



CFMS 24 mars 2010 - Liquéfaction des sols sous séisme

Etudes de risques liés à la liquéfaction pour la réalisation d'oléoducs et gazoducs, et solutions confortatives



Sommaire

- 1) Introduction
- 2) Données d'entrée
- 3) Phasage des études
- 4) Risque de flottaison et Solutions confortatives
- 5) Risque de « lateral spread » et Solutions confortatives
- 6) Conclusion



Saipem



Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)



CFMS 24 mars 2010

M. HAGHGOU / J.P. IORIO

3

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)

Séisme de Californie – 22 mai 2008

Incendie généré par rupture de canalisation de gaz





Saipem



Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)

Séisme Northridge 1994 (USA)

Boule de feu déclenchée par rupture de pipe de gaz, suite à liquéfaction du sol

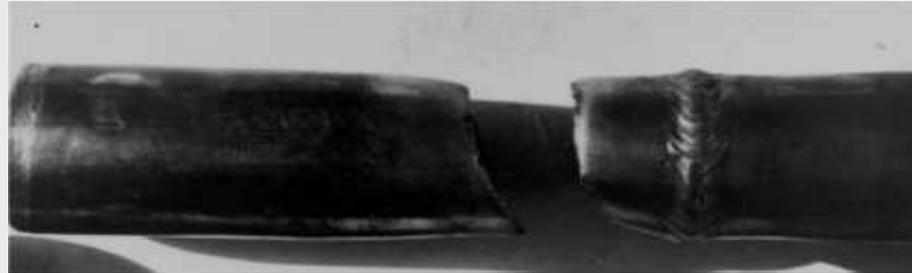


Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)
Incendies suite à ruptures de pipes de gaz
(séisme Kobe 1995- Japon)

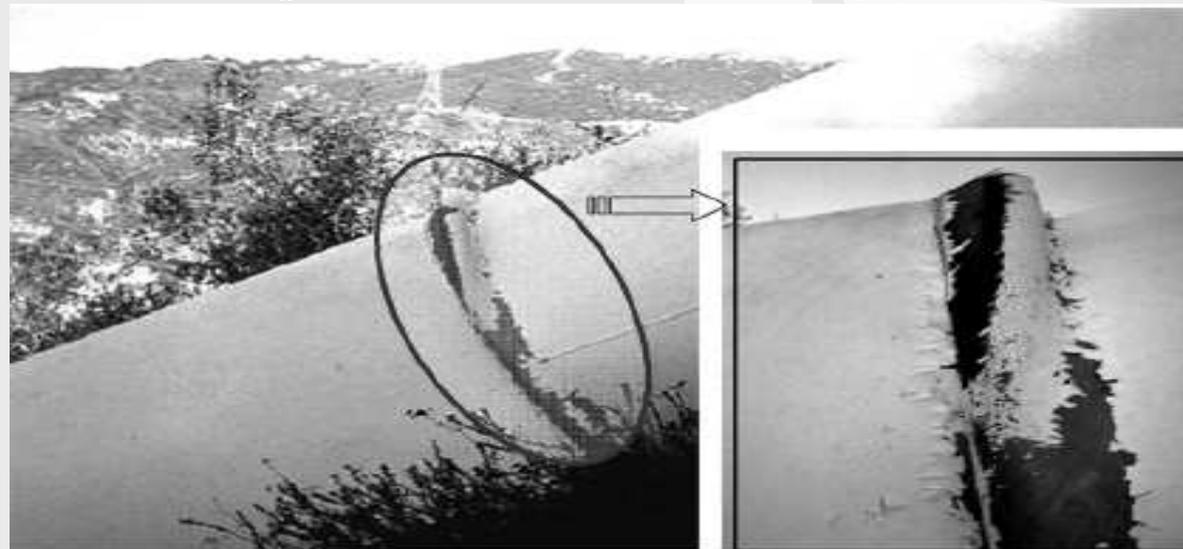


Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)

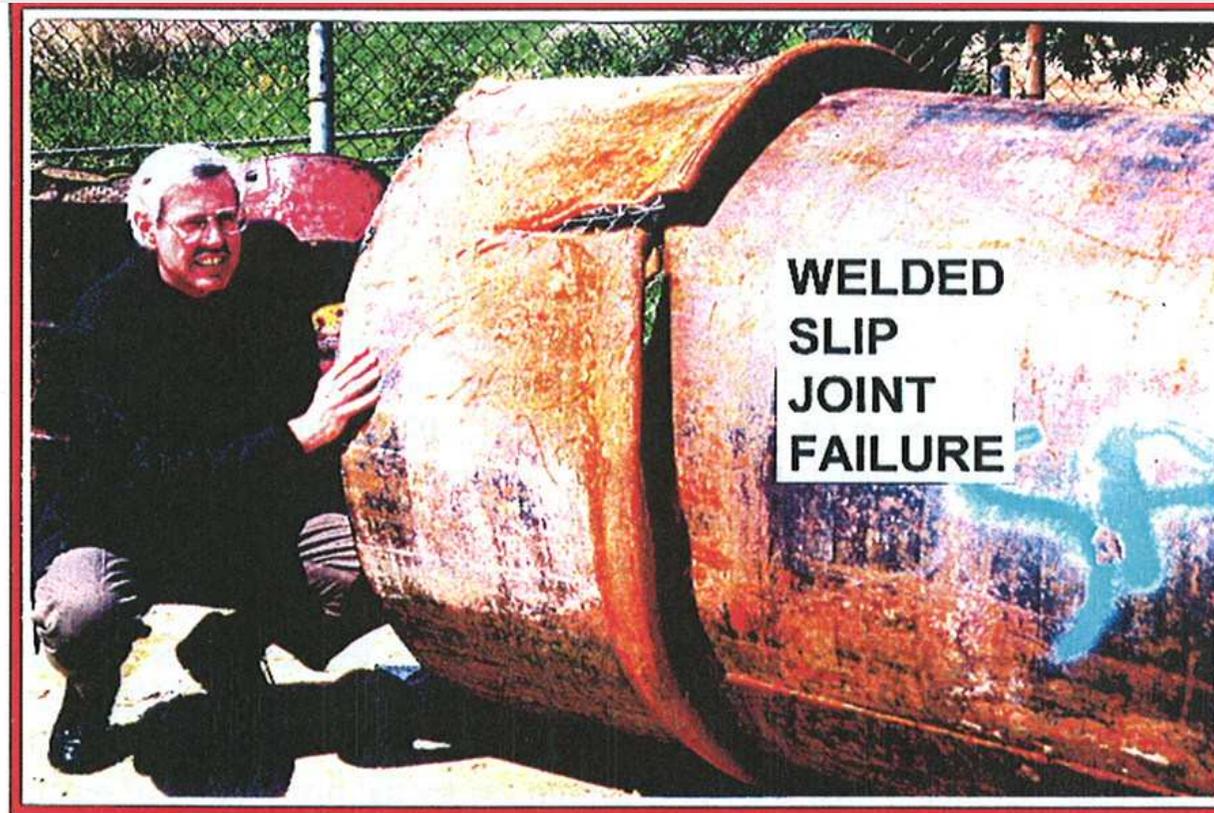
Séisme Alaska 1964 – Rupture de gazoduc en traction (*USGS Photo Library*)



Séisme Northridge 1994 – Rupture de gazoduc dans la zone de compression (pente nord de Terminal Hill) (*EERI*)



Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)



Rupture au niveau de la soudure d'un joint d'un pipeline au cours du séisme de Northridge en 1994 – photo de Y. Shiba (d'après O'Rourke 2005)

1) Introduction

- Projet oléoducs & gazoducs en Asie
- Longueur totale approx. 800 km
- 2 x oléoducs diam. 20" / 24" (508 / 610 mm)
- 2 x gazoducs diam. 20" / 48" (508 / 1219 mm)
- Ingénierie + Travaux d'installation

- Conséquences importantes en cas d'accident (économiques et environnementales)



Saipem



ARCADIS

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)



CFMS 24 mars 2010

M. HAGHGOU / J.P. IORIO

10

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)

Petites grues prenant le pipe avec lest béton (UTC)



Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)

Pelle en train d'excaver dans l'argile liquide



- **Environnement difficile**
- Conditions climatiques sévères
- Longueur (sols variables & données restreintes)
- Zones très sismiques (failles actives)
- **Séisme de magnitude 7.2 en 1995**
- Gros aléas géologiques (dont liquéfaction)

- Exposé limité au risque de liquéfaction
(ne couvre pas la traversée de failles)

- Méthodes d'analyse développées suite à dégâts observés sur projets antérieurs (*San Francisco 1906, Niigata 1964 Japon, San Fernando 1971 USA, Nihonkai-Chubu 1983 Japon*)

- **Principaux risques pour les pipelines:**
- **Flottaison:** soulèvement du pipeline suite à liquéfaction du sol ambiant (assimilé à fluide visqueux)
- **Tassement** (*risque faible*): densification du sol sous-jacent suite à liquéfaction
- **« Lateral spread »** (parallèle & perpendiculaire):
 - Pentes faibles (0,3 à 5 / 6%)
 - Proximité d'une surface libre « free face »
 - Déplacement latéral en grande masse des couches superficielles de sol liquéfié
- **Instabilité de pente** (pentes > 6%)

2) Données d'entrée

➤ Pipelines

Diamètre, épaisseur (*cf. introduction*)

Caractéristiques matériau (y c revêtement):

Nuance acier, résistance, module, densité

Produit (pétrole, gaz ou autre)

Conditions d'utilisation (pression, température)

➤ Critères de conception

Durée de vie de l'ouvrage (*30 ans pour ce projet*)

Profondeur d'enfouissement (*couverture minimale environ 1 mètre*)

Contraintes, déformations et déplacements admissibles

(en particulier en cas de séisme)

➤ **Données topographiques (pipeline corridor) et données géophysiques / géotechniques**

Cf. Rapports de sol + « Alignment Sheets »

➤ **Séisme de calcul** (*Données définies par Maître d'Ouvrage*)

Code local basé sur Intensité I_{MSK}

Analyse Probabiliste du Risque Sismique (PSHA)

- PGA (a_{max}) et Magnitude M_w

Séisme SLE (période de retour 200 ans)

Séisme DLE (période de retour 1000 ans)

Magnitude 7.2 à 7.5 (*résultant de PSHA*)

- Position des failles actives

➤ **Contexte réglementaire**

Normes nationales (*ne couvrent pas les risques de liquéfaction pour les pipelines enterrés*)

ASCE « Guidelines for the Design of Buried Steel Pipe » (July 2001)

Limitations fixées par le Maître d'Ouvrage

Experts Consultants du Maître d'Ouvrage (*T.L.Youd, M.J.O'Rourke, D.J.Nyman*)

➤ **Contexte culturel**

Système de classification des sols spécifique
(*basé principalement sur granularité*),

Procédures d'essais propres au pays concerné.

