

56102286



**PRÉVENTION ET LUTTE
CONTRE LA POLLUTION
AU COURS DES OPÉRATIONS DE FORAGE
ET DE PRODUCTION EN MER**

A. R. V. BERTRAND, J. BRIANT, A. CASTELA, P. DEGOBERT,
C. GATELLIER, M. MASSON, J. L. OUDIN et J. POTTIER

Institut Français du Pétrole.

Réf. 71.061

Extrait de la
REVUE DE L'INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE
ET ANNALES DES COMBUSTIBLES LIQUIDES

Vol. XXVI, n° 9, septembre 1971

27, rue Ginoux, 75-PARIS, 15°

PRÉVENTION ET LUTTE CONTRE LA POLLUTION AU COURS DES OPÉRATIONS DE FORAGE ET DE PRODUCTION EN MER (*)

**A. R. V. BERTRAND, J. BRIANT, A. CASTELA, P. DEGOBERT,
C. GATELLIER, M. MASSON, J. L. OUDIN et J. POTTIER**
Institut Français du Pétrole.

Cet article, consacré aux problèmes de la pollution des mers par les hydrocarbures, traite principalement des points suivants :

- Les dispositifs techniques anti-pollution sur les chantiers offshore de forage et de production.
- La détection et l'identification des nappes d'hydrocarbures en mer.
- Les traitements de ces nappes par des procédés mécaniques et physiques, par dispersion et par dégradation.
- La législation et la réglementation anti-pollution.
- Les principaux accidents survenus ces dernières années.
- Les effets généraux de la pollution.

This article on problems of ocean pollution by hydrocarbons mainly takes up the following points :

- Technical antipollution systems on offshore drilling and production installations.
- Detecting and identifying offshore hydrocarbon spills.
- Treating these spills by mechanical and physical processes, by dispersion and degradation.
- Antipollution legislation and regulations.
- Major accidents occurring in recent years.
- General effects of pollution.

Este artículo, consagrado a los problemas de la contaminación de los mares por los hidrocarburos, trata principalmente de los siguientes puntos :

- Los dispositivos técnicos anti-contaminación en los lugares de trabajo « off shore » de perforación y producción.
- La detección y la identificación de las napas de hidrocarburos en el mar.
- Los tratamientos de estas napas por medio de procedimientos mecánicos y físicos por dispersión y degradación.
- La legislación y la reglamentación anti-contaminación.
- Los accidentes principales ocurridos estos últimos años.
- Los efectos generales de la contaminación.

(*) Cet article a été rédigé dans le cadre des activités concertées au sein du *Comité d'Études Pétrolières Marines*.

INTRODUCTION

On peut donner de la pollution la définition rapportée par M. DU PONTAVICE (VI-5) : « La pollution se traduit par une modification du milieu naturel risquant d'avoir des conséquences dangereuses pour tout organisme vivant ». A ce titre, on peut dire que jusqu'aux années 1950 les problèmes provenant de la pollution des mers par les hydrocarbures concernaient seulement certaines zones liées à certaines activités. Un tournant a été pris à cette époque par suite du développement :

- de la population humaine ;
- des besoins de consommation par habitant, au moins dans les pays industrialisés ;
- des industries ou activités destinées à satisfaire ces besoins.

L'eau en général est un milieu particulièrement sensible à la pollution : c'est un milieu fluide mobile et les effets de pollution n'y sont pas localisés comme sur la surface du sol. C'est un milieu ayant une grande inertie, et des mouvements lents : les effets de pollution se dispersent et s'affaiblissent bien plus lentement que pour l'air.

La mer représente la plus grande ressource d'eau, et a, vis-à-vis des populations humaines, des fonctions nombreuses et complexes : pêche, tourisme, moyen de transport, facteur climatique, etc.

Les activités et les produits pétroliers ne sont que l'une des causes de la pollution des mers. Les autres causes sont souvent limitées au voisinage des côtes et plus particulièrement aux estuaires : industries, égouts et autres rejets effectués soit en mer, soit par le canal des fleuves. Par contre les activités de transport et notamment de transport de pétrole ont des effets en haute mer. A cette cause de pollution déjà ancienne s'ajoutent depuis 1960 environ les activités de forage et de production en mer.

La prise de conscience des problèmes de pollution s'est effectuée progressivement à partir de 1960, tant à l'échelle nationale que mondiale.

Citons, à titre d'exemple :

- pour les rejets de pétrole en mer, la *Conférence Nationale de Londres* (1954) qui a conduit à la création de l'*Organisation Maritime Consultative Intergouvernementale (OMCI)* affiliée à l'*ONU* ;
- pour l'eau en général, la *Charte européenne de l'eau* proclamée le 6 mai 1968 par le *Conseil de l'Europe*.

Les problèmes liés au transport, et notamment au lavage des cuves des pétroliers ont été les premiers abordés. Ils s'appliquaient en effet à des matériels et à une technique utilisés depuis longtemps. Le risque de pollution par les accidents (après les faits de la guerre 1939-1945) a été ressenti à partir de 1958 (annexe A).

Les chantiers de forage et de production en mer ont fait apparaître une nouvelle cause de pollution d'un genre différent. Cette activité se développe depuis 1965. L'adaptation des matériels anciens, la recherche de techniques nouvelles sont en cours et l'importance reconnue des problèmes de pollution amène à compléter l'ensemble des performances techniques attendues, par des caractéristiques convenables de sécurité et de prévention de la pollution.

Cet objectif nouveau est donc pris en compte par le technicien, et il est par ailleurs reconnu par la législation qui progressivement adapte ou établit une réglementation convenable.

Il est donc bien naturel que le *Comité d'Études Pétrolières Marines* se soit préoccupé de placer dans ses objectifs la recherche et l'étude de matériels pour la prévention ou le traitement de la pollution.

L'*Institut Français du Pétrole* avait eu l'occasion d'aborder divers aspects de la pollution marine, d'une part, dans le cadre de sa mission de documentation pour l'industrie, d'autre part à l'occasion de contacts variés notamment pour des accidents de pétroliers comme celui du *Torrey Canyon*.

Citons par exemple :

- les travaux sur la dispersion et la dégradation des nappes ;
- les travaux sur les pétroliers (membranes, séparateurs) ;
- la participation à divers congrès ;
- l'étude de la documentation et de la législation anti-pollution.

L'objet du présent article est de rassembler sous forme de document analytique comportant de nombreuses références bibliographiques, le point actuel sur la pollution par le forage et la production en mer.

Le plan de l'étude, qui a été assemblée sous la direction de M. POTTIER, comprend les chapitres suivants :

- I. Généralités.**
- II. Pollution par les chantiers de forage et de production en mer.**
- III. Traitement des nappes par procédés mécaniques et physiques.**
- IV. Traitement des nappes par dispersion et dégradation.**
- V. Détection et identification des nappes d'hydrocarbures en mer.**
- VI. Législation et réglementation anti-pollution.**
- VII. Conclusions.**

Avec les deux annexes :

- A. Principaux accidents de pollution en mer.**
- B. Effets généraux de la pollution pétrolière.**

Signalons pour terminer cette introduction que chaque chapitre est suivi par la liste numérotée des références bibliographiques qui le concernent. Ce numérotage se présente sous la forme VI-5 ou A-10 par exemple ; cela signifie : référence 5 du chapitre V ou référence 10 de l'annexe A.

Les références suivant le chapitre I ont été choisies, en raison de leur importance, de façon à indiquer les ouvrages principaux concernant les problèmes de la pollution des mers par les hydrocarbures.

I. GÉNÉRALITÉS

par J. POTTIER

L'importance que l'on attache à la pollution des mers par les produits pétroliers tient à ce que les activités pétrolières intéressent des tonnages importants et des activités très variées répandues tout au long des côtes et en pleine mer. On considérera à ce propos la carte de l'activité pétrolière offshore (fig. I-1) et celle de l'évolution des grands courants d'approvisionnement pétrolier (fig. I-2).

Le pétrole et les produits qui en découlent contiennent une grande variété de composés : hydrocarbures, mais aussi composés oxygènes, azotés ou soufrés.

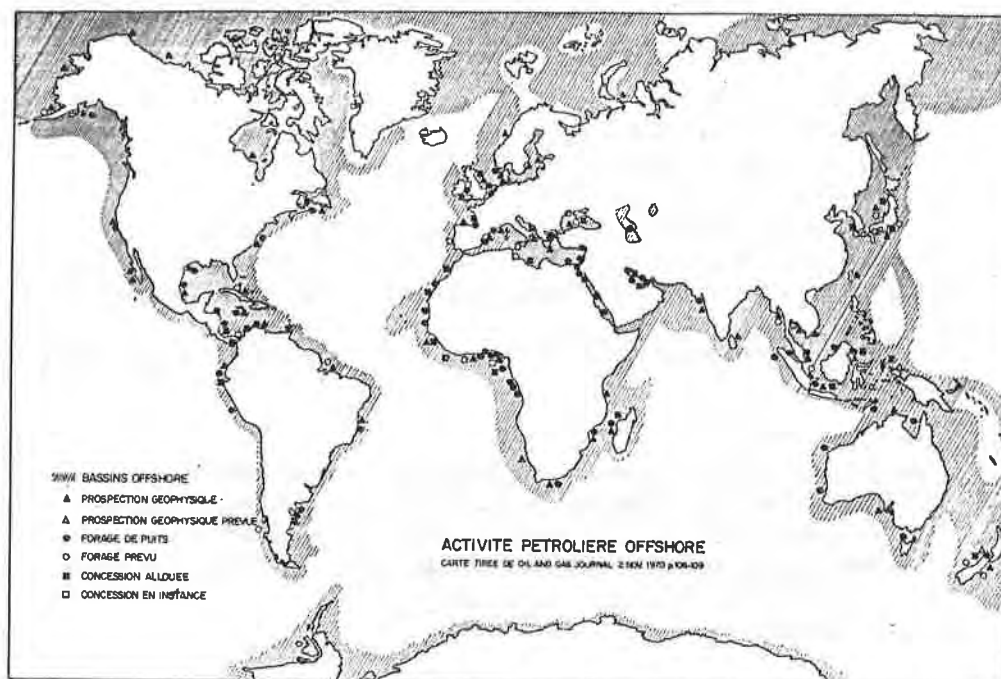


FIG. 1-1.

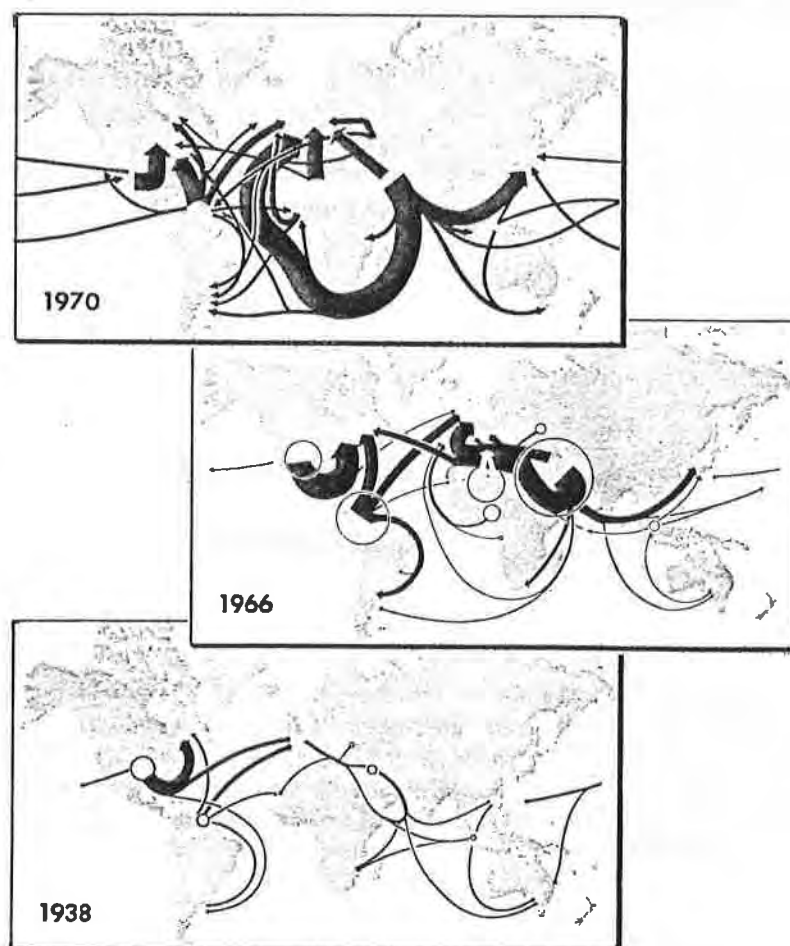


FIG. 1-2. — Évolution des grands courants d'approvisionnement pétrolier
(Comité professionnel du Pétrole).

Il existe des produits polluants bien plus nocifs, à l'action plus sournoise : ainsi les pesticides dont la concentration par accumulation le long de la chaîne alimentaire augmente continuellement et finit par avoir des conséquences graves. Certains sels mercuriques, rejetés en mer, ont causé des accidents mortels : des poissons servant à l'alimentation avaient été contaminés par des sels. On peut même se demander si le reproche que l'on fait aux produits pétroliers correspond à leurs effets les plus nocifs.

Mais la pollution par les produits pétroliers est générale ; elle est visible, elle est chronique. Il n'existe pratiquement plus de plage qui n'ait été atteinte par des rejets paraffiniques ou bitumineux en provenance de pétroliers. En cas d'accident de « tanker » elle peut prendre l'allure d'une gigantesque catastrophe comme lors du naufrage du Torrey Canyon.

Cet accident a d'ailleurs beaucoup contribué à sensibiliser l'opinion publique et à accroître la pression de celle-ci sur les organismes responsables.

Mais avant de citer des ordres de grandeur de tonnage de pétrole susceptible de causer une pollution, nous rappellerons que pour évaluer objectivement la pollution, il faudrait disposer de critères de mesure qui sont difficiles à définir pour distinguer les formes et les effets de la pollution.

Les remarques que nous avons présentées montrent bien l'importance de cette question. Le tableau I-1, qui récapitule les différentes formes et effets de la pollution en mer montre la variété des problèmes.

TABLEAU I-1.

LOCALISATION, FORMES ET EFFETS DE LA POLLUTION EN MER.

LOCALISATION		SURFACE DE LA MER	MASSE DE LA MER	FOND MARIN	CÔTES, ROCHERS ET SABLES	PORTS ET ESTUAIRES
		Pétrole en nappe	Dispersion naturelle ou artificielle	Pétrole coulé artificiel- lement	Arrivée massive du pétrole	Rejets des bateaux et des usines des zones industrielles
		Émulsion eau dans le pétrole			Imprégnation Plaques de goudron	Égouts
EFFETS DE LA PERTURBATION DU MILIEU	ÊTRES VIVANTS ATTEINTS	Oiseaux Plancton Algues	Poissons Crustacés Micro- organismes	Poissons Crustacés Coquillages Organismes benthiques	Crustacés Coquillages Algues	Blocage de l'auto-épuration
	ACTIVITÉS HUMAINES PERTURBÉES	PÊCHE			AQUACULTURE TOURISME	

La question des effets de la pollution méritait donc un exposé particulier que nous avons placé en annexe B, de manière à consacrer l'exposé principal aux problèmes liés au forage et à la production en mer.

Le tableau (I-2) rassemble quelques chiffres significatifs sur la production en mer et le transport maritime. L'évaluation des quantités de pétrole susceptibles d'être rejetées ne peut évidemment

PRÉVENTION ET LUTTE CONTRE LA POLLUTION

TABLEAU I-2.

PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT
(millions de tonnes).

PRODUCTION MONDIALE		PRODUCTION EN MER		TRANSPORT PAR MER	
	(millions de tonnes)	(%)	(millions de tonnes)	(%)	(millions de tonnes)
1960	1 046	12	126	60	627
1968	1 900	17	325	60	1 140
1980 (prévisions)	3 900	30	1 170	60	2 340

être qu'approximative, mais à ce sujet, la société canadienne *Alcan Shipping* (I-22) a publié un rapport (valable pour 1969) dont nous citerons quelques estimations ; ce rapport distingue d'ailleurs des déversements indirects et des déversements directs.

Les déversements indirects, s'effectuant par voie atmosphérique, concernent principalement les fumées industrielles et gaz d'échappement rabattus par les eaux de pluie : le chiffre correspondant s'élèverait à 9 millions de tonnes environ.

Les déversements directs, qui s'élèveraient à 8 millions de tonnes, comprennent entre autres :

- les fuites naturelles (indépendantes de toute activité humaine) : 3 Mt ;
- les rejets industriels provenant du continent (huiles de vidange, etc.) : 3 Mt ;
- les rejets en mer provenant principalement du déballastage : 0,8 Mt ;
- les accidents de tankers : 0,2 Mt.

Le chiffre des rejets par déballastage, inférieur au millième du tonnage transporté, ne peut que décroître dans l'avenir par une application plus rigoureuse des dispositions anti-déballastage (en particulier procédé load on top).

Nous avons rassemblé dans le tableau I-3 différentes causes de pollution en mer.

Dans le domaine du forage et de la production, des techniques, extrapolées à partir de la terre ferme et des eaux peu profondes sont encore en pleine évolution, et c'est dans l'optique actuelle de techniques mieux adaptées que les objectifs de lutte contre la pollution doivent être pris en compte. Sans vouloir se limiter à une analyse trop schématique, on peut néanmoins indiquer les points suivants :

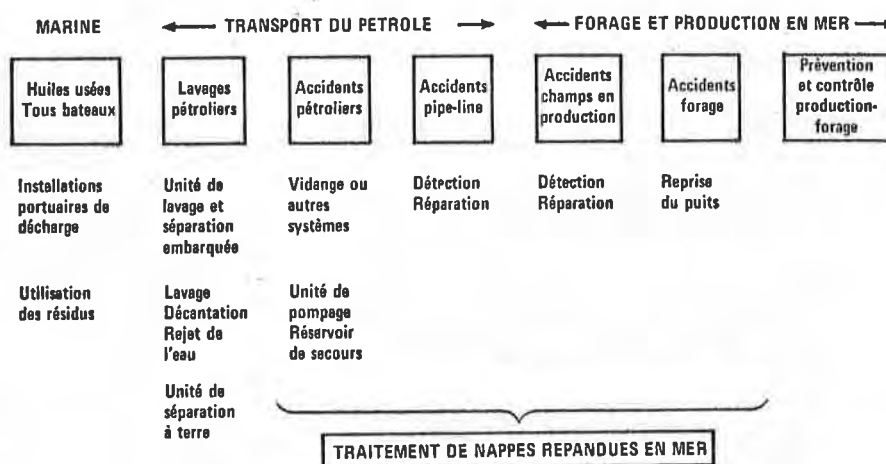
1. La conception des techniques ou matériels nouveaux doit inclure un objectif de sécurité et de prévention de rejets en mer qui sont source d'une pollution éventuelle.
2. Des dispositifs annexes ou complémentaires peuvent être adaptés aux matériels pour assurer ou faciliter la limitation ou la récupération des rejets en mer.
3. En cas d'accident majeur entraînant la formation d'une nappe de pétrole des méthodes efficaces doivent être disponibles pour traiter cette nappe et réduire au maximum la pollution.

Notre étude a donc été consacrée :

- à une analyse des chantiers de forage et production en mer qui aborde les points 1 et 2 ci-dessus. Du point de vue bibliographique cette question est récente et assez peu développée. L'étude a été complétée dans la mesure du possible par une analyse critique ;
- à une revue des méthodes de traitement des nappes (point 3). Cette revue est évidemment relative aux nappes quelqu'en soit l'origine : accident pétrolier, ou accident de chantier de forage ou de production, nous avons donc décrit les méthodes mécaniques et physiques permettant en général le ramassage du pétrole, et les méthodes de dispersion et de dégradation.

AU COURS DES OPÉRATIONS DE FORAGE ET DE PRODUCTION EN MER

TABLEAU I-3.
CAUSES DE POLLUTION EN MER ET TRAITEMENT



A titre de complément, nous avons également consacré l'annexe A à une présentation des principaux accidents liés à l'activité pétrolière en mer.

La conclusion du rapport fait apparaître, en fonction de l'évolution des techniques et des problèmes, les voies dans lesquelles la prévention ou le traitement des causes de pollution peuvent être recherchés.

PRINCIPAUX OUVRAGES CONCERNANT LA POLLUTION DES MERS PAR LES HYDROCARBURES

a. Livres et comptes rendus de congrès.

- (I-1) Oil on the Sea, Compte rendu du Symposium de Cambridge, mars-mai 1969, *Plenum Press*, New York, 1969.
- (I-2) Water Pollution by Oil, Compte rendu du Séminaire de l'Institute of Petroleum, Aviemore (Écosse), 4-8 mai 1970, *Elsevier*, Londres, 1971.
- (I-3) Oil Pollution of the Sea, Compte rendu de la Conférence Internationale de Rome (Italie), 7-9 octobre 1968, *Warren and Son Ltd.*, Winchester.
- (I-4) Pollution Prevention. Compte rendu de la Réunion de l'Institute of Petroleum, Brighton, été 1968, *Harrison and Sons*, Londres, 1968.
- (I-5) Prevention and Control of Oil Spills, Compte rendu de la Conférence API-FWPCA, New-York City, 15-17 déc. 1969, *Publication API*, n° 4040.
- (I-6) Compte rendu de Workshop on Oil Spill

- Clean-Up, Londres, 16 octobre 1970, *Journal of the Institute of Petroleum*, janv. 1971.
- (I-7) Dépollution des mers, Compte rendu du Colloque de l'ASTEO, Paris, 30 sept., 1 et 2 oct. 1970.
- (I-8) Prevention and Control of Oil Spills, Compte rendu de la réunion API-EPA-USCG, Washington D. C., 15-17 juin 1971, *Publication API*.
- (I-9) Pollution des mers par rejets d'hydrocarbures, Compte rendu du Colloque n° 1 organisé par le Comité des Défis de la Société Moderne (OTAN), Bruxelles, 2-6 nov. 1970.
- (I-10) Scientific Aspects of Pollution of the Sea by Oil Compte rendu du Symposium de l'Institute of Petroleum, Londres, oct. 1968, *Elsevier*, 1968.
- (I-11) The Ecological Effects of Oil Pollution on Littoral Communities, Compte rendu du Symposium de l'Institute of Petroleum, Londres, nov. 1970, *Elsevier*, 1971.

b. Rapports, communications et articles.

- (I-12) Systems Study of Oil Spill Cleanup Procedures, Dillingham Corporation, Rapport pour le Committee for Air and Water Conservation, *American Petroleum Institute. Publications API.*, n° 4024 et 4025, févr. 1970.
- (I-13) Oil Spill Treating Agents — A Compendium Battelle Northwest, *Publication API*, n° 4042, mai 1970.
- (I-14) Oil Spill Treating Agents — Test Procedures : Status and Recommendations, Battelle Northwest, *Publication API*, n° 4053, mai 1970.
- (I-15) PASTUHOV (A.). — Combating Pollution Created by Oil Spills. Rapport de Arthur D. Little au US Dept. of Transportation US Coast Cambridge (Massachusetts), 30 juin 1969.
- (I-16) GALTIE (G.) et VERLET (J.). — Étude préliminaire sur la lutte contre la pollution marine en cas d'éruption accidentelle à partir d'une plate-forme de forage ou de production. Rapport C. F. P. de mission aux États-Unis, mai 1971.
- (I-17) WARDLEY-SMITH (J.) et SHELTON (R. G.). — Disposal of Oil Spills from Water Surfaces. Communication PD 24 (2) au 8^e Congrès Mondial du Pétrole, Moscou, juin 1971.
- (I-18) BEYNON (L. R.) et OLDHAM (G. F.). — Prevention of Contamination of Water Resources by Oil. Communication PD 24 (3) au 8^e Congrès Mondial du Pétrole, Moscou, juin 1971.
- (I-19) Suite d'articles parus dans *Ocean Industry* de juin 1970 à septembre 1970.

- (I-20) Anonyme. — Oil-Spill Control : A Hard Fight but Industry is Slowly Winning. *The Oil and Gas J.*, 13 août 1971, p. 69-90.
- (I-21) BACHMAN (W. A.). — Oil Spills : Where we are and where we're going. *The Oil and Gas J.*, 1^{er} juin 1970, p. 91-107.
- (I-22) Survey of the Pollution in the Sea. Rapport en trois volumes de la société *Alcan Shipping Services Ltd* de Montréal, Canada, 1971.
- (I-23) NELSON-SMITH (A.). — The Problem of Oil Pollution of the Sea. *Advances in Marine Biology. Academic Press*, New York, vol. 8, p. 215-306, 1970.
- (I-24) BLUMER (A.). — Scientific Aspects of the Oil Spill Problem. *Environmental Affairs*, avril 1971, p. 54-73.
- (I-25) Divers articles dans *J. Water Pollut. Contr. Fed.*, juin 1971.

c. Liste de références bibliographiques.

- (I-26) MOULDER (D. S.) et VARLEY (A.). — A Bibliography on Marine and Estuarine Oil Pollution. *The Laboratory of the Marine Biological of the United Kingdom*, Plymouth, sept. 1971.
- (I-27) Water Pollution by Oil Spillage. *Industrial Information Services*, Southern Methodist University, Dallas, Texas, 1970.
- (I-28) NELSON-SMITH (A.). — A Classified Bibliography of Oil Pollution. The Biological Effects of Oil Pollution on Littoral Communities (Supplement to Field Studies, vol. 2). *Field Studies Council*, juil. 1968, p. 165-196.
- (I-29) LEE (J. E.). — Oil Pollution of Marine Waters. Rapport CFSTI, n° PB 182.426, nov. 1967.

II. POLLUTION PAR LES CHANTIERS DE FORAGE ET DE PRODUCTION EN MER

par A. CASTELA et M. MASSON

II.1. RISQUES DE POLLUTION PENDANT LE FORAGE DES PUIITS

Les risques de pollution peuvent être le fait :

- soit de l'unité de forage elle-même ;
- soit du puits, ou des opérations dont il est l'objet.

A. Risques dus à l'unité de forage.

Ils ont pour origine :

- soit des rejets volontaires,
- soit des accidents.

A.1. Rejets volontaires.

Les seuls rejets importants sont les rejets de boues de forage après leur utilisation (A-62). Celles-ci peuvent être classées en deux grandes catégories :

- les boues à base d'eau (certaines pouvant contenir éventuellement de l'huile émulsionnée) ;
- les boues à base d'huile.

Seules les boues à base d'eau, de loin les plus employées, font l'objet de rejets à la mer, les autres étant conservées à bord. Ces boues sont constituées d'une suspension d'argile colloïdale dans l'eau, à laquelle on est amené à ajouter un certain nombre de produits de traitement, essentiellement :

- des réducteurs de filtrat : alginates de soude, fucus, amidons, dérivés de la cellulose (C. M. C.), etc.
- des fluidifiants : pyrophosphates, tanins naturels ou synthétiques, lignosulfites et lignosulfonates, etc. ;
- des plastifiants : chaux, soude, carbonate de soude, etc. ;
- des colmatants : mica, cellophane, fibres de bois, coquilles de noix, perlite, etc. ;
- des alourdissants : surtout la barytine.

Parmi ces produits, ceux qui pourraient être à l'origine d'une pollution sont généralement employés en faibles quantités et le volume même des rejets de boue étant limité (quelques centaines de m³), il n'y a pas à craindre de danger véritable en ce domaine.

Seules les boues contenant une émulsion d'huile dans l'eau peuvent présenter un danger en raison même de cette huile dont le pourcentage est généralement compris entre 15 et 30 %. Il faut cependant remarquer que leur emploi est limité, en particulier dans les forages d'exploration, et que l'huile (brute ou raffinée) se présente sous forme d'émulsion, donc finalement dispersée dans l'eau.

A.2. Rejets accidentels.

Les rejets accidentels pouvant être à l'origine d'une pollution sont essentiellement les rejets de gas-oil qui seraient le résultat :

- soit d'une fausse manœuvre lors d'une opération d'approvisionnement ;
- soit d'un accident survenu à l'unité de forage.

Seuls doivent être considérés les risques de pollution ayant pour origine un accident de l'unité de forage, les déversements intempestifs à la mer au cours des opérations d'approvisionnement étant toujours minimales car contrôlables immédiatement.

Par contre, un accident affectant une unité de forage peut se solder par le rejet à la mer de la totalité de ses soutes en carburant. Dans le cas d'un navire ou d'une plate-forme assisté ou ancré de manière conventionnelle, le volume des soutes est de quelques centaines de m³ (575 m³ pour le Pentagone 81). Par contre, s'il s'agit d'une unité autonome dotée d'un ancrage dynamique, le volume des soutes atteint plusieurs milliers de m³ (2 657 m³ pour le Glomar Challenger, 3 850 m³ pour le Pélican) et conduirait à une pollution nettement plus importante.

Cependant, si un accident grave affectant une unité de forage ne présente sur le plan pollution que des risques directs assez limités, il peut, par contre, avoir des conséquences indirectes catastrophiques en mettant en péril la sécurité du puits.

Il y a donc lieu d'apporter une attention soutenue à l'observation des « règles de l'art » en matière de construction navale et tout particulièrement d'ancrage, à un moment où des opérations de forage sont entreprises dans des mers de plus en plus sévères, à partir d'unités souvent conçues pour opérer dans des zones faciles et où une réglementation générale fait encore défaut (II-2).

Ceci suppose :

- 1) l'étude précise des conditions d'environnement, très mal connues dans bien des zones (nécessité de poser à l'avance des bouées océanographiques) ;
- 2) l'évaluation correcte des effets statiques et dynamiques induits par cet environnement ;
- 3) une conception correcte des lignes d'ancrage en tenant compte :
 - d'une part, de la pré-tension nécessaire au maintien de l'unité en place et d'autre part des mouvements de pilonnement et de lacet ;
 - d'un coefficient de sécurité important de l'ordre de 3 ;
 - des conditions de tenue du fond ;
- 4) un test des lignes à la tension la plus importante prévue (150 000 lbs sur le Blue Water II dans la zone de Santa Barbara) (II-3 et II-4).

B. Risques dus au puits ou aux opérations sur le puits.

Le risque le plus important au cours du forage est celui, inévitable, d'éruption. Il est normalement couvert par des dispositions prises au niveau :

- des équipements du puits en organes de sécurité ;
- du personnel qui doit être entraîné à mettre en œuvre correctement et rapidement ces équipements.

B.1. Équipements de sécurité du puits.

Le contrôle des éruptions repose sur la possibilité de fermer à tout moment le puits en cours de forage. Ceci suppose d'une part, qu'il soit équipé en tête de dispositifs assurant la fermeture : les obturateurs, et, d'autre part, que ces obturateurs soient solidement fixés aux tubages qui assurent la liaison avec les terrains traversés.

Ce dernier point implique d'une part que les tubages résistent eux-mêmes à la pression maximale

possible et d'autre part qu'ils soient correctement ancrés et qu'il n'y a ni risque de fuite le long du tubage, ni risque de fracturation des couches situées sous ces tubages.

a. Programme de tubage.

L'étude théorique (II-5) de ce dernier point, l'élimination des risques de fracturation, conduit à prévoir, en fonction de la profondeur de forage, une succession de tubages très importante, en particulier à proximité de la surface puisque la longueur tubée devrait toujours être supérieure à 0,406 fois la profondeur du forage (chiffre établi sur la base d'un gradient de fracturation des formations de 1 psi/ft et d'un gradient de perte de pression dans le puits supposé plein de gaz de 0,1 psi/ft). Ceci conduirait par exemple à prévoir les cinq tubages suivants pour un forage de 4 800 m : 50 m, 120 m, 330 m, 760 m et 1 900 m.

Si l'on remarque que le gradient de fracturation peut même être dans certains cas plus petit, on serait alors conduit à augmenter encore ce nombre de tubages ce qui est difficilement acceptable sur le plan économique. On procède en fait à une approche empirique du problème en tenant compte des conditions locales, en particulier de la possibilité ou non de rencontrer des couches renfermant du gaz. Cette étude théorique montre bien le danger que fait peser cet empirisme lors des forages d'exploration, surtout pendant la traversée des terrains de surface où la couverture est généralement insuffisante.

Les règles édictées au mois de mars 1969 pour le secteur du Santa Barbara Channel, illustrent bien cet aspect du problème (II-6).

Elles prévoient essentiellement :

1) le fonçage ou la mise en place par cimentation sur toute la hauteur d'un tube de surface de 100 ft (drive pipe) .

Il semble d'ailleurs que le fonçage soit plus sûr que le forage suivi d'une cimentation (II-7).

2) La mise en place et la cimentation, sur toute la hauteur, d'un tubage conducteur (conductor casing) de 300 à 500 ft si des couches d'huile ou de gaz peuvent être rencontrées ou si on ne sait rien à ce sujet.

3) La pose et la cimentation d'un premier tubage de surface (surface casing) entre 1 000 et 1 500 ft sauf si on a la certitude de ne pas rencontrer d'hydrocarbures avant la cote de pose du tubage suivant.

4) La mise en place et la cimentation d'un deuxième tubage de surface avant forage sous la cote 3 500 ft.

La cote du sabot de ce tubage varie entre 1 150 ft et 3 500 ft en fonction de la cote finale prévue pour le puits (entre 4 500 ft et plus de 13 000 ft).

5) La pose et la cimentation d'un quatrième tubage (intermediate casing) quand les conditions du puits le nécessitent.

6) La mise en place et la cimentation du tubage de production.

On retrouve approximativement les mêmes tubages à l'exception du 2^e tubage de surface dans le règlement des États de Louisiane et du Texas alors que précédemment on n'exigeait que trois tubages : un de surface (drive pipe), un tubage conducteur (conductor pipe) entre 300 et 500 ft et un tubage de surface dont la longueur était au minimum de 25 % de la profondeur du puits jusqu'à la cote 7 000 ft, 2 000 ft pour les puits compris entre 7 000 et 10 000 ft et 2 500 ft au-delà.

b. Cimentation des tubages.

Le même règlement précise que les cimentations doivent faire l'objet de contrôles visuels ou indirects (diagraphies).

Si la cimentation est imparfaite, il y a lieu de prévoir des injections de ciment (squeezes).

c. Test des tubages.

Les pressions de test des tubages sont elles aussi précisées (0,2 psi par pied de profondeur). Ces tests doivent être effectués systématiquement avant reprise du forage et les détails d'attente après cimentation sont eux aussi indiqués.

On estime que l'ensemble de ces nouvelles mesures s'est traduit par une augmentation de prix de revient du puits voisine de 25 %.

d. Obturateurs.

Sur la base des hypothèses adoptées pour l'étude théorique du programme de tubages, la pression de service des obturateurs devrait être choisie en fonction de la longueur des tubages, suivant les spécifications du tableau II-1 tiré de (II-5).

TABLEAU II-1.

PROFONDEUR DU TUBAGE (ft)	PRESSIION DE SERVICE DES OBTURATEURS (psi)
0- 2 200	2 000
2 200- 3 330	3 000
3 330- 5 560	5 000
5 560-11 100	10 000
11 100-16 800	15 000

Cependant, comme pour le programme de tubage, si les formations traversées sont connues et ne contiennent en particulier que de l'huile, les pressions de service peuvent être réduites. Toutefois, en exploration, il serait bon de retenir les valeurs énumérées ci-dessus.

