

# La production des hydrocarbures en offshore profond

**De nombreux ouvrages décrivent l'histoire et les progrès réalisés dans le domaine de l'offshore pétrolier et gazier, tant du point de vue des réserves que des techniques d'exploitation. Il n'est nullement question ici de faire un résumé de tous ces travaux, mais plutôt de montrer que l'exploration et la production du pétrole et du gaz par très grande profondeur est à la fois un mélange de technologie, de gestion de projets et – surtout – de passion et d'innovation. Car sans la passion qui anime les hommes et les femmes de notre industrie, l'aventure humaine de l'offshore profond n'aurait jamais eu lieu.**

Par Thierry PILENKO\*

Plutôt que de lister le potentiel de chaque bassin sédimentaire ou d'analyser chaque grande société pétrolière intervenant dans ce domaine, nous avons préféré vous faire vivre cette aventure des grandes profondeurs, essentiellement à travers le prisme de Technip et de certains de ses projets qui ont permis à notre industrie d'aller toujours plus loin.

En quelques mots, pour ceux d'entre vous qui ne seraient pas familiarisés avec notre entreprise, Technip est un leader mondial du management de projets, de l'ingénierie et de la construction d'équipements pour l'industrie de l'énergie. Depuis les développements sous-marins (*Subsea*) les plus profonds aux infrastructures en mer (*Offshore*) et à terre (*Onshore*) les plus vastes et les plus complexes, nos 23 000 collaborateurs proposent les meilleures solutions et les technologies les plus innovantes permettant de répondre au défi énergétique mondial. Nous sommes implantés dans 48 pays répartis sur tous les continents et nous disposons d'infrastructures industrielles de pointe, notamment en matière de fabrication et d'assemblage des canalisations qui vont permettre de remonter les hydrocarbures du fond de la mer vers la surface, ainsi que d'une flotte de navires spécialisés dans l'installation de conduites et la construction sous-marine.

Toutefois, si l'on devait schématiser la chaîne de l'exploration-production d'hydrocarbures en *offshore* profond, on pourrait la segmenter en quatre étapes : la sismique, le forage, le développement sous-marin et les infrastructures flottantes de production. Technip intervient sur les deux dernières de ces quatre étapes, et c'est donc essentiellement à travers des projets de groupe que je me propose de vous emmener découvrir les grandes profondeurs et tous les défis qui y sont associés.

## La sécurité avant tout

Mais avant de plonger, il faut tout d'abord rappeler qu'afin de pouvoir conquérir de nouveaux marchés et d'assurer le succès de l'industrie pétrolière et gazière, la sécurité doit

rester la priorité de tous nos projets. Notre préoccupation principale est la santé et la sécurité de nos employés, cela, tout en limitant l'empreinte de nos activités sur l'environnement. A cette fin, chaque projet est géré de manière indépendante et unique par une équipe dédiée appliquant rigoureusement des procédures cohérentes au niveau du groupe, mais adaptées aux conditions locales. L'ingénierie, développée sur plusieurs années, est adaptée suivant les réglementations et normes en vigueur, à toutes les étapes du projet : depuis la définition de l'architecture jusqu'à la conception détaillée des équipements. Par ailleurs, la passation des marchés est régie par des indicateurs de contrôle qualité très rigoureux, les interventions *offshore* étant suivies attentivement et des procédures détaillées étant développées, puis mises en place. Ces mesures ont permis des améliorations considérables en termes de sécurité et de qualité et, par conséquent, le nombre d'accidents a connu une diminution significative au cours des dix dernières années. Cependant, l'objectif « zéro accident », bien que difficile à atteindre, doit rester notre objectif et notre première priorité. En conséquence, nous devons travailler autant sur la prévention, à travers la technologie et les procédures, que sur les comportements humains.

