

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



Département de Maîtrise des Risques Industriels et Environnementaux

Filière : QHSE-GRI

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes Pour l'obtention du diplôme

D'ingénieur d'Etat en QHSE- GRI

**La gestion des risques liés à la perte de confinement et la
classification des zones ATEX au sein du Centre de Traitement
d'Huile de BRN du Groupement SONATRACH-ENI**

Réalisé par :

DJABELKHIR Chahla Rayene

Sous la direction de :

Mr. BOUBAKEUR Mohamed	Maitre-Assistant A à l'ENP
Mr. BOUSBAI M'hamed	Maitre de conférences B à l'ENP
Mme. BITCHIKH Karima	Maitre de conférences A à l'ENP
Mr. BOURRICH Hicham	Ingénieur HSE à GSE

Présenté et soutenu publiquement le 05/10/2023 devant le jury composé de :

Mr. Hamid YOUSFI	Président	Professeur à l'ENP
Mr. Aboubakr KERTOUS	Examineur	Maitre-Assistant A à l'ENP
Mr. Malik SENOUCI-BEREKSI	Examineur	Maitre de conférence B à l'ENP

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



Département de Maîtrise des Risques Industriels et Environnementaux

Filière : QHSE-GRI

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes Pour l'obtention du diplôme

D'ingénieur d'Etat en QHSE- GRI

**La gestion des risques liés à la perte de confinement et la
classification des zones ATEX au sein du Centre de Traitement
d'Huile de BRN du Groupement SONATRACH-ENI**

Réalisé par :

DJABELKHIR Chahla Rayene

Sous la direction de :

Mr. BOUBAKEUR Mohamed
Mr. BOUSBAI M'hamed
Mme. BITCHIKH Karima
Mr. BOURRICH Hicham

Maitre-Assistant A à l'ENP
Maitre de conférences B à l'ENP
Maitre de conférences A à l'ENP
Ingénieur HSE à GSE

Présenté et soutenu publiquement le 05/10/2023 devant le jury composé de :

Mr. Hamid YOUSFI
Mr. Aboubakr KERTOUS
Mr. Malik SENOUCI-BEREKSI

Président
Examineur
Examineur

Professeur à l'ENP
Maitre-Assistant A à l'ENP
Maitre de conférence B à l'ENP

DEDICACES

À ceux qui ont été mes piliers solides, mes sources d'inspiration et mes précieux soutiens, je dédie ce travail avec une profonde affection et une gratitude infinie qui illuminent mon cœur.

À ma mère, à celle qui occupe la place la plus sacrée dans ma vie, à cette femme exceptionnelle qui incarne la bonté et la dévotion, je souhaite exprimer ma reconnaissance la plus profonde. Ta générosité, tes prières, tes larmes versées pour nous ont été le moteur de nos réussites. Tu es notre refuge, notre guide, notre exemple de sacrifice et d'amour inconditionnel. Ta lumière a toujours éclairé nos chemins, même dans les moments les plus sombres. Je te remercie du fond du cœur pour tout ce que tu as fait et continues de faire. Ton amour indéfectible est le trésor le plus précieux de ma vie. Je travaillerai sans relâche pour que tu sois toujours fière de ta fille.

À mon père, pour tes valeurs inestimables, tes conseils avisés et ton soutien infatigable, je t'adresse des remerciements empreints d'une gratitude profonde. Tu as été bien plus qu'un père pour moi, tu as été mon guide, mon mentor et mon fervent supporter. Ton engagement constant à m'encourager à donner le meilleur de moi-même a été un cadeau inestimable. Ta présence constante dans ma vie est une source de force, de détermination et de persévérance. Ton soutien inconditionnel a été un pilier essentiel dans mon parcours.

À mes chers frères et sœurs, spécialement à Irched, Djihene, Sofiene, Imene et tous les autres, mes complices de vie, mes amis et mes sources d'inspiration, je vous adresse toute ma gratitude. Votre joie de vivre, vos encouragements incessants et vos sourires contagieux ont égayé mon chemin et ont contribué à mon épanouissement personnel et académique. Votre soutien moral a été un pilier essentiel dans cette aventure.

À mes chers amis et à tous mes proches qui m'ont aidé et contribué dans l'accomplissement de ce mémoire, spécialement Y.B et Nadjet AIDI, je vous adresse mes plus sincères remerciements.

Votre amour et votre présence dans ma vie sont des trésors inestimables. Je vous remercie du fond du cœur pour tout ce que vous avez apporté à ma vie.

Chahla Rayene

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers le **Tout-Puissant**, qui m'a guidée et soutenue tout au long de ce parcours académique et professionnel. Sa grâce et Sa bénédiction m'ont permis d'accomplir ce projet de fin d'étude avec succès.

Je souhaite adresser mes sincères remerciements à l'ensemble des professeurs de l'École Nationale Polytechnique, qui ont joué un rôle déterminant dans le façonnement de mes connaissances et compétences au cours de ces années d'apprentissage. Leur dévouement à fournir une éducation de qualité dans le domaine de la Qualité, de l'Hygiène, de la Sécurité, de l'Environnement et de la Gestion des Risques Industriels (QHSE-GRI) a été inestimable et a grandement enrichi mon expérience.

Je tiens particulièrement à exprimer ma reconnaissance envers mes professeurs encadrants de l'école, **Dr Mohamed BOUBAKEUR**, **Dr M'hamed BOUSBAI** et **Dr BITCHIKH Karima**. Leur encadrement attentif, leurs conseils éclairés et leur disponibilité constante ont été d'une aide précieuse tout au long de mon stage et de mes études.

Je souhaite également exprimer ma profonde reconnaissance à **Monsieur Hicham BOURRICH**, mon ingénieur encadrant au sein du groupement SONATRACH-ENI. Sa passion pour son domaine d'expertise, son dévouement exemplaire et sa volonté de partager ses connaissances ont été d'une importance capitale dans la réalisation de ce projet. Sa disponibilité pour répondre à mes questions, son soutien infaillible et son accompagnement ont contribué de manière significative à l'enrichissement de mon expérience professionnelle.

Je tiens à adresser mes remerciements les plus sincères aux ingénieurs chef de département et chef de service, **Monsieur Yassine ZARITA** et **Monsieur Faouzi MODJKANE**, ainsi qu'à l'ensemble du personnel de l'entreprise, du haut au bas de l'échelle hiérarchique. Leur accueil chaleureux, leur bienveillance et leur contribution ont été d'une importance capitale dans la réalisation de ce projet.

Ma reconnaissance va également aux **ingénieurs en HSE** de l'entreprise, dont les connaissances pointues et l'expérience concrète ont profondément enrichi mon apprentissage. Leurs conseils éclairés ont apporté une perspective pratique et tangible à mon travail.

Je tiens à exprimer ma gratitude envers les membres du jury, le **Dr Abdelhamid YOUSFI**, le **Dr Aboubakr KERTOUS** et **Dr Malik SENOUCI-BEREKSI**, pour leur précieuse contribution à l'évaluation de ce travail et pour leur reconnaissance de l'importance de ce projet dans mon parcours académique et professionnel.

Enfin, je tiens à remercier toutes les personnes qui m'ont apporté un soutien moral et matériel tout au long de ce projet. Votre encouragement, vos conseils et votre soutien ont été d'une importance inestimable, et je vous en suis sincèrement reconnaissante.

تركز هذه الأطروحة على السلامة الصناعية وإدارة المخاطر المتعلقة بفقدان الاحتواء والتسرب وتفجير البيئات المتفجرة داخل مجموعة سوناطراك-إيني، اللاعبين الرئيسيين في صناعة النفط والغاز. من خلال ستة فصول تستعرض الرسالة التحالف الاستراتيجي بين هاتين الشركتين وتكشف المخاطر المرتبطة بالبيئات المتفجرة وتفصيل تصنيف هذه المناطق. كما تحلل الرسالة أيضا العواقب المحتملة لفقدان الاحتواء وتقدم خطة عمل ملموسة لتعزيز سلامة المعدات والمنشآت مع ضمان سلامة الأفراد. تقدم هذه الرسالة نظرة شاملة على قضايا السلامة والتدابير الوقائية في سياق المتطلبات الصارمة للصناعات الطاقية.

الكلمات المفتاحية: فقدان الاحتواء (تسرب)، انفجار، تصنيف البيئات القابلة للاشتعال، رسم الخرائط للمناطق الخطرة، مسافة الأثر.

Abstract

This thesis focuses on industrial safety and risk management related to loss of containment and the classification of explosive atmospheres within the SONATRACH-ENI group, major players in the oil and gas industry. Through six chapters, it examines the strategic alliance of these two companies, explores the risks associated with explosive atmospheres, and details the classification of ATEX zones. It also analyzes the potential consequences of loss of containment and proposes a concrete action plan to enhance the safety of installations while ensuring the safety of individuals. This thesis provides an in-depth overview of safety issues and preventive measures in the demanding context of the energy industry.

Keywords: Loss of Containment, Explosion, ATEX Classification, Hazardous area mapping, Effect Distance.

Résumé

Ce mémoire se concentre sur la sécurité industrielle et la gestion des risques liés à la perte de confinement et la classification des atmosphères explosives au sein du groupe SONATRACH-ENI, acteurs majeurs de l'industrie pétrolière et gazière. À travers six chapitres, il examine l'alliance stratégique de ces deux entreprises, explore les risques associés aux atmosphères explosives et détaille la classification des zones ATEX. Il analyse également les conséquences potentielles des pertes de confinement et propose un plan d'action concret visant à renforcer la sécurité des installations, tout en assurant la sécurité des individus. Ce mémoire offre un aperçu approfondi des enjeux de sécurité et des mesures préventives dans le contexte exigeant de l'industrie énergétique.

Mots clés: Perte de confinement, Explosion, Classification ATEX, Cartographie des zones dangereuses, Distance d'effet.

Tables des matières

Liste des figures

Listes des tables

Liste des abréviations

Introduction.....	15
CHAPITRE 1. Contexte général.....	17
1.1 Introduction.....	17
1.2 Présentation du groupe SONATRACH.....	17
1.3 Présentation de l'entreprise ENI.....	18
1.4 Création du groupement SONATRACH-ENI (GSE).....	18
1.4.1 Historique.....	18
1.4.2 Localisation du groupement (GSE).....	18
1.4.3 Activités du groupement (GSE).....	21
1.4.4 Organisation de l'entreprise.....	21
1.5 Enseignements tirés du retour d'expériences.....	22
1.5.1 Accidentologie interne.....	22
1.5.2 Accidentologie externe.....	22
1.6 Le centre de traitement d'huile « CTH ».....	24
1.6.1 Manifold d'entrée.....	24
1.6.2 Description des procédés des installations des trois trains.....	26
1.7 Description des substances inflammables utilisées au CTH.....	32
1.8 Méthodologie.....	32
1.9 Conclusion.....	33
CHAPITRE 2. Etat de l'art.....	34
2.1 Introduction.....	34
2.2 Analyse préliminaire des risques « APR ».....	34
2.2.1 Produits de sortie de l'APR.....	34
2.3 Evaluation de la gravité des phénomènes dangereux.....	37
2.4 Evaluation de la criticité du phénomène dangereux.....	38
2.5 L'explosion ATEX.....	41
2.5.1 Généralités.....	41
2.5.2 Contexte réglementaire et normatif.....	45
2.6 Conclusion.....	46

CHAPITRE 3. Classification des zones ATEX	47
3.1 Introduction	47
3.2 Démarche de classification des zones ATEX.....	47
3.2.1 Les données nécessaires à l'évaluation	47
3.2.2 Les différentes approches de classification.....	47
3.2.3 Représentation graphique des différentes zones	49
3.3 La Ventilation.....	49
3.4 Application de la procédure de classification.....	50
3.4.1 L'approche « exemple direct ».....	50
3.4.2 L'approche « point source » pour une classification individuelle de sources de rejets	53
3.5 Les points sources.....	57
3.5.1 Sources donnant un dégagement de degré continu	57
3.5.2 Sources donnant un dégagement de 1 ^{er} degré	57
3.5.3 Sources donnant un dégagement de 2 ^{ème} degré.....	57
3.6 Exemples de classification.....	57
3.7 Procédure pour l'établissement du niveau de fréquences pour les rejets secondaires	62
3.7.1 Détermination de l'exposition.....	62
3.7.2 Calcul de l'exposition (Exp)	64
3.7.3 Probabilité d'ignition aux frontières de la zone 2	65
3.7.4 Niveaux de fréquences de rejets.....	66
3.8 Conformité des équipements en zone ATEX	66
3.8.1 Catégories d'appareils	68
3.9 Conclusion.....	69
CHAPITRE 4. Etude de cas	70
4.1 Introduction	70
4.2 Analyse préliminaire des risques « APR »	70
4.2.1 Synthèse des résultats.....	70
4.3 Evaluation qualitative de la gravité des phénomènes dangereux	71
4.3.1 Détermination de la gravité des accidents majeurs	72
4.3.2 Evaluation des risques.....	75
4.4 Criticité des accidents majeurs étudiés dans cette étude	78
4.4.1 Analyse de la criticité population.....	78
4.4.2 Analyse de la criticité environnementale	81

4.4.3	Analyse de la criticité financière.....	83
4.5	Détermination des rayons de danger des équipements étudiés.....	85
4.5.1	Détermination des rayons de danger du séparateur HP 200VS301	87
4.5.2	Détermination des rayons de danger de la colonne de stabilisation 210VE301	90
4.5.3	Détermination des rayons de danger du four de rebouillage 210F01	92
4.5.4	Les pompes de recirculation du rebouilleur 210PA304 A/B/C.....	94
4.5.5	Détermination des rayons de danger de la colonne Gas Boot 250C01	96
4.5.6	Détermination des rayons de danger de la colonne d'absorption 310C01	98
4.5.7	Détermination des rayons de danger du compresseur BP 360KA301A	100
4.6	Examen d'adéquation des équipements en zone ATEX.....	102
4.7	Conclusion	106
CHAPITRE 5. Modélisation des scénarios d'accident		107
5.1	Introduction	107
5.2	Logiciel utilisé pour simulation.....	107
5.3	Substances de référence pour modéliser.....	107
5.4	Paramètres climatiques utilisés pour la simulation.....	107
5.5	Identification des scénarios d'accidents majeurs.....	108
5.5.1	Tailles des brèches	108
5.5.2	Temps de fuite.....	108
5.5.3	Niveau d'impact des phénomènes dangereux sur les personnes et les biens ...	108
5.5.4	Les scénarios modélisés	109
5.5.5	Conséquences des scénarios d'accident majeurs	111
5.5.6	Cartographie de quelques aléas majeurs présentant un niveau de risque moyen 115	
5.6	Conclusion.....	120
CHAPITRE 6. Actions correctives et plan d'action		121
6.1	Introduction	121
6.2	Plan d'action.....	121
6.3	Liste des éléments importants pour la sécurité du CTH.....	127
6.4	Caméra infrarouge de détection des fuites de gaz	133
6.4.1	FLIR GFx320	133
6.5	Détecteur automatique des flammes et détection incendies	136
6.5.1	Le "Simtronics DF-TV7 Multiflame Detector"	136
6.6	Conclusion.....	137

Conclusion générale	140
Bibliographies.....	143
Annexes.....	145

Table des figures

FIGURE 1. 1- La situation géographique du site BRN.....	19
FIGURE 1. 2- Localisation du CTH BRN	20
FIGURE 1. 3- Organigramme générale de l'entreprise	21
FIGURE 1. 4- Répartition des causes de l'accidentologie externe du CTH.....	23
FIGURE 1. 5- Plan de masse détaillé du CTH BRN	25
FIGURE 1. 6- Le schéma explicatif du centre de traitement de l'huile.....	30
FIGURE 1. 7 - les différentes installations intervenantes dans le procès de séparation d'huile	31
FIGURE 2. 1- Echelle de cotation de l'intensité.....	35
FIGURE 2. 2- Hexagone de l'explosion ATEX et le domaine d'explosivité	42
FIGURE 3. 1- Procédure pour la classification des zones dangereuses [10].....	48
FIGURE 3. 2- Représentation graphique des zones ATEX	49
FIGURE 3. 3- Réservoir à toit fixe, classe I, classe II (2) et classe III (2)	51
FIGURE 3. 4- Réservoir à toit flottant, classe I, classe II (2) et classe III (2).....	52
FIGURE 3. 5- Réservoirs (toit flottant ou fixe) avec confinement extérieur.....	53
FIGURE 3. 6- Procédure pour la détermination des rayons des zones dangereuses pour les degrés continus et primaires. [10]	55
FIGURE 3. 7-Procédure pour la détermination des rayons des zones dangereuses pour les degrés de rejet secondaire. [10].....	56
FIGURE 3. 8- Facteur pour déterminer la forme de la zone dangereuse pour les rejets pressurisés.	60
FIGURE 3. 9 - Niveau de fréquence de rejet pour atteindre le critère IR de 1,0E-5/an	66
FIGURE 3. 10- Marquage ATEX	67
FIGURE 3. 11-Exemple de marquage principal	67
FIGURE 3. 12-Exemple de marquage complémentaire gaz pour les équipements électriques	68
FIGURE 4. 1-Analyse de la criticité humaine	81
FIGURE 4. 2-Analyse de la criticité environnementale	83
FIGURE 4. 3-Analyse de la criticité financière	85
FIGURE 4. 4-Plan de zonage ATEX du séparateur HP 200VS301.....	89
FIGURE 4. 5-Plan de zonage ATEX de la colonne de stabilisation 210VE301	91
FIGURE 4. 6-Plan de zonage ATEX du four de rebouillage 210F01.....	93
FIGURE 4. 7-Plan de zonage ATEX des pompes du rebouilleur 210PA304A/B/C	95
FIGURE 4. 8-Plan de zonage ATEX de la colonne Gas Boot d'huile 250C01.....	97
FIGURE 4. 9-Plan de zonage ATEX de la colonne d'absorption 310C01.....	99
FIGURE 4. 10-Plan de zonage ATEX du compresseur BP 360KA301A	101

FIGURE 5. 1 - Cartographie du rayon d'effet d'un Jet Fire pour une fuite de la pompe 210PA304 (phase liquide).....	116
FIGURE 5. 2- Cartographie du rayon d'effet d'un Flash Fire pour une fuite au niveau de la pompe 210PA304 (phase liquide).....	117
FIGURE 5. 3- Cartographie du rayon d'effet d'un Flash Fire suite à une rupture franche au niveau du Gaz Boot 250C01 (phase liquide)	118
FIGURE 5. 4- Cartographie du rayon d'effet d'une boule de feu suite à une rupture franche du compresseur de gaz flash 360KA301A (phase gazeuse)	119
FIGURE 6. 1- Caméra FLIR GFx320 de détection des fuites de gaz.....	134
FIGURE 6. 2-Simtronics DF-TV7 Multiflame detector Oldham	137

Liste des tableaux

TABLEAU 1. 1- Aperçu de l'accidentologie interne au CTH BRN	22
TABLEAU 1. 2- Synthèse de L'accidentologie externe des installations du CTH BRN.....	23
TABLEAU 1. 3-Résumé des unités du procès pour le traitement des 3 trains.[4]	26
TABLEAU 2. 1- Echelle de la probabilité de GSE-BRN	35
TABLEAU 2. 2- Echelle de gravité de GSE-BRN	38
TABLEAU 2. 3- Echelle de risques de GSE-BRN	39
TABLEAU 2. 4- Classes de température	44
TABLEAU 2. 5- Groupes de gaz	44
TABLEAU 2. 6 - Exigences normatives ATEX	46
TABLEAU 3. 1-Dimensions des trous des équipements pour différentes fréquences de rejet	58
TABLEAU 3. 2- Exemples de rayons pour pompes standards sans BAGUE	58
TABLEAU 3. 3-Exemples de rayons pour pompes standards avec BAGUE.....	59
TABLEAU 3. 4 - Exemples de rayons pour compresseurs.....	59
TABLEAU 3. 5 -Exemples de rayons pour brides et vannes.....	59
TABLEAU 3. 6- Détermination des valeurs de R1	61
TABLEAU 3. 7- Détermination (niveau sol) des valeurs de R2	62
TABLEAU 3. 8- Nombre moyen de sources de rejets.....	63
TABLEAU 3. 9- Calcul des valeurs d'exposition.....	64
TABLEAU 3. 10- Probabilité d'ignition pour des sources variées.....	65
TABLEAU 3. 11 -Calcul de la probabilité d'ignition.....	65
TABLEAU 3. 12- Adéquation et marquage des appareils ATEX.[18]	69
TABLEAU 4. 1- Identification des scénarios	72
TABLEAU 4. 2- Détermination de la gravité des accidents majeurs	73
TABLEAU 4. 3- Evaluation des risques	75
TABLEAU 4. 4- Grille d'évaluation de criticité humaine.....	79
TABLEAU 4. 5- Grille d'évaluation d'acceptabilité environnementale	81
TABLEAU 4. 6 - Grille d'évaluation d'acceptabilité financière	83
TABLEAU 4. 7- Les caractéristiques du méthane.....	85
TABLEAU 4. 8- Caractéristiques du séparateur HP.....	86
TABLEAU 4. 9- Caractéristiques de la colonne de stabilisation.....	86
TABLEAU 4. 10- Caractéristiques du four de rebouilleur	86
TABLEAU 4. 11- Caractéristiques des pompes de recirculation du rebouilleur.....	86
TABLEAU 4. 12- Caractéristiques de la colonne d'absorption.....	86
TABLEAU 4. 13- Caractéristiques de la colonne Gas Boot d'huile	87
TABLEAU 4. 14- Caractéristiques du compresseur BP 360KA301A	87
TABLEAU 4. 15- Détermination des rayons de danger pour le séparateur HP 200VS301	88
TABLEAU 4. 16- Détermination des rayons de danger pour la colonne de stabilisation 210VE301.....	90
TABLEAU 4. 17- Détermination des rayons de danger pour le four de rebouillage 210F01 ..	92

TABLEAU 4. 18-Détermination des rayons de danger pour les pompes de recirculation du rebouilleur 210PA304 A/B/C	94
TABLEAU 4. 19-Détermination des rayons de danger de la colonne Gas Boot d'huile 250C01	96
TABLEAU 4. 20-Détermination des rayons de danger de la colonne d'absorption 310C01 ..	98
TABLEAU 4. 21-Détermination des rayons de danger du compresseur BP 360KA301A ..	100
TABLEAU 4. 22-Examen d'adéquation des équipements en zone ATEX	102
TABLEAU 5. 1 - Paramètres climatiques utilisés dans cette étude	108
TABLEAU 5. 2- Les différentes brèches étudiées pour chaque équipement	108
TABLEAU 5. 3 - Temps de fuite au niveau du CTH BRN	108
TABLEAU 5. 4 - Taux d'impact des phénomènes dangereux sur les personnes et les biens	109
TABLEAU 5. 5- Les scénarios modélisés.....	110
TABLEAU 5. 6 - Distances d'effets des phénomènes dangereux suite à une perte de confinement.....	112
TABLEAU 6. 1-Plan d'action	122
TABLEAU 6. 2-Eléments importants pour la sécurité du CTH	128

Liste des abréviations

ALARP	As Low As Reasonably Practicable
APR	Analyse Préliminaire des Risques
ARIA	Analyse, Recherche et Information sur les Accidents
ATEX	Atmosphère Explosive
BARPI	Bureau d'Analyse des Risques et Pollution Industriel
BDV	Blow Down Valves (Vannes d'évacuation des surpressions)
BF	Boule de Feu
BLEVE	Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion
BP	Basse Pression
BRN	Bir Rebâa Nord
BO	Boil Over
CTH	Centre de Traitement de l'Huile (Brut)
CL	Concentration de Létalité
COV	Composés Organiques Volatils
EIPS	Éléments Importants Pour la Sécurité
EMI	Energie Minimale d'Inflammation
EN	European Normalisation
ENI	Ente nazionale idrocarburi (Entreprise Nationale des hydrocarbures)
EPA	l'Agence de Protection de l'Environnement des États-Unis.
EPI	Equipements de Protection Individuelle
ERC	Evènement redouté central
ESD	Emergency Shut Down system
ESDV	Emergency Shut Down valve
EX	Explosion
Exp	Exposition
FN	Feu de Nappe
FF	Flash Fire
GPL	Gaz de pétrol liquéfié.
GSE	Groupement SONATRACH-ENI
HP	Haute pression
HSM	Mode Haute Sensibilité
IEC	International Electrotechnical Commission
INRS	Institut National de Recherche et de Sécurité pour la prévention des accidents du travail et des maladies professionnelles
IP	Indice de protection
IP15	Institute of Petroleum Code 15
JF	Jet Fire
LIE	Limite inférieure d'explosion
LSE	Limite supérieure d'explosion
MEK	Méthyléthylcétone
MIBK	Méthylisobutylcétone
MLE	Menzel Ledjmet Est.
MP	Moyenne pression
NG	Niveau de Gravité
NL	Nombre de Létalité
Off Spec	Hors spécification
PFD	Process Flow Diagram
PID	Piping and Instrumentation Diagram
Pign	Probabilité d'ignition
PII	Plan Interne d'Intervention d'urgences

PO	Pollution
Pocc	Probabilité d'occurrence
PSV	Pressure Safety Valve
PTW	Permit To Work (Permis de travail)
R	Rayon de danger
ROD	Rhourde Oulad Djemma.
ROM	Rhourde Oulad Messaoud.
SEI	Seuil d'Effet Irréversible
SEL	Seuil d'Effet Létal
SONATRACH	Société nationale du transport et de commercialisation des hydrocarbures
TEG	Tri Ethylène Glycol
TVR	Tension Vapor Red

Introduction générale

L'élaboration et la mise en œuvre de mesures visant à prévenir les risques et à garantir la sécurité dans le domaine industriel sont des éléments essentiels pour maintenir des opérations fiables et durables. Les risques auxquels sont confrontés dans les complexes pétroliers et gaziers sont dus à la perte de confinement et à la présence d'atmosphères explosives, communément appelées ATEX.

Dans ce contexte, la gestion des risques est devenue un pilier incontournable pour de nombreuses entreprises opérant dans le secteur énergétique du pétrole et du gaz. Elle agit à la fois comme un outil de pilotage et de communication, incitant les ingénieurs à évaluer les risques au sein de leurs unités de production. Cela conduit souvent à l'élaboration d'une cartographie des risques. Toutefois, cette démarche se heurte à des défis majeurs, notamment la diversité des risques génériques propres à chaque activité, ainsi que l'émergence de risques spécifiques à certains établissements.

La question cruciale qui se pose alors est la suivante : comment déterminer des actions correctives précises et adaptées à chaque site, tout en tenant compte de la variabilité des risques, et en assurant une gestion efficace ? Cette problématique prend une importance particulière au sein du groupement SONATRACH-ENI, un acteur clé de l'industrie. L'analyse de l'accidentologie interne et externe révèle que la perte de confinement est l'événement central redouté. Cela donne lieu à des phénomènes dangereux tels que le jet fire, le feu de nappe, la boule de feu, le boilover et les explosions. Ces événements, bien que rares, sont potentiellement catastrophiques. Ils sont intimement liés aux procédés industriels et résultent de gaz, de vapeurs et de poussières. Leur impact se traduit par des conséquences humaines et matérielles graves.

Face à cet enjeu majeur, il s'avère crucial de développer des approches pour élaborer une cartographie des risques adaptée à ces phénomènes spécifiques, et de mettre en place des mesures et des techniques de prévention et de gestion. De plus, l'intégration de nouvelles installations et projets exige une mise à jour constante des plans de zonage ATEX. Ainsi, ce projet s'attaque à la problématique primordiale de la gestion des risques liés à la perte de confinement au sein du Centre de Traitement des Huiles (CTH) du groupe SONATRACH-ENI, visant à assurer la sécurité du personnel, la préservation des installations, la protection de l'environnement, et la réalisation de projets durables au sein de ce groupe de renommée internationale.

Le présent projet de fin d'études se concentre sur une analyse approfondie et méthodique des risques inhérents à la perte de confinement et associés aux atmosphères explosives (ATEX), ainsi que sur la gestion proactive de ces risques et l'application de pratiques préventives au sein de l'environnement complexe de l'industrie pétrolière et gazière, plus précisément au sein du Centre de Traitement des Huiles (CTH) du groupe SONATRACH-ENI. Ce travail inclura une classification détaillée des zones ATEX et un audit technique exhaustif des installations afin d'identifier tous les risques potentiels liés à la perte de confinement et résultant de la manipulation de liquides ou gaz inflammables. Le projet se décline en six chapitres, chacun explorant de manière approfondie les divers aspects de la gestion des risques dans le contexte spécifique de l'industrie pétrolière et gazière.

Le premier chapitre s'ouvre sur un tableau captivant : la fusion de deux géants de l'industrie énergétique, SONATRACH et ENI, pour former le groupe SONATRACH-ENI. Cette alliance stratégique a consolidé leur leadership dans le secteur pétrolier et gazier, et ce chapitre met en lumière les éléments clés de cette collaboration ainsi que les répercussions majeures qu'elle a engendrées.

Le deuxième chapitre de cette étude plonge au cœur de l'analyse des risques et de l'évaluation qualitative des risques spécifiques au CTH BRN. Il met en lumière les aspects clés de ces deux éléments, ainsi que les termes clés entourant la classification des zones ATEX. Cette exploration approfondie dévoile les défis et les enjeux inhérents à la gestion des risques dans un environnement complexe et exigeant. De plus, ce chapitre décrypte des éléments essentiels tels que la norme IEC 60079, renforçant ainsi notre compréhension de la sécurité et de la conformité dans ce contexte industriel particulier.

Le troisième chapitre aborde de manière approfondie la classification des zones ATEX, soulignant son rôle crucial dans la sécurité industrielle. En suivant une méthodologie systématique, cette classification vise à atténuer le risque d'explosion des atmosphères explosives. La délimitation des zones classées, la prévention par le biais de l'installation d'équipements spécifiques et la nécessité d'une approche proactive sont au cœur de cette démarche.

Le quatrième chapitre nous entraîne dans une analyse préliminaire des risques au sein du CTH BRN. Cette analyse identifie les phénomènes dangereux et propose des mesures pour les prévenir et atténuer leurs conséquences. L'implication d'une équipe pluridisciplinaire, la classification des zones à risques et l'élaboration d'une cartographie des zones dangereuses sont autant de volets abordés dans ce chapitre.

Le cinquième chapitre se penche sur l'évaluation de la perte de confinement, une situation pouvant conduire à des accidents majeurs. Les conséquences de ces accidents, qu'ils soient instantanés ou différés, sont examinées à la lumière de divers paramètres utilisés pour les simulations.

Enfin, le sixième chapitre conclut cette étude en présentant un plan d'action élaboré à partir des scénarios critiques issus de l'analyse des risques. Ce plan propose des recommandations concrètes pour renforcer la sécurité des équipements du CTH BRN et prévenir les risques identifiés.

En somme, ce projet de fin d'études s'articule autour de la sécurité industrielle, de la gestion proactive des risques liés à la perte de confinement et de l'application de pratiques préventives dans un environnement aussi complexe que celui de l'industrie pétrolière et gazière. Chaque chapitre apporte une perspective unique et approfondie, éclairant ainsi les nombreuses facettes de cette démarche cruciale pour la préservation des personnes, des installations et de l'environnement.

CHAPITRE 1. Contexte général

1.1 Introduction

Au seuil de ce premier chapitre, les portes s'ouvrent sur un panorama captivant : la fusion de deux géants de l'industrie énergétique, SONATRACH et ENI, a engendré le groupe SONATRACH-ENI, symbole d'une alliance stratégique puissante. Cette collaboration a généré des retombées majeures, consolidant leur leadership dans le secteur pétrolier et gazier.

Naviguant dans les coulisses de cette alliance, nous découvrons la genèse de ce groupe ainsi que son évolution. Les stations clés qui rythment son fonctionnement, reflets de la convergence des expertises de ces deux géants, sont mises en lumière.

Plongeant plus profondément dans cette fusion, nous explorons l'organisation interne du groupe, un écosystème complexe qui optimise les synergies et orchestre des opérations à la précision exemplaire.

La sécurité et l'évaluation des risques occupent une place primordiale dans cet environnement alliant technologie et ingénierie. En analysant l'accidentologie et en évoquant les événements majeurs de l'industrie pétrolière mondiale, nous dévoilons les impératifs de sécurité guidant les opérations du Centre de Traitement des Huiles (CTH) du groupe.

Le cœur de cette étude réside dans le CTH, où le pétrole est transformé avec une sophistication remarquable. Au fil de cette immersion, les installations, les procédés et les mécanismes opérationnels prennent vie, dépeignant une compréhension holistique du cycle de production et de transformation.

En somme, ce premier chapitre tisse un récit cohérent où les étoiles de l'industrie s'unissent pour former un groupe dynamique. Les éléments clés de leur union, des notions cruciales d'organisation interne, de sécurité et de technologie, se rejoignent, préparant le terrain pour les découvertes approfondies à suivre.

1.2 Présentation du groupe SONATRACH

SONATRACH se positionne en tant que premier groupe d'hydrocarbures en Afrique, et se distingue comme l'une des compagnies pétrolières et gazières nationales les plus performantes à l'échelle mondiale, jouant un rôle moteur au sein de l'économie nationale. Sa mission fondamentale réside dans la valorisation des réserves considérables d'hydrocarbures de l'Algérie. Au niveau de l'amont, elle opère en propre ou en collaboration avec des partenaires étrangers des gisements parmi les plus importants au monde, répartis dans différentes régions du Sahara algérien. Dans le domaine du transport, le Groupe déploie un réseau de canalisations exceptionnellement dense, couvrant près de 22 000 kilomètres sur le territoire national. Par ailleurs, il a développé quatre ports pétroliers stratégiques à Alger, Arzew, Bejaia et Skikda, permettant le chargement et le déchargement de gros tankers et méthaniers. Du côté de l'aval, SONATRACH gère six raffineries actives sur le territoire, en plus de deux complexes pétrochimiques et quatre complexes de liquéfaction de gaz naturel (LNG), ainsi que deux complexes de séparation de gaz de pétrole liquéfié (GPL). Le Groupe, fort de 154 filiales et participations, dont une quinzaine détenue à 100 %, œuvre au quotidien pour optimiser la chaîne de valeur pétrolière et gazière du pays. Parmi ces entités figurent des acteurs tels que l'Entreprise Nationale de Géophysique (ENAGEO), l'Entreprise Nationale de Forage (ENAFOR), l'Entreprise Nationale de Grands Travaux Pétroliers (ENGTP), ainsi que la société nationale de commercialisation et de distribution des produits pétroliers (NAFTAL). [1]

1.3 Présentation de l'entreprise ENI

ENI, fondée en 1953, est une entreprise italienne spécialisée dans les hydrocarbures. À l'origine une propriété de l'État italien, elle est devenue un acteur majeur dans l'industrie énergétique. Elle se concentre principalement sur la fourniture de gaz tout en étendant son offre à l'électricité. En 2012, ENI a marqué un tournant en devenant le premier fournisseur à proposer des offres avec un tarif du KWh garanti. À l'heure actuelle, ENI a étendu son empreinte à 66 pays et compte 9 millions de clients en Europe, incluant 1,3 million de clients gaz et 500 000 clients électricité en France. [2]

1.4 Création du groupement SONATRACH-ENI (GSE)

Le GSE est un groupement pétrolier régi par le décret 93-08 du 25 avril 1993, il est constitué de deux grandes compagnies: la Société Nationale du TRansport et de Commercialisation des Hydrocarbures (SONATRACH) et Ente Nazionale Idrocarburi (ENI).

1.4.1 Historique

1990: La découverte du gisement de BRN remonte à la fin février 1990, lorsque les essais sur le puits BRN-1 ont mis en évidence la présence d'hydrocarbures liquides.

1991: Mise en place du groupement (GSE) intégré dans le 21 août 1991.

1991: Publication au Journal Officiel de la RADP du 11 décembre 1991 de l'attribution des permis d'exploitation de BRN à partir de juin 1995

1993: Début de construction de l'Oléoduc en septembre 1993

1994 : Mise en service de l'Oléoduc

1995 : Mise en service du premier train du centre de traitement d'huile (CTH) de BRN dans le 12 Juin 1995

1995 : L'expédition huile vers MESDAR en aout 1995

2000 : Mise en service de l'unité d'injection d'eau de BRN 11 Avril 2000

2002: Mise en exploitation du second train du CTH de BRN Juillet 2002

2004 : Construction du troisième train du CTH de BRN en septembre 2004

2018 : Signature de contrat SONATRACH et ENI.

Les activités de l'association remontent au 15/12/1987 ; date de signature du premier contrat d'association entre SONATRACH et ENI ; pour la recherche et l'exploitation des hydrocarbures.

1.4.2 Localisation du groupement (GSE)

Le gisement BRN se situe approximativement à 380km à l'est de Hassi Messaoud, 60km au sud-ouest de la Tunisie et à 100km du nord-ouest de la Lybie

Le CTH BRN est localisées aux coordonnées géographiques (coordonnés WGS1982/UTM Zone 32R) :

Longitude : 8°34'12.05"E

Latitude : 31°13'53.18"N

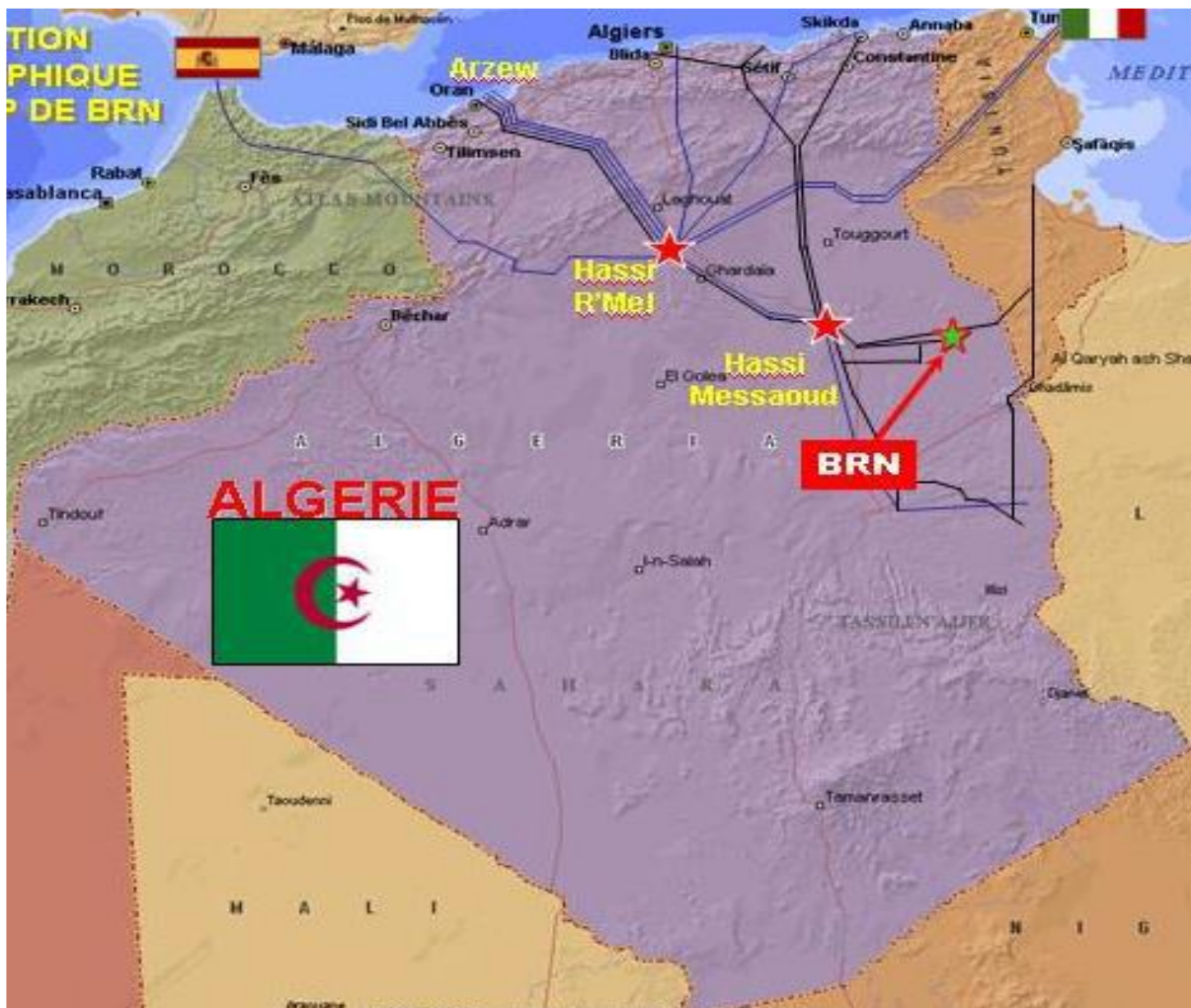


FIGURE 1. 1- La situation géographique du site BRN

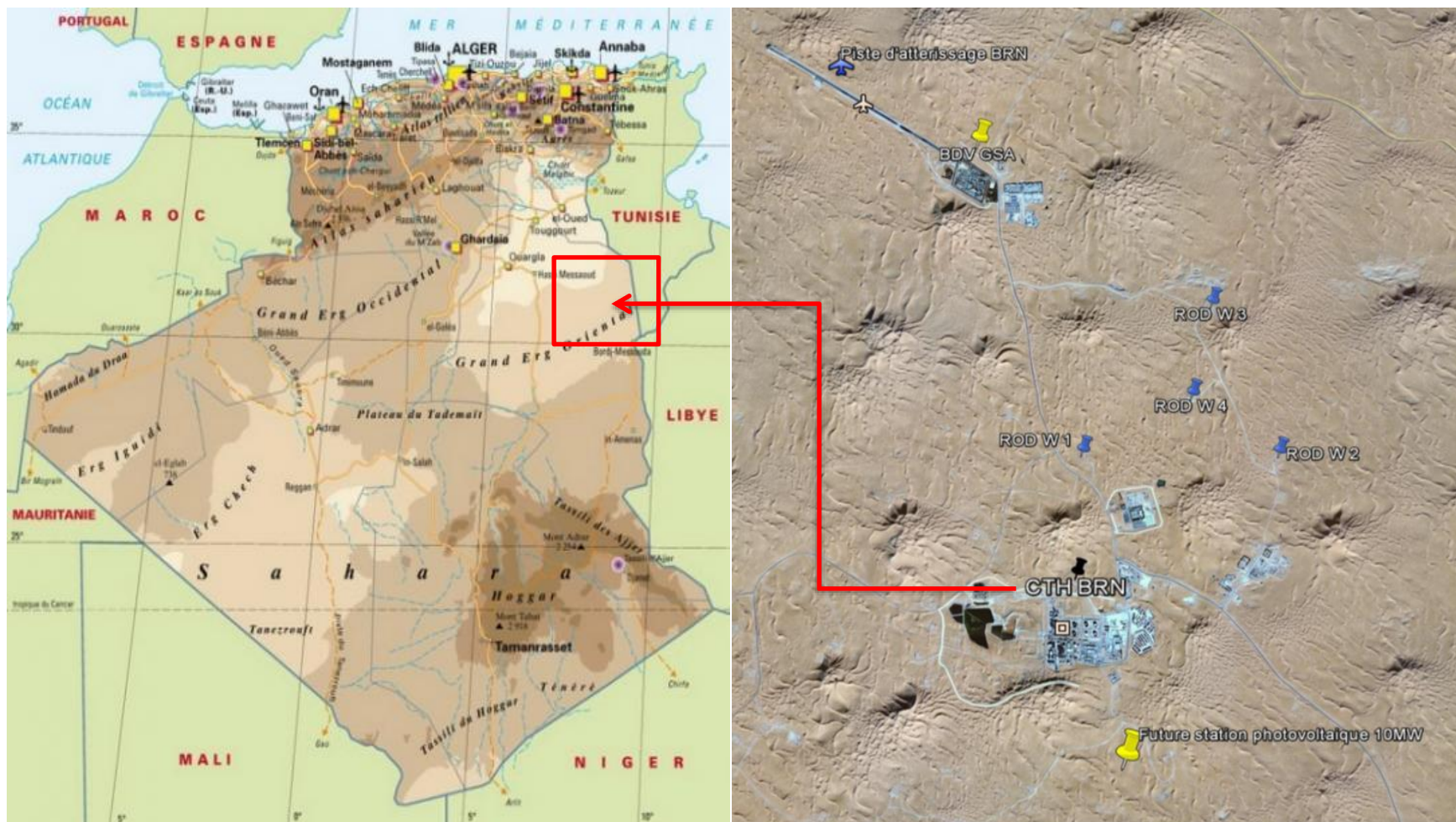


FIGURE 1. 2- Localisation du CTH BRN

1.4.3 Activités du groupement (GSE)

L'objectif de ce centre consiste à déshydrater, dessaler et stabiliser l'huile provenant des champs pétrolifères BRN, ROD et ROM avant de la diriger vers MESDAR, sur une distance d'environ 230 kilomètres. Dans le cadre de cette opération, de l'eau et une portion du gaz sont injectées dans les puits pour maintenir la pression et optimiser le rendement des gisements. Parallèlement, une autre partie du gaz est acheminée vers MLE. En conséquence, on retrouve des puits producteurs d'huile, des puits de réinjection de gaz et des puits d'injection d'eau.

