

⑭

DEMANDE DE BREVET D'INVENTION

A1

⑮ Date de dépôt : 04.04.91.

⑯ Priorité :

⑰ Date de la mise à disposition du public de la
demande : 09.10.92 Bulletin 92/41.

⑱ Liste des documents cités dans le rapport de
recherche : *Se reporter à la fin du présent fascicule.*

⑲ Références à d'autres documents nationaux
apparentés :

⑴ Demandeur(s) : INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE
Organisme Professionnel — FR.

⑵ Inventeur(s) : Giannesini Jean-François et
Falcimaigne Jean.

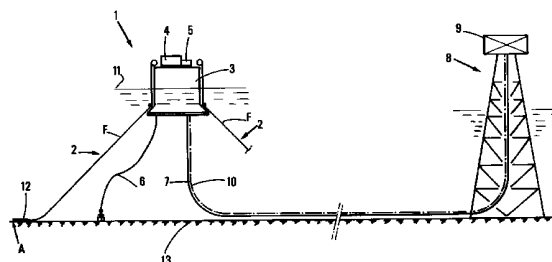
⑶ Titulaire(s) :

⑷ Mandataire :

⑸ Installation et méthode pour l'exploitation en mer de petits gisements pétroliers.

⑹ - Méthode et installation pour l'exploitation de gise-
ments pétroliers satellites situés à proximité d'une plate-
forme principale équipée de moyens de productions habi-
tuels.

- On ancre un système composé d'une structure flottante
(3) et de ses équipements à l'aide de moyens d'ancrage (2)
au-dessus des gisements satellites. On remonte les ef-
fluents vers la structure flottante (3) par des premiers
moyens de transferts (6). On transfère lesdits effluents vers
la plate-forme principale (8) à l'aide de moyens de pom-
page situés sur la structure flottante (3) par l'intermédiaire
de seconds moyens de transfert (7). Les moyens d'an-
crage sont de type funiculaire.



- 1 -

La présente invention concerne une méthode et une installation adaptées à l'exploitation de petits gisements pétroliers.

La présente invention permet notamment d'exploiter à moindres frais des champs d'hydrocarbures jusqu'à présent
5 inaccessibles. Ceci est possible du fait de l'utilisation d'une méthode souple qui met en oeuvre des matériels légers et standardisés, et qui engage de faibles investissements comparativement aux structures habituellement employées.

Les plate-formes flottantes installées sur le fond de la
10 mer, les systèmes de production flottants constitués d'une plate-forme de type semi-submersible ou les navires portant les installations habituelles de séparation et de traitement des effluents pétroliers sont extrêmement onéreux à réaliser et à entretenir. La découverte ces
dernières années de gisements pétroliers dont les réserves
15 récupérables sont limitées a conduit à envisager une méthode et un système de production qui peuvent être amortis dans des conditions économiques acceptables sur la quantité totale d'effluents extraits des petits gisements. C'est ce système et cette méthode qui font
l'objet de la présente invention.

20 De plus, l'invention évite des opérations de retrait coûteuses de plate-formes déjà existantes lorsque des gisements principaux sont devenus inexploitable, en réutilisant ces plate-formes pour l'exploitation d'un ou de plusieurs petits gisements situés à proximité de cette dernière.

On met à profit les installations se trouvant sur la plate-forme principale située à proximité de petits gisements à exploiter pour augmenter la rentabilité de la production de ces petits gisements.

5 Ceci est possible du fait de la surcapacité de traitement des installations de la plate-forme principale lorsque le débit de la production du gisement principal exploité commence à diminuer. A l'aide d'une canalisation sous-marine, on utilise la capacité non employée de la plate-forme principale pour traiter la production des
10 champs secondaires voisins. Ainsi, on prévoit une capacité de production journalière pour le système de 5 à $15 \cdot 10^3$ bbl, alors que la plate-forme principale est équipée pour une production de l'ordre de 50 à $150 \cdot 10^3$ bbl par jour.

Toutefois ce procédé économique d'exploitation des petits
15 gisements reste d'une application limitée par la contrainte de distance entre le gisement et la plate-forme principale. Les pertes de charge dans les canalisations imposent aux gisements secondaires d'être situés à des distances comprises entre 10 et 15 kilomètres de la plate-forme principale.

20 Ainsi, la zone d'exploitation de puits secondaire à partir d'une plate-forme principale est relativement faible. De ce fait, le nombre de puits secondaires est également faible et la rentabilité économique précaire.

De plus, la plupart des appareils composant de tels
25 systèmes ne sont pas standardisés ce qui entraîne d'avoir un nombre plus important de dispositifs, chacun étant dédié à l'exploitation d'un type de puits et de ne pouvoir faire tourner les appareils dans leur utilisation sans discrimination du type de gisement exploité.

Le but de la présente invention est de proposer un nouveau
30 dispositif d'exploitation d'au moins un gisement pétrolier immergé (ou offshore) secondaire éloigné d'une plate-forme principale d'exploitation et ne justifiant pas la construction d'une plate-forme d'exploitation conventionnelle.

Le but de la présente invention est aussi de proposer un système dont la structure permet la récupération possible des éléments utilisés, l'opération d'exploitation étant terminée et, d'autre part, qui permet une rotation d'utilisation sur tous les petits gisements composant le champ pétrolier ou d'autres domaines pétroliers du fait de la standardisation de ces équipements.

Pour atteindre cet objectif de diminution maximale des coûts d'exploitation de tels gisements, on propose une méthode plus souple et qui met en oeuvre des investissements plus légers que les méthodes habituelles, ainsi que son dispositif ou installation associé.

Selon l'invention, la méthode d'exploitation de gisements marginaux comporte les étapes suivantes :

- 1) On ancre un système composé d'une structure flottante et de ses équipements, à l'aide de moyens d'ancrage, à proximité au-dessus de petits gisements ou au voisinage de puits de production communiquant avec un desdits gisements situés à proximité d'une installation principale,
- 2) On remonte les effluents dudit gisement vers ladite structure flottante à travers des premiers moyens de transfert,
- 3) On transfère lesdits effluents vers la plate-forme principale à l'aide de moyens de pompage situés sur ladite structure flottante, et de seconds moyens de transfert, sans séparation des constituants,
- 4) En fin d'exploitation du gisement, on retire ledit système et on le transfère sur un autre gisement pour son exploitation.

En accord avec la description d'un mode de réalisation possible de l'application, on peut positionner la structure flottante ou satellite à une distance de la plate-forme principale inférieure à 80 kilomètres, de préférence entre 15 et 50 kilomètres, les gisements à exploiter se trouvant à des profondeurs d'eau de 70 à 200 mètres.

On peut immerger entre deux eaux à faible profondeur La structure flottante.

On peut utiliser comme structure flottante une bouée.

On peut équiper la structure flottante de type bouée d'un élément poreux jouant le rôle d'amortisseur, ou dispositif d'anti-pilonnement, comme il est décrit dans la demande de brevet FR. 90/15.749.

5 On peut employer comme moyens d'ancrage, par exemple, des chaînes, câbles ou tout autre moyen présentant les qualités requises pour un ancrage habituellement utilisé dans les systèmes funiculaires ou de type caténaire. Dans tous les cas, ces moyens seront, de préférence, standardisés. De cette façon, on peut utiliser de manière
10 "universelle" le système pour différents types de gisements.

Les moyens d'ancrage peuvent comporter des ancres et des appareils de mise en tension des câbles. L'avantage d'utiliser des ancres comme système d'ancrage est leur facilité de mise en place et de retrait au fond de la mer ou dans le sol marin. En effet, pour
15 effectuer une opération de relevage de l'ancre, on exerce simplement une traction verticale sur le câble attaché à l'ancre.

