Rupture d'une canalisation de transport de pétrole brut

26 mai 2014

St-Vigor-d'Ymonville (Seine-Maritime) France

Rejet
Pipeline
Hydrocarbures
Travaux
Corrosion
Pollution des sols
Zone naturelle protégée

LES INSTALLATIONS CONCERNÉES

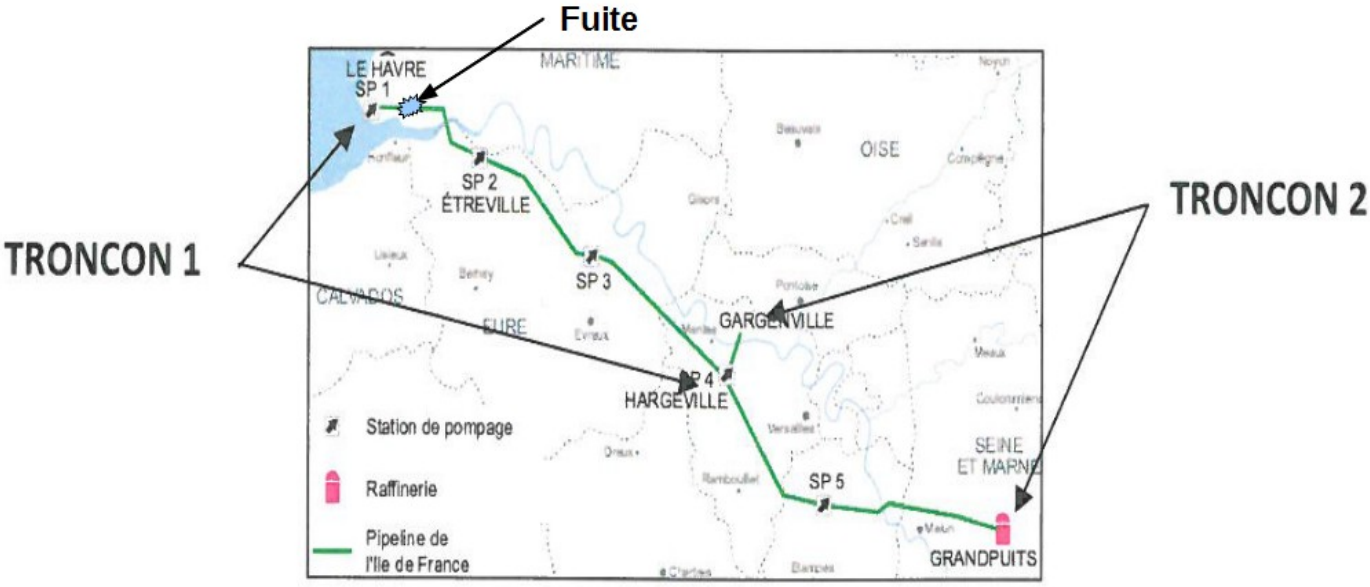
L'ouvrage concerné est un pipeline appelé PLIF (Pipeline d'Ile-de-France) exploité par une société pétrolière à Gargenville (78).

Ses principales caractéristiques sont les suivantes :

- dimension nominale (DN) : 20 pouces (508 mm) ;
- pression de service : 69 bars ;
- année de mise en service : 1965 ;
- profondeur d'enfouissement : environ 1 m en sol argileux ;
- longueur : 260 km ;
- débit maximal : 1 800 m^3/h ;
- capacité de transport environ 6,5 millions de tonnes de produit par an ;
- nombre de stations de pompage : 5.

La canalisation transporte essentiellement du pétrole brut depuis le port du Havre (76) jusqu'à la raffinerie de Grandpuits (77) en région parisienne. Cette canalisation transporte également des produits finis de la raffinerie vers le dépôt de Gargenville.

La fuite s'est produite au droit d'un fossé dans le marais du Hode, classé pour partie en réserve naturelle nationale de l'estuaire de la SEINE. Elle se situe à 1,5 km en dehors de la limite de cette réserve, sur la partie située entre les stations de pompage SP1 et SP2.