1.4.4 Organisation de l'entreprise

La gestion technique et administrative de GSE est assurée par des structures et des départements rattachés à la direction selon l'organigramme dans la figure 1.3:

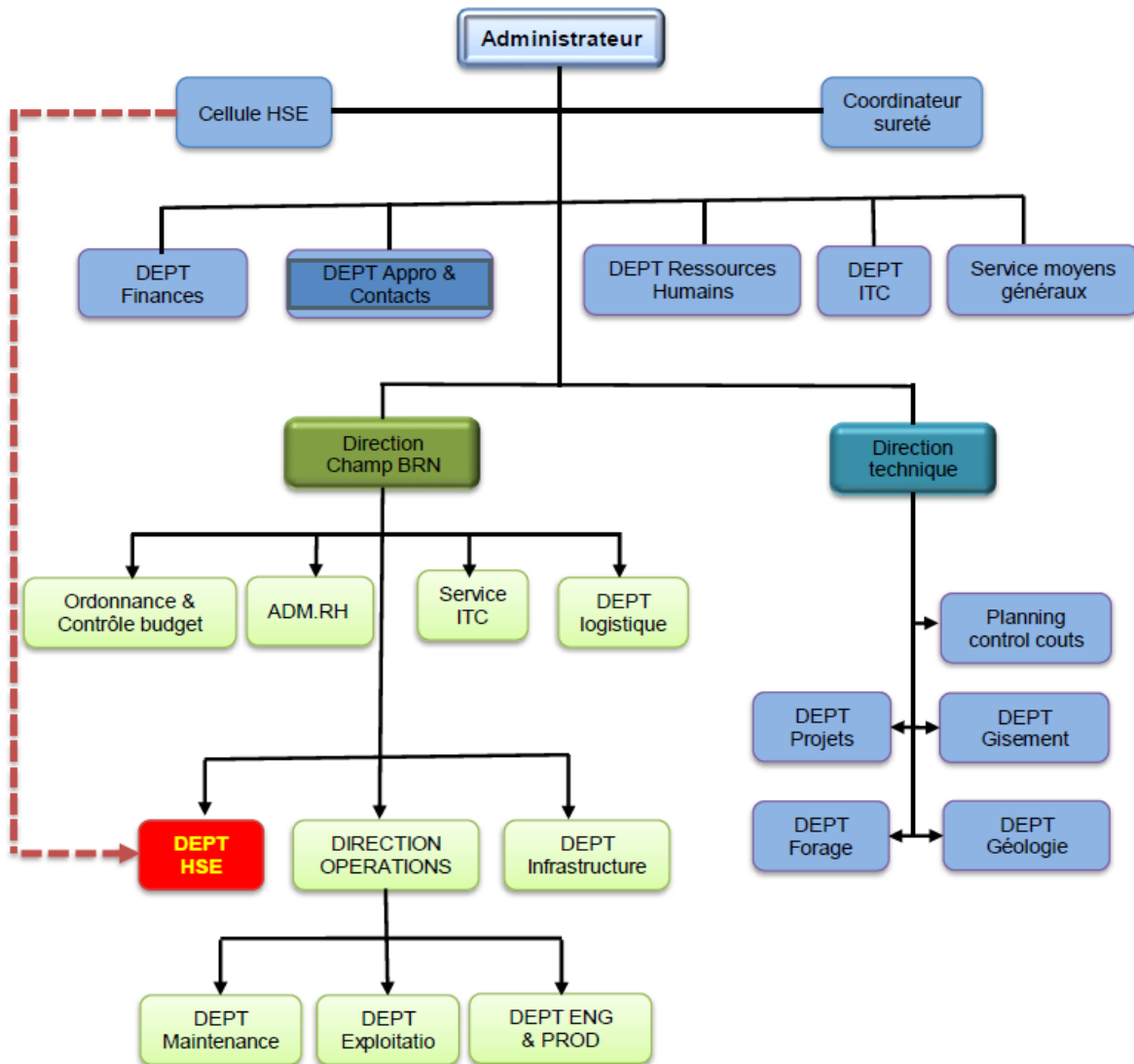


FIGURE 1. 3- Organigramme générale de l'entreprise

1.5 Enseignements tirés du retour d'expériences

Le présent paragraphe présente le recensement d'accidentologie interne au niveau du CTH et les accidents majeurs répertoriés dans le monde (entre l'année 2005 et 2018) se reportant à des activités et ou à des produits (pétrole) similaires à ceux rencontrés dans le CTH BRN.

1.5.1 Accidentologie interne

Le recensement d'accidentologie interne au niveau du CTH BRN durant la période de 2007 à 2018 fait apparaître deux pertes de confinement. L'évènement initiateur responsable est principalement la corrosion. Le tableau 1.1 présente une synthèse de ces incidents.

NB : Une perte de confinement dans l'industrie pétrolière et gazière se produit lorsqu'un fluide ou un gaz contenu à l'intérieur d'un équipement, d'une conduite ou d'une installation s'échappe ou fuit hors de son confinement prévu. Cela peut se produire en raison d'une défaillance, d'un dysfonctionnement, d'une fuite ou d'un autre événement imprévu. Cet épandage peut alors donner lieu à des phénomènes d'incendie et à des phénomènes d'explosion si les vapeurs sont en quantité suffisante dans l'atmosphère.

TABLEAU 1. 1- Aperçu de l'accidentologie interne au CTH BRN

Date	Installations mises en causes	Produit mise en cause	Evènement central	Phénomène dangereux	Evènement initiateurs	Actions entreprises
2008	Tuyauteries au niveau du train ROD	Pétrole brut	Perte de confinement au niveau des coudes et T	Déversement de brut	Corrosion des coudes et T soudés sur site lors des travaux du projet en 2003 sans application de revêtement à ces endroits	Obligation du prestataire à réhabiliter toute la tuyauterie du drain fermé et du drain ouvert ayant subie cette corrosion
2012	Bacs de stockage train 1 et 2	Pétrole brut	Perte de confinement au niveau des fonds des bacs	Déversement de brut	Corrosion externe due aux infiltrations des eaux sous les fonds des trois bacs	Application d'un revêtement externe

1.5.2 Accidentologie externe

Le principal évènement redouté au niveau des installations du CTH (pompes, compresseurs, unité de déshuilage, bac de stockage, pipe, torche... etc.) est la perte de confinement, pouvant engendrer soit un jet enflammé, un feu de nappe, ou une explosion (dans le cas de la présence d'une source d'ignition à proximité). Le recensement d'accidentologie dans le monde durant la période de 2006 à 2021 fait apparaître un nombre de 12 incidents. Il est possible de les regrouper en fonction de l'évènement initiateur responsable de l'incident. Trois causes différentes peuvent être identifiées :

- Défaillance d'équipements
- Travaux tierces

- Conditions climatiques défavorables.

Le tableau 1.2 et la figure 1.4 donnent un aperçu de la récurrence des différents évènements initiateurs par rapport à des équipements éventuellement présents dans le CTH. [3]

TABLEAU 1. 2- Synthèse de L'accidentologie externe des installations du CTH BRN

Evènement initiateur	Accidents				Total
	Pipe	Equipement de procès (pompe, booster, compresseur, torche)	Unité de déshuilage (séparateur)	Bac de stockage	
Défaillance d'équipement	1	2	/	1	4
Travaux tierces (entretiens et maintenance ou à proximité)	1	1	1	1	4
Conditions climatique (pluie torrentielle)	/	/	3	/	3
Inconnu	1	/	/	/	1
Total	3	3	4	2	12

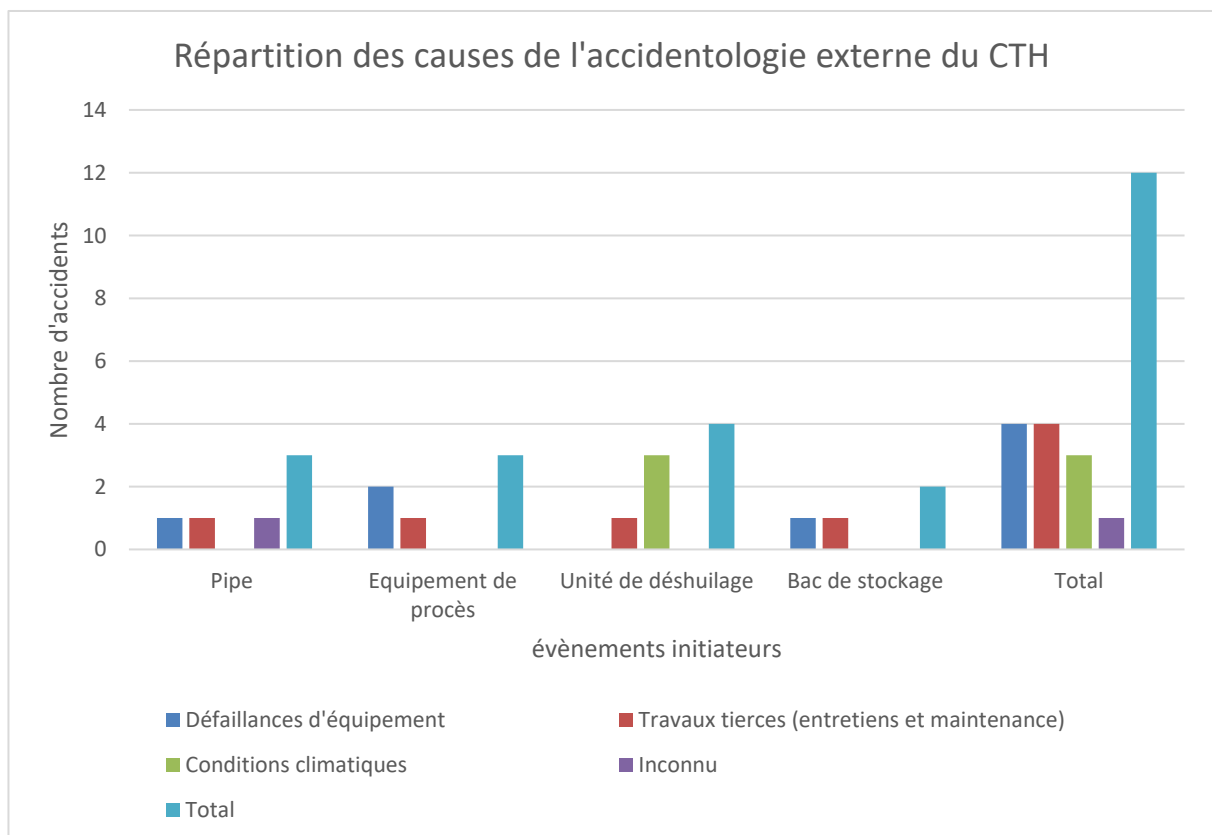


FIGURE 1. 4- Répartition des causes de l'accidentologie externe du CTH

1.6 Le centre de traitement d'huile « CTH »

Le complexe de production de BRN représente une installation conçue pour le traitement du pétrole dans deux phases distinctes (Figure 1.5). La première partie est dédiée à l'exploitation du champ BRN à travers les deux premiers trains, avec une capacité de traitement de 41 000 barils par jour pour le premier train et environ 39 000 barils par jour pour le deuxième train, qui a été mis en place en 2002. La seconde partie gère le champ ROD grâce au troisième train, opérationnel depuis 2004, ayant une moyenne de traitement de 80 000 barils par jour. Ce site tire son approvisionnement des champs pétrolifères environnants (BRN, ROD et ROM), ayant pour objectif de dessaler, déshydrater et stabiliser le pétrole avant son expédition. L'eau et le gaz sont injectés dans les puits pour optimiser la performance des gisements. Une unité de séparation effectue la dissociation du pétrole brut, de l'eau et du gaz qui l'accompagnent. Le fluide des puits, à différents niveaux de pression, est ensuite séparé du gaz associé et de l'eau du gisement, dessalé, déshydraté, stabilisé, puis dirigé vers le stockage. De là, il est transporté par un oléoduc de 20 pouces (pipeline) sur une distance de 230 kilomètres jusqu'au terminal de MESDAR. L'ensemble de la zone de production est alimenté en électricité par une mini-centrale capable de générer 17 mégawatts.

Les procédés clés mis en œuvre comprennent :

- Séparation gravitaire de l'huile, du gaz associé et de l'eau du gisement.
- Dessalage et déshydratation électrostatique de l'huile.
- Stabilisation de l'huile par distillation.
- Production de l'huile.
- Déshydratation du gaz associé via absorption au glycol.
- Compression du gaz associé pour maintenir la pression du gisement après injection.
- Traitement et pompage de l'eau pour son injection dans le gisement en vue d'augmenter le taux de récupération de l'huile.

1.6.1 Manifold d'entrée

Le but de l'unité est de collecter le brut à l'entrée de CTH et le grouper selon le niveau de pression et la destination :

- Ligne de production haute pression (HP) direct au séparateur HP.
- Ligne de production moyenne pression (MP) direct au séparateur MP.
- Ligne de production basse pression (BP) direct au séparateur BP.

La figure 1.5 présente le plan détaillé des installations de traitement de surface et les systèmes d'utilité connexes du CTH :

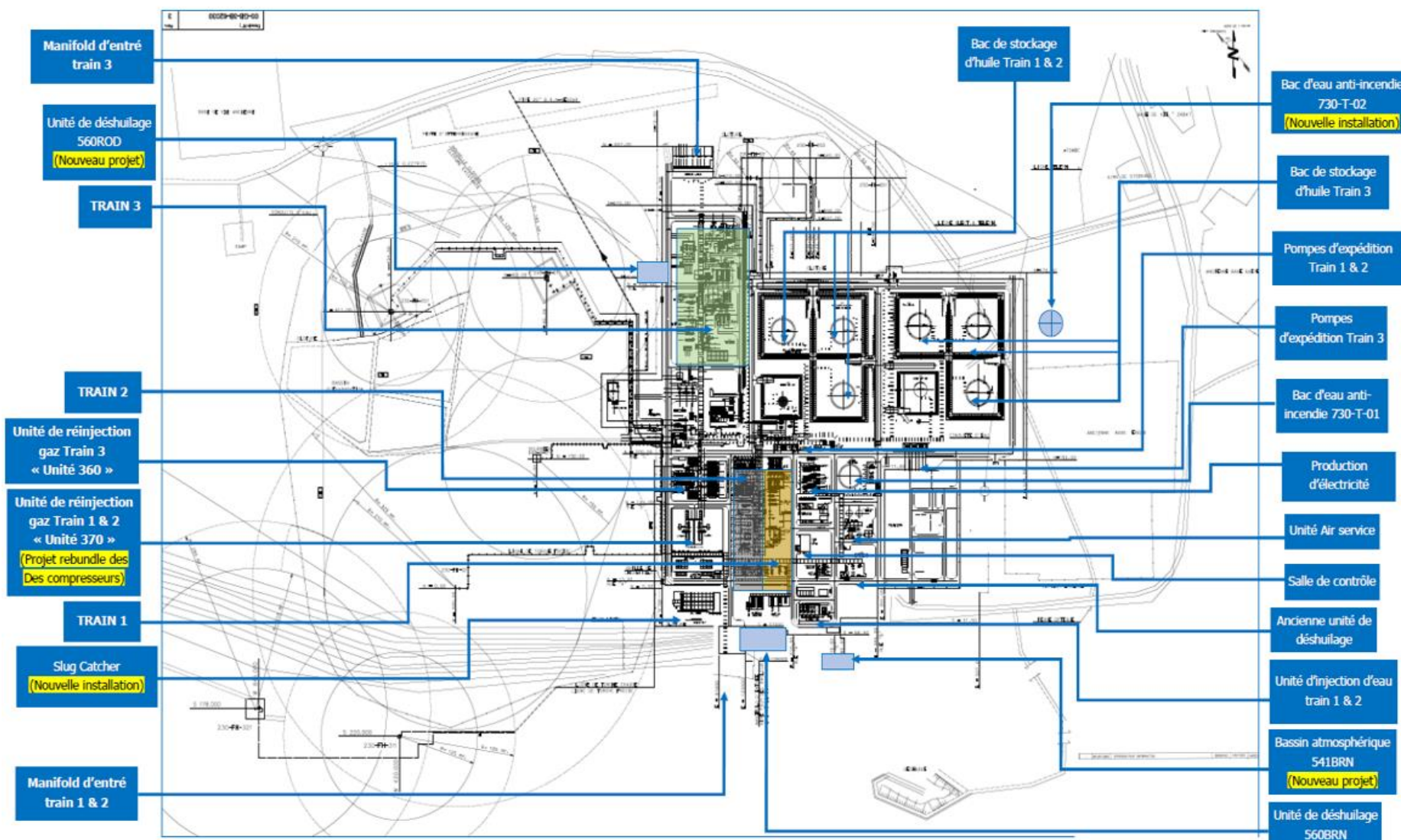


FIGURE 1. 5- Plan de masse détaillé du CTH BRN

1.6.2 Description des procédés des installations des trois trains

Chaque train de traitement comprend 3 circuits de traitement qui sont : le circuit de traitement de l'huile, le circuit de traitement de gaz et le circuit de traitement des eaux huileuses

Le tableau 1.3 représente un résumé des unités du procès pour le traitement des 3 traitements :

TABLEAU 1. 3-Résumé des unités du procès pour le traitement des 3 trains.[4]

Installation de séparation d'huile					
Train 1		Train 2		Train 3	
Circuit froid (unité de séparation)	Circuit chaud (unité de stabilisation et dessalage)	Circuit froid	Circuit chaud	Circuit froid	Circuit chaud
Un séparateur haute pression 200V01	Un séparateur triphasique 210V01	Un séparateur haute pression 200VS201	Un séparateur triphasique 210VS201	Un séparateur haute pression 200VS301	Un séparateur triphasique 210VS313
Un séparateur moyenne pression 200V02 doté de 3 pompes en aval	Un dessaleur électrostatique double étage 210SD01 et 210SD02	Un séparateur moyenne pression 200VS202	Deux dessaleurs électrostatiques 210VU201 et 210VU202	Un séparateur à basse pression 200VS302 doté de 03 pompes en aval (200PA301 A/B/C).	Un dessaleur électrostatique à double étage 210VU306 et 210VU307
Un séparateur basse pression 200V03 doté de 3 pompes en aval	Une colonne de stabilisation 210C01		Une colonne de stabilisation 210VE201 coalesseur d'eau 210VA201	Un séparateur à moyenne pression (triphasique) 200VS313	Une colonne de stabilisation (stripper) 210VE301
Un séparateur de test 200V04	Un ballon de tête 210V04		Un ballon de tête 210VS202		Un ballon de tête (coalesseur)210VA305
	Un four de rebouillage 210F01		Un four de rebouillage 210FA201		Un four de rebouillage 210FA301
	Deux échangeurs de chaleur 210EA01/02		4 échangeurs de chaleur 210HA201 A/B et 210HA202 A/B		Deux échangeurs de chaleur 210HA301A-B/302

	Une batterie des aéroréfrigirants		Une batterie des aéroréfrigirants		Une batterie des aéroréfrigirants
Manifold d'entrée train 1 et 2 et 3 Slug Catcher					
Bacs de stockage et pompes d'expédition d'huile					

Installations de compression de gaz	Production de l'eau
Un compresseur basse pression 360K01 pour les 2 premiers trains et deux autres (360KA301 et 360KA301A) pour le train 3 avec un débit nominal de 41000 Sm ³ /h chacun.	2 ballons flash d'eau produite
Un compresseur moyenne pression 360K02 pour les trains 1 et 2 et deux autres (360KA302 et 360KA302A) pour le train 3 avec un débit nominal de 90000 Sm ³ /h chacun.	2 stockages d'eau
Un compresseur haute pression 360K03	2 unités de déshuilage
Deux unités de déshydratation du gaz avec le TEG	2 unités d'injection d'eau
Deux turbocompresseurs 360MT-301A et B	
Unité de réinjection de gaz unité 370	

1.6.2.1 Circuit de traitement de l'huile

Circuit froid

Le pétrole brut qui provient des puits de production, à des pressions variables, chemine par le biais du manifold d'entrée situé au sud ou au nord, avec une pression maximale de 39 bar et une canalisation pouvant atteindre un diamètre de 24 pouces. Par la suite, il est dirigé vers le "Slug catcher" pour réguler et stabiliser le débit. Les flux arrivant à haute pression sont acheminés vers le séparateur HP, tandis que ceux à pression moyenne et basse sont respectivement dirigés vers les séparateurs MP et BP. Dans ces séparateurs, une séparation gravitationnelle est réalisée pour distinguer les trois composants principaux : huile, gaz et eau.

Circuit chaud

Par la suite, l'huile provenant des séparateurs de l'unité 200 est dirigée vers le séparateur triphasique après avoir traversé l'échangeur de chaleur pour augmenter sa température jusqu'à environ 65-70°C. Une fois sortie du séparateur triphasique, l'huile est pompée vers le dessaleur électrostatique, puis vers le deuxième stade du processus de dessalage. Ce parcours implique le passage par le ballon dégazeur et l'introduction d'un agent désémulsifiant ainsi que de l'eau douce. L'huile ayant été débarrassée de ses sels est ensuite acheminée vers la colonne de stabilisation via les échangeurs de chaleur. Afin de rendre l'huile prête à être stockée, une opération de rectification du TVR d'environ 10 Psi est réalisée au moyen du four de rebouillage. La colonne de stabilisation exploite le reflux de rebouillage fourni par le four comme source d'énergie. Finalement, l'huile est acheminée vers les réservoirs de stockage en passant par les aéro-réfrigérants.

- Unité 220 (Stockage et expédition) :

Une fois stabilisée, l'huile est acheminée vers les réservoirs de stockage de l'unité 220 après avoir été refroidie par les aéro-réfrigérants de l'unité 210. Par la suite, elle est transférée vers MESDAR au moyen des pompes d'expédition, affichant un débit moyen de 500 m³/h et une pression maximale de 65 bars.

Cette unité est composée des éléments suivants :

- Trois réservoirs de stockage (220TB01A/B/C) pour les deux premiers trains (T1 et T2), et trois autres réservoirs (220TB301A/B/C) pour le troisième train (T3), chacun ayant une capacité de 15 000 m³.
 - Trois pompes boosters (220PA01A/B/C) pour T1 et T2, ainsi que trois autres pompes (220PA301A/B/C) pour le troisième train (T3), ayant une capacité de 800 m³/h chacune.
 - Quatre pompes d'expédition d'huile (220P02A/B/C/D) pour T1 et T2, et quatre autres pompes (220P302A/B/C/D) pour le troisième train, affichant une capacité de 400 m³/h chacune.
- Unité 250 (Off-spec) :

Pendant le fonctionnement normal de l'unité de traitement, cette unité demeure inopérante. Elle intervient uniquement en cas de dysfonctionnement dans le circuit de l'unité 210, englobant les situations suivantes :

- Lorsque la température de sortie de l'huile stabilisée est anormalement basse.
- En cas de niveau extrêmement élevé dans la colonne de stabilisation.
- En présence d'un niveau particulièrement bas dans la colonne de stabilisation.

Les éléments constitutifs de cette unité englobent :

- Trois ballons de séparation (250V01, 250VS201, 250VS301).
- Trois colonnes Gas-boot (250C01, 250VD201, 250VE301).
- Deux réservoirs de stockage pour l'huile non conforme off-spec (250TA301, 250T01).

L'huile Off-spec récupérée dans le bac (250TA301, 250T01) sera par la suite dégazée dans ce dernier et récupérée vers les bacs de stockage d'huile stabilisée.

1.6.2.2 Circuit de traitement gaz

Le gaz qui provient des unités de séparation et de traitement d'huile des unités 200 et 210 suit un itinéraire à travers différentes unités avant d'être réinjecté dans les puits de réinjection, contribuant ainsi à maintenir la pression des gisements.

Après avoir été acheminé via les compresseurs de l'unité 360, le gaz est dirigé vers l'unité de déshydratation (unité 310). Une fois déshydraté, le gaz est divisé en deux flux distincts : le gaz de combustion (fuel gaz) et le gaz destiné à la réinjection.

Le gaz de combustion est utilisé comme combustible pour les fours et les turbines.

Quant au gaz de réinjection, il est envoyé aux unités de réinjection de gaz (unités 380 et 390) en vue de contribuer au processus de réinjection dans les puits.

- Unité 360 compression de gaz (boosting)

Cette unité est constituée de trois types de compresseurs : basse pression, moyenne pression et haute pression. Le compresseur à basse pression élève la pression du gaz à 9,5 bars afin de permettre son mélange avec les gaz issus du séparateur MP des unités 200, pour ensuite être transféré au compresseur à moyenne pression. Ce dernier intensifie la pression du gaz à 16 bars. Le mélange de ces gaz avec ceux sortant du séparateur HP est dirigé vers le compresseur HP, qui accroît la pression du gaz à 39 bars, avant d'être acheminé vers l'unité 310.

Les deux étages de compresseurs fonctionnent de manière séquentielle, accroissant ainsi la pression du gaz à 39 bars, pour permettre son mélange avec les gaz émanant du séparateur HP des unités 200. Ensuite, ces gaz sont dirigés vers l'unité 310.

- Unité 310 (déshydratation du gaz)

Le schéma de traitement du gaz intègre des ballons scrubber, des colonnes d'absorption et des skids de régénération de glycol. Le gaz est acheminé vers l'unité de déshydratation grâce aux compresseurs de l'unité 360. Dans cette unité, le gaz est soumis à un processus de déshydratation dans une colonne d'absorption en utilisant l'agent chimique TEG (tri éthylène glycol).

Une fois déshydraté, le gaz est scindé en deux flux distincts : le fuel gaz et le gaz de réinjection. Le fuel gaz est utilisé comme source de combustible pour les fours, les turbines et les torches. Le gaz destiné à la réinjection est dirigé vers les unités de réinjection de gaz (unités 380 et 390).

1.6.2.3 Circuit de traitement des eaux huileuses

- Unité 560 (traitement des eaux huileuses)

L'unité comprend des ballons séparateurs ainsi que des pompes dédiées à la récupération d'huile pour l'unité Off-spec, et d'autres pour acheminer l'eau vers l'unité 510 (réinjection).

L'eau produite, séparée des trains, incluant celle récupérée des séparateurs du circuit froid, du séparateur triphasique, ainsi que du premier et du deuxième étage du dessaleur, est dirigée vers

l'unité de traitement des eaux huileuses (unité 560). Son objectif est d'éliminer les traces d'huile qui sont entraînées avec l'eau de purge des séparateurs, jusqu'à atteindre la concentration requise.

Une fraction de l'eau purifiée est envoyée à l'unité 510 pour l'injection d'eau, tandis que le surplus est redirigé vers le bassin évaporateur.

1.6.2.4 Canalisation d'expédition de l'huile

À partir des pompes d'expédition des trois trains, l'huile est expédiée vers le centre de collecte de MESDAR par le biais de la canalisation d'expédition de brut de 20 pouces avec une pression de 85bar et une température de service de 58°C.

La figure 1.6 illustre un schéma explicatif du procès du CTH et la figure 1.7 présente les différentes installations intervenantes dans le procès de séparation de l'huile :

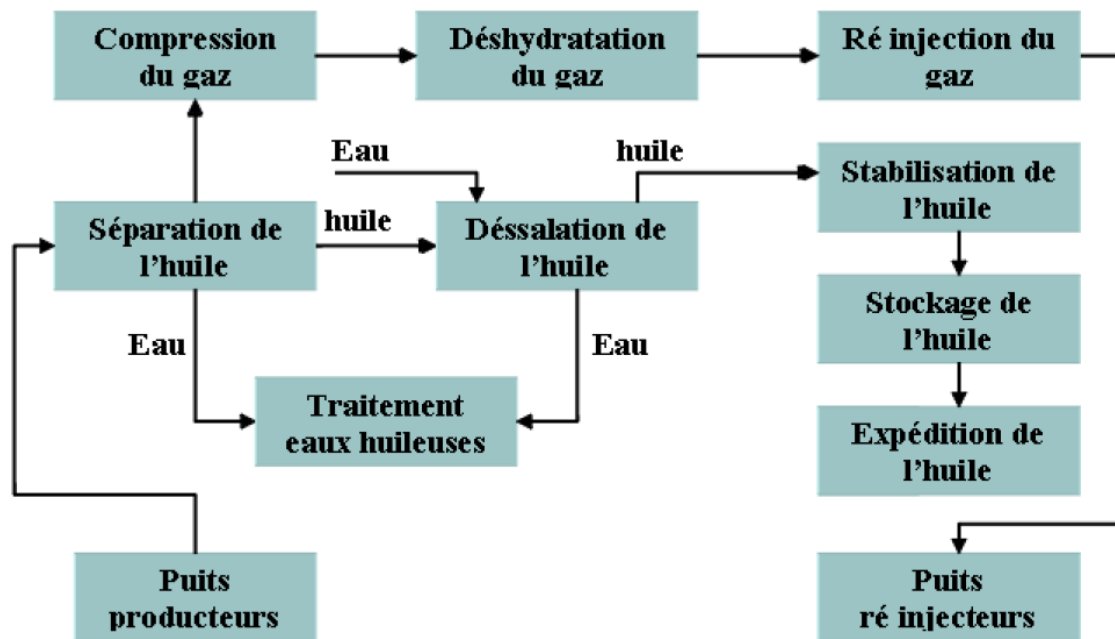


FIGURE 1. 6- Le schéma explicatif du centre de traitement de l'huile

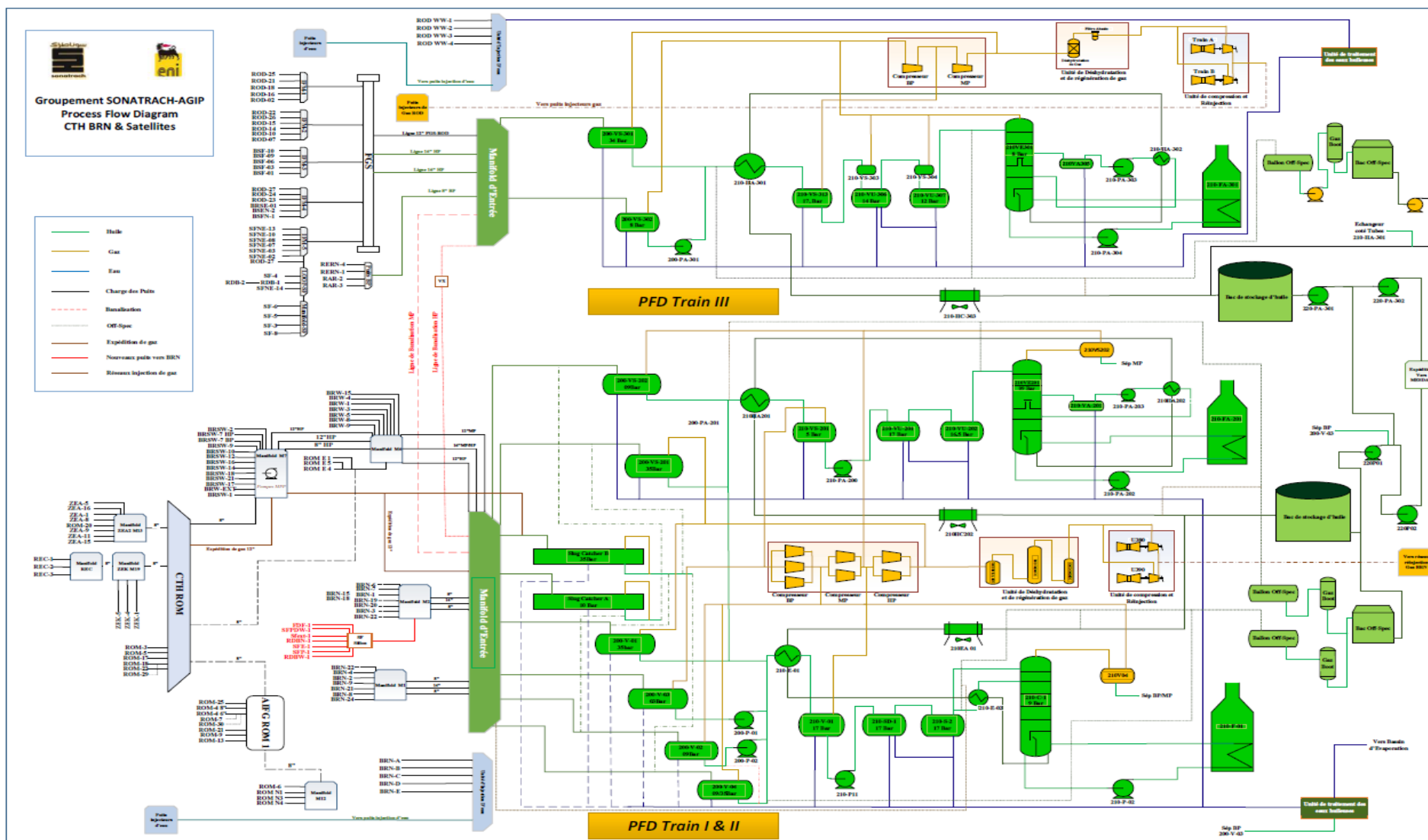


FIGURE 1. 7 - les différentes installations intervenant dans le procès de séparation d'huile

1.7 Description des substances inflammables utilisées au CTH

Les principaux produits dans le centre CTH est le produit pétrole et le gaz brut. Dans une moindre mesure, du glycol, méthanol, inhibiteur de corrosion sont également présents. L'analyse des produits présents permet d'identifier que :

- **Le pétrole brut** : il est susceptible de produire des vapeurs inflammables pour une température supérieure à moins de 0°C.
- **Le méthane** : il est susceptible de produire des vapeurs inflammables pour une température supérieure à -30°C.
- **Le méthanol** : il est susceptible de produire des vapeurs inflammables pour une température supérieure à 12°C.
- **Tri éthylène glycol** : il est susceptible de produire des vapeurs inflammables pour une température supérieure à 177°C. Il ne peut être à l'origine d'une atmosphère explosible dans les conditions d'utilisation sur le site. Aucune ATEX n'est donc généré par son utilisation
- **Le Gasoil** : Il est susceptible de produire des vapeurs inflammables pour une température supérieure à 55°C.
- **Inhibiteur de corrosion** : il est susceptible de produire des vapeurs inflammables pour une température supérieure à 58°C
- **Les lubrifiants** : ils ne sont pas des produits inflammables. Ils ne peuvent pas être à l'origine d'une atmosphère explosible dans les conditions d'utilisation sur le site. Aucune ATEX n'est donc générée par leur utilisation.
- **Fut de méthanol** : Un fut de 200 litres est stocké à l'extérieur du site de manifold et sert de source de prélèvement pour utilisation. Cette zone de stockage peut être à l'origine d'une atmosphère explosible dans les conditions d'utilisation du site.

Il sera donc considéré que des vapeurs inflammables de pétrole brut, méthane, méthanol et gasoil, inhibiteur de corrosion sont susceptibles d'apparaître en conditions atmosphériques normales.

1.8 Méthodologie

Afin de répondre aux objectifs énoncés et d'approfondir la problématique abordée, cette étude repose sur une méthodologie rigoureusement conçue, articulée autour de plusieurs axes majeurs. Compte tenu de l'ampleur des équipements et installations au sein du CTH, sept équipements critiques ont été judicieusement sélectionnés pour constituer le noyau de cette investigation. Ces équipements jouent des rôles primordiaux dans le processus de traitement de l'huile et du gaz, tout en présentant un niveau de risque significatif en termes de potentiel d'explosion. Ces équipements clés sont : le séparateur HP, la colonne de stabilisation, le four de rebouillage, les pompes du rebouilleur, le compresseur HP, la colonne d'absorption et la colonne Gas boot.

Pour entamer cette démarche, une analyse préliminaire des risques a été effectuée pour chaque équipement sélectionné, dans le but d'identifier les phénomènes dangereux susceptibles de se produire. Cette première étape a servi de socle pour orienter la suite de l'étude. En suivant, une évaluation qualitative minutieuse de la gravité et de la criticité des phénomènes dangereux a été réalisée, prenant en compte les répercussions sur la population, l'environnement et les installations. Cette évaluation a permis de hiérarchiser les risques en fonction de leur impact potentiel.

Une classification des équipements a été entreprise, basée sur les normes IEC60079 et le code IP15, afin de déterminer les zones ATEX, c'est-à-dire les zones où des atmosphères explosives pourraient se former. Cette étape cruciale a permis d'identifier les zones dangereuses au sein du CTH, ouvrant la voie à une meilleure compréhension des risques spécifiques à chaque zone.

Pour assurer la sécurité des équipements et des installations électriques au sein des zones ATEX, un examen d'adéquation a été entrepris. Cette évaluation a permis de vérifier la conformité des équipements électriques aux exigences de sécurité dans ces zones potentiellement explosives.

Dans le but de modéliser les scénarios de risque et d'évaluer leurs conséquences, une modélisation des phénomènes dangereux a été réalisée pour certains équipements à l'aide du logiciel PHAST. Cette modélisation a permis de déterminer les distances des effets thermiques des phénomènes dangereux, offrant ainsi une vision concrète de l'ampleur des accidents majeurs potentiels.

Enfin, un plan d'action a été élaboré, proposant des mesures correctives spécifiques pour protéger le personnel, les installations et l'environnement. Ces mesures ont été conçues pour minimiser les risques et atténuer les conséquences des phénomènes dangereux identifiés.

Ainsi, cette méthodologie complète et structurée se veut être un guide pour répondre à la problématique centrale de cette étude, à savoir la gestion des risques liés à la perte de confinement au sein du CTH. En garantissant la sécurité, la durabilité et la conformité aux normes, cette approche vise à assurer un environnement de travail sécurisé et à prévenir les accidents majeurs, au sein de ce groupe renommé du secteur pétrolier et gazier.

1.9 Conclusion

Il est indubitable que la compréhension de la nature de l'activité entreprise ainsi que des produits manipulés revêt une importance cruciale. En effet, cette connaissance élémentaire offre une perspective claire sur la nature des risques inhérents au site de production et permet d'évaluer leur impact potentiel sur l'humain, le patrimoine et l'environnement. Comme nous l'avons vu au fil de ce premier chapitre, l'alliance entre SONATRACH et ENI, deux géants de l'industrie énergétique, a donné naissance à un groupe dynamique. Cette convergence d'expertises, accompagnée d'une rigueur sécuritaire et d'une appréhension pointue des risques, trouve son incarnation au sein du Centre de Traitement des Huiles (CTH). Les détails opérationnels de cette unité soulignent l'importance d'une approche avisée vis-à-vis des activités industrielles, des substances traitées et des processus mis en place. Ainsi, du partenariat stratégique à la sophistication technologique du CTH, cette première incursion dans le chapitre établit la fondation d'une étude approfondie et éclairée.

CHAPITRE 2. Etat de l'art

2.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous plongerons au cœur même de l'étude de dangers, en explorant les termes spécifiques qui la composent. Cette analyse des risques représente l'épine dorsale de notre démarche, cruciale pour se conformer aux normes et réglementations en vigueur. Notre focus sera double : premièrement, nous mettrons en lumière les grandes lignes de l'analyse et de l'évaluation des risques liés à l'exploitation des installations existantes du CTH BRN. Deuxièmement, nous aborderons en détail les termes spécifiques qui entourent la classification des zones ATEX.

Il est indéniable que lors des différentes phases de production, de traitement, de transport et de stockage des substances inflammables au sein de l'industrie, des émissions de gaz, de vapeurs et de brouillards se produisent inévitablement. De surcroît, des poussières inflammables sont générées au cours de ces opérations. Ces éléments ont la particularité de pouvoir former des atmosphères explosibles en présence d'oxygène atmosphérique. Lorsque ces atmosphères explosibles entrent en contact avec une source d'inflammation, elles déclenchent des explosions susceptibles de causer d'importants dégâts matériels et humains. Une réalité préoccupante est que les équipements électriques sont souvent à l'origine de ces événements redoutés.

Face à ce constat, les compagnies d'assurance ont pris l'initiative, en collaboration avec la Commission électrotechnique internationale, de concevoir la norme IEC 60079. Cette norme joue un rôle essentiel en décrivant les techniques et les modes de protection des équipements électriques. Elle sert également de référence aux entreprises clientes, exigeant ainsi leur conformité aux exigences de sécurité en matière d'équipements électriques. Ainsi, tout au long de ce chapitre, nous explorerons ces concepts clés pour mieux comprendre les enjeux et les défis associés à la gestion des risques dans un environnement aussi complexe et exigeant que le CTH BRN.

2.2 Analyse préliminaire des risques « APR »

Dans le cadre de l'Analyse Préliminaire des Risques (APR), la première étape consiste à repérer les composants à risque de l'installation. Cela englobe les substances ou préparations potentiellement dangereuses, ainsi que les équipements ou les opérations présentant des risques en relation avec le procédé. Cette identification repose sur la nature spécifique de l'installation en question. En se basant sur ces éléments repérés, l'objectif de l'APR est d'identifier, pour chaque élément identifié comme étant à risque, une ou plusieurs situations de danger. Une situation de danger est définie comme une circonstance qui, si elle n'est pas correctement maîtrisée, peut entraîner l'exposition d'enjeux à un ou plusieurs phénomènes dangereux. [5]

2.2.1 Produits de sortie de l'APR

En fin d'Analyse Préliminaire des Risques, l'on dispose donc des données suivantes :

- 1 Cotation des scénarios, en termes de fréquence de survenances des événements redoutés centraux conduisant à l'occurrence des scénarios accidentels ;
- 2 Cotation en intensité des phénomènes dangereux, permettant d'identifier ceux qui peuvent potentiellement conduire à un accident majeur ;
- 3 Liste des phénomènes dangereux retenus pouvant avoir des effets à l'extérieur du site;
- 4 Liste des scénarios pouvant induire chaque phénomène dangereux ;
- 5 Liste des éléments importants pour la sécurité « EIPS », mises en œuvre pour la maîtrise des scénarios accidentels considérés.

