

28e
JOURNÉES D'ÉTUDE DES
MATÉRIAUX EN RAFFINERIE
TEXTES - TOME 2
NANTES
21 et 22 mai 2014



28^e

**JOURNÉES D'ÉTUDE DES
MATÉRIAUX EN RAFFINERIE**

TEXTES - TOME 2

NANTES

21 et 22 mai 2014

Sommaire

Ouverture des 28^{èmes} Journées GEMER (P. Lemerrier Total – Raffinerie de Donges)

Présentation et Historique des Journées GEMER

Retranscription de quelques échanges lors des discussions

A5 Corrosion sur hydrotraitement d'essence par bisulfure d'ammonium (Petroineos: P. Sebastiani)

A7 Étude de la durée de vie résiduelle de réacteurs de reforming - comparaison de méthodes de prédiction Larson Miller vs méthode Oméga (Total: C. Lenevé/J. Igersheim)

B2 Corrosion d'un réacteur d'oxydation de soudes usées (Lyondellbasell: C. Balatre)

B5 Aptitude au service (Fitness For Service) (Total: M. Richez)

B6 Présentation par les Administrations (DGPR/BSEI: J. Boesch/P. Sajot)

B10 Fuite ligne de benzène février 2012 au port de Lavéra (Petroineos: P. Sebastiani)

Flash n°4 Corrosion sur ligne slurry de fond de FCC (Total: M. Richez)

Flash n°5 Nouveaux revêtements externes céramiques réfractaires pour toit de bac de stockage de bitume réchauffé (SRD: J.P. Wahl)

Flash n°10 Corrosion des lignes de sorties de tour sous-vide (SRD: J.P. Wahl)

Total



Ouverture des 28^{èmes} journées GEMER

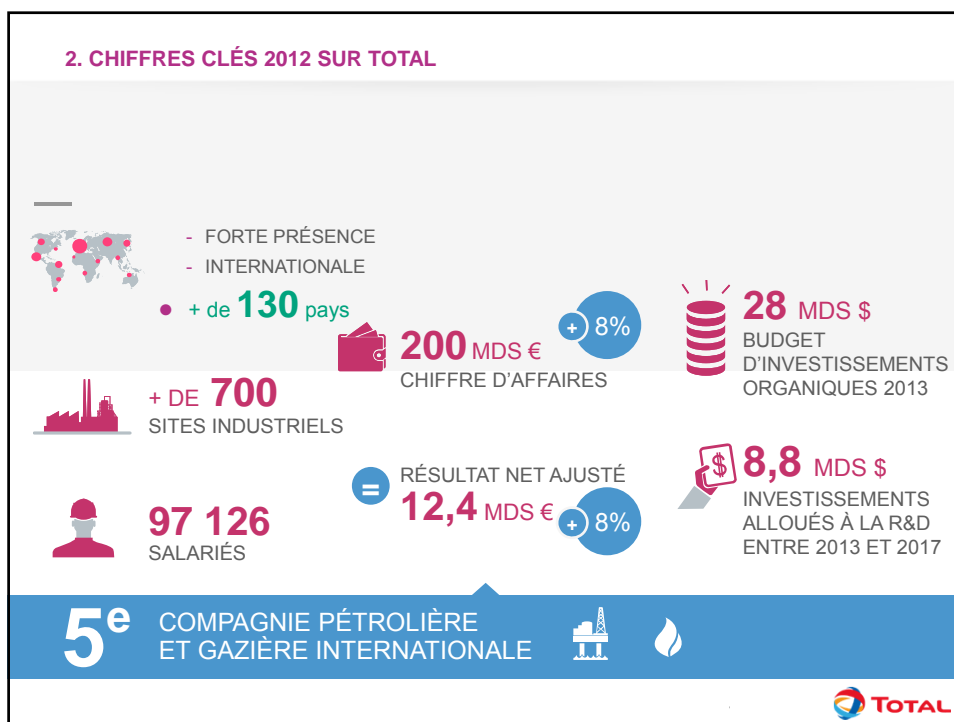
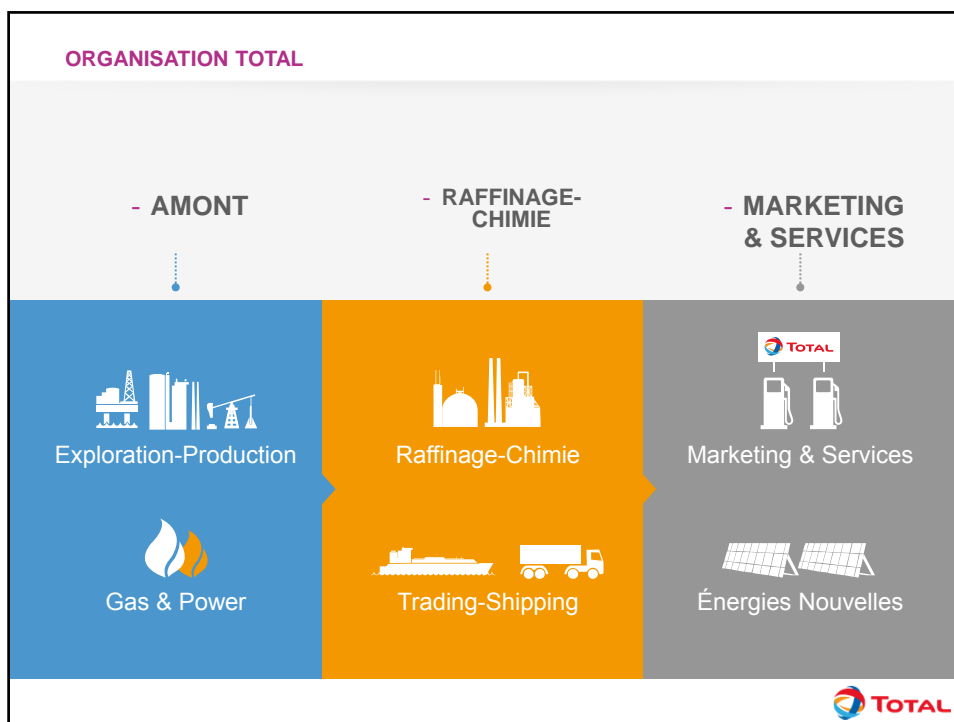
Présentation de la Raffinerie de Donges

LA PLATEFORME DE DONGES
Un site industriel majeur de l'estuaire de la Loire
Bienvenue !

© Kuch / Lathias / Total

TOTAL EN BREF 2013
(DONNÉES 2012)

Présentation de la Raffinerie Donges



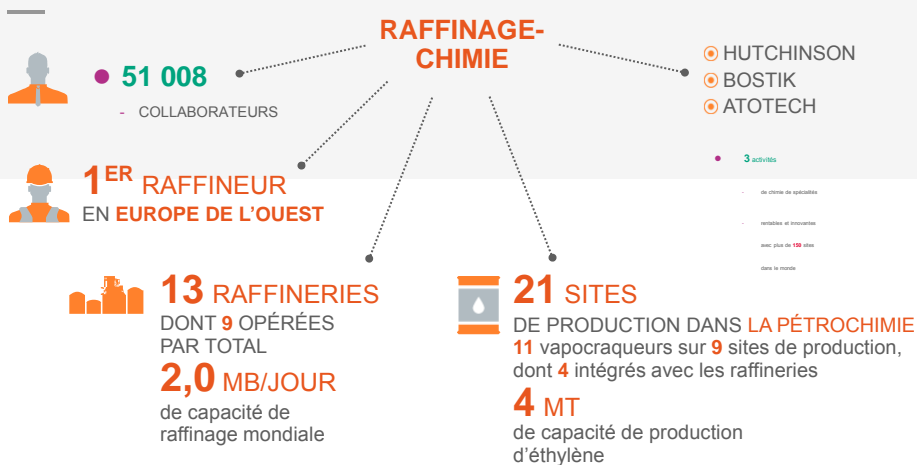
RAFFINAGE-CHIMIE DONNÉES CLÉS



3. LES DONNÉES CLÉS DE NOS ACTIVITÉS

● Les données clés

● 2012





LA RAFFINERIE DE DONGES

Présentation de la Raffinerie Donges



1917, Les origines du pétrole à Donges



- 28 juin 1917 : la première division américaine débarque à Saint-Nazaire.
- Création de la société Paul Paix: installation des premiers réservoirs pétroliers.
- Construction quai et appontements par la compagnie de chemin de fer Paris-Orléans pour réception charbon

Présentation de la Raffinerie Donges



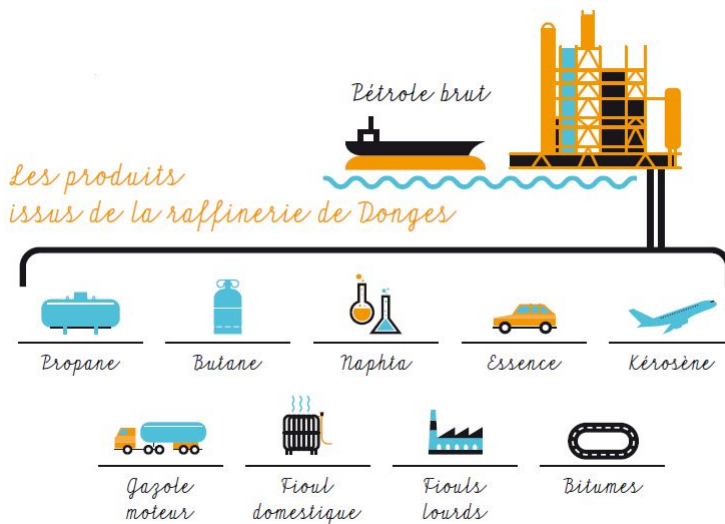
IMPLANTATION DE LA RAFFINERIE DE DONGES



Présentation de la Raffinerie Donges

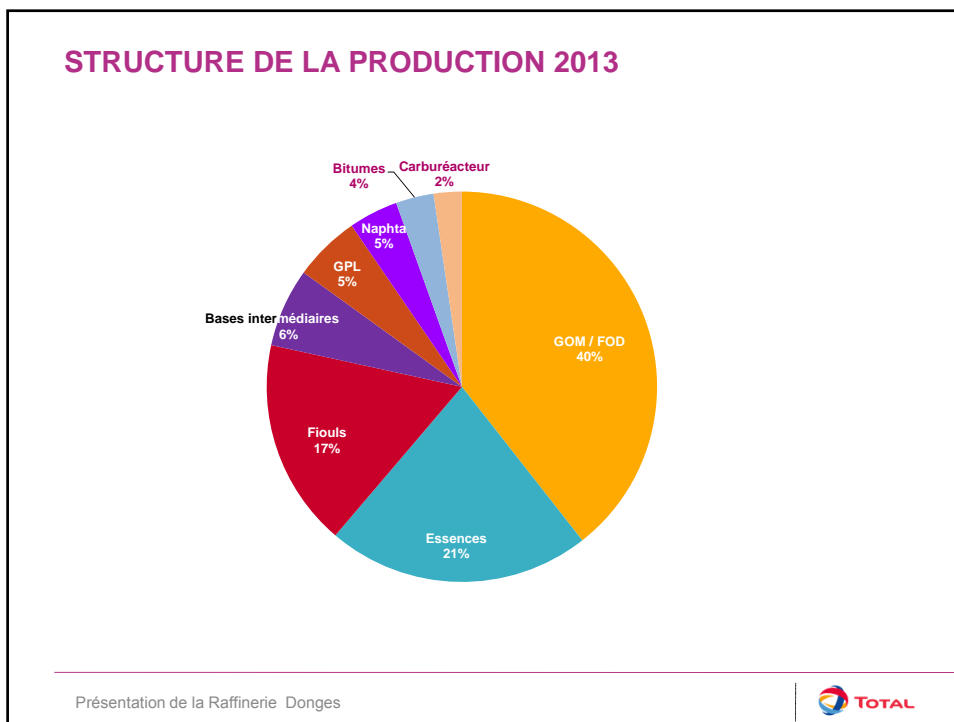
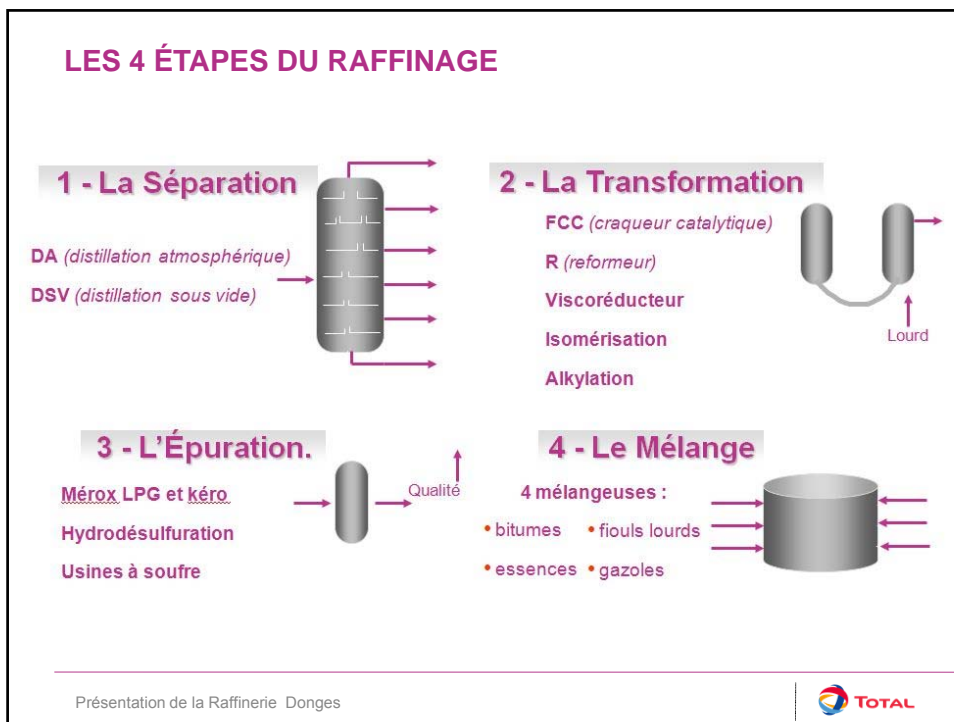


DONGES, 2^{ÈME} RAFFINERIE DE FRANCE CAPACITÉ DE TRAITEMENT : 11M TONNES



Présentation de la Raffinerie Donges





LES CAPACITÉS DE STOCKAGE



- **Parcs de stockage de produit liquide :**
 - 10 réservoirs de produit brut (780 000 m³)
 - 142 réservoirs de bases et de produits finis (1 460 000 m³)
 - 16 réservoirs de produits finis au dépôt de Vern-sur-Seiche (160 000 m³)
- **Stockage aérien de butane, d'iso-butane et d'isomérat :**
 - 11 sphères (6 500m³)

- **Stockage sous-terrain : la caverne de propane (80 000m³)-** Situé 140 m sous terre

- **Stockage sous talus de propylène (6 400m³)**



Présentation de la Raffinerie Donges



LA LOGISTIQUE



- **6 appointements pouvant accueillir des navires de 1000m³ à 230 000m³**
- **2 oléoducs** (vers Vern-sur-Seiche et Melun-Metz) **et 3 liaisons vers Antargaz**
- **2 centres de chargement de camions**
- **1 centre de chargement camions au dépôt de Vern-sur-Seiche**



Présentation de la Raffinerie Donges



RÉCEPTIONS ET EXPÉDITIONS 2013 : 670 ESCALES

Expéditions en Mt

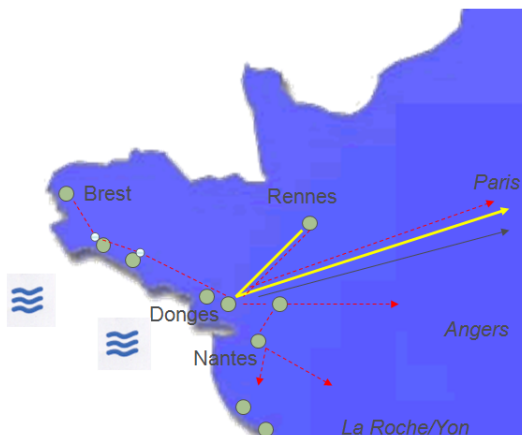
Bateaux	55%
Pipeline	27%
Route	18%

Réceptions :

Brut : 7.95 Mt

111 escales

Capacité maxi : 170 000 tonnes



Total réceptions : 9.28 Mt Total expéditions : 8.9 Mt

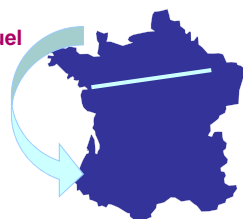
Présentation de la Raffinerie Donges



LES ZONES DESSERVIES

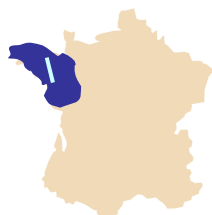
- **Marché national : 37% : essences, fuel domestique, gazole routier**

- 35 à 45% en cabotage (Cherbourg à Bayonne)
- Oléoduc Donges-Melun-Metz

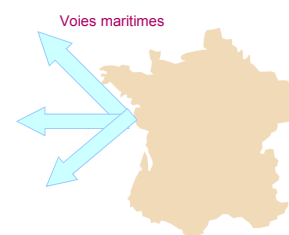


- **Marché local : 35% : essences, fuel domestique, gazole routier**

- Route
- Oléoduc Donges-Vern-sur-Seiche



- **Export : 28% : tous produits**



Présentation de la Raffinerie Donges



LES RESSOURCES HUMAINES

Présentation de la Raffinerie Donges



- **40 métiers sont exercés sur des installations industrielles de hautes performances**

- Sécurité, exploitation, Inspection, maintenance
- Logistique, achats



- **Une politique d'emploi durable**

- La raffinerie emploie 670 salariés en CDI et accueille par an :
 - 20 collaborateurs en contrat d'apprentissage et de professionnalisation
 - 50 stagiaires dont 15% de niveau ingénieur et plus
 - 30 nouveaux collaborateurs



- **Formation: 50 000 heures soit 10% de la masse salariale**

- Formation initiale de 10 à 18 mois pour un opérateur arrivant sur le site
- Un collaborateur bénéficie en moyenne de 9 jours de formation par an

Présentation de la Raffinerie Donges



GEMER



Présentation et Historique des journées GEMER

Groupement d'Étude des Matériaux en Raffinerie Quelques dates

- 18 Octobre 1956: création des 1^{ières} journées Corrosion Inter Raffineries par Jacques Riboud, Directeur Général ANTAR PA Donges
- 10 Avril 1975: à l'occasion des 11^{èmes} journées, l'appellation "Journées d'Étude des Matériaux en Raffinerie" est instaurée et le domaine de l'inspection plus largement intégré
- Mars 1986: nos collègues de l'industrie chimique créent les 1^{ières} Journées d'Inspection de l'UIC
- 22 juin 1989 - 16^{èmes} Journées: le thème "Réglementation" est intégré
- 24 juin 1992 - 17^{èmes} journées: participation de l'UFIP, de l'Administration et des DRIRE la seconde journée
- 19 décembre 1992 - 19^{èmes} Journées: le thème "Pipeline" est intégré

Journées Étude des Matériaux en Raffinerie

Elles ont lieu tous les 2 ans et jusqu'en 2010 elles ont été accueillies par une raffinerie

Le programme est préparé lors des réunions trimestrielles UFIP-GEMER

par un groupe de travail comportant un représentant des compagnies implantées en France:

Total	P. Guigaz - M. Richez
ExxonMobil	M. Dupont
LyondellBasell	C. Balatre
Ineos	P. Sebastiani - J.L. Themiot
TIGF	P. Aussibal
SRD	J.P. Wahl
UFIP	J.D. Des Deserts
IFP	F. Ropital

Groupement d'Étude des Matériaux en Raffinerie

• 28 Journées organisées

492 communications + 54 Flashs

1330 participants

1 ^{ères}	Donges	1956	15 ^{èmes}	Montreux	1984
2 ^{èmes}	Dunkerque	1958	16 ^{èmes}	Donges	1989
3 ^{èmes}	Ambes	1960	17 ^{èmes}	ND Gravenchon	1992
4 ^{èmes}	La Mède	1962	18 ^{èmes}	Berre	1993
5 ^{èmes}	Port Jérôme	1964	19 ^{èmes}	Gonfreville	1996
6 ^{èmes}	Frontignan	1966	20 ^{èmes}	Grandpuits	1998
7 ^{èmes}	Berre	1968	21 ^{èmes}	Fos	2000
8 ^{èmes}	Pau	1970	22 ^{èmes}	Lavéra	2002
9 ^{èmes}	Feyzin	1972	23 ^{èmes}	Petit Couronne	2004
10 ^{èmes}	Valenciennes	1973	24 ^{èmes}	La Mède	2006
11 ^{èmes}	Vernon	1975	25 ^{èmes}	Port Jérôme	2008
12 ^{èmes}	Strasbourg	1977	26 ^{èmes}	Feyzin	2010
13 ^{èmes}	Metz	1979	27 ^{èmes}	Dunkerque	2012
14 ^{èmes}	Fos	1982	28 ^{èmes}	Nantes	2014

Les présentations et discussions des journées 1 à 26 sont sous CD Rom

Retours d'expériences Zone commune Web UFIP-GEMER UIC https://extranet.ifpen.fr/Extranet/jcms/rcx2_13965/gemer

RETRANSCRIPTIONS DE QUELQUES ECHANGES LORS DES DISCUSSIONS DANS L'ORDRE DES PRESENTATIONS

Présentation A1

Question de Michel Munier (Axens) : dans la phase de conception des unités, il n'est jamais retenu des durées de vie aussi longues que celles qui sont constatées. Typiquement, les tuyauteries sont conçues pour durer 10 ans et tiennent parfois jusqu'à plus de 30 ans.

Réponse de Sylvain Authier (ExxonMobil NDG) : ExxonMobil considère 15 ans en conception.

Question de Patrick Couturier (IFP Training) : quels CND ont-ils été utilisés ?

Réponse de Thierry Picaud (Total Donges) : scanning US.

Complément de Richard Dunoyer (Total) : attention aux risques accrus de corrosion/érosion en « points bas ».

Présentation A3

Question de Patrick Couturier (IFP Training) : pourquoi ne pas utiliser du P 265GH ?

Réponse de Sylvain Authier, François Cadoret, Bram Coulier (ExxonMobil) : car la teneur en Silicium du P265GH n'est pas garantie. Pour l'A106, la teneur de 0,1% mini de Si est garantie.

Présentation A4

Question de Patrick Couturier (IFP Training) : quel est le « profil » des intervenants au CSB ?

Réponse de Martin Richez (Total) : je ne sais pas.

Présentation A7

Question de Jean des Déserts (UFIP) : l'oméga test donne t-il les résultats les plus fiables ?

Réponse de Charles Le Nevé : non, pas nécessairement ; les 3 résultats d'oméga niveau III, oméga test et LMP (*Larson Miller Parameter*) *average* sont assez convergents et apparaissent donc les plus crédibles.

Question de Richard Dunoyer (Total) : pourquoi le plan d'inspection n'a-t-il pas été allégé à la suite des analyses faites ?

Réponse de Charles Lenevé/Jean Igersheim (Total) : compte tenu de l'importance des réacteurs dans le fonctionnement de la raffinerie, il a été maintenu un niveau d'inspection supérieur à ce qui aurait été envisagé avec un autre équipement, d'autant plus que ces équipements présentent également d'autres dommages que le fluage, nécessitant un suivi en service.

Présentation F1

Questions de la salle : le thermocouple est-il considéré comme une fourniture « consommable » ?

Réponses de Michel Munier (Axens) : normalement non *per se* ; une métallurgie plus noble (820 vs 600) aurait évité sa dégradation rapide.

Présentation F2

Questions de Patrick Couturier (IFP Training) : avez-vous une liste de fournisseurs agréés ?

Réponse de Jean-Philippe Wahl (SRD) : non ; le choix a été économique en se portant sur un clapet forgé, moins cher qu'un clapet moulé.

Question de Jean-Christophe Cinerelli (Petroineos) : le DT91 n'est-il pas un standard obligatoire permettant de fidéliser son fournisseur ?

Réponse de Jean-Philippe Wahl : oui, en cas de commandes de nombreuses vannes ; mais cela n'évitera peut-être pas des problèmes de fissures, de réparations non mentionnées ou de traitement thermique mal fait, voire non fait.

Présentation A6

Question de la salle : y a-t-il des retours d'expérience d'incident aux passages sous fourreau ?

Réponse de Jean Grenier (consultant) : oui ; certains sont publics, d'autres sont réservés aux membres du JIP.

Présentation A5

Question de Sophie Loyan (Total) : le débit d'eau de lavage a-t-il dû être revu suite à l'analyse des causes de la corrosion ?