## Un fantastique potentiel d'hydrocarbures en mer profonde

Il est important, pour commencer, de replacer l'*offshore* profond dans son contexte historique, géologique et géographique. A la fin des années 1950, au moment de la création de Technip, les unités de production pétrolière et gazière *offshore* les plus profondes atteignaient 40 mètres de profondeur d'eau ; ils n'étaient, en fait, qu'une simple extension des méthodes utilisées à terre. Au cours des deux décennies suivantes, l'amélioration des structures en acier a permis de repousser cette limite jusqu'à près de 300 mètres, pour les plateformes fixes. Ce n'est qu'avec le développement d'unités de production flottantes, dans les années

1980, que l'industrie des grandes profondeurs telle que nous la connaissons aujourd'hui est devenue une réalité. Depuis lors, les records de profondeur ont été régulièrement battus ; ils atteignent, de nos jours, près de 3 000 mètres. En témoigne le projet Perdido, de Shell, qui sera détaillé un peu plus loin et pour lequel Technip a conçu la structure flottante et les systèmes de risers, ces canalisations de production permettant de faire remonter les hydrocarbures du fond de la mer jusqu'à la plateforme.

Alors que la production pétrolière et gazière *offshore* reste majoritairement concentrée dans des champs situés en eaux peu profondes, la part de la production à de grandes profondeurs ne cesse de s'accroître année après année. Ce phénomène suit l'extension naturelle des installations *offshore*, qui démarrent généralement près des côtes, sur le plateau continental, les unités d'exploration et de production s'éloignant ensuite du plateau, vers des sites plus profonds.

Aujourd'hui, 95 % du pétrole et du gaz produits dans des eaux de plus de 1 000 m de profondeur proviennent principalement de trois zones géographiques : le Brésil, l'Afrique occidentale et le Golfe du Mexique, véritable triangle d'or de la production *offshore*. Le plus grand producteur en eaux profondes est Petrobras, la compagnie nationale brésilienne (près de 45 % de sa production sont réalisés à des profondeurs de plus de 1 000 m), suivie par les compagnies pétrolières internationales ExxonMobil, BP, Chevron, Total et Shell..., puis par les sociétés indépendantes telles que Murphy ou Anadarko. Le type d'entreprises opérant à de telles profondeurs reflète bien la complexité technique et celle de la gestion des risques associés à la production en eaux profondes.

Ce sont les progrès combinés de la sismique, du forage et des systèmes de production qui ont rendu possible cette exploitation. Par exemple, c'est l'avènement de la sismique 3D « *wide azimuth* », développée au début des années 2000, qui a permis d'imager les structures les plus complexes, en particulier celles liées à la tectonique salifère. Tout d'abord appliquées dans le Golfe du Mexique, elles ont permis l'identification de pièges non seulement sous les *diapirs* les plus complexes, mais aussi sous une couche de sel d'une épaisseur pouvant varier de quelques mètres à plusieurs kilomètres (d'où l'expression « *subsalt* »). C'est ainsi que le potentiel de la production pétrolière et gazière en grande profondeur a été récemment stimulé par une importante découverte, au Brésil, d'immenses réservoirs carbonatés déposés sous une couche de sel imperméable, les gisements du « pré-sel ».

Mais l'avenir de la production pétrolière et gazière ne se cantonne pas à ce « triangle d'or ». En Asie du Sud-Est, un marché considérable est en train d'émerger, malgré la modestie des réserves, avec des projets tels que l'unité *offshore* Kikeh, au large de Sabah, en Malaisie, où Technip a fourni à Murphy Oil une plateforme Spar construite localement. L'Extrême-Orient et l'Australasie recèlent un potentiel gazier important en *offshore* profond qui renforce également l'importance de ce marché en expansion.

Enfin, en matière de développement, l'installation des têtes de puits dans les champs en eaux profondes est effectuée à

partir de plateformes de production flottantes, dont près de la moitié sont des navires FPSO (production, stockage et transfert) opérant à des profondeurs excédant 1 000 mètres. A ce jour, le plus grand de ces navires en termes de poids des *topsides* (les installations de surface) est le navire AKPO de Total, conçu par Technip et fabriqué en Corée, ancré au large des côtes du Nigeria. Outre les FPSO, les Spars, les TLP (plateformes à lignes tendues) et les plateformes semi-submersibles se partagent chacune près de 15 % du marché. Les trois plateformes semi-submersibles les plus récentes ont été livrées par Technip à Petrobras, en vue du développement de champs *offshore* au Brésil.

