

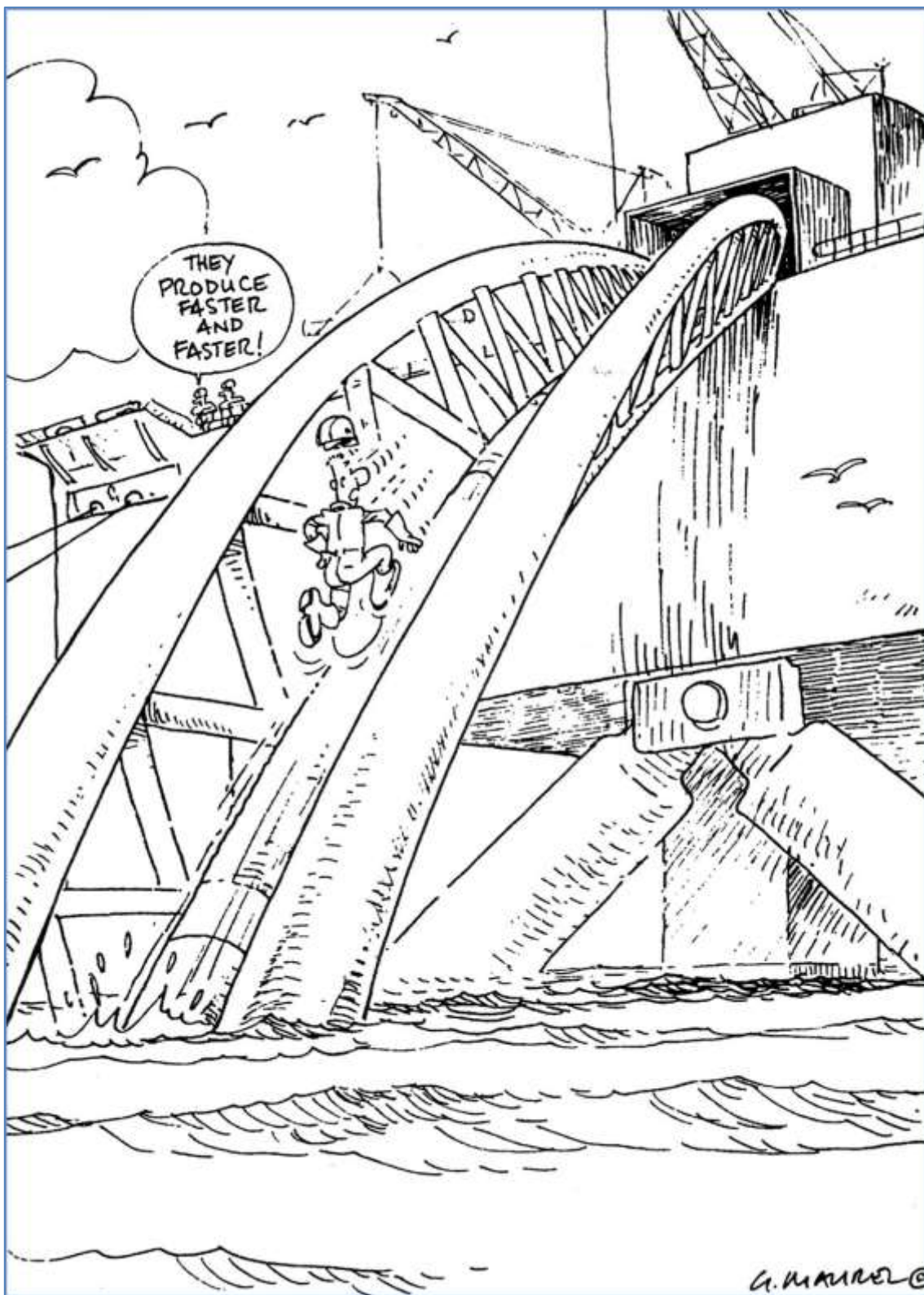
Le Pélican

LE FLASH

Revue de l'Amicale de l'Offshore Pétrolier – N° 103 Printemps 2026

Spécial pipelines





Ils produisent de plus en plus vite – Gilbert Maurel

EDITORIAL



Vous allez le deviner, ce texte n'est pas généré par une IA, mais par moi-même.

Qu'est ce qui fait la cohésion des membres de l'AOP ?
Et plus généralement les « gens » de l'offshore pétroliers...

En premier lieu l'âge. Pourquoi ? Parce que nous avons vécu, pour la plupart, l'âge d'or de ce métier, sa création à partir des gens du BTP (GTM et Entrepose) puis la montée en puissance d'ETPM, aidée au départ par Elf Aquitaine puis par toutes les autres entreprises pétrolières.

Inventer, créer, calculer, fabriquer et installer des plateformes, des pipelines, des bouées de chargement, des modules, des ponts, dans à peu près tous les pays du monde. D'abord dans 10 m d'eau puis dans 1 500 m et maintenant dans 2 000 à 3 000 m. Il a fallu au départ « inventer » les barges de pose et de levage, les modifier, les équiper, les améliorer, inventer des procédures de soudage.

Challenges, challenges, challenges.

Au niveau des barges, le personnel de bord, quel que soit leur pays d'origine, leurs langues, leurs religions, leur manière de vivre, n'avait qu'un seul but : réussir les travaux en temps et en heure, qu'importe le client, la météo, les moyens, le temps resté à bord. L'esprit d'équipe et la cohésion s'est faite dans l'épreuve, la casse, les problèmes de matériel, les pannes et le manque parfois de personnel. Quand le souci arrive tout le monde se mobilise et travaille ensemble, de l'homme de pont au chef de barge et au Capitaine, de l'ingénieur de bord en passant par l'infirmier et le camp boss. Quand la solution est trouvée ou l'installation réussie, tout le monde est heureux car on a vaincu. Tous les individus sont importants.

Des liens se créent dans cet espace confiné qu'est la barge, pas de weekend, pas de possibilité de s'échapper, le personnel parle, échange, partage ses problèmes personnels. On se découvre parfois, on se motive les uns les autres, on s'aide moralement, et on « rigole » dans les moments calmes. Même le Client participe à ce jeu.

Quoi de mieux que se retrouver dans des moments difficiles pour se connaître, se motiver et se challenger, ce à tous les niveaux... Quand nos « Patrons » venaient à bord, ils participaient, comme nous, aux travaux, bien sûr ils savaient motiver les troupes, ils avaient ce don ! Notamment pendant les poses de pipes ou au départ lorsque les machines à l'arrêt agressaient nos ingénieurs soudeurs ou nos patrons lorsqu'il passait à proximité à la suite de problèmes de masses électriques (certains se reconnaitrons !) puis ensuite quand ces mêmes machines tournaient à plein régime sans faire de défauts et où les soudeurs étaient eux aussi de vrais robots, quel bonheur de battre les performances des concurrents !

Des challenges ont été réussis, des records ont été battus grâce à cela, et une fierté s'en dégageait, inégalable.

En ce qui concerne le personnel du siège ou de nos agences, il en est de même. Nos calculateurs, nos ingénieurs, nos dessinateurs, nos chefs de service ou de départements et bien sûr nos « Patrons ». Au départ c'était difficile, il n'existait que le télex et la radio, quand le vendredi soir, à bord, vous aviez besoin d'un calcul urgent... personne au bureau ! On se débrouillait sur place et en rentrant de mission on se faisait réprimander par les chefs !!!

Plus tard, quand les moyens de communications ont évolué, ce fut plus facile. Discussions en directe au téléphone portable pour expliquer les problèmes, les gens du siège se mettaient au travail et nous trouvaient une solution, pratiquement en temps réel. Communication également en directe avec nos Directeurs et nos Clients pour les problèmes contractuels.

A l'AOP, bien sûr quand les anciens se retrouvent lors d'une réunion ou d'un repas on se raconte nos histoires d'hier et d'aujourd'hui. On est heureux de se revoir et d'être ensemble, le lien qui nous unit est plus solide que les soudures des machines de Serimax... Dans d'autre entreprise telle que Saipem, lorsque des compères se retrouvent ils tombent dans les bras les uns des autres, derrière il y a un historique.

C'est un des seuls métiers où il y a encore de l'aventure, où il faut se battre contre les éléments, et surtout où il y a de l'humanité qui rassemble les êtres de la terre entière.

Voilà pourquoi les gens de l'offshore pétrolier sont si soudés.

Olivier Jarry



La grande aventure des pipelines a aussi construit cette cohésion

Ce numéro spécial est un ouvrage collectif, par les échanges, même si certains articles sont attribués à un seul rédacteur. En particulier : Michel Barasc, Michel Beaulieu, Antoine Borelli, Patrick Chopelin, Jean-Marie Delaporte, Éric Giry, Olivier Jarry, Arnaud Jozefacki, Bernard Loez, Gilbert Maurel, Geoffrey Monkman, Marie Vivier, Antoinette Wilks grandement remerciés pour leurs contributions.

Sommaire

EDITORIAL.....	3
INTRODUCTION	5
METHODES D'INSTALLATION DES PIPELINE OFFSHORE	6
L'INNOVATION POUR SURMONTER LES COUTS ET REDUIRE LES ALEAS METEO	11
EQUIPEMENTS ANCILLAIRES.....	15
MAINTENANCE DU PIPELINE	18
HYDRONES, LE SUMMUM DE L'EXPLORATION SOUS-MARINE	21
LE PROJET ORMEN LANGE – LANGELED	23
SHELL OUVRE LES VANNES DU GISEMENT NORVEGIEN POUR UNE NOUVELLE ETAPE.....	25
CA SENT LE VECU	26
LES PETITS RECORDS DE LA POSE DE PIPE	27
OPERATION PLUTO	28
MELKLEIDING UIT HET WATER GEHAALD	31
FAÇONS DE PARLER	32
1601 FOR EVER	33
ASSEMBLEE GENERALE 2026	35
NOTRE-DAME	36
DETENTE	37
DANS LE SILLAGE DE L'AMICALE	38
L'AMICALE	40



L'AOP vous propose désormais une formule d'abonnement annuel en support papier à

28 €

Cet abonnement n'est pas fractionnable, mais il est rétroactif.

Cette offre est réservée aux adhérents.

Bienvenue à nos nouveaux adhérents :

Daniel Ramelet
Mahfoud Helass
Cyrille Renaud



INTRODUCTION

L'internet propose une grande quantité d'articles sur les pipelines offshore. Articles émanant des contracteurs bien sûr, mais aussi gros équipementiers, aciéristes, universitaires... C'est dire l'intérêt que suscite cette industrie.

Pour les rédacteurs, le travail consiste alors à analyser l'épaisse masse de documents, retenir les éléments les plus pertinents, les corriger (ça arrive), les synthétiser et remettre en perspective les savoir-faire des entreprises dont sont issus les membres de l'AOP.

La pose de pipeline en mer ? Comment donner en quelques pages la pleine dimension d'une activité qui s'exerce de l'Arctique à l'Antarctique, des Amériques à l'Extrême Orient, dans les mers chaudes du Sud, dans les eaux froides du Nord ?

Les pipelines sous-marins (« offshore ») sont utilisés pour transporter des fluides sous la mer, surtout du pétrole et du gaz, reliant des installations en mer entre elles et à la terre ferme.

Quand le pétrole ou le gaz est extrait en mer ouverte depuis des plateformes, il faut l'acheminer vers les raffineries ou les terminaux sur la côte : les pipelines sous-marins permettent ce transport direct et continu, qui s'avère souvent plus économique que le transport par navires sur la durée, surtout pour de grandes quantités.

Il est aussi nécessaire de relier les pays pour leur approvisionnement en énergie, et là encore, le pipeline offshore peut être, malgré son coût élevé, la solution la plus économique et la moins visible en surface, comme les gazoduc NorFra (Norvège-France), ou Nord Stream (Russie- Allemagne) : Ils évitent une noria incessante de navires de transport et des infrastructures industrielles en surface.

Depuis la seconde guerre mondiale, cette activité suit de près les évolutions technologiques, les innovations et la recherche :

- Le calcul, passé des calculs manuels au moyen d'abaques à des modélisations numériques sophistiquées incluant la fatigue des matériaux ;
- Les qualités d'acier, dont la résistance mécanique, la résilience et la soudabilité n'ont cessé de s'améliorer ; et les technologies de fabrication des pipes, avec des couches différentes au contact du fluide interne et externe ;
- Les méthodes de soudage, on passe des princes de la baguette aux roboticiens, avec des cadences de 1 000 m posés par jour à 6 000 m ou plus,
- La technique pour se repérer en mer, qui a évolué du Loran (Long Range Navigation) ou autres triangulations au GPS (Global Positioning System)
- La tenue en position : le Positionnement Dynamique a pris la suite de la commande coordonnée des treuils d'ancrage, auparavant les navires étaient ancrés sur 8 à 12 ancres, chaque treuil d'ancre étant commandé séparément...
- Les moyens de manutention : on pose sur le fond de la mer plus de 15 000 tonnes par jour pour des gros gazoducs, qu'il faut approvisionner des sites de stockage au navire de pose en mer ;
- Les technologies de l'information (IT) qui ont supprimé les besoins de spécialistes sur le terrain et complètement modifié la composition des équipages ;
- L'inspection et les travaux sous-marins, autrefois réalisés par les plongeurs, puis par des sous-marins habités, et maintenant largement robotisés et confiés aujourd'hui aux ROV, AUV et autres drones sous-marins

Couvrir tous ces aspects était mission impossible, nous nous sommes restreints à décrire certains outils et méthodes des travaux à la mer, qui nous l'espérons sauront vous intéresser.