3) Phasage des études

- Zonage préliminaire en fonction du séisme de calcul
- Analyse qualitative (*critères géologiques + nature du sol*)
Expertise géologique de l'ensemble du tracé (revue AS)
Appréciation visuelle et géologique basée sur EGE
« Critère chinois » ou sol très perméable
- Analyse quantitative (*suivant Youd & Idriss 2001*)
Estimation du risque de liquéfaction avec les données disponibles
- Zonage global du risque de liquéfaction

- Sub-zonation d'après la pente pour « lateral spread »
Analyse topographique à partir des AS (pipeline corridor)
- Définition de campagne complémentaire
(cas importants ou entachés d'incertitude)
Sondages carottés
Campagne SASW (*Spectral Analysis of Surface Waves*)
Campagne CPT (*Cone Penetration Test*)

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)

Segment	Section	KP interval		Peak accelerations, a_{max} (g) (Intensity I_{MSK})	
		beginning	end	200 years SLE	1000 years DLE
1	2	0	25	-	-
1	3, 4	25	59	0,298 (8,6)	0,678 (9,8)
1	4, 5, 6, 7, 8, 9	65	154	0,203 (8,0)	0,360 (8,8)
1,2, 3	9, 10, 11, 12, 13, 14, 15	159	58	0,146 (7,5)	0,246 (8,3)
3	16	64	88	0,205 (8,0)	0,353 (8,8)
3	17, 18, 19, 20, 21, 22, 23	93	245	0,272 (8,4)	0,560 (9,5)

Summary of the recommended PGA values (1/2)



Saipem



Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)

3	24, 25	253	277	0,211 (8,1)	0,365 (8,9)
3	26, 27, 28, 29, 30	284	346	0,170 (7,8)	0,324 (8,7)
3	30, 31	351	382	0,198 (8,0)	0,385 (9,0)
3	32, 33	388	407	0,174 (7,8)	0,339 (8,8)
3	33, 34, 35, 36	415	463	0,159 (7,7)	0,295 (8,6)
3	37, 38, 39, 40, 41, 42	469	575	0,170 (7,8)	0,370 (8,9)
3	43	584	612	0,134 (7,4)	0,227 (8,2)

Summary of the recommended PGA values (2/2)

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)

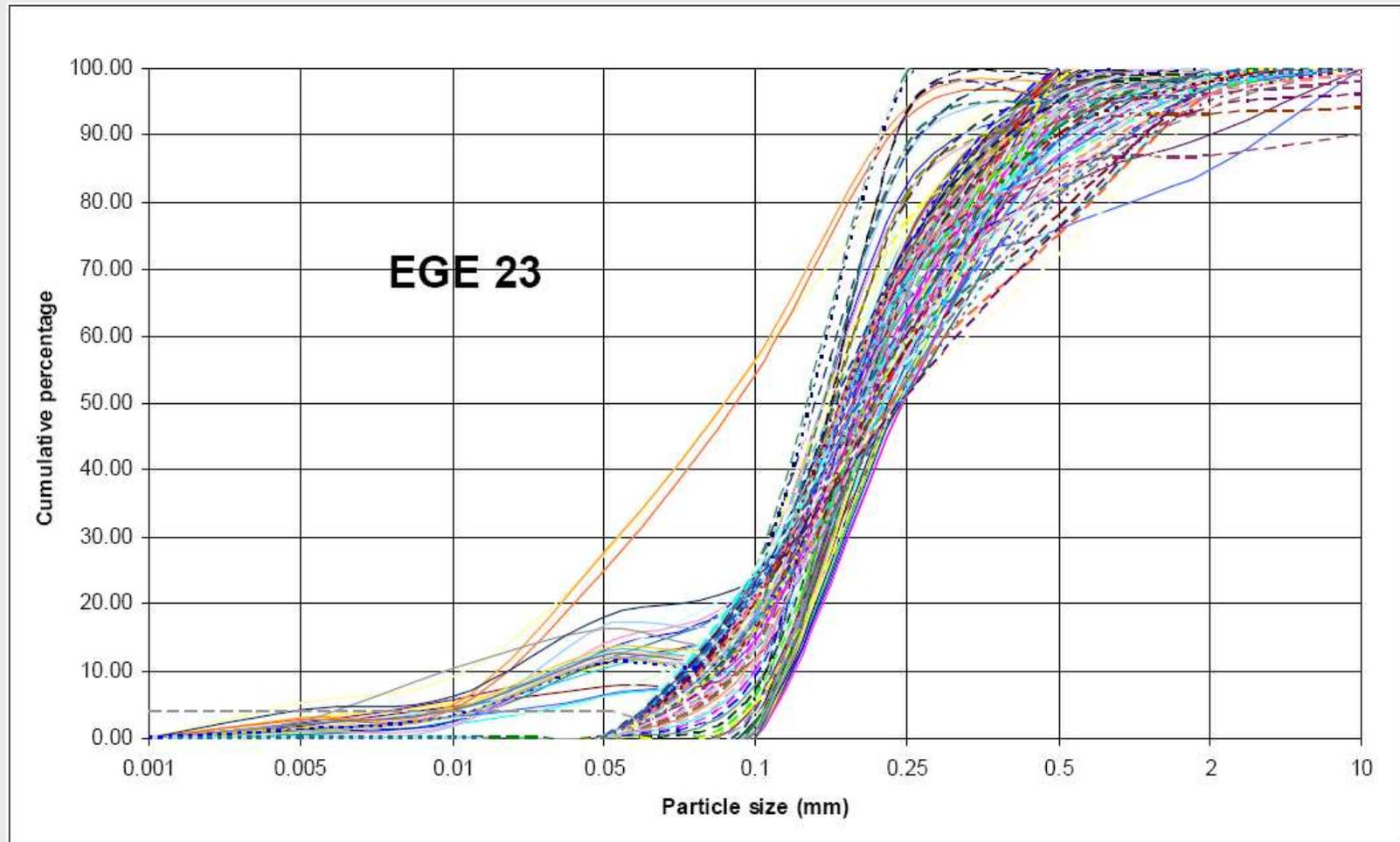
Type of deposit	Distribution of cohesionless sediments in deposit	Likelihood that cohesionless sediments, when saturated, would be susceptible to liquefaction (by age of deposit)			
		< 500 yr	Holocene	Pleistocene	Pre-Pleistocene
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
(a) Continental Deposits					
River channel	Locally variable	Very high	High	Low	Very low
Flood plain	Locally variable	High	Moderate	Low	Very low
Alluvial fan and plain	Widespread	Moderate	Low	Low	Very low
Marine terraces and plains	Widespread	-	Low	Very low	Very low
Delta and fan-delta	Widespread	High	Moderate	Low	Very low
Lacustrine and playa	Variable	High	Moderate	Low	Very low
Colluvium	Variable	High	Moderate	Low	Very low
Talus	Widespread	Low	Low	Very low	Very low
Dunes	Widespread	High	Moderate	Low	Very low
Loess	Variable	High	High	High	Unknown
Glacial till	Variable	Low	Low	Very low	Very low
Tuff	Rare	Low	Low	Very low	Very low
Tephra	Widespread	High	High	?	?
Residual soils	Rare	Low	Low	Very low	Very low
Sebka	Locally variable	High	Moderate	Low	Very low

Susceptibility of Sedimentary Deposits to Liquefaction (1/2) (after Youd & Perkins, 1978)

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)

Type of deposit	Distribution of cohesionless sediments in deposit	Likelihood that cohesionless sediments, when saturated, would be susceptible to liquefaction (by age of deposit)			
		< 500 yr	Holocene	Pleistocene	Pre-Pleistocene
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
(b) Coastal Zone					
Delta	Widespread	Very high	High	Low	Very low
Estuarine	Locally variable	High	Moderate	Low	Very low
Beach/					
High wave energy	Widespread	Moderate	Low	Very low	Very low
Low wave energy	Widespread	High	Moderate	Low	Very low
Lagoonal	Locally variable	High	Moderate	Low	Very low
Fore shore	Locally variable	High	Moderate	Low	Very low
(c) Artificial Fill					
Uncompacted fill	Variable	Very high	-	-	-
Compacted fill	Variable	Low	-	-	-

Susceptibility of Sedimentary Deposits to Liquefaction (2/2) (after Youd & Perkins, 1978)



Example: Grading EGE 23 (Fine Sand)

Analyse quantitative du risque de liquéfaction (cf. Youd & Idriss 2001)

- “**C**yclic **S**tress **R**atio” (**CSR**) exprime la demande sismique au niveau de la couche de sol
- “**C**yclic **R**esistance **R**atio” (**CRR**) exprime la résistance du sol à la liquéfaction (*évaluée d’après N-SPT, qc-CPT et Vs*)
- **F**acteur de **S**écurité est le rapport CRR/CSR prenant en compte la magnitude du séisme
 - $FS < 1$ Liquéfaction certaine
 - $1 < FS < 1.2$ Liquéfaction probable (*augmentation Δu*)
 - $FS > 1.2$ Pas de liquéfaction
- **LA LIQUEFACTION EST UN PHENOMENE TRANSITOIRE**

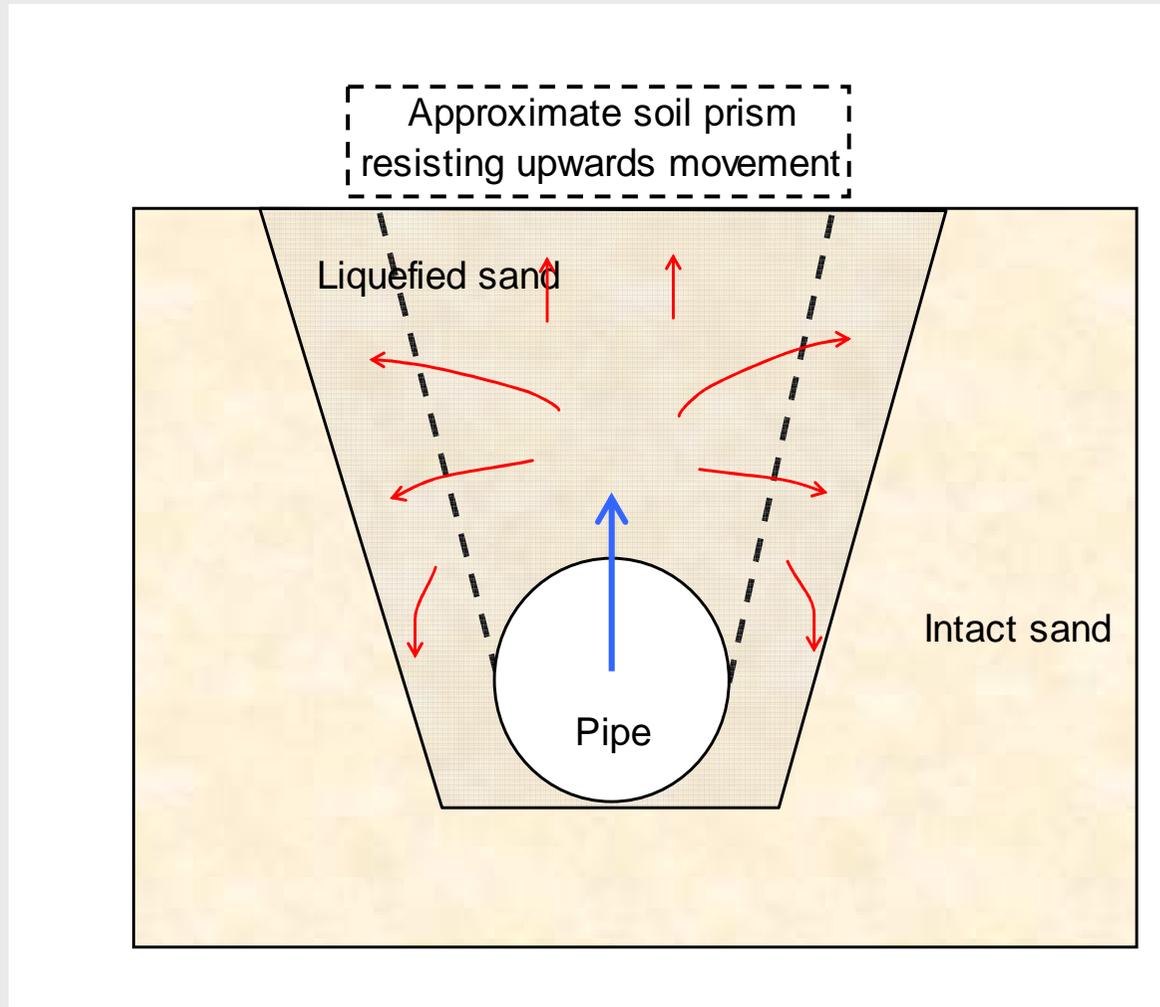
4) Risque de flottaison en tranchée et Solutions confortatives

