



Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Civil et d'Hydraulique

MÉMOIRE DE MASTER

Sciences et Technologies
Hydraulique
Ouvrages hydraulique

Réf. : OH 14/2018

Présenté et soutenu par :
Lansab Ahmed

Le : mardi 26 juin 2018

Systemes de protection des Pipelines Le système HIPPS (High Integrity Presurs Protection System)

Jury :

Pr.	Debabech bouthaina	MCA	Université de Biskra	Président
Pr.	Loughraichi Yazid	MAA	Université de Biskra	Examineur
M.	Beribech Abdallatif	MCA	Université de Biskra	Rapporteur

Remerciements

Je rends grâce au Bon Dieu de m'avoir donné la force et le courage jusqu'à ce jour.

*Je suis très heureuse de témoigner ma profonde estime à mon encadreur Mr **Bribeche Abd allatif**, Maître Assistant A, à l'Université de Biskra, qui je tiens à exprimer ma reconnaissance pour son aide et la grande patience avec laquelle il a suivi ce travail jusqu'à son achèvement.*

Je remercie également ma famille, mes proches et mes chers amis pour leurs aides, conseils et soutiens aux moments propices.

Enfin, merci à tous ceux qui, de près ou de loin, m'ont épaulée durant ma jeunesse et mes études.

*J'adresse mes vifs remerciements à tous mes enseignants ainsi que tous les personnels administratifs de l'université de **Biskra**, de **faculté des sciences technologie**, **département hydraulique et génie civile***

Ahmed lansab

Résumé

Résume :

La meilleure façon de transporter d'hydrocarbure est les pipelines, mais ils sont exposés au problème de la pression

Pour cette raison, nous avons étudié les moyens de protection qui permettent d'atténuer ce problème: nous avons conclu que le système HIPPS est le meilleur système qui arrête la source de surpression avant qu'elle ne dépasse la pression prévue, évitant ainsi tout danger de la surpression.

Summary:

The best way to transport hydrocarbure is the pipes, but they are exposed to the problem of excessive pressure

For this reason, we have studied the means of protection that will alleviate this problem and we have concluded that HIPPS is the best system to protect against excessive pressure. This system stops the source of excess pressure before it exceeds the designed pressure, thus preventing any Risk by excessive pressure

ملخص :

الوسيلة الأفضل لنقل الغاز هي الأنابيب لكنها معرضة لمشكلة الضغط.

من أجل هذا قمنا بدراسة وسائل الحماية التي من شأنها أن تخفف من هذه المشكلة و توصلنا إلى إن نظام HIPPS هو النظام الأفضل ، حيث يعمل هذا النظام على إيقاف مصدر الضغط الزائد قبل أن يتجاوز الضغط المصمم من أجله ، و بالتالي منع أي خطر من قبل الضغط الزائد.

Sommaire

Sommaire

Introduction générale	2
------------------------------	---

Chapitre I

Généralités sur les moyens de transport des hydrocarbures

I.1. Introduction.....	5
I.2. Le transport d'hydrocarbure par voie maritime	5
I.2.1. Les incidents de transport d'hydrocarbure maritime	7
I.3. Le transport d'hydrocarbure par wagons-citernes (trains)	9
I.2.1. Les incidents de transport par wagons-citernes.....	11
I.4. Le transport d'hydrocarbure par camion –citernes.....	12
I.4.1. Les incidents de transport par camion -citernes	12

Chapitre II

Transport des hydrocarbures par pipelines

II.1.Introduction	15
II.2. Le transport par canalisation.....	15
II.2.1.Description du réseau de transport par canalisation des hydrocarbures	16
II.3. Le réseau interne de canalisations	16
II.3.1. Les pipelines de pétrole (Oléoducs)	17
II.3.2. Les pipelines de gaz naturel (Gazoducs).....	19
II.3.2.1. Les gazoducs internes	19
II.3.2.2.Les gazoducs transcontinentaux.....	20
II.3.2.3.Les gazoducs transcontinentaux en projet	20
II.3.3. Les pipelines de GPL	21

II.4. Les Tarifs de Transport	21
II.4.1. Les normes de canalisation en Algérie	22
II.4.2. Ouvrages exclus du règlement.....	22
II.4.3. Pression de refoulement.....	23
II.5. Emplacement de conduite	23
II.5.1. Contraction en usine des éléments des ouvrages, qualité du métal des tubes	23
II.5.2. Démentions des tubes.....	25
II.5.3. Chan freinage des extrémités des tubes	25
II.5.4. Accessoires	26
II.5.5. Epreuve hydraulique	26
II.6. Priorité du pipeline.....	26
II.6.1. Définition et caractéristiques du transport par canalisation.....	26
II.6.2. Les composantes des réseaux de transport des hydrocarbures par canalisation.....	27
II.6.2.1. Les stations d'injection ou de départ	27
II.6.3. Les postes de sectionnement	27
II.6.5. Les stations d'arrivée	28
II.7. Conclusion	28

CHAPITRE III

Risques liés aux pipelines

III.I. Introduction.....	30
III.2. Risque liée de la pression	30
III.2.1. Résistance à la pression.....	31
III.2.2. Le rôle de la pression dans la corrosion du Pipe	31
III.2.3. Basse pression.....	32
III.2.4. Descriptions d'incidentss	32
III.2.4.1. Dommage causé par la foudre	32
III.2.4.2. Faux signal du transmetteur de pression	32
III.2.4.3. Défaillance d'un régulateur de pression de gaz	33

III.2.4.4. Fonctionnement des soupapes de surpression non conforme.....	33
III.3. Le risque de corrosion	33
III.3.2Types de corrosion	34
III.3.2.1.Internal Corrosion.....	34
III.3.2.2.Stress Corrosion Cracking.....	35
III.3.D'autres risque liée	36
III.3.1.les dangers à la phase construction	36
III.3.1.1. les dangers pour le personnel impliqué dans la phase chantier	36
III.3.1.2. dangers associées au raccordement et à la mise en service d'un nouvel ouvrage	37
III.3.2. Risque liés à la qualité de l'ouvrage	38
III.3.2.1. Fragilité	38
III.3.2.2. Fatigue	38
III.3.2.3. Défaut de matériau / Défaillance matériel	38
III.3.2.4. Défaut de construction	39
III.4.Risque liés à l'interaction fluide – ouvrage	39
III.4.1. Abrasion due à la présence de particules de rouille	39
III.5.Risque liés relatif à la nature	40
III.5.1. la végétation	40
III.5.1.1. la nature du sous-sol	40
III.5.1.2. les terrains rocheux	40
III.5.1.3. les terrains humides ou marécageux	40
III.5.2. Risque liés à la foudre	41
III.5.3. Risque liés aux vents violents et tempêtes	41
III.5.4. Température froide.....	41
III.3.6.Conclusion	42

CHAPITRE IV

Systèmes de sécurité des pipelines contre les risques de surpression

VI.1.Introduction	44
IV.2. Soupapes anti-vide	44
IV.2.1. Soupapes régulatrices de vide	44
IV.2.2. Fonctionnement.....	44
IV.2.3. <i>Choix du type de soupape et de la section nominale de passage.....</i>	<i>44</i>
IV.2.4. Les débits pour casse-vides	45
IV.2.5. Étanchéité du siège	45
IV.2.6. Protection	46
IV.3.Soupape de décharge DN15 – DN150 – S3 en ligne.....	47
IV.3.1. Caractéristiques	47
VI.3.2. Caractéristique hydraulique :	48
IV.3.3. Contraction	49
IV.3.4. Installation	49
IV.4.Vanne de Régulation Pneumatique – C1	50
IV.4.1. Composants de la vanne	51
IV.4.2. Spécifications de pression d'alimentation Gaz de pression d'alimentation gaz	51
VI.4.2.1.Air ou gaz naturel	51
IV.4.3. Performance	52
VI.5.Conclusion	53

CHAPITRE VI

Le système HIPPS (High Integrity Pipeline Protection System)

VI.1.Introduction.....	55
VI.2. Les avantages principaux de l'utilisation de système HIPPS	55
VI.2.1. Economique.....	56
VI.2.2. Environnemental.....	56
VI.2.3. Sécurité.....	56
VI.3. Caractéristiques	56
VI.4.Quand utiliser le système HIPPS	57
VI.5.Architecture du système	58
VI.5.1 Composants du système.....	58
VI. 5.1.1. Initiateurs	59
VI .1.1.2. Solvateur logique	59
VI .1.1.3. élément final	60
VI.5.2.Hydraulique HIPPS	61
VI.5.3.HIPPS électronique	62
VI.5.4.Principales caractéristiques d'hydraulique HIPPS.....	63
VI.6.The Safety Integrity Level SIL.....	64
VI.6.1.Exemple de données d'échec et méthodologie	64
VI.6.2.Exemple SIL 2 HIPPS	66
VI.6.2.1.Probabilité d'échec sur demande (PFDAVG)	67
VI.6.3.Exemple de SIL 3 HIPPS	69
VI.6.3.1.Probabilité d'échec sur demande PFD.....	71
VI.6.4.Conception, installation et considérations opérationnelles	73
VI.7.Transmetteur de pression	74
VI.7.1.Présentation des transmetteurs de pression.....	74
VI.7.1.1.Fonction d'un transmetteur de pression.....	74
VI.7.1.2.Différents types de mesures réalisées par un transmetteur.....	74
VI.7.1.3.Différents types de signaux délivrés par les transmetteurs.....	74

VI.7.1.4.Evolution des transmetteurs de pression	75
VI.8.Conclusion	75

Liste de figure

Figure I.1 : Une navire de transport de pétrole.....	5
Figure I.(2-3) : L'impact de la pollution pétrolière sur l'environnement.....	8
Figure I.4 : Train formé d'un long cordon de wagons-citernes	11
Figure I.5 : Un accident d'un camion -citernes	13
Figure II.1 : Réseau de transport par canalisation	17
Figure III .1 : Attaque de corrosion locale dans un oléoduc	35
Figure IV 1 : Soupape de décharge_DN15 – DN150 – S3.....	47
Figure IV 2 : Un diagramme montrant Soupape de décharge DN15 – DN150 – S3 en ligne....	48
Figure IV 3 : Schéma de la Vanne de Régulation Pneumatique – C1	50
Figure IV 4 : Soupape de respiration à bride	53
Figure I.5 : Unité de décompression à double étage – EN20 / EN50.....	54
Figure VI .1 : Skip mécanique HIPPS en Arabie Saoudite.	57
Figure VI .2 : Architecture du système HIPPS.....	58
Figure VI .3 : Expliquer Planification de Logique solveur	60
Figure VI .4 : Expliquer Hydraulique.....	61
Figure : VI.5 : boucle de hydraulique (mécanique) HIPPS	62
Figure VI.6 : Expliquer électronique HIPPS.....	62
Figure : VI .7 : boucle de électronique HIPPS	63

Liste des tableaux

Tableau I.1: les dix premier déversements d'hydrocarbures au monde	8
Tableau I.2: Répartition des zones de fuite d'hydrocarbures dan le monde	9
Tableau II.1: les pipelines du pétrole brut et condensât en Algérie.....	18
Tableau II.2: les pipelines du gaz naturel en Algérie.....	19
Tableau II .3 : les gazoducs transcontinentaux.....	20
Tableau II.4: les pipelines de GPL.....	21
Tableau II.5 : les tarif de transport.....	22
Tableau II.6 : Taux de contrainte pour les tube.....	23
Tableau III .1: les dangers pour le personnel impliqué dans la phase chantier	34
Tableau III.2 : Fréquence des causes des fuites de pipelines en 1971 (Bureau de la sécurité des pipelines, 1972).....	40
Tableau IV.1 : Débit en m3/h Casse-vide 34, 35 et 36	43
Tableau IV.1 : Démontre des pièces de soupape de sécurité.....	47
Tableau IV.2: Démontre les composants de la vanne.....	49
Tableau IV.3: Spécifications de pression d'alimentation.....	50
Tableau VI .1 : de données d'échec et méthodologie	65
Tableau A1 .montrant Gammes SIL pour les fonctions instrumentées de sécurité à faible demande.....	65
Table A.2. Architecture constraint de Type A and B elements or sou-systems.....	66
Tableau VI.2: Contraints architectural.....	66
Tableau VI.3 : Capacités systématiques (SC)	67
Tableau VI.4 : Sous-système de capteur (transmetteur de pression, 1001).....	68

Tableau VI.5 : Sous-système logique(Alarme de déclenchement de sécurité, 1001).....	68
Tableau VI.6 : Sous-système d'élément final (vanne actionnée, 1001).....	69
Tableau VI .7 : Architectural Constraints.....	69
Tableau VI.8 : Capacité systématique.....	70
Tableau VI.9: Sous-système de capteur (transmetteur de pression, 2003).....	72
Tableau VI.10 : Sous-système logique (Alarme de déclenchement de sécurité, 2003).....	72
Tableau VI.11 : Sous-système d'élément final (vanne actionnée, 1002).....	73

Introduction générale

Introduction General :

Les sites d'exploration, d'extraction et de raffinage de pétrole et de gaz sont parfois situés dans des endroits éloignés, éloignés des zones peuplées, qui exigent des routes sécurisées avec des normes de sécurité très élevées pour le transport. Ces matières sont toxiques, inflammables et provoquent des catastrophes environnementales et humanitaires. En cas de toute fuite à tort, et le développement de moyens de transport de gaz et de pétrole, dans la promotion de l'exploration et de la recherche dans les endroits accidentés, ou des endroits où l'accès est impossible .

Alors, comment pouvons-nous livrer ou transport des hydrocarbures au bon niveau de sécurité et de coût?

Nous avons du transport pour plusieurs hydrocarbures et nous en avons étudié quelques-uns dans ce travail .Représenté en les voies maritimes ,qui facilite le transfert de gaz et de pétrole dans la mer pour l'exportation vers l'étranger, après avoir été connecté par des pipes .Il y a aussi le transport d'hydrocarbure par wagons-citernes (trains) et est un moyen de transport à l'intérieur et à l'extérieur du pays. Et Le transport d'hydrocarbure par camion –citernes pour La livraison de produits pétroliers directement aux zones de consommation, ce qui est dangereux et met la route au risque d'accidents .Et tous les autres moyens comportent des risques.

L'Algérie est un pays riche en ressources internes de gaz, de pétrole et d'autres, donc elle tire la force de son économie de l'exportation de ces ressources .Dans ce processus, l'Algérie s'appuie sur des pipelines de transport d'hydrocarbures qui facilitent le transport sur de longues distances par conséquent, nous notons que la terre d'Algérie contient un grand réseau de pipelines utilisé pour exporter ses produits.

Le transport de tuyaux est le meilleur pour les longues distances, mais ces pipelines sont exposés à de nombreux dangers externes et internes. Et nous avons étudié de ces dangers certains d'entre eux. Surtout pendant la construction de l'installation de ces pipes, et après un certain temps, ces pipes sont exposés à la corrosion interne et externe. Le risque d'augmentation de la pression est la principale

cause de corrosion et les pipes peuvent être déchirées en augmentant la résistance à la pression.

La surpression et les risques causés par les canalisations coûtent des dommages matériels et environnementaux considérables. Pour cela, nous avons établi une étude des moyens de protéger ces pipes de la surpression, et sont représentés des soupapes de sécurité permettant la réduction et le réglage de la pression

HIPPS (High Integrity Pipeline Protection System), Ce système remplit l'une des fonctions des systèmes de sécurité à travers le SIS, ce qui évite une pression excessive dans les tuyaux, fermant la source de surpression avant de dépasser le débit admissible selon la conception du système, protégeant ainsi le système de la perte d'explosion due à la pression surcharge. HIPPS est donc une barrière entre les pièces à haute pression et les pièces à basse pression dans les pipelines.

Le travail qui suit se déroule de la façon suivante :

Le premier chapitre consiste à faire une recherche de généralités sur les moyens de transport des hydrocarbures et certains des risques auxquels ils sont confrontés.

Le deuxième chapitre il s'est spécialisé dans l'étude du transport des hydrocarbures par pipelines.

Le troisième chapitre parle de Risques liés aux pipelines.

Le chapitre quatrième contient des systèmes de sécurité des pipelines contre les risques de surpression.

Le chapitre cinquième définit le système HIPPS (High Integrity Pipeline Protection System).

Chapitre I

**Généralités sur les moyens de
transport des hydrocarbures**

I.1. Introduction

Les sites d'exploration, d'extraction et de raffinage de pétrole et de gaz sont parfois situés dans des endroits éloignés, éloignés des zones peuplées, qui exigent des routes sécurisées avec des normes de sécurité très élevées pour le transport. Ces matières sont toxiques, inflammables et provoquent des catastrophes environnementales et humanitaires. En cas de toute fuite à tort, et le développement de moyens de transport de gaz et de pétrole, dans la promotion de l'exploration et de la recherche dans les endroits accidentés, ou des endroits où l'accès est impossible.

La fondation "NAFTAL" est un il est considéré comme le pionnier en Algérie dans le domaine du transport et de la distribution des produits utilisés dans les produits pétroliers et leurs dérivés, qui utilise les moyens de transport disponibles tels que les pipelines, les camions, les voies maritime et les trains.