Source : Exploitant - DR

L'ACCIDENT, SON DÉROULEMENT, SES EFFETS ET SES CONSÉQUENCES

L'accident :

6 h : arrêt automatique de la station de pompage (SP2) sur pression basse. Arrêt de la station de pompage (SP1) par l'opérateur de conduite puis arrêt complet du pipeline

6 h 05 : appel d'un conducteur de poids lourd ayant vu un geyser dans un champ

6 h 11 : isolement du pipeline (fermeture des vannes de sectionnement au port du Havre et au niveau de la traversée de la Seine à Tancarville)

7 h 30 : personnel de la société pétrolière sur les lieux

8 h : déclenchement du Plan de Sécurité et d'Intervention (PSI) puis mobilisation des cellules de crise

9 h : gendarmerie, pompiers, mairie, DREAL sur place, mise en sécurité des lieux

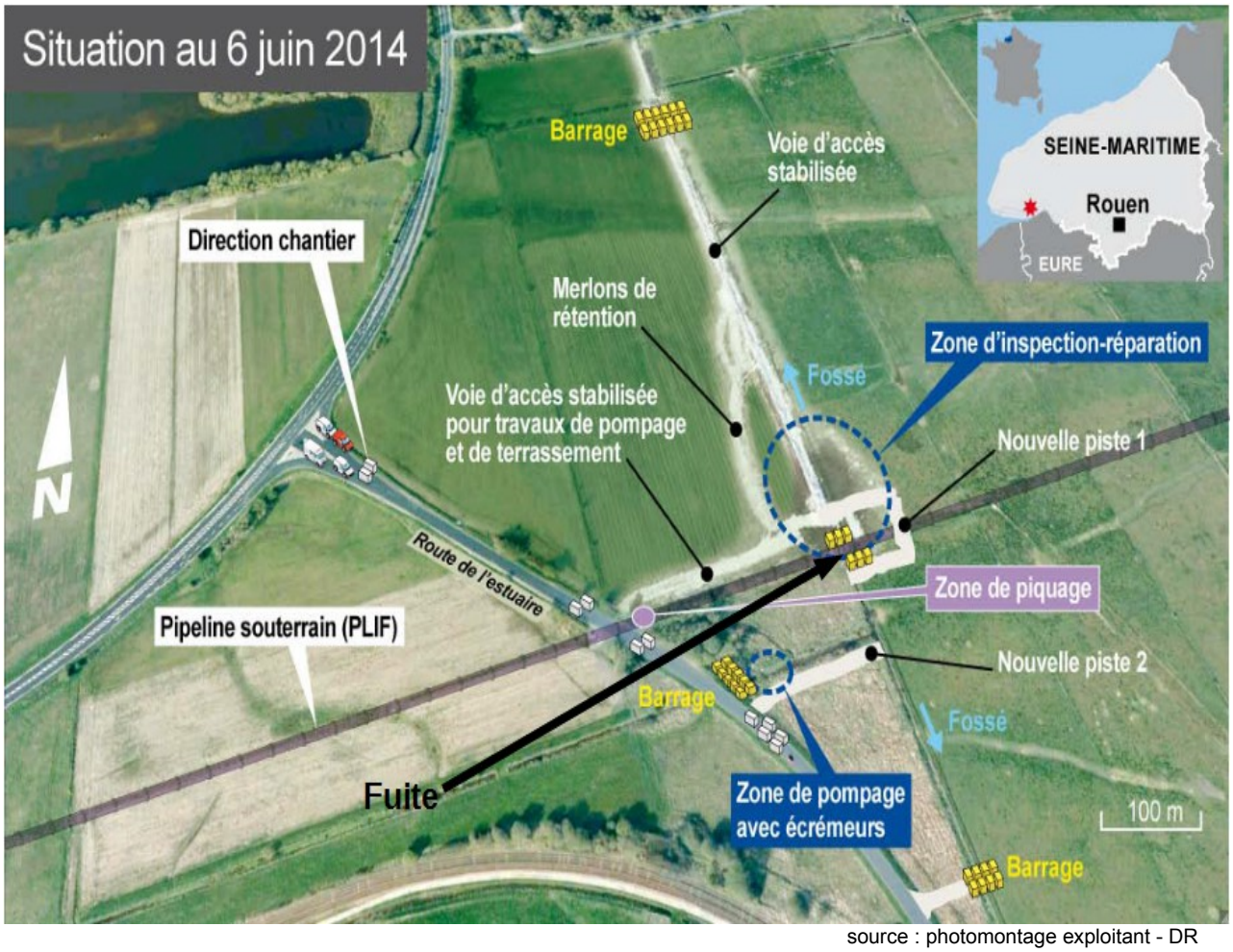
9 h 45 : arrivée des premiers camions de pompage sur site