Séisme de calcul: **SLE** (*période de retour 200 ans*)

Forces agissant sur le pipeline

- Force **ascendante** (poussée d'Archimède) = W_u
$$W_u = \gamma \pi D^2 / 4$$
 - D: diamètre du pipeline,
 - γ : poids volumique du fluide (18 kN/m³ pour vérifications)
- Forces **résistantes**
 - Poids du pipeline → *fonction du diamètre, épaisseur et du produit (pétrole / gaz)*
 - Poids du sol sus-jacent → *ne peut pas être considéré pour le sol liquéfié*
 - Résistance du sol au soulèvement → Résistance au cisaillement résiduelle mobilisable pendant la liquéfaction

Schéma de flottaison



Résistance du sol au soulèvement

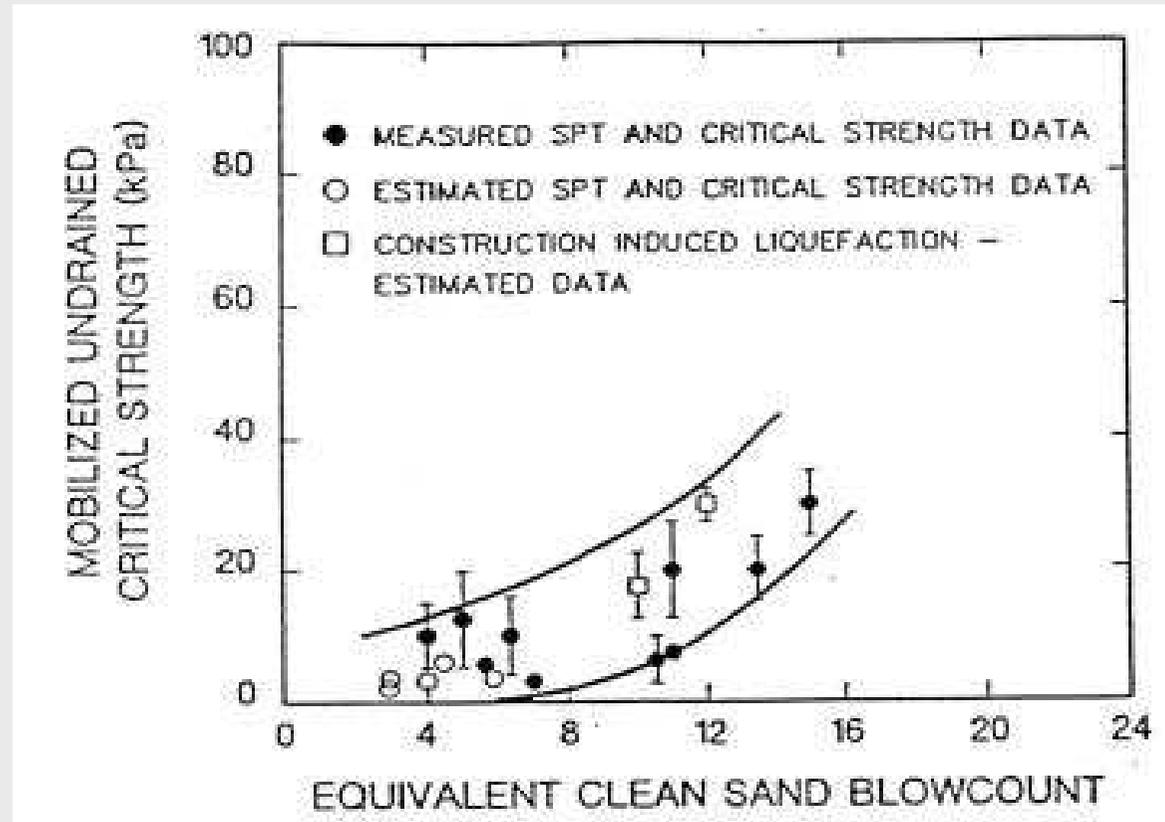
- Correspond à la résistance au cisaillement résiduelle, mobilisée autour de la structure en mouvement.

- La résistance du sol au soulèvement est évaluée par:

$$Q = N_p C_u D$$

- C_u = résistance au cisaillement résiduelle
- D = diamètre
- N_p = facteur de portance = 4 (*défini d'après ASCE*)

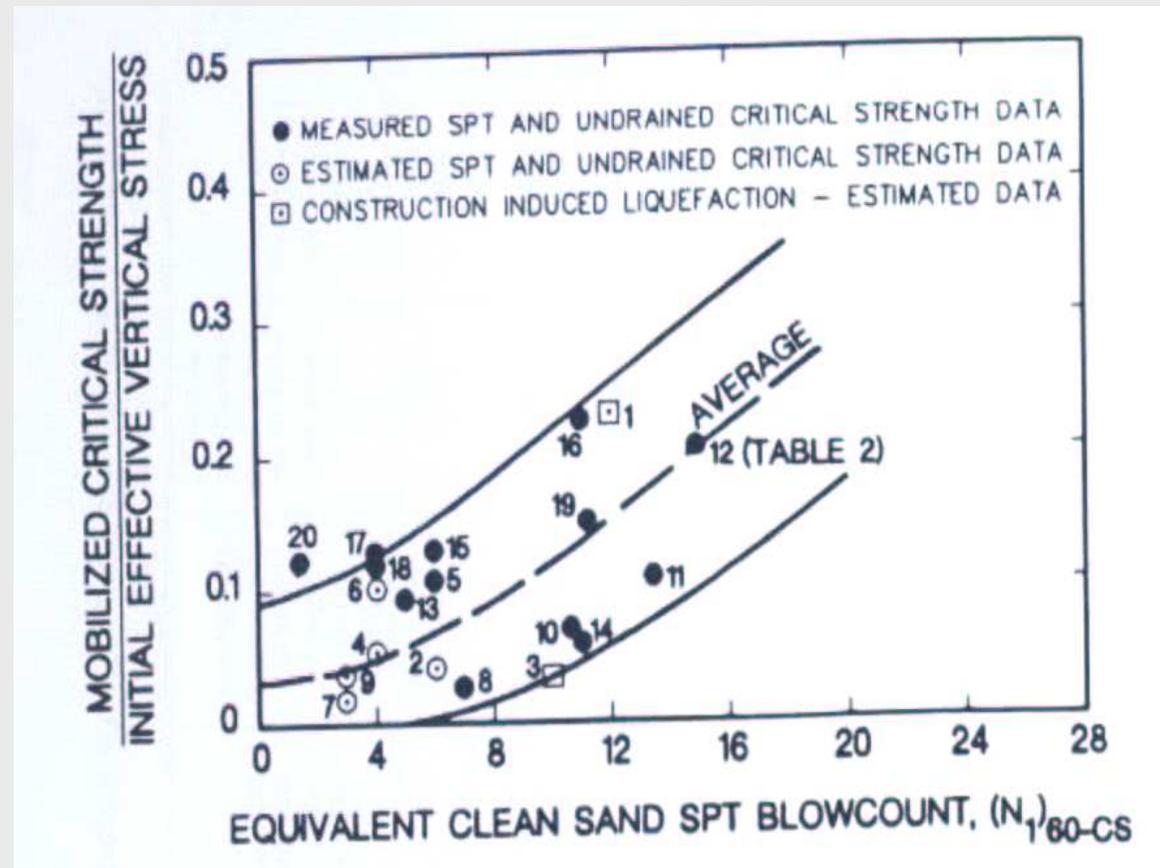
Résistance résiduelle (post-liquéfaction) du sol



Relation proposée par Seed & Harder (1990)

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)

Résistance résiduelle (post-liquéfaction) du sol



Relation proposée par Stark & Mesri (1992)

Stabilité du pipeline (flottaison)

Coefficient de sécurité: $FS = (Wp + Ws + Q) / Wu$

- Wp = poids du pipeline (structure + produit)
- Ws = poids du sol sus-jacent non liquéfié
- Q = résistance du sol au soulèvement (résistance résiduelle post-liquéfaction)
- Wu = force ascendante induite par le sol liquéfié (qui se comporte comme un fluide visqueux)

Critères définis par le Maître d’Ouvrage:

$FS > 1,05$ (niveau d’eau maximal)

$FS > 1,10$ (proximité de rivière)



Couverture minimale requise suivant méthode « residual shear »

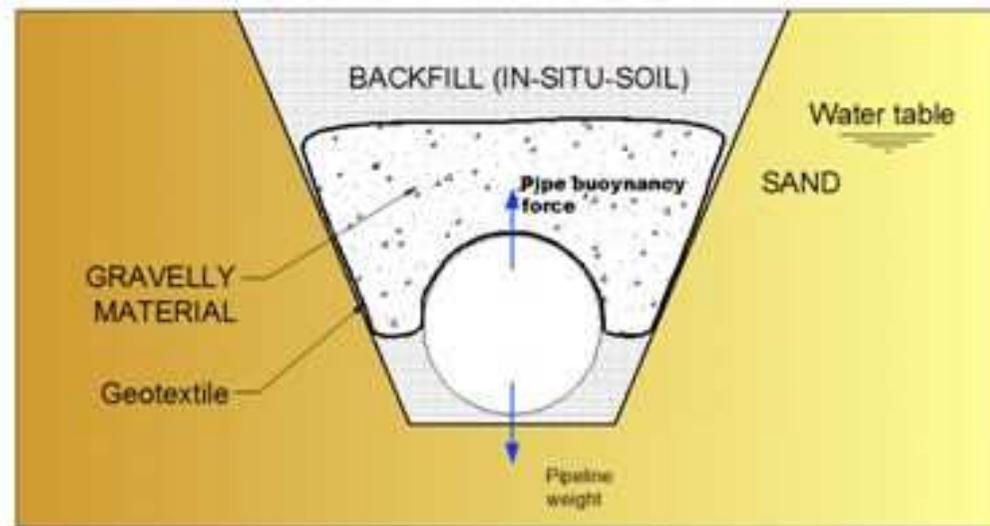
TYPE	DIAMETER	WALL THK	WEIGHT	RESIDUAL SHEAR
(")	(mm)	(mm)	(N/m)	(m)
14" OIL	356.6	14.3	1900	1.00
14" GAS		14.3	1220	1.00
20" GAS	508	8	1071	1.60
		9.5	1242	1.50
		11.4	1458	1.40
20" OIL	508	8	2606	1.00
		9.5	2759	1.00
		11.4	2951	1.00
24" OIL	611	9.5	3739	1.00
		11.4	3972	1.00
		13.7	4251	1.00
30" MULT	762	19.7	6474	1.00
		22.1	6855	1.00
		25.0	7366	1.00
48" GAS	1219.2	17.6	5609	3.80
		21.1	6571	3.50
		25.3	7717	3.30

Solutions confortatives (stabilité flottaison)

- **1. Améliorer la résistance du sol en place**
 - Compactage manuel (modéré) – **SOLUTION A**
 - Augmenter la perméabilité (ajout d'un matériau granulaire)
 - Conférer au sol une cohésion (mélange sable-ciment)
- **2. Autres facteurs**
 - Augmenter la profondeur d'enfouissement – **SOLUTION B**
 - Blocs béton (UTK et UBO) – **SOLUTION C**
 - Matériau ballast enrobé d'un géotextile – **SOLUTION D**
 - Matériau non liquéfiable – **SOLUTION E**

