

## Rupture du PLIF : Synthèse de l'expertise réalisée par l'Institut de Soudure

### Quelques précisions sur le pipeline

Un pipeline comme le PLIF est constitué de tubes en acier qui présentent une soudure longitudinale (tout le long du tube) réalisée en usine. Sur site lors de la construction, les tubes sont soudés bout à bout (soudure de rabouillage circulaire). Ensuite le tube est enrobé d'un revêtement pour éviter la corrosion ; dans le cas du PLIF, le revêtement est fait de bandes en polyéthylène. Le tube est également protégé par une protection cathodique, c'est-à-dire qu'on abaisse le potentiel de l'acier (à l'aide d'un faible courant imposé) afin qu'il ne se corrode pas.

### Synthèse

Les essais et les analyses faites par l'Institut de Soudure sont de bonne qualité et il n'y a pas de doute sur l'interprétation qui est faite de la rupture du pipeline.

La rupture du pipeline n'est pas due à une agression externe (coup de pelleuse) ou à une agression lors de la pose du tube (pas de trace de choc).

La rupture est due à une perte de résistance du tube suite à la propagation d'une fissure de corrosion ; le pipeline s'est rompu à partir de la fissure lorsque celle-ci a atteint la moitié de l'épaisseur du tube (fissure de 3.5mm de profondeur sur une épaisseur d'acier de 7mm). La corrosion qui a conduit à la rupture s'est propagée à partir d'un défaut dans le revêtement du tube (acier à nu sous le revêtement décollé qui empêche la bonne application de la protection cathodique). Le faciès de la zone de rupture montre que la fissure était ancienne (donc normalement détectable par le passage du piston instrumenté de décembre 2018).

La corrosion observée est un mode de corrosion complexe (corrosion fissurante à pH neutre), bien connu dans l'industrie du pétrole et dont la vitesse de propagation est très variable (avancée plus ou moins rapide de la fissure sous l'effet combiné du milieu et le la contrainte mécanique), caractérisé par une diffusion d'ions  $H^+$  (hydrogène) qui fragilisent l'acier.

Ce mode de corrosion est donc plus dangereux qu'une corrosion dite uniforme pour laquelle l'acier se corrode progressivement sur toute la surface.

L'aspect « transgranulaire » de la corrosion est typique d'une corrosion fissurante.

Les variations de pression à l'intérieur du pipeline (transport de pétrole dans un sens, produits raffinés dans l'autre sens avec phases sans pression) entraînent des variations de la contrainte dans l'acier ce qui peut favoriser la propagation des fissures (mais effet non observé par l'Institut de Soudure).

La corrosion est une corrosion externe (pas de corrosion à l'interne du tube).

L'acier constituant le tube n'est pas en cause.

Par ailleurs, le tronçon prélevé sur site et analysé par l'Institut de Soudure présente les caractéristiques suivantes :

- Le revêtement n'est pas en bon état : beaucoup de décollements des bandes de polyéthylène.
- Le tronçon présente de multiples fissures : en particulier tout au long de la soudure (dans la zone affectée thermiquement par la soudure) qui est une zone assez sensible au point de vue corrosion mais il y a également des fissures sur toute la circonférence, l'une de ces fissures atteint 1.2 mm de profondeur.

Les facteurs qui ont conduit à l'apparition de la corrosion sont les suivants :

- Zone avec décollement du revêtement
- Du point de vue environnement du pipeline, terrain humide dû à une légère dépression avec présence de matières organiques.

Ces différents facteurs peuvent se retrouver à de nombreux endroits le long des 262 km du pipeline et il est probable que le pipeline présente de multiples zones de fissures.

La société Total qui exploite le PLIF connaît cette situation par les différentes expertises qui ont dû être menées les années précédentes sur les tronçons où des défauts ont été détectés lors des passages des pistons instrumentés.