### Le pré-sel : défis et opportunités

Suite aux découvertes récentes de gisements de pétrole sous des couches de sel, la côte Sud-Est du Brésil est devenue l'une des zones les plus convoitées de la planète par l'industrie pétrolière, et ce, pour deux raisons : l'énorme quantité de pétrole brut et de gaz qui s'y trouve (estimée entre 50 et 100 milliards de barils) et le défi ambitieux posé par son extraction, qui offre de grandes opportunités à la chaîne des fournisseurs de services, des contracteurs et des équipementiers.

La couche de sel à traverser pour atteindre les réserves, d'une épaisseur variable pouvant atteindre environ 2 kilomètres, conjuguée à une profondeur moyenne d'eau de 2 300 mètres, pose déjà en soi un énorme défi technique. Si l'on y ajoute la présence de roches carbonatées caractéristiques des réservoirs du pré-sel, et la teneur élevée en gaz corrosifs ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ) du pétrole qu'ils renferment, on est confronté à un environnement dont l'exploitation requiert une approche technologique très sophistiquée.

Une telle complexité exige d'intenses efforts de recherche et développement de la part de toute la chaîne des fournisseurs de produits et de services. Aux côtés de Petrobras, tous investissent donc massivement en amont afin de découvrir de nouvelles technologies permettant d'exploiter ces réservoirs efficacement et en toute sécurité.

C'est ainsi qu'afin de sélectionner les conduites flexibles du projet pilote du champ de Tupi (rebaptisé depuis lors « Lula »), Technip a monté, près de son usine de flexibles de Vitoria, un nouveau centre de test, de recherche et de développement. Il s'agit du plus grand programme de qualification de tuyaux flexibles jamais réalisé pour un projet donné. Ces tuyaux permettent de relier entre elles les têtes de puits posées au fond de la mer et de remonter les hydrocarbures vers la surface. Inauguré en 2010, ce centre possède des dispositifs d'essai parmi les plus importants et les plus sophistiqués au monde, qui permettent de simuler les conditions d'exploitation du pré-sel les plus extrêmes.

De plus, ce laboratoire teste actuellement de nouvelles technologies intégrant des fibres optiques dans les flexibles pour garantir la fiabilité de la production de pétrole dans ces conditions extrêmes. Ces technologies permettront aux ingénieurs des centres d'opération basés sur le continent d'identifier tout risque de défaillance d'un flexible utilisé sur les plateformes de pétrole *offshore*

situées à plus de 300 kilomètres de la côte, et d'éviter ainsi tout accident.

Cela étant, la question la plus délicate de ce gigantesque défi pourrait bien être la gestion des ressources humaines. Grâce à sa vaste expérience dans des projets clés en mains (ingénierie, fourniture des équipements, construction et installation) déjà réussis au Brésil et dans le monde, et à ses quelque 3 000 collaborateurs locaux, répartis sur tous les sites brésiliens, Technip devrait être en mesure d'apporter une importante contribution à la mise en œuvre de ces projets, en assumant une part toujours plus grande du développement du pré-sel aussi bien que des champs traditionnels.

### **Des pipelines flexibles intelligents pour maîtriser les écoulements (voir la photo 1)**

Au-delà de quelques centaines de mètres de profondeur, la température de l'eau n'est que de quelques degrés, ce

qui peut engendrer un blocage des diverses canalisations dû à des bouchons d'hydrate ou à des dépôts de paraffine. Il est impératif pour l'industrie d'éviter de tels blocages, car il est difficile et coûteux de les supprimer.

C'est dans cette optique que Technip a développé une conduite flexible au *design* spécifique, l'IPB® (*Integrated Production Bundle*), qui est un flexible de production intégré. Il a été développé de manière à assurer un écoulement régulier du fluide de production. L'IPB® est composé d'une ligne de production standard (appelée le noyau), résistant aux pressions internes et externes, ainsi qu'aux fortes charges et tensions axiales. En périphérie sont ajoutées de nouvelles couches (des couches appelées « *bundle* » et une couche d'isolation) permettant de fournir les quatre services/fonctions ci-après :

✓ « *Active Heating* » : des câbles électriques sont « spiralisés » autour du noyau du flexible ; ils produisent de la chaleur, ce qui maintient une température interne suffisante pour éviter la formation d'hydrates ou de paraffine.