I.2. Le transport d'hydrocarbure par voie maritime :

Le transport maritime est utilisé pour transporter le gaz et le pétrole à l'arrivée des zones de production vers les ports d'exportation, en raison de la difficulté d'étendre les conduites sur de longues distances ou parce qu'il n'est pas pratique de les étendre. La marine géante, qui a une capacité de chargement de plus de 44 000 tonnes, achève le processus de transport, certains pays utilisant des pétroliers en train de stocker du gaz et du pétrole en cas de baisse des prix du pétrole et du gaz et qu'il ne représente que quelques pourcents du trafic, ce mode de transport est en véritable évolution. [1]



Figure01 : Une navire de transport de pétrole [2]

La mer et l'océan sont les transports de pétrole brut les plus longs et les plus utilisés: en 2006, 1,9 milliard de tonnes de pétrole ont été transportées par voie maritime, soit 62% de la production mondiale. Le transport maritime de pétrole par des navires ou sont désignés pour que les navires de but poursuivi l'expansion de la flotte de transport maritime depuis sa découverte en 1869 où il embarquait des développements importants dans les moyens de transport, aussi bien dans le côté quantitatif ou qualitatif. Transport de pétrole des puits aux pays consommateurs par mer et dans les années soixante-dix a augmenté la nécessité de transporter plus qu'autorisé par la production en raison de changements dans le style de mouvement d'huile a la flotte mondiale pour le transport du pétrole a augmenté de plus de dix ans 1963-1973 de 65,1 millions de tonnes de tonnage de port en lourd de 189 millions de tonnes. Et a la flotte mondiale des navires-citernes à l'exception des centres arabes à l'avant-garde du marché des transports internationaux, qui contrôle environ 91% du volume commun d'huile dans le commerce international et capacité de chargement des pétroliers a augmenté depuis passé de 280 millions de tonnes en 2000 à plus de 380 millions en 2007, soit une hausse estimée à 35%, ce qui est supérieur au pourcentage réalisé au cours de la période 1990-2000, comme environ 15%. Le développement technique a également permis de compléter des pétroliers superpétroliers capables de charger de 200 000 tonnes à 550 000 tonnes.[3]

Et en Algérie compagnie maritime la plus célèbre c'est "HYPROC " qui Pionnière dans le transport de GNL, HYPROC capitalise plus de 35 ans d'expérience et cumule à son actif plus de 400 millions de mètres cubes de GNL livrés dans le monde. La flotte de la compagnie a effectué plus de 4000 voyages à travers le monde représentant près de 5 millions de miles parcourus en mer. HYPROC Shipping Compagnie est une filiale à 100% du Groupe Sonatrach. Le transport maritime de GNL représente l'activité principale de HYPROC, tant en volume qu'en chiffre d'affaire. Il constitue ainsi un maillon important de la chaîne gaz et contribue à la valorisation du gaz algérien exporté. La flotte de HYPROC participe à hauteur de 67 % des parts de marché dans l'exportation du GNL algérien, soit un total de 18 millions de Mètre Cube de GNL .[4]

I.2.1. Les incidents de transport d'hydrocarbure maritime :

La mer est un moyen important de transport et du commerce international surtout le transport des produits pétroliers. Mais le transport maritime surtout le transport des hydrocarbures ne peut pas se concevoir sans l'intervention de risques de pollution pétrolière. Certaines zones comme la mer méditerranée sont exposées au trafic maritime très dense qui menace leurs écosystèmes. La mer méditerranée est une route importante pour le transport maritime et elle est un espace de transit. Mais le trafic maritime est une des principales causes de pollutions pétrolières de la mer méditerranée. Cette pollution des navires pourra être de deux types. Il pourra s'agir d'une pollution accidentelle ou d'une pollution opérationnelle. Heureusement la communauté internationale a adopté des règles juridiques pour la répression et la prévention contre la pollution pétrolière provenant des navires. Du fait de sa spécificité, la Méditerranée bénéficiera d'une réglementation particulière. Mais malheureusement il existe actuellement une hétérogénéité entre les pays Méditerranéens dans la mise en œuvre des normes internationales et régionales pertinentes. Cette hétérogénéité est attribuée à deux :

- Le régime international et régional contient des lacunes juridiques qui réduisent de son efficacité.
- La géopolitique de la mer méditerranée qui se traduit par l'inégalité économique et technologique entre les pays du Nord riches et les pays du Sud pauvres .

Et trouvons des dangers potentiels pour le transport des hydrocarbures maritime :

- Accidents maritimes (délinquance, collision)
- Incendie ou explosion et coup d'état et naufrage d'un pétrolier.
- Opérations d'exploitation pour le chargement et le déchargement des pétroliers

Huile (défaillance des flexibles et des pompes de chargement et de déchargement Pétrolier)
ou ne fermez pas les robinets Opérations d'expédition.

Un navire ou un pétrolier entre en collision avec ces réservoirs.

- Fuite au cours des opérations opérationnelles à la suite de l'occurrence Rupture (coupure) dans les tuyaux utilisés pour charger ou décharger Pour les pétroliers.[5]



Figure2-3 : L'impact de la pollution pétrolière sur l'environnement [6]

Tableau 1 : les dix premiers déversements d'hydrocarbures au monde [7]

Classement	Nom de l'accident	Année	Quantité
1	Arabian gulf: tankers, pipelines and terminals, offshore Saudi Arabia.	1991	240000
2	Istoc I oil well, Ciudad del Carmen, Mexico.	9181-9171	140000
3	Nowruz field, Arabian Gulf	1983	80000
4	Fergana oil well, Uzbekistan	1992	80000
5	Castillo de Bellver tanker, offshore Cape Town, South Africa.	1983	78500
6	Amoco Caldiz tanker, offshore Brittany.	1978	68670
7	Aegean Captain tanker, offshore Tobago	1979	48800
8	Production well D-103, Tripoli, Libya	1980	42000
9	Irenes Serenade tanker, Pilos, Greece	1980	36600
10	Kuwait storage tanks	1981	31170

Il ressort clairement du tableau que les plus grands déversements d'hydrocarbures sont des accidents catastrophiques En pressant des millions de litres d'huile dans les mers, les plages et les terres cultivées Conduisant à un impact sévère sur l'écosystème

Tableau : Répartition des zones de fuite d'hydrocarbures dan le monde. [7]

La zone	Nombre d'accidents
Golfe de Mexique	267
Nord-est des Etats-Unis d'Amérique	140
Mer Méditerranée	127
golfe Persique	108
Mer du Nord	75
Japon	60
mer Baltique	52
Britain malaisia et singapoura	49
Malaisia et Singapoura	39
La côte sud de la France / nord et au sud de la côte espagnole	33
Corée	32

Il ressort de ce tableau et de cette image que les fuites se propagent dans presque toutes les régions du monde, et nous notons Les endroits les plus importants sont les Amériques (Golfe du Mexique), la Méditerranée et le golfe Persique Est considéré comme une région pétrolière importante dans le monde, et est situé dans le monopole de l'exploration, de l'extraction et du transport des investissements au niveau des entreprises les plus importantes Tels que Exxon Mobil, BP, Shell et Chevron. Il supporte la plupart des excès environnementaux de l'activité pétrolière et n'assume donc pas pleinement sa responsabilité environnementale et considère donc sa performance environnementale Loin de ses déclarations et positions quant à sa responsabilité vis-à-vis de l'environnement dans lequel il opère

I.3. Le transporte d'hydrocarbure par wagons-citernes (trains) :

Lorsque le gaz et le pétrole sont transportés par voie ferrée ou par des camions géants, en tenant compte des spécifications particulières des citernes utilisées dans le processus de transport, en garantissant les normes de sécurité et en assurant le mouvement fluide des liquides pendant le transport. Et l'huile pour les points de consommation finale

Ce mode de transport connaît de plus en plus la participation des opérateurs privés. Ces opérateurs détiennent plus de 47% de parts du marché du transport des GPL conditionnés. Pour les carburants, ces derniers détiennent 30% de parts . L'activité de transport routier de produits pétroliers et autres prestations effectuées pour le compte des distributeurs agréés par le ministère de l'Energie et des Mines, n'est pas soumise à autorisation, conformément aux dispositions du décret exécutif n°97-435. Le mode de transport par des carburants est assuré par la Société de transport des produits pétroliers STPE. [8]

Des trains tirent des wagons-citernes pour le transport du pétrole depuis les années 1860; à l'époque, ils étaient fabriqués en bois. Entre les années 1920 et 1950, les wagons-citernes modernes étaient un moyen largement utilisé pour transporter le pétrole, mais à partir des années 1960, ce sont les pipelines, les navires et les camions-citernes qui sont devenus les principaux moyens de transport du pétrole brut. Toutefois, en 2010, la demande a dépassé la capacité actuelle des pipelines à transporter le pétrole. Le train fut ainsi de nouveau très en demande pour transporter le pétrole brut, que l'on achemine par des trains formant de longs cordons de wagons-citernes faisant office de « pipelines virtuels ».

Au Canada seulement, le transport du pétrole par train a été multiplié par 280 (ou a augmenté de 28 000 %) entre 2009 et 2013. En Amérique du Nord, on compte environ 300000 wagons-citernes pouvant transporter du pétrole par train .Chaque wagon peut contenir jusqu'à 131 000 litres. Cela représente environ 600 barils de pétrole non pressurisé par wagon. Il en coûte environ de 12 dollar à 18 dollar pour transporter par train une quantité de pétrole d'une valeur de 800 dollar .Contrairement aux pipelines, qui exigent des années à construire et qui ne suivent que des routes fixes, les trains de pétrole peuvent circuler sur toutes les voies ferrées, et lorsque la demande est en hausse, il est possible d'ajouter des wagons supplémentaires.



Figure 4 : Train formé d'un long cordon de wagons-citernes [9]

I.2.1. Les incidents de transport par wagons-citernes :

Le dit plus de trains dit aussi davantage de risques encourus, comme des déversements, des explosions et des incendies si le train transportant du pétrole est impliqué dans une collision ou s'il déraile (c'est-à-dire lorsque le train quitte les rails). De nombreux déraillements fatals ont eu lieu au cours des dernières années, notamment celui qui est survenu à Lac-Mégantic, au Québec, en juillet 2013 et qui a provoqué un énorme incendie. Dans le cas de Lac-Mégantic, un train laissé sans surveillance a dévalé une pente menant vers le centre-ville, où il a déraillé, provoquant une série d'explosions violentes et un vaste incendie. De plus, le train cause un nombre plus élevé de déversements que tout autre moyen de transport terrestre. Environ la moitié des déversements de pétrole se produit pendant le transport et l'autre moitié lors du chargement ou du déchargement.



Figure 05: Un accident d'un wagon-citerne [9]

Puisque le nombre de trains transportant du pétrole d'un océan à l'autre est en croissance constante, les sociétés pétrolières, les autorités ferroviaires et les gouvernements se voient dans l'obligation de créer un plus grand nombre de lois et de réglementations

visant à prévenir les accidents. Par exemple, les wagons-citernes modernes sont dotés de coupleurs spéciaux (la pièce qui relie les wagons les uns aux autres) qui empêchent les wagons de se détacher lors d'un accident comme un déraillement. Cette mesure a pratiquement éliminé le risque que les coupleurs d'un wagon ne viennent crever le wagon situé à l'avant ou à l'arrière [10]

I.4. Le transporte d'hydrocarbure par camion -citernes:

Le transport par camion est généralement la dernière étape dans l'acheminement du pétrole vers les stations-service et les autres points de service où il sera utilisé par les consommateurs. Le transport du carburant par camion est souvent le seul moyen d'approvisionner directement les stations-service en essence. Imagine en effet comment il serait difficile d'obtenir de l'essence si le seul endroit pour s'approvisionner se trouvait près d'un enchevêtrement de voies ferrées, d'une voie maritime importante ou d'un pipeline .Les camions-citernes transportent du pétrole traité dans des conteneurs cylindriques ressemblant aux wagons-citernes tirés par les trains. Chacun de ces camions peut transporter entre 10 000 et 45 000 litres de carburant à partir des raffineries ou installations de stockage jusqu'aux pompes des stations-service. L'essence contenue dans les camions-citernes est souvent répartie dans plusieurs compartiments afin de séparer les différentes qualités de carburant. De cette façon, les camions peuvent transporter tous les types de carburant dont les stations-service ont besoin en un seul voyage. En plus d'acheminer le pétrole aux stations-service, les camions-citernes peuvent également transporter du carburéacteur aux avions dans les aéroports ainsi que du propane, de l'huile pour chaudières et d'autres carburants résidentiels dans les maisons, où ils seront utilisés pour le chauffage ou la cuisson. Enfin, le camion est le moyen qui offre le plus de flexibilité en matière de transport du pétrole, puisqu'il peut aller partout là où il y a une route [10]

I.4.1. Les incidents de transport par camion -citernes :

Comme pour la plupart des modes de transport du pétrole, le risque de déversement au moment du chargement et du déchargement ou lors d'accidents de la circulation représente l'un des désavantages associés aux camions citernes. En effet, il est plus difficile de conduire l'un de ces véhicules que la plupart des autres camions. L'explication est simple : le centre de gravité de ces camions-citernes est très élevé (pense à tout ce

liquide lourd qui se déplace plus haut que la cabine du conducteur). Les camions-citernes sont ainsi plus susceptibles que tout autre type de camions de se renverser.



Figure 06: Un accident d'un camion –citernes[11]

Même si les déversements causés par des camions-citernes sont plus fréquents, les déversements causés par d'autres moyens de transport comme les trains, les navires pétroliers et les pipelines impliquent généralement un volume plus important de produits pétroliers. Ces déversements ont cependant tendance à se produire sur les routes où un très grand nombre de personnes circulent chaque jour.

Conclusion :

Les moyens de transport étudiés dans ce chapitre sont importants et utiles dans le domaine du transport des hydrocarbures. Mais ils contiennent beaucoup de risques pour l'environnement et l'humain car ils sont matériellement coûteux.

CHAPITRE II

Transport des hydrocarbures par pipelines

II.1.Introduction

Le Réseau de Transport par canalisation assure l'acheminement, au profit des Utilisateurs, de toute production d'Hydrocarbures des Points d'Entrée aux Points de Sortie. Il permet également d'alimenter le marché national, les complexes de GNL en gaz, les complexes de séparation en GPL et les raffineries en pétrole brut et en condensat. L'excédent en gaz est destiné à l'exportation via le GEM, le GPDF et le Med Gaz et l'excédent en pétrole brut, condensat et GPL sont destinés à l'exportation via les ports d'Arzew, de Skikda et de Bejaïa.

Le Réseau de Transport constitue un maillon flexible de la chaîne Hydrocarbures, en offrant les possibilités de prendre en charge les éventuels aléas au niveau de l'amont ou de l'aval.

Afin de remplir cette mission, dans des conditions optimales de sécurité et de respect de l'environnement, et à moindre coût, le Concessionnaire fait appel aux normes et standards établis sur la meilleure pratique internationale pour le développement et l'exploitation du Réseau de Transport.

II.2. Le transport par canalisations:

Ce type de transport se compose d'un ensemble de conduites sous pression, de diamètres variables, qui servent à déplacer de façon continue ou séquentielle des fluides ou des gaz liquéfiés. Les canalisations sont principalement utilisées pour véhiculer du gaz naturel (gazoducs), des hydrocarbures liquides ou liquéfiés (oléoducs, pipelines) [15]

Et est l'un des moyens les plus rapides et les plus importants, et le moins cher dans le fonctionnement de l'entretien, et le plus sûr de transférer de hydrocarbure , en raison de l'absence de barrières ou des obstacles qui entravent l'arrivée de la vitesse du pétrole et du gaz, aux ports ou les raffineries, et appuyer la tuyauterie dans le processus de transfert de gaz et de pétrole sur l'activation de la haute pression, où Il existe des points pour renforcer la pression au début de la canalisation, et tous les 50 à 250 km, afin d'éviter la réduction de la vitesse de transport résultant de matériau de friction dans les parois du tuyau, et se prolonge ces tuyaux dans tout terrain géographique, en tenant compte des moyens de sécurité de l'environnement, l'extension de la surface de la terre, ou au-dessous , Ou sous l'eau, et au sommet d'un

sommet Montagnes, dans les plaines, et sont identifiés des signes identifiables pour éviter les accidents, et la longueur de ces tubes à des milliers de kilomètres, et sont fabriqués avec des diamètres différents et est un pipeline d'amitié russe, un pipeline plus pour le transport au niveau mondial du gaz et du pétrole, où la longueur s'étend à quatre mille kilomètres, et jusqu'à Pour la République tchèque, la Hongrie, l'Allemagne, la Pologne, la Slovaquie et la Biélorussie.[16]

II.2.1. Description du réseau de transport par canalisation des hydrocarbures :

SONATRACH exploite un Réseau de Transport par canalisation des hydrocarbures (Pétrole Brut, Condensat, Gaz Naturel et Gaz Pétrole Liquéfié) composé de 22 Systèmes de Transport par Canalisation (STC) d'une longueur totale de près 20 927 km.

Les capacités de transport réelles, réservées et disponibles des différents Systèmes de Transport par Canalisation déclarées pour l'année 2017 se présentent comme suit :

La capacité totale réelle : 381,291 MTEP dont 250,283 MTEP concernant le Réseau Nord et 131,008 MTEP pour le Réseau Sud; - La capacité totale réservée : 239,545 MTEP soit 63% de la capacité réelle; - La capacité totale disponible : 141,746 MTP. [17]

II.3. Le réseau interne de canalisations :

Parmi les pays d'Afrique, l'Algérie procède un important réseau de gazoducs et d'oléoducs destiné principalement à évacuer le gaz et le pétrole des gisements de production, principalement d'Hasi R'Mel et de Hasi Mesaoud vers les ports d'exportation, les usines de liquéfaction de la côte méditerranéenne, ainsi que vers l'Europe via la Tunisie et le Maroc.



Figure II.1 : Réseau de transport par canalisation [18]

II.3.1. Les pipelines de pétrole (Oléoducs) :

Au niveau national, le réseau destiné à transporter les ressources extraites des gisements situés à l'intérieur du pays vers le littoral. Soit pour l'exportation via les ports pétroliers soit pour l'utilisation interne ou bien pour les raffineries.

Les principales canalisations sont : Haoud el Hamra-Arzew (la plus grosse canalisation : d'un diamètre de 34 pouces et d'une capacité de 34 Mt/an), Haoud el Hamra- Bejaia (la plus ancienne canalisation), et Haoud el Hamra-Skikda. In Amenas-La Skhira (Tunisie).

Chapitre II : Transport des hydrocarbures par pipelines

Tableau II.1 : les pipelines du pétrole brut et condensât en Algérie [20]

Pipeline	Diamètre (pouce)	Longueur Km	Nombre De station	Capacité (MT/an)	Anée
HEH-Bejaia (OB1)	24/22	660	7	17	1959
In Amenas- Tunisie(OT1)	24	265	2	13.9	1960
HEH-Arzew (OZ1)	28	801	6	21.5	1965
BeniMensour- Alger (OG1)	16	131	1	3.5	1971
Mesdar-Alger (OH1)	26	108	1	12	1972
HEH-Skikda (OK1)	34	637	4	24	1972
El Borma Mesdar(OD1)	20	272	1	2.5	1977
In Amenas- HEH (OH1)	30	630	3	18	1983
H.Berkine HEH (OH3)	30	292	/	5.2	1999
HEH- Arzew (OZ2)	8	822	6	34	2002
H.R'mel- HEH(NH1)	30	306	/	0.7	1960
Ohanet-HEH (NH2)	28	518	/	8	1961
H.R'mel- Arzew (NZ1)	28	506	3	2.1	1978

II.3.2. Les pipelines de gaz naturel (Gazoducs)

Le réseau transport par canalisation compte 14 gazoducs dont 03 transcontinentaux d'une longueur totale de 8689 Km, avec une capacité de transport de 142 milliards de m³/an.

