



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REpubLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة أمحمد بوقرة بومرداس
Université M'Hamed Bougara de Boumerdès
كلية المحروقات والكيمياء
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Département Génie des Procédés Chimiques et Pharmaceutiques

Mémoire de fin d'études en vue d'obtention du diplôme de master

Spécialité : Génie des Procédés

Option : Hygiène Sécurité et Environnement

Thème

**Systeme Management de la Sécurité des Procédés
(PSM) au niveau du champ Tigentourine**

Présenté par :

AOUED NACIRA

BOUCHENINE Tarek

Encadré par :

Mme YOUNSI

Année universitaire : 2022 – 2023

Remerciement

Nous tenons à remercier Allah, le tout puissant de nous avoir Donnés le courage, la volonté et la patience pour réaliser ce travail;

Nos remerciements s'adressent au Docteur YOUNSI FERROUDJA pour avoir accepté d'encadrer ce mémoire de fin d'études intitulé management de la sécurité des procédés au niveau de In Amenas champ Tiguentourine (SH/BP/EQUINOR)

Nous adressons nos remerciements aux membres du jury qui ont accepté de faire soutenir ce mémoire.

Nous tenons également à exprimer toute nos reconnaissances aux techniciens et ingénieurs de la division Technical support .Vous avez été les premiers témoins de notre investissement quotidien dans la thèse mais surtout des longues heures passées dans le champ Tiguentourine jusqu'à la finalisation du manuscrit. Merci pour vos encouragements, votre soutien et tant d'autres moments inoubliables.

Nous remercions sincèrement Mr Kamel Aoues le directeur Générale du champ Tiguentourine pour accepter notre demande de stage.

Aussi nous remercions également M. Radwan chef division Technical support d'avoir nommé notre encadreur dans notre travail , et bien évidemment Mr Hafsi Abdelaziz chef service Integrity pour son soutien et sa gentillesse, et pour avoir fourni quelques documents de travail, Merci également madame Hacini Farida Qui a encadré la partie appliquée la gestion du changement sans oublie Mr Ben Guessoum chihab Eddine pour ses efforts en termes d'orientation, de conseil et d'information sur ce travail et Mr Moussa Boulabeiz qui nous n'a ménagé aucun effort lorsqu'il nous a expliqué la partie process et traitement.

Nous tenons finalement à remercier les membres du département HSE de la division association SONATRACH (HYDRA) et surtout Monsieur Moussa Lahmeur Mohammed

Enfin, nous tenons à exprimer nos remerciements à tous ceux qui ont contribué de pris ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

Merci à tous



Dédicaces

*Louange à Allah Seul et que la prière et le salut soient sur
l'ultime prophète Muhammad, sur sa famille et sur ses
Compagnons*

*Je dédie ce travail à ma très chère mère et à mon très cher
papa, qui m'ont Vraiment soutenu et encouragé ; à mes frères Ben
Yamin, Menouar Mourad, Mustapha, Abdel Huk*

*À ma grande famille mes grands parents, tantes,
oncles, cousins et cousines*

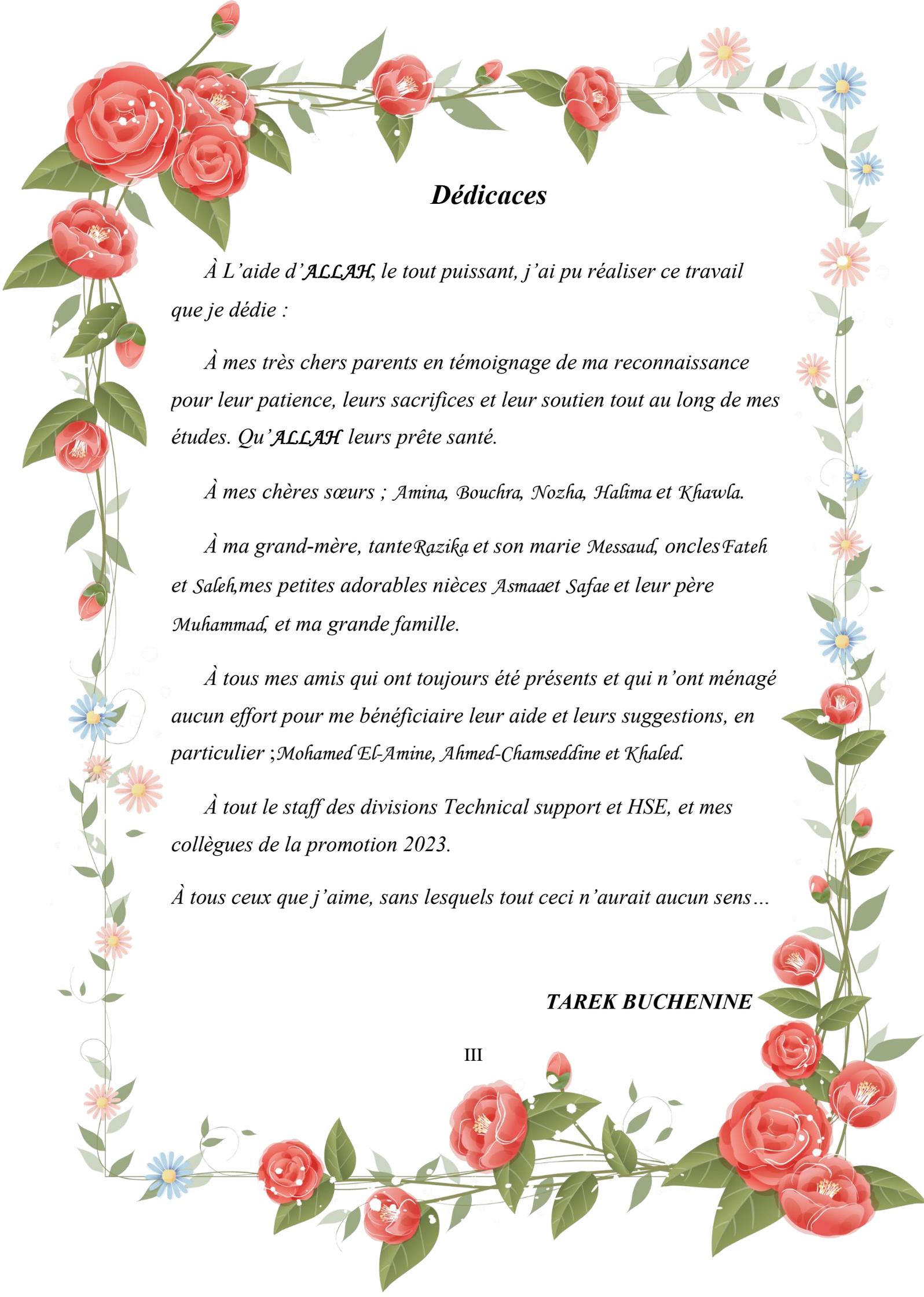
*Au groupe Technical support avec qui j'ai passé des moments
inoubliables et à toute la promotion 2023 de l'HSE*

*À tous mes collègues ; Moussa Lahmeur, Mohame Bouchaiba
Nabil L'Ansari et Mohamed Lotfi*

*Ainsi qu'à toutes mes copines ; férial, Souad, Meriem,
Fatima, Amina, Samira, Celia et Nesrine*

*Enfin, que tous ceux qui ont participé de près ou de loin à
l'élaboration de ce travail trouvent ici l'expression de ma
reconnaissance.*

NACIRA AOUED



Dédicaces

À L'aide d'ALLAH, le tout puissant, j'ai pu réaliser ce travail que je dédie :

À mes très chers parents en témoignage de ma reconnaissance pour leur patience, leurs sacrifices et leur soutien tout au long de mes études. Qu'ALLAH leurs prête santé.

À mes chères sœurs ; Amina, Bouchra, Nozha, Halima et Khawla.

À ma grand-mère, tante Raziqa et son marie Messaud, oncles Fateh et Saleh, mes petites adorables nièces Asmaa et Safae et leur père Muhammad, et ma grande famille.

À tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier leur aide et leurs suggestions, en particulier ; Mohamed El-Amine, Ahmed-Chamseddine et Khaled.

À tout le staff des divisions Technical support et HSE, et mes collègues de la promotion 2023.

À tous ceux que j'aime, sans lesquels tout ceci n'aurait aucun sens...

TAREK BUCHENINE

Glossaire

ESDV: La vanne de coupure d'urgence (ESDV) est un dispositif de sécurité critique utilisé dans différentes industries pour fermer rapidement et automatiquement le flux de fluides ou de gaz en cas d'urgence, afin de prévenir les accidents, les dommages aux équipements et les risques environnementaux.

FRA: L'évaluation du risque de défaillance (Failure Risk Assessment) est un processus utilisé pour évaluer les risques associés aux défaillances potentielles d'un système, d'un équipement ou d'un processus.

HAZID: La méthode HAZID (Hazard Identification) est une approche utilisée dans l'industrie pour identifier et évaluer les dangers potentiels associés à un système, un projet ou une activité.

HAZOP: La méthode HAZOP (Hazard and Operability Study) est une approche systématique utilisée dans l'industrie pour identifier et évaluer les dangers potentiels et les problèmes opérationnels associés à un système, un processus ou une installation.

LOPA: La méthode LOPA (Layers of Protection Analysis) est une approche utilisée dans l'industrie pour évaluer et quantifier les risques associés à un système, un processus ou une installation.

Permis à chaud: L'obtention d'un permis de travail à chaud vise une démarche qui assure que les risques d'incendies présents ont été considérés et que les mesures de sécurité propres à éliminer ces risques ont été mises en application.

Permis à froid : Un permis de travail à froid est délivré lorsque les tâches à effectuer ne requièrent pas ou ne requièrent pas de sources d'inflammation assez fortes.

PTW : "Permit To Work" Le permis de travail fait référence aux systèmes de gestion utilisés pour garantir que le travail est effectué de manière sûre et efficace.

Système CMAS: C'est un système informatisé qui suit les compétences et indique en pourcentage l'expérience et la formation de chaque personnel dans l'entreprise.

Liste des figures

Figure	Nome	page
Figure I.1	Système de management de la sécurité des procédés selon OSHA	7
Figure I.2	Système de management de la sécurité des procédés basé sur le risque RBPS (CCPS)	8
Figure I.3	Système de management de la sécurité des procédés –API 750	9
Figure II.1	Situation géographique du champ Tiguentourine	28
FigureII.2	l’organigramme du champ IA	28
Figure II.3	plan de masse	29
Figure II.4	Organigramme des sous-produits du gaz humide	30
Figure II.5	Les éléments standards de management d’intégrité	36
Figure II.6	Modèle de cycle de vie	42
Figure II.7	Tableau de bord (KPI) de suivi mensuel	43
Figure III.1	Montage du by-pass du réacteur 5	47
Figure III.2	Interaction du MOC avec les autres éléments	48
Figure III.3	processus MOC	49
Figure III.4	sub-procedures MOC au niveau d’IA	55
Figure III.5	procédure générale de management du changement	57
Figure III.6	procedure de l’OQ	59
Figure III.7	OQ-WE-1280	60
Figure III.8	MOC Form 1108	61
Figure III.9	OQ-PR 1501	66
Figure III.10	MOC Form 1188	67

Liste des Tableaux

Tableau	Nome	page
Tableau I.1	Exemples des incidents catastrophiques	3
Tableau I.2	Evolution des systèmes de management des risques industriels à SONATRACH	11
Tableau I.3	Informations sur la sécurité des procédés (Process Safety information)	11
Tableau I.4	Analyse des risques des procédés (Process Hazard Analysis)	12
Tableau I.5	Procédures d'exploitation (Operating Procédures)	13
Tableau I.6	Implication des employés (employee involvement)	13
Tableau I.7	Gestion de la formation (Training Management)	14
Tableau I.8	Gestion de la sécurité des sous – traitants (Contractor Safety Management)	15
Tableau I.9	Intégrité mécanique (Mechanical integrity)	15
Tableau I.10	Permis de travail (Hot work permit)	16
Tableau I.11	Gestion du changement (Management of change)	17
Tableau I.12	Enquête sur les incidents (Incident investigation)	18
Tableau I.13	Préparation et réponse aux situations d’urgence (Emergency Preparedness and Response)	18
Tableau I.14	Audits de conformité (Compliance Audits)	19
Tableau I.15	Secrets commerciaux (Trade secrets)	20
Tableau I.16	Culture de la sécurité des procédés (Process Safety Culture)	21
Tableau I.17	Conformité réglementaire et normative (Compliance with Standards)	21
Tableau I.18	Transparence avec les parties prenantes (Stakeholder Outreach)	22
Tableau I.19	Compétence en PSM (Process Safety Competency)	22
Tableau I.20	Discipline	25
Tableau I.21	Mesures et indicateurs de performance (KPIs)	24
Tableau I.22	Examen de la sécurité avant le démarrage (Pre-Startup Safety Review)	24
Tableau I.23	Revue de la direction	25
Tableau II.1	Les 4 étapes de processus PSIM	37
Tableau II.2	Outils d’assurance pour les éléments du PSM à In Amenas	40

Liste des Abréviations

Abréviation	Signification
AICHE	American Institute of Chemical Engineers
API	American Petroleum Institut
BP	British Petroleum
CAPEX	Capital Expenditure
CC	Construction Contractor
CCC	Chemical Change Control
CCPS	Center for Chemical Process Safety
CDP	Changes to Documents & Procedures
CDR	Change of Data Register
CO	Organisational Change
CPF	Central Processing Facility
CPI	Corrugated Plate Interceptor.
CWAA	Central Waste Assembly Area
EC	Engineering Contractor
EP	Engineering and Procurement
ESDV	Emergency Shutdown Valve
ETP	Engineering Technical Practice
EQUINOR	Equity Nordic
FCP	Facilities Change Procedure/Process
FRA	Failure Risk Assessment
GNL	Gaz Naturel Liquifié
GPL	Gaz de Pétrole Liquifié
HAZID	Hazard Identification
HAZOP	Hazard and Operability
HC-L	Hydrocarbures Lourds
HSE	Health, Safety and Environment

HSE-MS	Hygiene Sécurité Environnement -Management Système
IA	In-Amenas
IM	Integrity Management
IMS	Integrity Management Standard
IOGP	Internatinal association of Oil and Gaz Producer
JRE	Job Responsible Engineer
JV	Joint-Venture (SONATRACH/BP/EQUINOR)
KPIs	Key Performance Indicators
LOPA	Layer Of Protection Analysis
LSR	Life Saving Roules
MDEA	méthyl diéthanol Amine
MOC	Management Of Change
MRU	Mercure Recovery Unit
Of-Spec	Of Spécifications
On-Spec	On Spécifications
OPEX	Operational Expenditure
OPS	In Amenas Operations
OQ	Operation Query
ORA	Operations Risk Assessment
OSHA	Occupational Safety and Health Administration
PETL	Project Engineering Team Leader
PFSS	Protective Functions Settings & Software
P&ID	Piping and Instrumentation Diagram
PSM	Process Safety Management
RBPS	Risk Based Process Safety
SCM	Supply Chain Management
SONATRACH	Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures
SRU	Sulfure Recovery Unit

STP	Site Technical Practices
TA	Technical Authority
TC	Technical Concession
TEC	Technical Evaluation Committee
TIMS	Technical Integrity Management Standard
TRA	Task Risk Assessment
TS	Technical Support

Sommaire

Remerciement	I
Dedicaces	II
Glossaire.....	IV
Liste des figures.....	V
Liste des tableaux.....	VI
Liste des abréviations.....	VII
Sommaire.....	X
Introduction générale.....	1
Chapitre I : Présentation succincte du Management de la sécurité des procédés	
I.1 Généralités	2
I.1.1 Sécurité des procédés (PS)	2
I.1.2 Management de la sécurité des procédés (PSM).....	2
I.2 Histoire et contexte.....	2
I.3 Les Objectives de la Management de la Sécurité des Procèdes.....	3
I.4 Exigences légales.....	3
I.4.1 Réglementation Internationale	4
I.4.2 Réglementation Nationale.....	5
I.4.3 Exigences de SONATRACH GROUPE.....	6
I.5 Description de certains systèmes de management de la sécurité des procédés (PSM). 7	7
I.5.1 OSHA.....	7
I.5.2 CCPS.....	8
I.5.3 API 750.....	8
I.5.4 SONATRACH Groupe.....	9
I.6 Comparaison entre les éléments PSM des trois standards OSHA, API, CCPS.....	11
Chapitre II : Management de la sécurité des procédés au niveau de l'association In Amenas	
Introduction.....	27
II.1. Présentation de site Tiguentourine.....	27
II.1.1 Description du site	27
II.1.2 Historique de découverte.....	27
II.1.3 Situation Géographique.....	28
II.1.4 L'organigramme du champ.....	28
II.1.5 Description du Process de production.....	29
II.1.6 Division Technical Support (TS).....	30
II.1.7 La politique HSE d'In Amenas.....	34
II.2 Cadre du PSM au niveau In Amenas.....	36
II.2.1 Les étapes de processus PSIM	36

II.2.2 Description des dix éléments au niveau d’In Amens.....	37
II.2.3 Outils d’assurance pour les éléments du PSM à In Amenas	39
II.2.4 Cycle de vie	42
II.2.5 Les indicateurs clés de performance du système.....	43
Chapitre III : Gestion du changement	
Introduction.....	45
III .1 Gestion du changement	45
III.1.1 Types de changements	45
III.1.2 Objectifs et importance du MOC	46
III.1.3 Historique	46
III.2 Interaction du MOC avec les autres éléments.....	47
III.3. Procédure de Gestion du Changement d'In Amenas	48
III.3.1. Champ d’application.....	48
III.3.2 processus MOC	48
III.3.3. Rôles et responsabilité liés à la gestion du changement au niveau d’In Amenas	49
III.3.4 Les étapes de la procédure de la gestion du changement.....	53
III.3.5 Performance.....	58
Etude de cas	
Introduction	59
III.4.2 Cas d’étude Production, intitulé : « Installation of velocity string in weak wells »	60
III.4.3 Cas d’étude Safety, intitulé : « 03-ESDV-1068 Valve Soft Seat Material »	66
Conclusion générale.....	73
Les Annexes	
Références Bibliographiques	

Le standard n° 1910.119 de l'OSHA (Occupational Safety and Health Administration), qui vise à gérer la sécurité des procédés des produits chimiques hautement dangereux (PSM). pour objectif de se prévenir ou de minimiser les conséquences des rejets de produits chimiques dangereux dans une installation ou son environnement. Les industries manipulant ces produits chimiques doivent mettre en place un programme de PSM pour protéger les employés, les sous-traitants et les visiteurs.

Le standard PSM a été créé en réponse à des accidents majeurs tels que l'accident de Bhopal en Inde en 1984, qui a causé de nombreuses pertes humaines, et l'accident de Pasadena au Texas en 1989. Il se compose de quatorze domaines qui se concentrent sur l'identification des dangers, la maîtrise des risques, la formation continue et la communication fluide.

Notre stage de fin d'études portait sur le système de management de la sécurité des procédés axé sur les exigences QHSSE (Qualité/Santé/Sécurité/Sécurité/Environnement) au champ de Tiguentourine à Illizi. L'objectif était de comprendre la procédure de ce système au niveau du champ d'In Amenas et d'analyser un de ses éléments importants, en expliquant son intérêt et son rôle dans la réduction des risques opérationnels.

Pour atteindre cet objectif, nous avons commencé dans le 1^{er} Chapitre par définir le système de management de la sécurité des procédés et avons étudié les accidents majeurs en Algérie et dans le monde qui ont conduit à l'implémentation de ce système à travers de nouvelles lois nationales et internationales. Nous avons ensuite examiné les différents éléments de ce système, mettant en évidence les disparités entre les pays selon leurs exigences.

Dans le 2^{em} chapitre, nous avons exploré la mise en œuvre de ce système sur le site d'In Amenas depuis son lancement, ce qui nous a permis de comprendre en détail ses éléments et leur application locale.

Dans notre 3^{eme} et dernière chapitre, nous avons choisi d'étudier "la gestion du changement" (MOC) comme élément clé, étant donné son rôle dans la prévention des accidents. Nous avons souligné son importance dans le maintien des mises à jour et d'une coordination efficace pour maîtriser les risques pour les entités externes. Des exemples concrets ont été utilisés pour illustrer notre travail.

Parmi les points positifs de notre étude, nous avons constaté les résultats concrets du système de management de la sécurité des procédés sur le terrain d'In Amenas, où il a efficacement évité de nombreux incidents et accidents majeurs potentiels. En conclusion, nous affirmons sans équivoque que la gestion du changement est une pièce maîtresse dans tous les systèmes proactifs qui agissent par anticipation pour prévenir les atteintes à l'intégrité humaine et économique, ainsi que pour minimiser les facteurs préjudiciables à la performance QHSSE.

Chapitre I

Présentation succincte du management de la sécurité des procédés

I.1 Généralités

I.1.1 Sécurité des procédés (PS)

La sécurité des procédés est une démarche de prévention des impacts des rejets involontaires (produits chimiques hautement dangereux, énergie ou autres matières potentiellement dangereuses) au cours de procédés chimiques qui peuvent avoir un effet grave sur les personnes, l'installation et /ou l'environnement tels que l'incendie et l'explosion.

Elle implique, par exemple les fuites, les déversements, les dysfonctionnements de l'équipement, les surpressions, les surchauffes, la corrosion et la fatigue du métal.

I.1.2 Management de la sécurité des procédés (PSM)

L'OGP « International association of Oil & Gas Producer définit le PSM comme le cadrage de l'ensemble des processus qui gèrent l'intégrité des systèmes d'exploitation et des procédés qui manipulent des substances dangereuses », dont l'objectif est d'empêcher les rejets imprévus de matières dangereuses ou d'énergie afin de prévenir une défaillance structurelle ou une perte de stabilité pouvant entraîner un incident majeur.[1]

En effet, Les incidents majeurs présentent une procédure distincte avec des délais plus courts et une priorité élevée afin d'accélérer le processus de résolution pour les incidents ayant un impact élevé sur l'entreprise.

I.2 Historique et contexte

L'OSHA a publié la norme Process Safety Management (PSM) (29 CFR 1910.119) en 1992 en réponse à plusieurs incidents catastrophiques de rejet de produits chimiques survenus dans le monde.

Le tableau suivant montre certains de ces incidents.

Tableau I.1: Exemples des incidents catastrophiques.

Accidents	Causes	Conséquences
Explosion de Flixborough 1974	Fuite accidentelle d'eau dans un réservoir de stockage de méthyle isocyanate. [2]	-dommages matériels considérables. -28 morts et plus de 89 blessés. [2]
catastrophe de Seveso 1976	Un nuage d'herbicide contenant des produits toxiques s'échappe de l'usine Icmesa. [3]	des hospitalisations pour les enfants des communes voisines et la mort de plusieurs dizaines de milliers d'animaux d'élevage. [3]
Explosion de Bhopal (Inde 1984)	Fuite accidentelle d'eau dans un réservoir de stockage de méthyle isocyanate. [4]	Les derniers chiffres officiels confirmés par le gouvernement du Madhya Pradesh font état de 3 787 morts et plus de 500 000 intoxiqués.[4]
Explosion au complexe GNL Skikda 2004	Importante fuite d'hydrocarbures froid dans la chaudière de la conduite de GNL. [5]	27 morts et 74 blessés. [5]
série d'explosions, Texas Cit, 2005	un nuage de vapeur de gaz naturel et de pétrole s'est enflammé. [6]	-15 ouvriers ont été tués et 180 autres blessés. -dégâts matériel très importants. [6]

I.3 Objectifs de Management de la Sécurité des Procédés

- ✓ Prévention des catastrophes majeures impliquant des rejets de produits chimiques toxiques, réactifs, inflammables et/ou explosifs
- ✓ Production de produits de haute qualité, à temps et à moindre coût.
- ✓ Assurer un bon développement des installations et des procédures
- ✓ Assure une bonne productivité, stabilité des installations

I.4 Exigences légales

Les incidents liés aux procédés (Process Safety Incident) peuvent survenir suite à des défaillances technologiques, des erreurs humaines, des défaillances dans le système de management. Afin de se prévenir de ces événements, les Entreprises ont concentré, dans les premiers temps, leurs efforts de prévention des incidents, pendant de nombreuses années, sur

l'amélioration de la technologie et des facteurs humains. Jusqu'au milieu des années quatre-vingts, à la suite d'une série d'accidents liés aux procédés graves dans le monde, les Entreprises, les industries et les gouvernements ont commencé à identifier les systèmes de management étant une cause indirecte de ces accidents.

Pour faire face à cette problématique, plusieurs démarches ont été engagées visant à accélérer l'adoption d'une approche de Management de la Sécurité des Procédés, notamment la publication de réglementations par les gouvernements, des normes par les industries et l'élaboration des politiques par les Entreprises. Plusieurs modèles de système de management ont été développés dans le monde, notamment :

- **Aux USA**, la réglementation OSHA 29 CFR 1910.119 de 1992
- **A l'Union Européenne**, les directives Seveso I, II, III
- **L'Algérie** a développé plusieurs textes réglementaires régissant les risques majeurs.