2.2.1.1 Cotation de termes de fréquence de survenance des évènements indésirables

La probabilité (fréquence d'occurrence) est déterminée selon une approche quantitative comme présenté dans le tableau 2.1. L'estimation du niveau de fréquence des événements indésirables (ERC = événement redouté central) est réalisée à partir des conclusions d'études spécifiques réalisés par ailleurs et sur la base du retour d'expérience et dans les bases de données constituées au niveau mondial et national. [6]

TABLEAU 2. 1- Echelle de la probabilité de GSE-BRN

Fréquence d'occurrence				
Très basse (A)	Basse (B)	Moyenne (C)	Haute (D)	Très haute (E)
$10^{-6} < F < 10^{-5}$	$10^{-5} < F < 10^{-4}$	$10^{-4} < F < 10^{-3}$	$10^{-3} < F < 10^{-2}$	$10^{-2} < F < 10^{-1}$
Pourrait arriver dans une industrie d'exploitation et de production	s'est produit quelques fois dans une industrie d'exploitation et de production	s'est produit au moins une fois dans une entreprise	s'est produit plusieurs fois dans une entreprise	s'est produit plusieurs fois /an dans une entreprise

2.2.1.2 Cotation en intensité des phénomènes dangereux

L'intensité d'un phénomène dangereux est la mesure physique de l'intensité du phénomène (thermique, toxique, surpression, projections). Il s'agit de déterminer si l'occurrence d'un phénomène dangereux est susceptible de conduire à des effets physiques importants ou non. Une cotation à l'aide d'une échelle simple (Figure 2.1) doit permettre d'estimer si les effets du phénomène dangereux peuvent potentiellement atteindre des enjeux situés dans ou au-delà des limites de l'établissement, directement ou par effets dominos. [6]

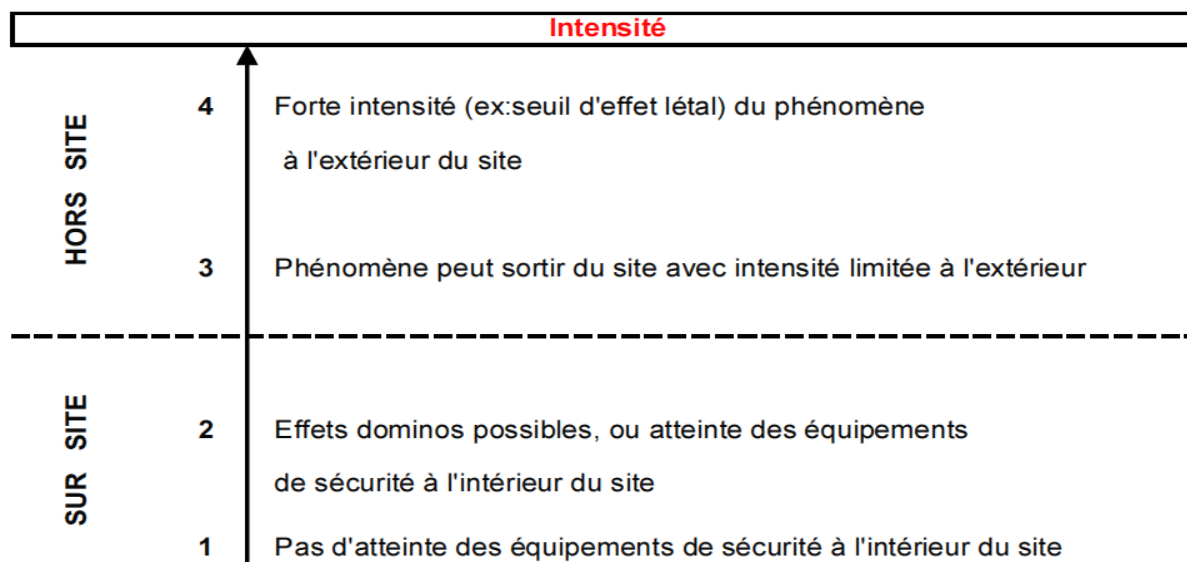


FIGURE 2. 1- Echelle de cotation de l'intensité

2.2.1.3 Liste des phénomènes dangereux retenus

Les dangers envisagés dans cette étude ont été sélectionnés sur base des propriétés physicochimiques des substances rencontrées dans les installations étudiées, à savoir l'huile et le gaz (méthane) et les autres substances dangereuses. Les dangers étudiés sont alors les radiations thermiques générées par ces phénomènes.

Sur base de celles-ci, les phénomènes dangereux retenus sont :

Les jets enflammés « Jet Fire » : C'est un type de feu résultant de la libération soudaine et explosive de fluides inflammables sous haute pression. Il se forme lors de l'ignition instantanée d'une fuite continue sous pression à l'état gazeux. Lors d'un tel scénario, une flamme dont la longueur et l'orientation sont dépendantes de la pression de fuite et des conditions climatiques va se former. Les valeurs limites considérées pour les personnes sont :

- 3 kW/m² : « SEI » Seuils des effets irréversibles,
- 5 kW/m² : « SEL » Seuils des premiers effets létaux (CL1%),
- 37,5 kW/m² : Seuil de mort certaine (CL100%)

Les structures métalliques exposées peuvent se déformer et menacer l'intégrité et l'étanchéité des installations, et l'unité touchée par le Jet de feu pour une intensité de 37.5 kW/m² est considérée comme totalement détruite.

Pour les dégâts environnementaux dus au brut et aux eaux d'extinction sont considérés comme significatives et ceux dus au gaz sont considérés comme négligeables.

Boules de feu : Dans le cas de rejet instantané de l'inventaire de la substance dangereuse et si la durée du phénomène n'excède pas 2 minutes. Les conséquences des boules sont similaires à celles des Jet Fire pour les populations et l'environnement mais pour les dégâts matériels sont considérés comme limités.

Flash Fire : désigne une brusque et intense explosion de flammes qui se propage rapidement à travers un espace confiné, généralement déclenchée par une substance inflammable. Il diffère d'un incendie soutenu en ce sens qu'il brûle de façon intense mais sur une période relativement courte, souvent à la suite d'une libération soudaine de gaz inflammables, de vapeurs ou de particules fines. Toute personne présente à l'intérieur du nuage explosif est soumise à des brûlures graves susceptibles d'entraîner la mort (CL100%), et la personne présente à l'intérieure d'une enceinte ou d'un bâtiment ne sera pas touchée.

Les dégâts matériels sont considérés comme partiels et mineurs car le feu est de courte durée et n'est pas de nature à endommager les structures métalliques, seules vont être touchées les parties facilement inflammables telles que des gaines ou des câbles en matières plastiques mais pour les dégâts environnementaux sont similaires à ceux de jet fire.

Les feux de nappe : Ce type de phénomène se produit suite à l'épanchement de brut sur une installation de pompage ou sur une canalisation. Un feu de nappe ne fait généralement pas l'objet d'une inflammation immédiate et violente peut survenir suite à la présence simultanée d'une nappe de liquide inflammable portée à une température supérieure à son point d'éclair et d'un point chaud (étincelle, flamme nue, température élevée...). Les valeurs limites considérées pour les personnes sont :

- 3 kW/m² : « SEI » Seuils des effets irréversibles pour les personnes ;
- 5 kW/m² : « SEL » Seuils des premiers effets létaux pour les personnes (CL1%) ;

- 37,5 kW/m² : Seuil de mort certaine (CL100%) (comme à l'intérieur ou à l'extérieur d'un bâtiment)

Concernant les dégâts matériels, l'unité touchée par le feu de nappe pour une intensité de 37.5 kW/m² est considérée comme totalement détruite mais pour les dégâts environnementaux dues au produits et aux eaux d'extinction peuvent impacter une surface importante avec un niveau de pollution significatif.

Explosion : A la différence de l'incendie, implique une combustion presque instantanée, générant un effet de souffle associé à des flammes et à une élévation de température. Cela survient après la formation d'une atmosphère explosive (zone ATEX). En outre, l'explosion peut être caractérisée par une libération soudaine et plus ou moins maîtrisée d'énergie, ce qui la classe comme un phénomène dangereux à cinétique rapide selon les réglementations des installations pour la protection de l'environnement. Elle se manifeste principalement par la propagation à grande vitesse d'une onde de surpression, souvent appelée "souffle", accompagnée d'une courte boule de feu. Les explosions sont généralement accompagnées de projectiles. [7]

Il existe deux types d'explosions : les explosions physiques, où la composition de la matière ne change pas, et les explosions chimiques, qui impliquent un changement de composition. Divers phénomènes physiques peuvent conduire à une explosion. Parmi ceux-ci, on peut principalement retenir les explosions liées à des réactions chimiques, pouvant concerner des solides condensés, des poussières, des liquides, des gaz ou des aérosols. Ce type d'explosion est pris en compte dans le cadre d'une approche ATEX sur un site.

Les explosions pneumatiques constituent un autre type, résultant de la rupture brutale d'une capacité sous pression, telle que des bouteilles ou des réservoirs, libérant ainsi brusquement une grande quantité d'énergie stockée sous pression. De plus, les explosions causées par la vaporisation ultra-rapide d'un liquide, connues sous le nom de BLEVE, sont également à prendre en compte. Ce phénomène survient lorsque le liquide sous pression surchauffé se vaporise quasi instantanément lorsqu'il est libéré dans l'atmosphère. Il s'agit d'un phénomène extrêmement dangereux et destructeur, entraînant des effets thermiques, une onde de choc et des projectiles provenant de l'enveloppe.

2.3 Evaluation de la gravité des phénomènes dangereux

L'ampleur et la gravité d'un événement dangereux est évaluée en considérant les préjudices infligés aux individus, aux équipements, aux biens et à l'environnement. La caractérisation des conséquences des phénomènes dangereux identifiés a pour but de déterminer si l'occurrence de tels phénomènes pourrait engendrer des effets physiques significatifs. Pour ce faire, une échelle de cotation des effets létaux sur les individus est utilisée (à 140 mbar pour les effets de surpression et à 5 kW/m² pour les effets thermiques). Cette évaluation permet de quantifier les individus potentiellement exposés à ces phénomènes dangereux et de définir le niveau de gravité des scénarios d'accidents majeurs (Tableau 2.2).

Pour estimer le nombre de personnes touchées par les effets des différents scénarios d'accidents majeurs, il est essentiel de déterminer la surface des zones impactées pour chaque type d'effet. Dans chaque zone couverte par les effets d'un phénomène dangereux résultant de l'analyse des risques, les personnes se trouvant dans les rayons d'effet sont comptabilisées. [6]

TABLEAU 2. 2- Echelle de gravité de GSE-BRN

Niveau de gravité des conséquences		Zone délimitée par le seuil des effets irréversibles sur la vie humaine	Financier	Environnement
G5	catastrophique	Plusieurs mortalités (NL \geq 2morts)	Destruction de l'installation et des installations voisines avec effets dominos	Déversement $>$ 1000m ³ (Impact étendu)
G4	majeure	Une mortalité (NL $<$ 2morts) Ou plusieurs jours d'arrêts de travail ou une ou plus d'invalidité permanente	Destruction de l'installation avec possibilité d'effets dominos	Déversement $<$ 1000m ³ (Impact majeur)
G3	sévère	Une invalidité permanente (NL $<$ 1mort)	Dommages importants à une ou plusieurs installations	Déversement $<$ 100m ³ (Impact local)
G2	important	Cas de traitement médical ou cas de temps de travail limité	Dommages limités à une installation	Déversement $<$ 10m ³ (Impact mineur)
G1	mineur	Blessures mineures	Dommages faibles	Pas d'impact mesurable dans les environs

2.4 Evaluation de la criticité du phénomène dangereux

La criticité d'un phénomène peut être définie comme étant le produit de deux facteurs, à savoir la probabilité d'occurrence du phénomène dangereux et la gravité de ce même phénomène dangereux. **Criticité = Probabilité x Gravité**

La criticité d'un évènement dangereux permet d'en définir l'acceptabilité sur les plans humain, environnemental et financier.

L'estimation du risque se fait de manière quantitative selon la matrice du risque de GSE, à partir d'un niveau de probabilité que le dommage survienne (fréquence) et le niveau de gravité de ce dommage.

La grille dans le tableau 2.3 délimite 3 zones de risque accidentel : [6]

- Zone de couleur ROUGE : risque élevé

Jugée comme inacceptable et qui va nécessiter des actions à mettre en place pour limiter la probabilité ou la gravité afin de le rendre acceptable jusqu'à un niveau aussi bas que raisonnablement réalisable.

- Zone de couleur JAUNE : risque moyen

Jugée comme acceptable mais dans laquelle une démarche d'amélioration continue est particulièrement pertinente en vue d'atteindre, dans des conditions économiquement acceptables, un niveau de risque aussi bas que possible « ALARP ».

Si le risque est localisé dans la colonne 5A et 5B de la matrice, une réduction des conséquences est nécessaire, et si le risque est localisé dans la ligne 1E ou 2E, une réduction de la fréquence d'occurrence est nécessaire.

- Zone de couleur VERTE : risque bas

Jugée comme acceptable.

TABLEAU 2. 3- Echelle de risques de GSE-BRN

Conséquence				Fréquence d'occurrence				
				Très basse	Basse	Moyenne	Haute	Très haute
				10-6 < F < 10-5	10-5 < F < 10-4	10-4 < F < 10-3	10-3 < F < 10-2	10-2 < F < 10-1
Gravité	Personnes (travailleurs et publique)	Environnement	Production/biens	Pourrait arriver dans une industrie d'exploitation et de production	S'est produit quelques fois dans une industrie d'exploitation et de production	S'est produit au moins une fois dans une entreprise	S'est produit plusieurs fois dans une entreprise	S'est produit plusieurs fois /an dans une entreprise
Catastrophique (5)	Plusieurs mortalité (>=2 morts)	Déversement (>1000m3) Impact étendu	Destruction de l'installation et d'installations voisines avec effets dominos (Domage étendu)					
Majeur (4)	Une mortalité (<2morts) ou plusieurs jours d'arrêt de travail ou une ou plus d'invalidité permanente	Déversement (<1000m3) Impact majeur	Destruction de l'installation avec possibilité d'effets dominos (Domage majeur)				Risque élevé	
Sévère (3)	Une invalidité permanente NL<1mort	Déversement (<100m3) Impact local	Domages importants à une ou plusieurs installations			Risque moyen		

			(Dommage local)					
Important (2)	Cas de traitement médical ou cas de temps de travail limité (NL < 1 morts)	Déversement (<10m3) Impact mineur	Dommages limités à une installation (Dommage mineur)		Risque bas			
Mineur (1)	Blessures mineures (NL < 1morts)	Déversement (<1m3) Impact faible	Dommages faibles (Dommage faible)					

2.5 L'explosion ATEX

2.5.1 Généralités

L'explosion ATEX se caractérise par une réaction soudaine d'oxydation ou de décomposition entraînant une élévation simultanée de température et de pression. De multiples substances ont le potentiel, sous certaines conditions, de provoquer des explosions. Ces substances comprennent les gaz, les vapeurs, les brouillards et les poussières combustibles tels que l'hydrogène, l'éthanol, la farine, le sucre, la poudre de lait, les céréales, les poussières de bois, de métaux, de plastiques, et bien d'autres. [8]

Cependant, pour qu'une explosion ATEX puisse se produire, il est impératif que se forme au préalable une atmosphère explosive (ATEX). Cette atmosphère est le résultat du mélange d'air et de substances combustibles dans des proportions qui permettent une explosion en présence d'une source d'inflammation d'énergie suffisante.

À la manière du triangle du feu, les conditions requises pour qu'une explosion ATEX survienne peuvent être visualisées sous la forme d'un hexagone (Figure 2.2). Pour qu'une explosion se produise, six conditions doivent être simultanément réunies :

- 1 **Présence d'un comburant** : Principalement l'oxygène de l'air (O₂), nécessaire à toute combustion et explosion, ainsi que d'autres gaz comme le Dichlore (Cl₂), le Dioxyde d'azote (NO₂), le Trifluorure d'azote (NF₃), etc.
- 2 **Présence d'un combustible** : Gaz inflammables (comme le méthane, l'hydrogène, les vapeurs d'essence) ou poussières (bois, sucre, charbon, soufre, etc.).
- 3 **Présence d'une source de chaleur ou d'inflammation** : Flamme, étincelle électrique, surface portée à une certaine température qui initie la réaction de combustion.
- 4 **Présence de combustible en suspension** : Le combustible doit être dans un état particulier, sous forme de gaz, d'aérosol ou de poussières mélangées avec l'air.
- 5 **Confinement suffisant** : Bien que non essentiel, le confinement aggrave le phénomène d'explosion et les risques associés.
- 6 **Domaine d'explosivité** : Le combustible en suspension dans l'air doit être présent dans des concentrations adaptées, évitant d'être trop pauvre ou trop riche en combustible. Le domaine d'explosivité, encadré par deux valeurs à connaître, la Limite Inférieure d'Explosivité (LIE) et la Limite Supérieure d'Explosivité (LES), définit les concentrations du combustible dans l'air où les explosions sont possibles. [9]

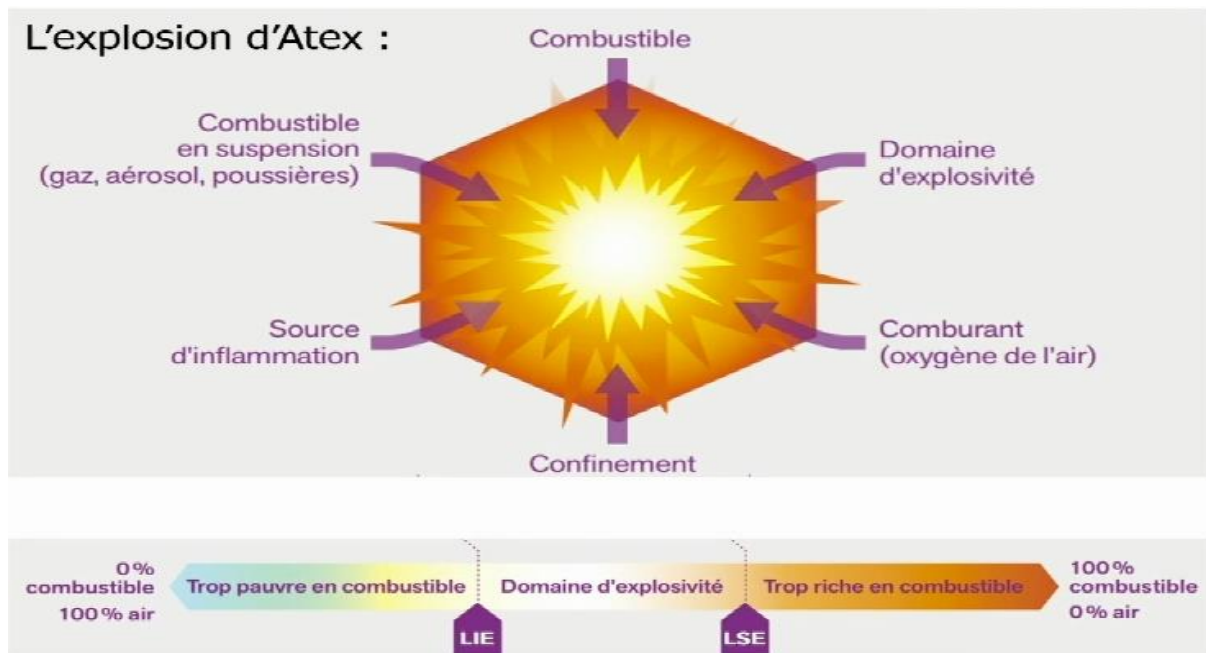


FIGURE 2. 2- Hexagone de l'explosion ATEX et le domaine d'explosivité

2.5.1.1 Limite inférieure d'explosivité (LIE)

C'est la concentration minimale dans l'air d'un combustible (gaz, poussières, vapeurs) au-dessus de laquelle le mélange peut s'enflammer. Pour un volume donné de dégagement, plus le LIE est bas, plus l'étendue de la zone est grande. [10]

2.5.1.2 Limite supérieure d'explosivité (LES)

C'est la concentration maximale (gaz, poussières, vapeurs) au-dessous de laquelle le mélange peut s'enflammer. Donc pour être explosif, le mélange avec l'air doit remplir la condition suivante : $LIE < \text{concentration de la substance inflammable dans le mélange} < LES$.

Lorsque la température du liquide inflammable est suffisante pour émettre assez de vapeur et former avec l'air un mélange inflammable, cela correspond au **point éclair**. Pour être explosif, le mélange avec l'air doit remplir la condition suivante : Température du liquide $>$ Point Eclair. [10]

2.5.1.3 Emplacement dangereux

C'est un emplacement dans lequel une ATEX est présente, ou dans lequel on peut s'attendre qu'elle soit présente, en quantités suffisantes pour nécessiter des précautions particulières pour la construction, l'installation et l'utilisation de matériel. Ces emplacements où peuvent se former les atmosphères explosives sont classés en zones en fonction de la fréquence et de la durée de la présence de ces atmosphères. [10]

2.5.1.4 Atmosphère explosive

C'est un mélange avec l'air (dans les conditions atmosphériques : Température = -20°C à $+60^{\circ}\text{C}$, pression 0,8 à 1,1 bar), de substances inflammables sous forme de gaz, vapeur, brouillard ou poussières, dans lequel après inflammation, la combustion se propage à l'ensemble du mélange non brûlé. [10]

2.5.1.5 Atmosphère gazeuse et atmosphère poussiéreuse

C'est la masse volumique. En effet, celle des gaz et vapeurs est d'environ 1000 fois moindre que celle des poussières. Les gaz se dispersent dans l'air par convection et par diffusion en formant une atmosphère homogène. Les poussières sont beaucoup plus lourdes que l'air et ont

tendance à se déposer plus ou moins rapidement. Il s'agit d'une atmosphère où quatre conditions sont réunies :

- La poussière doit être inflammable (granulométrie généralement $< 0,3$ mm) ;
- L'atmosphère doit contenir un comburant (Généralement oxygène même en très faible quantité) ;
- La poussière doit être en suspension (L'explosion résulte d'une combustion très rapide des poussières dans l'oxygène de l'air) ;
- La concentration de poussières doit être dans le domaine explosible (En règle générale, la limite inférieure d'explosivité se situe autour de 50 g/m^3). [10]

2.5.1.6 Source de dégagement

Point ou endroit d'où un gaz, une vapeur ou un liquide inflammable peut être libéré dans l'atmosphère, de telle sorte qu'une atmosphère explosive soit créée. [10]

2.5.1.7 Taux de dégagement

Quantité de gaz ou vapeur inflammable émise par unité de temps par la source de dégagement. [10]

2.5.1.8 Etendue de zone

Distance en tous sens de la source de dégagement au point où le mélange air/gaz a été dilué par l'air. Elle est une fonction croissante du taux de dégagement de gaz ou vapeur qui, lui-même, dépend d'autres paramètres :

- Géométrie de la source de dégagement ;
- Vitesse de dégagement ;
- Concentration ;
- Volatilité d'un liquide inflammable ;
- Température du liquide. [10]

2.5.1.9 Energie minimale d'inflammation

Quantité d'énergie minimale apportée localement (sous forme d'une flamme, d'une étincelle, d'un choc, d'un frottement...) pour provoquer l'inflammation d'une atmosphère explosive. [11]

2.5.1.10 Le point éclair

La température la plus basse à laquelle un liquide inflammable laisse se développer à la surface, suffisamment de vapeur qui, en présence d'une source d'inflammation, peuvent s'enflammer. Ceci est important pour déterminer les zones à risque d'explosion. [10]

2.5.1.11 Température d'auto-inflammation

La température d'auto-inflammation est la température minimale à partir de laquelle une atmosphère explosive s'enflamme spontanément. Les substances inflammables sont caractérisées par leurs températures d'auto-inflammation. Six classes de température définissent donc les domaines de travail., plus grande est la classe T, plus basse est la température d'inflammation, ce qui signifie que l'équipement ne devrait pas avoir une température de surface supérieure à celle indiquée par la classe T. Plus la température d'auto-inflammation est faible, plus la substance est dangereuse. [10]

Le tableau 2.4 donne la classe de température pour la communauté Européenne qui en fait est identique à celle d'IEC. [12]

TABLEAU 2. 4- Classes de température

Classe de température	Dangers qui ne s'enflammeront pas à des températures en dessous (température maximale)
T1	450 °C
T2	300°C
T3	200°C
T4	135°C
T5	100°C
T6	85°C

2.5.1.12 Groupe de gaz

Les diverses substances peuvent s'enflammer suite à l'apport d'une énergie suffisante. Plus l'énergie suffisante est faible, plus dangereuse est la substance. Les gaz étant classés en différents groupes (I, IIA, IIB, etc.), il appartient à l'utilisateur de vérifier que l'indication de subdivision portée sur un matériel est supérieure ou égale à celle dans laquelle est classée l'atmosphère baignant le matériel. Par exemple, un matériel marqué IIB peut être utilisé en présence de propane (IIA), mais pas en présence d'hydrogène (IIC). Le tableau 2.5 présente les groupes de gaz et les gaz de référence pour chaque groupe avec leurs niveaux de dangerosité.

TABLEAU 2. 5- Groupes de gaz

Groupe	Gaz de référence	Dangerosité du Gaz
I	Méthane(exploitation minière)	+
IIA	Propane	++
IIB	Ethylène	+++
IIC (le plus dangereux)	Hydrogène/Acétylène	++++

2.5.1.13 Sources d'ignition

La source d'ignition est à l'origine une énergie dite énergie d'activation, peut se dégager de plusieurs sources résumées dans le tableau présenté sur l'annexe A. [13]

2.5.1.14 Subdivision en zones

La classification en zones a été utilisée pour déterminer le niveau de sécurité nécessaire pour le matériel installé dans des atmosphères explosives de gaz, de vapeurs et des poussières.

L'objectif de cette classification est de préciser les catégories de matériel utilisées dans les zones indiquées d'une part et de classer en zones les emplacements dangereux pour éviter les sources d'inflammation et pour effectuer une sélection correcte des matériels électriques et non électriques. Ces zones sont établies en fonction de la présence d'une atmosphère explosive gazeuse ou poussiéreuse. [10]

Gaz, vapeurs et brouillards/ Poussières

- **Zone 0 / Zone 20** : Emplacement où une atmosphère explosive consistant en un mélange avec l'air de matières combustibles sous forme de gaz, vapeur ou brouillard

(Poussières combustibles) est présente dans l'air en permanence ou pendant de longues périodes ou fréquemment. Dans cette zone il est probable que la concentration en gaz/vapeur peut excéder 100% de LSE pour de longues périodes. Comme il est admis que dans ce type de zone une mixture inflammable peut exister plus de 1000 heures/an.

- **Zone 1 / Zone 21:** Emplacement où une atmosphère explosive consistant en un mélange avec l'air de matières combustibles sous forme de gaz, vapeur ou brouillard (nuages de poussières combustibles) est susceptible de se former occasionnellement en fonctionnement normal. Dans ce cas, la concentration en gaz/ vapeur est comprise entre 10 et 1000 heures par/an.
- **Zone 2 / Zone 22 :** Emplacement où une atmosphère explosive consistant en un mélange avec l'air de matières combustibles sous forme de gaz, vapeur ou brouillard (nuages de poussières combustibles) n'est pas susceptible de se former en fonctionnement normal ou bien si une telle formation se produit néanmoins, n'est que de courte durée. Pour ce cas, la concentration est de moins de 10 heures par/an. [9]

2.5.2 Contexte réglementaire et normatif

2.5.2.1 La norme IEC 60079-10

La norme IEC 60079, également appelée série IEC 60079, est une norme internationale établie par la Commission électrotechnique internationale (CEI). Elle vise à réglementer la classification des zones dangereuses en termes d'atmosphères explosives (ATEX) dans les installations industrielles, notamment celles traitant des substances inflammables comme les industries pétrolières, gazières, chimiques et pharmaceutiques. Cette norme est cruciale pour la sécurité des travailleurs et la préservation des installations. Elle est plus générale que le guide IP15 et s'applique aux atmosphères explosives en général, couvrant une gamme plus large de substances inflammables ou explosives que le seul pétrole. Elle inclut également des exigences pour les équipements électriques utilisés dans ces zones.

La norme IEC 60079 propose des directives détaillées pour classer les zones ATEX en fonction du type et de la probabilité d'apparition d'atmosphères explosives. Elle divise ces zones en catégories spécifiques pour les atmosphères gazeuses et poussiéreuses. Ces catégories sont déterminées en tenant compte de facteurs tels que la fréquence et la durée de présence d'atmosphères explosives.

La classification des zones ATEX selon la norme IEC 60079 permet d'identifier les endroits où l'installation d'équipements électriques et mécaniques doit suivre des niveaux de protection appropriés. En d'autres termes, elle aide à sélectionner les équipements sûrs pour chaque zone, en évitant tout risque potentiel d'inflammation ou d'explosion. Cette classification revêt une importance vitale pour assurer la sécurité des employés, protéger les installations et prévenir les accidents graves dans les environnements industriels à risque.

2.5.2.2 Le guide IP15

L'Institute of Petroleum (IP) Code 15, également connu sous le nom de IP15, est un document de référence élaboré par l'Institute of Petroleum au Royaume-Uni pour la gestion des risques dans l'industrie pétrolière et gazière. Ce code fournit des directives détaillées concernant la classification des zones dangereuses en fonction des atmosphères explosives (ATEX) présentes dans les installations industrielles.

Le IP15 établit des critères pour déterminer les zones ATEX en se basant sur la nature des substances inflammables, les processus industriels et les probabilités d'occurrence d'atmosphères explosives. Il propose les catégories de zones pour les atmosphères gazeuses et poussiéreuses. Ce document vise à garantir la sécurité des travailleurs, la protection des installations et la prévention des risques d'explosion ou d'incendie dans les environnements industriels exposés à des matières inflammables. Le IP15 est largement reconnu et utilisé dans

l'industrie pétrolière et gazière ainsi que dans d'autres secteurs où des atmosphères explosives sont présentes, pour établir des pratiques de sécurité et de classification appropriées.

Bien que ces deux documents aient des similitudes dans la classification des zones dangereuses, leur portée, leur application et leur origine diffèrent. Le Guide IP15 est spécifiquement axé sur les installations manipulant des fluides inflammables, tandis que l'IEC 60079-10 couvre un éventail plus large d'industries et de substances inflammables ou explosives.

2.5.2.3 Exigences ATEX de la norme IEC

Les exigences normatives ATEX sont représentés dans le tableau 2.6 : [14]

TABLEAU 2. 6 - Exigences normatives ATEX

Equipement électrique ATEX	Norme IEC
Exigences Générales	IEC 60079-0
Classification des emplacements Atmosphères explosives gazeuses	IEC 60079-10-1
Classification des emplacements- Atmosphères explosives poussiéreuses	IEC 60079-10-2
Inspection et entretien des installations électriques	IEC 60079-17

2.6 Conclusion

Ce chapitre englobe une exploration approfondie des fondements essentiels de l'analyse et de l'évaluation qualitative des risques, offrant ainsi un éclairage complet sur les aspects cruciaux de cette étude. Nous avons examiné en détail les différents phénomènes dangereux susceptibles de se produire au sein des équipements étudiés, jetant ainsi la lumière sur les risques potentiels inhérents à ces processus industriels. De manière spécifique, nous avons sondé les explosions ATEX, dévoilant leur nature instantanée et les conditions qui mènent à leur déclenchement, tout en scrutant les diverses dimensions de leur gravité et leurs répercussions potentiellement désastreuses.

L'exploration du lexique de la classification ATEX a permis une meilleure appréhension de cette démarche complexe, dévoilant les nuances de chaque zone dangereuse en fonction des atmosphères explosives. Dans cette perspective, l'apport essentiel de la norme IEC 60079 a été mis en lumière, présentant son rôle fondamental dans l'établissement de lignes directrices et de recommandations pour la classification précise des zones à risque. Cette norme, établie par la Commission électrotechnique internationale (CEI), s'est révélée être un outil de choix pour garantir la sécurité dans des environnements industriels exposés à des substances inflammables. Ainsi, ce chapitre a tracé une toile complexe de connaissances, révélant les concepts fondamentaux nécessaires à la compréhension approfondie des risques associés aux équipements en question. Il jette les bases essentielles pour la suite de cette étude, qui se penchera plus avant sur les méthodologies spécifiques utilisées pour la classification des zones ATEX dans le contexte de cette étude.

CHAPITRE 3. Classification des zones ATEX

3.1 Introduction

Au cours de ce chapitre dédié à la classification des zones ATEX, nous avons plongé au cœur d'une démarche cruciale pour la gestion des risques liés aux atmosphères explosives. Allant au-delà de sa pertinence fondamentale pour la sécurité industrielle, la classification des zones dangereuses dévoile une méthodologie systématique visant à atténuer le risque d'embrasement des atmosphères explosives. Nous avons minutieusement exploré les éléments constitutifs de cette démarche, de la méthodologie de classification aux diverses approches envisageables, en passant par l'application des procédures et la méthodologie choisie.

Au cœur de cette approche se trouve la délimitation des installations en zones classées et non classées. Ces zones classées sont déclinées en niveaux de probabilité distincts pour la présence d'atmosphères explosives, qu'elles soient dans des conditions normales ou accidentelles. Cette classification offre la précieuse capacité de restreindre l'usage d'équipements spécifiques en tenant compte de leur potentiel de déclenchement de sources d'inflammation.

Un point d'importance essentielle est que cette classification des zones dangereuses doit être entreprise préalablement à la sélection des équipements électriques et non électriques à être installés au sein de ces zones identifiées. Cette précaution souligne la nature préventive et proactive de l'approche, avec pour objectif ultime de garantir la sécurité des travailleurs, la préservation des installations et la réduction des risques d'accidents majeurs. Les sections à suivre approfondiront davantage les diverses méthodologies et approches pour parvenir à une classification rigoureuse, témoignant ainsi de l'importance vitale de cette démarche dans le contexte contemporain de l'industrie.

3.2 Démarche de classification des zones ATEX

3.2.1 Les données nécessaires à l'évaluation

Avant d'effectuer une évaluation, il est crucial de rassembler diverses données, telles que **les process flow diagrams (PFD)** montrant les débits, les températures, les pressions, et toutes les caractéristiques physico-chimiques pertinentes (point éclair, etc.), **les piping and instrumentation diagrams (P&ID)** et **les plans de masse** montrant la position de tous les équipements y compris les événements, les drains, etc. L'identification de la source et du degré de rejet est fondamentale pour définir le type de zones dangereuses. Si des substances inflammables peuvent être libérées dans l'atmosphère depuis un équipement, il faut d'abord déterminer le degré de rejet en fonction de la fréquence et de la durée probables. Après avoir établi ce degré, il est nécessaire de définir le taux de rejet et d'autres facteurs influençant la nature et l'étendue de la zone.

Il est primordial de classer les zones dangereuses avant le design et l'installation d'équipements pour une nouvelle installation ou pour toute modification d'une installation existante. Cette classification doit être révisée à la fin de l'étude, compte tenu des détails précis des événements et des drains. Les approches proposées varient en fonction des conditions de ventilation qui assurent une dispersion naturelle des rejets vers l'atmosphère. Dans le cas de zones fermées ou protégées contre les intempéries n'ayant pas de bonnes conditions de ventilation, il faut considérer s'il y a une possibilité d'éviter des rejets de type continu ou du premier degré.

3.2.2 Les différentes approches de classification

Il existe trois approches pour la classification des zones dangereuses (Figure 3.1). [10]

Il s'agit en l'occurrence de :

- **L'approche « exemples directes »** est restreinte aux installations qui sont étroitement semblables à celles utilisées comme modèles. En d'autres termes, cette méthode s'applique principalement à des installations communes, où la classification est basée sur des exemples concrets d'autres installations similaires déjà en fonctionnement. Cela signifie que pour utiliser cette approche, il est essentiel que les installations soient étroitement comparables à celles utilisées comme références.
- **L'approche « source de rejet »** se fonde sur le principe que les sources de dégagement de substances inflammables dépendent des conditions opératoires. En d'autres termes, cette méthode prend en compte les divers scénarios de fonctionnement et les situations susceptibles de générer des rejets de substances inflammables. Cela permet de classer les zones en fonction des conditions et des procédés spécifiques de l'installation.
- **L'approche basée sur le risque** : repose sur une évaluation méthodique des risques associés à la présence de substances inflammables dans une installation. Cette méthode prend en compte divers facteurs, tels que la probabilité de libération de substances inflammables et la gravité des conséquences en cas d'explosion. Elle permet de déterminer les zones dangereuses et de les classer en fonction des niveaux de risque associés. La figure 3.1 représente la procédure pour la classification des zones dangereuses.

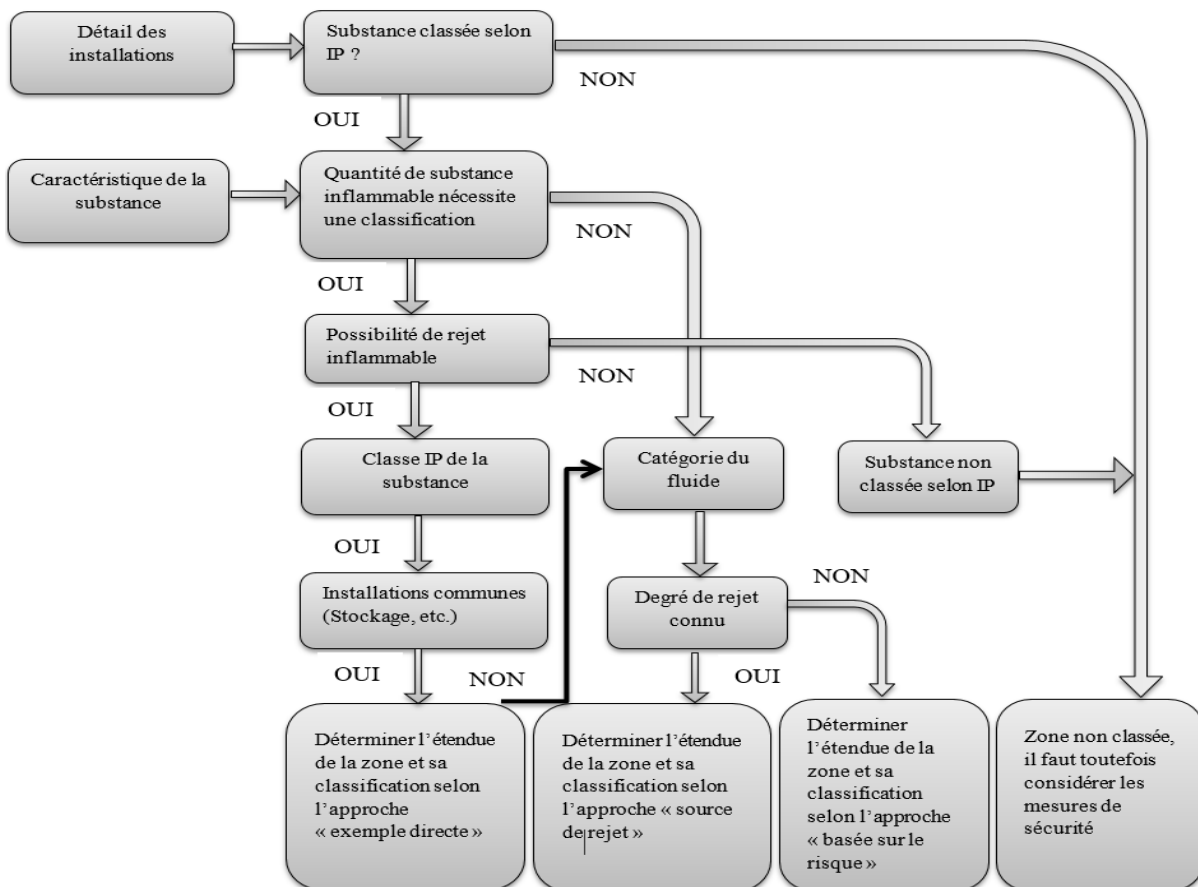


FIGURE 3. 1- Procédure pour la classification des zones dangereuses [10]

La classification des zones dangereuses peut être abordée de différentes manières en fonction des caractéristiques des installations. Pour certaines installations, une approche directe basée

sur des exemples typiques peut être utilisée, telle que l'équipement de forage, de stockage, de chargement et de déchargement, et le remplissage. Cependant, cette méthode est applicable uniquement lorsque les installations étudiées présentent peu de différences significatives par rapport aux exemples utilisés, en termes de configuration, d'équipement, de fluide inflammable, de température, de pression, etc. Pour les équipements non couverts par ces exemples, l'approche "sources de rejets" est préconisée. Cette approche convient à toutes les situations et nécessite la connaissance du degré de rejet pour son application. Enfin, une troisième approche est utilisée lorsque le degré de rejet est inconnu. Elle permet de déterminer les dimensions des points de rejets et peut également réduire les zones de rejet du deuxième degré identifiées par la deuxième approche. Chaque approche vise à classer les zones dangereuses de manière adaptée aux spécificités de chaque installation.

3.2.3 Représentation graphique des différentes zones

L'enregistrement de la classification des zones dangereuses doit comprendre une représentation graphique des différentes zones en question. Il s'agit de montrer sur les schémas les limites des zones en utilisant les hachures conventionnelles (Figure 3.2). [15]

Cette activité fournit une opportunité de vérifier que toutes les sources de rejet ont été couvertes d'une manière compréhensive.

Les représentations devraient être maintenues à jour en tenant compte de :

- L'introduction de nouveaux équipements ou modification d'équipements ;
- Modification dans les installations de protection ;
- L'expérience acquise dans l'exploitation du type d'installations ;
- Reclassification après de nouvelles mesures dans et autour des zones en question.

La figure 3.2 montre la représentation graphique des zones ATEX :

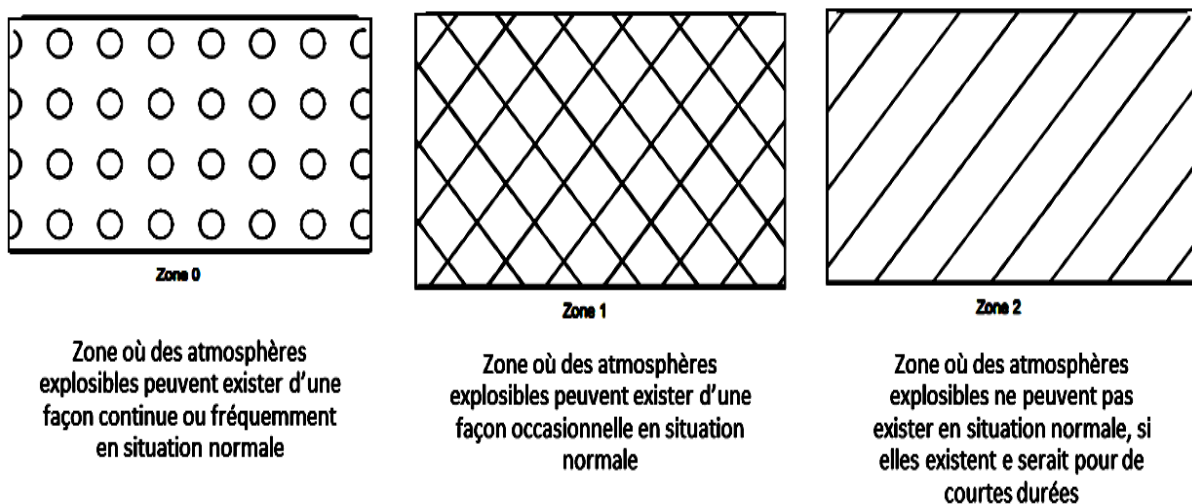


FIGURE 3. 2– Représentation graphique des zones ATEX

3.3 La Ventilation

Plusieurs facteurs influent sur l'étendue des zones dangereuses lors de la classification :

- Lorsque la ventilation est réduite, la zone dangereuse tend à s'élargir.

La densité relative du gaz ou de la vapeur au moment de sa libération joue également un rôle :

- Si le gaz ou la vapeur est nettement moins dense que l'air, il tendra à s'élever.
- S'il est considérablement plus dense, il tendra à se rassembler près du sol.
- L'étendue horizontale de la zone au sol augmente avec la densité relative croissante, tandis que l'étendue verticale au-dessus de la source s'accroît avec une densité relative plus faible.

La vitesse du vent joue un rôle dans la dispersion du gaz ou de la vapeur dans l'air. Plus la vitesse du vent est élevée, plus le gaz ou la vapeur se mélange rapidement avec l'air ambiant, ce qui réduit la concentration et donc le risque d'explosion. Cependant, il est important de noter qu'une vitesse minimale du vent d'environ 2 à 3 m/s est nécessaire pour initier ce mélange turbulent efficace (Voir Annexe A). En deçà de cette vitesse, le gaz ou la vapeur a tendance à ne pas se mélanger aussi rapidement et à former des couches distinctes dans l'atmosphère. Cela signifie que dans des conditions de vent faible, le gaz ou la vapeur peut se concentrer davantage dans certaines zones, augmentant ainsi la distance à laquelle il se propage et rendant la dispersion sécurisée plus difficile à atteindre. [16]

3.4 Application de la procédure de classification

3.4.1 L'approche « exemple direct »

Cette procédure concerne les activités menées dans des zones ouvertes où la vapeur est dispersée par la ventilation naturelle pour des installations de l'industrie chimique et du gaz et du pétrole on shore similaires à celles présentées dans la norme en termes de substances, équipements, espace, qui peuvent être classées directement à partir d'exemples qui sont largement basés sur l'expérience. Dans ce type d'installations la vitesse du vent n'est jamais inférieure à 0.5 m/s ; elle se trouve fréquemment au-dessus de 2 m/s. [10]

a. Classe et catégorie du fluide inflammable

Les produits associés à ce type d'exemples sont ceux des classes I, II et III et des fluides de catégorie C. Les produits pétroliers sont classés selon le point éclair présenté sur le tableau sur l'annexe A.

