

Inspection en ligne des pipelines

Principes et méthodes

Stéphane Sainson
Ingénieur conseil



11, rue Lavoisier
F-75008 Paris

Chez le même éditeur

Nouvelles technologies de l'énergie

collection « Électronique – Génie électrique – Microsystèmes »

J.-C. Sabonnadière, coord.

- vol. 1, « Les énergies renouvelables », 2006
- vol. 2, « Stockage et technologies à émission réduite », 2007
- vol. 3, « Géothermie – Biomasse – Production décentralisée – Maîtrise de la demande énergétique – Pilotages des charges » (titre provisoire), 2007

Le risque industriel – Complexité, incertitude et décision : une approche interdisciplinaire

collection « EDF R&D »

L. Magne, D. Vasseur, coord., 2006

—Modélisation rhéologique structurelle – Dispersions concentrées et fluides complexes

D. Quemada, 2006

La chimie verte

P. Colonna, coord., 2005

Commande des procédés

collection « Génie des procédés de l'École de Nancy »

J.-P. Corriou, 2^e édition, 2003

Procédés électriques de mesure et de traitement des polluants

E. Hnatiuc, coord., 2002

Pollution localisée des sols et sous-sols par les hydrocarbures et par les solvants chlorés

collection « Rapports de l'Académie des sciences », n° 44

F. Colin, coord., 2000



© LAVOISIER, 2007

ISBN : 978-2-7430-0972-4

Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans le présent ouvrage, faite sans l'autorisation de l'éditeur ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (20, rue des-Grands-Augustins - 75006 Paris), est illicite et constitue une contrefaçon. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, et, d'autre part, les analyses et courtes citations justifiées par le caractère scientifique ou d'information de l'œuvre dans laquelle elles sont incorporées (Loi du 1^{er}-juillet 1992 - art. L 122-4 et L 122-5 et Code pénal art. 425).

À Maxime et Linda,
le moteur de mes recherches

Préface

J'ai bien connu Stéphane Sainson lorsque je dirigeais de 1993 à 2001 le CEP&M (Comité d'études pétrolières et marines) où il joua un rôle actif comme expert siégeant dans les comités d'évaluation des projets.

Le CEP&M était un comité consultatif auprès de la DHYCA (direction des Hydrocarbures du ministère de l'Industrie en France) dont la mission principale était l'examen et la sélection de projets de recherche et développement dans le domaine des hydrocarbures. Il était constitué de comités d'experts provenant des industries pétrolières et gazières, parapétrolières, des instituts de recherche comme l'IFP, des universités, et s'efforçait de rassembler les compétences françaises pour juger des meilleures idées et projets concernant tel ou tel secteur de l'industrie pétrolière.

À ce jour, en 2007, le financement public (ex-FSH) de ces projets a été supprimé. Il avait été créé en 1950 pour soutenir l'effort national français de prospection et recherche pétrolières en France et outre-mer, puis réorienté en 1963 vers la R&D, en particulier sur le secteur *offshore* où tous les outils, ou presque, restaient à inventer.

Parmi les très nombreux projets présentés au CEP&M — environ 150 par an — figuraient les racleurs instrumentés, sujet du présent ouvrage. C'est à cette occasion que les premiers outils à base :

- d'inertie (1988, détection des *free-span*, Challenger) ;
- d'EMAT (1995, mesure d'épaisseur des *heavy wall pipes*, Syminex/Technicatome) ;
- de courants de Foucault en champ proche (1998, contrôle des flexibles, Coflexip) ;
- de flux magnétique transverse (1999, contrôle des cracks longitudinaux, Trapil) ;
- etc.,

furent proposés et réalisés.

Stéphane Sainson a consacré sa carrière d'ingénieur-chercheur à l'industrie pétrolière, et plus précisément aux instruments de mesure embarqués utilisés par cette industrie. Ancien de Schlumberger puis de Challenger, il accompagne depuis 1995 les industriels de l'*offshore* dans leurs projets de R&D. Il est l'inventeur de nombreux outils ou procédés, brevetés ou non, dans les secteurs de l'auscultation, de la sécurité, de la maintenance des puits et des pipelines.

Il est maintenant l'auteur de cet ouvrage très complet, documenté, scientifique et illustré sur l'inspection en ligne des pipelines. Il s'agit de l'auscultation des lignes en service : détection et localisation des défauts géométriques (enfouissement, ovalisation...), des corrosions internes et externes (mesure d'épaisseur), des fuites, des dépôts, des portées libres, et de tout autre défaut pouvant nuire au fonctionnement ou à l'intégrité de la ligne.

Les enjeux sont considérables pour les exploitants de ces lignes, leurs clients, les zones traversées, l'environnement, etc. Et cela d'autant plus que :

- les débits sont importants et alimentent des régions voire des pays entiers (par exemple : pipeline transAlaska, ou SPMR, ou gazoducs sous la mer du Nord, ou Russie-Europe) ;
- les dommages consécutifs à un défaut ou une fuite risquent d'être catastrophiques (telle l'explosion due à une fuite de gaz) ;
- les lignes sont difficiles et/ou coûteuses à réparer ou remplacer (ainsi les pipelines au travers des détroits comme Gibraltar ou Messine, ou sous la mer Noire, ou les lignes de collecte en *offshore* à des profondeurs atteignant 2 000 m).

Ce livre, didactique et explicatif, est tout à la fois un cours de physique appliquée, expliquant les principes et les lois physiques régissant la conception et le fonctionnement des différents outils d'inspection en ligne mais aussi un manuel pratique, destiné aux exploitants de pipelines, recensant les outils existants, leur évolution historique, leurs performances et les compagnies qui en proposent le service.

Il devrait vite devenir auprès des firmes internationales assurant l'exploitation ou le service des pipelines et des gazoducs un ouvrage de référence sur les techniques d'inspection en ligne.

Philippe de Panafieu
Paris, 20 février 2007

Avant-propos

La littérature concernant l'auscultation des pipelines est relativement pauvre, et plus encore celle qui a trait à l'inspection en ligne. Elle ne regroupe pour ainsi dire que quelques ouvrages généraux en anglais qui ne font état le plus souvent que de *cases histories*. Beaucoup d'entre eux occultent la métrologie, les moyens d'acquisition ainsi que l'instrumentation qui s'y rapporte. Cela est d'autant plus préjudiciable que la plupart des exploitants de pipelines ainsi que les donneurs d'ordres des compagnies pétrolières et gazières n'ont pas le temps d'approfondir les nouveaux services qui leur sont proposés, indispensables aux choix et à la prise de décision concernant ces inspections aux coûts souvent très élevés.

Cet ouvrage didactique et d'initiation, qui n'est en aucun cas un traité exhaustif sur le sujet et encore moins un manuel d'interprétation, se propose avant tout d'être un outil d'information et de réflexion sur les moyens à mettre en œuvre dans le cadre d'une inspection en ligne pour répondre autant que faire se peut à un problème donné avant que toute débauche technologique ne soit libérée. En effet, les compagnies de services, présentes sur ce marché très capitalistique sont avant tout des entreprises de très hautes technologies qui doivent impérativement dégager des bénéfices, d'autant plus importants que leurs investissements en recherche et développement sont eux-mêmes lourds et risqués¹. Bien évidemment, ce sont ces sociétés qui techniquement sont les plus à même de conseiller leurs clients mais, souvent en raison d'impératifs économiques et surtout commerciaux, elles ne sont pas, pour certaines d'entre elles, toujours disposées à proposer le meilleur service au meilleur prix. D'autre part, depuis plusieurs années, les compagnies pétrolières et les administrations de contrôle disposent de moins en moins de personnels qualifiés pouvant s'investir pleinement dans ces technologies complexes qui progressent aujourd'hui très vite. Ce présent livre répond, nous l'espérons, à ce manque d'information technique, et saura peut être susciter *a posteriori* auprès des lecteurs des comportements différents, plus éclairés vis-à-vis de ces technologies qui restent encore aujourd'hui relativement confidentielles.

1. Actuellement, dans la majorité des cas, la R&D est autofinancée et pèse par conséquent sur les entreprises qui y dépensent parfois plus de 10 % de leur chiffre d'affaires. Les aides publiques qui ont pendant plusieurs décennies alimenté pour partie cette recherche sous forme de prêt ou de subvention à la place des banques ne sont plus aujourd'hui en mesure de le faire.

Remerciements

J'adresse tout particulièrement mes remerciements aux entreprises et compagnies qui m'ont permis de faire état de leurs technologies et de reproduire certains schémas et illustrations qui figurent dans ce livre. Il se peut que certaines illustrations ou descriptions techniques ne soient pas tout à fait conformes à la réalité, veuillez nous en excuser par avance, un rectificatif sera apporté lors de la prochaine édition. Enfin, certains titulaires des droits qui restent réservés, n'ont pu être trouvés, qu'ils acceptent par avance nos excuses pour ces omissions involontaires et qu'ils soient assurés que des correctifs seront apportés dans les prochaines éditions.

Je tiens également à remercier chaleureusement M. Philippe de Panafieu qui a soutenu avec un grand dynamisme la recherche française au Comité d'études pétrolières et marines et a accepté de préfacier cet ouvrage.