I.4.1 Réglementation Internationale

OSHA

Occupational Safety and Health Administration (OSHA) est une agence gouvernementale fédérale des États-Unis dont la mission est la prévention des blessures, maladies et décès dans le cadre du travail. Pour ce faire, elle émet des règlements pour la sécurité et la santé au travail.

L'OSHA a été établie par l'Occupational Safety and Health Act (en) de 1970, l'une des lois majeures sur la sécurité au travail aux États-Unis. OSHA a développé la Norme **29 CFR** de « Gestion de la Sécurité des procédés de produits chimiques à très haute dangerosité ». [7]

SEVESO (I, II)

Les questions soulevées par l'accident de Seveso touchent aussi les institutions de la Communauté européenne. L'impact international de la catastrophe conduit la Commission européenne à concevoir la première « directive Seveso » pour la prévention des risques industriels, promulguée en 1982, qui exige le recensement par les États membres des établissements présentant des risques d'accidents majeurs (« sites classés Seveso »), la mise en place de plans d'urgence interne et externe et l'information des riverains. La France s'est conformée à cette directive en 1987, l'Italie en 1988, six ans après sa promulgation,

La directive 82/501/CEE dite directive Seveso 1 datait du 24 juin 1982 ; elle fut remplacée par la directive 96/82/CE dite directive Seveso 2 le 9 décembre 1996. [8]

Seveso I du 24 juin 1982 (82/501/CEE)

Concernant les risques d'accidents majeurs de certaines activités industrielles, porte sur la prévention des accidents majeurs qui pourraient être causés par certaines activités industrielles, ainsi que sur la limitation de leurs conséquences pour l'homme et l'environnement ; cette première directive sera-t-elle complétée par la directive 96/82/CE du 9 décembre 1996, dite "Seveso II", qui étend le champ d'application de la précédente. [8]

Seveso II du 09/12/96 n° 96/82

Directive 96/82/CE du conseil du 9 décembre 1996 concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses

Cette directive porte sur les établissements et non pas seulement sur les installations et couvre désormais tous les lieux où sont stockés des substances dangereuses (embranchements ferroviaires, installations portuaires, etc.). Elle impose à l'exploitant la mise en œuvre d'un système de gestion de la sécurité proportionné aux risques d'accidents et prévoit l'actualisation, tous les cinq ans, d'études décrivant les risques engendrés par les établissements. Des inspections doivent permettre un examen périodique des systèmes de gestion mis en œuvre. Elle prévoit également la maîtrise de l'urbanisation autour des sites industriels.[8]

I.4.2 Réglementation Nationale

- **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.

Les lois relatives aux hydrocarbures : 05-07, 13-01, 19-13

- **Décret exécutif n°06-198** du 31 mai 2006 définissant la réglementation applicable aux établissements classés pour la protection de l'environnement
- **Décret exécutif n°07-144** du 19 mai 2007 fixant la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement.
- **Décret exécutif n° 09-335** du 20 octobre 2009 fixant les modalités d'élaboration et de mise en œuvre des plans internes d'intervention par les exploitants des installations industrielles
- **Décret exécutif n°15-09** du 14 janvier 2015 fixant les modalités d'approbation des études de dangers spécifiques au secteur des hydrocarbures et leur contenu.

- **Procédure ARH : P-HSE-1** : Procédure de contrôle HSE des installations et ouvrages Hydrocarbures : Phases : Conception, Construction et mise en produit, du 24 décembre 2012
- **Décret exécutif n° 21-319** du 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.
- **Decret executif n° 21-257** du 13 juin 2021 définissant les modalités et la procédure d'autorisation de mise en produit et de mise sous tension des installations et ouvrages relevant des activités d'hydrocarbures.
- **Décret exécutif n° 21-261** du 13 juin 2021 portant réglementation des équipements sous pression (ESP) et des équipements électriques destinés à être intégrés aux installations relevant du secteur des hydrocarbures.
- **Décret Exécutif N°97-435** du 17 novembre 1997 portant réglementation du stockage et de la distribution des produits pétroliers. [9]

I.4.3 Exigences de SONATRACH GROUPE

Parmi les objectifs fixés par la politique HSE de SONATRACH:

- L'adoption d'une démarche proactive de management des risques HSE
- L'engagement de mettre en place un système de management Intégré Santé, Sécurité et Environnement (**HSE-MS**).
- **Assurer** la Sécurité de ses Actifs et veiller à ce que tous les dispositifs de maîtrise des risques soient constamment fonctionnels et efficaces. Elle s'engage aussi à améliorer ses Programmes d'intégrité des installations et des ouvrages pour prévenir les évènements accidentels. [10] ([Voir Annexe1](#))

Pourquoi le PSM à la SONATRACH ?

- ❖ Plusieurs accidents liés au process par exemple : accident skikda, hassiberkine
- ❖ Recommandations des assureurs de prendre en charge le volet Sécurité Process,
- ❖ Vétusté de certaines unités qui doivent être gérées par un système de management de l'intégrité,
- ❖ Manque dans la compréhension du process et des bonnes pratiques de management process,
- ❖ Confusion entre : Personal Safety vs Process safety.

I.5 Description de certains systèmes de management de la sécurité des procédés (PSM)

I.5.1 OSHA

Pour aider à garantir des lieux de travail sûrs et sains, l'OSHA a publié la norme Process Safety Management (29 CFR 1910.119), qui contient des exigences pour la gestion des risques associés aux processus utilisant des produits chimiques hautement dangereux.

L'OSHA met l'accent sur la gestion des dangers associés aux produits chimiques hautement dangereux et établit un programme de gestion complet qui intègre les technologies, les procédures et les pratiques de gestion. L'OSHA fournit un cadre structuré et complet pour la gestion de la sécurité des procédés qui se compose de 14 éléments. Ci-après un bref aperçu

L'OSHA donne la définition suivante pour le PSM : "Un outil analytique axé sur la prévention des rejets de toute substance définie comme un produit chimique hautement dangereux." [11]

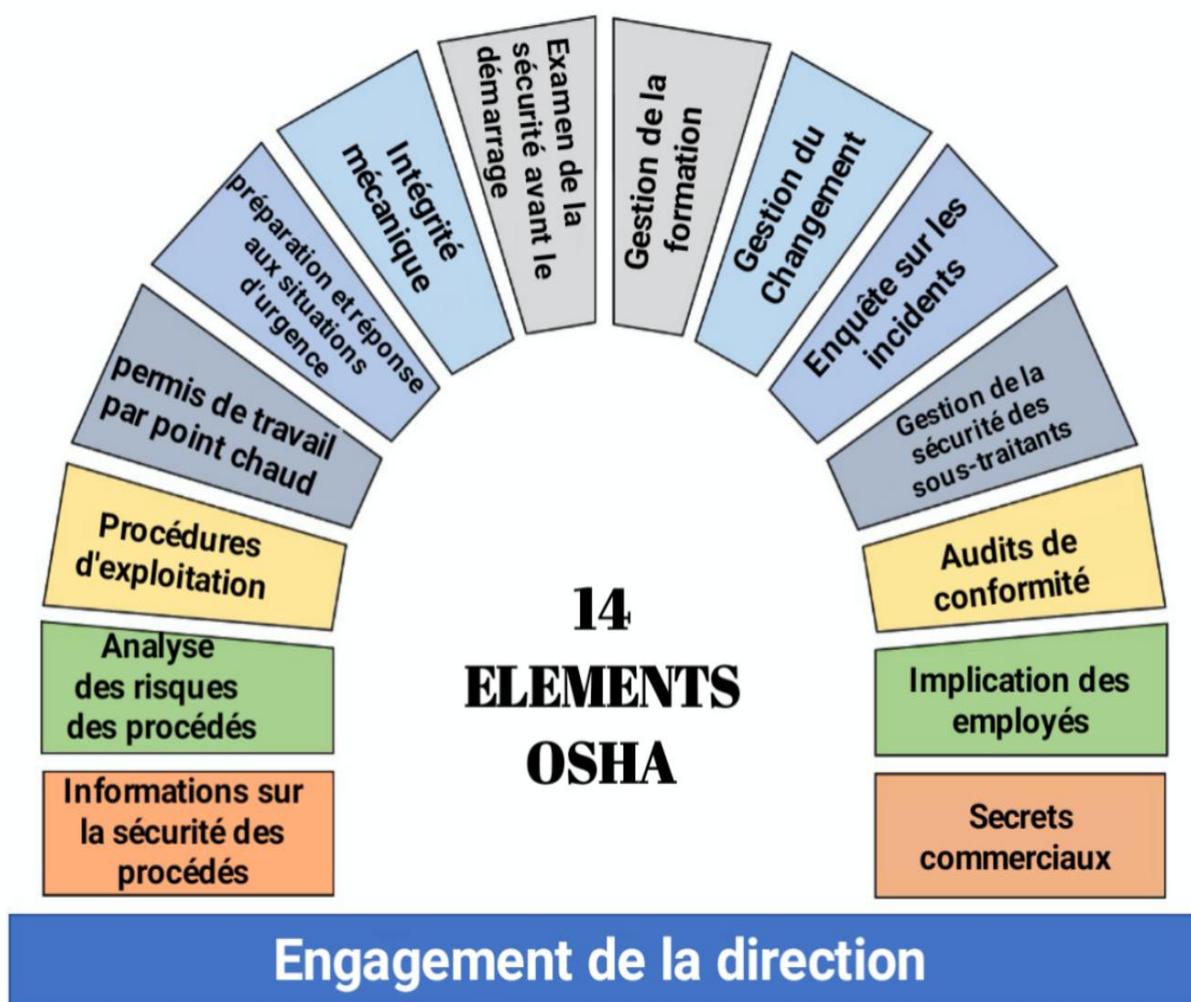


Figure 1.1 : système management de la sécurité des procédés selon OSHA

I.5.2 CCPS

Le Centre pour la sécurité des procédés chimiques (CCPS) de l'AIChE a développé l'approche de gestion de la sécurité des procédés basée sur les risques (RBPS) qui définit 4 piliers et 20 éléments : Chacun de ces quatre piliers comprend un certain nombre d'éléments de sécurité des procédés. Selon CCPS, le PSM est définie comme : " l'application de principes et de systèmes de gestion pour la réduction des risques d'accidents majeurs et l'amélioration de la performance des industries de procédés." [11]

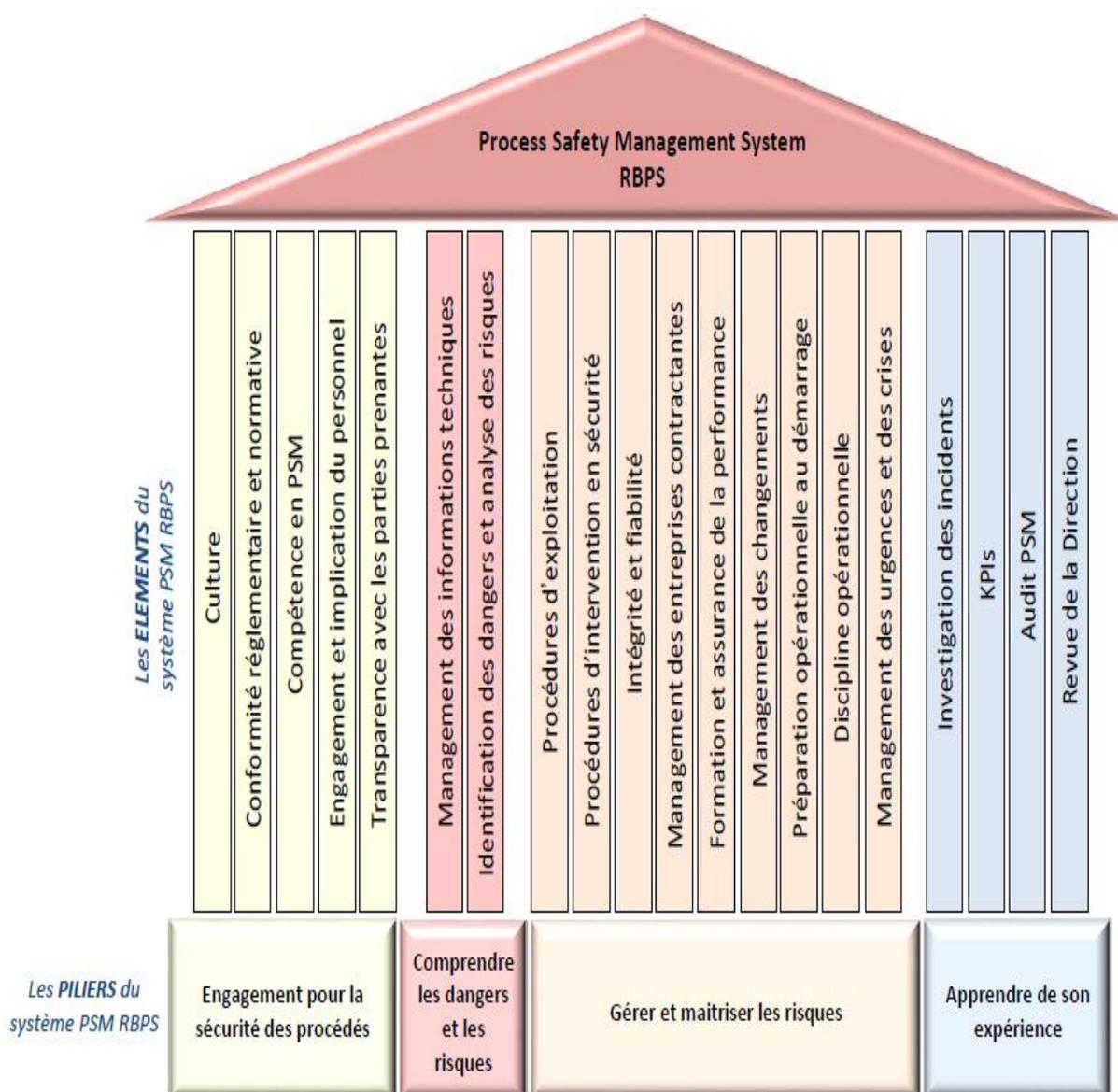


Figure I.2 : système de management de la sécurité des procédés basé sur le risque RBPS (CCPS)

I.5.3 API 750

L'API 750 est une norme de pratique recommandée publiée par l'American Petroleum Institute (API) intitulée "Management of Process Hazards". Cette norme fournit des directives

pour le management des dangers des procédés dans l'industrie pétrolière et gazière. Elle comprend des éléments clés tels que l'identification des risques, l'analyse des risques, la gestion des changements, l'analyse des incidents, la formation et la communication. L'API 750 est utilisée comme référence pour la mise en œuvre du programme de gestion de la sécurité des processus (Process Safety Management ou PSM) dans de nombreuses entreprises du secteur pétrolier et gazier. Elle définit le PSM comme suit : " Le système pour prévenir la survenance ou minimiser les conséquences des rejets catastrophiques de matières toxiques ou explosives. [11]

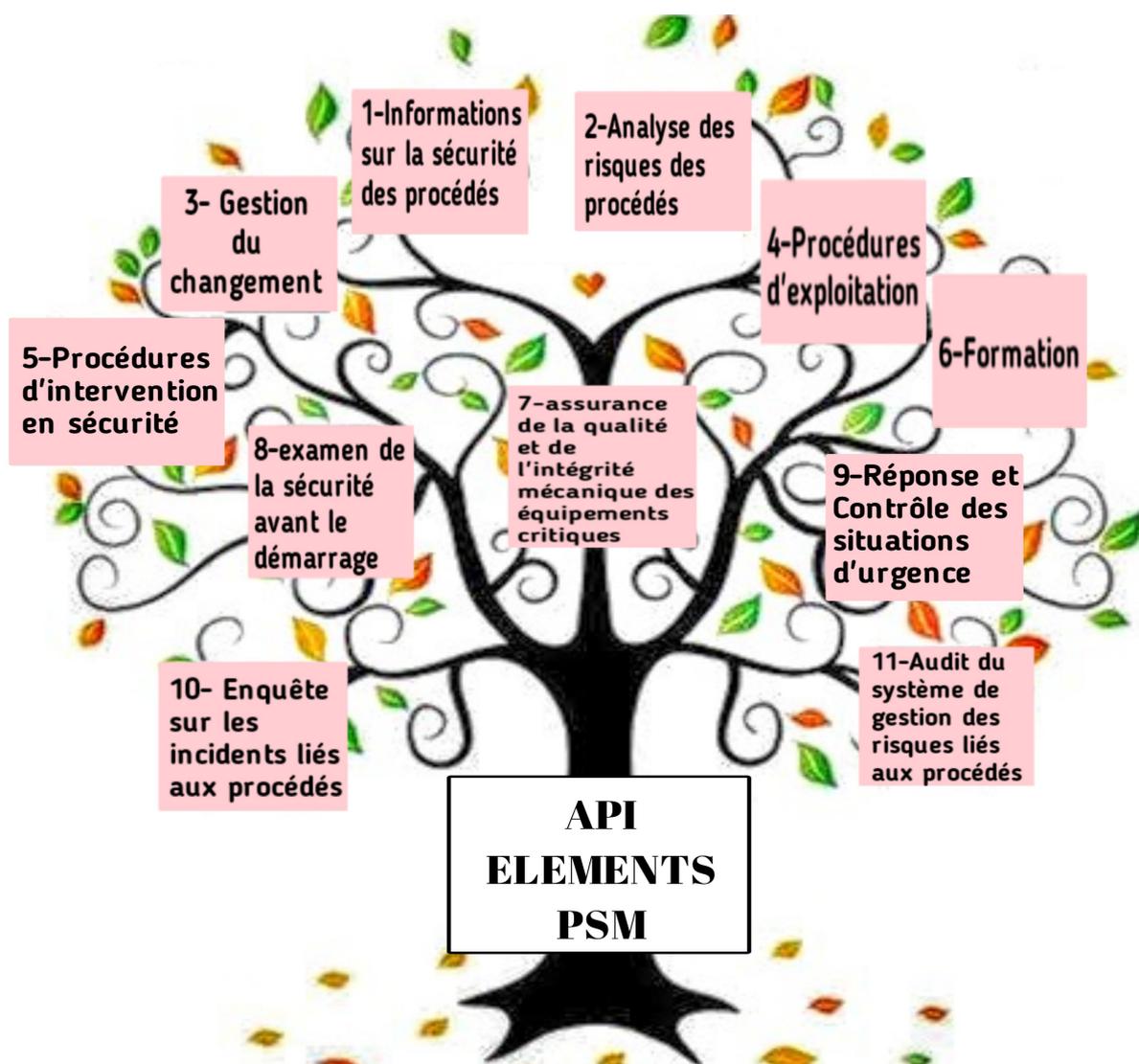


Figure I.3 : système de management de la sécurité des procédés –API 750.

I.5.4 SONATRACH Groupe

Dans le cadre du projet conception et mise en œuvre d'un système de management de la sécurité des procédés PSM au niveau SH

Le référentiel management de la sécurité des procédés PSM constitué un guide inspiré principalement du système de management basé sur le risque (risk based process safety RBPS) conçu par le centre for chemical process safety (CCPS) ; ce guide est un outil permettant aux sites de SONATRACH exploitant des installations à :

- ❖ Faire évoluer leur approche de la prévention des accidents liés aux procédés vers une stratégie basée sur le risque
- ❖ Améliorer continuellement l'efficacité de leur système de management
- ❖ Intégrer l'analyse de la performance de la sécurité des procédés dans les processus de management opérationnels.

Dans ce référentiel, le terme système de management signifie : Un ensemble d'activités formellement établies et documentées conçues pour produire des résultats spécifiques de manière cohérente et durable.

Ce Référentiel s'applique à l'ensemble des Sites industriels relevant des Activités de SONATRACH impliquant la transformation, le raffinage et le stockage des hydrocarbures.

Toutefois, l'adoption de cette stratégie ne signifie pas l'abandon des autres stratégies, suite à :

- ♣ Une décision stratégique ;
- ♣ Un retour d'expérience ;
- ♣ Des résultats des revues et audits PSM ;
- ♣ Une analyse des risques ;
- ♣ Des résultats d'investigation des accidents et incidents ;
- ♣ La promulgation de nouvelles réglementations, normes et exigences des clients de SONATRACH.

La révision se fera périodiquement chaque cinq (05) ans et pourrait aussi être déclenchée

Ce système repose sur quatre piliers principaux, comme mentionné précédemment dans le système de management basé sur les risques (RBPS)

Tableau I.1 : Evolution des systèmes de management des risques industriels à SONATRACH

Date	Faits marquants
22/01/2020	Élaboration d'un référentiel d'indicateurs de performance liés à la sécurité des procédés PSM KPIs
08/03/2021	Décision N° 120/DG objet : Création d'une Direction projet pour la conception et la mise en œuvre d'un système de management de la sécurité des procédés « PSM » Le projet est organisé en deux phases : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Phase1 : Diagnostic (12 mois) ▪ Phase2 : Appropriation et Mise en Œuvre (30 mois)
09/08/2022	Élaboration référentiels <ul style="list-style-type: none"> ▪ Management de la sécurité des procédés (PSM) ▪ Référentiels des Indicateurs Clés de performances (KPIS)

Le référentiel Indicateurs clés de performance (PSM KPIs) définit les KPIs prédictifs et rétrospectifs (Lagging and leading KPIs). Il a été élaboré conformément aux pratiques recommandées par **L'API RP 754**

- ♣ Le nombre d'arrêts intempestifs après le démarrage.
- ♣ Le nombre de pièces d'équipement mal assemblées détectées lors des examens de préparation opérationnelle au démarrage.
- ♣ Le pourcentage de personnes formées avant le démarrage par rapport au prévu. [12]

I.6 Comparaison entre les éléments PSM des trois standards OSHA, API, CCPS

Les tableaux ci-dessous illustrent la comparaison entre les éléments des trois standards.

Tableau I.3.a : Informations sur la sécurité des procédés (Process Safety information)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	Informations sur la sécurité des procédés	Le personnel doit avoir accès aux informations de base sur les dangers des produits chimiques et des outils qu'il utilise au travail. [1]
API 750	Informations sur la sécurité des procédés	une compilation documentée des informations sur la sécurité des procédés doit être développée et maintenue pour toute installation soumise à cette pratique recommandée. Ces informations fourniront la base pour identifier et comprendre les dangers impliqués dans le processus. [13]

Tableau I.3.b : Informations sur la sécurité des procédés (Process Safety information) (Suite)

CCPS	Management des informations techniques	L'assemblage et la gestion de toutes les informations nécessaires à l'exécution des activités de sécurité des procédés. Vérification de l'exactitude de ces informations. Confirmation que ces informations sont correctes et à jour. Ces informations doivent être facilement accessibles à ceux qui en ont besoin pour effectuer leur travail en toute sécurité. [14]
-------------	--	---

Interprétation

Les trois standards diffèrent dans leur approche. Le CCPS met l'accent sur la gestion des connaissances et l'accessibilité des informations, l'OSHA souligne l'accès des employés aux informations de base, tandis que l'API 750 met l'accent sur la compilation documentée des informations. Ces approches complémentaires soulignent l'importance d'une gestion proactive de la sécurité des procédés, en fournissant des informations précises et accessibles pour prévenir les incidents.

Tableau I.4 : Analyse des risques des procédés (Process Hazard Analysis)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	Analyse des risques des procédés	elle aide les organisations à évaluer leurs processus et leurs opérations afin d'identifier les risques potentiels. [1]
API 750	Analyse des risques des procédés	une analyse des risques de procédé (PHA) doit être effectuée pour minimiser la probabilité de survenance et les conséquences d'un rejet de substance dangereuse en identifiant, évaluant et contrôlant les événements qui pourraient conduire à des rejets. [13]
CCPS	Identification des dangers et analyses de risques	Identification des risques pour la sécurité des procédés et de leurs conséquences potentielles. Définition des risques posés par ces scénarios de danger. Recommandations pour réduire ou éliminer les dangers, réduire les conséquences potentielles et réduire la fréquence d'occurrence. [14]

Interprétation

Les trois standards soulignent tous l'importance de l'analyse des risques des procédés pour prévenir les accidents et protéger la sécurité des travailleurs et des installations. Ils mettent en avant la nécessité d'identifier les dangers, d'évaluer les conséquences potentielles, et de recommander des mesures de réduction des risques.

Tableau I.5 : Procédures d'exploitation (Operating Procédures)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	Procédures d'exploitation	le travail doit suivre un protocole de sécurité cohérent et bien établi. [1]
API 750	Procédures d'exploitation	des procédures d'exploitation écrites doivent être en place avant le démarrage et doivent être revues et mises à jour en cas de changement de technologie ou d'installations. [13]
CCPS	Procédures d'exploitation	Instructions écrites pour une opération de fabrication qui décrivent comment l'opération doit être effectuée en toute sécurité, expliquant les conséquences d'un écart par rapport aux procédures, décrivant les principales mesures de protection et traitant des situations particulières et des urgences. [14]

Interprétation

CCPS souligne l'importance des instructions écrites détaillées, des mesures de sécurité et des scénarios d'urgence. L'OSHA insiste sur l'application d'un protocole de sécurité cohérent. L'API 750 met en avant la nécessité d'avoir des procédures écrites en place avant le démarrage et de les mettre à jour en cas de changements. En résumé, ces approches soulignent l'importance des procédures d'exploitation claires, sécurisées et évolutives pour garantir des opérations efficaces et sûres.