Réponse de Pascal Sébastiani (Petroineos) : non, le travail sur la qualité de lavage était suffisant. Nous n'avons pas expérimenté de problématique de bouchage par les sels sur les aéroréfrigérants.

Question de Richard Dunoyer (Total) : cet incident nécessite t-il une révision du DT 75 ? une modification du plan d'inspection (PI) dans les pièces de forme ?

Réponse de Pascal Sébastiani (Petroineos) : oui, cela paraît opportun ; pour le DT 75, préciser que la mise en œuvre des contrôles IRIS doit être soignée ; pour le PI, ajuster le nombre de points de contrôle US via la technique du TML (Thickness Monitoring Location), ou CML (Condition Monitoring Location).

Question de Martin Richez (Total) : la teneur en NH4HS dans l'eau de lavage recyclée est-elle trop élevée ?

Réponse de Pascal Sébastiani : non

Présentation A8

Question de la salle : quelle était la dureté du clapet ?

Réponse de Jean-Philippe Wahl (SRD) : très dur ; la gougeonnerie n'était pas repoussée.

Présentation F3

Question de François Cadoret et Sylvain Authier (ExxonMobil) : ne peut-il pas y avoir eu une corrosion SR (sulfato-réductrice) aérobie ?

Réponse de Richard Slagowski (Total) : les deux mécanismes de corrosions SR, aérobie et anaérobie, existent effectivement.

Présentation F4

Commentaire de Martin Richez (Total) suite à une question de Sylvain Authier (ExxonMobil) : une cause importante de cet incident est bien que le changement de schedule (80 vs 40) n'a pas été enregistré dans le logiciel de suivi.

Présentation F5

Questions de Patrick Couturier (IFP Training) :

- 1- quel est le coût du MASCOAT ?
- 2- avez-vous réalisé des plaques témoin corrosion externe ?

Réponses de Jean-Philippe Wahl (SRD) :

- 1- -20 % à -30 % par rapport au calorifuge en laine de roche ;
- 2- oui ; de plus, l'enlèvement du revêtement est nécessaire pour mesurer l'épaisseur du toit et pour identifier par là d'éventuelles corrosions internes.

Question de Martin Richez et Richard Dunoyer (Total) : des utilisations sont-elles envisageables pour d'autres usages (ex : vannes/échangeurs) ?

Réponse de Jean-Philippe Wahl (SRD) : oui ; les calculs de MASCOAT portent jusqu'à une épaisseur de couche de 10 mm ; à noter que l'application ne peut pas se faire sous la pluie (juin semble être un bon mois pour obtenir une application efficace).

Présentation F6

Question de la salle : avez-vous écrit une lettre à l'OH ?

Réponse de Pierre Aussibal (TIGF) : non ; car notre erreur a été de ne pas modifier le plan d'inspection ; en conséquence, la visite de surveillance a été avancée au 1 trimestre (vs mi-juin initialement).

Présentation B2

Question de Jean-Philippe Wahl (SRD) : si vous aviez été informés de l'usage de la soude usée, l'auriez-vous acceptée ?

Réponse de Christophe Balatre (LBI) : non

Commentaire de Jean-Michel Pérignon (Gesip) : la défaillance principale vient du non respect des procédures de MOC (Management of Change).

Présentation B4 – Nouvelle Décision BSEI -13-125

Question de Pierre Aussibal (TIGF) : dans le référentiel DM-T/P 32510, la norme 45004 était applicable pour les SIR et auditée par les DREAL. Dans la présentation de la BSEI-13-125, il est indiqué que les seuls articles de la BSEI constituent le référentiel des SIR et que la norme 17020 ne constitue donc pas, *per se*, le référentiel auditable du SIR. Ce dernier point est-il confirmé ?

Réponse de Jean des Déserts (UFIP) : oui ; une norme n'est pas, *per se*, une exigence réglementaire. La réglementation applicable est la décision BSEI-13-125 avec tous ses articles, reprenant des éléments de la norme le cas échéant.

Commentaire de Jean Boesch (DGPR) : La norme 17020 est applicable aux organismes d'inspection. Dans le cas d'un SIR, c'est le SIR qui est organisme d'inspection de l'exploitant. La norme 17020 est donc applicable au SIR.

Présentation B5

Question de Jean Boesch (BSEI) : quels sont les enjeux à protéger pour définir l'aptitude au service ? éviter les effets domino ?

Réponse de Martin Richez (Total) : l'objectif à terme est que la réparation conventionnelle apporte le même niveau de sécurité qu'une nouvelle construction (niveau 1 : respect de code ; niveau 2 : respect de code plus exigeant ; niveau 3 : étude RBI).

Commentaire de Pascal Sébastiani (Petroineos) : projection/anticipation des dégradations futures
Commentaire de Jean-Christophe Cinerelli (Petroineos) : définitions des maillages/coefficients de sécurité/de soudure selon les bornes définies dans le CODAP division 3.

Présentation F7

Question de Jean Boesch (BSEI) : la vérification de la jupe est-elle prévue dans les codes de construction ?

Réponse de Sylvain Authier (ExxonMobil) : non, car la jupe n'est pas un ESP (Equipement Sous Pression) ; en revanche, la recommandation est de bien regarder les plans des jupes à l'occasion de la rédaction de la stratégie d'équipement.

Présentation F8

Question de Jean-Christophe Cinerelli (Petroineos) : pourquoi ignifuger ces supports de réacteurs ?

Réponse de Michel Lecointe (ExxonMobil) : il s'agit d'une exigence de tenue au feu.

Présentation B8

Question de Sylvain Authier (ExxonMobil) : les mesures d'épaisseur sont-elles équivalentes à celles de l'API ?

Réponse de Jean-Christophe Cinerelli (Petroineos) : non, les méthodes simplifiées ne remplaceront pas la précision de l'API 579 + logiciel.

Complément de Jean-Christophe Cinerelli (Petroineos) : nous recherchons un contributeur pour les calculs de fatigue dans le CODAP division 3, car nous voulons éviter la « politique de la chaise vide ».

A5

Petroineos

P. Sebastiani

Corrosion sur hydrotraitement d'essence par bisulfure d'ammonium

INCIDENT HDT ligne effluent réacteur

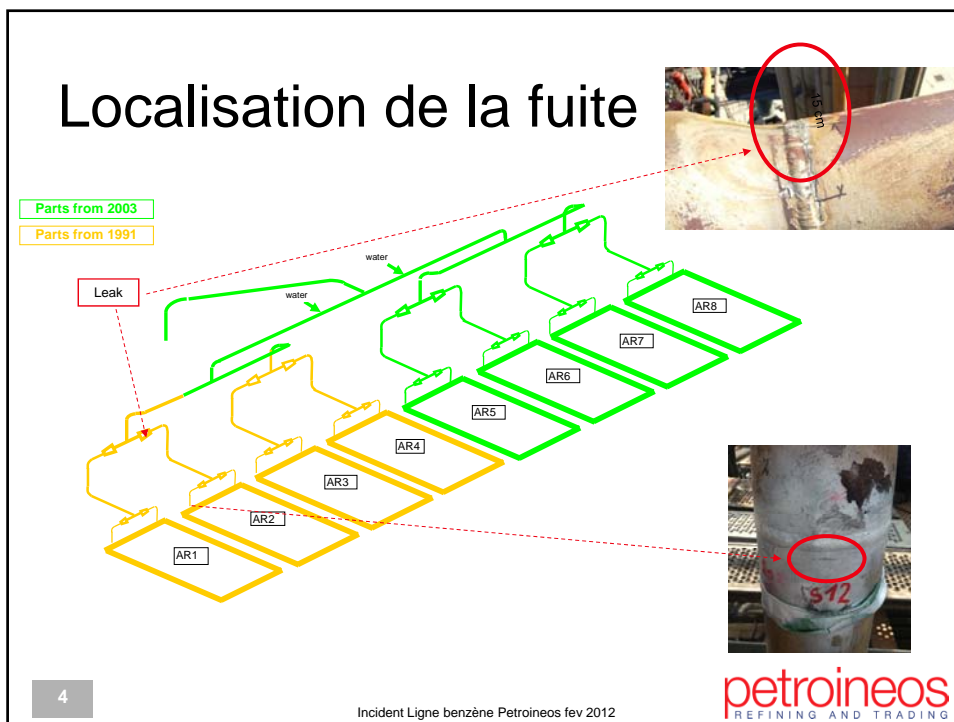
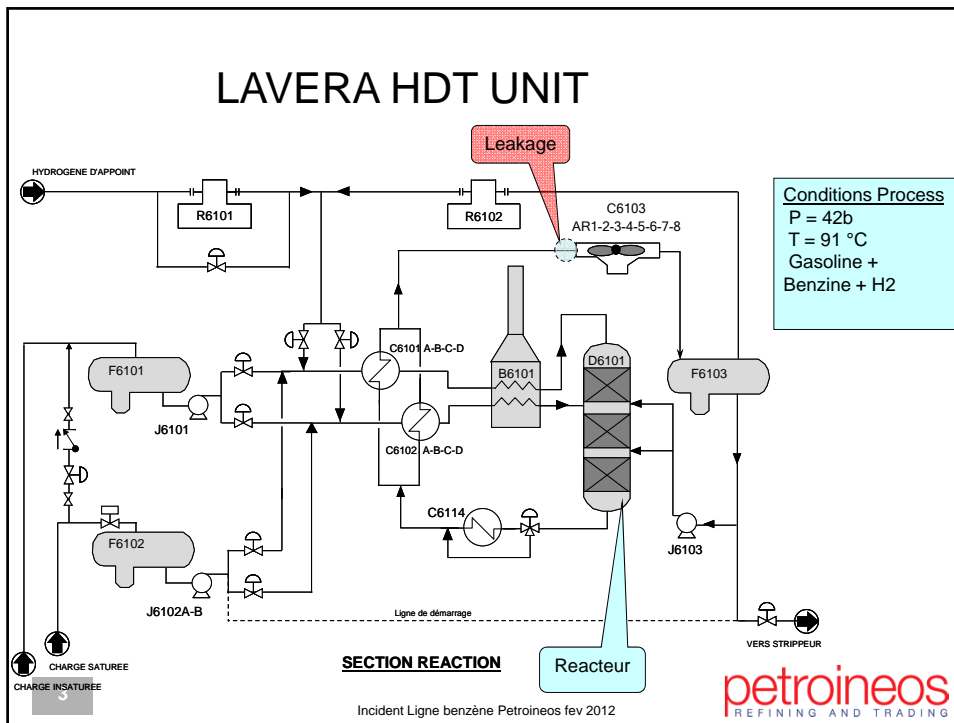
LAVERA / Aout 2013

Journées GEMER 2014

P. Sebastiani

Rappel des faits

- Le 23/08/2013, à 5H30, en début de poste du matin, durant sa patrouille, un opérateur entend un bruit en partie haute de la section HDT de l'unité Isomérisation. Une fuite importante est détectée en entrée des aéroréfrigérants C6103 (Nuage d'environ 4 m).
 - Arrêt d'urgence et dépressurisation de l'unité immédiatement engagés
 - Aucun blessé, pas d'incendie, impacte négligeable sur l'environnement
- L'analyse des enregistrements des données PI du process montre que la fuite s'est déclarée vers 4H30
- Ces aéroréfrigérants permettent le refroidissement de l'effluent sortie réacteur (mélange d'essence, de LPG, d'eau et d'H2 à 42 bars et 91°C).



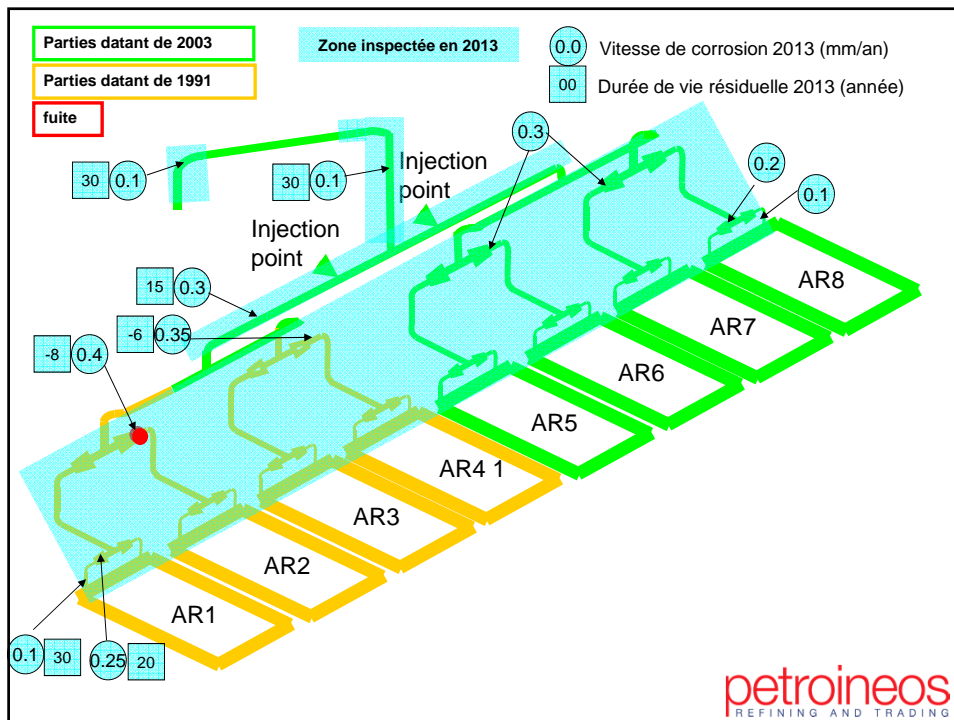
Investigations: Tuyauteries

- Tuyauteries en amont des C6103
 - Radiographies des soudures:
 - Une érosion / corrosion accentuée au droit des soudures
 - Pas de fissure
 - Ultrasons de toutes les parties de tuyauterie
 - Une plage de vitesse de corrosion très large: de 0,1 mm/an à 0,4 mm/an
 - Perte d'épaisseur similaire sur les parties "identiques" de 1991
 - Relative symétrie des vitesses de corrosion entre les parties de 1991 et celles de 2003
- Tuyauteries en aval des C6103
 - Ultrasons des tuyauteries:
 - Vitesse de corrosion maximum 0,1mm/an
 - Pas de caractère localisé au droit des soudures
- Les évolutions procédés → cause de notre Pb?
 - A priori non

5

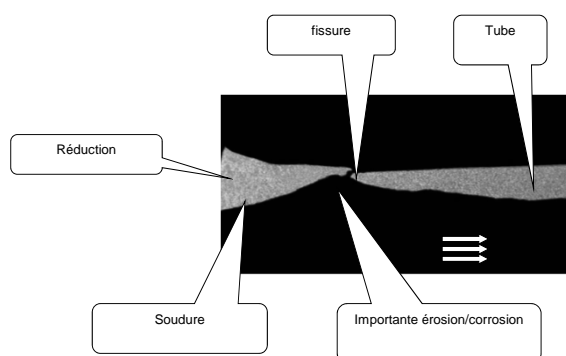
Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Investigations: Tuyauteries

- Expertise métallurgique (fuite après la soudure entre une réduction et un tube 8")
 - Pas d'anomalie métallurgique
 - Fuite due à une érosion corrosion
 - Rupture finale mécanique (plastification)
 - Vitesse de corrosion proche de la rupture de l'ordre de 0,45 mm/an



7

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

investigations Corrosion Aéroréfrigérants C6103

- Quid des aéroréfrigérants?
 - contrôlés en 2009
 - Iris par sondage
 - radio par sondage en partie courante de tube
 - Corrosion sous dépôt
 - contrôlés suite à l'incident
 - radio par sondage aux extrémités des tubes
 - Importante corrosion des extrémités de tube en entrée aéroréfrigérant

8

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

Investigations

Corrosion Aéroréfrigérants C6103

C6103	C6103 AR1 to AR4	C6103 AR5 to AR8
Années de Construction	1991	2003
Épaisseurs de tube mesurées en contrôle radio (juste avant les premières ailettes) (épaisseur nominale: 3,4 mm)	1,4	2,5
Vitesse de corrosion	0,1 mm/an	0,1 mm/an
Corrosion sous dépôt	2003: pas de corrosion observée	
	2009: corrosion sous dépôt observée	2009: corrosion sous dépôt observée
Décision	Isoler ces 4 aéroréfrigérants	Maintien en exploitation

- Quid de l'efficacité des contrôles IRIS?
 - Après l'incident, des nouveaux contrôles Iris ont été réalisés avec une procédure particulière,
 - Corrosion en extrémité de tube détectée et quantifiée.

9

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

Analyse des causes profondes de l'incident

- Notre plan d'inspection
- L'analyse corrosion
- Nos méthodes et outils

10

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

Analyse des causes profondes

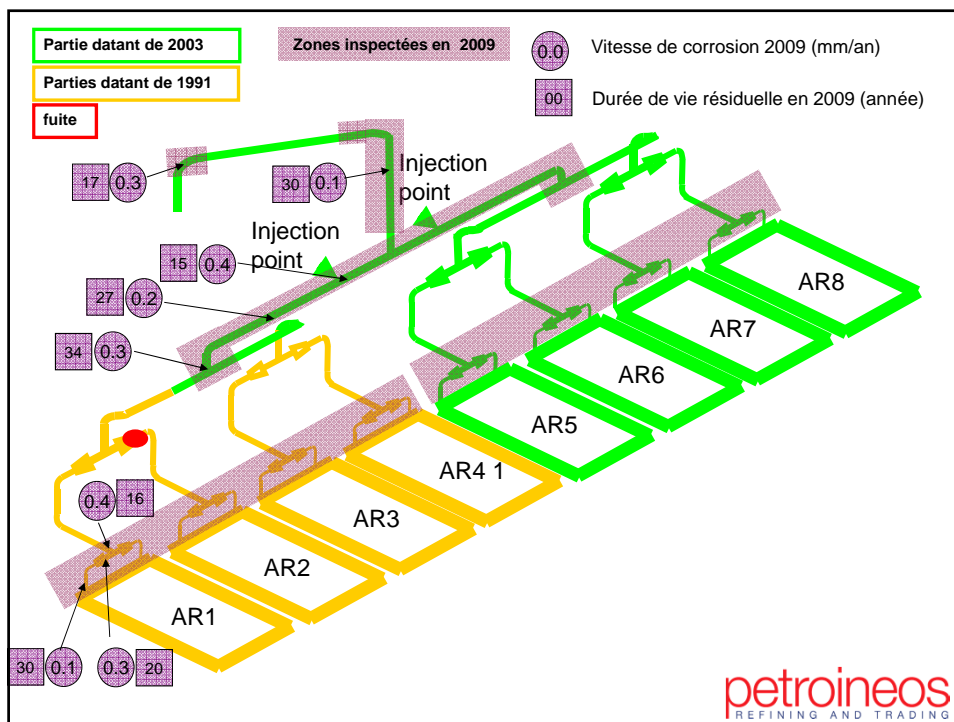
Plan d'inspection

- Plan d'inspection tuyauterie de 2009
 - Contrôles US
 - UT pour faire le suivi d'une potentielle corrosion autour et en aval des points d'injection d'eau.
 - Durée de vie résiduelle → de 2024 à 2032
 - UT pour faire le suivi d'une potentielle corrosion généralisée avant les C6103
 - Durée de vie résiduelle → de 2026 à 2039
 - Aucune action requise avant 2015

11

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Analyse des causes profondes

Notre outil de suivi des épaisseurs

- En 2009 nouvel outil d'évaluation des vitesses de corrosion et des durées de vie résiduelles
 - Calcul des vitesses de corrosion des parties contrôlées
- Mais
 - Vitesses de corrosion constatées aux points contrôlés non « traitées » et ensuite prise en compte pour calculer les durées de vie résiduelles théoriques des parties non contrôlées.
 - Pas de possibilité de forcer une vitesse de corrosion théorique (Vitesse de corrosion qui aurait pu être évaluée avec un modèle ex API).

13

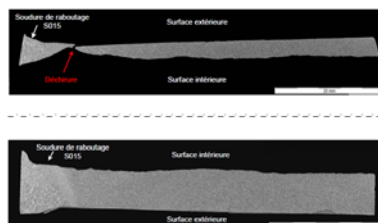
Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

Analyse des causes profondes

Notre outil de suivi des épaisseurs

- Qu'aurait permis cette (ces) fonctionnalité?
 - A minima de déclencher un 1^{er} seuil d'alerte et requérir des contrôles
- Cela aurait il été suffisant pour éviter l'incident?
 - Pas de certitude



14

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

Analyse des causes profondes l'analyse corrosion

- **Bref rappel de l'API 932 :** § 9.2 Effluent air cooler

Carbon steel piping should be inspected in the locations of highest turbulence and on representative straight sections. Particular locations include changes in direction associated with the inlet and outlet piping, reducers, pressure letdown valve bodies, and piping downstream of pressure letdown valves. Figure 12 shows a carbon steel piping elbow that was located just downstream of the weld with severe localized erosion-corrosion. The cause was ammonium bisulfide containing liquid condensate in a high velocity vapor line leaving the CHPS in a hydrotreater unit.



15

Figure 12—Erosion-Corrosion of Carbon Steel Piping Elbow

ineos
AND TRADING

Analyse des causes profondes l'analyse corrosion

- **Notre méthode de surveillance de la corrosion
« sour water corrosion » en 2009**

- Manque d'insistance sur:
 - Vitesse d'écoulement: facteur déterminant de la vitesse de corrosion
 - Fluide diphasique: c'est la vitesse de la phase gaz qui doit être prise en compte
 - Tous les changements de direction et les zones singulières doivent être surveillées
- Notre méthode en 2009 se limitait à la recherche de corrosion généralisée sans insistance
 - sur les zones singulières
 - Sur le caractère potentiellement extrêmement localisé de cette corrosion

16

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

Analyse des causes profondes l'analyse corrosion

- Et pourtant...

– extrait de l'API 581

Acid Sour Water Corrosion	< 1.83 m/s (6 ft/s)	General
	≥ 1.83 m/s (6 ft/s)	Local

– avec:

Basic Data	Comments
NH ₄ HS concentration (wt%) or Kp factor	<p>Determine the NH₄HS concentration of the condensed water. It may be calculated from analyses of H₂S and NH₃ as follows:</p> <ul style="list-style-type: none"> • If wt% H₂S < 2 x (wt% NH₃), wt% NH₄HS = 1.5 x (wt% H₂S) • If wt% H₂S > 2 x (wt% NH₃), wt% NH₄HS = 3.0 x (wt% H₂S) <p>Kp may be used where sour water analyses have not been conducted and is based on the <u>vapor phase</u> H₂S and NH₃:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kp = mole % H₂S x mole % NH₃ (on dry basis)
Stream Velocity, m/s [ft/s]	The vapor phase velocity should be used in a two-phase system. The liquid phase velocity should be used in a liquid full system.

17

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

Analyse des causes profondes l'analyse corrosion

- Nous aurions pu estimer notre vitesse de corrosion théorique.

Table 2.B.7.2M – Sour Water Corrosion – Estimated Corrosion Rates for Carbon Steel (mm/y)

Kp	NH ₄ HS (wt%)	Velocity (m/s)			
		3.05	4.57	7.62	9.14
0.07	2	0.13	0.2	0.25	0.38
0.0235	5	0.38	0.64	1.27	3.81
0.70	14	0.76	1.27	7.62	12.7
1.0	20	7.62	12.7	20.32	25.37

18

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

Analyse des causes profondes l'analyse corrosion

- Analyse du mode de dégradation pris en compte de façon trop « qualitative »
 - Corrosion acide sour water
 - Défauts d'analyse des principaux facteurs
 - % NH₄HS
 - Vitesses des différentes phases de l'écoulement
 - » Design particulier après le point d'injection pour améliorer la distribution de l'eau non pris en compte
 - » Changement de diamètre du tube de 10" puis 8" puis 6" avec une succession de coude, réduction, changement de direction vertical et horizontal qui ont induit localement d'importante vitesse de fluide et de changement de régime d'écoulement
 - Après les points d'injection d'eau,
 - » vitesses d'écoulement de 0,1 à 0,7 m/s dans la phase liquide
 - » vitesses d'écoulement de 0,9 à 4,8 m/s dans la phase gaz
 - Avec une vitesse de corrosion théorique de 0,2mm/ann des seuils de dégradation théorique auraient été franchis demandant de réaliser des contrôles dans les zones non contrôlées.

