(19) Europäisches Patentamt
European Patent Office
Office européen des brevets

(11) Numéro de publication: **0 470 883 B1**

(12) # FASCICULE DE BREVET EUROPEEN

(45) Date de publication du fascicule du brevet: **18.10.95** (51) Int. Cl.[6]: **E21B 43/017**, E21B 43/01

(21) Numéro de dépôt: **91402091.2**

(22) Date de dépôt: **25.07.91**

(54) **Installation et méthode pour l'exploitation en mer de petits gisements.**

(30) Priorité: **10.08.90 FR 9010273**
04.04.91 FR 9104223

(43) Date de publication de la demande:
12.02.92 Bulletin 92/07

(45) Mention de la délivrance du brevet:
18.10.95 Bulletin 95/42

(84) Etats contractants désignés:
DK FR GB NL

(56) Documents cités:
GB-A- 2 157 749
US-A- 3 545 215

(73) Titulaire: **INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE**
4, Avenue de Bois Préau
F-92502 Rueil-Malmaison (FR)

(72) Inventeur: **Giannesini, Jean-François**
51, rue des Tennerolles
F-92210 Saint-Cloud (FR)
Inventeur: **Falcimaigne, Jean**
19, avenue de Chevreul
F-92270 Bois-Colombes (FR)

Il est rappelé que: Dans un délai de neuf mois à compter de la date de publication de la mention de la délivrance du brevet européen, toute personne peut faire opposition au brevet européen délivré, auprès de l'Office européen des brevets. L'opposition doit être formée par écrit et motivée. Elle n'est réputée formée qu'après paiement de la taxe d'opposition (art. 99(1) Convention sur le brevet européen).

EP 0 470 883 B1

Description

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 économiquement 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 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 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.

De plus, l'invention évite des opérations de retrait coûteuses de plate-formes déjà existantes lorsque des gisements principaux sont devenus inexploitables, 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 une plate-forme principale déjà existante située à proximité de petits gisements à exploiter pour augmenter la rentabilité de la production de ces petits gisements.

Ceci est possible du fait de la surcapacité de traitement des isntallations 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 champs secondaires voisins. Ainsi, on prévoit une capacité de production journalière pour le système de 5 à 30.10^3 bbl (0,78 à 4,77 10^3 m3), alors que la plate-forme principale est équipée pour une production de l'ordre de 50 à 150.10^3 bbl par jour (7.85 à 23.85 10^3 m3).

Tous les traitements des effluents en provenance des gisements marginaux sont effectués au niveau de la plate-forme principale.

Toutefois ce procédé économique d'exploitation des petits 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.

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 exploitables est également faible et la rentabilité économique précaire.

De plus, la plupart des appareils composant de tels 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 une nouvelle méthode 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, ainsi qu'une installation pour sa mise en oeuvre.

La méthode d'exploitation est contrôlée de façon automatique à partir de la plate-forme principale. Ainsi, au moins une fonction essentielle à la mise en oeuvre de la méthode proposée est commandé par des moyens de télécommande.

Le but de la présente invention est aussi de proposer une installation dont la structure permet la récupération possible des éléments utilisés, une fois l'opération d'exploitation 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 standardisation de ses équipements.

Pour atteindre cet objectif de diminution maximale des coûts d'exploitation de tels gisements, la méthode d'exploitation permettant d'étendre l'exploitation de gisements pétrolier situés sous une couche d'eau à partir d'une plateforme principale d'exploitation comporte les étapes suivantes :

- on positionne une station flottante temporaire à une distance donnée de la plateforme principale d'exploitation et à proximité d'au moins un gisement pétrolier ayant une faible capacité individuelle de production,
- on connecte ladite station flottante à au moins une tête de puits du gisement pétrolier,
- on remonte les effluents pétroliers provenant d'au moins une tête de puits et on transfert lesdits effluents à l'aide de moyens de pompage situés sur la structure flottante et sans séparation desdits effluents jusqu'à la plateforme principale,
- lorsque la production desdits effluents provenant du gisement pétrolier est terminée, on

retire ladite station flottante, et

- on repositionne ladite station flottante à proximité d'au moins un autre gisement pétrolier situé à une distance donnée de ladite plateforme principale afin d'exploiter ce nouveau gisement.

La station flottante peut être positionnée à proximité d'au moins une tête de puits à l'aide de moyens d'ancrage flexibles attachés à la station flottante et s'étendant comme un caténaire jusqu'à une ancre portable sur le fond de la mer.

La station flottante peut aussi être positionnée à proximité d'au moins une tête de puits lorsque la production des têtes de puits du gisement primaire situées à proximité de la plateforme principale a suffisamment diminué pour permettre aux installations de la plateforme principale de traiter les effluents polyphasiques provenant d'au moins une tête de puits.

Une autre façon pour la mise en exploitation des gisements pétroliers sous une couche d'eau située 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 comporte les étapes suivantes :

1) On ancre au moins un système composé d'une structure flottante et de ses équipements, à l'aide de moyens d'ancrage, au-dessus 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 plateforme principale à l'aide de moyens de pompage situés sur ladite structure flottante, et de seconds moyens de transfert, sans séparation de leur constituants, et

4) En fin d'exploitation du gisement, on retire ledit système et on le transfère sur un autre gisement pour son exploitation.

Suivant un mode de réalisation de la méthode d'exploitation, on contrôle de préférence au moins une fonction essentielle à l'exploitation du gisement par une liaison matérielle de transmission immergée reliant la plate-forme principale et la structure flottante.

De cette façon, le bon fonctionnement minimal de l'exploitation est assuré de façon fiable et en toute circonstance.

La liaison matérielle peut être multifonction assurant l'amenée de l'énergie électrique et les signaux de télécommande nécessaires au fonctionnement des divers équipements de la structure flottante, d'installations de contrôle et de moyens nécessaires à l'exploitation du puits.

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

Les moyens d'ancrage sont de préférence de type funiculaire ou caténaire, plus appropriés que les ancrages à lignes tendues dans la cadre de la méthode d'exploitation selon l'invention.

En effet, le matériel utilisé lors de la mise en place des systèmes à lignes verticales tendues fait appel dans la plupart des cas à des conduites rigides en acier difficilement récupérables une fois installées et plus coûteuses. Les systèmes funiculaires par contre font appel à des flexibles tels ceux fabriqués par la société Coflexip, par exemple, dont la récupération est aisée.

Dans le cadre des applications selon l'invention, les systèmes funiculaires présentent des qualités de fiabilité et de 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 utilisés dans les structures de type caténaire qui font appel principalement à des ancres, et de fait, les éléments d'ancrage peuvent être facilement récupérés. Cette structure permet donc une utilisation tournante de l'installation décrite dans la présente invention, c'est-à-dire la possibilité de la déplacer sur différents gisements et sites en supprimant ou minimisant au maximum les risques d'incompatibilité par rapport aux différents gisements à exploiter.

Dans le cadre des applications selon l'invention, l'ancrage de type caténaire ou funiculaire est moins cher, plus mobile et beaucoup moins complexe que l'ancrage vertical à lignes tendues.

Ainsi, les moyens d'ancrage peuvent, par exemple, comprendre 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 "universelle" le système pour différents types de gisements au moins les gisements situés dans un même bassin.

On peut employer comme moyens de pompage une ou plusieurs pompes associées chacune à un dispositif d'entraînement, au moins une de ces pompes est une pompe polyphasique notamment dans le cas d'effluents pétroliers, cette pompe étant associée à un réservoir tampon destiné à régulariser les débits respectifs des phases gazeuses et liquides de l'effluent.

