



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

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

معهد الصيانة و الأمن الصناعي
Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle

Département de Maintenance en Instrumentation

MÉMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Génie Industriel

Spécialité : Ingénierie de la Maintenance en Instrumentation

Thème

**Simulation numérique de la conservation de la
température du GNL au sein d'un méthanier**

Présenté et soutenu publiquement par :

Nom : BOUDIA

Prénom : Mohamed Rami

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
LALAOUI Mohamed Amine	MAA	IMSI-Univ. D'Oran2	Président
BOUHAFS Mohamed	MCB	IMSI-Univ. D'Oran2	Encadreur
TAHRAOUI Mohamed	MAA	IMSI-Univ. D'Oran2	Examineur

Remerciements

Je tiens à exprimer vivement ma profonde gratitude tout d'abord à mon encadreur Monsieur BOUHAFS enseignant chercheur, pour toute son aide et sa disponibilités, en particuliers sa patience et son soutien qui m'a été précieux, pour les conseils formidables prodigués durant l'élaboration de mon modeste mémoire de fin d'études.

Je tiens également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Enfin, je ne peux achever ce mémoire sans exprimer ma gratitude à tous les enseignants de l'Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle, pour leurs dévouements et assistance durant mon cursus.

Dédicace

En premier lieu, je dédie ce travail :

À ma tendre Mère, école de mon enfance et la source de ma vie. Rien au Monde ne peut compenser ce que tu as sacrifié et enduré pour que je puisse arriver à suivre le bon chemin. Ce travail est le fruit de tes efforts et de tout ce que tu as traversé, afin que je puisse finaliser mon éducation et ma formation le long de ces années. Que de Dieu te protège.

Aussi, je dédie mon travail à mon cher père pour son soutien permanent et aide précieuse qui m'ont été très utiles pour finaliser mes travaux et avancer dans ma carrière professionnelle.

Bien sûr ce projet est dédié à mon enseignant encadreur Mr. BOUHAFS qui grâce à lui la finalisation de ce projet a été possible.

Ce travail est dédié également,

- **A tous mes camarades et proches qui m'estiment ;**
- **Aux enseignants et personnels de l'IMSI ;**
- **Aux cadres professionnels du secteur Industriel;**
- **Aux gens de mer.**

BOUDIA Mohamed Rami

Sommaire

Liste des figures	V
Liste des tableaux	VI
Liste des abréviations et acronymes.....	VI
Introduction générale.....	1
Chapitre I :	4
Introduction au GNL.....	4
I.1 Introduction.....	4
I.2 Aperçu du GNL	4
I.2.1 Définition du GNL.....	4
I.2.2 Composition & formule moléculaire du GNL.....	4
I.2.3 Caractéristiques du GNL.....	5
I.3 Propriété du GNL.....	7
I.3.1 Masse volumique & gravité spécifique du GNL.....	7
I.3.1.a GNL déversé sur l'eau.....	8
I.3.1.b Nuages de vapeur.....	8
I.3.1.c Réactivité.....	9
I.3.1.d Températures cryogéniques.....	9
I.3.1.e Comportement du GNL dans les cuves à cargaison.....	10
I.3.2 Combustion du GNL.....	10
I.3.3 Risques et entrave à la santé.....	10
I.4 Conclusion.....	11
Chapitre II :	13
Description du méthanier.....	13
II.1 Introduction.....	13
II.2 Généralités.....	13
II.2.1 Définition.....	13
II.2.2 Architecture et conception.....	13

II.2.3 Les types de méthaniers.....	13
II.2.3.a Méthaniers à membranes (type « A »).....	14
II.2.3.b Méthaniers à sphères (types B et C).....	15
II.2.3.c Méthaniers prismatiques (type B).....	17
II.3 Sureté à bord.....	17
II.3.1 Précautions de sécurité.....	17
II.3.1.a Précautions générales.....	17
II.3.1.b Précautions dans les espaces clos.....	18
II.3.2 Les systèmes de lutte contre les incendies (Fire fighting).....	18
II.3.2.a Système d’extinction à l’eau de mer.....	19
II.3.2.b Système d’extinction au CO ₂	20
II.3.2.c Système d’extinction à la poudre.....	21
II.3.3 Les systèmes de détection.....	22
II.3.3.a Système de detection de gaz.....	22
II.3.3.b Système de détection d’incendie.....	25
II.4 Conclusion.....	26
Chapitre III :	27
Système de stockage et de manutention à bord.....	27
III.1 Introduction.....	27
III.2 Les cuves.....	27
III.2.1 Les membranes (barrière primaire).....	29
III.2.2 Mousse isolante.....	29
III.2.3 Barrière secondaire.....	30
III.2.4 Réparation en cas de défaillance.....	31
III.3 Système de tuyauterie (Piping system).....	32
III.3.1 Ligne d’en-tête liquide.....	35
III.3.2 Ligne d’en tête vapeur.....	35
III.3.3 Conduite de gaz combustible.....	36
III.3.4 Conduite d’azote liquide de refroidissement.....	36

III.4 Conclusion.....	37
Chapitre VI :	38
Système d'instrumentation et d'automatisation.....	38
IV.1 Introduction.....	38
IV.2 Système d'instrumentation pour les cuves.....	38
IV.2.1 Indicateur de jauge.....	38
IV.2.2 Contrôle de débordement.....	39
IV.2.3 Surveillance de la pression.....	40
IV.2.4 Dispositif indicateur de la température.....	41
IV.2.5 Détection de gaz.....	41
IV.3 Système de confinement nécessitant une barrière secondaire.....	44
IV.3.1 Intégrité des barrières.....	44
IV.3.2 Dispositif d'indication de température.....	44
IV.3.3 Systèmes d'automatisation.....	45
IV.4 Conclusion.....	47
Chapitre V :	48
Simulation du système de régulation de la température.....	48
V.1 Introduction.....	48
V.2 Généralités sur la régulation.....	48
V.2.1 Notions de bases.....	48
V.2.2 Organes constructifs d'une boucle de régulation.....	49
V.2.3 Système de refroidissement des cuves.....	50
V.2.4 Explication du processus.....	50
V.2.5 Schéma et disposition du système.....	52
V.3 Modélisation.....	53
V.3.1 Model non-linéaire.....	53
V.3.2 Model linéarisé.....	54
V.3.3 Régulation de température.....	56
V.3.4 Résultats de la simulation.....	57

V.4 Conclusion.....	59
Conclusion générale.....	60
Bibliographie.....	63

Liste des figures

Liste des figures

Chapitre I: Introduction au GNL

Figure I-1 Température d'ébullition des différents composants.....	5
Figure I-2 Inflammabilité du GN.....	6
Figure II-3 Densité du méthane par rapport à l'air.....	7

Chapitre II: Description du méthanier

Figure II-1 Présentation du méthanier de type A vu de côté.....	15
Figure II-2 Présentation du méthanier de type A vu du haut.....	15
Figure II-3 Présentation du méthanier de type B.....	16
Figure II-4 Schéma de la disposition des pompes d'incendie.....	19
Figure II-5 Schéma du système de CO ₂	20
Figure II-6 Schéma du système de poudre.....	21
Figure II-7 Schéma de la disposition des lances à poudre.....	21
Figure II-8 Schéma de la disposition des différents détecteurs.....	26

Chapitre III: Système de stockage & de manutention à bord

Figure III-1 Schéma explicatif de la cuve.....	28
Figure III-2 Schéma de la membrane GTT MARK 3.....	28

Liste des figures

Figure III-3 Schéma de la tuyauterie (pipeline) à bord.....37

Chapitre V: Simulation du système de régulation de la température

Figure V-1 Schéma boucle de régulation.....48

Figure V-2 Schéma du système de refroidissement.....52

Figure V-3 Schéma Bloc.....52

Figure V-4 Système sur Simulink.....54

Figure V-5 Schéma bloc du système réel.....54

Figure V-6 Schéma du système linéaire.....56

Figure V-7 schéma bloc de l'ensemble régulateur-système.....57

Figure V-8 Courbe de la température dans le serpentín.....57

Figure V-9 Courbe de la température dans la cuve.....58

Liste des tableaux

Liste des tableaux : Chapitre I: Introduction au GNL

Tableau I-1 Composants du GN

Tableau I-2 Caractéristiques du GNL

Introduction générale

Introduction générale

Les développements technologiques ont énormément contribué à la modernisation des navires citernes et leurs apports multiples ont été très appréciables en matière de construction navale, d'automatisation hautement performante des systèmes, d'intelligence artificielle, en assurant un degré de sécurité élevé face aux exigences réglementaires en mutation perpétuelle.

En 1964, les premiers méthaniers avaient une capacité de l'ordre de 28.000 m³, aujourd'hui ils s'approchent des 160.000 m³ et des « super-méthaniers » d'une capacité de 200.000 m³ à 350.000 m³ sont sérieusement envisagés par les constructeurs asiatiques, en vue d'assurer les approvisionnements en matière de GNL de leurs pays respectifs. Dès les premiers transports de GNL, l'expérience humaine s'est affrontée à un véritable défi technologique, qui était basé sur le principe de liquéfier une grande quantité de produit à une température extrêmement basse, et ensuite à élaborer un système d'exploitation fiable.

Par conséquent, ce type de transport diffère des navires cargo conventionnels : la nature dangereuse du produit transporté, les systèmes sophistiqués de citernes, le traitement de la cargaison, la longévité que l'on exige des navires, l'emploi de turbine à vapeur pour la propulsion, les matériaux, et le coût cher de leur construction, mettent le chantier naval, l'armateur et la société de classification devant un extraordinaire défi, dont il convient d'approfondir les principaux aspects.

Tous les risques dérivent principalement de la dangerosité du produit et malgré les apports gigantesques en matière de formation des équipages et l'expérience de l'industrie maritime, la gestion des risques et leurs évaluations sont plus que d'actualité, sont d'une nécessité absolue, en vue de garantir un degré de sécurité et de fiabilité irréversibles. De plus, il existe d'autres dangers relatifs à la structure du navire. Les températures du GNL sont si basses, que toute fuite affaiblirait l'acier en cas de contact accidentel GNL- matériaux de construction.

Par conséquent, le liquide doit être impérativement mis dans des citernes construites dans un matériau spécial, hautement performant, des mesures d'isolation et des dispositifs visant à arrêter toute fuite de méthane en cas d'accident sont, ici plus qu'ailleurs, impératives.

A la lumière de cette étude, quelque peu alarmiste, on comprend l'importance de la mise en œuvre d'une technologie ultra performante qui doit être capable de gérer ces paramètres et assurer un système fiable et sûr. Ainsi, la qualité dans la construction et la fiabilité dans l'exploitation du navire sont nécessaires et exigées par tous les règlements s'y réfèrent. Une prise de conscience mondiale de la sécurité et de la protection de l'environnement nous amène à reconsidérer nos habitudes dans le cadre de notre vie.

Nous ne pouvons pas travailler dans un environnement sécuritaire, si nous ne connaissons pas les risques, les défis et les précautions à prendre pour empêcher ces événements. Ces investigations basées sur l'expérience et l'apprentissage devraient permettre de se rapprocher le plus près possible d'un environnement idéal, à l'abri d'incidents et d'accidents. Identifier des faits n'est pas un but en soi. Il faut trouver les

Introduction générale

racines de l'évènement, ainsi que les causes d'un incident ou d'un accident, mettant en évidence les difficultés rencontrées en ce qui concerne les effets, les remèdes et solutions préconisées en vue d'éviter leur résurgence dans le temps..

Les causes peuvent être complexes avec plusieurs facteurs concourants. « On dit que plus de 10 facteurs concourants peuvent causer un incident grave. » Il n'est pas nécessaire d'éliminer tous les facteurs concourants pour améliorer la sécurité.

De son côté, l'Agence internationale de l'énergie estime le trafic de méthane liquéfié à 150 milliards de m³ en 2002 et à 680 milliards de m³ en 2030.

Sur le plan structurel, différentes techniques de transport se sont mesurées sur les chantiers navals : Technigaz, Gaz Transport, le procédé Moss-Rosenberg, et SPB Chantier IHI, se sont livrés au fil des années une épuisante bataille 2 proposant chacun un certain type de cuve.

Si le principe du transport des gaz liquéfiés par compression ou par refroidissement est connu depuis des dizaines d'années, sa mise en pratique fut plus difficile en raison des limites technologiques auxquelles ce type de transport s'est longtemps affronté, ainsi que des dangers de catastrophe susceptible de se reproduire en cas d'imprévu. Ce sont seulement les développements technologiques qui ont permis d'amplifier une telle activité industrielle. En 40 ans, la capacité de transport a triplé, car elle est passée de 5000 m³ à 140000 m³, alors que des navires de capacité de 200000 m³ sont sérieusement envisagés aujourd'hui.

Cependant, plus l'on transporte une marchandise potentiellement dangereuse, plus le risque d'accident est censé accroître. Les risques adhérents aux gaz liquéfiés en général sont rares, mais en cas de survenance, leurs conséquences potentielles pourraient être importantes.

Ce bilan positif du transport par voie maritime du GNL atteste de l'attention toute particulière de l'ensemble de la communauté maritime ainsi que des gouvernements à des normes de sécurité particulièrement élevées. Cette prévention réglementaire de la sécurité ne peut se réaliser que par sa mise en œuvre rigoureuse. On veut sous-entendre par-là qu'une gestion des risques au quotidien à bord au prix d'une technologie sophistiquée, évolutive et ultra-performante, nécessite des mesures adaptées et efficaces pour en atténuer les conséquences nées de cet évènement imprévu. Ce qui fait du méthanier le navire le plus cher au monde.

Ma démarche adoptée quant au traitement de ce thème, consistera en premier lieu à Décrire le méthanier de manière générale ce qui nous permettra de voir ses différents aspects et les différents systèmes présent à bord ce qui nous donnera une idée générale de qu'est ce qu'un méthanier.

La deuxième partie traitera une analyse complète de la cargaison (GNL), de ses caractéristiques physiques et chimiques ce qui nous permettra de mieux connaître le sujet.

Une troisième partie illustrera les systèmes de manutention et de refroidissement à bord, dans ce Troisième chapitre on va expliquer comment les systèmes opèrent et permettent la bonne gestion de la cargaison, pour ainsi mieux comprendre la simulation.

Introduction générale

Une quatrième partie regroupera les outils d'instrumentations à bord et leurs importance pour avoir un contrôle parfait de la cargaison.

Et la Cinquième et dernière partie sera consacrée à la simulation faite sur le logiciel Matlab Simulink

Par conséquent, le plan de ce mémoire s'articulera autour de quatre (04) chapitres qui analyseront les différentes parties décrites précédemment en suivant une chronologie adoptée et logique, permettant de cerner les spécificités existantes.

Une démarche logique et efficace sera fournie.

Chapitre I : Introduction au GNL

I.1 Introduction :

Le gaz naturel est présent dans des gisements souterrains, où il côtoie généralement des gisements de pétrole. Il est composé de méthane pour 60 à 95 % (typiquement 95 %), ainsi que d'éthane, de propane, de butane et d'azote. Il a longtemps été négligé car présentant beaucoup moins d'intérêt que le pétrole : il est deux fois plus énergétique par gramme en moyenne que celui-ci mais il est difficile à stocker et à transporter jusqu'au consommateur et son utilisation en chimie organique est limitée. Mais l'envolée des prix du pétrole a favorisé ces dernières années son exploitation à des fins commerciales ; sa production, qui croît régulièrement d'environ 3 % par an, s'établissait en 2005 entre 2 500 et 3 000 milliards de m³.

I.2 Aperçu du GNL:

I.2.1 Définition du GNL:

Le gaz naturel liquéfié (GNL) est l'état liquéfié du gaz naturel (GN). La demande mondiale de combustion de gaz naturel en tant que source d'énergie majeure à la fois pour l'industrie et la production d'électricité, en raison des aspects moins polluants, a rehaussé le profil du GN par rapport à l'utilisation de combustibles fossiles conventionnels. Par conséquent, la forme la plus économique de transport du GN consiste à refroidir le gaz jusqu'à environ -160 °C, ce qui le ramènera à son état liquide. Le GNL est ensuite chargé sur des navires spécialement conçus pour être transporté vers des terminaux de réception de GNL désignés.

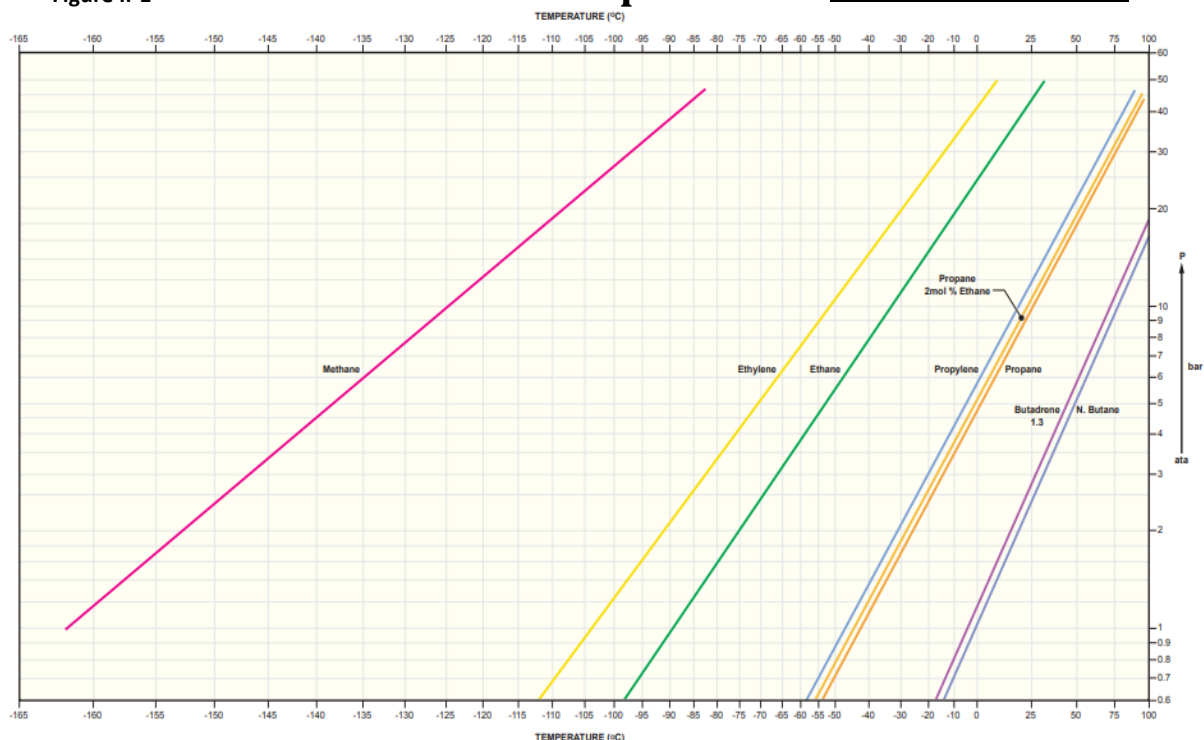
I.2.2 Composition & formule moléculaire du GNL:

Le GNL est un mélange d'un certain nombre de composants, bien qu'il soit généralement appelé MÉTHANE, car il s'agit du composant le plus important du GNL. L'endroit où le GN est extrait détermine la composition réelle du gaz naturel.

En règle générale, le GNL comprendra les éléments suivants, et leurs ratios approximatifs :

Methane (CH ₄):	89.2%
Ethane (C ₂ H ₆):	7.2%
Propane (C ₃ H ₈):	2.6%
Butane (C H):	0.7%
Pentane (C ₅ H ₁₂):	0.1%
Nitrogen (N):	15 Restes

Figure II-1



I.2.3 Caractéristiques du GNL:

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures qui, une fois liquéfiés, forment un liquide limpide, incolore et inodore ; ce GNL est généralement transporté et stocké à une température très proche de sa température d'ébullition à pression atmosphérique (environ $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$).

La composition réelle du GNL variera en fonction de sa source et du procédé de liquéfaction, mais le constituant principal sera toujours le méthane ; d'autres constituants seront de petits pourcentages d'hydrocarbures plus lourds, par exemple l'éthane, le propane, le butane, le pentane et éventuellement un petit pourcentage d'azote.

Pour la plupart des calculs techniques (par exemple, les pertes de pression dans les canalisations), on peut supposer que les propriétés physiques du méthane pur représentent celles du GNL. Cependant, à des fins de transaction commerciale, lorsqu'un calcul précis du pouvoir calorifique et de la densité est requis, les propriétés spécifiques basées sur l'analyse réelle des composants doivent être utilisées.

Au cours d'un voyage en mer normal, la chaleur est transférée à la cargaison de GNL à travers l'isolation de la citerne à cargaison, provoquant la vaporisation d'une partie de la cargaison, c'est-à-dire l'évaporation. La composition du GNL est modifiée par cette évaporation car les composants les plus légers, ayant des points d'ébullition inférieurs à la pression atmosphérique, se vaporisent en premier. Par conséquent, le GNL déchargé a une teneur en azote et en méthane plus faible que le GNL chargé, et un pourcentage légèrement plus élevé d'éthane, de propane et de butane, en raison de l'évaporation du méthane et de l'azote de préférence aux gaz plus lourds.