La situation à laquelle on est confronté correspond donc à une situation difficile à gérer : un phénomène de corrosion qui peut se produire pratiquement tout au long du pipeline avec des vitesses de propagation dont la valeur est difficile à estimer (cf. conclusion de l'Institut de Soudure).

Dans ces conditions, il paraît difficile de remettre en service le pipeline dans les mêmes circonstances que précédemment même si on peut penser que la société Total surveille attentivement ce pipeline pour éviter toute apparition de fuite.

Pour remettre en service, on peut envisager :

- Un passage annuel d'un piston instrumenté mais il faut vérifier que ce matériel soit capable de bien détecter ce type de fissure (il serait intéressant de voir l'interprétation qui a été faite de la fissure de 3.5mm lors du passage de décembre 2018).
- Une baisse de la pression maximale de service, ce qui diminuerait les quantités transportées par diminution de la vitesse de transit.

Si les quantités de pétrole qui doivent transiter par ce pipeline ne diminuent pas, un doublement à terme du pipeline semble inévitable (délai minimum de 4 à 5 ans : débat public, recherche d'un tracé, dossier de demande d'autorisation ministérielle avec étude d'impact et étude de dangers, instruction de la demande avec consultation administrative et enquête publique, dossier dérogation pour destruction d'espèces protégées, défrichement, archéologie, construction, mise en service). Cout : environ 400 M€.

*Un remplacement place par place des tronçons les plus fissurés pourrait également être envisagé ; dans ce cas, les délais seraient plus courts (1 à 2 ans, en fonction des enjeux environnementaux) mais avec une longue période d'indisponibilité du pipeline (plusieurs mois).*

*Ci-dessous, analyse des différentes parties du rapport ; la conclusion de l'Institut de Soudure est reprise intégralement car elle explique bien le phénomène de corrosion.*

## **1. Contexte**

L'expertise a été réalisée par l'Institut de soudure de Villepinte. L'expertise a été surveillée par un expert judiciaire.

### **Rappel des caractéristiques du pipeline**

Longueur totale de 262km ; Mis en service en 1966

Pression Maximale de Service (PMS) de 69.2 bar

Diamètre extérieur de 508 mm (soit 20 pouces) ; Épaisseur : 7mm dans la zone de la rupture

Nuance acier : API5L X60 (acier classique pour pipeline)

Dans la zone, le pipeline est recouvert de bandes en polyéthylène de type POLYKEN® et d'un Primer

## **2. Investigations réalisées**

Sur place, quelques observations sommaires (difficultés à faire des observations dans fouille)

En laboratoire, toutes les investigations classiques dans le cadre d'une expertise métallurgique ont été menées : examens visuels, mesures dimensionnelles, ressuage (pour détecter fissures), ultrasons, observations des faciès de rupture au microscope électronique à balayage (pour déterminer la cause de la rupture), examens métallographiques, essais mécaniques (traction, résilience), analyse chimique.

## **3. Conditions d'examen**

Le laboratoire de l'Institut de Soudure dispose de tous les moyens d'instigation nécessaires pour une telle expertise : analyse des faciès de rupture, microscope électronique à balayage équipé d'une sonde d'analyse, spectromètre.

## **4. Résultats**

### **Investigations sur place**

La zone de rupture se situe au niveau de la soudure longitudinale (celle qui a été faite en usine) et la rupture s'est propagée le long du cordon de soudure.

Au niveau de la rupture, il n'y pas eu de diminution de l'épaisseur du tube avant rupture

Il n'y a pas de trace d'une agression externe (soc de charrue ou de pelle mécanique par exemple) au voisinage de la rupture.

Au niveau de la rupture, l'analyse de la cassure montre qu'au niveau du centre de la rupture, il y a une zone présentant une corrosion ancienne (faciès oxydés sur 3,5 mm d'épaisseur)

### **Examens visuels en laboratoire**

Le revêtement n'est pas en très bon état au niveau de la zone de rupture.