Avertissement

- Cet ouvrage s'adresse en premier lieu aux ingénieurs et techniciens du pétrole (aussi bien ceux de la filière amont production/transport que les responsables environnement des raffineries), ainsi qu'aux étudiants, cadres et dirigeants des entreprises pétrolières, gazières et parapétrolières et aux ingénieurs des services de l'administration. Il peut par ailleurs intéresser les scientifiques et ingénieurs d'autres disciplines impliqués dans des développements connexes de robotique industrielle.

- La plupart des méthodes, techniques et technologies décrites dans cet ouvrage ont été ou sont actuellement proposées au service.

- Dans les formules et équations, les lettres en gras correspondent à des vecteurs.

Table des matières

Préface	V
Avant-propos	VII

Introduction

1. Préambule	1
2. Vocation	1
3. <i>Pigging</i> et <i>intelligent pigging</i>	2
4. Enjeux technologiques et performances	3
5. Environnement économique	3
6. Environnement industriel	5
7. Le marché de l'inspection en ligne	5
8. Les entreprises	7
9. Voies de recherche et concurrences	8
10. Points de repères historiques	9
11. Législation	10
12. Management des risques	11
13. Coûts des opérations	14
14. Présentation de l'ouvrage	16
Références bibliographiques	16

Chapitre 1

Dégradations des pipelines Nomenclatures et normes en vigueur

Introduction	19
1. Dommages mécaniques	21
1.1. Définitions	22
1.2. Conséquences	22
1.3. Causes	22
1.4. Topologie	23

2. Corrosion externe	25
2.1. Définitions	25
2.2. Conséquences	25
2.3. Causes	25
2.4. Topologie	25
3. Corrosion interne	27
3.1. Définitions	27
3.2. Conséquences	27
3.3. Causes	27
3.4. Topologie	27
4. Perçements et fuites	28
4.1. Définitions	28
4.2. Conséquences	28
4.3. Causes	29
4.4. Topologie	29
5. Décollement de l'enrobage	29
5.1. Définitions	29
5.2. Conséquences	30
5.3. Causes	30
5.4. Topologie	30
6. Dégradation diverses	30
7. <i>Case histories</i>	31
8. Normes internationales et standardisation	31
8.1. Définitions générales	31
8.2. Définitions particulières	32
9. Classifications	33
10. Évaluation des risques et prévention	34
10.1. Par le calcul analytique	35
10.2. Par les modélisations numériques	38
10.3. Par les méthodes déterministes (<i>time lapse technique</i>)	38
10.4. Par les méthodes probabilistes (approche bayésienne)	39
Conclusion	40
Références bibliographiques	41

Chapitre 2

Inspection en ligne Matériels, principes et méthodes

1. Introduction	43
2. Généralités sur les racleurs instrumentés	45
2.1. Principe général d'acquisition	46
2.2. Principes généraux de détection et de communication	46
2.3. Principe de propulsion d'un racleur	49
2.4. Centrage	52
2.5. Architecture générale des racleurs	52
2.6. Vitesse d'inspection	53
3. Équipements communs	55

3.1. Coupelles de propulsion	56
3.1.1. Dimensionnement des coupelles	57
3.1.2. Nombre de coupelles	59
3.1.3. Écartement des coupelles	60
3.2. Alimentation électrique	60
4. Acquisition des données	61
4.1. Emplacement de la partie mesure	61
4.2. Les grandeurs mesurées	63
4.3. Stockage des données	63
4.4. Système odométrique	64
4.4.1. Odomètre	65
4.4.2. Recalages	66
4.4.3. Onshore	67
4.4.4. Offshore	69
4.5. Orientation des défauts	69
4.6. Caractéristiques physiques de fonctionnement	70
5. Pigabilité d'une ligne	70
5.1. Rappels sur les lignes de transport	71
5.2. Limites opérationnelles	72
5.2.1. Diamètres	72
5.2.2. Épaisseurs	72
5.2.3. Autonomie/distances	72
5.2.4. Revêtements	73
5.2.5. Produits transportés	73
5.2.6. Limitations de pressions	73
5.2.7. Limitations de températures	74
5.3. Accessoires de tuyauterie	75
5.3.1. Les coudes	75
5.3.2. Tuyauterie et instrumentation	76
6. Instrumentation de ligne et procédures	77
6.1. Matériels <i>onshore</i>	77
6.1.1. Les gares de racleur fixes (<i>pig trap</i>)	77
6.1.2. Les gares de racleur temporaires	79
6.2. Matériels <i>offshore</i>	80
6.3. Opérations préliminaires	81
6.3.1. Nettoyage	81
6.3.2. Calibrage/diamétrage	81
6.3.3. Passage du mannequin	81
6.4. Les procédures	82
6.4.1. Le chargement	82
6.4.2. Le lancement (<i>launching</i>)	83
6.4.3. La réception (<i>trapping</i>)	84
6.5. Ligne accessible à une extrémité seulement	84
6.6. Aspects opérationnels : détecteurs de passage, de présence et de poursuite	85
6.6.1. Historique	85
6.6.2. Philosophie	86
6.6.3. Préambule : reconnaissance et piquetage de la ligne (<i>line tracking</i>)	86

6.6.4. Détecteur de passage (<i>pig signaler</i> ou <i>pigsig</i> ou encore <i>pig passage indicator</i>)	87
6.6.5. Détecteur de présence et localisation du pig (<i>pig locating</i>)	88
6.6.6. Détecteur de poursuite (<i>pig tracking</i>)	89
6.7. Personnels	92
7. Opérations de dépouillage et d'interprétation	93
7.1. Présentation des mesures	94
7.2. Traitements des mesures	96
7.3. Repérage des anomalies sur le terrain	96
7.4. Vérification des anomalies sur le terrain	98
8. Les principaux racleurs instrumentés	99
9. Risques encourus par une inspection	100
9.1. Incidents éventuels de transit	100
9.2. Danger de collision	101
9.3. Danger d'explosion	101
9.4. Danger d'implosion	102
9.5. Remédiations	103
10. Recommandations et normes internationales	103
11. Conclusion	104
Références bibliographiques	104

Chapitre 3

Métrologie générale des racleurs instrumentés

1. Introduction	107
2. Communication et détection	108
3. Philosophie du contrôle non destructif (CND)	108
4. Les capteurs	109
4.1. Les capteurs de déplacement	109
4.2. Les capteurs magnétiques	110
4.3. Les capteurs à courant de Foucault	110
4.4. Les capteurs acoustiques	111
4.5. Aspect axisymétrique de la mesure	112
5. Efficacité énergétique des capteurs	112
6. Éléments de conception des capteurs	113
6.1. Les modèles analogiques	114
6.2. Les modèles analytiques	114
6.3. Les modèles numériques	114
6.4. Packages logiciels	115
6.5. Les simulations	115
7. Les résolutions instrumentales	116
7.1. Vitesses d'auscultation	116
7.2. Résolutions : définitions	116
7.3. Effets de la vitesse d'inspection sur la résolution longitudinale	118
8. La couverture d'auscultation	118
8.1. Définition	119
8.2. Comment obtenir une couverture d'auscultation acceptable ?	120

9. Pertes d'information pendant le <i>run</i>	120
10. Stockage des données	122
10.1. Quantité de données	122
10.2. Vitesse numérique	123
11. Systèmes de détection	123
11.1. Détections passives	123
11.2. Détections actives	124
11.3. Émission	125
11.3.1. Fréquences d'auscultation	125
11.3.2. Fréquences de récurrence	126
11.3.3. Niveau d'ambiguïté	126
11.3.4. Niveau de détection	126
11.4. Réception	127
11.4.1. Composants (<i>hardware</i>)	127
11.4.2. Détection	127
11.4.3. Fréquences d'acquisition	128
12. Éléments de traitement du signal	128
12.1. La convolution	128
12.2. Les transformées de Fourier classiques et FFT	129
12.3. Exemple d'acquisition embarquée	131
13. Conclusion	132
Références bibliographiques	132

Chapitre 4

Les racleurs de contrôles géométriques

1. Introduction	133
1.1. Les contrôles géométriques <i>stricto sensu</i>	134
1.2. Les contrôles géométriques d'attitude	134
1.3. Philosophie des contrôles	135
2. Les racleurs de contrôle géométrique	136
2.1. Les plaques de calibrage ou calibreurs	136
2.2. Les diamètres mécaniques	138
2.3. Les diamètres électroniques	140
2.4. Les <i>calipers</i> mécatroniques	141
2.5. Les <i>calipers</i> électromagnétiques	143
3. Racleurs divers ou spécifiques	146
3.1. Les coupelles instrumentées	146
3.2. Les intégrateurs pneumatiques	147
3.3. Les détecteurs de <i>buckles</i>	148
3.3.1. <i>Gauging plate</i>	148
3.3.2. <i>Caliper</i>	149
3.3.3. <i>Crawler</i> autonome	150
3.4. Les contrôleurs de soudures	151
4. Les racleurs de contrôle mécanique	151
4.1. Instrumentation	152
4.2. Métrologie	153
4.2.1. Principe de base de la mesure	153
4.2.2. Définitions : relations mécaniques	154

4.3. Erreurs et précisions	156
4.4. Aspect opérationnel	157
4.5. Acquisition des données	157
4.6. Interprétations simplifiées	158
5. Les outils combinés	159
6. Recherche en cours	160
6.1. Détection magnéto-élastique	161
6.2. Détection par effet de Barkhausen	161
Conclusion	162
Références bibliographiques	163

