FONDS INTERNATIONAUX D'INDEMNISATION POUR LES DOMMAGES DUS À LA POLLUTION PAR LES HYDROCARBURES

Point 4 de l'ordre du jour	IOPC/OCT10/**4/3**	
Original: ANGLAIS	5 octobre 2010	
Assemblée du Fonds de 1992	**92A15**	●
Comité exécutif du Fonds de 1992	**92EC49**	
Assemblée du Fonds complémentaire	**SA6**	●
Conseil d'administration du Fonds de 1971	**71AC25**	

EXAMEN DE LA DÉFINITION DU TERME 'NAVIRE'

Note de l'Administrateur

Résumé: Dans le présent document l'Assemblée du Fonds de 1992 et l'Assemblée du Fonds complémentaire sont informées des derniers travaux menés au sujet de l'interprétation de la définition du terme 'navire' appliqué à des unités flottantes de stockage (FSU); il leur est fourni un résumé du rapport des consultants avec un aperçu général du nombre, des types et de l'utilisation des navires servant au stockage d'hydrocarbures persistants ainsi que des renseignements relatifs au passage progressif de la production d'hydrocarbures à terre à la production offshore et aux changements opérationnels qui vont de pair en matière de stockage d'hydrocarbures.

Mesures à prendre:

Assemblée du Fonds de 1992

Fournir au Secrétariat une orientation sur la démarche à suivre dans les travaux, les recherches et les analyses à venir concernant l'interprétation de la définition du terme 'navire', notamment en ce qui concerne:

a) l'exploitation des FSU et les questions juridiques que pose l'interprétation de ces opérations dans la pratique;

b) les questions de responsabilité objective, d'assurance obligatoire et de certification; et

c) les questions relatives au calcul des contributions et des indemnités à verser dans le cas de sinistres mettant en cause des FPSO et des FSU.

Assemblée du Fonds complémentaire

Prendre note des informations fournies.

1 Introduction

1.1 En octobre 2009, l'Assemblée du Fonds de 1992 et l'Assemblée du Fonds complémentaire ont rappelé qu'en 2008, le Comité exécutif du Fonds de 1992 avait examiné la définition du terme 'navire' dans le cadre du sinistre du *Slops* et qu'à l'issue d'un débat, l'Administrateur avait été chargé d'examiner plus avant la politique du Fonds de 1992 concernant cette définition (document IOPC/OCT09/4/3).

1.2 Les organes directeurs ont pris note du fait que l'Administrateur avait examiné la politique du Fonds de 1992 concernant la définition du terme 'navire' en se penchant sur le cas particulier des unités flottantes de stockage (FSU) telles que le *Slops*, afin de déterminer l'éventualité d'un risque grave

d'inégalité de traitement si les tribunaux de certains États Membres seulement appliquaient la définition du terme 'navire' conformément à la politique du Fonds de 1992. L'Administrateur s'était également demandé si, dans un tel cas, le choix d'une politique plus large concernant la définition du terme 'navire' réduirait ce risque. Afin de donner à l'Assemblée du Fonds de 1992 une vue générale complète de la question, l'Administrateur avait passé en revue les positions et les décisions adoptées par l'Organisation ces dernières années.

1.3 Les organes directeurs ont décidé que le Fonds de 1992 et le Fonds complémentaire devraient continuer d'étudier la possibilité de modifier l'interprétation de la définition du terme 'navire', pour ce qui est en particulier de la question de savoir si les dommages par pollution provoqués par des FSU telles que le *Slops* devaient être indemnisés en application de la Convention de 1992 portant création du Fonds.

1.4 Les organes directeurs ont chargé l'Administrateur de mener à bien cette tâche en faisant appel à des consultants extérieurs et de leur soumettre les résultats à leur prochaine session ordinaire.

1.5 Conformément aux instructions que lui avaient données les organes directeurs, l'Administrateur a chargé le cabinet de consultants extérieurs Douglas Westwood d'identifier et d'étudier les types et le nombre de navires que l'on pouvait considérer comme des FSU. Dans son rapport ce cabinet a déterminé la manière dont les FSU sont exploitées dans le monde et ont évalué les conséquences possibles d'un éventuel changement de la politique des Fonds en matière de contributions, ainsi que l'applicabilité des Conventions de 1992 en ce qui concerne la responsabilité objective, l'assurance obligatoire et la certification. De plus, la probabilité que se produisent des sinistres mettant en cause des FPSO et des FSU est également examinée dans le rapport.