La plage d'inflammabilité du méthane dans l'air (21 % d'oxygène) est d'environ 5,3 à 14 % (en volume). Pour réduire cette plage, la teneur en oxygène est réduite à 2 %, en

Chapitre I Introduction au GNL

utilisant du gaz inerte provenant des générateurs de gaz inerte, avant le chargement après la cale sèche. En théorie, une explosion ne peut pas se produire si la teneur en O_2 du mélange est inférieure à 13 % quel que soit le pourcentage de méthane, mais pour des raisons pratiques de sécurité, la purge est poursuivie jusqu'à ce que la teneur en O_2 soit inférieure à 2 %.

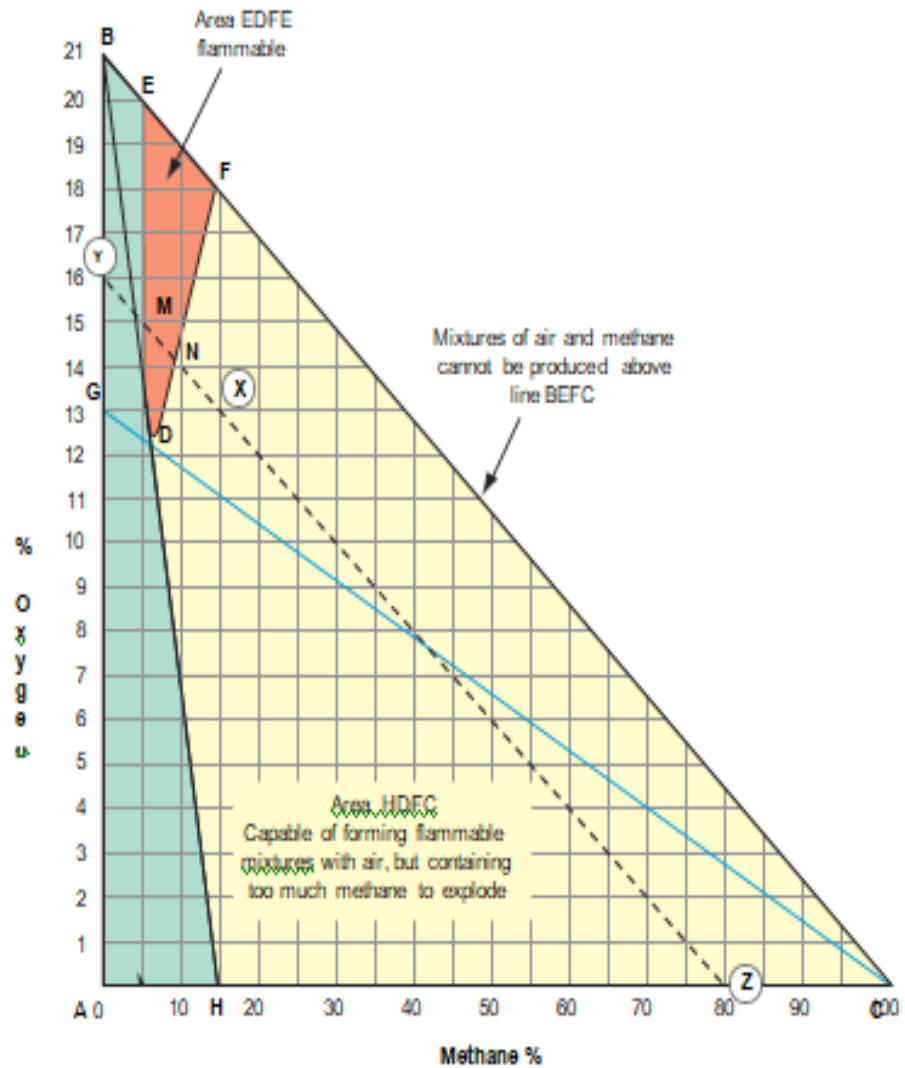


Figure II-2

I.3 Propriétés du GNL:

I.3.1 Masse volumique & gravité spécifique du GNL:

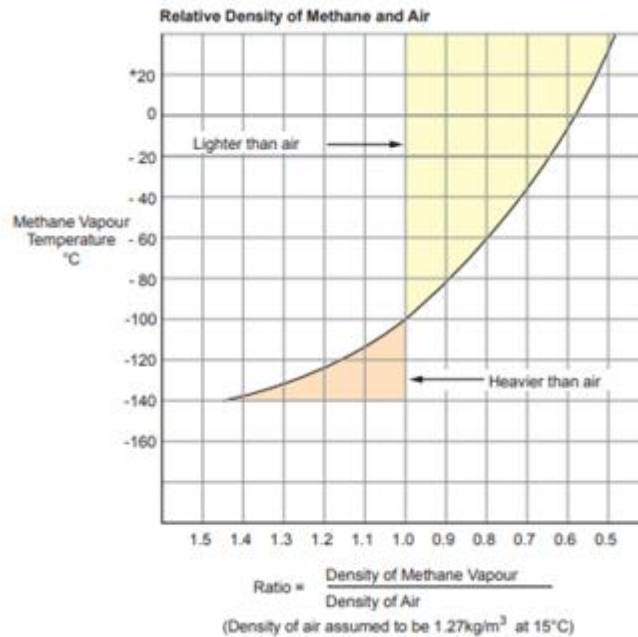


Figure II-3

Tableau 1

I.3.1.a GNL déversé sur l'eau :

1. L'ébullition du GNL est rapide, en raison de la grande différence de température entre le produit et l'eau.

2. Le GNL se répand en continu sur une zone indéfiniment grande, et il en résulte une amplification de son taux d'évaporation jusqu'à ce que la vaporisation soit complète.

3. Aucune couche de glace cohérente ne se forme sur l'eau.

4. Dans des circonstances particulières, avec une concentration de méthane inférieure à 40 %, des explosions sans flamme sont possibles lorsque le GNL heurte l'eau. Il résulte d'un phénomène d'interface dans lequel le GNL devient localement surchauffé à une limite maximale jusqu'à ce qu'une ébullition rapide se produise. Cependant, le GNL commercial est bien plus riche en méthane que 40 % et nécessiterait un long stockage avant de vieillir à cette concentration.

5. Le nuage inflammable de GNL et d'air peut s'étendre sur de grandes distances vers le bas (seul le méthane lorsqu'il est plus

Point d'ébullition à 1 bar	-161.4°C
Densité du liquide au point d'ébullition	426.0kg/m³
Vapor SG à 15°C et 1 bar absolu	0.553
Rapport volume de gaz/volume de liquide à -161,5 °C à 1 bar absolu	619
Limites d'inflammabilité dans l'air en volume	5 to 15%
La température d'auto-inflammation	595°C
Énergie spécifique plus élevée (pouvoir calorifique brut) à 15 °C	55,500kJ/kg
Température critique	-82.5°C
Pression critique	43 bar A

Chapitre I **Introduction au GNL**

chaud que $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$ est plus léger que l'air) en raison de l'absence de caractéristiques topographiques qui favorisent normalement le mélange turbulent.

6. Lorsqu'il est agité par l'eau :

Par exemple, si un bac d'égouttage à bride se remplit de GNL à cause d'une bride qui fuit, il ne faut en aucun cas qu'un jet d'eau soit dirigé dans le bac d'égouttage. Une telle action provoquera une éruption sévère et une expansion/ébullition rapide du GNL à l'intérieur du plateau, entraînant le GNL et les particules de glace projetées vers l'extérieur. Le GNL doit pouvoir s'évaporer naturellement ou le bac d'égouttement doit être réchauffé avec de l'eau pulvérisée sur les côtés ou la base.

1.3.1.b Nuages de vapeur :

1. S'il n'y a pas d'inflammation immédiate d'un déversement de GNL, un nuage de vapeur peut se former. Le nuage de vapeur est long, mince, en forme de cigare et, dans certaines conditions météorologiques, peut parcourir une distance considérable avant que sa concentration ne tombe en dessous de la limite inférieure d'inflammabilité. Cette concentration est importante, car le nuage pourrait s'enflammer et brûler, la flamme retournant vers la piscine d'origine. La vapeur froide a une densité plus élevée que l'air et donc, au moins au début, épouse la surface. Les conditions météorologiques déterminent en grande partie le taux de dilution des nuages, une inversion thermique allongeant considérablement la distance parcourue avant que le nuage ne devienne ininflammable.

2. Le danger majeur d'un nuage de vapeur de GNL survient lorsqu'il est enflammé. La chaleur d'un tel feu est un problème majeur. Une déflagration (brûlure simple) est probablement mortelle pour ceux qui se trouvent à l'intérieur du nuage et à l'extérieur des bâtiments, mais ne constitue pas une menace majeure pour ceux qui se trouvent au-delà du nuage, bien qu'il y ait des brûlures dues au rayonnement thermique.

1.3.1.c Réactivité :

Le méthane est un asphyxiant à des concentrations élevées car il dilue la quantité d'oxygène dans l'air en dessous de celle nécessaire au maintien de la vie. En raison de son inactivité, le méthane n'est pas un polluant atmosphérique important et, en raison de son insolubilité, de son inactivité et de sa volatilité, il n'est pas considéré comme un polluant de l'eau.

1.3.1.d Températures cryogéniques :

Contact avec du GNL ou avec des matériaux refroidis à sa température d'environ -160°C endommagera les tissus vivants. La plupart des métaux perdent leur ductilité à ces températures ; Le GNL peut provoquer la rupture fragile de nombreux matériaux. En cas de déversement de GNL sur le pont du navire, les contraintes thermiques élevées générées par les possibilités restreintes de contraction du bordé entraîneront la rupture de l'acier.

Chapitre I **Introduction au GNL**

1.3.1.e Comportement du GNL dans les citernes à cargaison

Lors du chargement dans les citernes à cargaison, la pression de la phase vapeur est maintenue sensiblement constante, légèrement au-dessus de la pression atmosphérique.

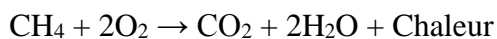
La chaleur externe traversant l'isolation de la citerne génère des courants de convection dans la cargaison en vrac, ce qui fait remonter le GNL chauffé à la surface, puis l'évapore. La chaleur nécessaire à la vaporisation provient du GNL. Tant que la vapeur est éliminée en continu en maintenant la pression sensiblement constante, le GNL reste à sa température d'ébullition. Si la pression de vapeur est réduite en éliminant plus de vapeur que celle générée, la température du GNL diminuera. Afin de rétablir la pression d'équilibre correspondant à sa température, la vaporisation du GNL est accélérée, ce qui entraîne une augmentation du transfert de chaleur du GNL vers la vapeur.

Le GNL est un mélange de plusieurs composants aux propriétés physiques différentes, notamment les vitesses de vaporisation ; la fraction la plus volatile de la cargaison se vaporise à un rythme plus rapide que la fraction la moins volatile. La vapeur générée par l'ébullition de la cargaison contient une concentration plus élevée de la fraction la plus volatile que le GNL. Les propriétés du GNL, c'est-à-dire le point d'ébullition et la densité, ont tendance à augmenter au cours du voyage.

I.3.2 Combustion du GNL:

La combustion est une réaction chimique, initiée par une source d'inflammation, dans laquelle une vapeur inflammable se combine avec de l'oxygène dans des proportions appropriées pour produire du dioxyde de carbone, de la vapeur d'eau et de la chaleur.

Dans des conditions idéales, la réaction du méthane peut s'écrire comme suit :



Dans certaines circonstances, lorsque, par exemple, l'alimentation en oxygène de la source de carburant est restreinte, du monoxyde de carbone ou du carbone est également produit. Les trois conditions requises pour que la combustion ait lieu sont le carburant, l'oxygène et l'allumage. Les proportions de vapeurs inflammables par rapport à l'oxygène ou à l'air doivent se situer dans les limites d'inflammabilité.

Caractéristiques de la combustion

Le GNL est inodore, incolore, non corrosif et non toxique. Lorsqu'il est vaporisé, il ne brûle qu'à des concentrations de 5 à 15 % lorsqu'il est mélangé à l'air. Ni le GNL, ni ses vapeurs ne peuvent exploser en milieu non confiné. La température d'auto-inflammation du méthane, c'est-à-dire la température la plus basse à laquelle le gaz doit être chauffé pour provoquer une combustion auto-entretenu sans inflammation par une étincelle ou une flamme, est de 595 °C.

I.3.3 Risques et entrave à la santé:

✓ Risques directs

Incendie : le gaz naturel est un combustible. En présence d'oxygène et d'une source de chaleur, il peut s'enflammer et exploser pour une concentration de gaz naturel dans l'air comprise entre 5 et 15 % ;

Explosion : pour qu'il y ait explosion, en cas d'inflammation d'un mélange air/gaz, il faut que le milieu soit confiné. En milieu libre (non confiné), le gaz naturel ne détonne pas car il se dilue rapidement dans l'atmosphère ;

Anoxie (insuffisance cellulaire en oxygène) : à l'état libre, le gaz naturel est plus léger que l'air. Il s'élève rapidement et se disperse sans créer de nappe gazeuse ni au sol, ni dans l'atmosphère. Par contre, en milieu confiné, si la concentration du mélange gaz-air est supérieure à 25 % (1), le gaz naturel se substitue à l'oxygène de l'air inhalé. Il agit alors comme un gaz asphyxiant par privation d'oxygène.

Intoxication : dans un lieu confiné et dans le cas d'une combustion en milieu appauvri en oxygène, il y a production de monoxyde de carbone à partir du gaz naturel. Le monoxyde de carbone est un gaz incolore et inodore qui, même en petite quantité dans l'air, est immédiatement absorbé dans le système sanguin et prive le corps d'oxygène, d'où une mort rapide. Le risque d'intoxication sera plus ou moins élevé selon la dose absorbée, qui elle-même dépend de la concentration de l'air en monoxyde de carbone et de la durée d'exposition.

Projection : la libération d'un gaz comprimé à forte pression peut s'accompagner de projections d'objets (éclats métalliques, terre, pierres...).

Brûlures par le froid : le gaz naturel liquéfié, stocké sous forme cryogénique (c'est-à-dire à de très basses températures), comporte des risques de brûlures.

✓ Risques indirects

Chaque étape de l'exploitation du gaz naturel entraîne des émissions de gaz naturel dans l'atmosphère. Or, l'un des principaux composants du gaz naturel est le méthane (CH₄), dont l'effet de serre est plus de 20 fois supérieur à celui du CO₂ (avec toutefois un temps de séjour moins long dans l'atmosphère).

À ces risques environnementaux s'ajoutent ceux liés à l'extraction des gaz non conventionnels et notamment par la technique de fracturation hydraulique : cette technique a une influence sur les ressources en eau. En effet, des millions de litres d'eau sont utilisés pour chaque puits, avec l'ajout de nombreux produits chimiques. Seule une partie de cette eau contaminée est ensuite récupérée, le reste pouvant se déverser dans les nappes phréatiques, utilisées pour l'alimentation en eau potable (2). Toutefois, une gestion rigoureuse et contrôlée de ces techniques permet de limiter ces effets et le gaz de schiste se développe mondialement.

I.4 Conclusion :

Chapitre II : Description du méthanier

II.1 Introduction :

Le gaz naturel a longtemps été transporté uniquement par voie terrestre via des gazoducs. Différents facteurs ont joué un rôle ces dernières années en faveur du développement du mode de transport maritime qui s'améliore plus vite que le transport par gazoduc : l'éloignement des champs de production par rapport aux zones de consommation, la souplesse apportée par ce mode de transport. Aujourd'hui le transport par méthanier a une part modale un peu inférieure à 10 % du volume de gaz transporté ce chiffre s'accroît exponentiellement.

Les méthaniers sont des navires spécialement conçus dans le but de transporter du gaz naturel liquéfié, leur appellation est tirée du méthane car il constitue en général 80% de la composition de la cargaison transportée. Cette cargaison est acheminée depuis les sites d'extraction du pays producteur de gaz vers des usines de raffinage où est traité le gaz après son passage par différentes étapes comme le nettoyage et la liquéfaction.

De là il est chargé dans des méthaniers via des bras de chargement des terminaux méthaniers, situés sur les côtes. Ce navire parcourra ensuite de longues distances en mer, tout en s'assurant de la sécurité de la dangereuse cargaison qu'il transporte. Une fois arrivé au pays acheteur il accoste et décharge le GNL, dans un terminal spécialement conçu pour accueillir ce type de cargaison, puis il fera demi pour recharger de nouveau formant ainsi un cycle d'arrivée départ.

II.2 Généralités :

II.2.1 Définition :

Un méthanier est un navire servant à transporter du gaz méthane liquéfié dans ses citernes ou appelées aussi cuves. On appelle ces navires aussi LNG (en anglais : Liquefied natural gas) tankers. Le gaz liquide transporté est une cargaison très fragile, le gaz est stabilisé à une température allant de -163 °C à -162 °C.

II.2.2 Architecture et conception :

La plupart des méthaniers sont fabriqués en Asie. La Corée du Sud est en tête des productions mondiales avec les chantiers navals de Daewoo, Samsung et Hyundai. Le Japon est le second producteur. Ces géants de la construction navale s'assurent que le navire soit prêt à supporter différentes conditions défavorables.

La conception du navire prend approximativement entre 30 et 50 mois, Un méthanier présente de nombreuses particularités découlant des caractéristiques physiques du GNL, de la dangerosité de ce type de cargaison et de sa température de stockage, de ce fait le plus important dans la conception du navire reste : les cuves (GTT MARK 3).

II.2.3 Les types de méthaniers :

Il y a actuellement trois types de méthaniers correspondant chacun à une technique de fabrication des cuves : les méthaniers à membrane, à sphères et les Prismatic IHI. Pour le premier système, les cuves sont intégrées à la coque du navire. Dans les deux

premiers cas, il existe une membrane dite secondaire qui retient le gaz liquide en cas de rupture de la membrane primaire.

Deux types de systèmes d'isolation (membrane, caisson d'isolation et seconde barrière) ont été développés par une société française, Gaztransport et Technigaz (GTT) : NO96 et Mark III.

II.2.3.a Méthaniers à membrane (type « membrane », et non type « A ») :

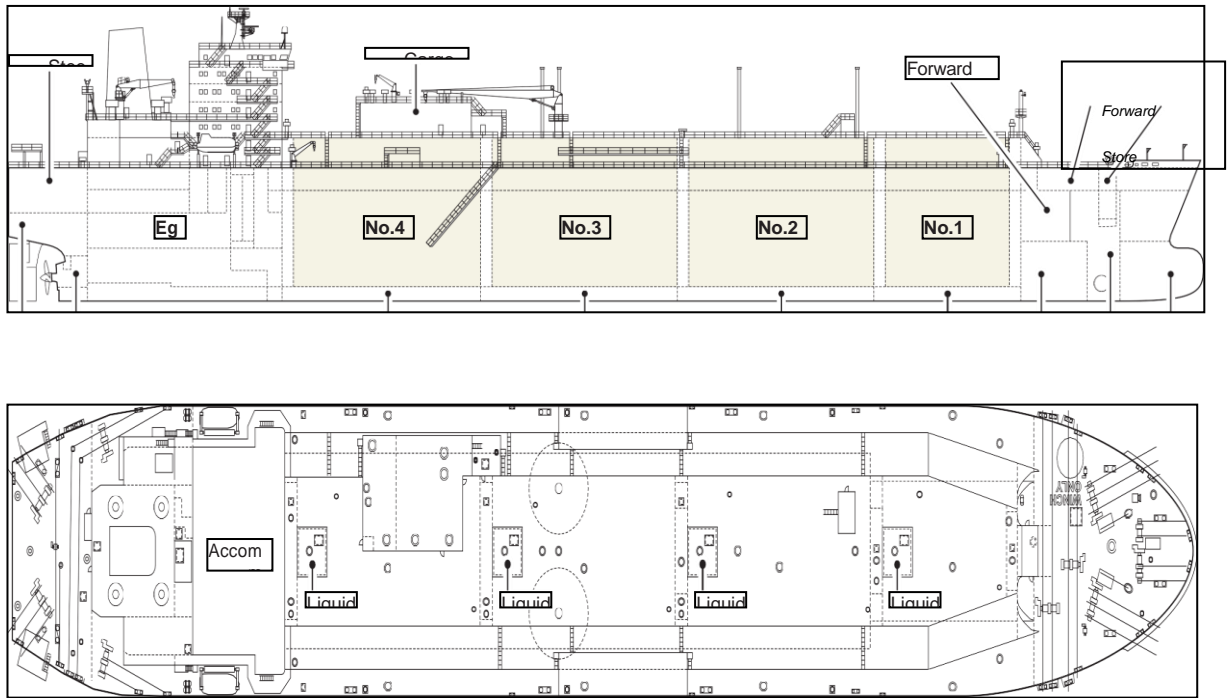
Membrane inox (système Technigaz) : les cuves (en général au nombre de quatre) sont isolées par des blocs de mousse polyuréthane renforcée recouverte par une membrane en inox de 1,2 mm gaufrée. La forme ondulée de la membrane permettant d'absorber les efforts dus à la contraction thermique de l'inox pendant le transport du gaz à l'état liquide (-163 °C). Exemple de méthanier de ce type : Mark III.

