

Rapport d'enquête

Sur l'incendie survenu au sein de l'unité
HDT du Pôle Pétrochimique de Berre
opéré par LyondellBasell et situé à
Berre-l'Etang (13) le 20 janvier 2025

Bordereau documentaire

Organisme auteur : Bureau d'Enquêtes et d'analyses sur les risques industriels (BEA-RI)

Titre du document : Rapport d'enquête technique sur l'incendie survenu au sein de l'unité HDT du Pôle Pétrochimique de Berre opéré par LyondellBasell et situé à Berre-l'Etang (13) le 20 janvier 2025.

N° : MTE-BEARI-2025-011

Date du rapport : 14/11/2025

Proposition de mots-clés : incendie, explosion, matériaux, phase transitoire / démarrage, gestion des modifications, HTHA, hydrogène

Avertissement

L'enquête technique faisant l'objet du présent rapport est réalisée dans le cadre des articles L. 501-1 à L. 501-19 du Code de l'Environnement.

Cette enquête a pour seul objet de prévenir de futurs accidents. Sans préjudice, le cas échéant, de l'enquête judiciaire qui peut être ouverte, elle consiste à collecter et analyser les informations utiles, à déterminer les circonstances et les causes certaines ou possibles de l'évènement, de l'accident ou de l'incident et, s'il y a lieu, à établir des recommandations de sécurité. Elle ne vise pas à déterminer des responsabilités.

En conséquence, l'utilisation de ce rapport à d'autres fins que la prévention pourrait conduire à des interprétations erronées.

Au titre de ce rapport on entend par :

- Cause de l'accident : toute action ou événement de nature technique ou organisationnelle, volontaire ou involontaire, active ou passive, ayant conduit à la survenance de l'accident. Elle peut être établie par les éléments collectés lors de l'enquête, ou supposée de manière indirecte. Dans ce cas le rapport d'enquête le précise explicitement.
- Facteur contributif : élément qui, sans être déterminant, a pu jouer un rôle dans la survenance ou dans l'aggravation de l'accident.
- Enseignement de sécurité : élément de retour d'expérience tiré de l'analyse de l'évènement. Il peut s'agir de pratiques à développer car de nature à éviter ou limiter les conséquences d'un accident, ou à éviter car pouvant favoriser la survenance de l'accident ou aggraver ses conséquences.
- Recommandation de sécurité : proposition d'amélioration de la sécurité formulée par le BEA-RI, sur la base des informations rassemblées dans le cadre de l'enquête de sécurité, en vue de prévenir des accidents ou des incidents. Cette recommandation est adressée, au moment de la parution du rapport définitif, à une personne physique ou morale qui dispose de deux mois à réception, pour faire part au BEA des suites qu'elle entend y donner. La réponse est publiée sur le site du BEA-RI.

Synthèse

Le 20 janvier 2025, entre 14h et 16h, une défaillance électrique impacte l'unité du vapocraqueur. Les unités d'hydrotraitements (HDT) des coupes C5 et C6⁺ du Pôle Pétrochimique de Berre, opérées par LyondellBasell, à Berre-l'Etang (13) sont arrêtées. Alors que le redémarrage de l'unité HDT des coupes C5 a débuté, sans autre signe annonciateur, à 16h43 un grand bruit suivi d'une explosion et d'un incendie surviennent dans l'unité HDT. L'incendie durera un peu plus de 3 heures.

À l'issue de son enquête, le BEA-RI retient que la fuite est due à la rupture brutale et complète d'une tuyauterie de recyclage d'hydrogène vers l'entrée d'un réacteur, créant une brèche de pleine section. Les examens métallurgiques de la tuyauterie d'hydrogène alimentant le réacteur d'hydrogénération et désulfuration ont montré que la rupture s'est produite au niveau d'un coude en acier carbone fragilisé par le mécanisme d'attaque à l'hydrogène à haute température. Contrairement au reste de la tuyauterie réalisée en acier faiblement allié, le matériau utilisé pour réaliser ce coude a été identifié comme non conforme aux préconisations de construction, alors que dès la conception de l'unité en 1979, le risque de fragilisation par l'hydrogène chaud était identifié.

En complément, le scénario de rupture étant exclu des analyses de risque car réputé physiquement impossible, la mise en œuvre des procédures d'urgence a été sans effet sur l'alimentation du feu. Enfin, la fermeture complète de la vanne de fond difficilement accessible a été retardée.

Dans ce rapport, sont formulés des enseignements de sécurité sur les modifications opérées en cours de chantier et le contrôle des procédures de mise en sécurité.

Le BEA-RI émet les recommandations suivantes à l'attention de l'exploitant

- **Procéder à une reconnaissance de l'ensemble des tuyauteries à risque HTHA de l'usine pour identifier d'autres portions ou équipements qui auraient été réalisés dans une nuance d'acier non conforme aux plans de conception et procéder à leur remplacement ;**
- **Veiller à ce que les modifications qui interviennent en cours de chantier (chantiers sur projets nouveaux ou installations existantes, opérations de maintenance) soient tracées en cours de chantier ou à la réception du chantier, et, le cas échéant, validées par le service d'inspection reconnu ;**
- **Renforcer l'entretien et le contrôle des vannes afin de garantir leur bon fonctionnement dans le temps ;**
- **Etudier, si la sécurité intrinsèque ne pouvait être garantie par le seul design, la possibilité d'installer des vannes pilotables depuis le poste de contrôle ou, à défaut, renforcer la protection des zones où se trouvent les panneaux de commande présents sur les unités afin de les rendre plus accessibles et utilisables.**

Sommaire

I.	Rappel sur l'enquête de sécurité.....	7
II.	Constats immédiats et engagement de l'enquête	7
II.1	Les circonstances de l'accident	7
II.2	Le bilan de l'accident	8
II.3	Les mesures prises après l'accident.....	8
II.4	L'engagement et l'organisation de l'enquête	8
III.	Contextualisation.....	9
III.1	Le groupe	9
III.2	Le site	9
III.3	L'installation.....	11
III.3.1	<i>Le fonctionnement</i>	11
III.3.2	<i>L'équipement</i>	13
III.4	L'attaque par l'hydrogène à chaud (High Temperature Hydrogen Attack - HTHA).....	14
IV.	Déroulement de l'évènement.....	15
IV.1	Déclenchement de l'évènement.....	15
IV.2	L'intervention des secours privés	17
V.	Compte-rendu des investigations menées.....	18
V.1	Reconnaissance de terrain	18
V.1.1	<i>Les témoignages.....</i>	18
V.1.2	<i>Situation de l'unité au moment de l'accident</i>	18
V.1.3	<i>L'équipement impliqué</i>	18
V.1.4	<i>Prise en compte du risque d'HTHA.....</i>	19
V.1.5	<i>Les résultats du plan d'inspection spécifique</i>	20
V.1.6	<i>Le dossier de construction</i>	21
V.1.7	<i>L'analyse des données extraites du contrôle commande.....</i>	23
V.1.8	<i>Les vannes de fonds du réservoir V925</i>	24
V.1	Analyse de l'Institut de Soudure	25
VI.	Conclusions sur le scénario de l'événement.....	28
VI.1	Scénario	28
VI.2	Facteurs contributifs.....	30
VI.2.1	<i>Le processus de validation des modifications en phase travaux</i>	30
VI.2.2	<i>Difficulté de localisation de la fuite</i>	31
VI.2.3	<i>Le mauvais fonctionnement des vannes et l'absence de commandes à distance</i>	31
VI.2.4	<i>Le maintien en fonctionnement des pompes.....</i>	31
VI.2.5	<i>L'absence de vannes à sécurité positive.....</i>	32
VI.2.6	<i>Les moyens de secours internes</i>	32
VI.2.7	<i>La phase de redémarrage</i>	32

VII. Enseignements de sécurité.....	33
VII.1 La modification en cours de chantier.....	33
VII.2 Le contrôle des procédures de mise en sécurité	33
VIII. Recommandations de sécurité	33
VIII.1 A destination de l'exploitant.....	33

Rapport d'enquête

Sur l'incendie survenu au sein de l'unité HDT du Pôle Pétrochimique de Berre opéré par LyondellBasell et situé à Berre-l'Etang (13)

I. Rappel sur l'enquête de sécurité

L'enquête technique faisant l'objet du présent rapport est réalisée dans le cadre des articles L. 501-1 à L. 501-19 du Code de l'Environnement. Cette enquête a pour seul objet de prévenir de futurs accidents. Sans préjudice, le cas échéant, de l'enquête judiciaire qui peut être ouverte, elle consiste à collecter et analyser les informations utiles, à déterminer les circonstances et les causes certaines ou possibles de l'évènement, de l'accident ou de l'incident et, s'il y a lieu, à établir des recommandations de sécurité. Elle ne vise pas à déterminer des responsabilités. En conséquence, l'utilisation de ce rapport à d'autres fins que la prévention pourrait conduire à des interprétations erronées.

II. Constats immédiats et engagement de l'enquête

II.1 Les circonstances de l'accident

Le lundi 20 janvier 2025, vers 16h30, l'unité HDT-Vapo du pôle Pétrochimique de Berre, opérée par LyondellBasell, est en phase de redémarrage. Quelques heures auparavant une panne électrique ayant affectée des perturbations process sur le vapocraqueur a entraîné l'arrêt des unités d'hydrotraitement. Conformément au mode opératoire, aucun personnel n'est présent dans l'unité au cours de cette phase de redémarrage.

À 16h43, sans qu'aucun signe précurseur ne soit détecté, une explosion se produit au sein de l'unité à proximité des réacteurs. Il s'en suit un incendie que les équipes de secours internes éteindront en 3 heures environ.



Photographies 1 et 1bis : photographies de l'explosion (à gauche) et de l'incendie (à droite)

II.2 Le bilan de l'accident

L'accident n'a fait aucune victime et les dommages causés aux installations sont limités à l'unité. L'explosion et l'incendie qui ont suivi ont provoqué son arrêt pendant plusieurs mois.

Les relevés de qualité de l'air n'ont pas montré d'impact significatif. Les eaux d'incendies ont été collectées et traitées.

II.3 Les mesures prises après l'accident

À la suite de l'accident, l'installation a été consignée et mise en sécurité dans l'attente notamment d'inspections ultérieures (diagnostics des structures, nettoyage, décalorifugeage pour inspection des équipements et évaluation des impacts de l'incendie).

II.4 L'engagement et l'organisation de l'enquête

Au vu des circonstances et du contexte de l'accident, le directeur du bureau d'enquêtes et d'analyses sur les risques industriels (BEA-RI) a décidé l'ouverture d'une enquête.

Les enquêteurs techniques du BEA-RI se sont rendus sur place le lundi 31 janvier. Ils ont recueilli les témoignages ou déclarations écrites des acteurs impliqués dans l'évènement et dans sa gestion. Ils ont eu, consécutivement à ces entretiens et aux réunions techniques organisées par la suite, communication des pièces et documents nécessaires à leur enquête.

III. Contextualisation

III.1 Le groupe

LyondellBasell (LYB) est une multinationale américaine spécialisée dans la chimie, implantée sur les cinq continents. Elle a été créée en décembre 2007 par la fusion de Lyondell Chemical Company et Basell Polyolefins.

Le groupe produit une large gamme de produits chimiques et de polymères, notamment de l'éthylène, du propylène et des polyoléfines. Il est l'un des plus importants producteurs mondiaux de polyéthylène et de polypropylène.

LyondellBasell possède 32 sites de production à travers le monde, avec une forte présence aux États-Unis, en Europe et en Asie. Le groupe emploie environ 20 000 personnes et a réalisé un chiffre d'affaires de 40,3 milliards de dollars en 2024.

III.2 Le site

Le pôle pétrochimique de Berre est un complexe industriel de près de 1 000 hectares situé à Berre-l'Étang (13). Ce site intègre plusieurs unités de production, des infrastructures logistiques telles que des installations portuaires, des pipelines, ainsi que des terminaux de stockage et de distribution.



Plus concrètement, LYB exploite un vapocraqueur, une unité d'hydrotraitements des essences (HDT), des unités de polypropylène (PP) et de polyéthylène (PE) et leurs différents stockages associés, une unité d'extraction de butadiène (EBD) avec ses stockages associés, et une unité de fabrication de DilsoButylène.

La société exploite enfin pour le compte d'autres groupes dans le cadre d'un contrat d'exploitation, des installations de production et les stockages de :

- Caoutchoucs thermoplastiques pour le compte de KRATON,
- PVC, pour le compte de KEM ONE,
- Additifs pour le compte d'INFINEUM.

