



Fonds internationaux d'indemnisation  
pour les dommages dus à la pollution  
par les hydrocarbures

# Guide des hydrocarbures persistants et des hydrocarbures donnant lieu à contribution



## Table des matières

Avant-propos	5
Définitions	6
Introduction au pétrole brut	11
Devenir des hydrocarbures en cas de déversement en mer	13
Hydrocarbures persistants et hydrocarbures donnant lieu à contribution	15
Cargaisons de pétrole transportées par mer	17
Annexe I – Liste des hydrocarbures donnant lieu à contribution et des hydrocarbures ne donnant pas lieu à contribution	22
Annexe II – Liste des biocarburants et des combustibles riches en énergie	23
Remerciements	24

# 1 Avant-propos

Le présent texte a été approuvé par la 24<sup>e</sup> session du Conseil d'administration du Fonds de 1992, agissant au nom de la 28<sup>e</sup> session extraordinaire de l'Assemblée du Fonds de 1992, et par la 12<sup>e</sup> session extraordinaire du Fonds complémentaire en avril 2024.

- 1.1 L'indemnisation des dommages dus à la pollution résultant du déversement d'hydrocarbures par des navires-citernes est régie par un régime international élaboré sous les auspices de l'Organisation maritime internationale (OMI).
- 1.2 À l'origine, le régime avait pour cadre la Convention internationale de 1969 sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures (Convention de 1969 sur la responsabilité civile) et la Convention internationale de 1971 portant création d'un Fonds international d'indemnisation pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures (Convention de 1971 portant création du Fonds). En 1992, ce régime, devenu « ancien » régime, a été modifié par deux protocoles ; les Conventions ainsi modifiées portent le nom de Convention de 1992 sur la responsabilité civile et Convention de 1992 portant création du Fonds. Les Conventions de 1992 sont entrées en vigueur le 30 mai 1996. Le Protocole portant création du Fonds complémentaire est entré en vigueur le 3 mars 2005, créant ainsi un troisième niveau dans le régime de responsabilité et d'indemnisation qui fournit une indemnisation supplémentaire au-delà du montant prévu par la Convention de 1992 portant création du Fonds pour les dommages dus à la pollution dans les États devenus parties au Protocole.
- 1.3 La Convention de 1992 sur la responsabilité civile (CLC de 1992) s'applique aux dommages dus à la pollution par les hydrocarbures résultant de déversements d'hydrocarbures persistants provenant de navires citernes. Elle vise les déversements d'hydrocarbures de cargaison et/ou de soute provenant de bâtiments de mer en charge, et dans certains cas à l'état lège, construits ou adaptés pour transporter des hydrocarbures en vrac en tant que cargaison (à l'exclusion des navires à cargaison sèche).
- 1.4 Les dommages causés par les hydrocarbures non persistants (essence, huile diesel légère, kérosène, etc.) ne sont pas visés par la CLC de 1992.
- 1.5 De même, les dommages causés par des substances autres que des hydrocarbures transportées en vrac par mer (produits chimiques, gaz, huiles végétales, etc.) ne relèvent pas non plus de cette convention.
- 1.6 Un hydrocarbure donnant lieu à contribution est un hydrocarbure persistant globalement couvert par les termes « pétrole brut » et « fuel-oil », mais peut aussi inclure d'autres hydrocarbures minéraux, tels que l'huile diesel lourde et l'huile de graissage, qui sont considérés comme persistants dans le présent guide. Ces hydrocarbures, quand ils sont transportés par mer et importés dans un État Membre, sont considérés comme hydrocarbures donnant lieu à contribution eu égard aux modalités de financement prévues par les Conventions de 1992.
- 1.7 Le présent Guide des hydrocarbures persistants et des hydrocarbures donnant lieu à contribution a pour but de clarifier les différences entre les hydrocarbures donnant lieu à contribution, les hydrocarbures persistants et les hydrocarbures non persistants, d'autant plus que les hydrocarbures persistants ne sont pas définis dans les Conventions applicables. Il ne s'agit pas de définitions officielles de tous les hydrocarbures persistants et non persistants. Toutefois, en identifiant les hydrocarbures visés par les Conventions, le présent guide a pour but d'aider les États Membres et les réceptionnaires d'hydrocarbures à mieux comprendre quels hydrocarbures doivent figurer dans leurs rapports annuels sur les hydrocarbures donnant lieu à contribution.



## 2 Définitions

### 2.1 Additifs

2.1.1 Les additifs sont des produits chimiques qui sont ajoutés aux produits raffinés en très petites quantités afin d'améliorer les propriétés du produit sans en augmenter le volume. Ils se distinguent en cela des bases pour mélange, qui modifient les propriétés moyennes d'un produit, et lui apportent également un volume supplémentaire.

2.1.2 Les additifs sont habituellement introduits en aval de la raffinerie, souvent au moment du chargement du produit en camions citernes dans le terminal pour livraison finale.

### 2.2 American Petroleum Institute (API)

L'API est une organisation du secteur pétrolier américain, qui défend les positions du secteur sur des enjeux de politique générale et fixe certaines normes sectorielles.

### 2.3 ASTM International (ASTM)

ASTM International, anciennement American Society for Testing and Materials, est un organisme de normalisation international qui élabore des normes techniques pour un large éventail de matières, de produits, de systèmes et de services. Les normes de l'ASTM dans le secteur pétrolier couvrent des secteurs allant de l'extraction du pétrole brut à la production, la distribution et l'utilisation des produits pétroliers. Ces normes sont couramment utilisées dans le secteur pétrolier et gazier afin d'assurer le contrôle de la qualité, de faciliter la conformité aux réglementations et de promouvoir la sécurité.

### 2.4 Point d'aniline

Le point d'aniline est une mesure de la teneur en paraffines d'un flux et donc de sa qualité d'allumage en tant que base pour mélange pour diesel. Il se définit par la température à laquelle des volumes égaux du flux et de l'aniline deviennent totalement miscibles.

### 2.5 Densité API

2.5.1 La densité API est un indice mis au point par l'API, couramment utilisé pour calculer la densité d'un pétrole brut ou d'un produit raffiné.

2.5.2 La densité API diminue à mesure qu'augmente la densité relative. La formule de calcul de la densité API à partir de la densité relative est la suivante :

$$\text{Densité API} = (141,5/\text{densité relative}) - 131,5$$

### 2.6 Aromatique/Composé aromatique

Les composés aromatiques sont des hydrocarbures contenant un noyau benzénique de six atomes de carbone insaturés et comprennent le benzène (le plus petit et le plus basique des composés aromatiques), le toluène et le xylène. Ils constituent un élément important dans le mélange de l'essence étant donné qu'ils sont une source majeure d'octane à indice élevé. Certains composés aromatiques sont cependant toxiques pour l'être humain et contribuent à la formation du « smog » lors de leur rejet dans l'atmosphère. Les raffineurs s'efforcent donc d'optimiser la

teneur en composés aromatiques de l'essence en fonction d'une limite qui a été fixée afin de préserver l'environnement.

### 2.7 Distillation atmosphérique

La distillation atmosphérique est la première étape, et la plus fondamentale, du processus de raffinage. Elle a pour but premier de fractionner le pétrole brut pour en extraire les éléments constitutifs (appelés coupes de distillation ou fractions de distillation), en vue d'un traitement ultérieur dans d'autres unités de traitement.

### 2.8 Biocarburants

2.8.1 Les biocarburants sont des carburants ne provenant pas des hydrocarbures, généralement fabriqués à partir de produits agricoles (p. ex. bioéthanol, huiles végétales). Ils sont traditionnellement utilisés en conjonction avec des essences conventionnelles à base d'huiles minérales pour fabriquer des produits diesel ou essence.

2.8.2 Les biocarburants qui ont été identifiés comme relevant du champ d'application des Directives de 2019 relatives au transport des mélanges de biocarburants et de cargaisons de l'Annexe I de MARPOL (MSC-MEPC.2/Circ.17) figurent à l'annexe 11 de la circulaire MEPC.2/Circ. publiée tous les ans par l'OMI.

### 2.9 Base pour mélange

Une base pour mélange est un hydrocarbure non-fini qui est mélangé à d'autres hydrocarbures non-finis similaires pour en faire un produit raffiné final.

### 2.10 Plage d'ébullition

2.10.1 La plage d'ébullition couvre l'ensemble des points d'ébullition des composants d'un mélange d'hydrocarbures liquides. Dans le raffinage, la plage d'ébullition sert à définir une fraction de distillation pour une qualité de pétrole brut.

2.10.2 Le point d'ébullition initial d'une fraction de distillation est la température à laquelle cette fraction commence à s'évaporer lors de la distillation. En pratique, les raffineurs utilisent généralement l'expression point d'ébullition initial « effectif », qui est légèrement plus élevée que le point d'ébullition initial réel.

2.10.3 Le point d'ébullition moyen est la température à laquelle 50 % de la fraction s'est évaporée et le point d'ébullition final est la température à laquelle 100 % de la fraction s'est évaporée lors de la distillation.