Membrane Invar (système Gaz Transport) : dans ce système, l'isolation est réalisée à l'aide de caissons de contreplaqué remplis de perlite (billes de roche volcanique) ou de laine de verre recouverte d'une membrane en Invar d'une épaisseur de 0,7 mm, le tout en deux couches. L'Invar est un alliage composé d'approximativement 36 % de nickel, ce qui réduit son coefficient d'expansion thermique (limite les forces de traction internes dues à la dilatation/rétraction du métal). L'aspect n'est donc plus gaufré étant donné qu'il y a moins de tensions mais s'approche plus d'un plancher à lattes parallèles. La déformation du métal n'a pas lieu, à la différence des membranes inox.

Il existe d'autres systèmes à membrane développés en interne, notamment par GTT ; c'est une combinaison des membranes Invar et de l'isolation polyuréthane. Isolation des cuves (Invar ou inox) : la citerne doit être vue comme une double succession d'une membrane (Invar ou inox) et d'un caisson de contreplaqué (épaisseur d'environ 20 cm). La première isolation (la plus proche de la cargaison) est appelée inter-barrier space, la seconde (plus proche de l'eau) insulation space. Ces deux épaisseurs sont « inertées » à l'azote (diminution de la concentration d'oxygène sous 2 %, en augmentant celle de l'azote, afin d'éviter tout risque d'ignition ou d'explosion).

Les navires à membranes constituent en 2009 plus de 60 % de la capacité de transport mondiale de GNL et plus de 85 % en termes de navires du carnet de commande. Cette technologie est la seule qui ait permis à ce jour la réalisation de navires de grande dimension de type QFLEX et QMAX qui desservent actuellement les consommateurs à partir de gaz extrait et liquéfié au Qatar.

Figure I-1



II.2.3.b Méthaniers à sphère (types B et C) :

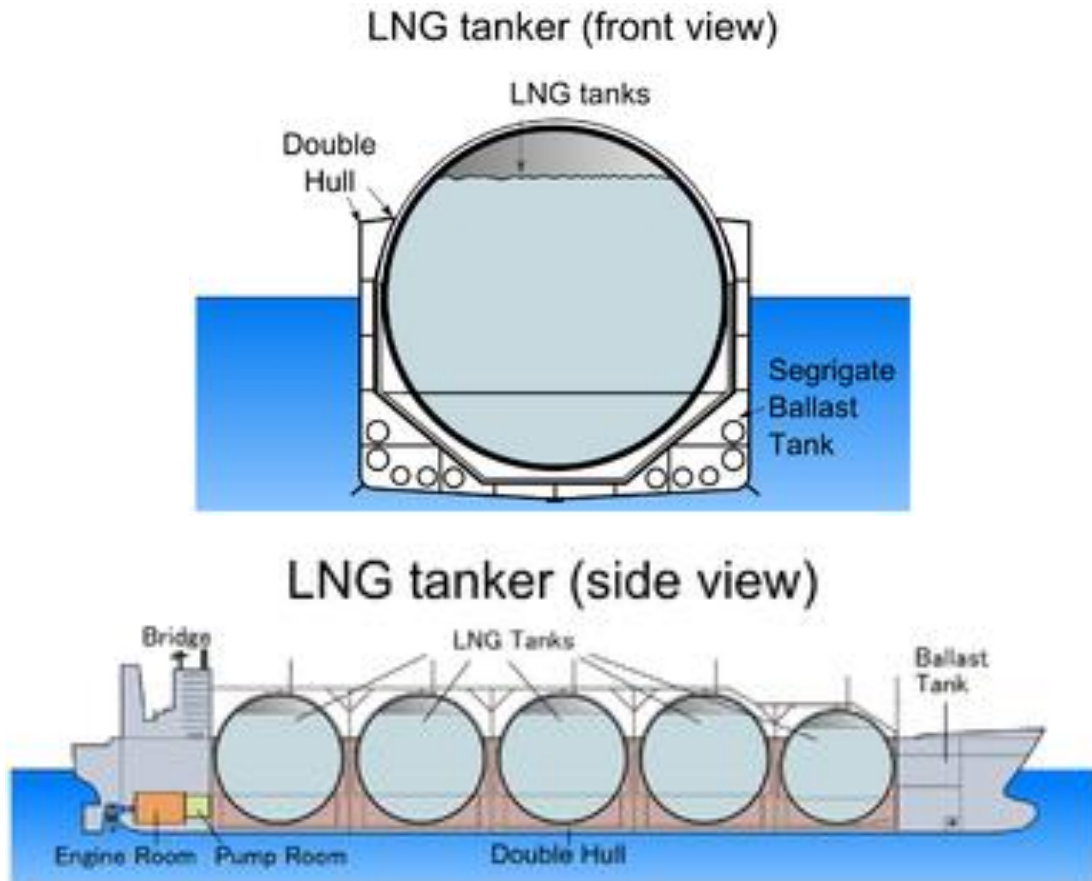
Les méthaniers à sphère se composent de quatre à cinq cuves sphériques en aluminium recouvertes d'une isolation. Les sphères ne sont pas intégrées à la coque et dépassent du pont du navire.

Les méthaniers à sphère sont également appréciés par les armateurs et sont moins sensibles au ballonnement³ que les navires à membrane. Toutefois, cette particularité ne constitue aucunement un avantage dans l'utilisation des cuves des navires à sphère avec des remplissages partiels, ces dernières étant (autant) sensibles (que les membranes) aux chocs thermiques résultant du balayage des parois de cuve par le liquide froid. Par ailleurs, à capacité de transport égale, les navires à cuves sphériques sont plus longs, plus larges et plus lourds que leurs concurrents à membrane, ce qui justifie en grande partie la préférence mondiale pour la technologie française à membrane. Par contre, les méthaniers en type B n'ont jamais eu aucun problème de ballonnement, ce qui est assez fréquent sur les membranes, et peut conduire à la perte du navire.

Sphérique type B : même principe que Prismatic, mis à part que ces citernes sont sphériques.

Sphérique type C : ces citernes sont prévues et renforcées pour transporter le gaz liquéfié par compression.

Figure I-2



II.2.3.c Méthaniers prismatiques (type B) :

Les méthaniers prismatiques (SPB) sont constitués de conteneurs en aluminium indépendants dans la coque. Ce principe est utilisé par le Japonais IHI sur le Polar Eagle et l'Artic Sun, et le coréen Samsung HI qui en construit trois pour Flex LNG (2009). Le transport s'effectue à $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$. Ces citernes ont été développées par études analytiques effectuées sur des maquettes. L'architecture de ces citernes est étudiée plus précisément que celle des type A, on a de meilleurs comptes rendus quant à la résistance à la fatigue, aux tensions et à la propagation de fissures éventuelles. Ainsi pour les citernes type B, une seule isolation est nécessaire : la citerne est posée sur la coque du navire, on ne place une seconde isolation qu'entre le fond de la citerne et la quille du navire, pour protéger l'armature de la coque d'un écoulement éventuel de gaz liquide qui pourrait, en gelant l'acier, causer un affaiblissement de la structure. Le coût des recherches au développement est donc compensé par la réduction de l'épaisseur d'isolation supplémentaire.

II.3 Sureté à bord:

II.3.1 Précaution de sécurité:

La sécurité est une d'une importance capitale dans l'industrie, le fait de transporter un liquide dangereux comme le GNL fait du méthanier un environnement à haut risque. Pour cela il est obligatoire de prendre tout un lot de précautions pour éviter tout danger

pouvant conduire à des pertes humaines ou matérielles. Voici quelques règles et précautions à suivre pour un travail sécurisé sur le pont ou dans la machine.

II.3.1.a Précautions générales :

- Toute forme de travaux chauds (soudure, brossage, piquage) est strictement interdite dans les zones à risque de gaz. Ces mêmes travaux sont permis que quand les cuves et toute la pipeline est dégazé à 100%.
- Fumer n'est permis que dans les zones désignées.
- Avant et durant l'entrée dans les espaces vides, les cofferdams, les espaces fermés dans lesquels passe la tuyauterie du gaz liquide ou n'importe quel endroit où des vapeurs de gaz peuvent s'accumuler, l'endroit en question doit être ventilé de manière à assurer l'absence de méthane.
- Pendant les heures de travail, le personnel se doit de porter un casque, des vêtements qui ne génèrent pas d'électricité statique et des chaussures de sécurité non étincelantes.
- Les outils utilisés dans les zones à risque de gaz doivent être fait de matériaux qui ne génèrent pas d'étincelles.
- Les lampes et les radios de communication doivent être étanches.
- Maintenir une distance de sécurité vis-à-vis des sorties d'azote, de gaz inerte ou de GNL.
- Si un orage est en approche pendant l'aération des vapeurs de gaz, l'opération doit être stoppée en raison du risque de combustion en cas d'éclair.

II.3.1.b Précautions dans les espaces clos :

Les espaces clos doivent être aérer avant l'entrée, les éléments suivants doivent être pris en considération :

- Après l'utilisation des instruments de mesure appropriés, la concentration de gaz combustible, oxygène, dioxyde et monoxyde de carbone doit être comme suit :
 - La concentration du gaz combustible dans l'air doit être, si possible, la plus proche de nulle et ne doit pas excéder 1.5% du volume de l'espace.
 - La concentration d'oxygène doit être supérieure à 20%.
 - La concentration de dioxyde de carbone doit être en dessous les 0.5 %.
 - La concentration de monoxyde de carbone doit être en dessous les 0.005 %
- Confirmer que les vannes d'isolations de l'espace de travail sont complètement fermées.
- Les équipements de sûreté nécessaires, lignes de vies, les appareils de respiration et autres doivent être porté avant l'entrée ou au minimum mis à disposition pour l'utilisation immédiate.
- Un Officier doit rester à l'entrée de l'espace pour gérer l'opération et veiller à son bon déroulement.
- Une communication doit être gardé durant toute l'opération en utilisant des radios intrinsèquement sûres.

II.3.2 Les systèmes Fire Fighting:

Le respect des règles de sécurité est une prévention, c'est pour ça que plusieurs systèmes ont été mis au point en cas d'incendies. Chaque système est le résultat de tests et d'études menés sur différents compartiments contenant divers appareils. Ces systèmes permettent de neutraliser les flammes de plusieurs façons.

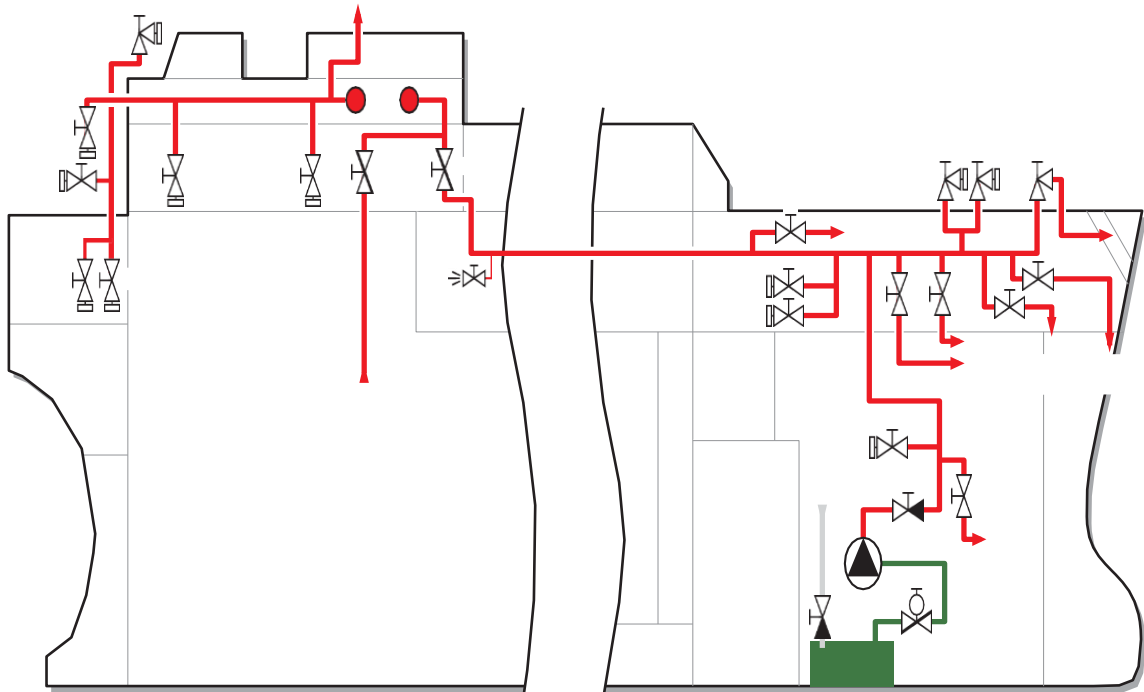
Système d'extinction à l'eau de mer:

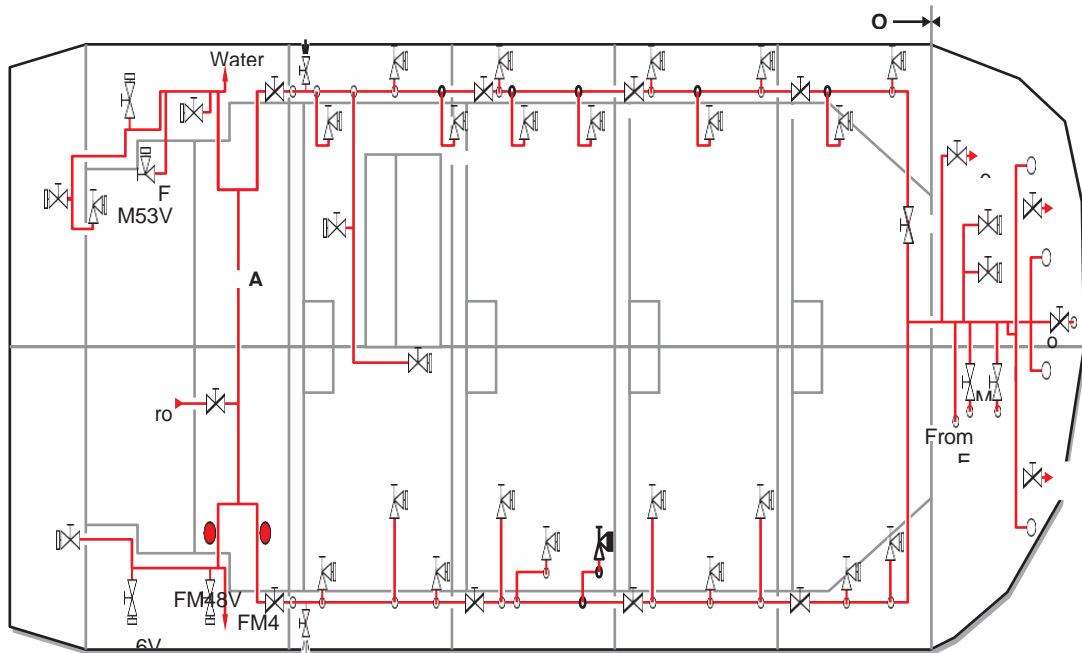
Ce premier système de lutte contre les incendies est le système principal d'extinction sur le pont. C'est un système de tuyauterie alimenté par le collecteur d'eau de mer présent dans la salle des machines et la pompe d'incendie de secours dans la partie inférieure avant du navire. Les pompes opèrent automatiquement et gardent une pression allant de 0.88 à 0.98 MPa dans la ligne principale du système.

Le haut des cuves et les manifolds (points de chargement) sont surplombés par des diffuseurs d'eau de mer qui arroseront le point d'incendie. Dans le cas d'un incendie dans la salle des compresseurs ou des moteurs présents sur le pont, des pulvérisateurs se trouvant en dehors des salles se chargent de refroidir les parois externes, compte tenu de la présence d'appareils électriques à l'intérieur.

Ce système peut être activé manuellement via la salle des commandes, la salle des commandes machine et la passerelle. Et automatiquement grâce à des détecteurs de fumée et de température se trouvant dans chacun des lieux suivants : Les cuves, les manifolds (Points de chargement).

Figure II-3





II.3.2.a Système d'extinction au CO₂:

Le système d'extinction au CO₂ est très similaire à celui de l'eau de mer mais reste tout de même différent, car à l'inverse d'être présent dans des endroits ouverts sur le pont, le système CO₂ vise les salles fermées.

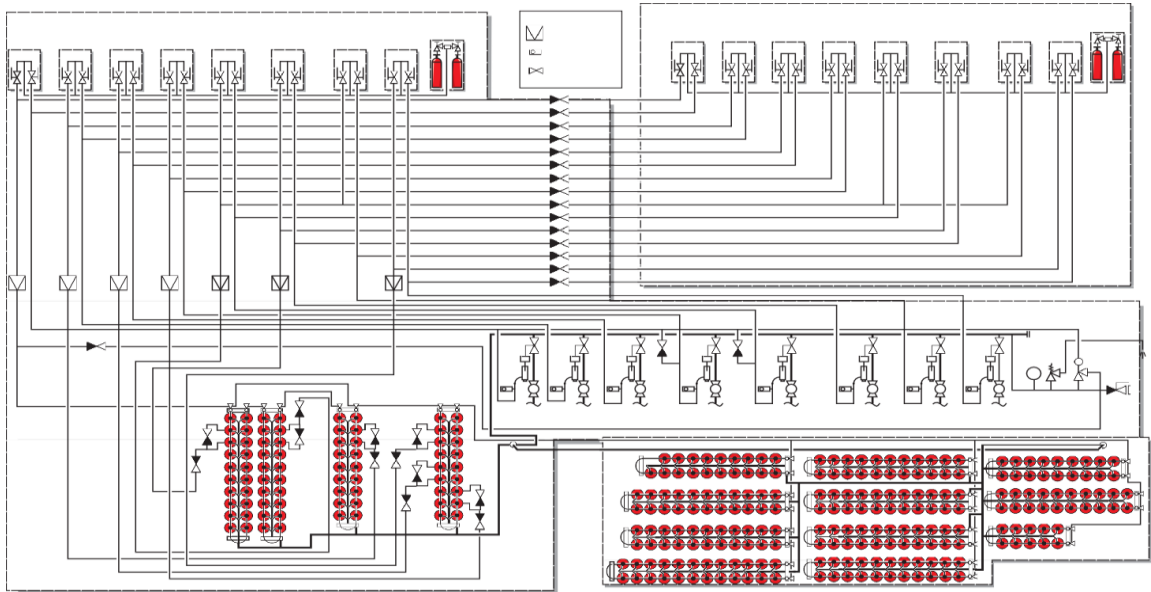
Cela dépend de l'application mais en générale la concentration de CO₂ dans un volume, doit être entre 35 % et 50 % afin de produire un manque d'oxygène et de ce fait éteindre une flamme. Ce niveau d'oxygène bas est insuffisant pour respirer et rester en vie, c'est pour ça que ce système est doté de sécurité qui empêche le démarrage immédiat de la libération du CO₂.

Ce dispositif d'extinction est présent surtout dans des salles contenant des biens risquant la perte ou la dégradation au contact de l'eau (Appareils électriques hydrophobes, Peintures, Amarres et cordes). Les zones couvertes par ce système sont les suivantes :

- La salle des machines.
- La salle de l'incinérateur.
- La salle du générateur d'urgence.
- Le magasin peinture (Stock de peinture inflammable).
- Le magasin Bosco (Stock d'amarres et de cordes).
- La salle des compresseurs et la salle des moteurs.

Ce système possède 297 bouteilles de CO₂ de 80 litres chacune, stocké dans la salle CO₂ situé du côté tribord du pont A. Ces bouteilles sont reliées aux pulvérisateurs présents dans chacun des espaces dotés du système d'extinction CO₂ via un système de vannes et de tuyauterie. Le système est conçu pour décharger un nombre précis de bouteilles en 2 minutes. Chaque salle ayant un nombre requis de bouteille pour atteindre 40 % de concentration de CO₂ dans le volume, 45 % dans le cas de la salle des compresseurs.