Tableau I.6.a : Implication des employés (employee involvement)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	Implication des employés	les employés doivent pouvoir accéder, reconnaître et approuver les documents de politique. [1]

Tableau I.6.b : Implication des employés (employée involvement) (Suite)

API 750	N/A	N/A
CCPS	Engagement et implication du personnel	Large implication du personnel d'exploitation et de maintenance dans les activités de sécurité des procédés, pour s'assurer que les leçons apprises par les personnes les plus proches du procédé sont prises en compte et traitées. [14]

Interprétation

Selon le CCPS, il est essentiel d'impliquer le personnel d'exploitation et de maintenance pour prendre en compte leurs connaissances et les leçons apprises. L'OSHA souligne l'importance de la participation des employés en leur donnant accès aux documents de politique. En revanche, l'API 750 ne mentionne pas explicitement cet élément.

Tableau I.7 : Gestion de la formation (Training Management)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	Gestion de la formation	les employés doivent être correctement formés sur toutes les procédures de sécurité et avoir accès à une formation de recyclage continue. [1]
API 750	Formation	Une formation doit être dispensée à tout le personnel responsable de l'exploitation de l'installation, conformément à ses devoirs et responsabilités. La formation devrait porter sur les procédures d'exploitation, y compris tout changement de technologie ou d'installations. [13]
CCPS	Formation et assurance de la performance	Instruction pratique sur les exigences et les méthodes de travail et de tâche pour tous les travailleurs et vérification que les compétences formées sont pratiquées avec compétence. [14]

Interprétation

CCPS, OSHA et API 750 soulignent l'importance de la formation dans le contexte de la sécurité des procédés. Selon le CCPS, il faut assurer une formation pratique et vérifier la

compétence des travailleurs. L'OSHA insiste sur une formation adéquate et un recyclage continu pour toutes les procédures de sécurité. L'API 750 met l'accent sur la formation du personnel responsable de l'exploitation, en incluant les changements technologiques.

Tableau I.8 : Gestion de la sécurité des sous – traitants (Contractor Safety Management)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	Gestion de la sécurité des sous- traitants	La sécurité des sous-traitants et des sous-traitants doit être couverte par des systèmes de gestion de la sécurité des processus. [1]
API 750	N/A	N/A
CCPS	Management des entreprises contractantes	La gestion des sous-traitants est un système de contrôles visant à garantir que les services sous-traités contribuent à la fois à la sécurité des opérations de l'installation et à la réalisation des objectifs de l'entreprise en matière de sécurité des procédés et de sécurité des personnes. [14]

Interprétation

Le CCPS met en place des contrôles pour assurer la gestion des sous-traitants et leur contribution à la sécurité des opérations, tandis que l'OSHA intègre leur sécurité dans les systèmes de gestion des processus. L'API 750 ne traite pas de ce sujet.

Tableau I.9.a : Intégrité mécanique (Mechanical integrity)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	Intégrité mécanique	Les entreprises sont tenues de suivre et d'évaluer l'évolution des risques de sécurité des équipements. [1]
API 750	Assurance de la qualité et de l'intégrité mécanique des équipements critiques	L'équipement critique d'une installation doit être conçu, fabriqué, installé et entretenu conformément aux exigences de service. Les programmes d'inspection et d'essai des équipements critiques doivent être établis. [13]

Tableau I.9.b : Intégrité mécanique (Mechanical integrity)

CCPS	intégrité et fiabilité	L'élément d'intégrité des biens est la mise en œuvre systématique d'activités, telles que des inspections et des tests, nécessaires pour garantir que les équipements importants seront adaptés à l'application prévue tout au long de leur durée de vie. [14]
-------------	------------------------	--

Interprétation

L'intégrité des biens est abordée par les trois standards. Le CCPS insiste sur les inspections et les tests pour garantir l'adaptation des équipements. L'OSHA met l'accent sur le suivi des risques qui menacent les équipements. L'API 750 souligne l'importance de l'assurance qualité et des programmes d'inspection et d'essai pour les équipements critiques.

Tableau I.10 : Permis de travail (Hot work permit)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	Permis de travail par point chaud	Le travail au point chaud ou d'autres sources d'inflammation nécessite un processus systématique d'autorisation et de surveillance. [1]
API 750	Procédures d'intervention en sécurité	doivent être établies pour assurer la conduite en toute sécurité des activités d'exploitation, de maintenance et de modification et le contrôle des matériaux et substances susceptibles d'affecter la sécurité des procédés. Ces Procédures seront normalement sous forme écrite. [13]
CCPS	Procédures d'intervention en sécurité	Procédures pour entretenir et réparer en toute sécurité l'équipement, telles que les permis de travail, les permis de rupture de ligne et les permis de travail à chaud. Ceci s'applique aux opérations non routinières. [14]

Interprétation

Chacun des trois standards vise à assurer la sécurité lors des opérations. Pour Le CCPS, l'entretien sécurisé de l'équipement, en incluant des permis de travail pour les opérations non routinières est nécessaire. L'OSHA se concentre sur l'autorisation et la surveillance du travail près des points chauds et des sources d'inflammation. L'API 750 insiste sur l'établissement de procédures d'intervention en sécurité pour des défèrent activités.

Tableau I.11 : Gestion du changement (Management of change)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	Gestion du changement	lorsque les processus changent, les entreprises doivent procéder à un examen systématique de la manière dont les changements affecteront le risque dans l'ensemble de leur installation. [1]
API 750	Gestion du changement	Une installation est soumise à des changements continus qui peuvent introduire de nouveaux dangers ou compromettre les protections intégrées dans la conception d'origine. Des systèmes de gestion des risques de processus appropriés doivent être mis en place pour garantir que les risques associés à un changement sont identifiés et maîtrisés. [13]
CCPS	Management des changements	Processus d'examen et d'autorisation des modifications proposées à la conception, aux opérations, à l'organisation ou aux activités de l'installation avant leur mise en œuvre, et s'assurer que les informations sur la sécurité des procédés sont mises à jour en conséquence.[14]

Interprétation

Selon le CCPS, la gestion du changement implique un processus d'examen et d'autorisation des modifications proposées, avec une mise à jour des informations de sécurité en conséquence. En revanche, l'OSHA accorde de l'importance à l'examen systématique des changements et à leur impact sur les risques dans l'ensemble de l'installation. De son côté, l'API 750 met l'accent sur l'établissement de systèmes de gestion des risques de processus appropriés afin d'identifier et de maîtriser les risques associés aux changements continus.

Chaque approche reconnaît l'importance de gérer efficacement les changements en se concentrant sur des procédures spécifiques et des aspects de sécurité particuliers.

Tableau I.12 : Enquête sur les incidents (Incident investigation)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	Enquête sur les incidents	lorsque des incidents et des quasi-accidents se produisent, les entreprises ont besoin d'un processus systématique pour enregistrer, suivre, enquêter, signaler et analyser ce qui s'est passé. [1]
API 750	Enquête sur les incidents liés aux procédés	L'enquête sur chaque incident qui a entraîné ou aurait raisonnablement pu entraîner un rejet catastrophique doit être effectuée rapidement que possible par une équipe composée d'une personne connaissant bien le processus en cause, les techniques d'enquête et les autres spécialités nécessaires. [13]
CCPS	Investigation des incidents	de signalement, de suivi et d'enquête sur les incidents et les quasi-accidents pour identifier les causes profondes ; prendre des mesures correctives ; évaluer les tendances des incidents ; et communiquer les leçons apprises. [14]

Interprétation

Le CCPS met l'accent sur la gestion des situations d'urgence avec des plans, des ressources et des communications. L'OSHA souligne la nécessité d'avoir un plan de réponse en cas de problème. L'API 750 insiste sur l'établissement d'un plan d'action d'urgence conforme aux réglementations OSHA. Chaque approche reconnaît l'importance de la préparation et de la réponse aux situations d'urgence, mais avec des détails spécifiques et des exigences réglementaires différentes.

Tableau I.13.a : Préparation et réponse aux situations d'urgence (Emergency Preparedness and Response)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	Préparation et réponse aux situations d'urgence	Les organisations doivent avoir un plan de réponse en cas de problème. [1]

Tableau I.13.b : Préparation et réponse aux situations d'urgence (Emergency Preparedness and Response)

API 750	Réponse et control des situations d'urgence	Un plan d'action d'urgence doit être établi conformément aux réglementations OSHA les plus récentes " Plans d'urgence pour les employés et plans de prévention des incendies " (29 Code des réglementations fédérales Section 1910.38(a)) et " Opérations relatives aux déchets dangereux et intervention d'urgence " (29 Code des réglementations fédérales Section 1910.120). [13]
CCPS	Management des urgences et des crises	Plans pour les situations d'urgence possibles qui définissent les actions en cas d'urgence ; ressources pour exécuter ces actions ; exercices d'entraînement ; amélioration continue ; former ou informer les employés, les entrepreneurs, les voisins et les autorités locales ; et les communications avec les intervenants en cas d'incident.[14]

Interprétation

Le CCPS met l'accent sur la gestion des situations d'urgence avec des plans, des ressources et des communications. L'OSHA souligne la nécessité d'avoir un plan de réponse en cas de problème. L'API 750 insiste sur l'établissement d'un plan d'action d'urgence conforme aux réglementations OSHA. Chaque approche reconnaît l'importance de la préparation et de la réponse aux situations d'urgence, mais avec des détails spécifiques et des exigences réglementaires différentes.

Tableau I.14.a : Audits de conformité (Compliance Audits)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	Audits de conformité	les organisations doivent effectuer des audits internes réguliers pour s'assurer que les procédures et les processus sont conformes. [1]
API 750	Audit de système de gestion des risques liés aux procédés	Tous les 10 éléments de la gestion des risques liés aux procédés doivent être audités périodiquement afin de garantir leur efficacité. [13]

Tableau I.14.b : Audits de conformité (Compliance Audits)

CCPS	Audits PSM	Examen critique périodique de la performance du système de gestion de la sécurité des procédés par des auditeurs non affectés au site pour identifier les lacunes de performance et identifier les opportunités d'amélioration, et suivre la fermeture de ces lacunes jusqu'à leur achèvement. [14]
-------------	------------	---

Interprétation

Les trois standards abordent les audits, mais avec des procédures différentes. Selon le CCPS, les audits sont effectués par des auditeurs externes pour examiner la performance du système de gestion de la sécurité des procédés, identifier les lacunes et proposer des améliorations. D'autre part L'OSHA met l'accent sur les audits de conformité internes pour garantir la conformité des procédures et des processus. En revanche, l'API 750 souligne l'importance d'auditer périodiquement les 10 éléments de la gestion des risques liés aux procédés pour assurer leur efficacité.

Tableau I.15 : Secrets commerciaux (Trade secrets)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	Secrets commerciaux	Les employés doivent recevoir une documentation complète sur les matériaux et les processus, même ceux qui sont des secrets commerciaux, pour garantir la santé et la sécurité. [1]
API 750	N/A	N/A
CCPS	N/A	N/A

Interprétation

L'élément "secrets commerciaux" est uniquement appliqué dans le standard de l'OSHA, qui insiste sur l'importance de fournir une documentation complète, même en ce qui concerne les secrets commerciaux, afin d'assurer la santé et la sécurité.

Tableau I.16 : Culture de la sécurité des procédés (Process Safety Culture)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	N/A	N/A
API 750	N/A	N/A
CCPS	Culture	un environnement positif dans lequel les employés à tous les niveaux s'engagent pour la sécurité des procédés. Cela commence aux plus hauts niveaux de l'organisation et est partagé par tous. [14]

Interprétation

Le Standard CCPS met l'accent sur l'importance d'une culture de la sécurité des procédés, où tous les employés s'engagent pour la sécurité à tous les niveaux de l'organisation. En revanche, ni l'OSHA ni l'API 750 n'appliquent cet élément.

Tableau I.17 : Conformité réglementaire et normative (Compliance with Standards)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	N/A	N/A
API 750	N/A	N/A
CCPS	Conformité réglementaire et normative	Réglementations, normes, codes et autres exigences applicables émis par les gouvernements nationaux, étatiques/provinciaux et locaux ; les organismes de normalisation ; et l'entreprise elle-même. Interprétation et mise en œuvre de ces exigences. Comprend des activités de développement pour les normes d'entreprise, et gouvernementales. [14]

Interprétation

Le standard CCPS adopte l'élément « Conformité aux normes et aux réglementations », qui inclue les réglementations gouvernementales, les normes et les codes émis par différentes

entités. Il met l'accent sur l'interprétation et la mise en œuvre de ces exigences, y compris le développement de normes internes et gouvernementales. Tandis que les deux autres standards n'adoptent pas cet élément.

Tableau I.18 : Transparence avec les parties prenantes (Stakeholder Outreach)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	N/A	N/A
API 750	N/A	N/A
CCPS	Transparence avec les parties prenantes	un processus pour identifier, engager et maintenir de bonnes relations avec les groupes de parties prenantes externes appropriés. Cela comprendrait la communauté environnante, les fournisseurs de matières premières, les clients, les agences gouvernementales et les régulateurs, les sociétés professionnelles, les entrepreneurs, etc. [14]

Interprétation

Le standard CCPS adopte l'élément « Transparence avec les parties prenantes », tandis que l'OSHA et l'API 750 ne le mentionnent pas, cet élément met en évidence l'importance d'identifier, d'engager et de maintenir de bonnes relations avec divers groupes externes tels que la communauté environnante, les fournisseurs, les clients, les agences gouvernementales, etc.

Tableau I.19.a : Compétence en PSM (Process Safety Competency)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	N/A	N/A
API 750	N/A	N/A

Tableau I.19.b: Compétence en PSM (Process Safety Competency)

CCPS	Compétence en PSM	<p>Élaborer un programme de formation pour améliorer le niveau de compétence des travailleurs.</p> <p>Élaborer des profils de compétences pour les postes critiques en matière de sécurité des procédés.</p> <p>Évaluer une unité pour déterminer les lacunes en matière de compétences. [14]</p>
-------------	-------------------	---

Interprétation

Le CCPS met l'accent sur l'élaboration de programmes de formation et de profils de compétences pour améliorer le niveau de compétence des travailleurs et identifier les lacunes spécifiques. Cependant, les deux autres normes ne traitent pas cet élément dans leurs standards.

Tableau I.20 : Discipline.

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	N/A	N/A
API 750	N/A	N/A
CCPS	Discipline opérationnelle	<p>Moyens par lesquels les tâches de gestion et d'exploitation nécessaires à la sécurité des procédés sont réalisées de manière délibérée, fidèle et structurée.</p> <p>Les responsables veillent à ce que les travailleurs exécutent les tâches requises et empêchent les écarts par rapport aux performances attendues. [14]</p>

Tableau I.21 : Mesures et indicateurs de performance (KPIs)

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	N/A	N/A
API 750	N/A	N/A
CCPS	KPIs	Indicateurs avancés et retardés de la performance de la sécurité des processus, y compris les taux d'incidents et de quasi-accidents ainsi que des mesures qui montrent dans quelle mesure les éléments clés de la sécurité des processus sont exécutés. Ces informations sont utilisées pour améliorer la sécurité des procédés. [14]

Interprétation

Les standards de l'OSHA et de l'API 750 ne mettent pas en œuvre l'élément des mesures et indicateurs de performance. Par contre, le CCPS intègre cet élément en vue de suivre la performance de la sécurité des procédés grâce à l'utilisation d'indicateurs avancés et retardés. Ces indicateurs comprennent les taux d'incidents et de quasi-accidents, ainsi que des mesures évaluant l'exécution des éléments clés de la sécurité des procédés. Ces informations sont d'une importance cruciale pour améliorer la sécurité des procédés.

Tableau I.22.a : Examen de la sécurité avant le démarrage (Pre-Startup Safety Review).

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	Examen de la sécurité avant le démarrage	les entreprises sont tenues d'évaluer en profondeur les installations nouvelles ou modifiées avant que des substances dangereuses ne soient introduites sur le lieu de travail. [1]
API 750	Examen de la sécurité avant le démarrage	Des examens de sûreté préalables au démarrage doivent être effectués pour les installations nouvelles et modifiées. [13]

Tableau I.22.b : Examen de la sécurité avant le démarrage (Pre-Startup Safety Review)

CCPS	Préparation opérationnelle au démarrage	garantit que les procédés à l'arrêt sont vérifiés comme étant en état de redémarrer en toute sécurité. Cet élément concerne les redémarrages à partir de tous les types de conditions d'arrêt et tient compte de la durée pendant laquelle le procédé est resté à l'arrêt. [14]
-------------	---	---

Interprétation

Le CCPS met l'accent sur la "préparation opérationnelle au démarrage", qui consiste à s'assurer que les procédés à l'arrêt sont prêts à redémarrer en toute sécurité, quelles que soient les conditions d'arrêt et la durée de l'arrêt. De même, API 750 requiert des examens de sûreté préalables au démarrage pour les installations nouvelles et modifiées. En revanche, l'OSHA souligne la nécessité d'effectuer une évaluation approfondie des nouvelles installations ou des modifications avant l'introduction de substances dangereuses sur le lieu de travail.

Tableau I.23 : Revue de la direction

Standard	Désignation	Contenu
OSHA	N/A	N/A
API 750	N/A	N/A
CCPS	Revue de la direction	la pratique des responsables à tous les niveaux consistant à définir les attentes et les objectifs de sécurité des processus avec leur personnel et à examiner les performances et les progrès vers ces objectifs. Peut avoir lieu lors d'une réunion du personnel ou d'une « équipe de direction » ou en tête-à-tête. Peut être facilité par le responsable de la sécurité des processus, mais appartient au supérieur hiérarchique. [14]

Interprétation

Le CCPS accorde une importance au "revue de direction et amélioration continue", en encourageant les responsables à collaborer avec leur personnel pour établir des objectifs et suivre les progrès. En revanche, cet élément n'est pas abordé dans les standards de l'OSHA et de l'API 750.

Conclusion

Le PSM est une variante du Système de Management global, basée sur un cycle de vie similaire, dont les phases suivent un ordre chronologique identique, à savoir la planification, l'implémentation, la vérification et la revue, regroupées sous l'acronyme PDCA (Plan/Do/Check/Act).

Ce système peut être considéré comme un concept car il peut varier d'une organisation à l'autre ainsi que d'une entreprise à l'autre, que ce soit dans la façon dont elles définissent leur système, le nombre d'éléments qui le composent et/ou les aspects sur lesquels chaque élément se concentre. Cette diversité est principalement due aux études menées par les différentes organisations en compétition pour développer un système de PSM plus complet et intégré visant à assurer la prévention et la protection contre les risques majeurs.



Chapitre II

Management de la sécurité des procédés au niveau de l'association In Amenas

Introduction

Après une brève description du site, nous présenterons dans le présent chapitre le système PSM mis en place au niveau du champ Tiguentourine lequel a été implémenté au début du projet. Nous allons ainsi prendre connaissance du standard management de l'intégrité (IM) et clarifier la relation entre les deux systèmes (IM et PSM)

Il est à signaler que ce système a été établi sur la base des standards internationaux (OSHA, CCPS,).

II.1. Présentation du site Tiguentourine

II.1.1 Description du site

In Amenas (IA) est le plus grand développement de champ de gaz humide en Algérie, conçu pour produire une moyenne annuelle de 28,2 millions de m³ standard/jour de gaz brut. Le champ d'application du développement initial, qui fut achevé en 2006, comprenait dix (10) puits de production, un système de collecte de la production, une installation centrale de traitement (Central Processing Facility - CPF), trois canalisations d'évacuation de produit et toutes les infrastructures de développement y afférentes.

Le projet a démarré le mois d'avril 2006, ça capacité de production est portée à :

- ♣ Gaz brut : 20 millions SM3 par jour
- ♣ Charge traitée : 18.7 millions SM3 par jour

Commercialisation :

- ♣ Gaz résiduel : 16.89 millions SM3 par jour
- ♣ GPL : 1508 T par jour
- ♣ Condensat : 1747 T par jour

II.1.2 Historique de découverte

Le champ de Tiguentourine a été découvert en 1957. Le puits TIG 2 l'un des premiers puits forés, a révélé une importante quantité de gaz humide dans le cambro-ordovicien, suivi de plusieurs autres puits producteurs appartenant à la SONATRACH, à l'arrivée de l'association SONATRACH/BP/STATOIL en 1998, cette dernière a transformé ces puits SONATRACH en monitoring et a commencé le développement du champ par le forage et la ré-complétion de nouveaux puits. Actuellement le gaz humide est extrait de plus de 35 puits du champ de Tiguentourine, et traité dans l'installation centrale de traitement (CPF) par élimination d'eau, le dioxyde de carbone, l'hydrogène sulfuré, le monoxyde de carbone et le mercure.

II.1.3 Situation Géographique

Le champ de Tiguentourine est situé dans la partie Sud du bassin d'Ilizi, à environ 850 Km au Sud de la ville de Hassi Messaoud et à 40 Km au Sud-ouest de la ville d'In Amenas.

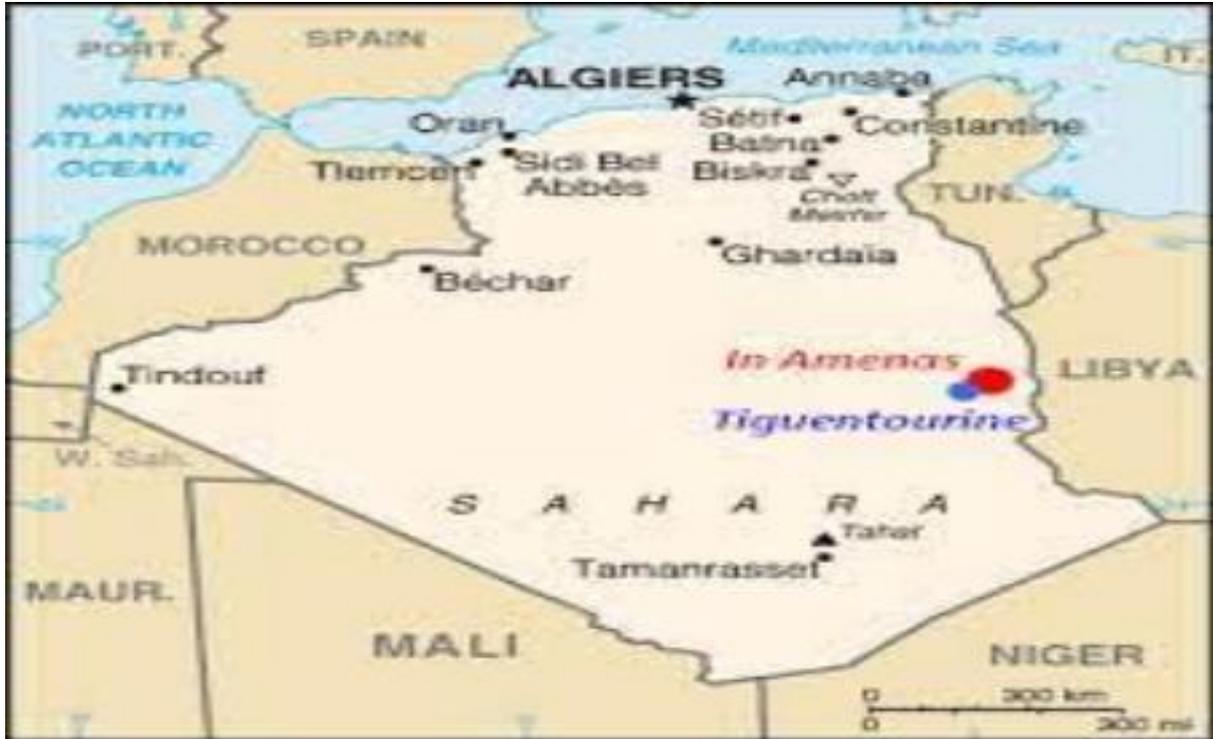


Figure II.1: Situation géographique du champ Tiguentourine

II.1.4 L'organigramme du champ

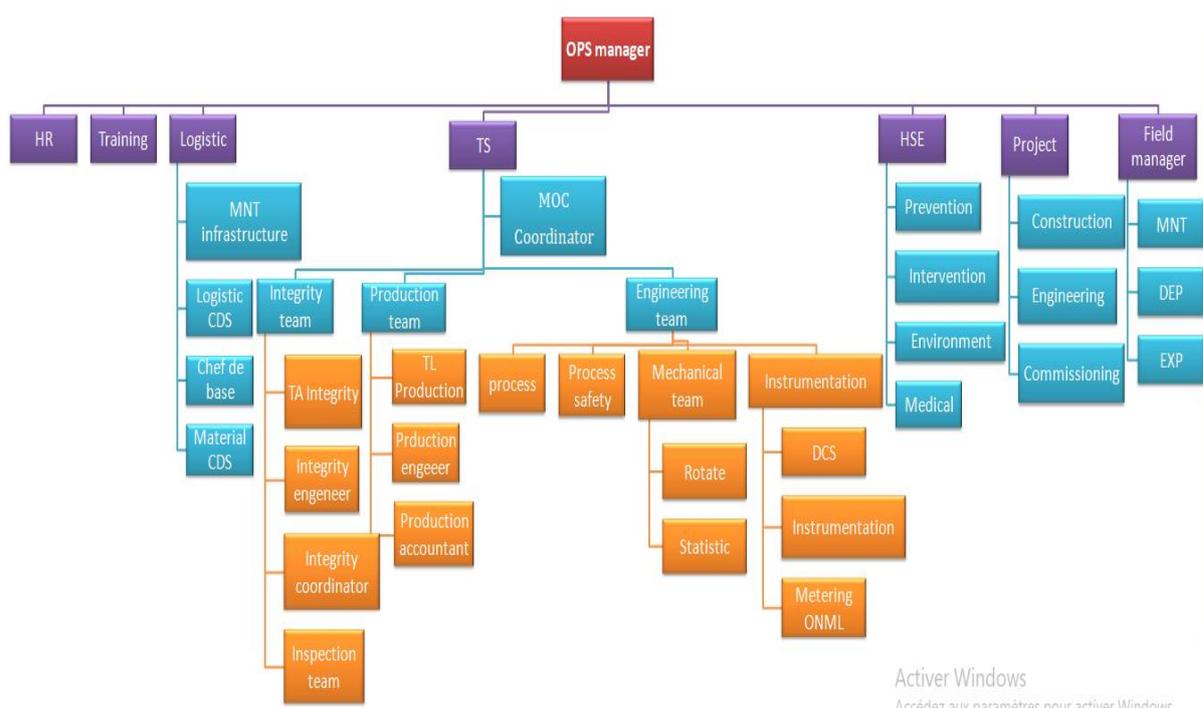


Figure II.2 : l'organigramme du champ IA.

