



République Algérienne Démocratique et Populaire
الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Université M'Hamed Bouguera - Boumerdes
جامعة أمحمد بوقرة - بومرداس



Faculté des Sciences de l'Ingénieur
Département : Génie des procédés industriels

Mémoire en vue de l'obtention du diplôme de master
Spécialité : Hygiène et sécurité industriel

Thème :

**Analyse des Risques Liés au Stockage du Condensat dans un Bac de
Stockage à Toit Flottant (RA.35-.1A) par la Méthode HAZOP et
Leurs Modélisations par X RISK (Version 2.1)**

Préparé
Juba DJAZAIRI

Promoteur : Mme Saliha BOUGHERARA

Lounes ABERKANE

Encadreur : Mr Riccardo FARABEGOLI

Soutenu publiquement le 18/07/2019

Membres du jury :

Nom & Prénom	Grade	Qualité

Année universitaire : 2018 - 2019

Remerciements

Avant tout, nous tenons à remercier "ALLAH "le tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté afin d'être dans le droit chemin.

Mener à bien un projet de mémoire est un exercice difficile, exigeant un fort investissement, mais apportant nécessairement, en retour, un sentiment de satisfaction dû à l'accomplissement réussi d'un travail.

De ce fait, remercier, c'est le plaisir de se souvenir de tous ceux qui, par leurs encouragements, leur disponibilité et leurs compétences, ont su créer un cadre de recherche nous permettant de finaliser notre travail de recherche.

Nos remerciements s'adressent au Docteur Saliha BOUGHERARA pour avoir accepté d'encadrer ce mémoire.

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

Nous tenons finalement à remercier les membres de SH-FCP (MLE) qui située au Hassi Messaoud

MERCI à tous

Dédicaces

Je dédie ce travail

A ma mère

Mon père

Mon cher frère.

Mes amis.

*Les ouvriers de SH-FCP
(MLE)*

Les enseignants de FSI

Juba DJAZAIRI

Dédicaces

Je dédie ce travail

A ma mère

Mon père

Mes chers frères et sœur.

Mes amis.

*Les ouvriers de SH-FCP
(MLE)*

Les enseignants de FSI

Lounes ABERKANE

Sommaire

Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des Abréviations	
Introduction générale.....	1
Chapitre I Généralités Sur Les hydrocarbures	
Introduction	2
I.1 Historique des hydrocarbures en Algérie	2
I.2 Définition et origine des hydrocarbures	3
I.2.1 Définition des hydrocarbures :	3
I.2.2 Origine des hydrocarbures :	3
I.3 Classement des hydrocarbures.....	4
I.3.1 Catégorie A	4
I.3.2 Catégorie B.....	4
I.3.3 Catégorie C.....	4
I.3.4 Catégorie D	5
I.4 Caractéristiques physico-chimiques des hydrocarbures	5
I.4.1 Propriétés physiques.....	5
I.4.2 Propriétés chimiques	6
I.5 Danger des hydrocarbures	7
I.5.1 Dangers physiologiques	7
I.5.2 Pollution du sol.....	7
I.5.3 Pollution de l'air	7
I.5.4 Pollution de l'eau	8
I.5.5 Point d'éclair	8

I.5.6	Point d'inflammation.....	8
I.5.7	Point d'auto-inflammation	9
I.5.8	Point d'écoulement ou de congélation	9
I.5.9	Limites d'explosivités (inflammabilités)	9
I.6	Le processus industriel des hydrocarbures	11
I.7	Transport des hydrocarbures	11
I.7.1	Transport par canalisation (pipelines).....	11
I.7.2	Le transport routier.....	13
I.7.3	Le transport ferroviaire.....	13
I.7.4	Le transport maritime	14
Conclusion.....		14
Chapitre II Le stockage des hydrocarbures et les risques liés		
Introduction		15
II.1	Le stockage	15
II.2	Types de stockage des hydrocarbures	15
II.2.1	Réservoirs sous pression	15
II.2.2	Réservoirs atmosphérique	17
II.3	Classification des hydrocarbures et leurs réservoirs :	21
II.4	Conditions de stockage	22
II.5	Risques liés au stockage des hydrocarbures	23
II.5.1	Le risque de corrosion :.....	23
II.5.2	Le risque mécanique :	24
II.6	Les phénomènes liés au stockage des hydrocarbures	26
II.6.1	UVCE explosion d'un nuage de gaz en atmosphère libre:	26
II.6.2	BOIL-OVER:	27
II.6.3	Le BLEVE« Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion ».....	28
II.6.4	Feu de nappe.....	28

Conclusion.....	29
Chapitre III La gestion des risques	
Introduction.....	30
III.1 Concepts et définitions.....	30
III.1.1 Notion de sécurités :.....	30
III.1.2 Notion de danger :.....	30
III.1.3 Notion de risque :.....	30
III.2 Analyse des risques.....	32
III.2.1 Définition :.....	32
III.2.2 Cadre réglementaire.....	32
III.2.3 Etapes d'une analyse des risques.....	34
III.3 Les méthodes d'analyse des risques.....	35
III.3.1 Les méthodes classique d'analyse des risques.....	35
III.3.2 Méthodes intégrées d'analyse des risques :.....	44
III.4 Le logiciel Xrisk [17].....	47
III.4.1 Présentation sur X-RISK.....	47
III.4.2 Démarrage rapide.....	48
Conclusion.....	51
Chapitre IV Présentation de SH-FCP (MLE)	
Introduction.....	52
IV.1 Présentation du champ MLE.....	52
IV.1.1 Historique Du Champ MLE.....	52
IV.1.2 Organisation de l'association SH-FCP.....	54
IV.2 Processus de traitement du champ MLE.....	55
IV.2.1 Réseau de collecte des Puits de MLE.....	55
IV.2.2 Systèmes de la CPF.....	55
IV.3 Services nécessaires pour le projet de MLE.....	60

IV.4	Liens avec d'autres usines ou installations	62
IV.5	Description de Bac de Stockage à Toit Flottant.....	63
IV.5.1	Les caractéristiques du bac (RA-35-01A).....	63
IV.5.2	Les Accessoires des Réservoirs.....	63
	Conclusion.....	68
Chapitre V Application de la méthode HAZOP		
	Introduction	69
V.1	Application de l'HAZOP	70
V.2	Application de l'HAZOP dans le logiciel Xrisk.....	74
V.2.1	Le niveau	74
V.2.2	La température.....	75
V.2.3	Le débit.....	76
V.2.4	La pression	77
V.3	Diagrammes nœud papillon.....	78
V.3.1	Le niveau	78
V.3.2	La température.....	80
V.3.3	Le débit.....	81
V.3.4	La pression	82
	Conclusion.....	84
	Conclusion générale	85
	Recommandation	
	Références bibliographiques	
	Annexes	

Résumé :

L'association SH-FCP (MLE) est concernée par les risques industriels liés aux procédés mis en œuvre; et aux caractères techniques. Ce travail est effectué dans le but d'identifier les situations conduisant à des risques potentiels pour la sécurité des personnes, des biens et de l'environnement, et de connaître les procédures et processus de sécurité et de la protection. Notre mémoire nous a conduit à introduire un programme de sécurité en se basant sur l'application de méthode d'analyse HAZOP sur le bac de stockage au sein de SH-FCP (MLE).

ملخص:

SH-FCP (MLE) معرضة بشكل عام للأخطار الصناعية الناجمة عن الوسائل المستخدمة فيها ومميزاتها التقنية . تم القيام بهذا العمل بهدف التعرف على الأوضاع التي قد تؤدي إلى أخطار محتملة على العنصر البشري أو المنشآت أو البيئة المحيطة وكذلك التعرف على الإجراءات والأعمال اللازمة للحماية والوقاية منها. قمنا خلال هذه المذكرة بتقديم برنامج حماية ووقاية اعتمادا على تطبيق طريقة تحليل المخاطر التشغيلية HAZOP على خزان التخزين داخل SH-FCP (MLE)

Abstract:

The SH-FCP (MLE) is concerned with industrial risks related to the processes implemented and technical characteristics. This work is carried out with the aim of identifying the situations leading to potential risks to the safety of people, property and environment, and to know the procedures and processes of safety and protection. Our work led us to introduce a safety program based on the application of HAZOP (Hazard and operability studies) analysis method on the storage bin in the SH-FCP (MLE)

Liste des figures

Figure I.1 : Formation des hydrocarbures	4
Figure I.2 : Exemple de limites d'explosivités.....	10
Figure I.3 : Transport par canalisation.	12
Figure I.4 : Transport routier.....	13
Figure I.5 : Wagon-citerne.	13
Figure I.6 : Navire pétrolier.....	14
Figure II.1 : Sphères de stockage	16
Figure II.2 : Réservoir horizontal.....	16
Figure II.3 : Bac à toit fixe	18
Figure II.4 : Bac à toit fixe conique supporté.....	18
Figure II.5 : Bac a toit flottant.....	19
Figure II.6 : Bac à toit fixe avec écran flottant.....	20
Figure II.7 : Toit à double pont	21
Figure II.8 : Phénomène d'UVCE.....	277
Figure II.9 : Phénomène de BOIL-OVER.....	27
Figure II.10 : Phénomène de BLEVE	288
Figure II.11 : Feu de nappe	299
Figure III.1 : Relation entre les notions de danger et de risque	30
Figure III.2 : Démarche de la gestion des risques.	322
Figure III.3 : Les étapes d'analyse des risques.....	344
Figure III.4 : Exemple d'arbre des défaillances	411
Figure III.5 : Événements dangereux avec des systèmes de sécurité existants.....	422
Figure III.6 : Représentation de scénarios d'accident selon le modèle nœud papillon.....	433
Figure III.7 : Le bouton arborescence de la toolbar.....	49
Figure III.8 : Le bouton d'ajouter un système.....	49
Figure III.9 : Le bouton de description de fonctions et ressources.....	50
Figure III.10 : Le bouton d'ajoute d'éléments.....	50
Figure III.11 : Exemple de tableau HAZOP dans XRISK.....	50
Figure III.12 : Le bouton d'obtention de diagramme nœud papillon.....	51
Figure III.13 : Exemple de diagramme nœud papillon.....	51
Figure IV.1 : Situation géographique du champ MLE.....	522

Figure IV.2 : Les différentes zones du CPF et BDV	533
Figure IV.3 : Les pipes d'exportation (huile, gaz, condensat, GPL).....	533
Figure IV.4 : Organigramme du L'OC SH FCP	544
Figure IV.5 : Organigramme du Champ MLE	544
Figure IV.6 : Diapositive de réception et Slugcatching	566
Figure IV.7 : Prétraitement du gaz pour l'élimination des impuretés de H ₂ S & Mercure	577
Figure IV.8 : Traitement du gaz (Déshydratation).....	588
Figure IV.9 : Conditionnement du gaz.....	588
Figure IV.10 : Dé-butaniseur	599
Figure IV.11 : cuvette de rétention.....	644
Figure IV.12 : Les accessoires d'accès au bac	644
Figure IV.13 : Exemple d'une soupape ouvert	655
Figure IV.14 : Exemple d'Evacuation des Eaux Pluviales	666
Figure IV.15 : Exemple de Circuit à Mousse.....	666
Figure IV.16 : joint d'étanchéité	677
Figure IV.17 : Trou d'Homme dans le bac	677
Figure IV.18 : Système de jaugeage.....	688
Figure V.1 : Diagramme nœud papillon haut niveau	78
Figure V.2 : Diagramme nœud papillon bas niveau	79
Figure V.3 : Diagramme nœud papillon température (haute et basse)	80
Figure V.4 : Diagramme nœud papillon débit	81
Figure V.5 : Diagramme nœud papillon pression	82

Liste des tableaux

Tableau I.1: Limite d'inflammabilité de certains produits.....	10
Tableau II.1 : Classification des hydrocarbures et leurs réservoirs.....	22
Tableau III.1 : Exemple de tableau de type « APR ».....	355
Tableau III.2 : Les différents types d'AMDEC	366
Tableau III.3 : Exemple d'un tableau de type AMDEC	377
Tableau III.4 : Exemple de tableau de type HAZOP	388
Tableau III.5 : Déroulement de l'HAZOP	38
Tableau III.6 : Conception graphique de l'arbre des défaillances.....	40
Tableau III.7 : Règles d'optimisation des arbres de défaillances.....	40
Tableau IV.1 : Les services nécessaires pour le projet MLE	600
Tableau IV.2 : Caractéristiques du bac (RA-35-01A).....	633
Tableau V.1 : Application de l'HAZOP paramètre de niveau	70
Tableau V.2 : Application de l'HAZOP paramètre température	71
Tableau V.3 : Application de l'HAZOP paramètre le débit.....	72
Tableau V.4 : Application de l'HAZOP paramètre la pression	73
Tableau V.5 : Application de l'HAZOP par le logiciel XRISK paramètre niveau	74
Tableau V.6 : Application de l'HAZOP par le logiciel XRISK paramètre température.....	75
Tableau V.7 : Application de l'HAZOP par le logiciel XRISK paramètre débit.....	76
Tableau V.8 : Application de l'HAZOP par le logiciel XRISK paramètre pression	77
Tableau V.9 : Le PBO de quelques produits pétroliers.....	84

Liste des Abréviations

SH-FCP : Sonatrach - First Calgary Petroleum
MLE : Menzel Ledjmet East
ENI : Ente Nazionale Idrocarburi (en italien), société nationale italienne des hydrocarbures
HMD : Région Hassi Messaoud
ISO : International Standard Organisation
HAZOP : Hazard and Operability study
UVCE : Unconfined Vapor Cloud Explosin
BLEVE : Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion
APR : Analyse Préliminaire des Risques
AMDEC : Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité
AMDE : Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets
ADD : Arbre de défaillance
ADE : Arbre des événements
ARAMIS : Risk Assessment Methodology for Industriels
MIMAH : Methology for the Identification of Majeur Accidents Hazards
LOPA : Layer Of Protection Analysis
QRA : Quantitative Risk Assessment
MOSAR : Méthode Organisée et systémique d'Analyse des Risques
SADT : Structured Analysis and Design Technics
MADS : Méthodologie d'Analyse du Dysfonctionnement des Systèmes
CCPS : Centre for Chemical Process Safety
CAFC : Complexe Champ de la Région Centrale
GPL : Gaz Pétrole Liquéfié
LGN : Liquide de Gaz Naturel
ESDV : Emergency Shut Down Valve
ESD : Emergency Shut Down.
ROV : Remote Operated Valve
PBO : Propensity to Boil Over
CPF : Central Processing Facility
SSSV : Vanne de sécurité de fond
LIL : Level Indicateur Low
LILL : Level Indicateur Low Low
LIH : Level Indicateur Hight
LIHH : Level Indicateur Hight Hight
EDF : Centre de recherche et d'essais
CEA : Installation d'essais
ICSS : Integrated Control and Safety System
DCS : Distributed Control System (Système de commande distribué)
SCADA : Supervisory Control & Data Acquisition
INERIS : Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques

Introduction générale

L'industrie pétrolière, secteur clé peut être considérée comme le seul pilier pouvant supporter l'économie et le développement de notre pays qui possède d'importantes réserves en pétrole et gaz naturel.

Le stockage des hydrocarbures en générale exige un travail correct et bien organisé afin d'atteindre l'objectif avec un prix de revient minimal, dans un domaine aussi vulnérable et stratégique, le danger nous guette en permanence, et la sécurité est devenue une grande nécessité.

L'instauration d'une politique appropriée concernant cette sécurité doit être effectuée d'une manière scientifique basée sur des critères reconnus, l'analyse des risques avec des méthodes utilisées constitue une plateforme indispensable pour tout système de sécurité.

Parmi les risques majeurs menaçants le personnel et le matériel c'est les changements de paramètres des bacs de stockage qui peuvent provoquer des dégâts énormes tel que l'incendie et l'explosion.

Pour envelopper ces problèmes nous avons proposé ce modeste travail qui introduit un programme de sécurité en se basant sur l'application de méthode d'analyse HAZOP sur le bac de stockage (RA-35-01A), SH-FCP (MLE) à Berkine.

Pour répondre aux objectifs assignés à notre étude, nous avons divisé ce travail en trois chapitres théoriques :

Chapitre I : donne un aperçu général sur les hydrocarbures, les différentes classes et types. Un deuxième chapitre qui traite la problématique de stockage d'hydrocarbures et les risques liés. Un troisième chapitre qui s'étale sur la gestion des risques en citant les différentes méthodes d'analyse et de gestion des risques.

Quant à la partie pratique, nous traitons deux chapitres, dont le premier chapitre est consacré pour la présentation de l'entreprise SH-FCP (MLE), où nous avons préconisé l'application de la méthode d'analyse HAZOP avec modélisations des scénarios par X Risk.

Ce travail est finalisé par une conclusion générale avec une panoplie de recommandations.

Chapitre I

Généralités

Sur

Les hydrocarbures

Introduction

Les hydrocarbures occupent depuis des décennies une place très importante dans le développement économique des pays producteurs, et joue un rôle prépondérant dans l'économie algérien, dans cette chapitre on va définir les hydrocarbures et les différentes étapes de production.

I.1 Historique des hydrocarbures en Algérie

Juste après la Deuxième Guerre Mondiale son sous-sol commençait à montrer d'intéressantes indications de présence d'hydrocarbures avec la découverte de pétrole ou de gaz dans les régions de Sidi Issa (Oued Guetrini-1948), de Tbessa (Djebel Foua et Djebel Onk-1954, 1956), au Sahara du SE (Edjeleh- 1956) et enfin au Sahara Central (Berga).

Cette nouvelle vocation potentielle allait être confirmée quelques années après par la découverte des gisements de gaz humide et de pétrole léger, rapidement catalogués comme géants, à Hassi Messaoud et à Hassi Rmel (1956), Cette nouvelle donne faisait entrer l'Algérie dans le club des grands pays pétroliers et permettait de considérer ce nouvel atout comme le futur levier principal du développement.

La nationalisation des hydrocarbures a été une décision historique prise par Houari Boumediene et annoncée le 24 février 1971. Concrètement, cette nationalisation des hydrocarbures signifiait que l'Etat algérien prenait le contrôle de la majorité (51%) des sociétés étrangères (principalement françaises) qui opéraient alors sur le sol algérien, mais aussi que les gisements de gaz, de pétrole et les mines ainsi que leurs infrastructures appartenaient désormais à l'Etat algérien. [1]

Les réserves en hydrocarbures découvertes en Algérie à ce jour sont renfermées dans un peu plus de 200 gisements d'huile et de gaz, dont 73 sont situés dans le bassin d'Illizi, 57 dans les bassins du Sahara Central, 34 dans les bassins de Ghadamès - Rhourde Nouss, et 31 dans le bassin d'Oued Mya. Il y a 249 niveaux stratigraphiques producteurs dans ces gisements, dont 105 pour le Siluro-Dévonien, 63 pour le Trias et 55 pour l'Ordovicien, Avec un volume initial en place de 16 milliards de mètres cubes équivalent-pétrole découvert depuis 1948, l'Algérie occupe le troisième rang parmi les pays producteurs de pétrole en Afrique, et le 12ème rang dans le monde. [2]

I.2 Définition et origine des hydrocarbures

I.2.1 Définition des hydrocarbures :

Les hydrocarbures sont des molécules organiques exclusivement composées de carbone et d'hydrogène. Ils peuvent être saturés, ils sont alors appelés alcanes, ou insaturés (alcènes, alcynes et composés aromatiques), tout en présentant une structure linéaire, ramifiée ou cyclique.

Les hydrocarbures sont inflammables, à l'image du pétrole et du gaz naturel, deux carburants importants. Par ailleurs, ils ne se mélangent pas à l'eau. [3]

I.2.2 Origine des hydrocarbures :

Les hydrocarbures résultent de la dégradation à long terme de la matière organique (d'origine biologique) piégée dans des sédiments. Cette transformation s'effectue au cours de l'enfouissement des roches dans le bassin sédimentaire sous l'effet de l'augmentation de la température et de la pression.

Au début de la sédimentation jusqu'à une profondeur d'environ 1 000 mètres sous le plancher océanique, la matière organique contenue dans les boues de sédimentation subit une transformation sous l'action de bactéries anaérobies (vivant en milieu privé d'oxygène) Elles en extraient l'oxygène et l'azote, aboutissant à la formation de kérogène.

Il s'agit d'un composé solide disséminé sous la forme de filets au sein des sédiments, contenant surtout du carbone et de l'hydrogène.

À 2 000 mètres de profondeur, lorsque la température du sous-sol atteint 100 °C, le kérogène commence à générer des hydrocarbures :

- Entre 2 000 et 3 800 mètres, il se change en pétrole. Cet intervalle de profondeur est appelé « fenêtre à huile » (huile étant ici l'autre nom du pétrole) ;
- Quand l'enfouissement de la roche mère se poursuit entre 3 800 et 5 000 mètres, la production d'hydrocarbures liquides atteint un pic. Les liquides produits deviennent de plus en plus légers et passent à l'état gazeux : ils donnent du gaz méthane, le plus léger des hydrocarbures. Cet intervalle de profondeur se nomme « fenêtre à gaz ». [4]

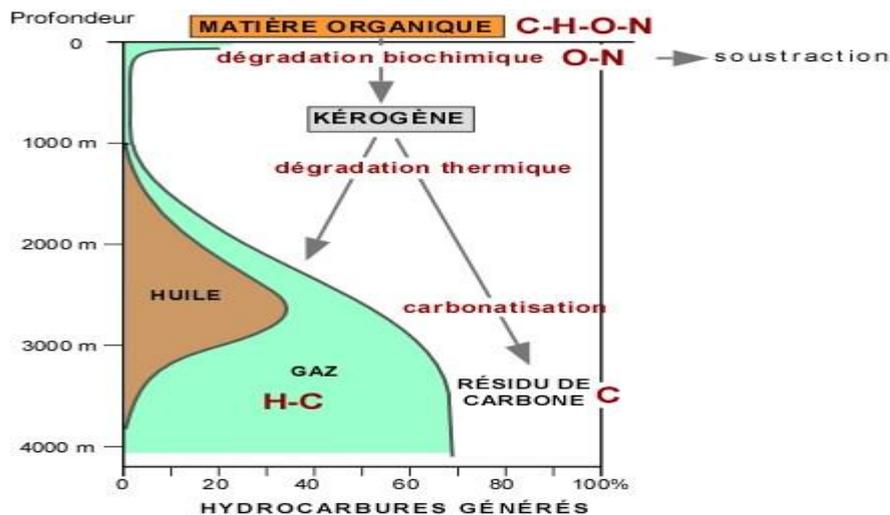


Figure I.1 : Formation des hydrocarbures. [5]

I.3 Classement des hydrocarbures

Selon leur état physique, les hydrocarbures liquéfiés ou liquides sont classés en quatre catégories

I.3.1 Catégorie A

Hydrocarbures liquéfiés dont la pression absolue de vapeur à 15°C est supérieure à 1 bar. Ceux-ci sont répartis en deux sous catégories (A1 et A2) :

- **Sous-catégorie A1 :** Hydrocarbures maintenus liquéfiés à une température inférieure à 0°C. Exemple : gaz naturel (méthane), éthylène.
- **Sous-catégorie A2:** Hydrocarbures liquéfiés dans d'autres conditions.

Exemple : butane, propane, butadiène, isoprène.

I.3.2 Catégorie B

Hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est inférieur à 55°C. Exemple : pétrole brut, essence, kérosène.

I.3.3 Catégorie C

Hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est supérieur ou égal à 55°C et inférieur à 100°C. Ceux-ci sont répartis en deux sous catégories (C1 et C2) :

- **Sous-catégorie C1:** Hydrocarbures à une température égale ou supérieure à leur point d'éclair.
- **Sous-catégorie C2:** Hydrocarbures à une température inférieure à leur point d'éclair. Exemple : fuel-oil domestique, gazole moteur, fuel-oil lourd

I.3.4 Catégorie D

Hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est supérieur à 100°C. Ceux-ci sont répartis en deux sous catégories (D1 et D2) :

- **Sous-catégorie D1 :** Hydrocarbures à une température d'ébullition égale ou supérieure à leur point d'éclair.
- **Sous-catégorie D2:** Hydrocarbures à une température d'ébullition inférieure à leur point d'éclair. [6]

Exemple : huiles, graisses, bitumes

I.4 Caractéristiques physico-chimiques des hydrocarbures

I.4.1 Propriétés physiques

Dans la nature, les hydrocarbures se présentent le plus souvent sous la forme d'un liquide que l'on appelle le pétrole brut. Il existe cependant des gisements hydrocarbures gazeux, et plus exceptionnellement des gisements hydrocarbures solides sous forme de sables ou de schistes bitumeux. Le pétrole brut est un mélange hydrocarbures que l'on doit séparer par raffinage pour obtenir des produits utilisables. L'opération de raffinage donne des produits gazeux, liquides et solides.

I.4.1.1 Densité

Est le rapport de poids d'un certain volume d'échantillon à une température T au poids du même volume d'eau à une température standard ($T=4^{\circ}\text{C}$). Le choix de l'état standard à 4°C permet l'identification des chiffres puis mesurés la masse volumique et la densité. Presque tous les hydrocarbures liquides sont plus légers que l'eau. Pour les produits les plus courants, la densité varie de 0,7 à 0,9.

I.4.1.2 Vapeur

Les hydrocarbures liquides émettent des vapeurs inflammables dans certaines conditions de température et de pression. Les hydrocarbures gazeux sont entièrement à l'état de vapeur dans les conditions normales de température et de pression. À l'exception du méthane et de l'acétylène qui sont plus légers que l'air, de l'éthane et de l'éthylène qui ont une densité voisine de l'air, les autres vapeurs d'hydrocarbures sont plus lourdes que l'air (2,5 à 3 fois).

Aussi, tendent-elles à s'accumuler dans les parties basses : caniveaux, fosses, sous-sols et à y séjourner faute de ventilation suffisante. Toutefois, elles diffusent dans l'atmosphère suivant les mouvements de l'air. Ces vapeurs peuvent former avec l'air des mélanges inflammables.

Un litre d'essence peut produire, en s'évaporant, environ 200 litres de vapeurs. Ces 200 litres de vapeurs, mélangés à l'air, donnent un mélange inflammable d'environ 13 000 litres (volume d'une petite pièce).

I.4.1.3 Tension de vapeur

Les vapeurs d'hydrocarbures exercent dans une enceinte fermée, une pression déterminée et constante pour chaque température. Cette pression s'appelle " tension de vapeur ". Elle augmente rapidement avec la température. Lorsque la température est stable, l'évaporation de liquide cesse dès que la Tension de vapeur est atteinte. Ces données sont importantes en cas d'incendie car : Un récipient clos contenant des hydrocarbures peut être soumis à des pressions internes → rapidement croissantes avec la température L'évaporation à l'air libre d'un hydrocarbure s'accroît avec l'élévation de la → température et la turbulence de l'air.

I.4.1.4 Masse volumique

La masse volumique d'un liquide à une température donnée est égale au quotient m/v . elle s'exprime en g/l et T/m^3 : pour les produits pétroliers. Pour le pétrole brut elle se varie de 0.7 à 0.9 t/m^3 .

I.4.2 Propriétés chimiques

Les propriétés chimiques des hydrocarbures sont innombrables et la chimie est certainement loin d'avoir exploré la totalité des domaines offerts par l'aptitude qu'a l'atome de carbone à réaliser des combinaisons chimiques. Cependant, deux grandes familles de propriétés chimiques sont intéressantes.

I.4.2.1 Propriétés de liaison

L'atome de carbone peut non seulement être associé à des atomes d'hydrogène, mais encore être lié à un autre atome de carbone qui sera lui-même lié à d'autres atomes d'hydrogène. Cette aptitude permet la formation de chaînes linéaires ou fermées. Si l'on ajoute que les atomes d'hydrogène peuvent être remplacés par d'autres atomes, on peut imaginer la multitude de combinaisons possibles et par conséquent le nombre considérable de produits imaginables.

I.4.2.2 Propriétés d'oxydation

L'action brutale de l'oxygène sur les hydrocarbures conduit à une oxydation rapide qui détruit l'édifice moléculaire en formant du gaz carbonique et de l'eau en libérant une grande quantité de calories. La quantité de chaleur ainsi dégagée est très importante : 1 kg de combustible a un pouvoir calorifique d'environ 1 000 kilocalories. Cette aptitude des hydrocarbures à fournir de l'énergie sous forme de chaleur est exploitée à grande échelle pour toutes sortes de besoins

industriels et domestiques lorsque la combustion est contrôlée. Mais cette dernière peut également être accidentelle et dans ce cas provoqué des dégâts importants, voire même des catastrophes.

I.5 Danger des hydrocarbures

I.5.1 Dangers physiologiques

Certains produits pétroliers peuvent provoquer des désordres physiologiques par contact ou inhalation. Les vapeurs d'hydrocarbures, à l'exception des vapeurs aromatiques, ne sont pas toxiques. Néanmoins, elles peuvent provoquer l'anoxie ou l'asphyxie par manque d'oxygène. Les malaises pouvant entraîner la mort, ces malaises commencent à apparaître, lorsque la proportion d'oxygène est inférieure à 17 % (proportion normale dans l'air 21 %) hormis l'asphyxie, les accidents de santé dus aux hydrocarbures ont pour conséquence le Benzolisme et le saturnisme.

- **Le benzolisme** L'intoxication benzolique, après inhalation de courte durée de certains hydrocarbures Se traduit par des maux de tête, syncopes, mais l'exposition à l'air efface rapidement Ces effets.
- **Le saturnisme** Le saturnisme (dû aux essences au plomb). Les effets de saturnisme peuvent être graves et plus permanents que ceux du benzolisme.

I.5.2 Pollution du sol

Le degré de gravité de cette pollution dépend de la nature du sol et de son utilisation. Ainsi, le déversement accidentel d'hydrocarbures liquides sur un terrain agricole peut le rendre momentanément impropre à l'agriculture, au pâturage, jusqu'à disparition (Évaporation, infiltration ou nettoyage) des hydrocarbures.

I.5.3 Pollution de l'air

Elle est due à la vaporisation des fractions légères des hydrocarbures laissés ou rejetée à l'air libre, les fractions lourdes n'étant pas volatiles. Cette vaporisation est d'autant plus forte que la température ambiante est élevée. Cette pollution présente deux types de dangers :

- Dangers physiologiques.
- Dangers d'incendie et d'explosion.

L'impact de ces dangers dépend du milieu, de l'ampleur de la pollution et bien entendu, de la nature de l'hydrocarbure. En règle générale

- En plein air, les dangers d'explosion et d'incendie sont d'autant plus importants que l'hydrocarbure est plus léger. Par contre, les dangers physiologiques peuvent être évités en se plaçant sous le vent
- Dans un local los, tous ces dangers sont amplifiés.
- La combustion est l'une des sources les plus importantes de pollution (directe ou Indirecte) par les hydrocarbures.
- La combustion donne souvent lieu à une pollution visuelle (fumées noires dues Notamment aux particules de carbone), mais pas exclusivement puisque les hydrocarbures légers vaporisés dans l'atmosphère sont invisibles aux dangers propres aux hydrocarbures s'ajoutent les pollutions inhérentes aux produits parasites qui sont formés lors de la combustion (oxydes de soufre et d'azote,.....).

I.5.4 Pollution de l'eau

Elle peut apparaître soit :

- A la suite d'un événement direct dans un cours d'eau
- Par ruissellement des eaux en contact avec des hydrocarbures.
- Par l'infiltration directe des hydrocarbures ou l'eau polluée.