19

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

Actions à court terme

- Travaux de réparation
 - Isoler les C6103 AR1 to 4
 - Analyse impact process: faible dans certains cas extrêmes
 - Analyse corrosion / nouvelles vitesses des écoulements
 - Analyse mécanique du supportage de la ligne modifiée
 - Réparation/remplacement/upgrade: Options lancées en étude pour 8 aéroréfrigérants
- Surveillance process additionnelle renforcée
 - pH
 - Cl

20

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

Actions à moyen terme

Hydroprocessing Units

- Revue et incorporation des recommandations de l'API
 - Revue des analyses corrosions
 - Revue process des écoulements
 - Revue des enveloppes opératoires
 - Revue des Plans d'inspection

21

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

Autres Leçons tirées

- Veiller à ce que nos plans d'inspection ne s'éloignent pas des standards existants.
 - Ne pas oublier les API ...
- Attention à la difficulté d'apprécier des vitesses de corrosion sur les pièces de type T, coude, réduction
 - importance des TML sur les pièces de forme.
- Rester critique / aux résultats des contrôles réalisés
 - Fonction Inspecteur analyseur sur les arrêts..

22

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

A7

Total

C. Le Neve – J. Igersheim

**Etude de la durée de vie résiduelle de réacteurs de reforming – comparaison
de méthodes de prédiction Larson Miller vs Oméga**

28^{èmes} Journées GEMER
Total Donges 21 et 22 mai 2014

A 7

Étude de la durée de vie résiduelle de réacteurs de reforming
Comparaison de méthodes de prédiction Larson Miller vs méthode Oméga
(Total: C. Le Nevé/J. Igersheim)

1. Introduction

La durée de vie résiduelle des équipements dépend d'une part de leur endommagement actuel, cumulé lors des opérations passées, et d'autre part, des conditions futures de fonctionnement prévues. Ainsi, l'estimation de la durée de vie en fluage est déterminée à partir d'un calcul d'endommagement utilisant des méthodes d'extrapolation en fluage.

Le fluage et les différentes méthodes d'extrapolation ont été présentés en détail lors des 27^{ème} journées GEMER à Dunkerque :

Gemer 2012 Le Nevé A7 méthodes d'évaluation de vie résiduelle des ESP au fluage

Le présent document propose une comparaison pour la détermination de la durée de vie résiduelle entre la méthode de prédiction Larson Miller et la méthode Oméga, en complément au chapitre 5.2 du document de 2012.

L'exemple présenté est un réacteur de reformeur catalytique fonctionnant dans le domaine du fluage à température moyenne et contrainte statique faible (<60MPa).

Le matériau de ce réacteur est un acier faiblement alliés au chrome et au molybdène, à 2.25% de chrome et 1% de molybdène.

2. Méthode d' d'extrapolation:

Un rappel succinct des 2 méthodes utilisées est présenté ci-dessous.

2. 1/ Equivalence temps-température

En négligeant les stades primaires et tertiaires, le fluage au stade secondaire devient permanent, et la vitesse de fluage constante au cours du stade secondaire. Dans ce cas, le temps pour atteindre une déformation donnée est inversement proportionnel à la vitesse de déformation de fluage.

Larson et Miller ont écrit la formule paramétrique ci dessous pour le fluage-rupture :

$$LMP = (273 + \text{Température en } ^\circ\text{c}) \times (20 + \text{Log temps à rupture en heure}) \times 10^{-3}$$

Ces équivalences temps-température LMP sont déclinées sous forme de courbes dans l'API 530 et de tables dans l'API 579 (F31). Les résultats sont obtenus à partir d'essais de fluage à rupture sur des matériaux neufs pouvant intégrer les assemblages soudés. Les données de Larson- Miller deviennent imprécises au-delà de 200000 heures.

Il existe 2 courbes ou séries de coefficient, une minimale et l'autre moyenne.

2.2/ Méthode Omega :

La méthode Omega est basée sur l'hypothèse qu'après des domaines primaire et secondaire quasi négligeable, la vitesse de déformation par fluage augmente constamment durant le fluage tertiaire.

La rupture par fluage intervient lorsque la vitesse de déformation par fluage devient infinie.

Cette méthode est celle proposée par l'API579 (annexe 10). Sa pertinence dépend de la similitude de comportement entre le matériau de l'équipement étudié et les matériaux ayant servi à l'élaboration de la méthode. Si des prélèvements sont possibles sur l'équipement étudié, une réévaluation des paramètres métallurgiques permet de pondérer les coefficients utilisées.

Avec cette méthode, les essais de fluage sont réalisés sur des matériaux homogènes, c'est-à-dire en métal de base, mais sans limite d'âge; son utilisation pour les assemblages soudés est impossible actuellement.

L'API 579 propose 3 niveaux d'utilisation de cette approche, du plus simple accessible à tous ($tSE = 0,25/Rc$, voir GEMER 2012 §5.1), au plus complexe nécessitant un service expert et une étude approfondie des historiques.

3. Application:

L'appareil étudié est un réacteur de reforming catalytique de la raffinerie Total de Grandpuits. L'appareil, mis en service en juin 1967, cumule plus de 350000 heures de service en Janvier 2012. L'appareil, de forme sphérique (diamètre 3800 mm, épaisseur 57 mm), se compose principalement de plusieurs viroles en pétales assemblées par des soudures longitudinales. Le réacteur comporte principalement, un piquage d'entrée A, un piquage de sortie B disposés aux pôles de l'appareil ainsi qu'un piquage latéral d'extraction de catalyseur D. Les trois piquages sont soudés à pleine pénétration. L'appareil repose sur 4 chaises disposées sous l'équateur. Le matériau constituant l'appareil est un acier ASTM A387 Grade D, équivalent à un acier 2.25Cr 1Mo.

Le comportement en fluage est modélisé par la loi de fluage tertiaire « Omega » proposée dans la partie 10 ainsi que l'annexe F de l'API579-1. Le temps de rupture en fluage est déterminé en calculant les deux paramètres matériaux de la loi de fluage Omega. Une démarche alternative de type Larson-Miller a également été utilisée de manière comparative.

4. Analyse de l'historique CND:

Une analyse exhaustive des données CND (PV d'ultrasons manuels, PV et enregistrements Phased Array et TOFD) a été réalisée sur le réacteur pour l'ensemble des défauts décelés dans la paroi des deux réacteurs lors des campagnes de contrôles de 1996, 2002 et 2008, en vue en particulier de déterminer la hauteur des indications nécessaire à l'estimation de durée de vie résiduelle et aux calculs de nocivité. L'exploitation des enregistrements Phased Array et TOFD a été réalisée par une équipe d'experts en CND avec le logiciel Olympus TomoView. Les résultats détaillés ont permis de faire une sélection des indications à étudier.

5. Analyse de l'historique des conditions opératoires:

A partir des informations fournies par l'exploitant, quatre périodes de fonctionnement sont considérées :

- de 1967 à 1988 : Pression de Service = 28.4 bars, Température de Service = 500°C.
- de 1988 à 2000 : Pression = 21.0 bars, Température de Service = 520°C.
- de 2000 à 2012 : Utilisation des relevés «Pression, Température» sous forme de tableur.
- après 2012 : Conditions de fonctionnement semblables à celles de 2000 – 2012.

Les enregistrements du tableur, correspondent à des relevés journaliers du couple «P, T» réalisées aux niveaux de l'entrée et de la sortie de l'appareil de 2000 à 2012.

L'analyse des précédents graphiques montre un écart de température régulier, de l'ordre de 30°C, observé entre l'entrée et la sortie du réacteur. L'étude thermique du réacteur repose sur cet écart de température, observée à la fois en régimes transitoire et permanent.

6. Résultats:

Pour le niveau expert de l'étude (Omega level III), 3 sites sont sélectionnés pour évaluer la durée de vie résiduelle du réacteur. Ces sites correspondent à la présence d'indication laissant supposer la présence de défauts, sollicités par des contraintes (pression/thermique) localement élevées. Ces sites représentent les zones les plus critiques.

Les différentes approches donnent des taux d'endommagement relativement proches à l'exception de la courbe minimale de Larson-Miller, LMPm. L'utilisation de la courbe maitresse minimale de l'API579-1 n'est pas justifiée car beaucoup trop pénalisante en regard des caractéristiques du matériau constitutif du réacteur. Un justificatif le démontre en utilisant d'autres données sur le fluage (Courbe maitresse de type Larson-Miller LMP de l'EPRI)

Le tableau ci-dessous synthétise les différents résultats :

methodology	Stress Mpa	Tp° °c	Service exposure time Hours/years	life fraction consumed %	Final life years
Ω level I	50	525	400 000 /45	20	220
Ω level III	68	“500”	400 000 /45	16	285
Ω tests	50	535	320 000 /42	28	130
LMP average	68	“500”	400 000 /45	24	190
LMP mini	68	“500”	400 000 /45	115	40

7. Conclusion:

Aujourd'hui, nous disposons de méthodes quantitatives d'estimation de durée de vie résiduelle pour les équipements fonctionnant en fluage.

Ces méthodes sont plus ou moins complexes mais sont crédibles.

Les niveaux d'analyses les plus poussés sont nécessaires pour les équipements les plus critiques ayant des temps d'opération importants.

Ces analyses nécessitent des experts dans des domaines de compétences différentes (FFS, calcul, thermique, CND, métallurgiste) qui doivent rassembler leur résultat dans une étude unique.

Ces analyses nécessitent également une étude très poussée de l'historique de nos équipements (historique process, historique et étude CNDs) qui peut prendre plusieurs mois.

En utilisant ces différentes méthodes et en les associant au plan d'inspection traditionnel (méthode qualitative du suivi des dégradations en fluage par réplique et suivi CNDs exhaustif) ainsi qu'aux nombreux autres résultats d'expertises fluage réalisées sur des équipements démantelés, le groupe Total s'assure que l'exploitation de ses équipements soumis au fluage peut se poursuivre dans de bonnes conditions de sécurité.



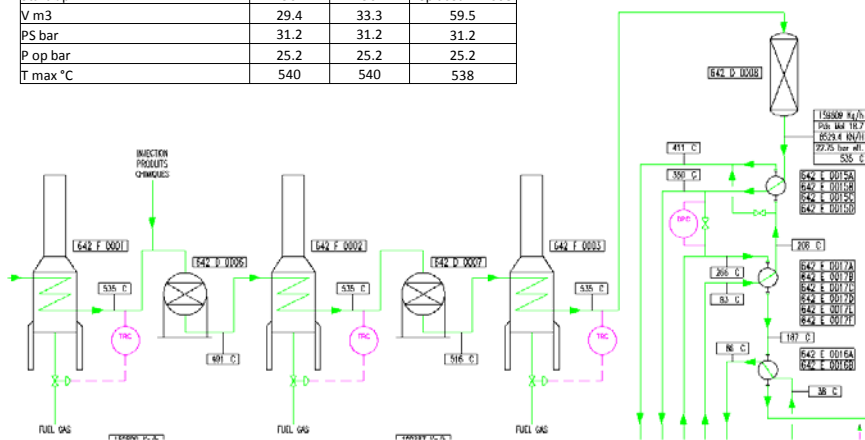
DURÉE DE VIE RÉSIDUELLE DE RÉACTEURS DE REFORMING

TRTG Charles LENEVE

GRANDPUITS Jean IGERSEIM

REFORMEUR

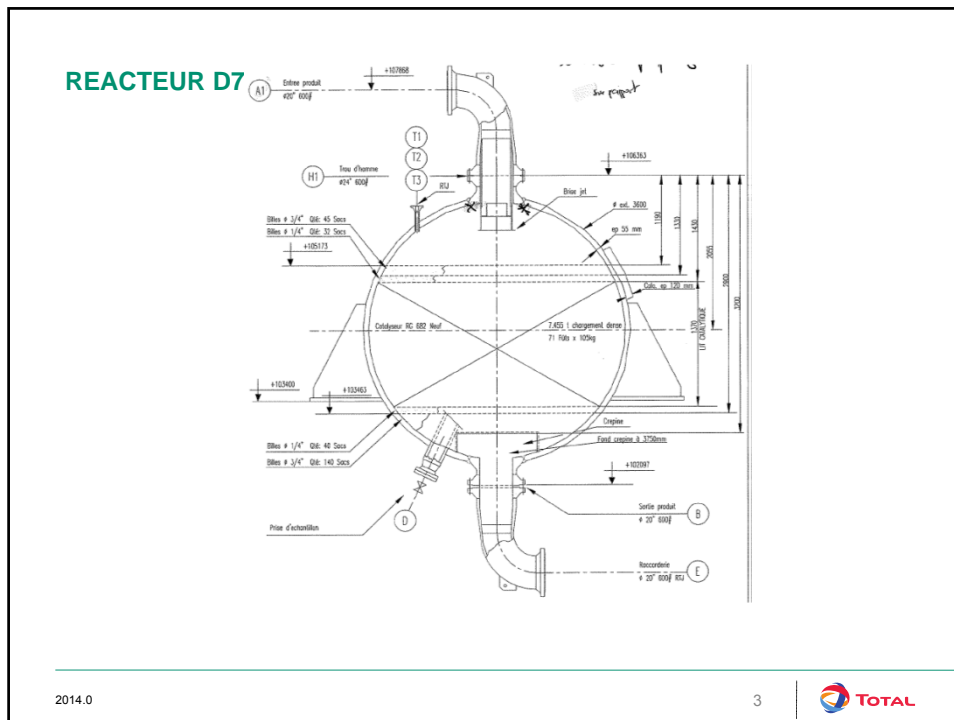
REACTOR	642 D0006	643 D0007	644 D0008
Metallurgy	2,25%Cr-1%Mo	P22	P22
PWT	680	680	690
Start-up	1967	1967	replaced in 2008
V m ³	29.4	33.3	59.5
PS bar	31.2	31.2	31.2
P op bar	25.2	25.2	25.2
T max °C	540	540	538



2014.01.09

2





APPROCHE TECHNIQUE

- Parties 9 and 10 de l'API 579-1/ASME FFS-1 Fitness For Service 2 edition.
- niveau 3 d'évaluation
- La durée de vie résiduelle depend :
 - Des dommages accumulés
 - Des conditions opératoires futures

Les interactions fatigue - fluage - fissuration sont prises en compte.

La stabilité d'un défaut est basée sur une estimation de tenacité et de risque de fragilité

-2 modeles utilisés:

- Omega
- Larson-Miller

DONNÉES

- PLAN INSPECTION
- NDT tous les 6 ans :
 - MT
 - UT: Phased Array /TOFD
 - Replique métallurgique pour suivre le fluage
- À chaque arrêt si possible/nécessaire
- IDENTIFIED FLAWS: 21
- MODELED FLAWS : 13

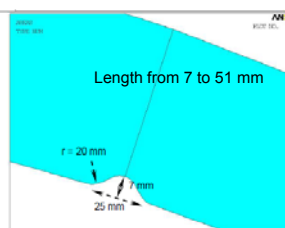
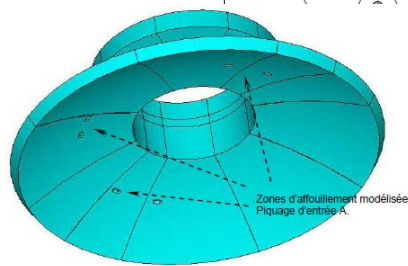
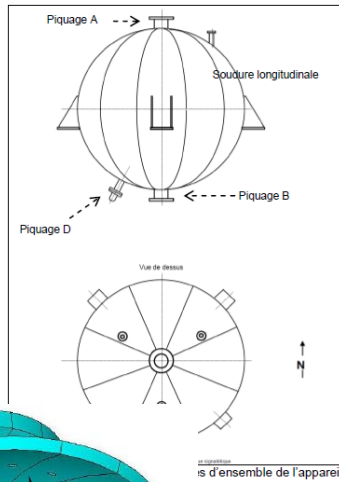


Figure 2a : Modélisation des affaiblissements in



5 - Raffinerie de Grandpuits - Service Inspection -



Conditions Operatoires

- 1967 to 1988: Pression = 28.4 bar, temperature = 500 ° C.
- 1988 to 2000: pression = 21.0 bar, temperature = 520 ° C.
- 2000 to 2012: enregistrements "Pression, Temperature, 510°C, 21bar."
- Après 2012, operations futures: basées sur les enregistrements passés.

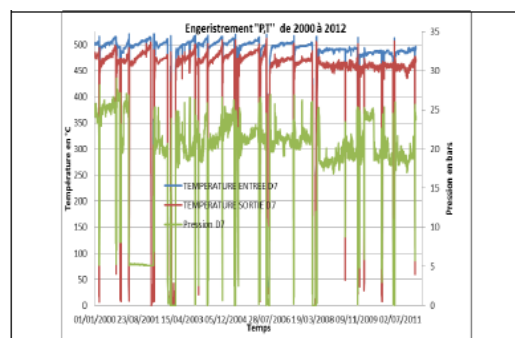


Figure 5 : Extrait des enregistrements Pression-Température.

Titre de la Présentation – Lieu et Pays – Date Jour Mois Année

6



EXTRAPOLATION LMP

Larson et Miller

formule paramétrique à partir de l'expression de la vitesse de déformation

$$\text{LMP} = (273 + \text{Température en } ^\circ\text{C}) \times (20 + \text{Log temps à rupture en heure}) \times 10^{-3}$$

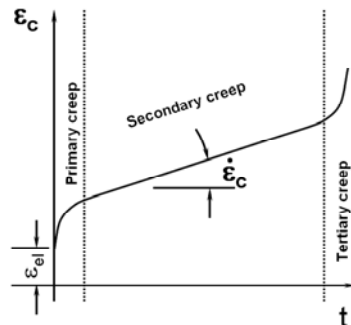


Figure 1. Creep strain curve (traditional approach).

A 7 Méthodes d'évaluation de vie résiduelle des ESP soumis au fluage
Dunkerque 27 juin 2012

7/8



EXTRAPOLATION OMEGA

Méthode Omega

hypothèse que la vitesse de déformation par fluage augmente constamment durant le fluage tertiaire.

$$t_R = \frac{1}{\Omega \dot{\epsilon}_0}$$

- $\dot{\epsilon}_0$: vitesse de déformation à la fin du fluage primaire; il est fonction de la contrainte, de la température et du matériau

- " Ω " est un paramètre décrivant le taux d'accroissement de la vitesse de fluage avec la déformation cumulée; il est fonction de la contrainte, de la température et du matériau et du mode de chargement (niveau de triaxialité des contraintes)

- " t " est le temps depuis la fin du fluage primaire

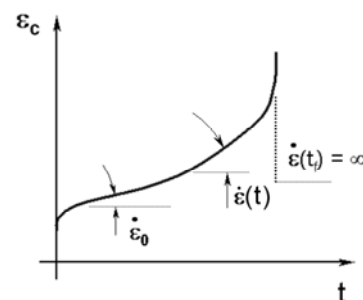


Figure 2. Creep strain curve (Omega Method approach).

A 7 Méthodes d'évaluation de vie résiduelle des ESP soumis au fluage
Dunkerque 27 juin 2012

8/8



ESSAIS DE FLUAGE

Essais à rupture (LMP)

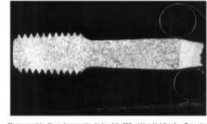
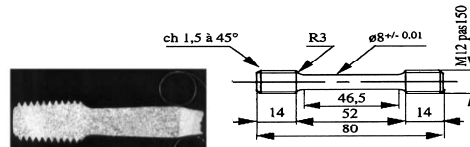
- >500hrs
- Travers soudure
- Isobar (σ proche $\sigma_{service}$)

Essais interrompus (Ω)

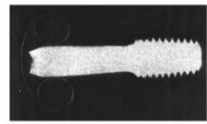
- 200 à 600hrs
- Métal de base
- isotherme

Hypothèses (σ , Yp°)

- Raisonables



Micrographie d'une apparence de la série 200 côté métal forcé - Grossissement 2



41 - Micrographie d'une apparence de la série 200 côté Y1 - Grossissement 2

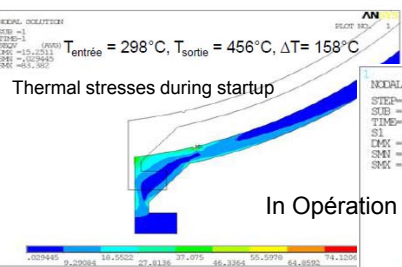


A 7 Méthodes d'évaluation de vie résiduelle des ESP soumis au fluage
Dunkerque 27 juin 2012

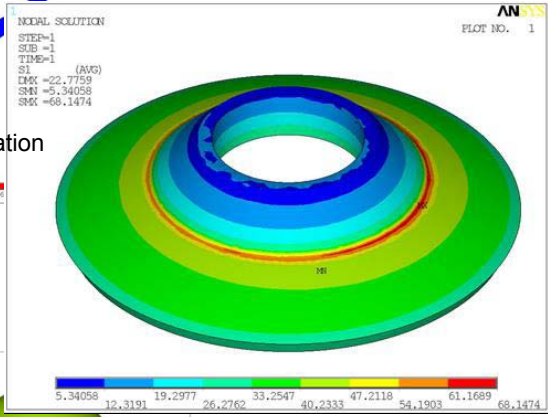
9/8



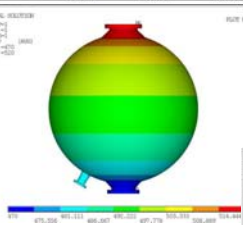
ANALYSES PAR ÉLÉMENTS FINIS



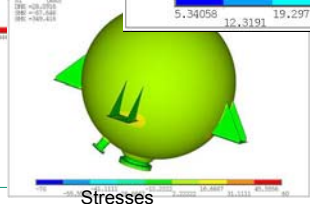
In Opération



Nozzle A



Temperature



Stresses

Titre de la Présentation – Lieu et Pays – Date Jour Mois Année

10



RÉSULTATS

Fatigue est négligeable

methodology	Stress Mpa	Tp° °c	Service exposure time Hours/years	life fraction consumed %	Final life years
Ω level I	50	525	400 000 /45	20	220
Ω level III	68	"500"	400 000 /45	16	285
Ω tests	50	535	320 000 /42	28	130
LMP average	68	"500"	400 000 /45	24	190
LMP mini	68	"500"	400 000 /45	115	40

Titre de la Présentation – Lieu et Pays – Date Jour Mois Année

11



CONCLUSION

- beaucoup d'informations sont nécessaires pour le niveau III, historiques process, analyses CNDs
- les plans d'inspection traditionnels doivent être maintenus
 - Suivi CNDs exhaustifs
 - Replique fluage et suivi d'endommagement par fluage qualitatif (ECCC recommandations volume 6, 2005)
- Les conditions opératoires doivent être respectées
- Méthode d'estimation
 - LMP deviennent moins précises au-delà de 200 000 heures
 - LMP min n'est pas appropriée
 - Omega est intéressante:
 - Pas de limitation d'age
 - Possibilité de repositionner les paramètres métallurgiques avec des essais courte durée
 - Tests à rupture sont aussi intéressants si on dispose de matière
- CouT
 - Plan d'inspection
 - Tous les 6 ans~ 20 k€ for Reacteurs
 - Etudes completes 40 k€ min

Titre de la Présentation – Lieu et Pays – Date Jour Mois Année

12



B2

Lyondellbasell

C. Balatre

Corrosion d'un réacteur d'oxydation de sodes usées

Corrosion Fulgurante d'un Réacteur d'oxydation de soude usée

REX - cas vécus – R252

Christophe BALATRE

Pôle Pétrochimique de Berre



PRESENTATION

- A. PRESENTATION DE L'UNITE IMPACTEE
- B. MANUEL ET MECANISME DE CORROSION
 - Acier Carbone dans de la SOUDE
- C. REX – Cas vécus – Corrosion fulgurante d'un Réacteur d'oxydation de soude usée
- D. UN COUPABLE TOUT DESIGNE !
- E. EXPERTISE / INVESTIGATIONS
- F. ENSEIGNEMENT ET CONCLUSION

CONTEXTE DU RETOUR D'EXPERIENCE

DANS LE COURANT DES ANNÉES 2008-2009, LE SERVICE INSPECTION RECONNU DU PÔLE PÉTROCHIMIQUE DE BERRE A ÉTÉ CONFRONTÉ À UNE CORROSION EXTRÊMEMENT RAPIDE D'UN CIRCUIT PROCÉDÉ EN ACIER NON ALLIÉ VÉHICULANT DE LA SOUDE USÉE EN PRÉSENCE D'OXYGÈNE D'UNE UNITÉ FONCTIONNANT DANS LES MÊMES CONDITIONS PROCÉDÉ DEPUIS PLUS DE 30 ANS SANS DÉGRADATION ANORMALE.

LA SOUDE USÉE SERAIT-ELLE UN COUPABLE TOUT DÉSIGNÉ ?

