

L'offshore ultraprofond

On désigne par "offshore ultraprofond" les zones situées par plus de 1500 m d'eau. La production d'hydrocarbures par ces grandes profondeurs a démarré en 1997 dans le golfe du Mexique avec l'exploitation du gisement de Mensa (1650 m d'eau). Aujourd'hui, le golfe du Mexique et le Brésil produisent du pétrole et du gaz par ces profondeurs. A l'horizon 2010, l'Ouest africain et l'Indonésie devraient également afficher des productions par plus de 1 500 m d'eau. Aujourd'hui, la production de pétrole en offshore ultraprofond est de l'ordre de 0,5 millions de barils/jour. Elle devrait être multipliée par 3,5 à l'horizon 2010.

L'aventure du pétrole offshore a commencé il y a longtemps, au lendemain de la Première Guerre mondiale, avec des forages réalisés dès 1923 sur les bords de la mer Caspienne en Russie et sur le lac de Macaraïbo au Venezuela. Mais elle n'a pris son essor qu'avec la construction des grandes plates-formes qui ont permis la conquête du golfe du Mexique, dans les années cinquante, puis de la mer du Nord, dans les années soixante-dix. Aujourd'hui près du tiers du pétrole consommé dans le monde provient de zones immergées.

Pourtant, les mers et les océans n'ont encore révélé qu'une petite partie de leur potentiel de ressources. Les bassins sédimentaires situés par plus de 200 mètres d'eau représentent une surface d'environ 55 millions de kilomètres carrés, soit presque quatre fois l'offshore entre 0 et 200 m.

Si 23 % des réserves prouvées de pétrole se trouvent en offshore, ce chiffre tombe à 4 % quand on considère les zones situées sous plus de 500 mètres d'eau. En ce qui concerne le gaz, 42 % des réserves prouvées sont en mer, et 3 % se situent par plus de 500 mètres d'eau.

Quant à l'offshore ultraprofond, il reste un territoire encore pratiquement vierge. Une demi-douzaine de grands bassins retiennent l'attention des géologues : le golfe de Guinée, le golfe du Mexique, le nord de la mer du Nord, les côtes du Brésil, celles de l'Australie et la mer de Chine.

D'immenses progrès ont été réalisés dans l'exploration et la production du pétrole marin. Les géologues ont trouvé des concepts nouveaux quant à la localisation possible des gisements. C'est ainsi que les réservoirs géants au large de l'Angola ont été identifiés sur des thèmes inédits. «Il s'agit de chenaux sous-marins, issus de grandes "avalanches" sous-marines qui se sont produits sur le talus continental, explique Claude Mabile, Directeur expert à l'IFP».

De plus, les progrès de la sismique et notamment la sismique 3D haute résolution ont permis d'imager ces zones très complexes.

Les supports de production ont, eux aussi, énormément évolués : les champs ont été exploités à partir de plates-formes fixes de plus en plus hautes, puis à partir d'engins flottants quand la construction d'installations fixes est devenue impossible. L'utilisation de supports flottants est de

plus en plus combinée à des systèmes de production sous-marins dont certains sont déjà installés par plus de 1500 m d'eau.

Dans le même temps, le coût technique (exploration, développement et production) de ce pétrole de plus en plus profond a baissé.

Entre le début des années 80 et aujourd'hui, les coûts de développement des champs (exprimés en monnaie constante), par plus de 200 mètres de hauteur d'eau, ont été divisés par 5 à 6. Les coûts techniques par plus de 1 000 mètres d'eau sont actuellement inférieurs à 10 dollars par baril.

Au-delà de 1 500 mètres d'eau, une dizaine de gisements seulement sont en exploitation. Cette profondeur représente une nouvelle frontière au-delà de laquelle il n'est pas possible d'aller sans la mise au point de techniques et d'instruments nouveaux.

« En fait, précise Claude Mabile, nous savons faire des forages d'exploration au-delà de 1 500 mètres d'eau. Dès 1981, Total et Elf avaient réalisé en Méditerranée, avec le concours de l'IFP, deux forages par 1 850 mètres d'eau. Par 3 000 mètres, c'est encore possible. Ce n'est pas l'exploration ni le forage, mais la production qui pose problème ».

La production en offshore ultraprofond se heurte techniquement à deux problèmes : le poids des installations nécessaires et la température de l'eau par grande profondeur. Deux données qui obligent à adapter les techniques existantes et même à inventer de nouveaux concepts.

