

19



ORGANISATION AFRICAINE DE LA PROPRIETE INTELLECTUELLE

51

Inter. Cl. 8

E21B 17/01 (06.01)

11

N° 17101

## FASCICULE DE BREVET D'INVENTION

21

Numéro de dépôt : 1201400439  
(PCT/FR13/050589)

22

Date de dépôt : 19/03/2013

30

Priorité(s) :

FR n° 1252542 du 21/03/2012

24

Délivré le : 29/06/2015

45

Publié le : 23.03.2016

73

Titulaire(s) :

SAIPEM S.A.,  
1/7 avenue San Fernando,  
78180 MONTIGNY LE BRETONNEUX (FR)

72

Inventeur(s) :

PIONETTI François Régis (FR)

74

Mandataire : Cabinet CAZENAVE SARL,  
B.P. 500, YAOUNDE (CM).

54

**Titre : Installation de liaisons fond-surface de type tour hybride multi-risers comprenant des conduites flexibles à flottabilité positive.**

57

Abrégé :

Installation de liaisons fond-surface de type tour hybride multi-risers comprenant des conduites flexibles à flottabilité positive. La présente invention concerne une installation de liaison fond-surface comprenant un dit support flottant comprenant un touret (1a) comprenant : - une pluralité de risers (10), dont les extrémités supérieures sont solidaires d'une structure porteuse (3a), et - une pluralité de conduites flexibles (4a-4b, 4a1-4a2, 4b1-4b2) s'étendant depuis ledit touret jusqu'aux extrémités supérieures (10a) des risers, dont - au moins deux dites premières conduites flexibles à flottabilité positive positionnées à des hauteurs différentes, et - des modules de guidage (20) solidaires d'un tendon et aptes à coulisser le long de flotteurs (11) desdits risers.

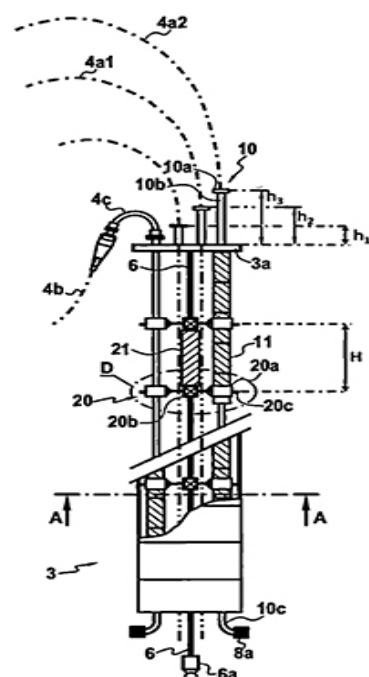


Fig. 3

INSTALLATION DE LIAISONS FOND-SURFACE DE TYPE TOUR  
HYBRIDE MULTI-RISERS COMPRENANT DES CONDUITES FLEXIBLES A  
FLOTTABILITE POSITIVE

La présente invention concerne une installation de liaisons fond-  
5 surface multiples entre des conduites sous-marines reposant au fond de  
la mer et un support flottant en surface, comprenant une tour hybride  
constituées d'une pluralité de conduites flexibles reliées à une pluralité  
de conduites rigides montantes, ou risers verticaux, dont l'extrémité  
inférieure de la tour hybride est solidaire d'un dispositif d'ancrage  
10 comprenant une embase disposée au fond de la mer.

Le secteur technique de l'invention est plus particulièrement le  
domaine de la fabrication et de l'installation de colonnes montantes  
(« riser ») de production pour l'extraction sous-marine de pétrole, de gaz  
ou autre matériau soluble ou fusible ou d'une suspension de matière  
15 minérale à partir de tête de puits immergé jusqu'à un support flottant,  
pour le développement de champs de production installés en pleine mer  
au large des côtes. L'application principale et immédiate de l'invention  
étant dans le domaine de la production pétrolière.

Le support flottant comporte en général des moyens d'ancrage pour  
20 rester en position malgré les effets des courants, des vents et de la  
houle. Il comporte aussi en général des moyens de stockage et de  
traitement du pétrole ainsi que des moyens de déchargement vers des  
pétroliers enleveurs, ces derniers se présentant à intervalle régulier pour  
effectuer l'enlèvement de la production. L'appellation courante de ces  
25 supports flottants est le terme anglo-saxon "Floating Production Storage  
Offloading" (signifiant "moyen flottant de stockage, de production et de  
déchargement") dont on utilise le terme abrégé "FPSO" dans l'ensemble  
de la description suivante.

Les supports flottants sont :

30 - soit du type à cap fixe, c'est-à-dire qu'ils possèdent une pluralité  
d'ancres, en général situées à chacun des angles dudit support flottant

maintenant ce dernier dans un cap fixe et n'autorisant alors que le roulis le tangage et limitant les embardées et le lacet ;

- soit du type à touret, c'est-à-dire que toutes les ancrs convergent vers une structure cylindrique solidaire du navire, mais libre en rotation selon l'axe vertical ZZ, le support flottant étant alors libre de tourner autour dudit touret et se positionner dans la direction de moindre effort de la résultante des effets du vent, du courant et de la houle sur le support flottant et ses superstructures.

Le support flottant est donc soit ancré à ses quatre coins et il garde alors un cap sensiblement constant pendant toute la durée de vie des installations, soit il est ancré en un seul point, appelé touret, situé en général vers l'avant du navire, en général dans le tiers avant, ou encore à l'extérieur du navire à quelques mètres de la proue du navire. Le FPSO tourne alors autour de son touret et se positionne naturellement dans la direction de moindre résistance par rapport aux forces créées par la houle, le vent et le courant. Les liaisons fond-surface sont reliées à la partie interne du touret sensiblement fixe par rapport au sol et des joints tournants, connus de l'homme de l'art, transfèrent vers le FPSO les fluides, la puissance électrique ou les signaux électriques entre lesdites liaisons fond-surface et ledit FPSO. Ainsi, dans le cas d'un FPSO sur touret, ce dernier peut tourner sur 360° autour de l'axe de son touret qui reste sensiblement fixe par rapport au sol.

Lorsque les conditions sont sévères, voire extrêmes comme en Mer du Nord, un support flottant avantageux est du type à touret dans lequel toutes les liaisons fond-surface doivent converger vers un touret avant de rejoindre le FPSO proprement dit, par l'intermédiaire d'un raccord à joint tournant situé à l'axe dudit touret. En général, les conduites de liaisons fond-surface sont réalisées par des conduites flexibles reliant directement les conduites reposant sur le fond de la mer au touret, lesdites conduites flexibles étant en général organisées radialement ou en étoile uniformément réparties tout autour de l'axe dudit touret. Ce type de liaison fond-surface est plus particulièrement destiné aux profondeurs de

200 à 750 m.

La présente invention concerne plus particulièrement une installation de liaison fond-surface entre une pluralité de conduites sous-marine reposant au fond de la mer et un support flottant en surface, 5 comprenant une tour hybride constituée d'une pluralité de conduites flexibles reliées à des conduites rigides montantes, ou risers verticaux, l'extrémité supérieure desdites conduites flexibles étant solidaire d'un touret pivotant librement à l'avant du navire ou au sein du navire, en général dans le tiers avant dudit navire.

10 Il existe une grande variété de liaisons fond-surface permettant de relier des têtes de puits sous-marines à un support flottant de type FPSO et dans certains développements de champs, on relie plusieurs têtes de puits en parallèle à une même liaison fond-surface de manière à limiter le nombre de conduites reliées au touret du FPSO, ce qui simplifie la 15 conception du touret, ce dernier étant alors principalement conçu pour reprendre les efforts d'ancrage du FPSO soumis aux effets de la houle, du vent et des courants.

De nombreuses configurations ont été développées et l'on connaît le brevet WO 2009/122098 de la demanderesse qui décrit un FPSO équipé 20 d'un tel touret et de conduites flexibles associées, plus particulièrement destiné aux conditions extrêmes rencontrées en arctique. Une telle configuration est intéressante pour les profondeurs d'eau moyenne, c'est-à-dire de 100 à 350 m, voire 500-600 m. En particulier, la mise en œuvre de conduites flexibles sur toute la hauteur de tranche d'eau entre les 25 conduites rigides reposant au fond de la mer et le support flottant autorise des déplacements du support flottant plus importants que lorsque l'on met en œuvre des conduites rigides. Toutefois, il n'est pas possible dans ce type de liaison fond-surface entre le touret d'un support flottant et des conduites reposant au fond de la mer, de mettre en œuvre 30 lesdites conduites flexibles sous forme de chaîne plongeante, c'est-à-dire avec un point bas d'inflexion comme décrit dans les liaisons fond-surface de type tour hybride comprenant :

- un riser vertical dont l'extrémité inférieure est ancrée au fond de la mer par le biais d'une articulation flexible, et relié à une dite conduite reposant au fond de la mer, et l'extrémité supérieure est tendue par un flotteur immergé en subsurface auquel elle est reliée, et

- 5           - une conduite de liaison flexible, entre l'extrémité supérieure dudit riser et un support flottant en surface, ladite conduite de liaison flexible prenant, le cas échéant, de par son propre poids la forme d'une courbe en chaînette plongeante, c'est-à-dire descendant largement en dessous du flotteur pour remonter ensuite jusqu'audit support flottant, laquelle
- 10 chaînette plongeante autorise des déplacements importants du support flottant absorbés par les déformations de la conduite flexible, notamment la montée ou la descente dudit point bas d'inflexion de la chaînette plongeante.

On rappelle que la fonction essentielle des conduites flexibles

15 plongeantes est d'absorber au moins en partie les mouvements des extrémités supérieures de conduites rigides auxquelles une de leurs extrémités est reliée et/ou les mouvements de support flottant auquel leur autre extrémité est reliée en découplant mécaniquement les mouvements respectifs des extrémités supérieures de conduites rigides

20 auxquelles elles sont reliées et des supports flottants auxquels elles sont également reliées à leur autre extrémité.

De façon connue, une dite conduite de liaison flexible prend de par son propre poids la forme d'une courbe en chaînette plongeante, c'est-à-dire descendant largement en dessous de ses points d'accroche à chaque

25 extrémité avec respectivement le support flottant et l'extrémité supérieure de la conduite rigide à laquelle elle est reliée, pour autant que la longueur de ladite conduite flexible soit supérieure à la distance entre son point d'accroche au support flottant et l'extrémité supérieure de ladite conduite rigide à laquelle elle est reliée.

30           Pour relier les conduites flexibles auxdites conduite rigide ou riser on intercale des dispositifs de type col de cygne connu de l'homme de l'art et dont un exemple amélioré est décrit dans FR 2 809 136 au nom de

la demanderesse.

Mais, dès que la profondeur d'eau atteint 1 000 - 1 500 m, voire 2 000 - 3 000 m, le coût de cette multiplicité de conduites flexibles devient très élevé en raison de la longueur développée de chacune  
5 desdites conduites flexibles, car ces conduites flexibles sont très complexes et très délicates à fabriquer pour atteindre des niveaux de sûreté de fonctionnement requis pour rester en opération sur des durées pouvant atteindre et dépasser 20-25 ans, voire plus. En particulier, les conduites flexibles risquent d'interférer entre elles et s'entrechoquer.

10 Dans WO 2011/144864, on a décrit une installation de liaison fond-surface d'un support flottant équipé d'un touret sur lequel des conduites flexibles sont fixées et arrimées via une structure de guidage. Ce type de liaison fond-surface est à la fois peu encombrant, fiable mécaniquement en termes de tenue dans le temps tout en étant relativement peu coûteux  
15 et simple à réaliser.

Dans WO 2011/144864, ladite structure de guidage est maintenue en subsurface entre ledit touret et ladite structure porteuse et permet de créer une pluralité de chaînettes plongeantes s'étendant (en ce qui concerne le centre de la conduite) dans des plans sensiblement verticaux  
20 passant par l'axe vertical  $Z_1Z_1$  de ladite structure de guidage d'une part, et d'autre part, d'espacer latéralement lesdites chaînettes plongeantes les unes des autres dans un plan perpendiculaire horizontal.

D'autre part, la structure de guidage permet de garantir que la courbure desdites chaînettes plongeantes au niveau de leur point bas  
25 d'inflexion reste toujours avec un rayon de courbure supérieur à un rayon de courbure minimal en deçà duquel la déformation de la conduite flexible deviendrait irréversible et/ou l'endommagerait.

Au total, ladite structure de guidage de WO 2011/144864 permet de mettre en œuvre avec un encombrement réduit optimal, un plus grand  
30 nombre de conduites flexibles sans que celles-ci n'interfèrent les unes avec les autres et notamment ne s'entrechoquent, en cas de mouvement dudit support flottant lié à la houle, au courant et/ou aux vagues.

Toutefois, dans certains développements de champs, on est obligé de relier chacune des tête de puits individuellement au dit FPSO et on se retrouve alors avec une très grande quantité de liaisons fond-surface, ce qui nécessite d'augmenter les dimensions du touret et/ou la structure de guidage telle que décrite dans WO 2011/144864 pour pouvoir contenir toutes les liaisons flexibles sans qu'elles interfèrent les unes avec les autres et surtout de disposer des colonnes montantes à conduites multiples car deux dites colonnes montantes doivent être suffisamment écartées pour ne pas interférer l'une avec l'autre.

10 Un but de la présente invention est donc de fournir une installation apte à comprendre un plus grand nombre de liaison fond-surface reliant un touret et des conduites au fond de la mer dans un encombrement réduit et des conditions de fiabilité mécanique et de coût tout aussi optimales.

15 Pour mettre en œuvre un maximum de liaisons fond-surface à partir d'un même support flottant afin d'optimiser l'exploitation des champs pétroliers, on a proposé différents systèmes pouvant associer plusieurs risers verticaux ensemble afin de réduire l'encombrement du champ d'exploitation et pouvoir mettre en œuvre un plus grand nombre de liaisons fond-surface reliés à un même support flottant. Typiquement il est nécessaire de pouvoir installer jusqu'à 30, voire 40 liaisons fond-surface à partir d'un même support flottant.

25 Dans WO 00/49267 de la demanderesse, on a décrit une tour hybride multi-risers comportant un système d'ancrage avec un tendon vertical constitué soit d'un câble, soit d'une barre métallique, soit encore d'une conduite tendue à son extrémité supérieure par un flotteur. L'extrémité inférieure du tendon est fixée à une embase reposant au fond. Ledit tendon comporte des moyens de guidage répartis sur toute sa longueur à travers lesquels passe une pluralité de dits risers verticaux. Ladite embase peut être posée simplement sur le fond de la mer et rester en place par son propre poids, ou rester ancrée au moyen de piles ou tout autre dispositif propre à la maintenir en place. Dans WO 00/49267,

l'extrémité inférieure du riser vertical est apte à être connectée à l'extrémité d'une manchette coudée, mobile, entre une position haute et une position basse, par rapport à ladite embase, à laquelle cette manchette est suspendue et associée à un moyen de rappel la ramenant  
5 en position haute en l'absence du riser. Cette mobilité de la manchette coudée permet d'absorber les variations de longueur du riser sous les effets de la température et de la pression. En tête du riser vertical, un dispositif de butée, solidaire de celui-ci, vient s'appuyer sur le guide support installé en tête du flotteur et maintient ainsi la totalité du riser  
10 en suspension.

La liaison avec la conduite sous-marine reposant sur le fond de la mer est en général effectuée par une portion de conduite en forme de queue de cochon ou en forme de S, appelée « jumper » ledit S étant alors réalisé dans un plan soit vertical soit horizontal, la liaison avec ladite  
15 conduite sous-marine étant en général réalisée par l'intermédiaire d'un connecteur automatique.

Pour mettre en œuvre des tours hybrides multi-risers telles que décrites dans WO 00/49267, les liaisons fond-surface sont en général maintenues verticales grâce à un flotteur de très grandes dimensions, sa  
20 flottabilité pouvant atteindre 500 tonnes, voire 1000 tonnes pour les plus grosses. Or, les règlements de sécurité imposent que le navire en girouette autour de son touret ne soit jamais au-dessus d'un tel flotteur de grande capacité. La raison en est que, en cas de rupture de la liaison entre ledit flotteur et ladite colonne montante, la remontée brutale et non  
25 contrôlée d'un tel flotteur constitue un projectile extrêmement dangereux pour tout équipement présent dans la zone de remontée. On est alors obligé d'éloigner de manière considérable le pied de la colonne montante, pour que ledit flotteur reste toujours largement à l'extérieur du cercle d'évitement du bateau. Il en résulte un allongement considérable de la  
30 longueur des conduites flexibles reliant le sommet de la colonne montante au touret du FPSO, ce qui en accroît le coût de manière considérable, car ces conduites flexibles haute pression sont des composants très coûteux. Les FPSO de grande capacité mesurent plus de



300-350 m de longueur, et la sur-longueur de flexible peut atteindre et dépasser 500 voire 750 m pour chacun d'entre eux. De plus, en augmentant la longueur des conduites flexibles, on augmente d'autant les efforts engendrés par la houle et les courants divers, ces derniers se  
5 répercutant sur le touret, donc sur l'ancrage, ce qui va à l'encontre de la stabilité recherchée pour le FPSO.