### 2.11 Catalyseur

2.11.1 Un catalyseur est une substance qui facilite une réaction chimique sans être l'un de ses réactifs. La plupart des unités de conversion par raffinage ont recours à un catalyseur pour accélérer les réactions chimiques.

2.11.2 Les principaux catalyseurs utilisés en raffinage sont les suivants :

- Acide fluorhydrique – alkylation
- Platine – isomérisation C4
- Acide sulfurique – alkylation

### 2.12 Craqueur catalytique

Le craqueur catalytique est une unité dans laquelle la vapeur de pétrole passe à travers un lit catalytique afin de « craquer » les fractions les plus lourdes et de libérer les produits plus légers et de plus grande valeur.

### 2.13 Craquage

2.13.1 Le craquage est un terme générique désignant tout procédé qui permet de casser les grosses molécules d'hydrocarbures pour obtenir des molécules plus petites.

2.13.2 Le craquage peut se faire au moyen de chaleur (craquage thermique) ou d'hydrogène (hydrocraquage), souvent en présence d'un catalyseur (craquage catalytique/hydrocraquage).

2.13.3 Le craquage dans ses diverses formes est le principal moyen d'améliorer le rendement en produits d'une raffinerie en y incorporant davantage de produits légers de grande valeur et moins de produits lourds de faible valeur.

### 2.14 Pétrole brut

2.14.1 Le pétrole brut désigne un mélange d'hydrocarbures liquides à l'état naturel. À l'état naturel, le pétrole brut a peu d'utilisations directes.

2.14.2 Les caractéristiques les plus couramment utilisées pour définir la qualité d'un pétrole brut sont sa densité API et sa teneur en soufre. Les qualités de brut les plus prisées sont généralement celles présentant une densité API élevée et une faible teneur en soufre.

### 2.15 Colonne de distillation de pétrole brut

Une colonne de distillation de pétrole brut, ou colonne de distillation atmosphérique, est généralement la première installation de traitement de pétrole brut dans une raffinerie. La colonne de distillation utilise principalement la chaleur pour fractionner le pétrole brut.

### 2.16 Point de coupe

Dans la distillation fractionnée, le point de coupe est la température qui définit la limite entre deux fractions de pétrole brut en cours de séparation.

### 2.17 Indice diesel

L'indice diesel est une mesure empirique de la qualité d'allumage d'un gas-oil, calculée à partir de la densité API et du point d'aniline du combustible. Plus l'indice est élevé, meilleure est la qualité d'allumage. L'indice diesel se calcule au moyen de la formule suivante :

$$\text{Indice diesel} = \frac{\text{point d'aniline (°F)} \times \text{densité API}}{100}$$

### 2.18 Distillat

2.18.1 Le distillat, aussi appelé distillat moyen, est un terme désignant à la fois la coupe de gas-oil léger obtenue par distillation atmosphérique et un éventail de produits légers allant du kérosène au diesel.

2.18.2 On inclut généralement dans les distillats le kérosène, le carburéacteur, le diesel, l'huile de chauffe, le gas-oil industriel et le gas-oil marine (MGO).

### 2.19 Courbe de distillation

2.19.1 Une courbe de distillation est une représentation graphique du volume cumulé d'un pétrole brut (ou d'un autre flux d'hydrocarbure) qui bout à différentes températures.

2.19.2 La courbe de distillation d'un pétrole brut décrit effectivement la part du volume de brut composant les différentes fractions de distillation (par exemple, naphta, kérosène et gas-oil léger).

### 2.20 Point d'ébullition final

2.20.1 Le point d'ébullition final est la température à laquelle 100 % de la fraction s'est évaporée lors de la distillation.

2.20.2 En théorie, il constitue également le point de coupe avec la fraction plus lourde suivante en cours de distillation, ainsi que le point d'ébullition initial de cette fraction plus lourde.

2.20.3 Cependant, en réalité, le véritable point d'ébullition final d'une fraction est généralement plus élevé que le véritable point d'ébullition initial de la fraction plus lourde suivante (il y a chevauchement) étant donné qu'il s'agit d'un mélange complexe de différents hydrocarbures. Par conséquent, en pratique, les raffineurs coupent la poire en deux et définissent un point d'ébullition final « effectif » qui se situe entre les deux et qui est donc inférieur au véritable point d'ébullition final.

### 2.21 Combustibles riches en énergie

2.21.1 Les combustibles riches en énergie sont entièrement ou partiellement dérivés de matières premières non pétrolières et peuvent être produits soit sans mélange, en tant que tel, soit en les mélangeant à des produits pétroliers.

2.21.2 Un combustible riche en énergie est obtenu à partir de sources d'origine biologique ou non pétrolière (par exemple, algues, huiles végétales) ou est un mélange de combustible à base de pétrole et d'un produit obtenu à partir de sources d'origine biologique ou non pétrolière (par exemple, algues, procédé de transformation du gaz en liquide (procédé GTL), huile végétale hydrotraitée (HVO), co-traitement).

2.21.3 Un combustible riche en énergie comprend uniquement des composants pouvant être exprimés sous forme de produits chimiques spécifiques de la famille des hydrocarbures, par exemple des alcanes à chaîne linéaire ou ramifiée, des cycloalcanes, etc.

2.21.4 Un combustible riche en énergie est un mélange complexe dont le nombre de composants est relativement élevé. Il ne peut pas être représenté par une structure chimique simple et sa composition peut varier d'un lot à l'autre.

2.21.5 Les Directives pour le transport de combustibles riches en énergie et de leurs mélanges figurent dans la circulaire MEPC.1/Circ.879 de l'OMI.

## 2.22 Produit de départ

L'expression « produit de départ » désigne toute charge d'hydrocarbure introduite dans une unité de raffinage; il peut s'agir de pétrole brut ou de tout flux intermédiaire issu du raffinage.

## 2.23 Fraction

Une fraction de pétrole brut est un élément du brut qui possède sa composition moléculaire, son poids et sa plage d'ébullition propres. Le processus de raffinage sépare le brut en plusieurs fractions de pétrole brut, initialement par distillation.

## 2.24 Lourd/léger

Les adjectifs « lourd » et « léger » sont utilisés librement pour faire une distinction entre pétroles bruts, produits volatils et non volatils et entre produits de même type afin de différencier les matières les plus légères des plus denses. Les matières plus légères ont des plages d'ébullition et une densité relative plus basses. Parmi les bruts, l'adjectif « léger » qualifie un pétrole brut qui contient une plus grande proportion de produits volatils une fois raffiné.

## 2.25 Hydrocarbure

Le terme « hydrocarbure » désigne toute substance composée de carbone et d'hydrogène, et comprend le pétrole brut et tous les produits pétroliers, ainsi que le gaz naturel et le charbon.

## 2.26 Unité d'hydrotraitement

L'unité d'hydrotraitement élimine le soufre et les autres contaminants des flux intermédiaires avant de mélanger ces derniers pour obtenir un produit raffiné fini ou avant de les envoyer vers une autre unité de traitement.

## 2.27 Point d'ébullition initial

2.27.1 Le point d'ébullition initial d'une fraction de distillation est la température à laquelle la fraction commence à s'évaporer sous l'effet de la distillation. En théorie, il constitue le « point de coupe » avec la fraction plus légère suivante en cours de distillation.

2.27.2 En réalité, le véritable point d'ébullition initial d'une fraction est généralement plus bas que le véritable point d'ébullition final de la fraction plus légère suivante (il y a chevauchement) étant donné qu'il s'agit d'un mélange complexe de différents hydrocarbures. Par conséquent, en pratique, les raffineurs coupent la poire en deux et définissent un point d'ébullition initial « effectif » qui se situe entre

les deux et qui est donc supérieur au véritable point d'ébullition initial.

## 2.28 Produit intermédiaire

Un produit intermédiaire désigne tout flux d'hydrocarbure de raffinerie qui n'est pas du pétrole brut ou un produit pétrolier fini.

## 2.29 Isomérisation

L'unité d'isomérisation convertit le naphta léger en composé à haute teneur en octane destiné à l'essence. Le composé primaire issu de l'isomérisation est appelé isomérat. L'intérêt de l'isomérisation est sa capacité à transformer le naphta léger en essence.

## 2.30 Fuel-oil à faible teneur en soufre

2.30.1 Le fuel-oil à faible teneur en soufre est l'un des produits pouvant être obtenus par la distillation fractionnée du pétrole brut. Il peut être classifié différemment en fonction de la teneur en soufre du produit fini. La teneur maximale habituelle est de 0,50 % (fuel-oil à faible teneur en soufre) ou de 0,10 % pour le fuel-oil à très faible teneur en soufre.

2.30.2 En ce qui concerne le statut des fuel-oils à faible teneur en soufre en termes de persistance, une étude récente de leurs propriétés a conclu que ces produits seraient généralement considérés comme étant des hydrocarbures donnant lieu à contribution. L'étude a permis de générer des courbes des points d'ébullition réels d'un certain nombre d'échantillons de fuel-oil à faible teneur en soufre et de comparer ces données aux critères de distillation acceptés pour les hydrocarbures ne donnant pas lieu à contribution. Aucun des produits testés n'a satisfait aux critères et l'étude a donc confirmé que les fuel-oils à faible teneur en soufre (résiduelle) testés dans le cadre du projet présenteraient un degré élevé de persistance à la surface de la mer.