9 h 50 : diffusion du premier communiqué de presse par l'exploitant du pipeline

11 h 20 : mesure de protection immédiate - mise en place de barrages flottants dans les fossés

15 h : début des opérations de pompage au point le plus accessible

15 h 15 - 15 h 30 : préparation des voies d'accès vers les zones de pompage Nord, Sud et Ouest et début des opérations de pompage.



source : photomontage exploitant - DR

Les conséquences :

source DREAL

Impact sur l'environnement

L'exploitant estime à environ 500 m^3 la quantité de pétrole dispersée au moment de la fuite.

Le pétrole se répand et souille 820 mètres linéaires de fossés (en eau à cette époque), dont 650 mètres sont nappés sur le fond. La flore et la faune sont immédiatement touchées par le produit en surface.

source : DREAL

source : Exploitant - DR

Le geyser de pétrole occasionne des retombées de pétrole engluant fortement les parties aériennes des végétaux.
14 000 m^2 de prairies, utilisées essentiellement pour la production de fourrage et le pâturage des bovins, sont impactés par l'étalement du pétrole. Environ 48 000 m^2 font l'objet de retombées de pétrole (micro-gouttelettes sur les parties aériennes des végétaux).

Par l'intermédiaire d'un fossé, le pétrole se propage également dans une saulaie (plantation de saules).

source : Exploitant - DR

La présence de pétrole brut n'est pas mise en évidence dans les eaux souterraines.

Faune aquatique

Une quinzaine de cadavres de brochets, d'anguille et d'écrevisses sont dénombrés.
De nombreux cadavres de coléoptères aquatiques, de planorbes (coquilles enroulées plates), de limnées (coquilles spiralées), de sphaeridés (coquilles bivalves), de larves d'odonates (libellules et demoiselles), d'un adulte de demoiselle sont également repérés dans les fossés.
Des grenouilles sont observées à plusieurs reprises en train de sauter dans des zones polluées.

Faune terrestre

Des mammifères, des macro-invertébrés (insectes volants, insectes terrestres, mollusques, crustacés, coléoptères, araignées, vers, cloportes, sauterelles, etc.), des oiseaux (pigeons voyageurs) sont souillés.
Des traces de mammifères souillés (ragondins, rats musqués, sangliers, chevreuils) sont repérées indiquant qu'ils fuyaient la zone polluée. Les rats musqués et ragondins sont inféodés aux milieux aquatiques. Ils creusent des galeries dans les berges des fossés. Des galeries ont été totalement ennoyées par le pétrole. Un cadavre de rat musqué dans un des fossés et un individu vivant englué dans la prairie sont découverts.
Un pigeon souillé est mort ; 2 autres sont envoyés pour sauvetage à l'association CHENE à Allouville-Bellefosse (76). Les propriétaires sont avertis par contact internet via les numéros des bagues des oiseaux.
Deux poules d'eau et un canard colvert sont retrouvés morts englués dans le pétrole.
La grande majorité de la faune présente sur le site est en période de reproduction durant le printemps et/ou l'été. Aussi, la pollution a pu occasionner un préjudice direct important sur le recrutement de l'année par destruction des individus, des juvéniles ou des œufs. Dans un second temps, la phase de chantier de dépollution a occasionné un dérangement continu sur plusieurs mois jusqu'à la fin de la période de reproduction. Les espèces les plus impactées sont probablement les chauves-souris et les petits mammifères dont le territoire était dans le voisinage de la zone impactée.
Les bovins éventuellement présents dans les alentours sont restés à l'écart.