Par ailleurs, dans WO 2009/138609 de la demanderesse, on a décrit une liaison fond-surface de type tour hybride visant à faciliter sa fabrication et mise en place en mer, sans flotteur de tête, constituée  
10 d'une colonne montante rigide encastrée en pied dans une fondation et reliée au FPSO par une conduite flexible équipée d'éléments de flottabilité sur une portion terminale de sa longueur, la portion terminale de conduite flexible à flottabilité positive étant en continuité de courbure avec ladite colonne montante rigide et permettant d'éviter de mettre en  
15 œuvre un flotteur en tête et permettant en outre d'éviter de mettre en œuvre un dispositif de connexion du type à col de cygne entre le riser et la conduite flexible. Mais, ce type de tour hybride de WO 2009/138609, apte à être fabriquée et mis en place en mer de façon simplifiée, ne représente qu'une seule liaison fond-surface et n'est pas adapté à la mise  
20 en œuvre d'un tour hybride multi-risers comprenant une pluralité de risers autour d'un tendon ancré en pied.

Dans WO 2010/097528 et WO 2011/144864, on a décrit des tours hybrides multi-risers équipées de modules de flottabilité et de guidage coulissants, comprenant :

25 a) un tendon vertical solidaire à son extrémité supérieure d'une structure porteuse apte à être suspendue à un flotteur au sommet immergé en subsurface, par l'intermédiaire d'une chaîne ou câble, ledit tendon étant solidaire à son extrémité inférieure à une structure inférieure de guidage et étant apte à être fixé à une embase reposant au  
30 fond de la mer ou une fondation enfoncée au fond de la mer, de préférence par l'intermédiaire d'une articulation flexible, et

b) une pluralité de conduite rigide verticale dénommé riser dont l'extrémité supérieure est solidaire de ladite structure porteuse, l'extrémité inférieure de chaque dite conduite rigide ou riser étant apte à être reliée à une conduite sous-marine reposant au fond de la mer,

5 c) une pluralité de moyens de guidage desdits risers, lesdits moyens de guidage ainsi que ladite structure inférieure de guidage étant aptes à maintenir lesdits risers disposés autour dudit tendon, et

d) des éléments de flottabilité coopérant avec ledit tendon, répartis le long dudit tendon, de préférence des éléments de flottabilité résistants  
10 à la pression hydrostatique sous-marine, de préférence encore des éléments de flottabilité en mousse syntactique, et

caractérisée en ce que ladite tour comprend une pluralité de modules de flottabilité et de guidage constituant une pluralité de structures indépendantes aptes à coulisser le long dudit tendon et le long desdits  
15 risers, ladite structure supportant lesdits éléments de flottabilité et guidant lesdits risers en position de préférence régulièrement et symétriquement répartis autour dudit tendon.

Lesdits modules et donc lesdits éléments de flottabilité coulisseront le long du tendon en dessous de ladite structure porteuse et sont retenus à  
20 l'extrémité supérieure desdits risers et tendon par ladite structure porteuse. La tension créée par la somme des flottabilités des différents modules est ainsi transférée au sommet du tendon par l'intermédiaire de ladite structure porteuse contre laquelle vient bien buter le module de flottabilité supérieur, les autres modules étant plaqués les uns dessous et  
25 contre les autres.

Ainsi, dans ce mode de réalisation, du fait que les modules de flottabilité coulisseront sur les risers et tendon, toute la tension est ramenée au niveau de la structure porteuse supérieure à laquelle sont fixés les extrémités supérieures des risers et la structure des modules  
30 ainsi que la liaison entre les risers et la structure porteuse supérieure doit reprendre des efforts de traction considérables représentant tout le

5 poids des risers. En effet, si la fondation n'est soumise qu'à la force résultante  $T_R$  s'exerçant au niveau du flotteur de tête, à savoir 10 à 50% du poids total de la tour, le poids total de la tour est repris directement par l'ensemble des modules de flottabilité, ces derniers exerçant une  
5 poussée verticale vers le haut directement sur la sous-face de ladite structure porteuse. Plus particulièrement, l'ensemble des modules de flottabilité apportent une flottabilité cumulée  $\Sigma F$  représentant une force de traction d'intensité supérieure au poids total de la tour  $P_t$ , de préférence de 102 à 110% du poids total de la tour.

10 En outre, le pétrole brut cheminant sur de très grandes distances, plusieurs kilomètres, on doit leur fournir un niveau d'isolation extrême et très coûteux pour, d'une part minimiser l'augmentation de viscosité qui conduirait à une réduction de la production horaire des puits, et d'autre  
15 part d'éviter le blocage du flot par dépôt de paraffine, ou formation d'hydrates de gaz dès lors que la température descend aux alentours de 30-40°C. Ces derniers phénomènes sont d'autant plus critiques, particulièrement en Afrique de l'Ouest, que la température du fond de la mer est de l'ordre de 4°C et que les pétroles bruts sont de type paraffinique. Il est donc souhaitable que les liaisons fond-surface soient  
20 de longueurs réduites et donc que l'encombrement des différentes liaisons reliées à un même support flottant soient limités, pour cette raison supplémentaire d'isolation thermique.

25 Dans WO 2011/097528 et WO2011/144864, les éléments de flottabilité sont coulissants et ne recouvrent qu'une partie de la longueur totale des risers, de sorte qu'ils ne peuvent pas assurer une isolation thermique optimale.

30 Un but de la présente invention est donc de fournir un nouveau type d'installation d'une grande quantité de liaisons fond-surface multiples et de types divers en liaison avec un FPSO ancré sur touret, permettant de relier de préférence individuellement une pluralité de têtes de puits et d'installations sous-marines installées au fond de la mer à grande profondeur, c'est-à-dire au-delà de 1 000 m de profondeur d'eau,

et ne comportant pas d'élément de flottabilité dangereux, tel un flotteur de tensionnement de grandes dimensions pouvant atteindre 500-1000 m<sup>3</sup>, voire plus, et surmontant les inconvénients des réalisations antérieures notamment telles que décrites dans WO 2010/097528 et WO  
5 2011/144864.

On cherche aussi à fournir une installation apte à exploiter depuis un même support flottant une pluralité de liaisons fond-surface de type tour-hybride d'encombrement et mouvement réduits et qui soit aussi plus simple à installer. Plus particulièrement encore, un autre problème posé  
10 selon la présente invention est donc de fournir une installation avec une multiplicité de liaisons fond-surface à partir d'un même support flottant, dont les procédés de pose et de mise en place de l'installation permettent à la fois :

- de réduire la distance d'implantation entre les différentes liaisons fond-surface, c'est-à-dire permettent d'installer une pluralité de liaisons fond-surface dans un espace le plus réduit possible ou en d'autres termes avec une emprise au sol réduite, ceci afin, entre autre, d'augmenter le nombre de liaisons fond-surface qu'il est possible d'installer sur le touret d'un FPSO, sans que lesdites liaisons fond-surface n'interfèrent entre  
15 elles, et,

- une fabrication et mise en place aisée par fabrication à terre, puis remorquage sur site et installation définitive après cabanage

- d'optimiser la mise en place des colonnes montantes, le cas échéant équipées des diverses liaisons flexibles, l'ensemble restant en  
20 attente de l'installation future du FPSO ancré sur son touret.

En effet, lors de la phase d'ingénierie du développement d'un champ pétrolifère, le réservoir de pétrole n'est connu à ce stade que de manière incomplète, la production à plein régime impose alors bien souvent de reconsidérer, au bout de quelques années, les schémas  
30 Initiaux de production et l'organisation des équipements associés. Ainsi, lors de l'installation du système initial, le nombre de liaisons fond-surface et leur organisation est défini par rapport à des besoins estimés, lesdits besoins étant de manière quasi-systématique revus à la hausse après la

mise en production du champ, soit pour la récupération du pétrole brut, soit pour la nécessité d'injecter davantage d'eau dans le réservoir, soit encore pour récupérer ou réinjecter davantage de gaz. Au fur et à mesure de l'épuisement du réservoir, on est en général amené à forer de  
5 nouveaux puits pour réinjecter de l'eau ou du gaz, ou encore à forer des puits de production en de nouveaux endroits du champ, de manière à augmenter le taux de récupération global, ce qui complique d'autant l'ensemble des liaisons fond-surface reliées au touret du FPSO.

Un autre problème posé selon la présente invention est de pouvoir  
10 réaliser et installer de telles liaisons fond-surface pour conduites sous-marines à grandes profondeurs, telles qu'au-delà de 1 000 mètres par exemple, et de type comportant une tour hybride verticale et dont le fluide transporté doit être maintenu au-dessus d'une température minimale jusqu'à son arrivée en surface, en réduisant au minimum les  
15 composants sujets à déperdition thermique, en évitant les inconvénients créés par l'expansion thermique propre, ou différentielle, des divers composants de ladite tour, de manière à résister aux contraintes extrêmes et aux phénomènes de fatigue cumulée sur la durée de vie de l'ouvrage, qui dépasse couramment 20 années.

Un autre problème de la présente invention est aussi de fournir une  
20 installation de liaisons fond-surface multiples avec des tours hybrides dont le système d'ancrage soit d'une grande résistance et d'un faible coût, et dont les procédés de fabrication et mise en place des différents éléments constitutifs soient simplifiés et également d'un faible coût, et  
25 puisse être réalisé en mer avec des navires d'installation courants.

Pour ce faire, la présente invention fournit une installation de liaison fond-surface entre une pluralité de conduites sous-marines reposant au fond de la mer et un support flottant en surface et ancré au fond de la mer, comprenant :

- 30 - un dit support flottant comprenant un touret, et  
- au moins une tour du type hybride comprenant :
- a) une tour multi-risers comprenant :

a.1) un tendon vertical solidaire à son extrémité supérieure d'une structure porteuse supérieure, ledit tendon étant fixé à son extrémité inférieure à une embase reposant au fond de la mer ou une ancre, de préférence du type ancre à suction, enfoncée au fond de la mer, et

5 a.2) une pluralité de conduites rigides verticales dénommées risers, l'extrémité supérieure de chaque riser étant solidaire de ladite structure porteuse, l'extrémité inférieure de chaque dit riser étant reliée ou apte à être reliée à une conduite sous-marine reposant au fond de la mer,

10 a.3) une pluralité de moyens de guidage desdits risers aptes à maintenir lesdits risers disposés autour dudit tendon à une distance sensiblement constante, de préférence régulièrement et symétriquement répartis autour dudit tendon, et

b) une pluralité de conduites flexibles s'étendant depuis ledit touret  
15 jusqu'aux extrémités supérieures d'une respectivement pluralité de conduites rigides, dont au moins une conduite flexible, ci-après dénommée première conduite flexible, comprend une partie terminale de la conduite flexible, du côté de sa jonction à l'extrémité supérieure dudit riser, équipée de flotteurs dénommés premier flotteur lui conférant une  
20 flottabilité positive, et au moins la partie supérieure dudit riser vertical est équipée de flotteurs dénommés deuxièmes flotteurs lui conférant une flottabilité positive, de sorte que les flottabilités positives de ladite partie terminale de la première conduite flexible et de ladite partie supérieure dudit riser vertical permettent le tensionnement desdits risers en position  
25 sensiblement verticale et l'alignement ou la continuité de courbure entre de l'extrémité de ladite partie terminale à flottabilité positive de ladite première conduite flexible et la partie supérieure dudit riser vertical au niveau de leur raccordement,

ladite installation étant caractérisée en ce qu'au moins une dite tour  
30 hybride comprend :

- au moins deux dites premières conduites flexibles à flottabilité positive dont les extrémités sont fixées respectivement à deux extrémités

supérieures de deux dits risers, les deux extrémités supérieures des deux risers arrivant au-dessus de ladite structure porteuse supérieure à des hauteurs différentes, de sorte que lesdites premières conduites flexibles soient positionnées à des hauteurs différentes les unes par rapport aux autres, et

5

- desdits risers équipés de deuxièmes flotteurs coaxiaux périphériques entourant lesdits risers et solidaires desdits risers, lesdits deuxièmes flotteurs coaxiaux étant répartis, de préférence continument, sur au moins une partie supérieure d'au moins 25% de la longueur desdits risers au-dessous et à partir de ladite structure porteuse supérieure, de préférence une longueur d'au moins 50% de la longueur desdits risers, de préférence encore sur au moins 75% de leur longueur, l'ensemble desdits deuxièmes flotteurs coaxiaux compensant au moins le poids total desdits risers, et

10

15

- lesdits modules de guidage solidaires dudit tendon et aptes à coulisser le long desdits deuxièmes flotteurs desdits risers, lesdits modules de guidage étant espacés et répartis, de préférence régulièrement, sur au moins une partie supérieure d'au moins 25% de la longueur dudit tendon au-dessous et à partir de ladite structure porteuse supérieure, de préférence sur une longueur d'au moins 50% de la longueur dudit tendon, de préférence encore sur au moins 75% de sa longueur,

20

25

- ledit tendon et ladite structure porteuse supérieure n'étant pas suspendus à un flotteur immergé en subsurface, et ledit tendon étant situé à une distance de l'axe vertical du touret (ZZ) inférieure à la distance entre l'axe dudit touret et l'extrémité la plus éloignée dudit support flottant.

30

Lesdits moyens de guidage sont avantageusement installés sur toute la hauteur de la tour et ont ainsi pour fonction essentielle de maintenir une géométrie constante de positionnement des risers les uns par rapport aux autres et aux tendons, et ainsi d'empêcher le flambage desdits risers lorsque ceux-ci sont mis en compression, notamment lorsqu'ils sont remplis de gaz, l'espacement entre deux moyens de

guidage successifs étant de préférence réduit dans cette zone sujette à flambage latéral.

5 Du fait de la disposition respective desdites conduites flexibles à flottabilité positive les unes par rapport aux autres, il est possible de mettre en œuvre sur chaque tour hybride multi-riser une pluralité de conduites flexibles à flottabilité positive, notamment de 2 à 8 conduites flexibles à flottabilité positive, décalées en hauteur bien que rapprochées en terme d'espacement latérale, puisque toutes convergent vers la même tour, c'est-à-dire à proximité du même tendon.

10 Du fait de la pluralité de conduites flexibles à flottabilité positive en combinaison avec une flottabilité positive répartie sur une dite partie supérieure de la longueur desdits risers et de la longueur dudit tendon à partir de ladite structure porteuse supérieure, il n'est plus nécessaire de mettre en œuvre un flotteur en tête de la tour pour assurer le  
15 tensionnement de la tour. Ainsi il est possible de rapprocher les tours hybrides à l'intérieur de la zone d'évitement du navire sans risque d'accident, comme explicité précédemment. Et, il est ainsi possible de réduire les problèmes liés à la longueur des conduites flexibles, ce qui en réduit le coût de fabrication et d'isolation thermique.

20 Du fait que l'ensemble desdits deuxièmes flotteurs coaxiaux compensent au moins le poids total desdits risers, et plus particulièrement que chacun desdits deuxièmes flotteurs associés à un même riser compense au moins le poids total dudit riser, conférant ainsi audit / auxdits risers une flottabilité positive même lorsque ledit /  
25 lesdites risers sont remplis d'eau de mer et que éléments de flottabilité de la tour ne coulissent pas le long desdits risers et dudit tendon, l'installation selon l'invention présente les avantages suivants :

- chacun des risers étant indépendant de ses voisins, les efforts engendrés par la flottabilité dudit riser s'applique seulement sur la  
30 structure porteuse supérieure, puis sur le tendon, puis sur la fondation, et



- d'autre part, il est possible de combiner isolation thermique et flottabilité en mettant en œuvre des éléments de flottabilité réalisés dans un matériau combinant les propriétés de flottabilité et d'isolation thermique, notamment tel que décrit dans FR 11 52574 au nom de la demanderesse explicité ci-après.

Un autre avantage d'une installation selon l'invention est qu'il est possible de mettre en œuvre une pluralité de tours hybrides dont les conduites flexibles sont reliées à un même touret mais décalées angulairement et radialement, de manière à ce que les tours soient disposées en éventail autour dudit touret à des distances identiques ou différentes dudit touret, certaines tours pouvant être seulement partiellement installées et ne pas comporter encore de conduites flexibles ou seulement une partie desdites conduites rigides pouvant être prolongées de dites conduites flexibles à leurs extrémités supérieures et/ou raccordées à desdites conduites sous-marines reposant au fond de la mer à leurs extrémités inférieures, lesdites conduites rigides étant en attente de raccordement à des têtes de puits ainsi qu'au support flottant, comme explicité ci-après.

On entend ici par « première conduite flexible » les conduites connues sous la dénomination « flexible » bien connues de l'homme de l'art et qui ont été décrites dans les documents normatifs publiés par l'American Petroleum Institute (API), plus particulièrement sous les références API 17J et API RP 17 B. De tels flexibles sont notamment fabriqués et commercialisés par la Société TECHNIP France sous la marque COFLEXIP. Ces conduites flexibles comportent en général des couches d'étanchéité internes en matériaux thermoplastiques associées à des couches résistantes à la pression interne à la conduite, en général en acier ou en matériaux composites réalisés sous forme de bandes spiralées, jointives à l'intérieur de la conduite thermoplastique pour résister à la pression interne d'éclatement et complétés par des armatures externes au-dessus de la couche tubulaire thermoplastique également sous forme de bandes spiralées jointives, mais avec un pas

plus long, c'est-à-dire un angle d'inclinaison de l'hélice inférieur, notamment de 15° à 55°.