© Photothèque Technip

**Photo 1** : L'IPB® (*Integrated Production Bundle*) est un flexible de production intégré, assurant un écoulement régulier du fluide de production.

ne (le seuil critique de température sera déterminé en fonction de la composition chimique du brut concerné) ;

- ✓ « *Gas lift* » : des tubes en super-duplex sont déposés sur la même couche que les câbles chauffants. Le gaz qui est y injecté depuis la plateforme descend jusqu'au pied de la conduite flexible ; il se mélange alors avec le brut, allégeant celui-ci et améliorant ainsi la vitesse du flux de production. Lorsque ce gaz remonte au niveau de la plateforme, il est séparé du flux de production, avant d'être injecté à nouveau ;
- ✓ « *Monitoring* » : des fibres optiques sont intégrées dans le *bundle* (comme précédemment). Elles permettent de mesurer la température du fluide de production sur toute la longueur de la conduite flexible. La surveillance de la température est continue ; un système d'alarme automatisé prévient de toute variation de température du fluide de production amenant celle-ci en-dessous du seuil acceptable ;
- ✓ « *Passive insulation* » : afin de conserver un maximum de chaleur, une ou plusieurs couches d'isolant thermique sont « spiralées » autour du noyau.

L'efficacité de la technologie IPB® est prouvée : cette technologie est utilisée depuis plusieurs années dans de grands champs pétroliers *offshore* en Angola. Une troisième génération d'IPB® est actuellement en cours de fabrication chez Flexi France, une usine du groupe Technip sise en Normandie, qui a été élue, en 2010, Usine de l'Année

par le magazine *L'Usine Nouvelle*. Cet IPB® sera installé dans 1 500 mètres d'eau, au Brésil, à la fin de l'année 2012. Dans ce dernier cas, l'IPB® permettra de réchauffer le « *pipe* » afin d'accélérer les remises en production après chaque arrêt de cette dernière durant les périodes de maintenance. Comme tous les produits flexibles de Technip, l'IPB® est développé sur mesure.

En combinant les avantages des conduites flexibles classiques (installation facile et rapide, sans vibrations induites, résistance à la corrosion, encombrement réduit sur le fond marin, excellente réponse dynamique) aux fonctions des nouvelles générations (*monitoring, active heating*), l'IPB® offre une solution intelligente qui s'adapte toujours mieux aux opérations de nos clients en leur permettant d'optimiser la gestion de leur fluide de production.

### Des plateformes destinées à des champs situés à 3 000 mètres de profondeur (voir la photo 2)

Repousser les frontières, notamment celles de la profondeur d'eau, pour exploiter les ressources en hydrocarbures est un défi permanent pour l'industrie pétrolière. Si, il y a encore quelques années de cela, la barre des 2 000 mètres de profondeur paraissait inaccessible, c'est aujourd'hui celle des 3 000 mètres qui constitue le quo-



© Photothèque Technip

**Photo 2** : La plateforme Spar récemment livrée par Technip pour le développement du champ Perdido de Shell, dans le Golfe du Mexique, est la première plateforme à combiner capacité de forage et capacité de production en mer très profonde.



tidien de certains de nos ingénieurs. Dans ce contexte, la plateforme récemment livrée par Technip pour le développement du champ Perdido de Shell, dans le Golfe du Mexique, fait figure de nouveau « *benchmark* » pour toute l'industrie.

Installée à environ 335 kilomètres au sud de Freeport, au large du Texas, Perdido est la première plateforme à combiner capacité de forage et capacité de production en mer très profonde. Reposant sur le concept du bouchon flottant, la plateforme Spar est une technologie développée par Technip, et le chantier de construction du groupe, situé à Pori, en Finlande, est le plus reconnu en la matière dans l'industrie pétrolière. Ce projet, qui associe créativité et technologie, ouvre la voie à une production dans des fonds marins naguère inaccessibles.

Le projet Perdido, qui comprend le développement de trois sites de prospection en eaux profondes (Great White, Sliver Tip et Tobago) à partir d'une unité centrale, compte plusieurs records mondiaux à son actif :

- ✓ les premiers réservoirs développés dans le Tertiaire Inférieur (ère paléogène) au fond du Golfe du Mexique ;
- ✓ le système de forage et de production le plus profond du monde (2 382 mètres) ;
- ✓ le puits sous-marin le plus profond (2 852 mètres) ;
- ✓ le plus profond raccordement de conduites sous-marines (- 1 372 mètres).