Impact économique

Sur l'ensemble du chantier (dépollution, réparation, remise en état et suivi), l'exploitant a mobilisé :
- 60 entreprises et partenaires impliqués ;
- 100 personnes ;
- 20 000 heures travaillées sur 5 mois.

Le coût global de l'incident est de l'ordre de 8,5 M€, incluant des frais directs et indirects.

Échelle européenne des accidents industriels :

En utilisant les règles de cotation des 18 paramètres de l'échelle officialisée en février 1994 par le Comité des Autorités Compétentes des Etats membres pour l'application de la directive 'SEVESO' et compte-tenu des informations disponibles, l'accident peut être caractérisé par les 4 indices suivants :

Les paramètres de ces indices et leur mode de cotation sont disponibles à l'adresse : http://www.aria.developpement-durable.gouv.fr

L'indice « Conséquences environnementales » est égal à 3 car une surface de 6,4 ha de sol a été polluée (« paramètre Env13 »).

L'indice « Conséquences économiques » est coté à 4 en raison du coût des travaux de nettoyage, décontamination ou réhabilitation de l'environnement qui sont évalués à plus d'un million d'euros (« paramètre €18 »).

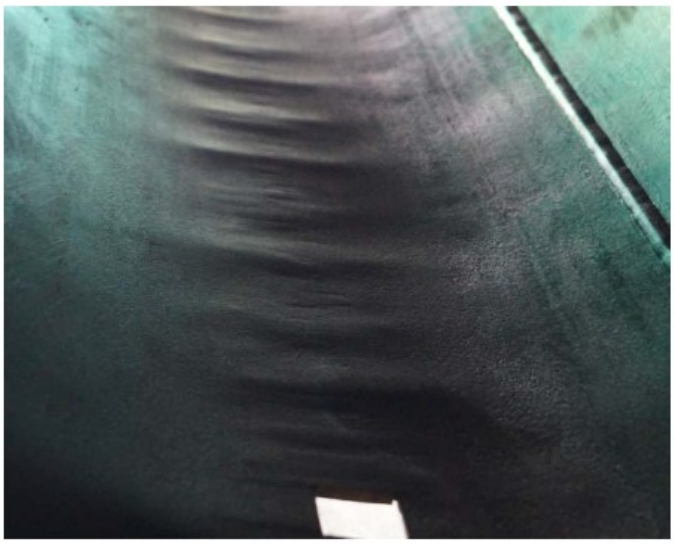
L'indice « Matières dangereuses relâchées » n'est pas coté car le pétrole brut ne figure pas dans la liste des produits visés par l'annexe 1 de la directive Seveso 2 en application au moment de l'accident. Il n'y a par ailleurs pas eu de conséquences humaines et sociales.

L'ORIGINE, LES CAUSES ET LES CIRCONSTANCES DE L'ACCIDENT

La fuite de pétrole est consécutive à l'ouverture d'une brèche de 87 cm de longueur positionnée en génératrice supérieure de la canalisation de part et d'autre d'une soudure circulaire de raboutage entre deux tubes roulés-soudés. Les soudures longitudinales de ces 2 tubes sont situées hors de la zone de rupture. Une longueur de 4 mètres environ du pipeline a été déposée et expertisée. Le tronçon du pipeline rompu comporte sur sa génératrice supérieure de nombreuses traces de chocs, d'indentations et de griffures ainsi qu'une déformation macroscopique sous forme d'un d'aplatissement et d'ondulations. La surface externe de la soudure circulaire de raboutage est également endommagée, ce qui indique que l'endommagement est postérieur à la pose et au soudage des tubes.

source : Exploitant / organisme de contrôle – DR

La morphologie et la localisation de ces endommagements externes montrent que ceux-ci ont été probablement réalisés par un engin sous l'effet d'un raclage par une pelle mécanique et/ou par le passage d'une chenille.