On entend par « vertical » que lorsque la mer est calme et que l'installation est au repos, les flexibles de liaison vers le FPSO n'étant pas  
5 installés, le tendon et les risers sont disposés sensiblement verticalement, étant entendu que la houle, et les mouvements du support flottant et/ou des conduites flexibles peuvent provoquer des débattement de la tour dans un angle au sommet de préférence limité à 10-15°, en particulier du fait de la mise en œuvre d'une pièce de jonction et de transition d'inertie,  
10 ou d'une articulation flexible de type Roto-Latch® au pied du tendon, au niveau de son point de fixation à ladite embase ou ancre.

On utilise ici le terme tour ou "riser vertical" pour rendre compte de la position théorique sensiblement verticale desdits risers lorsqu'ils sont au repos étant entendu que les axes des risers peuvent connaître  
15 des mouvements angulaires par rapport à la verticale et se mouvoir dans un cône d'angle  $\gamma$  dont le sommet correspond au point de fixation de l'extrémité inférieure du tendon sur ladite embase. L'extrémité supérieure d'un dit riser vertical peut être légèrement incurvée. On entend donc par « partie terminale de première conduite flexible sensiblement dans  
20 l'alignement de l'axe  $Z_1Z_1$  dudit riser que l'extrémité de la courbe de chaînette inversée de ladite première conduite flexible est sensiblement tangente à l'extrémité dudit riser vertical. En tout état de cause, en continuité de variation de courbure, c'est-à-dire sans point singulier, au sens mathématique.

25 On entend par "continuité de courbure" entre l'extrémité supérieure du riser vertical et la partie de la première conduite flexible présentant une flottabilité positive, que ladite variation de courbure ne présente pas de point singulier, tel une variation brusque de l'angle d'inclinaison de sa tangente ou un point d'inflexion.

30 De préférence, la pente de la courbe formée par la première conduite flexible est telle que l'inclinaison de sa tangente par rapport à l'axe  $Z_1Z_1$  de la partie supérieure dudit riser vertical augmente

continûment et progressivement depuis le point de raccordement entre l'extrémité supérieure du riser vertical et l'extrémité de ladite partie terminale de la première conduite flexible de flottabilité positive, jusqu'au point d'inflexion correspondant à une inversion de courbure entre ladite  
5 partie terminale convexe et la première partie concave de la première conduite flexible.

L'installation selon la présente invention permet donc d'éviter le tensionnement du riser vertical par un flotteur en surface ou sub-surface, auquel son extrémité supérieure serait suspendue. Ce type d'installation  
10 confère une stabilité accrue en termes de variation angulaire ( $\gamma$ ) de l'angle d'excursion de l'extrémité supérieure du riser vertical par rapport à une position théorique de repos vertical, car cette variation angulaire est réduite en pratique à un angle maximal ne dépassant pas  $5^\circ$ , en pratique de l'ordre de  $1$  à  $4^\circ$  avec l'installation selon l'invention, alors  
15 que, dans les modes de réalisation de la technique antérieure, l'excursion angulaire pouvait atteindre  $5$  à  $10^\circ$ , voire plus.

Un autre avantage de la présente invention tient en ce que, du fait de cette faible variation angulaire de l'extrémité supérieure du riser vertical, il est possible de mettre en œuvre, au niveau de son extrémité  
20 inférieure, un encastrement rigide sur une deuxième ou même embase reposant au fond de la mer, sans avoir recours à une pièce de transition d'inertie de dimension trop importante et donc trop coûteuse. Il est donc possible d'éviter la mise en œuvre d'une articulation flexible, notamment du type rotule sphérique flexible, pour autant que la jonction entre  
25 l'extrémité inférieure du deuxième ou même riser et ledit encastrement comprenne une pièce de transition d'inertie.

De même, et de façon connue, on comprend que ladite structure porteuse supérieure assure le maintien à géométrie constante des extrémités supérieures desdits risers et dudit tendon vertical assurant la  
30 fixation entre eux à distance constante.

De façon connue, ledit touret comprend une cavité au sein d'une structure déportée à l'avant du support flottant ou intégrée dans ou

dessous la coque du support flottant, de préférence ladite cavité traversant la coque du support flottant sur toute sa hauteur.

De façon connue encore, ledit tendon vertical est constitué d'un câble ou d'une barre rigide, notamment métallique, ou encore d'une  
5 conduite.

De façon connue, ladite partie terminale de première conduite flexible, s'étend sur une partie seulement de la longueur totale de la première conduite flexible de telle sorte que ladite première conduite flexible présente une configuration en S, avec une première portion de  
10 première conduite flexible du côté dudit support flottant présentant une courbure concave en forme de chaînette plongeante et ladite partie terminale restante de ladite première conduite flexible présentant une courbure convexe en forme de chaînette Inversée de par sa flottabilité positive. On entend ici par « courbure concave » de ladite première  
15 portion de première conduite flexible une courbure à concavité tournée vers le haut, et par « courbure convexe » de ladite partie terminale de première conduite flexible une courbure à convexité tournée vers le haut ou concavité tournée vers le bas.

On comprend que lesdites premières conduites flexibles  
20 positionnées à des hauteurs différentes signifie que deux points de respectivement une première conduite flexible supérieure et une deuxième conduite flexible inférieure, situés dans une même direction verticale, sont toujours situés l'un au-dessus de l'autre, bien qu'un point de la première conduite flexible supérieure puisse se trouver à une  
25 hauteur inférieure à un point de la première conduite flexible inférieure, si les deux points des deux premières conduites flexibles supérieure et inférieure ne sont pas alignés verticalement.

On comprend aussi que les deux dites premières conduites flexibles sont nécessairement légèrement décalées latéralement puisque leurs  
30 extrémités sont reliées d'une part aux extrémités supérieures desdits risers, lesquels sont décalés latéralement au niveau de ladite structure porteuse supérieure d'une part, et leurs points d'attache au touret sont

également légèrement décalés latéralement au niveau du touret. En général, le décalage en hauteur est supérieur au décalage latéral entre les deux premières conduites flexibles.

En pratique et selon les diamètres des conduites flexibles à flottabilité positive, le décalage en hauteur minimal des extrémités supérieures desdits risers auxquelles lesdites premières conduites flexibles sont fixées et donc la distance minimale en hauteur entre deux dites premières conduites flexibles disposées à des hauteurs différentes est d'au moins 3 m, de préférence de 5 à 10 m.

10 Plus particulièrement, une dite tour comprend de 2 à 7 conduites rigides et 2 à 5 dites premières conduites flexibles.

De façon connue, ledit touret comprend une partie interne cylindrique apte à rester sensiblement fixe par rapport au fond de la mer à l'intérieur de ladite cavité lorsque ledit support flottant est entraîné en rotation autour de l'axe vertical (ZZ) de ladite partie interne ou dite cavité du touret, ledit support flottant étant ancré au fond de la mer par des lignes fixées à leurs extrémités supérieures à ladite partie interne cylindrique du touret.

De façon connue, les extrémités inférieures de risers sont fixées aux extrémités des conduites sous-marine reposant au fond de la mer de préférence par l'intermédiaire de connecteurs automatiques entre lesdites extrémités inférieures des riser et extrémités des conduites sous-marine, et/ou par l'intermédiaire de manchettes coudées et/ou des conduites de jonction coudées.

25 Plus particulièrement, une installation selon l'invention comprend des deuxièmes conduites flexibles de plus petits diamètres ou de plus faible poids linéaires que lesdites première conduites flexibles, lesdites deuxièmes conduites flexibles ne comportant pas d'éléments de flottabilité et étant reliées aux extrémités supérieures de dits riser par l'intermédiaire de dispositifs de connexion, de préférence de type col de cygne, lesdites deuxièmes conduites flexibles étant situées dessous lesdites premières conduites flexibles.

Avantageusement, des éléments de flottabilité peuvent être solidarisés audite pièce de connexion et/ou en sous face de ladite structure porteuse supérieure pour compenser le poids des dites deuxièmes conduites flexibles et des divers accessoires tels les cois de  
5 cygne, les éléments de renfort de structure ainsi que les connecteurs automatiques.

Une installation selon l'invention peut aussi comprendre d'autres « conduite souple sous-marine » comme un câble, un ombilical ou une conduite capable d'accepter des déformations importantes sans engendrer  
10 des efforts de rappel significatifs, notamment une conduite flexible. En particulier, un ombilical de commande comportera une ou plusieurs conduites hydrauliques et/ou des câbles électriques pour la transmission d'énergie et/ou d'informations.

Plus particulièrement, ledit tendon est fixé à son extrémité  
15 inférieure à une embase ou ancre par l'intermédiaire d'une pièce de jonction et transition d'inertie dont la variation de l'inertie est telle que son inertie augmente progressivement depuis son extrémité supérieure jusqu'à l'extrémité inférieure de ladite pièce de de jonction réalisant l'encastrement de l'extrémité inférieure dudit tendon au niveau de ladite  
20 embase ou ancre.

On entend ici par "inertie", le moment d'inertie de ladite pièce de jonction et transition d'inertie par rapport à un axe perpendiculaire à à l'axe de ladite pièce de jonction et transition d'inertie, lequel reflète la raideur en flexion dans chacun des plans perpendiculaires à l'axe vertical  
25 de symétrie de ladite pièce de jonction et transition d'inertie, ce moment d'inertie étant proportionnel au produit de la section de matière par le carré de son éloignement par rapport au dit axe de ladite pièce de jonction et transition d'inertie.

De façon connue, ladite pièce de jonction et de transition d'inertie  
30 présente une forme cylindro-conique, et ladite pièce de jonction est fixée à sa base à un premier pieu tubulaire passant à travers une cavité

cylindrique de ladite embase ou ancre de manière à permettre l'encastrement de ladite pièce de jonction dans ladite embase ou ancre.

Plus particulièrement, une installation selon l'invention comprend des troisièmes flotteurs solidaires dudit tendon au moins dans les espaces  
5 entre lesdits modules de guidage, lesdits troisièmes flotteurs apportant une flottabilité positive compensant au moins le poids dudit tendon.

Plus particulièrement, lesdits modules de guidage constituent une pluralité de structures rigide indépendantes espacés d'au moins 5 m le long d'au moins la partie supérieure dudit tendon, chaque dite structure  
10 rigide comprenant une pluralité d'éléments tubulaires de guidage de risers définissant des orifices tubulaires dans lesquels lesdits risers, équipés de dits deuxièmes flotteurs, peuvent coulisser et un élément central de liaison au tendon définissant de préférence un orifice central traversé par ledit tendon et qui lui est solidarisé notamment par soudure.

Plus particulièrement encore, lesdits modules de guidage et lesdits  
15 deuxièmes flotteurs s'étendent sur au moins 50% de la longueur de la tour entre ladite structure porteuse au sommet et l'extrémité inférieure du tendon.

Plus particulièrement, lesdits modules de guidage sont espacés de 2  
20 à 20 m, de préférence de 5 à 15 m, et sont au nombre d'au moins 20, de préférence au moins 50 modules de guidage pour une tour d'au moins 1 000 m de hauteur.

Plus particulièrement, l'ensemble desdits premiers flotteurs apportent une flottabilité cumulée représentant une force de traction  
25 dirigée vers le haut, d'intensité supérieure au poids total desdits risers, de préférence au poids total de la tour, de préférence de 102 à 115%, de préférence de 103 à 106%, du poids total desdits risers, de préférence encore du poids total de la tour.

Ainsi, la tension résultante verticale vers le haut au niveau de  
30 ladite structure porteuse supérieure étant de 2 à 15% du poids total de la tour, de préférence de 3% à 6% du poids total de la tour.

Ainsi, ladite tour multi-risers est tensionnée par lesdits flotteurs et ledit support est ancré de manière à ce que l'angle  $\gamma$  entre l'axe ( $Z_1Z_1$ ) dudit tendon et la verticale reste inférieur à  $10^\circ$ , lorsque le support flottant est mouvementé de par l'agitation de la mer et/ou la force du vent en dépit de son ancrage.

De préférence, lesdits deuxièmes flotteurs coaxiaux sont répartis continument, sur toute la longueur desdits risers au-dessous et à partir de ladite structure porteuse supérieure, et lesdits modules de guidage sont répartis sur toute la longueur dudit tendon au-dessous et à partir de ladite structure porteuse supérieure.

Les flottabilités positives du riser, des premières conduites flexibles et du tendon peuvent être apportées de façon connue par des flotteurs périphériques coaxiaux entourant lesdites conduites, ou, de préférence, s'agissant de la conduite rigide ou riser vertical, d'un revêtement en matériau de flottabilité positive, de préférence constituant également un matériau isolant, tel que de la mousse syntactique, sous forme de coquille en manchon enveloppant ladite conduite. De tels éléments de flottabilité résistant à de très fortes pressions, c'est-à-dire à des pressions d'environ 10 MPa par tranche de 1 000 m d'eau, sont connus de l'homme de l'art et sont disponibles auprès de la Société BALMORAL (UK).

Avantageusement, le matériau de flottabilité et d'isolation sera constitué par une gomme de microsphères de compressibilité inférieure à celle de l'eau de mer, telle que décrite dans la demande de brevet de la demanderesse FR 11 52574 et décrit ci-après.

De préférence encore, lesdits premiers, deuxièmes et troisièmes flotteurs se présentent sous forme de manchons tubulaires, de préférence sous forme de deux demi-coquilles formant un manchon tubulaire, réalisés en un matériau résistant à la pression hydrostatique sous-marine, et au moins lesdits deuxièmes flotteurs et de préférence lesdits premiers et deuxièmes flotteurs sont réalisés en matériau présentant en outre des propriétés d'isolation thermique.



Plus particulièrement, un matériau d'isolation thermique et de flottabilité rigide est constitué d'un mélange de :

- (a) d'une matrice d'un mélange homogène de polymère élastomère réticulé et d'un composé plastifiant isolant liquide, ledit  
5 composé plastifiant isolant étant choisi parmi des composés issus d'huiles minérales, de préférence des hydrocarbures, et des composés issus d'huiles végétales, de préférence des esters d'huiles végétales, ledit composé plastifiant isolant n'étant pas un matériau de type à changement  
10 de phase à une température de  $-10^{\circ}$  à  $+150^{\circ}\text{C}$ , la proportion massique de dit composé plastifiant isolant dans ladite matrice étant d'au moins 50%, de préférence au moins 60%, et

- (b) de billes creuses, de préférence des microbilles de verre, dispersées au sein d'une matrice dudit mélange homogène de dit polymère et dit composé plastifiant isolant, dans une proportion  
15 volumique d'au moins 35% du volume total du mélange desdites billes avec ladite matrice, de préférence de 40 à 65% du volume total.

Un tel matériau présente des propriétés d'isolation thermiques, de flottabilité et de résistance à la fissuration accrues ainsi qu'un coût inférieur par rapport à un matériau de mousse syntactique constituée des  
20 mêmes constituants mais sans composé plastifiant comme il sera explicité ci-après.

On ajoute des microbilles creuses au sein d'un gel isolant du type de WO 02/34809. Ce mélange d'un gel isolant et de microbilles creuses présente un avantage en ce que sa flottabilité ne diminue pas, voire  
25 même croît avec la profondeur alors, qu'au contraire, la flottabilité d'un matériau de mousse syntactique (matériau similaire mais sans composé plastifiant) décroît de manière très significative avec la profondeur d'eau. Cette flottabilité accrue en fonction de la profondeur découle du fait que le module de compressibilité dudit matériau isolant rigide selon  
30 l'invention est supérieur au module de compressibilité de l'eau, à savoir supérieur à 2 200 MPa, le module de compressibilité de l'eau étant aux alentours de 2 000 MPa. En d'autres termes, l'accroissement de

flottabilité dudit matériau résulte de ce que la densité de l'eau augmente davantage que celle dudit matériau en fonction de la profondeur à laquelle le matériau se trouve.

En conséquence, un matériau isolant rigide selon l'invention ou  
5 GBG, ci-après dénommé de façon abrégée par "GBG" (Glass Bubble Gum),  
c'est à dire "gomme de billes de verre", est beaucoup plus performant en  
termes de flottabilité à grande profondeur, notamment pour les  
profondeurs de 1 000 à 3 500 m et au delà, en comparaison avec une  
mousse syntactique de l'art antérieur (matériau similaire sans composé  
10 plastifiant) dont le module de compressibilité n'excède pas 1 600 MPa.

En outre, dans ce matériau la rupture des microbilles se produit  
pour une valeur de compression donc une profondeur d'eau de 15 à 30 %  
supérieure à celle de la mousse syntactique traditionnelle.