Chapitre 5

Les racleurs d'auscultation par pertes de flux magnétique

1. Introduction	165
2. Historique de la mesure	165
3. Principe de la méthode	166
3.1. La perméabilité magnétique	166
3.2. Notion de circuit magnétique	166
4. Métrologie	167
4.1. Magnétisation	168
4.1.1. Philosophie de base	168
4.1.2. Principe	168
4.1.3. Puissance d'aimantation	169
4.1.4. Topologie d'aimantation	170
4.1.5. Densité de flux magnétique et magnétisation	170
4.2. Principe de détection	172
4.3. Mesures	173
4.3.1. Effet du magnétisme résiduel	173
4.3.2. Effet de la vitesse d'inspection et bruits d'induction	174
5. Instrumentation	176
5.1. Le circuit magnétique	176
5.1.1. Étude du <i>gap</i>	177
5.1.2. Champ de magnétisation et effet de la vitesse	178
5.2. Les capteurs magnétiques	179
5.2.1. Les antennes inductives	179
5.2.2. Les sondes à effet Hall	180
5.3. Mesure des différentes composantes	182
5.4. Topologie des capteurs	182
6. Les différents racleurs à pertes de flux	183
6.1. Racleurs MFL à aimantation axiale	183
6.1.1. Corrosion externe	183
6.1.2. Corrosion externe/interne	184
6.2. Dual MFL à aimantation axiale	185
6.3. Racleurs MFL à aimantation transverse	185
6.3.1. Système Rosen	186
6.3.2. Système Trapil	186

7. Performances des outils	186
8. Présentation et interprétation des résultats	187
9. Conclusion	187
Références bibliographiques	188

Chapitre 6

Les racleurs de contrôles acoustiques

1. Introduction	191
2. Historique de la mesure	191
3. Les racleurs ultrasons à couplant	192
3.1. Principe de la méthode	192
3.2. Rappels théoriques sur les ondes acoustiques	193
3.2.1. Fréquences	193
3.2.2. Longueurs d'onde et célérités	194
3.2.3. Théorie des rayons	196
3.2.4. Conditions de réflexion	197
3.3. Mesure de l'épaisseur	197
3.4. Mesure des rayons	199
3.5. Mesure des fissures ou des inclusions	199
3.5.1. Principe physique	199
3.5.2. Détection	201
3.6. Instrumentation	202
3.6.1. Les capteurs	202
3.6.2. Principe de réciprocité	203
3.6.3. Directivité	204
3.6.4. Résolution radiale	205
3.6.5. Lobes latéraux et champ proche	205
3.6.6. Atténuation	206
3.7. Signaux	207
3.7.1. Émission	207
3.7.2. Réception	208
3.7.3. La dynamique	208
3.7.4. Corrections automatiques	209
3.8. Traitement du signal : temps de transit	209
3.9. Traitement du signal : amplitude	210
3.10. Mesure d'amplitude ou de temps de transit ?	210
3.11. Les racleurs à ultrasons	211
3.12. Caractéristiques générales	214
4. Les racleurs ultrasons sans couplant	215
4.1. Couplage direct	215
4.2. Couplage sec : la technologie EMAT	216
4.3. Physique des transducteurs EMAT	216
4.4. Mécanisme de transduction d'une onde plane	217
4.5. Polarisation magnétique et caractéristiques de l'émission	219
4.5.1. Polarisation transverse	219
4.5.2. Polarisation orthogonale	220

4.5.3. Déplacement particulière	220
4.5.4. Rendement	220
4.5.5. Impédance de transfert	221
4.6. Choix du type d'onde	221
4.7. Effet de la magnétostriction	222
4.8. Optimisation de rendement	222
4.9. Principe de réciprocité	223
4.10. Instrumentation	224
4.10.1. Champ d'induction	224
4.10.2. Les antennes	224
4.10.3. Choix des fréquences	225
4.10.4. Circuit d'acquisition	226
4.11. Les racleurs	226
4.12. Présentation des résultats	227
5. Conclusion	228
Références bibliographiques	229

Chapitre 7

Les autres racleurs d'auscultation

1. Introduction	231
2. Les racleurs de cartographie	231
2.1. Principe de la mesure	232
2.2. Métrologie	233
2.2.1. Gyromètres	234
2.2.2. Mesures odométriques	235
2.2.3. Théorie des accéléromètres	235
2.2.4. Mesures accélérométriques	236
2.2.5. Déterminations angulaires	236
2.2.6. Aspect cartographique	237
2.3. Erreurs instrumentales	238
2.3.1. Dans le plan horizontal	238
2.3.2. Dans le plan vertical	239
2.4. Corrections instrumentales	239
2.5. Présentation des résultats	242
2.6. Cartographie combinée	243
2.6.1. Mesures embarquées	244
2.6.2. Corrélateur	245
2.6.3. Filtre de Kalman	245
3. Les racleurs de mesure d'épaisseur électromagnétiques	246
3.1. Principe de la mesure	247
3.2. Validité des mesures : erreurs	248
4. Les racleurs détecteurs de fuites	251
4.1. Les racleurs silencieux	253
4.2. Les racleurs mesureurs de pression différentielle	254
4.3. Notes sur le marché et les opérateurs	257
5. Les racleurs détecteurs de coudes	258

5.1. Les plaques de calibrage	258
5.2. Les racleurs instrumentés	258
5.2.1. Racleur TDW	259
5.2.2. Racleur EDS	259
6. Les racleurs d'évaluation de la sédimentation	260
6.1. Les racleurs	260
6.2. Méthodes et technologie connexes	261
6.2.1. Pendant le récurage (ancienne méthode)	261
6.2.2. Opération en production (nouvelle méthode)	261
7. Les racleurs de contrôle de recouvrement	262
7.1. Principe physique	262
7.2. Instrumentation	264
8. Les racleurs multidiamètres	265
9. Les racleurs optiques	266
9.1. Les racleurs photoniques	266
9.2. Les racleurs laser	267
10. Les racleurs de détection de décollement d'enrobage	267
11. Les racleurs pour revêtement interne	268
12. Les racleurs multifonctions	268
13. Inspection de conduites diverses	269
13.1. Inspection des conduites flexibles	270
13.1.1. Système Robit	271
13.1.2. Système Coflexip	271
13.1.3. Système Bruntech	273
13.1.4. Système Petrobras	274
13.1.5. Systèmes pousseur/tracteur	274
13.2. Inspection des <i>risers</i>	275
13.2.1. Outils de diagraphie	275
13.2.2. Travail au câble	276
13.2.3. <i>Crawler</i>	276
13.3. Inspection des petits diamètres	277
13.3.1. Caliper Kinley	278
13.3.2. Racleur Syminex	278
13.3.3. Technologies nucléaires	279
13.4. Inspection des <i>pipes in pipes</i>	279
13.5. Inspection des <i>bundles</i>	280
13.6. Inspection des <i>heavy wall pipes</i>	281
13.7. Inspection des conduites polyphasiques	281
14. Contrôle de la protection cathodique	282
14.1. Rappels théoriques sur la PC	283
14.2. Métrologie	284
14.2.1. Principe physique	284
14.2.2. Principe de mesure	285
14.2.3. Champ électrique	285
14.2.4. Résistance de contact admissible	286
14.3. Instrumentation	287
14.3.1. Bruits électrocinétiques	287

14.3.2. Nature des contacts	287
14.4. Racleurs à contact	287
14.4.1. Racleurs Gulf, PLS et Shell.	287
14.4.2. Propositions pour des racleurs à contacts	288
14.5. Racleur sans contact.	290
14.5.1. Calcul du champ magnétique associé	290
14.5.2. Instrumentation	291
15. Conclusion	292
Références bibliographiques	293

Chapitre 8

Technologies connexes et associées

1. Introduction.	297
2. Contrôle de la vitesse d'auscultation.	297
2.1. Préambule : vitesse d'écoulement d'un gaz dans une conduite	298
2.2. Évolution d'un racleur dans une conduite de gaz	298
2.3. Évaluation du coefficient de prélèvement	299
2.4. Cas des conduites verticales	299
2.5. Instrumentation	300
3. Contrôles bons marchés (<i>low cost</i>)	301
3.1. Contrôle de pression en tête de ligne (méthode externe)	302
3.2. Acquisition de données embarquées (méthode interne)	302
4. Inspection sur de courtes distances	304
4.1. Travail au câble	304
4.1.1. Câble tracteur <i>stricto sensu</i>	305
4.1.2. Câble électrotracteur.	305
4.2. Les <i>crawlers</i>	306
4.2.1. Les <i>crawlers</i> pour conduite verticale	306
4.2.2. Aiguillage d'une ligne	307
4.2.3. Les <i>crawlers</i> pour lignes horizontales	307
4.2.4. Les <i>crawlers</i> pour lignes difficiles et inclinées	308
5. <i>Pigging</i> des embranchements	309
5.1. Anciens concepts (« non intelligents »)	309
5.2. Nouveau concept (« intelligent »)	310
5.2.1. Système Foster-Miller/GE/PII (asservi)	310
5.2.2. Système Rosen (automatique)	310
6. <i>Pigging</i> des coudes difficiles.	312
7. Racleur rotatif	312
8. Localisation interne d'obstacles dans un pipeline.	313
8.1. Principe	313
8.2. Limitations.	314
8.2.1. Limitations théoriques	314
8.2.2. Limitations pratiques	315
8.3. Instrumentation	315
9. Localisation externe d'obstacles dans un pipeline	316
9.1. Principes	316

