

NIS-FR--316

CONNAITRE LES PHENOMENES DE CORROSION POUR ORGANISER LES PROGRAMMES D'END DANS LES CENTRALES NUCLEAIRES



FR0107064

Jacques-Philippe Berge

Président de la Fédération Européenne de Corrosion - Ancien Président de la COFREND

Joseph Samman

Délégué technique - EDF -Division Production Nucléaire - Groupe des Laboratoires

Introduction.

Les centrales électronucléaires sont l'objet de programmes de surveillance importants qui doivent vérifier le bon fonctionnement de l'ensemble des matériels et l'absence de dégradations qui pourraient conduire à des situations inacceptables.

Ces programmes qui font appel à toutes les méthodes d'Essais Non Destructifs représentent 10 % du coût de la maintenance des installations de production d'électricité et occupent une bonne partie des moyens industriels français travaillant dans ce métier. Au cours de ces dernières années ils ont représenté des dépenses avoisinant le milliard de Francs Français par an.

Pour la partie nucléaire des installations, ces programmes sont détaillés dans le code RSEM (Règles de Surveillance en Exploitation des matériels Mécaniques) édité par L'AFCEN .

Les centrales françaises utilisent des Réacteurs à Eau sous Pression (REP) (voir schéma à la figure 1), dont les composants ont donné lieu, depuis leur mise en service dans les années 60 aux Etats Unis, à un nombre élevé de cas de corrosion, prenant des formes multiples, piqûre, fissures de corrosion sous contrainte, etc., et relevant de mécanismes différents.

SCHEMA DE PRINCIPE D'UNE CENTRALE NUCLEAIRE
AVEC REACTEUR A URANIUM ENRICHI ET EAU SOUS PRESSION

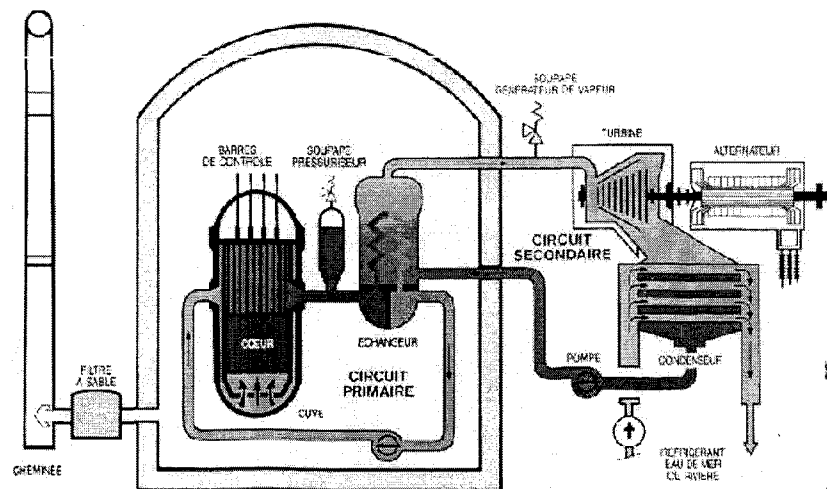


Figure 1

32 / 42

On peut citer, par exemple, la fissuration par corrosion sous contrainte des composants en alliage inoxydable austénitique, à haute teneur de nickel, l'Alliage 600, tels que les faisceaux tubulaires des générateurs de vapeur, les traversées de couvercles des cuves, ou, encore les piquages d'instrumentation des pressuriseurs. Des fissurations relevant de mécanismes semblables ont affecté des broches ou des vis en alliage à caractéristiques mécaniques élevées. Dans ce dernier cas, le niveau intense de l'irradiation neutronique et gamma ont joué un rôle prépondérant dans l'apparition du phénomène de corrosion. Le circuit secondaire, condenseur, turbine, alternateur, réchauffeurs et circuits, impliquent des matériaux différents, tels que : acier non allié, titane, aciers inoxydables ou laiton pour les condenseurs, peuvent développer des formes diverses de corrosion qui nécessiteront des méthodes de contrôle adaptées. Les programmes de contrôle ne peuvent bien évidemment être effectués au hasard sur l'ensemble des matériels. L'attention sera particulièrement portée sur la probabilité d'occurrence de ces phénomènes et sur leurs conséquences sur la sûreté et la disponibilité des centrales. Ce choix entre dans le concept de "Risk Informed Inspection", qui guide l'ensemble du programme. La connaissance des facteurs entrant dans les diverses formes de corrosion sera donc indispensable pour guider les contrôleurs.

Les exemples suivants décrivent brièvement quelques cas de corrosion susceptibles d'affecter différents matériels de ces centrales et indiquent les méthodes de contrôle développées spécifiquement pour ces cas de corrosion.