Au total donc, le matériau selon la présente invention fournit de  
15 meilleures propriétés mécaniques de résistance à la fissuration et une  
flottabilité accrue à grande profondeur ainsi qu'un coût moindre qu'un  
matériau de mousse syntactique comparable (composants similaires sans  
composé plastifiant).

On entend ici par "isolant thermique" un matériau dont les  
20 propriétés de conductivité thermique sont inférieures à 0,25 W/m/K et par  
"flottabilité positive" une densité inférieure à 1 par rapport à l'eau de  
mer.

On entend ici par "matériau rigide", un matériau qui tient en forme  
par lui-même et ne se déforme sensiblement pas du fait de son propre  
25 poids lorsqu'il est préformé par moulage ou confiné dans une enveloppe  
flexible, et dont le module de Young  $\lambda$  est supérieur à 200 MPa, à la  
différence d'un gel qui reste extrêmement souple et dont le module de  
Young est quasiment nul.

On entend ici par 'huile minérale', une huile hydrocarbonée issue de  
30 matériau fossile, notamment par distillation du pétrole, de la houille, et  
certains schistes bitumineux et "huile végétale", une huile issue de

plantes par extraction, notamment dans le cas d'huiles de colza, de tournesol ou de soja, et plus particulièrement par traitement dans le cas d'esters de ces huiles végétales.

De façon connue, les billes creuses sont remplies d'un gaz et  
5 résistent à la pression extérieure hydrostatique sous-marine. Elles ont un diamètre de 10  $\mu\text{m}$  à 10 mm, et, pour des microbilles, de 10 à 150  $\mu\text{m}$ , de préférence de 20 à 50  $\mu\text{m}$  et ont une épaisseur de 1 à 2 microns, de préférence environ 1,5  $\mu\text{m}$ . De telles microsphères de verre sont disponibles auprès de la société 3M (France).

10 Plus particulièrement, pour réaliser un matériau de flottabilité isolant résistant à 2 500 m, soit environ 25 MPa, on utilise avantageusement une sélection de microsphères dont la répartition gaussienne est centrée sur 20  $\mu\text{m}$ , alors que pour une profondeur de 1 250 m, une répartition gaussienne centrée autour de 40  $\mu\text{m}$  convient.

15 La stabilité de phase du composé plastifiant selon l'invention aux valeurs de température de  $-10^\circ$  à  $+150^\circ\text{C}$ , le rend compatible aux valeurs de température de l'eau de mer et des fluides pétroliers de production aux grands fonds.

Un matériau isolant rigide de ce type, bien que relativement  
20 "rigide" au sens de la présente invention, présente un comportement mécanique en termes de compressibilité qui se rapproche d'une gomme élastomérique de par la faible valeur de son module de Young, alors qu'une mousse syntactique se comporte comme un solide. La "rigidité" au sens de la présente invention du matériau isolant résulte essentiellement  
25 de la teneur massique élevée en dites microbilles, lesdites microbilles apportant également un gain de flottabilité et d'isolation thermique par rapport à un gel isolant de même composition.

Plus particulièrement, le matériau rigide isolant de flottabilité présente une densité inférieure à 0,7, de préférence inférieure à 0,6, et  
30 une conductivité thermique dudit matériau inférieure à 0,15 W/m/K, de préférence inférieure à 0,13 W/m/K, et un module de Young ou module de

compression triaxiale dudit matériau de 100 à 1 000 MPa, de préférence de 200 à 500 MPa et un module de compressibilité dudit matériau isolant rigide supérieur à 2 000 MPa, de préférence supérieur à 2 200 MPa, c'est-à-dire un module de compressibilité supérieur à celui de l'eau.

- 5 Plus particulièrement, ledit composé plastifiant présente un module de compressibilité supérieur à celui dudit polymère, de préférence supérieur à 2 000 MPa, une conductivité thermique, ainsi qu'une densité, inférieure à celle dudit polymère, de préférence une conductivité thermique inférieure à 0,12 W/m/K et une densité inférieure à 0,85, de  
10 préférence encore de 0,60 à 0,82.

Plus particulièrement, un matériau isolant de ce type GBG présente les caractéristiques suivantes :

- le rapport en masse dudit polymère réticulé et dudit composé plastifiant isolant est de 15/85 à 40/60 de préférence de 20/80 à 30/70,  
15 et

- le rapport en volume desdites microbilles par rapport au volume de ladite matrice de polymère réticulé et de dit composé isolant est de 35/65 à 65/35, de préférence de 40/60 à 60/40, de préférence encore de 45/55 à 57/43.

- 20 Au-delà de 85% de composé plastifiant dans la matrice, celui-ci risque de s'exsuder en dehors de celle-ci.

Avantageusement encore, ledit polymère présente une température de transition vitreuse inférieure à -10°C, sa stabilité de phase étant ainsi compatible aux valeurs de température de l'eau de mer et des fluides  
25 pétroliers de production aux grands fonds.

Plus particulièrement, ces propriétés de compressibilité et des propriétés d'isolation thermique et densité comparatives dudit composé plastifiant et dit polymère sont respectées lorsque, conformément à un mode préféré de réalisation, ledit polymère réticulé est de type

polyuréthane et ledit composé plastifiant liquide est un produit pétrolier, dit de coupe légère du type carburant.

Plus particulièrement encore, ledit composé plastifiant est choisi parmi le kérosène, gazole, essence et white spirit.

- 5 Ces carburants, à l'exception des essences, présentent en outre l'avantage de présenter un point éclair supérieur à 90°C, écartant ainsi tout risque d'incendie ou d'explosion dans le processus de fabrication.

Un kérosène présente une conductivité thermique d'environ 0,11 W/m/K.

- 10 Dans un autre mode de réalisation, on met en œuvre un composé plastifiant issu d'huile végétale du type biocarburant, de préférence un ester d'huile d'origine végétale, notamment un ester alcoolique d'huile végétale, de colza, de tournesol ou de soja.

- 15 Plus particulièrement, ledit polymère est un polyuréthane résultant de la réticulation de polyol et de poly iso cyanate, ledit polyol étant de préférence du type branché, de préférence encore au moins en étoile à 3 branches, et le polyisocyanate étant un pré polymère d'isocyanate et/ou polymère polyisocyanate.

- 20 Plus particulièrement encore, ledit polymère polyuréthane résulte de la réticulation par polyaddition de polydiène hydroxylé, de préférence polybutadiène hydroxylé, et de polyisocyanate aromatique, de préférence le 4,4'-diphényl-méthane diisocyanate (MDI) ou un MDI polymérique.

- 25 De préférence, le rapport molaire NCO/OH des deux composants polyol et polyisocyanate est de 0,5 à 2, de préférence supérieur à 1, de préférence encore de 1 à 1,2. Un excès de NCO garantit que la totalité des OH a réagi et que la réticulation est complète ou, à tout le moins, optimale.

Avantageusement, ledit matériau rigide est confiné dans une enveloppe protectrice.

L'enveloppe extérieure peut être en métal, comme le fer, l'acier, le cuivre, l'aluminium et les alliages métalliques, mais aussi peut être également en matière synthétique polymérique, comme le polypropylène, le polyéthylène, le PVC, les polyamides, les polyuréthanes ou tout autre polymère transformable en tubes, en plaques ou en enveloppes, ou encore obtenue par rotomoulage de poudres thermoplastiques, ou encore en matériaux composites. L'option d'enveloppes en matières polymères citées plus haut est une option d'autant plus pratique et efficace que la solution de l'invention, permettant l'obtention d'un matériau isolant de flottabilité rigide selon l'invention, rend possible l'utilisation de matériaux d'enveloppe moins rigides, plus légers et moins difficiles à mettre en œuvre et, par conséquent, moins coûteux globalement. L'enveloppe extérieure peut être, de préférence, une couche épaisse plus ou moins rigide, de quelques millimètres à plusieurs centimètres d'épaisseur, mais peut se présenter aussi sous forme de film souple ou semi rigide.

Plus particulièrement, ledit matériau isolant de flottabilité rigide se présente sous forme de pièce prémoulée, de préférence apte à être appliquée autour d'une conduite sous-marine ou un élément de conduite sous-marine pour en assurer l'isolation thermique et/ou la flottabilité et résistant à la pression hydrostatique sous-marine, de préférence à une grande profondeur d'au moins 1 000 m.

Plus particulièrement, ladite flottabilité positive desdits premiers flotteurs des dites premières conduites flexibles est régulièrement et uniformément répartie sur l'ensemble de la longueur de ladite partie terminale de première conduite flexible et la flottabilité desdits deuxièmes flotteurs réparties sur au moins ladite partie supérieure des conduites rigides, de préférence sur toute la longueur desdites conduites rigides, fournit une poussée résultante verticale de 50 à 150 Kg/mètre sur l'ensemble de la longueur desdites conduites rigides, et/ou lesdits premiers flotteurs des premières conduites flexibles confèrent une flottabilité positive sur une longueur correspondant à 30 à 60%, de la longueur totale desdites premières conduites flexibles, de préférence environ la moitié de sa longueur totale.

De préférence encore, ladite tour comprend une enveloppe externe cylindrique à section horizontale circulaire, en matériau plastique ou composite formant un écran rigide hydrodynamique de protection entourant l'ensemble des dites conduites rigides au moins dans une partie supérieure de la tour. Cet écran contribue en outre à l'isolation thermique des dites conduites rigides.

Plus particulièrement, ladite enveloppe externe peut être en métal, comme le fer, l'acier, le cuivre, l'aluminium et les alliages métalliques, mais aussi peut être également en matière synthétique polymérique, comme le polypropylène, le polyéthylène, le PVC, les polyamides, les polyuréthanes.

De préférence encore, une installation selon l'invention comporte une pluralité de dites tours hybrides multi-risers, de préférence au moins 5 tours, dont les conduites flexibles sont reliées ou apte à être reliées à un même touret mais s'étendent dans des directions (YY') décalées angulairement, de manière à ce que lesdites tours soient disposées en éventail autour dudit touret à des distances identiques ou différentes dudit touret, certaines dites tours pouvant être seulement partiellement montées ne comportant pas encore de conduites flexibles et/ou seulement une partie des dites conduites rigides pouvant être prolongées de dites conduites flexibles à leurs extrémités supérieures et/ou une partie au moins des dites conduites rigides n'étant pas raccordées à des dites conduites sous-marines reposant au fond de la mer à leurs extrémités inférieures.

On comprend que lesdites directions décalées en (YY') décalées angulairement sont les directions horizontales entre l'axe vertical du touret et l'axe vertical du tendon.

Lesdites conduites rigides sont ainsi en attente de raccordement ultérieur à des têtes de puits ainsi qu'au support flottant.

Le tendon vertical peut aussi être relié à son extrémité inférieure à

l'embase ou ancre par une articulation flexible de type à butée lamifiée commercialisée par la Société TECHLAM France ou du type roto-latch®, disponible chez OILSTATES USA, connu de l'homme de l'art.

5 Ce mode de réalisation comprenant une multiplicité de risers maintenus par une structure centrale comportant des moyens de guidage est intéressant lorsque l'on peut pré-fabriquer à terre l'intégralité de la tour, avant de la remorquer en mer, puis une fois sur site, la cabaner en vue de sa mise en place définitive comme explicité ci-après.

10 La présente invention fournit également un procédé de remorquage en mer d'une dite tour multi-risers et mise en place d'une installation selon l'invention comprenant les étapes successives suivantes dans lesquelles :

15 1) on préfabrique à terre une dite tour reliée en tête à des dites conduites flexibles à flottabilités positives dont l'extrémité libre est reliée à un quatrième flotteur, et

2) ladite tour est remorquée en mer en position horizontale par un navire de pose, ladite tour flottant en surface grâce à ses dits deuxième flotteurs, et

20 3) on installe un corps mort à l'extrémité inférieure de ladite tour et,

4) on cabane ladite tour dont on connecte l'extrémité inférieure au niveau de ladite embase, et ledit quatrième flotteur relié à l'extrémité libre des dites conduites flexibles à flottabilité positive étant immergé en subsurface et décalé latéralement par rapport à l'axe  $Z_1Z_1$  de ladite tour de manière à ce que les dites conduites flexibles à flottabilités positives adoptent une dite position en S, et

5) ultérieurement, on déconnecte les extrémités conduites flexibles à flottabilités positives pour les connecter audit support flottant au niveau d'un dit touret, et



6) simultanément ou ultérieurement, on réalise la connexion des extrémités inférieures des risers avec les extrémités des conduites reposant au fond de la mer.

Selon un autre aspect plus particulier, la présente invention a pour  
5 objet un procédé d'exploitation de champ de pétrole à l'aide d'au moins  
une installation selon l'invention dans lequel on transfère des fluides  
entre des conduites sous-marines reposant au fond de la mer et un  
support flottant, fluides comprenant du pétrole, de préférence une  
pluralité de dites tours hybrides, notamment de 3 à 20 dites tours reliées  
10 au même support flottant.

De façon connue, pour relier entre elles les différentes conduites  
on utilise des éléments de raccordement, notamment du type connecteurs  
automatiques, comprenant le verrouillage entre une partie mâle et une  
partie femelle complémentaire, ce verrouillage étant conçu pour se faire  
15 très simplement au fond de la mer à l'aide d'un ROV, robot commandé  
depuis la surface, sans nécessiter une intervention directe manuelle de  
personnel.

D'autres caractéristiques et avantages de la présente invention  
apparaîtront à la lumière de la description détaillée qui va suivre, en  
20 référence aux figures suivantes dans lesquelles :

- La figure 1 est une vue de côté d'une installation de liaison fond-  
surface de type tour hybride 2 selon l'invention, entre le fond de la  
mer 5 et un support flottant 1 du type FPSO ancré sur touret 1a, le  
25 pied de la tour multi-risers 3 étant articulé 6a par rapport à la  
fondation 5a,
- La figure 2 est une variante de la figure 1 dans laquelle le pied de  
la tour est encastré dans la fondation 5a à l'aide d'une pièce de  
jonction et de transition d'inertie 6b,
- La figure 3 est une vue de côté en arraché de la portion  
30 sensiblement verticale de la tour constituée de conduites rigides ou  
risers 10 et du tendon 6, détaillant les divers composants la  
constituant, à savoir les extrémités supérieures 10a-10b des risers

- 10 au-dessus de la structure porteuse supérieure 3a, des modules de guidage 20 et des deuxièmes flotteurs 11 des risers 10 et troisièmes flotteurs 21 du tendon 6,
- 5 - La figure 3A est une coupe transversale de l'une des conduites rigides 10 détaillant l'assemblage des demi-coquilles 11a assurant l'isolation ainsi que la flottabilité sous forme de manchon 11,
  - La figure 3B est une coupe transversale selon le plan AA de la figure 3 détaillant le positionnement de quatre conduites rigides ou risers 10 isolées 11 installées autour d'un tendon central 6 assurant  
10 la liaison avec la fondation 5a,
  - La figure 3C est une coupe transversale similaire à la figure 3A, dans laquelle une conduite de faible diamètre 10-1 destinée à de l'injection de gaz est positionnée en contact avec la conduite rigide principale 10, tout le long de cette dernière, les deux demi-coquilles 11a-11b formant un manchon d'isolation commun de  
15 l'ensemble des deux conduites 10 et 10-1,
  - La figure 3D est une vue de côté d'un module de guidage avec un élément de guidage 20a en coupe verticale montrant le deuxième flotteur 11 apte à coulisser dedans l'orifice formé par l'élément de  
20 guidage 20a,
  - La figure 4A est une vue en coupe horizontale d'une tour multi-risers au niveau d'un module de guidage 20, ci-après aussi dénommé « diaphragme », jouant le rôle d'élément centraliseur et d'élément de guidage de 5 conduites rigides isolées 10,
  - 25 - Les figures 4B et 4C sont des vues en perspective d'une portion de tour multi-risers sans enveloppe externe (figure 4B) et avec enveloppe externe 22 (figure 4C),
  - La figure 5A est une vue de côté détaillant le remorquage sur site, le cabanage et l'installation d'une tour avec conduites flexibles,
  - 30 - La figure 5B est une vue de côté d'une liaison fond-surface selon l'invention en partie préinstallée sur site avant la mise en place d'un FPSO, les conduites flexibles 4 étant maintenues en sub-

surface au moyen de flotteurs 7a et de câbles 7b reliés à des corps-morts 7c,

- La figure 6 est une vue en plan d'un FPSO ancré sur touret et relié à 4 tours 2, 2-1 à 2-4, une cinquième tour 2-5 ayant été préinstallée mais non raccordée au FPSO par des conduites flexibles 4.

Sur la figure 1, on a représenté en vue de côté un support flottant 1 de type FPSO, ancré sur un touret 1a par des lignes d'ancres 1b, ledit touret étant situé au-delà de la proue du FPSO et relié à une liaison fond-surface de type tour hybride 2 comprenant 4 conduites flexibles 4, 4a-4b et une tour multi-risers 3. Lesdites conduites flexibles 4 sont reliées au sommet de la tour 3, chaque conduite flexible 4 étant connectées respectivement à chacune des conduites rigides 10 de ladite tour multi-risers 3, comme il sera expliqué en détail plus avant dans la description de l'invention ci-après.