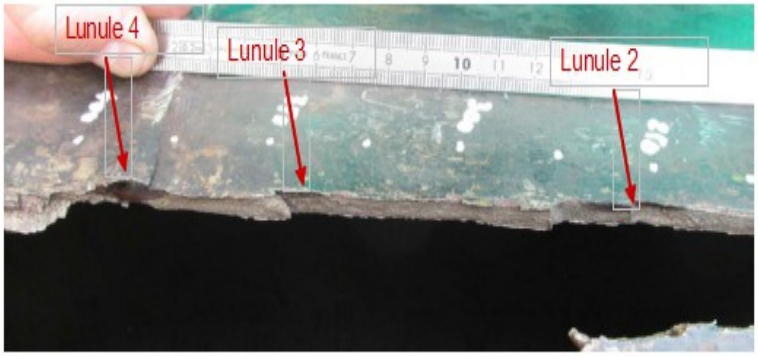


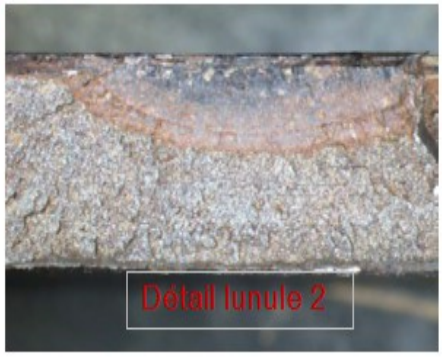
source : Exploitant / organisme de contrôle - DR

L'expertise du tube effectuée par un organisme de contrôle a permis d'établir que la rupture brutale du pipeline est consécutive au développement progressif de multiples fissures longitudinales de corrosion sous contrainte amorcées depuis la peau externe de la canalisation, dans la zone écrouie et déformée mécaniquement.

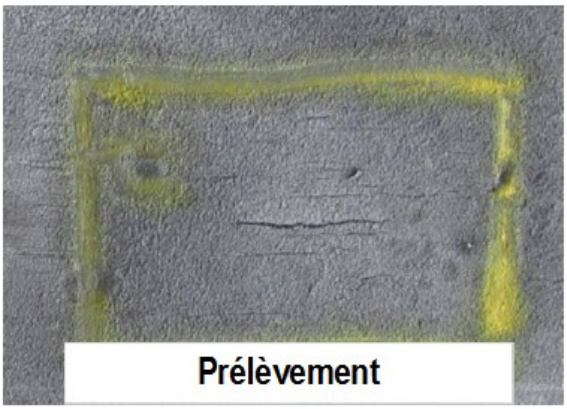
Dans la zone de rupture, six lunules correspondant à des fissures longitudinales pré-existantes et représentant environ 35 à 50 % de l'épaisseur de la paroi ont été identifiées. Ces lunules se caractérisent par un état prononcé d'oxydation, voire de corrosion qui contraste avec les zones de rupture finale et qui témoigne de leur antériorité à la rupture. La présence de nerfs irradiants depuis la surface externe témoigne de leur amorçage depuis cette surface. Le reste de la surface du pipeline est d'un aspect propre et sans perte d'épaisseur par corrosion. Aucune corrosion en surface interne du tube n'est détectée.

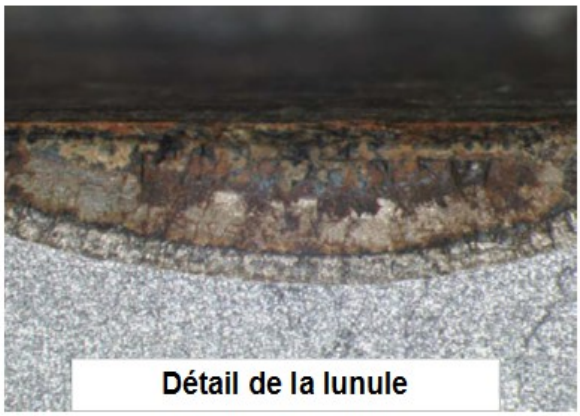
source des images : Exploitant / organisme de contrôle - DR





En dehors de la zone de rupture, en surface externe de la manchette et en génératrice supérieure, l'examen magnétoscopique a révélé l'existence d'anomalies du type fissures. Ces anomalies sont associées aux dommages mécaniques identifiés qui ont écroui le métal, et provoqué l'aplatissement du tube en génératrice supérieure. Des contraintes mécaniques au niveau du raccordement avec la zone non aplatie se sont ainsi formées.





