Étude expérimentale de l'interaction entre les fonds marins et les pipelines flexibles soumis à la houle et aux courants

Résumé

Les pipelines posés sur les fonds marins en position non recouverte sont dans le cas de mer peu profonde soumis à l'action hydrodynamique de la houle et des courants. Ces efforts hydrodynamiques qui tendent à mettre le pipeline en mouvement sont contrebalancés par la réaction du sol. En conséquence, l'étude de la stabilité de ces pipelines requiert une estimation réaliste des efforts en présence. Cet article fait état d'une étude expérimentale en laboratoire visant à quantifier et à analyser l'interaction sol-eau-pipeline sous les effets de la houle. Lors de ces essais, l'action de la houle et des courants sur le pipeline est simulée mécaniquement (modèle physique d'échelle 1). Les variations de grandeurs physiques telles que la hauteur d'enfoncement du pipeline, la résistance horizontale du sol, les pressions d'eau autour du pipeline sont enregistrées et analysées. Différentes natures de chargements du pipeline, par référence à celles rencontrées sur site, sont étudiées. Une méthode analytique d'estimation de la résistance horizontale du sol est proposée.

Mots-clés : interaction sol-pipeline, efforts hydrodynamiques, stabilité des pipelines, enfouissement, résistance du sol, pressions interstitielles.

Experimental study of interaction between soil and flexible pipeline exposed to wave and current actions

Abstract

Uncovered submarine pipelines resting on seabed are subject to hydrodynamic forces generated by wave and current actions. These forces, which tend to destabilize or move the pipe, are counterbalanced by the interaction of the pipe with the soil. To ensure the stability of these pipelines, their design requires a realistic estimation of these two external forces. In this context, a comprehensive research program has been carried out by Coflexip society and laboratoire Sols, Solides, Structures of Grenoble to investigate pipe-soil interaction. This paper presents the results of a series of full scale pipe-soil interaction tests which constitute the first part of this research program. These tests have been carried out with a testing apparatus in which hydrodynamic forces under real pipeline sections are applied by means of mechanical jacks. In these experiments, the pipeline was resting either on a clayey or a sandy soil. The testing parameters were the nature and density of the soil, the pipe diameter, the pipeline loading and the history of loading. An assessment of their relative influence on both pipeline self burial and soil lateral resistance is presented. Based on the results of the experimental study, an analytical model is proposed for evaluating soil lateral resistance.

Key words: pipe-soil interaction, hydrodynamic forces, pipeline stability, pipeline self burial, soil resistance, interstitial pressures.

D. BRANQUE

Laboratoire Géomatériaux département Génie civil et Bâtiment, URA 1652 École nationale des travaux publics de l'État rue Maurice-Audin 69518 Vaulx-en-Velin

P. FORAY, S. LABANIEH

Laboratoire Sols, Solides Structure de Grenoble UMR 5521 UJF-INPG-CNRS Domaine universitaire BP 53 38041 Grenoble Cedex 9

NDLE : Les discussions sur cet article sont acceptées jusqu'au 30 juin 2002.

Notat	ions
F _H	force horizontale hydrodynamique
F _{Hmax}	amplitude maximale des cycles de charge- ment à force horizontale contrôlée
$F_{\rm V}$	force verticale hydrodynamique (aussi appelée effort de lift)
Ps	poids déjaugé du pipeline
Cs	couple de torsion exercé par le restant de la structure sur le tronçon de pipeline considéré
R_{p}	résistance de butée
R _{BH}	composante horizontale de la résistance de butée
R _F	résistance horizontale de frottement
R _H	résistance horizontale du sol
RHL	résistance horizontale limite du sol
R_v	résistance verticale du sol
Uy	déplacement horizontal du pipeline
Uy_{max}	amplitude maximale des cycles de charge- ment à déplacement horizontal contrôlé
Uz	déplacement vertical du pipeline (aussi hauteur d'enfoncement)
CL_	coefficient de lift
μ	coefficient de frottement sol-pipeline

Introduction

Les pipelines marins utilisés dans le transport en mer des hydrocarbures sont déposés sur les fonds marins à partir de barges. Laissés à même le sol plusieurs semaines, ils sont ensuite recouverts à l'aide d'outils automatisés (charrues, jets haute pression, robots...). Dans des zones bien définies, généralement éloignées des côtes et jugées à risques modérés (faible trafic maritime, absence de glace dérivante, absence de pêche au chalut), la législation peut autoriser le nonrecouvrement de ces oléoducs. En position non recouverte, les pipelines sont alors soumis aux efforts hydrodynamiques générés par la houle et les courants marins. Ces efforts tendent à mettre en mouvement le pipeline, ils sont contrebalancés par la réaction horizontale du sol qui s'oppose à tout déplacement de l'oléoduc. Pour dimensionner ces pipelines non recouverts, le fabricant doit dans tous les cas disposer d'une estimation réaliste de l'ensemble des efforts externes susceptibles d'agir sur le pipeline durant toute sa période d'immersion. Il doit par ailleurs tenir compte d'un critère de stabilité latéral du pipeline qui assurera sa sauvegarde.

Dans le cadre d'une collaboration avec la société Coflexip, fabricant de pipelines flexibles, et le bureau d'études Géodia, le laboratoire Sols, Solides, Structures de Grenoble (laboratoire 3S) a mené un programme de recherches exhaustif concernant l'interaction entre le pipeline non recouvert et le sol qui le supporte (aspects géotechniques du problème). Dans un premier temps, une étude expérimentale de l'interaction sol-pipeline a été réalisée en laboratoire sur un dispositif expérimental de grande envergure (modèle physique d'échelle 1). L'objectif de cette étude est d'analyser l'influence des paramètres principaux du comportement d'interaction sol-pipeline, tout en dégageant et analysant les phénomènes physiques entourant ce comportement d'interaction. Au delà, ces travaux expérimentaux doivent permettre la constitution d'une base de données exhaustive permettant l'élaboration et le calage d'un modèle analytique de prévision du comportement d'interaction sol-pipeline, adapté aux pipelines flexibles de petit diamètre (deuxième partie de l'étude).

L'article ci-présent décrit le dispositif expérimental conçu et utilisé au laboratoire 3S pour cette étude. Il présente le programme d'essais, les principaux résultats et leur interprétation dans la perspective de l'élaboration d'un modèle analytique d'estimation du comportement d'interaction sol-pipeline.

Présentation de l'étude

2.1

Positionnement du problème

Considérons pour l'étude, un tronçon linéaire de pipeline cylindrique, de longueur finie, posé sur un fond marin horizontal, homogène, situé à faible profondeur. Dans le cas général, ce tronçon de pipeline est soumis aux actions mécaniques extérieures suivantes (Fig. 1):

 - l'action de la gravité diminuée de l'effort de poussée d'Archimède (on considère ici le poids déjaugé du pipeline P_s éventuellement augmenté du poids de l'hydrocarbure transporté);

– l'action hydrodynamique exercée par la houle et les courants, de composantes horizontale $\rm F_{H}$ et verticale $\rm F_{V}$ (effort de lift);

– l'action résistante du sol, de composante horizontale R_{H} et verticale $\mathrm{R}_{\mathrm{v}};$

 le couple de torsion exercé par le restant de la structure sur le tronçon isolé: Cs.

