





RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

École Nationale Polytechnique



Département Maîtrise des Risques Industriels et Environnementaux

Filière : QHSE-GRI

**Mémoire de Projet de Fin d'Etude**

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

---

Évaluation de la fiabilité du blowout preventer (BOP)  
lors des opérations de forage  
« Cas : les BOP de l'entreprise de Cameron »

---

**AKACEM Nabil & ALILI Chiraz**

Sous la direction de :

Dr. Souad BENTAALLA	Maître de conférences B à l'ENP
Dr. Malik SENOUCI BEREKSI	Maître de conférences B à l'ENP
M. Kamel BOUDJEBLA	Ingénieur HSE à Schlumberger

Présenté et soutenu publiquement le 29/06/2022 devant le jury composé de :

Président	M. Mohamed BOUBAKEUR	Maître-assistant à l'ENP
Examineurs	M. Farid LEGUEBEDJ	Maître-assistant à l'ENP
	M M'hamed BOUSBAL	Maître de conférences B à l'ENP

# Dédicace

“

*À ma mère, mon père qui m'ont toujours soutenu.*

*Qu'ils trouvent ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.*

*À mes frères et ma sœur.*

*À ma binôme, pour avoir fait preuve de sérieux et de rigueur tout au long du stage.*

*À tous mes amis et mes proches.*

*Je dédie ce modeste travail.*

”

**- Nabil Akacem -**

# Dédicace

“

*À mes très chers parents que j'aime plus que tout et que je remercie pour leurs sacrifices, leur soutien et leurs prières,*

*À mes frères qui ont toujours été à mes côtés,*

*À mes grands parents pour leur bienveillance,*

*À mes tantes Dalila, Karima, Zohra, à la mémoire de ma tante Farida et mon oncle Abdessalam,*

*À mon binôme qui a toujours été persévérant même dans les moments les plus difficiles,*

*À tous mes amis,*

*Je dédie ce travail.*

”

**- Chiraz Alili -**

# Remerciements

D'abord nous remercions Dieu tout puissant de nous avoir accordé la force, la patience et le courage tout au long de nos années d'études.

Nous remercions nos très chers parents qui ont toujours été présents et d'avoir toujours été à nos côtés avec leurs encouragements, sacrifices et prières et sans qui nous ne serions pas là aujourd'hui.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à nos promoteurs : **Mr. SENOUCI BEREKCI** et **Mme. BENTAALLA** pour la qualité de leur encadrement, leur patience, rigueur et disponibilité ainsi que leurs précieux conseils et apports pour améliorer et perfectionner notre mémoire.

Nous remercions sincèrement **Mohammed Said Si Abderrahmane** pour cette opportunité de stage, l'équipe HSE de MD1 nous remercions **Kamel BOUDJEBLA**, **Aissa ACHOU**, **Assala DOB**, **Mansour ABDERRAHMANE** pour leurs assistances et encadrements pendant toute la période du stage ainsi qu'à toute l'équipe de Cameron plus particulièrement à **SACI Billel** pour son soutien et son partage d'expérience.

Nous adressons nos sincères remerciements à Monsieur **Mohamed BOUBAKEUR** qui nous fait l'honneur de présider le jury et à Messieurs **M'hammed BOUSBAI** et **Farid LEGUEBEDJ**, pour avoir accepté d'examiner et de critiquer ce mémoire.

Une pensée particulière est adressée à tous les enseignants du Département MRIE de l'École Nationale Polytechnique et aux étudiants que nous avons côtoyés quotidiennement durant nos années qui nous ont apporté leur support moral et intellectuel tout au long de notre mémoire.

## ملخص

يصب هذا العمل في مجال الوقاية من المخاطر الكبرى في العمليات النفطية من خلال دراسة وتقييم موثوقية نظام مانع الانفجار وضعنا منهجية مبنية على ثلاث ركائز: نبدأ بتحليل المخاطر بالنظر إلى انفجار البئر على أنه الحدث الذي يخشى حدوثه وتبين أهمية مانع الانفجارات في مراقبة البئر. ثانياً علينا فهم اليات سيرمانع الانفجارات و جميع أنماط الفشل التي قد تواجه سيره الحسن ، فيتمثل الجزء الثاني من هذه الدراسة في تشريح النظام من خلال التحليل الوظيفي باستعمال طريقة الـ SADT و انطلاقاً من هذا قمنا بتحليل الأعطال و تقييم اخطارها باستعمال الـ AMDEC . الجزء الأخير يتمثل انقاء المكونات التي من المحتمل ان تنتج اعطال تم تقييم خطرها على انه غير مقبول او متوسط في جزء الـ AMDEC وحساب احتمالية حدوث عطل عند الطلب (PFD) للـ BOP

**كلمات مفتاحية :** الموثوقية، SADT، AMDEC، مانع الانفجار، عمليات الحفر، شجرة الأعطال.

---

## Abstract

In this work we focused on the prevention aspect of major risks in oilfield operations by studying the reliability of the blowout preventer or BOP system. We developed a methodology with tree main pillars : We begin with a risk analysis of the blowout to show the importance of BOP in well control. After that we study the interaction of the different BOP components, and identify all its failure modes, thus the second part consists in dissecting the system by a functional analysis through the SADT method and from this, the analysis of failure modes by the FMECA method. The final part consists of choosing components with failure modes that presents a level of risk that was judged not acceptable or moderate by FMECA and calculating the BOP's probability of failure on demand (PFD) assuming that a failure in one of these components would result in BOP failure.

**Keywords :** Reliability, SADT, FMECA, Blowout preventer, Drilling, Fault tree analysis

---

## Résumé

Dans ce travail nous nous intéressons à l'aspect de prévention des risques majeurs dans les opérations pétrolières par l'étude de fiabilité du système de blowout preventer. Nous avons développé une méthodologie de travail qui s'articule sur trois axes : Nous commençons par une analyse des risques de blowout afin de démontrer l'importance du BOP dans le contrôle du puits. Ensuite nous étudions l'interaction des différents composants du BOP et ses modes de défaillances, pour ce faire la deuxième partie consiste à décomposer le système par une analyse fonctionnelle par le biais de la méthode SADT et à partir de cette dernière on applique la méthode AMDEC sur notre système. La partie finale consiste à recueillir les composants présentant des modes de défaillances jugés non tolérables par l'AMDEC et calculer la probabilité de défaillance sur demande (PFD) du BOP en supposant qu'une défaillance dans un de ces composants entraînerait la défaillance du BOP.

**Mots clés :** Mots clés : Fiabilité, SADT, AMDEC, Blowout preventer, Forage, Add.

# Table des matières

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

<b>Introduction générale</b> . . . . .	<b>12</b>
<b>1 Contexte général de l'étude</b> . . . . .	<b>14</b>
1.1 Présentation de l'entreprise . . . . .	15
1.1.1 Organisation de Schlumberger . . . . .	15
1.1.2 Les activités de Schlumberger . . . . .	16
1.1.3 Schlumberger Algérie . . . . .	17
1.1.4 Présentation de Cameron . . . . .	18
1.2 Problématique ; objectif et méthodologie . . . . .	20
1.2.1 Revue d'accidentologie des blowouts . . . . .	20
1.2.2 Problématique du projet de fin d'étude . . . . .	22
1.2.3 Méthodologie . . . . .	23
<b>2 État de l'art</b> . . . . .	<b>24</b>
2.1 Méthode pour l'évaluation des risques du blowouts : Arbre de défaillance . . . . .	25
2.1.1 Présentation et objectif de l'analyse par la méthode d'arbre défaillance . . . . .	25
2.1.2 Méthodologie de l'Add . . . . .	26
2.2 Méthodes et outils pour déterminer les défaillances critiques . . . . .	28
2.2.1 Présentation de la méthode SADT . . . . .	28
2.2.2 Présentation de la méthode AMDEC . . . . .	29
<b>3 Évaluation des risques du blowout lors des opérations de forage</b> . . . . .	<b>31</b>
3.1 Collecte de données . . . . .	32
3.1.1 Forage pétrolier . . . . .	32
3.1.2 Processus du forage pétrolier . . . . .	32
3.1.3 Contrôle du puits . . . . .	37
3.2 Identification de l'ER et ses causes : . . . . .	38
3.3 Construction de l'arbre de défaillance . . . . .	39
3.4 Exploitation de l'arbre . . . . .	41
<b>4 Détermination des défaillances critiques</b> . . . . .	<b>42</b>
4.1 Collecte de données . . . . .	43

4.1.1	Composition du BOP . . . . .	43
4.1.2	Choix de l'assemblage . . . . .	45
4.1.3	Tests et maintenance du BOP . . . . .	46
4.2	Analyse fonctionnelle . . . . .	49
4.3	Identification des modes de défaillance et leurs évaluations . . . . .	55
4.3.1	Identification des modes de défaillances . . . . .	55
4.3.2	Évaluation des modes de défaillances . . . . .	56
4.3.3	Classement des modes des défaillances selon leurs criticités . . . . .	57
4.4	Résultats de l'Analyse . . . . .	57
<b>5</b>	<b>Calcul de la probabilité de défaillance du BOP . . . . .</b>	<b>62</b>
5.1	Calcul du PFD . . . . .	63
5.2	Le Bloc Diagramme de Fiabilité . . . . .	64
5.2.1	Schématisation du BDF du système . . . . .	64
5.3	Caractéristiques des régions de forage . . . . .	65
5.3.1	Région de Hassi Messaoud . . . . .	66
5.3.2	Région de Hassi Berkine . . . . .	67
5.4	Données pratiques . . . . .	67
5.4.1	Calcul du $PFD_{moy.}$ de chaque sous-système . . . . .	67
5.4.2	Calcul du $PFD_{sys.}$ de chaque échantillon . . . . .	69
	<b>Conclusion générale . . . . .</b>	<b>72</b>
	<b>Bibliographie . . . . .</b>	<b>74</b>
	<b>A Test de pression . . . . .</b>	<b>76</b>
	<b>B Inspection visuelle . . . . .</b>	<b>79</b>
	<b>C Tableau AMDEC . . . . .</b>	<b>81</b>

# Liste des tableaux

1.1	Répartition des Business Lines sur les différentes divisions de SLB . . . . .	17
1.2	Répartition de Cameron à travers le monde . . . . .	19
1.3	Segments de Cameron . . . . .	19
1.4	Fréquence des blowouts par type d'opération (Forage, complétion, Wireline, Production, autre) . . . . .	21
3.1	Causes élémentaires menant au blowout . . . . .	38
4.1	Classes de matériel à employer en fonction de la valeur du MASP . . . . .	46
4.2	Empilement possible au sens de l'API 53 concernant les BOP de surface .	46
4.3	Bonnes pratiques pour le test de pression : Préablement aux opérations de forage . . . . .	48
4.4	Bonnes pratiques pour le test de pression : Contrôle durant les opérations de forage (sur une périodicité qui ne dépasse pas 21 jours) . . . . .	48
4.5	Echelle de probabilité d'occurrence de la défaillance . . . . .	56
4.6	Echelle de la gravité d'occurrence de la défaillance . . . . .	56
4.7	Echelle de détectabilité de la défaillance . . . . .	57
4.8	Grille de cotation . . . . .	57
4.9	Liste des modes de défaillances mentionnés dans l'AMDEC ainsi que leur criticité . . . . .	58
4.9	Liste des modes de défaillances mentionnés dans l'AMDEC ainsi que leur criticité . . . . .	59
5.1	Caractéristiques des réservoirs se trouvant dans la Région de HMD . . . . .	67
5.2	Caractéristiques des réservoirs se trouvant dans la Région de Hassi Berkine	67
5.3	Résultats des calculs des PFD des composants de chaque échantillon . . .	68
5.4	Résultats de calcul des $PFD_{sys}$ des BOP étudiés . . . . .	69

# Table des figures

1.1	Organisation géographique de Schlumberger . . . . .	16
1.2	Répartition de SLB en Algérie . . . . .	18
1.3	Le désastre de Macondo . . . . .	20
1.4	Diagramme circulaire représentant la fréquence de l'occurrence des blowouts par type d'opération pétrolière . . . . .	22
2.1	Étapes pour la construction de l'arbre de défaillance . . . . .	26
2.2	Représentation graphique d'un diagramme d'une SADT . . . . .	29
3.1	Schéma d'une installation de forage . . . . .	33
3.2	Schéma montrant le principe de la cimentation . . . . .	36
3.3	Arbre de défaillance du blowout . . . . .	40
3.4	Arbre de défaillance réduit du blowout . . . . .	41
4.1	Schéma des différents modèles de rams . . . . .	44
4.2	Schéma de l'annular preventer . . . . .	44
4.3	Diagramme SADT niveau A0 . . . . .	49
4.4	Diagramme SADT niveau A0 détaillé . . . . .	50
4.5	Diagramme SADT niveau A3 . . . . .	51
4.6	Schéma explicatif de l'alimentation des bouteilles d'accumulateur par le liquide hydraulique . . . . .	52
4.7	Diagramme SADT niveau A4 . . . . .	53
4.8	Diagramme SADT niveau A5 . . . . .	54
4.9	Perforation de l'intermediate flange . . . . .	59
4.10	Diagramme représentant la distribution des modes de défaillances par criticité	60
5.1	Cameron BOP . . . . .	65
5.2	Schématisation du BDF du BOP avec l'empilement choisi . . . . .	65
5.3	Situation des zones d'études . . . . .	66
5.4	Schématisation du BDF du BOP avec l'empilement choisi . . . . .	70
A.1	Test de pression . . . . .	77
A.2	Rapport d'inspection . . . . .	78
B.1	Rapport d'inspection visuelle . . . . .	80

# Liste des Abréviations

<b>AdD</b>	<i>Arbre de défaillance</i>
<b>AMDEC</b>	<i>Analyse des modes de défaillance, leurs effets et leurs criticités</i>
<b>API</b>	<i>American Petroleum Institute</i>
<b>APT</b>	<i>Automatic Programming Tool</i>
<b>BDF</b>	<i>Block De Fiabilité</i>
<b>BHP</b>	<i>Bottom Hole Pressure</i>
<b>BL</b>	<i>Business Line</i>
<b>BOP</b>	<i>Blowout Preventer</i>
<b>CEI</b>	<i>Commission Électrotechnique Internationale</i>
<b>CM</b>	<i>Coupe Minimale</i>
<b>COPS</b>	<i>Compagnie d'Opérations Pétrolières Schlumberger</i>
<b>DI</b>	<i>Digital Integration</i>
<b>ER</b>	<i>Évènement redouté</i>
<b>IOGP</b>	<i>International Association of Oil Gas Producer</i>
<b>INS</b>	<i>Intermédiaires, Nécessaires et Suffisantes</i>
<b>MASP</b>	<i>Maximum Anticiped Surface Pressure</i>
<b>MTBF</b>	<i>Mean Time Between Failures</i>
<b>NAF</b>	<i>North Africa</i>
<b>PS</b>	<i>Production Systems</i>
<b>PFD</b>	<i>Probabilité de Défaillance à la Demande</i>
<b>RP</b>	<i>Reservoir Performance</i>
<b>SADT</b>	<i>Structured Analysis and Design Technique</i>

## Liste des Abréviations

---

<b>SINTEF</b>	<i>The Foundation for Scientific and Industrial Research</i>
<b>SLB</b>	<i>Schlumberger</i>
<b>WC</b>	<i>Well Construction</i>
<b>G</b>	<i>Gravité</i>
<b>P</b>	<i>Probabilité</i>
<b>C</b>	<i>Criticité</i>

# Introduction générale

Introduction générale L'industrie pétrolière est à ce jour l'industrie la plus importante. Elle influence les différentes industries à travers le monde. D'après le rapport Statistique de la direction générale des douanes, relatif au commerce extérieur de l'Algérie de 2019, les exportations des hydrocarbures représentaient 93% des exportations totales du pays, ceci indique que le pétrole est la première source de revenu et le pilier de l'économie algérienne. Cependant, le domaine des hydrocarbures est classé parmi les secteurs de travail les plus dangereux. Il a connu de tragiques accidents industriels d'où l'importance d'avoir une bonne gestion des risques et des catastrophes. L'explosion sur la plate-forme de forage Deepwater Horizon souvent appelée l'accident de Macondo, qui s'est produit en 2010. En plus d'avoir engendré 11 morts et 17 blessés, l'accident Deep Water Horizon est considéré la plus grande marée noire accidentelle de l'histoire qui a causé un horrible impact environnemental :

- Mort de 800 000 oiseaux, 170 000 tortues marines et 8,3 millions d'huîtres.
- Jusqu'à 85% de réduction de certaines populations de poissons.
- Réduction de la grosseur des dauphins de plus de 75% en 5 ans dans la zone de marée noire.

En supplément et dans les procès qui ont suivi, la compagnie pétrolière BP (qui était considérée comme responsable de l'accident) a versé 65 milliards de dollars d'indemnisation aux personnes qui dépendaient du golfe pour leur subsistance [1].

Face aux risques majeurs, les organismes internationaux ont développé et mis à jour plusieurs standards relatifs à l'intégrité et au contrôle des puits. Leurs applications sont devenues fortement recommandées et obligatoires au sein des firmes internationales. Ces standards définissent les barrières de sécurité à mettre en œuvre, et les informations concernant leurs conditions d'opération, maintenance et inspection dans le but d'éviter l'occurrence de blowout et assurer le scellement de puits si un flux de surpression surgit.

Si le blowout preventer est défaillant lors des opérations de forage cela peut causer des conséquences désastreuses et d'énormes pertes financières, humaines et environnementales et un impact sur l'image de marque [2]. Par conséquent, étudier la fiabilité de cet équipement est essentielle dans le cadre de l'estimation et prévention des risques.

Étant donné que la crise sanitaire du COVID-19 se rapproche de plus en plus vers sa fin, la reprise des activités pétrolières connaît une forte augmentation, à cet effet la sécurité pendant ces opérations est parmi les aspects les plus importants à prendre en considération. Cameron entreprise de Schlumberger est le premier fournisseur du BOP de forage en Algérie, le but de cette étude est d'évaluer la fiabilité des BOP utilisés dans les opérations de forage dans le sud Algérien dans les deux régions de Hassi Messaoud et Hassi Berkine en analysant les dysfonctionnements que cet équipement pourrait rencontrer lors de son fonctionnement ainsi que la calcul et l'estimation de sa fiabilité et disponibilité. Pour ce faire nous organisons notre travail en cinq chapitres :

Un premier chapitre consacré à la présentation générale de l'entreprise Schlumberger, son organisation et ses différentes activités. Puis, nous présenterons la problématique et l'objectif du projet de fin d'étude ainsi que la méthodologie de travail pour les achever.

Le deuxième chapitre a pour objectif de présenter un état de l'art des méthodes utilisées dans notre étude. Dans un premier temps, nous commencerons par la présentation de la méthode d'arbre de défaillance. Par la suite, nous présenterons les méthodes et outils qui nous ont permis de déterminer les défaillances critiques du blowout preventer.

Dans le troisième chapitre nous appliquerons la méthode d'arbre de défaillance en identifiant les causes élémentaires menant au blowout lors des opérations de forage.

Le quatrième chapitre consiste à identifier toutes les défaillances et pannes qui peuvent se produire dans notre système. Avant il faut comprendre le fonctionnement de ce dernier et l'interaction de ses différents sous-systèmes et les systèmes en son amont et son aval. Pour ce faire une analyse fonctionnelle sur le BOP est conduite. Grâce à cette dernière, on peut déterminer les modes de défaillances et leurs criticités.

Le dernier chapitre est consacré au calcul de la probabilité de défaillance sur demande du blowout preventer en supposant qu'une défaillance dans un de ces composants entraînerait sa défaillance.

# Chapitre 1

## Contexte général de l'étude

# Introduction

Au cours du présent chapitre, nous présentons la multinationale Schlumberger, et son entreprise Cameron afin de définir le contexte général de l'étude. Par la suite, nous passerons en revue l'accidentologie des blowouts et son impact sur l'évolution des exigences internationales.

Enfin, nous exposons la problématique et les objectifs de notre étude, ainsi que la méthodologie adaptée pour les achever.

## 1.1 Présentation de l'entreprise

Schlumberger limited (SLB) est une multinationale qui propose des services destinés à l'industrie d'exploitation et de production de pétrole et de gaz. L'aventure commença en 1912 lorsque les deux frères Marcel et Conrad Schlumberger ont utilisé de nouvelles méthodes pour détecter différents types de roches par conductivité électrique. En 1926 l'entreprise a vu le jour sous le nom de « Société de Prospection Electrique ».

Au début, la société effectuait des travaux d'exploration de surface pour l'industrie minière, mais elle a rapidement étendu ses activités à l'exploration du pétrole. Cette compagnie franco-américaine propose une large gamme de services, de technologies et de solutions tout au long du processus pétrolier, de la découverte et la prospection jusqu'à la fin de vie du puits, en passant par le forage [3].

Schlumberger compte parmi ses employés plus de 80 000 personnes de 140 nationalités différentes dans 85 nations et îles du monde entier, dont l'Algérie. Ses principaux bureaux (sièges) sont situés à Houston, Paris, et La Haye. En 2019 son chiffre d'affaire est de 32 milliards de dollars.

### 1.1.1 Organisation de Schlumberger

En 2020, l'entreprise a revu son organisation au niveau de sa structure géographique et ses activités pour préparer une stratégie de performance afin de s'aligner avec les nouvelles valeurs de l'industrie dans un environnement mondial sans précédent.[3].

Aujourd'hui SLB est divisée en cinq bassins géographiques, chaque bassin englobe plusieurs GeoUnits (pays ou un groupe de pays en totalité) qui possèdent les mêmes modèles d'activité et des besoins technologiques similaires, il en existe en totalité 30 [3].

La figure 1.1 montre la localisation géographique de chaque bassin et ses pays.

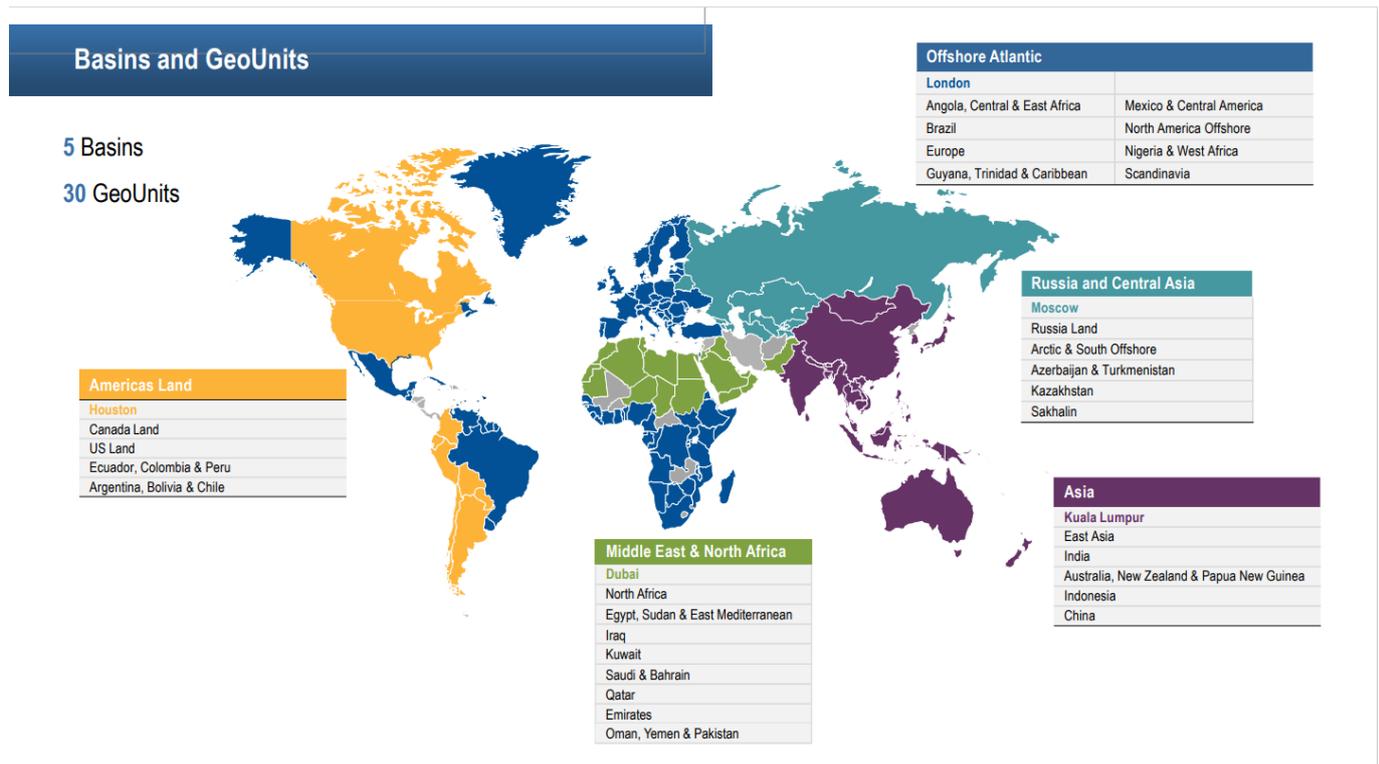


FIG. 1.1 : Organisation géographique de Schlumberger

## 1.1.2 Les activités de Schlumberger

Les activités de Schlumberger sont organisées en quatre groupes appelés divisions, chaque division comporte plusieurs segments (business lines). Cette configuration permet à Schlumberger de se focaliser sur les interventions et la demande de ses clients stratégiques selon le développement technologique de ses produits et ses services [4].