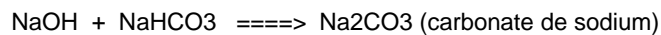
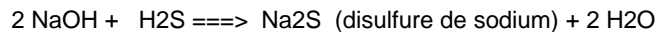
DESCRIPTION DE L'UNITE IMPACTEE Section lavage des gaz craqués Vapocraqueur



DESCRIPTION DE L'UNITE IMPACTEE

Section lavage des gaz craqués Vapocraqueur

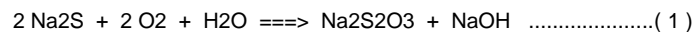
Le raffinage des gaz craqués issus d'un vapocraqueur s'effectue par un lavage à contre-courant utilisant une solution de soude fraîche à 15%pds. Lors du contact avec les gaz craqués, la soude réagit avec l'H₂S, les mercaptans et le CO₂ selon les réactions suivantes :



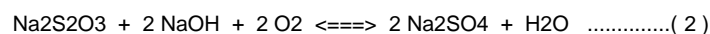
La section "Oxydation de Soude Usée" a pour but d'éliminer par oxydation les polluants sulfureux et carbonatés présents dans la soude 3% dite « usée », en provenance de la colonne de lavage de gaz craqués C-203.

DESCRIPTION DE L'UNITE IMPACTEE

Avec les sulfures en présence d'Oxygène :

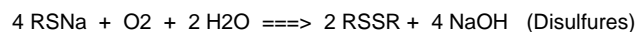
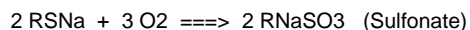


(Na₂S₂O₃ = thiosulfate de sodium)

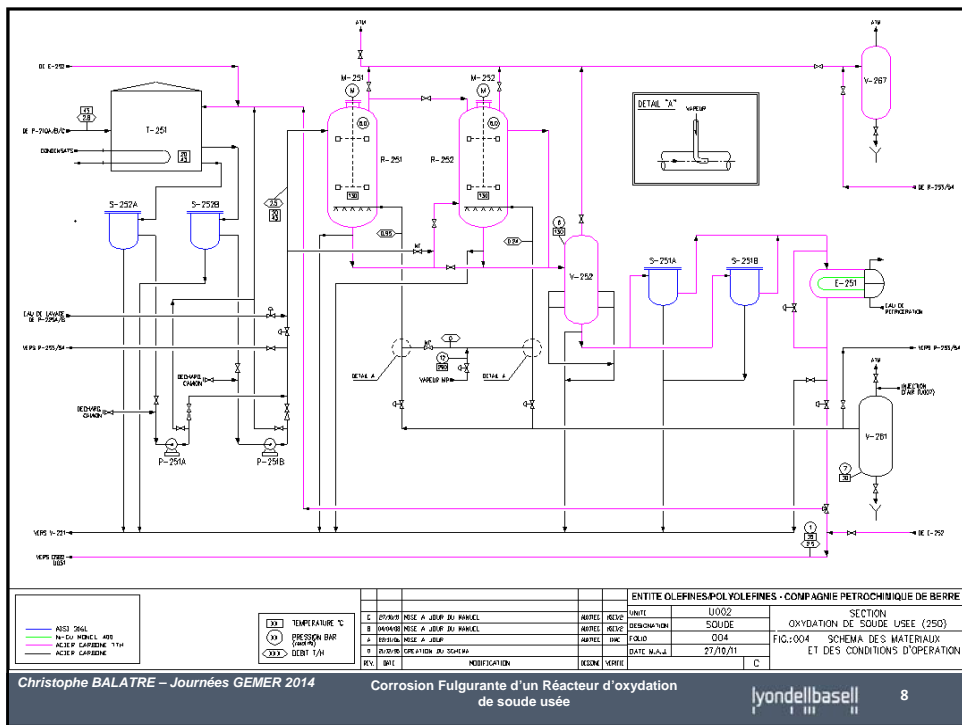
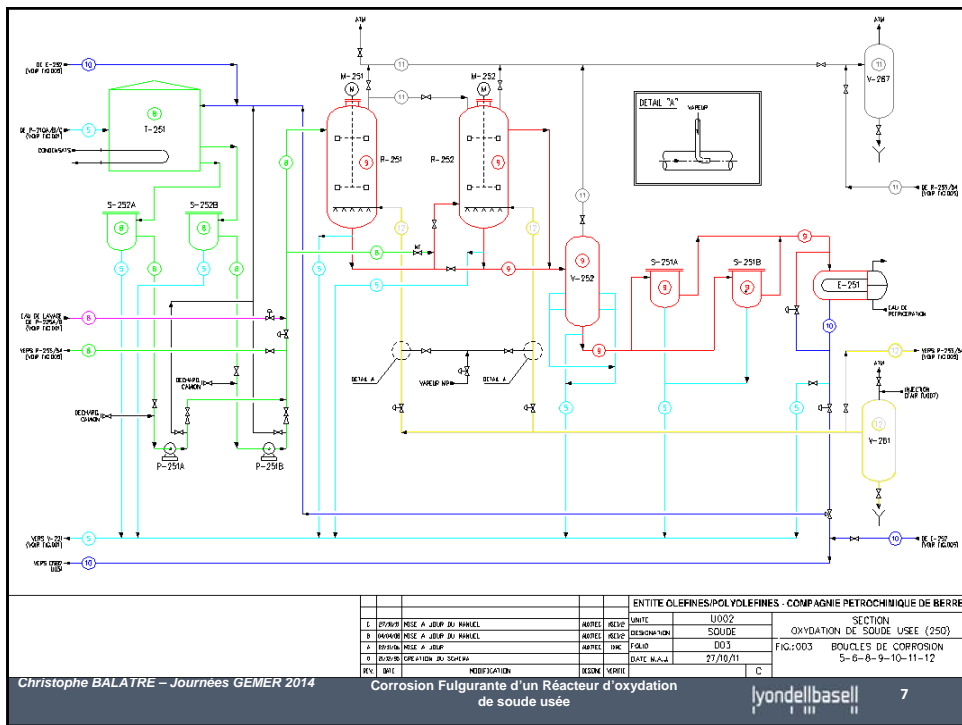


(Na₂SO₄ = sulfate de sodium)

Les sels de mercaptans, présents seulement sous forme de traces, sont complètement transformés



Ces réactions d'oxydation sont exothermiques. La réaction (1) est complète : tous les disulfures sont convertis en thiosulfates. Elle a lieu principalement dans le premier réacteur. La réaction (2) conduit à un équilibre tel que seulement 50% des thiosulfates sont convertis en sulfate. L'oxygène est fourni par une injection d'air maintenance dans les deux réacteurs (R-251 et R-252) chauffés à environ 130 °C par de la vapeur moyenne pression.



CARACTERISTIQUES DES CHARGES ET MODES D'OPERATIONS

Charge de l'unité 250 :

La soude usée vient de la charge de la C-203 est constituée des Gaz craqués au refoulement du 3ème étage du compresseur K-201. Le gaz est constitué d'hydrogène jusqu'à équivalent C4. La température de rosée à la pression de service est de 28 °C. Le gaz contient environ 300 ppm de CO2 (sur craquage sévère), et en moyenne 300 ppm d'H2S (max. 800/1000 ppm sur craquage gasoil).

La soude utilisée pour le lavage dans la colonne est de la soude fraîche à 15%pds. L'eau de la section de lavage de la C-203 D est constituée de condensats MP refroidis. La soude usée dans notre cas est de l'ordre de 3% pds.

DESCRIPTION DU MECANISME DE DEGRADATION PAR LA SOUDE

Corrosion par la soude NaOH :

La corrosion par la soude NaOH et/ou par des solutions alcalines est souvent observée sur des surfaces en acier au carbone sous des conditions de transfert de chaleur à des températures élevées (>250/300°C). Même si la teneur en NaOH de l'eau est faible (inférieure à 100 ppm), une concentration du produit alcalin à la surface peut engendrer une corrosion importante de l'acier.

Le taux de corrosion d'un acier au carbone dans une solution aqueuse en fonction du pH est donné en pages suivantes. Les conditions acides ont été ajustées en ajoutant de l'HCl, et celles basiques au moyen de NaOH. Un minimum de corrosion est observé dans une plage de pH de 10 à 11. Le taux de corrosion le plus important à des pH >13 est le résultat d'une attaque par la soude NaOH.

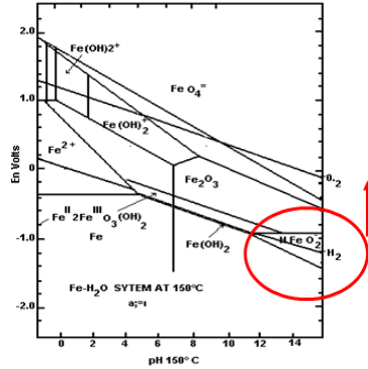
Attaque de la couche protectrice de l'acier (de l'oxyde/hydroxyde de fer) pour le système Fe/H2O à une T° de 150 degrés C :



Attaque de l'acier « directe » (concentrations élevées), selon la réaction suivante :



MECANISME DE CORROSION PAR LA SOUDE



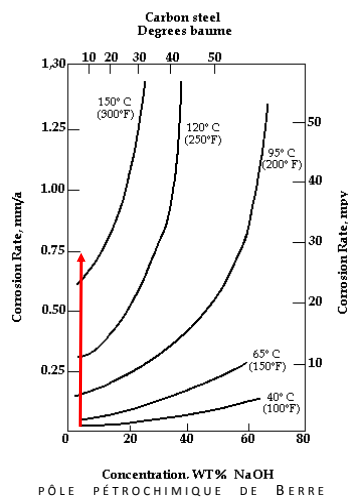
Le domaine de ferrites (domaine de potentiel/pH d'attaque des aciers), se situe autour de la ligne hydrogène ($H_2 \rightleftharpoons 2H^+$) à des potentiels cathodiques. Cela signifie que les aciers au carbone, mais également les inox et autres matériaux subissent une corrosion par la soude sous des conditions réductrices. Dès qu'il y a présence d'oxygène, le potentiel électrochimique du métal à un certain pH augmente et bouge vers la ligne d'oxygène ($O_2 + 2H_2O \rightleftharpoons 4 OH^-$).

En conséquence, la présence d'oxygène ralentit ou inhibe la corrosion dans des solutions de soude en déplaçant le potentiel électrochimique des matériaux vers un potentiel anodique, hors du domaine des hypoferrites.

PÔLE PÉTROCHIMIQUE DE BERRE
Figure (2.4.1.1)3 : Diagramme potentiel/Ph (Pourbaix) pour le système Fe/H₂O à une température de 150°C. (Réf.: Rapport Technique R. 249 - High temperature potential-pH equilibrium diagrams. A literature survey by Jean van uylder).

MECANISME DE CORROSION PAR LA SOUDE

Les taux de corrosion pour l'acier au carbone sont indiqués ci-après



PÔLE PÉTROCHIMIQUE DE BERRE
Figure (2.4.1.1)5a : Corrosion de l'acier au carbone dans la soude en fonction de la température et de la concentration. (Réf.: Exxon Materials Manual)

CORROSION SOUS CONTRAINTE PAR LA SOUDE

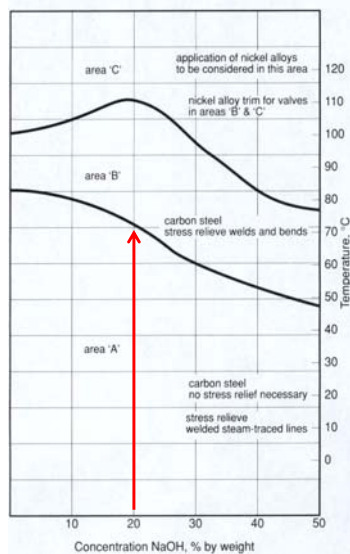
Fissuration sous Contrainte par la Soude ("Caustic Embrittlement")

Sous des conditions favorables, les aciers au carbone et inoxydables sont sujets à un phénomène de dégradation sous contrainte dans la soude. Il s'agit d'une fissuration par un mécanisme de dissolution anodique qui produit des fissures avec un aspect ramifié et une évolution intergranulaire sur CS.

Ce processus de fissuration sous contrainte en présence de soude se produit en fonction de la température et de la concentration de soude, et est toujours, comme la corrosion uniforme par la soude, lié avec la formation des sels de fer solubles (les ferrites), donc avec le domaine de formation de ferrites présent dans les diagrammes pH/Potentiel de Pourbaix. Le phénomène de fissuration sous contrainte est intergranulaire parce que la transformation de la couche protectrice ($\text{Fe}(\text{OH})_2$ ou Fe_3O_4) en ferrite se produit plus facilement aux joints des grains, où ces couches sont les moins parfaites.

En règle générale, les températures (et concentrations) de la soude nécessaire pour provoquer la fissuration des aciers sont plus faibles que celles qui provoquent la corrosion uniforme de la soude/des solutions alcalines. Pour l'acier au carbone la fissuration se produit généralement à partir d'une concentration de 20% pds à une température de 70°C environ (Voir Figure ci-après). Les aciers inox sont plus résistants à ce type d'attaque et peuvent être appliqués jusqu'à une température d'environ 150 °C pour de la soude à 20%pds.

CORROSION SOUS CONTRAINTE PAR LA SOUDE



Prévention – Mitigation

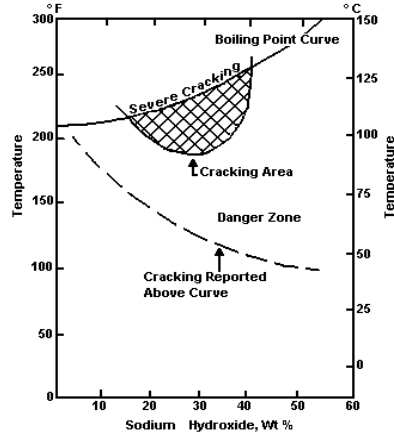
Application d'un traitement thermique de détentionnement pour réduire le niveau de contrainte. Cela ne garanti pas l'immunité, car de fortes contraintes mécaniques peuvent subsister. La température de PWHT est $635 \pm 14^\circ\text{C}$ et 1 heure de maintien par 25 mm d'épaisseur.

Pour évaluer la nécessité du PWHT, on utilise le graphique du NACE.

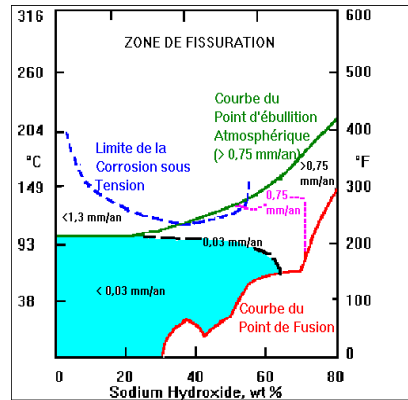
Dans la zone A, le traitement thermique de l'AC n'est pas nécessaire (il vaut mieux le faire), car si présence de traceurs, on peut avoir des températures locales plus élevées.

A des concentrations de soude > 5% poids et des températures métal dans les zones B & C, le traitement thermique de l'acier carbone est recommandé.

CORROSION SOUS CONTRAINTE PAR LA SOUDE



Domaine de fissuration des **aciers au carbone** en fonction de la température et de la concentration de soude. (Source : Schmidt et al., Corrosion, vol 7, 1951).



Domaine de fissuration et de la corrosion des **aciers inox (type 304/316)** en fonction de la température et de la concentration de soude. (Source: R.K Swandby, Chemical Engineering Vol 69, 1962).

DESCRIPTION DE L'INCIDENT

En Octobre 2009, nous avons été confrontés à une corrosion fulgurante du fond du réacteur R252. **Le taux de corrosion a été mesuré de l'ordre de 4 mm/mois.**

Lors de l'incident en juin 2009, ce réacteur était en opération de rinçage avant remise en service par batch chaîne, c'est donc une fuite d'eau qui a eu lieu heureusement ce jour-là. Ce réacteur n'avait fonctionné que 4 mois avant l'incident, après une phase d'arrêt Inspection où celui-ci avait été contrôlé suivant PIS. Il nous a été facile de démontrer que la perte d'épaisseur était de 16 mm en 4 mois.

Le premier constat visuel après dépose du calorifuge sur le fond du R252 signale que la zone endommagée est située sur le fond inférieur à environ 50 mm de la soudure de la selle de renfort du piquage de sortie.

Le constat visuel interne après nettoyage indique que le fond inférieur est fortement corrodé localement (perte d'épaisseur 16 mm en 4 mois sur une circonférence d'un diamètre de 1400 mm. Les pales d'agitateur interne ont disparu.

L'inspecteur de zone a établi un Bon de recommandation inspection pour dépose et remplacement du fond inférieur du réacteur + TTH de détensionnement. Dossier de réparation avec CAI.

L'unité a été construite en 1980 et ce n'est qu'à partir de l'année 2004, année de Grand Arrêt, que des problèmes de corrosion ont été observés de façon aléatoire sur l'unité 250 (changement de tronçons de tuyauterie, réparation locale d'échangeurs, rechargements des fonds des réacteurs...).



Christophe BALATRE – Journées GEMER 2014

Corrosion Fulgurante d'un Réacteur d'oxydation de soude usée



DESCRIPTION DE L'EQUIPEMENT



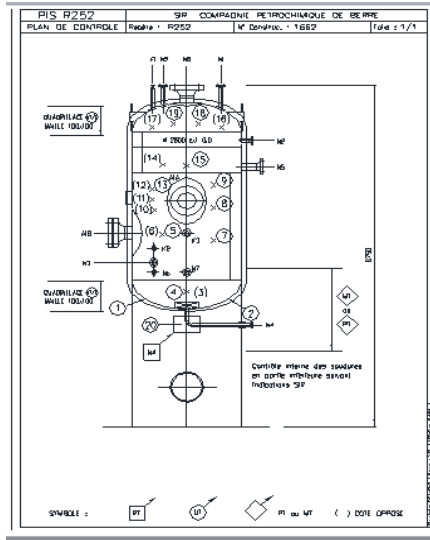
COMPAGNIE PETROCHIMIQUE DE BERRE		PROCES VERBAL DE VISITE						CAPACITE UNITE : U002	
Inspection métallurgie SERVICE : HSE/E2		n°: 0/10/7-10						REPERE : R252	
Fonction: Réacteur d'oxydation de soude usée								Matricule : -	
Produit:	Sosumis	PC bar	PE bar	VE	VI	VM	VA	Constructeur	Année Volume
Soude usée, air...	ERG	10,0	15,0	X	X		X	SEREG 1662	1979 24100 litres
Designation et matrice	G	CONSTATS							
1) Vitroles		Inspection interne: Fond inférieur percé le 08.10.2009 par une très importante corrosion interne soit une perte estimée 5mm/mois depuis la remise en service en juin 2009. Corrosion stationnaire en phase gazeuse avec plaques et cratères de profondeur max 5.0mm à 5.2mm.							
A 42 C1		Inspection externe: Désaerifié totalement. Aspect correct du revêtement peinture sauf zones d'oxydation épures. Jupes: Bâton ignifuge détaché lors de la dépose du réacteur pour travaux. Oxydation des tôles sans gravité.							
2) Fonds		Mesures d'épaisseurs aux ultrasons dont Point 0 des parties revues (voir annexe au PV)							
A 42 C1									
3) Piquages									
A 100 Gr B									
4) Equipement interne		Ameublement des pales inférieures de l'agitateur.							
Agitateur									
5) Accessoires sous pression		22RVS3 - Soupape 3" K 4". Tarage 10,0 Bar. Protection conforme. Révisé en 2008							
6) Accessoires de sécurité		22RVS98 - Soupape 1/2" X 1". Tarage 13,0 Bar. Protection de la GAM du MS2 - Protection conforme. Révisé en 2008.							
Inspection périodique	Requalification officielle (L. bar)	Etat à l'ouverture		Etat à la fermeture		Code état			
		4		3		2			
Conclusions: Ce réacteur peut être remis en service. Actions réalisées: Réparation soudeuse par FRIEDLANDER avec CAI de l'APAVE le 10.12.2009, conformément au BRG (06/977). Remplacement du fond inférieur et de piquage N4. Refinition du revêtement peinture externe sur fond, jupe, Réfexion de l'ignifuge interne/externe jupe. Remplacement pales inférieures (non) sur l'agitateur. Refinition du revêtement peinture externe sur fond et jupe. Reflexion de l'ignifuge interne/externe jupe. Reacondtionnement de la connexion à la terre.								Destinataires: OPFV/2 OPFV	
VISITEUR :		INSPECTEUR - HSE/E2 :				C1460-DE-SERVAIGE :			
		P. CAZZOLA							
Le: / /		Le: 07/01/2010				Le: / /			

Christophe BALATRE – Journées GEMER 2014

Corrosion Fulgurante d'un Réacteur d'oxydation de soude usée



PLAN DE CONTROLES DE L'EQUIPEMENT



Plan de contrôle du réacteur

Contrôle interne/externe réglementaire.
 Contrôle visuel du réacteur et ressouage/magnétoscopie des soudures de quelques zones de la partie inférieure pour la recherche de fissuration par la soude, plus mesure de l'épaisseur par US sur le dôme du réacteur (ciel gazeux, quadrillage 200 x 200) et tous les piquages du dôme (points froids/condensation) pour la recherche d'une corrosion (localisée) par de l'eau oxygénée.
 Contrôle d'épaisseur par US du fond (quadrillage 200 x 200) + gammagraphie du piquage de fond pour recherche corrosion.

Plan d'inspection spécifique

PIS R252	R252	M.Corrosion n° 002	Boucle n° 9	Criticité: Moyenne Haute
Accessoires de sécurité Repère : Pression/Inch Soupape : 22RV053 Code : *Epaisseur min de calcul : Voir dossier constructeur	Soumission : T.Milli T.FV T.V Code :	Interventions : Inspection Périodique : Externe Inspection Périodique : Interne Requalification Périodique avec éprouve Requalification Périodique sans éprouve Visite Inspection Visite Inspection	Stratégie CUI : IS2 Code éprouve : 1 E1 15	PIS suivant GUIDE UNC D784 IP / RP 6/12ANS
Éléments considérés designation Ep. nominale Ep. min de calcul Echaf. Néoboy Diverts V/S LCB de bulles (C1-C2) RT UT UT RPL TH CD F-205 Ep. E-105 Autre	ERGG Fond sup. Fond inf. Viroles sup. Viroles inf. Trous d'homme A1A Ø24" A2B Ø24" Agit. Piquage N1 Ø4" Piquage N2 Ø3" Piquage N3 Ø4" Piquage N4 Ø4" Piquage N5 Ø4" Piquage N6 Ø2" Piquage N7 Ø2" Piquage N8 Ø24" Piquage N9 Ø4" Piquage K1 Ø2x1/2" Piquage N2 Ø2" Piquage K3 Ø2" Equip interne	Préparation Méthode d'inspection	Inspection Méthode d'inspection	Inspection Méthode d'inspection
ACCESSOIRES SOUS PRESSION				
COMMENTAIRES TRAVAUX DEMANDÉS				
Plan de décaufouage Partiel : 1) RP22 mise à jour de toutes les pastilles UG et décaufouage total du fond supérieur et fond inférieur pour quadrillage UTS. Total : 2) RP 14800 décaufouage total de l'appareil et brossage de toutes les soudures			SBI/ Compagnie Pétrochimique de Berre Date d'entretien IP RP Visite imp. CND Soupape Consulter l'échancier Informatique Exécutions Mois IP RP VE VT Visuel 72 144 36 CND Mois PT MT RT UT/Soud UT/Ep 72 72 36 Révision soupape 36	
Ugères : Air Eclairage	Coffret électrique 220V Mode opératoire ou NT	MATÉRIAUX Viroles : A42 C1 Fonds : A42 C1 Piquages : A106 Gr B A105	Pression de calcul : 10 Pression d'éprouve : 15 Température de calcul : 195 Fluide : Soude+H2O Volume : 24100L	Note : IP UT/Ep Points de mesures indiqués par le SBI RP UT/Ep 100% des points de mesures du PIS

HISTORIQUES DE L'INCIDENT

Historiques Inspection :

- Année de mise en service de l'unité U250 en 1980.
- Août 2008 : Corrosion des fonds inférieurs et des pales d'agitateur des réacteurs **R253** et **R254** : Réparation + essais de revêtement interne. Corrosion de la calandre **E252**. Corrosion des tuyauteries.
- Novembre 2008 : Corrosion du fond supérieur du réacteur **R251** et corrosion du fond inférieur du réacteur **R252**. Corrosion des tuyauteries. Remplacement de plusieurs tronçons.
- Mars 2009 : prélèvement et analyse d'un échantillon de dépôt présent dans les filtres S251A/B en sortie des réacteurs R251/252. Ce résidu est fortement basique, insoluble dans l'eau et dans les solvants courants. Pas de dégagement d'H₂S lors de son acidification.
- Juillet 2009 : Inspection du réacteur **R253** : Disparition totale des essais de revêtement BELZONA 1591 (SOFRAM). Nouvel essai d'un revêtement BELZONA 1391.
- Octobre 2009 : Percement par corrosion du fond du réacteur **R252** avec taux de corrosion estimé à 5mm/mois. Remplacement du fond.