Lorsque le fluide inflammable est liquide, sa volatilité est une propriété fondamentale dans la mesure où elle va déterminer l'étendue d'une formation rapide de vapeur à partir de n'importe quel rejet. Dans la majorité des cas ; la classification se fera sur la base du point éclair en accord avec la classification IP des fluides pétroliers. Lorsqu'un produit de classe II et III ne peut atteindre son point éclair, ni rejeter sous la forme d'un brouillard ou spray, ce liquide peut être considéré comme ne donnant pas naissance à une zone dangereuse tel que la classification n'est pas nécessaire pour les alentours de l'unité. Cependant là où ces substances sont stockées sous pression et il y a possibilité de formation de brouillard ou spray, elles pourront donc produire des atmosphères explosibles quelque soient les conditions de stockage et le point éclair de la substance en question. Par conséquent, elles devraient être classées II (2) et III (2) respectivement. Pour d'autres situations tels que des variations significatives de la volatilité du fluide, de la pression et de température, la classification basée sur le point éclair seul ne serait pas appropriée. Dans ces situations, l'approche « exemple direct » ne peut être appliquée et l'approche « point source » est alors requise pour les cinq catégories de fluides.

Exemples

Réservoirs de stockage

Les exemples dans les figures ci-après (Figure 3.3 ; Figure 3.4 et Figure 3.5) s'appliquent directement aux stockages de liquides de classe I pour lesquels il y aura toujours ce type de

classification. Elle pourra également être appliquée lorsque ces conditions existent pour le stockage des fluides de classe II (2) et III (2). [10]

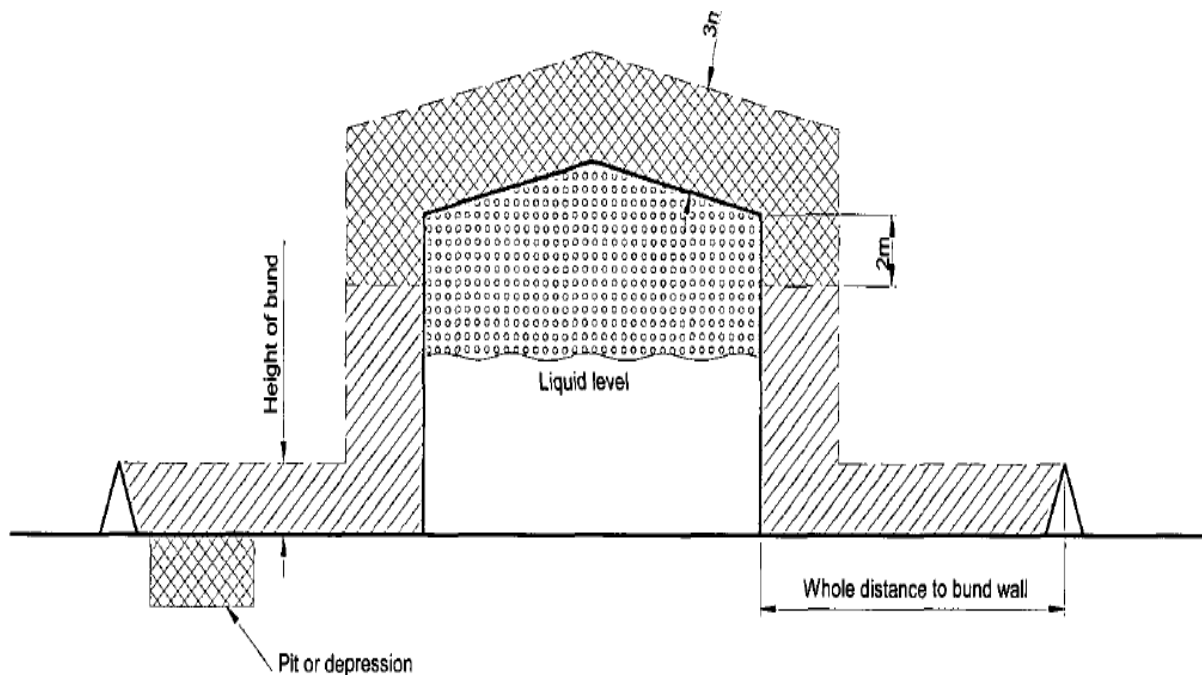


FIGURE 3. 3- Réservoir à toit fixe, classe I, classe II (2) et classe III (2)

Notes

1. Pour les réservoirs à toit fixe (cône ou dôme), l'espace libre doit être classé en zone 0. Cela s'applique également aux réservoirs équipés de couvercles flottants internes.
2. Le système de ventilation sur le toit du réservoir doit être considéré comme une source primaire de rejet. La vapeur se déplacera le long de la surface du toit et s'écoulera vers le bas, près de la coque du réservoir. Il est supposé que le mur de la digue contiendra la propagation de la vapeur due à la ventilation. La zone s'étendant sur 3m vers le haut perpendiculairement à la surface du toit, à 3m horizontalement du bord du toit et à 2m verticalement vers le bas de l'enveloppe à partir du bord du toit doit être donc classée en zone 1.
3. La zone à l'intérieur de la digue de réservoir jusqu'à une hauteur égale au sommet de la digue ou jusqu'à 1m selon la valeur la plus élevée, doit être classée en zone 2
4. Toutes les fosses ou dépressions sont classées en zone 1 en raison de la plus grande tendance des vapeurs plus lourdes que l'air à persister.
5. A une distance de 3m de la coque, la zone 2 doit être prolongée vers le haut pour rejoindre la zone 1. Ces distances de danger s'appliquent à des débits de remplissage jusqu'à 250 m³/h.

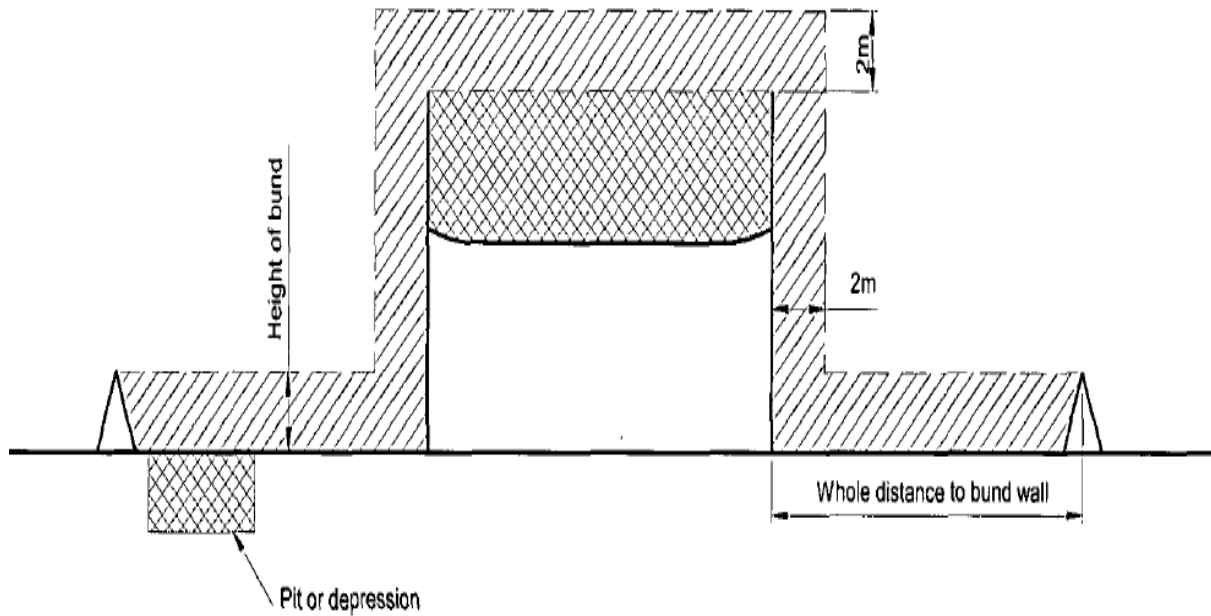


FIGURE 3. 4- Réservoir à toit flottant, classe I, classe II (2) et classe III (2)

Notes :

1. L'espace libre créé sous le toit aspirerait de l'air et créerait la possibilité d'inflammation causé par le frottement. Les toits ne doivent être débarqués que pour l'inspection, le nettoyage et l'entretien sous un contrôle de permis de travail soigneusement supervisé. Tout espace de vapeur sous le toit ou entre les joints primaires et secondaires doit être traité comme zone 0.
2. La zone dangereuse autour d'un réservoir à toit flottant doit être dessinée comme dans la figure. L'espace à l'intérieur de l'enveloppe du réservoir au-dessus du toit doit être classé en zone 1
3. La zone au-dessus et autour de l'enveloppe du réservoir sur une distance de 2m doit être classé comme zone 2 et doit s'étendre, à la hauteur de la digue, jusqu'au mur de digue. Toutes les fosses ou dépressions dans cette zone 2 doivent être classées comme zone 1.

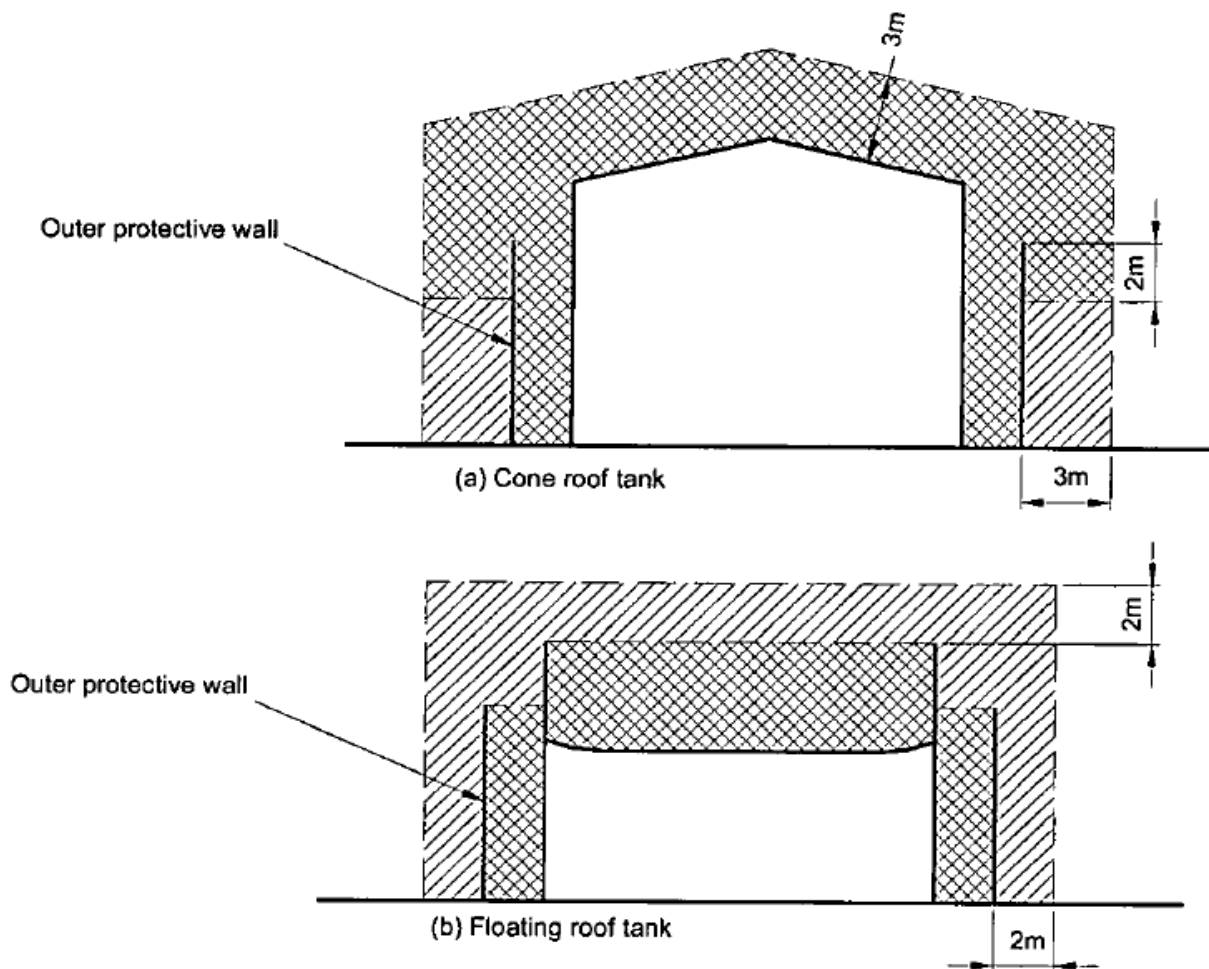


FIGURE 3. 5- Réservoirs (toit flottant ou fixe) avec confinement extérieur

Sur tous les réservoirs à toit fixe ou flottant avec confinement extérieur intégré, l'espace annulaire entre eux doit être classé en zone 1, quelle que soit la classe du fluide stocké. La zone restante autour de l'enceinte doit être classée selon les deux exemples précédents

3.4.2 L'approche « point source » pour une classification individuelle de sources de rejets

Dans cette section, les aspects non couverts par l'approche « exemples directs » seront passés en revue. La classification des zones dangereuses par l'approche « point source » est déterminée en utilisant les calculs de rayons des zones dangereuses et les aspects liés à la géométrie. Les rayons sont déterminés dans le cas d'espaces ouverts à ventilation naturelle. Là où les dimensions des trous et la pression sont inconnues, l'approche basée sur le risque est utilisée. Les sources de rejets évalués dans cette section sont appelés « points sources ». Certaines sources sont vraies telles que événements, drains, points d'échantillonnage, etc. tandis que d'autres sont constitués d'un ensemble de points sources tels que pompes. Il s'agit donc de considérer dans cette approche tout point de rejet potentiel. [10]

3.4.2.1 Méthodologie

Les facteurs permettant de déterminer l'étendue de la zone dangereuse d'un point source comprennent le potentiel de vaporisation du fluide rejeté, le degré de ventilation et le volume ou le taux de rejet.

Selon IP15 (Institute Petroleum Code 15), la méthodologie implique les étapes suivantes :

- Identification des points sources ;
- Détermination du degré de rejet ;
- Établissement de la classification ;
- Détermination des rayons des zones dangereuses ;
- Détermination de la zone dangereuse.
- Réalisation des plans de zonage ATEX.

3.4.2.1.1 Identification des points sources

Il s'agit de la première étape de la classification d'une unité ou installation. Ces points sont généralement petits et sont associés aux équipements tels que les vannes, les brides, les événements, les points de drainage et d'échantillonnage, connexions des instruments, les rejets de machines tournantes telles que les pompes, les compresseurs et toutes zones à partir desquelles ces rejets peuvent être collectés. Pour des installations bien conçues, ces degrés de rejets sont généralement secondaires.

3.4.2.1.2 Détermination du degré de rejet

En principe, lors de la procédure de classification, on prend en compte toutes les sources de rejets inflammables potentielles et réelles. Les sources de rejet de degré continu et primaire devraient être identifiées et évaluées en vue de déterminer l'étendue des zones 0 et 1. Pour les degrés de rejet secondaires, on se concentre souvent sur les sources situées en périphérie des installations qui pourraient affecter les « frontières » extérieures.

Dans l'évaluation des degrés de rejets, il est pertinent de considérer que dans le cas des opérations contrôlées comme l'échantillonnage, drainage, le nettoyage de filtres, etc. aucun degré de rejet ne peut être appliqué avant de déterminer la fréquence et la durée de ces opérations. Ce type de décision est prise lors de l'étape planification.

Pour les rejets non contrôlés comme les fuites de garnitures de pompes, brides, le degré de rejet secondaire est applicable.

Il existe trois degrés de dégagement de base, énumérés ci-dessous dans l'ordre décroissant de fréquence d'occurrence :

- Degré « dégagement continu » : dégagement qui est continu ou qui est supposé apparaître fréquemment ou sur de longues périodes
- Degré « dégagement primaire » : dégagement qui peut être périodique ou occasionnel, en fonctionnement normal
- Degré « dégagement secondaire » : dégagement non prévisible en fonctionnement normal.

3.4.2.1.3 Établissement de la classification

Celle-ci est en fonction du degré de rejet, de la durée de l'atmosphère inflammable et du degré de ventilation.

3.4.2.1.4 Détermination des rayons des zones dangereuses

La procédure de détermination des rayons des zones dangereuses dépend du degré de rejet que ce soit continu, primaire ou secondaire du fait de la différence de la nature des rejets.

Les degrés de rejet continus et primaires ont des taux de rejets connus dans la mesure où la conception des installations les prévoit. Quant aux degrés de rejets secondaires, ils sont principalement dus à des défaillances des équipements et pourraient donc ne pas être connus (dimensions des trous et pression de rejet). Ayant déterminé le degré de rejet, les deux figures données ci-après donnent la procédure pour l'établissement des rayons recherchés. La figure 3.7 permet de déterminer les rayons des zones de rejets ayant un degré continu ou primaire. La figure 3.8, donne quant à elle la détermination des rayons pour les rejets de degré secondaire.

3.4.2.1.5 Détermination des zones dangereuses

Ayant déterminé les rayons des zones dangereuses, ces valeurs sont alors utilisées pour obtenir la forme et l'étendue de la zone dangereuse.

Les figures 3.6 et 3.7 représentent la procédure pour la détermination des rayons des zones dangereuses pour les degrés continus, primaires et secondaires.

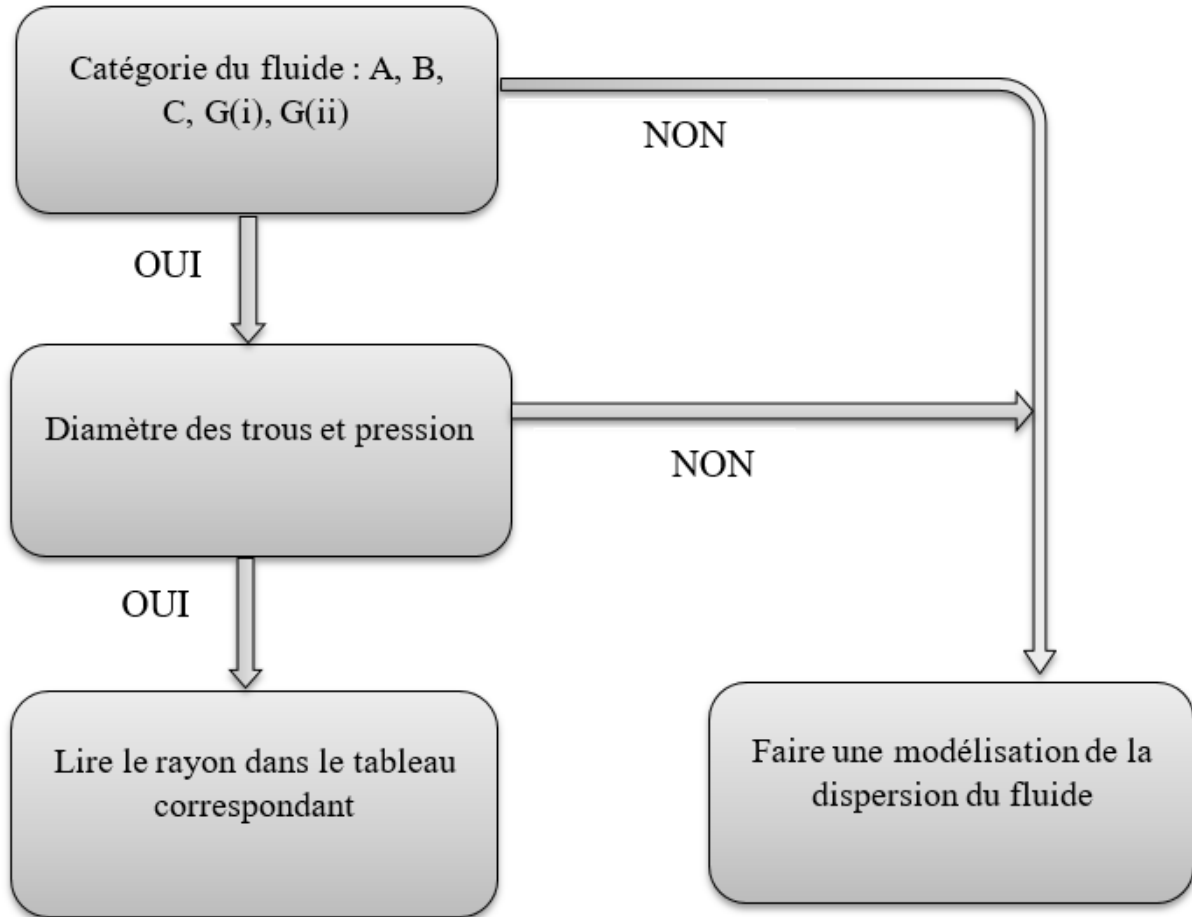


FIGURE 3. 6- Procédure pour la détermination des rayons des zones dangereuses pour les degrés continus et primaires. [10]

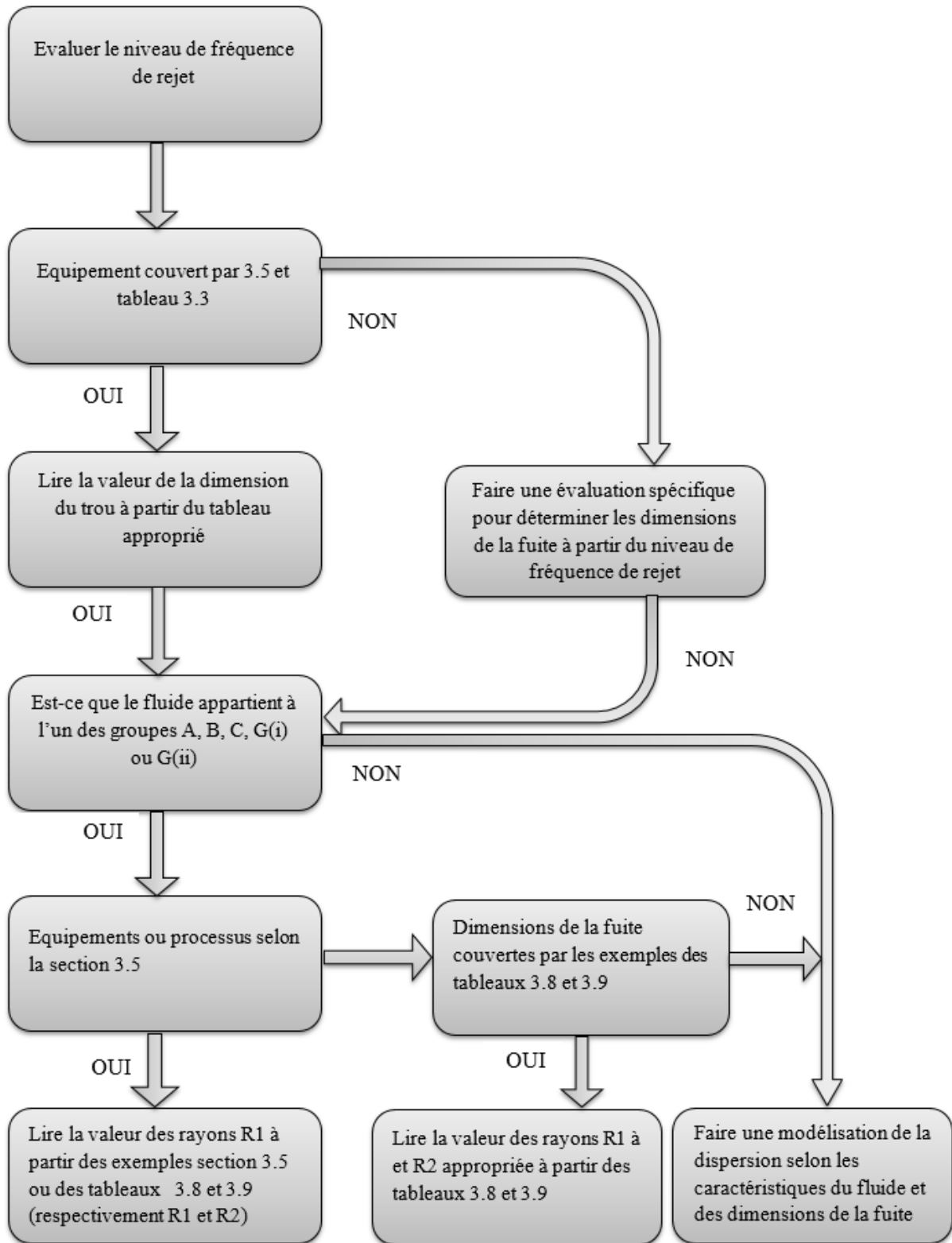


FIGURE 3. 7-Procédure pour la détermination des rayons des zones dangereuses pour les degrés de rejet secondaire. [10]

3.4.2.1.6 Réalisation des plans de zonage ATEX en utilisant l'AUTOCAD

3.5 Les points sources

Pour les équipements standards comme les pompes, drainages, points d'échantillonnage de liquides, compresseurs, événements, pipes, flaque de liquide après déversement, séparateurs, etc. Les rayons spécifiques des zones dangereuses sont donnés. [16]

3.5.1 Sources donnant un dégagement de degré continu

- Surface d'un liquide inflammable dans un réservoir à toit fixe muni d'événements ;
- Surface d'un liquide inflammable ouvert à l'atmosphère de façon permanente ou pour de longues périodes comme un séparateur huile-eau

3.5.2 Sources donnant un dégagement de 1^{er} degré

- Garnitures de pompes, compresseurs ou soupapes, si l'on prévoit un dégagement de matière inflammable pendant le fonctionnement normal ;
- Points de vidange d'eau placés sur des cuves contenant des liquides inflammables qui sont susceptibles de donner lieu à des dégagements de la matière inflammable dans l'atmosphère tandis que s'effectue la vidange de l'eau pendant le fonctionnement normal ;
- Points de prise d'échantillons où l'on prévoit qu'il y aura dégagement de matière inflammable dans l'atmosphère pendant le fonctionnement normal ;
- Soupapes de décharge, événements et autres ouvertures où l'on prévoit qu'il y aura dégagement de matière inflammable dans l'atmosphère pendant le fonctionnement normal.

3.5.3 Sources donnant un dégagement de 2^{ème} degré

- Garnitures de pompes, compresseurs et soupapes, où l'on ne prévoit pas de dégagement de matière inflammable pendant le fonctionnement normal de l'équipement ;
- Brides, garnitures d'étanchéité et raccords de tuyauteries où l'on ne prévoit pas de dégagement de matière inflammable pendant le fonctionnement normal ;
- Points de prise d'échantillons où l'on ne prévoit pas de dégagement de matière inflammable pendant le fonctionnement normal
- Soupapes de décharge, événements et autres ouvertures où l'on ne prévoit pas de dégagement de matière inflammable dans l'atmosphère pendant le fonctionnement normal.

3.6 Exemples de classification

Les pompes standards possédant une garniture simple devraient posséder une BAGUE externe qui est conçue pour limiter les taux de rejets dans le cas d'une défaillance de la garniture. Les points sources des pompes comprennent leurs garnitures, événements, drains, vannes, brides et filtres. Ces points sont normalement considérés comme rejets secondaires. [10]

Si les rejets existent fréquemment en conditions normales d'exploitation, ils seront alors considérés rejets primaires. Du fait de l'existence d'une variété de garnitures et d'arbres, il est recommandé d'utiliser les valeurs des défaillances des garnitures données par le constructeur. En l'absence de ces valeurs, les rayons des zones dangereuses peuvent être calculés en utilisant le tableau 3.2 et le tableau 3.3 pour les pompes standards avec et sans BAGUE. [10]

Le tableau 3.1 présente les dimensions des trous pour différentes fréquences de rejet pour les pompes, les compresseurs, les brides, les vannes et d'autres types d'équipements. [10]

TABLEAU 3. 1-Dimensions des trous des équipements pour différentes fréquences de rejet

Equipment type	Release frequency level		
	LEVEL I Greater than 1,0E-2 /release source-yr	LEVEL II 1,0E-2 - 1,0E-3 /release source-yr	LEVEL III 1,0E-3 - 1,0E-4 /release source-yr
Pumps			
Single seal throttle bush	0,1SD	0,01A or 0,1SD or D*	0,1A
Single seal no throttle bush	0,23SD	0,01A or 0,23SD or D*	
Double seal throttle bush	N/A	0,01A or 0,1SD or D*	
Compressors			
Purged labyrinth	0,12SD	22 mm	70 mm
Floating ring	0,053SD		
Flange (upper bound)	0,6 mm	2,0 mm	6,0 mm
Compressed asbestos fibre	N/A	0,5 mm	2,3 mm
Spiral wound joint	N/A	0,2 mm	0,5 mm
Ring type joint	N/A	0,1 mm	1,0 mm
Valves	0,1 mm	2 mm	0,1DP
Other	Hole size distribution versus frequency to be determined using historical leak data if available, or suitable synthesis technique e.g. fault trees.		

- *= Sélectionner le trou le plus large, N /A= données non disponibles, utiliser un diamètre nominal de 2 mm
- D= diamètre équivalent (mm) fuite de garniture pompe/compresseur
- SD= diamètre de l'arbre (mm) pour pompes et compresseurs
- A= surface du pipeline connecté à l'équipement (mm) où 0,01A et 0,1A sont équivalents à 0,1DP et 0,3DP respectivement et 0,3DP est le diamètre du pipeline connecté à l'équipement
- DP= diamètre du pipeline (mm) pour les vannes
- Les données suggèrent qu'un trou de diamètre équivalent de 0,1SD peut être utilisé pour les pompes standards avec BAGUE et 0,3SD pour celles sans BAGUE.

TABLEAU 3. 2- Exemples de rayons pour pompes standards sans BAGUE

Fluid category	LEVEL I		LEVEL II		LEVEL III	
	Hole size (mm) i.e. 0,23SD	R ₁ (m)	Hole size (mm) i.e. 0,1DP	R ₁ (m)	Hole size (mm) i.e. 0,3DP	R ₁ (m)
A	5,75	10	10	16	30	†
B	5,75	10	10	16	30	†
C	5,75	10	10	17	30	†

†= le rayon dangereux dépasse les 30 m.

TABLEAU 3. 3-Exemples de rayons pour pompes standards avec BAGUE

Fluid category	LEVEL I		LEVEL II		LEVEL III	
	Hole size (mm) i.e. 0,1SD	R ₁ (m)	Hole size (mm) i.e. 0,1DP	R ₁ (m)	Hole size (mm) i.e. 0,3DP	R ₁ (m)
A	2,5	5	10	16	30	†
B	2,5	5	10	16	30	†
C	2,5	5,5	10	17	30	†

†= le rayon dangereux dépasse les 30 m.

Le tableau 3.4 présente des exemples des rayons de danger pour les compresseurs pour différentes fréquences de rejet. [10]

TABLEAU 3. 4 - Exemples de rayons pour compresseurs

Release frequency	Seal type	Release hole diameter (mm)	Hazard radius R ₁ (m)	
			G(i)	G(ii)
LEVEL I	Floating ring	5	4	6
	Purged labyrinth	12	10	13
LEVEL II	N/A	22	†	†
LEVEL III	N/A	70	†	†

†= le rayon dangereux dépasse les 30 m.

Le tableau 3.5 présente des exemples des rayons de danger pour les brides et les vannes pour différentes fréquences de rejet. [10]

TABLEAU 3. 5 -Exemples de rayons pour brides et vannes

Fluid category	Pressure (bar(a))	LEVEL I		LEVEL II		LEVEL III	
		Hole size (mm)	Hazard radius R ₁ (m)	Hole size (mm)	Hazard radius R ₁ (m)	Hole size (mm)	Hazard radius R ₁ (m)
A	100	1	2,5	2	5	6	13
B	100	1	2	2	4	6	12
C	100	1	2,5	2	5	6	14
G(i)	100	1	1	2	1,5	6	5
G(ii)	100	1	1	2	2	6	7

Concernant les rejets sous pression, la relation entre les rayons R1 tel que déterminé précédemment et l'enveloppe à 3 dimensions (R1, R2, H) de la zone dangereuse est déterminée en utilisant la figure 3.8.

- Les rejets au-dessous de 1 m sont influencés par le sol donc possèdent un rayon dépendant de l'effet du sol appelé R2.

- Les rejets au-dessus de 1 m mais à des hauteurs inférieures à $R_1 + 1$ m sont influencés par le sol si les rejets sont dirigés vers le bas et descendent à moins de 1m.
- Les rejets à des hauteurs au-dessus de $R_1 + 1$ m ne dépendent pas du sol. [10]

R_2 est déterminé en utilisant le tableau 3.7.

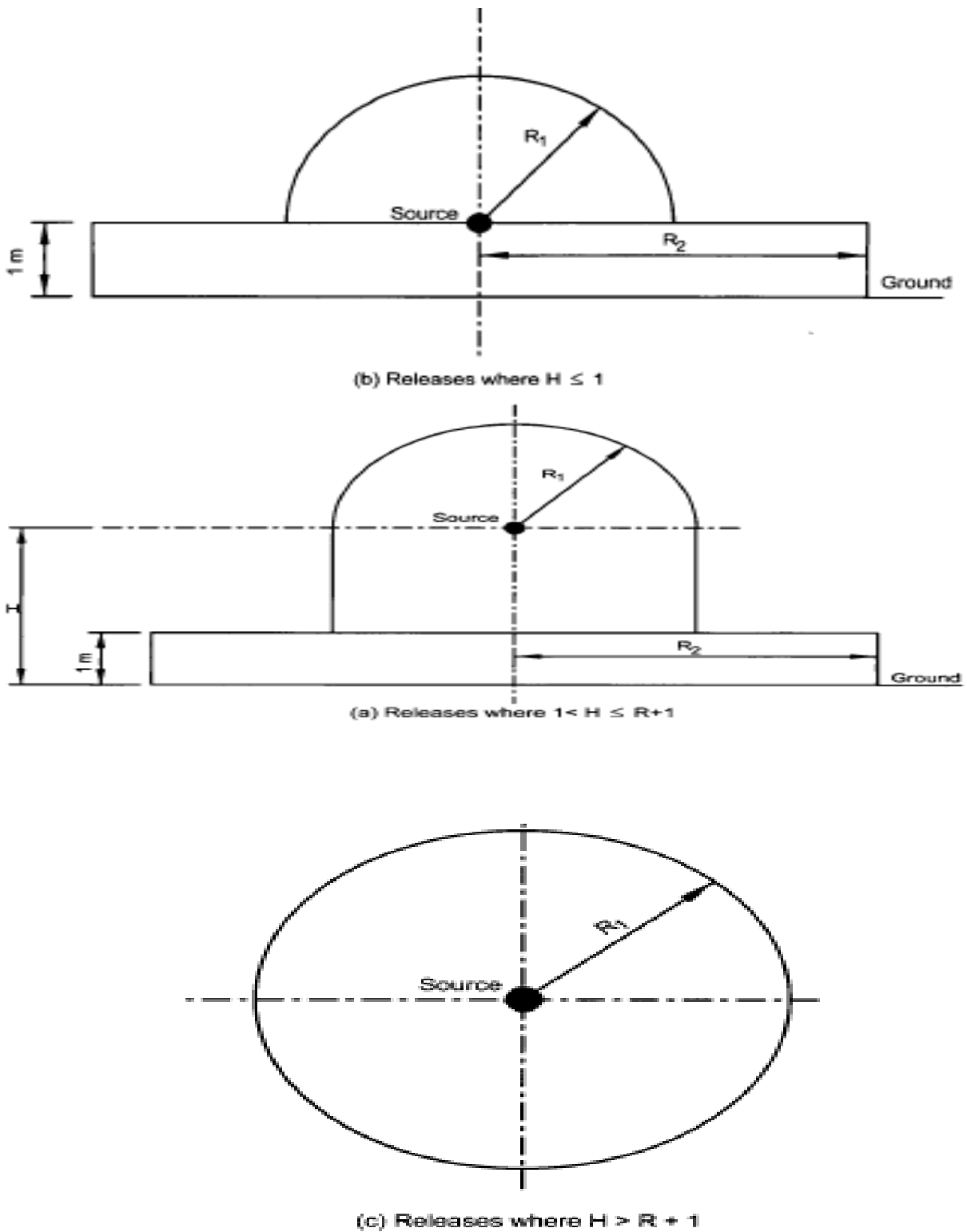


FIGURE 3. 8- Facteur pour déterminer la forme de la zone dangereuse pour les rejets pressurisés.

Le tableau 3.6 présente des valeurs des rayons de danger R1 pour les différentes catégories de fluide, les pressions de rejet, les débits de rejet et les diamètres des trous de rejet. [10]

TABLEAU 3. 6- Détermination des valeurs de R1

Fluid category	Release pressure (bar(a))	Release flow rate (kg/s)				Hazard radius R ₁ (m)			
		Release hole diameter				Release hole diameter			
		1 mm	2 mm	5 mm	10 mm	1 mm	2 mm	5 mm	10 mm
A	5*	0,01	0,04	0,3	1	2	4	8	14
	10	0,01	0,06	0,4	1,5	2,5	4	9	16
	50	0,03	0,14	0,9	3,5	2,5	5	11	20
	100	0,05	0,2	1,2	5	2,5	5	11	22
B	5	0,01	0,04	0,3	1	2	4	8	14
	10	0,02	0,07	0,4	1,7	2	4	9	16
	50	0,04	0,15	1	4	2	4	10	19
	100	0,06	0,2	1,4	5,5	2	4	10	20
C	5	0,01	0,06	0,3	1,1	2	4	8	14
	10	0,02	0,1	0,4	1,7	2,5	4,5	9	17
	50	0,04	0,2	1	4	2,5	5	11	21
	100	0,06	0,25	1,4	6	2,5	5	12	22
G(i)	5	0,001	0,002	0,02	0,06	<1	<1	<1	1,5
	10	0,001	0,005	0,03	0,1	<1	<1	1	2
	50	0,007	0,03	0,2	0,7	<1	1	2,5	5
	100	0,015	0,06	0,4	1,5	<1	1,5	4	7
G(ii)	5	0,0004	0,001	0,01	0,04	<1	<1	1,5	3
	10	0,001	0,003	0,02	0,07	<1	1	2	4
	50	0,004	0,02	0,1	0,4	<1	2	4	8
	100	0,007	0,03	0,2	0,7	1	2	6	11

Le tableau 3.7 présente des valeurs des rayons de danger R2 qui dépend du sol pour les différentes catégories de fluide, les pressions de rejet, les débits de rejet et les diamètres des trous de rejet. [10]

TABLEAU 3. 7- Détermination (niveau sol) des valeurs de R2

Fluid category	Release pressure (bar(a))	Release flow rate (kg/s)				Hazard radius R ₂ (m)			
		Release hole diameter				Release hole diameter			
		1 mm	2 mm	5 mm	10 mm	1 mm	2 mm	5 mm	10 mm
A	5*	0,01	0,04	0,3	1	2	4	16	40
	10	0,01	0,06	0,4	1,5	2,5	4,5	20	50
	50	0,03	0,14	0,9	3,5	3	5,5	20	50
	100	0,05	0,2	1,2	5	3	6	20	50
B	5	0,01	0,04	0,3	1	2	4	14	40
	10	0,02	0,07	0,4	1,7	2,5	4	16	40
	50	0,04	0,15	1	4	2,5	5	17	40
	100	0,06	0,2	1,4	5,5	3	5	17	40
C	5	0,01	0,06	0,3	1,1	2,5	4	20	50
	10	0,02	0,1	0,4	1,7	2,5	4,5	21	50
	50	0,04	0,2	1	4	3	5,5	21	50
	100	0,06	0,25	1,4	6	3	6	21	50
G(i)	5	0,001	0,002	0,02	0,06	< 1	< 1	1	2
	10	0,001	0,005	0,03	0,1	< 1	< 1	1,5	3
	50	0,007	0,03	0,2	0,7	< 1	1,5	3,5	7
	100	0,015	0,06	0,4	1,5	1	2	5	11
G(ii)	5	0,0004	0,001	0,01	0,04	< 1	< 1	2	4
	10	0,001	0,003	0,02	0,07	< 1	1	2,5	5
	50	0,004	0,02	0,1	0,4	1	2	6	11
	100	0,007	0,03	0,2	0,7	2	3	8	14

*A la température de stockage du fluide de 20 °C, la pression nominale d'émission est de 5 bars est inférieure à la pression de vapeur saturante d'un fluide catégorie A.

3.7 Procédure pour l'établissement du niveau de fréquences pour les rejets secondaires

Un degré de rejet secondaire est un rejet qui n'est pas anticipé durant les opérations normales. Les exemples courants sont les défaillances des garnitures de pompes/compresseurs, fuites dues à des problèmes de corrosion, des brides, etc. Dans la mesure où les taux de rejets sont inconnus, non spécifiés et avec des quantités variables, cette méthodologie est proposée pour déterminer les dimensions des trous qui seront utilisés dans les cas de rejets secondaires. L'objectif de la méthode est de s'assurer que le risque individuel IR du travailleur le plus exposé ne dépasse pas 1,0E-5/an. Le niveau de fréquence des rejets qui doit être utilisé pour une certaine installation est basé sur l'exposition de l'individu le plus exposé aux rejets inflammables et la probabilité d'ignition de ces rejets. Ce niveau de fréquence est alors utilisé pour déterminer les dimensions des trous pour des rejets secondaires. Il y a trois niveaux de fréquences de rejets (LEVELS I, II and III) basés sur le principe d'atteindre une valeur globale du risque individuel inférieure à 1,0E-5/an. [10]

3.7.1 Détermination de l'exposition

Les travailleurs se trouvant en zone 2 sont exposés à plusieurs sources de rejets. Dans l'optique de tenir compte des sources multiples, un paramètre appelé Exposition (Exp) est utilisé comme suit : $Exp = Pocc * Nrange$

- Probabilité d'occurrence Pocc est la probabilité que le travailleur se trouve dans la zone dangereuse.

- Nrange est le temps que le nombre moyen des sources de rejets puisse affecter un individu durant le temps où il se trouvera dans la zone dangereuse

Pocc est déterminé en estimant la proportion de temps que l'individu passe sur le site exposé à au moins une source potentielle de rejet. C'est simplement le nombre d'heures passés par un individu dans la zone dangereuse par an divisé par le nombre d'heures par an avec un maximum de 1920 h/an (40 h * 48 semaines). Cela correspond à Pocc de 0,22 (1920/8760).

4 valeurs sont sélectionnées pour la zone2 :

- Pour 100% du temps, Pocc = 0,22 ;
- Pour une moyenne de 5 h/jour, Pocc = 0,13 ;
- Pour une moyenne de 2 h/jour, Pocc = 0,055 ;
- Pour une moyenne de 1 h/jour, Pocc = 0,028.