9.1.1. Méthode passive	316
9.1.2. Méthode active	316
9.2. Limitations.	317
9.3. Instrumentation	317
9.4. Reconnaissance d'un obstacle	317
10. Transmission de données	318
10.1. Transmission mécanique de données	319
10.2. Transmission acoustique de données	319
10.3. Transmission électrique de données	320
10.4. Transmission électromagnétique de données	320
10.4.1. Transmission induite par basses fréquences	320
10.4.2. Transmission guidée par hyperfréquences	321
10.5. Échanges de données par ILI	322
11. Les boucles d'essais	322
12. Conclusion	322
Références bibliographiques	323
Bilan, perspectives et conclusion	327
Index	329

Introduction

1. Préambule

L'inspection en ligne¹ ou en anglais *In line Inspection* (en abrégé, ILI) est une technique qui a tout au plus une cinquantaine d'années d'existence et qui se développe maintenant très rapidement grâce à l'évolution de la micro-électronique. Elle fait appel à une robotique dite intelligente dans le sens où ses outils d'acquisition et de traitement de données, racleurs intelligents² ou *intelligent pigs* (terme anglo-saxon consacré), sont des outils automatiques et autonomes. Dans le domaine de la robotique industrielle de mesure en contrôle non destructif (*non destructive testing*), l'inspection en ligne représente probablement le chiffre d'affaires le plus important au monde (Marsh, 1986)³ et concerne une activité de services essentiellement anglo-saxonne, concentrée autour de quelques majors qui ont vu leur développement s'accélérer au cours de ces dernières années.

2. Vocation

L'inspection en ligne a jusqu'aujourd'hui une vocation de contrôle interne de l'intégrité des conduites de transport d'hydrocarbures liquides ou gazeux, utilisant des méthodes *dynamiques de contrôle non destructif* (DCND) réalisées en général en cours d'exploitation. Grâce à leur haut niveau de détection ainsi qu'à leur extrême acuité, les outils mettant en service ces méthodes permettent d'agir

1. L'inspection en ligne est une expression générique qui concerne également d'autres activités industrielles de contrôle.

2. On rencontre également le terme de racleur ingénieux, mais aussi celui de *smart pig* ou encore de racleur instrumenté qui, moins employé, correspond cependant à un vocable plus approprié.

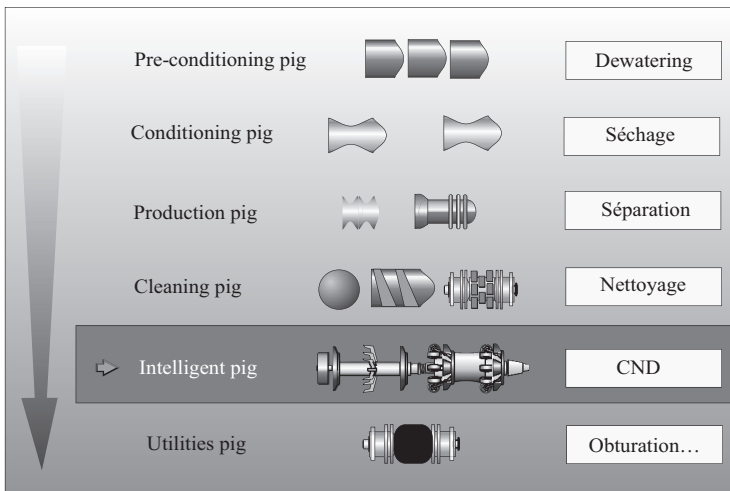
3. Hormis les charges, l'acquisition de données se facture entre 500 \$ et 6 000 \$ le kilomètre selon la technologie utilisée. Les mesures en forage (diagraphies instantanées et différées) qui peuvent être apparentées à ce type d'activité ne rentrent pas dans le domaine de la robotique.

préventivement. Ils ont donc un rôle prédominant de diagnostic s'incluant souvent dans une politique de prévention des risques aussi bien économiques que de sécurité des biens et des personnes. La plupart des opérations effectuées jusqu'à ce jour visent essentiellement la détection et la localisation des corrosions internes comme externes ainsi que le repérage des accidents mécaniques.

3. Pigging et intelligent pigging

Les opérations d'*intelligent pigging* sont des interventions « extraordinaires » qui relèvent de sociétés spécialisées peu nombreuses mettant en œuvre dans la plupart des cas leurs propres outils en assurant l'intelligibilité des mesures *a posteriori* par des méthodes d'interprétation avancées utilisant aujourd'hui de plus en plus les moyens intuitifs de l'intelligence artificielle. Cette activité ne doit pas être confondue avec les actions de *pigging* proprement dit, non moins importantes, souvent effectuées par l'exploitant lui-même ou par des sociétés prestataires de services généralistes, qui s'effectuent tout au cours de la vie de la canalisation. Ces interventions s'incluent dans les procédures (*process*) très différentes de mise en production de la ligne, à savoir la vidange (*dewatering*), le séchage (*drying*), la passivation, la mise en service (*comissioning*), puis les phases de production avec les opérations de nettoyage ou de décolmatage (*debris removal*) et enfin la séparation de produits (*batching*). On utilise par ailleurs des racleurs spéciaux pour effectuer des travaux de maintenance ou de réparation comme par exemple des obturateurs permettant d'isoler une partie de ligne ou des injecteurs de revêtement interne. Ces racleurs sont pourvus uniquement d'une électronique élémentaire se composant en général d'un émetteur radio pour la localisation voire de minisystèmes de contrôle/commande pour les plus sophistiqués pour le déclenchement et l'arrêt de l'opération.

Figure 1 ■ Pigging et intelligent pigging.



4. *Enjeux technologiques et performances*

L'*intelligent pigging* est une technologie qui s'applique en milieu hostile. On entend par là que les conditions d'exploitation se font à des pressions et des températures élevées (plus d'une centaine de bars et dizaines de °C). Par ailleurs les outils doivent parfaitement fonctionner dans un environnement corrosif, maritime et explosif et sont soumis à des vibrations souvent pendant plusieurs dizaines d'heures. L'auscultation de larges surfaces (plusieurs milliers de m²), à des vitesses d'inspection relativement importantes (plusieurs m/s) soulève bien entendu de nombreux problèmes métrologiques propres à ce type d'investigation. En effet, les précisions et les résolutions demandées (millimétriques le plus fréquemment) par les exploitants et opérateurs de pipelines rendent la mesure et le traitement des informations des plus ardues. C'est pour cette raison que l'*intelligent pigging* est à la pointe de la recherche et de l'innovation tant sur le plan du transfert de technologie que sur celui de l'activité purement inventive voire dans certains cas scientifiques. Les pays qui se sont dotés de ces moyens de contrôle sophistiqués ont maintenant une avance industrielle considérable sur les autres nations qui peut dans un contexte énergétique tendu avoir des répercussions économiques non négligeables sur l'approvisionnement stratégique en hydrocarbures et plus particulièrement en gaz⁴ de ces pays⁵.

5. *Environnement économique*

La consommation annuelle de pétrole (3,7 GTep⁶) et de gaz (2,1 GTep) représente à l'heure actuelle approximativement 65 % du total de l'énergie consommée dans le monde⁷. Des études récentes menées par le *Conseil mondial de l'énergie* et par l'*Agence internationale de l'énergie de l'OCDE* montrent qu'à l'horizon 2020 la demande énergétique va croître de 50 à 60 %⁸ avec toujours une très forte prédominance des énergies fossiles. En revanche, selon certains experts⁹, le pic de production mondiale de pétrole (*peak oil*) sera atteint au plus tôt dans une dizaine d'années. Le monde consommera alors plus de pétrole qu'il n'en découvrira, entraînant probablement la fin du pétrole bon marché (Bauquis, 2001)¹⁰. Les réserves de gaz sont en

4. Les investissements en gaz sont généralement cinq fois supérieurs à ceux consacrés aux hydrocarbures liquides. D'autre part une rupture d'approvisionnement en gaz pose bien évidemment plus de problèmes par défaut de stockage.

5. Contrairement à la France qui possède un parc électronucléaire très important, l'Allemagne est le pays européen qui a aujourd'hui le plus investi dans les technologies de l'ILL.