2.30.3 De plus amples informations sont consultables sur le site Web de l'ITOPF : [www.itopf.org](http://www.itopf.org).

## 2.31 Gaz naturel

2.31.1 Le gaz naturel est un gaz composé principalement de méthane et comprend aussi généralement de l'éthane. Le plus souvent, le gaz naturel provient de puits de pétrole et de nappes de gaz en amont, et n'est donc pas issu du raffinage.

2.31.2 Dans le raffinage, le gaz naturel est souvent acheté et utilisé comme combustible de raffinerie et comme produit de départ pour la production d'hydrogène dans les installations idoines.

## 2.32 Liquides de gaz naturel

Les liquides de gaz naturel (LGN) sont des hydrocarbures condensables souvent associés à la production de gaz naturel ou de pétrole brut. L'éthane, le propane, le butane, l'isobutane et le pentane sont tous des LGN .

## 2.33 Octane

L'octane ou l'indice d'octane désigne la capacité d'un carburant à résister à l'auto-inflammation (aussi appelée détonation) pendant la compression d'un moteur à allumage. L'indice d'octane est l'une des caractéristiques

les plus importantes de l'essence et peut être amélioré en mélangeant le produit avec un composé ayant un indice d'octane plus élevé, par exemple, l'éther méthyl tertiobutylique.

## 2.34 Produits pétrochimiques

Les produits pétrochimiques désignent généralement les produits chimiques de base dérivés du pétrole, utilisés principalement dans la production de plastiques et de fibres. La plupart des produits de départ des produits pétrochimiques sont issus du raffinage et du traitement des LGN, dont l'éthane, le propane, le butane, le naphta et les composés aromatiques.

## 2.35 Pétrole

Le pétrole est un combustible fossile à base d'hydrocarbures, à l'instar du charbon ou du gaz naturel. Le pétrole à l'état naturel est appelé pétrole brut.

## 2.36 Point d'écoulement

Le point d'écoulement est une caractéristique importante de la qualité des combustibles diesel. Il permet en effet de mesurer la tendance d'un combustible à devenir plus visqueux et à moins bien s'écouler à froid.

## 2.37 Unités de traitement

Une raffinerie est une usine comportant un certain nombre d'unités de traitement, qui jouent chacune un rôle dans le procédé global de transformation du pétrole brut en produits pétroliers finis.

## 2.38 Produits raffinés

Les produits pétroliers raffinés sont les produits d'une raffinerie de pétrole. Une raffinerie type produit une large gamme de produits différents à partir de chaque baril de pétrole brut qu'elle traite. Les raffineries fonctionnent généralement de manière à produire la plus grande quantité possible de produits légers de grande valeur (essence, kérosène et diesel), les autres étant de fait considérés comme des sous-produits.

## 2.39 Reformeur

Le reformeur, ou unité de reformage, transforme le naphta lourd en composé de grande valeur qui entre dans la composition des essences, en élevant leur indice d'octane. Le produit principal issu du reformeur est appelé reformat.

## 2.40 Résiduel/résidu

Les termes « résiduel » et « résidu » sont des termes génériques servant à qualifier les produits restants à l'issue du processus de raffinage et dans certains produits finis, par exemple, le résidu atmosphérique et le résidu sous vide dans le premier cas, et le fuel-oil résiduel dans le deuxième cas.

## 2.41 Teneur en soufre

Il s'agit de la quantité, en poids, de soufre présent dans une matière, exprimée en pourcentage de la matière en question. La plupart des pétroles bruts contiennent du soufre, dont la majeure partie doit être éliminée pendant le raffinage pour répondre aux limites strictes de teneur en soufre dans les produits raffinés.

## 2.42 Plomb tétraéthyle

Le plomb tétraéthyle est un additif pour essence qui était autrefois largement utilisé pour améliorer l'indice d'octane de l'essence.

## 2.43 Épuration

Dans une raffinerie, plusieurs unités de traitement ont pour but d'améliorer la qualité d'un flux d'hydrocarbure sans modifier la gamme de produits de la raffinerie. Les processus d'épuration ont pour but d'éliminer les contaminants en les liant à de l'hydrogène, en les absorbant dans des colonnes séparées ou en y ajoutant des acides.

## 2.44 Unité de distillation sous vide

La distillation sous vide a lieu dans cette unité, aussi appelée colonne sous vide. Elle extrait du résidu atmosphérique généré par la colonne de distillation, les différents flux qui le constituent en procédant à une nouvelle distillation du résidu sous vide. Les fractions produites par l'unité de distillation sous vide (gazole sous vide et résidu sous vide) servent de produit de départ à d'autres unités de la raffinerie et peuvent également être mélangées au fuel-oil.

## 2.45 Gazole sous vide

Comme indiqué ci-dessus, le gazole sous vide désigne les produits obtenus par distillation sous vide d'hydrocarbures lourds résultant de la distillation atmosphérique du pétrole brut. Le gazole sous vide peut être encore raffiné dans une installation de craquage catalytique qui le transforme en produits de plus grande valeur (essence et diesel) ou, à défaut, il peut être mélangé à un fuel-oil résiduel. Il s'agit d'une matière première intermédiaire importante qui peut, au sein de la filière, être séparée en gazole sous vide lourd ou en gazole sous vide léger, en fonction de sa plage d'ébullition. Les deux types de gazole sous vide sont considérés comme des hydrocarbures persistants. Bien que le gazole sous vide ne soit pas nommément cité dans la liste indicative des hydrocarbures donnant lieu à contribution figurant dans le formulaire de rapport sur la réception d'hydrocarbures donnant lieu à contribution à soumettre aux FIPOL, il est néanmoins inclus dans les produits intermédiaires ou matières destinées à différents traitements (matières destinées aux mélanges de fuel-oil).

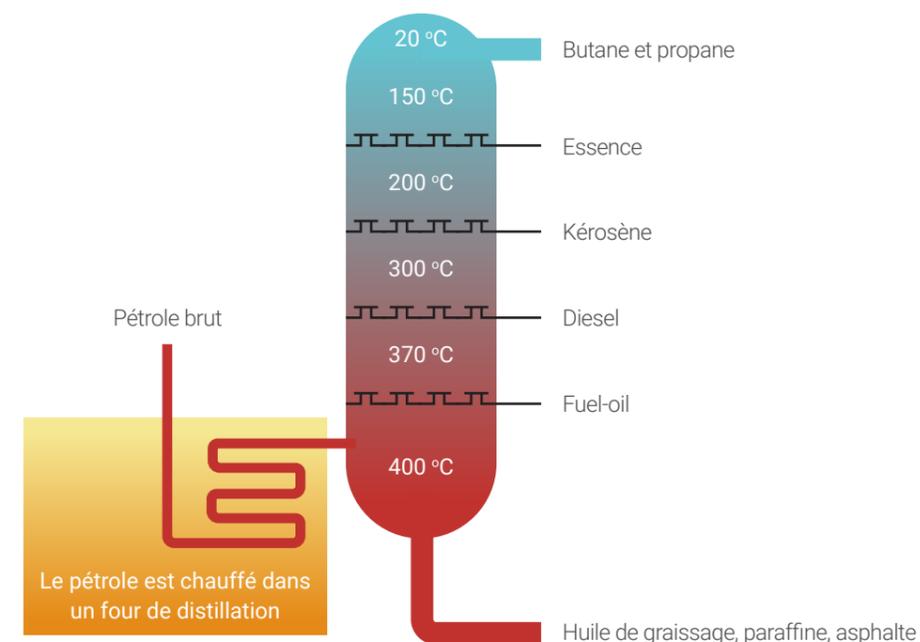
## 2.46 Viscosité

La viscosité est une caractéristique importante de la qualité des fuel-oils résiduels. Elle mesure la résistance d'un liquide à l'écoulement. Un fuel-oil à viscosité élevée est plus difficile à pomper et est donc moins recherché.