II.3.2.1. Les gazoducs internes :

Les principaux gazoducs existant en Algérie sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau II.2: les pipelines du gaz naturel en Algérie.[19]

Pipeline	Diamètre (pouce)	Longueur (km)	Nombre de stations	Capacité (MT/an)	Année
H.R'mel-Arzew (GZ0)	24/20	509	4	12.8	1961
H.R'mel-Skikda (GK1)	40	573	5	13.5	1971
H.R'mel-Arzew (GZ1)	40	507	5	13.6	1976
G.Touil-HMD (GM1)	40	150	/	6.3	1976
H.R'mel- Iser (GG1)	42	436	/	7.1	1981
H.R'mel-Arzew (GZ2)	40	507	5	13.5	1982
Alrar-H.R'mel (GR1)	42/48	965	1	5.33	1987
H.R'mel-Arzew (GZ3)	42	707	5	15.4	1989
H.R'mel- Skikda GK2	42	773	/	7	/
Alrar-H.R'mel (GR2)	42/48	962	3	34	/
Tigentour-H.R'mel(GR3)	42/48	526	/	8	/

D'après ce tableau on distingue 11 canalisations du gaz naturel. La plupart de ces pipelines sont destinée à alimenter les usine de GNL ; en vue d'être consommée sous forme d'énergie par les différent usagères nationaux industriels, commerciaux, administrations ou ménages.

II.3.2.2. Les gazoducs transcontinentaux :

On distingue trois gazoducs transcontinentaux

- Le Gazoduc Pedro Duran Farel (GPDF) : reliant l'Algérie à l'Espagne via le Maroc.
- Le Gazoduc Enrico Mattei (GEM) : reliant l'Algérie à l'Italie via la Tunisie.
- le MEDGAZ : gazoduc reliant l'Algérie à l'Espagne. Partant de Beni Saf, la canalisation traverse la méditerranée, pour aboutir près d'Almeria sur la côte espagnole.

Le tableau ci-dessous illustre les spécificités techniques de ces trois gazoducs.

Tableau II .3 : les gazoducs transcontinentaux [19]

Pipelines	Diamètre (Pouces)	Longueur (km)	Capacité (Gm3)	Anée
GEM	48	1647	33.5	1982
GPDF	48	521	11.6	1996
MEDGAZ	24	210	8	2011

II.3.2.3. Les gazoducs transcontinentaux en projet :

L'Algérie dispose de deux projets de gazoduc international en cours de réalisation :

Le projet GALSI :

Gazoduc Algérie Sicile est un projet qui consiste en la réalisation d'un gazoduc sur une distance de 1 470 km environ, prenant son point de départ de Hasi-R'mel pour aboutir à Castiglione De la Pescaia, au Nord de Rome (Italie). Le tronçon offshore devra relier El Kala (côte algérienne) à l'Italie via la Sardaigne. D'une capacité initiale de 8 milliards de m³/an, il pour a desservir l'Italie, le Sud de la France et les pays européens au Nord des Alpes.

Le projet TSGP:

Le Transe-Sahara Gas Pipeline (TSGP) est une canalisation destinée à acheminer le gaz naturel vers les marchés européens à partir de la région de « Delta

Chapitre II : Transport des hydrocarbures par pipelines

du Niger », au sud du Nigeria, via le Niger et l'Algérie, puis par une conduite sous marine qui traversera la Méditerranée. Le TSGP prendra son départ à Warri (Delta du Niger, Nigeria) jusqu'aux côtes algériennes (Beni Saf ou El Kala).[20]

II.3.3. Les pipelines de GPL :

Le tableau suivant représente les canalisations de GPL en Algérie :

Tableau II.4: les pipelines de GPL[19]

Pipeline Acronyme	Diamètre (pouce)	Longueur (km)	Nombre de stations	Capacité (MTA)	Anée
HEH-Arzew (LNZ1)	12/16	801	5	4.15	1973
H.R'mel-Arzew (LZ1)	24	504	1	6	1983
Alrar-H.R'mel (LR1)	10/24	988	4	6.76	1997
Ohanet-G.Touil(LR1)	16	404	/	7.76	2001
H.R'mel-Arzew (LZ1)	/	/	1	9	2001
H.R'mel-Eldoret	24	/	/	/	/
H.R'mel-H. Mesaoud	12	/	/	/	/

Le tableau précédent montre les plus importantes canalisations de GPL en Algérie. La majorité de ces canalisations sont reliées directement vers raffinerie. Cela dans le but de produire le (propane) à utilisation économique en particulier industriel ainsi que la production de (butane) aux usagers domestiques.

II.4. Les Tarif de Transport :

Les tarifs de transport en vigueur pour l'année 2018 sont ceux définis dans l'Arrêté du 10 Mai 2015 fixant les tarifs de transport périériques par effluent pour la période de tarification 2014-2018.[20]

Tableau II.5 : les tarifs de transport [20]

Nature de l'effluent	Tarif de Transport
Pétrole brut 9	982 DA / TM
Liquide de gaz naturel (Condensat) 1	1 174 DA / TM
Gaz de pétrole liquéfiés (GPL)	2 172 DA/TM
Gaz naturel	1382 DA/millier de standard m ³

II.4.1. Les normes de canalisation en Algérie :

Le transport d'hydrocarbures par les pipelines a ses normes et lois qui sécurité a pour objet de fixer les règles essentielles de l'art applicables à la construction et à l'exploitation des canalisations qui transportent des hydrocarbures sous pression :[21]

II.4.2. Ouvrages exclus du règlement :

Le présent règlement ne s'applique pas aux canalisations ou parties de canalisations, dont la ou les conduites sont constituées par des tubes en acier d'au moins 3,5 millimètres d'épaisseur, lorsque le produit $R \cdot D$ de la pression maximale P en service, exprimée en Kgf/cm^2 , par le diamètre extérieur D du tube exprimé en millimètre, ne dépasse 500 pour aucun des produits transportés, quelle que soit la catégorie d'emplacement .

Sont en outre exclues les tuyauteries de desserte des stockages souterrains d'hydrocarbures liquéfiés, lorsqu'elles sont assemblées par des manchons vissés.

II.4.3. Pression de refoulement :

La pression maximale de refoulement du départ d'une station de pompage ne doit pas entraîner de dépassement du régime des pressions maximales qui sont admissibles en service pour les tubes situés en aval, d'une part, et de l'autre, pour les accessoires de la conduite.[21]

II.5. Emplacement de conduite :

Les emplacements de la conduite se classent en deux catégories la zone 1 comprend :

- a) La partie de la canalisation située à l'intérieur des usines,

b) Le domaine public,

c) Les terrains du domaine privé qui sont situés :

- A moins de 75 mètres d'un établissement recevant plus de 200 personnes ou d'un établissement autre que pétrolier présentant tous risques d'incendie ou d'explosion.

- A moins de 30 mètres de la limite du domaine public national ou d'un immeuble d'habitation ou d'un établissement recevant moins de 200 personnes.

La zone 2 comprend les autres terrains.

Le classement par zones est établi par le transporteur après consultation des services de l'urbanisme des Wilaya concernées et les services compétents du Ministère des hydrocarbures.[21]

II.5.1. Contraction en usine des éléments des ouvrages, Qualité du métal des tubes :

La conduite est constituée par des tubes sans soudure, fabriqués à partir de demi-produits en acier Martin calmé ou en acier de qualité techniquement équivalente, notamment en ce qui concerne la résistance au vieillissement.

Les tubes soudés longitudinalement ou en hélice, fabriqués à partir des mêmes demi-produits, peuvent être utilisés à défaut des tubes sans soudure.

L'acier des tubes est de qualité soudable. La limite d'élasticité $E_{0,2}$ ne doit pas dépasser 90 % de la charge unitaire de rupture "R" L'allongement "A" exprimé en centième est au moins égal :

$A < 18 \%$ en zone I

$A < 14 \%$ en zone II

La limite d'élasticité $E_{0,2}$ considérée dans le présent règlement est le quotient de la charge en Kgf, qui entraîne un allongement émanant de 0,2 % de la longueur initiale entre par la section initiale S_0 , en millimètres carrés, de la partie calibrée.

La pression maximale admissible en service pour chaque tube est telle que la contrainte transversale correspondante du métal exprimée en Kgf/mm², soit limitée

Chapitre II : Transport des hydrocarbures par pipelines

par rapport à la limite d'élasticité $E_{0,2}$ et à la charge unitaire de rupture R , également exprimée en Kgf/mm^2 , aux valeurs suivantes :

Tableau :II.6 : Taux de contrainte pour les tubes[21]

		T/R	
EMPLACEMENT	T/E 0,2 (Conduite enterrée ou à l'air libre)	Conduite enterrée	conduite à l'air libre (sauf pour les traversée aériennes du domaine public visées à l'art.20)
ZONE 1	0.50	0.36	0.36
ZONE 2	0.72	0.55	0.44

L'allongement A , la limite d'élasticité $E_{0,2}$ et la charge unitaire de rupture R concernant le matériel du tube fini à la température ordinaire. Ces caractéristiques A , $E_{0,2}$ et R se mesurent sur des éprouvettes prélevées sur les tubes et de longueur initiale entre repère $L_0 = 5,65 \sqrt{S_0}$, où S_p désigne la section initiale de la partie calibrée.

II.5.2. Démentions des tubes:

- a) Epaisseur : L'épaisseur e du tube, son diamètre extérieur maximal D , la pression p du fluide et la contrainte transversale T du métal sont liés par la relation

$$e = \frac{P \cdot D}{2T} \quad (\text{I.1})$$

où " p " et " T ", d'une part, " D " et " e ", d'autre part, s'expriment respectivement dans la même unité. L'épaisseur e du tube est celle prévue à la spécification diminuée de la tolérance de fabrication en moins. Les tolérances de fabrication pour l'épaisseur sont fixées par la norme agréée.

Les tubes ne doivent pas présenter de défaut de surface dont la profondeur dépasse le huitième de l'épaisseur e .

- b) Diamètre : Les tolérances de fabrication pour le diamètre extérieur sont fixées par la norme agréée. La paroi de chaque tube ne doit pas présenter d'enfoncement local

dépassant 6,35 mm de profondeur ou affectant une plage dont la plus grande corde excède la moitié du diamètre D. [21]

c) Flèche : Les tubes doivent être convenablement droits c'est-à-dire que leur flèche en mm doit être inférieure au nombre exprimant la longueur en mètres, augmenté de 2. En outre, les ondulations locales mesurées sur 1 m de longueur ne doivent pas avoir une flèche excédant 3 millimètres.

II.5.3. Chanfreinage des extrémités des tubes :

Les extrémités des tubes sont chanfreinées par usinage ou par oxycoupage mécanique, suivant un angle de 30 à 35° mesuré à partir d'une perpendiculaire à l'axe du tube, et de manière à ménager sur chaque extrémité un méplat de hauteur comprise entre 0,8 et 2,4 millimètres. La coupe droite ou le méplat doit être plan et le plan ainsi déterminé sensiblement perpendiculaire à la droite reliant les centres des sections terminales.

II.5.4. Accessoires :

Les robinets-vannes, les robinets à tournant et les clapets de retenue sont en acier, en bronze ou en matériau spécial si les conditions d'exploitation le justifient. Les coudes, les raccords, les réductions et les tés sont prévus pour supporter, en service, une pression au moins égale à celle des tubes sur lesquels ils se montent.

II.5.5. Epreuve hydraulique :

Le fabricant des tubes effectue en usine sous sa responsabilité, une épreuve hydraulique de chaque tube à une pression fixée par l'expert ou l'organisme agréé au moins égale à la pression d'épreuve sur le terrain prescrite à l'article 36, sans que cette pression puisse provoquer en un point quelconque des contraintes dépassant 90 % de la limite d'élasticité du métal. Seuls sont acceptés par l'expert ou l'organisme agréé, les tubes dont l'épreuve n'a pas provoqué de déformation apparente, ni révélé de défaut.[21]

II.6. Priorité du pipeline

Le transport par canalisation représente le moyen le plus fiable, parmi tous les moyens de transport, pour acheminer les hydrocarbures et rendre parfaitement aux exigences de sécurité environnementale.

II.6.1. Définition et caractéristiques du transport par canalisation :

Le transport par canalisation est un mode de transport de matière gazeuse et liquide réalisé au moyen de conduit constituant généralement un réseau ou système de transport. Il se fait par oléoducs pour les produits liquides tels que le pétrole brut, le condensat et le GPL et par gazoduc pour les produits gaziers.

Un oléoduc ou un gazoduc est une canalisation servant à transporter le produit entre les sites de production et ports de chargement, ou entre les raffineries et les centres de distribution.

Des moyens de modernisation et de gestion du réseau ont été mise en place afin d'assurer l'acheminement des hydrocarbures dans des conditions de l'économie, de la qualité, de la sécurité et de l'environnement qu'existe les normes internationales, et des installations de pompages sont installées sur le parcours de la canalisation pour assurer un débit convenable du fluide et pour le maintenir sous pressions ; le transport par canalisation reste le moyen de transport le moins coûteux par rapport au transport terrestre ou ferroviaire. [23]

II.6.2. Les composantes des réseaux de transport des hydrocarbures par canalisation :

Les réseaux de transport par canalisation sont composés de tronçons de conduites et d'ouvrages connexes remplissant les fonctions précises suivantes

II.6.2.1. Les stations d'injection ou de départ :

Constituent les points d'entrées du réseau de transport, suivent leur configuration et leur position géographique ne peuvent être des stations d'atterrage, des terminaux, stations d'entrée.

Les stations de livraison :

Permettent de mettre la matière transportée à disposition des destinataires intermédiaires ou finaux.

Les stations de compression ou de pompage :

Sont réparties régulièrement le long des réseaux de transport pour maintenir la pression et la vitesse du fluide dans les canalisations.

II.6.3. Les poste de sectionnement :

Permettant d'isoler un tronçon de canalisation afin d'assurer sa maintenance ou de limiter les conséquences néfastes en cas de fuite. Ces postes sont parfois équipées de coupure pour introduire et recevoir des pistons, destinés à contrôler les différents paramètres d'intégrité de la canalisation : géométrie, propreté, perte de métal, fissuration.

II.6.4. Les postes de détente ou postes de régulation :

Permettre de diminuer la pression de fluide à l'aval. Ces postes sont souvent associés à des postes de livraison, ils peuvent aussi séparer des portions de réseau exploité à des pressions différentes.

II.6.5. Les stations d'arrivée :

Marquent l'extrémité d'un réseau de transport. Ce peut être un réservoir de stockage ou le début d'un réseau aval de transport ou de distribution [23]

II.7. Conclusion :

Sonatrach exclusivement est l'unique entreprise qui assure l'acheminement des hydrocarbures en Algérie. Elle dispose d'un réseau de canalisation d'une longueur de près de 19 69 Km, . À travers l'activité de transport par canalisation, la Sonatrach a réussi en 2013 à évacuer des quantités importantes des hydrocarbures, dont 47,9 millions tonnes (Mt) du pétrole brut, 80,2 milliards m³ du gaz naturel et 8,6 Mt condensat, GPL 6,4 GPL.

CHAPITRE III

Risques liés aux pipelines

II.1.Introduction :

Les gazoducs et les oléoducs sont les meilleurs dans ce domaine, mais ces tuyaux sont exposés à de nombreux dangers en raison de leur grande longueur, ce qui les rend difficiles. Nous étudions les sources de risque pouvant conduire à un accident, qu'il ait déjà conduit à un accident ou non. Seuls les événements susceptibles d'être exclus sont retenus.

III.2. Risque liée de la pression :

Les incidents liés à la surpression constituent une source d'inquiétudes, car ils peuvent entraîner des défaillances des réseaux pipeliniers dans l'immédiat ou plus tard. Dans le cadre d'un examen préliminaire des incidents liés à la surpression survenus sur les réseaux pipeliniers, constat la récurrence de ce genre d'incidents avec le temps. Le Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres interdit l'utilisation d'un pipeline au delà de sa tolérance de fabrication, telle que définie dans la norme CSA Z662. Les incidents liés à la surpression semblent découler d'une incapacité à déceler toutes les sources éventuelles de surpression, d'un manque de fiabilité ou d'un manque de redondance dans la protection contre la surpression et les systèmes connexes, tels que la communication et les systèmes d'acquisition et de contrôle des données (SCADA). Le présent avis de sécurité renferme des exemples d'incidents liés à une surpression et propose quelques mesures préventives. Il doit être considéré comme un complément au précédent avis de sécurité de l'Office (ONÉ SA 99-1) intitulé Protection contre la surpression aux points de réception, publié en septembre 1999.

III.2.1. Résistance à la pression

De façon à pouvoir transporter des quantités importantes de gaz dans un volume réduit, le gaz est comprimé à des pressions qui sont qualifiées de moyennes dans le domaine industriel.

La pression maximale en service (PMS(*)) est variable suivant les ouvrages. Elle est en général, pour une canalisation de transport

Si la canalisation ou un ouvrage annexe n'est pas capable de résister à la pression à laquelle le gaz est transporté, une rupture avec perte de confinement du gaz

est possible. La pression interne engendre des contraintes dont le niveau doit être inférieur aux contraintes admissibles par l'ouvrage.[25]

III.2.2.Le rôle de la pression dans la corrosion du Pipe :

Une pression accrue peut provoquer une augmentation de la pression d'un second gaz le monoxyde de carbone, car il forme une proportion de la quantité totale de gaz dans le tube qui à son tour réduit le degré l'acidité rend le centre plus hostile au métal la corrosion est augmentée

En outre, dans les lignes où l'écoulement est perturbé, l'augmentation de la pression entraîne une augmentation de la dissolution du dioxyde de carbone dans l'eau d'accompagnement et la formation d'acide carbonique avec un effet négatif qui augmente la vitesse de corrosion. Outre l'effet chimique qui nécessite une période de temps pour provoquer le risque d'érosion, le risque réel est l'augmentation de la vitesse du flux due à une pression accrue, qui à son tour entraîne une érosion même dans les zones où le courant change de côté.

Une pression accrue augmente le frottement et le contact entre le métal et les matériaux qui causent la corrosion en enlevant la couche qui protège le tube de l'intérieur constitué d'un produit chimique anticorrosif, de sorte que la quantité d'inhibiteur de corrosion augmente lorsque la pression à l'intérieur du tube augmente la quantité supplémentaire aide à restaurer la couche qui a été emportée haute pression Cette quantité est estimée par analyse de l'eau installations pour le pétrole et de savoir combien endommager la couche de protection. [26]

III.2.3. Basse pression

La basse pression est entre deux points de tuyau ou de tuyau. La chute de pression se produit par l'effet de la force de frottement sur le fluide pendant qu'il est dans le tube. Cette force de frottement est causée par la résistance du tube à s'écouler. Le facteur principal dans la détermination de la résistance à l'écoulement du fluide est la vitesse de déplacement dans le tube et sa forme. L'écoulement de tout fluide ou gaz est dans le sens de la moindre résistance (moins de pression). La perte de charge augmente proportionnellement à la résistance au cisaillement molaire dans le réseau de tuyaux. Elle affecte l'enceinte chute de pression des taux élevés de rugosité de canalisations ainsi que d'un nombre relativement important de raccords et raccords de tuyauterie et des ensembles dendrites et les virages et la rugosité de surface et d'autres propriétés physiques. L'augmentation de la vitesse d'écoulement et / ou de la viscosité du fluide augmente la chute de pression à travers les parties du tube, de la valve ou du coude. La basse vitesse entraîne une chute de pression faible ou nulle.