1.6 On trouvera aux sections 2 à 5 un résumé du rapport du cabinet Douglas Westwood.

2 Catégories de FSU en service en mai 2010

2.1 Les FSU en service dans le monde entier peuvent se répartir comme suit:

1) unités flottantes de stockage (FSU)/unités flottantes de stockage et de déchargement (FSO);

2) unités flottantes de production, de stockage et de déchargement (FPSO) conventionnelles;

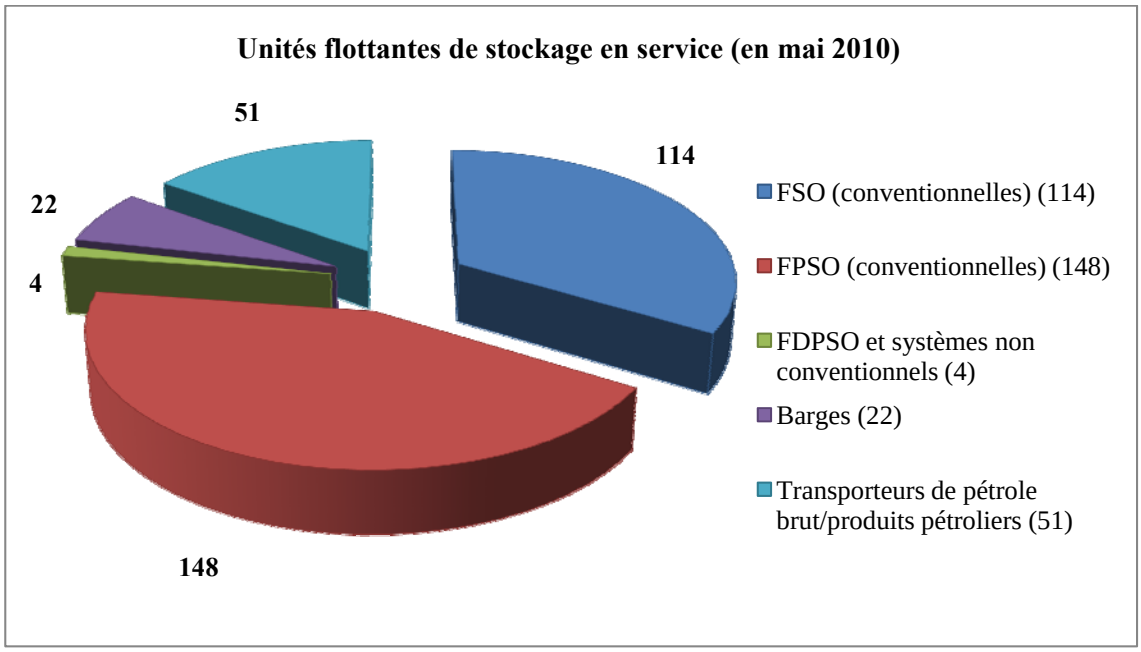
3) FPSO/FSO non conventionnelles et systèmes hybrides tels que:

   a) systèmes flottants de forage, de production et de déchargement (FDPSO);

   b) FPSO à coque cylindrique;

   c) barges FSO et FPSO;

4) navires-citernes déployés comme moyens de stockage provisoire ou bien navires-citernes (dont le permis de navigation a été retiré) utilisés comme moyens de stockage permanent ou semi-permanent.



2.2 Au total 339 unités exploitées au large, utilisées pour stocker des hydrocarbures persistants (à l'exclusion des produits raffinés), ont été identifiées avec une capacité totale de stockage de 453 millions de barils (72 millions de m³)[<1>].

2.3 En plus des 339 unités indiquées ci-dessus, 102 nouvelles FPSO et FSO devraient entrer en service dans les cinq années à venir, la plupart devant être des FPSO à débit élevé qui augmenteront notablement la capacité globale des unités de stockage en service dans les années à venir.

2.4 Selon les estimations actuelles des taux de production des gisements au large, un total de 18,2 millions de barils (2,89 millions de m³) d'hydrocarbures donnant potentiellement lieu à contribution devraient être produits chaque jour, y compris la production à partir de plates-formes fixes utilisant des FSO comme solution de stockage avant exportation. Il se peut qu'il y ait un élément de double comptage lorsque les solutions de stockage font appel à plusieurs navires (par exemple lorsqu'une FSO est rattachée à une FPSO).

3 Déploiement, capacité de stockage et capacité de débit des hydrocarbures des unités flottantes

3.1 La production au large de pétrole brut représente environ un tiers de la production journalière mondiale. Cette proportion devrait augmenter au fur et à mesure que les gisements côtiers arriveront à maturité et que l'amélioration des technologies permettra d'accéder à des gisements en eau plus profonde. D'autres informations sur l'évolution future sont présentées dans la section 4 ci-dessous.

3.2 Selon le rapport, si l'on exclut les navires-citernes provisoirement utilisés pour le stockage, environ 288 unités flottantes dotées d'une capacité de stockage sont en service. Environ 45 % d'entre elles se trouvent dans la région Asie-Pacifique, laquelle a vu sa flotte doubler depuis 10 ans.

3.3 Presque toutes les régions du monde (à l'exception de l'Europe occidentale) ont enregistré une augmentation notable depuis 10 ans, même si c'est dans la région de l'Amérique latine que cette augmentation a été la plus marquée, en grande partie du fait de la mise en valeur des réserves en eau profonde et ultra profonde d'une des principales compagnies pétrolières (Petrobras).

3.4 En outre, les régions Asie-Pacifique et Afrique ont enregistré une augmentation de leur production journalière d'hydrocarbures de 10,6 % et 14,1 % respectivement.