### 3 Introduction au pétrole brut

- 3.1 Sous une forme ou une autre, le pétrole est utilisé depuis plusieurs siècles, mais il s'est imposé dans le monde moderne d'abord pour remplacer l'huile de baleine qui servait à l'éclairage, et par la suite dans le secteur du transport, après la mise au point du moteur à combustion interne et du moteur à réaction. Les produits pétroliers dérivés du pétrole brut ont eux aussi trouvé de nombreuses utilisations. Avec l'essor de l'industrie pétrochimique, le pétrole brut et ses composés servent de matière première à la fabrication de nombreux produits essentiels à la vie moderne, par exemple, les plastiques, les engrais, les solvants, les adhésifs et les pesticides.
- 3.2 Le pétrole à l'état naturel comprend tous les hydrocarbures liquides, gazeux et solides, en proportions différentes en fonction du champ pétrolifère dont il provient. À température et à pression atmosphériques de surface, les hydrocarbures les plus légers, tels que le méthane, l'éthane, le propane et le butane se présentent sous forme de gaz, tandis que les hydrocarbures les plus lourds, tels que le pentane et autres, se présentent sous forme de liquides, par exemple, le pétrole brut ou les paraffines.
- 3.3 Bien que certains bruts légers puissent servir directement de combustible pour brûleurs, le pétrole brut n'est généralement pas utilisé à l'état naturel. On préfère briser les molécules d'hydrocarbures qui constituent le brut pour obtenir des produits pétroliers plus simples par distillation fractionnée dans une raffinerie.
- 3.4 Le premier procédé utilisé dans une raffinerie de pétrole est généralement la colonne de distillation de pétrole brut. Le pétrole brut chauffé passe dans la colonne de distillation qui distille la charge de pétrole brut en plusieurs fractions ayant différentes plages d'ébullition, chacune faisant l'objet d'un nouveau traitement dans les autres unités de traitement de la raffinerie.
- 3.5 Après la colonne de distillation, une raffinerie moderne compte plusieurs unités de traitement, dont l'unité de distillation sous vide, l'unité d'hydrotraitement, le craqueur catalytique, le reformeur, l'unité d'isomérisation et l'unité de mélange. Les hydrocarbures servant de produits de départ dans ces unités sont appelés huiles de traitement, produits intermédiaires et bases pour mélanges. Des combustibles issus de produits agricoles et non du pétrole peuvent également être mélangés, généralement au diesel et à l'essence.
- 3.6 Les produits pétroliers qui en résultent peuvent être regroupés en quatre catégories : les distillats légers (GPL, naphta et essence), les distillats moyens (carburant d'aviation, kérosène, et diesel/gas oil), les distillats lourds (fuel-oil léger, gas-oil lourd) et les combustibles résiduels (fuel-oil lourd, huile de graissage, paraffines, bitume, asphalte et, enfin, coke).
- 3.7 D'une manière générale, plus le pétrole brut ou le produit pétrolier est lourd, plus il est persistant une fois rejeté dans le milieu marin et, par conséquent, plus les interventions en cas de déversement d'hydrocarbures et les opérations de nettoyage sont difficiles et coûteuses.
- 3.8 C'est pour cette raison que les importateurs de pétrole brut et de fuel-oils sont tenus par la Convention de 1992 sur la responsabilité civile et la Convention de 1992 portant création du Fonds de verser des contributions aux FIPOL.





## 4 Devenir des hydrocarbures en cas de déversement en mer

### 4.1 Hydrocarbures persistants et non persistants

- 4.1.1 En cas de déversement en mer, les hydrocarbures subissent plusieurs modifications physiques et chimiques, dont certaines conduisent à leur élimination de la surface de l'eau, par exemple, par évaporation, dispersion ou submersion, et d'autres à leur persistance. Le devenir des hydrocarbures déversés dans le milieu marin dépend de facteurs tels que le volume du déversement, les caractéristiques physiques et chimiques initiales des hydrocarbures, les conditions climatiques et de mer et le fait que les hydrocarbures restent en mer ou bien s'échouent sur le littoral.
- 4.1.2 Les effets conjugués des différents phénomènes naturels qui s'exercent sur les hydrocarbures déversés sont dénommés collectivement « altération ». Ces phénomènes, et la façon dont ils interagissent pour modifier la composition, la nature et le comportement des hydrocarbures au fil du temps, expliquent la persistance ou non d'un hydrocarbure donné dans le milieu marin et sa qualification en tant qu'hydrocarbure persistant ou non persistant.
- 4.1.3 Des informations techniques plus détaillées sur le devenir des hydrocarbures déversés dans le milieu marin sont consultables dans les Guides d'informations techniques produits par l'ITOPF ([www.itopf.org](http://www.itopf.org)).

### 4.2 Propriétés des hydrocarbures

- 4.2.1 Les propriétés physiques et chimiques des pétroles bruts d'origines différentes varient considérablement, alors que celles des produits raffinés sont généralement bien définies, indépendamment du brut dont ils sont dérivés. Les fuel-oils intermédiaires et lourds, qui contiennent des proportions variables de résidus du processus de raffinage mélangés à des produits raffinés plus légers, présentent eux aussi des propriétés très variables.
- 4.2.2 Les principales propriétés physiques ayant une incidence sur le comportement et la persistance d'un hydrocarbure déversé en mer sont la densité relative, les caractéristiques de distillation, la pression de vapeur, la viscosité et le point d'écoulement. Toutes ces propriétés dépendent de la composition chimique, et notamment de la proportion de composés volatils et de la teneur en asphaltènes, en résines et en paraffines.

### 4.3 Altération

Les phénomènes décrits ci après se conjuguent pour provoquer l'altération d'un hydrocarbure déversé et leur importance relative évolue avec le temps.

### 4.4 Étalement

Dès qu'un hydrocarbure est déversé, il commence immédiatement à s'étaler à la surface de la mer. En eau libre, l'épaisseur de la nappe évolue en fonction du temps et de la distance par rapport au point de déversement, allant de quelques centimètres à moins d'un micromètre. La vitesse à laquelle ce phénomène se produit dépend en grande partie de la viscosité de l'hydrocarbure et du volume déversé. Un hydrocarbure fluide et à faible viscosité peut s'étaler rapidement jusqu'à atteindre plusieurs kilomètres carrés en quelques heures et plusieurs centaines de kilomètres carrés en quelques jours. Les bruts et fuel-oils de ce type s'étalent généralement en nappe homogène, mais peuvent rapidement se fragmenter en plus petites nappes ou flaques. À mesure que l'épaisseur de la nappe diminue, son apparence passe du noir/marron foncé à des flaques irisées. Les hydrocarbures semi-solides ou à viscosité élevée, en particulier si leur point d'écoulement est supérieur à la température de la mer, se fragmentent plutôt en flaques qui ont tendance à s'écarter les unes des autres. Les hydrocarbures à la surface de la mer se déplacent principalement sous l'effet des courants et des marées. Sous l'effet du vent, les hydrocarbures déversés ont tendance à former des bandes étroites ou « andains » parallèles à la direction du vent. En eau libre, l'étalement des hydrocarbures déversés est rarement uniforme.

### 4.5 Évaporation

Les composants les plus volatils d'un hydrocarbure s'évaporent dans l'atmosphère à une vitesse qui dépend de la température ambiante, de la vitesse du vent et de la superficie de la nappe ; par conséquent, une mer agitée, des vents forts et des températures élevées favorisent l'évaporation. Plus la proportion de composants à faible point d'ébullition est importante, tel qu'il ressort des caractéristiques de distillation de l'hydrocarbure, plus le degré d'évaporation sera grand. Les hydrocarbures dont le point d'ébullition est inférieur à 200 °C peuvent s'évaporer totalement en 24 heures. Les kérosènes et les essences peuvent s'évaporer totalement en quelques heures. Le brut léger peut perdre jusqu'à 50 % de son volume, l'hydrocarbure résiduel gagnant alors en densité et en viscosité. À l'inverse, le brut et le fuel-oil lourds ne s'évaporent que très peu, voire pas du tout.

### 4.6 Dispersion

La dispersion résulte de l'assimilation de molécules d'hydrocarbures dans la colonne d'eau et dépend largement des caractéristiques des hydrocarbures et de l'état de la mer. La dispersion s'accélère à mesure que la viscosité diminue en présence de vagues déferlantes. Les remous à la surface de l'eau peuvent conduire tout ou partie de la nappe à se fragmenter en gouttelettes de tailles variables qui se mélangent aux couches supérieures de la colonne d'eau. Les plus petites gouttelettes restent en suspension tandis que les plus grosses remontent à la surface où elles peuvent former une nappe homogène ou une très fine pellicule. La superficie la plus importante occupée par des

gouttelettes d'hydrocarbures dispersées accélère certains phénomènes, tels que la biodégradation, la dissolution et la sédimentation (voir ci après).

#### 4.7 Dissolution

La rapidité et le degré de dissolution d'un hydrocarbure dépendent de sa composition, de son étalement, de la température de l'eau, des remous et du degré de dispersion. Les fractions les plus lourdes du pétrole brut sont quasiment insolubles dans l'eau de mer, alors que les composés plus légers, en particulier les hydrocarbures aromatiques tels que le benzène et le toluène, sont légèrement solubles. Toutefois, ces composés sont aussi les plus volatils et s'évaporent rapidement. La dissolution ne contribue que très peu à l'élimination naturelle des hydrocarbures de la surface de la mer.