Dans les schémas classiques de calcul de stabilité des pipelines, la réaction du sol sur le pipeline est supposée s'opposer à l'action des efforts hydrodynamiques qui tendent à le déstabiliser. Cette réaction du sol dépend de trois catégories de facteurs (Véritec, 1988):

 les caractéristiques géotechniques du fond marin (nature du sol, densité, cohésion, perméabilité, potentiel de liquéfaction, potentiel d'érosion...);

 les caractéristiques et dimensions du pipeline (poids submergé, diamètre externe, rugosité externe, rigidité de la structure...);



 – l'histoire des chargements exercés sur le pipeline depuis son immersion et son entrée en contact avec le fond.

La méthode traditionnelle de calcul de stabilité des pipelines (analyse statique) a initialement supposé que l'interaction sol-pipeline pouvait s'apparenter à une interaction de nature frottante régie par une loi de type Coulomb (Véritec, 1988). La résistance horizontale du sol ($R_{\rm H}$) est alors exprimée comme le produit du poids submergé effectif du pipeline $(P_s - F_v)$ par un coefficient de frottement (u) fonction de la nature du sol. Conséquemment à cette approche, les premiers essais de caractérisation de l'interaction sol-pipeline furent des essais de traction latérale de tronçons de pipelines rigides sur des sols reconstitués en laboratoire (Lyons, 1973; Brennoden et al., 1986; Palmer et al., 1988), sur des plages (IFP, 1977), ou encore directement sur sites (Lambrakos, 1985). Ces essais montrèrent que l'approche de type Coulomb était en mesure de donner des résultats satisfaisants dans le cas de sols à forte capacité portante (argile raide, sable dense), mais qu'elle devenait très approximative dans le cas de sols à faible portance (argile molle, sable lâche). De manière plus générale, ces essais eurent l'intérêt de mettre en évidence la forte dépendance de la résistance horizontale du sol (R₄) vis-à-vis de la hauteur d'enfoncement du pipeline (Uz). Cette dépendance fut par la suite largement confirmée lorsque plusieurs programmes expérimentaux étudièrent les conséquences de sollicitations cycliques sur le pipeline (Brennoden et al., 1986; Wagner et al., 1987; Palmer et al., 1988; Morris et al., 1988). Ces essais représentatifs de l'action oscillatoire de la houle et des courants sur le pipeline, furent pour des raisons pratiques menés en laboratoire sur des dispositifs expérimentaux de grandes dimensions, dans lesquels l'action de la houle et des courants est recréée mécaniquement à l'aide de vérins. En accord avec les observations réalisées sur site, ces expériences montrèrent que les sollicitations cycliques horizontales exercées sur des pipelines non recouverts tendaient à favoriser leur enfouissement. En se déplaçant latéralement et de façon oscillatoire sous l'action de ces sollicitations, le pipeline génère un transport solide et la formation d'une tranchée d'ensouillement surmontée dans la plupart des cas de deux bourrelets de matériau remanié (Wagner et al., 1987; Morris et al., 1988...). La résistance horizontale du sol exercée sur le pipeline se voit alors augmentée, en même temps que la pénétration de l'oléoduc, d'une résistance passive due aux parois de la tranchée d'ensouillement. L'hypothèse d'une interaction sol-pipeline purement frottante devient dans ce cas irréaliste. En outre, les expériences décrites ci dessus ont montré que la pénétration du pipeline au sein du massif de sol, et par conséquent l'augmentation de la résistance horizontale du sol, dépendaient d'un grand nombre de paramètres : amplitude des sollicitations cycliques, nombre de cycles, nature, densité, cohésion du massif porteur, poids, diamètre, rugosité externe du pipeline...



L'étude menée au laboratoire 3S concerne exclusivement les pipelines flexibles de petit diamètre (D ≤ 0,3 m) posés sur des fonds marins sableux. Cette étude vise à quantifier et à interpréter les niveaux d'enfoncement du pipeline et de résistance horizontale du sol, grandeurs essentielles à la stabilité des oléoducs, en fonction des divers paramètres du problème. L'analyse de ces travaux expérimentaux est menée dans le cadre de la mécanique des sols.

Compte tenu des observations faites lors des projets antérieurs (Lyons, 1973; Brennoden *et al.*, 1986; Wagner *et al.*, 1987; Palmer *et al.*, 1988; Morris *et al.*, 1988), le programme d'essais attribue une importance particulière à l'influence de l'histoire des chargements. Ce programme vise à recréer en laboratoire les différentes étapes de chargement qu'un pipeline marin est en mesure de rencontrer sur site.

Ce programme d'essais comprend (Fig 2):

• des essais de chargement horizontal cyclique du pipeline à amplitudes contrôlées en force ou en déplacement (essais de type 1).

Parmi ces essais, on différenciera :

 les essais à faibles amplitudes constantes contrôlées en force (essais de type 1a). Ces essais sont représentatifs de la houle stabilisatrice de faible amplitude rencontrée sur site lors de la phase de mise en place des oléoducs;

 les essais à amplitudes variables contrôlées en force (essais de type 1b). Ces essais sont représentatifs de l'action d'un écoulement oscillatoire irrégulier sur le pipeline (cas le plus général). Ils comprennent un grand nombre de cycles (> 2 000) et des amplitudes de chargement aléatoirement croissantes ou décroissantes;

– les essais à amplitudes constantes contrôlées en déplacement (essais de type 1c). Ces essais ne sont pas représentatifs de l'action hydrodynamique de la houle et des courants sur le pipeline mais ils permettent une

Essais de type 1: Mesure de l'enfoncement Uz du pipeline 1a) et 1b): sous chargement horizontal cyclique controlé en force



1c): sous chargement horizontal cyclique controlé en déplacement



Essais de type 2: Mesure de la résistance horizontale du sol ($R_H=F_H$) et de la pénétration du pipeline (Uz) lors d'un grand déplacement latéral du pipeline





quantification directe de l'influence de l'amplitude des déplacements du pipeline sur son enfouissement;

• des essais de déplacement horizontal monotone du pipeline sur une distance de plusieurs diamètres de pipeline (essais de type 2).

Ces essais ont pour objectif de mesurer la résistance horizontale mobilisable par le sol face au déplacement latéral du pipeline. Cette mesure de résistance est menée pour différentes configurations de mise en place du pipeline :

 après enfoncement du pipeline sous poids propre (essais de type 2a). Ces essais définissent la résistance horizontale du sol mobilisable directement après la pose du pipeline sur le fond (résistance horizontale limite: RHL);

 après chargement horizontal cyclique du pipeline (essais de type 2b). Ces essais visent à définir l'influence de l'histoire des chargements hydrodynamiques cycliques sur la résistance horizontale du sol;

– après moulage du pipeline à différentes hauteurs d'enfoncement (essais de type 2c). Ce procédé « artificiel » a pour but de dégager la part de résistance horizontale du sol directement dépendante de la hauteur d'enfoncement du pipeline.

2.3

Dispositif expérimental

Le dispositif expérimental utilisé au laboratoire 3S lors de cette étude est destiné à recréer l'action de la houle et des courants sur le pipeline. Ce dispositif spécialement conçu et présenté à la figure 3, s'inspire du banc d'essais utilisé au sein du programme de recherche *Pipestab* de Statoil, Esso Norge et Exxon (Brennoden *et al.*, 1986; Wolfram *et al.*, 1987). Il comprend quatre éléments indépendants; à savoir : une cuve dans laquelle repose le matériau étudié, un chariot à galets supportant le tronçon de pipeline, un tronçon de pipeline et un dispositif de simulation des efforts hydrodynamiques. La cuve rectangulaire dans laquelle repose le massif de sol est constituée de parois et d'un fond en PVC, enserrés dans une armature métallique qui rend l'ensemble rigide et étanche. Les dimensions de cette cuve sont: longueur: 3 m, largeur: 1 m, hauteur: 0,6 m. Le chariot est l'élément du dispositif qui assure les déplacements horizontaux et verticaux du pipeline sans rotation de sa structure. Ce chariot possède une structure de type treillis rigide en tubes mécano soudés. Ce chariot est porté par quatre galets à roulement à billes qui assurent le déplacement latéral du chariot le long de rails horizontaux fixés sur le châssis de la cuve (Fig. 3).