6. Unité d'énergie correspondant à une tonne d'équivalent pétrole.

7. L'énergie d'origine nucléaire représente tout au plus 5 % de l'énergie consommée dans le monde.

8. Surtout dans les pays à fort développement comme la Chine, l'Inde, le Pakistan, etc.

9. Communication d'Alain Perrodon en 2005 à l'Association des consultants pétroliers (ACP, Rueil-Malmaison).

10. Pour certains, les courbes d'*Hubbers* sont basées sur des modèles trop simples ne prenant pas en compte tous les paramètres comme ceux par exemple concernant la stratégie économique des entreprises pétrolières.

revanche plus importantes et pourraient par conséquent, dans un futur très proche, jouer un rôle prépondérant dans notre approvisionnement énergétique et se substituer petit à petit au pétrole pour certaines applications. Beaucoup de pays occidentaux et plus particulièrement l'Europe qui ne possède pas de réserves significatives sont approvisionnés soit par *tankers*, soit par *pipelines* qui représentent infiniment moins de risques écologiques et économiques que les tankers. Dans ces perspectives actuelles de sécurité énergétique et à plus long terme de rupture de stock voire de pénurie, des plans de réhabilitation et de construction de réseaux de gazoducs et d'oléoducs sont en cours afin de répondre à une demande en énergie de plus en plus grande dans les décennies à venir. Si on considère maintenant le coût de la construction d'un gazoduc (de 500 millions à 10 milliards de dollars)¹¹, on peut se rendre compte de l'importance de leur surveillance et de leur entretien régulier d'autant plus qu'une ligne de gaz ne peut être arrêtée longtemps contrairement à un oléoduc. À très court terme, la présence de fuites peut avoir par ailleurs un impact sur l'économie mondiale extrêmement préjudiciable comme par exemple en août 2006 où BP annonça suite à une fuite la fermeture du plus grand champ nord-américain. Voilà ce que l'on pouvait lire dans la presse aux lendemains de l'accident :

7 août 2006. « Le baril de pétrole brut a commencé la journée par un bond majeur après que la compagnie pétrolière britannique BP a annoncé la suspension de ses activités en Alaska. Le prix du brut a amorcé la séance en hausse de 1,35 \$US à 76,11 \$US avant de se replier légèrement à 75,85 US\$ et de rebondir à 76,20 \$US vers 10 h 30 au New York Mercantile Exchange. BP doit interrompre son exploitation du champ pétrolifère de Prudhoe Bay, en Alaska, en raison de fuites dans un pipeline. La mesure entraîne la suppression temporaire de quelque 400 000 barils de pétrole brut par jour, ou 8 % de la capacité totale américaine. La société commencera par fermer les vannes de la partie est du chantier, une opération qui prendra à elle seule de 24 à 36 heures. Elle poursuivra avec la partie ouest, après quoi près de 1 000 puits de la région seront réduits à l'inactivité. BP dit ne pas savoir combien de temps elle devra interrompre la production de Prudhoe Bay, un champ dont elle détient 26 % des intérêts. La société est déjà sous enquête pour une fuite qui a causé le déversement de 267 000 gallons (1 million de litres) de brut dans la même région. Dans le cas présent, la corrosion des canalisations est soupçonnée comme la cause principale des seize anomalies constatées. Le titre de BP affichait une baisse de 1,7 % (1,21 \$) à 71,33 \$ ce matin à la Bourse de New York. »¹²

6. Environnement industriel

L'utilisation des canalisations pour le transport des fluides est très ancienne et date de l'antiquité. C'est le moyen, à la fois le plus économique et le plus sûr a

11. Cela correspond *grosso modo* pour les plus importants à trois fois le coût d'une centrale nucléaire.

12. Jesse Caron, LesAffaires.com « BP suspend ses activités en Alaska : le brut bondit », août 2006.

priori, notamment pour le transport des hydrocarbures liquides et gazeux (voire polyphasiques) entre les zones de production (champs pétroliers) et de consommation (raffineries, dépôts, etc.). Approximativement, la longueur totale des gazoducs (*feeder*) dans le monde dépasserait le million de kilomètres, soit plus de vingt-cinq fois la circonférence de la terre. Pour certains pays producteurs enclavés comme en Asie centrale (mer Caspienne), dont le pétrole est pour le moment la principale source de revenu, le transport par pipelines revêt un caractère économique stratégique voire vital.

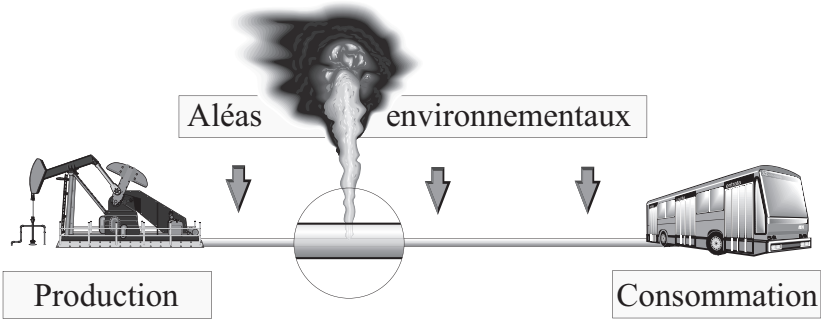


Figure 2 ■ Pipeline : liaison dangereuse !

Par exemple les exportations de pétrole brut russe vers l'Europe dépendent actuellement totalement des oléoducs (oléoduc de Drushba de 3 640 km reliant le champ de Samara et la raffinerie de Leuna en Allemagne) comme un quart de l'approvisionnement en gaz. Certains pays consommateurs dépendent même en totalité de « ces tuyaux » et plus particulièrement des gazoducs¹³.

Leurs dimensions, leur implantation géographique ou leur situation liée à leur enfouissement ou à leur immersion ne permettent pas en général un contrôle accessible, aisé et exhaustif. D'autre part, leurs structures linéaires couvrant de très larges espaces sont soumises *de facto*, plus que tout autre ouvrage d'art, à des aléas de risques importants pouvant dans le pire des cas entraîner des catastrophes.

7. Le marché de l'inspection en ligne

Les canalisations de transports d'hydrocarbures dont la moitié a aujourd'hui plus de 40 ans sont soumises à des contraintes pouvant porter préjudice en premier lieu à leur intégrité puis à leur pérennité. Elles sont d'abord liées à la construction de l'ouvrage qui peut présenter, malgré beaucoup de précautions, des défauts (enfouissements, ovalisations) ou, plus graves, des accidents de pose (percements) puis, par la suite, aux contraintes d'exploitation internes (fluides plus ou moins agressifs) ou externes (corrosion, aléas géophysiques, malveillances, etc.). Ces dernières entraî-

13. Les récents événements entre l'Ukraine et la Russie montrent bien l'interdépendance énergétique entre les pays producteurs de gaz et les pays consommateurs.

ment alors irrémédiablement des arrêts de production accidentels. Jusqu'ici la prévention est restée le seul moyen de pallier tout risque de rupture brutale d'exploitation et se décline sous plusieurs techniques de prévoyance :

- *l'épreuve en pression* ou essai hydrostatique a été probablement le premier test de vérification de l'intégrité d'un pipeline. S'il est toujours utilisé dans la réception des ouvrages « neufs » et pour les vérifications décennales, ce contrôle permet seulement de vérifier l'étanchéité de l'ouvrage et la détection éventuelle des fuites ;
- *le monitoring*, lorsque la ligne est pourvue de capteurs et de systèmes de télétransmission de type Scada¹⁴, est un autre moyen d'obtenir des informations cette fois-ci pendant l'exploitation. Celles-ci peuvent être obtenues en temps réel, mais elles ne concernent que les paramètres intrinsèques de production (débit, pression, etc.)¹⁵, éventuellement la corrosion (sondes de corrosion) et restent des mesures discrètes positionnées sur des points singuliers présentant des risques potentiellement reconnus.

On doit se rendre compte que l'épreuve en pression et le *monitoring* ne peuvent, en toute rigueur et objectivité, fournir à l'exploitant les informations nécessaires à une bonne évaluation des risques. Indispensables mais insuffisantes pour un diagnostic d'intégrité dans le temps, ces technologies doivent par conséquent être accompagnées par une acquisition de données complémentaires et non exhaustives prenant en compte de nouveaux et nombreux paramètres. L'inspection en ligne est l'une des réponses et représente la méthode pour le moment la plus performante que l'on puisse appliquer et proposer. Le marché de *l'intelligent pigging* qui s'inscrit donc en complément des technologies statiques (*tests* et *monitoring*) s'articule autour de deux grands types d'intervention : le contrôle géométrique (mesures des enfoncements, ovalisations, des diamètres, etc.) et le contrôle d'épaisseur (évaluation de la corrosion externe, interne, des fissures, etc.) qui représentent à eux deux près de 80 % de l'ensemble des opérations pratiquées dans le monde. Viennent s'ajouter ensuite des contrôles soit plus épisodiques que sont les contrôles structuraux par exemple (détection des portées libres), soit spécifiques (cartographie 2D et 3D). Aux États-Unis, conformément à la nouvelle réglementation sur la détection des pertes de métal, c'est plus de 2 millions de km de conduites de gaz naturel qui devront être inspectées dans des conditions pas toujours optimales (structures complexes des lignes de distribution, voies sans issue, nombreux coudes, environnement hautement explosif, etc.). D'ores et déjà le marché de l'inspection en ligne représente aujourd'hui un chiffre d'affaires qui avoisine le milliard de dollars avec une progression annuelle régulière de 30 % depuis 1995. Cette industrie concerne actuellement 4 000 employés hautement qualifiés répartis à travers le monde.

14. Le Scada, *Supervisory Control And Data Acquisition*, est un système de télécontrôle et de télécommande s'appuyant notamment sur des outils informatiques complexes et de nombreux moyens de télétransmission. Appliqué aux pipelines, le système Scada permet d'automatiser et de contrôler à distance les opérations d'exploitation.

15. La canalisation peut être également équipée de sondes de corrosion qui peuvent fournir alors des informations sur l'état de certains points.