Les divisions sont les suivantes :

- **Digital Integration** : La division Digital Integration (DI) comprend les technologies numériques et l'intégration des données, la technologie et les processus pour améliorer les performances des actifs et de l'entreprise. En effet, elle propose des solutions numériques pour l'exploitation et l'exploration des données sismiques et l'automatisation du forage et de la production et la gestion de projet de la construction des puits et la production ainsi que le suivi de la performance des Assets.
- **Reservoir Performance** : La division Reservoir Performance (RP) comprend des technologies et des services centrés sur les réservoirs qui sont essentiels à l'optimisation de leur productivité et cela en déterminant les caractéristiques de performance des puits et les régimes d'écoulement en utilisant des diagrammes de diagnostic.
- **Production Systems** : La division Production Systems (PS) propose de nombreuses technologies pour les différents systèmes de production : les systèmes de complétion et d'ascension artificielle en fond des puits, les surfaces pour les

têtes de puits et ainsi que les services de fracturation, les pompes, les traitement sous-marines, et les systèmes de production intermédiaires.

- **Well Construction** : La division Well Construction (WC) propose des services et les principales technologies de mise en œuvre pour la construction des puits de pétrole et de gaz, ainsi que le forage et les fluides de construction des puits en utilisant les équipements ainsi et les outils de contrôle qui maintiennent l'exécution optimale de ces processus.

Le tableau 1.1 résume les différents business lines de l'entreprise pour chaque division, on peut également y voir la capitale de chaque division [3] :

TAB. 1.1 : Répartition des Business Lines sur les différentes divisions de SLB

Division	Capitale	Business Line
Digital & Integration	London	Digital Subsurface Solutions
		Exploration Data
		Digital Operations Solutions
		Integrated Well Construction
		Integrated Reservoir Performance
Production Systems	Houston	Well Production Systems
		Surface Production Systems
		Subsea Production Systems
		Midstream Production Systems
Reservoir Performance	Paris	Reservoir Performance Evaluation
		Reservoir Performance Intervention
		Reservoir Performance Simulation
Well Construction	Houston	Well Construction Measurement
		Well Construction Drilling
		Well Construction Fluids
		Well Construction Equipment

### 1.1.3 Schlumberger Algérie

Depuis 1955, Schlumberger exerce ses activités en Algérie aux côtes du Maroc, de la Tunisie, de la Libye et du Tchad formant ainsi la GeoUnit NAF (North Africa). Le siège social de Schlumberger Algérie se situe à Alger, à la zone d'activités d'Amara de Cheraga, route d'Ouled-Fayet. Elle dispose de plusieurs bases opérationnelles qui se situent dans plusieurs régions du sud de l'Algérie : Hassi Messaoud (MD1, MD2, MD3, MD5, MI Base et Cameron base), Ain Amenas, Hassi Berkine, et Ain Salah.

Les activités de Schlumberger en Algérie sont divisées en deux catégories :

- **COPS (Compagnie d'Opérations Pétrolières Schlumberger)** : La COPS est située à Hassi Messaoud et regroupe toutes les BL.

- **Schlumberger Petroleum Service (SPS)** : SPS se trouve à Alger, elle est responsable de la gestion des activités de l'entreprise et assure la politique de gestion des ressources humaines de la région NAF, elle est également chargée de la gestion financière, la gestion du personnel, du marketing et d'autres fonctions.

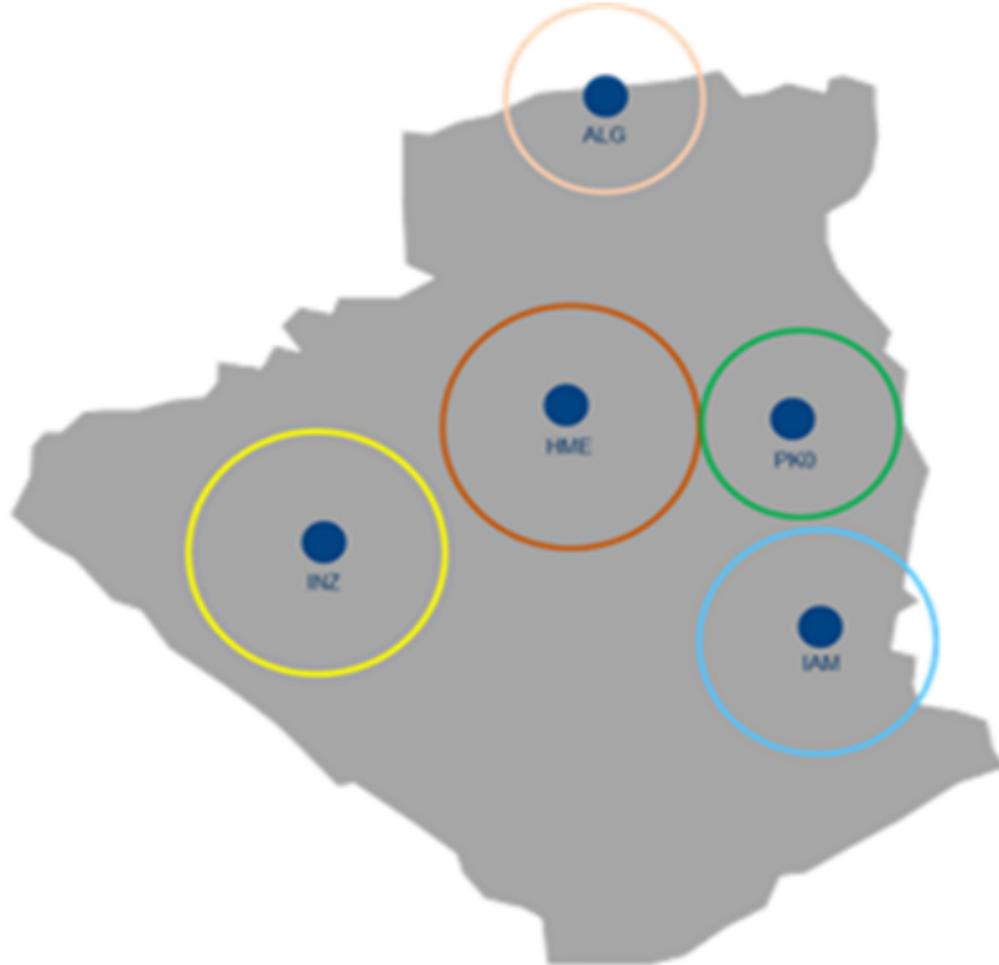


FIG. 1.2 : Répartition de SLB en Algérie

### 1.1.4 Présentation de Cameron

Cameron International est une multinationale américaine du secteur pétrolier fondée en 1833, son siège social est situé à Houston, au Texas. L'entreprise fabrique des équipements très fiables pour l'exploration, le transport et la production pétrolière et gazière, de plus elle développe et améliore régulièrement des technologies qui peuvent dynamiser l'industrie [3].

La société est présente dans plus de 300 sites à travers le monde, et se divise en trois secteurs géographiques clés du globe.

Le tableau 1.2 montre la répartition géographique de Cameron à travers le monde :

TAB. 1.2 : Répartition de Cameron à travers le monde

NSAM	Amérique
EACR	Europe. Afrique. Asie centrale. Russie.
APME	Asie-Pacifique. Moyen-Orient.

L'année 2015 fut très importante pour la multinationale, en effet, cette dernière a été rachetée par la multinationale Schlumberger pour 14,8 milliards de dollars en échange d'actions et de liquidités.

Cameron possède 9 segments, à travers ses segments, elle s'engage à fournir des produits, des systèmes et des services de pointe pour les têtes de puits, les surfaces et le contrôle des flux aux entreprises.

Le tableau 1.3 montre les différents segments de la société :

TAB. 1.3 : Segments de Cameron

Wellhead Systems <i>Conventional and compact solutions for onshore and platform applications</i>
Fracturing and Flowback Equipment Servicese <i>Reliable technology to maximize stimulation efficiency</i>
Rig Equipment <i>Comprehensive suite of onshore and offshore rig equipment</i>
Pressure Control <i>Complete systems for containing wellbore pressure and diverting formation fluids</i>
Valves <i>Comprehensive solutions for global energy and industrial markets</i>
Processing and Separation <i>Treatment solutions from the wellhead to the refinery</i>
Production Trees <i>Innovative designs to streamline operations and enhance safety</i>
Safety Systems <i>Customized technologies and services to achieve ultimate valve control and well safety</i>
Measurement <i>Custody transfer, allocation, and quality sampling and analysis systems</i>

Pour notre projet de fin d'étude, notre stage pratique se déroulera au niveau de Cameron, plus précisément dans le segment contrôle de pression ou nous travaillerons

sur une problématique liée à la fiabilité des blowouts preventer (BOP) fabriqués par Cameron destinés à l'opération de forage dans les différents puits de pétrole dans le désert algérien.

## 1.2 Problématique ; objectif et méthodologie

### 1.2.1 Revue d'accidentologie des blowouts

Les accidents dans l'industrie pétrolière engendrent souvent de lourdes conséquences : décès, pertes financières et impacts environnementaux.

Le blowout représente sans doute l'évènement le plus dangereux lors des opérations pétrolières, en effet, il est l'un des scénarios les plus extrêmes en termes de conséquences potentielles sur les personnes et sur l'environnement, affectons ainsi l'image de marque de l'entreprise [5].

On prend comme exemple le blowout du 20 avril 2010 de la plateforme pétrolière Deepwater Horizon dans le golfe du Mexique lors d'une opération de fermeture provisoire du puits Macondo. Le gaz explose et provoque un incendie, qui s'étend sur toute la plate-forme. La majorité des 126 employés présents sont évacués par bateau de survie mais 11 personnes ne sont pas retrouvées, 17 autres personnes sont blessées, dont 3 gravement. « Malgré les efforts déployés et les bateaux mobilisés durant 36 heures, l'incendie n'a pas pu être maîtrisé et la plateforme coule au matin du 22 avril 2010. Le blowout s'est développé au fond de la mer pendant 87 jours avant que le puits ne puisse être colmaté par un puits de secours. Cet accident a causé une marée noire sans précédent, avec environ 4,5 millions de barils de pétrole déversés dans la mer, un impact majeur sur l'environnement et une déstabilisation de l'économie de toute la région du sud des Etats-Unis [6].

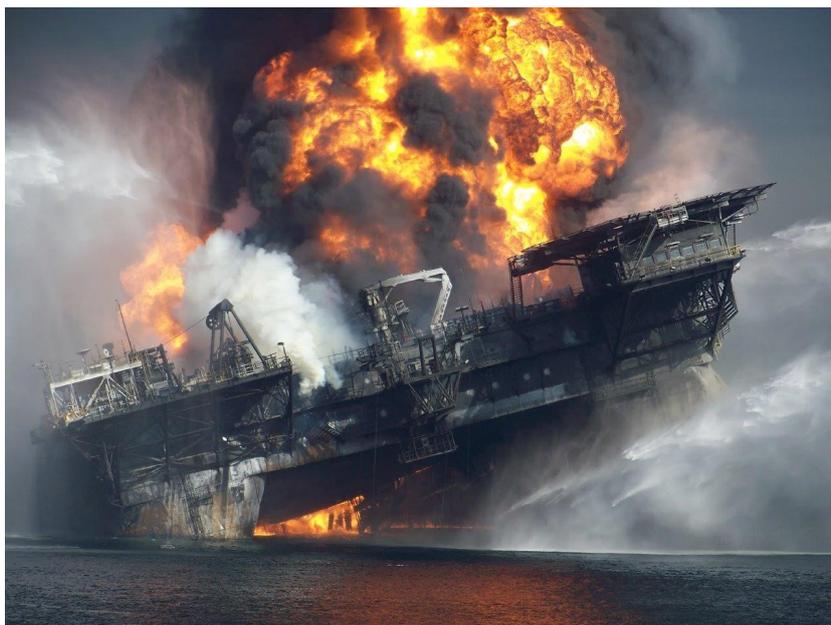


FIG. 1.3 : Le désastre de Macondo

Pour faire face à l'impact de l'explosion de la plateforme Deepwater Horizon les organisations internationales telle que l'American Petroleum Institute (API) qui ont mis à jour les lignes directrices concernant la conception et la construction d'un puits et sa maintenance avec une fiabilité maximale, on peut citer :

- AP Recommended Practices 53 : Les pratiques recommandées pour les systèmes d'équipement de prévention des blowouts (Blowout Prevention Equipment Systems) pour les puits de forage.
- API 6A : Les spécifications pour les équipements de tête de puits et des christmas tree.

En Algérie, la réglementation vise à prévenir les différents risques qui peuvent surgir dans l'industrie pétrolière et à limiter au maximum la probabilité d'occurrence des accidents, cette législation est en évolution continue. Parmi eux on peut citer les textes législatifs suivants :

- La loi no 04-20 du 25 décembre 2004 relative à la prévention des risques majeurs et à la gestion des catastrophes dans le cadre du développement durable.
- La loi 05-07 du 28 avril 2005, modifiée et complétée, relative aux Hydrocarbures.
- Décret exécutif n° 21-319 du 5 Moharram 1443 correspondant au 14 août 2021 relatif au régime d'autorisation d'exploitation spécifique aux installations et ouvrages des activités d'hydrocarbures ainsi que les modalités d'approbation des études de risques relatives aux activités de recherche et leur contenu.

Dans le but de connaître la répartition des accidents de blowout lors des différentes opérations pétrolières nous avons mené une revue d'accidentologie à l'échelle mondiale afin d'identifier l'opération ou la fréquence des blowouts est la plus élevée.

Les données présentées dans le tableau 1.4 sont tirées du rapport de IOGP (International Association for Oil Gas Producers) [7] qui regroupe 15 ans (2000-2015) de retours d'expérience des accidents de plusieurs pays sur l'occurrence et de la taille des pertes de contrôle du puits onshore et offshore.

TAB. 1.4 : Fréquence des blowouts par type d'opération (Forage, complétion, Wireline, Production, autre)

Opération	Nombre d'opérations réalisées	Nombre des Blowouts	Fréquence par 100 opérations
Forage	22413	52	0.23200821
Complétion	10309	8	0.0776021
Wireline	95521	7	0.00732823
Production	125526	10	0.00796648
Autre	20681	29	0.14735024

Ces données nous ont permis par la suite de tracer le diagramme circulaire représentant la fréquence d'occurrence des blowouts selon le type d'opération pétrolière effectuée, comme le montre la figure 1.4 :

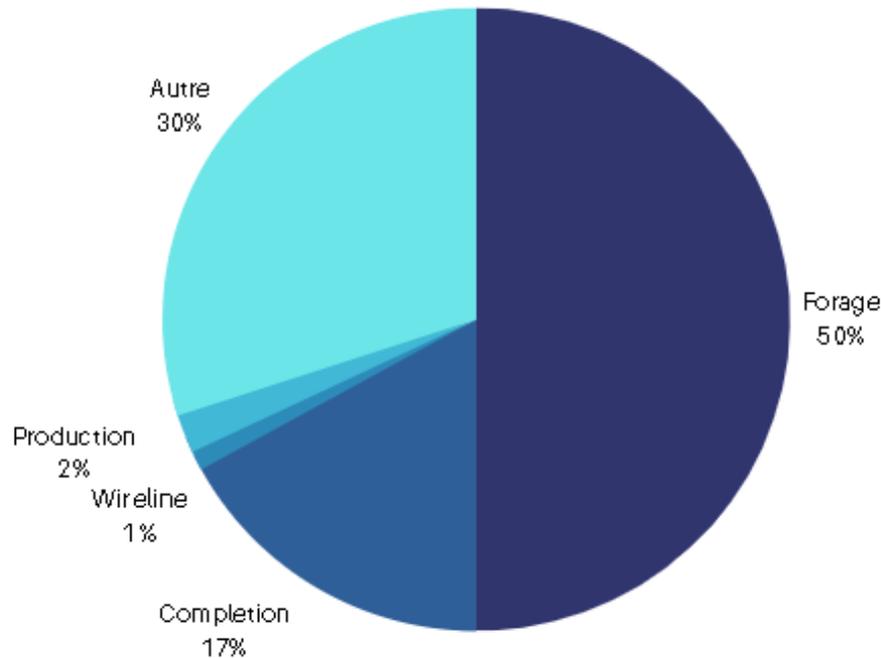


FIG. 1.4 : Diagramme circulaire représentant la fréquence de l'occurrence des blowouts par type d'opération pétrolière

A partir de la répartition montrée dans le diagramme, on constate que durant la période allant de 2000 à 2015 le blowout a été présent majoritairement lors des opérations de forage avec un pourcentage de 50% par rapport à 17% des opérations de complétion de puits ou le blowout pourrait provenir des tâches de préparations d'injection et de tubing et à 30% par rapport aux opérations comme le coiled tubing ou les opérations de maintenance exceptionnelle quant aux opérations de wireline et de productions, elles ne représentent que 1% et 2% respectivement de l'ensemble des opérations étudiées.

La fréquence de 50% signifie qu'un blowout sur deux se produit dans des chantiers de forage ce qui prouve l'ampleur et la criticité de cette opération et l'importance de sa prévention des blowouts.

### 1.2.2 Problématique du projet de fin d'étude

L'exploitation du pétrole et du gaz s'effectue dans des endroits difficiles et éloignés où le plus haut niveau de sécurité est requis. Le blowout est l'un des accidents les plus redoutés dans les projets d'exploitation du pétrole et du gaz. Les entreprises font faces à plusieurs défis parmi eux Cameron International entreprise de Schlumberger. Cette dernière désire préserver sa place en trouvant des nouvelles approches particulièrement concernant la maintenance du BOP qu'ils souhaitent rendre moins coûteuses et applicables dans les meilleurs délais. L'objectif principal de notre étude est d'évaluer la fiabilité de plusieurs BOP opérant dans deux régions différentes : Hassi Messaoud et Hassi Berkine puis de comparer entre les résultats trouvés et enfin, proposer les recommandations appropriées

à chaque région si nécessaire.

### 1.2.3 Méthodologie

Afin de répondre à la problématique et atteindre l'objectif souligné, nous avons suivi une démarche en trois étapes :

- 1. Évaluation des risques du blowouts lors des opérations de forage :**  
L'objectif de cette première étape est de montrer que le BOP est un équipement critique pour assurer la sécurité du puits dans les opérations de forage et cela à travers l'analyse des risques en appliquant la méthode de l'arbre de défaillance.
- 2. Détermination des défaillances critiques :**  
Dans cette partie nous allons établir la relation entre la défaillance d'un sous-système/composant spécifique et la perte ou l'altération de la fonction principale du système BOP pour pouvoir identifier ses modes de défaillance afin de les classer du plus critique au moins critique et cela en appliquant la méthode de l'analyse des modes de défaillance, leurs effets et leurs criticités (AMDEC).
- 3. Étude de fiabilité du BOP :**  
Dans cette étape nous allons calculer la fiabilité du BOP. Pour ce faire, nous allons procéder à l'étude d'un échantillonnage de huit BOP (la moitié opère dans la région de Hassi Messaoud et l'autre dans la région de Hassi Berkine) et calculer la probabilité de défaillance de chaque sous système/composant, ce calcul se fera à partir de l'historique des pannes de chaque sous système/composant et l'intervalle entre deux tests de bon fonctionnement. Par la suite, nous calculerons la probabilité de défaillance du système complet et comparerons les résultats obtenus entre les huit échantillons.

## Chapitre 2

### État de l'art

# Introduction

Les méthodes d'analyse des risques sont indispensables pour réaliser une étude dysfonctionnelle d'une installation industrielle ou d'un quelconque processus, ces méthodes permettent d'identifier les événements dangereux pouvant conduire à une situation à risque ainsi que leurs causes et conséquences. L'application de ces méthodes permet donc de regrouper un certain nombre de données dans le but de maintenir à tout instant l'installation en sécurité [8].

Les méthodes d'analyse sont classées en deux approches, une approche qualitative qui permet d'identifier les événements dangereux, leurs enchaînements pouvant conduire à une situation à risque (scénario) ainsi que leurs causes et conséquences et une approche quantitative permettant de quantifier et d'analyser les conséquences des défaillances et leurs fréquences d'occurrences.

Au cours de ce chapitre nous présentons les méthodes et outils utilisés pour résoudre notre problématique.

Dans un premier temps, nous introduirons la méthodologie de l'arbre de défaillance (AdD) qui nous permet d'identifier les événements et causes qui provoquent le blowout. Ensuite, nous allons présenter les méthodes utilisées pour la détermination des défaillances critiques.

## 2.1 Méthode pour l'évaluation des risques du blowouts : Arbre de défaillance

### 2.1.1 Présentation et objectif de l'analyse par la méthode d'arbre défaillance

L'analyse par arbre de défaillance (AdD) est une méthode très utilisée pour analyser les risques liés aux installations qui présentent un caractère critique pour la sécurité et l'économie. De nos jours, la méthode est appliquée dans de nombreux domaines tels que l'aéronautique, le nucléaire, l'industrie pétrolière, l'industrie chimique et bien d'autres.

L'AdD est une méthode historiquement développée par les laboratoires de Bell Téléphone en 1962 pour l'US Air Force en vue de l'utiliser avec le système Minuteman (système tir de missiles) dont la technologie est complexe et dangereuse où la sécurité était primordiale pour la réussite du projet [9]. Elle fut ensuite adoptée et largement appliquée par la société Boeing faisant d'elle une méthode d'analyse populaire largement utilisée aujourd'hui pour analyser le risque de défaillance d'un système critique et les études de fiabilité. Elle peut aussi être utilisée dans les « safety cases » pour examiner à posteriori les causes d'accidents qui se sont produits.

Il y a des avantages exceptionnels à utiliser la méthode [10] :

- Identifier les principales causes conduisant à l'occurrence de l'évènement redouté (ER).
- Considérer des combinaisons d'évènements pouvant conduire à un événement redouté.

- Fournir des critères pour déterminer les priorités en matière de prévention des accidents potentiels.
- Aider à la compréhension et à l'amélioration des systèmes.
- Estimer les probabilités d'occurrence des événements conduisant à l'événement final de manière qualitative ou bien quantitative.