II.1.5 Description du Process de production

a. Présentation du "Central Processing Facilities (CPF)" :

Le CPF est composé des sections suivantes :

- Installation de reception.
- Trois trains identiques de traitement.
- Section de compression de gaz résiduel
- Section de stockage et expédition de gaz pétrolière liquéfié (GPL) et condensat.
- Les utilités communes et de process.

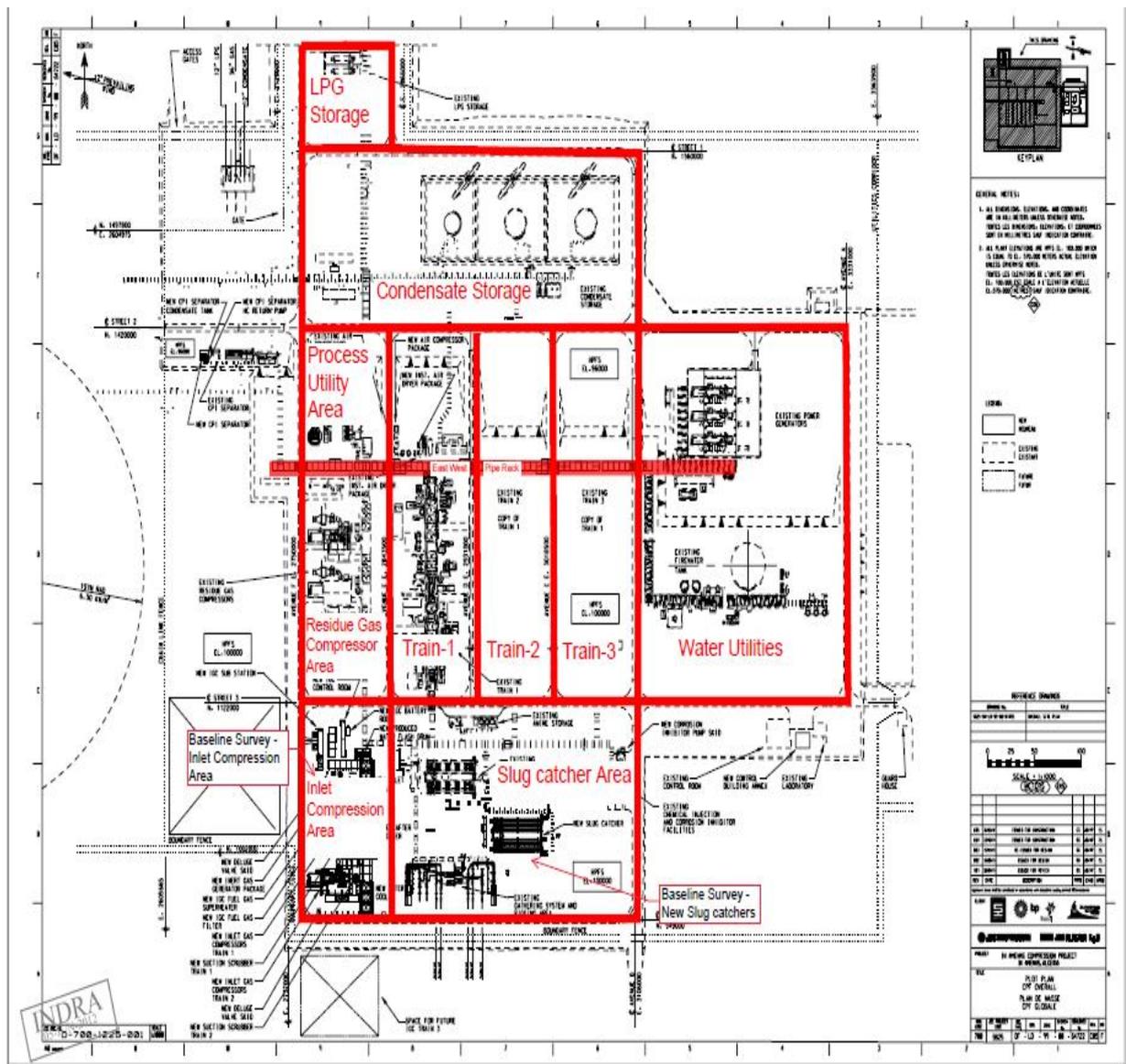


Figure II.3: plan de masse.

b. Principe de traitement

Le champ de Tiguentourine est constitué de 44 puits producteurs, d'une profondeur maximale 3890 m, d'une pression initiale d'environ 220 bar et d'un potentiel de 30 MSm³/jours de gaz humide, permettant d'exploiter un réservoir de gaz humides contenant essentiellement du gaz C₁, C₂ et du C₃ et C₄ mais aussi de l'eau et des hydrocarbures lourds (C₅₊).

L'unité Process s'occupe des procédés de séparation des différents dérivés du gaz extrait des puits puis envoyé au CPF dans le but d'en extraire les produits finis.

Il est nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

- ✗ L'hydrogène sulfuré (**H₂S**) : toxique, corrosif et contient plus de 2 ppm / Volume la teneur acceptable pour les spécifications de transport.
- ✗ Le dioxyde de carbone (**CO₂**) : corrosif surtout avec l'existence de l'eau libre et de pouvoir calorifique est nulle solidifier à basse température dans le système cryogénique (danger pour la machine turbo-expander). La teneur en CO₂ à moins de 2% mole (les spécifications de transport).
- ✗ Le mercure (**Hg**) : éviter la fragilisation des métaux en aluminium et la corrosion par amalgamation. Minimise la teneur de mercure <10 ng/Sm³.
- ✗ L'eau (**H₂O**) : éviter la formation des hydrates surtout au niveau de la boîte froide et protéger les équipements et les pipelines de transport contre la corrosion et le phénomène de givrage pendant la saison d'hiver.

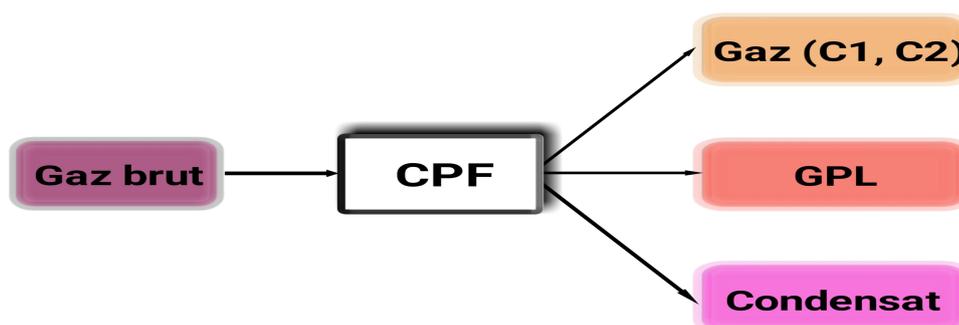


Figure II.4 : Organigramme des sous-produits du gaz humide.

II.1.6 Division Technical Support (TS)

Durant notre stage nous avons visité la division technical support qui regroupe l'ensemble des méthodes, outils et processus permettant de garantir à un utilisateur la meilleure utilisation possible du service qu'il a acheté.

Technical support doit donc permettre :

- Un diagnostic et une résolution rapide des pannes,
- Une gestion efficace du savoir de l'équipe support,

Pour gérer le CPF, qui fait membrane exécutive du processus en amont qui transforme le gaz naturel brut après sa sortie des puits de production en gaz sec et ses produits dérivés. La division Technical Support comporte plusieurs départements travaillant afin d'assurer une coordination, de façon à ce que le CPF reste constamment en activité.

a. Integrity Team et Inspection

Si la division Technical Support est composée d'une multitude d'organes travaillant en cohésion dans le but de faire avancer l'usine, de produire et d'envoyer le gaz sec, de prévenir et de détecter les anomalies, l'Integrity Team représente le squelette du CPF. L'inspection va être développée ultérieurement dans le titre [Contrôles Non-Destructifs].

- Informer tous les postes impliqués dans la gestion de l'intégrité des procédures et des systèmes mis à jour utilisés pour exécuter et gérer les activités d'inspection.
- Introduire la hiérarchie de documentation utilisée pour construire le système de gestion.
- Introduire les portées, les limites et l'inspection de l'intégrité sur les procédures.

b. Instrumentation

Les process industriels présentent des risques et peuvent être à l'origine d'incidents ayant de graves conséquences pour les personnes ou l'environnement. Les concepteurs de process doivent anticiper les incidents potentiels et mettre en place des mesures de contrôle des risques. N'importe quel système de gestion de process, du contrôle de process de base aux systèmes de sécurité avec instruments, fonctionne de manière fiable uniquement avec une instrumentation également fiable.

Le secteur instrumentation permet de mettre en place des Systèmes de :

-  Contrôle et de surveillance
-  Fire & Gas Functionality (F&G)

c. Production

C'est le service comptable-produits : il est chargé des productions de l'usine (GPL, Condensat, Gaz sec).

Les fonctions principales du service de production sont :

- Les rapports quotidiens, hebdomadaires, mensuels et annuels. Mais aussi, les rapports spécifiques et présentations à SONATRACH et aux actionnaires.
- Préparation du plan d'exploitation à moyen terme pour les cinq prochaines années et prévisions de production à court terme et à long terme.
- Maintien de l'intégrité de la base de données de production et gestion de ses modifications.
- Coordination quotidienne avec le CPF et les sites de puits pour l'optimisation de la production, le suivi de l'export et l'analyse de leurs performances via le logiciel Prosper.
- Surveillance de la qualité des produits exportés et coordonner avec la division concernée en cas de produit hors spécifications.
- Gestion du processus d'amélioration de l'efficacité de la production (PEI), du processus de communication avec l'équipe commerciale et du système de rapport sur les perturbations de la production (PUR).
- Modélisation du réseau du système de collecte en coordination avec l'équipe Subsurface.
- Direction des stratégies de réduction des émissions de CO₂ au sein de l'INA JV-GAS.

d. Process

L'unité Process s'occupe des procédés de séparation des différents dérivés du gaz extrait des puits puis envoyé à la CPF dans le but d'en extraire les produits finis.

e. Process Safety

Le Process Safety est un cadre discipliné gérant de l'intégrité technique et opérationnelle des systèmes et des processus manipulant des matières dangereuses, appliquant de bons principes de conception, d'ingénierie et de bonnes pratiques d'exploitation et d'entretien. Il traite de la prévention et du contrôle des événements susceptibles de libérer des substances et des énergies dangereuses. De tels incidents pourraient finalement entraîner des accidents majeurs, y compris des décès, des blessures, des dommages matériels, une perte de production ou des dommages environnementaux. Les objectifs du Process Safety sont donc de :

- Prévenir les blessures humaines et les décès.
- Contourner les catastrophes majeures impliquant des rejets catastrophiques de produits chimiques toxiques, réactifs, inflammables ou explosifs
- Produire des produits de haute qualité, dans les délais et à moindre coût.

f. Management of Change (MOC)

La gestion du changement est un concept qui fait référence à des efforts continus, qui visent directement à l'amélioration des conditions de travail des différentes organisations, et cherche à les faire passer d'une situation à une autre. C'est en introduisant toutes les stratégies modernes au travail, résoudre les problèmes de manière créative, Mobiliser les efforts collectifs, et travailler au sein d'équipes harmonieuses et harmonieuses pour atteindre différents objectifs.

A In Amenas (IA), le processus MOC décrit les exigences en vigueur et processus MOC général à utiliser pour la planification et la mise en œuvre des changements. La procédure MOC à IA a été établie pour contrôler les changements, définir les responsabilités de chaque partie du processus MOC et de s'assurer que tous les changements dans l'IA répondent aux exigence suivante :

- Ne pas compromettre la santé et la sécurité du personnel ou l'environnement
- Ne pas compromettre 'intégrité mécanique de l'IA
- Ne pas compromettre pas l'opérabilité, la maintenabilité et la fiabilité de l'IA installations
- Fournir les performances et la valeur demandées dans les délais et coûts convenus

g. Mécanique

Partout où il y a des machines, des instruments, des mouvements ou échanges de forces et d'énergies, il y a des ingénieurs en mécanique pour les concevoir, les installer, les utiliser et les perfectionner. Dans IA, la production des biens de consommation nécessite des équipements et des procédés de fabrication de plus en plus complexes. Les ingénieurs mécaniques dans la JV GAS, au sein du département Technical Support s'occupent de :

- ❖ L'analyse des machines rotatives et statiques au CPF.
- ❖ Contrôle et suivi des équipements sur terrain.
- ❖ La maintenance corrective et conventionnelle.
- ❖ Travailler sur le boosting (augmenter la pression du gaz en cas de besoin en jouant sur le rapport pression/ température).
- ❖ L'étude complète des modifications et des propositions de MOC.

Remarque

Les différents équipements pris en charge :

- Équipements statiques : Les bacs, colonnes, réservoirs, les filtres.
- Équipements rotatifs : Turbines, compresseurs, pompes.

II.1.7 La politique HSE d'In Amenas

Dans le but d'éviter les atteintes aux personnes, les biens et à l'environnement, la politique HSE du complexe est basé sur les systèmes suivant :

b. Contrôle du travail (COW) :

C'est un système adapté et approuvé par le management pour contrôler toutes les activités du site, il mène directement à une identification et une évaluation systématique des risques selon la hiérarchie des contrôles convenue par des procédures et bonne pratiques appropriés.

Ce système basé sur deux clés essentielles notamment : procédures (conseils et exigences) et personnes désignées (formés et compétentes).

c. Permis de travail (PTW) :

Est un système de gestion pour assurer la sécurité des personnel, installations et matériels et de travailler de manière efficace selon les procédures et les exigences réglementaires.

Le Système PTW d'IA Ops dispose de deux formulaires PTW principaux :

Permis à chaud : concernant l'activité qui implique de travailler sur les systèmes d'énergie.

Permis à froid : concernant les activités qui n'ont pas des systèmes d'énergie.

Les formulaires de PTW sont accompagnés des certificats suivants :

- Certificat d'espace confiné,
- Certificat d'isolation mécanique/process,
- Certificat d'isolation électrique,
- Certificat d'excavation.

d. Les niveaux d'évaluation des risques (risk assessment)

➤ TRA Niveau 1 :

Est une évaluation générale de la tâche par une Personne Compétente, habituellement la personne responsable de l'exécution du travail en sécurité (Area Authority et/ou Performing Authority), afin de déterminer si les dangers concernés sont significatifs, et dans l'affirmative, si les risques peuvent être maîtrisés de manière adéquate, dans lequel cas un simple Safe Working Practice (SWP) ou un PTW peuvent être utilisés / renseignés.

➤ TRA Niveau 2

Est une analyse exigée lorsque la Personne Compétente considère que la tâche est nouvelle, ou complexe, et que des protections/mesures supplémentaires sont nécessaires afin de diminuer les risques. Lorsque celle-ci est terminée elle vient en complément du PTW.

➤ Evaluation des risques des opérations (ORA)

Utilisé chaque fois qu'un matériel/système opérationnel est employé au-delà de ses paramètres de conception ou lorsqu'un système de sécurité clé est inopérant ou inhibé. Lors de l'exécution d'une ORA, et avant sa mise en œuvre.

➤ Evaluation de Risque Environnemental (ERA)

Est utilisé lorsque l'activité ou les produits employés par IA Operations représentent un risque environnemental, ou lorsque les procédures environnementales ou les normes ne peuvent pas être respectées pour diminuer l'impact environnemental.

e. Règles de sécurité pour sauver des vies (LSR):

Précédées par les BP Golden Rules, les Life-Saving Rules sont nées d'une investigation de l'IOGP (International association for Oil and Gaz Production) visant à :

1. Détecter les accidents de travail les plus récurrents dans cette industrie.
2. Retracer la source de chaque accident jusqu'à la racine l'ayant provoqué.
3. Examiner la récurrence de l'accident puis en faire une règle.

Une présentation de ces règles est donnée ([Voir annexe 2](#)).

II.2 Cadre du PSM au niveau In Amenas

Le système de gestion de la sécurité des procédés (PSM) du champ de Tigentourine contient 10 éléments couvrant divers aspects de la gestion de l'installation d'exploitation et de l'environnement des procédés, comme le montre la figure suivante : [15]

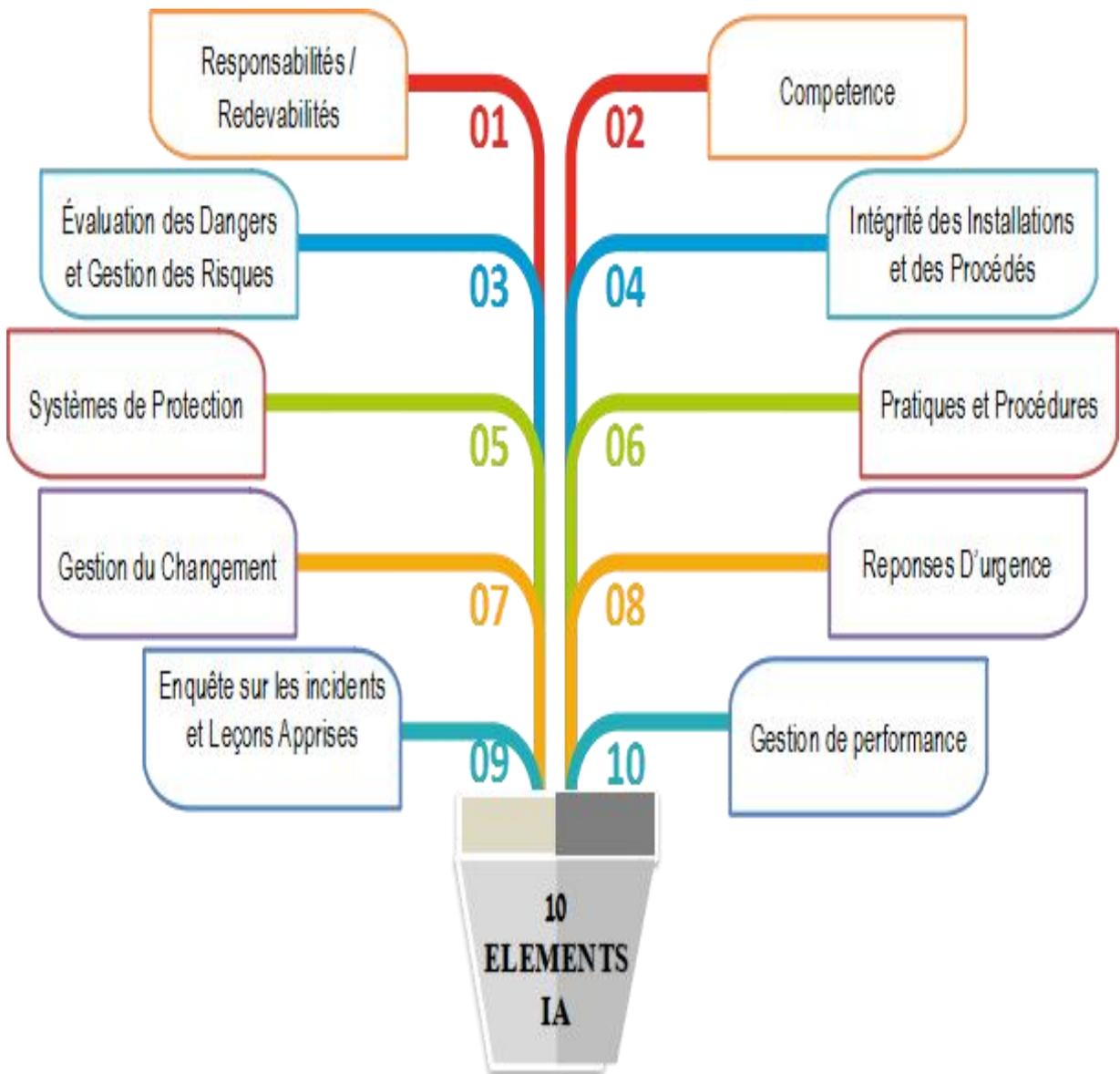


Figure II.5 : Les éléments standards de management d'intégrité.

II.2.1 Les étapes de processus PSIM

La processus PSIM effectuée en passant par les étapes indiquées dans le tableau ci-dessous.[15]

Tableau II.1 : Les 4 étapes de processus PSIM

Processus PSIM	Activités Clés	Eléments
Evaluation des dangers et estimation des risques	<ul style="list-style-type: none"> - Évaluer rôle et responsabilité, - Identifier systématiquement les risques majeurs, - Effectuer les évaluations des risques, - Évaluer la criticité des équipements, - Définie une enveloppe opérationnels sûre. 	1, 3
Développer un plan de gestion des risques	<ul style="list-style-type: none"> - Définie les pratiques et procédures, - Identifier les compétences, - Élaborer un plan de gestion intégrité sur les risques d'équipements, - Élaborer un plan d'intervention d'urgence. 	2, 4, 5, 6,8
Implémenter le plan de gestion des risques	<ul style="list-style-type: none"> - Implémenter le plan de gestion d'intégrité sur les risques d'équipements, - Contrôle et réexamen régulier du plan de gestion d'urgence, - Gestion du changement. 	4, 5, 7,8
Apprentissage et amélioration	<ul style="list-style-type: none"> - Investigation sur les incidents, - La gestion des performances, - Évaluation à partir des KPIs, - Audit et contrôle. 	9 ,10

II.2.2 Description des dix éléments du PSM

Élément 01 : Responsabilités / (Accountabilities)

Identifier les responsables management de l'intégrité technique (TIM), au sein de l'organisation et assurer des points de responsabilité clairs et uniques.[15]

Élément 02 : Compétences

Assurer que tous ceux dont le travail affecte la de la gestion d'intégrité technique connaissent clairement leurs rôles et soient formés et compétents pour les exécuter, et éliminer ainsi le manque de compétence en tant que contributeur possible à tout accident. [15]

Élément 03 : Évaluation des Dangers et Gestion des Risques (Hazard Evaluation and Risk Management)

Exige que y'a des procédures formelles soient en place pour identifier les dangers associés aux opérations normales et anormales, évaluer les risques, documenter formellement ces informations et les communiquer au personnel concerné.

A In Amenas il y a des procédures formelles pour garantir que les dangers résultant d'opérations normales et anormales sont systématiquement identifiés, que des évaluations des risques sont menées et que des systèmes sont développés pour gérer ces dangers. Ces procédures doivent être appropriées et cohérentes avec la complexité de l'opération et les dangers présents

Les rôles et responsabilités en matière d'identification des dangers, d'évaluation des risques et de gestion des risques doivent être définis dans les procédures. .[15]

Élément 04 : Intégrité des Installations et des Procédés

Éviter la perte de confinement et d'autres défaillances, y compris l'intégrité structurelle, en s'assurant que les installations et les processus sont aptes au service et fonctionnent dans des limites de sécurité.

