	
7	Réservoir	- Stocker l'huile	- Perte de fonction de stockage	-Corrosion - Erosion - Mauvaise soudure _ Fissure	Manque de quantité d'huile Pression insuffisante dans les accumulateurs	- Indicateur de niveau d'huile	3	3	3	27	- Vérification périodique - Nettoyage
8	-Régulateur de pression (BOP annulaire et à mâchoire)	- Régler la pression du fluide hydraulique	- Sortie erronée (augmentation de pression)	- Défaillance interne -Mauvaise réglage -Usure	- Endommagement des Equipement d'obturation	- Visuel	1	3	3	9	- Maintenance et nettoyage périodique -Test de fonctionnement
9	Vannes (4 voies)	-Distribuer le fluide hydraulique sous pression vers les équipements d'obturation	Bloqué en position fermée	- Corrosion - Absence de signale pneumatique	- Pas de fermeture des équipements d'obturation	- Néant	1	3	4	12	

10	-Soupape de sécurité	-Contrôle la pression sur la ligne de retour au réservoir de stockage du fluide hydraulique	-Blocage	- Usure	En cas de surpression : éclatement du réservoir Epannage d'huile sur le sol	- Visuel	1	3	3	9	-Addition une deuxième soupape de sécurité - Maintenance et nettoyage
11	- Transmetteurs pneumatiques	- Transmettre la pression de l'accumulateur, du l'annulaire vers le panneau de commande à distance	- Ne fonctionne pas au moment prévu.	- Défaillance interne - Bouchage	- Perte de la chaîne d'information sur les pressions - Retard dans l'intervention		2	3	3	18	- Mettre en place un filtre pour filtrer les impuretés - maintenance périodique
12	-Manocontact	-Régler les pressions de démarrage et d'arrêt de la pompe électrique	- Fonctionnement intempestif	- Défaut de réglage	-Fonctionnement excessif des pompes : surpression - Non sollicitation des pompes : chute de pression	-Visuel	2	2	3	12	- Etalonnage des manocontact - Révision périodique
13	- Joints	- Eviter l'apparition des fuites aux points de contact	- Fuite	-Détérioration - Usure	-Perte de pression	- Visuel	3	2	2	12	- Changement périodique des joints

14	Flexibles	-Assurer connexion entre l'unité de commande et les équipements d'obturation	- Bouchage	-Présence de débris	-Perte de pression vers les équipements d'obturation	- Visuel	2	4	2	16	- Suivre les consignes de constructeur
			- Fissure /cavitation	-Chute d'objet		- Visuel	2	4	2	16	-Inspection visuelle de toutes les tuyauteries pneumatiques
	- Filtres	- Filtrer le fluide hydraulique	- Mauvaise filtrage	- Usure	Risque de défaillance de l'accumulateur	Visuel	2	2	3	12	-Rechanges périodiques des filtres
			- Bouchage	- Présence des impuretés diverses		Néant	2	2	4	16	
16	- Panneau de commande à distance	Un contrôle partiel ou total du système de contrôle de BOP	- Fonctions lents ou non existantes	- Manque de pression d'air d'alimentation de la vanne maitresse	- Dégradation de système de commande	-Visuel	1	2	3	6	Test périodique
			- Bouchage ou coincement du poigné	- Vent de sable		- Visuel	2	2	3	12	- Inspection visuelle de toutes les tuyauteries de connections pneumatiques
			- Les voyants d'indication de position ne fonctionnent pas	- Câbles pneumatiques endommagés		- visuel	2	2	3	12	

Annexe F : Conditions et les recommandations de l'API

L'unité d'accumulation doit pouvoir fournir un volume (volume utile V_u) de fluide hydraulique suffisant pour satisfaire la plus contraignante des deux conditions suivantes :

- Fermer tous les obturateurs du BOP sans pression dans le puits et disposer d'une réserve de 50 % de fluide hydraulique,
- La pression restant dans l'unité d'accumulation après avoir fermé tous les obturateurs du BOP doit être supérieure à la pression minimum calculée (à partir du rapport de fermeture du BOP) nécessaire pour fermer tous les obturateurs à mâchoires avec une pression dans le puits égale à la pression de service du BOP.

Chaque système de pompage doit avoir une capacité suffisante pour satisfaire les conditions suivantes :

- Les bouteilles étant isolées, chaque système de pompage doit être capable de fermer en deux minutes maximum chaque obturateur annulaire (à l'exception du diverter) sur le diamètre minimum des tiges utilisées dans le puits, d'ouvrir la vanne commandée à distance de la choke line et de fournir la pression recommandée par le constructeur pour maintenir l'étanchéité de l'espace annulaire (cela revient à pouvoir mettre le puits en sécurité avec un seul système de pompage en état).
- Les différents systèmes de pompage réunis doivent être capables, en quinze minutes maximum, de remonter la pression de l'unité de la pression de précharge des bouteilles (1 000 psi) à la pression maximum de fonctionnement de l'unité (3 000 psi).

Le réservoir doit avoir une capacité au moins égale à deux fois le volume utile des bouteilles

L'unité doit être placée dans un endroit protégé à distance du plancher de forage (hors du périmètre de sécurité) et facilement accessible au personnel du chantier en cas d'urgence.

Annexe G : Tableau d'équivalence

Unités anglo-saxonnes	Unités francophones
1 gallon	3.785411784 litre
1 inch	2.540000 cm
1 psi	0.07 bar

Les résultats de notre étude :

- Le volume de bouteille : 11 gallon = **41.639529624 litre**
- Capacité de système de pompage : 5,4 gal/min = **20.4412236336 l/min**
- La pression dans la bouteille d'accumulation : 1200psi= **82.7 bar**
- La capacité de réservoir d'huile hydraulique : 120 gal =**908.49882816 Litre**
- La distance de sécurité : = 54 m = 2125 inch

Annexe H : Rapport de modélisation des effets (*TNT report*)

PhastConsequence

Study

Study\Standalones\TNT explosion

Weather: Weather folder\Category 1.5/D

Speed: 1,50 m/s

Stability: D

PhastConsequence\Study\Standalones\TNT explosion

User Defined Quantities

Material	GAZ
Release Mass	250,00 Kg
Minimum Distance of Interest	1 m
Maximum Distance of Interest	800 ,00 m
Distance Step Size	19,98 m
TNT Efficiency	10%
Air / Ground Burst	Air burst

Calculated Quantities

Radii at Overpressures (gauge) :

Over Pressure Bar	Radius m	Mass kg
0,02	207,00	250,00
0,14	53,60	250,00
0,21	41,47	250,00