



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

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

معهد الصيانة والأمن الصناعي
Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle

Département : Sécurité Industrielle et Environnement

MÉMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Hygiène et Sécurité Industrielle
Spécialité : Sécurité Prévention Intervention

Thème

**Evaluation du risque d'explosion lié au forage
dans un site industriel (cas ENAFOR) par
HAZOP et ADD.**

Présenté et soutenu publiquement par :

M^{lle} BENSETTI Nour El-Houda & M^{lle} SAHNOUN Mokhtaria

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
MECHKEN Karima Amel	MCB	Université d'Oran2/IMSI	Présidente
HEBBAR Chafika	Professeur	Université d'Oran2/IMSI	Encadrante
LALAOUI Mohamed El-Amine	MAA	Université d'Oran2/IMSI	Examineur

Année 2022/2023

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

*On adresse à notre encadrante Mme **HEBBAR** mes sincères remerciements pour son aide, sa patience et ses encouragements. Je la remercie pour les qualités scientifiques et pédagogiques de son encadrement et pour sa disponibilité. Je souhaite qu'elle reçoive à travers ces lignes toutes les marques de notre reconnaissance et avoir son empreinte dans ce monde comme elle veut.*

On tient à remercier vivement les membres du jury d'avoir accepté de faire partie du jury d'évaluation de ce mémoire ainsi que pour le temps consacré à l'étude de celui-ci.

Nous présentons aussi nous remercions aux enseignants de département hygiène et sécurité industrielle pour ses conseils et orientations.

*Nous remercions le personnel de L'**ENAFOR** pour leur accueil, et hospitalité et plus précisément Mr **YAHIAOUI Hassan**, Mr **BENSALÉM Ismail**, Mr **BOUAROUA Abdelmadjid**, Mr **GACEM Rachid**, Mr **Yazid**, Mr **Islem**, Mr **Redha**, Mr **Bachir**, Mr **Chaouki**, Mr **Hadj Zine**, Mr **KADDOUR Bifel**, Mr **Yacine**, Pour son aide pendant toute la période de stage de fin d'étude.*

Enfin, nous remercions sont adressés à toutes les personnes ayant contribuées de près ou de loin, à la réalisation de ce travail

Dédicaces

Je tiens à dédier ce modeste travail
À mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études.

À ma chère grand mère **mima Zohra** pour leur soutien, c'est la personne la plus incroyable elle présente un repère, une sagesse ses précieux conseils m'ont toujours accompagné tous ou long de ma vie pour leur encouragements et leur soutien moral.

À ma chère grand mère **Aicha Allah Yerhamha** la personne la plus idéal c'est vrai quelle n'est pas avec nous pour récolter les fruits de ses sacrifices, mais elle reste toujours la plus présente.

À mes chères sœurs **Hadjer ; Bouchra** et est mes chères frère **Ibrahim et Habibe.**

À ma chère cousine **Amel** pour son encouragement et ses prières

À ma chère amie d'enfance **Souad** et à mes chères **Meriem, Sabrina, Chaima, Houda et Rajae**, Pour l'amitié qu'ils ont partagée.

À mes chères amis de groupe **ASOHBA EL SALIHA ; Amina, Asma, Khaoula, Imene, Fatiha, Fatima, Kawter et Meriem.**

À mon binôme **Mokhtaria**...Je te remercie du fond du cœur pour ton soutien inconditionnel, ton expérience et ta patience.

Notre binôme a été une véritable amitié tous au long de ce projet.



Dédicaces

*Je tiens à dédier ce modeste travail
À mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour,
leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de
mes études.*

*À mes chères sœurs pour leur soutien,
A mon ami et mon grand frère BOUFAS Mohamed Amine ;
c'est la personne la plus incroyable elle présente un repère,
une sagesse ses précieux conseils m'ont toujours
accompagné tous le temps et pour son encouragements et
leur soutien moral.*

*A mon petit frère karim que dieu le garde
A mes copines Amina ,Abla, Folla, Sabrina, sans oublier ma
précieuse Sara*

*À mon binôme Nour El Houda...Je te remercie du fond du
cœur pour ton soutien inconditionnel.*

A tous mes collègues et mes amis

SAHNOUN Mokhtaría

Résumé : Ce travail se concentre sur l'évaluation des risques potentiels liés aux opérations de forage dans l'industrie pétrolière. Il examine les facteurs de risque qui pourraient conduire à des venues non contrôlées, des éruptions ou des explosions pendant les opérations de forage. L'objectif principal de ce mémoire est de renforcer la sécurité des opérations de forage pétrolier en développant des protocoles de gestion des risques et en mettant en place des mesures de prévention ; cela contribue à protéger l'environnement, la sécurité des travailleurs et les actifs de l'entreprise tout en assurant une exploitation pétrolière plus durable. Notre étude commence par examiner les équipements essentiels utilisés dans les opérations de forage ainsi les fluides de forage qui jouent un rôle crucial dans ces processus dans l'entreprise nationale de forage ENAFOR à Hassi Messoud . Ensuite les risques majeurs auxquels sont exposées les opérations de forage notamment les risques de venues, d'éruptions, et d'explosion. Et traite les systèmes de contrôle des puits de forage tel que le système obturateur d'éruption BOP. Nous explorons les méthodes d'évaluation de ces risques, notamment l'utilisation de techniques telles que l'analyse HAZOP (Étude de danger et d'opérabilité) et l'arbre de défaillance.

Mot clés : Forage, risques, venue, BOP, HAZOP, ADD, ENAFOR, Hassi Messaoud.

Abstract: This work focuses on assessing potential risks associated with drilling operations in the petroleum industry. It examines risk factors that could lead to uncontrolled surges, blowouts or explosions during drilling operations. The main objective of this dissertation is to strengthen the safety of oil drilling operations by developing risk management protocols and implementing prevention measures; this helps protect the environment, worker safety and company assets while ensuring more sustainable oil operations. Our study begins by examining the essential equipment used in drilling operations as well as the drilling fluids that play a crucial role in these processes in ENAFOR at Hassi Messoud. Then the major risks to which drilling operations are exposed, in particular the risks of occurrences, blowouts, and explosions and processes wellbore control systems such as the BOP blowout preventer system. We explore methods for assessing these risks, including the use of techniques such as HAZOP (Hazard and Operability Study) analysis and fault tree.

Keys words: Drilling, risks, coming, BOP, HAZOP, ADD, ENAFOR, Hassi Messaoud.

ملخص

يركز هذا العمل على تقييم المخاطر المحتملة المرتبطة بعمليات الحفر في صناعة النفط. ويدرس عوامل الخطر التي يمكن أن تؤدي إلى حدوث طفرات أو انفجارات غير منضبطة أثناء عمليات الحفر. الهدف الرئيسي من هذه الأطروحة هو تعزيز سلامة عمليات التنقيب عن النفط من خلال تطوير بروتوكولات إدارة المخاطر وتنفيذ تدابير الوقاية؛ وهذا يساعد على حماية البيئة وسلامة العمال وأصول الشركة مع ضمان عمليات نفطية أكثر استدامة. تبدأ دراستنا بفحص المعدات الأساسية المستخدمة في عمليات الحفر وكذلك سوائل الحفر التي تلعب دورًا حاسمًا في هذه العمليات في شركة إنافور المتواجدة بحاسي مسعود. ثم المخاطر الكبرى التي تتعرض لها عمليات الحفر، وعلى وجه الخصوص مخاطر التندفقات والانفجارات. وتعالج أنظمة التحكم في حفرة البئر مثل نظام منع انفجار مانع الانفجار BOP. نحن نستكشف طرق تقييم هذه المخاطر، بما في ذلك استخدام تقنيات مثل تحليل HAZOP (دراسة المخاطر وقابلية التشغيل) وشجرة الأخطاء.

كلمات مفتاحية : المخاطر، حفر الآبار، نظام مانع الانفجار، HAZOP، ADD، إنافور، حاسي مسعود

Table des matières

Remercîments	
Dédicace	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Tableau de matières	
Abréviations	
Introduction Générale.....	1

CHAPITRE 1 : Généralités Sur Le Forage Et Le Risque D'éruption

INTRODUCTION.....	4
1. HISTORIQUE.....	5
2. PRINCIPES DE FORAGE ROTARY	5
3. PARAMETRES DE FORAGE	6
3.1. Facteur mécanique.....	6
a. Poids sur l'outil (WOB, Weight On Bit)	6
b. Couple à l'outil (TOB, Torque On Bit).....	6
3.2. Facteur hydraulique.....	6
a. Type de la boue et sa densité	6
b. Débit et la pression d'injection.....	6
4. TYPES DE FORAGES	7
5. DESCRIPTION DE L'APPAREIL DE FORAGE (LA SONDE).....	8
5.1. Equipements de levage.....	8
a. Tour de forage	8
b. Substructure	8
c. Treuil	8
d. Mouflage	8
e. Freinage auxiliaire	9
f. Outils de plancher	9
5.2. Equipements de rotations	9
a. Table de rotation	9
b. Carré d'entraînement et les fourrures.....	10
c. Tige d'entraînement	10
d. Tête d'injection.....	10
e. Têtes d'injection hydrauliques.....	11

f.	Top drive.....	11
5.3.	Équipements de pompage.....	12
a.	Pompes de forage.....	12
b.	Colonne montante et flexible	12
c.	Tamis vibrant.....	12
d.	Dégazeur.....	12
e.	Dessaleur.....	13
f.	Desilter	13
g.	Bacs à boue.....	13
h.	Autres équipements de pompage	14
5.4.	Équipements de mécanisation.....	14
5.5.	Équipements de mesure (poste de contrôle).....	14
5.6.	Équipements de fond.....	14
5.6.1.	Outils de forage	14
5.6.2.	Garniture.....	15
a.	Tige d'entraînement	16
b.	Stabilisateurs	16
c.	Raccords	17
d.	Shock absorber	17
5.7.	Équipements de sécurité.....	17
6.	Étapes de forage	19
6.1.	Travaux préparatoires.....	19
6.2.	Mise en place du cuvelage de surface	19
6.3.	Mise en place et tests du BOP	19
6.4.	Leak-off test	20
6.5.	Forage des formations intermédiaires	20
6.6.	Diagraphies différées.....	20
6.7.	Forage de la couche réservoir.....	21
6.8.	Tests de formation	21
7.	Opérations de forages.....	21
7.1.	Forage.....	21
7.1.1.	Ajout des tiges	22
7.2.	Manœuvre.....	22
a.	Tubage.....	24
b.	Montage de la tête de puits	24
c.	Complétion.....	24

8.	Rôle des puits	24
9.	Type des puits.....	25
	a. Puits d'exploration	25
	b. Puits de développement.....	25
	c. Puits à géo pression/géothermiques	25
	d. puits marginaux	25
1.	Notions sur le risque.....	27
	1.1. Notion de danger	27
	1.2. Notions de risque.....	27
	1.3. Gravité.....	28
	1.4. Fréquence d'exposition	29
	1.5. Risque potentiel Rp	29
	1.6. Grille des risques	29
	1.7. Classification de risque selon Farmer	30
	1.8. Autre classification des risques Fréquence et Gravité	31
	a. Concernant la gravité des dommages potentiels	31
	b. Concernant la fréquence d'exposition.....	31
2.	Risques de venue	32
	2.1. Définition de la venue	32
	2.1.1. Pression hydrostatique.....	32
	2.1.2. Pression de formation.....	32
	2.2. Causes de la venue	32
	2.2.1. Défaut de remplissage pendant la manœuvre.....	33
	2.2.2. Pitonnage vers le haut et vers le bas.....	33
	a. Pistonnage vers le haut (Swabbing).....	33
	b. Pistonnage vers le bas (Surgging)	34
	2.2.3. Pert de circulation.....	34
	2.2.4. Densité de boue insuffisante	34
	2.2.5. Formations à pressions anormalement élevées	34
	2.2.6. Contamination de la boue par le gaz	35
	2.3. Signes de venue	35
	2.3.1. En cours de forage.....	35
	a. Gain dans les bassins	35
	b. Débit de boue	36
	c. Avancement rapide	36
	d. Diminution de la pression de circulation	36

e.	Indices de gaz, d'huile ou d'eau dans la boue.....	36
f.	Indices de gaz	37
g.	Indices d'huile.....	37
h.	Indices d'eau.....	37
2.3.2.	En cours de manœuvre	37
3.	Risque éruption	37
3.1.	Causes d'une éruption	38
3.1.1.	Causes techniques	38
a.	Perte d'étanchéité de tête de puits.....	38
b.	Refus de fermeture des obturateurs	38
c.	Résistance de l'ouvrage	38
3.1.2.	Erreurs humaines.....	39
a.	Prise de panique	39
b.	Mauvaise de formation du personnel	39
c.	Perte de vigilance quant signes du venue.....	39
3.1.3.	Erreurs organisationnelles	39
3.1.4.	Causes d'une éruption avec feu.....	39
3.2.	Signes d'une éruption.....	40
3.3.	Statistiques des éruptions au monde.....	40
4.	Risque incendie	40
4.1.	Définition de la combustion	41
4.2.	Feu.....	41
a.	Eléments de triangle du feu.....	41
a.	Classe.....	41
4.2.1.	Causes d'incendie.....	42
a.	Causes humaines	42
b.	Causes naturelles.....	43
c.	Causes énergétiques.....	43
4.3.	Propagation du feu	43
a.	Rayonnement	43
b.	Convection.....	43
c.	Conduction	43
d.	Déplacement de matières en feu	44
4.4.	Déroulement type d'un incendie	44
4.5.	Effets d'incendie	45

a.	Conséquences sur l'Homme	45
b.	Conséquences sur les bâtiments	45
5.	Risque explosion	46
5.1.	Définition d'une zone ATEX	46
5.2.	Définition d'une explosion.....	46
5.3.	Conditions pour la présence d'une explosion	46
5.4.	Types d'explosion	49
5.4.1.	Explosion physique	49
5.4.2.	Explosion chimique.....	49
5.4.3.	Explosion électrique.....	49
5.5.	Formes d'explosion	50
5.6.	Effets d'explosion	50
a.	Effets thermiques	50
b.	Effets mécaniques	50
c.	Projections de débris.....	50
6.	Accidentologie des explosions dues à des éruptions.....	51
7.	Exemple d'une éruption suivi par une explosion	56
8.	Impact environnemental du l'éruption	56
	références chapitre 1.....	56

CHAPITRE 2 : BARRIERES DE SECURITE CONTRE VENUE

	Introduction	62
1.	Définition	62
2.	Rôle du fluide de forage.....	63
a.	Nettoyage du puits.....	63
b.	Maintien des déblais en suspension.....	63
c.	Sédimentation des déblais fins en surface	63
d.	Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde	64
e.	Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits.....	64
f.	Dépôt d'un cake imperméable	64
g.	Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile.....	64
h.	Augmentation de la vitesse d'avancement.....	64
i.	Entraînement d'outils (turbine, MWD,... etc.)	64
j.	Diminution du poids apparent du matériel de sondage	65

k.	Apport de renseignements sur le sondage	65
l.	Contamination des formations productrices	65
m.	Corrosion et usure du matériel.....	65
n.	Toxicité et sécurité	65
3.	Circuits de boue.....	65
4.	Types des fluides (boue)	66
4.1.	Fluide de forage à base d'eau	67
a.	Phase liquide	68
b.	Phase colloïdale	68
c.	Phase solide.....	68
4.2.	Fluide de forage à base d'huile	68
a.	Phase liquide	68
b.	Phase colloïdale	68
c.	Phase solide.....	68
4.3.	Fluide de forage gazéifié	68
5.	Principaux produits à boue	69
5.1.	Colloïdes argileux	69
a.	Bentonites	69
b.	Attapulgites	69
5.2.	Colloïdes organiques	70
a.	Amidon	70
b.	Carboxyméthyle cellulose C.M.C	70
5.3.	Fluidifiants et défloculants	70
a.	Tanins	70
b.	Lignosulfonates	71
c.	Lignines.....	71
5.4.	Additifs minéraux.....	71
a.	Soude caustique (Na OH).....	71
b.	Carbonate de soude (Na ₂ CO ₃).....	71
c.	Bicarbonate de soude (Na HCO ₃).....	72
d.	Gypse (Ca SO ₄)	72
e.	Chaux éteinte Ca (OH) ₂	72
f.	Sel (Na CL).....	72
g.	Chlorure de calcium (Ca CL ₂).....	72
5.5.	Produits organiques spéciaux	72

a.	Anti-mousses.....	72
b.	Anti-corrosions.....	73
c.	Anti-ferments.....	73
d.	Agents de décoincement.....	73
e.	Antifrictions et extrême-pression.....	73
5.6.	Alourdissant.....	73
a.	Barytine ou sulfate de baryum (Ba SO ₄ - densité : 4,2).....	73
b.	Carbonate de calcium (Ca CO ₃ - densité : 2,7).....	73
c.	Galène ou sulfure de plomb (PbS - densité : 7,00).....	74
d.	Oxydes de fer.....	74
5.7.	Colmatants.....	74
a.	Colmatants granulaires.....	74
b.	Colmatants lamellaires.....	74
c.	Colmatants gonflants.....	74
d.	Colmatants à "prise".....	74
6.	Paramètres physico- chimiques et rheologiques.....	75
6.1.	Densité.....	75
6.2.	Viscosité.....	75
6.3.	Teneur en sables : Le fluide de forage est constitué d'une phase liquide et d'une phase solide.....	77
6.4.	Cake.....	77
6.5.	Thiscotropie.....	77
6.6.	Yield value.....	77
6.7.	Ph.....	78
7.	Méthodes pour tuer le puits.....	78
7.1.	Walt and Welght Method.....	78
7.2.	Driller's Method.....	78
8.	Méthodes de contrôle du puits.....	79
a.	Volumetric Methode.....	79
1.	Définition.....	80
2.	DIFFERENTS TYPES D'OBTURATEURS.....	80
2.1.	Obturbateurs rotatifs.....	80
2.2.	Obturbateurs à mâchoires (rams BOP).....	80
2.2.1.	Obturbateur à mâchoires.....	81
a.	Cameron U.....	81
b.	Autre type à mâchoire.....	83

2.2.2. Obturateurs annulaire (Obturateurs à membranes)	83
a. Hydril type GK.....	83
b. Autre types d'obturateurs annulaire	84
2.3. Obturateurs internes de garniture (I-BOP)	85
2.3.1. Dispositifs d'obturation en surface	85
2.3.2. Sorties latérales d'obturateur.....	87
a. Kill line	87
b. Choke manifold	88
2.3.3. Unité d'accumulation et de commande des BOP.....	88
a. Système de pompage	93
b. Bouteilles.....	93
c. Réservoir et fluide hydraulique	94
d. Panneau de commande à distance.....	94
e. Conduites	95
f. Distribution du fluide hydraulique.....	95
2.4. Équipements auxiliaire	97
2.4.1. Mud Gas Separator.....	97
2.4.2. Dégazeur sous vide.....	98
3. Principe de contrôle d'une venue.....	99
4. Fermeture des obturateurs	99
4.1. Détermination des pressions mises en jeu.....	99
4.2. Détermination de la densité requise	99
4.3. Mise en place de la boue à densité requise.....	100
conclusion	100
reference chapitre 2	100

Chapitre 3 :Application des méthodes d'évaluation sur le puits de forage-cas ENAFOR-

Introduction	104
1. Historique de l'ENAFOR.....	105
1.1. Maintenance	106
1.2. Hôtellerie et restauration	107
1.3. Approvisionnement	107
1.4. Organisationnel de la Direction HSE Rapports Fonctionnels.....	110
1.5. Politique QHSE de l'entreprise	110

2.	Prévention des éruptions (WELL CONTROL).....	111
2.1.	Définition	111
2.2.	Objectifs	111
2.3.	Etapas de WELL CONTROL	111
2.4.	Simulateur de contrôle de puits de forage	112
3.	Accident explosion du a une éruption chez ENAFOR.....	114
3.1.	Description de l'évènement.....	114
3.2.	Réactions immédiates d'intervention	114
a.	Dégât humaine	114
b.	Dégâts matériels.....	114
3.3.	Causes d'accident ENF 31	116
3.4.	Actions correctives	118
4.	CHANTIER ENF 61	120
4.1.	Description du chantier	120
4.2.	Plan de l'itinéraire et localisation.....	121
4.3.	Sécurité et environnement au niveau du chantier.....	122
4.3.1.	Aspect environnemental et Gestion du déchet	122
4.3.2.	Surveillance et gardiennage	123
4.3.3.	Lutte contre incendie	123
1.	Généralités.....	125
1.1.	Évaluation des risques	125
1.2.	Analyse des risques	125
1.3.	Différences entre l'évaluation et l'analyse du risque	126
2.	Arbre de défaillance (ADD).....	127
2.1.	Définition	127
2.2.	Déroulement	127
2.3.	Objectifs il existe deux objectifs principaux sont :	128
2.4.	Construction d'un arbre de défaillance	128
2.5.	Utilisation d'Arbre-Analyste	129
3.	HAZOP: Hazard and operability studies.....	129
3.1.	Definition	129
3.2.	Étapes générales d'une étude HAZOP.....	130
3.3.	Réglementation.....	131
4.	Application des méthodes d'analyse de risque	132
4.1.	Application du HAZOP sur la boue	133
4.2.	Méthode HAZOP : ANALYSE DU SYSTEME (Circuit DE BOUE) Vμ	134
4.3.	Recommandations HAZOP	152

5.	Application de l'ADD sur le BOP.....	152
5.1.	Réalisation ADD pour le BOP	152
a.	Données d'entrée arbre analysist.....	155
b.	Donnée de sortie	155
5.2.	Interprétation des résultats	158
6.	Recommandations générales	158
	Conclusion.....	158
	Références chapitre 3	158
	Conclusion Générale	158
	Bibiographie	158
	Annexes.....	158

Liste des abréviations

- ATEX** : atmosphère explosive
- CEI**: Commission Electro technique International
- CM** : causes matériels
- CH** : causes humaines
- CMC**: carboxyméthyle
- CO** : causes organisationnelles
- DICV**: *drop* in check valve
- ENAFOR**: Entreprise nationale algérienne de forage
- HAZOP**: hazard and operability
- HGS** :high gravity solids
- HSE**: hygiène et sécurité et environnement
- LGS**: low gravity solids
- LIE** : limite inférieure d'explosivité
- LSE**: limite supérieure d'explosivité
- RP**: risque potential
- TOB**: torque on bit
- VB** : victime blessé
- VM** : victime mort
- VGB** : victime gravement blessé
- WOB**: weight on bit

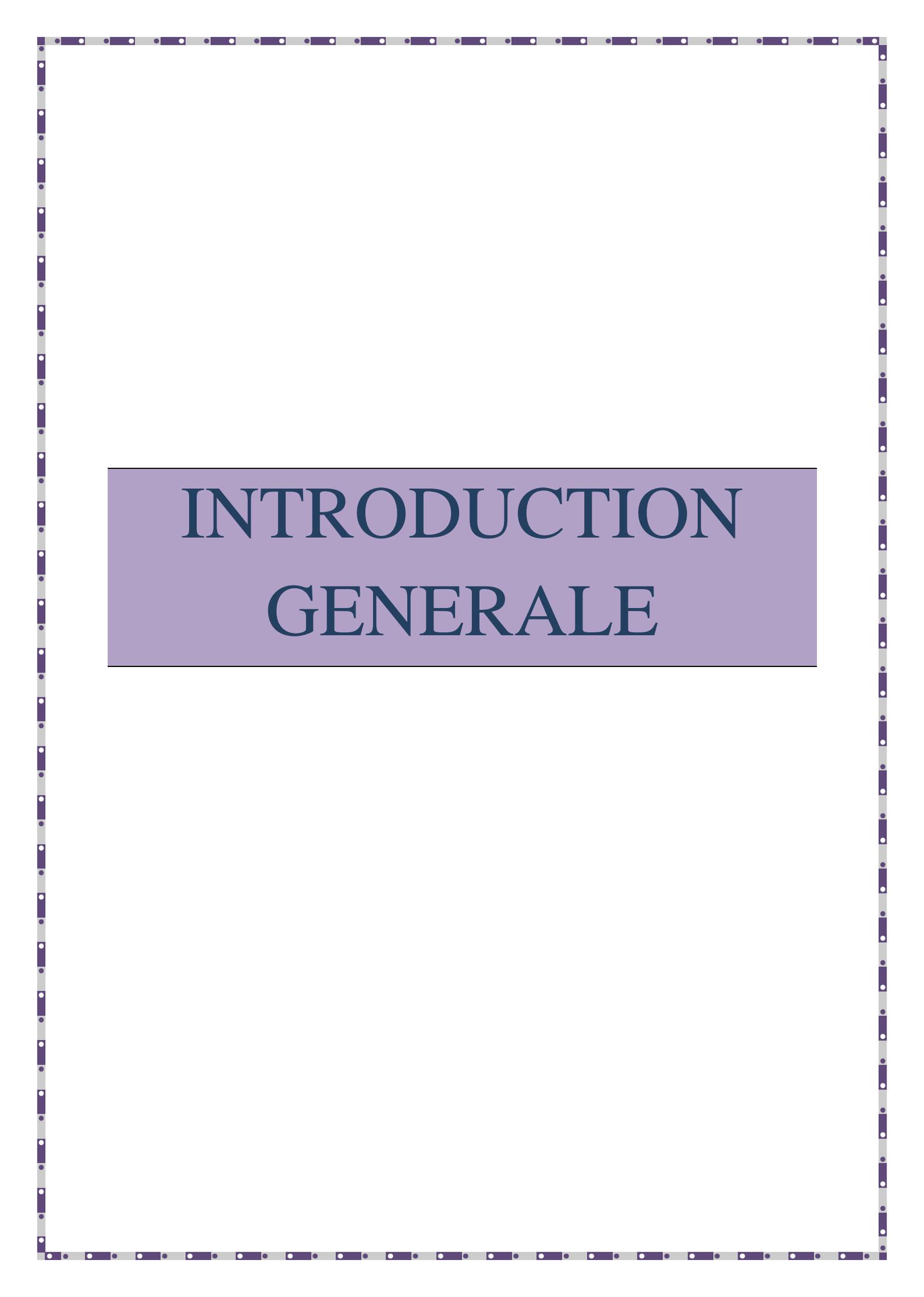
Liste des figures

Figure 1:les trois types de forage [6].....	7
Figure 2: Treuil [7].....	8
Figure 3: Table de rotation [11]	10
Figure 4: Tête d'injection [15]	11
Figure 5: Top drive [17].....	11
Figure 6: pompes de forage [18]	12
Figure 7: tamis vibrant [19].....	12
Figure 8: dégazeur [20]	13
Figure 9: Dessableur [21].....	13
Figure 10 : Bac à boue [23].....	14
Figure 11: Masses Tiges et Tiges de forage [26]	15
Figure 12:Stabilisateurs [29].....	17
Figure 13: Equipements des forages [31].....	18
Figure 14: L'ajout des tiges [32].....	22
Figure 15 : Manœuvre de la garniture (a. mise en place des élévateurs, b. remonté d'une longueur, c. rangement de la longueur sur la soumière) [33].....	23
Figure 16: niveau de criticité [47]	30
Figure 17: la courbe de Farmer (1967) [50].....	30
Figure 18: Triangle de feu [59]	41
Figure 19: Schéma présente les conditions d'une explosion [63].....	47
Figure 20: Photo de la tragédie du « Deep Water Horizon » le 20 avril 2010, BP, Golfe du Mexique [36].....	56
Figure 21: Circuit de boue [3].....	66
Figure 22: Organigramme qui présente les types des fluides [8].....	69
Figure 23: densimètre [10] et [11].....	75
Figure 24: l'entonnoir [13] et [14].....	76
Figure 25 : Appareil de mesure de filtrats [15] et [16].....	77
Figure 26: Eclaté d'un Cameron type U [23].....	82
Figure 27: Schéma montrant le circuit de fermeture d'un Cameron type U. [23]	82
Figure 28: Schéma montrant le circuit d'ouverture d'un Cameron type U [23].....	83
Figure 29: Hydril type GK avec chapeau vissé [23]	84

Figure 30: BOP [24]	85
Figure 31: Reggan shut off coupling [23]	86
Figure 32: Drop in check valve (DICV) et son landing sub [26]	87
Figure 33: Schéma type d'une unité de commande de BOP de surface [28]	92
Figure 34: Bouteilles de stockage d'huile sous pression [27]	94
Figure 35: Panneau de commande à distance [28]	95
Figure 36 : Circuit de distribution de l'huile vers les BOP et vannes [29]	96
Figure 37: Ensemble unité Koomey, BOP et panneaux de commande à distance. [30]	96
Figure 38: Mud gaz separator [30]	98
Figure 39: organigramme administratif de l'ENAFOR [1]	106
Figure 40: Diagramme Organisationnel de la Direction HSE Rapports Fonctionnels [2]	110
Figure 41: Simulateur prévention des éruptions chez ENAFOR [7]	113
Figure 42: Plan du chantier ENF61 [11]	120
Figure 43: Localisation du chantier ENF 61 [12]	121
Figure 44: Photo de l'appareil ENF61 [13]	122
Figure 45: Les bourbiers [13]	123
Figure 46: Processus gestion des risques [21]	126
Figure 47: Exemple de arbre de défaillance [28]	129
Figure 48: Arbre de défaillance explosion [13]	132
Figure 49: ADD du BOP en utilisant arbre analysisit [13]	154
Figure 50: probabilités de défaillance des composants du BOP	157

Liste des tableaux

Tableau 1: Les équipements des forages [32]	18
Tableau 2: Cotation de la gravité des dommages. [43]	28
Tableau 3: cotation de la fréquence d'exposition. [45]	29
Tableau 4: Fréquences d'éruptions sur plusieurs phases de vie d'un puits Off Shor, pour 1000 puits foré, 1000 opérations ou 1000 ans selon les phases considérées [56]	40
Tableau 5 : Classe des feux, les agents extincteur et le mode d'action [59]	42
Tableau 6: Exemple de combustible [61]	47
Tableau 7: Accidentologie des explosions dues à des éruptions [70]	49
Tableau 8: Actions correctives après l'accident ENF 31 [10]	118
Tableau 9 : Moyens de lutte contre incendie [14]	124
Tableau 10: Extincteurs Appareil [15]	124
Tableau 11: Extincteurs camp de vie [15]	124
Tableau 12: Model type HAZOP [13]	131
Tableau 13: Tableau HAZOP circuit de boue [13]	134
Tableau 14: taux de défaillance des composants BOP [32]	155
Tableau 15: Résultats de l'arbre analysist [32]	156
Tableau 16: Tableau des coupes minimales et les probabilités [32]	157
Tableau 17: Coupes minimales par commande [32]	157
Tableau 18: Coupes minimales les plus contributeurs [32]	157



INTRODUCTION GENERALE

Le monde industriel est devenu plus sensible à la maîtrise des risques pour l'être humain, sur le matériel et l'environnement. Des efforts considérables ont été déployés pour la gestion et la réduction des risques pour prévenir les accidents.

Le secteur des hydrocarbures en général et la distribution des produits en particulier sont des secteurs à haut risque. Les risques spécifiques à chaque produit augmentent progressivement au cours de diverses opérations de réception, d'exploitation, de stockage et de transfert.

Actuellement, le risque majeur qui peut survenir au niveau des installations pétrolières et compte tenu de l'activité du secteur des hydrocarbures, est l'incendie et/ou l'explosion selon les études de danger effectuées au niveau des différentes unités travaillant dans le même secteur. En outre, l'accidentologie montre que les accidents produits dans les zones de stockage des hydrocarbures, entraînent des phénomènes majeurs sur les sites industriels.

Le forage d'un puits pétrolier, d'huile ou de gaz est considéré comme un grand investissement, nécessitant des travaux complémentaires réalisés par les spécialistes ; chacun selon ses compétences, dont la finalité est d'atteindre l'objectif visé qui est bien sûr l'introduction des formations dans les meilleures conditions techniques et de sécurité. Cependant, le forage d'un puits pétrolier dépend en grande partie des paramètres de forage utilisé. Le mauvais choix de ces paramètres entraîne une variété de problèmes, ce qui conduit logiquement à des pertes de temps et d'argent. Les explosions dues à des éruptions (venue non contrôlée) font partie de ces problèmes.

En Algérie, la loi n° 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, a comme objectif d'élaborer les règles de prévention des risques majeurs et de gestion des catastrophes dans le cadre du développement durable ; Elle renforce la notion de prévention des accidents impliquant des substances dangereuses en imposant notamment à l'exploitant, la mise en œuvre d'un système de contrôle, de gestion des risques et d'une organisation proportionnées aux risques inhérents aux installations industrielles.

Pour atteindre ces objectifs, les différents outils et méthodes d'analyse des risques ont été mis en place pour permettre, identifier et gérer les risques générés par les installations industrielles. L'une de ces méthodes qualitatives c'est la méthode HAZOP « Hazard Opp » qui identifie les dangers suite à la déviation des paramètres d'un procédé et l'arbre de défaillances (ADD).

Problématique

A travers ce travail, nous essayons de trouver des réponses aux questions posées :

Comment le risque d'explosion, dû à la déviation des paramètres, doit être évalué en utilisant les méthodes d'analyse des risques dans un puits de forage ?

C'est quoi un risque éruption dans un puits de forage ?

Quelles sont les barrières de sécurité pour éviter risque éruption ?

Comment appliquer les méthodes d'analyse sur le risque d'explosion dû à une venue non contrôlée ?

Hypothèses

- ❖ Il existe une seule méthode d'analyse des risques éruption.
- ❖ Il existe plusieurs méthodes d'analyse du risque éruption.

Objectif de la recherche

L'Objectif de ce mémoire est de faire une analyse de risque explosion lié au forage par l'application de la méthode d'analyse des risques HAZOP et arbre de défaillance sur une unité de surpression au niveau de l'entreprise nationale de forage ENAFOR de HASSI MESSAOUD. Afin d'examiner nos compétences dans le terrain en matière d'utilisation ces méthodes d'évaluation, nous essayons réaliser la prévention contre le risque explosion sur un équipement de forage.

Méthodologie de la recherche

La méthodologie proposée dans ce mémoire est documentaire et théorique. Ce travail tente à apporter une vue sur l'évaluation du risque explosion par la méthode HAZOP et arbre de défaillance en théorie et ses pratiques dans le puits de forage, dans la pratique de ce mémoire on a saisi le cas de ENAFOR.

Raison de choix du thème

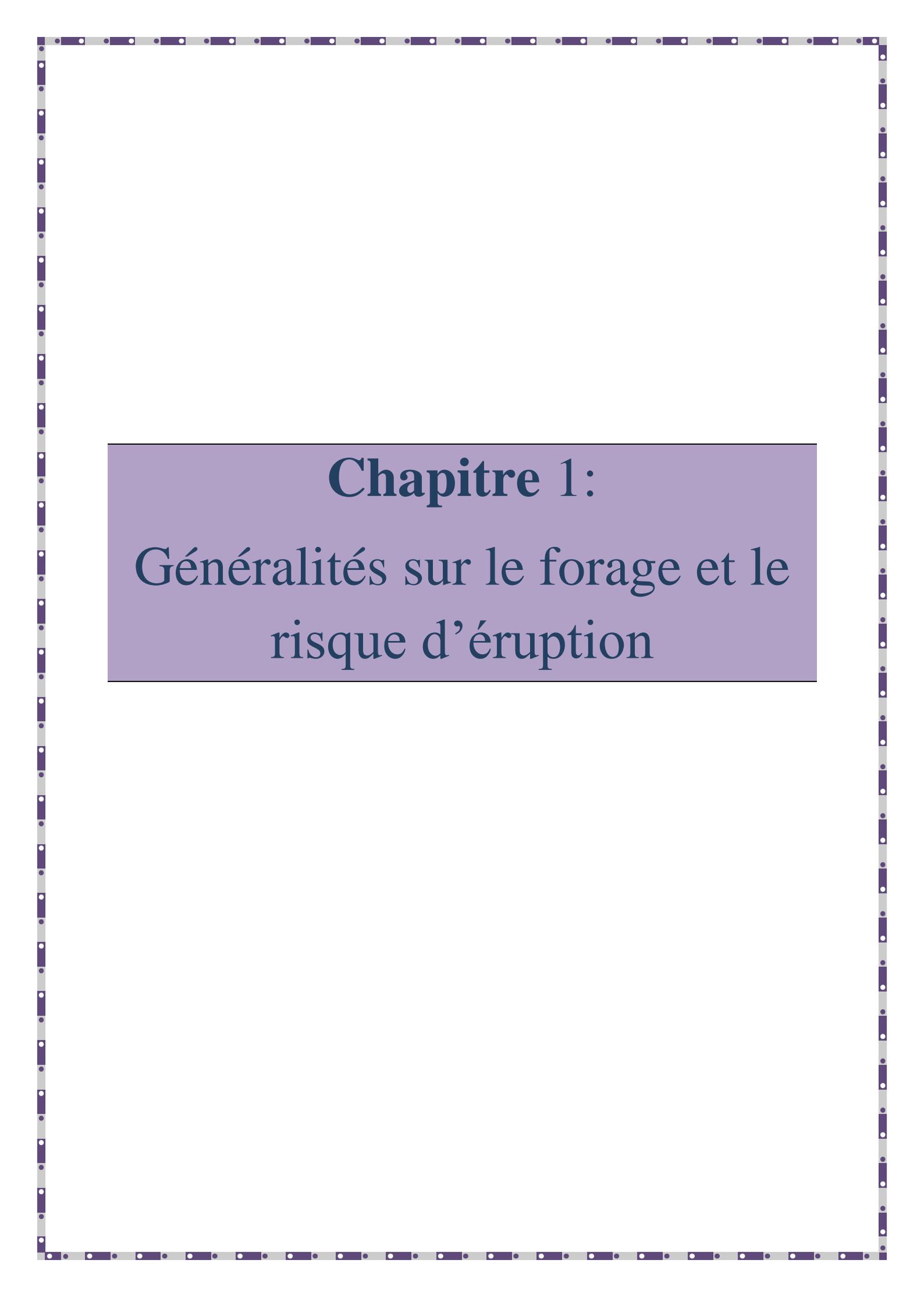
Nous avons choisi ce thème parce que l'ampleur de ce type d'accidents industriels majeurs est très grave sur la faune et la flore et sur l'économie alors que par l'utilisation de l'approche HAZOP et en jouant sur la déviation des paramètres (pression, densité, débit et niveau, viscosité...etc.) et en connaissant les causes susceptibles et les conséquences de ces déviations dans le cas des barrières de prévention existantes (fluide de forage), et en utilisant l'approche « arbre de défaillances » pour la deuxième barrière de sécurité (obturateurs). Des recommandations et des solutions sont proposées pour éviter le risque indésirable étudié « l'explosion due à une éruption » dans une sonde de forage.

Plan de travail

Notre travail débute par une autre introduction générale à notre thème suivie de quatre chapitres répartis comme suit :

- Le premier chapitre est réservé à un bilan de généralités sur le forage et les risques notamment le risque explosion et le risque éruption d'un puits de forage.
- Le deuxième chapitre est dédié à la présentation des barrières de sécurité existantes dans un puits de forage relative à la prévention de risque d'éruption suivi par ou non par une explosion.
- Le troisième chapitre est réservé à la présentation et la description de l'entreprise nationale de forage ENAFOR, suivis par un aperçu et l'application sur quelques méthodes quantitatives et qualitatives d'analyse et évaluation des risques sur les barrières de sécurité existantes.

Nous avons finalisé notre travail par une conclusion générale et quelques recommandations.



Chapitre 1:

Généralités sur le forage et le risque d'éruption

INTRODUCTION

Dans l'industrie pétrolière le forage des puits de pétrole permettent d'extraire le pétrole et le gaz naturel piégés dans les gisements souterrains, Cette procédure complexe implique la création de trous profonds dans le sol à l'aide d'équipements spécialisés et de méthodes spécifiques. Parmi les nombreux aspects cruciaux du forage, l'utilisation de la "boue de forage" occupe une place centrale.

La boue de forage, également appelée "fluides de forage" ou "mud", est un mélange liquide utilisé pour faciliter le processus de forage. Il existe plusieurs types de boues de forage, chacun adapté à des conditions géologiques spécifiques et à des objectifs de forage particuliers. Elle remplit plusieurs fonctions essentielles tout au long de l'opération. L'une de ses principales fonctions est de maintenir la stabilité des parois du trou de forage.

SECTION 1 GENERALITES SUR LE PROCESSUS DE FORAGE

1. HISTORIQUE

En 1889, à Titusville (Pennsylvanie), le pétrole jaillissait pour la première fois sur le sol des Etats-Unis, d'un puits foré à 69,5 ft. Le Colonel Drake venait d'entrer dans l'histoire de l'exploration pétrolière. Mais, même si cet événement a marqué le début industriel du forage pétrolier, il ne faut pas oublier les très nombreux puits forés bien avant pour la production d'eau, de saumures et déjà du naphte utilisé pour le calfatage, l'éclairage ou la médecine. Tous ces forages anciens, y compris celui de Drake, étaient forés par battage. [1]

C'est la technique la plus ancienne, utilisée par les Chinois depuis plus de 4000 ans (battage au câble), elle consiste à soulever un outil très lourd (trépan) et le laisser retomber sur la roche à perforer en chute libre. Le battage se produit par le mouvement alternatif d'un balancier actionné par un arbre à came (ou bien un treuil : cylindre horizontal). Après certain avancement, on tire le trépan et on descend une curette (soupape) pour extraire les déblais (éléments broyés : cuttings). Pour avoir un bon rendement, on travaille toujours en milieu humide en ajoutant de l'eau au fond de trou. Le foreur de métier garde une main sur le câble et l'accompagne dans sa course, ce qui lui permet de bien sentir l'intensité des vibrations sur le câble ; et lorsque le fond de trou est encombré par les débris, celui-ci sera nettoyé par soupapes à piston ou à clapet. Parmi les machines de battage on cite : les machines de type Beneto, et Dando Buffalo 3000. [2]

C'est au début du siècle que Antony Lucas démontra au monde entier l'efficacité du forage Rotary par la découverte du champ de Spindeltop (Texas) en utilisant la combinaison d'un outil rotatif et l'injection continue de boue. Depuis ce jour, cette technique est universellement utilisée et a profité des améliorations apportées par le progrès technique. [3]

2. PRINCIPES DE FORAGE ROTARY

La méthode Rotary consiste à utiliser des trépan à dents type tricône ou des trépan monoblocs comme les outils diamant ou PDC, sur lesquels on applique une force procurée par un poids tout en les entraînant en rotation. L'avantage de cette technique est de pouvoir injecter en continu un fluide au niveau de l'outil destructif de la formation pour emporter les débris hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface.