On peut utiliser comme dispositif d'entraînement 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 méthode permet de transférer les effluents de la structure flottante à la plate-forme principale sur des distances de préférence comprises entre 10 et 80 km. La récupération des effluents étant plus facile et plus rapide, on peut exploiter de façon économiquement rentable des gisements relativement proches, entre 10 et 30 km par exemple.

La méthode selon l'invention permettant de transférer les effluents du puits jusqu'à la plate-forme principale sans séparation de leurs constituants et sur de grandes distances, on peut injecter un composé servant à réduire la formation des hydrates ou à les disperser.

Le transfert de tous les effluents vers la plate-forme principale sans séparation de leurs phases, s'avère avantageux. La phase gazeuse peut servir à produire de l'énergie sur la plate-forme principale. Il peut être réinjecté dans un gisement en voie d'épuisement pour maintenir sa pression. Il peut encore être transférer à terre et distribuer si la plate-forme principale est reliée à un réseau de distribution.

On peut aussi envoyer des outils racleurs de nettoyage ou de mesure dans les seconds moyens de transfert des effluents de la structure flottante 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.

Le dispositif ou installation selon l'invention comporte en combinaison une plate-forme principale d'exploitation équipée de moyens de production adaptés à l'exploitation de gisements sous-marins, au moins un système composé d'une structure flottante et de ses équipements, des moyens d'ancrage, connectant 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 des effluents permettant le transfert des effluents du gisement à la structure flottante, des moyens de pompage installés sur ladite structure flottante, ces moyens permettant le transfert d'effluents pétroliers, issus desdits gisements sans séparation entre ses différents constituants ou phases, de la structure flottante à la plate-forme principale, et des seconds moyens de transfert assurant le transfert des effluents de la structure flottante à la plate-forme principale.

L'installation comporte au moins une liaison matérielle de transmission immergée entre la plate-forme principale et la structure flottante.

La liaison matérielle peut être immergée entre deux eaux.

La liaison matérielle peut être posée au fond de l'eau.

La liaison matérielle peut être une liaison multifonction accolée à la ligne de production.

Les moyens d'ancrage sont de préférence de type funiculaire ou caténaire.

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 premiers moyens de transfert comportent par exemple des conduites flexibles qui 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 notamment d'éviter les dommages dûs au pilonnement provenant des mouvements de la houle.

Les moyens de pompage peuvent être constitués d'une ou plusieurs pompes associées chacune à un dispositif d'entraînement, au moins une de ces pompes étant pompe polyphasique, cette pompe étant associée à un réservoir tampon destiné à régulariser les débits respectifs des phases gazeuses et liquides.

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 une phase gazeuse produite par les puits.

Les moyens de pompage possèdent une puissance suffisante pour permettre le transfert des effluents sans séparation de leurs constituants de la structure flottante à la plate-forme principale sur une distance de préférence comprise entre 10 et 80 km.

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

La canalisation peut être une conduite flexible ou rigide, ou partiellement rigide ou flexible reposant sur le fond marin.

La structure flottante peut notamment comporter des moyens de contrôle et des moyens nécessaires à l'exploitation du puits.

Ladite structure flottante peut être munie d'équipement permettant l'injection d'un composé permettant de réduire la production d'hydrates ou de les disperser.

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 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 :

- 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 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 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.

La figure 1 montre une des mises en oeuvre de l'invention pour l'exploitation d'un champ de production comprenant plusieurs unités de production 1.

Des moyens d'ancrage 2 de préférence de type caténaire ou funiculaire et comportant par exemple des câbles ou lignes flexibles F et des ancres A (Fig. 2), maintiennent ancrée chaque unité de production 1 au-dessus ou à proximité du ou des puits de mise en production du gisement. Chaque unité de production 1 comporte une structure flottante 3 telle qu'une bouée, supportant des moyens de pompage 4, 5 qui sont reliés à la tête de chaque puits par des premiers moyens de transfert 6. Par des seconds moyens de transfert 7 comportant au moins une conduite, les moyens de pompage 4, 5 acheminent les effluents depuis la structure flottante jusqu'à une plate-forme principale 8. On utilise au cours de l'exploitation des petits gisements les équipements habituels de traitement et d'exploitation équipant la plate-forme principale 8 schématiquement représentés sur la figure 2 par le bloc fonctionnel 9. 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.

La distance entre les unités de production et la plate-forme principale est quelconque, mais de préférence située dans l'intervalle 10, 80 km.

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

1) A l'aide de moyens d'ancrage 2, par exemple un câble ou ligne flexible F et une ancre A, on ancre la structure flottante 3, au-dessus ou à proximité du ou des puits de production du gisement. Cette structure flottante étant considérée comme un satellite vis à vis de la plate-forme principale, pourra être désignée dans le texte en tant que satellite de traitement.

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 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 si, par exemple, on a besoin ponctuellement du système d'exploitation sur un autre gisement.

Au cours de l'exploitation du gisement, on effectue différents contrôles du fonctionnement de la pompe et des puits de production.

Ainsi les opérations de contrôle de l'exploitation et de mesures sont effectuées de façon automatique et fournissent à la plate-forme une indication permettant à cette dernière de réagir à l'aide de moyens de télécommande sur les équipements situés sur la structure flottante.

Les signaux de télécommande sont envoyés, par exemple, de la plate-forme principale 8 vers la structure flottante 3 par une liaison matérielle 10.

La liaison matérielle 10 peut être à multifonctions et assurer le transfert des signaux de télécommande ainsi que l'énergie électrique nécessaire au fonctionnement des diverses structures satellites.

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, de façon à y installer les équipements d'exploitation. La bouée peut être équipée d'une élément poreux jouant le rôle d'amortisseur tel que celui décrit dans la de-

mande FR 90/15749, ceci dans le but de minimiser tous les mouvements de pilonnement dûs en partie à la houle.

Les données techniques nécessaires à la détermination des caractéristiques de flottaison de la bouée et de la pompe convenant pour l'application décrite peuvent être calculées par des méthodes connues.

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 envisager l'utilisation d'une bouée de type crayon.

Les moyens d'ancrage peuvent avantageusement comporter au moins un câble ou ligne flexible F et une ancre A ou tout autre moyen disponible qui permettent d'ancrer solidement l'unité de production 1, tel les systèmes de type caténaire ou funiculaire.

La conduite 6 étant flexible, elle peut suivre la dérive locale de la bouée. On 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 (Fig. 1), cette dernière prenant alors la forme d'un S. Cette disposition permet, par exemple, 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 au moins une pompe polyphasique 4 et son dispositif d'entraînement 5 comprenant, par exemple, un moteur électrique.

Ainsi, on utilise, par exemple, une pompe polyphasique de type de celles décrites dans les brevets FR-2.333.139 et FR2.471.501, équipée de son réservoir tampon destiné à régulariser les débits respectifs des phases gazeuses et liquides.

La position de la bouée à une distance comprise, par exemple, entre 15 et 80 km d'une plate-forme déjà existante, permet d'équiper la bouée avec un moteur électrique si la plate-forme principale dispose d'énergie électrique, l'énergie étant alors amenée par le câble 10. Dans le cas où la plate-forme ne dispose pas d'énergie électrique, on fait appel à un moteur diesel, la bouée comportant alors un moyen de stockage de combustibles.

On peut injecter un additif chimique dans la canalisation 7 de façon à éviter la formation d'hydrates ou de les disperser. Cette canalisation 7 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.