Deux premières conduites flexibles 4a, 4a1-4a2 présentent sur une partie 4-3 de leur longueur des flotteurs 4-5 qui lui confèrent une flottabilité positive, assurant ainsi une continuité de variation de courbure, dirigée vers le bas ou fond 5, jusqu'au niveau de son raccordement avec l'extrémité supérieure 10a d'une conduite rigide sensiblement rectiligne 10 de la tour dont le rayon de courbure est donc sensiblement infini, c'est-à-dire que sa courbure est sensiblement nulle. La première portion 4-4 de première conduite flexible 4a entre le touret et la partie 4-3 est dépourvue de flotteurs et présente donc un poids apparent dans l'eau et sa courbure globale présente une concavité dirigée vers le haut en forme de chaînette plongeante. Les première portion 4-4 et portion terminale 4-3 de première conduites flexibles 4a sont séparées par un point d'inflexion 4-6, c'est-à-dire un changement de la courbure de la conduite 4a, la partie terminale 4-3 à flottabilité positive présentant une forme incurvée à convexité dirigée vers la surface 1c. L'ensemble de la première conduite flexible présente donc une configuration en S.

Deux deuxièmes conduites flexibles 4b, 4b1-4b2 de plus petits

diamètre sont connectées chacune à un dispositif de connexion du type col de cygne 4c (« gooseneck » en anglais), ce dernier étant connecté à l'extrémité supérieure d'une conduite rigide 10 correspondante de la tour 3. La courbure des deuxièmes conduites flexibles 4b est à concavité dirigée vers le haut en chaînette plongeante depuis son point de connexion 4-1 avec le touret jusqu'à son point de connexion 4-2 avec le col de cygne 4c.

Les efforts horizontaux engendrés par les conduites flexibles en configuration de chaînette s'appliquent au sommet de la tour 3 et la font pencher d'un angle  $\gamma$  par rapport à la verticale.

Sur la figure 1, le bas de la tour 3 est rattaché à une fondation de type ancre à succion 5a enfoncée dans le fond de la mer 5, par l'intermédiaire d'une articulation flexible 6a solidaire de l'extrémité inférieure du tendon 6 situé à l'axe  $Z_1Z_1$  de la tour 3 et reprenant l'ensemble des efforts verticaux vers le haut créés par les divers éléments de flottabilité 11 et 21 intégrés à la tour comme il sera expliqué plus avant dans la description détaillée de l'invention ci-après.

Sur la figure 2, l'extrémité inférieure du tendon axial 6 de la tour 3 est rattachée à la fondation 5a par l'intermédiaire d'une pièce de jonction à inertie variable 6b, d'inertie croissante vers ladite fondation, cette pièce de jonction 6b étant solidaire d'une pige 6c enfoncée dans ladite fondation 5a. Il en résulte un encastrement du tendon axial 6 de la tour 3 dans sa fondation 5a, évitant de ce fait d'avoir à mettre en œuvre une articulation flexible 6a extrêmement coûteuse comme il a été décrit en référence à la figure 1. En effet, dans le cas de tours pour les très grandes profondeurs, c'est-à-dire 2000-2500 m voire plus, et comportant un grand nombre de conduites rigides 10, les efforts verticaux que doivent supporter de telles pièces de jonction 6b ou articulation flexible 6a sans aucune défaillance mécanique pendant la durée de vie des installations, c'est-à-dire 20-25 ans voire plus, sont considérables et peuvent atteindre et dépasser 800 à 1000 tonnes voire plus. Ainsi, la pièce de jonction à inertie variable 6b est beaucoup plus fiable car il n'y

a qu'un seul composant et donc aucun mouvement relatif entre plusieurs composants comme c'est le cas pour une articulation mécanique flexible 6a. En outre, cette dernière reste très délicate et beaucoup plus coûteuse à fabriquer pour atteindre un même niveau de fiabilité. Une telle pièce de jonction à inertie variable 6b est détaillée dans les brevets WO 2009/138609 et WO 2009/138610 de la demanderesse.

Sur les figures 1 et 2, ledit tendon 6 et ladite structure porteuse supérieure 3a ne sont pas suspendus à un flotteur immergé en subsurface. Ainsi ledit tendon 6 peut être situé à une distance de l'axe vertical du touret (ZZ) inférieure à la distance entre ledit axe du touret et l'extrémité la plus éloignée dudit support flottant, c'est-à-dire à l'intérieur de la zone d'évitement du navire et ce sans risque pour le navire.

Sur les figures 1 et 2, une conduite de jonction 13 à courbures multiples assure la liaison par des connecteurs 8 et 9 entre l'extrémité inférieure coudée 10c de la conduite 10 et une conduite 12 reposant au fond de la mer rejoignant les têtes de puits, connues de l'homme de l'art.

Sur la figure 3 on a illustré en vue de côté et en arraché partiel la constitution de la tour 3 proprement dite. Elle est constituée d'une structure porteuse supérieure formant une plateforme supérieure 3a à laquelle sont fixées une pluralité de conduites rigides 10 s'étendant sur toute la hauteur de ladite tour, chacune des extrémités supérieures desdites conduites comporte une bride de connexion 10a s'étendant au-dessus de la structure porteuse 3a de manière à pouvoir être raccordée respectivement à une bride à l'extrémité 4-2 de la première conduite flexible 4a, 4a1-4a2 correspondante. De manière à éviter les interférences entre deux premières conduites flexibles 4a1-4a2 adjacentes dans la zone de raccordement avec la tour et sur toute leur longueur, chacune des brides 10a, de la gauche vers la droite est décalée vers le haut respectivement de valeurs croissantes h1-h2-h3 par rapport à la plateforme 3a comme illustré sur cette figure 3. Avantagement, les valeurs de h1-h2-h3 dépendent du type et du nombre de premières conduites flexibles et sont telles que les valeurs h3-h2 et h2-h1 sont

comprises entre 2 m et 10 m, de préférence de 3 à 6 m.

Comme illustré sur la figure 3A, chacune des conduites rigide 10 est entourée de manchons tubulaires 11, de préférence constitués de demi-coquilles 11a demi-cylindrique assemblées entre elles, de manière à  
5 constituer non seulement une isolation de la conduite, mais aussi une flottabilité qui compense le poids propre de la conduite courante. Ces manchons 11 sont installés de manière continue depuis le haut de la conduite rigide, au niveau de la bride supérieure 10a jusqu'au pied de la tour 3, au niveau de la terminaison de la conduite 10 équipée de la partie  
10 mâle d'un connecteur automatique 8a. La portion inférieure coudée 10c ainsi que la portion supérieure 10b comprise entre la plateforme supérieure 3a et la bride 10a de la conduite rigide 10, sont elles aussi équipées de manchons d'isolation et de flottabilité, non représentés, similaires aux manchons 11 précédemment décrits.

15 Chacun des manchons 11 est fixé mécaniquement sur sa conduite rigide 10 de manière rigide, par des moyens non représentés, de manière à ce que ledit manchon ne coulisse pas axialement sur ladite conduite 10. Ainsi, si la flottabilité du manchon correspond exactement au poids dans l'eau de la portion de conduite 10 qu'il recouvre, alors chaque mètre de  
20 conduite équipé de son manchon présente un poids nul dans l'eau. Avantageusement, la flottabilité linéaire de l'ensemble des manchons 11 correspond à 102 à 115%, de préférence de 103 à 106%, du poids propre de toute la conduite 10 immergée dans l'eau et remplie d'eau. Ainsi, le poids propre de la conduite 10 remplie d'eau est compensé le long de  
25 ladite conduite 10 et une flottabilité résiduelle s'applique alors en sous-face de la plateforme supérieure 3a correspondant à respectivement 2 à 15%, de préférence 3 à 6% du poids propre de la conduite remplie d'eau dans l'eau. Cette flottabilité est transmise à la plateforme supérieure 3a par l'intermédiaire de la conduite 10, solidaire de ladite plateforme 3a.  
30 De ce fait, ladite conduite 10 se trouve en état de compression dans la partie supérieure proche de ladite plateforme supérieure 3a. Lorsque la conduite 10 est remplie d'hydrocarbure, en général de densité 0.8 à 0.9, la force transmise à la plateforme supérieure 3a augmente d'autant et la

portion de conduite 10 sous contrainte de compression augmente elle aussi. De plus, la contrainte de compression dans la zone proche de ladite plateforme supérieure 3a augmente elle aussi dans les mêmes proportions. De même, en cas d'arrivée en provenance des puits d'une

5 poche de gaz importante, l'intérieur de la conduite verticale 10 peut se retrouver intégralement remplie de gaz, donc vide d'hydrocarbure. La conduite 10 est alors complètement lège et la portion supérieure de conduite 10 sous contrainte de compression est alors maximale, et la

10 contrainte de compression dans la zone proche de ladite plateforme supérieure 3a est elle aussi maximale. Ainsi, une portion de 15 à 40% de la longueur de la conduite rigide verticale 10 peut se retrouver, lorsqu'elle est remplie de gaz, sous contrainte de compression axiale, ce qui crée un risque important de flambage latéral (« lateral buckling » en

15 anglais). Pour éviter ce phénomène redouté, on installe à intervalle régulier des modules de guidage 20 constitués d'une structure rigide comprenant un élément central 20b solidaire du tendon central 6 et une pluralité d'éléments de guidage 20a guidant et maintenant les conduites

20 verticales 10 de la tour 3 à une distance constante du tendon central 6, et donc sensiblement en ligne droite. Les éléments de guidage 20a sont répartis sur un plan sensiblement perpendiculaire à l'axe  $Z_1Z_1$  de la tour 3, et sont disposés tout autour dudit tendon central 6, de préférence à une distance constante dudit tendon central et reliés à l'élément 20 b par

25 des bras ou éléments de structure 20c, de préférence en acier, l'ensemble constituant ainsi un diaphragme de guidage des conduites 10 isolées par les manchons 11. Ledit élément de guidage 20a forme un orifice tubulaire, de préférence à section circulaire, dont le diamètre interne est légèrement supérieur au diamètre externe des manchons de flottabilité 11

30 de la conduite rigide 10 correspondante. De cette manière, la conduite 10 isolée par les manchons 11, est libre de coulisser librement sur toute la hauteur en dessous de la plateforme supérieure 3a, sous les effets de la température, de la pression ou de la réduction de longueur due à la compression (conduite pleine – conduite vide). Toutes ces variations de longueur des conduites 10 se répercutent alors au niveau bas de la tour et engendrent des mouvements qui sont absorbés par lesdites conduites

de jonction 13 à courbure multiple. Ainsi, du fait que chacune des conduites rigides 10 est suspendue à la plateforme supérieure 3a, elle peut se rallonger ou se rétracter de manière individuelle sans modifier le comportement des conduites rigides 10 voisines.

5 Ces modules de guidage ou diaphragmes 20, sont disposés sur toute la hauteur de la tour 3, de préférence à Intervalles H constants, mais peuvent être avantageusement disposées de manière plus rapprochée les uns des autres dans la partie supérieure de manière à évltier les phénomènes de flambage précédemment décrit. Ainsi, sur une  
10 tour de 1 600 m de hauteur, les modules de guidage 20 seront avantageusement espacés de 5 à 7.5 m sur une hauteur de 150 m depuis la plateforme supérieure 3a, puis de 10 m sur les 300 m suivants, et enfin de 15 m sur le reste de la hauteur, jusqu'au pied de ladite tour.

Le tendon central 6 est lui-même muni d'éléments de flottabilité ou  
15 troisièmes flotteurs 21 sur toute sa hauteur. Sur la figure 3, on a représenté, pour une meilleure compréhension de la figure, un seul élément flottant 21 entre deux modules de guidage 20. La flottabilité de chacun des éléments 21 est ajustée pour compenser le poids propre dans l'eau du tendon 6 lui-même, ainsi que la proportion de poids propre de  
20 module de guidage correspondant. Ainsi, l'élément de flottabilité 21 tel que dessiné sur la figure 3 compense le poids dans l'eau de la hauteur H de tendon 6 ainsi que le poids propre dans l'eau d'un module de guidage 20 complet.

Les deuxièmes conduites flexibles 4b sont plus légères que les  
25 premières condultes 4a et leur polds peut être reprls par la plateforme supérieure 3a. Il en est de même des cols de cygne 4c et divers éléments de structure non représentés. Toutefois, des éléments de flottabilité, non représentés, peuvent compenser le polds propre de l'ensemble des deuxièmes conduites 4b desdites conduites flexibles, de leurs dispositlfs  
30 du type col de cygne respectifs ainsi que le poids propre de ladite plateforme supérieure 3a, l'ensemble pouvant représenter plusieurs dizaines de tonnes au total.



Avantageusement, les deuxièmes conduites flexibles 4b seront de plus petit diamètre et de plus faible poids dans l'eau que les premières conduites 4a, de manière à ne pas augmenter inutilement la flottabilité supplémentaire requise au niveau de la plateforme supérieure 3a. En  
5 outre, les premières conduites flexibles 4a plus lourdes ou de plus grand diamètre possèdent leur flottabilité propre 4-5 sur une partie 4-3 de leur longueur, comme expliqué précédemment.

Ainsi, la tension verticale exercée sur la fondation 5a correspond sensiblement à la résultante des efforts dirigés vers le haut au niveau de  
10 la plateforme supérieure 3a, donc à la somme de tous les efforts verticaux dirigés vers le haut de chacune des conduites rigides 10, qu'elles soient pleines d'eau, de pétrole brut, ou de gaz, comme il a été précédemment décrit.

Lorsque toutes les conduites 10 sont en production, c'est-à-dire  
15 normalement pleines, la tension sur la fondation est minimale, mais dès que certaines sont accidentellement remplies de gaz sous pression ou à la pression atmosphérique, cette tension augmente de manière significative. Dans le cas peu probable où l'intégralité des conduites de production 10 serait en gaz, la tension exercée sur la fondation 5a est alors doublée,  
20 voire quadruplée, passant ainsi par exemple de 100-150 tonnes en fonctionnement normal à 400-800 tonnes voire plus en configuration extrême, base sur laquelle les réglementations et les opérateurs pétroliers exigent que les installations soient dimensionnées. Il apparaît ainsi qu'une pièce de transition à inertie variable 6b ne nécessite qu'un  
25 surcroît de matériau, en général de l'acier ou du titane, et sa complexité n'est pas vraiment modifiée. Par contre, une articulation mécanique 6a très délicate et coûteuse à fabriquer voit son coût augmenter considérablement car elle doit être sur-dimensionnée pour des efforts extrêmes qui de fait ne se produiront jamais, mais qui, sur un plan  
30 sécurité, sont considérés comme devant être la valeur maximale des efforts à prendre en compte, en dehors des habituels coefficients de sécurité.

La figure 4A est une coupe en vue de dessous selon le plan AA de la figure 3 d'un module de guidage 20, détaillant :

- la position et la liaison en 20d, par exemple par soudure, des éléments de guidage 20a autour de l'élément central 20b du module 20,  
5 et

- la position des éléments d'isolation 11 des conduites 10 à l'intérieur des orifices tubulaires des éléments de guidage 20a,

- la solidarisation en 20c, par exemple par soudure, dudit élément central 20b du module 20 au tendon central 6.

10 Cinq conduites 10 sont ainsi représentées, dont trois conduites simples selon la figure 3A et deux conduites en « piggyback », selon la figure 3C, une petite conduite 10-1 étant une conduite d'injection de gaz dans la grosse conduite 10 correspondante, le mode d'injection, connu de l'homme de l'art, étant réalisé en pied de tour et sert à accélérer la  
15 vitesse de remontée du pétrole brut vers le FPSO.

La figure 4B est une vue en perspective d'une tour 3 dont la coupe transversale correspond à la figure 4A illustrant trois modules de guidage 20 ainsi que cinq conduites 10 équipées de leurs éléments d'isolation et de flottabilité ou premiers flotteurs 11.

20 Dans la figure 4C, une enveloppe externe 22 à section circulaire en matériau composite ou plastique, de préférence en polyéthylène ou polypropylène, constitue un écran rigide hydrodynamique de protection permettant, d'une part de réduire les efforts engendrés sur la tour 3 par le courant, et le cas échéant par la houle dans la portion supérieure de  
25 ladite tour. Ces écrans 22 sont avantageusement fabriqués en deux demi-coquilles et présentent une longueur correspondant sensiblement à la distance H entre deux dits modules de guidage 20. Ils sont alors assemblés directement entre deux modules 20 et fixés mécaniquement à ces derniers. De plus, ces écrans 22 confinent le volume intérieur 23  
30 compris entre deux dits modules de guidage 20 et ladite enveloppe externe 22, limitant ainsi les transferts thermiques avec l'environnement 24 et réduisent les pertes thermiques au niveau des manchons d'isolation

11 des conduites rigides 10. En confinant ainsi l'intérieur 23 par rapport à l'extérieur 24, la température  $t_1$  à l'intérieur 23 sera toujours supérieure à la température  $t_0$  à l'extérieur 24. Il en résulte un différentiel de température plus faible entre les conduites 10 et l'intérieur 23, et donc  
5 des pertes thermiques sensiblement réduites.

