

CONTROLE ET SUIVI DE FLAMBAGE DE PIPELINE

Société d'accueil : TOTAL – DGEP/GSR/TG/GEOM
PFE présenté par : Michael SCHMIDTENKNECHT
Directeur du PFE : M. AUGER Frédéric
Correcteurs : M. LEDIG Jacques, M. ALBY Emmanuel



1. Introduction et objectif du projet

Il est largement établi que les variations des conditions d'écoulement (pression, température, débit...) auxquelles sont soumises les conduites sous-marines et terrestres peuvent entraîner des déplacements. Ces comportements sont néanmoins limités et restent marginaux. Cependant, avec le développement des projets grands fonds de ces dernières années, les pipelines et les installations de production se retrouvent en contact de sols de faibles résistances, d'effluents de température et de pression plus élevées. Ces conditions particulières accentuent alors les phénomènes de flambage et de déplacement latéral récurrents de pipeline.

Le flambage de pipeline est aujourd'hui au cœur des préoccupations des ingénieurs du groupe TOTAL, notamment depuis la rupture, en 2004, d'une ligne à injection d'eau. Les expertises ont montré que cette rupture est le résultat de plusieurs événements dont la cause principale et majeure est le flambage. Ce type d'incident peut entraîner une baisse du taux de récupération assez importante et avoir un impact sur l'environnement.

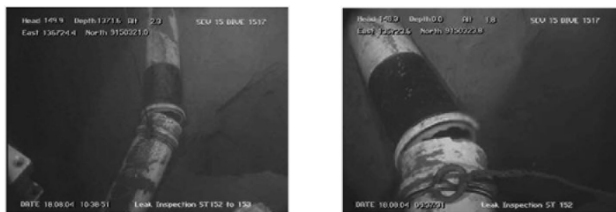


Figure 1.1 : rupture d'une ligne à injection d'eau par flambage

Pour éviter que des catastrophes similaires ne se reproduisent, le service Géomatique de TOTAL est sollicité afin de mettre en place des mesures permettant de détecter et de quantifier le flambage de pipeline, pour mieux l'appréhender lors des phases de conceptions.

A l'heure actuelle, les démarches effectuées par le service restent assez limitées, très peu de données et de retour d'expériences sont disponibles pour évaluer la faisabilité et l'efficacité d'une méthode. L'objectif du projet est donc d'apporter, à la spécialité topographie, les éléments nécessaires (stratégie de monitoring, précision, équipements) à la mise en place d'opérations assurant une bonne répétabilité des mesures. Cette étude est par conséquent étroitement liée aux problématiques de positionnement de précision par grands fonds (supérieurs à 500 m de profondeur). En effet, si le positionnement d'un objet dynamique à la surface terrestre, avec une précision centimétrique, n'est plus une difficulté depuis l'avènement du DGPS, le problème reste entier lorsqu'on travaille en milieu aquatique où les ondes électromagnétiques s'avèrent inopérantes.

2. Le flambage de Pipeline

Le flambage est un phénomène d'instabilité d'un matériau, qui lorsqu'il est soumis à une force de compression, a tendance à se déformer dans une direction perpendiculaire à la compression. Du fait de l'instabilité élastique, ce phénomène est rapidement destructif.

Les pipelines, sous l'effet des contraintes axiales de compression résultant de l'effet conjugué de la température et de la pression du fluide circulant dans la conduite, sont également susceptibles de subir du flambage. Par grands fonds, où il est techniquement et économiquement impossible de

creuser des tranchées, seul du flambage de type latéral peut se produire. Le pipeline adoptera la position qui lui demande le moins d'énergie à fournir pour relâcher la compression.

Le flambage latéral est gouverné par deux paramètres critiques, difficilement prévisibles : le frottement avec le sol marin (composé essentiellement de vase et de matériels sédimentés) et les *Out-Of-Straightness* initiaux, c'est-à-dire les écarts de pose par rapport à la route théorique du pipeline (route de référence parfaitement connue mathématiquement et sans incertitudes).