Ces conditions, jointes aux diamètres très importants des tubages employés en forage en mer, conduiraient à l'utilisation d'obturateurs de diamètres nominaux 13 5/8" ou 16 3/4" de série 10 000 et même 15 000 psi qui n'existent pas sur le marché (13 5/8", série 15 000 et 16 3/4", séries 10 000 et 15 000), et dont la mise en œuvre à bord des navires de forage soulèverait bien des difficultés en raison de leur poids et de leurs dimensions.

Cet aspect du problème ne semble pas avoir été abordé dans les nouvelles réglementations américaines. Par contre, les règlements élaborés pour le Santa Barbara Channel fixent certains minima quant au nombre des étages d'obturateurs :

— pour le forage après pose du tubage de surface : 3 étages (fermeture sur tiges, fermeture totale, obturateur annulaire) ;

— pour le forage après pose du 4^e tubage (intermediate casing) : 4 étages d'obturateurs.

Ils spécifient en outre les tests auxquels les obturateurs doivent être soumis (en particulier test journalier de fonctionnement en périodes de forage) et les matériels (soupape pour tiges) et mesures annexes, entre autres pour le conditionnement de la boue dans le puits.

Il faut noter que, dans l'état actuel de la technique du forage en mer à partir d'engins flottants, l'absence de coulisse de surface rend illusoire la sécurité que peuvent procurer les obturateurs annulaires du type *Hydrill* ou *Regan*, en raison des mouvements de pilonnement qui se traduisent par un déplacement continu des tiges au travers de leurs garnitures. De ce fait ces obturateurs ne sont généralement utilisés qu'à 40 % au plus de leur pression de service.

Un autre point faible est constitué par l'ensemble des liaisons de commande qui remontent en surface. Généralement faites avec du flexible hydraulique, elles sont très vulnérables et introduisent des délais de réponse des organes commandés qui deviendront prohibitifs avec l'augmentation des longueurs (II-3).

De nombreux essais sont en cours pour remplacer ces flexibles et câbles électriques par des liaisons acoustiques avec, parallèlement, utilisation de générateurs d'énergie immergés, du type générateurs isotopiques à thermo-éléments, avec capacités tampons pour le stockage de cette énergie.

Ces solutions, à l'état de projets ou de prototypes, devront être développées en vue de l'accroissement de la sécurité à mesure que les profondeurs d'eau traversées seront plus importantes.

Enfin, le maintien en bon état de service des conduites de liaison de l'espace annulaire aux équipements de surface (choke-line et kill-line) peut poser des difficultés, surtout dans le cas des forages par grande hauteur d'eau (supérieure à 200 m en général).

Leur intégration au tube conducteur (riser), solution généralement utilisée dans ces cas, entraîne des difficultés d'étanchéité. De plus, en cas de fuite au cours de contrôle du puits, la réparation impose l'arrêt des opérations et le relevage de l'ensemble tube conducteur-lignes de contrôle.

B. 2. Formation du personnel chargé des opérations de forage.

C'est un point très important ; le meilleur matériel étant inutile s'il est mal utilisé ou mal entretenu. Cela suppose :

- que le personnel ait pris conscience des risques encourus ;
- qu'il ait reçu une formation précise et complète ;
- qu'il soit à même de réagir immédiatement.

Dans ce domaine les compagnies ont fait un effort notable. Plusieurs simulateurs d'éruption existent actuellement (dont un à l'ENSPM) qui permettent, en reconstituant en laboratoire les conditions possibles d'éruption, de vérifier les réactions des individus.

Parallèlement, les derniers règlements évoqués précédemment stipulent que des moyens de contrôle et d'élimination de la pollution soient disposés sur, ou à proximité, des plates-formes et navires de forage, en particulier des barrages, des écrémeuses et des dispersants chimiques (II-6).

C. Arrêt d'une éruption n'ayant pu être contrôlée à son début.

C.1. Cas du puits foré depuis une plate-forme fixe avec tête de forage en surface.

Les méthodes développées pour les puits terrestres sont utilisables d'une manière identique en mer (forage de puits déviés et injection de boue dense ou de ciment). Il faut cependant noter que l'exiguïté des plates-formes et le fait que très généralement elles supportent plusieurs puits ne facilitent pas les opérations. Par contre la possibilité d'intervenir directement sur les tubages, au-dessous de la tête de puits, permet le développement de méthodes nouvelles complémentaires ou globales.

On peut citer celle proposée par *Tenneco Oil Company* à la suite des accidents causés par l'ouragan Ilda en 1964 mais qui n'a jamais été employée réellement à ce jour (II-8 à II-10), ainsi que les coupes pratiquées par jet de sable, par *Shell* en 1970-1971, pour résoudre les éruptions affectant certains puits de la plate-forme B du secteur de « Bay-Marchand » dans le sud de la Louisiane (II-11 et II-15).

C.2. Cas des puits à tête immergée.

Les mêmes méthodes générales sont toujours valables. Cependant, les problèmes liés à la remise en état des têtes de tubage et de forage endommagées ne semblent pas résolus à ce jour. Ils passent par le développement des méthodes de plongée, des robots et des sous-marins.

D. Essais des puits durant le forage.

Il est nécessaire de contrôler le comportement et la destination des fluides produits au cours d'un essai. Lorsque l'appareil de forage est sur le puits, les empilements de B. O. P. assurent le contrôle de l'espace annulaire. Le tube de production est avantageusement équipé d'un arbre d'essais sous-marin composé de vannes sphériques télécommandées, qui se ferment totalement sous l'effet d'une chute de pression détectée en aval de la tête, par capteur. Les effluents débités au jour en cours d'essai, autant que ceux qui y sont ramenés en circulation inverse après la fermeture du tester, sont canalisés vers les séparateurs d'essai, en vue de la récupération d'huile dans une citerne ou un bateau-citerne, de l'évacuation du gaz à une torche, et du déversement de l'eau dans un bassin où elle pourra être diluée avant son rejet à la mer, après analyse sommaire.

Cette procédure permet de réaliser des comptages continus sur chacune des phases, au long de l'essai, et d'assurer des échantillonnages. Mais les conditions de séparation, nécessairement improvisées, puisque la composition de la production n'est pas encore connue, sont loin d'être optimales, et l'huile séparée aura fréquemment une tension de vapeur élevée et dangereuse.

Le danger représenté par l'huile non stabilisée est éliminé en incinérant l'effluent combustible, après séparation et comptage, par réinjection dans des brûleurs (*Flopetrol. Baker*, etc.) (II-10). Les brûleurs adaptés à ces fonctions présentent la particularité de pouvoir fonctionner à des régimes continûment variables dans une large gamme de débits et de pouvoir incinérer des effluents de caractéristiques très dispersées. Ils sont installés à l'extrémité de poutres qui débordent largement des ponts de forage, dont un rideau d'eau les sépare, durant leur fonctionnement. Une veilleuse assure leur réallumage instantané, en cas d'extinction accidentelle.

II.2. RISQUES LIÉS AU MODE D'EXPLOITATION DES CHAMPS

Les puits producteurs, équipés suivant les règles les plus strictes actuellement imposées, constituent des sources de pollutions dont la gravité peut varier dans de larges limites, et suivant les deux processus déjà mis en évidence dans le forage :

— **Rejets opérationnels**, liés aux techniques mêmes de la production, qui représentent une extension au milieu marin, de problèmes généralement maîtrisés en sites terrestres.

— **Rejets accidentels**, résultant de circonstances fortuites : l'hostilité particulière du milieu marin à l'égard des installations artificielles accroît le risque d'accidents qui ont tôt fait de prendre une dimension inhabituelle en production à terre.

A. Rejets opérationnels.

L'extension de l'exploitation des hydrocarbures vers des tranches d'eau importantes a favorisé le développement des plates-formes mixtes de forage-production, qui regroupent de nombreux puits (parfois plusieurs dizaines).

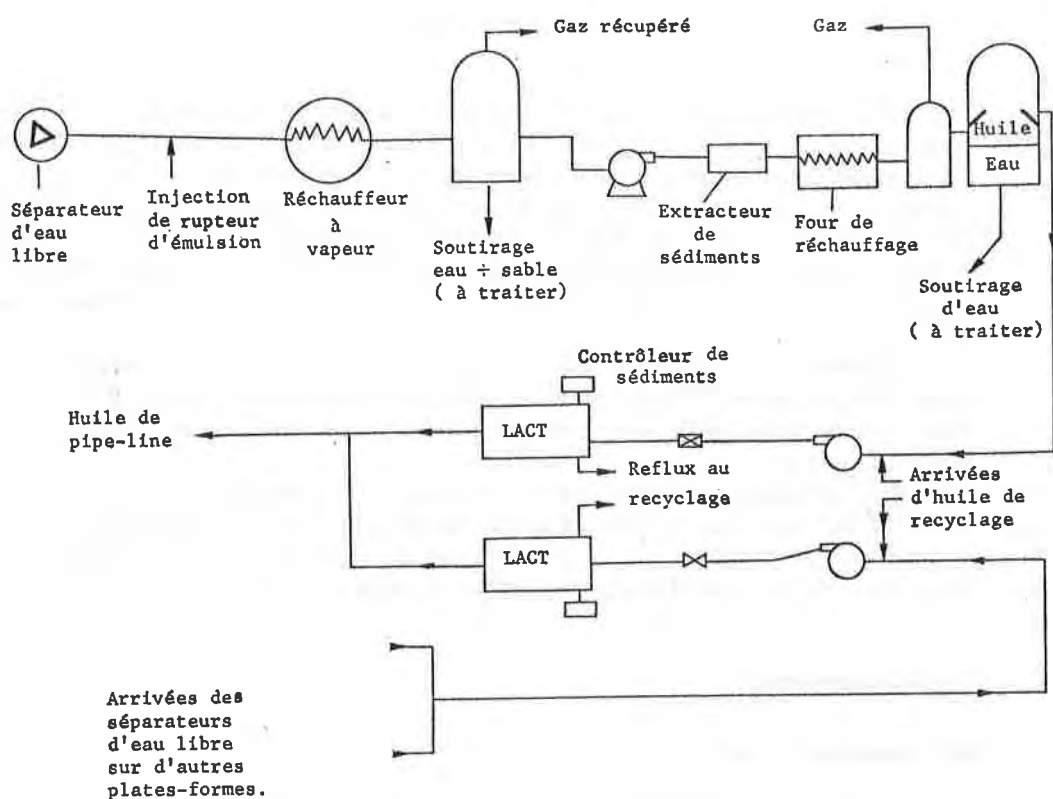


FIG. II-1. — Schéma de séparation des phases. Montage Shell.

Avant leur pompage aux stockages à terre, par conduites, les effluents produits par les puits doivent subir, sur les plates-formes mêmes, des traitements d'autant plus élaborés que le nombre de phases différentes présentes dans ces effluents est plus élevé (II-3, II-4) ;

— une production de gaz seul pourra n'exiger qu'une injection de glycol, destinée à combattre la formation d'hydrates ;

— une huile faiblement hydratée est aussi traitée au glycol, qui doit être régénéré à partir de la phase aqueuse, à la sortie des séparateurs ;

— plus couramment, une production polyphasique nécessite de très importantes installations, dimensionnées pour assurer une séparation poussée des phases, et un temps de contact entre ces phases et les réactifs qui leur sont additionnés, suffisants pour leur assurer des caractéristiques finales conformes aux exigences de leurs destinations respectives ;

— les sables et les sédiments solides sont débarrassés de tous produits chimiques et lavés avant leur déversement en mer. L'eau produite doit être traitée, avant sa réinjection dans un aquifère, et a fortiori, débarrassée de toute trace d'huile, avant son déversement en mer, si celui-ci peut être autorisé ;

— le procédé de séparation des gouttelettes d'huile qui semble s'imposer est celui de la flottaison au gaz, avec déversement sur seuil de la couche d'huile qui surnage, et qui est ainsi récupérée. Mais il reste toujours de l'huile dissoute dans l'eau.

Très fréquemment, l'effluent des puits se présente sous forme d'une émulsion dont la rupture n'est obtenue que par l'action combinée d'agents de surface et de chauffage. Une partie des tensio-actifs passe alors dans l'eau évacuée des séparateurs, et lui confère une toxicité accrue.

S'il est produit avec l'huile en fortes quantités, le gaz peut être expédié à la côte, par conduites séparées, ou réinjecté dans les puits. Lorsque le gaz produit ne présente pas d'intérêt économique, il est évacué à l'atmosphère, en un point haut de la plate-forme, et un dispositif automatique maintient sa dilution dans l'air à une teneur inférieure à son point d'inflammabilité. Si le seuil de dilution affiché risque d'être dépassé, une torche de secours est allumée automatiquement (II-23).

La présence d'hydrogène sulfuré toxique dans l'effluent ne permet pas de libérer le gaz à l'atmosphère et il faut le brûler; dans ce cas, le gaz de pipe-line exige aussi un traitement (méthanol-amine, par exemple).

Les projections et les fuites à partir de ces installations sur plates-formes doivent, réglementairement, être récupérées par des gouttières qui les drainent vers un bassin de récupération, en même temps que les huiles usées provenant des installations de pompage et de compression, et des générateurs d'énergie.

Dans la pratique, les déversements opérationnels représentent des volumes limités de produits rarement toxiques, parfois biodégradables. Les éléments notoirement polluants ne sont pas rejetés en mer ni à l'atmosphère, et leur déversement intempestif ne peut se produire qu'à l'occasion de défaillances des organes d'automatisation, auxquelles il est porté remède très rapidement.

B. Rejets accidentels.

B.1. Description des accidents.

Les déversements accidentels se produisent, lorsqu'un puits n'est plus sous contrôle. Cette situation peut résulter de fuites aux joints ou de ruptures, provoquées par la corrosion, ou par l'application de contraintes anormales aux appuis ou aux membrures des plates-formes multipuits, telles que les ébranlements résultant par exemple d'une collision ou d'un état de mer particulièrement agité.

De telles fuites se traduisent par des explosions, qui provoquent des avaries graves aux équipements de sécurité et aux dispositifs de commandes automatiques, qui sont mis hors d'état de continuer à remplir leurs fonctions. Fréquemment alors, des incendies aggravent les sinistres en réduisant la résistance mécanique de tous les composants métalliques ou en béton, situés au-dessus du plan d'eau, et interdisent toute approche des équipes de secours. La conséquence normale de ces événements est une éruption incontrôlée d'un ou de plusieurs puits.

L'ampleur de la pollution dépend du potentiel des puits, de la nature de l'effluent et du délai requis pour maîtriser l'éruption.

B.2. Construction de superstructures.

La conception, l'étude, la construction et l'équipement des plates-formes sont dominés par le souci de prévenir tout sinistre générateur de pollution.

Les sols d'appui sont reconnus et soumis à des essais, en vue de déterminer leurs capacités portantes, leurs résistances aux ruptures de cisaillement généralisé, et d'évaluer le coefficient de sécurité des appuis. Mais la technologie du fonçage des pieux n'est plus à la mesure du gigantisme des installations qu'il serait avantageux de réaliser.

Le calcul des superstructures est encore contrarié par une insuffisante connaissance des forces extérieures qui leur sont appliquées, et un certain empirisme survit en ce domaine. La corrosion est une cause déterminante d'affaiblissement des superstructures, et singulièrement dans la zone de marnage; la protection contre ce phénomène est une préoccupation essentielle des exploitants.

Pour éviter les ruptures de fatigue, tant au niveau des fondations qu'à celui des ponts des plates-formes, les machines tournantes à cycle alternatif tendent à être remplacées par des machines purement rotatives.

Les équipements électriques tournants ou fixes installés sur plates-formes, sont antidéflagrants.

Les groupes électrogènes de secours sont entraînés par des Diesels munis de pare-étincelles à leur échappement, et démarrant à l'azote comprimé.

B.3. Équipements des plates-formes.

Au niveau des ponts des plates-formes, certaines dispositions préventives sont obligatoires, et il est fréquent que l'industrie ne s'en tienne pas au minimum exigé (II-17) (fig. II-2).

L'objectif recherché est la suppression des causes d'explosions et des conditions d'incendie sauvage. Des systèmes de détecteurs de gaz et d'anomalies thermiques, de capteurs de surpressions-dépressions, actionnent les commandes de signaux d'alerte, de pulvérisateurs d'eau et d'extincteurs à mousse non corrosive, et des motorisations de vannes de sécurité des puits et des séparateurs. Ils assurent l'arrêt des pompes à huile brute et des compresseurs. Des contrôleurs de niveaux haut et bas réagissent aussi sur les vannes automatiques et sur l'allumage de torches. Tous les dispositifs de sectionnement des écoulements, à partir de la tête de puits, sont du type « tout-ou-rien », et dans la généralité des cas, déclenchés à l'air comprimé.

Quand malgré les précautions, une éruption incontrôlée s'est produite, on a recours à un incendie localisé du puits qui en définitive représente le moyen le plus efficace de lutte contre la pollution de la mer, en attendant d'être maître de la situation (II-22) (II-21). Les équipements de plates-formes tiennent compte de cette éventualité, et ils comprennent des moyens d'arrosage intense des parties émergées des ouvrages au contact immédiat du feu, pour en éviter la dégradation, et se réserver la possibilité de coiffer les puits, dans la phase ultime de leur récupération. A cette fin, des pompes immergées sont installées sous les plates-formes. Elles peuvent, en cas extrême, recevoir l'appoint de bateaux-pompes.

B.4. Équipement des puits (II-16) (II-24).

Outre les vannes de sécurité à action instantanée installées en surface, la complétion des puits producteurs en mer comprend au moins un organe de sécurité qui tend à devenir obligatoire, soit sous la forme d'un clapet à fermeture totale, actionné par un ressort piloté par une dépression dans l'effluent du tubing, soit sous la forme d'une vanne sphérique, télécommandée depuis la plate-forme par un bloc hydraulique soumis au signal d'un ou de plusieurs détecteurs, et réservant la possibilité d'une intervention manuelle ou d'une commande à distance. En présence de pressions anormales dans le gisement, on recourt à une combinaison des deux dispositifs.

Un siège est aussi disposé dans les tubings, au-dessous du fond de mer, pour recevoir un bouchon plein, en cas d'arrêt de production.

Dans la pratique courante, les dispositifs de sécurité installés dans les tubings sont manoeuvrables au câble ; cependant certains d'entre eux ne peuvent être remontés que par extraction du tubing.

Les clapets automatiques de fond, qui représentent la solution la plus séduisante pour l'esprit, ont causé des déboires dans la pratique : l'érosion, les dépôts et le vieillissement des composants actifs sont couramment invoqués pour en expliquer le fonctionnement douteux. C'est pourquoi les vannes sphériques, insérées dans les tubings, sous le fond de la mer, connaissent une faveur croissante, bien que leurs blocs de commande, généralement situés sur les plates-formes, soient vulnérables aux explosions et incendies, en cas de retard de réaction des réseaux de capteurs ou de défaillance des pompes d'alimentation des pulvérisateurs et lances à eau.

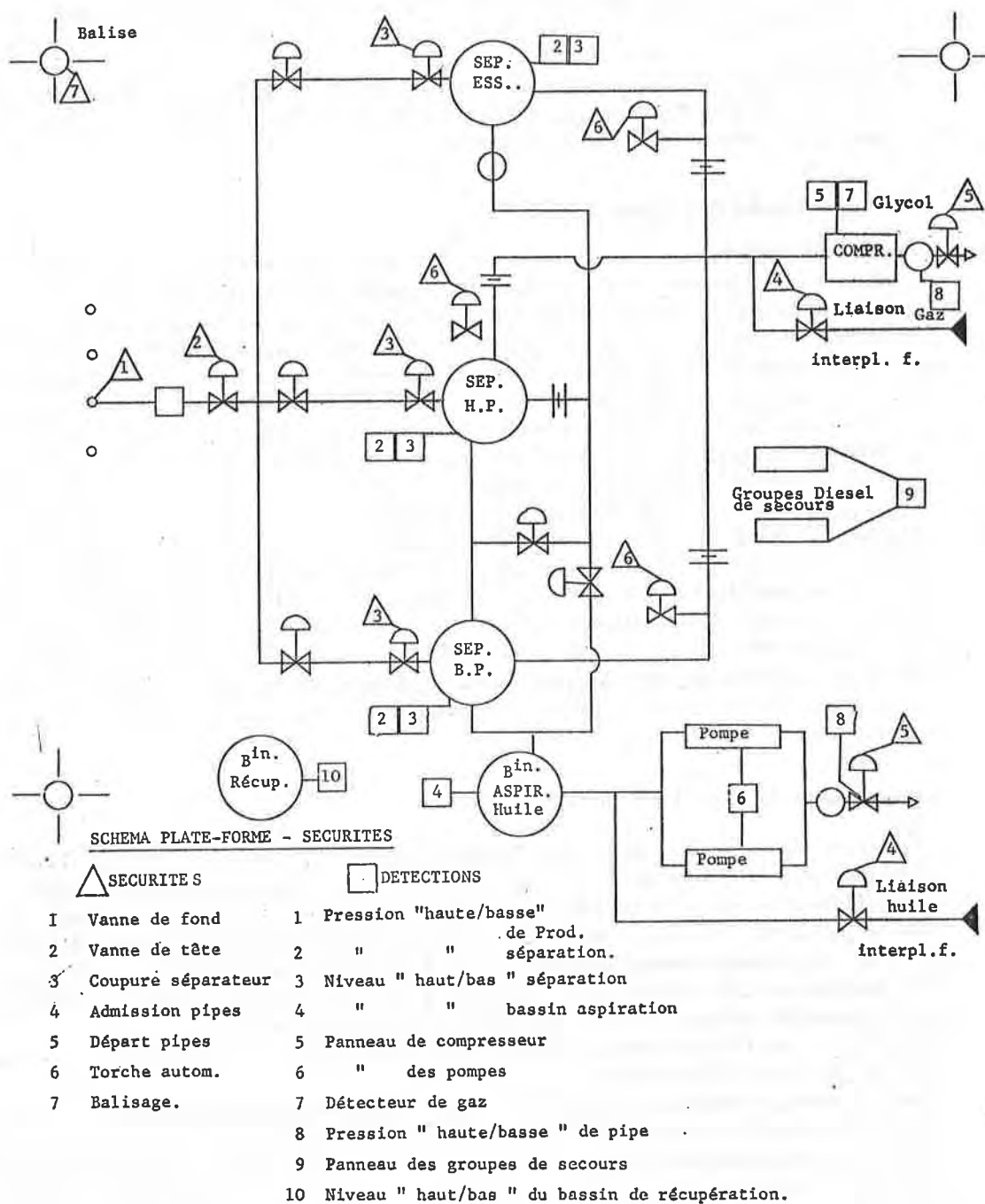


FIG. II-2.

La fréquence d'inspection des organes de sécurité est réglementée aux États-Unis. Elle varie de 6 à 12 mois, suivant les caractéristiques techniques des appareils.

Parfois, les tubings de production sont doublés de tubings d'injection, munis de clapets de pied, destinés au pompage de boue alourdie, pour tuer les puits en danger d'éruption. Cette disposition, judicieuse, et efficace si l'intervention est rapide, a un impact important sur le coût des puits.

Nomenclature des dispositifs de sécurité utilisés en complétion.

L'étude de l'équipement définitif d'un puits producteur en mer revêt, par la force des choses, un caractère plus prospectif que dans le cas d'un puits producteur à terre.

Une projection détaillée dans l'avenir de la vie productive du puits considéré, peut seule orienter le choix des matériels les mieux adaptés à ce puits.

1. Équipements placés dans les puits.

Packers de production.

Destinés à isoler l'espace annulaire des effluents et de la pression du gisement, ils sont parfois « retirables », mais plus couramment permanents, et susceptibles dans ce cas, d'être munis d'un clapet qui se ferme automatiquement à l'extraction du tubing.

Sièges d'ancrage.

Ces sièges sont incorporés au tubing, et s'y adaptent par des raccords de conception spéciale, pour protéger les dispositifs de sécurité, fixés dans les sièges, des effets abrasifs qui résulteraient d'un étranglement localisé du courant de production. Suivant les types, les sièges autorisent un passage sélectif des outils manœuvrés au câble, ou leur opposent une butée totale. Il en existe des versions de rattrapage, qui se fixent à la paroi des tubings par des mors, mais qui sont loin de présenter les avantages et la sécurité des sièges incorporés.

Clapets et vannes de fond.

Verrouillés dans les sièges d'ancrage, ces dispositifs peuvent être classés en deux familles :

Appareils automatiques.

Déclenchés par une modification des conditions de l'écoulement, jusqu'à leur fermeture totale, ils peuvent être réouverts par manœuvre au câble ou par égalisation des pressions sur leurs deux faces :

— clapets coulissants limiteurs de débit, maintenus ouverts par un ressort taré, et déclenchés par pression différentielle ;

— vannes sphériques, également déclanchées par une pression différentielle agissant sur un ressort taré ;

— vannes sphériques commandées par une chute de pression en aval, pour lesquelles la pression motrice de la chambre de déclenchement peut être ajustée à la pression de production, au cours de la vie du puits.

Appareils télécommandés.

Soumis à l'action d'un bloc hydraulique, lui-même activé par des capteurs ou détecteurs ; ils peuvent être solidaires du tubing ou retirables au câble.

— Vannes sphériques, reliées à un bloc de télécommande par une conduite à haute pression. Elles sont destinées à réagir à une anomalie en tête de puits, ou dans les installations de séparation, ou dans le pipe-line, et sont disposées dans un raccord d'un type particulier.

2. Équipements placés en surface.

Vannes de sécurité de surface.

Placées aux points critiques du courant de production, ces vannes fonctionnent en « tout ou rien ». Elles se classent en deux familles :

- vannes automatiques, déclenchées par une anomalie des conditions de production localisée à leur niveau ;
- vannes télécommandées, réagissant aux signaux de capteurs ou de détecteurs ou à une intervention manuelle.

Capteurs, détecteurs et pilotes.

B.5. Contrôle des éruptions.

Lorsque tous les dispositifs énumérés antérieurement ont failli à leur objectif, le contrôle d'une éruption en cours ne peut plus être assuré que par une intervention de l'extérieur du système. Un procédé éprouvé et très onéreux consiste à forer des puits orientés à la rencontre des puits éruptifs, dans la couche productrice, à mettre en communication ces puits par pompage d'eau de mer et à pomper une boue alourdie, ou exceptionnellement du ciment, lorsque la communication a été assurée (II-21).

Comme les puits producteurs forés à partir des plates-formes sont pratiquement toujours déviés, les puits d'intervention peuvent être forés verticalement jusqu'au voisinage de leur cible, avant que n'intervienne le contrôle de trajectoire destiné à réduire leurs distances, dans la région de convergence, à moins de 8 mètres.

Une technique récemment préconisée par *Tenneco*, est basée sur l'intervention de plongeurs sur les plates-formes sinistrées, ce qui ne va pas sans danger : le procédé consiste à découper deux fenêtres dans les casings, pour avoir accès au tubing, à deux niveaux voisins. La fenêtre supérieure permet de procéder à un étranglement mécanique du tubing, et la fenêtre inférieure est conçue pour assurer la fixation d'un collier de prise en charge, à travers lequel on peut pomper une suspension de particules destinées à être entraînées par l'effluent, pour venir se bloquer dans l'étranglement, et le boucher.

Des tentatives sont en cours, pour la mise au point de tronçonneuses dont le disque servirait d'obturateur au tube qu'il aurait découpé, sous le niveau de la mer.

B.6. Cas des reprises de puits (II-20) (II-21).

Les conditions les plus propices à des éruptions incontrôlées sont réunies lors des reprises de puits (workovers), soit que le tubing et le packer aient été remontés, en vue d'un reconditionnement du fond, soit que les organes de sécurité insérés dans le tubing aient été remontés au câble, pour libérer le passage jusqu'au sabot. La situation du puits est alors analogue à celle qu'elle était au moment du forage, et les mêmes dispositifs de sécurité sont installés en tête des puits, à cette occasion.

Lorsque ces reconditionnements comprennent des opérations de stimulation, des précautions draconiennes doivent être prises, pour ne pas compromettre l'étanchéité entre terrain et tubages.

C. Évolution des techniques.

Après un délai de réflexion et d'adaptation inévitable, l'industrie de l'exploitation pétrolière tend à s'affranchir de son attitude initiale et fort naturelle, qui était de transposer en mer les techniques

et procédés éprouvés à terre. Elle s'oriente vers la conception de méthodes spécifiquement adaptées au nouvel environnement, dans un but de sécurité renforcée, et partant, de moindre nuisance (II-22).

Dans une première étape, les têtes de puits, d'une conception nouvelle, sont mises à l'abri, sur le fond de la mer. Leur surveillance et leur contrôle posent de nouveaux problèmes, qui sont en passe de trouver des solutions satisfaisantes aux profondeurs actuellement pratiquées. Les plates-formes ne supportent plus alors que les installations de production, et de ce fait l'économie générale de l'équipement d'un champ se trouve améliorée, malgré le coût élevé des têtes de puits résultant notamment de l'emploi d'alliages nobles évitant la corrosion. Une installation expérimentale de séparation a été immergée dans le golfe Persique, ouvrant la voie à des installations de production entièrement subaquatiques, disposées en eaux calmes, et à l'abri des collisions et des explosions.

Les stockages en fond de mer vont faire leur apparition, soit sous forme de réservoirs artificiels flottés en place et immergés, tel celui qui est expérimenté dans le golfe Persique, soit sous forme de cavités dans le sol. Les hydrocarbures liquides, qui sont les plus polluants, ne seront plus alors véhiculés sur de grandes distances en fond de mer, par des canalisations sous des pressions élevées. La seule structure superficielle destinée à survivre est le poste de chargement des tankers. Dans cette perspective, de nouveaux procédés de détection des fuites doivent être mis au point, en même temps que des méthodes de récupération de ces fuites, et la fiabilité des dispositifs de confinement des nappes à la surface de la mer, par tous les temps, doit être accrue.

Comme, dans cet état nouveau, on ne bénéficiera plus des avantages d'un incendie localisé pour réduire le volume de la pollution et permettre une approche à distance raisonnable des équipes d'intervention en surface, et particulièrement des appareils chargés des forages déviés, la mutation ne pourra raisonnablement intervenir que lorsque l'industrie aura acquis la maîtrise des techniques de contrôle des nappes répandues en mer.

II.3. RISQUES DE POLLUTION LIÉS AUX CONDUITES IMMERGÉES

Les conduites rigides immergées placées en eau profonde sont soumises, au moment de leur pose, à des régimes de contraintes très élevées, qui peuvent engendrer des déformations et des affaiblissements permanents. C'est pourquoi elles sont soumises, avant leur mise en service, à une épreuve hydrostatique, sous une pression qui dépasse de 25 % la pression de travail prévue.

Les dispositifs de guidage et de support des tubes, au cours de leur pose, ainsi que les principes de pose eux-mêmes, ont dû évoluer, avec l'accroissement des profondeurs de fonds, sans supprimer le délicat problème des surcontraintes.

La corrosion représente un agresseur permanent pour toutes les conduites immergées. Elle est favorisée par les modifications de structure cristalline résultant d'efforts excessifs, mais elle reste active même dans des conditions moins défavorables. Son activité varie suivant les caractéristiques du milieu où elle s'exerce : l'interface air-eau est plus corrosive que l'eau en profondeur ; la vase présente une agressivité qui dépend de sa composition.

Comme il est difficile d'assurer la pérennité et la continuité rigoureuse d'un revêtement protecteur sur les conduites rigides immergées, on leur donne une surépaisseur, par rapport aux exigences mécaniques, déterminée par le taux de corrosion interne et externe prévisible.

Suivant l'accessibilité, surépaisseur, revêtement spéciaux et protection cathodique représentent les dispositions préventives les plus appliquées. Le cas échéant, des inhibiteurs de corrosion interne sont ajoutés aux fluides, au départ des pipe-lines.

Les conduites flexibles, de structure cablière, mises au point par l'*Institut Français du Pétrole*, permettront de minimiser les surcontraintes de pose, du fait de leur rigidité faible, et de réduire le risque de corrosion, par l'incorporation à la structure de revêtements interne et externe, inertes et continus. Un élément de flexible de ce type a été installé, à titre expérimental, à Zakum, dans le golfe Persique, et une installation semi-industrielle de plusieurs kilomètres va être réalisée sur un champ-pilote, sous 80 m d'eau, sur la côte ouest de l'Afrique.

Les ruptures de conduites peuvent aussi avoir des causes purement mécaniques, telles que l'accrochage par des ancrs de navires, ou plus exceptionnellement par des chaluts. Ces risques sont minimisés ou supprimés, à grands frais, par l'ensouillage des conduites, soit dans une tranchée draguée à avancement, devant le chantier de pose, soit par un train de travail auto-moteur guidé au fond par la conduite déjà posée, et en assurant l'ensouillage par excavation hydraulique (procédé de la *Shell* et de *Hoechst*).

Les ruptures de caractère mécanique, entraînées par la mouvance des fonds marins peuvent, dans les cas simples, être prévenues par ensouillage des conduites.

Mais force est, dès à présent, d'envisager d'autres solutions encore plus onéreuses, pour les cas extrêmes, telles que l'ancrage au fond de conduites que l'on dotera d'une flottabilité nulle ou légèrement positive.

Des capteurs de pression sont incorporés aux conduites, pour déclencher les sécurités de têtes de puits ou de plates-formes, lorsqu'il apparaît une situation anormale dans l'écoulement. Le réglage de ces systèmes est délicat, en ce sens qu'ils doivent « effacer » les à-coups de fonctionnement normal, mais décèler la tendance à l'apparition d'une situation dangereuse.

Empruntées à la technologie de l'hydraulique classique, des vannes de sectionnement à opercules sont maintenant installées dans les conduites de grande longueur. Elles sont déclenchées par des capteurs qui sont temporisés, et pilotés par ceux qui commandent la fermeture en tête de puits, ce qui fait que les opercules de grandes dimensions n'ont pas à subir d'efforts importants.

L'importance de la pollution engendrée par la défaillance d'une conduite immergée dépend de la fiabilité des organes de sécurité installés dans le système de production, et du profil en long de la conduite.

Si la fermeture au puits a joué son rôle, le volume libéré sous l'effet de la gravité, sera au maximum le volume de la conduite depuis le point de rupture, jusqu'aux prochaines fermetures hydrauliques, des deux côtés de cette rupture, ou jusqu'aux vannes de sectionnement si elles se trouvent plus bas que la rupture. A titre d'exemple, un kilomètre de conduite 12" a un volume intérieur de 60 m³ environ, et un kilomètre de tube de 22" contient approximativement 220 m³ (suivant leurs épaisseurs).

Les réparations de conduites immergées percées ou rompues mettent en œuvre les méthodes utilisées à terre, mais dans des conditions très sévères, et pouvant devenir prohibitives au point d'imposer le relèvement en surface de tronçons de conduites.