Association Française pour les règles de Conception de Construction et de Surveillance en Exploitation des matériels des Chaudières Nucléaires

Condenseurs

Un condenseur d'une centrale REP, de 1000 MWe est constitué d'environ 1000 kilomètres de tubes d'échange. Les exigences très sévères sur la chimie du réfrigérant du circuit secondaire nécessitent une surveillance attentive de l'étanchéité de l'ensemble tubes-plaque constituant le condenseur.

Les matériaux des tubes de condenseurs sont extrêmement divers : alliages de cuivre (laitons et cupro-nickel), aciers et alliages inoxydables, ferritiques ou austénitiques, plus ou moins chargés en chrome, molybdène ou nickel, et, enfin, le titane. Le choix d'Electricité de France s'est porté sur le laiton (22 centrales), remplacé actuellement par de l'acier inoxydable austénitique (AISI 304 ou 316 dans 18 centrales), pour les centrales en bord de rivière, et par le titane (18 condenseurs) pour les centrales refroidies par l'eau de mer.

Le programme de contrôle établi par EDF est adapté à un suivi statistique des tubes. En effet la parc comporte 5,3 millions de tubes et il n'est pas raisonnable économiquement de les suivre tous. Aussi un échantillon de 10 milles tubes est examiné annuellement soit 2% environ du total. Le choix est fait de telle sorte que l'on puisse déceler l'apparition des maladies et suivre leur évolutions dans les zones concernées. Ceci est réalisé en désignant des condenseurs pilotes (choisi par paire de tranches, par site ou par matériau) qui sont examinés par une sonde à courants de Foucault du type axial à deux bobines qui est alimentée en multifréquence. Le nombre et la zone examinée dépend de l'expérience acquise sur le comportement du matériau. En cas d'aggravation de la dégradation les examens sont étendus au reste des condenseurs du même type et la fréquence peut-être augmentée.

Les figures 2, 3 et 4 montrent des exemples de dégradation observées sur des tubes extraits pour expertise.

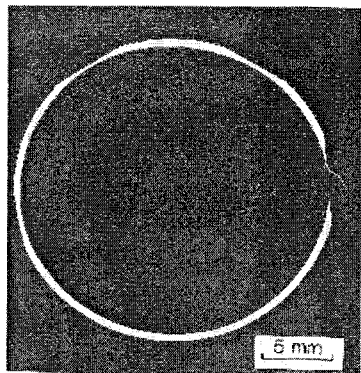


Figure 2

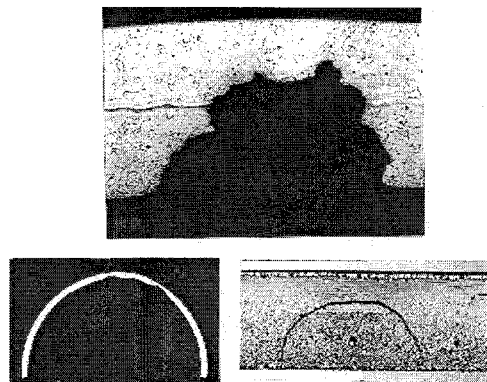


Figure 3

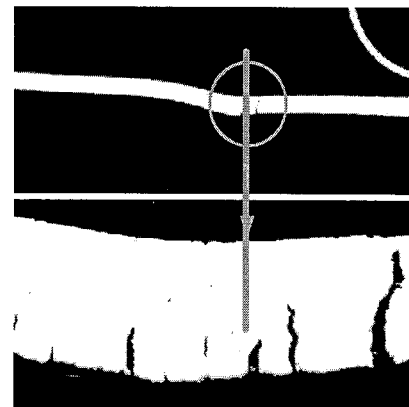


Figure 4 : Fissures de corrosion sous contrainte d'un tube de condenseur en laiton

Ainsi on observe que si le titane est exempt de tout risque de corrosion dans ce cas, des pertes d'étanchéité par érosion ou par frottement du côté de la vapeur (fig. 2), ainsi que des ruptures par fatigue peuvent se produire et devront donner lieu à des vérifications appropriées. Compte tenu de la cinétique de ces phénomènes il est difficile de les suivre par les END. Aussi des solutions mécaniques appropriées (tel que le lattage) ont été mises en oeuvre pour empêcher les vibrations et des examens tous les 5 ans permettent de s'assurer de l'absence d'autres dégradations.

Les tubes en acier inoxydable risquent de la corrosion par piqûre (Fig. 3), principalement en eau stagnante pendant les périodes d'arrêt. La dégradation étant très faible (aucun tube obturé pour cette raison jusqu'à ce jour) le programme de surveillance est limité à 3 ans sur les tranches pilotes.