Antoine Borelli

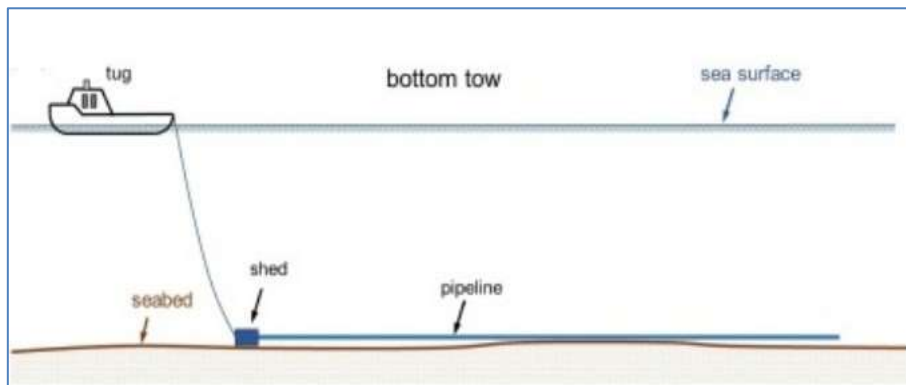
METHODES D'INSTALLATION DES PIPELINE OFFSHORE

Il existe quatre méthodes principales d'installation de pipeline offshore, le remorquage, la pose en S, la pose en J, et la pose en bobine.

Traction et remorquage

Les méthodes de remorquage sont souvent utilisées lors de l'installation de plusieurs pipelines regroupés. Ceci est accompli au moyen de remorqueurs, de modules de flottabilité et de chaînes lestées. Plus précisément il existe 4 procédés :

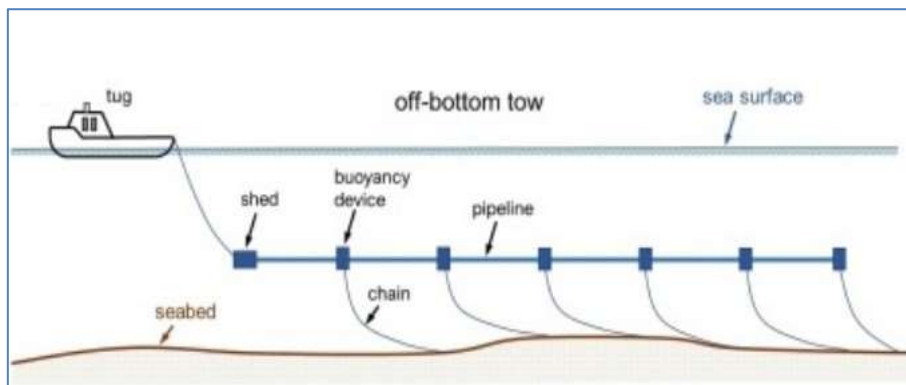
La méthode de remorquage sur le fond



La méthode de pose de tuyau Bottom-Tow représente une approche intéressante en guidant le pipeline le long du fond marin, éliminant ainsi le besoin de module de flottabilité. Il trouve sa place dans les installations en eaux peu profondes, en particulier dans les zones où les fonds marins se caractérisent par un relief meuble et uniforme.

Dans cette méthode, le pipeline est tiré à travers le fond marin jusqu'à ce qu'il atteigne précisément sa destination prévue. Pour protéger la couche externe du pipeline, souvent recouverte d'un revêtement anticorrosion, un revêtement protecteur supplémentaire est appliqué sur la moitié inférieure du pipeline. Ce choix stratégique offre un avantage notable, le pipeline reste insensible à l'influence des courants sous-marins assurant sa stabilité et sa longévité.

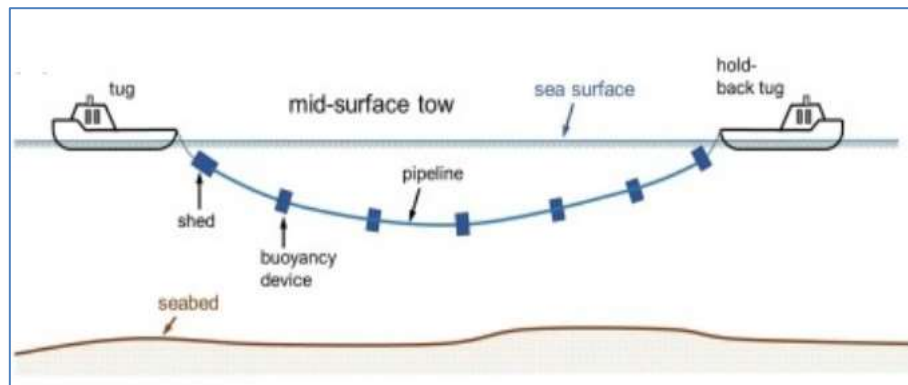
La méthode de remorquage par le bas



La méthode of Off-Bottom Tow se distingue par l'incorporation de modules de flottabilité fixés au pipeline. Ces modules de flottabilité sont reliés par des chaînes qui maintiennent le contact avec le fond marin, lui permettant de planer environ 1 à 2 m au-dessus du fond marin et d'éviter tout contact direct entre le pipeline et le fond marin, afin d'empêcher toute usure dû au frottement entre le pipeline et le fond marin.

Cependant il est impératif de prendre soigneusement en compte la hauteur relative au-dessus du fond marin en s'assurant que la hauteur du flotteur des pipelines dépasse toutes les structures à proximité ou les obstacles potentiels, garantissant ainsi un procédé d'installation fluide et sans obstacle.

Méthodes de remorquage à mi-surface

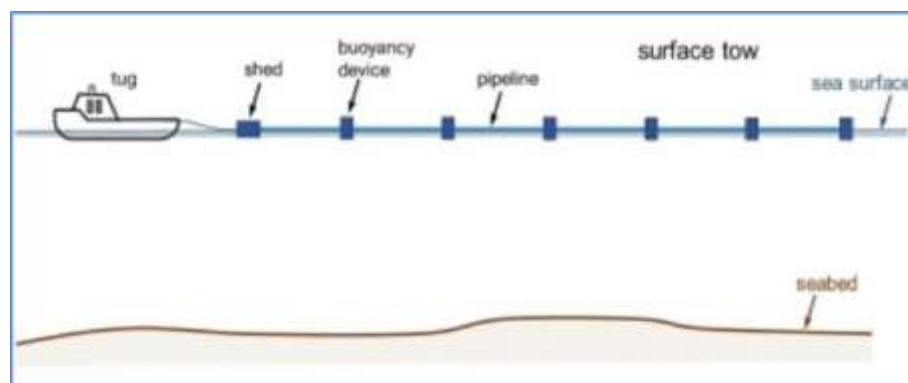


Dans le monde complexe de l'installation des pipelines la méthode Mid-Surface tow apparaît comme une technique raffinée qui repose sur le maintien des pipelines dans leurs positions désignées grâce à l'application d'une tension contrôlée. Cette tension est générée par l'emploi de deux remorqueurs positionnés à chaque extrémités des pipelines travaillant en parfaite synchronisation

Contrairement aux méthodes de remorquage en surface qui dépendent des modules de flottabilité, la méthode Mid-Surface tow exploite ingénieusement la propulsion vers l'avant du remorqueur pour immerger le pipeline à une profondeur contrôlée.

Pour garantir la plus grande précision dans le contrôle de la hauteur du pipeline, un bateau supplémentaire est souvent déployé, équipé de transpondeurs sous-marins qui surveille en permanence la position du pipeline. Ces signaux sont ensuite relayés aux remorqueurs, leur permettant d'effectuer les réglages minutieux de leur propulseur, maintenant ainsi le pipeline à hauteur souhaitée. Lorsque le mouvement vers l'avant s'arrête le pipeline descend doucement et trouve sa place au repos sur le fond marin.

Méthode de remorquage en surface



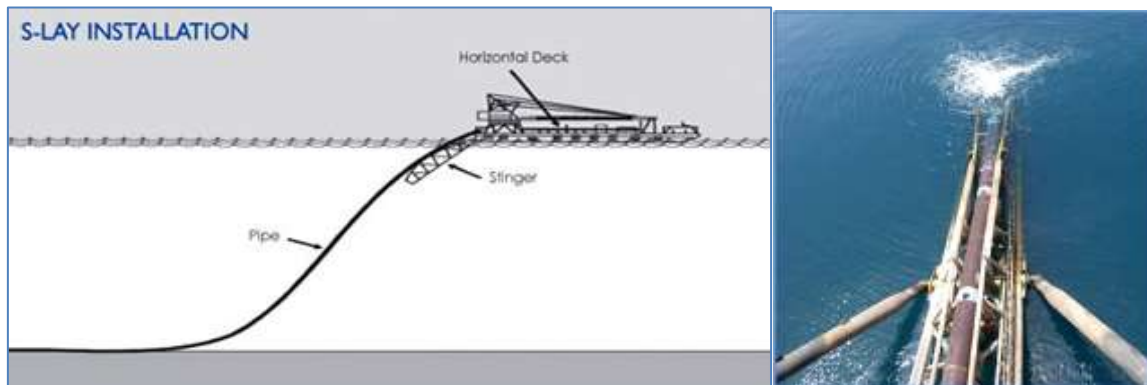
La méthode Surface tow consiste à remorquer le pipeline au-dessus de la surface de l'eau. Dans cette approche, un remorqueur est utilisé pour remorquer le pipeline et les modules de flottabilité jouent un rôle crucial dans le maintien du pipeline à flot. Ces modules de flottabilité sont installés à des intervalles définis, permettant à la conduite de flotter, le haut du pipeline flottant à la surface de l'eau.

Deux remorqueurs sont utilisés dans cette méthode, l'un pour tirer et l'autre pour retenir, garantissant ainsi un transport contrôlé du pipeline. Lorsque le pipeline atteint son emplacement prévu une procédure d'immersion spécifique est utilisée pour le faire descendre en toute sécurité sur le fond marin.



Cependant il est important de noter que la méthode remorquage en surface est vulnérable aux conditions météorologiques et que de mauvaises conditions de mer peuvent potentiellement endommager le pipeline pendant le transport. De plus, en présence de courant fort, le positionnement du pipeline peut s'avérer difficile.

La pose en S



Installation de pipeline S-Lay

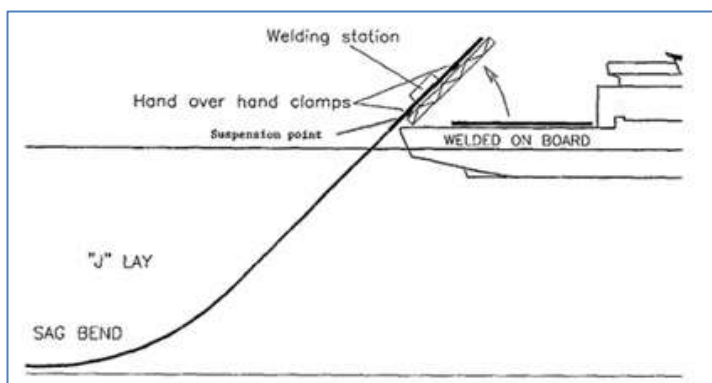
La méthode de pose de canalisation en S (S-Lay), largement préférée pour l'installation de canalisations dans des petites à moyennes profondeurs tire son nom de la configuration distinctive en forme de S qui se matérialise lors de la pose.

Cette méthode s'appuie sur des navires spécialisés S-Lay équipés de machines dédiées. Les longueurs de tuyaux individuelles sont systématiquement soudées ensemble à bord du navire et sont soumises à des évaluations de qualité rigoureuses afin de garantir l'intégrité de la conduite après la pose. Ensuite le train de tiges délicatement déployé à partir de la poupe du navire, guidé par un stinger alors qu'il descend dans l'eau. À chaque segment de tuyau supplémentaire ajouté et déposé au fond de la mer le pipeline la forme emblématique du S.

L'adaptabilité de la méthode S brille par sa capacité à s'adapter à une large gamme de diamètres de tuyaux, allant de 2 à 60 pouces, avec des longueurs atteignant jusqu'à 5 000 km. Cette polyvalence permet une cadence de pose constamment élevée même lorsqu'il s'agit de tuyau de diamètre important.

Remarquablement, la méthode S-Lay offre une vitesse de pose maximale de 5 à 8 km par jour, ce qui la distingue comme la solution la plus économiquement efficace, tant en termes de coût de transport que de pose.

La pose en J



Installation de pipelines J-Lay



Navire de pose de canalisations J-Lay S7000

La méthode de pose de canalisation en J (J-Lay) est une technique plus récente pour les installations en eau profonde. Elle tire son nom de la forme distinctive en J que prend le pipeline lors de son déploiement, s'étendant du navire jusqu'au fond marin.

La méthode J-Lay est utilisée pour les pipelines d'un diamètre compris entre 10 pouces et 50 pouces dans les eaux profondes et ultra profondes. Plusieurs tuyaux sont prêt-assemblés à la chaîne, puis positionnés verticalement dans une tour de pose en J spécialement conçue sur le navire de pose. Ici, les tronçons sont soudés ensemble et descendus à un angle presque vertical par rapport au fond marin.

L'un des principaux avantages du système de pose en J est sa capacité à réduire les contraintes exercées sur le pipeline et à minimiser la distance jusqu'au point de contact sur le fond marin, car la conduite est posée directement dans l'eau. Cela entraîne une diminution des exigences de tension pour le bateau de pose et une précision améliorée dans le positionnement des tuyaux.

Bien qu'elle puisse avoir une cadence de pose plus lente de 2 à 7 km par jour et des coûts plus élevés que les méthodes de pose en S, la technique de pose en J excelle dans les eaux profondes et ultra profondes, offrant une résistance accrue aux courants sous-marins et une précision supérieure dans l'installation du pipeline par rapport à d'autres méthodes

La pose en bobine



Subsea7 Seven Navica

Contrairement aux méthodes S-Lay et J-Lay, l'approche Reel-Lay implique la fabrication du pipeline à terre avant son déploiement. Une fois le pipeline fabriqué, il est enroulé sur un rouleau vertical, également appelé carrousel, sur le navire. Cela permet à la production et à la pose de canalisation de se dérouler séparément, réduisant ainsi le délai de pose des canalisations et offrant des économies de coûts d'installation.