Les réparations au fond exigent l'intervention de plongeurs, et sont soumises à des limitations, qu'il est prudent de situer actuellement à 60 m de tranche d'eau. Les accidents véniels peuvent être réduits à l'aide de colliers en demi-coquilles. La soudure hyperbare représente un autre outil d'intervention. Des brides orientables permettent de raccorder les deux lèvres d'une rupture franche, mais il faut disposer au fond d'un chantier considérable pour assurer le dégagement des deux éléments de conduite et leur parfait réalignement. Cette dernière technique est actuellement employée par *J. Ray, Mc Dermott et Co.*

La technique de pose en mer des conduites rigides suit avec peine le déplacement de la production du pétrole vers les grandes profondeurs d'eau, et on est en droit de penser que l'emploi de canalisations flexibles représentera un progrès important dans cette voie.

CONCLUSIONS

Dans l'évolution normale de l'exploitation du pétrole en mer, des profondeurs d'eau très importantes seront rapidement atteintes, même si cette exploitation est limitée au plateau continental, qui peut présenter des accidents locaux.

Pour des raisons d'économie et de sécurité vis-à-vis de l'action des éléments, toutes les installations seront progressivement mises à l'abri par immersion, à l'exception des postes de chargement.

Cette évolution technologique est déjà en cours. Des champs sont équipés de têtes de puits sous-marines et des séparateurs expérimentaux fonctionnent en fond de mer.

Les problèmes liés à la pollution se poseront alors en termes différents de ceux qui ont été examinés préalablement : détection et dispositions préventives de surface devront être modifiées, pour être adaptées aux conditions nouvelles.

En particulier il convient de souligner les points suivants :

- de nouveaux procédés de détection de fuites seront nécessaires ;
- les dispositifs adaptés aux plates-formes et destinés à prévenir les rejets ou à les canaliser pour faciliter leur récupération perdront de l'intérêt quand l'ensemble des installations sera placé au fond ;
- le besoin le plus important est de disposer de techniques de traitement des nappes (confinement et rétraction) pour toutes les conditions en mer. Cette technique est la seule qui limite les effets d'éruptions incontrôlées au fond et dont la combustion en surface ne peut être envisagée comme sur les plates-formes.

BIBLIOGRAPHIE

- (II-1) J. L. CORNET. — Protection contre les rejets pendant le forage des puits. Colloque de l'ASTEO, 1970.
- (II-2) BIEWER (F. W. et WALLIN Jr. (H. N.). — Minimizing the Offshore Risk, *Offshore Technology Conference*, 1970, p. 607-611.
- (II-3) Drilling in 1300 feet of water, Santa Barbara Channel, California, *Journal of Petroleum Technology*, janv. 1970, p. 27-38.
- (II-4) HARRIS (L. M.). — Design for Reliability in Floating Drilling Operations, *Offshore Technology Conference*, 1970, p. 115-126.
- (II-5) GOINS Jr. (W. C.). — Blowout Prevention Equipment, *World Oil*, oct. 1969, p. 65-83.
- (II-6) SCOTT (J.). — Perspective on Offshore Pollution, *Petroleum Engineers*, mai 1969.
- (II-7) Operators ask TRC for tough antispill rules, *Oil and Gas J.*, 24 mars 1969, p. 83.
- (II-8) ROWLEY (K. G.). — A new blowout control technique, *SPE*, n° 3199, 1970.
- (II-9) Hot tap veins wild offshore producers, *The Oil and Gas J.*, 4 mai 1970, p. 110.
- (II-10) How Tenneco Snuffs an Offshore Blowout, *Drilling D. C. W.*, juin 1970, p. 0-2 et 0-3.
- (II-11) EDMINSON (K.). — The gulf of Mexico's biggest blowout, *Ocean Industry*, janv. 1971, p. 7-9.
- (II-12) Battle intensifies to snuff gulf blaze, *The Oil and Gas J.*, 14 déc. 1970, p. 52-53.
- (II-13) Bad weather slows platform fire fight, *The Oil and Gas J.*, 21 déc. 1970, p. 28-29.
- (II-14) Shell gaining ground on big gulf fire, *The Oil and Gas J.*, 11 janv. 1971.
- (II-15) Shell Gaining on Offshore Louisiana Fire, *The Oil and Gas J.*, 25 janvier 1971, p. 99.
- (II-16) Safety equipment that can help ; prevent pollution, *SPE* 3200, *Odyssey Wilder*.
- (II-17) *Offshore*, févr. 1971, vol. 31, n° 2, p. 42.
- (II-18) One approach minimizes water pollution from offshore platforms, *Petr. Eng.*, oct. 1969, p. 64.
- (II-19) Shell production complex., *Oil and Gas*, 8 sept. 1969, p. 65.
- (II-20) Chevron's fight against pollution, *Ocean Industry*, avr. 1970, p. 107.
- (II-21) *Oil and Gas*, 14-28 déc. 1970 et 4-26 janv. 1971. Incendie du puits Shell, Bloc 26, golfe du Mexique, *Ocean Industry*, janv. 1971, p. 7.
- (II-22) How Humble plans to produce oil in Santa Barbara Channel, *Ocean Industry*, janv. 1971, p. 23.
- (II-23) Perspective on offshore pollution, *Petr. Eng.*, mai 1969, p. 61.
- (II-24) Operators push to meet offshore regulations, *Petr. Eng.*, oct. 1970, p. 44.
- (II-25) Protection des puits de pétrole en mer, pendant les essais et en cours d'exploitation, *Flopetrol*.
- (II-26) Catalogue Otis, *Composite Catalog.*, 1970-71.
- (II-27) CHAMBRE SYNDICALE DE LA RECHERCHE ET DE LA PRODUCTION DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL. — Recommandations de sécurité pour les travaux en mer. Safety Recommendations for Marine Operations. *Editions Technip*, Paris, 1971, 1 vol. franç.-angl., 200 p.

III. TRAITEMENT DES NAPPES PAR PROCÉDÉS MÉCANIQUES ET PHYSIQUES

par P. DEGOBERT

III.1. GÉNÉRALITÉS

L'efficacité des interventions pour limiter l'étendue des dégâts provoqués par la libération accidentelle de pétrole brut à la surface de la mer dépend essentiellement de leur rapidité.

En effet, l'installation de production est généralement située à proximité des côtes, et on admet généralement que le coût de destruction du pétrole arrivé sur les rivages est 7 fois plus élevé que celui de sa destruction en mer (III-1).

D'autre part, l'étalement du pétrole à la surface de l'eau est très rapide, et la facilité de récupération du pétrole est d'autant plus grande que l'épaisseur de la couche est plus importante. On estime que, en 40 à 100 heures, sur une eau propre on atteint des épaisseurs de film de l'ordre du micron, et les quantités présentes atteignent alors environ $0,07 \text{ g/cm}^2$ (III-2). Cet étalement est dû à la présence d'hydrocarbures aliphatiques plus volatils que le nonane, qui s'évaporent rapidement les premiers, ainsi qu'à la présence de faibles quantités de produits tensio-actifs présents initialement dans les bruts, et qui se localisent à l'interface eau-huile (III-3) (III-4).

En fait l'évaporation rapide des hydrocarbures légers favorisant l'étalement, limite quelque peu la vitesse de cet étalement ; le fait que l'eau sous-jacente ne soit pas pure joue un rôle analogue. On arrive ainsi à des épaisseurs de couche d'environ 1 mm (III-2) (III-5).

La rapidité de l'intervention est également motivée par l'allure de l'étalement en fonction du temps : la vitesse de l'étalement est proportionnelle à l'épaisseur de la couche, donc décroît exponentiellement avec le temps (III-2).

Nous étudierons donc les divers procédés mécaniques ou physiques de traitement des nappes, en les considérant dans l'ordre de leur intervention après un accident :

- gélification des nappes ;
- confinement des nappes ;
- ramassage des nappes par pompage ;
- transfert en citernes ;
- absorption des nappes et récupération ;
- précipitation des nappes ;
- combustion.

Ces divers procédés seront envisagés essentiellement dans leur application aux chantiers de forage et aux champs de production offshore en indiquant également leur emploi dans le cas des accidents de transport (accidents de pétroliers).

Des listes critiques des différentes catégories de procédés apparaissent par ailleurs sur les références (I-12) (I-13) (I-14) (I-15) (I-16).

III.2. PROCÉDÉS DE GÉLIFICATION DES NAPPES

Une des méthodes envisagées pour éviter l'étalement initial de la nappe en formation consiste à gélifier sur place le pétrole susceptible de se répandre. Le même procédé peut être utilisé à limiter l'expansion des nappes.

A. Gélification dans les réservoirs.

Ce procédé a d'abord été étudié pour la solidification des combustibles dans les réservoirs d'avions au moment d'accidents. Le risque de gélification intempestive dans ces réservoirs l'a fait écarter pour les avions, mais cet inconvénient n'existe pas dans le cas des pétroliers (III-6) ; ce procédé serait éventuellement extensible au cas des champs pétroliers à condition d'injecter le gélifiant le plus près possible de la sortie du pétrole.

Les techniques sont basées sur des systèmes isocyanate/amine primaire (fabrication de polyuréthanes), des systèmes de pré-gels (N-coco-hydroxybutyramide), ou des systèmes formant des savons (acides gras et alcoolates d'aluminium) (III-2). Ces additifs doivent également ne présenter aucune toxicité vis-à-vis du milieu marin.

Les principaux produits sont proposés par :

Petro-Form Industries de Houston (III-6) (III-79) ;

Amerace-Esna sous le nom **Spill-Away** (acides gras) (III-6) (III-79) ;

Petro-Chem, Research Corp. sous le nom de **Carbalon** (III-8) ;

E. C. Colomo (injection de paraffines solides pour solidifier le pétrole à la surface de l'eau) (III-3).

L'objection que l'on peut faire à ces types de procédés est la relative lenteur des réactions impliquées (III-10), cependant les textes d'*Esso* montrent que dans le cas de citernes de pétroliers, la gélification par isocyanate/amine primaire peut être assurée en quelques secondes (III-11) et il est nécessaire par contre de la ralentir pour assurer la prise en masse complète.

Le prix de revient de tels produits doit être probablement élevé.

B. Mise en place de barrières « chimiques ».

Si la gélification du pétrole ne peut être prévue dès son apparition de façon à permettre sa récupération sous forme complètement solidifiée, il est possible d'utiliser des procédés semblables aux précédents pour réaliser autour de la nappe en expansion, des barrières « chimiques » obtenues par polymérisation locale à sa périphérie.

On peut aussi renforcer les polymères obtenus par incorporation de cordes à l'intérieur du gel formé (*Petro-Form*) (III-6).

Une méthode analogue consiste à créer une pellicule autour de la nappe pour éviter son extension (III-6) (III-12) en pulvérisant une solution aqueuse de borax et d'alcool polyvinylique qui « précipite » sous forme de « peau » au contact de l'eau salée.

III.3. LIMITATION DE L'ÉTALEMENT DES NAPPES

Comme il a été indiqué plus haut (III-3) l'étalement des nappes étant dû initialement aux hydrocarbures aliphatiques volatils et ensuite à des composés tensio-actifs présents à faible concentration, il est possible de limiter l'étalement de la nappe par addition à la périphérie du pétrole d'acides gras qui neutraliseront les forces d'étalement et provoqueront la rétraction de la nappe (III-4) (III-13).

En dehors des acides gras saturés, d'autres composés sont possibles : esters d'acides gras et de glycerol ou de sorbitol, polyoxyéthylène alkyl éthers (III-3). Ces composés doivent avoir une solubilité dans les produits pétroliers pour rester à la surface eau-pétrole, et être non toxiques vis-à-vis du milieu marin. Actuellement le film limitant l'étalement peut résister à des vents de 2 m/s.

On peut rattacher à ces procédés, ceux qui cherchent à éviter la dispersion de la nappe (que l'on recherche même la plupart du temps artificiellement par addition d'agents tensio-actifs) en changeant la tension interfaciale eau-pétrole. A l'aide d'un produit similaire aux précédents mais tenu secret, *Shell* (III-14) parvient à rassembler sous forme de lentille un film d'huile étalé à la surface de l'eau. Ce produit est probablement basé sur des amines ou des glycols du type *Geigy* Amine O ou *Dow Chemical* polyglycol 112-2 (III-6).

III.4. CONFINEMENT DES NAPPES PAR BARRIÈRES MÉCANIQUES

Les barrières destinées à circonscrire les nappes ayant tendance à dériver au gré des vents et des courants, sont de deux types principaux :

- barrières physiques ou barrages ;
- barrières pneumatiques à bulles d'air.

A. Conditions ambiantes auxquelles sont soumises les barrières.

Les dispositifs de rétention sont soumis à l'action des vents, des vagues et des courants. Une vitesse de vent-type peut être de 12 m/s (environ 24 nœuds). On admet qu'un tel vent engendre un courant de surface dont la vitesse est égale à 3 % de sa vitesse, soit donc 0,36 m/s. Sur une mer calme, le pétrole est donc poussé par le vent à cette vitesse (III-15).

En général le vent engendre des vagues qui, en dehors du mouvement vertical imprimé au pétrole, lui confèrent un mouvement de dérive qui s'ajoute à l'effet du vent. En outre les courants de marée, variant entre 0,5 et 2,5 nœuds, viennent encore renforcer la tendance à la dérive de la nappe. C'est à la composante de ces forces de dérive que les barrières doivent s'opposer.

Ces barrières doivent également border les nappes suivant leur dimension verticale. En effet les taches de pétrole ont une élévation moyenne supérieure à celle de l'eau qui les entoure, cette émergence par rapport à l'eau est donnée par :

$$E = \left(1 - \frac{\rho_0}{\rho_E}\right) \varepsilon$$

ε = épaisseur de la nappe ;

E = émergence de la nappe ;

ρ_0 = densité du pétrole ;

ρ_E = densité de l'eau.

De même, l'interface eau-pétrole est déprimée par rapport au niveau moyen de l'eau d'une distance de « tirant d'eau » donnée par :

$$T = (\rho_0 / \rho_E) \varepsilon$$

si, par exemple :

$$\rho_E = 1,035 \quad \rho_0 = 0,855$$

on aura :

$$E = \left(1 - \frac{0,855}{1,035}\right) \varepsilon = 0,17 \varepsilon$$

$$T = 0,83 \varepsilon.$$

Ceci signifie qu'une barrière doit présenter au minimum une surélévation de 20 % et un tirant d'eau de 80 % de l'épaisseur totale de la nappe, pour retenir le pétrole dans des conditions parfaitement calmes. Ce calcul montre également l'importance de la « jupe » des barrages physiques qui doit représenter une hauteur quatre fois plus grande que la hauteur émergée (III-13).

B. Barrières physiques ou barrages.

En général il s'agit de barrières constituées de sections flottantes, composées de vessies gonflables ou de matériaux flottants de faible densité, comme de la mousse de plastique. Sous les flotteurs il y a une sorte de jupe à laquelle sont attachés le ballast et l'ancrage.

Les barrières peuvent être flexibles, semi-flexibles, ou rigides (III-16).

Les barrières flexibles sont constituées de flotteurs individuels supportant une jupe complètement flexible (fig. III-1 a).

Les barrières semi-flexibles sont constituées de flotteurs articulés en mousse, de flotteurs gonflables avec une jupe flexible (fig. III-1 b).

Les barrières rigides sont constituées de flotteurs rigides articulés avec une jupe rigide (fig. III-1 c).

Les principales réalisations ou projets rencontrés sont les suivants :

B.1. Barrières flexibles.

— *Arrowhead Products Div.* : modules de 30 m de long, flotteurs par boudin hélicoïdal gonflé, jupe souple, ancrage par lest à chaîne, mise en place par déroulement sur cabestan.

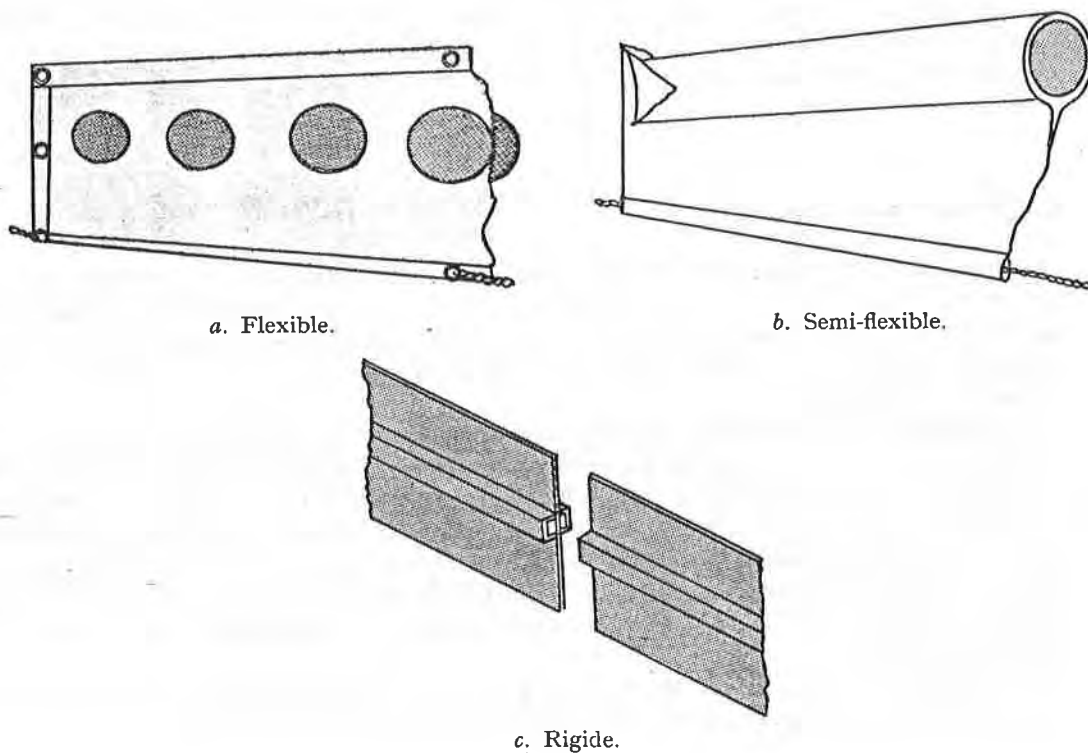


FIG. III-1. (D'après *Ocean Industry*, juill. 1970, p. 42.)

- *Marine Resources Inc.* (III-17) : barrière en tissu renforcé, de 3 m de haut, supportée par des bouées flottantes cylindriques, qui peut être larguée d'avion (III-17).
- *Seald Boom* de *Uniroyal* : barrière en nylon couvert d'élastomère vulcanisé, hauteur émergée 1,85 m, hauteur 3,70 m, peut supporter des températures extrêmes.
- *Slickbar* de *Neirad Industries* (III-17) : flotteurs en mousse de plastique, jupe en matière plastique de hauteur atteignant 0,60 m, liaison par câble d'acier.

B.2. Barrières semi-flexibles.

- *Sea Curtain* de *Kemper Plastics* (III-17) : flotteur continu en mousse, jupe flexible de 0,75 m de haut, tendue et lestée par une chaîne.
- *Mark* de *Acorn Marine Booms H. D.* : jupe maintenue par chaîne de lestage (III-18).
- *Gamlen Naintré* (III-19) (III-20) (III-23) : flotteurs rigides et panneaux flexibles interconnectés, flotteurs en alliage aluminium, magnésium panneaux contenant 96 % d'amiante, liaison par chaîne d'acier galvanisé.

B.3. Barrières rigides.

- *Sea Fence* de *Ocean Science and Engg* (III-17) : panneaux d'aluminium reliés par câble d'acier, avec flotteur en mousse, et joints de néoprène entre les panneaux.
- *Spill Guard* de *John-Mansville* : panneaux d'amiante-caoutchouc avec flotteurs en mousse collés sur les deux faces, lest et tension par chaîne (III-17) (III-21) (III-24).
- *TSF Boom* (III-25) constitué de panneaux de contreplaqué émergeant (hauteur 2,50 m) avec une jupe immergée de tissu plastifié de 0,60 m chaque segment rigide de 3 m de long. Les flotteurs sont des fûts de 200 l, la jupe est lestée par des sacs de sable, les éléments sont liés entre eux par un câble métallique; cette barrière peut résister à une mer de force 3, des vents de 30 nœuds, et des courants de 1,5 nœuds.

B.4. Efficacité des barrières physiques.

Le pouvoir de rétention des nappes de pétrole par les barrières physiques dépend des conditions ambiantes. Comme 80 % de la nappe d'huile se trouve sous l'eau, l'huile aura tendance à passer sous la jupe (III-16). Par ailleurs, les embruns et les paquets de mer auront tendance à projeter le pétrole par dessus la barrière émergeante, bien que l'huile répandue à la surface ait tendance à réduire le clapotement.

La capacité de rétention d'une barrière augmente comme le cube de la profondeur effective de sa jupe (III-15). On admet que les barrières courantes sont inefficaces lorsque les vagues dépassent 1,20 m ou l'état de la mer dépasse trois et les courants 0,7 nœud. Dans le cas de courants plus forts, jusqu'à 2 nœuds, on peut incliner le barrage par rapport au courant et ramener le pétrole dans une zone de vitesses plus faibles pour éviter le passage sous la jupe. Pour éviter les éclaboussures par dessus la barrière émergee, il faut en général que la hauteur des vagues n'excède pas 8 % de leur longueur d'onde. Dans ce dernier cas, ce sont les barrières flexibles qui résistent le mieux au passage par dessus.

En dehors de ces limitations, les barrières physiques présentent l'inconvénient de s'opposer au passage de la navigation et éventuellement des poissons nageant en surface.

C. Barrière pneumatique à bulles d'air.

Ce type de barrière est créé par un mur vertical de bulles d'air envoyé à partir d'un tube perforé reposant sur le fond ou flottant entre deux eaux. Il présente donc l'avantage sur les barrières physiques de n'avoir pas à résister mécaniquement à l'action des vagues, du vent, et des courants. En outre, il ne s'oppose pas physiquement au passage des navires et des poissons à travers la barrière, si la barrière ne représente pas une largeur trop grande pour nuire à la flottabilité du navire lors de son passage.

Le mouvement vertical d'un mélange moins dense que l'eau ambiante, mouvement de « gas-lift », et qui vient se séparer à la surface de l'eau en deux phases, air et eau, entraîne un mouvement latéral de l'eau de part et d'autre du « mur » ascendant. Le débit de ce mouvement latéral est sensiblement proportionnel à la racine cubique du débit ascendant (III-15).

Par conséquent ce mouvement latéral de l'eau, perpendiculairement à la barrière pneumatique, peut s'opposer à un courant de dérive d'une nappe de pétrole venant à sa rencontre. Il suffit donc d'injecter un débit d'air fonction de la vitesse de dérive de la nappe pour contenir cette dernière.

Un tel barrage nécessite donc de l'énergie et il faut compter environ 2,5 kW de puissance par mètre de barrage. Si le barrage est placé à 4 m sous l'eau et que les vagues atteignent 1,20 m, il pourra stopper une nappe dérivant à 1/3 de nœud si le vent est nul.

Stopper un courant de marée de 1 nœud exigerait 74 kW par mètre, une énergie nettement prohibitive. C'est donc actuellement la puissance disponible qui limite le développement des barrières pneumatiques (III-15).

Lorsque le débit d'air injecté est insuffisant par rapport à la vitesse du courant, la barrière de bulles a tendance à s'infléchir vers l'aval et l'huile peut pénétrer par dessous dans le mouvement tourbillonnaire ainsi créé et franchir le barrage.

C.1. Principales réalisations actuelles (III-29) (III-30) (III-31).

— *Wilson Industries* (III-17) : système léger pour contenir des nappes pendant des périodes relativement courtes et système lourd de longue durée.

— *Ocean Science and Engineering et Submersible Systems* (III-17) (III-26) : conduit placé au fond de l'océan, résistant à la corrosion, et percé de trous de forme et de dimensions appropriées.

— *Atlas Copco* (III-20) (III-65) : système identique au précédent.

— *R. Harmstoff Wasser Bau* (III-27) (III-28) : tube lesté immergé percé de trous espacés de 1 cm alimenté en air sous 7 kg/cm².

— *Micropor de Borg-Warner* (III-17) (III-14) (III-78) : tube plastique poreux alimenté en air comprimé.

C.2. Avantages et inconvénients des barrières pneumatiques.

En dehors de la puissance prohibitive déjà citée, les tubes placés au fond de l'eau ont tendance à se boucher et nécessitent un air comprimé parfaitement filtré et deshuilé. Ils peuvent en outre être arrachés par les ancrs ou les chaluts. Pour pouvoir débiter de l'air comprimé qui est fourni sous une pression limitée ils ne peuvent être installés à une trop grande profondeur. En outre, ils sont à la merci d'une panne d'air comprimé. Par contre leur souplesse d'emploi (mise en marche rapide lors de l'arrivée d'une nappe, arrêt facile au passage d'un navire) les fait réserver à la protection des darses et des ports.

III.5. RAMASSAGE DES NAPPES PAR POMPAGE

Le confinement de la nappe permet ensuite d'assurer sa récupération, par écumage (skimming) ou par pompage. De nombreux dispositifs de ramassage existent :

- pompage directement sur les barrières ;
- rétractation des nappes par barrière en mouvement ou action physico-chimique ;
- crépines spéciales de pompage ;
- navires de ramassage, type Catamaran ;
- système de Vortex.

A. Barrières avec dispositif de pompage.

Plusieurs dispositifs de ramassage peuvent être ajoutés aux types de barrières étudiées :

- jupes en forme de gouttière pour pouvoir écumer le pétrole surnageant de *Mobil Oil Corp.* (III-17) (III-33) (fig. III-2). Des conduits prévus dans la gouttière permettent d'évacuer le pétrole récupéré dans les réservoirs de stockage.

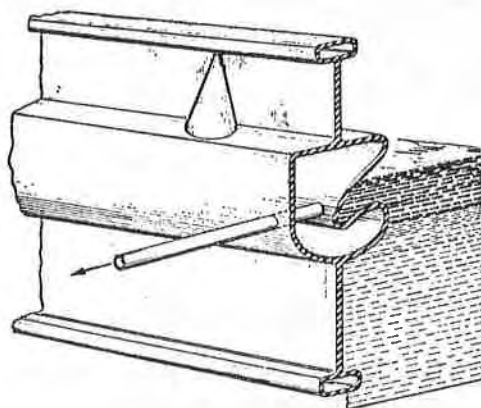


FIG. III-2. — Barrage avec manchon tubulaire gonflable et dispositif d'écumage.
(D'après *Ocean Industry*, juin 1970, p. 52.)

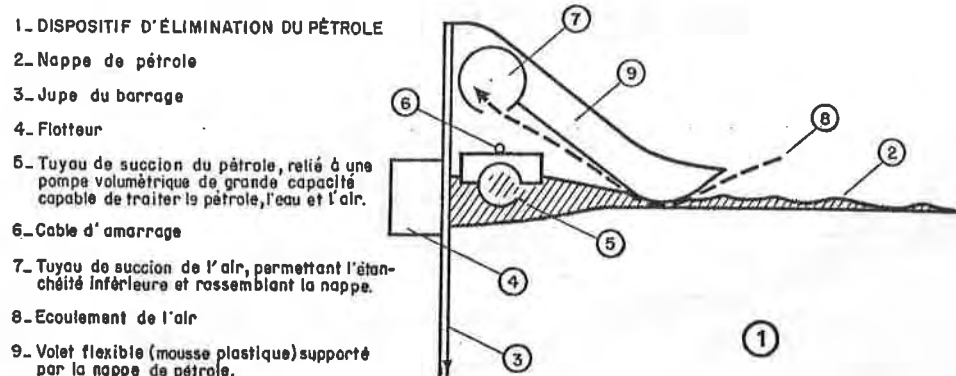
— Barrières avec tendeurs et haubans pour résister aux courants et aux vents, et avec volets flottants sur la nappe d'huile pour amener l'huile à récupérer à l'abri des clapotements et des éclaboussures. Sous ce volet, tuyau de succion de l'huile récupérée :

— *Deep Sea Ventures* (III-17) (III-35) (fig. III-3) : cet équipement peut en principe supporter des mers de force 7 et des vents jusqu'à 40 nœuds.

— **Bennett Boom** de *Bennett Pollution Control Company* (III-36) (III-37) : barrière « semi-perméable ». Section au-dessus de l'eau en tissu imperméable plastifié de 0,80 m et section immergée de 1,10 m en fibres de polypropylène oléophile. La barrière est conçue pour laisser passer l'eau en bloquant le passage du pétrole.

B. Dispositifs de rétraction des nappes.

D'autres dispositifs ont pour objet d'augmenter l'épaisseur de la nappe du pétrole en réduisant sa surface. Ces dispositifs peuvent être mécaniques ou physico-mécaniques ou purement physiques.


 FIG. III-3. (D'après *Ocean Industry*, juin 1970, p. 54.)

B.1. Barrières en mouvement amenant l'accumulation du pétrole.

Ces barrières peuvent être des barrières tractées en forme de V, la section de la nappe est donc réduite progressivement et simultanément son épaisseur augmente.

— Système *Sea-Skim* de *Headrick Industries* (III-17) (III-51) : deux barrières à angle aigu tirées par un navire, avec un réservoir de séparation placé à la pointe de l'angle. Les barrières sont constituées de tubes de tissu enduits de plastique et gonflés à l'air. Déploiement sur le site en 8 mn.

— Système *Gordon Low* (*British Petroleum*) (III-38) : identique au précédent.

— Système *Ateliers et Chantiers de Bretagne* (III-39) (fig. III-4) : barrage souple déroulé à partir d'un cabestan disposé sur un navire et tiré autour de la nappe à circonscrire par un second navire. Une fois la boucle fermée, on tire sur le barrage pour réduire le périmètre. Quand l'épaisseur de la nappe atteint une épaisseur suffisante, on utilise les moyens de pompage classiques.

— Système *Oscar Seal* de *La Rath* (III-40) (fig. III-5) : ce système combine la barrière physique simple avec le dégagement de bulles d'air. Le mur de bulles d'air repousse devant lui la nappe de pétrole et le barrage avance dans la zone nettoyée.

B.2. Navires spéciaux de ramassage.

Le même principe de barrières avançant dans une nappe à récupérer et créant à la fois dans l'angle de la pointe des barrières une zone de surépaisseur et une zone de calme, peut être appliqué sur des navires spécialement conçus à cet effet. Ces navires ont en général une forme de « catamaran », deux demi-coques sont poussées sur la nappe et la séparation eau-pétrole peut se faire entre les deux.

Ce type de navire est toujours à l'état de projet :

— Projet de *Ocean Design Engineering Corp.* de Houston (III-17) ;

— Projet de *Technocean*, navire dépollueur, créant un port « artificiel » entre ses deux demi-coques (III-41) (III-42) (III-43) (III-44) (III-45) (III-46) (III-47) (III-48) : le projet permettrait de récolter 400 m³/h de pétrole après traitement de 10 000 m³/h de mélange. Le navire déplacerait 17 000 t, aurait 100 m de long et 30 m de large.

Il se rend sur les lieux du sinistre en marche avant, les deux demi-coques placées à l'arrière du navire, et il se déplace ensuite en marche arrière pour le ramassage.

PROCEDE DE RECUPERATION D'UNE NAPPE DE PETROLE EN MER
retrieval system of an oil slick at sea

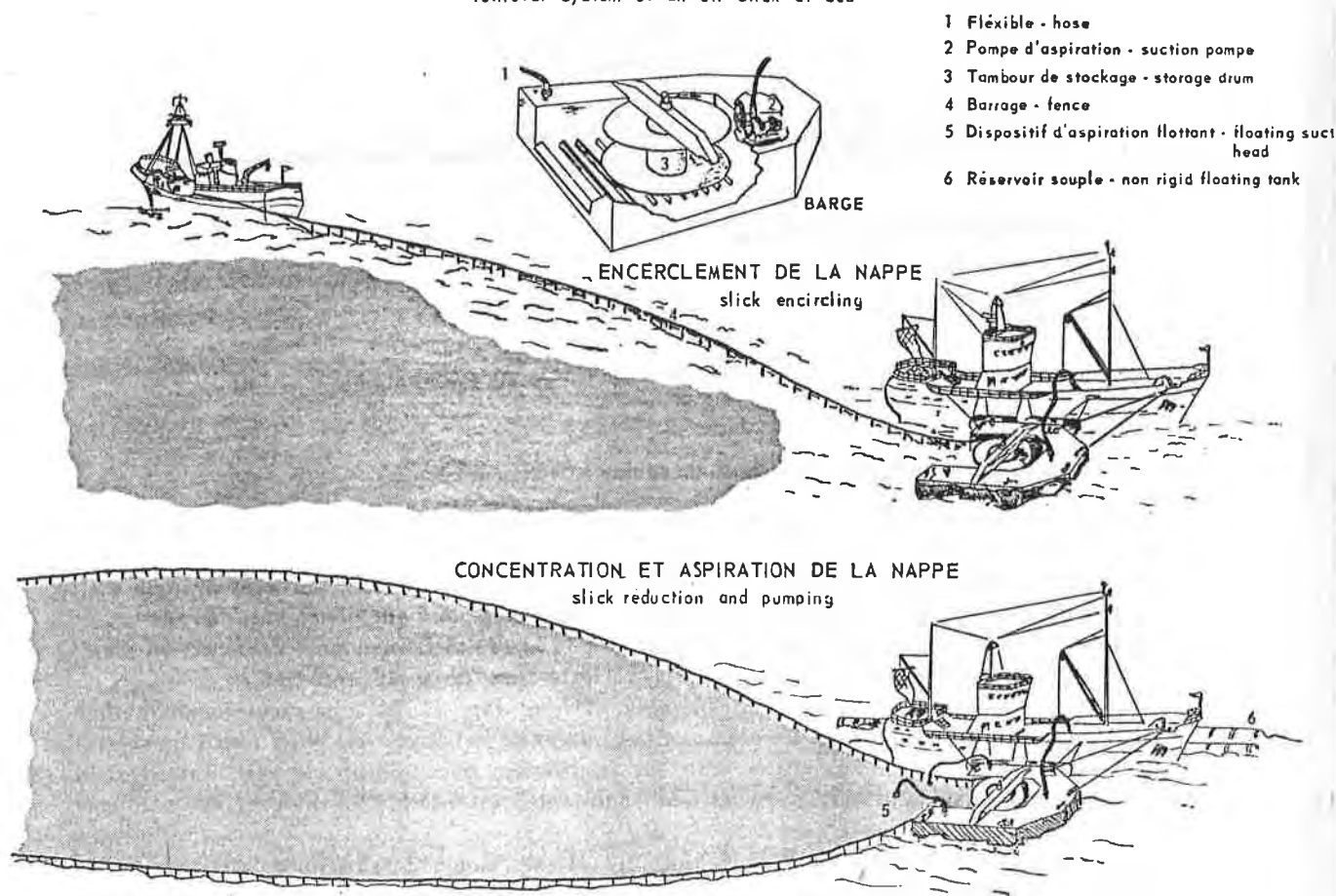


FIG. III-4. (D'après Colloque ASTEO, 30 sept.-20 oct. 1970, Paris.)