Le site de Berre emploie environ 1 000 personnes.

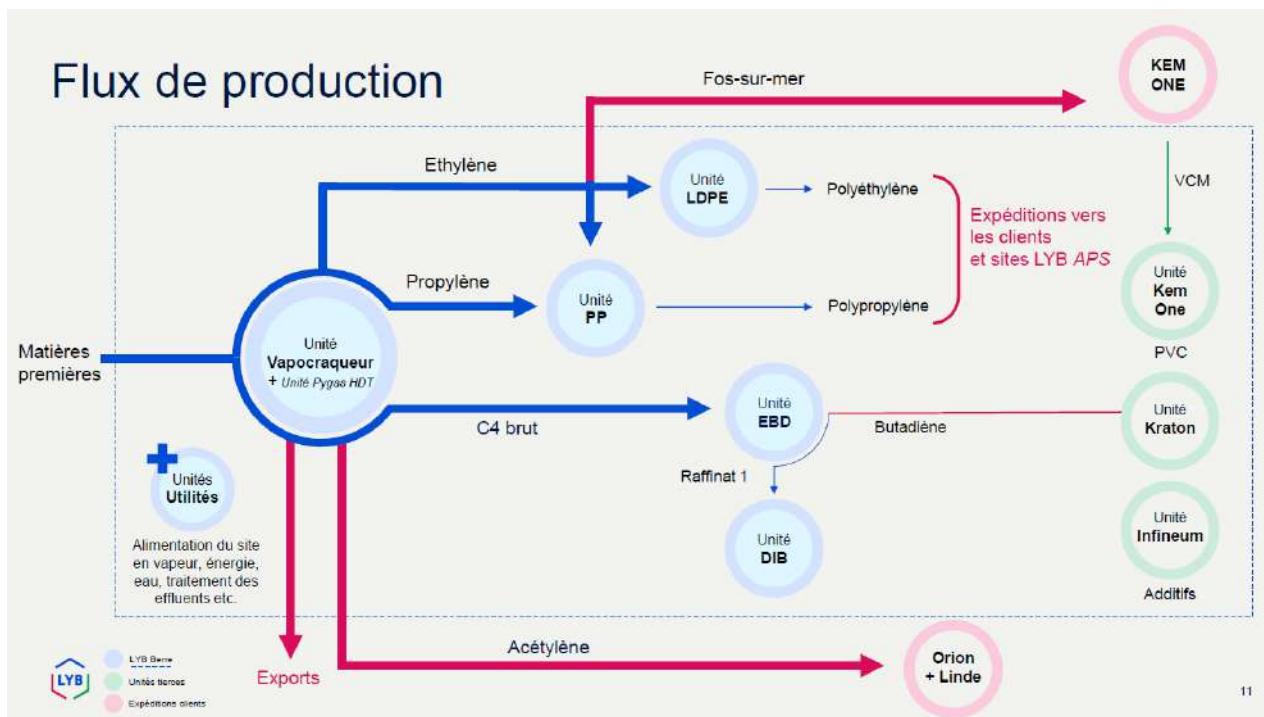


Figure 1 : Schéma de principe des flux de production (Crédit : LyondellBasell)

En termes de management de la sécurité et d'encadrement réglementaire, le site est soumis à autorisation au titre de la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement et est classé Seveso Seuil Haut au titre de la directive européenne. Il dispose d'un Service d'inspection reconnu par la DREAL¹. La réponse opérationnelle de l'exploitant en cas d'accident s'appuie sur un Plan d'Opération Interne (POI) et sur un service d'intervention et de moyens de lutte contre l'incendie propres constitués de matériels et de personnels dédiés à la lutte contre l'incendie et aux secours des blessés.

Le pôle pétrochimique de Berre fait par ailleurs l'objet d'un plan de prévention des risques technologiques (PPRT) approuvé le 28 avril 2015² et d'un plan particulier d'intervention (PPI).

¹ <https://www.paca.developpement-durable.gouv.fr/04-les-services-inspection-reconnus-a14234.html>

² <https://www.bouches-du-rhone.gouv.fr/contenu/telechargement/13339/76315/file/arr%C3%AAt%C3%A99%2028%20avril%202015.pdf>

III.3 L'installation

III.3.1 Le fonctionnement

L'accident s'est produit sur une unité annexe à celle de l'unité de vapocraquage, l'installation principale du pôle pétrochimique. Le vapocraquage est un procédé qui consiste à casser, à haute température et en présence de vapeur d'eau, les chaînes d'hydrocarbures présentes dans un mélange pétrolier. Cela permet d'obtenir des chaînes plus courtes et très réactives, comme l'éthylène, le propylène, la coupe C4³, et l'essence de pyrolyse. Ces produits sont appelés oléfines, terme qui désigne des hydrocarbures contenant des doubles liaisons carbone-carbone. Ces doubles liaisons rendent les oléfines très réactives et utiles comme matières premières dans la fabrication de nombreux produits chimiques et plastiques.

L'unité de vapocraquage accueille également une unité Pygas HDT (hydrotraitements des essences de pyrolyse) qui sert à traiter l'essence de pyrolyse⁴ (pygas : Pyrolysis Gasoline) qui correspond à la fraction distillant entre 40°C et 205°C issue du vapocraqueur. Cette essence de pyrolyse doit être hydrogénée et désulfurée selon la coupe traitée pour être utilisée comme carburant ou comme matière première pour d'autres unités en aval. Il s'agit en pratique de produits correspondant aux coupes C5, C6 et C7+.

L'unité HDT Pygas comporte plusieurs étapes de traitement :

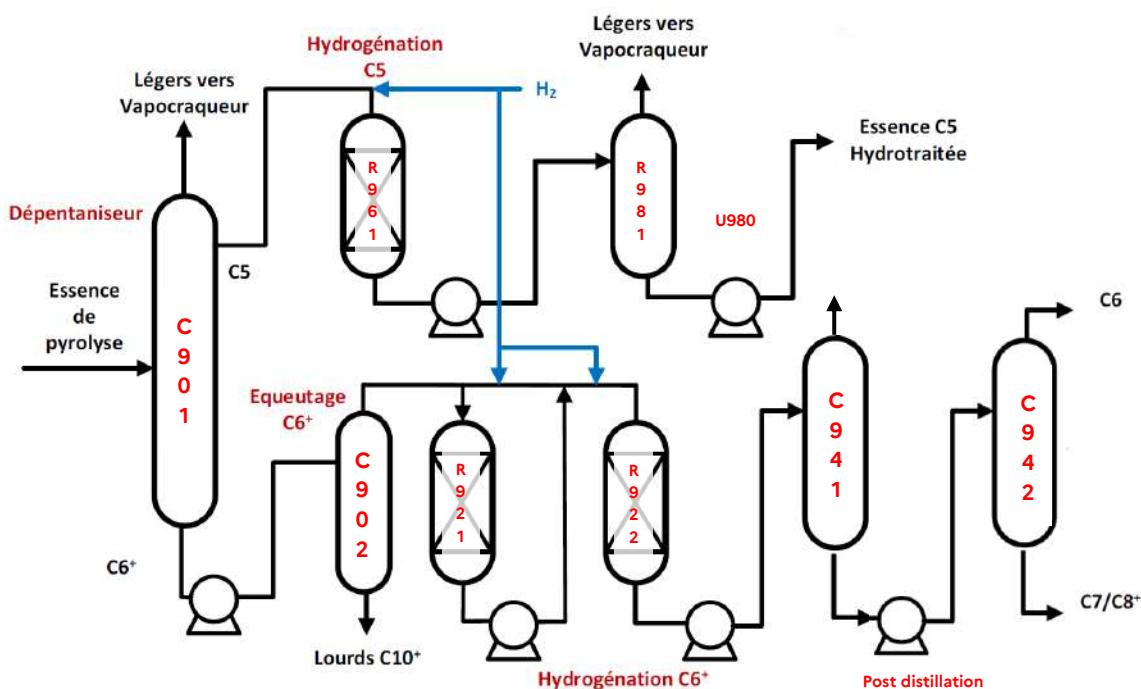


Figure 2 : Synoptique simplifié du HDT Pygas.

³ Mélange d'hydrocarbures qui contiennent 4 atomes de carbone : butane, butène, butadiène et isobutène.

⁴ L'essence de pyrolyse est un sous-produit du processus de vapocraquage, riche en oléfines, di-oléfines et composés aromatiques, qui nécessite un traitement supplémentaire (comme l'hydrotraitements) pour être utilisée comme carburant ou comme matière première dans d'autres procédés chimiques.

L'essence de pyrolyse arrive dans une première colonne de distillation (Dépentaniseur C901) qui a pour fonction de séparer les hydrocarbures en C5 de la fraction plus lourde C6+. Chacune de ces coupes subit alors une phase d'hydrogénéation.

Hydrogénéation de la coupe C5

La coupe C5 est dirigée vers le réacteur d'hydrogénéation R961, où elle est mise en contact avec de l'hydrogène recyclé. Dans ce réacteur, les di-oléfines⁵ sont hydrogénées en mono-oléfines. Les fluides sont à une pression de 65 bars relatif et à une température d'entrée de réacteur comprise entre 65 et 70°C. En sortie de réacteur, les fluides empruntent la section de post-distillation des C5 (unité U980 – colonne C981) qui contient une colonne de stabilisation destinée à enlever les coupes légères qui repartent vers le vapocraqueur et séparer la coupe C5 destinée au "pool" essence C7/C9 ou le pool Naphta.

Hydrogénéation de la coupe C6+

La coupe C6+ obtenue en sortie du dépentaniseur (colonne C901) est envoyée vers la colonne "re-run C902" où la majorité des hydrocarbures C10+ sont récupérés en fond et recyclés. Le produit de tête (coupe C6-C8+) alimente le premier réacteur d'hydrogénéation R921. Dans ce réacteur qui fonctionne en phase mixte liquide-gaz, les di-oléfines sont hydrogénées en mono-oléfines et les alkénylaromatiques sont convertis en aromatiques⁶. Le réacteur est opéré à une pression de 45 bars relatif avec une température d'entrée 60/70°C et une température de sortie 110°C.

Ils sont ensuite dirigés vers un second réacteur d'hydrogénéation (R922). Dans ce réacteur qui fonctionne en phase vapeur, les conditions opératoires permettent principalement d'hydrogénier les mono-oléfines en paraffines, de désulfurer les composés soufrés en H2S.

Les fluides sont à une pression de 45 bars relatif et à une température comprise entre 257°C et 310°C.

Les procédés d'hydrogénéation impliquent l'injection de dihydrogène à des pressions et des températures élevées (plusieurs dizaines de bars et plus de 100 °C) dans la chaîne de process. Il est comprimé au moyen de compresseurs (K922 et K921) et injecté en différents points de l'unité en amont des réacteurs.

⁵ Hydrocarbure ayant deux doubles liaisons carbone-carbone.

⁶ Les alkénylaromatiques contiennent des doubles liaisons carbone-carbone (C=C) dans leur structure. Lors de la réaction, ces doubles liaisons sont converties en liaisons simples, et des atomes d'hydrogène sont retirés de la molécule. Cela conduit à la formation de cycles aromatiques, qui sont des structures plus stables.