La souplesse de cette méthode résulte de moyens d'ancrage proposés dans les systèmes funiculaires, de préférence aux moyens d'ancrage habituellement utilisés dans les systèmes à lignes
20 verticales tendues. En effet, le matériel utilisé lors de la mise en place de ces derniers fait appel dans la plupart des cas à des conduites rigides en acier difficilement récupérables une fois installées et plus coûteuses. Les systèmes funiculaires font appel à des flexibles dont la récupération est aisée, des flexibles fabriqués
25 par la société Coflexip, par exemple.

En effet, dans le cadre des applications de notre invention, à savoir l'exploitation de petits gisements situés, notamment, à des profondeurs d'eau inférieures à 200 mètres, les systèmes funiculaires présentent des qualités de fiabilité et de
30 souplesse suffisantes. Ils offrent de plus l'avantage de faire appel à des matériels classiques standardisés.

Un autre avantage qui ressort de l'utilisation des systèmes funiculaires ou de type caténaire est la possibilité de récupérer les éléments qui permettent d'ancrer la structure flottante

au fond de la mer, ce qui n'est pas possible lorsque l'on utilise une plate-forme à lignes verticales tendues, cette opération étant beaucoup plus lourde à effectuer. En effet, les points d'ancrage mis en place avec cette dernière sont beaucoup plus complexes que ceux
5 utilisés dans les structures de type caténaire qui font appel principalement à des ancrs, et de fait, les éléments d'ancrage peuvent être facilement récupérés. Cette structure permet donc une utilisation tournante du système décrit dans la présente invention, c'est-à-dire la possibilité de déplacer ce système sur différents
10 gisements et sites en supprimant ou minimisant au maximum les risques d'incompatibilité par rapport aux différents gisements à exploiter.

Pour les applications nous concernant, l'ancrage vertical à lignes tendues apparaît comme un système beaucoup trop complexe, plus cher et moins mobile que l'ancrage de type caténaire ou
15 funiculaire.

On peut employer comme premiers moyens de transfert des conduites flexibles ou risers. Lesdits risers flexibles peuvent être supportés par un élément intermédiaire, la forme qu'ils adoptent dans ce cas est un "S". Cette disposition permet de s'affranchir des mouve-
20 ments verticaux et horizontaux, plus communément appelé pilonnement.

On peut employer comme moyens de pompage une ou plusieurs pompes associées chacune à un dispositif d'entraînement.

On peut utiliser comme dispositif d'entraînement un moteur électrique ou un moteur diesel muni de son réservoir de carburant, ou
25 une turbine à gaz avec ses équipements annexes pour utiliser le gaz produit par les puits.

On peut employer comme pompe, une pompe polyphasique notamment dans le cas de l'exploitation d'effluents pétroliers, cette pompe étant associée à un réservoir tampon destiné à régulariser les
30 débits respectifs des phases gazeuses et liquides.

On dispose chaque structure flottante à une distance au plus de 80 kilomètres de la plate-forme principale et de préférence entre 15 et 50 kilomètres.

On peut utiliser comme second moyens de transfert reliant

la structure flottante à la plate-forme principale une conduite flexible ou rigide, ou partiellement rigide, ou flexible reposant sur le fond de la couche d'eau à des profondeurs, de préférence, comprises entre 70 et 200 mètres.

5 On peut installer des moyens de transfert de l'énergie nécessaire au fonctionnement des divers équipements de la structure flottante d'installations de contrôle et de moyens nécessaires à l'exploitation du puits. Ces moyens peuvent être éventuellement un câble électrique.

10 On peut aussi envisager d'équiper la structure flottante d'installations de contrôle et de moyens nécessaires à l'exploitation du puits.

 Ainsi on peut équiper la structure flottante d'appareils de télécommande et de contrôle des puits relayés par radio ou câble
15 électrique ou tout autre moyen jusqu'à la plate-forme principale. Cette dernière joue le rôle de "maître" au niveau des opérations dans la majorité des cas.

 On peut aussi envisager d'équiper la structure flottante d'un dispositif permettant d'envoyer des outils racleurs de nettoyage
20 ou de mesure dans les seconds moyens de transfert des effluents vers la plate-forme principale.

 La présente invention concerne également une installation ou dispositif permettant de mettre en oeuvre la méthode et de mener à bien les diverses opérations qui la composent.

25 Le dispositif selon l'invention comporte en combinaison une plate-forme principale d'exploitation équipée des moyens de production habituels, ces moyens de production étant adaptés à l'exploitation de gisements sous-marins, au moins une structure flottante, des moyens d'ancrage tels que ceux utilisés dans les
30 systèmes funiculaires connectant le support flottant au fond de la mer de façon à ce qu'il soit au voisinage de puits de production communiquant avec un desdits gisements, des premiers moyens de transfert des effluents tels des risers flexibles, ces premiers moyens permettant le transfert du gisement à la structure flottante, un

système de pompage installé sur ladite structure flottante, ce système permettant le transfert d'effluents pétroliers, sans séparation entre ses différents constituants ou phases de la structure flottante à la plate-forme principale, et des seconds moyens assurant le transfert des effluents de la structure flottante à la plate-forme principale.

Les moyens d'ancrage peuvent comporter des chaînes ou câbles ou tout autre moyen d'ancrage présentant des caractéristiques qui permettent l'ancrage des systèmes de type funiculaire ou caténaire.

Les moyens d'ancrage peuvent comporter des ancres qui présentent, entre autre, l'avantage d'effectuer les opérations de mise en place et de retrait avec une certaine facilité.

Les risers flexibles peuvent aller directement de la structure flottante au fond de la mer ou être soutenus par un élément intermédiaire, leur conférant ainsi une forme de "S" qui leur permet d'éviter les dommages dûs au pilonnement provenant des mouvements de la houle.

Le système de pompage peut être constitué d'une ou plusieurs pompes associées chacune à un dispositif d'entraînement.

Le dispositif d'entraînement de la pompe peut être un moteur électrique ou un moteur diesel muni de son réservoir de carburant ou une turbine à gaz avec ses équipements annexes pour utiliser le gaz produit par les puits.

La pompe peut être une pompe polyphasique, cette pompe étant associée à un réservoir tampon destiné à régulariser les débits respectifs des phases gazeuses et liquides.

La pompe peut posséder une puissance suffisante pour permettre le transfert de la production traitée dans des applications où ladite structure flottante se trouve située à une distance inférieure à 80 kilomètres de la plate-forme principale et de préférence entre 15 et 50 kilomètres.

Les seconds moyens de transfert peuvent comporter une canalisation reliant la structure flottante à la plate-forme principale.

Les seconds moyens de transfert entre le support flottant et la plate-forme principale incluent une conduite flexible ou rigide, ou partiellement rigide ou flexible reposant sur le fond marin à des profondeurs comprises entre 70 et 200 mètres.

5 Ladite structure flottante peut être équipée d'installations de contrôle et de moyens nécessaires à l'exploitation du puits.

 Ladite structure flottante peut être équipée d'un dispositif permettant d'envoyer des outils racleurs de nettoyage et/ou de mesure dans les seconds moyens de transfert des effluents vers la
10 plate-forme principale.