Chacun des trois sites de production pétrolière a comporté son lot de défis, car les propriétés des fluides variaient d'un réservoir à l'autre. Pour venir à bout des importants volumes de gaz au niveau de la ligne de boue, Shell a choisi un système de séparation sous-marine, associé à des pompes de surpression sous-marines, pour acheminer les liquides vers la surface. C'est là un système encore jamais utilisé, grâce auquel Shell a pu accroître son rendement énergétique, prolonger la durée de vie des pompes et éliminer toute éventualité de formation d'hydrates. L'utilisation du système de forage DVA (accès vertical direct) sur la Spar a également contribué à réduire les coûts de forage, à simplifier le reconditionnement et à faciliter l'accès au matériel sous-marin. Enfin, les systèmes de séparation sous-marine et de forage DVA ont permis de réduire la taille de la Spar et de rationaliser les coûts de forage, d'investissement et d'exploitation.

Compte tenu de la configuration du développement, la Spar constituait la solution idéale pour le développement de ce projet. La Spar Perdido est la quatorzième qu'ait fabriquée Technip, sur dix-sept plateformes de ce type existant dans le monde. La Spar supporte les installations de surface (*topsides*) et soutient notamment les *risers* de forage et de production, les lignes d'amarrage, les lignes de production et les lignes d'exportation. Enfin, la grande stabilité de la Spar et sa capacité à prendre en charge avec flexibilité les modifications de poids au cours de la conception ont achevé de faire de cette plateforme le meilleur choix possible pour Perdido.

Le développement du projet Perdido a donc permis d'établir un record mondial, avec la mise en place d'un puits de production à 2 852 m de profondeur. Ce puits, ainsi

que les trois champs en cours de développement, ont également conduit à d'autres exploits dans le domaine des ombilicaux (fournis par Duco, une filiale de Technip), de la pose en eaux profondes (avec le navire « amiral » de la flotte du groupe, le Deep Blue). Grâce à ces records, Technip et l'industrie tout entière sont désormais prêtes à approfondir la technologie et les possibilités d'installation en haute mer.

Le raccordement de conduites sous-marines à - 1 372 mètres, est le plus profond encore jamais testé. Grâce aux recherches effectuées autour de la méthode de « piquage à vif » et à une installation réussie, l'industrie est désormais prête à s'aventurer en eaux plus profondes. La distance séparant les puits des grandes conduites de transmission pourra en effet être accrue, de même que la complexité du système d'exportation.