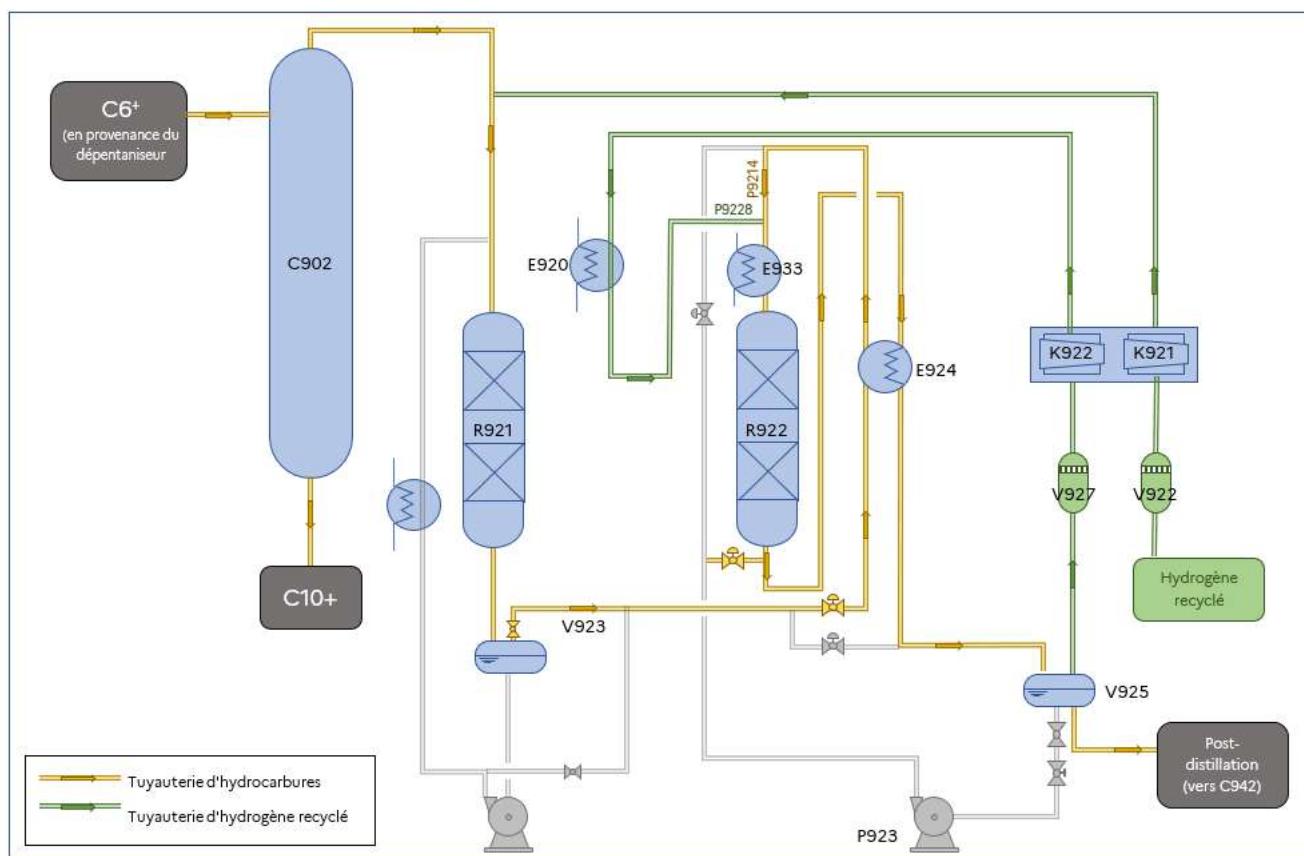


Figure 3 : Zoom sur l'hydrogénéation de la coupe C6+. Les tuyauteries en hydrocarbures sont représentées en jaune et celles en hydrogène en vert.

En sortie de réacteur R922, les produits passent en post-distillation. Cette section comporte un passage dans la colonne de stabilisation C941 qui a pour but de séparer les gaz légers (principalement apportés par l'hydrogène frais) et l'hydrogène sulfuré formé dans le réacteur de la 2ème étape, de l'essence C6+ bi-hydrogénée et désulfurée.

Les essences stabilisées provenant du fond de la colonne de stabilisation alimentent le déhexaniseur C942. Cette colonne de distillation a pour but de séparer une coupe C6 riche en benzène d'une coupe d'essence C7+.

III.3.2 L'équipement

L'équipement mis en cause est une tuyauterie référencée P 9228 utilisée pour injecter du dihydrogène chaud en amont du second réacteur d'hydrogénéation de la coupe C6+ (R922). La charge issue du R921 est à une pression de 45 bars et une température de 250°C. Cette tuyauterie est, selon le plan d'inspection et les standards de conception de l'époque, réalisée dans une nuance d'acier ASTM A335 P11 ce qui correspond à un acier en alliage de chrome-molybdène adapté au transport d'hydrogène et utilisé pour des procédés à haute température (teneur en chrome de 1,00 % à 1,50 %, teneur en molybdène de 0,44 % à 0,65 %).

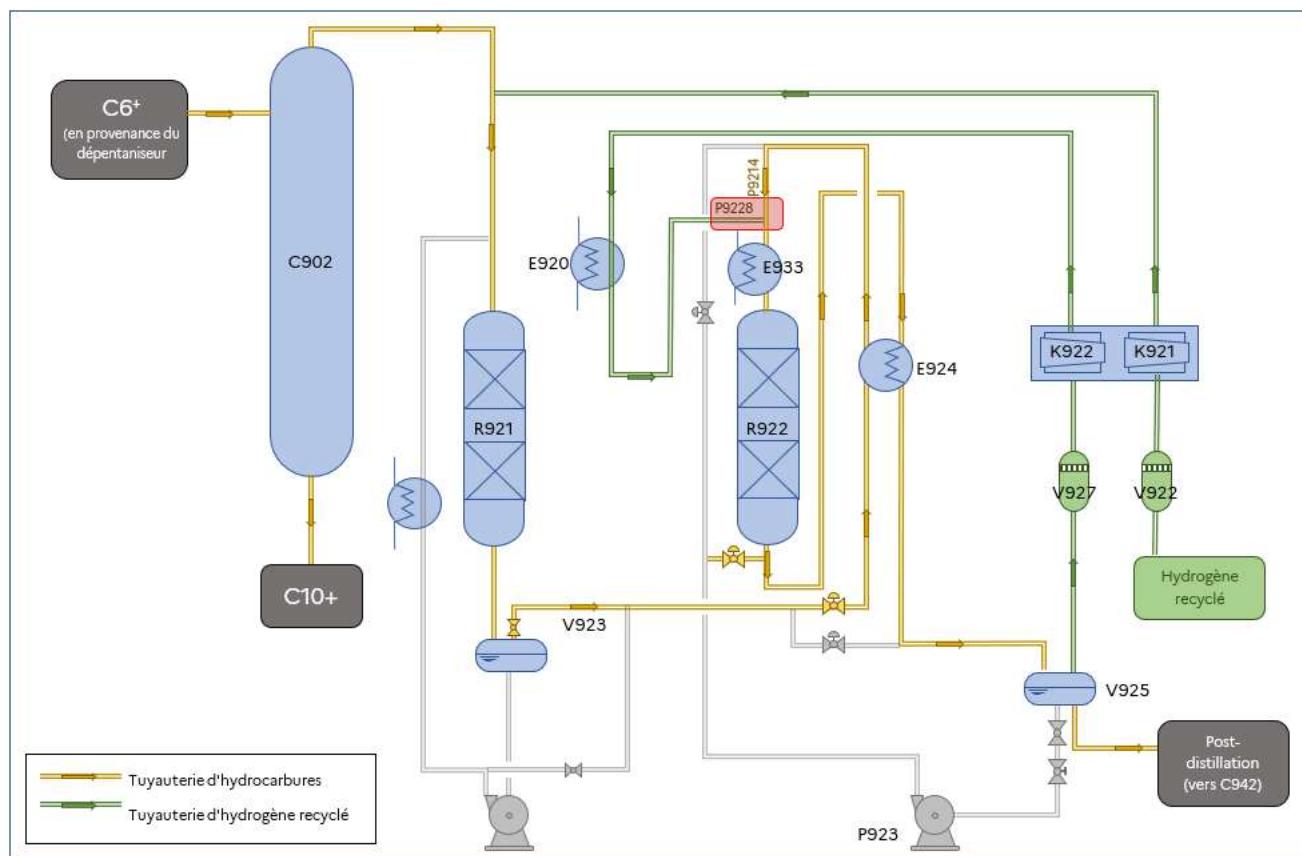


Figure 4 : localisation de l'équipement impliqué dans la séquence accidentelle (zone rouge)

III.4 L'attaque par l'hydrogène à chaud (High Temperature Hydrogen Attack - HTA)

Qu'il soit stocké en récipient ou transporté par tuyauterie, l'hydrogène à haute température (supérieure à 200-250°C selon les matériaux), a la faculté de pénétrer dans le métal. Celui-ci réagit avec le carbone de l'acier pour former du méthane (CH_4). Du fait du piégeage des atomes de carbone par l'hydrogène, l'acier perd une partie de sa résistance et de sa ductilité. Dans le même temps, le méthane formé reste piégé dans les grains, augmentant la pression intergranulaire. Ce phénomène provoque à terme de la fissuration.

Les premières observations de dégradation des aciers au carbone et faiblement alliés exposés à de l'hydrogène à haute température datent des années 40 et 50. Ces dégradations ont été constatées dans l'industrie pétrochimique. Au cours des années qui ont suivi, des études ont été menées pour comprendre comment l'hydrogène diffuse dans les microstructures métalliques, provoquant fissuration et perte de ductilité. Dans les années 70 apparaît l'API 941⁷, norme de l'American Petroleum Institute, qui liste les matériaux résistants au HTA en fonction de la température et de la pression d'hydrogène. Elle demeure un document de référence.

⁷ API 941 Steels for Hydrogen Service at Elevated Temperatures and Pressures in Petroleum Refineries and Petrochemical Plants,

On retrouve dans un passé récent, mention de l'HTHA dans l'occurrence d'un accident qui s'est produit en 2010 au sein de la raffinerie Tesoro à Anacortes (Washington, USA). L'enquête du CSB⁸ conclut que l'HTHA était directement en cause, ayant fragilisé les parois d'un échangeur thermique en acier carbone.

Ce mécanisme de dégradation est bien identifié par l'exploitant et le SIR⁹ du site qui s'appuie notamment sur une documentation détaillée¹⁰ produite par le groupe LyondellBasell et complétée par le SIR lui-même.

IV. Déroulement de l'évènement

IV.1 Déclenchement de l'évènement

Le lundi 20 janvier 2025, une opération de redémarrage de l'unité HDT a débuté vers 16h00. Cette opération commence par la partie d'unité qui traite les coupe C5 tandis que la partie d'unité qui traite les coupes C6+ est mise en attente. Cette mise en attente se traduit par une interruption de la charge du réacteur R921 et son recyclage via la capacité V923 et la pompe P923AB. Le réacteur R922 est bypassé et balayé par un flux d'hydrogène recyclé depuis la capacité V925.

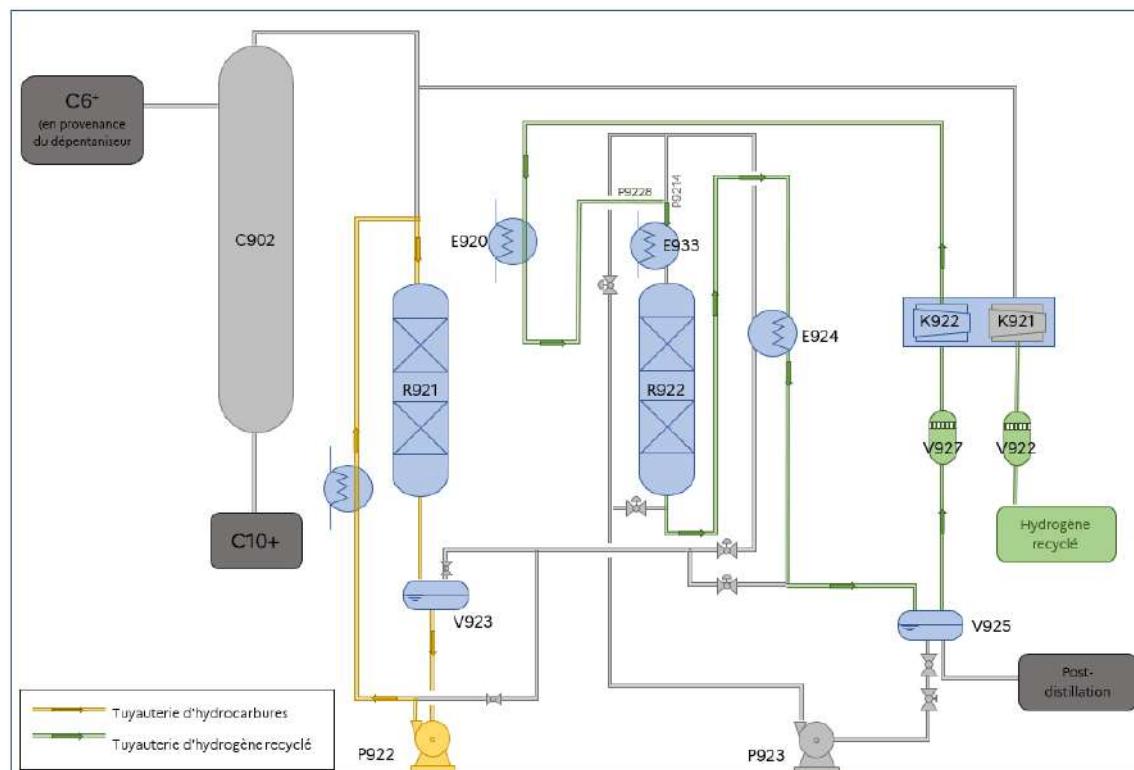


Figure 5 :
Configuration de
l'unité en attente
de redémarrage.
Les équipements
grisés ne
participent pas au
fonctionnement de
cette section
d'unité.