Deux types de pipeline ont été utilisés lors des essais (tableau I):

 – un modèle de demi-pipeline en PVC d'échelle 1 constitué d'une demi-coque d'épaisseur 5 mm, circulaire et rigide (Fig. 5);

 plusieurs tronçons de pipelines réels de nature flexible mais dont le comportement à l'échelle du modèle (petite longueur) peut être considéré comme rigide. Ces tronçons de pipelines sont obstrués à leurs extrémités par des parois étanches.

Au cours des essais, ces pipelines sont montés sur le chariot par l'intermédiaire d'un châssis rectangulaire rigide. Le déplacement latéral du pipeline (Uy) est assuré par le déplacement horizontal de l'ensemble du chariot. Le déplacement vertical du pipeline (Uz) s'effectue par l'intermédiaire du châssis métallique. Celui ci coulisse le long de deux barres circulaires de guidage en acier, fixées de part et d'autre des côtés latéraux du chariot (Fig. 3).

Les composantes horizontale (F_{H}) et verticale (F_{v}) des efforts hydrodynamiques exercés sur le pipeline sont simulées mécaniquement à l'aide de deux vérins indépendants.

L'effort horizontal (F_{μ}) est exercé par un vérin mécanique à vitesse de sortie régulée. Cet effort transite par le chariot. En conséquence, l'effort horizontal (F_{μ}) appliqué au pipeline est pris égal à l'effort de poussée du vérin horizontal diminué des efforts de frottement galets-rails.



FIG. 3 Dispositif expérimental conçu et utilisé au laboratoire 3S lors des essais d'auto-ensouillage des pipelines. Pipeline Self Burying Test Device designed and developed by the 3S Laboratory. TABLEAU I Caractéristiques des différents tronçons de pipeline utilisés lors des essais. Characteristics of the various pipeline sections used for the tests.

	Nature du pipeline	Longueur	Diamètre extérieur/diamètre intérieur	Masse linéique (pipeline + châssis)	Nature surface externe	Course verticale maximale
Pipeline nº 1	tronçon réel	0,8 m	175 mm/100 mm	72 kg/ml	Rilsan	74 mm
Pipeline n° 2	tronçon réel	0,8 m	250 mm/100 mm	90 kg/ml	Rilsan	90 mm
Pipeline n°3	tronçon réel	0,8 m	290 mm/205 mm	124 kg/ml	Acier	-
Pipeline nº 4	1/2 coque PVC	0,9 m	200 mm	variable	PVC	64 mm

L'effort vertical de lift (F_v) est, pour sa part, simulé à l'aide d'un vérin pneumatique muni d'un servo-distributeur. La base de ce vérin est fixée à la barre transversale supérieure du chariot. L'effort vertical de lift est transmis au pipeline par l'intermédiaire du châssis métallique (Fig. 4).

2.4

Simulation des actions hydrodynamiques

En hydrodynamique, la composante horizontale des efforts qui s'applique au pipeline ($F_{\rm H}$) est généralement considérée comme la somme de deux forces : l'une d'inertie, l'autre de sillage (Lambrakos *et al.*, 1987 ; Fyfe *et al.*, 1987 ; Jacobsen *et al.*, 1989...). Cette composante horizontale est fonction de la vitesse et de l'accélération des particules fluides. En présence de houle, cette composante varie à une fréquence égale à celle de la vitesse des particules fluides. Elle oscille ainsi entre deux valeurs extrêmes : l'une positive, l'autre négative, selon le sens de propagation de l'écoulement.

La composante verticale des efforts hydrodynamiques (F_v) représente pour sa part l'effort dit de *lift*, dirigé vers le haut et qui tend à alléger le pipeline. Cet effort est fonction du carré de la vitesse des particules fluides. En présence de houle, cette composante verticale oscille à une fréquence double de celle de la vitesse des particules fluides, entre une valeur nulle et une valeur maximale positive.



Dans le cadre de nos essais, deux types de sollicitations cycliques ont été appliqués :

– les premières consistent à contrôler la valeur maximale $F_{H max}$ de l'effort horizontal cyclique appliqué au pipeline; ces essais sont dits contrôlés en force;

– les secondes consistent à contrôler la valeur maximale $U_{\rm y,max}$ du déplacement horizontal du pipeline; ces essais sont dits contrôlés en déplacement.

Lors de ces deux types d'essais, la vitesse d'entrée ou de sortie du vérin horizontal est régulée de telle sorte que la période des cycles horizontaux soit comprise entre 10 et 14 secondes (période proche de celle de la houle). L'effort vertical de lift est, pour sa part, imposé varier proportionnellement à la valeur absolue de l'effort horizontal. Ainsi, si F_{H(i)} est l'effort horizontal mesuré à la boucle de programme (i) et F_{V(i+1)} l'effort vertical de *lift* imposé à la boucle de programme (i+1), on fixe :

$$F_{V(i+1)} = \alpha_L \times \left| F_{H(i)} \right| \tag{1}$$

où α_{L} appelé coefficient de lift se trouve compris dans l'intervalle [0; 1].

Bien que le contrôle de nos vérins ne relève pas d'un asservissement au sens propre, le mode de variation des efforts horizontaux et verticaux imposé reste proche d'un mode sinusoïdal, qui en première approximation représente l'évolution des efforts hydrodynamiques en présence de houle (Fig. 4).

Dispositif d'acquisition et de commande

Lors des essais, les déplacements horizontaux et verticaux du pipeline sont mesurés à l'aide de capteurs inductifs (LVDT) et potentiométriques (Fig. 3). L'effort développé par le vérin horizontal est mesuré à l'aide d'un capteur en S placé en bout de tige. L'effort vertical de lift est, pour sa part, déduit de la mesure de pression d'air en sortie de distribution du vérin pneumatique vertical. Des mesures de pressions interstitielles dans le massif et sur la coque du pipeline sont par ailleurs réalisées à l'aide de capteurs de pression totale, équipés de pierre poreuse et de dispositif de purge (Fig. 5).

Les signaux analogiques délivrés par les différents capteurs sont convertis en valeurs numériques par une carte National Instrument de type RTI 815, qui dispose également de fonctions de commande utilisées dans le pilotage des vérins.



2.6

Matériau utilisé



Caractéristiques

Le matériau utilisé lors des essais d'auto-ensouillement des pipelines est un sable Hostun fin RF. Ce sable quartzique à grains anguleux est utilisé comme sable de référence au laboratoire 3S. Sa répartition granulométrique est uniforme (d₆₀/d₁₀ ~ 0,4), le diamètre moyen de ses grains est de 0,35 mm (Fig. 6). Ses autres caractéristiques sont, d'après Flavigny *et al.* (1990):

2.4.2

Mise en place

Le sable Hostun RF. est déposé dans la cuve rectangulaire à l'état sec, par pluviation. Pour un tamis à mailles constantes, la densité du massif est fonction de la hauteur de chute du matériau:

– les massifs de sable dense sont mis en place à partir d'une hauteur de chute de 1,2 m; la densité relative ainsi obtenue est de l'ordre de 80 % (e ~0.690, γ_d 15,40 kN/m³);



– les massifs de sable lâche sont mis en place à partir d'une hauteur de chute nulle; la densité relative ainsi obtenue est de l'ordre de 35 % (e ~0,870, γ_d ~13,90 kN/m³).