EXTRAIT DU MANUEL DE DEGRADATIONS

Description des boucles d'isodégradation :

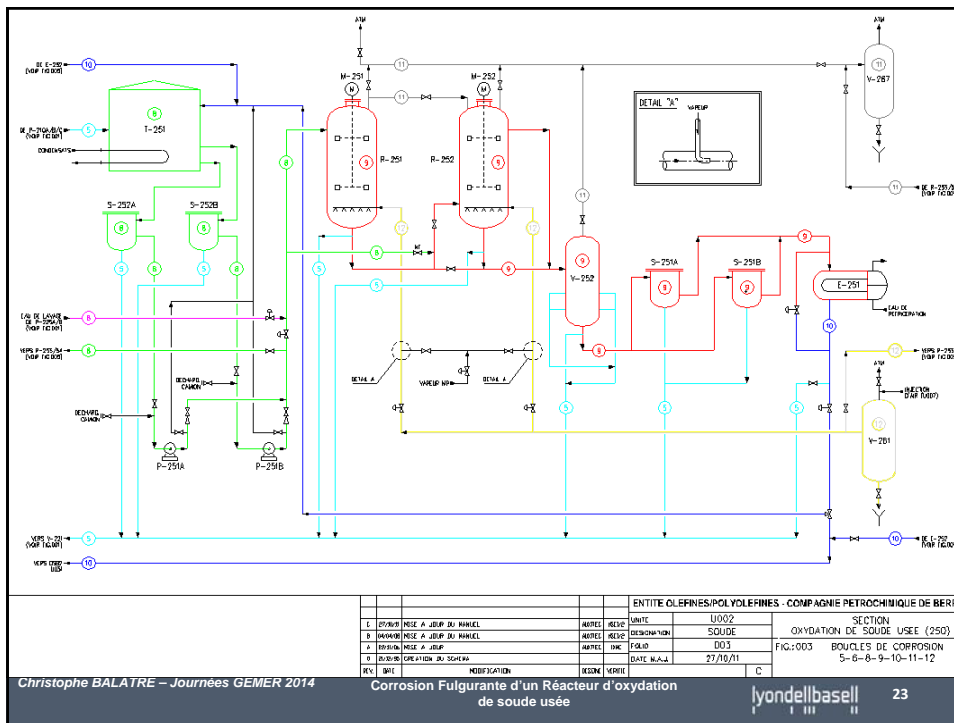
La section "Oxydation de Soude Usée" a pour but d'éliminer par oxydation les polluants sulfureux et carbonatés présents dans la soude dite « usée », provenant de la colonne de lavage de gaz craqués C-203.

La charge représentative pour les réacteurs est la suivante (1.7% m/m Na₂S, 1.5% m/m NaOH, 3.6% m/m Na₂CO₃, 1.5% m/m Na₂S₂O₃, 2.7% m/m Na₂SO₄ et 89 % m/m H₂O).

Ces réactions d'oxydation dégagent de la chaleur (sont exothermiques). La réaction (1) est complète: tous les disulfures sont convertis en thiosulfates. Elle a lieu principalement dans le premier réacteur. La réaction (2) conduit à un équilibre tel que seulement 50% des thiosulfates sont convertis en sulfate. Il reste donc une certaine DCO à la sortie de l'unité provoquée par le pouvoir réducteur des thiosulfates qui vient s'ajouter à la DCO d'origine organique créée par les hydrocarbures dissous. L'oxygène est fourni par une injection d'air maintenance dans les deux réacteurs (R-251 et R-252) chauffés à environ 130 °C par injection de vapeur moyenne pression vive (2ème réacteur uniquement). Les schémas des boucles MC et des Matériaux sont joints en pages suivantes.

Le taux de corrosion maxi théorique pourrait être de 0.6 mm/an. Le taux de corrosion mesuré est < 0.1 mm/an à 110 °C et < 0.03 mm/an à 140 °C.

En fonctionnement « normal », rien ne permet d'envisager un taux de corrosion plus élevé dans ces conditions.



EXTRAIT DU MANUEL DE DEGRADATIONS

Boucle de corrosion de la Réaction (SOUD/002-CC09)

De la soude oxydée du réacteur R-251 vers le réacteur R-252 (+ by-pass) et du R-252 vers le séparateur d'effluent V-252. La soude oxydée du V-252 au travers des filtres S-251 A/B vers l'entrée calandre du réfrigérant E-251.

Les réacteurs R-251 et R-252, le séparateur V-252 et le réfrigérant E-251 (côté calandre) font partie de cette boucle.

Au cours d'un projet réalisé en 2004 cette section réaction a été doublée, et nous pouvons considérer qu'il y a deux chaînes de réaction actuellement.

La nouvelle chaîne de réaction est composée des deux réacteurs R-253 et R-254, du séparateur d'effluent V-262, des filtres S-253 A et B et du réfrigérant E-252.

Métallurgie :

Lignes : Acier au carbone TUE 250 B (classes de matériel 1136X et 1137X) avec TTh.

Les R-251 et R-252 : Les fonds et viroles sont en acier au carbone nuance A 42 C1 avec TTh.

Le V-252 : Les fonds et viroles sont en acier au carbone nuance A 42 C1 avec TTh.

Les S-251A/B sont en acier Inox nuance AISI 316L.

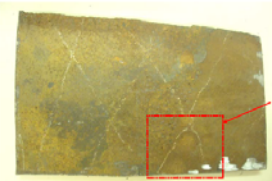

Le E-251 : La calandre est en acier au carbone nuance A 106 Gr B avec TTh, la plaque tubulaire est en acier au carbone nuance A-105 et les tubes sont en Ni-Cu SB163 (Ni 64%, Cu 33%).

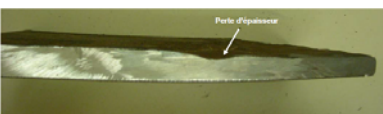

ENQUETE ET INVESTIGATIONS

Hypothèses :


La question qui se posait était de trouver une espèce chimique très agressive (comparable à un acide chlorhydrique sur un acier carbone) en milieu alcalin et dans des conditions oxydantes décrites dans la boucle concernée.

EXPERTISE METALLURGIQUE

 INSTITUT SUD OUVRE	FICHE D'ESSAI REF: 48147	05081	01 28377	4861	PAGE	
	<input type="checkbox"/> EXAMEN METALLOGRAPHIQUE <small>Interprétation et réalisation</small>	RAPPORT N° 48140	ANNEXE 01	1		
<input checked="" type="checkbox"/> AUTRE : VISUEL <small>Relevé</small>	REPARTITION 48140	APPORTEUR 48140	DATE 05/09/2010	SERIE R27-01-04-020-007	PC-01-02	REV. 0
REACTEUR R252						
						
FIGURE 1 : Surface intérieure ; vue d'ensemble de l'échantillon du fond remis.						
						
FIGURE 2 : Surface extérieure ; vue d'ensemble de l'échantillon du fond remis.						
Essai exécuté par Notre	Nom S. POCHE	Date 02/08/2010	Signature 			
Vérification effectuée par Vérifié par	Nom B. OLMOG	Date 05/09/2010	Signature 			

 INSTITUT SUD OUVRE	FICHE D'ESSAI REF: 48147	05081	01 28377	4861	PAGE	
	<input type="checkbox"/> EXAMEN METALLOGRAPHIQUE <small>Interprétation et réalisation</small>	RAPPORT N° 48140	ANNEXE 01	2		
<input checked="" type="checkbox"/> AUTRE : VISUEL <small>Relevé</small>	REPARTITION 48140	APPORTEUR 48140	DATE 05/09/2010	SERIE R27-01-04-020-007	PC-01-02	REV. 0
REACTEUR R252						
						
FIGURE 3 : Vue de profil de l'échantillon du fond remis. Mise en évidence de la perte d'épaisseur en surface intérieure de la tôle.						
						
FIGURE 4 : Détail d'un cratère localisé en surface intérieure de la tôle.						
<small>L'Institut des Sciences et Technologies de la Surface (IST) est un service de l'Institut de Recherche et de Développement de la Lyondell Basell. Les données et les conclusions de ce rapport sont la propriété de l'Institut de Recherche et de Développement de la Lyondell Basell. Toute réimpression ou utilisation non autorisée sans la permission écrite de l'Institut de Recherche et de Développement de la Lyondell Basell est formellement interdite.</small>						

EXPERTISE METALLURGIQUE

	05061	ISI 38377	4481	PAGE
	REPORT N°:	48140		2
	REF: 10-10-100-200	10-10-10	Rev. 2	4

**Microanalyse en surface intérieure corrodée
du fond du réacteur R252**

1. REFERENCES
Travaux effectués à la demande de Monsieur Christophe BALATRE
Lyondell basell
Service corrosion - métallurgie
Complexe Shell pétrochimie méditerranée
Site pétrochimique, BP 14
13131 BERRE L'ETANG

2. OBJET
Analyse en surface intérieure d'un échantillon du fond corrodé du réacteur R252.

3. ECHANTILLONS REMIS
Il nous a été adressé un échantillon du fond corrodé d'un réacteur de viscoaqueur de 270 mm de long, 175 mm de large et de 10 à 17 mm d'épaisseur selon les zones corrodées.
Description et caractéristiques des matériels examinés
- Appareil : Réacteur R252 - Viscoaqueur
- Matières examinées : échantillon du fond du réacteur
- Nuance annoncée de la tôle : Acier carbone

Analyse du dépôt

Nous avons effectué une analyse d'un prélèvement de dépôt de la zone corrodée. L'analyse de celui-ci effectuée en mars 2009 **qualifie le dépôt de « basique »**, donc ceci écarte toute corrosion par « acides sulfurique ou chlorhydrique ».

ENQUETE ET INVESTIGATIONS

Hypothèses :

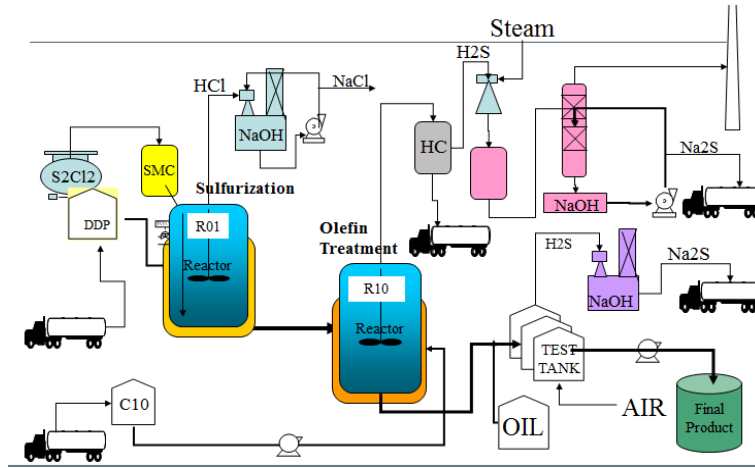
Or nous avons appris lors de notre enquête que l'unité 250 que depuis juin 2003, l'unité 250 était approvisionnée en soude supplémentaire par camions selon une voie secondaire en provenance d'une autre unité tiers du complexe Pétrochimique. Lors des 4 derniers mois de fonctionnement du R252, nous avons traité 4 camions de cette soude (soit environ 30T). Cette soude peut contenir un agresseur de type **NaOCl** (hypochlorite de sodium) fabriqué à partir de di-chlore en contact avec de la soude selon la réaction suivante :



Les matériaux employés sur les unités « additifs » au contact de ce produit sont soit des métallurgies nobles (Uranus B6, Hastelloy C, Titane) soit revêtues ou encore totalement non-métalliques (SVR, PEHD, Carbone graphité, Acier vitrifié, acier revêtu PTFE).

Depuis le début de l'année 2009, le groupe d'exploitation BPO nous a confirmé que 7 camions de soude « Additivée » avaient été traités et que pendant les 3 mois de fonctionnement du R252, cela représentait un traitement de 4 camions.

EXPERTISE ET ANALYSES LABORATOIRE Unités « Additifs »



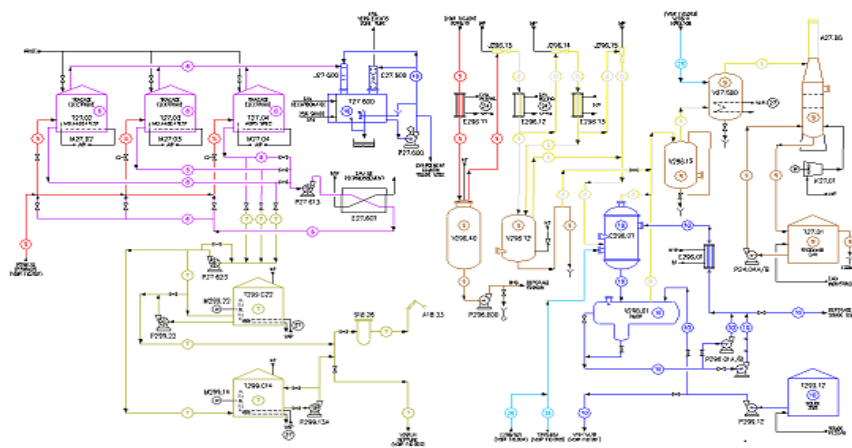
Christophe BALATRE – Journées GEMER 2014

Corrosion Fulgurante d'un Réacteur d'oxydation de soude usée

lyondellbasell

29

EXPERTISE ET ANALYSES LABORATOIRE Unités « Additifs »



ENTITE CHEMIE - COMPAGNIE PETROCHIMIQUE DE DENRE					
PROJET	DATE	REVISION	DESIGNATION	PROJET	DATE
1	02/04/2008	001	PROJET	170-1000	02/04/2008
2	02/04/2008	002	PROJET	170-1000	02/04/2008
3	02/04/2008	003	PROJET	170-1000	02/04/2008
4	02/04/2008	004	PROJET	170-1000	02/04/2008
5	02/04/2008	005	PROJET	170-1000	02/04/2008
6	02/04/2008	006	PROJET	170-1000	02/04/2008
7	02/04/2008	007	PROJET	170-1000	02/04/2008
8	02/04/2008	008	PROJET	170-1000	02/04/2008
9	02/04/2008	009	PROJET	170-1000	02/04/2008
10	02/04/2008	010	PROJET	170-1000	02/04/2008

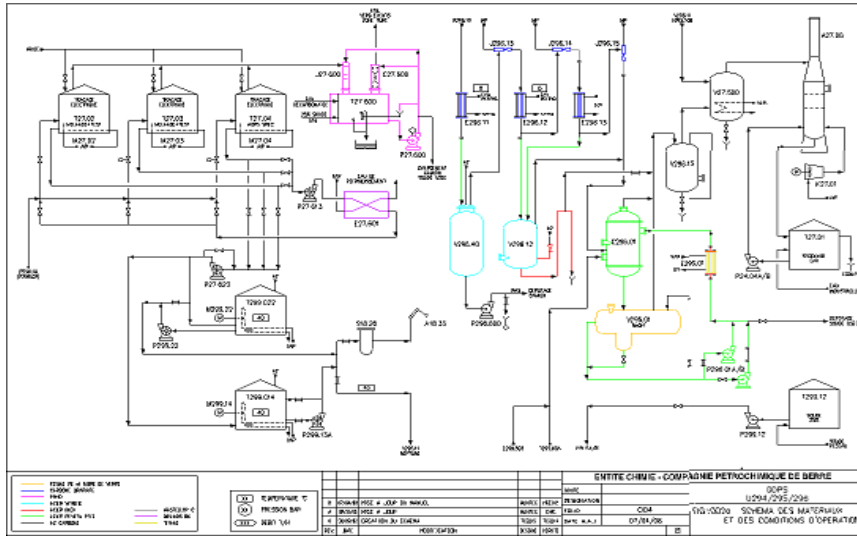
Christophe BALATRE – Journées GEMER 2014

Corrosion Fulgurante d'un Réacteur d'oxydation de soude usée

lyondellbasell

30

EXPERTISE ET ANALYSES LABORATOIRE Unités « Additifs »



Christophe BALATRE – Journées GEMER 2014

Corrosion Fulgurante d'un Réacteur d'oxydation
de soude usée



ANALYSES LABORATOIRE

	Compagnie Pétrochimique de Berre Laboratoire Oléfines	Page 1 / 8 PV - 09 - 040-2
Etude n° PV - 09 - 040-2		Berre le : 29/01/10
Sujet → Recherche cause corrosion avec la soude de l'unité 250		Demandeur OPFVO Sophie PIMBERT

Analyses laboratoire

- 1) But de l'Etude**
Identifier la cause de la corrosion du réacteur R252 contenant la soude usée de l'unité 250 (Vapo).
Deux hypothèses sont à vérifier :
 - La cause possible de la corrosion serait due à la présence d'hypochlorite de sodium.
 - L'hypochlorite serait amené par l'apport de soude ex. Inférieur dans la soude usée du Vapo.
- 2) Objectif**
Recherche d'hypochlorite dans divers échantillons de soude.
Tests du pouvoir de corrosion de ces échantillons sauts et étaps avec de l'hypochlorite de sodium.
- 3) Sommaire du Déroulement de l'Etude et des Techniques utilisées**
Recherche documentaire. Evaluation des méthodes possibles, et essais (voir détails en annexe 3)
Recherche d'hypochlorite dans divers échantillons de soude :
 - Soude usée U250 du 29/10/09
 - Soude usée U250 du 29/10/09
 - Soude usée - N2PTLANC - ex. Inférieur du 25/10/09
 - Soude propre alimentaireur circuit C203
 Evaluation de la teneur en hypochlorite par différence : (chloro total par Fluorid) - (espèces trouvées en chromatographie ionique).
Test de corrosion sur des disques en fer immergés dans les différents échantillons.
Envoi d'échantillons à Houston pour dosage de l'hypochlorite (le 11 novembre 2009).
- 4) Résultats** Voir pages suivantes
- 5) Remarques**
Aucun des laboratoires du site ne dispose des équipements nécessaires pour doser l'hypochlorite directement dans les échantillons.
Plus de retour sur les analyses d'hypochlorite réalisées à Houston (LR) les teneurs en chlorures mesurées par ce labo sont alignées avec celles du labo de Berre.
- 6) Conclusions**
La teneur en hypochlorite serait de 2700 mg/L dans la soude neuve et dans la soude usée (si l'on corrige du facteur de dilution estimé) 1000 mg/L dans la soude Neuve d'Inférieur.
Les échantillons ne contiennent pas le fer même si on les étaps avec 10% d'hypochlorite.
A ce point de nos investigations ni l'action corrosive de l'hypochlorite ni son apport par la soude Inférieur ne sont démontrés.
Nous n'avons donc pas d'application à la corrosion constatée sur le R252

Suite l'incident du réacteur **R252** en 2009, des analyses chimiques par échantillonnages de recherche de cet agresseur potentiel ont été effectuées par deux laboratoires, l'un en interne usine (Laboratoire Oléfines) et l'autre en externe (laboratoire de R&D aux USA), ainsi que des essais de corrosion uniquement effectués en interne.

Les rapports d'analyses chimiques n'ont pas permis d'identifier le ou les agresseurs, car il était difficile d'identifier **le ClO₂** dans de la soude en présence de chlorates, chlorites, sulfures etc.

Analyse : BOUVERIM	Validation : P. MAMMIS
Destinataires : SOLAR, SCOTY, EMATHERON - C. BARREAU, HSEI2 - C. BALATRE	

Christophe BALATRE – Journées GEMER 2014

Corrosion Fulgurante d'un Réacteur d'oxydation
de soude usée



ANALYSES LABORATOIRE

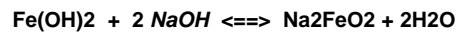
Tests de corrosion

Les « tests corrosion » effectués par notre laboratoire interne sur 8 échantillons n'ont pas pu confirmer la nocivité de la soude en provenance des Additifs pour les raisons suivantes :

- le milieu n'était pas saturé en oxygène
- les bouteilles d'échantillonnage utilisées étaient en verre
- les essais ont été effectués à une température de 100°C au lieu de 130°C, représentant le fonctionnement normal des réacteurs R251/2/3/4.
- le verre a été attaqué par la soude et a vitrifié les coupons de corrosion (protection des coupons par des silicates de verre).

Néanmoins :

- les tests ont démontré le faible taux de corrosion d'un acier non allié type A42/P275 par de la soude à une température de 100°C, en condition oxydante, ce qui confirme les hypothèses du manuel de corrosion U002 (taux de corrosion <0.1mm/an). Attaque de la couche protectrice de l'acier (hydroxyde de fer) pour le système Fe/H2O selon la réaction suivante :



ANALYSES LABORATOIRE

Le test corrosion N°6 (voir tableau ci-dessous) a aussi prouvé l'agressivité de l'ion hypochlorite ClO⁻ en solution basique sur un acier non allié, ce qu'il fallait démontrer.

N°	ECHT	date début	Pds éprouvette avant test (I)	date fin	pois éprouvette après test (F)	Différence (F-I)	%Différence	Aspect éprouvette	Éléments autres que Fe (par FluX)
0	Téroun	0	0	0	0	0	0	Originel	Non
1	Soude neutre/haut	07/06/2010	7,1857	02/09/2010	7,2588	0,0731	1,02	Grisâtre	Si
2	Soude	07/06/2010	7,4574	02/09/2010	7,4845	0,0271	0,23	blanchâtre	
3	soude neutre/bas	07/06/2010	7,4207	02/09/2010	7,4102	-0,0105	-0,14	blanchâtre	Si, Si, Ca ou K
4	soude fraîche	07/06/2010	7,5228	02/09/2010	7,5283	0,0055	0,09	blanchâtre	
5	soude fraîche+ClO ⁻	07/06/2010	7,3865	02/09/2010	7,5242	0,1377	1,73	blanchâtre	Si
6	ClO ⁻	07/06/2010	7,2202	02/09/2010	5,9991	-1,2211	-16,91	Rouillée+considés	Cl
7	Soude sulfidique TE02 21-7	22/07/2010	7,5588	02/09/2010	7,7761	0,2173	2,87	blanchâtre+traces gris	
8	Soude TE02 21-7 (contient Cl)	22/07/2010	7,3793	02/09/2010	7,3815	0,0021	0,03	blanchâtre	

ANALYSES LABORATOIRE

Ces sels alcalins et oxydants, les hypochlorites, sont parmi les sels le plus corrosifs. L'effet de l'ion hypochlorite sur des matériaux métalliques est comparable à celui de l'HCL sur un acier carbone : taux de corrosion très élevés de plusieurs mm/an (comme tableau ci-dessous).

Matériau	Taux de Corrosion à		Taux de corrosion relatif à	
	65-95° C (150-200° F) (a)		50° C (120° F) (b)	
	mm/an	mils/yr	mm/an	mils/yr
Titanium.....	0.0025	0.1	0.000025	0.001
Remanit 2800.....	-	-	0.000025	0.001
E-Brite.....	-	-	0.00025	0.01
2Mo-0.4 Cu stainless steel.....	-	-	0.00025	0.01
Type 317 stainless steel.....	-	-	0.00025	0.01
Inconel 600.....	-	-	0.005	0.02
Zirconium.....	0.1	4	-	-
Durichlor.....	0.18	7	-	-
Duriron.....	0.3	12	-	-
Incoloy 825.....	0	-	0,005	0.2
Hastelloy C.....	1.2	46	0.005	0.2
Type 316 stainless.....	> 2.5	100	0.008	0.3
		(consumed)		
Type 304 stainless.....	-	-	0.025	1.0
Low-carbon steel.....	> 5	>200	0.025	1.0
		(consumed)		

a) Test de 72 jours dans 1.5-4% NaOCl, avec 12-15% NaCl et 1% NaOH
 b) Solution de NaOCl (pH 9) avec 500 ppm de chlore actif et 1.2% de NaCl.

EXPERTISE ET CONCLUSION DE L'ENQUETE

Analyse du chlore actif en solution

Etant donné la difficulté d'identifier le ClO⁻ parmi d'autres espèces chlorées, nous avons proposé d'analyser le "chlore actif". Ce chlore actif est composé de chlore dissous (Cl₂), d'acide hypochloreux (HOCl) et d'ions hypochlorites (ClO⁻). Il représente le pouvoir oxydant de la solution.