La sonde de forage Rotary est l'appareillage nécessaire à la réalisation des trois fonctions suivantes :

- Poids sur l'outil.
- Rotation de l'outil.
- L'injection de fluide [4]

3. PARAMETRES DE FORAGE

3.1. Facteur mécanique

a. Poids sur l'outil (WOB, Weight On Bit)

Il correspond à la force appliquée par la garniture sur l'outil de forage suivant son axe de révolution pour qu'il puisse pénétrer la roche. C'est en fait la différence entre le poids au crochet outil suspendu et outil posé sur le front de taille.

b. Couple à l'outil (TOB, Torque On Bit)

Il correspond au couple de rotation effectif appliqué à l'outil ou transmis depuis la surface. De même que pour le poids à l'outil, son estimation passe par une bonne évaluation des frottements le long de la garniture.

La vitesse de rotation : c'est la vitesse de rotation de l'outil par rapport à son axe de révolution. La vitesse de rotation en surface peut être contrôlée précisément mais elle peut différer sensiblement de la vitesse de rotation instantanée de l'outil. [5]

3.2. Facteur hydraulique

a. Type de la boue et sa densité

On entend par type de la boue, les caractéristiques physico-chimiques du fluide de forage et sa densité. On distingue généralement trois types de boue : des boues à base d'eau (Water Based Mud, WBM) et des boues à base d'huile (Oil Based Mud, OBM) et des boues synthétiques (Synthetic Based Mud, SBM). Le choix de la boue influe directement sur le coefficient de frottement garniture-parois de puits comme on le verra dans la suite. [5]

b. Débit et la pression d'injection

Ces deux paramètres doivent permettre d'une part d'assurer un écoulement suffisant sur l'outil pour refroidir les éléments de coupe pendant le forage et d'autre part un régime de circulation de la boue permettant un nettoyage efficace du puits afin d'éviter que les débris

s'accumulent par gravité sur la partie basse du trou notamment dans le cas de forage hautement dévié. [5]

4. TYPES DE FORAGES

Il existe plusieurs type de forage on les cite comme suite :

- **Forage vertical** : permet de forer le puits à l'aplomb vertical de la zone du gisement où le pétrole est susceptible d'être présent dans le sous-sol
- **Forage dévié** : permet de forer plusieurs cibles depuis un même site de forage. Cela limite le nombre de sites en surface et permet d'utiliser les installations déjà existantes.
- **Forage horizontal** : permet l'atteinte de plusieurs cibles dans le sous-sol depuis un même site et de maximiser la surface d'échange avec le réservoir, réduisant ainsi le nombre de forages nécessaires. [6]

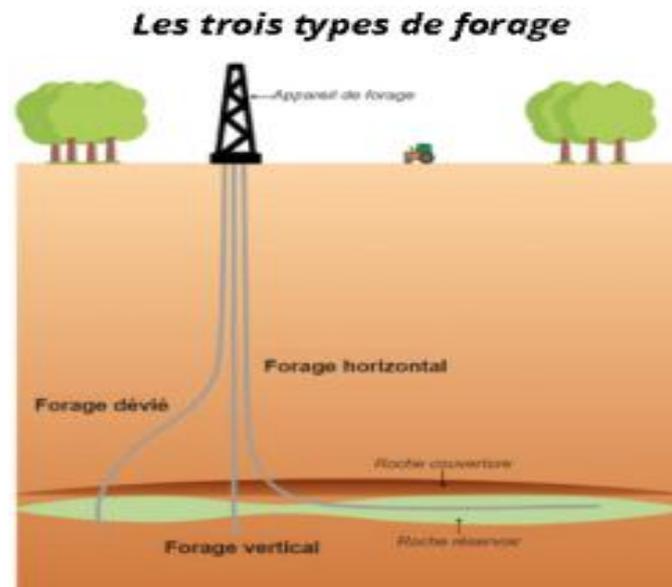


Figure 1:les trois types de forage [6]

5. DESCRIPTION DE L'APPAREIL DE FORAGE (LA SONDE)

5.1. Equipements de levage

a. Tour de forage

La fonction de la tour est de fournir un chevalement pour la montée et la descente du train de tiges et son stockage vertical. Il existe trois grandes catégories de structures :

- Le derrick.
- Le mât.
- Le mât haubané monté sur remorque.

b. Substructure

Pour permettre la mise en place des dispositifs de sécurité qui sont d'autant encombrants que la profondeur à atteindre est grande. le derrick ou le mât repose sur une substructure en acier dont la partie supérieure constitue le plancher du travail.

c. Treuil

Le treuil constitue l'élément fondamental de l'équipement de forage rotary. C'est sur le tambour principal du treuil que s'enroule le câble du système de mouflage destiné à manœuvrer le train de tiges.



Figure 2: Treuil [7]

d. Mouflage

La nécessité d'un système de mouflage est évidente, vu l'importance des charges à manipuler, il est composé de :

- Brin mort
- Moufle fixe ou crow-block
- Moufle mobile et crochet

➤ Le câble de forage [8]

e. Freinage auxiliaire

La capacité de freinage du système à bandes n'est pas suffisante dynamiquement lorsque les plus lourdes charges sont descendues dans le puits. C'est pourquoi, sur tous les appareils de forage, il est adjoint un ralentisseur fixé dans l'axe du tambour de treuil. Deux types de mécanismes sont utilisés :

❖ **Ralentisseur hydraulique**

Dont le principe est de transformer l'énergie mécanique produite par la descente d'une charge, en chaleur par l'intermédiaire d'un rotor entraîné en rotation par le tambour du treuil.

❖ **Ralentisseur électromagnétique**

Qui comprend un élément entraîné (rotor) et un élément fixe qui fournit un champ magnétique réglable par commande. Le rotor coupe les lignes du champ magnétique. Les forces électromagnétiques induites dans le rotor s'opposent au mouvement de rotation.

f. Outils de plancher

Ils rentrent dans deux catégories :

❖ **Outils de levage** : crochet de forage, élévateur, têtes de levage, des cales dans des fourrures coniques, collier

❖ **Outils de vissage** : l'application du couple de serrage ou de déblocage se fait encore très couramment avec des clés à mâchoires multiples. La clé de retenu fixée par câble ou chaîne sur un point fixe, l'autre est reliée à une poupée motorisée en rotation par la transmission du treuil de forage. [9]

5.2. Equipements de rotations*a. Table de rotation*

En cours de forage, la table de rotation transmet le mouvement de rotation à la garniture de forage, par l'intermédiaire de fourrures et de la tige d'entraînement, et, en cours de manœuvre, supporte le poids de la garniture de forage, par l'intermédiaire de coins de retenue. [10]

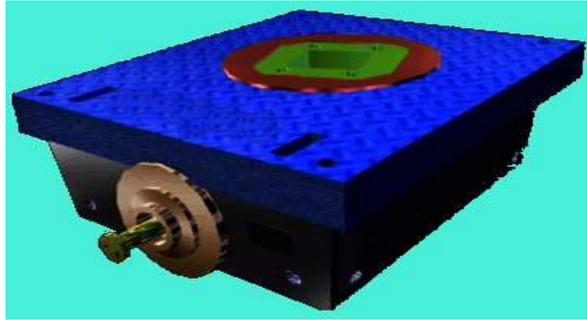


Figure 3: Table de rotation [11]

b. Carré d'entraînement et les fourrures

Le mouvement de rotation est transmis par la table à la tige d'entraînement par le biais d'un carré d'entraînement rendu solidaire en rotation de la table par l'intermédiaire d'une fourrure principale. Pendant les manœuvres, des fourrures intermédiaires sont mises en place à l'intérieur des fourrures principales pour pouvoir caler la garniture de forage. [12]

c. Tige d'entraînement

C'est la liaison en rotation entre la table de rotation et la garniture de forage. C'est aussi un tubulaire qui supporte la charge totale de garniture. Ces principales fonctions sont donc de :

- relier la tête d'injection et la dernière tige de forage.
- transmettre le couple de rotation à la garniture de forage.
- permettre le mouvement longitudinal de la garniture en forage tout en maintenant la rotation, conduire le fluide de forage de la tête d'injection à l'intérieur de la garniture.

La tige d'entraînement peut être de section carrée, hexagonale ou même triangulaire. On visse sur la connexion supérieure une vanne de sécurité appelée « upper kelly cock».

D'une manière plus générale, nous allons décrire l'ensemble des composants toujours liés à la tige d'entraînement [13]:

- La tige d'entraînement (kelly)
- Le raccord d'usure (kelly saver sub)
- La tête d'injection (swivel)

d. Tête d'injection

Dans une installation de forage, la tête d'injection supporte la garniture de forage et permet d'y injecter la boue en rotation ou à l'arrêt. [14]

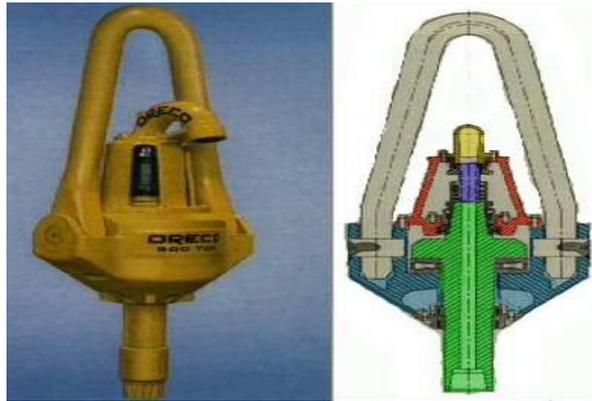


Figure 4: Tête d'injection [15]

e. Têtes d'injection hydrauliques

En plus de la suspension et l'injection, les têtes d'injection hydrauliques permettent d'assurer la rotation de la garniture de forage sans utiliser la table de rotation. Elles sont équipées d'un moteur hydraulique.

f. Top drive

Le top drive est une tête d'injection motorisée qui, en plus de l'injection, assure la rotation de la garniture de forage.

Ainsi, on n'a besoin ni de la tige d'entraînement ni de la table de rotation pour faire tourner la garniture, c'est le top drive qui s'en charge. En plus, pendant le forage, au lieu de faire les ajouts simple par simple, on peut les faire longueur par longueur.

Plusieurs autres options existent dans cet équipement : les bras de l'élévateur sont articulés hydrauliquement pour faciliter le travail de l'accrocheur et il possède une clé automatique et même une coulisse intégrées. [16]



Figure 5: Top drive [17]

5.3. Équipements de pompage

a. Pompes de forage

Les pompes de forage doivent fournir le débit nécessaire aux phases de forage.



Figure 6: pompes de forage [18]

b. Colonne montante et flexible

La boue refoulée par la pompe est dirigée vers la colonne montante qui est un tube en acier.

c. Tamis vibrant

Pour séparer les déblais de la boue, celle-ci est dirigée à la sortie du puits sur des tamis vibrants.



Figure 7: tamis vibrant [19]

d. Dégazeur

La formation peut produire de bulles de gaz aux conséquences directes sur les propriétés de la boue, Le dégazeur permet d'éliminer ces bulles de gaz contenu dans la boue de forage.



Figure 8: dégazeur [20]

e. Dessaleur

La boue de forage ramène à la surface des déblais des roches constitués essentiellement des sables de dimensions variées. Les déblais fins encore entraînés par celle-ci sont évacués au niveau du dessabler.



Figure 9: Dessableur [21]

f. Desilter

Son rôle est d'éliminer les particules trop fines appelées « Silt » encore présentes dans la boue de forage.

g. Bacs à boue

Celle-ci comprend 1, 2, 3 ou 4 bassins à boue métalliques. Ceux-ci sont des bassins parallélépipédiques ayant une capacité unitaire de 15 à 40 m³. [22]



Figure 10 : Bac à boue [23]

h. Autres équipements de pompage

- L'agitateur
- Centrifugeuse
- Les conduites d'aspiration
- Mixeur
- Les conduites de refoulement
- La goulotte
- Trip tank
- Les réservoirs d'eau [24]

5.4. Équipements de mécanisation

- Les systèmes de transmission de puissance il existe trois systèmes de base sont : mécanique, hydraulique et électrique.
- Les sources d'énergie : Les moteurs diesel offrent le maximum de flexibilité de distribution sur les appareils de forage, qu'ils soient lourds ou légers.

5.5. Équipements de mesure (poste de contrôle)

Sur une console située devant le foreur sont rassemblés les appareils de lecture des différents paramètres mesurés (les capteurs)

5.6. Équipements de fond

5.6.1. Outils de forage

- ❖ Les outils à molettes (des bi-cônes utilisés actuellement dans les déviations par pression, des tricônes les plus utilisés dans les forages actuels ou des quadri – cônes)

- ❖ Les outils diamantés (diamants naturel, PDC,TSP...etc.) [25]

5.6.2. Garniture

C'est une parties très essentiel dans le forage rotary, Son rôle est de :

- Transmettre l'énergie nécessaire à la destruction de la roche par un outil de forage quel qu'il soit.
 - Guider et contrôler la trajectoire de l'outil.
 - Appliquer une force de compression sur l'outil de forage ou poids sur l'outil (weight on bit).
 - Permettre la circulation du fluide de forage avec le minimum de perte de charge.
- ❖ Equipements de fond principaux sont :
 - Les masses-tiges ou drill collar
 - Les tiges de forage ou drill pipe.



Figure 11: Masses Tiges et Tiges de forage [26]

- ❖ Rôle du Masses tiges
 - Leur rôle est essentiel dans la garniture car elles conditionnent la bonne utilisation de l'outil de forage. [27]
 - mettre du poids sur l'outil pour éviter de faire travailler les tiges de forage en compression. Le poids utilisable des masse-tiges ne devra pas excéder 80% de leur poids total dans la boue.

- jouer le rôle du plomb du fil à plomb pour forer un trou aussi droit et vertical que possible. Elles ne rempliront pleinement ces conditions que si elles sont aussi rigides que possible donc aussi largement dimensionnées que possible.

- ❖ Rôle des tiges

Les tiges de forage permettent la transmission de la rotation de la table à l'outil et le passage du fluide de forage jusqu'à ce dernier. [28]

- ❖ Le matériel auxiliaire est composé de :

- Tiges d'entraînement
- Stabilisateurs de masses-tiges
- Des amortisseurs de chocs,
- Des raccords divers.

a. Tige d'entraînement

C'est la liaison en rotation entre la table de rotation et la garniture de forage. C'est aussi un tubulaire qui supporte la charge totale de garniture. Ces principales fonctions sont donc de :

- relier la tête d'injection et la dernière tige de forage.
- transmettre le couple de rotation à la garniture de forage.
- permettre le mouvement longitudinal de la garniture en forage tout en maintenant la rotation, conduire le fluide de forage de la tête d'injection à l'intérieur de la garniture.

La tige d'entraînement peut être de section carrée, hexagonale ou même triangulaire. On visse sur la connexion supérieure une vanne de sécurité appelée « upper kelly cock »

b. Stabilisateurs

Ils sont incorporés à la garniture de forage et plus précisément au niveau des masses-tiges afin de garder et contrôler la trajectoire de l'outil, qu'elle soit verticale ou inclinée.

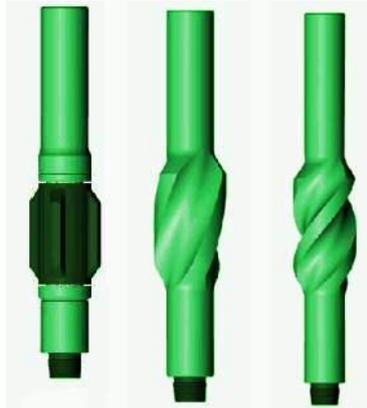


Figure 12:Stabilisateurs [29]

c. Raccords

Pour connecter tous les éléments de la garniture entre eux, il est nécessaire, soit d'utiliser le même filetage, ce qui n'est pas possible compte tenu de la grande variété de dimensions nominales, soit d'intercaler des raccords d'adaptation.

d. Shock absorber

Il se présente comme une masse-tige que l'on visse juste au-dessus de l'outil. Sa fonction est d'amortir (filtrer) les vibrations générées par la rotation de l'outil de forage.

En surface, la garniture de forage est suspendue au crochet par l'intermédiaire de la tête d'injection et l'entraînement en rotation se fait grâce à la tige d'entraînement ou Kelly. Deux vannes de sécurité permettent la fermeture du passage intérieur

5.7. Équipements de sécurité

Ils assurent la sécurité du puits en cas de venue.

- la tête de puits
- l'accumulateur de pression
- le manifold et duse
- Blocs d'obturation du puits (Blow -out preventer : B.O.P) [30]

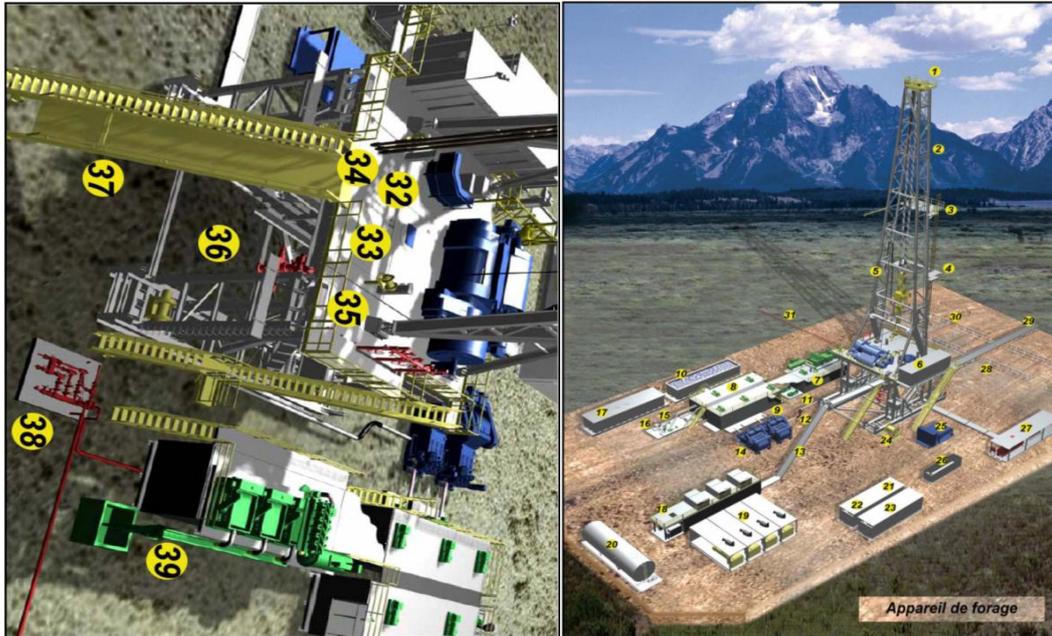


Figure 13: Equipements des forages [31]

Tableau 1: Les équipements des forages [32]

1	Crown block (moufle fixe)	26	Junk bin
2	Ma (mat)	27	BOP closing unit
3	Rackling platform	28	Pipe rack
4	Tubing board	29	Catwalk
5	Standpipe	30	Drill pip (tiges de forage)
6	Dog house	31	Gaz flar (troches)
7	Degasser	32	Drill console (trou de manoeuvrer)
8	Mud tanks (bacs a boue)	33	Rotary table (table de rotation)
9	Pulsation dampeners amortisseur de pulsation	34	Pipe setback
10	Drilling water tank (bac a eau)	35	Drill foor (trou de service)
11	Mud discharge line (conduit de refoulement)	36	Substructure
12	Shock hoses	37	Stairway w/ramp
13	Cable tray	38	Chok manifold (manifold duses)
14	Mud pumps (pompe a boue)	39	Cutting conwoyer
15	Mud mixing pumps	40	Shale shaker (tamis vibrantes)
16	Mud mixing hopper	41	Mud cleaner (dessilteur)
17	Mud sack storage	42	Trip tank (bacs de circulation)
18	S C R house	43	Mud gaz separator (separateur de gaz de boue)
19	Engine et generatore	44	Mud guns (mitrailleuses de fond orientable)
20	Fuel tank	45	Mud agitators (mitrailleuses de surface)

21	Pumps parts store	46	Traveling block (moufle mobile)
22	Parts storage	47	Rotary hose (tuyau)
23	Workshop	48	Top drive
24	Wire line spooler	49	Drill line (cable de forage)
25	Hydraulic power unit	50	Drawworks (treuil)

6. Etapes de forage

6.1. Travaux préparatoires

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

L'opérateur procède ensuite à la mise en place du tube guide. Pour cela, un trou est creusé à l'aide d'une sondeuse utilisant la méthode de havage.

Le tube guide est descendu au fur et à mesure du creusement du trou, pour éviter toute déstabilisation des terrains.

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

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

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

6.2. Mise en place du cuvelage de surface

Le forage des formations peu profondes est la première phase de forage proprement dite. Elle est réalisée avec une simple boue à l'eau, additionnée de bentonite, afin de ne pas polluer les nappes aquifères de surface. Notons que lors de cette phase de forage, le puits ne dispose pas encore de BOP. Il est donc important de s'assurer, préalablement aux travaux, de l'absence de risques de gaz de surface (shallow gas). En cas d'incertitude, il est nécessaire d'installer un équipement de sécurité appelé *diverter*. C'est un obturateur annulaire dont la fonction n'est pas de fermer le puits mais de canaliser une éventuelle venue vers une torchère et ainsi de protéger l'unité de forage.

6.3. Mise en place et tests du BOP

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

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

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

6.4. Leak-off test

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

La pression de fracturation indique au foreur la valeur de pression à ne pas dépasser en fond de puits afin d'éviter toute perte de circulation. Indirectement, elle indique aussi la pression de pore que les formations traversées ne devront pas dépasser afin de ne pas risquer, en cas de venue, de provoquer une éruption sous le sabot du dernier cuvelage posé. Cette pression de fracturation est déterminée par un test appelé essai de pression dans le découvert ou plus couramment leak-off test.

6.5. Forage des formations intermédiaires

Le forage des formations intermédiaires est opéré, à travers le BOP, selon la méthode classique. A chaque phase de forage, une nouvelle colonne (cuvelage ou liner) est descendue puis cimentée aux terrains. Chaque cuvelage à sa tête de suspension propre. La tête de puits est donc composée d'un empilement de têtes de suspension, fixées les unes sur les autres.

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

6.6. Diagraphies différées

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

6.7. Forage de la couche réservoir

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

6.8. Tests de formation

Au cours d'un forage d'exploration, l'opérateur souhaitera, au-delà des indices apportés par les diagraphies, l'analyse des déblais, des fluides de forage ou les éventuelles carottes, pouvoir déterminer avec certitude la nature des fluides présents dans certaines formations et estimer leur

Débit et leur pression, en vue d'évaluer l'intérêt potentiel de ces couches pour une exploitation future. [32]

7. Opérations de forages

7.1. Forage

Seul le chef de poste œuvre aux commandes du treuil. La table de rotation tourne et entraîne l'outil de forage par l'intermédiaire de l'ensemble de la garniture de forage et de la tige d'entraînement.

La commande principale est le levier de frein. Le chef de poste contrôle et régule la descente du crochet de forage par action sur ce frein. Les trépan sont utilisés à poids constant.

Le poids de tout ce qui est pendu au crochet est constant et connu du foreur par la lecture du poids suspendu au crochet avant de toucher le fond (Off Bottom). Le poids appliqué sur l'outil est la différence entre le poids au crochet outil suspendu et outil posé.

C'est cette différence que le foreur lit sur l'indicateur de poids et qu'il doit maintenir constante en laissant descendre la tige d'entraînement à la même vitesse que l'avancement de l'outil de forage.

Les deux autres paramètres : rotation et débit de boue sont en général fixes, le foreur contrôle et ajuste les valeurs suivant le programme et surtout vérifie que la pression de refoulement aux pompes est et reste conforme.

7.1.1. Ajout des tiges

Lorsque l'outil a foré une longueur de tige (30 ft), il faut rallonger la garniture de forage d'autant en vissant sous la tige d'entraînement une tige de forage.

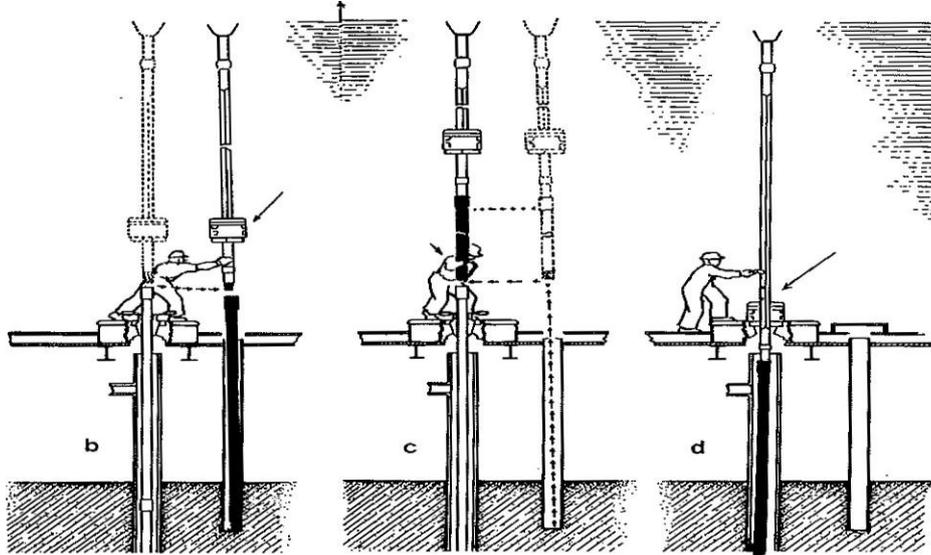


Figure 14: L'ajout des tiges [32]

- Pendant le forage les ouvriers de plancher ont placé une tige dans un fourreau appelé mouse-hole situé à proximité de la table de rotation.
- Le chef de poste embraye le treuil pour soulever la garniture jusqu'à la première tige de forage sous la tige d'entraînement.
- Les sondeurs mettent les cales, la tige d'entraînement peut-être dévissée car la garniture est alors suspendue sur la table de rotation. les sondeurs présentent la tige d'entraînement sur le filetage femelle de la tige mise en place dans le mouse
- Les vissages et blocage sont effectués sur le mouse-hole.
- En actionnant le treuil, le chef de poste soulève l'ensemble tige d'entraînement et tige de forage.
- Le vissage et le blocage de la nouvelle tige sur la garniture étant faits, le chef de poste remet la circulation du fluide de forage.
- Le foreur positionne le carré d'entraînement de la kelly dans la table de rotation et le forage peut reprendre.

7.2. Manœuvre

Lorsque l'outil est usé ou lorsque l'on a atteint la profondeur souhaitée, il faut remonter la totalité de la garniture soit pour changer l'outil soit pour descendre les tubes casing.

- ❖ décrocher la tête d'injection du crochet de forage et de ranger dans un fourreau appelé rat-hole l'ensemble tige d'entraînement, tête d'injection toujours reliées aux pompes par le flexible.
- ❖ Les sondeurs de plancher ferment l'élévateur sous le tool-joint de la première tige et le chef de poste manœuvre le treuil pour soulever la garniture sur une hauteur correspondant à trois tiges, La quatrième tige est coincée dans la table par les cales et on dévisse cette connexion avec des clés. Un ensemble de trois tiges est alors suspendu à l'élévateur.
- ❖ Les sondeurs de plancher repoussent l'extrémité inférieure de cette longueur (stand) pour l'appuyer sur un sommier de gerbage (set back), dès que cela est fait l'accrocheur qui se trouve sur une passerelle dans la tour, ouvre l'élévateur, maintient la longueur puis range l'extrémité supérieure de cette même longueur dans des râteliers

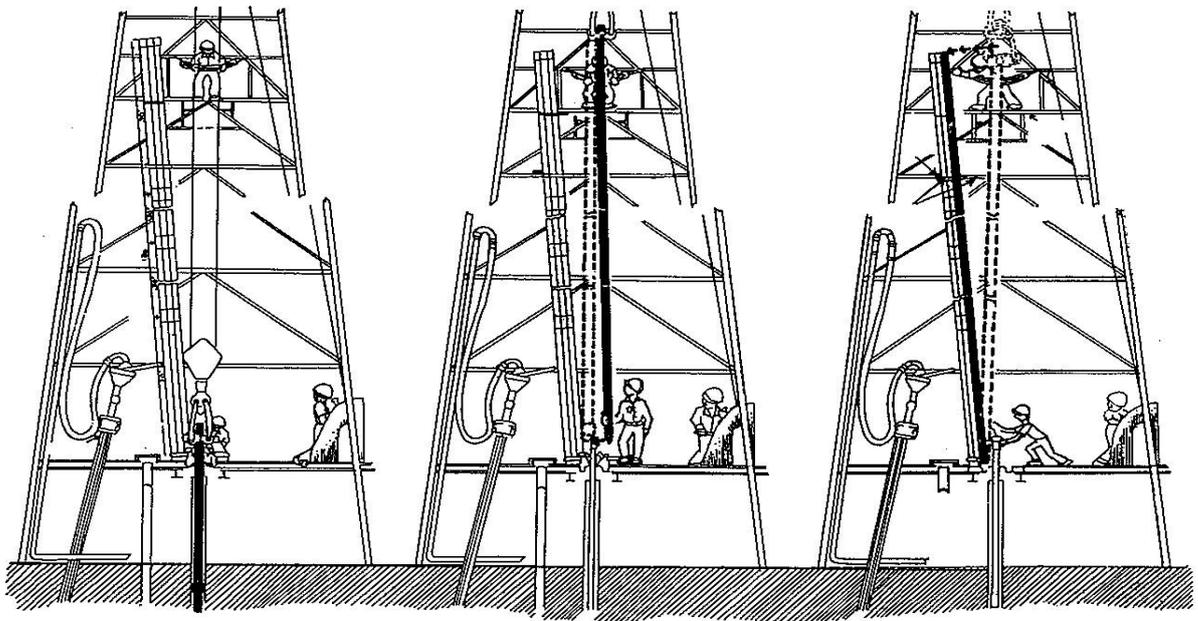


Figure 15 : Manœuvre de la garniture (a. mise en place des élévateurs, b. remonté d'une longueur, c. rangement de la longueur sur la soumière) [33]

On continue ainsi jusqu'aux masses-tiges que l'on stocke également verticalement par trois. Il faut remarquer que pendant cette opération, on ne peut ni tourner la garniture ni circuler. Pour ce faire, si besoin était, il faut reprendre la tige d'entraînement hors du rat hole et revisser l'ensemble sur les tiges.

a. Tubage

Le forage ayant été accompli à la profondeur prévue pour cette phase, il s'agit maintenant de descendre les tubes casing dans le puits. Cette opération, périlleuse du fait du faible jeu entre casing et trou et de la quasi impossibilité de mettre en rotation la colonne, consiste en une manœuvre de descente mais par ajout unitaire de tube casing. A la fin de la descente, c'est par circulation directe (c'est-à-dire injection du fluide par l'intérieur du tube et retour par l'annulaire) que l'on mettra en place le ciment dans l'annulaire.

b. Montage de la tête de puits

Lorsqu'un tubage est en place dans le puits et est cimenté, il est nécessaire de monter divers équipements de suspension, d'étanchéité sur son extrémité supérieure. Ces opérations sont manuelles en têtes de puits aériennes.

Ces équipements de têtes de puits permettent également la mise en place des obturateurs équipés de conduites haute pression appelées kill line et choke line.

Une série de test en pression du casing, des suspensions, des BOP clôture ce montage. Si tout est conforme aux exigences de la sécurité, la phase de forage suivante peut alors commencer.

c. Complétion

Cette opération finale qui succède à la mise en place de la dernière colonne de casing (casing de production) consiste à descendre dans le puits l'équipement de production : packer, tubing, vanne de sécurité, etc. Il faut souvent parachever la liaison couche/trou par forage, perforation, acidification, fracturation, etc.

Bien que ces opérations soient souvent faites par les foreurs, leurs techniques rentrent dans le domaine de la production fond qui est l'objet d'un autre ouvrage. [33]

8. Rôle des puits

- de permettre l'accès à la formation géologique visée.
- d'assurer une communication hydraulique optimale avec cette formation.

- de permettre aux effluents contenus dans cette formation de remonter efficacement et, en sécurité vers la surface (pour un puits de production).
- de collecter un ensemble de données importantes pour la capitalisation de la Connaissance du sous-sol.

9. Type des puits

a. Puits d'exploration

Après l'analyse des données géologiques et les levés géophysiques, on procède au forage de puits d'exploration, à terre ou en mer. Les forages dans des zones où l'on n'a encore trouvé ni pétrole ni gaz sont appelés «forages de reconnaissance». Ceux qui permettent de découvrir du pétrole ou du gaz sont appelés «puits de découverte». D'autres puits d'exploration, appelés «puits de délinéation», sont forés pour délimiter la formation productive ou pour en rechercher de nouvelles au-dessous ou à côté de cette dernière. Un forage qui ne permet pas de trouver du pétrole ou du gaz, ou seulement d'en trouver trop peu pour une exploitation économique, est appelé «puits sec» ou «forage improductif».

b. Puits de développement

Après une découverte, on délimite grossièrement l'étendue du réservoir à l'aide d'une série de puits de délinéation. On fore alors des puits de développement pour produire du pétrole et du gaz. Le nombre de puits de développement à forer dépend des caractéristiques prévues du nouveau gisement, quant à sa taille et à sa productivité. Comme on n'est sûr ni du profil ni des limites du gisement découvert, certains puits de développement peuvent se révéler par la suite être des puits secs. Le forage et la production ont parfois lieu simultanément.

c. Puits à géo pression/géothermiques

Les puits à géo pression/ géothermiques sont des puits qui produisent de l'eau sous très haute pression (50 MPA) et à haute température (149 °C) qui peut contenir des hydrocarbures. L'eau devient un nuage de vapeur chaude qui se répand rapidement dans l'atmosphère en cas de fuite ou de rupture.

d. Puits marginaux

Les puits marginaux sont des puits qui extraient d'un réservoir moins de 10 barils de pétrole par jour.

❖ **Puits à plusieurs niveaux**

Lorsque, en forant un puits simple, on découvre des formations productives multiples, il est possible de faire passer dans ce puits plusieurs trains de tiges de forage à raison d'un par formation. Le pétrole et le gaz issus de chaque formation sont dirigés vers leurs tuyauteries respectives, isolées les unes des autres par des garnitures qui obturent les espaces annulaires entre les tiges et le tubage du puits. Ces puits sont appelés puits à plusieurs niveaux.

- ❖ **Puits d'injection** : Les puits d'injection servent à pomper de l'air, de l'eau, des gaz ou des produits chimiques dans les gisements productifs soit pour maintenir la pression, soit pour diriger le pétrole vers les puits de production par la force hydraulique ou par une élévation de pression.
- ❖ **Puits de service** : Les puits de service comprennent ceux utilisés pour les opérations de repêchage et de câblage, la pose et la dépose de garnitures/d'obturateurs et la reprise du forage. Des puits de service sont également forés pour l'évacuation sous terre de l'eau salée, qui est séparée du pétrole brut et du gaz. [34]

NB : Il existe aussi des puits de forage marin et terrestre

❖ **Puits à plusieurs niveaux**

Lorsque, en forant un puits simple, on découvre des formations productives multiples, il est possible de faire passer dans ce puits plusieurs trains de tiges de forage à raison d'un par formation. Le pétrole et le gaz issus de chaque formation sont dirigés vers leurs tuyauteries respectives, isolées les unes des autres par des garnitures qui obturent les espaces annulaires entre les tiges et le tubage du puits. Ces puits sont appelés puits à plusieurs niveaux.

- ❖ **Puits d'injection** : Les puits d'injection servent à pomper de l'air, de l'eau, des gaz ou des produits chimiques dans les gisements productifs soit pour maintenir la pression, soit pour diriger le pétrole vers les puits de production par la force hydraulique ou par une élévation de pression.
- ❖ **Puits de service** : Les puits de service comprennent ceux utilisés pour les opérations de repêchage et de câblage, la pose et la dépose de garnitures/d'obturateurs et la reprise du forage. Des puits de service sont également forés pour l'évacuation sous terre de l'eau salée, qui est séparée du pétrole brut et du gaz. [34]

NB : Il existe aussi des puits de forage marin et terrestre

SECTION 2 : GENERALITES SUR LE RISQUE ET ERUPTION

1. Notions sur le risque

1.1. Notion de danger

Selon « Larousse française » Ce qui constitue une menace, un risque pour quelqu'un, quelque chose : Ce krach constitue un danger pour l'économie mondiale ; situation où l'on se sent menacé : Courir un danger. [35]

Le « centre canadien d'hygiène et de sécurité » ; définit le danger toute source potentielle de dommage, de préjudice ou d'effet nocif à l'égard d'une chose ou d'une personne. [36]

Selon « L'INRS » la propriété intrinsèque d'un produit, d'un équipement, d'une situation susceptible de causer un dommage à l'intégrité mentale ou physique du salarié. [37]

Aussi le paragraphe 122(1) du code canadien parti définit « danger » ainsi :
« Situation, tâche ou risque qui pourrait vraisemblablement présenter une menace imminente ou sérieuse pour la vie ou pour la santé de la personne qui y est exposée avant que, selon le cas, la situation soit corrigée, la tâche modifiée ou le risque écarté. » [38]

1.2. Notions de risque

Selon Larousse française c'est la possibilité, probabilité d'un fait, d'un événement considéré comme un mal ou un dommage : Les risques de guerre augmentent.

Danger, inconvénient plus ou moins probable auquel on est exposé : Courir le risque d'un échec. Un pilote qui prend trop de risques fait de s'engager dans une action qui pourrait apporter un avantage, mais qui comporte l'éventualité d'un danger : Avoir le goût du risque. Préjudice, sinistre éventuel que les compagnies d'assurance garantissent moyennant le paiement d'une prime : Risques naturels, industriels. [39]

Selon l'INERIS le risque est un Danger éventuel, plus ou moins prévisible, inhérent à une situation ou à une activité. Éventualité d'un événement futur, incertain ou d'un terme indéterminé, ne dépendant pas exclusivement de la volonté des parties et pouvant causer la perte d'un objet ou tout autre dommage. [40]

Selon l'INRS Le risque est une notion abstraite, inobservable directement, une catégorie de statut intermédiaire entre celle des dangers et celle des dommages ». C'est un événement à venir, donc incertain. Cette incertitude est fondamentalement irréductible mais elle est plus ou moins grande selon la qualité des informations disponibles.

La définition suivante semble faire l'unanimité : le risque est l'éventualité d'une rencontre entre l'homme et un danger auquel il est exposé. Deux composantes caractérisent le risque :

La probabilité de la survenance d'un dommage liée à la fréquence d'exposition et/ou la durée d'exposition au danger et la probabilité d'apparition du phénomène dangereux,
La gravité du dommage. [41]

1.3. Gravité

Le terme gravité (Sévérité) se dit de l'importance des choses. C'est le caractère de ce qui est important, de ce qui ne peut être considéré avec légèreté, de ce qui peut avoir des suites fâcheuses. La gravité caractérise globalement l'ensemble des conséquences parmi différentes classes d'importance. Cette classification est effectuée généralement par des experts. [42]

Tableau 2: Cotation de la gravité des dommages. [43]

Niveau de gravité	Échelle	Commentaire
1	Faible	Blessure ou symptômes bénins pas ou peu de dommage sans arrêt de travail
2	moyenne	Blessure ou symptômes demandant des soins médicaux sans arrêt de travail
3	Grave	Blessure ou maladie provoquant un arrêt de travail dommages réversible entraînant une incapacité partielle ou permanente
4	Très grave	Blessure ou maladie mortelle

1.4. Fréquence d'exposition

C'est le nombre de fois par jour, par semaine ou par mois qu'un opérateur est mis en présence d'un produit chimique dangereux. Plus la fréquence d'exposition augmente, plus la quantité de produit absorbée risque d'être importante et plus les dommages risquent d'être importants, en l'absence de prévention adaptée. [44]

Tableau 3: cotation de la fréquence d'exposition. [45]

Niveau de fréquence	Échelle	Commentaire
1	Très rare	Exposition pouvant survenir au maximum une fois par an ou peu vraisemblable ou jamais rencontré
2	rare	Exposition pouvant survenir au maximum plusieurs fois par an sur le lieu de travail
3	Fréquent	Exposition pouvant survenir au maximum une fois par mois sur le lieu de travail
4	Très fréquent	Exposition pouvant survenir au maximum plusieurs fois par mois sur le lieu de travail

1.5. Risque potentiel Rp

Se calcule en multipliant, la valeur estimée pour la gravité des dommages, par la valeur obtenue de la fréquence d'exposition comme indiqué dans la matrice ci-dessous. [46]

$$\text{Le risque} = \text{la gravité} * \text{la fréquence d'exposition}$$

1.6. Grille des risques

Selon la certification-QSE ; Le risque s'appréciera sur une grille allant de 1 à 16. La figure ci-contre indique le niveau De criticité:

$$\text{Criticité} = \text{gravité} * \text{fréquence} * \text{prévention}$$

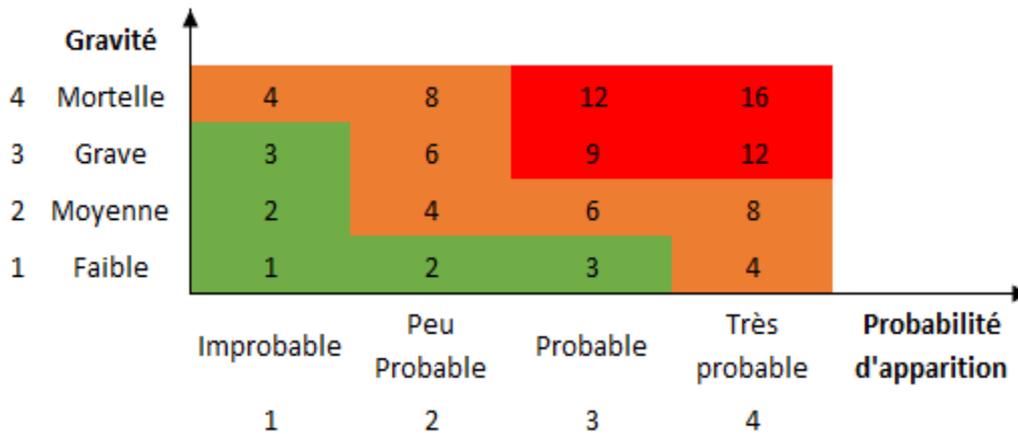


Figure 16: niveau de criticité [47]

- **Risque classé de 1 à 3** : Priorité faible / Risque secondaire (Vert)
- **Risque classé de 4 à 8** : Priorité moyenne / Risque important (Orange)
- **Risque classé 9 à 16** : Priorité élevée / Risque prioritaire (Rouge)

Après cotation des risques et donc identification des risques prioritaires, il est nécessaire mettre en place un plan d'action associés aux risques prioritaires (rapidement) et aux risques importants dans un second temps. [48]

Tous les risques peuvent être classés en fonction de leur fréquence d'apparition et de leur gravité, ainsi que le montrent les travaux de l'anglais **Farmer (1967)**.