Observations de zones corrodées par piqûres le long du pipeline sur sa face externe

Pas de corrosions internes

L'examen montre par ailleurs que la soudure de raboutage (soudure de deux tubes bout à bout) est de mauvaise qualité mais non à l'origine de la rupture (peu de moyens de contrôle à l'époque de la construction de la canalisation)

### **Magnétoscopie (examen pour mettre en évidence les fissures)**

Cette technique permet de mettre en évidence les fissures dans le métal

Le rapport évoque la présence d'une vingtaine de zones d'indications linéaires longitudinale (qui sont en fait des fissures) sur la face externe du tube, majoritairement en pied de cordon de soudures.

### **Ultrasons (pour voir la qualité des soudures)**

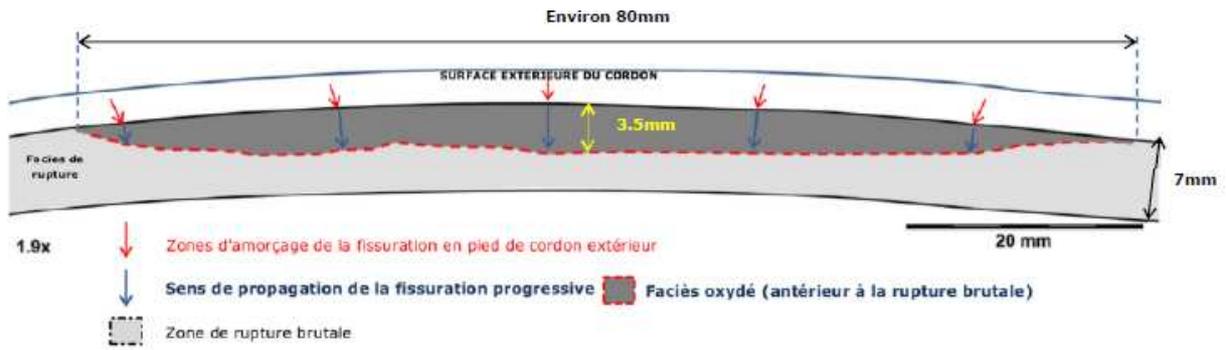
Les soudures longitudinales (faites en usine) ont été bien faites (pas de gros défauts par manque de matière par exemple)

### **Examens fractographiques (le faciès de la rupture permet d'avoir une idée de la cause)**

L'examen montre la propagation de la fissure au moment de l'éclatement du pipeline, soit une profondeur de 3.5mm au maximum sur une longueur de 80mm.

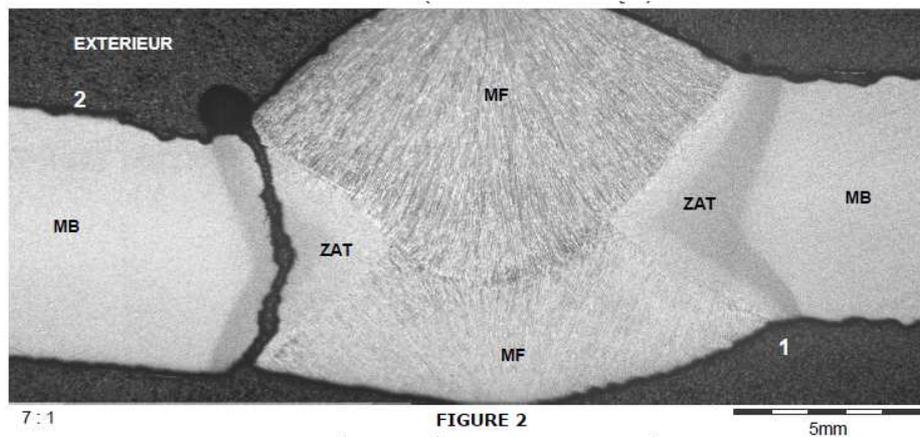
C'est une fissure très importante qui a logiquement conduit à la rupture du pipeline par manque d'épaisseur d'acier pour supporter la pression.