SOLUTION D – Matériau de ballast + géotextile

- Procure un surcroît de charge sur le pipeline
- Assure un drainage continu au-dessus et autour du pipeline
(**pas de liquéfaction possible dans la tranchée**)



Solutions confortatives (stabilité flottaison)

Evaluation

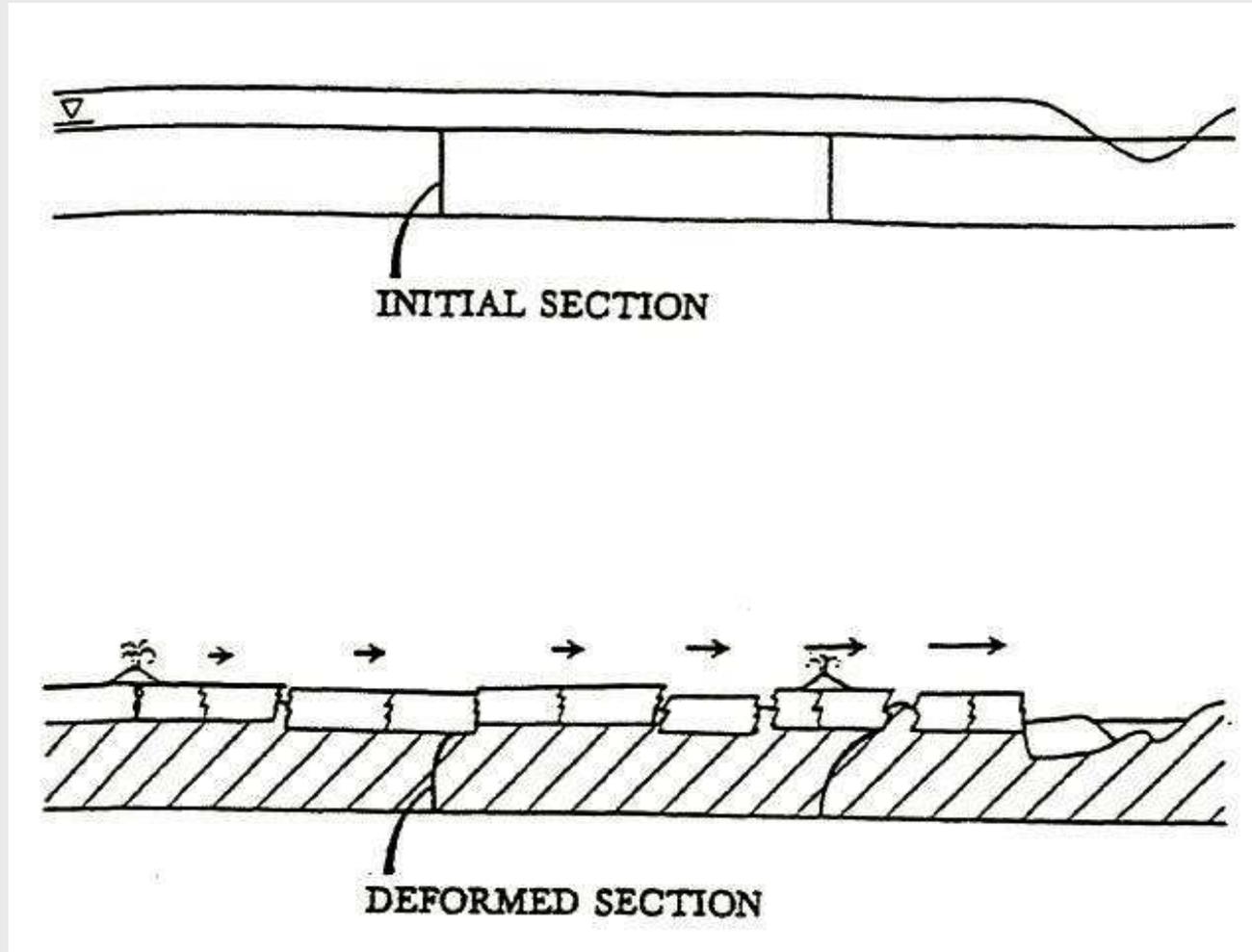
- A – Compactage → *peu pratique à réaliser dans la tranchée au-dessus du pipeline.*
- **B – Augmenter la profondeur d'enfouissement** → *réduit le risque de flottaison (à défaut de l'éliminer). Coût élevé pour le pipe diamètre 48".*
- C – Blocs béton UTK → *pas adéquat dans ce cas.*
- D – Matériau de ballast + géotextile → *résout le problème de flottaison pour le pipe diamètre 48", mais également onéreux dans les conditions du projet.*
- **E – Matériau non liquéfiable (argile sableuse)** → *en adéquation avec les ressources locales. Solution retenue in fine pour le pipe 48" gaz.*

5) Risque de «Lateral Spread» et solutions confortatives

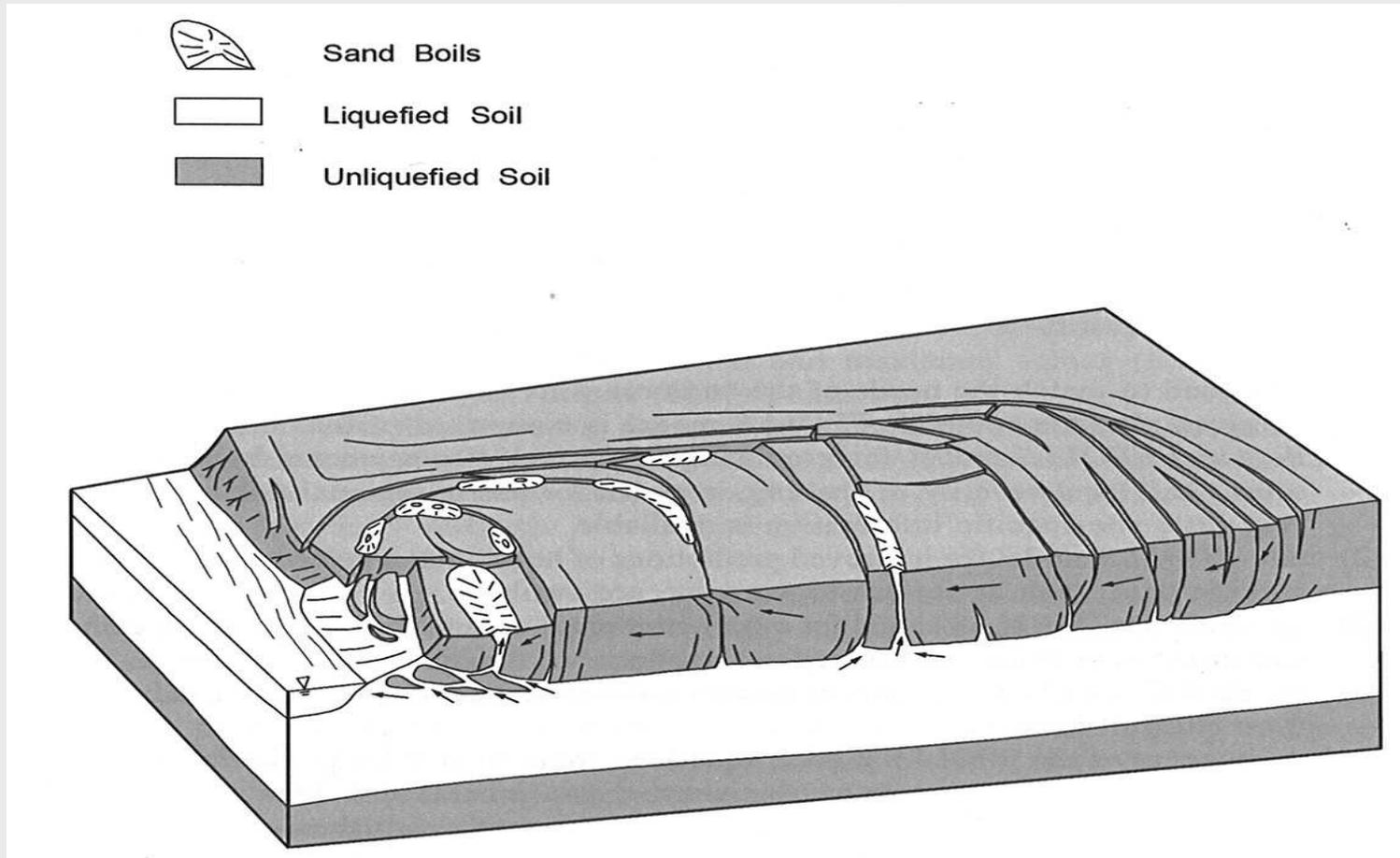
Séisme de calcul: **DLE** (*période de retour 1000 ans*)

- **LATERAL SPREAD (Etalement Latéral)**
 - Le « Lateral Spread » (Etalement Latéral) est le type le plus commun de rupture de sol induite par la liquéfaction.
 - LS se produit sur des pentes trop douces pour qu'une rupture de pente puisse s'y produire (0.3 à 6%), ou dans des secteurs proches d'une « rupture de pente », avec une pente raide d'hauteur limitée, comme les rives de rivières, désignée par: « surface libre » (« Free Face »).
 - Pendant le LS, les blocs presque intacts du sol superficiel se déplacent, le long d'une surface de cisaillement formée dans la couche liquéfiée, vers la pente descendante, ou vers la « surface libre » (Free Face) pour un terrain horizontal.
 - La valeur de « Lateral Spread » peut varier de quelques centimètres à plusieurs mètres, et causer des dégâts importants.

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)



Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)