A chaque remplissage de cuve, la densité du massif est contrôlée à l'aide de boîtes de calibration préalablement placées dans la cuve. Des carottages sur massif humide sont par ailleurs effectués après essai pour vérifier l'homogénéité verticale du massif.

Une fois entièrement constitué, le massif de sol est arasé délicatement à l'aide d'un réglet; sa surface est ainsi rendue parfaitement horizontale. Le massif de sol est ensuite saturé en eau à l'aide d'un serpentin fixé sur le fond de la cuve. Le courant de saturation est de sens ascendant. Son débit est maintenu faible (de l'ordre de 1 litre/mn) pour éviter tout risque de boulance du matériau, et assurer l'évacuation des poches d'air. Le niveau de la nappe d'eau en fin de saturation est imposé entre 4 et 8 cm au-dessus de la surface du massif. Cette lame d'eau a pour but d'éviter la dessaturation partielle du massif en cours d'essais (en particulier lors de la formation de la tranchée d'enfouissement).

3

Mesure de l'enfoncement du pipeline sous chargement horizontal cyclique

3.1

Processus de pénétration

Lors de l'étude menée au laboratoire 3S, les essais de chargement horizontal cyclique du pipeline censés simuler l'action de la houle sur l'oléoduc, confirment le principal résultat établi lors des programmes internationaux antérieurs ; à savoir que tout mode de chargement horizontal cyclique du pipeline favorise sa pénétration au sein du sol porteur (Brennoden *et al.*, 1986; Wagner *et al.*, 1987; Morris *et al.*, 1988; Palmer *et al.*, 1988; Brennoden *et al.*, 1989).

Ces essais montrent par ailleurs que le processus de pénétration du pipeline est étroitement lié à l'amplitude des déplacements horizontaux de l'oléoduc. Pour un pipeline et un massif de sol donné, la pénétration du pipeline sera d'autant plus importante que l'amplitude de ses déplacements sera grande. De plus pour un état d'enfoncement donné, il existe un seuil minimal d'amplitude de déplacement du pipeline en dessous duquel le processus de pénétration s'interrompt.

Le processus de pénétration tel que décrit précédemment apparaît principalement lié à un phénomène de transport solide généré par le déplacement latéral cyclique du pipeline (Fig. 7). En se déplaçant latéralement sous l'action du chargement cyclique horizontal, le pipeline transporte au cours de chaque demi-cycle de déplacement latéral une quantité de matériau plus ou moins importante prélevée tout au long de son parcours. Cette quantité de matériau est poussée au-devant du pipeline puis abandonnée en fin de demi-cycle lorsque le sens du déplacement latéral du pipeline s'inverse. La répétition dans un petit périmètre d'un tel processus de prélèvement et de déposition conduit à la formation progressive



d'une tranchée au sein de laquelle « s'autoensouille » le pipeline. Les parois de cette tranchée peuvent se trouver rehaussées de deux bourrelets constitués du matériau transporté au-devant du pipeline et accumulé tout au long du processus de pénétration.

3.2

Chargement horizontal cyclique à force contrôlée

3. 2. 1

Chargement à amplitudes constantes contrôlées en force (simulation d'une houle d'installation)



Les profils de pénétration du pipeline observés lors des essais à amplitudes horizontales constantes contrôlées en force sont donnés à la figure 8. Ces profils présentent une pénétration très rapide du pipeline lors des vingt à trente premiers cycles de chargement horizontal, suivie d'une tendance à la stabilisation de l'enfouissement.

La forme de ces profils, déjà mis en évidence par Wagner et al. (1987), trouve son explication au regard de l'amplitude des déplacements horizontaux correspondants (Fig. 9). Lors des premiers cycles de chargement, le pipeline connaît des déplacements horizontaux qui l'éloignent de sa position d'origine et le font pénétrer progressivement dans le sol. Ces déplacements, qui sont d'autant plus importants que l'amplitude de la force horizontale appliquée est grande, diminuent très vite avec l'enfouissement du pipeline. Cette réduction de l'amplitude des déplacements latéraux du pipeline est liée à l'action résistante croissante des parois de la tranchée d'enfouissement avec la pénétration. Pour des essais à amplitude constante contrôlée en force, la diminution de l'amplitude des déplacements latéraux s'accompagne d'une réduction du transport solide autour du pipeline, qui inévitablement conduit à une stabilisation de la pénétration de l'oléoduc.

3.2.2

Chargement à amplitudes variables contrôlées en force (simulation d'un état de tempête)

Essais à amplitudes croissantes par paliers

Les essais qui consistent à faire croître la force horizontale appliquée par paliers montrent que toute augmentation subite de cette force entraîne une reprise quasi instantanée de la pénétration du pipeline (Fig. 10a). Dans tous les cas, cette reprise de pénétration du pipeline correspond à une augmentation de l'amplitude des déplacements horizontaux (Fig. 10b).







En augmentant subitement (et suffisamment) la force horizontale appliquée sur le pipeline, il semble par conséquent que l'on puisse amener à la rupture les coins de sols situés de part et d'autre du pipeline ensouillé. Cette rupture du sol porteur autorise alors un déplacement latéral du pipeline, qui s'accompagne d'un transport solide et d'une reprise de pénétration. Notons que la rupture des parois de la tranchée d'ensouillement peut être locale (pipeline fortement enfoncé, faibles incréments de force horizontale) ou généralisée (pipeline faiblement enfoncé, forts incréments de force horizontale). Dans ce second cas, le pipeline est en mesure de sortir de sa tranchée d'ensouillement pour pénétrer à nouveau dans le sol à quelques diamètres de sa position d'enfoncement initiale. La rupture généralisée du sol porteur peut intervenir plusieurs cycles après l'accroissement instantané de la force horizontale (Fig. 11). Ce comportement différé, déjà mis en évidence par Palmer et al. (1988), conduit à penser que des déformations irréversibles, voire des surpressions interstitielles, s'accumulent au sein du matériau pour conduire progressivement le massif porteur vers une rupture généralisée.

Essais à variations aléatoires d'amplitudes

Si dans la plupart des cas une augmentation instantanée de l'amplitude de la force horizontale entraîne une reprise subite de la pénétration du pipeline, ce phénomène ne peut être vrai que si le niveau de force horizontale appliqué n'a encore jamais été atteint dans l'histoire des chargements du pipeline. Si tel n'est pas le cas, le nouveau chargement imposé s'avère insuffisant pour mettre en mouvement le pipeline. Cette observation, qui met en évidence un effet « mémoire » du matériau porteur, s'applique en particulier au cas des diminutions instantanées de l'effort horizontal pour lesquelles aucune influence sur le niveau d'enfoncement du pipeline n'est apparue.



3.3

Chargement horizontal cyclique à déplacement contrôlé

Bien que peu réalistes (Palmer *et al.*, 1988), les essais de chargement horizontal cyclique du pipeline à amplitudes contrôlées en déplacement permettent une quantification directe de la pénétration du pipeline en fonction du déplacement horizontal imposé.





D'une manière générale, ce mode de chargement conduit à une pénétration du pipeline plus progressive (Fig. 12) que celle observée lors des essais à force horizontale contrôlée (Fig. 8).