En outre, la singularité de la topographie sous-marine au niveau des zones de flambages (présence de cicatrices et d'accotements formés sous l'effet du mouvement du pipeline) permettra d'identifier et de mesurer la longueur et l'amplitude des déplacements latéraux à partir de profils obtenus par sonar.

Le flambage latéral peut être contrôlé et atténué par l'emploi de méthodes de mitigation. Le principe consiste à initier volontairement du flambage à des emplacements prédéterminés, afin de relâcher ponctuellement et efficacement les contraintes de compression le long du pipeline. On utilisera pour cela, dans la majorité des cas, des *sleepers* (tube horizontal extrêmement lisse avec un coefficient de frottement quasi nul) disposés sous le pipeline. Lorsqu'un flambage apparaît au niveau d'un endroit non désiré (autre qu'un *sleeper*), on parle de « flambage sauvage ».

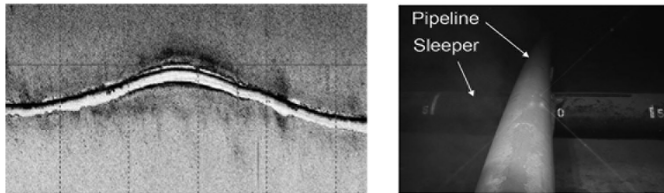


Figure 2.1 : exemple de flambage latéral obtenu avec un sonar à balayage latéral (à gauche), photo d'un sleeper (à droite)

3. Les techniques de positionnement sous-marin

Compte tenu de l'importance des phénomènes d'absorptions liés à la forte conductivité de l'eau salée, et de diffusion engendrée par des particules en suspension dans l'eau, les ondes électromagnétiques utilisées pour le positionnement terrestre (GPS), s'avèrent inefficaces dans le milieu aquatique. En revanche, les ondes acoustiques y possèdent de bien meilleures caractéristiques physiques que dans l'air (vitesse de propagation et niveau d'émission plus importants) et constituent le seul moyen efficace de véhiculer de l'information de façon directive sur de longues distances. Plusieurs techniques de positionnement sous-marin ont été développées à partir de cette technique.

L'USBL (Ultra Short BaseLine) est un système de positionnement acoustique permettant de déterminer la position relative d'un mobile sous marin par rapport à un transducteur situé sous la coque du bateau. Le système se compose d'un transducteur (émetteur-récepteur) qui envoie des impulsions acoustiques, et d'un transpondeur, disposé sur le mobile. Ce dispositif effectue des mesures d'angles et de distances. Il s'agit d'un système très utilisé pour les opérations offshore car facile à mettre en place mais dont la précision est dépendante de la profondeur : elle varie entre 0,2 % à 1 % de la distance oblique. En pratique un système bien calibré travaillant avec un DGPS de précision $\pm 0,5\text{m}$, permet d'obtenir une précision absolue de $\pm 5\text{m}$, par 1500m de profondeur.

Le système LBL (Long BaseLine) consiste à déployer, sur le fond marin, autour d'une zone à étudier, un champ de transpondeurs connus en coordonnées. L'engin à positionner, équipé d'un transducteur, émet un signal interrogatif auquel chacun des transpondeurs répond sur une fréquence propre. L'accumulation de distance depuis le mobile vers les transpondeurs du réseau, autorise ainsi une trilatération géométrique. Un système LBL utilisant des très hautes fréquences (50 - 110 kHz) offre une précision inférieure à 5 cm, indépendamment de la profondeur, ce qui constitue le moyen de positionnement le plus précis sur le marché. Cependant le déploiement, la calibration et éventuellement la récupération des transpondeurs nécessitent un temps et un coût trop importants, le rendant inadapté pour des opérations d'inspection de pipeline de plusieurs kilomètres.