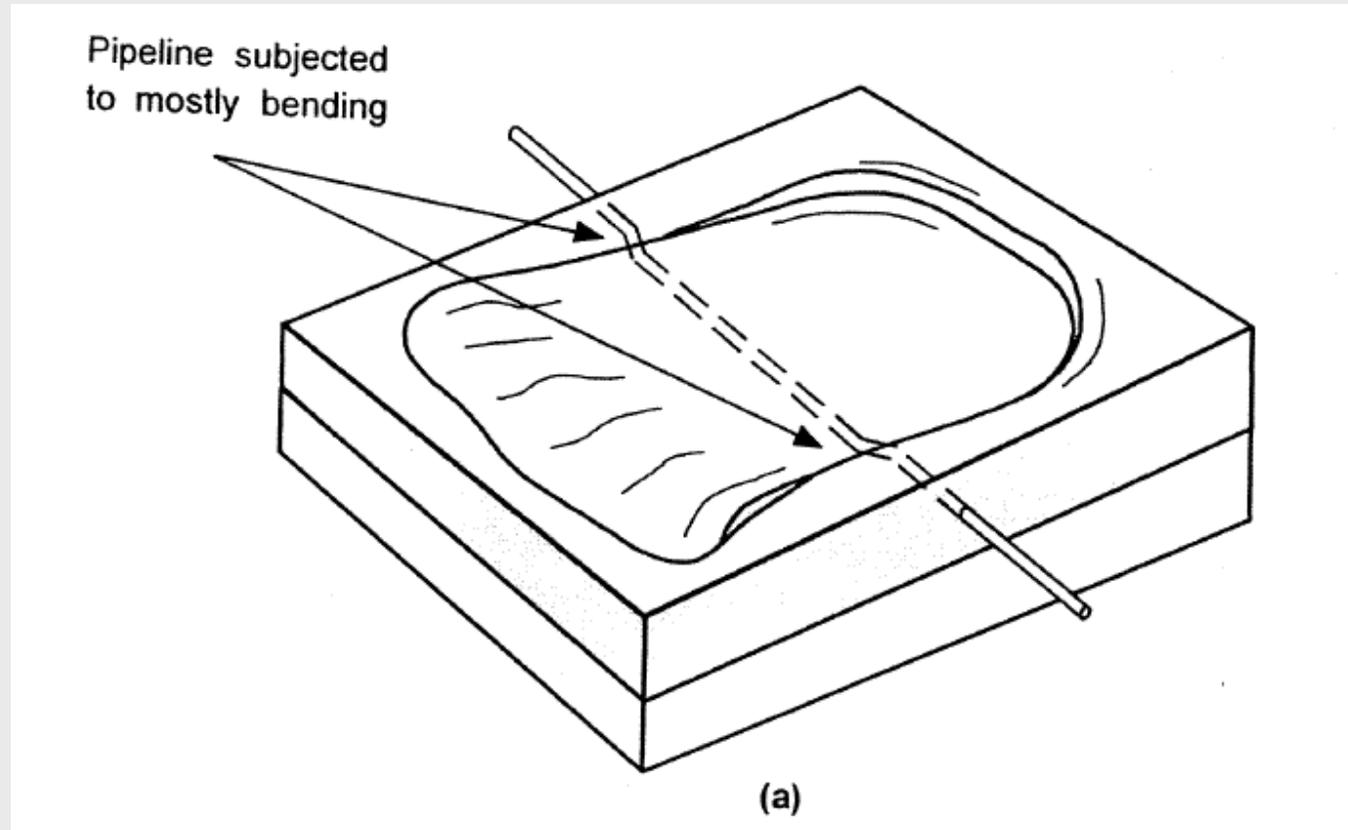


Représentation schématique d'un « lateral spread » résultant de la liquéfaction des sols lors d'un tremblement de terre (d'après Varnes 1978)

- Photo Lateral Spread

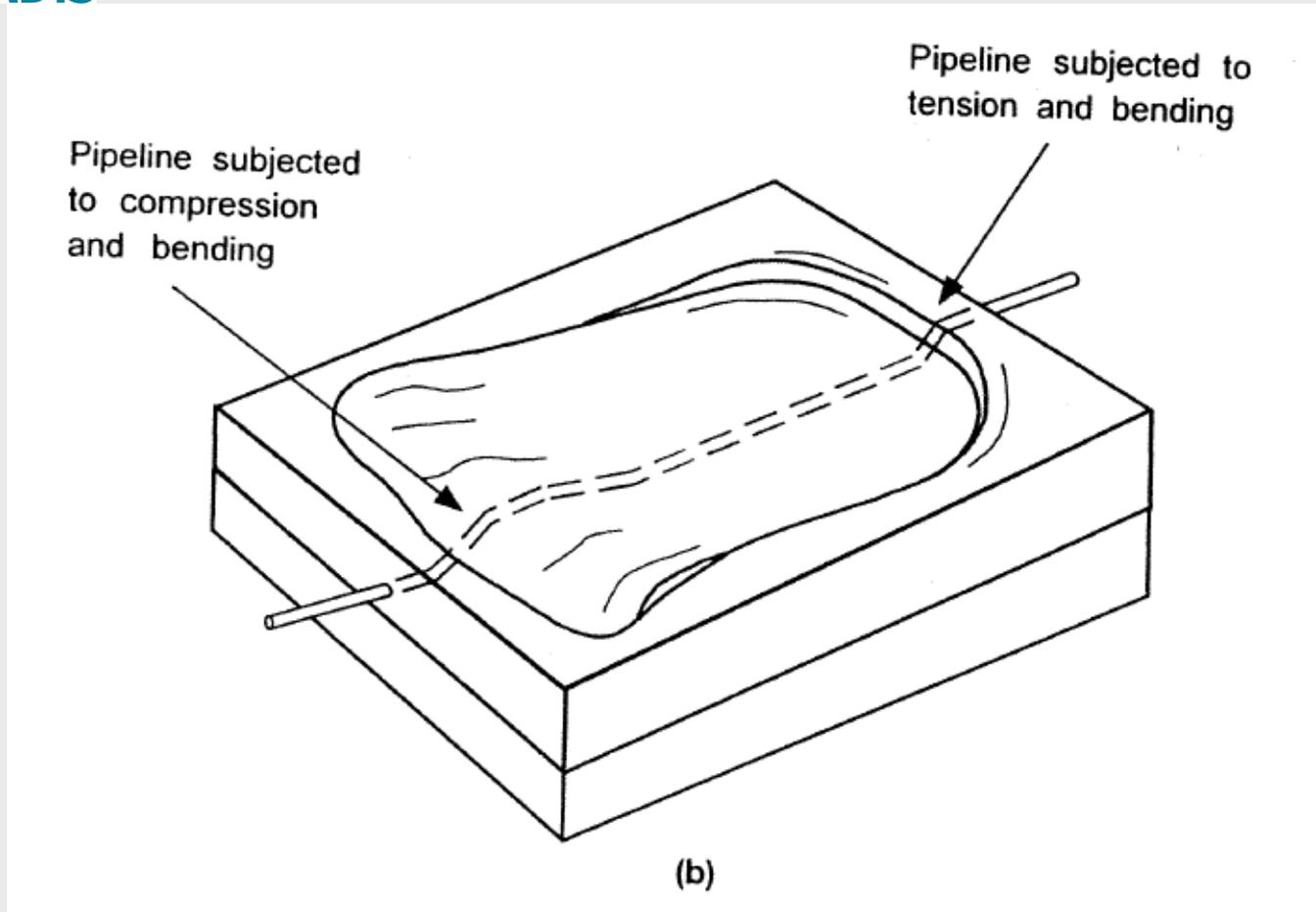


Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)



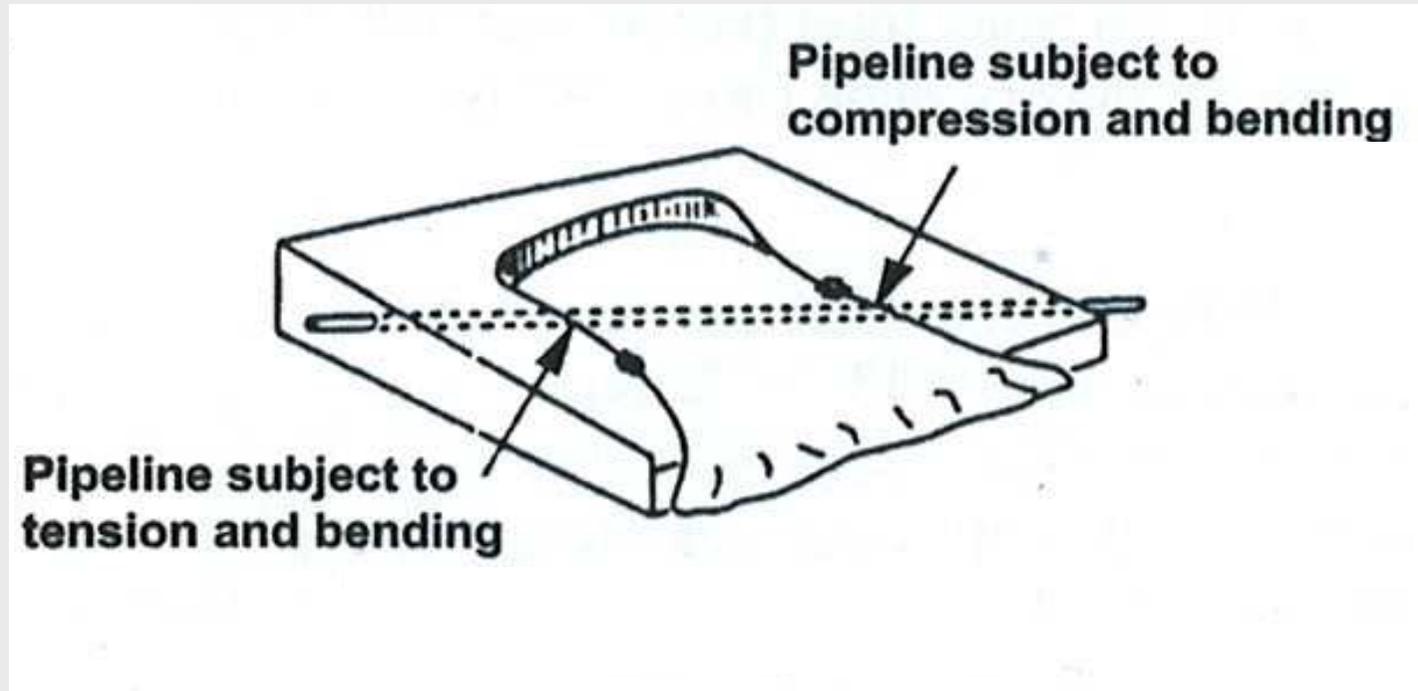
Pipeline placé perpendiculairement à un « lateral spread »
(d'après O'Rourke & Lane 1989)

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)



Pipeline placé parallèlement à un « lateral spread »
(d'après O'Rourke & Lane 1989)

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)



Pipeline placé obliquement à un « lateral spread »
(d'après O'Rourke 1998)

Estimation de la valeur de «Lateral Spread»

Formules empiriques de F. Bartlett et L. Youd (1995), révisées par L. Youd et al (2002):

➤ Pente douce:

$$\log D_H = -16.213 + 1.532M - 1.406 \log R^* - 0.012R + 0.338 \log S + 0.540 \log T_{15} \\ + 3.413 \log(100 - F_{15}) - 0.795 \log(D50_{15} + 0.1mm)$$

➤ «Free Face»:

$$\log D_H = -16.713 + 1.532M - 1.406 \log R^* - 0.012R + 0.592 \log W + 0.540 \log T_{15} \\ + 3.413 \log(100 - F_{15}) - 0.795 \log(D50_{15} + 0.1mm)$$

- D_H : Valeur estimée du déplacement de sol dû à LS (m)
- M : Magnitude du séisme de calcul
- R : Distance (horizontale) à l'épicentre du séisme
- $R^* = R + R_0$ (éq 1 et 4 de Youd et al)
- $R_0 = 10^{(0.89M - 5.64)}$ (éq 2 et 5 de Youd et al)
- S : Pente du terrain (%)
- T_{15} : Epaisseurs cumulées des horizons de sables saturés avec $(N1)_{60} \leq 15$

- F_{15} : Valeur moyenne de % de fines des couches granulaires incluses dans T_{15} (%)
- $D50_{15}$: Valeur moyenne de D50 des couches granulaires incluses dans T_{15} (mm)
- W : Pente de “Free face” (%) : $100 H/L$
- H : Hauteur de “Free face” (m)
- L : Largeur de “Free face”, largeur horizontale de la base du vecteur déplacement (m)
- $D50_{15}$ et F_{15} sont à définir d’après les résultats des essais en laboratoire

- Conditions d'application des formules empiriques :
 - $6 < M_w < 8$
 - $1 < W(\%) < 20$
 - $0.1 < S(\%) < 6$
 - $1 < T_{15}(m) < 15$
 - $1 < Z_T(m) < 10$
 - Limites imposées pour F15 et D50^(*)

NOTA : ZT : profondeur jusqu'au toit de la couche liquéfiable

(*) : F15 et D50 doivent se trouver à l'intérieur des limites présentées sur la figure suivante

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)