IA Operations doit s'assurer que des processus sont en place pour confirmer que les installations et l'équipement sont aptes au service dans le but d'éviter la perte de confinement, de maintenir l'intégrité mécanique et structurelle tout au long du cycle de vie de l'installation. .[15]

Élément 05 : Systèmes de Protection

Protection du personnel, des installations et l'environnement en assurant que les systèmes et dispositifs de protection préviennent, détectent, contrôlent ou atténuent les effets des incidentes gestions d'intégrité technique. Les opérations IA doivent avoir des systèmes de protection installés sur la base des évaluations. .[15]

Élément 06 : Pratiques et procédures

Veiller à ce que les pratiques et les procédures répondent à toutes les exigences techniques pertinentes et soient tenues à jour et accessibles. .[15]

Élément 07 : Gestion des Changements

Veiller à ce que tout changement ayant des implications possibles sur la TIM n'ait pas lieu sans un processus systématique pour examiner son impact et gérer les risques associés. .[15]

Élément 08 : Réponses d'urgences

Assurez une réponse rapide et appropriée à tout incident pour éviter qu'il ne dégénère et pour atténuer les effets sur les personnes, les biens et l'environnement. Les opérations IA développent et maintiennent la gestion des crises et les interventions d'urgence. des plans basés sur l'éventail des dangers et des risques identifiés. .[15]

Élément 09 : Enquête sur les incidents et leçons apprises

Réduction de la probabilité de futurs accidents en investiguant sur les causes de tout incident lie a la gestion de l'intégrité technique et en partageant les résultats. Analyse des causes réelles, en utilisant pour tous les incidents significatifs de sécurité des processus ou de gestion de l'intégrité technique impliquant l'opération. .[15]

Élément 10 : Gestion de performance

Assurer l'efficacité du programme gestion d'intégrité technique en surveillant constamment ses performances Cela comprendra les résultats des évaluations internes et externes, les indicateurs de performance et les indicateurs de performance clés (KPI) et d'autres mesures qui mesureront l'efficacité du programme gestion d'intégrité technique.

Nécessite l'application contrôlée de l'évaluation des dangers, y compris le risque d'accident majeur l'évaluation, la sécurité des procédés et la gestion de l'ingénierie, combinées à l'international, normes reconnues de l'industrie et pratiques d'ingénierie, d'entretien et d'exploitation développé par BP.

II.2.3 Outils d'assurance pour les éléments du PSM à In Amenas

Pour assurer que tous les éléments du Système PSM sont efficaces, IA mettre en places des outils (Procédures et système) qui sont représentées dans le **Tableau II.2**

Tableau II.2.a : Outils d'assurance pour les éléments du PSM à In Amenas.

Éléments PSM	Outils / Procédures et système
<p>Élément 01 Responsabilités / Accountabilities</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Identification claire des taches, rôles et responsabilités à travers les fiches de poste, • Un registre des autorités techniques.
<p>Élément 2 Compétences</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Système CMAS, ▪ Les formations et évaluation basée sur les compétences, ▪ Vérification des qualifications et de l'expérience des autorités techniques, ▪ Programme de formation et de développement des ingénieurs.
<p>Élément 03 Évaluation des Dangers et Gestion des Risques</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Réunion mensuelle du PIMS avec l'équipe de gestion du site, (Voir annexe 3) ▪ Études d'identification des risques liés au nombre (HAZID), ▪ Etudes de danger et d'opérabilité (HAZOP), ▪ Analyse de la couche de protection (LOPA), ▪ Analyse des risques de défaillance (FRA), ▪ Évaluation des risques liés à la tâche (TRA), ▪ Évaluation des risques opérationnels (ORA).
<p>Élément 04 Intégrité des Installations et des Procédés</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Procédure de gestion du cycle de vie des équipements critiques pour la sécurité, ▪ Système informatisé de gestion de la maintenance (CMMS), ▪ Stratégie de maintenance préventive et corrective, ▪ Examen de la sécurité avant le démarrage, ▪ Inspections ATEX des installations effectuées.
<p>Élément 05 Système de protection</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Philosophie ESDV valves, ▪ Système Fire Water.

Tableau II.2.b : Outils d'assurance pour les éléments du PSM à In Amenas. (Suite)

Éléments PSM	Outils /Procédé et système
<p>Élément 06 Pratique et procédure</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ S'assurer que les pratiques et les procédures pour le cycle de vie complet des actifs, y compris les STP, les SOMP, les P&ID et les dessins conformes à l'exécution, sont à jour, exactes, documentées et approuvées par la personne responsable identifiée par le directeur général, ▪ Pratiques techniques du site STP's, ▪ Procédures d'exploitation et de maintenance du site SOMP's,
<p>Élément 07 Gestion du changement</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Un système MOC pour les modifications temporaires et permanentes de la technologie, des installations, de l'équipement, des opérations et de l'organisation afin d'assurer une intégrité technique continue et un fonctionnement sûr
<p>Élément 08 Réponse d'urgence (gestion d'urgence)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Procédure d'intervention d'urgence, ▪ Exercice sur table de formation en intervention d'urgence et exercices de scénarios simulés, ▪ Formation au commandement et au contrôle, ▪ Conseiller d'intervention d'urgence dédié, ▪ Équipe d'intervention HSE dédiée, ▪ Équipe locale de gestion des incidents.
<p>Élément 09 Enquête sur les incidents et Leçons Apprises</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les investigations sur les causes de tout incident et partager les résultats, ▪ Analyse des causes racines (en anglais RCA) ▪ (Utiliser pour tous les incidents significatifs de sécurité des processus ou de gestion de l'intégrité technique impliquant l'opération.
<p>Élément 10 Management de Performance et Leçons Apprises</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Programme d'audit de conformité ARH, ▪ Réunion mensuelle d'examen des risques PIMS.

II.2.4 Réparation des éléments PSM dans un cycle de vie d'un projet

Le cycle de vie d'un projet, est accompagné, pas à pas, par le système (PSM), afin que chacune de ses étapes puisse être surveillée et ajustée par les éléments (PSM) adéquats et qui lui correspondent, comme le montre la figure ci-dessous :

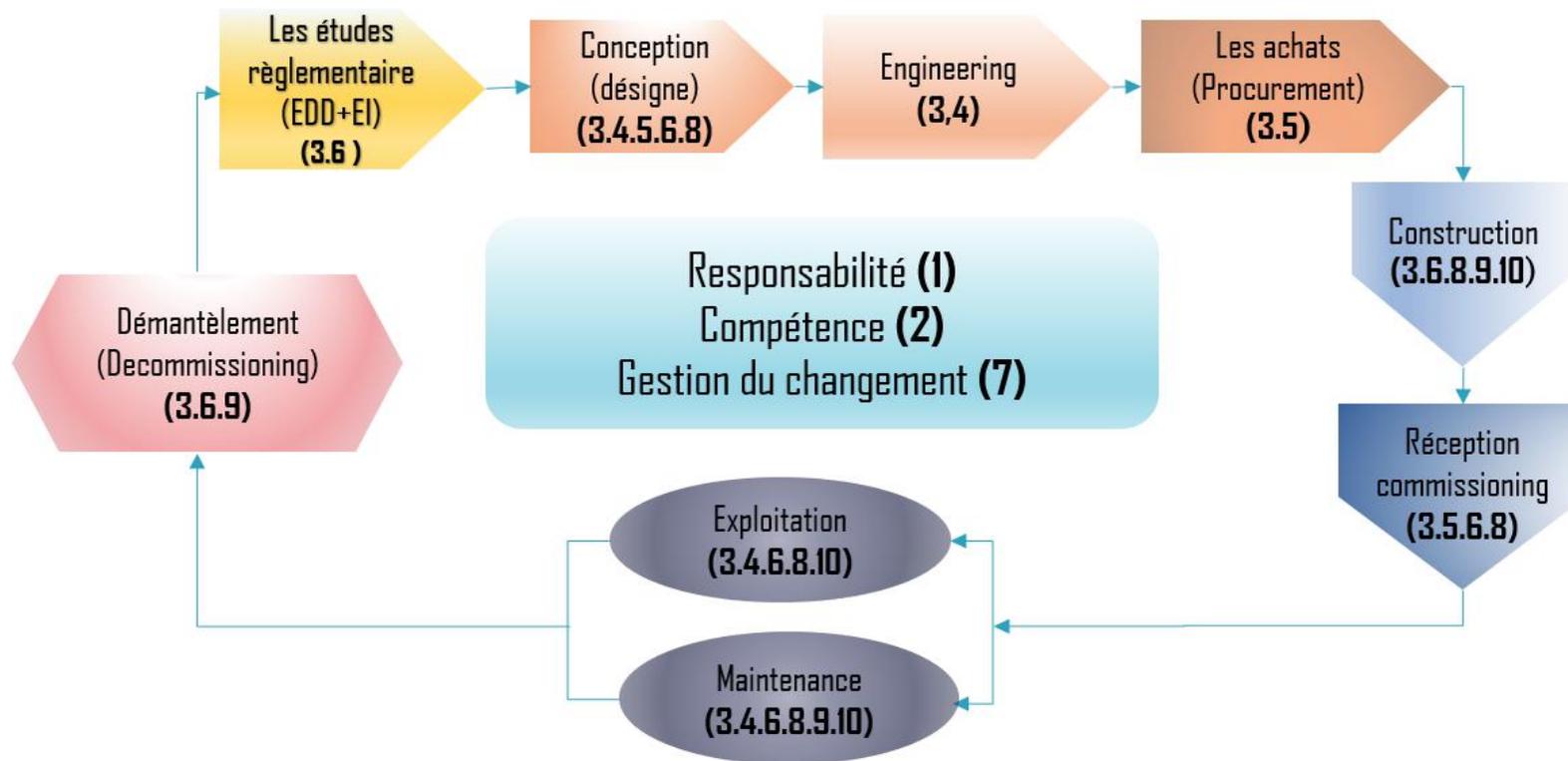


Figure II.6 : Modèle de cycle de vie.

II.2.5 Les indicateurs clés de performance du système

L'identification et la mise en œuvre des indicateurs clés de performance de sécurité de procédés tout au long de cycle de vie d'un procédé est l'un des éléments du pilier d'« apprendre de son expérience ». Cet élément traite les indicateurs à prendre en compte, la fréquence de collecte des données et les actions à prendre pour garantir un fonctionnement proactif, réactif, et efficace du système de management de la sécurité des procédés.

Une combinaison d'indicateurs proactifs et réactifs, est souvent le meilleur moyen, de fournir une image claire et complète de l'efficacité de système de management la sécurité des procédés. [16]

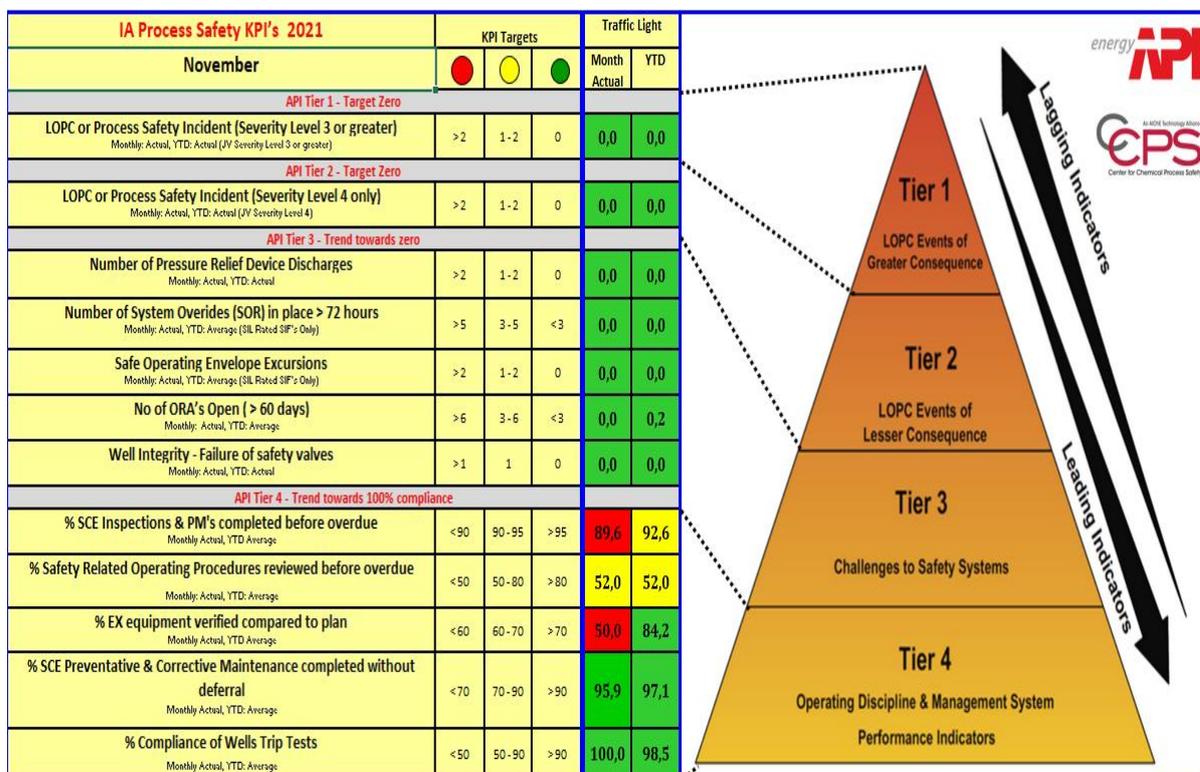


Figure II.7: Tableau de bord (KPI) de suivi mensuel

a. Les indicateurs rétrospectifs (Lagging KPIs)

Ce sont des KPIs axés sur des résultats rétrospectifs ; ils décrivent des événements qui ont eu lieu et peuvent indiquer des problèmes récurrents potentiels tels que : incendies, rejets et explosions, décès ou blessures, atteinte à l'environnement, perte financière, Etc. [16]

Exemple : la survenue d'une suite d'événements tels que : une fuite importante, un éclatement, un incendie puis une explosion au niveau de l'unité indique clairement qu'on est

en présence d'une défaillance affectant les organes du PSM qu'il faut repérer et traiter afin d'éviter les récurrences.

Exemple au niveau du site d'IA : Le 28 janvier 2022 (process Safety événement LOPC -Tier 1)

C'est une fuite de condensat.

b. Les indicateurs prédictifs (leading KPIs)

Ce type d'indicateurs sont plus proactifs et peuvent aider à la prévention des accidents majeurs. Ce sont des indicateurs qui indiquent la performance d'un procédé, d'une discipline opérationnelle ou d'une barrière de protection qui empêche la survenance des incidents

Exemple : l'enregistrement d'un certain nombre de near miss, de Situation Dangereuse, ou de non-conformités, doit nous interpeler pour procéder à une analyse de ces événements potentiellement dangereux, dans le but d'éviter qu'ils ne dégénèrent en aboutissant à des accidents graves préjudiciables pour le personnel et les équipements. C'est de ce fait un travail d'anticipation. [16]

Exemple au niveau du site d'IA Février 2022 PSV craché.

Chapitre III

Gestion du changement

Introduction

Le changement se produit constamment suite à un besoin d'amélioration, mais il modifie également la relation de base entre les composants d'un système (configuration) et introduit de nouveaux modes de défaillance. Cela nécessite la mise en place de la gestion du changement.

La gestion du changement (MOC), est une meilleure pratique utilisée pour s'assurer que les risques pour la sécurité, la santé et l'environnement sont maîtrisés lorsqu'une entreprise modifie ses installations, sa documentation, son personnel ou ses opérations,

Dans ce chapitre nous allons discuter du MOC mis en place à In Amenas

III .1 Gestion du changement

MOC est un concept qui fait référence à des efforts continus visant directement à améliorer les conditions de travail des différentes organisations et à les faire passer d'une situation à une autre. Il s'agit d'introduire toutes les stratégies modernes dans le travail, de résoudre les problèmes de manière créative, de mobiliser les efforts collectifs et de travailler au sein d'équipes harmonieuses et harmonieuses pour atteindre différents objectifs.

III.1.1 Types de changements

Le '**Changement**' signifie tout travail dû à des modifications provisoires ou permanents aux installations, équipements, matériels ou substances, à l'organisation, au personnel, aux systèmes, processus, procédures, ou lois et réglementations, et qui sont gérés par la présente procédure. [17]

- **Modification simple**

Ce type de changement, qui par rapport à son volume (heures de travail, coûts, temps) et sa complexité (technique, risque, HSE) ne nécessite pas de ressources supplémentaires pour la conception, la mise en œuvre et la gestion autres que celles disponibles sur le site d'IA. [17]

- **Modification mineure**

C'est un changement dont la définition pourrait aisément être préparée par le personnel d'ingénierie du site mais qui ne peut pas être exécutée sur le site à cause de la charge de travail, des exigences Engineering Technical Practice (ETP) ou de la complexité de la solution etc. [17]

- **Modification délimitée**

Sa définition est similaire à la modification simple mais nécessite des ressources supplémentaires pour la conception, la mise en œuvre et la gestion par rapport à celles disponibles sur le site d'IA. Un MOC délimité serait typiquement planifié et mis en œuvre avec la participation d'Entreprises et géré par le processus de délimitation décrit dans la procédure Facility Change Process (FCP).

Donc C'est une méthode de gestion qui consiste à concevoir, à contrôler et à mener à bien des programmes de changement radical et de minimiser les risques qui pourraient avoir des conséquences sur les activités de l'entreprise. [17]

III.1.2 Objectifs et importance du MOC

L'objectif principal est de s'assurer que tous les changements soient enregistrés, évalués, autorisés, priorisés, planifiés, testés, mis en œuvre, documentés et revus de manière contrôlée

La gestion du changement permet de maximiser la productivité, d'optimiser le coût de la transition vers de nouveaux processus d'entreprise, de gagner des avantages concurrentiels et de surmonter la résistance au changement qui peut se manifester chez les dirigeants et les employés d'une entreprise. [17]

III .1.3 Historique

Selon OSHA 18001 le changement a été considéré comme un danger après avoir constaté que des accidents se produisaient pendant ou juste après le changement,

L'accident Flixborough juin 1974, parmi les accidents qui ont été émis dans le rapport d'investigation, le changement survenu est l'un des facteurs importants qui y ont conduit ; la description de cet accident a été détaillée dans le chapitre I.

L'enquête a révélé les causes principales de l'accident comme suit :

- Une partie importante du processus sur site était l'oxydation du cyclohexane.
- Une série de six réacteurs fonctionnant à 8,6 bars et autour de 155°C reliés par des soufflets de dilatation métalliques.
- Environ deux mois avant l'incident, on a remarqué que le réacteur numéro 5 avait développé une fissure.
- Le processus a été arrêté et le réacteur 5 retiré pour être réparé.

Pour éviter un arrêt à long terme du procédé, une section temporaire de conduite a été ajoutée entre les réacteurs 4 et 6, comme illustré dans la (**Figure III.1.**)

Cette modification (changement) a été développée et mise en œuvre sur site - aucun dessin ou calcul technique n'a été effectué. Cela a été signé par l'ingénieur en chef mécanique par intérim qui ne possédait pas les qualifications ou l'expérience pour occuper un tel poste. [3].

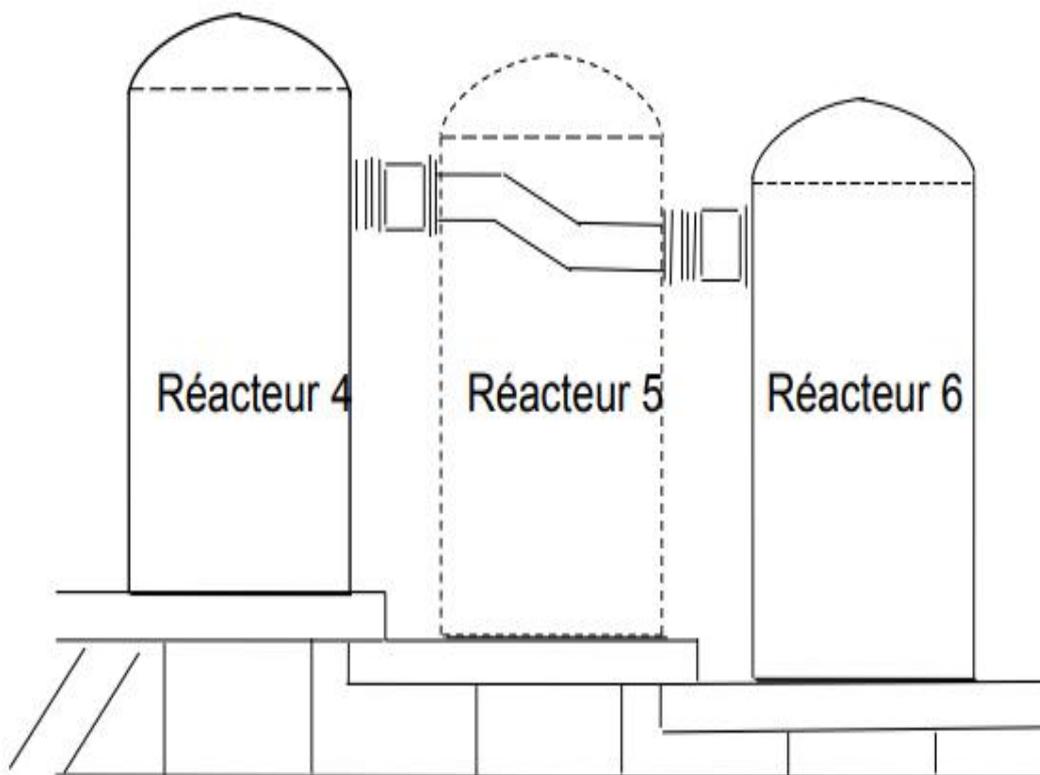


Figure III.1 : Montage du by-pass du réacteur 5.

III.2 Interaction du MOC avec les autres éléments

L'élément MOC a une interaction avec certains des autres éléments du PSM comme illustrée à travers la figure ci-jointe. (**Figure III.2**)

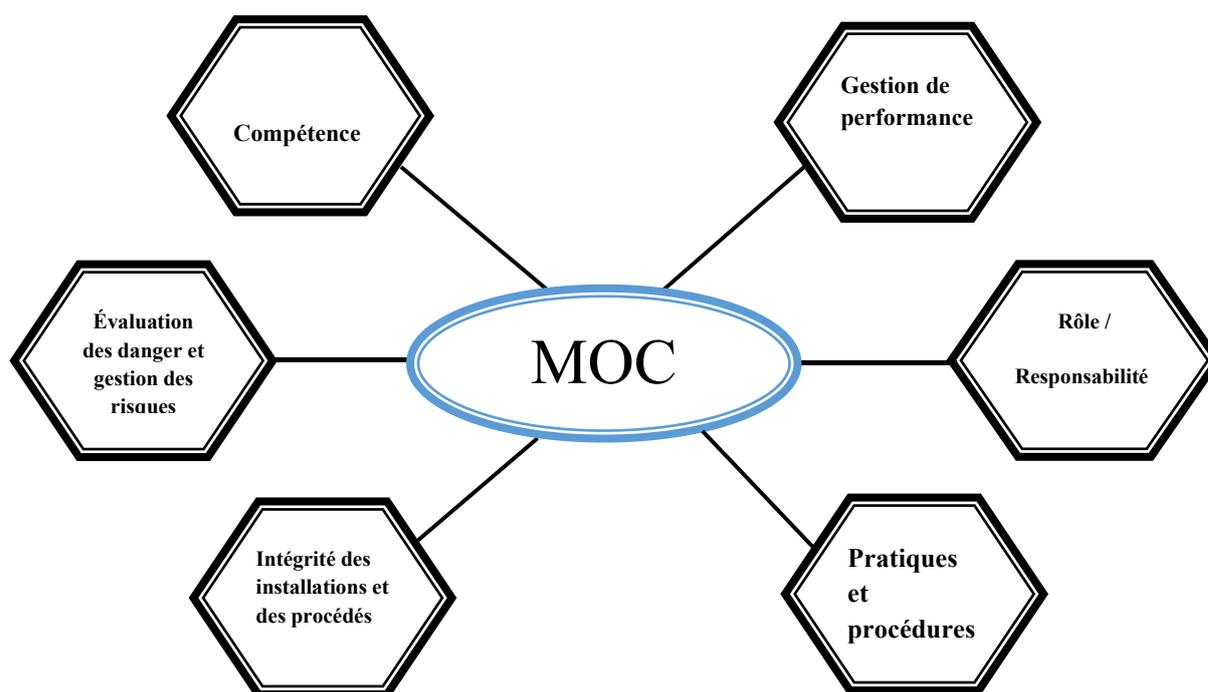


Figure III.2 : Interaction du MOC avec les autres éléments

III.3. Procédure de Gestion du Changement d'In Amenas

Le processus MOC est illustré par l'organigramme du Procédure Général MOC (**Figure III.4**), et fait l'objet d'un suivi pendant toutes les phases par le renseignement du formulaire MOC, présenté en ([Annexe4](#))

'In Amenas' représente le CPF, le Système de Collecte, le Système d'Export, les Puits et toutes les Installations techniques et administratives liées aux Opérations d'In Amenas (OPS)

III.3.1. Champ d'application

Toutes entités et filiales opérant une installation à risques majeurs :

- Installations pétrolières et gazières
- Puits et installations associées et les pipelines [17]

III.3.2 processus MOC

- Les processus de gestion du changement comprennent une séquence d'étapes ou d'activités qui font passer un changement du début à la fin. [18]

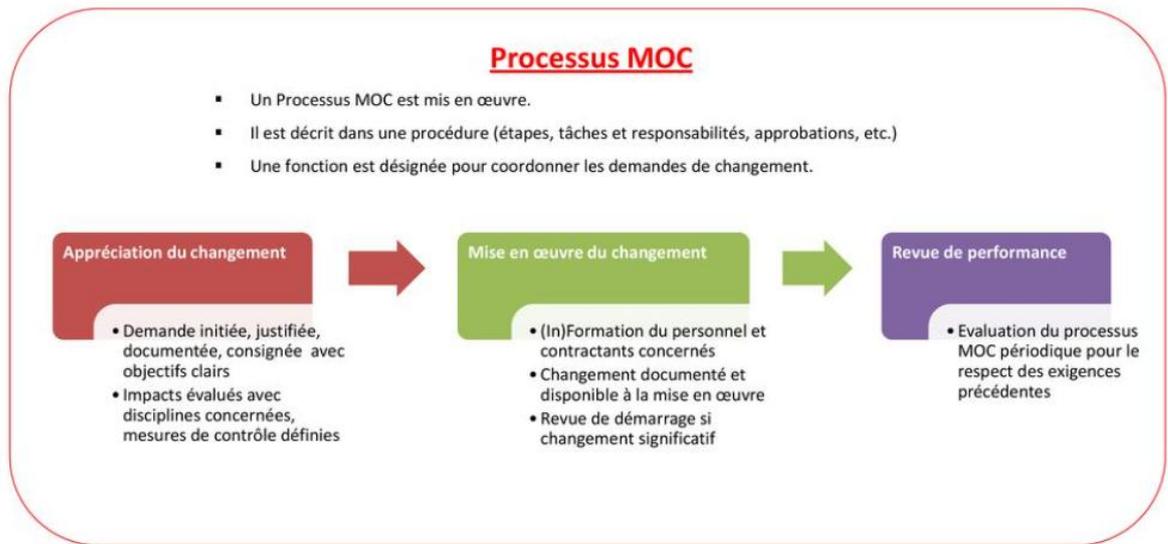


Figure III.3 : processus MOC

Un processus est mis en œuvre pour gérer les changements permanents, temporaires ou des changements urgents qui présentent un impact potentiel sur le niveau de risque HSE et qui concernent :

- Les installations (ex : équipements, procédés, technologies, matériaux, ...)
- Les conditions et procédures opératoire
- L'organisation, y compris le personnel d'exploitation.[18]

III.3.3. Rôles et responsabilité liés à la gestion du changement au niveau d'In Amenas

a. Manager des opérations

En lien direct avec le Chef de Division Technical Support(TS), le manager des opérations préside le comité d'évaluation technique (TEC) auquel les MOC sont approuvés et décide le type de modification, à savoir :

- Modification Simple – à mettre en œuvre avec le personnel du site exclusivement
- Modification Mineure – à mettre en œuvre selon la Minor Modifications Process (avec l'accord de l'Engineering Contractor)
- Modification – qui doit suivre le MOC process complet avec évaluation technique et éventuellement le processus d'acceptation pour modification délimitée, selon son importance.
- Capital Expenditure (CAPEX) ou Operational Expenditure (OPEX) [17]

b. Manager du projet

Responsable de la fourniture des ressources nécessaires pour le processus MOC, y compris les ingénieurs ayant les compétences voulues dans les disciplines concernées. [17]

c. Chef de Division TS

Responsable de l'intégrité du processus MOC et doit assurer la livraison des Modifications Simples affectées au département de Technical Support. [18]

d. Project Engineering Team Leader

Le Project Engineering Team Leader (PETL) attribue les commandes pour la mise en œuvre des MOCs après approbation de la TEC, en veillant à ce que le contracteur d'Ingénierie comprenne les spécifications et intègre correctement les exigences du site. [18]

e. Initiateur

L'Initiateur propose des changements après des investigations approfondies et veille à ce que la documentation requise soit attachée à la proposition de MOC pour approbation avant l'approbation par les TAs pour présentation au TEC.