Chlore actif (= available chlorine)	Ion hypochlorite ClO ⁻ gaz dissous : - acide hypochloreux HOCl - chlore Cl ₂
Chlore actif libre	gaz dissous : - acide hypochloreux HOCl - chlore Cl ₂
Chlore total	Hypochlorite de sodium NaOCl Chlorure de sodium NaCl Chlorite de sodium NaClO ₂ Chlorate de sodium NaClO ₃

Nous savons aussi que la composition de l'eau de javel dépend du pH, selon les deux équilibres chimiques suivants :

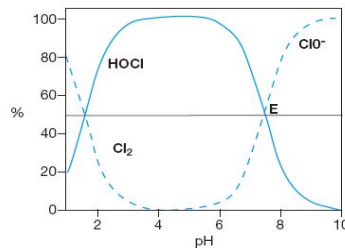
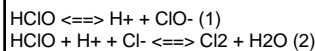


Figure 2

EXPERTISE ET CONCLUSION DE L'ENQUETE

- a) entre les valeurs de pH = 4 et pH = 6, tout le chlore est sous forme d'acide hypochloreux HOCl, gaz dissous non ionisé.
- b) à des valeurs de pH supérieures à 5, l'ionisation de l'hypochlorite va croissante pour être totale aux valeurs supérieures à 9. A cette valeur, tout le chlore est sous la forme d'ions hypochlorites (ClO⁻), c'est-à-dire le NaOCl sous la forme ClO⁻ + Na⁺. C'est ce que l'on cherchait à démontrer.
- c) à partir de pH = 10 la totalité du chlore dissous se trouve sous forme d'ion hypochlorite très agressif pour l'acier carbone.

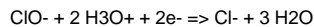
Influence du potentiel électrochimique de la solution

Propriétés oxydantes :

L'hypochlorite de sodium a des propriétés oxydantes dues à l'ion hypochlorite ClO⁻. L'ion ClO⁻ est un oxydant puissant. L'ion Cl⁻ est son réducteur conjugué.

On définit le couple rédox ClO⁻ / Cl⁻ : E0 = 1.715-0.0591*pH

La réaction de réduction de l'ion hypochlorite ClO⁻ s'écrit :



EXPERTISE ET CONCLUSION DE L'ENQUETE

Il est donc tout à fait possible de mesurer à l'aide d'un voltmètre le potentiel électrochimique de la solution, qui devrait être en présence d'hypochlorite de l'ordre de 1.2 volts à pH~10, alors qu'il ne devrait pas être plus élevé que 0.2 volts en présence uniquement de soude, ce que nous avons démontré lors de nos essais.

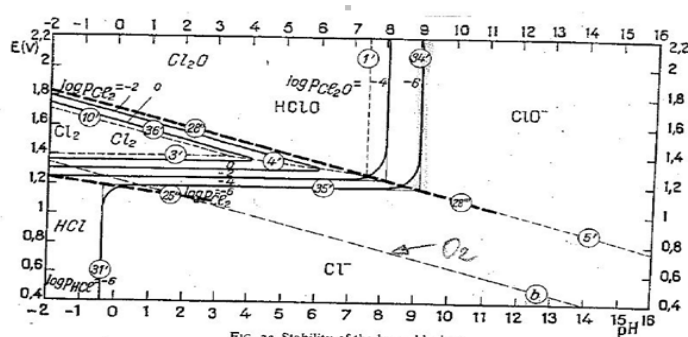


FIG. 2c. Stability of the hypochlorites. Equilibria between dissolved Cl⁻, Cl₂, HClO, ClO⁻ and gaseous HCl, Cl₂, Cl₂O.

EXPERTISE ET CONCLUSION DE L'ENQUETE

Tous ces éléments d'enquête, nous amènent à conclure que seuls les hypochlorites (sels alcalins et oxydants), sont capables de générer une telle corrosion fulgurante en milieu basique oxygéné.

L'unité d'oxydation de Soude U250 qui initialement ne traitait que de la soude usée aux spécifications de l'unité, a été modifiée dans son fonctionnement pour accepter une soude usée en provenance d'une autre unité, sans formalisation de la gestion du changement d'exploitation en 2003.

C'est avec cette information que l'on explique la corrosion fulgurante occasionnée dans le réacteur R252 et boucle associée. Cette soude contient, mise à part des sulfures (neutralisation d'H₂S), de l'hypochlorite de sodium, le NaOCl, qui est un des produits de "décomposition de la réaction du SMC, qui est le S₂Cl₂ utilisé dans l'unité « Additifs ».

EXPERTISE ET CONCLUSION DE L'ENQUETE

Solutions possibles :

Deux options s'offraient à nous. Soit nous décidions de ne plus reprendre la soude incriminée, soit de la reprendre sous conditions en mettant en place les barrières analytiques telles qu'expliquées ci-avant en terme de mesure de la Qualité soude « Chlore actif / pH / potentiel » en provenance de camions extérieurs avant dépotage dans le T-251.

Par mesure de précaution, nous avons décidé de ne plus reprendre cette soude. Depuis que cette action a été prise, un retour à la normale du taux de corrosion a été enregistré.

B5

Total

M. Richez

Aptitude au service (Fitness For Service)



APTITUDE AU SERVICE

Martin RICHEZ – GEMER 2014



PLAN

1. Introduction
2. Informations nécessaires pour l'application de ces méthodes
3. API 579-1/ASME FFS-1 – Fitness for service
4. ASME PCC-2 - Repair of Pressure Equipment and Piping
5. CODAP DIV 3 – Recommandation pour la maintenance des équipements sous pression
6. Exemple d'application
7. Conclusions



INTRODUCTION

INTRODUCTION

- ESP sont des équipement présentant un danger
- Depuis longtemps soumis à réglementation
- Conception, fabrication régit par des codes (CODAP, CODETI, COVAP, ASME, AD Merkblatt...)
- Documents conçu pour la fabrication d'équipement neufs,
- Documents de référence pour le suivi en service, mais :
 - *Dédié au traitement des défauts rencontrés dans la fabrication*
 - *Ne traite pas des dégradations en service (détection, à la caractérisation et à l'évaluation)*
 - *Leur emploi pour le suivi en service peut conduire à être conservatif ou au contraire à ne pas l'être*
- Ceci a conduit les éditeurs de code ou des organisations professionnels à étudier et publier des documents spécifiques au suivi en service

QUELQUES CODES

- API RP 579 "Fitness-For-Service" - Juin 2007", qui a été repris par l'ASME sous la référence ASME FFS-1,
- API 579-2/ASME FFS-2 – Aout 2009 "Fitness-For-Service Example Problem Manual "
- ASME PCC-2 - « Repair of Pressure Equipment and Piping” – 2008.
- BS 7910 « Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures” – 2005.
- Le CODAP 3 « Recommandation pour la maintenance des appareils à pression » - 2013.
- ASME B31G "Manual for determining the Remaining Strength of corroded pipeline"
- API et CODRES 2 pour les réservoirs...

RÉGLEMENTATION

- Pas de texte réglementaire traitant du sujet (ESP)
- Domaine des canalisations de transport : guide GESIP « Surveillance, Maintenance et Réparation des canalisations de transport », tome 2 qui traitent des défauts rencontrés, de leur évaluation et des méthodes de réparation.
- Fiche APITI ESP / A / III / 1 : Justification de sous-épaisseurs [2]. Elle précise qu'en présence d'une sous épaisseur, il est de la responsabilité de l'exploitant de justifier le maintien en service de l'équipement. Lors de la requalification périodique, l'expert examine le dossier et notamment la justification de la sous épaisseur.
 - Le champs de cette fiche pourrait-être élargie à d'autres types de dégradations.

INFORMATIONS NÉCESSAIRES POUR L'APPLICATION DE CES MÉTHODES

MÉTHODE

La réalisation de ces études d'aptitude au service nécessite de procéder par étapes :

- Identification précise du (des) défaut(s) et du mode de dommage.
- Prendre connaissance du domaine d'application et des limites de la méthode.
- Rassembler les données nécessaires pour procéder à l'étude.
- Finaliser le choix de la méthode et les critères d'acceptation associés.
- Estimer la vie résiduelle
- Evaluation des moyens de remédiation
- Définition du suivi en service à réaliser
- Enregistrement de toutes les informations et décisions prises à chaque étape

DONNÉES NÉCESSAIRES

Du dossier de fabrication de l'équipement

- Code de construction
- Plan
- Données de conception
- Note de calcul
- Les spécifications complémentaires employées
- Les certificats matières
- Le rapport d'épreuve initiale

L'historique de l'entretien et d'exploitation

- Les conditions opératoires actuelles, y compris les éventuelles upset.
- Les changements de conditions opératoires tant passés que futurs
- La date de mise en service, les réparations effectuées, incluant les notes de calcul et procédures associées.
- Les différents tests hydrauliques réalisés, indiquant si possible la température de l'eau.
- Les résultats des inspections et des CND réalisés

Quand l'historique est incomplet il peut être nécessaire de le compléter par des contrôles complémentaires.

GÉNÉRALITÉS

- Première édition en 2000
- Document uniquement API
- Groupe de travail commun API ISO en 2001
- Edition l'API 579-1/ASME FFS-1 en 2007, complété par l'API 579-2/ASME FFS-2 en 2007
- Vient en complément des guides d'inspection API 510, 570 et 653.
- Rédigé dans le cadre de l'ASME mais applicable à d'autres codes reconnus. Nécessite cependant une bonne connaissance du code appliqué et de l'ASME (voir Annexe H)
- Destiné à couvrir l'état de l'appareil à l'instant mais aussi durant son service ultérieur. Méthode d'évaluation de la vie résiduelle

GÉNÉRALITÉS

Pour chaque type de dégradation l'API propose 3 méthodes d'évaluations, le niveau 1 étant le plus conservatif mais il nécessite moins de données. Les calculs sont relativement aisés. Le niveau 3 est le moins conservatifs mais fait appel à des méthodes complexes.

- Le niveau 1 est usuellement accessible à l'inspecteur site ou un ingénieur
- Le niveau 2 est accessible à un ingénieur ou une société spécialisée en techniques d'aptitude au service
- Le niveau 3 n'est accessible qu'à des sociétés spécialisées et du personnel expérimenté

NATURE DES DÉGRADATIONS TRAITÉES

- Evaluation des équipements existant vis-à-vis du risque de rupture fragile. Ce chapitre permet d'établir des courbes de pressurisation en fonction de la température, et moyennant quelques compléments d'évaluer le comportement d'équipements soumis à une fragilisation en service.
- Evaluation des pertes générales d'épaisseur
- Evaluation des pertes d'épaisseur localisées
- Evaluation de la corrosion par piqure
- Evaluation des blisters et des dégradations hydrogène associés au HIC et SOHIC
- Evaluation des désalignements de soudure et des déformations de virole.
- Evaluation des défauts plans.
- Evaluation des équipements en service fluage
- Evaluation des dégradations due à un incendie
- Evaluation des enfoncements et des indentations
- Evaluation des délaminations.

ASME PCC-2 - REPAIR OF PRESSURE EQUIPMENT AND PIPING



GÉNÉRALITÉS

• Ce document décrit des méthodes pour la réparation des équipements sous pression. Il porte sur :

- conception,
- la fabrication,
- l'examen
- les contrôles à réaliser.

• Il peut s'agir de réparations temporaires ou définitives.

Ce document ne traite pas de l'évaluation des dégradations et de l'aptitude au service, mais des techniques de réparation. Trois types de réparation sont étudiés :

- Réparation faisant appel au soudage
- Réparation mécaniques
- Réparations à base de composite

LES RÉPARATIONS FAISANT APPEL AUX TECHNIQUES DE SOUDAGE

Les réparations faisant appel aux techniques de soudage, ou brasage, nécessitant le dépôt de métal

- Pose d'insert avec soudure bout à bout
- Renforcement externe par soudage en cas d'amincissement interne.
- Soudage des connexions vissées
- Boîtes soudées
- Viroles renforts pour tuyauterie
- Alternative au préchauffage lors du soudage
- Soudage en service des canalisations de transport ou appareils à pression
- Restauration par soudage des parois ou de l'overlay
- Renfort par tôle avec soudures d'angle
- Renfort par tôle avec soudures d'angle et soudures bouchons
- Elimination des défauts et réparation par soudage

LES RÉPARATIONS À L'AIDE DE COLLIERS, BOITES OU AUTRES DISPOSITIFS MÉCANIQUES

Les réparations à l'aide de colliers, boites ou autres dispositifs mécaniques.

- Réparation de bouchons filetés
- Remplacement de composants résistants à la pression
- Bouchons de glace
- Filets endommagés sur bouchon conique
- Surfaçage de brides
- Réparation par collier mécanique
- Rectification des tubes
- Ancrages endommagés dans le béton
- Procédure de serrage à chaud
- Inspection et réparation des échangeurs tubulaires

LES RÉPARATIONS À BASE DE COMPOSÉS NON MÉTALLIQUES

Les réparations à base de composés non métalliques comme les époxy, les composites ou des adhésifs.

- Systèmes de réparation composites pour systèmes de tuyauterie à fort risque.
- Systèmes de réparation composites pour systèmes de tuyauterie à faible risque.
- Revêtement interne de tuyauteries enterrées
- Essai de tenue à la pression et d'étanchéité des tuyauteries et équipements.
- Emploi de CND en lieu et place du test de résistance pour les réparations et modifications.

CODAP 3

GÉNÉRALITÉS

Cet ouvrage a été publié récemment en 2013.

Ce document a pour objectif de couvrir le domaine de l'API RP 571, de l'API 579 et de l'ASME PCC2, c'est dire :

- Le descriptif des différents modes de dégradation
- les moyens de contrôle
- L'évaluation de l'aptitude au service,
- Les techniques de réparation

Les modes d'endommagement suivant sont évalués :

- Pertes d'épaisseur (généralisées, localisées, par piqûres)
- Rupture fragile
- Fluage
- Propagation de fissure
- Endommagement par cloquage (blistering)
- Endommagement par fissuration type HIC
- Endommagement par fissuration type SOHIC
- Imperfection de forme

EXEMPLE D'APPLICATION

EROSION D'UN RÉACTEUR DE CRAQUAGE CATALYTIQUE

- Equipement composé d'un riser externe et d'un séparateur.

• Matériau	A387 Gr Cl2 (1.25% Cr, 0.5 % Mo)
• Pression de calcul	3,6 bars
• Pression opératoire	1,47 bars
• Température de calcul (TS)	565°C.
• Température de service	515°C
• Epaisseur nominale virole	27 mm
• Epaisseur mini calcul	22,7 mm
• Date de mise en service	2001

- Dégradations potentielles

- Sulfuration à chaud
- Érosion
- Fluage
- Fragilisation de revenu

EROSION D'UN RÉACTEUR DE CRAQUAGE CATALYTIQUE

- Equipement composé d'un riser externe et d'un séparateur.

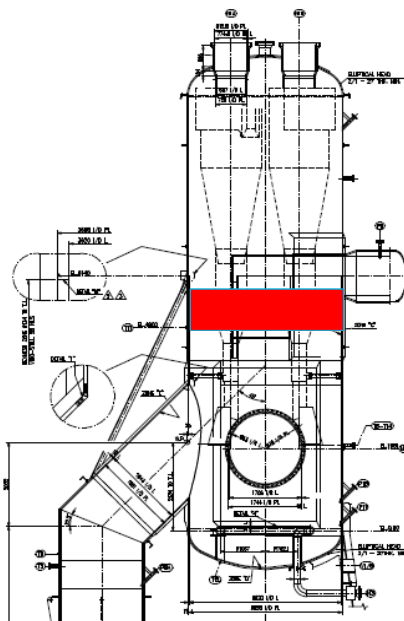
• Matériau	A387 Gr Cl2 (1.25% Cr, 0.5 % Mo)
• Pression de calcul	3,6 bars
• Pression opératoire	1,47 bars
• Température de calcul (TS)	565°C.
• Température de service	515°C
• Epaisseur nominale virole	27 mm
• Epaisseur mini calcul	22,7 mm
• Date de mise en service	2001

- Dégradations potentielles

- Sulfuration à chaud
- Érosion
- Fluage
- Fragilisation de revenu

INSPECTION

- Inspection de 2007 : beton en mauvais état, réfection à l'exception de la partie supérieure
- Inspection en 2013 : importante érosion à proximité de l'arrivée de catalyseur. Mini mesuré entre 20 et 21 pour 22,7 mini calcul.
- faut-il remplacer une virole ou mettre un insert ?



Titre de la Présentation – Lieu et Pays – Date Jour Mois Année

23



EROSION D'UN RÉACTEUR DE CRAQUAGE CATALYTIQUE

La durée de vie consommée a été calculée en intégrant :

- Le calcul selon les paramètres mini et moyen de Larson Miller
- La période suivante soit 12 ans + 6 ans.
- L'épaisseur minimum de la virole selon les hypothèses suivantes :
 - 27 mm (épaisseur nominale) de 2001 à 2007
 - 20 mm à partir de 2007 jusqu'en 2019, sachant qu'un réfractaire anti érosion a été mis en place durant l'arrêt
- La prise en compte d'une marge supplémentaire de 14°C sur la température opératoire pour intégrer la moindre résistance au fluage des soudures longitudinales.
- Le calcul de toutes les excursions de température relevées depuis la mise en service de l'équipement, extrapolées pour intégrer le cycle suivant.

B5 – Aptitude au service - GEMER - Nantes - 21 et 22 mai 2014

24



EROSION D'UN RÉACTEUR DE CRAQUAGE CATALYTIQUE

➤ la durée de vie consommée à l'échéance de 2019 est faible, et répond au critère de 25% fixé par l'ASME pour une analyse niveau 1.

➤ Des répliques métallurgiques ont été réalisées. Aucune dégradation de fluage n'a été observée.

➤ la défaillance par instabilité plastique a été vérifiée pour la température de service et pour tous les upsets.

➤ L'équipement à été déclaré apte au service.

➤ Extension du revêtement anti érosion à toutes les zones affectées pour stopper le processus de dégradation.

Temp. (°C)	Pression (bar)	Heures	Années	ép. (mm)	Vie consommée (%)	
					LM mini	LM moy
530	1.65	52560.00	6.00	27.00	0.06	0.01
530	1.65	105120.00	12.00	20.00	0.42	0.08
680	1.65	0.20	0.00	27.00	0.01	0.00
667	1.65	0.76	0.00	27.00	0.01	0.00
659	1.65	0.13	0.00	27.00	0.00	0.00
666	1.65	0.07	0.00	27.00	0.00	0.00
636	1.65	0.15	0.00	27.00	0.00	0.00
655	1.65	0.08	0.00	27.00	0.00	0.00
639	1.65	0.08	0.00	27.00	0.00	0.00
649	1.65	5.83	0.00	27.00	0.00	0.00
684	1.65	1.24	0.00	27.00	0.05	0.01
722	1.65	9.29	0.00	27.00	0.27	0.06
724	1.65	9.02	0.00	27.00	0.29	0.07
669	1.65	1.83	0.00	27.00	0.03	0.01
652	1.65	0.08	0.00	27.00	0.00	0.00
669	1.65	0.38	0.00	27.00	0.01	0.00
630	1.65	0.03	0.00	20.00	0.00	0.00
678	1.65	0.25	0.00	20.00	0.02	0.00
686	1.65	0.42	0.00	20.00	0.02	0.00
637	1.65	0.03	0.00	20.00	0.00	0.00
662	1.65	0.37	0.00	20.00	0.01	0.00
697	1.65	0.07	0.00	20.00	0.01	0.00
673	1.65	0.43	0.00	20.00	0.02	0.01
676	1.65	1.28	0.00	20.00	0.09	0.02
640	1.65	0.72	0.00	20.00	0.01	0.00
696	1.65	14.63	0.00	20.00	0.29	0.07
662	1.65	0.05	0.00	20.00	0.00	0.00
689	1.65	0.17	0.00	20.00	0.00	0.00
659	1.65	0.53	0.00	20.00	0.01	0.00
664	1.65	0.47	0.00	20.00	0.02	0.00
634	1.65	0.02	0.00	20.00	0.00	0.00
671	1.65	0.17	0.00	20.00	0.01	0.00
664	1.65	0.33	0.00	20.00	0.01	0.00
TOTAL		157729.11	18.01		1.67	0.34

Calcul de la durée de vie consommée après 18 ans de service selon la méthode de Larson-Miller API 579 niveau 1

CONCLUSION

CONCLUSIONS

- Les codes de construction sont et restent des documents de référence
- Ils ne sont cependant pas toujours bien adapté pour le suivi en service :
 - Modes de dégradation
 - Techniques de réparation
- De nouveaux codes/normes sont apparus récemment pour traiter spécifiquement des équipements en service
 - API/ASME
 - CODAP, CODRES...
 - Autres
- Traitement des cas simples ou complexes, accessible à l'inspecteur ou nécessite de faire appel à des sociétés spécialisées
- Usage de plus en plus répandu.
- Des évolutions encore à attendre

DES LIMITES

Cependant des limites :

- Pour les cas complexes, nécessite beaucoup de données
- Les coûts des CND nécessaires (accès compris) peuvent être supérieurs au coût de la réparation
- Les délais pour réaliser les mesures ou rassembler les données peuvent être longs
- Il n'y a pas de garantie de résultats positifs
- L'appareil n'est pas remis à neuf, et sauf à pouvoir stopper le mode de dégradation, cela ne permet que de gagner du temps (mais c'est déjà beaucoup)

B6

DGPR/BSEI

J. Boesch – P. Sajot

Présentation par les Administrations



Journées GEMER 2014

Nantes
22 mai 2014



Jean BOESCH et Pierre SAJOT
BSEI
Direction générale de la prévention des risques
Ministère de l'écologie (MEDDE)

Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie

www.developpement-durable.gouv.fr

Journées GEMER 2014

Sommaire

- **Equipements sous pression**
 - Les nouveaux textes
 - Actions BSEI
 - Incidents significatifs
 - La méthode de travail en matière de simplification réglementaire
 - Les orientations générales
 - Le calendrier
- **Canalisations de transport**
 - Le nouvel arrêté multifluide
 - Les interfaces Canalisations de transport / ICPE
 - La maîtrise de l'urbanisation depuis mai 2012



Equipements sous pression Les nouveaux textes

- **Décision BSEI n° 13-125 du 31 décembre 2013 relative aux services inspection reconnus**
 - Remplace à terme les circulaires DM-T/P 32510 et 33042
 - Prise en compte de la nouvelle norme NF EN ISO/CEI 17020
 - Prise en compte du retour d'expérience issu du référentiel 32510
 - Transition vers le nouveau référentiel : à l'occasion du prochain audit de renouvellement, et au plus tard après le renouvellement intervenant après le 1^{er} janvier 2016
 - Durée de la reconnaissance : 4 ans pour les SIR très performants
 - Aménagements : selon les principes de l'arrêté du 15 mars 2000, laissés à l'appréciation de la DREAL



1

3

Equipements sous pression Les nouveaux textes

- **Arrêté du 8 août 2013 portant règlement de sécurité des canalisations de transport de vapeur et d'eau surchauffée**
 - Remplace l'arrêté du 6 décembre 1982
 - Nouvelles dispositions (construction et exploitation)
 - Un guide professionnel pour l'application de l'arrêté
 - Entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2014
 - Echéancier : SIG, PSM, déclaration de conformité, ...
 - Prise en compte de la connexité



1

4

Equipements sous pression Les nouveaux textes

- **Directives européennes (DESP/SPVD)**
 - **Directive 2014/29/UE relative aux récipients à pression simples**
 - Intégration du NLF, mais peu de modifications de fond
 - Nouvelle formulation des modules d'évaluation de la conformité
 - Pas de fusion avec la DESP à ce stade
 - **Directive 97/23/CE relative aux équipements sous pression**
 - Publication en 2014 de la nouvelle directive
 - Intégration du NLF, mais peu de modifications de fond
 - Nouvelle notion « d'analyse de risque » (restant à préciser)



1

5

Equipements sous pression Les nouveaux textes

- **Projet de modification de l'arrêté du 15 mars 2000**
 - Nécessité de prendre en compte le CLP avant juin 2015
 - Nouvel arrêté pour modifier l'article 22 du 15/03/2000
 - Option envisagée :
 - Bénéfice de l'antériorité (pas de néo-soumis)
 - Les appareils actuellement en service sont à reclassifier lors de la RP
 - La notion de fluide « corrosif vis à vis des parois » est précisée
 - Justification de l'ancienne classification à conserver



1

6

Equipements sous pression Actions BSEI

• La surveillance du parc

- Surveillance courante (tous types d'exploitants)
- Actions nationales ciblées (ex : réservoirs sous talus, ...)
- En 2014 : action sur les sites SEVESO (seuil haut et bas)

• Bilan 2013

- Action nationale
 - Centres en autosurveillance (centres annexe II, module II)
 - Manquements constatés (centres et organismes habilités)
- Surveillance courante
 - Méconnaissance des nouvelles dispositions réglementaires
 - Nombreuses irrégularités détectées (retard de requalification périodique ou d'inspection périodique, ...)



1

7

Equipements sous pression Actions BSEI

• La surveillance du marché

- Surveillance proactive (prélèvements et essais en laboratoire, DMS)
- Surveillance réactive (suite à accident, incident, plainte, ...)
- Ex : vannes RIGAU, ...