8. Les entreprises

On se gardera ici de classer dans un quelconque ordre les entreprises ou sociétés opérant dans ce secteur d'activité. En revanche, on peut noter que la majorité du chiffre d'affaires mondial se répartit entre des entreprises issues de quatre pays qui ne sont pas forcément des producteurs d'hydrocarbures (ex. : l'Allemagne avec un peu plus de 50 % de la totalité du marché). À côté de ces majors qui représentent 90 % de l'activité mondiale, et qui pour certaines se sont insérées maintenant dans des groupes multinationaux (ex : *Pipetronix* ou *Kopp*), on trouve de très petites entités plus ou moins actives soit dans des secteurs étatiques (pas ou peu de services externes), soit sur des niches technologiques à chiffre d'affaires relativement réduit¹⁶.

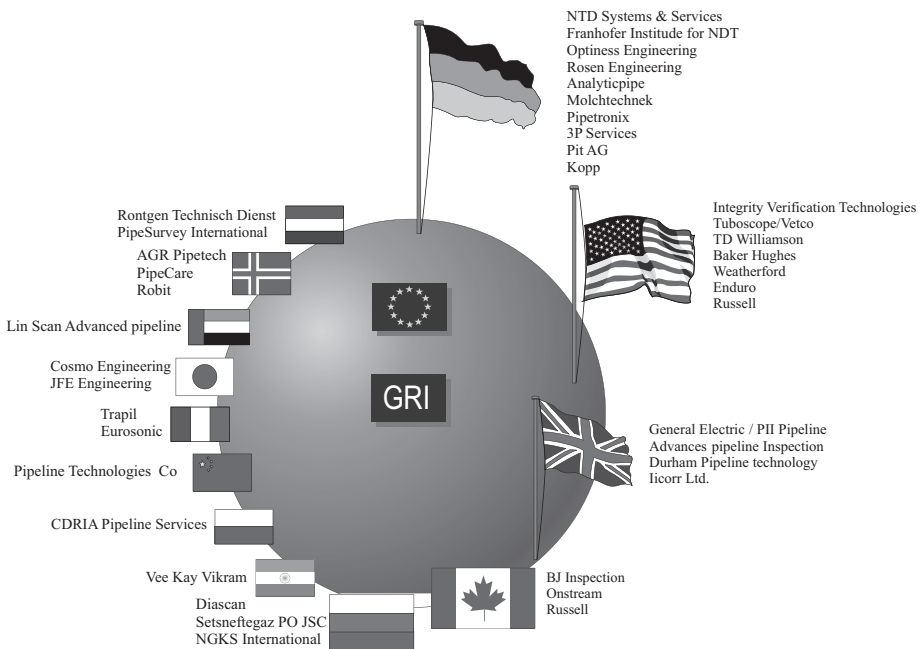


Figure 3 ■ Répartition mondiale des entreprises d'inspection en ligne¹⁷ actuellement en activité.

À l'instar des compagnies de services pétroliers (géophysique, *logging*, services sur puits, etc.), les sociétés actives dans l'inspection en ligne sont très souvent les concepteurs et fabricants de leurs propres outils comme les racleurs intelligents

16. On trouvera une liste non exhaustive des opérateurs d'inspection en ligne dans le *Buyer's Guide* édité chaque année par la *Pigging Products and Services Association*. PO Box 2, Stroud, Glos GL6 8YB, UK (<http://www.piggingassnpps.com>)

17. On a représenté sur ce schéma les pays d'implantation des lieux d'innovation et de production des outils de l'ILI. Quelques sociétés ont cru bon pour des raisons économiques et fiscales de délocaliser leur siège social. Ces derniers ne figurent pas sur ce graphique.

(*intelligent pigs*) et produits d'intervention, ce qui implique de fait des investissements en recherche/développement extrêmement conséquents. Très gourmande en capitaux, cette activité a nécessité ces dernières années de très nombreuses alliances ou fusions qui ont quelque peu désorienté les clients. Enfin, très récemment, la multiplicité de l'offre s'est accrue rapidement, stimulant par là-même la concurrence et les efforts de R&D qui n'ont pu être soutenus que très partiellement par des organismes publics (ex. : GRI¹⁸/États-Unis), communautaires (ex. : CCE¹⁹/Europe) ou privés (ex. : Batelle/États-Unis).

9. Voies de recherche et concurrences

Hormis les inspections visuelles, les contrôles métrologiques externes, qui rassemblent les méthodes de CND (contrôles non destructifs) classiques (par ultrasons, gammagraphie, courant de Foucault, etc.), ne peuvent s'opérer que sur des parties accessibles de la canalisation (fouilles en *onshore*) et sur des endroits localisés²⁰. Peu de méthodes sont d'ailleurs automatisées, et dans la majorité des cas, elles concernent des opérations de vérification ponctuelle. Pour l'*offshore*, pour les mêmes résultats, des moyens importants sont alors nécessaires (submersibles, barge de plongée). Il semblerait *a priori* que la concurrence la plus sérieuse, dans un futur plus ou moins proche, viendrait dans l'utilisation des AUV (*automatic underwater vehicle*)²¹. Contrairement au ROV (*remoted operation vehicle*) téléopérés, qui nécessitent la mobilisation de moyens de surface importants et soumis aux conditions météo-océaniques, les AUV pourraient réaliser automatiquement et en routine des auscultations. Ces dernières seraient plutôt consacrées à des contrôles externes (contrôle de la protection cathodique, cartographie, détection de fuites, contrôle géotechnique, etc.). Pour le moment, en aucune manière ces technologies avancées ne pourraient se substituer dans l'état à une inspection en ligne. Enfin, il n'est pas exclu que des opérations combinées, mettant en scène, racleur intelligent et AUV puissent voir le jour sur des problèmes spécifiques. Certains types d'obturation *offshore* utilisent déjà ces techniques.

Au vu des moyens mis en œuvre, des performances et des risques encourus, l'inspection en ligne par racleurs intelligents est de loin la technologie à l'heure actuelle la plus adaptée et la plus appropriée pour l'inspection exhaustive des conduites, et plus particulièrement des canalisations *offshores*.

18. Gas Research Institute : organisme américain de R&D.

19. Projets Thermie. CCE.

20. Ces interventions nécessitent souvent un désensouillage et un décalorifugeage de la canalisation.

21. Dans le domaine de la sismique marine les AUV commencent à être utilisés. *What's new in exploration*, World Oil June 2006.

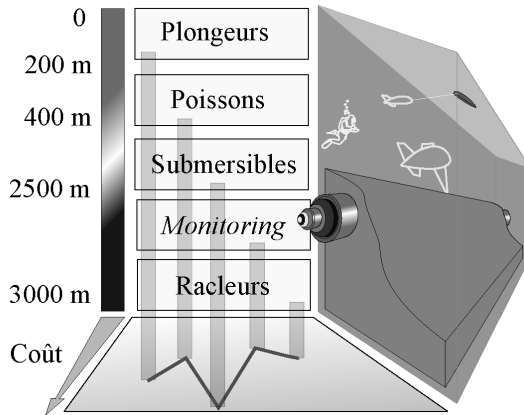


Figure 4 ■ Moyens d'interventions pour les conduites offshore.

10. Points de repères historiques

Depuis la fin du XIX^e siècle²² les lignes de produits pétroliers et plus spécifiquement de bruts sont nettoyés plus ou moins régulièrement par des pistons racleurs véhiculés par l'effluent (*go devil*²³, vocable immortalisé en 1958 par le livre de Wayne Mineau, *The Go devils*)²⁴. C'est après la perte et le coincement de certains de ces outils que l'idée d'embarquer en leur sein un système de détection a été proposé dans les années cinquante (Brenholdt, 1952). Le premier *pig* instrumenté était donc né. Il n'y avait alors qu'un pas à faire pour embarquer, au gré des progrès technologiques, une instrumentation permettant la réalisation automatique de contrôle non destructif interne de la canalisation. C'est en particulier aux États-Unis que l'industrialisation de l'inspection en ligne s'est développée tout d'abord avec la société TD Williamson qui introduisit le premier diamètre à enregistreur mécanique permettant la détection des anomalies de structure comme les enfoncements. Le premier contrôle non destructif au sens strict fut la mesure d'épaisseur par pertes de flux magnétique proposée pour la première fois en 1965 par la société Tuboscope avec son outil *Linalog* (Tuboscope, 1965). À cette époque, mesures et acquisition des données étaient analogiques et la technologie embarquée était directement issue des progrès de l'enregistrement magnétique du moment. Après une période de stagnation technique, malgré une forte demande, le développement

22. Le premier pipeline fut construit en 1865 au État-Unis. L'ouvrage reliait le champ producteur de Pithole City, près de d'Oil Creek, à la station de chemin de fer Miller Farm. Il avait environ 9,7 km de long et un diamètre de 2 pouces.