Lors de l'installation, la méthode Reel-Lay peut adopter les configurations en S-Lay ou en J-Lay en fonction des caractéristiques des navires de pose. Cette méthode de pose en

déroulé (Reel-Lay) permet des vitesses de pose élevées allant jusqu'à 16 km par jour, et est rentable.

Néanmoins il convient principalement aux diamètres de pipeline de 16 à 18 pouces maximum car les diamètres plus grands peuvent subir des déformations plastiques et des contraintes en raison de l'enroulement. En outre le navire doit avoir la puissance nécessaire pour dérouler et « détordre » ces conduites afin de leur redonner une forme rectiligne malgré la déformation plastique liée au stockage sur bobine. Cela implique des équipements à la fois résistants et puissants pour maîtriser les charges qui sont d'autant plus importantes que le pipeline est gros et épais.

L'une des caractéristiques notables du Reel-Lay est que la quantité des tuyaux pouvant être posée est limitée par la capacité du carrousel. Sauf cas particulier, celui-ci est fixé au navire. Cette limitation signifie que le navire devra peut-être retourner à la base de la bobine pour obtenir plus de fûts et afin de continuer la pose.

Certains navires, encore rares, autorisent ce type de pose à partir de bobines transportables. Cela permet de « recharger » le navire de pose en conduite à déroulé et évite de coûteux aller-retours avec la base, au prix d'une limitation quant à la taille des bobines (nécessairement plus petites qu'un grand carrousel qui ferait partie du navire).

En conséquence, cette méthode peut être plus efficace pour des opérations de pose de canalisation sur des distances plus courtes.



Surveillance et essais

Une fois la canalisation posée, elle subit des essais suivant un protocole rigoureux pour garantir son étanchéité et sa résistance aux pressions du milieu marin. Cela inclus notamment des essais de mise en pression, où de l'eau est pompée à haute pression à travers la canalisation.

Creusement de tranchées et enfouissement

Dans certains cas, il peut être nécessaire d'enfouir le pipeline pour le protéger. Cette opération est réalisée à l'aide d'engins de terrassement spécialisés (voir l'article sur les équipements auxiliaires). La conduite est déposée dans la tranchée est ensuite recouverte de roches ou d'autres matériaux afin d'éviter tout déplacement et/ou de la protéger (par exemple des chaluts en faible profondeur d'eau).

Maintenance du pipeline

Après son installation, le pipeline nécessite un entretien régulier pour garantir sa longévité et sa sécurité. Cet entretien comprend des inspections périodiques, souvent réalisées à l'aide de véhicules télécommandés (ROV) ou préprogrammés (AUV) (cf. article sur les ROV/AUV), et la maintenance des revêtements protecteurs.

Conclusion

L'installation de pipelines sous-marins témoigne du génie humain, alliant technologies de pointe, planification et exécution rigoureuses. Ce processus permet le transport fiable et sûr de ressources énergétiques vitales et joue un rôle essentiel dans l'infrastructure énergétique mondiale.

Antoine Borelli

Pour la petite histoire, en 1976/77, Antoine Borelli développait des méthodes alternatives de pose, subventionné par le CEP&M, et il avait été poursuivi en justice par Doris pour avoir suggéré dans un projet l'utilisation du remorquage près du fond (méthode brevetée par Doris) sans leur autorisation ! Et, cerise sur le gâteau, André Jarrosson l'avait convoqué avec Alain Hersent pour lui dire que cette activité devenait contraire à l'intérêt de la Société, et il avait été muté à Sharjah pour poser du pipe avec des barges. Comme quoi, nul n'est prophète en son pays !!!

La pose de pipeline offshore affecte-t-elle le milieu marin ?

Oui la pose pas le plein offshore peut avoir un impact significatif sur l'écosystème marin. L'installation de pipeline peut potentiellement perturber les fonds marins, avoir un impact sur la vie marine. Elle peut également provoquer une contamination par des déversements de pétrole.

Pour atténuer ses préoccupations environnementales, les opérations de pose de pipeline offshore doivent respecter des réglementations et directives environnementales strictes.

Ces mesures incluent souvent l'utilisation de lubrifiant biodégradable, la surveillance active de la vie marine pendant le processus d'installation et le démantèlement des pipelines abandonnés.

De plus, des mesures et des techniques proactives peuvent être prise pour neutraliser tout fuite d'huile provenant de canalisations utilisées depuis longtemps.

En plus ces précautions les compagnies pétrolières peuvent utiliser des technologies avancées telles que des charrues pour enterrer les pipelines et réduire l'impact de la pose sur les organismes marins.

L'INNOVATION POUR SURMONTER LES COÛTS ET REDUIRE LES ALEAS METEO

Depuis les premiers jours de l'activité en mer du Nord, avec des temps d'arrêt de 50 %, l'industrie de la pose de canalisations s'est adaptée et a innové pour relever les défis de l'augmentation de la profondeur de l'eau et des environnements hostiles.



Les navires de première génération, tels que le DLB 23 de McDermott, étaient parfaitement adaptés au golfe du Mexique et non aux conditions difficiles de la mer du Nord

Expérience en mer du Nord

L'exploration offshore en mer du Nord a conduit à la découverte de gisements de gaz au large du sud de l'Angleterre dans les années 1970, et du pétrole a été découvert à Ekofisk. Soudainement, le marché avait besoin de pipelines longue distance menant aux côtes britanniques.

La conception et la construction de pipelines offshore avaient déjà atteint leur maturité dans le golfe du Mexique, au large de l'Asie du Sud-Est et dans le golfe Persique. Des poses sur plus de 30 km de longueur avaient déjà été réalisées.

Le climat de la mer du Nord s'est avéré plus rigoureux qu'ailleurs. Pour cette raison, les barges existantes se sont révélées insuffisantes. Les chercheurs ont travaillé pour développer et tester des moyens d'installer des conduites à des profondeurs supérieures à 100 m dans un environnement hostile.

Au milieu des années 1960, Shell a attribué à Bechtel un contrat d'un million de dollars pour développer de nouvelles méthodes et techniques de pose de canalisations. L'étude Bechtel a identifié le potentiel des semi-submersibles et de la méthode de pose en J. En 1969, les articles de l'Offshore Technology Conference décrivaient de nouvelles méthodes d'ingénierie et de nouvelles conceptions de barges, avec une rampe inclinée entre deux pontons qui ressemblait au Castoro Sei construite en 1978.

En 1970, l'Institut Battelle aux États-Unis, a identifié le phénomène de propagation des boucles et a développé le stoppeur de boucles.

En 1970, l'Institut Battelle aux États-Unis, a identifié le phénomène de propagation des boucles et a développé le stoppeur de boucles.

Expériences, progrès dans les années 70

La pose de l'oléoduc Forties, long de 110 milles, achevé en 1973, aura nécessité trois barges de pose pendant une saison et demie, trois **wet buckles** et 13 ruptures de stingers, avec 50 % d'aléas météo sur la première année et 75 % sur la deuxième.



La Choctaw I de Santa Fe, première barge de pose semi-submersible

L'ensouillage de la ligne a également duré deux saisons, avec deux grandes barges d'ensouillage travaillant de manière inefficace et à grands frais.

L'efficacité de la pose s'est progressivement améliorée avec l'expérience. Des navires plus robustes sont entrés en scène. ETPM a lancé sa 1601 en 1974 et l'a mis au travail sur le projet Frigg. Cette application a montré l'avantage de la taille même du navire.

La même année, Santa Fe Construction a amené le Choctaw I et le Choctaw II en mer du Nord, bénéficiant des capacités de tenue en mer bien améliorées des semi-submersibles. Ces navires ont été nommés deuxième génération pour les distinguer des barges du golfe du Mexique.

Malgré ces améliorations, l'installation du pipeline Frigg a encore nécessité trois saisons et trois barges de pose avec un temps de disponibilité moyen de 48 %, et deux barges d'ensouillage avec un temps de fonctionnement de 46 %.

Le concept de barge de pose semi-submersible Viking Piper a été développé en 1973. Le Viking Piper est devenu le navire de pose le plus grand et le plus moderne existant, conçu pour poser la mère de tous les pipelines : un 36 " pipe à travers la redoutable tranchée norvégienne.



ETPM 1601

Renforcer les navires

ETPM a introduit l'idée de double assemblage et une coque en forme de navire à grand déplacement, qui ont augmenté la productivité et réduit les temps d'arrêt dus aux intempéries.

Santa Fe a montré comment les semi-submersibles Choctaw I et le Choctaw II offraient une stabilité supérieure dans une mer agitée.



Le concept de la barge de pose Viking Piper de troisième génération a été développé en 1973

Le Viking Piper combinait les avantages de la double jonction, de la forme de la coque et du déplacement dans un navire d'une longueur de 162 m, d'une largeur de 60 m et d'un pont de travail à 13,2 m au-dessus du niveau de la mer. C'est devenu la première des barges de troisième génération.

Les visionnaires de l'industrie ont ensuite repris ces idées. Le Viking Piper, aujourd'hui LB-200, présentait une nouveauté avec sa rampe arrière, une rupture totale avec le concept de stinger flottant qui avait causé tant de temps d'arrêt en mer du Nord. L'idée d'un appendice incurvé complètement rigide de 100 m de long à l'extrémité de ce navire géant n'a pas semblé raisonnable à tous les acteurs de l'industrie.

Croissance de l'industrie

En 1976, plusieurs grands navires de pose furent ajoutés à la flotte de la mer du Nord, et l'installation des pipelines devint plus efficace et moins coûteuse. Malheureusement, peu de temps après, le marché de la construction offshore s'est effondré et bon nombre de ces navires sont restés inactifs. Une exception était un projet discret en Méditerranée où Saipem se préparait à poser un gazoduc entre la Tunisie et la Sicile. Ce projet majeur étant assuré, Saipem construisait le Castoro Sei et en 1976, la société effectuait des tests de pose avec l'un de ses navires conventionnels pour tester les procédures et les méthodes dans une profondeur d'eau alors incroyable de 600 m. L'exécution de ce 20 ", le projet Transmed entre 1979 et 1981 a établi un record de profondeur et de diamètre qui a duré 20 ans.

Pendant ce temps, dans le golfe du Mexique, l'industrie des pipelines progressait. ETPM a installé un pipeline de 48" du terminal du port pétrolier offshore de Louisiane au rivage, ainsi qu'un pipeline de 42 " conduite principale de gaz.

Aller en profondeur

En 1975, Shell a lancé un programme industriel conjoint axé sur la technologie des pipelines en eau profonde. S'appuyant sur les premières études des années 1960 et sur ses propres recherches dans les années 1970, Shell a défini les outils et les méthodes qui permettraient à l'industrie des pipelines d'aller plus loin



Castoro sei en mer Baltique par Philfaebuckie

La première application de cette technologie a été l'oléoduc de Cognac, par 300 m de profondeur d'eau, dans la région du Mississippi Canyon, dans le golfe du Mexique. Toutes les méthodes possibles ont été envisagées. Cependant, Shell a convaincu McDermott qu'il serait acceptable d'avoir une courbure serrée si les propriétés de l'acier le permettaient et McDermott a remporté l'offre. La ligne a été installée en 1979 par la LB-29.

En 1978, Santa Fe Construction a lancé le navire à enrouleurs Apache, capable d'installer des conduites jusqu'à 16" dans plus de 600 m de profondeur d'eau grâce à sa rampe fortement inclinée.



La barge Apache était capable d'installer des pipelines jusqu'à 16" de diamètre dans 600 m de profondeur d'eau lors de son lancement en 1978

Au début des années 1980, dans le golfe du Mexique, l'Apache déroula les lignes de 10" et 12" depuis la tour haubanée Lena dans le champ Lena d'Exxon, dans le canyon du Mississippi, par 300 m de profondeur d'eau, à une vitesse inouïe de 600 m/h. Entre-temps, on a vu de nombreuses installations de pipelines en eau profonde, pipeline de l'île de Vancouver dans des profondeurs d'eau de 420 m et de multiples projets au large du Brésil dans des profondeurs d'eau approchant les 1 000 m.

En plein essor, en pleine explosion dans les années 1980

En 1980, l'industrie était à nouveau en plein essor et des fonds de recherche et de développement étaient disponibles. Le soudage bout à bout et le soudage par faisceau d'électrons ont été développés et testés.

Des systèmes intégrés de réparation de pipelines en eau profonde ont été conçus et des prototypes ont été construits. Tout cela avait l'air impressionnant, mais peu de choses ont été utilisées. Le coût de ces systèmes de réparation était supérieur au coût de remplacement des pipelines généralement courts du golfe du Mexique, ce qui n'incitait guère au développement commercial. Les nouvelles techniques de soudage se sont heurtées à la résistance des compagnies pétrolières et des syndicats.

Les choses s'améliorèrent jusqu'en 1986, lorsque le prix du pétrole est passé de plus de 30 dollars le baril à 10 dollars le baril. En quelques années, plus de 500 000 personnes ont quitté l'entreprise pour ne jamais revenir.

Au moins un visionnaire a décidé de mettre sur le marché un navire de pose meilleur et plus rapide malgré toute cette morosité. Il s'agissait d'un navire à déplacement rapide, à positionnement dynamique et doté d'une grande capacité de stockage de pipe. Le nouveau navire avait même la capacité d'amarrer des barges de transport de pipe entiers dans sa coque. Le moment aurait pu être mieux choisi, mais l'idée était clairement une idée dont le moment était venu. L'Allseas Lorelay est entré sur le marché mondial en 1986. Grâce à sa rapidité considérable, il a pu se mobiliser pour des projets de pipeline dans le monde entier.