#### 4.8 Sédimentation et submersion

Très peu d'hydrocarbures ont une densité relative supérieure à celle de l'eau de mer, à même de les faire couler après un déversement. La plupart des hydrocarbures ont en effet une densité relative inférieure à celle de l'eau et flottent à moins d'entrer en contact avec des matières plus denses. Les gouttelettes d'hydrocarbures dispersées peuvent entrer en contact avec des particules sédimentaires et des matières organiques en suspension dans la colonne d'eau, de sorte que les nouvelles particules ainsi formées sont suffisamment denses pour couler lentement vers le fond marin. Les zones côtières peu profondes et les estuaires comptent souvent beaucoup de matières solides en suspension pouvant se fixer aux gouttelettes d'hydrocarbures dispersées, ce qui crée des conditions favorables à la sédimentation, en particulier dans les eaux saumâtres où la densité de l'eau est réduite. La sédimentation est l'un des principaux phénomènes à long terme conduisant à l'accumulation des hydrocarbures déversés dans le milieu marin. Elle est toutefois rarement observée ailleurs qu'en eau peu profonde ou à proximité du littoral, principalement du fait du contact avec la côte.

#### 4.9 Émulsification

La plupart des hydrocarbures absorbent l'eau pour former une émulsion « eau-dans-huile ». Ce phénomène peut multiplier par cinq le volume de polluants. Les hydrocarbures visqueux, tels que les fuel-oils lourds, ont tendance à absorber l'eau plus lentement que les hydrocarbures moins visqueux/plus fluides. En fonction des caractéristiques de l'hydrocarbure, l'émulsion peut devenir progressivement plus visqueuse et très stable à mesure qu'elle évolue sous l'action des vagues. Les émulsions stables peuvent contenir jusqu'à 70 à 80 % d'eau, sont parfois semi-solides et hautement persistantes et peuvent rester indéfiniment sous forme d'émulsion.

#### 4.10 Photo-oxydation

Les hydrocarbures peuvent réagir avec l'oxygène, ce qui peut conduire à la formation de produits solubles ou de goudrons persistants. L'oxydation est favorisée par la lumière du soleil et, bien qu'elle se poursuive pendant toute la durée du déversement, son effet global sur la dissipation est mineur par rapport à celui d'autres phénomènes d'altération. Au lieu de se dégrader, les couches épaisses d'hydrocarbures très visqueux ou les émulsions « eau-dans-huile » ont tendance à s'oxyder pour former des résidus persistants.

#### 4.11 Biodégradation

4.11.1 Chaque pétrole brut est constitué d'une diversité de composés organiques qui définissent ses caractéristiques physiques uniques. Les différents composés du pétrole brut ont des capacités de dégradation variables qui déterminent la biodégradabilité globale de l'hydrocarbure en question. Les hydrocarbures organiques et saturés plus simples se biodégradent plus facilement que les hydrocarbures aromatiques, les résines et les asphaltènes, plus complexes.

4.11.2 La biodégradation des hydrocarbures est le résultat de la décomposition et de la métabolisation des composants des hydrocarbures par des micro-organismes. L'eau de mer contient un ensemble de micro-organismes marins (bactéries, moisissures, levures, champignons, algues et protozoaires unicellulaires, etc.) qui peuvent tous utiliser les hydrocarbures comme source de carbone et d'énergie. Ces organismes sont largement présents dans les océans de la planète, mais sont toutefois plus abondants dans les zones de suintement naturel d'hydrocarbures ou dans des eaux côtières souffrant de pollution chronique (généralement situées près de centres urbains et dans lesquelles sont déversés des rejets industriels et des eaux usées non traitées). Les micro-organismes nécessaires à la biodégradation sont présents en quantités relativement faibles en haute mer, loin des côtes, mais se multiplient rapidement en présence d'hydrocarbures. La biodégradation se poursuit jusqu'à ce que le processus soit limité par une carence en nutriments ou oxygène.

4.11.3 Les principaux facteurs qui agissent sur la rapidité et l'ampleur de la biodégradation sont les caractéristiques des hydrocarbures, la disponibilité en oxygène et en nutriments (principalement des composés d'azote et de phosphore) et la température. La biodégradation ne peut se produire qu'à l'interface hydrocarbures/eau et les produits finaux de la biodégradation sont le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et l'eau. La biodégradation est l'un des principaux processus à long terme qui élimine les hydrocarbures des littoraux.

## 5 Hydrocarbures persistants et hydrocarbures donnant lieu à contribution

5.1 Les expressions « hydrocarbures persistants » et « hydrocarbures donnant lieu à contribution » sont liées dans le cadre de la Convention de 1992 sur la responsabilité civile et de la Convention de 1992 portant création du Fonds. L'adjectif « persistant » est employé pour désigner des hydrocarbures pouvant faire l'objet d'une indemnisation en vertu des Conventions précitées, tandis que l'expression « hydrocarbures donnant lieu à contribution » désigne les hydrocarbures dont les quantités doivent être comptabilisées pour le calcul des contributions au Fonds de 1992.

#### 5.2 Hydrocarbures persistants

5.2.1 Les hydrocarbures persistants sont définis au paragraphe 5 de l'article premier de la CLC de 1992 comme suit : « tous les hydrocarbures minéraux persistants, notamment le pétrole brut, le fuel-oil, l'huile diesel lourde et l'huile de graissage, qu'ils soient transportés à bord d'un navire en tant que cargaison ou dans les soutes de ce navire ». Il n'existe pas de définition technique.

5.2.2 En l'absence de définition technique de l'expression « hydrocarbures persistants », la définition suivante des hydrocarbures non persistants a été approuvée lors de la 4e session de l'Assemblée du Fonds de 1971 en 1981 (voir documents 71Fund/A.4/11, annexe, et 71Fund/A.4/16, paragraphe 14) : « des hydrocarbures sont considérés comme non persistants si, au moment de l'expédition, au moins 50 % des fractions d'hydrocarbures, en volume, se distillent à une température de 340 °C (645 °F) et au moins 95 % des fractions d'hydrocarbures, en volume, se distillent à une température de 370 °C (700 °F) ».

5.2.3 Pour que la Convention de 1992 portant création du Fonds s'applique à un déversement d'hydrocarbures, le navire doit donc transporter à bord une cargaison d'hydrocarbures persistants, ou les résidus d'une telle cargaison, ou des hydrocarbures persistants dans ses soutes. Le sinistre doit avoir eu lieu dans les eaux d'un État Membre.

5.2.4 Par souci de cohérence, les essais visant à déterminer la persistance d'un hydrocarbure doivent être effectués selon la méthode D86, D2887, D7344 ou D7345 de l'ASTM International (ASTM) selon ce qui convient le mieux au produit testé. Si les méthodes D2887, D7344 et D7345 sont utilisées, les résultats doivent être rapportés en tant que résultat D86 « estimé » en suivant les conseils de conversion présentés dans ces documents.

5.2.5 C'est un fait qu'il existe d'autres organisations et méthodes d'essai, par exemple, l'Organisation internationale de normalisation (ISO) et le Comité européen de normalisation (CEN). Lors de l'élaboration du présent guide, les auteurs se sont demandé si des méthodes d'essai équivalentes

pouvaient être appliquées pour déterminer si un hydrocarbure relève de la définition ci dessus. Ils ont conclu que les méthodes de l'ASTM citées plus haut restent les normes mondialement acceptées les plus pertinentes pour déterminer si un hydrocarbure est persistant ou non à l'aide de la définition technique susmentionnée.

#### 5.3 Hydrocarbures donnant lieu à contribution

5.3.1 Les FIPOL sont financés grâce aux contributions prélevées sur toute personne qui a reçu au cours d'une année civile plus de 150 000 tonnes de pétrole brut et/ou de fuel-oil lourd (hydrocarbures donnant lieu à contribution) dans un État partie à la Convention de 1992 portant création du Fonds ou au Protocole portant création du Fonds complémentaire.

5.3.2 Le paragraphe 3 de l'article premier de la Convention de 1992 portant création du Fonds définit les « hydrocarbures donnant lieu à contribution », c'est-à-dire le pétrole brut et le fuel-oil lourd, comme suit :

a) « Pétrole brut » signifie tout mélange liquide d'hydrocarbures provenant du sol, soit à l'état naturel, soit traité pour permettre son transport. Cette définition englobe les pétroles bruts débarrassés de certains distillats (parfois qualifiés de « bruts étetés ») et ceux auxquels ont été ajoutés certains distillats (quelquefois connus sous le nom de bruts « fluxés » ou « reconstitués »).

b) « Fuel-oil » désigne les distillats lourds ou résidus de pétrole brut ou mélanges de ces produits destinés à être utilisés comme carburants pour la production de chaleur ou d'énergie, d'une qualité équivalente à « la spécification applicable au fuel numéro quatre (désignation D 396-69) de l'American Society for Testing and Materials » ou plus lourds que ce fuel ».

5.3.3 La norme mentionnée ci-dessus est la norme ASTM D 396-69 (69 indiquant 1969 comme année de publication), mais il convient de noter que toutes les normes de l'ASTM sont périodiquement révisées, republiées ou retirées et que, par conséquent, plusieurs révisions ont été apportées à ladite norme D 396 au fil du temps. La version de la norme actuellement indiquée comme étant en vigueur est la norme ASTM D396-21.