 D'autres caractéristiques et avantages de la présente invention apparaîtront plus clairement à la lecture de la description ci-après d'un exemple non limitatif de réalisation de l'invention, faite en référence aux dessins annexés dans lesquels :

- 15 - la figure 1 est une vue montrant une application de l'invention pour l'équipement et l'exploitation d'un champ de production comprenant plusieurs gisements,
- la figure 2 est un mode de réalisation possible de l'invention dans le cas où l'on utilise une plate-forme principale équipée d'une
20 source d'énergie électrique,
- les figures 3A et 3B montrent un système d'ancrage de mise en place et de retrait relativement aisé, ainsi qu'une ancre,
- la figure 4 décrit un mode de mise en oeuvre de l'installation pour l'exploitation d'un champ pétrolier comportant différents gisements
25 secondaires, et
- la figure 5 montre une variante du mode de réalisation de l'invention dans le cas où la structure flottante est équipée de moyens de contrôle et de moyens nécessaires à l'exploitation de gisements pétroliers.

30 La figure 1 montre une des applications possibles de l'invention pour équiper un champ de production comprenant plusieurs unités de production 1 situées à distance d'une plate-forme principale 8, le transfert des effluents pétroliers vers celle-ci s'effectuant à l'aide de moyens de transfert 7. La distance entre les unités de

production et la plate-forme principale pourra être quelconque. Les unités pourront être situées à moins de 80 kilomètres de la plate-forme principale, de préférence à des distances comprises entre 15 et 50 kilomètres.

5 La mise en exploitation selon l'invention d'un gisement multiple comporte, par exemple (Fig. 2), les étapes suivantes :

- 1) on ancre une structure flottante 3, telle une bouée, au-dessus ou à proximité du ou des puits de production du gisement, à l'aide de moyens d'ancrage 2, les moyens étant composés d'au moins un câble
10 ou d'une ligne flexible F et d'une ancre A,
- 2) on remonte les effluents pétroliers jusqu'à la bouée à travers des premiers moyens de transfert 6, par exemple des risers flexibles,
- 3) on transfère lesdits effluents, sans séparation de leurs constituants en utilisant les moyens de pompage 4, 5 situés sur la
15 bouée, vers la plate-forme principale 8 à travers des seconds moyens de transfert 7, par exemple une canalisation, et
- 4) on déplace la bouée en exerçant simplement une traction verticale sur le flexible F, vers un autre gisement à exploiter si on considère que l'exploitation du gisement cesse d'être rentable ou
20 si, par exemple, on a besoin ponctuellement du système d'exploitation sur un autre gisement.

 On utilise une bouée dont les caractéristiques de flottaison sont telles qu'une partie de son corps est immergée, l'autre émergeant suffisamment au-dessus de la surface de la mer 11,
25 de façon à y installer les équipements d'exploitation.

 On peut utiliser comme bouée, une grosse bouée du type de celles utilisées pour amarrer en mer les navires pétroliers. Les dimensions typiques de celle-ci en diamètre pouvant être comprises entre 20 et 30 mètres, en hauteur entre 5 et 15 mètres. On peut aussi
30 envisager l'utilisation d'une bouée de type crayon.

 Les moyens d'ancrage peuvent avantageusement comporter des chaînes d'ancrage ou tout autre moyen disponible et qui permettent d'ancrer solidement l'unité de production 1, tel les systèmes de type caténaire ou funiculaires.

On remonte la production d'effluents pétroliers vers la bouée par des premiers moyens de transfert tels qu'une conduite 6 de transfert. Cette conduite 6 est flexible, tel un riser flexible, de façon à ce qu'elle puisse suivre la dérive locale de la bouée. On
5 détermine la position des points d'ancrage 12 et la longueur des chaînes d'ancrage ou lignes flexibles F de façon à ce que la conduite 6 soit toujours en tension.

On peut éventuellement faire supporter la conduite flexible par un élément intermédiaire SI, cette dernière prenant alors
10 la forme d'un S. Cette disposition permet de diminuer les répercussions des mouvements de pilonnement sur le flexible.

Les moyens de pompage 4, 5 situés sur la structure flottante 3 peuvent comporter une pompe polyphasique 4 et son dispositif d'entraînement 5 comprenant, par exemple, un moteur électrique.

15 La position de la bouée à proximité d'une plate-forme déjà existante permet d'équiper la bouée avec un moteur électrique si la plate-forme principale dispose d'énergie électrique. Dans le cas où la plate-forme ne dispose pas d'énergie électrique, on fait appel à un moteur diesel, la bouée comporte alors un moyen de stockage des
20 combustibles.

La distance entre la bouée et la plate-forme principale peut être quelconque. Elle peut être égale au plus à 80 kilomètres et de préférence, la bouée sera placée à une distance de la plate-forme principale comprise entre 10 et 50 kilomètres.

25 On utilise, par exemple, une pompe polyphasique de type de celles décrites dans les brevets FR-2.333.139 et FR-2.471.501, équipée de son réservoir tampon destiné à régulariser les débits respectifs des phases gazeuses et liquides, et de son dispositif d'entraînement.

La structure flottante étant considérée comme un satellite
30 de production vis-à-vis de la plate-forme principale, on peut mettre en place différents types de liaison entre les deux.

Ainsi, les seconds moyens de transfert déjà mentionnés permettant d'acheminer la production de la bouée vers la plate-forme principale comportent une canalisation 7. Celle-ci est connectée à

l'une des extrémités de l'unité de production 1, l'autre étant accrochée à la plate-forme principale 8. La canalisation 7 est partiellement rigide et flexible. Elle comprend, par exemple, une conduite descendante prolongée par un tronçon horizontal reposant sur le fond marin et finissant par une conduite verticale montante, cette dernière étant accrochée à la plate-forme principale 8. Le frottement de la canalisation avec le fond marin limite son éventuelle dérive. Les conduites peuvent avoir une forme de J.

On achemine l'énergie de la plate-forme principale vers la bouée par l'intermédiaire d'un câble 10 reposant au fond de la mer. La canalisation 7 et le câble 10 peuvent être englobés dans une même gaine.

On utilise les équipements habituels de traitement et d'exploitation 9 équipant la plate-forme principale 8 schématiquement représentés sur la figure 2. Habituellement, la conduite de remontée de la production longe une des jambes de la plate-forme, la figure 2 la représentant au centre, pour des raisons de clarté de la figure.

Les figures 3A et 3B décrivent plus précisément une méthode d'ancrage mettant en oeuvre des lignes utilisées dans les systèmes de type funiculaire ou caténaire et une ancre susceptible d'être utilisée. La présente méthode offre l'avantage d'une mise en place et d'un relevage aisés et donc de rendre le système plus mobile que ceux comportant des plates-formes à lignes tendues.

La figure 3A montre la manière dont on positionne un tel type de ligne d'ancrage F. La tension dans la ligne F est choisie suffisamment faible pour que la ligne repose sur le fond marin sur une longueur L nécessaire à l'arrimage de l'ancre dans le fond marin 13 au voisinage du point d'ancrage 12 et qu'elle présente ainsi une configuration en chaînette.

On peut utiliser une ancre telle celle décrite dans le brevet FR-2.519.310.

La figure 3B décrit une possibilité pour mettre en place une ancre A qui comporte au moins une plaque 21 à laquelle est attachée au moins une ligne d'ancrage F en au moins un point par une

Liaison souple n'introduisant sensiblement aucun moment de rotation au point d'attache P, le point d'application de la force de traction sur la plaque est fixe et situé en avant du barycentre G de la surface portante de cette plaque, si l'on considère le sens du mouvement de celle-ci dans le fond marin au cours de sa mise en place. On rend plus
5 aisé le processus de pénétration de la plaque dans le sol en combinant un poids suffisant pour l'ancre à des organes agencés de façon à maintenir inclinée vers le fond marin l'extrémité de l'ancre par rapport au fond marin, ou angle i n'excédant pas 30^0 . Il suffit alors
10 d'une simple traction sur la ligne pour que la plaque pénètre dans le fond marin.