<1> Les conversions ci-après sont utilisées dans le présent rapport: 1 baril d'hydrocarbures = 6,29 m³ et 1 m³ = 1 tonne d'hydrocarbures.

3.5 De plus, la production journalière en Europe de l'Est et dans l'ancienne Union soviétique a augmenté ces dernières années du fait de la mise en valeur des gisements de Sakhalin et de Korchagin respectivement dans la mer d'Okhotsk (Russie) et la mer Caspienne septentrionale. Inversement, la production offshore du Royaume-Uni a baissé de 1,7 % par an au cours des 10 dernières années.

3.6 Déploiement des FSU/FSO

Région	**Nombre de FSU/FSO conventionnelles**	**Capacité de stockage d'hydrocarbures (en millions de barils)**	**Hydrocarbures transbordés (en millions de barils par jour)**
Afrique	25	32,20	2,14
Amérique du Nord	0	0	0
Amérique latine	9	12,3	1,71
Asie-Pacifique	59	53,60	4,64
Europe de l'Est et ancienne Union soviétique	4	3,8	0,47
Europe occidentale	6	5,4	0,42
Moyen-Orient	11	17,3	0,72
	114	**124,60**	**10,10**

3.6.1 La plupart des FSU conventionnelles sont exploitées dans la région Asie-Pacifique, l'Indonésie disposant de 26 unités en service. Parmi les autres zones importantes, il faut compter l'Afrique et le Moyen-Orient; un certain nombre d'unités FSO provisoires sont en service dans les eaux de cette dernière région mais aucune FPSO n'y est actuellement installée. Quelque 10,1 millions de barils (1,53 million de m³) d'hydrocarbures donnant lieu potentiellement à contribution sont reçus chaque jour par des FSO dans le monde entier, dont environ 43 % proviennent de la région Asie-Pacifique.

3.6.2 Selon le rapport, il existe quatre unités en service dans les eaux de l'Europe de l'Est et de l'ancienne Union soviétique et six dans les eaux d'Europe occidentale, comme il ressort du tableau ci-dessous.

3.7 Déploiement de FPSO conventionnelles

Région	**Nombre de FPSO conventionnelles**	**Capacité de stockage d'hydrocarbures (en millions de barils)**	**Hydrocarbures transbordés (en millions de barils par jour)**
Afrique	41	57,30	3,36
Amérique du Nord	3	1,70	0,22
Amérique latine	32	39,50	2,36
Asie-Pacifique	52	45,50	2,19
Europe de l'Est et ancienne Union soviétique	0	0	0
Europe occidentale	20	11,50	0,68
Moyen-Orient	0	0	0
	148	**155,50**	**8,81**

3.7.1 Depuis une quinzaine d'années, le passage à des forages en eau profonde pour lesquels les structures fixes ne sont plus viables, a entraîné une forte multiplication des FPSO mises en service. L'Afrique, l'Asie et l'Amérique latine réunies représentent environ 91 % de la capacité des FPSO dans le monde. Le Brésil est l'État qui utilise le plus de FPSO puisqu'il en a 28 en service et prévoit d'en avoir beaucoup plus dans les 10 ans à venir. C'est la région Asie-Pacifique qui détient le plus grand nombre d'unités (52), mais celles-ci ont tendance à avoir la plus faible capacité moyenne par FPSO de toutes les régions, à l'exception de l'Europe occidentale où les niveaux de production sont plus faibles et diminuent. Chaque unité FPSO en Asie a une capacité moyenne d'environ 39 000 barils par jour

(6 200 m³/jour), contre plus de 80 000 barils par jour (12 719 m³/jour) pour les unités d'Afrique occidentale et 73 000 barils par jour (11 606 m³/jour) pour celles d'Amérique latine.

3.7.2 En raison de l'augmentation récente notable du nombre de FPSO en service, on estime à 8,8 millions de barils (1,39 million de m³) le volume d'hydrocarbures transbordé chaque jour en 2010, soit une augmentation annuelle moyenne de 21,9 % au cours de la dernière décennie.

3.8 Déploiement de FDPSO

Région	**FDPSO**	**Capacité de stockage des hydrocarbures (en millions de barils)**	**Hydrocarbures transbordés (en millions de barils par jour)**
Afrique	1	1,4	0,02
	1	**1,4**	**0,02**

Bien que plusieurs FDPSO aient été créées soit en donnant une capacité de forage à une FPSO, soit en transformant en FPSO un navire de forage, il ressort des recherches effectuées qu'à l'heure actuelle, une unité seulement est en service au Congo.

3.9 Déploiement de FPSO à coque cylindrique

Région	**FPSO à coque cylindrique**	**Capacité de stockage des hydrocarbures (en millions de barils)**	**Hydrocarbures transbordés (en millions de barils par jour)**
Amérique latine	1	0,3	0,02
Europe occidentale	2	0,6	0,01
	3	**0,9**	**0,03**

Deux régions seulement exploitent actuellement des unités FPSO à coque cylindrique, comme il ressort du tableau ci-dessus. Ces unités sont plus stables que les unités de forage semi-submersibles conventionnelles 'carrées'. La livraison d'une autre unité FPSO à coque cylindrique est prévue en 2012.