Les ingénieurs pipelines du groupe préconisent que des déplacements de l'ordre du diamètre du pipeline doivent être observables (soit une précision de l'ordre de 25 - 50 cm selon les cas). Pour obtenir une telle précision sur de longues distances, on emploiera (en plus des mesures acoustiques) une centrale inertielle (INS) couplée avec un log Doppler (DVL). L'inertielle et l'acoustique sont en effet deux techniques très complémentaires. Leur association permet de disposer de mesures sans

dérive (l'INS étant recalée par chaque mesure acoustique, il n'y a plus de dépendance temporelle de la précision), très peu bruitées (le bruit acoustique est filtré par l'INS) et selon une fréquence d'échantillonnage élevée (grâce à l'emploi de l'INS). L'utilisation d'un DVL (capteur acoustique basé sur l'effet Doppler, utilisé pour mesurer la vitesse du porteur par rapport au fond de l'eau) permet d'obtenir une valeur de vitesse moins sensible aux mouvements du mobile donc plus stable pour l'INS.

4. Application aux mesures de flambage latéral

Simulation sous NavLab :

Ne pouvant réaliser des tests expérimentaux, des simulations ont été effectuées. Le but est de déterminer la méthode de positionnement optimale pour la détection du flambage latéral de pipeline ainsi que les équipements associés. Pour cela, l'outil NavLab (Navigation Laboratory) de la société Kongsberg Maritime a été utilisé. NavLab est configuré pour s'exécuter sous Matlab et se compose de deux modules : d'une part d'un simulateur qui permet de recréer la trajectoire suivie par un véhicule de mesure et de spécifier les capteurs utilisés pour l'opération (DGPS, USBL, INS, DVL,...). D'autre part d'un estimateur qui va indiquer la position, l'attitude et la vitesse optimale du véhicule grâce à un filtre de Kalman.

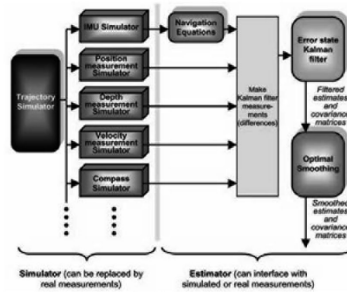


Figure 4.1 : structure de NavLab

Deux méthodes de positionnements actuellement envisagées par le service ont été testées : une méthode USBL/INS/DVL et une méthode appelée *sparse* LBL (USBL/INS/DVL + une distance LBL). La distance LBL apparaît en effet comme une source de positionnement supplémentaire pour la centrale inertielle. Pour la réalisation des simulations on pose les hypothèses suivantes, le nombre entre parenthèses indiquant la fréquence d'échantillonnage :

Méthode 1 : Positionnement USBL/INS/DVL		Méthode 2 : Positionnement <i>sparse</i> LBL	
Précision DGPS + USBL	± 5m (5s)	Précision DGPS + USBL	± 5m (5s)
INS	CDL MiniPos T16 (1s)	Précision distance LBL	± 1m (5s)
DVL	RDI 1200 kHz (1s)	Portée distance LBL	1 200 m
Capteur de pression	digiquartz serie 3000 (1s)	INS	CDL MiniPos T16 (1s)
Profondeur	1 400 m	DVL	RDI 1200 kHz (1s)
Vitesse de l'engin	0,28 m/s (1km/h)	Capteur de pression	digiquartz serie 3000 (1s)
Trajectoire	Pipeline P80-1L de ROSA	Profondeur	1 400 m
		Vitesse de l'engin	0,28 m/s (1km/h)
		Trajectoire	Pipeline P80-1L de ROSA

Tableau 4.1 : hypothèses utilisées pour les simulations

La trajectoire est celle du pipeline de production P80-1L (15,9 km) du champ de ROSA en Angola (on suppose que le mobile roule sur le pipeline). La première méthode fournit une précision planimétrique de $\sigma = \pm 1, 02m$ (1 σ). La deuxième, plus précise, de $\sigma = \pm 0, 44m$ (1 σ). Au niveau de la profondeur, le capteur de pression à quartz résonnant (digiquartz) permet d'obtenir de très bons résultats sur la composante verticale (inférieure à 10 cm).