Dans le cas d'essais à déplacements constants imposés, chaque demi-cycle de chargement génère par définition un déplacement non nul du pipeline, donc une possibilité de transport solide au-devant du pipeline qui conduit au creusement progressif de la tranchée d'enfouissement. L'enfouissement progressif du pipeline s'accompagne nécessairement d'un accroissement continu de la force horizontale appliquée (Fig. 13a). Cet accroissement traduit l'augmentation de l'action résistante des parois de la tranchée d'enfouissement sur le pipeline, au fur et à mesure de sa pénétration.

Le déplacement oscillatoire à amplitude constante du pipeline ne conduit toutefois pas dans tous les cas à l'enfouissement total de l'oléoduc. Une stabilisation de la pénétration peut dans certains cas être observée. Pour une amplitude de déplacement donnée, l'incrément de pénétration du pipeline par cycle de chargement décroît de manière exponentielle avec la hauteur d'enfoncement du pipeline (figure13b). Cette décroissance est en partie due à l'accroissement de la rigidité du matériau avec la profondeur, qui favorise la réduction du transport solide au-devant du pipeline. Cet accroissement de la rigidité avec la profondeur peut être doublé d'un effet de densification du matériau sous l'action localisée et répétée des cycles de chargement.

3.4

Influence des paramètres densité du massif, poids et diamètre du pipeline, effort de lift

L'étude expérimentale menée au laboratoire 3S montre que les paramètres densité du massif, poids et diamètre du pipeline, effort vertical de lift sont en mesure d'influer sur la pénétration cyclique de l'oléoduc à des degrés divers.



Une réduction de l'état de compacité du matériau génère dans tous les cas un accroissement de la pénétration du pipeline. Cette pénétration est en effet favorisée par la faible rigidité et le caractère contractant des matériaux peu denses. Cette capacité de contractance s'illustre en particulier par les quantités variables de matériau refoulé en surface de massif lors du processus de pénétration cyclique de l'oléoduc; celles ci sont beaucoup plus faibles dans le cas des sables lâches (matériaux contractants sous cisaillement) que dans celui des sables denses (matériaux dilatants sous cisaillement) (Branque, 1998).

Par ailleurs, l'augmentation du poids linéique du pipeline, comme la réduction de son diamètre externe, favorise la pénétration cyclique de l'oléoduc (Fig. 14). Dans les deux cas, l'accroissement du niveau de contraintes transmis par le pipeline au sol favorise d'une part l'extension de zones plastiques sous le pipeline, d'autre part l'augmentation de la capacité de contractance du matériau. De même, l'application d'un effort vertical de lift (Fv) conduit dans tous les cas à une réduction de la hauteur d'enfoncement du pipeline (Fig. 15). Ce résultat peut être rapproché des résultats obtenus lors des essais à poids variables, puisque l'application d'un effort de lift proportionnel à l'effort horizontal mesuré ou imposé revient à alléger le pipeline d'une quantité variable au cours du cycle horizontal.

3.5

Mesure des pressions d'eau

Les variations de pression d'eau mesurées sur les parois du pipeline et à l'intérieur du massif (pressions interstitielles) témoignent en général de l'existence de surpressions générées par l'action cyclique du pipeline sur le sol. Ces surpressions apparaissent brèves et localisées. Sur la coque du pipeline, elles sont observées lorsque la paroi instrumentée du pipeline vient en



contact avec la paroi de la tranchée d'enfouissement; elles disparaissent lorsque ces deux parois s'éloignent l'une de l'autre (Fig. 16).

Du point de vue quantitatif, les valeurs de pressions mesurées se trouvent en limite de résolution des capteurs utilisés. Pour les vitesses de déplacement du pipeline imposées (inférieures à 1 cm/s), ces surpressions ne semblent pas en mesure de s'accumuler dans le cas d'un matériau suffisamment drainé comme le sable Hostun RF. Leurs valeurs maximales sont toutefois du même ordre de grandeur que les contraintes effectives régnant dans le sol au voisinage du pipeline. La présence de zones ponctuelles de liquéfaction n'est par conséquent pas à écarter. Ce phénomène pourrait être plus général dans le cas de vitesses de déplacements plus élevées ou de matériaux à plus faible perméabilité.

4

Mesure de la résistance horizontale du sol

4.1

Profils de résistance et de pénétration

45151

Après enfoncement du pipeline sous poids propre

Dans le cas des massifs sableux, les profils de résistance horizontale du sol et de pénétration du pipeline observés lors du déplacement latéral du pipeline après enfoncement sous poids propre (essais de type 2a) sont de la forme de ceux présentés à la figure 17. Ces profils, proches de ceux observés en laboratoire lors d'essais sur pipelines rigides de gros diamètres (Brennoden *et al.*, 1986; Palmer *et al.*, 1988), présentent une mobilisation rapide de la résistance horizontale du sol en début de déplacement, puis une tendance à la stabilisation lorsque le déplacement latéral du pipeline atteint une valeur de l'ordre de 0,2 diamètre. Ces variations de la résistance horizontale s'accompagnent dans le même temps d'une pénétration rapide du pipeline en début de déplacement, puis d'une tendance à la stabilisation de l'enfoncement. Notons qu'en aucun cas nos essais mettent en évidence une remontée du pipeline vers la surface du massif après la phase de stabilisation.

4.1.2

Après chargement horizontal cyclique du pipeline

Les profils de résistance horizontale observés lors des essais de grand déplacement latéral après chargement horizontal cyclique du pipeline (essais de type 2b) présentent deux allures différentes selon l'histoire de chargement antérieure (Fig. 17).

Lorsque le chargement cyclique du pipeline qui précède son grand déplacement latéral est un chargement à faible nombre de cycles (inférieur à 2 000), les profils de résistance horizontale observés sont de la forme de ceux obtenus après enfoncement du pipeline sous poids propre. Lorsque le chargement horizontal cyclique présente un grand nombre de cycles (supérieur à 8 000), les profils de résistance horizontale laissent apparaître dès les premiers millimètres de déplacement un pic aigu de résistance. Celui-ci semble témoigner de l'accroissement de la rigidité du matériau dans une fine zone avoisinant le pipeline. Cet accroissement de rigidité est probablement lié à une densification du matériau sous l'action des cycles de chargement. Notons que les valeurs de résistance mesurées au pic sont généralement inférieures aux valeurs de





résistance horizontale limite mesurées en fin de déplacement latéral. Par conséquent, si le pic de résistance décrit ci dessus représente un seuil à franchir pour la mise en mouvement du pipeline, il ne semble pas pouvoir être considéré comme directement représentatif de la valeur de résistance ultime du massif. Cette dernière semble en effet dépendre davantage de la hauteur de pénétration du pipeline et du volume de matériau transporté au-devant de l'oléoduc.