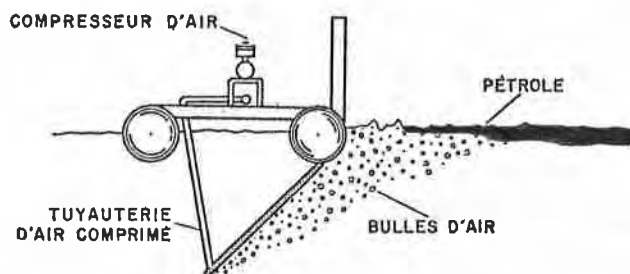


FIG. III-5. — Fonctionnement du système : l'air, qui s'échappe des trous de 3 mm espacés de 8 cm et disposés inclinés sur le collecteur de 40 mm, entraîne un écoulement d'eau vers le haut le long du déflecteur oblique. L'accumulation de l'eau à cet endroit repousse le pétrole loin du système. (D'après *Ocean Industry*, août 1970, p. 42.)

C. Dispositifs d'aspiration du pétrole et dispositifs d'écumage.

Ces dispositifs doivent éviter de recueillir une trop grande quantité d'eau à côté du pétrole, malgré les systèmes permettant d'accroître l'épaisseur de l'huile avant son pompage. En effet, dès que la hauteur des vagues commence à être trop importante, les têtes d'aspiration ont tendance à s'enfoncer sous la couche d'huile en aspirant de l'eau ou au moment du creux de la vague à émerger et à aspirer l'air. Par conséquent on risque de faire une émulsion d'air dans l'huile, ou une émulsion d'eau dans l'huile, ce qui augmente l'importance des installations de séparation nécessaires. En général les dispositifs de succion ne fonctionnent qu'en présence de vagues inférieures à 15 cm.

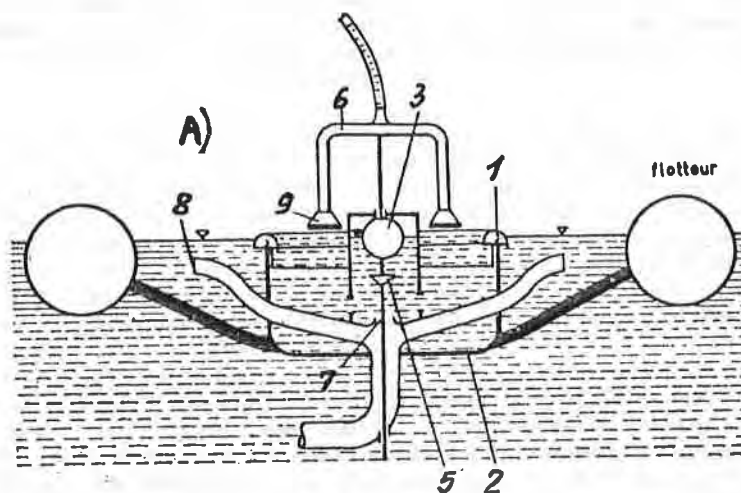
C.1. Principaux dispositifs proposés.

— Crépine d'aspiration de *Reynolds Submarine Services Corp.* (III-49) (III-64) conçue ainsi que la pompe centrifuge pour aspirer le mélange eau et pétrole sans créer aucune émulsion des deux phases et faciliter ensuite la décantation sur le navire de réception. Le débit prévu est de 20 m³/h pour une puissance de 37 ch.

— Crépine d'aspiration *Slickskim* : crépine flottante en forme de secteur de cercle « Raie Manta » construite en matériau flottant, et aspirant l'huile sur toute sa surface.

— Système d'aspirateur du *Naval Civil Engineering Laboratory* (III-50) : crépine flottante se maintenant en contact avec le pétrole, et suivant le profil des vagues.

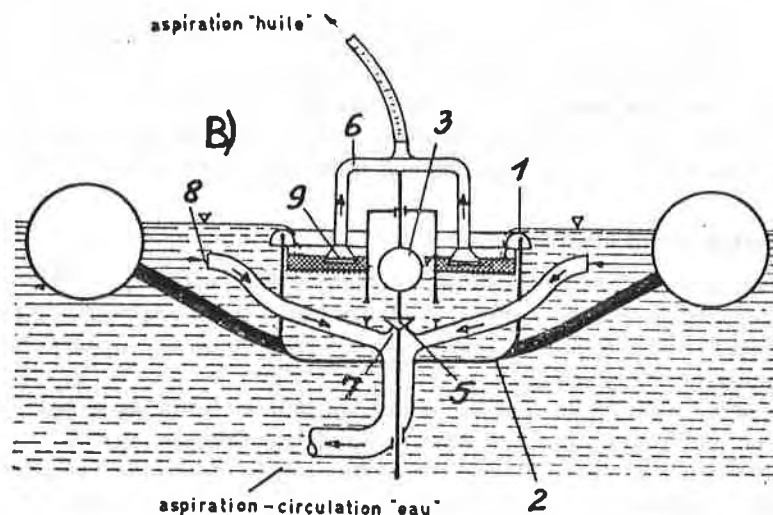
— Récupérateur *Rheinwerft* (III-52) (III-53) (fig. III-6) : crépine flottante à puits de débordement dans lequel se précipite le pétrole pour être récupéré.



Les pompes sont à l'arrêt. La soupape (5) qui fait bloc avec l'installation de récupération (6 et 9), se trouve en position haute par suite de la poussée de l'eau sur le flotteur de commande (3). L'anneau de séparation (1), sous la poussée de l'eau dans la cuve centrale (2), est en position haute. Seule l'ouverture de la soupape (5) maintient le contact entre l'eau à l'intérieur et à

l'extérieur de la cuve. En (7), l'ouverture est maximale pour permettre, en priorité, l'évacuation de l'eau de la cuve lors de la mise en marche des pompes. Au départ l'appareil récupère une forte proportion d'eau (près d'un tiers), mais en cours de fonctionnement ce taux s'amoindrit et après quelques minutes il n'y a plus la moindre trace dans les réservoirs.

FIG. III-6 a. (D'après *Revue de la Sécurité*, nov. 1966, vol. 2, n° 19, p. 55-58.)



Les deux pompes sont mises en action (2). Sous l'effet de la pompe principale d'aspiration et de circulation de l'eau, l'eau de la cuve est évacuée vers le bas jusqu'à fermeture de la soupape (5) et baisse de l'eau au niveau correspondant. En même temps, l'anneau de séparation (1) tombe à son niveau le plus bas, par suite de l'absence de poussée dans la cuve.

La différence du niveau de l'eau à l'extérieur et à l'intérieur de la cuve provoque l'écoulement de l'huile dans le puits qui s'est ainsi créé. Cet écoulement est facilité par la circulation de l'eau en direction de la pompe principale (8). Par aspiration, l'huile du puits peut alors être récupérée. Une aspiration éventuelle d'eau est exclue, car les orifices de récupération (9), placés légèrement plus haut que le flotteur de commande (3) dont ils sont solidaires, ne sont jamais amenés au niveau de l'eau de la cuve et sont toujours situés légèrement au-dessus. Si la cuve se remplit d'eau, le flotteur (3) se soulève en même temps que l'installation de récupération (6) proprement dite et le cycle reprend.

Pour assurer un fonctionnement régulier de l'appareil, il importe que des dimensions assez grandes soient données au flotteur par rapport à la soupape. De la sorte on compense les différences du coefficient d'aspiration pouvant se manifester au cône de fermeture par suite des variations de la force d'aspiration de la pompe principale (8). De plus, cette précaution évite des à-coups dans le fonctionnement de l'appareil et facilite le mouvement de va-et-vient de la soupape. Par ailleurs, l'ouverture de la soupape permet d'aspirer en direction de la pompe principale l'eau qui coule dans la cuve en même temps que l'huile. Dans des eaux calmes, l'ouverture et la fermeture de la soupape sont plus espacées, le volume d'eau coulant par-dessus l'anneau de séparation étant plus faible.

Il est à remarquer que l'anneau de séparation reste insensible à la poussée résultant de la baisse du niveau de l'eau dans le bac, l'ensemble de l'installation pouvant s'emboîter plus ou moins fortement dans une ouverture pratiquée dans cet anneau.

FIG. III-6 b. (D'après *Revue de la Sécurité*, nov. 1966, vol. 2, n° 19, p. 55-58.)

— Écumeur *Spillrol* (III-17) : analogue au décanteur API mais trainé sur l'eau sur laquelle il faut récupérer le pétrole. Des déflecteurs appropriés permettent d'obtenir une zone de calme pour la décantation et de décharger l'eau purifiée. Le pétrole est ensuite recueilli dans un puits où il peut être pompé (fig. III-7).

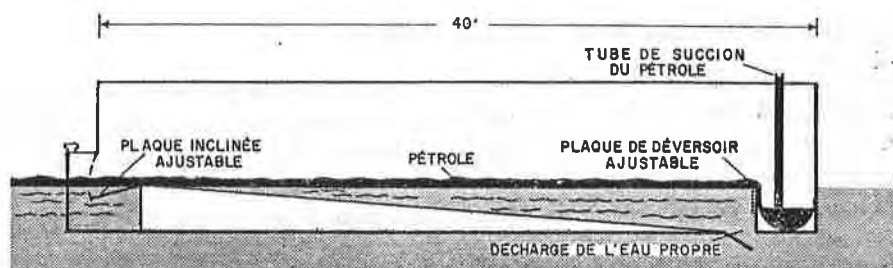


FIG. III-7. — Vue en coupe de l'écumeur marin Husky type SBG. L'eau et le pétrole pénètrent à gauche dans l'écumeur. Le pétrole se sépare à mesure que le mélange descend le long de la rampe inclinée. Lorsque son épaisseur est suffisante, il s'écoule par-dessus le déversoir à droite dans le puits de succion de la pompe. (D'après *Ocean Industry*, juin 1970, p. 58.)

Mentionnons encore le système à ferrofluide (III-111 à III-113) sur lequel travaille *Avco Corp.* depuis 1969. On désigne par ferrofluides (III-110) des suspensions colloïdales de très fines particules ferromagnétiques (diamètre moyen nettement inférieur au micron), fortement polarisables et dispersées dans un support liquide (comme le kérosène) après avoir été recouvertes d'une couche de matériau élastique (par exemple l'acide oléique) nécessaire pour créer une force de répulsion à courte distance et éviter ainsi la floculation produite par effet de Van der Waals.

De tels matériaux sont remarquables par le fait de posséder à la fois ces deux propriétés :

- un écoulement de fluide homogène ;
- une forte susceptibilité magnétique très variable avec la température.

Actuellement un seul type de ferrofluide, mis au point par la *NASA* et *Avco Corp.* à partir de 1962-1963, est opérationnel. Il est constitué par du kérosène ou de l'heptane normal et des particules de ferrite de manganèse et de zinc recouvertes d'une couche d'acide oléique. Ses applications potentielles sont nombreuses mais aucune ne lui a encore permis d'effectuer une percée commerciale. En ce qui concerne son emploi pour la récupération des nappes de pétrole répandues sur les mers voici ce que l'on peut dire :

- le ferrofluide appelé « *Magnecol* » n'utilise pas l'acide oléique comme anti-floculant mais un produit dont la nature n'a pas été révélée ;
- on peut, selon le type du pétrole à récupérer, envisager plusieurs sortes de ferrofluides d'une bonne solubilité dans l'hydrocarbure en question mais insoluble dans l'eau ; de la sorte on obtient par mélange un produit assez homogène et très sensible à l'action d'un champ magnétique ;
- la collecte du mélange ferrofluide-pétrole dans l'entrefer du dispositif récupérateur s'opère avant le pompage dans l'enceinte de stockage ; ainsi on évite le pompage de l'eau et, comme l'épaisseur du mélange dans l'entrefer est bien supérieure à celle du pétrole répandu, cela permet l'emploi de pompes classiques ;
- on utilise une faible quantité de ferrofluide qui est par la suite récupérée en grande partie, donc les risques écologiques de la méthode sont très réduits ;
- *Avco* a procédé à des essais positifs en laboratoire mais pas encore dans des conditions réelles avec houle, vent... qui accroissent sensiblement les difficultés de l'entreprise ;

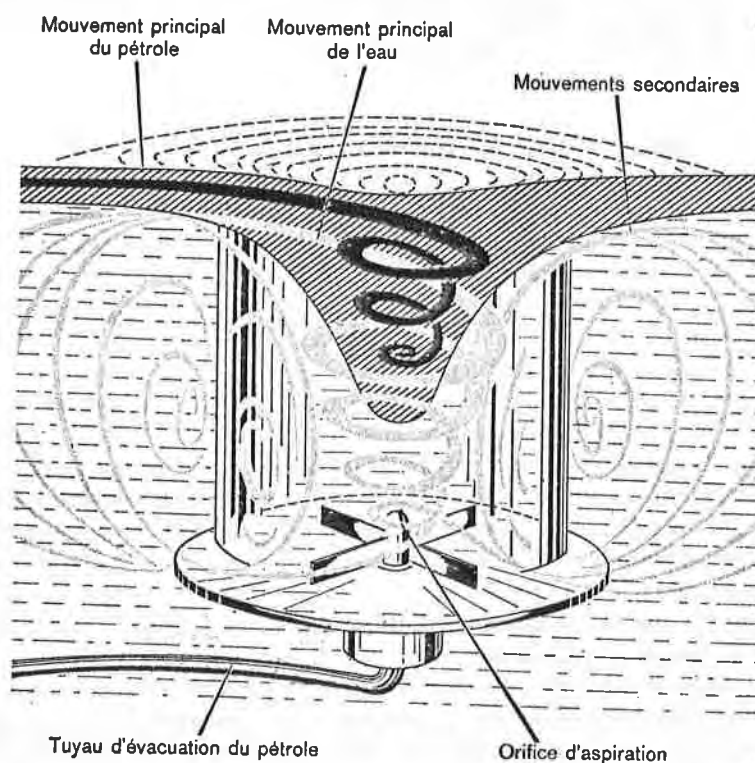
— il existe un projet permettant à l'aide d'un seul navire spécialisé la récupération en une heure d'une nappe de 50 t ayant 1 mm d'épaisseur et répandue sur 6,4 hectares pour un prix de revient de 250 dollars la tonne ;

— il semble que l'on arrivera plus vite à une application pratique dans le cas de la purification des effluents de raffinerie ou dans celui des eaux salies du système « load on top ».

C.2. Système à effet de vortex (III-54) à (III-63) et (III-17).

Ce procédé consiste à créer localement une surépaisseur du film d'huile en formant un entonnoir vortex par action d'une hélice. Cette hélice est placée au fond d'un cylindre sans fond qui évacue en permanence l'eau entraînant le pétrole à sa surface. Ce pétrole ne doit pas toucher l'hélice pour éviter toute formation d'émulsion et doit être repompé au creux du vortex ainsi créé.

L'augmentation d'épaisseur de la couche du liquide léger au sein de l'entonnoir ainsi formé est sensiblement proportionnelle à la différence de densité des deux liquides (fig. III-8). Deux modèles expérimentaux sont actuellement prévus, respectivement de 1 m et 2 m de diamètre.



Le procédé de récupération d'une nappe de pétrole mis au point par la société Bertin pour le compte du groupe Elf-Erap. Dans une cheminée délimitée par un cylindre vertical dont le diamètre est fonction de l'importance de la nappe à traiter, des pales de turbine créent un mouvement centripète. Plus léger que l'eau, le pétrole se collecte dans le vortex axial d'où il peut être aspiré et récupéré.

FIG. III-8. (D'après Science, progrès, découverte, mars 1971, p. 22.)

D. Systèmes de transfert du pétrole récupéré.

La récupération rapide des nappes de pétrole par les dispositifs décrits précédemment suppose l'existence, à côté de ces récupérateurs, de capacités de stockage suffisamment grandes pour récupérer les quantités débitées.

Pour la facilité de transport, la plupart des systèmes de stockage envisagés font appel à l'emploi de citernes souples, de faible encombrement à vide et pouvant être déployées facilement sur le lieu du sinistre à partir de navires rapides de faible capacité, ou même par largage à partir d'avions ou d'hélicoptères.

Les principaux systèmes proposés sont les suivants :

— Le système **Seadragon** développé par *Garrett Corp* (III-66) (III-67) pour l'API est un système complet de barrage mobile et d'écumeur, de séparateur eau-pétrole, le pétrole récupéré étant ensuite transféré dans des citernes gonflables parachutées d'avions. Ces citernes sont fabriquées par *Uniroyal* en caoutchouc nylon, gonflables et ont une capacité unitaire de 635 m³ pour une longueur de 42 m. Ces citernes sont ensuite tractables à l'aide de remorqueurs (III-68) à (III-72) (III-75).

— *Goodyear* développe également le même type de citernes en tissu de nylon recouvert de polyuréthane (III-77) ainsi que *Dunlop* (III-73).

III.6. RÉCUPÉRATION DES NAPPES ET ÉCRÉMAGE PAR ABSORPTION

En concurrence avec les systèmes d'aspiration mécaniques étudiés précédemment, on a envisagé également l'emploi de substances absorbantes mises en contact avec la nappe de pétrole et récupérées ensuite, pour être essorées du pétrole qu'elles contiennent ou encore simplement détruites ou brûlées avec le pétrole inclus.

Les substances envisagées font toutes appel à des polymères organiques, mouillables par les hydrocarbures et non mouillables par l'eau (polyoléfines, polyuréthanes, polyvinyliques, etc.). Les dispositifs de mise en place peuvent être continus ou discontinus.

A. Dispositifs discontinus.

— Système du *Warren Spring Laboratory* (II-10) : projection sur le pétrole de copolymère chlorure de polyvinyle-alcool polyvinylique formant un « radeau » imbibé de pétrole qui peut être ensuite récupéré par des moyens mécaniques.

— Système **Sop** (surface oil pickup) (III-17) de *Ocean Design Engineering Corp.* : pulvérisation de blocs de mousse de polyuréthane sur la couche de pétrole enfermée dans les bras d'un barrage. Une fois saturés de pétrole, ces blocs sont repris à bord d'un navire par une courroie transporteuse pour y être essorés. La capacité du système serait de 240 m³/h sur une nappe de 1,5 mm parcourue à 3 nœuds. La mousse de polyuréthane présente l'avantage de ne laisser aucun résidu sur l'eau, ce qui compense un peu son prix de revient élevé (III-81) (III-82).

— Emploi de polystyrène (**Styrofoam**) par *Polymer Research Corp.* (III-80) : ce polystyrène absorbe 25 fois son poids de pétrole à l'état pur. En augmentant sa mouillabilité par le pétrole, à l'aide d'un mélange persulfate d'ammonium, sulfate de lauryle sodium, métabisulfite de sodium et acétate d'argent, il absorbe alors 100 fois son poids de pétrole (III-6).

— On a proposé également l'incorporation de particules magnétiques au sein du polystyrène expansé pour faciliter sa récupération par des aimants (III-6).

— Emploi de perlite expansée (*Deutsche Perlite*) préalablement recouverte de silicone (III-6) (III-85) (III-86).

— Emploi de vermiculite (*Phillips Petroleum*) (III-6) (III-87), et de matériaux divers (sciure, marcs de café) imprégnés de silicone (*Wacker-Chemie*) (III-88) pour les rendre oléophiles ou même de billes de verre imprégnées de silicone (*Degussa*) (III-89) (III-110).

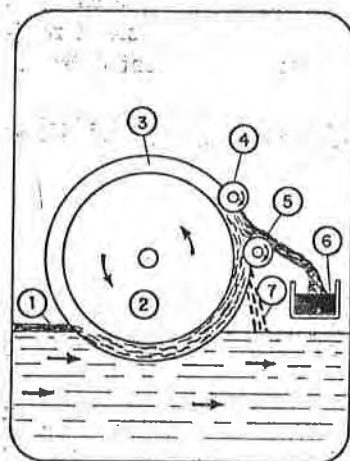
En plus des produits déjà cités les autres absorbants essayés ont été la tourbe, l'écorce de bouleau, le cuir chromé, les déchets de coton, le vieux papier, le papier feutre, la laine de verre, les matelas de laine de roche, la filasse de sisal, la bourre de rayonne, et enfin le foin et la paille qui, vu leurs prix de revient se sont révélés comme les absorbants les plus économiques, que l'on peut brûler ou enfouir après récupération.

B. Dispositifs continus.

Les mêmes produits poreux absorbants peuvent être disposés sur des supports continus qui viennent d'abord en contact avec la nappe à éponger avant de retourner sur le navire pour épongeage. De nombreux dispositifs basés sur ce principe ont été proposés :

— Emploi de tambours recouverts de matériau absorbant (polyuréthane) s'imbibant d'huile sur une fraction de tour et essoré ensuite par des rouleaux sur une partie de sa circonférence : système *Amoco* (III-21) (fig. III-9), système *Mop-Cat* de *Worthington Corp.* (III-17) capable d'enlever environ 3 à 6 m³/h.

— Emploi de courroies transporteuses dont l'axe de rotation des tambours est horizontal, un tambour de rotation plongeant dans l'eau à nettoyer, le second tambour étant placé sur le navire où se produit l'essorage : système *Vokes* (III-90) (fig. III-10).



- 1 - Nappe de pétrole
- 2 - Tambour
- 3 - Mousse
- 4 - Essoreur à pétrole
- 5 - Essoreur à eau
- 6 - Pétrole
- 7 - Eau

FIG. III-9. (D'après *Oil and Gas Journal*, 1^{er} juin 1970, p. 95.)

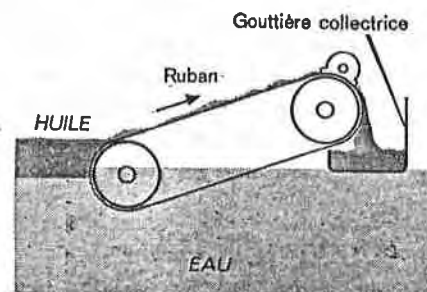


FIG. III-10. — Rouleau ou racleur pour essorer ou repousser le pétrole vers le collecteur. (D'après *Science, progrès, découverte*, mars 1971, p. 21.)

— Emploi de bandes « transporteuses » en acier inoxydable, plus facilement mouillées par le pétrole que par l'eau et permettant ainsi par léchage de la surface polluée d'éliminer la couche d'huile : système *Sandvik*.

— Emploi de disques en acier inoxydable au lieu de bande et agissant suivant le même principe mais avec une surface de contact plus développée : système *Lockheed*.

Emploi de manches en tissu hydrofuge, bourrées de laine de polypropylène, tournant autour de deux cabestans à axes verticaux l'un sur le navire, l'autre au contact de l'eau à nettoyer, suspendu sur une flèche reliée au navire (fig. III-11), système étudié par *Shell* en Hollande et *Murphy Pacific Marine Salvage Co.* L'essorage de la manche se fait sur le navire.

En général la capacité de ces systèmes continus d'absorption varie entre 40 et 180 l/mn (III-25).

Le tableau III-1 résume l'efficacité de différents absorbants essayés.

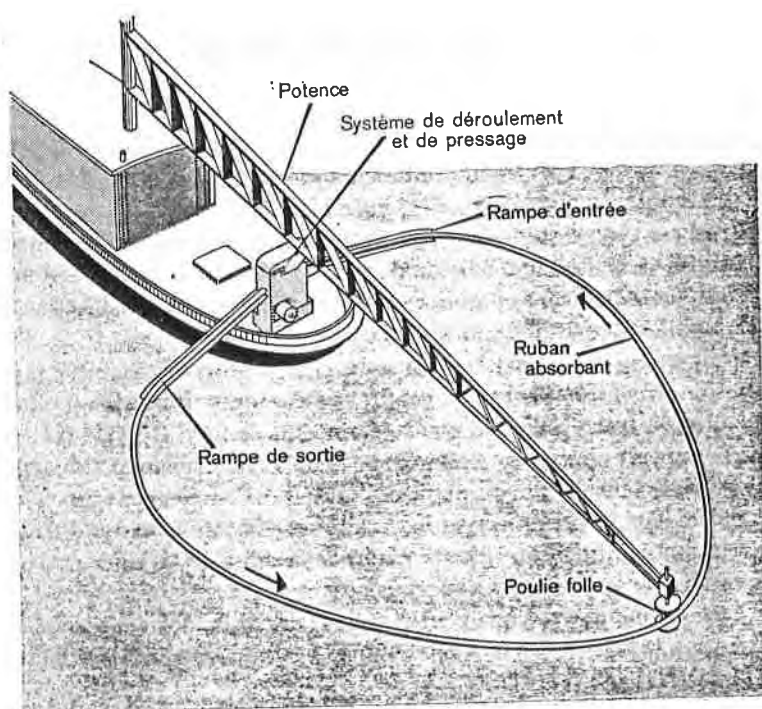


FIG. III-11. (D'après Science, progrès, découverte, mars 1971, p. 21.)

TABLEAU III-1.
TESTS D'ABSORBANTS A GRANDE ÉCHELLE.

ABSORBANT UTILISÉ	QUANTITÉ UTILISÉE (kg)	PÉTROLE TESTÉ			DURÉE DE L'ESSAI (h)	QUANTITÉ RÉCUPÉRÉE (kg)	RAPPORT PÉTROLE ABSORBANT
		Épaisseur (mm)	Quantité (kg)	Viscosité (cSt)			
Kraton 1101 ⁽¹⁾	12,5	6	350	4	24	14	1,1
Kraton 1107 ⁽¹⁾	12,5	6	350	4	24	15	1,2
Résine Urée-formol 50 × 610 × 1 520 mm.....	0,8	6	350	4	24	20,5	26
Polyuréthane ⁽²⁾	20	6	278	6	2	280	28
Polyuréthane ⁽³⁾	10	6	330	6	1	50	5
Polyuréthane ⁽⁴⁾	2,5	6	150	6	5	115	46
Ekoperl.....	12	6	150	6	24	60	5
Foin ⁽⁵⁾	24,5	6	350	6	24	105	4

SOURCE : *Ocean Industry* — Juillet 1970, p. 43.

⁽¹⁾ Caoutchouc Kraton. Copolymère testé en granulé de 4 mm.

⁽²⁾ Polyuréthane finement moulu (diamètre 6 mm). Récupération totale quantité de pétrole insuffisante.

⁽³⁾ En sac de 2,75 m de long et 0,60 m de diamètre. Le sac récupère plus de 250 kg d'eau et seulement 50 kg d'huile.

⁽⁴⁾ Fragments de 2,5 et 5 mm d'épaisseur, de différentes formes, et de dimensions de 0,30 à 1,20 m.

⁽⁵⁾ Performances similaires pour la paille et la bagasse.

III.7. PRÉCIPITATION DES NAPPES

L'absorption du pétrole répandu sur la mer sur des substances solides est également employée pour alourdir le pétrole absorbé et le précipiter sur le fond de la mer : les solides employés ont une forte densité réelle ; ils adhèrent au pétrole et le précipitent.

Bien que les conséquences écologiques de ce type de traitement des nappes soient très mal connues, cette méthode est utilisée actuellement concurremment à la dispersion à l'aide d'agents tensio-actifs, car elle est relativement efficace en mer, comparée aux méthodes déjà décrites et elle permet aussi d'éviter aux nappes d'atteindre les côtes.

De nombreux matériaux ont été proposés pour amener le pétrole à précipiter : le sable, la brique pulvérisée, les cendres, le ciment, le kaolin, les cendres volcaniques, les mélanges de silicone, le sable carbonisé, la vermiculite, la pierre pilée, la chaux éteinte, la craie (III-91), etc.

L'inconvénient de ce type de traitement réside dans le poids relativement élevé de matériau nécessaire pour traiter le pétrole, puisque par principe ces matériaux ne peuvent servir qu'une seule fois. Pour des questions de toxicité, il faut réserver ces traitements à des sinistres survenant en eau profonde au-delà des plateaux continentaux pour réduire les risques d'atteinte à la vie au fond de la mer. Les différents produits commerciaux proposés sont les suivants :

- Stucco de *I. C. I.* résidu du gypse, provenant de la fabrication de l'acide phosphorique (III-10).
- Sable naturel fin traité par de la paraffine pour le rendre hydrofuge oléophile (*Shell*) (III-10) (III-92) (III-93) (III-94) (III-95) (III-96).

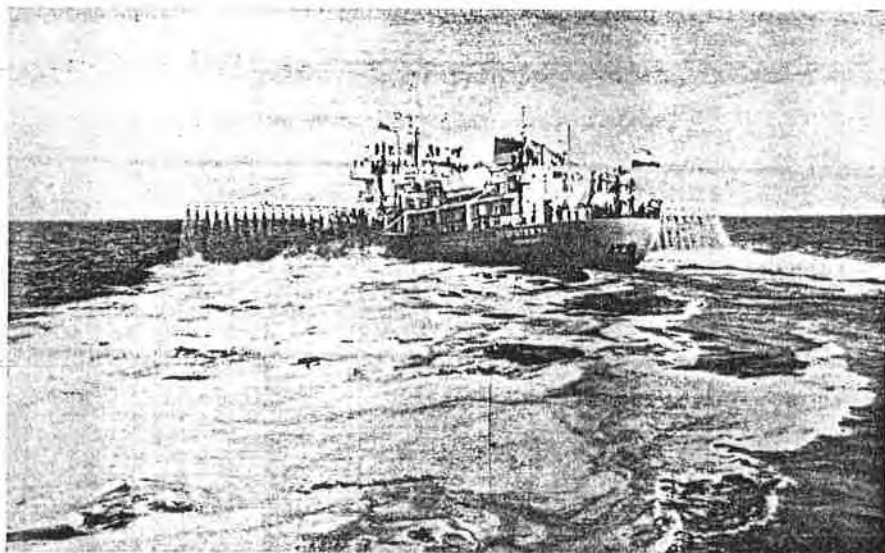


FIG. III-12. — Procédé *Shell* de coulage des nappes de pétrole.

— Cendres pulvérisées rendues hydrofuges par les vapeurs de chlorosilanes (*Midlands Silicones Ltd* et *CEGB*) (III-10) (III-6).

— Argile, montmorillonite de sodium avec différents additifs au glycol ou aux amines (*Esso*) (III-6).

Les études montrent que l'efficacité des produits précipitants est proportionnelle à leur surface spécifique, par conséquent le tonnage nécessaire pour le traitement d'une nappe varie en sens inverse de la granulométrie de la poudre. L'avantage des précipitants est qu'ils ne nécessitent qu'une seule opération, s'il est possible en une seule passe de distribuer uniformément une couche suffisante de poudre.

Les dispositifs de pulvérisation utilisés sont assez semblables à ceux employés pour la pulvérisation des agents dispersants. Ils utilisent les mêmes principes que les semoirs d'engrais (disques rotatifs) et sont disposés sur des flèches de part et d'autre du navire de traitement. Les bandes traitées en une passe atteignant 15 à 30 m avec des particules de 2 à 3 mm. Avec les finesses plus grandes souhaitées, la répartition est plus difficile et il faut tenir compte du vent. On a également proposé d'ensemencer ces poudres avec des bactéries pour faciliter ensuite la biodégradation du pétrole précipité.

III.8. COMBUSTION DES NAPPES

Faire brûler le pétrole dès qu'il se répand sur la mer pour le faire disparaître et éviter les contaminations ultérieures est une solution qui vient dans les premières à l'esprit (III-99) (III-100) (III-101) (III-102) (III-103) (III-104) (III-105).

En fait le problème de la combustion est difficile à résoudre (III-114). Le pétrole brut répandu à la surface de l'eau évolue très rapidement. Les paraffines, les naphthènes et les aromatiques à moins de dix carbones et à points d'ébullition inférieurs à 150° C s'évaporent très rapidement (III-97). Ce sont justement ces composés volatils qui assurent le démarrage et l'entretien de la combustion.

Par ailleurs, la formation d'émulsions eau dans l'huile qui se produit progressivement par suite de la présence d'agents hydrophiles dans le brut rend encore plus difficile l'inflammation.

Enfin l'étalement du brut en couche mince à la surface de l'eau amène le pétrole en contact intime avec une surface de refroidissement qui empêche toute inflammation du combustible, et amène son extinction s'il s'est enflammé en ramenant la température des hydrocarbures au-dessous du point éclair.

Par conséquent pour pouvoir enflammer le pétrole, il faudrait le faire avant l'évaporation des volatils et avant étalement, donc dès la sortie du pétrolier en difficulté ou à la sortie du puits en éruption, avec tous les risques d'enflammer le navire ou les installations que cela comporte.

Le palliatif consiste donc comme précédemment à répandre sur la nappe à détruire des substances absorbantes, qui permettront de jouer le rôle de « mèches » et de concentrer le pétrole.

On peut même y ajouter des agents oxydants du type perchlorate qui permettront de faciliter l'inflammation, ou encore les produits fortement inflammables envoyés lors de l'accident du Torrey Canyon avec plus ou moins de résultats : 80 t d'explosifs, 40 m³ d'essence aviation, 12³ m de napalm, roquettes, etc. (III-13).

Produits proposés pour faciliter la combustion :

— **Sea Beads** de *Pittsburgh Corning* : nodules de verre poreux (III-17) (III-106) (III-107), aspirant les hydrocarbures par capillarité, et facilitant par accumulation dans le verre de la chaleur de combustion, la vaporisation de l'hydrocarbure pour son inflammation.

— **Cab-O-Sil St-2-0** de *Cabot Corp.* (III-17) (III-98) (III-109) : particules extrêmement fines de silice grillée rendues hydrophobes par traitement aux silicones ; agissant par action capillaire et isolant ainsi le pétrole en combustion de la surface refroidissante de l'eau.

PRÉVENTION ET LUTTE CONTRE LA POLLUTION

TABLEAU III-2.

COMPARAISON DES COÛTS ET DES EFFICACITÉS DES SYSTÈMES DE TRAITEMENT DES NAPPES.

SYSTÈME	INDICE D'EFFI- CACITÉ ⁽¹⁾	1 ^{er} CAS : 1 ACCIDENT DE 8 m ³ + 10 ACCIDENTS DE 0,8 m ³ PAR AN		2 ^e CAS : 10 ACCIDENTS DE 8 m ³ + 50 ACCIDENTS DE 0,8 m ³ PAR AN	
		Coût (F/m ³)	Rapport coût efficacité	Coût (F/m ³)	Rapport coût efficacité
1. Absorbants/récupération manuelle + barrage de retenue.....	144	3 310	23	2 000	13,9
2. Gélifiants/récupération manuelle + barrage de retenue.....	144	6 250	43,5	4 870	33,8
3. Systèmes de succion + barrage de retenue.....	144	3 210	21,7	1 375	9,55
4. Dispersants chimiques + barrage de rétention.....	141,5	3 050	21,6	1 810	12,8
5. Absorbants/bande transporteuse + barrage de rétention.....	128	4 930	38,5	2 080	16,3
6. Gélifiants/bande transporteuse + barrage de rétention.....	128	9 500	74	5 120	40
7. Courroie sans fin à la surface de l'eau + barrage de rétention.....	128	6 250	48,8	1 875	14,6
8. Dispersants chimiques appliqués sur la nappe.....	126	1 500	11,9	1 375	10,9
9. Absorbants/dispositif de succion portatif + barrage de retenue.....	120	3 750	31,2	1 690	14,1
10. Tambour rotatif ou courroie sans fin (surface non absorbante) + barrage de retenue.....	112	6 500	58	2 000	17,8
11. Écumeur par gravité ou déflecteur + barrage de retenue.....	112	5 500	49	1 750	15,7
12. Tambour rotatif (ou courroie sans fin) surface absorbante + barrage de retenue.....	112	7 050	63	2 060	18,4

⁽¹⁾ Nombre croissant suivant l'efficacité. Indice résultant d'évaluations effectives en utilisant des critères de performances et des paramètres couvrant toute la gamme des possibilités de pollution + coût par m³ divisé par indice d'efficacité.
D'après P. C. WALKUP, Battelle Memorial Institute.