La figure 6 est une vue de dessus d'un FPSO 1 ancré sur touret 1a et relié à quatre tours hybrides 3-1, 3-2, 3-3, 3-4, par une pluralité de conduites flexibles 4a. Une cinquième tour multi-risers 3-5 a été préinstallée, mais ne sera raccordée que plus tard lors de l'extension du  
10 champ pétrolier. Sur les tours multi-risers 3-1, 3-2, les quatre conduites rigides 10 sont reliées d'une part au FPSO 1 par quatre premières conduites flexibles 4a, et d'autre part, en pied de tour, à quatre conduites rigides 12 reposant sur le fond de la mer. Sur la tour 3-3, seuls deux conduites rigides 10 sont reliées au FPSO par deux conduites  
15 flexibles 4a et à des conduites rigides 12 reposant sur le fond, deux conduites 10 étant en attente de raccordement à des têtes de puits, ainsi qu'au FPSO. De même, la tour 3-4 ne comporte que trois conduites rigides 10 raccordées au FPSO par 3 conduites flexibles 4a ainsi qu'à des conduites rigides 12 reposant sur le fond.

20 Une telle installation en éventail permet d'installer une partie au moins des tours multi-riser 3 dans la zone d'évitement du support flottant 1 ceci afin d'augmenter le nombre de liaisons fond surface de type tour hybride 2 et de diminuer la longueur des conduites flexibles 4.

Sur les figures 1 à 6, l'installation de liaison fond-surface entre une  
25 pluralité de conduites sous-marines (12) reposant au fond de la mer (5) et un support flottant (1) en surface (1c) et ancré (1b) au fond de la mer, comprend :

- un dit support flottant comprenant un touret (1a) comprenant une cavité au sein d'une structure déportée à l'avant du support flottant ou  
30 Intégrée dans ou dessous la coque du support flottant, de préférence ladite cavité traversant la coque du support flottant sur toute sa hauteur, et

- au moins une tour du type hybride (2), notamment de 3 à 20, comprenant :

a) une tour multi-risers (3) comprenant :

5 a.1) un tendon vertical (6) solidaire à son extrémité supérieure d'une structure porteuse supérieure (3a), ledit tendon étant fixé à son extrémité inférieure à une embase reposant au fond de la mer ou une ancre, de préférence du type ancre à succlon (5a), enfoncée au fond de la mer, ledit tendon (6) et ladite structure porteuse supérieure (3a) n'étant pas suspendus à un flotteur immergé en subsurface, et ledit  
10 tendon étant situé à une distance de l'axe vertical du touret (ZZ) inférieure à la distance entre ledit axe du touret et l'extrémité la plus éloignée dudit support flottant, et

a.2) une pluralité de conduites rigides verticales (10) dénommées risers, notamment de 2 à 8 conduites rigides, l'extrémité supérieure (10a)  
15 de chaque riser s'étendant au-dessus de ladite structure porteuse (3a), solidaire de celle-ci, l'extrémité inférieure (10b) de chaque dit riser étant reliée ou apte à être reliée à une conduite sous-marine (12) reposant au fond de la mer, et desdits risers étant équipés de deuxièmes flotteurs (11) coaxiaux périphériques entourant lesdits risers et solidaires desdits  
20 risers, lesdits deuxièmes flotteurs coaxiaux étant répartis, de préférence continument, sur au moins une partie supérieure d'au moins 50% de la longueur desdits risers au-dessous et à partir de ladite structure porteuse supérieure, de préférence sur la longueur totale desdits risers, lesdits deuxièmes flotteurs coaxiaux associés à un riser compensant au moins le  
25 poids total dudit riser plein d'eau, et en tout état de cause l'ensemble desdits deuxièmes flotteurs coaxiaux compensant au moins le poids total desdits risers plein d'eau,

a.3) une pluralité de modules de guidage (20) desdits risers, lesdits modules de guidage étant aptes à maintenir lesdits risers disposés autour  
30 dudit tendon à une distance sensiblement constante, de préférence régulièrement et symétriquement répartis autour dudit tendon, lesdits modules de guidage (20) étant solidaires dudit tendon et aptes à coulisser le long desdits deuxièmes flotteurs (11) desdits risers, lesdits

modules de guidage étant espacés et répartis, sur au moins une dite partie supérieure d'au moins 50% de la longueur dudit tendon au-dessous et à partir de ladite structure porteuse supérieure, de préférence sur la longueur totale dudit tendon, et

- 5           b) une pluralité de conduites flexibles (4a-4b, 4a1-4a2, 4b1-4b2) s'étendant depuis ledit touret auquel leurs extrémités supérieures (4-1) sont reliées, jusqu'aux extrémités supérieures (10a) d'une respectivement pluralité de conduites rigides (10) auxquelles les autres extrémités (4-2) desdites conduites flexibles sont reliées, dont au moins deux conduites
- 10 flexibles, ci-après dénommée premières conduites flexibles, comprennent chacune une partie terminale (4-3) de la conduite flexible, du côté de sa jonction à l'extrémité supérieure dudit riser, équipée de flotteurs dénommés premier flotteur (4-5) lui conférant une flottabilité positive, et au moins la partie supérieure dudit riser vertical est équipée de flotteurs
- 15 dénommés deuxièmes flotteurs (11) lui conférant une flottabilité positive, de sorte que les flottabilités positives de ladite partie terminale (4-3) de la première conduite flexible et de ladite partie supérieure dudit riser vertical (9) permettent le tensionnement desdits risers en position sensiblement verticale et l'alignement ou la continuité de courbure entre
- 20 de l'extrémité (4-2) de ladite partie terminale à flottabilité positive (4-3) de ladite première conduite flexible et la partie supérieure dudit riser vertical au niveau de leur raccordement, ladite partie terminale (4-3) de première conduite flexible (4), s'étendant sur une partie de 30 à 60% seulement de la longueur totale de la première conduite flexible de telle
- 25 sorte que ladite première conduite flexible (4a) présente une configuration en S, avec une première portion (4-4) de première conduite flexible du côté dudit support flottant (1) présentant une courbure concave en forme de chaînette plongeante et ladite partie terminale (4-3) restante de ladite première conduite flexible (4a) présentant une
- 30 courbure convexe en forme de chaînette inversée de par sa flottabilité positive, les au moins deux dites premières conduites flexibles à flottabilité positive (4a, 4a1-4a2) dont les extrémités (4-2) sont fixées respectivement à deux extrémités supérieures (10a) de deux dits risers (10), les deux extrémités supérieures (10a) des deux risers arrivant au-

dessus de ladite structure porteuse supérieure (3a) à des hauteurs différentes (h1, h2, h3) de sorte que lesdites premières conduites flexibles soient positionnées à des hauteurs différentes les unes (4a1) par rapport aux autres (4a2).

5 Sur la figure 5A on a représenté en vue de côté le processus d'installation sur site de la tour avec conduites flexibles dans lequel :

- on préfabrique à terre la tour 3, les conduites 10 sont remplies soit d'eau, soit d'air, puis on lance la tour 3 à la mer,
- 10 - on remorque la tour en flottaison sur site avec au moins un navire de tête 31, les conduites 10 partiellement ou totalement remplies d'air donnent à la tour une flottabilité largement positive,
- sur site, la tour étant en position horizontale 33a, on remplit d'eau de mer tout ou partie des conduites 10 et, le cas échéant, on installe un corps-mort 32 à l'extrémité inférieure de la tour. Un  
15 premier câble 32a relie ladite extrémité inférieure de la tour à un treuil situé sur le navire 30, de même un second câble 32b relie cette même extrémité à un treuil situé sur un deuxième navire 31.
- on contrôle le cabanage 33b de la tour en contrôlant la longueur des câbles 32a et 32b, puis on solidarise la tour à sa fondation 5a,
- 20 - après déconnexion des câbles, la tour telle que décrite précédemment avec ses conduites pleines d'eau de mer et avec l'ensemble de ses éléments de flottabilité présente une flottabilité positive et reste naturellement en position verticale 33c,
- le cas échéant (figure 5B) on connecte ensuite les extrémités 4-1  
25 des conduites flexibles que l'on met en attente sur une bouée 7a reliée à un corps-mort 7c par un câble 7b.

Sur la figure 5B, on a représenté en vue de côté la tour 2 préinstallée avant la mise en place du FPSO, les divers flexibles sont connectés de manière provisoire à des flotteurs 7a reliés par des câbles  
30 7b à des corps-morts 7c reposant sur le fond de la mer 5.

## REVENDEICATIONS

1. Installation de liaison fond-surface entre une pluralité de conduites sous-marines (12) reposant au fond de la mer (5) et un support flottant (1) en surface (1c) et ancré (1b) au fond de la mer, comprenant :

- un dit support flottant comprenant un touret (1a), et

- au moins une tour du type hybride (2) comprenant :

a) une tour multi-risers (3) comprenant :

a.1) un tendon vertical (6) solidaire à son extrémité supérieure d'une structure porteuse supérieure (3a), ledit tendon étant fixé à son extrémité inférieure à une embase reposant au fond de la mer ou une ancre, de préférence du type ancre à suction (5a), enfoncée au fond de la mer, et

a.2) une pluralité de conduites rigides verticales (10) dénommées risers, l'extrémité supérieure (10a) de chaque riser étant solidaire de ladite structure porteuse (3a), l'extrémité inférieure (10b) de chaque dit riser étant reliée ou apte à être reliée à une conduite sous-marine (12) reposant au fond de la mer,

a.3) une pluralité de moyens de guidage (20) aptes à maintenir lesdits risers disposés autour dudit tendon à une distance sensiblement constante, de préférence régulièrement et symétriquement répartis autour dudit tendon, et

b) une pluralité de conduites flexibles (4a-4b, 4a1-4a2, 4b1-4b2) s'étendant depuis ledit touret jusqu'aux extrémités supérieures (10a) d'une respectivement pluralité de conduites rigides (10), dont au moins une conduite flexible, ci-après dénommée première conduite flexible, comprend une partie terminale (4-3) de la conduite flexible, du côté de sa jonction à l'extrémité supérieure dudit riser, équipée de flotteurs dénommés premier flotteur (4-5) lui conférant une flottabilité positive, et au moins la partie supérieure dudit riser vertical est équipée de flotteurs dénommés deuxièmes flotteurs (11) lui conférant une flottabilité positive, de sorte que les flottabilités positives de ladite partie terminale (4-3) de

la première conduite flexible et de ladite partie supérieure dudit riser vertical (9) permettent le tensionnement desdits risers en position sensiblement verticale et l'alignement ou la continuité de courbure entre de l'extrémité (4-2) de ladite partie terminale à flottabilité positive (4-3) de ladite première conduite flexible et la partie supérieure dudit riser vertical au niveau de leur raccordement,

ladite installation étant caractérisée en ce qu'au moins une dite tour hybride (2) comprend :

- au moins deux dites premières conduites flexibles à flottabilité positive (4a, 4a1-4a2) dont les extrémités (4-2) sont fixées respectivement à deux extrémités supérieures (10a) de deux dits risers (10), les deux extrémités supérieures (10a) des deux risers arrivant au-dessus de ladite structure porteuse supérieure (3a) à des hauteurs différentes (h1, h2, h3) de sorte que lesdites premières conduites flexibles soient positionnées à des hauteurs différentes les unes (4a1) par rapport aux autres (4a2), et

- desdits risers équipés de deuxièmes flotteurs (11) coaxiaux périphériques entourant lesdits risers et solidaires desdits risers, lesdits deuxièmes flotteurs coaxiaux étant répartis, de préférence continument, sur au moins une partie supérieure d'au moins 25% de la longueur desdits risers au-dessous et à partir de ladite structure porteuse supérieure, de préférence une longueur d'au moins 50% de la longueur desdits risers, de préférence encore sur au moins 75% de leur longueur, l'ensemble des dits deuxièmes flotteurs coaxiaux compensant au moins le poids total desdits risers, et

- desdits modules de guidage (20) solidaires dudit tendon et aptes à coulisser le long desdits deuxièmes flotteurs (11) desdits risers, lesdits modules de guidage étant espacés et répartis, de préférence régulièrement, sur au moins une partie supérieure d'au moins 25% de la longueur dudit tendon au-dessous et à partir de ladite structure porteuse supérieure, de préférence sur une longueur d'au moins 50% de la longueur dudit tendon, de préférence encore sur au moins 75% de sa longueur,



- ledit tendon (6) et ladite structure porteuse supérieure (3a) n'étant pas suspendus à un flotteur immergé en subsurface, et ledit tendon étant situé à une distance de l'axe vertical du touret (ZZ) inférieure à la distance entre l'axe dudit touret et l'extrémité la plus éloignée dudit support flottant.

2. Installation selon la revendication 1, caractérisée en ce que le décalage en hauteur minimal des extrémités supérieures desdits risers auxquelles lesdites premières conduites flexibles sont fixées et donc la distance minimale en hauteur entre deux dites premières conduites flexibles disposées à des hauteurs différentes est d'au moins 3 m, de préférence de 5 à 10 m.

3. Installation selon la revendication 1 ou 2, caractérisée en ce qu'une dite tour comprend de 2 à 7 conduites rigides et 2 à 5 dites premières conduites flexibles (4a).

4. Installation selon l'une des revendications 1 à 3, caractérisée en ce qu'elle comprend des deuxièmes conduites flexibles (4b) de plus petits diamètres ou de plus faible poids linéaires que lesdites premières conduites flexibles, lesdites deuxièmes conduites flexibles (4b) ne comportant pas d'éléments de flottabilité et étant reliées aux extrémités supérieures de dits riser par l'intermédiaire de dispositifs de connexion, de préférence de type col de cygne (4c), lesdites deuxièmes conduites flexibles étant situées dessous lesdites premières conduites flexibles.

5. Installation selon l'une des revendications 1 à 4, caractérisée en ce que ledit tendon est fixé à son extrémité inférieure à une dite embase ou ancre (5a) par l'intermédiaire d'une pièce de jonction et transition d'inertie (6b) dont la variation de l'inertie est telle que son inertie augmente progressivement depuis son extrémité supérieure jusqu'à l'extrémité inférieure de ladite pièce de jonction réalisant l'encastrement de l'extrémité inférieure dudit tendon au niveau de ladite embase ou ancre (5a).

6. Installation selon l'une des revendications 1 à 5, caractérisée en ce qu'elle comprend des troisièmes flotteurs (21) solidaires dudit

tendon (6) au moins dans les espaces entre lesdits modules de guidage, lesdits troisièmes flotteurs (21) apportant une flottabilité positive compensant au moins le poids dudit tendon.

5 7. Installation selon l'une des revendications 1 à 6, caractérisée en ce que lesdits modules de guidage (20) constituent une pluralité de structures rigide indépendantes espacés d'au moins 5 m le long d'au moins la partie supérieure dudit tendon, chaque dite structure rigide comprenant une pluralité d'éléments tubulaires de guidage de risers (20a) définissant des orifices tubulaires dans lesquels lesdits risers, équipés de  
10 dits deuxièmes flotteurs, peuvent coulisser et un élément central de liaison au tendon (20b) définissant de préférence un orifice central traversé par ledit tendon qui lui est solidarisé notamment par soudure (20c).

15 8. Installation selon l'une des revendications 1 à 7, caractérisée en ce que lesdits modules de guidage (20) sont espacés de 2 à 20 m, de préférence de 5 à 15 m, et sont au nombre d'au moins 20, de préférence au moins 50 modules de guidage pour une tour d'au moins 1 000 m de hauteur.

20 9. Installation selon l'une des revendications 1 à 8, caractérisée en ce que l'ensemble desdits premiers flotteurs apporte une flottabilité cumulée représentant une force de traction d'intensité supérieure au poids total desdits risers, de préférence au poids total de la tour, de préférence de 102 à 115%, de préférence de 103 à 106%, du poids total desdits risers, de préférence encore de du poids total de la tour

25 10. Installation selon l'une des revendications 1 à 9, caractérisée en ce que lesdits deuxièmes flotteurs coaxiaux sont répartis continument, sur toute la longueur desdits risers au-dessous et à partir de ladite structure porteuse supérieure, et lesdits modules de guidage sont répartis sur toute la longueur dudit tendon au-dessous et à partir de ladite  
30 structure porteuse supérieure.

11. Installation selon l'une des revendications 1 à 10, caractérisée en ce que lesdits premiers, deuxièmes et troisièmes flotteurs

se présentent sous forme de manchons tubulaires, de préférence sous forme de deux demi-coquilles formant un manchon tubulaire, réalisés en un matériau résistant à la pression hydrostatique sous-marine, et au moins lesdits deuxièmes flotteurs et de préférence lesdits premiers et  
5 deuxièmes flotteurs sont réalisés en matériau présentant en outre des propriétés d'isolation thermique.