Allseas Lorelay par Kees Torn

Au début des années 1990, l'activité reprend, de nouveaux projets voient le jour à nouveau. Après 20 ans, l'attention est revenue sur le golfe du Mexique, où des projets ont été développés pour des profondeurs d'eau toujours plus grandes : Shell Bullwinkle 500 m de profondeur d'eau, Shell Auger à plus de 850 m. Il était clairement temps d'utiliser la méthode J-lay, conçue à l'origine dans les années 1960.

Dans le même temps, des lignes de transport de gaz longue distance ont été conçues pour traverser les eaux profondes des océans : Shell Mensa a conduit à l'installation par Allseas Lorelay d'un pipeline de 12" dans 1 600 m de profondeur d'eau dans le golfe du Mexique. Le navire J-lay Saipem 7000 bat pour la deuxième fois le record de profondeur en 2001 avec l'installation d'un pipeline de 24", pipeline traversant la mer Noire jusqu'à 2 160 m de profondeur pour le projet Blue Stream.

Conclusion

Méfiez-vous des quelques ingénieurs en pipelines dont les idées sont qualifiées de folles car ils sont probablement sur la bonne voie. Le positionnement dynamique, les colonnes montantes caténaire en acier et les charrues pour pipelines ne sont pas venus des traditionalistes.

Il s'agit du résumé d'un discours d'ouverture prononcé lors de la Conférence sur la technologie des pipelines offshore à Oslo, en Norvège, en 2000, par Willem J. Timmermans, président d'Intec Engineering.

Merci à Geoffrey Monkman



RJ (Bob) Brown, l'un des meilleurs ingénieurs en pipelines offshore de sa génération, décédé le 23 janvier 2018, moins d'un mois avant son 90e anniversaire.

Au cours de sa brillante carrière de six décennies comme ingénieur en pipelines sous-marins, Brown s'est distingué par ses innovations qui ont rendu la construction de pipelines sous-marins plus efficace et beaucoup plus sûre.

De ce fait, il a reçu de nombreuses distinctions, dont le Heritage Award décerné lors de la conférence Offshore Technology Conference de 1997. En 2008, il a été intronisé au Temple de la renommée de l'Offshore Energy Center.

Parmi les innovations de Brown figurent la mise au point d'un navire de troisième génération capable d'assembler deux sections de 12 mètres et d'un stinger rétractable améliorant l'efficacité des opérations de pose de canalisations.

Brown préassemblait des pipelines de 16 kilomètres de long, qu'il remorquait ensuite jusqu'à leur emplacement au large. Il a également conçu et construit une quinzaine de charrues grandeur nature pour le creusement de tranchées et l'enfouissement de pipelines sous-marins.

Par la suite, il a mis son expertise d'ingénieur au service de la conception de techniques d'installation pour les canalisations en eaux ultra-profondes, jusqu'à 2 400 mètres de profondeur. Ces techniques incluaient des maquettes physiques 3D qui aidaient les ingénieurs à concevoir efficacement des pipelines pour des applications spécifiques.

L'une des principales réalisations de Brown a été l'utilisation d'un modèle physique 3D très précis pour former le personnel des entrepreneurs en démontrant les dangers lors de l'installation de grands systèmes complexes comportant de nombreuses colonnes montantes et lignes d'amarrage.

EQUIPEMENTS ANCILLAIRES

Tensionneur



Sans précaution particulière, le pipeline sortant de la barge par l'arrière, pourrait, sous son propre poids, s'échapper vers le fond, quittant le banc de pose de la barge.

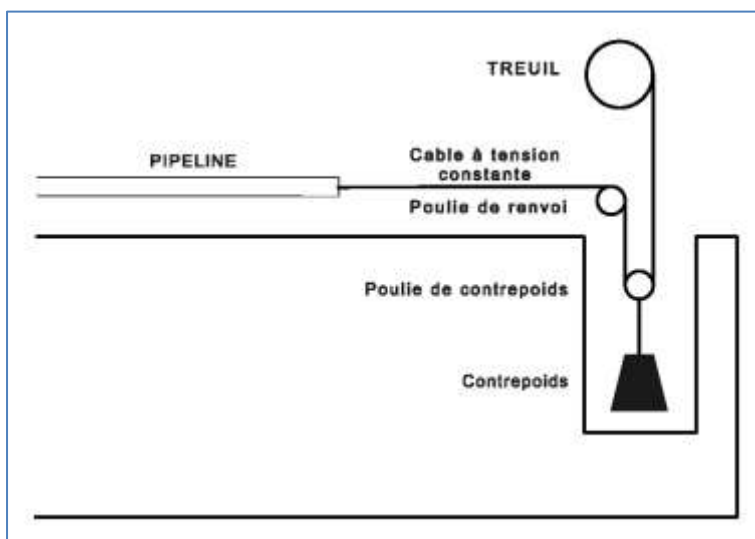
Par ailleurs, la configuration en S peut conduire à un "pliage" du pipeline ("buckle" en anglais) à la sortie du stinger, ou bien dans la courbe inverse, près du fond. Il faudrait un allègement considérable pour éviter cela, ce qui rendrait le pipeline sensible aux courants transversaux, et instable au fond, en plus d'être très compliqué, voire matériellement impraticable.

Pour toutes ces raisons, il est indispensable que le pipeline soit constamment maintenu sous tension.

Cette fonction est assurée par des tensionneurs. En général, il s'agit de deux chenilles opposées, munies de patins en caoutchouc, enserrant le pipeline et tirant constamment sur lui pour le ramener vers l'intérieur de la barge (moteurs hydrauliques ou électriques), s'opposant ainsi aux forces qui tendent à le faire sortir par l'arrière. Cette tension permet de garantir une forme générale en S, sans cassure, ni à l'extrémité du stinger (courbure vers le bas), ni à proximité du fond marin (courbure vers le haut).

Quand la barge avance pour ajouter un nouvel élément de pipe (12 m ou 24 m), la tension dans le pipeline augmente, et le (ou les) tensionneur(s) qui sont réglés pour une certaine tension, laissent partir le pipeline de 12 m ou 24 m, jusqu'à atteindre un nouvel équilibre. Les soudeurs voient le pipeline défiler devant eux et s'arrêter automatiquement quand la nouvelle soudure est devant leur poste.

L'adaptabilité de la méthode S brille par sa capacité à s'adapter à une large gamme de diamètres de tuyaux, allant de 2 à 60 pouces, avec des longueurs atteignant jusqu'à 5 000 km de longueur, dans des profondeurs allant de moins de 10 m à quelques centaines de mètres de profondeur, bien que le record soit de 2 775 m de profondeur ! Cette polyvalence permet une cadence de pose constamment élevée même lorsqu'il s'agit de tuyau de diamètre important.



Rappel (pré)historique : la pose de pipeline dans l'eau, après la terre ferme, a commencé dans les bayous de Louisiane. Voyant partir le pipe par le fond quand la profondeur augmentait, il devint nécessaire de le retenir avec un treuil. Les premiers tensionneurs furent des treuils, mouflés sur un énorme contrepooids pour assurer une tension constante. Ce système a existé sur la 501 d'ETPM.

Stinger



La pose des canalisations progresse au fur et à mesure que le navire poseur avance sur ses ancres. La canalisation est déposée sur le fond marin selon une forme de courbure en S. La courbure de la section supérieure est contrôlée par une structure de support, appelée stinger, équipée de rouleaux pour minimiser les dommages au pipeline.

Le stinger est installé à l'arrière du navire et peut former un arc de plus de 120 m de long pour maintenir la contrainte de flexion dans les limites.

J-Lay Tower



La technique J-lay est utilisée pour installer des pipelines rigides en eaux profondes. Avec un système J-lay, des colonnes de tuyauterie, composées d'un maximum de six tuyaux d'une longueur totale de 72 m, sont redressées et soudées au pipeline immergé selon une rampe quasi verticale.

L'angle de la rampe est ajusté pour être aligné avec la chaînette de la conduite jusqu'au fond marin. Ainsi, la flexion de la conduite est réduite au minimum. La méthode de pose en J est particulièrement adaptée aux eaux profondes car la conduite

quitte le système de pose en position quasi verticale et n'est courbée qu'une seule fois lors de l'installation (au niveau du fond marin).

Creusement de tranchées et enfouissement

Dans certains cas, il peut être prévu d'enfouir le pipeline pour le protéger. Cette opération est réalisée à l'aide d'engins de terrassement spécialisés.

On trouve deux grandes familles d'engins d'enfouissage : les engins "passifs" et tractés, comme les charrues d'ensouillage, et les engins "actifs" et relativement autonomes que sont les trancheuses. ETPM a utilisé une charrue "fabrication maison", mais ne pouvait garantir qu'un devoir d'exécution, pas un devoir de résultat. Allseas, avec son "Digging-Donald" garantissait un résultat car son engin était repositionnable et pouvait effectuer autant de passes que nécessaire.

Le Digging-Donald est un engin automoteur sur chenilles, muni de deux outils de coupe inspirés des haveuses à chaîne des mines de charbon : au repos,



ETPM STP 3500

elles sont parallèles au pipeline, à 2m au-dessus du sol. Une fois l'engin posé à cheval sur le pipe, elles sont mises en marche et pivotées de façon à former un V géant, au cœur duquel se trouve le pipe. Le Digging-Donald est mis en place par un navire porteur, et sa puissance provient de ce navire, via un ombilical électrique.



Allseas - Digging Donald



Travocéan - TM-05

Dans le même genre, on trouve des trancheuses chez Travocéan, comme la TM-05, d'une puissance de 1 300 chevaux, et pesant 45 tonnes, qui peut travailler par 150 m de fond. Travocéan possède aussi des charrues, mais elles sont dédiées aux câbles électriques ou fibres optiques, jusqu'à 60 m de profondeur seulement (atterrages ou travaux en rivière).

Dans tous les cas, le sol dégagé pour la tranchée est ramené par-dessus le pipe, une fois dans la souille.

Michel Beaulieu



Digging Donald



Une "règle du pouce" donne le volume interne approximatif en litres d'un mètre de pipe :

Diamètre en pouce au carré divisé par 2, soit, pour un 24" : $24 \times 24 / 2 = 576/2 = 288$ litres par mètre linéaire.

Un calcul plus précis donne 292 litres, soit ~1%, pas si approximatif que ça !

Mais quelle est la valeur de π implicitement utilisée ?



Barge hudsonienne

Le terme français "barge" est attesté depuis le Moyen Âge. Il vient de l'ancien français barge ou berge, lui-même issu du latin médiéval barca, qui signifie simplement "barque". On retrouve cette racine dans d'autres langues européennes (comme l'italien barca ou l'espagnol barca).

Petit détour par l'anglais, le mot anglais "barge" vient directement du français ancien. À l'origine, il désignait des embarcations de transport, avant de prendre lui aussi le sens moderne de bateau utilitaire à fond plat.

Au passage, connaissez-vous la barge préférée des bargistes ? C'est la barge hudsonienne (à la broche ou aux petits oignons). Elle a les pieds dans l'eau, en moyenne, un tonnage de 250 g et une longueur entre perpendiculaires de 38 cm ! C'est un oiseau migrateur. C'est une espèce d'oiseaux limicoles néarctiques de la famille des Scolopacédés (Wikipedia). On est bien avancés !!!

MAINTENANCE DU PIPELINE

Après son installation, le pipeline nécessite un entretien régulier pour garantir sa longévité et sa sécurité. Cet entretien comprend des inspections périodiques, souvent réalisées à l'aide de véhicules télécommandés (ROV), et la maintenance des revêtements protecteurs, et une inspection interne (corrosion) par PIG "intelligent".

Buckle detector ou PIG

Le Buckle Detector était souvent un PIG (Pipe Internal Gauge) muni d'un disque (je le faisais en aluminium avec 6, 8 ou 12 entailles [selon diamètre] comme des parts de tarte, pour vérifier qu'il était intact à l'arrivée, et si une ou deux parts de tarte étaient déformées, au moins le détecteur n'était pas bloqué dans le pipe !).

Sur des projets plus luxueux, on envoyait ensuite un Buckle Detector sophistiqué avec des doigts palpeurs (ou détecteurs de proximité) et enregistrement tout du long !!! Depuis, on a peut-être ajouté une, ou des, caméras endoscopiques axiales ou radiales, éclairages LEDs et enregistrement en couleur etc.

En fait, en 2020, les "Pigs" intelligents ont des capteurs magnétiques sans contact beaucoup plus sensibles, et des sondes de surface permettant de détecter des fissures ou des défauts dus à la corrosion, le tout enregistré en mémoires vives, avec numérotation des tubes par détection du passage de la soudure.

Une fois le pipeline posé, on procède à une inspection interne indirecte et à des tests hydrostatiques, pour garantir sa qualité, sa forme, et son étanchéité. Comme le pipeline doit être rempli d'eau pour le test hydrostatique, et que le pipeline a été posé "en air", on commence par le remplir d'eau en envoyant un "PIG" (Pipeline Inspection Gauge), ou racleur, devant lequel on déverse un certain volume d'eau (équivalent à une centaine de mètres) pour mouiller la paroi, et que l'on pousse en injectant de l'eau pour le faire avancer à une vitesse comprise entre 0,5 et 1 m par seconde environ.

À titre indicatif, une "règle du pouce" donne le volume interne approximatif d'un mètre de pipe : "diamètre en pouce au carré divisé par 2", soit, pour un 20" : $20 \times 20 / 2 = 400/2 = 200$ litres par mètre linéaire. Il faudra donc pomper 100 à 200 litres par seconde pour pousser le PIG à la bonne vitesse.



Il existe un très grand nombre de PIGs, et le sujet est immense. En bref, le plus simple est un PIG muni d'un disque de calibrage du diamètre égal à l'ellipticité tolérable pour ce pipeline.