La canalisation 7 et le câble 10 peuvent être englobés dans une même gaine.

Les figures 3A et 3B décrivent plus précisément une méthode d'ancrage mettant en oeuvre des lignes d'ancrage 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 une façon de positionner 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 pour 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 fixé 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 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°. Il suffit alors 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.

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 n'est nullement limitatif. Tout autre moyen ou 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 possibles de mise en oeuvre de la méthode précédemment décrite pour l'exploitation des gisements marginaux.

Dans la configuration représentée, le champ pétrolier qu'il s'agit d'exploiter comporte plusieurs gisements P1 à P7 répartis au voisinage, par exemple à moins de 100 km d'une plate-forme 8. Sur la figure 4 par exemple :

- 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. Les distances citées sont données à titre indicatif pour montrer une des possibilités de positionnement des gisements par rapport à la plate-forme principale, et
- 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.

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 capacité de traitement de la plate-forme utilisée est alors égale à :

$$Ct = C - d + CP1 + CP2 + CP3 + CP4$$

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

A T0 + t2, la production du puits P3 est voisine de zéro. On déconnecte alors la bouée satellite équipant ce gisement et on la déplace vers le puits P5.

A T0 + t3, 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.

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 font en tenant compte de la longueur des canalisations et de façon à déplacer le moins possible les canalisations déjà mises en place.

L'emploi de flexibles tels que ceux fabriqués par la firme Coflexip, permet d'adapter facilement la longueur de la conduite soit en coupant ou en aboutant différents tronçons pour obtenir la longueur nécessaire.

La figure 5 illustre de façon schématique un système d'acheminement et de contrôle de la production qui met en oeuvre l'utilisation de plusieurs pompes polyphasiques. 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, anlogues 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 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'étages de pompage et le nombre de pompes par étage dépendent 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′, et 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 toute 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 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 donnent une information sur le fonctionnement de chacune des pompes.

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 total de l'effluent produit par le puits, et des différentes phases constituant l'effluent. On peut, par exemple, effectuer un comptage 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, réguler la production par l'intermédiaire des duses équipant les têtes de puits.

Pour effectuer ces contrôles, on utilise, par exemple, un 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 T01.

La méthode permet aussi d'injecter un composé, tel un additif chimique pour éviter la formation d'hydrates au cours d'un transfert des effluents ou les réduire sous leur forme dispersée afin de faciliter le transfert de l'effluent du satellite à la plate-forme principale.

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 conduite telle les paraffines etc.

Au cours de cette opération, on introduit par l'entrée E1 d'un 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, et 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 bouée était remplacée par une grosse barge équipée.

L'une au moins des pompes polyphasiques précédemment décritent 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 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 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 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 l'on raccordait la structure flottante 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 gisement pétrolier. On accélère et on augmente aussi la récupération de brut.

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 structure flottante 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.

La structure flottante peut comprendre un moyen d'injection d'additifs chimiques, servant à protéger les canalisations de la corrosion.

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

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

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 envoie directement la production des gisements vers une installation côtière.

On préfère stabiliser chaque structure flottante par des moyens d'ancrage du type funiculaire pour leur facilité d'utilisation. Dans certains cas, on pourra néanmoins utiliser des lignes tendues si les circonstances s'y prêtent.

On préfère aussi pour des raisons de sécurité, employer une liaison matérielle entre la plate-forme principale et chaque structure flottante. Ceci ne saurait exclure cependant l'utilisation de tout autre moyen de liaison suffisamment sûr dans le cadre de l'exploitation envisagée.

Revendications

1. Méthode permettant d'étendre l'exploitation de gisements pétroliers situés sous une couche d'eau à partir d'une plateforme principale d'exploitation comportant les étapes suivantes :
   - on positionne une station flottante temporaire (3) à une distance donnée de la plateforme principale d'exploitation (8) et à proximité d'au moins un gisement pétrolier ayant une faible capacité individuelle de production,
   - on connecte ladite station flottante (3) à au moins une tête de puits dudit gisement pétrolier,
   - on remonte les effluents pétroliers d'au moins une des têtes de puits et on transfert lesdits effluents à l'aide de moyens de pompage (4, 5) situés sur ladite structure flottante (3) sans séparation desdits effluents jusqu'à la plateforme principale (8),
   - lorsque la production des effluents provenant du gisement pétrolier est terminée, on retire ladite station flottante (3), et
   - on repositionne ladite station flottante (3) à proximité d'au moins un autre gisement pétrolier situé à une distance donnée de la plateforme principale (8) afin d'exploiter au moins ce nouveau gisement.

2. Méthode selon la revendication 1, caractérisée en ce que la station flottante (3) est positionnée à proximité d'au moins une tête de puits à l'aide de moyens d'ancrage flexibles (F) qui sont attachés à ladite station flottante (3) et qui s'étendent comme un caténaire jusqu'à une ancre portable (A).

3. Méthode selon la revendication 1, caractérisé en ce que la station flottante (3) est positionnée à proximité d'au moins une tête de puits lorsque la production des têtes de puits du gisement primaire situées à proximité de la plateforme principale d'exploitation (8) a suffisamment diminué pour permettre aux installations de la plateforme principale de traiter les effluents polyphasiques supplémentaires pro-

venant d'au moins une tête de puits.

4. 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, 5) 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.

5. Méthode selon la revendication 4, caractérisée en ce qu'au moins une fonction essentielle de commande de l'exploitation du gisement est contrôlée par une liaison matérielle de transmission immergée courant entre la plate-forme principale et la structure flottante.

6. Méthode selon la revendication 5, caractérisée en ce que la liaison matérielle est une liaison multifonction pouvant assurer le transfert de l'énergie électrique et les signaux de télécommande.

7. Méthode selon la revendication 4, caractérisée en ce que l'on immerge entre deux eaux ladite structure flottante.

8. Méthode selon la revendication 4, caractérisée en ce que l'on utilise une bouée comme structure flottante.

9. Méthode selon la revendication 4, caractérisée en ce que l'on équipe ladite structure flottante d'un élément poreux jouant le rôle d'amortisseur.

10. Méthode selon la revendication 4, caractérisée en ce que l'on utilise des moyens d'ancrage de type funiculaire ou caténaire comportant des chaînes ou câbles et des ancres appropriées.

11. Méthode selon la revendication 4, caractérisée en ce que l'on utilise comme moyens de pompage une ou plusieurs pompes et leur dispositif d'entraînement associé.

12. Méthode selon la revendication 11, caractérisée en ce que les moyens de pompage comportent au moins une pompe polyphasique (MP) associée à un réservoir tampon (T) destiné à régulariser les débits respectifs des phases gazeuses et liquides.

13. Méthode selon la revendication 11, caractérisée en ce que l'on transfère la production de la structure flottante à la plate-forme principale sur des distances de préférence comprises entre 35 et 80 Km.

14. Méthode selon la revendication 4, caractérisée en ce que l'on injecte un composé évitant la formation d'hydrates ou les dispersant.

15. Méthode selon la revendication 4, 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.

16. 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) 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, 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 issus desdits gisements 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).

17. Installation selon la revendication 16, caractérisée en ce qu'elle comporte au moins une liaison matérielle de transmission immergée entre la plate-forme principale et la structure flottante.

18. Installation selon la revendication 17, caractérisée en ce que la liaison matérielle est immergée entre deux eaux.

19. Installation selon la revendication 17, caractérisée en ce que la liaison matérielle est posée au fond de la mer.

20. Installation selon la revendication 17, caractérisée en ce que la liaison matérielle est une liaison multifonction accolée à la ligne de production.