⁸ CSB Chemical Safety Board. Rapport sur l'accident de Tesoro : <https://www.csb.gov/tesoro-anacortes-refinery-fatal-explosion-and-fire/>

⁹ Un SIR est un service d'inspection interne à un établissement ou à plusieurs établissements. Il peut prendre en charge une partie des opérations de contrôle réglementaires sous réserve d'être reconnu par l'administration et/ou d'être accrédité par le comité français d'accréditation.

¹⁰ Librairie des mécanismes de dégradation ATTAQUE PAR L'HYDROGÈNE A HAUTES TEMPERATURES HTAINTTEGR/ISM/LIS/150

Quelques minutes avant l'accident, du fait de l'augmentation attendue de la température à l'entrée du réacteur R922, la vanne de quench¹¹ s'ouvre automatiquement à partir de 16h20 ce qui a pour effet de charger les tuyauteries du réacteur R922 en hydrocarbure. Le refroidissement est ainsi assuré en augmentant la charge en hydrocarbure dont la température est plus basse.

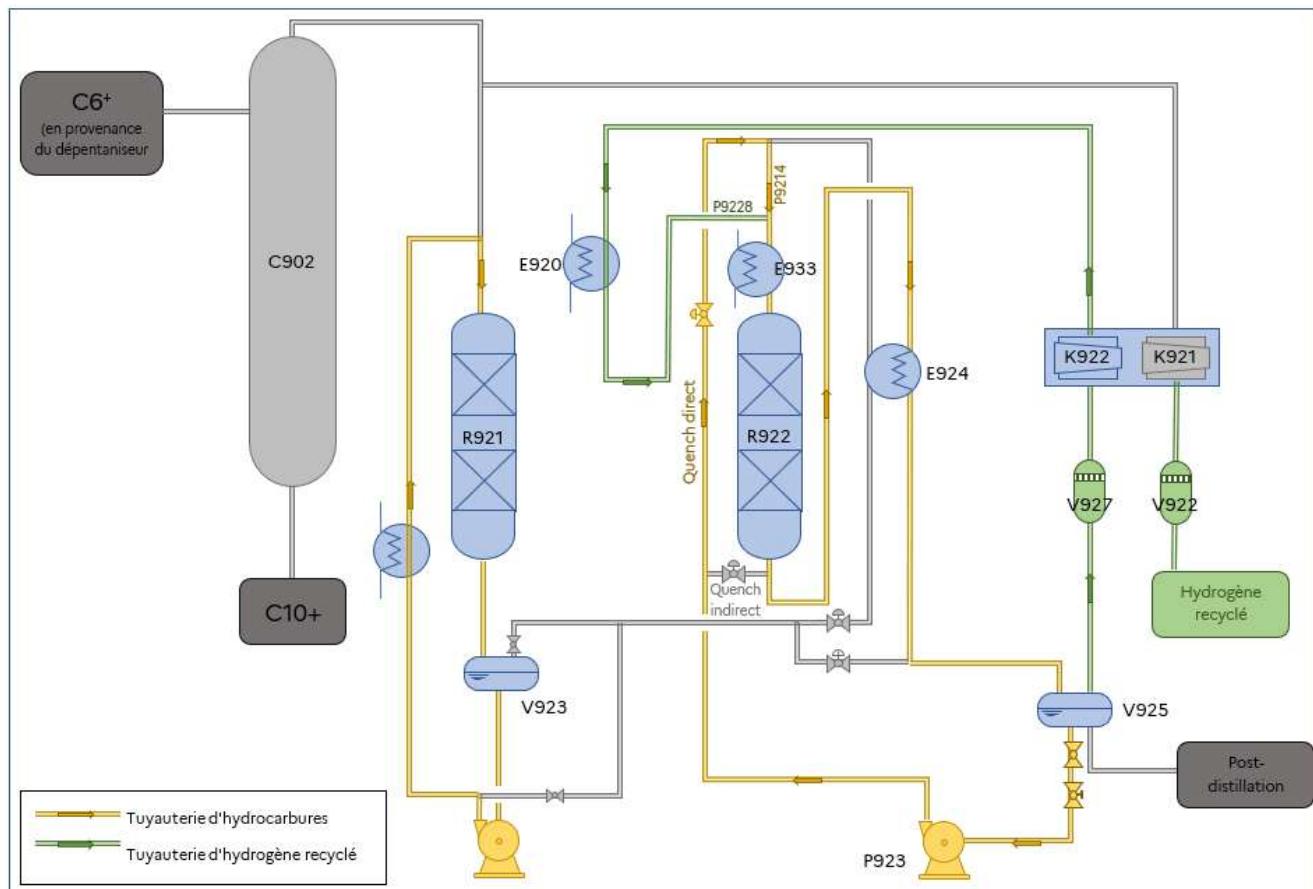


Figure 6 : configuration après ouverture du quench direct.

À 16h43, une baisse rapide de pression est mesurée dans le réservoir V925 qui passe de 22 bars à 0,5 bars en 2 min. Quelques secondes après le début de la baisse de pression, une explosion se produit dans l'unité rapidement suivie d'un incendie.

¹¹ Une vanne de quench est un dispositif utilisé dans les systèmes industriels pour refroidir rapidement ou neutraliser un processus chimique ou thermique, souvent en cas d'urgence ou pour des raisons de sécurité.

Rapidement, des actions sont engagées pour mettre la ligne d'hydrogène en sécurité : arrêt de l'alimentation en vapeur des échangeurs E920 et arrêts des compresseurs d'hydrogène K921 et K922. L'exploitant procède à de multiples tentatives de dépressurisation. Toutes ces actions d'isolement des circuits liquides demeurent sans effet sur l'incendie.

À 17h51, le feu est toujours alimenté. La raison de l'alimentation de l'incendie n'était pas encore comprise, l'alimentation en hydrogène étant coupée, et les charges liquides isolées.

Depuis les premiers instants de l'évènement, les services de secours internes de l'usine ont été mobilisés : trois opérateurs en état de choc ont été pris en charge à l'infirmerie et d'importants moyens en eau fixes et mobiles ont été déployés. L'intervention du service incendie de l'usine est décrite dans la partie suivante.

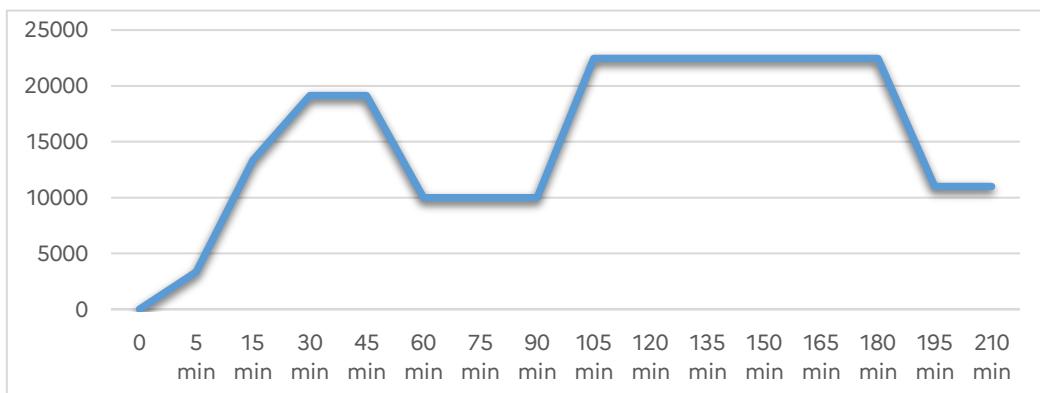
Vers 18h00, l'origine de la fuite enflammée est identifiée au niveau de la tuyauterie P9228 mais son mode d'alimentation reste indéterminé compte tenu de l'arrêt de l'alimentation de l'unité en hydrogène et en hydrocarbure.

À 18h29, les vannes manuelles des capacités V923 et V925 sont fermées et à 18h45 le quench direct (refroidissement) du réacteur R922 est fermé à son tour. Ces actions ont pour effet de stopper l'alimentation de l'incendie. A 19h35, le feu est déclaré éteint. A 20h01, au terme de l'action de refroidissement, deux opérateurs procèdent à une première reconnaissance et constatent la rupture de la ligne P9228 au niveau de son raccordement à la tuyauterie P9214 qui alimente le réacteur R922.

IV.2 L'intervention des secours privés

L'exploitant dispose au travers de son service d'intervention de moyens de lutte contre l'incendie propres. Il a également la possibilité d'activer une convention d'entraide qui lui permet de mobiliser des moyens des autres industriels de la plateforme. Cette convention a été activée le jour de l'événement.

Les premiers moyens en eau ont été déclenchés 5 min après l'explosion au moyen de lances monitors (moyens fixes). Le dispositif est rapidement monté en puissance (en trente minutes environ). Le graphique ci-dessous donne un aperçu des moyens mobilisés au cours de l'évènement.



Graphique 1 : Débits en eau d'extinction sur la durée de l'événement

V. Compte-rendu des investigations menées

V.1 Reconnaissance de terrain

Les enquêteurs techniques du BEA-RI ont procédé aux premiers constats et mené les premières investigations sur les installations impliquées en présence de représentants de l'exploitant. Ils ont par la suite conduit différents entretiens avec plusieurs entités concernées directement ou indirectement par l'accident. Sans reprendre dans le détail l'ensemble des constatations dressées, les enquêteurs retiennent les éléments marquants suivants.

V.1.1 Les témoignages

Les témoignages des opérateurs présents à proximité de la zone de départ de l'incendie mentionnent trois temps dans la survenue de l'accident : la production soudaine et sans signe précurseur d'un grand bruit (assimilable à un jet haute pression) suivi d'une explosion puis d'un incendie.

V.1.2 Situation de l'unité au moment de l'accident

Dans les heures qui ont précédé l'incendie, aux alentours de 14h00, une perte d'alimentation électrique provoque l'arrêt de la production d'hydrogène recyclé et, en cascade, l'arrêt de production de l'unité HDT qui est mise en "stand-by", aussi bien pour les coupes C5 que C6+. A 16h00, l'alimentation électrique est rétablie, et l'hydrogène produit est de nouveau conforme aux spécifications. La décision est prise de remettre en service l'unité HDT en commençant par les coupes C5. Les lignes de l'unité HDT des coupes C6+ est alors en stand-by : tuyauteries en charge et pressions réduites.

Par ailleurs, conformément aux procédures de l'exploitant, l'unité a été évacuée de son personnel d'exploitation.