III.9. CONCLUSIONS

Le tableau III-2 résume les efficacités relatives des différents moyens de traitement des nappes, ainsi que leurs prix de revient (III-21), on voit que les systèmes de dispersion sont les plus performants et représentent le meilleur compromis entre l'efficacité et le prix de revient ; viennent ensuite les dispositifs de succion alliés aux barrières de rétention devant les absorbants récupérés une fois saturés à l'intérieur d'un barrage de rétention.

Par conséquent aucun dispositif de récupération mécanique ou physico-chimique n'est actuellement parfaitement satisfaisant. Les difficultés rencontrées tiennent en général à deux grandes causes :

- débits insuffisants des moyens préconisés comparés aux tonnages des nappes à traiter ;
- fonctionnement déficient de ces moyens en présence d'une mer un peu agitée.

La question des barrages mécaniques doit être étudiée de façon plus approfondie en fonction de l'ambiance dans laquelle ils sont placés de façon à définir leurs critères : tirant d'eau, élévation au-dessus de l'eau, forme, en particulier au-dessus de la flottaison, efforts linéaires, flexibilité, inertie, forces d'ancrage.

Dans le cas des barrières à bulles, il faut essayer d'améliorer leur efficacité par optimisation de leur mise en place, de la distribution de l'air, de la taille des bulles, etc.

Pour les dispositifs d'écumage il y a lieu de rechercher des dispositifs capables de supporter l'état de la mer, tout en gardant une bonne sélectivité dans la séparation eau-huile.

BIBLIOGRAPHIE

- (III-1) LEGRIS (J.). — Généralités sur les mesures curatives. *Colloque ASTEO*, Paris, 30 sept.-1-2 oct. 1970.
- (III-2) BERRIDGE (S. A.), DEAN (R. A.) et FALLOWS (R. G.). — The Properties of Persistent Oils at Sea. *J. of Inst. Petrol.*, nov. 1968, 54, n° 539, p. 300-309.
- (III-3) GARRETT (W. D.) et BARGER (W. R.). — Factors Affecting the Use of Monomolecular Surface Films to Control Oil Pollution on Water. *Environmental Science and Technology*, févr. 1970, 4, n° 2, p. 123-127.
- (III-4) SIGWALT (R.). — Sur les forces d'étalement sur l'eau des produits du pétrole et leur neutralisation par les huiles grasses. *C. R. Acad. Sc.*, 1964, 259, p. 561-564.
- (III-5) FAY (J. A.). — The Spread of Oil Slicks on a Calm Sea. *Oil on the Sea*, Plenum Press, New York, 1969, p. 53-63.
- (III-6) Using Chemicals for Cleaning Up Oil Spills. *Ocean Industry*, août 1970, p. 35-40.
- (III-7) Brevet U. S., n° 3 198 731.
- (III-8) Plastics from Fuel Oil? This Company Claims it Can Be Done. *Modern Plastics*, nov. 1970, 47, n° 11, p. 80-81.
- (III-9) COLOMO (E.). — Brevet franç., n° 1 564 290.
- (III-10) SMITH (J. W.). — Problems in Dealing With Oil Pollution on Sea and Land. *J. Inst. Petrol.*, nov. 1968, 54, n° 539, p. 358-366.
- (III-11) CORINO (E. R.). — Chemical Gelling Agents and Dispersants. *3rd Joint Meeting A. I. Ch. E. and Puerto Rican Instit. Chem. Eng.*, San Juan (Puerto Rico), 20 mai 1970.
- (III-12) ROTH (S.). — Brevet U. S., n° 3 497 450.
- (III-13) SWIFT (W. H.), TOUHILL (C. J.) et PETERSON (P. L.). — *C. E. P. Symp. Series*, 1965, 65, n° 97, p. 265-273.
- (III-14) Chemical Coagulants Oil in Water, *Ocean Industry*, avr. 1970.
- (III-15) HOULT (D. P.). — Containment and Collection Devices for Oil Slicks. *Oil on the Sea*, Plenum Press, New York, 1969, p. 65-80.
- (III-16) MILZ (E. A.). — Evaluating Oil Spill Control Equipment and Techniques. *Ocean Industry*, juil. 1970, p. 40-44.
- (III-17) MARETTA TUBB. — Control of Oil Spills. Recent Technical Developments. *Ocean Industry*, juin 1970, p. 48-61.
- (III-18) MOSS (M.). — Barrages anti-marée-noire pour le contrôle de la pollution. *Colloque ASTEO*, Paris, 30 sept.-1-2 oct. 1970.
- (III-19) *Rev. Générale de Thermique*, déc. 1970, n° 108.
- (III-20) Gamlen-Naintré et cie, Clichy.
- (III-21) BACHMAN (W. A.). — Oil Spills : Where We Are and Where We Are Going. *Oil and Gas J.*, 1 juin 1970, p. 91-107.
- (III-22) Oil Fence. *Chem. Week*, 1969, 104, n° 7.

- (III-23) As Oil Pollution Menace Grows, Gamlen Booms Attract Greater Universal Interest. *Dock Harbour Auth.*, oct. 1969, 50, n° 588, p. 246-247.
- (III-24) A Floating Boom for Confining an Oil Slick on a Water Surface, Brevet hollandais, n° 69-12144.
- (III-25) SEARLE (W. F.). — Two Oil Spill Control Systems Tailored for Specific Tasks. *Ocean Industry*, juil. 1970, p. 45-49.
- (II-26) Process for Containment and Deflection of Aqueous Surface Pollutants. Brevet U. S., n° 3 491 023.
- (III-27) Air Contains Oil Slicks. *Oil and Gas Internat.*, 1969, 9, n° 1, p. 56.
- (III-28) The First Pneumatic Air Barrier System. *Petro/Chem. Engineer*, 1969, 41, n° 4, PM5.
- (III-29) JONES (W. T.). — Air Barriers as Oil Spill Containment Devices. *45th Annual Fall Meeting SPE A. I. M. E.*, Houston, 4-7 oct. 1970.
- (III-30) Les barrages à bulles d'air. *Techniciens du Pétrole*, févr. 1968, 23, p. 9-10.
- (III-31) Air Barriers Contains Spills. *Oil and Gas J.*, 9 déc. 1968, 66, n° 50, p. 90.
- (III-32) Bubbles Keep the Oil at Bay. *New Scientist*, 29 oct. 1970, p. 225.
- (III-33) DAHAN (P. C.). — Apparatus and Process for Confining Floating Liquid Products. Brevet U. S., n° 3 369 664.
- (III-34) Présentation du barrage Harmstoff. *Pétrole-Informations*, 5 juil. 1966, p. 57.
- (III-35) A Rough-Water Oil Containment System. *Oil and Gas Internat.*, 10, n° 4, p. 129.
- (III-36) Oil Spills Containment Boom Undergoing Extensive Test. *Oil Week*, 26 oct. 1970.
- (III-37) Canadian Firm Joins Pollution War With Bennet Boom. *Canadian Petroleum*, 1970, 11, n° 8, p. 29.
- (III-38) BREATHERICK (L.), DESTY (D. H.) et WEBB (M. G.). — A Barrier for Collecting Oil Spilt on Water. Brevets U. S., n° 3 503 508, 3 503 814, 3 503 512 ; Brevets sud-africains, n° 68/3 980 et 69/5 905 ; Brevet hollandais, n° 68-8815.
- (III-39) TESSIER (M.). — Isolement, concentration et récupération d'une nappe de pétrole. *Colloque A. S. T. E. O.*, Paris, 30 sept. 1-20 oct. 1970.
- (III-40) Containment System Combines Boom with Air Barrier. *Ocean Industry*, août 1970, p. 42.
- (III-41) PICARD (J.). — Design of a Depolluting Ship. *Ocean Industry*, août 1970, p. 40-41.
- (III-42) PICARD (J.). — Problèmes de pollution massive par les hydrocarbures. Une solution : le bateau dépollueur. *Rev. A. F. T. P.*, juil.-août 1969, n° 196, p. 53-57.
- (III-43) Le bateau dépollueur, solution aux problèmes de pollution massive par les hydrocarbures. *Conférence A. S. T. E. O.*, 7 nov. 1969.
- (III-44) Technocean Completes Plans for Pollution Control Ship. *Ocean Industry*, oct. 1969, p. 23.
- (III-45) PICARD (J.). — A Ship Especially Designed for Sea-Depollution. *Proceedings OECON*, 1968, p. 445-453.
- (III-46) Mis au point par Technocéan, le navire dépollueur projeté en France. *Pétrole-Informations*, 21 févr. 1969, n° 1124, p. 38-39.
- (III-47) REBEYROL (Y.). — Un instrument de lutte contre la marée noire : le navire dépollueur. *Le Monde*, 2 avr. 1969, p. 7.
- (III-48) France Plans De-Pollution Ship. *Hydro-space*, févr. 1970, 3, n° 1, p. 48.
- (III-49) MARETTA TUBB. — Control of Oil Spills. Recent Technical Developments. *Ocean Industry*, juil. 1970, p. 38-40.
- (III-50) MARETTA TUBB. — Highlights of On-Going Research in Pollution. *Ocean Industry*, sept. 1970, p. 95-98.
- (III-51) Prototype System Contains and Removes Oil from Water. *Ocean Industry*, janv., 1971, p. 19.
- (III-52) La récupération d'huile, arme efficace contre la pollution des eaux. *Rev. Sécurité*, nov. 1966, 2, n° 19, p. 55-58. *Usine Nouvelle*, 12 oct. 1967, p. 145.
- (III-53) DUBOIS (E.). — Récupération des hydrocarbures flottants par effet de Vortex. *Colloque ASTEO*, 7 nov. 1969.
- (III-54) Clean-Up Technique from France is Simple, Versatile and Effective. *Canadian Petrol.*, 1970, 11, n° 8, p. 28.
- (III-55) Récupération des hydrocarbures flottants par effet de Vortex. Procédé Elf-Bertin. *Techn. Pétrole*, 1970, 25, n° 277, p. 34-36.
- (III-56) Lutte contre la pollution. *J. Marine Marchande*, 26 mars 1970, p. 752.
- (III-57) Elf-ERAP. — Coopération avec Bertin pour la lutte contre les nuisances. *L'Industrie du Pétrole en Europe*, avril 1970, n° 407, p. 69.
- (III-58) *Usine Nouvelle*, 9 avr. 1970, n° 15.
- (III-59) L'ERAP présente un procédé de dépollution des eaux. *Pétrole-Informations*, 25 avr. 1970, n° 1150, p. 37-38.
- (III-60) Un procédé pour lutter contre la pollution des mers. *Le Monde*, 1^{er} avr. 1970, p. 16.
- (III-61) LEFORT (P.). — Récupération des hydrocarbures flottants par effet de Vortex. *Le Génie Civil*, 1970, 147, n° 5, p. 291-292.
- (III-62) MARMAN (C.). — *Industrie et Techniques*, 5 mai 1970, p. 9-10.
- (III-63) New Medusa System Cleans Up Oil Spills. *Chem. and Eng. News*, 4 janv. 1971, p. 31.
- (III-64) Bubble Barrier Against Oil Pollution. *Petrol. Times*, 23 oct. 1970, p. 17.
- (III-65) *Ocean Industry*, mars 1970, p. 34.
- (III-66) API Lets Contract for Seadragon. *Oil and Gas J.*, 2 févr., 1970, p. 75.
- (III-67) Citernes gonflables contre la pollution des eaux côtières par les hydrocarbures. *Navires, Ports et Chantiers*, sept. 1970, n° 244, p. 704.
- (III-68) *J. Marine Marchande*, 27 nov. 1969, p. 2726.
- (III-69) First Airborne Spill Control System Tested. *Oil and Gas J.*, 24 nov. 1969, 67, n° 47, p. 70.

- (III-70) Coast Guards Has New Tool to Counter Tanker Oil Spills. *Undersea Technology*, 1970, 11, n° 5, p. 32-34.
- (III-71) Coast Guards Fight Pollution at Sea. *Data, Wash.*, 1970, 15, n° 1, p. 22-25.
- (III-72) WOOLLEY (J. E.). — A Method for Separating Oil from Water, Especially on Oil Spill from a Tanker. Brevet français, n° 1 553 207.
- (III-73) WEISSMANN (T.). — New Breakthrough in Oil Slicks Containment. *Oilweek*, 14 sept. 1970, p. 16.
- (III-74) Rubber Whales Drink Oil from Tanker to Prevent Spills. *Chem. and Eng. News*, 25 mai 1970, p. 15.
- (III-75) Coping with Oil Spills. Cleaning Them Up... *Chem. Eng.*, 26 janv. 1970, p. 48.
- (III-76) Bagging a Problem. *Chem. Week*, 23 sept. 1970, p. 19.
- (III-77) Micro-Por, a Porous Plastic Tubing with Potential Uses in Farming, Water Treatment and Water Pollution Control. *Chem. Eng. News*, 27 avr. 1970, 48, n° 18, p. 67.
- (III-78) Coagulation Helps Solve Oil Spills. *Oil and Gas J.*, 25 mai 1970, 68, n° 21, p. 84-89.
- (III-79) HOROWITZ (C.). — Hydrocarbon liquids Dispersed in Waters are Recovered. Brevet U. S., n° 3 494 862.
- (III-80) Polyuréthane in a New Structural Form Has Been Put to Use in Israel. *Chem. Eng. News*, 1 sept. 1969, 47, n° 37, p. 41.
- (III-81) Les marées noires vaincues par un procédé israélien. *Le Figaro*, 27 juil. 1969.
- (III-82) Oil Spills are Kyoed by New Plastic Ships. *Chem. Eng.*, 22 sept. 1969, p. 86.
- (III-83) Israel Used New Method to Clear Tapline Spillage. *Platt's*, 22 août 1969.
- (III-84) Perlite for Use in Absorbing Oils or Oil Emulsions from a Solid Surface. Brevet hollandais, n° 67-09774.
- (III-85) Expanded Perlite is Rendered Hydrophobic for Use as Absorbent for Oils. Brevet hollandais, n° 68-16938.
- (III-86) Method of Removing Oil from Polluted Water Using Expanded Vermiculite. Brevet U. S., n° 3 414 511.
- (III-87) Brevet U. S., n° 3 464 920.
- (III-88) Brevet U. S., n° 3 484 371.
- (III-89) Vokes Separates Oil and Water. *European Chem. News*, 20 juin 1969, p. 43.
- (III-90) A British Research Team is Trying Chalk to Sink Oil Slicks. *Chem. Week*, 12 oct. 1968, 103, n° 15, p. 73-74.
- (III-91) Sand Cure for Oil Pollution. *Petrol. Review*, juin 1969, 23, n° 270.
- (III-92) The Sand Sink Anti-Oil Spill Method. *Petrol. Times*, 24 avr. 1970, p. 15.
- (III-93) Shell's Sand Sink Method for Oil Spills. *Petrol. review*, juin 1970, 24, n° 282, p. 173.
- (III-94) Essais en mer de la méthode Shell Sand Sink. *B. I. P.*, 5 juin 1970, n° 1599, p. 163.
- (III-95) Systèmes Shell antipollution marine. *Pétrole-Informations, Rev. Pétrolière*, 26 juin 1970, n° 1156, p. 39-41.
- (III-96) PILPEL (N.). — Le sort du pétrole à la surface de la mer. *Endeavour*, janv. 1968, n° 100, p. 11-13.
- (III-97) Pour brûler l'huile sur la mer. *Science, Progrès, La Nature*, juin 1969, p. 223.
- (III-98) MORRISON (J.). — Oil-Burner Provides Safe and Pollution Free Offshore Tests. *Oil and Gas Internat.*, sept. 1969, p. 54-60.
- (III-99) Oil Spill Can be Burned. *Offshore*, oct. 1969, 29, n° 11, p. 43.
- (III-100) German Firm Develops Secret Formula Waste Oil Destroyer. *Oil and Gas Internat.*, oct. 1969, p. 134.
- (III-101) TRILLY (P. R.). — Removal of Floating Oil Slicks by the Controlled Combustion Technique. *Oil on the Sea*, Plenum Press, New York, 1969, p. 81-91.
- (III-102) WOODYARD (D.). — Oil Slick Destroyed by Burning. *Engineering*, 19 juin 1970, p. 629.
- (III-103) Chemicals to Combat Ocean Petroleum Spills Keep Coming. *Chem. Eng.*, 20 mai 1968, 75, n° 11, p. 70.
- (III-104) *Chem. Eng. News*, 1er juil. 1968, p. 47.
- (III-105) Attack on Oil Pollution. *Drilling DCW*, février 1970, p. 0/1-0/4.
- (III-106) Promising New Concept for Burning Oil Off Sea. *Ocean Industry*, mars 1970, p. 51.
- (III-107) Textured Glass Nodules for Oil Spill Cleanup. *Oceanology Internat.*, févr., 1970 p. 41.
- (III-108) Major Oil Slick Burned by Cabot Corp. *Chem. Industry*, 18 avr. 1970, n° 16, p. 509.
- (III-109) Ekoperl : agent d'absorption pour produits pétroliers. *Pétrole-Informations*, 5 déc. 1966, p. 55-60.
- (III-110) BERTRAND (A. R. V.). — Les ferrofluides. *Rev. Inst. Franç. Pétrole*, 1970, XXV-1, p. 16-35.
- (III-111) Magnetic System Picks Up Oil from Spills. *Chem. Eng. News*, 1 févr. 1971, p. 47-48.
- (III-112) AVCO Broom Cleans Oil Slicks in one Sweep. *Canadian Petroleum*, sept. 1971, p. 54-55.
- (III-113) KAISER (R.) et al. — The Recovery of Oil from Water with Magnetic Liquids. Compte rendu de la Conférence « Prevention and Control of Oil Spills », Washington, D. C., 15-17 juin 1971, p. 415-426.
- (III-114) FREIBERGER (A.) et BYERS (J. M.). — Burning Agents for Oil Spill Cleanup. Compte rendu de la Conférence « Prevention and Control of Oil Spills », Washington, D. C., 15-17 juin 1971, p. 245-251.

IV. TRAITEMENT DES NAPPES PAR DISPERSION ET DÉGRADATION

par J. BRIANT et C. GATELLIER

Lors de l'accident du Torrey Canyon, les dispersants furent utilisés en grande quantité dans la lutte contre les nappes. Devant l'urgence du problème, tous les « détergents » disponibles furent utilisés et certains d'entre eux se révélèrent plus néfastes que le pétrole lui-même. Depuis, différentes sociétés ont étudié ce problème (*Corexit*, *Séfoil*) et ont tenté de mettre au point des détergents à la fois efficaces et inoffensifs pour la flore et la faune marines. Il semble cependant que le problème n'ait pas été envisagé dans toute son étendue avec la rigueur nécessaire. Le produit idéal utilisé à dose économique devrait être très efficace pour la dispersion, non toxique et accélérateur de la biodégradation des hydrocarbures, tout en étant biodégradable lui-même. Ce produit n'existe pas encore, et pour l'obtenir il sera nécessaire d'approfondir l'ensemble des connaissances relatives à l'action des dispersants (IV-1).

Nous allons rappeler ici les problèmes relatifs :

- à la dispersion des hydrocarbures ;
- à leur biodégradation ;
- à la mise en œuvre de produits dispersants ;
- à la nécessité de recherches en ce domaine.

IV.1. LA DISPERSION DES HYDROCARBURES DANS L'EAU

Actuellement encore, la dispersion reste le moyen le plus efficace de lutte contre les nappes de pétrole en mer. Celle-ci n'est pas spontanée, elle nécessite l'action d'un additif et d'une agitation mécanique. L'effet de la houle et des vagues peut être presque suffisant pour assurer l'agitation mécanique lorsque l'additif a une action efficace. Nous allons ici considérer d'un peu plus près les facteurs intervenant dans la formation d'une émulsion et dans l'efficacité d'un bon émulsifiant.

A. Formation et stabilité d'une émulsion.

Disperser un hydrocarbure dans l'eau, c'est le mettre sous forme de gouttelettes microscopiques qui n'auront plus tendance à se regrouper et qui, grâce à leur petite taille, pourront sous l'effet de l'agitation, des mouvements de convection et du mouvement brownien pénétrer et demeurer en profondeur dans la masse de l'eau. Ceci revient à fabriquer une émulsion huile dans eau : la phase dispersée est l'hydrocarbure, la phase externe l'eau (IV-2) (IV-3).

Pour créer ainsi une émulsion il faut établir des conditions physiques et chimiques telles que la dispersion se fasse et ensuite qu'elle se maintienne.

A.1. Formation des gouttes d'émulsion.

Pour que les gouttes d'émulsion puissent se former, il suffit en général d'une agitation mécanique, mais celle-ci sera d'autant plus efficace que la tension interfaciale eau-huile sera basse. Les tensions interfaciales de l'eau et des hydrocarbures sont loin d'être négligeables, de l'ordre de 30 dynes/cm. L'abaissement de la tension interfaciale est alors obtenue par l'adsorption d'un produit souvent polaire venant se fixer à la limite des phases. Deux cas peuvent se présenter suivant les caractéristiques thermodynamiques du système :

— La formation de l'émulsion correspond à une diminution de l'énergie libre du système. Dans ce cas, une émulsion formée n'a plus aucune tendance à disparaître ; au contraire, l'émulsification peut être spontanée, certains auteurs parlent même alors de « tensions interfaciales négatives » ; l'aire de séparation huile-eau a tendance à s'étendre. La dispersion peut dans ce cas aller jusqu'à l'obtention de gouttes ultra-microscopiques qui deviennent invisibles. Le liquide paraît limpide.

— La formation de l'émulsion ne correspond pas à une diminution de l'enthalpie libre ; en ce cas, une agitation mécanique est indispensable pour former l'émulsion. L'action de l'agent de surface qui s'adsorbe à l'interface huile-eau est alors d'empêcher la coalescence des gouttes en créant une barrière de potentiel physico-chimique maintenant l'émulsion dans un état métastable.

A.2. Mécanisme de la stabilité des émulsions.

Le mécanisme assurant la stabilité des émulsions par barrière de potentiel est le plus fréquent, c'est aussi en général le plus économique ; il demande moins de produits que celui où l'on a une émulsion spontanée.

Les barrières de potentiel sont de différents types. Elles peuvent être constituées par des doubles couches électriques dont l'interpénétration crée des forces de répulsion s'opposant au rapprochement des gouttelettes. Elles peuvent provenir de la structure d'un film formé par l'additif autour de chaque gouttelette ; ce film ne se rompt que sous un choc plus violent que ceux dus au mouvement brownien ; certains polymères sont efficaces de ce point de vue.

On peut noter au passage que ces mécanismes sont très sensibles à l'élévation de température qui a tendance à détruire les émulsions. On peut aussi remarquer que les produits empêchant la coalescence des gouttes seront souvent les mêmes que ceux empêchant celles-ci d'adhérer aux parois de verre où se fait l'émulsion. On peut donc présumer que les produits actifs pour disperser un pétrole en mer aura aussi une activité certaine pour le nettoyage des plages.

B. Efficacité d'un dispersant.

Un émulsifiant « huile dans eau » est constitué par une molécule ayant deux parties, l'une hydrophile, l'autre lipophile. Cette molécule est ainsi capable de se fixer à l'interface de manière à ce que chaque partie de molécule « trempe » dans la phase pour laquelle elle a de l'affinité. Pour avoir une action intéressante, l'émulsifiant doit posséder certaines caractéristiques que nous énoncerons :

— il doit présenter un bon équilibre entre la partie lipophile et hydrophile qui se mesure suivant des tests (H. L. B.) ;

— il est possible enfin de juger de l'efficacité d'un émulsifiant à partir de tests empiriques.

B.1. Caractéristiques d'un bon émulsifiant.

— Un bon émulsifiant doit réduire la tension interfaciale à au moins 5 dynes/cm pour les émulsions préparées avec agitation et environ 0,5 dynes/cm pour les émulsions préparées avec une agitation très modérée.

- Il doit s'adsorber rapidement autour des gouttes formées et créer un film assez solide pour résister au choc des gouttes et éviter ainsi la coagulation ou la coalescence.
- Il doit avoir une structure molaire spécifique avec la partie polaire attirée par l'eau et la partie non polaire attirée par l'huile.
- Il doit être plus soluble dans la phase continue pour pouvoir s'adsorber facilement sur les gouttes.
- Il doit créer des potentiels électrocinétiques adéquats.
- Il doit être capable d'émulsifier le système considéré à concentration faible.
- Il ne doit pas être trop cher.
- Il doit être non toxique pour l'homme et, dans le cas qui nous occupe, pour les êtres vivants dans les eaux, micro-organismes inclus.

B.2. Balance lipophile, hydrophile (H. L. B.).

a. Signification.

L'un des facteurs importants dans l'action de l'émulsifiant est le rapport entre la partie de la molécule qui est lipophile et celle qui est hydrophile. Nous venons de voir que l'émulsifiant doit être plus soluble dans la phase continue. Ceci signifie que pour un émulsifiant donnant une émulsion huile dans eau, l'émulsifiant doit être plus soluble dans l'eau.

Ceci explique aussi que les produits polaires existant dans l'huile brute, qui sont plus solubles dans cette huile que dans l'eau, auront tendance à donner une émulsion eau dans l'huile : c'est ce qui a été constaté lors de la catastrophe du Torrey Canyon. En fait, si on veut un produit émulsifiant ne se diluant pas rapidement dans la mer et ayant donc une action peu importante, il faudra sans doute un produit bien équilibré ayant seulement une légère supériorité du côté hydrophile de la molécule.

La mesure, ou plutôt l'estimation relative des propriétés hydrophiles et lipophiles d'une molécule a été mise au point d'une manière empirique par GRIFFIN (IV-4). La méthode basée sur des comparaisons avec des émulsions types est très compliquée. Elle permet d'établir un coefficient appelé balance lipophile, hydrophile (H. L. B.). Nous allons décrire succinctement une méthode plus simple permettant de donner un « nombre d'eau » proportionnel au coefficient H. L. B. de GRIFFIN, du moins pour chaque catégorie de produits chimiques. Cette mesure est beaucoup plus facile ; il s'agit de la méthode de GREENWALD, BROWN et FINEMAN (IV-5).

b. Mesure.

Suivant GREENWALD *et al.*, pour voir les propriétés d'une molécule émulsifiante, on peut la mettre dans un mélange benzène dioxane (1 cm³ de l'émulsifiant dans 30 cm³ de mélange à 4 % de benzène et 96 % de dioxane).

De l'eau est alors ajoutée petit à petit jusqu'à apparition d'un trouble. Les propriétés de la molécule sont données par le nombre de cc. d'eau ajoutée pour parvenir à ce trouble.

Plus le nombre de centimètres cube est grand, plus la partie hydrophile de la molécule est grande.

Le tableau IV-1, donné à titre d'exemple, montre la relation entre les qualités de différents émulsifiants et le coefficient « H. L. B. ».

Le « nombre d'eau » est en général plus élevé que le coefficient « H. L. B. », ces chiffres doivent donc être multipliés par un coefficient de l'ordre de 1,5.

Il existe d'autres méthodes que celles de GRIFFIN ou GREENWALD pour étudier le coefficient H. L. B., par exemple, la mesure de la température à laquelle apparaît le trouble d'une solution à 5 % de l'émulsifiant dans l'eau.

TABLEAU IV-1.

VALEUR H. L. B.	DISPERSIBILITÉ DANS L'EAU	APPLICATION POSSIBLE
1-4	non dispersible	
3-6	peu	émulsifiant eau dans huile
6-8	dispersion laiteuse par agitation	agent mouillant
8-10	dispersion laiteuse stable	agent mouillant émulsifiant huile dans eau
10-13	translucide à dispersion très claire	émulsifiant huile dans eau
13	solution claire	émulsifiant huile dans eau agent desolubilisation

Nous sommes convaincus de l'importance de ce coefficient H. L. B. ; nous pensons que la valeur optimale à donner à un émulsifiant pour huile dans eau de mer doit tenir compte des conditions particulières dans lesquelles il devra être employé, à savoir : une détection possible dans une quantité d'eau illimitée.

B.3. Tests empiriques.

De nombreux tests sont utilisés pour examiner rapidement l'efficacité d'un émulsifiant. Ils consistent tous à mesurer le temps de maintien en suspension des gouttes d'eau formées.

a. Mesures de turbidimétrie.

La stabilité d'une émulsion peut être mesurée par la turbidimétrie de celle-ci dans le temps. Si l'émulsion est stable, la transmission de lumière reste faible. Elle augmente vite si l'émulsion est instable.

b. Séparation des phases.

Une émulsion est formée par agitation dans une ampoule à décanter. Après un repos d'une heure, on laisse décanter la phase inférieure eau. On en enlève l'huile par extraction au tétrachlorure de carbone que l'on filtre et fait évaporer ensuite. La phase supérieure est soumise au même traitement. Le rapport des quantités d'huile obtenues dans les deux phases détermine la qualité de l'émulsifiant.

L'auteur de cette méthode (IV-6) a mis au point une méthode analogue pour examiner les propriétés des produits pour nettoyage de plages. De l'huile est répandue sur du gravier placé dans un entonnoir sur un tamis d'acier inoxydable, le produit émulsifiant est ensuite répandu sur le gravier et une heure après le tout est lavé par une quantité déterminée d'eau de mer.

L'huile entraînée est encore dosée par extraction au tétrachlorure de carbone et évaporation ; de même l'huile restée sur le gravier. Le rapport des deux quantités donne encore l'efficacité du produit.

c. Spécification militaire U. S.

La norme militaire américaine pour tester les émulsifiants présente un avantage certain. Elle opère avec de grosses quantités d'eau, et se rapproche ainsi des conditions en mer. Suivant cette norme, une couche mince d'huile est répandue à la surface d'un grand bac d'eau. L'émulsifiant est ajouté, une agitation est maintenue par circulation d'eau. Toutes ces opérations se font dans des conditions très précises. L'efficacité du produit est jugée par dosage de la quantité d'hydrocarbure dans l'eau.

Suivant certains utilisateurs, cette norme est celle qui se rapproche le plus des conditions réelles. Elle présente l'inconvénient d'être très lourde.

IV.2. LA BIODÉGRADATION DES HYDROCARBURES DANS L'EAU

Les nombreuses publications sur le métabolisme des hydrocarbures par les micro-organismes des sols et des eaux permettent de croire que toutes les molécules présentes dans un pétrole brut sont attaquables par les enzymes de la microflore ; on a même démontré que les hydrocarbures cancérogènes, tels le 3-4 benzo-pyrène, synthétisés au cours des opérations de raffinage, étaient biodégradables sous l'action des bactéries (IV-7) (IV-8) (IV-9) (IV-10) (IV-11) (IV-12).

Cependant, la question essentielle porte non pas sur le caractère biodégradable des fractions pétrolières mais sur la vitesse à laquelle les micro-organismes de la mer ou de la station d'épuration pourront les décomposer. Aussi, après avoir rappelé nos connaissances sur les mécanismes d'attaque des différentes familles d'hydrocarbures, on étudiera l'action des facteurs physico-chimiques et on montrera le rôle essentiel de la dispersion par un agent chimique bien choisi.

A. Mécanisme d'attaque microbienne des hydrocarbures.

L'existence de micro-organismes susceptibles de métaboliser les hydrocarbures a été signalée dès le début du siècle et on peut aujourd'hui classer les catabolismes en fonction de la nature chimique des substrats.

A.1. Le catabolisme des familles d'hydrocarbures.

Les alcanes sont très facilement assimilés par oxydation du groupe méthyle terminal qui conduit à l'acide gras en passant par l'acool et l'aldéhyde. On observe différentes variations suivant la nature du micro-organisme : formation de méthyl-cétone et aussi oxydation aux deux extrémités de la chaîne jusqu'au diacide. La biodégradation est d'autant plus rapide que la molécule de paraffine est plus linéaire : ainsi l'expérience d'attaque microbienne d'un gas-oil par une microflore marine montre bien la disparition initiale des paraffines normales (tableau IV-2). Cependant il faut bien noter que l'attaque se poursuit sur les autres hydrocarbures (IV-13).

Ainsi par une dihydroxylation de deux carbones voisins, les cyclanes se transforment en diol puis en cétone sans modification de squelette, mais l'étape suivante de l'oxydation entraîne la rupture du cycle.

TABLEAU IV-2.
CINÉTIQUE DE LA BIODÉGRADATION D'UN GAS-OIL.

TEMPS (j)	% DE GAS-OIL CONSOMMÉ	% DE <i>n</i> -PARAFFINES PRÉSENTES DANS LE GAS-OIL RÉSIDUEL
0	0	15,30
2	0-10	11,50
5	65-75	traces
7	75-85	—
9	85-95	—
12	85-95	—

D'après J. LE PETIT *et coll.* (1968).

Quant aux **aromatiques**, ils subissent une succession de réactions enzymatiques en présence d'oxygène, et suivant les cas ils se transforment en diacides, tel l'acide muconique, ou bien en dérivés de l'aldéhyde hydroxylmuconique.

Il faut noter que les étapes initiales, précédemment décrites, demandent toutes de l'oxygène libre ; en effet, bien que de nombreux auteurs aient envisagé la possibilité d'une oxydation anaérobie des hydrocarbures en présence de sulfate ou de nitrate, l'expérience ne semble pas leur donner raison ; du moins dans des conditions rigoureusement contrôlées. Un complément d'informations est nécessaire mais on sait déjà que de nombreuses oxygénases fonctionnent sous une pression partielle d'oxygène très faible correspondant à une concentration molaire de 10^{-7} M seulement.

La dégradation des **hétérocycles** demande également de l'oxygène moléculaire mais on ne sait presque rien sur les étapes intermédiaires. Il est vraisemblable que la présence d'azote, dans les pyridines substituées par exemple, permette une dégradation par hydratation et déshydrogénation ne faisant intervenir que l'eau seule mais là encore les informations ne sont pas certaines. Les produits ultimes de l'oxydation aérobie sont le gaz carbonique et l'eau tandis que parmi les intermédiaires on trouve une grande diversité d'acides organiques, d'alcools, d'aldéhydes, de cétones, etc. dont certains d'entre eux sont solubles dans l'eau ; pour la majorité, ils sont plus sensibles à l'oxydation microbienne que les hydrocarbures d'origine.

A.2: La biodégradation d'une fraction pétrolière.

Il faut bien noter qu'en réalité l'attaque microbienne se fait sur un mélange d'hydrocarbures différents, le plus souvent en présence d'autres matières organiques, ne seraient-elles que les intermédiaires du métabolisme des produits pétroliers.

On observe alors un effet favorable : c'est le cas de la co-oxydation qui assure la transformation d'un composé chimique par un micro-organisme dont le développement est assuré par un autre substrat. Ce phénomène, d'une grande importance pour l'épuration, est mis en évidence pour de nombreux hydrocarbures qui sont oxydables par des cellules non proliférantes de bactéries ou de levures dont la croissance a été obtenue préalablement sur une matière organique favorable. Ainsi s'explique la bioconversion d'aromatiques substitués par un actinomycète, tel *Nocardia*, en présence d'alcanes comme source de carbone.