Les deux premiers modes de pollution touchent les eaux de surface, l'infiltration atteint surtout les nappes souterraines. Les hydrocarbures étant plus légers que l'eau et généralement non-miscibles, flottent à la surface. Ils ont un effet nuisible sur la faune et la flore et rendent les eaux impropres à la consommation humaine. Ce problème est d'autant plus aigu qu'il suffit d'une quantité d'hydrocarbure pour polluer l'eau.

I.5.5 Point d'éclair

C'est la température minimale ou la plus basse à partir de laquelle un hydrocarbure liquide émet suffisamment de vapeurs pour former, avec l'air ambiant, un mélange gazeux qui s'enflamme sous l'effet d'une source d'énergie calorifique telle qu'une flamme pilote, mais pas suffisamment pour que la combustion s'entretienne d'elle-même (susceptibles de provoquer un flash en présence d'une source de chaleur).

I.5.6 Point d'inflammation

Le point d'inflammation est la température la plus basse à laquelle un liquide émet suffisamment de vapeurs pour former avec l'air ambiant un mélange inflammable dont la combustion une fois débutée puisse s'entretenir d'elle-même après retrait de la source d'allumage. Il est supérieur au point d'éclair (ou point d'inflammabilité) de quelques degrés. Entre le point d'éclair et le

point d'inflammation, les vapeurs s'enflamment mais ne peuvent continuer à brûler sans apport extérieur d'énergie.

I.5.7 Point d'auto-inflammation

C'est la température à partir de laquelle le produit chauffé émet des vapeurs. A cette température, le combustible avec l'air s'enflamme spontanément en l'absence de flamme pilote et continue à brûler (**tableau I-1**)

• Equation : Le temps " T " nécessaire à une substance exposée à une densité de flux thermique " q " pour atteindre son point d'auto-inflammation " T " est donné par l'équation

$$t = \frac{\pi}{4} \lambda \rho c \frac{T - T_0}{q}$$

- λ coefficient de conductivité thermique en ($\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$)
- ρ masse volumique en ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)
- c chaleur massique en ($\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$)
- T_0 température initiale (en K)
- q densité de flux thermique (en $\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)

I.5.8 Point d'écoulement ou de congélation

Le point de congélation d'un produit pétrolier est la température la plus basse à laquelle le produit contenu dans un essai ne coule plus lorsque celui-ci est incliné. Les points de troubles et de congélations sont des caractéristiques importantes pour les produits pétroliers quand ils sont utilisés à basse température

I.5.9 Limites d'explosivités (inflammabilités)

Le gaz, vapeur ou brouillards inflammables en mélange avec l'air ne sont explosibles que dans un domaine de concentration déterminé en dessous de la limite inférieure d'explosivité (LIE), le mélange est trop pauvre en combustible. Au-delà de la limite supérieure d'explosivité (LSE), le mélange est trop riche en combustible et ne contient pas suffisamment d'oxygène. Le domaine d'explosivité est compris entre les limites inférieures et supérieures, dans ce domaine il y a risque d'explosion. Le tableau suivant représente les limites d'inflammabilités, point d'éclair et la température d'auto inflammation de quelques produits usuels. [6]

Tableau I.1: Limite d'inflammabilité de certains produits [6]

Produits	Limite d'inflammabilité (%volume)		Point d'éclair (°C)	Température d'auto inflammation (°C)
	Inférieure	Supérieure		
- essence	1	6	-35	300 à 250
- pétrole	0,7	5	35 à 60	260
- gas-oil	6	13,5	70	280
- fuel-oil	-	-	70 à 190	260 à 400
- bitumes	-	-	200 à 250	400 à 500
- cut-backs	-	-	26 à 100	400
- alcool méthylique	6,7	36	11	460
- alcool éthylique	4,3	19	10	500
- benzol	1,4	4,1	-27	450
- huile de grésages	-	-	95 à 315	150 à 320
- propane	2,2	9,5	-	465
- butane	1,9	8,5	-60	430
- acétone	2,2	13	-19	-
- toluène	1,2	7	6	-
- mono oxyde de carbone	12,5	14,21	-	-
- pentane	1,4	8	<-20	-

Les limites d'explosivités peuvent s'exprimer en pourcentage en volume ou en grammes de produit inflammable par mètre cube (m³) d'air.

Les limites d'explosivités sont des données caractéristiques de chaque produit, lorsqu'elles ne sont pas connues, elles doivent être déterminées expérimentalement.

Par exemple, le méthane est explosif à une concentration entre 5% et 15% dans l'air. A moins de 5%, le mélange air méthane est trop faible et à plus de 15%, le mélange est trop riche (**figure I-2**)

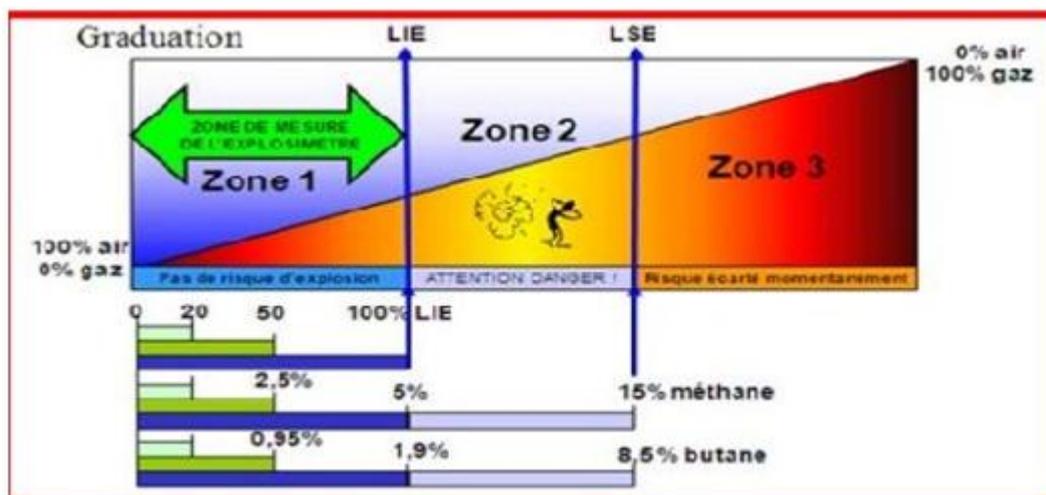


Figure I.2 : Exemple de limites d'explosivités [6]

I.6 Le processus industriel des hydrocarbures

Dans le secteur pétrolier et gazier, les principaux processus de production sont l'exploration, l'exploitation des puits, le transport, transformation et le stockage.

- **L'exploration** : Le processus d'exploration commence par la recherche, qui consiste à reconnaître des formations géologiques et à détecter l'emplacement d'une éventuelle accumulation d'hydrocarbures, cette phase comprend des travaux de reconnaissance du sous-sol par des techniques non intrusives (sismique, gravimétrie) et par la technique de forage d'exploration, seule à même de pouvoir conclure à la présence ou non d'hydrocarbures dans le sous-sol.
- **L'exploitation** : c'est à dire la phase de développement du gisement et de production des hydrocarbures, s'il y a un champ de hydrocarbures potentiellement rentables ont été identifiés, on fore un puits dans le gisement souterrain. Souvent, de nombreux puits seront forés dans un même gisement pour assurer un taux d'extraction viable sur le plan économique.
- **Le transport** : Après extraction de brut ou le gaz naturel commence l'étape de transport pour relier les zones de production avec les centres de traitement (raffineries) ou les lieux de consommation.
- **Le stockage** : Le stockage du pétrole et du gaz consiste à immobiliser temporairement certains volumes de pétrole ou de gaz dans des capacités de stockage appelées appareils à pression ou réservoirs selon, que le produit stocké, est ou n'est pas, sous pression.
- **La transformation** : la transformation du pétrole brut est une opération incontournable. Dans une raffinerie, le brut est transformé en produits finis suivant des processus rigoureux appartenant à trois types principaux d'opérations : séparation, conversion et amélioration.
- **Commercialisation** : L'activité Commercialisation est en charge de l'élaboration et de la mise en œuvre de la stratégie de la vente des hydrocarbures sur le marché national et à l'international.

I.7 Transport des hydrocarbures

Le transport des hydrocarbures peut être effectué par plusieurs modes : par canalisation, chemins de fer, transport routier, transport maritime (navires).

I.7.1 Transport par canalisation (pipelines)

(oléoducs pour les liquides et gazoducs pour le gaz) sont des canalisations de diamètre pouvant aller de 6 pouces à 42 pouces, dans ces canalisations transitant à des pressions relativement

élevées des produit pétroliers du pétrole brut ou du gaz, les produits transportés sont propulsés par des installation de pompage ou de compression réparties le long des canalisations à des distances qui peuvent varier selon la charge du pipelines et la nature du produit pétroliers.

Les caractéristiques principales d'un pipeline sont :

- Le diamètre.
- Le type d'acier utilisé.
- Le mode de pose (aérien ou souterrain).
- La capacité maximale de transport.
- La pression de service. [7]

En Algérie le réseau de transport des hydrocarbures liquides et gazeux est constitué d'un ensemble de canalisations, de stations de pompage, de stations de compression et de parcs de stockage, assurant le transport des effluents issus des champs de production, d'un centre de stockage ou d'un dispatching, vers les pôles industriels de traitement et de liquéfaction, de transformation, d'exportation et d'alimentation du marché national.

Le réseau de transport du Concessionnaire s'étend sur une longueur de 19 623 km, dont :

- 21 oléoducs d'une longueur de 9 946 km, avec une Capacité de transport de 248,36 Millions TM/an.
- 16 gazoducs d'une longueur totale de 9 677 km, avec une Capacité de transport de 178,079 Milliards de m³ /an.
- 82 stations de pompage et de compression.
- 127 bacs de stockage de pétrole brut et de condensat.
- 02 Centres de Dispatching Liquides et Gaz. [8]



Figure I.3 : Transport par canalisation. [7]

I.7.2 Le transport routier

c'est le mode de transport qui répond le mieux aux besoins d'efficacité pour atteindre les attentes des consommateurs moyens et finaux (usagers, populations). C'est le mode employé exclusivement en distribution pour la mise en place terminal des produits au niveau des stations-service, il se fait par camion-citerne de capacité atteignent 45000L.



Figure I.4 : Transport routier

I.7.3 Le transport ferroviaire

Le chemin de fer présente l'avantage de pouvoir toucher une clientèle très importante et de transporter des quantités importantes de produits pétroliers en un seul trajet ; le transport des produits pétroliers peut se faire par wagon-citerne isolés ou par train complet.



Figure I.5 : Wagon-citerne. [7]

I.7.4 Le transport maritime

Le transport d'hydrocarbure par voie maritime est une activité majeure pour l'approvisionnement en énergie à travers le monde. Les pétroliers sont des navires citernes servant à transporter le pétrole ainsi que ses produits dérivés comme l'essence ; Pour le transport d'autres fluides les navires ont des appellations spécifiques comme les méthaniers qui transportent le gaz naturel. [7]



Figure I.6 : Navire pétrolier. [7]

Conclusion

Les hydrocarbures restent la source d'énergie la plus importante pour le bon fonctionnement de l'économie mondiale. Dans ce chapitre nous avons présenté une vue générale sur les hydrocarbures, historique, ainsi la classification, le transport, les caractéristiques et les dangers liés.

Chapitre II

Le stockage des hydrocarbures et les risques liés

Introduction

L'industrie pétrolière a pour principale caractéristique la mise en œuvre de tonnages très importants d'hydrocarbure. Sous forme liquide ou gazeuse, elle se trouve dans l'obligation de prévoir d'énormes capacités de stockage.

II.1 Le stockage

Le stockage est un moyen de mettre en repos les hydrocarbures et cela avant la vente de ces derniers. Généralement le stockage se fait dans des réservoirs ou des bacs

Le stockage des hydrocarbures a pour but :

- Il consiste à mettre le produit au repos suivi d'une opération de décantation avant l'expédition.
- Permet la collecte des différents champs pétroliers afin d'acheminer de grandes quantités de produit.
- Permet la continuité de la production et de l'exploitation tout en assurant un stockage permanent.
- Permet de contrôler la qualité du produit expédié.
- Permet le dégazage naturel pour l'élimination des gaz indésirables. Le traitement préalable du brut est nécessaire afin de minimiser les problèmes de corrosion ou d'incendie des bacs et des canalisations car ces installations sont très coûteuses.

II.2 Types de stockage des hydrocarbures

Il existe plusieurs modes de stockage des hydrocarbures ; la majorité tel que :

II.2.1 Réservoirs sous pression

II.2.1.1 Les sphères

Dans ce type de réservoir, et pour ce qui concerne les raffineries, sont stockés sous pression des produits sous phase liquide tels que (le propane, le butane, ...) leur rayon est compris entre 5 et 10 m, pour un volume de 500 à 4500 m³.

La masse stockée varie selon la densité de la phase de liquide de produit stocké. Pour une sphère de 1000 m³, la masse varie de 400 t (propanes) à 700 t (oxydes d'éthylène).

L'épaisseur de la paroi est toujours supérieure à 10 mm. Ce réservoir doit résister à des pressions internes de 8-9 bars pour le butane jusqu'à 25 bars pour le propane ; les fondations superficielles sont constituées de fûts en béton localisés, isolés ou reliés entre eux par des longrines.

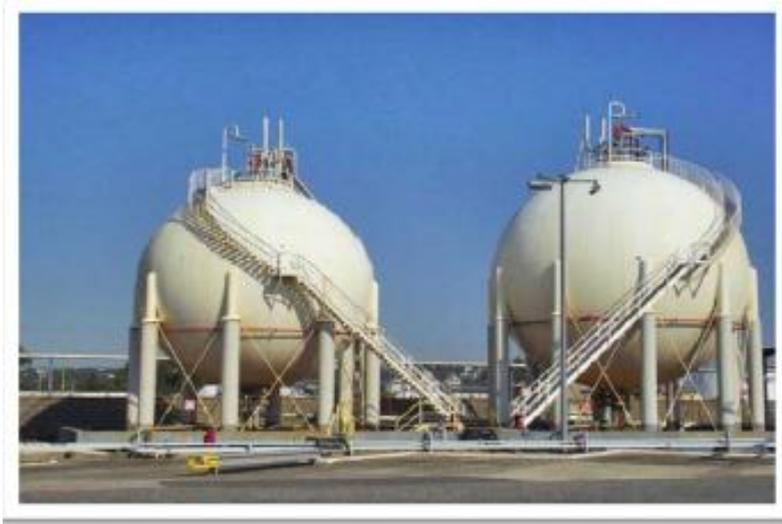


Figure II.1 : Sphères de stockage. [10]

II.2.1.2 Les réservoirs horizontaux ou verticaux

Ce type de réservoirs cylindriques est susceptible de stocker les mêmes produits que les sphères la majorité de ces réservoirs présentes un diamètre de 1,5 m à 3 m, pour une longueur d'une dizaine de mètres, ce qui correspond à un volume compris entre 100 à 2000 m³ les plus longs réservoirs peuvent mesurer quelques dizaines de mètres.

Les réservoirs horizontaux sont, dans le cas général, posés sur des berceaux. Il est possible de rencontrer des cas où ils sont ceinturés sur les berceaux.



Figure II.2 : Réservoir horizontal. [10]

II.2.2 Réservoirs atmosphérique

II.2.2.1 Les bacs de stockage

Un bac est un réservoir cylindrique et vertical destiné au stockage des hydrocarbures liquides. Ils présentent classiquement un grand diamètre et donc par voie de conséquence un élancement faible. Ils sont constitués d'une unique enveloppe ou d'une double enveloppe métallique. Ces réservoirs sont le plus souvent :

- Métalliques : leurs fonds, leurs robes et leurs toits sont en acier ;
- Verticaux : leur axe de symétrie est vertical.

Les différents réservoirs se distinguent par :

- Le type et le nombre de viroles dont ils sont constitués ;
 - La présence ou non de raidisseurs ;
 - Leurs fondations ;
 - Leur toit, flottant ou fixe
- À toit flottant : essence légère, naphta... ;
- À toit fixe : solvant léger, fluxant.... Ce toit fixe peut être supporté par la robe ou, parfois, par la robe et quelques piliers dévolus à cet effet. [10]

II.2.2.1.1 Réservoir à toit fixe

Les réservoirs à toit fixe sont utilisés pour stocker des produits peu volatils. En effet, en présence de produits volatils, l'espace gazeux entre le toit et la surface de liquide peut être cause d'inflammation ou de pertes de produits.

Ce sont des bacs à pression atmosphérique. En générale ces bacs sont fabriqués en acier carbone ou acier allié. Les tôles de ces bacs sont liées entre eux par soudage rivetage, et sont revêtus de l'intérieur et de l'extérieur pour les protéger contre la corrosion. Principaux éléments constitutifs:

- D'un fond généralement bombé ;
- D'une robe ou vérole ;
- D'un toit fixe ;
- Des différents accessoires: échelle d'accès, soupapes de sûreté, protection contre l'incendie, système de jaugeage

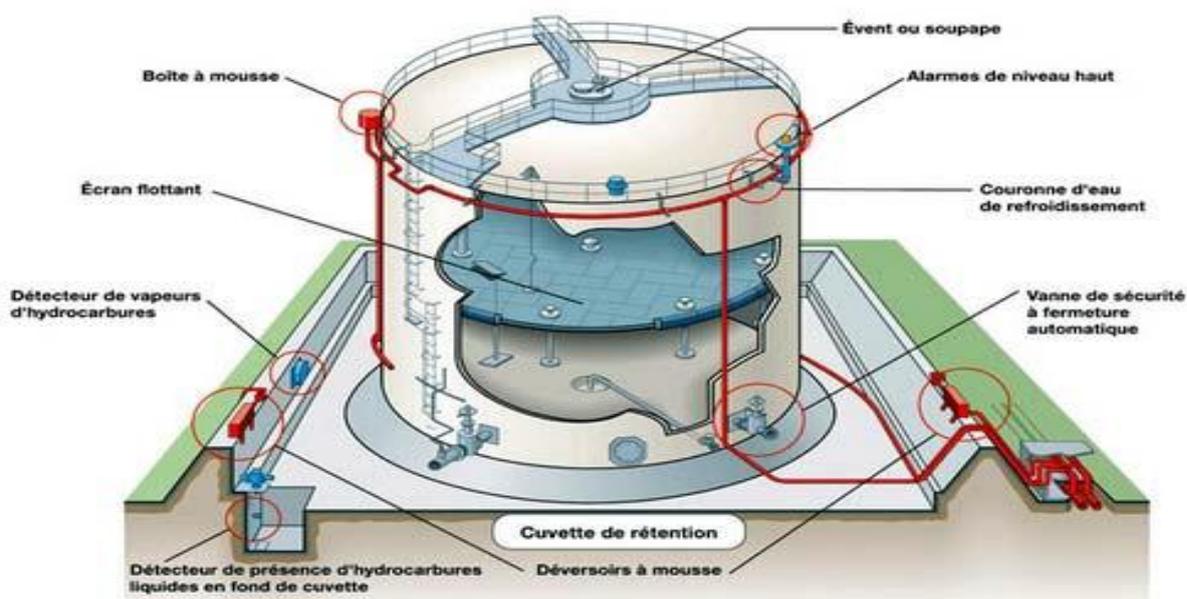


Figure II.3 : Bac à toit fixe [11]

II.2.2.1.2 Bac à toit conique

Le bac équipé d'un toit fixe du type conique, en ombrelle, ou en parasol, est le plus économique à installer. Le toit fixe est d'une construction simple et, selon la taille du bac, il peut être du type autoportant ou non.

Le toit autoportant conique à peu près la forme d'un cône droit très plat et n'est supporté qu'à sa périphérie. Il n'est utilisé que pour des bacs de petits diamètres. (Même remarque pour toits autoportants, en dôme, ombrelle ou parasol).

Le toit conique supporté a approximativement la forme d'un cône. Les tôles du toit sont supportées par des profilés disposés en parapluie, supportés eux-mêmes par des profilés concentriques reposant sur des rangées de poteaux intérieurs. Plus le bac est grand, plus il faut de rangées de poteaux pour supporter le toit.

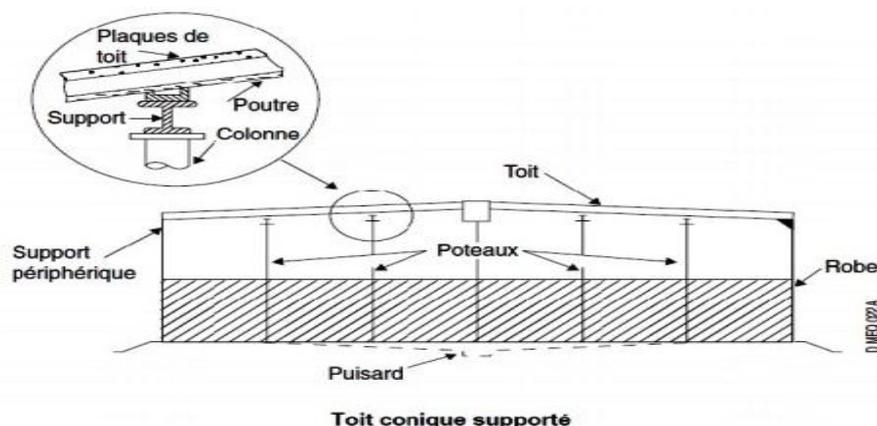


Figure II.4 : Bac à toit fixe conique supporté [6]

II.2.2.1.3 Toits Flottants

Un toit flottant est posé directement sur la surface du liquide. Il suit les mouvements de montée et de descente du produit. Ils présentent trois avantages :

- Réduction des pertes par évaporation ;
- Diminution des risques d'incendie ;
- Diminution de la pollution atmosphérique (odeurs).

Ceci est obtenu par l'élimination presque totale de l'espace vapeur au-dessus du liquide. Les pertes à l'atmosphère de produits volatils par "respiration" (vidange et remplissage alternatifs et changement de température entre le jour et la nuit) sont ainsi pratiquement éliminées



Figure II.5 : Bac à toit flottant

II.2.2.1.4 Bac à toit fixe à écran

Les écrans flottants sont montés à l'intérieur de bacs à toit fixe. L'association bac à toit fixe et écran flottant présente de nombreux avantages :

- Il est constitué de tôles très légères et peut être monté à l'intérieur d'un bac existant ;
- L'écran flottant réduit de façon importante les pertes par évaporation ;
- Le toit fixe protège le produit de toute contamination due aux intempéries. Il n'y a pas de dispositif de drainage de l'eau de pluie
- Le toit fixe peut être rendu étanche et le volume entre toit fixe et écran flottant peut être inerte.

Donc ce type de réservoir présente les avantages des bacs à toit flottant en ce qui concerne les problèmes liés à l'évaporation et du toit fixe en ce qui concerne les problèmes liés aux intempéries

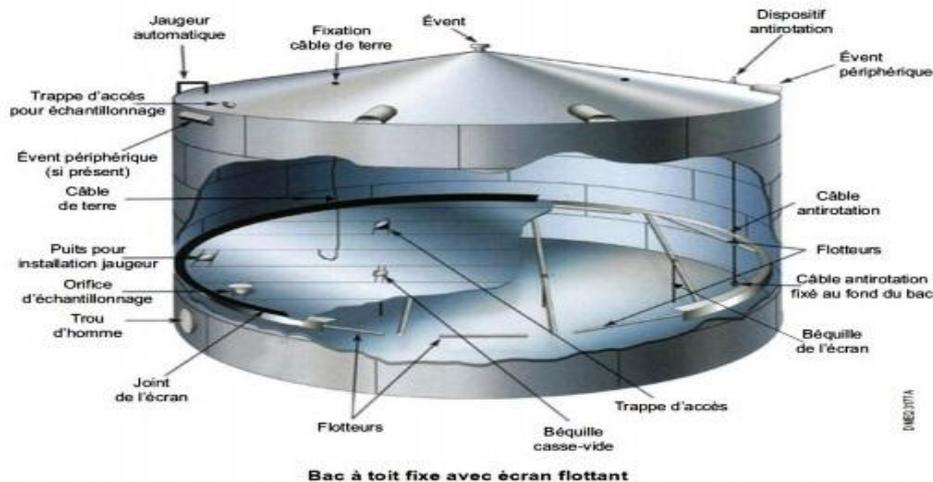


Figure II.6 : Bac à toit fixe avec écran flottant [6]

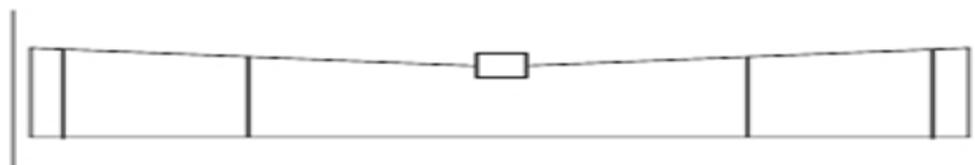
Les principaux équipements d'un écran flottant incluent :

- Le joint d'étanchéité écran ;
- Robe du bac ;
- Les béquilles support de l'écran ;
- Une ou plusieurs béquilles casse-vide ;
- Un ou plusieurs guides anti-rotation de l'écran ;
- Des orifices permettant :
 - le passage du dispositif de jaugeage ;
 - l'échantillonnage ;
 - l'accès en dessous de l'écran en cas de maintenance.

Les tôles légères qui constituent l'écran. Elles sont le plus souvent en aluminium et sont munies de flotteurs. La technologie des tôles d'écran varie avec chaque constructeur. Elles peuvent être par exemple sous forme de tôle composite ou en nid d'abeilles.

II.2.2.1.5 Toit à double pont

Le toit à double pont est constitué par 2 couches de tôle d'acier, séparées par un espace vide d'environ 40 cm compartimenté en caisson indépendants renforçant la structure du toit.



Type double pont, le caisson recouvre toute la surface du réservoir

Figure II.7 : Toit à double pont [6]

II.3 Classification des hydrocarbures et leurs réservoirs :

Selon leur état physique, les hydrocarbures liquéfiés ou liquides sont classés en quatre catégories :

- **Catégorie A** : hydrocarbures liquéfiés dont la pression (absolue) de vapeur à 15 °C est supérieure à 1 bar. Ceux-ci sont répartis en deux sous-catégories :
 - Sous-catégorie A1 : hydrocarbure maintenus liquéfiés à une température inférieure 0°C.
 - Sous-catégorie A2 : hydrocarbures liquéfiés dans d'autres conditions.
- **Catégorie B** : hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est inférieur à 55 °C.
- **Catégorie C** : hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est supérieur ou égal à 55 °C et inférieur à 100 °C. Ceux-ci sont répartis en deux sous-catégories :
 - Sous-catégorie C1 : hydrocarbures à une température égale ou supérieure à leur point d'éclair.
 - Sous-catégorie C2 : hydrocarbures à une température inférieure à leur point d'éclair.
- Les fuel-oils lourds, quel que soit leur point d'éclair, sont assimilés à des hydrocarbures de catégorie C2.
- **Catégorie D** : hydrocarbures liquides dont le point d'éclair est supérieur ou égal à 100 °C.

Ceux-ci sont répartis en deux sous-catégories :

- Sous-catégorie D1 : hydrocarbures à une température égale ou supérieure à leur point d'éclair.
- Sous-catégorie D2 : hydrocarbures à une température inférieure à leur point d'éclair.

[12]

Tableau II.1 : Classification des hydrocarbures et leurs réservoirs

Catégorie	Produits	Réservoirs
A1	Gaz naturel (méthane), éthylène	Sphère ou cryogénique
A2	Butane, propane, butadiène, isoprène	Sphère, cylindre verticale ou horizontale
B	Pétrole brut, essence, kérosène	Bac à toit flottant ou à écran Interne
C1	Fuel, oil domestique gazole moteur	Bac à toit fixe
C2	Fuel-oil lourd	Bac à toit fixe
D1	Huiles ; graisses, bitumes	Bac à toit fixe réchauffé
D2	Huiles, graisses, bitumes	Bac à toit fixe réchauffé

II.4 Conditions de stockage

L'arrêté du 1er juillet 2004 fixe les prescriptions minimales qui doivent être respectées pour la construction, l'installation, la mise en service, l'entretien, l'approvisionnement et l'abandon des stockages de produits pétroliers.

- Les réservoirs doivent être conçus pour stocker des produits pétroliers en extérieur (opacité suffisante).
- Ils doivent être fixés solidement sur un sol plan maçonné.
- Les récipients doivent être :
 - Equipés d'une deuxième enveloppe étanche et être conçus de telle sorte qu'il soit possible de se rendre compte de toute perte d'étanchéité de l'enveloppe intérieure.

Ou

- Etre placé dans une cuvette de rétention étanche dont la capacité doit être au moins égale à la plus grande des valeurs suivantes :
 - * 100% de la capacité du plus grand réservoir,
 - * 50% de la capacité globale.

- Aucune canalisation d'alimentation en eau, d'évacuation d'eaux usées, de gaz ou d'électricité ne doit passer ni sous les récipients transportables et sous les réservoirs, ni dans les cuvettes de rétention.
- Tout réservoir en acier ou matières plastiques doit être conçu et fabriqué pour le stockage de produits pétroliers. Il ne doit exister aucun point de soutirage en partie basse d'un récipient ou d'un réservoir. Aucune canalisation ne doit être connectée en partie basse d'un réservoir.
- Le réservoir doit être équipé d'un dispositif de jaugeage permettant de se rendre compte de la quantité de liquide restant dans le réservoir (exemple ci-contre). Les tubes de niveau en verre ou en matière plastique sont interdits.
- Tout orifice permettant le jaugeage direct doit être fermé, en dehors des opérations de jaugeage, par un obturateur étanche. L'orifice de remplissage doit être fermé, en dehors des opérations d'approvisionnement, par un obturateur étanche.
- Une plaque indiquant de manière indélébile la désignation du produit entreposé et la contenance globale du ou des réservoirs desservis doit être fixée à proximité de l'orifice de remplissage. [13]

II.5 Risques liés au stockage des hydrocarbures

II.5.1 Le risque de corrosion :

Le phénomène de corrosion est observé au niveau des bacs de stockage des hydrocarbures (corrosion des fonds des bacs), la conséquence d'un tel phénomène se résume en particulier dans l'insécurité des installations (fuite des produits hautement inflammables) et les dépenses importantes d'entretien qui en résultent.

On distingue trois types de corrosion, chimique, électrochimique et bactérienne. Pour la lutte contre la corrosion plusieurs méthodes sont utilisées à savoir : les revêtements, l'apport des électrons des inhibiteurs de corrosion et les bactéricides.

La protection passive du réservoir se fait par application d'une couche de peinture accompagnée d'une protection cathodique par anode sacrificielle. La protection extérieure du réservoir est obtenue par soutirage du courant (protection cathodique). Un poste de soutirage comprend un redresseur de courant et un transformateur dont le pôle positif est connecté à une prise de terre appelée déversoir et le pôle négatif aux structures à protéger. Les déversoirs sont constitués, soit de ferrailles abandonnées (rail) soit d'anode en graphite ou en matériaux présentant une bonne tenue à la corrosion tel que aluminium, magnésium, la distance minimale pour la disposition des anodes de protection est de 3 m du réservoir. La surface intérieure du fond du réservoir n'est pas protégée cathodiquement, mais il prévoit une couche de résine époxyde contre la corrosion interne due à la composition chimique du produit stocké telle que : teneur en soufre, et les sels.