Le défis du poids

Lignes d'ancrage

Au-delà d'une profondeur d'eau d'environ 1 200 mètres, dernière limite pour les plates-formes à lignes tendues ou TLP (Tension Leg Platform), il faut utiliser des supports de production flottants, plates-formes ou FPSO. Les FPSO (Floating Production Storage and Offloading) sont des navires dotés de raccordements complexes permettant l'arrivée de tous les ombilicaux qui remontent du fonds de la mer. A bord, se trouvent également les installations de traitement du brut et de gaz. Les plates-formes flottantes ou FPSO ne restent à la verticale des puits de production que parce qu'elles sont amarrées à une série de lignes d'ancrage qui assurent leur stabilité au-dessus du sol marin, en dépit des vents et des courants. Or, quand la profondeur dépasse 1 500 mètres, ces multiples chaînes d'ancrage atteignent un poids considérable du fait de leur longueur.

"D'autant", précise Claude Mabile, "qu'aujourd'hui encore, nous connaissons mal l'impact des vibrations hautes fréquences induites par les courants marins et qui soumettent ces lignes d'ancrage ainsi que tous les tubes de liaison entre les équipements de surface et le fond de la mer à des efforts répétés provoquant une fatigue du matériau. Ce matériel étant destiné à tenir une bonne vingtaine d'années, il faut prendre des coefficients de sécurité importants, ce qui ne fait qu'accroître le poids de ces lignes". L'IFP, en collaboration avec Principia, travaille à améliorer les logiciels de prédiction des efforts et de la fatigue accumulée sur les tubes de liaison fond de la mer/surface et les lignes d'ancrage (logiciel *DeepLines*[®]).

Un certain nombre d'industriels se sont penchés sur la question du poids excessif des lignes d'ancrage et ont commencé à en produire en fibres synthétiques tressées. Dans le cadre du CLAROM, l'IFP a contribué à valider ce concept au travers de tests sur banc.

L'IFP travaille également avec les sociétés Soficar et Freyssinet à la réalisation de lignes d'amarrage en fibre de carbone, matériau dont la densité est voisine de celle de l'eau. Après cinq ans de recherches, ces nouvelles lignes d'ancrage sont pratiquement au point.

Riser ou tube conducteur

Un problème du même type se pose pour le riser ou tube conducteur. Le riser est un tube, d'environ 25 de diamètre au moins, qui relie le support de production, en surface, au fond de la mer où il est connecté, soit à la tête de puits soit à un réseau sous-marin de lignes de collecte.

Lors des forages, il sert à guider les tiges de forage qui actionnent le trépan, ainsi qu'à remonter jusqu'à la surface la boue et les débris de forage. En phase d'exploration, le riser n'est pas soumis à des pressions aussi importantes qu'en phase de production et il peut donc être réalisé dans des aciers d'épaisseur moyenne. En revanche, il doit être d'une maniabilité relativement aisée. Ce qui n'est pas toujours le cas. Ce tuyau, en effet, est composé d'éléments d'environ 25 mètres de long qui doivent pouvoir être assemblés et désassemblés rapidement. Le mode d'assemblage traditionnel consiste en un système à brides nécessitant une précontrainte. Sa mise en œuvre est donc délicate .

Pour faciliter les opérations, et réduire par là-même les délais improductifs, l'IFP a mis au point il y a quelques années un système d'assemblage à baïonnettes (comme sur les anciennes ampoules électriques) baptisé Clip-Riser[®] et dont la licence de fabrication a été confiée à la société Kvaerner Oilfield Products de Houston.

Les risers de production sont soumis, eux, à un autre genre de contraintes. Ils font office de gaine de sécurité : ils doivent pouvoir résister à des pressions internes très élevées en cas de rupture du tuyau métallique qu'ils entourent et qui sert à acheminer le pétrole brut, à forte pression et haute température, depuis le fond de la mer jusqu'à la surface.

Pour répondre aux spécifications, un riser de production aura toujours dix pouces de diamètre soit environ 25 centimètres voire plus. Mais l'épaisseur du métal devra permettre au tube de résister aux efforts des pressions. "Au-delà d'une certaine longueur, que nous situerons entre 1 500 et 2 000 mètres", reprend Claude Mabile, "le riser est incapable de supporter son propre poids".