III.2.4. Descriptions d'incidents :

III.2.4.1. Dommage causé par la foudre :

Une société exploitant un pipeline transportant des liquides a signalé la fermeture inattendue d'une vanne de sectionnement pendant un orage. La foudre a endommagé le poussoir et l'équipement de communication locale. Par suite des dommages, le pompage des liquides s'est poursuivi, entraînant une surpression de 124 % de la pression maximale d'exploitation (PME) sur un tronçon de 6,4 km du pipeline. [27]

III.2.4.2. Faux signal du transmetteur de pression :

Un faux signal envoyé par un transmetteur de pression a causé l'arrêt immédiat de deux pompes de canalisation principale d'une société exploitant un pipeline transportant des liquides. Cela a entraîné une surpression de 118 % de la PME dans la conduite d'aspiration du terminal. Depuis cet incident, la société a examiné ses données historiques et a noté 15 autres incidents liés à la surpression survenus à son insu au cours d'une période de 17 mois. [27]

III.2.4.3. Défaillance d'un régulateur de pression de gaz :

Une soupape régulatrice de pression (réglée pour se détendre à 3 600 kPa) a libéré du gaz naturel non corrosif pendant plus d'une heure à la suite d'une défaillance due à l'usure normale d'un régulateur de pression de gaz du réseau d'alimentation en gaz combustible. Avec le temps, la soupape de surpression a fait défaut elle aussi après avoir fonctionné probablement de manière saccadée pendant longtemps. Cela a fait grimper la pression du système à 4 800 kPa (environ 130 % de la pression d'exploitation fixée). [28]

III.2.4.4. Fonctionnement des soupapes de surpression non conforme :

Une station de pompage d'une société exploitant un pipeline transportant des liquides est passé en mode d'arrêt d'urgence après une interruption dans la transmission des données. Avec le temps, les conditions de l'air ambiant ont changé et provoqué une expansion des produits emprisonnés dans l'installation. Une surpression dans l'équipement de la station et la canalisation a suivi, avec comme conséquence qu'il y a eu un rejet de produit, les soupapes de surpression thermique ne semblant pas fonctionner comme prévu à leurs points de pression. [28]

III.3. Le risque de corrosion :

La corrosion des oléoducs est l'un des problèmes les plus complexes de l'industrie pétrolière. En raison de la complexité et de la composition du pétrole brut, il est difficile de compter tous les paramètres qui causent la corrosion et expliquent ensuite leurs effets combinés. Non seulement par l'humidité résultant de la présence d'une proportion d'eau dans le pétrole brut, et les sels qui favorisent l'apparition de la corrosion, mais la présence de différents types d'acides dans l'huile raw peut causer des problèmes de corrosion qui s'aggravent, créant un défi dans ces études pour prédire l'efficacité corrosive du pétrole brut et ses effets métallurgiques dans le métal. Par conséquent, la plupart des modèles utilisés dans ce cas ne peuvent pas être utilisés pour prédire la capacité du pétrole brut corrosif avec une variété de variables allant du flux et de l'impact, et se terminant effet chimique dans le métal.

Avec des conditions de fonctionnement variables en termes de température, condensation, évaporation, pression, vitesse d'écoulement et perturbations, teneur en acide et en soufre affectant la corrosion des tuyaux. [29]

III.3.2 Types de corrosion :

Il y a deux types d'érosion à noter :

III.3.2.1. Internal Corrosion:

Plusieurs modèles de prédiction ont été développés pour Corrosion au CO₂ des oléoducs et gazoducs. Les modèles sont corrélés avec différentes données de laboratoire et, en certains cas, également avec des données de terrain de compagnies pétrolières. Les modèles ont des approches très différentes la comptabilisation de l'huilage et l'effet de protection les films de corrosion, qui peuvent donner de grandes différences comportement entre les modèles. Il est important de comprendre comment les modèles de prédiction de la corrosion gérer, en particulier, les effets de l'huilage et films de protection contre la corrosion lorsque les modèles sont utilisés pour l'évaluation de la corrosion des puits et des pipelines.

La présence de dioxyde de carbone (CO₂), d'hydrogène le sulfure (H₂S) et l'eau libre peuvent causer problèmes de corrosion dans les oléoducs et gazoducs. Interne la corrosion dans les puits et les pipelines est influencée par température, teneur en CO₂ et en H₂S, eau chimie, vitesse d'écoulement, huile ou eau mouillante et composition et état de surface de l'acier .une petite changement dans l'un de ces paramètres peut changer le taux de corrosion considérablement, en raison des changements dans le propriétés de la fine couche de produits de corrosion qui s'accumule sur la surface de l'acier.

Lorsque les produits de corrosion ne sont pas déposés sur la surface en acier, des taux de corrosion très élevés de plusieurs millimètres par an peut se produire. Le taux de corrosion peut être réduit considérablement dans des conditions où le carbonate de fer (FeCO₃) peut précipiter sur l'acier surface et former une corrosion dense et protectrice film de produit. Cela se produit plus facilement à haute température ou pH élevé dans la phase aqueuse. Quand H₂S est présent en plus du CO₂, du sulfure de fer Les films (Fe S) sont formés plutôt que FeCO₃, et des films protecteurs peuvent être formés à basse température, puisque (Fe S) précipite beaucoup plus facilement que FeCO₃.

Corrosion localisée avec des taux de corrosion très élevés peut se produire lorsque le film de produit de corrosion ne donne pas une protection suffisante, et c'est le plus redouté type d'attaque de corrosion dans les oléoducs et gazoducs. Un exemple

de ce type d'attaque de corrosion localisée dans un pipeline est représenté sur la figure 1. La ligne avait été en opération pendant plusieurs années sans problèmes, mais les changements dans la composition du puits au fil du temps ont conduit à conditions plus agressives, ce qui entraîne un taux de corrosion élevé. Afin de contrôler la corrosion dans les pipelines, il est important de comprendre les mécanismes de corrosion sous-jacents et être en mesure de prédire si la corrosion localisée sera initiée et comment cela peut être évité.[30]

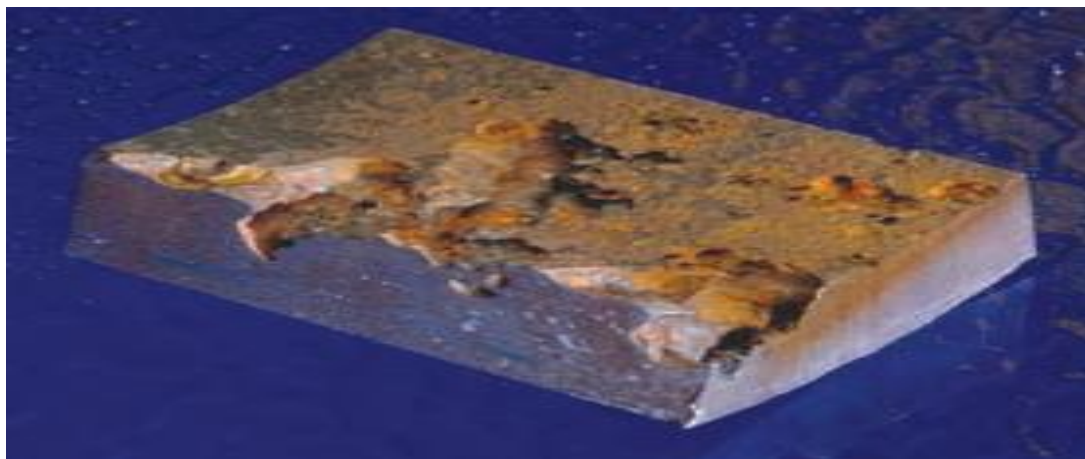


Figure III :1: Attaque de corrosion locale dans un oléoduc [30]

III.3.2.2. Stress Corrosion Cracking:

Généralement les structures mécaniques sont soumises à des sollicitations cycliques au cours de leur fonctionnement. L'endommagement par fatigue qui apparaît le plus souvent lorsque le matériau est soumis à des efforts inférieurs à la limite d'élasticité du matériau. Le comportement en fatigue des pipelines dépend de plusieurs paramètres de nature métallurgiques, des propriétés mécaniques et des conditions de service caractérisé par la pression mise en œuvre. Les conditions de service sont transmises sous forme de contraintes au niveau des parois des tubes caractérisant le chargement appliqué sur les éprouvettes de type SENT "Single Edge Notch Tensile spécimen".

Les chargements cycliques à amplitudes constantes caractérisés par le rapport de charge et l'amplitude de chargement cyclique ont été mis en évidence sur différents grades d'aciers API 5L à travers l'utilisation de la méthode de "Harter" et le modèle de propagation de "Walker" afin de prédire la durée de vie résiduelle en fatigue et la vitesse de fissuration. L'effet de la présence d'hydrogène a affecté

fortement la vitesse de fissuration et la durée de vie. Une augmentation importante de la vitesse de fissuration et une diminution de la durée de vie en fatigue en présence d'hydrogène est constatée. La fissuration à travers les joints soudés dépend de l'état de contrainte générée lors du soudage et de l'état d'expansion des tubes.[31]

III.3.D'autres risque liée :

III.3.1.les dangers à la phase construction :

Les accidents susceptibles de se produire durant la phase chantier sont typiques du secteur bâtiment - travaux publics : accidents de circulation, accidents de manutention, chutes dans la fouille, etc.....

III.3.1.1. les dangers pour le personnel impliqué dans la phase chantier :

Tableau III :1: les dangers pour le personnel impliqué dans la phase chantier [25]

Type de dangers	Exemples de dispositions prises
Chute de plain-pied	la signalisation des obstacles, l'inspection journalière des zones de travail, la collecte et l'évacuation des gravats.
Chute de hauteur	le balisage des fouilles et la mise en place de garde-corps si nécessaire, l'arrimage des échelles et le contrôle de l'état des planchers.
Effondrement, éboulement, chute d'objet	le talutage, l'étalement ou le blindage des fouilles, la fixation correcte des charges ou éléments de canalisation, la mise en place de filets ou de dispositifs antichute.
Utilisation des machines et outillages	la formation du personnel, le respect des règles de sécurité et limites d'utilisation du matériel définies par le fournisseur, la mise en place de protections collectives adaptées aux situations de travaux (écrans, périmètre de sécurité, ...).
Électrisation ou électrocution	le respect des consignes de manœuvre, de mise à la terre et de condamnation et des démarches initiales, la vérification périodique des installations par un organisme agréé, le port des équipements individuels
Utilisation de sources radioactives	l'assurance que les agents concernés sont titulaires du certificat le respect des procédures de mise en œuvre, le balisage des zones et l'information des éventuels visiteurs du danger.

et il ya des dangers pour les riverains dans la phase chantier

Durant toute la durée du chantier une attention toute particulière est accordée à la sécurité des riverains pour laquelle des dispositions spécifiques seront prises (c'est le cas en particulier à proximité d'habitations ou d'établissements recevant du public).

Parmi ces dispositions on peut citer :

- la signalisation et le balisage permanent de toutes les zones de travail interdites au public (accès, fouilles, aires de stockage et de conditionnement...);
- la mise en place de passages protégés pour piétons et véhicules si la circulation ne peut être totalement interdite à proximité des zones de travail (déviations, garde-corps...);
- l'information des riverains sur les principaux risques encourus (affiches, pancartes,...).

Pour les zones où leurs ouvrages sont concernés par les pipes, ceux-ci ne peuvent débiter avant que les exploitants n'aient balisé les canalisations existantes. de plus, toute opération à proximité immédiate d'un ouvrage en gaz est suivie .

Il y a un grand risque dans cette découverte (poinçonnement, ovalisation, déchirement de l'acier) .[25]

III.3.1.2. dangers associées au raccordement et à la mise en service d'un nouvel ouvrage :

Travaux de raccordement des ouvrages :

Les travaux de raccordement des ouvrages sont réalisés soit sur des ouvrages hors gaz soit sur des ouvrages en gaz en fonction de la nature des travaux et de leur localisation sur le réseau de transport.

Canalisations enterrées :Un accident (agent GRTgaz blessé) est enregistré dans le retour d'expérience. Il s'agit d'une inflammation lors d'une opération de raccordement en 2007.

Une douzaine de fuites de type petite brèche de taille inférieure ou égale à 10 mm ont été enregistrées depuis 1970 sur le réseau de GRTgaz lors d'interventions en charge

Installations annexes :

Un accident est enregistré dans le retour d'expérience. Il s'agit d'une inflammation au moment de la mise en air d'un tronçon de la canalisation, pour une opération de raccordement en 2008.

III.3.2. Risque liés à la qualité de l'ouvrage :

III.3.2.1. Fragilité :

La fragilité d'un matériau se définit comme l'impossibilité de se déformer de façon appréciable sans provoquer sa rupture. Un matériau est fragile de par sa fabrication ou sa mise en œuvre ou bien est rendu fragile par des conditions particulières d'emploi. Un ouvrage réalisé avec un matériau ayant un comportement fragile présente un risque de rupture soudaine.

III.3.2.2. Fatigue :

Un ouvrage soumis à des efforts variables liés à des fluctuations de pression au cours du temps peut subir un phénomène de fatigue en présence d'un défaut qui dépend de la nature du matériau, des conditions de mise en œuvre et des conditions d'utilisation. Le phénomène de fatigue entraîne un endommagement progressif de l'ouvrage, en présence d'un défaut, par fissuration, suivi à terme d'une rupture.

III.3.2.3. Défaut de matériau / Défaillance matériel :

Les tubes et autres appareillages qui constituent l'ouvrage sont fabriqués en usine. Comme toute production industrielle, ils peuvent présenter des défauts et notamment le non-respect des spécifications techniques (composition, caractéristiques mécaniques, caractéristiques dimensionnelles, ...).

Le non-respect des spécifications techniques risque d'affaiblir l'ouvrage notamment en diminuant sa résistance à la pression. A terme, cela peut conduire à un éclatement de la canalisation.

III.3.2.4. Défaut de construction :

Tout comme la fabrication des tubes, leur soudage bout à bout sur chantier est une opération industrielle qui peut présenter des imperfections dans sa réalisation.

Une soudure incorrecte peut être le siège de contraintes mécaniques excessives dans l'acier risquant de créer une fissure qui peut entraîner la rupture de la canalisation.

Le même phénomène de concentration de contraintes mécaniques dans l'acier peut observer en cas de défaut de sup portage d'ouvrage.

III.4. Risque liés à l'interaction fluide – ouvrage :

III.4.1. Abrasion due à la présence de particules de rouille :

Le gaz naturel ne contient pas naturellement de corps étrangers solides. Cependant, à la suite des épreuves hydrauliques, une oxydation superficielle des parois se produit et des poussières d'oxydes de fer peuvent s'en détacher sous l'action du frottement du gaz. Ce phénomène d'oxydation est stoppé dès lors que la canalisation est mise en service.

Le danger dû à la présence de poussières dans le gaz est lié à l'abrasion de certains organes du réseau de transport tels que les robinets ou les détentes où la vitesse d'écoulement est particulièrement rapide. Cette abrasion peut ainsi entraîner une mauvaise étanchéité des robinets, ce qui ne permettrait plus d'isoler deux tronçons, et la défaillance de certains équipements (régulateur, soupape, compteur, actionneur pneumatique, ...).

III.5. Risque liés relatif à la nature :

Cette analyse vise à recenser l'ensemble des risques susceptibles d'être engendrés par le comportement en situation normale ou anormale de l'environnement naturel proche des ouvrages de transport de gaz. Pour chacun des dangers, les mesures de conception, d'équipement et d'exploitation visant à réduire la probabilité d'occurrence et les conséquences sont exposées.

la nature du sous-sol

III.5.1. la végétation :

Certains types de plantation dense peuvent gêner l'intervention des équipes d'exploitation en cas d'urgence ; c'est le risque principal induit par la végétation.

Un second risque est la détérioration potentielle par des racines profondes du revêtement des tubes entraînant une corrosion externe de ceux-ci et dans le cas extrême un risque de fuite. Ce danger n'est pas significatif pour les canalisations récentes qui sont revêtues de polyéthylène.

III.5.1.1. la nature du sous-sol :

Deux types de terrain peuvent présenter un danger pour la canalisation :

III.5.1.2. les terrains rocheux :

Le risque est l'endommagement des tubes par enfoncement, en présence de fond de fouille mal égalisé, ou bien la détérioration du revêtement par arrachage ou poinçonnement. L'enfoncement peut conduire, par phénomène de fatigue, à la réduction de la durée de vie de la canalisation. La détérioration du revêtement diminue l'efficacité de la protection cathodique et peut, dans certaines circonstances, aboutir à une corrosion externe du tube.

III.5.1.3. les terrains humides ou marécageux :

La canalisation pourrait être amenée à remonter sous l'effet de la poussée d'Archimède. Cette remontée réduit la hauteur de couverture du sol et augmente donc les risques d'atteinte par des engins susceptibles de travailler au-dessus. Ce phénomène augmente également le niveau de contraintes auquel est soumise la canalisation. Le second danger est celui de la corrosion de la canalisation du fait de la forte humidité du terrain.

III.5.2. Risque liés à la foudre :

La foudre est un phénomène d'amorçage électrique qui peut se produire à partir de masses conductrices. De plus la foudre peut être source d'inflammation en cas de rejet de gaz à l'atmosphère.

III.5.3. Risque liés aux vents violents et tempêtes :

La canalisation, enterrée à une profondeur minimale réglementaire de un mètre, reste peu soumise aux phénomènes de vents violents et de tempêtes. Cependant, ces phénomènes peuvent provoquer des chutes d'objets (arbres, pylône...) entraînant des chocs mécaniques sur les installations aériennes et risquant ainsi

d'engendrer des contraintes excessives au niveau des brides voire casser des petites tuyauteries annexes en provoquant une fuite limitée de gaz à l'atmosphère.