21. Installation selon la revendication 16, caractérisée en ce que les moyens d'ancrage sont de type funiculaire ou caténaire.

22. Installation selon la revendication 16, caractérisée en ce que les premiers moyens de transfert sont des conduites flexibles.

23. Installation selon la revendication 22, caractérisée en ce que les conduites flexibles relient directement la structure flottante au fond de la mer.

24. Installation selon la revendication 22, caractérisée en ce que les conduites flexibles sont soutenues par un élément support intermédiaire (SI) entre lesdits puits de production et la structure flottante.

25. Installation selon la revendication 16, caractérisée en ce que les moyens de pompage comprennent une ou plusieurs pompes et leurs dispositifs d'entraînement respectifs, l'une au moins étant une pompe polyphasique associée à un réservoir tampon destiné à régulariser les débits respectifs des phases gazeuses et liquides.

26. Installation selon la revendication 25, caractérisée 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 annexes pour utiliser une phase gazeuse produite par les puits.

27. Installation selon la revendication 25, caractérisée en ce que les moyens de pompage possèdent une puissance suffisante pour transférer la production de la structure flottante à la plate-forme principale sans séparation de ses constituants de préférence sur une distance comprise de préférence entre 35 et 80 Km.

28. Installation selon la revendication 16, caractérisée en ce que les seconds moyens de transfert (7) comportent une canalisation reliant ladite structure flottante à la plate-forme principale (8).

29. Installation selon la revendication 28, caractérisée en ce que la canalisation est une conduite flexible ou rigide ou partiellement rigide ou flexible.

30. Installation selon la revendication 16, caractérisée en ce que la structure flottante comporte des moyens de contrôle et des moyens nécessaires à l'exploitation du puits.

31. Installation selon la revendication 16, caractérisée en ce que la structure flottante (3) est équipée de moyens d'injection d'un composé destiné à éviter la formation d'hydrates ou à les disperser.

32. Installation selon la revendication 16, caractérisée en ce que la structure flottante est équipée d'un dispositif permettant d'envoyer des outils racleurs pour nettoyer les seconds moyens de transfert.

Claims

1. A method allowing exploitation from a central platform to be extended to oil deposits located under a layer of water comprising the following steps:

- a temporary floating station (3) is positioned at a given distance from the main exploitation platform (8) and close to at least one oil deposit having a low individual production capacity,
- the floating station (3) has at least one well head at this oil deposit,
- the petroleum effluent is brought up to at least one of the well heads and the effluent is transferred by pumping means (4, 5) located on this floating structure (3) to the central platform (8) without separation of the effluent,
- when effluent production from the oil deposit has been completed, the floating station (3) is withdrawn, and
- the floating station is repositioned close to at least one other oil deposit located at a given distance from the central platform (8) in order to exploit at least this

new deposit.

2. A method as claimed in claim 1, characterised in that the floating station (3) is positioned close to at least one well head using flexible anchoring means (F) which are attached to the floating station (3) and which extend as a chain to a portable anchor (A).

3. A method as claimed in claim 1, characterised in that the floating station (3) is positioned close to at least one well head when production at the well heads of the primary deposit located close to the central operating platform (8) has decreased sufficiently to allow the installations on the central platform to process additional multi-phase effluent from at least one well head.

4. A method for exploiting oil deposits under a layer of water located close to an operating platform whose individual production capacities do not justify the construction of an operating platform for each of them, characterised in that it comprises the following steps:
   - at least one structure comprising a floating structure (3) and its equipment is anchored by anchoring means (2) above small deposits or in the vicinity of a production well communicating with one of the deposits located close to a main installation (8),
   - the effluent is brought up from the deposit to the floating structure (3) though first transfer means (6),
   - this effluent is transferred to the central platform (8) using pumping means (4, 5) located on the floating structure (3) and by second transfer means (7) without separating the constituents,
   - when exploitation of the deposit has been completed, the system is withdrawn and transferred to another deposit in readiness for exploitation.

5. A method as claimed in claim 4, characterised in that at least one function essential to controlling exploitation of the deposit is controlled by a submersed, physical transmission link running between the main platform and the floating structure.

6. A method as claimed in claim 5, characterised in that the physical link is a multi-purpose link capable of handling the transfer of electrical power and remotely controlled signals.

7. A method as claimed in claim 4, characterised in that the floating structure is submersed between two stretches of water.

8. A method as claimed in claim 4, characterised in that a buoy is used as the floating structure.

9. A method as claimed in claim 4, characterised in that the floating structure is fitted with a porous element serving as an absorber.

10. A method as claimed in claim 4, characterised in that anchoring means of the cable or chain type are used, comprising chains or cables and appropriate anchors.

11. A method as claimed in claim 4, characterised in that one or several pumps and their respective drive devices are used as pumping means.

12. A method as claimed in claim 11, characterised in that the pumping means comprise at least one multi-phase pump (MP) connected to a buffer tank (T) designed to control the respective flows of the gaseous and liquid phases.

13. A method as claimed in claim 11, characterised in that production from the floating structure is transferred to the central platform over distances preferably ranging between 35 and 80 km.

14. A method as claimed in claim 4, characterised in that a compound is injected to prevent the formation of hydrates or disperse them.

15. A method as claimed in claim 4, characterised in that means are used which enable cleaning scraper tools and/or measuring instruments to be conveyed in the second transfer means.

16. An installation designed for the exploitation of oil deposits under a layer of water (or offshore) and communicating with the bed of the layer of water by means of production wells, characterised in that it comprises in combination: a main operating platform (8) equipped with production means (9) designed for the exploitation of sub-sea deposits, at least one floating structure (3), anchoring means (2) to connect the floating structure to the sea bed so that it is in the vicinity of production wells communicating with one of these deposits, first transfer means (6) for the effluent, these first means enabling production from at least one production well to be transferred to the floating structure, pumping means (4, 5) installed on this floating struc-

ture, these pumping means enabling the transfer of petroleum effluent from these deposits without separating its different constituents or phases, and second transfer means (7) for the transfer of the effluent from the floating structure (3) to the central platform (8).

17. An installation as claimed in claim 16, characterised in that it comprises at least one physical transmission link submersed between the main platform and the floating structure.

18. An installation as claimed in claim 17, characterised in that the physical link is submersed between two stretches of water.

19. An installation as claimed in claim 17, characterised in that the physical link is positioned on the sea bed.

20. An installation as claimed in claim 17, characterised in that the physical link is a multipurpose link connected to the production line.

21. An installation as claimed in claim 16, characterised in that the anchoring means are of the cable or chain type.

22. An installation as claimed in claim 16, characterised in that the first transfer means are flexible pipes.

23. An installation as claimed in claim 22, characterised in that the flexible pipes link the floating structure directly to the sea bed.

24. An installation as claimed in claim 22, characterised in that the flexible pipes are supported by an intermediate support element (SI) between the production wells and the floating structure.

25. An installation as claimed in claim 16, characterised in that the pumping means comprise one or several pumps and their respective drive devices, at least one being a multi-phase pump connected to a buffer tank designed to regulate the respective flows of the gaseous and liquid phases.

26. An installation as claimed in claim 25, characterised in that the drive device is an electric motor or a diesel engine equipped with its fuel tank or a gas turbine with its respective equipment to use a gaseous phase produced by the wells.

27. An installation as claimed in claim 25, characterised in that the pumping means have sufficient power to transfer the production from the floating structure to the main platform without separating its constituents preferably over a distance ranging by preference between 35 and 80 km.