Il faut donc concevoir des risers plus légers. Certains industriels cherchent à mettre au point des risers en titane ou en aluminium, métaux moins lourds que l'acier. Un autre axe de recherche consiste en l'utilisation de matériaux composites, notamment à base de fibre de carbone. Malgré la nécessité de maintenir des raccords de connexion en métal, cette technique peut permettre de diviser presque par deux le poids du riser. En revanche, le prix de revient est très sensiblement plus élevé

D'autres voies sont explorées pour permettre d'utiliser des tubes en acier à plus grande profondeur : par exemple la modification de l'architecture du riser pour lui donner une forme conique et ainsi réduire son poids, ou l'utilisation de tubes frettés, le principe étant de ceindre le riser d'un enrobage de fibre de carbone par exemple, qui permet de réduire l'épaisseur de l'acier en gardant les mêmes performances.

Le défi de la température

Le deuxième type de difficultés est lié à la température. Le pétrole sort du sous-sol à une température de 80° C ou 100° C, mais la température de l'eau de mer au dessous de 1 500 mètres

de profondeur est inférieure à 4° C ! Des données génératrices d'une nouvelle série de phénomènes gênants.

Dépôts de paraffines

Lorsque la température du pétrole brut devient inférieure à une température critique dite température de cristallisation des paraffines (30° C par exemple), les paraffines qu'il contient vont commencer à se déposer sur les parois des conduites, risquant de les obturer. « Heureusement, il est possible de prévenir ou de détruire ces dépôts en utilisant divers additifs, comme Claude Mabile. Une autre technique bien connue consiste à faire circuler périodiquement dans la conduite des racleurs. Mais, il n'en va pas de même pour les hydrates ».

Dépôts d'hydrates

Dans certaines conditions de pression et de température, les molécules d'eau forment une espèce de cage autour des molécules de gaz donnant naissance à des hydrates, solides, qui bouchent les canalisations. Ces conditions de température et de pression critiques se rencontrent très souvent en offshore profond. Or, il est pratiquement impossible de décoller ces bouchons d'hydrates, qu'on ne peut d'ailleurs pas réchauffer sans risquer une réaction susceptible de faire exploser les tuyaux ! « Tant que le pétrole circule, il n'y a pas de problème, reprend Claude Mabile. Mais si la production doit être momentanément stoppée, les ennuis commencent ».

Pour éviter la formation d'hydrates, il faut donc maintenir le flux d'huile et de gaz au-dessus d'une température donnée qui dépend des conditions de production. Quand un arrêt est programmé, on remplit les conduites d'huile « morte » exempte d'eau et de gaz et ne contenant plus d'éléments susceptibles de former des paraffines ou des hydrates. Pour mettre en place cette huile morte, les circuits sous-marins sont doublés pour former une sorte de boucle.

Une solution complémentaire doit cependant être envisagée pour retarder autant que possible le passage en huile morte : on va entourer le riser d'un isolant pour éviter qu'il ne se refroidisse trop vite. Plusieurs techniques ont été élaborées :

- Le tube thermos ou « pipe in pipe »

Le riser est entouré d'un deuxième tuyau métallique, le vide étant fait entre ces deux conduites. Si cette méthode est efficace thermiquement, elle ne permet pas cependant de réaliser des conduites par grande profondeur, en raison du poids de l'ensemble.

- L'isolant externe

Le riser est couvert d'un isolant composé d'une résine époxy renfermant des microbilles de verre conçues pour résister à une forte pression. Mais dans le cas de la production pétrolière, il lui faut aussi résister à une température élevée : en effet, si à 1 500 mètres de profondeur, l'eau de mer est à 4 °C, l'eau qui se trouve au voisinage immédiat de la conduite se trouve à une température très proche du pétrole qui y circule, 80° C par exemple. A ces températures, les résines ont tendance à se dégrader et il n'est pas certain qu'elles puissent résister à de telles conditions pendant de longues années.

- Les gels à changement de phase

Il s'agit de produits qui restent à une température constante pendant toute la durée de leur passage de l'état gélifié à l'état solide, ou l'inverse, « à l'instar du glaçon qui maintient la température du verre d'eau à zéro degré, tant qu'il n'a pas fini de fondre » explique Claude Mabile.

L'IFP vient ainsi de mettre au point, en collaboration avec la société française Saipem S.A. (filiale de la société italienne Saipem), un gel qui reste à une température constante prédéfinie, (35° C par exemple) quand il se solidifie. Ce gel baptisé ILS (Isolation Liquide Solide) ne résoudra sans doute pas tous les problèmes mais, estime Claude Mabile, il devrait permettre de porter de 24 à 72 heures la durée d'un arrêt de production sans qu'il soit nécessaire d'utiliser de «l'huile morte pour éviter la formation d'hydrates. C'est très important d'un point de vue économique».