### 2.1.2 Méthodologie de l'AdD

L'analyse de l'arbre de défaillances repose sur l'étude des événements entraînant un événement redouté. Afin de construire l'arbre, la méthodologie adaptée est mise en œuvre selon une série d'étapes qui sont illustrées par la figure 2.1 :

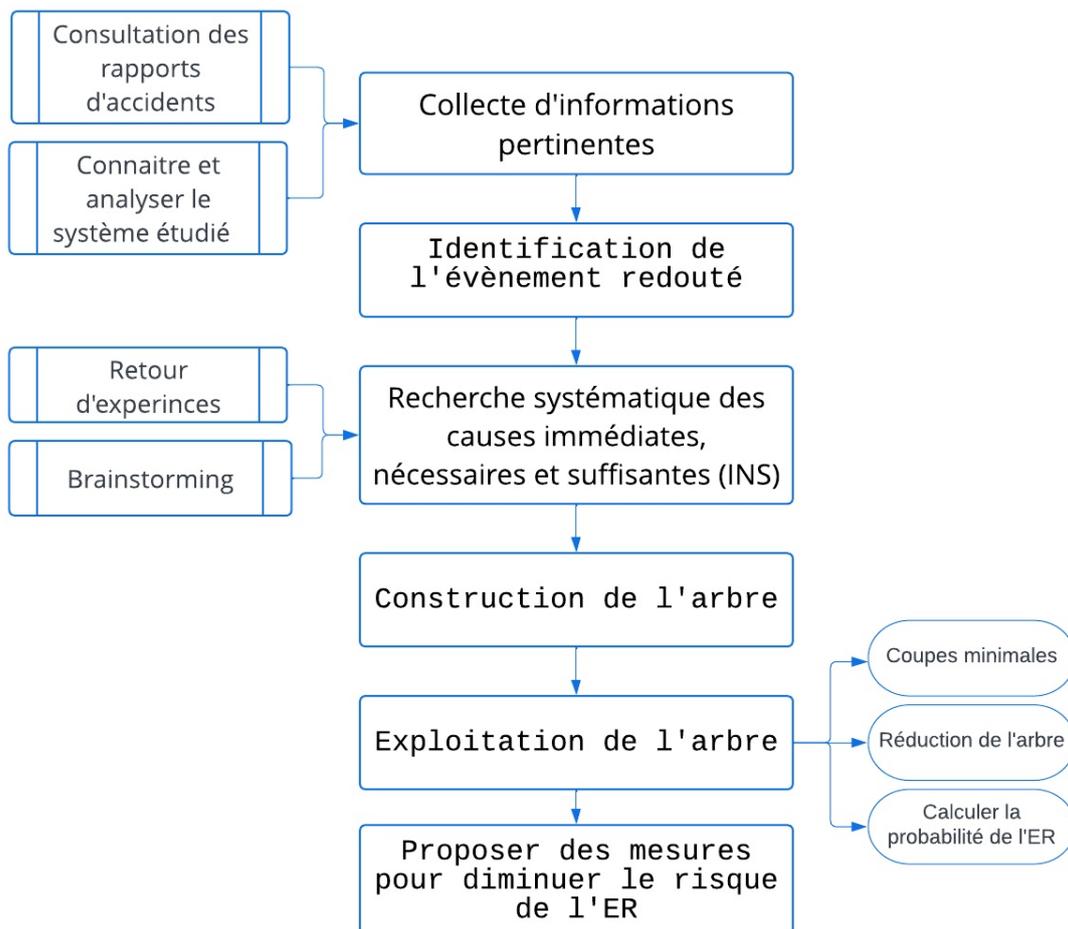


FIG. 2.1 : Étapes pour la construction de l'arbre de défaillance

- **Collecte des informations pertinentes** : Cette première étape consiste à collecter toutes les informations nécessaires à la compréhension du système étudié cela peut inclure des informations sur le procédé utilisé, les caractéristiques des équipements, le climat dans lequel le site opère, les conditions géographiques...etc.

Consulter des rapports d'accidents peut se montrer utile pour connaître les limites du système [11].

- **Identification de l'évènement redouté** : Après avoir récolter toutes les informations pertinentes, il est important de définir l'évènement redouté.
- **Recherche des causes INS** : Il s'agit sans doute de l'étape la plus délicate lors de la construction de l'arbre. Pour choisir les événements intermédiaires, il est fondamental de procéder étape par étape, en veillant à identifier les causes directes et immédiates de l'évènement considéré et de se demander si ces causes sont nécessaires et suffisantes. Si ce n'est pas le cas, l'arbre obtenu peut être partiellement incomplet ou même erroné.
- **Construction de l'arbre** : On procède ensuite à la représentation graphique de l'arbre, les relations de cause à effet par des portes logiques qui permettent de spécifier le type de combinaison entre les événements intermédiaires qui conduisent à l'évènement analysé.
- **Exploitation des résultats** : L'objectif de cette étape est de connaître la plus petite combinaison d'évènements pouvant conduire à l'ER en déterminant la coupe minimale (CM). En effet, si on retire à une coupe minimale un seul de ses éléments l'évènement du sommet ne se produira pas.

On détermine la CM à partir des règles de l'algèbre de BOOLE, on définit l'ordre d'une coupe comme le nombre d'évènements combinés qui figurent dans cette coupe. Après avoir trouvé la CM on peut représenter notre arbre réduit.

Afin de connaître la cause principale de l'ER on effectue une évaluation qualitative ou bien quantitative [11].

L'exploitation qualitative nous permet de déterminer avec quelle proportion une défaillance participe à l'occurrence de l'évènement redouté. Pour cela les évènements de base sont supposés équiprobables par la suite on suit le cheminement à travers les portes logiques jusqu'à l'évènement final, la CM permet d'accéder directement aux évènements les plus critiques pour le système étudié. Ainsi, plus l'ordre d'une coupe minimale est petit, plus l'occurrence de l'évènement final peut paraître probable.

L'exploitation quantitative s'agit de calculer ou bien d'estimer la probabilité d'occurrence de l'évènement sommet de l'arbre à partir des probabilités d'occurrence des évènements de base. Cette approche ne nous permet pas de déterminer avec exactitude la probabilité de chaque cause, cependant elle nous aide à les classer de la plus probable à la moins fréquente afin de mettre en place des mesures de prévention adéquates. Une des difficultés de l'exploitation quantitative est l'absence de valeurs des probabilités des évènements de base, néanmoins on peut faire appel à :

- Des bases de données.
- Des retours d'expériences.
- Des tests.

- De l'expertise des équipes travaillant dans l'installation elle-même ou bien analogue.
- **Plan d'action** : Estimer les probabilités d'occurrence des événements conduisant à l'événement final de manière qualitative ou bien quantitative.

## 2.2 Méthodes et outils pour déterminer les défaillances critiques

### 2.2.1 Présentation de la méthode SADT

#### Historique et objectif de la méthode

La méthode Structured Analysis and Design Technique (SADT) a été développée et testée par Douglas T. Ross et SofTech, Inc entre 1969 et 1973. Elle a été utilisée dans le cadre du projet APT (Automatic Programming Tool) du MIT. A partir de 1973, la méthode fut largement utilisée par le programme de fabrication intégrée assistée par ordinateur de l'US Air Force. Vers la fin des années 1980, elle devient un des standards de description graphique d'un système complexe par analyse fonctionnelle descendante, c'est-à-dire que l'analyse chemine du général vers le particulier [12].

Cette méthode peut être utilisée comme un outil d'analyse fonctionnelle d'un processus ou d'un système donné peu importe sa complexité en le divisant en fonctions élémentaires à l'aide de niveaux successifs de détails. Elle permet d'expliquer et de présenter les processus de fabrication d'une activité, les procédures, et aussi d'identifier les anomalies du système et d'appréhender les problèmes de ce dernier.

#### Représentation graphique

L'analyse est effectuée graphiquement et utilise une décomposition avec une approche descendante. Les fonctions sont représentées par des boîtes dites datagrammes. Elles sont reliées par des flèches qui représentent les contraintes entre elles [12].

Une boîte SADT contient :

- Un verbe définissant l'action et la valeur ajoutée de la fonction.
- Son label  $A_{ijk}$  d'identification la lettre A du label signifiant "Activité".

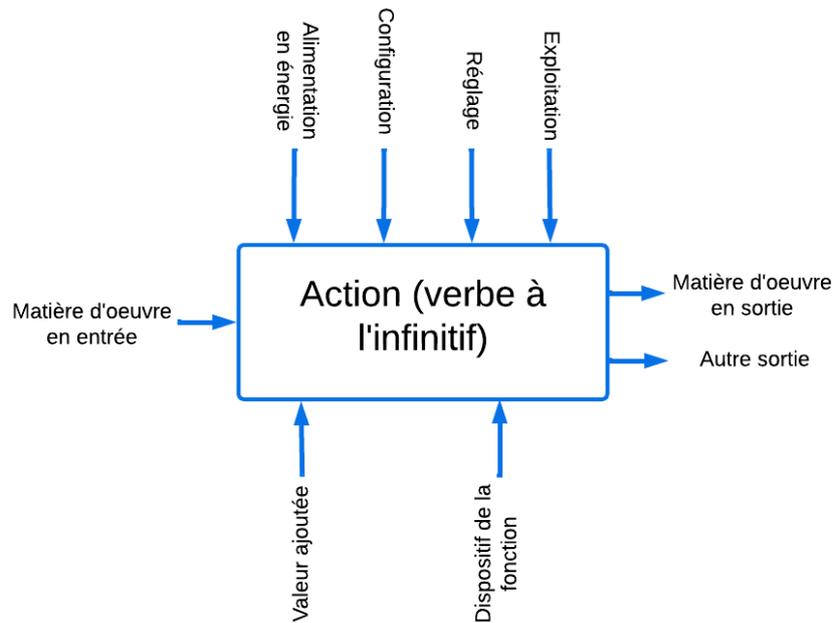


FIG. 2.2 : Représentation graphique d'un diagramme d'une SADT

### 2.2.2 Présentation de la méthode AMDEC

#### Historique et objectif de la méthode

L'analyse des modes de défaillances, leurs effets et leur criticité (AMDEC) est une méthode qui nous permet d'identifier et d'analyser tous les modes de défaillance potentiels des différentes parties d'un procédé, d'une installation ou bien d'un système et les effets que ces défaillances peuvent avoir.

Elle fut utilisée pour la première fois par l'armée américaine en 1949, elle est aujourd'hui la technique d'analyse de fiabilité la plus utilisée dans les premières étapes du développement d'un produit ou d'un système.

L'AMDEC nous permet de :

- Sélectionner les bonnes alternatives de conception présentant une fiabilité et un potentiel de sécurité élevés au cours des premières phases de conception.
- S'assurer que tous les modes de défaillance concevables et leurs effets sur le succès opérationnel du système ont été pris en compte.
- Dresser la liste des défaillances potentielles et identifier la gravité de leurs effets.
- Fournir une base pour les analyses quantitatives de fiabilité et de disponibilité.
- Développer des critères précoces pour la planification des tests et les exigences en matière d'équipement de test.
- Déterminer la priorité pour traiter/atténuer chaque mode de défaillance par rapport à la fonction correcte du système ou le processus concerné.

### Méthodologie de l'AMDEC

Afin d'appliquer cette méthodologie, il faut suivre les étapes suivantes [13] :

- **Collecte de données** : Cette première partie consiste à définir et analyser le système étudié : ses fonctions, son rôle, son fonctionnement, ses limites et les conditions opérationnelles et environnementales dans lesquelles il opère. C'est aussi dans cette étape qu'on récolte toutes les informations disponibles sur le système (schéma, description...etc.).
- **Analyse fonctionnelle du système** : Après avoir collecté toutes les données sur le système, une analyse fonctionnelle de ce dernier est conduite. On divise le système en plusieurs unités - généralement des éléments fonctionnels. L'analyse doit être effectuée à un niveau aussi élevé que possible dans la hiérarchie du système. Si des conséquences inacceptables sont découvertes à ce niveau de résolution, l'élément particulier (sous-système, sous-sous-système, ou composant) doit être divisé de manière plus détaillée afin d'identifier les modes et les causes de défaillance à un niveau inférieur. Dans notre étude nous avons utilisé la méthode SADT pour la décomposition fonctionnelle.
- **Identification des modes de défaillance et leurs évaluations** : Dans cette étape pour chaque sous-système et en fonction de son état de fonctionnement, tous les modes de défaillance possibles sont identifiés et les causes potentielles conduisant à chaque mode de défaillance et leurs effets. L'évaluation des modes de défaillances nous permettra d'établir un classement par criticité afin de mettre en place des actions correctives sur les défaillances les plus critiques.

Le tableau AMDEC utilisé contient les colonnes suivantes [14] :

- Sous système ;
- Composant ;
- La fonction principale du composant ;
- Modes de défaillance ;
- Les causes de la défaillance ;
- Effets de la défaillance sur le système ;
- Mesures préventives.

## Chapitre 3

# Évaluation des risques du blowout lors des opérations de forage

### Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons vu que l'opération de forage est l'opération pétrolière où le blowout a le plus de se produire, il serait donc intéressant de conduire une analyse de risques du blowout pendant le forage pétrolier. Dans cette optique, au cours de ce chapitre nous allons identifier les causes qui conduisent à cet accident.

Dans un premier temps, nous allons expliquer les étapes les plus importantes du processus de forage d'un puits ainsi que les équipements utilisés pour cela. Par la suite, nous nous intéresserons plus particulièrement aux concepts liés à l'intégrité du puits : le mécanisme de surpression, la maîtrise des flux de pressions et les barrières de sécurité mise en place. Enfin, nous construirons l'arbre de défaillance du blowout en identifiant ses causes les plus élémentaires.

### 3.1 Collecte de données

#### 3.1.1 Forage pétrolier

Le forage d'un puits est une opération complexe qui est composée d'un ensemble d'opérations pouvant atteindre des roches poreuses et perméable dans le sol souterrain, qui contient des hydrocarbures liquides ou gazeux. Cette opération nécessite une série d'équipements hautement spécialisés et du personnel très bien formé que ce soit onshore ou bien offshore, ainsi que des ingénieurs et une équipe de direction. La planification d'un puits comporte plusieurs aspects et peut prendre plusieurs années avant d'être exécutée. Dans cette partie nous allons couvrir quelques principes de base du forage pétrolier et le processus de ce dernier.

#### 3.1.2 Processus du forage pétrolier

Les études géologiques et géophysiques permettent de localiser les zones où se trouve le pétrole et donnent une idée sur la constitution des sols souterrains. Après avoir repéré la zone la plus prometteuse, le forage pétrolier peut commencer.

On peut résumer le processus de forage par les étapes suivantes :

##### 1. Installation de la plateforme

Une fois l'emplacement du puits confirmé, l'installation de la plateforme peut commencer. cela se fait en assemblant plusieurs unités utilisées dans le processus de forage du puits ; elle est principalement composée des éléments suivants :

- **Le derrick** : Les derricks sont les grandes structures pyramidales fabriquées en acier et utilisées sur les sites de forage comme support pour les blocs de couronne et le train de forage de la plate-forme, ils offrent un rapport résistance/poids remarquable. Si leur forme ne permet pas de les transporter et de les placer facilement d'un seul tenant, des soudeurs et des ferronniers spécialisés les assemblent à partir de plusieurs pièces sur site.

- **Réservoirs de boue** : Le réservoir de boue de forage est l'un des principaux composants de l'installation de forage, il est conçu pour faire circuler les boues de forage qui agissent comme lubrifiant et comme liquide de refroidissement. Il est important de nettoyer les réservoirs et de les traiter avec des produits chimiques pour les opérations ultérieures.
- **Train de tiges de forage** : La combinaison de la tige de forage, de l'assemblage de fond et de tout autre outil utilisé pour faire tourner le trépan au fond du puits.
- **La table rotative** : La section rotative ou tournante du plancher de forage qui fournit l'énergie nécessaire pour faire tourner le train de tiges dans le sens des aiguilles d'une montre (vue du dessus).
- **Blowout Preventer (BOP)** : Comme son nom l'indique le BOP est un équipement de sécurité, il s'agit d'une grande vanne spécialement conçue qui est montée sur le dessus du puits, il sert à arrêter et bloquer l'écoulement incontrôlé des fluides de formation durant l'opération de forage.

En plus de ceux cités, on retrouve également des équipements de production d'électricité, ainsi que d'autres équipements auxiliaires.

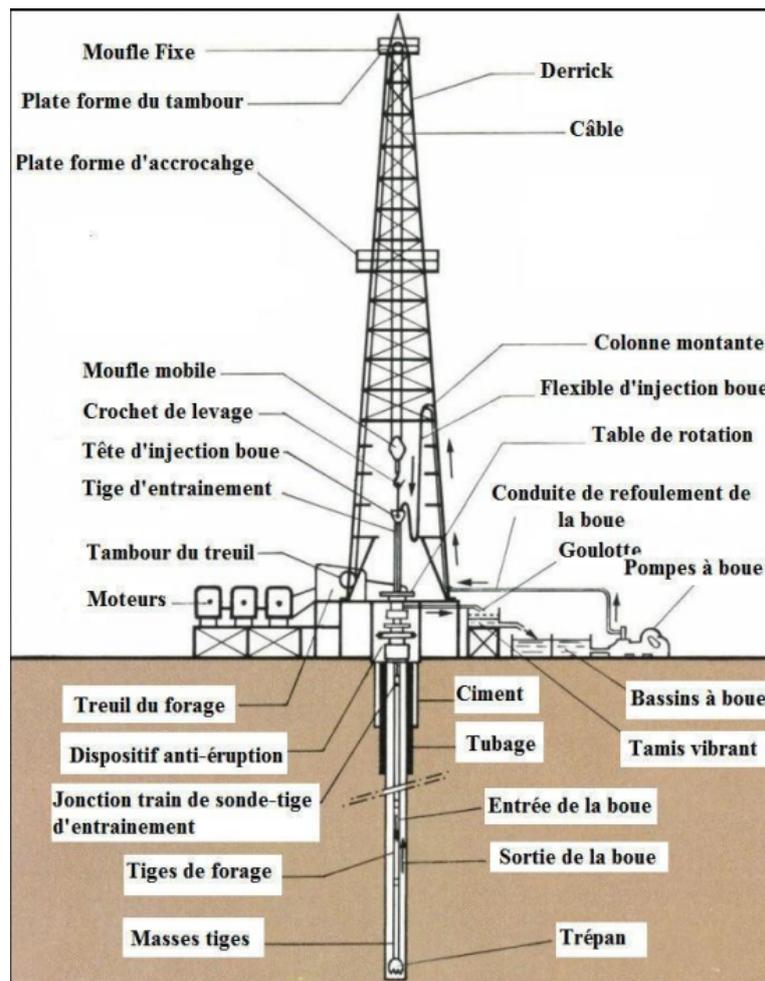


FIG. 3.1 : Schéma d'une installation de forage

### 2. Le forage successif

Une fois que la tige de forage est installée avec le trépan, l'opération peut commencer. Un puits typique est foré en plusieurs étapes, en commençant par un trou de grand diamètre, puis de plus en plus petit, jusqu'à atteindre la profondeur correcte où se trouve le réservoir.

Le forage est effectué en descendant plusieurs joints de la tige de forage à travers le derrick de l'unité de forage. Au bas de la tige de forage se trouve un trépan capable de briser et de percer la formation rocheuse pour atteindre la cible. La tige de forage est mise en rotation par un moteur relié à la partie supérieure du train de tiges. Deux systèmes d'entraînement sont utilisés pour cette opération : le système Kelly et le système d'entraînement supérieur.

Le système Kelly est moins coûteux mais lent et peut être dangereux alors que le système d'entraînement supérieur est coûteux mais rapide, efficace et sûr, ce système fait tourner et déplace le tube de haut en bas, et pompe les fluides dans le tube de forage. Le forage s'effectue en reliant le trépan situé au bas du train de tiges à la formation, en appliquant un poids et une rotation, tout en pompant les fluides. Une section de trou est ensuite forée jusqu'à la profondeur prévue. Les fluides de forage refroidissent le trépan et les composants électroniques du train de tiges afin de les empêcher de surchauffer. Les fluides de forage jouent également un rôle essentiel dans le contrôle du puits. Au fur et à mesure que le puits est foré plus profondément, la pression de la formation augmente, ce qui fait que le fluide de formation pénètre dans le puits, provoquant ce que l'on appelle un Kick qui peut conduire à l'effondrement du puits de forage ou, dans certains scénarios, à une éruption. Pour éviter que cela ne se produise, une pression égale ou supérieure doit être appliquée à la formation. Pour ce faire, on augmente progressivement la densité de la boue de forage au fur et à mesure que le puits est foré. Cependant, si la densité de la boue est trop élevée, les formations plus faibles, moins profondes dans le puits, peuvent se fracturer, ce qui entraîne une perte de fluide de forage. Pour contourner ce problème, des tuyaux en acier appelés "casings", sont installés dans le puits et cimentés à la formation.

### 3. Tubage (casing)

Le tubage consiste en l'installation de tuyaux en acier solides et lourds qui résistent à des conditions de pression et de température élevées dans le fond du puits afin de sécuriser ses parois, ils existent en différentes qualités ou résistances qui sont utilisées en fonction des caractéristiques du puits [15].

L'équipe responsable du tubage relie les joints à l'aide de raccords filetés appelés coupleurs ou colliers. Au fur et à mesure que l'équipe fore le puits plus profondément, la taille du trou et du tubage diminue en diamètre car l'entrepreneur de forage ne peut pas commencer à forer à la surface et aller jusqu'à la profondeur totale en une seule étape. Au moment où l'équipe fore le puits jusqu'à la profondeur finale, il y a généralement plusieurs séries de tubages [16], à savoir :

- **Le tubage conducteur (jusqu'à 1m de diamètre) :** Il est utilisé dans la partie supérieure du puits. Les formations proches de la surface ont tendance à s'effriter et à s'effondrer facilement. Le tubage empêche donc le lessivage des

surfaces mal consolidées, il permet aussi de relier entre la tête du puits et le BOP.

- **Tubage de surface (environ 400m de diamètre) :** Les formations proches de la surface peuvent contenir des zones d'eau douce que le puits ne doit pas contaminer. Le tubage de surface protège donc les zones d'eau contre les fuites de forage et, à l'inverse, empêche l'eau ou tout autre fluide de pénétrer dans le puits de forage.
- **Tubage intermédiaire :** Il s'agit souvent du tubage le plus long du puits, il est posé lorsque les caractéristiques géologiques ou les conditions du puits exigent une forte isolation. Le forage est facilité par l'ajustement des propriétés de la boue de forage, mais une fois le puits foré, il doit être scellé pour éviter tout problème lors du forage des parties plus profondes du puits. Les tubages intermédiaires scellent donc les zones problématiques ; parfois, les puits profonds nécessitent plus d'un tubage intermédiaire.
- **Tubage de production :** la chaîne de tubage placée au-dessus ou à travers la zone de production d'un puits permet d'isoler la zone pétrolière dans laquelle sera placé un tube de collecte des hydrocarbures ou tubing.
- **Le liner :** Le liner est une colonne de tubage qui ne s'étend pas jusqu'à la tête de puits, mais qui est suspendue à une autre colonne de tubage. Les liners sont utilisés à la place des chaînes de tubage complètes pour : réduire les coûts et améliorer les performances hydrauliques lors de forages plus profonds.

Le casing est installé pour plusieurs raisons :

- Il permet d'éviter l'effondrement du puits.
- Il évite la contamination des eaux souterraines avec le fluide de forage.
- Il isole les différentes zones géologiques les unes des autres.
- Il permet de contrôler le puits.
- Il permet l'installation des équipements de l'ascension artificielle pour la production.

#### 4. Cimentation

La cimentation est un procédé qui consiste à mélanger du ciment, de l'eau et des produits chimiques afin d'obtenir un coulis de ciment (slurry) et cela en utilisant des équipements et des appareils spéciaux, il est ensuite pompé de bas en haut entre le casing et les parois du puits. En circulant, le slurry va créer une pression hydrostatique qui augmentera la pression du fond du puits, si cette dernière devient trop grande, elle pourra causer des incidents ou bien des accidents, c'est pour cela qu'il est nécessaire de respecter les proportions exactes des quantités dans le mélange.

Il existe plusieurs types de cimentation où chacune répond à un problème bien défini [17] :

- La cimentation des cuvelages sert à :
  - Fixer les tubings aux formations ;

### Chapitre 3: Évaluation des risques du blowout lors des opérations de forage

- Isoler les couches de densité différentes ;
  - Protéger les tubages ;
  - Isoler les différentes formations pour prévenir le contact des différents fluides ;
  - Protéger le casing contre les fluides corrosifs.
- La cimentation en pression appelée Squeezes ou esquichages, en trous tubés perforés qui a pour but de :
    - Boucher une couche productrice épuisée ;
    - Injection de ciment complémentaire pour rectifier la cimentation primaire ;
    - Isoler une couche afin d'éviter les arrivées d'eau, de gaz ou d'huile.
  - Pose de bouchons de ciments au cours du forage afin de :
    - Boucher un trou où des pertes de boues se produisent ;
    - Colmater les venues d'eau ;
    - Servir de point d'appui à une déviation de forage ;
    - Boucher les séquences du puits abandonnées.