Le tableau 3.8 présente les valeurs suggérées pour un nombre moyen de sources de rejets auxquelles un individu est exposé. [10]

TABLEAU 3. 8- Nombre moyen de sources de rejets

Activité	Description	Nombre moyen des sources de rejet dans la plage
Patrouille générale en usine ouverte	Le rayon de danger des brides/ vannes est généralement de 1.5 à 3m et donc seules les sources de rejet à grand rayon (ex. les pompes standards) affecteront le travailleur pendant une grande partie du temps.	1
Patrouille générale dans une usine congestionnée	Comme ci-dessus, permet cependant la congestion et la proximité de plusieurs sources de rejet.	5
Inspection des zones avec de nombreuses sources de rejet	Inspection d'équipements tels que pompes, compresseurs, collecteurs, etc. observation des usines on shore typiques montre des groupes de 30 sources de rejet (Dans un rayon de 3m).	30

3.7.2 Calcul de l'exposition (Exp)

Pour le calcul de l'exposition le tableau 3.9 donne le résultat après introduction des valeurs de Pocc et Nrange. [10]

TABLEAU 3. 9- Calcul des valeurs d'exposition

Modèle de travail				Nombre de sources de rejet dans la plage				Exposition (Exp)
				% de temps			Nrange	
No moyen d'heures/an passées sur le site	Fraction du temps passé sur le site dans la zone de l'usine	Heures/an passées sur le site dans le rayon de la zone de l'usine	P occ Fraction du temps total par an passé dans la zone de l'usine	Usine ouverte	Usine congestionnée	Plusieurs sources de rejet	Nombre moyen de sources à portée pendant le temps passé sur le site	Pocc×Nrange
1920	1	1920	0.220	0%	0%	100%	30	6.6
1920	1	1920	0.220	20%	30%	50%	16.7	3.7
1920	1	1920	0.220	20%	50%	30%	11.7	2.6
1920	1	1920	0.220	50%	30%	20%	8	1.8
1920	1	1920	0.220	100%	0%	0%	1	0.2
1920	0.6	1152	0.130	0%	0%	100%	30	3.9
1920	0.6	1152	0.130	20%	30%	50%	16.7	2.2
1920	0.6	1152	0.130	20%	50%	30%	11.7	1.5
1920	0.6	1152	0.130	50%	30%	20%	8	1.0
1920	0.6	1152	0.130	100%	0%	0%	1	0.13
1920	0.25	480	0.055	0%	0%	100%	30	1.65
1920	0.25	480	0.055	20%	30%	50%	16.7	0.92
1920	0.25	480	0.055	20%	50%	30%	11.7	0.64
1920	0.25	480	0.055	50%	30%	20%	8	0.44
1920	0.25	480	0.055	100%	0%	0%	1	0.06
1920	0.125	240	0.028	0%	0%	100%	30	0.8
1920	0.125	240	0.028	20%	30%	50%	16.7	0.5
1920	0.125	240	0.028	20%	50%	30%	11.7	0.3
1920	0.125	240	0.028	50%	30%	20%	8	0.2
1920	0.125	240	0.028	100%	0%	0%	1	0.03

3.7.3 Probabilité d'ignition aux frontières de la zone 2

Les sources d'ignition sont contrôlées au niveau de la zone. Cependant aux frontières de cette zone avec une zone non classée, une source d'ignition peut être localisée. Les tableaux 3.10 et 3.11 donnent les cas typiques. [10]

TABLEAU 3. 10- Probabilité d'ignition pour des sources variées

Source d'ignition	Description	Probabilité d'inflammation en cas de rejet
Contrôlé	Lorsque le contrôle des sources d'ignition s'étend au-delà de la zone 2 (par exemple, sur les installations offshore ou les sources d'ignition sont liées à système de détection d'incendie et de gaz)	0.03
Faible	Sources typiques d'ignition dans la zone 2	0.01
Moyen	Ignition due au trafic routier, sous-stations, bâtiments, équipements électriques non classés, moteurs, surfaces chaudes , etc.	0.1
Fort	Sources continues d'ignition telles que les radiateurs, fusées éclairantes, etc.	1

Unité : %

TABLEAU 3. 11 -Calcul de la probabilité d'ignition

Pourcentage du temps que le travailleur passe dans les zones avec les sources d'ignition suivantes à la limite de l'usine				Pign
Fort	Moyen	Faible	Contrôlé	
100	0	0	0	1.000
40	40	20	0	0.442
20	40	40	0	0.244
10	50	40	0	0.154
0	100	0	0	0.100
0	60	40	0	0.064
0	50	50	0	0.055
0	40	60	0	0.046
0	10	90	0	0.019
0	0	100	0	0.010
0	0	90	10	0.009
0	0	50	50	0.007
0	0	0	100	0.003

3.7.4 Niveaux de fréquences de rejets

Les niveaux de fréquence de rejets sont alors tirés de la figure 3.9 après avoir placé les valeurs correspondantes de la probabilité d'ignition et de l'exposition. [10]

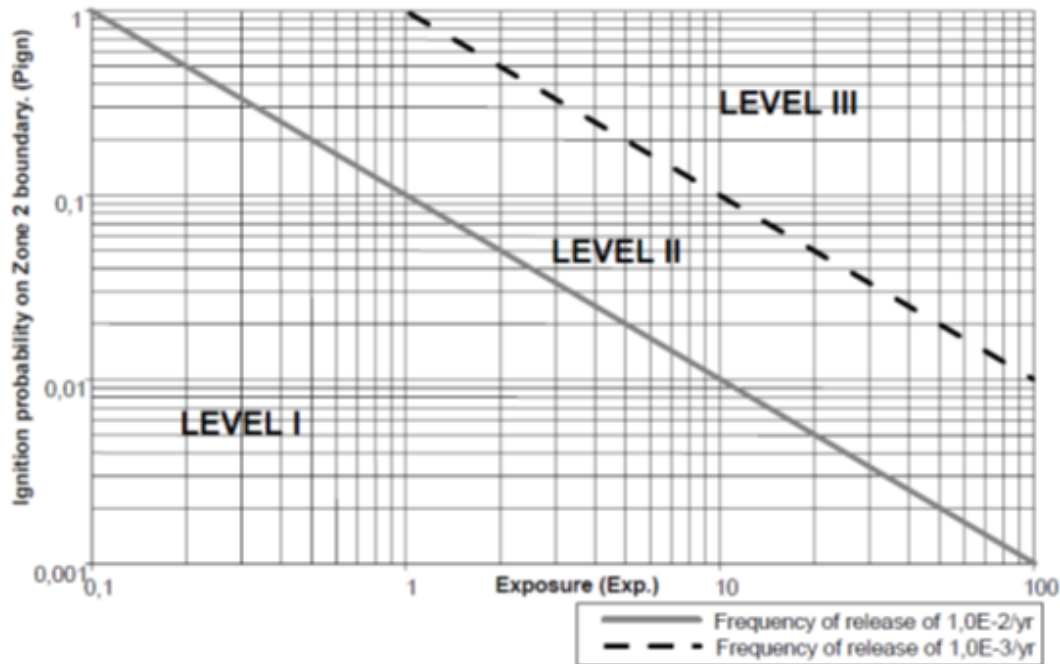


FIGURE 3. 9 - Niveau de fréquence de rejet pour atteindre le critère IR de 1,0E-5/an

3.8 Conformité des équipements en zone ATEX

Après la réalisation de la classification ATEX, un examen d'adéquation des matériels électriques et non électriques installés en zone ATEX doit être réalisé.

Cet examen de conformité des équipements aboutit à la définition des mesures de maîtrise des risques afin de prévenir la formation d'ATEX et conditionne le choix des équipements électriques et non électriques. Celle-ci passe par la mise en œuvre des mesures matérielles et organisationnelles visant à éviter la présence ou l'activation de sources d'inflammation. [13] Chaque matériel installé doit porter le marquage minimal imposé par son certificat de conformité correspondant. Le marquage des appareils est décrit ci-dessous dans les figures 3.10 ; 3.11 et 3.12 : [17]

- Exemple de marquage principal :

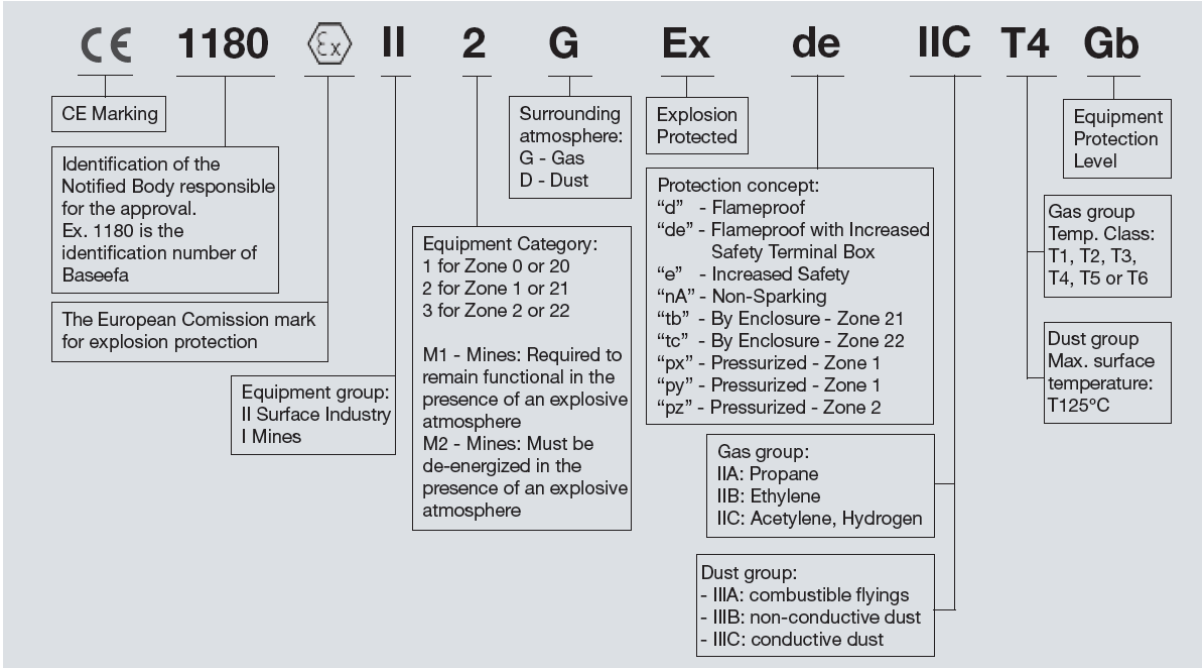


FIGURE 3. 10- Marquage ATEX

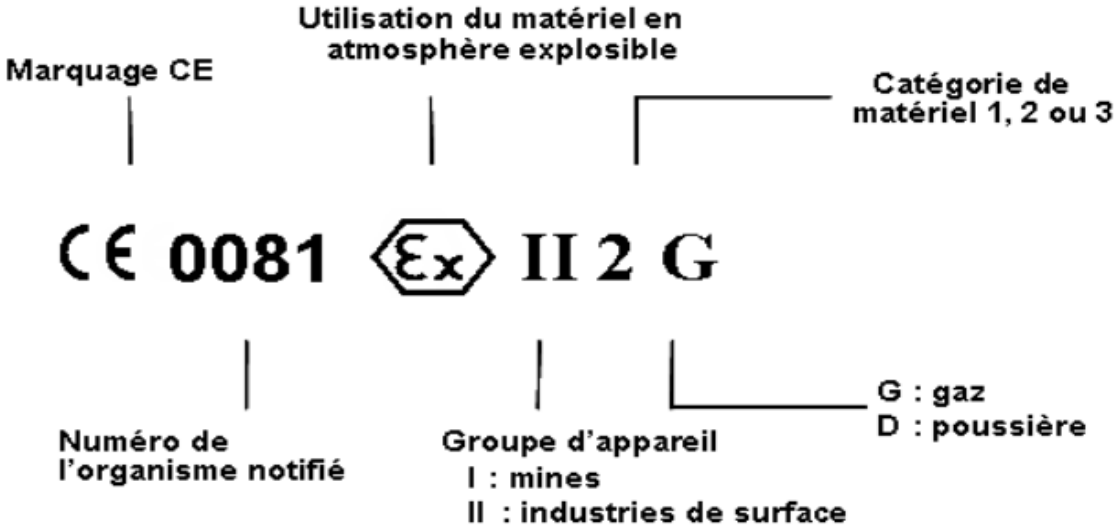


FIGURE 3. 11-Exemple de marquage principal

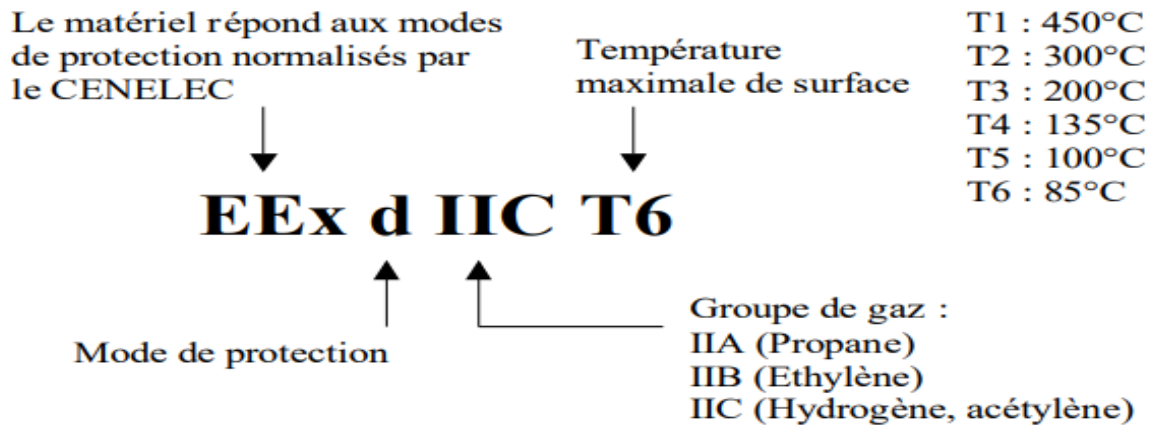


FIGURE 3. 12-Exemple de marquage complémentaire gaz pour les équipements électriques

3.8.1 Catégories d'appareils

Il existe 3 niveaux de risque pour la classification des zones :

- **Risque permanent** : Le mélange explosif est présent en permanence
- **Risque fréquent** : Un mélange explosif de gaz ou de vapeurs est susceptible de se former en service normal de l'installation.
- **Risque occasionnel** : Un mélange explosif ne peut apparaître qu'en cas de fonctionnement anormal de l'installation.

Ces risques ont permis de créer 3 catégories d'appareils et systèmes de protection qui devront être utilisés dans tous les emplacements où des atmosphères explosibles peuvent se présenter. Ils sont conformes aux groupes et catégories d'appareils et déterminent leurs niveaux de protection.

-La catégorie 1 comprend les appareils conçus pour fonctionner conformément aux paramètres opérationnels établis par le fabricant et assurer un très haut niveau de protection.

Les appareils de cette catégorie sont destinés à un environnement où règne constamment, ou pour une longue période, ou fréquemment une atmosphère explosible due au mélange de l'air avec des gaz, des vapeurs, des brouillards ou des poussières (zone 0 et zone 20).

Ces appareils devant assurer le niveau de sécurité requis, même en cas de dérangement rare, ils sont dotés de moyens de protection tels que :

En cas de défaillance d'un des moyens de protection, au moins un second moyen indépendant assure le niveau de protection requis.

En cas d'apparition de deux défauts indépendants, le niveau de sécurité requis reste assuré.

-La catégorie 2 comprend les appareils conçus pour fonctionner conformément aux paramètres opérationnels établis par le fabricant et assurer un haut niveau de protection.

Les appareils de cette catégorie sont destinés à un environnement où il faut prévoir occasionnellement une atmosphère explosible dues à des gaz, des vapeurs, des brouillards ou au mélange d'air et de poussières (zone 1 et zone 2).

Les moyens dont sont dotés ces appareils assurent le niveau de sécurité requis, même en cas de dérangements fréquents ou de défauts de fonctionnement dont il faut habituellement tenir compte.

-La catégorie 3 comprend les appareils conçus pour fonctionner conformément aux paramètres opérationnels établis par le fabricant et assurer un niveau normal de protection.

Les appareils de cette catégorie sont destinés à un environnement où il ne faut pas s'attendre à une atmosphère explosible due à des gaz, des vapeurs, des brouillards ou au mélange d'air et de poussières et où une telle atmosphère, si elle survient, ne subsistera que brièvement (zone 2 et zone 22).

Les appareils de cette catégorie assurent le niveau de protection requis en cas de fonctionnement normal.

Le tableau 3.12 présente l'adéquation et le marquage des appareils ATEX :

TABLEAU 3. 12- Adéquation et marquage des appareils ATEX.[18]

Détermination des zones en fonction de la classification						
Catégorie	1	2	3	1	2	3
Atmosphère	Gaz : G			Poussières: D		
Marquage produit	1G	2G	3G	1D	2D	3D
Zone	0	1	2	20	21	22

Risque	Groupe*	Adéquation zone ◀ ▶	Appareil marqué	Marquage**
Permanent	II	Zone 0 → Catégorie 1 Zone 20 → Catégorie 1		CE Ⓜ II 1 G CE Ⓜ II 1 D
Occasionnel	II	Zone 1 → Catégorie 2 (ou 1) Zone 21 → Catégorie 2 (ou 1)		CE Ⓜ II 2 G (ou 1 G) CE Ⓜ II 2 D (ou 1 D)
Potentiel	II	Zone 2 → Catégorie 3 (ou 2 ou 1) Zone 22 → Catégorie 3 (ou 2 ou 1)		CE Ⓜ II 3 G (ou 2 G ou 1 G) CE Ⓜ II 3 D (ou 2 D ou 1 D)

* groupe II = industries de surface – groupe I = mines et industries extractives (non évoqué dans le document)

** G pour gaz / vapeurs, D pour poussières

3.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exploré en détail la classification des zones ATEX, en examinant les différentes approches possibles ainsi que la méthodologie structurée de l'approche basée sur les sources de rejet. J'ai également mis en lumière l'approche que j'ai le plus utilisée dans l'étude de cas. Nous avons appris que la définition des zones dangereuses repose sur deux éléments clés : la probabilité d'occurrence d'un événement indésirable et l'exposition des travailleurs aux sources de rejet. La cartographie des zones résultante offre une représentation visuelle des risques présents sur le site, contribuant ainsi à la gestion proactive de la sécurité industrielle.

CHAPITRE 4. Etude de cas

4.1 Introduction

Dans ce chapitre dédié à l'étude de cas, nous allons mener une analyse préliminaire des risques. L'objectif de cette analyse est d'identifier les phénomènes dangereux susceptibles de découler d'événements non souhaités, pouvant engendrer des accidents majeurs. Nous chercherons ensuite à recommander des mesures appropriées pour prévenir ces phénomènes et atténuer leurs conséquences. Cette démarche englobera une évaluation de la gravité et de la criticité des dangers identifiés, ainsi qu'une classification des zones ATEX, permettant d'établir une cartographie des zones à risques. La réalisation de cette cartographie requiert la collaboration d'une équipe pluridisciplinaire, qui examinera l'exposition des travailleurs aux sources de rejet et identifiera les potentielles sources d'ignition. Cette approche holistique implique la contribution de diverses parties prenantes, garantissant la fiabilité de la cartographie produite. En respectant les paramètres énoncés dans la norme IEC, cette cartographie deviendra une référence essentielle pour évaluer les risques potentiels présents sur le site.

4.2 Analyse préliminaire des risques « APR »

4.2.1 Synthèse des résultats

L'Analyse Préliminaire des Risques (APR) constitue un pilier essentiel dans la gestion de la sécurité des installations industrielles. Cette évaluation rigoureuse vise à anticiper et à prévenir les incidents potentiellement dangereux. Dans le cadre de cette analyse, nous avons scruté de près sept équipements cruciaux : le Séparateur HP 200VS301, le Four de Rebouillage 210F01, la Colonne de Stabilisation 210VE301, les Pompes de Recirculation du Rebouilleur 210PA304A/B/C, le Gas Boot d'Huile 250C01, la Colonne d'Absorption (Contacteur de Glycol) 310C01 et le Compresseur Gaz Flash BP 360KA301A.

Ces équipements manipulent des fluides aussi variés que le gaz et le pétrole brut, engendrant ainsi des risques majeurs, centrés principalement sur la perte de confinement.

Cette synthèse regroupe les données et conclusions issues de notre APR. Elle met en lumière les équipements évalués, les fluides en jeu, les événements redoutés, leurs causes sous-jacentes, ainsi que les phénomènes dangereux qui en découlent. En outre, nous abordons les différentes brèches potentielles, leurs fréquences de survenue, et proposons des mesures de prévention et de mitigation pour renforcer la sécurité de ces opérations industrielles. Cette synthèse offre ainsi une vision consolidée et stratégique pour la gestion proactive des risques inhérents à ces équipements et aux activités associées. (Voir Annexe B)

Équipements Analysés :

1. Séparateur HP 200VS301
2. Four de rebouillage 210F01
3. Colonne de stabilisation 210VE301
4. Pompes de recirculation du rebouilleur 210PA304A/B/C
5. Gas Boot d'huile 250C01
6. Colonne d'absorption (contacteur de Glycol) 310C01
7. Compresseur gaz flash BP 360KA301A

Fluides Manipulés :

- Gaz
- Pétrole Brut

Risques Évalués :

Perte de Confinement

Causes de la Perte de Confinement :

1. Défaillances d'équipements

2. Travaux tiers (entretiens, maintenance et à proximité)
3. Corrosion
4. Fuites (brides, vannes, etc.)

Phénomènes Dangereux Potentiels :

1. Boule de feu
2. Jet fire
3. Feu de nappe
4. Explosion
5. Flash fire
6. Pollution

Cette synthèse met en évidence les équipements évalués, les fluides manipulés, les risques analysés (en se concentrant sur la perte de confinement), les causes identifiées de cet événement redouté, les phénomènes dangereux potentiels, ainsi que les détails sur les brèches évaluées et les fréquences associées. En outre, elle inclut une liste des mesures de prévention et des mesures de mitigation proposées pour atténuer ces risques. Cette analyse constitue une base solide pour la gestion proactive des risques liés à ces équipements et fluides.

4.3 Evaluation qualitative de la gravité des phénomènes dangereux

La caractérisation de la gravité des phénomènes dangereux sur la population est déterminée par la connaissance de l'environnement proche des installations.

Pour le comptage des personnes impactées par les effets des différents scénarios d'accident majeurs, il a été pris en compte les points suivants :

- Des concentrations létales de :
 - ✓ 100% à 37.5 Kw/m² pour les effets thermiques de **Jet Fire, Boule de Feu et Feu de Nappe** à l'extérieur des bâtiments
 - ✓ 25% à 37.5w/m² pour les effets thermiques de **Jet Fire et Feu de Nappe** à l'intérieur des bâtiments
 - ✓ 50% de mortalité car les personnes sont censées s'échapper du **Feu de Nappe**.
 - ✓ 50% à 350mbar pour les **effets de surpression** à l'extérieur et l'intérieur des bâtiments
 - ✓ **Flash Fire** : 100% de mortalité, mais la létalité est particulièrement élevée dans une zone spécifique orientée vers la direction importante, et seules les personnes à l'extérieur des bâtiments sont comptées.
- Des niveaux de dommage des biens :
 - ✓ 100 % à 37.5Kw/m² pour les effets thermiques de **Jet Fire et Feu de Nappe**
 - ✓ 80% à 350mbar pour les **effets de surpression**
- La cotation de la gravité sur l'environnement est évaluée en tenant compte de la quantité de brut pouvant être libérée via une fuite durant le temps nécessaire pour une intervention. (Voir l'échelle de gravité de GSE)

Identification des scénarios

Les scénarios retenus pour l'étape de l'évaluation des risques et la modélisation seront identifiés de la manière suivante dans le tableau 4.1 :

TABLEAU 4. 1– Identification des scénarios

N° du scénario	Train	Equipement	Phase	Taille de la brèche	Phénomène dangereux
Sc01	T1 : Train1 T2 : Train2 T3 : Train3 U : Unité	Exemple : Séparateur 200VS301	L : Liquide G :Gaz	R : Rupture franche L : Large fuite M : Moyenne fuite P : Petite fuite F :Fuite	BF : Boule de Feu JF : Jet Fire FN : Feu de Nappe FF : Flash Fire Ex : Explosion PO : Pollution

4.3.1 Détermination de la gravité des accidents majeurs

La détermination du niveau de la gravité des scénarios des accidents majeurs sur la population, l'environnement et les biens et l'installation se fait après avoir déterminé les scénarios probables pour chaque équipement et utiliser l'échelle de la gravité de GSE dans le tableau 2.2 pour déterminer le nombre de létalités, la quantité de produit déversé et la cotation de la gravité humaine, environnementale et sur les biens. (Tableau 4.2)

TABLEAU 4. 2- Détermination de la gravité des accidents majeurs

Equipement	Scénario	Gravité humaine		Gravité de l'environnement		Gravité sur les biens
		Nombre de létalité « NL »	Cotation de la gravité	Quantité de produit déversé « M3 »	Cotation de la gravité	Cotation de la gravité
Séparateur HP 200VS301	SC01-T3-SéparateurHP 200VS 301-L-M-JF	NL<1	3			3
	SC01-T3-SéparateurHP 200VS301-L-P-JF	NL=0	1			1
	SC01-T3-SéparateurHP 200VS301-L-M-FN	NL=0	2			3
	SC01-T3-SéparateurHP 200VS301-L-P-FN	NL=0	1			1
	SC01-T3-SéparateurHP 200VS301-L-M-FF	NL=0	2			
	SC01-T3-SéparateurHP 200VS301-L-P-FF	NL=0	1			
	SC01-T3-SéparateurHP 200VS301-L-M-PO			<10	2	
	SC01-T3-SéparateurHP 200VS301-L-P-PO			<1	1	
Four de rebouillage 210F01	SC02-T3-Rebouil210F01-L-M-JF	NL=0	2			3
	SC02-T3-Rebouil210F01-L-P-JF	NL=0	1			1
	SC02-T3-Rebouil210F01-L-M-FF	NL=0	2			
	SC02-T3-Rebouil210F01-L-P-FF	NL=0	1			
	SC02-T3-Rebouil210F01-L-M-Ex	NL=0	1			2

	SC02-T3-Rebouil210F01-L-M-PO			<10	2	
	SC02-T3-Rebouil210F01-L-P-PO			<1	1	
Pompes de recirculation du rebouilleur 210PA304A/B/C	SC03-T3-Pompe210PA304-L-F-JF	NL=0	1			1
	SC03-T3-Pompe210PA304-L-F-FF	NL=0	1			
	SC03-T3-Pompe210PA304-L-F-Ex	NL=0	1			1
	SC03-T3-Pompe210PA304-L-F-PO			<1	1	
Gas boot d'huile. 250C01	SC04-T3-GasBoot250C01-L-R-FN	NL=0	1			2
	SC04-T3-GasBoot250C01-L-R-FF	NL<2	4			
	SC04-T3-GasBoot250C01-L-R-PO			<1	1	
Compresseur gaz flash HP 360KA301A	SC05-T3-Compres360KA301A-G-R-BF	NL<2	4			
	SC05-T3-Compres360KA301A-G-F-JF	NL=0	1			1
	SC05-T3-Compres360KA301A-G-R-FF	NL=0	1			
	SC05-T3-Compres360KA301A-G-F-FF	NL=0	1			
	SC05-T3-Compres360KA301A-G-R-Ex	NL<2	4			5

4.3.2 Evaluation des risques

L'évaluation des risques est l'étape qui vient après la détermination du niveau de gravité des accidents majeurs, elle signifie la détermination du niveau du risque sur les personnes et la population, l'environnement et sur les biens en utilisant la matrice de l'échelle de risque dans le tableau 2.3 et les fréquences de survenance des phénomènes dangereux (Tableau 4.3).

TABLEAU 4. 3– Evaluation des risques

Equipement	scénario	Fréquence de survenance des phénomènes dangereux	Niveau du risque sur les personnes et la population		Niveau du risque sur l'environnement		Niveau du risque sur les biens	
			Cotation de la gravité sur les personnes	Niveau du risque	Cotation de la gravité sur l'environnement	Niveau du risque	Cotation de la gravité sur les biens	Niveau du risque
Séparateur HP 200VS301	SC01-T3-SéparateurHP 200VS301-L-M-JF	1.43 10-6	3				3	
	SC01-T3-SéparateurHP 200VS301-L-P-JF	1.56 10-5	1				1	
	SC01-T3-SéparateurHP 200VS301- L-M-FN	1.43 10-6	2				3	
	SC01-T3-SéparateurHP 200VS301- L-P-FN	1.56 10-5	1				1	
	SC01-T3-SéparateurHP 200VS301- L-M-FF	1.14 10-6	2					
	SC01-T3-SéparateurHP 200VS 301-L-P-FF	1.25 10-5	1					
	SC01T3SéparateurHP200VS 301 -L-M-PO	1.91 10-5			2			
	SC01-T3-SéparateurHP 200VS 301- L-P-PO	2.08 10-4			1			
	SC02-T3-Rebouil210F01-	7.67 10-7	2				3	

Four de rebouillage 210F01	L-M-JF						
	SC02-T3-Rebouil210F01-L-P-JF	1.78 10-6	1			1	
	SC02-T3-Rebouil210F01-L-M-FF	6.13 10-7	2				
	SC02-T3-Rebouil210F01-L-P-FF	1.43 10-6	1				
	SC02-T3-Rebouil210F01-L-M-Ex	1.83 10-8	1			2	
	SC02-T3-Rebouil210F01-L-M-PO	1.02 10-5			2		
	SC02-T3-Rebouil210F01-L-P-PO	2.39 10-5			1		
Pompes de recirculation du rebouilleur 210PA304A/B/C	SC03-T3-Pompe210PA304 - L-F-JF	8.58 10-4	1			1	
	SC03-T3-Pompe210PA304 - L-F-FF	6.86 10-4	1				
	SC03-T3-Pompe210PA304 - L-F-Ex	4.29 10-5	1			1	
	SC03-T3-Pompe210PA304 - L-F-PO	1.14 10-2			2		
Gas Boot d'huile 250C01	SC04-T3-GasBoot250C01-L-R-FN	2.6 10-6	1			2	
	SC04-T3-GasBoot250C01-L-R-FF	2.6 10-6	4				
	SC04-T3-GasBoot250C01-L-R-PO	4.35 10-5			1		
Compresseur gaz flash HP 360KA301A	SC05-T3-Compres360KA 301A -G-R-BF	4.4 10-6	4				
	SC05-T3-Compres360KA 301A-G-F-JF	1.76 10-4	1			1	

	SC05-T3-Compres360KA 301A-G-R-FF	3.3 10-6	1					
	SC05-T3-Compres360KA 301A-G-F-FF	1.32 10-4	1					
	SC05-T3-Compres360KA 301A-G-R-Ex	2.2 10-7	4			5		

4.4 Criticité des accidents majeurs étudiés dans cette étude

4.4.1 Analyse de la criticité population

Au vu du nombre de personnes potentiellement impactées par un incident au niveau du CTH BRN, une évaluation de la criticité des installations et des différents scénarios a pu être réalisée.

La criticité population est évaluée en tenant compte du nombre de létalités comme il est montré dans le tableau 4.4 :

TABLEAU 4. 4- Grille d'évaluation de criticité humaine

Conséquence		Fréquence d'occurrence					
		Très basse		Basse	Moyenne	Haute	Très haute
		10-6 < F < 10-5		10-5 < F < 10-4	10-4 < F < 10-3	10-3 < F < 10-2	10-2 < F < 10-1
Gravité	Personnes (travailleurs et publique)	Pourrait arriver dans une industrie d'exploitation et de production	S'est produit quelques fois dans une industrie d'exploitation et de production	S'est produit au moins une fois dans une entreprise	S'est produit plusieurs fois dans une entreprise	S'est produit plusieurs fois /an dans une entreprise	
Catastrophique (5)	Plusieurs mortalité (>=2 morts)	Scenario peu probable (F<10-6)					
Majeur (4)	Une mortalité (<2morts) ou plusieurs jours d'arrêt de travail ou une ou plus d'invalidité permanente	Scenario peu probable (F<10-6) -SC05-T3-Compres360KA301A-G-R-Ex	-SC04-T3-GasBoot250C01-L-R-FF -SC05-T3-Compres360KA301A-G-R-BF				
Sévère (3)	Une invalidité permanente (1mort)		-SC01-T3-SéparateurHP200VS301- L-M-JF				
Important (2)	Cas de traitement médical ou cas de temps de travail		-SC01-T3-SéparateurHP200VS301-L-M-FN				

	limité (<=0.5 morts)		<p>-SC01-T3- SéparateurHP200 VS301-L-M-FF</p> <p>-SC02-T3- Rebouil210F01-L- M-JF</p> <p>-SC02-T3- Rebouil210F01-L- M-FF</p>				
Mineur (1)	Blessures mineures		<p>-SC02-T3- Rebouil210F01-L- P-JF</p> <p>-SC02-T3- Rebouil210F01-L- P-FF</p> <p>-SC02-T3- Rebouil210F01-L- M-Ex</p> <p>-SC04-T3- GasBoot250C01- L-R-FN</p> <p>-SC05-T3- Compres360KA3 01A-G-R-FF</p>	<p>-SC01-T3- SéparateurHP200VS 301-L-P-JF</p> <p>-SC01-T3- SéparateurHP200VS 301-L-P-FN</p> <p>-SC01-T3- SéparateurHP200VS 301-L-P-FF</p> <p>-SC03-T3- Pompe210PA304-L- F-Ex</p>	<p>-SC03-T3- Pompe210PA3 04-L-F-JF</p> <p>-SC03-T3- Pompe210PA3 04-L-F-FF</p> <p>-SC05-T3- Compres360K A301A-G-F- JF</p> <p>-SC05-T3- Compres360K A301A-G-F- FF</p>		

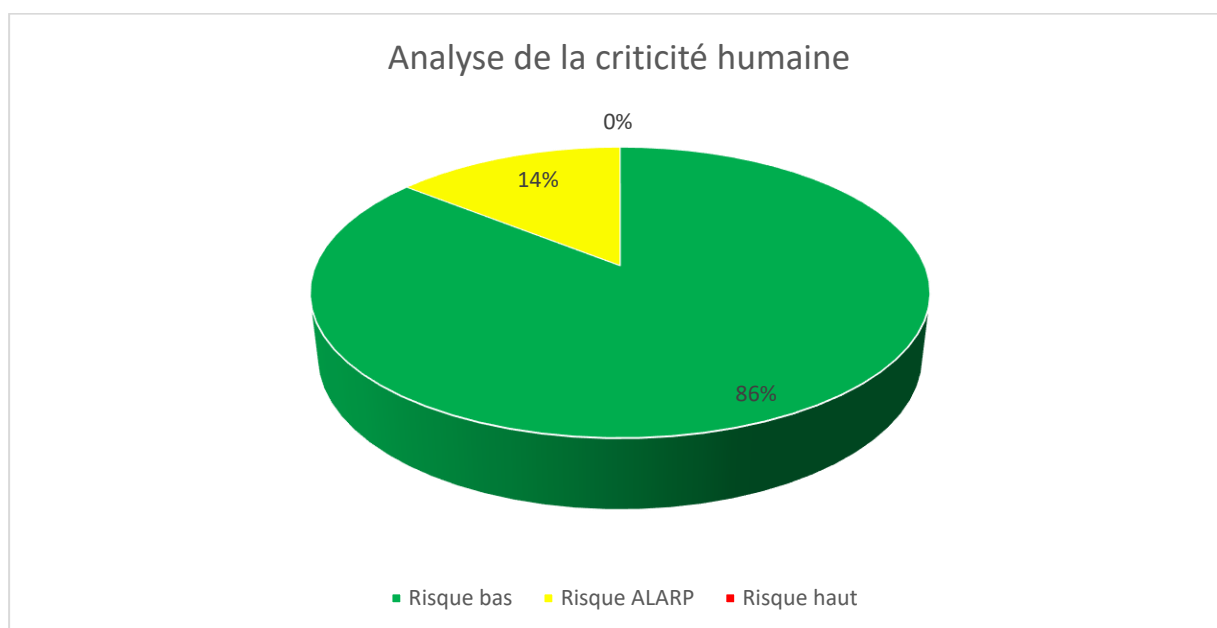


FIGURE 4. 1-Analyse de la criticité humaine

Au vu des résultats de notre étude du point de vue du risque sur les personnes, on peut compter

- Aucun scénario présentant un niveau de risque élevé
- 03 scénarios avec un niveau de risque moyen
- Les scénarios restants sont acceptables avec un niveau de risque bas, soit 18 scénarios.

D'une manière générale, pour les scénarios présentant un niveau de risque moyen provient essentiellement des effets thermiques pour :

- Le Gas Boot d'huile présentant un rayon d'effet important, mais une probabilité de survenance du phénomène dangereux très basse.

Dès lors, des mesures de prévention ou de protection sont nécessaires pour obtenir un niveau de risque plus faible autant que raisonnablement praticable pour ce type des scénarios.

4.4.2 Analyse de la criticité environnementale

La criticité environnementale est évaluée en tenant compte de la quantité de brut, gasoil ou Kérosène pouvant être libérée via une fuite durant le temps nécessaire pour une intervention comme il est montré dans le tableau 4.5. Les quantités de fluide déversées dépendent quant à elles, de la taille de la fuite et de la pression à l'endroit de la fuite.

TABLEAU 4. 5- Grille d'évaluation d'acceptabilité environnementale

Conséquence		Fréquence d'occurrence				
		Très basse	Basse	Moyenne	Haute	Très haute
		$10^{-6} < F < 10^{-5}$	$10^{-5} < F < 10^{-4}$	$10^{-4} < F < 10^{-3}$	$10^{-3} < F < 10^{-2}$	$10^{-2} < F < 10^{-1}$
Gravité	Environnement	Pourrait arriver dans une industrie d'exploitation et de	S'est produit quelques fois dans une industrie d'exploitation et de production	S'est produit au moins une fois dans une entreprise	S'est produit plusieurs fois dans	S'est produit plusieurs fois /a n dans

		producti on			une entrep rise	une entrep rise
Catastroph hique (5)	Déversement (>1000m3) Impact étendu					
Majeur (4)	Déversement (<1000m3) Impact majeur					
Sévère (3)	Déversement (<100m3) Impact local					
Important (2)	Déversement (<10m3) Impact mineur		-SC01-T3- SéparateurHP20 0VS301-L-M- PO -SC02-T3- Rebouil210F01- L-M-PO			
Mineur (1)	Déversement (<1m3) Impact faible		-SC02-T3- Rebouil210F01- L-P-PO -SC04-T3- GasBoot250C01 -L-R-PO	-SC01-T3- SéparateurHP20 0VS301-L-P-PO		

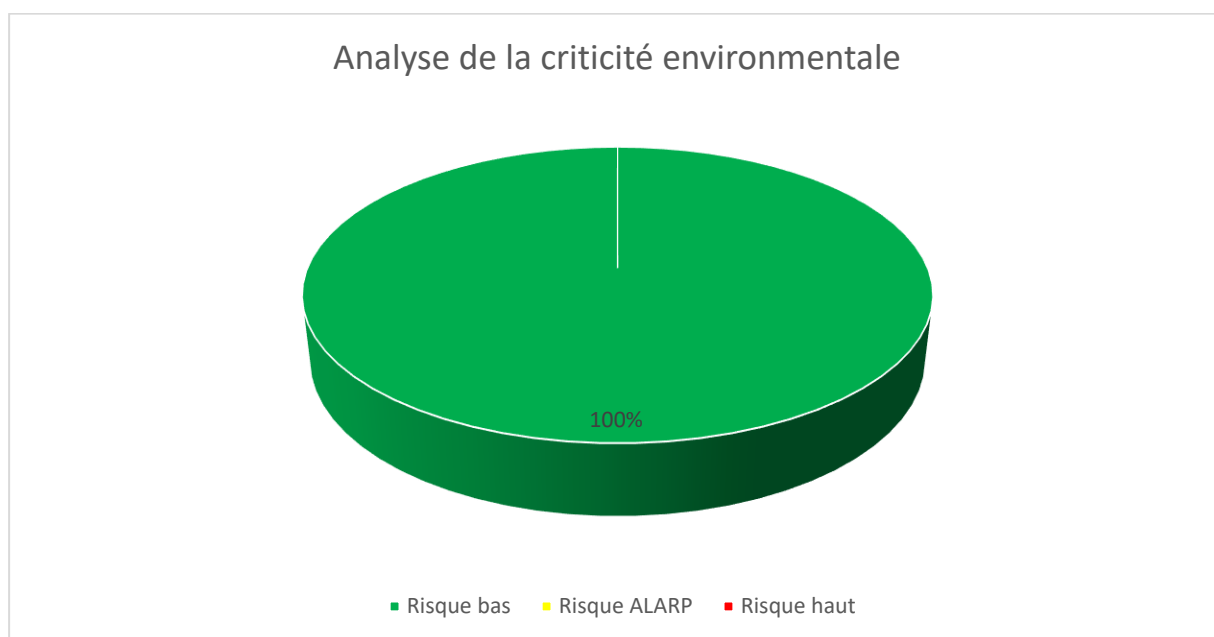


FIGURE 4. 2-Analyse de la criticité environnementale

Au vu des résultats de cette étude du point de vue du risque sur l'environnement, on comptabilise :

- Aucun scenario présentant un niveau de risque élevé ou moyen.
- Tous les scenarios sont acceptables avec un niveau de risque bas, soit 5 scenarios.

Comme les zones procès du CTH sont bétonnées et imperméable muni de drains ouverts et fermés, des rétentions (rétention locale, cuvette de rétention des bacs de stockage et un bassin d'évaporation), ce qui permet de réduire le risque d'atteinte à l'environnement

4.4.3 Analyse de la criticité financière

La criticité financière est évaluée en tenant compte de la destruction des installations et la possibilité d'avoir des effets dominos comme il est montré sur le tableau 4.6 :

TABLEAU 4. 6 - Grille d'évaluation d'acceptabilité financière

Conséquence		Fréquence d'occurrence				
		Très basse	Basse	Moyenne	Haute	Très haute
		10-6<F< 10-5	10-5<F< 10-4	10-4<F< 10-3	10-3<F< 10-2	10-2<F< 10-1
Gravité	Production/biens	Pourrait arriver dans une industrie d'exploitation et de production	S'est produit quelques fois dans une industrie d'exploitation et de production	S'est produit au moins une fois dans une entreprise	S'est produit plusieurs fois dans une entreprise	S'est produit plusieurs fois / an dans une entreprise
Catastrophique	Destruction de	-SC05-T3-Compres360K				

(5)	l'installation et d'installations voisines avec effets dominos (Dommag e étendu)	A301A-G-R-Ex				
Majeur (4)	Destruction de l'installation avec possibilité d'effets dominos (Dommag e majeur)					
Sévère (3)	Dommages importants à une ou plusieurs installations (Dommag e local)	-SC01-T3-SéparateurHP200VS301-L-M-JF -SC01-T3-SéparateurHP200VS301-L-M-FN -SC02-T3-Rebouil210F01-L-M-JF				
Important (2)	Dommages limités à une installation (Dommag e mineur)	-SC02-T3-Rebouil210F01-L-M-Ex -SC04-T3-GasBoot250C01-L-R-FN				
Mineur (1)	Dommages faibles (Dommag e faible)	-SC01-T3-SéparateurHP200VS301-L-P-JF -SC02-T3-Rebouil210F01-L-P-JF	-SC01-T3-SéparateurHP200VS301-L-P-FN	-SC05-T3-Compres360KA301A-G-F-JF		

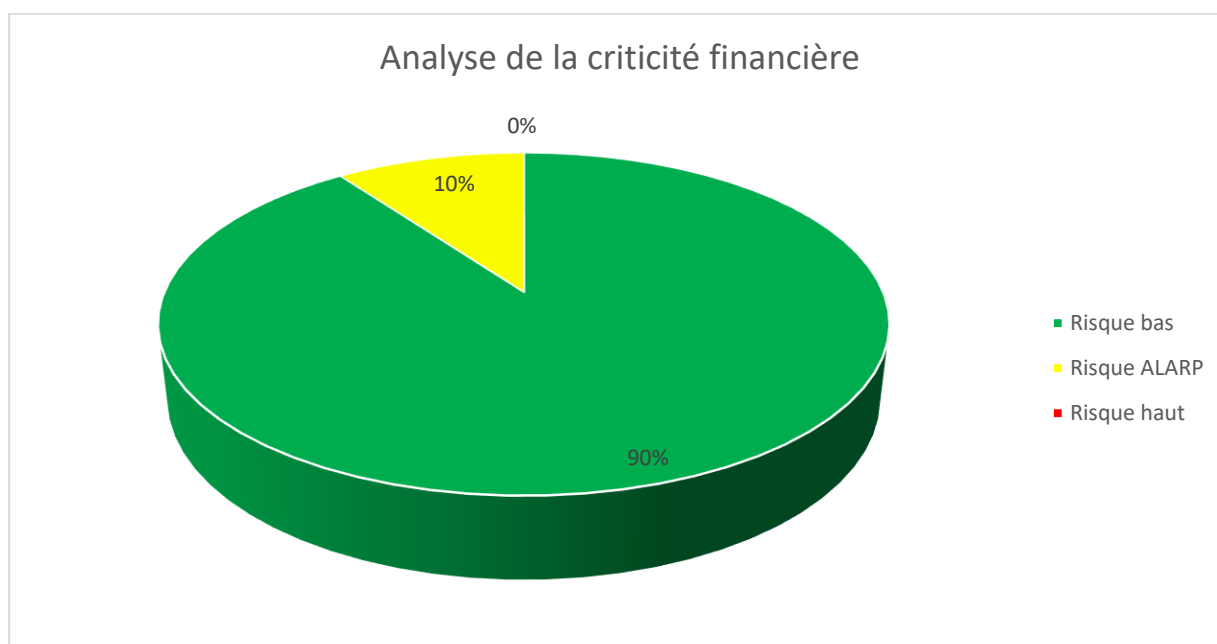


FIGURE 4. 3-Analyse de la criticité financière

Au vu des résultats de cette étude du point de vue du risque financier, on peut compter :

- Aucun scénario présentant un niveau de risque élevé
- 9 scénarios sont acceptables avec un niveau de risque bas.
- 1 scénario présente un niveau de risque moyen, une fréquence de survenance très basse et un niveau de gravité catastrophique dans le cas de l'explosion au niveau du compresseur

Il apparaît que les accidents présentant un coût considérable (gravité financière élevée) sont ceux avec des phénomènes tels que les explosions survenant au niveau du CTH comme les installations de traitement et de réinjection de gaz, vu que le risque d'effet domino est important, pouvant ainsi affecter d'autres installations et aussi la production d'huile et de gaz.