III.5.4. Température froide :

Le temps froid peut nuire à l'intégrité des réseaux de distribution. Les concepts de gestion de l'intégrité (GI) exigent qu'un opérateur identifie les menaces d'intégrité comme une étape nécessaire pour hiérarchiser les évaluations d'intégrité et développer des atténuations. Ce rapport traite des menaces d'intégrité les plus courantes causées par le temps froid et identifie les attributs des systèmes les plus sensibles. Cette information devrait permettre à un exploitant de réseau de distribution de gaz d'élaborer des processus décisionnels appropriés pour faire face aux risques de froid dans le cadre de son programme de GI de distribution.

Des incidents liés au temps froid se sont produits dans les réseaux de distribution des systèmes de transmission et les systèmes de transmission de liquides dangereux. De loin, la cause la plus commune de tels incidents est le soulèvement dû au gel, agissant sur les tuyaux enfouis. Cependant, un grand nombre de scénarios d'incidents moins fréquents liés au temps froid ont été décrits dans la base de données des incidents à déclaration obligatoire de la PHMSA, affectant les installations enfouies et aériennes. Tous les types de matériaux de tuyauterie trouvés dans le service de distribution ont été affectés [32]

Chapitre III : Risques liés aux pipelines

Tableau II.2: Fréquence des causes des fuites de pipelines en 1971 (Bureau de la sécurité des pipelines, 1972). [39]

Cause	Nombr	Pourcentage
-Corrosion-external	102	33.1
-Ligne de rupture de l'équipement	67	21.8
-Joint de pipe défectueux	31	10.1
-Corrosion internal	22	7.1
- Fonctionnement incorrect du personnel de transport	22	7.1
-Divers	12	3.8
-Joint rompu ou fuyant	7	2.3
-Joint rompu ou fuyant	6	2.0
- Soudure de réparation défectueuse	6	2.0
-Inconnue	6	2.0
-Fuite ou dysfonctionnement rompu de la soupape	5	1.6
-Rupture d'une conduite déjà endommagée	4	1.3
-Dysfonctionnement de l'équipement de commande ou de secours	3	1.0
-Par temps froid	3	1.0
-Première soudure défectueuse	3	1.0
-Filets dénudés ou cassés	3	1.0
-Panne de la pompe	2	0.6
- Vandalisme	2	0.6
-Foudre	2	0.6

III.3.6.Conclusion :

Le transport d'hydrocarbures par les canalisation est la meilleure méthode. Mais contiennent certains risques qui peuvent être nocifs pour l'environnement et coûtent matériellement.

CHAPITRE IV

**Systemes de sécurité des pipelines
contre les risques de surpression**

VI.1.Introduction :

Protection contre la surpression et la dépression, les pipelines sous pression ou sous vide doit être protégé contre un excès de pression par un ou plusieurs organes de sécurité. Certains équipements sous pression pouvant être mis sous vide accidentellement sont protégés contre les dépressions.

Généralement les équipements sous vide sont prévus pour résister au vide total et sont donc uniquement protégés contre les surpressions.

IV.2. Soupapes anti-vide :

Les casses-vides protègent les réservoirs et les conduites d'une sous-pression. Le vide peut être causé par la vidange, le refroidissement ou par une panne des pompes. Les soupapes régulatrices de vide régulent les pressions inférieures à 1 bar en fonctionnant comme des soupapes de détente ou des soupapes de décharge

IV.2.1. Soupapes régulatrices de vide :

Voir spécifications techniques soupapes de détente ou soupapes de décharge

IV.2.2. Fonctionnement

Les casse-vides protègent les installations de la sous-pression. Ils sont fermés au repos. Lorsque la pression intérieure du réservoir baisse plus que la pression différentielle réglée sous la pression atmosphérique, la soupape s'ouvre. L'installation est ventilée jusqu'à ce que la pression différentielle réglée soit à nouveau atteinte. Les casse-vides restent fermés lorsque la pression augmente au-delà de la pression atmosphérique ambiante et ne protègent donc pas contre la surpression.

IV.2.3. Choix du type de soupape et de la section nominale de passage

Les casse-vides sont choisis en fonction de la différence de pression entre l'atmosphère et la pression intérieure du réservoir et pas en fonction de la sous-pression ou de la pression absolue du réservoir.

Toutes les indications dans les fiches techniques, tableaux, échelles sur les soupapes etc. se réfèrent à cette pression différentielle. Il faut également connaître la quantité d'aspiration. Pour de faibles pressions différentielles, les soupapes régulatrices de vide sont utilisées comme casse-vides.

IV.2.4. Les débits pour casse-vides :

Utilisez le tableau des débits pour faire votre choix. Il vaut pour les types 34, 35 et 36. La section nominale de passage est indiquée à gauche et la pression différentielle en bars à laquelle la soupape s'ouvre est indiquée en haut horizontalement.

Tableau IV.1 : Débit en m³/h Casse-vide 34, 35 et 36.[40]

Diamètre nominal	Différentiel de pression [bar]					
	≥ 0,47	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0
G/2					12	7
G3/4	41	37	32	26	18	10
G1 ¼	71	166	57	46	33	18
G1 ½	127	117	102	82	58	32
G2	199	183	278	129	91	50
G2 ½	348	320	439	127	160	87
DN20	551	507	32	359	254	139
DN25	41	37	57	26	18	10
DN32	71	60	102	46	33	18
DN40	129	117	278	82	58	32
DN50	199	183	439	129	91	87
DN65	348	320	710	227	160	139
DN80	551	507	1207	359	254	225

Les indications de débit se rapportent à la vanne complètement ouverte. Pour atteindre ces débits, les pressions d'approche Δp sur les échelles des types 34 et 35 doivent être réglées de 0,05 bar en dessous des valeurs du tableau. Le type 36 est réglé en usine.

IV.2.5. Étanchéité du siège :

Les casse-vides standard sont munis d'un joint conique métallique qui nécessite moins d'entretien qu'un joint souple. Un modèle avec joint souple est disponible lorsqu'une étanchéité plus importante est nécessaire.

Étant donné que les casse-vides peuvent rester fermés durant de longues périodes, le joint souple a tendance à rester collé au siège. Le fonctionnement du casse-vide est donc uniquement garanti lorsqu'il est souvent et soigneusement entretenu. De plus, la température de service maximale autorisée est limitée par l'élastomère.

IV.2.6. Protection :

Protection de votre système

Afin d'éviter tout danger, des mesures qui permettent d'évacuer les produits toxiques ou dangereux de manière contrôlée lorsque le joint conique présente un défaut sont à prendre. Dans ce cas, nous recommandons l'utilisation de la soupape anti-vide 33 avec une cage de soupape et un chapeau à ressort fermé

Protection du casse-vide

Étant ouvert vers l'atmosphère, les ouvertures d'aspiration doivent être suffisamment protégées contre la poussière, l'eau, la saleté, les petits animaux ainsi que les influences météorologiques. En cas de risque de gel, le casse-vide doit être équipé d'un chauffage secondaire.

Réglage

Les données de puissance dans le tableau des débits se réfèrent aux soupapes complètement ouvertes. Pour atteindre ces puissances en fonctionnement partiel, les pressions de fonctionnement sur les échelles des soupapes type 34 et 35 doivent toujours être inférieures de 0,05 bar aux valeurs du tableau car la tension du ressort (constante de rappel) augmente avec la puissance et la course du cône.

Entretien

Les casse-vides doivent être régulièrement nettoyés et entretenus. En fonction des conditions de fonctionnement extérieures, le fonctionnement aisé des tiges de soupape doit être contrôlé. Les intervalles de contrôle doivent si possible être fixés dans un

plan de contrôle.

IV.3. Soupape de décharge DN15 – DN150 – S3 en ligne :

Le modèle S3 est une soupape de décharge auto-actionnée à clapet et ressort en ligne. Une soupape de décharge n'est pas et ne peut pas remplacer une soupape de sécurité. Elle est utilisée pour décharger un excès de pression à une valeur de consigne réglé

Particulièrement adapté à l'air comprimé et aux gaz non dangereux (groupe 1 et 2) il peut également être utilisé avec les liquides non dangereux. [41]



Figure IV :1: Soupape de décharge DN15 – DN150 – S3

IV.3.1. Caractéristiques :

Les soupapes sont des appareils destinés à protéger les installations contre les surpressions éventuelles. Elles fonctionnent automatiquement et se referment lorsque les conditions de pression sont redevenues normales. Du type soupape à ressort, à échappement canalisé, la soupape D/C est construite en laiton ou en inox classe de pression PN 60 avec échappement canalisé.

Elle est livrée plombée en standard avec une étanchéité FPM et une molette d'essai. Les soupapes type D possèdent l'agrément TÜV et peuvent être utilisées sur tous les fluides. Certificat de tarage et dossier constructeur, selon l'arrêté de 1998 relatif à la surveillance des soupapes de sûreté, sur simple demande. [42]

IV.3.2. Caractéristique hydraulique :

Les valeurs de pressions considérées sont les suivantes :

- PMS : Pression maximale de fonctionnement du réseau.
- Pression de réglage de la soupape : Pression en début d'ouverture.
- Surpression : Augmentation de pression par rapport à la pression de réglage pour atteindre le débit maximum évacué.

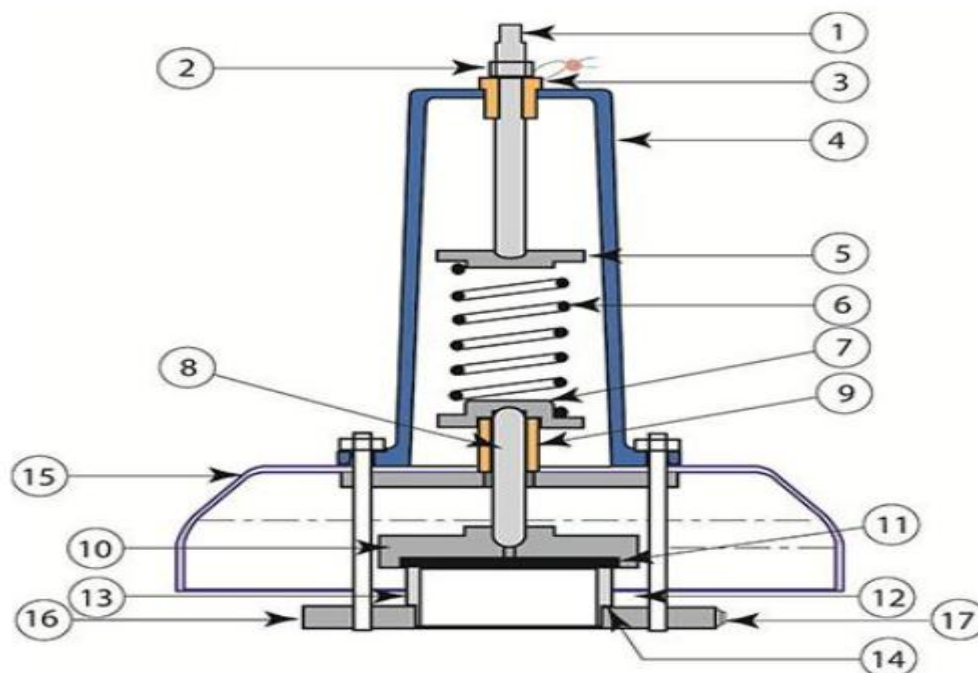


Figure IV.2: Un diagramme montrant Soupape de décharge DN15 – DN150 – S3 en ligne.

IV.3.3. Contraction :

Tableau :IV :1 : Démontre des pièces de soupape de sécurité [43].

		Laiton	Inox
1	Corps	CW614N / 2.0372	AISI 316 / 1.4401
2	Molette d'essai	CW614N / 2.0372	AISI 316 / 1.4401
3	Vis de réglage	CW614N / 2.0372	AISI 316 / 1.4401
4	Tige	CW614N / 2.0372	AISI 316 / 1.4401
5	Clapet	CW614N / 2.0372	AISI 316 / 1.4401
6	Siège	CW614N / 2.0372	AISI 316 / 1.4401
7	Bouchon	CW614N / 2.0372	AISI 316 / 1.4401
8	Ressort	C72 UNI 3823	AISI 316 / 1.4401
9	Portée	NBR/EPDM Viton/silicone	NBR/EPDM Viton/silicone
10	Echappement	CW614N / 2.0372	AISI 316 / 1.4401
11	Embout	CW614N / 2.0372	AISI 316 / 1.4401
12	Plaque	CW614N / 2.0372	AISI 316 / 1.4401

L'utilisateur doit préciser à la commande la pression de réglage de l'appareil. La valeur de tarage du ressort est donnée par la pression maximum de service (PMS) relevée à l'endroit ou sera posée la soupape, augmentée de 5 à 10 %.

IV.3.4. Installation :

La soupape de décharge s'installe en position verticale au plus près de la source génératrice du coup de bélier, par exemple au nœud de canalisations précédent les appareils de vannage.

Dans le cas d'installation dans un regard, prévoir un tuyau d'évacuation. Une vanne d'isolement est recommandée pour permettre une intervention sur la soupape (réglage, entretien...) sans interruption de fonctionnement du réseau

La soupape de sûreté peut être endommagée par les vibrations, les chocs et le contact avec des impuretés. De ce fait, la soupape doit être manipulée avec précaution sans enlever les bouchons de protection avant l'installation, ni manœuvrer le levier d'essai.

IV.4. Vanne de Régulation Pneumatique – C1

La vanne de régulation pneumatique type C1 est conçue pour réguler le débit, la pression ou la température de vapeur, gaz ou liquides. La vanne de régulation type C1 a une conception modulaire pouvant de ce faite s'adapter à de nombreux procédés. Le design du corps est étudié pour des caractéristiques d'écoulement optimales.

Elle peut être équipée ou non d'un positionneur et d'un filtre régulateur d'air. Elle permet d'adapter son ouverture de façon progressive ou bien de type ON/OFF en fonction du signal reçu. Elle agit en mode direct ou inversé. Ce mode peut être changé directement en ligne. (2)

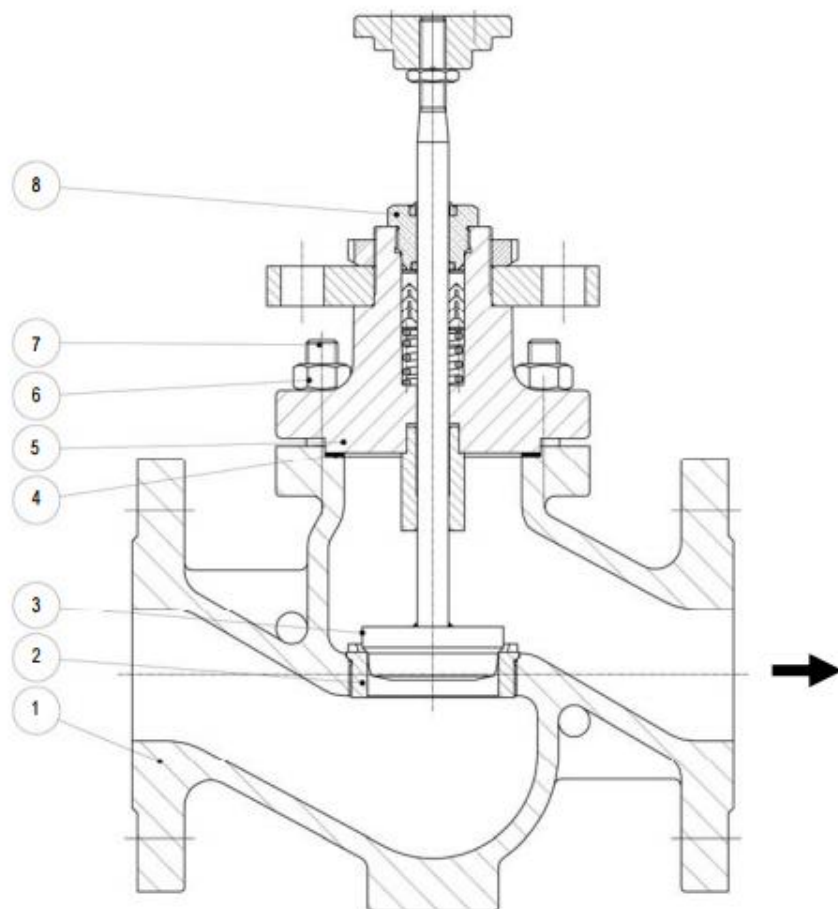


Figure IV :3 : Schéma de la Vanne de Régulation Pneumatique – C1[44].

IV.4.1. Composants de la vanne :

Tableau IV :2: Démontre les composants de la vanne [44].

Rep	Désignation	Matière
1	Corps	1.0619-WCB – 1.4408-CF8M
2	Siège	Inox
3	Clapet	Inox
4	Joint	Graphite
5	Couvercle	AF50C30-1.00619-WCB – 1.4408-CF8M
6	Ecrou	8.8
7	Goujon	8.8
8	Presse étoupe	Laiton / Brasse – Inox

IV.4.2. Spécifications de pression d'alimentation Gaz de pression d'alimentation gaz :

VI.4.2.1. Air ou gaz naturel :

Le produit d'alimentation doit être propre, sec et non-corrosif. Selon la norme ISA 7.0.01 Des particules de 40 micromètres au maximum dans le circuit pneumatique sont acceptables. Il est recommandé de procéder à une filtration supplémentaire pour réduire la taille des particules à 5 micromètres. La teneur en lubrifiant ne doit pas dépasser 1 ppm en poids (p/p) ou en volume (vol/vol). La condensation dans l'alimentation d'air doit être minimale.[44]

Tableau IV :3: Spécifications de pression d'alimentation [44]

Plage de signal de sortie		Pression d'alimentation en mode de fonctionnement Normal	Pression d'alimentation maximale autorisée pour éviter des dégâts internes
Bar	0,2 à 1,0 ou 0 et 1,4 (écart différentiel)	1.4	2.8
	0,4 à 2,0 ou 0 et 2,4 (écart différentiel)	2.4	2.8
Psig	3 à 15 ou 0 et 20 (écart différentiel)	20	40
	6 à 30 ou 0 et 35 (écart différentiel)	35	40

IV.4.3. Performance :

Répétabilité : 0,5% de la plage du capteur Zone morte (sauf contrôleurs d'écart différentiel)(4) : 0,1 % de la plage du capteur .Réponse en fréquence à 100 % de la bande proportionnelle Sortie vers l'actionneur : Déphasage de 0,7 Hz et 110 avec un volume de 1 850 cm³ (113 in.³), actionneur à mi-course Sortie vers le soufflet du

positionneur : Déphasage de 9 Hz et 130 avec une sortie de 0,2 à 1,0 bar (3 à 15 psig) vers le soufflet de 33 cm³ (2 in.3)

Les options d'enroulement anti-réinitialisation (système de protection contre les surpressions différentielles) et de manomètre de procédé sont uniquement disponibles pour la construction standard.