On peut comprendre alors l'intérêt d'alimenter une station d'épuration par des effluents pétroliers en provenance de différentes unités.

Cependant l'interaction de substrats différents peut faire intervenir des phénomènes d'induction et de répression qui provoquent alors un ralentissement de l'attaque d'une classe d'hydrocarbures ; on l'observe au laboratoire dans le cas des paraffines par l'adjonction au milieu d'un sucre comme le glucose : sa présence se traduit par l'arrêt de l'assimilation des hydrocarbures. Par contre la présence de glucides n'est pas défavorable à l'oxydation enzymatique des hydrocarbures aromatiques ; il en est vraisemblablement de même pour des fractions naphténiques lourdes riches en hétérocycles.

Une meilleure connaissance des interactions métaboliques sera nécessaire pour définir la composition des produits organiques tensio-actifs utiles à la dispersion.

B. Les facteurs physico-chimiques de la cinétique de biodégradation.

Pour assurer le métabolisme des nombreux micro-organismes capables d'effectuer la bioconversion des hydrocarbures, il faut leur fournir des conditions favorables à une épuration totale en un temps acceptable.

Cependant certains facteurs échappent difficilement à notre contrôle, du moins dans des conditions économiques : c'est le cas de la température et de l'aération. D'autres, heureusement, peuvent être modifiés à un prix raisonnable ; c'est le cas de la dispersion et c'est aussi le cas des composés chimiques, organiques ou minéraux, dont la présence dans le milieu sera favorable, voire indispensable au métabolisme des micro-organismes.

B.1. La température.

La température est un facteur physique dont l'importance n'est pas négligeable : en mer, on observe qu'en dessous de 5° C l'oxydation des fractions pétrolières est très lente, de telle sorte qu'elle se produit difficilement sous les latitudes supérieures à 75° N ou S ; dans les régions équatoriales par contre, le taux d'oxydation peut atteindre plusieurs centaines de grammes de pétrole par mètre cube d'eau de mer et par an. Cependant, comme la température des mers au large de nos côtes est le plus souvent au voisinage de 15° C, il faut tenir compte de cette observation pour mener au laboratoire l'isolement des germes actifs, éventuellement plus cryophiles que mésophiles, et aussi pour conduire les essais de biodégradation.

B.2. L'aération.

L'aération est indispensable puisque les micro-organismes ont besoin d'oxygène libre pour oxyder les fractions pétrolières et les convertir d'une part en une biomasse de composition globale $C_7H_{11}NO_8$, d'autre part en CO_2 et H_2O .

Dans l'eau de mer, la teneur en oxygène varie de zéro à environ 15 mg/l suivant la température, la profondeur et l'existence d'autres processus biologiques, favorables comme la photosynthèse, ou consommateurs d'oxygène comme le développement des organismes marins, y compris celui des micro-organismes responsables des biodégradations.

En prenant pour bases de calcul les chiffres précédents, on détermine qu'il faudra environ 400 m³ d'eau de mer à 15° C pour assurer l'appoint d'oxygène nécessaire à la dégradation d'un litre d'huile lourde, soit 400 m³ si on limite à un mètre de la surface l'action microbienne, ce qui impose la dispersion.

B.3. La dispersion.

La dispersion de l'hydrocarbure apparaît ainsi comme nécessaire, non pas à donner au milieu pollué une apparence agréable à l'œil mais à assurer aux micro-organismes responsables une condi-

tion indispensable à un métabolisme rapide. Il s'agit de mettre au point des composés tensio-actifs qui, mis au contact du pétrole brut, tels quels ou déjà en émulsion inverse, assurent une dispersion rapide et stable des hydrocarbures. Bien évidemment, ces agents émulsifiants ne doivent pas par eux-mêmes être un rapport toxique pour le milieu biologique.

Leur formation demandera beaucoup d'efforts car en plus de l'absence de toxicité vis-à-vis de la flore et de la faune, on doit exiger aussi qu'ils ne perturbent pas le métabolisme des hydrocarbures ; or, tout additif d'origine organique augmentera par sa propre biodégradation la D. B. O. du milieu à épurer et cela aux dépens de l'oxydation des hydrocarbures déjà forte consommatrice ; par ailleurs, une matière organique peut jouer un rôle inhibiteur du métabolisme de la charge pétrolière, comme c'est le cas pour la peptone dont l'action sera évoquée plus loin.

B.4. Les éléments nutritifs.

Comme tous les êtres vivants, les micro-organismes responsables de l'épuration ont besoin d'éléments minéraux indispensables à leur croissance, en particulier d'azote et de phosphore dont les teneurs sont très faibles dans l'océan : respectivement 500 et 70 mg/m³. Des oligo-éléments sont également nécessaires et pour de nombreux germes le milieu doit renfermer des facteurs de croissance actifs à l'état de traces que fournissent généralement les métabolismes symbiotiques.

Il faut préciser que l'expérience, présentée par le tableau IV-2, a réussi à prouver la biodégradation quasi totale d'un gas-oil parce qu'elle a été réalisée en eau de mer additionnée d'un excès de phosphate d'ammonium. Cependant n'importe quelle source d'éléments nutritifs ne convient pas toujours dans le cadre des essais d'épuration d'une eau polluée par du gas-oil ; il a été démontré que l'addition au milieu d'une quantité de peptone, dont la teneur en azote était la même que celle d'une culture témoin contenant du phosphate diammonique, arrêtaient totalement la dégradation des fractions pétrolières et pourtant le développement bactérien dans les flacons de culture était très dense.

Cette expérience confirme la réalité de l'inhibition, souvent décrite, de la dégradation des hydrocarbures par certaines substances organiques ; il ne faudra pas oublier au moment de l'élaboration des substances tensio-actives nécessaires à la mise en émulsion des fractions pétrolières.

IV.3. MISE EN ŒUVRE DES DISPERSANTS

La mise en œuvre des dispersants est, par rapport aux autres procédés de lutte contre les nappes de pétrole, relativement facile. Les dispersants peuvent être pulvérisés à partir de petits ou de gros bateaux, d'avions, d'hélicoptères, avec un équipement classique peu coûteux.

Il est possible d'installer à bord de petits bateaux, soit un groupe d'incendie assez léger : un groupe de pompage, une lance, un proportionneur, soit du matériel de pulvérisation pour agriculture. Dans le premier cas, le produit est dilué avec de l'eau puisée directement dans la mer. Dans le second cas le produit est généralement utilisé pur.

Quand on veut traiter plus massivement des nappes de grandes surfaces, on fait appel à des bateaux plus importants, remorqueurs ou autres, que l'on équipe de rampes de pulvérisation ou de rampes d'arrosage. En ce cas encore le produit est habituellement dilué par de l'eau avant d'être répandu sur la nappe à traiter.

On considère habituellement que l'agitation de l'eau dans le sillage du bateau est suffisante pour assurer une bonne dispersion. La surface couverte par ces types de bateaux est loin d'être négligeable. La bande traitée a une largeur de 15 à 20 m et le bateau a une vitesse de 6 à 8 nœuds.

Parfois le produit dispersant ne doit pas être dilué avec de l'eau, par exemple dans le cas de traitement de produits lourds. Le dispersant est alors souvent dilué dans un solvant. Les procédés d'épandage en ce cas doivent être modifiés. Ils doivent avoir un débit moindre et ne pas mélanger le produit et l'eau préalablement.

L'épandage peut aussi se faire à partir d'hélicoptères ou d'avions munis de rampes de pulvérisation. En ce cas le produit est aussi utilisé sans dilution. La capacité de ces appareils est limitée (de 400 à 5 000 l suivant les cas). Les appareils canadiens peuvent être équipés pour cet usage : ils sont particulièrement intéressants à cause de leur capacité et de leur rayon d'action.

Les avantages de la dispersion par rapport aux autres traitements sont :

- la facilité de mise en œuvre avec des moyens classiques ;
- la rapidité relative du traitement ;
- le fait que les produits peuvent être directement puisés dans les fûts qui les contiennent ;
- le fait que le traitement se fait en une seule opération.

IV.4. RAISONS D'UN PROGRAMME DE RECHERCHES APPLIQUÉES

Lors de tous les accidents récents, les dispersants ont été employés comme moyens de lutte. Ceux-ci sont, avec les agents de coulage, ceux qui sont le plus facilement mis en œuvre et qui, pour longtemps encore sans doute, permettent de traiter le plus rapidement possible des nappes de grandes surfaces. Leur emploi pose cependant des problèmes qui n'ont pas encore été tous résolus.

Le nombre de détergents existant dans le commerce est très important. Nombre de ceux-ci ont déjà été examinés dans le cas du Torrey Canyon sur le plan de l'efficacité et de la toxicité. Il naît cependant tous les jours de nouveaux produits qui doivent être étudiés du point de vue efficacité et nuisance.

L'examen qui a déjà été fait d'autre part répondait à un cas particulier et ne peut peut-être pas être généralisé.

L'action des émulsifiants, on le voit, est assez spécifique. Elle varie beaucoup suivant les produits auxquels elle est appliquée. Il est par exemple beaucoup plus facile de disperser un brut léger du Sahara qu'un pétrole de Koweït. Il sera beaucoup plus difficile de disperser un pétrole vénézuélien. Il serait donc nécessaire de disposer d'une gamme de produits applicables aux différents types de pétroles transportés. Ceci nécessite l'étude de l'efficacité des différents produits avec différents pétroles.

Les connaissances sur les effets à long terme des dispersants sont d'autre part insuffisantes. Les examens de toxicité se font du point de vue léthal. Mais la toxicité aiguë n'est pas la seule et peut-être même n'est-elle pas la plus importante. Il serait bon d'étudier les effets à long terme de doses sublétales des détergents et aussi des pétroles dispersés, puisque des auteurs sont arrivés à la conclusion qu'ils étaient plus toxiques.

Naturellement des études de biodégradabilité devraient être étroitement associées aux études de toxicité. La vitesse de biodégradation est essentielle ; si elle est rapide les dangers de toxicité se trouveront fortement réduits tant pour la toxicité aiguë que pour la toxicité subléthale. Les travaux réalisés en ce domaine sont plutôt embryonnaires. Les études sur ce point sont cependant capitales, car il a été démontré dans d'autres cas, notamment avec le mercure, que ces effets pouvaient être très importants, bien que difficiles à mettre en évidence.

Toutes ces recherches, sur le plan pratique, pourraient orienter de manière efficace la synthèse de nouveaux produits et conduire à de nouvelles fabrications de détergents actifs, non toxiques, favorisant la biodégradation des hydrocarbures.

BIBLIOGRAPHIE

- (IV-1) BEYNON (L. R.). — Evaluation of Dispersants, Proceedings of the Joint API-FWPCA Prevention and Control of Oil Spills Conference, New York, 15-17 déc. 1969, p. 209-215.
- (IV-2) BERRIDGE (S. A.), THEW (M. T.) et coll. — The Formation and Stability of Emulsions of Water in Crude Petroleum and Similar Stocks, *Journal of the Institute of Petroleum*, 1968, 54, n° 539, p. 333-357.
- (IV-3) CANEVARI (G. P.). — General Dispersant Theory, Proceedings of the Joint API-FWPCA Prevention and Control of Oil Spills Conference, New York, 15-17 déc. 1969, p. 171-177.
- (IV-4) GRIFFIN. — *J. Soc. Cosmetic Chemists*, 6, p. 164, 1955.
- (IV-5) GREENWALD, BROWN et FINEMAN. — *Analyst. Chem.*, 28, p. 1963, 1956.
- (IV-6) TAYLOR. — *Journal of the Institute of Petroleum*, 48, p. 355, nov. 1962.
- (IV-7) DAVIES (J. A.) et HUGHES (D. E.). — The Biochemistry and Microbiology of Crude Oil Degradation, *Symp. Biol. Effects Oil Poll. on Litt. Comm.*, p. 139-144, 1968.
- (IV-8) GUNKEL (W.). — Bacteriological Investigations of Oil Polluted Sediments from the Cornish Coast Following the Torrey Canyon Disaster, *Symp. Biol. Effects Oil Poll. Litt. Comm.*, p. 151-158, 1968.
- (IV-9) JONES (J. G.). — The Determination of Microbial Hydrocarbon Metabolism in Natural Environments, *Archiv für Mikrobiologie*, 1969, 67, n° 4, p. 397.
- (IV-10) LE PETIT (J.) et BARTHELEMY (M. H.). — Les hydrocarbures en mer : le problème de l'épuration des zones littorales par les microorganismes. *Ann. Inst. Past.*, 1968, 114, p. 149-158.
- (IV-11) MALLET (L.), PRIOU (M. L.) et LÉON (M.). — Biosynthèse et bioréduction de l'hydrocarbure polybenzénique benzo 3-4-pyrène dans les vases de la baie de Saint-Malo. *Compte rendus*, 1969, 268, n° 1, p. 202-205.
- (IV-12) ZOBELL (C. E.). — Microbial Modification of Crude Oil in the Sea. Proceedings of the Joint API-FWPCA Prevention and Control of Oil Spills Conference, New York, 15-17 déc. 1969, p. 317-326.
- (IV-13) KILLINGER (A.). — Assimilation of n-alkanes by a Marine Bacterium, *Arch. Mikrobiol.*, 1970, 73, n° 2, p. 153-159.
- (IV-14) CRAPP (G. B.). — Laboratory Experiments with Emulsifiers, *Symp. Ecol. Effects of Oil Poll. on Litt. Comm.*, Londres, nov. 1970, 18 p.
- (IV-15) CRAPP (G. B.). — Field Experiments with Oil and Emulsifiers, *Symp. Ecol. Effects of Oil Poll. on Litt. Comm.*, Londres, nov. 1970, 15 p.
- (IV-16) BROWN (L. R.) et PABST (G. S.). — Microbiological Degradation of Petroleum in Aquatic and Marine Environments, *Bact. Proceed.*, mai 1969, GP 120.
- (IV-17) KINNEY (P. J.), BUTTON (D. K.) et SCHELL (D. M.). — Proceedings of the Joint API-FWPCA Prevention and Control of Oil Spills Conference, New-York, 15-17 déc. 1969, p. 333-340.
- (IV-18) POLYAKOVA (I. N.). — Distribution of Hydrocarbon-Oxidizing Microorganisms in Water of Neva Bay, *Mikrobiologiya*, 1962, 31, n° 6, p. 1076-1081.

V. DÉTECTION ET IDENTIFICATION DES NAPPES D'HYDROCARBURES EN MER

par J. L. OUDIN

V.1. GÉNÉRALITÉS

Le risque de pollution des mers par les produits pétroliers ne fait que s'accroître du fait de l'augmentation des tonnages de pétrole transportés et des puits offshore mis en service. Aussi est-il important, pour lutter contre ce danger, de pouvoir détecter le plus rapidement possible et avec une bonne précision géographique les nappes de pétrole et de repérer les navires qui ont causé la

pollution et enfreint les réglementations établies. De même après un accident majeur il convient de suivre continuellement l'importance et le déplacement de la nappe polluante.

Aussi, une surveillance régulière de la surface de la mer, surtout dans les régions côtières, par avions, hélicoptères, ou même satellites, munis d'équipements spéciaux, est indispensable.

Lorsque la nappe est découverte, il s'agit alors de déterminer l'origine de cette pollution ; là se pose le problème de l'identification du pétrole polluant. Cette identification peut être réalisée soit par une analyse du pétrole récupéré, soit par la recherche d'un produit codé introduit dans le pétrole lors du chargement du navire.

V.2. MÉTHODES DE DÉTECTION

Les études entreprises pour la détection des nappes de pétrole à la surface de la mer, que ce pétrole provienne de navires, accidents ou déchargements illicites, ou de fuites de puits offshore, sont axées sur l'utilisation de systèmes optiques ou électroniques travaillant dans un domaine de longueur d'ondes allant de l'ultraviolet à l'onde radar (V-r).

De nombreux laboratoires et en particulier l'*Université de Michigan*, les *US Coast-Guard* et le *Naval Laboratory Research* ont essayé d'évaluer les possibilités de chacun de ces systèmes. Les observations étaient effectuées à partir d'avions ou d'hélicoptères volant à des altitudes variant de 500 à 2 500 ft (150 à 760 m).

Les techniques et les appareils employés ainsi que les phénomènes observés dépendent du domaine de longueur d'onde qui est utilisé.

A. Ultraviolet, visible, proche infrarouge.

Pour la région 0,3-3 μ les méthodes sont basées sur la différence de pouvoir réflecteur entre la nappe d'huile et l'eau qui l'entoure, ce qui se traduit par une différence de couleur pour les films ou une différence de tension électrique pour les détecteurs électroniques. L'observation, pour être bonne, doit être faite à la verticale du lieu d'observation afin d'éliminer les problèmes photographiques dus à l'éclat du soleil.

Les appareils utilisés dans cette zone du spectre sont :

— des caméras à 4 lentilles munies de filtres sélectionnant différentes bandes de longueur d'ondes entre 0,3 et 0,9 μ ;

— des caméras 70 mm à film couleur infrarouge ou multispectres qui divisent la zone spectrale en plusieurs canaux et permettent ainsi de mieux détecter les nappes ; les différences de pouvoir réflecteur variant suivant la longueur d'ondes d'observation, il est ainsi possible de trouver celle qui donnera le meilleur contraste.

B. Infrarouge moyen et lointain, micro-ondes.

Dans le domaine de longueur d'ondes compris entre 3 μ et 0,8 μ , les appareils seront des radiomètres à balayage infrarouge ou à ondes micrométriques. On sait que chaque objet émet une radiation caractéristique de sa température (principe du corps noir). Aussi la détection est basée sur le phénomène de différence de température entre l'eau et l'huile, la nappe d'huile possédant une température supérieure à celle de l'eau. De ce fait l'épaisseur de la nappe a une influence car, plus elle

est grande, plus cette différence est importante. Les différences de noircissement observées sur l'image obtenue par microdensitométrie permettent de déterminer les variations de température et d'épaisseur à l'intérieur de la nappe. Les appareils à balayage infrarouge couvrent le plus souvent les zones spectrales de 4 à 5,5 μ et 8 à 14 μ .

Les radiomètres à micro-ondes qui travaillent de 10 à 30 GHz peuvent être utilisés avec un angle d'observation incliné par rapport à la verticale et l'on mesure l'état de polarisation de la radiation émise. En général l'émission polarisée verticalement est plus grande que celle polarisée horizontalement.

Un équipement à balayage infrarouge a fait ses preuves à Santa Barbara (V-2). L'appareil était constitué d'un « mapper » thermique infrarouge à balayage (8-14 μ) Bendix modifié par la *North America Rockwell* et d'un système de lecture « Datacolor » produit par la firme *Spatial Data Inc.* Le premier appareil fournissait une « image » de la tache d'huile et le second en tirait une représentation cartographique.

Les phénomènes observés dépendant uniquement de la température, tous les appareils ont l'avantage de pouvoir être utilisés de nuit.

C. Ondes radar.

Le *Naval Research Laboratory* étudie les systèmes de détection par radar (V-3). Du fait qu'une couche d'huile amortit fortement l'amplitude des vagues et les élimine presque totalement de la surface de la mer, l'onde radar est beaucoup mieux réfléchiée par l'eau que par la nappe de pétrole. L'appareil, essayé lors de l'accident du tanker Arrow en février 1970 en Nouvelle-Écosse, fait apparaître sur l'écran radar des taches plus sombres correspondant au film d'huile à la surface de l'eau. Malheureusement, tout phénomène qui peut diminuer l'effet des vagues sur une partie de la mer produira le même effet et, lors d'observations effectuées à partir d'avions, la détection d'une tache sur l'écran radar ne peut pas être rattachée à la présence d'huile sur la mer.

Cette méthode a l'avantage par rapport à tous les systèmes présentés précédemment de ne pas être influencée par les nuages et le mauvais temps et de couvrir une plus grande zone d'observation.

Actuellement, ces recherches ne sont pas encore opérationnelles et le prix de revient de ces techniques est très élevé du fait des moyens mis en œuvre. De tels détecteurs équipant des satellites artificiels (V-13, V-14) sont en cours de mise au point. Ce système a l'avantage, du fait du passage répété au-dessus de la même région, à des écarts de temps bien déterminés, de donner une image de la surface de la mer prise toujours dans les mêmes conditions. Il serait possible d'étudier la dérive des nappes de pétrole et de déterminer ainsi la route du pétrolier ayant causé la pollution.

V.3. MÉTHODES D'IDENTIFICATION

L'effort de recherche dans ce domaine porte principalement sur l'amélioration de méthodes analytiques physico-chimiques qui permettent de déterminer l'origine du brut. Le moyen le plus utilisé est la comparaison entre les résultats obtenus sur l'huile récupérée et ceux obtenus sur les différents types d'huiles qui transitent dans la région où la pollution s'est produite.

Deux tendances semblent se dégager. Dans l'une on utilise, comme procédé d'identification, l'analyse des produits naturels contenus dans le pétrole, c'est le système dit « de marquage passif », dans l'autre un produit codé différent pour chaque bateau par exemple est ajouté au pétrole, c'est le système dit « de marquage actif ». Si la deuxième méthode semble plus intéressante, l'analyse

étant beaucoup plus simple, les techniques appliquées jusqu'à présent appartiennent au marquage passif.

A. Marquage passif.

La composition des huiles brutes est très complexe, malgré une similarité grossière entre les nombreux types d'huile exploités dans le monde, il existe des caractères particuliers qui permettent de les différencier. Ces caractères particuliers, qui constituent en quelque sorte les « empreintes digitales » du pétrole, peuvent être mis en évidence par une analyse physico-chimique détaillée. Pour être valable, il faut toutefois qu'ils persistent même après plusieurs jours dans l'environnement marin.

Les nappes de pétrole, au cours de leur séjour en mer, sont sujettes aux actions des agents atmosphériques et biochimiques, les principaux facteurs d'altération étant l'évaporation, la dissolution et les dégradations chimiques et bactériennes. Les changements de composition de l'huile dus à l'évaporation et à la dissolution se marquent surtout par une disparition des hydrocarbures les plus légers. Les molécules ayant jusqu'à 15 atomes de carbone sont touchées par ces phénomènes. La dégradation chimique est avant tout une oxydation avec des possibilités de polymérisation. Ceci conduit à l'obtention d'un mélange plus lourd et entraîne une augmentation de la viscosité et de la densité du produit qui sera récupéré. Ces deux caractéristiques ne peuvent donc être utilisées pour l'identification. Par contre, les hydrocarbures à poids moléculaire élevé, molécules possédant plus de 20 atomes de carbone, sont beaucoup moins sensibles à ces types d'altération et l'on peut raisonnablement comparer des huiles brutes et des échantillons de nappes d'huile en étudiant dans les deux cas la fraction de résidu à point d'ébullition supérieur à 370° C (V-4). Les analyses effectuées pour ces identifications sont :

- les dosages du soufre, du vanadium et du nickel ;
- la détermination du pourcentage d'asphaltènes et de cires ;
- la chromatographie en phase gazeuse des hydrocarbures saturés.

Ce dernier type d'analyse appliqué lors de l'accident du Torrey Canyon a montré que le profil de la courbe de distribution des *n*-alcane à nombre de carbone supérieur à 20 n'était affecté ni par l'évaporation, ni par la dégradation bactérienne même après un long séjour dans l'eau de mer.

Actuellement des essais sont effectués pour mettre au point d'autres méthodes analytiques. La spectroscopie infrarouge par transmission et par réflexion interne, avec traitement du spectre obtenu par ordinateur, a déjà été utilisée lors de l'accident de Santa Barbara (Californie) (V-8). La spectrométrie Raman-laser (V-9) présente un intérêt car la présence d'eau ne gêne pas les mesures, son spectre étant très faible. L'échantillon peut donc être analysé directement. Les essais effectués ont permis de détecter 50 p. p. m. de benzène dans de l'eau distillée avec un laser He-Ne de 5 mW. Avec un appareil à laser plus puissant et conçu spécialement pour la détection de molécules fines déterminées, la sensibilité pourrait être multipliée par un facteur supérieur à 10. L'analyse par activation neutronique (V-10) offre aussi des possibilités d'identification de pollution de l'eau. Les premiers essais ont montré que la distribution des éléments en trace dans les huiles analysées par cette méthode (V, B, S, Mn, Ni, I, Ga, As, Ba, Zn, Al, Na, Cl) n'est pas influencée par l'action des agents atmosphériques et que cette distribution est différente d'un pétrole à un autre.

Toutes ces méthodes, pour être applicables, demandent en premier lieu la constitution d'un « atlas » dans lequel se trouveront les résultats obtenus, pour chaque type d'analyse, sur les différentes huiles qui sont exploitées dans le monde entier ainsi que sur les produits pétroliers qui sont transportés par mer. Les corrélations, en vue de l'identification du pollueur, entre les hydrocarbures récupérés en mer et les huiles s'effectueraient sur un ordinateur où seraient stockées toutes les données de l'atlas.

B. Marquage actif.

On désigne par marqueur un produit codé ajouté au pétrole. Afin d'être un moyen d'identification valable, celui-ci doit remplir certaines conditions :

Il doit :

- être absent de la composition chimique du pétrole et ne pas exister à l'état naturel ;
- être physiquement et chimiquement inerte vis-à-vis du pétrole ;
- être insoluble dans l'eau ;
- être stable vis-à-vis des agents atmosphériques et des bactéries ;
- être facilement détectable à très faible concentration ;
- être peu onéreux ;
- ne pas être gênant dans les utilisations ultérieures de l'huile (raffinage) ou être facilement séparable de l'huile brute.

Les marqueurs envisagés peuvent être solubles ou insolubles dans le pétrole.

B.1. Marqueurs solubles.

a. Produits halogénés.

Les composés aromatiques halogénés semblent présenter un certain intérêt. Les analyses d'huiles brutes n'ont jamais montré la présence de molécules de ce type dans leur composition. Cette classe de produit présente une très grande stabilité chimique due à l'énergie de résonance de la structure aromatique et, de plus, l'halogénéation tend à stabiliser les molécules.

Les combinaisons qui peuvent être obtenues avec les différents halogènes (F, Cl, Br, I) et les positions de leur substitution sur les aromatiques cycliques et polycycliques sont telles qu'un très grand nombre de produits peut être synthétisé, on obtiendrait ainsi un vaste échantillonnage de marqueurs.

Les composés halogénés sont facilement détectables en chromatographie en phase gazeuse par capture d'électron. La sensibilité de ce système est très grande ; il est possible de détecter des quantités aussi faible que 10^{-4} à 10^{-6} mg/l. Un gramme de produit serait suffisant pour marquer 10 000 t de brut.

b. Composés organométalliques.

Des composés organométalliques sont déjà utilisés en tant qu'étalon standard dans les mesures spectrographiques des produits pétroliers et sont dosés avec une très grande précision. Du fait de leur stabilité, ils pourraient servir de marqueur. Toutefois l'étude de ce système de marquage est encore à développer car elle se heurte à quelques inconvénients ; d'une part, la solubilité de certains de ces composés est très faible et, d'autre part, des ions métalliques existent déjà à l'état de traces dans le pétrole, ils peuvent d'ailleurs servir comme l'on vient de le voir dans le marquage passif pour la méthode par activation neutronique.

c. Composés radio-actifs.

Un marquage par molécules radio-actives avait été envisagé, mais l'utilisation de produits radio-actifs même à très faible concentration est psychologiquement impossible à réaliser dans le domaine public.

B.2. Marqueurs insolubles.

Dans le pétrole on trouve des particules insolubles telles que spores, pollens ou micro-algues mais elles ne sont pas assez nombreuses et variées pour servir de marquage passif. Il serait possible d'ajou-

ter au pétrole des particules solubles qui pourraient être fabriquées suivant des normes précises, d'où une identification facile.

a. Microsphéroïdes.

Des microsphéroïdes d'une dizaine de microns de diamètre, fabriqués à partir de verre, de métal ou de polymère et codés par des sels métalliques en trace par exemple, seraient facilement réalisables techniquement et d'un prix très bas. Leur identification se ferait après séparation des particules, sur 1 l de brut par exemple, par lavage centrifugation et filtration, par microscopie, pour la taille et la couleur, et micro-analyse, pour les métaux en trace. En jouant sur le diamètre des sphères et sur les traces métalliques servant de code, il serait possible de fabriquer plusieurs millions de tels types de marqueur.

B.3. Utilisation des marqueurs actifs.

Ce système de marquage pose quelques problèmes pour son implantation. Chaque compagnie et peut-être même chaque bateau devrait posséder son propre produit codé et, lors du chargement du navire, le marqueur placé dans un système de pompage spécial serait introduit d'une façon homogène dans l'huile.

Des problèmes se poseront lorsque l'huile sera transférée d'un bateau à un autre car un deuxième marqueur sera ajouté au premier. Si plusieurs transferts sont effectués avec des stockages entre temps, il y aura des risques de mélange de marqueurs dans les citernes de stockage et la détermination des différents marqueurs sera beaucoup plus difficile à réaliser. L'identification de chacun d'eux devra être quantitative afin de calculer leur proportion respective.

Ce système, pour être mis en place, demande une organisation à l'échelon international.

V.4. CONCLUSIONS

La lutte contre la pollution par les nappes de pétrole répandues en mer lors de vidange de tanker ou de fuites de puits offshore sera facilitée lorsque des moyens de détection rapide et d'identification seront bien au point et normalisés. Or, pour l'instant, les recherches dans ce domaine n'en sont qu'à la période d'essais préliminaires et, de plus, lorsqu'elles deviendront opérationnelles, il faudra attendre que les appareils et les méthodes employés soient reconnus par tous les États pour être utilisés efficacement.

BIBLIOGRAPHIE

- (V-1) SWABY (L. G.) et FORZIATI (A. F.). — Remote Sensing of Oil Slicks. Proceedings joint API FWPCA Conferences on prevention and control of oil spills, New York, déc. 1969, p. 297-307.
- (V-2) ESTES (J. E.) et GOLOMB (B.). — Oils spills: Method for measuring their extent on the sea surface. *Science*, vol. 169, 14 août 1970, p. 676-678.
- (V-3) GUINARD (N. W.). — Radar Monitoring of Oil Slicks. Communication présentée au *Seventh International Symposium of remote sensing of environment*, 17 mai 1971, Am. Arbor, Michigan.
- (V-4) Analytical methods for the identification of the source of pollution by oil of the seas, rivers and beaches. *Institute of Petroleum Standardization Committee, Journal of the Institute of Petroleum*, mars 1970, p. 107-177.
- (V-5) BRUNNOCK (D. V.) et al. — Analysis of Beach Pollutants. *Journal of the Institute of Petroleum*, nov. 1968, p. 310-325.

- (V-6) RAMSDALE (S. J.) et WILKINSON (R. E.). — Identification of petroleum sources of beach pollution by gas liquid chromatography. *Journal of the Institute of Petroleum*, nov. 1968, p. 326-332.
- (V-7) The identification of oil spills by means of gas chromatographic and spectrometric data. Communication présentée devant la division of Water, Air and Waste Chemistry, 161^e Congrès de l'American Chemical Society, Los Angeles, 28 mars-2 avril 1971.
- (V-8) MATTSON (J. S.). — Fingerprinting of Oil by Infrared Spectroscopy. *Analytical Chemistry* (à paraître).
- (V-9) BRADLEY (E. B.) et FRENZEL (C. A.). — On the exploitation of laser Raman spectroscopy for detection and identification of molecular water pollutants. *Water Research*, 1970, 4, p. 125-128.
- (V-10) LUKENS (H. R.) et al. — Oil Slick Identification with Neutron Activation Analysis. Communication présentée devant la division of Water, Air and Waste Chemistry, 161^e Congrès de l'American Chemical Society, Los Angeles, 26 mars-2 avril 1971.
- (V-11) HOROWITZ (J.) et al. — Identification of oil spills : comparison of several methods. Proceedings of the Joint API-FWPCA Prev. and Contr. of oil spills conference (New York, 15 déc. 1969), p. 283-296.
- (V-12) Oil Tagging System Study. Rapport MELPAR 9059 FWPCA Contract n° 14-12-500, mai 1970.
- (V-13) SHALER (A. J.). — Détection par satellite. Colloque n° 1 CDSM-OTAN, Bruxelles, 2-6 nov. 1970, p. 8-1 à 8-7.
- (V-14) WHITE (P. G.). — Remote Sensing of Water Pollution. Compte rendu de *International Earth Resources Surveying Systems Workshop*, Washington (D. C.), 3-14 mai 1971, vol. 2, p. 303-321.
- (V-15) EDGERTON (A. T.) et TREXLER (D. T.). — Radiometric Detection of Oil Slicks. *U. S. Government Research Development Report*, 10 mai 1970, 70, n° 9, p. 122.

VI. LÉGISLATION ET RÉGLEMENTATION ANTI-POLLUTION

par A. R. V. BERTRAND

Il s'agit là d'un domaine très vaste où l'on trouve superposés :

- une législation internationale lentement conçue (généralement sous la pression des événements) et non immédiatement applicable (sa mise en vigueur exige la ratification par un certain nombre de pays contractants et cela demande généralement plusieurs années) ;
- des accords internationaux entre pays riverains ou voisins ;
- des législations nationales qui, heureusement, vont la plupart du temps dans le sens de la législation internationale ;
- dans le cas de fédérations (États-Unis d'Amérique par exemple), des législations d'États (Californie, Louisiane, Texas, Maine...) parfois plus sévères que les législations nationales et internationales dont elles peuvent laisser prévoir l'évolution (ce cas a déjà été rencontré avec la réglementation californienne sur la pollution atmosphérique) ;
- des accords corporatifs entre sociétés directement concernées par les risques de pollution marine (transport maritime, forage offshore...).

Notre propos n'est pas de faire une étude juridique complète de ces problèmes mais simplement de donner un aperçu de la situation actuelle et des progrès envisageables.

VI.1. LÉGISLATION INTERNATIONALE

A. Pollution par le transport maritime de pétrole.

Avant 1926 les réglementations étaient purement nationales et ne concernaient que des zones limitées.

En 1926 une première conférence internationale se tint à Washington à l'initiative des États-Unis. L'avant-projet établi contenait le principe de vastes zones de protection, la teneur maximale en huile des eaux rejetées... et envisageait d'appliquer ces dispositions à tous les navires transportant ou consommant des hydrocarbures. Malheureusement il n'aboutit pas à la convention souhaitée et ceci, semble-t-il, pour deux raisons :

- l'emploi de séparateurs sur les navires se heurtait à l'impossibilité de fabriquer des appareils répondant aux normes établies ;
- les représentants des divers gouvernements n'étaient pas tous également convaincus de l'urgence du problème à résoudre.

En 1935 à l'initiative de la Grande-Bretagne, la Société des Nations se saisit du problème et présente en 1936 un projet de convention inspiré de l'avant-projet de 1926. Ce texte qui prévoit des sanctions à l'égard des contrevenants et recommande la construction de séparateurs de bord ne sera pas non plus érigé en convention par les pays maritimes. Cependant certains armateurs font respecter à leurs navires des consignes pour le déversement des eaux polluées. Après la guerre, en 1953, un comité désigné par l'Organisation des Nations Unies publie un rapport (inspiré des travaux de 1926 et 1936) qui servira de base à la Conférence internationale de Londres en 1954. Celle-ci aboutit à la première « Convention internationale pour la prévention de la pollution des eaux de mer par les hydrocarbures » signée le 12 mai 1954 par 31 États et entrée en vigueur en 1958 après sa ratification par 10 États. La Convention concernait la plupart des navires transporteurs ou utilisateurs de pétrole à l'exception des navires de guerre, des navires baleiniers, des navires de jauge inférieure à 500 tonneaux...