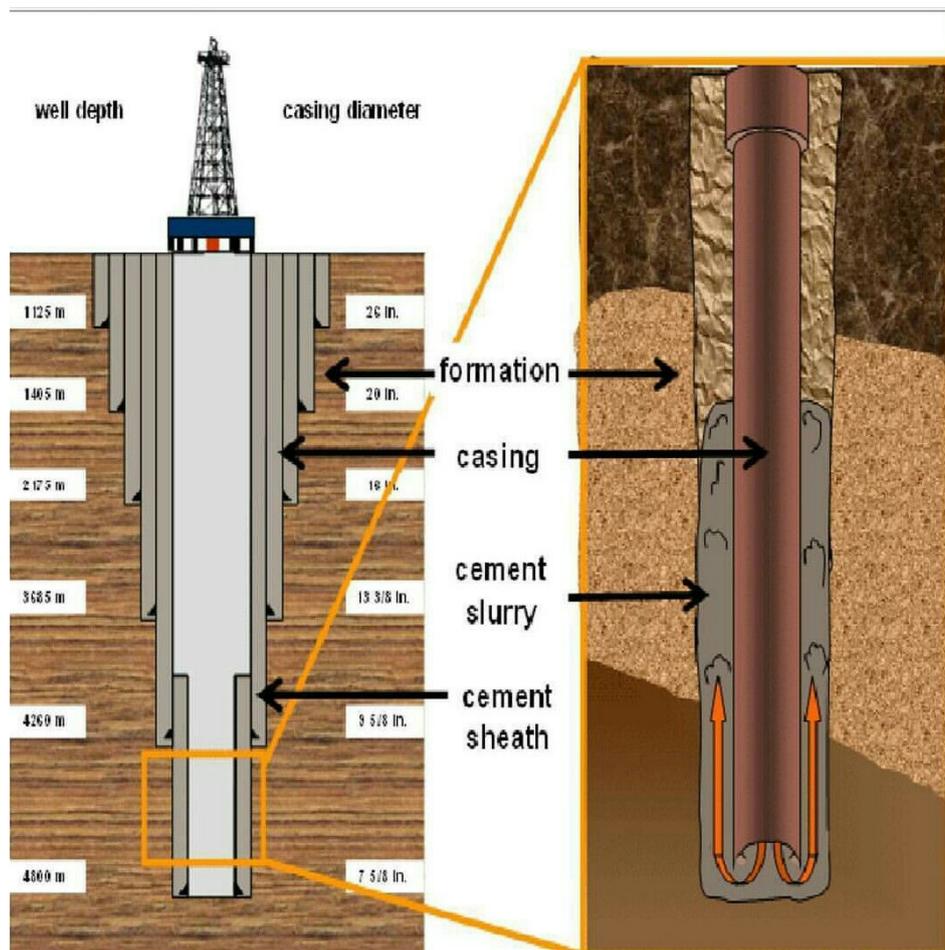


FIG. 3.2 : Schéma montrant le principe de la cimentation

### 3.1.3 Contrôle du puits

Lors du forage d'un puits de pétrole plusieurs problèmes à risques parfois majeurs peuvent surgir, comme l'effondrement ou bien l'éclatement du casing, le kick, le blowout, etc. Le kick et le blowout peuvent avoir des résultats catastrophiques en termes de coûts, de biens, de dommages environnementaux et de la sécurité du personnel. Pour éviter ceci il est nécessaire de gérer correctement leur occurrence et leur escalade. Les personnes qui travaillent sur les opérations de forage doivent comprendre les comportements et les caractéristiques liés au kick ainsi que ses causes, ses signes d'alerte et ses indicateurs. En outre, il est également très important de comprendre les théories et les procédures des opérations de contrôle des puits.

Lorsqu'un kick incontrôlé atteint la surface du puits, le blowout se produit mettant ainsi en danger la sécurité de la plateforme, du personnel et l'environnement. Pour qu'un kick ne se transforme pas en blowout il faut qu'il soit détecté dans un temps opportun et correctement maîtrisé. Le risque de blowout ne peut être éliminé, mais peut être réduit. Par ailleurs le contrôle du puits comprend des mesures techniques, de gestion et d'organisation qui visent à assurer l'intégrité du puits à travers la prévention et la détection du kick et la prévention du blowout.

Il existe deux barrières de sécurité de contrôle du puits [18], la première étant les boues de forage destinées à prévenir l'occurrence du kick en maintenant la pression du fond du puits supérieure (BHP) à la pression interstitielle ( $P_p$ ) mais inférieure à la pression de fracturation ( $F_p$ ), c'est-à-dire :  $P_p < BHP < F_p$  [19]. Cela se justifie par le fait qu'une valeur BHP supérieure à  $P_p$  empêche les fluides de formation de s'écouler dans le puits de forage, tandis qu'une valeur BHP inférieure à  $F_p$  garantit que la formation n'est pas fracturée et que la boue de forage ne peut donc pas s'échapper du puits de forage vers la formation fracturée. Il convient de noter que dans le cas d'une fracture, en raison des pertes annulaires (c'est-à-dire une baisse de la quantité de boue de forage), la pression hydrostatique, qui est l'un des principaux paramètres du BHP, diminue augmentant ainsi la probabilité qu'un kick se produise.

L'équation est la somme de plusieurs pressions comme on peut le voir dans l'équation suivante [19] :

$$BHP = P_h + P_f + P_{sg} - P_{sw} \quad (3.1)$$

Tel que :

- $P_h$  est la pression hydrostatique due à la hauteur de la colonne de boue de forage au-dessus du fond du puits.
- $P_f$  est la pression de friction due au pompage de la boue de forage à travers le train de tiges.
- $P_{sw}$  et  $P_{sg}$  sont respectivement les pressions d'écrasement et de poussée dues à la sortie du train de tiges dues au déclenchement du train de tiges de forage dans et hors le puits.

La pression hydrostatique est fonction de la hauteur de la boue de forage et de sa densité, par conséquent, les facteurs qui entraînent une diminution d'un de ces paramètres entraînent une diminution de  $P_h$  et par conséquent, du BHP. De même, puisque la pression de friction est liée au débit de pompage, une panne de pompe ou une panne de courant entraînerait une baisse de  $P_f$  et donc du BHP.

Lorsque l'on tire le train de tiges de forage hors du puits, un gradient de pression négatif  $P_{sw}$  est créé, ce qui peut favoriser l'apparition d'un kick en réduisant le BHP.

La quantité de  $P_{sw}$  dépend de la vitesse de déclenchement, de la viscosité de la boue et du diamètre du puits [17]. Plus le puits de forage est étroit, plus l'effet d'écouvillonnage est important. Cet effet est appelé "swabbing".

D'autre part, un gradient de pression positif  $P_{sg}$  est créé lorsque le train de tiges de forage est dans le puits de forage (déclenchement). Cet effet est appelé "surging".

Quand la diminution de la pression du fond du puits (BHP) est inférieure à la pression de la formation, un kick se produit.

La deuxième barrière de sécurité durant les opérations de forage est le blowout preventer (BOP), il empêche l'occurrence du blowout, il est également utilisé pour retenir les pressions erratiques d'un flux qui provient d'un puits pendant le forage. Pendant l'abattage du puits, le BOP permet également de poser la tige de forage dans le fond du trou tout en maintenant l'étanchéité du puits [20].

### 3.2 Identification de l'ER et ses causes :

Dans notre cas, l'évènement redouté est le « blowout ». A travers la collecte de données on peut déduire que plusieurs évènements élémentaires peuvent mener au blowout.

Nous résumons les causes élémentaires dans le tableau 3.1 :

TAB. 3.1 : Causes élémentaires menant au blowout

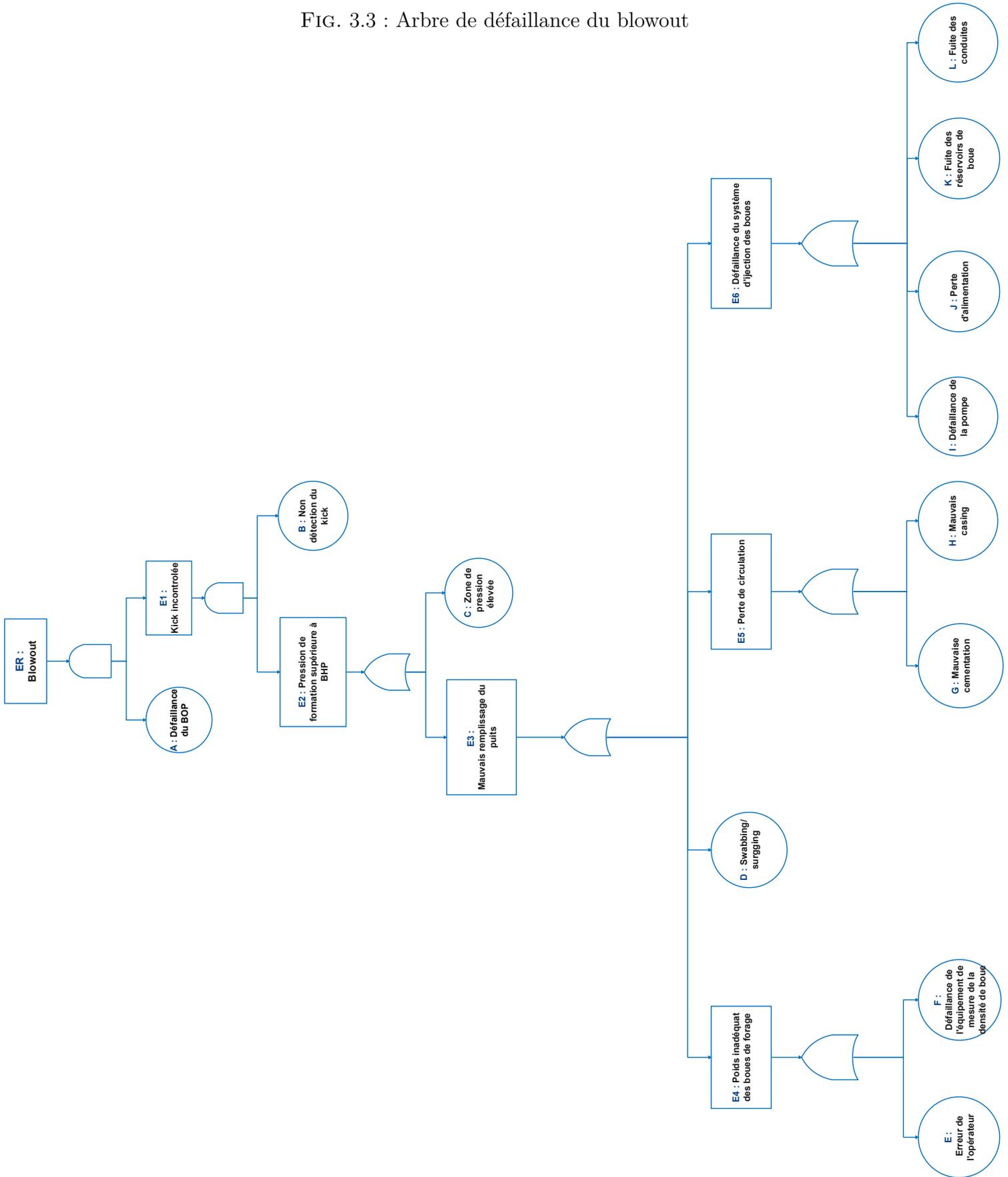
	Évènement
A	Défaillance du BOP
B	Non détection du kick
C	Zone de pression élevée
D	Swabbing/Surgging
E	Erreur de l'opérateur
F	Défaillance de l'équipement de mesure de la densité de la boue
G	Mauvaise cimentation
H	Mauvais casing
I	Défaillance de la pompe
J	Perte de l'alimentation
K	Fuites des réservoirs de boue
L	Fuite des conduites

### 3.3 Construction de l'arbre de défaillance

Pour faire l'évaluation des risques du blowout lors des opérations de forage nous avons établi un arbre de défaillance. Dans notre cas, l'évènement redouté (évènement indésirable) est le « blowout » nous avons identifié les combinaisons possibles d'évènements menant à l'évènement redouté.

La figure 3.1 montre l'arbre de défaillance que nous avons développé :

FIG. 3.3 : Arbre de défaillance du blowout



### 3.4 Exploitation de l'arbre

Afin d'exploiter l'arbre obtenu, on procède à sa réduction en appliquant les règles de l'algèbre de BOOLE. On obtient la figure 3.2 :

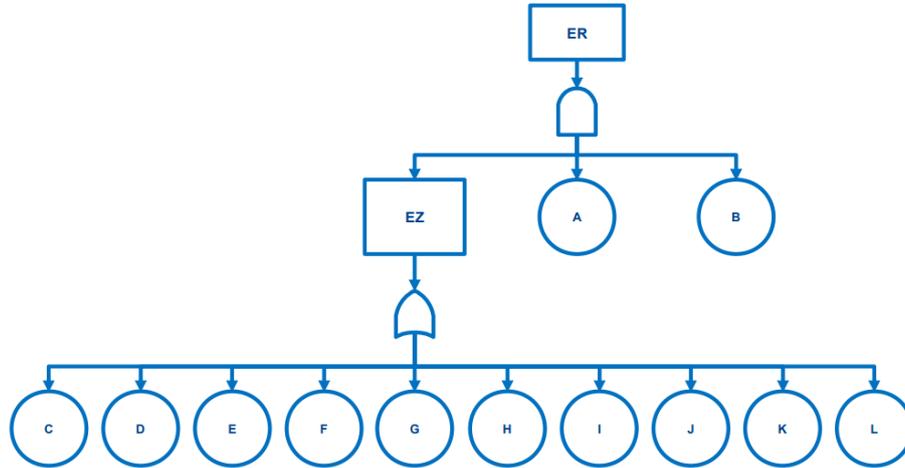


FIG. 3.4 : Arbre de défaillance réduit du blowout

Les coupes minimales de cet arbre sont : ABC ; ABD ; ABE ; ABF ; ABG ; ABH ; ABI ; ABJ ; ABK ; ABL.

Sans prendre en considération la probabilité de défaillance des évènements élémentaires, on a 10 coupes minimales avec trois évènements élémentaires, la défaillance du BOP et la non détection du kick sont des causes communes en réduisant leurs probabilités, la probabilité d'occurrence de l'ER est réduite. La détection du kick peut se faire à travers des indicateurs de performance propre à ce dernier. À travers l'AdD on constate que le BOP est un équipement critique dont le bon fonctionnement est primordial pour sceller le puits, connaître sa probabilité de défaillance nous permet d'anticiper à quel moment le BOP risque de ne pas exécuter la fonction pour laquelle il a été conçu.

## Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons conduit une analyse de risques en appliquant la méthode de l'arbre de défaillance dans le but d'évaluer le risque de blowout. En identifiant les causes potentielles de ce dernier, nous avons trouvé plusieurs scénarios.

La défaillance du BOP est une cause commune dans chacun des scénarios plausibles, ce qui affirme son importance pour assurer l'intégrité du puits puisque son dysfonctionnement cause le blowout. Il est donc important de connaître sa probabilité de défaillance.

Afin d'estimer la probabilité de défaillance du BOP, il faut mener une étude de fiabilité sur ce dernier. Pour cela il est nécessaire d'identifier les dysfonctionnements et les défaillances qui causent la perte de la fonction principale du BOP et cela en appliquant l'AMDEC qui sera l'objet du chapitre 4.

# Chapitre 4

## Détermination des défaillances critiques

# Introduction

Dans la continuité du chapitre précédent, au cours de ce chapitre nous entamerons la démarche d'évaluation des modes de défaillance afin de révéler les faiblesses et les limites du BOP en déployant la méthode AMDEC. La première étape consiste à analyser le système étudié et collecter toutes les informations nécessaires le concernant.

Dans un second temps, nous identifierons les modes de défaillance qui affectent la fonction principale du BOP. Par la suite, nous les évaluerons selon trois facteurs : probabilité, gravité et détectabilité.

Finalement, nous les classerons du plus critique au moins critique, afin de déterminer les défaillances responsables du non scellement du puits.

## 4.1 Collecte de données

### 4.1.1 Composition du BOP

#### Types de BOP

Afin d'assurer la fermeture du puits, plusieurs BOP sont assemblés entre eux (BOP Stack) leurs nombres et leurs types dépendent de la pression maximale attendue en tête de puits. On peut distinguer les types de BOP suivants [21] :

- **BOP à ram** : Les rams sont un outil utilisé pour sceller et fermer le puits en cas de suppression de forage. Elles sont constituées d'un convoyeur, d'un packer et d'un top seal. Plusieurs types de rams sont utilisés :
  - Blind rams : Elles sont utilisées pour se fermer complètement sur le puits dans l'absence du tuyau avec le joint d'étanchéité.
  - Shear rams : Elles sont équipées de lames cisaillantes pour couper le tuyau de forage, on peut avoir une combinaison des blind et shear rams appelé « blind shear rams » qui sont utilisées pour couper et fermer le puits.
  - Pipe rams : Elles contiennent des joints d'étanchéité qui correspondent au diamètre du tuyau ou de l'équipement de forage en place pour sceller autour, dans certains cas les pipe rams peuvent être utilisées pour plusieurs diamètres de pipe, ce type est dit Variable bore rams.

La figure 4.1 représente les différents modèles de rams :

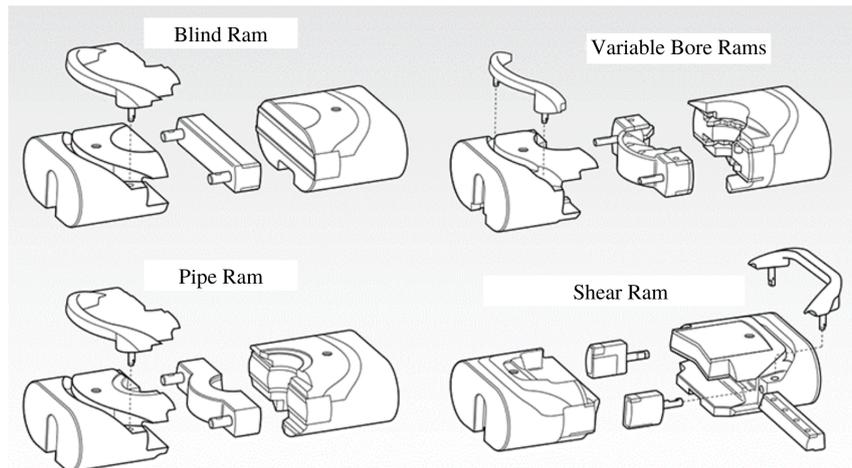


FIG. 4.1 : Schéma des différents modèles de rams

- **Annular preventer** : L'annular preventer est utilisé pour sceller et fermer autour de la conduite, il est utilisé pour toutes les tailles (diamètre) et formes. L'élément d'étanchéité principal est un packer composé d'un joint en caoutchouc entouré d'une pièce métallique annulaire appelée donut. L'annular preventer permet une rotation lente et un mouvement vertical du tuyau tout en maintenant l'étanchéité. Il est la première barrière à se fermer dans le BOP lors du contrôle et il est capable de sceller n'importe quelle tuyauterie utilisée dans le forage.

La figure 4.2 nous montre comment se présente l'annular preventer :

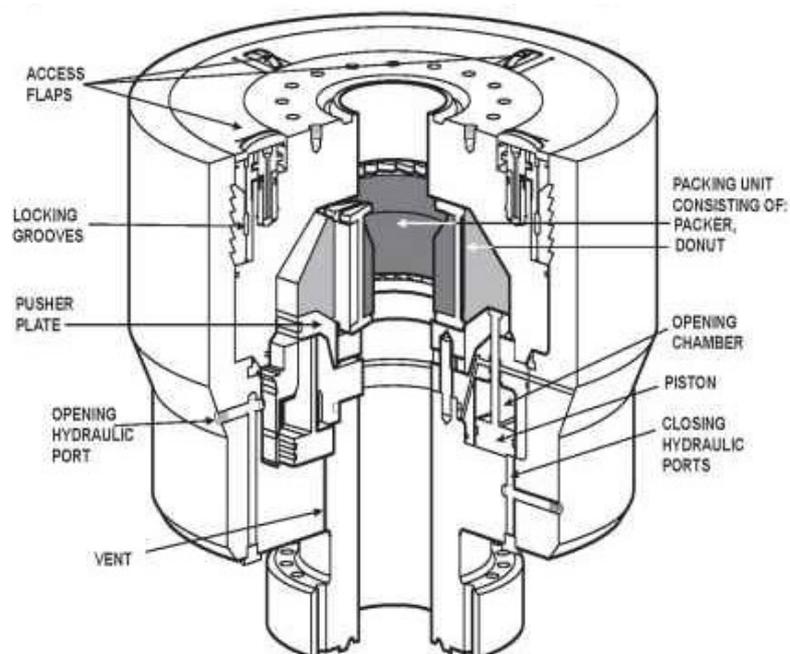


FIG. 4.2 : Schéma de l'annular preventer

### Système de circulation hydraulique

Tous les BOP utilisent la force hydraulique pour l'ouverture et la fermeture de l'annular preventer et les rams. Ils fonctionnent suivant le principe de vérins hydrauliques double effet, c'est-à-dire ayant deux directions de travail. L'unité d'accumulateurs nous permet d'avoir une réserve de fluide sous pression disponible à chaque instant pour assurer l'actionnement du BOP.

L'unité d'accumulateurs est contrôlée à partir d'une unité de commande composée de pompes qui se mettent en marche et s'arrêtent automatiquement, de manière à maintenir une pression constante dans les accumulateurs [22].

Une bouteille d'accumulateur est composée de deux parties séparées par une vessie :

- La première partie contient de l'azote pré-pressurisé.
- La deuxième partie contient de l'huile hydraulique qui est pompée à l'intérieur depuis le réservoir.

L'huile hydraulique est distribuée aux BOP à rams à travers des vannes à 4 voies, une vanne par BOP. Le foreur actionne l'assemblage de BOP depuis son poste de commande, ce dernier doit être à une distance de sécurité obligatoire, qui est de 30.5 mètres de la tête de puits et de 18 mètres pour un puits d'huile. L'annular preventer bénéficie d'un circuit à part. Un régulateur permet le réglage de la pression selon le besoin.

### Choke et kill line

Lors de la fermeture du puits, le contrôle des fluides provenant du puits se fait à travers deux conduites qui partent du BOP : choke line (la conduite décharge) et kill line (la conduite de contrôle).

La ligne de décharge permet la circulation du flux du fond du puits vers la surface ce qui réduit la pression de ce dernier. Quant à la ligne de contrôle, elle est utilisée pour injecter les boues de forage dans le puits pendant les opérations de contrôle du puits. Lorsqu'il y a surpression dans le puits, Le flux de pression devrait passer par le choke line, le choke manifold, les réservoirs de boues et la fosse de réserve [22].

Le choke et la kill lines sont installés soit entre la tête de puits et le BOP le plus bas soit entre deux BOP.

#### 4.1.2 Choix de l'assemblage

L'assemblage du BOP est choisi selon sa pression de travail maximale (Maximum Anticiped Surface Pressure MASP). En effet, cette dernière doit être supérieure à la pression supérieure attendue en tête de puits. Selon l'API RP 53 les classes de pression sont définies comme le montre le tableau 4.1 [23] :

TAB. 4.1 : Classes de matériel à employer en fonction de la valeur du MASP

MASP (psi)	Désignation de la classe de pression du matériel
2000	2k
3000	3k
5000	5k
10000	10k
15000	15k
20000	20k

En fonction de la classe de pression du matériel le nombre et le type de BOP à mettre en place est déterminé. Le tableau 4.2 résume les arrangements possibles pour chaque classe de pression [23] :

TAB. 4.2 : Empilement possible au sens de l'API 53 concernant les BOP de surface

Classe de pression	Nombre minimum de BOP à installer	Type et nombre de BOP nécessaire			
		Annular preventer	Pipe ram	Blind ram	Shear ram
2k	2	0	1	1	0
		0	1	0	1
3k	3	1	1	1	0
		1	1	0	1
5k	3	1	1	1	0
		1	1	0	1
10k	4	1	1	1	1
		1	2	1	0
		1	2	0	1
15k	4	1	1	1	1
		1	2	1	0
		1	2	0	1
20k	4	1	1	1	1
		1	2	1	0
		1	2	0	1

### 4.1.3 Tests et maintenance du BOP

La maintenance du BOP est primordiale pour garantir son intégrité et le bon fonctionnement de ses composants qui doivent résister à la pression maximale à laquelle ils seront exposés. Toute défaillance non détectée peut entraîner un temps d'arrêt, des pertes économiques et même des blessés ou des décès. En effet, une étude montre qu'un blowout sur cinq est le résultat direct d'un dysfonctionnement du BOP [24]. Il est donc nécessaire de contrôler et entretenir les éléments constituant le BOP suivant un plan de maintenance spécifique. Dans ce qui suit nous allons présenter les exigences de la norme API 53.