Figure II-4

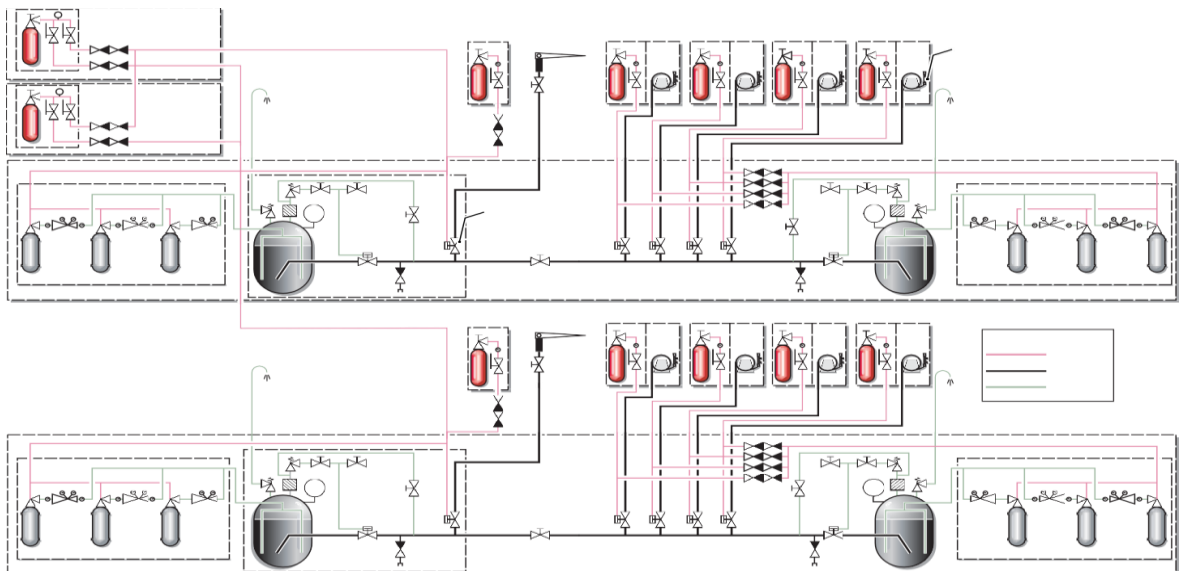


En cas d'incendie ce système peut être activé depuis la salle des commandes cargo, la salle des commandes machine et la passerelle grâce à des commandes manuelles. Et automatiquement grâce à des détecteurs de flamme, de température et de fumée présent dans chacune des salles citées précédemment qui déclenchent un système d'alarme sonore et auditif. Ce dernier retentira pendant 30 secondes, s'il est ignoré, la diffusion du CO₂ débutera avec l'ouverture des vannes reliées aux bouteilles de la salle CO₂.

II.3.2.b Système d'extinction à la Poudre :

Passons au troisième système d'extinction qu'on trouve à bord : le système de poudre (Dry Powder). Il est constitué de deux systèmes identiques, l'un se trouvant dans la salle des moteurs et l'autre dans la salle de poudre chimique comme expliqué dans la figure I-3 :

Figure II-5



Ces deux systèmes alimentent chacun : 1 canon à poudre fixe et 4 petites stations contenant des manches de pulvérisation manuelle. Positionnés stratégiquement près des zones à risques comme sur le schéma suivant (figure I- 6) :

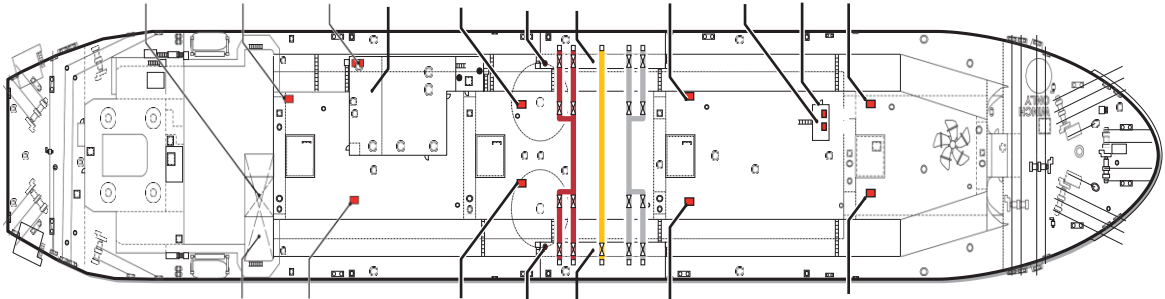


Figure I-6

Les systèmes peuvent être activés de différentes manières :

- Depuis la salle de contrôle cargo pour les deux canons à poudre situés aux manifolds bâbord et tribord (points de chargement).
- Depuis la station de contrôle incendie (Fire control station) pour les deux mêmes canons à poudre.
- Localement, depuis chacun des deux canons
- Localement, depuis chacune des 8 petites stations à poudre sur le pont.

Chaque système est formé de deux citernes contenant 1000 kg de bicarbonate de sodium chacune, et deux groupes de 3 bouteilles d'azote sous pression (6 bouteilles par système) (figure I-3) les vannes reliées aux bouteilles d'azotes sont conçues pour être ouvertes manuellement ou à distance depuis la CCR (Cargo control room) ou la Fire control station grâce à des bouteilles de 2.68 litres de CO₂ pressurisé à 55 bars.

En ouvrant les bouteilles d'azotes on peut voir la pression augmenter dans les citernes de poudre, quand la pression dans les citernes atteint les 12 à 14 bars les vannes séquentielles commenceront à s'ouvrir suivies de la vanne principale, et ainsi pourront permettre à la poudre d'être pulvérisée par le canon fixe ou par les manches à poudre afin d'éteindre l'incendie.

II.3.3 Les Systèmes de détection :

En plus des systèmes d'extinction d'incendies, les systèmes de détection sont aussi très présents. Ils permettent de détecter les anomalies telles que les hausses de chaleur, les fuites de gaz et la présence de fumée. Sur le navire on retrouve deux sortes de système de détection.

II.3.3.a Système de détection de gaz :

Il y a deux systèmes de surveillance/déclenchement de gaz complètement séparés installés à bord. L'un est le système d'échantillonnage de gaz fixe qui surveille à partir de points d'échantillonnage dans la zone de gaz dangereux, et l'autre est le système de

détection de gaz fixe qui surveille à partir de la zone de gaz non dangereux. Les unités d'analyse/de contrôle des deux systèmes sont situées dans la salle de contrôle de la cargaison. En cas de détection de gaz, les alarmes sont interfacées avec l'IMCS et sont étendues au panneau d'alarme d'extension sur le pont. Les deux systèmes sont calibrés sur 100% de méthane

- **Panneau d'échantillonnage de gaz**
- ✓ Système d'échantillonnage de gaz fixe Salwico SW2020 :

Le système se compose d'une pompe de pré-aspiration qui puise individuellement à chacun des points de prélèvement via un filtre d'aspiration et refoule dans l'unité de prélèvement de gaz via un écran pare-flammes. Une pompe d'analyseur aspire l'échantillon et le décharge dans l'analyseur de gaz infrarouge et finalement dans l'atmosphère. Il existe deux analyseurs de gaz, tous deux en utilisation constante, l'un mesurant 0 à 100 % LIE (Limite Inférieure d'Explosivité) et l'autre mesurant 0 à 100 % volume.

Le panneau LCD à l'avant du panneau de commande principal affiche à la fois les lectures LIE et % volume pour le point échantillonné.

Il y a 33 points d'échantillonnage externes et un point d'échantillonnage interne situé à l'intérieur de l'unité d'analyse en haut de l'armoire. Ce point d'échantillonnage interne est positionné pour détecter tout gaz dû à une fuite de tuyauterie dans l'armoire. Il déclenchera une alarme et arrêtera le système à 30 % LIE. Si un échantillon de l'un des 33 points d'échantillonnage atteint 30 % LIE, une alarme de gaz élevé sera activée sur l'IMCS. Un cycle d'échantillonnage complet prend environ 30 minutes lors de l'utilisation de 2 pompes d'échantillonnage. Deux points de détection de gaz de rechange sont installés dans le boîtier de la vanne d'arrêt.

Il y a deux vacuostats installés dans le système, l'un est utilisé pour un test de fuite interne et l'autre pour une panne de débit sur la pompe de transport. Le test d'étanchéité interne est réalisé toutes les 24 heures et consiste à fermer toutes les électrovannes de prélèvement et à faire fonctionner la pompe de l'analyseur. Si le vacuostat est activé, il prouve l'intégrité de toutes les tuyauteries, vannes, pompe et aussi du vacuostat. Une alarme retentit en cas de non-activation du vacuostat.

Le système de nettoyage automatique des canalisations (APCS) est activé par le blocage d'une canalisation d'échantillonnage. Cela entraînera l'arrêt de la pompe et la fonction de nettoyage automatique de la conduite sera lancée. Cela consiste à purger la ligne de prélèvement jusqu'au point de prélèvement avec de l'air comprimé sec pendant 15 secondes afin d'éliminer le colmatage. La pompe redémarre alors et essaie d'obtenir un autre échantillon. Si le vacuostat est à nouveau activé, l'alarme de défaut de débit est activée.

Deux pressostats sont également installés dans le système, pour surveiller les pressions de refoulement de la pompe de pré-aspiration et de la pompe de l'analyseur. Ils sont activés en cas de faible pression de refoulement de l'une ou l'autre des pompes et arrêtent la pompe et la séquence d'échantillonnage, entraînant une alarme de panne de débit.

Il y a trois bouteilles de gaz d'étalonnage situées à l'intérieur de l'armoire de l'analyseur, une de 50 % LIE, une de 100 % en volume et une de 100 % N2. Ceux-ci sont utilisés pour calibrer les deux analyseurs de gaz infrarouges Simrad GD10.

• **Système de détection de gaz fixe GS3000**

Le système de détection de gaz fixe se compose de 41 détecteurs de gaz fixes situés dans les logements, la salle des machines, la salle des machines et les espaces de la coque. Trois types de têtes de détection sont utilisés :

1. Bucom ST600EX, de type catalytique antidéflagrant, utilisé pour détecter les gaz inflammables (méthane) dans l'air avec une plage de détection de fonctionnement de 0 à 100 % LIE.
2. Bucom ST200, qui est de type catalytique et est utilisé pour détecter les gaz inflammables (méthane) dans l'air avec une plage de détection de fonctionnement de 0 à 100 % LIE.
3. Simrad GD10, qui est de type infrarouge, et est utilisé pour détecter les gaz inflammables (méthane) dans l'air avec une plage de détection de fonctionnement de 0 à 100 % LIE.

Il y a 35 détecteurs de type catalytique à l'intérieur de divers endroits, le logement, les salles de climatisation, la salle du générateur de secours, la salle de l'appareil à gouverner, la salle des moteurs, le magasin du maître d'équipage et la salle du propulseur d'étrave, qui activeront une alarme de gaz si la lecture LEL atteint 30 %.

Si deux des trois détecteurs de type catalytique à l'intérieur de la salle des moteurs atteignent 60 % LIE, le ventilateur d'alimentation de la salle des moteurs se déclenchera, entraînant le déclenchement de toutes les alimentations électriques non à sécurité intrinsèque de la salle des moteurs. Cela entraînera l'arrêt des moteurs des compresseurs HD et LD et des pompes auxiliaires LO, de la pompe de circulation d'eau glycolée, du réchauffeur électrique d'eau glycolée et du ventilateur d'alimentation en air.

Il y a six détecteurs de type infrarouge à l'intérieur de la salle des machines à divers endroits pour couvrir le tuyau d'alimentation BOG et le conduit d'échappement de la salle des vannes BOG. Ceux-ci activeront une alarme de gaz si la lecture LIE atteint 30 %, et un haut haut si la lecture atteint 60 %, un déclenchement haut haut sera activé, ce qui fermera la vanne principale de gaz combustible.

Il y a quatre détecteurs de type Ex (antidéflagrant) dans la salle des machines. Ceux-ci sont montés sur conduit et situés dans les prises d'air du ventilateur d'alimentation du moteur. Ceux-ci activeront une alarme de gaz si la lecture LIE atteint 30 %.

II.3.3.b Système de détection d'incendie :

Le système de détection d'incendie NSAC-1 est un système d'alarme incendie analogique informatisé et entièrement adressable avec des détecteurs analogiques. Le poste de commande principal est situé dans la timonerie.

Il y a 6 boucles au total, chaque station externe ayant plusieurs boucles de détection. Les détecteurs sont des détecteurs combinés de chaleur et de fumée adressables câblés en boucles bidirectionnelles.

Les détecteurs de chaleur de l'hébergement sont réglés pour s'activer à 54 ° C et, lorsqu'ils sont activés par la fumée ou la chaleur, émettent une alarme sonore locale ainsi qu'une alarme à la station externe et au poste de contrôle principal.

Le système comprend une large gamme de détecteurs et de capteurs pour s'adapter à différentes conditions. Il comprend des détecteurs pour différents paramètres d'alarme, par exemple, la fumée, la chaleur et les flammes. Les déclencheurs manuels, les isolateurs de court-circuit et les minuteries sont connectés à la boucle si nécessaire. Un défaut dans le système ou une fausse alarme est détecté immédiatement, car le fonctionnement des détecteurs et des autres unités de boucle installées est automatiquement et continuellement testé.

Panneaux de contrôle :

La station principale est équipée de panneaux de contrôle du système. Les panneaux de contrôle sont divisés en deux parties, le panneau d'alarme incendie supérieur et le panneau de commande inférieur. Le panneau d'alarme incendie est activé lorsqu'il y a une alarme incendie dans le système. L'opérateur vérifie et supervise le système en utilisant les différentes touches et l'affichage sur le panneau de commande. Le panneau de commande est illustré ci-dessus dans **l'illustration 3.7a**.

Les niveaux de privilège sont programmés pour permettre aux utilisateurs d'accéder à certains niveaux de fonctionnement. Les mots de passe (chiffres) sont saisis en fonction du statut de l'utilisateur.

Panneau d'alarme incendie :

Le panneau d'alarme incendie est activé lorsqu'une alarme incendie est détectée sur le système. Le voyant INCENDIE clignote et le numéro de zone et l'adresse du détecteur en alarme s'affichent sur l'afficheur numérique.

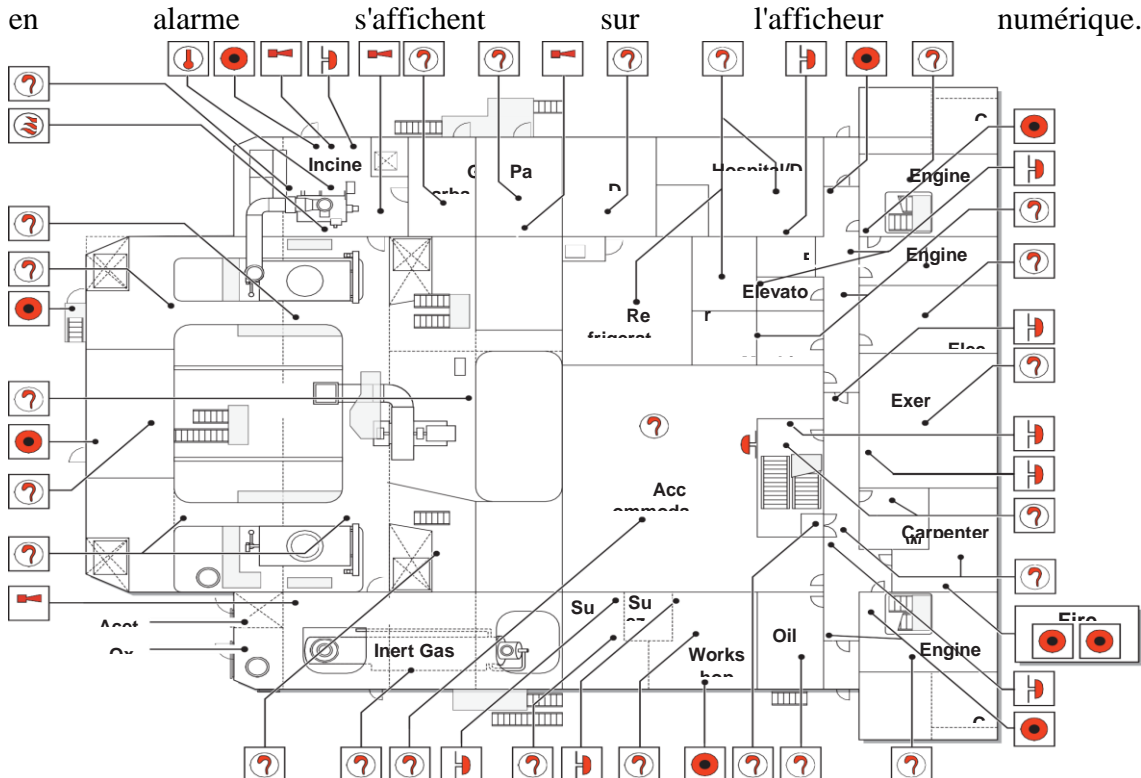


Figure I-7

II.4 Conclusion

Chapitre III Système de stockage & de manutention à bord.

Chapitre III : Système de stockage & de manutention à bord

III.1 Les cuves :

Le système de confinement de la cargaison se compose de quatre réservoirs de cargaison à double isolation enfermés dans la coque intérieure et situés en ligne de l'avant vers l'arrière. Le système de confinement a deux objectifs :

- Contenir la cargaison de GNL à température cryogénique (-163 °C)
- Pour isoler la cargaison de la structure de la coque

Les espaces entre la coque intérieure et la coque extérieure sont utilisés pour le ballast et protégeront également les réservoirs en cas de situation d'urgence, comme une collision ou un échouement. Les espaces de ballast autour des citernes à cargaison sont divisés en deux citernes latérales à double fond, bâbord et tribord pour chaque citerne à cargaison. Les citernes à double fond s'étendent sur le côté des citernes à cargaison jusqu'au passage de tuyauterie sous le pont.

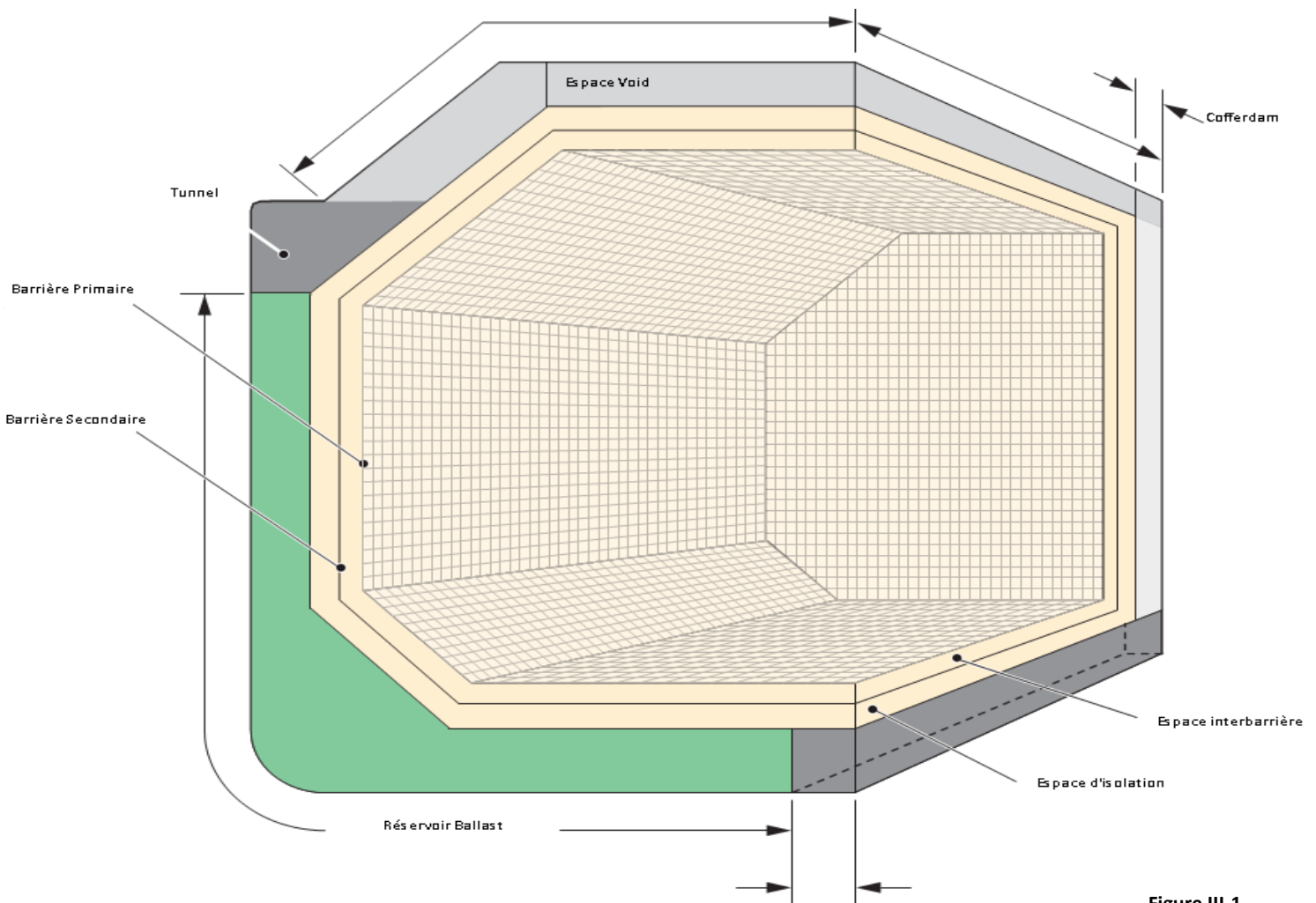


Figure III-1

Les citernes à cargaison sont séparées des autres compartiments et les unes des autres par cinq batardeaux transversaux qui sont tous des compartiments secs. Le GNL à

Chapitre III Système de stockage & de manutention à bord.