L'Initiateur assure la présentation d'un dossier complet en phase pré-TEC, sans nécessiter une expertise technique. Ceci est possible en suivant la procédure OQ qui implique les TAs au niveau de la conception et assure une rigueur technique adaptée. Dans de nombreux cas, le TA fournit l'étude conceptuelle mais la responsabilité de présentation du dossier demeure celle de l'initiateur. [18]

f. Autorisateur

L'Autorisateur est le Chef de Division ou Superviseur de l'Initiateur qui endosse la proposition du Changement et la présente à la TEC pour approbation. [18]

g. Autorité de zone (Area Authority)

L'Area Authority est la personne responsable de la zone, le matériel ou le système impliqué par le Changement. La délégation de l'Area Authority doit être enregistrée. [18]

h. Autorité technique (Technical Authority)

Les Changements à IA concernent une ou plusieurs des disciplines suivantes :

Instruments et contrôles, Electricité, Machines Mécaniques Rotatives, Matériel Mécanique Statique y compris les vannes, Pipelines, Structures, Génie civil, Intégrité mécanique, Puits (Senior Petroleum Engineer), Forages et Process.

Les autorités techniques (TAs) sont composées d'ingénieurs ayant l'autorité de valider ou de rejeter les propositions de modification dans leur discipline respective. Ils peuvent également formuler des recommandations si nécessaire.

Les TAs doivent assister à la réunion pré-TEC pour examiner et approuver les propositions de MOC. Si toutes les disciplines d'ingénierie ne sont pas représentées par un TA au sein d'IA, elles doivent être représentées par les groupes technologiques d'exploration et de production de BP/Statoil.

Les TAs non-résidents peuvent être représentés par des TAs du site ou par un ingénieur de projet selon les besoins. [18]

i. Job Responsible Engineer (JRE)

Le Job Responsible Engineer (JRE) est l'unique responsable des Changements qui lui sont attribués par le TEC.

Le JRE est responsable de la planification et la mise en œuvre des Changements jusqu'à leur clôture. La planification et la mise en œuvre peuvent également être déléguées ; néanmoins, le JRE devra s'assurer que les MOC ou procédures sont respectées et que les attentes d'ingénierie HSE et autres exigences et pratiques d'IA sont satisfaites.

Le JRE doit s'assurer que les variations par rapport au plan et au budget approuvé sont examinées et approuvées par le PETL.

Le JRE est l'unique point de contact pour les clarifications à l'intention des Entreprises.

Le JRE devra compléter le registre MOC avec la documentation exigée par les MOC sub-procédures et devra participer à la surveillance des coûts et des délais envers IA Project Services.

Le JRE devra contribuer à l'amélioration des pratiques IA par le partage du retour d'expérience de la planification et la mise en œuvre des Changements.

Le JRE doit s'assurer que tout changement/déviations technique qui pourrait mettre en cause l'intégrité sont approuvés par les TAs

Le JRE doit s'assurer que les BP ETP/IA-STP sont respectés. [17]

j. MOC Coordinator

Le MOC Coordinator est responsable de la gestion et de la surveillance du processus MOC, il devra soutenir l'OPS/Projet en matière d'orientation et de coordination dans le cadre du processus MOC.

Le MOC Coordinator doit s'assurer que toute la documentation est en place pour la proposition MOC qui doit être examinée lors des réunions pré- TEC et TEC.

Le MOC Coordinator devra assister le JRE pour le MOC process et assurer la coordination entre le JRE et les contractants.

Le MOC Coordinator assure la coordination pour les propositions de Changements, convoque les réunions TEC, enregistre les décisions du TEC et assure la mise à jour du registre MOC. Pour chaque Changement approuvé, le registre MOC doit conserver le formulaire MOC Form, ainsi que la documentation spécifiée par les sub-Procédures. Le MOC Coordinator est l'unique responsable du registre MOC.

Le MOC Coordinator assure le suivi de la préparation du budget et le dossier de planification et des coûts des Changements.

Le MOC Coordinator doit maintenir et améliorer la procédure et la documentation MOC.

Le MOC Coordinator devra s'assurer de l'approbation du TA avant livraison selon le paragraphe 6.4 clôture.

Le MOC Coordinator devra convoquer une réunion pré-TEC avec les TAs. [18]

k. Services de projet (Project Services)

Project Services est constitué d'un Estimateur, un Ingénieur des coûts et un planificateur.

Project Services assiste par des conseils sur la politique et les procédures JV SCM et assure le soutien au TEC par la fourniture de rapports de coûts et prévisions budgétaires. [17]

l. Contrôleur de document (Document Controller)

Le Document Controller gère les informations d'ingénierie, d'opérations et de maintenance pour IA OPS and Project.

Le Document Controller devra fournir des conseils sur la procédure IA Document Control and Management Procédure,

m. Manager HSE

L'HSE n'étant pas une discipline d'ingénierie, le chef de division HSE est la personne qui, lors de la réunion du CET au sein de la discipline HSE, a le pouvoir d'approuver ou de rejeter une proposition de changement, sur la base du concept du changement, et de signaler si d'autres évaluations des risques HSE doivent être effectuées. [17]

n. Responsable de terrain

Le responsable de terrain est le premier responsable de toutes les zones (CPF, IBO, puits, système de collecte, pipelines d'exportation, BDV, CWA et tous les camps) où les MOC seront mis en œuvre. [18]

III.3.4 Les étapes de la procédure de la gestion du changement.

Le processus de MOC est décrit par l'organigramme général de la procédure MOC (**Figure III.5**), et est suivi par l'utilisation du formulaire MOC à travers toutes les phases suivantes :

a. Initiation

➤ Proposition du changement

Une Proposition de Changement peut être soumise par une personne compétente travaillant à IA, par le renseignement de la partie Initiation du formulaire MOC,

Pour les propositions techniques un Operations Query (OQ) ([voir annexe 5](#)) doit être dressé et le MOC justifié initialement. Une proposition du Changement peut également être dressée pour mettre en œuvre les changements exigés par la Réglementation, une exigence JV ou les questions de garantie.

La partie Initiation du formulaire MOC Form est divisée en trois blocs : un résumé de modification, le processus d'approbation, et la liste de vérification du MOC. Le résumé de modification contient la description globale du Changement proposé, ainsi que la justification de ce Changement, une estimation des coûts, et toute autre information pertinente à l'évaluation de la proposition (par exemple la nécessité et la durée d'arrêt).

Les informations fournies par ce résumé constituent la base de décision pour les TAs avant la présentation au TEC. L'initiateur doit donc fournir suffisamment de détails (par exemple les références des documents, les données numériques) afin de permettre le bon déroulement de l'évaluation. L'Initiateur doit s'assurer que la proposition est qualifiée comme Changement en s'assurant qu'un OQ a bien été mené pour chaque proposition technique, avant la présentation au TEC. La check-list MOC fournie vient en complément de l'évaluation OQ pour d'autres propositions de changements. [17]

➤ Approbation pour la présentation au TEC

L'initiateur devra présenter la proposition de Changement à l'Authoriser et demander son endossement. L'Authoriser devra s'assurer que les informations figurant au formulaire MOC Form sont complètes puis décider d'endosser ou de refuser la proposition.

Tous les TAs doivent examiner les propositions de Changement / MOCs lors de la réunion pré-TEC et les approuver pour présentation au TEC.

Les TA(s) devront évaluer les propositions de Changement par rapport aux rôles et responsabilités de TAs, et prendre la décision d'approuver ou refuser la proposition. Une condition est que le TA ne peut pas à la fois initier et approuver une proposition de Changement.

L'Initiator doit présenter la proposition de Changement à l'Area Authority et lui demander son endossement. L'Area Authority devra évaluer la proposition de Changement selon les rôles et responsabilités de l'Area Authority et prendre la décision d'approuver ou refuser la proposition. L'Authorizer et l'Area Authority peuvent être la même personne.

Si la proposition de Changement n'est pas approuvée à ce stade, elle n'est pas inscrite au registre MOC registre. Le cas peut être clôturé ou modifié selon l'accord entre l'Initiator et l'Authorizer.

Si la proposition de Changement est endossée, l'Authorizer la présente au TEC en notifiant le MOC Coordinator. [17]

b. Approbation par le Technical Evaluation Commette

Le TEC est composé des OPS Manager, Chef de Division HSE, Chef de Division Technical Support, Project Manager, Project Engineer Team Leader et autres sur invitation.

Le TEC est responsable et redevable pour les décisions à chaque étape du processus MOC et doit assurer les ressources et financements nécessaires aux étapes ultérieures.

Le TEC doit examiner les propositions de Changements lors des réunions TEC et décider de les approuver ou de les refuser. Et elle peut également demander des actions spécifiques avant de prendre la décision sur la proposition de Changement et faire des recommandations sur la planification et la mise en œuvre du Changement.

Après l'approbation de la proposition de Changement, la TEC doit décider quelle MOC sub procédure utiliser et spécifier si le Changement doit être traité par la sous-procédure de MOC simple ou délimitée. La TEC doit également endosser le JRE désigné lors de la réunion pré-TEC, et la priorité d'après Matrice de Priorités MOC [17] (voir Annexe6).

- Les MOC sub-procédures utilisées à IA sont illustrées dans la **Figure III.4**

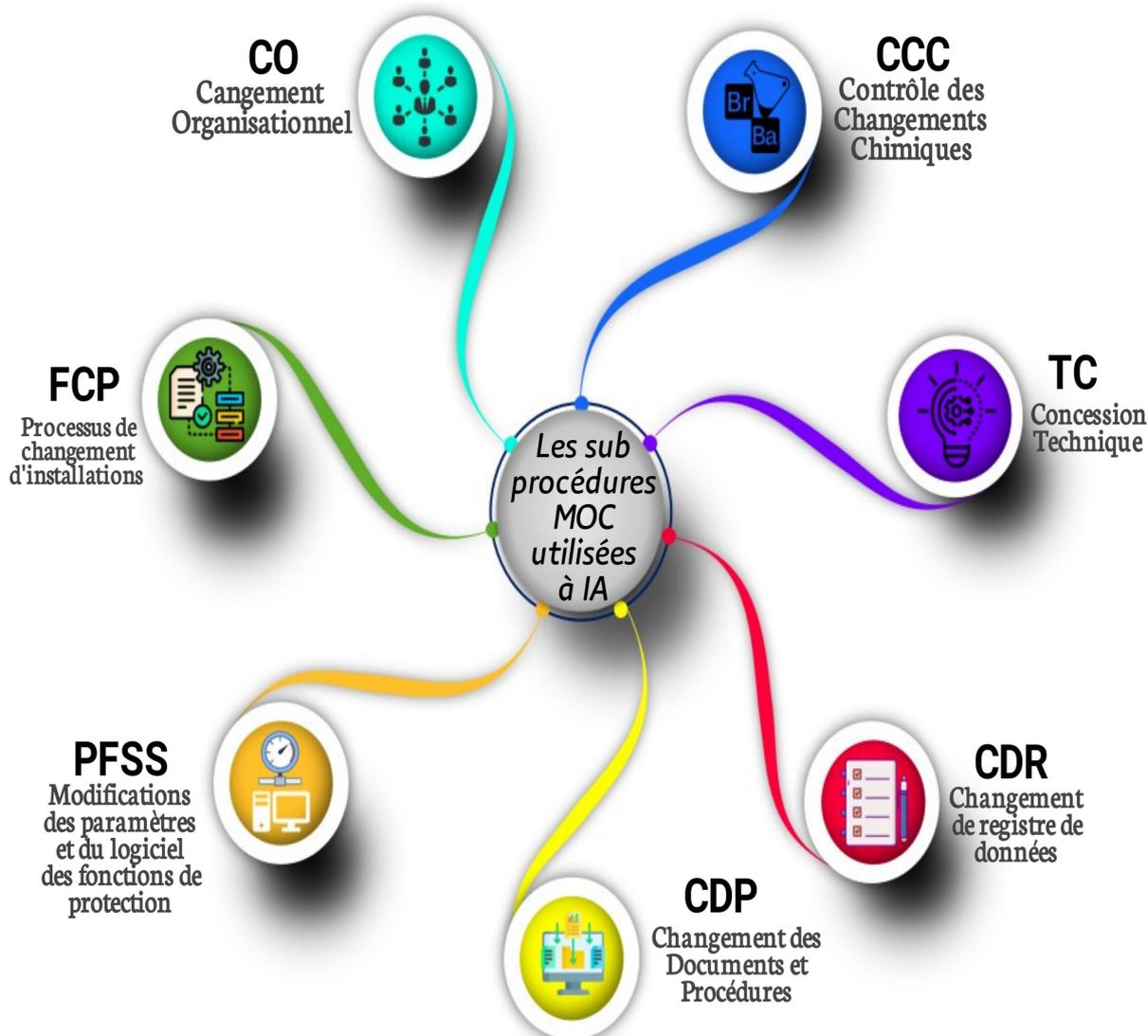


Figure III.4 : sub-procdures IA.

NB : CCC, CO, FCP, TC, PFSS, CDR, CDP, sont des abréviations en anglais (voir tableau d'abréviations)

Le MOC Coordinator doit inscrire les décisions du TEC sur l'exemplaire papier du MOC form

- Si la proposition de Changement est refusée, le MOC Coordinator doit notifier le refus et les raisons de ce refus à l'Initiator, l'Authorizer et l'Area Authority.
- Si la proposition du Changement est approuvée, le MOC Coordinator attribue un numéro de MOC au Changement selon la MOC Numbering Procedure, inscrit le Changement au MOC registre, et notifie les approbations et les recommandations du TEC à l'Initiator, l'Authorizer, l'Area Authority, le JRE, et à Project Services.

Toute décision autre que l'approbation ou le refus doit être notifiée à l'Initiator, l'Authorizer, l'Area Authority, et le JRE, et le cas échéant à Project Services. [17]

c. Planification et mise en oeuvre du Changement

Le JRE désigné est responsable de la planification et de la mise en oeuvre du Changement jusqu'à sa clôture, selon les MOC sub-Procédures, et doit s'assurer que d'autres exigences et pratiques IA sont respectées.

Quelle que soit la sub-procédure utilisée, le JRE doit effectuer une analyse de risque selon les exigences d'IA, et renseigner la Check-list.

Le JRE devra dresser la liste des documents à mettre à jour pour la mise en oeuvre et clôture du MOC.

Le JRE doit maintenir une bonne appréciation de l'envergure du Changement pendant toute la durée de vie du projet, en assurant un dialogue régulier avec l'Initiator, l'Area Authority, les TAs, et autres acteurs concernés.

Avant la mise en oeuvre, les TAs désignés devront signer le MOC afin de matérialiser leur approbation que la définition respecte les normes JV Integrity Management Standards en vigueur. [17]

d. Clôture

Avant la mise en service et la réception des MOCs terminés, les TAs devront certifier que l'installation respecte les normes JV Integrity Management Standards par leur participation à un contrôle ambulant avec liste de contrôle et un examen de la documentation de réalisation.

Lorsque le Changement a été mis en oeuvre et tout travail terminé selon la MOC sub procédure concernée, le JRE est responsable de s'assurer que le processus de mise en service est géré avec rigueur afin de faciliter la remise du Changement à l'Area Authority selon les procédures et pratiques d'IA. [17]

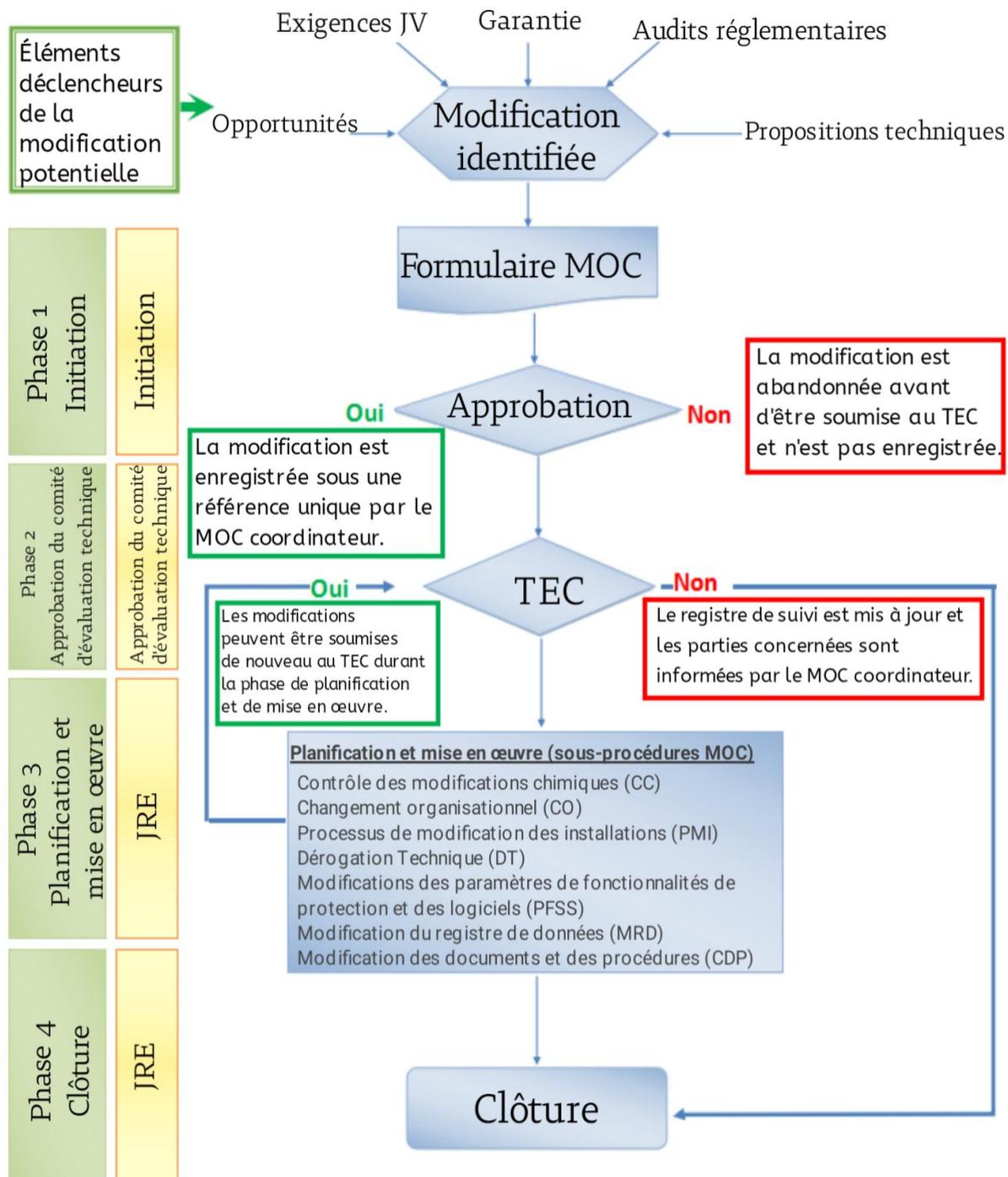
e. Annulation

Le JRE doit demander l'annulation du MOC lorsque celui-ci n'est plus nécessaire ou qu'aucun progrès n'a été réalisé pendant une longue période et qu'il ne sera pas mis en oeuvre.

Le JRE informe le MOC Authorizer et l'area Authority de l'annulation. Si le MOC a généré des dépenses d'investissement (CAPEX), le JRE doit préparer une autorisation de dépenses (AFE) et ses dépenses jusqu'à aujourd'hui pour les présenter lors de la réunion de la TEC. Si le MOC a généré une dépense opérationnelle (OPEX), le JRE doit préparer un document de dépenses à ce jour pour le présenter lors de la réunion de la CET.

Le JRE prépare une présentation de l'annulation pour la réunion de la CET et là CET décide de l'annulation du MOC ou non. Si le MOC est annulé, l'AFE est clôturée, la documentation

est mise à jour si nécessaire et le formulaire MOC est signé pour annulation. Si le MOC n'est pas annulé, le JRE doit suivre les recommandations de la CET. [17]



NB:

- JRE = Job Responsible Engineer (Ingénieur Responsable de la Tâche)
- Dérogation Technique DT (en anglais "Technical Concession [TC]") = C'est une forme d'autorisation donnée pour utiliser un produit (ou un service) qui n'est pas conforme aux exigences spécifiées. Cette dérogation n'est généralement autorisée que dans des limites bien déterminées, de durée, d'espace et d'opération.

Figure III.5 : procédure générale de la gestion du changement

III.3.5 Performance

Le coordinateur MOC doit fournir et maintenir des outils pour faciliter la gestion du MOC registre et pour mesurer la performance du processus MOC dans IA en préparant un MOC KPI mensuel. [17]

Le PETL doit fixer des buts et des critères de suivi des performances pour l'EC et le sous-traitant de l'EP pour la construction en accord avec les objectifs de l'AI. [17]

Cette performance clé vise à donner une indication sur les mises à jour formelles de la documentation (MOCs) clôturés à temps après la mise en œuvre ; la période de mise à jour de la documentation ne doit pas dépasser 90 jours). [17]

Etude de cas

Introduction

Ce mémoire, a pris en charge deux cas d'étude :

- **Cas d'étude Production, intitulé :** « Installation of velocity string in weak wells »

Certains puits de production du champ de Tiguentourine subissent un phénomène de charge liquide. L'épuisement de la pression du réservoir conduit à une faible énergie du fond du trou.