3.10 Déploiement de barges FSO et FPSO

Région	**Barges FSO et FPSO**	**Capacité de stockage des hydrocarbures (en millions de barils)**	**Hydrocarbures transbordés (en millions de barils par jour)**
Afrique	4	11,00	0,13
Amérique du Nord	0	0	0
Amérique latine	2	9,00	0,05
Asie-Pacifique	16	69,60	0,29
Europe de l'Est et ancienne Union soviétique	0	0	0
Europe occidentale	0	0	0
Moyen-Orient	0	0	0
	22	**89,60**	**0,47**

3.10.1 Au total, 22 unités de stockage en service, du type barge FSO/FPSO, ont été identifiées; la plupart se trouvent dans la région Asie-Pacifique, dont un bon nombre ont été spécifiquement construites pour des opérations de stockage offshore au Japon. La capacité moyenne de stockage de ces unités dépasse 4 millions de barils (635 949 m³), soit près de quatre fois plus que celle de la plupart des unités FPSO ou FSO autopropulsées.

3.10.2 Si les quantités d'hydrocarbures donnant potentiellement lieu à contribution reçues sur des barges sont généralement inférieures à celles reçues sur des FSO et FPSO conventionnelles, les quantités stockées sont bien supérieures et un petit nombre d'unités assurent un gros volume de transbordement chaque année.

3.10.3 On trouvera en annexe un récapitulatif de ces tableaux indiquant les nombres et la répartition des navires de stockage au large dans le monde.

3.11 Déploiement des navires-citernes utilisés comme moyens de stockage provisoire ou de navires-citernes (dont le permis de navigation a été retiré) utilisés comme moyen de stockage permanent ou semi-permanent

3.11.1 Vu qu'il n'existe aucune source officielle de données permettant de suivre l'utilisation de navires en tant qu'unité provisoire de stockage, le rapport se fonde sur des estimations des courtiers maritimes Gibsons. Il ressort des recherches effectuées que peu de temps après que les prix du pétrole ont atteint leur point le plus bas en avril 2009, 64 navires-citernes étaient employés pour le stockage provisoire. Plus récemment, par suite de l'amélioration des perspectives économiques, une cinquantaine d'unités ont été utilisées comme moyens de stockage provisoire, la plupart étant des très gros transporteurs de brut (VLCC).

3.11.2 En avril 2010, un total de 81 millions de barils d'hydrocarbures (12,88 millions de m³) étaient stockés provisoirement dans des navires citernes.

3.12 Considérations concernant le stockage flottant permanent/déconnectable

Région	**Stockage flottant permanent**	**Stockage flottant déconnectable**
Afrique	44	0
Amérique du Nord	1	1
Amérique latine	28	5
Asie-Pacifique	38	15
Europe de l'Est et ancienne Union soviétique	0	0
Europe occidentale	20	2
Moyen-Orient	0	0
	131	**23**

3.12.1 Les consultants ont recherché et classé le nombre de navires de stockage flottant dotés de systèmes d'amarrage avec tourelle déconnectable. Ces systèmes permettent aux FPSO de s'écarter du chemin des ouragans et des icebergs et de quitter le gisement pour subir des réparations. En pareil cas, il peut être possible de remplacer l'unité FPSO d'origine par une autre unité en attendant que les réparations soient effectuées ou bien, il est également possible de suspendre provisoirement le transbordement des hydrocarbures.

3.12.2 Vingt-trois unités FPSO en service ont été identifiées, essentiellement dans la région Asie-Pacifique. Bien qu'il soit possible de retirer occasionnellement du gisement les unités dotées d'un système d'amarrage déconnectable, en règle générale, les unités restent sur le gisement pendant la plus grande partie de l'année. Il existe néanmoins plusieurs exceptions, notamment dans les climats froids où la FSO est amarrée pendant la saison libre de glace, mais est déconnectée lorsque décembre arrive.

4 Évolution à venir des moyens de stockage flottant

4.1 Il ressort du rapport que depuis une dizaine d'années, des progrès notables ont été réalisés à la fois quant au nombre et à la technologie des solutions de stockage flottant d'hydrocarbures. On s'attend à une nouvelle croissance, due essentiellement à quatre facteurs:

a) mise au point d'une technologie de production sous-marine;

b) mise en valeur de gisements en eau profonde (>500 mètres de profondeur);

c) exploitation de gisements marginaux; et

d) mises en valeur accélérées et/ou progressives.

4.2 Mise au point d'une technologie de production sous-marine

4.2.1 La mise au point ces dernières années d'une technologie sous-marine a permis une mise en valeur plus économique de gisements offshore jusque là inatteignables. La croissance de production à partir de puits sous-marins achevés a été en moyenne de 17,4 % par an depuis 2005, l'Afrique dominant actuellement la production sous-marine avec environ 36 % de débit en 2010. La production tirée de cette région a le potentiel de doubler d'ici 2012 et atteindre 6,3 millions de barils par jour (1 million de m³/jour).