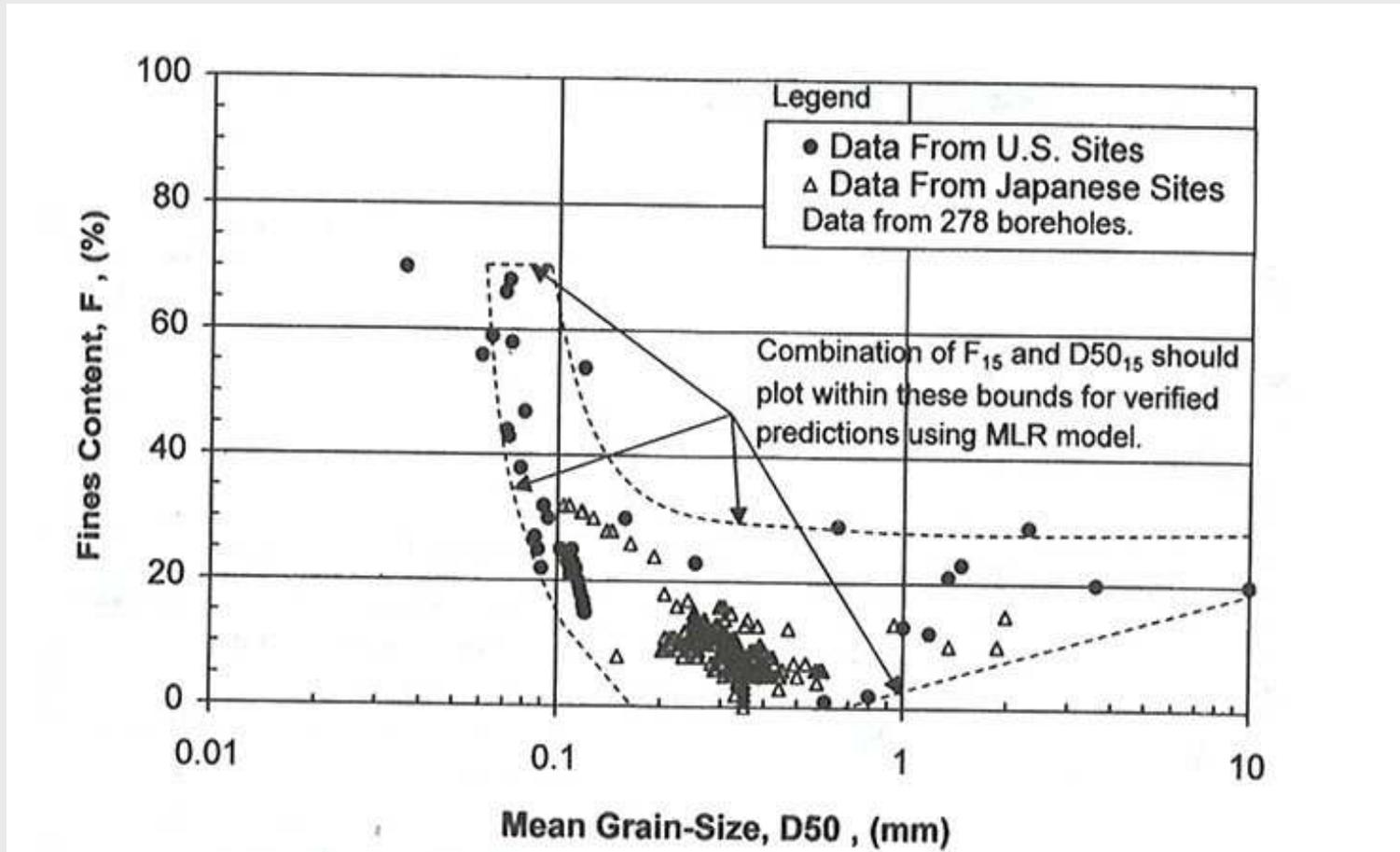
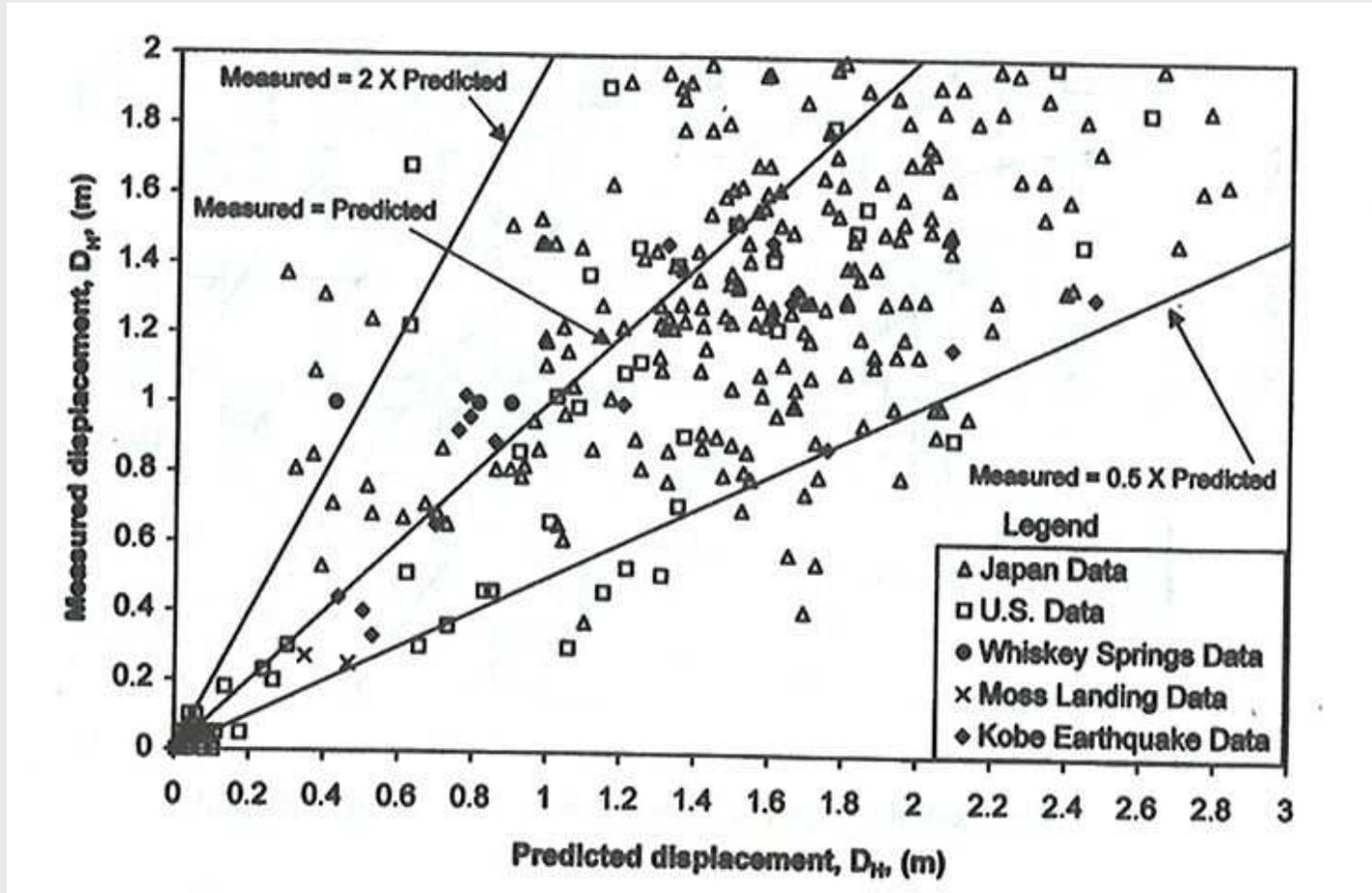


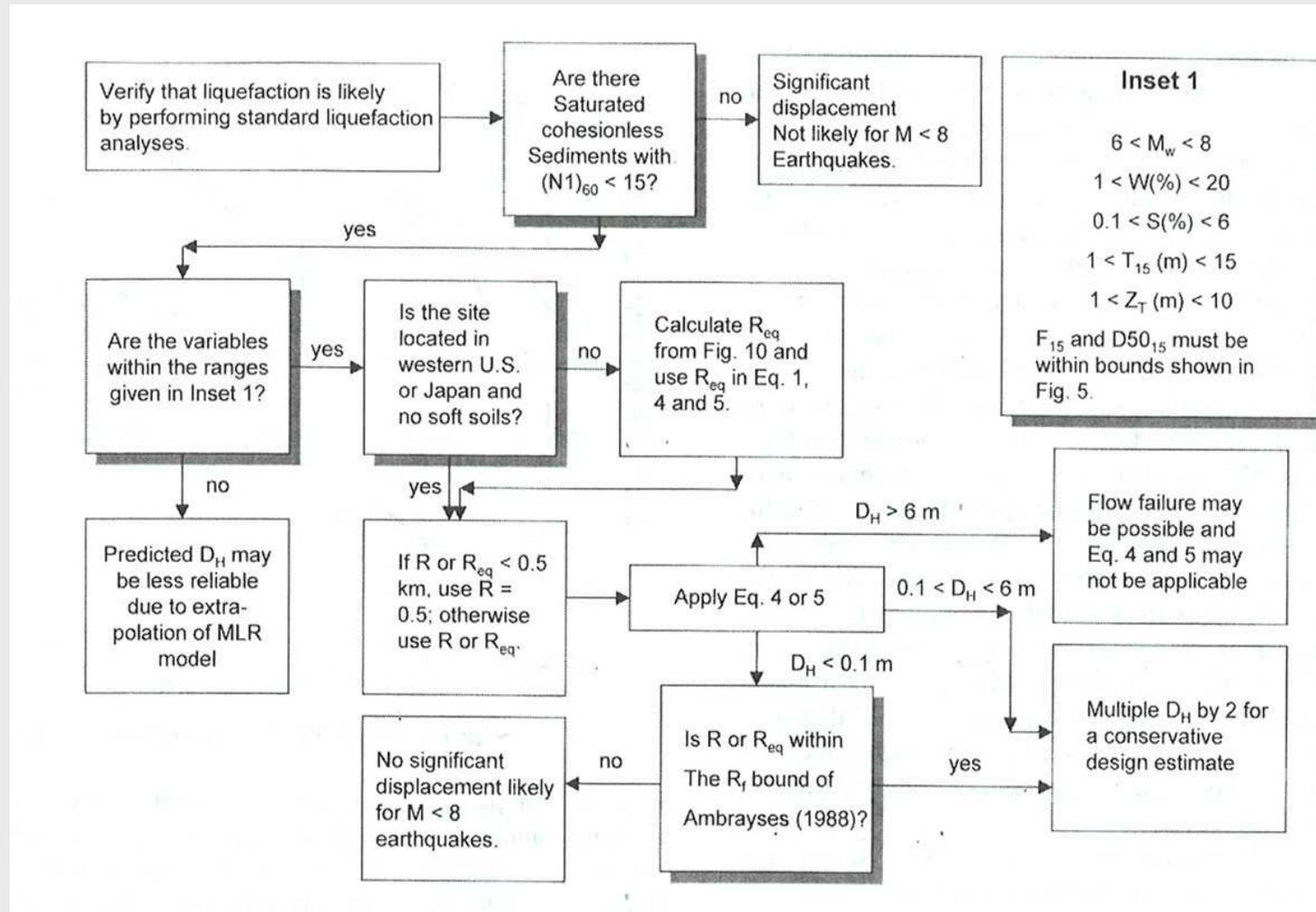
Fig. 5 de Youd et al (2002): Gamme des valeurs de F_{15} et $D_{50_{15}}$ pour lesquelles les équations d'estimation de D_H sont vérifiées

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)