### Type de tests et leurs fréquences

Il existe trois types de tests de BOP :

- **Inspection visuelle** : Les équipements concernés par l'inspection visuelle sont : l'annular preventer, les BOP à rams, choke kill line et l'unité d'accumulateurs. Le guide d'inspection des BOP de surface présente des directives d'inspection visuelle [24] (voir annexe B).
- **Test de fonctionnement** : Aussi appelé test d'actionnement, tous les composants du BOP doivent être testés au moins une fois par semaine. Généralement le test de fonctionnement n'inclue pas le test de pression.
- **Test de pression** : C'est la mise sous pression du BOP pour vérifier sa capacité à contenir la pression. Tous les composants doivent être testés, les essais sont réalisés en amont et durant les différentes opérations [22] :
  - Avant chaque installation sur la tête d'un nouveau puits.
  - Après chaque opération de maintenance relative à une perte d'intégrité de l'assemblage.
  - Lors du fonctionnement en continu et cela selon les fréquences suivantes :
    - \* Au minimum tous les 15 jours pour l'annular preventer les BOP à ram non-cisillante.
    - \* Au minimum 21 jours pour les shear rams.
    - \* Une fréquence de 14 jours est recommandée pour les BOP dont la classe de pression est égale ou bien supérieur à 10k.

### Tests de pression

Le test de pression se fait avec de l'eau, tous les composants du BOP exposés à la pression du fond de puits se font d'abord tester à faible pression qui varie entre 200 psi et 300 psi et cela pendant au moins 5 minutes.

Les tableaux 4.3 et 4.4 résument les bonnes pratiques à suivre pour le test de pression [23] :

TAB. 4.3 : Bonnes pratiques pour le test de pression : Préablement aux opérations de forage

Composant	Test de pression	
	Basse pression	Haute pression
Annular preventer	200 - 300	Au moins 70% de la pression de travail du BOP (classe de pression du BOP)
Pipe ram	200 - 300	Pression de travail du BOP
Variable bore ram	200 - 300	Pression de travail des rams
Shear ram	200 - 300	Pression de travail des rams
Blind ram	200 - 300	Pression de travail des rams
Choke line	200 - 300	Pression de travail des rams
Kill line	200 - 300	Pression de travail des rams

TAB. 4.4 : Bonnes pratiques pour le test de pression : Contrôle durant les opérations de forage (sur une périodicité qui ne dépasse pas 21 jours)

Composant	Test de pression	
	Basse pression	Haute pression
Annular preventer	200 - 300	Au moins 70% de la pression de travail du BOP (classe de pression du BOP)
Pipe ram	200 - 300	Pression de travail du BOP
Variable bore ram	200 - 300	Supérieur au MASP
Shear ram	200 - 300	Supérieur au MASP
Blind ram	200 - 300	Supérieur au MASP
Choke line	200 - 300	Supérieur au MASP
Kill line	200 - 300	Supérieur au MASP

Les résultats de tous les essais de pression doivent être documentés et contenir les informations concernant le test de pression (basse et haute pression), la durée du test, les résultats des essais des différents composants du BOP et les problèmes observés pendant les essais (Voir annexe A).

### Inspection et certification

En plus des tests cités auparavant, des contrôles et des vérifications quotidiennes peuvent être réalisés :

- Vérifier le bon fonctionnement du BOP après la mise en place d'un nouveau diamètre de tige de forage.
- S'assurer que le stack est bien centré afin d'éviter les vibrations et abrasions entre le matériel.
- S'assurer que le choke et la kill line sont régulièrement nettoyés avec de l'eau.

- Inspection des différents joints utilisés dans le BOP (les joints exposés aux fluides doivent être changés tous les 12 mois ou plus tôt si nécessaire, les joints de l'annular preventer peuvent être remplacés tous les 36 mois).
- S'assurer que les capteurs de pression sont étalonnés tous les trois ans au minimum.

D'autres inspections plus spécifiques doivent être réalisées à des endroits bien précis. Ces endroits sont les plus exposés au risque de corrosion. Afin de faire face à ce problème, des programmes d'inspection sont mis en place pour vérifier l'épaisseur de métal sur les points présentant le plus de risques (Voir annexe B).

Cette inspection doit se faire au minimum tous les deux ans.

En ce qui concerne la certification du BOP, cette dernière se fait uniquement par le constructeur et cela tous les 5 ans [25]. L'API 16A précise la procédure de re-certification.

### 4.2 Analyse fonctionnelle

Afin comprendre le fonctionnement du système étudié, nous allons réaliser l'analyse fonctionnelle du BOP par le diagramme SADT de tout le processus de maîtrise du blowout lors des opérations de forage.

La figure ci-dessous représente le niveau A0 du processus :

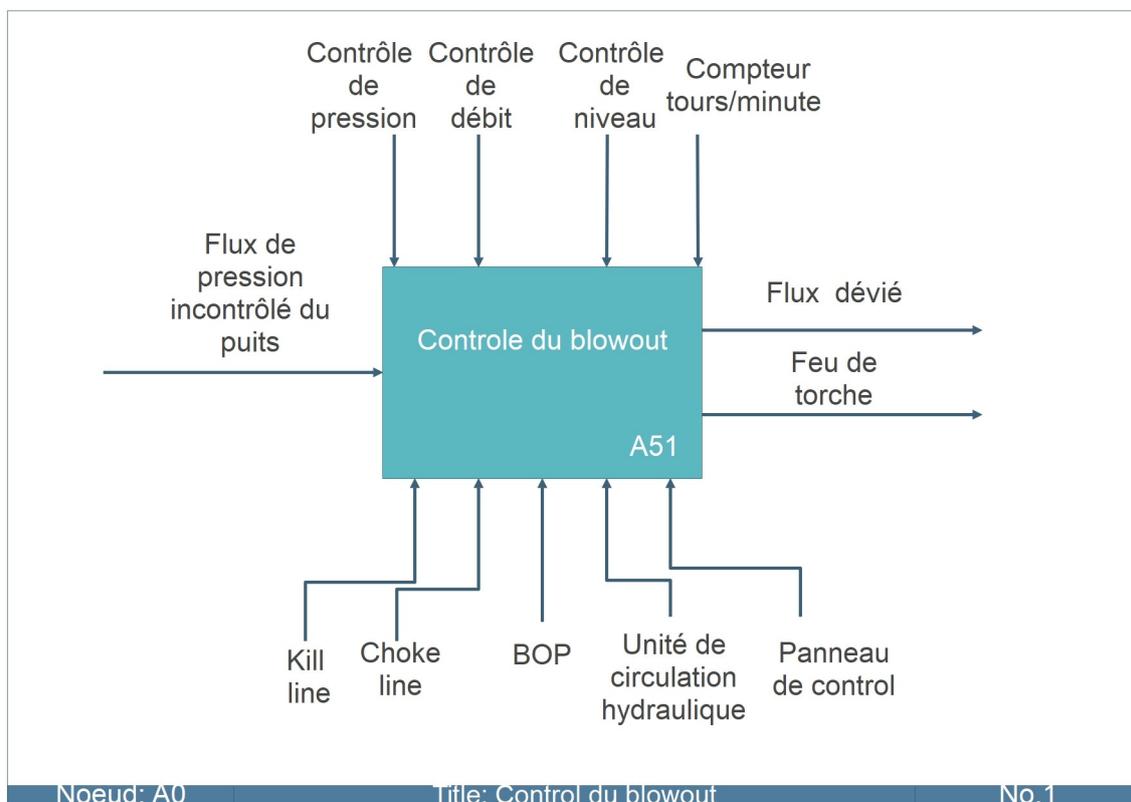
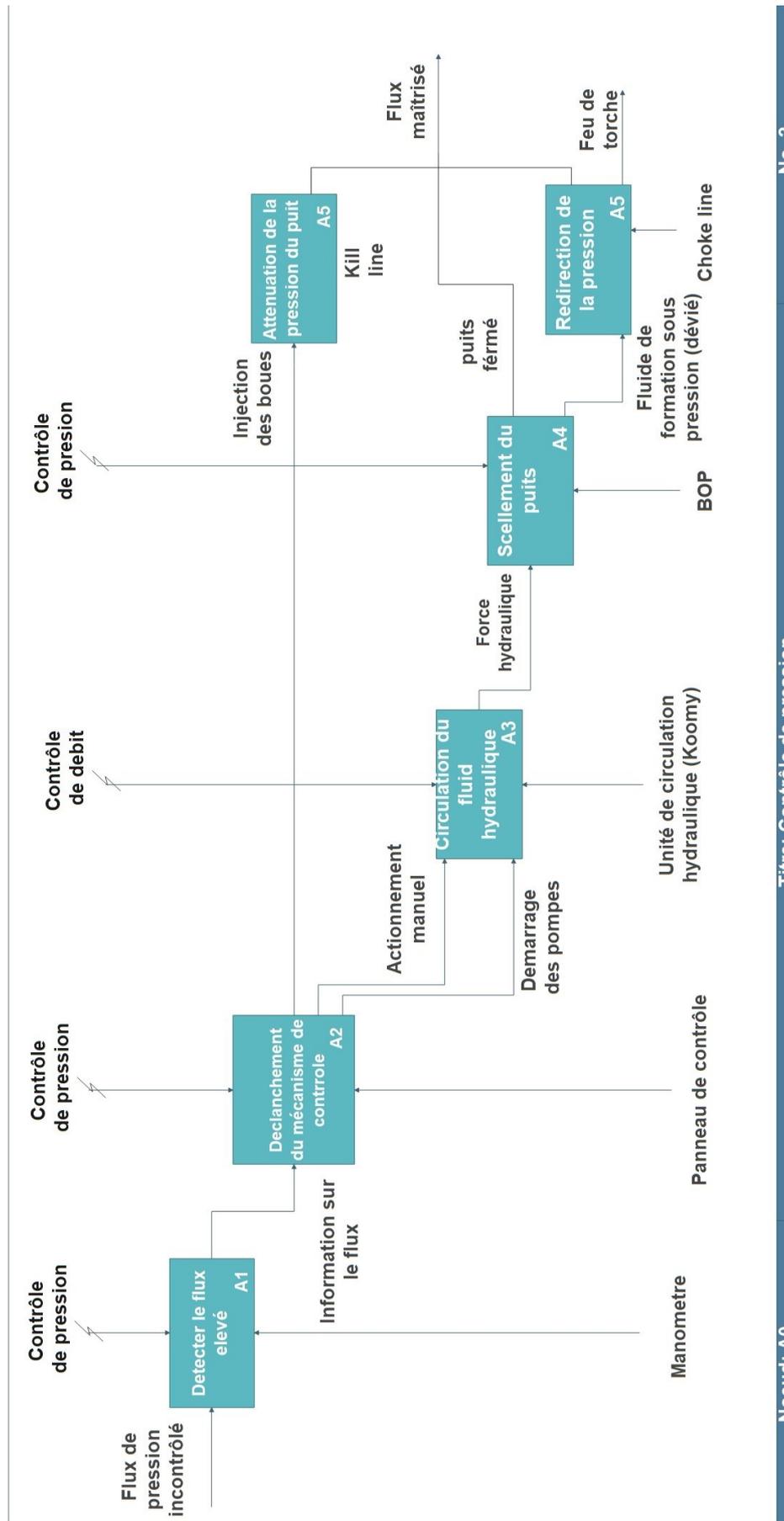


FIG. 4.3 : Diagramme SADT niveau A0

Le processus de la maîtrise de la pression est une interaction entre différents mécanismes, pour une meilleure illustration voici le niveau A0 détaillé :



Noeud: A0

Titre: Contrôle de pression

No.2

FIG. 4.4 : Diagramme SADT niveau A0 détaillé

Cinq sous-systèmes principaux peuvent être distingués à partir du diagramme SADT niveau A0 détaillé :

- **Détection de la pression** : Les appareils de mesures de pression détectent l'augmentation anormale de la pression exercée par la formation dans le puits, cette information sera traitée au niveau du panneau de contrôle [26].
- **Déclenchement du mécanisme de contrôle** : Une fois l'anomalie détectée, la procédure d'arrêt d'urgence commence à ce niveau. Le superviseur actionne l'unité de circulation hydraulique et donne l'ordre d'injection des boues [26].
- **Circulation du fluide** : l'unité d'accumulateurs peut être actionnée depuis le panneau de contrôle ou depuis l'unité elle-même.

La figure 4.5 montre le niveau A3 détaillé :

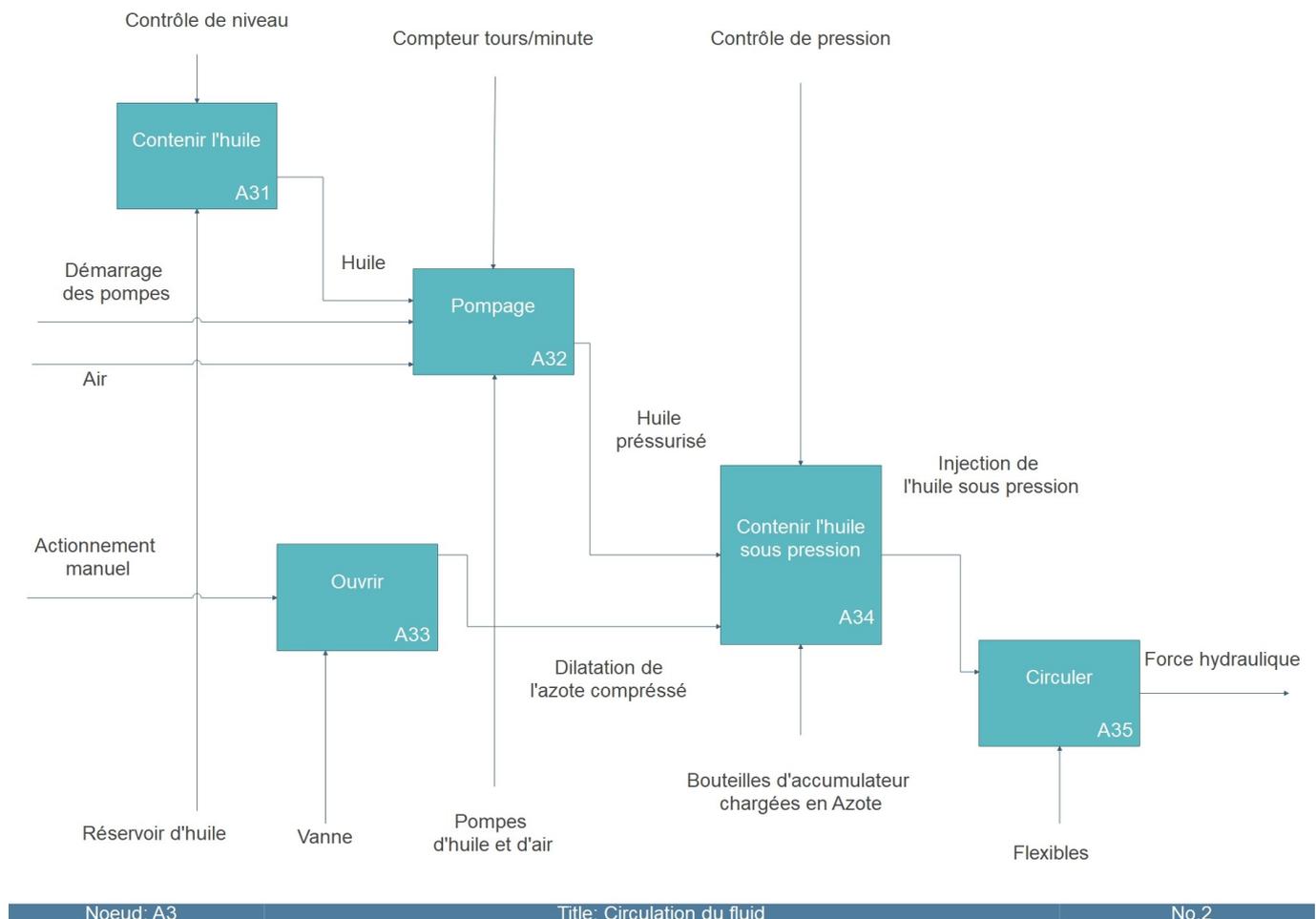


FIG. 4.5 : Diagramme SADT niveau A3

Dans ce sous-système on peut distinguer les composants suivants :

- Le réservoir d'huile : Le réservoir fournit le fluide hydraulique à la pression atmosphérique à la pompe à air et à la pompe hydraulique qui par la suite

remplit l'accumulateur. Une fois le fluide utilisé pour activer le BOP, il retourne dans le réservoir, ce qui montre clairement que le BOP est un système travaillant en boucle fermée.

- Pompe à huile/pompe électrique : Pompe à huile/pompe électrique est une source de pompe primaire ou supplémentaire et elle est utilisée pour pressuriser le fluide hydraulique. Elle est actionnée par moteur électrique. La pompe contient un filtre à air pour éliminer les contaminants qui peuvent l'endommager.

La ligne d'aspiration du fluide hydraulique de la pompe contient une soupape d'aspiration pour isoler la pompe et la crépine d'aspiration qui élimine les impuretés présentes dans le fluide hydraulique. La conduite de refoulement de la pompe contient un clapet anti-retour qui ne permet qu'un débit unidirectionnel. Tous les clapets d'isolement et de non-retour sont fournis pour isoler la pompe des autres systèmes si son entretien est nécessaire.

La pompe électrique contient un pressostat électrique qui arrête automatiquement la pompe lorsque la pression atteint 3000 psi et démarre la pompe lorsque la pression atteint 2700 psi.

- Pompe à air : La pompe à air est utilisée pour fournir du liquide aux accumulateurs. Elle fournit une grande quantité de liquide à l'accumulateur à une pression relativement faible. L'air est obtenu par le "air supply manifold". Elle contient un filtre à air pour éliminer les contaminants qui peuvent endommager la pompe, un lubrifiant pour lubrifier la pompe pendant le fonctionnement, une vanne d'alimentation en air pour ouvrir ou fermer l'alimentation en air de la pompe à air.

La pompe à air contient également un interrupteur d'air qui détecte la pression de l'accumulateur. Par conséquent, lorsque la pression atteint 3000 psi, elle arrête automatiquement l'alimentation en air de la pompe et lorsque la pression diminue à 2900 psi, elle démarre automatiquement la pompe pour augmenter la pression.

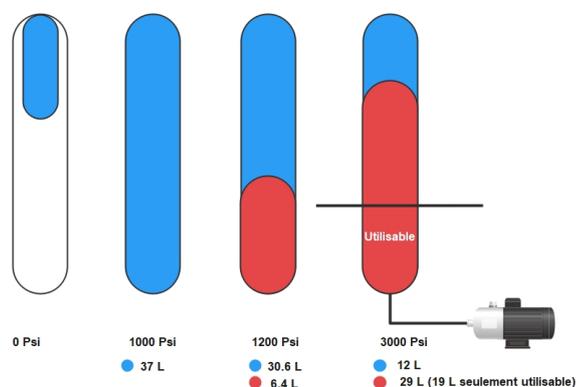


FIG. 4.6 : Schéma explicatif de l'alimentation des bouteilles d'accumulateur par le liquide hydraulique

- **Scellement du puits :**Le niveau A4 représente l'actionnement du mécanisme de scellement du puits à travers la fermeture des rams et de l'annulaire. Une représentation détaillée de ce niveau est illustrée ci-dessous :

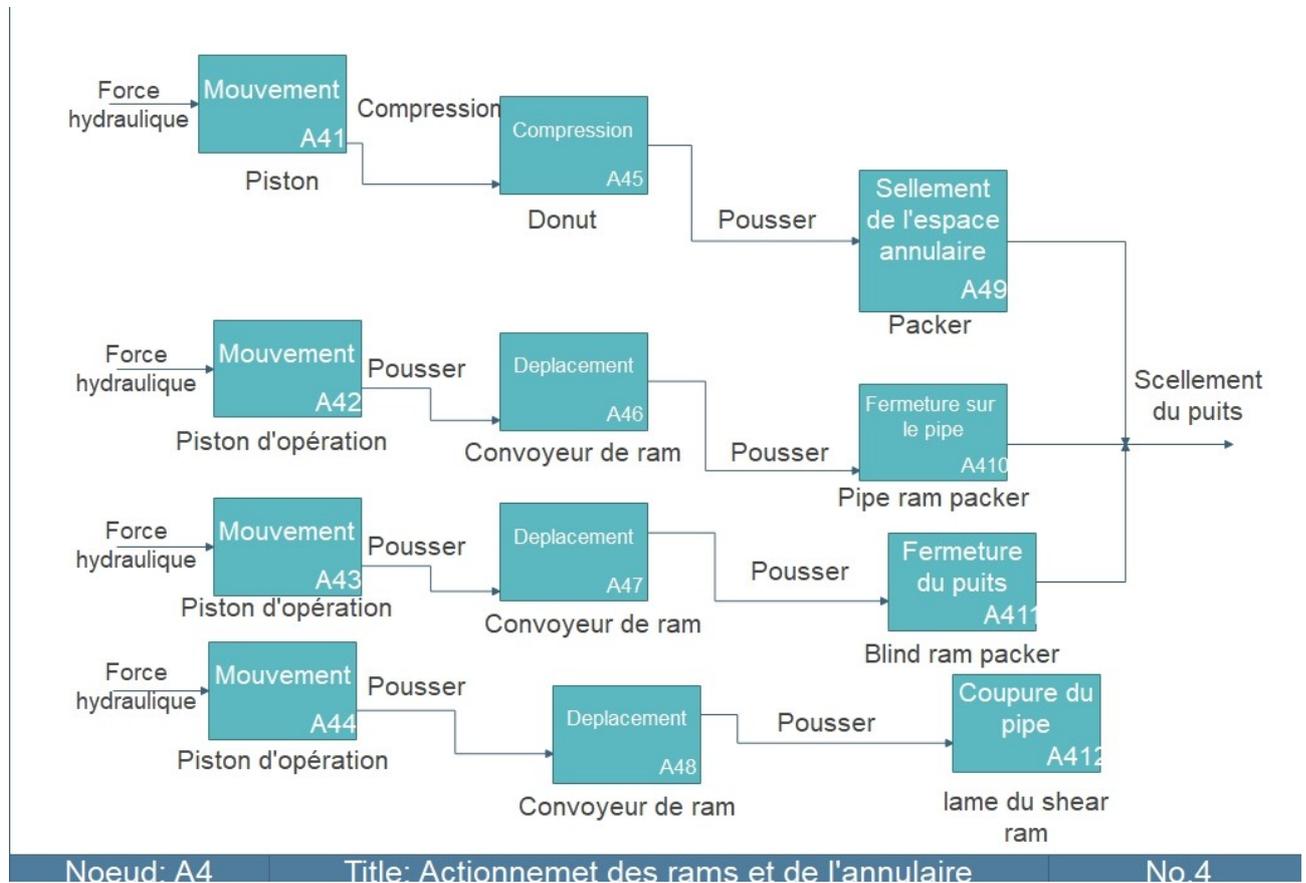


FIG. 4.7 : Diagramme SADT niveau A4

- Fermeture de l'annulaire preventer : Cameron utilise l'annulaire preventer type DL qui peut supporter une pression allant de 2000 à 10000 psi, il est utilisé pour sceller autour de toutes les tailles et formes d'équipements utilisés dans les travaux de puits. La force hydraulique opérante sur le piston au niveau de la chambre de fermeture va causer le mouvement du donut, ce dernier est un anneau métallique qui va exercer une pression sur l'unité packer qui est un dispositif en caoutchouc doté d'une capacité d'étanchéité qui va venir fermer l'espace annulaire entre l'équipement utilisé et le puits.
- Fermeture des rams : Le mécanisme de scellement des rams a le même principe de fonctionnement que celui de l'annulaire, la force exercée sur le piston par le fluide dans les deux chambres d'opérations de chaque côté va le pousser à se déplacer à l'intérieur du cylindre pour pousser à son tour le convoyeur de ram. Le packer est l'élément responsable de l'étanchéité lors la fermeture autour du tuyau dans le pipe ram et le VRB ram et lors la fermeture sans tuyau dans le blind ram, quant au blind ram il ne contient pas de packer mais il contient les lames de cisaillement pour couper le tuyau.