4.2

Valeur de résistance horizontale limite

La valeur maximale de résistance horizontale mobilisable par le sol, aussi appelée résistance horizontale limite (RHL), est la grandeur physique qui dans l'étude de l'interaction sol-pipeline permet de quantifier l'action résistante du sol sur le pipeline en fonction des différents paramètres du problème. Les essais réalisés au laboratoire 3S montrent sans conteste que cette grandeur (RHL) dépend fortement de la position d'enfoncement (Uz) occupée par le pipeline au cours de son déplacement latéral. Ce résultat essentiel pour le calcul de stabilité des pipelines est en accord avec les remarques faites lors d'essais sur pipelines rigides (Brennoden *et al.*, 1986); il découle de plusieurs observations : – quels que soient le matériau étudié et l'histoire des chargements exercés sur le pipeline, les essais de grand déplacement latéral présentent, dans le cas de pipelines sous poids courants (sans lestage), une correspondance dans le temps entre obtention de la résistance horizontale limite et obtention du maximum d'enfoncement du pipeline (Uz_{max}) (Fig. 18). Notons toutefois que cette correspondance n'est plus vraie dans le cas des pipelines fortement lestés. Ceux ci présentent, du fait de leurs poids importants, une pénétration continue dans le sol au-delà de l'obtention de RHL;

 par ailleurs, les valeurs de résistance horizontale limite mesurées croissent lorsque la hauteur d'enfoncement de l'oléoduc augmente. De cette observation, il découle que toutes variations de paramètres qui favorisent une pénétration du pipeline entraînent dans le même temps une augmentation de la résistance horizontale limite. Ainsi la résistance horizontale limite mesurée sur sable lâche apparaît toujours supérieure à celle mesurée sur sable dense pour un même pipeline, et ce malgré la réduction des paramètres de résistance mécanique du matériau. De même, à poids linéique égal, un pipeline mobilisera une résistance horizontale limite d'autant plus élevée que son diamètre est petit, du fait d'une pénétration plus importante. Enfin parce que le chargement horizontal cyclique du pipeline tend à favoriser sa pénétration dans le sol, la résistance horizontale limite mesurée après chargement cyclique du pipeline est toujours supérieure à celle mesurée après enfoncement sous poids propre (Fig. 19 et Tableau II).



TABLEAU II	Influence de l'histoire des chargements sur la valeur de RHL.
	Characteristics of the loading history before RHL measurement.

Pipeline		Sol	Cha	rgement cycliqu	ie	RHL statique (daN/ml)	RHL cyclique (daN/ml)	RHLcy/RHLst
D (mm)	Ps (daN/ml)	Dr	Mode de contrôle	amplitude	Nombre de cycles			
175	70,6	0,8	Uy	6 mm	1 500	50	114	1,28
175	70,6	0,8	Uy	20 mm	14	50	100	2
200	58	0,8	Uy	2 mm	340	36	51	1,42
200	58	0,8	Uy	6 mm	580	36	57	1,6
200	58	0,8	Uy	10 mm	75	36	71	1,97
200	58	0,8	Uy	2 mm	420	39	43	1,1
200	58	0,8	Uy	6 mm	250	39	57	1,46
200	58	0,8	Uy	10 mm	30	39	74	1,9
175	70,6	0,8	F _H	22 daN/ml	6 000	50	63	1,26
175	70,6	0,8	F _H	16 à 52 daN/ml	8 000	50	98	1,96
175	70,6	0,8	F _H	28 à 52 daN/ml	6 700	50	103	2,06
175	70,6	0,8	F _H	38 à 77 daN/ml	8 600	50	85	1,7
175	70,6	0,8	F _H	11 à 52 daN/ml	25 400	50	87	1,74

Ces observations, qui témoignent du rôle important joué par la pénétration du pipeline sur la résistance horizontale du sol, confirment dans le même temps l'inaptitude du modèle conventionnel à décrire l'interaction sol-pipeline au moyen d'un simple coefficient de frottement fonction de la seule nature du terrain.

4.3

Analyse de l'influence de l'enfoncement du pipeline sur la valeur de résistance horizontale limite

4.3.1

Observations sur matériau analogique

Pour comprendre l'action résistante exercée par le sol sur le pipeline lors de son déplacement latéral et essayer de rattacher cette action aux schémas de rupture formés au sein du massif, une expérimentation sur matériau analogique a été conduite en parallèle des essais sur sable. Le déplacement latéral du pipeline étant un véritable problème de déformations planes, le sol pulvérulent est modélisé lors de cette expérimentation par un empilement de petits rouleaux cylindriques en PVC (diamètres : 1,2 mm, 2 mm, 3 mm répartis à poids égal) (Schneebelli, 1957). L'angle de frottement interne du massif de petits rouleaux est ainsi compris entre 25 et 30°, la cohésion entre rouleaux est nulle. Le pipeline est, pour sa part, modélisé à l'aide d'un cylindre d'acier rigide de longueur 0,08 m, de diamètre 0,11 m ou 0,17 m.

Le déplacement latéral du modèle de pipeline sur le massif de petits rouleaux conduit très rapidement à l'apparition d'une zone de grandes déformations située au-devant du pipeline (zone ABC de la figure 20-1). Cette zone initiée à la base du cylindre d'acier, descend très légèrement dans le sol, puis remonte en surface de massif à une distance variable du modèle de pipeline. La longueur de refoulement AB observée en surface de massif croît dans un premier temps avec le déplacement latéral du cylindre d'acier. A partir d'un déplacement latéral supérieur au diamètre du cylindre, cette longueur AB se stabilise à une valeur de l'ordre de



FIG. 21 Zone de grandes déformations observées sur matériau analogique. Large displacements zone visualised on analogical material.

1,5 diamètre de cylindre (notons que cette évolution est en accord avec les observations faites sur sable). A ce stade du déplacement, le modèle de pipeline ne pénètre plus dans le sol mais se déplace horizontalement. La ligne de rupture AC se translate alors à chaque instant latéralement d'une quantité quasi équivalente au déplacement latéral du pipeline (Fig. 20-2).

Au sein de la zone de grandes déformations, les particules de sol ont un mouvement à la fois latéral et ascendant, caractéristique d'un refoulement du matériau au-devant du pipeline (Fig. 21). En surface, ce refoulement débouche sur la formation d'un bourrelet de matériau dont la forme est proche de celle observée sur sable.

Compte tenu des observations précédentes, il semble qu'une partie de la résistance horizontale du sol développée face au déplacement latéral du pipeline puisse être interprétée comme une action passive du coin de sol situé au-devant du pipeline (résistance de type butée). Cette résistance croît lorsque la pénétration du pipeline et le volume du coin de sol en rupture au-devant du pipeline augmentent. Elle se stabilise dès lors que le pipeline atteint sa hauteur maximale d'enfoncement.

4.3.2

Essais sur pipelines moulés

Pour quantifier la part de résistance passive dans l'action résistante du sol sur le pipeline, des essais sur pipelines moulés ont été réalisés (essais de type 2c). Ces essais menés sur sable consistent à positionner dans un premier temps (lors du remplissage de la cuve) le tronçon de pipeline testé à une profondeur d'enfoncement donnée et variable suivant les essais. Dans un second temps, ce tronçon de pipeline est déplacé latéralement depuis sa position de moulage initiale sur une distance de 1 à 2 diamètres; la résistance exercée par le sol sur le pipeline et sa position d'enfoncement lors de ce déplacement sont enregistrées.

Les profils de résistance et de pénétration observés lors de ces essais sont présentés à la figure 22. Tant sur sable dense que sur sable lâche, les profils de résistance horizontale du sol observés après moulage du pipeline sont de la forme de ceux observés après enfoncement sous poids propre. Ils présentent une croissance rapide de la résistance horizontale (celle-ci est d'autant plus rapide que la profondeur de moulage initiale du pipeline est grande), puis une tendance à la stabilisation. Les profils de pénétration observés dans le même temps montrent que la capacité de pénétration du pipeline lors de son déplacement latéral décroît lorsque la profondeur initiale de moulage augmente. Cette tendance s'explique par l'accroissement de la rigidité du massif avec la profondeur d'enfoncement.