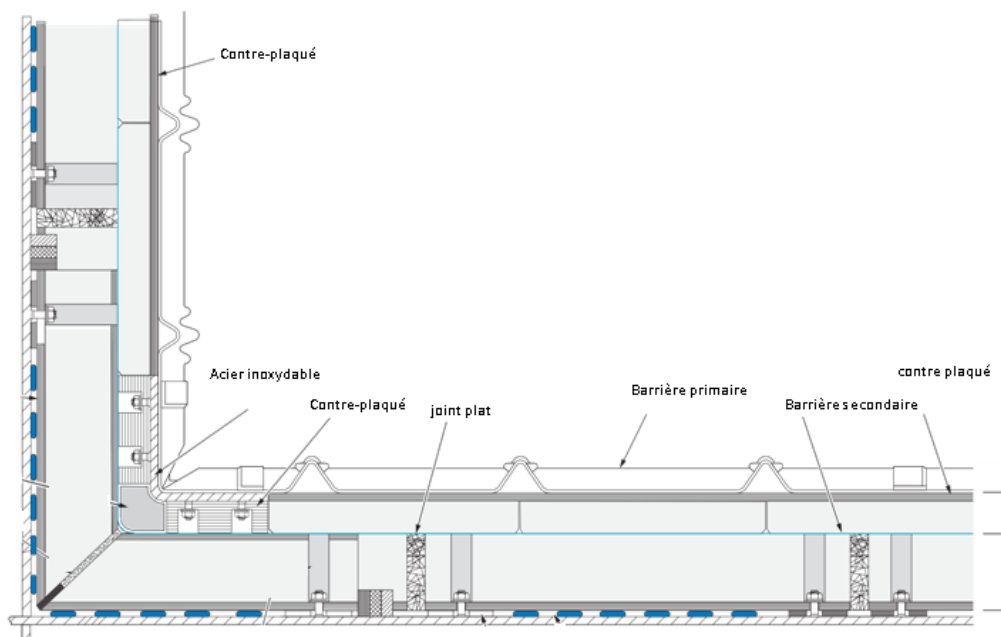
transporter est stocké dans les quatre citernes à cargaison numérotées de 1 à 4, d'avant en arrière. Toutes les citernes à cargaison ont une section transversale octogonale correspondant à la coque intérieure de support.

Entre les deux cloisons transversales, chaque réservoir est composé d'un prisme placé dans une direction parallèle à la tôle de quille. Les limites des réservoirs sont les suivantes :

- Un fond plat, parallèle au plat de quille relevé le long du bordé du navire par deux parois chanfreinées, une de chaque côté.
- Deux parois verticales prolongées chacune à leur partie supérieure par une paroi chanfreinée, afin de limiter l'effet de carène liquide lorsque les réservoirs sont pleins.
- Un dessus plat parallèle au fond du coffre.

Les matériaux utilisés pour la structure de la coque sont conçus pour résister à divers degrés de basse température. À des températures inférieures à leurs limites spécifiées, ces aciers cristalliseront et se fragiliseront. Les matériaux utilisés pour le système de confinement sont nécessaires pour réduire le transfert de chaleur de la structure de la coque afin de minimiser les gaz d'évaporation de la cargaison, ainsi que pour protéger la structure de la coque des effets de la température cryogénique. La coque intérieure est doublée du système de réservoir intégré GTT Mark III, constitué d'une membrane mince et souple, appelée barrière primaire, qui s'appuie contre une structure d'isolation porteuse incorporant une barrière secondaire et une autre isolation secondaire boulonnée comme le démontre la **figure suivante** la technologie GTT MARK 3 est constituée d'un alliage isotherme qui permet de minimiser les pertes de température à 0.15% par jour.

Figure III-2



Chapitre III Système de stockage & de manutention à bord.

III.1.1 Les membranes (Barrière primaire)

La membrane est un assemblage de tôles ondulées de 1,2 mm d'épaisseur, en acier inoxydable AISI304L. Les tôles, soudées par recouvrement, présentent deux ensembles d'ondulations orthogonales de forme ogivale, dont le pas nominal est égal à 340 mm sur 340 mm. Les ondulations se croisent au moyen de surfaces géométriques appelées nœuds.

Pour que l'allongement des tôles dans les deux sens des ondulations soit le même pour une même charge appliquée, il est nécessaire de donner des dimensions différentes aux ondulations des deux ensembles. Par conséquent, il y a un ensemble de grandes ondulations, parallèles entre elles, et un ensemble de petites ondulations, également parallèles entre elles mais perpendiculaires au premier ensemble. Chaque feuille est formée sur une plieuse automatique à l'aide d'outils spéciaux.

Sur chacune des parois de la cuve, les ondulations présentent un motif de carrés, chaque ensemble d'ondulations étant parallèle à l'un des axes de la cuve.

Le long des bords du réservoir, la jonction des ondulations sur deux parois adjacentes s'effectue au moyen de pièces d'angle, chacune formée en pliant l'ondulation en un nœud spécialement conçu.

Les tôles sont fixées à l'isolant porteur sur la moitié de leur périmètre en les soudant sur des feuillards inox solidement fixés dans la structure de l'isolant. Cet ancrage a trois objectifs ; il reprend les forces déséquilibrées créées par des conditions de température non uniformes ou transitoires, il supporte le poids des tôles sur les parois verticales et le toit de la cuve, et il permet une légère dépression dans la cuve. Le demi-périmètre est recouvert par la feuille adjacente et soudé par recouvrement à celle-ci, le chevauchement étant de 30 mm. Le long des bords et des angles du réservoir, les tôles sont ancrées à des pièces d'angle rigides en acier inoxydable, et les angles sont à leur tour fixés sur l'isolant par des clés en bois dur.

Le procédé de soudage est Tungsten Inert Gas (TIG) sans métal d'apport.

III.1.2 Mousse isolante

- Matériau : mousse de polyuréthane renforcée de fibre de verre (RPUF)
- Densité : environ 120 kg/m³ (10 % de fibre de verre)
- Teneur en cellules fermées : pas moins de 94 %
- Épaisseur : 160 mm sous la barrière secondaire 88 mm au-dessus de la barrière secondaire

Les mousses de polyuréthane rigides (RPUF) sont une alternative bien connue pour plusieurs applications d'ingénierie et industrielles légères en raison de leur faible densité apparente, de leur excellente stabilité dimensionnelle et de leur légèreté.

En raison de leurs structures à cellules fermées, ils offrent une faible conductivité thermique ainsi qu'une moindre perméabilité à l'humidité.

Ces propriétés du RPUF en font un choix très attractif comme matériau d'âme à utiliser dans les panneaux de construction en sandwich, l'isolation thermique des véhicules frigorifiques, dans la construction navale.

Chapitre III Système de stockage & de manutention à bord.

En raison de leurs propriétés uniques et d'une très bonne flexibilité de traitement, les RPUF montrent la possibilité d'être utilisés comme matériaux de matrice pour un composite polymère à haute résistance en combinaison avec différents matériaux de renforcement, c'est-à-dire à la fois des fibres et des particules. Des études récentes de la littérature ont fait état d'une innovation dans le domaine des bandages en tissu imprégné de résine qui ont été conçus par le tissu tricoté en fibre de verre imbibé d'une résine de polyuréthane.

Les fibres de verre (GF) sont parmi les agents de renforcement industriels les plus fonctionnels connus aujourd'hui en raison de leur rapport surface/poids plus élevé et de leur coût. Leurs principaux avantages sont leurs propriétés isolantes améliorées ainsi que leur résistance élevée à la traction et aux produits chimiques

III.1.3 Barrière secondaire

Matériau : matériau composite composé d'une feuille d'aluminium de 70 microns collée entre deux couches de tissu de verre (épaisseur totale # 1 mm)

Des cales de niveau, fixées à la coque intérieure et formant un motif rectangulaire, servent de support aux panneaux isolants qui y sont collés. Les panneaux de contreplaqué de la barrière isolante sont fixés à la coque intérieure par des goujons. L'épaisseur de la cale de niveau est calculée individuellement pour tenir compte de toute légère irrégularité de la surface intérieure de la coque.

Les panneaux sandwich isolants, composés d'une face extérieure en contreplaqué, sur laquelle sont collées les feuilles de membrane et deux couches de mousse isolante, forment à proprement parler l'espace interbarrière (IBS) et l'espace d'isolation (IS). Entre les couches de mousse IBS et IS, il y a un matériau de barrière secondaire collé sur la mousse IS et forme la barrière imperméable à la circulation de l'azote.

Les panneaux sandwich isolants sont assemblés par collage avec de la colle polyuréthane ou époxy. La continuité d'isolation entre les panneaux est assurée par de la laine de verre (joint plat). L'étanchéité et la continuité de la barrière secondaire sont réalisées au moyen d'une éclisse collée dite barrière secondaire souple.

Pour les angles de la cuve, les panneaux sandwich sont découpés et assemblés pour former des angles dièdres et trièdres, les joints entre les panneaux de ces angles étant constitués d'assemblages d'angles en acier inoxydable et de clés en bois dur avec garniture en mousse de polyuréthane.

Les dimensions de l'isolation ont été déterminées pour garantir que :

- Le flux de chaleur dans le réservoir est limité à tel point que l'évaporation, ou le taux d'évaporation, est d'environ 0,20 % par jour.
- L'acier de la coque intérieure n'atteint pas une température inférieure à sa valeur minimale de conception, même en cas de défaillance de la barrière primaire.
- Toutes les déviations résultant des déformations et des contraintes appliquées sont acceptables par la barrière primaire.

En plus de ces exigences, l'isolant agit comme une barrière pour empêcher tout contact entre l'eau de ballast et la barrière primaire, en cas de fuite à travers la coque intérieure.

Chapitre III Système de stockage & de manutention à bord.

Le système d'isolation est conçu pour maintenir les pertes par évaporation de la cargaison à un niveau acceptable et pour protéger l'acier de la coque intérieure des effets d'une température trop basse.

III.1.4 Maintenance en cas de défaillance

Si l'efficacité de l'isolation se détériore pour une raison quelconque, l'effet peut être une baisse de la température de l'acier de la coque intérieure, c'est-à-dire un point froid et une augmentation de l'évaporation du réservoir affecté. L'augmentation de l'évaporation n'a pas de conséquence directe sur la sécurité du navire, car tout excès de gaz peut être brûlé en tant que BOG et en dernier recours évacué dans l'atmosphère via la colonne montante avant du réservoir n° 1. La température de l'acier de la coque intérieure doit cependant être maintenue dans des limites acceptables pour éviter une éventuelle rupture fragile.

Les thermocouples sont répartis sur la surface de la coque intérieure, mais à moins qu'un point froid ne se produise immédiatement à côté d'un capteur, ceux-ci ne peuvent servir que d'indication générale de la température de l'acier. À ce jour, le seul moyen sûr de détecter les points froids est l'inspection visuelle fréquente des espaces de ballast pendant le voyage en charge.

La nuance d'acier requise pour la coque intérieure du navire est régie par la température minimale que cet acier atteindra à la température ambiante minimale, en supposant que la barrière primaire, la membrane en acier inoxydable, a échoué, de sorte que le GNL est en contact avec la secondaire barrière.

En plus de la défaillance de la membrane, des points froids locaux peuvent se produire en raison d'une défaillance de l'isolant.

Alors que la qualité de l'acier de la coque intérieure a été choisie pour résister à la température minimale susceptible de se produire en service, un fonctionnement prolongé à des températures de l'acier inférieures à 0 °C entraînera une accumulation de glace sur le placage, ce qui entraînera une nouvelle baisse de la température de l'acier. en raison de l'effet isolant de la glace. Pour éviter cela, des serpentins de chauffage au glycol sont installés dans chaque espace de batardeau, d'une capacité suffisante pour maintenir la température de l'acier de la coque intérieure à 5°C dans les pires conditions.

Si un point froid est détecté soit par le système de mesure de la température de la coque intérieure, soit par inspection visuelle, l'étendue et l'emplacement de la formation de glace doivent être enregistrés. Les petits points froids locaux ne sont pas critiques, et à condition qu'une surveillance étroite et un enregistrement soient conservés pour éviter toute détérioration et propagation de la formation de glace, aucune action immédiate n'est requise. Si le point froid est étendu ou a tendance à s'étendre rapidement, il convient de procéder à l'ennoiement de l'espace de ballast. La capacité thermique de l'eau, plus le transfert de chaleur amélioré de l'extérieur, devrait maintenir la température de l'acier à la température ambiante de l'eau de mer ou à une température proche de celle-ci. Dans le cas improbable où ce remède serait insuffisant et qu'il serait jugé dangereux de retarder le déchargement de la cargaison jusqu'à son arrivée au port

Chapitre III Système de stockage & de manutention à bord.

de déchargement, le dernier recours consistera à larguer la cargaison via une buse portable installée sur l'un des collecteurs de liquide au milieu du navire, à l'aide d'une pompe de cargaison principale unique.

III.2 Système de tuyauterie (Piping system):

La pression de conception de la tuyauterie de liquide et de vapeur de cargaison est de 1,0 MPaG, à l'exception des tuyaux d'évent ouverts, qui sont conçus pour 0,5 MPaG. La température de conception est de -163 à +80°C, à l'exception de plusieurs tuyaux qui peuvent être utilisés pour l'azote liquide et ils sont conçus pour -196°C.

Les principaux systèmes de tuyauterie de cargaison et d'azote sur le pont sont construits en acier inoxydable 316L Schedule 10S, sauf à des endroits spéciaux tels que les collecteurs de cargaison où le tuyau Schedule 20S est installé. La tuyauterie à l'intérieur des citernes à cargaison est en acier inoxydable de grade 304L. Des joints soudés bout à bout sont utilisés dans la mesure du possible : lorsque ce n'est pas le cas, des brides standard JPI à face raide 150 # sont utilisées. Tous les joints utilisés sont de tailles standard, comme indiqué dans le document USC 4038955 Application of Flange for Cargo Piping.

Le système de tuyautages de cargaison est illustré dans un dessin en perspective simplifié montrant uniquement les principales caractéristiques du système.

La cargaison liquide est chargée et déchargée via les deux lignes de croisement de liquide au milieu du navire et est livrée vers et depuis chaque dôme de liquide de réservoir de cargaison via le collecteur de liquide qui s'étend d'avant en arrière le long du pont du coffre. Chaque ligne de croisement au milieu du navire se sépare en deux connexions de chargement/déchargement, bâbord et tribord, soit un total de quatre connexions de chargement/déchargement de liquide de chaque côté du navire.

Les dômes de gaz des citernes à cargaison sont maintenus en communication les uns avec les autres par le collecteur de vapeur courant d'avant en arrière le long du pont du coffre. La conduite de vapeur a également une ligne de croisement au niveau du collecteur central pour une utilisation dans la régulation des pressions du réservoir lors du chargement et du déchargement. Le collecteur de vapeur relie les dômes de gaz sur chaque réservoir pour diriger le gaz d'évaporation vers la salle des machines pour la combustion du gaz, via les compresseurs LD et les réchauffeurs de gaz à faible et à haut rendement. En cas d'urgence, le collecteur de vapeur est utilisé pour évacuer l'excès d'évaporation dans l'atmosphère via le mât d'évent de GNL n° 1.

Lors du chargement, le collecteur de vapeur et le crossover, ainsi que les compresseurs HD, sont utilisés pour renvoyer le gaz déplacé des réservoirs vers l'installation à terre. Lors du déchargement, le collecteur de vapeur est utilisé en conjonction avec soit le croisement de vapeur, soit un vaporisateur, pour fournir du gaz aux réservoirs afin de remplacer la cargaison liquide sortante.

La ligne d'aspersion peut être connectée aux lignes de croisement liquide et peut être utilisée pour assainir ou refroidir chaque citerne à cargaison, et également pour arroser lors du déchargement si la vapeur de retour est insuffisante.

Chapitre III Système de stockage & de manutention à bord.

La ligne de pulvérisation de chaque réservoir se divise en deux collecteurs de pulvérisation indépendants à l'intérieur du réservoir en haut pour distribuer le liquide entrant dans le collecteur bâbord ou tribord. Les têtes de pulvérisation sont équipées de buses équidistantes pour obtenir un meilleur taux de refroidissement.

Les collecteurs de pulvérisation, de liquide et de vapeur ont des branches vers et depuis la salle des compresseurs de cargaison avec des connexions aux compresseurs, aux réchauffeurs et au vaporisateur pour diverses fonctions auxiliaires. Des pièces de bobine amovibles sont fournies pour le montage si nécessaire afin de permettre une connexion croisée entre les différentes tuyauteries pour des utilisations peu fréquentes, telles que la préparation de la cale sèche et la remise en service après la cale sèche.

Le système de gaz inerte et d'air sec, situé dans la salle des machines, est utilisé pour fournir du gaz inerte ou de l'air sec aux citernes à cargaison via une tuyauterie qui se connecte au système de cargaison principal par un double clapet anti-retour. valve et tiroir amovible pour éviter le retour de gaz dans la salle des machines.

Les systèmes liquides et vapeurs ont été conçus de manière à ce que la dilatation et la contraction soient absorbées dans la configuration de la tuyauterie. Cela se fait au moyen de boucles de dilatation sur la tuyauterie de liquide et de boucles et de soufflets de dilatation sur la tuyauterie de vapeur. Des supports et des guides de tuyaux fixes et coulissants sont fournis pour garantir que les contraintes des tuyaux sont maintenues dans des limites acceptables.

Toutes les sections de tuyauterie de liquide qui peuvent être isolées, et donc éventuellement piéger du liquide entre des vannes fermées, sont équipées de soupapes de sécurité qui soulagent la surpression jusqu'au dôme de liquide le plus proche. Il s'agit d'une mesure de sécurité, bien que la pratique normale de travail soit de permettre à tout liquide restant de se réchauffer et de s'évaporer avant de fermer ces vannes.

Toutes les vannes principales telles que les vannes du collecteur central (bâbord et tribord), également appelées vannes du collecteur ESD. Les vannes individuelles de chargement et de déchargement des citernes sont actionnées à distance depuis l'IMCS afin que toutes les opérations normales de chargement puissent être effectuées depuis la salle de contrôle du chargement.

Lorsqu'un ESD est activé, les vannes du collecteur sont fermées, ce qui interrompt les opérations de chargement ou de déchargement.

Un clapet anti-retour est installé à l'intérieur de la citerne dans le tuyau de refoulement de chaque pompe à cargaison principale. Un trou de 6 mm est percé dans le disque de la vanne pour permettre aux conduites de décharge du réservoir de s'écouler et d'être dégazées. Des clapets anti-retour sont également installés sur la conduite de refoulement des compresseurs. Les conduites d'aspersion/d'assèchement et de refoulement des pompes à cargaison d'urgence sont équipées de clapets anti-retour situés après les vannes de refoulement à commande hydraulique.

Une buse de pulvérisation de petit diamètre est également installée au sommet de chaque ligne de refoulement de la pompe à cargaison à l'intérieur de la citerne pour refroidir la jambe de la tour de pompe de secours afin de protéger contre les fortes contraintes dans la tour de pompe.

Chapitre III Système de stockage & de manutention à bord.

Un petit trou de 6 mm de diamètre est percé au bas de chaque jambe de chute du tuyau de décharge de la pompe à cargaison pour la vidange.

III.2.1 Ligne d'en-tête liquide :

Le système comprend une canalisation en acier inoxydable cryogénique soudé bout à bout de 600/450 mm reliant chacune des quatre citernes à cargaison aux collecteurs de chargement/déchargement sur le côté du navire au moyen d'une ligne commune.

Au niveau de chaque dôme de liquide de réservoir, il y a un collecteur qui se connecte aux conduites de chargement et de déchargement du réservoir pour permettre le chargement et le déchargement de la cargaison. Ce collecteur sur le dôme liquide se connecte aux conduites de décharge du réservoir des pompes de cargaison bâbord et tribord, à la conduite de chargement, au puits de la pompe de secours et à la conduite de pulvérisation

A certains endroits le long de la ligne liquide, des points de prélèvement sont installés pour faciliter l'inertage et l'aération du système lors du radoub.

Toutes les sections de la conduite de liquide à l'extérieur des citernes à cargaison sont isolées avec une mousse de polyuréthane expansé recouverte d'une couche extérieure en FRP pour agir comme une barrière étanche résistante.

III.2.2 Ligne d'en-tête de vapeur :

Le système comprend une canalisation en acier inoxydable cryogénique soudée de 650/550/450/300 mm reliant chacune des quatre citernes à cargaison au moyen d'une ligne commune au collecteur de vapeur côté navire, à la salle des compresseurs et au mât de ventilation avant.