source : Exploitant /organisme de contrôle - DR

Contrôles réalisés sur la canalisation avant l'accident

La canalisation ayant plus de 30 ans (50 ans depuis sa mise en service), l'examen complet obligatoire sur une période n'excédant pas 6 ans avait été respecté. Les contrôles qui avaient été réalisés sur la canalisation sont les suivants :

2013 : Passages de racleurs - mesures géométriques et d'épaisseur + détection de fissures. Les rapports définitifs avaient été communiqués au transporteur par le prestataire ayant réalisé les contrôles juste avant l'accident ;

2009 : Contrôle réalisé par un prestataire du revêtement du tube par mesure de gradient de potentiel électrique (méthode Direct Current Voltage Gradient ou DCVG) ;

2008 : Passages de racleurs - mesures géométriques et d'épaisseur (prestataire).

Ces contrôles et notamment les rapports remis au transporteur ne mentionnent aucune dégradation du tube inacceptable au droit de la rupture. Néanmoins, les mesures effectuées en 2008 et en 2013 par les racleurs avaient quand même révélé l'existence d'une déformation du tube bien inférieure au critère d'acceptation (1,2 % du DN pour une tolérance fixée à 6 %) et d'une somme de défauts identifiés comme un champ d'inclusions (impuretés dans le métal sans conséquence en général).

Suite à l'expertise de la manchette de la canalisation par un organisme spécialisé et à une nouvelle analyse des données du racleur (examen détaillé des résultats), il s'avère que les ondulations visibles sur la génératrice supérieure du tube ont probablement occasionné un rebond ou une inclinaison trop importante des capteurs à ultrasons (US) du racleur détection de fissures, conduisant à une lecture discontinue de la fissure à l'origine de la rupture. Cette situation aurait conduit à une mauvaise interprétation des résultats, l'analyste ayant conclu sur l'existence d'un champ d'inclusions au lieu d'une fissure.

Consécutivement à la campagne de mesures DCVG réalisée en 2009, il n'a pas été rapporté de perte de revêtement du tube au niveau du défaut. Le tronçon endommagé présentait cependant d'importants manques sur le revêtement

d'origine (brai), condition nécessaire à l'apparition de zones de corrosion, comme l'a indiqué l'expertise. Ce point reste inexpliqué.

LES SUITES DONNÉES

Suite à l'accident, les principales préoccupations ont consisté à limiter l'extension de la pollution et à engager les travaux de dépollution afin de réduire l'impact sur le milieu naturel. Par ailleurs, la remise en exploitation de l'ouvrage avec des garanties suffisantes sur son intégrité afin d'éviter l'arrêt de la raffinerie de Grandpuits a été une préoccupation majeure.

A cet effet, le préfet de la Seine-Maritime a signé le 27 mai 2014 un arrêté d'urgence afin de :
- demander à l'exploitant de prendre des mesures pour limiter la pollution ;
- encadrer la remise en service de l'ouvrage (rapport sur les causes de l'accident, transmission des derniers rapports de contrôle de la canalisation, réparation envisagée, conditions de remise en service proposées…) et la soumettre à l'avis favorable des services chargés du contrôle.

Mesures prises pour lutter contre la pollution

Dès le matin du 26 mai, l'exploitant met en place des barrages flottants dans les fossés et engage les premières opérations de pompages aux points accessibles.

Dans l'après-midi du 26 mai, la société pétrolière débute la préparation des voies d'accès (zone marécageuse) pour permettre l'accès des engins lourds et poursuivre le pompage.

Le confinement de la pollution est complété avec des barrages en terre renforcés par une membrane d'étanchéité. Des clôtures et des filets anti-batraciens sont posés pour éviter la fréquentation de la zone polluée par la faune locale.

Les 4 500 m^3 de pétrole brut, eaux et sédiments pompés sur la zone sont déchargés sur le site de la Raffinerie de Normandie (située à quelques kilomètres) où une logistique de décantation est mise en place spécialement pour la gestion de l'accident. Ces 4 500 m^3 intègrent également les 2 100 m^3 de pétrole brut provenant de la vidange du pipeline effectuée pour sa réparation.

source : Exploitant - DR

Une surveillance des eaux de surface à l'extérieur de la zone confinée d'une part, et des eaux souterraines par l'implantation de 4 piézomètres d'autre part, est installée.