Le risque peut être latent (il n'est pas encore manifeste), apparent (il se manifeste) ou disparu (il ne peut plus se manifester). [49]

1.7. Classification de risque selon Farmer

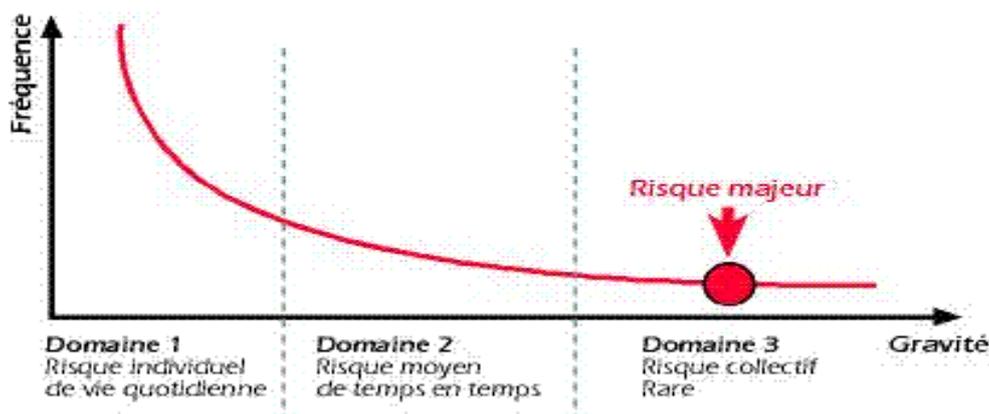


Figure 17: la courbe de Farmer (1967) [50]

Selon techno-science.com L'anglais Farmer a réalisé une courbe qui met en relation,

pour le risque, la fréquence et la gravité : les accidents étant d'autant plus fréquents qu'ils sont peu graves. Cette courbe a été découpée en trois domaines qui peuvent être illustrés par l'exemple de l'accident routier.

- ❖ **Domaine 1** : Événement à fréquence très élevée et de faible gravité qui sont du domaine du risque individuel : cas d'un accident de voiture avec tôles froissées, dégâts matériels uniquement : plusieurs millions d'accidents par an en France.
- ❖ **Domaine 2** : Événement à fréquence moyenne aux conséquences graves : victimes et dégâts importants : plusieurs milliers de décès par an en France.
- ❖ **Domaine 3** : Événement à fréquence faible et de grande gravité. Il s'agit d'un risque collectif : c'est le risque majeur : accident d'un car à Beaune en juillet 1982, 53 victimes ; carambolage de Mirambeau en novembre 1993, 17 morts et 49 blessés graves. « Échelle de risque dans le nucléaire ». [51]

1.8. Autre classification des risques Fréquence et Gravité

a. Concernant la gravité des dommages potentiels

- **Gênant** : Accident ou maladie sans arrêt de travail
- **Sérieux**: Accident ou maladie avec arrêt de travail, et lésions réversibles
- **Bloquant**: Accident ou maladie avec incapacité permanente, conséquences irréversibles ou maladie professionnelle.
- **Vital** : Accident ou maladie mortelle.

b. Concernant la fréquence d'exposition

- **Exceptionnel** : Probabilité d'occurrence très faible (événement qui a peu de chance de se produire), (fréquence très rare ou très courte durée d'exposition au risque)
- **De temps en temps** : Probabilité d'occurrence faible, (événement peu fréquent ou de courte durée au risque)
- **Fréquent** : Probabilité d'occurrence moyenne, événement qui a déjà eu lieu précédemment ou qui est raisonnable de prévoir, (fréquence d'exposition forte ou de durée moyenne au risque)
- **Très fréquent** : Probabilité d'occurrence élevée, (exposition fréquente ? ou de longue durée au risque)

2. Risques de venue

2.1. Définition de la venue

Une venue correspond à une entrée involontaire de fluides provenant d'une formation géologique dans le sondage ou dans le puits. Une venue survient quand la pression à l'intérieur du puits est inférieure à la pression de pore de la formation géologique traversée.

2.1.1. Pression hydrostatique

Elle est définie comme étant la pression exercée par le poids d'une colonne verticale de fluide par unité de surface. La forme et les dimensions de l'enceinte ou du puits n'interviennent pas dans le calcul de la pression hydrostatique.

La forme générale de la formule de la pression hydrostatique est :

$$Ph = \frac{d \times Z}{10.2}$$

Ph : pression hydrostatique en Bars.

Z : côte verticale entre les deux points de mesure en mètres.

d : densité de la boue en Kg/L.

2.1.2. Pression de formation

C'est la pression du fluide contenu dans les pores d'une formation. Elle est aussi appelée pression de pores ou pression de gisement.

2.2. Causes de la venue

- les causes de venues les plus fréquentes sont:
- le défaut de remplissage du puits pendant les manœuvres de garniture
- le pistonage vers le haut et vers le bas pendant les manœuvres
- les pertes de circulation
- la densité du fluide de forage insuffisante
- les situations spéciales (DST, avancement non contrôlé dans une formation contenant du gaz ...)

Les statistiques ont révélé que la majorité des venues surviennent en cours de manœuvres où la réduction de la pression de fond est essentiellement due à :

- l'annulation des pertes de charge annulaire à l'arrêt des pompes

- la chute de niveau de boue dans l'annulaire pendant la remontée
- le pistonnage vers le haut (swabbing)

2.2.1. Défaut de remplissage pendant la manœuvre

La baisse du niveau de boue dans l'annulaire engendrerait une réduction de la pression de fond qui peut provoquer une venue si le puits n'a pas été rempli avec un volume de boue équivalent au volume d'acier extrait.

Les équations suivantes nous permettent de calculer la réduction de la pression de fond due à cette baisse de niveau lorsque les tiges sont remontées vides ou pleines.

❖ Tiges vides :

$$\Delta P = H \times \frac{GP \times V_{tige}}{(V_{tubage} - V_{tige})}$$

❖ Tiges Pleines :

$$\Delta P = H \times \frac{Gb \times (V_{tige} + V_{tige})}{V_{tubage} - (V_{tige} + V_{tige})}$$

Δ : réduction de la pression de fond (bars)

H : longueur de tiges remontée (m)

G_b : gradient de boue (bar/m)

$V_{a\ tige}$: volume acier des tiges (L/m)

$V_{i\ tige}$: volume intérieur des tiges (L/m)

$V_{i\ tubage}$: volume intérieur du tubage (L/m)

2.2.2. Pitonnage vers le haut et vers le bas

a. Pistonnage vers le haut (Swabbing)

Le pistonnage vers le haut est un phénomène qui se manifeste lors de la remontée de la garniture entraînant une dépression au fond du puits.

$$P_{fond} = \frac{Z \times d_i}{10.2} - \text{DEPRESSION}$$

Cette dépression est d'autant plus importante que:

- la vitesse de remontée est trop rapide
- la densité et la rhéologie (viscosité, gel ...) sont élevées
- le jeu entre le trou et la BHA est réduit
- l'outil est bourr

b. Pistonnage vers le bas (Surging)

Le pistonnage vers le bas est aussi un phénomène qui se manifeste lors de la descente de la garniture entraînant une surpression au fond du puits.

$$P_{\text{fond}} = \frac{Z \times d_i}{10.2} + \text{SURPRESSION}$$

Si cette surpression est importante, la pression de fond devient supérieure à la pression de fracturation de la formation, et par conséquent provoquer une perte totale de la boue qui pourra entraîner une baisse suffisante du niveau de boue dans le puits et favorise l'invasion du puits par le fluide de la formation.

2.2.3. Pert de circulation

Lors d'une perte totale de circulation, la pression hydrostatique diminue et seille devient inférieure à la pression de pores, il y aura une intrusion du fluide de la formation dans le puits.

La hauteur maximale de vide tolérée pour ne pas avoir une venue est donnée par la formule suivante :

$$H = \frac{\Delta P \times 10.2}{d_i}$$

Où :

- H : la hauteur maximale du vide (m)
- AP : la différence entre la pression de fond et la pression de pores (bars)
- di la densité initiale de la boue (kg/L)

2.2.4. Densité de boue insuffisante

La densité de boue est un facteur primordial pour le contrôle primaire du puits. Si cette densité devient inférieure à la densité d'équilibre d'une formation poreuse et perméable il y aura venue l'insuffisance de la densité peut être due à :

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

2.2.5. Formations à pressions anormalement élevées

Les formations à pressions anormalement élevées sont souvent rencontrées dans beaucoup de régions et à des profondeurs très diverses. Ces formations sont

Souvent une des causes des venues. On dit qu'une formation est à pression anormalement élevée lorsque son gradient de pression est supérieur au gradient normal.

NB : Gradient anormal > 0.105 bar/m

2.2.6. Contamination de la boue par le gaz

Lors du forage des formations contenant du gaz, ce dernier se mélange à la boue entraînant une réduction de la densité effective. Cette réduction est d'autant plus significative lorsque le gaz s'approche de la surface (Loi de BOYLE).

- La quantité de gaz contaminant la boue de forage dépend de:
- la vitesse d'avancement (ROP)
- la porosité
- le diamètre de l'outil de forage
- les conditions de fond (pression et température)

2.3. Signes de venue

2.3.1. En cours de forage

Les venues, contrôlées ou non, constituent non seulement une perte de temps et d'argent mais peuvent entraîner des pertes en vies humaines et en matériel. Seules des équipes de forage expérimentées et attentives peuvent minimiser les risques en prenant toutes les précautions nécessaires et surtout en reconnaissant Immédiatement les signes précurseurs d'une venue.

Les indices qui peuvent être associés à une venue sont les suivants :

- gain dans les bassins.
- débit de boue sortant du puits à circulation arrêtée.
- avancement rapide.
- diminution de la pression de circulation.
- traces de gaz, d'huile ou d'eau dans la boue. [52]

a. Gain dans les bassins

Un gain dans les bassins, à défaut d'être causé par un traitement mécanique ou par ajout de boue neuve, constitue l'indication essentielle d'une venue. Ce gain doit être détecté le plus tôt possible. En effet, plus l'augmentation du niveau des bassins sera grande et plus il faudra de contre pression en surface pour contenir la pression de formation, la pression hydrostatique exercée par la colonne de boue dans le puits étant plus faible.

C'est pourquoi l'appareil de forage doit être équipé d'un indicateur de niveau des bacs pour détecter rapidement les gains et les pertes. Cet indicateur, généralement couplé à un enregistreur, doit être situé devant le chef de poste. L'accrocheur est également chargé du contrôle du niveau des bacs.

b. Débit de boue

Dès qu'il y a augmentation du niveau des bassins, ou même s'il y a incertitude sur censive au, le chef de poste doit arrêter la rotation, dégager la tige d'entraînement et arrêter la pompe. On peut ainsi vérifier si le puits débite ou non. Si le gain est confirmé, le chef de poste doit immédiatement fermer les obturateurs.

c. Avancement rapide

La vitesse d'avancement d'un outil est, entre autre, fonction de la différence existant le entre la pression hydrostatique de la boue et la pression de formation. Plus cette différence est faible plus l'outil avance rapidement. Un avancement rapide peut donc indiquer une venue du fluide de formation.

d. Diminution de la pression de circulation

La pression de circulation lue au manomètre de la pompe de forage est la somme des pressions dues aux pertes par frottement dans l'ensemble du circuit (pertes de charge). Si l'on rencontre du gaz ou un fluide plus léger que la boue pendant le forage, il y aura déséquilibre entre la pression hydrostatique dans les tiges et dans l'annulaire et la pression de circulation chutera.

La pression de circulation étant plus faible la pompe de forage aura tendance à accélérer. Ces deux indices, chute de la pression de circulation et accélération de la pompe, peuvent donc être des signes précurseurs d'une venue.

e. Indices de gaz, d'huile ou d'eau dans la boue

Les trois indices, gaz, huile et eau, n'indiquent pas obligatoirement une venue du fluide de formation dans le puits. Ils peuvent correspondre tout simplement au fluide contenu dans les terrains fores. Cependant si on note ces indices à une fréquence régulière, correspondant aux ajouts de tiges en forage, on peut en conclure que la pression hydrostatique exercée par la boue est très proche de la pression de formation.

f. Indices de gaz

Les gaz ont la propriété d'être très compressibles. Une faible venue à grand profondeur donne un volume de gaz très important en surface ce qui facilite sa détection. D'autre part, au fur et à mesure de sa remontée dans l'annulaire, le gaz se détend et occupe un volume de plus en plus grand. Il y a alors un débit de sortie de boue supérieur au débit de pompage, d'où une augmentation du niveau des bacs

g. Indices d'huile

Une faible venue d'huile dans la boue peut être difficile à voir. Un observateur attentif peut cependant dans certains cas noter un changement dans les propriétés rhéologiques de la boue.

h. Indices d'eau

L'eau de formation étant généralement plus ou moins salée on peut noter une augmentation des ions chlorure dans la boue, ainsi qu'une modification des propriétés rhéologiques. Si cette venue est suffisamment importante on peut parfois remarquer une variation de la densité quand l'eau de cette venue arrive en surface.

2.3.2. En cours de manœuvre

Avant de commencer une manœuvre, il faut s'assurer que le puits ne débite pas. Si la pression hydrostatique de la boue est très faiblement supérieure à la pression de formation, la manœuvre peut déclencher une venue par effet de pistonage. Pour cela, la quantité de boue prête au démarrage de la manœuvre pour remplir le trou doit être égal au volume d'acier sorti du trou. . [53]

3. Risque éruption

C'est la perte de la maîtrise d'un puits, à l'occasion soit de la rencontre inopinée de fluides sous haute pression, dans un forage d'exploration et aussi d'exploitation, ou à l'occasion de travaux d'entretien d'un puits en exploitation.

Échappement soudain, violent et incontrôlé de gaz ou de pétrole d'un puits, avec la boue, à haute pression. [54]

3.1. Causes d'une éruption

Comme il a été mentionné précédemment, une éruption est une venue incontrôlable des fluide ou de gaz d'un puits vers la surface d'où il est clair qu'une éruption est due à :

- Mauvaise programme boue, densité.
- Sismique insuffisante.
- Pas d'étude de vitesse sismique pour sous-compaction.
- Une venue de gaz violente.
- Une perte de contrôle de la pression de formation (perte de control de venue) qui peut être due :
 - Des causes techniques.
 - Des erreurs humaines.
 - Des erreurs organisationnelles.

3.1.1. Causes techniques

a. Perte d'étanchéité de tête de puits

L'étanchéité de tête de puits peut être perdue au cours de la miss sous pression de ce dernier, cette perte d'étanchéité et généralement due au déblocage ou desserrage de boulon des bridons suite aux vibrations de la tête de puits, comme elle peut être due à la perte d'étanchéité des joints tores suite à une usure ou mauvaise qualité.

b. Refus de fermeture des obturateurs

Le refus de fermeture des BOP peut être dû soit à la défaillance des obturateurs eux même ou la défaillance des organes de commande, ou de système hydraulique de commande suite à une insuffisance ou fuite de fluide hydraulique venant des accumulateurs.

c. Résistance de l'ouvrage

L'ouvrage ne peut pas résister logement la pression de la venue qui est très supérieure à la pression admissible de l'ouvrage dans ce cas s'exploser sou l'effet de la très haut pression de la venue.

3.1.2. Erreurs humaines

a. *Prise de panique*

Cette prise de panique est directement liée au manque d'expérience et l'exercice d'entraînement sur chantier des cas simulés à une venue.

b. *Mauvaise de formation du personnel*

La mauvaise de formation signifié le manque de connaissance sue le phénomène, et sur les procédures de control de venue, tel que le fonctionnement et la commande des obturateurs.

c. *Perte de vigilance quant signes du venue*

Cette cause peut être due au manque et l'insuffisance acquise sur les différents signes positifs des venues, comme elle peut être due à la sévérité des conditions de travail (surtout les conditions climatiques) qui peuvent réduire la vigilance de membre de l'équipe de forage.

3.1.3. Erreurs organisationnelles

Les erreurs organisationnelles peuvent être remarquées lors de l'intervention en cas d'une venue violente, ces peuvent être résumé par la manque de personnel lors de l'intervention, le manque d'un plan d'urgence réservé aux cas pareils, ces erreurs peuvent aggraver la situation par le prolongement de temps d'intervention ce qui donne le temps à la venue pour devenir une éruption incontrôlable.

3.1.4. Causes d'une éruption avec feu

Les éruptions de gaz ou de pétrole contenant de gaz dissous sont les plus dangereuses : Les fluides sortant des sondages sont extrêmement inflammables et peuvent former avec l'air ambiant une atmosphère explosive, d'où il est clair qu'une éruption avec feu est due à :

L'accumulation des fluides et de gaz inflammables à l'atmosphère du mat de forage (soit les gaz et les fluides de formation qui sortant de puits, soit les fuites des réservoirs ou des conduites des carburant d'alimentation des moteurs).

Présence d'une source de température qui peut avoir différentes origines telles que, les échappements des moteurs à explosion ou combustion, les pompes et les installations électriques, et les travaux de soudages ou de moulage effectués dans le périmètre de sécurité.

3.2. Signes d'une éruption

Il y a menacé d'une éruption lorsque :

- Le volume de boue en circulation augmente sensiblement.
- La boue commence à refluer de sondage spontanément.
- Des dégagements gazeux se produisent en tête de puits.
- L'amplification de ces phénomènes signifie un début d'éruption. [55]

3.3. Statistiques des éruptions au monde

Tableau 4: Fréquences d'éruptions sur plusieurs phases de vie d'un puits Off Shore, pour 1000 puits foré, 1000 opérations ou 1000 ans selon les phases considérées [56]

Phase d'opération	Forage explo HPHT	Forage dev HPHT	Forage explo	Gaz à faible prof. explo	Gaz à faible dev	Work over	complétion	Forage dev	Snubbling	Coild tubing	production	wireline
Eruption Maitrisée	09	1,7	1,35	0,9	0,7	0,71	0, 3	0,3	0,18	0,23	0,01	0,011
Eruption non maitrisée	09	1,7	1,35	1,6	1,1	0,59	0,28	0,3	0,34	0,14	0,044	0,08
Total	18	3,4	2,7	2,5	1,8	0,13	0,63	0,6	0,52	0,37	0,054	0,019

4. Risque incendie

Selon L'INERIS L'incendie : Combustion (non contrôlée) auto-entretenu qui se développe sans contrôle dans le temps et dans l'espace.

La typologie des incendies dépend de la nature du combustible, qui peut se présenter sous forme solide (feu d'entrepôt ou de forêt), liquide (feux de nappe d'hydrocarbures) ou gazeuse (feu torche généré par une fuite de canalisation). [57]

4.1. Définition de la combustion

La combustion est une réaction chimique entre un corps combustible et un corps comburant. Cette manifestation, globalement exothermique, est un ensemble de phénomènes physicochimiques complexes, plus ou moins lents. Il en résulte une action d'oxydoréduction.

En résumé, on peut dire que la combustion est une réaction chimique exothermique entre un comburant et un combustible en présence d'une énergie d'activation. [58]

4.2. Feu

Le feu est un phénomène de combustion qui se développe sans contrôle et qui dégénère. Sa propagation est très rapide... un verre d'eau, un seau d'eau, une tonne d'eau, après on fait ce que l'on peut. [59]

a. Eléments de triangle du feu

Combustible : C'est la matière de base de forme initiale solide, liquide ou gazeuse.

Comburant : En pratique, un seul est à considérer c'est l'oxygène contenu dans l'air.

L'énergie d'activation : C'est l'énergie nécessaire et suffisante au déclenchement et au maintien de la combustion. Elle peut être thermique, chimique, biologique, mécanique, électrique...

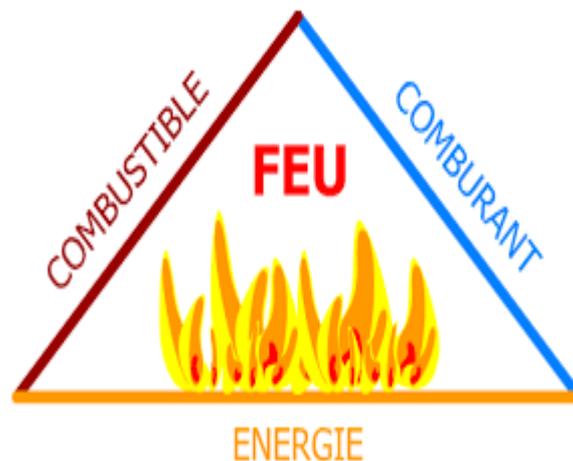


Figure 18: Triangle de feu [59]

a. Classe des feux

- **Classe A**: feux de matières solides (dits sec)(bois, papier, tissus...) Combustion avec ou sans flamme mais toujours formation de braises

- **Classe B:** feux de liquides ou de solides liquéfiables (hydrocarbures, solvants, huiles, polystyrène...etc.)
- **Classe C:** feux de gaz (Butane, propane, gaz naturel...etc.)
- **Classe D:** feux de métaux et de certaines matières plastiques (magnésium, sodium...etc.)
- **Classe F:** Feux d'huiles ou graisses servant d'auxiliaires de cuisson.(Graisse animale ou graisse végétale.) [59]

Tableau 5 : Classe des feux, les agents extincteur et le mode d'action [59]

CLASSE	Nature de combustion	Agent	Mode d'action
A	Solide	*Eau pulvérisée *poudre	*refroidissement *étouffement
B	Liquide	*poudre *mousse *neige carbonique	*refroidissement *inhibition de la réaction
C	Gaz	*poudre *halons *CO2	*isolement par écran *étouffement
D	Métaux	*sable *poudre	Ecran

4.2.1. Causes d'incendie

a. Causes humaines

- Imprudence : Mégot de cigarette
- Ignorance : Inconscience de certaines actions
- Négligence : Non-respect des consignes de sécurité
- Malveillance : Incendie volontaire, attentat

b. Causes naturelles

- Climatiques : Foudre, soleil
- Chimiques : Fermentation des déchets organiques

c. Causes énergétiques

- Electriques : Etincelles, arcs électriques
- Mécaniques : Frottements
- Chimiques : Réaction entre divers produits chimiques
- Thermique : Echauffement anormal d'un transformateur [59]

4.3. Propagation du feu**a. Rayonnement**

Il s'agit du déplacement d'une onde électromagnétique émise par le foyer. Cette onde porte les matières suffisamment proches à leur point d'auto-inflammation. Il n'est pas nécessaire que cette matière soit en contact direct avec la source de chaleur.

Quand le point d'auto-inflammation est atteint la flamme se crée d'elle-même. Ce mode de propagation s'effectue dans toutes les directions, même vers le bas, et est interrompu par les obstacles opaques.

b. Convection

C'est l'accumulation de gaz excessivement chauds dans les parties hautes d'un établissement qui porte les matières combustibles baignant dans cette ambiance surchauffée à leur point d'auto-inflammation. Ces gaz ne sont pas forcément combustibles, c'est leur température très élevée (jusqu'à 1000°C) qui est responsable de ce mode de propagation. Ce mode de propagation se fait uniquement vers le haut et au niveau accessible le plus élevé, les niveaux intermédiaires étant souvent épargnés.

c. Conduction

C'est le transport de la chaleur qui se fait par l'intermédiaire de la masse même d'un matériau exposé en un point à une température élevée. Le matériau conduit la chaleur. Ce mode de propagation se fait plus rapidement vers le haut (la chaleur monte), et latéralement.

d. Déplacement de matières en feu❖ **Déplacement de gaz**

Ce sont des gaz issus de la combustion d'une matière combustible mais qui n'ont pas pu brûler par manque d'oxygène dans un local presque hermétique (propagation souvent constatée en sous-sols). Si plusieurs locaux communiquent par l'intermédiaire de conduits (aération, ventilation ...etc.) ou faux plafonds, ces gaz peuvent emprunter ces passages et ressortir dans un local voisin pour s'enflammer au contact d'oxygène neuf et donc provoquer la propagation du sinistre.

❖ **Déplacement de liquides**

Les liquides enflammés contenus dans un récipient en béton ou métallique ne présentent pas de risques particuliers de propagation sauf sous la pression d'un agent extincteur. Les récipients plastiques peuvent se déformer et s'affaisser sous l'effet de la chaleur. En raison de la nature fluide du combustible, la propagation (par épandage) sera horizontale ou descendante (escaliers, rampes d'accès ...etc.).

❖ **Déplacement de solides**

Ce sont des matières solides enflammées (escarbilles) qui se dégagent d'un feu (projections) et se dispersent dans un rayon plus ou moins large selon leur taille et leur environnement.

Des facteurs tels que le vent, le souffle d'une explosion la puissance de propulsion d'un agent extincteur (jet bâton de RIA), le dénivelé déterminent la rapidité de propagation et la localisation du nouveau foyer.

4.4. Déroulement type d'un incendie

Un incendie évolue de manière progressive que l'on peut décomposer en 5 phases :

- **Phase latente** : Les 3 éléments du triangle du feu sont réunis mais la combustion est incomplète. Il y a risque de dégagement de monoxyde de carbone (CO).
- **Phase de démarrage** : Les flammes apparaissent. Plus l'apport d'oxygène est important, plus l'incendie Progressera rapidement.
- **Phase d'accélération** : La température augmente jusqu'à 400°C, gaz toxiques et rayonnement important (les vitres explosent vers 300°C).

- **Embrassement général** : L'incendie se développe très rapidement, à 600°C les matériaux et les revêtements des murs émettent des gaz combustibles qui s'enflamment instantanément à 800°C. Point culminant à environ 1200°C.
 - **Phase descendante** : L'extension du sinistre n'est plus limitée que par les matériaux résistant au feu (portes coupe-feu, planchers, plafonds). A ce moment-là, la température et le rayonnement vont soudainement chuter, puis décroître lentement.
- [60]

4.5. Effets d'incendie

a. Conséquences sur l'Homme

Les effets de l'incendie sont surtout dus à trois phénomènes : les gaz et fumées et la chaleur .Les gaz et fumées présentent les dangers suivants :

- Dégagement de température avec risque de brûlure interne par inhalation des chauds.
- Opacité gênant l'évacuation.
- Asphyxie.
- Toxicité.
- L'effet lumineux des flammes constitue également un danger pour les yeux.

Les flammes et la chaleur : La température au cœur du foyer peut varier de 600 à 1 200°C. Au contact des flammes, les brûlures sont immédiates. Des lésions peuvent apparaître lors de l'exposition de la peau pendant plusieurs secondes à une température de l'ordre de 60°C :

- **Premier degré** : atteinte superficielle (typiquement : le « coup de soleil »),
- **Second degré** : destruction de l'épiderme avec apparition de cloques,
- **Troisième degré** : destruction du derme et de l'épiderme ; à ce stade, la peau n'est plus capable de se régénérer seule

b. Conséquences sur les bâtiments

La destruction des bâtiments et des biens représente un tribut important payé à l'incendie. La protection contre l'incendie nécessite de connaître la charge calorifique et le comportement au feu des matériaux et des éléments de construction.

Bien sûr nous vous rappelons que les conséquences sur les bâtiments, c'est d'abord la destruction du bien. Alors après entre en compte le remboursement des assurances et la conformité des lieux en termes de matériel de sécurité et de maintenance. nous ne

connaissons pas la fiabilité de notre compagnie d'assurance, temps que nous ne sommes pas confrontés au sinistre.

Charge (ou potentiel) calorifique : quantité totale de chaleur, ramenée à l'unité de surface, susceptible d'être dégagée par la combustion complète de tous les éléments combustibles se trouvant dans le local.

5. Risque explosion

5.1. Définition d'une zone ATEX

Une ATEX ; « Atmosphère Explosible » est une atmosphère qui pourrait devenir explosive en raison des conditions locales ou/et opérationnelles. C'est un mélange d'air et de substances inflammables sous forme de gaz, vapeurs, brouillards ou poussières, dans lequel, après inflammation, la combustion se propage à l'ensemble du mélange non brûlé.

5.2. Définition d'une explosion

Une explosion, est la transformation rapide d'un système matériel donnant lieu à une forte émission de gaz, accompagnée éventuellement d'une émission de chaleur importante. Les explosions peuvent être soit d'origine physique (éclatement d'un récipient dont la pression intérieure est devenue trop grande, etc.), soit d'origine chimique, ces dernières résultant d'une réaction chimique.

De nombreuses substances sont susceptibles, dans certaines conditions, de provoquer des explosions. Ce sont pour la plupart des gaz et des vapeurs, mais aussi des poussières et des composés particulièrement instables.

La définition, donnée par *la norme EN 1127-1*, peut également être citée : une explosion est « une réaction brutale d'oxydation ou de décomposition impliquant une élévation de température ou de pression ou des deux simultanément ».

5.3. Conditions pour la présence d'une explosion

Deux conditions doivent être réunies pour qu'il y ait explosion :

Condition n°1

Il faut la présence d'un comburant et d'un combustible. Dans un mélange formant une ATEX, l'oxygène de l'air est le comburant, les substances inflammables sous forme de gaz,

de vapeurs ou de poussières sont le combustible. Voici quelques exemples de combustibles pouvant former une ATEX dans un mélange avec l'air :

Tableau 6: Exemple de combustible [61]

Gaz	Vapeurs	Poussière
Méthane	Sulfure de carbone	Aluminium
Butane	Alcool éthylique	Amidon
Propane	Oxyde d'éthylène	Céréales
Hydrogène	Acétone	Charbon

Condition n°2

Le mélange doit être explosif. Une ATEX explose par l'apport d'une source d'inflammation, qui peut être une source d'énergie suffisamment importante (par exemple une étincelle d'origine mécanique ou électrique) ou une température suffisamment élevée (par exemple une surface chaude). [62]

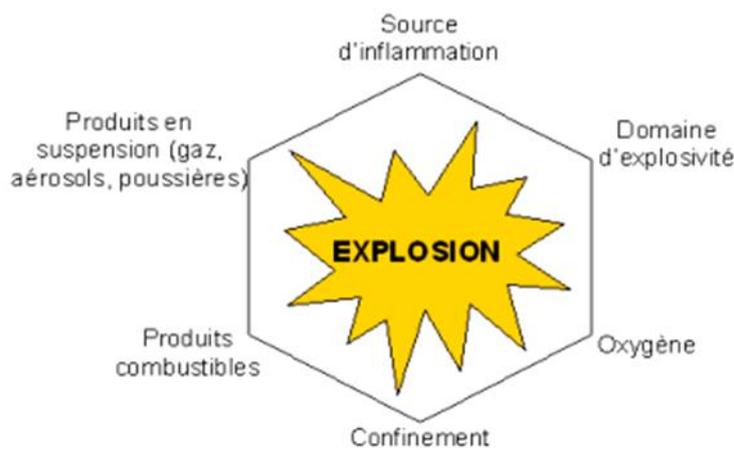


Figure 19: Schéma présente les conditions d'une explosion [63]

Six conditions doivent être réunies simultanément pour qu'une explosion soit possible :

❖ **présence d'un comburant**

Principalement l'oxygène de l'air (O₂ soit "dioxygène" pour les chimistes) mais également d'autres gaz tels que le Dichlore (Cl₂), le Dioxyde d'azote (NO₂), le Trifluorure d'azote (NF₃), etc.

❖ Présence d'un combustible

Une substance inflammable pouvant être : un gaz (méthane, acétylène, etc.), un liquide (essence, solvant, ...etc.) ou un solide (soufre, bois, sucre,...etc.)

❖ Combustible sous forme :

- Gaz (méthane, acétylène, butane, propane, hydrogène,... etc.)
- Vapeur (essence, alcool éthylique, solvant, acétone, ...etc.)
- Poussière (bois, sucre, grains, amidon, aluminium, ...etc.)

❖ Présence d'une source d'inflammation :

- Électrique (étincelles, échauffement, etc.)
- Décharges électrostatiques
- Élévation de température (par ex: surfaces chaudes)
- Thermique (flammes nues, cigarettes, surfaces chaudes, etc.)
- Mécanique (étincelles, échauffement, ...etc.)
- Chimique (réaction exothermiques, auto-échauffement, ...etc.)
- Bactériologique (fermentation bactérienne pouvant échauffer le milieu et créer des conditions d'auto-échauffement)
- Climatique (foudre, soleil, ...etc.)

❖ Domaine d'explosivité

Pour être explosif, le mélange ne doit être ni trop pauvre, ni trop riche en combustible.

- **LIE** : La Limite Inférieure d'Explosivité ou d'inflammabilité (LIE ou LII) d'un gaz ou d'une vapeur dans l'air, correspond à la concentration minimale en volume dans le mélange au-dessus de laquelle il peut être enflammé. - source : ED911 de l'INRS
- **LSE** : La Limite Supérieure d'Explosivité ou d'inflammabilité (LSE ou LSI) d'un gaz ou d'une vapeur dans l'air correspond à la concentration maximale en volume dans le mélange au-dessous de laquelle il peut être enflammé. [63]
- Pour être explosif, le mélange avec l'air doit remplir la condition suivante: $LIE < \text{concentration de la substance inflammable dans le mélange} < LES$

❖ **Confinement suffisant**

Le confinement est plus à la fois un élément complémentaire et un facteur aggravant qu'une condition...etc. [65]

5.4. Types d'explosion

5.4.1. Explosion physique

Une explosion physique survient lorsqu'une énergie mécanique est soudainement libérée, comme le dégagement de gaz comprimé. Ces types d'explosions physiques comprennent la rupture d'un récipient et une explosion en raison d'une phase de transition rapide.

- ❖ **Rupture d'un récipient** : se produit lorsqu'une cuve de traitement contenant une matière sous pression (comme de l'air) fait soudainement défaut. L'explosion d'un pneu est un type d'explosion en raison de la rupture d'un récipient.
- ❖ **Explosion en raison d'une phase de transition rapide** : se produit lorsqu'une matière est exposée à une source de chaleur, ce qui cause un changement de la phase (de forme liquide à vapeur, par exemple) et modifie le volume de la matière.

5.4.2. Explosion chimique

Une explosion chimique exige une réaction chimique, qui pourrait être une réaction de combustion (réaction exothermique rapide ou dégagement rapide de chaleur). Une explosion chimique peut se produire en phase vapeur, liquide ou solide.

Le dégagement de gaz propane à volume élevé est un exemple d'une explosion en raison d'une réaction de combustion. Le gaz enflammé peut provoquer une détente explosive des vapeurs d'un liquide en ébullition (phénomène BLEVE).

Une explosion par réaction chimique peut être un processus chimique non maîtrisé qui donne lieu à un dégagement rapide de chaleur et de produits chimiques.

5.4.3. Explosion électrique

Un éclat d'arc est un exemple d'une explosion électrique. L'Association canadienne de normalisation définit un danger d'éclat d'arc comme une « situation dangereuse caractérisée par la possibilité d'un dégagement d'énergie causé par un arc électrique ».

Elle précise également qu'il « peut y avoir danger d'éclats d'arcs lorsque des conducteurs ou autres éléments de circuit sous tension sont à découvert ou se trouvent à l'intérieur de

l'appareillage dans un état protégé ou enfermé, si une personne interagit avec l'appareillage d'une manière susceptible de provoquer un arc électrique. En conditions de service normal, un appareillage sous tension enfermé ayant été installé et entretenu correctement n'est pas susceptible de présenter un danger d'éclats d'arcs. » [66]

5.5. Formes d'explosion

Le processus de l'explosion peut se propager dans le milieu gazeux sous deux formes :

- **Déflagration** : Combustion rapide d'un corps, accompagnée de flammes, de projections de parcelles incandescentes et de bruit plus ou moins fort. [67]
- **Détonation** : Une détonation est une onde de combustion extrêmement violente, qui se propage à une vitesse supersonique. [68]

Il existe d'autres formes qui sont très courant :

- Le BLEVE :
- L'UVCE
- Le BOILOVER
- L'explosion de poussières

5.6. Effets d'explosion

L'explosion produit essentiellement trois effets :

a. Effets thermiques

Les effets thermiques sont liés à la production de gaz chauds et se traduisent par l'émission d'une flamme.

b. Effets mécaniques

Les effets mécaniques, ou effets de pression, sont liés à l'expansion des gaz de combustion et se traduisent Par l'émission d'une onde aérienne de surpression.

Les effets de pression ne peuvent être produits que si l'atmosphère explosive initiale est au moins Partiellement confinée et si son volume représente une fraction suffisante du volume de confinement.

c. Projections de débris

Les structures non résistantes aux effets de pression peuvent générer des projections débris. [69]

6. Accidentologie des explosions dues à des éruptions

Dans le tableau suivant des éruption des puits de forage pétrolier suivie par une explosion et ou un incendie qui montre les causes et les conséquences de chaque accidents :

Tableau 7: Accidentologie des explosions dues à des éruptions [70]

Date	payee	Contexte d'opération	lieu	Unité fonctionnelle concernée	Phase d'opération	Evénement central EC	Evénement initiateur primaire (EI 1) ou barrière inopérante	Détails de l'EII ou de la barrière inopérante	causes		victimes	conséquences	observations
11/12/2021	Argente	terre	Hassi messoud	puits	Work over	Eruption en surface	Venue	Perte de circulation de boue (Densité de boue insuffisante)	CH	-Mauvaise coordination -Absence du personnel requis au niveau du plancher ; -Positionnement des intervenants non respecté	02 BG	Explosion incendie	Puits non stable ; Le bouchon de gaz

23/07/2013	Etats unis	mer	Golfe du Mexique, South Timbalier 40NM	puits	forage	Eruption en surface	Venue (gaz)	Défaut d'actionnement ou d'efficacité du BOP	-	00	Explosion Incendie Rejet écotoxique	Le puits s'est effondré et bouché de lui-même, stoppant l'éruption à l'origine de l'incendie
29/05/2010	Iran	terre	Province de Kerma nshah, Naftshahr	Puits	forage	Eruption en surface	Venue (gaz)	-	-	3 M 6 B 6BG	Explosion incendie	

2006	Algérie	terre		Puits	forage	Eruption	Venue (gaz)	Perte de circulation de boue	CA	Erreur opératoire	3 M 5BG	Explosion incendie	Soudaine perte de boue durant un forage. Les tentatives de récupérer le puits échouent. Lors d'un essai d'inversion de la circulation de boue, un blocage est détecté. L'équipe tente d'ouvrir la check valve quand se produit une explosion
									CO				

23/12/2003	Crime	terre	Chuandongbei	Puits	Intervention sur puits	éruption souterraine	Venue (gaz-H ₂ S) Profondeur 400 m	Formation en surpression	CP	Erreur humain	243M 369V 27 VG	Explosion Rejet toxique	<p>Sous estimation de la quantité de gaz présente dans le réservoir</p> <p>Mauvaise gestion de la fuite en omettant de l'enflammer</p> <p>Jet de 30 m de haut.</p> <p>Situation sous contrôle 2 j après l'incident. Le gaz toxique mortel a menacé la vie de tout l'écosystème environnant</p> <p>9000 personnes ont suivi un traitement médical.</p>
									CO	Non respect de la procédure Compétence insuffisante du personnel			

26/02/2002	Indonésie	terre	Java	puits	forage	éruption souterraine	Venue (gaz) Profondeur 2900m	-	-	-	300V	Explosion incendie	Explosion suivie d'un incendie à la suite d'une brutale surpression (poche de gaz) flammes : 100 m Riverains évacués
27/05/2002	Indonésie	terre	,	puits	forage	Eruption	Venue (gaz)	-	-	-	6 V	Explosion incendie	L'exploitant laisse Bruler la fuite de gaz
22/10/1999	Etat unis	mer	Golfe du Mexique, Block 1002, Mississipi Canyo	Puits	Forage	Eruption	venue	Hauteur d'eau : 2,1 km Lors de l'installation d'un assemblage de tubes prolongateur, une rupture se produit entrainant la	CE	Défaillance mécanique	0V	Explosion	Une large boule de feu a été observée au moment de la chute des équipements, entrainant des petits incendies secondaires. Les
									CH				

			n					chute d'un bloc qui heurte la "top drive", provoquant la chute des tubes prolongateurs dans la mer	CO	Evaluation/perception inadéquate des risques Instruction/procédure inadéquate			dégâts matériels sont estimés à 20 millions de dollars.
									Cause mécanique	Perte de capacité de rétention de frein, due en partie à une lubrification accidentelle des freins, connue et acceptée par la supervision. Le "air gap" dans les freins était probablement à un seuil critique au moment du chargement.			