Sur la figure ci-dessous, la fissure est dans la longueur du tube (la courbure est due à l'éclatement)



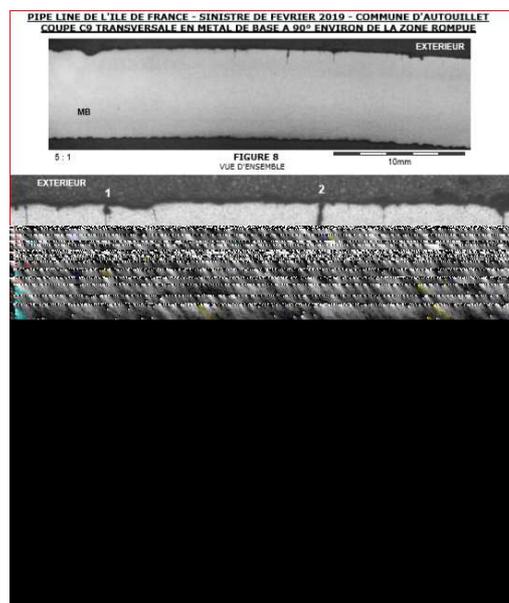
Les examens fractographiques sont très détaillés : globalement ils montrent la présence de nombreuses fissures, dans la zone de la soudure (jusque 1 mm) ; certaines s'amorçant à partir de zones où l'on voit des piqûres de corrosion.

### Examens métallographiques



Cette vue (figure 2) présente une coupe du tube au niveau de la rupture (les deux parties ont été repositionnées) : pour mettre en évidence la microstructure, le métal a été poli et attaqué avec un peu d'acide. Cela permet de voir la soudure au centre (MF métal en fusion), le métal du tube (MB métal de base) et la zone du tube qui a été chauffée pendant la soudure (ZAT : zone affectée thermiquement). C'est cette dernière qui présente souvent le plus de problèmes de fissuration car la structure métallurgique de l'acier a été perturbée par la phase de réchauffage/refroidissement.

Hors zone de rupture, dans le métal de base (c'est-à-dire dans en dehors de la zone de la soudure), il y a également de nombreuses fissures (figure ci-contre)



## Caractérisation composition acier

Rien d'anormal

## Caractéristiques mécaniques

Rien d'anormal

## Effet de toit (défaut d'alignement et de forme au niveau de la soudure longitudinale)

A priori ok (de toute façon pas à l'origine de la rupture)

### 5. Conclusion – discussion

La rupture du pipeline de l'île de France, survenue dans la nuit du 24 au 25 février 2019, entre les communes de Boissy-sans-Avoir et d'Autouillet, résulte du développement progressif d'une corrosion fissurante de type fragilisation par l'hydrogène en corrosion libre (FPHCL), encore dénommée "corrosion fissurante à pH proche de neutre" ou, dans la littérature anglo-saxonne, "near-neutral pH stress corrosion cracking (NNpHSCC)".

La fissuration, d'orientation longitudinale et au cheminement transgranulaire, s'est amorcée en surface extérieure du pipeline, au niveau d'un des pieds de cordon ou zone de liaison de la soudure longitudinale et s'est ensuite développée jusqu'à environ mi-épaisseur du pipeline, jusqu'à ce que les contraintes appliquées (pression interne) soient supérieures à la résistance mécanique de la section résistante résiduelle, entraînant la rupture brutale du pipeline. Au droit de la rupture à l'origine du sinistre, les analyses fractographiques et métallographiques indiquent par ailleurs que la fragilisation par diffusion d'hydrogène s'étend bien au-delà de la moitié d'épaisseur fissurée par FPHCL, tout au moins dans la partie centrale de la rupture, seul un mince ligament purement ductile étant observé en peau intérieure. La corrosion fissurante est également observée de part et d'autre de cette zone centrale de la rupture, toujours au niveau des pieds de cordon externes, mais tend à décroître en profondeur et reste limitée à la présence d'amorces de fissures de hauteur maximale voisine de 1mm, sur de nombreux autres secteurs de la soudure longitudinale situés bien à l'écart de la longueur affectée par la rupture. On note également que de nombreuses petites amorces de fissures du même type sont présentes en bordure immédiate de la soudure longitudinale, sur des hauteurs ne dépassant pas 1mm environ.