23. Mot à mot « Va au diable ».

24. L'idée de véhiculer des dépêches dans des tubes pneumatiques est antérieure. Le premier envoi de dépêches par la pression de l'air est attribué à Ador en 1852 dans le parc Monceau (Paris). En 1854, *Galy Cazalat* en France et *Latimer Clark* en Angleterre prirent des brevets pour un système de transport de paquets et de lettres utilisant des étuis en fer blanc. (Bontemps C, 1876). Certains inventeurs allèrent même jusqu'à expérimenter des dispositifs de transport de personnes (*Rammel* Chemin de fer atmosphérique établi à Sydenham en 1864).

de l'*offshore* pétrolier dans les années 1970-1980 et notamment en mer du Nord a fait émerger de nouvelles technologies de mesure et de traitement numérique. Avec la généralisation des ordinateurs sont apparus à cette époque les premiers contrôleurs d'épaisseur à ultrasons permettant au client d'avoir des *scans* à plusieurs dimensions et des résolutions beaucoup plus fines. Par ailleurs, la méthode par perte de flux magnétique, seule technique utilisable dans les réseaux de gaz, était considérablement améliorée par British Gas détenteur d'un parc de pipelines remarquable pour ces expérimentations. La décennie 1990, parfois sous l'impulsion de motivation environnementale (politique ou marketing), a vu en revanche le développement d'une instrumentation à la fois techniquement plus sophistiquée et pratiquement plus positionnée sur des niches économiques répondant à des besoins spécifiques des exploitants qui prenaient alors la mesure des risques externes par exemple. Sont apparus à ce moment les premiers « racleurs inertiels » (Sainson *et al.*, 1989) permettant à la fois des analyses mécaniques structurelles en trois dimensions et le positionnement géographique de la canalisation ainsi que les racleurs pour l'auscultation des très faibles diamètres. L'année 2005 a inauguré une nouvelle ère pour le contrôle des gazoducs avec le lancement des premiers *pigs* ultrasoniques à couplage sec (EMAT)²⁵. Ces derniers, si leurs performances se trouvent confortées dans les premières opérations, pourraient dans les années à venir remplacer en partie les racleurs à perte de flux magnétique.

11. Législation

Les impératifs de sécurité sur les biens et les personnes, ainsi que les contraintes environnementales concernant les pipelines, ont entraîné les États depuis une dizaine d'années à légiférer sur les normes et les contrôles imposant pour les ouvrages récents tous les équipements nécessaires permettant à la ligne d'être inspectée par des racleurs instrumentés. Ces décrets imposent par exemple la suppression des coudes serrés, la présence de gares de racleurs, une instrumentation non intrusive, des équipements à passage intégral (vannes), l'établissement de procédures de mise en sécurité (*safety plan*), etc. En France²⁶ par exemple, la directive 2000 a fait progresser jusqu'en 2006 les ILI d'un facteur quatre (une quarantaine en tout), n'imposant pas l'inspection mais la conseillant fortement²⁷. Enfin une directive analogue à celle de *Seveso* est envisagée (INERIS, 2005) à court terme pour le transport par canalisations de produits dangereux à l'exemple des États-Unis où la législation impose désormais des contrôles d'épaisseur pour les conduites de gaz.

25. Lancés simultanément par General Electric et Rosen Ing.

26. La réglementation française en matière de pipeline est probablement une des meilleures au monde où par exemple l'épreuve hydrostatique est obligatoire tous les dix ans (ce qui n'est pas le cas dans la plupart des pays même occidentaux).

27. L'application des décrets conseillant la mise en œuvres des ILI reste encore aujourd'hui à la discrétion des autorités locales qui n'interprètent pas forcément les textes de la même manière.

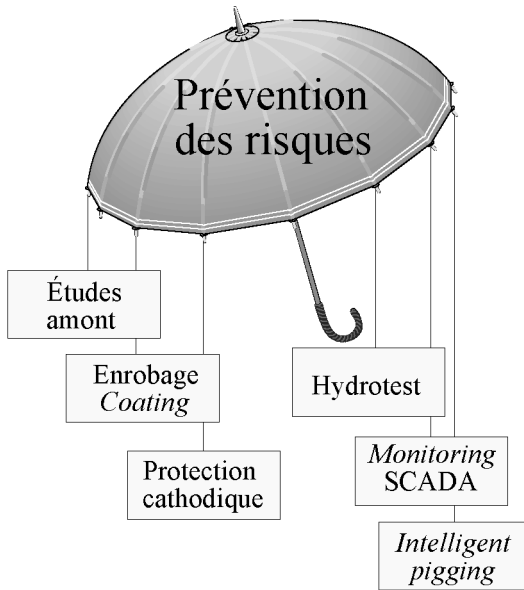


Figure 5 ■ Ensemble de dispositions permettant un management de risques minimum.

12. Management des risques

L'inspection en ligne ne peut se suffire à elle-même. Elle doit s'inscrire dans une politique de management des risques incluant d'autres moyens de surveillance et de décision. Sachant que la production d'un pipe peut être de 20 millions de \$/jour, l'exploitant de pipelines doit mettre par conséquent à sa disposition plusieurs moyens de management pour prévoir les risques²⁸ de rupture d'approvisionnement mais surtout les menaces sur l'environnement, les biens et les personnes.

- Avant la pose, le producteur possède des études géologiques, géotechniques et géophysiques de subsurface lui permettant d'évaluer les risques de mouvements de terrain, de corrosion externe provoquée par l'agressivité des terrains traversés et la circulation des courants géo-électriques naturels ou artificiels.
- Pendant la pose et en fonction des résultats des précédentes études, il met en place les protections adaptées passives et actives (surépaisseur, enrobage, protection cathodique, élévation de la conduite, etc.).
- Après la pose, l'épreuve hydrostatique est une très bonne alternative au contrôle de l'intégrité du pipe et plus particulièrement à la détection de fuite. Elle est dans certains pays un outil de réception de l'ouvrage et rentre dans un cadre législatif strict (règle de conformité définie par arrêté ministériel) avec

28. Les risques liés à des actes de malveillances, ou des événements géopolitiques sont pris en compte par l'exploitant mais ceux-ci sortent du contexte de cet ouvrage. La guerre en Irak illustre très bien les difficultés en matière de surveillance et de sécurité.

tous les dix ans un renouvellement obligatoire de l'opération (épreuve décennale)²⁹.

- Pendant toute la durée de vie de la canalisation, l'exploitant dispose de toutes les technologies de surveillance et de monitoring assisté par des systèmes de télétransmission du type Scada. L'inspection en ligne est un des moyens de surveillance répondant à des interrogations dont les réponses ne peuvent être fournies par les moyens de protection et de contrôles précédents.

La surveillance par les moyens externes de *monitoring* est efficace dans le cas d'un accident ou d'une fuite³⁰, il n'en est pas de même lorsque rien ne se passe. L'opérateur peut alors se poser les interrogations : pourquoi, quand et comment déclencher une inspection en ligne ? La réponse à ces questions n'est pas simple. On peut toutefois y répondre lorsqu'une bonne connaissance et un suivi de l'ouvrage ont été réalisés.

La question pourquoi ? sous-entend une suspicion de risque ou un accident à venir qu'il faut impérativement enrayer par des moyens curatifs qui seront définis à l'issue de l'inspection. Une étude a été menée aux États-Unis sur plusieurs années faisant ressortir les principales causes d'incidents ou d'accidents montrant ainsi la nécessité d'utiliser des inspections en ligne pour une détection exhaustive des détériorations des canalisations.

Tableau 1 ■ Causes d'incidents et d'accidents aux États-Unis.

Causes d'incidents	1999	2000	2001	2002
<i>Activité de tiers</i>	17,3 %	24,5 %	22 %	28 %
<i>Corrosion</i>	21,4 %	22,4 %	29 %	28 %
<i>Défaillance mécanique</i>	14,3 %	15 %	8 %	23 %
<i>Erreur d'exploitation</i>	9,5 %	6,1 %	6 %	4 %
<i>Autres</i>	37,5 %	32 %	35 %	17 %

Ce sont les problèmes de corrosion qui sont le plus souvent à l'origine d'accidents graves. Difficilement décelable, d'action sournoise, pouvant être lente ou extrêmement rapide, la corrosion est probablement le phénomène le plus complexe à appréhender dont le risque peut être drastiquement diminué par une politique d'inspection en ligne bien gérée.

Toutes les informations concernant la ligne et son environnement et plus particulièrement toutes celles qui peuvent affecter la production et la sécurité doivent être prises en compte et seront d'une aide précieuse dans le choix ou non d'une intervention en ligne. Ces événements peuvent être rassemblés dans un tableau avec éventuellement l'introduction d'un classement de priorité ou de critères

29. Ces procédures restent encore des exceptions dans le monde. Dans les pays qui les appliquent des dérogations sont cependant acceptées.

30. La réactivité peut être dans ces conditions de quelques minutes.

d'importance mettant en exergue les points les plus critiques. Des simulations numériques comme pour les calculs de fiabilité (arbres de défaillance) peuvent être dans certains cas (très bonne connaissance de la ligne sur la durée) initiées avec quelques succès³¹.

Tableau 2 ■ Les principaux points à prendre en compte dans l'évaluation des risques.

Caractéristiques de la ligne	Environnement	Accidents	Interventions
Longueur, diamètre, épaisseur	Risques géophysiques, sismiques	Enfoncement, rupture, etc.	Réparations
Âge, matériaux, instrumentation	Risques climatiques	Historique des fuites	Consolidation
Qualité du revêtement, adhérence	Agressivité des sols	Corrosions connues	<i>Monitoring</i>
Protection cathodique	Risques industriels, courants	Percements	Hydrotest
Produits transportés	Agressivité des effluents	Entartrage, eau (point bas)	Inspections
Inhibiteurs	Densité de population	Malveillance	Maintenance

L'acquisition de ces renseignements est par conséquent primordiale et nécessaire à la prise de décision mais dans certains cas, comme pour des problèmes de corrosion foudroyante (courants vagabonds, corrosion bactérienne, etc.), les pronostics à long terme peuvent s'avérer complètement inopérants. Dans ces cas de figures, seuls, théoriquement, des contrôles réguliers peuvent pallier ce manque d'information.