7. Exemple d'une éruption suivi par une explosion

L'explosion du « DeepWater Horizon », semi submersible de la société TRANSOCEAN sous contrat avec BP, le 20 avril 2010, dans le golfe du Mexique (Macondo) a fait 11 mort et 16 blessés et fut à l'origine d'un véritable désastre écologique de et de la plus grande marée noire de l'histoire du pétrole. [36]



Figure 20: Photo de la tragédie du « Deep Water Horizon » le 20 avril 2010, BP, Golfe du Mexique [36]

8. Impact environnemental du l'éruption

Le forage pétrolier à un impact significatif sur l'environnement, et cet impact peut être à la fois local et global. Les principaux impacts environnementaux associés au forage pétrolier sont :

❖ *Pollution de l'eau*

Les forages pétroliers peuvent entraîner des fuites de produits chimiques toxiques et d'hydrocarbures dans les réserves d'eau souterraine et les cours d'eau. Cela peut avoir des conséquences graves sur la faune aquatique et la qualité de l'eau potable.

❖ *Pollution de l'air*

Les activités de forage pétrolier génèrent des émissions de gaz à effet de serre, de composés organiques volatils (COV) et d'autres polluants atmosphériques. Cela contribue au changement climatique et peut également avoir un impact sur la santé humaine.

❖ ***Dégradation des écosystèmes terrestres***

Les sites de forage pétrolier peuvent entraîner la déforestation, la destruction d'habitats naturels et la fragmentation des écosystèmes terrestres. Cela peut avoir un impact négatif sur la biodiversité locale.

❖ ***Risques de déversement d'hydrocarbures***

Les fuites de pétrole brut ou de produits chimiques utilisés dans le forage peuvent provoquer des déversements majeurs, entraînant une pollution marine grave et des dommages aux écosystèmes côtiers.

❖ ***Utilisation d'eau douce***

Les activités de forage pétrolier nécessitent souvent d'importantes quantités d'eau douce pour le refroidissement, la fracturation hydraulique et d'autres processus. Cela peut exercer une pression supplémentaire sur les ressources en eau locales, en particulier dans les régions où l'eau est déjà rare comme le cas du désert algérien.

❖ ***Dégradation des sols***

Les infrastructures de forage, y compris les routes d'accès et les zones de stockage, peuvent causer des perturbations dans les sols et le paysage, entraînant une dégradation des terres agricoles et des écosystèmes naturels.

❖ ***Bruit et perturbation de la faune***

Les activités de forage sont souvent bruyantes et peuvent perturber la faune locale, en particulier dans les zones sensibles sur le plan environnemental.

Risques pour la santé humaine : Les travailleurs des sites de forage sont exposés à des risques pour leur santé en raison de l'exposition aux produits chimiques et aux dangers liés aux opérations pétrolières.

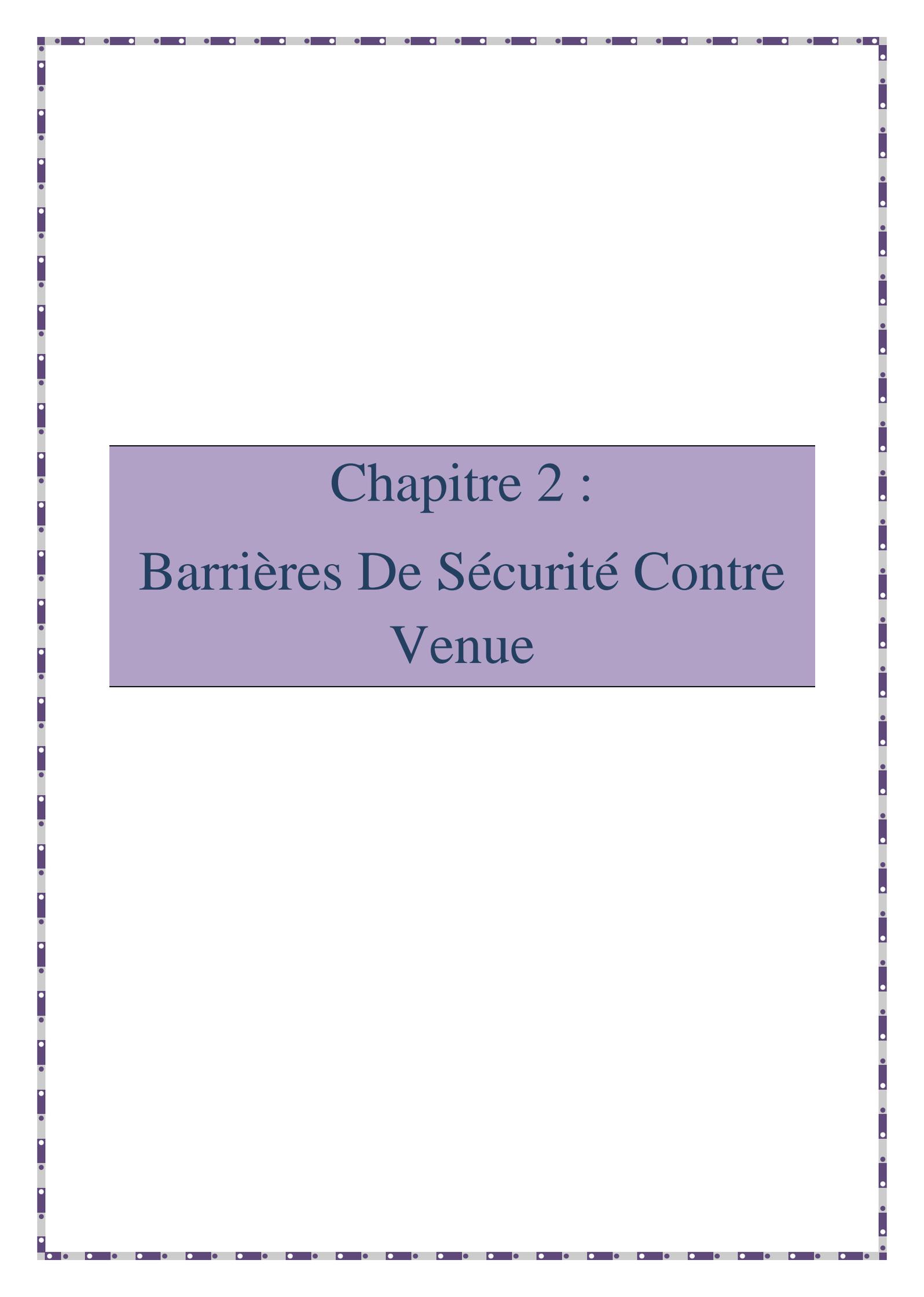
Pour minimiser l'impact environnemental du forage pétrolier, diverses mesures de réglementation et de protection de l'environnement sont mises en place dans de nombreux pays. Cependant, il subsiste toujours des risques, et de nombreuses personnes militent pour la transition vers des sources d'énergie plus propres et durables afin de réduire la dépendance à l'égard des combustibles fossiles et de préserver l'environnement.

Références chapitre 1

1. Jean-Paul NGUYEN, livre le forage, éditions Techniques, 1993, P 1
2. Dr. Mehdi METAICHE, université de bouira octobre 2013, P 14
3. Jean-Paul NGUYEN, livre de forage, école supérieure de pétrole et de moteurs, 1993, P 1
4. J.P Nguyen, op cite, P 4
5. www.mcours.net, visiter le 28/07/2023
6. www.vermillionenergy.com, visiter le 24/07/2023
7. www.vermillionenergy.com, visiter le 29/07/2023
8. Fort MAVOUNGOU : cours de forage pétrolier, Institut du Pétrole et du Gaz
9. Jean-Paul NGUYEN, op cite, P6
10. Module M1, formation de forage "Well Control", centre de formation ENAFOR, P2
11. Module M1, op cite, P4
12. Module M1, op cite, P23
13. Jean-Paul NGUYEN, op cite, P 11
14. Module M1, op cite, P3
15. Module M1, op cite, P5
16. Module M1, op cite, P9
17. Réaliser par les étudiantes
18. Réaliser par les étudiantes
19. Réaliser par les étudiantes
20. Réaliser par les étudiantes
21. Réaliser par les étudiantes
22. Réaliser par les étudiantes
23. Réaliser par les étudiantes
24. Fort MAVOUNGOU : op cite, P28
25. Réaliser par les étudiantes
26. LAZHARI H ,op cite ,P 17
27. Jean-Paul NGUYEN, op cite, P12
28. Module M1, op cite, P41
29. Jean-Paul NGUYEN , op cite, P22
30. Module M1, op cite, P42

31. Module M1, op cite, P48
32. Jean-paul NGUYEN, op cite, P 33
33. LAZHARI H ,op cite ,P 20
34. LAZHARI H ,op cite ,P 21
35. Mr. HOUSSAM MAMOUNI, étude du système de contrôle d'un puits pétrolier de L'UA vers BOP, 2016, Ecole national du pétrole, P65
36. www.larousse.fr, visiter le 16/03/2023
37. www.cchst.ca, visiter le 16/03/2023
38. www.inrs.fr/demarche/evaluation-risques-professionnels, visiter le 16/03/2023
39. www.canada.ca/fr/emploi-developpement-social/programmes/lois-reglements/travail/interpretations-politiques/062.html , visiter le 16/03/2023
40. www.larousse.fr, op cit , visiter le 16/03/2023
41. www.ineris.fr, visiter le 16/03/2023
42. LAZHARI H , mémoire « diagnostic des risque liées aux changement des paramètres de boue de forage », université EL HADJ Lakhdar- Batna,2011, P11.
43. Mohamed Habib MAZOUNI, pour une meilleure approche du management des risques : de la modélisation ontologique du processus accidentel au système interactif d'aide à la décision, p15, université de lorraine.
44. www.esst-inrs.fr, visiter le 02/04/2023
45. www.colorisk.fr, durée fréquence d'exposition, p02, visité le 02/04/2023.
46. www.esst-inrs.fr, op cit, visiter le 02/04/2023
47. www.esst-inrs.fr,op cit, visiter le 02/04/2023
48. www.certification-qse.com, visiter le 02/04/2023
49. www.certification-qse.com, op cit
50. www.ressources.unit.eu, visiter le 28/03/2023
51. www.fr.slideshare.net/Saamysaami/les-risques-du-batimentslideshare page n°4
52. www.ressources.unit.eu/cours/cyberrisques. op cit
53. www.fr.scribd.com/,well control préparation, NAFTOGAZ PETROLEUME INSTITUTE, visité le 09/06/2023
54. www.fr.scribd.com/ cour 1, visiter le 30/07/2023
55. www.vitrinelinguistique.oqlf.gouv.qc.ca, visiter le 31/07/2023
56. www.ineris.fr, op cit.
57. www.innoprev.com, « support - formation incendie », visiter le 01/08/2023

58. LAZHARI H ,op cite ,P 12
59. www.tecnipass.com, visité le 24/08/2023
60. support - formation incendie, op cit ,
61. www.pharaon.fr, Réglementation ATEX, visiter le 02/08/2023
62. Réglementation ATEX, op cit
63. www.inrs.fr, op cit.
64. zone-atex.fr, visiter le 02/08/2023
65. www.travailsecuritairenb.ca, visiter le 02/08/2023
66. www.cnrtl.fr, visiter le 7/04/2023
67. www.techno-science.net,visiter le 07/03/2023
68. www.vienne.gouv.fr, « modalisations des scenarios d'explosion », visiter le 02 /08/2023
69. www.projettpejbcorrentinludovic.wordpress.com/securite-en-cours-de-forage/, visité le 14/07/2023
70. www.ilocis.org/fr, PDF « La prospection et l'extraction pétrolières », visiter le 06/08/2023



Chapitre 2 :
Barrières De Sécurité Contre
Venue

INTRODUCTION

Il existe deux types de technologies actuellement utilisées pour garantir la sécurité en cours de forage. Ces deux barrières de forage ont été créées au fil du temps.

Nous aborderons d'abord la boue, un fluide de forage servant à la sécurité. Il a pour fonction de maintenir la pression de formation, de nettoyer les trains de tiges et trépan et d'être assez visqueux pour remonter les déblais de forage.

Si le poids de la boue n'a pas été correctement ajusté et que l'on l'a fait face à une venue, il faut utiliser rapidement les BOP, une seconde barrière mécanique. Les valves de sécurité utilisées sur les appareils de forage de l'industrie pétrolière sont appelées blocs obturateurs de puits (BOP) ; Anti-éruption ou anti-souffle Ils sont appelés *Blow Out Preventer* en anglais. Ils sont les derniers recours en cas d'éruption sur un puits car ils sont installés en surface (sous-marins sur les appareils semi-sub). Ils sont testés à des pressions de 345 à 1035 bars tous les 15 jours.

. SECTION 1: FLUIDES DE FORGE

1. Définition

Les fluides de forage doivent avoir des propriétés telles qu'ils facilitent, accélèrent le forage, favorisent ou tout au moins ne réduisent pas d'une manière sensible et permanente les possibilités de production des sondages.

Au cours des dernières décennies, la boue a beaucoup évolué. On procède à la rhéologie de la boue, qui comprend ses caractéristiques telles que sa densité, sa viscosité et sa composition.

La boue était essentiellement à l'eau avant, mais elle est maintenant à l'huile

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments, ...etc.). [1]

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

❖ Contrôle primaire

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

❖ Contrôle secondaire

Quand la pression de fond devient inférieure à la pression de pores, il y a une intrusion du fluide de formation dans le puits, cette intrusion ne peut être arrêtée qu'après la fermeture du puits en utilisant les équipements de sécurité.

La remise du puits sous contrôle est effectuée en utilisant les méthodes de contrôle conventionnelles à savoir la *Driller's* ou la *Wait & Weight Method*.

❖ Contrôle tertiaire

Le contrôle tertiaire représente la troisième ligne de défense ou la venue ne peut pas être contrôlée par une simple circulation avec les équipements en place, mais on doit appliquer d'autres procédures et/ou peut être faire appel à d'autres équipements. [1]

2. Rôle du fluide de forage

Les boues de forage doivent avoir des propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes :

- Nettoyage du puits,
- Maintien des déblais en suspension,
- Sédimentation des déblais fins en surface,
- Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits,
- Dépôt d'un cake imperméable,
- Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile,
- Entraînement de l'outil,
- Apport de renseignements sur le sondage,
- Augmentation de la vitesse d'avancement,
- Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde,
- Contamination des formations productrices,
- Corrosion et usure du matériel,
- Toxicité et sécurité,
- Diminution du poids apparent du matériel de sondage.

On va les détailler comme suite :

a. Nettoyage du puits

La boue doit débarrasser le puits des particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris de roche appelés « *cuttings* » ou « déblais ».

b. Maintien des déblais en suspension

Le fluide de forage doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais il doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation.

c. Sédimentation des déblais fins en surface

Alors que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface, afin de les éliminer. Bien qu'apparemment ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles.

d. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde

Du fait de son passage en surface, la boue en circulation se trouve à une température inférieure à celle des formations ce qui lui permet de réduire efficacement l'échauffement de la garniture de forage et de l'outil. Cet échauffement est dû à la transformation d'une partie de l'énergie mécanique en énergie calorifique.

e. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles, que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil.

Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles, etc.

Les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression des roches.

f. Dépôt d'un cake imperméable

La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée un film sur les parois du sondage, ce film est appelé cake.

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits.

g. Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile

Afin d'éviter le débit dans le puits des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement.

La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum.

h. Augmentation de la vitesse d'avancement

Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et les caractéristiques de la boue conditionnent les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps de manœuvre, en un mot, les performances du forage.

Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils.

i. Entraînement d'outils (turbine, MWD,... etc.)

Dans le cas du turboforage la boue entraîne la turbine en rotation. Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série d'évents et à mettre en mouvement des aubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits (colmatant).

j. Diminution du poids apparent du matériel de sondage

Bien que ce soit beaucoup plus une conséquence qu'une fonction, la présence d'un fluide d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garniture de forage et tubages, ceci permet de réduire la puissance exigée au levage.

k. Apport de renseignements sur le sondage

La boue permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés. Ces renseignements sont obtenus :

- Par les déblais remontés avec la circulation du fluide,
- L'évolution des caractéristiques physiques et/ou chimiques de la boue,
- La détection de gaz ou autres fluides mélangés à la boue.

l. Contamination des formations productrices

La présence d'un fluide au droit de formations poreuses et perméables peut exercer une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement. Cela peut nuire à la future mise en production de cette zone.

m. Corrosion et usure du matériel

Le fluide peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, si elle contient des matériaux abrasifs.

Elle peut aussi être corrosive par une action électrolytique (présence d'ions) due à un déséquilibre chimique.

n. Toxicité et sécurité

La boue de forage ne devra pas présenter de danger pour la santé du personnel. Elle ne devra pas non plus créer de risques d'incendie, tout particulièrement dans le cas d'utilisation de boues à base d'huile. [35]

3. Circuits de boue

- ❖ La boue est mélangée puis conservée dans le bassin de décantation.
- ❖ Une pompe achemine la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits.
- ❖ La boue sort de l'extrémité de la tige de forage et tombe au fond du puits où le trépan est en train de forer la formation rocheuse.
- ❖ La boue emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais, qui ont été arrachés par le trépan.

- ❖ La boue remonte jusqu'à l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits. Le diamètre type d'une tige de forage est d'environ 10 centimètres (4 pouces). Au bas d'un puits profond, le puits peut mesurer 20 centimètres (8 pouces) de diamètre.
- ❖ A la surface, la boue circule dans la conduite d'aspiration de la boue, une tige qui mène au tamis vibrant.
- ❖ Les tamis vibrants se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais. La boue s'égoutte dans les crépines et est renvoyée vers le bassin de décantation.
- ❖ Un traitement plus élaboré est effectué par un ensemble d'équipements d'épuration mécanique.
- ❖ Les déblais de la roche glissent le long de la glissière du tamis pour être rejetés. En fonction des impératifs environnementaux, notamment, ils peuvent être lavés avant leur rejet. Une partie des déblais est prélevée pour être examinée par des géologues afin d'étudier les propriétés des roches souterraines présentes au fond du puits. [2]

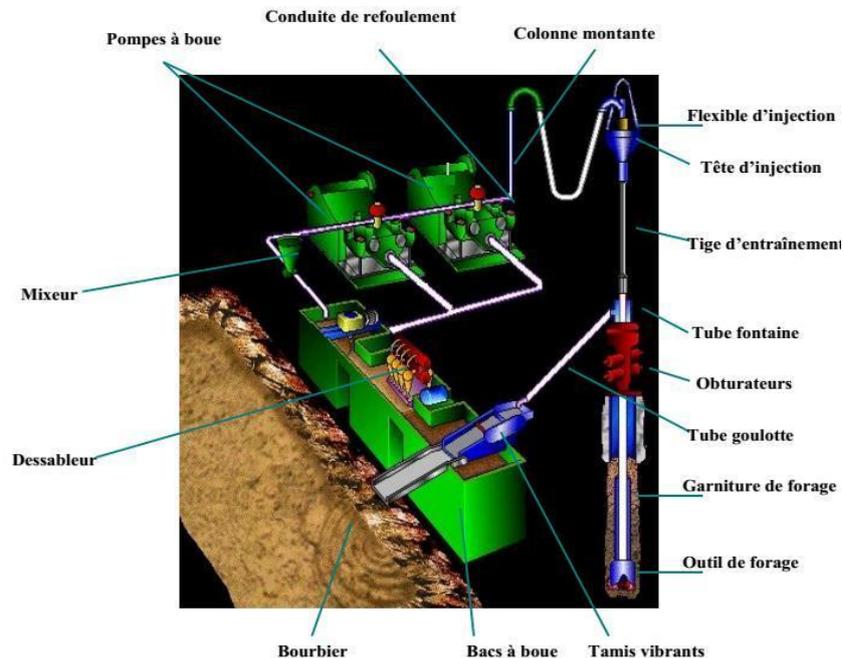


Figure 21: Circuit de boue [3]

4. Types des fluides (boue)

Selon les formations rencontrées, les fluides de forage pourront être trois types.

- ❖ Fluide de forage à base d'eau.

- ❖ Fluide de forage à base d'huile.
- ❖ Fluide de forage gazéifié.

4.1. Fluide de forage à base d'eau

- ❖ Boue naturelle eau douce eau de mer
- ❖ Boue bentonitique simple
 - Bentonite (en eau douce)
 - Attapulgite (en eau salée)
- ❖ Boue bentonitique améliorée
 - Polymère
 - Tanins
 - lignosulfonates
- ❖ Boue calcique :
 - Chaux
 - Gypse
- ❖ Boue salée saturée
- ❖ Boue à faible teneur en solides
- ❖ Boue au bio polymère
- ❖ Boue inhibitrice
 - Phosphate
 - Potassium
 - Magnésium
 - Calcium
 - Aluminium
- ❖ Boue émulsionnée à l'huile [4]

Ces fluides sont constitués par trois phases distinctes :

a. Phase liquide

Elle représente l'eau, cette eau peut être douce ou salée, la salinité des fluides de forage dépend de la salinité de l'eau de fabrication.

b. Phase colloïdale

Cette phase est constituée essentiellement par les argiles, ces derniers ont deux fonctions dont une est primaire qui représente la viscosité offerte par l'argile, et l'autre est secondaire telle la réduction de filtrat.

c. Phase solide

Les solides ajoutés au fluide de forage tel que la barytine $Ba SO_4$ (connu par le Baryte) mais aussi les sables, calcaires et dolomies sont des corps insolubles dans l'eau, ils n'agissent que par l'effet de masse. [5]

4.2. Fluide de forage à base d'huile

- Boue à l'huile (teneur en eau 5 % maxi).
- Boue émulsionnée inverse (teneur en eau 50 % maxi). [6]

Tous comme les fluides à base d'eau les fluides à bases d'huile sont constitués de trois phases

a. Phase liquide

L'huile peut être une huile raffinée ou de brut, et l'eau d'émulsion peut être douce salée ou salée saturée.

b. Phase colloïdale

Les savons et les argiles qui donnent de la viscosité à la boue et qui réduisent son filtrat.

c. Phase solide

On ajoute le Barite, carbonate de calcium, dolomie et les sables.....etc.

4.3. Fluide de forage gazéifié

Les fluides de forage gazéifiés sont constitués soit : forage à l'air soit forage à la mousse soit forage au brouillard soit fluide de forage gazéifié (brut+Azote). [7]

L'organigramme suivant présente ces types :

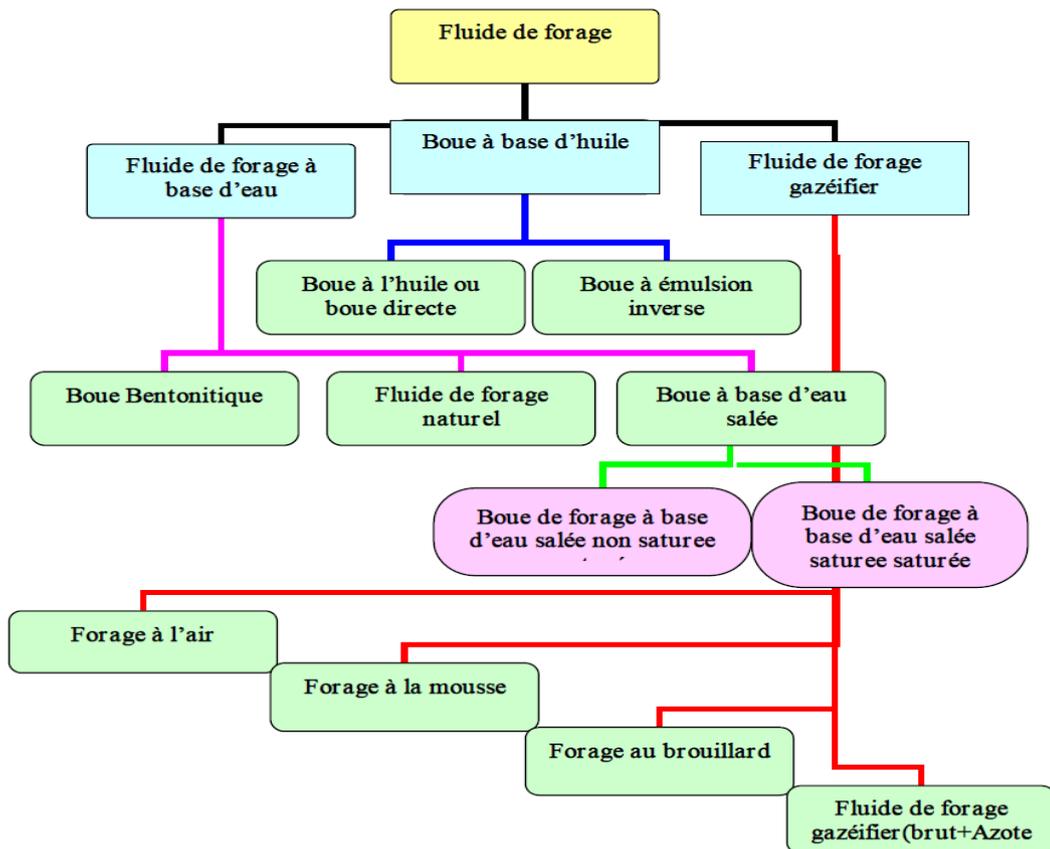


Figure 22: Organigramme qui présente les types des fluides [8]

5. Principaux produits à boue

5.1. Colloïdes argileux

a. Bentonites

Les bentonites sont des argiles sodiques du type montmorillonite qui présentent la propriété de gonfler dans l'eau douce en absorbant de grandes quantités d'eau.

Les bentonites sont employées pour augmenter la viscosité et les gels des boues douces et diminuer leur filtrat. En milieu salé (> 35 g/l de Na Cl), les bentonites sont inefficaces et ne servent alors que de support colloïdal.

b. Attapulgites

Les attapulgites sont des argiles du type Sépiolite qui présentent la propriété de se disperser et de rester en suspension en milieu salé. Cette propriété est employée pour augmenter la viscosité et les gels des boues salées (> 35 g/l de Na Cl). Cependant, ces argiles ne présentent aucune capacité à réduire le filtrat.

5.2. Colloïdes organiques

a. Amidon

Les amidons pour boues de forage sont extraits des pommes de terre, du riz, du maïs, du blé et traités spécialement pour gonfler rapidement même dans l'eau froide et non alcaline. L'amidon est ajouté dans les boues douces ou salées pour réduire le filtrat. Son emploi exige cependant que l'une des trois conditions suivantes soit satisfaite. Un bon amidon doit réduire le filtrat sans trop augmenter la viscosité de la boue et il doit résister à une température de 150 °C.

b. Carboxyméthyle cellulose C.M.C

La C.M.C., abréviation de carboxyméthyle cellulose, est un colloïde organique infermentescible à longue chaîne, ils sont employées pour réduire le filtrat des boues réunissant les deux conditions suivantes : salinité inférieure à 30/35 g/l et calcium inférieur à 500/600 mg/l. Pour des concentrations supérieures, on préfère employer les C.M.C. "purifiées" qui, bien que plus chères, possèdent un rendement nettement meilleur. Les C.M.C. haute viscosité sont employées pour augmenter la viscosité autrement que par addition d'argile.

Les C.M.C. sont classées en trois catégories, fonction de la viscosité qu'elles confèrent au fluide :

- Basse viscosité
- Moyenne viscosité
- Haute viscosité

Elles sont qualifiées de "technique" ou "purifiée" suivant la pureté du produit.

5.3. Fluidifiants et défloculants

a. Tanins

Les plus utilisés sont les tanins de Québracho (extraits de l'écorce d'un arbre poussant en Argentine) et les tanins de châtaigniers.

Le pH d'un tanin non traité, en solution aqueuse, est de 4 environ. L'effet fluidifiant est fonction du pH de la boue, ce qui nécessite d'employer ce produit couplé avec de la soude. Dose d'emploi : 2 à 8 g/l. Tout comme les C.M.C et les amidons les tanins se dégradent lorsque la température atteint 150 °C. Les tanins deviennent très vite inefficaces lorsque la

concentration en calcium atteint 300 à 400 mg/l ou lorsque la concentration en Na Cl atteint 15 à 20 g/l.

b. Lignosulfonates

Les lignosulfonates sont extraits de la pâte à papier de conifères par traitement de la pulpe à l'aide d'un acide sulfite de métal lourd.

Actuellement, on préfère les lignosulfonates de ferrocrome qui fonctionnent pratiquement dans toutes les boues à base d'eau. Une boue traitée à l'aide des lignosulfonates de ferrocrome résiste à de hautes concentrations en calcium et en Na Cl et à des températures de 190 °C.

Il est cependant nécessaire de travailler avec des valeurs de pH supérieures à 9. Lorsque le pH atteint ou dépasse 9 le microbullage disparaît pour faire place à un bullage de surface que l'on élimine par addition d'anti-mousse.

c. Lignines

Les lignines sont extraites du bois. C'est à partir des lignines que l'on obtient un lignosulfonate par traitement à l'acide sulfite. On a cependant remarqué que si l'on "greffait" du chrome sur la molécule de lignine on obtenait un produit capable d'exalter les propriétés des lignosulfonates de ferrocrome par un phénomène connu sous le nom de "synergie".

Il existe des lignines chromées fabriquées pour le but d'être associées avec les lignosulfonates et accroissent les propriétés de ces derniers.

5.4. Additifs minéraux

a. Soude caustique (Na OH)

La soude est employée pour :

- Accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue, 3 à 5

Kg/m³ pour les boues à l'eau de mer.

- Augmenter le pH et accroître le rendement des produits organiques (fluidifiants et réducteurs du filtrat).

b. Carbonate de soude (Na₂ CO₃)

Le carbonate de soude est employé pour:

- accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue.

- précipiter le calcium.

c. Bicarbonate de soude ($Na\ HCO_3$)

Le bicarbonate de soude est employé lors des reforages de ciment pour précipiter la chaux libérée par le ciment.

d. Gypse ($Ca\ SO_4$)

La solubilité du gypse est de 2,14 g/l en eau douce à la température de 20 °C. Les ions calcium apportés par le gypse empêchent le gonflement des argiles forées, ce qui permet de travailler avec des viscosités plus faibles.

e. Chaux éteinte $Ca\ (OH)_2$

La chaux éteinte est employée pour:

- Augmenter la viscosité d'une suspension d'argile préalablement hydratée dans de l'eau (ceci entraîne une augmentation de filtrat).
- Pour fluidifier - certains types de boues salées saturées en Na Cl).
- Pour confectionner les "boues à la chaux".
- Pour débicarbonater les boues contaminées par le gaz carbonique (CO_2).

f. Sel ($Na\ Cl$)

Le chlorure de sodium est employé pour confectionner des boues salées saturées, lorsque l'on doit forer dans des zones salifères.

g. Chlorure de calcium ($Ca\ Cl_2$)

Le chlorure de calcium est employé lorsque l'on désire confectionner des boues contenant une concentration en calcium dans le filtrat plus élevée que celle que peut fournir le gypse. Il est utilisé pour certaines boues à émulsion inverse.

5.5. Produits organiques spéciaux

a. Anti-mousses

Ces produits favorisent le dégazage de la boue. Il en existe une infinité, citons :

- le stéarate d'alumine.
- les alcools supérieurs (octylique, ... etc.
- les tensioactifs (éthers polyoxyéthylénés).

b. Anti-corrosions

Les boues aérées, les boues salées saturées et en général les boues à pH inférieur à 10 corrodent à la longue les parties métalliques avec lesquelles elles sont en contact. Pour réduire la corrosion, on ajoute parfois dans la boue des produits anti-corrosion.

c. Anti-ferments

Ces produits sont utilisés pour empêcher ou stopper la fermentation des colloïdes organiques (amidons, gommés, etc..) en milieu non stérile.

d. Agents de décoincement

Ce coincement se produit au niveau des zones perméables (calcaires, grès, ...etc. lorsqu'un élément du train de sonde touche la paroi du puits. En général, ces additifs sont des tensio-actifs cationiques qui se fixent sur les parties métalliques et les roches formant un film lubrifiant et hydrophobe.

e. Antifrictions et extrême-pression

Ces produits ont été mis au point pour réduire l'usure des outils, de la garniture, les anti-bourrants et accélérateurs de vitesse d'avancement

Ces additifs empêchent les argiles forées de "coller" sur le métal des outils, ce qui évite le "bourrage" et permet d'appliquer des poids plus élevés sur un outil forant dans les argiles et les marnes.

On a aussi signalé des augmentations de vitesse d'avancement sans qu'il soit facile d'expliquer pourquoi. des pièces en mouvement, des pompes...etc.

5.6. Alourdissant**a. Barytine ou sulfate de baryum (Ba SO₄ - densité : 4,2)**

C'est l'alourdissant le plus couramment utilisé. A l'aide de la baryte on peut alourdir une boue jusqu'à une densité de 2,50.

b. Carbonate de calcium (Ca CO₃ - densité : 2,7)

C'est un alourdissant utilisé dans les boues de complétion. Il présente l'avantage de pouvoir être détruit par acidification du cake. Il est aussi employé parfois comme "alourdissant primaire" dans les boues à l'huile de faible viscosité parce qu'il ne sédimente pas facilement.

A l'aide de Ca CO₃, on peut alourdir une boue jusqu'à une densité de 1,20 - 1,30. Le Ca CO₃ se passe au mixer comme la baryte.

c. Galène ou sulfure de plomb (PbS - densité : 7,00)

Cet alourdisant est employé pour obtenir des densités de boue de 2,50 à 3,00. On alourdit d'abord la boue à l'aide de baryte qui sert "d'alourdisant primaire", puis on poursuit l'alourdissement à l'aide de galène jusqu'à la densité désirée. Le produit est très abrasif et ne doit être employé qu'en cas de nécessité absolue.

d. Oxydes de fer

Ils sont peu utilisés à cause de leur forte abrasivité. (Par ex : Ferrobar)

5.7. Colmatants

Les produits colmatant naturels ou synthétiques sont en nombre considérable, Ils sont classés de la façon suivante :

a. Colmatants granulaires

Par leur forme anguleuse et leur répartition granulométrique, ils agissent en bloquant en profondeur les fissures. Ils ont une grande résistance mécanique aux pressions différentielles, Leur but est de "tisser une trame" autour des colmatants granulaires. Ils ont une faible résistance mécanique à l'extension (rupture des fibres sous l'influence des pressions différentielles).

On emploie des produits durs et calibrés, Citons: les coquilles de noix, les noyaux d'abricots, cerise, olive, Colmatants fibreux, les fibres de bois, de cannes à sucres, cellulosiques.

b. Colmatants lamellaires

Ils forment un colmatage surtout superficiel. Ils sont en général utilisés pour parfaire le colmatage réalisé par les colmatants granulaires et fibreux. Citons : les déchets de cellophane, de mica.

c. Colmatants gonflants

Ils permettent d'obtenir très vite un fluide à très haute viscosité. Citons : les gommes, qui à l'aide d'un catalyseur, fournissent une gelée extrêmement visqueuse.

d. Colmatants à "prise"

Injectés liquides, ils deviennent au bout d'un certain temps rigides. Citons : le ciment, le plâtre ...etc. [9]

6. Paramètres physico- chimiques et rheologiques

6.1. Densité

La densité est le rapport du poids d'un corps à son volume dans des conditions définies de pression et température. Il s'exprime en N/m³ ou plus pratiquement en kg/l.

Pour pouvoir faire des conversions des valeurs anglo-saxonnes noter que:

$$10 \text{ lb/gal} = 74,8 \text{ lb/cu} \cdot \text{ft.} = \text{kg/l}$$

Son Appareil de mesure est le densimètre ; Cette caractéristique est très importante et doit être contrôlée régulièrement car la densité doit être telle que la pression hydrostatique au fond ($P_h = 9,81 Z d$ en kPa, Z en m, d densités) soit suffisante pour contrôler les fluides de formation et ne doit pas être trop importante vis-à-vis de la résistance des terrains forés.

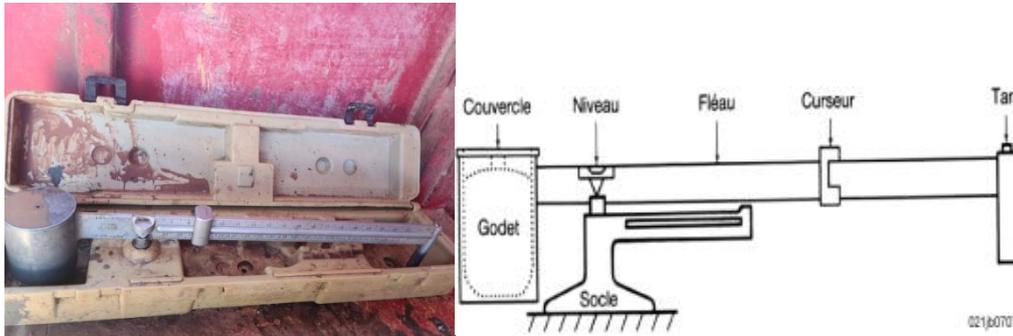


Figure 23: densimètre [10] et [11]

Une boue dense favorise l'ascension des cuttings et permet l'équilibre des pressions hydrostatiques. Pour une boue à densité élevée, il y a risque de détachement des parois (de la boue), et de retombée dans le trou de forage provoquant le coincement de l'outil.

Exemple :

La charge au fond d'un trou de profondeur h, provoquée par une colonne de boue de densité d, est :

$$H = h.d/10$$

6.2. Viscosité

La viscosité est la mesure de la résistance d'un fluide à l'écoulement. Il existe deux types de viscosité :

- ❖ **Viscosité marsh** : Son principe est de mesurer le temps d'écoulement d'un volume défini de fluide à travers l'alésage calibré d'un entonnoir.

La viscosité Marsh est une indication très pratique car rapidement faite sur les bassins mais ne donne qu'une appréciation très relative des caractéristiques de la boue, elle est surtout utilisée pour évaluer grossièrement mais très rapidement les pollutions éventuelles qui peuvent modifier d'une manière très importante les caractéristiques du fluide.

- ❖ **Mode opératoire** : On remplit l'entonnoir de 1500 cm³ de boue homogène puis on mesure le temps d'écoulement d'un quart de gallon (946 cm³). La viscosité Marsh s'exprime donc en secondes. La viscosité de l'eau pure à la température de 20 oc est de 26 secondes (946 cm³). [12]

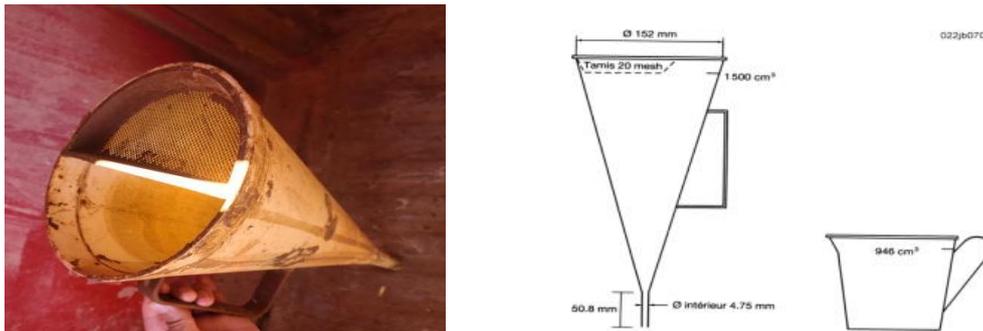


Figure 24: l'entonnoir [13] et [14]

- ❖ **Viscosité Fann** : Le Fann est l'appareil qui permet de déterminer le rhéogramme du fluide de forage, c'est-à-dire la loi d'écoulement qui est représentée par la fonction :

$$t = f(\gamma)$$

Appareil de mesure est le filtrat API est la quantité de liquide (en cm³) recueilli en 30 min sous une pression de 100 psi (7 kg/cm²).

D'une manière pratique, on mesure souvent le filtrat après 7,5 min que l'on multiplie par 2 pour obtenir le filtrat API (en effet la vitesse de filtration est proportionnelle à la racine carrée du temps : $V = kW$).

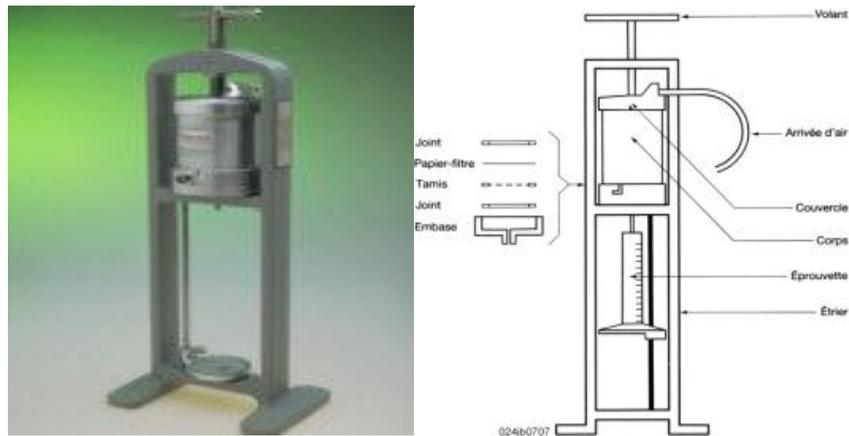


Figure 25 : Appareil de mesure de filtrats [15] et [16]

6.3. Teneur en sables : Le fluide de forage est constitué d'une phase liquide et d'une phase solide.

$$\frac{\text{Volume solides} \times 100}{\text{volume boues}}$$

On le Mesure Par distillation on sépare les deux phases. En mesurant le volume de liquide recueilli on peut calculer t. [17]

6.4. Cake

C'est la propriété de laisser déposer une couche d'argile sur la paroi. Il joue le rôle inverse de filtrat. Le cake ne se forme pas sur une paroi non perméable. La pénétration importante de filtrat, dans certains terrains, peut accélérer un phénomène de délitage entraînant des éboulements ou des gonflements.

6.5. Thiscotropie

C'est la propriété d'une boue de passer d'une consistance rigide à un aspect fluide sous l'effet de brassage (agitation).

6.6. Yield value

C'est la tension limite de cisaillement au dessus de la quelle le fluide ne s'écoule pas. La densité de la boue. On recommande de ne pas dépasser une teneur maximale de 5%.