Si la température de procédé sort de la plage de température ambiante de fonctionnement du contrôleur, la longueur du tube capillaire entre le point du capteur à l'entrée et le procédé du contrôleur peut être réglée afin de protéger le contrôleur de la température de procédé. Et les températures est :

- Construction standard : -40 à 71 C (-40 à 160 F)
- Construction pour température élevée : -18 à 104 C (0 à 220 F)

Et il y a plusieurs façons de se protéger contre la pression. Par exemple :

1-Soupape de respiration à bride :

Les soupapes pression / dépression appelés aussi soupape de respiration est un dispositif installé sur le toit des cuves. C'est une soupape bout de ligne utilisée comme dispositif de ventilation pour des réservoirs à toit fixe. elle permet d'éviter les surpressions et dépressions inadmissibles ainsi que des pertes de pression ou émissions non soutenue par l'enceinte. Le montage du dispositif s'effectue verticalement sur un toit de réservoir.

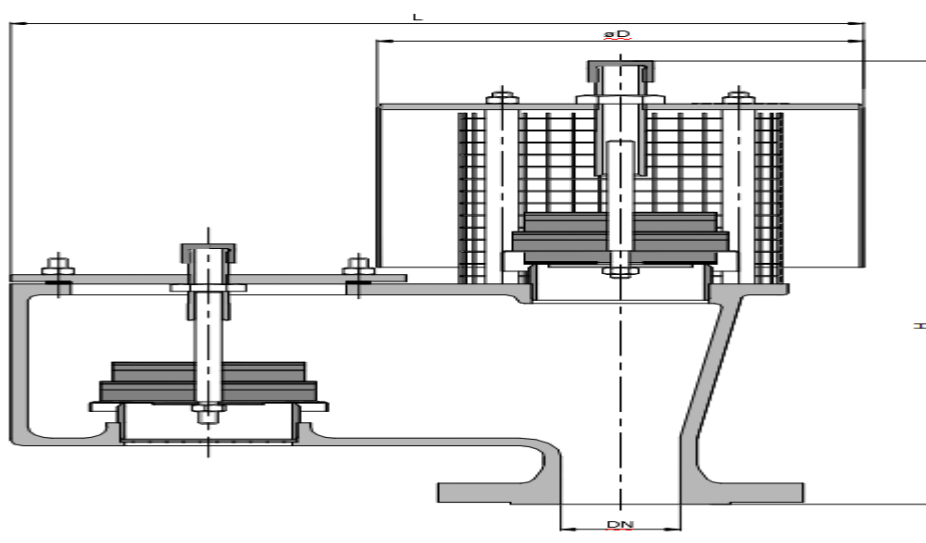


Figure IV :4: Soupape de respiration à bride [41]

2-Unité de décompression à double étage – EN20 / EN50 :

Les unités de décompression à double-étage EN20 et EN50 sont destinées aux applications alimentaires, au domaine œnologique et chimique et aux industries. Utilisé pour l'interagie, c'est à dire la séparation du produit stocké de l'air atmosphérique, cette unité permet d'éviter l'oxydation du produit ; en cas de polluants, la dispersion due à l'évaporation ou durant les opérations de chargement.



Figure I.5: Unité de décompression à double étage – EN20 / EN50 :

VI.5.Conclusion :

Le problème de la haute pression dans les canalisations de transport d'hydrocarbures est le plus dangereux, donc il utilise des soupapes de sécurité par tout les différents types de elle pour réduire les dangers de ce problème.

CHAPITRE VI

**Le système HIPPS (High Integrity
Pipeline Protection System**

VI.1.Introduction:

Lorsque vous travaillez dans des environnements à haute pression et dans des champs de production, un événement de surpression peut endommager l'environnement, l'infrastructure et le personnel. Atténuer ce risque sur les puits de production et les flowlines est un défi qui peut être relevé avec un HIPPS [45].

Un système HIPPS est un système instrumenté de sécurité qui est conçu et construit conformément aux normes CEI 61508 et CEI 61511. Ces normes internationales se réfèrent à des fonctions de sécurité (SIF) et des systèmes instrumentés de sécurité (SIS) pour des solutions de protection des équipements, du personnel et de l'environnement. Un système qui ferme la source de surpression dans les 2 secondes, avec au moins la même fiabilité qu'une soupape, est généralement considéré comme un système HIPPS.

Un système HIPPS est une boucle fonctionnelle complète comprenant:

- Les initiateurs qui détectent la surpression. Ces initiateurs peuvent être mécaniques ou électroniques.
- Pour un système HIPPS électronique, un solveur logique traite les données des initiateurs et réagit à l'élément final.
- Les éléments finaux, exécutent les mesures correctives en mettant le processus dans un état de sécurité. L'élément final est constitué d'une vanne avec son actionneur et, éventuellement, des électrovannes ou des initiateurs mécaniques.[46]

VI.2. Les avantages principaux de l'utilisation de système HIPPS :

Un système HIPPS fournit des solutions techniques et économiques attrayantes pour protéger l'équipement dans les cas où:

- Protège l'équipement en aval
- Minimise les exigences du système de torche
- Réduit le poids des systèmes en aval
- Maximise la disponibilité du système
- Réduit les conduites à haute pression ou le risque de surpression dans le réservoir
- Améliore la viabilité économique d'un développement
- Réduit les risques pour une installation, une usine ou une conduite d'écoulement
- Réduit la charge totale de secours dans un système de secours ou de torche[45]

Et l'avantage de ce système est dans trois domaines :

VI.2.1. Economique:

Les HIPPS sont utilisées dans l'industrie du pétrole et du gaz afin de fournir une protection contre la pression aux pipelines, aux tuyauteries, aux cuves et aux emballages de traitement contre la surpression, permettant l'utilisation d'une pression de conception inférieure en aval du HIPPS système.

Une pression de conception inférieure autorisée, en particulier dans les applications de pipeline et de cuves, a pour principaux avantages la réduction de l'épaisseur de la paroi et des effets qui y sont liés, et plus particulièrement:

- Réduction du poids et des coûts pour les pipelines et les navires en aval du HIPPS
- Augmentation de la capacité / débit dans les applications de ligne de flux
- Réduction des coûts de transport et de stockage grâce à la réduction du volume et du poids

VI.2.2. Environnemental:

Le système HIPPS réduit considérablement ou élimine la nécessité d'installer des dispositifs de décharge tels que des soupapes de décharge, évitant les émissions de gaz dans l'atmosphère.

VI.2.3. Sécurité:

Le facteur de protection et de fiabilité assuré par un HIPPS évite totalement la surpression sur tout type d'aval paquet [47].

VI.3. Caractéristiques :

- Conception mécanique et électronique de haute intégrité et flexible
- Options d'actionneurs pneumatiques et hydrauliques (conventionnels ou compacts)
- Système hydraulique autonome
- Essais partiels ou complets (automatisés ou mécaniques)
- Conception certifiée SIL 3
- Diagnostic du système et retour d'état
- Conformité aux règles de sécurité et aux politiques environnementales [45].



Figure VI.1 : Skip mécanique HIPPS en Arabie Saoudite [45].

VI.4.Quand utiliser le système HIPPS :

Le HIPPSS devient l'approche la plus faisable et la plus pratique surtout quand:

- Les restrictions environnementales et les contraintes de sécurité limitent la ventilation
- Le risque de surpression doit être réduit
- Une pression et / ou un débit extrêmement élevés sont impliqués
- Le dimensionnement du dispositif de décharge est difficile à définir ou inadéquat en raison de réactions chimiques, de fluides poly phasiques ou brancher sur les systèmes existants afin d'éviter le remplacement du système de torche lors de l'ajout de nouvelles unités.

Les normes SIS sont basées sur les performances avec le niveau d'intégrité de sécurité (SIL) comme mesure de performance primaire. Le SIL doit être attribué par l'utilisateur en fonction de la réduction du risque nécessaire pour atteindre la tolérance au risque de l'utilisateur.

Il est de la responsabilité de l'utilisateur d'assurer des affectations SIL cohérentes et appropriées en établissant une philosophie de gestion des risques et une tolérance au risque. La réduction de risque fournie par le HIPPSS est équivalente à la probabilité de défaillance à la demande attribuable à tous les dispositifs HIPPSS du capteur à travers le solveur logique et les éléments finaux [45].

VI.5. Architecture du système :

Le système HIPS est essentiellement composé d'un solveur logique, de deux vannes d'arrêt fonctionnant sur la logique 1002 et trois transmetteurs de pression travaillant sur la logique 2003.

Chaque appareil a été sélectionné et conçu pour garantir la classification du système complet en SIL 3 (Probabilité d'échec à la demande PFD entre 10^{-4} et 10^{-3})

Il est important de reconnaître que le HIPS comprend tous les dispositifs nécessaires pour atteindre l'état de sécurité souhaité pour le processus. Le HIPS inclut la boucle complète de l'instrument du capteur de champ à travers le solveur logique les éléments finaux, ainsi que d'autres dispositifs nécessaires au bon fonctionnement du SIS, tels que les interfaces utilisateur SIS, communications et alimentations électriques.

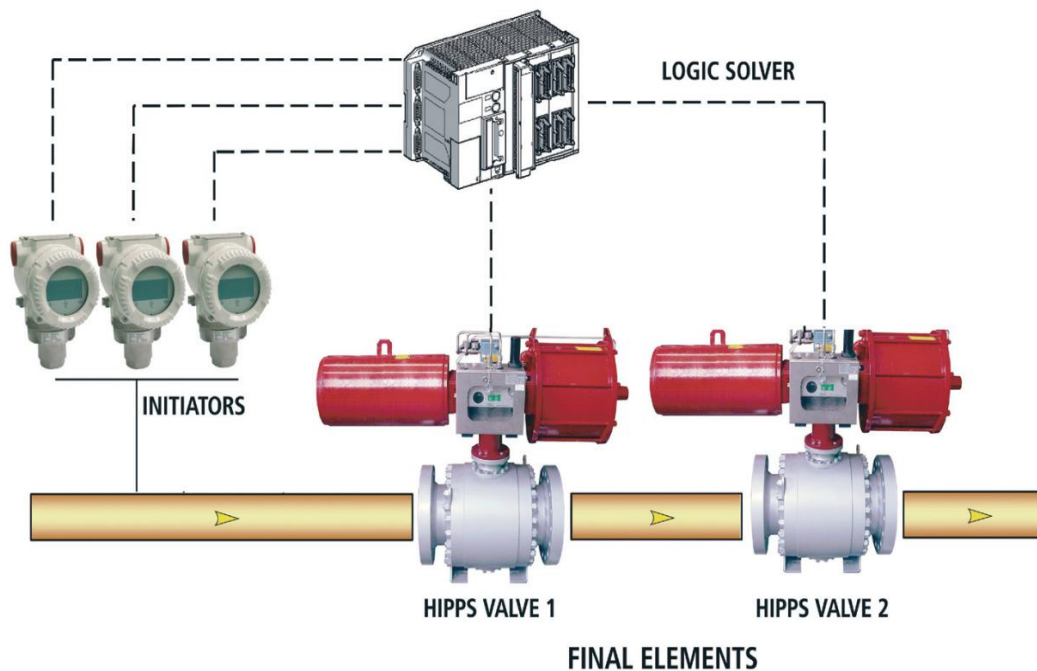


Figure VI.2: Architecture du système HIPS

VI.5.1 Composants du système

Le système HIPS est basé sur un solveur logique avec deux vannes d'arrêt et trois transmetteurs de pression.

VI. 5.1.1. Initiateurs :

Les initiateurs de détection de pression sont des transmetteurs de pression électroniques, des dispositifs intelligents 4-20 mA à deux fils, "montés sur un collecteur de verrouillage" et câblés pour séparer la carte dans le solveur logique. La logique de vote 2oo3 est implémentée dans le solveur logique. Le transmetteur de pression contient un autodiagnostic et est programmé pour envoyer sa sortie à un état de défaillance spécifié [46].

VI .1.1.2. Solveur logique :

Le solveur logique est responsable de l'activation des sorties de signal pertinentes sur la base de la préconfigurée applications et entrées des initiateurs.

Les automates disponibles sur le marché, certifiés SIL 3, sont utilisés comme solution logique. Le système consiste en un traitement central unité (CPU) et E / S redondantes à sécurité intégrée adaptées aux applications de sécurité.

Toutes les communications de sécurité entre l'unité de commande et les cartes associées sont redondantes.

Le solveur logique peut également être conçu sur la base de la logique d'état solide, comme alternative.

Le coffret de commande peut être fourni approprié pour l'installation de zone dangereuse dans l'enceinte ou pour la zone sûre installation dans une armoire standard de 19 [46]

Facteurs menant au choix d'un solveur logique :

Les gens peuvent souvent supposer que le solveur logique doit être un automate de sécurité. Mais dans de nombreux cas, un discret dispositif logique pour chaque boucle, ce qui évite les complications et les frais d'un programmable solution, est une option judicieuse. L'un des objectifs de la sécurité fonctionnelle est de concevoir couches de protection de sorte que la complexité de la fonctionnalité liée à la sécurité est minimisée. Ceci comprend concevoir le concept global du nombre minimal de boucles instrumentées de sécurité, en évitant l'utilisation inutile de technologies plus complexes et la réduction de l'interdépendance entre les boucles et en gardant la fonctionnalité de sécurité et de non-sécurité séparée. CEI 61508-2 [REF 2] et normes connexes exigent une plus grande charge sur la conception architecturale, qui peut souvent être évitée en utilisant moins technologies complexes de solveurs logiques discrets.

En dehors des économies évidentes de coûts d'une architecture plus simple, peut-être le plus grand des gains avec cette approche sont invisibles. Considérez que cette approche simple évite le coût de développement de la programmation d'application (plus les coûts associés tels que les logiciels maintenance, mises à niveau, gestion de configuration et sauvegardes) et le besoin de spécialistes compétence dans l'exploitation et la maintenance de la plate-forme programmable. Installation, validation et la mise en service de systèmes programmables complexes nécessitent également des compétences spécifiques et procédures, ce qui peut rendre le système de gestion de la sécurité fonctionnelle (FSM) plus onéreux mettre en place et maintenir.

De nombreuses applications liées à la sécurité dans l'industrie des procédés conviennent idéalement à un ou plusieurs solveurs de logique à boucle unique parce qu'ils sont à petite échelle, isolés ou situés dans des régions éloignées. Comme mentionné, les demandes architecturales plus simples utilisant cette approche peuvent réduire le coût de matériel, logiciel et frais généraux de procédure [47].

VI .1.1.3. élément final :

Vanne axiale tout ou rien avec actionneur intégré et initiateurs mécaniques ou électrovanne de conception et construction Mokveld

Les éléments finaux contribuent avec environ 50% au PFD du système complet; notre système HIPPS est basé sur le n ° 2 en série des éléments finaux travaillant sur une logique 1oo2.

Le temps de réponse global du système peut être de l'ordre de 2 ou 3 secondes. La vanne peut être fournie avec différents matériaux de construction pour tous ses composants (corps, chapeau, siège, boule, vapeur). La taille des vannes est comprise entre 2 "et 36" jusqu'à ANSI 1500 [48].

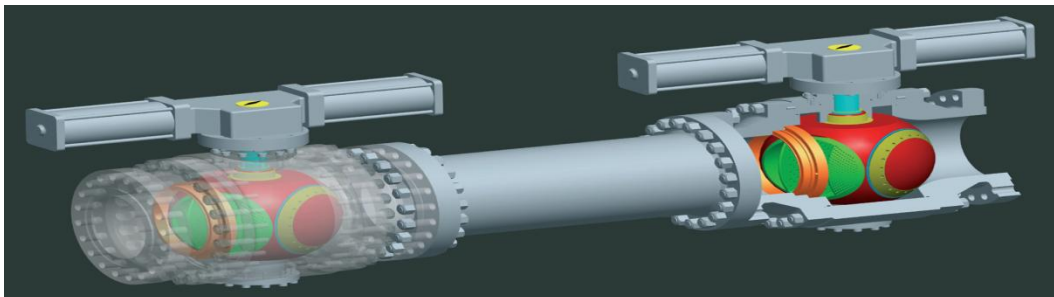


Figure VI.3 : Expliquer Planification de Logique solveur

Le taux de défaillance certifié pour les vanne et son actionneur à réaliser une course complète en 2 secondes pour les applications avec les hydrocarbures non traités est:

$$\lambda = 2,09 \times 10^{-4} / \text{an}$$

Le taux de défaillance pour un seul initiateur mécanique hydraulique Mokveld est:

$$\lambda = 1,38 \times 10^{-3} / \text{an.}$$

Ces données permettent à Mokveld de fournir des HIPPS pour des applications de niveau SIL 3 , le niveau d'intégrité de la sécurité) ou même SIL 4 (étant le niveau maximal) avec un intervalle de test de 1 an ou des systèmes tout à fait conformes à la norme EN 12186 ou EN 14382 [46].

VI.5.2.Hydraulique HIPPS :

Le HIPPS hydraulique (mécanique) fournit un

autonome, indépendant système de protection

opéré à la demande avec un sur deux (1oo2)

ou entrées de capteur de pression deux-sur-

trois (2oo3) (vote), une logique hydraulique

solveur, et deux soupapes de sécurité à rappel

hydraulique à ressort. L'unité est généralement



Figure VI .4 : Expliquer Hydraulique HIPPS [45]

autoalimentée et peut être fourni avec des contrôles supplémentaires en temps réel via une unité hydraulique (HPU). Ceci met le système sous pression et ouvre les vannes d'arrêt de sécurité. Le système reste ouvert (armé) jusqu'à une anomalie la condition est détectée. Si une condition anormale est détectée, le système ferme les deux vannes d'élément final actionnées, protégeant la production ou l'installation en aval (1)

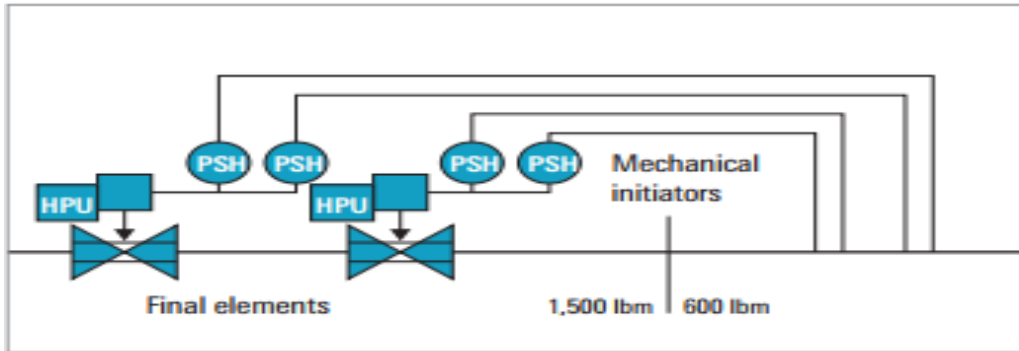


Figure VI.5 : boucle de hydraulique (mécanique) HIPS [45].