La figure 23 donne les valeurs de résistances horizontales limites mesurées lors des essais sur pipeline moulés en fonction de la valeur d'enfoncement observée au moment de l'obtention de RHL. Pour les deux tronçons de pipeline testés, la résistance horizontale limite du sol croît de façon très marquée avec la profondeur d'enfoncement du pipeline. Au vu des essais réalisés sur le pipeline n° 1, il apparaît par ailleurs que le rôle joué par la densité du massif sur la valeur de résistance horizontale limite est secondaire par rapport à l'influence que peut avoir sur cette même valeur la hauteur d'enfoncement de l'oléoduc.

Les essais sur pipelines moulés ont par ailleurs servi à quantifier la part de résistance générée par le bourrelet de matériau refoulé au-devant du pipeline. Ainsi, pour certains de ces essais, un retrait en continu du volume de matériau situé au-dessus de la surface libre du massif a été réalisé à partir d'un certain déplacement latéral du pipeline (Fig. 22).





Tant sur sable dense que sur sable lâche, il apparaît que le retrait du matériau refoulé en surface de massif génère une réduction de la résistance horizontale limite comprise entre 10 et 30 % de sa valeur avant retrait. Ces résultats montrent que la présence d'une quantité de matériau refoulé en surface de massif ne doit pas être négligée dans toute méthode de calcul de la résistance horizontale du sol. Il convient toutefois de s'assurer que ce volume de matériau observé lors des essais en cuve n'est pas le résultat d'une limitation du banc expérimental, en particulier lié à l'absence de transport sédimentaire autour du pipeline. La présence de ce bourrelet de matériau doit par conséquent être vérifiée sur site.

Formulation analytique de la résistance horizontale du sol

5.1

5

Principe de la formulation analytique

Compte tenu des résultats précédents, une formulation analytique de la valeur de résistance horizontale limite est proposée dans le cas de pipelines posés sur sable. Cette formulation est basée sur une décomposition de RHL en un terme de frottement (R_F) et d'un terme de butée (R_{BH}) telle que :

$$RHL = R_F + R_{BH}$$
(2)

Le terme de frottement (R_F) est fonction du poids déjaugé du pipeline (P_s), éventuellement diminué de l'effort de lift, et d'un coefficient de frottement solpipeline (μ) pris égal à 0,5 pour nos essais sur sable.

Le terme de butée ($\rm R_{BH}$) est calculé à l'aide du schéma de la figure 24. Ce schéma suppose que l'action passive du sol sur le pipeline est sensiblement égale à l'action que le sol exercerait sur un écran de butée rectiligne [AB] dont l'origine A serait le point de contact entre le sol et le pipeline à la côte verticale de la surface initiale du massif, l'extrémité B serait un point situé à la côte de la base du pipeline, la direction de l'écran [AB] serait la direction de la tangente à la surface du pipeline passant par A. Le choix de cet écran (orientation et longueur) est le résultat déduit d'une étude itérative menée par Branque (1998). La présence d'un bourrelet de matériau refoulé en surface de massif est par ailleurs traduite par l'action d'une surcharge en surface. Compte tenu des observations faites lors des essais 3S, la hauteur moyenne du bourrelet est prise égale à la demi-hauteur d'enfoncement du pipeline, le poids volumique déjaugé du bourrelet est pris égal au poids volumique déjaugé initial du sol.

La formulation analytique de la résistance horizontale limite proposée est donc:

$$RHL = \mu (P_S - F_V) + \left(\frac{1}{2} k_p \gamma' L^2 + k_p \gamma' \frac{U z_{RHL}}{2} L\right) \cos(\lambda + \delta)$$
(3)

dans cette formulation :

 $\mu\left(P_{s}-F\right)$ représente le terme de résistance horizontale dû au frottement ;

 $1~k_p\gamma'L^2\cos(\lambda+\delta)$, la projection sur l'horizontale du terme de butée dû aux parois de la tranchée d'ensouillement;

 $k_{p}\gamma' \frac{Uz_{RHL}}{2}L\cos(\lambda + \delta)$, la projection sur l'horizontale

du terme de butée dû à la présence du bourrelet.

On définit par ailleurs :

 $\mathrm{Uz}_{\mathrm{RHL}}\colon$ hauteur d'enfoncement du pipeline au moment de l'obtention de RHL;

γ', poids déjaugé initial du sol;

 $k_{\rm p'}$ coefficient de butée (au sens de Caquot et Kerisel) tel que $k_{\rm p}$ = f ($\lambda,\,\delta,\,\phi,\,\beta$ = 0);

 $\lambda,$ l'inclinaison de l'écran de butée au moment de l'obtention de RHL ;

δ, obliquité des contraintes sur l'écran de butée (δ a été pris égal à – φ/2 pour nos essais).



by Branque *et al.* (1998) to determine the sand horizontal limit resistance 5.2

Validation de la formulation analytique

La figure 25 compare les valeurs de résistance horizontale limite données par la formulation analytique précédente aux valeurs de résistance horizontale limite mesurées expérimentalement. Cette figure qui regroupe des essais à poids et diamètres variables, densités variables et hauteurs d'enfoncement initial variables (Tableau II), montre une bonne correspondance entre valeurs expérimentales et valeurs analytiques.

Notons par ailleurs que les valeurs de résistance déduites de l'expression analytique

 $k_p \gamma' \frac{U z_{RHL}}{2} L \cos(\lambda + \delta)$ sont en adéquation avec les

parts de résistance horizontale mesurées expérimentalement et imputées à l'action résistante du bourrelet (10 à 30 % de RHL).

Notons enfin que lors de la validation ci dessus, les hauteurs d'enfoncement du pipeline (Uz_{RHL}) introduites dans la formulation analytique (3) sont celles mesurées expérimentalement. Dans le cas général, la détermination analytique de la résistance horizontale du sol se ramène donc à un problème implicite de détermination de la hauteur d'enfoncement du pipeline (Branque, 1998).

Conclusion

6

L'étude expérimentale de l'interaction sol-pipeline présentée dans cet article concerne les pipelines flexibles de petits diamètres (D < 0,3 m), placés en position non recouverte sur les fonds marins et soumis à l'action hydrodynamique de la houle et des courants. L'ensemble des essais visant à la compréhension et à la quantification du comportement d'interaction solpipeline a été réalisé en laboratoire sur un dispositif expérimental de grandes dimensions (modèle physique d'échelle 1) spécialement conçu pour l'étude.

Ces essais ont d'une part confirmé certaines observations faites lors de projets internationaux antérieurs consacrés à l'étude de la stabilité de pipelines rigides de gros diamètres ($D \ge 0.5$ m). Ils ont par ailleurs mis en évidence de nouvelles propriétés de l'interaction solpipeline.

Ainsi, il a été confirmé que tout chargement horizontal cyclique du pipeline, représentatif de l'action de la houle et des courants sur l'oléoduc, tendait à favoriser la pénétration de ce dernier au sein du sol porteur sableux. Cette pénétration de l'oléoduc est essentiellement le résultat d'un processus de transport solide au-devant du pipeline en mouvement. Cette pénétration est par ailleurs accentuée lorsque les paramètres du problème (amplitude des cycles de déplacement latéral, poids et diamètre du pipeline, densité du matériau) sont favorables à la contractance du matériau porteur.