6.7. Ph

Le pH permet d'indiquer l'acidité ou l'alcalinité de la boue. Une boue dont le $\text{pH} < 7$ provoque un risque de floculation, alors qu'une boue dont le $\text{pH} > 10$ indique sa contamination par le ciment ou par l'eau de l'aquifère. Il est mesurée par le pH-mètre [18]

7. Méthodes pour tuer le puits

- Driller's method
- Wait and weight method
- Concurrent method

7.1. Wait and Weight Method

La Wait and Weight Method est une technique de contrôle de venue qui consiste à remplacer le fluide dans le puits avec la boue de densité requise en une seule circulation tout en gardant

Une pression au fond égale ou légèrement supérieure à la pression de pores.

Le choix de cette méthode est conditionné par les points suivants:

- Pas de risque de bouchage et de coincement durant la préparation de la boue lourde.
- Risque d'attendre la pression admissible avec une autre méthode à condition que la géométrie permette la sortie de la boue lourde dans l'espace annulaire avant l'arrivée de l'effluent au sabot
- Bonne cadence de fabrication.

7.2. Driller's Method

La *Driller's Method* c'est la méthode la plus anciennement utilisée, elle est étant la méthode la plus simple à mettre en œuvre du fait que le contrôle peut se faire considérée comme après la fermeture du puits sans préparation spéciale et avec un minimum de calcul.

Cette méthode consiste à établir deux circulations:

- **Premièrement** : circuler et évacuer la venue avec la densité initiale de forage.
- **Deuxièmement**: remplacer la boue initiale par une boue de densité suffisante (dr) pour équilibrer la pression de gisement.

8. Méthodes de contrôle du puits

- Volumetric and lubricating method
- Bulheading method
- Dynamic kill method
- Low choke method

a. Volumetric Methode

La *Volumetric Method* est une méthode de contrôle conventionnelle qui consiste à faire remonter jusqu'en surface une venue de gaz sans circulation, en laissant le gaz se détendre d'une manière contrôlée. Cette méthode est utilisée dans des situations particulières de venue ou la circulation de l'effluent devient impossible. [19]

Une fois l'effluent en surface et dans le cas où la circulation est toujours impossible, le gaz est évacué en utilisant la lubricité and *bleed off method*.

Les paramètres qu'on doit gérer durant la mise en œuvre de cette méthode:

- détermination et suivie de la pression annulaire pour chaque palier
- Estimation de la position de la bulle à chaque étape
- Le volume de boue à récupérer au niveau du bac de manœuvre
- Le volume de boue à pomper lors de la lubricating.

SECTION 2 : OBTURATEURS DES PUIITS DE FORAGE (BOP)

1. Définition

On définit le BOP Bloc Obturateur de Puits (*Blow Out Preventer*) comme : « ensemble d'équipements de travail permettant l'obturation du sondage ou du puits afin d'en maîtriser les venues ». [20] Notamment quant à la pression susceptible d'être rencontrée

Ce dispositif sert d'organe principal de sécurité durant les opérations de forage ou d'intervention lourde et comporte deux fonctions principales de sécurité : [21]

- Assurer la fermeture du puits en cas de venue (éruption de puits)
- Permettre la reprise de contrôle du puits
- Les BOP assurent le contrôle secondaire (deuxième barrière de sécurité) alors que la boue assure le contrôle primaire (première barrière).

2. DIFFERENTS TYPES D'OBTURATEURS

2.1. Obturateurs rotatifs

Ils permettent la rotation et la manœuvre des tiges et sont placés au-dessus des obturateurs normaux. Ils sont utilisés pour forer sous pression en conservant une boue de faible densité (forage under-balance, forage à l'air ou à la boue aérée).

2.2. Obturateurs à mâchoires (rams BOP)

Ils peuvent être équipés de différents types de mâchoires :

- Fermeture sur une dimension donnée : "*pipe rams*".
- Fermeture totale "*blind rams*".
- Fermeture totale et cisailant "*blind shear rams*".
- Fermeture sur une gamme de diamètres donnés "*variable rams, flex packer*".
- Fermeture sur deux tubes : "*dual rams*" pour les complétions doubles.

2.2.1. Obturateur à mâchoires

a. Cameron U

❖ Description

Il est constitué d'un corps forgé comprenant :

- Un alésage central vertical pour le passage des équipements de forage.
- Un alésage horizontal (*rams cavity*) dans lequel se déplace un jeu de deux mâchoires.
- Deux sorties latérales pour connecter directement les kill et choke lines (ce qui évite d'utiliser une croix de circulation (*mud cross ou drilling spool*), ces sorties sont situées sous les rams.
- De chaque côté du corps : une bride intermédiaire (*Intermediate flange*),
- Un "bonnet"
- Chaque bride est fixée au "bonnet" par des vis à tête noyée et chaque ensemble "bride + bonnet" est fixé au corps par quatre goujons. L'étanchéité entre bride et corps est assurée par un joint type "o-ring".
- Chaque mâchoire est "agrafée" sur une tige de piston comportant au centre le piston de manœuvre. Ce type de montage permet un certain mouvement des mâchoires (elles sont flottantes) nécessaire lors de la fermeture pour avoir un alignement correct entre les mâchoires et la tubulaire.
- Deux pistons solidaires du corps, servant à la manœuvre des bonnets permettent d'écartier les bonnets du corps et d'accéder aux mâchoires et de refermer les bonnets.
- La bride intermédiaire entre corps et bonnet dans laquelle coulisse la tige de piston est munie d'un joint à lèvres (*lip seal*) du côté puits et d'un "o" ring côté chambre de manœuvre du piston.
- Entre les deux joints se trouvent une mise à l'atmosphère (*vent line ou weep line*) (ce qui permet la détection d'une fuite éventuelle) ainsi qu'un système supplémentaire d'étanchéité par injection de graisse plastique. Cette possibilité d'injection est un système d'étanchéité de secours à n'employer que si le bop ne peut pas être démonté, c'est le cas en cours de contrôle de venue.
- Deux vis de verrouillage (*locking screw*) permettent le blocage des mâchoires en position fermée. En version sous-marine, ces vis sont remplacées par un système hydraulique de blocage à coins dit "*wedgelock*". Ce système maintient les mâchoires fermées, même si la pression est relâchée dans la chambre de fermeture.

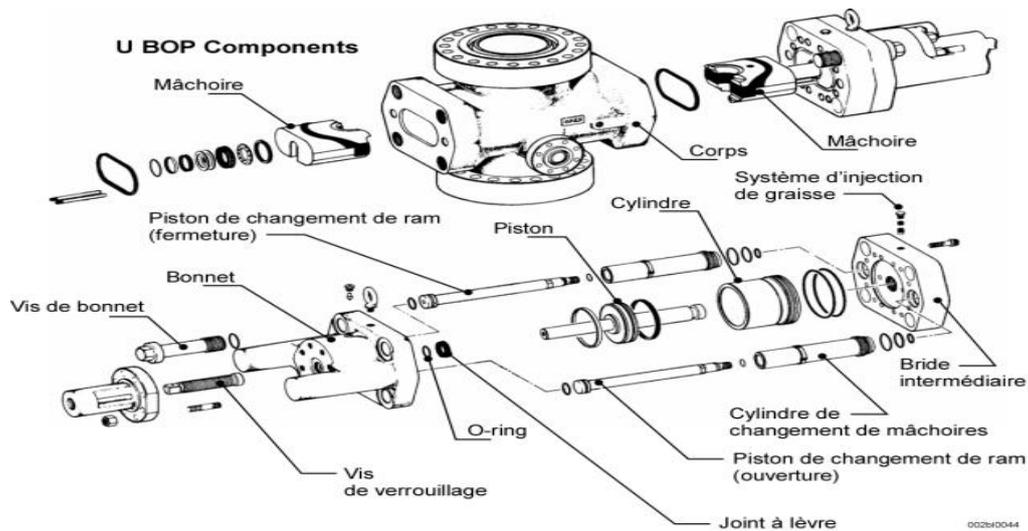


Figure 26: Eclaté d'un Cameron type U [23]

❖ **Fonctionnement du Cameron type U**

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

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

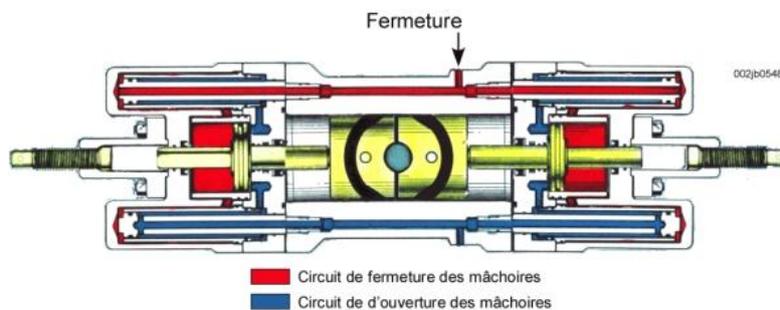


Figure 27: Schéma montrant le circuit de fermeture d'un Cameron type U. [23]

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

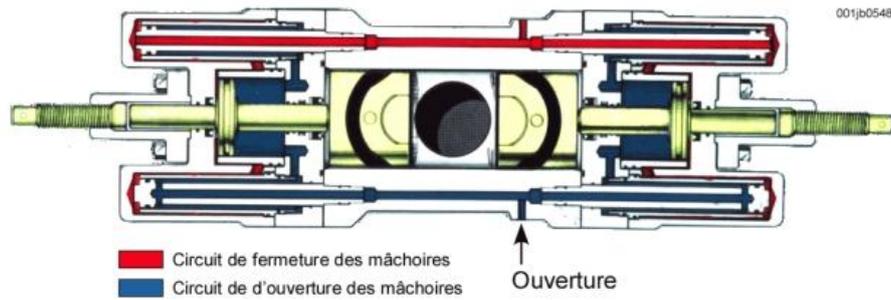


Figure 28: Schéma montrant le circuit d'ouverture d'un Cameron type U [23]

b. Autre type à mâchoire

Il existe d'autres types d'obturateur à mâchoire comme :

- Cameron type 2
- BOP shaffer
- BOP à mâchoires Hydril

2.2.2. Obturateurs annulaire (Obturateurs à membranes)

Ils sont également appelés "*bag type*". Ils peuvent se fermer et faire étanchéité sur des équipements de section régulière de différents diamètres (tubulaire et câbles) et même sur le trou vide (mais pas vraiment recommandé). Ils permettent la manœuvre du train de tiges, obturateur fermé avec de la pression dans le puits (stripping).

2.2.3.1 Types d'obturateurs annulaire

a. Hydril type GK

❖ Description

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

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

Une chambre hydraulique d'ouverture et une chambre de fermeture permettent le déplacement vertical du piston. Des joints d'étanchéité isolent ces deux chambres entre elles et avec l'extérieur. Il existe des *packing units* avec différents types de caoutchouc.

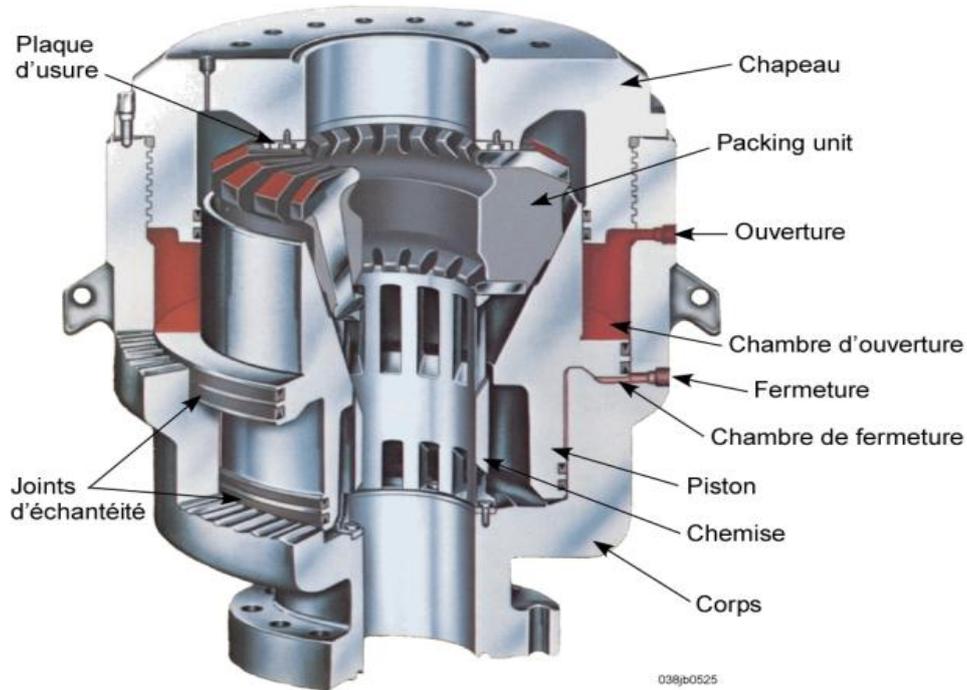


Figure 29: Hydril type GK avec chapeau vissé [23]

❖ **Fonctionnement**

L'envoi du fluide de manœuvre sous pression dans la chambre de fermeture pousse le piston vers le haut, comprimant la garniture élastique (*packing unit*) qui, bloquée en haut et en bas, ne peut que se refermer vers l'intérieur de l'obturateur. L'élasticité de la garniture lui permet de faire étanchéité sur n'importe quel tubulaire (à condition qu'il ait une forme régulière) ou sur câble ou même sans équipement dans le puits (utilisation en fermeture totale : Complete Shut Off), mais cela n'est pas recommandé par le fabricant.

Pour obtenir une fermeture et une étanchéité correcte, il peut être nécessaire d'actionner plusieurs fois la fermeture du BOP (le *packing unit* pouvant parfois se mettre en travers). Ils sont toujours placés au sommet de l'empilage. Leur pression de service est généralement immédiatement inférieure à la pression de service des BOP à mâchoires. C'est en général le BOP que l'on fermera en cas de venue avec une tubulaire dans le puits.

b. Autre types d'obturateurs annulaire

- Hydril type GL
- Shaffer sphérique
- Cameron type D



Figure 30: BOP [24]

2.3. Obturateurs internes de garniture (I-BOP)

Ce sont les équipements qui permettent d'obturer "plus ou moins facilement et rapidement" l'intérieur de la garniture de forage pour éviter le retour de fluide. Leur pression de travail doit être égale ou supérieure à la pression de service de la tête de puits. [25]

Certains équipements sont placés en surface (*kelly cock*, *Gray valve*), d'autres au niveau de l'outil (*check valve*, *flapper valve*), d'autres doivent être mis en place par pompage drop in (*check valve*).

2.3.1. Dispositifs d'obturation en surface

Le système d'entraînement en rotation du train de tiges en surface (*kelly ou top drive system*) est équipé de deux (02) *kelly cocks* (*upper kelly cock et lower kelly cock*). Ils permettent de fermer l'intérieur du train de tiges lorsque le système d'entraînement est connecté au train de tiges (forage, circulation, ...etc.). Ce sont des vannes plein passage, à fermeture rapide (vanne quart de tour), la vanne supérieure est souvent équipée d'un système de commande à distance opéré par le chef de poste.

2.3.1.1. Kelly cocks (*kelly guard ou kelly valve*)

Ce sont des vannes plein passage, en position ouverte, elles permettent le passage du fluide sans restriction, donc il sera possible de les visser même si le puits débite de façon conséquente. Mais en position fermée, elles ne permettent pas la circulation. Donc il faut toujours ajouter un autre équipement si l'on veut redescendre dans le puits et circuler. [25]

2.3.1.2.Gray valve

C'est un clapet anti-retour, on peut circuler en direct dans les tiges, mais pas en inverse.

Le *Reggan shut off coupling* :

Il permet de coiffer le train de tiges plus facilement si le puits débite, son poids impose de le manipuler au treuil à air. Pour fermer l'intérieur de la garniture, il faut l'équiper d'un *kellycock* (mais pas d'une Gray valve). [25]

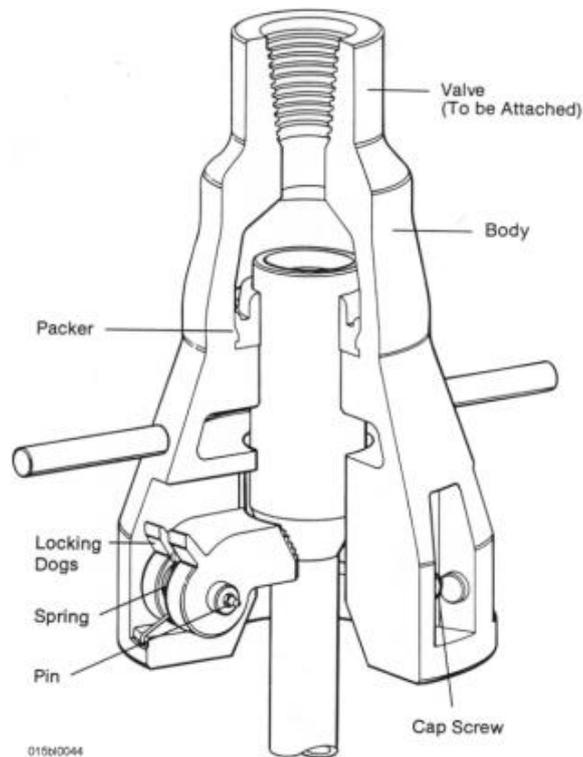


Figure 31: Reggan shut off coupling [23]

2.3.1.3.Dispositifs placés au niveau de l'outil

Ce sont les classiques soupapes à clapets anti-retour placés dans le sub au-dessus de l'outil et qui empêchent tout retour de boue à l'intérieur des tiges. [25]

❖ Types de soupapes

- Les soupapes *Baker*. Le mécanisme de fermeture est identique à celui de la Gray valve. Un ressort plaque le clapet contre le siège.
- Les modèles type *flapper valve*. Ils sont équipés d'un système permettant de les maintenir ouvert pendant la descente de la garniture qui se trouve de ce fait toujours remplie. [25]

2.3.1.4.Dispositifs à pomper dans la garniture

Le dispositif le plus connu est le *drop in check valve* (DICV) Hydril [26]

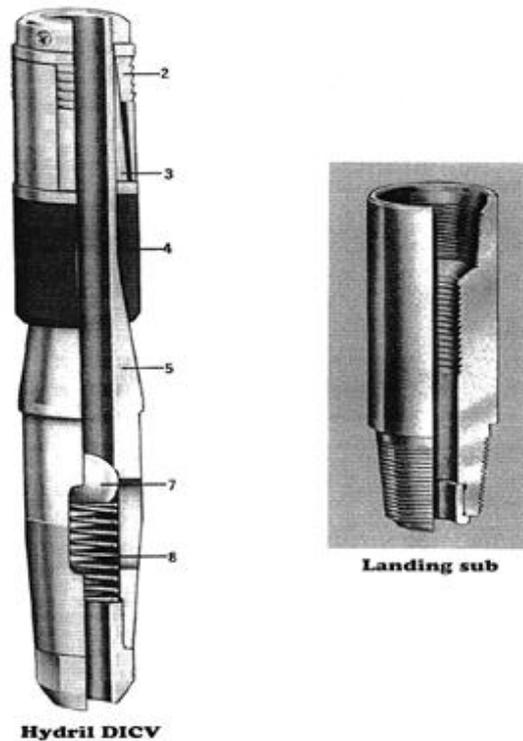


Figure 32: Drop in check valve (DICV) et son landing sub [26]

- | | |
|----------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| 2 : chiens d’ancrage dans le landing sub | 5 : corps de la DICV |
| 3 : coins permettant l’ancrage dans le sub | 7 : bille faisant l’étanchéité intérieure |
| 4 : garniture d’étanchéité entre la DICV et le sub | 8 : ressort pour repousser la bille sur le siège |

2.3.2. Sorties latérales d’obturateur

2.3.2.1 Choke line

Une conduite qui relie les obturateurs au choke manifold, La choke line est connectée aux obturateurs ou à la mud – cross par l’intermédiaire de deux vannes, dont l’une est, de préférence, à commande à distance de façon à permettre une ouverture rapide du circuit de contrôle. Cette vanne est généralement à commande hydraulique, commandée par le chef de poste à partir du plancher. [26] Cette vanne peut être fermée et bloquée manuellement par le volant de manœuvre.

a. Kill line

Kill line est la conduite reliant l’empilage au circuit de pompage, elle doit avoir une pression de travail égale à celle des obturateurs et un diamètre intérieur minimum de 2". Elle offre la possibilité de pomper sous les obturateurs dans le cas des tests ou dans le cas où la circulation normale n’est pas possible. [26]

La conduite contient deux vannes en série et un clapet anti-retour qui permet de protéger le stand pipe et les pompes de forage contre toute pression venant du puits en cas de venue.

b. Choke manifold

Pour contrôler une venue, il faut circuler en injectant une boue de densité requise, et le retour est dirigé à travers la choke line puis diriger vers le choke manifold. Le rôle du choke manifold est d'assurer une contre pression dans le puits en utilisant la choke pour maintenir la pression au fond du puits égale ou légèrement supérieure à la pression du réservoir et éviter d'autre venue durant la circulation.

La sortie du manifold selon le cas peut être reliée (selon la nature de l'effluent à la sortie de la choke) vers la torche, vers les bassins, vers le bournier ou vers le séparateur pour récupérer uniquement la boue dans les bassins. La lecture de la pression en tête d'annulaire est effectuée sur un manomètre placé sur le choke manifold et relié par un capteur pour qu'elle soit suivie aussi sur le panneau de commande à distance des duses. [27]

On trouve plusieurs types de duses types de :

- La duse calibrée fixe (*positif choke*) employée principalement en production.
- La duse réglable manuelle (*ajustable choke*).
- La duse commandée à distance (remonte choke), il existe plusieurs types de duses commandées à distance ayant le même principe de fonctionnement (*choke panel, cameron swaco, brandt, vetro grey, and willis-McEvoy.*)

2.3.3. Unité d'accumulation et de commande des BOP

L'unité de commande fournit le fluide hydraulique sous pression pour opérer les différents obturateurs de surface et les vannes annexes. Cette unité permet de disposer en permanence d'une réserve de fluide sous pression pour opérer et maintenir en pression les différents composants du stack BOP. [27]

Le système utilisé pour les obturateurs de surface est un circuit fermé : chaque obturateur ou opérateur de vanne auxiliaire est relié à l'unité de commande par une ligne de fermeture et d'ouverture.

L'unité de commande comprend :

- Un réservoir de stockage contenant le fluide hydraulique à pression atmosphérique,
- Au moins deux systèmes de pompage qui aspirent le fluide hydraulique dans le réservoir pour le porter à la pression de fonctionnement de l'unité (en général 3 000 psi),

- Un ensemble de bouteilles (accumulateurs oléopneumatiques) pour stocker ce fluide à la pression de fonctionnement de l'unité,
- Des régulateurs pour régler la pression du fluide hydraulique dirigé vers les différents composants du stack bop,
- Des distributeurs 4 voies – 3 positions pour opérer les différentes fonctions.

2.3.3.1. Description d'une unité standard

La figure suivante représente une unité standard avec ses différents composants comme suite : [27]

1. Arrivée d'air (pression de l'ordre de 120 psis).
2. Houilleur.
3. Vanne qui permet de by-pass la vanne d'admission automatique d'air n°4. En position ouverte, elle permet d'alimenter en continu les pompes à air. Elle doit être normalement en position fermée.
4. Vanne d'admission hydropneumatique automatique. Elle permet de régler la pression de démarrage et l'arrêt des pompes à air.
5. Vannes manuelles d'isolement des pompes pneumatiques. Normalement, elles doivent être en position ouverte.
6. Pompes à air.
7. Vannes manuelles d'isolement de l'aspiration des pompes à air. Normalement, elles doivent être en position ouvertes.
8. Filtre à huile équipé d'une crépine sur la ligne d'aspiration.
9. Clapet anti-retour.
10. Pompe triplex entraînée par moteur électrique.
11. Manoccontact : permet de régler les pressions de démarrage et d'arrêt de la pompe électrique. Il est réglé de telle façon que le moteur électrique démarre lorsque la pression dans

l'unité chute sous un certain seuil (en général, 2700 psi) et s'arrête lorsque la pression atteint un certain seuil (3 000 psi).

12. Coffret de démarrage contenant un commutateur à 3 positions (OFF, ON, AUTO). Le interrupteur doit être normalement sur la position AUTO.

13. Vanne manuelle d'isolement de l'aspiration de la pompe électrique. Normalement, elle doit être en position ouverte.

14. Filtre à huile équipé d'une crépine sur la ligne d'aspiration.

15. Clapet anti-retour.

16. Vanne manuelle d'isolement des bouteilles. En fonctionnement normale, cette vanne doit être ouverte.

17. Accumulateur. Le pré charge en azote doit être de 1000 psi \pm 10 %.

18. Soupape de sécurité, tarée entre 3300 et 3500 psi. Le retour est connecté au réservoir.

19. Filtre à huile sur le circuit haute pression.

20. Régulateur de pression : Il réduit la pression de 3000 psi à 1500 psi pour le circuit "manifold". Son réglage se fait manuellement.

21. Clapet anti-retour.

22. Distributeurs 4 voies - 3 positions. Ces distributeurs, équipés de vérins pneumatiques, peuvent être pilotés à distance. Elles permettent l'envoi du fluide hydraulique sous pression vers les BOP ou les opérateurs de vannes, pour ouvrir ou fermer ceux-ci.

23. Vanne de by-pass : permet de by passer la régulation 3 000 - 1500 psi et d'envoyer directement dans le manifold le fluide hydraulique à la pression des accumulateurs (3 000 psi). Cette vanne doit être normalement en position fermée. Elle peut être commandée à distance.

24. Soupape de sécurité avec retour au réservoir de stockage du fluide hydraulique. Elle est réglée vers 5 500 psis.

25. Vanne de purge de la partie HP. Elle est normalement en position fermée.
26. Sélecteur à 2 positions : Il permet de sélectionner le point de commande du régulateur de pression du BOP annulaire n° 27. Lorsqu'il est sur Rempote, 27 peut être réglé à partir du panel de commande à distance. Lorsque le sélecteur est sur Local, 27 ne peut pas être réglé à distance.
27. Régulateur de pression annulaire : Il permet de régler la pression du fluide hydraulique envoyé vers le BOP annulaire afin d'ajuster la pression de fermeture de celui-ci. Ce régulateur est piloté pneumatiquement et peut être ajusté à distance.
28. Manomètre de pression de la partie "accumulateur".
29. Manomètre de pression de la partie "manifold".
30. Manomètre de pression de la partie "annulaire".
- 31 - 32 – 33. Transmetteurs pneumatiques de pression de l'accumulateur, du manifold et de l'annulaire vers le ou les panneaux de commande à distance.
34. Filtre à air.
35. Régulateur permettant de régler la pression d'air envoyée vers le régulateur 27.36 – 37 – 38. Régulateurs à air pour les transmetteurs pneumatiques de l'annulaire, de l'accumulateur et du manifold.
39. Platine de connexion du faisceau de télécommande pneumatique.
40. Indicateur de niveau de fluide hydraulique dans le réservoir.
41. Bouchon de remplissage et de mise à l'air du réservoir.
42. Vannes 4 voies - 3 positions.
43. Clapet anti-retour.
44. Soupape de sécurité sur la ligne auxiliaire avec retour au réservoir de stockage du fluide hydraulique.

- 45. Ligne auxiliaire qui peut être utilisée pour le skidding.
- 46. Ligne auxiliaire qui peut être utilisée pour tester des équipements en pression.
- 47. Retour vers le réservoir lors de l'utilisation d'une ligne auxiliaire.
- 48. Bouchon d'inspection du réservoir de stockage de fluide hydraulique.

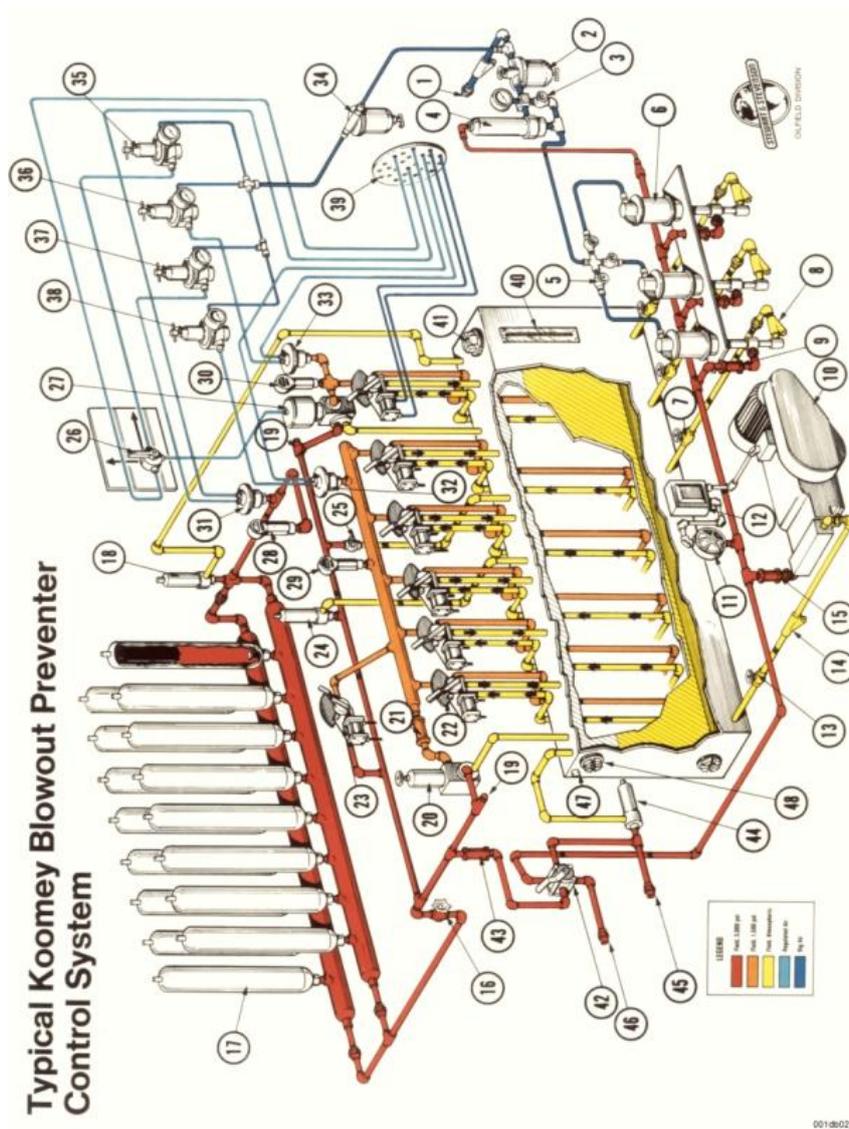


Figure 33: Schéma type d'une unité de commande de BOP de surface [28]

2.3.3.2. Principe de fonctionnement de l'unité et recommandations API

a. Système de pompage

L'unité doit être équipée d'au moins deux systèmes de pompage ayant des sources d'alimentation (électrique, pneumatique,...) indépendantes. Un système de pompage se compose d'une ou de plusieurs pompes.

Les pompes aspirent le fluide hydraulique dans le réservoir et doivent être capables de le refouler au moins à la pression (maximum) de fonctionnement de l'unité. Le fluide hydraulique est stocké sous pression dans les accumulateurs oléopneumatiques.

Des vannes (items 7 et 13) permettent d'isoler le réservoir des pompes. Chaque ligne d'aspiration est équipée d'un filtre (items 8 et 14). Les pompes sont protégées par des clapets anti-retour (items 9 et 15).

Chaque système de pompage est équipé d'un dispositif lui permettant de démarrer automatiquement lorsque la pression dans l'accumulateur est en dessous d'un certain seuil et de s'arrêter automatiquement lorsque cette pression atteint la pression de fonctionnement de l'unité.

Les recommandations de l'API 16 E sont :

- Démarrage des pompes lorsque la pression dans l'unité d'accumulation est tombée approximativement à 90 % de sa pression de fonctionnement (soit environ 2 700 psi pour une unité fonctionnant à 3 000 psi).
- Arrêt lorsque la pression de l'unité est comprise entre sa pression de fonctionnement et cette pression moins 100 psi (soit entre 2 900 psi et 3 000 psi).

b. Bouteilles

Elles permettent de stocker l'huile hydraulique sous pression. Il existe des systèmes avec chambre à air (voir la figure) et avec flotteur. Elles restituent du fluide hydraulique lorsque l'on abaisse la pression dans l'accumulateur. Les bouteilles habituellement utilisées ont une capacité intérieure de 11 gallons.

Les bouteilles doivent être réparties sur des rampes de telle façon que la perte d'une rampe ne doit pas entraîner une perte de plus de 25 % de la capacité de l'unité. Les bouteilles

sont protégées par une soupape de sécurité (item 18). Elle est tarée habituellement entre 3 300 et 3 500 psi.

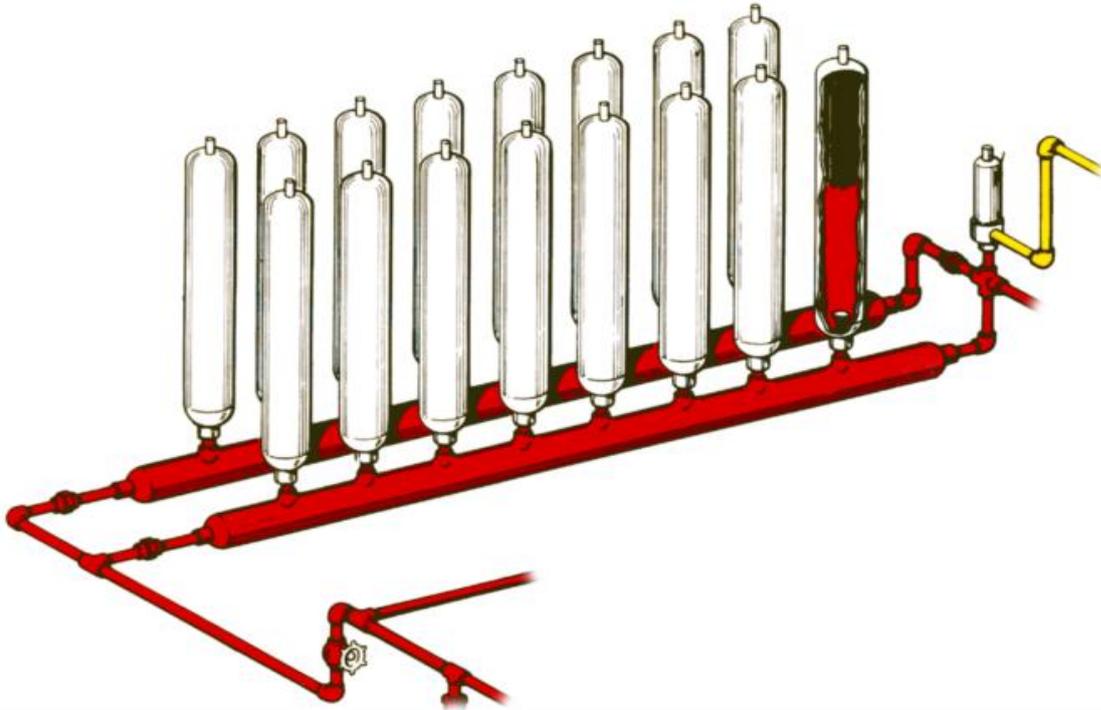


Figure 34: Bouteilles de stockage d'huile sous pression [27]

c. Réservoir et fluide hydraulique

Le fluide utilisé doit permettre le fonctionnement de l'unité dans toutes les circonstances. Il peut être nécessaire d'ajouter des produits comme le glycol pour éviter le gel du fluide.

d. Panneau de commande à distance

Le chantier doit être équipé d'au moins un panneau de commande à distance pour que l'on puisse commander tous les BOP et les vannes de kill et de choke line de deux endroits différents. Ce panneau doit être accessible au chef de poste pendant les opérations de forage et représenter fidèlement l'empilage BOP.

Le panneau de commande à distance doit :

- permettre d'opérer tous les BOP et les vannes de kill et de choke line,
- permettre de régler la pression du BOP annulaire,
- permettre d'opérer la vanne de by pass (item 23),
- indiquer la pression de l'accumulateur, du manifold, de l'annulaire et la pression d'air.

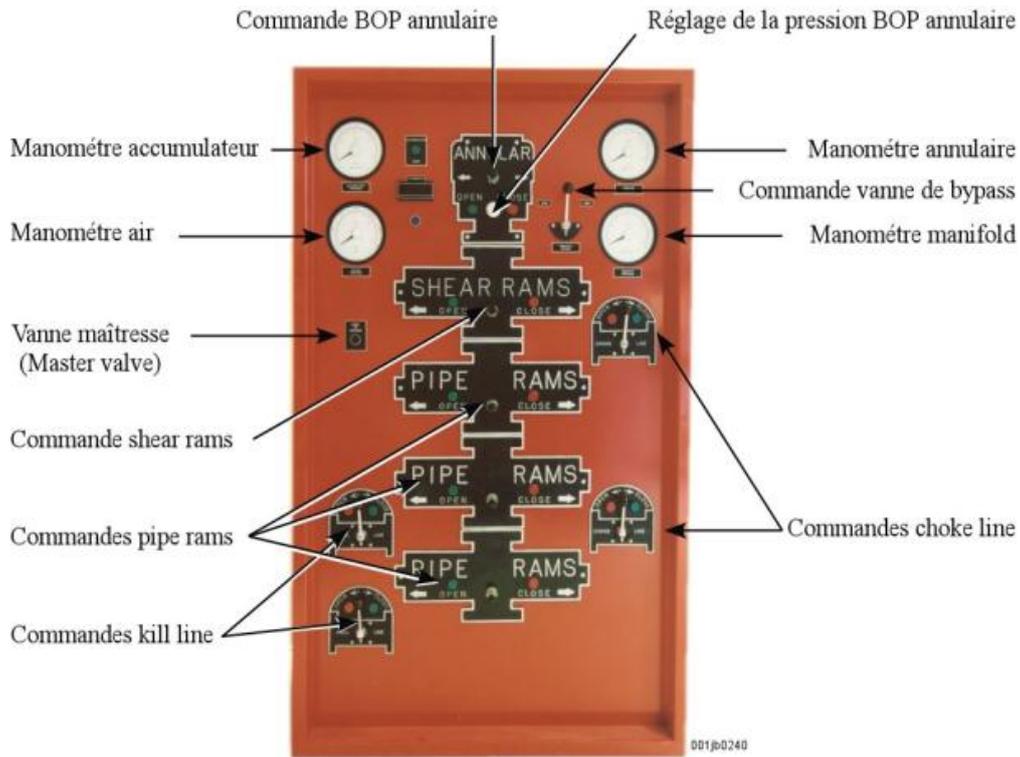


Figure 35: Panneau de commande à distance [28]

e. Conduites

Les lignes reliant l'unité et le bloc d'obturation doivent avoir une pression de service égale à la pression de fonctionnement de l'unité (3 000 psi). Les flexibles, les conduites rigides et les connections constituant ces lignes doivent résister au feu.

f. Distribution du fluide hydraulique

La distribution du fluide vers le BOP annulaire et vers les obturateurs à mâchoires et les opérateurs des vannes de kill et de choke line sur la figure sont séparées. Cela permet de régler indépendamment la valeur de la pression pour opérer le BOP annulaire et pour opérer les autres composants du stack. [28]

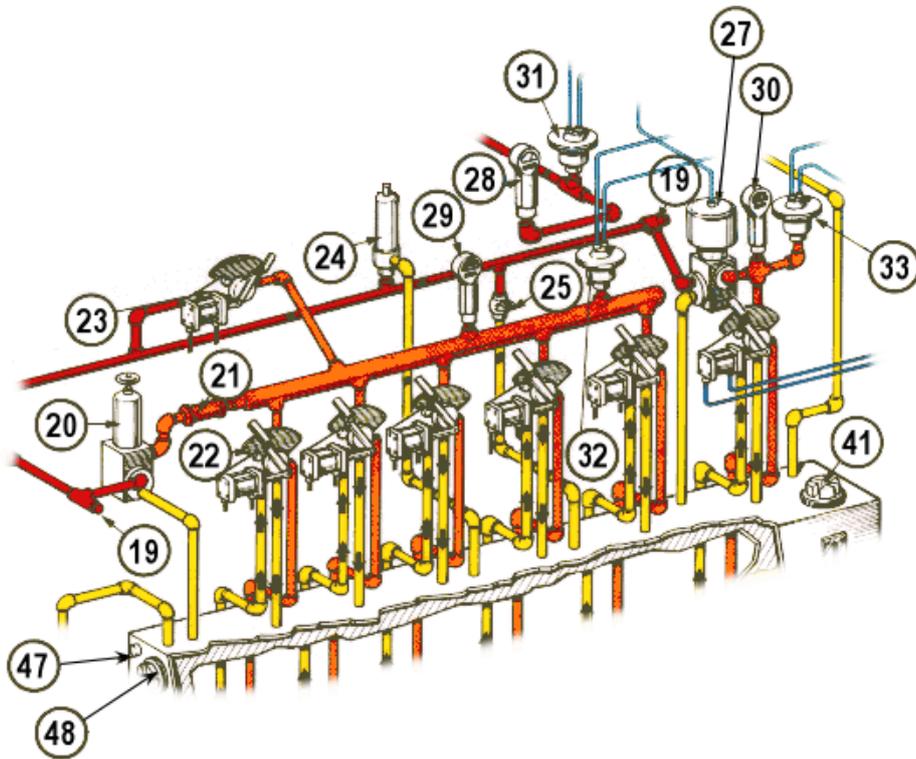


Figure 36 : Circuit de distribution de l'huile vers les BOP et vannes [29]

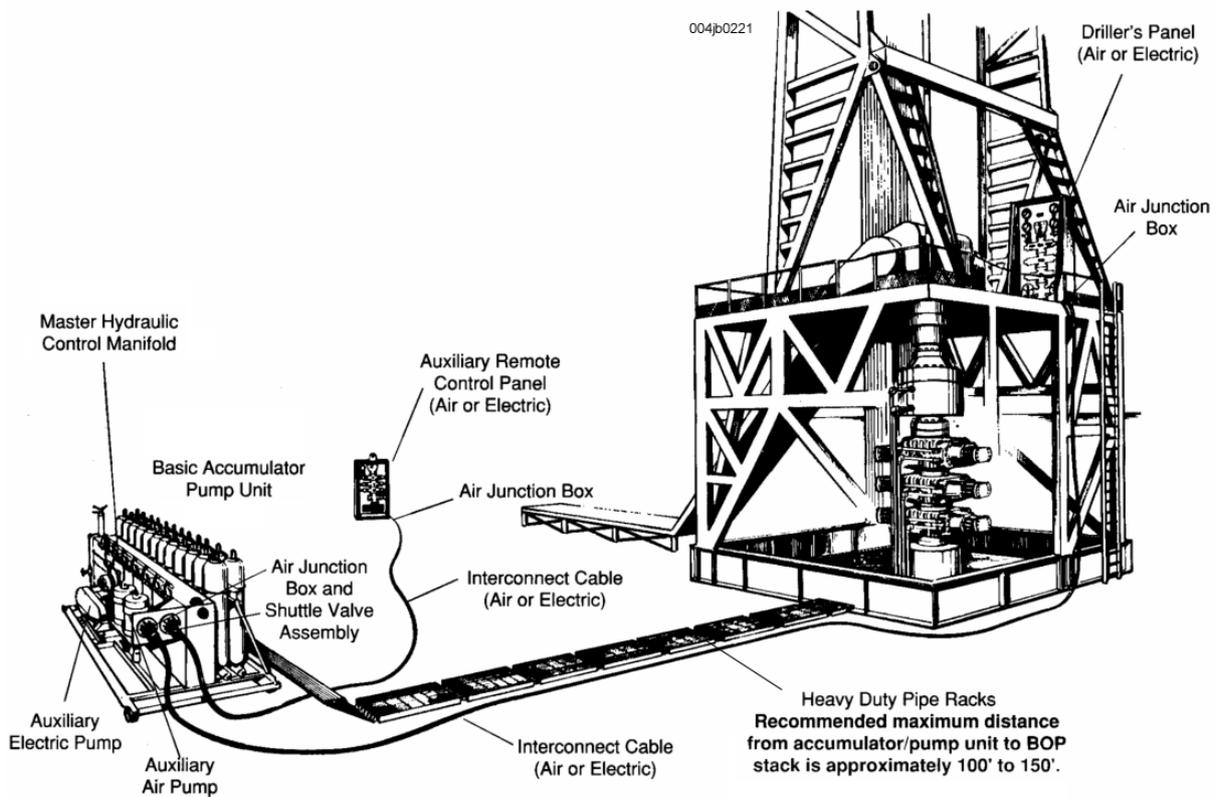


Figure 37: Ensemble unité Koomey, BOP et panneaux de commande à distance. [30]

2.4. Équipements auxiliaire

Ces équipements sont installés en aval du manifolde duses pour le dégazage de la bouteille permettent de ventiler le gaz en sécurité récupérer la boue dans les bacs.