5.3.4 Les « hydrocarbures donnant lieu à contribution » comprennent les pétroles bruts et les fuel-oils tels que définis dans la Convention de 1992 portant création du Fonds. Cependant, les États contractants ont clarifié cette définition lors de plusieurs sessions des organes directeurs des FIPOL, établissant que les pétroles bruts classés comme non persistants et les diesels à usage maritime également classés comme non persistants ne sont pas des

hydrocarbures donnant lieu à contribution (voir documents 92FUND/A.3/26 et 92FUND/A.4/13 pour plus d'informations). Par ailleurs, plusieurs produits pétroliers résiduels persistants ne servant pas à la production de chaleur ou d'énergie ne relèvent pas non plus des hydrocarbures donnant lieu à contribution. Ces exclusions simplifient la procédure pour les réceptionnaires d'hydrocarbures lorsqu'ils remplissent le rapport annuel sur la réception

d'hydrocarbures donnant lieu à contribution adressé au Secrétariat des FIPOL. Une liste des hydrocarbures donnant lieu à contribution et des hydrocarbures ne donnant pas lieu à contribution, destinée à servir de guide pour établir les rapports de réception d'hydrocarbures donnant lieu à contribution, est tenue à jour sur le site Web des FIPOL, et est également reproduite à l'annexe I.



## 6 Cargaisons de pétrole transportées par mer

6.1 Le tableau des produits pétroliers transportés par mer décrit les principaux produits pétroliers et autres hydrocarbures traités transportés par mer (voir annexe I).

### 6.2 Pétroles bruts

#### Liquides de gaz naturel (LGN) et condensats

6.2.1 Les liquides de gaz naturel et les condensats sont des constituants du gaz naturel que l'on a fait passer de l'état gazeux à l'état liquide. Il existe plusieurs types de liquides de gaz naturel et de nombreuses applications différentes pour ces produits. Les liquides de gaz naturel et les condensats sont généralement non persistants, mais cette caractéristique doit être établie au moyen d'une analyse.

#### Essence de gaz naturel

6.2.2 L'essence de gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures liquides condensé à partir de gaz naturel. Elle est volatile et instable et présente un faible indice d'octane. Il s'agit d'une base pour mélange pour les essences automobiles ; elle peut également servir de solvant pour l'extraction d'hydrocarbures du schiste bitumineux.

#### Pétroles bruts non persistants

6.2.3 En règle générale, tous les pétroles bruts sont considérés comme des hydrocarbures persistants. Dans de rares cas, un brut contient une quantité suffisamment faible d'hydrocarbure résiduel (par définition) pour être considéré comme non persistant. On citera par exemple le pétrole brut du projet Cohasset-Panuke au Canada, qui a été produit de 1992 à 1999.

### 6.3 Produits raffinés

#### Méthane et éthane

6.3.1 Le méthane et l'éthane sont des hydrocarbures gazeux simples qui sont souvent laissés à l'état de gaz naturel puis refroidis à l'état liquide à température atmosphérique en vue de leur transport par mer à bord de navires spécialisés dans le transport du gaz naturel liquéfié (GNL).

#### Propane

6.3.2 Le propane est le flux liquide le plus léger produit en raffinerie et il est transporté par mer à bord de navires spécialisés qui peuvent être réfrigérés ou bien partiellement ou totalement pressurisés. Dans le cadre du raffinage, le propane est habituellement mélangé à des produits finis (GPL et propane pour utilisation en pétrochimie) afin de produire de l'éthylène ou du propylène. Parfois, il est aussi utilisé comme combustible de raffinerie, mais il s'agit là de son utilisation finale de moindre valeur.

#### Butane

6.3.3 Le butane est l'un des flux liquides les plus légers généralement produit en raffinerie et il est transporté par mer à bord de navires spécialisés qui peuvent être réfrigérés ou bien partiellement ou totalement pressurisés. Le butane est habituellement soit mélangé à l'essence ou au GPL (en petites quantités) ou vendu directement en tant que produit fini. Lorsqu'il est mélangé à l'essence, le butane est apprécié pour son indice d'octane élevé, mais il est limité par sa pression de vapeur élevée.

6.3.4 Le butane est aussi fréquemment transformé en isobutane pour servir de charge au processus d'alkylation. Il est parfois utilisé comme combustible de raffinerie, mais il s'agit là de son utilisation finale de moindre valeur, que l'on évite autant que possible.

#### Essence aviation (AvGas)

6.3.5 L'essence aviation, ou avgas, est un combustible utilisé dans les moteurs d'avion à allumage par étincelle. Généralement, l'avgas contient du plomb tétraéthyle qui agit comme antidétonant.

#### Essence pour moteur (essence automobile)

6.3.6 L'essence pour moteur, aussi appelée essence automobile ou simplement essence, est l'un des principaux produits pétroliers issus du traitement du pétrole brut.

6.3.7 L'essence est l'un des produits légers les plus valorisés (avec le kérosène et le diesel). Elle est utilisée presque exclusivement dans le secteur du transport, principalement comme carburant pour les automobiles et autres véhicules légers. La demande d'essence varie en fonction des saisons, avec un pic pendant l'été dans l'hémisphère nord. C'est également en été que les spécifications de qualité de l'essence (en particulier, la pression de vapeur) tendent à être les plus strictes, ce qui se traduit par des prix généralement plus élevés à cette période. Les qualités d'essence pour moteur se distinguent par leur indice d'octane.

#### White spirit

6.3.8 Le white spirit est également connu sous les noms de térébenthine, succédané de térébenthine, solvant naphta ou essence minérale, ainsi que sous un certain nombre d'appellations commerciales. C'est un produit raffiné spécialisé dans la plage d'ébullition du naphta. Il présente une diversité d'utilisations, notamment en tant que solvant d'extraction, nettoyant (diluant) ou dégraissant. C'est un solvant courant dans les peintures, les laques, les vernis, les aérosols et les asphaltes.

#### Kérosène

6.3.9 Il existe plusieurs qualités de kérosène, qui se présentent sous diverses appellations en fonction de leur utilisation et, dans certains cas, de leur teneur en soufre.

6.3.10 Le kérosène supérieur et le kérosène ordinaire (également appelé paraffine) sont des spécifications de kérosène pour turbines d'aviation de qualité inférieure et sont vendus pour des utilisations autres que dans des avions. Le kérosène supérieur est utilisé pour l'éclairage, le chauffage et la cuisson et, parfois, pour de petits moteurs (hors-bord/motocycles), alors que le kérosène ordinaire sert au chauffage domestique.

6.3.11 Le kérosène d'aviation est aussi appelé carburéacteur, jet A1, avtur, JP-5 et JP-8 (qualités militaires) et fuel No 1 (ASTM). Ces qualités de kérosène sont utilisées à la fois dans les avions civils et militaires.

6.3.12 Le kérosène d'aviation est l'un des produits légers issus du raffinage du pétrole brut présentant la plus grande valeur. Il est utilisé principalement dans le secteur du transport et constitue le principal carburant des avions à réaction et autres applications à carburéacteur.

### Gas-oil

6.3.13 Gas-oil est un terme générique qui désigne un éventail de produits pétroliers intermédiaires et finis, généralement dans la gamme du diesel et du gazole sous vide.

6.3.14 Les produits intermédiaires parfois désignés sous le terme « gas-oil » comprennent :

- le gas-oil atmosphérique léger (LAGO) – produit de la gamme diesel issu directement de la colonne de distillation atmosphérique ;
- le gas-oil atmosphérique lourd (HAGO) – produit de distillation directe situé entre le diesel et le gazole sous vide, issu directement de la colonne de distillation atmosphérique ;

- le gazole sous vide (VGO) – fraction résiduelle la plus légère provenant de la colonne de distillation sous vide ;
- le gas-oil de cokéfaction – produit de la gamme VGO provenant de l'unité de cokéfaction ; et
- le gas-oil hydrocraqué – produit de la gamme VGO provenant de l'hydrocraqueur.

6.3.15 Les produits pétroliers finis parfois désignés sous le terme « gas-oil » comprennent :

- le diesel, carburant de haute qualité utilisé dans les véhicules légers et poids lourds à moteur diesel ;
- l'huile de chauffe ou gas-oil industriel (fuel N° 2 ASTM, mazout domestique) utilisé comme mazout domestique dans les logements et immeubles commerciaux ; et
- le gas-oil marine (ou diesel marin), qui est un mélange de gas-oil et de fuel-oil lourd utilisé dans les moteurs diesel marins.

### Huile de base

6.3.16 Les huiles de base ne sont pas des combustibles. Elles servent de base pour mélange pour la formulation d'huiles de graissage utilisées dans les moteurs et autres machines. L'huile de base est persistante une fois déversée sur l'eau.

### Huile de graissage

6.3.17 L'huile de graissage a une multitude d'utilisations exigeant chacune son propre mélange spécifique afin de produire le résultat attendu. Chaque huile de graissage spécialisée est une huile de base à laquelle sont ajoutés des additifs chimiques spécifiques à son utilisation finale. Le produit qui en résulte est généralement de grande valeur.