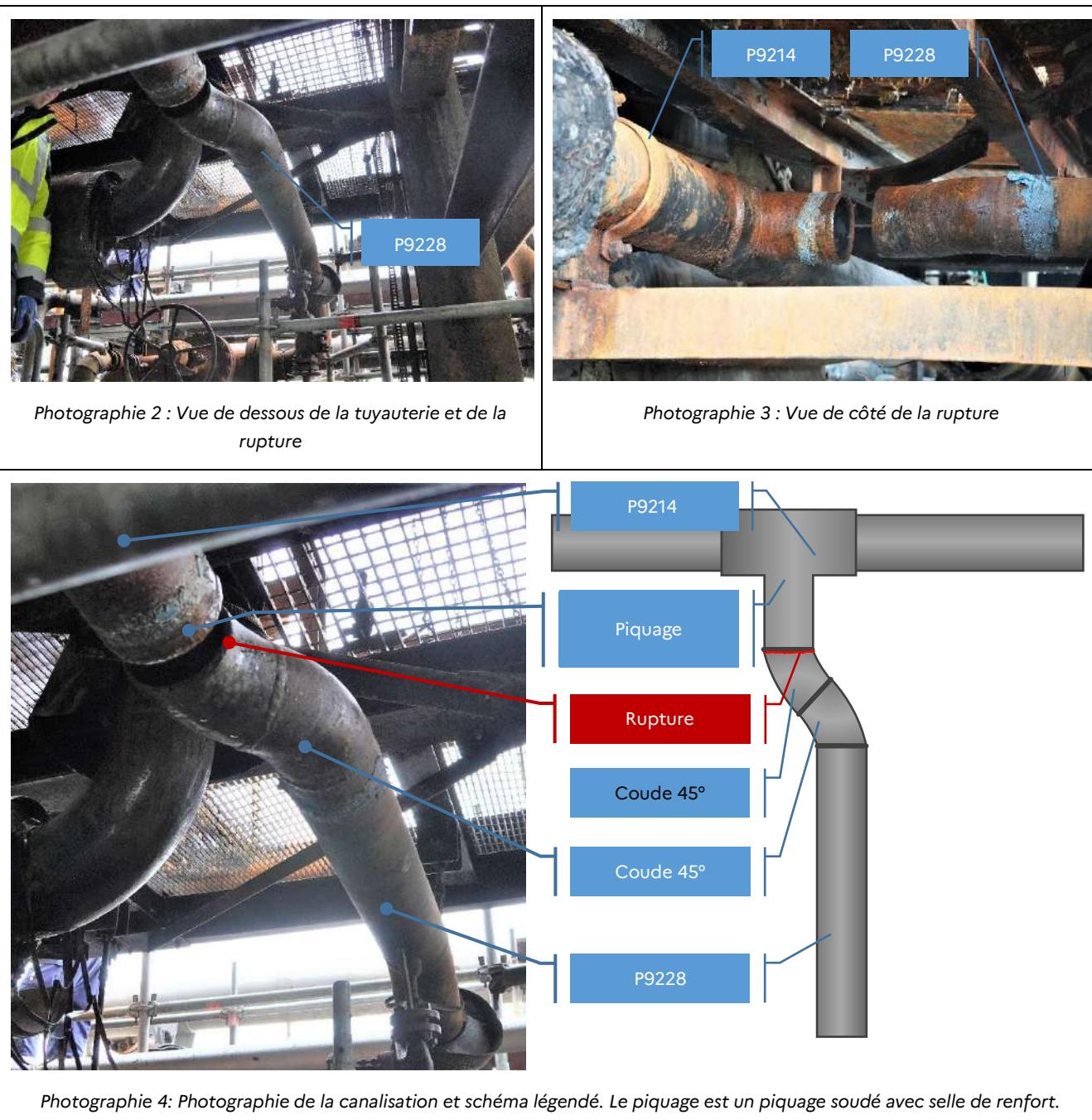
Les causes de la perte d'alimentation n'ont pas été investiguées dans le cadre de la présente enquête dans la mesure où le BEA-RI n'a pas établi de lien de causalité avec l'explosion qui s'est produite.

V.1.3 L'équipement impliqué

Sur la base des constats menés lors de leur déplacement et des reconnaissances ultérieures conduites par les équipes de l'exploitation et du SIR du site qui ont permis de confirmer ces constats, les enquêteurs relèvent que la défaillance initiale est une rupture franche d'une tuyauterie d'hydrogène du procédé d'hydrogénération.

Cette tuyauterie référencée P9228 est un point d'injection d'hydrogène sur la tuyauterie P9214 qui relie les réacteurs R921 et R922, juste avant l'échangeur E923. Il s'agit d'une tuyauterie mise en service en 1980 de diamètre 6 pouces et d'une épaisseur initiale de 10,97 mm, réalisée, selon les documents de mise en service, en acier faiblement allié 1,25% de chrome et 0,5% de molybdène.

La rupture s'est produite avant le piquage de connexion avec la tuyauterie P9214.



V.1.4 Prise en compte du risque d'HTHA

La nuance d'acier annoncée par le dossier de conception¹² est conforme aux normes en vigueur et notamment l'API 941 précédemment citée et révisée à la suite notamment du retour d'expérience de l'accident de Tesoro.

¹² Compte tenu de la date de mise en service de la tuyauterie, l'exploitant ne dispose pas d'un état descriptif au sens de la réglementation actuelle. Toutefois, la tuyauterie P9228 est assortie d'un dossier de fabrication, conformément à la réglementation

Le document d'analyse du risque HTHA émis par le groupe LyondellBasell¹³ rappelle la nature de ce mode de dégradation, et identifie au sein de l'unité HDT les équipements (échangeurs, réacteurs) et les tuyauteries exposées à ce risque. Le document procède à une évaluation de ce risque au regard des températures et des pressions d'utilisation et des nuances d'acier utilisées.

La tuyauterie P9228 et la tuyauterie à laquelle celle-ci est connectée P9214 y sont bien référencées. Le document précise que "les lignes attenantes aux équipements en service hydrogène à hautes températures sont en 1.25 Cr – 0.5 Mo (à l'exception de deux lignes dont la température est < 204 °C, voir commentaires dans le tableau), donc il n'y a pas de risque HTHA pour les tuyauteries".

	E924A > R922	6" P9214	6201X	1,25Cr-0,5Mo		No risk
E924A/F	E924C > E924B	6" P9213	6201X	1,25Cr-0,5Mo	MC900#08	No risk
	E924E > E924D	6" P9212	6201X	1,25Cr-0,5Mo		No risk
	V923 > E924F	6" P9207	6201X	1,25Cr-0,5Mo		No risk
	E932 > E924F	3" P9225F	6201X	1,25Cr-0,5Mo		No risk
	E927 > E924A	8" P9216	6201X	1,25Cr-0,5Mo		No risk
	E924B > E924C	8" P9217	6201X	1,25Cr-0,5Mo		No risk
	E924D > E924E	8" P9218	6201X	1,25Cr-0,5Mo		No risk
	E924F > E926	8" P9219	6201X	1,25Cr-0,5Mo		No risk
E920A/D	E920D > E933	6" P9228	6201X	1,25Cr-0,5Mo		No risk
	E920C > E920D	6" P9258	63011	X6CrNiTi18-10	MC900#10	No risk
	E920B > E920C	6" P9257	63011	X6CrNiTi18-10		No risk
	E920A > E920B	6" P9256	6201X	1,25Cr-0,5Mo		No risk
	E927 > E920A	6" P9227	6201X	1,25Cr-0,5Mo		No risk
	P9227 > P9228	6" P9227A	6201X	1,25Cr-0,5Mo		No risk
	E920D > R961	4" P9229	6201X	1,25Cr-0,5Mo		No risk
	K921/R922 > E920A	6" P9225G	6201X	1,25Cr-0,5Mo		MC900#05
	K961/962 > E920A	4" P9624	6201X	1,25Cr-0,5Mo		MC900#05

Tableau 1 : Tableau extrait du document LyondellBasell d'analyse du risque HTHA pour le site de Berre-l'Etang.

V.1.5 Les résultats du plan d'inspection spécifique

Les tuyauteries de l'unité HDT sont soumises à un plan d'inspection élaboré par le SIR qui a produit, dans le cadre de l'enquête, les fiches d'inspection dédiées aux tuyauteries P9228 et P9214. Ce plan d'inspection prévoit la réalisation de contrôles par ultrason et par gammagraphie sur des points singuliers dont la localisation est précisée sur le plan isométrique présent dans le plan d'inspection.

applicable lors de sa construction, en particulier aux dispositions de l'arrêté ministériel du 15 janvier 1962 relatif à la réglementation des canalisations d'usine, et notamment à son article 7.

¹³ Librairie des mécanismes de dégradation ATTAQUE PAR L'HYDROGÈNE A HAUTES TEMPERATURES HTHAINTTEGR/ISM/LIS/150

L'examen du plan pour la section de tuyauterie comprise entre la dernière vanne et le piquage sur la tuyauterie de P9214 permet de constater deux points de contrôle par ultrason situés en amont de la zone de rupture.

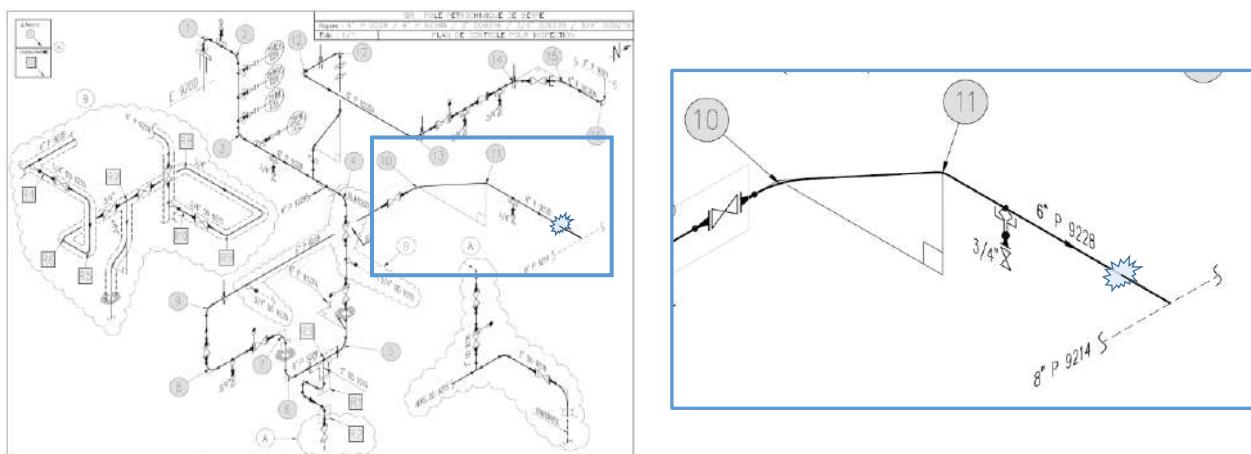


Figure 7 : Isométrique de la ligne P9228 en amont du point de rupture franche

L'examen des résultats des contrôles réalisés fait apparaître des pertes d'épaisseurs maximum de 31,6 % (point de contrôle n°1) depuis la mise en service et une perte maximale de 21% au cours des 11 dernières années (au point n°10) pour les points les plus proches de zone de rupture franche. Pour la section considérée, les points de contrôle 10 et 11 donnent les résultats suivants :

Tableau 2 : tableau des mesures d'épaisseur

Référence du point de contrôle	1	10	11
Epaisseur nominale (en mm)	11	10,97	10,97
Epaisseur au 03/09/2007 (en mm)	7,8	9,8	12,9
Epaisseur au 10/02/2014 (en mm)	7,5	9	13
Epaisseur au 15/01/2019 (en mm)	7,5	8,7	12,7
Perte depuis la mise en service	-32%	-21%	-2%
Perte sur les 11 dernières années	-4%	-11%	-2%

Les résultats donnent des pertes d'épaisseur conformes aux prévisionnels, restent dans les tolérances, et n'ont pas appelé de mesures complémentaires.

V.1.6 Le dossier de construction

Le dossier de construction fait apparaître un agencement des canalisations P9228 et P9214 différent de l'isométrique utilisé dans le plan d'inspection. Une comparaison attentive des deux isométriques permet

de constater la mention sur l'isométrique du dossier de construction de la présence de deux coudes qui permettent le bon alignement final de la tuyauterie P9214 avec le piquage de la tuyauterie P9228.

Isométrique du plan d'inspection	Isométrique du dossier de réalisation
<p>Figure 8 : L'isométrique du plan d'inspection ne mentionne pas de coude.</p>	<p>Figure 9 : l'isométrique du plan de fabrication mentionne deux coudes avant raccordement sur la tuyauterie P9214</p>
<p>Photographie 5 : Photographie de la canalisation et schéma légendé</p>	<p>Photographie 5 : Photographie de la canalisation et schéma légendé</p>

V.1.7 L'analyse des données extraites du contrôle commande

Les données extraites font apparaître distinctement une perte de pression du réservoir V925 aux alentours de 16h43.