Plutôt qu'un disque épais en acier, j'ai toujours préféré un disque en aluminium de 2mm d'épaisseur, entaillé radialement en 12 secteurs, sur une hauteur égale à un quart de rayon, ou au moins 2 cm. Ça ne risque pas de coincer le PIG, et ça donne les indications voulues.



En plus sophistiqués, et munis de batteries, il y a des PIGs avec capteurs mécaniques (des "doigts", tout autour d'un boîtier électronique enregistreur), et même des capteurs de proximité magnétiques, sans contact. Ces PIGs peuvent compter le passage des soudures et des capteurs peuvent donner des indications d'état de surface et de corrosion du pipe.

Buckle

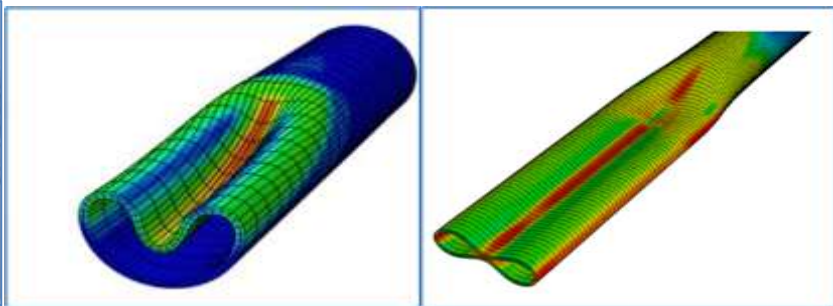


Pliage d'un tube à terre

Lors de sa pose, un pipeline sous-marin est à la fois courbé et chargé par la pression extérieure de la mer. S'il est trop plié, il se déforme. Si la pression externe locale est faible, la déformation se limite à un court pli sur le côté comprimé du pipeline. Mais si la pression externe est suffisamment importante, la déformation de flexion locale peut se transformer en une déformation de forme différente qui, une fois initiée, peut se propager le long du pipeline, entraînée par la seule pression externe, même dans les régions exemptes de flexion.



Ecrasement en laboratoire



Simulation de l'écrasement local

Simulation de la propagation

Buckle arrestor



Des dispositifs de blocage de boucle sont installés à certains intervalles dans un pipeline offshore. En raison de leur résistance particulière et de la surépaisseur de leur paroi, ils assurent un raidissement circonférentiel de la canalisation. Si la canalisation s'écrase lors de l'installation, la surépaisseur arrête la propagation de la déformation et ainsi la destruction de l'ensemble de la canalisation.

Contrôle de qualité et essais

Des tubes unitaires d'environ 12 m de long sont fournis par les métallurgistes spécialisés dans ce domaine tels que Mannesmann, Vallourec, Outokumpu (Finlande), ou, en Chine, Unisen, et bien d'autres. Chez le fabricant, les tubes sont calibrés et inspectés (rayons X tout le long, et Ultra-sons aux extrémités chanfreinées). Une fois soudés à bord pour constituer le pipeline, les soudures sont radiographiées, et, en cas de réparation et de découpe, le nouveau chanfrein est inspecté aux ultra-sons.

Les tubes fournis sont munis d'une ou plusieurs couches de protection sur toute la longueur, sauf à 20 ou 30 cm à chaque extrémité, pour la soudure qui pourra être manuelle, semi-automatique (rail de guidage du chariot) ou automatique (positionnement de la machine spécifique).

On trouvera toujours une fine couche de protection anticorrosion (résine époxy ou similaire), puis, parfois, une protection physique (chocs, ou matériel de pêche trainant au fond, ou machine d'ensouillage) peu épaisse mais résistante (enveloppe synthétique ou enrobage ciment mince), et parfois, pour les gros



diamètres, une épaisse couche de béton armé baryté, très dense, pour alourdir le pipeline, trop léger sans cela du fait de son rapport volume/poids, ce qui peut le rendre instable pendant la pose et même une fois au fond.

Après la soudure et son inspection, on reconstitue la protection anticorrosion dans la zone nue (40 à 60 cm, à cheval sur la soudure) avec un large ruban plastique auto-adhésif et thermo-rétractable, testé sous haute tension électrique. Un crépitement continu indique un produit défectueux (on peut doubler l'épaisseur et re-tester), ou signifier un défaut de calibration de la haute tension trop élevée (assez fréquent !!!). Quelques petits claquements distincts sont acceptables, mais il est fortement déconseillé de passer et repasser la sonde car ça crépitera de plus belles, et c'est le meilleur moyen pour créer des trous là où il n'y en avait pas !

Le cas échéant, on peut reconstituer aussi la protection physique, et même le volume correspondant à l'enrobage béton épais. Pour une faible épaisseur (2 à 5 cm) on pourra utiliser deux demi-coques préfabriquées et strappées. La demi-coque inférieure sera surtout sollicitée au passage des rouleaux du stinger puis à l'ensouillage éventuellement. La demi-coque supérieure assurera la protection physique pendant des années. Par économie, on peut choisir des densités de mousses différentes en haut et en bas.

Pour une plus grande épaisseur (pour assurer la continuité du volume de béton baryté, sans forcément en assurer le poids) on crée un moule avec une feuille d'acier mince (feuillard de 0,6 mm à 1 mm d'épaisseur) de 1 m de large et de longueur égale à la circonférence externe (béton) plus un recouvrement de 15-20 cm. Ce feuillard est enroulé sur le pipe et strappé, et puis, par une découpe sur le dessus, on injecte une mousse à durcissement rapide, ou bien ("à l'ancienne") on fait couler du brai (goudron en fusion chargé de sables barytés).

Test hydrostatique :

Quand tous les PIGs ont été récupérés à l'autre extrémité (plongeurs), le pipeline est réputé plein d'eau et on commence la montée en pression. On connaît l'élasticité de l'acier, et on peut anticiper le volume nécessaire pour une montée en pression données. L'écart éventuel permet d'évaluer le volume résiduel d'air piégé dans une ou plusieurs "collines" de la trajectoire du pipe. Si ce volume est trop important, le Client, selon ses spécifications, peut demander un nouveau passage de PIG, plus lentement.

Quand la pression de test est atteinte (graduellement), on note l'heure, la marée, la température au fond en divers points, et on démarre l'enregistrement de la pression et les autres paramètres pendant 24 heures sur des enregistreurs analogiques ou numériques. Au bout de 24 heures, on vérifie si "la boucle est bouclée" (retour à la pression de départ), et sinon, on regarde si la variation peut être expliquée par la variation des températures ou de la hauteur d'eau (marée). Si une fuite est suspectée, on inspecte les vannes aux extrémités (plongeurs et ROV), et sinon, un ROV "renifleur" avec microphone de haute sensibilité, parcourt la longueur du pipe, à la recherche d'une fuite.

Après conclusion du test hydrostatique, un nouveau PIG est poussé à l'air pour vider le pipeline. On mesure l'hygrométrie résiduelle qui doit être conforme à la norme du Client. Cela peut nécessiter de recommencer, ou bien de faire un vide partiel en pompant l'air au-dehors, ou même de purger à l'azote pour obtenir l'état de sécheresse voulu. Le pipeline est alors réceptionné officiellement.

Michel Beaulieu

HYDRONES, LE SUMMUM DE L'EXPLORATION SOUS-MARINE

Les pipelines offshore, les câbles sous-marins ou de télécommunications constituent l'épine dorsale des infrastructures modernes d'énergie et de données, mais leur inspection, régulière ou suite à incident, dépend d'une interaction étroitement coordonnée entre les systèmes de surface et les systèmes sous-marins. L'inspection proprement dite est effectuée à l'aide de véhicules télécommandés, de véhicules sous-marins autonomes et d'engins à chenilles pour les fonds marins qui permettent de voir, d'agir parfois à de grandes profondeurs.

Ces systèmes sous-marins doivent faire l'objet d'examen de routine afin de vérifier l'intégrité structurale, l'état des protections anti-corrosion (anodes), la profondeur d'enfouissement, le développement des portées libres, les dommages externes et l'interaction avec le fond marin ou l'environnement. Ces tâches nécessitent des observations et des mesures rapprochées, qui ne peuvent être réalisées que par des systèmes sous-marins opérant à proximité directe de l'actif.

Sonsub, entité du groupe Saipem, révolutionne ces opérations sous-marines grâce à sa nouvelle génération de drones, conçus pour améliorer l'efficacité et la durabilité notamment en environnements extrêmes. Ces avancées témoignent de l'engagement de l'entreprise en faveur de l'innovation technologique et de la protection de l'environnement.

Les Hydrone de Saipem constituent une série de drones sous-marins capables de plonger à de très grandes profondeurs (3000 m) et d'effectuer des tâches complexes sous contrôle d'un pilote ou de manière autonome. Conçus pour intervenir dans de nombreux secteurs, de l'énergie offshore à l'aquaculture, ces robots offrent une solution durable et efficace pour l'inspection des infrastructures sous-marines, la surveillance de la qualité de l'eau et les opérations de récupération d'objet ou de sauvetage.

Hydrone-R



Hydrone-R © Saipem

Ce ROV dispose d'une capacité d'inspection en mode automatique (AUV) où la présence d'un opérateur en continue n'est plus nécessaire.

Grâce à ses capacités accrues d'inspection et d'intervention par bras robotisés qui le rendent polyvalent, l'Hydrone-R a été salué pour sa contribution à l'avenir de l'énergie offshore. Ce modèle illustre parfaitement comment la technologie peut transformer les méthodes traditionnelles d'exploitation en mer.

Hydrone-R, le premier drone conçu pour l'intervention sous-marine (UID : Underwater Intervention Drone) de

Saipem, a mené à bien une nouvelle mission d'exploration autonome au-dessus de la zone corallienne arctique de Njord, en Norvège. L'opération, réalisée sans câbles ni assistance en surface, contribue à la compréhension et à la protection des écosystèmes marins grâce à la robotique sous-marine.

Depuis sa mise en service en juin 2023, Hydrone-R a cumulé plus de 500 jours de présence sous-marine, y compris des missions télécommandées, établissant un record mondial de 240 jours de séjour continu au fond marin. Sur le champ de Njord, le drone a réalisé des centaines de missions sans navire de soutien, garantissant une efficacité opérationnelle accrue et des interventions rapides, même dans des conditions météorologiques extrêmes. Fin 2025, par exemple, Hydrone-R a permis la mise en service d'un puits à Njord malgré des vagues atteignant 12,5 m de hauteur, conditions dans lesquelles aucun ROV de classe Work traditionnel n'aurait pu opérer.

Hydrone-W



L'Hydrone-W à quai, © Saipem

L'hydrone-W est capable de fonctionner comme un ROV (filoguidé) ou comme un AUV : un drone fonctionnant en mode automatique avec des capacités d'ajustements (« AI ready »)

C'est le modèle le plus puissant de la série (W pour Work), l'Hydrone-W est conçu pour relever les défis les plus exigeants en milieu sous-marin. Entièrement électrique, sa technologie de propulsion innovante optimise ses performances et améliore son efficacité énergétique en fonctionnement.

L'Hydrone-W est conçu pour intégrer des fonctionnalités d'IA pour des opérations avancées afin de pouvoir, rester résident sous-marin attaché à une base sous-marine et exécuter des tâches répétitives comme surveillance le long d'une conduite ou d'une zone par quadrillage, rejoindre un point donné avant

qu'un opérateur ne reprenne la main pour un tâche plus complexe, etc. Il peut également être entièrement contrôlé à distance depuis un centre de contrôle terrestre.

L'Hydrone-W peut également soutenir des activités lourdes liées au développement d'infrastructures sous-marines en effectuant des tâches concernant la construction sous-marine, la préparation de la en service et la mise en service où des capacités d'observation ou d'action (manipulation de vannes de secours par exemple) sont exigées.

Hydrone-S ou FlatFish



Le Flatfish près de son garage © Saipem

Cet AUV est conçu de manière modulaire, reprenant une partie des briques des autres Hydrones (dont outils par exemple) mais également les toutes dernières technologies en termes de capteurs, instrumentation ou capacité de récupération de données.

Le FlatFish est un AUV conçu pour être relativement autonome. Il peut réaliser une campagne d'inspection de 12h d'affilée, sur une cinquantaine de km par 3000 m de fond en une seule sortie avant de rejoindre sa base, qui peut être sous-marine, afin de recharger ses batteries. Cela révolutionne l'inspection sous-marine. Avec ce drone de grane autonomie, l'intervention humaine est minimisée, ce qui optimise les ressources et réduit considérablement l'empreinte carbone des opérations puisqu'il n'y a plus nécessité

d'avoir un navire support à proximité.

C'est le plus petit de la série des Hydrones. Ce robot peut être mis à l'eau depuis une plateforme fixe en haute mer ou directement depuis la côte, puis déposé sur le fond marin dans un garage dédié.

Conclusion

Avec une autonomie allant jusqu'à 100 km, la capacité de plonger jusqu'à 3000 mètres de profondeur et de fonctionner pendant des mois sans supervision, les Hydrones représentent un bond en avant majeur dans le domaine de la robotique sous-marine, ouvrant de nouvelles possibilités pour l'exploration et le développement des océans.

L'utilisation du drones génère également des impacts positifs en matière de développement durable et de sécurité, contribuant à une réduction significative des émissions de CO2 et à une sécurité accrue pour le personnel.



Sonsub, le centre d'excellence de Saipem basé à Marghera (Venise), est spécialisé dans les technologies sous-marines, le traitement sous-marin Hydrones.

LE PROJET ORMEN LANGE – LANGELED

Il s'agit de l'un des plus grands projets gaziers européens des années 2 000, avec un investissement d'environ 10 milliards de dollars US.



Le projet a été livré environ 15% en dessous du budget, ce qui est notable pour un mégaprojet offshore.

Statoil est responsable de l'exécution du projet Langeled pour le compte de l'opérateur Hydro. L'équipe du projet est composée de personnel de Statoil et d'Hydro.