4.2.2 Dans la mesure où aucun gisement supplémentaire ne sera mis en valeur, de nombreux puits devraient revenir aux niveaux de 2005 d'ici 2033 (peut-être avant). Toutefois, il est prévu qu'un certain nombre des gisements importants seront mis en valeur dans les 10 ans à venir et, leur production s'ajoutant à celle des gisements existants, un palier de 13,3 millions de barils (2,11 millions de m³) de production moyenne par jour devrait être atteint.

4.2.3 Ce facteur est important dans la mesure où la mise au point d'une technologie sous-marine correspond de très près à l'augmentation du nombre de FPSO existantes et/ou à ce dont on a besoin pour répondre à la demande. De récents progrès technologiques peuvent faciliter l'extraction d'hydrocarbures à partir d'installations plus exposées et/ou en eau plus profonde.

4.3 Mise en valeur des gisements en eau profonde

4.3.1 En 2008, environ 32 % de la production mondiale d'hydrocarbures provenait de gisements offshore et 68 % de gisements à terre. Toutefois, bon nombre de ces derniers sont parvenus à maturité et il faut souvent de plus en plus d'efforts et de dépenses pour en extraire des hydrocarbures. D'ici 2018, on s'attend donc à ce que la part de production des gisements à terre soit tombée à 61 % de la production mondiale totale d'hydrocarbures. Pour les zones au large, la production en eau peu profonde ne devrait pas croître notablement; en revanche la production en eau profonde (>500 mètres de profondeur) devrait passer de 7 % de la production mondiale totale en 2008 à 13 % d'ici 2026.

4.3.2 Les trois tableaux ci-dessous donnent un aperçu de l'augmentation de la production d'hydrocarbures et de la modification de l'équilibre entre la production à terre et la production offshore (en eau peu profonde comme en eau profonde) sur la base des données enregistrées au cours des 40 dernières années, et pour la période allant jusqu'à 2025 sur la base de projections.

4.3.3 *Production d'hydrocarbures à terre (1970-2025)*

À TERRE	**1970-1980**	**1981-1990**	**1991-2000**	**2001-2010**	**2011-2020**	**2021-2025**
	(millions de barils/jour)	**(millions de barils/jour)**	**(millions de barils/jour)**	**(millions de barils/jour)**	**(millions de barils/jour)**	**(millions de barils/jour)**
Afrique	53,64	35,80	45,44	53,23	59,52	26,86
Amérique du Nord	118,22	104,28	88,70	78,06	80,25	44,52
Amérique latine	52,59	44,72	60,50	58,30	57,70	27,79
Asie	30,19	36,70	42,23	41,07	41,83	18,11
Australasie	0,49	0,92	1,72	1,13	0,99	0,48
Europe de l'Est et ancienne Union soviétique	109,67	124,64	80,52	110,88	117,92	52,49
Europe occidentale	4,01	3,32	3,90	2,90	3,00	1,21
Moyen-Orient	177,92	109,33	157,99	184,89	218,54	131,81
Total	**546,73**	**459,71**	**481,00**	**530,46**	**579,75**	**303,27**

4.3.4 *Production offshore d'hydrocarbures (en eau peu profonde) (1970-2025)*

OFFSHORE EN EAU PEU PROFONDE	**1970-1980**	**1981-1990**	**1991-2000**	**2001-2010**	**2011-2020**	**2021-2025**
	(millions de barils/jour)	**(millions de barils/jour)**	**(millions de barils/jour)**	**(millions de barils/jour)**	**(millions de barils/jour)**	**(millions de barils/jour)**
Afrique	11,83	18,93	27,64	42,05	70,47	31,76
Amérique du Nord	16,21	13,55	18,56	24,65	31,62	16,44
Amérique latine	3,47	23,04	31,03	43,88	51,00	26,60
Asie	7,20	15,79	23,82	31,19	41,87	18,92
Australasie	4,09	4,90	5,97	6,56	9,38	4,84
Europe de l'Est et ancienne Union soviétique	2,45	2,20	2,16	7,57	28,92	21,74
Europe occidentale	7,89	34,86	55,87	51,19	28,07	8,76
Moyen-Orient	41,07	30,23	49,30	56,60	75,57	44,17
Total	**94,21**	**143,50**	**214,35**	**263,69**	**336,90**	**173,23**

4.3.5 *Production offshore d'hydrocarbures (en eau profonde) (1970-2025)*

OFFSHORE EN EAU PROFONDE	**1970-1980**	**1981-1990**	**1991-2000**	**2001-2010**	**2011-2020**	**2021-2025**
	(millions de barils/jour)	**(millions de barils/jour)**	**(millions de barils/jour)**	**(millions de barils/jour)**	**(millions de barils/jour)**	**(millions de barils/jour)**
Afrique	0,00	0,00	0,20	11,84	43,38	21,14
Amérique du Nord	0,00	0,02	2,27	9,97	19,72	9,60
Amérique latine	0,00	0,12	2,70	12,69	26,18	18,80
Asie	0,00	0,00	0,00	0,72	9,22	6,69
Australasie	0,00	0,00	0,00	0,34	0,74	0,56
Europe de l'Est et ancienne Union soviétique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	1,76
Europe occidentale	0,00	0,00	0,29	0,77	0,77	0,53
Moyen-Orient	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32
Total	**0,00**	**0,14**	**5,46**	**36,33**	**100,85**	**59,40**

N. B. Les chiffres de ci-dessus englobent certains liquides de gaz naturel mais ceux-ci ne représentent qu'une très petite part du total.