L'ancrage est obtenu par l'enfoncement progressif de l'ancre A qui glisse dans le sol sous l'effet de la force appliquée par la chaîne ou ligne tendue F.

15 Pour retirer l'ancre, il suffit d'exercer une traction sur la ligne d'ancrage F de façon verticale ou en arrière, éventuellement avec un autre câble fixé à l'arrière de l'ancre de façon à la faire glisser en sens inverse.

Cet exemple est nullement limitatif, tout autre moyen ou
20 méthode d'ancrage présentant des caractéristiques similaires de facilité d'ancrage ou de retrait peuvent être utilisés, notamment le dispositif d'ancrage décrit dans le brevet FR-2.519.310.

La figure 4 représente un des modes de mise en oeuvre de la méthode précédemment décrite pour l'exploitation des gisements
25 marginaux.

Dans la configuration représentée, le champ pétrolier qu'il s'agit d'exploiter comporte plusieurs gisements P1 à P7 répartis par exemple à moins de 80 km d'une plate-forme 8. Sur la figure 4 par exemple :

- 30 - P est le gisement principal.
 - P1, P3 sont des gisements anciennement exploités.
 - P2 est un gisement qui se situe à une distance de 10 km de la plate-forme principale et donc suffisamment proche pour être exploité sans avoir recours à une bouée satellite.

- P4, P5, P6 sont des gisements secondaires situés respectivement à des distances de 50 km, 30 km, 70 km de la plate-forme principale. Dans ce type de configuration, ils sont équipés de bouées satellites de traitement.

5 - P7 est un puits découvert et non encore exploité.

Le schéma d'exploitation peut être le suivant.

A l'instant T0, seul le gisement principal est exploité, les capacités de traitement C de la plate-forme principale sont entièrement utilisées.

10 Quand la production du puits principal commence à diminuer, une partie d de la capacité de traitement C de la plate-forme devient inemployée. La capacité de traitement utilisée sur la plate-forme est donc : $C - d$.

On met alors en exploitation les puits P1 à P4. La
15 capacité de traitement de la plate-forme utilisée est alors égale à :

$$C_t = C - d + CP_1 + CP_2 + CP_3 + CP_4$$

où les CP_i ($i = 1$ à 4) correspondent aux capacités de production de la plate-forme nécessaires pour l'exploitation des puits P_i ($i = 1$ à 4).

A $T_0 + t_2$, la production du puits P3 est voisine de zéro.

20 On déconnecte alors la bouée satellite équipant ce gisement et on la déplace vers le puits P5.

A $T_0 + t_3$, la production du puits P1 chute à zéro et de la même façon, on déplace la bouée satellite équipant ce puits vers P6, permettant ainsi la mise en exploitation du puits.

25 Ce mode de mise en oeuvre du dispositif n'est qu'un exemple particulier des possibilités qu'offre le dispositif selon l'invention pour l'exploitation d'au moins un gisement situé à proximité d'une plate-forme principale équipée. Il est bien entendu que les déplacements des bouées satellites d'un puits à un autre se
30 font en tenant compte de la longueur des canalisations et de façon à déplacer le moins possible les canalisations déjà mises en place.

De préférence, on utilise la méthode pour l'exploitation de gisements secondaires compris entre 15 et 50 km et se trouvant sous 70 à 200 mètres d'eau.

La figure 5 illustre de façon schématique un système d'acheminement et de contrôle de la production. En référence à la figure 5, quatre puits sont exploités, le fluide polyphasique ou effluent à transférer arrivant des différentes têtes de puits, par des conduites 61, 62, 63, 64.

Les systèmes d'arrivée de l'effluent du puits à la structure flottante sont identiques pour tous les puits. La conduite 61, par exemple, est connectée par une vanne de sécurité V11 commandée de façon automatique ou manuelle. Deux vannes V21 et V21' télécommandées permettent d'acheminer l'effluent, soit vers un collecteur de production COP, soit vers un collecteur de test COT.

On désigne respectivement par V12, V13, V14 les vannes de sécurité associées aux conduites 62 à 64. De même, on désigne par V22, V22' ; V23, V23' ; V24, V24' les couples de vannes pour les conduites 62 à 64, analogues au couple V21, V21' précédent.

On collecte l'ensemble des effluents, en provenance des différents puits dans le collecteur de production COP, les vannes V21, V22, V23, V24 étant ouvertes, les vannes V21', V22', V23', V24' étant fermées.

L'ensemble des effluents est ensuite envoyé dans un réservoir tampon T par l'intermédiaire d'une conduite L1. Le fluide polyphasique régulé par son passage dans le réservoir tampon T, est ensuite transmis par une conduite L2 à un premier étage de pompage. Dans notre exemple, ce premier étage de pompage comporte deux pompes MP1 et MP1' et le fluide arrive jusqu'à elles à travers des conduites L3 et L4. Le premier étage de pompage peut être constitué par plusieurs pompes mises en parallèle. Le montage en parallèle est un cas particulier convenant lorsque le débit de l'ensemble de la production est trop important pour arriver sur une pompe unique.

Le nombre d'étage de pompage et le nombre de pompes par étage dépend de chaque cas d'application particulier, et plus précisément de l'augmentation de pression à réaliser, des débits massiques et volumiques des différentes phases à pomper.

Par passage dans ce premier étage, on augmente la pression de chacune des parties du fluide polyphasique.

Les sorties des pompes MP1, MP1' du premier étage communiquent par des vannes V31, V31' avec une canalisation L5, laquelle est reliée par l'intermédiaire d'une vanne V32 avec l'entrée d'un second étage de compression constitué, par exemple, d'une pompe MP2. La sortie de celle-ci communique par une vanne V33 avec une canalisation L6. Une dérivation D1 comportant une vanne VD1, permet de faire communiquer directement les conduites L5 et L6. Les vannes V31 et V31' sont munies d'un clapet anti-retour pour éviter un éventuel passage du fluide polyphasique de la pompe MP1 à la pompe MP1'.

La conduite L6 communique par l'intermédiaire de deux vannes V4 et V5 avec le conduit 7 reliant la structure flottante à la plate-forme principale.

Au cours de l'opération illustrée par la figure 5, il est nécessaire d'avoir des fonctions de contrôle et de sécurité adaptées. Dans le cas présent, chaque conduite 61, 62, 63, 64 en provenance des puits, est équipée d'une vanne de sécurité V11, V12, V13, V14, par exemple une vanne électro-pneumatique, qui permet leur fermeture en cas de problèmes.

Le réservoir tampon T est équipé d'un capteur de pression CP1 et d'un moyen pour détecter le niveau de liquide NL1. En fonction des valeurs de pression et de niveau de liquide, on agit par l'intermédiaire de moyens de télécommande T1 sur le débit des puits, ceci par une ligne TP1, qui peut être une ligne électrique ou électro-pneumatique ou tout autre ligne permettant de transmettre l'information à la tête de puits.

Les moyens de télécommande T1 permettent aussi par des lignes CM1, CM1' et CM2 d'agir au niveau de la commande des moteurs M1, M1' et M2, actionnant respectivement les pompes MP1, MP1' et MP2 par exemple pour commander leur démarrage ou leur arrêt.

Dans le cas d'une détérioration du fonctionnement de l'une des pompes, par exemple la pompe MP1, on ferme la vanne V3 de façon à continuer à exploiter les puits en mode dégradé avec uniquement la

pompe MP1'.