Hydro est l'opérateur de développement du champ d'Ormen Lange en mer de Norvège, Shell a pris le relais lorsque le champ est entré en production en octobre 2007.

Le Langeled est un gazoduc sous-marin en mer du Nord, reliant la Norvège au Royaume-Uni. D'une longueur de 1 166-1 200 kilomètres, il reste le plus long gazoduc sous-marin du monde en activité, depuis que le gazoduc Nord Stream a été détruit.

Construit pour Norsk Hydro, en activité depuis le début du mois d'octobre 2006, il achemine 70 millions de mètres cubes de gaz naturel chaque jour entre la Norvège et le Royaume-Uni via la mer du Nord. Cela équivaut à 20 % des besoins britanniques actuels.



Ormen Lange - Nyhamna – Easington

Entre Sleipner et Easington, le pipeline a un diamètre de 44 pouces, tandis qu'entre Nyhamna et Sleipner il a un diamètre de 42 pouces.

Pipeline posé à des profondeurs pouvant dépasser 800–1 100 m d'eau

La zone est marquée par le glissement sous-marin de Storegga et le pipeline a nécessité de supports artificiels pouvant atteindre 60 m de hauteur pour stabiliser les conduites.

Le 22 avril 2005, la barge LB200, rebaptisée Acergy Piper en 2006, entame la pose du gazoduc Langeled. C'est le navire qui a réalisé la plus grande partie de la pose du pipeline

Plus d'un million de tonnes d'acier seront utilisées pour cette ligne de 1 200 kilomètres, qui représentera un tiers de la capacité de production mondiale totale pour ce type de pipeline.

Langeled en chiffres



Pendant ce chantier, 100 000 tronçons de tubes 42"/44" seront revêtus d'asphalte et de béton sur le site de Bredero Shaw à Farsund, dans le sud de la Norvège. Ces travaux nécessiteront plus d'un million de tonnes de béton et 25 000 tonnes d'armatures en acier.

Le poids de l'acier est 130 fois supérieur à celui de la tour Eiffel, 962 000 tonnes contre 7 300 tonnes.

Il y a suffisamment de béton pour construire 9 CN Towers (Tour Nationale du Canada) à Toronto, 330 000 m³ contre 40 500 m³.

27 nationalités sont impliquées dans le projet.

La flotte



LB 200 rebaptisée Acergy Piper



SAIPEM 7000



Allseas Solitaire

LB200/Aceryg Piper → Barge d'Acergy utilisée sur certaines sections (notamment côté Nyhamna).

Saipem 7000 → Navire semi-submersible utilisé pour la pose (notamment via la technique J-Lay en eaux profondes).

Solitaire → Navire majeur d'Allseas, utilisé notamment pour certaines sections (y compris en mer profonde).

Conclusion

Le pipeline Langeled, intégré au projet Ormen Lange, est un projet emblématique de l'industrie pétrolière et gazière.

- record mondial en longueur sous-marine,
- défis techniques majeurs (profondeur, géologie, hydrates),
- succès industriel (livré en avance/sous budget),
- impact stratégique fort sur l'approvisionnement européen.

Serimax

Les activités de Serimax en Europe ont inclus des travaux sur le pipeline Langeled. Non seulement Serimax a fourni des équipements de soudure automatique et des consommables aux navires de pose, mais elle offrait aussi formation et soutien technique à d'autres entreprises travaillant sur le projet.

En utilisant les machines Saturne spécifiquement conçues pour les projets de lignes principales, accompagnés d'une supervision experte sur site, ses clients ont bénéficié d'un cycle de soudage allant jusqu'à 216 soudures par jour pour une épaisseur de 34 mm sur des diamètres de 42/44".

221 tonnes de fil de soudage

40 têtes de soudage, 32 sur la ligne principale (GMAW gaz metal arc welding) et 8 en double jointing (SAW soudage en arc submergé)

Langeled fût le dernier galop des machines SATURNE.

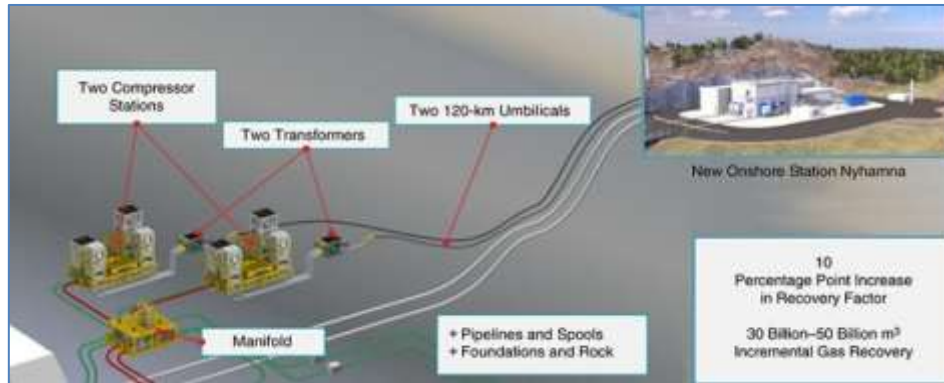


Pascal Bourgeois – Directeur des Operations Offshore France Subsea7

« La confiance avant tout. C'est la confiance que j'ai en Serimax qui fait toute la différence ! Mais j'apprécie aussi particulièrement sa capacité d'écoute, sa réactivité et sa productivité, ainsi que sa volonté d'évoluer constamment. Je m'appuie donc sur Serimax pour l'ensemble des projets offshore, mais également sur certaines missions onshore ».

SHELL OUVRE LES VANNES DU GISEMENT NORVEGIEN POUR UNE NOUVELLE ETAPE.

Le géant énergétique britannique Shell a mis en service une nouvelle phase de son gisement de gaz naturel en mer de Norvège, ce qui devrait augmenter la quantité de gaz extraite de ce gisement et renforcer la sécurité énergétique de l'Europe.



Développement d'Ormen Lange - Phase III

Le projet Ormen Lange phase III de Shell est entré en production, augmentant ainsi les volumes de gaz acheminés vers l'Europe grâce à deux stations de compression sous-marines. Ces installations visent à porter le taux de récupération du gisement de 75 % à 85 %. Quatre plateformes de forage, pouvant accueillir chacune huit puits, ont été installées sur le gisement.

Sur la base du plan de développement et d'exploitation (PDO), la compression sous-marine permettra de récupérer 30 à 50 milliards de mètres cubes (Gmc) de production brute de gaz supplémentaires du champ d'Ormen Lange dans la mer de Norvège, à 120 kilomètres de l'installation de traitement et d'exportation terrestre de Nyhamna.

Shell est l'opérateur (17,8 %) du gisement, en partenariat avec Vår Energi (6,3 %), Petoro (36,5 %), Equinor Energy (25,3 %) et Orlen Upstream Norway (14 %). Le gaz d'Ormen Lange est exporté vers les marchés européens via Langeled et le réseau norvégien d'exportation de gaz.

Le partenaire de Shell, Vår Energi, affirme que la troisième phase a été lancée en avance sur le plan et en deçà du budget, considérant cette étape comme « un contributeur important » à l'atteinte de l'objectif de l'entreprise de produire plus de 400 000 barils équivalent pétrole par jour au quatrième trimestre de cette année.

Le système de compression devait être alimenté par deux câbles de 120 kilomètres de long raccordés au réseau électrique norvégien, lui-même majoritairement alimenté par des énergies renouvelables. De ce fait, l'exploitant prévoit de réduire l'intensité carbone du processus de production de gaz de la phase III d'Ormen Lange par rapport à une installation similaire alimentée par des combustibles fossiles.

« Ormen Lange est l'un des gisements les plus complexes et exigeants technologiquement de Norvège. Aucun autre gisement norvégien ne produit en eaux aussi profondes, dans des conditions aussi difficiles et avec des équipements aussi performants. Le gaz d'Ormen Lange couvre jusqu'à 20 % des besoins en gaz du Royaume-Uni », a souligné Shell.

Après que les partenaires du consortium aient opté pour la compression en mer pour le champ d'Ormen Lange en 2021, ils ont obtenu l'approbation en juillet 2022, permettant l'installation de deux stations de compression traitant du gaz riche sur le fond marin près des têtes de puits afin de produire 30 à 50 milliards de mètres cubes supplémentaires de gaz naturel, augmentant ainsi le taux de récupération du champ.

Offshore Energy du 27 juin 2025, par Melisa Cavcic

CA SENT LE VECU

Quand j'étais (en Free-Lance) le Responsable Client, surveillant les travaux d'un Entrepreneur, non seulement je signalais le disque au départ (pour être sûr qu'à l'arrivée personne ne lui substituerai un disque intact !) mais en plus je marquais un secteur du disque en le rayant avec une clé plate (de la porte de chez moi, par exemple !) en faisant une trace courbe, perpendiculaire à la clé. Les Malaisiens et autres Asiatiques étaient très doués pour faire de fausses signatures, mais répliquer les traces courbes des dents de ma clé, le temps que j'arrive sur place pour voir la plaque, c'était mission impossible. D'autant plus que, ça ne coûte rien, en Asie, je faisais généralement deux traces avec deux clés différentes ! Ce n'est pas aux vieux singes ...



Début des années 1980, la barge "801" posait ses premiers pipelines en Malaisie, et, pour l'atterrage un tronçon, préfabriqué, était arrivé en "Surface-tow", équipé de flotteurs de récupération, à savoir des futs de 200 litres en tôle mince ! Une fois l'extrémité "terrestre" hissée sur la plage la barge, au large, tenant le tronçon bien en ligne, devait couler le pipeline au fond.

La méthode classique consistait à envoyer un zodiac pour couper les straps des bidons. Une méthode plus rapide, pour un tronçon assez court, a consisté à utiliser une câblette préinstallée, munie d'un couperet à 3 lames. En enroulant le câble sur un treuil, le couperet découpe les straps, et le pipeline coule.

D'après le représentant de Shell-Sarawak, les Chefs de Barge en Louisiane procédaient autrement : ils prenaient leur carabine (aux USA, tout le monde a une pétoire) et tiraient sur les flotteurs de tête, laquelle coulait, entraînant le pipeline au fond. Les autres flotteurs collapsaient, et, de proche en proche, le pipeline se retrouvait au fond, bien aligné !!! Je ne sais pas si cette méthode fut vraiment utilisée !!!



Particularités locales pour les flotteurs : à Sarawak, nous devons numérotter les bidons-flotteurs, et nous devons absolument les récupérer (et parfois ils avaient dérivé assez loin), pour les présenter à l'armée qui tenait un registre, car tout volume métallique était susceptible d'être transformé en grenade ou en bombe par un Front de Libération dissident qui sévissait à l'époque ! Les vélos étaient numérotés, car les guérilleros les volaient pour récupérer les tubes.

Notre projeteur-dessinateur, Richard Valade (rip) avait fait faire un "porte-plans" vertical, sorte de "Tancarville" grand format, et il a vu arriver un montage laqué noir, qui pesait un âne mort, fabriqué en fers ronds pleins, les tubes étant interdits !

Au Nigéria, le fabricant local de flotteurs en mousse haute densité, très expérimenté, avait des moules pour toute une gamme de volumes et de poussées, mais, en fin de fabrication, une équipe spécialisée découpait les jolis flotteurs à la machette et mettait les morceaux dans des sacs de jutes (flottabilité nulle), l'ensemble ayant ainsi la poussée résiduelle requise.

Explication : les jolis flotteurs nous seraient volés la nuit même par les pêcheurs du coin, pour leurs filets dérivants ou leurs casiers à homards, alors que les sacs de jute resteraient en place pour soutenir notre pipeline !!! Ça s'appelle de l'expérience !!!



Bidouille

LES PETITS RECORDS DE LA POSE DE PIPE

Le pipeline sous-marin le plus long du monde



Le titre du plus long pipeline offshore du monde appartient à North Stream. Ce pipeline jumelé a un diamètre de 48 pouces et s'étend sur une longueur stupéfiante de 1 224 km.

Au départ de Vyborg en Russie Nord Stream traverse la mer Baltique pour atteindre la côte allemande près de Greifswald. Son objectif premier est d'acheminer le gaz russe vers différents pays européens.

Cependant en 2022 Gazprom a arrêté définitivement North Stream en raison d'une fuite provoquée par une explosion. En conséquence le pipeline Langede de 44 pouces est sans doute le plus long pipeline sous-marin en service.

Le plus gros diamètre posé en mer



Empilage de pipes North Stream 2

Les plus gros diamètres en matière de pétrole sont les lignes de chargement des terminaux d'exportation généralement assez courtes. Pour le terminal de Kharg 60" (1,52 m) et pour le terminal de Loop 56" (1,42 m).

Ensuite viennent le pipeline de Nord Stream 48 pouces (1,22 m) avec Nord Stream 1 et 2. C'est aujourd'hui la taille maximale utilisée pour les grands gazoducs offshore.

Puis Langede Pipeline avec 44 pouces (1,12 m).

Pourquoi ne dépasse-t-on pas 48 pouces en mer ? Construire plus gros devient très compliqué :

- Poids énorme du tube et de son revêtement béton
- Pression et contraintes élevées en grande profondeur
- Limites des navires poseurs de pipelines
- Soudage et manutention des sections (12 m chacune)

C'est dans les conduites côtières que l'on trouve les plus gros diamètres : Exemples, émissaire de Nice 2,05 mètres posé par ETPM dans les années 1979, remplacé par un émissaire de 1,65 mètres en 1980, conduites d'eau douce, alimentation d'usine de dessalement, on parle de 2,20 mètres.

Le plus grand navire de pose



Pioneering Spirit et son stinger de 210 m

Le « Pioneering Spirit » d'Allseas, le plus grand navire de construction au monde (382 x 124 mètres), a été conçu pour démanteler d'anciennes plateformes pétrolières et gazières offshore, et poser des pipelines à de grandes profondeurs et installer des plateformes.