Le top seal est responsable de l'étanchéité à l'intérieur de la cavité pour prévenir la pénétration des fluides à l'intérieur du système hydraulique dans le cas d'une défaillance du packer ou une corrosion du métal de la cavité.

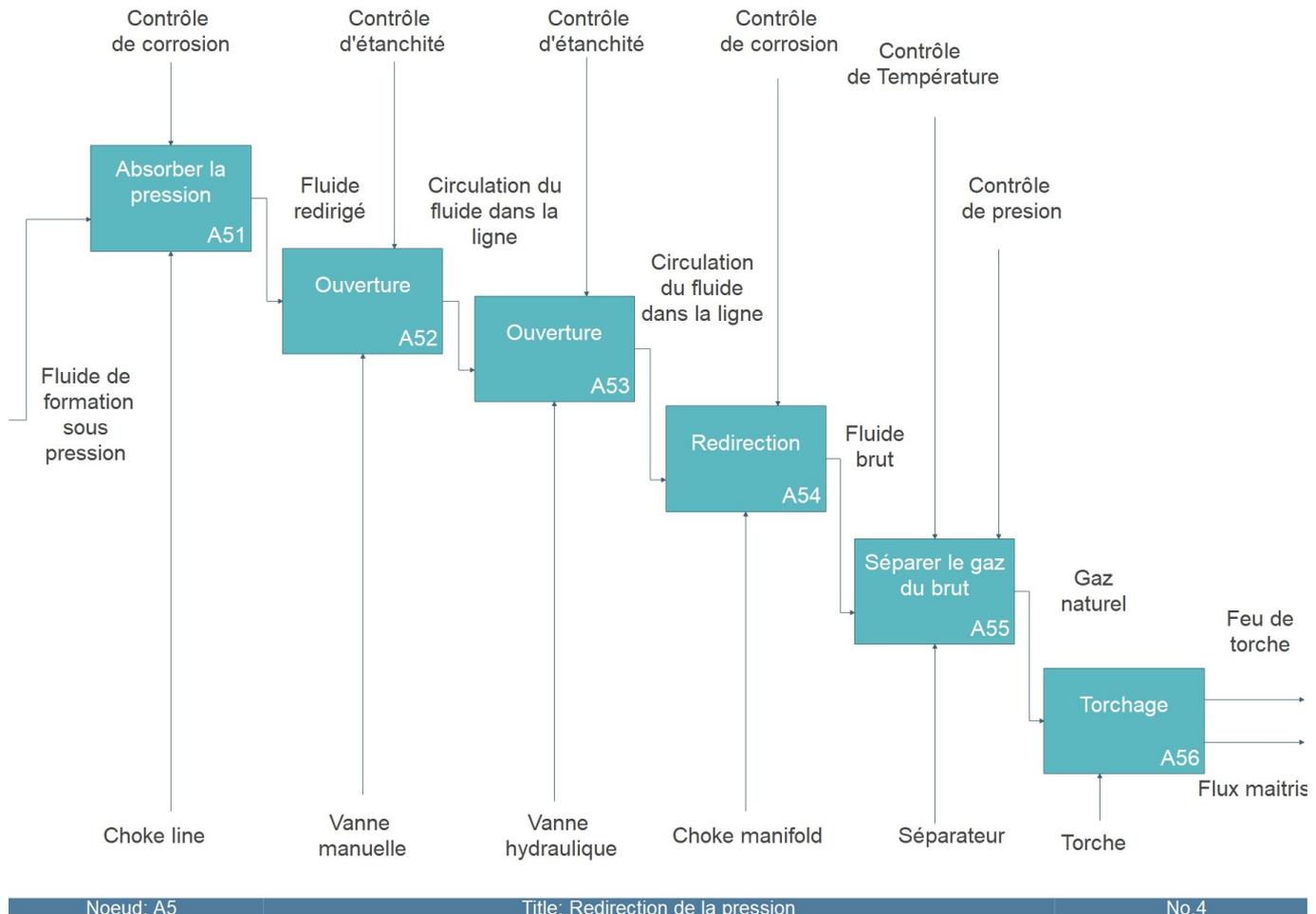


FIG. 4.8 : Diagramme SADT niveau A5

- **Re-direction de la pression** : Après le scellement du puits par le BOP, la pression provenant de ce dernier doit être déviée vers le choke manifold, le niveau A5 illustre le processus :
  - Redirection : La pression provenant du BOP est dirigée vers la ligne « choke line », pour des raisons de sécurité on utilise une vanne manuelle et une vanne hydraulique montées en série [22]. La vanne opérationnelle est la vanne hydraulique quant à la manuelle elle est toujours maintenue en position ouverte et n'est actionner qu'en cas de nécessité.
  - Séparer le gaz du brut : Avec le séparateur, qui est un grand récipient cylindrique ou sphérique, Les fluides provenant du fond de puits sont séparés

en pétrole, gaz et eau. Les séparateurs peuvent être horizontaux ou verticaux et peuvent être classés en séparateurs biphasés et triphasés.

- Torchage : C'est la combustion contrôlée de gaz naturel au moyen d'une cheminée de torche située à une distance sécuritaire des installations de surface et du personnel. Le gaz naturel est brûlé dans le but d'éliminer les vapeurs potentiellement dangereuses et inflammables.

### 4.3 Identification des modes de défaillance et leurs évaluations

#### 4.3.1 Identification des modes de défaillances

A partir des informations collectées précédemment et l'analyse fonctionnelle, nous allons identifier les modes de défaillance de chaque sous-système. Plusieurs composants peuvent avoir le même mode de défaillance, cependant la cause et l'effet de la défaillance peuvent différer d'un composant à un autre. On attribue un numéro d'identification unique à chaque mode de défaillance comme présenté dans le tableau AMDEC (Voir annexe C). L'analyse prend en considération toutes les fonctions spécifiées dans l'API Recommended Practices 53 [23]; à savoir 11 fonctions; que le BOP doit impérativement accomplir. Cependant, le standard cité prend en considération aussi les fonctions accomplies par les composants du BOP utilisé dans les opérations offshore, nous avons donc retenu 8 fonctions principales qui concernent le BOP dans les opérations pétrolières en Algérie qui sont :

- Fermer et sceller le tuyau de forage et permettre la circulation à la demande.
- Fermer et sceller le trou ouvert et permettre les opérations de contrôle volumétrique du puits sur demande.
- Dénuder le train de tiges en utilisant le(s) BOP(s) annulaire(s).
- Accrocher la tige de forage sur un BOP à ram et contrôler le puits de forage.
- Opération contrôlée - Cisaillement de la tige de forage et scellement du puits de forage.
- Opération d'urgence - Cisaillement automatique - Cisaillement de la tige de forage et obturation du puits de forage.
- Faire circuler le puits après le débranchement de la tige de forage.
- Circuler à travers la pile du BOP pour éliminer le gaz retenu.

Chaque défaillance d'un composant ayant pour conséquence le non accomplissement ou l'altération d'une des 8 fonctions est considérée dans le tableau de l'AMDEC. Les modes de défaillances identifiés peuvent engendrer la perte partielle ou totale de l'intégrité du puits.

### 4.3.2 Évaluation des modes de défaillances

Les modes de défaillance identifiés ont été évalué selon trois facteurs : la probabilité, la gravité et la détectabilité de la défaillance sur une échelle de 1 à 5, la multiplication de ses facteurs nous donne la criticité de la défaillance [27].

$$C = P * G * D \quad (4.1)$$

Dans notre étude nous avons utilisé les échelles suivantes :

- **Échelle de probabilité** : La probabilité de l'occurrence donne une estimation sur la fréquence que la défaillance en question survienne dans l'espace-temps.

TAB. 4.5 : Echelle de probabilité d'occurrence de la défaillance

Score	Probabilité
1	Improbable : 1 fois par 100 ans ou moins
2	Faible : entre 1 et 10 fois par 100 ans
3	Modéré : entre 1 et 5 fois par 50 ans
4	Élevé : entre 5 et 10 fois par 50 ans
5	Très élevé : plus d'une fois par an

- **Échelle de gravité** : La gravité désigne le niveau de gravité résultant sur le temps nécessaire pour la réparation de la défaillance.

TAB. 4.6 : Echelle de la gravité d'occurrence de la défaillance

Gravité	Délai de réparation
1	Aucun impact sur la fonction principale du BOP mais une maintenance est requise après la fin de l'opération.
2	Perte partielle de la fonction principale du BOP et arrêt temporaire de quelques heures à une journée sur chantier.
3	Perte partielle de la fonction principale du BOP et arrêt temporaire entre 2 jours à 7 jours.
4	Perte partielle de la fonction principale du BOP entre 8 jours à un mois.
5	Perte totale de la fonction principale du BOP, une réparation majeure est requise dans l'usine du fabricant, délai indéterminé (plusieurs mois)

- **Échelle de détectabilité** : La détectabilité de la défaillance est un facteur qui évalue la probabilité que les activités d'inspection et d'entretien détecte le mode de défaillance avant qu'il n'entraîne une défaillance fonctionnelle.

TAB. 4.7 : Echelle de détectabilité de la défaillance

La non-détectabilité	détectabilité
1	Détection lors d'une simple évaluation visuelle
2	Détection possible avec des détecteurs (pression, niveau...)
3	La défaillance est détectée par des inspections hebdomadaires (checklist, échantillonnage)
4	La défaillance est détectée lors de la maintenance préventive
5	La défaillance est détectée par des tests périodiques (tests de pression hydraulique et hydrostatique)

### 4.3.3 Classement des modes des défaillances selon leurs criticités

Afin de quantifier la criticité d'un mode de défaillance mentionné dans le tableau de l'AMDEC, nous nous référons à la valeur de sa criticité, Les modes de défaillance avec les plus grandes valeurs sont considérés critiques et sont prioritaires.

Afin de classer les défaillances avec l'équipe Cameron nous avons établi la grille de cotation illustré dans le tableau 4.8 [28] :

TAB. 4.8 : Grille de cotation

La criticité	Signification	code couleur
$0 \leq C \leq 30$	Risque tolérable	Vert
$31 \leq C \leq 50$	Risque modéré	Jaune
$51 \leq C \leq 125$	Risque Élevé	Rouge

- Si la criticité est inférieur à 31 cela signifie que le mode de défaillance ne présente pas un niveau de risque considérable.
- Quand la valeur de la criticité est comprise entre 31 et 50 cela signifie que le mode de défaillance n'est pas prioritaire mais peut présenter des incidents à long terme.
- Quand la criticité est supérieur à 50 cela signifie que signifie que le mode de défaillance présente un risque élevé et jugé intolérable.

## 4.4 Résultats de l'Analyse

L'AMDEC nous a permis d'identifier 41 modes de défaillances affectant les fonctions du BOP. Leurs évaluations nous a permit de les classer selon leur criticité, les résultats obtenus sont présentés dans le tableau 4.9 :

TAB. 4.9 : Liste des modes de défaillances mentionnés dans l'AMDEC ainsi que leur criticité

Mode de défaillance		
Identifiant	Description	Criticité
F.2.2.1	Rayures des cavités des rams des deux côtés.	100
F.2.2.3	Rayures des gorges (grooves).	80
F.2.2.2	Corrosion des cavités des rams des deux côtés.	75
F.2.2.4	Non serrage complet et correcte des boulons des bonnets sur le corp.s	64
F.2.1.1	Déformation des joints du système hydraulique.	60
F.2.1.3	Rayures sur cylindres et des pistons, pistons ram changes.	60
F.2.2.5	Formation des bouchons dans les cavités de rams.	60
F.1.1.4	Endommagement des zones d'étanchéité.	48
F.1.3.3	Déformation et déchirure des joints.	48
F.1.1.1	Rayures des gorges (grooves).	48
F.1.2.1	Déformation, vieillissement, décollation.	36
F.2.3.1	Déformation du packer et du top seal.	36
F.2.3.2	Piqûres dans le corps de la ram.	36
F.2.4.2	Piqûres dans le corps de la ram.	36
F.2.3.3	Déformation/coupure des joints.	36
F.1.1.2	Corrosion des gorges (grooves).	32
F.1.2.2	Blocage.	32
F.1.3.1	Corrosion du piston.	32
F.1.3.2	Défaillance du piston.	32
F.2.1.2	Corrosion des composants (piston operating, pistons ram changes, cylindres...)	32
F.2.4.1	Déformation du packer et du top seal.	32
F.2.4.3	Lame de cisaillement endommagée.	24
F.5.13	Les internes (gate seat, seal seat ) endommagés.	24
F.5.1.2	Conduite bouchée.	20
F.3.3.3	Conduite bouchée.	16
F.3.1.3	Contamination de l'huile.	12
F.3.3.2	Altération de la fonction de la pompe.	12
F.3.4.2	Défaillance de transmetteur du niveau de pression/débit (Signal erroné).	12
F.3.5.1	Ouvrir lorsque l'ouverture n'est pas prévue.	12
F.4.1.1	Non émission du signal électrique pour certains vannes ou le BOP.	12
F.5.1.1	Fissure des conduites.	10
F.2.4.4	Lame de cisaillement incapable de couper.	9
F.3.1.2	Mauvaise indication du niveau de l'huile.	9
F.3.3.6	Pas de filtrage en amont de la pompe.	9
F.3.3.6	Défaillance de transmetteur du niveau de	9

TAB. 4.9 : Liste des modes de défaillances mentionnés dans l'AMDEC ainsi que leur criticité

Mode de défaillance		
	pression/débit (perte de signal).	
F.3.3.5	Filtre d'huile bouché.	8
F.1.1.3	Fissure externe.	5
F.3.1.1	Rupture du réservoir.	4
F.3.3.1	Pompe ne démarre pas à l'actionnement.	4
F.3.2.2	Vanne de remplissage endommagée.	3
F.3.2.1	Éclatement de la vessie de nitrogène.	2

Nous notons que le vieillissement et l'usure des composants est la cause la plus fréquente des pannes et affecte principalement les composants consommables comme les joints et les packers.

Un autre facteur important à considérer est l'agressivité des fluides provenant du puits comme le pétrole brut et les refoulements des boues de forage injectées. A cet effet un nettoyage du BOP après chaque chantier est recommandé pour éviter la corrosion des cavités et les perforations, la figure 4.8 ci-dessous représente les résultats des perforations à long terme :



FIG. 4.9 : Perforation de l'intermediate flange

La distribution des pannes d'après l'analyse est illustrée dans la figure 4.9 ci-dessus :

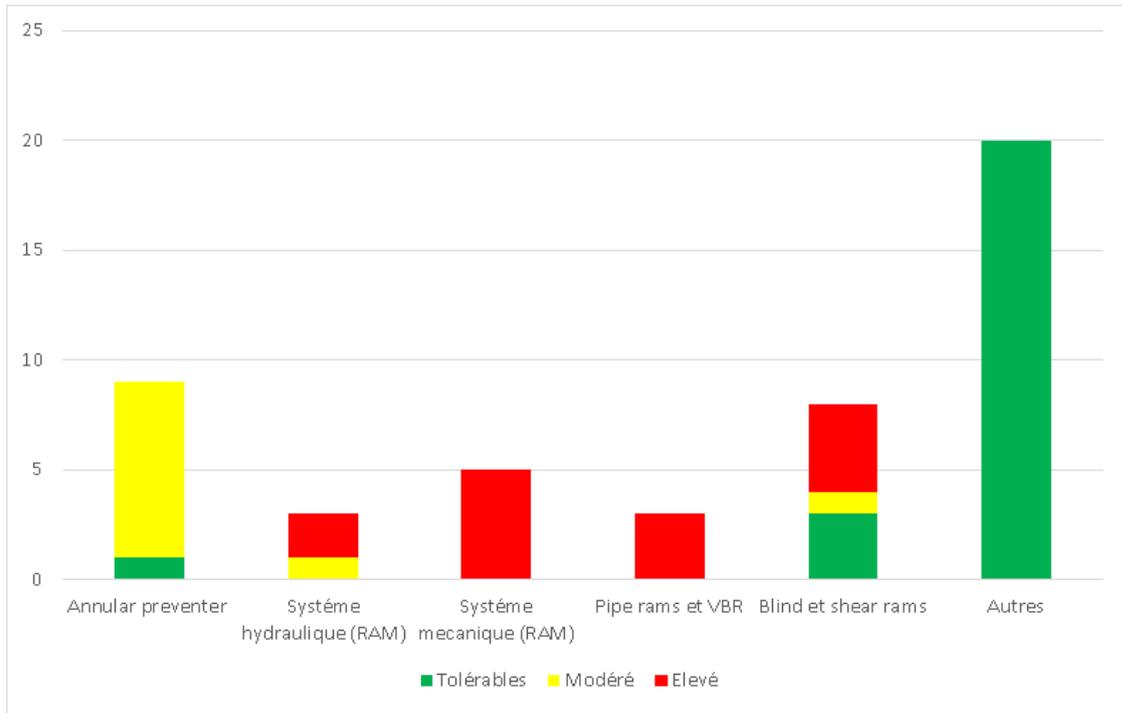


FIG. 4.10 : Diagramme représentant la distribution des modes de défaillances par criticité

D'après ce diagramme on constate que les équipements en amont et en aval du BOP ne sont pas critiques et cela revient aux barrières de sécurité mise en place en cas de défaillance d'un des composants (par exemple la mise en place de plusieurs pompes). Les modes de défaillances ayant une  $C \geq 31$  sont ceux qui affectent les sous-systèmes suivants :

- Annular preventer.
- Système mécanique.
- Système hydraulique des rams
- Pipe rams (et VBR)
- Blind et shear rams.

A cet effet nous allons considérer ces sous-système dans le calcul de la fiabilité présenté dans le chapitre suivant.

## Conclusion

Dans la première partie du chapitre nous avons pu schématiser le fonctionnement du système du BOP ainsi que l'interaction entre ses composants, les composants qui se trouvent amont et ceux en aval à travers l'analyse fonctionnelle par le biais de la méthode SADT. A travers cette analyse nous avons pu voir que le mécanisme d'actionnement du BOP passe d'abord par la détection du flux de surpression ensuite

grâce à l'unité d'accumulateurs une importante énergie hydraulique est produite, cette dernière se transforme en énergie mécanique au niveau de la chambre d'opération du système hydraulique des rams et de l'annulaire afin de sceller le puits.

Le flux de pression une fois redirigé va circuler dans la ligne de choke pour être séparé puis brûlé et la kill line va injecter les boues pour servir de force opposante à la force de pression de formation.

Dans la seconde partie, nous avons extrait les modes de défaillances possibles du BOP et des systèmes adjacents et évaluer chaque mode de défaillance selon les trois critères : probabilité, gravité et détectabilité de la panne et estimer la criticité associé à chaque mode. Nous avons identifié 41 défaillances dont 21 ont été jugé tolérables, 12 à un niveau de risque modéré et 8 présentant un niveau de risque élevé.

## Chapitre 5

### Calcul de la probabilité de défaillance du BOP

## Introduction

Pour les systèmes de sécurité qui ne sont activées que lorsque les limites de tenabilité sont dépassées (Systèmes actionner à la demande) nous nous intéressons aux calculs de la probabilité de défaillance sur demande (PFD). Alors que, pour les fonctions de sûreté qui sont en place continuellement par exemple : le détecteur de fumée, sa probabilité de défaillance dangereuse est exprimée en termes de période donnée généralement par heure, ce mode là est dit continu.

La probabilité de défaillance sur demande indique la probabilité qu'un système ne réponde pas lorsqu'il est sollicité. On appelle probabilité moyenne de défaillance  $PFD_{moy.}$  la probabilité qu'un système ne réponde pas à une demande dans un intervalle de temps donné. Un  $PFD_{moy.}$  de 0,001 signifie qu'en moyenne le système ne sera pas disponible une fois sur 1000 demandes.

Il existe plusieurs lois de distribution pour estimer la probabilité de défaillance tel que : la loi exponentielle, la loi normale, la loi de Weibull, la loi du khi-deux, etc. Dans notre étude nous avons utilisé la loi exponentielle, c'est un loi simple dont le taux de défaillance est constant.

### 5.1 Calcul du PFD

Le BOP fonctionne en mode demande ; par conséquent, le calcul de la probabilité moyenne de défaillance sur demande  $PFD_{moy.}$ , est l'une des techniques qui peut fournir des informations critiques sur la fiabilité et la disponibilité de cette barrière.

Pour un équipement qui est testé sur des intervalles de temps réguliers  $\tau$ , avec un taux de défaillance  $\lambda$ , la densité de probabilité d'une loi exponentielle s'écrit suivant l'équation 5.1 :

$$R(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (5.1)$$

Sa fonction de fiabilité est donnée par la loi montré dans l'équation 5.2 :

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (5.2)$$

La formule du PFD est donnée par l'équation 5.3 [29] :

$$\begin{aligned} PFD_{moy.} &= 1 - \frac{1}{t} \int R(t) dt \\ &= 1 - \frac{1}{\lambda t} (1 - e^{-\lambda t}) \end{aligned} \quad (5.3)$$

En utilisant le développement limité de Taylor, on simplifie le terme exponentiel de l'équation 5.2, nous obtenons l'équation 5.4 suivante :

$$PFD_{moy.} = 1 - \frac{1}{t} \left( \lambda t - \frac{(t\lambda)^2}{2} + \frac{(t\lambda)^3}{3!} - \frac{(t\lambda)^4}{4!} + \dots + \frac{(t\lambda)^n}{n!} \right) \quad (5.4)$$

Si  $\lambda t < 10^{-2}$  on peut utiliser la simplification illustrée dans l'équation 5.5 :

$$-\frac{(t\lambda)^2}{2} + \frac{(t\lambda)^3}{3!} - \frac{(t\lambda)^4}{4!} + \dots + \frac{(t\lambda)^n}{n!} = 1 - \frac{(t\lambda)^2}{2} \quad (5.5)$$

Après simplification de l'équation 5.3 on obtient l'équation 5.6 suivante :

$$\begin{aligned} PFD_{moy.} &= 1 - \frac{1}{t\lambda} \left( t\lambda - 1 - \frac{t\lambda}{2} \right) \\ &= \frac{t\lambda}{2} \end{aligned} \quad (5.6)$$

Pour  $t = \tau$  on obtient la formule :

$$PFD_{moy.} = \frac{\tau\lambda}{2} \quad (5.7)$$

Pour l'application de la formule figurant dans l'équation 5.7, il faudrait passer par le calcul du taux de défaillance  $\lambda$  associé à chaque composant critique identifié dans le chapitre précédent, une fois calculé on utilisera le bloc de diagramme de fiabilité pour extraire la formule du  $PFD_{moy.}$  du BOP.

## 5.2 Le Bloc Diagramme de Fiabilité

Le bloc diagramme de fiabilité (BDF) est une technique d'analyse graphique utilisé en sûreté opérationnelle pour représenter l'état de fonctionnement d'un système en fonction de l'état de fonctionnement de ses composants, il exprime le système concerné comme suite d'un certain nombre de composants conformément avec leur relation logique de fiabilité. Les connections en série représentent la logique « et » des composants, et les connections parallèles représentent la logique « ou ». Le diagramme est lu du nœud gauche au nœud le plus à droite, il y a plusieurs chemins qui sont les conditions de bon fonctionnement du système. En cas de défaillance d'un composant, la connexion correspondante sera considérée comme non opérationnelle.

A moins que des défaillances de composants se produisent, le système continue de fonctionner avec succès jusqu'à ce qu'il n'y ait aucun chemin valide à partir de l'extrême gauche nœud à celui de droite composée de connexions disponibles.

La probabilité de défaillance du système peut être calculée selon les principes probabilistes.

### 5.2.1 Schématisation du BDF du système

L'analyse fonctionnelle effectuée lors de l'analyse du diagramme SADT nous a permis de décortiquer le fonctionnement du système du BOP ainsi que les fonctions en son amont et son aval, par la suite nous avons cité les risques liés à chaque composant ainsi que leur criticité associée dépendante de la probabilité, de la gravité et de la détectabilité de la défaillance en question.

Dans cette partie nous allons schématiser l'enchaînement logique des composants présentant les pannes les plus critiques affectant la fonction du BOP ainsi que leurs redondance.