6.3.18 La plupart des huiles de graissage transportées en vrac par mer sont des huiles de base et des bases pour mélange, qui sont par la suite mélangées en raffinerie ou dans une usine de production d'huile de graissage afin de produire la qualité finie, laquelle est ensuite conditionnée pour transport ultérieur. L'huile de graissage est persistante une fois déversée sur l'eau.

### Fuel-oil

6.3.19 « Fuel-oil » est un terme générique qui peut désigner un certain nombre de produits raffinés dont la densité peut aller du kérosène au fuel-oil résiduel.

6.3.20 De manière générale, le fuel-oil désigne tout combustible liquide brûlé en four ou en chaudière pour produire de la chaleur, ou utilisé dans un moteur pour produire de l'énergie.

6.3.21 Les qualités ASTM de fuel-oil utilisées sur les marchés américains sont les suivantes :

- **N°1** – Fuel-oil composé de kérosène. Également appelé mazout domestique ou mazout ;
- **N°2** – Fuel-oil composé de gas-oil léger. C'est le fuel-oil utilisé comme huile de chauffe domestique. Il est très similaire au diesel, mais de qualité inférieure. Il présente généralement un indice de cétane plus faible et une teneur en soufre plus élevée. Également appelé fuel-oil de soute « A » ;
- **N°3** – Fuel-oil désormais obsolète composé de gas-oil léger et combiné au fuel N°2 ;
- **N°4** – Fuel-oil composé de gazole sous vide, destiné aux fours de chauffage commerciaux dépourvus de préchauffage ;
- **N°5** – Fuel-oil composé de résidu sous vide présentant une faible viscosité, ce qui lui permet

d'être pompé sans préchauffage. Également appelé fuel-oil de soute « B » ; et

- **N°6** – Fuel-oil composé de résidu sous vide présentant une forte viscosité, ce qui nécessite un préchauffage avant pompage. Également appelé fuel-oil résiduel ou fuel-oil de soute « C ».

### Fuel-oil résiduel

6.3.22 Le fuel-oil résiduel est l'un des produits pétroliers raffinés présentant la plus faible valeur. Ce sous-produit de la distillation sert à fabriquer les produits les plus légers.

6.3.23 Le fuel-oil résiduel est principalement utilisé comme combustible dans les fours simples, ainsi que dans les centrales et chaudières industrielles. C'est également le principal combustible des navires de haute mer : il est alors appelé combustible de soute.

6.3.24 Le fuel-oil résiduel doit répondre à certaines caractéristiques de qualité, pour des raisons de performance et de respect de l'environnement. Les plus importantes sont les suivantes :

- Viscosité – Il s'agit d'une mesure de la tendance d'un fluide à résister à l'écoulement. Une faible viscosité est préférable ; et
- Teneur en soufre – Pour des raisons de respect de l'environnement, le fuel-oil a une teneur en soufre ne dépassant pas un certain seuil. La teneur en soufre maximale autorisée est donc limitée et exprimée en pourcentage du poids.

6.3.25 Le fuel-oil résiduel est le plus lourd d'une gamme de fuel-oils de différentes qualités et il est souvent transporté chauffé. En cas de déversement en mer, il est hautement persistant.



6.3.26 Le fuel-oil résiduel est disponible dans de nombreuses qualités, dont les principales sont :

- Fuel-oil léger/Fuel-oil N°5 (léger) – qualité de faible viscosité pouvant être transportée sans être chauffée ;
- Fuel-oil moyen/Fuel-oil N°5 (lourd) – qualité de viscosité moyenne nécessitant un chauffage modéré pour être transportée ; et
- Fuel-oil lourd/Fuel-oil N°6 – qualité la plus lourde de fuel-oil, correspondant aux résidus restants après élimination des matières plus légères par distillation.

6.3.27 Les fuel-oils directement issus de la colonne de distillation sont appelés fuel-oils de distillation directe. Ils sont produits uniquement par distillation atmosphérique et servent généralement de composé intermédiaire pour un traitement ultérieur.

6.3.28 Les fuel-oils peuvent être mélangés à toute une série d'autres produits pour répondre aux spécifications du produit final (p. ex. viscosité, teneur en soufre, etc.). Le fuel-oil utilisé en milieu marin, qui doit impérativement présenter une teneur en soufre réduite pour éviter la pollution de l'environnement, est appelé fuel-oil à faible teneur en soufre (LSFO) ou fuel-oil à très faible teneur en soufre (ULSFO).

6.3.29 Le résidu paraffinique à faible teneur en soufre (LSWR) est un composé fuel-oil destiné à être mélangé pour produire le fuel-oil lourd.

#### Bitume

6.3.30 Également appelé asphalte, il s'agit du produit liquide raffiné le plus dense. Il ne reste liquide que s'il est stocké et transporté à haute température. Il devient solide si on le laisse refroidir à des températures atmosphériques normales. Par conséquent, le bitume est généralement transporté par mer à bord de navires spécialisés.

6.3.31 Le bitume peut être coupé ou mélangé avec un produit plus léger en fonction des exigences de son utilisation finale.

6.3.32 Le bitume est très persistant s'il est déversé dans le milieu marin ; certains bitumes ayant une densité supérieure à 1, il peut parfois couler.

#### Émulsions bitumineuses et émulsions à base de fuel-oil

6.3.33 Les combustibles émulsionnés ont été développés pour faciliter le transport et la commercialisation des réserves naturelles de bitume ou pour transformer des hydrocarbures résiduels lourds en combustibles pour les grosses chaudières industrielles.

6.3.34 Les combustibles émulsionnés sont composés d'une émulsion de bitume ou de fuel-oil et d'eau (8 à 30 %) et d'un tensio-actif chimique (1 %). Ces produits sont vendus sous différentes appellations commerciales.

#### 6.4 Huiles de traitement, huiles intermédiaires et bases pour mélange

6.4.1 Les huiles de traitement et les huiles intermédiaires désignent tout flux d'hydrocarbures d'une raffinerie autre qu'un pétrole brut ou un produit pétrolier fini et comprennent tous les produits issus des unités de distillation et de conversion. Ces huiles servent à alimenter d'autres unités.

6.4.2 Une base pour mélange est un hydrocarbure brut mélangé à d'autres hydrocarbures bruts similaires pour en faire un produit fini. Les huiles de graissage et les fuel-oils sont couramment transportés par mer vers un site proche de leur marché d'utilisation, où ils sont ensuite mélangés selon les spécifications dudit marché.

6.4.3 Généralement, les huiles de traitement, les huiles intermédiaires et les bases pour mélange sont produites et consommées dans une même raffinerie, mais il n'est pas rare qu'elles soient échangées et transportées par mer entre raffineries.

6.4.4 Les huiles de traitement, les huiles intermédiaires et les bases pour mélange sont désignées par une multitude d'appellations et répondent à des spécifications diverses en fonction du pétrole brut et de la raffinerie dont elles sont issues ainsi que de la région du monde dans laquelle elles sont négociées.

#### 6.5 Cargaisons apparentées

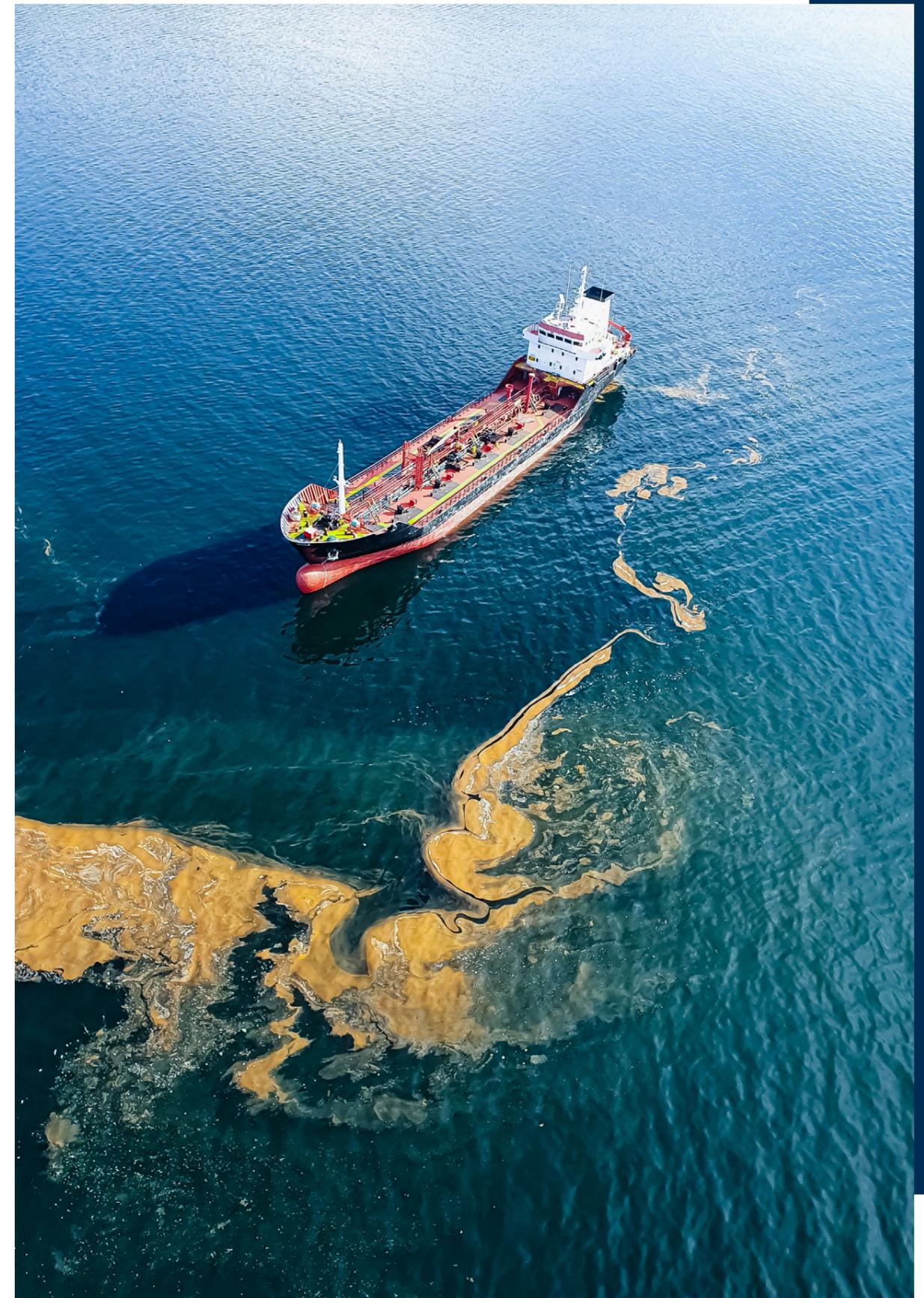
6.5.1 Outre la gamme des produits pétroliers classiques cités plus haut, deux autres types de cargaisons sont désormais habituellement transportés par mer depuis quelques années : les biocarburants et les combustibles riches en énergie.