La seconde soudure longitudinale du tronçon de pipeline prélevé comporte localement de petites amorces de fissures analogues en pied de cordon externe, sur une hauteur fluctuant entre 0,1mm et 0,3mm environ. Enfin, les colonies d'indications linéaires parallèles entre elles et d'orientation longitudinale relevées en métal de base à l'écart de la soudure, correspondent elles aussi à des fissures de ce type, dont la profondeur peut atteindre 1,2mm.

Aucun indice de fissuration progressive par fatigue mécanique pure n'a été observé lors des différentes investigations engagées.

Sur le plan métallurgique, la composition chimique, la microstructure et les caractéristiques de traction du tronçon de tube affecté par la rupture sont conformes aux impositions de la norme API 5LX édition de 1970 pour la nuance X60.

Quelques défauts de soudage d'origine ont été relevés dans la soudure circulaire de raboutage des deux tronçons remis, mais aucun indice d'évolution en service et aucune implication de ces défauts vis-à-vis de la rupture n'ont été relevés.

Les facteurs qui participent à l'apparition de ce mécanisme d'endommagement progressif sont multiples, mais on retiendra les suivants:

- La nature et l'état du revêtement de protection externe du pipeline. Les revêtements en bandes de polyéthylène sont plus particulièrement sensibles à la corrosion fissurante à pH proche de neutre. Une absence locale d'adhérence du revêtement sur la surface métallique du pipeline (décollement, blessure\*...) est en outre susceptible de permettre l'infiltration et la stagnation d'électrolytes provenant du sol et une mise en contact avec la surface métallique du pipeline. Les pieds de cordons des soudures longitudinales sont connus pour être des zones préférentielles d'apparition de l'endommagement en raison de leur propension à favoriser la concentration des contraintes mais aussi parce que l'eau du sol s'y infiltre plus aisément lorsque l'adhérence du revêtement est imparfaite ("effet de tente" du revêtement en raison du bombé du cordon de soudure).
- L'environnement de la canalisation, et en particulier la présence d'eau dans le sol chargée en CO<sub>2</sub> ou en espèces carbonatées provenant de la dégradation d'espèces organiques, éventuellement favorisée par la topographie du terrain avec présence de zones de dépression, entraînant la possibilité d'apparition de réactions électrolytiques de corrosion propices à la formation de piqûres ou cratères par acidification locale. L'hydrogène atomique produit par ces réactions d'acidification va ensuite pénétrer dans le métal et, par des mécanismes de fragilisation locaux, permettre l'amorçage des fissures.
- La protection cathodique. Les phénomènes de corrosion évoqués plus haut ne sont possibles que lorsque la protection cathodique du pipeline est inopérante, ce qui peut se produire en cas de décollement local du revêtement, et infiltration d'électrolytes. Le courant cathodique appliqué au travers du sol environnant n'atteignant pas la surface du pipeline pour empêcher la corrosion de se produire, en raison du fort pouvoir isolant des revêtements en polyéthylène (effet écran).
- Les sollicitations mécaniques appliquées au pipeline, qu'il s'agisse des contraintes de services (pression interne), ou des contraintes/déformations liées à la fabrication et à la pose (cintrage, contraintes résiduelles de soudage,...). Les variations cycliques lentes de ces sollicitations (variations de pression) semblent propices également à l'amorçage et la propagation des fissures. Des variations d'amplitudes de ces contraintes jouent également un rôle dans la vitesse de propagation des fissures.
- Les caractéristiques du métal du pipeline. Teneurs en impuretés (S, P notamment), état inclusionnaire, état microstructural sont des paramètres influant sur l'amorçage et la propagation des fissures.