II.5.2 Le risque mécanique :

Ce risque est dû probablement aux mouvements des toits flottants durant le stade initial du remplissage d'un bac avec un hydrocarbure à bas point d'éclair -20°C . On distingue les sortes suivantes :

a) Le risque issu d'une fuite importante :

Dans le cas d'un reculement de liquide important, il faut introduire de l'eau dans le réservoir jusqu'au niveau de la fuite (si celle-ci est située au bas du réservoir). Si la fuite est en haut du réservoir il n'y a pas souvent assez de place, dans ce cas il faut procéder au soutirage du produit.

b) Le risque de débordement d'un réservoir :

Le débordement d'un réservoir constitue, généralement un défaut de surveillance ou l'expansion thermique. Pour éviter ce risque, on doit donner lieu à des mesures particulières effectuées dans un ordre déterminé, à savoir :

Arrêter le remplissage ;

- Mettre en fonction le circuit de refroidissement ou arroser à la lance le toit et la paroi du réservoir ;
- Recouvrir le produit se trouvant dans la cuvette par une couche de mousse de protection ;
- Nettoyer des arrêtes flammes, probablement encrassées avant remise en service
- En cas de fuite importante sur la paroi, il faut procéder à la vidange du réservoir et pomper en même temps dans une citerne, les hydrocarbures se trouvant dans la cuvette;
- En cas de fuite par le fond procéder comme précédent et maintenir une garde d'eau, en cas de fuite non visible à la partie inférieure du réservoir (en attendant la vidange de celui-ci).

c) Le risque de pression :

Lors du remplissage d'un réservoir, il est impossible d'éviter la mise en communication de la phase gazeuse avec l'atmosphère car le réservoir n'est pas calculé pour résister à de telles variations de pression, de même les variations de température :

- Pour les réservoirs d'hydrocarbure on se contente de prévoir de simples événements pour la mise à l'atmosphère ;
- Pour les réservoirs d'hydrocarbure type A-B, l'utilisation des soupapes de sécurité est obligatoire.

d) Risque de surpression (la température de stockage ou transport) :

Un produit liquide stocké ou transporté émet des gaz dont la pression dépend de la température à laquelle le réservoir ou conduit est porté. Les gaz émis occupent plus de volume qu'à son état liquide, il y'aura par conséquence un excès de pression exercée sur les parois du conduit réservoir par ces gaz. La conséquence d'une surpression est un phénomène très dangereux appelé « **BLEVE ou fissure** ». [9]

e) Le risque d'électricité statique :

Les opérations de stockage des produits volatils dans les bacs à toit flottant présentent sur ceux à toit fixe, le grand avantage de supprimer l'atmosphère gazeux au-dessus du liquide et en supprimant les pertes réduisent les risques d'incendie et d'explosion.

Le problème de l'électricité statique formé par le frottement des gouttelettes d'hydrocarbures les unes sur les autres et sur l'air de remplissage surtout en pluie est réglé en prévoyant des mises à la terre et des connections électriques de telle façon que l'écoulement des charges soit assuré dans de bonnes conditions.

f) Le risque de foudre :

C'est une manifestation de l'électricité atmosphérique, comportant une décharge électrique accompagnée d'une vive lumière (éclair) et d'une violente détente. Le tonnerre peut provoquer des feux aux événements des bacs de stockage à toit fixe et aux joints de bacs à toit flottant.

j) Le risque d'incendie :

L'incendie est une combinaison qui se développe généralement d'une manière désordonnée et sans que l'on puisse le contrôler entre un comburant et un combustible en présence d'une source d'énergie, les différentes sources d'incendie au niveau du bac de stockage, peuvent être de plusieurs origines chimiques, électriques, physique et thermique.

Pour la lutte contre ce type d'incendie il faut supprimer l'un des deux éléments : le combustible ou le comburant.

La localisation de l'incendie peut à lieu à différents niveaux, parmi lesquels on cite :

- **Incendie des caniveaux de tuyauteries :**

Etant donnée la longueur des tuyauteries, l'utilisation des générateurs des mousses avec un débit continu est le moyen le plus adéquat à ce genre d'incendie, l'opération se fait par l'introduction de cette dernière (mousse) à une extrémité de la tuyauterie en laissant s'écouler d'elle-même.

- **Incendie de cuvette :**

Les incendies de cuvette doivent être éteintes immédiatement et ceci afin d'empêcher l'échauffement du réservoir, pour la même raison, les réservoirs voisins d'un foyer situé sous la

même direction du vent d'un réservoir en flamme doivent être refroidis. La meilleure façon de protéger les réservoirs voisins d'un réservoir en feu et la suivante :

- Recouvrir de mousse la paroi exposée au feu de réservoirs voisins à celui qui brûle par ruissellement ;
- Arroser la robe du réservoir en fin.
- **Incendie aux événements d'un réservoir :**

Dans ce cas-là, il est déconseillé de vider le réservoir.

- **Incendie des réservoirs à toit fixes :**

Dans ce cas l'incendie est généralement consécutif à une explosion provoquant l'arrachement complet ou partiel du toit, pour la lutte contre ce type d'incendie il faut :

- Mettre en service le système fixe d'injection de mousse (il doit être utilisé voir compter par des projections de mousse provenant des engins autonomes) ;
- Refroidir simultanément les parois du réservoir dès le début de l'intervention et jusqu'à l'extinction, en limitant l'introduction d'eau à l'intérieur du réservoir.

- **Incendie des réservoirs à toit flottant :**

L'incendie d'un réservoir à toit flottant est généralement localisé à ces débuts à la périphérie du toit, pour lutter contre cet incendie, deux cas sont envisageables à savoir :

- Si l'incendie est peu important, l'extinction envisagée à l'aide d'extincteurs portatifs ;
- Si l'incendie est important et que le toit a été détérioré (ou coulé) l'extinction s'obtiendra au moyen de la mousse projetée depuis le bas tout en refroidissant la paroi.

- **Incendie des réservoirs sous pression :**

Pour cet incendie, deux possibilités peuvent se présenter à savoir :

- Flamme de couleur rouge orangée, brûle régulièrement assez mollement en mettant une épaisse fumée noire, l'atmosphère excisante à l'intérieur du réservoir est trop riche en vapeurs inflammables pour pouvoir s'enflammer ;
- Flamme de couleur bleu verdâtre, courte et crépitante avec ou sans fumée, dans ce cas l'atmosphère à l'intérieur du réservoir est entre les limites d'inflammabilité, le feu reste à l'intérieur du réservoir.

II.6 Les phénomènes liés au stockage des hydrocarbures

II.6.1 UVCE explosion d'un nuage de gaz en atmosphère libre:

- **Origines**
 - Fuite d'un gaz combustible liquéfié ou évaporation d'une flaque de liquide inflammable.
 - Formation d'un nuage de gaz/vapeur inflammable mélangé avec de l'air

- Energie suffit pour initier l'explosion.

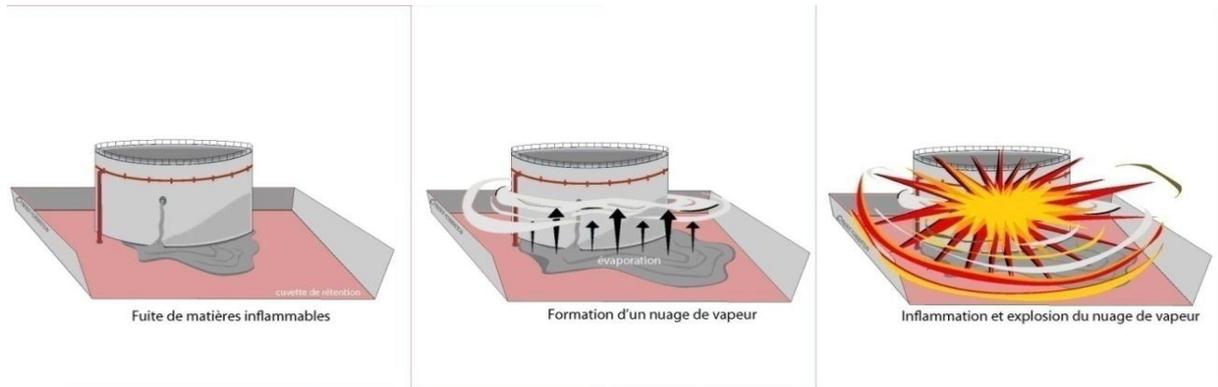


Figure II.8 : Phénomène d'UVCE

- **Conséquence :**
 - Une boule de feu qui consume ou endommage ce qui se trouve à l'intérieur
 - Un rayonnement thermique sur le voisinage immédiat de la boule de feu.
 - Des effets de pression plus ou moins importants.

II.6.2 BOIL-OVER:

- **Origines**
 - Présence d'eau dans le réservoir
 - Incendie prolongé en partie supérieure
 - Propagation d'une onde de chaleur ;
 - Vaporisation de l'eau

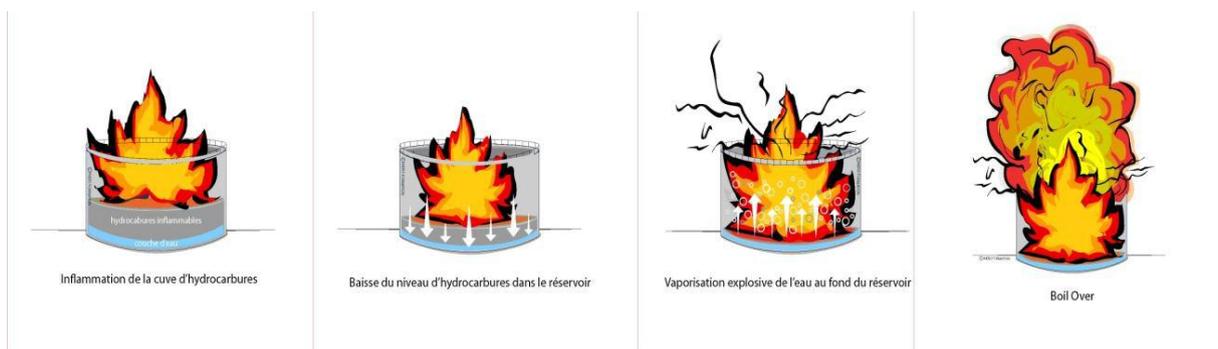


Figure II.9 : Phénomène de BOIL-OVER

- **Conséquence :**
 - Une explosion (rupture de la capacité);
 - Une éjection de liquide en émulsion et en feu. (Extension de l'incendie) ;
 - Une boule de feu avec ses retombées (effets thermiques).

II.6.3 Le BLEVE « Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion »

- **Origine**
 - Corrosion ;
 - Dommages ou fatigues mécaniques ;
 - Hautes températures (incendie)

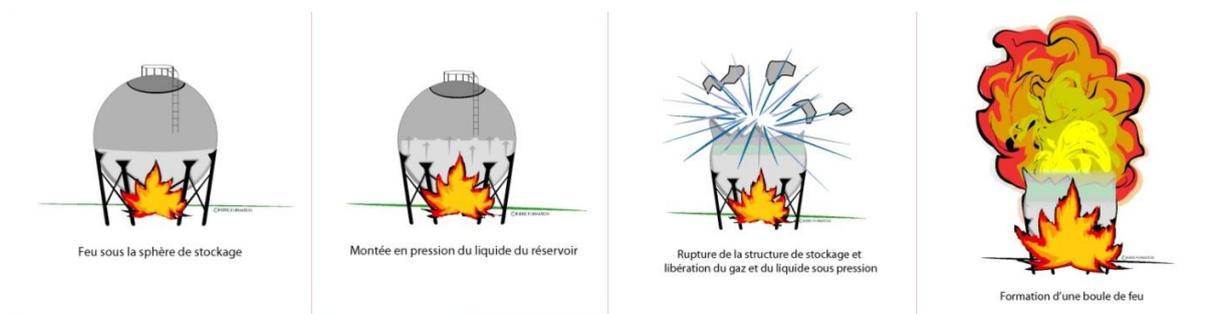


Figure II.10 : Phénomène de BLEVE

- **Conséquences**
 - Une boule de feu : qui consume ou endommage ce qui se trouve à l'intérieur ;
 - Un rayonnement thermique sur le voisinage immédiat de la boule de feu. Ainsi les rémittences de ce front de flamme peuvent atteindre des valeurs de plusieurs centaines de kW/m² ;
 - Une onde de pression choc (détonation) : Le BLEVE est une explosion, il va donc générer une onde de choc (détonation), un important déplacement d'air qui va affecter l'environnement proche du réservoir ;
 - Projection de débris : Des débris sont propulsés majoritairement vers les extrémités du réservoir. Cette projection est donc imprévisible et peut parfois atteindre des proportions énormes, à plus d'un kilomètre de diamètre de la source

II.6.4 Feu de nappe

- **Origines**

Décrit un incendie résultant de la combustion d'une nappe de combustible liquide en contact avec l'air portée à une température supérieure à son point éclair et d'un point chaud (étincelle, flamme nue, métal incandescent, etc.)

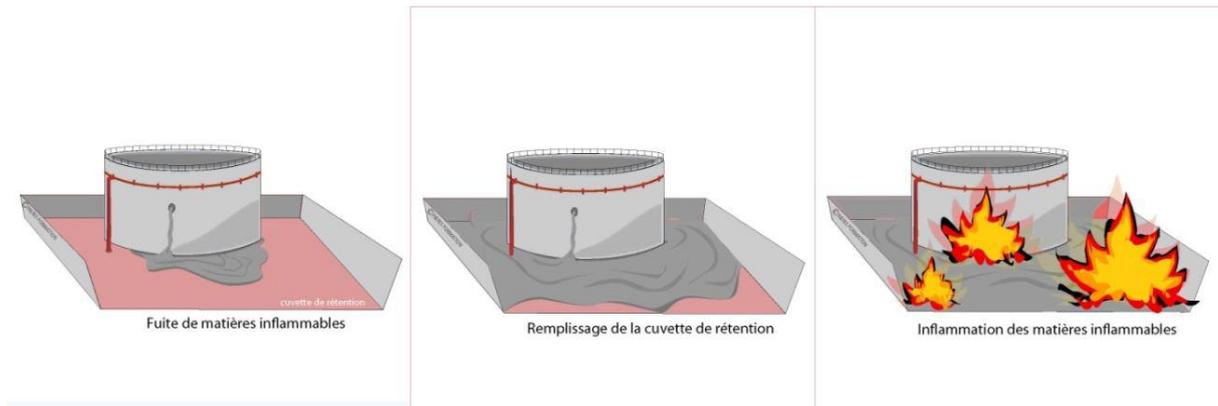


Figure II.11 : Feu de nappe

- **Conséquence :**
 - Les effets thermiques
 - Des effets dominos

Conclusion

Le stockage doit être assuré aux différentes étapes du cheminement des hydrocarbures, depuis le puits de production jusqu'aux lieux de consommation car il est nécessaire pour compenser les fluctuations d'approvisionnement dues à toutes sortes d'aléas lors de la production, du transport et du raffinage, ou des variations de la consommation.

Chapitre III

La gestion des risques

Introduction

La gestion des risques ou management des risques peut être définie comme l'ensemble des activités coordonnées menées en vue de réduire les risques à un niveau jugé tolérable ou acceptable, à un moment donné et dans un contexte donné. Il existe actuellement plusieurs référentiels définissant le vocabulaire du management des risques, qui présentent encore entre eux des différences relativement importantes sur les termes,

Cependant, au-delà des mots, il est important de souligner que tous ces documents décrivent un processus de gestion identique dans son essence. Au sein de ce processus, l'analyse de risques occupe une place centrale, même si elle n'est pas toujours nommée explicitement.

III.1 Concepts et définitions

III.1.1 Notion de sécurité :

La sécurité est l'absence de risque de dommage inacceptable. (ISO/CEI Guide 2, 1986).

III.1.2 Notion de danger :

La notion de danger définit une propriété intrinsèque à une substance (ex : butane, chlore), à un système technique (ex : mise sous pression d'un gaz), à une disposition (ex : élévation d'une charge), à un organisme (ex : microbes), etc., de nature à entraîner un dommage sur un « élément vulnérable ».

Sont ainsi rattachées à la notion de « danger » les notions d'inflammabilité ou d'explosivité, de toxicité, de caractère infectieux etc., inhérent à un produit et celle d'énergie disponible (pneumatique ou potentielle) qui caractérisent le danger. (GT Méthodologie, 2003). [15]

III.1.3 Notion de risque :

Le risque est considéré comme la possibilité de survenance d'un dommage résultant d'une exposition aux effets d'un phénomène dangereux. C'est une espérance mathématique de pertes en vies humaines, blessés, dommages aux biens et atteinte à l'activité économique au cours d'une période de référence et dans une région donnée. (GT Méthodologie, 2003). [15]

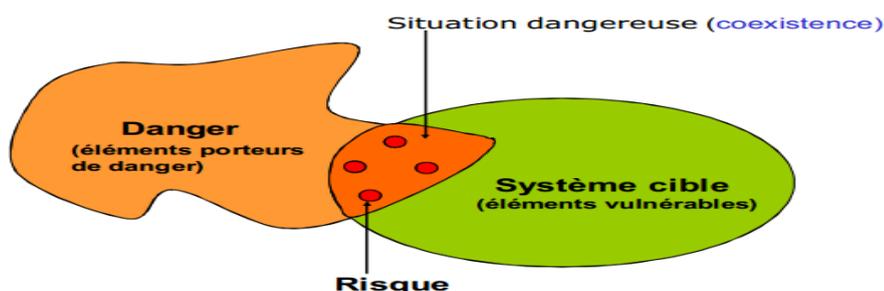


Figure III.1 : Relation entre les notions de danger et de risque. [15]

La démarche de management des risques s'appuie en général sur un processus continu et Itératif qui vise successivement.

Le processus de gestion des risques, tel que décrit dans la norme ISO/CEI 31010 :2009 (associée à la norme ISO 31000 décrivant le processus plus global de management du risque), comprend les étapes décrites dans le schéma ci-dessous, avec les définitions suivantes :

- **Communication et traitement** : elle concerne l'implication des parties prenantes internes et externes et doit être réalisée à toutes les étapes du processus de gestion des risques ;
- **Établissement du contexte** : il s'agit d'établir les contextes interne et externe dans lequel l'organisme cherche à atteindre les objectifs d'évaluation des risques ;
- **Identification du risque** : il s'agit d'identifier les sources de risque (causes internes et externes), les domaines d'impact, les événements, ainsi que leurs causes et conséquences potentielles ;
- **Analyse du risque** : il s'agit du processus permettant de déterminer, par des méthodes adaptées, les causes, les conséquences et les probabilités des risques identifiés en considérant les mesures efficaces de contrôle ;
- **Évaluation du risque** : il s'agit du processus de comparaison des résultats de l'analyse des risques en considérant des critères de risque (acceptabilité / tolérance des risques) en lien avec les objectifs définis lors de l'établissement du contexte ;
- **Traitement du risque** : il s'agit du processus destiné à réévaluer un risque en tenant compte des décisions prises afin de modifier la probabilité d'occurrence, les effets des risques ou les deux suivant les critères de tolérance définis ;
- **Contrôle et examen (surveillance et revue)** : il s'agit du processus de vérification de validité des différentes données considérées lors de l'établissement du contexte, de pertinence des évaluations menées et de performance des traitements entrepris. [16]

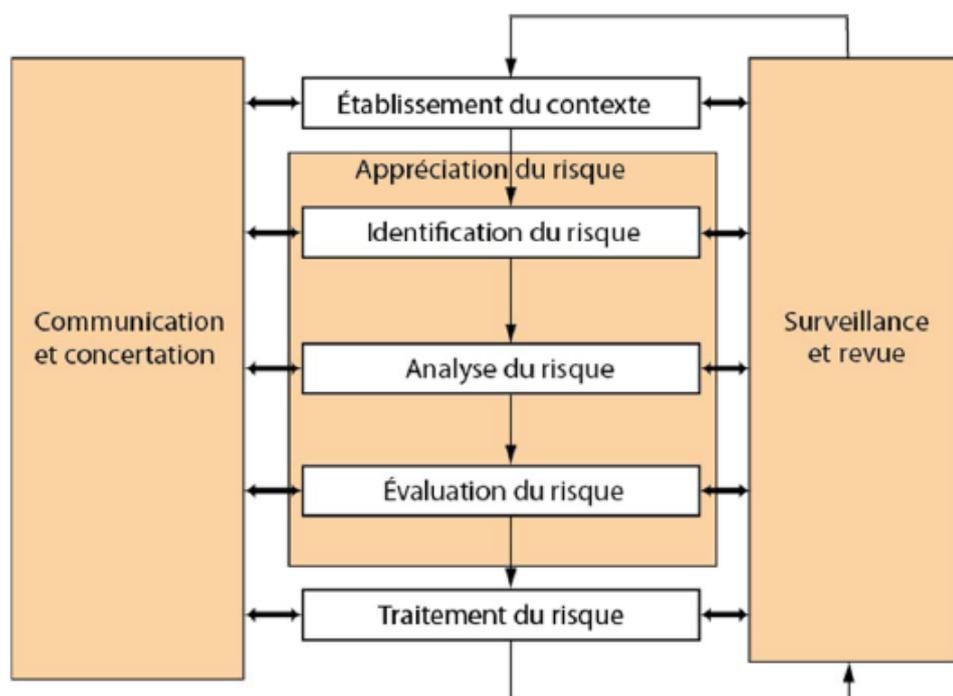


Figure III.2 : Démarche de la gestion des risques. [16]

III.2 Analyse des risques

III.2.1 Définition :

L'analyse des risques consiste en une identification systématique et permanente et en une analyse de la présence de dangers et de facteurs de risque dans des processus de travail et des situations de travail concrètes dans une entreprise, sur un chantier ou dans une institution.

L'analyse des risques occupe une place centrale dans le processus de gestion des risques. Cette étape sert à définir le système ou l'installation à étudier en recueillant toutes les informations et données nécessaires. Dans ce volet, une description à trois niveaux, structurel, fonctionnel et temporel est indispensable afin de mener une analyse efficace et atteindre les objectifs voulus en matière de maîtrise des risques. Dans un premier temps, les principales sources de dangers et les scénarios d'accident doivent être recensés et identifiés.

La complexité de certains systèmes étudiés requiert l'utilisation des outils d'analyse aidant à l'identification des dangers. [14]

III.2.2 Cadre réglementaire

L'analyse des risques s'inscrit dans le cadre d'une étude de dangers, l'enjeu réglementaire est de se maintenir en conformité avec la réglementation en vigueur.

Cette réglementation définit en termes limites, mesures, plans, programmes. Le constat de non-conformité ayant des conséquences économiques (arrêt de production, amende, travaux de mise en conformité, retrait de l'autorisation d'exploitation etc.) et des conséquences stratégiques (perte de confiance des partenaires financiers, économiques et institutionnels de l'entreprise, dégradation de l'image de marque auprès du public, etc.),

L'analyse des risques qu'on a réalisée, est rentrée dans le cadre de l'élaboration des études de danger, dont on se réfère aux textes suivants :

- **International**

- 89/391/CEE, définit les responsabilités générales de l'employeur en matière de dépistage et d'élimination des facteurs de risques

- Extrait de l'article 9 de la Directive 89/391/CEE: L'employeur doit disposer d'une évaluation des risques pour la sécurité et la santé au travail, y compris ceux concernant les groupes de travailleurs à risques particuliers

- Extrait de l'Art. L. 312-2 du Code du Travail : L'employeur doit, compte tenu de la nature des activités de l'entreprise et/ou de l'établissement

- Extrait : Art. L. 326-4 du Code du Travail : Chaque employeur, en collaboration avec le médecin du travail, fait l'inventaire des postes à risques et des postes dont le travail comporte des risques particuliers ou des tensions physiques ou mentales importantes

- **Nationale**

- Décret exécutif n° 07-144 du 19 mai 2007 fixant la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement

- Décret exécutif n° 06-198 du 31 mai 2006 définissant la réglementation applicable aux établissements classés pour la protection de l'environnement

- Loi n° 05-07 du 28 avril 2005, promulguée le 19 juillet 2005, relative aux hydrocarbures

- Loi n° 04-20 du 25 décembre relative à la prévention des risques majeurs et à la gestion des catastrophes dans le cadre du développement durable

- Décret exécutif n°03-451 du 1 décembre 2003, définissant les règles de sécurité applicables aux activités portant sur les matières et produits chimique dangereux ainsi que les récipients de gaz sous pression

- Instruction Ministérielle R1 du 22 septembre 2003 relative à la maîtrise et la gestion des risques industriels impliquant des substances dangereuses

- Décret n° 90-245 du 18 août 1990, portant réglementation des appareils à pression de gaz

- Arrêté du 15 janvier 1986, fixant les limites du périmètre de protection autour des installations et infrastructures du secteur des hydrocarbures.

- Décret n° 85- 231 du 25 août 1985, fixant les conditions et modalités d'organisation et mise en œuvre des interventions et secours en cas de catastrophes
- Décret n° 85-232 du 25 août 1985, relatif à la prévention des risques de catastrophes
- Décret n°84-105 du 12 mai 1984 portant institution d'un périmètre de protection des installations et infrastructures
- Décret n°84-385 du 22 décembre 1984 fixant les mesures destinées à protéger les installations, ouvrages et moyens
- Décision N°45/DG du 18 janvier 2006 du PDG- SH, directive générale relative à la sécurité des installations et des travailleurs [21]

III.2.3 Etapes d'une analyse des risques

La gestion des risques constitue donc un processus itératif qui a pour objet de réduire les risques à un niveau jugé acceptable. Cette démarche est fondée sur l'analyse des risques qui consiste à

- Identifier les sources de dangers c'est-à-dire les éléments susceptibles d'engendrer des dommages significatifs dans leur environnement ;
- Identifier de façon détaillée les différentes conditions dans lesquelles les dangers identifiés peuvent se matérialiser ;
- Caractériser les risques de façon quantitative, semi-quantitative ou qualitative selon plusieurs critères tels la gravité des conséquences et la probabilité d'occurrence. [14]

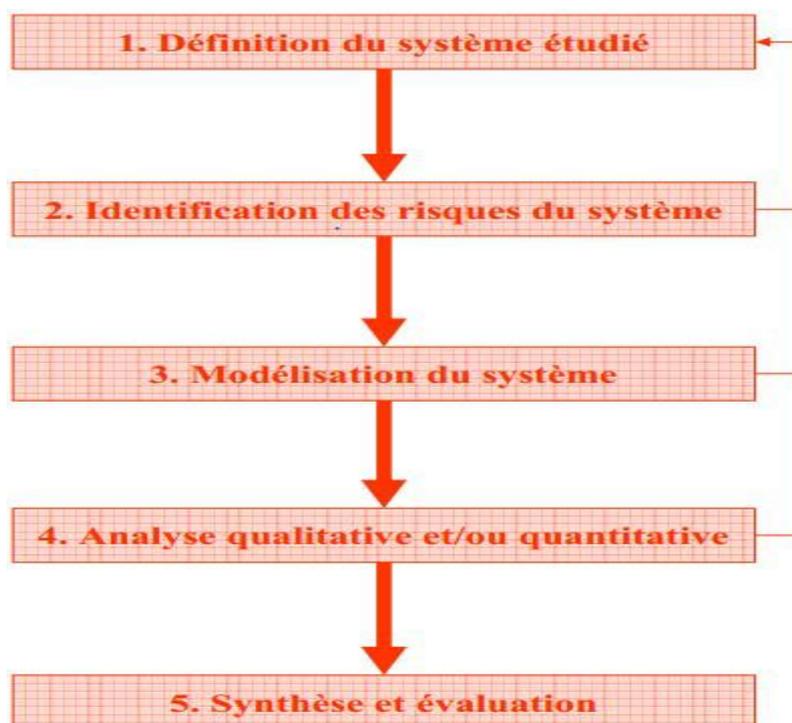


Figure III.3 : Les étapes d'analyse des risques. [14]

III.3 Les méthodes d'analyse des risques

III.3.1 Les méthodes classique d'analyse des risques

Les principales méthodes d'analyse des risques d'accidents sont :

- l'Analyse Préliminaire des Risques (APR),
- l'Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité (AMDEC),
- l'Analyse des risques sur schémas type HAZOP,
- l'Analyse par arbres des défaillances,
- l'Analyse par arbres d'évènements,
- l'Analyse par Nœud Papillon

III.3.1.1 Analyse préliminaire des risques (APR):

III.3.1.1.1 Définition

L'Analyse Préliminaires des Risques (APR) a été développée au début des années 1960 dans les domaines aéronautiques et militaires. Elle est utilisée pour l'identification des risques au stade préliminaire de la conception d'une installation ou d'un projet. En conséquence, cette méthode ne nécessite généralement pas une connaissance approfondie et détaillée de l'installation étudiée. [14]

Tableau III.1 : Exemple de tableau de type « APR »

Fonction ou système :						Date :	
1	2	3	4	5	6	7	8
N°	Produit ou équipement	Situation de danger	Causes	Conséquences	Sécurités existantes	Propositions d'amélioration	Observations

III.3.1.1.2 L'objectif de cette méthode :

- Prendre en compte le facteur sécurité dès la phase recherche et conception d'une installation
- Envisager a priori tous les risques inhérents aux produits, procédés, équipements, implantation
- Prescrire les actions correctives
- Répertorier les risques nécessitant une analyse complémentaire plus fine

III.3.1.1.3 Les avantages :

- ✓ Permettre un examen relativement rapide des situations dangereuses sur des

installations.

- ✓ Ne nécessite pas un niveau de description du système étudié très détaillé.
- ✓ Permet de déterminer les causes, conséquences et actions correctives pour une telle situation dangereuse.

III.3.1.1.4 Les limites :

- Ne permet pas de caractériser finement l'enchaînement des événements susceptibles de conduire à un accident majeur pour des systèmes complexes.
- Donne des résultats grossiers.

III.3.1.2 Analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité (AMDEC)

III.3.1.2.1 Définition

La réalisation d'une AMDEC est recommandée aux entreprises qui souhaitent obtenir une norme ou une certification.

La méthode AMDEC est l'Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité. L'AMDEC est un outil utilisé dans la démarche qualité et dans le cadre de la sûreté de fonctionnement. [14]

L'AMDEC consiste à analyser :

- les défaillances,
- leurs causes,
- leurs effets.

L'AMDEC est réalisée grâce à des contrôles :

- de différents points de la chaîne de production,
- du produit ou du service fini.