Si le problème se situe au niveau du deuxième étage, dans notre exemple sur la pompe MP2, on ferme la vanne V32, on ouvre la vanne VD1 de la conduite de dérivation D1. De cette façon, on permet
5 la dérivation du fluide, ayant subi l'augmentation de pression dans le premier étage, dans la conduite L6.

Les capteurs CP situés après les pompes permettent un contrôle de la pression du fluide après passage dans la pompe et donc renseigne sur le fonctionnement de chacune des pompes.

10 La méthode décrite précédemment permet aussi d'effectuer un contrôle occasionnel des différentes caractéristiques des fluides provenant des puits, par exemple, la mesure du débit de la quantité totale de l'effluent produit par le puits, des différentes phases constituant l'effluent. On peut, par exemple, effectuer un comptage
15 pour chaque puits de débit du gaz, de l'eau, et de l'huile constituant l'effluent, tracer la courbe de pression en fonction du débit et grâce à cette indication, régler la production par l'intermédiaire des duses équipant les têtes de puits.

Pour effectuer ces contrôles, on utilise, par exemple, un
20 bateau équipé d'un séparateur de test du type de celui utilisé sur les systèmes de forage et d'un flexible grâce auquel on se connecte sur le collecteur de test COT. Au cours de cette opération, les vannes V21, V22, V23 et V24 sont fermées, les vannes V21', V22', V23' et V24' sont ouvertes sur ordre de l'opérateur par l'intermédiaire de lignes TV1 et
25 T01.

Une autre possibilité offerte par la méthode est de permettre le nettoyage de la canalisation 7 par laquelle on convoie le fluide de la structure flottante à la plate-forme principale 8, ce qui permet d'éliminer tout dépôt gênant la circulation du fluide dans la
30 conduite telle les paraffines, etc...

Au cours de cette opération, on introduit par l'entrée E1 du sas S, un moyen qui permet de racler la conduite, par exemple, un racleur habituellement utilisé sur les champs de production, on ferme la vanne V4, on ouvre les vannes V6 et V7. Le fluide pousse alors le

racleur dans la canalisation 7.

Il est bien entendu que l'on ne sortirait pas du cadre de l'invention si l'on apportait certaines modifications dans l'équipement du système, par exemple de façon non exhaustive, si la
5 bouée était une grosse barge équipée.

L'une au moins des pompes polyphasiques précédemment décrivent peut être de type hélicoïdal. Ce type de pompe est particulièrement bien adapté pour ce genre d'application. En effet, la pompe peut être utilisée sur une assez large étendue de variation du
10 rapport de la quantité de liquide GLR (en anglais Gas Liquid Ratio), ce qui entraîne une diminution des installations à disposer sur la bouée. En particulier, une telle pompe permet d'éviter la séparation de l'effluent en plusieurs phases et de ce fait, une canalisation unique est utilisée pour le transfert des constituants entre la bouée
15 et la plate-forme.

Dans le cas d'exploitation de gisements de gaz, le système de pompage peut faire appel à une pompe simple ou compresseur, et à son dispositif d'entraînement.

Le dispositif d'entraînement peut être un moteur diesel
20 muni de son réservoir de carburant, une turbine à gaz avec ses équipements annexes ou autres.

L'effluent pétrolier peut être envoyé directement vers la plate-forme dans le cas où le gisement possède une pression naturelle suffisante.

On ne sortirait pas non plus du cadre de l'invention si
25 l'on raccordait la bouée et ses équipements de pompage aux puits situés à une distance relativement courte d'une installation principale lorsque la pression naturelle de ce puits devient insuffisante. De cette façon, on prolonge la durée d'exploitation d'un
30 gisement pétrolier.

La méthode peut aussi être employée temporairement pour tester les capacités de production d'un gisement encore mal connu. Dans ce cas, un test est effectué au moyen de la méthode précédemment décrite et la bouée est remplacée, si le test est positif, par un

dispositif d'exploitation mieux adapté à la capacité du gisement. Elle évite ainsi d'investir dans une plate-forme fixe et coûteuse alors que les capacités de production de ce gisement sont incertaines.

5 La bouée peut comprendre un moyen d'injection d'additifs chimiques, servant à protéger les canalisations de la corrosion, la formation d'hydrates ou de dépôts.

10 La bouée servant à l'exploitation de gisement peut être équipée de tous les moyens nécessaires à l'exploitation ou au test de puits sans modification sur le fond du système proposé. On peut y placer en outre les équipements habituels des unités flottantes à savoir un manifold permettant de regrouper les productions de différents puits.

La bouée peut comporter une habitation sommaire de secours et éventuellement un pont léger pour hélicoptères.

15 Ainsi, il apparaît que la présente invention évite l'utilisation de moyens de pompage amphibies ("sous-marinisés" ou immergés) et donc coûteux.

20 On ne sortira pas non plus du cadre de la présente invention si au lieu d'envisager d'utiliser une plate-forme principale sous-marine, on envisage d'envoyer la production des gisements vers une installation côtière.

L'invention englobe naturellement tout autre modification à la portée de l'homme de métier.

R E V E N D I C A T I O N S

1. - Méthode pour l'exploitation des gisements pétroliers sous une couche d'eau situés à proximité d'une plate-forme d'exploitation dont les capacités individuelles de production ne justifient pas la construction pour chacun d'une plate-forme d'exploitation, caractérisée en ce qu'elle comporte les étapes suivantes :
- on ancre au moins un système composé d'une structure flottante (3) et de ses équipements, à l'aide de moyens d'ancrages (2) au-dessus de petits gisements ou au voisinage de puits de production communiquant avec un desdits gisements situés à proximité d'une installation principale (8),
 - on remonte les effluents dudit gisement vers ladite structure flottante (3) à travers des premiers moyens de transfert (6),
 - on transfère lesdits effluents vers la plate-forme principale (8) à l'aide de moyens de pompage (4) situés sur ladite structure flottante (3) et à l'aide de seconds moyens de transfert (7) sans séparation des constituants,
 - en fin d'exploitation du gisement, on retire le système et on le transfère sur un autre gisement pour son exploitation.
2. - Méthode selon la revendication 1, caractérisée en ce que l'on utilise une bouée comme structure flottante.
3. - Méthode selon la revendication 1, caractérisée en ce que l'on immerge entre deux eaux ladite structure flottante .
4. - Méthode selon la revendication 1, caractérisée en ce que l'on équipe d'un élément poreux jouant le rôle d'amortisseur, ladite structure flottante .
5. - Méthode selon la revendication 1, caractérisée en ce qu'on utilise des moyens d'ancrage de type funiculaire ou caténaire.
6. - Méthode selon la revendication 1, caractérisée en ce que l'on utilise comme moyens de pompage une ou plusieurs pompes.
7. - Méthode selon la revendication 6, caractérisée en ce que les moyens de pompage comprennent au moins une pompe polyphasique

(MP) associée à un réservoir tampon (T) destiné à régulariser les débits respectifs des phases gazeuses et liquides et son dispositif d'entraînement.

5 8. - Méthode selon la revendication 6, caractérisée en ce que l'on dispose chaque structure flottante à une distance au plus égale à 80 kilomètres de la plate-forme principale, de préférence entre 15 et 50 kilomètres.

10 9. - Méthode selon la revendication 1, caractérisée en ce que l'on emploie des moyens qui permettent d'envoyer des outils racleurs de nettoyage et/ou de mesure dans les seconds moyens de transfert.