28. An installation as claimed in claim 16, characterised in that the second transfer means (7) comprise a pipeline linking the floating structure to the main platform (8).

29. An installation as claimed in claim 28, characterised in that the pipeline is a flexible or rigid pipe or is partially rigid or flexible.

30. An installation as claimed in claim 16, characterised in that the floating structure has control means and means necessary to exploit the well.

31. An installation as claimed in claim 16, characterised in that the floating structure (3) is equipped with means for injecting a compound intended to prevent the formation of hydrates or to disperse them.

32. An installation as claimed in claim 16, characterised in that the floating structure is equipped with a device enabling scraping tools to be carried in order to clean the second transfer means.

Patentansprüche

1. Verfahren, das es ermöglicht, eine Ausbeutung von Erdöllagerstätten, die unter einer Wasserschicht angeordnet sind, von einer Hauptbohrplattform aus auszuweiten, die folgenden Schritte umfassend:

- man positioniert eine temporäre schwimmende Anlage (3) unter einem gegebenen Abstand von der Hauptbohrplattform (8) und in der Nähe wenigstens einer Erdöllagerstätte, die eine geringe individuelle Produktionskapazität hat,
- man verbindet diese schwimmende Anlage (3) mit wenigstens einem Bohrkopf für diese Erdöllagerstätte,
- man hebt die Erdölabströme wenigstens eines der Bohrköpfe und überführt diese Abströme mit Hilfe von Pumpmitteln (4, 5), die auf dieser Schwimmanlage (3) angeordnet sind, ohne Trennung der Abströme bis zur Hauptplattform (8),
- wenn die Produktion der aus der Erdöllagerstätte stammenden Abströme been-

det ist, zieht man diese Schwimmanlage (3) zurück und
- repositioniert diese Schwimmanlage (3) benachbart wenigstens einer anderen Erdöllagerstätte, die unter einer gegebenen Distanz von dieser Hauptplattform (8) angeordnet ist, um wenigstens dieses Lagerstättenniveau auszubeuten.

2. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß die Schwimmanlage (3) in der Nähe wenigstens eines Bohrlochkopfs mit Hilfe von flexiblen Verankerungsmitteln (F) positioniert ist, die an diese Schwimmanlage (3) befestigt sind und die sich wie eine Kette bis zu einem tragbaren Anker (A) erstrecken.

3. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß die Schwimmanlage (3) benachbart wenigstens einem Bohrlochkopf positioniert wird, wenn die Produktion der Bohrlochköpfe der primären Lagerstätte, die benachbart der Hauptbohrplattform (8) angeordnet sind, ausreichend abgesunken ist, um den Installationen der Hauptplattform zu ermöglichen, die mehrphasigen zusätzlichen Abströme, die aus wenigstens einem Bohrlochkopf kommen, zu verarbeiten.

4. Verfahren zum Ausbeuten der Erdöllagerstätten unter einer Wasserschicht, die benachbart einer Bohrplattform angeordnet sind, deren Produktionseinzelkapazitäten nicht die Konstruktion einer eigenen Bohrplattform für jede rechtfertigen, dadurch gekennzeichnet, daß es die folgenden Stufen umfaßt:
- man verankert wenigstens ein System, das aus einer Schwimmanlage (3) und ihren Ausrüstungen besteht, mit Hilfe von Verankerungsmitteln (2) oberhalb kleiner Lagerungsstätten oder benachbart von Bohrlöchern, die mit einer dieser benachbart einer Hauptanlage (8) angeordneten Lagerstätten in Verbindung steht,
- man hebt diese Abströme dieser Lagerstätte gegen die schwimmende Anlage (3) durch erste Überführungsmittel (6),
- man überführt diese Abströme gegen die Hauptplattform (8) mit Hilfe von Pumpmitteln (4, 5), die auf dieser schwimmenden Anlage (3) angeordnet sind und mit Hilfe von zweiten Überführungsmitteln (7) ohne Trennung der Bestandteile,
- bei Beendigung der Lagerstättenausbeute zieht man das System zurück und überführt es auf eine andere Lagerstätte zu deren Ausbeutung.

5. Verfahren nach Anspruch 4, dadurch gekennzeichnet, daß wenigstens eine wesentliche Steuerfunktion der Ausbeutung der Lagerstätte durch eine materielle getauchte Übertragungsverbindung geregelt wird, die zwischen der Hauptplattform und der schwimmenden Anlage verläuft.

6. Verfahren nach Anspruch 5, dadurch gekennzeichnet, daß die materialle Verbindung eine Multifunktionsverbindung ist, die die Überführung von elektrischer Energie und der Fernsteuersignale sicherstellen kann.

7. Verfahren nach Anspruch 4, dadurch gekennzeichnet, daß man diese schwimmende Anlage zwischen zwei Wassern taucht.

8. Verfahren nach Anspruch 4, dadurch gekennzeichnet, daß man eine Boje als schwimmende Anlage verwendet.

9. Verfahren nach Anspruch 4, dadurch gekennzeichnet, daß man diese schwimmende Anlage mit einem porösen die Rolle eines Dämpfers bildenden Element ausstattet.

10. Verfahren nach Anspruch 4, dadurch gekennzeichnet, daß man Verankerungsmittel vom Seilbahn- oder Kettentyp verwendet, die Ketten oder Kabel und geeignete Anker umfassen.

11. Verfahren nach Anspruch 4, dadurch gekennzeichnet, daß man als Pumpmittel eine oder mehrere Pumpen und deren zugeordnete Antriebseinrichtung verwendet.

12. Verfahren nach Anspruch 11, dadurch gekennzeichnet, daß die Pumpmittel wenigstens eine mehrphasige Pumpe (MP), zugeordnet zu einem Pufferspeicher (T) umfassen, der dazu bestimmt ist, die jeweiligen Mengen der gasförmigen und flüssigen Phasen zu vergleichmäßigen.

13. Verfahren nach Anspruch 11, dadurch gekennzeichnet, daß man die Produktion aus der Schwimmanlage auf die Hauptplattform über Distanzen bevorzugt zwischen 35 und 80 km überführt.

14. Verfahren nach Anspruch 4, dadurch gekennzeichnet, daß man eine Zusammensetzung injiziert, die die Bildung von Hydraten vermeidet oder sie dispergiert.

15. Verfahren nach Anspruch 4, dadurch gekennzeichnet, daß man Mittel verwendet, die es

ermöglichen, Rakelreinigungs- und/oder Meßwerkzeuge in die zweiten Überführungsmittel zu schicken.

16. Installation, zur Ausbeutung von Erdöllagerstätten unter einer Wasserschicht (oder Offshore) bestimmt und die mit dem Boden der Wasserschicht über Produktionsbohrlöcher in Verbindung steht, dadurch gekennzeichnet, daß sie in Kombination umfaßt: eine Hauptbohrplattform (8), die mit zur Ausbeutung von Unterwasserlagerstätten geeigneten Mitteln ausgestattet ist, wenigstens eine schwimmende Anlage (3), Verankerungsmittel (2), um die schwimmende Anlage am Boden des Meeres derart anzuschließen, daß sie sich benachbart von Produktionsbohrlöchern befindet, die mit einer dieser Lagerstätten in Verbindung stehen, erste Überführungsmittel (6) für die Abströme, wobei diese ersten Mittel die Überführung aus wenigstens einem Produktionsbohrloch auf die schwimmende Anlage ermöglichen, Pumpmittel (4, 5), die auf dieser schwimmenden Anlage installiert sind, wobei diese Pumpmittel die Überführung von aus diesen Lagerstätten stammenden Erdölabströmen ermöglichen, ohne ihre unterschiedlichen Bestandteile oder Phasen zu trennen, und zweite Überführungsmittel (7), die die Überführung der Abströme aus der schwimmenden Anlage (3) auf die Hauptplattform (8) sicherstellen.