- **Cas d'étude Safety, intitulé :** « 03-ESDV-1068 Valve Soft Seat Material »

03-ESDV-1068 a été retiré pour réparation lors du l'arrêt générale (TAR) commun d'août 2021 alors que le siège souple de soupape se sont avérés mal marqués et non réparables

Il est à savoir que, toute défaillance et /ou Amélioration procèdent pour sa résolution la même procédure de prise en charge ce qui diffère c'est la responsabilité et les actions correctives engagées (partie résolution/vérification/approbation selon le logigramme de traitement de défaillance/Amélioration ci-après et selon la procédure du site 98113

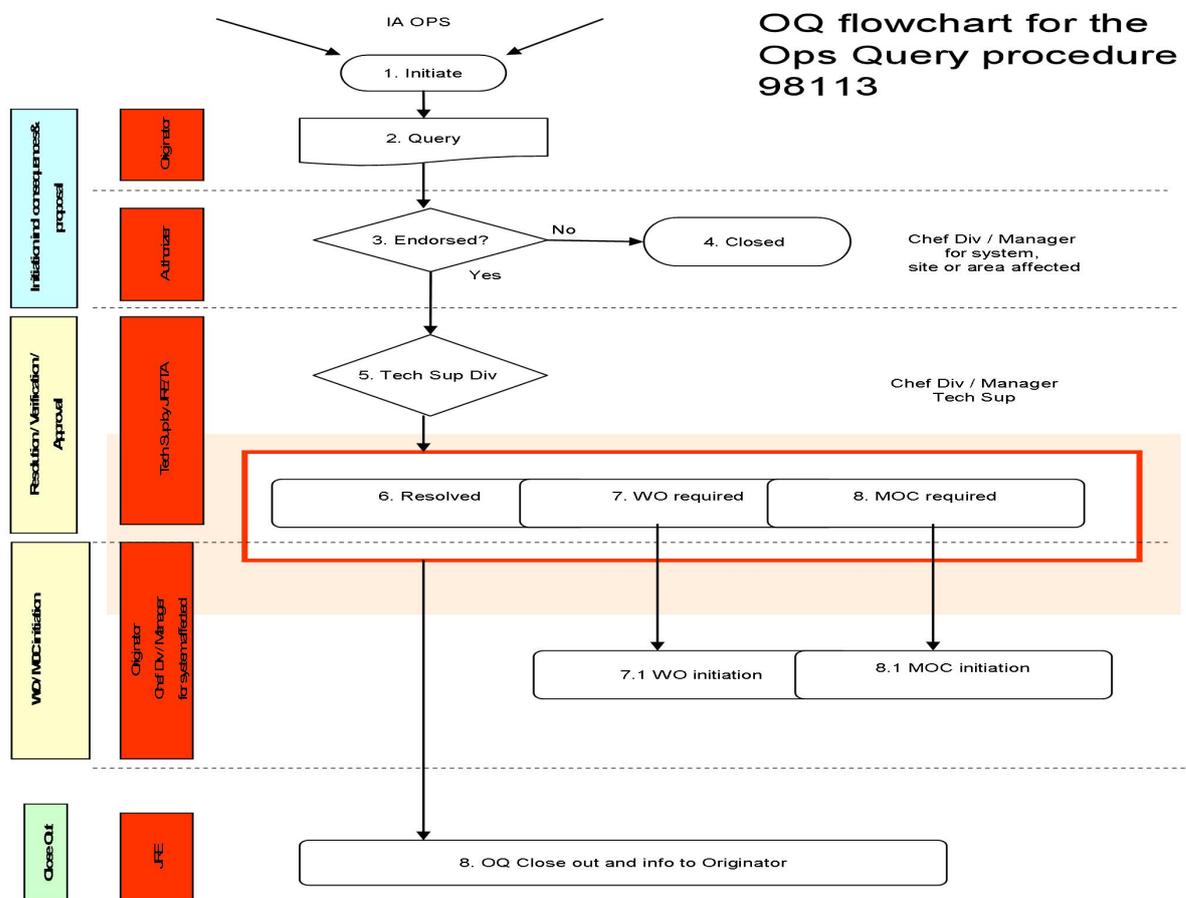


Figure III.6 : procédure de l'OQ

NB.

Afin de préserver la confidentialité de la profession, les noms et signatures ont été omis dans les documents ci-joints.

III.4.2 Cas d'étude Production, intitulé : « Installation of velocity string in weak wells »

		Operations Query		No. OQ-WE-1280	
Originator:		Position: sen pet engineer		Sign	
				Date: 26/12/2019	
Affected system / site / area: Weak wells			Drawing's ref:		
OQ TITLE:		<i>Installation of velocity string in weak wells</i>			
Definition: Some wells are experiencing severe production decline due to the liquid loading phenomena and reservoir pressure drop. To extend the lifespan of these wells a new technique needs to be introduced.			Justification of the OQ:		
Consequences: Continuously he wells decrease production due to hydrostatic column accumulation and impacts on the CPF's feed			HSE <input type="checkbox"/>		
Proposal: Apply the velocity methodology			Production <input checked="" type="checkbox"/>		
			Maintenance <input type="checkbox"/>		
			Cost reduction <input type="checkbox"/>		
			Operability <input type="checkbox"/>		
			Other <input type="checkbox"/>		
Chef Div/Manager name and sign for system affected:		Name /first name		Sign	
				Date: 26/12/2019	
Discipline engineer TECHNICAL RESOLUTION					
As long-term solution, the velocity string methodology was identified to be applied in order to increase the flow velocity to enable liquid to be carried out form the well. This operation consists of running a smaller-diameter tubing string (2", 27/8 or 23/8) with required accessories using coiled tubing services inside the production tubing It is agreed to raise an MOC to address the long-term solutions/mitigations for continue producing the wells this primary being <ul style="list-style-type: none"> - Benefit analysis for applying the velocity string technique, to be prepared by STT - Risk the wells, to be prepared by DEP /Wells TA - Cost analysis: to be prepared by DEP/SST 					
Tech.resolution by					
Verified by TA				Sign	
				Date:	
Approved Technical resolution		Chef Div Tech Support		Sign	
				Date:	
IMPLEMENTATION AND CLOSE-OUT					
Priority (H/M/L):					
WO / MOC REQUIRED		WO: NO		MOC: YES	
				MOC NO.	
BASIS FOR CLOSE-OUT:					
Originator to raise an MOC form					
Closed by (Discipline Engineer/TA)				Sign	
				Date:	
Accepted		CDDTS		Sign	
				Date:	

Figure III.7 : OQ-WE-1280



MOC FORM

TITLE Velocity String Project	MOC no. 1108										
PART 1 – INITIATION MODIFICATION SUMMARY											
Initiator											
Description of the problem or the opportunity											
<p><i>Due to the severity of the pressure decline that the field encountering causing liquid loading inside the tubing; some weak production wells became unable to bring the fluid up to surface with current completion sizes.</i></p> <p><i>Currently these weak wells are producing intermittently as short term solution that require flowing back the well to flare in order to lift the liquid and close it for pressure build up to be put back to stream.</i></p>											
Justification of the modification HSE <input type="checkbox"/> Production <input checked="" type="checkbox"/> Maintenance/reliability <input type="checkbox"/> Cost reduction <input type="checkbox"/> Operability <input type="checkbox"/> Other <input type="checkbox"/>	Cost estimate <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Activity</th> <th style="text-align: right;">Cost (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Design</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Materials</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Construction</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td style="text-align: right;">\$ 9,785,249.21</td> </tr> </tbody> </table>	Activity	Cost (\$)	Design		Materials		Construction		Total	\$ 9,785,249.21
Activity	Cost (\$)										
Design											
Materials											
Construction											
Total	\$ 9,785,249.21										
Description of the proposed modification											
<p><i>As long term solution it was identified to apply the velocity string methodology to some candidate wells, This operation consists of running a smaller-diameter tubing string (2 7/8", 2 3/8" or 2") using coiled tubing services inside the production tubing, the aim of this technique is to increase the flow velocity to enable liquid to be carry out from the wellbore to the surface.</i></p>											
Operations Query (OQ) no. 1280	Warranty Claim (WC) no.										
Permanent change <input checked="" type="checkbox"/>	Shutdown required <input checked="" type="checkbox"/>										
Temporary change <input type="checkbox"/>	If shutdown required, specify at which level										
Duration	<i>An average of one week per well.</i>										
APPROVAL FOR SUBMISSION TO TEC											
All TAs to sign review											
Authorizer <small>Supervisor or Chef de Division of Initiator</small>	<input checked="" type="checkbox"/>	<i>Name</i>	<i>Date</i>								
Area Owner (if different from Authorizer) <small>Responsible for the area or system affected by the modification</small>	<input checked="" type="checkbox"/>										
Instrument and control (TA)	<input type="checkbox"/>										
Distributed Control System (DCS) (TA)	<input type="checkbox"/>										
Electrical (TA)	<input type="checkbox"/>										
Process (TA)	<input type="checkbox"/>										
Mechanical Integrity(TA) (incl. pipes & structure)	<input type="checkbox"/>										
Process Safety (TA)(incl. Technical Integrity)	<input type="checkbox"/>										
Rotating& Static equipts (TA)	<input type="checkbox"/>										
Other (Wells Integrity TA)	<input checked="" type="checkbox"/>										
Comments											

Figure III.8.a : MOC Form 1108



MOC FORM

TITLE Velocity String Project	MOC no. 1108
--------------------------------------	-------------------------------

MOC CONTROL LIST (If the answer is Yes for any item in the following table, an MOC is required)			
No.	Item	Yes	No
1	Change of building materials	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	Change of the pressure, size and the facilities equipment capacity	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	Change caused by an adjustment of a area electrical classification	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	Change of pipe size and its isometric plan	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	Change of the valve type, material, pressure, and size	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	Change of the equipments location or temporary process equipment addition	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	Use of new chemical products or change of an existing chemical product injecting position	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	Change in the safety system	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	Change in the process control system (Software)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
10	Change in the process initial structure	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	Change in the design / operating parameters / operation / utility system	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	Change of the engineering standards and the internal specifications	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	Modifications to electrical systems (Distribution and Supply)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	Change of equipments supplier	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	Change and review of documentation (drawing, specifications)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	Change of the procedures	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	Change of the organisation/staff	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	Change in the facilities (road, surrounding, etc...)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	Change to any software and/or relay protection setting to the electrical system	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20	Others	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

MOC FORM INFORMATION	
File created	File name
File printed	Page number

Figure III.8.b : MOC Form 1108 (suite)



MOC FORM

TITLE Velocity String Project	MOC no. 1108			
PART 2 – TECHNICAL EVALUATION COMMITTEE APPROVAL (to be completed by the MOC Coordinator)				
TEC decision and recommendations:				
Approved To TEC				
Approval Gate 1 (proceed to study) <input type="checkbox"/> Gate 2 (proceed to FEED) <input type="checkbox"/> Gate 3 (proceed to E&P) <input type="checkbox"/> Gate 4 (simple mod., implementation) <input checked="" type="checkbox"/> Rejection - add comments <input type="checkbox"/>	Budget Department OPEX <input type="checkbox"/> CAPEX <input checked="" type="checkbox"/> Preliminary AFE required <input type="checkbox"/> Full AFE required <input type="checkbox"/>			
Sub-procedure FCP Priority	Nominated JRE Sen dep engineer Nominated TA Wells integrity TA			
PART 3 – PLAN AND IMPLEMENT (to be completed by the nominated JRE, for FCP only)				
Statement of Requirements (SOR) / Scope of Work (SOW) check-list (to be completed before issuing to the EP Contractor or to the actual work performer)				
	Yes	No	N/A	
Has the SOR / SOW been clarified with the Initiator?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Has the SOR / SOW been reviewed by the relevant TA's and their comments incorporated?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Have standards and best practices been identified and referenced?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Has the SOR / SOW been verified and approved the TAs (below)?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
HSE, Process Safety and Technical Integrity check-list (to be completed before implementation)		Yes	No	N/A
Have the required risk assessments been identified?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Does this MOC require a HAZOP (or does it affect the existing HAZOP)?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Does this MOC require a HAZID?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Does this MOC require an Environmental Impact Assessment?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Comments				
JRE signature				
APPROVAL FOR IMPLEMENTATION				
Nominated TAs to sign		<i>Name</i>	<i>Date</i>	<i>Signature</i>
Instrument and control (TA) <input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
Distributed Control System (DCS) (TA) <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Electrical (TA) <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Process (TA) <input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
Mechanical Integrity (TA) (incl. pipes and structures) <input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
Process Safety(TA)(incl. Technical Integrity) <input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
Rotating & Static equipments (TA) <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Other (Wells Integrity TA) <input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
Comments				

Figure III.8.c : MOC Form 1108 (suite)



MOC FORM

TITLE Velocity String Project	MOC no. 1108
--------------------------------------	---------------------

CHECK LIST OF CLOSE-OUT DOCUMENTS

MOC CLOSE-OUT DOCUMENTS CONTROL LIST (If yes is ticked, the document has to be updated, to be completed by the nominated JRE)			
No.	Item	Update required	Checked
1	Safety Critical Equipment	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	Integrity Build Activities	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	Safety Integrity Level assessments	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	Performance standards Update-WSSV	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	Maintenance Procedures/Spares Holding Updates	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	Preservation Procedures	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	Operating Procedures Updated	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	Register of Safety Related Devices (RSRD)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	Alarm And Trip Schedules	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
10	Cause and effects	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	Line List	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	Cable schedule	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	Locked Open/Locked Closed Register	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	Fire and GasGA's	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	P&IDs/PFDs/Isometrics	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	Ops/Maintenance Personnel training	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	Chemical Treatment	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	Master instrument List, Master Equipment List & Valve List	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	E-Warehouse/Maximo/Documentum and ACET Updates	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20	Pipeline Exclusion Zones	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
21	Major Accident risk (MAR) Assessment	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
22	Manufacturer Manuals Updated/Amended	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
23	Safety plans and emergency response	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
24	Area Classification	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
25	Others	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

MOC CLOSE-OUT COMMISSIONING CERTIFICATS CONTROL LIST (If yes is ticked, the document has to be issued/signed, to be completed by the nominated JRE)			
No.	Item	Yes	No
1	Handover Management: IRN,SS1,MC1,PL1,PC1,SH1,PP1,NP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	Mechanical Installation: MW1,MP1,MV1,MM1,MH1,MS1,AS1,AS2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	Control Installation:CC1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	Electrical Installation: EE1,EE2,EE3,EE4,EE5,EE6,EE7,EE8,EE9,EE10,EE11,EE12	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	Mechanical Testing: SF1,SL1,JI1,MM2,MH2,SP2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	Control Testing: SC1,SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	Electrical Testing:EE13,EE14,EE15,EE16,EE17	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Figure III.8.d : MOC Form 1108 (suite)

MOC FORM



TITLE	MOC no. 1108
-------	--------------

PART 4 – CLOSE OUT (to be completed by the nominated JRE)

Close out status		
Completed <input checked="" type="checkbox"/>	Fill in the check-list below	
Cancelled <input type="checkbox"/>	Reason for cancellation in comments below	
Transferred <input type="checkbox"/>	Transferred to	

Close out check-list	Yes	No	N/A
Have Safety Reviews / HAZID / HAZOP recommendations been implemented?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Have temporary modifications been removed?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Is the System Handover signed off?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Are Punch List items cleared (including exception items)?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Have documents have been amended to reflect the change?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Have users have been informed and trained?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Comments

Sign-off	Name	Date	Signature
JRE			
Area Owner			
TAs	Sign off of final approval of work pack prior to archive		

Figure III.8.e : MOC Form 1108 (suite)

III.4.3 Cas d'étude Safety, intitulé : « 03-ESDV-1068 Valve Soft Seat Material »

		Operations Query		No. OQ-PR-	
Originator:		Position: IAP Maint Valve specialist		Sign	
Affected system / site / area: CPF Train 3		Drawing's ref: PIC41-0064/03-10-21307			
OQ TITLE:		<i>03-ESDV-1068 Valve Soft Seat Material</i>			
Definition: (include proposed solution)				Justification of the OQ:	
<p>03-ESDV-1068 was removed for repair during common TAR August 2021 as valve was passing. Valve soft seat inserts were found to be badly scored and not repairable. Valve manufacturer has advised this valve design is now obsolete and we did not have in stock any seat assemblies with the same soft seat insert material. The valve was specified with PEEK seat inserts.</p> <p>Proposal: Valve a soft seat assembly with RTFE inserts has been used to repair the valve. The RTFE seat is compatible with service and design temperatures but will wear more quickly and has less abrasion resistance than PEEK. Request to make temporary material change to the valve and a new valve ordered to correct specification for future change at next common system TAR</p>				HSE <input checked="" type="checkbox"/>	
				Production <input type="checkbox"/>	
				Maintenance <input type="checkbox"/>	
				Cost reduction <input type="checkbox"/>	
				Operability <input type="checkbox"/>	
Other <input type="checkbox"/>					
Tech. resolution par JRE		Name/first name		Sign	
Chef Div/Manager name and sign for system affected:		Name /first name		Sign	
Date: 26/12/2019					
JRE TECHNICAL RESOLUTION					
Proposal accepted, a temporary MOC to be prepared and submitted to TEC. The approach to change out the valve model rejected; PEEK insert shall be sourced from another potential supplier					
Tech. resolution by JRE					
Verified by TA				Sign	
Approved Technical resolution		Chef Div /ManagerTech Support		Sign	
				Date:	
IMPLEMENTATION AND CLOSE-OUT					
Priority (H/M/L):					
WO / MOC REQUIRED		WO: Yes/NO		MOC: YES /No	
				WO/MOC NO.	
BASIS FOR CLOSE-OUT:					
<i>MOC to be</i>					
Closed by (Discipline Engineer/TA)				Sign	
				Date:	
Accepted		CDDTS		Sign	
				Date:	

Figure III.9 : OQ RP-1501



MOC FORM

TITLE Temporary seat material for 03-ESDV-1068	MOC no. 1188																																	
PART 1 – INITIATION MODIFICATION SUMMARY																																		
Initiator																																		
Description of the problem or the opportunity 03-ESDV-1068 was removed for repair during Common TAR August 2021 as valve was passing. The valve soft seat PEEK inserts (7A) were found to be badly scored and not repairable. Valve manufacturer has advised this valve design is now obsolete and we did not have in stock any seat assemblies with the same soft seat insert material. The valve was specified with PEEK seat inserts. Valve soft seat assemblies with RTFE inserts has been used for a temporary to repair the valve. The RTFE seat is compatible with service and design temperatures but will wear more quickly and has less abrasion resistance than PEEK																																		
Justification of the modification HSE <input type="checkbox"/> Production <input checked="" type="checkbox"/> Maintenance/reliability <input type="checkbox"/> Cost reduction <input type="checkbox"/> Operability <input type="checkbox"/> Other <input type="checkbox"/>	Cost estimate <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Activity</th> <th style="text-align: right;">Cost (\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Design</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Materials</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Construction</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Activity	Cost (\$)	Design		Materials		Construction		Total																								
Activity	Cost (\$)																																	
Design																																		
Materials																																		
Construction																																		
Total																																		
Description of the proposed modification Request to make temporary material change the valve until valve can be repaired with correct specification seat material at next common system TAR Manufacturer is reviewing spare parts list for all obsolete ball valves where we have low or zero operations stock if they can still supply replacement parts for them																																		
Operations Query (OQ) no. PR-1501	Warranty Claim (WC) no.																																	
Permanent change <input type="checkbox"/> Temporary change <input checked="" type="checkbox"/> Duration	Shutdown required <input checked="" type="checkbox"/> If shutdown required, specify at which level An average of one week per well.																																	
APPROVAL FOR SUBMISSION TO TEC																																		
<i>All TAs to sign review</i>																																		
Authorizer <input checked="" type="checkbox"/> <small>Supervisor or Chief de Division of Initiator</small> Area Owner (if different from Authorizer) Responsible for the area or system affected by the modification <input checked="" type="checkbox"/> Instrument and control (TA) <input type="checkbox"/> Distributed Control System (DCS) (TA) <input type="checkbox"/> Electrical (TA) <input checked="" type="checkbox"/> Process (TA) <input checked="" type="checkbox"/> Mechanical Integrity (TA) (incl. pipes & structure) <input checked="" type="checkbox"/> Process Safety (TA) (incl. Technical Integrity) <input checked="" type="checkbox"/> Rotating & Static equipments (TA) <input type="checkbox"/> Other (Wells Integrity TA) <input type="checkbox"/>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">Name</th> <th style="width: 20%;">Date</th> <th style="width: 50%;">Signature</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td> </td><td> </td><td> </td></tr> </tbody> </table>	Name	Date	Signature																														
Name	Date	Signature																																
Comments																																		

Figure III.10.a : MOC Form 1188



MOC FORM

TITLE Temporary seat material for 03-ESDV-1068	MOC no. 1188
---	------------------------

MOC CONTROL LIST (If the answer is Yes for any item in the following table, an MOC is required)			
No.	Item	Yes	No
1	Change of building materials	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	Change of the pressure, size and the facilities equipment capacity	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	Change caused by an adjustment of a area electrical classification	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	Change of pipe size and its isometric plan	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	Change of the valve type, material, pressure, and size	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	Change of the equipments location or temporary process equipment addition	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	Use of new chemical products or change of an existing chemical product injecting position	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	Change in the safety system	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	Change in the process control system (Software)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
10	Change in the process initial structure	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	Change in the design / operating parameters / operation / utility system	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	Change of the engineering standards and the internal specifications	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	Modifications to electrical systems (Distribution and Supply)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	Change of equipments supplier	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	Change and review of documentation (drawing, specifications)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	Change of the procedures	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	Change of the organisation/staff	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	Change in the facilities (road, surrounding, etc...)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	Change to any software and/or relay protection setting to the electrical system	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20	Others	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

MOC FORM INFORMATION	
File created	File name
File printed	Page number

Figure III.10.b : MOC Form 1188 (suite)



MOC FORM

TITLE Temporary seat material for 03-ESDV-1068	MOC no. 1188																																				
PART 2 – TECHNICAL EVALUATION COMMITTEE APPROVAL (to be completed by the MOC Coordinator)																																					
TEC decision and recommendations: <p style="text-align: center; color: blue;">Approved in TEC le 25/02/2022</p>																																					
Approval Gate 1 (proceed to study) <input type="checkbox"/> Gate 2 (proceed to FEED) <input type="checkbox"/> Gate 3 (proceed to E&P) <input type="checkbox"/> Gate 4 (simple mod., implementation) <input checked="" type="checkbox"/> Rejection - add comments <input type="checkbox"/>	Budget Department: _____ OPEX: _____ <input checked="" type="checkbox"/> CAPEX: _____ <input type="checkbox"/> Preliminary AFE required: _____ <input type="checkbox"/> Full AFE required: _____ <input type="checkbox"/>																																				
Sub-procedure FCP Priority 3	Nominated JRE MNT VALVE SPECI Nominated TA TA technical integrity																																				
PART 3 – PLAN AND IMPLEMENT (to be completed by the nominated JRE, for FCP only)																																					
Statement of Requirements (SOR) / Scope of Work (SOW) check-list (to be completed before issuing to the EP Contractor or to the actual work performer)																																					
Has the SOR / SOW been clarified with the Initiator?	Yes <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>																																				
Has the SOR / SOW been reviewed by the relevant TA's and their comments incorporated?	Yes <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>																																				
Have standards and best practices been identified and referenced?	Yes <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>																																				
Has the SOR / SOW been verified and approved the TAs (below)?	Yes <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>																																				
HSE, Process Safety and Technical Integrity check-list (to be completed before implementation)																																					
Have the required risk assessments been identified?	Yes <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>																																				
Does this MOC require a HAZOP (or does it affect the existing HAZOP)?	Yes <input type="checkbox"/> No <input checked="" type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>																																				
Does this MOC require a HAZID?	Yes <input type="checkbox"/> No <input checked="" type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>																																				
Does this MOC require an Environmental Impact Assessment?	Yes <input type="checkbox"/> No <input checked="" type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/>																																				
Comments _____ _____																																					
JRE signature _____																																					
APPROVAL FOR IMPLEMENTATION																																					
Nominated TAs to sign	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%;"></th> <th style="width: 10%; text-align: center;">Name</th> <th style="width: 15%; text-align: center;">Date</th> <th style="width: 25%; text-align: center;">Signature</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Instrument and control (TA) <input checked="" type="checkbox"/></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Distributed Control System (DCS) (TA) <input type="checkbox"/></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Electrical (TA) <input type="checkbox"/></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Process (TA) <input type="checkbox"/></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Mechanical Integrity (TA) (incl. pipes and structures) <input checked="" type="checkbox"/></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Process Safety (TA) (incl. Technical Integrity) <input type="checkbox"/></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Rotating & Static equipments (TA) <input type="checkbox"/></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Other (Wells Integrity TA) <input type="checkbox"/></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Name	Date	Signature	Instrument and control (TA) <input checked="" type="checkbox"/>				Distributed Control System (DCS) (TA) <input type="checkbox"/>				Electrical (TA) <input type="checkbox"/>				Process (TA) <input type="checkbox"/>				Mechanical Integrity (TA) (incl. pipes and structures) <input checked="" type="checkbox"/>				Process Safety (TA) (incl. Technical Integrity) <input type="checkbox"/>				Rotating & Static equipments (TA) <input type="checkbox"/>				Other (Wells Integrity TA) <input type="checkbox"/>			
	Name	Date	Signature																																		
Instrument and control (TA) <input checked="" type="checkbox"/>																																					
Distributed Control System (DCS) (TA) <input type="checkbox"/>																																					
Electrical (TA) <input type="checkbox"/>																																					
Process (TA) <input type="checkbox"/>																																					
Mechanical Integrity (TA) (incl. pipes and structures) <input checked="" type="checkbox"/>																																					
Process Safety (TA) (incl. Technical Integrity) <input type="checkbox"/>																																					
Rotating & Static equipments (TA) <input type="checkbox"/>																																					
Other (Wells Integrity TA) <input type="checkbox"/>																																					
Comments _____ _____																																					

Figure III.10.c : MOC Form 1188 (suite)



MOC FORM

TITLE Temporary seat material for 03-ESDV-1068	MOC no. 1188
---	---------------------

CHECK LIST OF CLOSE-OUT DOCUMENTS

MOC CLOSE-OUT DOCUMENTS CONTROL LIST (If yes is ticked, the document has to be updated, to be completed by the nominated JRE)

No.	Item	Update required	Checked
1	Safety Critical Equipment	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	Integrity Build Activities	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	Safety Integrity Level assessments	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	Performance standards Update-WSSV	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	Maintenance Procedures/Spares Holding Updates	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	Preservation Procedures	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	Operating Procedures Updated	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	Register of Safety Related Devices (RSRD)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	Alarm And Trip Schedules	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
10	Cause and effects	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	Line List	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	Cable schedule	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	Locked Open/Locked Closed Register	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	Fire and GasGA's	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	P&IDs/PFDs/Isometrics	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	Ops/Maintenance Personnel training	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	Chemical Treatment	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	Master Instrument List, Master Equipment List & Valve List	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	E-Warehouse/Maximo/Documentum and ACET Updates	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20	Pipeline Exclusion Zones	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
21	Major Accident risk (MAR) Assessment	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
22	Manufacturer Manuals Updated/Amended	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
23	Safety plans and emergency response	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
24	Area Classification	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
25	Others	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

MOC CLOSE-OUT COMMISSIONING CERTIFICATS CONTROL LIST(If yes is ticked, the document has to be issued/signed, to be completed by the nominated JRE)

No.	Item	Yes	No
1	Handover Management: IRN,SS1,MC1,PL1,PC1,SH1,PP1,NP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	Mechanical Installation: MW1,MP1,MV1,MM1,MH1,MS1,AS1,AS2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	Control Installation:CC1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	Electrical Installation: EE1,EE2,EE3,EE4,EE5,EE6,EE7,EE8,EE9,EE10,EE11,EE12	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	Mechanical Testing: SF1,SL1,JI1,MM2,MH2,SP2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	Control Testing: SC1,SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	Electrical Testing:EE13,EE14,EE15,EE16,EE17	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Figure III.10.d : MOC Form 1188 (suite)



MOC FORM

TITLE		MOC no. 1188
--------------	--	------------------------

PART 4 – CLOSE OUT (to be completed by the nominated JRE)

Close out status	
Completed <input type="checkbox"/>	Fill in the check-list below
Cancelled <input type="checkbox"/>	Reason for cancellation in comments below
Transferred <input type="checkbox"/>	Transferred to

Close out check-list	Yes	No	N/A
Have Safety Reviews / HAZID / HAZOP recommendations been implemented?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Have temporary modifications been removed?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Is the System Handover signed off?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Are Punch List items cleared (including exception items)?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Have documents have been amended to reflect the change?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Have users have been informed and trained?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Comments

Sign-off	Name	Date	Signature
JRE			
Area Owner			
TAs	Sign off of final approval of work pack prior to archive		

Figure III.10.e : MOC Form 1188 (suite)

Conclusion

Le changement nécessite une planification, une prise en compte, des rapports, une planification, une mise en œuvre, une documentation et une évaluation. En plus de maintenir une piste d'audit, s'il est nécessaire d'examiner et de reconsidérer les décisions, la documentation est essentielle pour garantir la conformité aux contrôles internes et externes, y compris exigences organisationnelles.