La conduite vers la salle des compresseurs de fret permet d'utiliser la vapeur de la manière suivante :

- Envoyé à terre pendant le chargement de la cargaison au moyen des compresseurs HD afin de contrôler la pression dans les citernes de cargaison.
- Pendant les voyages sur ballast/chargés, le gaz d'évaporation est envoyé à la salle des machines via les compresseurs et le réchauffeur LD pour être utilisé comme combustible dans les chaudières.
- Pendant les périodes de réparation, pour fournir le gaz vaporisé utilisé pour la purge-séchage des citernes à cargaison.
- La ligne vers la colonne montante avant agit comme une soupape de sécurité vers tous les réservoirs à 22 kPaG du point d'alarme HH et est utilisée pour évacuer le gaz purgé pendant les opérations de pré-amarrage et de post-amarrage.
- A certains endroits le long de la conduite de vapeur, des brides pleines et des points d'échantillonnage sont installés pour faciliter l'inertage et l'aération du système lors du radoub.
- Toutes les sections de la conduite de vapeur à l'extérieur des citernes à cargaison sont isolées avec une mousse de polyuréthane expansé recouverte d'une couche extérieure en FRP pour agir comme une barrière étanche à l'eau et à la vapeur.

Chapitre III Système de stockage & de manutention à bord.

III.2.3 Conduite de gaz combustible :

Lors du transport du GNL en mer, des vapeurs de gaz sont produites en raison du transfert de chaleur de l'extérieur de la mer et de l'air, à travers l'isolation du réservoir ; l'énergie est également absorbée par le mouvement de la cargaison en raison du mouvement du navire.

Dans des conditions d'alimentation normales, le gaz d'évaporation est utilisé comme combustible dans les chaudières du navire.

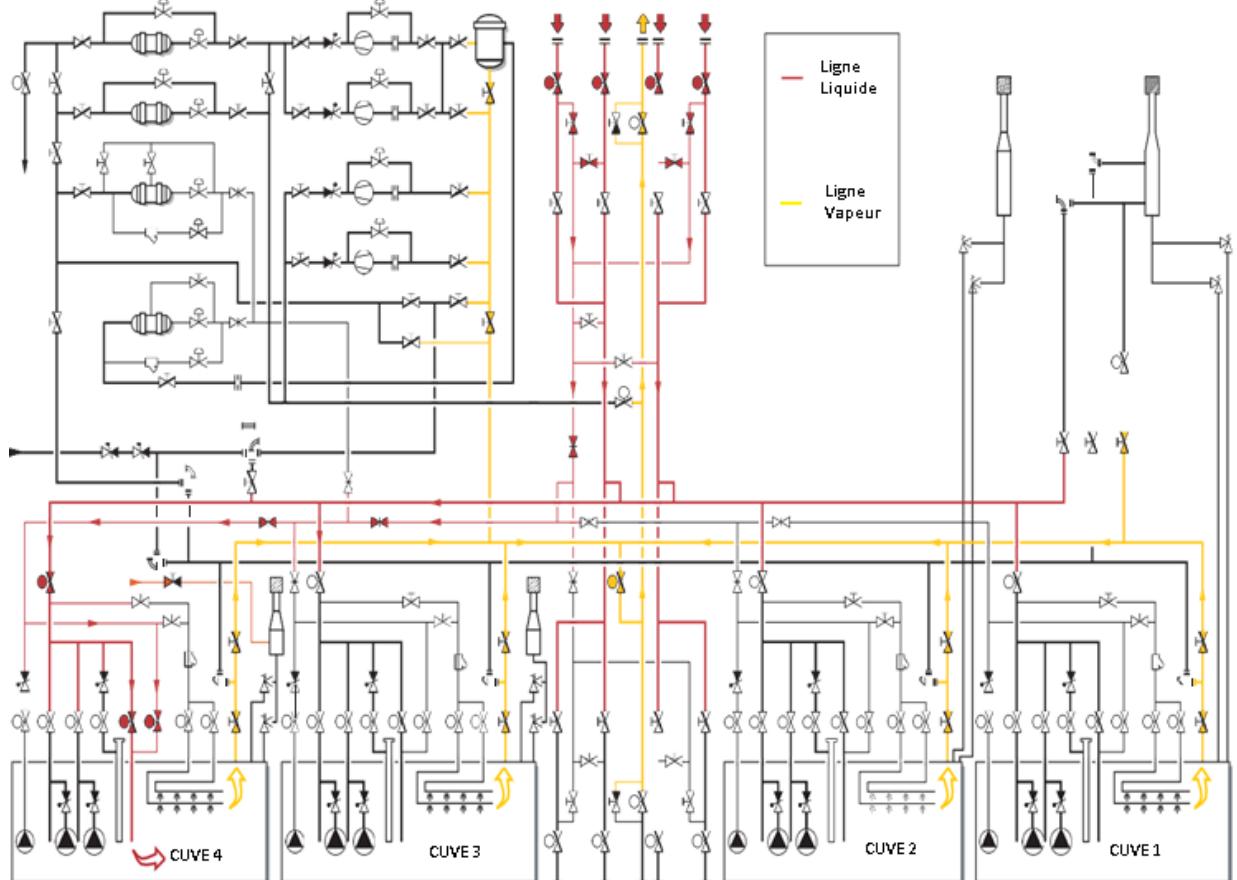
Le gaz est prélevé du collecteur de vapeur et passe à travers le séparateur de brouillard, puis dans les compresseurs LD. Il passe ensuite par le réchauffeur à faible puissance avant d'aller dans les chaudières du navire où il est brûlé comme combustible.

III.2.4 Conduite d'azote liquide de refroidissement :

Lors du transport du GNL, en cas de hausse de température dans les cuves suite à des anomalies liés au mauvais temps. Le GNL commence à s'évaporer, c'est là que le système de refroidissement automatique à l'azote entre en œuvre.

Le concept est simple des électrovannes se charge automatiquement de réguler la température de la cargaison, en injectant via la conduite de refroidissement à l'azote, de l'azote liquide à -190 °C. Le système sera mieux expliquer lors de la simulation.

III.2.5 Schéma & disposition du système:



Chapitre IV Systèmes d'instrumentation et d'automatisation

Chapitre IV Systèmes d'instrumentation et d'automatisation

IV.1 Introduction :

L'objectif est de veiller à ce que les systèmes d'instrumentation et d'automatisation assurent la sécurité du transport, de la manutention et du conditionnement de la cargaison liquide et vapeur.

Chaque citerne à cargaison doit être munie d'un dispositif indiquant le niveau, la pression et la température de la cargaison. Des manomètres et des dispositifs indicateurs de température doivent être installés dans la tuyauterie de liquide et de vapeur et dans les installations de réfrigération de fret.

Si le chargement et le déchargement du navire sont effectués au moyen de vannes et de pompes télécommandées, toutes les commandes et tous les indicateurs associés à une citerne à cargaison donnée doivent être regroupés en un seul poste de commande.

Les instruments doivent être testés pour assurer la fiabilité dans les conditions de travail, et recalibrés à intervalles réguliers. Les procédures d'essai des instruments et les intervalles entre les réétalonnages doivent être conformes avec les recommandations du fabricant.

IV.2 Systèmes d'instrumentation pour citernes à cargaison :

IV.2.1 Indicateur de jauge

Chaque citerne à cargaison doit être munie d'un ou de dispositifs de jaugeage du niveau de liquide, disposés de manière à garantir qu'un niveau soit stable.

La lecture peut toujours être obtenue chaque fois que la citerne à cargaison est opérationnelle. Le ou les dispositifs doivent être conçus pour fonctionner dans toute la plage de pression de conception de la citerne à cargaison et à des températures comprises dans la cargaison.

Lorsqu'une seule jauge de niveau de liquide est installée, elle doit être disposée de manière à pouvoir être maintenue dans un état de fonctionnement sans qu'il soit nécessaire de vider ou de dégazer le réservoir.

Les indicateurs de niveau de liquide des citernes à cargaison peuvent être des types suivants, sous réserve de prescriptions particulières pour cargaisons particulières indiquées par le constructeur :

- Dispositifs indirects : qui déterminent la quantité de cargaison par des moyens tels que la pesée ou débitmètre.
- Dispositifs fermés : qui ne pénètrent pas dans la citerne à cargaison, tels que dispositifs utilisant des radio-isotopes ou appareils à ultrasons.
- Dispositifs fermés : qui pénètrent dans la citerne à cargaison, mais qui font partie d'un système fermé comme les systèmes de type flotteur, les sondes électroniques, les sondes magnétiques. Si le dispositif de jaugeage fermé n'est pas monté directement sur le réservoir, il doit être muni d'un robinet d'arrêt situé le plus près possible du réservoir.

Chapitre IV Systèmes d'instrumentation et d'automatisation

- Dispositifs restreints : qui pénètrent dans la citerne et, lorsqu'ils sont utilisés, autorisent une petite quantité de cargaison vapeur ou liquide à s'échapper dans l'atmosphère, comme les jauges à tube fixe et à tube glissant. Quand le système n'est pas en cours d'utilisation, les dispositifs doivent être maintenus complètement fermés. La conception et l'installation doivent garantir qu'aucune fuite dangereuse de cargaison ne peut avoir lieu lors de l'ouverture du dispositif. De tels dispositifs de jaugeage doivent être conçue de manière à ce que l'ouverture maximale ne dépasse pas 1,5 mm de diamètre ou équivalent zone, sauf si l'appareil est équipé d'un limiteur de débit.

IV.2.2 Contrôle de débordement :

Chaque citerne à cargaison doit être équipée d'une alarme de niveau de liquide élevé indépendamment des autres indicateurs de niveau de liquide et donnant un avertissement sonore et visuel lorsqu'il est activé.

Un capteur supplémentaire fonctionnant indépendamment de l'alarme de niveau de liquide élevé doit automatiquement actionner une vanne d'arrêt de manière à éviter une pression de liquide excessive dans la ligne de chargement et à empêcher le réservoir de se remplir de liquide.

La vanne d'arrêt d'urgence ESD peut être utilisée à cette fin.

Lors du chargement, chaque fois que l'utilisation de ces vannes peut éventuellement créer une surpression potentielle dans le système de chargement, des dispositions alternatives telles que la limitation du taux de chargement doivent être utilisées.

Il n'est pas nécessaire d'exiger une alarme de haut niveau de liquide et un arrêt automatique du remplissage des citernes à cargaison lorsque la citerne à cargaison :

1. Est un réservoir sous pression d'un volume n'excédant pas 200 m³.
2. Est conçu pour résister à la pression maximale possible pendant l'opération de chargement, et est inférieure à la pression de tarage de la soupape de décharge de la citerne à cargaison.

La position des capteurs dans le réservoir doit pouvoir être vérifiée avant la mise en service.

À la première occasion de chargement complet après la livraison et après chaque mise en cale sèche, le test des alarmes de niveau haut doit être effectuée en élevant le niveau de liquide de cargaison dans la citerne à cargaison jusqu'au point d'alarme.

Tous les éléments des alarmes de niveau, y compris le circuit électrique et le(s) capteur(s), de niveau haut et les alarmes d'excès de niveau doivent pouvoir être testées fonctionnellement. Les systèmes doivent être testés avant l'exploitation de la cargaison conformément aux réglementations.

Lorsque des dispositions sont prévues pour neutraliser le système de contrôle de débordement, elles doivent être telles que tout fonctionnement intempestif est empêché. Lorsque cette dérogation est actionnée, une indication visuelle continue doit être donnée au(x) poste(s) de contrôle concerné(s) et à la passerelle de navigation.

Chapitre IV Systèmes d'instrumentation et d'automatisation

IV.2.3 Surveillance de la pression

L'espace vapeur de chaque citerne à cargaison doit être pourvu d'un manomètre à lecture directe. De plus, une indication indirecte doit être fournie au poste de commande requis. Les pressions maximales et minimales admissibles doivent être clairement indiquées.

Une alarme de haute pression et, si une protection contre le vide est requise, une alarme de pression normale doivent être prévues sur la passerelle de navigation et au poste de commande requis. Les alarmes doivent être activées avant que les pressions réglées sont atteintes.

Pour les citernes à cargaison équipées de PRV qui peuvent être réglées à plus d'une pression de réglage conformément au protocole, des alarmes de haute pression doivent être fournies pour chaque pression de réglage.

Chaque conduite de décharge de pompe à cargaison et chaque collecteur de cargaison liquide et vapeur doit être munie d'au moins un indicateur de pression.

Une indication de pression du collecteur à lecture locale doit être fournie pour indiquer la pression entre les vannes du collecteur du navire et les raccords à la terre.

Les espaces de cale et les espaces interbarrières sans connexion ouverte avec l'atmosphère doivent être munis d'un indicateur de pression.

Toutes les indications de pression fournies doivent pouvoir indiquer toute la plage de pression de fonctionnement.

IV.2.4 Dispositifs indicateurs de température

Chaque citerne à cargaison doit être munie d'au moins deux dispositifs indiquant les températures de la cargaison, l'un placé au fond de la citerne à cargaison et le second près du sommet de la citerne, en dessous du niveau de liquide le plus élevé autorisé.

La température la plus basse pour laquelle la citerne à cargaison a été conçue, telle qu'elle figure sur le Certificat international d'aptitude au transport de caisses liquéfiées en vrac, doit être clairement indiquée.

au moyen d'un panneau sur ou à proximité des appareils indiquant la température.

Les dispositifs indicateurs de température doivent être capables de fournir une indication de température sur toute la plage de température de fonctionnement prévue pour la cargaison des citernes à cargaison.

Lorsque des puits thermométriques sont installés, ils doivent être conçus pour minimiser les défaillances dues à la fatigue en service normal.

IV.2.5 Détection de gaz

Un équipement de détection de gaz doit être installé pour surveiller l'intégrité du confinement de la cargaison, de la manutention de la cargaison et des systèmes auxiliaires.

Un système permanent de détection de gaz et d'alarmes sonores et visuelles doit être installé dans :

Chapitre IV Systèmes d'instrumentation et d'automatisation

1. tous les locaux fermés à cargaison et les locaux de machines à cargaison (y compris les compartiments des tourelles) contenant du gaz canalisations, équipements à gaz ou consommateurs de gaz ;
2. autres espaces fermés ou semi-fermés où les vapeurs de la cargaison peuvent s'accumuler, y compris les espaces interbarrières et les espaces de cale pour les citernes indépendantes autres que les citernes de type C ;
3. sas;
4. espaces dans les moteurs à combustion interne à gaz
5. hottes de ventilation et conduits de gaz ;
6. circuits de refroidissement/chauffage ;
7. collecteurs d'alimentation du générateur de gaz inerte ; et
8. salles des machines pour les engins de manutention.

L'équipement de détection de gaz doit être conçu, installé et testé conformément aux normes reconnues et doit être adapté aux cargaisons à transporter.

Navires certifiés pour le transport de produits ininflammables, une surveillance de l'insuffisance d'oxygène doit être installée dans les locaux des machines à cargaison et dans les espaces de cale des citernes à cargaison. De plus, les équipements de surveillance du manque d'oxygène doivent être installés dans des espaces fermés ou semi-fermés.

contenant des équipements susceptibles de créer un environnement pauvre en oxygène, tels que des générateurs d'azote, des gaz inertes générateurs ou systèmes frigorifiques à cycle d'azote.

Dans le cas de produits toxiques ou de produits toxiques pour le bain et inflammables, des équipements portables peuvent être utilisés pour la détection de produits toxiques en alternative à un système installé à demeure. Cet équipement doit être utilisé avant que le personnel n'entre dans les espaces énumérés ci-dessus et à des intervalles de 30 minutes tant qu'il reste dans l'espace.

Dans le cas de gaz classés comme produits de toxie, les espaces de cale et les espaces interbarrières doivent être pourvus d'un système de tuyauterie installé à demeure pour prélever des échantillons de gaz dans les espaces. Le gaz provenant de ces espaces doit être échantillonné et analysé à partir de chaque emplacement de tête d'échantillonnage.

La détection de gaz installée en permanence doit être du type à détection continue, capable de réagir immédiatement. Lorsqu'il n'est pas utilisé pour activer les fonctions d'arrêt de sécurité, l'échantillonnage

la détection de type peut être acceptée. Lorsqu'un équipement de détection de gaz de type échantillonnage est utilisé, les exigences suivantes doivent être satisfaites :

.1 l'équipement de détection de gaz doit être capable d'effectuer des prélèvements et des analyses pour chaque emplacement de tête de prélèvement de manière séquentielle à des intervalles n'excédant pas 30 min ;

.2 des lignes d'échantillonnage individuelles reliant les têtes d'échantillonnage à l'équipement de détection doivent être installées ; et

Chapitre IV Systèmes d'instrumentation et d'automatisation

.3 les tronçons de tuyauterie partant des têtes d'échantillonnage ne doivent pas traverser des espaces non dangereux, sauf dans la mesure permise.

L'équipement de détection de gaz peut être situé dans un espace non dangereux, à condition que l'équipement de détection tel que la tuyauterie d'échantillonnage, les pompes d'échantillonnage, les solénoïdes et les unités d'analyse soient situés dans une armoire en acier entièrement fermée avec la porte scellée par un joint. L'atmosphère à l'intérieur de l'enceinte doit être continuellement

surveillé. À des concentrations de gaz supérieures à 30 % de la limite inférieure d'inflammabilité (LIE) à l'intérieur de l'enceinte, l'équipement de détection de gaz doit être automatiquement fermé à l'aube.

Lorsque l'enceinte ne peut être disposée directement sur la cloison avant, les tuyaux de prélèvement doivent être en acier ou en matériau équivalent et être acheminés par leur chemin le plus court. Les raccords amovibles, à l'exception des points de raccordement des vannes d'isolement requises au 13.6.11 et des unités d'analyse, ne sont pas autorisés.

Lorsque l'équipement de prélèvement de gaz est situé dans un espace non dangereux, un arrête-flammes et une vanne d'isolement manuelle doivent être installés dans chacune des conduites de prélèvement de gaz. La vanne d'isolement doit être montée sur le côté non dangereux. Les traversées de cloison des tuyaux d'échantillonnage entre les zones dangereuses et non dangereuses doivent maintenir l'intégrité de la division traversée. Les gaz d'échappement doivent être évacués à l'air libre dans un endroit sûr.

Dans toute installation, le nombre et la position des têtes de détection doivent être déterminés en tenant compte de la taille et de la disposition du compartiment, des compositions et densités des produits destinés à être transportés et de la dilution provenant de la purge ou de la ventilation du compartiment et des zones stagnantes.

Tout état d'alarme dans un système de détection de gaz requis par cette section doit déclencher une alarme sonore et visuelle :

1. sur la passerelle de navigation.
2. au(x) poste(s) de contrôle concerné(s) où une surveillance continue des niveaux de gaz est enregistrée.
3. et à l'emplacement du détecteur de gaz.

Dans le cas de produits inflammables, les équipements de détection de gaz prévus pour les espaces de cale et les espaces interbarrières devant être inertés doivent être capables de mesurer des concentrations de gaz de 0 % à 100 % en volume.

Les alarmes doivent être activées lorsque la concentration de vapeur en volume atteint l'équivalent de 30 % LIE dans l'air.

Pour les systèmes de confinement à membrane, les espaces d'isolation primaire et secondaire doivent pouvoir être inertés et leur teneur en gaz analysée individuellement.* L'alarme dans l'espace d'isolation secondaire doit être réglée, celle dans l'espace primaire est réglée à une valeur approuvée par l'Administration ou organisme reconnu agissant en son nom.

Chapitre IV Systèmes d'instrumentation et d'automatisation

Pour les autres espaces décrits ci-dessus, les alarmes doivent être activées lorsque la concentration de vapeur atteint 30 % LIE et les fonctions de sécurité doivent être activées avant que la concentration de vapeur n'atteigne 60 % LIE. Les carters des moteurs à combustion interne pouvant fonctionner au gaz doivent être agencés pour déclencher une alarme avant 100 % LIE.

L'équipement de détection de gaz doit être conçu de manière à pouvoir être facilement testé. Les essais et l'étalonnage doivent être effectués à intervalles réguliers. Un équipement approprié à cet effet doit être transporté à bord et utilisé conformément aux recommandations du fabricant. Connexions permanentes pour un tel test

l'équipement doit être installé.

Chaque navire doit être équipé d'au moins deux ensembles d'équipements portatifs de détection de gaz conformes aux exigences d'une norme nationale ou internationale acceptable.

Un instrument approprié pour la mesure des niveaux d'oxygène dans les atmosphères inertes doit être fourni.

IV.3 Exigences supplémentaires pour les systèmes de confinement nécessitant une barrière secondaire

IV.3.1 Intégrité des barrières

Lorsqu'une barrière secondaire est requise, des instruments installés en permanence doivent être fournis pour détecter le moment où la barrière primaire n'est pas étanche aux liquides à n'importe quel endroit ou lorsque la cargaison liquide est en contact avec la barrière secondaire à n'importe quel endroit. Cette instrumentation doit consister en des dispositifs de détection de gaz appropriés

Cependant, l'instrumentation n'a pas besoin d'être capable de localiser la zone où la cargaison liquide fuit à travers la barrière primaire ou dans laquelle la cargaison liquide est en contact avec la barrière secondaire.