Les tubes en laiton peuvent subir différents types de corrosion, et particulièrement de la fissuration par corrosion sous contraintes en milieu ammoniacal (voir Fig. 4), qui doit être recherchée dans les zones soumises à de fortes contraintes mécaniques. Aussi en plus de l'examen par sonde axiale d'un échantillonnage plus serré (1 condenseur par paire de tranche) et une périodicité plus courte (2 ans), un examen complémentaire avec une sonde spécialisée est mis en oeuvre sur les zones contraintes (zones expansées par le dudgeonnage). L'examen est fait avec une sonde tournante CF en multifréquence (Fig. 5) avec analyse des signaux assistée en automatique par un logiciel ESTELLE développé par EDF. La planche présentée dans la figure 5 montre une reconstruction du signal pour faciliter la reconnaissance de la présence de fissures circonférentielles.

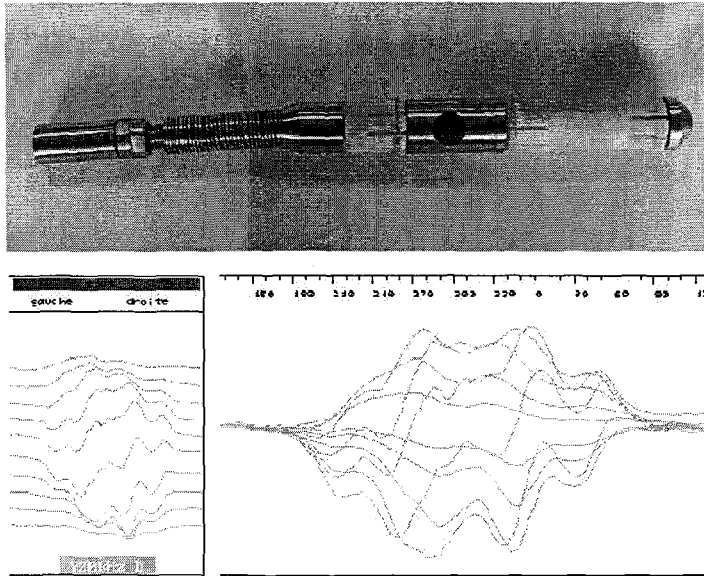


Fig 5 : Sonde tournante à courants de Foucault et signal de fissure de corrosion sous contrainte traité par le logiciel ESTELLE

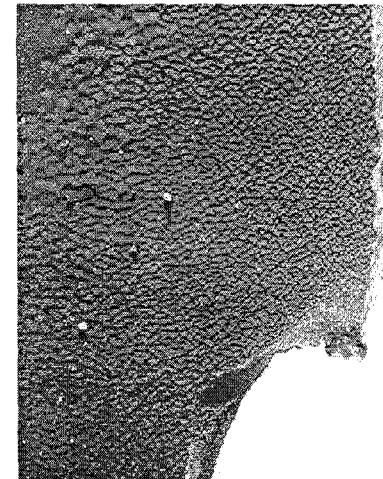


Figure :6 : Aspect de la surface caractéristique d'une corrosion-érosion

Il apparaît donc bien, que la connaissance du type de dégradation de ces différents matériaux des tubes de condenseurs guidera les contrôles sur les zones à inspecter.

Tuyauteries du circuit secondaire et corrosion-érosion

Le phénomène de corrosion induite par les conditions d'écoulement du fluide a été analysé en profondeur depuis quelques années. La Corrosion-Erosion des aciers dans l'eau à haute température peut avoir des conséquences très importantes pour les exploitants de centrales thermiques et nucléaires. Ce phénomène a été la cause de ruptures brutales de tuyauteries, entraînant la mort de nombreuses personnes. Toutefois son identification est bien connue tel que le montre la micrographie de la figure 6 où on voit l'aspect caractéristique de la surface affectée qui s'accompagne d'amincissement, voire de percement comme le montre (figure 7) la coupe d'un coude provenant d'un circuit eau/vapeur.