III.3.1.2.2 Les différents types d'AMDEC

Tableau III.2 : Les différents types d'AMDEC

Types d'AMDEC	Rôle	Document de travail associé
AMDEC Fonctionnelle	Analyse des défaillances et de ses causes à l'étape de la conception.	-Plan de construction -Brevet

AMDEC Produit	Analyse les demandes des clients en termes de fiabilité	Plan de fiabilisation
AMDEC Process	Analyse des risques liés aux défaillances d'un produit.	-Plan de surveillance -Contrôle qualité
AMDEC Moyen de Production	Analyse les risques liés aux défaillances de la chaîne de production.	Guide de maintenance
AMDEC Flux	Analyse les risques liés à l'approvisionnement, le temps de réaction et de correction et leurs coûts.	-Plan de gestion des stocks -Procédure de sécurité

Tableau III.3 : Exemple d'un tableau de type AMDEC

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Equipement Repère	Fonctions, états	Mode de défaillance	Causes de défaillance	Effet local	Effet final	Moyens de détection	Dispositions compensatoires	P	G	Remarques

III.3.1.3 L'Analyse des risques sur schémas type HAZOP :

III.3.1.3.1 Définition :

La méthode HAZOP, a été développée par la société Impérial Chemical Industries (ICI) au début des années 1970. Elle a depuis été adaptée dans différents secteurs d'activité. L'Union des Industries Chimiques (UIC) a publié en 1980 une version française de cette méthode dans son cahier de sécurité n°2 intitulés « Etude de sécurité sur schéma de circulation des fluides ». Considérant de manière systématique les dérives des paramètres d'une installation en vue d'en identifier les causes et les conséquences, cette méthode est particulièrement utile pour l'examen de systèmes thermo-hydrauliques, pour lesquels des paramètres comme le débit, la température, la pression, le niveau, la concentration... sont particulièrement importants pour la sécurité de l'installation. [14]

III.3.1.3.2 Principes

- Procédure assez semblable à celle proposée par l'AMDE
- Ne considère plus des modes de défaillances mais les dérives potentielles des principaux paramètres

Mot-clé	+	Paramètre	=	Dérive
---------	---	-----------	---	--------

- Mot-clé
 - « Pas de »
 - « Plus de »
 - « Moins de »
 - « Trop de »

Tableau III.4 : Exemple de tableau de type HAZOP

Date :								
Ligne ou équipement :								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N°	Mot clé	Paramètre	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités existantes	Propositions d'amélioration	Observations

III.3.1.3.3 OBJECTIFS

- Recherche systématique des causes possibles de dérive de tous les paramètres de fonctionnement d'une installation
- Mise en évidence des principaux problèmes d'exploitation et d'entretien
- Étude des conséquences et risques éventuels liés à ces dérives proposition des mesures correctives appropriées

III.3.1.3.4 AVANTAGES DE L'HAZOP

- Outil particulièrement efficace pour les systèmes thermo- hydrauliques
- Présente un caractère systématique et méthodique
- Considération simplement les dérives des paramètres de fonctionnement du système

III.3.1.3.5 LIMITES DE L'HAZOP

- Difficilement d'analyser les évènements résultant de la combinaison simultanée de plusieurs défaillances
- Difficile d'affecter un mot clé à une portion bien délimitée du système

III.3.1.3.6 DÉROULEMENT

Tableau III.5 : Déroulement de l'HAZOP

Déviations - Mots Clés		Significations
None	Pas de	Absence de débit, de courant
More of	Plus de - Trop de	Excès de température, niveau, débit, pression

Less of	Moins de – Pas assez de	Baisse de température, niveau, débit, pression, viscosité
Part of	En partie	Absence d'un constituant, changement dans la composition d'un fluide
More than	Plus que	Présence d'impuretés (acide, air, eau, produits de corrosion,...) Présence d'une phase supplémentaire (gaz, solide)
Reverse	Inverse	Inversion de débit
Other than	Autre que	En dehors du fonctionnement normal Démarrage et arrêt intempestifs, bas régime, changement de catalyseur

III.3.1.4 L'analyse par arbre de défaillance (ADD)

III.3.1.4.1 Définition

L'arbre de défaillances, appelé également arbre des causes, arbre des défauts où encore arbre des fautes, est une méthode purement quantitative qui est utilisée largement dans le domaine de la sûreté de fonctionnement [Villemeur, 1988].

Les étapes de cette méthode sont les suivantes :

- La définition de l'événement indésirable (événement de sommet)
- Recensement de tous les événements intermédiaires et élémentaires
- La construction de l'arbre (du sommet vers la base)
- Traitement de l'arbre [14]

III.3.1.4.2 L'objectif de cette méthode :

- À partir d'un événement final indésirable, rechercher les combinaisons des différents événements élémentaires ou défaillances qui peuvent y conduire
- Réduire la probabilité d'occurrence de cet événement final

III.3.1.4.3 Les avantages :

- Méthode qualitative et semi-quantitative précise qui est le travail d'une équipe Pluridisciplinaire.

- L'analyse par arbre des défaillances est qu'elle permet de considérer des combinaisons d'évènements pouvant conduire in fine à un événement redouté.
- Fait intervenir les combinaisons d'évènements.
- Permet de déterminer les chemins critiques et facilite le choix des actions de préventions.

III.3.1.4.4 Les limites :

- Peu appropriée aux phases transitoires et aux procédés discontinus.
- Cette méthode permet d'une part d'identifier les évènements les plus graves

Tableau III.6 : Conception graphique de l'arbre des défaillances

Symbole	Signification
	Événement de base Événement initial ne nécessitant pas de développement. Il s'agit essentiellement d'une défaillance première d'une entité à la limite de l'analyse
	Événement intermédiaire Représentation d'un événement qui est le résultat de la combinaison de d'autres événements
	Porte « ET » Nécessite l'addition des événements causes pour engendrer l'événement effet
	Porte OU Ne requiert qu'un seul des événements cause pour engendrer l'événement effet

Tableau III.7 : Règles d'optimisation des arbres de défaillances

Propriétés	Produit (Porte logiqueAnd)	Somme (Porte logiqueOr)
Commutativité	$A \cdot B = B \cdot A$	$A + B = B + A$
Idempotence	$A \cdot A = A$	$A + A = A$
Absorption	$A \cdot (A + B) = A$	$A + A \cdot B = A$
Associativité	$A \cdot (B \cdot C) = (A \cdot B) \cdot C$	$A + (B + C) = (A + B) + C$
Distributivité	$A \cdot (B + C) = A \cdot B + A \cdot C$	$A + B \cdot C = (A + B) \cdot (A + C)$

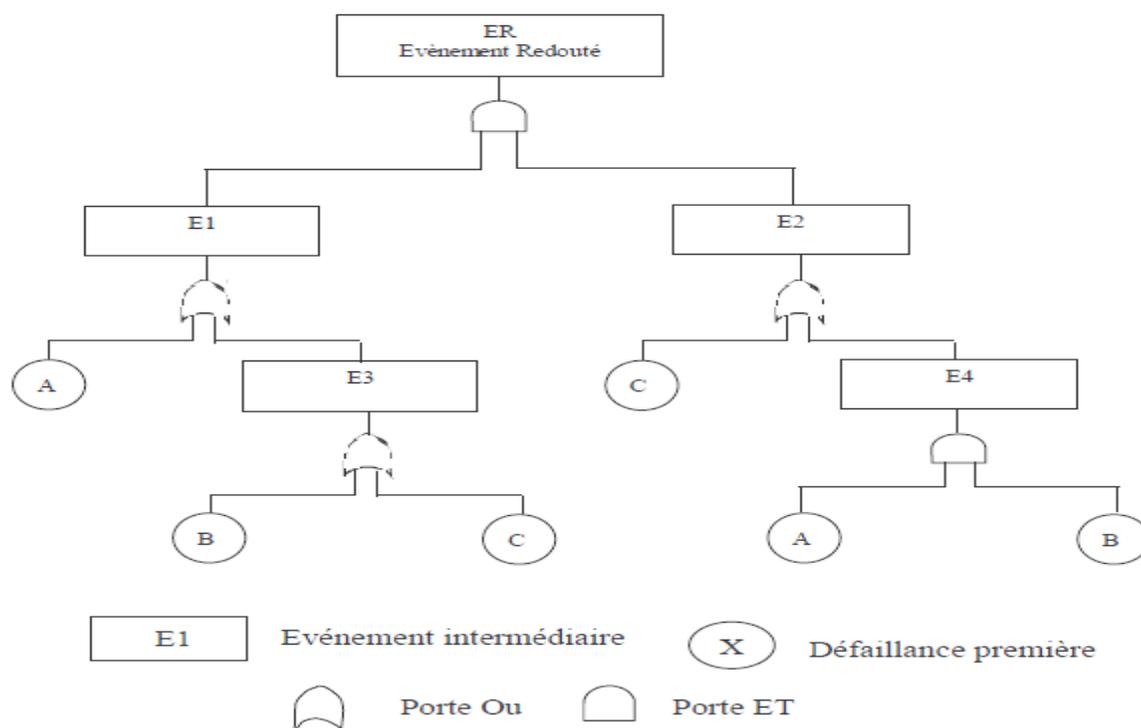


Figure III.4 : Exemple d'arbre des défaillances (VILLEMEUR, 1988)

III.3.1.5 L'Analyse par arbres d'évènements (ADE)

III.3.1.5.1 Définition

Cette méthode s'applique préférentiellement sur des sous-systèmes bien déterminés. Elle apporte une aide précieuse pour traiter des systèmes comportant de nombreux dispositifs de sécurité et de leurs interactions. [14]

III.3.1.5.2 Principe

A partir d'un événement initiateur ou d'une défaillance d'origine, l'analyse par arbre d'évènements permet donc d'estimer la dérive du système en envisageant de manière systématique le fonctionnement ou la défaillance des dispositifs de détection, d'alarme, de prévention, de protection ou d'intervention

III.3.1.5.3 DÉROULEMENT

La démarche généralement retenue :

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

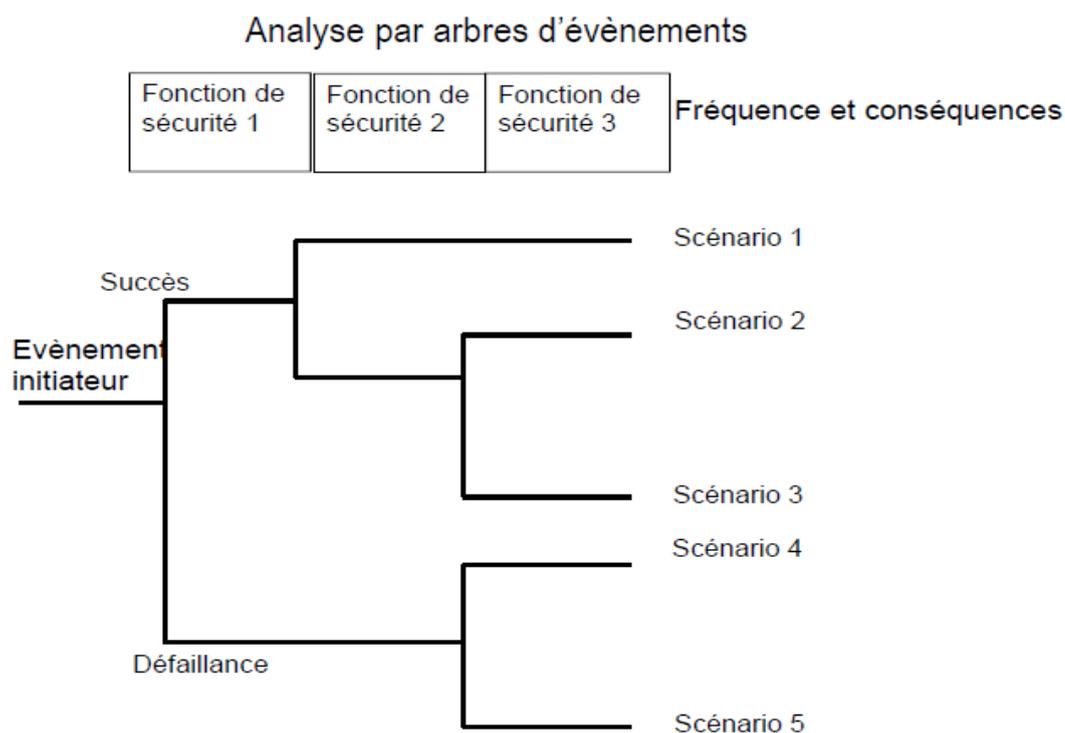


Figure III.5 : Événements dangereux avec des systèmes de sécurité existants

III.3.1.6 L'Analyse par Nœud Papillon :

III.3.1.6.1 Définition

Le « Nœud Papillon » est une approche de type arborescente largement utilisée dans les pays européens comme les Pays-Bas qui possèdent une approche probabiliste de la gestion des risques. Le Nœud Papillon est utilisé dans différents secteurs industriels par des entreprises comme SHELL qui a été à l'origine du développement de ce type d'outils. [14]

III.3.1.6.2 Principe :

Le nœud papillon est un outil qui combine un arbre de défaillance et un arbre d'événements. L'INERIS a adapté une forme particulière combinant plusieurs types d'évènements:

III.3.1.6.4 Les limites :

La mise en œuvre de cette technique est très rigide et nécessite un temps énorme pour explorer d'une manière exhaustive tous les chemins menant des causes de défaillances vers les effets et leurs conséquences sur les cibles vulnérables. Il convient donc que son utilisation soit réservée aux événements principaux de scénarios jugés particulièrement critiques et nécessitant une démonstration de sécurité plus approfondie. Ce jugement peut être porté lors de la tenue de l'APR.

III.3.2 Méthodes intégrées d'analyse des risques :

La partie précédente était consacrée à la présentation des méthodes de base de l'analyse de risque. Celles-ci doivent être mises en œuvre dans le cadre d'une démarche globale dont la version minimale. De nouvelles méthodes ont vu le jour ou ont été plus largement utilisées au cours des dernières années. Il s'agit de méthodes intégrées, qui visent à répondre à travers une même démarche à plusieurs questions que se posent les acteurs de l'évaluation des risques et à apporter des outils pour faciliter l'analyse et l'estimation des risques. Ces méthodes intègrent donc différentes étapes d'identification des risques, d'évaluation des barrières ou d'évaluation de la vulnérabilité de l'environnement, par exemple. [14]

III.3.2.1 La méthode ARAMIS

III.3.2.1.1 Définition

ARAMIS signifie **A Risk Assessment Methodology for Industries**.

ARAMIS est un projet européen de recherche. L'objectif du projet était de développer une nouvelle méthodologie d'évaluation des risques répondant aux exigences de la directive Seveso II et constituant une solution alternative aux approches purement déterministes ou purement probabilistes de l'évaluation des risques alors en vigueur en Europe. [14]

III.3.2.1.2 Déroulement

La méthode d'ARAMIS se déroule en 6 étapes :

1-Identification des scénarios potentiels d'accident majeur (MIMAH)

MIMAH: Methodology for the Identification of Major Accident Hazards

2-Identification des barrières de sécurité et évaluation de leurs performances

3-Evaluation de l'efficacité du management et de son influence sur les performances des barrières de sécurité

4-Identification des Scénarios de Référence

5-Estimation et cartographie de la sévérité des scénarios de référence

6-Cartographie de la vulnérabilité

III.3.2.2 La méthode LOPA

III.3.2.2.1 Définition

La méthode LOPA [CCPS 2001] a été développée à la fin des années 1990 par le CCPS (Center for Chemical Process Safety). LOPA signifie Layer Of Protection Analysis (Analyse des niveaux de protection). C'est une méthode orientée barrière au même titre qu'ARAMIS. Les premières étapes sont d'ailleurs assez comparables à celles de la méthode ARAMIS, en termes de principes généraux, même si de nombreuses différences subsistent au niveau des détails des deux méthodes. En revanche, LOPA ne prévoit pas de représentation cartographique de la sévérité et de la vulnérabilité. [14]

III.3.2.2.2 Déroulement de la méthode LOPA :

La démarche généralement retenue [CCPS, 2001 ; Chunyangetal, 2008] pour réaliser une analyse par la méthode LOPA est la suivante :

- Comme tout outil d'analyses risque, l'établissement des critères d'acceptabilité et de sélection des scénarios d'accidents à évaluer se révèle indispensable et préalable.
- Développement des scénarios d'accidents.
- Identification des fréquences des événements initiateurs.
- Identification des couches de protection indépendantes et leurs probabilités de défaillances à la demande.
- Détermination des fréquences des scénarios d'accidents.
- Évaluation des scénarios d'accidents par rapport aux critères d'acceptabilité du risque.

III.3.2.2.3 Les Étapes de la méthode LOPA :

Généralement la méthode LOPA peut être décomposée en six principales étapes :

- Établissement des critères d'acceptabilité et de sélection scénarios d'accidents
- Développement des scénarios d'accidents
- Identification des fréquences des événements initiateurs
- Identification des couches de protection indépendantes
- Détermination des fréquences des scénarios d'accidents
- Évaluation des risques par rapport aux critères d'acceptabilité

III.3.2.2.4 Avantages et limites de la méthode LOPA :

- LOPA présente les avantages suivants [CCPS, 2000 ; IEC61511, 2003] :
- LOPA est un outil performant et efficace d'évaluation des risques et des mesures de réduction de ces risques.
- LOPA est un outil praticable et flexible permettant de déterminer la réduction apportée par chaque mesure de réduction (**IPL**) en lui attribuant des probabilités de défaillance à la demande (**PFD**).

Cependant LOPA présente des limites [CCPS, 2000 ; IEC 61511,2003 ; Markowski, 2007] :

- LOPA est un outil qui ne peut pas être appliqué pour tous les scénarios d'accidents surtout ceux qui présentent des combinaisons de défaillances.
- En pratique, il est souvent difficile de résumer une probabilité de défaillance en seule valeur numérique.

III.3.2.3 La méthode QRA :

III.3.2.3.1 Définition

L'analyse quantitative des risques [Bedford 2001], en anglais Quantitative Risk Assessment (QRA), est une méthode dont l'objectif est d'évaluer la probabilité de dommages causés par un accident potentiel. Cette méthode, initialement développée dans le domaine des transports et dans le nucléaire a été progressivement adapté à l'industrie des procédés, notamment dans les pays du nord de l'Europe. [14]

III.3.2.3.2 Les Étapes de la méthode

- Sélection des installations pour le QRA
- Définition des événements redoutés centraux (pertes de confinement) et des fréquences associées
- Modélisation de l'intensité du phénomène
- Modélisation de l'exposition et des dommages
- Calcul et présentation des résultats

III.3.2.4 La méthode MOSAR :

III.3.2.4.1 Définition

La méthode MOSAR (Méthode Organisée et Systémique d'Analyse des Risques) a été mise au point par Pierre PERILHON au CEA. Elle est utilisée dans divers domaines, en particulier dans l'étude des risques d'installations à hauts risques (nucléaire, chimique, etc.). En effet, la

méthode a été effectivement appliquée dans le domaine nucléaire et notamment à EDF (Centres de recherches et d'essais) et au CEA (Installations d'essais).

MOSAR contient deux modules hiérarchiques, un module macro « module 'A' » et un module micro « module 'B' ». [14]

III.3.2.4.2 Module A :

A pour but d'identifier les dysfonctionnements techniques et opératoires provoquant un événement indésirable. Les scénarios d'accident sont examinés d'une manière macroscopique, autrement dit, sans traiter en détail des aspects fonctionnels du système et de ses interfaces. Principalement, le module 'A' se décompose en 6 étapes :

- Modélisation de l'installation.
- Identification des sources déranger.
- Identification des scénarios d'accident.
- Evaluation des scénarios de risque.
- Négociation des objectifs.
- Définition des moyens de maîtrise des risques.

III.3.2.4.3 Module B :

Le module B de la méthode MOSAR qui se présente d'ailleurs comme une suite logique du module A. Il permet d'effectuer une analyse plus détaillée de dysfonctionnements techniques et opératoires et aussi de l'impact qu'ils pourraient engendrer sur le système global. Ce module se décompose en 5 étapes :

- Identification des risques de dysfonctionnement.
- Evaluation des risques en constituant des Arbres de Défaillances.
- Négociation des objectifs précis de maîtrise des risques.
- Affinement des moyens complémentaires de maîtrise des risques.
- Gestion des risques.

III.4 Le logiciel Xrisk [17]

III.4.1 Présentation sur X-RISK

La démarche d'analyse de risque à base de modèle implantée dans XRisk consiste à réaliser l'analyse en construisant un modèle du système

Ce modèle est composé de deux parties :

La première, appelée FIS, décrit les éléments du système de ses fonctionnalités

La seconde, appelée DysFIS, décrit les phénomènes dangereux pouvant survenir, les défaillances possibles, les barrières ...

Ces deux parties sont bien sûr en étroite relation. Cette approche correspond plus ou moins à ce qui est fait habituellement : on réalise souvent un modèle du système avant d'analyser les risques, en utilisant par exemple SADT (ou IDEF0) avant de réaliser une AMDEC, MADS pour réaliser une analyse MOSAR, un diagramme de flux pour une analyse HAZOP . . .

III.4.2 Démarrage rapide

III.4.2.1 Création de la base de données

III.4.2.1.1 Modélisation

Tout d'abord, nous créons une nouvelle base de données (il faut toujours en créer une au début d'un nouveau projet). Utilisez :

Menu File>New pour créer une base de données.

Puis pour la sauvegarder tout de suite à l'emplacement désiré avec le nom désiré : Menu File>Save As

III.4.2.1.2 Description des systèmes

Pour réaliser une analyse des risques, il faut décrire au moins un système. Un système peut être vu comme un processus ou une unité de travail. Ils sont utilisés dans la suite pour structurer l'analyse : on y rattache des fonctions (ou activités) et des ressources, ainsi que les phénomènes dangereux et les dysfonctionnements globaux.

Cette description peut se limiter à saisir son nom, si c'est une installation simple. Le plus souvent, on ajoute un système complémentaire, qui n'est pas décrit en détail, mais qui sert à représenter les dysfonctionnements et phénomènes dangereux extérieurs à l'installation étudiée.

Pour notre exemple, nous allons modéliser le système physique en utilisant deux blocs systèmes dans

XRisk :

- **S1** : Installation
- **S2** : l'extérieur (d'où proviennent les déferents _aux énergie et matière, les actions extérieures et à qui sont fournis les _aux traités)

Ouvrons d'abord la page affichant la liste des systèmes principaux en cliquant sur System/process dans l'explorateur ou sur le bouton arborescence de la toolbar :



Figure III.7 : Le bouton arborescence de la toolbar

Pour ajouter un système, sélectionner System/process, puis cliquer sur +. Il est aussi possible de cliquer sur Add dans la base Main System. Le système S2 ne sera pas modélisé complètement, mais nous décrivons uniquement les parties qui nous intéressent pour modéliser S1.

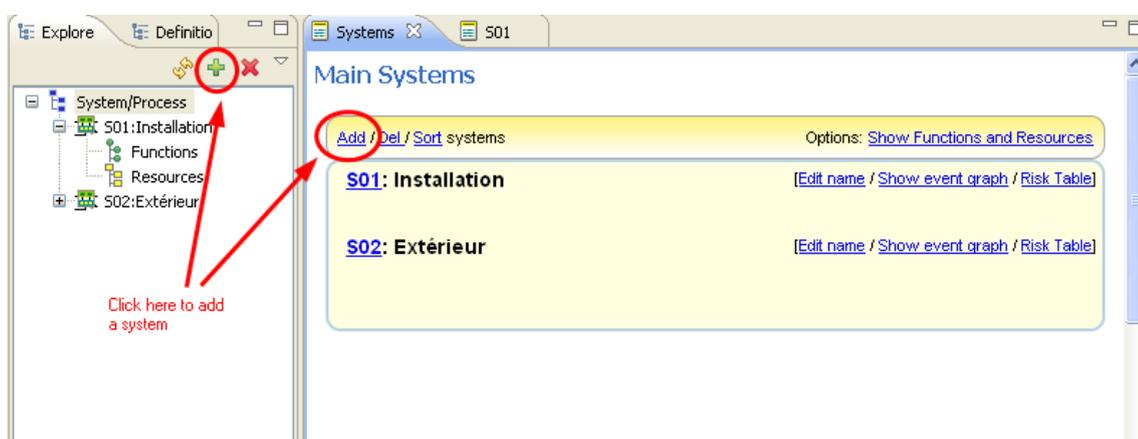


Figure III.8 : Le bouton d'ajouter un système

Pour modifier le nom du système, cliquer sur Edit Name, sur la page ou cliquer sur son nom pour ouvrir l'éditeur de système, puis cliquer sur Edit Name.

III.4.2.1.3 Description des fonctions et ressources

La deuxième étape consiste à décrire les fonctions (ou activités) et les ressources (matières utilisées, machines, main d'œuvre et méthodes) de chaque système. Cliquer sur Show Fonctions et Show Resources.

Ceux-ci nous serviront par la suite pour l'analyse de risque pour y relier les modes de défaillances et les déviations de variables. Il sera possible d'en rajouter si certains ont été oubliés. Puis cliquer sur Add pour ajouter les éléments souhaités.

The screenshot shows two panels, one for S01:Installation and one for S02:Extérieur. Each panel contains a 'Functions' table and a 'Resources' table. The 'Functions' table has columns for Name, Inputs, and Outputs. The 'Resources' table also has columns for Name, Inputs, and Outputs. In the S02:Extérieur Resources table, a mouse cursor is pointing at the 'Inputs' column header.

Figure III.9 : Le bouton de description de fonctions et ressources

Ajoutons quelques éléments : nous obtenons

The screenshot shows the same software interface as Figure III.9, but with the 'Add' button in the 'Functions' and 'Resources' sections of both S01 and S02 panels highlighted in blue. At the top right, there are options: 'Options: Hide Functions and Resources / Hide Resources'.

Figure III.10 : Le bouton d'ajoute d'éléments

III.4.2.1.4 HAZOP

Le bouton H permet d'ouvrir la table HAZOP.

Dans notre exemple, nous avons la table suivante :

HAZOP							
System	Function/Resource	Deviation	Causes	Effects	P	S	Notes
S01:Installation	S01.R01: Réacteur 33030	S01.R01.VDEV01: MORE Temperature	S01.F01.FM01: Perte fonction in S01.F01:Refroidir		A [1.000]	-	Edit

Figure III.11 : Exemple de tableau HAZOP dans XRISK

Nous pouvons ajouter un effet à cette augmentation de température, par exemple le phénomène dangereux identifié dans la table PHA. Ce phénomène est lié au système S01. Rappelons que tous les phénomènes dangereux sont liés aux systèmes et non aux fonctions et ressources.

Comme précédemment, nous ouvrons l'assistant, choisissons S01, puis, sur l'écran suivant, nous sélectionnons effet non lié à une fonction ou ressource puis sur l'écran qui suit, nous choisissons le type Phénomène dangereux et Explosion

III.4.2.1.5 Diagramme

Le diagramme d'évènements est obtenu avec le menu Diagramme > Open the event graph for selected system :

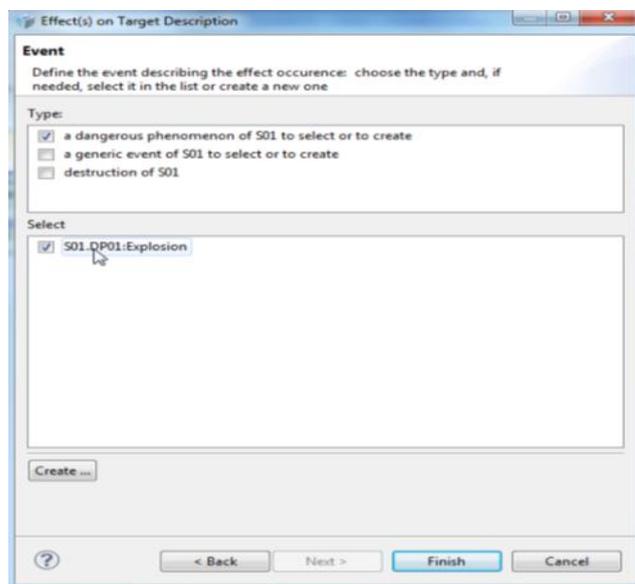


Figure III.12 : Le bouton d'obtention de diagramme nœud papillon

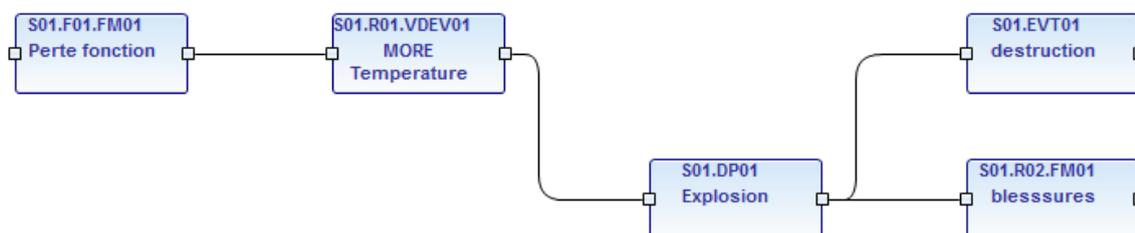


Figure III.13 : Exemple de diagramme nœud papillon

Conclusion

Le management des risques consiste des processus intégrant plusieurs activités essentielles pour la sécurité, sachant que l'étape axiale dans ces processus est l'analyse des risques.

Pour les méthodes d'analyses des risques, Il n'existe pas de bonne ou de mauvaise méthode, chacune possède des avantages et des inconvénients qui lui sont propres, une méthode particulière est donc généralement plus ou moins adaptées au contexte de l'installation étudiée et aux objectifs recherchés

Chapitre IV

Présentation de SH-FCP (MILE)

Introduction

La présente étude est effectuée au sein de l'usine de traitement MLE, qui collecte et traite les fluides extraits des puits de MLE et les fluides extraits des puits de CAFC dans le but de produire du gaz, de l'huile, du condensat et des produits du GPL.

IV.1 Présentation du champ MLE

IV.1.1 Historique Du Champ MLE

Le champ gazier Menzel Ledjmet Est (MLE) est un projet commercial développé conjointement par SONATRACH (SH) et First Calgary Petroleum Ltd (FCP) actuellement dans l'actif de ENI. Le champ MLE se trouve dans le bloc 405b Ledjmet du bassin de Berkine en Algérie à environ 220 km au sud-est de Hassi Messaoud (Figure IV.1).