6.5.2 Comme indiqué dans les définitions, les biocarburants sont traditionnellement utilisés en mélange avec des carburants classiques à base d'huiles minérales pour fabriquer des produits diesel ou essence.

6.5.3 Les combustibles riches en énergie, qui sont produits entièrement ou en partie à partir de matières non pétrolières, peuvent soit n'avoir fait l'objet d'aucun mélange, soit avoir été mélangés avec des produits pétroliers.

6.5.4 Ces produits/mélanges sont des cargaisons ne donnant pas lieu à contribution au regard des obligations de déclaration aux FIPOL des réceptions d'hydrocarbures donnant lieu à contribution.

6.5.5 La liste en est dressée par l'OMI dans une circulaire annuelle MEPC.2/Circ. qui constitue le classement provisoire des substances liquides conformément à l'annexe II de MARPOL et au Recueil IBC. La liste des produits figurant dans la circulaire MEPC.2/Circ.29, sous les annexes 11 et 12 pour les biocarburants et les combustibles riches en énergie respectivement, est reproduite à l'annexe II.



# ANNEXE I

Liste des hydrocarbures donnant lieu à contribution et des hydrocarbures ne donnant pas lieu à contribution (extraite du formulaire de notification des réceptions d'hydrocarbures donnant lieu à contribution, consultable sur le site Web des FIPOL)

## Hydrocarbures donnant lieu à contribution

### Pétroles bruts

- Tous les pétroles bruts à l'état naturel\*
- Condensats
- Bruts étêtés
- Bruts fluxés
- Bruts reconstitués

### Produits finis

- Fuel N°4 (ASTM)
- Fuel-oil spécial pour la marine de guerre
- Fuel-oil léger
- Fuel-oil N°5 (ASTM) – léger
- Fuel-oil moyen
- Fuel-oil N°5 (ASTM) – lourd
- Fuel-oil de soute « C »
- Fuel-oil lourd
- Fuel-oil N°6 (ASTM)
- Fuel-oils mélangés définis par leur viscosité ou leur teneur en soufre
- Émulsions bitumineuses ou émulsions à base de fuel-oil\*\*

### Produits intermédiaires ou de traitement

- Bases pour mélange destinées aux fuel-oils

## Hydrocarbures ne donnant pas lieu à contribution

### Pétroles bruts

- Liquides de gaz naturel
- Condensats\*
- Essence naturelle
- Essence de gaz naturel
- Cohasset-Panuke

### Produits finis

- GNL et GPL
- Essences d'aviation – Essences pour moteur (essence)
- White spirit
- Kérosène
- Kérosène d'aviation – Jet 1A et fuel N°1 (ASTM)
- Gas-oil
- Huile de chauffe
- Fuel N°2 (ASTM) – Huile de graissage
- Diesel marin
- Mélanges de combustibles contenant des biocarburants
- Combustibles riches en énergie et leurs mélanges

### Produits intermédiaires ou de traitement

- Naphta de distillation directe
- Naphta de craquage léger
- Naphta de craquage lourd
- Platformat
- Reformat
- Naphta craqué à la vapeur d'eau
- Polymères
- Isomères
- Alkylats
- Coupes de recyclage catalytique
- Charges des unités de reformage
- Charges de craquage à vapeur
- Bases pour mélange au gas-oil
- Charges de craquage catalytique
- Charges de viscoréduction
- Goudron aromatique

\* À considérer comme « hydrocarbures ne donnant pas lieu à contribution » si plus de 50 % de leur volume se distillent à une température de 340 °C et si au moins 95 % de leur volume se distillent à une température de 370 °C lors de tests effectués selon la méthode D 86/78 de l'ASTM ou toute révision ultérieure de cette méthode.

\*\* La quantité totale d'émulsion reçue doit être indiquée sans tenir compte de la teneur en eau.

# ANNEXE II

Biocarburants et combustibles riches en énergie figurant dans la circulaire MEPC.2/Circ. 29, Classement provisoire des substances liquides conformément à l'annexe II de MARPOL et au Recueil IBC (publiée le 1<sup>er</sup> décembre 2023)

## Biocarburants

Les biocarburants reconnus en vertu des Directives de 2019 relatives au transport des mélanges de biocarburants et de cargaisons de l'Annexe I de MARPOL (MSC-MEPC.2/Circ.17), tels que figurant dans la liste à l'annexe 11, sont les suivants :

1. Éther méthylique tert-amylque\*
2. Alcool éthylique
3. Esters méthylique d'acide gras (EMAG) † (m)
4. Distillats d'acides gras végétaux (m)

\* S'agissant du transport de mélanges d'huile de pétrole et d'éther méthylique tert-amylque soumis aux vérifications imposées par l'annexe II de MARPOL, il est nécessaire, selon que de besoin, de mettre en place ou de se référer à des accords tripartites relatifs à ces mélanges, en indiquant les exigences en matière de transport.

† Cette entrée inclut également tout ester méthylique d'acide gras nommément désigné au chapitre 17 du Recueil IBC ou de la circulaire MEPC.2/Circ.

(m) indique que ces produits doivent être issus d'huiles végétales, de graisses animales ou d'huiles de poisson visées par le Recueil IBC.

## Combustibles riches en énergie

Les combustibles riches en énergie reconnus comme étant visés par l'annexe I de MARPOL en vertu des Directives relatives au transport des combustibles riches en énergie et de leurs mélanges (MEPC.1/Circ.879), tels que figurant dans la liste à l'annexe 12, sont les suivants :

1. Alcanes (C4-C12) linéaires, ramifiés et cycliques (contenant du benzène jusqu'à 1 %)
2. Alcanes (C5-C7), linéaires et ramifiés
3. Alcanes (C9-C24) linéaires, ramifiés et cycliques ayant un point d'éclair ≤ 60 °C
4. Alcanes (C9-C24) linéaires, ramifiés et cycliques ayant un point d'éclair > 60 °C
5. Alcanes (C10-C17), linéaires et ramifiés
6. Alcanes (C10-C26) linéaires et ramifiés ayant un point d'éclair ≤ 60 °C
7. Alcanes (C10-C26) linéaires et ramifiés ayant un point d'éclair > 60 °C

N.B. : Ces produits ou leurs mélanges sont des cargaisons ne donnant pas lieu à contribution au regard des obligations d'établissement de rapports auprès des FIPOL concernant la réception d'hydrocarbures donnant lieu à contribution.

## Remerciements

Le présent guide a été publié avec l'appui de parties prenantes clés, parmi lesquelles l'Organisation maritime internationale (OMI), l'IPIECA et l'ITOPF.

### Photographies

Pages 3, 5, 11, 19 et 21  
Shutterstock

Pages 13 et 17  
iStock

---





**Fonds internationaux d'indemnisation pour les  
dommages dus à la pollution par les hydrocarbures**

4 Albert Embankment  
Londres SE1 7SR  
Royaume-Uni

E-mail : [info@iopcfunds.org](mailto:info@iopcfunds.org)

Site Web : [www.fipol.org](http://www.fipol.org)



[@IOPCFunds](https://twitter.com/IOPCFunds)



[International Oil Pollution  
Compensation Funds \(IOPC Funds\)](https://www.linkedin.com/company/iopcfunds)