Une autre solution fait aussi l'objet de nombreuses recherches : il s'agit de transporter les hydrates avec l'huile ou le gaz. En effet, dans certaines conditions, si on ne peut empêcher la formation des cristaux d'hydrates, on peut empêcher les cristaux de s'agglomérer. Dans ce cas, on peut donc continuer à assurer la production sans le recours à de coûteux moyens d'isolation. L'IFP teste cette solution sur ses moyens d'essais, dans son établissement d'IFP-Lyon, dont la "boucle" LYRE qui permet de reproduire les conditions de formation des hydrates rencontrées au fond de la mer.

Immerger l'unité de traitement

Afin d'éviter la formation d'hydrates et de réduire le poids et la fragilité des liaisons fond-surface, une réflexion s'est engagée sur la possibilité d'installer au fond de la mer l'unité de traitement du brut produit.

Cette unité est une grosse citerne à l'intérieur de laquelle les différentes phases sont séparées : le gaz, le brut et l'eau. En effet, le fluide qui sort d'un puits contient très souvent de grandes quantités d'eau. Se débarrasser de cette eau en fond de mer permettrait d'éviter le risque de formation d'hydrates et aussi de réduire la taille des canalisations, donc leur poids et leur coût.

Mais la réalisation d'un tel projet suppose que l'on soit capable d'apporter de l'énergie électrique jusqu'à la pompe située en aval du séparateur installé sur le fond de la mer et qui permettra la ré-injection de l'eau dans le sous-sol; que l'on puisse équiper l'ensemble d'électronique pour assurer son bon fonctionnement et, enfin, que le séparateur soit suffisamment solide pour résister à des pressions externes importantes, de l'ordre de 300 bars à 3 000 mètres de profondeur.

Une cuve en acier, assez solide pour résister à cette pression, atteindrait un poids tel qu'il serait impossible de la descendre au fond de la mer avec les câbles de levage existants.

La réflexion s'oriente donc vers la fabrication d'un séparateur moins lourd, en matériaux composites. Une telle unité de traitement conçue par la filiale de l'IFP, Prosernat, pour le groupe norvégien Norsk Hydro, fait l'objet d'essais depuis plus de deux ans en mer du Nord, par 220 mètres de fond.

Rentabilité économique des champs satellites

Outre les défis techniques évoqués plus haut et qui n'ont pas encore reçu de solutions satisfaisantes jusqu'à présent, l'exploitation des ressources situées sous la mer à grande profondeur se heurte à un obstacle économique et qui va donc nécessiter de nouvelles solutions techniques : il devient, en effet, très difficilement rentable d'exploiter les gisements satellites des grands réservoirs. Or ce sont ces petits gisements qui ont permis depuis plusieurs années, par exemple, de repousser le déclin de la mer du Nord et d'accroître la rentabilité des installations en place.

La proximité d'infrastructures utilisables joue un rôle important. Dans le golfe du Mexique, par exemple, il est presque toujours possible de se raccorder au fond de la mer à un pipeline existant, et donc de réduire les dépenses d'investissement.

"C'est pratiquement impossible dans le golfe de Guinée", souligne Claude Mabile "où on observe que plusieurs «petits» gisements contenant un huile de bonne qualité n'ont toujours pas été mis en production. Malgré des réserves récupérables très importantes, ils restent trop petits pour justifier la construction d'un support flottant de production. Quant au gisement principal auquel il faudrait les raccorder, il se trouve à environ 35 kilomètres. Trop loin pour pouvoir exporter cette production d'huile par une liaison sous-marine à grande profondeur".

La question de la valeur commerciale des découvertes se pose de manière encore plus aiguë pour les gisements de gaz, si l'on se trouve loin d'un gazoduc existant ou en l'absence de débouché local. Les usines de liquéfaction construites à terre ont une taille minimale importante qui ne se justifie que si la ressource est conséquente. Personne ne sait encore faire de façon économique des unités de liquéfaction de gaz qui soient, à la fois, flottantes et de taille moyenne.

L'offshore ultraprofond représente ainsi une zone peu exploitée et à fort potentiel de découvertes. Les bassins intéressants sont, par ailleurs, situés dans des zones accessibles aux compagnies internationales et hors OPEP, donc non soumises à quotas. Dans le contexte actuel d'augmentation de la consommation d'énergie fossile, les hydrocarbures situés en offshore profond offrent une opportunité de maintenir et accroître la production mondiale.

Contact presse

Anne-Laure de Marignan

Tél : 01 47 52 62 07

a-laure.de-marignan@ifp.fr