Ses dispositions essentielles sont les suivantes :

- il est interdit de rejeter des hydrocarbures persistants (pétrole brut, fuel oil, huile diesel lourde, huile de graissage) à moins de 50 milles des côtes (100 dans certains cas) ; de plus, une zone d'interdiction est délimitée à l'est du 30° méridien dans l'Atlantique Nord ;
- il est prévu de supprimer dès que possible tout rejet d'hydrocarbures persistants ;
- on cherchera à mettre au point des séparateurs efficaces (tolérance maximale de pollution : 100 mg d'hydrocarbures par litre d'eau rejeté environ) ;
- les navires concernés sont obligés de tenir un registre des hydrocarbures.

En 1959 les tâches et fonctions du secrétariat de la Convention ont été transférées du Gouvernement britannique au secrétariat d'un nouvel organisme affilié à l'O. N. U. : l'Organisation Maritime Consultative Intergouvernementale (O. M. C. I. en abréviation française et I. M. C. O. en abréviation anglaise).

La convention de 1954 possédait plusieurs défauts :

- insuffisance du système de sanctions ;
 - insuffisance des mesures de contrôle ;
 - caractère trop étiéqué des limitations géographiques en matière d'interdiction des rejets...
- mais par son article 16 prévoyait qu'elle pourrait être amendée.

Aussi, en 1962, l'O. M. C. I. réunissait à Londres une nouvelle Conférence internationale qui modifiait la Convention de 1954. Ces amendements signés le 11 avril 1962 et entrés en vigueur le 18 mai 1967 (à l'expiration d'un délai d'un an suivant la date de son acceptation par les deux tiers des gouvernements contractants) stipulaient pour l'essentiel :

— la Convention s'appliquera aux navires-citernes dont la jauge brute est égale ou supérieure à 150 tonneaux (au lieu de 500) mais pas aux navires de guerre ;

— les gouvernements contractants prendront en outre les dispositions nécessaires pour appliquer « dans la mesure où cela est raisonnable » les prescriptions de la Convention à tous les navires, compte tenu de leurs dimensions, de leurs catégories ou de leurs jauges brutes ;

— les prescriptions relatives aux installations destinées à recevoir les résidus et les mélanges d'hydrocarbures sont étendues aux ports de réparation dans le cas des navires autres que les navires-citernes et aux points de chargement d'hydrocarbures dans le cas des navires-citernes ;

— une nouvelle disposition interdit à tous les navires d'une jauge brute égale ou supérieure à 20 000 tonneaux dont le contrat de construction sera conclu à partir de la date à laquelle la disposition entrera en vigueur (soit le 18 mai 1967) de rejeter des hydrocarbures sauf si des circonstances particulières rendent déraisonnable ou impossible la conservation à bord des hydrocarbures ou mélanges d'hydrocarbures ;

— les zones à l'intérieur desquelles le rejet d'hydrocarbures est interdit ont été élargies dans de nombreuses régions. Ainsi sont désormais zones interdites : le golfe de Gascogne, la zone canadienne de l'océan Pacifique, la zone atlantique nord-ouest, la zone d'Islande, la zone norvégienne de la mer du Nord et de la mer Baltique, la zone atlantique du nord-est jusqu'au méridien de 40° de longitude ouest et jusqu'au Finistère ;

— une zone d'interdiction sera créée sur une largeur de 100 milles à partir des côtes de nombreux pays et notamment des côtes de tous les pays méditerranéens.

Les amendements de 1962 ne sont pas sans défaut :

— ils n'interdisent pas totalement le rejet à la mer des hydrocarbures et des eaux usées ou polluées ;

— ils n'imposent pas aux navires des pays contractants la méthode du « load on top » et préfèrent préconiser l'emploi de stations de déballastage d'efficacité moindre sans obliger les ports pétroliers à les construire (nous reviendrons sur ce sujet par la suite) ;

— la création de zones interdites au déballastage ne permet pas d'affirmer que les eaux polluées ne seront pas conduites sur les côtes par les vents ou les courants marins ;

— les sanctions prévues sont insuffisantes et les difficultés de preuve considérables ;

— lorsque le déversement illicite a lieu en pleine mer, l'État riverain, même lésé, ne peut poursuivre le navire coupable : c'est à l'État du pavillon de déclencher les poursuites s'il le juge bon.

En début novembre 1969 à Londres (VI-9), l'assemblée consultative de l'O. M. C. I. a approuvé plusieurs amendements à la Convention internationale de 1954 (modifiée en 1962) qui ne deviendront applicables que 12 mois après la date de leur acceptation par les deux tiers des gouvernements contractants (c'est-à-dire pas avant un délai de 3 ans au moins).

Parmi les mesures retenues on relève que :

— la totalité des mers bénéficie de l'interdiction de rejet, sauf à concurrence de 60 litres par mille parcouru ou sauf cas de force majeure si toutes les mesures raisonnables avaient été prises pour éviter la fuite ;

— pour les pétroliers les obligations sont identiques mais la quantité de pétrole rejeté doit être inférieure au 1/15 000^e de la capacité du navire et encore ce rejet doit-il se faire à plus de 50 milles de la côte ;

— si le rejet illicite a lieu en haute mer, l'État pavillon reste, comme par le passé, seul compétent pour statuer.

Le 29 novembre 1969 la Conférence juridique internationale réunie à Bruxelles par l'O. M. C. I. (VI-10) a adopté deux importants projets de convention internationale qui n'entreront en vigueur que lorsque dix pays les auront ratifiés, dont cinq au moins représentent un tonnage important de navires-citernes.

Le premier projet concerne le droit public : il définit les conditions dans lesquelles, pour protéger ses côtes de la pollution par des hydrocarbures, un État riverain peut intervenir en haute mer. Aucune zone d'action n'est affectée à chaque État ; c'est une précaution contre les desseins de partage de zones (VI-5).

Ce droit d'intervention est donc reconnu en cas de danger « grave et imminent » (accident de pétrolier par exemple) et ne comporte aucune restriction quant aux mesures susceptibles d'être prises. Mais, pour éviter tout abus dans leur intervention, les États devront cependant consulter l'État du pavillon du navire et les personnes dont dépend celui-ci (armateur, affréteur, assureur), plus une équipe d'experts indépendants de l'O. M. C. I. En cas d'intervention abusive, le projet prévoit une indemnisation éventuelle versée au propriétaire.

Si ce projet constitue une première atteinte à la liberté de navigation des pétroliers, l'État agissant n'en reste pas moins tenu à une certaine restriction dans ses interventions.

L'estimation de l'importance de la pollution reste donc à définir. Pour l'instant seule la faute grave ou l'accident peuvent entraîner intervention.

Il y a lieu d'ajouter que la convention ne concernera (VI-5) :

- ni les navires de guerre ou les bâtiments affectés à un service public ;
- ni les pollutions et menaces de pollution causées par les plates-formes de forage ou la protection de telles installations.

Le deuxième projet adopté à Bruxelles porte sur le sujet épineux de la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures. Il prévoit une responsabilité objective du propriétaire du navire d'où provient la fuite d'hydrocarbure. Celui-ci sera donc tenu pour responsable dans tous les cas, à trois exceptions près :

- a) les cas de guerre, troubles civils et désastres naturels d'un caractère absolument exceptionnel ;
- b) l'intervention d'un tiers qui viserait délibérément à causer des dommages ;
- c) le cas d'une négligence des États ou autorités responsables de l'entretien des aides à la navigation.

Enfin, un compromis est intervenu en ce qui concerne l'importance des indemnités. Le propriétaire du navire peut limiter la responsabilité qu'il encourt à 132 dollars par tonne de jauge brut mais la responsabilité totale ne peut en aucun cas dépasser 14 millions de dollars.

Au-delà de 14 millions de dollars, un fond international sera probablement mis en place. Les grandes compagnies pétrolières pourraient y contribuer en versant une taxe sur chaque tonne de brut transportée en mer. Ce compromis d'indemnisation ressemble beaucoup au plan Tovalop institué le 6 octobre 1969 par les compagnies pétrolières et qui contribue aux dépenses des gouvernements à raison de 100 dollars de tonne de jauge brut jusqu'à 10 millions en cas d'incident.

Les textes juridiques proposés en 1969 (et non encore entrés en vigueur) semblent surtout marquer une étape. En effet, on va nécessairement vers une « extension des compétences nationales en matière de poursuite et de répression à l'intérieur des zones marines recouvrant le plateau continental dont l'État riverain a le monopole d'exploitation... En dehors des zones relevant ainsi du pouvoir de police de l'État riverain, il serait opportun de confier le soin d'assurer l'application effective de la réglementation... à une autorité juridictionnelle internationale disposant de moyen de contrôle propre... » (VI-1).

B. Pollution liée à l'exploration et à l'exploitation du pétrole en mer.

Comme le souligne M. RÉMOND (VI-3) il s'agit d'un risque nouveau. En effet, l'exploitation des richesses pétrolières du sous-sol marin n'est possible techniquement que depuis un peu plus d'une vingtaine d'années. La pollution est de deux sortes :

- celle due au rejet des boues de forage constituées parfois d'émulsions (A-62) ;
- celle due au pétrole lui-même et survenant parfois pour des causes naturelles (A-63, A-64) mais plus généralement lors de la découverte mal contrôlée de l'huile, ou à cause d'un dommage occasionné aux puits d'exploitation ou à un pipe-line d'évacuation vers la terre ou vers un dispositif de stockage offshore.

Juridiquement, les choses se présentent mieux que dans le cas de déversement par des navires en mouvement car :

- il est plus facile de localiser la source de pollution ;
- les chantiers de forage et production sont placés sous la souveraineté d'un seul État et sous la responsabilité du détenteur du titre minier, mais les textes sont plus rares en raison de la nouveauté du risque. D'après A. WENGER (VI-4), ce problème n'aurait été traité avant 1958 que dans un instrument international : le traité du golfe de Paria conclu le 26 février 1942 entre le Venezuela et la Grande-Bretagne pour délimiter les eaux territoriales situées à l'intérieur de la mer territoriale. L'article 7 indiquait que : « Chaque partie prendra les mesures pratiques pour empêcher que l'exploitation d'une quelconque zone sous-marine réclamée ou occupée par elle puisse causer la pollution des eaux territoriales de l'autre partie contractante par de l'huile ou de la boue ou n'importe quelle autre substance propre à contaminer les eaux navigables ou le rivage, et elles s'entendront ensemble pour rendre lesdits moyens aussi efficaces que possible. » D'autre part, l'article 9 stipulait que chacun des gouvernements devait s'assurer que l'exploitant disposait d'un équipement assez moderne pour être à même de respecter les prescriptions du traité.

Le 29 avril 1958 une convention internationale sur la haute mer et une autre sur la mer territoriale et la zone contiguë étaient signées à Genève sous les auspices des Nations Unies et entraient en vigueur en 1962 pour la première et le 10 septembre 1964 pour la seconde. Elles posent des principes importants (VI-3, VI-4). L'article 24 de la convention sur la haute mer prescrit que « tout État est tenu de prendre des mesures pour éviter la pollution des mers par les hydrocarbures répandus par les navires ou les pipe-lines, ou résultant de l'exploitation et de l'exploration du sol et du sous-sol marin en tenant compte des dispositions conventionnelles existant en la matière ».

Cette obligation est à nouveau énoncée dans l'article 5, paragraphe 7 de la convention sur le Plateau continental : « L'État riverain est tenu de prendre dans les zones de sécurité toutes les mesures propres à protéger les ressources biologiques de la mer contre les agents nuisibles. » Ce texte, qui résulte d'un amendement yougoslave, vise expressément la pollution. On peut en déduire que si un État se livrant à l'exploitation offshore omettait de prendre des mesures à ce sujet, sa responsabilité pourrait être engagée en cas d'accident. On verra plus loin que les riverains de la mer du Nord ont élaboré à ce sujet des mesures préventives et répressives.

Dix ans plus tard, plusieurs résolutions furent adoptées par l'assemblée générale des Nations Unies, à l'issue de la 1752^e séance plénière du 21 décembre 1968. Un comité des utilisations pacifiques du fond des mers et des océans auquel participent 41 États fut notamment chargé « d'examiner les mesures de coopération à adopter par la communauté internationale contre les risques de pollution marine pouvant résulter de l'exploration et de l'exploitation des ressources en ce domaine ». Le sous-comité juridique dans son rapport du 28 août 1969 a insisté sur le droit de l'État riverain d'intervenir hors de ses eaux territoriales en cas de réel danger de pollution (VI-5). Le comité a fait des suggestions sur les actions internationales concertées en haute mer qui devraient aussi concerner les eaux territoriales où toutefois la mise en œuvre des décisions serait laissée dans une large mesure aux autorités nationales.

A l'heure actuelle aucune convention internationale ne contient de disposition à ce sujet.

VI.2. ACCORDS INTERNATIONAUX

Un accord régional de coopération en matière de lutte contre la pollution des eaux de la mer du Nord par les hydrocarbures (VI-4) (VI-11), ouvert à la signature le 3 mars 1969, a été signé à Bonn le 9 juin 1969 par la Belgique, le Danemark, la France, la Grande-Bretagne, la Norvège, la Suède et l'Allemagne occidentale (les Pays-Bas signeraient l'accord postérieurement).

Les parties contractantes sont l'ensemble des pays riverains plus la Suède, et le champ d'application de l'accord est plus étendu que la mer du Nord proprement dite, et comprend le Skagerrak et certaines zones de la Manche.

Cet accord, qui s'inscrit dans le cadre de l'action jugée souhaitable par le conseil de l'O. M. C. I., vise à établir une « coopération active » entre les parties, lorsque « la présence ou la menace d'hydrocarbures polluant les eaux dans la région de la mer du Nord constitue un danger grave et imminent pour les côtes ou les intérêts connexes d'une ou plusieurs parties contractantes ». On notera que si la situation doit revêtir un certain caractère de gravité, il n'est pas fait mention de l'origine des hydrocarbures : ceux-ci peuvent provenir d'un navire accidenté, de la rupture d'une canalisation ou bien, ce qui est nouveau, d'une éventuelle catastrophe sur une plate-forme de forage.

En premier lieu, les parties contractantes veulent instaurer une bonne connaissance réciproque des organismes nationaux compétents, et des techniques applicables à la lutte contre la pollution. Pour ce faire, ils doivent se communiquer un certain nombre de renseignements, et notamment ceux concernant « les méthodes nouvelles en matière de prévention de la pollution par les hydrocarbures et les procédés nouveaux et efficaces en matière de traitement de la pollution ».

D'autre part, les États parties prennent par cet accord un certain nombre d'engagements en cas de danger grave et imminent :

a) Toute partie contractante doit d'abord accomplir un devoir d'information : elle doit informer sans délai de la situation les autres parties par l'intermédiaire de son autorité compétente. Dans le même but, chaque État s'engage à inviter les capitaines de tous navires battant son pavillon, ainsi que les pilotes d'avions immatriculés sur ses registres, à signaler l'accident ou la nappe « par les voies les plus rapides et les plus adéquates compte tenu des circonstances ».

L'accent est ainsi mis sur la nécessité d'une grande rapidité au stade de la simple information, afin que l'action entreprise puisse, par la suite, être efficace.

b) L'accord va plus loin en définissant des zones de responsabilité pour chacun des États (parfois il existe des zones de responsabilité commune) à l'intérieur de laquelle chaque partie est astreinte à un certain nombre d'obligations :

— elle doit tout d'abord évaluer la nature et l'importance de l'accident, le type et la quantité approximative d'hydrocarbures flottant sur la mer, ainsi que la direction et la vitesse du mouvement de ces nappes ;

— elle doit ensuite communiquer immédiatement ces évaluations aux autres parties, et les informer de toute action entreprise. Les parties ne sont pas obligées d'agir, mais elle doivent au moins continuer à observer la progression de ces nappes aussi longtemps qu'elles dériveront dans sa zone. L'État qui entreprend une action doit en faire rapport aux autres parties et à l'O. M. C. I. ;

— si une partie a besoin d'assistance, elle peut demander le concours des autres parties, sous réserve de solliciter en premier lieu celles qui sont susceptibles d'être également affectées. Les parties sollicitées « devront faire tous les efforts possibles pour apporter ce concours ».

Signalons enfin que la dénonciation de l'accord n'est possible qu'à l'expiration d'un délai de cinq ans après son entrée en vigueur. Cette dénonciation ne prend effet qu'un an après sa notification au gouvernement dépositaire, celui de la République fédérale d'Allemagne.

La coopération instaurée par les États est complète : elle va de la connaissance réciproque des mesures préventives à l'adoption de lignes d'action communes. Il s'agit en quelque sorte d'un « traité d'alliance » contre la pollution et l'on peut dire que ce texte a eu valeur d'exemple car il a de toute évidence inspiré la convention de Bruxelles en novembre 1969.

Pour terminer, nous dirons que dans une mer close comme la Méditerranée où des forages pétroliers ont été couronnés de succès (Égypte, Espagne, Tunisie...) un accord semblable serait très souhaitable. D'après les conclusions d'un récent congrès « Pacem in Maribus » tenu récemment à Malte (VI-8), sans une législation internationale entre pays riverains la mer Méditerranée est condamnée à devenir une mer morte.

VI.3. LÉGISLATION NATIONALE

Les législations nationales suivent généralement la législation internationale. Parfois même, elles l'anticipent : ainsi les autorités britanniques (VI-13) et sud-africaines (VI-14) se sont arrogé le droit de détruire en dehors de leurs eaux territoriales des pétroliers en détresse susceptibles de créer une pollution importante.

La législation française, que nous nous bornerons à exposer, ne va pas aussi loin et comporte principalement les textes suivants (VI-7) (VI-15) (VI-16) :

- le décret du 28 décembre 1912 rappelé dans une circulaire du ministre des Travaux Publics en date du 28 mars 1927 interdit le déversement dans les eaux littorales de matières résiduelles provenant du nettoyage des cales de navires pétroliers (VI-35) ;
- un décret du 31 août 1926 relatif au transport et à la manutention des hydrocarbures interdit de rejeter dans les ports les eaux non décantées usées ;
- un arrêté du 28 avril 1961 crée une commission nationale de la pollution des eaux de mer (comprenant des représentants du Commissariat au Tourisme, de la Santé publique, des armateurs) (VI-5) ;
- l'approbation de la Convention internationale de 1954 (entrée en vigueur en 1958) par la loi du 17 avril 1957 et le décret du 7 octobre 1958, et de ses amendements de 1962 (entrés en vigueur en 1967) par le décret du 15 décembre 1967 ;
- le décret du 5 mai 1964 relatif à l'obligation de certains bâtiments de tenir un registre des hydrocarbures et les arrêtés des 25 février 1965 et 19 novembre 1965 en précisant les modalités ;
- la loi du 16 décembre 1964 interdisant le déversement ou l'immersion dans la mer (limite des eaux territoriales) de matières de toute nature : déchets industriels... ;
- la loi du 26 décembre 1964 réprimant la pollution des eaux par les hydrocarbures ;
- le décret du 12 avril 1965 fixant la puissance installée maximale des navires non visés par la loi du 26 décembre 1964 ;
- le décret du 15 décembre 1967 sanctionnant d'amendes dérisoires et donc dépourvues de toute efficacité préventive (400 à 2 000 F) les infractions à la loi du 26 décembre 1964 ;
- la loi du 30 décembre 1968 qui applique à la France la Convention sur le plateau continental de 1958 et qui stipule :

« Sans préjudice de l'application des lois et règlements concernant la répression de la pollution des eaux de mer par les hydrocarbures aux installations et dispositifs visés par l'article 3.2 (c'est-à-dire les navires), sera puni d'une amende de 2 000 à 20 000 F et, en cas de récidive, d'un emprisonnement... et d'une amende..., quiconque aura, au cours d'exploration ou d'exploitation des ressources naturelles du plateau continental, déversé ou laissé échapper dans la mer, à partir d'une installation ou d'un dispositif visé au 1^o de l'article 3 (plates-formes de forage) des hydrocarbures ou

mélanges d'hydrocarbures... Le propriétaire ou l'exploitant des navires et plates-formes de forage ou la personne assurant à bord de ces installations... la conduite des travaux d'exploration ou d'exploitation sera puni d'un emprisonnement de 10 jours à 6 mois et d'une amende de 5 000 à 50 000 F lorsque l'infraction aura été commise sur son ordre exprès. »

Cette liste n'est pas limitative. Dans une question écrite (VI-17), un député, s'inquiétant des dangers immenses de pollution qu'entraînerait un accident au cours de forages en mer, au large des côtes, avait demandé au ministre délégué auprès du Premier ministre, chargé de la protection de la nature et de l'environnement : 1) quelles étaient les mesures de sécurité imposées pour prévoir tout accident au cours de ces forages ; 2) quelles étaient les mesures envisagées pour combattre une éventuelle fuite du « brut » au cas où elle se produirait ; 3) s'il n'estimait pas devoir créer une commission chargée d'étudier l'efficacité des moyens préconisés et d'en contrôler la mise en œuvre.

Le ministre a répondu à ces trois questions.

— Les mesures de sécurité permettant de parer au risque d'une éruption, prescrites pour les forages en terre ferme par l'arrêté préfectoral type annexé à la circulaire ministérielle du 27 juillet 1954, sont également applicables aux forages en mer. Elles portent notamment sur la puissance des pompes à boue, la constitution d'une réserve suffisante de boue de qualité appropriée, l'installation de dispositifs de fermeture rapide des cuvelages, tubages ou tiges, la possibilité d'exécuter à distance les manœuvres nécessaires. Compte tenu des mesures prises qui concourent à la fois à la sécurité du personnel et à la lutte contre la pollution, la probabilité d'une éruption non contrôlée est extrêmement faible.

— Néanmoins si un tel accident se produit, il est possible, en mer comme à terre, de le juguler, ainsi que le montre l'expérience de pays où de très nombreux puits productifs ont été forés au large des côtes.

— Il existe une commission, dite commission technique des forages en mer, créée par arrêté du ministre de l'Industrie du 25 janvier 1966. Composée de membres de l'administration spécialisés en la matière, et présidée par un ingénieur général des mines, la commission est chargée de l'étude de toutes questions techniques concernant la sécurité sur les appareils de forage pour la recherche et la production des hydrocarbures liquides ou gazeux dans le sous-sol de la mer. Elle associe à ses travaux les représentants de la profession. Depuis sa création elle a participé activement à la résolution des problèmes posés par les plates-formes utilisées au large des côtes françaises.

Disons pour terminer quelques mots sur l'organisation de la lutte anti-pollution en France. Créé en février 1952 le plan O. R. S. E. C. prévoit l'organisation des secours dans les cas de grandes catastrophes qui dépassent les moyens d'intervention dont disposent les collectivités locales. Il a assez mal fonctionné (VI-7) lors du sinistre du Torrey Canyon en mars 1967 et lors d'une nouvelle marée noire plus modeste (pollution côtière sur 5 km) survenue à Erquy en août 1969. Aussi en juin 1970 le Conseil des Ministres a décidé de faire aboutir rapidement un plan convenant à la lutte contre les nappes d'hydrocarbure. Cependant celui-ci s'est heurté à de grosses difficultés d'ordre financier (VI-7).

Finalement, une instruction interministérielle du 23 décembre 1970 relative à la lutte contre les pollutions accidentelles des côtes françaises par les hydrocarbures (VI-18) est venue préciser les mesures à prendre par les autorités gouvernementales et locales :

— elle assimile le cas de pollution à un sinistre qui, s'il se produit, verra la mise en œuvre d'un plan de lutte dénommé P. O. L. M. A. R. (organisation des secours contre les pollutions marines) sensiblement analogue, dans son esprit, au plan O. R. S. E. C. ;

— elle indique que le déclenchement d'opération d'envergure ne peut se faire que sur la décision du Premier ministre ;

— elle définit les responsabilités des différents ministères chargés de lutter contre les pollutions

marines : Intérieur, Défense nationale, Équipement et Logement, Transports, Départements et Territoires d'Outre-Mer. Les opérations sont dirigées en mer par le ministre de la Défense nationale, à terre par celui de l'Intérieur. Une commission permanente assiste les ministres chargés de la coordination des travaux lorsque le Premier ministre ne se la réserve pas.

VI.4. ACTIONS CORPORATIVES

Les événements (et principalement les sinistres du « Torrey Canyon » et de Santa Barbara) sont allés très vite. Un organisme comme l'O. M. C. I., pour autant compétent et efficace qu'il soit, ne peut pas, dans des délais comparables, ériger une législation internationale qui d'ailleurs, par la force des choses, ne sera valable que plusieurs années après la signature de l'accord. Aussi, les compagnies pétrolières conscientes de la nécessité de réagir rapidement, surtout en raison de la sensibilisation croissante du public envers les problèmes de pollution, ont pris les affaires en main. Il s'en est suivi une série d'actions que nous appellerons « corporatives » car si elles se sont conclues avec l'accord et souvent l'appui actif des diverses autorités gouvernementales et internationales, elles sont avant tout le fait de l'ensemble des grandes sociétés pétrolières. Nous allons donner plusieurs exemples.

A. Le procédé « Load on Top » (VI-2) (VI-19) (VI-20) (VI-21).

Le rejet à la mer des eaux de lavage des citernes des navires pétroliers est une importante source de pollution. Elle est due au fait que lorsqu'un tanker a déchargé sa cargaison, il est obligé de remplir d'eau de mer un tiers ou la moitié de ses citernes pour assurer sa stabilité pendant la traversée de retour. Ce « ballast » est sale car les citernes contiennent des résidus d'hydrocarbure et il doit être évacué à la mer.

Les amendements de 1962 à la Convention internationale de 1954 prévoyaient, d'une part, l'élargissement des zones où le rejet était interdit et, d'autre part, l'utilisation d'installations de décharge à chaque port d'arrivée et de départ. L'efficacité de ces mesures était illusoire à court et même à moyen terme :

- l'entrée en vigueur de l'accord allait demander un délai de plusieurs années ;
- on a estimé en 1964 à 40 % le pourcentage du tonnage de navires pétroliers navigant sous le pavillon de nations n'ayant pas signé les amendements de 1962 ;
- rien n'obligeait les autorités portuaires à construire des installations de déballastage très onéreuses à l'arrivée et surtout au départ des tankers ;
- les terminaux de chargement en mer ne peuvent pas refouler les résidus à terre et sont amenés à les introduire dans le brut ;
- les textes législatifs ne sont pas assez restrictifs sur le cas de décharges exceptionnelles.

Aussi, après 1962, trois des principaux groupes pétroliers internationaux, qui l'étudiaient depuis plusieurs années, mirent au point un procédé permettant aux navires pétroliers de ne plus être à l'origine d'une pollution opérationnelle. Elle consistait à supprimer tout rejet à la mer de résidus de lavage en les conservant à bord. La grande profondeur des citernes permettant d'effectuer une bonne décantation, la plus grande partie des eaux peut être déversée à la mer sans créer de pollution et la partie souillée et les résidus sont conservés à bord. On recharge la nouvelle cargaison « par-dessus » d'où le nom du procédé « load on top » (en abrégé LOT).

La pratique de cette méthode a impliqué :

- d'importantes dépenses en particulier pour les raffineries auxquelles le transporteur demandait d'accueillir une partie de cargaison polluée par l'eau de mer ;

- des accords commerciaux avec les armateurs et les autorités du canal de Suez (en service à l'époque) pour admettre cette petite cargaison de retour sans taxe supplémentaire.

Depuis 1962, des séparateurs permettant d'obtenir une meilleure décantation, donc de conserver une plus faible quantité de résidus à bord, ont été mis au point. De même, sur de nombreux tankers nouvellement construits, un compartiment spécial a été conçu pour réunir les résidus et ainsi éviter leur mélange avec la nouvelle cargaison.

On estime qu'au cours des trois années 1965-1966-1967, l'utilisation du système « Load on Top » a évité le rejet à la mer de plus de 4 millions de tonnes de brut. Ce seul chiffre suffit à montrer tout l'intérêt du procédé qui dès 1965 était utilisé ou expérimenté par presque 80 % du tonnage pétrolier mondial et dont le principal avantage est de répondre pleinement aux préoccupations de la Conférence internationale de 1962 sans nécessiter la construction d'aucune installation spéciale à terre.

B. Les plans TOVALOP et CRISTAL (VI-22) (VI-23) (VI-24).

En novembre 1968, sept grandes compagnies pétrolières représentant 30 % du tonnage mondial (BP, Gulf, Mobil, Shell Int., Socal, Esso et Texaco) ont proposé de leur propre initiative un plan volontaire d'assurance appelé TOVALOP (Tankers Owners Voluntary Agreement Concerning Liability for Oil Pollution). Il est destiné à indemniser des frais occasionnés par les opérations de nettoyage et de lutte contre la pollution côtière provoquée par des accidents de navires pétroliers les gouvernements qui jusque-là ne disposaient d'aucun recours légal. Ce plan a retenu comme principe que :

- la responsabilité de la pollution pèse sur l'armateur du navire qui en est à l'origine ;

- la responsabilité est fondée sur le renversement de la charge de la preuve ;

- l'armateur adhérent s'engage à assurer le nettoyage des côtes lorsque la pollution aura été causée par sa faute ou, s'il est incapable de procéder lui-même à ce nettoyage, à rembourser (en principe rapidement) les dépenses raisonnables engagées par le gouvernement qui l'aura effectué.

Ce remboursement se fait sur la base de 100 dollars par tonneau de jauge brute du navire ou d'un maximum de 10 millions de dollars par navire. Les adhérents de cette sorte de club ont à verser dans une caisse commune 7,5 cents par tonneau de jauge brute et par an.

La mise en vigueur du plan a eu lieu le 6 octobre 1969 après la participation d'armateurs représentant la moitié du tonnage mondial de la flotte pétrolière (VI-23). L'accord stipule que, dans l'espace de deux ans suivant la mise en vigueur, la flotte des contractants doit dépasser 80 % du tonnage mondial, faute de quoi le plan tomberait en désuétude. Il n'en sera rien car dès mai 1971 (VI-24) ce chiffre atteignait 87 % et en octobre 1971 96 % (VI-24). Aussi le plan TOVALOP a-t-il été prorogé jusqu'au 6 octobre 1974. De plus à partir du 1^{er} avril 1971 il a été renforcé par le plan CRISTAL (Contract Regarding on Interim Supplement to Tanker Liability for oil pollution). Il s'agit (VI-32) d'un plan complémentaire d'indemnisation financé par les grandes compagnies pétrolières internationales pour dédommager toutes les victimes, particuliers ou États, d'une pollution ayant pour origine un navire inscrit à TOVALOP et dont la cargaison appartient au moment de l'accident à une société membre de CRISTAL. L'intervention de fonds est limitée à 30 millions de US dollars par accident, déduction faite des indemnités qui auraient été versées par TOVALOP ou tout autre organisme.

TOVALOP et CRISTAL constituent des mesures intérimaires dans l'attente de la mise en application de conventions internationales couvrant la responsabilité des armateurs et d'un fond international de compensation complémentaire. Mais on peut les considérer aussi comme des mesures de dissuasion :

- vis-à-vis des armateurs qui devront prendre des mesures encore plus sévères pour éviter les fuites de pétrole car c'est à lui de faire la preuve qu'il n'a pas été négligent ;
- vis-à-vis des gouvernements qui, sur le vu d'interventions rapides et efficaces, ne menaceront plus d'adopter une législation rendant les pétroliers « coupables » responsables de dommages pratiquement illimités (d'ailleurs impossibles à assurer).

C. Créations de « coopératives » anti-pollution (VI-36).

En juillet 1967 (VI-25) Frank IKARD, le président en exercice de l'A. P. I., lança un appel aux directeurs de sociétés membres pour les inciter à former des organisations « coopératives » anti-pollution sur le modèle de celles existant déjà pour lutter contre les grands incendies, les ouragans... Il s'agissait de mettre en commun des hommes entraînés et des équipements spécialisés et de les utiliser avec une unité de commandement (en principe le Coast Guard). Cette proposition a été bien accueillie puisque en fin 1969 une cinquantaine de coopératives, recouvrant des zones plus ou moins vastes, étaient soit opérationnelles soit en formation. Les plus connues sont celles :

- du golfe du Mexique (VI-26) ;
- de la côte Pacifique (VI-27) (VI-28) ;
- du Delaware inférieur (VI-29).

Ces coopératives peuvent prendre différentes formes :

- effort concerté de l'industrie ;
- coopération industrie-gouvernement-public ;
- accord commun avec un entrepreneur spécialisé comme cela risque d'être le cas dans le golfe du Mexique (VI-30).

Pour conclure nous devons indiquer la bonne volonté des sociétés pétrolières, en particulier aux États-Unis, où elles n'hésitent pas à s'unir pour lutter contre un accident de pollution d'origine inconnue survenu dans une zone offshore productrice même si très vite elles se rendent compte de leur non-culpabilité (VI-31).

En Europe, on doit noter la création par plusieurs compagnies pétrolières du groupe CONCAWE (*Conservation of Clean Air and Water in Western Europe*) dont le but est d'étudier les problèmes de pollutions atmosphérique et marine et de chercher à leur trouver des solutions (VI-32).

BIBLIOGRAPHIE

- (VI-1) DESPAX (M.). — La pollution des eaux et ses problèmes juridiques. *Librairies techniques*, Paris, 1968.
- (VI-2) PONTAVICE (E. du). — La pollution des mers par les hydrocarbures (à propos de l'affaire du Torrey Canyon). *Librairie générale de droit et de jurisprudence*, Paris, 1968.
- (VI-3) RÉMOND (M.). — L'exploration pétrolière en mer et le droit. — Droit maritime. Droit de la mer. *Éditions Technip*, Paris, 1970.
- (VI-4) WENGER (A.). — Pétrole et gaz naturel en mer du Nord. — Droit et économie. *Éditions Technip*, Paris, 1971.
- (VI-5) PONTAVICE (E. du). — Aspects juridiques nationaux et internationaux de la lutte contre la pollution des mers en France. Communication au Colloque de l'ASTEO : Dépollution des mers, Paris, 30 sept., 1^{er} et 2 octobre 1970.
- (VI-6) MENSAH (T. A.). — Legal Problems Relating to Marine Pollution by Oil. Water Pollution by Oil, p. 293-306. Compte rendu du Congrès international d'Aviemore (Écosse), 4-8 mai 1970.
- (VI-7) PONTAVICE (E. du). — L'effectivité de la règle du droit face à la pollution des mers. Nuisance et environnement, avril 1971, p. 35-40.
- (VI-8) *Chemical and Engineering News*, 19 juil. 1971, p. 34.