Le concept de développement est constitué d'un système de champ de rassemblement, d'une unité de traitement (CPF), les infrastructures et les pipelines d'exportation de Gaz de vente, GPL, de Condensat et du Pétrole. Ils sont dimensionnés pour répondre à la fois aux besoins de MLE et le Complexe de champ du secteur centre CAFC (figure IV.2 ; figure IV.3). [18]

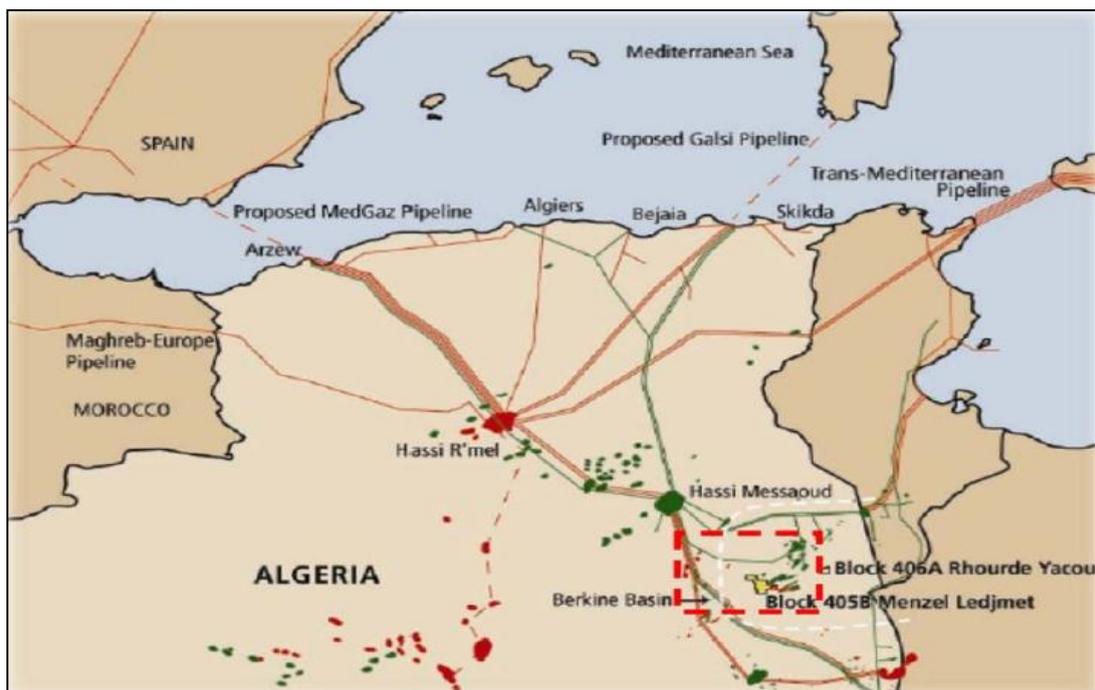


Figure IV.1 : Situation géographique du champ MLE

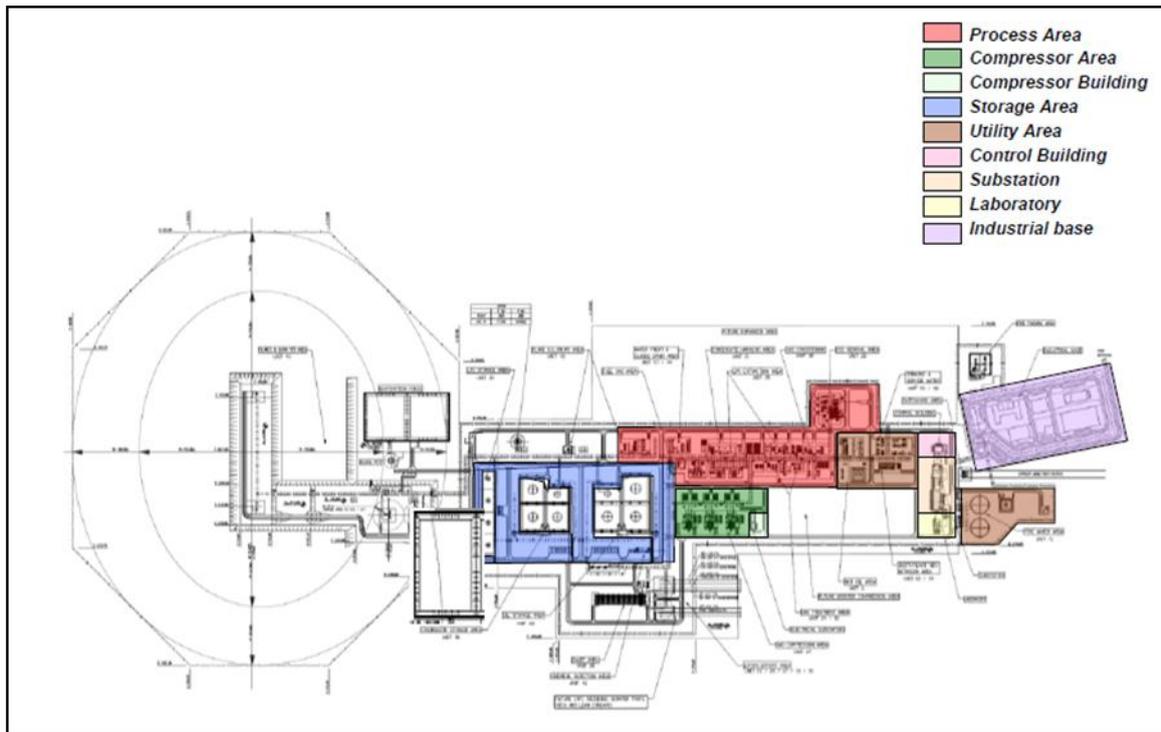


Figure IV.2 : Les différentes zones du CPF et BDV

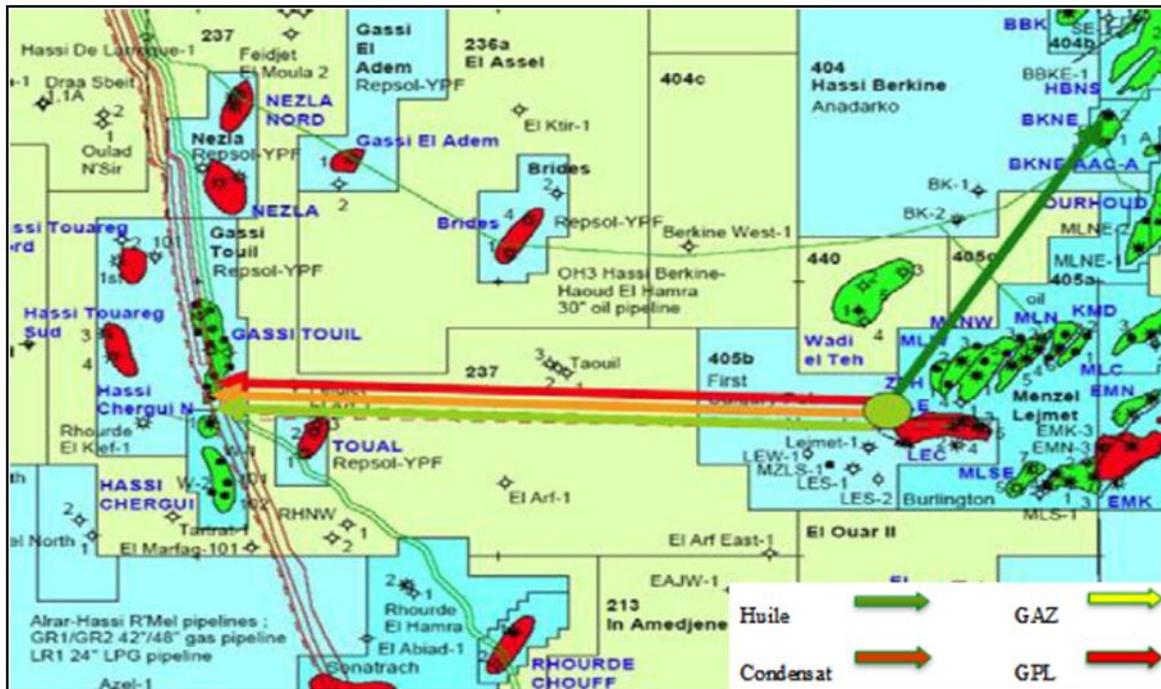


Figure IV.3 : Les pipes d'exportation (huile, gaz, condensat, GPL)

IV.1.2 Organisation de l'association SH-FCP

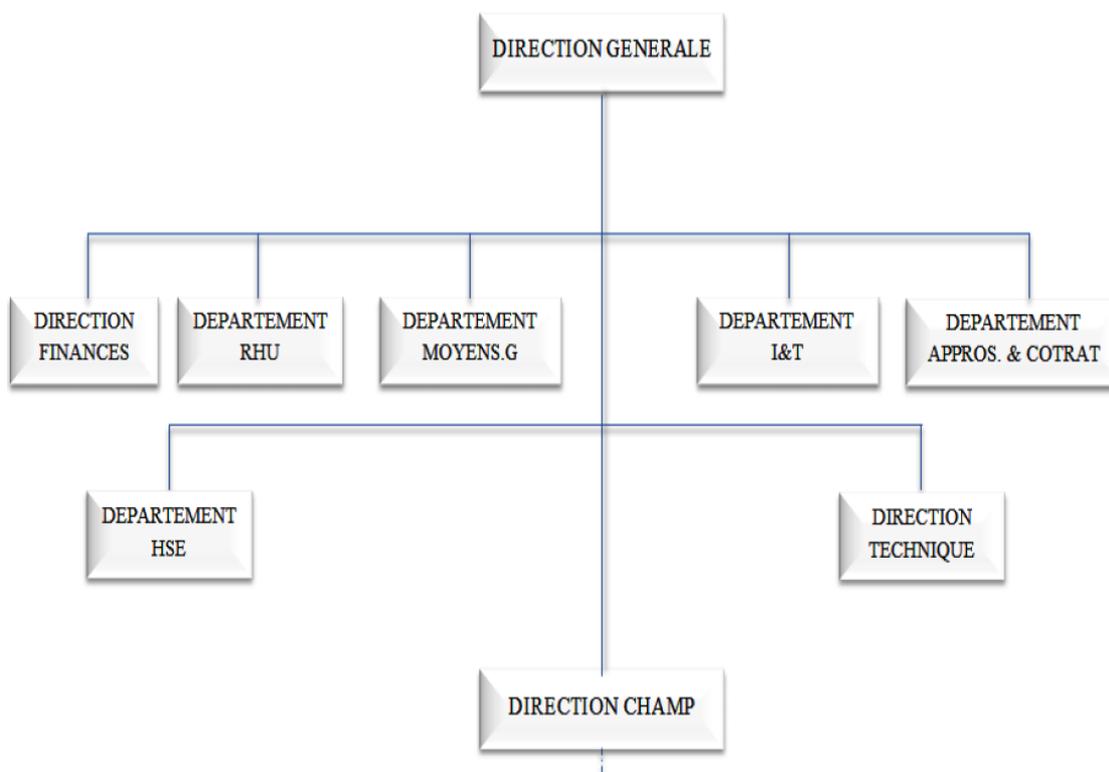


Figure IV.4 : Organigramme du L'OC SH FCP

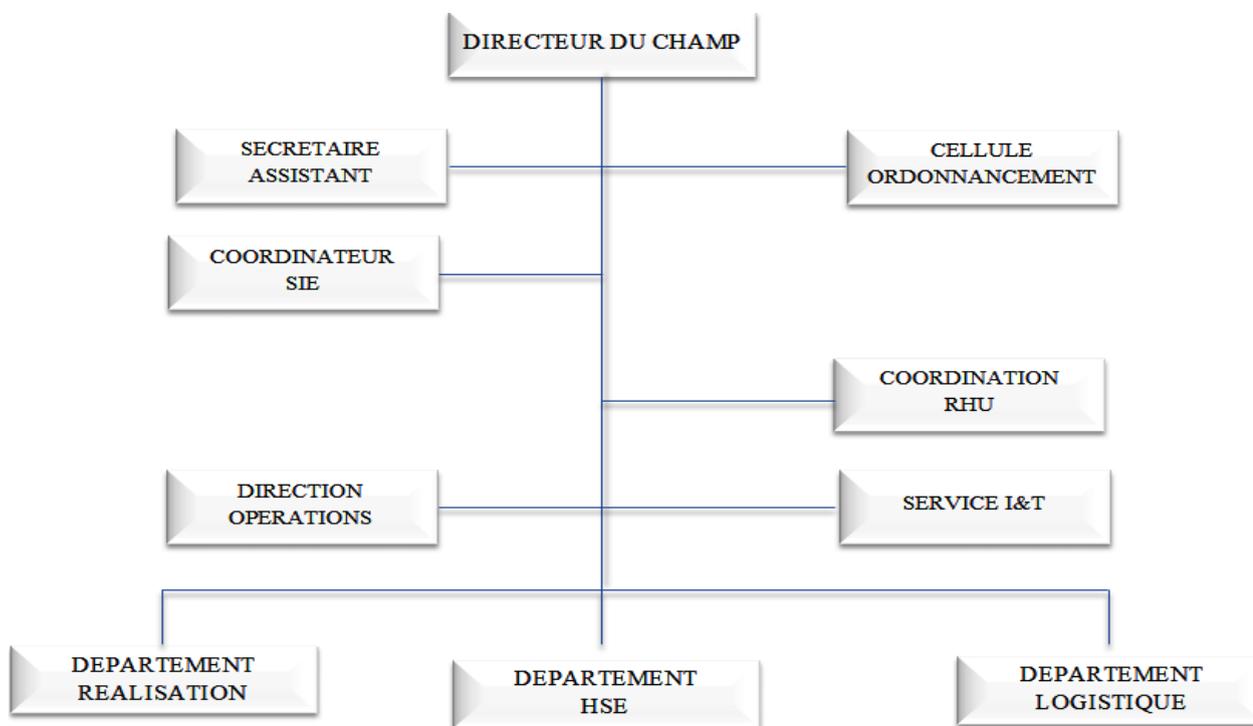


Figure IV.5 : Organigramme du Champ MLE

IV.2 Processus de traitement du champ MLE

IV.2.1 Réseau de collecte des Puits de MLE

Le réseau de collecte des puits de MLE prévoit toutes les connexions nécessaires de la conduite et les équipements des puits pour collecter les fluides des puits qui alimentent les équipements de l'usine de la CPF, dans laquelle le gaz à vendre, le GPL, le condensat et l'huile sont produits selon les spécifications requises des produits.

Les équipements du système de collecte des puits de MLE se composent de:

- Système de tête de puits (Production) – Système 13 ;
- Système de tête de puits (Injection Chimique) – Système 15 ;
- Raccordements (Production) – Système 18.

IV.2.1.1 Système de tête de puits (Production) – Système 13

Le système 13 rassemble les 24 puits qui sont prévus pour le projet de MLE. En pratique, chaque puits est identique et se compose de:

- Tête de puits de production, vanne Xmas tree et les vannes supplémentaires utiles (Vanne de sécurité de fond (SSSV), Vanne maitresse (MV), Vanne Latérale (WV) et Starter (choke valve));

- Panneau de contrôle de tête de puits (WHCP);

- Fosse de brûlage ;

- Ligne d'écoulement de la production vers le manifold du réseau de collecte du puits.

IV.2.1.2 Système de tête de puits (Injection Chimique) – Système 15

Afin d'éviter le phénomène de la corrosion lié à la composition du fluide extrait des puits, un inhibiteur de corrosion est nécessaire.

IV.2.1.3 Collecteurs (Production) – Système 18

Le débit réuni les puits est ensuite envoyé au système de collecte et de la conduite principale et ensuite à la CPF au moyen des collecteurs intermédiaires. Il y a 6 collecteurs intermédiaires prévus pour MLE: chaque collecteur collecte généralement 4 ou 5 puits.

IV.2.2 Systèmes de la CPF

Les équipements de l'usine CPF traitent les fluides du puits dans le but de produire le gaz à vendre qui doit satisfaire la spécification du pouvoir calorifique; le condensat et le brut qui doivent satisfaire les spécifications de la pression de la vapeur et de la densité et le GPL qui doit satisfaire la spécification de la composition requise

IV.2.2.1 Equipements de réception et slug Catching – Système 20

Le système effectue une première séparation liquide/gaz. Le gaz entrant traverse le Slug Catcher où il passe sur les parois adaptées pour que l'humidité et les particules d'hydrocarbures plus lourdes aillent vers le bas tandis que le gaz relativement sec est acheminé vers l'épurateur pour une filtration plus précis.

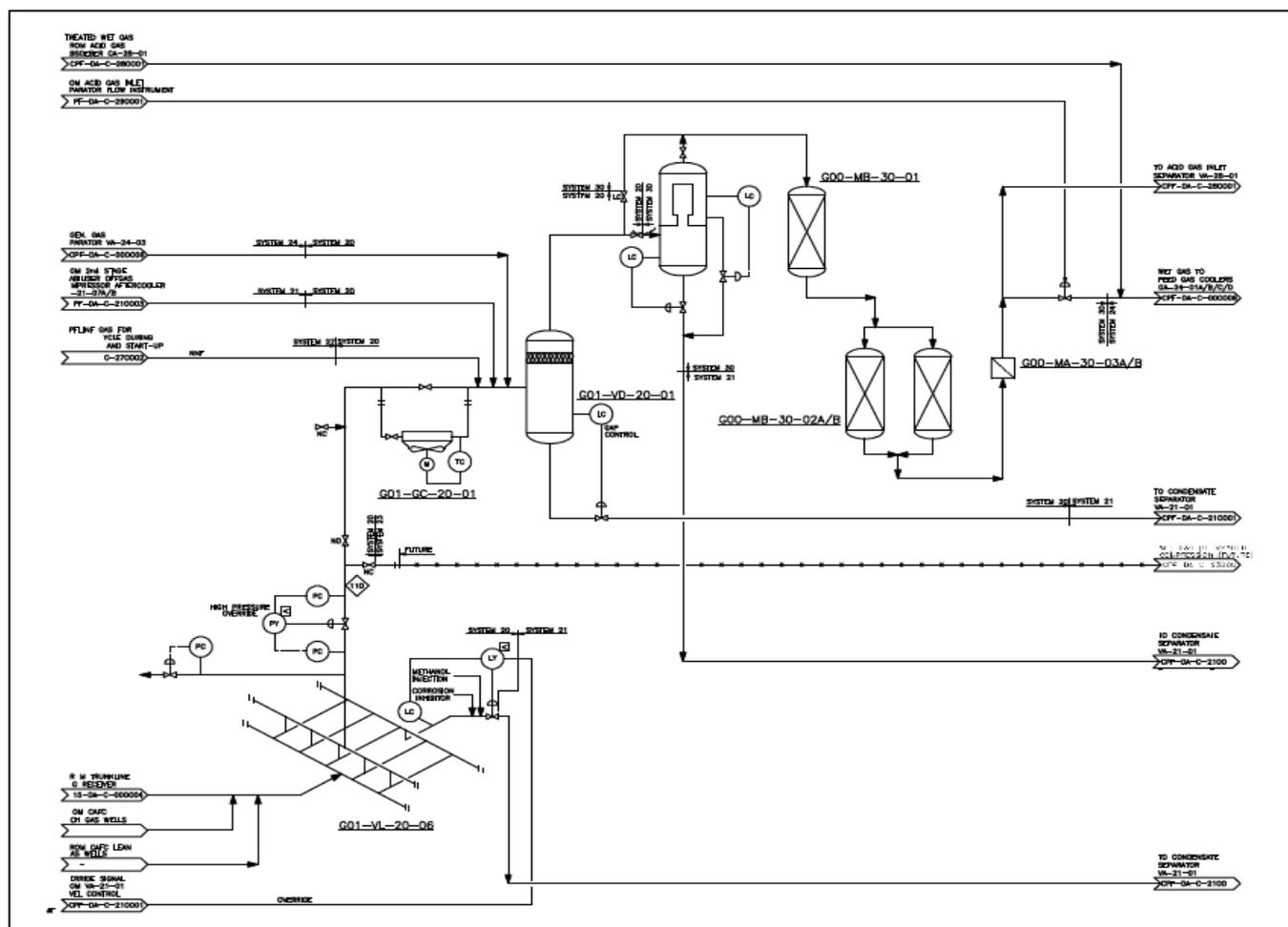


Figure IV.6 : Diapositive de réception et Slugcatching

IV.2.2.2 Prétraitement du gaz pour éliminer les impuretés de H₂S et Hg – Système 30

Le gaz des puits de MLE est saturé d'eau et contient du mercure et des traces de H₂S. L'eau doit être éliminé du gaz pour empêcher la formation de glace ou d'hydrates dans les points de condensation profonds où les T < -70°C. Le H₂S et le mercure contaminent le GPL sauf s'ils sont éliminés.

Le gaz venant du filtre coalesceur d'entrée G00-VJ-30-01 est envoyé au lit de rétention du mercure G00-MB-30-01, pour éliminer le mercure. Le lit de rétention du Mercure contient un lit de cuivre/sulfure sur Alumine doit être remplacé une fois utilisé. Le lit est dimensionné pour assurer que le changement soit planifié seulement tous les 5 ans.

Le gaz du Lit de rétention du Mercure est envoyé directement aux Lits d'élimination du H₂S G00-MB-30-02A/B pour éliminer H₂S. Les Lits d'élimination du H₂S sont configurés comme 2 réservoirs de service à 100% installés en parallèle sur une base de service ou standby. Chaque réservoir dispose d'un seul lit de rétention qui doit être remplacé lorsqu'il est utilisé.

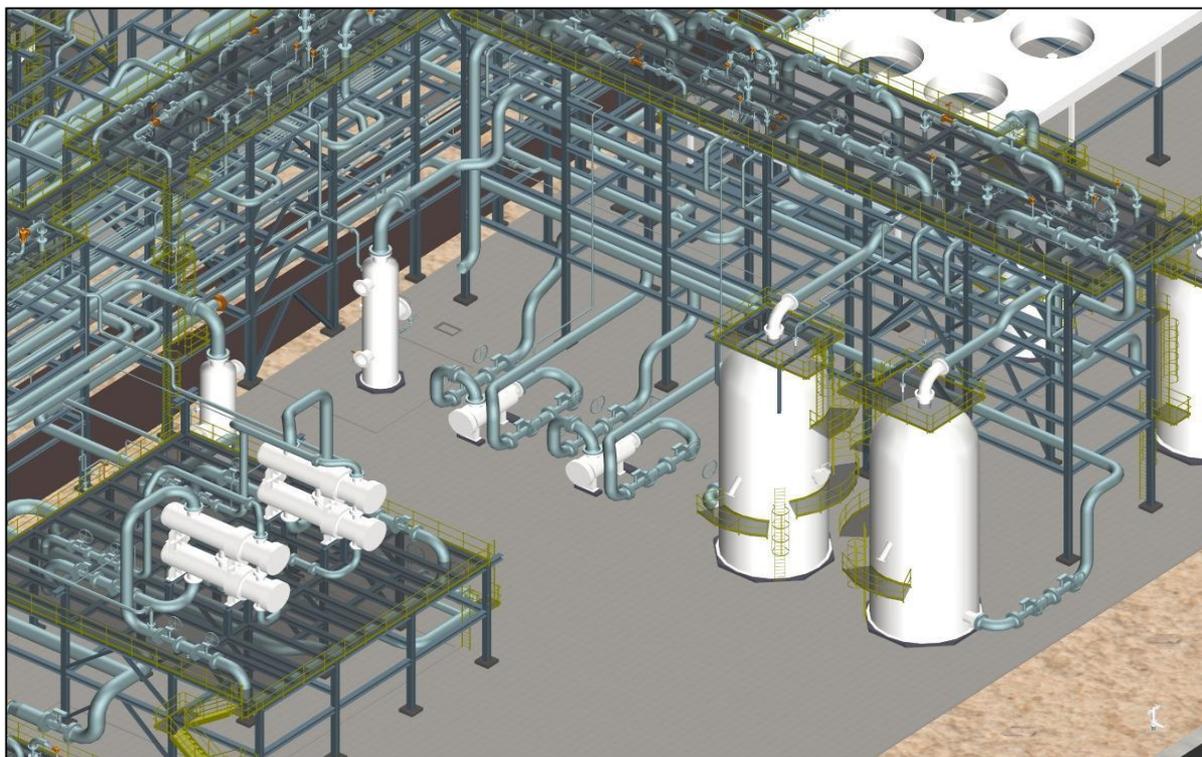


Figure IV.7 : Prétraitement du gaz pour l'élimination des impuretés de H₂S & Mercure

IV.2.2.3 Elimination du CO₂ – Système 28

Le but de l'unité d'élimination du CO₂ est de réduire la teneur en CO₂ à une concentration molaire inférieure à 2 % dans le gaz à vendre afin de répondre aux spécifications normales du gaz à vendre.

IV.2.2.4 Traitement du gaz (Déshydratation) – Système 24

Le système de déshydratation du gaz est conçu pour réduire le contenu d'eau dans l'écoulement de gaz du Système 30, où il est saturé, afin d'éviter la formation d'hydrates le long du pipeline. Leur formation dans les systèmes du gaz et/ou du LGN (Liquide de Gaz Naturel) peut obturer les pipelines, l'équipement, et l'instrumentation, restreindre ou interrompre l'écoulement.

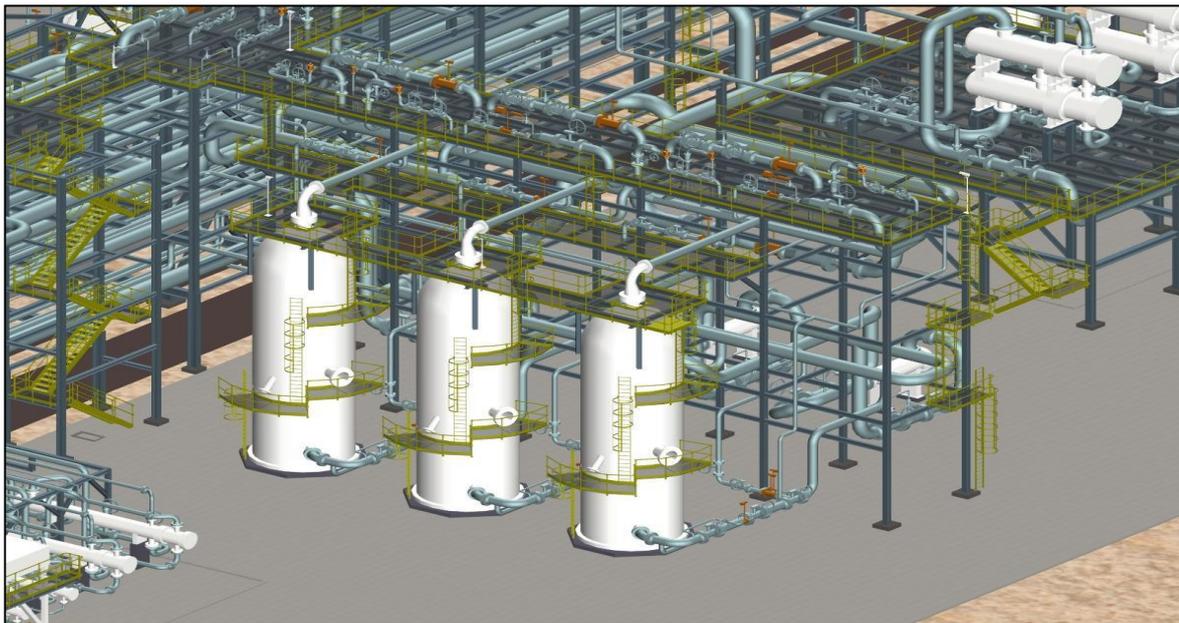


Figure IV.8 : Traitement du gaz (Déshydratation)

Conditionnement du Gaz (Unités de Refroidissement & Dewpointing) –Système 25

Le Système de conditionnement du gaz se compose du Système du Turbo-Extenseur et les échangeurs de chaleur associés. Ce système refroidit le gaz pour condenser les liquides et ainsi réduire le pouvoir calorifique du gaz de façon qu’il réponde aux spécifications du gaz à vente.

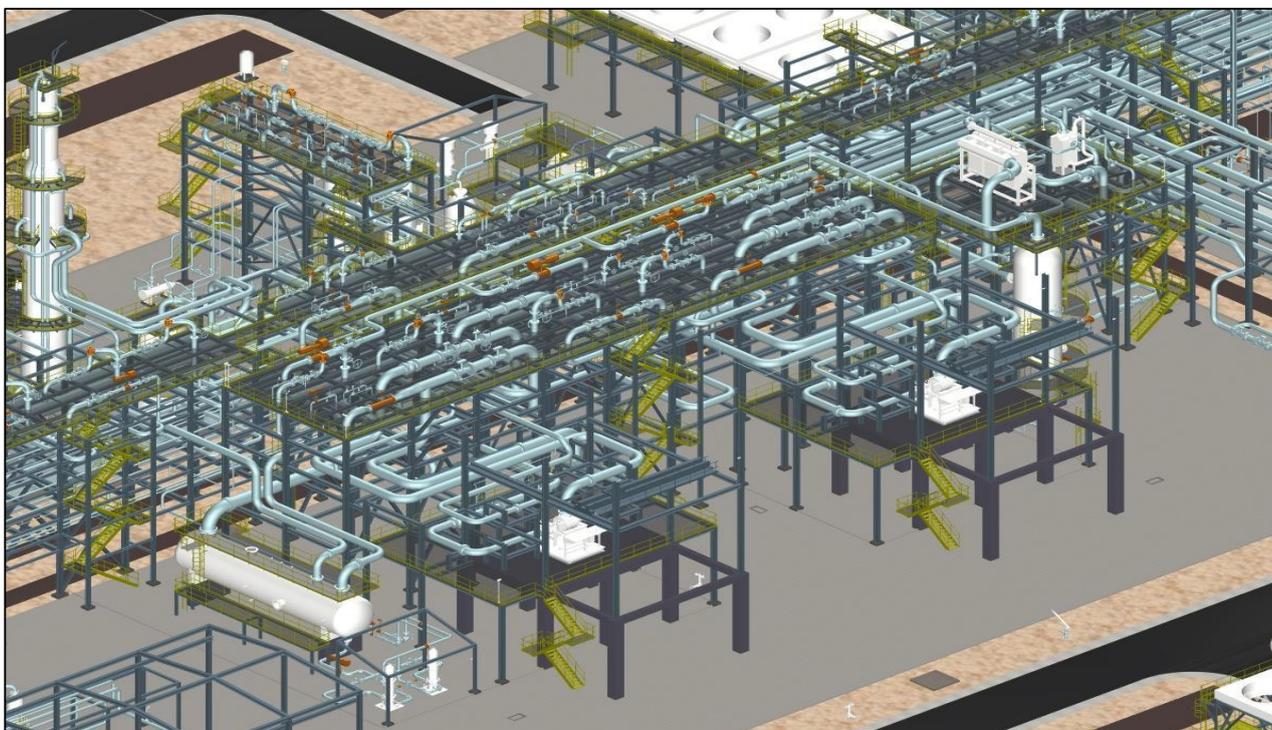


Figure IV.9 : Conditionnement du gaz

IV.2.2.5 Compression et Comptage du gaz à vente – Système 27

Le gaz conditionné sortant du système 25 est comprimé jusqu'à une pression adéquate pour l'exportation dans le pipeline. L'unité de manutention du gaz se compose de trois packages indépendants de compresseur du Gaz à vendre piloté par Turbine à Gaz, pendant le fonctionnement normal deux trains de compression sont en service et un est en modalité standby.

IV.2.2.6 Traitement et stabilisation du pétrole brut – Système 21

Ce système inclut surtout le séparateur du condensat pour recevoir l'alimentation du liquide du Système 20, la colonne du stabilisateur et les installations de compression de l'off-gaz pour la récupération du gaz déchargé au sommet de la colonne du Stabilisateur.

IV.2.2.7 Traitement et Récupération du GPL – Système

Le Dé-butaniseur a deux exigences de performance. La première est de stabiliser le liquide du fond de la colonne en éliminant le butane et les 3 composants plus légers, le plus que possible. La deuxième exigence est de récupérer le GPL (propane et butane) sans récupérer l'excès de pentanes (C5) dans le produit GPL de tête.

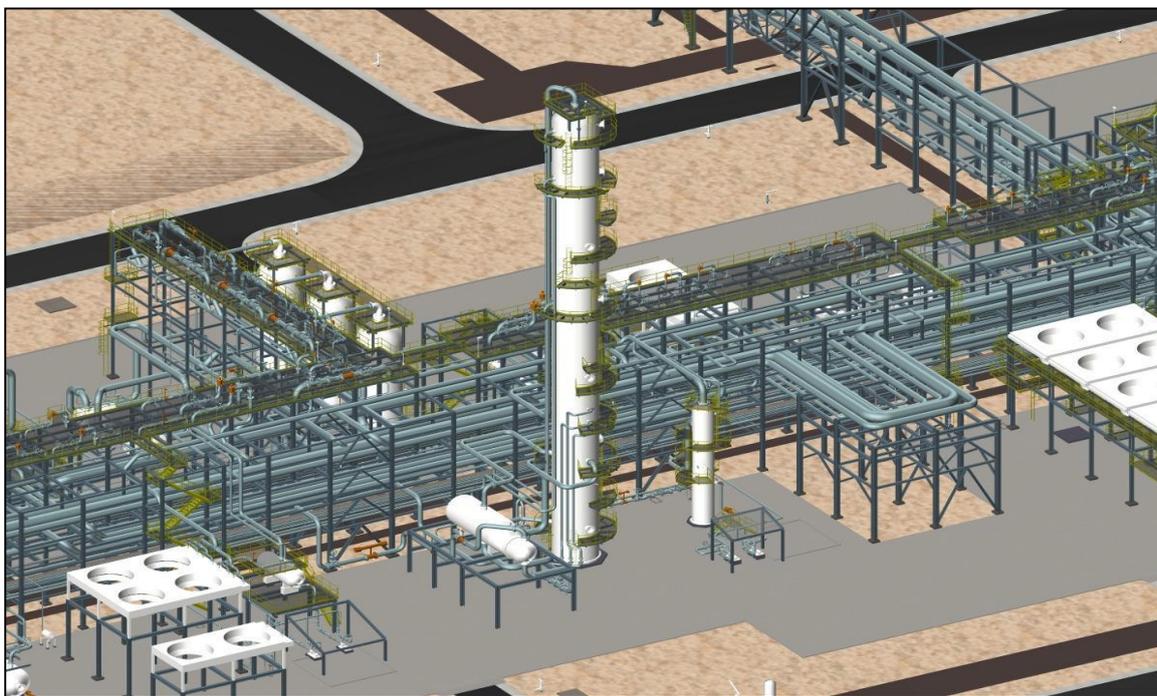


Figure IV.10 : Dé-butaniseur

IV.2.2.8 Stockage du condensat et système de pompage – Système 35

Le condensat produit est stocké dans deux réservoirs de stockage du condensat prévus à cet effet, avant d'être acheminé aux pipelines d'exportation dans des conditions précises prévues par les normes algériennes.