Nous avons renforcé notre travail avec deux exemples de terrain qui suivent les étapes de MOC depuis le début, tandis que nous avons assisté à la réunion d'approbation d'évaluation techniques pour voir le processus de travail de l'intérieur de l'entreprise.

Conclusion générale

Toute Entreprise ou Organisation qui se veut compétitive et évolutive, est inévitablement appelée à soigner en priorité son image de marque et sa réputation. Cet objectif ne peut être atteint que si son agenda comporte un programme continu et maintenu d'amélioration de ses performances en matière de santé et de sécurité, afin de minimiser les risques opérationnels existants, de telle sorte qu'ils soient dans les limites du raisonnablement praticable, et de supprimer tous les autres risques inutiles, dans le souci majeur d'instaurer un environnement de travail sûr et sereinement productif, nonobstant la nature et l'envergure de l'activité.

L'objectif du PSM est de veiller donc à ce que les risques potentiels soient identifiés et que les mesures d'élimination ou d'atténuation correspondantes soient mises en place, dans une dynamique proactive visant à éviter les impacts indésirables des rejets d'énergie et/ou de produits chimiques dangereux, pouvant être préjudiciables à l'intégrité physique des personnes en matière de sécurité et de santé, à l'intérieur et/ou dans le voisinage extramural de l'entité.

Pendant la période de notre stage pratique, nous avons pu faire un constat positif sur les conditions de mise en œuvre de ce Système sur site.

Soulignons que le champ Tiguentourine implémente le Système PSM (Gestion de la Sécurité des Procédés) conformément au Standard de la Company BP.

Les Annexes

Annexe 1: Déclaration générale de la Politique HSE de SONATRACH



DECLARATION GENERALE DE LA POLITIQUE HSE



En référence à son vision d'avenir stratégique et de coopération de l'économie nationale, ainsi qu'à ses objectifs stratégiques, SONATRACH s'engage à garantir la sécurité et la santé de ses collaborateurs, à améliorer les conditions de travail, à promouvoir la santé et le bien-être de ses collaborateurs, à assurer la sécurité et la protection de l'environnement.

Par ce fait, elle veut l'efficacité dans ce domaine pour créer de la valeur ajoutée et répondre aux attentes de toutes ses parties prenantes internes et externes.

Afin de soutenir ce projet, SONATRACH s'appuie sur trois valeurs fondamentales:

- La Responsabilité Humaine,
- La Communication,
- La Transparence.

Elle réaffirme ainsi son engagement à:

Assurer la priorité à la santé et la sécurité des travailleurs, la protection de l'environnement, tout en assurant une efficacité optimale et une diversité professionnelle dans ce domaine. Elle s'engage, ainsi, à développer un système d'identification et d'évaluation continus des risques et mettre en œuvre les dispositifs nécessaires et appropriés pour leur atténuation.

Assurer la sécurité de ses Actifs en veillant à ce que tous les dispositifs de maîtrise des risques soient constamment fonctionnels et efficaces. Elle s'engage aussi à améliorer ses programmes d'intégrité des installations et des ouvrages pour prévenir les événements accidentels.

Assurer les progrès plans d'expansion et engager les moyens et les ressources adéquates, pour assurer une réponse rapide, efficace et intégrée, afin de minimiser les conséquences de tout accident ou événement majeur.

Établir un accord avec l'Etat ainsi qu'avec d'autres acteurs économiques, et s'assurer de la conformité de ses activités avec les lois, règlements, normes, standards, et les pratiques de la profession, de la sécurité, l'environnement, et le bien-être des populations environnantes.

Adopter les meilleures pratiques industrielles et mettre en œuvre les mesures adéquates pour une utilisation sûre et optimale des ressources naturelles, la préservation de la nature et de la pollution, ainsi que la compensation des impacts négatifs, en étroite coopération avec les autorités et les parties concernées.

Réduire son empreinte carbone, par l'optimisation de sa performance énergétique et opérationnelle, la réduction de ses émissions, par l'usage de technologies et de produits bas carbone.

Assurer ses missions de façon responsable et en toute sécurité, en consultant toutes ses parties prenantes internes sur des questions d'intérêt mutuel.

Assurer les ressources humaines et opérationnelles pour mettre en œuvre sa politique et atteindre ses objectifs de Santé, de Sécurité et de protection de l'Environnement.

Par la mise en œuvre de cette Politique, SONATRACH espère, à gagner la confiance de ses parties prenantes et à être reconnue comme un leader dans ce domaine.

SONATRACH adopte toutes les mesures nécessaires pour que les engagements énoncés, ci-dessus, se reflètent au quotidien dans la conduite de ses activités, celles de ses Filiales, ses Partenaires, ses Stratégiques, Sociétés et de leurs Succursales.

La présente Déclaration, est mise à la disposition du public. Elle est diffusée et affichée à travers toutes les Sites de SONATRACH.

Le Président Directeur Général

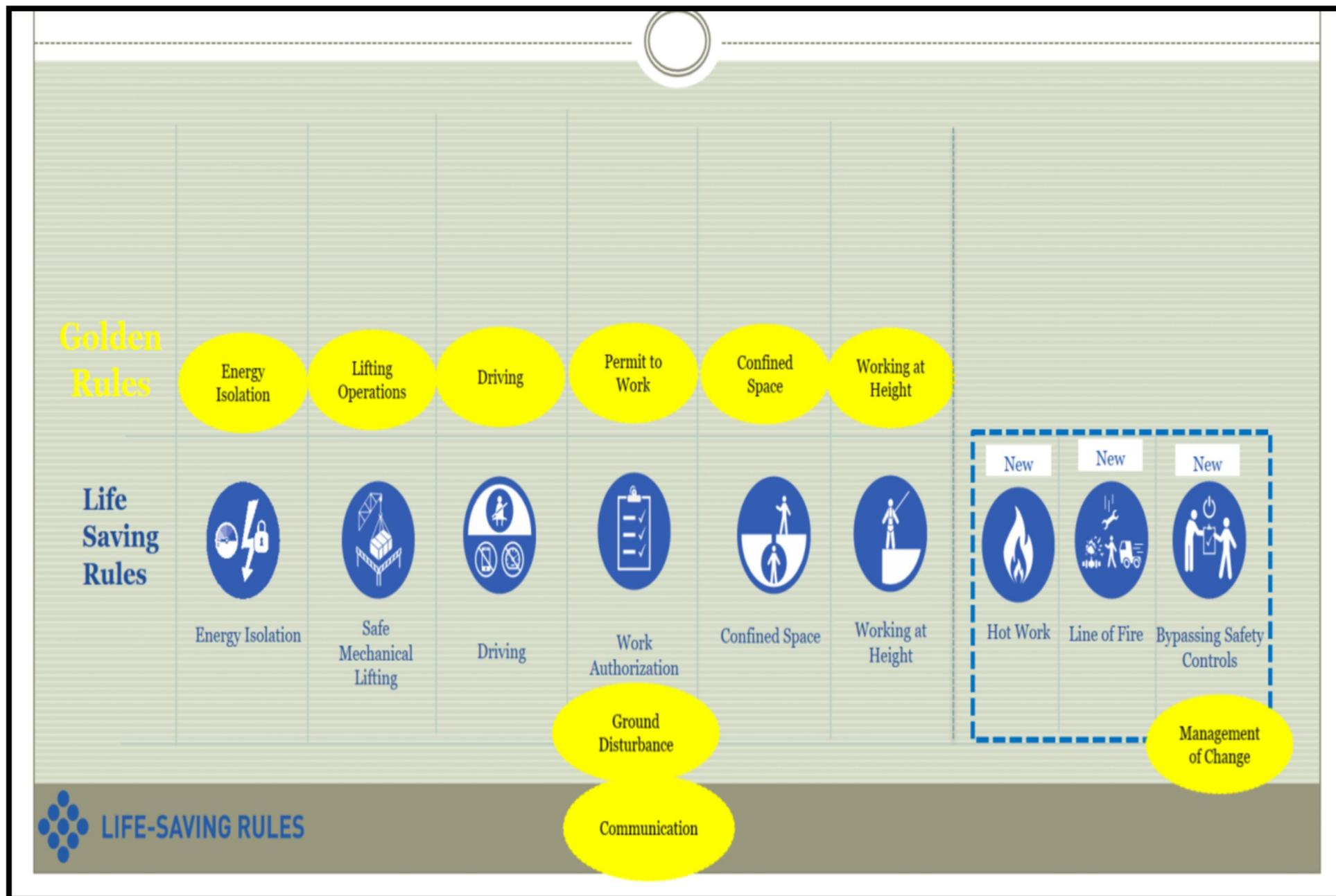


www.sonatrach.dz

Logo: Le Groupe de l'Énergie

Assurer la Sécurité de ses Actifs et veiller à ce que tous les dispositifs de maîtrise des risques soient constamment fonctionnels et efficaces. Elle s'engage aussi à améliorer ses programmes d'intégrité des installations et des ouvrages pour prévenir les événements accidentels.

Annax 2 : Les règles de sécurité pour sauver des vies



Annexe 3: Système PIMS (image)

In Amenas – PIMS – All OPEN Operational Risks (50)



Consequence



Probability



Annexe 4.a : MOC Form

TITLE	MOC no.										
PART 1 – INITIATION MODIFICATION SUMMARY (to be completed by the Initiator)											
Initiator											
Description of the problem or the opportunity											
Justification of the modification HSE <input type="checkbox"/> Production <input type="checkbox"/> Maintenance/reliability <input type="checkbox"/> Cost reduction <input type="checkbox"/> Operability <input type="checkbox"/> Other <input type="checkbox"/>	Cost estimate <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;"><i>Activity</i></th> <th style="text-align: right;"><i>Cost (\$)</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Design</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Materials</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Construction</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p style="font-size: small; color: red;">For simple modifications, provide only an order of magnitude for the total cost</p>	<i>Activity</i>	<i>Cost (\$)</i>	Design		Materials		Construction		Total	
<i>Activity</i>	<i>Cost (\$)</i>										
Design											
Materials											
Construction											
Total											
Description of the proposed modification -include all document references in this section											
Operations Query (OQ) no.	Warranty Claim (WC) no.										
Permanent change <input type="checkbox"/> Temporary change <input type="checkbox"/> Duration	Shutdown required <input type="checkbox"/> If shutdown required, specify at which level										
APPROVAL FOR SUBMISSION TO TEC											
All TAs to sign review											
	<i>Name</i>	<i>Date</i>	<i>Signature</i>								
Authorizer <small>Supervisor or Chef de Division of Initiator</small>	<input checked="" type="checkbox"/>										
Area Owner (if different from Authorizer) <small>Responsible for the area or system affected by the modification</small>	<input checked="" type="checkbox"/>										
Instrument and control (TA)	<input type="checkbox"/>										
Distributed Control System (DCS) (TA)	<input type="checkbox"/>										
Electrical (TA)	<input type="checkbox"/>										
Process (TA)	<input type="checkbox"/>										
Mechanical Integrity (TA) (incl. pipes & structure)	<input type="checkbox"/>										
Process Safety (TA) (incl. Technical Integrity)	<input type="checkbox"/>										
Rotating & Static equipments (TA)	<input type="checkbox"/>										
Other (Wells/Civil & Infrastructure/ITC,...)	<input type="checkbox"/>										
Comments											

Annexe 4.b : MOC Form (suite)

TITLE	MOC no.
--------------	----------------

MOC CONTROL LIST (If the answer is Yes for any item in the following table, an MOC is required)

<i>No.</i>	<i>Item</i>	<i>Yes</i>	<i>No</i>
1	Change of building materials	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	Change of the pressure, size and the facilities equipment capacity	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	Change caused by an adjustment of a area electrical classification	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	Change of pipe size and its isometric plan	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	Change of the valve type, material, pressure, and size	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	Change of the equipments location or temporary process equipment addition	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	Use of new chemical products or change of an existing chemical product injecting position	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	Change in the safety system	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	Change in the process control system (Software)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
10	Change in the process initial structure	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	Change in the design / operating parameters / operation / utility system	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	Change of the engineering standards and the internal specifications	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	Modifications to electrical systems (Distribution and Supply)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	Change of equipments supplier	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	Change and review of documentation (drawing, specifications)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	Change of the procedures	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	Change of the organisation/staff	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	Change in the facilities (road, surrounding, etc...)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	Change to any software and/or relay protection setting to the electrical system	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20	Others	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

MOC FORM INFORMATION

File created	File name
File printed	Page number

Annexe 4.c : MOC Form(suite)

TITLE	MOC no.
--------------	----------------

PART 2 – TECHNICAL EVALUATION COMMITTEE APPROVAL (to be completed by the MOC Coordinator)

TEC decision and recommendations:

Approval	Budget
Gate 1 (proceed to study) <input type="checkbox"/>	Department
Gate 2 (proceed to FEED) <input type="checkbox"/>	OPEX <input type="checkbox"/>
Gate 3 (proceed to E&P) <input type="checkbox"/>	CAPEX <input type="checkbox"/>
Gate 4 (simple mod., implementation) <input type="checkbox"/>	Preliminary AFE required <input type="checkbox"/>
Rejection - add comments <input type="checkbox"/>	Full AFE required <input type="checkbox"/>

Sub-procedure	Nominated JRE
Priority	Nominated TA

PART 3 – PLAN AND IMPLEMENT (to be completed by the nominated JRE, for FCP only)

Statement of Requirements (SOR) / Scope of Work (SOW) check-list (to be completed before issuing to the EP Contractor or to the actual work performer)	Yes	No	N/A
Has the SOR / SOW been clarified with the Initiator?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Has the SOR / SOW been reviewed by the relevant TA's and their comments incorporated?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Have standards and best practices been identified and referenced?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Has the SOR / SOW been verified and approved the TAs (below)?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

HSE, Process Safety and Technical Integrity check-list (to be completed before implementation)	Yes	No	N/A
Have the required risk assessments been identified?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Does this MOC require a HAZOP (or does it affect the existing HAZOP)?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Does this MOC require a HAZID?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Does this MOC require an Environmental Impact Assessment?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Comments

JRE signature

APPROVAL FOR IMPLEMENTATION

Nominated TAs to sign	Name	Date	Signature
Instrument and control (TA) <input type="checkbox"/>			
Distributed Control System (DCS) (TA) <input type="checkbox"/>			
Electrical (TA) <input type="checkbox"/>			
Process (TA) <input type="checkbox"/>			
Mechanical Integrity (TA) (incl. pipes and structures) <input type="checkbox"/>			
Process Safety (TA) (incl. Technical Integrity) <input type="checkbox"/>			
Rotating & Static equipments (TA) <input type="checkbox"/>			
Other (Wells/Civil & Infrastructure/ITC,...) <input type="checkbox"/>			

Comments

Annexe 4.d : MOC Form (suite)

TITLE	MOC no.
--------------	----------------

CHECK LIST OF CLOSE-OUT DOCUMENTS

MOC CLOSE-OUT DOCUMENTS CONTROL LIST (If yes is ticked, the document has to be updated, to be completed by the nominated JRE)

No.	Item	Update required	Checked
1	Safety Critical Equipment	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	Integrity Build Activities	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	Safety Integrity Level assessments	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	Performance standards Update-WSSV	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	Maintenance Procedures/Spares Holding Updates	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	Preservation Procedures	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	Operating Procedures Updated	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	Register of Safety Related Devices (RSRD)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	Alarm And Trip Schedules	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
10	Cause and effects	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	Line List	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	Cable schedule	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	Locked Open/Locked Closed Register	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	Fire and Gas GA's	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	P&IDs/PFDs/Isometrics	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	Ops/Maintenance Personnel training	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	Chemical Treatment	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	Master instrument List, Master Equipment List & Valve List	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	E-Warehouse/Maximo/Documentum and ACET Updates	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20	Pipeline Exclusion Zones	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
21	Major Accident risk (MAR) Assessment	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
22	Manufacturer Manuals Updated/Amended	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
23	Safety plans and emergency response	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
24	Area Classification	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
25	Others	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

MOC CLOSE-OUT COMMISSIONING CERTIFICATS CONTROL LIST (If yes is ticked, the document has to be issued/signed, to be completed by the nominated JRE)

No.	Item	Yes	No
1	Handover Management: IRN,SS1,MC1,PL1,PC1,SH1,PP1,NP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	Mechanical Installation: MW1,MP1,MV1,MM1,MH1,MS1,AS1,AS2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	Control Installation:CC1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	Electrical Installation: EE1,EE2,EE3,EE4,EE5,EE6,EE7,EE8,EE9,EE10,EE11,EE12	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	Mechanical Testing: SF1,SL1,JI1,MM2,MH2,SP2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	Control Testing: SC1,SP1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	Electrical Testing:EE13,EE14,EE15,EE16,EE17	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Annexe 4.e : MOC Form (suite)

TITLE	MOC no.
--------------	----------------

PART 4 – CLOSE OUT (to be completed by the nominated JRE)

Close out status		
Completed	<input type="checkbox"/>	Fill in the check-list below
Cancelled	<input type="checkbox"/>	Reason for cancellation in comments below
Transferred	<input type="checkbox"/>	Transferred to

Close out check-list	<i>Yes</i>	<i>No</i>	<i>N/A</i>
Have Safety Reviews / HAZID / HAZOP recommendations been implemented?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Have temporary modifications been removed?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Is the System Handover signed off?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Are Punch List items cleared (including exception items)?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Have documents have been amended to reflect the change?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Have users have been informed and trained?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Comments

Sign-off	<i>Name</i>	Date	Signature
JRE			
Area Owner			
TAs	Sign off of final approval of work pack prior to archive		

Annexe 5: Operations query (OQ)

	Operations Query	No. OQ-XX-NNN	
Originator:	Position:	Sign	Date:
Affected system / site / area:		Drawings ref :	
OQ TITLE:			
DESCRIPTION: (Include proposed solution)	Justification of the OQ:		
Definition	HSE	<input type="checkbox"/>	
Consequences	Production	<input type="checkbox"/>	
	Maintenance	<input type="checkbox"/>	
Proposal	Cost reduction	<input type="checkbox"/>	
	Operability	<input type="checkbox"/>	
	Other	<input type="checkbox"/>	
Chef Div/Manager name and sign for system affected:		Sign	Date:
Discipline engineer TECHNICAL RESOLUTION			
Tech. resolution by		Sign	Date:
Verified by TA		Sign	Date:
Approved Technical resolution	Chef Div Tech Support	Sign	Date:
IMPLEMENTATION AND CLOSE-OUT			Priority (H/M/L):
WO / MOC REQUIRED	WO: YES / NO	MOC: YES / NO	WO / MOC NO.
BASIS FOR CLOSE-OUT:			
Closed by (Discipline engineer/TA)		Sign	Date:
Accepted	CDDTS	Sign	Date:

Annexe 6: Operations query (OQ)

PRIORITE					
0	1	2	3	4	5

Statutaire	Réponse au Improvement Notice ou autres exigences légales critiques				
HSE	Elimination du risque limité au personnel et/ou à l'environnement	Elimination du risque significatif au personnel et/ou à l'environnement	Elimination d'un risque majeur au personnel et/ou à l'environnement		
Production	Légère augmentation de la production	Augmentation sensible de la production	Augmentation importante de la production		
Maintenance, Fiabilité	Légère diminution de la fréquence ou sévérité des perturbations de l'installation	Diminution sensible de la fréquence ou sévérité des perturbations de l'installation	Diminution importante de la fréquence ou sévérité des perturbations de l'installation		
Diminution des coûts	Economies limitées (<\$100,000)	Economies sensibles (\$100,000 to \$1,000,000)	Economies importantes (>\$1,000,000)		
Operationabilité	Amélioration opérationnelle limitée	Amélioration opérationnelle sensible	Amélioration opérationnelle importante		
	Impact Limité	Impact Sensible	Impact Majeur		

Références Bibliographiques

- [1] - <https://asp-consultancy.com/blogs/news/process-safety-management>.
- [2] MINISTERE DU DEVELOPPEMENT DURZBLE-DGRP/SRT/BARPI : Rejet de gaz dans une Usine Nuite de 2au 3 décembre 1984 Bhopal Inde - 2014
- [3] -DEPARTMENT OF EMPLOYMENT : The Flixborough disaster, Report of the Court of Inquiry. First published 1975.
- [4] - Khaldi, khaled Imad & Boukhtache, Oussama: Investigation sur l’explosion du complexe de gaz liquéfié (cas de SKIKDA 2004) : Causes et conséquences- 2022.
- [5] - Chemical Safety And Hazard Investigation Board : Investigation Report Refinery Explosion And Fire. U.S. Report NO.2005-4-I-TX. Mars 2007.
- [6] - BRUNO ZIGLIOLI : La catastrophe de seveso - octobre 2020
- [7] - https://fr.wikipedia.org/wiki/Occupational_Safety_and_Health_Administration
- [8] - DIRECTIVE 96/82/CE du conseil concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses du - 1996
- [9] JOURNAL OFFICIEL Conventions accords internationaux - lois et décrets, 29 Décembre 2004.
- [10] -Déclaration Politique HSE mise à jour le 16 mars 2021.
- [11] - AMIRAH BINTI SUJAK : PSM Elements Comparison - 2018
- [12] - décision N° A 120 de la direction générale de SONATRACH
- [13] - API recommanded practice 750, Management Of Process Hazards, First edition, 1990
- [14] - DANIEL A. CROWEL & JOSEPF F. LOWER : Chemical Process safety, Fundamentals with applications, 4th Edition.
- [15] - BP : Integrity Management Standard Implementation in E&P- February 2008
- [16] - Référentiels des Indicateurs Clés de performances KPIs (SH).
- [17] - <https://slideplayer.fr/slide/17821748/>.
- [18] - IN AMENAS OPERATIONS : Management of Change Procedure.