15 10. - Installation destinée à l'exploitation de gisements pétroliers sous une couche d'eau (ou offshore) et communiquant avec le fond de la couche d'eau par des puits de production, caractérisée en ce qu'elle comporte en combinaison : une plate-forme principale d'exploitation (8) équipée des moyens de production (9) adaptés à l'exploitation de gisements sous-marins, au moins une structure flottante (3), des moyens d'ancrage (2) tels ceux utilisés dans les systèmes funiculaires pour connecter la structure flottante au fond de la mer de façon à ce qu'elle soit au voisinage de puits de production communiquant avec un desdits gisements, des premiers moyens de transfert (6) des effluents tels des risers flexibles, ces premiers moyens permettant le transfert d'au moins un puits de production à la structure flottante, des moyens de pompage (4, 5) installés sur ladite structure flottante, lesdits moyens de pompage permettant le transfert d'effluents pétroliers sans séparation de leurs différents constituants ou phases, et des seconds moyens de transfert (7) assurant le transfert des effluents de la structure flottante (3) à la plate-forme principale (8).

30 11. - Installation selon la revendication 10, caractérisée en ce que les premiers moyens de transfert comportent des risers de type flexible reliant directement la structure flottante au fond de la mer.

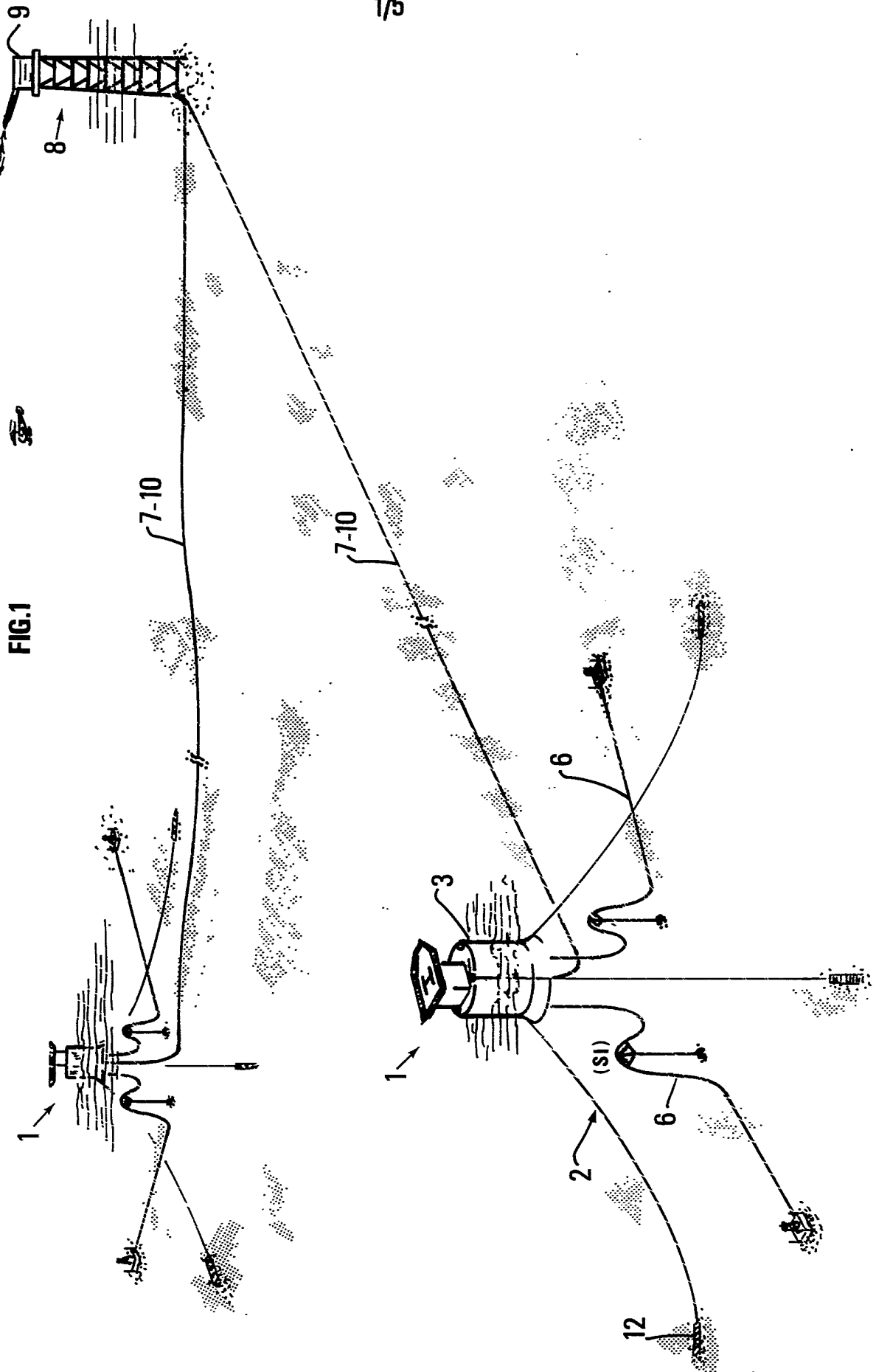
12. - Installation selon la revendication 10, caractérisée en ce qu'elle comporte un élément support intermédiaire (SI) entre lesdits puits de production et la structure flottante pour atténuer les effets sur les risers du pilonnement de la houle.
- 5 13. - Installation selon la revendication 10, caractérisée en ce que les moyens de pompage (4, 5) comprennent une ou plusieurs pompes polyphasiques associées chacune à un réservoir tampon destiné à régulariser les débits respectifs des phases gazeuses et liquides et leurs dispositifs d'entraînement respectifs.
- 10 14. - Installation selon la revendication 13, caractérisé en ce que le dispositif d'entraînement est un moteur électrique ou un moteur diesel muni de son réservoir de carburant ou une turbine à gaz avec ses équipements.
- 15 15. - Installation selon la revendication 13, caractérisée en ce que chaque pompe possède une puissance suffisante pour transférer la production traitée vers une plate-forme principale éloignée au plus de 80 kilomètres de ladite structure flottante, et de préférence située entre 15 et 50 kilomètres.
- 20 16. - Installation selon la revendication 10, caractérisée en ce que les moyens d'ancrage sont du type funiculaire ou caténaire ou tout autre moyens employés dans des systèmes de type funiculaire ou caténaire.
- 25 17. - Installation selon la revendication 10, caractérisée en ce que les seconds moyens de transfert (7) comportent une canalisation reliant ladite structure flottante à la plate-forme principale (8).
- 30 18. - Installation selon la revendication 17, caractérisée en ce que les seconds moyens de transfert (17) entre la structure flottante (3) et la plate-forme principale (8), incluent une conduite flexible ou rigide, ou partiellement rigide, ou flexible reposant sur le fond marin à des profondeurs comprises entre 70 et 200 mètres.
19. - Installation selon la revendication 10, caractérisée en ce que la structure flottante (3) est équipée de moyens de contrôle et de moyens nécessaires à l'exploitation de gisements pétroliers.