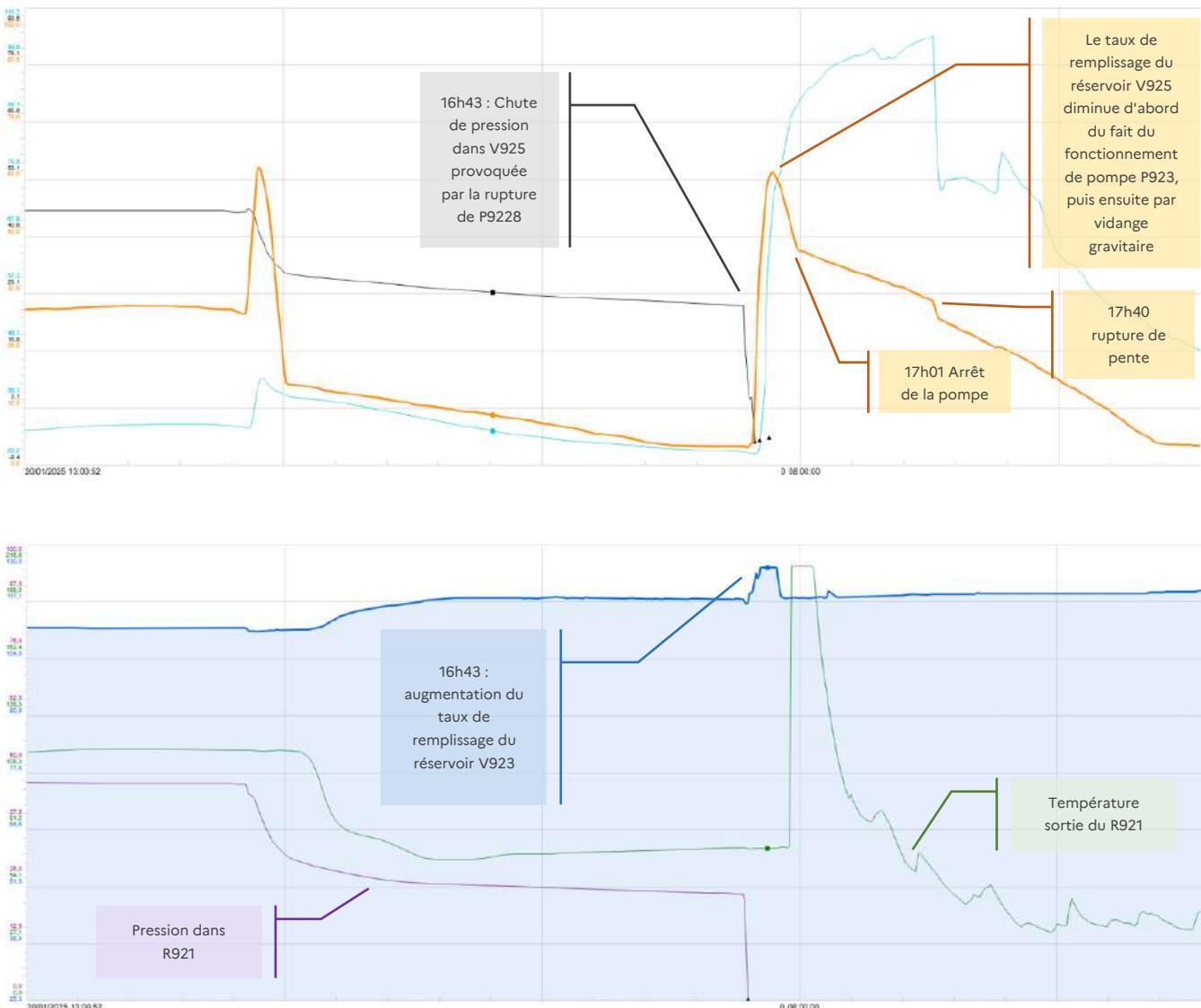


Figure 10 : extrait des données des paramètres d'exploitation de l'unité HDT (crédit : LYB)

À 16h46, l'arrêt du recyclage des réacteurs R921 et R922 (recyclage en hydrocarbure pour le R921 et hydrogène du R922 par arrêt des compresseurs K921 et K922) provoque une augmentation du taux de remplissage du réservoir V923 situé en sortie de R922. Le réservoir V925 se remplit à son tour par surverse du V923.

Dans la même temporalité, la vanne de quench direct s'ouvre à 100% et la pompe P923 maintenue en fonctionnement envoie des hydrocarbures depuis le V925 dans le réacteur R922 ce qui explique la vidange rapide du réservoir V925. La pompe P923 sera stoppée vers 17h00 ce qui réduira le débit

d'alimentation de fuite mais ne le stoppera pas puisque le réservoir V925 va se vider pendant près de 2 heures. La vitesse constante de vidange, alors que les pompes sont neutralisées laisse supposer une vidange gravitaire. La rupture de pente que l'on constate sur la courbe orange aux alentours de 17h40 est attribuée à la tentative de soufflage à l'azote qui a été rapidement abandonnée car elle augmentait la puissance de l'incendie.

On constate enfin que le réservoir V925 se videra en totalité au cours de l'incendie.

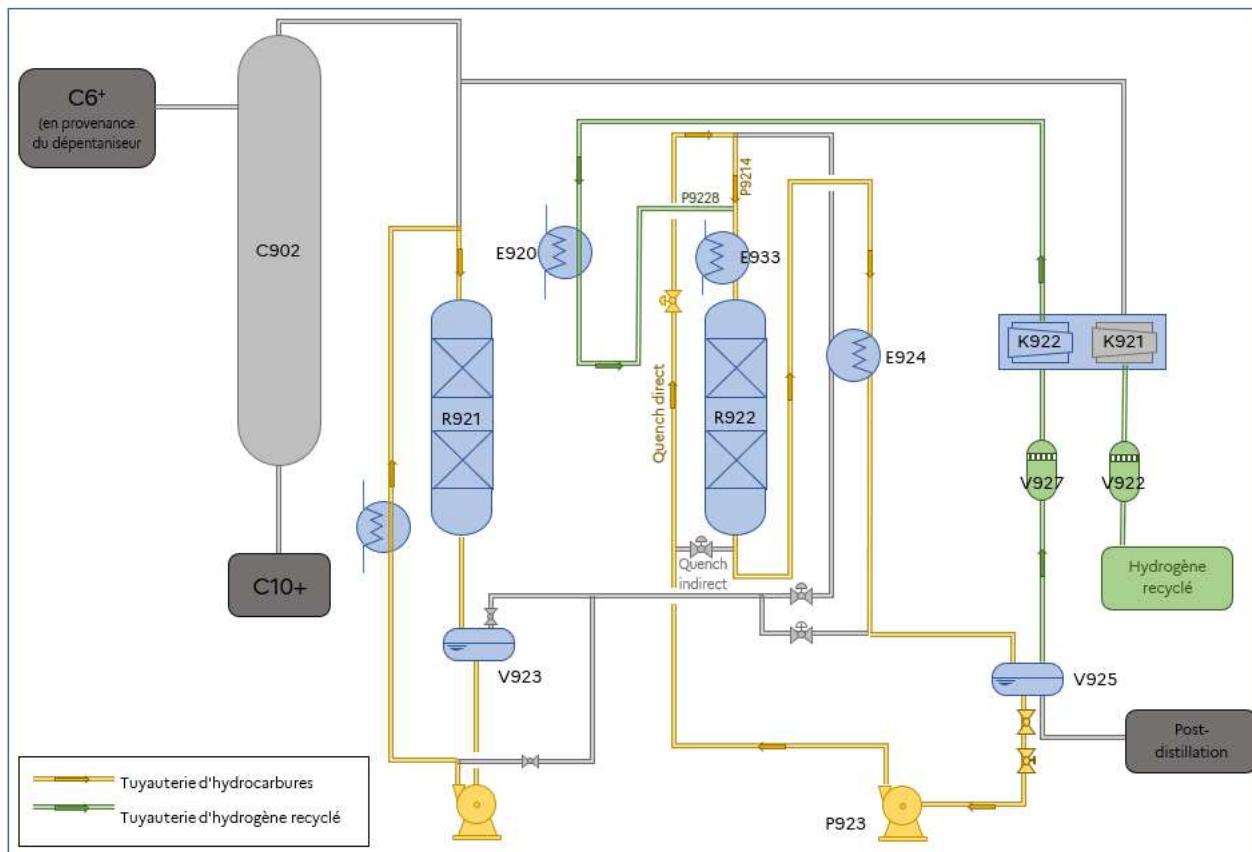


Figure 11 : Situation des circulations de produits au moment de l'explosion

V.1.8 Les vannes de fonds du réservoir V925

Les données extraites du contrôle commande permettent de visualiser l'effet de l'actionnement des vannes de fond du réservoir V925 sur la vidange du réservoir. Les réservoirs V923 et V925 sont équipés de deux vannes, une première (EIP 29HZ020), commandable à distance au moyen de commandes déportées située en périphérie de l'unité HDT, et une seconde manœuvrable uniquement manuellement. L'exploitant a procédé à l'expertise de la vanne sphérique EIP 29HZ020. La manœuvre de cette vanne a permis de constater qu'elle n'était pas étanche et présentait une ouverture résiduelle de 15%.

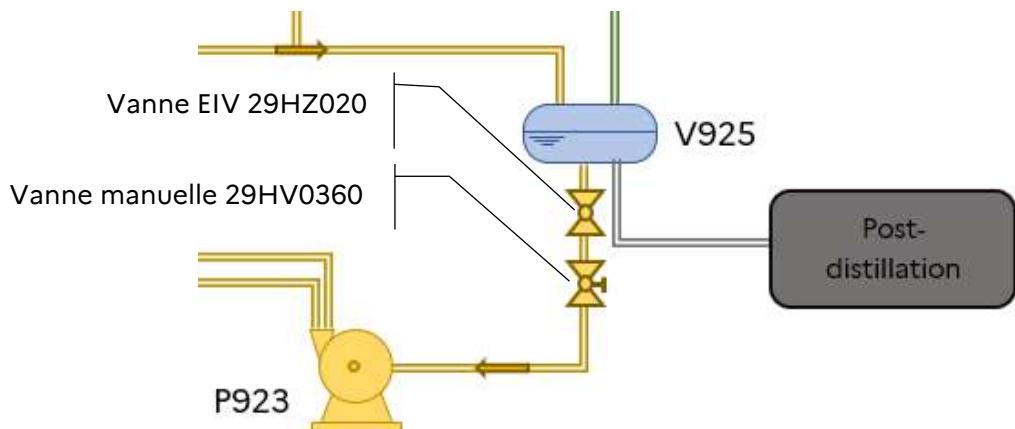
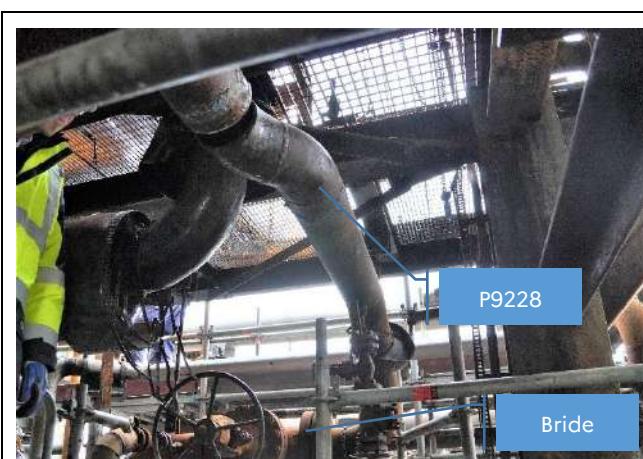


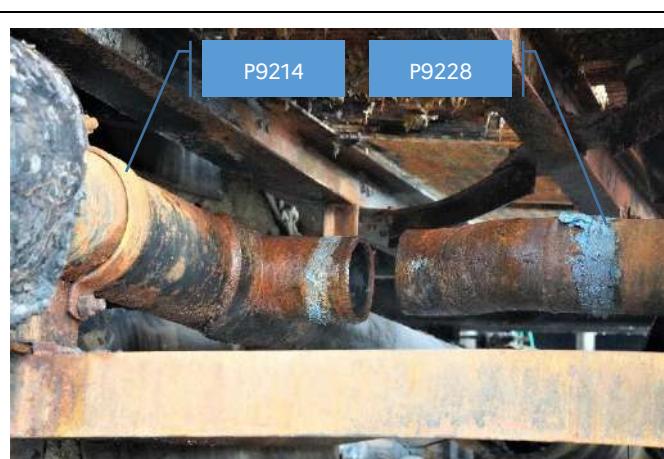
Figure 12 : zoom sur les vannes de fond de cuve V925

V.1 Analyse de l'Institut de Soudure¹⁴

Compte tenu de la nature de la défaillance initiale incohérente avec le mode de défaillance prévu pour ce type de tuyauterie, la décision a été prise de prélever une partie des tuyauteries P9228 et P9214 et de les soumettre à l'expertise de l'Institut de Soudure.

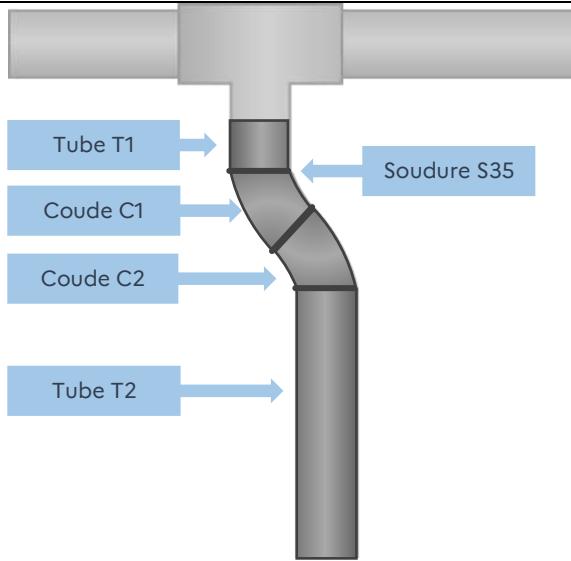


Photographie 6 : Vue de dessous de la tuyauterie P9228, des deux coudes à 45° et de la zone de rupture



Photographie 7 : Vue de côté de la rupture

¹⁴ L'Institut de Soudure est un des experts techniques français de référence dans les domaines du soudage, des techniques connexes, de l'assemblage, des contrôles associés et du monitoring, des matériaux métalliques, polymères et composites.