4.4 Exploitation des gisements marginaux

4.4.1 Des facteurs tels que la faiblesse du volume de réserves récupérables, les caractéristiques défavorables des réservoirs (par ex. type d'hydrocarbures, température, pression), l'éloignement, les difficultés qu'implique la profondeur de l'eau au plan technologique et/ou les caractéristiques de l'environnement ainsi que la taille de la réserve d'hydrocarbures influent sur la possibilité d'exploiter un gisement pétrolier marginal.

4.4.2 Dans les régions offshore matures telles que la mer du Nord du Royaume-Uni, la taille de la réserve d'hydrocarbures est le principal facteur qui influe sur la possibilité d'exploiter un gisement marginal, alors que dans des zones mises en valeur plus récemment, ce sont l'emplacement de la tête de puits, la profondeur de l'eau, le type d'hydrocarbures et les conditions environnementales qui sont susceptibles d'être les facteurs les plus déterminants.

4.5 Mises en valeur accélérées et/ou progressives

4.5.1 Une mise en valeur accélérée vise à ce que le projet commence à produire des recettes sans tarder et implique d'ordinaire le recours à la transformation d'un navire doté d'une capacité supérieure relativement importante de manière à permettre une forte mise en valeur du gisement, une fois que le projet aura été lancé.

4.5.2 Une fois que le projet accéléré est lancé et fonctionne, la capacité de production peut être renforcée lors des phases ultérieures en agrandissant les citernes supérieures sur le navire d'origine, en déployant un navire de remplacement plus grand ou en faisant appel à des unités FSU/FPSO supplémentaires.

4.6 Estimation du nombre futur de FPSO et de FSO

4.6.1 Il est difficile d'évaluer le nombre probable de nouveaux navires qui viendront grossir les flottes d'unités flottantes de stockage car les gisements qui pourront devenir opérationnels après 2017 et au-delà (et qui peuvent nécessiter des navires pour le stockage flottant) n'atteindront généralement pas la phase d'exploitation avant au moins 2013. De plus, la législation maritime qui fait que tous les navires-citernes à coque simple ne pourront plus exercer leur rôle original, incite fortement à les transformer en FPSO; selon certaines sources[<2>] ces navires-citernes ainsi convertis en FPSO devraient constituer, au niveau mondial, plus de la moitié des unités dont le déploiement est prévu pour les cinq années à venir.

4.6.2 Le rapport donne une estimation approximative du nombre d'unités FPSO et FSO supplémentaires susceptibles de venir renforcer la flotte actuelle, comme indiqué dans les tableaux ci-dessous.

Prévisions concernant le renforcement futur de la flotte de FPSO

	Augmentation de la flotte - par année							
Région	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Afrique	1	3	3	5	9	2		
Amérique du Nord	1				1			
Amérique latine		5	3	3	2	5	5	
Asie-Pacifique	3	4	7	5	4	2	2	1
Europe de l'Est et ancienne Union soviétique						1		
Europe occidentale		2	1	6	3	1		
Moyen-Orient	1							
Pays à confirmer	1			1				
	7	**14**	**14**	**20**	**19**	**11**	**7**	**1**

Prévisions concernant le renforcement futur de la flotte de FSO

	Augmentation de la flotte - par année							
Région	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Afrique			1					
Amérique du Nord			2	2	1			
Amérique latine		2						
Asie-Pacifique	2	2	3					
Europe occidentale		1			1	1		
Europe occidentale et ancienne Union soviétique								
Moyen-Orient								
	2	**5**	**6**	**2**	**2**	**1**	**0**	**0**

N. B. S'agissant des nouvelles unités FSO et FPSO conventionnelles dont on prévoit actuellement l'entrée en service, les consultants tablent sur une capacité totale supplémentaire de 9,4 millions de barils (1,49 million de m³) par jour d'ici 2014. Les quantités d'hydrocarbures donnant potentiellement lieu à contribution dépendraient évidemment de la capacité de production de chacune des têtes de puits auxquelles les unités sont rattachées.

[<2>] Offshore Marine Technology

5 Probabilité d'un sinistre mettant en cause des FPSO ou des FSU

5.1 On trouve dans le rapport quelques données restreintes sur des sinistres ayant récemment mis en cause des FPSO et des FSU. Les recherches et les données semblent limitées par le fait que des informations sur des accidents impliquant des FPSO et/ou des FSU sont rarement rendues publiques. De plus, certains mécanismes de notification ne fournissent pas de détails suffisants sur le type des navires, si bien que l'on ne peut en tirer beaucoup de renseignements appropriés aux fins de cette étude. Les quelques renseignements disponibles peuvent se résumer comme indiqué dans les paragraphes ci-après.