Dès lors des mesures de prévention aux problèmes de perte de confinement devraient être mises en œuvre.

4.5 Détermination des rayons de danger des équipements étudiés

Cette partie est consacrée à la détermination des rayons de danger des équipements sujet d'étude.

Les substances inflammables

Le tableau 4.7 présente les caractéristiques du méthane qui est la substance inflammable prise comme référence :

TABLEAU 4. 7- Les caractéristiques du méthane

Substance	Masse molaire	Limite inférieure d'inflammation	Température d'auto-inflammation	Densité du gaz	Pression de gaz	Température
Méthane	16.042	5%	540°C	0.657	4 bar	15°C

Les caractéristiques des équipements

Les tableaux (4.8 ; 4.9 ; 4.10 ; 4.11 ; 4.12 ; 4.13 ; 4.14) présentent les caractéristiques des équipements :

TABLEAU 4. 8- Caractéristiques du séparateur HP

Equipement	Service	Diamètre (mm)	Dimension(m m)	Capacité (m3)	Température/Pression opératoire	Température/ Pression de calcul
200VS301	Séparateur haute pression	4100	21000 T/T	295.5	15°C à 50°C/ 39bar	-5°C à 75°C/ 48bar

TABLEAU 4. 9- Caractéristiques de la colonne de stabilisation

Equipement	Service	Diamètre (mm)	Distance T-T	Température/Pression opératoire	Température/ Pression de calcul
210VE301	Stripper	4200 HAUT/ 5140 BAS	30200 mm	HAUT : 86°C/8.0bar BAS : 199°C/8.35bar	HAUT : 245°C/ 15bar BAS : 245°C/15bar

TABLEAU 4. 10- Caractéristiques du four de rebouilleur

Equipement	Service	Diamètre (mm)	Distance T-T	Température de service entrée/sortie	Température/ Pression de calcul
210F01	Rebouilleur du stripper	4200 HAUT/ 5140 BAS	30200 mm	181°C 208°C	260°C/ 27bar

TABLEAU 4. 11- Caractéristiques des pompes de recirculation du rebouilleur

Equipement	Service	Dimensions	Débit m3/h	Pression différentielle	Température / pression de refoulement	Température / Pression de calcul
210PA304 A/B/C	Pompes de recirculation du rebouilleur	3.6 × 1.8 × 2.745	635	6.4 bar	157°C 15 bar	245°C/ 32bar

TABLEAU 4. 12- Caractéristiques de la colonne d'absorption

Equipement	Service	Diamètre intérieur	Longueur	Débit m3	Poids Kg	Température / pression de service	Température / Pression de calcul
------------	---------	--------------------	----------	----------	----------	-----------------------------------	----------------------------------

310C01	Colonne d'absorption	2600 mm	11800 mm	67	57500	49°C/37 bar	85°C/ 46bar
--------	----------------------	---------	----------	----	-------	-------------	-------------

TABLEAU 4. 13- Caractéristiques de la colonne Gas Boot d'huile

Equipement	Service	Diamètre intérieur	Longueur	Température/ pression de service	Température/ Pression de calcul
250C01	Gas Boot	1800 mm	9800 mm	10+70°C/ ATM	95°C/ 3.5bar

TABLEAU 4. 14- Caractéristiques du compresseur BP 360KA301A

Equipement	Service	Diamètre intérieur	Débit m3	Poids Kg	Température/ pression de refoulement	Température/ Pression de calcul
360KA301A	compresseur de gaz flash BP	7.44 × 4.09 × 2.745 mm	44060	57500	112°C/ 16.5 bar	-5°C à 180°C/ 24bar

4.5.1 Détermination des rayons de danger du séparateur HP 200VS301

Le tableau 4.15 englobe toutes les étapes à suivre pour déterminer les rayons de danger pour le séparateur HP 200VS301

TABLEAU 4. 15-Détermination des rayons de danger pour le séparateur HP 200VS301

Equipment		Release		Ignition probability			Exposure							Release frequency level	Hole size		Release pressure (bar(a))	Release flow rate (kg/s)	Hazard radius (m) R1 (m)	Source altitude (m)	Hazard radius (m)	
Tag name	Equipment type	Nb. Of release sources	Grade of release	Source of ignition	time spent in areas	Ignition probability on Zone 2 boundary	Average hrs/yr spent on site	Hrs/yr spent on site within radius of plant area	Fraction of time on site spent within plant area	P occ	% of time	N range	Exp		Equipment size (mm)	Release hole diameter (mm)					R2 (m)	R2 (m)
200 VS 301 HP																						
N1 (F1)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
N7 (F2)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
K3 (F3)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
N6 (F4)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
K2 (F5)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
K1 (F6)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
N2 (F7)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
M2 (F8)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2,0 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
K9b (F9)	Flange (Spiral wound joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	0,2 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
K8b (F10)	Flange (Spiral wound joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	0,2 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
N4 (F11)	Flange (Spiral wound joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	0,2 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
N3 (F12)	Flange (Spiral wound joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	0,2 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
N10D (F13)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2,0 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
N10C (F14)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2,0 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
K6B (F15)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
N10B (F16)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2,0 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
K8A (F17)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
K4B (F18)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
N10A (F19)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2,0 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
M1 (F20)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2,0 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
K4A(V1)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
N5(V2)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
K9A(V3)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
N8B(V4)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
N9B(V5)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
N9A(V6)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
K5D(V7)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
K6A(V8)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
K5B(V9)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
K5A(V10)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
K5C(V11)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
K10D(V12)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3	
K10C(V13)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
K10B(V14)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
K10A(V15)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
K8A(V16)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	
V17	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	2	3	

La figure 4.1 illustre la classification des zones ATEX au niveau du séparateur HP 200VS301 en utilisant le tableau 4.15. Les sources de rejet sont de type vannes (v) et brides (F) et portent des tag names comme il est montré sur la figure et dans le tableau (N1, N9A, K10A). (Voir Annexe C)

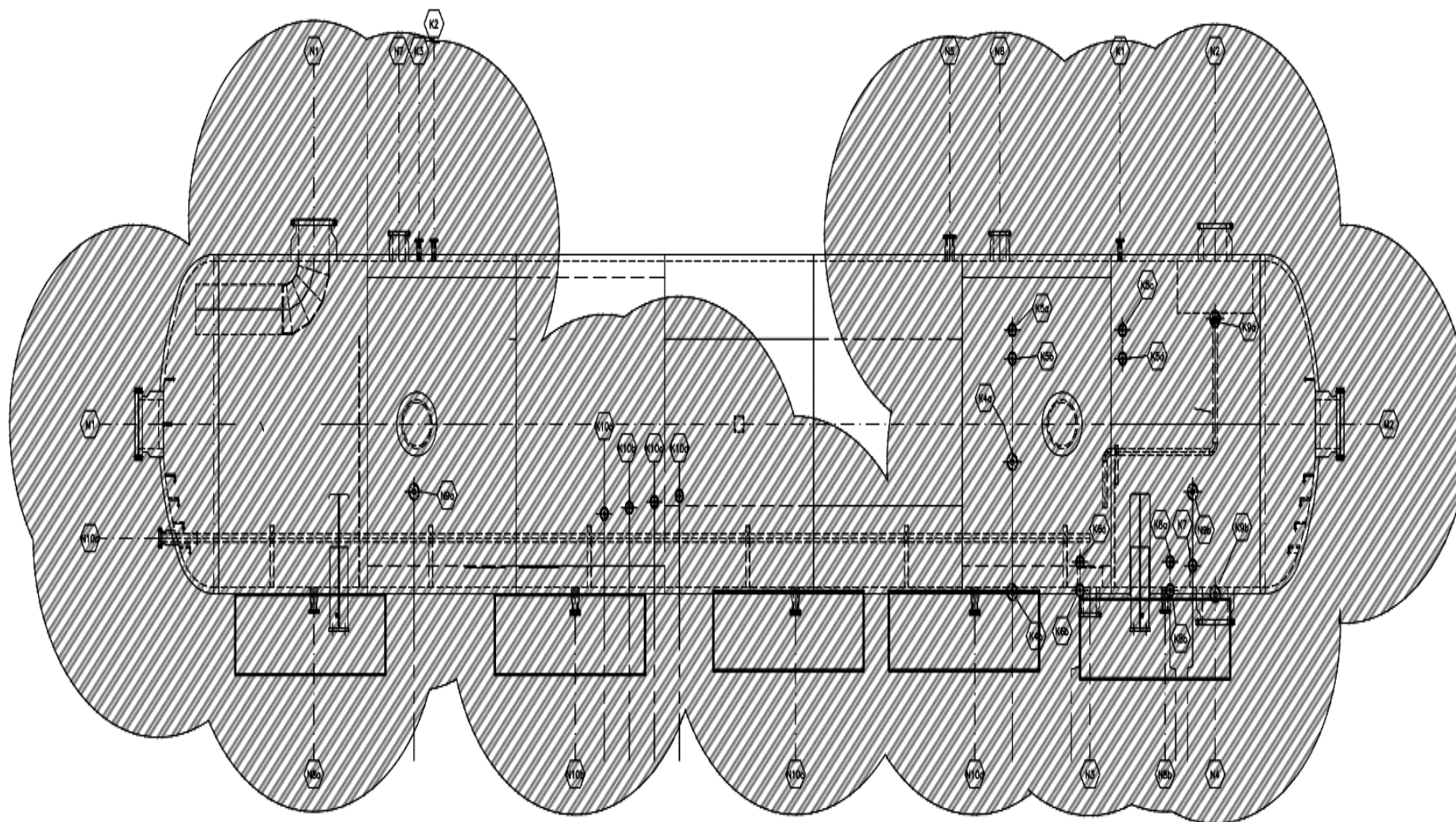


FIGURE 4. 4-Plan de zonage ATEX du séparateur HP 200VS301

4.5.2 Détermination des rayons de danger de la colonne de stabilisation 210VE301

Le tableau 4.16 englobe toutes les étapes à suivre pour déterminer les rayons de danger pour la colonne de stabilisation 210VE301

TABLEAU 4. 16-Détermination des rayons de danger pour la colonne de stabilisation 210VE301

Equipment		Release		Ignition probability			Exposure						Release frequency level	Hole size		Release pressure (bar(a))	Release flow rate (kg/s)	Hazard radius (m)		Source altitude (m)	Hazard radius (m)	
Tag name	Equipment type	Nb. Of release sources	Grade of release	Source of ignition	time spent in areas	Ignition probability on Zone 2 boundary	Average hrs/yr spent on site	Hrs/yr spent on site within radius of plant area	Fraction of time on site spent within plant area	P occ	% of time	N range		Exp	Equipment size (mm)			Release hole diameter (mm)	R1 (m)		R2 (m)	
Colonne de stabilisation																						
F1 (N2)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level I	N/A	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F2 (N1)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level I	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F3 (N13)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level I	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F4 (M2)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level I	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F5 (N12)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level I	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F6 (N3)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level I	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F7 (K4C)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level I	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F8 (N4A)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level I	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F9 (N4B)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level I	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F10 (K5B)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level I	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F11 (K5C)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level I	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F12 (K8)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level I	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F13 (K7)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	50	0,154	1920	240	0,125	0,220	20	30	6,6	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F14 (K3C1)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	50	0,154	1920	240	0,125	0,220	20	30	6,6	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F15 (K40)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	50	0,154	1920	240	0,125	0,220	20	30	6,6	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F16 (K3C2)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	50	0,154	1920	240	0,125	0,220	20	30	6,6	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F17 (K3D1)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,154	1920	480	0,25	0,220	100	30	6,6	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F18 (K3D2)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	480	0,25	0,055	100	1	0,06	Level I	N/A	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F19 (N5B)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	50	0,055	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	0,6 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F20 (N5A)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	50	0,055	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	0,6 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F21 (K2A)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	50	0,055	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	0,6 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F22 (K2B)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	50	0,055	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	0,6 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F23 (K2C)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	480	0,25	0,055	100	1	0,06	Level I	0,6 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F24 (K2D)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	480	0,25	0,055	100	1	0,06	Level I	0,6 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F25 (K2E)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	480	0,25	0,055	100	1	0,06	Level I	0,6 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F26 (K2F)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	480	0,25	0,055	100	1	0,06	Level I	0,6 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F27 (N6)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	480	0,25	0,055	100	1	0,06	Level I	N/A	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F28 (N7)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	480	0,25	0,055	100	1	0,06	Level I	N/A	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F29 (K1C)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	50	0,055	1920	1920	1	0,220	100	1	0,2	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F30 (K1D)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	50	0,055	1920	1920	1	0,220	100	1	0,2	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F31 (K1E)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	1920	1	0,220	100	1	0,2	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F32 (N8)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	1920	1	0,220	100	1	0,2	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F33 (K1F)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	1920	1	0,220	100	1	0,2	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F34 (K1B2)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	1920	1	0,220	100	1	0,2	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F35 (M5)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	1920	1	0,220	100	1	0,2	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F36 (K1B1)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	1920	1	0,220	100	1	0,2	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F37 (K1A2)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	50	0,055	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	N/A	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F38 (K1A1)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	50	0,055	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	N/A	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F39 (K2A)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	0,6 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F40 (K50)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	N/A	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F41 (M3)	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	0,6 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F42 (K4B)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	N/A	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F43 (K3B)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	N/A	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F44 (K3A)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	N/A	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F45 (K6)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	N/A	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F46 (N1B)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	N/A	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F47 (N1A)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	N/A	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
F48 (K4A)	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	100	1	0,03	Level I	N/A	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
V1 (N9)	Valve	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level I	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
V2 (N11)	Valve	Open_plant	Secondary	Controlled	10	0,009	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level I	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
V3 (N10B)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
V4 (N10A)	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	60	0,064	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	
V5 (K9)	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	50	0,055	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A	

La figure 4.2 illustre la classification des zones ATEX au niveau de la colonne de stabilisation 210VE301 en utilisant le tableau 4.16. Les sources de rejet sont de type vannes (v) et brides (F) et portent des tag names comme il est montré sur la figure et dans le tableau (N1, M1,M2...). (Voir Annexe C)

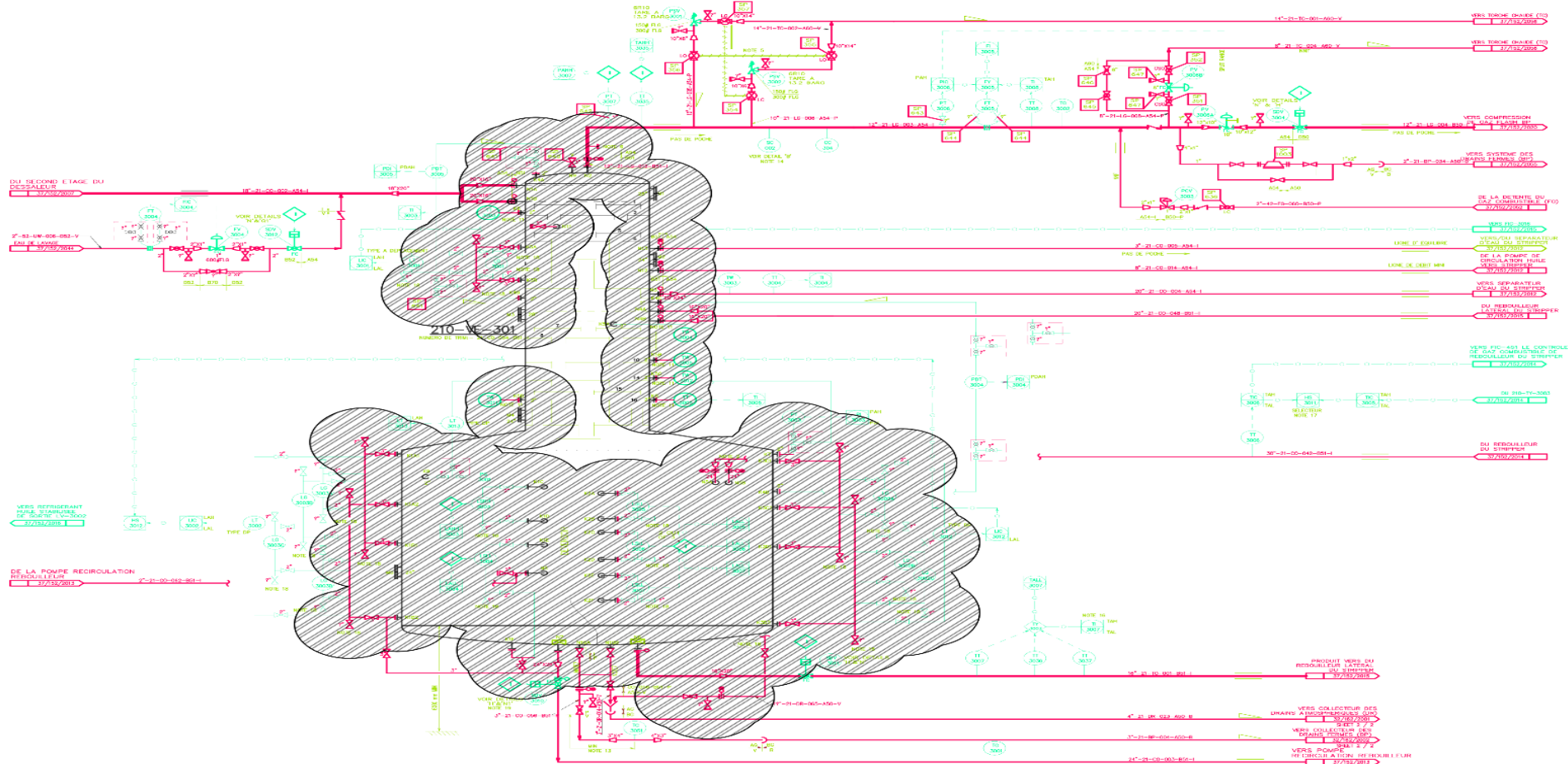


FIGURE 4. 5-Plan de zonage ATEX de la colonne de stabilisation 210VE301

4.5.3 Détermination des rayons de danger du four de rebouillage 210F01

Le tableau 4.17 englobe toutes les étapes à suivre pour déterminer les rayons de danger pour le four de rebouillage 210F01

TABLEAU 4. 17-Détermination des rayons de danger pour le four de rebouillage 210F01

Equipment		Release		Ignition probability			Exposure						Release frequency level	Hole size		Release pressure (bar(a))	Release flow rate (kg/s)	Hazard radius (m)	Source altitude (m)	Hazard radius (m)	
Tag name	Equipment type	Nb. Of release sources	Grade of release	Source of ignition	time spent in areas	Ignition probability on Zone 2 boundary	Average hrs/yr spent on site	Hrs/yr spent on site within radius of plant area	Fraction of time on site spent within plant area	P occ	% of time	N range		Exp	Equipment size (mm)						Release hole diameter (mm)
Rebouilleur du stripper																					
F1	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F2	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F3	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F4	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F5	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F6	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F7	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F8	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F9	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F10	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F11	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F12	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F13	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F14	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F15	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F16	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F17	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F18	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
F19	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V1	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V2	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V3	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V4	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V5	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V6	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V7	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V8	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V9	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V10	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V11	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V12	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V13	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V14	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V15	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V16	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V17	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V18	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,125	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V19	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V20	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V21	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V22	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V23	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V24	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V25	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V26	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V27	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V28	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A
V29	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	1152	0,6	0,130	50	8	1	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	30	N/A

La figure 4.3 illustre la classification des zones ATEX au niveau du four de rebouillage 210F01 en utilisant le tableau 4.17. Les sources de rejet sont de type vannes (v) et brides (F). (Voir Annexe C)

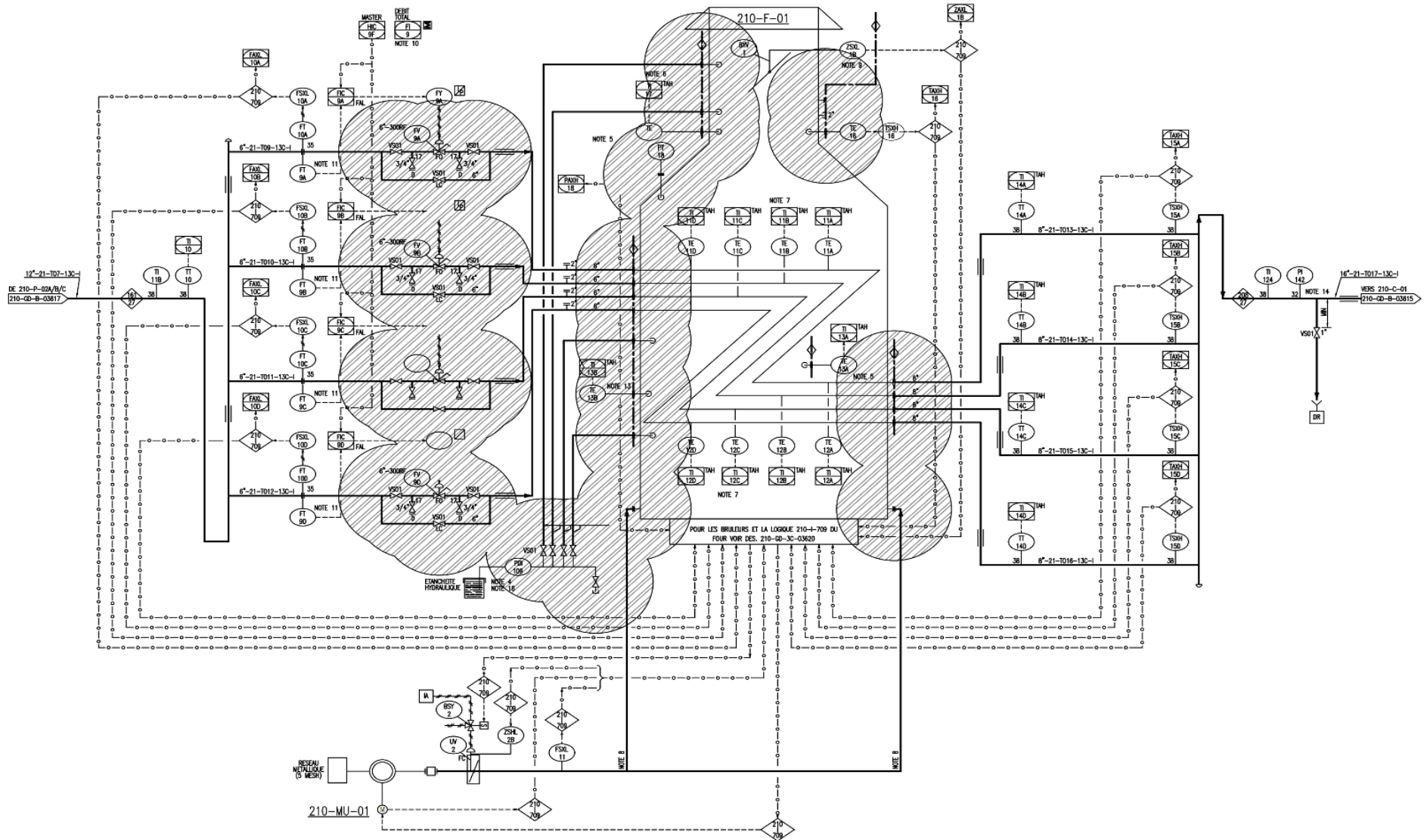


FIGURE 4. 6-Plan de zonage ATEX du four de rebouillage 210F01

4.5.4 Les pompes de recirculation du rebouilleur 210PA304 A/B/C

Le tableau 4.18 englobe toutes les étapes à suivre pour déterminer les rayons de danger pour les pompes de recirculation du rebouillage 210PA304 A/B/C

TABLEAU 4. 18-Détermination des rayons de danger pour les pompes de recirculation du rebouilleur 210PA304 A/B/C

Equipment		Release		Ignition probability			Exposure						Release frequency level	Hole size		Release pressure (bar(a))	Release flow rate (kg/s)	Hazard radius (m)		Source altitude (m)	Hazard radius (m)	
Tag name	Equipment type	Nb. Of release sources	Grade of release	Source of ignition	time spent in areas	Ignition probability on Zone 2 boundary	Average hrs/yr spent on site	Hrs/yr spent on site within radius of plant area	Fraction of time on site spent within plant area	P occ	% of time	N range		Exp	Equipment size (mm)			Release hole diameter (mm)	R1 (m)		R2 (m)	
pompe recirculation rebouilleur																						
V1	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V2	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V3	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V4	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V5	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V6	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V7	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V8	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V9	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V10	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V11	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V12	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V13	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V14	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V15	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V16	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V17	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V18	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V19	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V20	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V21	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V22	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V23	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V24	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V25	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V26	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
V27	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
P1	Pump (Single seal throttle bush)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	A or 0,1 SD	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
P2	Pump (Single seal throttle bush)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	A or 0,1 SD	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
P3	Pump (Single seal throttle bush)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	A or 0,1 SD	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
F1	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
F2	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	
F3	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	1	2,5	

La figure 4.4 illustre la classification des zones ATEX au niveau des pompes de rebouilleur 210PA304 A/B/C en utilisant le tableau 4.18. les sources de rejet sont de type vannes (V), brides (F) et pompes (P). (Voir Annexe C)

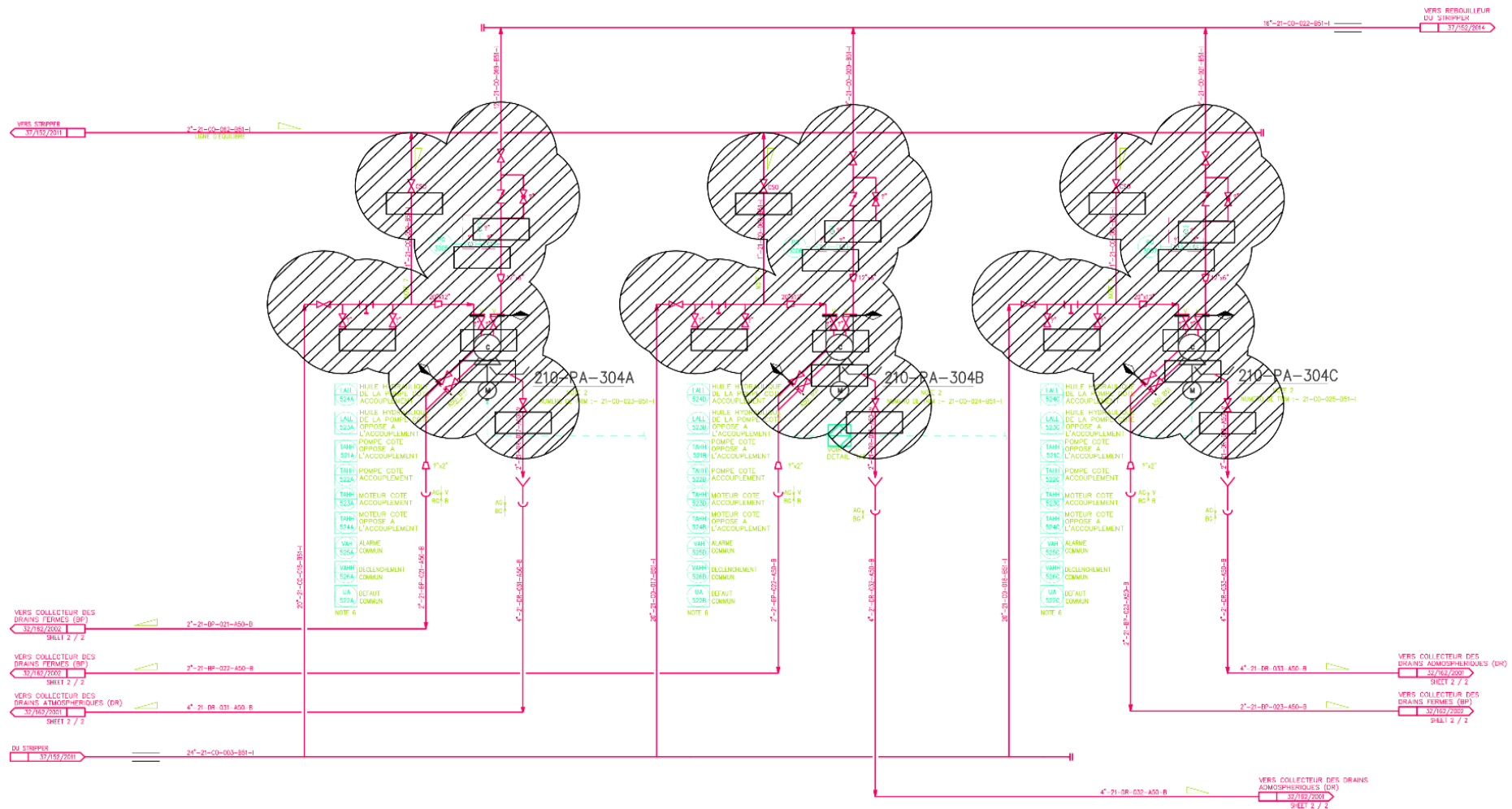


FIGURE 4. 7-Plan de zonage ATEX des pompes du rebouilleur 210PA304A/B/C

4.5.5 Détermination des rayons de danger de la colonne Gas Boot 250C01

Le tableau 4.19 englobe toutes les étapes à suivre pour déterminer les rayons de danger pour la colonne Gas Boot 250C01

TABLEAU 4. 19-Détermination des rayons de danger de la colonne Gas Boot d'huile 250C01

Equipment		Release		Ignition probability			Exposure						Release frequency level	Hole size		Release pressure (bar(a))	Release flow rate (kg/s)	Hazard radius (m)			
Tag name	Equipment type	Nb. Of release sources	Grade of release	Source of ignition	time spent in areas	Ignition probability on Zone 2 boundary	Average hrs/yr spent on site	Hrs/yr spent on site within radius of plant area	Fraction of time on site spent within plant area	P occ	% of time	N range		Exp	Equipment size (mm)			Release hole diameter (mm)	R1 (m)	Source altitude (m)	R2 (m)
Gas Boot 250C01																					
V1	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	0	2,5
V2	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	1	2,5
V3	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	1	2,5
V4	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	1	2,5
V5	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	1	2,5
V6	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	1	2,5
V7	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	2	2,5
V8	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	2	2,5
V9	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	2	2,5
V10	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	2	2,5
V11	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	2	2,5
V12	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	2	2,5
V13	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	3	2,5
V14	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	3	2,5
V15	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	4	N/A
V16	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	4	N/A
V17	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	4	N/A
V18	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2 mm	1	5	0,1	2	4	N/A
V19	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	4	N/A
F1	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	0	2,5
F2	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	1	2,5
F3	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	2	2,5
F4	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	2	2,5
F5	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	2	2,5
F6	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	2	2,5
F7	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	2	2,5
F8	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	2	2,5
F9	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	2	2,5
F10	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	2	2,5
F11	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	3	2,5
F12	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	3	2,5
F13	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2,0 mm	1	5	0,1	2	3	2,5
F14	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Medium	50	0,055	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2,0 mm	1	5	0,1	2	4	N/A
F15	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	4	N/A
F16	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	0,1 mm	1	5	0,1	2	4	N/A
F17	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2,0 mm	1	5	0,1	2	4	N/A
F18	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2,0 mm	1	5	0,1	2	4	N/A
F19	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2,0 mm	1	5	0,1	2	4	N/A
F20	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	50	8	0,44	Level II	2,0 mm	1	5	0,1	2	4	N/A

La figure 4.5 illustre la classification des zones ATEX au niveau de la colonne Gas Boot 250C01 en utilisant le tableau 4.19. Les sources de rejet sont de type vannes (v) et brides (F). (Voir Annexe C)

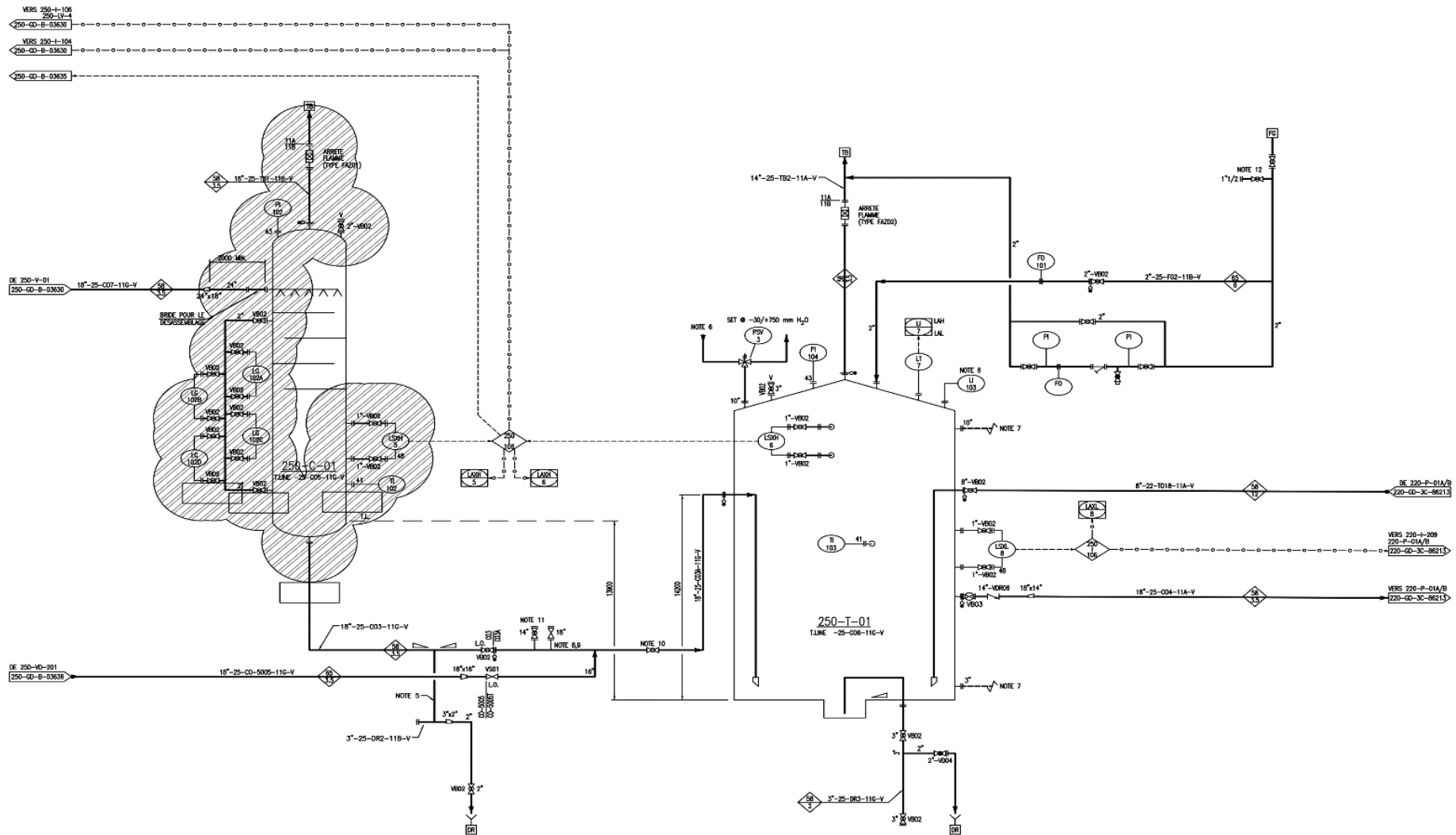


FIGURE 4. 8-Plan de zonage ATEX de la colonne Gas Boot d'huile 250C01

4.5.6 Détermination des rayons de danger de la colonne d'absorption 310C01

Le tableau 4.20 englobe toutes les étapes à suivre pour déterminer les rayons de danger pour la colonne d'absorption 310C01

TABLEAU 4. 20-Détermination des rayons de danger de la colonne d'absorption 310C01

Equipment		Release		Ignition probability			Exposure							Release frequency level	Hole size		Release pressure (bar(a))	Release flow rate (kg/s)	Hazard radius (m)		
Tag name	Equipment type	Nb. Of release sources	Grade of release	Source of ignition	time spent in areas	Ignition probability on Zone 2 boundary	Average hrs/yr spent on site	Hrs/yr spent on site within radius of plant area	Fraction of time on site spent within plant area	P occ	% of time	N range	Exp		Equipment size (mm)	Release hole diameter (mm)			R1 (m)	Source altitude (m)	R2 (m)
Colonne d'absorption																					
V1	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
V2	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
V3	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
V4	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
V5	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
V6	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
V7	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
V8	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
V9	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
V10	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
V11	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
V12	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
V13	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
V14	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
V15	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
V16	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
V17	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
V18	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
V19	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
V20	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
V21	Valve	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
F1	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
F2	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
F3	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
F4	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2,0 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
F5	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
F6	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
F7	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
F8	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	2,0 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
F9	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	4	N/A
F10	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
F11	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
F12	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
F13	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
F14	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
F15	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
F16	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
F17	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
F18	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
F19	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
F20	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
F21	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3
F22	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Medium	40	0,046	1920	480	0,25	0,055	20	16,7	0,92	Level II	0,1 mm	1	50	0,04	2,5	3	3

La figure 4.6 illustre la classification des zones ATEX au niveau de la colonne d'absorption 310C01 en utilisant le tableau 4.20. Les sources de rejet sont de type vannes (v) et brides (F). (Voir Annexe C)

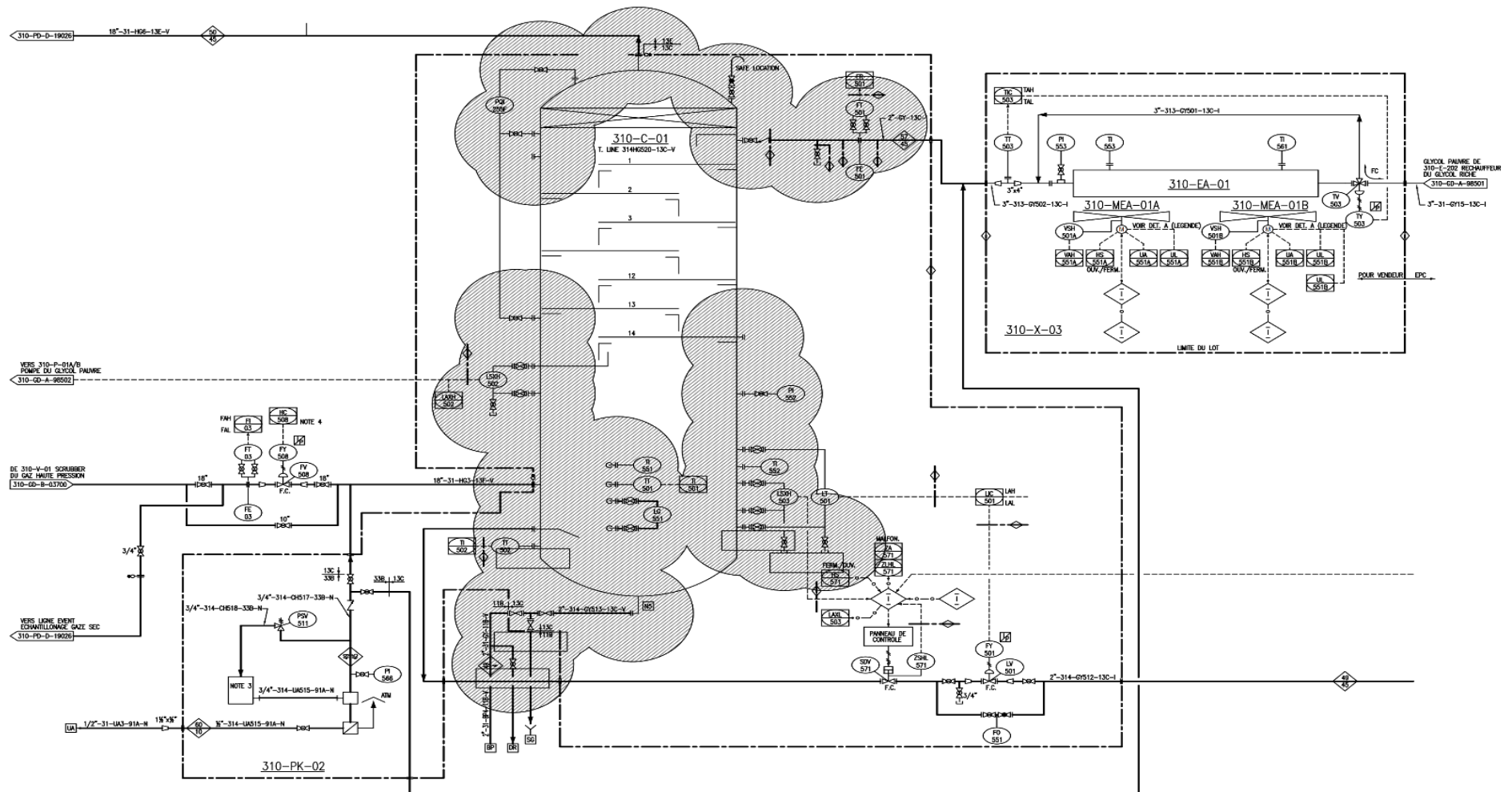


FIGURE 4. 9-Plan de zonage ATEX de la colonne d'absorption 310C01

4.5.7 Détermination des rayons de danger du compresseur BP 360KA301A

Le tableau 4.21 englobe toutes les étapes à suivre pour déterminer les rayons de danger pour le compresseur BP 360KA301A




TABLEAU 4. 21-Détermination des rayons de danger du compresseur BP 360KA301A







Equipment		Release		Ignition probability			Exposure							Hole size		Release pressure (bar(a))	Release flow rate (kg/s)	Hazard radius (m)			
Tag name	Equipment type	Nb. Of release sources	Grade of release	Source of ignition	time spent in areas	Ignition probability on Zone 2 boundry	Average hrs/yr spent on site	Hrs/yr spent on site within radius of plant area	Fraction of time on site spent within plant area	P occ	% of time	N range	Exp	Release frequency level	Equipment size (mm)			Release hole diameter (mm)	R1 (m)	Source altitude (m)	Hazard radius (m) R2 (m)
COMPRESSEUR																					
V1	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	2	2,5
V2	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	2	2,5
V3	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	2	2,5
V4	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	2	2,5
V5	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	2	2,5
V6	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	2	2,5
V7	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	2	2,5
V8	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	2	2,5
V9	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	2	2,5
V10	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	3	2,5
V11	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	3	2,5
V12	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	3	2,5
V13	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	3	2,5
V14	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	3	2,5
V15	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	3	2,5
V16	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	3	2,5
V17	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	3	2,5
V18	Valve	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2 mm	1	10	0,02	2,5	3	2,5
F1	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	2	2,5
F2	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	2	2,5
F3	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	2	2,5
F4	Flange (upper bound)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	2,0 mm	1	10	0,02	2,5	3	2,5
F5	Flange (Ring type joint)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	0,1 mm	1	10	0,02	2,5	3	2,5
K	Compressor (Floating ring)	Open_plant	Secondary	Weak	40	0,244	1920	240	0,13	0,028	20	16,7	0,5	Level II	22 mm	1	10	0,02	2,5	3	2,5





4.6 Examen d'adéquation des équipements en zone ATEX



Après la réalisation de la classification ATEX, un examen d'adéquation des matériels électriques installés en zone ATEX doit être réalisé pour vérifier leur conformité selon le tableau 4.22.