Même si le mécanisme précis de la corrosion fissurante à pH proche de neutre est encore actuellement débattu, malgré le nombre important d'études engagées depuis maintenant une trentaine d'années, il est communément admis dans la littérature traitant du sujet qu'il se décompose en quatre étapes: voir également le schéma ci-après

**- Etape d'incubation:**

C'est la phase au cours de laquelle la mise en place d'un milieu électrolytique favorable en contact avec la surface externe du pipeline s'établit. Elle implique en premier lieu un manque d'adhérence du revêtement (décollement, mauvaise adhérence, plissements,...) permettant à l'électrolyte de pénétrer dans ces zones confinées. L'écran formé par le revêtement empêchant un passage suffisant de courant de la protection cathodique entre le terrain et le métal du pipeline, ne permet pas une élévation du pH autorisant la passivation du métal. Le CO<sub>2</sub> dissout va réagir ensuite avec l'eau du sol pour former de l'acide carbonique puis, par dissociation, des bicarbonates voire des carbonates, et des ions hydrogène qui stabilisent le pH dans la plage 5.5/7.5. Cette production d'ions hydrogène favorise également l'absorption de l'hydrogène dans le métal et une augmentation de la vitesse de corrosion.

**- Étape I: Amorçage et croissance de fissures par dissolution contrôlée**

Ces conditions vont permettre l'apparition de dommages par corrosion sous forme de piqûres ou de cratères par dissolution anodique de surface. A partir de ces piqûres/cratères de corrosion vont apparaître des amorces de fissures. Ces sites d'amorçage peuvent correspondre à des éraflures, des colonies perlitiques, des structures en bandes, des inclusions, des piqûres de corrosion favorisant la concentration de contraintes ou bien encore des bandes de glissement induites par les chargements cycliques antérieurs à la phase de corrosion. On assiste alors à une propagation des fissures en profondeur avec une vitesse qui va décroître progressivement, ralentissement qui pourrait résulter d'une réduction locale du niveau de contrainte et d'une diminution de la concentration de CO<sub>2</sub> avec la profondeur de fissuration. Une majorité des fissures stoppent alors leur progression à une profondeur voisine de 1mm, profondeur à laquelle elles entrent dans un état de "dormance".

**- Étape II: Mécanisme de croissance piloté mécaniquement par fragilisation par l'hydrogène**

À la suite de cette étape de "dormance", une fragilisation du métal par diffusion de l'hydrogène dans les fissures, associée à l'action de contraintes cycliques liées aux variations de pression interne qui se concentrent en pointes des fissures, vont permettre de réactiver le processus de propagation d'une partie des fissures. L'hydrogène produit en surface du métal va migrer jusqu'en pointe de fissure, sous l'influence du champ de contrainte, y initier des microdécohésions et faciliter la propagation de la fissure. Il a été démontré que des facteurs métallurgiques tels que la forme, la densité et la cohésion d'inclusions non métalliques de type sulfures de manganèse, peuvent jouer un rôle important dans cette étape de progression de la fissuration, pouvant faire intervenir des effets de coalescence entre fissures adjacentes.

Cette étape se caractérise par une vitesse de propagation qui tend à croître.

**- Étape III: Croissance rapide des fissures pilotée mécaniquement**

A cette étape de l'endommagement, on peut assister à la propagation rapide et brutale d'une des fissures ayant atteint sa taille critique, conduisant à la rupture brutale du pipeline.

Le nombre important de paramètres impliqués dans ces différentes étapes de progression de la fissuration rend complexe l'évaluation de leur influence sur la cinétique, en particulier lors de l'étape II de progression des dommages. Une étude bibliographique plus avancée et fouillée sur le sujet pourrait permettre (sans garantie toutefois) de mettre en avant des données plus précises quant aux cinétiques de développement et de propagation des dommages en lien avec les différentes étapes du mécanisme.