IV.2.2.9 Stockage de l'huile et système de pompage – Système 22

L'huile produite est stockée dans quatre réservoirs prévus pour le stockage de l'huile avant d'être acheminé aux pipelines d'exportations en accord avec la réglementation Algérienne.

IV.2.2.10 Stockage du GPL & Système de pompage – Système 33

Le GPL produit est stocké dans trois réservoirs sphériques prévus pour le stockage du GPL avant d'être acheminé aux pipelines d'exportations en accord avec la réglementation algérienne.

IV.3 Services nécessaires pour le projet de MLE

Le tableau ci-dessous montre les différents services et systèmes nécessaires pour l'installation de traitement MLE (CPF):

Tableau IV.1 : Les services nécessaires pour le projet MLE

Services- CPF	Description
Systèmes de chauffage (Huile chaude)	système de chauffage à circuit fermé avec un drainage et un système de stockage.
Systèmes d'injection des produits chimiques	constitué d'un système d'injection de méthanol pour éviter la formation d'hydrates, d'un système d'inhibiteur de corrosion, d'un système anti-mousse et d'un système d'injection d'hypochlorite nécessaire pour éviter la pollution de micro-organismes dans le système d'eau.
Systèmes de la Torche, d'Évacuation & de Purge	Le système de la torche est prévu pour la collecte en toute sécurité et pour éliminer les hydrocarbures relâchés par les équipements et les canalisations dû à: Décharge d'urgence de la pression, Purge, une défaillance de l'équipement, ...etc. Torche chaude HP, Torche froide HP, Torche à basse pression LP, Torche Atm.
Traitement de l'eau produite	Le projet du séparateur d'eau produite permet la séparation huile/eau. Le projet du séparateur API garde l'interface de l'huile/eau et permet la séparation de l'huile/eau au débit maximal de l'eau. Les pompes d'alimentation du bassin d'évaporation transfèrent l'eau traitée au bassin d'évaporation pour l'élimination.

Système gaz combustible	Il y a deux Systèmes de Gaz Combustible: haute pression (HP) et basse pression (LP).
Système d'eau source	L'eau pour les services et pour l'incendie est fournie par les pompes d'eau du puits. L'eau est ensuite envoyé au package de traitement de l'eau qui fournit deux écoulements de qualité différente. Le premier stade de traitement fourni l'eau potable qui alimente les systèmes de l'eau potable, de l'eau de service et de l'eau de lavage. Un deuxième stade de traitement fourni l'eau déminéralisée à partir de l'eau potable.
Système de Drainage Ouvert	Le système de drainage ouvert se compose de deux collecteurs: <ul style="list-style-type: none"> • Drainage Ouvert de l'Huile Contaminée Accidentellement (AOC «Accidentally Oil Contaminated»); • Drainage Ouvert de l'Eau Huileuse.
Système Drainage fermé	Le système de drainage fermé récupère le liquide effluent de l'équipement du procédé. Le procédé en amont ait été dépressurisé à la contre-pression du système en torche. Les liquides sont acheminés dans une cuve de drainage fermée où ils sont déstabilisés et réutilisés dans le procédé à travers les réservoirs de stockage du produit d'off-spec. Toute vapeur formée est acheminée à la torche.
Système d'alimentation du diesel	Ce système a été conçu avec un réservoir de stockage du diesel, avec un remplissage intermittent des réservoirs journalier en diesel pour chaque usage spécifique. Les engins diesel identifiés pour le projet de MLE sont les Pompes d'Eau Anti-incendie au diesel, le Compresseur d'Air au Diesel, le Générateur d'Energie d'Urgence.
Système d'Air Comprimé	L' Air régulé et les Systèmes d'Air de l'Usine sont munis d'un Package d'Alimentation d'Air qui comprend 3 x 33% compresseurs électriques mis en marche par un moteur électrique, 2 x 33% compresseurs mis en marche par le moteur électrique de secours et 1x33% compresseur mise en marche par un moteur à démarrage à froid au diesel conçu pour toutes les situations d'urgence, associé à tout l'équipement auxiliaire nécessaire (filtres, refroidisseur, etc.),
Système du gaz inerte	Le système d'azote, ainsi que l'Air régulé et les Systèmes d'Air de l'Usine, font partie du Package d'Alimentation d'Air. Il y a trois catégories, d'utilisations de l'azote: <ul style="list-style-type: none"> • Utilisateurs continues ex. compresseur d'étanchéité • Utilisateurs intermittentes ex. couverture à l'azote des réservoirs • Utilisateurs d'appui ex. systèmes de la torche

Systèmes électriques	<ul style="list-style-type: none"> - Production et Distribution de l'électricité – Haute tension, Moyenne tension, basse tension - Approvisionnement électrique de secours – Basse Tension; - Batterie et Système d'alimentation sans coupure (UPS);
Télécommunication	<ul style="list-style-type: none"> - Modalité de Communication primaire et secondaire ; - Adresse et alarme public (système PAGA) ; - Système UHF (TETRA) et VHF Base de la Station Radio ; - PABX (système de téléphone commuté) ; - CCTV système pour la sécurité et le procédé de surveillance ; - Système de repérage, Station Météo et postes de travail.
Automatisation	<ul style="list-style-type: none"> - ICSS: se compose de: <ul style="list-style-type: none"> * DCS qui effectue, surveille et règle les fonctions de l'usine ; * ESD pour protéger le personnel/ l'équipement des changements inattendus du procédé ; * F&G pour la détection des fuites de gaz et des incendies et pour l'activation de la protection de l'équipement. - SCADA: prévue une interface de communication entre RTUs/ PLCs et ICSS à travers les fibres optiques.
Autres	<ul style="list-style-type: none"> - Mise à la Terre; - Protection Cathodique pour la CPF et hors-site ; - Panneaux solaires utilisés pour les têtes de puits.

IV.4 Liens avec d'autres usines ou installations

- Gaz à vendre: Canalisation d'exportation du gaz est raccordée à la conduite principale vers Gassi Touil ;
- GPL Produit: La canalisation d'exportation du GPL est raccordée à la conduite principale vers Gassi Touil ;
- Condensat Produit: La canalisation d'exportation du condensat est raccordée à la conduite principale vers Gassi Touil ;
- Huile Produite: La canalisation d'exportation de l'huile est raccordée à la conduite principale vers Hassi Berkine ;
- Alimentation électrique: La source principale d'énergie pour l'usine de MLE couplée au réseau national Sonelgaz central Berkine à travers deux lignes aériennes (A/B).

IV.5 Description de Bac de Stockage à Toit Flottant

Comprennent une structure flottante directement posée sur le liquide. Ces réservoirs, en raison de leur remarquable capacité à réduire les pertes par évaporation sont réservés aux produits volatils

IV.5.1 Les caractéristiques du bac (RA-35-01A)

Tableau IV.2 : Caractéristiques du bac (RA-35-01A)

Caractéristiques	Valeurs
Type d' installation	Bac de stockage condensât
Substance	Condensat
Type de toit	Flottant
Volume (m ³)	4147 m ³
Hauteur (m)	16 m
Diamètre (m)	20 m
Densité (kg/m ³)	0.70 kg/m ³

IV.5.2 Les Accessoires des Réservoirs

IV.5.2.1 Accessoires d'Accès au Réservoir

Les accessoires d'accès aux réservoirs comprennent : cuvette de rétention, escaliers, passerelles et échelle mobile.

- **La Cuvette de Rétention**

Une cuvette de rétention est une capacité destiné à recevoir les hydrocarbures s'écoulant accidentellement des réservoirs.

Une telle capacité peut être obtenue par délimitation d'un espace de terrain autour ou à proximité des réservoirs, à l'aide de merlons ou de murs, ou par formation d'une excavation autour ou à proximité de ceux-ci.

La capacité réelle d'une cuvette est celle qui est calculée suivant ses dimensions géométriques, sans tenir compte de la présence des réservoirs implantés dans cette cuvette.



Figure IV.11 : cuvette de rétention

- **Un escalier :**

Un escalier d'accès à mains courants. Avec marches orientales.

- **Une échelle :**

Une échelle mobile pour les bacs à toit flottant, cette échelle est menée d'une crinoline, lorsque la hauteur dépasse 10m, un escalier d'accès avec main courante.

- **Les passerelles :**

Des passerelles ou plateforme fixes, menés de garde-corps, sont disposées de façons à permettre l'accès sans risque aux orifices de jaugeage et de respiration à moins que le toit soit bordé par un garde-corps dans la partie intéressée.



Figure IV.12 : Les accessoires d'accès au bac

IV.5.2.2 Les accessoires de sécurité :

Les accessoires de sécurité sont indispensables à l'exploitation du bac en toute sécurité, ses accessoires sont :

- **Soupapes de sécurité:**

La nature du brut l'exige pour l'évacuation du gaz, la soupape est menée d'un ressort qui permet son ouverture automatiquement en cas de surpression à l'intérieur du bac, et se ferme automatiquement lorsque les conditions normales ont été rétablies.

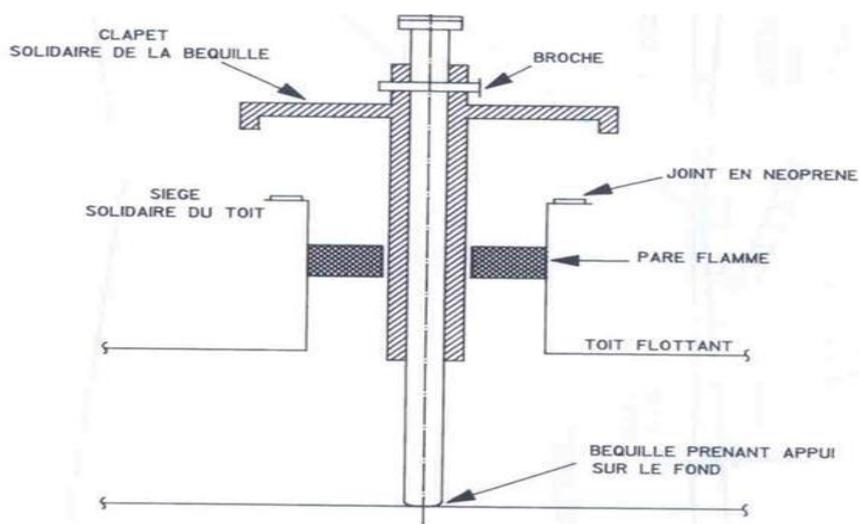


Figure IV.13 : Exemple d'une soupape ouvert

- **Arrêtes-Flammes :**

Ces appareils sont destinés à empêcher la pénétration d'une flamme dans le réservoir. Ils sont constitués par des grilles ou des empilages de tôles endurcies d'aluminium, ils agissent par disparition de la chaleur et sont construit de la manière à ne pas créer que très peu de perte de charge. On place des arrêtes- flammes sur des événements ou à la sortie de soupapes de sécurité.

- **La Mise à la Terre :**

Les réservoirs doivent être mis à la terre, de cette façon ils forment des cages faraday dont l'intérieur est préservé de toute influence électrique et l'écoulement des charges atmosphériques se fait dans des bonnes conditions.

- **Drain d'Evacuation des Eaux de Pluviales du Toit :**

L'évacuation des eaux pluviales est faite par des flexibles ou des tubes articulés. De plus, en cas de bouchage de ce système, un drain de sécurité permet à l'eau de s'écouler dans le produit afin d'éviter que le toit ne coule.

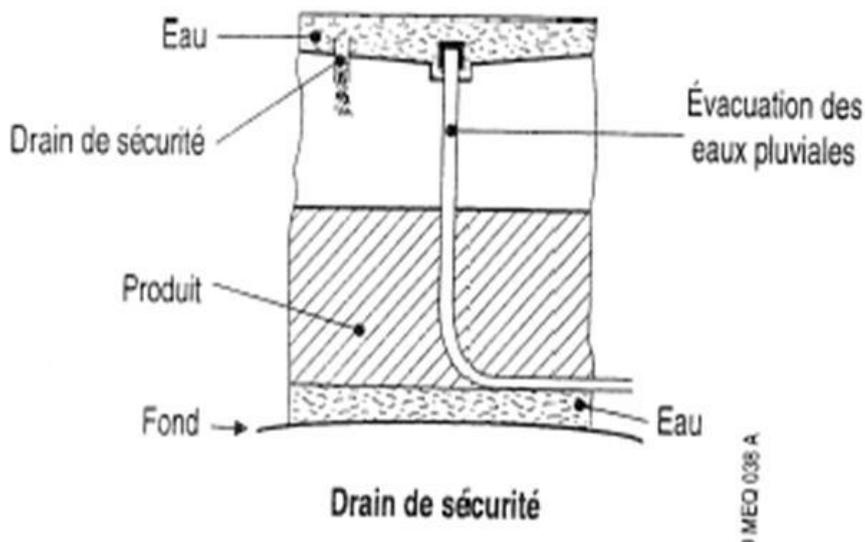


Figure IV.14 : Exemple d'Evacuation des Eaux Pluviales

- **Circuit Mousse :**

Des diffuseurs placés en haut de la robe étalent sur la surface de du liquide un tapis de mousse capable d'étouffer les flammes en cas d'incendie. Pour assurer une couverture rapide et uniforme repartir judicieusement plusieurs diffuseurs installés sur le tour de réservoirs.

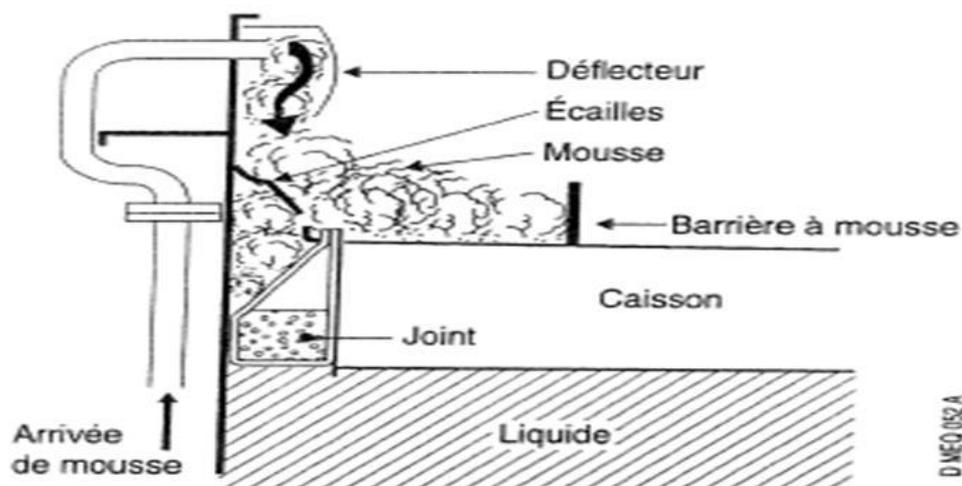


Figure IV.15 : Exemple de Circuit à Mousse

- **Système fixe de refroidissement :**

C'est une canalisation circulaire où se trouvent les têtes d'arrosage en gardant un certain intervalle. Les tuyaux d'alimentation en eau vers chaque réservoir sont raccordés avec la canalisation principale à incendie.

IV.5.2.3 Accessoires de contrôle et d'entretien :

- **Joint d'étanchéité :**

L'étanchéité entre le toit flottant et la robe du bac est assurée par des joints qui peuvent être réalisés de différentes manières. De plus, afin d'améliorer l'étanchéité entre robe et toit, de nombreux bacs sont équipés d'un système de double joint primaire et secondaire.

L'étanchéité entre la robe et le toit est maintenue par un « boudin » compartimenté rempli de kérosène ou de gazole. Ce dispositif est peu utilisé car en cas de percement, le joint perd son étanchéité.

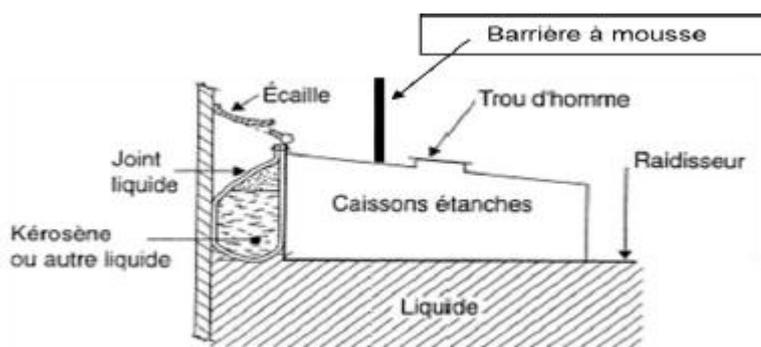


Figure IV.16 : joint d'étanchéité

- **Trous d'homme :**

Les trous d'homme pour l'inspection des réservoirs et le nettoyage.

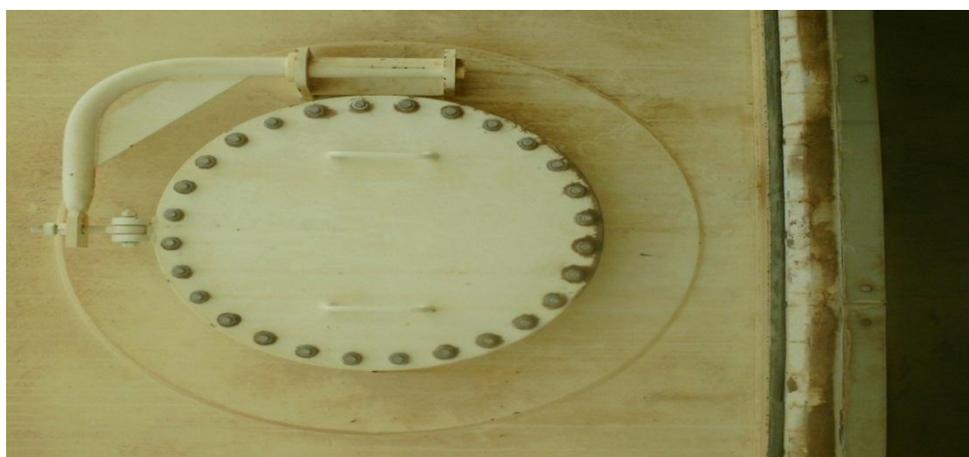


Figure IV.17 : Trou d'Homme dans le bac

- **Les caissons :**

Les caissons des toits flottants sont munis d'orifice permettant le contrôle de leur atmosphère

- **Les béquilles :**

Lorsque la hauteur du liquide ne permet plus de maintenir le toit en flottaison, son support est assuré par des béquilles. Le nombre de béquilles nécessaires dépend de la taille du bac.

- **Système de jaugeage :**

Le jaugeage, sert au prélèvement des échantillons. L'entrée des hydrocarbures dans les réservoirs doit se faire par le bas.



Figure IV.18 : Système de jaugeage

- **Un indicateur de niveau :**

Il sert à indiquer le niveau de pétrole au niveau du bac, il est relié à la salle de contrôle par un transmetteur.

Conclusion

Afin d'éliminer tous les impuretés (H_2S , Hg, CO_2 et H_2O), nos produits tel que : gaz, condensat, huile et GPL seront prêts à stocker et expédier vers gassi touil et berkine

Chapitre V

Application de la méthode HAZOP

Introduction

L'analyse des risques liés aux stockages et transport des hydrocarbures ne peut être bénéfique sans application sur des cas réels, donc comme nous avons présenté dans le chapitre gestion de risque les différentes méthodes d'analyse des risques appliquées dans la sûreté de fonctionnement, notre choix est basé sur la méthode d'analyse HAZOP.

Dans ce chapitre, nous allons appliquer la méthode d'analyse de risque HAZOP sur le bac de stockage a toit flottant de SH-FCP champ MLE, qui est décrit dans le chapitre IV. Cette étude est réalisée au site.

Nous avons choisi quatre paramètres pour appliquer cette méthode :

- Le niveau ;
- La température ;
- Le débit ;
- La pression.

V.1 Application de l'HAZOP

Tableau V.1 : Application de l'HAZOP paramètre de niveau

UNITE/OPERATION : ZONE DE STOCKAGE DE CONDENSAT LIGNE/EQUIPEMENT : BAC DE STOCKAGE RA-35-01A PARAMETRE : LE NIVEAU						
Mot clé	Déviations	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités existantes	Propositions d'améliorations
Plus de	Haut niveau	<ul style="list-style-type: none"> -Défaillance au niveau du circuit de vidange (clapet, filtre, vanne) -Le débit trop élevé -Défaillance des instruments de contrôle 	<ul style="list-style-type: none"> -Débordement de bac -Risque d'incendie en présence d'une étincelle -Risque d'explosion de bac -Déformation de bac -Arrêt de la station -Diversement de condensat Endommagement de toit (au niveau du joint) 	<ul style="list-style-type: none"> -Jaugeur manuel -Indicateur et transmetteur de niveau (LIH/LIHH) 	<ul style="list-style-type: none"> -ESDV (Emergency Shut Down Valve) -Vanne manuelle -Cuvette de rétention 	<ul style="list-style-type: none"> -Ajout des indicateurs et transmetteurs de niveau -Mise en place d'alarmes de niveau -Contrôle périodique -Des exercices de simulation pour contenir le flux en cas de déversement
Moins de	Bas niveau	<ul style="list-style-type: none"> -Densité anormale du condensât. -Fuite dans le bac ou dans la tuyauterie ou dans les pipes -Bouchage de tubes -Rupture dans la ligne d'alimentation /expédition -Défaillance de vannes (vannes bloquées fermées) -Défaillance au niveau de circuit de remplissage de bac 	<ul style="list-style-type: none"> -Création d'une atmosphère explosive -Risque d'apparence de feu -Endommagement de toit flottant du bac -Risque de cavitation de la pompe de vidange -Rejet de condensat dans le sol avec propagation potentielle 	<ul style="list-style-type: none"> -Jaugeur Manuel -Indicateur et transmetteur de niveau (LIL/LILL) 	<ul style="list-style-type: none"> -Ouverture de la vanne de recyclage 	<ul style="list-style-type: none"> -Installation d'un clapet de trop plein ou un équivalent dans les lignes d'entrée et de sortie pour la fermeture en cas de fuite importante -Prévoir une deuxième vanne manuelle dans le conduit de vidange à partir de puisard de réservoir

Tableau V.2 : Application de l'HAZOP paramètre température

UNITE/OPERATION : ZONE DE STOCKAGE DE CONDENSAT LIGNE/EQUIPEMENT : BAC DE STOCKAGE RA-35-01A PARAMETRE : LA TEMPERATURE						
Mot clé	Déviaton	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités existantes	Propositions d'améliorations
Plus de	Haute température	<ul style="list-style-type: none"> -un mauvais refroidissement -variation de pression -feu à l'intérieur ou à l'extérieur du bac -augmentation de la température ambiante -Panne du courant et l'arrêt de 2 ventilateurs dans le refroidisseur du condensat 	<ul style="list-style-type: none"> -Risque d'incendie et l'explosion de bac -Endommagement de bac -Evaporation de condensât -Augmentation de pression -Condensat instable possibilité d'inflammation ou d'auto inflammation -Température plus élevée naval du refroidisseur pouvant potentiellement dépasser la température de conception de bac de stockage de condensât 	<ul style="list-style-type: none"> -Détecteur de chaleur auteur de bac -Transmetteur de température de bac -Câbles thermosensibles installé au niveau du bac 	<ul style="list-style-type: none"> -Système déluge -Automatisation du système anti incendie et système de mousse -Lance monitor -Système de refroidissement -Système d'extinction par l'eau -Le bac est protégé par un isolant thermique (revêtement) 	<ul style="list-style-type: none"> -Contrôle et vérification périodiques des systèmes d'extinctions -Localiser et éliminer les sources de chaleurs -Renforcer le système de refroidissement
Moins de	Basse température	<ul style="list-style-type: none"> -Conditions climatiques température de l'air ambiant très basse (hiver) 	<ul style="list-style-type: none"> -Risque de bouchage des canalisations -Mauvais pompage -Endommagement des pompes -Givrage des conduites 	<ul style="list-style-type: none"> -Transmetteur de température de bac -Détection visuelle (vérifier l'état de condensât stocké) 	<ul style="list-style-type: none"> -Inspection périodique des propriétés physico-chimiques du condensat 	

Tableau V.3 : Application de l'HAZOP paramètre le débit

UNITE/OPERATION : ZONE DE STOCKAGE DE CONDENSAT						
LIGNE/EQUIPEMENT : BAC DE STOCKAGE RA-35-01A						
PARAMETRE : LE DEBIT						
Mot clé	Déviations	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités existantes	Propositions d'améliorations
Plus de	Trop de débit	-Défaillance au niveau des vannes de recyclage. -Défaillance au niveau de ROV vannes -Défaillance des instruments de control de niveau.	-Augmentation brusque de niveau de condensât dans le bac. -Débordement de bac. -Risque d'incendie.	-Indicateur et transmetteur de niveau	-ESDV (Emergency Shut Down Valve) -La cuve de rétention.	-Contrôle et vérification des vannes de recyclage. -Contrôle et vérification de ROV vannes
Moins de	Pas de débit	-Laissez la vanne de recyclage (de bac) à position fermée. -Défaillance des instruments de control de niveau.	-Endommagement de toit flottent de bac (niveau très bas) -Variation de propriétés physico-chimiques de condensât (longe durée de conservation)	-Jaugeur manuel. -Indicateur et transmetteur de niveau	-Ouverture la vanne de recyclage. -ESDV (Emergency Shut Down Valve)	-Vérifier la position des vannes de recyclage. -Contrôle et vérification de ROV vannes

UNITE/OPERATION : ZONE DE STOCKAGE DE CONDENSAT						
LIGNE/EQUIPEMENT : BAC DE STOCKAGE RA-35-01A						
PARAMETRE : LA PRESSION						
Mot clé	Déviatiion	Causes	Conséquences	Détection	Sécurités existantes	Propositions d'améliorations
Plus de	Haute pression	<ul style="list-style-type: none"> - Augmentation excessive de la température (incendie à proximité du bac). -Le bac est en sur remplissage. -Conditions climatique (été) 	<ul style="list-style-type: none"> -Risque d'explosion et d'incendie. -L'apparition de fissures au niveau de la robe du bac. -Endommagement du bac 	<ul style="list-style-type: none"> - Détection visuelle (déformation du bac) -Emission du gaz (grand quantité) 	<ul style="list-style-type: none"> -Ouverture des évents de bac. - Système d'extinction à l'eau et refroidissement. 	<ul style="list-style-type: none"> -Contrôle et vérification l'état de bac.
Moins de	Basse pression	<ul style="list-style-type: none"> -Basse température ambient (hiver) - Fissures au niveau de la robe de bac. 	<ul style="list-style-type: none"> -Modification les propriétés physico-chimiques de condensât - Pas de pression en sortie. 	<ul style="list-style-type: none"> - Détection visuelle. - Vérification de l'état de condensât stocké. 	<ul style="list-style-type: none"> -Inspection périodique de la situation de bac et les caractéristiques physico-chimiques de condensât. 	<ul style="list-style-type: none"> -Ajouter un manomètre au niveau de bac.