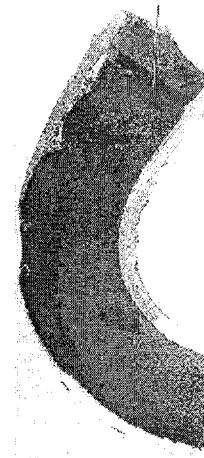


Figure 7 : Coude en acier A42 usé et percé par corrosion-érosion

La connaissance des zones du circuit dans lesquelles le phénomène risque de se produire est bien entendu indispensable pour suivre les amincissements des tuyauteries et prévenir les risques d'éclatement. Les conditions hydrauliques (vitesse d'écoulement, titre du mélange eau/vapeur) la température du fluide et sa composition chimique (pH à chaud, conditionnement à l'hydrazine, à l'ammoniac ...etc.) sont des facteurs importants qui guideront le choix des circuits à contrôler. Toutefois les études de laboratoire ont montré, qu'avec des conditions susmentionnées identiques, la composition chimique de l'acier est essentielle sur l'apparition du phénomène. La présence de traces de chrome, élément résiduel non spécifié dans la plupart des commandes de tuyauteries de ces circuits, peut prévenir complètement l'apparition du phénomène, comme le montre la figure 8. On peut y voir qu'à partir de mesures d'épaisseur par ultrasons de la paroi d'une même portion de tuyauterie de plusieurs centrales, les amincissements n'ont été décelés que sur certaines. L'analyse des copeaux prélevés sur ces tronçons a montré que la corrosion-érosion n'est apparue que lorsque l'acier contenait moins de 0,1 % de chrome.

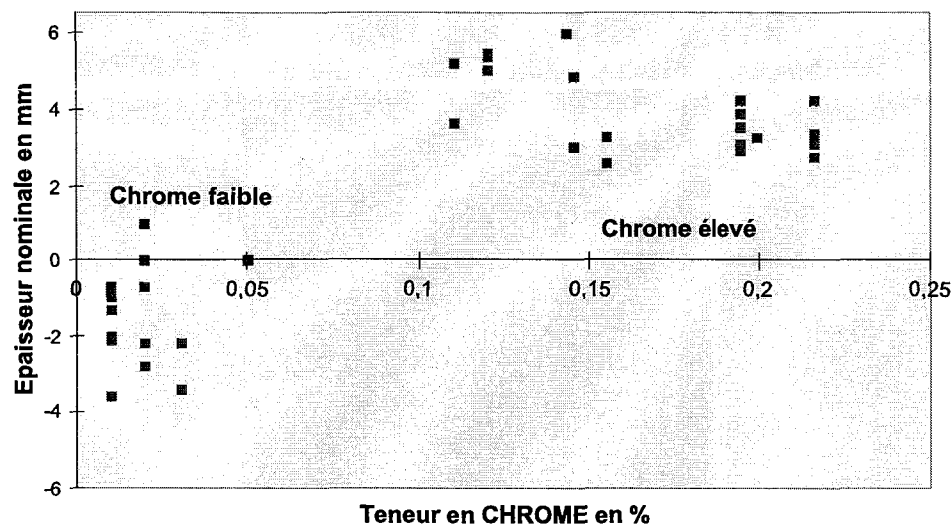


Figure 8 : Effet de la teneur en Chrome sur la résistance à la corrosion-érosion

Pour identifier les zones du circuit secondaire eau/vapeur susceptibles d'être affectées par ce phénomène, plusieurs études des conditions d'apparition ont conduit à mettre au point le logiciel CICERO qui définit les zones à surveiller. La vérification de la teneur en chrome a permis d'écarter ceux dépassant le seuil requis. Pour les autres, des mesures d'épaisseur par ultrasons sont réalisées selon un maillage couvrant les zones sensibles (extrados des coudes, raccords, réduction de section ...etc.). Les valeurs relevées périodiquement sont comparées entre elles et une alerte est donnée si l'épaisseur limite est atteinte ou si la variation par rapport à la dernière mesure dépasse un seuil fixé pour chaque gamme d'épaisseur. Ce travail est réalisé par les contrôleurs eux-mêmes avec l'assistance d'un logiciel développé dans ce but.

Ainsi la connaissance précises des conditions de déclenchement du mécanisme de corrosion-érosion permet de limiter les zones à contrôler sans réduire la sécurité de l'installation.

Tubes de générateur de vapeur

La corrosion sous contrainte (CSC) des tubes en Alliage 600, à haute teneur en nickel, donne lieu, depuis plus de trente ans, à de coûteux déboires, et à un nombre considérable de congrès et de publications. Les premiers cas se sont produits en France dès le début des années 80. Les fissures des tubes, dans les parties soumises à de fortes contraintes mécaniques, contraintes résiduelles de fabrication principalement, induites par l'assemblage avec la plaque d'entrée ou le cintrage en partie haute, étaient difficiles à identifier par les techniques de courants de Foucault (CF) appliquées à l'époque.

En effet lors du démarrage des premières centrales un examen périodique des tubes était prévu avec une sonde CF axiale à deux bobines. Déjà une technique multifréquence permettait de combiner les paramètres de phase et d'amplitude pour éliminer les signaux parasites provenant du procédé de laminage des tubes et ceux dus à l'environnement extérieur. La détection des dégradations se faisait sur les enregistrements graphiques et l'identification des défauts par l'analyse des courbes de Lissajous sur oscilloscope.