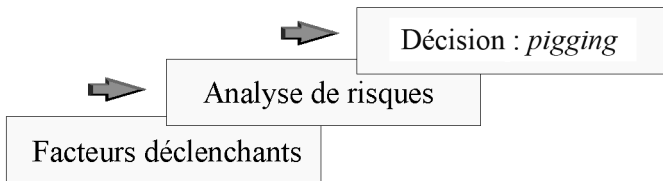


Figure 6 ■ Synthétique d'un arbre de décision.

La question *quand* ? renferme à la fois la notion de première intervention et de rythme et a été traitée dans plusieurs articles sur des cas concrets (Roche *et al.*, 1991, 1992, 1995, 1996) :

- *première intervention*. Dans le passé, les outils d'auscultation ne donnaient pratiquement que des mesures relatives, et l'inspection d'état zéro était pour ainsi dire un impératif pour une interprétation quantitative fiable *a poste-*

31. Ces investigations sont à leur tout début et n'ont pas pour le moment prouvé sur une large échelle leur totale efficacité.

riori (time lapse technique avec base line). Aujourd'hui la quasi-totalité des instruments fournissent des valeurs absolues qui peuvent être interprétées comme telles sans le recours d'un *run* de référence. Toutefois, sur des pipes présentant des risques élevés de corrosion, un état zéro, à la mise en production, peut être un choix judicieux, lorsqu'il permet de séparer dès le départ les anomalies dues à la construction ou à la structure et celles ensuite dues aux problèmes d'exploitation ;

- *rythme*. Il peut être très variable et peut s'établir sur des pronostics qui seront d'autant plus fiables que les données concernant le pipe seront nombreuses et diverses. Ces dernières peuvent concerner les données de production, les incidents, les comptes rendus de maintenance, les mesures de sondes de corrosion, etc. Bien entendu les enregistrements plus ou moins fréquents d'*intelligent pigging* sont tout particulièrement pertinents lorsqu'il s'agit d'établir des vitesses de corrosion, de suivi ou d'évolution de zones précises.

La question *comment ?* renvoie immédiatement au choix des outils qui est concomitant du problème posé. En réalité, il n'existe pas d'outil idéal. Chaque technologie possède ses avantages et ses inconvénients et parfois plusieurs techniques sont nécessaires pour lever toute ambiguïté. Une des approches logiques et pragmatiques pour les exploitants de pipelines est d'une part la vérification des résultats grâce à l'utilisation de manchettes étalon insérées dans des boucles d'essais (ex. : *Shell*) et d'autre part la possibilité de se forger une forte expérience sur leurs propres réseaux³². Un nombre de plus en plus important de pétroliers possède maintenant ces boucles d'essai permettant une confrontation des performances des différents outils. Sont testées ainsi les résolutions et les couvertures d'auscultation des instruments dans un environnement souvent proche des réalités d'exploitation.

13. Coûts des opérations

Le coût des interventions en lignes (sans compter les conséquences accidentelles qui sont bien évidemment supérieures) est à mettre en regard avec les opérations de réparations et de remplacement de ligne, ce qui permet à l'exploitant de peser le pour et le contre et d'affirmer sa décision (Hopkins, 1995).

Tableau 3 ■ Tarifs approximatifs et comparaison des prix.

Opérations	Prix en €/km
Remplacement du pipeline	1 000 000
Réparation	500 000
Inspection en ligne périodique	12 000

32. Ce qui malheureusement aujourd'hui va à l'encontre de l'important *turnover* en personnel dans les compagnies pétrolières.

Si l'inspection permet de réduire par prévision et anticipation les interventions lourdes à des interventions de maintenance plus légères, cela rend bien évidemment l'auscultation extrêmement rentable d'autant plus que la ligne ne s'arrêtera pas de produire ou éventuellement les arrêts d'exploitation pourront être programmés.

Grossièrement, le coût d'une opération est estimé au kilomètre parcouru, augmenté par les charges opérationnelles qui peuvent atteindre des montants plus importants notamment en mer :

- en *onshore*, le coût de l'intervention se réduit en général au prix du kilomètre auquel s'ajoutent le cas échéant les opérations préliminaires de repérage de ligne, de nettoyage plus ou moins intensif etc. qui sont souvent peu onéreuses car faisant appel à un personnel moins qualifié et pouvant éventuellement être effectuées par l'exploitant lui-même ;
- en *offshore*, les charges opérationnelles sont sans aucune mesure comparable aux inspections *onshore* et font grimper les prix très rapidement, mais c'est sans nul doute sur ce théâtre d'opération que l'exploitant peut faire alors le maximum d'économie sur les travaux à venir. Dans la plupart des cas, l'inspection en ligne doit mobiliser des moyens importants de sécurité inhérent à toute activité maritime, mais le coût au regard des résultats obtenus et de la fiabilité de l'opération n'est pas non plus comparable aux opérations marines et sous-marines qui présentent des prix bien supérieurs, croissant avec la profondeur d'eau.

Tableau 4 ■ Tarifs indicatifs des opérations externes, très dépendants des moyens de surfaces et de positionnement.

Type d'opération	Prix en €/km
Surface (poisson)	10 000
Submersible automatique (ROV, AUV)	40 000
Subsurface (plongeur)	100 000
Submersible habité	500 000
<i>Monitoring</i>	En fonction de l'équipement

Seul le *monitoring* peut dans certaines conditions être plus économique (détection de fuites, sonde de température, pression, etc.), mais pour le moment aucune technologie n'est capable d'atteindre les performances des investigations internes en CND.

L'inspection en ligne comprend plusieurs technologies qui mettent en œuvre des moyens dont la technicité, les performances, les amortissements sont différents, ce qui se répercute bien évidemment sur les prix au kilomètre. Les outils les plus anciens et les moins performants sont alors proposés à moindre coût, ce qui n'implique en aucun cas leur obsolescence car dans bien des situations ces technologies éprouvées suffisent à répondre au problème posé.

Tableau 5 ■ Prix des différents services d'*intelligent pigging*.

Type d'inspection en ligne	Prix en €/km
Contrôle géométrique (basse résolution)	100-200
Contrôle géométrique (haute résolution)	400-1 000
Contrôle corrosion conventionnelle	500-1 500
Contrôle corrosion avancée	3 000-5 000
Cartographie, analyse structurelle	3 000-5 000
Contrôle combiné	≥ 5 000
<i>Pig tracking</i> ³³ onshore/offshore	Variable

L'introduction sur le marché de nouveaux produits et technologies peut permettre aux producteurs de bénéficier par ailleurs de services intéressants car les opérateurs ont souvent besoin de confirmer et conforter les performances de leurs outils sur des cas concrets.

14. Présentation de l'ouvrage

Le développement qui suit s'articule autour de la description des trois grands axes d'auscultation que sont le contrôle géométrique, et les contrôles corrosion par perte de flux magnétique et ultrasonore. Cette description fait suite à trois chapitres plus généraux consacrés aux dégradations des ouvrages, aux éléments communs qui concernent la métrologie, les principes et les méthodes d'inspection en ligne et précèdent deux chapitres consacrés aux technologies et méthodes connexes, accessoires ou hybrides pouvant s'intégrer dans des programmes plus spécifiques d'inspection en complément ou non d'ILI.

Références bibliographiques

- Bauquis PR (2001). A Reappraisal of Energy Supply and Demand in 2050. *Oil & Gas Science and Technology*. Vol. 56, n° 4.
- Bontemps C (1876). *Les systèmes télégraphiques*. Dunod.
- Brenholdt IR (1952). Pipeline Cleaner and Locator. *US patent 2,601,248*, June 24.
- Hopkins P (1995). Pipeline internal inspection. What a pipeline operator needs to know. Proceeding of The sixth European and Middle Eastern Pipeline Rehabilitation and Maintenance Seminar and Exhibition. Dubai UAE.

33. Le *pig tracking* peut, dans certains cas, et plus particulièrement en *offshore*, élever considérablement le coût d'une opération, car les moyens de détection sont alors comparables au prix des opérations externes utilisant des moyens maritimes. En *onshore*, le coût est souvent négligeable.

- INERIS (2005). Rapport d'étude n° 28658 du 21 février 2005, 7-8.
- Marsh P (1986). *Le temps des robots. De la fiction aux industries de pointe*. Éd. Bordas. 82-83.
- Roche M (1991). Systematic program and Internal Inspection keys to Corrosion Control. *Oil and Gas Journal*, April 8.
- Roche M et Samaran JP (1992). The expérience of Elf Aquitaine with intelligent pigs. International Conference on Pipeline reliability, Calgary.
- Roche M (1995). Elf Aquitaine. Quelques méthodes pour éviter la corrosion des pipelines et la surveiller. Comment éviter la corrosion. Paris, 25 et 26 octobre 1995.
- Roche M. *et al.* (1996). Intelligent pigging : Policy, recent experience and needs of a petroleum operator. The Nace International Annual Conference and Exposition. Paper n° 49 Corrosion 96.
- Sainson S *et al.* (1989). Gyrovoyager : an instrumented pig for pipeline positioning. Promotion of Energy Technology for Europe. Thermie program. Flag Brochure n° 148.
- Tuboscope Inc. (1965). Linalog, in place pipeline inspection in pipe line industry September 109-110.