TABLEAU 4. 22-Examen d'adéquation des équipements en zone ATEX

N°	Localisation en zone			Inventaire du matériel			Conformité du matériel/ zone ATEX	
	Localisation & Emplacement	Zone ATEX	Groupe de Gaz & Classe T°	Équipement & Tag	Marque ATEX	Adéquation	Observations/ Constats	Photos
01	Séparateur HP 200VS301 	2	IIC T6	Boite d'alarme	II 2 GD Ex e II T6	Catégorie : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/> Groupe de gaz : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/> Classe de Température : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/>	- Equipement adéquat - Marquage lisible (groupe de gaz n'est pas mentionné) - Presse étoupe d'entrée de câble conforme	 

<p>0 2</p>	<p>Four de rebouillage 210F01</p> 	<p>2</p>	<p>IIC T6</p>	<p>Alarme incendie</p>	<p>EEx d IIC T6</p>	<p>Catégorie : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/> Groupe de gaz : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/> Classe de Température : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/></p>	<p>- Equipement adéquat ; - Marquage illisible - Presse étoupe d'entrée de câble conforme</p>		
<p>0 3</p>	<p>Four de rebouillage 210F01</p> 	<p>2</p>	<p>IIC T5</p>	<p>Armoire électrique</p>	<p>EEx e II T5 IP65</p>	<p>Catégorie : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/> Groupe de gaz : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/> Classe de Température : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/></p>	<p>- Equipement adéquat ; - Marquage lisible ; - Le groupe de gaz n'est pas mentionné - Presse étoupe d'entrée de câble conforme ; - Gaine de câble conforme</p>		

<p>0 4</p>	<p>Pompes de rebouilleur 210PA304A/B/ C</p>	<p>2</p>	<p>IIC T6</p>	<p>Boite de jonction</p>	<p>II 2GD EEx e IIC T6 IP66</p>	<p>Catégorie : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/> Groupe de gaz : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/> Classe de Température : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/></p>	<p>- Equipement adéquat ; - Marquage illisible (écriture effacée sur la plaque signalétique) ; - Presses étoupes d'entrées de câble conformes ;</p>		
<p>0 5</p>	<p>Colonne Gas Boot d'huile 250C01</p> 	<p>2</p>	<p>IIB T5</p>	<p>Contrôleur de température</p>	<p>E Ex d IIB T5</p>	<p>Catégorie : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/> Groupe de gaz : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/> Classe de Température : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input type="checkbox"/></p>	<p>- Equipement adéquat ; - Marquage lisible; - Presses étoupes d'entrées de câble conforme (protection d) ;</p>		

07	Compresseur BP 360KA301A	2	IIB T4	Panneau de contrôle	II 2 G Ex de IIB T4	<p>Catégorie : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>Groupe de gaz : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>Classe de Température : Oui <input checked="" type="checkbox"/> - Non <input checked="" type="checkbox"/></p>	<p>- Equipement s adéquats en zone ATEX (pas de marquage sur l'équipement et sur la fiche technique) ;</p> <p>- Classe de température inconnue ;</p> <p>- Marquage illisible</p> <p>- Presses étoupes d'entrée de câbles conformes ;</p> <p>- Absence de 13 boulons de serrage.</p>		
----	--------------------------	---	--------	---------------------	---------------------	--	---	--	--

4.7 Conclusion

En conclusion de ce chapitre consacré à l'étude de cas, notre analyse préliminaire des risques s'est révélée être une étape cruciale dans la compréhension des phénomènes dangereux potentiels au sein de nos équipements. Cette démarche nous a permis d'identifier et de caractériser les différents scénarios de risque. Grâce à une évaluation qualitative rigoureuse, nous avons pu hiérarchiser ces scénarios en fonction de leur niveau de risque, ce qui nous a guidés dans la prise de décisions stratégiques en matière de sécurité. Par ailleurs, la classification ATEX a été un outil précieux pour catégoriser nos équipements en fonction de leur potentiel d'explosion. Enfin, nous avons réalisé avec succès un examen d'adéquation des équipements électriques, garantissant ainsi leur conformité aux normes de sécurité. Dans l'ensemble, ce chapitre a été essentiel pour mieux appréhender et gérer les risques liés à nos équipements, renforçant ainsi notre engagement envers la sécurité et la conformité.

CHAPITRE 5. Modélisation des scénarios d'accident

5.1 Introduction

Ce chapitre se penche sur l'évaluation de la perte de confinement dans un équipement, une situation qui peut potentiellement conduire à des accidents majeurs. Ces accidents peuvent survenir soit immédiatement sous forme d'ignition instantanée, comme un jet de feu, une boule de feu ou un feu de nappe, soit de manière différée, comme un feu de nappe ou un flash fire. La section suivante de ce chapitre examine les conséquences de ces accidents majeurs, en se basant sur divers paramètres qui sont utilisés comme hypothèses de départ pour les simulations.

5.2 Logiciel utilisé pour simulation

Les simulations des phénomènes dangereux contenus dans cette étude ont été réalisées avec la version 7.2 du logiciel PHAST® développé par la société DNV TECHNICA. Ce logiciel permet de modéliser l'ensemble des phénomènes dangereux résultant d'un épanchement de liquide ou d'un gaz.

Le brut est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles associés à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers, il peut également contenir des bulles de gaz, de l'eau et des solides en suspension.

En raison de cette composition complexe, il est difficile de caractériser le comportement du produit en cas d'épandage accidentel par exemple.

Pour pouvoir modéliser les scénarios d'accident, il est nécessaire de formuler des hypothèses sur les produits à considérer afin de représenter au mieux, à l'aide du logiciel Phast, les différents phénomènes susceptibles de survenir en situation accidentelle.

5.3 Substances de référence pour modéliser

Sur base des caractéristiques physico-chimique du brut, on a décidé de réaliser la modélisation de celui-ci en utilisant le **N-hexane**, le **méthane** et le **N-Dodecane** comme des substances de référence pour la modélisation des phénomènes impliquant la phase liquide du brut, le gaz et la phase liquide du **Gasoil et du Kérosène** respectivement.

5.4 Paramètres climatiques utilisés pour la simulation

En règle générale, dans les analyses des risques, seule la classe de stabilité « F » - très stable – est étudiée. Afin de prendre en compte les conditions spécifiques au climat aride et désertique, la classe de stabilité « C » sera également analysée dans cette étude. Les spécificités de ces conditions climatiques sont les suivantes :

- ✓ Classe de stabilité « F » : conditions dites « très stables », rencontrées généralement durant la nuit et compatibles avec des vitesses de vent inférieures à 3m/s ;
- ✓ Classe de stabilité « C » : conditions dites « faiblement instables », rencontrées dans les climats arides et désertiques et représentative de vents d'environ 35km/h.

La température du sol permet, quant à elle, de tenir compte d'un éventuel réchauffement / refroidissement de la nappe lors de l'épanchement. Ce paramètre peut jouer un rôle important dans le débit d'évaporation de la flaque.

Le tableau 5.1 présente les paramètres climatiques utilisés pour les deux classes de stabilité prises dans cette étude :

TABLEAU 5. 1 - Paramètres climatiques utilisés dans cette étude

Paramètres	Conditions très stables	Conditions faiblement instables
Vitesse du vent	3m/s	10m/S
Classe de stabilité atmosphérique	F	C
Température ambiante	15°C	47°C
Température du sol	15°C	47°C
Humidité relative	70%	70%

5.5 Identification des scénarios d'accidents majeurs

5.5.1 Tailles des brèches

Les tailles de brèches prises en compte pour les différents équipements étudiés sont résumées dans le tableau 5.2 : [19]

TABLEAU 5. 2- Les différentes brèches étudiées pour chaque équipement

Équipement	Petite fuite (mm)	Moyenne fuite (mm)	Large fuite (mm)	Rupture catastrophique (mm)
Réservoir	10	25	/	Rupture franche
Canalisation	0.1D	0.15D	0.36D	D : Diamètre de la canalisation
Echangeur	10	35	100	Rupture franche
Pompe	0.1D	/	/	/
Compresseur	0.1D	/	/	D : Diamètre de la canalisation

5.5.2 Temps de fuite

Le temps maximal de fuite définit la limite supérieure pour la durée de fuite mais également la limite supérieure pour la durée des calculs (pour les modèles réservoir, Pipe en tant que source et pour les évaporations de flaques).

Le tableau 5.3 présente les différents temps maximaux de fuites choisis pour étudier les équipements du CTH BRN. [19]

TABLEAU 5. 3 - Temps de fuite au niveau du CTH BRN

Installation	Taille des fuites	Temps maximale de fuite	Type de système d'isolation
CTH	Toutes les tailles de fuites	120s	Système d'isolation automatique

5.5.3 Niveau d'impact des phénomènes dangereux sur les personnes et les biens

Les impacts des seuils d'effets des phénomènes dangereux utilisés pour évaluer la gravité humaine et des biens sont définis dans le tableau 5.4

TABLEAU 5. 4 - Taux d'impact des phénomènes dangereux sur les personnes et les biens

Phénomène dangereux	Seuil d'effet	Taux de létalité pour la gravité humaine	Taux de dommages sur les biens
Surpression	350 mbar	50%	80%
Flash Fire	LII	100%	/
Boule de Feu	37.5 Kw/m ²	100%	/
	5Kw/m ²	1%	/
Jet Fire/ Feu de Nappe	37.5 Kw/m ²	100%	100%
	5Kw/m ²	1%	/

5.5.4 Les scénarios modélisés

Les scénarios modélisés sont présentés dans le tableau 5.5 :

TABLEAU 5. 5– Les scénarios modélisés

Scénario n°	Train	Installation	Équipement	Fluide/Type d'équipement	Phase	Pression opératoire (BAR)	Température opératoire (°C)	Débit (KG/S)	Inventaire (M3)	Diamètre (MM)	Diamètre de la brèche
01	Train 3	Unité 200 : circuit froid de l'huile	Séparateur HP 200VS301	Huile/ Réservoir sous pression	Liquide	40	50	150	295	/	P=10 M=25 R
02		Unité 210 : circuit chaud de l'huile	Four de rebouillage 210FA301	Huile/Pipe	Liquide	9.5	158	229.16	/	203.2	P=20.32 M=30.48 L=73.15 R=203.2
			Pompes de recirculation du rebouilleur 210PA304A/B/C	Huile/pompe	Liquide	15	157	141.11	/	152.4	F=15.24 25,4
03		Unité 250 : Hors spec	Gas Boot d'huile 250C01	Huile/ Réservoir atmosphérique	Liquide	1	95	/	52.44	/	P=10 M=25 R
04		Unité 360 : compression et boosting	Compresseur Gaz Flash HP 360KA301A	Gaz/compressur	Gazeux	16.5	112	25.24	/	203.2	F=20.32 R=203.2

5.5.5 Conséquences des scénarios d'accident majeurs

Les conséquences de ces scénarios vont dépendre de différents paramètres inhérents à chaque installation définis dans le tableau précédent, qui vont permettre dans un premier temps de définir le débit de fuite. Ces paramètres sont :

- Les diamètres des canalisations ;
- Le diamètre de fuite ;
- La pression des installations ;
- La température du produit

Une fois le débit de fuite déterminé, les conséquences de l'accident majeur pourront être évaluées en fonction :

- Des conditions climatiques (température, vitesse du vent, turbulence, ...) ;
- De l'environnement (encombrement, type de sol, ...) ;
- Du temps d'intervention estimé.

Cette libération conduit, en présence d'une source d'étincelle, aux conséquences suivantes :

- Jet Fire/ Boule de Feu
- Flash Fire
- Feu de nappe

Les résultats des conséquences des scénarios sont repris dans le tableau ci-après, et ce pour les deux conditions météorologiques retenues (3F et 10C), différents seuils, ainsi que pour les diamètres de fuite sélectionnés.

Le tableau 5.6 présente les distances d'effets des phénomènes dangereux suite à une perte de confinement déterminés par le logiciel Phast après avoir utilisé les conditions déterminés avant :

TABLEAU 5. 6 - Distances d'effets des phénomènes dangereux suite à une perte de confinement

Equipement	Scénario	Condition climatique 10C (Jour)			Condition climatique 3F (Nuit)		
		-Effet thermique 3KW/M2 -Effet de surpression 50MBAR	-Effet thermique 5KW/M2 -Effet de surpression 140MBAR	-LII -Effet thermique 37.5KW/M2 -Effet de surpression 350MBAR -Pollution (en M3)	-Effet thermique 3KW/M2 -Effet de surpression 50MBAR (effet irréversible)	-Effet thermique 5KW/M2 -Effet de surpression 140MBAR	-LII -Effet thermique 37.5KW/M2 -Effet de surpression 350MBAR -Pollution (en M3)
Séparateur HP 200VS301	SC01-T3- SéparateurHP200VS301- L-M-JF	70,1615	60,6653	38,6307	82,2465	71,5123	46,4188
	SC01-T3- SéparateurHP200VS301- L-P-JF	23,1431	20,1905	13,268	26,2907	23,0773	15,3783
	SC01-T3- SéparateurHP200VS301- L-M-FN	57,5575	50,4988	18,5488	56,072	47,2546	18,0244
	SC01-T3- SéparateurHP200VS301- L-P-FN	32,2546	28,4498	10,7069	29,925	25,0978	8,98124
	SC01-T3- SéparateurHP200VS301- L-M-FF	/	/	46,6094	/	/	54,2494

	SC01-T3- SéparateurHP200VS301- L-P-FF	/	/	5,25274	/	/	10,5853
	SC01-T3- SéparateurHP200VS301- L-M-PO	/	/	4.5	/	/	/
	SC01-T3- SéparateurHP200VS301- L-P-PO	/	/	0.41	/	/	
Four de rebouillage 210FA301	SC02-T3- Rebouil210F01- L-M-JF	36,3688	31,2705	19,502	39,8665	34,6951	22,9996
	SC02-T3-Rebouil210F01- L-P-JF	22,7823	19,5943	12,1891	24,8825	21,7107	14,3991
	SC02-T3-Rebouil210F01- L-M-FF	/	/	12,5519	/	/	18,9422
	SC02-T3-Rebouil210F01- L-P-FF	/	/	6,74199	/	/	9,15044
	SC02-T3-Rebouil210F01- L-M-Ex	29,6197	20,163	/	40,3635	27,1914	/
	SC02-T3-Rebouil210F01- L-M-PO	/	/	1,69	/	/	/
	SC02-T3-Rebouil210F01- L-P-PO	/	/	0,61	/	/	/
Pompes de recirculation du rebouilleur 210PA304A/B/C	SC03-T3- Pompe210PA304- L-F-JF	20,7242	17,8245	11,0646	22,6228	19,7452	13,0826
	SC03-T3- Pompe210PA304-	/	/	6,22411	/	/	8,14707

	L-F-FF						
	SC03-T3- Pompe210PA304- L-F-Ex	/	/	/	14,9084	8,49916	/
	SC03-T3- Pompe210PA304- L-F-PO	/	/	0.49	/	/	/
Gas Boot d'huile 250C01	SC04-T3- GasBoot250C01- L-R-FN	145,755	105,632	/	125,833	93,6122	/
	SC04-T3- GasBoot250C01- L-R-FF	/	/	150,18	/	/	105,887
	SC04-T3- GasBoot250C01- L-R-PO	/	/	0.92	/	/	/
Compresseur Gaz Flash HP 360KA301A	SC05-T3- Compres360KA301A- G-R-BF	344,437	268,464	68,6519	393,126	305,123	84,6286
	SC05-T3- Compres360KA301A- G-F-JF	12,6529	11,8227	/	12,6823	11,5581	/
	SC05-T3- Compres360KA301A- G-R-FF	/	/	45,3454	/	/	28,1159

	SC05-T3- Compres360KA301A- G-F-FF	/	/	4,51801	/	/	5,57603
	SC05-T3- Compres360KA301A- G-R-Ex	215,941	104,956	62,5748	204,082	89,1052	45,1996

5.5.6 Cartographie de quelques aléas majeurs présentant un niveau de risque moyen

Les distances d'effets pour quelques scénarios de niveau de risque moyen pour différentes fuites, sont reportées sur les cartes ci-dessous :

5.5.6.1 SC03-T3-Pompe210PA304-L-F-JF

La figure 5.1 représente Cartographie du rayon d'effet d'un Jet Fire pour une fuite de la pompe 210PA304 (phase liquide) :



FIGURE 5. 1 - Cartographie du rayon d'effet d'un Jet Fire pour une fuite de la pompe 210PA304 (phase liquide)

5.5.6.2 SC03-T3-Pompe210PA304-L-F-FF

La figure 5.2 représente la cartographie du rayon d'effet d'un Flash Fire pour une fuite au niveau de la pompe 210PA304 (phase liquide) :



FIGURE 5. 2- Cartographie du rayon d'effet d'un Flash Fire pour une fuite au niveau de la pompe 210PA304 (phase liquide)

5.5.6.3 SC04-T3-GasBoot250C01-L-R-FF

La figure 5.3 représente la cartographie du rayon d'effet d'un Flash Fire suite à une rupture franche au niveau du Gaz Boot 250C01 (phase liquide) :



FIGURE 5. 3- Cartographie du rayon d'effet d'un Flash Fire suite à une rupture franche au niveau du Gaz Boot 250C01 (phase liquide)

5.5.6.4 SC05-T3-Compres360KA301A-G-R-BF

La figure 5.4 représente la Cartographie du rayon d'effet d'une boule de feu suite à une rupture franche du compresseur de gaz flash 360KA301A (phase gazeuse)

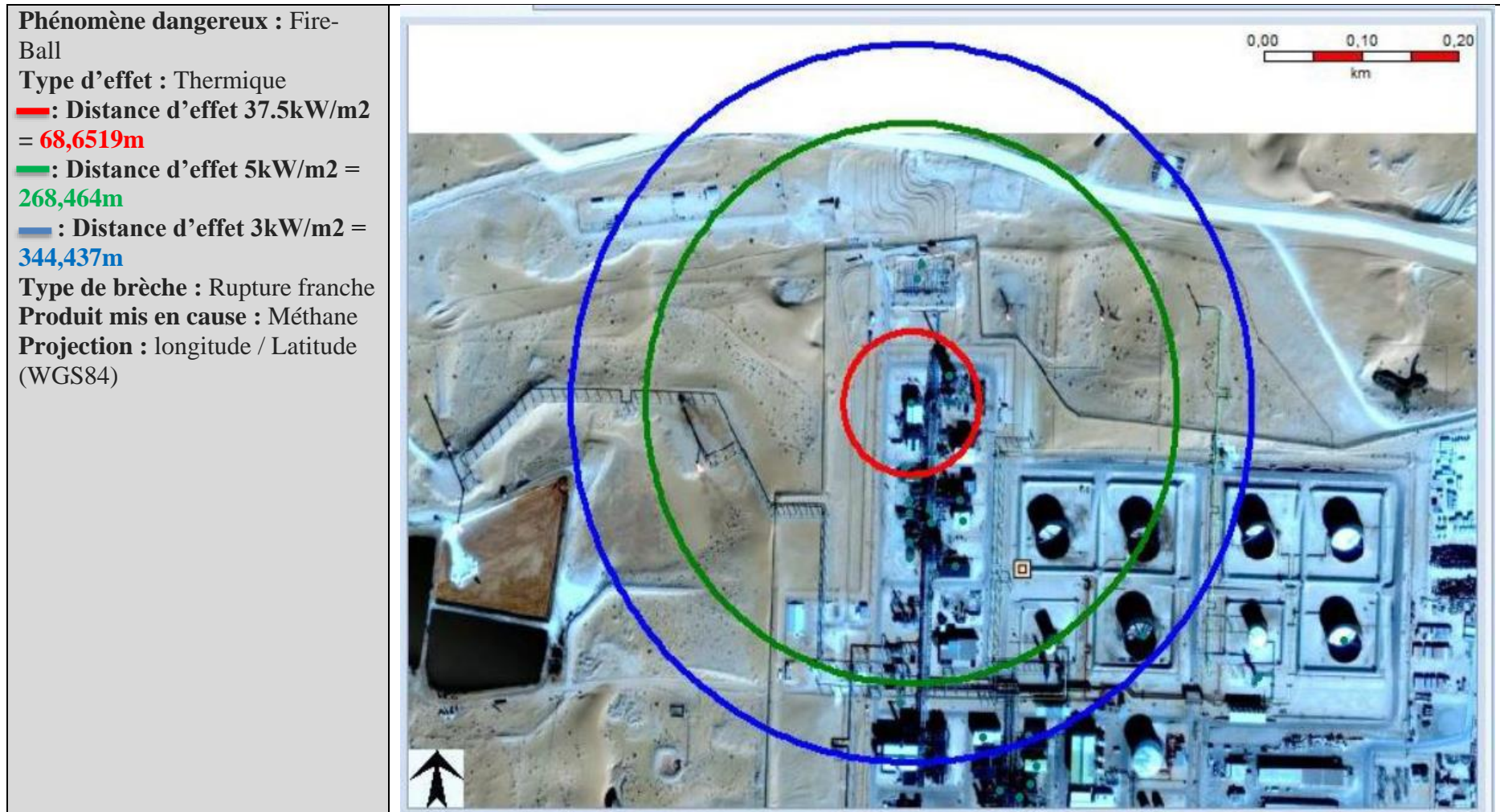


FIGURE 5. 4- Cartographie du rayon d'effet d'une boule de feu suite à une rupture franche du compresseur de gaz flash 360KA301A (phase gazeuse)

5.6 Conclusion

Dans ce chapitre dédié à la modélisation, nous avons utilisé le logiciel PHAST pour atteindre un objectif fondamental : la détermination des distances d'effet des phénomènes dangereux des équipements lors de la perte de confinement. À travers une approche méthodique et des analyses rigoureuses, nous avons réussi à élaborer des cartographies détaillées des rayons d'effet, prenant en compte une variété de types et de tailles de fuites. Cette démarche cruciale nous permettra de mieux appréhender et prévoir les conséquences potentielles des incidents, renforçant ainsi la sécurité des opérations et la protection des individus et de l'environnement. Cette modélisation constitue une base solide qui orientera nos décisions en matière de gestion des risques, jouant ainsi un rôle central au sein de notre étude.

CHAPITRE 6. Actions correctives et plan d'action

6.1 Introduction

Après une étude minutieuse des scénarios critiques issus de l'analyse et de l'évaluation des risques, ainsi que d'une appréciation qualitative approfondie de la gravité des phénomènes dangereux, la classification des zones ATEX en ce qui concerne les risques d'explosion, et la modélisation des scénarios d'accidents éventuels, des mesures correctives ont été implémentées afin de renforcer la sécurité des équipements du CTH BRN et les opérations qui s'y déroulent. Un plan d'action a été élaboré dans le but de fournir des recommandations concrètes et efficaces visant à assurer une protection optimale contre les risques identifiés. Plusieurs scénarios critiques nécessitant une réponse immédiate ont été identifiés. Ces scénarios découlent directement de l'évènement redouté central déjà identifié, à savoir la perte de confinement.

Des solutions spécifiques ont été développées pour résoudre tout problème émergent, réduire les risques potentiels et diminuer la probabilité de survenance d'une perte de confinement.

Mon plan d'action comprendra des recommandations claires et réalisables pour les divers scénarios mis en évidence. Les recommandations suggérées visent à améliorer la conception, l'installation, la maintenance et les contrôles réguliers des unités au sein du CTH, tout en renforçant la formation et la sensibilisation du personnel.

Le groupement SONATRACH-ENI s'engage à mettre en œuvre de manière proactive ces recommandations, en veillant à ce que ses opérations se déroulent dans un environnement sûr et fiable. Son objectif ultime est d'assurer la pérennité de ses activités, la protection de ses employés et de son environnement, ainsi que la satisfaction de ses clients.

6.2 Plan d'action

Le tableau 6.1 synthétisant les actions recommandées, en mettant en évidence la cause, l'action corrective et le responsable associé :

TABLEAU 6. 1-Plan d'action

N°	Cause identifiée	Elément/ équipement	Actions correctives	Responsable	Réalisé ou non
01	Les employés sous-estiment la gravité de la situation et les risques potentiels associés aux phénomènes dangereux au sein du CTH et utilisent des appareils non conformes à la norme ATEX comme le téléphone portable et appareil photo non ATEX	CTH	-La dispersion d'appareils de surveillance ATEX dans toutes les zones de l'usine -L'application des sanctions rigoureuses envers les contrevenants aux règles -La mise en place d'une formation et d'une sensibilisation du personnel	HSE	NON
02	Marquage illisible de quelques appareils ATEX dans l'usine.	CTH	Actualisation du marquage indistinct des dispositifs ATEX situés dans les zones à risque au sein de l'établissement	HSE	NON
03	Le système de permis de travail doit être amélioré parce que plusieurs éléments non conformes ont été observés	Permis de travail PTW	- Vérification des Critères de Conformité pour les PTW. -Formation du Personnel en organisant des sessions de formation pour le personnel en charge de traiter les demandes de permis de travail. - La mise en place d'un processus de documentation clair et transparent pour chaque étape du processus de demande de PTW. Cela inclut les formulaires à remplir, les documents à fournir et les délais. - La mise en place d'un système de vérification interne régulier pour assurer que les demandes de PTW sont traitées conformément aux politiques et réglementations en vigueur. -L'utilisation d'un système informatisé pour gérer le système de PTW en	HSE	NON

			<p>assurant qu'il est à jour, convivial et capable de suivre les demandes de manière efficace.</p> <p>- L'obligation d'assurer que le personnel de l'entreprise est bien informé des exigences et des délais en mettant en place des canaux de communication clairs pour répondre à leurs questions.</p>		
04	Les panneaux de sécurité sont manquants dans certaines zones	CTH	Lancer une campagne de signalisation spécifique (identifier les zones manquantes)	HSE	NON
05	Il est nécessaire d'améliorer la manière dont les équipements de protection individuelle (EPI) appropriés sont choisis lors du processus d'émission du permis de travail, de plus, il est essentiel d'assurer une surveillance efficace de l'utilisation des EPI par les entrepreneurs conformément aux normes de procéder à l'élimination des EPI inadéquats en mauvais état	Permis de travail PTW	<p>-Formation sur les permis de travail pour les signataires de permis.</p> <p>-L'exécution d'une évaluation détaillée des risques liés à la tâche spécifique avant d'émettre le PTW et l'identification des EPI nécessaires en fonction de ces évaluations.</p> <p>-Établir une liste standard d'EPI recommandés pour chaque type de travail en assurant que cette liste est facilement accessible pour les employés et les entrepreneurs.</p> <p>-Offrir une formation détaillée sur la manière correcte de porter et d'utiliser les EPI.</p> <p>-La mise en place un système de surveillance régulier pour vérifier que les travailleurs et les entrepreneurs portent les EPI appropriés. Cela peut se faire par le biais de visites sur site ou d'inspections.</p>	HSE	NON

			<ul style="list-style-type: none"> -L'établissement des procédures claires pour le remplacement immédiat des EPI endommagés ou inadéquats. -Organisation des sessions de formation régulières pour les travailleurs sur l'importance des EPI et les dernières pratiques de sécurité. -Établir des sanctions rigoureuses pour ceux qui ne respectent pas les normes de sécurité en matière d'EPI. 		
06	La classification des zones ATEX n'est souvent pas mentionnée	Permis de travail	<ul style="list-style-type: none"> -Formation sur les permis de travail pour les signataires de permis. -Formation spécifique sur la classification des zones ATEX à l'équipe chargée de l'émission des PTW. -La mise à jour des modèles des PTW en intégrant une section spécifique sur la classification des zones ATEX dans le modèle de PTW. Cela garantira que cette information est systématiquement incluse. -L'impliquez des experts en sécurité ATEX dans le processus d'émission des PTW pour garantir une classification appropriée des zones. - Fournir des documents de référence et des guides de poche sur la classification des zones ATEX pour aider les personnes en charge de l'émission des PTW. -La mise en place un processus de contrôle qualité après l'émission des PTW pour vous assurer qu'ils 	HSE	NON

			<p>contiennent toutes les informations nécessaires, y compris la classification des zones ATEX.</p> <p>-Sensibilisation à l'Importance de la classification des Zones ATEX</p>		
07	<p>L'évaluation des risques de la tâche n'est pas toujours effectuée (Ex. isolation électrique) ou comporte des incohérences (c.-à-d. que le soudage n'est pas été pris en compte même s'il faisait partie de l'activité)</p>	<p>Permis de travail</p>	<p>-Formation sur les permis de travail pour les signataires de permis</p> <p>-Établissez une procédure standardisée pour l'évaluation des risques de chaque tâche.</p> <p>-Assurer un formation Approfondie sur l'Évaluation des Risques.</p> <p>-La mise en place une checklist spécifique pour l'évaluation des risques, qui inclut des éléments tels que l'isolation électrique et le soudage.</p> <p>-Implication d'un expert en sécurité pour valider l'évaluation des risques pour les tâches complexes ou potentiellement dangereuses.</p> <p>-Avant d'approuver un permis de travail, il faut assurer que l'évaluation des risques a été correctement réalisée et qu'elle tient compte de tous les éléments pertinents.</p> <p>-Réalisez des audits périodiques des évaluations de risques pour vérifier leur conformité et leur précision.</p> <p>-Offrir des formations continue sur les meilleures pratiques en matière d'évaluation des risques et de sécurité au travail.</p>	HSE	NON

08	Maintien d'une supervision HSE constante lors de la planification des exercices d'urgence	Evènements de simulation d'urgence	<ul style="list-style-type: none"> -Elaboration d'un calendrier pour les exercices de simulation Sensibilisation et formation des employés -Avant de planifier un exercice, effectuer une évaluation des risques pour identifier les dangers potentiels et les impacts environnementaux et utiliser ces informations pour orienter la planification. -Offrir une formation régulière au personnel sur les procédures d'urgence et les meilleures pratiques en matière de sécurité. -Révision et mise à jour régulière des plans d'urgence en fonction des enseignements tirés des exercices précédents et des évolutions dans les réglementations ou les opérations. -Veillez à ce que les scénarios d'urgence soient réalistes et incluent des éléments HSE pertinents. Cela peut inclure des fuites de produits chimiques, des incendies, des blessures, etc. - Mise en place d'un plan d'action corrective pour remédier aux lacunes identifiées lors des exercices d'urgence. 	HSE	OUI
09	l'exécution de nouveaux projets et installation de nouvelles infrastructures entraineront des modifications des plans de zonage ATEX, rendant ainsi nécessaire leur mise à jour	CTH	La mise à jour du plan de zonage ATEX	HSE	NON

6.3 Liste des éléments importants pour la sécurité du CTH

Ces éléments sont des barrières de sécurité pour réduire et maîtriser les risques qui peuvent survenir dans l'installation avec les objectifs de sécurité suivants :

- Prévention de toute fuite,
- Détection de toute fuite inflammable ou toxique,
- Atténuer tout développement de résultats dangereux,
- Et protéger le personnel et l'environnement.

La liste de ces éléments sont présentés dans le tableau 6.2 ci-dessous :

TABLEAU 6. 2-Eléments importants pour la sécurité du CTH

N°	Recommandations	Fonction	Performance	Tâches organisationnelles	Liens avec le Système de Gestion de la Sécurité (SGS)
01	Mettre en place un système de contrôle de la pression, de la température, du niveau de liquide HAUT HAUT et BAS BAS, relié aux pompes et compresseurs pour réguler leur activation/ désactivation, et la transmission des données à la salle de contrôle.	- Réduction du risque d'avoir des pertes de confinement en cas de dysfonctionnement → diminuent la probabilité de survenance des pertes de confinements.	-Capteurs dédiés aux contrôles de la pression, de la température, du niveau de liquide. -Dimensionnement adapté, étalonnage périodique -Transmission des valeurs mesurées et du signal d'alerte ou du signal en continue au niveau de la salle de contrôle.	-Suivi et contrôle périodique des capteurs et instruments de mesures par du personnel formé. -Traçabilité des contrôles et visée par le chef d'établissement	-Procédures d'exploitation et de maintenance des équipements -Formation du personnel sur les procédures
02	Système d'isolation automatique en cas de surpression ou de baisse de pression.	-Réduction des quantités libérées de produits inflammables. -Protection des autres installations des pertes de confinement → diminuent la probabilité et la gravité du phénomène dangereux	-Barrières dédiées exclusivement à la sécurité de l'installation ; -Dimensionnement adapté, -Sécurité positive (fermeture) en cas de perte de pression ou de signal dans la salle de contrôle.	Suivi et contrôle périodique des ESD, assurés par du personnel formé. -Traçabilité des contrôles et visée par le chef d'établissement	- Procédures d'exploitation et de maintenance des équipements - Formation du personnel sur les procédures

03	Mise en place d'un système d'évacuation automatique de pression pour les installations, avec une libération en cas de surpression, chaleur et présence de gaz.	Protection de l'installation → diminuent la gravité du phénomène dangereux	Barrière dédiées exclusivement à la sécurité de l'installation; - Dimensionnement adapté, - Sécurité assurée en cas de baisse de niveau ou de perte de signal dans la salle de contrôle.	Suivi et contrôle périodique des PSV, assurés par du personnel formé - traçabilité des contrôles et visée par le chef d'établissement	- Procédures d'exploitation et de maintenance des équipements - Formation du personnel sur les procédures
04	Système de détection feu et gaz « F&G »	Réduit la quantité du produit libérée par actionnement des barrières de sécurité qui ne seront pas atteints par l'incendie et réduire la probabilité de survenance des effets dominos → diminue la gravité humaine et financière du phénomène dangereux.	- Détection de gaz, de fumé, de chaleur, de feu provoquant la mise hors tension et l'activation des barrières de sécurité. De plus, un signal est envoyé à la salle de contrôle pour assurer une réaction immédiate et sécurisée en cas de danger.	Suivi et contrôle périodique des détecteurs, assurés par du personnel formé - traçabilité des contrôles et visée par le chef d'établissement	- Procédures d'exploitation et de maintenance des équipements - Formation du personnel sur les procédures
05	- Les ESDV, SDV et BDV, les connexions et différents instruments doivent être certifiés fire-safe & ATEX - Protection des câbles électriques qui actionnent les systèmes d'arrêts d'urgences	Réduit la quantité du produit libérée par actionnement des barrières de sécurité qui ne seront pas atteints par l'incendie et réduire la probabilité de survenance des effets dominos → Diminue la gravité humaine et financière du phénomène dangereux.	- Actionné les barrières de sécurité en résistant au phénomène dangereux pouvant survenir.	- Application des procédures. - Suivi et contrôle périodique des organes de sécurité, assurés par du personnel formé - Traçabilité des contrôles et visée par le chef d'établissement.	- Procédures d'exploitation et de maintenance des équipements - Formation du personnel sur les procédures

06	-Combinaison ignifuge pour le personnel intervenant dans le CTH	Réduit les effets du flash fire de 50%.	-Combinaison mise à disposition pour chaque intervenant dans le CTH BRN. -La combinaison est certifiée fire-proof.	-Suivi et contrôle quotidien, assurés par du personnel formé	-Procédures de protection individuelle du personnel
07	-Murs coupe-feu lors de la réinjection de gaz qui sont conçus pour résister au feu pendant un laps de temps défini et empêcher la propagation de feu d'une zone à une autre.	Protection de l'installation → Diminuent la gravité du phénomène dangereux et la probabilité d'avoir des effets domino.	-Dimensionnement adapté, et mur certifié fire-safe et blast-roof.	-Suivi et contrôle périodique assurés par du personnel formé.	-PII & Procédure d'urgence - Formation du personnel sur les procédures
08	-Système de drainage des fuites vers le bassin d'évaporation et cuvette de rétention imperméable empêchant ainsi toute dispersion non contrôlée dans l'environnement.	Réduit l'inventaire du produit dangereux et les effets dominos et le risque de pollution.	-Dimensionnement adapté.	-Suivi et contrôle périodique assurés par du personnel formé.	Procédures d'exploitation et de maintenance du système de drainage.
09	-Restreindre l'accès au niveau des installations à caractère dangereux du procès par la mise en place de barrières physiques (clôture) et des postes de contrôles.	Réduit le taux d'exposition des personnes aux phénomènes dangereux → Réduit la gravité humaine des phénomènes dangereux.	-Empêche l'intrusion de personnes extérieures.	-Application des procédures - contrôle journalier des accès, assurés par du personnel formé -Traçabilité des contrôles et visée par le chef d'établissement.	-Procédure permis de travail & évaluation des risques - Procédure d'accès au site - Formation du personnel sur les procédures.

10	-Revêtement anticorrosion et ignifugation des équipements.	Réduire la probabilité d'une perte de confinement.	-Revêtement réalisé à la construction et vérifié tous les 10 ans avec vérification visuelle périodique avec un personnel formé et expérimenté.	-Application des procédures - Suivi et contrôle périodique de la corrosion, assurés par du personnel formé - traçabilité des contrôles et visée par le chef d'établissement.	Procédures d'exploitation et de maintenance des équipements. - Formation du personnel sur les procédures.
11	Mise en place des moyens d'intervention fixes et mobiles	Réduire les seuils d'effets des phénomènes dangereux	-Personnel d'intervention formé et qualifié, -Réseau incendie testé toutes les semaines	-Suivi et contrôle périodique des moyens d'intervention fixe et mobiles, assurés par du personnel formé. - Traçabilité des contrôles et visée par le chef d'établissement - Exercices d'intervention programmés tous les mois - Formation du personnel d'intervention	-Plan d'intervention d'urgences (PII) - Formation du personnel sur les procédures
12	-Issues de secours, points de rassemblements dans les zones adéquates & plan d'évacuation	Réduit le taux de mortalité pour les effets thermiques des phénomènes dangereux.	-Mise en place des issues de secours et points de rassemblements dans les zones adéquates dans différentes zones du CTH BRN en prenant en compte le risque présent dans ces zones.	- Exercices de simulation programmés chaque année - Formation du personnel sur les situations d'urgence	-Procédures de protection collective du personnel - Procédure d'urgence - Plan d'évacuation

13	<p>-Signalisations de dangers, d'interdiction, localisation des points de rassemblements, issues de secours dans les zones adéquates & plan d'évacuation</p>	<p>-Réduit le taux d'exposition des personnes aux phénomènes dangereux ; - Diminue le risque d'ignition du produit et nuage de gaz inflammable ; -Réduit la gravité humaine des phénomènes dangereux.</p>	<p>-Personnel formé et qualifié ; -Exercices d'intervention programmés tous les mois.</p>	<p>- Formation et sensibilisation du personnel du site ; - Exercice de simulation d'évacuation de la zone restreinte vers une zone de rassemblement située en zone sûre. - Application des procédures.</p>	<p>-Procédure d'interdiction pour l'utilisation des instruments et appareils non ATEX. - Procédure de permis de travail. - Procédures d'interdiction de l'utilisation de flamme nue, notamment l'interdiction des fumés. - Formation sur les procédures d'urgence et le plan d'intervention d'urgences (PII),</p>

6.4 Caméra infrarouge de détection des fuites de gaz

Dans le domaine de la détection des fuites de gaz dans les environnements ATEX des industries pétrolières et gazières, la caméra infrarouge représente une solution hautement efficace et optimale. Cette technologie innovante offre une méthode de détection plus avancée et précise par rapport aux méthodes traditionnelles. Grâce à son utilisation de l'infrarouge, la caméra peut visualiser les émissions de gaz, permettant ainsi une identification rapide et précise des fuites. De plus, cette technologie est spécialement conçue pour fonctionner en toute sécurité dans des environnements potentiellement explosifs, conformément aux normes ATEX. Cela signifie qu'elle offre une solution adaptée et sécurisée pour les défis uniques posés par les industries pétrolières et gazières. En utilisant une caméra infrarouge de détection des fuites de gaz, les entreprises peuvent non seulement améliorer la sécurité de leurs opérations, mais aussi optimiser leur efficacité en identifiant et en réparant rapidement les fuites, réduisant ainsi les pertes potentielles. C'est une avancée significative dans la gestion proactive de la sécurité et de l'intégrité des installations dans ces environnements exigeants. FLIR a ainsi perfectionné sa technologie de visualisation optique de gaz avec le GFX 320, permettant de visualiser plus de 400 composés gazeux différents, dont le méthane, le propane et de nombreux autres hydrocarbures et COV. Cette caméra détecte des taux de fuite aussi petits que 0,4 g/h, démontrant ainsi sa grande sensibilité. De plus, elle est conçue pour répondre aux dernières normes de l'Agence de Protection de l'Environnement des États-Unis (EPA).

6.4.1 FLIR GFx320

La caméra FLIR GFx320, spécialement conçue pour les environnements explosifs, s'avère idéale pour les installations pétrolières et gazières. Grâce à une sensibilité exceptionnelle, elle détecte et visualise en temps réel les plus infimes fuites de gaz invisibles, incluant le méthane et les composés organiques volatils (COV). De plus, elle mesure les températures de -20°C à 350°C avec une précision de $\pm 1^{\circ}\text{C}$. Les données GPS intégrées permettent une localisation précise des défauts ou des fuites, accélérant ainsi les réparations. Certifiée mondialement pour une utilisation en environnements dangereux, y compris avec la Conformité Européenne, la GFx320 offre une solution sécurisée et efficace, permettant d'identifier les fuites jusqu'à 9 fois plus rapidement que les détecteurs de gaz classiques. Son statut intrinsèquement sûr autorise son usage en toute sécurité dans les environnements de transmission, de production et de traitement de gaz, sans nécessiter de permis de travail à chaud dans certaines zones selon les protocoles en vigueur. De plus, la caméra est calibrée pour mesurer la température, améliorant l'évaluation du contraste thermique lors des inspections de fuite pour une détection optimale. Avec des fonctionnalités ergonomiques comme une table inclinable, un écran LCD articulé et une poignée rotative, le FLIR GFX 320 propose une solution puissante, sensible et intrinsèquement sûre pour la détection de gaz dans les industries pétrolières et gazières, répondant ainsi parfaitement aux besoins du marché.

Les caméras de la série GF de FLIR constituent des dispositifs de détection de gaz capables de visualiser tous les gaz invisibles. Les installations pétrolières, de gaz naturel, ainsi que les sociétés d'énergie comprennent souvent de vastes infrastructures et connexions requérant des inspections régulières. Bien que les risques de fuites ou d'autres dommages soient souvent minimes, les conséquences pour les personnes présentes peuvent être catastrophiques. Les

caméras FLIR GF offrent une solution fiable et précise pour visualiser divers gaz dans tous types d'environnements.



FIGURE 6. 1- Caméra FLIR GFx320 de détection des fuites de gaz

6.4.1.1 Visualisation sûre des fuites de gaz dans les zones dangereuses (ATEX)

La FLIR GFx320, une caméra de détection de gaz refroidie, offre une solution précieuse pour visualiser les gaz et les émissions dans les zones dangereuses (ATEX) des installations pétrolières et gazières. Elle excelle dans la détection de fuites de gaz à distance en dehors des zones ATEX et dans l'identification de risques potentiels à l'intérieur de ces zones, permettant ainsi une analyse rapide et approfondie. De plus, la FLIR GFx320 est la première caméra thermique portable de FLIR à obtenir la certification Ex, garantissant aux inspecteurs la possibilité de travailler en toute sécurité et en toute confiance dans des environnements dangereux. Cette technologie permet la détection de divers gaz tels que le benzène, l'éthanol, l'éthylbenzène, l'heptane, l'hexane, l'isoprène, le méthanol, le MEK, le MIBK, l'octane, le pentane, le 1-pentène, le toluène, le xylène, le butane, l'éthane, le méthane, le propane, l'éthylène et le propylène.

La caméra de détection de gaz est adaptée à diverses industries, notamment :

- Production et distribution d'énergie électrique : Elle est particulièrement utile pour repérer les fuites dans les installations de distribution haute tension.
- Raffinage du pétrole : Dans les raffineries, elle offre une excellente capacité de détection des sous-produits générés lors des processus de séparation et de conversion.

- Industrie pétrochimique : La caméra permet d'obtenir une visibilité précieuse sur la plupart des produits chimiques fabriqués dans cette industrie.
- Secteur chimique : Elle offre la possibilité d'identifier les différents produits chimiques présents, qu'ils soient d'origine hydrocarbure ou chimie inorganique.
- Gaz naturel : Elle est efficace pour détecter des composants majeurs tels que le méthane et l'éthane, couramment présents dans le gaz naturel. Cela en fait un outil essentiel pour la détection de fuites tout au long des processus de production, stockage, transport et distribution de gaz.
- Prestataires de services et organismes de réglementation : Les entreprises spécialisées dans la détection et la réparation de fuites ainsi que les organismes de réglementation et agences gouvernementales chargées de surveiller l'industrie pour garantir la conformité aux lois en matière d'émissions atmosphériques peuvent bénéficier de l'utilisation de cette caméra.

6.4.1.2 Localisation de la fuite

L'application la plus répandue et demandée des caméras de détection de gaz, est la détection des fuites de gaz dans l'industrie, les points les plus courants sont : Brides, vannes, bouchons et capuchons, machines, accouplements, joints de pompe, trous, passage de vanne, couvercles de vidange ou raccords d'instruments.

Absolument, l'utilisation de cette caméra offre une perspective inestimable dans des environnements industriels complexes. En effet, ces installations comportent souvent de multiples voies par lesquelles des fuites peuvent se produire. Grâce à cette technologie, les utilisateurs peuvent inspecter de nombreuses sources de fuites potentielles de manière rapide et à distance, ce qui représente un atout considérable pour la sécurité et l'efficacité des opérations.