La fissuration par CSC est apparue dans la zone de transition à la sortie de la plaque à tube (voir fig. 9). Elle se traduisait par de nombreuses fissures longitudinales parallèles, dans la partie expansée du tube. La figure 10 en montre un exemple provenant d'un tube retiré d'un site. Le tube est coupé longitudinalement et aplati pour mieux faire apparaître les fissures multiples.

Cette dégradation a pu être détectée par la sonde axiale à courants de Foucault. Toutefois si le signal de fissuration était reconnaissable par la forme de sa courbe de Lissajous (voir fig. 11), aucun élément du contenu de ce signal ne permettait de donner le nombre et la longueur des fissures.

Une sonde tournante CF a été développée avec les partenaires d'EDF et un traitement du signal mis au point par les chercheurs de l'établissement, sous la forme d'un logiciel " ESTELLE " qui a permis de fournir les caractéristiques recherchées sous la forme d'une cartographie chiffrée tel que le montre la figure 12. Néanmoins il a fallu extraire et expertiser plus d'une centaine de tubes pour comprendre les divers formes du mécanisme de dégradation et pour valider les performances de la sonde CF et du traitement des données.

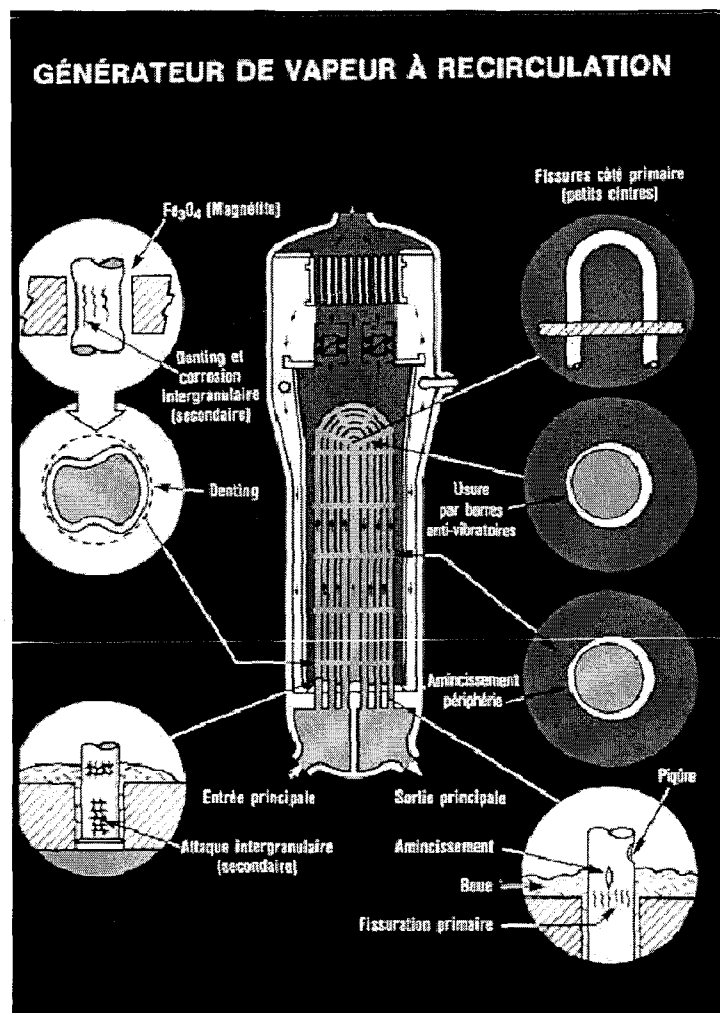


Figure 9 : Dégradations principales observées sur les tubes en alliage 600

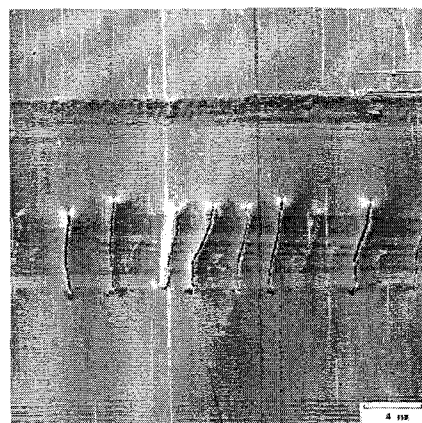


Figure 10 : Réseau de fissures axiales dans la zone expansée d'un tube



Figure 11 : Courbe de Lissajous d'une zone expansée et fissurée d'une tube

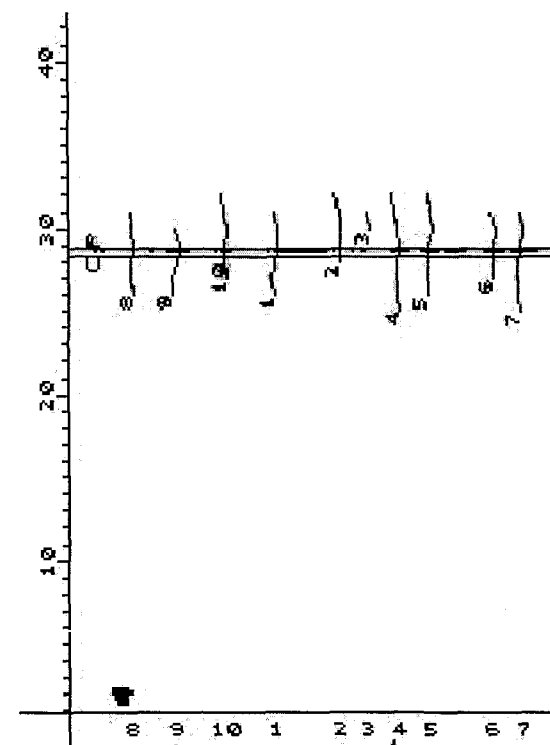


Figure 12 : Cartographie des fissures élaborée par le logiciel ESTELLE