12. Installation de liaison fond-surface selon l'une des revendications 1 à 11, caractérisée en ce que ladite flottabilité positive desdits premiers flotteurs des dites premières conduites flexibles (4a) est  
10 régulièrement et uniformément répartie sur l'ensemble de la longueur de ladite partie terminale (4-3) de première conduite flexible et la flottabilité desdits deuxièmes flotteurs réparties sur au moins ladite partie supérieure des conduites rigides, de préférence sur toute la longueur desdites conduites rigides, fournit une poussée résultante verticale de 50  
15 à 150 Kg/mètre sur l'ensemble de la longueur desdites conduites rigides, et/ou lesdits premiers flotteurs (4-5) des premières conduites flexibles (4a) confèrent une flottabilité positive sur une longueur correspondant à 30 à 60%, de la longueur totale desdites premières conduites flexibles, de préférence environ la moitié de sa longueur totale.

20 13. Installation selon l'une des revendications 1 à 12, caractérisée en ce que ladite tour comprend une enveloppe externe cylindrique (22) à section horizontale circulaire, en matériau plastique ou composite formant un écran rigide hydrodynamique de protection entourant l'ensemble des dites conduites rigides au moins dans une partie  
25 supérieure de la tour.

14. Installation selon l'une des revendications 1 à 13, caractérisée en ce qu'elle comporte une pluralité de dites tours hybrides multi-risers (3, 3-1, 3-2, 3-3, 3-4, 3-5), de préférence au moins 5 tours, dont les conduites flexibles (4) sont reliées ou apte à être reliée à un  
30 même touret mais s'étendent dans des directions (YY') décalées angulairement, de manière à ce que lesdites tours soient disposées en éventail autour dudit touret à des distances identiques ou différentes

5 dudit touret, certaines dites tours pouvant être seulement partiellement montées ne comportant pas encore de conduites flexibles et/ou seulement une partie des dites conduites rigides pouvant être prolongées de dites conduites flexibles à leurs extrémités supérieures et/ou une partie au moins des dites conduites rigides n'étant pas raccordées à des dites conduites sous-marines reposant au fond de la mer à leurs extrémités inférieures.

10 15. Procédé de remorquage en mer d'une tour multi-risers (3) et mise en place d'une installation selon l'une des revendications 1 à 14, caractérisé en ce qu'il comprend les étapes successives suivantes dans lesquelles :

1) on préfabrique à terre une dite tour reliée en tête à des dites conduites flexibles à flottabilités positives (4a) dont l'extrémité libre (4-1) est reliée à un quatrième flotteur (7a), et

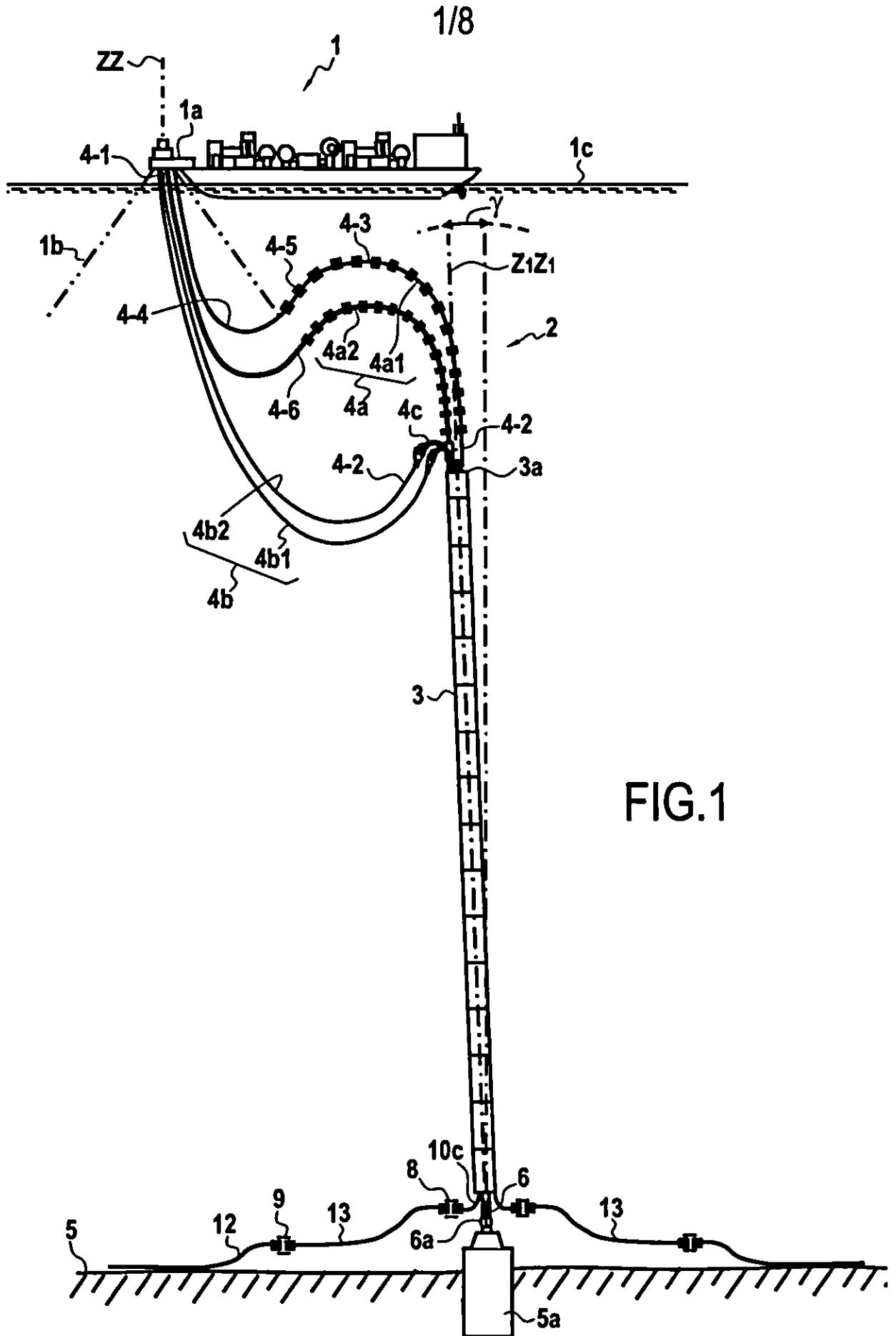
15 2) ladite tour est remorquée en mer en position horizontale par un navire de pose (30), ladite tour flottant en surface (1c) grâce à ses dits deuxième flotteurs (11), et

3) on installe un corps mort (32) à l'extrémité inférieure de ladite tour et,

20 4) on cabane ladite tour dont on connecte l'extrémité inférieure au niveau de ladite embase (5a), et ledit quatrième flotteur relié à l'extrémité libre des dites conduites flexibles à flottabilité positive étant immergé en subsurface et décalé latéralement par rapport à l'axe  $Z_1Z_1$  de ladite tour de manière à ce que les dites conduites flexibles à flottabilités positives adoptent une dite position en S, et

25 5) ultérieurement, on déconnecte les extrémités (4-1) des premières conduites flexibles à flottabilité positive pour les connecter audit support flottant au niveau d'un dit touret, et

30 6) simultanément ou ultérieurement, on réalise la connexion des extrémités inférieures des risers (10) avec les extrémités des conduites (12) reposant au fond de la mer (5).