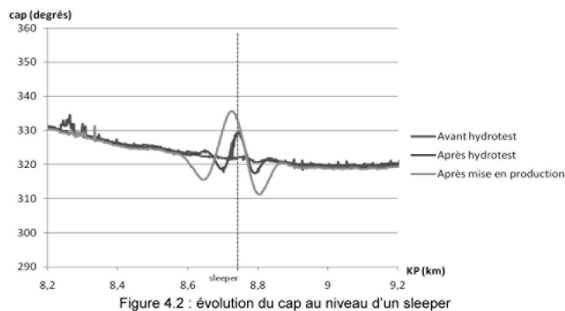
Des tests présentant des hypothèses similaires (méthode 1) mais avec une centrale inertielle différente ont également été réalisés afin de vérifier si la précision peut être améliorée avec une INS de qualité supérieure. Plusieurs centrales inertielles, actuellement sur le marché et de différents

constructeurs, ont été sélectionnées (Honeywell, Ixsea notamment). Les résultats montrent que lorsqu'on dispose d'un DVL de qualité, il n'est pas nécessaire d'opter pour une centrale inertielle de très haut de gamme. En effet la précision obtenue avec une INS de gamme moyenne (donc moins coûteuse) est sensiblement identique. De plus, lorsque le DVL fonctionne en continu, des réinitialisations de la centrale inertielle (ZUPT, *Zero velocity UPdaTe*) ne sont pas indispensables et ne permettent pas de gagner franchement en précision supplémentaire.

La précision des distances LBL, utilisée pour la méthode 2, tient compte de la précision sur la mesure de la distance elle-même (< 10 cm, erreur liée à la vitesse du son dans l'eau incluse) et surtout de l'incertitude sur la position du transpondeur (supposée ici à ± 1 m). Lorsqu'on considère d'autres valeurs pour cette dernière ($\pm 0,5$ m, $\pm 1,5$ m, ± 2 m...), on remarque qu'au delà d'une position connue à ± 1 m, la précision exigée (diamètre du pipeline), n'est plus respectée.

Comparaison du cap :

Parallèlement aux problématiques liées au choix du système de positionnement optimal, une autre méthode peut être mise en place : la comparaison du cap (angle entre le nord géographique et la direction suivie par le mobile). Lorsqu'il est possible pour l'engin de mesure de rouler sur le pipeline, la mesure, point par point, du cap permet d'observer les déformations du pipeline, puis, par simple comparaison de courbes de mesurer les déplacements latéraux. Il s'agit d'une méthode efficace et simple à mettre en œuvre puisqu'un simple gyroscope de précision est nécessaire. Le coût est également restreint car la réalisation de profils n'est plus indispensable, tout comme l'emploi d'une centrale inertielle couplée avec un DVL. La figure ci-dessous a été construite à partir de données brutes récupérées auprès d'un prestataire de TOTAL. Elle indique les valeurs de caps au niveau d'un *sleepers*. On voit clairement la formation du flambage (de mode 3 selon Hobbs) dès l'*hydrotest* puis l'amplification après le passage des premiers hydrocarbures.



Dans ce cas particulier, on peut mesurer, après la mise en production, une longueur de flambage de 227 m et une amplitude de 16 m. Il s'agit donc d'un flambage assez conséquent.

5. Conclusion

Dans le cadre d'opérations de mesures de flambage de pipeline, où ces dernières requièrent une importante précision, la méthode *sparse* LBL est la plus adaptée (avec des transpondeurs connus, au minimum, à ± 1 m). Certes son coût financier est assez conséquent (environ 100 000 \$ supplémentaires pour une dizaine de jours de mesures), mais elle est la seule permettant d'atteindre la précision demandée. Le DVL apparaît comme une pièce maîtresse car lorsqu'il est de qualité, une centrale inertielle de gamme moyenne peut être utilisée. Enfin l'utilisation d'un capteur à quartz résonant permet d'obtenir de très bonnes précisions pour la profondeur.

La comparaison du cap semble être un outil parfaitement adapté pour le suivi de flambage, du moins dans le cadre de déplacements latéraux importants. On peut émettre quelques interrogations quant à son efficacité vis-à-vis des « flambages sauvages », qui lorsque des méthodes de mitigation sont mises en place, présentent généralement une longueur et une amplitude plus faibles. Cette méthode reste cependant applicable suivant le même degré de précision (celle du gyroscope) indépendamment de la profondeur, ce qui est particulièrement intéressant par grand fond.