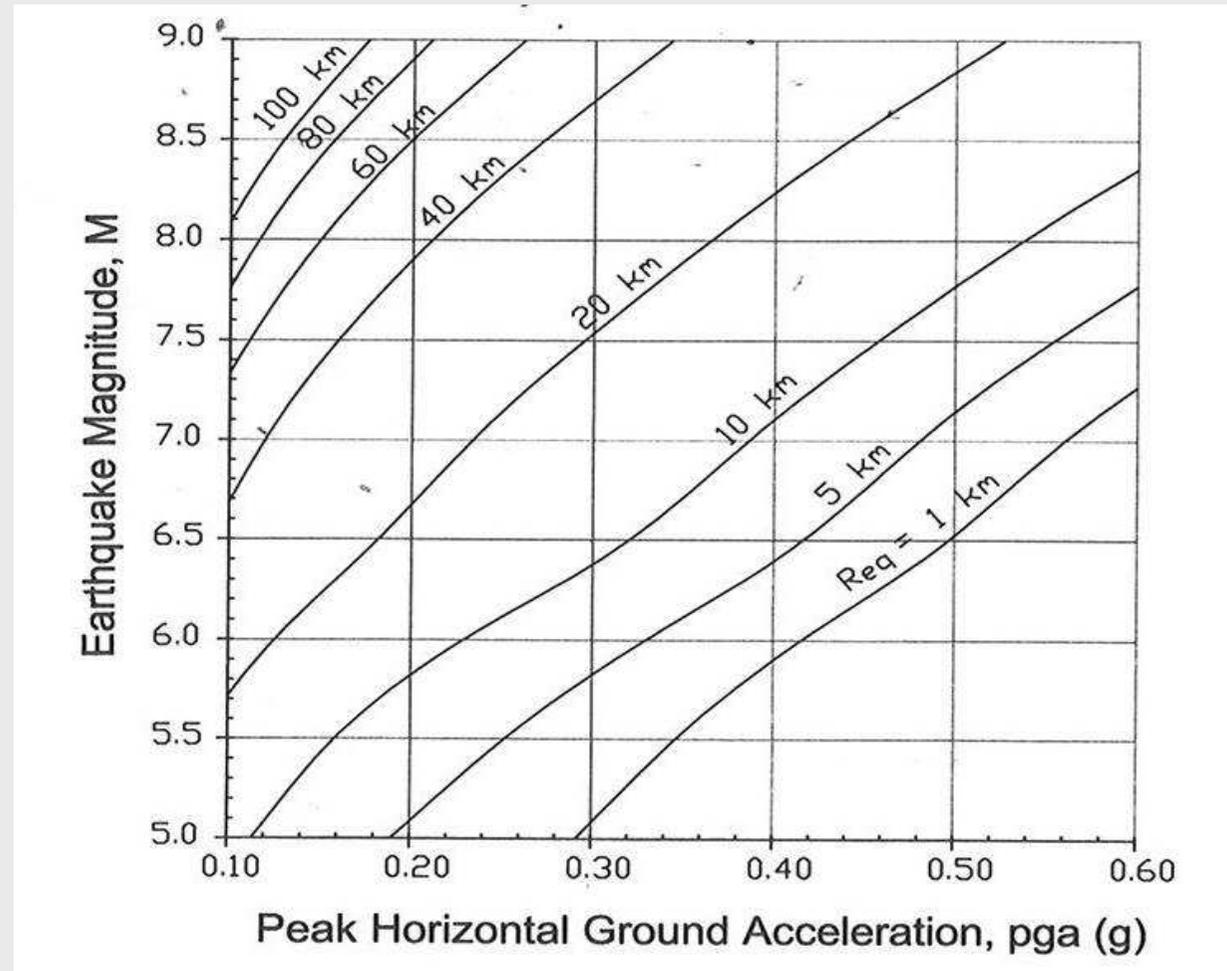
Comparaison entre les déplacements mesurés et calculés à partir du nouveau modèle

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)



Organigramme pour l'application du modèle MLR

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)



Graphique de détermination de la distance équivalente à la source R_{eq} à partir de la magnitude M et de l'accélération maximale en surface PGA (d'après Youd et al 2002)

A- Paramètres les plus importants pour D_H :

- M : Magitude du séisme de calcul pour le cas considéré
- R : distance de l'épicentre du séisme de calcul
- T_{15} : épaisseur cumulée des horizons de sables saturés avec $(N1)_{60} \leq 15$

B- Paramètres complémentaires à définir :

- Largeur maximale probable (d'après observations)
- L'ordre de grandeur du rapport de D_H sur la largeur LS
- Largeur de la zone de transition : passage du déplacement zéro à D_H (important pour les calculs)

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)

Earthquake	Location	Free Face Distance	Width	Displacement	Ratio
1906 San Francisco	Valencia Street		330 m	1.8 m	0.0055
1971 San Fernando	Juvenile Hall		330 m	1.8 m	0.0055
1979 Imperial Valley	Heber Road	near free face, W = 40%	150 m	4.2 m	0.028
1979 Imperial Valley	Heber Road	away from free face, W = 7%	150 m	1.2 m	0.008
1983 Boarah Peak	Whiskey Springs		500 m	1.2 m	0.0024
1999 Kocaeli, Turkey	Sapanca Hotel		210 m	1.5 m	0.0071

Exemples de rapport déplacement / largeur pour quelques cas de « Lateral Spread » bien documentés

(d'après T.L. Youd 2005 : correspondances dans le cadre du Projet)

Zone de transition : hypothèse sur sa largeur et sur la forme de la déformée du pipe :

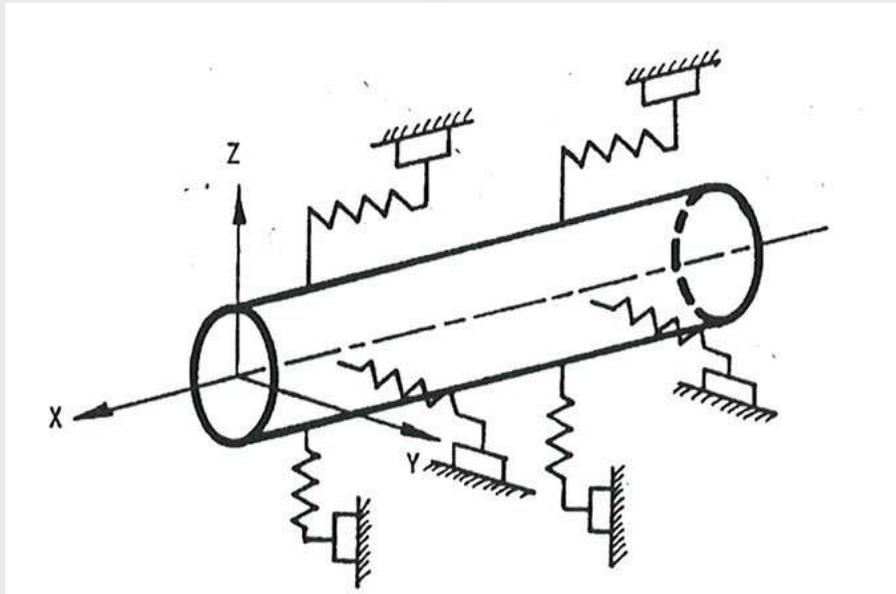
- Pas plus de 50 % de D_H pour les premiers 10 mètres des deux côtés de LS (T.L. Youd)

- Formule de Suzuki et al (1988) :
$$y(x) = \delta \left(\cos \frac{\pi x}{W} \right)^n$$

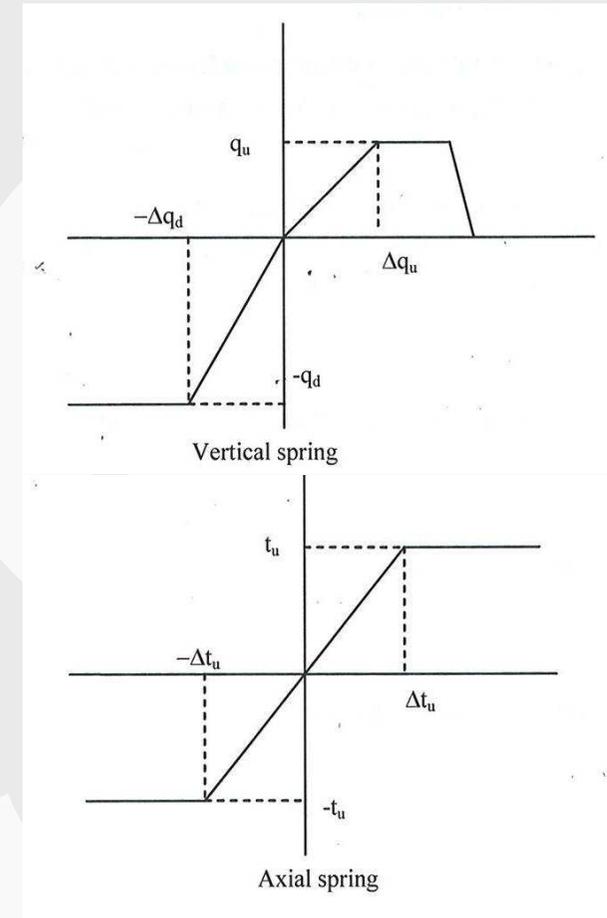
Avec :

- δ : valeur calculée du déplacement de terrain (D_H) d'après formule MLR
- x : distance transversale, mesurée depuis le centre de LS (valeur absolue)
- w : largeur de la zone concernée par le Lateral Spread
- Valeurs d'usage pour n (étude paramétrique à réaliser) :
 - ✓ $n=10$ pour LS peu larges (60 à 80 fois le diamètre du pipe)
 - ✓ $n=50$ pour LS relativement larges (150 à 200 fois le diamètre du pipe)

Principe de modélisation éléments finis de pipe (ABAQUS)



Les paramètres des ressorts de sol sont à définir suivant les recommandations du document ASCE



Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)