17. Installation nach Anspruch 16, dadurch gekennzeichnet, daß sie wenigstens eine materielle getauchte Übertragungsverbindung zwischen der Hauptplattform und der schwimmenden Anlage umfaßt.

18. Installation nach Anspruch 17, dadurch gekennzeichnet, daß die materielle Verbindung zwischen zwei Wassern getaucht ist.

19. Installation nach Anspruch 17, dadurch gekennzeichnet, daß die materielle Verbindung am Boden des Meeres abgelegt ist.

20. Installation nach Anspruch 17, dadurch gekennzeichnet, daß die materielle Verbindung eine Multifunktionsverbindung, die an der Produktionsleitung klebt, ist.

21. Installation nach Anspruch 16, dadurch gekennzeichnet, daß die Verankerungsmittel vom Seil- oder Kettentyp sind.

22. Installation nach Anspruch 16, dadurch gekennzeichnet, daß die ersten Überführungsmittel flexible Leitungen sind.

23. Installation nach Anspruch 22, dadurch gekennzeichnet, daß die flexiblen Leitungen direkt die schwimmende Anlage mit dem Meeresboden verbinden.

24. Installation nach Anspruch 22, dadurch gekennzeichnet, daß die flexiblen Leitungen durch ein Zwischenträgerelement (SI) zwischen diesen Produktionsbohrlöchern und der schwimmenden Anlage gehalten sind.

25. Installation nach Anspruch 16, dadurch gekennzeichnet, daß die Pumpmittel eine oder mehrere Pumpen und ihre jeweiligen Antriebsmittel umfassen, wobei wenigstens eine eine mehrphasige Pumpe ist, die einem Speicherreservoir zugeordnet ist, das dazu bestimmt ist, die jeweiligen Mengen der gasförmigen und flüssigen Phasen zu regularisieren.

26. Installation nach Anspruch 25, dadurch gekennzeichnet, daß die Antriebsvorrichtung ein elektrischer Motor oder ein Dieselmotor, der mit seinem Kraftstoffreservoir verbunden ist oder eine Gasturbine mit ihren Zusatzaggregaten zur Ausnützung einer gasförmigen durch die Bohrlöcher erzeugten Phase ist.

27. Installation nach Anspruch 25, dadurch gekennzeichnet, daß die Pumpmittel eine ausreichende Leistung besitzen, um die Produktion aus der schwimmenden Anlage auf die Hauptplattform ohne Trennung ihrer Bestandteile zu überführen, bevorzugt über eine Distanz, die bevorzugt zwischen 35 und 80 km umfaßt.

28. Installation nach Anspruch 16, dadurch gekennzeichnet, daß die zweiten Überführungsmittel (7) eine Leitung umfassen, welche diese schwimmende Anlage mit der Hauptplattform (8) verbindet.

29. Installation nach Anspruch 28, dadurch gekennzeichnet, daß die Kanalisation eine flexible oder steife oder teilsteife oder flexible Leitung ist.

30. Installation nach Anspruch 16, dadurch gekennzeichnet, daß die schwimmende Anlage Regelmittel und Mittel umfaßt, die für die Ausbeutung des Bohrlochs notwendig sind.

31. Installation nach Anspruch 16, dadurch gekennzeichnet, daß die schwimmende Anlage (3) mit Mitteln zur Injektion einer Zusammensetzung ausgestattet ist, die dazu bestimmt ist, die Bildung von Hydraten zu vermeiden oder sie zu dispergieren.

32. Installation nach Anspruch 16, dadurch gekennzeichnet, daß die schwimmende Anlage mit einer Vorrichtung ausgestattet ist, die es ermöglicht, Rakelwerkzeuge zum Reinigen der zweiten Überführungsmittel zu fördern.