VI.5.3.HIPPS électronique :

Le HIPS électronique est un système indépendant, autonome, fonctionnant sur demande avec 1oo2 ou 2oo3 (vote) entrées de transmetteur de pression, un Solveur logique et deux soupapes de sécurité à rappel hydraulique à ressort. Le l'unité peut être autoalimentée avec



Figure VI.6 : Expliquer électronique HIPS[45].

une pompe à main manuelle ou un être configuré pour fonctionner en utilisant des sources d'alimentation de l'installation. Ceci met la pression système et ouvre les vannes d'arrêt de sécurité. Le système reste ouvert jusqu'à une condition anormale est détectée. Si un tel événement est détecté, le système ferme les deux vannes d'élément final actionnées, protégeant l'aval production ou installation. (1)

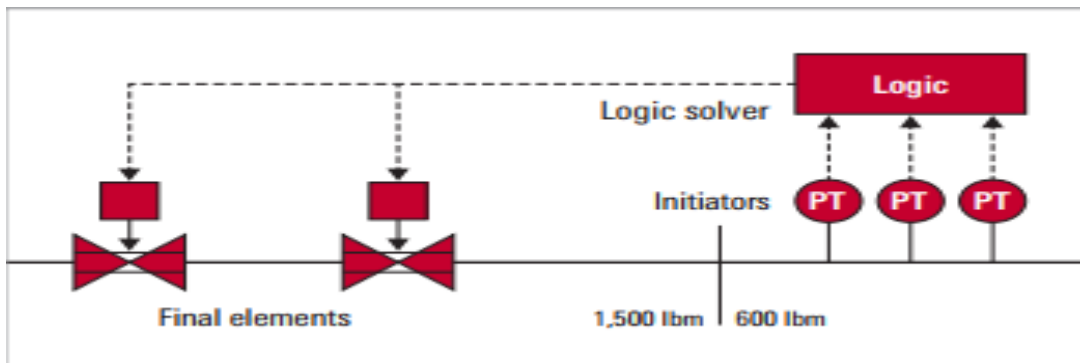


Figure VI.7 : boucle de électronique HIPS [45].

VI.5.4.Principales caractéristiques d'hydraulique HIPS:

- Fabriqué entièrement à partir d'acier au carbone
- Boîtier étanche complètement fermé - IP67M
- Mécanisme à étrier pour répondre aux exigences de couple des soupapes
- Vérin hydraulique en acier au carbone à haute pression adapté aux pressions d'alimentation jusqu'à 400 bar
- Vérin pneumatique en acier au carbone (option acier inoxydable sur demande)
- Piston en acier au carbone avec joints toriques flottants dynamiques couplés à des bagues de guidage du piston de lubrification
- Cartouche à ressort en acier au carbone avec dispositif de sécurité permettant une installation et un retrait en toute sécurité de l'ensemble de la cartouche
- Indicateur de position mécanique AISI 316SS (IP67M entièrement scellé pour éviter la pénétration dans la zone de l'étrier de scotch) avec emplacement de lecteur VDI / VDE 3845 NAMUR pour les appareils de surveillance
- Glissières en bronze qui garantissent une friction minimale, permettant une longue durée de vie et réduisant les coûts de maintenance
- Paliers de butée en bronze et barre de réaction en acier allié chromé haute résistance qui guide le scotch tout au long de sa course et prend en charge toutes les charges transversales générées

- Barres d'accouplement en acier allié ASTM A 320 L7, avec revêtement de zinc électrolytique standard selon ASTM B633 FeZn 12 (option: acier inoxydable B8M - 17.4.PH)
- Les butées de fin de course en acier allié permettent un réglage précis de la course angulaire
- La conception permet une rotation de l'actionneur de $4 \times 90^\circ$
- SIL 3 certifié
- Échappement rapide certifié SIL 3 complet avec système d'amortisseur réglable
- Sortie de couple de l'actionneur jusqu'à 1.000.000 Nm
- Plage de température de fonctionnement standard $-30^\circ\text{C} / + 100^\circ\text{C}$
- Application spéciale à basse température jusqu'à -60°C
- les pièces contenant de la pression sont conçues selon ASME VIII div.1 et EN 13445
- les actionneurs sont conçus pour une durée de vie de 30 ans [49].

VI.6.The Safety Integrity Level SIL:

La performance d'un (SIF) est définie par le niveau d'intégrité de sécurité (SIL 1 à SIL 4). Tous les éléments sous cette forme, le (SIS) doit être conçu ou sélectionné conformément à la norme CEI 61508 ou CEI 61511 normes. En pratique, chaque (SIF) d'un (SIS) comprend généralement trois sous-systèmes comprenant un ou plusieurs éléments de capteur, éléments de solution logique et éléments de commande finale, selon les besoins la cible (la plus élevée) SIL pour la (les) fonction (s) en cours d'exécution [49].

VI.6.1.Exemple de données d'échec et méthodologie :

Pour les besoins des exemples dans ce document, nous supposons que les éléments inclus dans ces exemples SIF ont les données de sécurité fonctionnelle suivantes disponibles:

Tableau VI.1 : de données d'échec et méthodologie [51]

Parameter	Pressure Transmitter	Safety Trip Alarm	Actuated Valve
Dangerous Detected Failure Rate, λ_{DD} (per hr)	3.4E-07	1.7E-07	5.6E-07
Dangerous.Undetected Failure Rate, λ_{DU} (per hr)	3.4E-08	8.6E-08	2.8E-07
Safe Failure Rate, λ_s (per hour)	6.2E-07	6.6E-07	4.5E-07
Safe Failure Fraction, SFF	90% to <99%	90% to <99%	60% to <90%
Type, A/B	Type B	Type B	Type A
Systematic Capability, SC	SC3	SC3	SC2

Tableau A1 .montrant Gammes SIL pour les fonctions instrumentées de sécurité à faible demande [50].

Safety Integrity Level (SIL)	Probabilité moyenne d'échec sur demande (PFD_{AVG}) pour une fonction de sécurité à faible demande
SIL4	$\geq 10^{-5}$ to $<10^{-4}$
SIL3	$\geq 10^{-4}$ to $<10^{-3}$
SIL2	$\geq 10^{-3}$ to $<10^{-2}$
SIL1	$\geq 10^{-2}$ to $<10^{-1}$

Table A.2. Architecture constraint de Type A and B elements or sou-systems [51].

Safe Failure Fraction (SFF)	Type A Element or Sou-system			Type B Element or Sou-system		
	Hardware Fault Tolerance (HFT)			Hardware Fault Tolerance (HFT)		
	0	1	2	0	1	2
< 60%	SIL1	SIL2	SIL3	NO SIL	SIL1	SIL2
60% - < 90%	SIL2	SIL3	SIL4	SIL1	SIL2	SIL3
90% - < 99%	SIL3	SIL4	SIL4	SIL2	SIL3	SIL4
≥ 99%	SIL3	SIL4	SIL4	SIL3	SIL4	SIL4

VI.6.2.Exemple SIL 2 HIPPS :

Suppose the requirement is for a SIL 2 HIPPS. We shall follow the steps shown in the methodology in the Appendix for this example.

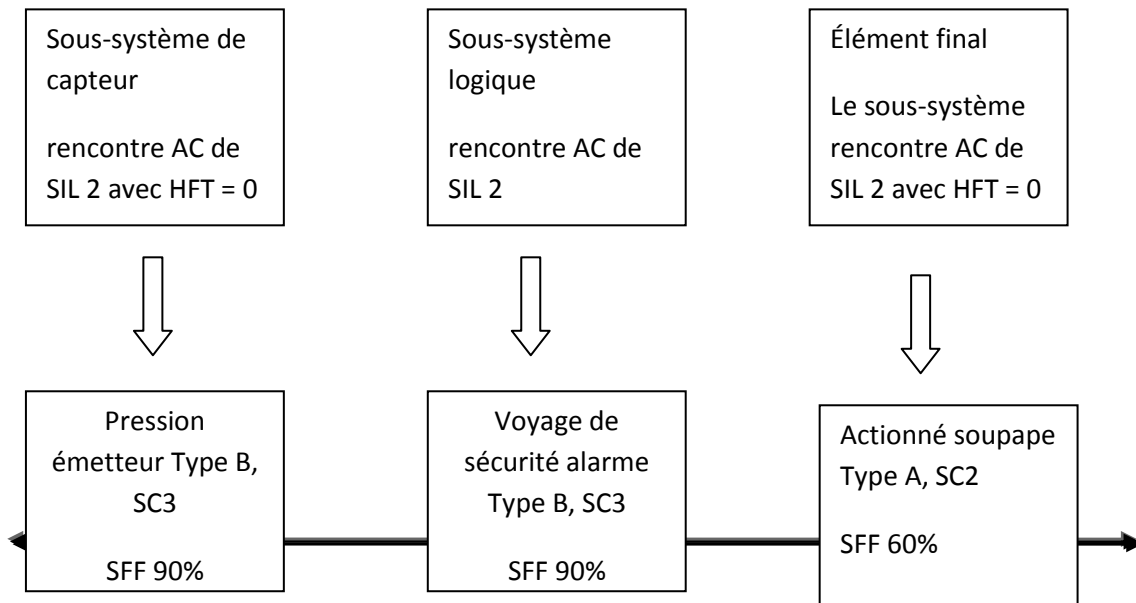
Tableau VI.2: Constraints architectural [50].

Sous-système	Commentaires concernant les données d'échec d'élément fournies dans le tableau 1
Capteur	Le transmetteur de pression est de type B (en raison des caractéristiques programmables) et a un facteur de 90-99%. En référence au tableau A.2 de l'appendice, lorsqu'il est utilisé seul (HFT = 0), l'entrée sous-système a AC qui répond à SIL 2.
Logique	Le résolveur logique STA est de type B et a un facteur SFF de 90 à 99%. En référence au tableau A.2 de la appendice, avec HFT = 0, le sous-système logique a AC qui rencontre SIL 2.
Final élément	La vanne actionnée est de type A et a un facteur de déclenchement de 60 à 90%. En référence au tableau A.2 de la annexe, avec HFT = 0, le sous-système de sortie a AC qui rencontre SIL 2.

Tableau:VI.3 :Capacités systématiques (SC) :[50]

Sous-système	Commentaires concernant les données d'échec d'élément fournies dans le tableau
Capteur	Le transmetteur de pression est SC3 qui satisfait (dépasse) les exigences pour SIL 2 lorsqu'il est utilisé seul.
Logique	Le résolveur logique STA est SC3 qui satisfait (dépasse) les exigences pour SIL 2 lorsqu'il est utilisé sur sa propre.
Final élément	La vanne actionnée est SC2 qui répond aux exigences de SIL 2 lorsqu'elle est utilisée seule.

Figure VI.6 : Diagramme de fiabilité pour le SIF montrant l'AC et le SC pour chaque élément [50].



Le résultat des étapes 1 et 2 ci-dessus signifie qu'une architecture SIL 2 pour le système peut être réalisée avec un seul élément dans chaque sous-système. Ceci est reflété dans le diagramme de fiabilité (RBD) de la figure 1 pour le système.

VI.6.2.1. Probabilité d'échec sur demande (PFD_{AVG}) [48] :

Les trois sous-systèmes sont basés sur une architecture de vote 1-sur-1 (1oo1), pour laquelle l'équation est:

$$PFD_{AVG} = (\lambda_{DU} + \lambda_{DD}) T_{CE}$$

Où le canal équivalent temps d'arrêt (T_{CE}) qui est donné par:

$$T_{ce} = \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D} \left(\frac{T1}{2} + MTTR \right) + \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} MTTR$$

$T1$ =Proof Test Interval

$MTTR$ =Mean time to repair

λ_{DD} = taux de défaillances dangereuses reconnues

λ_{DU} = taux de défaillances dangereuses non reconnues

Pour cet exemple nous supposons les valeurs suivantes:

$$T1 = 8,760 \text{ hrs } (= 1 \text{ yr})$$

$$MTTR = 8 \text{ hrs}$$

Maintenant calculer le PFD_{AVG} pour chaque sous-système en nous référant aux données de tableau 1 les hypothèses énumérées ci-dessus pour $T1$ et $MTTR$ et les équations en annexe.

Tableau VI.4 : Sous-système de capteur (transmetteur de pression, 1oo1)

ÉQUATION	CALCUL	Résultat
$\lambda_D = \lambda_{DD} + \lambda_{DU}$	$3.4E-07 + 3.4E-08$	$3.74E-07$
$T_{ce} = \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D} \left(\frac{T1}{2} + MTTR \right) + \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} MTTR$	$(3.4E-08/3.74E-07)(8760/2+8)+(3.4E-07/3.74E-07)8$	406
$PFD_{AVG} = (\lambda_{DU} + \lambda_{DD}) T_{CE}$	$(3.4E-08 + 3.4E-07)406$	$1.5E-04$

Tableau VI.5 : Sous-système logique (Alarme de déclenchement de sécurité, 1oo1)

ÉQUATION	CALCUL	Résultat
$\lambda_D = \lambda_{DD} + \lambda_{DU}$	$1.7E-07 + 8.6E-08$	$2.6E-07$
$T_{ce} = \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D} \left(\frac{T1}{2} + MTTR \right) + \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} MTTR$	$(8.6E-08/2.6E-07)(8760/2+8)+(1.7E-07/2.6E-07)8$	1457
$PFD_{AVG} = (\lambda_{DU} + \lambda_{DD}) T_{CE}$	$(8.6E-08 + 1.7E-07)1457$	$3.8E-04$

Tableau VI.6 : Sous-système d'élément final (vanne actionnée, 1oo1)

ÉQUATION	CALCUL	Résultat
$\lambda_D = \lambda_{DD} + \lambda_{DU}$	$5.6E-07 + 2.8E-07$	$8.4E-07$
$T_{ce} = \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D} \left(\frac{T1}{2} + MTTR \right) + \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} MTTR$	$(2.8E-07/8.4E-07)(8760/2+8)+(5.6E-07/8.4E-07)8$	1468
$PFD_{AVG} = (\lambda_{DU} + \lambda_{DD}) TCE$	$(2.8E-07 + 5.6E-07)1468$	$1.2E-03$

Et comme expliqué en annexe, le PFD_{AVG} pour le système est calculé à partir de la somme:

$$\begin{aligned}
 PFD_{SYSTEM} &= PFD_c + PFD_I + PFD_{FE} \\
 &= 1.5E-04 + 3.8E-04 + 1.2E-03 \\
 &= 1.7E-03
 \end{aligned}$$

En se référant au Tableau de gammes SIL pour les fonctions instrumentées de sécurité à faible demande on constate que cette valeur est confortable dans la gamme SIL 2 (10^{-3} à $<10^{-2}$).

VI.6.3.Exemple de SIL 3 HIPPS :

Maintenant, supposons que l'exigence est pour SIL 3. Nous nous référerons au même élément de données de défaillance et suivez les mêmes étapes que ci-dessus pour l'exemple SIL 2 et comme indiqué dans l'annexe. Pour cet exemple, nous supposerons également que la spécification des exigences de l'utilisateur a une exigence de disponibilité qui nécessite un vote de 2oo3 dans le sous-système de capteur

Tableau VI .6 : Architectural Constraints[48].

Sous-système	Commentaires concernant les données d'échec d'élément fournies dans le tableau
Capteur	Parce que le transmetteur de pression est de type B et a un FF de 90 à 99%, en référence à la table A.2 dans l'annexe, il doit être utilisé avec HFT = 1 (minimum) pour atteindre AC de SIL 3. Cependant, notez qu'il y a une exigence supplémentaire pour le vote 2oo3 pour des raisons de disponibilité donc HFT = 2 sera utilisé..
Logique	Parce que le résolveur logique STA est de type B et a un facteur SFF de 90 à 99%, en référence au tableau A.2 de l'annexe, il doit être

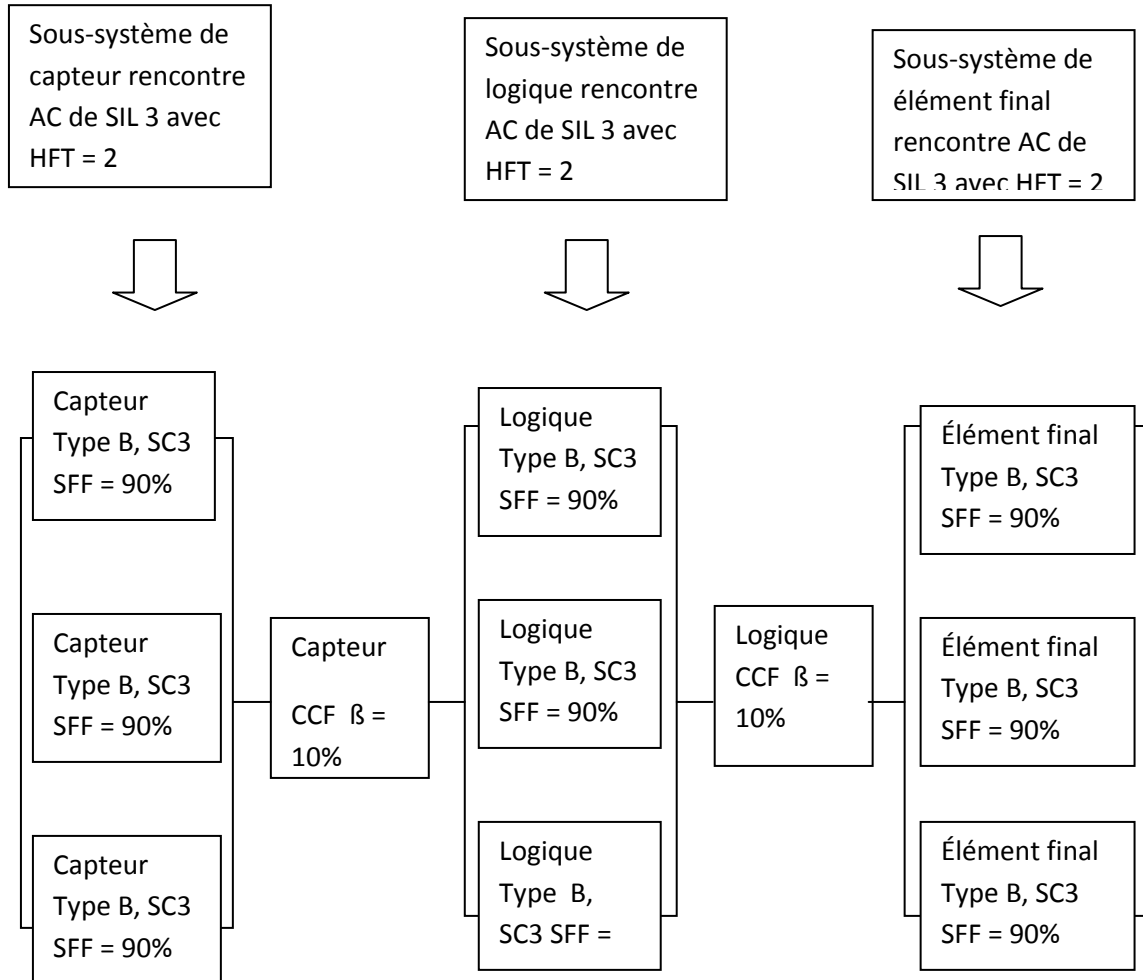
	utilisé avec un HFT = 1 (minimum) pour atteindre AC de SIL 3. Cependant, en raison de l'exigence supplémentaire de voter 2oo3 sur les capteurs pour des raisons de disponibilité, et parce qu'une STA est nécessaire pour chaque capteur car ils utilisent une boucle de 4-20 mA, HFT = 2 est également nécessaire pour le STA. (Le vote 2oo3 est ensuite effectué sur les sorties relais STA).
Final élément	Parce que la vanne actionnée est de type A et a un facteur de puissance de 60 à 90%, en référence au tableau A.2 de l'annexe, il doit être utilisé avec un HFT = 1 (minimum) pour atteindre AC de SIL 3.