• Les accidents / incidents significatifs

- Enquête par les DREAL avec transmission d'un rapport au BSEI
- Tous types d'appareils (autoclaves, accessoires, RPS, ...)



1

8

Equipements sous pression Incidents significatifs

- **Exemple n°1 : Rupture d'un RPS (mars 2014)**

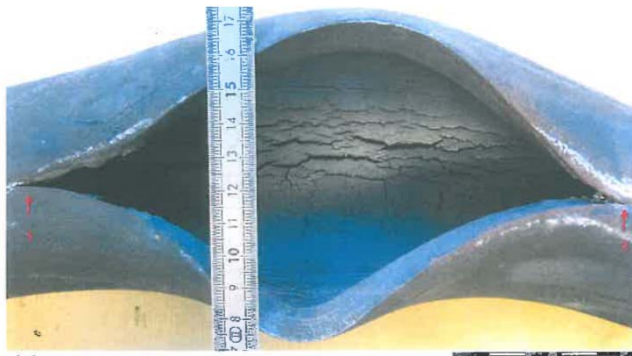
- 120 litres, 20 bar, directive 2009/105/CE
- Enquête en cours



Equipements sous pression Incidents significatifs

- **Exemple n°2 : Rupture d'une purge chaudière (août 2012)**

- Tube de 76 mm, pression 190 bar, température 358°C (non soumis)
- Causes probables : fissuration progressive par fatigue thermique
- Dégagement vapeur en salle de contrôle (température > 80°C)



Equipements sous pression Incidents significatifs

Exemple n°3 : Rupture d'un autoclave (septembre 2011)

- Appareil CE fabriqué en 2011 (4000 litres, 11 bars, 190°C)
- Causes probables : système de verrouillage, maintenance défectueuse
- Pas de blessés (10 personnes dans l'atelier lors de la rupture)



Ministère
de l'Écologie,
du Développement
durable
et de l'Énergie

1

11

Equipements sous pression la Méthode de travail

Une feuille de route simple :

- Mettre en œuvre la mesure n° 20 parmi les 50 premières mesures de simplification proposées par le Conseil de la simplification pour les entreprises, le 14 avril 2014 :

« Lancer une révision de la réglementation
du contrôle des équipements sous pression »



Ministère
de l'Écologie,
du Développement
durable
et de l'Énergie

1

12

Equipements sous pression la Méthode de travail

- Une large concertation avec les parties prenantes, et pas de sujet tabou
- Une mise à plat de la totalité des textes existants, avec la ferme volonté de supprimer tous les textes obsolètes, y compris les DM-T/P
- Un benchmark des pratiques des autres Etats membres de l'UE
- Un regard très attentif sur le REX en France, en Europe et dans le monde, et une adaptation de la base ARIA du BARPI pour identifier clairement les incidents et accidents ESP
- Un souhait d'obtenir des industriels les données les plus détaillées possible aidant à l'analyse de la situation et de leurs propositions de simplification :

- Analyse des contraintes réglementaires actuelles et de leur coût
- Analyse des taux d'incidents et accidents rapportés aux parcs d'ESP



1

13

Equipements sous pression les Orientations en matière de simplification

- Volonté de transposition au plus près des directives pour les contrôles de conception et fabrication des équipements neufs, sans surtransposition, ainsi que pour le suivi en service des ESPt
- Pas de régime spécial hors champ des Directives européennes, sauf en cas de REX contradictoire, et sauf ceux relatifs aux ESPn et aux réseaux de chaleur (cf. dispositions législatives spécifiques aux réseaux de chaleur dans le cadre de la loi LPTE : codification dans le code de l'environnement en L. 554)
- Des pistes de simplification et de responsabilisation renforcée des industriels pour le suivi en service :
 - Simplification DMS
 - Place de l'épreuve hydraulique dans la requalification périodique
 - Limitation des cas de dérogation
 - Renforcement des prérogatives des SIR, sur base CTP et/ou RBI
 - Rôle des OH
 - Périodicité maximale des requalifications périodiques



1

14

Equipements sous pression le Calendrier

- Niveau législatif déjà traité depuis la loi DADDUE du 16 juillet 2013 : L. 557-1 à L. 557-61 du code de l'environnement
- Niveau décret passé en CCAP du 20/3/2014 pour la « fabrication » des ESP, RPS et ESPT -> Conseil d'Etat prévu au 3ème ou 4ème trimestre 2014
- Niveau décret et arrêtés pour le « suivi en service » (hors cas des ESPT qui pourra être traité plus rapidement) : concertation engagée, propositions des professionnels attendues fin 2014 - Objectif CCAP mi-2015 et textes finalisés fin 2015



1

15

Canalisations de transport Accidentologie en France : 20 à 25 fuites par an

Gaz

- **Férolles Attilly (77)** - 22/10/2013 - rupture sur un poste de gazoduc lors d'un accident de circulation - **1 mort**
- **Blénod (57)** - 18/12/2009 - rupture d'un gazoduc par embourbement d'un engin de terrassement - **1 mort**
- **Tremblay-en-France (93 - Villepinte)** - 05/10/1985 - rupture d'un gazoduc suite à des travaux de terrassement - **3 morts**
- **Brain-sur-Longuenée (49)** - 20/09/1985 - rupture d'un gazoduc suite à des travaux de drainage - **1 mort**

Hydrocarbures

- **Saint-Martin-de-Crau (13)** - 07/08/2009 - rupture d'une canalisation de pétrole brut dans une réserve naturelle protégée - pollution de zone Natura
- **Rosteig (67)** - 28/07/1989 - inflammation d'une fuite en aérosol de naphta suite à des travaux de tiers - **3 morts**

Produits Chimiques : pas d'accident mortel

- 1 incident oxygène : **Richemont (57)** le 13/06/2010
- 1 incident chlore : **Champagnier (38)** le 21/05/2005
- 3 incidents éthylène : **Flachères (38)** le 03/04/1990, **Attignat (01)** le 19/09/1988 et **Bruailles (71)** le 28/11/1980



1

16

Canalisations de transport La réglementation

Avant 2006 - 2006 - 2010 - 2012 - **2014**

	Gaz	Hydrocarbures	Produits chimiques
Lois	Ordonnance « Multifluide » n° 2010-418 du 27 avril 2010 Codifiée dans le code de l'environnement aux articles L. 555-1 à 30 Entrée en vigueur le 1er janvier 2012		
Décrets	Décret « Multifluide » n° 2012-615 du 2 mai 2012 Codifié dans le code de l'environnement aux articles R. 555-1 à 52 Entrée en vigueur le 5 mai 2012		
Arrêtés	Nouvel Arrêté « Multifluide » du 5 mars 2014 (entré en vigueur au 1 ^{er} juillet 2014)		

1 Ordonnance

1 Décret

1 Arrêté



Depuis le 5 mars 2014 :

- Niveau législatif : L. 555-1 à L. 555-30 du code de l'environnement
- Niveau décret : R. 555-1 à R. 555-52 du code de l'environnement
- Niveau arrêté : arrêté « multifluide » du 5 mars 2014

1

17

Canalisations de transport Dispositions nouvelles de l'arrêté du 5 mars 2014

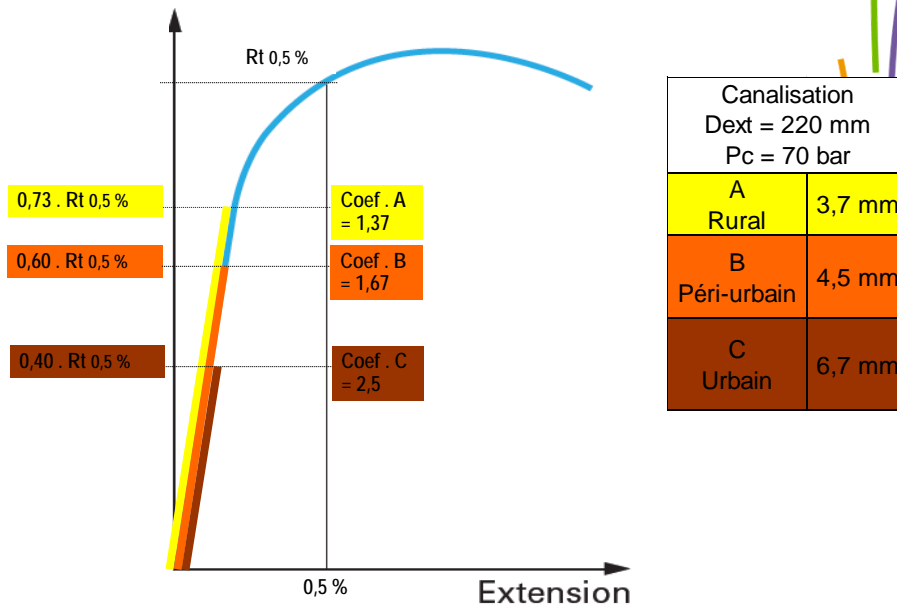
- Application des critères CLP pour la définition des seuils (autorisation, étude d'impact, enquête publique, police de l'eau)
- Catégories d'emplacement A (0,73), B (0,6), C (0,4) remplacées par Coefficients de sécurité A (1,37), B (1,67) et C (2,5)
- Prise en compte du risque sismique selon la nouvelle carte sismique et en s'appuyant sur un nouveau guide AFPS
- Mise en place de servitudes d'utilité publique (SUP) le long de l'ensemble des 50 000 km de canalisations existantes
- Toutes autres règles dans la continuité de celles de l'arrêté « multifluide » du 4 août 2006
- Règles d'interface entre canalisations de transport et ICPE inchangées



1

18

Canalisation de transport Catégorie d'emplacement ou Coefficient de sécurité Lien avec la limite d'élasticité

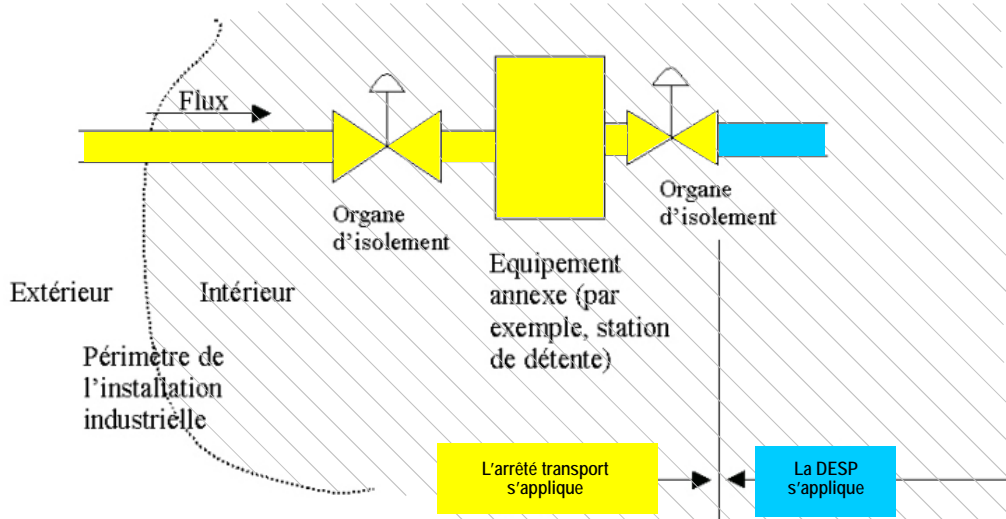


Canalisations de transport Interfaces Canalisations de transport / ICPE

- ❑ Article L. 555-2 du code de l'environnement (exclusion du champ des canalisations de transport des canalisations situées dans le périmètre des ICPE) : le périmètre de l'ICPE doit être entendu au sens administratif
- ❑ Lorsqu'une canalisation de faible longueur et sortant du périmètre géographique d'une ICPE est considérée par le préfet comme connexe de cette ICPE en raison de sa faible longueur et de son rattachement fonctionnel à l'ICPE, par application de l'article R. 512-32 du code de l'environnement, cette canalisation n'est pas une canalisation de transport, et elle est considérée comme faisant partie du périmètre administratif de l'ICPE
- ❑ La fiche Question-Réponse n° 11009-SRT du 23 mai 2009 précise les modalités de traitement des canalisations en interface
- ❑ En matière de maîtrise de l'urbanisation, une canalisation connexe d'ICPE doit être traitée, selon le cas, par le PPRT (ICPE Seveso) ou le PAC (autre ICPE soumise à autorisation) de l'ICPE à laquelle elle est rattachée

❑ Les canalisations de faible longueur non traitées par connexité bénéficient des conditions simplifiées fixées par le guide GESIP relatif aux canalisations de transport < 500 m²

Frontière entre les réglementations Canalisations de transport et ICPE/ESP



Nota : selon la fiche question-réponse SRT du 23 mai 2011, le périmètre doit être compris comme administratif et non physique (il inclut les ICPE et leurs installations connexes)

Canalisations de transport Maîtrise de l'urbanisation depuis mai 2012

- Des contraintes d'éloignement de l'urbanisation lors de la pose de canalisations nouvelles
- Des contraintes pour les aménageurs porteurs de projets de construction d'ERP > 100 personnes ou d'IGH à proximité des canalisations existantes, via la mise en place de servitudes d'utilité publique (SUP) : construction de l'ERP interdite ou soumise à une « analyse de compatibilité » ayant reçu l'accord du transporteur, ou à défaut du préfet
- L'obligation pour les transporteurs, lors de la révision quinquennale de l'EDD, de prendre en compte les constructions autorisées autres que les ERP et IGH, afin de maintenir le meilleur niveau de sécurité au regard des personnes exposées aux risques

Canalisations de transport Maîtrise de l'urbanisation depuis mai 2012

Les textes applicables :

- ❑ Les articles L. 555-16 et R. 555-30b du code de l'environnement (restriction de construction des ERP et IGH)
- ❑ Le II de l'annexe de l'article R. 126-1 du code de l'urbanisme : a du A pour le gaz, c du A pour les hydrocarbures, a du C pour les produits chimiques
- ❑ L'article R. 431-16 j du code de l'urbanisme : obligation d'analyse de compatibilité dans le dossier de demande de permis de construire d'un ERP ou IGH dans les SUP dangers liées à toute canalisation de transport
- ❑ L'article 29 et les annexes 1 à 6 de l'arrêté multifluide du 5 mars 2014 : réalisation et instruction de l'analyse de compatibilité
- ❑ L'article R. 555-46 II du code de l'environnement et l'article 28 de l'arrêté multifluide du 5 mars 2014 : prise en compte par le transporteur lors de la révision quinquennale de l'EDD des évolutions de l'urbanisation qui ont été autorisées depuis l'EDD initiale



1

23

Canalisations de transport Maîtrise de l'urbanisation depuis mai 2012

Calendrier de mise en place des SUP :

- ❑ **Canalisations nouvelles ou tronçons nouveaux : pour toute instruction effectuée depuis 2012 conformément au décret multifluide du 2 mai 2012, la mise en place des SUP est faite à l'issue de l'instruction de la procédure d'autorisation, et l'arrêté SUP est présenté en CODERST en même temps que l'arrêté d'autorisation et le cas échéant l'arrêté de DUP**
- ❑ **Canalisations existantes (c'est-à-dire toutes celles dont l'implantation a été instruite selon les textes antérieurs au décret du 2 mai 2012) : le MEDDE s'est fixé l'objectif de mettre en place les arrêtés de SUP avant fin 2016 pour toutes les canalisations de transport interrégionales, avant fin 2018 pour toutes les canalisations**
- ❑ **Dans l'attente de la mise en place des SUP, les PAC sont maintenus et appliqués aux projets de constructions d'ERP ou IGH**

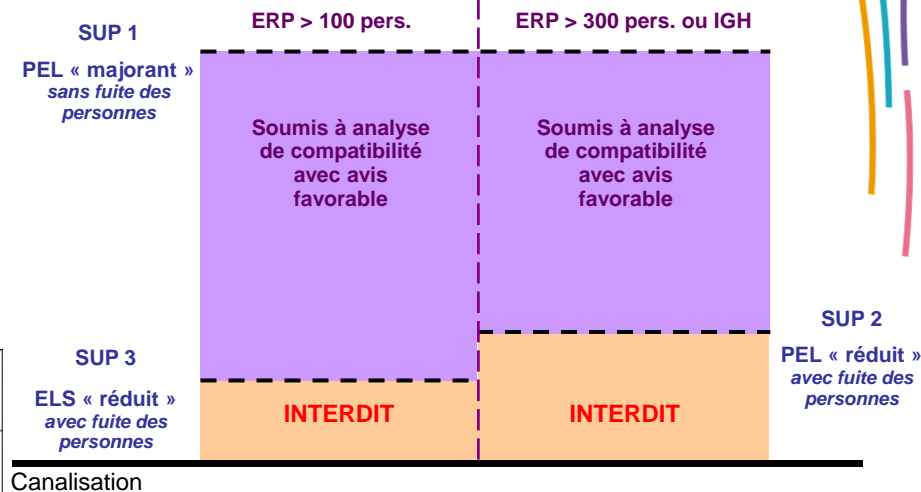


1

24

Canalisations de transport Maîtrise de l'urbanisation depuis mai 2012

Introduction de 3 SUP par les articles L. 555-16 et R. 555-30 :



1

25

Canalisations de transport Maîtrise de l'urbanisation depuis mai 2012

Instruction d'un projet d'ERP-IGH :

1. Constat par un aménageur porteur d'un projet d'ERP ou IGH que l'emprise de son projet est au moins en partie dans la SUP 1
2. Demande par l'aménageur au transporteur des extraits utiles de l'EDD selon le CERFA n° 15016*01 (annexe 3 de l'arrêté multifluide)
3. Fourniture par le transporteur à l'aménageur des extraits utiles de l'EDD sous une forme normalisée (annexe 4 de l'arrêté multifluide)
4. Réalisation par l'aménageur de l'analyse de compatibilité sous une forme normalisée (annexe 5 de l'arrêté multifluide)
5. Analyse par un organisme habilité des modalités de renforcement du bâti de l'ERP ou IGH, selon guide INERIS, en cas d'insuffisance des actions de renforcement de la sécurité sur la canalisation
6. Avis du transporteur adressé à l'aménageur sous 2 mois maxi après réception de l'analyse de compatibilité prévue au 4
7. Avis du préfet en cas d'avis défavorable du transporteur
8. Contrôle par le transporteur de la mise en œuvre effective des mesures de renforcement de la sécurité de la canalisation avant l'autorisation d'ouverture de l'ERP ou IGH par le maire



1

26

B10

Petroineos

P. Sebastiani

Fuite ligne de benzène en février 2012 au port de Lavéra

INCIDENT CANALISATION BENZENE

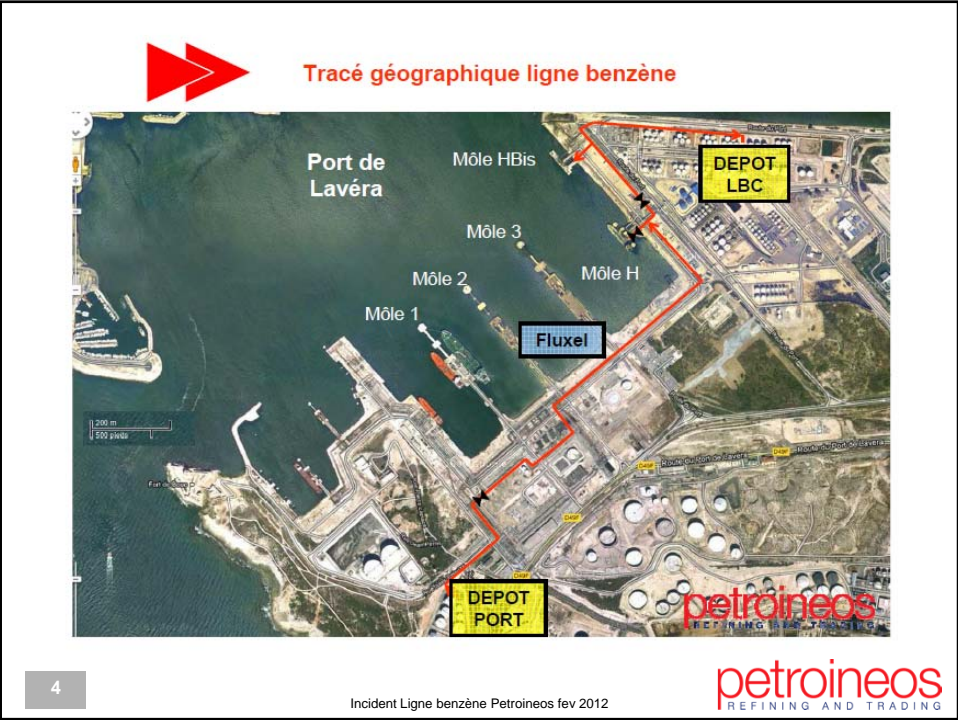
LAVERA / FEVRIER 2012

Journées GEMER 2014

P. Sebastiani

Sommaire

- Le Site de Lavéra
- Rappel des faits et gestion de l'incident
- Caractéristiques de la canalisation
- Investigations et expertises
- Leçons à partager avec la profession





Rappel des faits – Gestion de l'incident

- ▶ Entre le 16 et le 20 février, 3 fuites d'importance différentes sont apparues successivement sur la même canalisation de transport de benzène en différents points
- ▶ Dans un premier temps:
 - ❖ les pompiers sont intervenus pour faire des mesures de benzène dans l'atmosphère et pour contenir les émissions avec des tapis de mousse et des rideaux d'eau autour de la fuite
 - ❖ Le POI Fluxel a été déclenché à plusieurs reprises et des mesures de confinement du personnel de la zone portuaire et du site pétrochimique ont été prises

5

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Rappel des faits – Gestion de l'incident



6

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Caractéristiques de la canalisation

- Cette canalisation de longueur 1 km construite en 1971 est:
 - ❖ en acier Carbone API 5L
 - ❖ Diamètre: 10",
 - ❖ Pression en exploitation: 8 bars
 - ❖ Pression mini hors exploitation: 0,9 bar (pression hydrostatique)
 - ❖ Pression Maxi de Service: 10 bars
 - ❖ Epaisseur de calcul: 1,32mm
 - ❖ Epaisseur de construction: 6mm
 - ❖ Ligne calorifugée et maintenue en température par cordon électrique chauffant auto-régulant à 15°C
- A noter par conception la présence :
 - ❖ de traversées de routes sous ponceaux non tracées
 - ❖ de supports soudés à la canalisation (ponts thermiques)

7

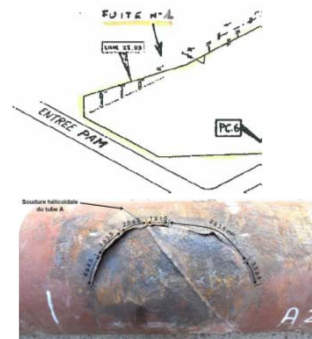
Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



La fuite A

- ▶ Le 16 février 2012 première fuite importante (fuite A) au niveau d'une boîte de jonction du traçage électrique



8

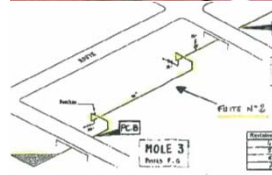
Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



La fuite B

- ▶ Le 17 février deuxième fuite (fuite B) au niveau d'un support soudé



9

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



La fuite C

- ▶ Le 20 février Identification d'un suintement (fuite C) près d'un piquage de sonde de température



10

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

INVESTIGATIONS - EXPERTISES

11

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



12

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



A savoir sur le Benzène

- Incolore, odeur aromatique (agréable)
- Facilement inflammable (Température de Flash -11°C)
- Densité par rapport à l'air > 1
- Très peu soluble dans l'eau
- Cancérogène (CMR 1) – VME 1ppm
- Toxicité par inhalation, ingestion et contact cutané
- Protections requise en cas d'intervention en présence de benzène: appareil respiratoire isolant, combinaison étanche, lunettes et gants nitriles
 - Température de fusion 5,5°C
 - Produit qui se contracte en se solidifiant et donc augmente de volume (+10%) en se liquéfiant

13

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Investigations - Contexte

- L'incident a fait l'objet d'une enquête interne, avec la participation d'experts Total et INEOS, à laquelle le CHSCT a participé
- Les premières conclusions de l'enquête ont été présentées le 8 mars aux entreprises concernées par l'incident au cours d'une réunion extraordinaire du CHSCT élargi
- Les expéditions de benzène ont repris au mois de juin, après validation par la DREAL des conclusions de l'enquête

14

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Expertises

- L'institut de soudure a été sollicité pour une expertise mécanique et un calcul de la pression minimale nécessaire à la rupture, compte tenu de l'état de la tuyauterie
- Une expertise a été confiée à l'entreprise Bertin pour caractériser et quantifier les phénomènes physiques par :
 - ❖ La réalisation de bilans thermiques
 - ❖ Une évaluation des pressions atteintes dans la canalisation

15

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Expertise Institut de soudure Partie 1: Métallurgie - Résultats

- L'expertise métallurgique a permis de confirmer
 - une corrosion sous calorifuge dans les zones examinées
 - de vérifier l'absence d'anomalie lié à l'élaboration du matériaux
 - de vérifier les caractéristiques mécanique
 - de déterminer la Rm exact du matériaux à température (426 Mpa Vs 414 Mpa mini de la norme)
 - d'évaluer l'épaisseur résiduelle dans la zone de rupture (de l'ordre du mm)
 - N'a pas mis en évidence d'anomalie (Kcv, dureté, ...)