IV.3.2 Dispositifs d'indication de température

Le nombre et l'emplacement des dispositifs indicateurs de température doivent être adaptés à la conception du système de confinement et aux exigences d'exploitation de la cargaison.

Lorsque la cargaison est transportée dans un système de confinement de la cargaison avec une barrière secondaire, à une température inférieure à -55°C, des dispositifs indicateurs de température doivent être prévus à l'intérieur de l'isolation ou sur la structure de la coque à côté des systèmes de confinement de la cargaison. Les appareils doivent donner des lectures à intervalles réguliers et, le cas échéant, une alarme des températures approchant les plus basses pour lesquelles l'acier de la coque est adapté.

Si la cargaison doit être transportée à des températures inférieures à - 55 °C, les parois des citernes à cargaison, s'il y a lieu pour la conception du système de confinement de la cargaison, doivent être équipées d'un nombre suffisant de dispositifs

Chapitre IV Systèmes d'instrumentation et d'automatisation

indicateurs de température pour vérifier que des gradients de température insatisfaisants ne se produisent pas. .

Aux fins de la vérification de la conception et de la détermination de l'efficacité de la procédure de refroidissement initial sur un navire unique ou sur une série de navires similaires, un réservoir doit être équipé de dispositifs en excès. Ces dispositifs peuvent être temporaires ou permanents et ne doivent être installés que sur le premier navire, lorsqu'une série de navires similaires est construite.

IV.3.3 Systèmes d'automatisation

Les exigences de la présente section s'appliquent lorsque des systèmes d'automatisation sont utilisés pour fournir des fonctions de commande, de surveillance/d'alarme ou de sécurité instrumentées requises par le présent Code.

Les systèmes d'automatisation doivent être conçus, installés et testés conformément aux normes reconnues.

Le matériel doit pouvoir être démontré comme étant adapté à une utilisation dans le milieu marin par une approbation de type ou par d'autres moyens.

Le logiciel doit être conçu et documenté pour en faciliter l'utilisation, y compris les tests, l'exploitation et la maintenance.

L'interface utilisateur doit être conçue de manière à ce que l'équipement sous contrôle puisse être utilisé de manière sûre et efficace à tout moment.

Les systèmes d'automatisation doivent être agencés de manière à ce qu'une défaillance matérielle ou une erreur de l'opérateur n'entraîne pas une condition dangereuse. Des garanties adéquates contre un fonctionnement incorrect doivent être fournies. Une séparation appropriée doit être maintenue entre les fonctions de commande, de surveillance/alarme et de sécurité afin de limiter l'effet des défaillances uniques. Cela doit être pris pour inclure toutes les parties des systèmes d'automatisation qui sont nécessaires pour fournir des fonctions spécifiées, y compris les appareils connectés et les alimentations électriques.

Les systèmes d'automatisation doivent être agencés de manière à ce que la configuration et les paramètres du logiciel soient protégés contre toute modification non autorisée ou involontaire.

Un processus de gestion du changement doit être appliqué pour se prémunir contre les conséquences inattendues de la modification. Les enregistrements des modifications de configuration et des approbations doivent être conservés à bord.

Les processus de développement et de maintenance des systèmes intégrés doivent être conformes aux normes reconnues. Ces processus doivent inclure une identification et une gestion appropriées des risques.

- **Système d'intégration**

Les fonctions essentielles de sûreté doivent être conçues de telle sorte que les risques d'atteintes aux personnes ou de dommages à l'installation ou à l'environnement soient réduits à un niveau ! Acceptable pour l'Administration, bain dans des conditions

Chapitre IV Systèmes d'instrumentation et d'automatisation

normales de fonctionnement et dans des conditions de défaut. Les fonctions doivent être conçues pour être à sécurité intégrée. Les droits et les responsabilités pour l'intégration des systèmes doivent être clairement définis et convenus par les parties concernées.

Les exigences fonctionnelles de chaque sous-système composant doivent être clairement définies pour garantir que le système intégré satisfait aux exigences de sécurité fonctionnelles et spécifiées et tient compte de toute limitation de l'équipement sous contrôle.

Les principaux dangers du système intégré doivent être identifiés à l'aide de techniques appropriées fondées sur les risques.

Le système intégré doit disposer d'un moyen approprié de commande de retour.

La défaillance d'une partie du système intégré ne doit pas affecter la fonctionnalité des autres parties, à l'exception des fonctions dépendant directement de la partie défectueuse.

Le fonctionnement avec un système intégré doit être au moins aussi efficace qu'avec un système autonome individuel. Equipements ou systèmes.

L'intégrité des machines ou des systèmes essentiels, pendant le fonctionnement normal et les conditions de panne, doit être démontrée.

IV.4 Conclusion

Chapitre V Simulation du système de régulation de la température

Chapitre V Simulation du système de régulation de la température

V.1 Introduction

La régulation dans le domaine des procédés industriels implique la mise en œuvre de tous les moyens théoriques, matériels et techniques pour maintenir chaque grandeur physique fondamentale égale à une valeur de consigne, appelée consigne, par l'action sur la grandeur réglée, malgré les perturbations affectant la grandeur du système.

Le terme régulation a aussi d'autres significations. Les réglementations, en général, sont un ensemble de techniques permettant de maintenir le bon fonctionnement d'une machine ou la santé d'un système.

Dans le contexte du transport et de la logistique, la réglementation fait référence à l'organisation optimale des flux. Détecter les écarts. Comme prévu, revenir à la normale rapidement et avec le moins d'impact possible.

V.2 Généralité sur la régulation

V.2.1 Notions de bases :

La régulation regroupe l'ensemble des techniques utilisées visant à contrôler une grandeur physique soumise à des perturbations. Cette grandeur physique est alors appelée "grandeur réglée". Exemples de grandeur physique : pression, température, débit, niveau etc.... Cette grandeur donne son nom à la régulation. Exemples : Régulation de pression, Régulation de température, Régulation de débit.

Toute une régulation comportera trois grandes fonctions nécessaires à sa bonne marche

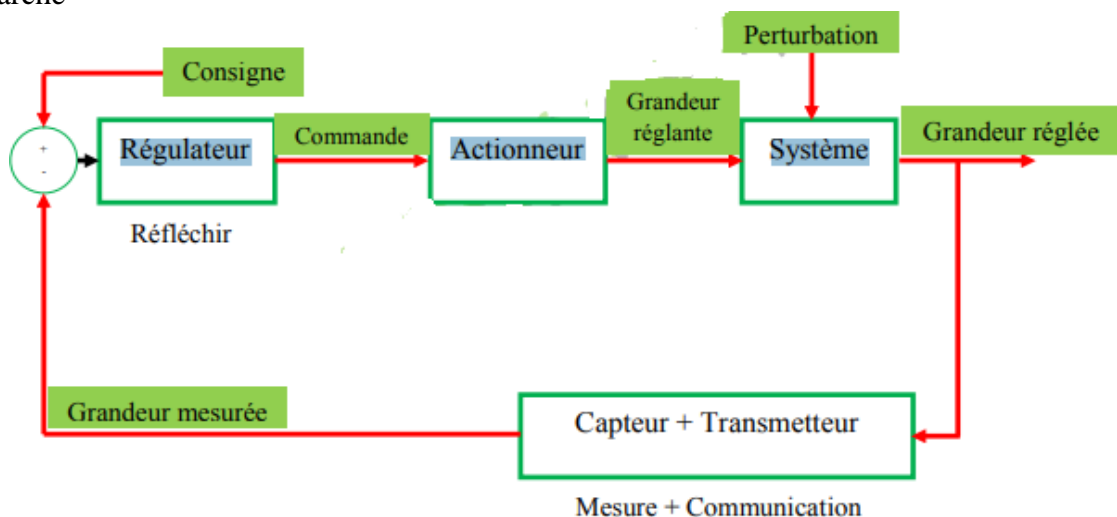


Figure V-1 « Schéma boucle de régulation »

Pour réguler un système physique, il faut :

- Mesurer la grandeur réglée avec un capteur.
- Réfléchir sur l'attitude à suivre : c'est la fonction du régulateur. Le régulateur compare la grandeur réglée avec la consigne et élabore le signal de commande.

Chapitre V Simulation du système de régulation de la température

- Agir sur la grandeur réglante par l'intermédiaire d'un organe de réglage.

V.2.2 Organes constitutifs d'une boucle de régulation:

La régulation d'une grandeur physique $y(t)$ élaborée par un système industriel (t représente l'entendu de temps) consiste à essayer d'obtenir $y(t) = w(t)$ où $w(t)$ représente la loi de consigne.

Dans toutes les boucles de régulation, on retrouvera les éléments (organes) suivants:

- Le système physique à commander et soumis à des perturbations, c'est un dispositif isolé soumis à des lois bien définies. Chaque système a plusieurs entrées et sorties par lesquelles on peut exercer une influence sur ce système.

- Un capteur ;
- Un Transmetteur
- Une consigne (fixe ou variable dans le temps) ;
- Un comparateur délivrant un signal d'écart (erreur) ; compare en permanence la consigne et la grandeur réglée et donne le résultat de cette comparaison au régulateur.
- Un régulateur
- Un organe de réglage et actionneur
- Un Indicateur
- Un Enregistreur

Dans toutes les boucles de régulation, on retrouvera les signaux (grandeurs physiques) suivants :

- La grandeur réglée (y): C'est la grandeur physique que l'on désire contrôler. Elle donne son nom à la régulation, par exemple : régulation de température, niveau, débit,... etc. □ La consigne (W) : C'est la valeur désirée que doit avoir la grandeur réglée, généralement c'est qui a été choisie pour contrôler la grandeur réglée.
- Les grandeurs perturbatrices (Z): Sont les grandeurs physiques susceptibles non mesurables (non contrôlables) d'évoluer au cours du processus et d'influencer la grandeur réglée.

La grandeur réglante (x) : c'est la grandeur qui va agir sur le processus et influencer la grandeur à régler (ex : radiateur) pour permettre de modifier la température dans une salle.

L'erreur (ε), c'est le signal généré par le comparateur.

Signal de Commande (u)

La mesure du Capteur (y_m)

V.2.3 Système de refroidissement des cuves

Un élément de température sur le côté sortie de chaque réservoir et en aval de la vanne de régulation de débit à trois voies, mesure la température réelle du réservoir de GNL et relaie le signal à l'IMCS. Ce signal est ensuite traité, et une valeur de correction est envoyée à la vanne de régulation d'azote liquide, pour maintenir l'espace à la température requise de -163°C . Les vannes individuelles de contrôle de la température du serpentín de refroidissement et d'isolement du système sont situées dans le passage du tuyau sous le pont.

V.2.4 Explication du processus

L'azote liquide est mis en circulation dans le système de refroidisseurs au moyen d'une pompe de circulation, l'une en service, l'autre en veille.

Chapitre V Simulation du système de régulation de la température

Les réservoirs de GNL ont chacun deux ensembles de serpentins de refroidissement en double. Chaque ensemble est conçu pour maintenir l'acier du réservoir à -163°C lorsque les ballasts sont vides et que la barrière primaire est défaillante (GNL sur barrière secondaire) avec une température de l'air et de l'eau de mer à environ -18°C et 0°C , respectivement. Le débit d'azote liquide vers chaque ensemble de serpentins de refroidissement se fait par un robinet sélecteur à trois voies. Le groupe de secours peut être mis en service immédiatement et est relié au système en marche par une vanne de croisement à l'aspiration de la pompe et aux sorties du refroidisseur. Cela permet d'utiliser la pompe et le système de refroidissement avec les serpentins de refroidissement du système principal ou de secours.

Le contrôle automatique de la température de chaque circuit de serpentin est contrôlé par des transmetteurs de température installés dans les espaces des réservoirs de GNL. Chaque capteur de température est dirigé vers un sélecteur de signal bas dont le signal de sortie est dirigé vers la vanne de contrôle de l'azote liquide. Le contrôle automatique du débit d'azote liquide vers chaque réservoir de GNL est réalisé au moyen d'une vanne à trois voies sur chaque collecteur. Les signaux de fonctionnement pour la régulation se font via le synoptique IMCS.

Un équipement de surveillance est fourni dans la salle de contrôle de la cargaison pour la barrière d'isolation et les températures de la coque intérieure.

Chaque capteur est du type à résistance PT-100 (RTD). Les capteurs sont installés dans les barrières d'isolation et le long de la coque intérieure associée à chaque citerne à cargaison.

Les RTD (capteurs) de l'espace interbarrière (IBS) sont installés à trois endroits comme indiqué sur l'illustration, tous par paires. Les RTD à barrière d'isolation (IS) sont installés en sept points autour de l'espace, comme illustré, tous par paires.

Pour la mesure de la température de la coque intérieure, il y a cinq capteurs dans chaque réservoir, trois sont situés le long du fond du réservoir dans la quille du conduit, tandis que deux capteurs sont situés dans le pont du coffre et un capteur doit être situé dans la paroi latérale (bâbord).

Chaque espace de batardeau est équipé de trois capteurs de température sur chacune des cloisons avant et arrière à l'exception des batardeaux n° 1 et 5 qui ont deux capteurs supplémentaires, qui donneront également une indication précoce d'une panne de serpentin de chauffage. Le nombre total de capteurs de température est de 28 comme indiqué sur l'illustration

La mesure de la température pour chaque RTD en service, est indiquée dans la salle de contrôle de la cargaison sur l'IMCS. L'enregistrement de ces températures est également disponible sur l'IMCS.

Chapitre V Simulation du système de régulation de la température

V.2.5 Schéma & disposition du système :

Le schéma suivant présente le système de refroidissement :

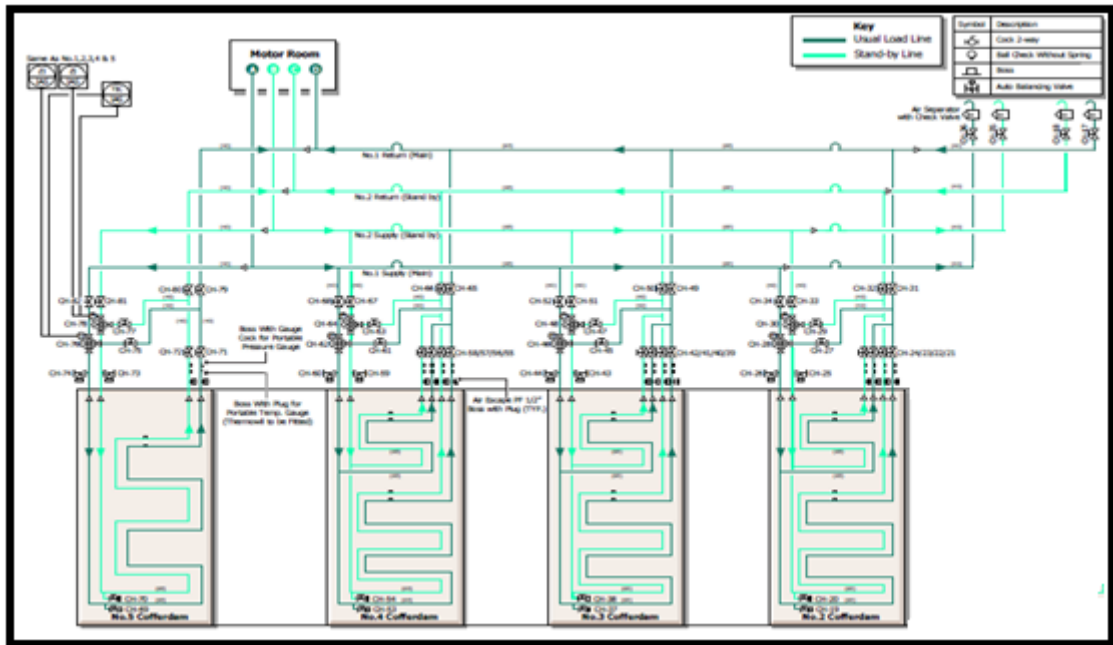


Figure V-2 « Schéma du système de refroidissement »

Et la figure ci-dessous nous montre la boucle de régulation du système :

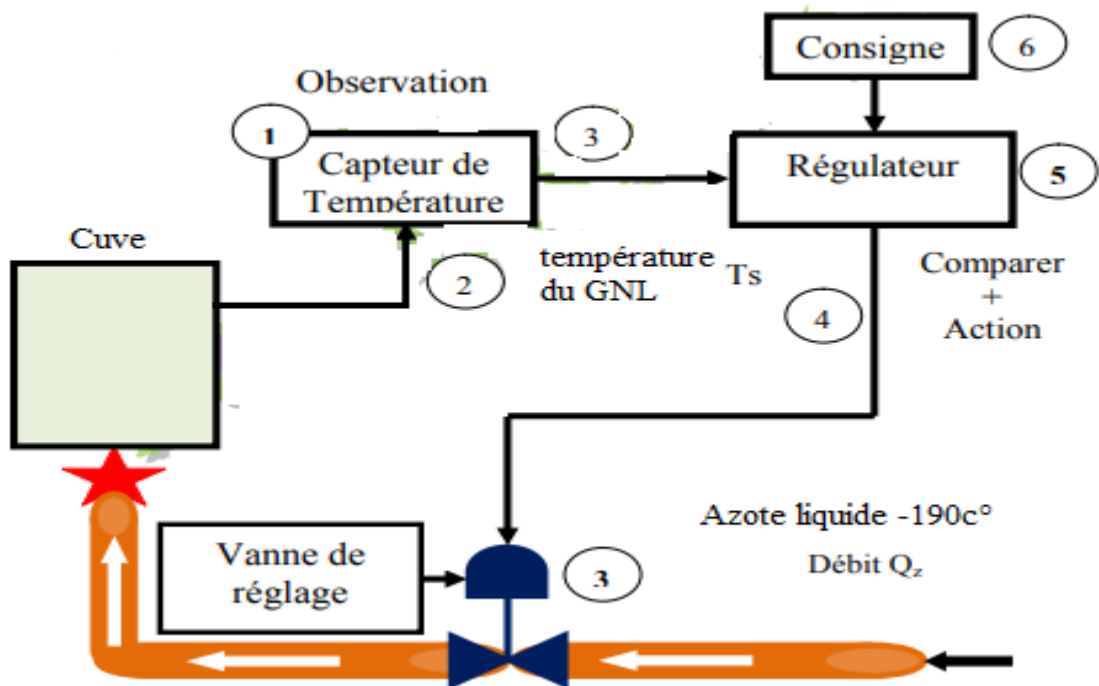


Figure V-3 « Schéma Bloc »

Chapitre V Simulation du système de régulation de la température

En vue de pouvoir disposer d'un volume constant de fluide à une température désirée, un processus hydraulique et thermique, représenté par la figure V-3, est constitué d'un réservoir de section S.

Les entrées du système sont le débit d'entrée du fluide (azote liquide) Q_e et la tension d'alimentation U du réseau et P_e la puissance.

Les sorties sont la hauteur du liquide H dans le réservoir et la température T_s de sortie du réservoir. Le débit Q_s de sortie du fluide.

Le système présente les caractéristiques suivantes :

- Le débit initial $Q_0=200\text{l/min}$;
- Le niveau initial $H_0=27\text{m}$;
- La puissance initiale $P_{u0}=20\text{MW}$;
- La température de sortie initiale $T_{s0}=-168^\circ\text{C}$;
- La température d'entrée $T_e=-163^\circ\text{C}$;
- La section de la cuve $S=100\text{ m}^2$.