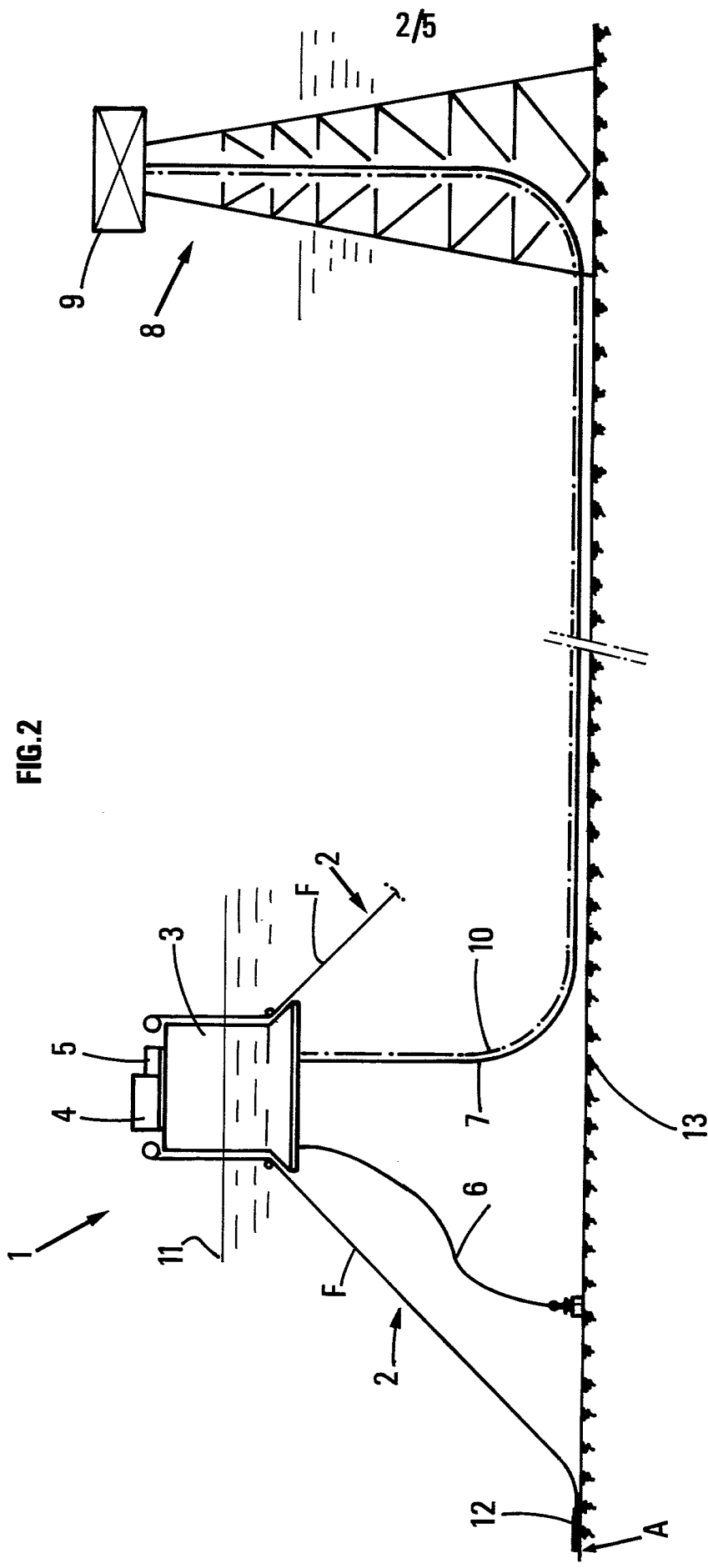
- 22 -

20. - Installation selon la revendication 10, caractérisée en ce que la structure flottante est équipée de moyens racleurs pour nettoyer les seconds moyens de transfert.

-*-*-*-

1/5





3/5

FIG.3A

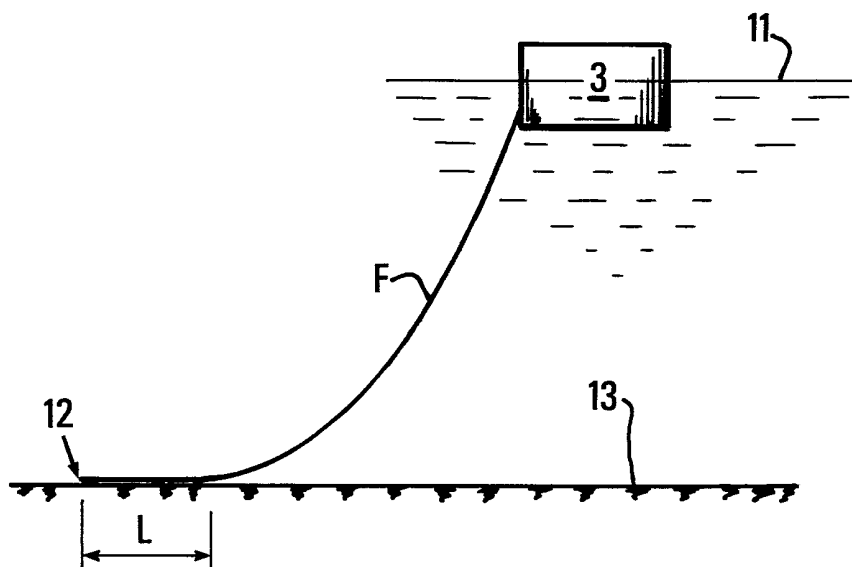
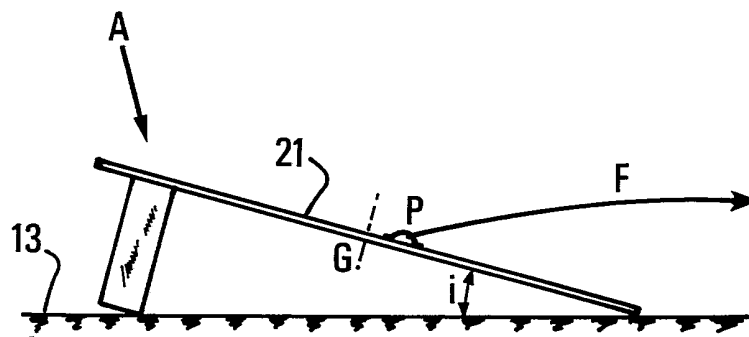
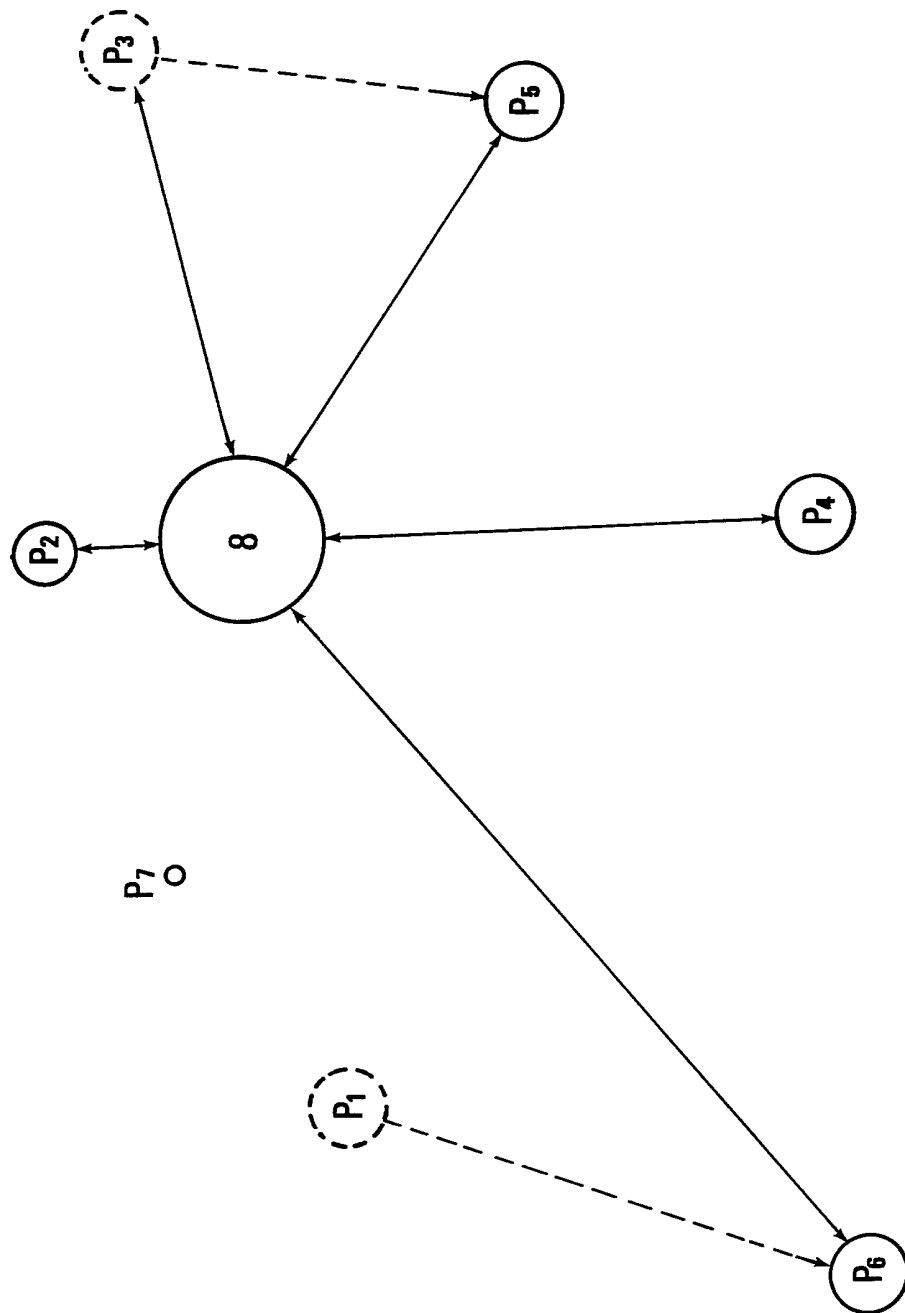