Afin de construire le BDF du système, il faut d'abord déterminer le type d'empilement utilisé dans les régions où nos échantillons opèrent (Hassi Messaoud et Hassi Berkine). En effet, dans ces deux régions la pression peut atteindre jusqu'à 10000 psi cela signifie

que le BOP utilisé doit être de la classe de 10k, comme montré dans le tableau 4.2. Le chapitre précédent nous avait permis de montrer que plusieurs configurations d'empilement d'un BOP étaient possibles, mais dans la suite de notre étude, seule la troisième configuration fera l'objet d'une schématisation BDF, comme le montre la figure 5.1

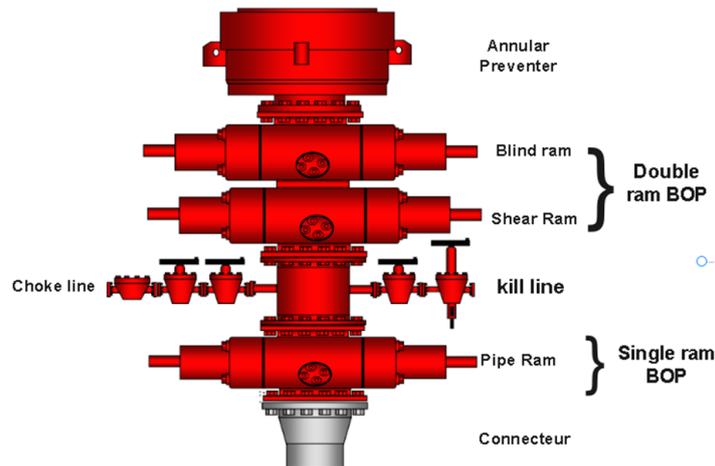


FIG. 5.1 : Cameron BOP

D'après le type d'empilement choisi, le BDF du système est illustré dans la figure 5.2 :

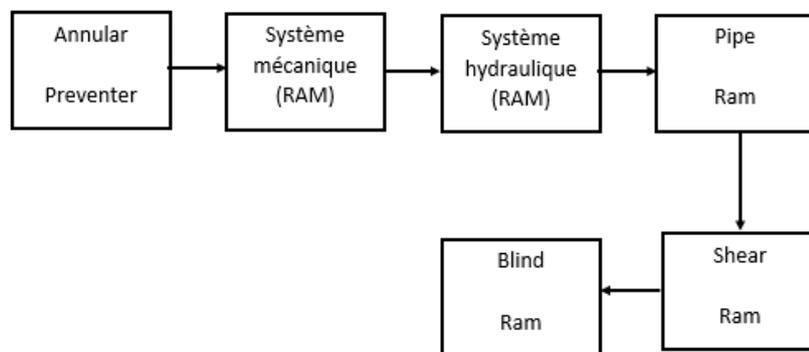


FIG. 5.2 : Schématisation du BDF du BOP avec l'empilement choisi

### 5.3 Caractéristiques des régions de forage

Les échantillons pris en considération dans le calcul de  $PFD_{moy}$  ont opéré principalement dans les deux régions suivantes[30] :

- Hassi Messaoud.
- Hassi Berkine.

La figure 5.3 illustre la localisation des deux régions sur carte :

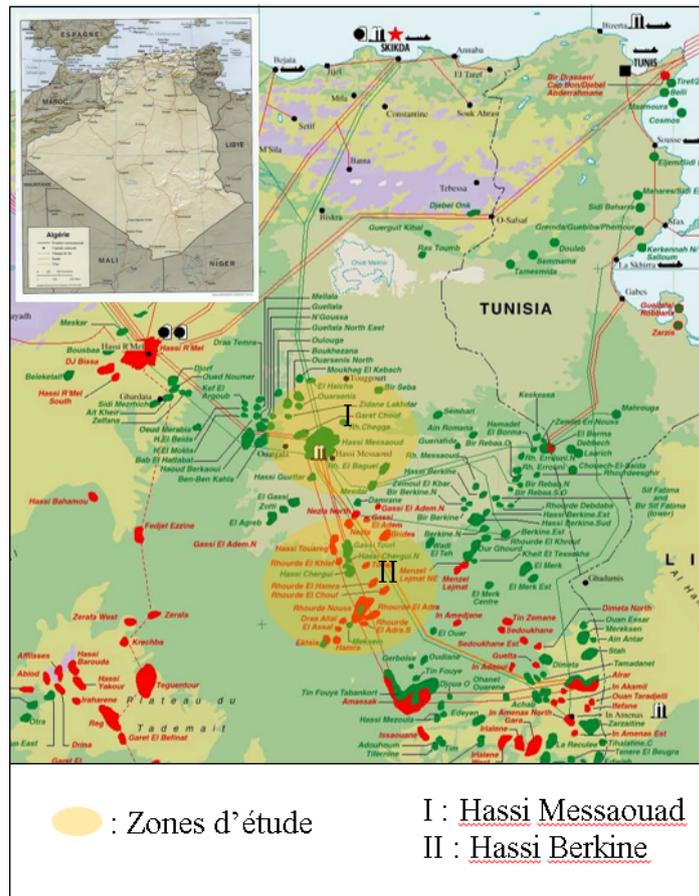


FIG. 5.3 : Situation des zones d'études

Dans ce qui suit nous allons présenter les caractéristiques des deux régions.

### 5.3.1 Région de Hassi Messaoud

#### Situation géographique

La zone de Hassi Messaoud (HMD) située au nord du bassin de Berkine, est le plus grand gisement de pétrole en Algérie et de tout le continent africain. Le champ de HMD se trouve à environ 850 kilomètres au sud d'Alger, à 280 kilomètres au sud du champ de gaz condensât de HassiR'Mel et à 350 kilomètres à l'ouest de la frontière tunisienne.

#### Caractéristiques des réservoirs

Les réservoirs se trouvant dans les deux régions présentent des caractéristiques similaires qui sont présentées dans le tableau 5.1 :

TAB. 5.1 : Caractéristiques des réservoirs se trouvant dans la Région de HMD

Profondeur du réservoir	3600 m
Pression lors du forage	4000 à 6000 psi
Présence des réservoirs de gaz naturel	Peu présent
Présence de H <sub>2</sub> S	Non

### 5.3.2 Région de Hassi Berkine

#### Situation géographique

Le bassin de Berkine se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss. Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale.

#### Caractéristiques des réservoirs

les réservoirs se trouvant dans la région de Hassi Berkine présentent des caractéristiques similaires qui sont présentés dans le tableau 5.2 :

TAB. 5.2 : Caractéristiques des réservoirs se trouvant dans la Région de Hassi Berkine

Profondeur du réservoir	5000 m
Pression lors du forage	8000 à 10000 psi
Présence des réservoirs de gaz naturel	très présent
Présence de H <sub>2</sub> S	Non

Nous constatons, à partir des tableaux 5.1 et 5.2, que les réservoirs de la région de Berkine ont une plage de pression plus élevée que celle de la région de HMD lors des opérations de forages et cela revient à la profondeur importante des puits mais aussi à la présence et de poche de gaz dans les réservoirs.

## 5.4 Données pratiques

### 5.4.1 Calcul du $PFD_{moy.}$ de chaque sous-système

L'analyse a été conduite sur 8 BOP opérant avec l'empilement cité précédemment, les données du tableau 5.3 appartiennent à un client de Cameron propriétaires de ces BOP. Les résultats de calcul des PFD de chaque composant sont affichés dans le tableau 5.3 figurant ci-dessous :

TAB. 5.3 : Résultats des calculs des PFD des composants de chaque échantillon

Composants	$\tau$ (jours)	BOP 1			BOP 2		
		MTBF	Taux de défaillance $10^{-3}$ (Jours $^{-1}$ )	PFD $_{moy.}$	MTBF	Taux de défaillance $10^{-3}$ (Jours $^{-1}$ )	PFD $_{moy.}$
Annular preventer	21	505	1,98	0,0207	480	2,08	0,0218
Sys mec (ram)	21	587	1,70	0,0178	518	1,93	0,0202
Sys Hyd (ram)	21	471	2,12	0,0222	480	2,08	0,0218
Pipe ram	21	370	2,70	0,0283	441	2,26	0,0238
Shear ram	30	864	1,15	0,0173	930	1,07	0,0161
Blind ram	21	617	1,62	0,0170	444	2,25	0,0236
Composants	$\tau$ (jours)	BOP 3			BOP 4		
		MTBF	Taux de défaillance $10^{-3}$ (Jours $^{-1}$ )	PFD $_{moy.}$	MTBF	Taux de défaillance $10^{-3}$ (Jours $^{-1}$ )	PFD $_{moy.}$
Annular preventer	21	394	2,53	0,0266	214	4,67	0,0490
Sys mec (ram)	21	522	1,91	0,0201	316	3,16	0,0332
Sys hyd (ram)	21	509	1,96	0,0206	203	4,93	0,0517
Pipe ram	21	428	2,33	0,0245	441	2,26	0,0238
Shear ram	30	1012	0,98	0,0148	613	1,63	0,0244
Blind ram	21	612	1,63	0,0171	721	1,84	0,0145
Composants	$\tau$ (jours)	BOP 5			BOP 6		
		MTBF	Taux de défaillance $10^{-3}$ (Jours $^{-1}$ )	PFD $_{moy.}$	MTBF	Taux de défaillance $10^{-3}$ (Jours $^{-1}$ )	PFD $_{moy.}$
Annular preventer	21	712	1,40	0,0147	813	1,23	0,0129
Sys mec (ram)	21	512	1,95	0,0205	521	1,91	0,0201
Sys hyd (ram)		610	1,63	0,0172	522	1,91	0,0201
Pipe ram	21	521	1,91	0,0201	812	1,23	0,0129
Shear ram	30	1132	0,88	0,0132	921	1,08	0,0162
Blind ram	21	712	1,40	0,0147	744	1,34	0,014
Composants	$\tau$ (jours)	BOP 7			BOP 8		
		MTBF	Taux de défaillance $10^{-3}$ (Jours $^{-1}$ )	PFD $_{moy.}$	MTBF	Taux de défaillance $10^{-3}$ (Jours $^{-1}$ )	PFD $_{moy.}$
Annular preventer	21	831	1,20	0,0126	638	1,56	0,0164
Sys mec (ram)	21	621	1,61	0,0169	739	1,35	0,0142
Sys hyd (ram)	21	455	2,19	0,0230	674	1,48	0,0155
Pipe ram	21	412	2,41	0,0254	939	1,06	0,0111
Shear ram	30	713	1,40	0,0210	962	1,03	0,0155
Blind ram	21	602	1,66	0,0174	591	1,69	0,0177

Les résultats obtenus dans le tableau 5.3 nous permettent de constater que la condition  $\lambda\tau < 10^{-2}$  est vérifiée pour tous les composants donc l'utilisation de l'équation 5.7 est justifiée. Nous remarquons que les Shear ram ont un MTBF élevé et cela car leur utilisation est la plus restreinte, en effet la procédure de coupure du pipe n'est utilisée qu'en situation d'extrême urgence par contre il ne présente pas la probabilité de défaillance sur demande minimale et cela est dû à l'importance de la durée entre les tests de bon fonctionnement qui est de 30 jours comparé aux autres composants qui est de 21 jours.

En outre, le système hydraulique présente une probabilité de défaillance sur demande la plus importante (en moyenne) et cela revient à sa sollicitation dans la plupart des fonctions du BOP mais aussi car il contient des composants consommables comme les joints d'étanchéité qui se dégradent rapidement avec l'usage comme mentionné dans le tableau de l'AMDEC et par conséquent peuvent provoquer des pannes qui nécessitent un arrêt de production.

### 5.4.2 Calcul du $PFD_{sys.}$ de chaque échantillon

D'après le diagramme de fiabilité illustré dans la figure, tous les composants sont disposés en série ce qui implique qu'une défaillance d'un seul composant entraînera la non accomplissement de la mission du BOP et donc le système sera considéré en état de panne.

Les normes CEI 61508 [31] et CD CEI 62061 [32] proposent pour le calcul du  $PFD_{sys.}$  pour les sous-systèmes disposés en série l'équation suivante 5.8 :

$$PFD_{sys.} = \sum PFD_{moy.} \quad (5.8)$$

A cet effet le calcul des  $PFD_{moy.}$  de chaque échantillon est présenté dans le tableau 5.4 affiché ci-dessous :

TAB. 5.4 : Résultats de calcul des  $PFD_{sys.}$  des BOP étudiés

BOP	Région	$PFD_{sys.}$
1	Hassi Berkine	0,1233
2		0,1273
3		0,1237
4		0,1966
5	Hassi Messaoud	0,1004
6		0,0962
7		0,1163
8		0,0904

D'après les résultats affichés dans le tableau 5.4 nous notons une valeur minimale de  $PFD_{sys.}$  de 0,0904 pour le BOP N° 8 opérant dans la région de HMD et une valeur maximale de 0,1966 pour le BOP N° 4 opérant dans la région de Hassi Berkine tandis que les autres échantillons ont des valeurs de 0,1233 et 0,1273 et 0,1237 pour les numéros 1, 2 et 3 respectivement ayant opéré dans la région de Hassi Berkine et des

valeurs de 0,1004 et 0,962 et 0,1163 pour les échantillons 5, 6 et 7 et une moyenne de 0,1218 pour les 8 échantillons étudiés.

Un  $PFD_{sys}$  de valeur 0.12 signifie qu'en moyenne le BOP à 12% de chance de présenter une défaillance dans un des composants traités lors du calcul qui engendrera le non accomplissement d'une de ses fonctions principales.

Les résultats des calculs sont illustrés dans le diagramme illustré dans la figure 5.4 ci-dessous :

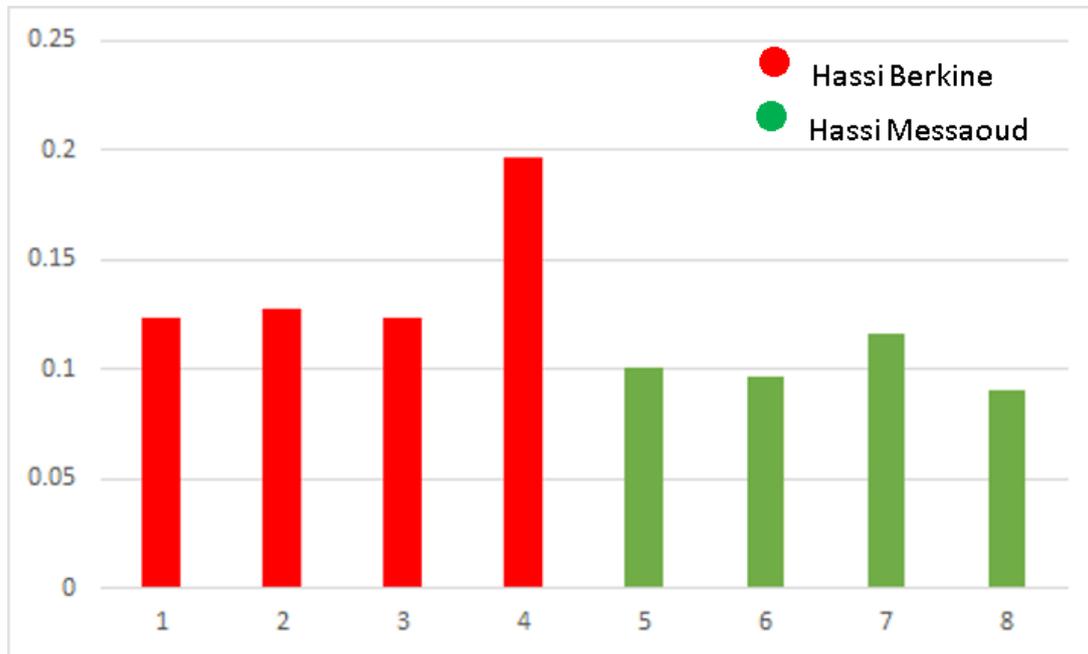


FIG. 5.4 : Schématisation du BDF du BOP avec l'empilement choisi

A partir du diagramme 5.4, nous remarquons que les BOP opérant dans la région de Hassi Berkine présentent des valeurs de PFD relativement élevés avec une valeur maximale de 0,1966 pour l'échantillon 4 et une valeur minimale de 0,1233 pour l'échantillon 1 et une moyenne de 0,1427 tandis que les échantillons ayant opéré dans la région de HMD marquent une valeur de  $PFD_{sys}$  maximale de 0,1163 et une valeur minimale de 0,0903 et une moyenne de 0,1008

Cette variation des résultats est due à la différence des caractéristiques des deux régions, en effet les BOP ayant opéré dans la région de Hassi Berkine ont tendance à présenter des pannes de façon plus récurrente à cause de la pression élevée qui peut dépasser les 8000 psi comparé à la région de HMD mais aussi car le chantier de forage de Hassi Berkine dure plus longtemps principalement pour la profondeur importante des réservoirs qui peut atteindre les 5000m.

De plus, la région de Hassi berkine connaît des tempêtes de sables de façon plus fréquente que HMD ce qui favorise la pénétration des débris de sables dans les conduites lors de la maintenance qui causeront plus tard des défaillances au niveau des gorges.

### Conclusion

Dans ce chapitre nous avons pris en considération les composants qui peuvent présenter des pannes jugées critiques par la méthode AMDEC puis nous avons calculé leur probabilité de défaillance sur demande pour 8 échantillons collectés dans les régions de Hassi Messaoud et de Hassi Berkine, en utilisant la formule donnée dans l'équation 5.8. Elle dépend essentiellement du taux de défaillance du composant et de l'intervalle de temps de bon fonctionnement entre deux tests consécutifs. Nous avons par la suite calculé la probabilité de fonctionnement sur demande moyenne  $PFD_{moy}$  du système complet à l'aide du bloc diagramme de fiabilité (BDF) afin de connaître la dépendance des éléments du BOP entre eux.

Les résultats ont montré que le BOP de Cameron utilisé dans le forage et opérant dans les régions sahariennes de l'Algérie a un  $PFD_{sys}$  de 0.1217 ce qui veut dire qu'il est fiable dans 89% des cas. En plus, les résultats des calculs ont aussi montré que la fiabilité de l'équipement pourrait être influencé par les conditions d'opération de ce dernier, en d'autres termes, un BOP opérant dans une région ayant des conditions agressives comme Hassi Berkine va présenter une vitesse de dégradation plus importante qu'un même BOP opérant dans une région à une pression ou profondeur moins importante.

# Conclusion générale

Ce travail est effectué dans le cadre d'évaluer et quantifier la fiabilité de l'équipement de sécurité et la dernière barrière du puits : le BOP, particulièrement lors des opérations de forages dans les régions sahariennes de l'Algérie.

Nous avons répondu à la problématique avec une méthodologie basée sur trois axes :

- Le premier axe consiste à la décomposition du process de forage pour élaborer une analyse des risques conduisant au blowout par la méthode de l'arbre de défaillances. À l'issue de cette analyse nous avons déterminé que le blowout dans les opérations de forage pourrait subvenir principalement de la rencontre de deux facteurs qui sont :
  - La défaillance du système du BOP.
  - La défaillance du système d'alimentation des boues de forage.
- Le deuxième axe consiste en une analyse des modes de défaillances du BOP. Nous avons procédé d'abord par une analyse fonctionnelle du système de contrôle du flux de surpression en décomposant le système en plusieurs éléments qui opèrent en coordinations. Cette partie a démontré que :
  - Le BOP dépend des systèmes en son amont et son aval pour pouvoir accomplir sa mission.
  - Le processus de contrôle de puits est une interaction de plusieurs composants et équipements.
  - Plusieurs systèmes fonctionnent en redondance pour assurer la prévention en cas de pannes.
  - Le système hydraulique du BOP est la pièce maîtresse dans ce dernier car il permet la transformation de l'énergie hydraulique fournit par l'unité de circulation en énergie mécanique capable d'actionner les rams et sceller le puits.

Une fois le système décortiqué, nous avons procédé à l'analyse des modes de défaillances de chaque composant et nous avons attribuer un score pour le risque de chaque mode en tenant compte de la probabilité, gravité et détectabilité de la panne en question. Les modes de défaillances ont été classés par la suite par degré de criticité.

L'analyse a démontré que le système pourrait présenter :

- 21 pannes avec un risque tolérables.

## Conclusion générale

---

- 12 pannes avec un risque modéré.
- 8 pannes avec un risque élevé.

Les composants présentant au moins un risque modéré sont :

- L'annular preventer.
- Système hydraulique des rams.
- Système mécanique des rams.
- Pipe rams et VBR.
- Blind rams et shear rams.

Ces derniers ont été retenus et ont été considérés comme composants critiques qui feront l'objet de l'étude de fiabilité.

- Le troisième axe est la partie du calcul de la probabilité de défaillances sur demande (PFD) du BOP, puisque les composants jugés critiques sont disposés en série dans le bloc diagramme de fiabilité. Nous avons jugé qu'une défaillance d'un composant pourrait engendrer le non accomplissement de la mission du BOP. Nous avons procédé par le calcul de PFD de chaque composant des 8 échantillons choisis et déterminé par la suite le PFD de chaque échantillon. Nous avons constaté ce qui suit :
  - En considérant les hypothèses posées, le BOP a une fiabilité moyenne de 89%.
  - La fiabilité du BOP est influencée par ses conditions d'opérations.
  - Les réservoirs contenant des poches de gaz naturel favorisent la dégradation de certains composants et par conséquent peuvent influencer le niveau de fiabilité.

Dans le cadre de ce projet, nous avons effectué cette étude technique complète allant de l'identification et l'analyse des risques jusqu'à l'estimation de la fiabilité de l'équipement et les facteurs qui l'influencent, en développant une méthodologie qui nous a permis de répondre à la problématique posée.

# Bibliographie

- [1] Kristen Stanley. Incidents associated with oil and gas operations [microform]. 2001.
- [2] Elisabeth Drægebø. Reliability analysis of blowout preventer systems. *Norwegian University of Science and Technology, Marine Technology*, 2014.
- [3] myhub.slb.com, réseau intranet de schlumberger, 2022. Visitée en mars 2022.
- [4] Olivier Le Peuch. Organisation de slb. <https://www.slb.com/newsroom/presentations/2020/le-peuch-speaks-at-cowen-2020-energy-conference>, 2020.
- [5] Valentin Vandenbussche, Anders Bergsli, Havard Brandt, TR Nissen-Lie, and OW Brude. Well-specific blowout risk assessment. In *International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. OnePetro, 2012.
- [6] INERS. Les enseignements de l'accidentologie liée à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. *Rapport d'étude*, DRS-15-149641-02735A, 2015.
- [7] Risk assessment data directory blowout frequencies. *IOGP*, 434-02, 2019.
- [8] Jan-Erik Vinnem, Willy Røed, et al. Offshore risk assessment vol. 1. *Principles, Modelling and Applications of QRA Studies*, 2014.
- [9] KSU ECE. Fault tree analysis (fta). 2013.
- [10] Bill Vesely. Fault tree analysis (fta) : Concepts and applications. *NASA HQ*, 2002.
- [11] Olivier IDDIR. Études des dangers : arbre de défaillances (méthode d'analyse détaillée des risques adr). 0535, 20 mai 2014.
- [12] Fahim Ahmed. *Using structured analysis and design technique (SADT) for simulation conceptual modelling*. PhD thesis, Loughborough University, 2016.
- [13] Abdelkader Bouti and Daoud Ait Kadi. A state-of-the-art review of fmea/fmecc. *International Journal of reliability, quality and safety engineering*, 1(04) :515–543, 1994.
- [14] Techniques d'analyse de la fiabilité du système - procédure d'analyse des modes de défaillance et de leurs effets (amde). 60812, 2006.
- [15] N SIDOROV. Forage et exploitation des puits de pétrole et de gaz. page 383, 1998.