### Des robots là où l'homme ne peut plus aller (voir la photo 3)

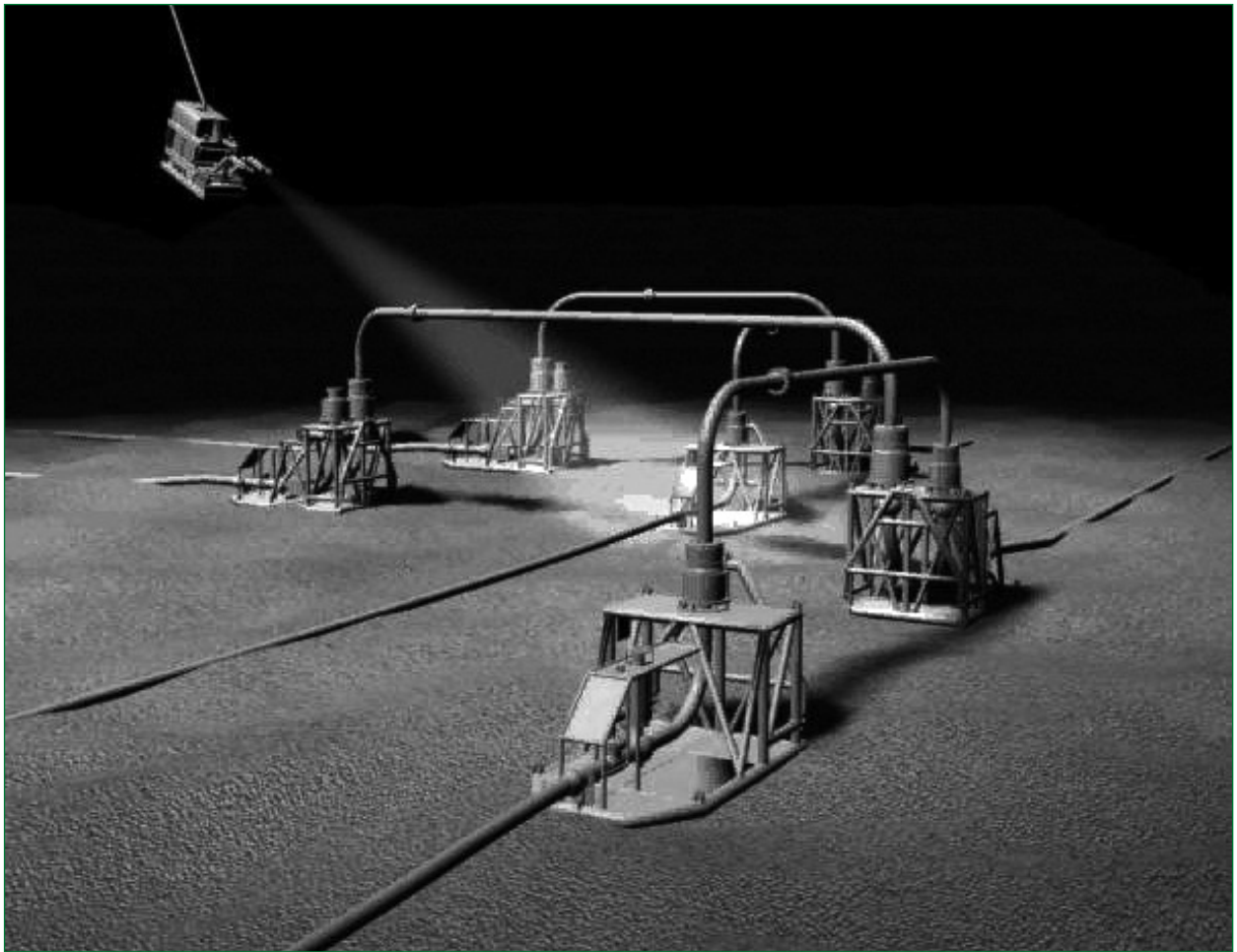
Deux catastrophes récentes ont révélé au grand public les capacités d'intervention des robots que nous utilisons quotidiennement dans nos travaux sous-marins jusqu'à des profondeurs équivalant à dix fois la hauteur de la Tour Eiffel.

En effet, ce sont non moins d'une vingtaine de ROVs (véhicules contrôlés à distance) qui opéraient simultanément pour interconnecter l'ensemble de vannes et des conduites du système de collecte des fuites du puits Macondo, accidenté dans le Golfe du Mexique. Eux seuls pouvaient intervenir et être efficaces à cette profondeur, et on a pu voir les images de ces opérations en direct sur Internet.

C'est encore un ROV qui a récupéré au milieu de l'Atlantique, à 3 900 mètres de profondeur, les boîtes noires de l'avion du vol AF 447, dont les débris avaient été localisés et identifiés auparavant par des AUVs, ces engins autonomes sans ombilicaux, dotés d'une instrumentation sophistiquée et programmés pour des missions de recherche, d'observation et de cartographie sous-marine. Pour des opérations plus classiques, Technip dispose d'une paire de ROVs sur chacun de ses navires, ainsi que d'un département rattaché aux opérations marines qui assure le bon déroulement des interventions, depuis l'entraînement des pilotes et la répétition des missions sur simulateurs, jusqu'au renouvellement des véhicules et des outillages spécialisés.

Une autre entité, rattachée à la direction R&D, se projette dans l'avenir en développant, en interne ou en partenariat, les méthodes et moyens dont nous aurons besoin dans le futur pour installer et entretenir des équipements toujours plus profonds, distants et nombreux (que ce soit dans le domaine de l'extraction des minerais sous-marins, dans celui des énergies fossiles ou celui des énergies renouvelables).

Longtemps réservés aux militaires pour la guerre des mines, les drones sous-marins (ou AUV) sont de plus en plus présents dans les scénarios d'exploitation de ressources immergées.