6.4.1.3 GFx320 Qualité d'image supérieure pour un double usage

Outre la détection des gaz, le GFx320 est également parfait pour la thermographie traditionnelle. En effet, la caméra est également calibrée pour mesurer avec précision les températures absolues. Des différences de température minimales ΔT peuvent être visualisées. La caméra offre un contraste exceptionnel grâce à son détecteur refroidi. Grâce au mode haute sensibilité (HSM) unique de FLIR, les gaz en mouvement sont détectés encore plus rapidement. En effet, la caméra filtre les images fixes de l'image, ne révélant que le mouvement (d'un gaz).

6.4.1.4 Avantages de la caméra

Ces points mettent en lumière l'importance cruciale de la détection de fuites au sein des installations industrielles. Parfois, les fuites se produisent dans des endroits inattendus, comme sous une isolation thermique où la corrosion du revêtement peut provoquer des infiltrations. La caméra de détection de gaz permet de repérer ces fuites à distance.

De plus, cette technologie contribue grandement à renforcer la sécurité lors du démarrage des installations industrielles, en détectant les fuites potentielles, même dans des équipements qui étaient auparavant étanches. Les fuites, aussi minuscules soient-elles, peuvent avoir un impact environnemental et financier significatif. C'est pourquoi une inspection régulière des installations de traitement est essentielle pour les repérer, les corriger et ainsi maximiser les bénéfices.

En outre, l'utilisation de la caméra de détection de gaz évite les erreurs de localisation des fuites, ce qui peut être crucial pour éviter des arrêts coûteux. Dans les industries chimiques et pétrochimiques, elle contribue à protéger le personnel et l'environnement contre les gaz toxiques, à réduire les pertes de produits et à éliminer les fuites potentiellement inflammables. Enfin, dans le domaine des gaz réfrigérants, cette caméra est essentielle pour la détection précoce de fuites, favorisant ainsi une réduction des émissions nocives dans l'atmosphère.

Tout à fait, les coûts liés à l'étude et à la détection des fuites de gaz ainsi que les coûts associés aux émissions de gaz provenant de ces fuites sont en constante augmentation. Cela renforce considérablement l'incitation financière à éliminer ces fuites. De plus, les réglementations et les audits externes encouragent l'adoption de caméras de détection de gaz pour surveiller, signaler et réduire les émissions des entreprises. En effet, il est généralement moins coûteux pour une entreprise d'investir dans une caméra de détection de gaz que de faire face à des amendes ou des pénalités.

Aux États-Unis, l'Agence de Protection de l'Environnement (EPA) impose des normes strictes en matière de détection et de réparation des fuites. Dans l'Union européenne, l'utilisation de caméras infrarouges gagne en popularité en tant qu'alternative aux méthodes conventionnelles. Cette transition est alimentée par la reconnaissance croissante des avantages significatifs que ces technologies apportent en matière de réduction des émissions et de protection de l'environnement. [21]

6.5 Détecteur automatique des flammes et détection incendies

6.5.1 Le "Simtronics DF-TV7 Multiflame Detector"

Le "Simtronics DF-TV7 Multiflame Detector" de la marque Oldham est un détecteur multiflamme hautement performant. Il est spécialement conçu pour détecter les incendies hydrocarbonés en quelques millisecondes. Ce dispositif offre une protection essentielle contre les risques liés aux incendies dans divers environnements industriels. Il est capable de reconnaître plusieurs types de flammes, ce qui en fait un outil essentiel pour assurer la sécurité.

Deux versions du détecteur multiflammes DF-TV7 sont proposées par Simtronics d'Oldham en fonction de l'application et des types d'incendies à détecter. La première version utilise une technologie infrarouge multi-spectre (IR3), tandis que la seconde combine un capteur UV avec deux bandes infrarouges (UV/2IR). Cette diversité permet d'adresser un large éventail de scénarios d'incendie, garantissant ainsi une détection précise et rapide des risques hydrocarbonés.

Le détecteur de flamme optique multi-spectre certifié ATEX et IECEx est disponible en modèles certifiés pour les niveaux d'intégrité de sécurité SIL2 ou SIL3, selon le modèle choisi. Il se décline en deux versions : IR3 pour la détection des incendies au carbone et UV/2IR pour la détection des incendies au carbone et hydrocarbures. Le détecteur offre une sortie linéaire de 4-20 mA ainsi que deux relais d'alarme configurables. Il effectue des auto-tests optiques continus pour assurer sa fiabilité. L'appareil est entièrement configurable et peut être utilisé avec la console TLU600 ou via le protocole de communication HART en option. [22]



FIGURE 6. 2-Simtronics DF-TV7 Multiflame detector Oldham

6.6 Conclusion

En conclusion de ce chapitre, un plan d'action exhaustif a été élaboré, regroupant des recommandations et des mesures correctives ciblées visant à améliorer la sécurité au sein de l'usine CTH. Ce plan découle d'une analyse minutieuse des risques, des phénomènes dangereux et des accidents potentiels identifiés tout au long de cette étude. L'objectif principal de ce plan est d'instaurer un environnement de travail plus sûr et de minimiser les risques d'accidents majeurs.

Ce plan d'action comprend une série d'étapes clairement définies, chacune visant à résoudre des problèmes spécifiques relevés dans l'usine. Les recommandations couvrent une gamme de domaines allant de la maintenance des équipements à la formation du personnel en passant par la mise en place de procédures opérationnelles plus sécurisées. Chaque recommandation a été soigneusement conçue pour répondre aux besoins uniques de l'usine CTH, en prenant en compte ses spécificités opérationnelles et les risques associés.

L'intégration de ces recommandations dans les pratiques quotidiennes de l'usine CTH est essentielle pour garantir leur efficacité. La collaboration étroite entre les équipes opérationnelles, les ingénieurs en sécurité et la direction sera cruciale pour la mise en œuvre réussie de ce plan d'action. Il s'agit d'une démarche proactive qui vise à prévenir les incidents et à créer un environnement où la sécurité est une priorité constante.

Ce plan d'action représente un pas en avant significatif vers l'amélioration continue de la sécurité au sein de l'usine CTH. En mettant en œuvre ces recommandations, l'objectif est d'instaurer une culture de sécurité solide, de réduire les risques potentiels et d'assurer la protection des travailleurs, des installations et de l'environnement. Ce chapitre souligne ainsi l'importance d'une approche proactive et collaborative pour garantir un avenir plus sûr et plus fiable pour l'usine CTH.

Par ailleurs, la solution la plus efficace attendue par le marché pétrolier et gazier, voire l'ensemble des industries, est la caméra FLIR GFx320 infrarouge de détection des fuites de gaz. Cette caméra offre un large éventail d'applications potentielles dans l'industrie et la distribution électrique, toutes bénéfiques pour le propriétaire de l'installation. Elle représente une avancée notable par rapport à la méthode conventionnelle de détection des fuites, offrant des avantages évidents en termes de temps et de coûts par rapport aux méthodes traditionnelles telles que l'utilisation de COV. Bien que limitée dans une certaine mesure par les conditions environnementales, cette caméra est en mesure d'identifier les fuites à grande distance, offrant ainsi un accès à tous les chemins de fuite possibles. Cette technologie représente une addition cruciale au plan d'action, renforçant la détection et la prévention des risques liés aux fuites de gaz au sein de l'usine CTH.

Conclusion générale

Dans l'ensemble, cette étude approfondie sur la gestion des risques industriels dans le contexte de l'usine CTH a permis de mettre en évidence plusieurs aspects essentiels. L'importance cruciale de comprendre la nature de l'activité industrielle, les produits manipulés et les détails opérationnels des installations du CTH a été soulignée dès le début. Cette connaissance préliminaire est une première étape incontournable pour évaluer l'impact potentiel des accidents sur les personnes, les biens et l'environnement.

L'évaluation qualitative des risques a été explorée en détail, en mettant particulièrement l'accent sur les phénomènes dangereux, notamment les explosions ATEX. La classification ATEX et la norme IEC 60079 ont été présentées comme des outils essentiels pour évaluer et gérer les risques dans des environnements exposés à des substances inflammables. Ces éléments ont jeté les bases pour une compréhension approfondie des risques associés aux équipements étudiés.

La classification des zones ATEX a été un point central de l'étude, en examinant différentes approches possibles et en mettant en évidence l'importance de définir les zones dangereuses en fonction de la probabilité d'occurrence d'événements indésirables et de l'exposition des travailleurs aux sources de rejet. La norme IEC 60079 a été reconnue comme un guide fondamental pour cette classification.

La modélisation des distances d'effet des phénomènes dangereux à l'aide du logiciel PHAST a été un élément clé pour mieux comprendre et anticiper les conséquences des incidents. Cette modélisation offre une base solide pour améliorer la sécurité des opérations et la protection des personnes et de l'environnement.

En conclusion, cette étude a tracé un chemin clair pour améliorer la sécurité industrielle au sein de l'usine CTH. Elle a souligné l'importance de la gestion proactive des risques, de la conformité réglementaire et de la création d'une culture de sécurité solide. Les recommandations spécifiques proposées, telles que la révision des classes de température, l'implantation d'équipements électriques en dehors des zones dangereuses et l'élaboration de cartes de fréquence de rejet, offrent des moyens concrets pour garantir un avenir plus sûr et plus fiable pour l'usine CTH. Cette étude a ainsi contribué de manière significative à renforcer la sécurité, la conformité et la gestion des risques au sein de l'usine, assurant la protection des travailleurs, des installations et de l'environnement.

De plus, dans le cadre du dernier chapitre de l'étude, un plan d'action exhaustif a été élaboré, regroupant des recommandations et des mesures correctives ciblées visant à améliorer la sécurité au sein de l'usine CTH. Ce plan découle d'une analyse minutieuse des risques, des phénomènes dangereux et des accidents potentiels identifiés tout au long de cette étude. L'objectif principal de ce plan est d'instaurer un environnement de travail plus sûr et de minimiser les risques d'accidents majeurs.

Ce plan d'action comprend une série d'étapes clairement définies, chacune visant à résoudre des problèmes spécifiques relevés dans l'usine. Les recommandations couvrent une gamme de domaines allant de la maintenance des équipements à la formation du personnel en passant par la mise en place de procédures opérationnelles plus sécurisées. Chaque recommandation a été soigneusement conçue pour répondre aux besoins uniques de l'usine CTH, en prenant en compte ses spécificités opérationnelles et les risques associés.

L'intégration de ces recommandations dans les pratiques quotidiennes de l'usine CTH est essentielle pour garantir leur efficacité. La collaboration étroite entre les équipes

opérationnelles, les ingénieurs en sécurité et la direction sera cruciale pour la mise en œuvre réussie de ce plan d'action. Il s'agit d'une démarche proactive qui vise à prévenir les incidents et à créer un environnement où la sécurité est une priorité constante.

Ce plan d'action représente un pas en avant significatif vers l'amélioration continue de la sécurité au sein de l'usine CTH. En mettant en œuvre ces recommandations, l'objectif est d'instaurer une culture de sécurité solide, de réduire les risques potentiels et d'assurer la protection des travailleurs, des installations et de l'environnement. Ce chapitre souligne ainsi l'importance d'une approche proactive et collaborative pour garantir un avenir plus sûr et plus fiable pour l'usine CTH.

Par ailleurs, la solution la plus efficace attendue par le marché pétrolier et gazier, voire l'ensemble des industries, est la caméra FLIR GFx320 infrarouge de détection des fuites de gaz. Cette caméra offre un large éventail d'applications potentielles dans l'industrie et la distribution électrique, toutes bénéfiques pour le propriétaire de l'installation. Elle représente une avancée notable par rapport à la méthode conventionnelle de détection des fuites, offrant des avantages évidents en termes de temps et de coûts par rapport aux méthodes traditionnelles telles que l'utilisation de COV. Bien que limitée dans une certaine mesure par les conditions environnementales, cette caméra est en mesure d'identifier les fuites à grande distance, offrant ainsi un accès à tous les chemins de fuite possibles.

Bibliographie

- [1] Présentation du groupe SONATRACH. (2018). Site officiel de SONATRACH. Disponible sur URL : <https://sonatrach.com/presentation>. (Consulté le 28 Mars 2023).
- [2] Présentation du Groupe ENI. (2016). Site officiel du Groupe ENI. Disponible sur URL : <https://fr.eni.com/particuliers/a-propos-eni/groupe-eni>. (Consulté le 28 Mars 2023).
- [3] La base des données ARIA constituée par le BARPI (ARIA. Inventaire incidents et accidents technologiques survenus entre 2006 et 2021). Disponible sur URL : <https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/le-barpi/la-base-de-donnees-aria/>.
- [4] Document interne de l'entreprise. Manuel d'exploitation du centre de production d'huile de Bir Rebaa Nord du site. Groupement SH-Agip, BRN, Hassi Messaoud. Algérie, 2004. (Consulté en Avril 2023).
- [5] Site web de Techniques de l'ingénieur. Analyse Préliminaire des Risques. Dossier complet.2020. Disponible sur URL : <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/environnement-securite-th5/systeme-de-management-du-risque-42626210/analyse-preliminaire-de-risques-se4010/>. (Consulté en juin 2023).
- [6] Document réglementaire interne de GSE. Etude de danger.2019. (Consulté en juin 2023).
- [7] Dossier- Explosion sur le lieu de travail- Risques. 2023. INRS institut national de recherche et de sécurité. Disponible sur l'URL : <https://www.inrs.fr/dms/inrs/GenerationPDF/accueil/risques/explosion/Explosion%20sur%20lieu%20de%20travail.pdf>. (Consulté en juin 2023).
- [8] Zone-atex.fr SUVAPRO. Prévention des explosions 2153.f.
- [9] ATEX INERIS généralités
- [10] Institut of petroleum, "IP15 : AREA CLASSIFICATION CODE FOR INSTALLATIONS HANDLING FLAMMABLE FLUIDS" 3eme Edition, Energy
- [11] V.DE DIANOUS, Y. FLAUW, A. JANES, S. KRIBI, E. LEPRETTE. Evaluation des probabilités d'inflammations. INERIS- DRA-13-133211-12545A.2015. Disponible sur URL : <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/dra-13-133211-12545a-evaluation-des-proba-dinflammation-v8-1442302458.pdf>.
- [12] Guide ATEX. Classe de gaz et de vapeurs, classe de température. Disponible sur URL: <https://www.aet.fr/>. (Consulté en Avril 2023).
- [13] Norme NF EN 1127-1- Atmosphères explosives.
- [14] IEC 60079-17. Normes internationales : Inspection et entretien des installations électriques. 2013. (PFE MERAZGA Maroua).
- [15] International Electronical Commission, "EN 60079-PART10 : Classement des emplacements dangereux", 2002. nstitut London, 2005. (Consulté en Juillet 2023).
- [16] S. AMEZIANE, "Risque incendie explosion", Institut Algérien du pétrole, Boumerdes, 2017. (Consulté en Avril 2023).
- [17] INERIS. ATEX pour les Néophytes. 2017.

[18] B.Sallé T.Houeix et J.Chaineaux A.Mardirossian, F.Marc. Mise en oeuvre de la réglementation relative aux atmosphères explosives (Atex) ED 945. 2020.

[19] « HANDBOOK FAILURE FREQUENCIES 2009 » for drawing up a safety report. 05/05/2009 Flemish Government LNE Department Environment, Nature and Energy Policy Unit Safety Reporting Division. (Consulté en juin 2023).

[20] Piping & Instrumentation Diagram du site, Groupement SH-Agip, BRN, Hassi Messaoud, 2004

[21] Site web d'achat. Sensor partners BV. 2020. Disponible sur URL : <https://sensorpartners.com/fr/produits/thermographie/gasdetectie-cameras/>.

[22] Site web GazDetect. 2015. Disponible sur URL : <https://en.gazdetect.com/multiflame-df-tv7-optical-flame-detector/>.

Annexes

Annexe A : Classification ATEX

La ventilation

AREA CLASSIFICATION CODE FOR INSTALLATIONS HANDLING FLAMMABLE FLUIDS

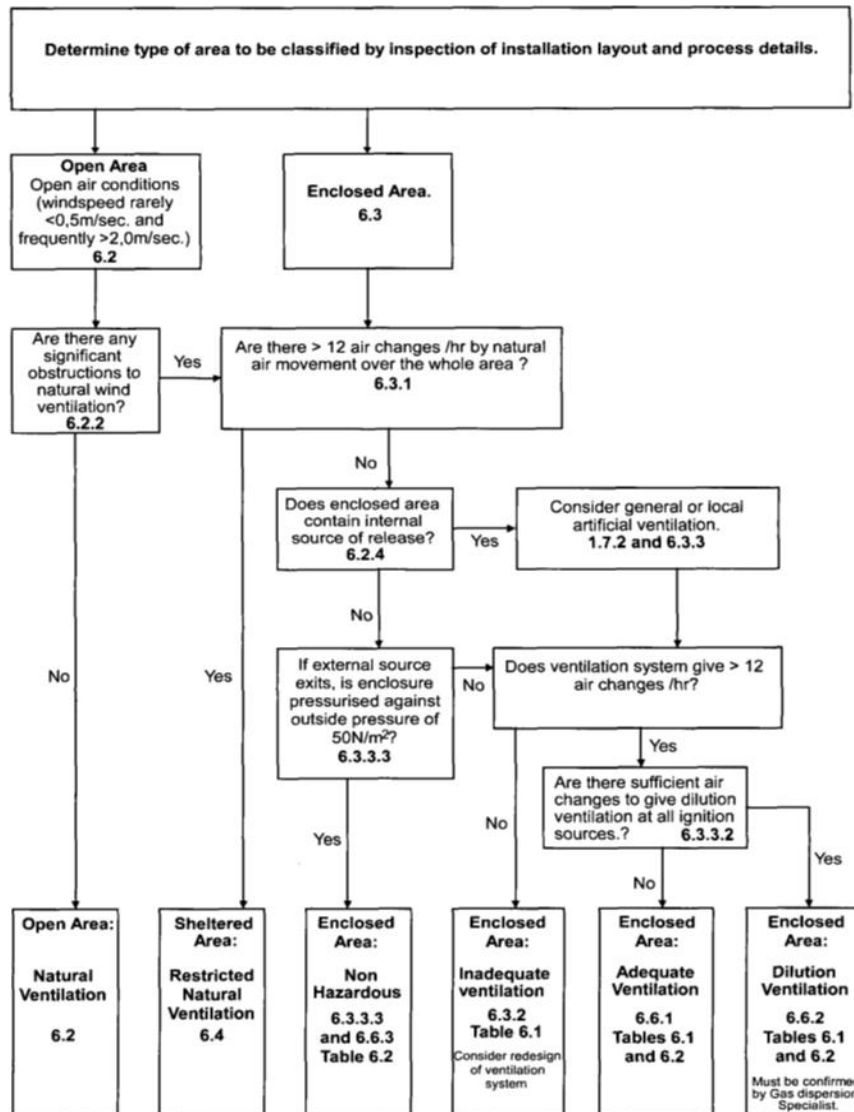


Figure 6.1 - Determination of ventilation for facilities not covered by Chapter 3 or 4

Sources d'ignition

N°	Source d'inflammation	Exemples
01	Les surfaces chaudes	Le corps (casing) d'un appareil électrique
02	Flammes et gaz chauds	Soudage à l'arc, gaz d'échappement
03	Les étincelles mécaniques	Découpage, meulage
04	Les équipements électriques	Étincelles électriques dans les interrupteurs
05	La protection cathodique	Courants fugitifs, court-circuit à la terre
06	L'électricité statique	Décharge d'une brosse, décharge d'un morceau métallique
07	La foudre	
08	Les ondes électromagnétiques (haute fréquence de 10^4 à 3.10^{12} Hz)	Téléphone portable
09	Les ondes électromagnétiques (optique : de 3.10^{11} à 3.10^{16} Hz)	Laser
10	Les radiations ionisantes	Rayons X, Rayons UV
11	Les ultrasons	Les tests ultrasons
12	Compression adiabatique	Chaleur de compression
13	Réactions chimiques	Réaction exothermique

Classes des produits pétroliers

Classe 0	Gaz de pétrole liquéfiés (LPG)
Classe I	Liquides dont le point d'éclair est inférieur à 21°C.
Classe II (1)	Liquides dont le point d'éclair est compris entre 21°C et 55°C inclus, manipulés en dessous du point d'éclair.
Classe II (2)	Liquides dont le point d'éclair est compris entre 21°C et 55°C inclus, manipulés au point d'éclair ou au-dessus.
Classe III (1)	Liquides dont le point d'éclair est supérieur à 55°C jusqu'à 100°C inclus, traités en dessous du point éclair
Classe III (2)	Liquides dont le point d'éclair est supérieur à 55°C jusqu'à 100°C inclus, manipulés au niveau ou au-dessus du point éclair.
Non classé	Liquides dont le point éclair est supérieur à 100°C.

Catégories des fluides

A (a)	Un liquide inflammable qui, lors de sa libération, se vaporiserait rapidement et substantiellement, y compris tout gaz de pétrole liquéfié ou tout liquide inflammable plus léger.
A (b)	Liquide inflammable qui, lors d'une libération, se vaporise rapidement et substantiellement, y compris tout liquide inflammable à une température suffisante pour produire lors d'une libération, plus d'environ 40% vol, vaporisation sans apport de chaleur autre que l'environnement.
B	Liquide inflammable (pas dans la catégorie A), à une température suffisante pour que l'ébullition se produise lors de la libération.

C	Un liquide inflammable (n'appartenant pas aux catégories A ou B), qui peut lors de son rejet, être à une température supérieure à son point d'éclair, ou former un brouillard ou une pulvérisation inflammable.
G (i)	Un gaz naturel typique riche en méthane.
G (ii)	Hydrogène de raffinerie

Télémètre Laser



Télémètre Laser pour les mesures des distances

Annexe B : Analyse préliminaire des risques

Valeurs de probabilité considérées pour les différents types d'évènements redoutés sur les installations étudiées. [19]

Scénarios N°	Installations	Équipement	Fluide / type d'équipement	Nombre en unité et/ou longueur en (mm) de l'équipement	Diamètre de l'équipement (mm)	Diamètre de la brèche en (mm)	Fréquence de perte de confinement [/AN]				
							Petite fuite	Moyenne fuite	Large fuite	Rupture	Total
01	Unité 200 : circuit froid de l'huile	Séparateur HP 200VS301	Huile / réservoir sous pression	2U	/	P=10 M=25 R	2.4×10^{-4}	2.2×10^{-5}	/	6.4×10^{-6}	2.68×10^{-4}
02	Unité 210 : circuit chaud de l'huile	Four de rebouillage 210F01	Huile/pipe	1U/ 20m	203.2	P=20.32 M=30.48 L=73.15 R=203.2	2.75×10^{-5}	1.18×10^{-5}	9.85×10^{-6}	4.92×10^{-6}	4.59×10^{-5}
03	Unité 210 : circuit chaud de l'huile	Colonne de stabilisation 210VE301	Huile/réservoir sous pression	1U	/	P=10 M=25 R	1.2×10^{-4}	1.1×10^{-5}	/	3.2×10^{-6}	1.34×10^{-4}
04	Unité 210 : circuit chaud de l'huile	Pompes de recirculation du rebouilleur 210PA304A/B /C	Huile/pompe	3U	/	F=15.24	1.32×10^{-6}	/	/	/	1.32×10^{-6}

05	Unité 250 : hors Spec	Gas Boot d'huile 250C01	Huile/réservoir r sous pression	1U	/	P=10 M= 25 R	2.4 ×10⁻²	2.2 ×10⁻³	/	5 ×10⁻⁵	2.62× 10⁻²
06	Unité 310 : déshydratati on du gaz	Colonne d'absorption (contacteur de Glycol) 310C01	Gaz/ réservoir sous pression	1U	/	P=10 M=25 R	1.2× 10^{- ^4}	1.1 ×10⁻⁵	/	3.2× 10⁻⁶	1.34× 10⁻⁴
07	Unité 360 : compression du gaz flash	Compresseur gaz flash BP 360KA301A	Gaz/compress eur	2U	/	F= 20.32 R	8.8× 10^{- 3}	/	/	2.2× 10⁻⁴	9.02× 10⁻³

Tableau APR

S c	Installation	Equipement	ERC	Causes	Mesures préventives	Eventuel s phénomè nes dangereu x	Mesures de mitigation	Type de brèche	Fréquenc e (ERC)	Intens ité (I)	Commenta ires
0 1	Unité 200 : Circuit froid de l'huile	Séparateur HP 200VS301	Perte de confinem ent	- Défaillanc es d'équipem ents -Travaux tierces (entretiens, maintenanc e et à proximité) -Corrosion	- Equipement s et matériels présentant des caractéristiq ues (type, classe et épaisseur des matériaux) adéquates aux conditions d'utilisation (conditions opératoires et climatiques) .	-Boule de feu -Jet fire -Feu de nappe - Explosio n -Flash fire - Pollution	-Activation automatique ou manuelle par bouton poussoir des systèmes suivants qui actionne les vannes SDV d'isolement de l'équipemen t défailant et ouvre les vannes BDV pour la dépressurisa tion de la	ruptur e	6.4×10^{-6}	2	Probabilité de survenance très faible
								Fuite moyen ne	2.2×10^{-5}	2	
								Petite fuite	2.4×10^{-4}	2	
0 2	Unité 210 : Circuit chaud de l'huile	Four de reboillage 210F01	Perte de confinem ent	-Fuites brides, vannes etc.	-Injections des produits chimiques	Boule de feu Jet fire Feu de nappe	section isolée vers les torches : -Système d'arrêt	Petite fuite	2.75×10^{-5}	1	Impact limité

0 3					désémulsifiants, méthanol, inhibiteur de corrosion, de dépôt de calcaire, cire, etc.) - Surveillance et prévention de la corrosion -Respect et application des exigences réglementaires et normatives en matière de qualité lors de la phase de construction	Explosions Flash fire pollution	d'urgence (ESD). -Système d'arrêt procédé (PSD). -Système d'arrêt local (LSD) -Système de détection feu et gaz (F & G). -Système de dépressurisation -Système torches -Mise en place d'équipements et instrumentation ATEX	Rupture	4.92×10^{-6}	2	Probabilité de survenance très faible
						Fuite large	9.85×10^{-6}	2	Probabilité de survenance très faible		
						Fuite moyenne	1.18×10^{-5}	1	Impact limité		
						Rupture	3.2×10^{-6}	2	Probabilité de survenance très faible		
		Colonne de stabilisation 210VE301	Perte de confinement			Boule de feu Jet fire Feu de nappe Explosions					

					-Respect des procédures d'accès au site -Procédures de permis de travail -Mise en place des signalisations de sécurité adéquates -Procédure d'utilisation d'appareils ATEX sur site (par exemple : appareil de photos, mobile, etc). -Interdiction de fumer ou d'utiliser une flamme nue	Flash fire Pollution	Protection active contre les incendies -Moyen de lutte contre interne + réseau anti-incendie+ une capacité d'eau de 25200 m3 -Système de contrôle de la pression, de la température, du niveau de liquide haut (Haut et bas reliés aux pompes (ON/OFF) et à la salle de contrôle) -Plan d'évacuation, point de rassemblement	Fuite moyenne	1.1×10^{-5}	1	Impact limité
		Pompes de recirculation du rebouilleur 210PA304A/B/C	Perte de confinement			Boule de feu, Jet fire, Feu de nappe, Explosion, Flash fire, Pollution		Petite fuite	1.2×10^{-4}	1	Impact limité
04								Fuite	1.32×10^{-2}	2	
05	Unité 250 : Off spec (Hors spécification)	Gas Boot d'huile 250C01	Perte de confinement			-Boule de feu -Jet fire, -Feu de nappe, - Flash		Rupture	5×10^{-5}	2	

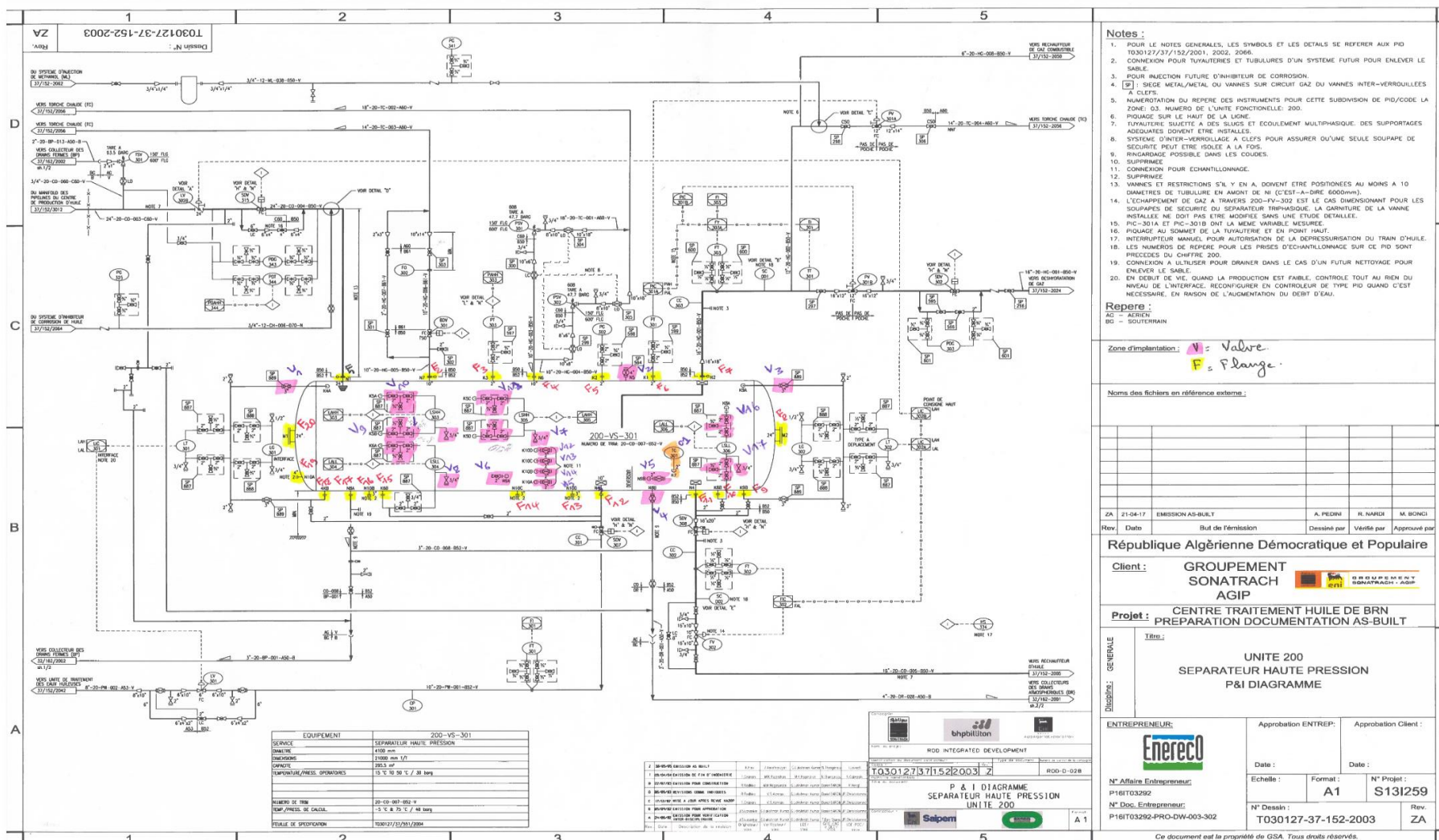
						fire, Pollution	ent et issue de secours -Contrôle d'accès et limitation de l'accès aux personnes non autorisées par la présence d'une clôture et le contrôle d'accès au site et au CTH Protection passive contre les incendies	Fuite moyenne	2.2×10^{-3}	1	N'impacte pas les personnes et les autres unités
								Petite fuite	2.4×10^{-2}	1	N'impacte pas les personnes et les autres unités
06	Unité 310 : déshydratation du gaz	Contacteur de Glycol (colonne d'absorption) 310C01	Perte de confinement			Boule de feu, Jet fire, Explosion, Flash fire, pollution	Protection passive contre les incendies -Les équipements, pipes rack et leurs structures et supports du CTH sont Fire Proofing (IGNIFUGE)	Rupture	3.2×10^{-6}	2	Probabilité de survenance très faible
								Fuite moyenne	1.1×10^{-5}	1	Impact limité
								Petite fuite	1.2×10^{-4}	1	Impact limité

07	Unité 360 : compression du gaz flash	Compresseur gaz flash HP 360KA301A	Perte de confinement			<ul style="list-style-type: none"> -Boule de feu -Jet fire - Explosion -Flash fire - Pollution 	<ul style="list-style-type: none"> -Tous les ESDV, SDV et BDV, les connexions et les différents instruments sont certifiées FIRE-SAFE. -Protection des câbles électriques qui actionnent les systèmes d'arrêts d'urgences - Combinaison IGNIFUGE pour le personnel intervenant dans le CTH qui limite les effets du flash fire de 50%. 	Rupture	2.2×10^{-4}	2	
								Petite fuite	8.8×10^{-3}	2	

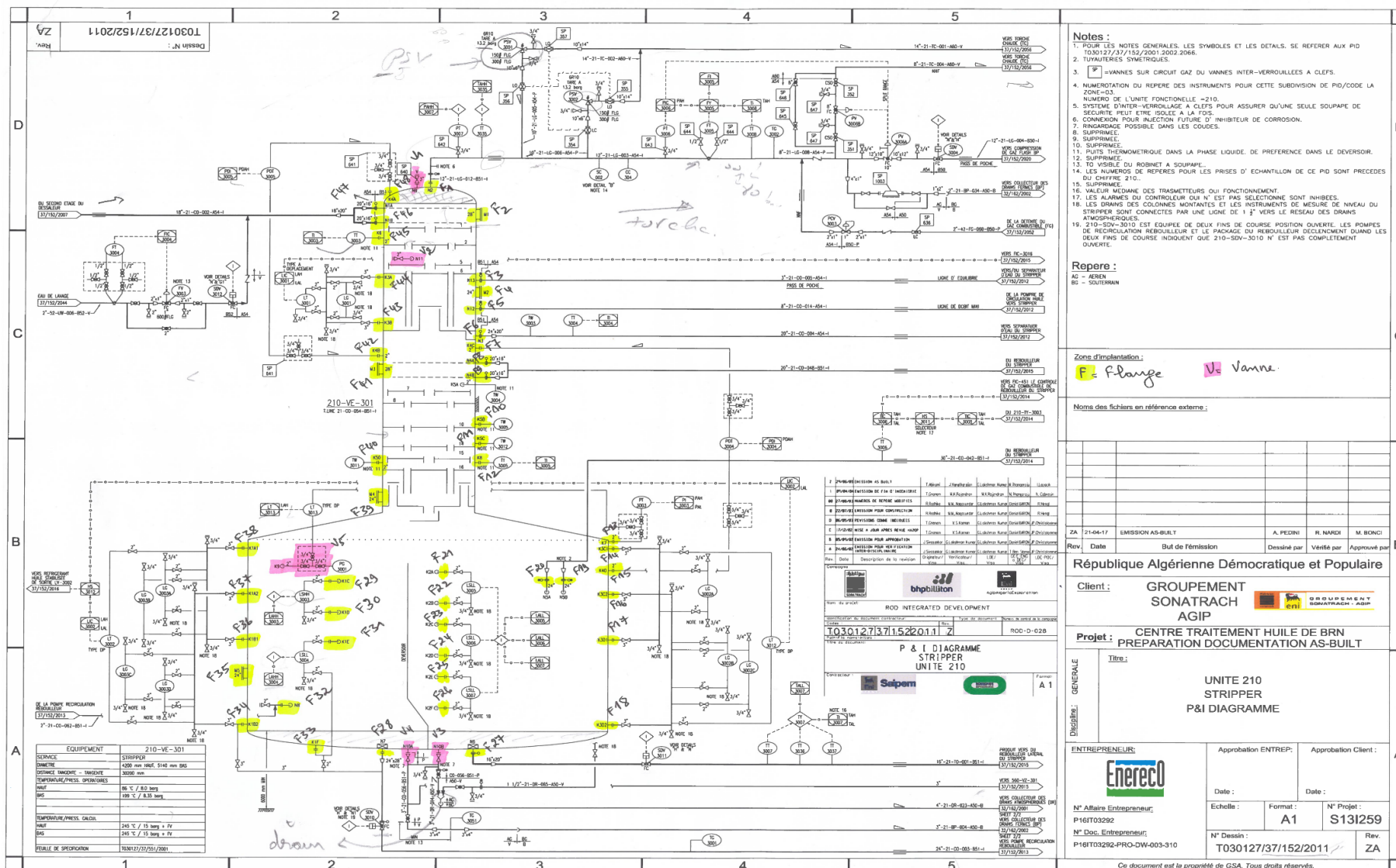
							-Murs Coupe-feu : bâtiment de réinjection de gaz -Système de drainage des fuites vers le bassin d'évaporatio n et cuvette de rétention				
--	--	--	--	--	--	--	---	--	--	--	--

Annexe C : P&ID des équipements [20]

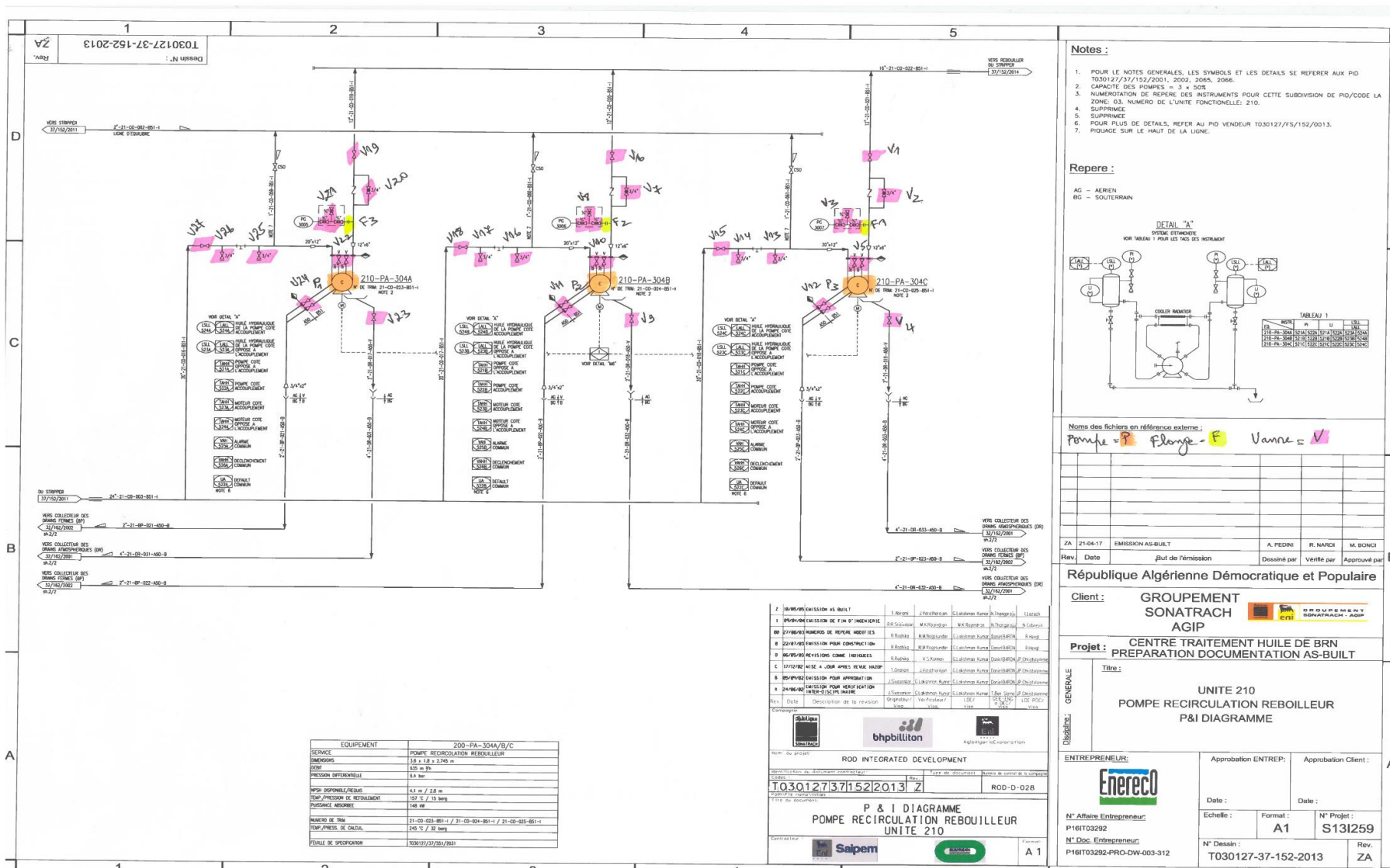
P&ID Séparateur HP



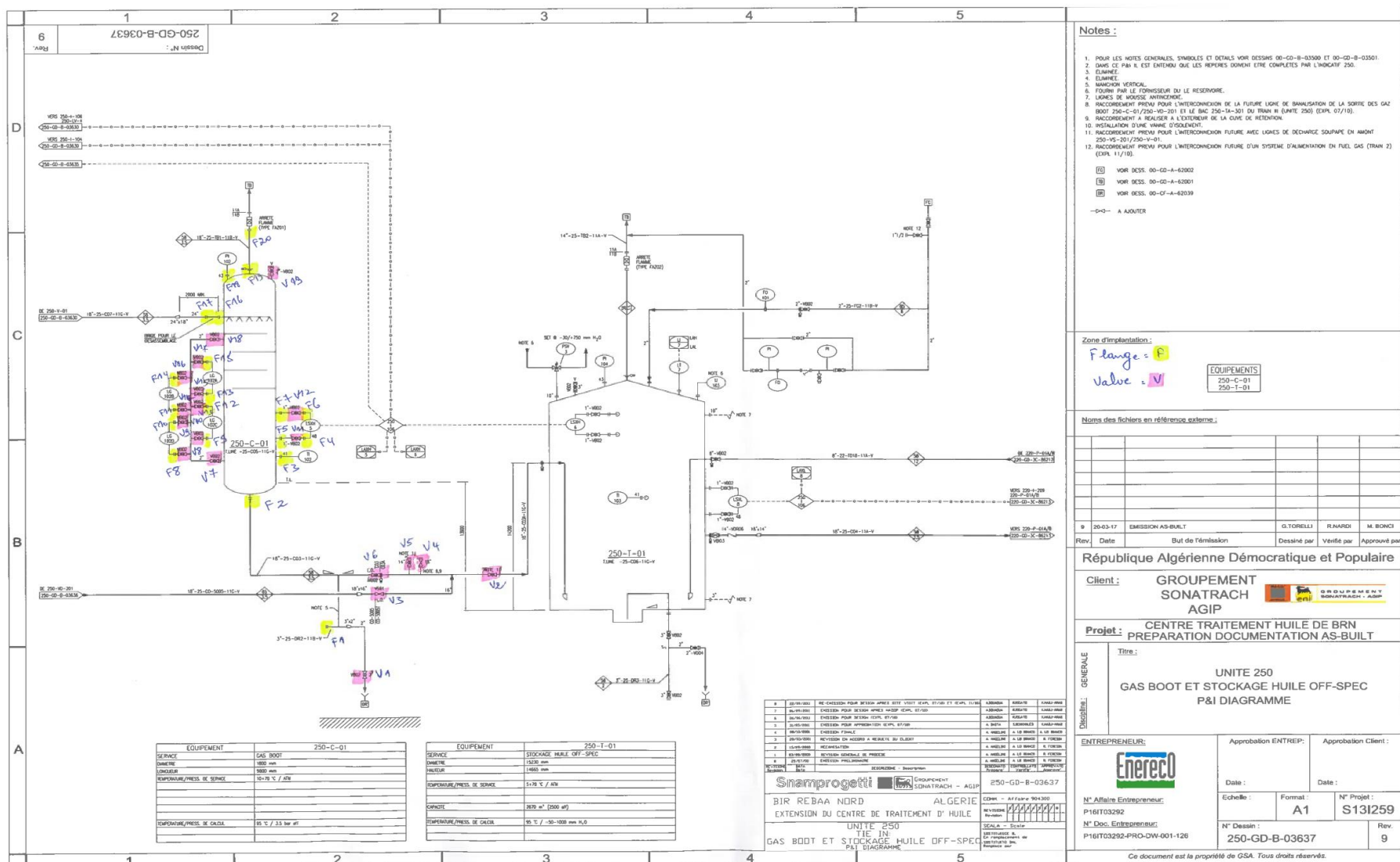
P&ID Colonne de stabilisation



P&ID Les pompes de recirculation de rebouilleur



P&ID Gas Boot



P&ID Compresseur