Fort heureusement, les contraintes de pression, et celles qui résultent du dressage des tubes ne donnent pas lieu à des fissures transversales qui risqueraient d'entraîner des ruptures brutales de ces tubes qui constituent la deuxième barrière de confinement, bien connue des responsables de la Sûreté nucléaire. Mais il n'en n'est pas toujours de même dans les zones singulières, telles que la transition entre la partie du tube mandrinée dans la plaque et le tube non expansé. Des études approfondies des orientations des contraintes dans cette zone, ont montré que pour certaines géométries, hors normes d'ailleurs, des fissures transversales pouvaient se former. Une vaste campagne de contrôle de ces géométries particulières, avec un traitement du signal développé dans ce but, fut entreprise, entraînant la mise hors service, par bouchage préventif, de centaines de tubes afin d'éviter d'avoir à les contrôler avec une périodicité préjudiciable à la disponibilité de la centrale.

Sur la partie externe des tubes, de très nombreux cas de corrosion se sont également produits, mais les formes et les localisations de ces corrosions sont tout à fait différentes de celles du milieu primaire. Le facteur principal dans l'apparition de ces corrosions, est ici la formation d'un milieu chimique corrosif, par concentration des traces d'impuretés, sous l'effet de la vaporisation sous des dépôts d'oxydes recouvrant les tubes, ou dans des zones confinées. Un emplacement privilégié est le passage du tube dans le percement des plaques entretoises supportant le chignon des tubes (voir fig. 9). Dans ce cas aussi l'alerte est donnée par l'examen à la sonde axiale mais l'extension de la corrosion autour de la circonférence du tube et sa longueur axiale sont évaluées par une sonde tournante déployée de plaque en plaque sur toute la hauteur du générateur de vapeur. Un traitement particulier du signal permet de visualiser sous la forme d'une cartographie l'extension de la corrosion (voir fig. 13).

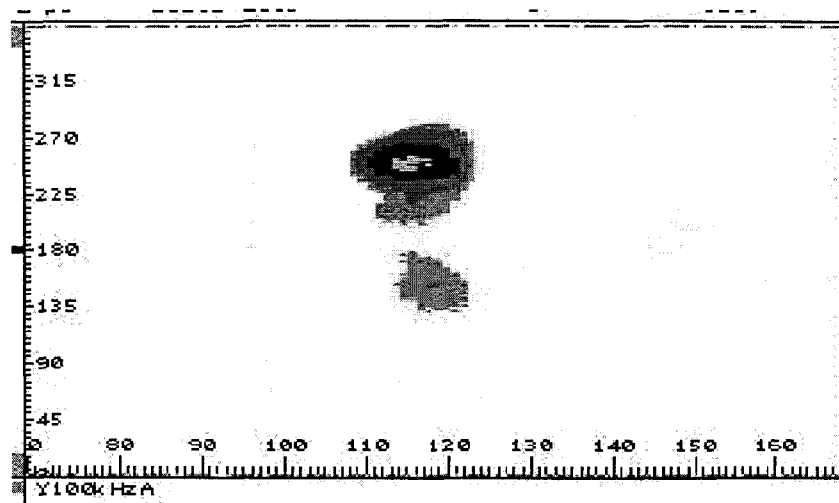


figure 13 : Cartographie d'une zone contenant de la CSC au droit d'une plaque entretoise