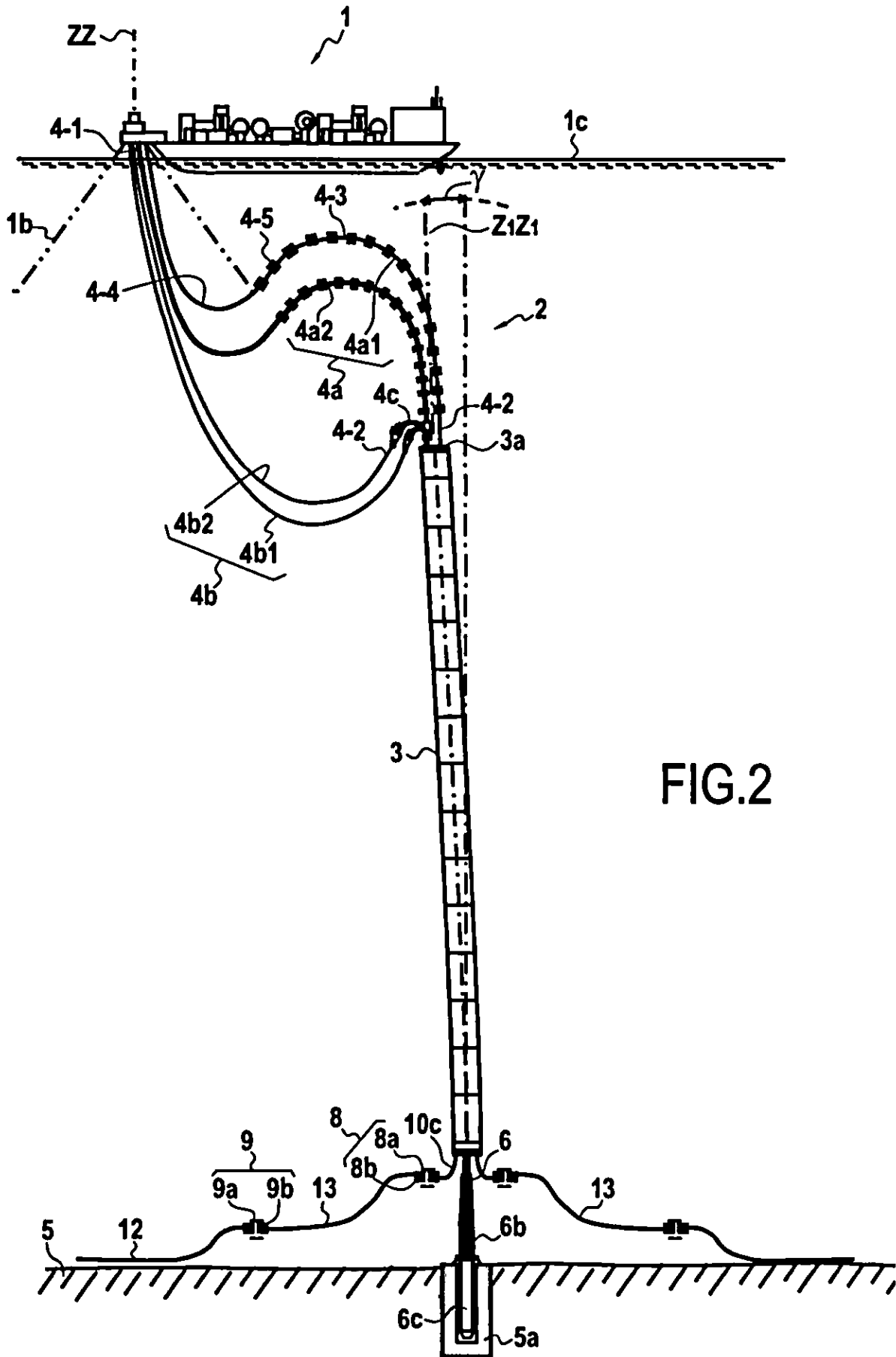


FIG.2

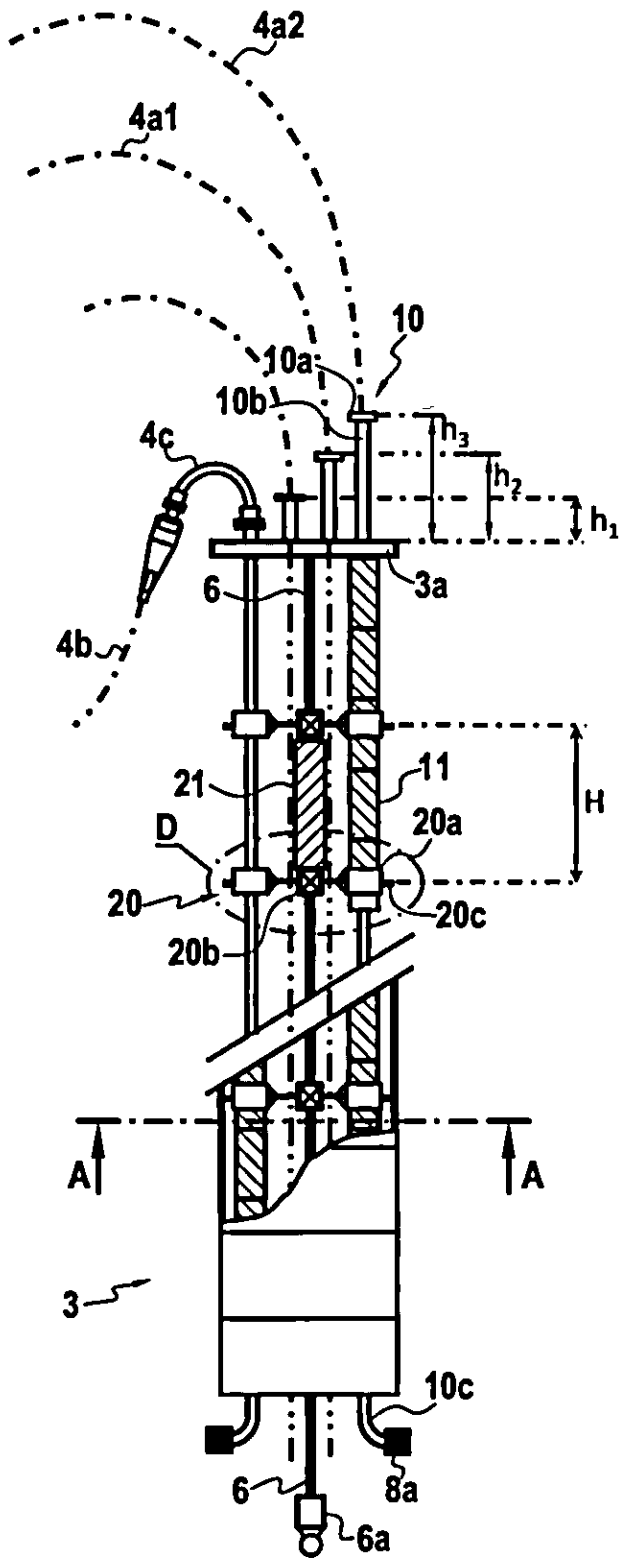


FIG.3

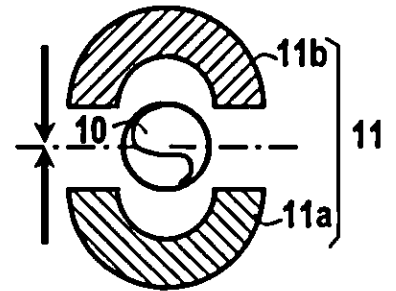


FIG.3A

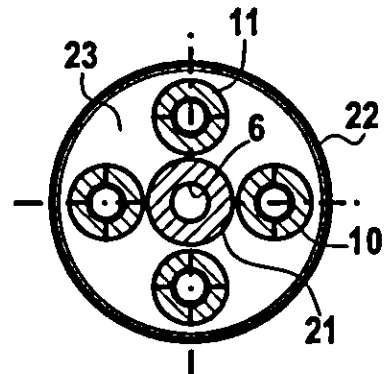


FIG.3B

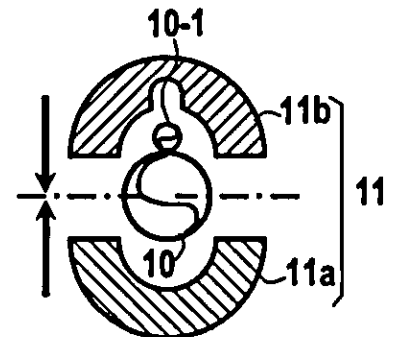


FIG.3C

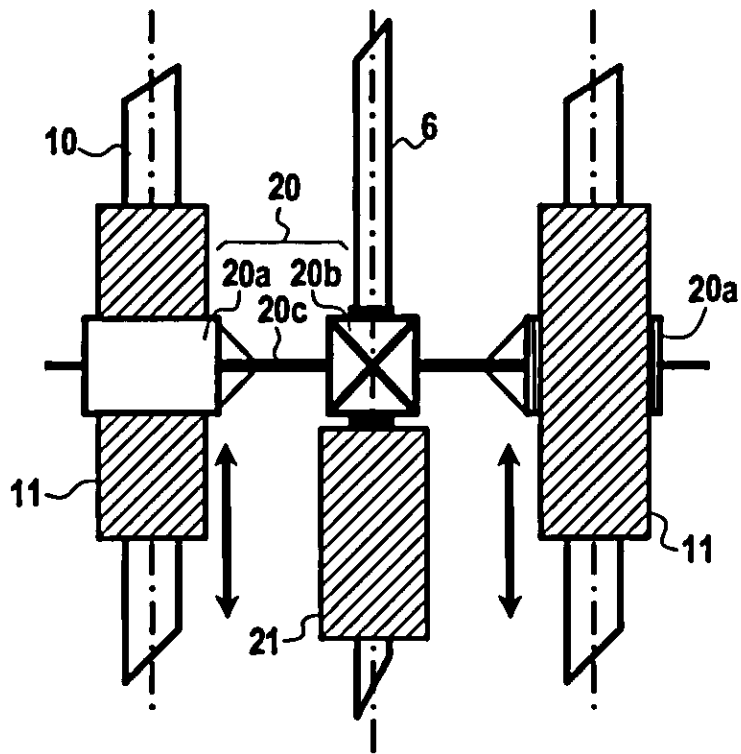


FIG.3D

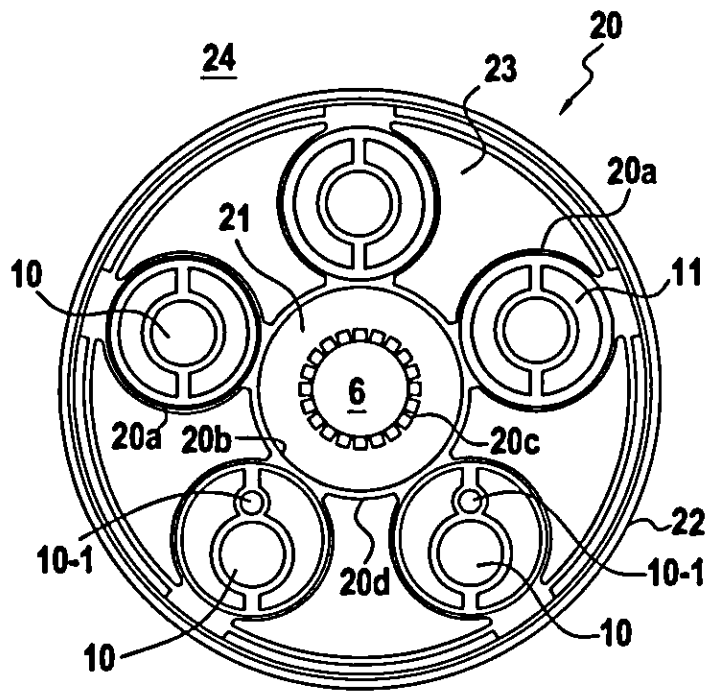


FIG.4A



5/8

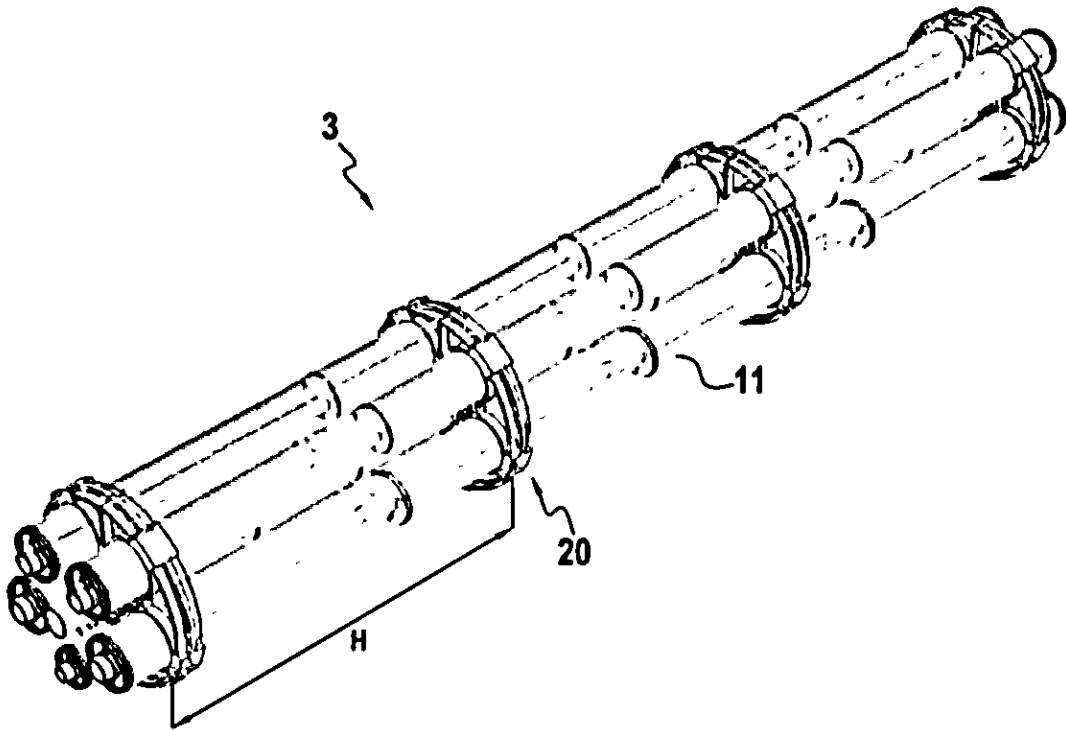


FIG. 4B

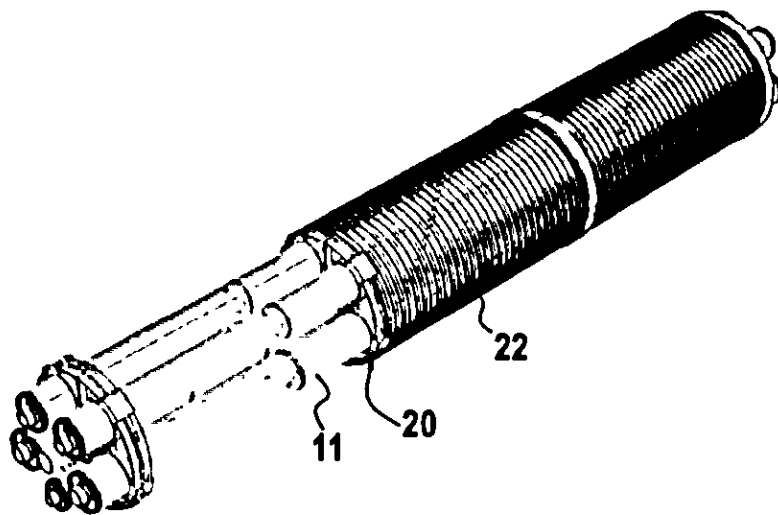


FIG. 4C

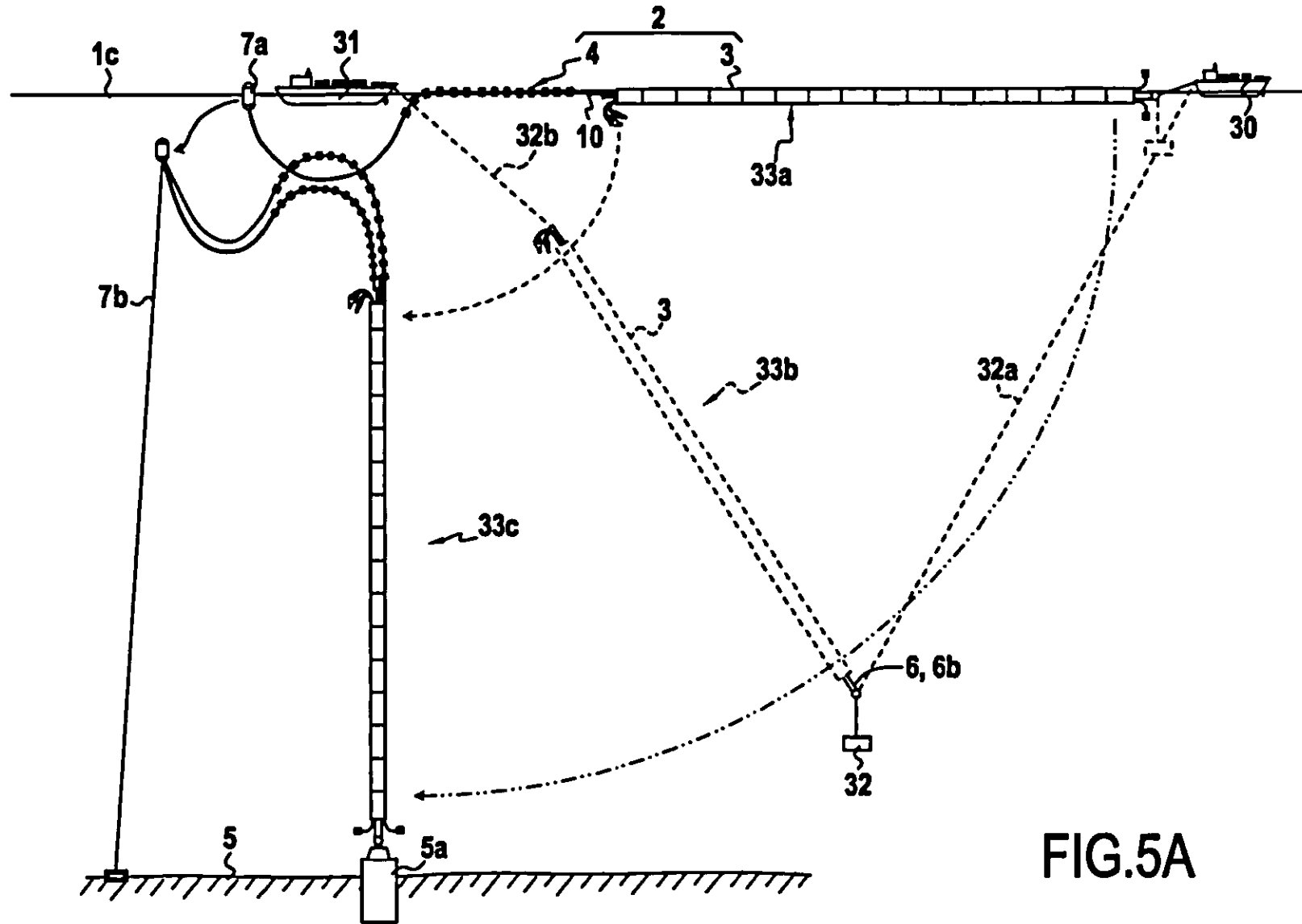


FIG.5A

7/8

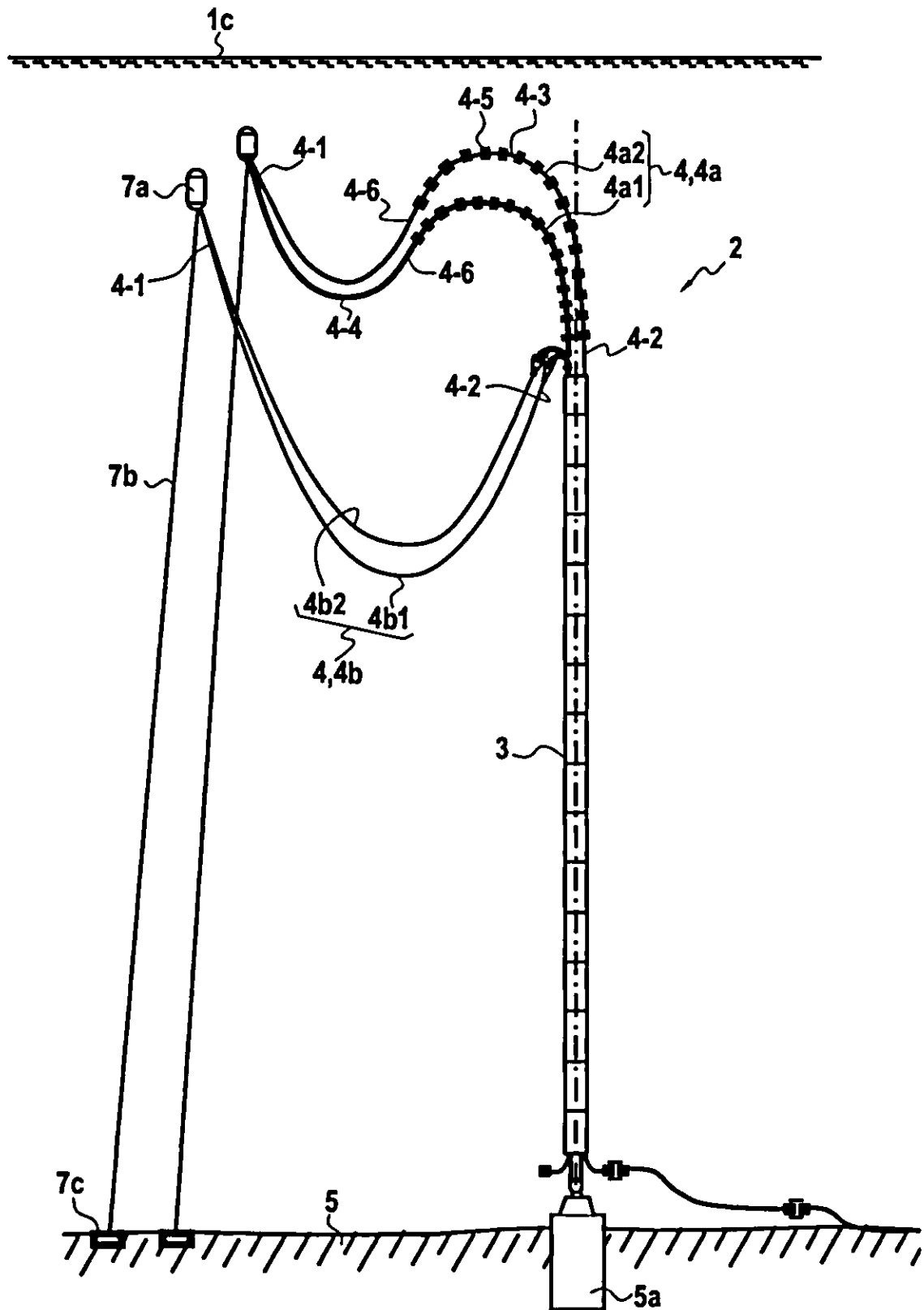


FIG.5B

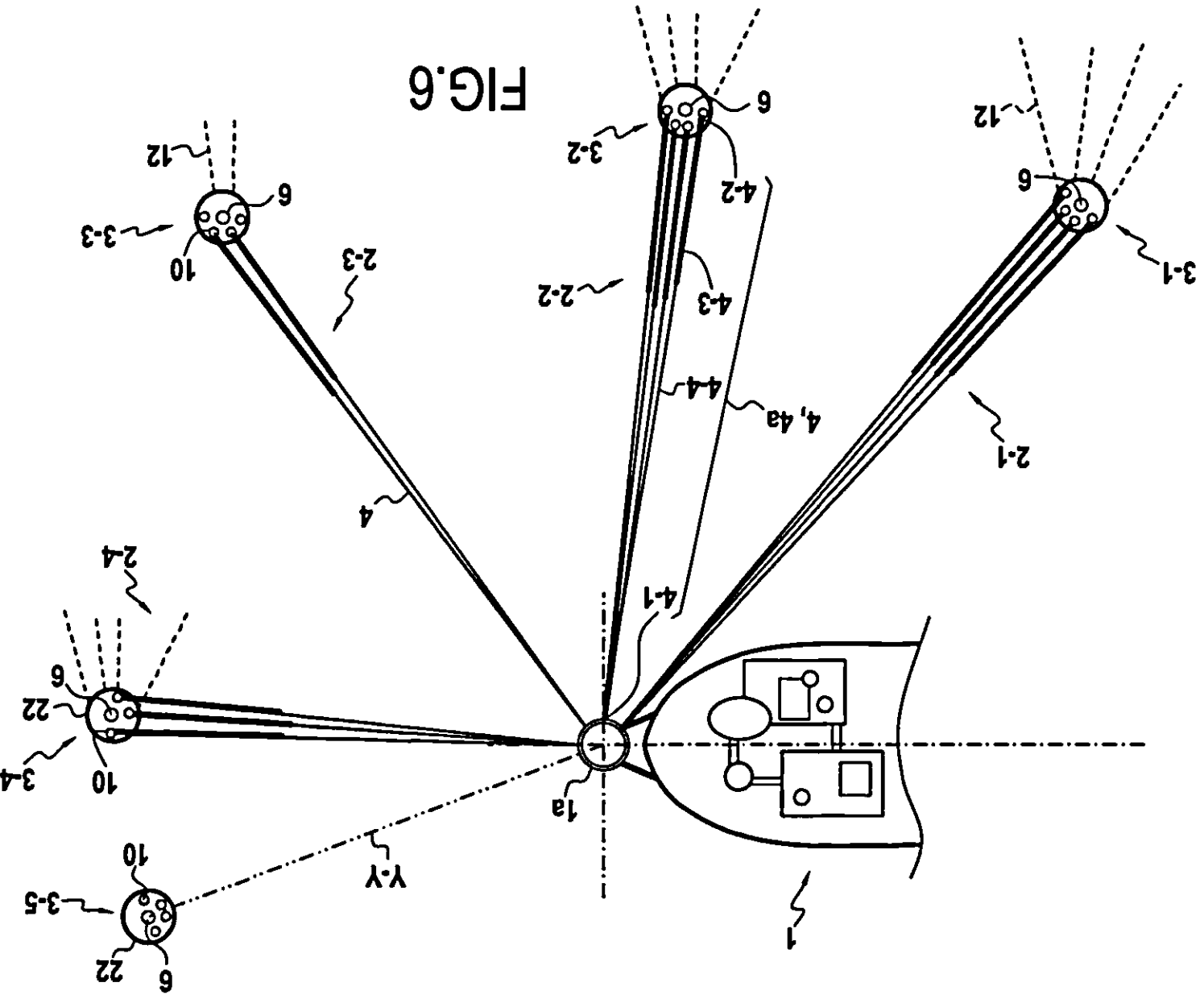


FIG. 6