	<p><u>Champ de l'expertise :</u></p> <p>Les enquêteurs, l'exploitant et le SIR ont fait procéder à la découpe d'une partie de la tuyauterie P9228 qui comprend :</p> <ul style="list-style-type: none">- Le tube T1 : partie du piquage de liaison avec la tuyauterie P9214- Les coudes C1 et C2- Le tube T2 qui n'est pas représenté en totalité puisque le tronçon se prolonge jusqu'à la première bride visible sur la photographie 4.
---	---

L'analyse métallurgique pratiquée par l'Institut de Soudure montre que :

- Le tube T1 non fissuré a été fabriqué avec un acier faiblement allié de nuance P11 (1.25% Cr, 0.5% Mo) conformément aux codes de construction et aux standards en vigueur au moment de la construction (années 80),
- Le coude C1, rompu et fissuré, a été fabriqué avec un acier carbone,
- Le coude C2, non fissuré, a été fabriqué avec un acier faiblement allié de nuance P5 (environ 5% Cr et 0.5% Mo...),
- Le tube T2 a été fabriqué avec un acier faiblement allié de nuance P11 (1.25% Cr, 0.5% Mo...).

L'examen visuel et dimensionnel du tronçon expertisé a mis en évidence :

- Un diamètre extérieur homogène (environ 168mm) au niveau des deux tubes T1 et T2 et des deux coudes C1 et C2, en accord avec une ligne de diamètre 6", aucune déformation du diamètre de la ligne ou de striction de l'épaisseur de la ligne, notamment au niveau de la rupture du coude C1,
- Une rupture intéressant toute la circonférence du coude C1, le long de la soudure de raboutage S35 reliant le tube T1 et le coude C1,
- Visuellement, l'absence de fissure en surface extérieure du tronçon examiné de la ligne 6", notamment le long de la soudure de raboutage S37 (liaison coude C1 rompu et coude C2) et de la soudure de raboutage S38 (liaison coude C2 et tube T2),

- Une perte d'épaisseur assez importante en surface intérieure de certains éléments constituant le tronçon de ligne remis. Ces épaisseurs sont précisées dans le tableau ci-dessous et sont comparées aux dernières épaisseurs mesurées dans le cadre du plan d'inspection.

Epaisseurs mesurées dans le cadre du PIS ¹⁵ au 15/01/2019	Epaisseurs résiduelles mesurées par l'IS
<ul style="list-style-type: none">• Point 1 : 7,5 mm• Point 10 : 8,7 mm• Point 11 : 12,7 mm	<ul style="list-style-type: none">• Tube T1 : 7,5 à 10,4 mm• Coude C1 : 6,2 à 10,3 mm• Coude C2 : 9,1 à 11,3 mm• Tube T2 : 8,1 à 10 mm

Tableau 3 : Tableau de comparaison des mesures réalisées par l'IS et les mesures réalisées dans le cadre du programme d'inspection

Les examens métallographiques ont mis en évidence :

- La rupture relevée dans le coude C1, le long de la soudure de raboutage S35 reliant le tube T1 en P11 et le coude C1 en acier carbone s'est développée selon un mécanisme d'endommagement par HTHA qui se caractérise par la présence d'une rupture à caractère intergranulaire entourée de nombreuses microfissures à caractère intergranulaire et d'une décarburation de l'acier dans les zones fissurées ;
- La fissure traversante relevée dans le coude C1, le long de la soudure de raboutage S37 reliant le coude C1 en acier carbone et le coude en P5, s'est développée également selon un mécanisme d'endommagement par HTHA ;
- L'absence d'endommagement par HTHA sur les autres éléments analysés du tronçon de ligne 6" remis (tube T1 en P11, coude C2 en P5 et tube T2 en P11), notamment le long des soudures de raboutage ;
- L'absence d'endommagement par fatigue d'origine thermique sur le tronçon de ligne 6" remis, notamment le long des soudures de raboutage ;
- L'absence d'endommagement par fluage, notamment le long des soudures de raboutage examinées du tronçon de ligne remis.
- L'absence de défauts de soudage rédhibitoires (par exemple de type manque de fusion ou manque de pénétration...) qui auraient pu favoriser l'amorçage de l'endommagement par HTHA du coude C1 en acier carbone,
- L'absence d'anomalie microstructurale rédhibitoire : absence de structure de trempe, absence de structure de surchauffe, absence de structure fortement coalescée.

¹⁵ PIS : Plan d'inspection spécifique

VI. Conclusions sur le scénario de l'événement

VI.1 Scénario

Les témoignages recueillis ainsi que les constats réalisés lors de la visite (absence de traces d'agressions externes) nous conduisent à exclure assez rapidement des causes externes à l'installation ou une origine malveillante.

Comme cela a pu être établi, l'unité HDT était en cours de redémarrage du fait d'une défaillance électrique sur l'unité du vapocraqueur ayant entraîné la perte d'hydrogène vers les unités d'hydrotraitements. L'opération de redémarrage de l'unité débute par la ligne des coupes C5. En parallèle, la partie d'unité qui traite les coupes C6+ est mise en attente.

Cette mise en attente se traduit par une interruption de la charge du réacteur R921 et de son recyclage via la capacité V923 et la pompe P923AB. Le réacteur R922 est by-passé et balayé par un flux d'hydrogène recyclé depuis la capacité V925. L'hydrogène emprunte la tuyauterie P9228 puis rejoint la tuyauterie d'hydrocarbure P9214 avant de rejoindre R922.

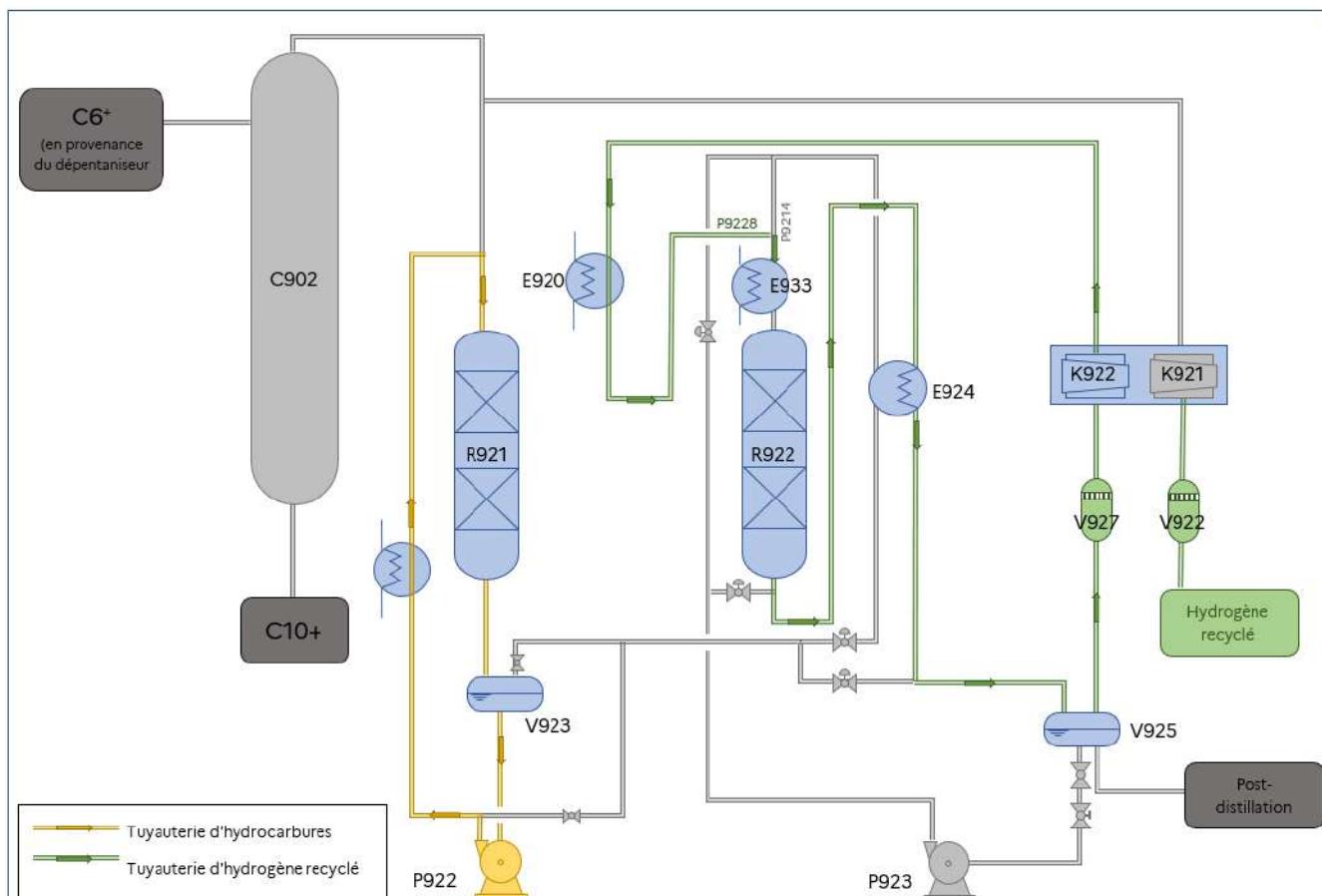


Figure 13 : circulation des fluides suite à la coupure électrique et avant l'accident (recyclage en hydrocarbures du R921 et en hydrogène sur le R922). Le réacteur R922 est balayé par un flux d'hydrogène recyclé à une pression d'une vingtaine de bars environ. La chute de pression dans le réservoir V925 correspond à la rupture de la tuyauterie P9228 en amont du réservoir R922.

Quelques minutes avant l'accident, du fait de l'augmentation normale de la température à l'entrée du réacteur R922, la vanne de quench (circuit de refroidissement) s'ouvre automatiquement à partir de 16h20 ce qui a pour effet de charger les tuyauteries du réacteur R922 en hydrocarbure liquide.

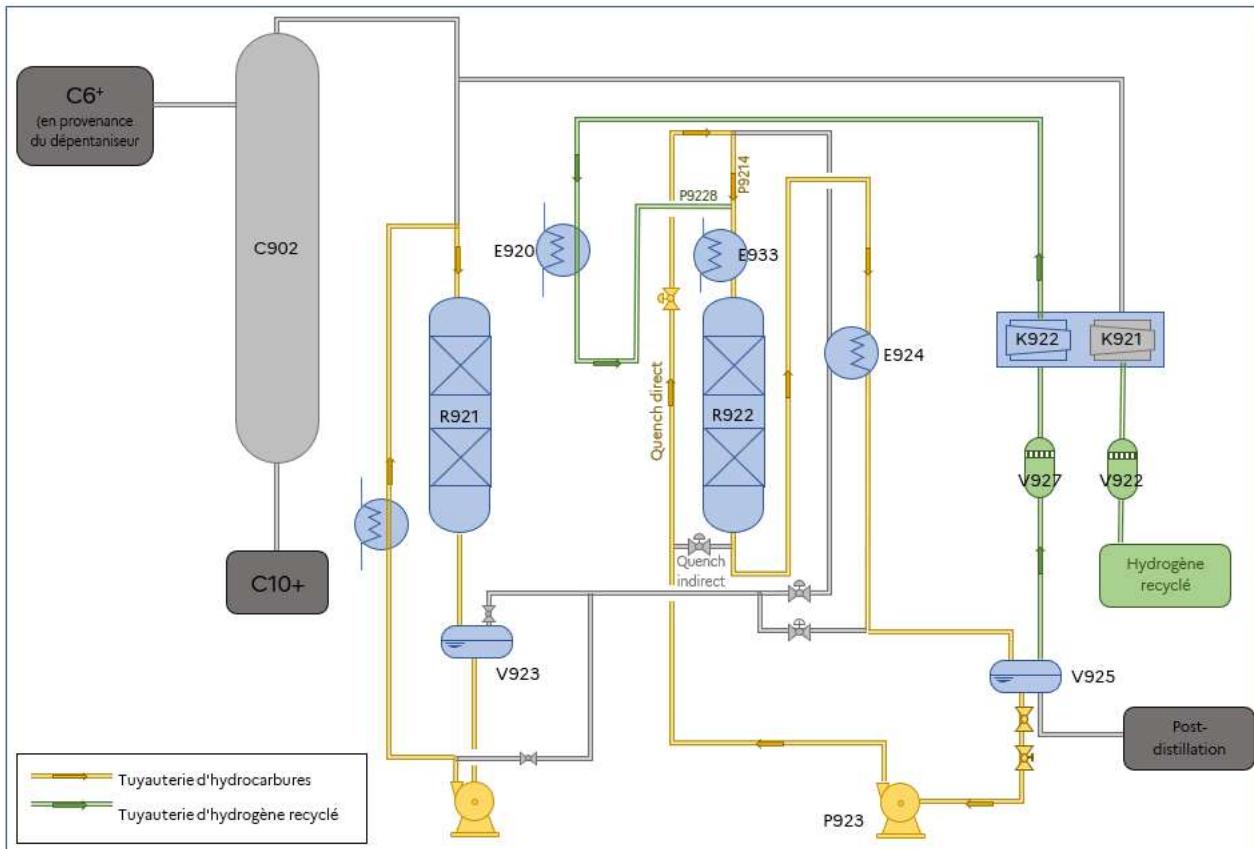


Figure 14 : ouverture de la vanne de quench

La tuyauterie P9228 est une tuyauterie d'hydrogène exposé au risque de HTHA compte tenu des conditions de température et de pression en exploitation. Lors de la construction de l'unité, le raccordement de la tuyauterie P9228 à la P9214 a été réalisé au moyen de deux coudes à 45° dont un a été réalisé dans une mauvaise nuance d'acier (acier carbone au lieu d'un acier non allié). Ce coude a subi une usure de type HTHA.