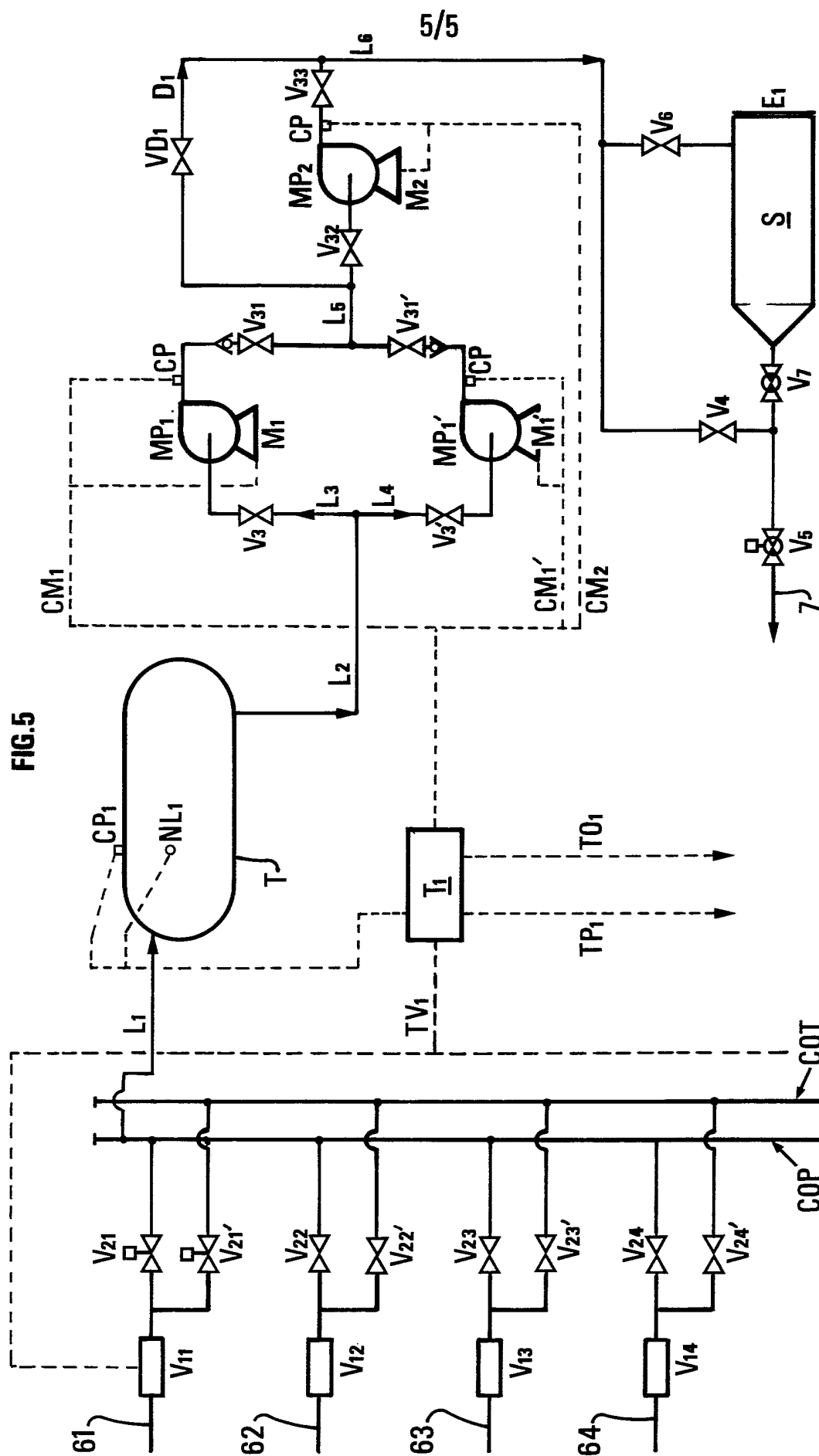
FIG.3B



4/5

FIG.4





INSTITUT NATIONAL
de la
PROPRIETE INDUSTRIELLERAPPORT DE RECHERCHE
établi sur la base des dernières revendications
déposées avant le commencement de la rechercheFR 9104223
FA 457510

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		Revendications concernées de la demande examinée
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	
Y	GB-A-2 182 083 (SHELL) * Document entier *	1,2,3,5 ,6,8,10 ,11,12, 16,17, 18,19
Y	GB-A-2 191 229 (MALCOM) * Page 1, lignes 51-53; page 2, lignes 69-72; figures 1,2 *	1,2,3,5 ,6,8,10 ,11,16- 19
Y	FR-A-2 413 536 (INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE) * Page 3, ligne 28 - page 5, ligne 26; revendications 6,2; figures 1-3 *	12
A	FR-A-2 333 139 (INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE) * Entier *	7,13
A	EP-A-0 310 506 (CORTEVILLE) * Colonne 4, ligne 44 - colonne 5, ligne 36; figures 1,2 *	1,6,13- 15
A	GB-A-2 157 749 (LEE) * Entier *	1
A	US-A-3 545 215 (BURRUS) * Entier *	1
		DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int. Cl.5)
		E 21 B
Date d'achèvement de la recherche 22-11-1991		Examineur FONSECA Y FERNANDEZ H.
<p>CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES</p> <p>X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : pertinent à l'encontre d'au moins une revendication ou arrière-plan technologique général O : divulgation non-écrite P : document intercalaire</p> <p>T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure. D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant</p>		