Pour le nettoyage de la saulaie, l'intervention du FOST (Fast Oil Spill Team) est sollicitée. Le FOST est un centre de compétences basé à Marseille appartenant à la société pétrolière. Il dispose d'une équipe d'intervention et d'un stock de matériel de lutte contre les pollutions par hydrocarbures.

Un plan de remédiation est élaboré sous l'égide d'un représentant du CEDRE (Centre de documentation, de recherche et d'expérimentations sur les pollutions accidentelles des eaux, créé en 1979 suite au naufrage de l'Amoco Cadiz) et en collaboration avec les autorités compétentes selon les principes suivants :
- fauchage des zones impactées par la projection de pétrole brut ;
- réalisation d'un relevé topographique des fonds de fossés et prairies afin de disposer du profil à respecter lors de la réhabilitation ;
- réhabilitation des fossés drainants ;
- décapage des sols a minima pour limiter autant que possible les apports de terre non endémiques ;
- remblayage des zones décaissées en respectant la topographie initiale, avec des terres provenant d'une zone voisine (par d'apport de terres non endémiques) ;
- réception de tous les travaux avec le CEDRE et en présence des autorités compétentes.

Associé à ce plan de remédiation, un suivi des eaux souterraines, de la faune et de la flore est défini et mis en œuvre.

Réparation du pipeline

La réparation du pipeline a consisté à découper la manchette comprenant la brèche et à remplacer le tronçon manquant par des tubes neufs. Préalablement à cette opération, il a été nécessaire de réaliser un piquage sur la canalisation à une centaine de mètres de la fuite, pour la vidanger (2 100 m³ de brut récupérés). Des précautions particulières (mesures d'explosimétrie, arrosage, présence d'une équipe d'intervention) sont nécessaires pour prévenir les risques lors des travaux de découpe. Un pompage de rabattement de la nappe phréatique est réalisé pendant toute la durée des travaux pour permettre l'accès à la zone.

Une gaine acier est placée au niveau du franchissement du fossé constituant ainsi une protection mécanique de la canalisation, tout en prévenant le renouvellement d'un endommagement de l'ouvrage (fin du chantier de dépollution, curage du fossé...).

source : Exploitant - DR

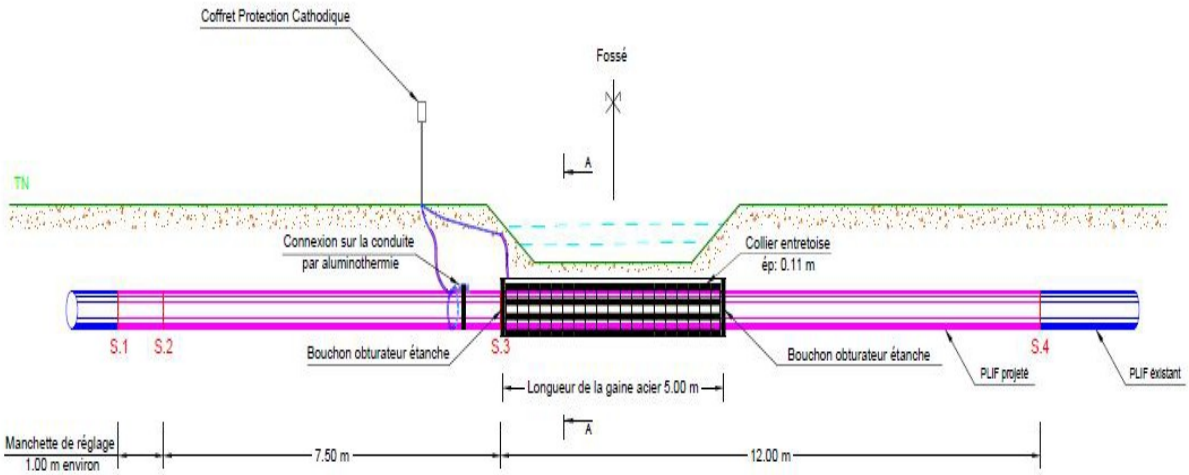


schéma : Exploitant - DR

Remise en service du pipeline

Pour donner un avis favorable à la remise en service du pipeline, la DREAL demande à l'exploitant de justifier :