5.2 Afrique

5.2.1 Selon une source[3] le tuyau de chargement/transfert de la FPSO *Abo* au large de la côte nigériane a été endommagé par un espadon en 2003 (selon les informations reçues, le troisième sinistre). Un sinistre semblable avait été signalé sur la FPSO *Girassol* au large de la côte angolaise en février 2010.

5.2.2 Divers déversements de pétrole brut ont été signalés en 1997 à partir de la FSO *Kribi 5*, notamment un déversement de 220 barils (34,98 m³). On ne dispose d'aucun autre renseignement.

5.2.3 Un déversement de 3 500 m³ s'est produit à partir de la FPSO *Dahlia* en février 2008 par suite de la rupture d'un tuyau.

5.3 Asie-Pacifique

5.3.1 D'après certaines sources[4], deux FPSO ont été endommagées par un incendie en 1990 et 2008 respectivement; une autre, à l'amarre, a dérivé en 2009 et une autre a été endommagée lors du passage du typhon 'Sally' en 1996. Aucun renseignement n'a été fourni sur d'éventuels déversements d'hydrocarbures à l'occasion de ces sinistres qui se sont produits en Inde, en Indonésie et en Chine.

5.3.2 Pour ce qui est de l'Australasie, un rejet de 23 000 litres (22,99 m³) s'est produit au large de la région de Taranaki en Nouvelle-Zélande en 2007, suite à une erreur humaine qui a entraîné un déversement accidentel pendant des opérations de chargement/transfert.

5.3.3 Aucun autre renseignement n'a été fourni sur d'éventuels déversements dans la région Asie-Pacifique.

5.4 Europe de l'Est et ancienne Union soviétique

5.4.1 Une FSU utilisée pour le gisement de Sakhalin a perdu 10 litres (0,009 m³) de pétrole brut en 2007 au cours d'opérations de transfert, une bouée de chargement ayant été endommagée par le mauvais temps.

5.5 Amérique latine

5.5.1 Deux FPSO de Petrobras (la P-34 et la P-43) ont souffert respectivement d'une panne électrique et d'une fissure dans la coque, ce qui a provoqué un déversement de pétrole brut d'un volume inconnu. Un autre déversement important depuis une barge transportant du fuel-oil sur le fleuve Parà en 2000 a été évalué à 19 millions de litres (19 000 m³).

5.6 Moyen-Orient

5.6.1 Il n'a été fait état d'aucun déversement ou aucune donnée n'a été fournie.

---

[3] Delta-P Risk.
[4] Upstream Online et le Health & Safety Executive du Royaume-Uni.

5.7 Amérique du Nord

5.7.1 Il ressort de données fournies par le National Response Centre géré par les garde-côtes des États-Unis que depuis 2001, le nombre et le volume des déversements a continué de baisser en moyenne, avec une légère augmentation en 2006. Le nombre moyen de déversements de moins de 10 gallons (0,03 m³) continue d'augmenter et le volume moyen de déversements de 100 000 gallons (378,5 m³) ou plus continue de représenter la majeure partie du volume déversé dans des zones navigables des États-Unis.

5.7.2 Pour ce qui est du Canada, le déversement le plus important a été de 165 000 litres (164,99 m³) de pétrole brut provenant du système de production d'eau de la FPSO *Terra Nova* en novembre 2004, mais d'autres sinistres ont été signalés ayant donné lieu à des pertes en cours de transfert. Aucun renseignement n'a été fourni sur d'éventuels déversements lors de ces sinistres.

5.8 Europe occidentale

5.8.1 Selon les renseignements existants et pouvant être communiqués au grand public, le déversement de loin le plus important survenu à partir d'une FPSO sur le plateau continental du Royaume-Uni a été de 685 tonnes (environ 685 m³) de pétrole brut provenant du *Texaco Captain* en 1997; il s'est produit à la suite d'une collision entre un navire-citerne navette et la FPSO. Quatre autres impacts et collisions se sont produits impliquant d'autres FPSO sur le même plateau continental, mais aucun renseignement n'a été fourni concernant d'éventuels déversements.

5.8.2 Un rapport établi par le ministère britannique chargé de la santé sécurité au travail (Health & Safety Executive) sous le titre de 'Accident Statistics for floating offshore units on the continental shelf 1980-2005' (Statistiques sur les accidents impliquant des unités flottantes offshore sur le plateau continental, 1980-2005) donne certains renseignements sur des FPSO et FSO. Ces données concernent toutes des accidents survenus à bord de ces navires; aucune information concernant spécifiquement des déversements d'hydrocarbures n'est disponible. Toutefois, selon les renseignements obtenus, la grande majorité des fuites et des rejets en cours d'opérations ou accidentels ont atteint au plus un volume de 0,5 litre et n'ont pas donné lieu à des déversements dans la mer et sont restés dans le navire.

5.8.3 Il a été fait état de 14 incidents par contact qui auraient pu endommager des tuyaux et ainsi provoquer des déversements d'hydrocarbures.

5.8.4 On trouvera dans le tableau ci-après le nombre et la fréquence d'accidents subis par des FPSO et des FSU sur le plateau continental du Royaume-Uni; il s'agit de tous les accidents survenus sur de telles unités et non pas seulement de déversements[<5>].