© Photothèque Technip

**Photo 3 :** « Longtemps réservés aux militaires pour la guerre des mines, les drones sous-marins sont de plus en plus présents dans les scénarios d'exploitation de ressources immergées ».

### **La liquéfaction du gaz en mer : du rêve à la réalité (voir la photo 4)**

Quand, dans les années 1960, Technip livre la première usine de liquéfaction de gaz naturel au monde à l'Algérie, l'industrie énergétique réalise alors une avancée extraordinaire. Liquéfier du gaz à  $-162^{\circ}\text{C}$  pour le transporter par méthanier et s'affranchir, ce faisant, de longs et coûteux pipelines que la géographie ne permet pas d'installer, dans certains cas, était alors une véritable révolution. Depuis, l'industrie du GNL s'est largement développée, et Technip a par exemple livré, entre 2009 et 2011, les plus grands trains de liquéfaction construits jusqu'alors, avec les grands projets du Qatar (7,8 millions de tonnes de capacité de liquéfaction, par an et par train).

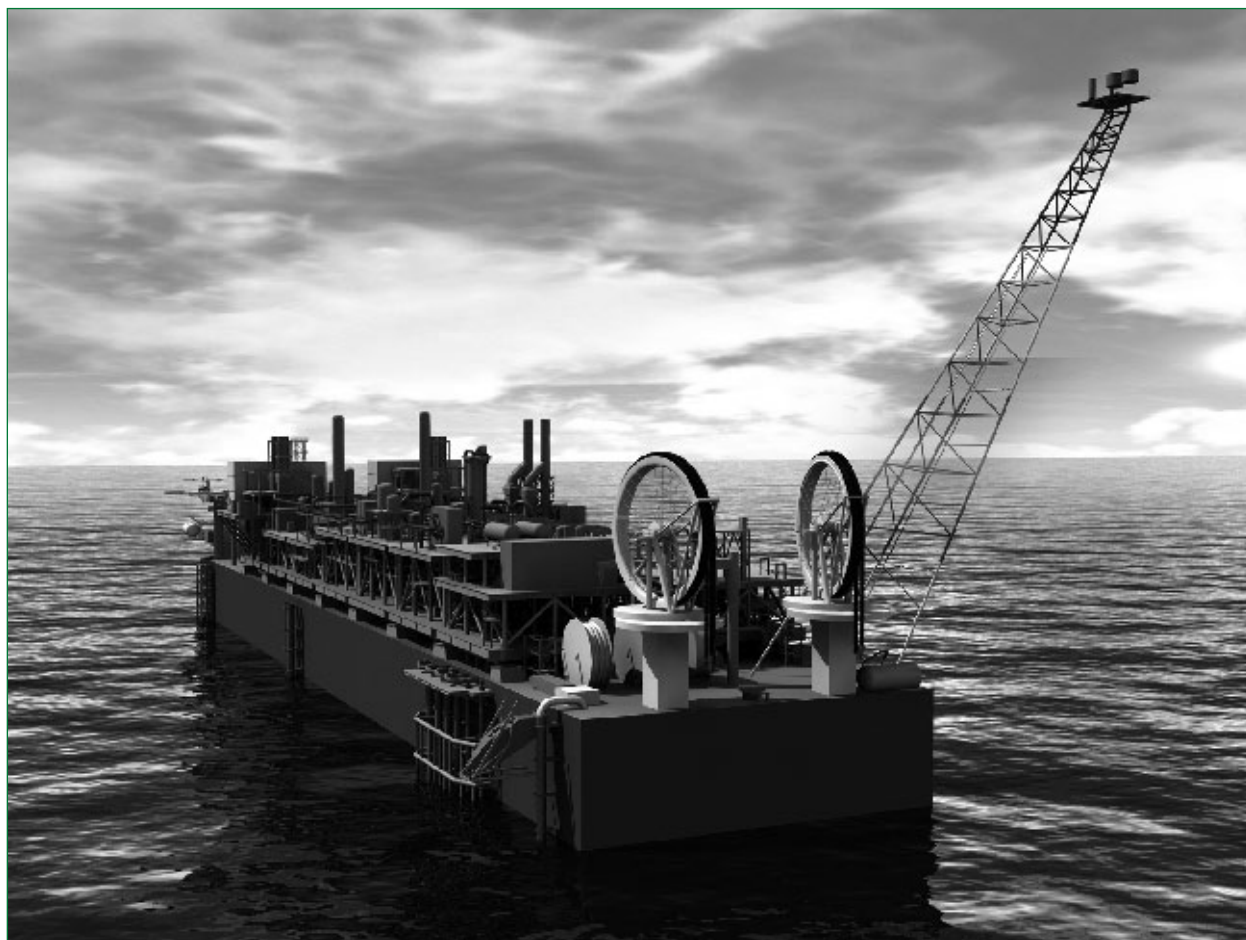
Aujourd'hui, après une décennie de R&D, c'est l'entreprise visionnaire Shell qui confie à Technip (associé au Coréen Samsung Heavy Industrie) un projet qui révolutionne l'industrie énergétique, avec la construction d'une usine de liquéfaction en mer, le *Floating LNG* (FLNG).