Il existe deux types d'équipements de traitement de gaz en surface:

2.4.1. Mud Gas Separator

Cet équipement est utilisé pour séparer les quantités importantes de gaz de la boue de forage quand la circulation est assurée à travers le choke manifold.

- La boue gazée passe dans le séparateur où elle est dégazée par ruissellement sur les chicanes.
- La boue dégazée est récupérée en bas du séparateur alors que le gaz s'échappe à la partie haute par la vente line. La pression régnant à l'intérieur du séparateur est égale aux pertes de charge produites dans la ligne d'évacuation (vent line).
- La ligne de retour de boue vers les bacs est équipée d'un système de tube en U (mud seal), en général de hauteur comprise entre 2 à 7m.
- La pression maximale acceptable dans le séparateur est égale à la pression hydrostatique exercée par le mud seal. Si cette pression maximale est dépassée dans le séparateur, il y a risque d'invasion des bassins par le gaz, dans ce cas le retour doit être dirigé vers la torche, le contrôle doit être arrêté et redémarrer avec un débit plus faible après avoir renouveler la boue du siphon.

Pendant la circulation d'une venue de gaz, le débit est réduit, pour permettre une bonne séparation. Le retour de la boue est aligné pour passer à travers le vacuum dégazer.

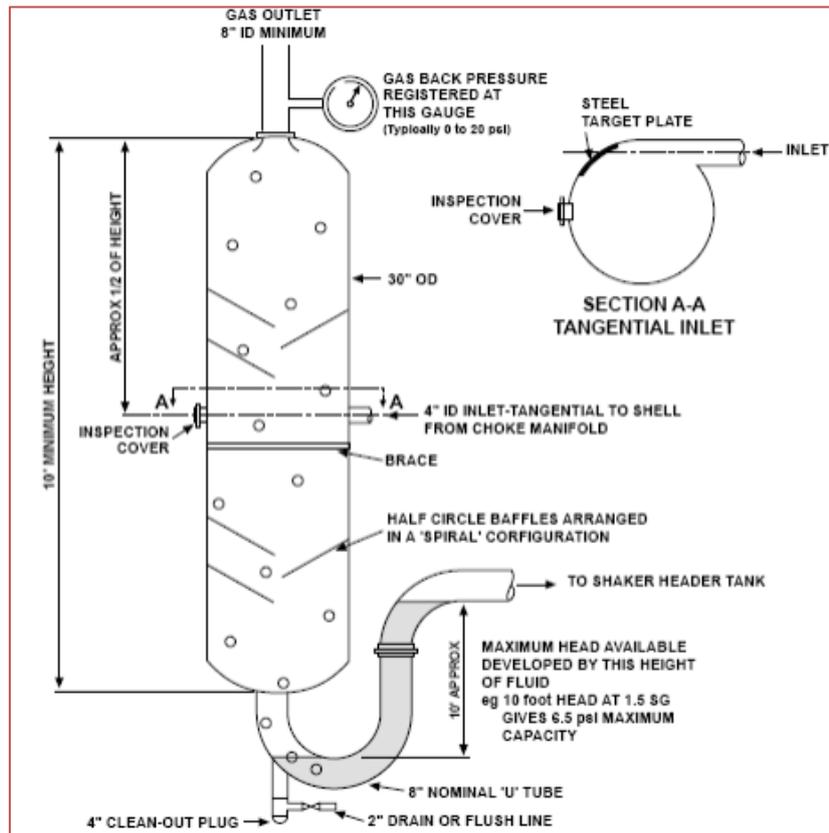


Figure 38: Mud gas separator [30]

2.4.2. Dégazeur sous vide

Cet équipement est installé sur les bacs à boue, utilisé dans les cas suivants :

- Forage du réservoir à gaz avec retour normal à travers goulotte.
- Contrôle d'une venue de gaz, pour traiter la boue qui peut être encore gazée (gaz résiduel, surtout dans une boue gazée à viscosité élevée) après séparation dans le *Mud Gas separator*
- La boue gazée est passée dans le Dégazeur installé en aval des tamis vibrants.
- La boue est aspirée et injectée dans une enceinte ou elle est soumise à un vide partiel à l'aide d'une pompe à vide. La boue se dégage par ruissellement sur des chicanes et retourne dans le circuit.
- Une pompe vide est utilisée pour créer la dépression dans l'enceinte et aspire la boue gazée.
- Une autre pompe centrifuge annexe assure la circulation de la boue dégazée vers les bacs.

3. Principe de contrôle d'une venue

Lorsqu'on détecte une venue, la première manœuvre de lutte contre l'éruption consiste à fermer le puits. On détermine ensuite les pressions en jeu de manière à calculer la densité de boue requise pour équilibrer la pression de formation par la pression hydrostatique de la boue.

4. Fermeture des obturateurs

Cette manœuvre doit s'effectuer le plus rapidement possible de manière à limiter au maximum la quantité de fluide intrus (gain).

La séquence des opérations doit être la suivante :

- Arrêt de la rotation.
- Dégagement de la tige d'entraînement de manière à ne pas avoir un *tool-joint* en face des obturateurs à mâchoires.
- Arrêt des pompes de forage.
- Fermeture de l'obturateur et branchement sur le manifold de duses.

4.1. Détermination des pressions mises en jeu

Lors d'une venue, les fluides de formation s'écoulent vers le puits. Lors de la fermeture des obturateurs, la pression de fond va remonter de telle sorte qu'elle soit équilibrée par la somme de la pression en tête des tiges et de la pression hydrostatique de la boue à l'intérieur des tiges. La pression lue en tête des tiges permet donc de calculer directement la pression de formation et en déduire la densité de boue nécessaire à l'équilibrer.

4.2. Détermination de la densité requise

La pression en tête des tiges (P_t) représente la différence entre la pression de formation et la pression hydrostatique exercée par la boue.

La densité requise pour équilibrer la pression de formation est :

$$d_r = P_t \times 10 / Z + d$$

Avec :

P_t = pression en tête des tiges en kgf/cm²,

Z = côte verticale en m.

La pression en tête de l'annulaire puits fermé, est beaucoup plus difficile à exploiter car on ne connaît pas, d'une manière générale, ni la hauteur de fluide intrus dans l'annulaire, ni sa densité.

4.3. Mise en place de la boue à densité requise

Une fois la densité requise de la boue connue, on procède au Barytage d'un volume de boue au moins égal au volume du puits, à cette nouvelle densité.

La mise en place de la boue à densité requise s'effectue en circulant par l'intérieur des tiges. La boue remonte par l'espace annulaire, passe par le manifold de duses avant de revenir aux bacs.

Le passage par le manifold de duses permet, en modulant plus ou moins l'ouverture de la duse, de maintenir une contre pression sur le fond du puits de manière à éviter toute nouvelle intrusion de fluide tant que la boue de densité requise n'est pas en place.

CONCLUSION

En conclusion, le forage pétrolier est une activité essentielle qui a une influence profonde sur notre société moderne. Grâce à cette technique complexe et sophistiquée, nous avons pu accéder aux vastes réserves d'hydrocarbures enfouies sous la surface terrestre, ce qui a permis de répondre à la demande énergétique mondiale et de soutenir le développement économique.

Le système de contrôle fluide de forage (boue) et le système BOP utilisé par les sondes des puits de forage sont des éléments cruciaux pour assurer la sécurité lors des opérations de forage pétrolier et gazier. Ils permettent de réduire les risques d'accidents majeurs bien cités : l'éruption voire explosion en protégeant le personnel, l'environnement et les installations.

Références chapitre 1

1. BENZAIER C, LAZGHEM A. mémoire de fin d'étude « Application AMDEC sur Les équipements de contrôle de venue L'appareil de work-over (TP195) », Université KASDI Merbah Ouargla, 2017, P56
2. ENSOR, I will on Industries IFP Training' 2006, P44
3. SOLTANI S, mémoire de fin d'étude « Analyse du comportement des fluides de forage à travers les formations géologiques de Gassi Touil », 2017, P33
4. www.docplayer.fr, visiter le 27/07/2023
5. Module M1, op cite, P22
6. AMORIA H, BENMOUHOUB M, MAHBOUB A, Mémoire de fin d'étude « influence de rendement du contrôle ionique sur la boue de forage », Université KASDI Merbah Ouargla, 2019, P24
7. Module M1, op cite, P34
8. AMORIA H, BENMOUHOUB M, MAHBOUB A, op cite, P
9. www.fr.scribd.com, visiter le 30/08/2023
10. Module M1, op cite, P 43
11. Jean-paul NGUYEN, op cite, P29
12. Jean-paul NGUYEN, op cite, P30
13. www.team.inria.fr, PDF « Mécanique des fluides Hydraulique en charge Hydraulique à surface libre », visiter le 29/07/2023,P 23
14. Jean-paul NGUYEN, op cite, P35
15. Réaliser par les étudiantes
16. LAZHARI H ,op cite ,P15
17. Jean-paul NGUYEN, op cite, P12
18. Jean-paul NGUYEN, op cite, P13
19. Dr.Mehdi Metaiche, op cite P28
20. www.ineris.fr/sites/ineris.fr, op cite.
21. www.primarisk.ineris.fr, visité le 13/07/2023
22. IFP Training , op cite , P46
23. www.projettpjbcorrentinludovic.wordpress.com/securite-en-cours-de-forage/, visité le 22/07/2023
24. Réaliser par les étudiantes

25. IFP Training ,op cite, P51
26. IFP Training ,op cite, P22
27. BELAOUIRA M, KADI I, LAFIFI I, mémoire fin d'étude, « Les Méthodes De Contrôle Des Venues De Gaz Au Cours De Forage Pétrolier », Université KASDI Merbah Ouargla, 2016, P56
28. IFP Training , op cite, P23
29. IFP Training ,op cite, P24
30. IFP Training ,op cite, P26

Chapitre 3 :
Application Des Méthodes d'évaluation
des risques Sur Le Puits De Forage
-Cas ENAFOR-

INTRODUCTION

Les installations classées pour l'environnement règlent les industries à haut risque. Pour obtenir l'autorisation d'exploitation, certaines doivent produire une étude d'impact et une étude de danger. L'étude de risque permet de recenser les différents risques auxquels l'installation est soumise et d'estimer la portée des conséquences d'un accident.

L'analyse des arbres de défaillance est une pratique courante dans l'industrie pétrolière et gazière pour améliorer la sécurité des opérations et réduire les risques potentiels associés à des équipements critiques tels que les obturateurs de puits pétroliers.

SECTION 1 : ENAFOR

1. Historique de l'ENAFOR

L'ENAFOR Issue de la restructuration de Sonatrach, l'entreprise ENAFOR a été créée par décret N° 81-170 en date du 1er août 1981 et mise en place le 1er janvier 1982 par l'arrêté interministériel du 31 décembre 1981 portant date d'effet de substitution de l'Entreprise ENAFOR à Sonatrach dans une partie de ses compétences en matière de forage. A ce titre, ENAFOR a repris l'ensemble des moyens humains, matériels et infrastructures de la société ALFOR (filiale de Sonatrach), ainsi que les appareils de forage Sonatrach confiés à ALFOR dans le cadre d'un contrat d'assistance et de gestion. Sonatrach, dès mars 1998 est entrée dans le capital social de l'ENAFOR à raison de 51 %.

L'entreprise ENAFOR a capitalisé un savoir-faire technique en matière de forage de plus de trois décennies qui lui a permis de réaliser des forages pour Sonatrach et pour le compte d'opérateurs étrangers dans le cadre des associés étrangers de Sonatrach (Anadarko, Arco, Mobil, BP ...).

La part de l'Entreprise dans le marché national du forage représente environ 40%. Son activité s'étend aussi bien à l'intérieur qu'à l'extérieur du pays. ENAFOR est en mesure de réaliser des forages pouvant atteindre des profondeurs de 6000m. L'entreprise possède également des infrastructures opérationnelles ainsi qu'une flotte de véhicules spéciaux adaptés aux conditions rigoureuses.

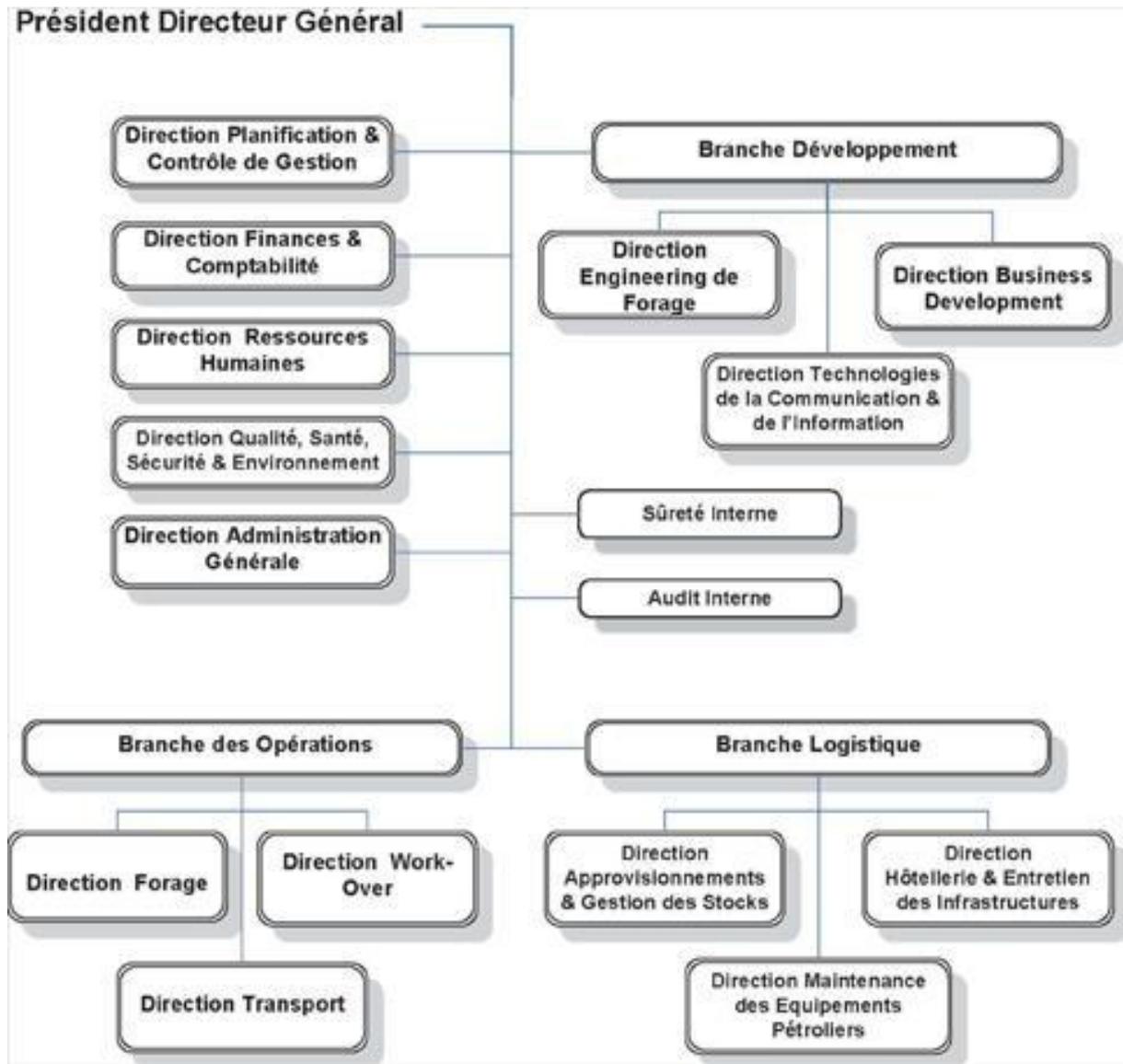


Figure 39: organigramme administratif de l'ENAFOR [1]

1.1. Maintenance

Grâce à un personnel hautement qualifié et des ateliers spécialisés, l'entreprise assure par ses propres moyens, la gestion et la maintenance de ses installations de forage, de sa flotte de transports et de ses structures d'accompagnements, assisté par la GMAO. ENAFOR possède aussi des installations qui lui permettent d'intervenir dans d'autres opérations telles que :

- Renovations & Révisions des appareils de forages.
- Inspection des équipements tubulaires (tiges et les masses tiges de forages).
- Inspection et test des équipements de sécurité du puits (B.O.P).
- Maintenance, réparations et révisions des véhicules lourds et légers.

- Maintenance des équipements spéciaux de fonds tels que Coulisses Hydrauliques et Amortisseurs de chocs...etc.

1.2. Hôtellerie et restauration

Pour la prise en charge de son personnel en matière d'hébergement et de restauration, nous disposons, d'un ensemble d'infrastructures et d'équipements doté de toutes les commodités nécessaires à leur bien être dans un environnement saharien, composé de :

- Bases de vie sises à Hassi Messaoud.
- Camps de vie connexes à l'appareil de forage.
- La restauration est assurée soit par moyens propres, soit par voie de sous-traitance en « Full Catering » auprès de sociétés spécialisées dans ce domaine.

1.3. Approvisionnement

L'ensemble de la chaîne est assuré par l'entreprise, pour cela elle dispose des moyens humains et infrastructures de stockage pour les :

- Equipements Forage.
- Pièces de Rechanges.
- Equipements Divers Infrastructures :

ENAFOR possède, à Hassi Messaoud, des installations servant de support pour tous ses chantiers (Forage ou Work Over).

Ces installations sont constituées

- D'une base pour son administration : Siège social à Hassi Messaoud.
- Base Résidentielle.
- De bases opérationnelles : Forage, Work Over, Transport, Base Equipements tubulaire, REVEMPING Yard.
- D'atelier Mécaniques, Ateliers Usinage & Fabrication, Atelier Réparation
- Equipements Electriques.
- D'ateliers pour la maintenance et les réparations de son parc appareil
- (Équipements mécaniques et électriques des chantiers),
- D'ateliers pour la maintenance et les réparations de son parc de véhicules roulants ; véhicules légers mais surtout sa flotte de camions lourds spécialement conçus pour les

DTM (Démontage, Transport & Montage) en zone désertique des chantiers de forage.

- Présentation du puits : le chantier opère pour le compte de :
 - SH/DP (Client); Sur le puits :
 - OMK#61 (Nom du puits) ;
- **Situation de l'appareil** : l'appareil est situé à :
 - 15 (Km) Hassi Messaoud ;
 - 15 (Km) par rapport à Hassi Messaoud.la ville la plus proche ;
 - 15 (Km) l'hôpital le plus proche.

La politique QHSE de l'Entreprise :

Sa politique se résume en : attelons à satisfaire le client, à assurer la santé et la sécurité du personnel, la sécurité de nos installations et la préservation de l'environnement. En adaptant et certifiant le :

- ISO 9001/2015 pour la qualité ;
 - ISO 14001/2015 pour l'environnement ;
 - OHSAS 18001/2007 pour la santé et la sécurité.
- **Risques Sur Site** : beaucoup sont les risques auxquels le personnel est exposé sur site, tels que : risque lié aux Opérations de levage, mouvements de véhicules (grues, élévateurs à fourche, camions, etc.); machines tournantes ; équipements électriques; Glissades, Trébuchements, Chutes; Equipements Associés à la Pression ; substances dangereuses, etc.
 - **Zone à haut risque** : la zone à haut risque est délimitée par un périmètre de sécurité peint en rouge et blanc (rambardes ou bien chaines) et des panneaux de signalisation. Avant de pénétrer à l'intérieur du périmètre de sécurité, le port des EPI (casque, soulier, gants et lunette de protection) est obligatoire, le téléphone mobile et la cigarette sont interdits dans cette zone et le respect de la signalisation est indispensable et exigé.
 - **Présentation du code alerte ENAFOR sur appareil de forage**

En cas de situations d'urgence telles que : venue de gaz, incendie, présence de H₂S, une alarme sera déclenchée:

 - Alarme Venue : 01 coup long continu
 - Alarme incendie : 01 coup court et 01 coup long
 - Alarme en cas de H₂S : 02 coups longs continus

Réaction immédiate :

- dirigez directement et sans panique vers l'un des deux points de rassemblement dans le sens opposé de la direction du vent ; (point principal à l'entrée du Rig, le deuxième dans le coté opposé).
- Une équipe d'intervention est désignée pour les cas d'urgence

➤ *Implantation des bureaux : (montrer du doigt)*

- Bureau du Chef de Chantier ;
- Bureau du Superviseur Maître d'œuvre ;
- Bureau du Superviseur HSE ;
- L'infirmierie.

1.4. Organisationnel de la Direction HSE Rapports Fonctionnels

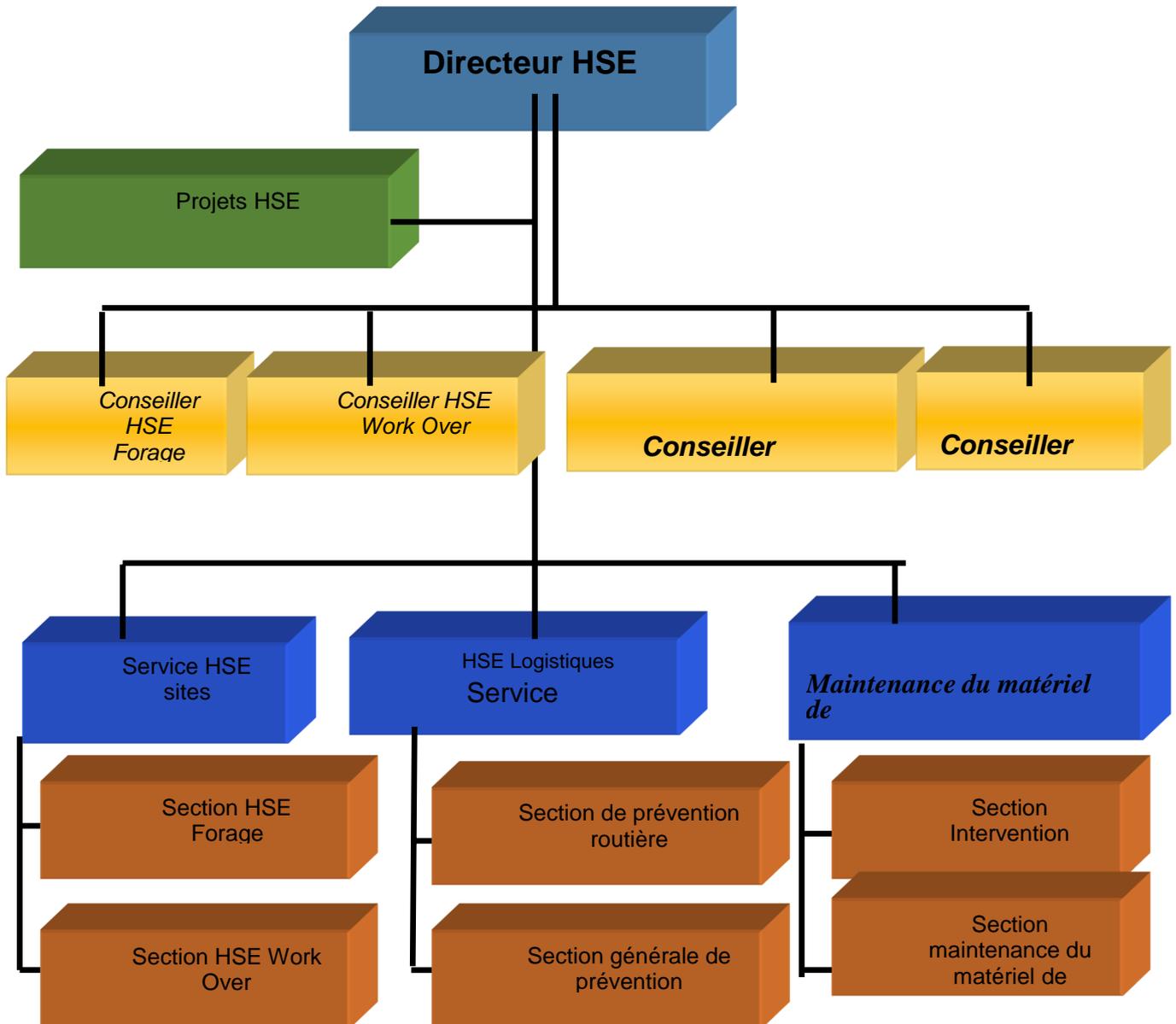


Figure 40: Diagramme Organisationnel de la Direction HSE Rapports Fonctionnels [2]

1.5. Politique QHSE de l'entreprise

L'entreprise est certifiée QHSE conformément aux référentiels :

- **ISO 9001** – 2008 pour la qualité,
- **ISO 14001**-2004 pour l'environnement,
- **OHSAS 18001**-2007 pour la santé et la sécurité, à l'issu de deux audits de surveillance de son Système de Management Intégré (SMQHSE).

2. Prévention des éruptions (WELL CONTROL)

2.1. Définition

C'est formation conçue pour tout le personnel concerné par les opérations de forage et de complétion impliqués dans la détection d'un kick et le contrôle de puits. [3]

Le *WELL CONTROL* est destiné aux personnels concerné par les opérations de forage et de complétion (opérateurs et sociétés de services) dont l'activité peut impliquer la détection d'une venue. Il est Accessible pour toute personne pouvant être amenée à fermer et/ou à tuer le puits [4]

2.2. Objectifs

- Evaluer l'impact d'une éruption
- Identifier les causes des venues
- Connaître les équipements adaptés pour mettre le puits en sécurité
- Employer les méthodes de contrôle utilisées pour circuler une venue
- Identifier les incidents, réagir et prendre les bonnes décisions
- Appliquer les connaissances théoriques sur le pratique simulateur [5]

2.3. Etapes de WELL CONTROL

❖ *Identifier l'origine et les causes d'une éruption et d'une venue*

- Test de positionnement
- Introduction sur les modules hydrostatique et hydrodynamique (pertes de charge), tube en U
- Rappels des définitions : pressions, nature de la boue, loi des gaz et de la mutation
- Causes et signes avertisseurs d'une venue
- Leak-off test et formation Integrity Test
- Analyses des pressions après fermeture du puits
- Venue pendant la descente de tubage

❖ *Connaître les moyens de mise en sécurité du puits*

- Principes et procédures à appliquer en cas de venue
- Analyse des pressions après fermeture du puits
- Méthodes de fermeture du puits (Hard & Soft) et méthode de contrôle de venue (Driller et Wait & Weight)

- Etude et tests des équipements de contrôle de venue (BOP, Koomey, manifold...)
 - Méthode volumétrique
 - Dérivation du puits
 - Etude de la migration des gaz
 - Spécificités des principes et procédures ainsi que des équipements subsea
 - Etude de cas particuliers : opérations de casing, de cimentation, de wireline, différence entre puits horizontal et vertical
 - Calculs et pratique sur simulateur
- ❖ **Pratique**
- Exercices et pratique sur simulateur
 - Validation du module « *Practical Assessment* » pour la certification IWCF
 - Exercices sur la *killsheet* , les équipements , les principes et procédures
- ❖ **Certification IWCF**
- Examen modules « Equipement » et « Principes et Procédures » [6]

2.4. Simulateur de contrôle de puits de forage

L'ENAFOR possède un simulateur de contrôle de puits de forage au niveau de sonde école (centre de formation).

Un simulateur de contrôle de puits de forage est un outil essentiel pour former les opérateurs de forage à réagir efficacement en cas d'incident lors du forage de puits de pétrole ou de gaziers. Cela permet de maintenir la sécurité de l'équipe de forage et d'éviter des déversements de pétrole ou de gaz dans l'environnement

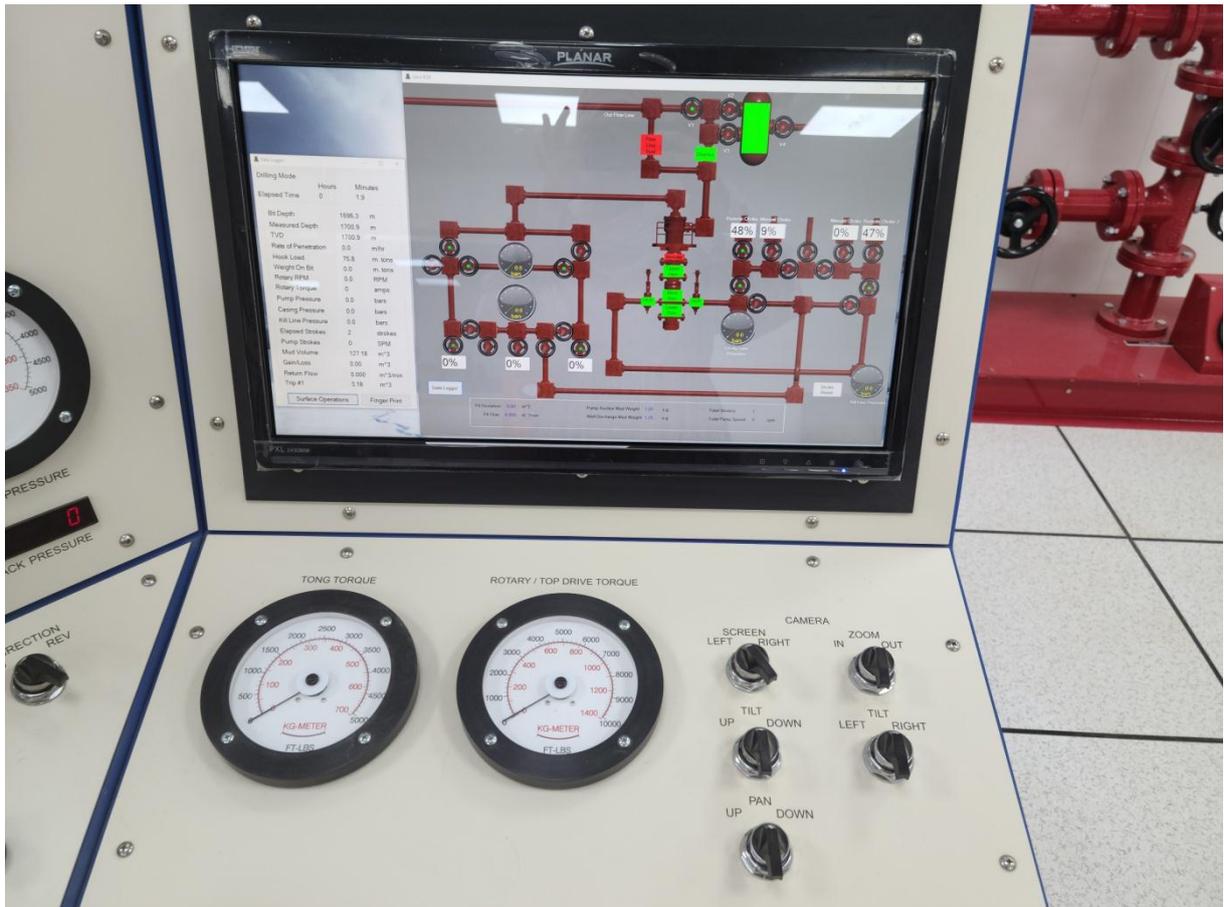


Figure 41: Simulateur prévention des éruptions chez ENAFOR [7]

3. Accident explosion du a une éruption chez ENAFOR

3.1. Description de l'évènement

En date du 11/12/2021 vers 23h00, durant l'opération de Logging (descente MWD avec la garniture de forage) pour la localisation du sabot avec la société BAKER et durant l'opération de localisation su sabot 7 '' entre 3374m et 3386 m de 22h30 à 23h00, un débordement (over flow) important de la boue dans le tube fontaine et la goulotte a été constaté, l'assistant maitre sondeur une fois averti il procéda au dégagement de la tige carré dans le but de sécuriser le puits, mais la propagation des flammes ne lui a pas permis de finaliser l'opération de sécurisation.

Soudainement un énorme bruit a été entendu suivi d'une explosion et déclenchement d'un incendie et la propagation des flammes sur le plancher, les bacs à boue, les roues et autres équipements. [8]

3.2. Réactions immédiates d'intervention

Immédiatement le puits a été sécurisé par le chef chantier junior au niveau du panel de commande à distance ainsi que le maitre sondeur au niveau de l'unité d'accumulateur (Annular, Pipe Rams, Blind Rams).

Au même moment, l'extinction du feu a débutée par le personnel du chantier en utilisant les moyens de lutte contre incendie (MLCI) du chantier ;
Les deux blessés ont été évacués vers l'hôpital de HMD, L'assistant maitre sondeur a subi des brûlures de 2ème degré au niveau des mains et pieds évacué le jour même vers l'hôpital d'Ain NAADJA pour une meilleure prise en charge.

a. Dégât humaine

Vu l'ampleur du feule PAM (Plan d'Assistance Mutuelle) a été déclenché en appelant les autorités, la Sonatrach et ses filiales et la Protection Civile de HASSI MESSAOUD pour assistance, la situation a été maitrisé aux environs 01h30 du matin (02h30 après l'évènement).

b. Dégâts matériels

❖ **Mat & substructure**

- Dog House
- Trolley beam

- 4 Roues de l'appareil
- Console chef de poste
- Treuil
- Table de rotation
- Plancher
- Partie inferieur du Mat avec les accessoires
- Flexible colonne montante
- Treuil sling shot
- Moufle mobile, crochet et tête d'injection
- Panel de commande chef de poste
- Bouteilles réserve d'air
- Câble de forage
- Raising line
- Bras d'élévateur
- Tige carrée
- 2 Cabestans à air
- Chock manifold, chock line, kill line et stack BOP.

❖ **Circuit à boue**

- Bacs à boue (bac décantation-bac d'aspiration-les bacs de réserves) ;
- Trip Tank
- Dégazeur
- Agitateurs
- Les deux tamis vibrants
- Les vannes de fond ; les mitrailleuses
- Désilteur

❖ **Pompes à boue**

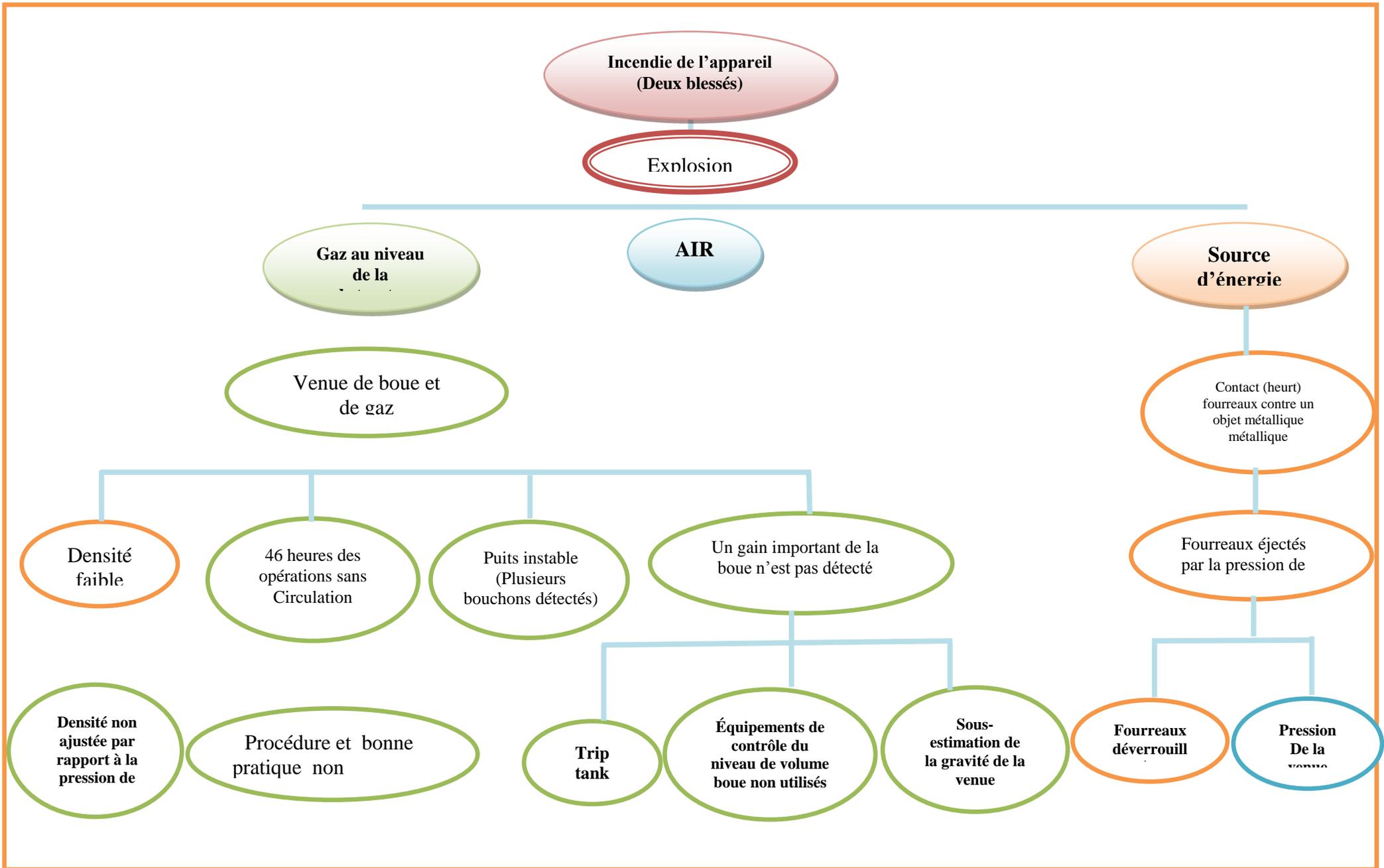
- Pompe à boue N°01 ;

❖ **Autres**

- Equipements électriques
- Les câbles d'alimentation électrique des équipements
- Equipements instrumentations
- Les lampes
- Moyens de communication (interphone)

3.3. Causes d'accident ENF 31

D'Après le rapport investigation les cause de cette explosion sont figurer dans l'arbre des cause suivante :



3.4. Actions correctives

Tableau 8: Actions correctives après l'accident ENF 31 [10]

N°	Anomalies & Observations	Actions Correctives	Responsable
01	Non-respect de la procédure du Well Control par le groupe	Appliquer les consignes de la procédure du Well Control	C/Chantier senior et junior Maitres sondeurs AMS
02	Danger non identifié à temps (Venue de boue et de gaz)	Assurer la sensibilisation en continu du personnel concerné sur les signes et les conséquences d'une venue	C/CH SUP HSE
03	Mauvais jugement (sous-estimation de la gravité de l'évènement)		
04	Manque de coordination et communication entre les membres de l'équipe	Assurer une coordination et communication efficaces entre les membres de l'équipe en utilisant les moyens mis à la disposition	C/CH SUP HSE Maitre sondeur
05	Equipe de forage présente au niveau de plancher au moment de l'évènement est incomplète	Veiller à ce que tous les membres de l'équipe soit au niveau de plancher.	C/CH
06	Besoin en formation non identifiés (lutte contre incendie-équipement de contrôle et détection venue)	Programmer des formations sur les thèmes : lutte contre incendie-équipement de contrôle et détection venue	DWOK DRHU

07	Mauvais comportement de sécurité (non utilisation des moyens de communication existants sur chantier (Interphone entre l'accrocheur et le maitre Sondeur - Alarmes)	Veiller à l'utilisation de tous moyens de communication existants sur chantier	C/CH SUP HSE
08	Trip tank bouché	Procéder au débouchage du Trip Tank	Maitre sondeur
09	Non utilisation des équipements des de contrôle du niveau de volume de la boue (Mud Watch)	S'assurer de fonctionnement et l'utilisation des équipements des de contrôle du niveau de volume de la boue	Maitre sondeur
10	Absence d'analyse des risques (JSA) MO-EN-02	Elaborer les JSA (job safety analysis) pour les tâches à risque	C/CH SUP HSE
11	Fourreaux déverrouillés	S'assurer du verrouillage des fourreaux et tous les équipements susceptibles de provoquer des étincelles	C/CH SUP HSE

4. CHANTIER ENF 61

4.1. Description du chantier

La plate forme s'étend sur une surface de 100*100 m. L'appareil présent sur le chantier est de type moyen. Il comporte le même matériel que pour une opération de forage.