V.3 Modélisation :

V.3.1 Modèle non-linéaire :

Les équations des bilans volumiques et calorimétriques conduisent au système différentiel régissant l'évolution du processus qui est non linéaire :

$$\begin{cases} S \frac{dH(t)}{dt} = Q_e(t) - \alpha\sqrt{H(t)} & (1) \\ H \frac{dT_s(t)}{dt} = \frac{P_u(t)}{S\mu C} - \frac{T_s(t) - T_e(t)}{S} Q_e(t) & (2) \end{cases}$$

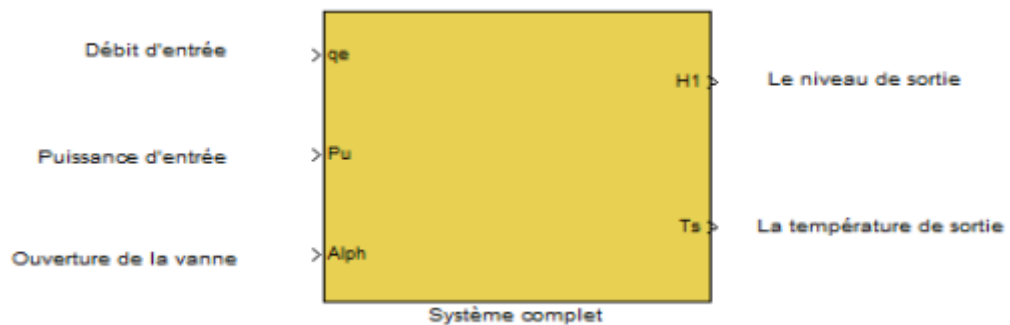


Figure V-4 « Système sur Simulink »

Chapitre V Simulation du système de régulation de la température

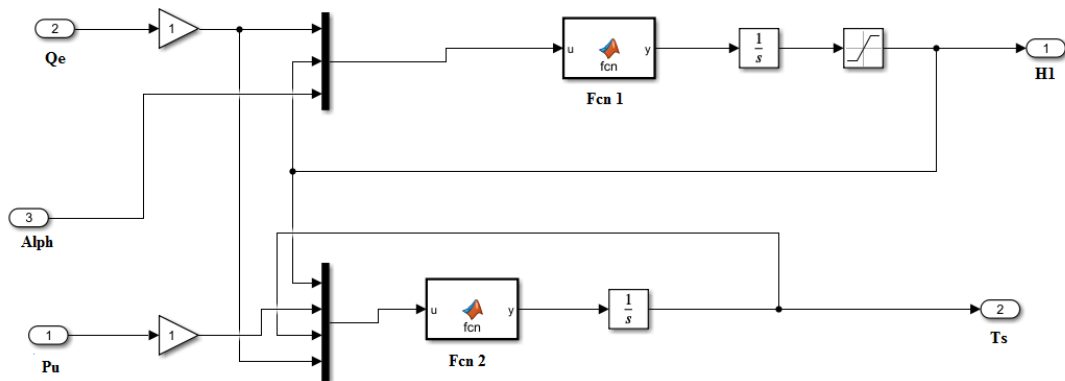


Figure V-5 « Schéma bloc du système réel »

V.3.2 Modèle linéarisé :

Le but de cette partie de modélisation est l'établissement des fonctions de transfert assurant les liaisons entre les entrées (Q_e , P_u) et les sorties (H , T_s).

On se préoccupera pas ici d'intervenir la tension d'alimentation U .

D'après l'équation (1) et (2), le point de fonctionnement nominal correspondant au régime permanent est tel que :

$$Q_{e0} = Q_{s0} = Q_0 = \alpha\sqrt{H_0} \quad \text{Et} \quad \frac{P_{u0}}{S\mu C} = \frac{T_{s0} - T_e}{S} Q_{c0}$$

On en déduit les relations à l'équilibre :

$$Q_0 = \alpha\sqrt{H_0}$$

$$\frac{P_{u0}}{\mu C} = (T_{s0} - T_e)Q_{c0}$$

La linéarisation autour du régime permanent se fait par l'étude des petites variations de chacune des variables autour de sa valeur nominale, soit :

$$Q_e(t) = Q_0 + q_e(t)$$

$$Q_s(t) = Q_0 + q_s(t)$$

$$T_s(t) = T_{s0} + \theta(t)$$

$$P_u(t) = P_{u0} + P_u(t)$$

$$H(t) = H_0 + h(t)$$

Avec ces nouvelles variables, le système initial devient :

$$\begin{cases} S \frac{dh(t)}{dt} = Q_0 + q_e(t) - \alpha\sqrt{H_0} \left(1 + \frac{h(t)}{2H_0}\right) \\ H_0 \frac{d\theta(t)}{dt} = \left[\frac{P_{u0}}{S\mu C} - \frac{T_{s0} - T_e}{S} Q_0 \right] \frac{P_u(t)}{S\mu C} - \frac{T_{s0} - T_e}{S} q_e(t) - \frac{Q_0}{S} \theta(t) \end{cases}$$

En ne gardant que les termes du 1er ordre et en tenant compte des relations à l'équilibre, on obtient le système différentiel linéarisé :

Chapitre V Simulation du système de régulation de la température

$$\begin{cases} S \frac{dh(t)}{dt} + \frac{Q0}{2SH0} h(t) - \frac{qe(t)}{S} = 0 \\ \frac{d\theta(t)}{dt} + \frac{Q0}{SH0} \theta(t) = -\frac{Ts0 - Te}{SH0} qe(t) + \frac{Ts0 - Te}{SH0} \frac{Q0}{Pu0} Pu(t) \end{cases}$$

Les fonctions de transfert sont obtenues en prenant la transformée de Laplace du système précédent, soit :

$$\begin{cases} h(p) \left[p + \frac{Q0}{2SH0} \right] = qe(p) \frac{1}{S} \\ \theta(p) p + \frac{Q0}{SH0} = -\frac{Ts0 - Te}{SH0} qe(p) + \frac{Ts0 - Te}{SH0} \frac{Q0}{Pu0} Pu(p) \end{cases}$$

On peut donc décrire le système par le schéma-bloc de la figure V-4 avec :

$$\begin{cases} h(p) = F1(p)qe(p) \\ \theta(p) = F2(p)qe(p) + F3(p)Pu(p) \end{cases}$$

On a donc :

$$F1(p) = \frac{1/S}{p + \frac{Q0}{2SH0}}$$

$$F2(p) = -\frac{\frac{Ts0 - Te}{SH0}}{p + \frac{Q0}{SH0}}$$

$$F3(p) = \frac{\frac{Ts0 - Te}{SH0} \frac{Q0}{Pu0}}{p + \frac{Q0}{SH0}}$$

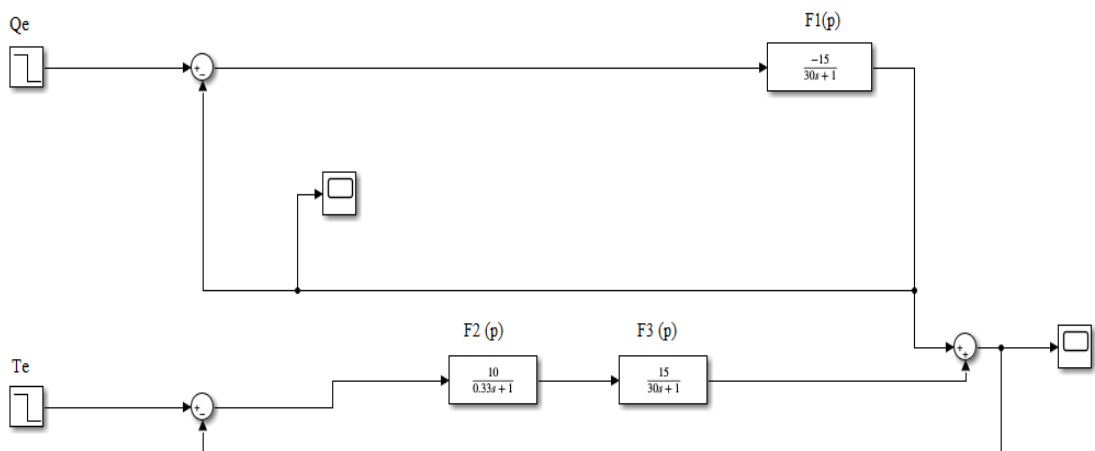


Figure V-6 « Schéma du système linéaire »

Chapitre V Simulation du système de régulation de la température

V.3.3 Régulation de température :

la synthèse du régulateur PI pour la régulation de la température sera basée sur le modèle linéarisé. Le cahier des charges est le suivant :

- Erreur nulle ;
- Temps de réponse en BF 10 fois plus rapide qu'en BO.

Pour cela, on pose la FT caractérisant le système :

$$F2(p) = \frac{15}{(1 + 30p)(1 + 0.33p)}$$

Les paramètres du PI sont les suivants : $T_i=30$ et $K_p=0.6$

Le schéma bloc de l'ensemble régulateur-système est :

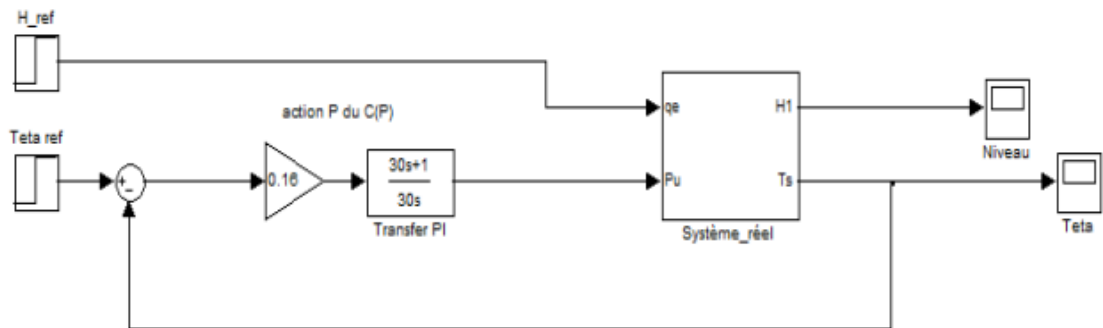


Figure V-7 « schéma bloc de l'ensemble régulateur-système »

Chapitre V Simulation du système de régulation de la température

V.3.4 Résultats de la simulation :

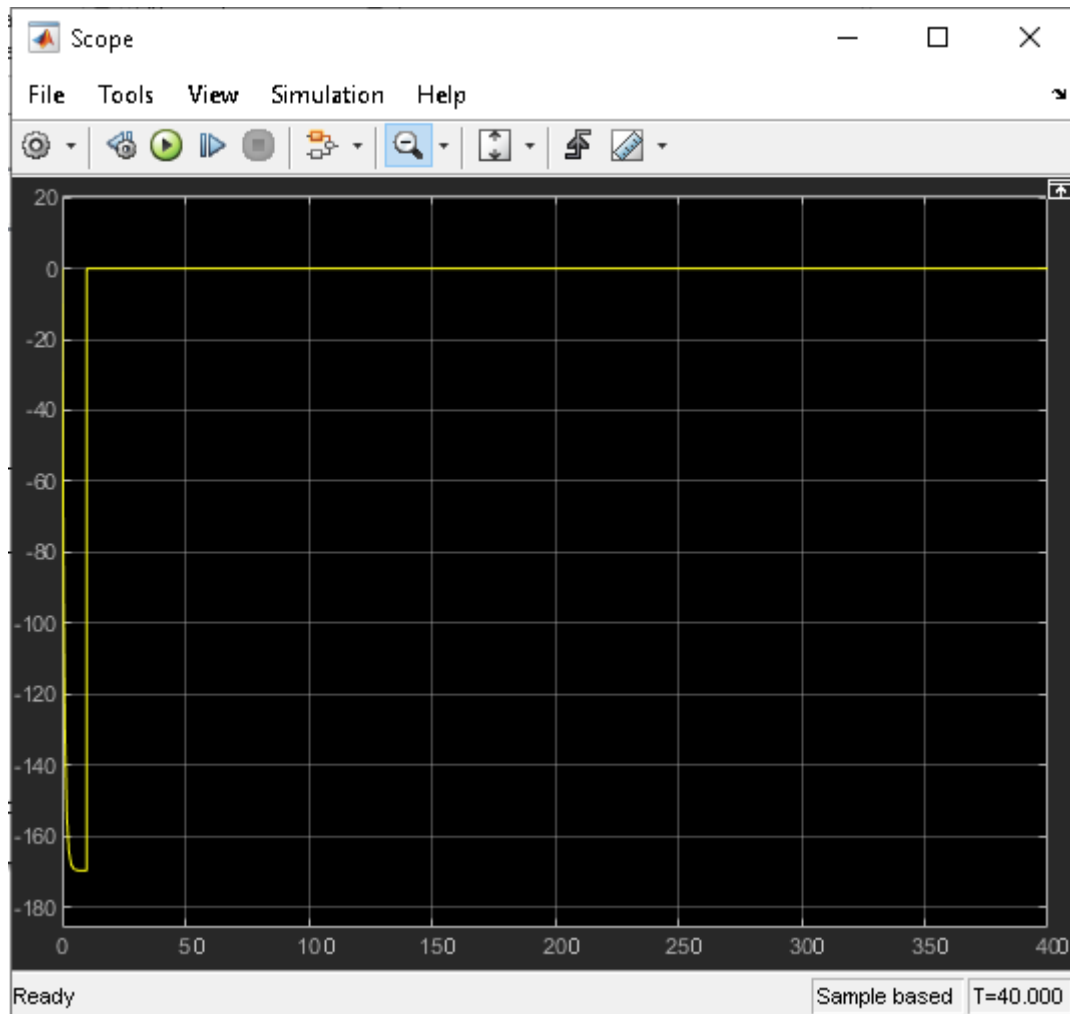


Figure V-7 « Courbe de la température dans le serpentin »

Comme on peut le constater sur la figure au-dessus, la température dans le serpentin chute brusquement dès l'ouverture de la vanne de régulation suite au signal donné par le capteur de température présent dans la cuve qui dans le cas suivant est de -160°C .

La température de l'azote liquide étant de -190°C le serpentin prend environ 18 secondes avant d'atteindre la température de -175°C .

La température remonte après la fermeture de la vanne.

- Le système est donc fiable
- Le temps de réponse est de l'ordre de 18s
- Le système est précis

Chapitre V Simulation du système de régulation de la température

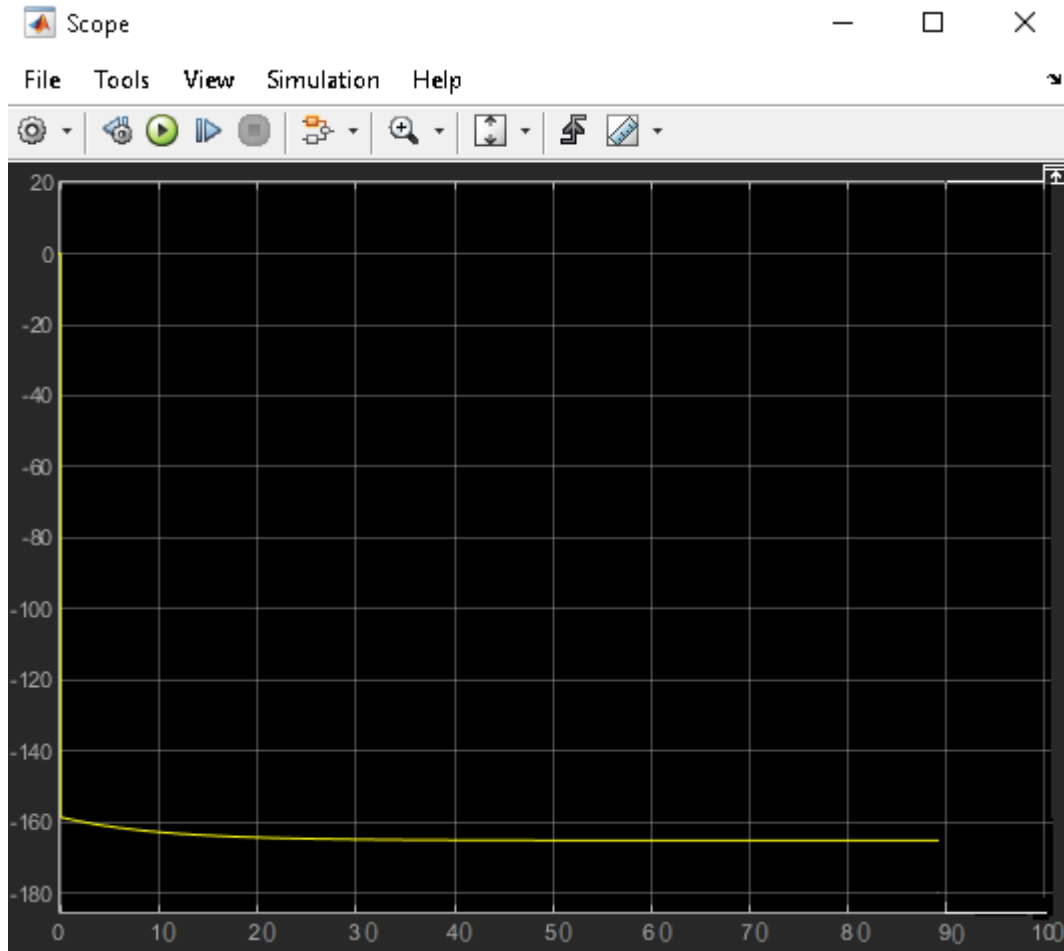


Figure V-8 « Courbe de la température dans la cuve »

Sur la figure au-dessus nous pouvons voir que la température de la cuve est à -160°C à l'instant $t=0$, après que le capteur ait envoyé le signal à l'actionneur (la vanne de régulation) cette dernière s'ouvre laissant passer un débit Q_e d'azote liquide, suite à l'échange thermique qui se produit la température du GNL redescend à -168°C .

- Le temps de réponse est de 25s
- Le système est précis
- Le système est fiable

V.4 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons simulé le système de régulation de température et vu les blocs qui constituent la boucle de régulation : l'actionneur qui est la vanne de régulation.

Les résultats de la simulation donnés par le logiciel matlab simulink grâce aux équations d'échange de chaleur entre l'azote liquide et le GNL s'avère bons avec un temps de réponse de système court.

Chapitre V **Simulation du système de régulation de la température**

Conclusion générale

Les hydrocarbures demeurent la source d'énergie la plus utilisée au monde et continue à jouer ce rôle stratégique tant que l'homme n'aura pas trouvé d'autres sources d'énergie. Le GNL est un gaz dont la combustion est moins nocive pour l'environnement que les autres combustibles à base de pétrole (GPL). Toutefois, contrairement à d'autres gaz, le GNL possède des propriétés dangereuses liées à sa nature cryogénique. Étant donné que ces gaz sont traités en quantités énormes, toutes les précautions pratiques pour réduire les fuites et limiter toutes les sources d'inflammation sont importantes. Pour le transport en vrac, les gaz sont constamment liquéfiés simplement, parce qu'un volume donné pourrait être utilisé pour une quantité supplémentaire.

La spécificité des navires transportant du gaz naturel liquéfié est donc principalement liée à la complexité des opérations de la manutention ainsi que la préservation de la cargaison (GNL). Le principal problème inévitable auquel les méthaniers font face est l'évaporation du GNL, en plus des incidents qui pourraient surgir lors de la manutention de la cargaison.

Afin d'assurer le transport et la manutention du GNL avec un taux de sécurité élevé et sans avaries ou incident/accident majeur, La compétence du personnel ainsi que la fiabilité des équipements lié aux opérations commerciales ont une grande influence sur la sécurité du navire ainsi que sa cargaison. Ils doivent être suivis scrupuleusement à bord. Aussi, une bonne connaissance et une parfaite utilisation des différents instruments liés à l'exploitation de cette cargaison sont indispensable.

Notre travail présente les différentes particularités et aspects du méthanier, surtout sur le plan de l'instrumentation et de l'automatisation. Via nos travaux de recherche ainsi qu'à la consultation de la documentation liée à la thématique retenue, nous avons pu effectuer une simulation numérique précise de la régulation de la température à travers le système de refroidissement opérant grâce à une vanne de régulation permettant, à son ouverture, un échange thermique se produisant entre l'azote liquide

avec une température de -190 °C et le GNL à -163 °C . Il est important de noter que l'installation du système de refroidissement a une influence majeure sur la diminution du taux d'évaporation du GNL liquide.

Les simulations numériques ont été effectuées par l'utilisation de l'environnement MATLAB. Les résultats obtenus ont été présentés par des courbes ces dernières ont été interprétées d'une manière consistante. On en conclue que l'installation du système de refroidissement basé sur l'azote liquide influe positivement sur le taux d'évaporation du GNL.

Il est préférable que nos travaux numériques soient suivis par des travaux expérimentaux réalisés sur un bon d'essai dans un laboratoire dédié afin de valider nos résultats numériques..

Finalement, de plus amples travaux de recherche sur la thématique seraient très bénéfiques au secteur maritime, en mettant à contribution les futurs projets de fin d'études qui pourraient être proposés.

Références Bibliographiques

- [1] International Energy Agency. World Energy Outlook: Are we entering a golden age of gas Special report, Paris. (2011).
- [2] BP Statistical Review of World Energy. BP plc. London. (2015)
- [3] Migliore, C. Natural Gas Conditioning and Processing. In: Riazi, M. R., Eser, S., Agrawal, S. S., Peña Díez, J. L. (eds.) Petroleum Refining and Natural Gas Processing. ASTM International, USA, pp. 249-286. (2013)
- [4] Lowell, D., Wang, H., Lutsey, N. Assessment of the fuel cycle impact of liquefied natural gas as used in international shipping. The International Council on Clean Transportation (ICCT), White paper, USA. (2013)
- [5] Rosenstiel, D. P. von. LNG in Germany: Liquefied Natural Gas and Renewable Methane in Heavy-Duty Road Transport. German Energy Agency (DENA), Berlin. (2014)
- [6] BP Energy Outlook 2035. BP plc. London, UK. (2015)
- [7] Peebles, M. Natural Gas Fundamentals. Shell International Gas Limited, London, UK. (1992)
- [8] Support de cours Pr.ESSADKI : électronique de puissance et l'automatique.
- [9] Support de cours Pr.OUADIAA : Régulation Industrielle et simulation sur MA*TLAB.
- [10] Support de cours Pr.EL FADIL : Capteurs et organes