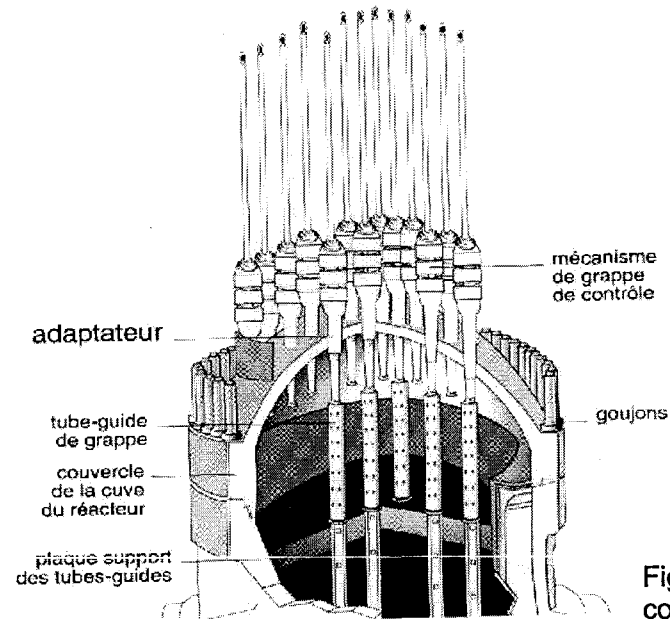


Figure 14 : Vue coupée du couvercle de cuve

Si la corrosion des tubes en alliage 600 a conduit à remplacer plus de 24 appareils à ce jour par des appareils équipés de tubes en alliage 690 moins sensible, la surveillance de son évolution sur le parc en service mobilise encore beaucoup d'efforts pour contrôler annuellement quelques 300.000 tubes avec chacune des deux sondes.

Traversées de couvercles de cuves

En 1991, une fuite du réfrigérant primaire, au niveau du couvercle d'une cuve, marqua le début d'une série de cas de corrosion, qui pénalisa lourdement l'exploitation de ces centrales (quelques 5 milliards de francs, hors coût des indisponibilités). Chaque couvercle est traversé par une soixantaine de tubes, appelés adaptateurs (77 pour les réacteurs de 1300 MWe), frettés dans le couvercle et soudés, permettant le passage des tiges de commande des grappes de contrôle du cœur du réacteur (voir fig. 14).

Le matériau choisi, pour des raisons mécaniques et thermiques, était le même que celui des tubes de générateurs de vapeur, l'Alliage 600. La fissuration relevait du même mécanisme de corrosion sous contrainte, déjà connu, mais affectant cette fois des pièces épaisses de quelques 18 mm. L'identification du mécanisme

a été confirmée par le prélèvement et l'expertise de plusieurs échantillons dont l'adaptateur qui avait fui en service. L'examen a montré l'amorçage multiple en surface interne du tube et le développement d'une fissuration ramifiée (voir fig. 15) qui lorsqu'elle débouche à l'extérieur se développe dans divers directions et conduit aussi à la corrosion de l'acier du couvercle. Aussi la traversée complète de ces enveloppes par la fissuration, conduisant à une perte, même limitée, du réfrigérant primaire, a été jugée inacceptable. Il a fallu par conséquent développer une méthode d'END capable de détecter une fissuration naissante et d'évaluer, pour celle qui a progressé, la profondeur des fissures les plus importantes afin de dresser rapidement un point zéro de l'état du parc.

La surface à examiner est difficile d'accès; il faut passer entre deux cylindres espacés de 2 mm à partir du dessous du couvercle où règne une irradiation importante. Les robots utilisés pour l'examen mettaient en oeuvre une sonde ponctuelle à courants de Foucault montée sur un ruban métallique ou "sabre". Puis, pour les adaptateurs où la fissuration est confirmée, la mesure de profondeur se faisait par ultrasons grâce à la technique TOFDT (mesure du temps de parcours de l'onde diffractée sur le sommet des fissures). Les deux traducteurs en vis à vis ne dépassaient pas 2 mm d'épaisseur et étaient montés sur un sabre (voir fig. 16).



Figure 15 : Fissure traversante par Corrosion Sous Contrainte d'un adaptateur en Alliage 600