Tableau V.4 : Application de l'HAZOP paramètre la pression

V.2 Application de l’HAZOP dans le logiciel Xrisk

V.2.1 Le niveau

Tableau V.5 : Application de l’HAZOP par le logiciel XRISK paramètre niveau

HAZOP							
System	Sub System	Operating Phases	Related Elements	Deviation	Causes	Effects	
System S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)							
S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)	S01:F01:Stockage de condensat (onspec)		S01.F01:Stockage de condensat (onspec)	S01.EVT01:Haut niveau [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT02:-Défaillance au niveau du circuit de vidange (clapet, filtre, vanne) [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT05:-Débordement de bac -Risque dincendie en présence dune étincelle -Risque dexpllosion de bac -Déformation de bac -Arrêt de la station -Diversement de condensat -Endommagement de toit (au niveau du joint [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	
					S01.EVT03: -Le débit trop élevé [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]		
					S01.EVT04: -Défaillance des instruments de contrle [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]		
					S01.EVT07:-Densité anormale du condensat [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]		S01.EVT13:-création dune atmosphère explosive -Risque dapparence de feu -Endommagement de toit flottant du bac -Risque de cavitation de la pompe de vidange -Rejet de condensat dans le sol avec propagation potentielle [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]
					S01.EVT08:-Fuite dans le bac ou dans la tuyauterie ou au niveau de pipes [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]		
					S01.EVT09: -Bouchage de tubes [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]		
	S01.EVT10: -Rupture dans la ligne d'alimentation /expédition [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]						
	S01.EVT11: -défaillance de vannes (vannes bloquées fermées) [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]						
	S01.EVT12: -défaillance au niveau de circuit de remplissage de bac [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]						
	S01:F01:Stockage de condensat (onspec)		S01.F01:Stockage de condensat (onspec)	S01.EVT06:Bas niveau [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT07:-Densité anormale du condensat [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT13:-création dune atmosphère explosive -Risque dapparence de feu -Endommagement de toit flottant du bac -Risque de cavitation de la pompe de vidange -Rejet de condensat dans le sol avec propagation potentielle [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	
					S01.EVT08:-Fuite dans le bac ou dans la tuyauterie ou au niveau de pipes [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]		
					S01.EVT09: -Bouchage de tubes [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]		
S01.EVT10: -Rupture dans la ligne d'alimentation /expédition [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]							
S01.EVT11: -défaillance de vannes (vannes bloquées fermées) [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]							
S01.EVT12: -défaillance au niveau de circuit de remplissage de bac [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]							

V.2.2 La température

Tableau V.6 : Application de l’HAZOP par le logiciel XRISK paramètre température

HAZOP						
System	Sub System	Operating Phases	Related Elements	Deviation	Causes	Effects
System S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)						
S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)			S01.F01:Stockage de condensat (onspec)	S01.EVT01:Haute température [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT02:-un mauvais refroidissement [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)] S01.EVT04:-variation de pression [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)] S01.EVT05: -feu à l'intérieur ou à l'extérieur du bac [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)] S01.EVT06:-augmentation de la température ambiante [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)] S01.EVT07: -Panne du courant et l'arrêt de 2 ventilateurs dans le refroidisseur du condensat [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT03:-Risque d'incendie et l'explosion de bac -Endommagement de bac -Evaporation de condensat -Augmentation de pression -Condensat instable possibilité d'inflammation ou d'auto inflammation -Température plus élevée naval du refroidisseur pouvant potentiellement dépasser la température de conception de bac de stockage de condensat [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]
				S01.EVT08:Basse température [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT09:-Conditions climatiques température de l'air ambiant très basse (hiver) [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT10:-Risque de bouchage des canalisations -Mauvais pompage -Endommagement des pompes -Givrage des conduites [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]

V.2.3 Le débit

Tableau V.7 : Application de l’HAZOP par le logiciel XRISK paramètre débit

HAZOP						
System	Sub System	Operating Phases	Related Elements	Deviation	Causes	Effects
System S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)						
S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)			S01.F01:Stockage de condensat (onspec)	S01.EVT01:trop de débit [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT02:- Défaillance au niveau des vannes de recyclage [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT05:-Augmentation brusque de niveau de condensat dans le bac - Débordement de bac - Risque d'incendie [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]
					S01.EVT03: - Défaillance au niveau de ROV vannes [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	
					S01.EVT04: - Défaillance des instruments de control de niveau [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	
			S01.F01:Stockage de condensat (onspec)	S01.EVT06:Pas de débit [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT07:- Laissez la vanne de recyclage (de bac) à position fermée [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT09:- Endommagement de toit flottant de bac (niveau très bas) - Variation de propriétés physico chimiques de condensat (longe durée de conservation) [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]
	S01.EVT08: - Défaillance des instruments de control de niveau [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]					

V.2.4 La pression

Tableau V.8 : Application de l’HAZOP par le logiciel XRISK paramètre pression

HAZOP						
System	Sub System	Operating Phases	Related Elements	Deviation	Causes	Effects
System S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)						
S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)			S01.F01:Stockage de condensat (onspec)	S01.EVT01:Haute pression [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT02:- Augmentation excessive de la température (incendie à proximité du bac) [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT05:- Risque d'explosion et d'incendie - L'apparition de fissures au niveau de la robe du bac - Endommagement du bac [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]
					S01.EVT03: -Le bac est en sur remplissage [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	
					S01.EVT04: -Conditions climatique (été) [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	
			S01.F01:Stockage de condensat (onspec)	S01.EVT06:Basse pression [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT07:-Basse température ambiant (hiver) [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]	S01.EVT09:- Modification les propriétés physico - chimiques de condensat - Pas de pression en sortie_ [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]
S01.EVT08: - Fissures au niveau de la robe de bac [S01:Bac de stockage de condensat (RA-35-01A)]						

V.3 Diagrammes nœud papillon

V.3.1 Le niveau

V.3.1.1 Haut niveau

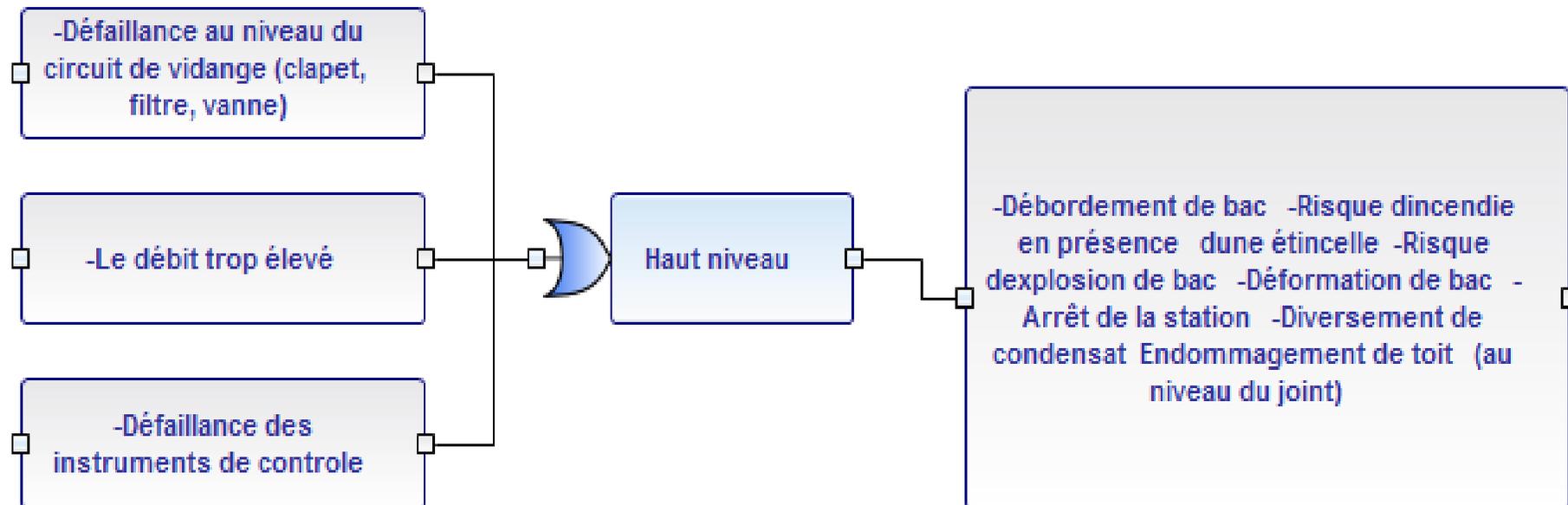


Figure V.1 : Diagramme nœud papillon haut niveau

V.3.1.2 Bas niveau

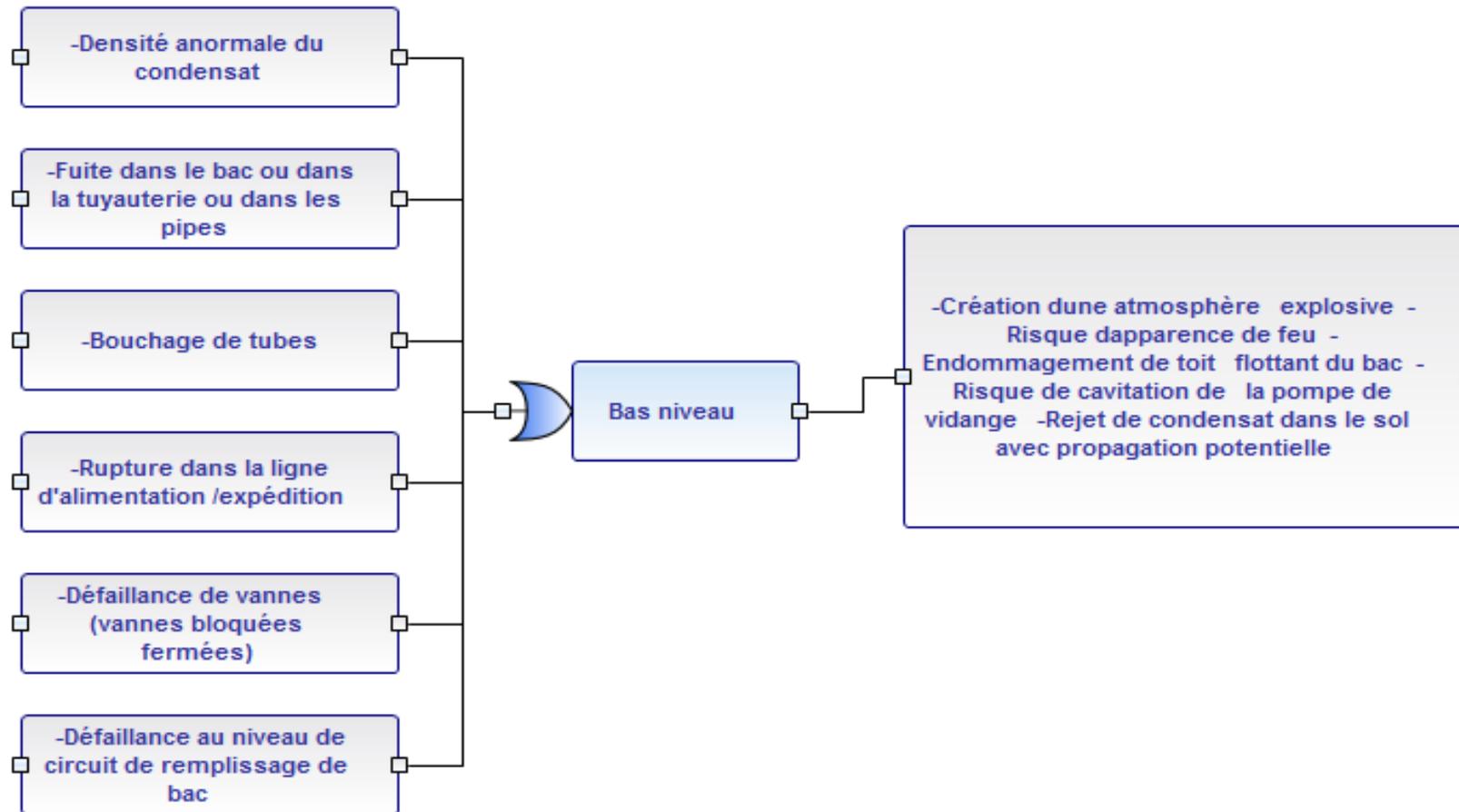


Figure V.2 : Diagramme nœud papillon bas niveau

V.3.2 La température

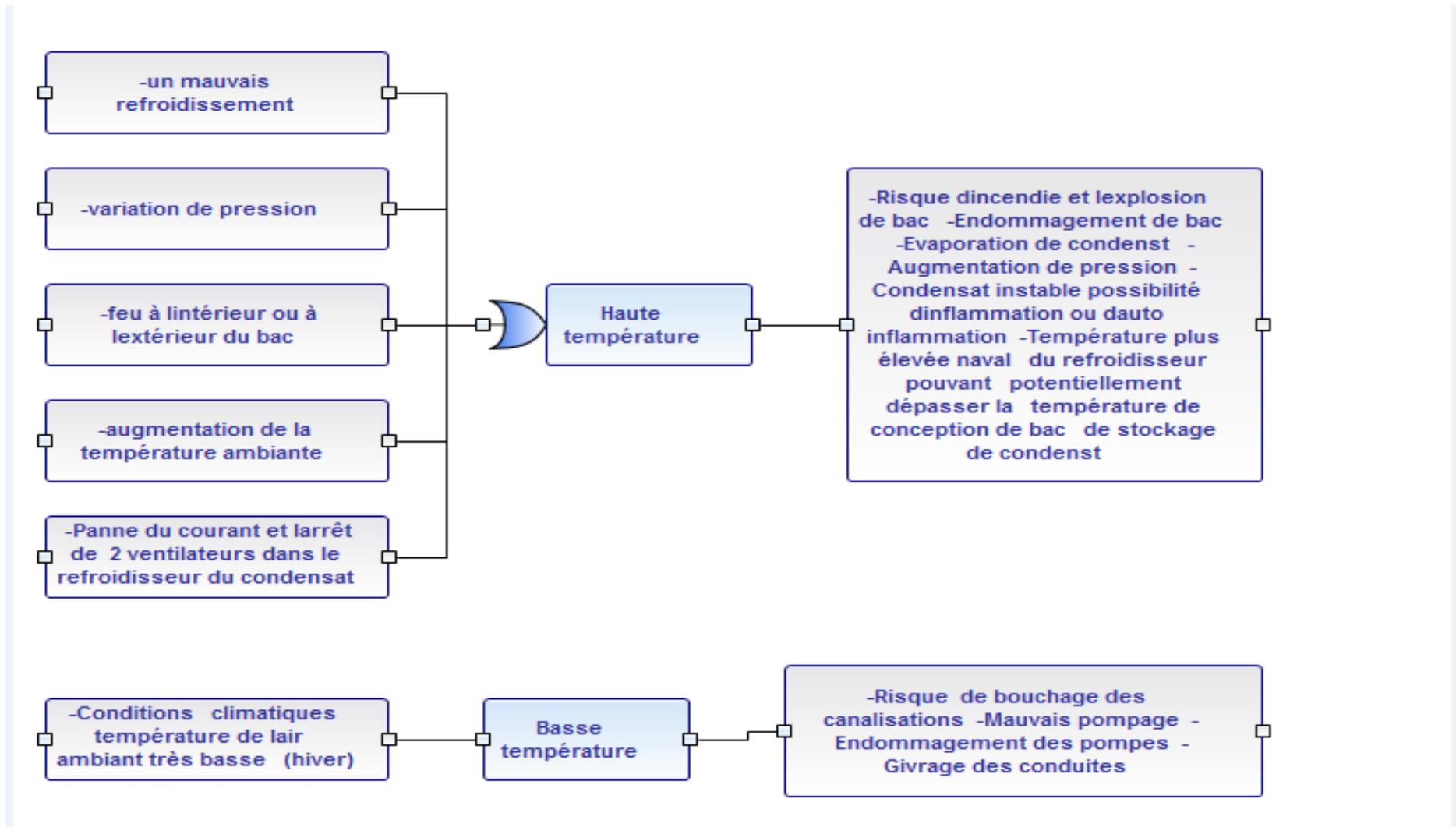


Figure V.3 : Diagramme nœud papillon température (haute et basse)

V.3.3 Le débit

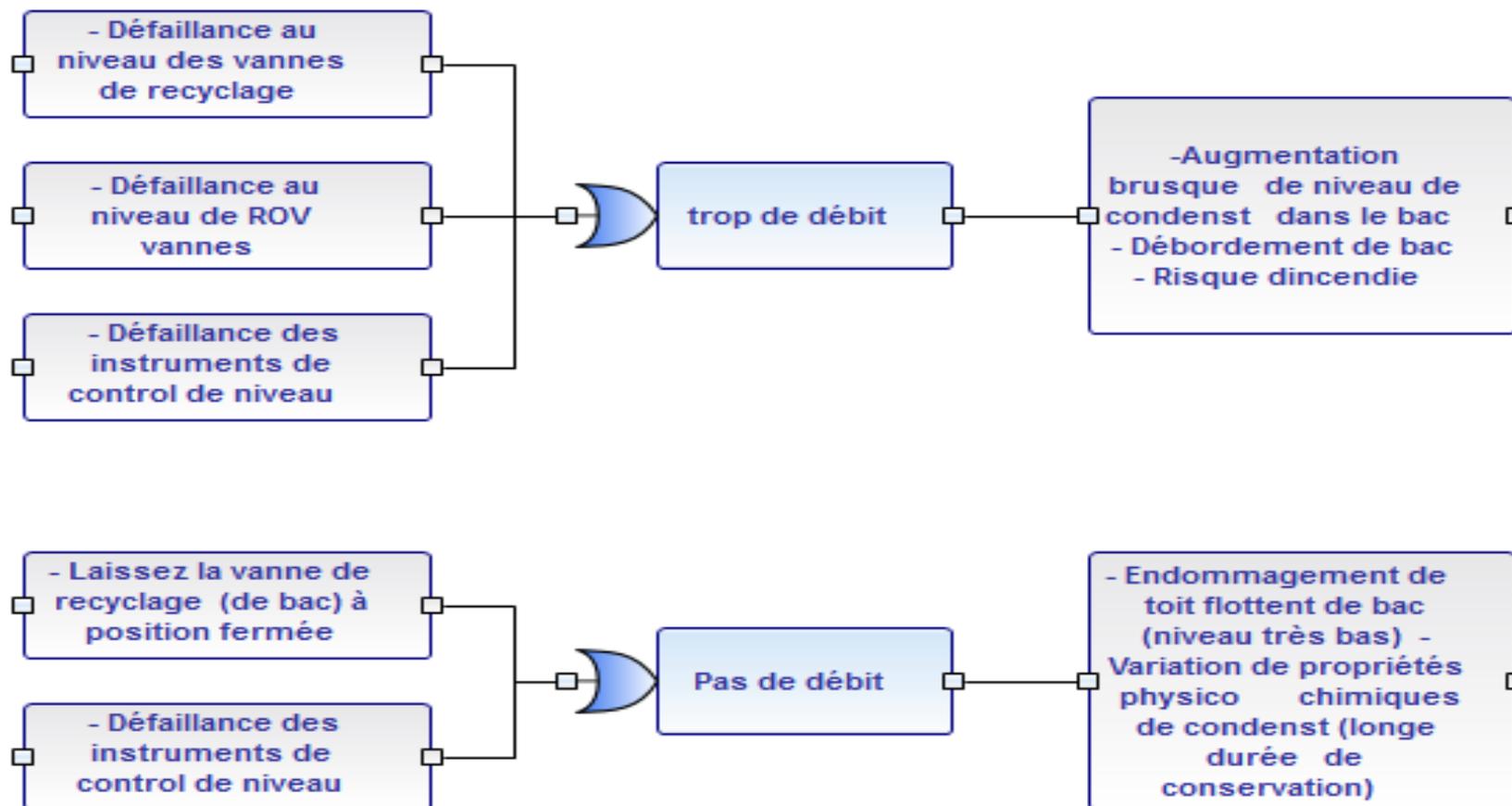


Figure V.4 : Diagramme nœud papillon débit

V.3.4 La pression

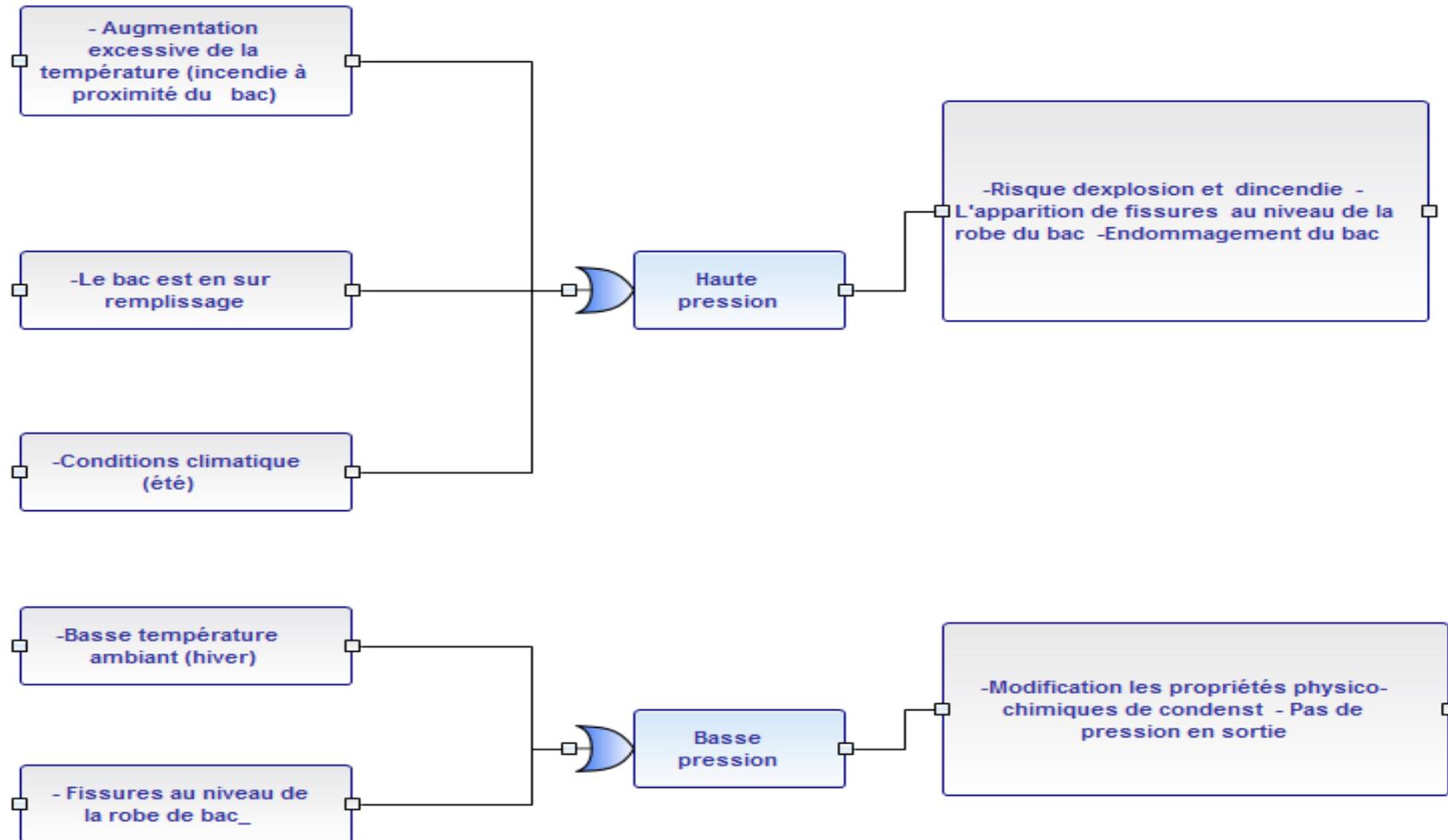


Figure V.5 : Diagramme nœud papillon pression

- **Interprétation :**

L'analyse par la méthode HAZOP effectuée ci-dessus a révélé une multitude de risques probables liés à l'exploitation du bac de stockage du condensât, tels que le débordement de liquide et l'explosion du bac...etc. mais le risque majoritairement important est celui du déclenchement de feu, car ce risque pourra être à l'origine d'apparition de certains phénomènes dangereux tels que :

BOIL OVER. Après la prise de contact avec l'équipe de l'exploitation, et une enquête détaillée et approfondie sur la possibilité de déclenchement de feu au niveau du bac à toit flottant, il s'est avéré que ce phénomène n'a jamais eu lieu et qu'aucune étude concrète n'a été réalisée sur ce phénomène sur site.

Pour cela nous avons recours à la loi PBO (*Propensity to Boil Over*) qui permet de déterminer si un liquide peut être à l'origine d'un Boilover ou pas. [19] [20]

Lorsque le PBO calculé est inférieur à 0,6 il n'y a pas de danger. Par contre lorsque celui-ci est supérieur à ce seuil, le Boilover est possible. Il est donné par la formule suivante:

$$PBO = \sqrt[3]{\left(1 - \frac{393}{T_{\text{éb}}}\right) \times \left(\frac{\Delta T_{\text{éb}}}{60}\right)^2 \times \frac{\nu}{0,73}}$$

Avec:

- $T_{\text{éb}}$: température d'ébullition moyenne du condensât stocké (K)
- $\Delta T_{\text{éb}}$: $T_{\text{éb}} - 393(\text{k})$
- ν : viscosité cinématique à 393 K ($\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)

Application de la loi :

$$T_{\text{éb}} \approx 80 \text{ C}^\circ \dots\dots\dots (353\text{K})$$

$$\Delta T_{\text{éb}} = T_{\text{éb}} - 393$$

$$\Delta T_{\text{éb}} = 353 - 393$$

$$\Delta T_{\text{éb}} = -40 \dots\dots (\text{K})$$

$$\nu = 0.2 \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$$

$$PBO = -0.23 \text{ PBO du condensât: } -0.23 < 0.6$$

Tableau V.9 : Le PBO de quelques produits pétroliers [22]

Hydrocarbure	PBO	Risque de Boil Over
Brut lourd	6,76	Oui
Brut moyen	4,24	Oui
Gasoil/Diesel	1,20	Oui
Kérosène	0,53	Non
Naphta	0,29	Non
Essence	-0,25	Non

- **Interprétation :**

On conclut que le condensât hors spécification existant au bac de stockage a toit flottant ne peut pas être à l'origine d'un Boil Over.

Alors notre installation sera protégée contre ce phénomène.

Conclusion

Notre séjour au niveau de l'association SH-FCP (MLE), nous a permis de connaître de près et d'être en contact direct avec les dispositifs de sécurité de l'association, ainsi qu'échanger l'expérience avec le personnel chargé de l'hygiène et de la sécurité.

Les résultats obtenus dans notre étude montrent l'importance de l'utilisation de la méthode HAZOP dans la prédiction des scénarios catastrophique, et l'identification des causes possibles de ces scénarios, ce qui nous permettrait de préparer tous les moyens possibles pour éviter les accidents, ou –en cas d'urgence- de minimiser les conséquences éventuelles de tels accidents : dégâts humains et/ou matériel. Dans ce même contexte, nous avons discuté la possibilité d'adaptation d'une telle méthode au niveau de l'association, et nous avons proposé quelques pistes d'amélioration.

Conclusion générale

Les activités effectuées sur les zones de stockage, que ce soit à terre ou en mer, ont toujours représenté un risque important, sur le plan humain, matériel et environnemental.

La manipulation d'équipements lourds et volumineux, l'utilisation d'appareillages très divers et de produits dangereux, l'exécution de travaux sous pressions parfois élevées, ont durant de trop nombreuses années provoqué des accidents et/ou dégâts qui, à tort, étaient considérés avec fatalisme comme faisant partie du métier et donc inévitables.

Les dernières catastrophes ont fait prendre conscience aux autorités qu'une législation était nécessaire. Elle s'est renforcée à chaque accident. C'est ainsi que la sécurité sur les chantiers s'est beaucoup améliorée depuis quelques années et cela grâce à l'effet conjugué des réglementations nationales et internationales ainsi que les méthodes d'analyse de risque et la formation du personnel qui jouent un rôle très important dont le but est d'améliorer d'avantage les aptitudes des cadres et des travailleurs.

Il est utile de rappeler nos objectifs qui consistaient à décrire et analyser le bac de stockage de condensat à toit flottant (RA-35-01A) à SH-FCP (MLE) et d'introduire un programme de sécurité en se basant sur l'application de la méthode d'analyse HAZOP.

Notre stage au sein de SH-FCP (MLE), nous a permis d'être en contact direct avec les dispositifs de sécurité et du personnel chargé de l'hygiène et de la sécurité.

Nous avons appliqué la méthode d'analyse des risques HAZOP sur le bac de stockage (RA-35-01A), qui joue un rôle important dans le stockage et l'expédition de condensat.

On a choisi quatre paramètres jugés critiques pour appliquer cette méthode : niveau de condensat, température, débit et pression et les résultats de cette méthode ont été modélisés par le logiciel X-RISK qui nous a permis d'obtenir des diagrammes de nœud papillon de chaque paramètres.

D'après cette étude on a conclu que le niveau et la température sont les paramètres les plus influents par rapport la pression et le débit, par conséquent ils peuvent provoquer des accidents majeurs et des catastrophes.

Les résultats obtenus à travers cette étude montrent l'importance de l'application de la méthode HAZOP afin de prévenir les accidents ; améliorer la sécurité de SH-FCP (MLE) ; et garantir par conséquent, un fonctionnement stable et sûr.

Avec l'application de la loi de PBO on a confirmé que le condensat existant au bac de stockage (RA-35-01A) ne peut pas être à l'origine d'un Boil Over, ce qui assure que l'installation sera protégée contre ce phénomène.

Recommandations

- ✓ Contrôler et vérifier périodiquement les composantes de l'installation (inspection des accessoires du Bac de stockage),
- ✓ Respecter les procédures et les instructions opératoires (procédures et suivi de remplissage, expédition, purge des bacs et nettoyage...),
- ✓ Assurer la formation et l'information des opérateurs sur toutes les déviations possibles (qui peuvent survenir).
- ✓ Vérifier l'étanchéité et l'état de la cuvette de rétention.
- ✓ Assurer et renforcer les exercices de simulation concernant les incendies des Bacs, des cuvettes et feu de nappe
- ✓ Assurer la disponibilité des moyens d'interventions adéquats au niveau du centre de production.
- ✓ Assurer le nettoyage régulier et périodique des fonds des Bac.
- ✓ Délimiter les zones de stockage des Hydrocarbures et procéder à l'affichage des plaques de signalisation.

Référence Bibliographies

- [1] : Abdelmadjid ATTAR et Zerrouk DJERROUMI « Le partenariat dans le secteur des hydrocarbures en Algérie : historique, enjeux et expériences », Article, Algérie 2007
- [2] : M. Attar et M. Hmmat « Le potentiel en hydrocarbures de l'Algérie IV », Contribution de SONATRACH division exploration, Algérie, 2000.
- [3] : Site Internet : <http://www.futura-sciences.com/sciences/definitions/chimie-hydrocarbure-> Consulté le : (10/02/2017).
- [4] : Pierre Thomas « Géologie des hydrocarbures conventionnels », Encyclopædia Universalis.
- [5] : Hagop Demirdjian « Les combustibles fossiles : formation, composition et réserves » Novembre 2005.
- [6] : Chabani Kahine « Mémoire fin d'étude, Analyse des risques liés aux stockages et TMD » Université Mustapha Benboulaïd Batna 2 ; 2017/2018
- [7] : D. Ake « Coure stockage distribution et transport des hydrocarbures », Août 2014
- [8] : SONATRACH « Le code réseau de transport par canalisation », Décembre 2015
- [9] : Risques liés au transport de marchandise dangereuse (TMD)
Site internet : http://www.mementodumaine.net/02risque_tecgnos/RT13htm
- [10] : INERIS « Maîtrise du vieillissement des installations industrielles Benchmarck stockage en raffinerie » -DRA-09-102957-08289B, Avril 2010.
- [11] : Cédric Fokoueng « Mise en place des procédures de maintenance en vue de l'élaboration d'un plan de maintenance des équipements des dépôts SDCP liquide cas du dépôt de Bessengue » Ecole Nationale Supérieure Polytechnique de Yaounde, 2014
- [12] : ENSPM Formation Industrie - IFP Training « Préventions et précautions contre les risques d'incendie et d'explosion zones classées », Mai 2005
- [13] : <https://www.usinenouvelle.com/expo/guides-d-achat/stockage-et-transport-securise-d-hydrocarbures-1130>
- [14] : INERIS « Méthodes d'analyse des risques générés par une installation industrielle. » – DRA – 2006-P46055-CL47569 : Ω 7, Octobre 2006.
- [15] : Mohamed Habib Mazouni « Pour une meilleure approche du management des risques de la modélisation ontologique du processus accidentel au système interactif d'aide à la décision. Automatique / Robotique. » Institut National Polytechnique de Lorraine – INPL, 2008.
- [16] : INERIS «Formalisation du savoir et des outils dans le domaine des risques majeurs Étude de dangers d'une installation classée. » -DRA-15-148940-03446A EAT-DRA-76

Ω-9, juillet 2015

[17] : Manuel XRisk. Version 2.1

Site internet : <https://docplayer.fr/18191922-Manuel-xrisk-version-2-1.html>

[18] : <http://www.stratener.com/Archives/Algerir16022013.pdf> PGA/23 ; février 2013

[19] : SIDES, mixed water/foam/pourder fire tender type vmt 11S ep 500, technical operating and maintenance intstruction; July 1999

[20] : MICHAELISP, MAVROTH LASSITISG ; HODINA-Boilover-Propension de certain hydrocarbures à développer ce phénomène. Quantification déterministe des effets conséquences, document total référencé ENV-MHS-95.04.18 du 25 Avril 1995

[21] : Site internet :

http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2015/Textes_legislatifs_reglementaires/Hydrocarbures/JO_04-15-09.pdf

[22] : S.H.G.BROECK MANN Berend, Boil-over effects in burning-tanks-7th International symposium on loss prevention and safety promotion in the rocem industries ; Taormina Italy, May 1992

ANNEXES

Fiche technique

- Localisation : Menzel Ledjmet East (commune Deb Deb, daïra In Amenas, wilaya d'Illizi)
- Superficie : 1109 Km²
- Coordonnées géographiques : N 373215 E 3341834
- Objet : Traitement de 10.5 milliards m³ de gaz naturel/ an.
- Produits : Gaz, Condensat, GPL, Huile
- Constructeur : SAIPEM (ENI/Italie)
- Signature du contrat d'Exploration : Octobre 2001
- Start-up / MLE : Aout 2013
- Le premier puits mis en production : MLE-20