- qu'aucun défaut similaire à celui ayant entraîné la rupture, ne soit présent sur la totalité du pipeline.
  A cet effet, l'ensemble des données racleurs ont été ré-analysées par le prestataire ayant procédé aux raclages de 2006 et 2013. Aucun signal comparable à celui enregistré au niveau de la fuite n'a été retrouvé sur le reste du pipeline ;
- que l'ensemble des dégradations relevées lors des inspections racleurs pratiquées fin 2013 (enfoncement, perte d'épaisseur, fissures), soit acceptable au vu de la pression dans la canalisation et des critères d'acceptation réglementaires.

Pour respecter cette exigence, le transporteur, avec l'aide d'un nouveau prestataire de service, a hiérarchisé tous les défauts relevés sur l'ensemble de la canalisation, après avoir procédé pour certains d'entre eux à une nouvelle analyse affinée des données brutes des raclages. À partir de cette hiérarchisation, l'exploitant a établi un programme de fouilles réparties en plusieurs phases, en commençant par les défauts les plus importants. Cette stratégie permet de remettre

en service l'ouvrage de façon progressive (la pression est augmentée dans le pipeline au fur et à mesure de la réalisation des fouilles de contrôle et des travaux nécessaires).

Compte tenu des éléments mentionnés plus haut : déformation faible de la rotondité du pipeline conduisant à l'apparition de fissures et potentiellement à une fuite, l'exploitant a finalement décidé d'investiguer par fouille tous les enfoncements supérieurs à 2% du diamètre nominal (alors que la tolérance réglementaire est de 6%).

LES ENSEIGNEMENTS TIRÉS

La recherche de fissures par racleur est peu pratiquée par les exploitants de canalisations. Ce type de contrôle coûte cher (plusieurs centaines de milliers d'euros), et par ailleurs la technologie est récente, en constante évolution. Enfin, l'interprétation des résultats nécessite des compétences particulières.

En faisant une recherche de fissures sur l'ensemble de sa canalisation en plus du passage des autres types de racleurs et d'un contrôle DCVG, le transporteur avait employé les techniques les plus performantes disponibles sur le marché pour effectuer le contrôle.

Au vu de la lecture des données seules du racleur de détection des fissures, il était très difficile de soupçonner l'existence de fissures au droit de la rupture. Cependant, la lecture croisée des données racleurs détection de fissures et celles des racleurs de mesures géométriques et d'épaisseur (présence d'un enfoncement et d'une ondulation en génératrice supérieure), aurait pu probablement alerter l'analyste sur l'existence potentielle d'un défaut critique. Il apparaît donc important que l'interprétation des données issues d'un contrôle puisse être faite en corrélation avec les données disponibles provenant d'autres contrôles. Une méthodologie adaptée devra être développée à cette fin.

D'autre part, il semble pertinent que soit révisé ou complété le critère d'acceptation fixé dans le guide GESIP concernant les enfoncements (<6 % du diamètre nominal du tube, 2 % au niveau des soudures), notamment lorsque la déformation se situe en partie supérieure de la canalisation. Dans le cas présent, la déformation n'était que de 1,2 % du diamètre nominal, mais a suffi à contribuer à l'apparition de multiples fissures qui ont finalement provoqué la fuite. S'agissant d'un défaut combiné, les critères du guide GESIP n'étaient plus applicables. Quand un enfoncement est détecté, au vu de son positionnement et de son ampleur, il semble donc pertinent de réaliser une fouille pour effectuer des contrôles poussés par l'extérieur du pipeline, afin de vérifier l'absence de fissures, en particulier sur des canalisations anciennes.

Enfin, cet accident doit conduire les transporteurs et/ou prestataires de service à effectuer un recalage des modèles qu'ils utilisent pour le dépouillement des données.