Le FLNG représente une véritable rupture technique : cette usine permettra la production, la liquéfaction, le stockage et le transfert de GNL en mer. Il a essentiellement deux grandes applications. Dans la plupart des cas considérés, il

permet la production de gaz naturel non associé au pétrole, à partir de gisements très éloignés de la côte et situés dans des eaux très profondes, ou dont les réserves sont trop faibles pour être mises en production économiquement par des moyens classiques. Ensuite, il facilite la production de pétrole, car il donne la possibilité de valoriser le gaz associé plutôt que de le réinjecter, cette réinjection représentant bien souvent la seule possibilité, le « torchage » de ce gaz étant généralement proscrit.

Ancrée en pleine mer à quelques 200 kilomètres des côtes australiennes, l'unité FLNG que Shell va mettre en œuvre sur son champ de gaz Prelude sera la plus grande installation *offshore* flottante au monde, avec ses 488 mètres de long (soit plus de quatre terrains de football mis bout à bout). En pleine capacité, elle pèsera environ 600 000 tonnes, c'est-à-dire plus de six fois le plus grand porte-avion au monde, dont à peu près 260 000 tonnes d'acier (soit environ cinq fois la quantité d'acier utilisée pour construire le pont du port de Sydney).

Ce grand projet représente une véritable percée pour l'industrie de l'énergie et une vraie révolution pour les développements gaziers en mer. Technip est par ailleurs associé à d'autres compagnies pétrolières (dont Petronas en Malaisie) pour développer d'autres FLNG.



© Photothèque Technip

**Photo 4 :** La première usine de liquéfaction en mer de gaz naturel, le FLNG.

Par analogie avec l'industrie du GNL à ses débuts, il faut s'attendre à des améliorations de la technique, grâce au retour d'expérience :

- ✓ De nouvelles techniques permettront la construction et le levage de modules beaucoup plus lourds, conduisant à des économies dans les travaux de raccordement ;
- ✓ Des économies d'échelle (par exemple, avec la qualification de turbines à gaz dérivées des moteurs d'avions configurées pour de fortes puissances unitaires) ;
- ✓ Des procédés de réfrigération plus compacts avec moins d'inventaires d'hydrocarbures pour améliorer la sécurité ;
- ✓ L'utilisation de flexibles dans les systèmes de transfert (de l'effluent de puits sur le pont du FLNG et du GNL vers le méthanier navette).

Ce sont là des améliorations que nous avons déjà commencé à étudier.

Ces quelques exemples montrent comment l'industrie de l'énergie repousse en permanence les limites du possible.

L'*offshore* profond illustre à merveille cette notion de dépassement, et l'on pourrait être tenté de dire que le monde de l'*offshore* profond est à l'énergie ce que l'espace est à l'aéronautique : un mélange de technologies et de défis industriels, de talents et de savoir-faire. Mais rien ne serait possible sans la volonté, l'engagement et la créativité d'ingénieurs désireux d'aller toujours plus loin pour exploiter ces ressources pétrolières et gazières dans ces environnements souvent improbables des grandes profondeurs.

Ce sont aussi certaines de ces technologies et de ces méthodes qui permettront l'exploitation prochaine de gisements polymétalliques très concentrés situés près des dorsales océaniques. Mais c'est là une autre aventure, qui devrait faire l'objet d'un développement spécifique...

### Note

\* Président Directeur Général de Technip.