[<5>] Source 'Accident Statistics for floating offshore units on the continental shelf 1980-2005', établi par Det Norske Veritas pour le Health & Safety Executive du Royaume-Uni.

FPSO et FSU-Nombre et fréquence des accidents (par année unitaire) Plateau continental du Royaume-Uni 1980-2005				
	1980-1989		1990-2005	
Type d'événement	**Nombre d'incidents**	**Fréquence par année unitaire**	**Nombre d'incidents**	**Fréquence par année unitaire**
Chavirement	-	-	-	-
Chute d'objet	2	0,207	78	0,487
Collision	-	-	-	-
Défaillance de l'ancre	-	-	14	0,087
Défaut de maintien en position	1	0,103	1	$6,2 \cdot 10^{-3}$
Déversement/rejet	1	0,103	326	2,034
Échouement	-	-	-	-
Entrée en contact	-	-	15	0,094
Éruption d'un puits	-	-	-	-
Explosion	-	-	2	0,012
Fuite	-	-	1	$6,2 \cdot 10^{-3}$
Gîte	-	-	1	$6,2 \cdot 10^{-3}$
Grue	2	0,207	61	0,381
Hélicoptère	-	-	1	$6,2 \cdot 10^{-3}$
Incendie	1	0,103	55	0,343
Machinerie	-	-	1	$6,2 \cdot 10^{-3}$
Naufrage	-	-	-	-
Problème de puits	-	-	2	0,012
Remorquage/câble de remorque	-	-	-	-
Structurel	1	0,103	6	0,037
Autres	-	-	25	0,156

5.8.5 Le seul autre renseignement enregistré concernant des déversements d'hydrocarbures en Europe occidentale fourni dans le rapport Douglas Westwood concerne deux déversements de brut à partir de navires-citernes navettes dans les eaux norvégiennes, d'un volume de 4 000 m³ et 63 barils (10,01 m³) en 2007 et 2008 respectivement. Il n'a pas été fait référence au déversement du *Slops* ce qui fait peut-être ressortir certaines des difficultés rencontrées pour obtenir des données brutes relatives à la fois au nombre et à la fréquence des déversements d'hydrocarbures à partir de FSU et de FPSO.

5.8.6 Aucun autre renseignement relatif à des déversements à partir de FSU ou de FPSO n'a été fourni.

6 Conclusions de l'Administrateur

6.1 À ce stade, le rapport ne s'est pas intéressé aux questions de responsabilité objective, d'assurance obligatoire et de certification prévues par la Convention de 1992 sur la responsabilité civile qui devront toutes être examinées avant que l'on ne puisse songer à une éventuelle modification de la politique du Fonds.

6.2 Vu l'importance des questions évoquées plus haut, l'Administrateur a l'intention de continuer d'étudier, avec l'aide des États Membres ce qu'impliquerait à différents niveaux une modification de l'interprétation du terme 'navire', y compris la possibilité de sinistres mettant en cause des FPSO et des FSU, et l'augmentation potentielle des quantités d'hydrocarbures donnant lieu à contribution reçues par les États Membres des FIPOL; il fera rapport aux organes directeurs à une session ultérieure.

7 Mesures à prendre

7.1 Assemblée du Fonds de 1992

L'Assemblée du Fonds de 1992 est invitée à:

a) prendre note des informations contenues dans le présent document; et

b) donner une orientation au Secrétariat sur le besoin de poursuivre les travaux, les recherches et les analyses concernant l'interprétation de la définition du terme 'navire', notamment en ce qui concerne:

1 l'exploitation des FSU et les questions juridiques liées à l'interprétation de cette exploitation dans la pratique;

2 les questions de responsabilité objective, d'assurance obligatoire et de certification; et

3 les questions relatives au calcul des contributions et des indemnités à verser en cas de sinistres mettant en cause des FPSO et des FSU;

c) donner les instructions que l'Assemblée du Fonds de 1992 pourra juger appropriées.

7.2 Assemblée du Fonds complémentaire

L'Assemblée du Fonds complémentaire est invitée à prendre note des informations contenues dans le présent document.

* * *

ANNEXE

Nombre et répartition des navires de stockage flottant offshore dans le monde

(à l'exclusion des transporteurs de pétrole brut/produits utilisés comme moyen de stockage provisoire (51))

Région	FSO conventionnelles	FPSO conventionnelles	Barges FSO	Barges FPSO	FPSO cylindriques	FDPSO	Total des unités par région
Afrique	25	41	2	2	0	1	**71**
Amérique du Nord	0	3	0	0	0	0	**3**
Amérique latine	9	32	2	0	1	0	**44**
Asie-Pacifique	59	52	15	1	0	0	**127**
Europe occidentale	6	20	0	0	2	0	**28**
Europe de l'Est et ancienne Union soviétique	4	0	0	0	0	0	**4**
Moyen-Orient	11		0	0	0	0	**11**
Total	**114**	**148**	**19**	**3**	**3**	**1**	**288**