Le Work Over vient après une chute du tubing lors de l'opération de snubing.

Le chantier comporte :

- Une ambulance
- Une citerne d'eau ;
- Une citerne de gasoil
- Un mini réfectoire.

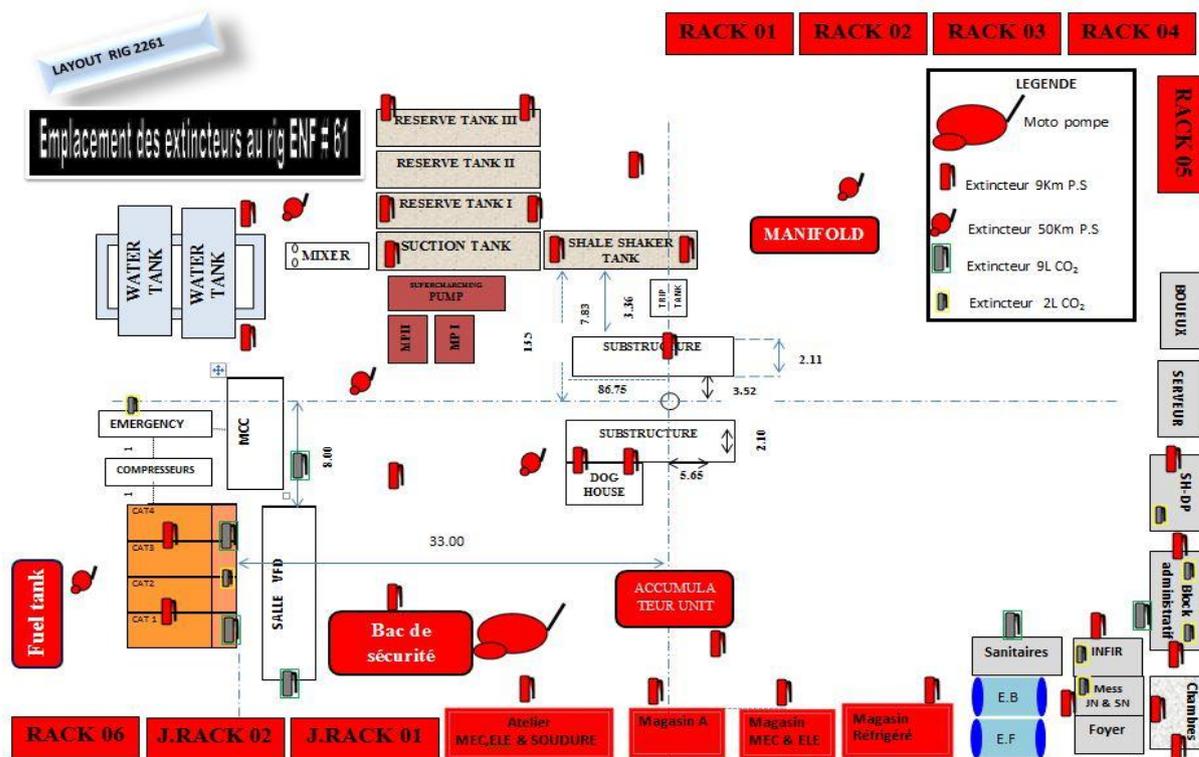


Figure 42: Plan du chantier ENF61 [11]

4.2. Plan de l'itinéraire et localisation

A partir de Hassi Messaoud, prendre la route de Ouargla jusqu'à le branchement 04 chemin 05 km tourner à droite et prendre la route menant vers les camps regroupés (24.25.26.33.61) sur une distance de 3 km puis suivre la route en passant par l'usine CINA sur une distance de 03 km. En suite tourner à droite sur 23 km se trouve le puits ONI 523

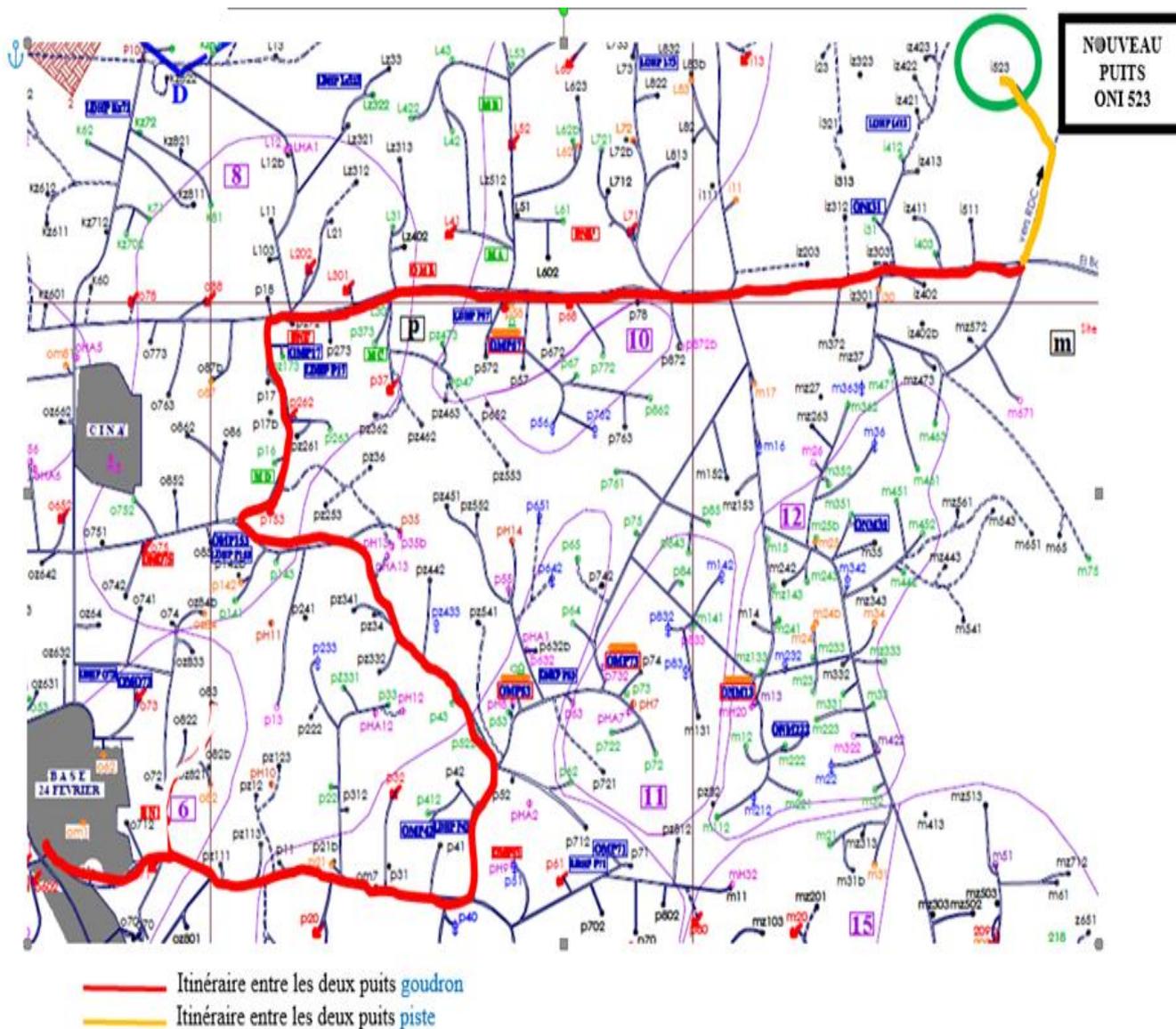


Figure 43: Localisation du chantier ENF 61 [12]

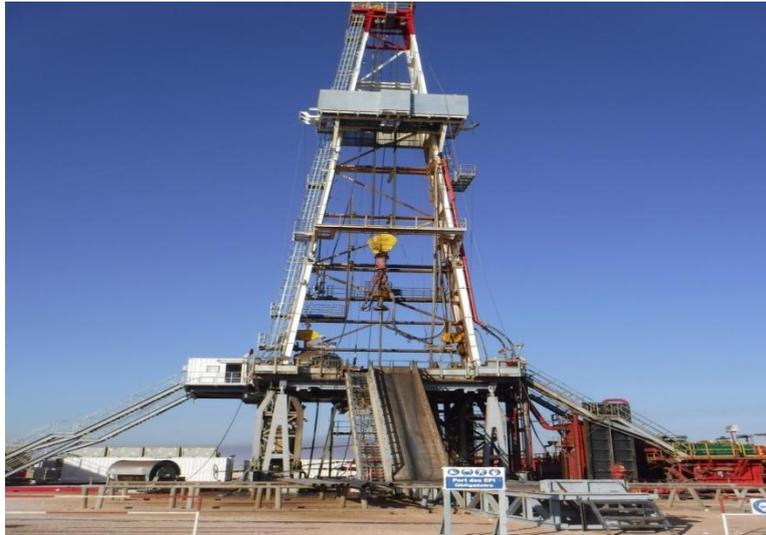


Figure 44: Photo de l'appareil ENF61 [13]

4.3. Sécurité et environnement au niveau du chantier

4.3.1. Aspect environnemental et Gestion du déchet

L'activité du Work Over, tout comme celle du forage, nécessite l'utilisation de la boue. On voit là l'utilité des sacs de produits de boue présents sur la plate forme (baryte, bentonite) seulement leur mode de stockage est délabré. Les sacs sont disposés sur le sol directement sans abris.

Un autre aspect du chantier attire l'attention de l'observateur c'est le borbier. Des rigoles sont délimitées à la pelle afin que les fluides dispersés au tour de l'appareil y circulent en direction du borbier.

Ces fluides peuvent prévenir :

- Des fuites à travers les tuyaux et flexibles qui assurent la circulation de la boue.
- Les huiles des moteurs, des citernes de gas-oil.
- Du nettoyage du planché avec de l'eau

Les pertes de boues avec l'affluent lourds est excessive pour sa en utilise les centrifugeuses ; trois (3) à axe horizontal : pour éliminer les algues et pour restaurer le baratine, un (1) à axe vertical pour l'environnement. La moitié des déblais sont solides et l'autre demi-est liquide (eau/boue) et les deux jettent dans les borbiers.



Figure 45: Les bourbiers [13]

4.3.2. Surveillance et gardiennage

La surveillance et le gardiennage est une activité intégrante de la structure de sécurité. Elle constitue le deuxième volet avec la sécurité industrielle, et relève de l'autorité du chef de service sécurité.

4.3.3. Lutte contre incendie

Voici quelque moyen de lutte contre incendie qui possède le chantier ENF 61 bien détaillé dans les tableaux suivants :

Tableau 9 : Moyens de lutte contre incendie [14]

Item	Moto pompe et Accessoires	Quantité
01	Moto pompe diesel 90m	1
02	Reserve d'eau incendie 60m3	1
03	Clés tricoise	05
04	Tuyaux ou flexible de refoulement dia 70	04
05	Tuyaux ou flexible de refoulement dia 45	5
06	Tuyaux d'alimentation dia 110 L=3m	0
07	Tuyaux d'aspiration dia 110	05
08	Tuyaux alimentation semi rigide 3m dia 70	03
09	Réductions dia110x70	02
10	Réduction dia 70x45	02
11	Division 110x (2x70)	2
12	Division 70x (2x45)	2
13	Injecteurs doseurs 70 mm	2
14	Injecteurs doseurs 45 mm	2
15	Lance à eau dia 70	4
16	Lance à eau 45	4
17	Lance à mousse 70	2
18	Emulseur (400 l)	2
19	Coude dia 70	0
20	Coude dia 45	2
21	Canne plogeur	2
22	Crepine dia 110	0
23	Unité a mousse fixé	1

Tableau 10: Extincteurs Appareil [15]

Item	Extincteurs Appareil	Quantité
1	Extincteur PG 50 Kg	06
2	Extincteur PS 09 Kg	17
3	Extincteur CO ² 06 Kg	06
4	Extincteur CO ² 02 Kg	0

Tableau 11: Extincteurs camp de vie [15]

Item	Camp de vie	Quantité
1	Extincteur PS 09 Kg	13
2	Extincteur PG 50 Kg	02
3	Extincteur CO ² 02 Kg	0
4	Extincteur CO ² 06 Kg	4
5	Moto pompe et/ou Electropompe (50 HP)	1
6	Réseau Anti-incendie (Conduite, coude,)	1
7	Alarmes électriques 220 V	2

SECTION 2 : ADD HAZOP

1. Généralités

1.1. Évaluation des risques

Le terme évaluation des risques est utilisé pour décrire l'ensemble du processus ou de la méthode qui permet :

- De cerner les dangers et les facteurs de risque qui pourraient causer un préjudice (identification des dangers).
- D'analyser et d'examiner le risque associé au danger (analyse du risque et examen du risque).
- De déterminer des moyens appropriés pour éliminer le danger ou pour maîtriser le risque lorsque le danger ne peut pas être éliminé (maîtrise du risque).

Une évaluation des risques consiste en une inspection approfondie du lieu de travail en vue d'identifier entre autres les éléments, situations et procédés qui peuvent causer un préjudice, en particulier à des personnes. Une fois que le risque a été cerné, il faut analyser et évaluer la probabilité et la gravité du risque. Il faut ensuite déterminer quelles mesures adopter afin d'empêcher le préjudice de se concrétiser. [17]

1.2. Analyse des risques

On définit L'analyse des risques comme « un processus en plusieurs étapes visant à atténuer l'impact des risques sur les opérations commerciales. Les dirigeants de différents secteurs utilisent l'analyse des risques pour s'assurer que tous les aspects de l'entreprise sont protégés contre les menaces potentielles. La réalisation d'une analyse régulière des risques permet également de minimiser la vulnérabilité de l'entreprise aux événements inattendus. » [18]

Dans un premier temps, les principales sources de dangers et les scénarios d'accident doivent être recensés et identifiés. La complexité de certains systèmes étudiés requiert l'utilisation des outils d'analyse aidant à l'identification des dangers. Citons par exemple HAZOP (*Hazard and Operability Study*), HAZID (*Hazard Identification*), APD (Analyse Préliminaire de Dangers) ...etc. [19]

Ces outils d'analyse permettent aussi d'identifier les différentes barrières de sécurité existantes dans le système étudié. Une fois le danger est identifié, le risque associé doit être estimé. L'estimation peut être qualitative, semi-quantitative et/ou quantitative en termes de

probabilité de son occurrence et de la gravité de ses conséquences sur les personnes, les biens et l'environnement. [20].

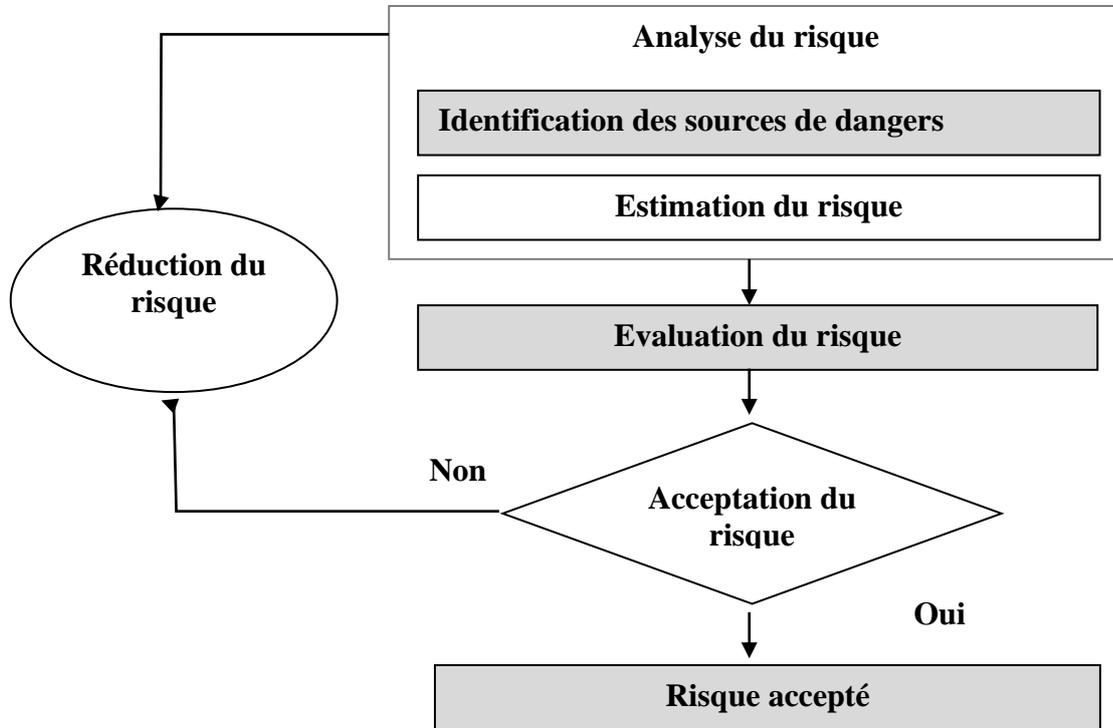


Figure 46: Processus gestion des risques [21]

1.3. Différences entre l'évaluation et l'analyse du risque

L'évaluation des risques n'est qu'une composante de l'analyse du risque. Les autres composantes de l'analyse des risques sont la gestion des risques et la communication des risques. La gestion des risques est le contrôle et l'évaluation proactifs des risques, tandis que la communication des risques est l'échange d'informations sur les risques. Contrairement à l'analyse des risques, l'évaluation des risques est principalement axée sur la sécurité et la sûreté. [22]

Le choix de la méthode ou des méthodes nécessaires pour réaliser l'analyse des risques est primordial. Il n'existe pas une méthode unique miraculeuse qui permettrait à toutes les entreprises de toutes tailles et de tous secteurs d'analyser leurs risques afin de déterminer les mesures de prévention. [23]

Une fois la ou les méthodes choisies, le travail d'analyse ne fait que commencer. Les acteurs de l'entreprise, avec les méthodes les plus appropriées, identifieront les dangers, analyseront les risques et détermineront les mesures de prévention. [24]

2. Arbre de défaillance (ADD)

Un arbre de défaillance est un outil d'analyse de la

2.1. Définition

L'arbre de défaillances en anglais cette méthode se nomme la *Fault Tree Method*. C'est une méthode une analyse purement quantitative, très utilisée en analyse des risques .elle est utilisé dans divers domaines, y compris l'industrie pétrolière et gazière, pour évaluer les risques et les vulnérabilités d'un système ou d'un composant.

2.2. Déroulement

Elle exige la présence des données sur les différents paramètres de sureté de fonctionnement et d'analyse des risques des systèmes étudiés le permet d'être assujetti à des données et connaissances imparfaites et difficile à appliquer convenablement, chose qui a poussé les analystes de penser à un arbre de défaillances flou.

Un arbre de défaillance représente de façon synthétique l'ensemble des combinaisons d'événements qui peuvent conduire à une défaillance. Construire un arbre revient à répondre à la question « comment telle défaillance peut-elle arriver ? », ou « quels sont les scénarios (enchaînements d'événements) possibles qui peuvent aboutir à cette défaillance ? ». Cette recherche des combinaisons de causes pouvant provoquer une défaillance se poursuit par une recherche des coupes minimales (ensembles d'événements de base, ou de conditions, nécessaires et suffisants à produire la défaillance) puis une évaluation de la vraisemblance de la survenue de la défaillance à partir de la combinaison des vraisemblances que les événements élémentaires se produisent. [25]

La méthode de l'arbre de défaillance comprend une partie qualitative, qui correspond à la construction de l'arbre et la recherche des coupes minimales, et une partie quantitative qui vise à évaluer les probabilités d'occurrence au niveau des événements élémentaires, des coupes minimales et au niveau de la défaillance

Un arbre de défaillance est généralement présenté de haut en bas. La ligne la plus haute, ou sommet de l'arbre, comporte uniquement la défaillance (ou événement redouté ou encore événement non souhaité) que l'on cherche à analyser.

Chaque ligne détaille la ligne supérieure en présentant la combinaison ou les combinaisons susceptibles de produire l'événement de la ligne supérieure auquel elles sont rattachées. Ces relations sont présentées par des liens logiques OU ou ET. [26]

2.3. Objectifs

il existe deux objectifs principaux sont :

- ❖ *Objectif qualitatif* : est de construire une synthèse de tout ce qui peut conduire à un événement redouté et d'évaluer l'effet d'une modification du système, de comparer les conséquences des mesures qui peuvent être envisagées pour réduire l'occurrence de l'événement redouté étudié.
- ❖ *Objectif quantitatif* : est d'évaluer la vraisemblance de la survenue de l'événement étudié à partir des combinaisons d'événements élémentaires qui peuvent le produire. Si on connaît les probabilités de ces événements on peut en déduire la probabilité de l'événement étudié et l'impact sur celle-ci d'une réduction (ou augmentation) de telle ou telle des probabilités élémentaires. [27]

2.4. Construction d'un arbre de défaillance

Consiste à définir l'événement redouté (ER) qui doit être étudié. Dans l'arbre, ce sera l'événement-sommet. Un arbre n'a qu'un événement-sommet ; il réunit tout ce et uniquement ce qui peut provoquer cet événement-sommet.

Le responsable de l'étude doit s'assurer que :

- ❖ l'événement étudié est bien celui qui convient eu égard à la démarche dans laquelle s'inscrit la construction de l'arbre ;
- ❖ les conditions extérieures ou les agressions à prendre en compte (et celles à ne pas envisager) sont cohérentes avec les objectifs de l'étude ;
- ❖ les participants à l'analyse et les futurs utilisateurs de l'arbre ou des conclusions qui en seront tirées partagent la même définition de l'événement étudié.

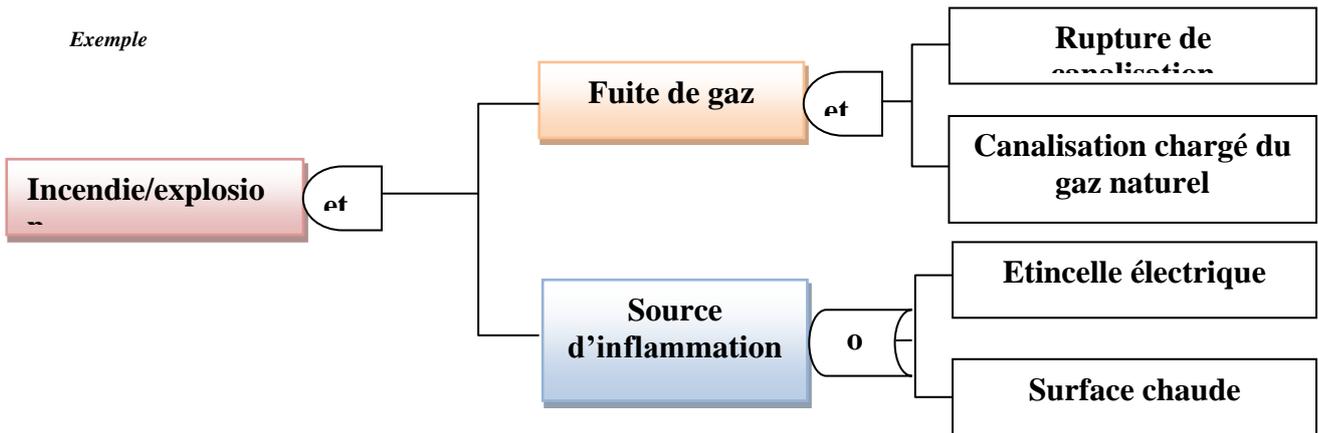


Figure 47:Exemple de arbre de défaillance [28]

2.5. Utilisation d'Arbre-Analyste

Arbre Analyste est crée par des ingénieurs spécialistes du domaine de la sûreté de fonctionnement dans le but de proposer un outil qui réponde aux mieux aux besoins des études.

- L'interopérabilité est primordiale si vous souhaitez capitaliser vos études de Sûreté de fonctionnement. Arbre Analyste respecte le standard Open-PSA permettant ainsi de s'assurer d'une parfaite interopérabilité.
- Les algorithmes de calculs s'améliorent et entraînent donc des évolutions dans les moteurs de calculs. [29]

3. HAZOP: Hazard and operability studies

3.1. Definition

La méthode HAZOP est un outil formalisé, systémique et semi-empirique utilisé et développé depuis quarante ans pour analyser les risques potentiels associés à l'exploitation d'une installation industrielle.

La méthode HAZOP (*Hazard and operability studies*) est un outil formalisé, systémique et semi-empirique, développé il y a de longues décennies maintenant, pour analyser les risques potentiels associés à l'exploitation d'une installation industrielle.

De simple technique, la méthode HAZOP est devenue une pratique d'identification des dangers et des problèmes d'exploitabilité, adoptée par de nombreuses industries « à risques ». Mise en pratique à l'origine en industrie pétrolière et chimique, elle a ainsi été adoptée depuis

dans des industries où les dangers sont d'une autre nature : le nucléaire, l'alimentaire et les transports. Cet article est consacré aux définitions, objectifs et domaines d'application de cette méthode. [30]

3.2. Étapes générales d'une étude HAZOP

❖ *Sélection de l'équipe HAZOP*

Constituez une équipe multidisciplinaire composée de personnes possédant des compétences et des connaissances spécifiques sur le système ou le processus étudié. Cette équipe devrait inclure des ingénieurs, des opérateurs, des spécialistes de la sécurité et d'autres experts pertinents.

❖ *Établissement des objectifs*

Définissez les objectifs spécifiques de l'étude HAZOP, y compris les risques à évaluer, les systèmes à examiner et les résultats attendus.

❖ *Sélection du système ou du processus*

Choisissez le système ou le processus à étudier. Il peut s'agir d'une nouvelle installation, d'une modification d'un processus existant ou de tout autre élément qui présente des risques potentiels.

❖ *Identification des paramètres critiques*

Identifiez les paramètres clés du système ou du processus, tels que la pression, la température, le débit, la composition chimique, etc., qui peuvent avoir un impact sur la sécurité ou l'efficacité opérationnelle.

❖ *Évaluation des déviations potentielles*

L'équipe HAZOP examine chaque paramètre critique et identifie les déviations potentielles par rapport aux conditions normales de fonctionnement. Une déviation est une situation dans laquelle un paramètre dépasse les limites prévues.

❖ *Évaluation des conséquences*

Pour chaque déviation identifiée, l'équipe évalue les conséquences potentielles en termes de sécurité, d'environnement et d'efficacité opérationnelle. Cela peut inclure l'évaluation des risques d'incendie, d'explosion, de fuite de produits chimiques, etc.

❖ *Proposition de mesures correctives*

L'équipe HAZOP propose des mesures correctives pour atténuer ou éliminer les risques identifiés. Ces mesures peuvent inclure des modifications de conception, des procédures opérationnelles, des systèmes de sécurité, etc.

❖ **Documentation**

Toutes les déviations, les conséquences et les mesures correctives doivent être documentées de manière détaillée dans un rapport HAZOP.

❖ **Suivi et mise en œuvre**

Une fois les mesures correctives proposées, il est essentiel de suivre leur mise en œuvre et de s'assurer qu'elles sont efficaces pour réduire les risques.

❖ **Révision périodique**

Les études HAZOP doivent être révisées régulièrement pour tenir compte des modifications ultérieures du système ou du processus.

NB : L'étude HAZOP est un outil essentiel pour garantir la sécurité dans l'industrie, en particulier dans les secteurs à haut risque tels que la pétrochimie, la production chimique, l'industrie pharmaceutique, l'énergie, etc. Elle contribue à prévenir les accidents graves en identifiant les dangers potentiels et en mettant en place des mesures pour les minimiser.

Tableau 12: Model type HAZOP [13]

Unité /Opération :		Ligne / Équipement				Paramètre :	
Mot-clé	Déviatio n	Causes	Conséquence s	Délectio n	Sécuri tés Exista nte	Proposition d'améliorati on	Observations

Les paramètres auxquels sont accolés les mots –clés dépendent bien sûr du système considéré. L'ensemble des paramètres pouvant avoir une incidence sur la sécurité de l'installation doit être sélectionné.

De manière fréquente, les paramètres sur lesquels porte l'analyse sont: *La température, La pression, Le débit, Le niveau, La concentration, L'agitation, La composition, La séparation....*

3.3. Réglementation

Il existe plusieurs réglementations ; décrets et normes qui exigent une étude des dangers en utilisant la méthode HAZOP dans les installations classées bien spécifiant secteur pétrolier on cite par exemple:

- ❖ 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.
- ❖ Directive SEVESO II : 96/82/CE concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses.
- ❖ CEI 61882, Etudes de danger et d'exploitabilité (études HAZOP), Guide d'application

4. Application des méthodes d'analyse de risque

L'explosion ici se fait pour lors de présence d'une source d'inflammation et une éruption ; cette dernière est conditionné par la défaillance des deux paramètres de sécurisation du puits le premier ça concerne la boue c a d présences d'une venue non contrôlé à cause que la pression hydrostatatique es inferieur à la pression de la formation avec la non détection du bouchon et le deuxième c'est la défaillance du BOP

Le phénomène étudié est le risque d'explosion au niveau de puits de forage pétrolier l'arbre de cause est comme suite :

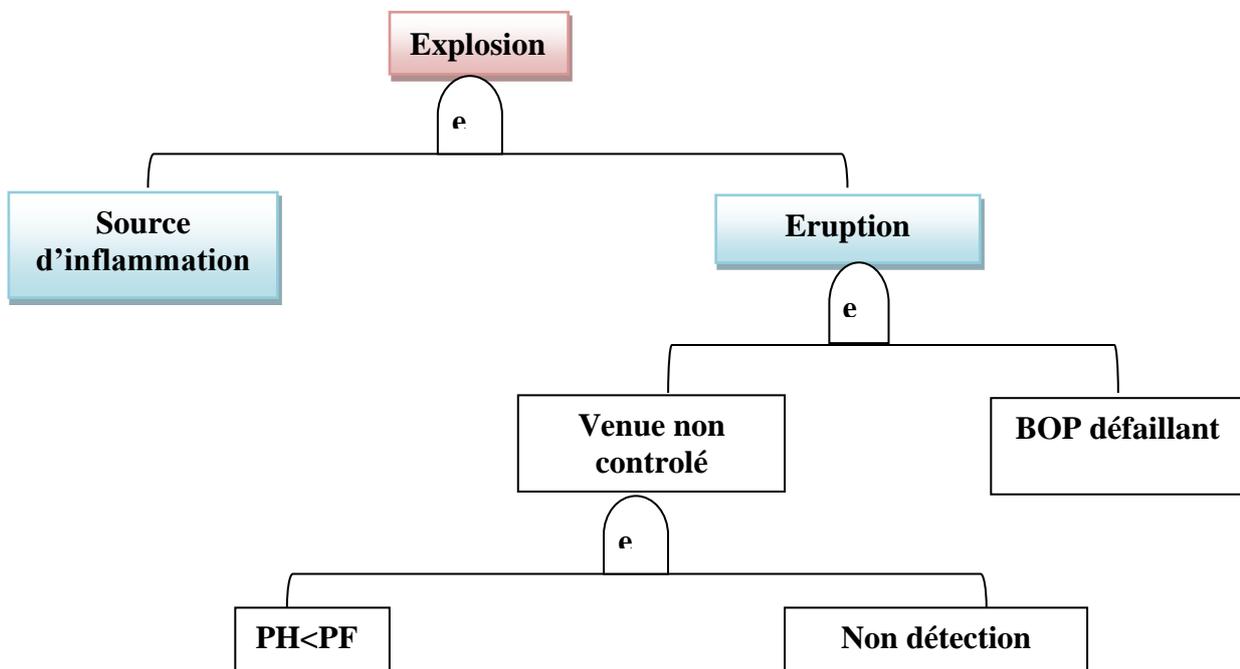


Figure 48: Arbre de défaillance explosion [13]

On va utiliser:

- HAZOP pour analyser le risque d'une venue non contrôlé appliqué sur la boue.
- ADD ; l'arbre de défaillance pour le BOP

4.1. Application du HAZOP sur la boue

L'application de L'analyse HAZOP est un processus continu visant à identifier et à atténuer les risques tout au long de circuit de boue de forage elle contribue à réduire les risques et à garantir la sécurité des opérations de forage.

Les objectifs d'application de cette méthode sont:

- Recherche systématique des causes possibles de déviations des paramètres de boue.
- Etude des conséquences et risques éventuels liés à ces des déviations

Et les tableaux ci-dessous représentent l'analyse qu'on à effectuée au niveau de circuit de boue.

4.2. Méthode HAZOP : ANALYSE DU SYSTEME (Circuit DE BOUE) $V\mu$

Tableau 13: Tableau HAZOP circuit de boue [13]

Unité /Opération : Circuit DE BOUE						
Ligne / Équipement (bacs à boue)						
Paramètre	Mot-clé	Causes possibles	Conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
La yield point	Plus de	-augmentation du viscosité plastique -avancement rapide du forage -réaction chimiques de la boue avec la formation -forage avec une boue lourde -existence des déblais (des solides électriquement actives) -des additifs chimiques inappropriés	-mauvaise circulation de la boue -des accumulations des déblais dans le puits - risque de colmatage -possibilité de dommages à l'équipement -augmentation des coûts -il y a une dépression $P_{HYD} < P_f \Rightarrow$ venue	Mesure avec Rhéomètre	-utiliser un produit chimique qui s'appelle fluidifiant(les tanins) -traitement mécanique boue (enlèvement des argiles indésirables contenues dans la boue) -baryte recovry : c'est une opération qui consiste à faire traiter la boue de sorte à enlève les (LGS), laisser (HGS) -contrôle des paramètres de boue	-Diluer avec une boue neuve de yield trop min -l'utilisation d'un produit chimique qui s'appelle fluidifiant - Documentez tous les procédures liées à la gestion de la boue

Unité /Opération : Circuit DE BOUE**Ligne / Équipement (bacs à boue)**

paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
La yield point	Moins de	<ul style="list-style-type: none"> -erreur humaine dans la préparation de la boue -changement de température (T élevée peuvent réduire le yeild point) -on peut avoir une YP minime lorsqu'on à une boue de densité très basse (dilution involontaire) - contaminations de la boue par des éléments étrangers) -lorsque l'avancement est trop faible c.-à-d. (ROP) négligeable (ROP=vitesse d'avancement 	<ul style="list-style-type: none"> -mauvais nettoyage de puits -inefficacité dans le transport des déblais % des solides très élevé -perte de viscosité -risque de coincement -réduction de la productivité du puits -difficulté dans la suspension des solides dans la boue 	Mesure avec Rhéomètre	<ul style="list-style-type: none"> -préparation d'un bouchon visqueux de yield point 3 fois plus supérieure / a celle du circuit et la faire diluer avec: -ajouter des Produits viscosifiant -solides agents -surveillance régulier des paramétrés de boue 	<ul style="list-style-type: none"> -utilisez des procédure de contrôle stricts pour éviter des ajouts inappropriés -Diluer avec une boue neuve de yield trop élevée

Unité /Opération : Circuit DE BOUE
Ligne / Équipement (bacs à boue)

paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
-viscosité plastique	-plus de	<ul style="list-style-type: none"> -mauvaise gestion et préparation de la boue de forage -La contenance des solides dans la boue de forage l'augmentation de la (vp) est relative à la formation forcée ex : d'argile. -quand on a une boue à l'huile contaminer avec l'eau - lorsqu'on travaille avec une boue lourde 	<ul style="list-style-type: none"> -augmenter les coûts opérationnels -influe sur le fonctionnement des pompes à boue -avoir des contraintes (contre force) EX : lorsque on veut descendre le tubage -la sédimentation des solides au fond du puits -l'accumulation des déblais et risque de colmatage - risque de pertes de circulation 	Rhéomètre	<ul style="list-style-type: none"> - contrôle des paramètres de boue de forage -traitement mécanique de la boue de forage -diluer avec une boue neuve légère de viscosité très faible -utilisation des produits chimiques (THINER'S) (fluidifiant) -contrôler le taux de pompage 	<ul style="list-style-type: none"> -on fera un changement de la boue avec une boue sa viscosité et légère (Remplacement)

Unité /Opération : Circuit DE BOUE						
Ligne / Équipement (bacs à boue)						
paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
-viscosité plastique	-moins de	-erreur humaine dans la préparation de la boue -perte de solides dans la boue - dégradation des agents épaississants	-problèmes de circulation des fluides de forage -inefficacité dans le transport des déblais -mauvais nettoyage du puits -allègement de la colonne hydrostatique -complexité des opération de cimentation -risque de venue	Rhéomètre	-surveiller et contrôler les paramètres de la boue -utilisation des additifs spécifiques appelés viscosifiant (SA =solide agents) -ajouter des alourdissement -	-Préparation d'un bouchon visqueux de viscosité très élevée - bouchan lourd

Unité /Opération : Circuit DE BOUE Ligne / Équipement (bacs à boue)						
paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
densité	Plus de	<ul style="list-style-type: none"> - contenances des solides indésirables dans la boue -erreur humaine (calculs ou organisationnelles) dans la préparation de la boue -pression de pore élevée - viscosité plastique très élevée 	<ul style="list-style-type: none"> -risque de pertes (pertes totales, pertes partielles)de la boue de forage($p_f < p_{hyd}$ \Rightarrowperte) -difficulté de la circulation de la boue de forage - risque de fracturation de la formation -usure occure des outils et l'instabilité des puits (glissement de terrain) -influe sur le fonctionnement des pompes à boue (défaillance de la pompe) -réduction de la vitesse d'avancement -réaction chimique avec la formation -augmentations des coûts 	Mesurer avec le densitomètre	<ul style="list-style-type: none"> -réduire le débit de pompage des pompes de forage -Ajouter des produits de réduction de la densité -diluer les bacs de circulation avec une boue légère (OB M, WBM) -surveillance et contrôle régulier de la densité -traitement mécanique de la boue et maintenance des composants de circuit de boue -étalonnage périodique des instruments de mesure (densimètre) -Implantation d'un appareil enregistreur, muni d'une alarme. 	<ul style="list-style-type: none"> -faire une documentation précis des paramètres de boue de forage et contrôle des apports des matériaux -utilisation de système de contrôle automatisé -debarytage (BARYTE RECOVERY): C'est une opération qui consiste à faire traiter la boue de sorte à enlever les (LGS) et laisser les (HGS) -LGS :low gravity solids -HGS :high gravity solids

Unité /Opération : Circuit DE BOUE						
Ligne / Équipement (bacs à boue)						
paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
Pression (HYD)	Plus de	-augmentation de la densité et la concentration des solides - débit de pompage très élevé -effet de pistonage a la descente des tiges -erreur humaine -utilisation d'une boue très lourd	-destruction de la formation -contaminations de la nappe phréatique -risque de dommages à l'équipement de forage -probabilité d'une perte de circulation et risque de fracturation de la formation $P_f < P_{HYD}$ ⇒perte -augmentation des coûts d'exploitation	Détecter par la formule : $P_h = DH/10.2$ D : densité H : hauteur de la colonne Par le simulateur	-control permanent de pression hydrostatique et de densité -utilisation des fluides de forage légers -étalonnage des instruments des mesures -maintenance périodique des pompes	-la gestion appropriée de la boue de forage

Unité /Opération : Circuit DE BOUE Ligne / Équipement (bacs à boue)						
paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
Pression (HYD)	moins de	-perte de boue au niveau de la formation -infiltration du gaz -diminution de densité de boue injectée -diminution de débit de boue injectée (défaillance des pompes) -effet de pistonage (la remonter des tiges) -défaut de remplissage	-déséquilibre entre la pression hydrostatique et la pression de formation -instabilité de puits -probabilité d'une venue -difficulté à maintenir la circulation de la boue et problème de nettoyage du trou (open hole) - coincement de tige $P_{HYD} < P_f \Rightarrow$ venue	Détecter par la formule : $P_h = D_H / 10.2$ D : densité H : hauteur de la colonne	- contrôle permanent de la pression hydrostatique et de la densité -utilisation de fluides de forage appropriés et la gestion de sa composition -étalonnage des instruments de mesure -maintenance périodique des pompes	- la gestion appropriée de la boue de forage

Unité /Opération : Circuit DE BOUE						
Ligne / Équipement (bacs à boue)						
paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
Viscosité marsh	Plus de	-traitement over dose viscosifiants -contamination avec l'eau(OBM) -forage dans une formation argileuse -défaillance des mécanismes de traitement de surface (MUD CLEANER, Centrifugeuses)	-perte de charge -augmentation de la pression hydrostatique -création de contrainte lors de la descente de la BHA ou tubage/tubing - probabilité d'une perte de boue (fracturation) Pf < PHYD ⇒perte	Viscosimètre Marsh	-dilution avec une boue low vis -addition des fluidifiants -la maintenance des équipements de traitement mécanique (MUD CLEANER, Centrifugeuses)	-consultation avec des experts