Un élément essentiel de ce navire est son stinger, d'une longueur d'environ 210 mètres. Composé d'une structure de transition et de trois sections distinctes d'environ 50 mètres chacune, le stinger joue un rôle clé dans les capacités opérationnelles du Pioneering Spirit.

OPERATION PLUTO

La toute première pose "en rouleau" fut le projet PLUTO (Pipeline Underwater Transport of Oil) en **Juin 1944**, entre l'île de Wight et la côte Normande, avec un tuyau de 3" à faible teneur en carbone, enroulé sur un bidon gigantesque de 27 m de long et 12 m de diamètre, tracté par 4 remorqueurs !!! Depuis, on est passé à de plus gros diamètres et à des navires de pose spécialisés.

Les forces alliées sur le continent demandaient une énorme quantité d'essence : par exemple, une division blindée américaine en mouvement consommait 94 000 litres de carburant par jour. Les oléoducs étaient nécessaires pour diminuer la dépendance à l'égard des navires pétroliers, qui pouvaient être ralentis par mauvais temps, difficiles à décharger en l'absence de ports, être la cible des sous-marins allemands, ou être plus utiles dans la guerre du Pacifique.

L'opération PLUTO (Pipeline Under The Ocean) était une opération britannique de la Seconde Guerre mondiale pour construire un oléoduc sous la Manche entre le Royaume-Uni et la France afin d'approvisionner en carburant le front allié ouvert avec le débarquement de Normandie le 6 juin 1944.

Mené par les scientifiques britanniques, les sociétés pétrolières et les Combined Operations avec l'appui du Petroleum Warfare Department, le projet a été développé par Arthur Hartley, ingénieur-chef de l'AIOC (Anglo-Iranian Oil Company, aussi connue sous le nom de British Petroleum Company).

Technologies employées

L'idée de l'oléoduc est attribuée à Lord Mountbatten des Combined Operations.



Le pipeline HAIS avec ses couches successivement enroulées

Deux types d'oléoduc furent développés. La canalisation flexible HAIS (Hartley Anglo Iranian Siemens) avec un tube intérieur en plomb durci de diamètre de 77,47 mm (3 pouces), pesant environ 55 tonnes par mille marin (30 t/km), était une innovation des Siemens Brothers, et non de la compagnie allemande du même nom, (avec le National Physical Laboratory) à partir de leurs câbles télégraphiques sous-marins existants.

Le second type était un tube d'acier moins flexible, mais de même diamètre intérieur, développé par les ingénieurs de l'Iraq Petroleum Company et de la Burmah Oil Company, connu sous le nom d'HAMEL (contraction de H.A. Hammick et B.J. Ellis, deux ingénieurs en chef).

Les essais démontrèrent que les tubes HAMEL seraient d'une meilleure utilité aux extrémités des tubes HAIS. En raison de la rigidité du tube HAMEL, un appareil spécial nommé The ConunDrum fut construit.

Les premiers prototypes furent testés en mai 1942 sous le fleuve Medway et en juin, en eaux profondes, dans l'estuaire de la Clyde, en Écosse, avant de commencer la production. À cause des capacités de production limitées au Royaume-Uni, quelques oléoducs HAIS furent fabriqués aux États-Unis.

Après un test du tube HAIS à grande échelle (45 milles marins soit 93 km) entre Swansea, au Pays de Galles, et Watermouth, en Cornouailles, la première canalisation à destination de la France fut installée le 12 août 1944, dépassant les 70 milles marins (130 km) depuis l'île de Wight jusqu'à Cherbourg ; mais elle ne fut opérationnelle qu'à partir du 22 septembre.

Une canalisation HAIS et deux HAMEL la suivirent. Au fur et à mesure que les combats se rapprochèrent de l'Allemagne, 17 autres oléoducs (11 HAIS et 6 HAMEL) furent installés entre Dungeness et Ambleteuse, dans le Pas-de-Calais.

Les oléoducs PLUTO étaient reliés à des stations de pompage placées sur la côte britannique et déguisées en bâtiments variés qui devaient passer inaperçus comme des fermes, des garages automobiles, ou encore des marchands de glace. Bien qu'inhabités, ceux-ci étaient prévus pour dissimuler la véritable fonction de ces bâtiments.



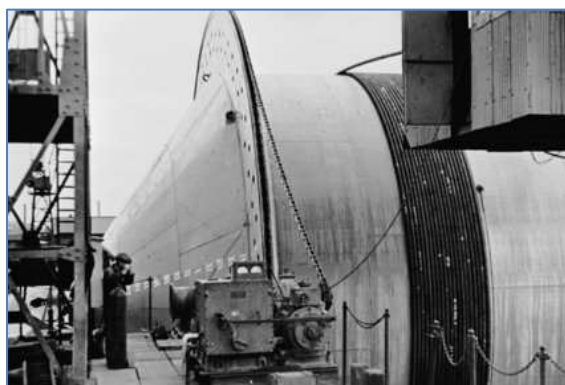
Pompe PLUTO au départ de Sandown sur l'île de Wight

Après le Jour J, l'opération PLUTO est considérée comme l'un des meilleurs exemples du génie militaire dans l'Histoire. Les oléoducs HAIS et HAMEL sont aussi les précurseurs de tous les tubes flexibles utilisés dans le développement des plateformes pétrolières.

En janvier 1945, 300 tonnes de carburant étaient pompées chaque jour vers la France. En mars, c'étaient 3 000 tonnes qui traversaient la Manche quotidiennement à destination du front. Au total, plus de 781 millions de litres d'essence furent acheminés jusqu'aux forces alliées en Europe avant la capitulation de l'Allemagne, le 8 mai 1945. Ces canalisations apportèrent une aide importante jusqu'à la mise en place d'installations permanentes et demeurèrent en activité au lendemain de la guerre.

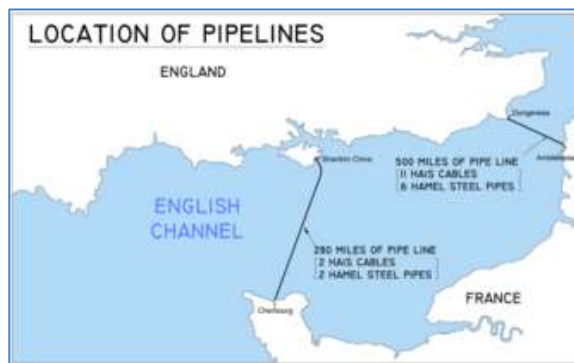
Avec les ports Mulberry, construits immédiatement

Déploiement de l'oléoduc



Le pipeline est mis en place par bateau : après avoir été enroulé autour d'un immense tambour métallique de 30 pieds de diamètre, environ 9 mètres, appelé « conundrum ». Le tuyau est ensuite déroulé à la surface et se pose au fond de la mer à mesure que le navire progresse.

Des bateaux de commerce sont réquisitionnés pour être transformés afin de recevoir les kilomètres de pipeline à déployer et un premier essai en mer est effectué par le bâtiment de guerre HMS Holdfast (spécialement modifié pour l'occasion) du 26 au 30 décembre 1942, afin de relier Swansea à Ilfracombe sur une distance de cinquante kilomètres : c'est une réussite totale.



Localisation des oléoducs PLUTO.

Fin de l'histoire

Entre 1946 et 1949, l'oléoduc est démantelé et en grande partie démonté. Des vestiges de l'oléoduc gisent toujours au fond de la Manche. Deux plaques commémoratives, l'une à Shanklin et l'autre à Port-en-Bessin, rappellent l'existence et le rôle de l'oléoduc pendant la guerre.



Shanklin



Port-en-Bessin



Au hameau de Coupigny (et dans quelques terrains voisins), subsiste un vestige du pipeline « Pluto »

Cet oléoduc traverse le lit d'un ruisseau alimentant la rivière La Muance. L'état de conservation de ce vestige est remarquable.

A l'époque, les gens du coin perçaient des petits trous pour leur ravitaillement personnel en carburant. Un jour, cela a provoqué une grosse fuite qui a recouvert la rivière.

On ne parlait pas alors de pollution mais de manne bienfaitrice.

Proposition de Geoffrey Monkman et Olivier Jarry

Sources :

Wikipedia – Opération PLUTO

D day Overlord la bataille de Normandie

Histoire & Objets Militaires - Publication de Zoran

Musée d'Arromanches

Ouest France « Pluto », le pipeline qui alimentait les troupes alliées en 1944



Spark's brother



MELKLEIDING UIT HET WATER GEHAALD

La traduction automatique est devenue l'outil incontournable de nos écrits. C'est bien pratique quand on connaît les deux langues source et traduction, ça évite de saisir du texte et ça permet de corriger, réajuster, tenir compte du contexte, utiliser les jargons métier etc.

Mais qu'en est-il quand on n'en connaît pas la langue source ? Prenons cet exemple d'un texte en néerlandais passé au travers de quelques traducteurs automatiques, des plus anciens aux plus récents avec l'IA.

MELKLEIDING UIT HET WATER GEHAALD

Het aantal boeren op Ameland, die melk leveren aan Friesland Dairy Foods, is zo sterk afgenomen dat de pijpleiding die sinds 1978 melk transporteerde naar het vasteland wordt verwijderd. Voortaan wordt de melk weer per boot vervoerd.

Reverso

Ligne de lait retirée de l'eau

Le nombre d'agriculteurs sur Ameland, qui fournissent du lait à Friesland Dairy Foods, a diminué tellement que la conduite qui transportait le lait vers le continent depuis 1978 est retirée. Désormais, le lait est à nouveau transporté par bateau.

Alta Vista Babel Fish

La direction de lait obtenue de l'eau

Le nombre d'agriculteurs sur l'Ameland qui fournit le lait à la Frise Dairy Foods, a diminué fortement tellement que le pipeline qui a transporté lait depuis 1978 vers le vasteland est écarté. Le lait par bateau est transporté désormais.

Word

Pipe de lait retiré de l'eau

Le nombre d'agriculteurs d'Ameland, qui fournissent du lait à Friesland Dairy Foods, a tellement diminué que le pipeline qui transportait le lait vers le continent depuis 1978 est en train d'être supprimé. Désormais, le lait sera à nouveau transporté par bateau.

Google

Pipe à lait retirée de l'eau

Le nombre d'agriculteurs d'Ameland qui fournissent du lait à Friesland Dairy Foods a tellement diminué que le pipeline qui transportait le lait vers le continent depuis 1978 est supprimé. Désormais, le lait est à nouveau transporté par bateau.

Lia

Conduite de lait retirée de l'eau.

Le nombre d'agriculteurs sur Ameland qui livrent du lait à Friesland Dairy Foods a tellement diminué que le pipeline qui transportait le lait vers le continent depuis 1978 est en train d'être démantelé. Désormais, le lait sera à nouveau transporté par bateau.

C'est Lia qui est le plus proche de la bonne traduction. Mais le titre a piégé tous les traducteurs automatiques.

Le mieux serait « Démantèlement de la canalisation qui transportait du lait ».

Ou encore « Démantèlement de l'olaitoduc ».

FAÇONS DE PARLER

Sous la houlette de Bidouille

Je n'ai jamais entendu parler de Buckle-Detector ni de Pig, ni de Buckle Arrestor, autrement qu'en anglais. Mais on peut imaginer détecteur d'écrasement ou calibre de passage pour les premiers, et arrêt de propagation ou anneau de renfort pour le second.

Les traductions automatiques sont plutôt amusantes

On a souvent vu que la traduction du titre du paragraphe *S-Lay* est *Tuer*. On se perd en conjectures ! On pense au verbe anglais *to tow* remorquer, anciennement *touer* en français, raccourci en *tuer*.

L'explication est plus simple : Le terme *S-Lay* en anglais est vu comme *slay*, qui veut dire occire. En moins littéraire *tuer*.

Le *pipeline tensionner* a souvent été traduit par *tendeur de tuyau*.

Le titre d'*Offshore Magazine* « Flatfish inspection drone set for ultradeep water trials offshore Brazil » traduit par « Un drone d'inspection de poissons plats est prêt pour des essais en eaux ultra-profondes au large du Brésil ».

Au dictaphone, on a eu droit à la pose en gilet (*J-Lay*), et à la rampe de posologie (pose en *J*).

Un autre pipeline est devenu popeline, toile qui présente une côte fine et serrée. Un autre s'est même transformé en paille.

Que ces petits clins d'œil permettent de remercier les lecteurs et relecteurs qui ont débusqué ces coquilles.

Ce n'est pas pour les petits enfants



Bien sûr nous en avons entendu d'autres, bien sûr nous sommes à une époque où la pratique des "gros mots" rigoureusement réprimandée dans notre enfance s'est largement libéralisée.

Et il est des expressions indissociables de nos métiers, de notre folklore. Alors ?

La traduction officielle et en bon français, à bord des barges, pour : « The pipe is buckled », serait « le pipe est plié » ou bien en franglais « le pipe est collapsé », mais on dira plutôt « Le pipe est couillé. »

Exemple de dialogue entendu dans nos bureaux d'études :





1601 FOR EVER

**1601 for ever
Bernard Loez**

Bravo pour la réussite de cette souscription qui a dépassé ses objectifs.

Pierre Laborie

*Excellente initiative !
On suit ça avec vous.
Éric Hansen*

Le musée de la marine à Paris me semble son lieu idéal d'exposition avec d'excellents commentaires faisant hommage à sa puissance de l'époque, son fonctionnement, ses réalisations mais aussi à la camaraderie (esprit d'équipe) exceptionnelle qui régnait sur cette barge.