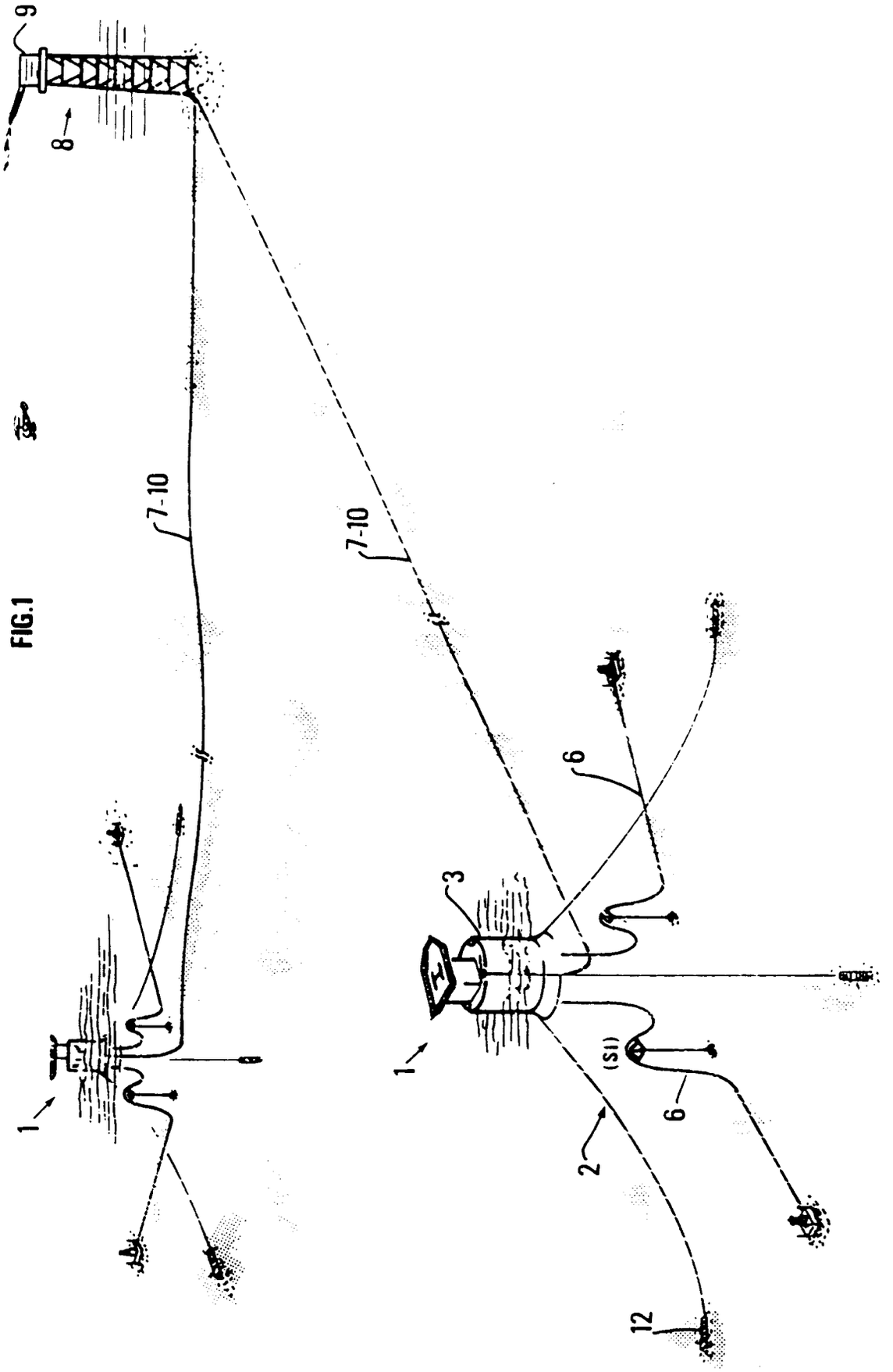


FIG.1

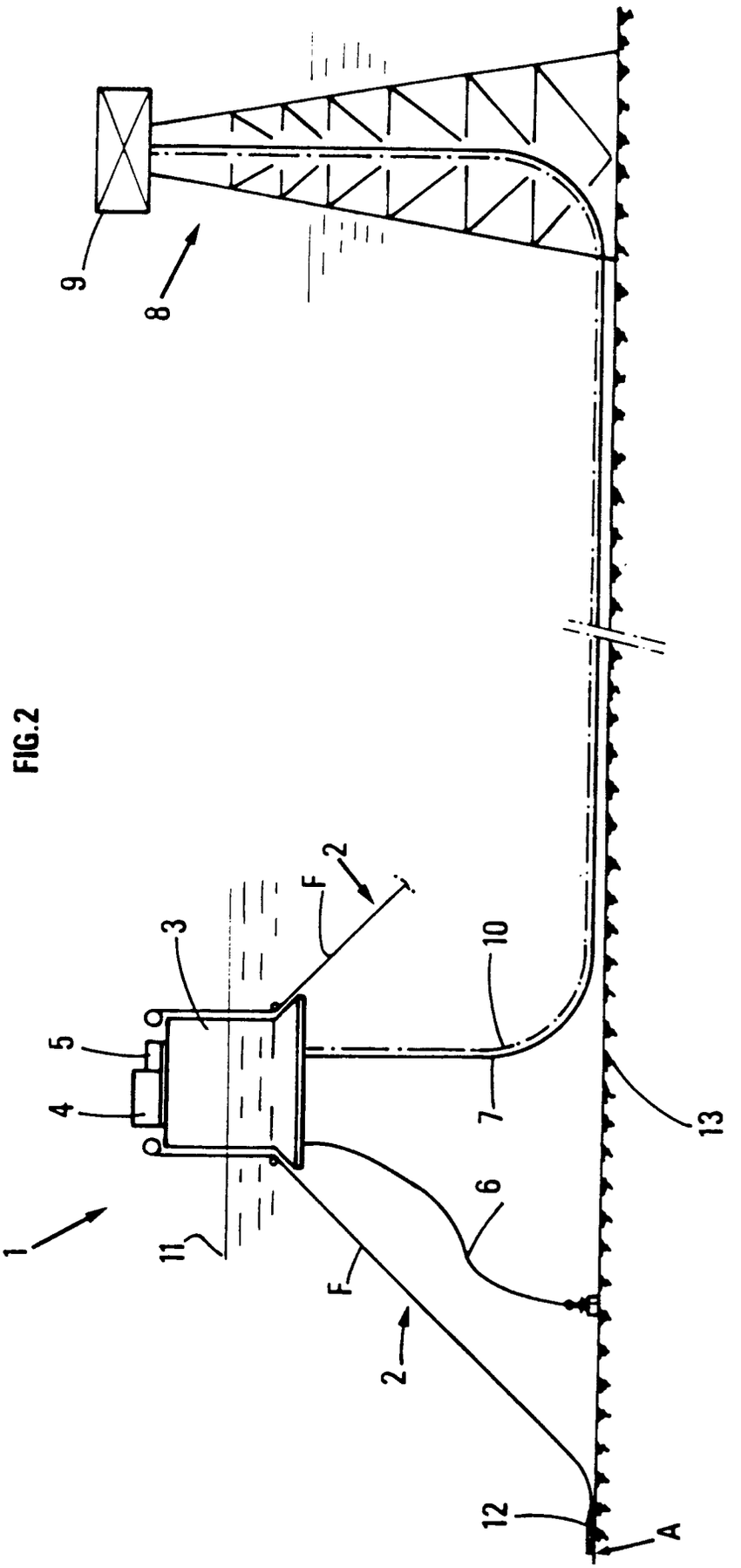


FIG.2

FIG.3A

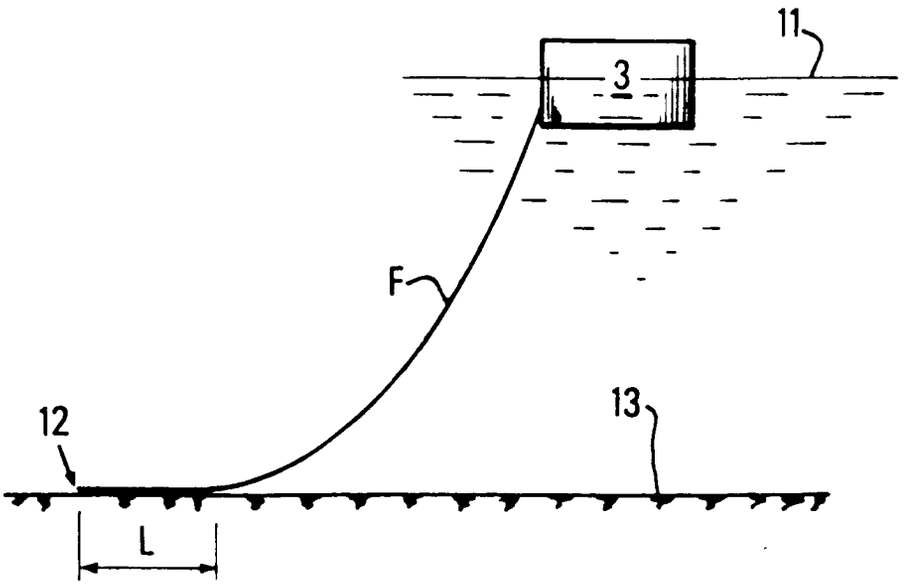


FIG.3B

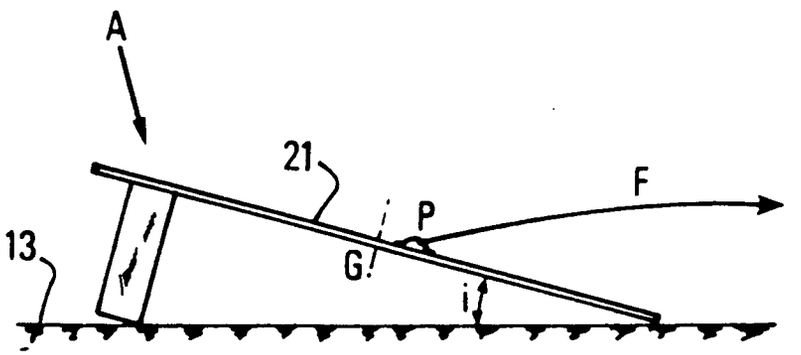


FIG.4

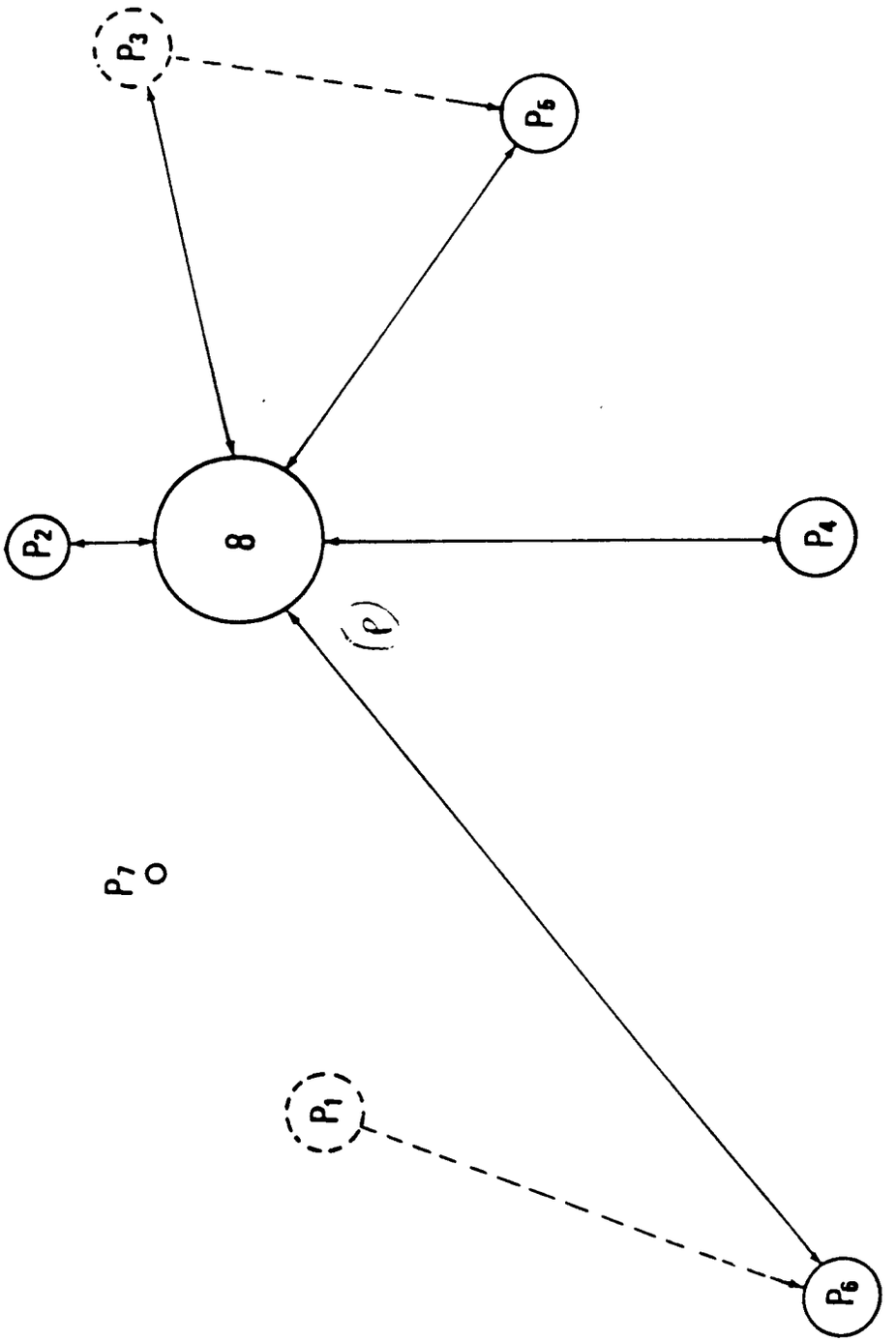