Unité /Opération : Circuit DE BOUE
Ligne / Équipement (bacs à boue)

paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
Viscosité Marsh	moins de	<ul style="list-style-type: none"> - dilution excessive de la boue -traitement continu des mécanismes de forage -contamination de la boue avec le brut ou le gaz, gaz oïl - Sédimentation des solides au fond de puits -utilisation d'une boue légère 	<ul style="list-style-type: none"> -stimulation du puits -allègement de la colonne de production -mauvais nettoyage -risque de coincement de garniture 	Viscosimètre Marsh	<ul style="list-style-type: none"> -préparation d'un bouchon visqueux de « PV » trop élevée -le suivi des mécanismes de traitement de surface 	-conception d'un déplacement du puits avec une boue visqueuse

Unité /Opération : Circuit DE BOUE
Ligne / Équipement(pompes à boue)

paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
Débit	Plus de	-augmentation de la vitesse de refoulement des pompes (défaillance des pompes) -fausse commande causé soit par erreur humaine soit par la défaillance des instruments de contrôle de débit - changement dans la taille du trou de forage	-augmentation de pression hydrostatique -érosion des zones tendres ou non consolidées -augmentation de probabilité de perte de boue aux niveaux de formation	Débitmètre	-suivi et maintenance régulière des pompes -contrôle régulier de débit et les instruments des mesures -contrôle régulier de tous les équipements de circuit	

Unité /Opération : Circuit DE BOUE
Ligne / Équipement (pompes à boue)

paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
Débit	Moins de	<ul style="list-style-type: none"> -problème de pompage (défaillance des pompes) -restrictions ou des obstructions dans les composants de l'équipement de forage -insuffisance de boue dans les bacs ou la perte de boue -erreur humaine (fausse commande) -défaillance des instruments de mesure(capteurs) 	<ul style="list-style-type: none"> -ralentissement de processus de forage -diminution de pression hydrostatique -mauvais nettoyage du puits -réduction de la vitesse d'avancement 	Débitmètre	<ul style="list-style-type: none"> -maintenance régulière Des pompes -contrôle régulier de débit et les instruments des mesures -contrôle régulier de tous les équipements de circuit 	

Unité /Opération : Circuit DE BOUE
Ligne / Équipement (bacs à boue)

paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
Niveau	Plus de	<ul style="list-style-type: none"> -pompage excessif de boue - bouchan de gaz -mauvais déplacement de la boue (vanne) -accumulation des déblais dans les bacs à boue 	<ul style="list-style-type: none"> -indice de venue des opérations de forage -risque de déversement de la boue sur le site de forage -dégâts matériels -problème de sécurité - diminution du PH 	Détecteur de niveau	<ul style="list-style-type: none"> - nettoyage périodique des bacs à Boue -implantation d'enregistreur de niveau muni par une alarme -contrôle régulier des bacs - maintenance et suivi des équipements de traitement de la boue 	-flow check

Unité /Opération : Circuit DE BOUE
Ligne / Équipement (bacs à boue)

paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
Niveau	Moins de	-perte de boue au niveau de la formation -erreur humaine (commande des vannes) - fuite de boue -Perte de boue au niveau des bacs à boue les conduites, flexible, portière	-défaut de remplissage -possibilité d'une fracturation de la formation -augmentation du PH	Détecteur de niveau	-maintenance régulière -contrôle régulier des instruments des mesures (détecteur à niveau) -implantation d'enregistreur de niveau muni par une alarme -contrôle régulier de tous les équipements de circuit	-flow check

Unité /Opération : Circuit DE BOUE
Ligne / Équipement (bacs à boue)

paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
Filtrat	moins de	-la concentration élevée des produits chimiques du réducteur de filtrat -l'ajout d'additifs spécifique à la boue comme les agents colloïdaux ou des polymères -pas de contamination	- manœuvre libre de transport de la garniture -permettre la pénétration des fluides indésirable dans le puits -résultas réel des opérations électrique -flash zone	tests: API filtration analysis ,HTHPF,PP T Filter press (HP/HT)	- il est efficace d'avoir un filtrat faible pour éviter les problèmes de coincement	-Suivi régulier du filtrat

Unité /Opération : Circuit DE BOUE
Ligne / Équipement (bacs à boue)

paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventive	Remarque /proposition
Filtrat	plus de	<ul style="list-style-type: none"> -La présence de formations poreuses ou des fissures -réduction de la concentration des réducteurs (fluide losse reducer) -utilisation d'une boue non adaptées pour les conditions géologique -déséquilibre entre la pression hydrostatique et la pression de formation -contamination de la boue avec l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> -accumulation des solides au parois et la formation d'un gâteau de filtration (thine filter cake) -coincement de la garniture -la perturbation de la circulation de la boue et la pert de boue -déstabilisation des parois des puits 	tests: API filtration analysis,HT HPF,PPT Filter press (HP/HT)	<ul style="list-style-type: none"> - faire réduire le filtrat à l'aide d'un réducteur du filtrat (produit chimique) -bridging matériel 	<ul style="list-style-type: none"> -mettre en place des mesures de gestion approprier - suivi régulier de filtrat

Unité /Opération : Circuit DE BOUE Ligne / Équipement (bacs à boue)						
paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
Gel strengths	Plus de	-des additifs chimiques inappropriés -contenance en solides électriquement actifs -contaminations de la boue par l'argile	-difficulté de circulation de la boue -stagnation du boue dan le puits -difficulté de la maîtrise de pression hydrostatiques	Viscosimètre	-suivi régulier du gel -utiliser un gel réversible	

Unité /Opération : Circuit DE BOUE						
Ligne / Équipement (bacs à boue)						
paramètre	Mot-clé	Causes possibles	conséquences	Moyens de détection	Actions préventives	Remarque /proposition
Gel strengths	Moins de	-non suspension des déblais -coincement de la garniture -mauvaise circulation de la boue	-sédimentation des solides -réduction de la pression hydrostatique -bridging off du puits -coincement des tiges	- viscosimètre	-ajouter du bentonite - il faut que le gel soit réversible	-

4.3. Recommandations HAZOP

- ❖ Formation du personnel pour comprendre et suivre les recommandations de l'analyse HAZOP.
- ❖ Assurer vous que l'équipe de forage est formée et informée des procédures de gestion de la boue et les mesure à apprendre en cas de déviation de paramètres.
- ❖ Évaluation détaillée des conditions géologiques avant de commencer le forage.
- ❖ Préparer un plan d'intervention d'urgence en cas de déviation de paramètres par exemple la diminution de la densité.
- ❖ Consultations des experts en géologie et en forage pour obtenir des conseils sur la gestion approprié de la boue.
- ❖ Toutes les procédures liées à la boue doivent être documentées pour assurer la traçabilité.
- ❖ Utilisation du système de contrôle automatisés peuvent aider la surveillance.
- ❖ Teste périodiques des équipements.
- ❖ Contrôler et suivis périodiques des équipements de circuit de boue de forage.
- ❖ Utilisations des additifs pour améliorer la boue de forage.
- ❖ Utilisation de la technique de remplacement de la boue.
- ❖ Débarytage (BARYTE RECOVERY): C'est une opération qui consiste à faire traiter la boue de sorte à enlever les (LGS) et laisser les (HGS)
- ❖ -LGS: low gravity solids
- ❖ -HGS :high gravity solids
- ❖ Préparations des bouchons visqueux pour améliorer la viscosité de la boue.

5. Application de l'ADD sur le BOP

5.1. Réalisation ADD pour le BOP

Il existe diverses techniques d'identification et d'analyse des risques peuvent être utilisées, une multitude de successions d'erreurs, et l'ultime barrière, (les BOP) qui n'ont pas fonctionné, sont à l'origine de graves accidents industriels sur un puits de forage.

Plusieurs problèmes graves ont concerné le système d'obturation de sécurité du forage : fuite dans le système hydraulique, panneau de contrôle sous-marin n'étant pas correctement connecté au béliet hydraulique ... etc. [31]

C'est pour cela On a choisit d'appliquer Analyse du risque par la méthode ADD pour le BOP on construisant un arbre de défaillance pour l'obturateur

Application de l'arbre de défaillance à l'obturateur d'un puits pétrolier signifie créer une représentation graphique et logique des différentes défaillances potentielles de cet obturateur et de leurs causes, afin d'évaluer la probabilité et les conséquences de ces défaillances.

Voici comment vous pourriez procéder pour créer un arbre de défaillance pour l'obturateur d'un puits pétrolier :

- ❖ Identifier l'obturateur du puits pétrolier comme le composant d'intérêt.
- ❖ Déterminer les différentes défaillances possibles de l'obturateur. Cela pourrait inclure des défaillances mécaniques, des défaillances électriques, des défaillances hydrauliques, etc. Par exemple, une défaillance mécanique pourrait être la rupture d'une pièce de l'obturateur, une défaillance électrique pourrait être un court-circuit, et une défaillance hydraulique pourrait être une fuite.
- ❖ Identifiez les causes potentielles de chaque défaillance. Par exemple, pour une défaillance mécanique, les causes pourraient inclure la fatigue du matériau, la corrosion, un mauvais entretien, etc. Pour une défaillance électrique, les causes pourraient inclure des surtensions, des coupures de câbles, ...etc.
- ❖ Créez une structure d'arbre en utilisant des événements de base (feuilles de l'arbre) qui représentent les défaillances possibles, et reliez-les aux causes potentielles (branches de l'arbre) qui ont conduit à ces défaillances. L'arbre doit être structuré de manière hiérarchique, avec les défaillances au niveau le plus bas et les causes au-dessus.
- ❖ Pour chaque cause, estimez la probabilité de son occurrence et l'impact potentiel de cette cause sur la défaillance de l'obturateur. Vous pouvez utiliser des données historiques, des données d'exploitation, des normes industrielles...etc. pour estimer ces valeurs.

Voici l'arbre de défaillance ADD réalisé par logiciel arbre analysist ;

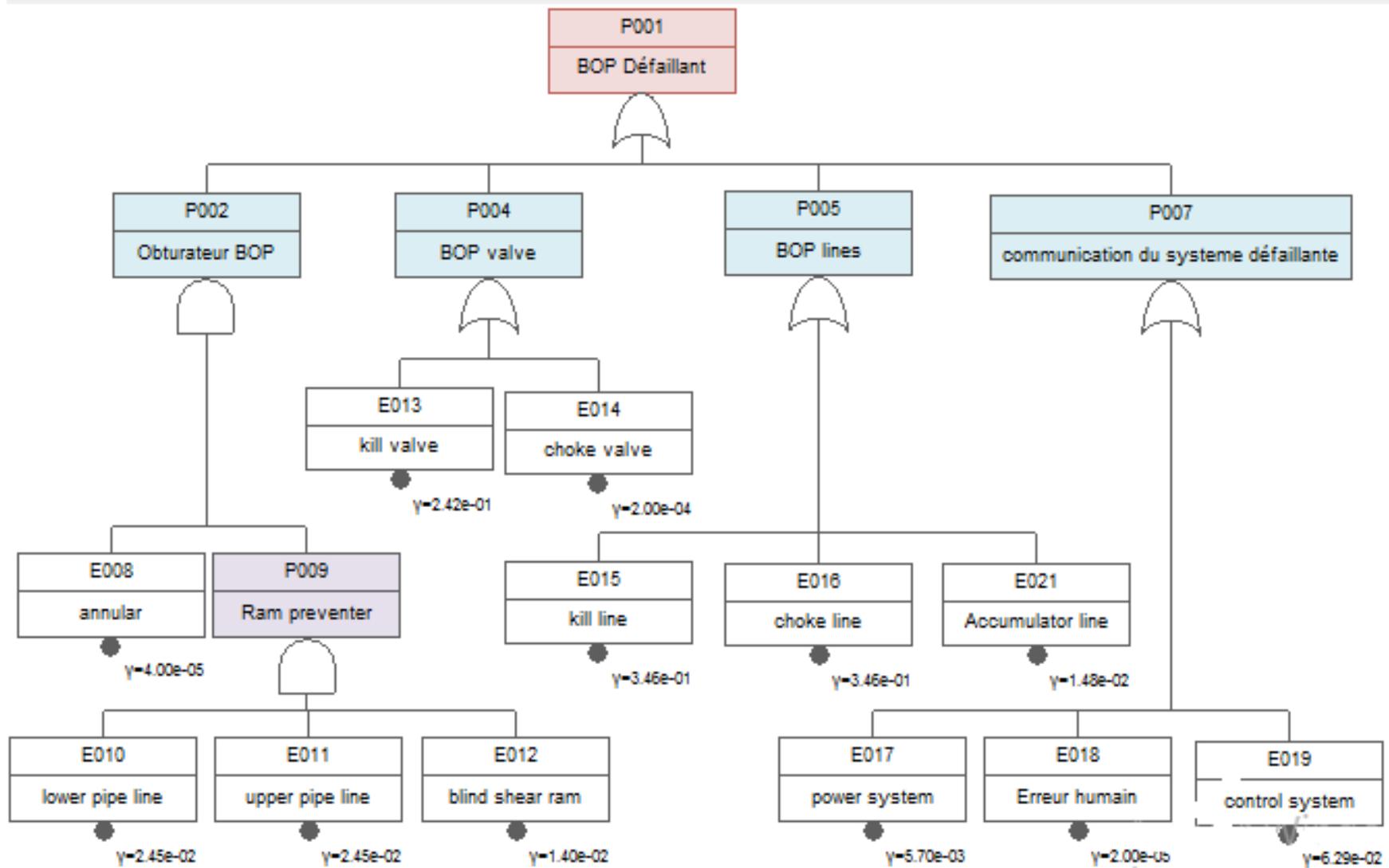


Figure 49: ADD du BOP en utilisant arbre analysisit [13]

En Utilisant des méthodes d'analyse quantitatives ou qualitatives pour évaluer le risque global associé à l'obturateur du puits pétrolier en fonction des données qu'on a rassemblées dans notre arbre de défaillance. Cela peut inclure le calcul de la probabilité de défaillance globale de l'obturateur et des conséquences potentielles en cas de défaillance.

a. Données d'entrée arbre analysist

Tableau 14: taux de d défaillance des composants BOP [32]

Événement	Description	Loi	Probabilité
E008	Annulaire	Constante	4e-05
E010	conduite inférieure	Constante	0,0245
E011	conduite supérieure	Constante	0,0245
E012	vérin de cisaillement aveugle	Constante	0,014
E013	soupape d'arrêt	Constante	0,242
E014	soupape d'étranglement	Constante	0,0002
E015	tuer la ligne	Constante	0,346
E016	ligne d'étranglement	Constante	0,346
E017	système du pouvoir	Constante	0,0057
E018	Erreur humaine	Constante	2e-05
E019	Systeme de contrôle	Constante	0,0629
E021	Ligne d'accumulateur	Constante	0,0148

b. Donnée de sortie

En fonction des résultats de l'analyse, on va identifier les mesures d'atténuation des risques et les améliorations potentielles qui pourraient être mises en œuvre pour réduire le risque global associé à l'obturateur du puits pétrolier comme suite :

Tableau 15: Résultats de l'arbre analysist [32]

Événement	Description	Occurrences	Pr	FIM	CIF	DIF	BRUT	RRW	Sensibilité RS
E008	annulaire	1	4e-05	8.4e-06	3.4e-10	4e-05	1	1	1
E011	conduite supérieure	1	0,025	1.4e-08	3.4e-10	0,025	1	1	1
E012	vérin de cisaillement aveugle	1	0,014	2.4e-08	3.4e-10	0,014	1	1	1
E010	conduite inférieure	1	0,025	1.4e-08	3.4e-10	0,025	1	1	1
E021	Ligne d'accumulateur	1	0,015	1	0,015	0,029	2	1	1.1
E016	ligne d'étranglement	1	0,35	1	0,35	0,57	1.7	1,5	6
E015	tuer la ligne	1	0,35	1	0,35	0,57	1.7	1,5	6
E019	Système de contrôle	1	0,063	1	0,063	0,12	1.9	1.1	1.7
E018	Erreur humaine	1	2e-05	1	2e-05	4e-05	2	1	1
E017	système du pouvoir	1	0,0057	1	0,0057	0,011	2	1	1.1
E013	soupape d'arrêt	1	0,24	1	0,24	0,43	1.8	1.3	4.1
E014	soupape d'étranglement	1	0,0002	1	0,0002	0,0004	2	1	1

Tableau 16: Tableau des coupes minimales et les probabilités [32]

Description	événements de base	coupes minimales	Probabilité
BOP défaillant (ER)	12	09	0,702452
Obturbateur BOP	02	02	0,242152
BOP valves	04	02	0,3614
BOP lines	03	03	0,578614
Communication système défaillant	03	03	0,062601
RAM preventer	03	01	8,4035 E ⁶

On traduit ce tableau en graphe comme suite :

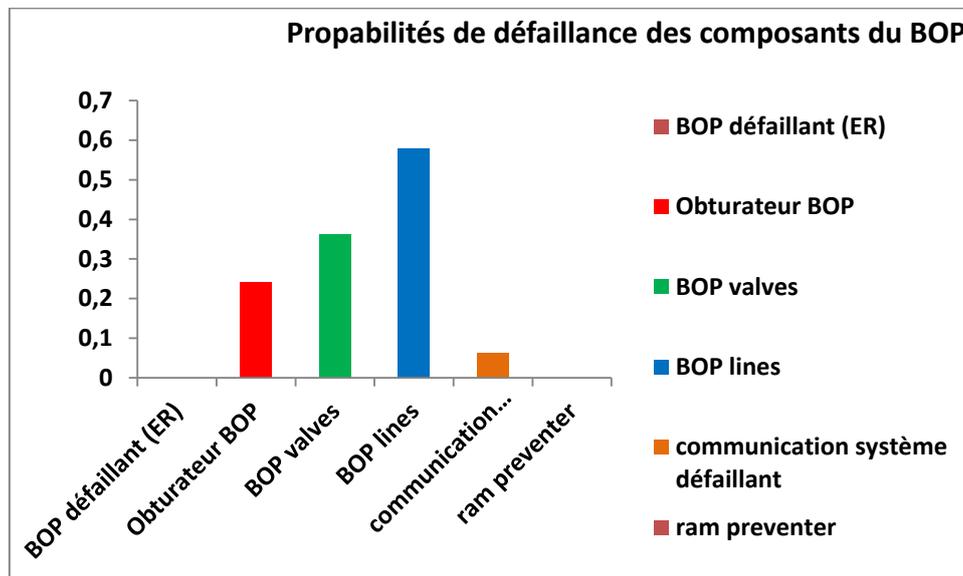


Figure 50: probabilités de défaillance des composants du BOP

Le tableau suivant contient le nombre total de coupes minimales par commande :

Tableau 17: Coupes minimales par commande [32]

Commande	Quantité
1	8
4	1

Le tableau suivant contient les 100 coupes minimales les plus contributeurs :

Tableau 18: Coupes minimales les plus contributeurs [32]

N°	Commande	Probabilité	Pour cent	Événement	Description
1	1	0,346	34,0%	E016	choke line
2	1	0,346	34,0%	E015	kill line
3	1	0,242	23,8%	E013	kill valve
4	1	0,0629	6,2%	E019	contol system
5	1	0,0148	1,5%	E021	Accumulator lines
6	1	0,0057	0,6%	E017	Power system
7	1	0,0002	0,0%	E014	choke valve
8	1	2e-05	0,0%	E018	humain Erreur
9	4	3.36e-10	0,0%	E008	annulaire
				E010	Lower pipe line
				E011	Upper pipe line
				E012	Blind shear ram

5.2. Interprétation des résultats

Interprétation des résultats est comme suite ; On a trouvé que les facteurs d'importance suivants:

- ❖ Le MIF des évènements suivants E021 (Accumulator line) et E014 (choke valve) sont à 1 donc ce sont les plus susceptible de causer les défaillances.
- ❖ Mais suivant le CIF et le DIF du E16 (choke line) et E15 (kill line) sont à 0.35 et 0.57 donc ce sont les plus susceptible de causer la défaillance du système.
- ❖ Ils sont suivis du E13 (kill valve) et E19 (contol system).

6. Recommandations générales

- ❖ Former les accrocheurs sur well control ;
- ❖ Former le personnel sur les risque majeurs (venue, incendie) et sur la lutte contre incendie ;
- ❖ Respecter et faire respecter les missions et les tâches définies à chaque poste de travail ;
- ❖ S'assurer du bon fonctionnement des équipements de mesure et de contrôle (exemple : Mud Watch, Trip Tank, les manomètres, les alarmes...etc.
- ❖ S'assurer de bon fonctionnement et d'utilisation des moyens de communication existants sur chantier (interphones, mégaphone, alarmes (manuel et électrique)...etc.

- ❖ Reporter fidèlement tous les évènements sur le rapport journalier et sur le registre passation des consignes (bouchons de gaz, venue, refoulement de la boue, ...etc.
- ❖ Signaler aux responsables hiérarchiques toutes anomalies détectées qui pourraient engendrer un évènement indésirable ;
- ❖ Renseigner le Trip Sheet à chaque manœuvre, et le faire signer par le maitre sondeur et le chef chantier et archiver une copie ;
- ❖ Arrêter toute opération dans le puits qui risque de mettre la sécurité du personnel et l'appareil en danger (vulgarisation de la politique Stop Work Authority) ;

CONCLUSION

En conclusion, Les méthodes d'analyse de risque pour les éruptions de puits de fourrage, qu'elles incluent ou non des explosions, sont essentielles pour assurer la sécurité, la protection de l'environnement, la conformité réglementaire, la préservation des actifs et la gestion.

Les phénomènes d'éruption avec ou sans explosion restent imprévisibles dans une certaine mesure. L'amélioration des capacités de surveillance, de prévision et de gestion est essentielle pour minimiser les impacts de ces événements sur la vie humaine et l'environnement. Les connaissances acquises dans ce domaine sont essentielles pour garantir la sécurité des personnels et pour renforcer la résilience face à ces menaces naturelles.

Références chapitre 3

1. Document interne
2. Document interne
3. [https://efftraining.com/nos- formations/#:~:text=PR%C3%89VENTION%20DES%20%C3%89RUPTIONS%20\(WELL%20CONTROL,et%20le%20contr%C3%B4le%20de%20puits](https://efftraining.com/nos- formations/#:~:text=PR%C3%89VENTION%20DES%20%C3%89RUPTIONS%20(WELL%20CONTROL,et%20le%20contr%C3%B4le%20de%20puits), visiter le 13/07/2023
4. www.efftraining.com/work/well-control/ , visiter le 09/07/2023
5. www.efftraining.com/work/well-control/ , op cite
6. www.efftraining.com/work/well-control/ , op cite
7. Réaliser par les étudiantes
8. Rapport d'investigation, Accident ENF 31, document interne
9. Rapport d'investigation, op cite.
10. Rapport d'investigation, op cite.
11. Document interne
12. Document interne
13. Réaliser par les étudiantes
14. Document interne
15. Document interne
16. Document interne
17. www.cchst.ca/oshanswers/hsprograms/hazard/risk_assessment.html, visiter le 17/08/2023.
18. www.inrs.fr/demarche/evaluation-risques-professionnels/ce-qu-il-faut-retenir.html, visiter le 16/08/2023.
19. ¹ INERIS DRA-35, 2003
20. ¹ SELLAMI Ilyes, « Analyse quantitative des risques industrielles : apport des techniques floues et possibilités », institue EL- HADJ Lakhdar Batna, 2013, P06
21. ISO/CE 51,1999
22. www.safetyculture.com/fr/themes/analyse-des-risques/
23. www.beswic.be/fr/politique-du-bien-etre/analyse-des-risques/methodes-danalyse-et-de-hierarchisation-des-risques.

24. www.beswic.be/fr/politique-du-bien-etre/analyse-des-risques/methodes-danalyse-et-de-hierarchisation-des-risques
25. ¹ SELLAMI Ilyes, « Analyse quantitative des risques industrielles : apport des techniques floues et possibilités », institue EL- HADJ Lakhdar Batna, 2013, P35
26. www.ressources.unit.eu/cours/cyberrisques/etage_3_aurelie/co/Module_Etage_3_synt_hese_39.html, visiter le 21/04/2023.
27. http://ressources.unit.eu/cours/cyberrisques/etage_3_aurelie/co/Module_Etage_3_synt_hese_39.html
28. Yves MORTUREUX, article : « Arbres de défaillance, des causes et d'événement », TECHNIQUES DE L'INGÉNIEUR, 10/10/2002, P03
29. ¹ Yves MORTUREUX, article : « Arbres de défaillance, des causes et d'événement », TECHNIQUES DE L'INGÉNIEUR, 10/10/2002, P04
30. www.ressources.uved.fr/Grains_Module3/Analyse_risques/site/html/Analyse_risques/Analyse_risques.html, visité le
31. www.arbre-analyste.fr/, visité le 01/09/2023.
32. www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/environnement-securite-th5/methodes-d-analyse-des-risques-42155210/hazop-une-methode-d-analyse-des-risques-se4030/, visiter le 23/08/2023
33. ¹ www.projettpbjbcorrentinludovic.wordpress.com/securite-en-cours-de-forage/ , visité le 14/07/2023
34. Résultats de l'arbre analysist

CONCLUSION GENERALE

L'analyse de risque lié à l'éruption de puits de forage, qu'elle soit accompagnée ou non d'une explosion, revêt une importance cruciale dans l'industrie pétrolière et gazière ainsi que dans d'autres secteurs de l'industrie.

On a utilisé deux méthodes d'analyse l'un est qualitative (HAZOP) et l'autre quantitatif (arbre de défaillance ADD)

La formation (Well control, ingénierie de boue...etc.) et l'entretien des équipements (certification) dans le forage pétrolier sont essentiels et indispensable pour assurer la sécurité des travailleurs, maximiser la production, réduire les coûts, se conformer aux réglementations, améliorer la productivité et gérer les risques financiers. .

Ces investissements contribuent à la durabilité et à la rentabilité à long terme de l'industrie pétrolière.

Aussi on n'oublie pas l'importance de la protection de l'environnement ; les fuites de pétrole ou de gaz peuvent avoir des conséquences environnementales catastrophiques. En formant le personnel à la gestion des situations d'urgence et en maintenant les équipements en bon état de fonctionnement, il est possible de réduire considérablement le risque de déversements et de pollutions.

BIBLIOGRAPHIE

LIVRES

- Jean-Paul NGUYEN, livre de forage, école supérieure de pétrole et de moteurs, 1993,

DOCUMENTS

- ENSOR, I will on Industries IFP Training' 2006
- INERIS DRA-35, 2003
- Module M1, formation de forage "Well Control", centre de formation ENAFOR,
- Rapport d'investigation, Accident ENF 31, document interne

COURS

- Fort MAVOUNGOU ' cours de forage pétrolier, Institut du Pétrole et du Gaz
- Dr. Mehdi METAICHE, cours ,université de bouira octobre 2013

MEMOIRES

- AMORIA H, BENMOUHOU B M, MAHBOUB A, Mémoire de fin d'étude « influence de rendement du contrôle ionique sur la boue de forage », Université KASDI Merbah Ouargla, 2019.
- BENZAI R C, LAZGHEM A. mémoire de fin d'étude « Application AMDEC sur Les équipements de contrôle de venue L'appareil de work-over (TP195) », Université KASDI Merbah Ouargla, 2017.
- Mr. HOUSSAM MAMOUNI, étude du système de contrôle d'un puits pétrolier de L'UA vers BOP, 2016, Ecole national du pétrole KADI I, LAFIFI I, mémoire fin d'étude, « Les Méthodes De Contrôle Des Venues De Gaz Au Cours De Forage Pétrolier », Université KASDI Merbah Ouargla, 2016.
- LAZHARI H , mémoire « diagnostic des risque liées aux changement des paramètres de boue de forage », université EL HADJ Lakhdar- Batna,2011.
- Mohamed Habib MAZOUNI, pour une meilleure approche du management des risques : de la modélisation ontologique du processus accidentel au système interactif d'aide à la décision, université de lorraine;2015.
- SELLAMI Ilyes, « Analyse quantitative des risques industrielles : apport des techniques floues et possibilités », institue EL- HADJ Lakhdar Batna, 2013.

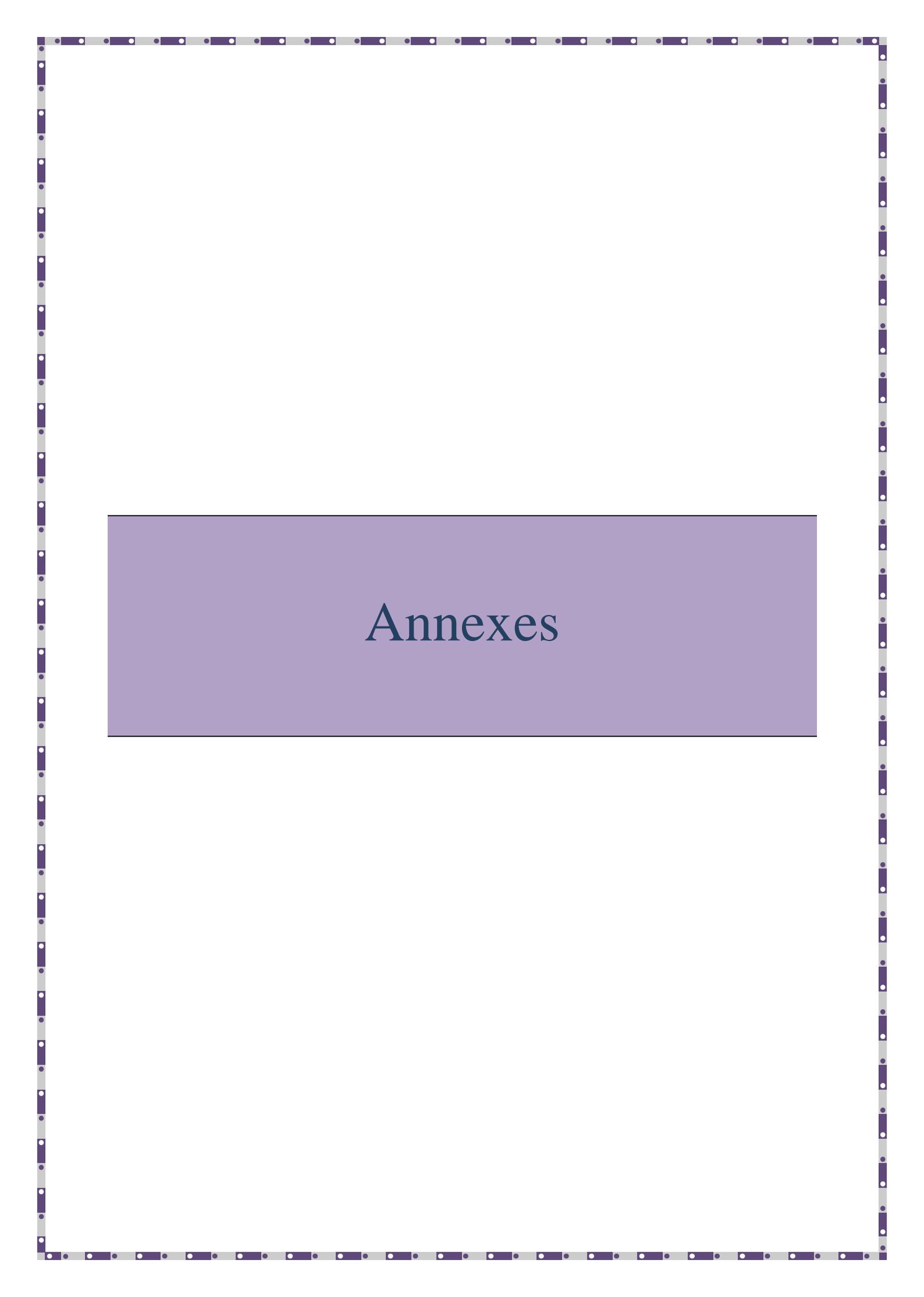
ARTICLES

- Yves MORTUREUX, article : « Arbres de défaillance, des causes et d'événement », TECHNIQUES DE L'INGÉNIEUR, 10/10/2002.

SITES WEB

- www.ressources.unit.eu/cours/cyberbriques/etage_3_aurelie/co/Module_Etage_3_synthes_e_39.html, visiter le 21/04/2023.
- www.cchst.ca/oshanswers/hsprograms/hazard/risk_assessment.html, visiter le 17/08/2023.
- www.inrs.fr/demarche/evaluation-risques-professionnels/ce-qu-il-faut-retenir.html, visiter le 16/08/2023.
- www.esst-inrs.fr, visiter le 02/04/2023
- www.colorisk.fr, durée fréquence d'exposition, p02, visité le 02/04/2023.
- www.certification-qse.com, visiter le 02/04/2023
- www.ressources.unit.eu, visiter le 28/03/2023
- www.fr.slideshare.net/Saamysaami/les-risques-du-batimentslideshare page n°4
- www.ressources.unit.eu/cours/cyberbriques. op cit
- www.fr.scribd.com, well control préparation, NAFTOGAZ PETROLEUME INSTITUTE, visité le 09/06/2023
- www.fr.scribd.com/ cour 1, visiter le 30/07/2023
- www.vitrinelinguistique.oqlf.gouv.qc.ca, visiter le 31/07/2023
- www.innoprev.com, « support - formation incendie », visiter le 01/08/2023
- www.tecnipass.com, visité le 24/08/2023
- www.pharaon.fr, Réglementation ATEX, visiter le 02/08/2023
- zone-atex.fr, visiter le 02/08/2023
- www.travailsecuritairenb.ca, visiter le 02/08/2023
- www.cnrtl.fr, visiter le 7/04/2023
- www.techno-science.net, visiter le 07/03/2023
- www.primarisk.ineris.fr, visité le 13/07/2023
- www.projettpjbcorrentinludovic.wordpress.com/securite-en-cours-de-forage/, visité le 22/07/2023
- www.fr.scribd.com, visiter le 30/08/2023

- www.team.inria.fr, PDF « Mécanique des fluides Hydraulique en charge Hydraulique à surface libre », visiter le 29/07/2023,P 23
- www.docplayer.fr, visiter le 27/07/2023
- www.vienne.gouv.fr, « modalisations des scenarios d'explosion », visiter le 02 /08/2023
- www.projettpjbcorrentinludovic.wordpress.com/securite-en-cours-de-forage/, visité le 14/07/2023
- www.ilocis.org/fr, PDF « La prospection et l'extraction pétrolières », visiter le 06/08/2023
- www.larousse.fr, visiter le 16/03/2023
- www.cchst.ca, visiter le 16/03/2023
- www.inrs.fr/demarche/evaluation-risques-professionnels, visiter le 16/03/2023
- www.canada.ca/fr/emploi-developpement-social/programmes/lois-reglements/travail/interpretations-politiques/062.html , visiter le 116/03/2023
- www.ineris.fr, visiter le 16/03/2023
- www.mcours.net, visiter le 28/07/2023
- www.vermilionenergy.com, visiter le 24/07/2023
- www.vermilionenergy.com, visiter le 29/07/2023
- www.safetyculture.com/fr/themes/analyse-des-risques/
- www.beswic.be/fr/politique-du-bien-etre/analyse-des-risques/methodes-danalyse-et-de-hierarchisation-des-risques.
- www.beswic.be/fr/politique-du-bien-etre/analyse-des-risques/methodes-danalyse-et-de-hierarchisation-des-risques
- www.ressources.unit.eu/cours/cyberriques/etage_3_aurelie/co/Module_Etage_3_synthese_39.html, visiter le 21/04/2023.
- http://ressources.unit.eu/cours/cyberriques/etage_3_aurelie/co/Module_Etage_3_synthese_39.html
- www.ressources.uved.fr/Grains_Module3/Analyse_risques/site/html/Analyse_risques/Analyse_risques.html, visité le 21/04/2023.
- www.arbre-analyste.fr/, visité le 01/09/2023.
- www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/environnement-securite-th5/methodes-d-analyse-des-risques-42155210/hazop-une-methode-d-analyse-des-risques-se4030/, visiter le 23/08/2023
- www.projettpjbcorrentinludovic.wordpress.com/securite-en-cours-de-forage/ , visité le 14/07/2023



Annexes

ANNEXE

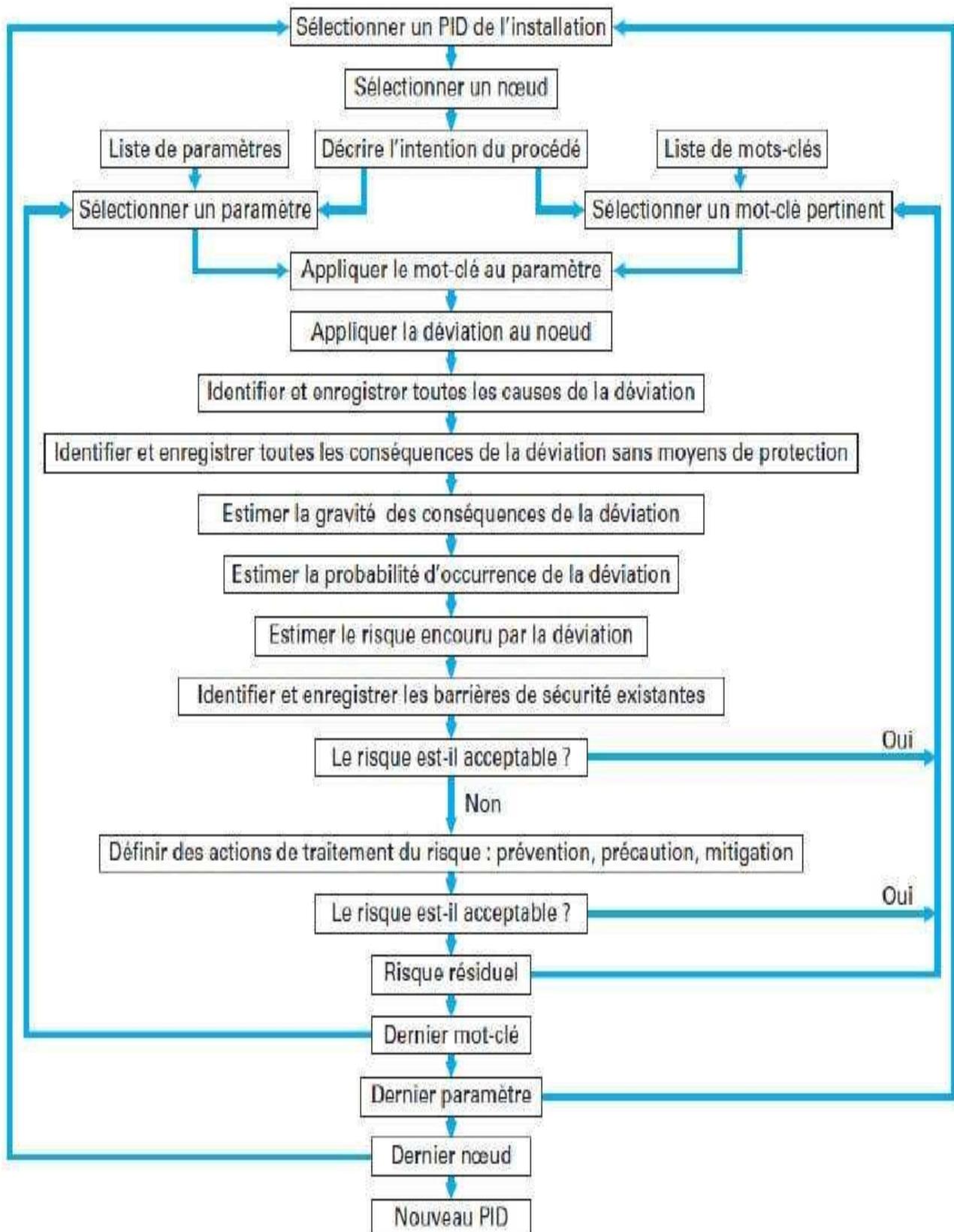
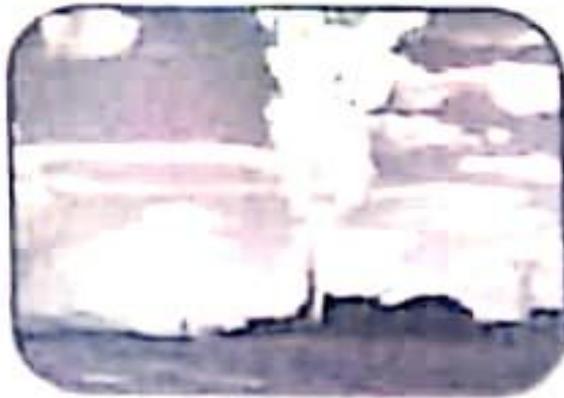


Table 6. Components of the BOP fault tree and their probabilities in Figure 7

Event	Description	Probability	Event	Description	Probability
X1	BOP stack failure	0.00009	X16	Lower pipe ram failure	0.0245
X2	Valve failure	0.00009	X17	Blind shear ram failure	0.014
X3	BOP control system failure	0.0629	X18	Power system failure	0.0057
X4	Line failure	0.0007	X19	4Way valve failure	0.0128
X5	Choke manifold failure	0.0206	X20	Remote panel valve failure	0.0148
X6	Annular preventer	0.00004	X21	Signal line failure	0.0148
X7	Ram preventer	0.0001	X22	Accumulator line failure	0.0148
X8	Kill valve fail	0.242	X23	Air driven pump failure	0.0025
X9	Choke valve fail	0.0002	X24	Electric pump failure	0.0032
X10	Choke line fail	0.346	X25	Choke valve failure	0.0002
X11	Kill line fail	0.346	X26	Hydraulic choke valve failure	0.0097
X12	Upper annular preventer fail	0.246	X27	Gate valve failure	0.0105
X13	Lower annular preventer fail	0.0245	X28	Choke remote panels failure	0.0097
X14	Upper pipe ram fail	0.0245	X29	Hydraulic choke valve failure	0.0097
X15	Middle pipe ram fail	0.0245			

**Red
Med**

PREVENTION ET CONTRÔLE DES ERUPTIONS



MANUEL COURS

Red Med - 11, rue de la République - 13001 Marseille - France
Tel : 04 91 28 12 00 - Fax : 04 91 28 12 01 - www.redmedgroup.com