Tableau VI.8 : Capacité systématique[48].

Sous-système	Commentaires concernant les données d'échec d'élément fournies dans le tableau
Capteur	Le transmetteur de pression SC3 répond aux exigences de SIL 3.
Logique	Le solveur logique STA est SC3 qui répond aux exigences de SIL 3.
Final élément	<p>La vanne actionnée est SC2. L'utilisation de deux éléments dans une configuration 1oo2 (HFT = 1) sera toujours introduire une possibilité de défaillance de cause commune (CCF) qui doit être évaluée et justifié par rapport au SIL impliqué. Un traitement détaillé de ce sujet sort du cadre de ce document, mais dans ce cas, l'évaluation pourrait prendre en compte les caractéristiques de conception conditions d'utilisation:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La complexité est faible (les deux sont des éléments de type A) • Les deux éléments ont SC2 (ce qui est mieux que SC2 + SC1) • Aucun logiciel impliqué • La majorité des CCF sont à sécurité intégrée (lignes d'air, alimentation, etc.) • L'indépendance peut être améliorée par l'emplacement physique, en testant les deux appareils à différents fois, par des personnes différentes, par des méthodes différentes et en opérant à des Profils <p>Le résultat d'une telle évaluation soutiendra le choix du «facteur β» utilisé dans le SIL les calculs qui suivent, mais pour les besoins de ce document, nous supposons un chiffre du pire de 10%.</p>

Le résultat des étapes 1 et 2 ci-dessus signifie que la redondance est nécessaire dans les trois sous-systèmes. pour réaliser une architecture SIL 3 pour le système. Avec les exigences supplémentaires pour la disponibilité, ceci est reflété dans le diagramme fonctionnel de fiabilité (RBD) de la figure 3 pour le système

Figure VI .7 : Capacité systémique du sous-système [48].



VI.6.3.1. Probabilité d'échec sur demande PFD :

Les trois sous-systèmes utilisent l'architecture votée 2oo3 ou 1oo2, pour laquelle les équations sont montré en annexe. Pour cet exemple, nous supposons les valeurs suivantes:

- T1 = 8 760 heures (= 1 an)
- MTTR=8 heures
- Facteur de cause commun pour échecs non détectés, $\beta = 10\%$
- Facteur de cause commun pour défaillances détectées, $\beta D = 10\%$

Tableau VI.9: Sous-système de capteur (transmetteur de pression, 2003)

EQUATION	CALCUL	Résultat
$\lambda_D = \lambda_{DD} + \lambda_{DU}$	$3.4E-07 + 3.4E-08$	$3.74E-07$
$T_{ce} = \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D} \left(\frac{T_1}{2} + MTTR \right) + \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} MTTR$	$(3.4E-08/3.74E-07)(8760/2+8) + (3.4E-07/3.74E-07)8$	406
$T_{ce} = \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D} \left(\frac{T_1}{2} + MTTR \right) + \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} MTTR$	$(3.4E-08/3.74E-07)(8760/3+8) + (3.4E-07/3.74E-07)8$	275
$PFD_{AVG} = 6((1-\beta_D)\lambda_{DD} + (1-\beta)\lambda_{DU})^2 * T_{ce} * T_{GE} + \beta_D * \lambda_{DD} * MTTR + \beta \lambda_{DU} (T_1/2 + MTTR)$	$6((0.9 \times 3.4E07) + (0.9 \times 3.4E08)2406 \times 275 + (0.1 \times 3.4E07 \times 8) + (0.1 \times 3.4E08)((8760/2) + 8))$	$1.53E-05$

Tableau VI.10 : Sous-système logique (Alarme de déclenchement de sécurité, 2003)

EQUATION	CALCUL	Résultat
$\lambda_D = \lambda_{DD} + \lambda_{DU}$	$1.7E-07 + 8.6E-08$	$2.6E-07$
$T_{ce} = \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D} \left(\frac{T_1}{2} + MTTR \right) + \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} MTTR$	$(8.6E-08/2.6E-07)(8760/2+8) + (1.7E-07/2.6E-07)8$	1480
$T_{ce} = \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D} \left(\frac{T_1}{2} + MTTR \right) + \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} MTTR$	$(8.6E-08/2.6E-07)(8760/3+8) + (1.7E-07/2.6E-07)8$	992
$PFD_{AVG} = 6((1-\beta_D)\lambda_{DD} + (1-\beta)\lambda_{DU})^2 * T_{ce} * T_{GE} + \beta_D * \lambda_{DD} * MTTR + \beta \lambda_{DU} (T_1/2 + MTTR)$	$2((0.9 \times 1.7E-07) + (0.9 \times 8.6E-08)21480 \times 992 + (0.1 \times 1.7E-07 \times 8) + (0.1 \times 8.6E-08)((8760/2) + 8))$	$3.83E-05$

Tableau VI.11 :Sous-système d'élément final (vanne actionnée, 1oo2)

EQUATION	CALCUL	Résultat
$\lambda_D = \lambda_{DD} + \lambda_{DU}$	$5.6E-07 + 2.8E-07$	$8.4E-07$
$T_{ce} = \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D} \left(\frac{T_1}{2} + MTTR \right) + \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} MTTR$	$(2.8E-07/8.4E-07)(8760/2+8) + (5.6E-07/8.4E-07)8$	1468
$T_{ce} = \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D} \left(\frac{T_1}{2} + MTTR \right) + \frac{\lambda_{DD}}{\lambda_D} MTTR$	$(2.8E-07/8.4E-07)(8760/3+8) + 5.6E-07/8.4E-07)8$	985
$PFD_{AVG} = 6((1-\beta_D)\lambda_{DD} + (1-\beta)\lambda_{DU})^2 * T_{ce} * T_{GE} + \beta_D * \lambda_{DD} * MTTR + \beta \lambda_{DU} (T_1/2 + MTTR)$	$2((0.9 \times 5.6E-07) + (0.9 \times 2.8E-07)21468 \times 985 + (0.1 \times 5.6E-07) + (0.1 \times 2.8E-07)((8760/2) + 8))$	$1.25E-04$

Le PFD_{AVG} pour le système est calculé à partir de la somme:

$$PFD_{SYSTEM} = PFD_C + PFD_L + PFD_{FE}$$

$$= 1.53E-05 + 3.83E-05 + 1.2E-04$$

$$= 1.8E-04$$

En se référant au Tableau de gammes SIL pour les fonctions instrumentées de sécurité à faible demande on constate que cette valeur est confortable dans la gamme SIL 3 (10^{-4} to $< 10^{-3}$).

VI.6.4. Conception, installation et considérations opérationnelles :

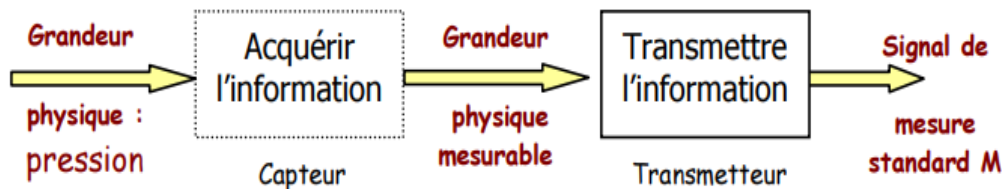
Dans le cas où des canaux redondants sont utilisés pour supporter une configuration de vote (2oo3 dans le SIL3 HIPPS), le vote est mis en œuvre en utilisant le schéma de connexion approprié deux relais (A et B) dans chacune des trois STA. Un circuit de vote 2oo3 est représenté sur la figure 4. En inspection, on peut voir que les solénoïdes seront désexcités (par des contacts de relais normalement ouverts ouverture) si au moins 2 des 3 STA ouvrent leurs contacts à double relais (relais A et B sur chaque STA sont unis).

VI.7. Transmetteur de pression :

VI.7.1. Présentation des transmetteurs de pression

VI.7.1.1. Fonction d'un transmetteur de pression

Un transmetteur de pression a pour fonction d'acquérir la pression et de transmettre cette information à un régulateur, un afficheur ou encore un enregistreur. [47]



VI.7.1.2. Différents types de mesures réalisées par un transmetteur

Un transmetteur de pression est conçu pour fournir un des différents types d'information suivant :

- * pression relative : pression mesurée par rapport à la pression atmosphérique environnante.
- * pression absolue : pression mesurée par rapport au vide absolu.
- * pression différentielle : différence de deux pressions, image d'un débit ou d'un niveau [47].

VI.7.1.3. Différents types de signaux délivrés par les transmetteurs.

- Signal analogique : Un signal M est dit analogique si l'amplitude de la grandeur physique le représentant peut prendre une infinité de valeurs.

Exemple : Le signal pneumatique 0,2 – 1 bar : Le signal transmis dans ce cas est une pression qui varie entre 0,2 et 1 bar relatif (ou encore 3- 15 PSI). Ce type de signal est essentiellement rencontré sur des installations anciennes ou dans des contextes déflagrants, c'est-à-dire en présence de substances explosives où l'usage d'électricité est proscrit.

- Signal numérique : Un signal M est dit numérique si l'amplitude de la grandeur physique le représentant ne peut prendre qu'un nombre fini de valeurs.

Remarque : De plus en plus la technologie des appareils de mesure ou de régulation est numérique.

Pour communiquer entre eux ou avec un système de commande centralisé, ces appareils peuvent utiliser des signaux eux aussi numériques : cela permet de les installer facilement dans des conduites centralisées pilotées par ordinateur et facilite les opérations de maintenance [47].

VI.7.1.4. Evolution des transmetteurs de pression :

Les types de transmetteurs de pression évoluent avec les années.

Avant 1965, seuls les transmetteurs à sortie analogique pneumatique existaient.

Après 1965 est apparu le transmetteur à sortie analogique électronique qui atteint son maximum en 1993 et fit quadrupler le chiffre des ventes. Enfin, le transmetteur numérique est apparu en 1993. Si sa diffusion suit le comportement des 2 familles précédentes, il atteindra probablement son sommet en 2021, faisant encore quadrupler les ventes [47].

VI.8. Conclusion :

HIPPS est le meilleur moyen de protéger les pipeline de transmission de gaz et d'huile contre les risques de surpression et de résoudre ce problème automatiquement et en très peu de temps (2s).

Conclusion général

Conclusion :

Les sites d'exploration, d'extraction et de raffinage de pétrole et de gaz sont parfois situés dans des endroits éloignés, éloignés des zones peuplées, qui exigent des routes sécurisées avec des normes de sécurité très élevées pour le transport. Ces matières sont toxiques, inflammables et provoquent des catastrophes environnementales et humanitaires. En cas de toute fuite à tort, et le développement de moyens de transport de gaz et de pétrole, dans la promotion de l'exploration et de la recherche dans les endroits accidentés, ou des endroits où l'accès est impossible.

Les canalisations sont principalement utilisées pour véhiculer du gaz, des hydrocarbures liquides ou liquéfiés et est un des moyens les plus rapides et les plus importants, et le moins cher dans le fonctionnement de l'entretien, et le plus sûr de transférer de hydrocarbure , en raison de l'absence de barrières ou des obstacles qui entravent l'arrivée de la vitesse du pétrole et du gaz.

Les pipelines de transport de hydrocarbure sont exposés à de nombreux problèmes, d'entre eu compris le problème de la surpression, qui cause beaucoup de dommages au réseau de pipe et à l'environnement.

Il existe de plusieurs systèmes de protection contre la pression excessive dans les canalisations, ce qui est le placement des soupapes de sécurité au niveau de ces pipe, et sont situés sur plusieurs types.

Un système de protection contre la pression à haute intégrité (HIPPS) conçu pour empêcher la surpression dans le pipeline. La HIPPS arrête la source de la haute pression avant que la pression de conception du système soit dépassée, empêchant ainsi la perte de confinement par la rupture (explosion) d'une ligne ou d'un navire. Par conséquent, une HIPPS est considérée comme une barrière entre une section haute pression et une section basse pression d'une installation.

Référence bibliographique

- [1] les risque, majeur.
- [2] <http://www.alsharq.net.sa>.
- [3] . الباحث مجلة الباحث جامعة ورقلة سنة 2013 عدد 12
- [4] <http://www.hyproc.dz/>.
- [5] Albakjaji, Mohamade. Archiv-ouvert.fr. *La pollution de la mer méditerranée par les hydrocarbures liée au trafic maritime*. Université Paris-Est, 2010, Vol. Economies et finances., NNT : 2010PEST3016.
- [6] <http://green-studies.com>.
- [7] مجلة الإقتصادي، الخليجي.
- [8] Dara O'ROURK, Sarah CONNOLLY. OP-SIT, P 600.
- [9] <http://www.energy.gov.dz/francais>.
- [10] science, parlon.
- [11] <http://mawdoo3.com>.
- [12] TRANSPORT, DESCRIPTION DU RESEAU DE TRANSPORT PAR CANALISATION DES HYDROCARBURES & TARIFS DE.
- [13] <http://www.hyproc.dz/>.
- [14] magazine de la majeur, les risque.
- [15] <http://mawdoo3.com>.
- [16] Sonatrach. *DESCRIPTION DU RESEAU DE, TRANSPORT. DESCRIPTION DU RESEAU DE TRANSPORT PAR CANALISATION DES HYDROCARBURES & TARIFS*. 2018.
- [17] HADJOUI, Féthi. *Etude du comportement en fatigue des aciers*. 2012-2013.
- [18] Odulaja, Omar Abdul-Hamid et Adedapo. *Team for the preparation of the OPEC Annual Statistical Bulletin*. 2013.
- [20] www.sonatrache.com/transport-par-canalisation.html.
- [21] Populaire, République Algérienne Démocratique et. Règles de sécurité pour les canalisations de transport d' hydrocarbures liquéfiés sous pression .
- [22] www.energy.gov.dz. Règles de sécurité pour les canalisations de transport d' hydrocarbures. 1991.
- [23] RAHMOUNI, Boubekeur. *Évaluation du coût de transport des hydrocarbures en Algérie*. s.l. : UNIVERSITE ABDERRAHMANE MIRA DE BEJAIA., Promotion 2013-2014.

- [24] www.sonatrach.com. *TRANSPORT, DESCRIPTION DU RESEAU DE TRANSPORT PAR CANALISATION DES HYDROCARBURES & TARIFS*
- [25] GRT.Gaz. Etude de dangers d'un ouvrage de transport de gaz naturel –Partie Générique. Juillet 2014 .
- [26] تأثير تغير الضغط في معدل التآكل الداخلي لانبوب النفط. محمد فتحي غنمة.م. أحمد حمدان د.م.
- [27] <https://www.neb-one.gc.ca>.
- [28] Canada, Office national de l'énergie. *Avis de sécurité de l'Office national de l'énergie (l'Office) 2012-01 Protection contre la surpression*. 2 avril 2012. Dossier OF-SURV-INC-0202.
- [29] مجلة : دراسة التآكل في خطوط النفط الخام يستلزم معطيات حقلية. زهير - عنقا. نورمان, طحان. العدد الأول. 2009, جامعة دمشق للعلوم الهندسية المجلد الخامس والعشرون
- [30] Nyborg, Rolf. Controlling Internal Corrosion in Oil and Gas Pipelines. *BUSINESS BRIEFING: EXPLORATION & PRODUCTION: THE OIL & GAS REVIEW*. 2005.
- [31] Féthi, HADJOUÏ. *Etude du comportement en fatigue des aciers*. 2012-2013.
- [32] Rosenfeld, M Van Auken et M. *Distribution pipeline system integrity threats related to cold weather*. 2012.
- [33] *Ground Water Pollution from Subsurface Excavations*.
- [34] Mankenberg. *Savoir-faire Soupapes anti-vide*.
- [35] <http://www.helyon.com> .
- [36] Sectoriel. Informations données à titre indicatif et sous réserve de modifications éventuelles.
- [37] D'instructions, Manuel. Contrôleurs pneumatiques et transmetteurs Fisher™ C1.
- [38] 44. Béla.G. *Instrument Engineers' Handbook, Fourth Edition, Volume Two: Process Control and optimization*.
- [39] Cameron.slb.com/HIPPS. 2016.
- [40] Mokveld Valves, BV. s.l. : www.mokveld.com.
- [41] S.p.A, Pietro Fiorentini. s.l. : I-36057 Arcugnano (VI) Italy.
- [42] Wide, Moore Industries World. *Logic Solvers for Overpressure Protection*.
- [43] S.r.l., ProControl.
- [44] Alan G King, Hazard & Reliability Specialist. *SIL Determination and High Demand Mode*. s.l. : HAZARDS 24. 159.

- [45] Endress+ Hauser. *Sécurité fonctionnelle – SIL Les systèmes instrumentés de sécurité dans l'industrie des process.*
- [46] www.sorinc.com. *Safety Integrity Level QUICK GUIDE.*
- [47] TRANSMETTEURS de PRESSION FARA Vincent BRIDEAU Eloïse GAREL Lorraine
LAMARCHE Marine