16

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

Expertise Institut de soudure Partie 1: Métallurgie - Résultats

Annexe 1 : Extrait ISI 4649 Annexe A1 Visuel Ech A

IS INSTITUT DE SOUDURE	FICHE D'ESSAI		02061	IS 4649	4390	PAGE
	<input type="checkbox"/> EXAMEN METALLORHAPHIQUE	PROFONDITEUR	43297	ANNEXE	A1	1
	<input checked="" type="checkbox"/> AUTRE VISUEL					7

LIGNE BENZENE BZE03

ECHANTILLON A - FUTE N°1

Axeit abaisse



FIGURE 1 : Vue d'ensemble de recharbon A prélevé sur la ligne Benzène BZE03.



FIGURE 2 : Détail zone de rupture (longueur totale = 330 mm) localisée en génératrices intérieures du tube comportant une soudure hétérocyte.

Essai effectué par	Nom	Date	Signature
	D. ROGER	01/06/2012	
Vérification effectuée par	Nom	Date	Signature
	B. OLMOG	01/06/2012	

IS INSTITUT DE SOUDURE	FICHE D'ESSAI		02061	IS 4649	4390	PAGE
	<input type="checkbox"/> EXAMEN METALLORHAPHIQUE	PROFONDITEUR	43297	ANNEXE	A1	7
	<input checked="" type="checkbox"/> AUTRE VISUEL					1

ECHANTILLON A - FUTE N°1

Microscopie aux découpes A2.1 et A2.2




FIGURE 14 : Vue d'ensemble au droit de la découpe A2.1 (zone de rupture et corrosion en surface extérieure du tube).




FIGURE 15 : Vue d'ensemble de la découpe A2.2 (zone de rupture et corrosion en surface extérieure du tube).

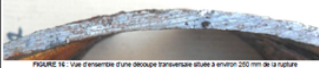


FIGURE 16 : Vue d'ensemble d'une découpe transversale située à environ 200 mm de la rupture (épaisseur résiduelle 10 mm sur de plan : 4,5 mm).

17

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

Expertise Institut de soudure Partie 1: Métallurgie - Résultats

Annexe 2 : extrait ISI 4649 Annexe B1 Visuel Ech B

IS INSTITUT DE SOUDURE	FICHE D'ESSAI		02061	IS 4649	4390	PAGE
	<input type="checkbox"/> EXAMEN METALLORHAPHIQUE	PROFONDITEUR	43297	ANNEXE	B1	1
	<input checked="" type="checkbox"/> AUTRE VISUEL					4

LIGNE BENZENE BZE03

ECHANTILLON B - FUTE N°2

Axeit abaisse



FIGURE 1 : Vue d'ensemble de recharbon B prélevé sur la ligne Benzène BZE03.



FIGURE 2 : Localisation de la zone de perforation (longueur totale = 25 mm) localisée en génératrices intérieures du tube.

Essai effectué par	Nom	Date	Signature
	D. ROGER	01/06/2012	
Vérification effectuée par	Nom	Date	Signature
	B. OLMOG	01/06/2012	

IS INSTITUT DE SOUDURE	FICHE D'ESSAI		02061	IS 4649	4390	PAGE
	<input type="checkbox"/> EXAMEN METALLORHAPHIQUE	PROFONDITEUR	43297	ANNEXE	B1	4
	<input checked="" type="checkbox"/> AUTRE VISUEL					1

ECHANTILLON B - FUTE N°2

Microscopie aux découpes B2.1 et B2.2

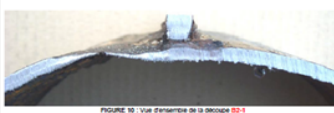


FIGURE 10 : Vue d'ensemble de la découpe B2.1 (zone de perforation et corrosion en surface extérieure du tube).




FIGURE 11 : Vue d'ensemble de la découpe B2.2 (zone corrosion en surface extérieure du tube).

18

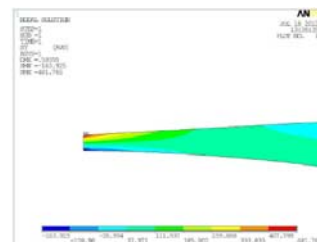
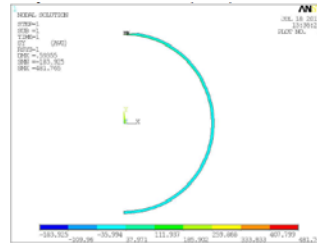
Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Expertise Institut de soudure Partie 2: Mécanique - Résultats

- L'expertise mécanique a conclu à une pression minimale de **32,6 bars** dans une hypothèse conservatrice et simplificatrice, considérant le défaut infiniment long dans la longueur du tube
 - [Annexe 4 ISI 46469-2 - rapport calcul-INEOS-ligne benzene.pdf](#)
- A noter:
 - Le calcul analytique et le calcul aux éléments finis ont donnés les mêmes résultats
 - la ligne aurait pu supporter une épreuve de résistance, même conduite à la série des brides soit 29 bars



19

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Expertise Bertin – Résultats

- Puissance du cordon chauffant conforme à la spécification
- Solidification du benzène pendant la période de froid dans les passages sous ponceaux non tracés
- Lors du redoux augmentation de volume dans les zones comprises entre deux blocs solides

20

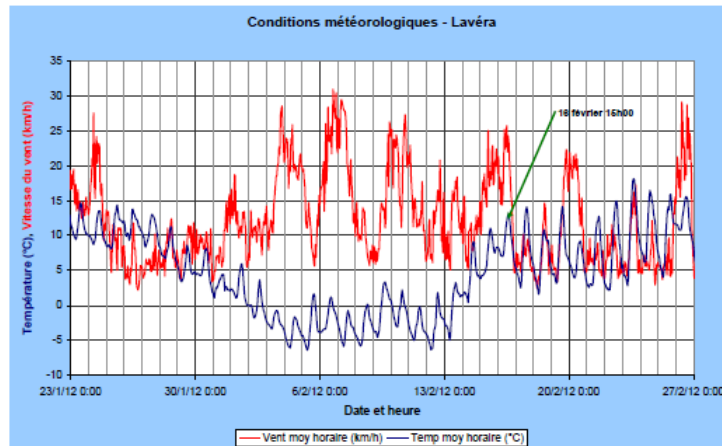
Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Expertise Bertin – Résultats

- Evolution de température extérieure dans la période de l'incident



21

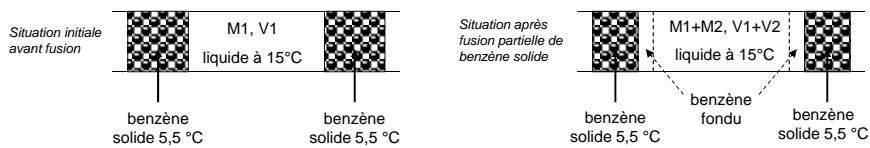
Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Expertise Bertin – Résultats

- Les "bouchons" de benzène solide ont créé des tronçons isolés des soupapes de décompression, permettant ainsi la montée en pression dans ces tronçons



- Pression atteinte lors de la fusion > 20 bars par dilatation isotherme
- Augmentation Pression par dilatation thermique évaluée à 12 bars par degré de température

22

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Expertise Bertin – Résultats

- Incidence du changement d'état d'un volume solidifié de benzène entre 2 « Bouchons »

évolution de pression en fonction de la masse fondue M2 est tracée figure 15 pour une masse initiale de 6150 kg

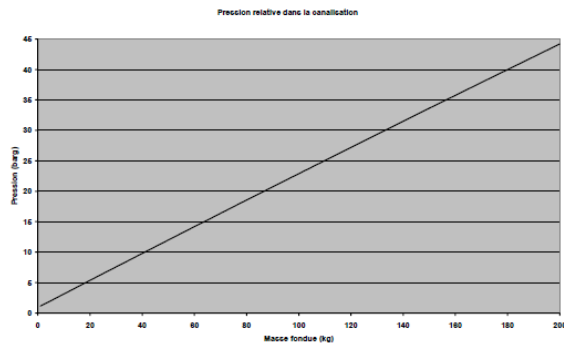


Figure 15 – Variations de pression liées à la fusion isotherme

23

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Expertises - Conclusions

- ▶ La canalisation s'est rompue dans des zones comprises entre 2 bouchons de benzène solide, isolées des soupapes de décompression, et affaiblies par corrosion sous calorifuge
- ▶ La corrosion est une cause parmi plusieurs, elle ne peut expliquer à elle seule les ruptures constatée
- ▶ La pression a excédé un minimum 32 bars, ce qui explique le type de déchirure observée (fuite A)
- ▶ **L'incident est attribué à la solidification du benzène dans des zones où le traçage n'avait pas été installé.**
- ▶ **Ces "bouchons" ont créé des tronçons isolés des soupapes de décompression, dans lesquels la pression est montée, au-delà de la pression de résistance de la canalisation, localement affaiblie par la corrosion externe**

24

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

ACTIONS - MESURES PRISES

RETOUR D'EXPERIENCE

25

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Mesures prises suite à cet incident

- ▶ Inspection de la ligne et remplacement partiel de celle-ci
- ▶ Mise en place d'une procédure prévoyant la vidange de la canalisation en cas de grand froid ou en cas de non utilisation de la ligne sur une longue période
- ▶ Traçage et calorifuge refait pour éviter toute discontinuité
- ▶ Installation d'indicateurs de 'bon fonctionnement' des traceurs en salle de contrôle
- ▶ Recherche d'EPI permettant une protection renforcée et mieux adaptée en cas d'intervention sur incident de ce type

26

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Leçons à partager avec la profession

- ▶ Dans certaines conditions, un changement d'état des fluides peut conduire à des conditions non envisagées lors de la conception
- ▶ Des procédures spécifiques d'exploitation en cas de gel doivent être mises en place, même dans des régions au climat réputé peu rigoureux
- ▶ Dans le cas du benzène, il est impératif d'éviter la formation de bouchons solides conduisant à des tronçons non protégés contre la surpression lors du dégel

27

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Accidentologie similaire – Chalampé 2002

- ▶ Fuite de cyclohexane sur une canalisation dans une usine chimique, le 16 décembre 2002, à Chalampé – [Haut-Rhin] - France



source: DRIRE Alsace

28

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



Accidentologie similaire – Chalampé 2002

- ▶ Point de fusion du cyclohexane 6,5°C
- ▶ Canalisation diam 50 mm, en pipeway, tracée vapeur
- ▶ Canalisation isolée pleine, sous pression 2 à 3 bars, traceur à l'arrêt
- ▶ Températures négatives depuis début décembre puis de redoux à partir du 15 décembre
- ▶ Rupture 'en boutonnière', en point haut d'une lyre de dilatation, à proximité immédiate d'un support soudé

29

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING



U.F.I.P. FICHE DE RETOUR D'EXPERIENCE		Ref:
Date de rédaction : 19/02/2012	Origine : Incident	Auteur : M. Théron Petroineos/Landis
Titre : Perte de confinement d'une ligne à vapeur suite à période de gel		
Type : Incident	Date de l'événement : 16 février 2012	
Statut interne : Officiel	Type d'équipement : Canalisation	
Niveau d'analyse : Incident	Type de situation : Autre cas	
Description		
<p>La canalisation concernée est la canalisation Pétrineos au point géométrique situé par Fizeul, en service intermittent. Après une période de gel d'hiver sans précipitation en février 2012 pendant laquelle aucun passage n'a été effectué, le débit dans la ligne ne peut être établi. L'opérateur en déduit que des bouchons de benzène solidifié se sont formés dans la ligne.</p> <p>L'après midi du 16 février, en période de redoux, dans l'attente opération d'exploitation a été en cours sur la ligne, une rupture se produit. Une rupture accidentelle est survenue la nuit suivante.</p>		
		
<p>Consignement : Traitement complexe de l'incident compte tenu du risque lié au benzène, la ligne est traitée sur terrain de part et d'autre pendant un dégel sur demande auprès du public.</p> <p>La ligne a été mise hors service, les pompes ont été arrêtées sur une autre ligne.</p>		
<p>Causes évolutives :</p> <p>Le caractère du bûche est possible en géométrie inférieure sur une zone affectée par corrosion sous isolation.</p> <p>Néanmoins, les opérations ont montré que la corrosion n'est pas la cause fondamentale, la ligne n'est pas soumise aux impacts de vibrations, aucune condensation à la suite du bûche n'est observée.</p> <p>L'incident est attribué à la solidification du benzène dans des zones où le bûche n'est pas été installé (pression ou bouchon contact). Ces "bouchons" ont créé des bouchons limités des pompes de décongélation, dans lesquels la pression est maintenue par condensation de benzène phénolique, augmentation de volume du benzène lors de sa fusion et expansion thermique du benzène liquide.</p>		
<p>Actions correctives :</p> <p>Mise hors service de la ligne incriminée, après un audit des opérations impactantes.</p> <p>Attention dans notre ligne existante aux passages de benzène, nécessité de mettre en place des pompes et collecteurs.</p>		
<p>Leçons à tirer :</p> <p>- Dans certaines conditions, un changement d'état des fluides peut conduire à des conditions non envisagées lors de la conception.</p> <p>- Des procédures spécifiques d'exploitation en cas de gel doivent être mises en place, même dans des régions au climat rigoureux peu fréquent.</p> <p>- Dans le cas de bouchon, il est capital d'éviter la formation de bouchons solides conduisant à des temps de purge contre la surpression lors du dégel.</p>		

30

Incident Ligne benzène Petroineos fev 2012

petroineos
REFINING AND TRADING

"Flash Corrosion n°4"

Total

M. Richez

Corrosion sur ligne slurry de fond de FCC



CORROSION DE LIGNES DE SLURRY

Martin RICHEZ – GEMER 2014



- Ligne de fond du fractionnement primaire du FCC
- Hydrocarbures lourd soufrés, fines de catalyseur
- Température de calcul 425°C
- Pression calcul: 2,6 bars en amont des pompes et 8,1 bars en aval.
- Dégradations attendues :
 - Sulfuration
 - Erosion par fines de catalyseur
- La tuyauterie est initialement en 5% Cr
- En 2001 des modifications sont faites. Il est choisi de remplacer la tuyauterie correspondante en acier carbone car :
 - Slurry jugé relativement peu corrosif
 - Durée de vies jugée suffisante
 - Pas de traitement thermique
 - Travaux plus rapide
 - Acier carbone moins coûteux

- En 2007, contrôle d'épaisseur peu ou quasi pas de pertes sont observées
- En 2013, arrêt majeur. Des contrôles sont réalisés et montrent des vitesses de corrosion importantes : 0,4 mm/an
- Les épaisseurs attendues lors du prochain arrêts sont supérieures au mini calcul pression, mais inférieures à l'épaisseur mini structure indiqué dans l'API 574 (à l'exception de la tuyauterie 8" qui a une durée de vie estimée de 9 ans)

Table 6—Minimum Thicknesses for Carbon and Low-alloy Steel Pipe

NPS	Default Minimum Structural Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) in. (mm)	Minimum Alert Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) in. (mm)
1/2 to 1	0.07 (1.8)	0.08 (2.0)
1 1/2	0.07 (1.8)	0.09 (2.3)
2	0.07 (1.8)	0.10 (2.5)
3	0.08 (2.0)	0.11 (2.8)
4	0.09 (2.3)	0.12 (3.1)
6 to 18	0.11 (2.8)	0.13 (3.3)
20 to 24	0.12 (3.1)	0.14 (3.6)

- Ces valeurs ne sont valables que pour des tuyauteries de temp. inférieure à 205°C

- 2 solutions : remplacement ou aptitude au service
- Sulfuration sur acier carbone : nécessité d'avoir des mesures sur tous les composants → délai
- Epaisseur mini acceptable : note de flex à refaire → délai
- Remplacement : → estimé 2 semaines d'extension de l'arrêt
- Choix final :
 - Conservation du tronçon 8"
 - Remplacement en service des tronçons isolables en marche
 - Remplacement durant l'arrêt des autres tronçons

OU EST L'ERREUR ?

- En 2001 il est décidé de remplacer les tuyauteries (modifications)
- Tuyauteries downgradées en acier carbone
- Décision tardive d'augmenter le schedule (schedule 80 et non schedule 40)
- Le changement de schedule n'est pas enregistré dans le logiciel de suivi.
- En 2007, les mesures ne détectent pas de corrosion (contrairement à ce qui est attendu). Il n'est donc pas jugé nécessaire de refaire des mesures avant le prochain arrêt.
- 2013, après une revue RBI par corrosionniste, une campagne importante est prévue sur le système.
- Le slurry en lui-même est relativement peu corrosif, mais il contient de l'H₂S qui est lui très corrosif. La teneur en H₂S peut varier de façon considérable d'une unité à l'autre.

LEÇONS À TIRER

- Lors de modification, il est fondamental de maintenir les fichiers à jour, ceci fait parti du MOC
- Attentions aux changements de « dernière minute »
- Le risque de corrosion de l'acier carbone avait été perdu de vu. Les conséquences du choix de matériau (CS) ont été oublié dans le temps (plan d'inspection mal adapté)
- La sensibilité de la corrosion à l'H₂S à été sous estimée.

"Flash Corrosion n°5"

SRD

J.P. Wahl

**Nouveaux revêtements externes céramiques réfractaires pour toit de bac de
stockage de bitume réchauffé**

REVETEMENTS REFRACTAIRES

Application sur un toit de bac

Introduction

Situation géographique de la raffinerie SRD :

- Bord de mer
- Dans un bassin industriel, à proximité d'une importante usine métallurgique

Il s'ensuit une corrosion importante des toits de bacs,
essentiellement sous calorifuge.

Introduction (suite)

A la fin des années 1990, SRD a décidé :

- De ne plus calorifuger les toits de bac.
- de retirer le calorifuge des toits de bac.
- D'utiliser de l'acier Corten pour les toits de bac à remplacer.

En 2012, SRD réalise un bilan énergétique qui conduit à re-envisager de calorifuger certains toits de bacs.

Plusieurs options sont envisagées, outre la classique utilisation de laine.

L'une d'elle consiste en la mise en place d'un revêtement contenant des particules réfractaires (MASCOAT DTI).

Présentation (suite)

Le MASCAOT DTI est un composite contenant des particules céramiques réfractaires.

Il réalise dans le même temps une protection isolante (4 mm de produit dans notre cas correspond à 65 mm de laine de roche) et une protection contre la corrosion.

C'est un composant acrylique à base aqueuse.

Il s'applique en plusieurs couche par projection ou par application comme une peinture

Il peut être peint par une peinture polyuréthane pour parfaire son revêtement extérieur.

Avantages

Les calculs économiques sont a priori en faveur du revêtement céramique

- Le coût matière est peu élevé
- L'étanchéité est optimale (c'est comme une peinture)
- Le temps passé à sa mise en place est faible
- Les retouches sont simples à réaliser
- Il est possible de marcher dessus

Inconvénients

MAIS...

Les calculs fournis par MASCOAT sont "une boîte noire" .

Bien que le produit soit une base aqueuse, il faut un support sec pour son application et garantir un bon séchage.

En règle général, prévoir un bâchage étanche et résistant.

Bien prévoir également la période de travail : il est nécessaire d'assurer le séchage du produit sur la journée pour éviter les reprises et pouvoir installer la ou les couches supplémentaires.

Il n'est pas possible de réaliser des mesures d'épaisseur sans enlever le revêtement et réparer ensuite.

Fiche descriptive

Mascoat Industrial-DTI est un isolateur composite en céramique, formulé pour apporter une protection thermique aux citernes, cuves, chaudières et autres surfaces d'installation supportant jusqu'à 260°C. Ce produit multi-usage de qualité est une matrice microscopique de particules de céramique comprenant de l'air encapsulé, qui sont suspendues dans un liant acrylique de haute qualité. La formulation Haute Technologie de ce revêtement permet de le pulvériser comme un système combiné de peinture et d'isolant, améliorant l'esthétique tout en protégeant les substrats et le personnel, et en évitant la corrosion.

Mascoat Industrial-DTI a été testé selon les normes ASTM et dépasse la plupart des critères de tenue aux intempéries, d'adhérence, de flexibilité et de résistance aux UV. Étant donné sa durabilité et sa flexibilité éprouvées, cet isolateur est parfait pour les citernes de stockage, les cuves, les échangeurs de chaleur et les conduites de transfert des différentes industries, notamment le papier et la pâte, les aliments et les boissons, l'asphalte, et le raffinage pétrochimique. Pour les applications nécessitant une isolation plus agressive, le revêtement peut être appliqué en couches multiples tout en permettant de voir totalement le substrat et de faciliter la maintenance.

Le toit du bac après 1 an



"Flash Corrosion n°10"

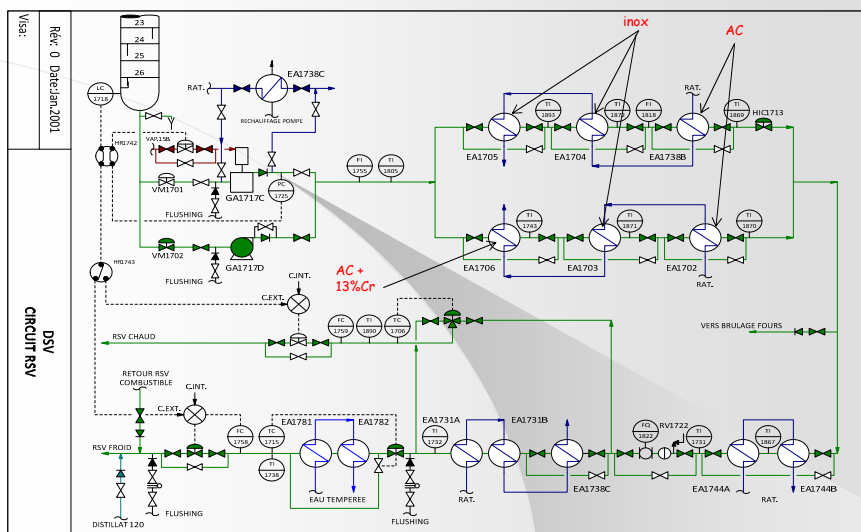
SRD

J.P. Wahl

Corrosion de lignes de sortie de tour sous vide

CORROSION LIGNES ET EQUIPEMENTS FOND DE SOUS VIDE

Présentation



Présentation

La société de la raffinerie de Dunkerque est alimentée préférentiellement par du RAT (M100) et par du RHCK en provenance des diverses raffineries.

En règle générale, sur un mois, il y a 27 jours de RAT et 3 jours de RHCK.

C'est une situation "historique", datant de plus de 20 ans.

Les échangeurs en sortie de colonne de distillation sont tous isolables; ils sont par ailleurs régulièrement nettoyés (1 fois par an) afin de garantir les échanges thermiques.

La métallurgie utilisée initialement était de l'acier au Chrome et de l'acier Carbone

Présentation

C'est à la suite de l'arrêt de 2004 que les corrosions du circuit RSV ont commencé à apparaître. Les échangeurs du train chaud avaient une durée de vie de maximum 18 mois contre 6 ans, voire plus antérieurement.

Les charges n'ont a priori pas été modifiées. Le RAT contient en moyenne 2,2% de soufre et un TAN de l'ordre de 0,2%.

Sa provenance reste inchangée (OURAL), même si cette dénomination peut couvrir des charges d'origines diverses.

Le RHCK est très pauvre en soufre et en TAN, inférieurs à 0,1%. Par contre, à partir de 2004, sa provenance est diversifiée (TOTAL, ESSO, avec des qualités différemment naphthéniques qui pourraient expliquer les développements de corrosion observés).

Conclusion

Les corrosions observées sont de type généralisée, avec des pertes d'épaisseur dépassant 0,5 mm par an (jusqu'à parfois 1 mm sur les calandres les plus exposées).

Les lignes sont également affectées et les relevés montrent une forte dégradation qui amène à changer en urgence quelques tronçons.

L'acier 5% de Cr ne semble pas a priori avoir une résistance à la corrosion meilleure que l'acier carbone aux températures utilisées.

Les analyses conduites avec l'aide de nos actionnaires ont conclu qu'il s'agissait d'une attaque par soufre chaud. Une manière d'éviter la corrosion consiste à modifier le matériau constitutif et utiliser de l'inox type 316L.