- [16] J SZEZUKA. Forage dirigé ingénierie et méthodes. page 251, 2004.
- [17] J. NGUYEN. Technique d'exploitation pétrolière : Le forage. page 378, 1993.
- [18] Nima Khakzad, Faisal Khan, and Paul Amyotte. Quantitative risk analysis of offshore drilling operations : A bayesian approach. *Safety science*, 57:108–117, 2013.
- [19] Lasse Berg Andersen. Stochastic modelling for the analysis of blowout risk in exploration drilling. *Reliability Engineering & System Safety*, 61(1-2) :53–63, 1998.
- [20] MUHAMMED ELSALIH. Probabilistic risk assessment of offshore blowouts. Master's thesis, Middle East Technical University, 2021.
- [21] ENSPM. Équipement de contrôle de venue formation industrie — ifp training. 2006.
- [22] INERS. Document de synthèse relatif à une barrière de sécurité sur les installations de forage d'hydrocarbures onshore bloc obturateur de puits (bop). *Rapport d'étude*, N°DRA-18-171525-10838C, 2019.
- [23] API. Recommended practices (rp) 53 for blowout prevention equipment systems for drilling wells, 1997.
- [24] WJ Kandel and DJ Streu. A field guide for surface bop equipment inspections. In *IADC/SPE Drilling Conference*. OnePetro, 1992.
- [25] CAMERON. Bop and riser recertification oem recertification for maximized asset life.
- [26] SCHLUMBERGER. Well control standard.
- [27] Lefayet Sultan Lipol and Jahirul Haq. Risk analysis method : Fmea/fmeca in the organizations. *International Journal of Basic & Applied Sciences*, 11(5) :74–82, 2011.
- [28] Safaa El Marnissi, Zoubida Khomsi, Allou Kassy Raymond Sylvestre, Jaouad El Harti, Jamal Taoufik, Aicha Chaibi, Loubna Benamar, and Rabia Bayahia. Analyse du risque infectieux autour du patient dans l'unité d'hémodialyse de l'hôpital ibn sina de rabat par application de la méthode d'analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité. *Néphrologie & Thérapeutique*, 16(2) :105–117, 2020.
- [29] Marvin Rausand. *Reliability of safety-critical systems : theory and applications*. John Wiley & Sons, 2014.
- [30] Maghreb hydrocarbures. <https://www.populationdata.net/cartes/maghreb-hydrocarbures/>, 2017. [Consultée avril 2022].
- [31] Lefayet Sultan Lipol and Jahirul Haq. Norme cei 61508, sécurité fonctionnelle des systèmes électriques / électroniques / électroniques programmables relatifs à la sécurit. *Commission Electrotechnique Internationale, Genève, Suisse.*, page Parties 1 à 7, octobre-2010.
- [32] Pascal Lamy. *Probabilité de défaillance dangereuse d'un système : explications et exemple de calcul*. PhD thesis, Institut National de Recherche et de Sécurité (INRS), 2002.

**Annexe A**

**Test de pression**

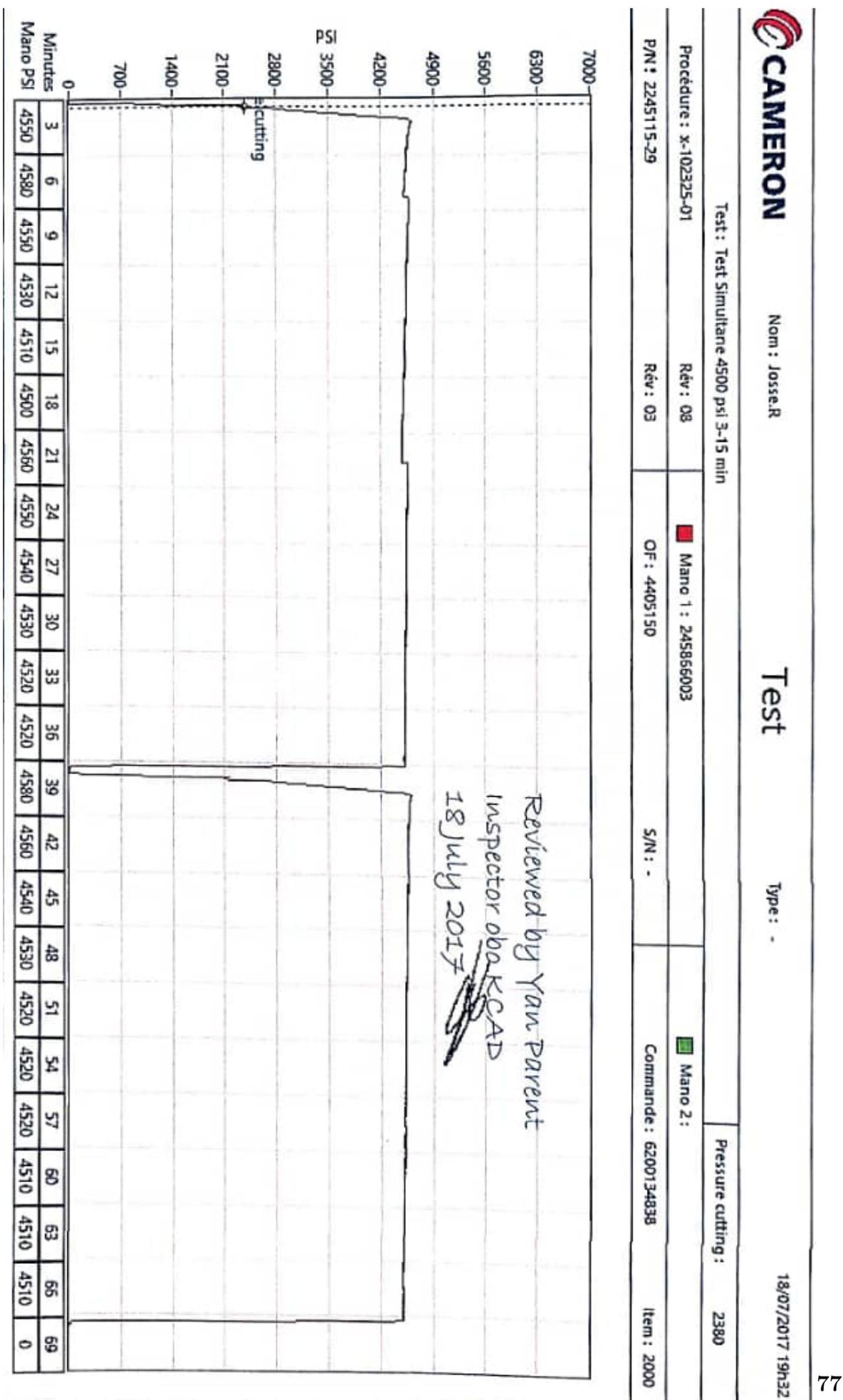


FIG. A.1 : Test de pression



"No one gets hurt, nothing gets harmed"

**TEST REPORT BOP**

BOP U 13-10K DBL FLG TB QPQ 625 T20 BF      P/N: 2245115-29 REV 03

Customer: **KCAD**      SO: **6200134838**      IT: **2000**      S/N: **4405150**

**1- TEST OPERATING FOR OPEN/CLOSE RAMS**

Operating fluid: **EPF**      3 cycles open/close  
 Top  Bottom       Tested by: **NAFTOUH**

**2- BODY TEST**

Pressure test: **15 000 psi**      Purge  ok      Test  ok      Bunker  8960  8961      Tested by: **NAFTOUH**  
 Time: **3+15 min**

**3- OPERATING SYSTEM TEST**

		Proof test	Pressure test	Time	Right	Left
TOP	CAMERON-BLIND	Close, open ports pressure	4 500 psi	3+15 min	<input checked="" type="checkbox"/> ok	<input checked="" type="checkbox"/> ok
	Bunker <input checked="" type="checkbox"/> 8960 <input type="checkbox"/> 8961	Close port pressure	3 000 psi	3+15 min	<input checked="" type="checkbox"/> ok	<input checked="" type="checkbox"/> ok
	Tested by: <b>NAFTOUH / JOSSE</b>	Open port pressure	3 000 psi	3+15 min	<input checked="" type="checkbox"/> ok	<input checked="" type="checkbox"/> ok
BOTTOM	CAMERON-SHEAR	Close, open ports pressure	4 500 psi	3+15 min	<input checked="" type="checkbox"/> ok	<input checked="" type="checkbox"/> ok
	Bunker <input checked="" type="checkbox"/> 8960 <input type="checkbox"/> 8961	Close port pressure	3 000 psi	3+15 min	<input checked="" type="checkbox"/> ok	<input checked="" type="checkbox"/> ok
	Tested by: <b>JOSSE / NAFTOUH</b>	Open port pressure	3 000 psi	3+15 min	<input checked="" type="checkbox"/> ok	<input checked="" type="checkbox"/> ok

**4- RAM TIGHTNESS TEST**

		Proof test	Pressure test	Time	Test	if VBR second size
TOP	CAMERON-BLIND	Break in test	psi		<input type="checkbox"/> ok	
	Bunker <input checked="" type="checkbox"/> 8960 <input type="checkbox"/> 8961	LP pressure (locking mode)	200/300 psi	10 min	<input checked="" type="checkbox"/> ok	<input type="checkbox"/> ok
	Tested by: <b>NAFTOUH</b>	HP pressure (locking mode)	10 000 psi	10 min	<input checked="" type="checkbox"/> ok	<input type="checkbox"/> ok
BOTTOM	CAMERON-SHEAR	Break in test	psi		<input type="checkbox"/> ok	
	Bunker <input checked="" type="checkbox"/> 8960 <input type="checkbox"/> 8961	LP pressure (locking mode)	200/300 psi	10 min	<input checked="" type="checkbox"/> ok	<input type="checkbox"/> ok
	Tested by: <b>JOSSE</b>	HP pressure (locking mode)	10 000 psi	10 min	<input checked="" type="checkbox"/> ok	<input type="checkbox"/> ok

Yan PAULEN  
 Responsable  
 On Behalf of: **KCAD**  
 Date: **24 JUL 2017**

**5- REMARKS**

LOCKING CYCLING TEST:  ok      DRIFT TEST **S/N: F 2916-2-11**  ok  
 SHEAR TEST      Pipe:      Size:      Grade:       ok

Visual Inspection after test	Controlled by:	Comments: <b>HAMEL DAMIEN-BAT 1</b> TEL: +336 42 51 54 54 DAMIEN.HAMEL@C-A-M.COM
Cavities <input checked="" type="checkbox"/> ok	<b>Hermier</b> <b>Ramos.</b>	
Seals, seal groove <input checked="" type="checkbox"/> ok		
Operating pistons, shaft and button <input checked="" type="checkbox"/> ok		
Ram change piston shaft <input checked="" type="checkbox"/> ok		

Test are certified in accordance with procedure: X-102325-01 REV 08

F-00978-1-CAMF-12-A

FIG. A.2 : Rapport d'inspection

**Annexe B**

**Inspection visuelle**



## PENETRANT & VISUAL TEST REPORT

Procès Verbal/Report N° : P036502		RGR : BEZ-106	OA/OF : 0004412069
P/N : 2245094-02	REV : 12	Part :	Item OA :
BODY U BOP 13-10K BX-159 DBL FLG 625 T20		Location :	Serial N° : 112145466
Repaired area	Material :	Root OA/OF :	Dash N° :
X-G25 / AISI 4130	Size : 13	1	
PWHT : N/A	Type : M	Surface	
condition : Grinding	Procedure		
Reference : X-008062 Rev 21 X-008060 Rev 06	Acceptance	Quantity : 1	
stand.QP : QP-000803-20 REV07		Code : API 16A	
Test result : No recordable indication.			
Accepted : YES	Rejected : NO	NCR N° : 210201292	
<b>PENETRANT</b>			<b>REMOVER PRODUCT</b>
Type : COLORED	Type : SCRAP OF	<b>DEVELOPER</b>	
Mark : BABB CO	Mark : PAPER	Type : WHITE	
Ref. : DP 55	Ref. :	Mark : BABB CO	
Lot N° : 12584		Ref. : D100	
		Lot N° : 20415	
<b>PREVIOUS REMOVE</b>			
Product :	Mark :		
Drying Mode :	Time :	min	
<b>APPLICATION PENETRANT</b>			
Mode : BRUSHING	Time : 20	min	
<b>PENETRANT REMOVE</b>			
Product : WATER	Mark :		
Drying Mode : TO DRY CLEAN	Time : MINI	min	
<b>DEVELOPER APPLICATION</b>			
Method : SPRAYING	Time : 5	min	
Drying Mode : NATURAL EVAPORATION			
Lightening used : ARTIFICIAL LIGHT 1000LUX ASM	Temperature : >18	°C	
Inspector : AZZOPARDI M	Supervisor : vida	Cust. Representative :	
Level : COFREND 2	Level :		
Date : 10/07/2017	Date : 10/07/2017	Date :	

FIG. B.1 : Rapport d'inspection visuelle

# Annexe C

## Tableau AMDEC

Sous-système du BOP	Composant	Fonction	Mode de défaillance	Cause de défaillance	Effet de la défaillance sur le système	Calcul du risque					Informations et recommandations additionnels
						P	G	D	C		
1 - Annular Preventer	1.1 - Body/corps		F.1.1.1 - Rayures des gorges (grooves)	-Débris de sable, roche provenant du puit à pression élevé.  -Choc.  -Mauvais passivement du Ring Gasket.	-Fuite des fluides provenant du puits	3	4	4	48		
			F.1.1.2 - Corrosion des gorges (grooves)	-Agressivité du fluide provenant du puits -Mauvais conditionnement lors du stockage du BOP (à long terme, les facteurs externes conduisent à son endommagement)	-Fuite des fluides provenant du puits	2	4	4	32		
			F.1.1.3 - Fissure externe	-Choc excessive lors du transport et sur chantier ou pendant installation	-Fuite des fluides provenant du puits	1	5	1	5		

			F.1.1.4 - Endommagement des zones d'étanchéité	-Frottement du piston avec les débris de sable contre la surface du corps.	-Pénétration de l'huile dans le circuit inverse	3	4	4	48		
1.2 - Packer	Scellement de l'espace annulaire	F.1.2.1 -Déformation, vieillissement, décollation	- Usure	- Le packer ne se ferme pas complètement autour du tuyau.	3	4	3	36		-Changement automatique du packer après le nombre spécifié d'opérations.  -Tenir un registre des affichages de température sur tous capteurs de température.  -Changement du packer après une forte exposition à une température supérieure à la température maximale, indépendamment de leur état actuel.	
		F.1.2.2 - Blocage	- Présence des débris de cimentation solidifié sous le packer bloquant son	- Le packer ne se ferme pas complètement autour du tuyau.	2	4	4	32		-Supervision des travaux de cimentation surtout s'ils sont fournis par un prestataire externe	

				actionnement correcte							
	1.3 - Composants hydrauliques	Convertir l'énergie hydraulique en énergie mécanique	F.1.3.1 - Corrosion du piston	- Agressivité du fluide provenant du puits - Qualité de l'huile du système hydraulique utilisée	- Diminution de l'intensité de la force mécanique. - Non-ouverture/fermeture correcte de l'annulaire	2	4	4	32		
			F.1.3.2 - Défaillance du piston	- Vieillessement - Actionnement excessive	- Diminution de l'intensité de la force mécanique.	2	4	4	32		
			F.1.3.3 - Déformation et déchirure des joints	- Usure	- Perte de pression	3	4	4	48		
2 - BOP A RAMS	2.1 - Système hydraulique	Ouverture et fermeture des rams	F.2.1.1 - Déformation des joints du système hydraulique	- Usure	- Pénétration de l'huile dans le circuit inverse	3	4	5	60		
			F.2.1.2 - Corrosion des composants (piston Operating, Pistons Ram changes, Cylindres...)	- Agressivité du fluide provenant du puits, qualité de l'huile de système hydraulique utilisée	- Diminution de l'intensité de la force mécanique. - Non-ouverture/fermeture correcte de la ram	2	4	4	32		
			F.2.1.3 - Rayures sur cylindres et du pistons, Pistons Ram changes	- Pénétration des débris présent dans l'huile	- Altération de la fonction du piston	3	4	5	60		

2.2 - Système mécanique	F.2.2.1 - Rayures des cavités des rams des deux côtés.	- Agressivité du fluide provenant du puits + cimentation + Boue de forage  - Endommagement des Rams	-Pénétration des fluides provenant du puits dans la chambre d'opération	3	5	5	100		
	F.2.2.2 - Corrosion des cavités des rams des deux côtés.	- Agressivité du fluide provenant du puits + cimentation + Boue de forage  -Mauvais stockage du BOP (à long terme, les facteurs externes conduisent à son endommagement)	-Pénétration des fluides provenant du puits dans la chambre d'opération -Endommagement des rams	3	5	5	75		
	F.2.2.3 - Rayures des gorges (grooves)	-Débris de sable, roche provenant du puit à pression élevé. - Choc dut au mauvais stockage du BOP (à long terme, les facteurs externes conduisent à son endommagement)	-Fuite des fluides provenant du puits	4	4	5	80		

			F.2.2.4 - Non serrage complet et correcte des bonnets bolts sur le corps	-Erreur de l'opérateur	-Fuite de l'huile hydrostatique  -Endommagement Filetages	4	4	4	64		
			F.2.2.5 - Formation des bouchons dans les cavités de rams	-Non nettoyage des rams après utilisation des boues et tout autre substance.	-Temps d'actionnement long	4	3	5	60		
2.3 - Pipe ram VBR	Scellement du puits autour du pipe (diamètre fixe dans le cas de la pipe ram et diamètre variable dans le cas du VBR)	F.2.3.1 - Déformation du packer et top seal	-Vieillessement -Usure	-Perte d'étanchéité : le packer n'ai pas ancré pas autour du pipe.	4	3	3	36		<p>-Changement automatique du packer après le nombre spécifié d'opérations.</p> <p>-Tenir un registre des affichages de température sur tous capteurs de température.</p> <p>-Changement du packer après une forte exposition à une température supérieure à la température maximale, indépendamment de leur état actuel.</p>	

			F.2.3.2 - Pittings dans le corps de la ram.	-Débris de sable, roche provenant du puit à pression élevé.	-Endommagement de la ram.	3	3	4	36		
			F.2.3.3 - Déformation/coupure des joints	-Usure -Vieillessement	Fuite interne/externe de l'huile	4	3	3	36		
2.4 - Shear ram, Blind ram Blind shear ram	Coupe à travers le tube de forage spécifié et s'étend pour sceller le puits de forage. Egaleme nt capable de sceller un puits ouvert sans tuyau de forage	F.2.4.1 - Déformation du packer et du top seal	-Vieillessement -Usure	-Perte d'étanchéité : le packer ne se serre pas autour du tuyau.	4	2	4	32			
		F.2.4.2 - Pittings dans le corps de la ram	-Débris de sable, roche provenant du puit à pression élevé.	-Endommagement de la ram	3	3	4	36			
		F.2.4.3 - Lame de cisaillement endommagée	-Usure	-Non coupure du tuyau	2	3	4	24			
		F.2.4.4 - Lame de cisaillement incapable de couper	-Pression hydraulique insuffisante -Ram inadéquate pour le type et la géométrie du tuyau	-Non coupure du tuyau	1	3	3	9		-Vérification des fiches techniques des tuyaux utilisé pour s'assurer que les ram sont capables de couper	
Autres											
3 - Système hydraulique (Amont du BOP)	3.1 - Réservoir	Contenir le liquide hydraulique	F.3.1.1 - Rupture	-Taille inadéquate du réservoir	-Fuite du l'huile hydraulique	2	1	2	4		-Les bouteilles d'accumulateur stockent suffisamment d'énergie hydraulique pour actionner les BOP

			F.3.1.2 - Mauvaise indication du niveau	-Détecteur de niveau endommagé	- Force hydraulique insuffisante pour l'actionnement	3	1	3	9		-Etalonnage périodique des appareils de mesures
			F.3.1.3 - Contamination de l'huile	-Mauvaise entretien de l'huile	-Altération de la qualité de l'huile et perte de ses caractéristiques -Endommagement rapide d'autres composants	4	1	3	12		-Les filtres seront vérifiés pendant l'entretien régulier afin de détecter s'il y a des particules dans le fluide hydraulique.  -Faire circuler le fluide hydraulique au minimum une fois par jour pour prévenir la formation des particules dans les conduites.  -Echantillonnage régulier de l'huile depuis la purge pour analyser sa qualité.
3.2 - Bouteilles Accumulateur	Contenir l'huile pré-pressurisé	F.3.2.1 - Eclatement de la vessie de nitrogène	-Vieillessement -Erreur lors du remplissage	-Présence du nitrogène dans le circuit d'huile  -Diminution du débit d'huile et la force hydraulique	1	1	2	2		-Ne pas surchargé les bouteilles plus que 3000 psi.  -Inspection des bouteilles	

			F.3.2.2 - Vanne de remplissage endommagé	-Vieillessement, usure de la bouteille -Fuite depuis la vanne de remplissage	-Fuite du nitrogène. -Pression du nitrogène insuffisante (réduction de la capacité de la bouteille affectée)	3	1	1	3		-Ne pas surchargé les bouteilles plus que 3000 psi.  -Inspection des bouteilles
3.3 - Pompes (à air et électriques)	Fournir Le débit D'huile nécessaire Pour Remplir Les Bouteilles	F.3.3.1 - Pompe ne démarre pas à l'actionnement	- Courroie de transmission endommagé, erreurs électriques, erreurs mécaniques, dommages à l'entraînement de la chaîne	-La pompe affecté n'est plus opérationnelle	4	1	1	4		-Les bouteilles d'accumulateurs contiennent déjà la pression suffisante pour opérer le BOP.	
		F.3.3.2 - Altération de la fonction de la pompe.	-Piston endommagé (fissure, déformation, fuite du joint) - Clapet de non-retour endommagé. -Vieillessement de la pompe -Filtre bouché	- Débit insuffisant de la pompe affectée	4	1	3	12		-Procédures d'entretien et d'inspection. -Une vérification de l'entraînement de la chaîne fait partie des procédures de maintenance préventive. -Plusieurs pompes sont mis à disponibilité en cas de défaillance.	
		F.3.3.3 - Endommagement des composants internes de la pompe	-Cavitation	- Pompe en panne	4	1	4	16			

			F.3.3.4 - Démarrage intempestif de la pompe	-Défaillance électrique.	-Surpression dans le système	2	1	2	4		-Vérification du niveau de pression pour savoir si la pompe démarre lorsque non prévu.
			F.3.3.5 - Filtre d'huile bouché	-Mauvaise qualité de l'huile -Contamination de l'huile	-Diminution du débit -Risque de cavitation	4	1	2	8		-Mettre deux filtres en filtre en parallèle pour d'accumulateur réduire la probabilité.
			F.3.3.6 -Pas de filtrage en amont de la pompe	-Rupture du filtre -Installation inadéquate - Type de filtre inadéquat	-Risque de boucher des conduites -Potentiel fuite de l'huile -contamination des bouteilles d'accumulateur	3	1	3	9		-Inspection des installations
	3.4 - Appareils de mesure de débit et de pression	Fournir des informations sur l'état (pression et débit) du système hydraulique	F.3.4.1 - Défaillance de transmetteur du niveau de pression/débit (perte de signal)	-Défaillance mécanique -Défaillance électrique	-Perte de lecture de pression/débit du transmetteur affecté	3	1	3	9		-Étalonnage périodique  -Vérification journalière de fonctionnement (monitoring)
			F.3.4.2 - Défaillance de transmetteur du niveau de pression/débit (signal erroné)	-Défaillance mécanique -Défaillance électrique	-Fausse lecture de pression/débit du transmetteur affecté	4	1	3	12		

	3.5 - Soupapes de sécurité (PSV)	Réduction de la pression pour éviter la surpression des équipements	F.3.5.1 - Ouvrir lorsque l'ouverture n'est pas prévue	- Erreurs humaine (erreur d'installation) -Mauvais point de placement -Erreur de calibrage	-Perte de pression dans le système hydraulique.	3	2	2	12		-Vérification des PSV lorsque la pression chute de façon répétée.
4 -Panneau de control		Initier la commande électrique pour la fonction BOP, les vannes, le débit hydraulique.	F.4.1.1 - Non émission du signal électrique pour certains vannes ou le BOP	-Câble d'alimentation électrique défectueux.  -Erreur humaine lors de l'actionnement du panneau	-Pas de déclenchement des vannes ou du BOP	1	4	3	12		
5 - Choke line et kill line		Orienter le flux de pression et injecter les boues pour son atténuation	F.5.1.1 - Fissure des conduites	-Choc externe (installation) -Surpression	-Fuite des fluides déviés du BOP	1	2	5	10		
			F.5.1.2 - Conduite bouchée	-Présence de roches et objets bloquants provenant du puits	-Incapacité de circuler les fluides du puits lors d'un kick	2	2	5	20		
			-Les internes (gate seat, seal seat) endommagés	-Rayures -Corrosion	-Fuite	2	3	4	24		