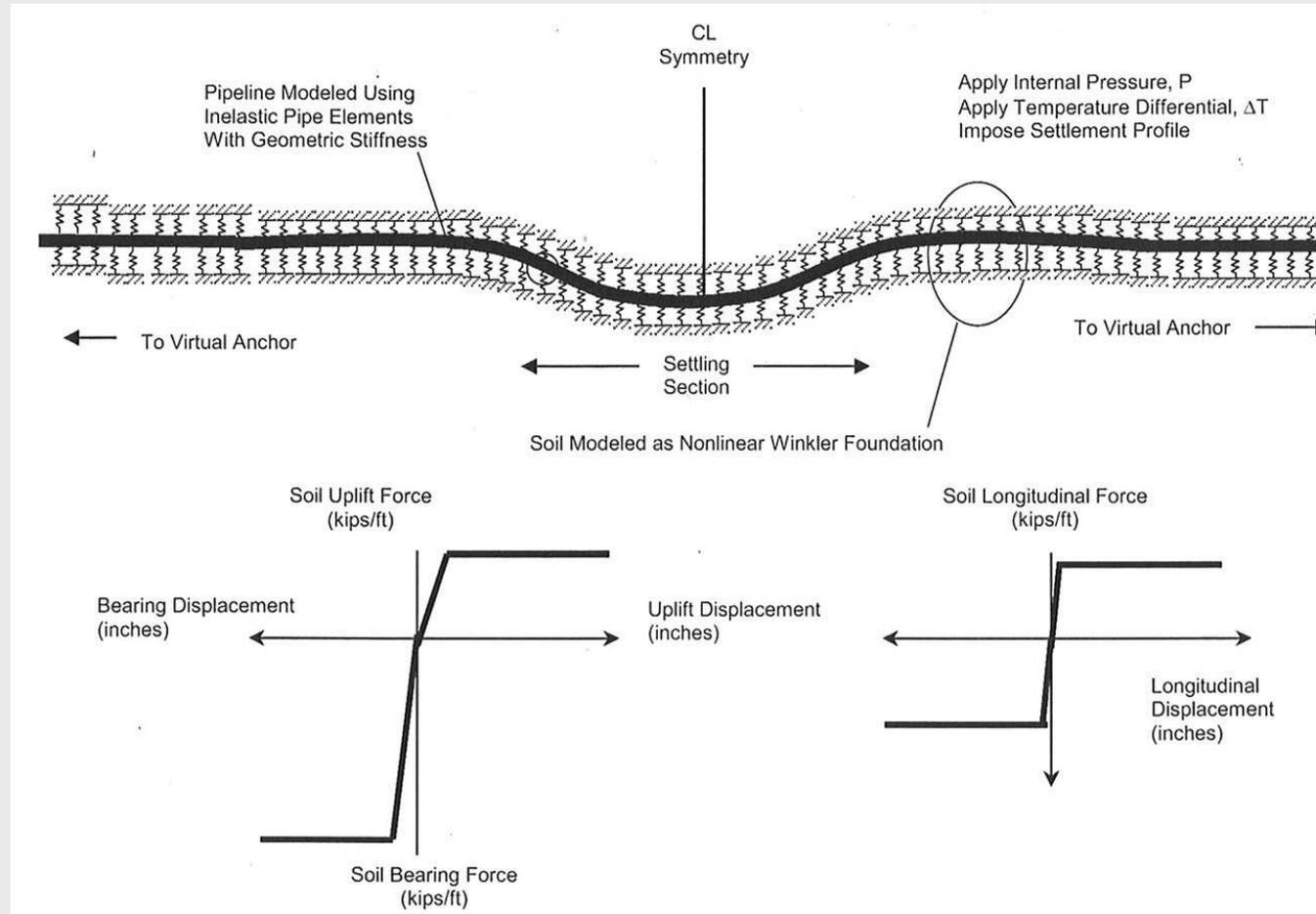
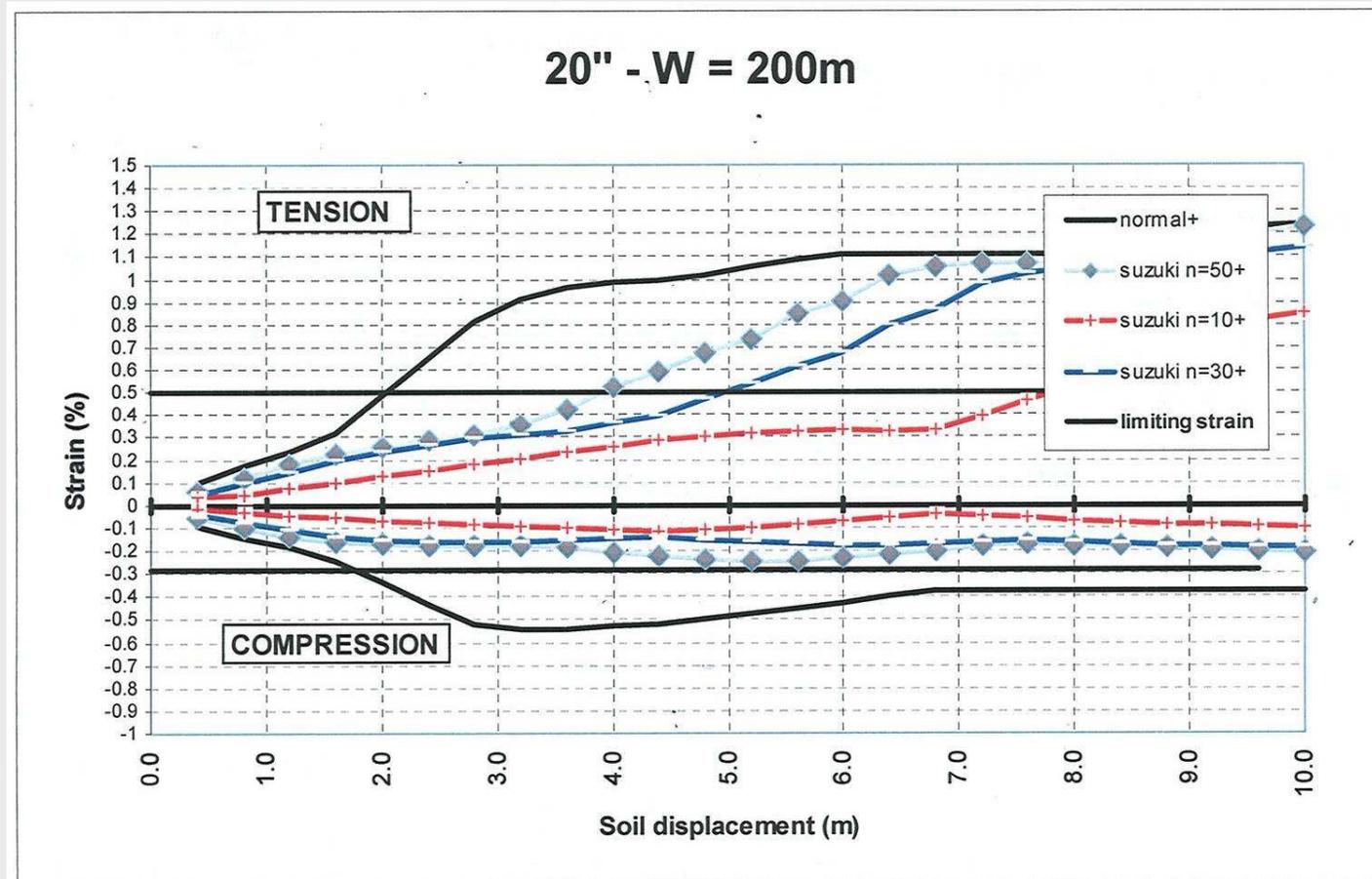


Schéma de principe du modèle éléments finis pour calculs de pipelines (ici tassement)
(ASCE: "Guidelines for the Design of Buried Steel Pipe", juillet 2001)

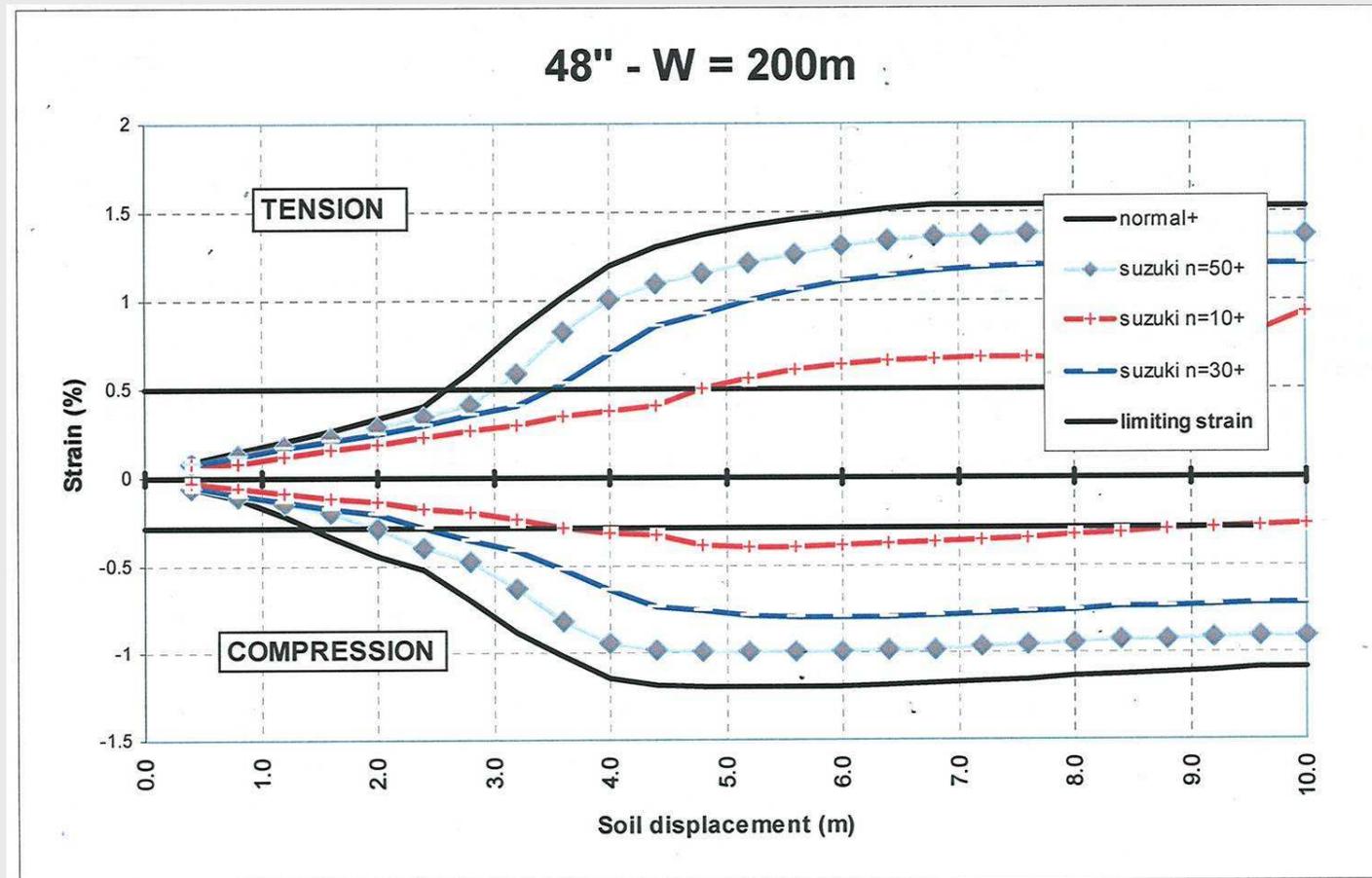
Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)



Résultats des premiers calculs pour "pipe20" pour le cas d'une épaisseur de pipe classique et d'une longueur de LS de 200 m

Nota : sur le graph : valeur normale = zone de transition de 10 m

Risques liés à la liquéfaction (oléoducs et gazoducs)



Résultats des premiers calculs pour "pipe48" pour le cas d'une épaisseur de pipe classique et d'une longueur de LS de 200 m

Nota : sur le graph : valeur normale = zone de transition de 10 m)

Mesures confortatives pour Lateral Spread

- Soudures de haute qualité pour augmenter la déformation admissible du pipe
- Augmentation de l'épaisseur du pipe
- Augmentation de la profondeur d'enfouissement du pipe pour se trouver sous les couches liquéfiables (exemple : forage dirigé)
- Modification locale du tracé du pipe pour éviter la zone à risque élevé
- Traitement de sol (par exemple : compactage du sable par vibroflotation)
- Modification de la pente des terrains (si possible) par terrassement (problème environnemental)

6) Conclusion

- Importance de l'expertise géologique
- Connaissance impérative du contexte culturel local
- Nécessité d'appréhender les études très à l'amont (revue AS + campagne de sol)
- Etudes de longue durée (*> 20 mois pour le projet présenté*), nécessitant ressources conséquentes
- Solutions confortatives à définir en relation étroite avec la Construction (*missions régulières sur site*)
- Suivi de réalisation pour vérifier:
 - Conformité des conditions in situ avec les hypothèses,
 - Conformité de la réalisation avec les dispositions résultant des études de conception.

MERCI DE VOTRE ATTENTION