Le personnel de ce navire se sentait les caïds de l'offshore et étaient fiers de faire partie de son équipage à tous les niveaux (marine, soudage et mise en place)

Michele Mignonnac

*La 1601, c'est ma jeunesse...
Frédérique AMESPIL*

*Je soutiens cette initiative.
Claude Lebelle*

*Coucou
Belle initiative
Ma préférence est l'exposition
Parisienne avec bien sûr de belles
histoires pour la présentation
Patrick Boutier*

*Souvenirs, souvenirs ! Très émouvant ! Pour le lieu exposition, Musée de la Marine serait super mais Comex Marseille pas mal non plus... Souvenirs, souvenirs... mer du Nord pour moi.
Marc PHILIPPE*

Bravo, merci à Michel pour cette très belle et indispensable initiative à laquelle j'ai personnellement hâte de participer. La DLB1601 et ses équipes m'ont apporté certains des plus beaux souvenirs professionnels de ma carrière

Jean-Marc Letournel

J'ai « sorti » la 1601 des chantiers de Blohm & Voss en 1975 à la fin de l'été pour travailler par mauvais temps en mer du nord pour Total Oil Marine avec les treuils BLM... expérience unique, et trop méconnue, et particulièrement frustrante car nous avons été accusés d'incompétence longtemps, jusqu'à ce que le vrai coupable soit reconnu, BLM... et j'ai travaillé ensuite avec elle sur Frigg, en mer du nord, en Western Australia (North Rankin), en Louisiane (LOOP), en Argentine (Magellan) et autres lieux.

Comme l'a dit très joliment Frédérique Amespil « La 1601 c'est ma jeunesse ».

*Pour cette phrase, si elle avait été là, je lui aurais sauté au cou...
Ce que c'est d'être sentimental...
Bernard LOEZ*



C'est avec beaucoup d'intérêt que je vois que la maquette de la DLB 1601 pourrait être exposée. Toutefois lors d'une conversation avec Jean-Marie, j'ai parlé d'un projet de mise en valeur du patrimoine maritime à Marseille avec « Imertium »
Michel Bourhis

Bravo à toute l'équipe de tout mettre en œuvre pour sauver la maquette de la "16", et qu'elle ne subisse pas le sort de l'originale tombée dans l'oubli des ferrailleurs...
Salut et Fraternité
Gilbert Maurel

J'aimerais bien savoir comment cette maquette qui a été en exposition dans les bureaux des différentes sociétés qui la possédait, a pu se retrouver en vente en ligne. Je suis pour son rachat et son exposition dans un lieu ouvert au public.
Michel Le Bihan

Il est vraiment plaisant de retrouver la maquette de la 1601. La maquette de la 1601 au Musée de la Marine, ce serait magnifique
Jean-Paul Giroud

Je suggère d'autres lieux, par exemple dans une école d'ingénieurs : exemple Centrale-Supelec, ou l'ESIM, etc. Je me rappelle, il y a longtemps de cela, dans le hall de l'école Centrale étaient exposées les maquettes des pionniers de l'aviation et d'autres innovations. C'est important car cela rappelle d'où vient l'innovation, si cela peut susciter des vocations...
Amicalement
Milcar Sreih

Merci pour cette nouvelle. Merci de continuer à me tenir au courant
Philippe Anger

Personnellement, je pense que sa place devrait être au Musée de la Marine. Sais-tu quel est le cuistre qui veut faire du profit avec cette pièce unique et quel est le prix demandé ?
Thierry Krieg

Bien sûr je participerai à ce belle attention qui me rappellera mes années magnifiques à la découverte de l'offshore avec ces belles grandes Entreprises qui ont fait l'honneur de la France dans ce secteur d'activité
Michel Palomba

Cela remplit les anciens qui l'ont vue naître, de plaisirs et de fierté. Comment est-elle arrivée là ? Il y avait aussi, je crois, d'autres maquettes.
Bernard Andrier

ASSEMBLEE GENERALE 2026

On s'était donné rendez-vous au restaurant Le Chalet, avant de regagner les locaux de l'ESTP Alumni, l'association des ingénieurs diplômés de l'ESTP, selon un agenda des plus classiques suivi par l'élection du nouveau conseil d'administration, et l'élection du Bureau.



L'assemblée fut suivie par la conférence de Jean-Claude Henry sur les Terre-neuvas

Un cocktail a conclu cette belle réunion



Votre conseil renouvelé :



Monique Aubert
Visites,
Conférences



Patrick Braire
Voyages



Patrick Chopelin
Trésorier



Hélène Darcq
Voyages
Social



Jean-Marie
Delaporte
Vice-président



Monique Hébrard
Membre honoraire



Jean-Michel Gérez
Secrétaire



Arnaud Jozefacki
Web master



Olivier Jarry
Président



Raoul Labal



Jacques Ménochet



Norbert Poirier

NOTRE-DAME



Sur le parvis, évocation de Notre-Dame au moyen-âge, le point kilométrique zéro



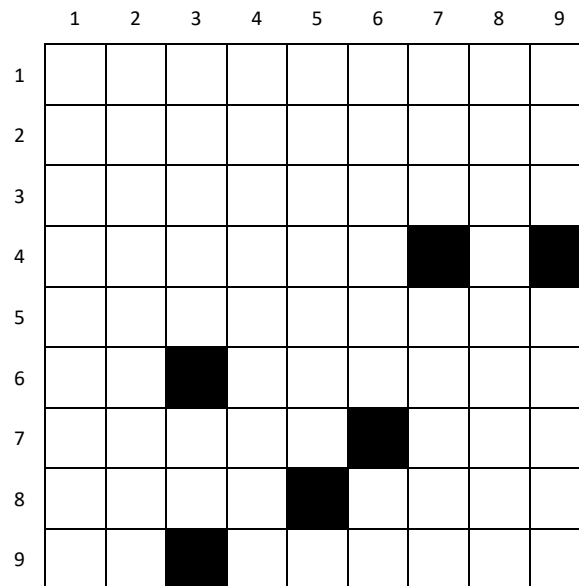
C'est sans doute encore plus aujourd'hui un édifice sublime et majestueux. L'édifice porte les traces de nombreuses époques :

- * style roman ancien
- * grande architecture gothique médiévale
- * modifications des siècles suivants

Chaque pierre raconte son époque.

Elle devient ainsi un livre d'histoire sculpté dans la pierre, ce qui mène à sa célèbre idée : l'architecture était autrefois le grand moyen d'expression de l'humanité. La cathédrale est un livre de pierre où s'écrit l'histoire des peuples.

D'après Lia

DETENTE**Mots-croisés du Journal de Bord N°23 – Henri Gaillard****Horizontalement**

1. Il est évident que la pièce détachée l'est 2. Fait sourire un enfant ou un poète 3. Comble le gourmand 4. Le chansonnier l'aime mordante 5. Résumer 6. Abréviation (signe de travail pour le mécanicien) – **Peut être synonyme de pipeline** 7. Feu céleste - Possessif 8. Son grincement peut faire croire au fantôme – Se gravit 9. Désigne la matière - Toujours méritée par celui qui s'y adonne

Verticalement

1. Pour proclamer des résultats 2. Tête d'organigramme 3. Un pour tous, tous pour un – Téraneuton 4. Sont identiques 5. Gîte 6. Soutiennent – Petit cube 7. Bis dans le désordre – Plantes 8. Poncèrent 9. Trois voyelles – Laissés pour compte



Je suis un état des États-Unis, si vous écrivez mon nom en lettres capitales sur un support transparent vous pouvez me lire aussi en renversant le support.

Pour les géomètres, je présente une symétrie horizontale

Mon drapeau est le seul d'un État fédéré des États-Unis à ne pas être de forme rectangulaire

Qui suis-je ?



DANS LE SILLAGE DE L'AMICALE

Une soirée inspirante aux TLC Lions Human Awards

L'équipe Subsea7 a participé aux TLC Lions Human Awards, une cérémonie qui met à l'honneur les organisations engagées dans une approche managériale résolument tournée vers l'humain, valorisant l'empathie, l'authenticité et le pouvoir du récit au cœur des cultures d'entreprise.

Cette soirée a offert un espace privilégié de rencontres et d'échanges avec de nombreuses organisations partageant une même ambition : promouvoir des environnements de travail où les personnes, leurs histoires et leurs expériences occupent une place centrale. Les témoignages présentés au cours de l'événement ont illustré, avec force et sensibilité, l'impact positif que peut avoir une culture véritablement axée sur les individus.

Subsea7 a eu l'honneur d'être finaliste dans trois catégories :

- ★ Responsable RH de l'année – Antoinette Wilks
- ★ Conteuse de l'année – Louise MacLean
- ★ Entreprise humaine de l'année – Subsea7

Si aucun prix n'a été remporté cette année, cette triple nomination constitue une reconnaissance importante du travail mené au quotidien pour placer l'humain au cœur de la culture de l'entreprise. Elle témoigne également du chemin parcouru pour encourager l'écoute, la connexion et l'expression authentique au sein de nos équipes.

Cette soirée inspirante renforce la détermination de Subsea7 à poursuivre la construction d'un environnement où chacun peut se sentir entendu, valorisé et pleinement relié aux autres, un environnement qui continue de faire de l'humain un véritable moteur de performance et d'engagement collectif.



De gauche à droite l'équipe Subsea7 : Sarah Strange, Andre Bae, Louise MacLean, Marie Vivier, Jenna Osborne, Antoinette Wilks, Cary Rueda, Anika Brannen, Yasmin Elbarbary & Kelly Reed.

Antoinette Wilks et Marie Vivier

Rencontre AOP Subsea7

Le 12 mars 2026, dans les locaux de SS7 à Bois-Colombes, une réunion entre madame Milène Bonan, sa collaboratrice madame Marie Laurene Collignon et nos présidents Olivier Jarry et Jean-Marie Delaporte a eu lieu afin d'une part de faire connaissance, de remercier SS7 de nous héberger et d'autre part de voir les possibilités de faire connaître l'AOP au personnel de l'entreprise.

Le souhait est de pouvoir poursuivre et renforcer le lien entre SS7 et l'AOP en s'appuyant sur les valeurs héritées d'un passé de pionniers et l'intérêt de l'AOP toujours affirmé pour les développements de l'offshore pétrolier et des travaux en mer.

Avec l'appui de SS7, des initiatives seront engagées afin de mieux faire connaître notre amicale, notamment à travers des publications et l'organisation de nouveaux échanges.

A l'issue de cette rencontre, à la fois SS7 et l'AOP ont conclu que c'était d'un intérêt commun de promouvoir ces contacts, que toute question pourra être étudiée avec attention et que l'amicale reste disponible pour y répondre.

Jean-Marie Delaporte

Mots croisés solution

Horizontalement : 1. AJUSTABLE. 2. FANTAISIE. 3. FRIANDISE. 4. IRONIE. 5. CONDENSER. 6. HS. ARTERE. 7. ASTRE. MES. 8. COND. DENT. 9. EN. SIESTE.

Verticalement : 1. AFFICHAGE. 2. JARROSSON. 3. UNION. TN. 4. STANDARDS. 5. TANIÈRE. 6. AIDENT. DE. 7. BSI. SEMES. 8. EEE. RESTE.

L'OHIO, capitale Colombus Terre d'accueil des Amish.



Le drapeau de l'Ohio est le seul drapeau d'un État fédéré des États-Unis à ne pas être de forme rectangulaire. Le drapeau de l'Ohio est le drapeau officiel de l'État américain de l'Ohio, constitué d'une forme pentagonale irrégulière, à cinq bandes horizontales d'inégale largeur.

Les triangles formés par les lignes principales du drapeau représentent les collines et vallées de l'Ohio, tandis que les bandes représentent les routes et voies navigables de l'Ohio.

Quelle est la valeur approchée de π implicitement utilisée dans la règle du pouce qui donne le volume interne approximatif d'un mètre de pipe ? Réponse : Il faut travailler en litres, soit en dm pour les dimensions :

$$V = \pi \frac{(0,254D)^2}{4} 10 = \frac{D^2}{2}$$
$$\pi = \frac{2}{0,254^2 \times 10} = 3,10$$

pour 3,14, soit ~1% d'écart, pas mal, non ?



Collègues d'avant

Kharg – L'équipe de Téhéran

Assises : Min Koohyar, Mitra Dehghan
Debout : Philippe Langlet, Mokhtar Kayedpour,
Morteza Bassami, Jean-François Ottini, Claude
Matthews,
Mohamed Bahrami

Une équipe prête à reprendre du service ?



L'AMICALE

In memoriam

Pierre COINDREAU
André MARCHAND

Agendas

15 avril Visite de Notre-Dame, deuxième visite
21 mai Le Nouveau Tribunal de Paris
1^{er} juin Périple en Franche-Comté
18 juin Repas au Cercle Militaire
29 septembre Milan et les lacs italiens

Conseil d'administration et Bureau

Monique Aubert	Jean-Michel Gerez (Secrétaire)
Hélène Darcq	Olivier Jarry (Président)
Monique Hébrard (membre honoraire)	Arnaud Jozefacki
Patrick Braire	Raoul Labal
Patrick Chopelin (Trésorier)	Jacques Ménochet
Jean-Marie Delaporte (Vice-Président)	Norbert Poirier

Comité de rédaction, publications, site

Olivier Jarry	responsable des publications
Patrick Chopelin	infographiste amateur

Veille technologique, veille journalistique

Patrick Chopelin
Olivier Jarry
Hervé Kerfant
Raoul Labal
Geoffrey Monkman
Jean-François Saint-Marcoux
Arnaud Jozefacki

Activités

Hélène Darcq (Voyages)
Patrick Braire (Voyages)
Monique Aubert (Visites, conférences)

Webmestre

Relations publiques et sociales

Hélène Darcq (Locations saisonnières)
Jean-Marie Delaporte (relations associations parapétrolières, messe du souvenir)

Contactez votre Amicale :

Amicale de l'Offshore Pétrolier
c/o SUBSEA 7
2, allée des Messageries
92270 Bois-Colombes, France
FRANCE

aop.amicale@gmail.com

aop-amicale.org