Outre la pénétration du pipeline, les essais ont montré que l'action cyclique des efforts hydrodynamiques sur le pipeline pouvait dans certains cas générer un écrouissage du matériau porteur. Cet écrouissage cyclique se traduit par l'accroissement de la résistance

Pipeline				Sol	RHL expérimentale (daN/ml)	RHL analytique (daN/ml)
D (mm)	Ps (dan/ml)	Mise en place	Uz _{aHL} (mm)	Dr		
175	70,6	SPP*	24	0,8	49	47
175	70,6	SPP	29	0,8	51	49
175	70,6	SPP	26	0,8	50	48
175	70,6	SPP	34	0,8	51	54
175	70,6	SPP	35	0,35	57	52
175	132,6	SPP	45	0,8	100	91
175	206	SPP	68	0,8	149	142
200	58	SPP	21	0,8	42	38
200	58	SPP	32	0,35	52	45
200	88,2	SPP	32	0,8	80	66
250	88,2	SPP	32	0,8	55	64
250	88,2	SPP	33	0,8	55	65
250	176,5	SPP	45	0,8	92	121
250	245	SPP	52	0,8	135	162
175	70,6	Moulé 10 mm	48	0,8	59	63
175	70,6	Moulé 30 mm	45	0,8	56	61
175	70,6	Moulé 40 mm	50	0,8	65	64
175	70,6	Moulé 50 mm	57	0,8	67	68
175	70,6	Moulé 60 mm	66	0,8	90	73
175	70,6	Moulé 70 mm	77	0,8	85	78
175	70,6	Moulé 35 mm	35	0,35	73	68
175	70,6	Moulé 65 mm	65	0,35	88	76
250	88,2	Moulé 50 mm	56	0,8	74	87
250	88,2	Moulé 100 mm	106	0,8	131	129
250	34,6	Avec lift	26	0,8	36	32
250	40,6	Avec lift	29	0,8	41	38
250	70,6	Avec lift	35	0,8	54	59
250	35,6	Avec lift	33	0,35	36	36
250	41,5	Avec lift	34	0,35	39	41
250	70.6	Avec lift	42	0.35	57	62

TABLEAU III Caractéristiques des essais utilisés dans la validation du modèle analytique de prévision de RHL. Tests characteristics used to validate the analytical model of the LHR calculation.

* Sous poids propre.

mécanique d'une couche de sol peu épaisse, située au voisinage des parois externes du pipeline.

Les expériences ont également montré que l'action cyclique du pipeline sur le sol pouvait engendrer des surpressions d'eau au sein du massif porteur. Dans le cas du sable Hostun RF, ces surpressions sont locales et ne présentent pas d'accumulation. Du fait des faibles contraintes effectives en surface de massif, la présence de zones ponctuelles de liquéfaction est toutefois envisageable. Ce phénomène de liquéfaction pourrait être plus général dans le cas de matériaux à plus faible perméabilité. Dans une telle situation, il conviendrait alors



de reconsidérer la résistance mécanique du sol ainsi que le potentiel d'érosion (transport sédimentaire) autour du pipeline.

La résistance horizontale mobilisée par le sol face à un déplacement latéral du pipeline est une grandeur essentielle du calcul de stabilité des pipelines. Les essais sur sable ont confirmé la forte dépendance de cette résistance horizontale du sol vis-à-vis de la hauteur d'enfoncement du pipeline. La gamme variée d'essais réalisés a permis de quantifier cette influence, elle a également permis de souligner les limites du modèle conventionnel qui considère une interaction sol-pipeline régie par une loi de frottement de type Coulomb.

Les mesures, couplées à des observations sur matériau analogique, ont permis de proposer un schéma de calcul de la résistance horizontale du sol. Ce schéma suppose une décomposition de la résistance horizontale du sol en une somme de deux résistances, l'une due aux frottements entre le sol et le pipeline, l'autre induite par l'action de butée passive du coin de sol situé au-devant du pipeline.

REMERCIEMENTS

Les auteurs remercient la société COFLEXIP représentée par M.E.Khodeissi pour son soutien financier et l'intérêt porté à cette étude. Ils remercient également MM. H. Dendani et S. Po du bureau d'études GEODIA.

Bibliographie

- Branque D. (1998) Étude de l'autoensouillement des pipelines flexibles soumis à la houle et aux courants marins. Thèse de doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble.
- Brennodden H., Sveggen O., Wagner D.A., Murff J.D. (1986) – «Full-scale pipe-soll interaction tests ». Proceeding of 18th Offshore Technology Conference, OTC 5338, Houston, Texas.
- Brennodden H., Lieng J.T., Sotberg T., Verley R.L.P. (1989) – «An energybased pipe-soil interaction model». Proceeding of 21st Offshore Technology Conference, OTC 6057, Houston, Texas.
- Caquot A., Kerisel J., Absi E. Tables de butée et de poussée, Gauthier-Villars.
- Flavigny E., Desrues J., Palayer B. (1990) «Note technique – le sable Hostun fin RF». Revue française de géotechnique, n° 53, p. 67-70.
- Fyfe A.J., Myrhaug D., Reed K. (1987) « Hydrodynamic forces on seabed pipelines; large-scale laboratory experiments ». Proceeding of 19th Offshore Technology Conference, OTC 5369, Houston, Texas.
- Jacobsen V., Bryndum M.B., Bonde C. (1989) – « Fluid loads on pipelines :

sheltered or sliding ». Proceeding of 21st Offshore Technology Conference, OTC 6056, Houston, Texas.

- Lambrakos K.F. (1985) « Marine pipeline soil friction coefficient from in-situ testing ». Ocean Engineering, vol. 12, n° 2, p. 131-150.
- Lambrakos K.F., Chao J.C., Beckmann H., Brannon H.R. (1987) – «Wake model of hydrodynamic forces on pipelines». Ocean Engineering, vol. 14, n° 2, p. 117-136.
- Lyons C.G. (1973) « Soil resistance to lateral sliding of marine pipelines ». Proceeding of 5th Offshore Technology Conference, OTC 1876, Houston, Texas.
- Morris D.V., Webb R.E., Dunlap W.A. (1988) – « Self-burial of laterally loaded offshore pipelines in weak sediments ». Proceedinf of 20th Offshore Technology Conference, OTC 5855, Houston, Texas.
- Palmer A.C., Kenny J.P., Perera M.R., Reece A.R. (1979) – « Design and operation of an underwater pipeline trenching plough ». *Geotechnique* 29, n° 3, p. 305-322.
- Palmer A.C., Steenfelt J.S., Jacobsen V. (1988) – «Lateral resistance of marine pipelines on sand ». Proceeding of 20th

Offshore Technology Conference, OTC 5853, Houston, Texas.

- Puech A., Meunier J. (1977) Problèmes géotechniques posés par la mise en place et la stabilité des pipelines. Rapport IFP n° 25 558.
- Schneebeli G. (1957) « Une analogie mécanique pour l'étude de la stabilité des ouvrages en terre à deux dimensions ». Proceedings of the 4th International Conference an Soil Mechanics and Foundation Engineering, London, vol. 2, p. 228-232.
- Veritec (1988) Recommended practice E 305 On-bottom stability desgn of submarine pipelines. Veritas Offshore Technology and Service.
- Wagner D.A., Murff J.D., Brennodden H. (1987) – «Pipe-soil interaction model». Proceeding of 19 th Offshore Technology Conference, OTC 5504, Houston, Texas.
- Wolfram W.R., Getz J.R., Verley R.L.P. (1987) – « PIPESTAB Project: Improved design basis for submarine pipeline stability». Proceeding of 19th Offshore Technology Conference, OTC 5501, Houston, Texas.

N° 95-96 « Mouvements de versant »

L'article « Mesures géophysiques pour l'analyse des glissements de terrain » est de Monsieur Thomas Lebourg (auteur principal) et de Michel Frappa, ainsi que mentionné dans le sommaire.

ERRATUM