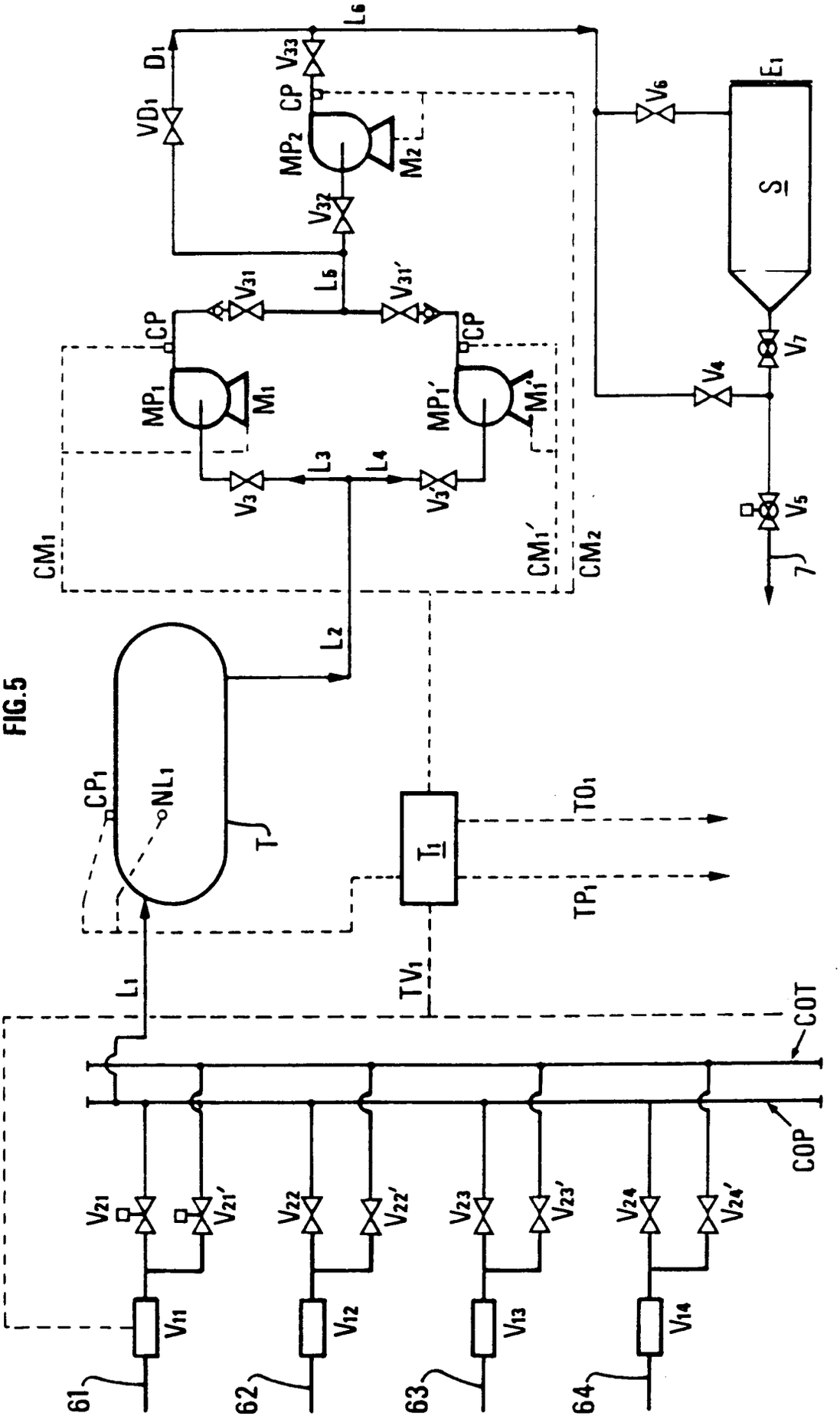


FIG.5


L6
D1
VD1
V33
CP
MP2
M2
V32
E1
V6
S
V31
V31'
CP
CP
MP1
M1
MP1'
M1'
V4
V7
L3
L4
V3
V3'
V5
CM1
CM1'
CM2
7
L2
CP1
NL1
T
T1
TO1
TP1
TV1
L1
COT
COP
V21
V21'
V22
V22'
V23
V23'
V24
V24'
V11
V12
V13
V14
61
62
63
64