À 16h43, fragilisée par une perte d'épaisseur (supérieure à 50% de l'épaisseur nominale) et par une fissure traversante qui affecte la totalité de sa circonférence, la tuyauterie P9228 qui transporte de l'hydrogène gazeux à une pression de 22 bars et une température de 287°C cède, libérant un jet d'hydrogène. En présence de nombreuses sources d'ignition (surfaces chaudes, possibilités d'étincelle provoquée par la projection d'un objet sur une surface métallique, décharge électrostatique, ...), le nuage libéré s'enflamme au bout de quelques secondes et produit l'explosion (UVCE).

La rupture se produit juste en amont du piquage. Les hydrocarbures présents dans la tuyauterie P9214 s'écoulent par la rupture franche et s'enflamment, provoquant le début d'incendie.

Les actions réflexes de mise en sécurité (dépressurisation des circuits, balayage à l'azote) sont sans effet.

Au contraire, l'ouverture de la vanne de quench direct à 100% (provoqué par l'augmentation de température à l'entrée du réacteur) et le maintien en fonctionnement de la pompe P923 envoient des hydrocarbures depuis le V925 vers le réacteur R922 par la canalisation P9214 ce qui alimente la fuite au niveau de la rupture.

Vers 18h00, aucune reconnaissance n'a encore permis de localiser avec précision la fuite. L'implication de la tuyauterie d'hydrogène est établie mais le mode d'alimentation de la fuite n'est pas encore connu. Vers 18h45, sur constat de la baisse continue du niveau du réservoir V925, la vanne de quench direct est fermée depuis la salle de contrôle. Au niveau de l'unité, la décision est prise de fermer les vannes de fond des réservoirs V923 et V925. Le réservoir V925 est équipé de deux vannes indépendantes. Elles ne sont pas pilotables par le tableautiste depuis la salle de contrôle. Une première vanne (EIV 29HZ020), est commandable à distance depuis un tableau localisé en périphérie de l'unité HDT. La seconde vanne (29HV0360) est manuelle. La zone où se situe le tableau de commande n'étant pas protégée du rayonnement de l'incendie, il est nécessaire d'attendre qu'elle soit accessible. Elle le sera vers 18h45. Constatant que l'incendie est toujours alimenté, l'exploitant décide de procéder à la fermeture manuelle de la seconde vanne.

À 18h51, la salle de contrôle constate la vidange complète du réservoir V925, ce qui entraînera la diminution de l'incendie.

L'incendie sera déclaré éteint à 19h35.

VI.2 Facteurs contributifs

Les facteurs contributifs sont des éléments qui, sans être déterminants, ont pu jouer un rôle dans la survenance, l'atténuation ou l'aggravation de l'événement.

VI.2.1 Le processus de validation des modifications en phase travaux

Il est difficile de retracer précisément, près de 40 ans après la construction, le contexte précis dans lequel la modification du design de la tuyauterie a été réalisée. Le BEA-RI relève toutefois que l'exploitant connaissait parfaitement le risque HTHA et la nécessité d'opter pour des aciers faiblement alliés pour réduire ce risque. Le plan de fabrication étant différent du tracé réel de la tuyauterie, on peut en déduire que la modification a été apportée lors de la réalisation, probablement pour répondre à une contrainte apparue lors de la phase de montage. Cette évolution n'a donc pas bénéficié du même processus de validation et de contrôle que le reste de l'installation. On note également que cette modification n'a pas été récolée¹⁶ puisqu'elle ne figure ni dans le plan de fabrication ni dans le plan d'inspection. Nous notons également que cette problématique est désormais prise en compte dans les procédures qui encadrent la construction de nouvelles lignes¹⁷.

¹⁶ Opération qui consiste en fin de chantier à vérifier et représenter l'état réel des travaux exécutés.

¹⁷ Problématique prise en compte dans le cadre de la procédure MOC (Management of Change).

VI.2.2 Difficulté de localisation de la fuite

L'unité HDT était en cours de redémarrage comme le prévoient les règles d'exploitation en commençant par la partie de l'unité qui traite les coupes C5, la ligne de traitement de C6+ étant en attente de redémarrage. Lorsque l'explosion, suivie de l'incendie, s'est produite, l'attention s'est naturellement portée sur la partie d'unité qui venait d'être remise en service. Les opérateurs ont donc logiquement déclenché en réaction réflexe la mise en sécurité de cette partie d'unité. Quelques minutes ont été nécessaires pour constater que l'action n'avait aucun effet sur l'incendie en cours et pour cause puisque la fuite alimentée à l'origine de l'incendie concernait l'unité qui était en attente.

VI.2.3 Le mauvais fonctionnement des vannes et l'absence de commandes à distance

L'analyse à postériori de l'incendie qui a suivi l'explosion met en évidence que le seul inventaire en produit de la tuyauterie P9228 ne permet d'expliquer, à lui seul, ni sa durée, ni son intensité. L'incendie a donc été alimenté en hydrocarbures liquides pendant plusieurs heures en raison du maintien en fonctionnement des pompes (cf. point suivant) mais aussi de la fermeture tardive des vannes de fond de réservoir V925, celles-ci n'étant pas manœuvrables au plus fort de l'incendie. Enfin, lorsqu'elles ont pu être manœuvrées, la première vanne utilisée s'est avérée défaillante (ouverture résiduelle de 15%).

VI.2.4 Le maintien en fonctionnement des pompes

Au sein de l'unité HDT, l'évènement principalement redouté concerne le risque d'emballage des réacteurs dans lesquels se déroule la réaction hydrogénéation et en particulier, du réacteur R961 et, concernant la ligne qui traite la coupe C6+, des réacteurs R921 et R922. La rupture des lignes d'hydrogène n'est pas un événement retenu dans la programmation des séquences de mise en sécurité des installations compte tenu du fait que ce risque est censé avoir été écarté par le choix d'un acier non sujet au mécanisme HTA. Dans les conditions d'exploitation du jour de l'événement, les automatismes sont conçus pour qu'en cas d'urgence, l'alimentation en hydrocarbures liquides soit maintenue pour limiter l'augmentation de température dans le réacteur. Cette régulation a eu pour effet, dans les conditions de l'événement, d'alimenter l'incendie jusqu'à ce que la pompe soit coupée.



VI.2.5 L'absence de vannes à sécurité positive

L'exploitant n'a pas fait le choix d'équiper ses process de vannes à sécurité positive. Ces vannes permettent en cas de dérive ou de situation à risque, de faire passer l'installation dans une position sûre, par exemple en stoppant, évacuant ou en injectant un fluide sur des équipements de stockage, de distribution ou des réacteurs. Si ces vannes présentent un intérêt évident dans la mesure où elles assurent leur fonction de sécurité y compris en cas de perte d'utilité, elles peuvent s'avérer inappropriées dans le cadre d'un procédé réactionnel, dans lequel la séquence de mise en sécurité est laissée à la main d'un opérateur. C'est le choix qui a été fait lors de la conception de l'unité HDT. Les dysfonctionnements majeurs, dans le cadre de cette installation, nécessitent en effet une poursuite du refroidissement du réacteur.

VI.2.6 Les moyens de secours internes

L'intervention des moyens de secours internes de l'exploitant et ceux mobilisés dans le cadre du protocole d'entraide ont permis de porter assistance rapidement aux opérateurs présents dans le voisinage du lieu de l'explosion et de limiter les conséquences de l'incendie.

VI.2.7 La phase de redémarrage

L'unité HDT était, au moment de l'événement, en phase de remise en service consécutivement à l'arrêt intempestif qui s'était produit le jour même. Cette remise en service conduisait à avoir une situation caractérisée par des potentiels de dangers moindre qu'en phase normale d'exploitation (maintien en produit de la ligne C6 avec circulation de l'hydrogène à pression réduite par rapport à la pression d'exploitation, 21 bars au lieu de 46 bars). En outre, l'interdiction d'accès à l'unité imposée lors des phases de démarrage a permis qu'aucun opérateur ne se trouve à proximité du lieu de l'explosion et de l'incendie.

Par ailleurs, rien n'indique que la rupture de la tuyauterie soit liée à l'opération de redémarrage et elle aurait donc pu se produire lors d'une phase de production. Par conséquent, les enquêteurs retiennent que cette circonstance particulière a eu un effet atténuateur sur les conséquences de l'accident.

VII. Enseignements de sécurité

VII.1 La modification en cours de chantier

La modification en cours de chantier est une opération qui intervient pour répondre à une contrainte opérationnelle ou un aléa technique. Si cette modification ne bénéficie pas du même niveau d'analyse et de validation que celui qui prévaut en phase de conception et qu'elle échappe à toute traçabilité et de vérification a posteriori, elle peut nuire à la fiabilité et donc à la sécurité des procédés ou des équipements suivis et maintenus conformément aux plans de conception.

VII.2 Le contrôle des procédures de mise en sécurité

Les mises en sécurité automatiques de procédés industriels répondent à des scénarios d'accidents prédéfinis. Lorsque l'évènement qui se produit diffère d'un de ces scénarios de référence, les automatismes peuvent déclencher des actions qui auront pour effet d'aggraver la situation. Il est donc important que l'opérateur garde une analyse critique de la situation (instrumentation adaptée et opérationnelle, bonne connaissance du procédé et des équipements, ...) à partir des informations qui lui parviennent pour réinterroger les actions déclenchées automatiquement et, le cas échéant, les corriger.

VIII. Recommandations de sécurité

VIII.1 A destination de l'exploitant

- Procéder à une reconnaissance de l'ensemble des tuyauteries à risque HTHA de l'usine pour identifier d'autres portions ou équipements qui auraient été réalisés dans une nuance d'acier non conforme aux plans de conception et procéder à leur remplacement ;**
- Veiller à ce que les modifications qui interviennent en cours de chantier (chantiers sur projets nouveaux ou installations existantes, opérations de maintenance) soient tracées en cours de chantier ou à la réception du chantier, et, le cas échéant, validées par le service d'inspection reconnu ;**
- Renforcer l'entretien et le contrôle des vannes afin de garantir leur bon fonctionnement dans le temps ;**

- **Etudier, si la sécurité intrinsèque ne pouvait être garantie par le seul design, la possibilité d'installer des vannes pilotables depuis le poste de contrôle ou, à défaut, renforcer la protection des zones où se trouvent les panneaux de commande présents sur les unités afin de les rendre plus accessibles et utilisables.**



*Liberté
Égalité
Fraternité*



Bureau d'enquêtes et d'Analyses
sur les Risques Industriels

MTE / IGEDD / BEA-RI
Tour Séquoïa
92055 La Défense Cedex

+33 1 40 81 21 22
bea-ri.igedd@developpement-durable.gouv.fr

<https://www.igedd.developpement-durable.gouv.fr/bea-ri-r549.html>