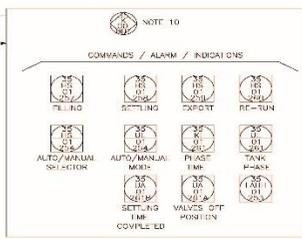
Caractéristiques

- Source d'approvisionnement : Puits MLE et CAFC gaz
- Nombre de train : Méga train
- Capacité de production : 9 millions m³/J de GAZ
12 000 b/j de GPL
10 000 b/j de Condensat
5 000 b/j d'Huile
- Capacité de stockage :
 - Huile : 03 bacs à toit flottant on-spec (RA-22-03A/B/C) : 4904 m³
01 bac à toit flottant on-spec (RA-22-05) : 4053 m³
01 bac à toit fixe off-spec (RL-22-04) : 1666 m³
 - GPL : 03 sphères on-spec : 500 m³
01 sphère off-spec : 500 m³
 - Condensat : 03 bacs à toit flottant on-spec (RA-35-03A/B) : 4147 m³
01 bac à toit fixe off-spec (RL-35-02) : 1401 m³
- Poste d'expédition:
 - Pompe d'expédition GPL : 50 – 60 m³/h
 - Pompe d'expédition condensat : 120 – 130 m³/h
 - Pompe d'expédition huile : 150 m³/h
 - Turbo compresseurs (TK1/2/3) : 2,7 millions standards m³/j
- Production d'électricité : 60KV (couplée au réseau national SONELGAZ central Berkine)
- Production de l'air instrument : 662 Kg/h
- Production de l'air de service : varie selon la nécessité
- Production d'azote (nitrogène) : 21.4 Normal m³/h
- Production d'eau : Utilisant 1 seul puits MLE107 [1/4 puits]
75 m³/h [1h/j - system osmose inverse]

RA-35-01A	CONDENSATE STORAGE TANK
SUFT D	20000 x 10700
WORKING CAPACITY	4.42 MPa
OPERATING/DESIGN PRESSURE	ATM/-0.55 barg
OPERATING/DESIGN TEMPERATURE	AMB/-5/99 °C
ISA SYMBOL	CS-1000, N01.8-1.3
EQUIPMENT TRM	1N-35-606-103A-V
EQUIPMENT TRM FOR INSTRUMENTS	HN-35-575-003A-V

35-ROV-01-251/252/253/255/256
SEE SYMBOLS ON SHEETS ON 35-00-00-C-000000

OPEN/CLOSE COMMANDS
OPEN/CLOSE SIGNALS



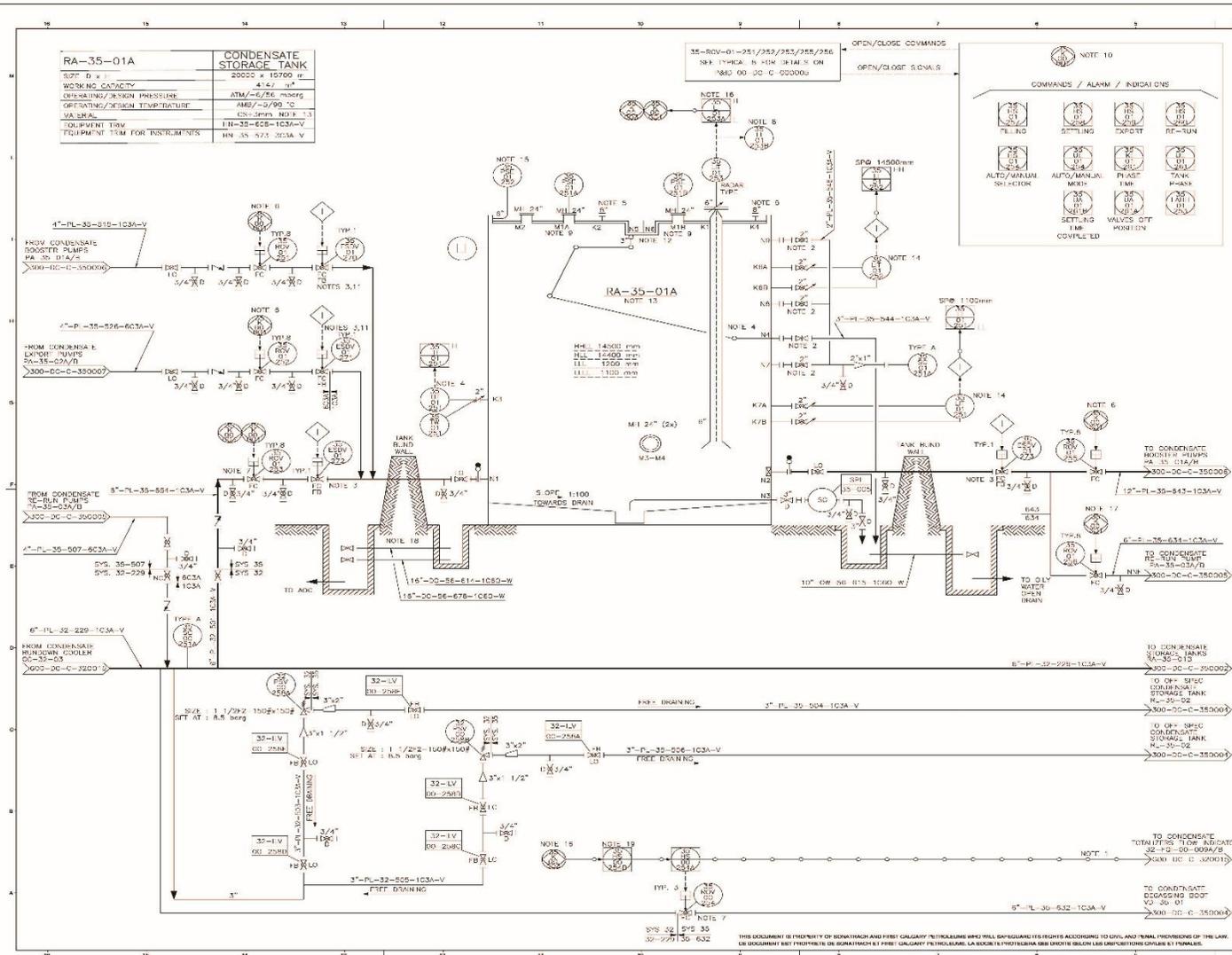
PROCESS NAME & FEED FORWARD	1N-CONDENSATE STORAGE & EXPORT	MFC-00-00-C-000000
1N-CONDENSATE STORAGE & EXPORT		MFC-01-DA-C-000001

GENERAL NOTES:

1. ROW SYMBOLS, LEGEND, GENERAL NOTES AND SAMPLE CONNECTIONS SET DOWN IN 00-00-C-000001 TO BE.
2. EACH INSTRUMENT AND EQUIPMENT TAG SHALL BE PREFIXED WITH PLANT IDENTIFIED NUMBERS (255).
3. BLEED FLANGES SHALL BE PROVIDED FROM EACH VALVE INSTALLED DOWNSTREAM FROM BLEED AND VENT LINES. BLEED FLANGES SHALL BE USED TO POSITIVELY ISOLATE VENT SYSTEM FROM PROCESS SYSTEM DURING COMMISSIONING OPERATION AND SHALL BE REMOVED AFTER COMMISSIONING COMPLETION.

NOTES:

1. 35-ROV-01-254 WILL ACTIVATE ON SPEC ON OFF SPEED CONTROLLER ACCORDING TO BE FORNALLY CLOSED OR OPENED VALVE. 35-ROV-01-254 POSITION.
2. VALVE TO BE LOCATED AT GROUND LEVEL.
3. LOCATE AT A MINIMUM DISTANCE OUTSIDE OF BUND WALL.
4. LOCATE BELOW MINIMUM STOP LEVEL OF FLOORING ROOF.
5. GAUGE WATCH.
6. TANK SELECTOR LOGIC TO ENSURE PUMP MIN. FLOW LINE IS OPEN WHEN TANK IS SELECTED FOR EXPORT. TANK START WHEN REQUIRED WATER SUSTAIN VALVE AND MINIMUM FLOW VALVE ARE NOT SIGNALING OPEN POSITION.
7. 35-ROV-01-253/35-ROV-02-253 AND 35-ROV-02-254 SHALL BE SOFTWARE INTERLOCKED TO ENSURE ONE FLOW "Y" IS ALWAYS AVAILABLE.
8. LEVEL INDICATION TO BE PROVIDED JOCALLY AT GRADE.
9. MANWAYS ON TOP OF TANK ARE TO BE PROVIDED AS INDICATED MATCHES SIZED FOR EMERGENCY VENTING.
10. RICHARD TANK LOGIC:
 - ALL 35-ROV-01-253 OPEN
 - 35-ROV-01-251/252/255/256 CLOSED
 - SETTLING 35-ROV-01-251/252/253 CLOSED
 - 35-ROV-01-253/255 CLOSED
 - EXPORT 35-ROV-01-253/255 CLOSED
 - 35-ROV-01-251/252/253 OPEN
 - RE-FLN 35-ROV-01-255 OPEN
 - 35-ROV-01-251/252/255/256 CLOSED
11. CLOSURE SIGNAL SHALL BE AUTOMATICALLY RESET 5 MINUTES LATER OF VALVE CLOSURE.
12. EMERGENCY ROOF DRAIN (OPEN-CHSD PIPE) TO BE PROVIDED.
13. HAZARDOUS FROST DRAIN ON TANK BOTTOM AND UP TO 1 M AND 3" WATER DRIP DOWN 1 M FROM SIGNALING VALVE ON TANK BOTTOM.
14. ON LEVEL INDICATOR SHALL BE DROPT FLANGED TYPE THAT DOESN'T REQUIRE DRINK AND VENT.
15. HAZ. VENT VALVE.
16. IN CASE OF HIGH LEVEL, 35-ROV-01 WILL CLOSE CONDENSATE STORAGE TANK INLET ROV VALVE AND WILL OPEN THE OFF-SPEC CONDENSATE STORAGE TANK INLET ROV VALVE.
17. 35-ROV-01-253/255 INLET VALVE IS REQUIRED WHEN SUSTAIN VALVES ARE NOT SIGNALING OPEN POSITION.
18. TYPICAL FOR NO. 2 P/S.
19. 35-ROV-01-254 IS ABLE TO ACTIVATE/DEACTIVATE THE INTER-LOCK LOGIC AMONGST BLEED TANKS ROV VALVES AND 35-ROV-02-254.



NO.	DATE	DESCRIPTION	DESIGNED	CHECKED	APP. APPROVED
1	11/12/10	ISSUE FOR CONSTRUCTION	MFC	PFA	WST
2	12/04/10	APPROVED FOR CONSTRUCTION	MFC	PFA	WST
3	12/04/10	APPROVED FOR DESIGN (OFF-00-00-C-000337)	MFC	PFA	WST
4	12/10/10	ISSUE FOR HAZOP	ALFA	PFA	WST
5	12/20/10	ISSUE FOR COMMENTS	MFC	PFA	WST

REVISIONS

Menzel Ledjmet East Project - Block 405B Algeria
Contract/Contrat SH-FCP000009-06

PIPING & INSTRUMENT DIAGRAM
ON SPEC CONDENSATE STORAGE

THIS DOCUMENT IS PROPERTY OF SONATRACH AND FIRST CALGARY PETROLEUMS. IT SHALL BE RETURNED TO THEM IMMEDIATELY UPON REQUEST. ANY REPRODUCTION OR DISTRIBUTION OF THIS DOCUMENT WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF SONATRACH AND FIRST CALGARY PETROLEUMS IS STRICTLY PROHIBITED.

CONTRACT PROJECT NAME	032076	DESIGN CONTRACT NUMBER	13-GD-B-08705
CONTRACT PROJECT NUMBER	13-GD-B-08705	CONTRACT PROJECT NUMBER	13-GD-B-08705
SCALE	PROJECT PROJECT	DATE OF DOCUMENT ISSUE	11/12/2010
SCALE	PROJECT PROJECT	DATE OF DOCUMENT ISSUE	11/12/2010
SCALE	PROJECT PROJECT	DATE OF DOCUMENT ISSUE	11/12/2010

PIPING SYMBOLS	
	EXISTING LINE
	MAIN STREAM (LINE THICKNESS 0.6mm)
	SECONDARY / UTILITY STREAM (LINE THICKNESS 0.3mm)
	UNDERGROUND PIPING (BURIED LINE)
	(AIR) FINNED PIPE/TUBE
	TRACED LINE - E = ELECTRICALLY TRACED
	INSULATED LINE FOR WINTERIZATION
	PACKAGE UNIT BOUNDARY
	BATTERY LIMIT
	SPECIFICATION BREAK
	FINNED
	GENERIC VALVE
	GATE VALVE
	GLOBE VALVE
	BALL VALVE NOM: 1
	BUTTERFLY VALVE
	CHECK VALVE
	MONDBLOCK DOUBLE BLOCK AND BLEED
	STOP CHECK VALVE (BOLLER NON-RETURN VALVE)
	DIAPHRAGM VALVE
	PLUG VALVE
	WEDGE VALVE
	SPRING LOADED QUICK CLOSING VALVE
	SLIDE VALVE
	VALVE WITH BLIND OR PLUG - GENERAL
	THREE WAY VALVE (SIFC: "1" OR "2" (PDR))
	ANGLE VALVE - FLOW TO OPEN
	ANGLE VALVE - FLOW TO CLOSE
	RAM TYPE VALVE (SPECIALTY ITEM)
	INITIAL FEED / PRODUCT AT 3L
	CONTINUITY ARROW
	CONTINUITY ARROW
	FLANGE CONNECTION
	BLIND FLANGE
	PIPE CAP (THREADED)
	PIPE PLUG, NORMALLY THREADED
	PIPE CAP (WELDED)
	CONCENTRIC REDUCER
	ECCENTRIC REDUCER
	SWAGE CONCENTRIC REDUCER
	STRAINER
	T-TYPE STRAINER
	Y-TYPE STRAINER
	REMOVABLE SPOOL PIECE
	SPACER
	SPAD
	SPECTACLE BLIND - OPEN
	SPECTACLE BLIND - CLOSED
	PIPING SPECIFICATION BREAK
	MINIMUM DISTANCE
	OPEN SERVICE DRAIN XX - SERVICE SYMBOL
	CLOSED SERVICE DRAIN XX - SERVICE SYMBOL
	ATMOSPHERIC VENT
	ISOLATING JOINT
	SCOPE BREAK
	SCOPE BREAK
	PIPING TIE-IN POINT
	TERMINAL POINT
	FUTURE CONNECTION
	MAINTENANCE POINT
	ISOLATION KIT
	HOSE CONNECTION
	FLEXIBLE HOSE

	EXPANSION JOINT
	INLINE MIXER
	EXHAUST HEAD
	TRAP - BASIC SYMBOL
	SPECIAL PIPING ITEM
	SEQUENCE NUMBER LINE AREA NUMBER (NOT SHOWN ON P&ID OR UTILITY P&ID)
	SYSTEM No. FUNCTION CODE
	SPECIAL PIPING ITEM (INTERLOCKED VALVE)
	SUFFIX SEQUENCE NUMBER TRAIN/WELL ETC.
	LEVEL GAUGE
	SIGHT GLASS
	SAMPLE CONNECTION
	CORROSION COUPON
	CORROSION PROBE
	EROSION COUPON
	FLAME ARRESTOR
	FREE VENT FLAME ARRESTOR
	AIR FILTER WITH HOOD
	INSECT SCREEN
	STRAINER
	GRADE
	VORTEX BREAKER
	INSULATION ON EQUIPMENT
	SPHERE/BARRERD TEE
	CHEMICAL INJECTION POINT
	SILENCER
	CALIBRATION GAUGE

PIPE LINE ARRANGEMENT		
	NO LIQUID "POCKET" IN THE LINE	
	NO GAS & LIQUID POCKETS IN THE LINE (SELF DRAINING)	
	ELEVATION CHANGES ARE CONTINUOUSLY DOWNWARD ONLY. NO "POCKET" ARE PERMITTED. SPECIFIC SLOPES REQUIRED ARE SHOWN BY SYMBOL. (S: SLOPE %)	

THIS DOCUMENT IS PROPERTY OF SONATRACH AND FIRST CALGARY PETROLEUMS WHO WILL SAFEGUARD ITS RIGHTS ACCORDING TO CIVIL AND PENAL PROVISIONS OF THE LAW. OR DOCUMENT EST PROPRITE DE SONATRACH ET FIRST CALGARY PETROLEUMS. LA SOCIETE PROTEGERA SES DROITS SELON LES DISPOSITIONS CIVILES ET PENALES.

REFERENCE DRAWINGS	

NOTES:
1. ALL BALL VALVES TYPE NPS >2" INSTALLED ON PROCESS LINE OPERATING IN SURVED SERVICE SHALL BE SUPPLIED WITH VENT AND DRAIN (ANTI BLOW OUT TYPE) ON BODY TO PREVENT DRYING AND FLUDDING PURPOSES.

REVISIONS					
0	09/05/10	APPROVED FOR CONSTRUCTION	RPA	PVA	MST
1	04/03/10	APPROVED FOR DESIGN (REF. CA-SA-T-00355)	RPA	PVA	MST
2	12/10/09	ISSUE FOR P&ID	RPA	PVA	MST
3	10/09/09	ISSUE FOR COMMENTS	RPA	PVA	MST

SONATRACH
First Calgary Petroleum

MENZEL LEDJMET EAST PROJECT - BLOCK 4059 ALGERIA
MENZEL LEDJMET EST PROJECT - BLOC 4059 ALGERIE
CONTRACT/CONTRAT SH-FC/PEFC2009-06

Saipem
Continuously Improving You

PIPING & INSTRUMENT DIAGRAM
LEGEND SHEET 2

DATE FOR AS BUILT (APPROVED CONTRACT)	03/07/06	REVISIONS TO BE MADE (APPROVED SUBMIT)	
CONTRACT DOCUMENT NUMBER (MERO DOCUMENT NUMBER) 00-GD-9-08001		REVISIONS TO DOCUMENT NUMBER (MERO DOCUMENT) IN THIS DRAWING	02/20/04
SCALE (SHEET)	PROJECT/NOISE	DRAWING/NOISE	NOISE
MEG-00-DC-C-000002	06/11/00/01/0001	SHEET PAGE	1 of 1

INSTRUMENTATION	ACTUATED VALVES	SPECIALTIES	MISCELLANEOUS																														
<p>INSTRUMENTATION</p>	<p>ACTUATED VALVES</p>	<p>SPECIALTIES</p>	<p>MISCELLANEOUS</p>																														
<p>SUB - FUNCTIONS</p> <p>* SYMBOL FOR SUB-FUNCTIONS:</p>	<p>IN-LINE FLOW INSTRUMENTS</p>	<p>CONTROL VALVE TYPE</p>	<p>TYPICAL UTILITY HOSE STATION</p>																														
<p>MATHEMATICAL FUNCTIONS</p> <p>* SYMBOL FOR MATH FUNCTION:</p>	<p>CONTROL/MANUAL OPERATOR</p>	<p>PURGE MEDIUM SUPPLY ASSEMBLIES FOR INSTRUMENTS</p>	<p>NOTES:</p>																														
<p>INSTRUMENT LINE DESIGNATIONS</p>			<p>REVISIONS</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>No.</th> <th>Date</th> <th>DESCRIPTION</th> <th>Prep/Issue</th> <th>Check/Verify</th> <th>Appr/Approve</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>09/08/10</td> <td>APPROVED FOR CONSTRUCTION</td> <td>RPA</td> <td>PVA</td> <td>MST</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>04/03/10</td> <td>APPROVED FOR DESIGN (REF. CA-SA-T-00355)</td> <td>RPA</td> <td>PVA</td> <td>MST</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>12/10/08</td> <td>ISSUE FOR HAZOP</td> <td>RPA</td> <td>PVA</td> <td>MST</td> </tr> <tr> <td>A</td> <td>15/05/08</td> <td>ISSUE FOR COMMENTS</td> <td>RPA</td> <td>PVA</td> <td>MST</td> </tr> </tbody> </table>	No.	Date	DESCRIPTION	Prep/Issue	Check/Verify	Appr/Approve	0	09/08/10	APPROVED FOR CONSTRUCTION	RPA	PVA	MST	C	04/03/10	APPROVED FOR DESIGN (REF. CA-SA-T-00355)	RPA	PVA	MST	B	12/10/08	ISSUE FOR HAZOP	RPA	PVA	MST	A	15/05/08	ISSUE FOR COMMENTS	RPA	PVA	MST
No.	Date	DESCRIPTION	Prep/Issue	Check/Verify	Appr/Approve																												
0	09/08/10	APPROVED FOR CONSTRUCTION	RPA	PVA	MST																												
C	04/03/10	APPROVED FOR DESIGN (REF. CA-SA-T-00355)	RPA	PVA	MST																												
B	12/10/08	ISSUE FOR HAZOP	RPA	PVA	MST																												
A	15/05/08	ISSUE FOR COMMENTS	RPA	PVA	MST																												

SONATRACH
First Calgary Petroleum

MENZEL LEDJMET EAST PROJECT - BLOC 405B ALGERIA
MENZEL LEDJMET EST PROJECT - BLOC 405B ALGERIE
CONTRACT/CONTRAT SH-FCP/EPC/2008-06

Saipem
Cooperating Algerian Firm

PIPING & INSTRUMENT DIAGRAM

LEGEND SHEET 3

CONTRACTOR JOB CODE / AFFAIRE DU CONTRAT	032076	SUB-CONTRACTOR JOB CODE / AFFAIRE DU SUB-CONTRACT	
CONTRACTOR DOCUMENT NUMBER / NUMERO DU DOCUMENT DU CONTRAT	00-GD-B-08602	SUB-CONTRACTOR DOCUMENT NUMBER / NUMERO DU DOCUMENT DU SUB-CONTRACT	
SCALE / ECHELLE	PROJECT / PROJET	DATE / DATE	REV / REV
	MLEG-00-DC-C-000003	01/11/10 09:00:02	1 of 10 1 0

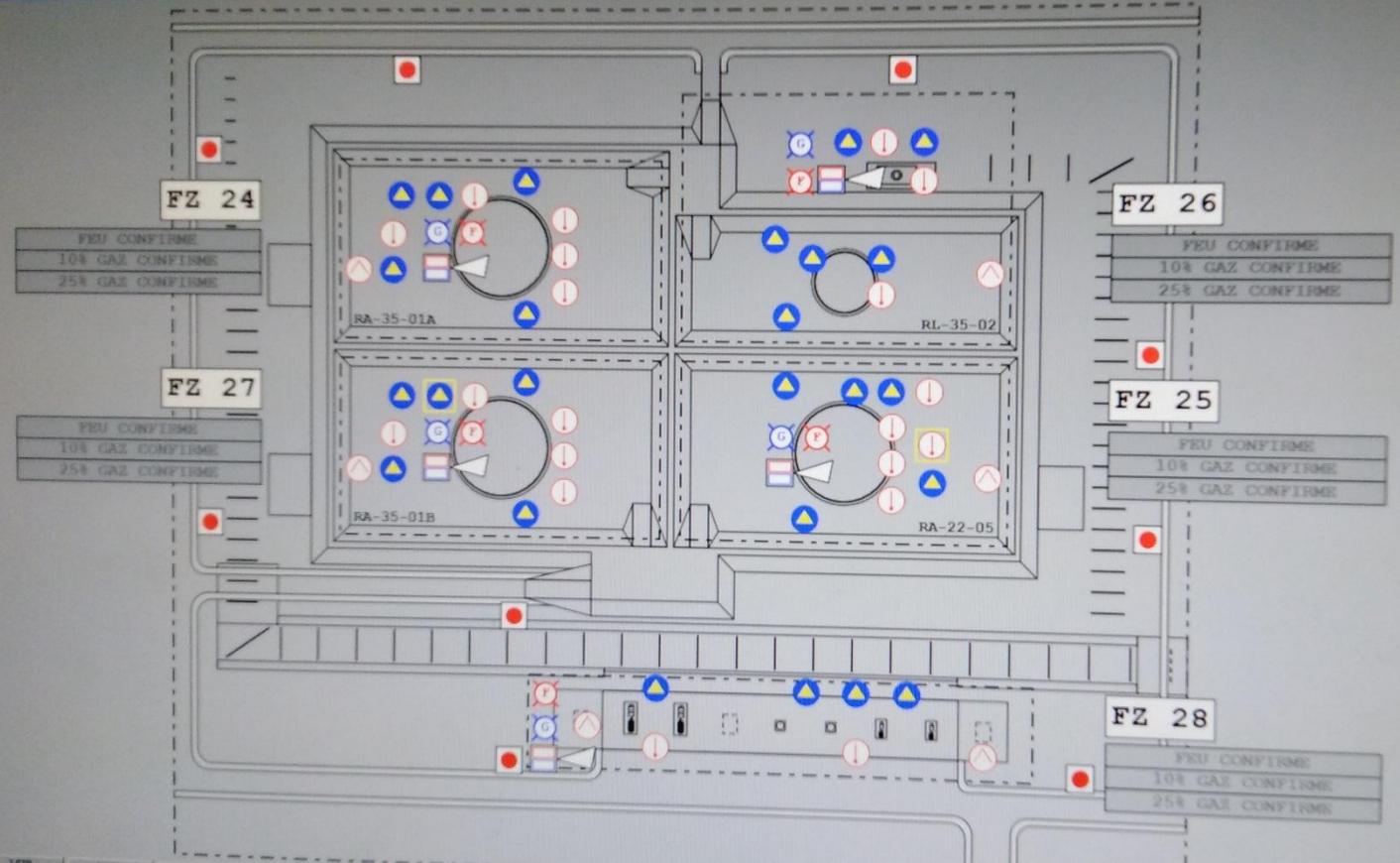


70DFHL24001 FIRE IN RA-35-01A LINE FAULT NR
 53A104751 COND WTR TNK RB-53-01A/B IOP
 13FIT16001 WH MLE-16 FLOW VEL+

5/31/2019 10:09 AM YOKOGAWA
 Copy ONUSER (8)

00-70_01_16 X 115 00 06 CPF-53 02 680 24 07 CPF-OV DYN

Plant Id: 700 Sys: 70 MLE CPF PLANT AREA 602-603-607-608-612-613



LEGENDE

- TRANSMETTEUR DET DU GAZ INFLAMMABLE
- PASSAGE OUVERT
- RECEPTEUR DETECTEUR DU GAZ INFLAMMABLE
- PASSAGE OUVERT
- POINT LUMINEUX
- DETECTEURS DE GAZ
- DETECTEURS DE H2S
- DETECTEUR INFRAROUGE MULTISPECTRUM
- DETECTEUR DE CHALEUR LINEAIRE / RATED
- SIGNAL ROUGE LUMINEUX
- SIGNAL VERT LUMINEUX
- SIGNAL BLEU LUMINEUX
- POINT D'APPEL ALARME MANUELLE
- SIRENES DEUX SONORITES

VOE DE L'USINE VOE DE LA ZONE VOE DES UTILITES
 VUE GARINET VUE MES ACTIF VUE FOS VUE PSD VUE RSD VUE F40 DISPOSIT F40 END CLR F40 CLR
 Ready MS MS MS MS MS MS

INVISIBLE

15XA20003AB WH MLE-20 PB-15-01A TRIP NR
70DFHL24001 FIRE IN RA-35-01A LINE FAULT ALM
53AT04751 COND WTR TNK RB-53-01A/B IOP

300-35_01 X CPF-22_01A X CPF-28_01B X CPF-21_03B X G00-21_01 X

Plant Id: 300 Sys: 35

STOCKAGE CONDENSAT ON SPEC

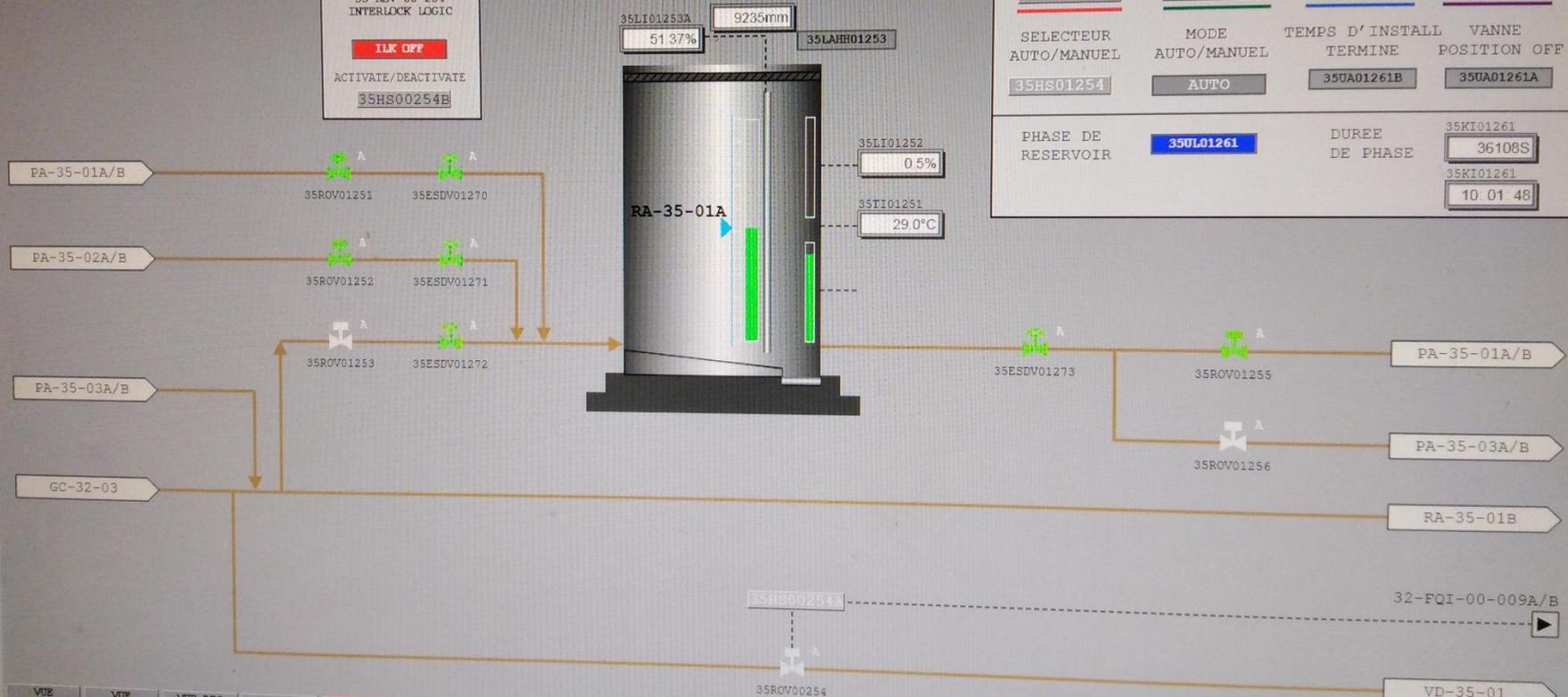
LOGIQUE DU STOCKAGE RA 35-01A

REPLISSAGE	DECANTATION	EXPEDITION	RECIRCULATION
<input type="text" value="35HS01257"/>	<input type="text" value="35HS01258"/>	<input type="text" value="35HS01259"/>	<input type="text" value="35HS01260"/>
SELECTEUR	MODE	TEMPS D'INSTALL	VANNE
<input type="text" value="35HS01254"/>	<input type="text" value="AUTO"/>	<input type="text" value="35UA01261B"/>	<input type="text" value="35UA01261A"/>
PHASE DE RESERVOIR	DUREE DE PHASE	35KI01261	
<input type="text" value="35UL01261"/>	<input type="text" value="36108S"/>	<input type="text" value="35KI01261"/>	
		<input type="text" value="10.01.48"/>	

35-ROV-00-254
INTERLOCK LOGIC

ILK OFF

ACTIVATE/DEACTIVATE



Ready

VUE DE L'OSINE VUE DE LA ZONE VUE DES UTILITES

VUE CABINET ESD MDS ACTIF FGS MDS ACTIF

VUE PSD VUE ESD VUE F&G DISPOSITIF P&G

ESD CLE MDS F&G CLE MDS

INVISIBLE

Plant Id: 300 **Sys: 35** **STOCKAGE & EXPORT CONDENSAT ON-SPEC**