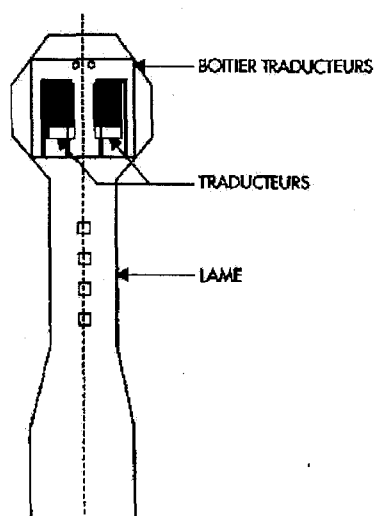


figure 16 : Sabre porteur de traducteurs à ultrasons pour la technique TOFD

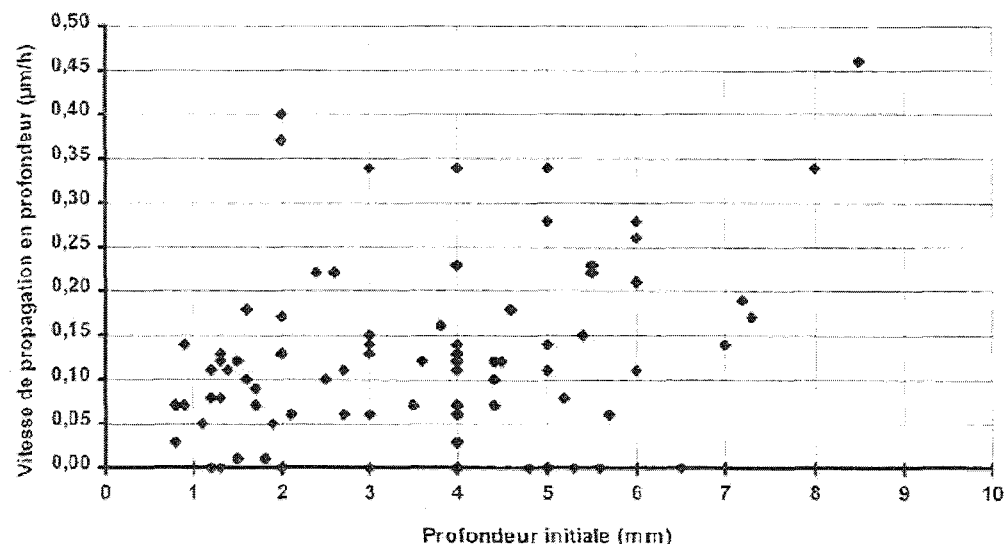


Figure 17 : Cinétique de la propagation des fissures par Corrosion Sous Contrainte établie suite aux mesures sur site

Pour prévenir le risque de fissuration traversante, et pour limiter le nombre de contrôles coûteux et les réparations, il fallait pouvoir évaluer la vitesse de propagation de ces fissures. Ce point a donné lieu à de très nombreux essais de corrosion, sur éprouvettes de type "mécanique de la rupture" et sur des maquettes, permettant d'évaluer la cinétique du phénomène de fissuration. Ces études ont montré que cette cinétique atteignait un plateau estimé à un maximum de 0,5 mm/h en fonction du facteur d'intensité de contrainte. Le suivi par ultrasons, sur 3 années successives, de nombreux adaptateurs fissurés a permis de montrer que cette valeur n'était pas réellement atteinte. La valeur moyenne était plus proche de 0,2 mm/h (voir fig. 17), mais les valeurs extrêmes dépendaient fortement du processus d'élaboration des tubes à partir des ébauches forgées (rayures d'usinage ...etc.). Toutefois le programme de surveillance périodique a été élaboré en utilisant la valeur maximale de la cinétique. Ce programme prévoit un examen des adaptateurs en alliage 600 par CF et par UT à une fréquence échelonnée à 1 an, 2 ans ou 3 ans selon la taille de la fissure la plus profonde trouvée sur un des adaptateurs du couvercle concerné.

Ainsi la connaissance de la cinétique de la fissuration par corrosion sous contrainte des adaptateurs en alliage 600 et une technique d'END performante ont permis, après le remplacement des 34 couvercles les plus atteints par des couvercles équipés d'adaptateurs en alliage 690 insensible à la CSC, d'étaler dans le temps des examens forts coûteux et de mieux programmer les prochains remplacements.

Conclusion

Ces quelques exemples, qui n'ont rien de limitatifs, montrent la nécessité, pour la bonne organisation d'un programme important d'END, de comprendre les phénomènes des dégradations, dont on recherche les effets sur les matériels à contrôler.

Ils ont montré que la nature et la composition des matériaux, le niveau et l'orientation des contraintes mécaniques, les milieux chimiques, résultant souvent des conditions thermo-hydrauliques, la cinétique de l'évolution de la corrosion, étaient autant de facteurs permettant de bien appréhender les défauts se produisant en service et d'adapter les méthodes de contrôle appropriées.

Certes la corrosion n'est pas la seule source de dégradation, mais la multiplicité des cas dans les installations nucléaires, et la complexité des facteurs entrant en jeu, constituent des exemples particulièrement parlant de la nécessité de complémentarité des disciplines impliquées dans les phénomènes physiques à l'origine des défauts, et leur contrôle en service.

C'est pourquoi l'objet original de ce congrès de la COFREND nous paraît parfaitement bien trouvé.

Les auteurs tiennent à remercier les nombreux collaborateurs dont les notes articles rapports ou photos ont permis de rédiger ce survol sans les citer chacun individuellement.