- (VI-9) *Pétrole-Informations*, 14 nov. 1969, p. 32.
 (VI-10) *Pétrole-Informations*, 12 déc. 1969, p. 37-38.
 (VI-11) HINZ (C.). — Regional Co-operation Between Governments in Cases of Major Oil Pollution in the North Sea. Oil Pollution of the Sea, p. 285-287. Compte rendu de la Conférence internationale de Rome (Italie), 7-9 oct. 1968.
 (VI-12) *Bulletin d'Informations Pétrolières*, n° 1456, 4 nov. 1969, p. 1-3 (documents).
 (VI-13) *Le Monde*, 9 avr. 1971, p. 10.
 (VI-14) *Offshore*, mai 1971, p. 54 et 58.
 (VI-15) *Pétrole-Information*, 20 janv. 1965, p. 43.
 (VI-16) *Le guide de l'eau*. Éditions Pierre Johanet et fils, 1970, p. 368-374.
 (VI-17) *Pétrole-Informations*, 9 avr. 1971, p. 70.
 (VI-18) *Pétrole-Informations*, 29 janv. 1971, p. 32.
 (VI-19) KIRBY (J. H.). — Pollution of the Sea. Le pétrole et la mer, section II, n° 202, Congrès de Monte-Carlo, mai 1965.
 (VI-20) SUTTON (C. T.). — Pollution of the Seas by Oil. Le pétrole et la mer, section II, n° 203, Congrès de Monte-Carlo, mai 1965.
 (VI-21) Anonyme. — Keeping Oil Out of the Sea. *Ocean Industry*, nov. 1967, p. 10-16.
 (VI-22) *Le Journal de la Marine Marchande*, 30 janv. 1969, p. 239.
 (VI-23) *Petroleum Press Service*, oct. 1969, p. 388-389.
 (VI-24) *Petroleum Press Service*, nov. 1971, p. 429.
 (VI-25) COTTON (E.). — Oil Spill Cooperative Program. Joint API-FWPCA Prevention and Control of Oil Spills Conference, New York City, 15-17 déc. 1969, p. 141-144.
 (VI-26) Anonyme. — Offshore Cooperatives Aimed at Pollution Control. *Petroleum Engineer*, oct. 1970, p. 54-60.
 (VI-27) *The Oil and Gas J.*, 15 mars 1971, p. 43.
 (VI-28) *The Oil and Gas J.*, 9 août 1971, p. 42.
 (VI-29) *Chemical Engineering*, 2 juin 1969, p. 42.
 (VI-30) *Offshore*, août 1971, p. 124.
 (VI-31) *The Oil and Gas J.*, 15 juin 1970, p. 40-41.
 (VI-32) *Total Informations*, 1971, n° 47, p. 4-7.
 (VI-33) QUENEUEDEC (J. P.). — Les incidences de l'affaire du « Torrey Canyon » sur le droit de la mer. *Annuaire français du droit international*, XIV, 1968, p. 701-718.
 (VI-34) QUENEUEDEC (J. P.). — Chronique du droit de la mer. *Annuaire français du droit international*, XV, 1969, p. 737-760.
 (VI-35) QUENEUEDEC (J. P.). — Les pollutions chimiques de la mer et le droit. *Revue internationale d'océanographie médicale*, XIII-XIV, 1969, p. 217-230.
 (VI-36) MUT (S. C.). — The Role of the Oil Spill Cooperative in the Oil Producing Industry. Compte rendu de la réunion Prevention and Control of Oil Spill, Washington D. C., 15-17 juin 1971.
 (VI-37) BEAUME (P.). — Pollution maritime et droit international. *La Recherche*, juill. 1971, p. 687-689.

VII. CONCLUSIONS

par J. POTTIER

Des conclusions partielles ont été présentées à la fin de chacun des chapitres qui ont traité :
 — l'analyse des conditions de forage et de production en mer ;
 — les moyens physiques et mécaniques de traitement des nappes ;
 — la dispersion et la dégradation des nappes.

Nous allons maintenant tirer des conclusions plus générales susceptibles d'orienter une politique de protection du milieu marin.

Tout d'abord il faut signaler la nécessité de développer des moyens de détection et d'alerte. Ceux-ci concernent à la fois la sécurité et la pollution. Ils peuvent être mis en œuvre soit par l'opérateur,

soit par un organisme de contrôle au niveau national ou international. La surveillance et le contrôle de la pollution demanderont l'étude de dispositifs de détection dans les zones de gisements en exploitation (dimensions 10 à 100 km), indépendamment du besoin de réseaux de surveillance à grande échelle pour les problèmes non localisés (transport, forage d'exploration, etc.).

Il faudra aussi perfectionner notre connaissance de l'évolution des nappes de pétrole répandues en mer. Ces nappes ont une tendance naturelle à l'étalement, et sont soumises à l'action des vagues, du vent, etc. La prévision de leur comportement est une donnée utile pour la bonne mise en œuvre des moyens de traitement.

L'analyse des conditions de forage et de production en mer montre que les techniques sont encore en évolution. Il est certain que les critères de sécurité et de prévention de la pollution seront pris en compte à l'avenir dans la conception et la réalisation des équipements nouveaux. L'expérience manque actuellement pour apprécier les incidences exactes de tels critères sur les matériels, et il ne semble pas nécessaire de rechercher à ce sujet des lignes d'action particulières.

Toutefois, certains équipements annexes ou complémentaires adaptés aux plates-formes peuvent être conçus spécialement pour réduire la pollution, ou faciliter la mise en œuvre des techniques de traitement. Cette voie de recherche mérite d'être suivie, en même temps que doit être assumée la formation du personnel, mais il faut bien voir qu'elle ne traite que partiellement le problème pour deux raisons :

- certains accidents graves conduisent à la destruction de la plate-forme ;
- la généralisation des têtes de production sous-marine, qui sont la solution technique adoptée aux grandes profondeurs d'eau, augmente les difficultés d'intervention et conduit à donner à l'avenir une importance accrue aux méthodes de traitement des nappes.

Le traitement des nappes répandues en mer est un problème commun à l'exploitation du pétrole et à son transport. Toutefois, le cas des chantiers d'exploitation semble, à priori, plus facile à traiter que celui des accidents de pétroliers :

- les zones de production sont fixes et d'étendue modérée (quelques dizaines de km²) ;
- le pétrole n'est répandu que de manière progressive : la durée est de quelques jours à quelques semaines, alors que les accidents de pétroliers provoquent de grosses nappes en quelques minutes ou quelques heures ;
- le volume total répandu est en général plus faible que pour les pétroliers.

Par contre, les facteurs défavorables sont :

- un fluide plus dangereux (présence de gaz, voire de gaz toxique) que le contenu des pétroliers ;
- la nécessité de restaurer les installations initiales ou au moins de fermer le puits.

On peut donc conclure à la nécessité de disposer de méthodes de traitement des nappes, en choisissant les moyens d'actions et les techniques les plus faciles à mettre en œuvre pour chaque cas particulier. En outre, il faut remarquer que le chantier de production est placé sous une responsabilité bien définie, ce qui n'est pas toujours le cas lors d'un accident de pétrolier.

Les techniques de traitement des nappes ont été exposées aux chapitres III et IV.

Actuellement on peut dire que les méthodes par dispersion permettent déjà d'éliminer les nappes. Mais l'objectif final, la dégradation complète du pétrole, nécessitera la mise en œuvre de techniques nouvelles.

Les procédés de coulage sont eux aussi utilisables, mais leurs conséquences à long terme sont encore inconnues.

De nombreuses techniques de ramassage ont été proposées ; aucune n'a encore fait ses preuves dans les conditions difficiles de la haute mer.

L'évolution de la situation peut être envisagée en fonction des progrès à réaliser dans le perfectionnement des techniques nouvelles.

Les procédés mécaniques de ramassage sont en principe les meilleurs puisqu'ils retirent le pétrole du milieu ; mais leur utilisation pratique reste fonction de progrès indispensables : sur leur rapidité de mise en œuvre, leur rendement, leur efficacité et leur économie.

L'utilisation des dispersants gardera pour longtemps encore tout son intérêt ; ceux-ci doivent cependant faire l'objet de nouvelles études pour diminuer leurs inconvénients et améliorer leurs effets : suppression de tout effet toxique, activation de la biodégradation de toutes les fractions du pétrole brut jusqu'à élimination totale.

ANNEXE A.

PRINCIPAUX ACCIDENTS DE POLLUTION EN MER

par A. R. V. BERTRAND

Il ne s'agit pas là, à proprement parler, d'un fait nouveau. On signalait déjà en 1754 (I-29) la pollution de l'île Holy dans la mer Caspienne par les fuites de pétrole provenant de navires de transport en bois. Par ailleurs en 1907 le tanker Thomas W. Lawson s'échouait sur les îles Scilly (à peu de distance du futur lieu d'accident du Torrey Canyon) et laissait échapper 8 000 tonnes de brut (A-5). Cependant, les conséquences de la pollution des mers par les hydrocarbures n'ont commencé à devenir préoccupantes qu'après la 1^{re} Guerre mondiale avec le développement des automobiles, des navires à moteur, des avions... et la demande correspondante en carburant. A cette époque (1926 et 1936) ont été établis les premiers projets de Convention internationale qui devaient aboutir seulement à partir de 1954. Mais l'opinion publique ne fut vraiment sensibilisée à ce problème qu'avec le sinistre du Torrey Canyon (mars 1967), l'affaire de Santa Barbara (janvier 1969) et la prévision au printemps 1969 par le Comité Dubridge d'un accident semblable de pollution chaque année à partir de 1980 si des mesures sérieuses n'étaient pas prises auparavant (A-7).

Notre propos n'est pas d'indiquer tous les accidents notables arrivés depuis l'origine (c'est-à-dire depuis 1754) mais de rassembler les cas majeurs survenus ces dernières années. En fait notre énumération commence en 1957 avec le naufrage du tanker « Tampico Maru » et réunit en principe les accidents ayant provoqué des pertes d'au moins quelques centaines de tonnes (avec quelques exceptions pour lesquelles nous avons voulu mettre en évidence un fait significatif : efficacité d'une intervention, d'un procédé...).

Notre énumération est divisée en trois tableaux (respectivement A-1, A-2 et A-3) rassemblant les accidents :

- des navires (généralement des tankers mais parfois des barges ou même des paquebots, des navires de guerre...);
- des pipe-lines;
- des plates-formes offshore de forage et de production.

Le tableau A-1 ne comprend pas un certain nombre d'accidents à propos desquels nous manquons de détails comme ceux concernant le « Tank Duchess » en 1965 dans l'estuaire du Tay en Grande-Bretagne (A-6) (A-7), le « London Harmony » en 1970 (A-8), l'« Oceanic Grandeur » au large de l'Australie en 1970 (A-9), le « Patrick Morris » (500 t de mazout C dans les soutes du navire) au large du Canada en 1969 ou 1970 (A-29), l'« Herulv », le « Texaco Caribbean »...

Par la force des choses, il omet les accidents n'ayant fait l'objet d'aucune publication et ne mentionne évidemment pas les pétroliers échoués et en mauvaise posture mais dont le déséchouement s'est fait pratiquement sans pollution marine comme par exemple dans le cas du « Panther » (A-10).

La lecture du tableau A-1 nous paraît cependant permettre quelques remarques intéressantes :

1. L'efficacité des interventions rapides.

Les exemples du Sea Lantern (VI-2), du Sivella (A-21), du Panther (A-10), des pétroliers de la Socal (A-34)... sont là pour montrer qu'une intervention sur un tanker en difficulté a d'autant plus de chance d'être efficace qu'elle est plus rapide. L'exemple du Torrey Canyon (VI-2) illustre aussi ce point de vue mais pour indiquer ce qu'il ne faut pas faire.

2. L'évolution de la législation.

Dès maintenant des pays comme l'Angleterre (A-10) et l'Afrique du Sud (A-36) se sont donné le droit de détruire des tankers en perdition au-delà de leurs eaux territoriales.

L'accident de l'Anne Mildred Brøvig (A-1) (VI-11) en 1966 a été à la base de l'accord international sur la prévention de la pollution pétrolière en mer du Nord.

Le gouvernement canadien a exigé que le Manhattan ou tout autre pétrolier croisant dans les eaux du Nord canadien soit équipé de dispositifs utilisés sur l'Arrow pour récupérer du pétrole contenu dans des tankers immergés (A-30).

Aucun pétrolier échoué ne se permettrait actuellement comme l'a fait l'Argea Prima en 1962 à Porto Rico (A-1) de pomper volontairement une partie de sa cargaison directement dans la mer pour s'alléger et se déséchouer. Les autorités nationales exigent le déversement dans un autre pétrolier ou une barge ; cela a été le cas par exemple pour le General Colocotronis en mars 1968 aux Bahamas (A-1) (A-23), pour le Pégasos en février 1968 (A-1), pour l'Algol en février 1969 (A-1).

3. L'évolution des techniques.

En plus de l'amélioration des appareils de récupération, des barrières (A-23)... on voit apparaître de nouvelles méthodes :

- emploi de plongeurs (A-21) (A-29) (A-30) (A-37) ;
- détection aérienne des nappes (A-23) (A-29) ;
- coordination rationnelle des efforts (A-23) ;
- récupération de cargaison submergée (A-29) ;

qui seront utilisées éventuellement pour des accidents de puits pétroliers.

Le tableau A-2 ne comprend pas d'accidents survenus à des pipe-lines posés au fond des mers. Est-ce à dire que seuls les pipe-lines terrestres sont susceptibles de pollution marine par déversement dans les lacs, les fleuves... ? Cela n'est évidemment pas le cas. Une déposition faite en 1970 au Congrès des États-Unis (A-41) énumérait six exemples de rupture de pipe-lines dans le golfe du Mexique. Un autre a été signalé à Santa Barbara en 1969 (A-42). Mais ce genre d'accident ne semble pas avoir provoqué jusqu'à présent de pollution importante, ce qui tendrait à prouver la fiabilité des matériels utilisés en mer.

TABLEAU A-I.

POLLUTION MARINE PROVOQUÉE

DATE	NAVIRE	LIEU	ACCIDENT	PÉTROLE DÉVERSÉ	
				Quantité (t)	Nature
29/3/57	Tampico Maru	Basse-Californie (Mexique)	Échouage et rupture	9 000	Bunker C
1/9/60	P. W. Thirtle	Newport, Rhode-Island (U. S. A.)	Échouage		Bunker C
17/7/62	Argea Prima	Porto Rico	Échouage	4 000	Bunker C
20/9/62	Martita	Los Angeles (U. S. A.)	Collision avec drague	600	Bunker C
1962	Venezuela (paquebot)	Cannes (France)	Naufrage et renflouement	900	Fuel-oil
28/3/65	2 pétroliers	Sussex (G. B.)	Collision	1 000	
20/2/66	Anne Mildred Brøvig	Mer du Nord	Collision dans la brume, incendie, rupture	16 000	Brut iranien
5/66	Fina-Norvège	Bizerte (Tunisie)	Échouage	35 000	Brut
6/66	Alva Cape	New York (U. S. A.)	Collision et incendie	23 000	Naphta
1966	Seestern	Estuaire du Medway-Kent (G. B.)	Erreur de pompage	1 700	
13/1/67	Chryssi P Goulandris	Milford Haven (Angleterre)	Fuite dans un port	4 000	Brut
18/3/67	Torrey Canyon	Cornouailles (Angleterre)	Échouage et rupture	117 000	Brut de Kow
11/8/67	Sea Lantern	Estuaire de l'Escaut (Belgique)	Échouage	500	Brut
6/9/67	R. C. Stoner	Ile de Wake (Pacifique)	Échouage et rupture	20 000	Carburant avi et autre
1967	Desert Chief	York River (Virginie E. U. A.)	Déversement accidentel	1 000	Brut
3/2/68	Sivella	Le Cap (Afrique du Sud)	Échouage et renflouement		Brut
8/2/68	Pegasos	Cap Hatteras (U. S. A.)	Dommages par tempête		Bunker C
16/2/68	Tim (barge)	Philadelphie (U. S. A.)	Naufrage	1 000	Fuel-oil n° 6
3/3/68	Ocean Eagle	Porto Rico (U. S. A.)	Échouage et rupture	12 000	Brut du Venezuela
7/3/68	General Colocotronis	Bahamas	Échouage et naufrage	5 000	Bunker C
29/4/68	Esso Essen	Le Cap (Afrique du Sud)	Collision avec objet sous-marin	4 000	Brut d'Arabie
8/5/68	Andron	Luderitz (Sud-Ouest africain)	Naufrage	17 000	Brut de Koweït

OBSERVATIONS	RÉFÉRENCES
de 3 km totalement polluée. Aucun traitement appliqué (endroit inhabité et d'accès difficile). Observations écologiques très intéressantes : début du retour de la flore et de la faune aquatiques au bout de 3 mois, développement inattendu de certaines espèces, situation à peu près normale 6 ans après	(A-1) (A-3) (A-11) (A-12)
importante pollution côtière après la perte d'une partie des 20 000 t transportées	(A-1)
pollution sur 25 km de côtes. Aucune action entreprise. Pour s'alléger et se déséchouer, le navire a directement rejeté à la mer une partie de sa cargaison	(A-1)
	(A-1)
ors du renflouement, emploi de 4 t de P. A. M. 6. Pas de pollution côtière	(A-13)
emploi de 30 t de Gamasol. Pas de pollution côtière. Reconnaissance aérienne de la nappe	(A-14)
pparemmement dispersion naturelle du pétrole. Cet accident est à la base de l'accord international sur la prévention de la pollution pétrolière en mer du Nord	(A-1) (VI-11)
pollution des plages de Rome (Italie)	(VI-33)
accident dans zone portuaire très fréquentée par beau temps. Nombreuses pertes humaines	(A-15)
ommages biologiques	(A-5)
pollution de zones marécageuses. Retour apparent à une situation normale au bout de 1 an	(A-1)
e sinistre d'une ampleur sans égale (390 km de côtes polluées en Angleterre et en France par 35 % de la cargaison) et combattu d'une façon peu coordonnée et tardive a pratiquement donné le départ d'une lutte sérieuse contre la pollution pétrolière des mers. On a principalement observé une bonne corrélation entre le mouvement des nappes et la direction du vent, ainsi qu'un net accroissement des dommages biologiques après l'emploi des détergents	(A-1) (A-3) (A-16) (A-17) (A-18) (A-19) (VI-2)
ction très rapide et efficace pour déséchouer le navire (emploi de 15 remorqueurs). Explosion d'une barge de délestage et perte de 500 t	(VI-2)
importante pollution côtière. Danger d'incendie pendant 2 jours en raison de la présence de fractions pétrolières volatiles	(A-1)
ives du fleuve polluées sur 15 km	(A-4) (A-5)
dispersion naturelle de la nappe. Une action moins rapide de déséchouage se serait sûrement accompagnée d'une pollution très importante en raison de la détérioration des conditions atmosphériques	(A-21)
pollution côtière évitée par suite d'une bonne intervention de la Coast Guard sur ce tanker transportant 30 000 t avec des fuites et risquant un accident majeur. Bonne tenue d'une barrière mécanique pendant le déchargement en mer	(A-1)
pollution côtière modérée	(A-1)
importante pollution côtière sur 26 km (au moins 4 500 t de pétrole ayant atteint le rivage). Faible efficacité des nombreux moyens utilisés	(A-1) (A-22)
ction rapide, efficace et coordonnée. Déchargement de 8 000 t sur un autre pétrolier puis remorquage en haute mer pour être coulé. Emploi efficace d'une barrière mécanique malgré le vent et les vagues. Organisation de la lutte d'après observations aériennes. Pollution côtière modérée	(A-1) (A-23)
orte dispersion naturelle sous l'effet d'une forte mer. Emploi de Corexit. Plongeurs utilisés pour étudier les effets biologiques de la pollution	(A-1) (A-21)
près réparation pour fuite à Durban, le navire a continué sa route mais ses fuites ont recommencé et il y a eu naufrage progressif. Pas de pollution côtière. Emploi de Corexit	(A-1) (A-21)

TABLEAU A-I (suite).

POLLUTION MARINE PROVOQUÉE

DATE	NAVIRE	LIEU	ACCIDENT	PÉTROLE DÉVERSÉ	
				Quantité (t)	Nature
13/6/68	World Glory	Durban (Afrique du Sud)	Naufrage	20 000	Brut
5/11/68	Kenai Peninsula	Fleuve Delaware Pennsylvanie (U. S. A.)	Collision	150	Brut du Venezuela
11/68	Spyros Lemnos	Cap Finistère (Espagne)	Naufrage	15 000	Boscan
13/12/68	Witwater	Panama	Rupture	3 000	Bunker C et Diesel oil
9/2/69	Algol	Rhode Island (U. S. A.)	Coque accidentée	600	Fuel-oil n° 6
30/4/69	Hamilton Trader	Liverpool (Grande-Bretagne)	Collision de nuit	700	Fuel lourd
10/5/69	Robert L. Polling (barge)	Portsmouth New Hampshire (U. S. A.)	Collision avec pont	700	Fuel-oil n° 2
31/5/69	Benedicte	Vaxholm (Suède)	Collision	2 000	Brut
24/7/69	Silja	Porquerolles (France)	Collision de nuit Explosion et naufrage		
19/8/69	Gironde	Bréhat (France)	Collision	2 000	
16/9/69	Florida (barge)	Massachusetts (U. S. A.)		600	Fuel-oil n° 2 (40 % arom.)
5/11/69	Keo	Massachusetts (U. S. A.)	Rupture dans tempête	31 000	Fuel-oil n° 4
4/2/70	Arrow	Nouvelle-Écosse (Canada)	Échouage et rupture	10 000	Bunker C
20/3/70	Othello	Suède	Collision	100	Fuel lourd
5/5/70	Polycommander	Baie de Vigo (Espagne)	Échouage et incendie	13 000	Brut d'Arabie léger
7/9/70	Irving Whale (barge)	Golfe St-Laurent (Canada)	Naufrage sans rupture	4 000	Bunker C
23/10/70	Pacific Glory	Ile de Wight (Angleterre)	Collision, échouage sans rupture, déséchouage	8 000	Brut
18/1/71	2 pétroliers SOCAL	San Francisco (U. S. A.)	Collision dans la brume	4 000	Bunker de haut grade
23/1/71	Esso Gettysburg	New Haven (U. S. A.)	Collision avec quai	1 400	Fuel-oil
27/2/71	Wafra	Cap Agulhas (Afrique du Sud)	Échouage et remorquage pour destruction	7 000	
3/71	Ennerdale	Iles Seychelles (océan Indien)	Naufrage par 30 m de fond	42 000	Fuel
20/8/71	Manatee	Californie (E. U. A.)	Erreur de pompage	800	Mazout
1/12/71	Juliana	Japon	Échouage et rupture	4 000	

	OBSERVATIONS	RÉFÉRENCES
	Rupture en deux du navire sous l'effet d'une violente tempête à 40 milles des côtes. 20 000 t au moins échappées de la partie avant sont arrivées à 2 milles des côtes. Pas de pollution côtière. Traitement aérien de dispersants	(A-11) (A-21)
la	Collision lors du déchargement avec un autre tanker à l'ancrage. Pollution du fleuve mais dispersion naturelle au bout de 36 h	(A-1)
	Pollution des côtes atlantiques françaises de Lorient à Bayonne	(A-20)
il	Une des deux parties du navire reste à flot. Importante pollution côtière	(A-1) (A-24) (A-25)
6	Déséchouage du navire par ses propres moyens mais fuites lentes et interventions de la Coast Guard pour faire décharger la cargaison restante. Pas de pollution côtière	(A-1)
	Importante pollution sur 70 km de côtes	(A-1) (A-26)
2	Pollution de 20 km de côtes. Dispersion naturelle du pétrole répandu. Déchargement des 9 000 t restantes	(A-1)
	Accident à 13 milles des côtes suédoises. Déchargement des 8 000 t restantes sur un autre pétrolier. Faible pollution côtière	(A-1)
	Saufrage immédiat après collision et explosion de ce tanker de 100 000 t. Nombreuses pertes humaines. Grosse nappe de pétrole à 20 milles des côtes. Emploi de Corexit 7664. Pas de pollution côtière	(A-27)
	km de côtes polluées à Erquy	(A-5)
2 it.)	Dommages biologiques particulièrement graves dans la zone marécageuse balayée par la marée. 9 mois après aucune herbe n'avait encore repoussé	(A-3)
4	Accident à 120 milles des côtes. Dispersion naturelle de la nappe sous l'effet de la tempête	(A-1)
	Pollution importante (plus de 300 km de côtes). Emploi de plongeurs pour colmater les fuites et installer un dispositif permettant la récupération de 6 000 t (sur les 16 000 transportées) contenues dans la partie immergée de l'épave (système réchauffeur). Emploi de Sea Beads pour enflammer une partie du pétrole répandu et traitement aérien de dispersants chimiques. Observation aérienne par radar	(A-1) (A-3) (A-29) (A-30) (III-114)
	Nappe de pétrole brûlée par du Cab-O-Sil ST-2-O	(A-31) (A-32) (III-114)
lége	Emploi de mousse (pour éteindre le feu), de Corexit (mis en œuvre à partir d'avions) et de barrières. Direction des opérations aidée par surveillance d'un hélicoptère	(A-28)
	Pendant 3 jours fuite de l'épave gisant à 75 m de fond. Étude de la nappe par reconnaissance aérienne	(A-38)
	Déséchouage réussi. Navire sauvé ainsi que la plus grande partie des 72 000 t de sa cargaison	(A-33)
de	Gros moyen mis en œuvre (3 km de barrière flottante, 7 barges de récupération...). Emploi du système A. P. I. Seadragon. Dépollution pratiquement terminée en 2 jours	(A-34)
		(A-35)
	Le navire déséchoué a été remorqué à 200 milles des côtes. Là il a été détruit par l'aviation sud-africaine, ce qui a évité un grand cas de pollution côtière	(A-36)
	Plutôt que de voir l'épave se vider lentement de pétrole la Royal Navy a préféré provoquer par des explosifs une fuite massive et peu dangereuse pour les côtes lors de conditions météorologiques favorables. Emploi d'hélicoptères et de plongeurs	(A-37)
	Aide un peu tardive de la coopérative pétrolière « Clean Bay ». Emploi d'un écumeur du type utilisé pour l'accident de la SOCAL (18/1/71) qui a récupéré 200 t de mazout 8 jours après l'accident. Décision de l'US Navy de construire 6 écumeurs semblables sur la côte pacifique des E. U. A.	(A-39)
	La nappe menace des lieux de pêche	(A-40)

TABLEAU A-2.
POLLUTION MARINE PROVOQUÉE PAR DES RUPTURES DE PIPE-LINE.

DATE	PIPE-LINE	LIEU	CAUSE DE LA RUPTURE	PÉTROLE DÉVERSÉ		OBSERVATIONS	RÉFÉRENCE
				Quantité (t)	Nature		
12/62		Minnesota (U. S. A.)	Usure	7 300	Fractions légères xylène	Déversement dans le fleuve Minnesota de produits finis venant d'une installation de stockage	(A-4)
1963		Atlanta Géorgie (U. S. A.)	Éclatement	230	Kérosène	Déversement dans le fleuve Chattahoochee. Pollution pendant 3 jours	(A-4)
7/68		Tartous (Syrie)					(A-2)
30/5/69	T'napline	Golan (Syrie)	Sabotage	> 1 000	Brut	Déversement dans le lac T'ibériade et le Jourdain. Pas de dommage biologique. Nettoyage rapide et bon marché grâce à un absorbant en polyuréthane	(A-43) (A-44)
28/1/70	Colonial pipe-line	Alabama (U. S. A.)	Usure	≠ 5 000		Déversement dans la rivière Sandy Creek, construction d'une digue et d'un bassin de récupération, récupération par pompage (pertes minimes). Effort intensif durant 1 semaine (effort complémentaire durant 2 mois)	(A-45)
20/4/70		Tarut (Arabie Séoudite)		140	Brut	Faible pollution côtière, peu de dommage écologique	(A-47)
6/6/70	Main pipe-line	Athabasca (Canada)		2 500	Brut synthétique	Pollution du lac et du fleuve Athabasca. Dispersion naturelle au bout de 2 jours	(A-46)

TABLEAU A-3.

POLLUTION MARINE PROVOQUÉE PAR DES ACCIDENTS DE PUITS PÉTROLIERS.

DATE	PLATE-FORME	LIEU	CIRCONSTANCES	QUANTITÉ PÉTROLE DÉVERSÉE (t)	REMARQUES	RÉFÉRENCE
28/1/69	A	Santa Barbara (Californie)	Rétablissement d'anciennes fuites naturelles	15 000	20 mn après un blowout le pétrole s'est échappé par des passages naturels dont les principaux ont été colmatés (de petites fuites ont toujours lieu) : grands moyens mis en œuvre (plusieurs dispersants, barrières, tentes sous-marines...) Intéressantes observations et mesures aéroportées, 65 km de côtes polluées mais dégâts biologiques moins importants que prévus	(A-48) (A-64) (A-65) (V-2)
16/3/69	Rimtide rig submersible (Mobil)	Ship Shoal (Louisiane)	Tempête	500	Déplacement du rig et rupture d'une bride de vanne sur un puits en voie de complétion, dégâts réparés en 3 jours, pas de pollution côtière	(A-1) (A-49)
10/2/70	C (Chevron)	Venice (Louisiane)	Incendie de puits de production	5 000	Fuite après incendie durant 50 jours. Grands moyens mis en œuvre pour tuer le puits C 6 par injection d'eau. Pas de pollution côtière. Emploi de Cold Cream, de Corexit et de barrière flottante	(A-50)
28/5/70	L (Chambers and Kennedy Oil Cy)	Galveston (Texas)	Explosion et incendie		Accident grave (9 morts, 6 blessés). Petite pollution côtière nettoyée en 1 jour	(A-51)
1/12/70	B (Shell)	Baie Marchand (Louisiane)	Incendie		Accident grave (5 morts) et long (136 jours), grands moyens mis en œuvre pour tuer les puits en flamme grâce à 11 forages directionnels. Emploi du oil herder (dispersant). Faible pollution côtière. Dépenses estimées à 32 millions de dollars	(A-52) à (A-57)
16/10/71	215 B (Amoco)	Ile Eugène (Louisiane)	Incendie		Accident important (5 puits de production en feu), mais maîtrisé en un mois grâce à l'emploi d'explosifs pour éteindre les incendies et de 4 forages directionnels pour tuer les puits. Emploi de barrières et d'écumeurs. Pollution faible et n'ayant pas touché les côtes	(A-60) à (A-61)

BIBLIOGRAPHIE

I. Concernant plusieurs accidents de pollution marine.

- (A-1) Systems Study of Oil Spill Cleanup Procedures. *Dillingham Corporation*, Final Report to Committee for Air and Water Conservation. *API Publications*, A. P. I. n° 4024 et 4025, févr. 1970.
- (A-2) Description of Major Incidents of Marine Pollution by Oil. Rapport I. M. C. O., 13 oct. 1969.
- (A-3) STRAUGHAN (D.). — Oil Pollution and the Environment. Communication SPE-3204. *Réunion SPE-AIME de Lafayette (La)*, nov. 1970.
- (A-4) Oil Pollution. A Report to the President. *Secretary of the Interior and Secretary of Transportation*, févr. 1968.
- (A-5) *Environment*, nov. 1969, p. 11.
- (A-16) BEYNON (L. R.). — The Torrey Canyon Disaster. *Oil and Gas Internat.*, janv. 1968, p. 52-58 ; *Oil and Gas Internat.*, févr. 1968, p. 76-78.
- (A-17) Le sinistre du Torrey Canyon. *La Documentation française*, déc. 1968, 48 p.
- (A-18) PILPEL (N.). — Oil Pollution of the Sea. *Sc. J.*, juin 1967, p. 73-80.
- (A-19) BELLAMY (D. J.) et al. Effects of Pollution from Torrey Canyon on Littoral and Sublittoral Ecosystems. *Nature*, 23 déc. 1967, p. 1170-1173.
- (A-20) Communication privée.
- (A-21) STANDER (G. H.). — Oil Pollution in South Africa. *Oil Pollution of the Sea*, Rome, oct. 1968.
- (A-22) CERAME-VIVAS (M. J.). — The Wreck of the Ocean Eagle. *Sea Frontiers*, juill.-août 1969, p. 224-231.
- (A-23) Anonyme. — Swift Action Clears Up Tanker Oil Spill Off Bahamas Beaches. *Oil and Gas Internat.*, août 1968, p. 90 et 94.
- (A-24) BIGLANE (K. E.). — The Witwater Tanker Casualty Republic of Panama. Rapport FWPCA, Department of the Interior, U. S. A., 21 janv. 1969.
- (A-25) RUETZLER (K.) et STERRER (W.). — Oil Pollution : Damage Observed in Tropical Communities Along the Atlantic Seaboard of Panama. *Bioscience*, 15 févr. 1970, p. 222-224.
- (A-26) O'SULLIVAN (A. J.). — Some Aspects of the Hamilton Trader Oil Spill. Water Pollution by Oil, publié par *The Institute of Petroleum*. Compte rendu du Congrès d'Aviemore (Écosse), mai 1970, p. 307-316.
- (A-27) *Information Esso*, 5 août 1969, p. 4.
- (A-28) POWELL (D. G.) et al. — Report on the Polycracker Accident. *Rapport ESSO*, 17 juin 1970.
- (A-29) Report of the Task Force. Operation Oil (Clean-Up of the Arrow Oil Spill in Chedabucto Bay) to the Minister of Transport. *Information Canada*, Ottawa, 1970, Cat. n° T 22 2470/1.
- (A-30) *Petroleum Engineer*, oct. 1970, p. 20 et 22.
- (A-31) *Chem. Week*, 15 avr. 1970, p. 25.
- (A-32) *Engineering*, 19 juin 1970, p. 629.
- (A-33) Salvaging the Pacific Glory. *Marine Pollution Bulletin*, févr. 1971, p. 27-29.
- (A-34) BOYDSTON (B. D.). — How Socal Cleaned Up Golden Gate Oil Spill. *The Oil and Gas J.*, 24 mai 1971, p. 70-76.
- (A-35) *Oceanology Internat.*, mars 1971, p. 18.
- (A-36) *Offshore*, mai 1971, p. 54 et 58.
- (A-37) *Oceanology Internat.*, avr. 1971, p. 24.
- (A-38) LOUCKS (R. H.) et LAWRENCE (D. J.). — Reconnaissance of an Oil Spill. *Marine Pollution Bulletin*, juin 1971, p. 92-94.

II. Concernant les accidents de pollution marine provoqués par des navires.

- (A-6) BIGLANE (K. E.). — A History of Major Oil Spill Incidents. Proceedings Joint API-FWPCA Conference on Prevention and Control of Oil Spills, 15-17 décembre 1969, New York City, p. 5-6.
- (A-7) *Dundee Corporation*. Oil Pollution in the Tay Estuary, 1968, Following the « Tank Duchess » Incident. Report of the Technical Advisory Committee, 1968.
- (A-8) HASSELHUHN (B.) et ENGLUND (H.). — London Harmony — ett oljeutsläpp. *Forsk. Framsteg.*, n° 8, p. 28-29, 1970.
- (A-9) NEWELL (B. S.). — Oil Pollution from the Tanker « Oceanic Grandeur ». C. S. I. R. O. Division of Fisheries and Oceanography, Cronulla, New South Wales, Australie, 1970.
- (A-10) *J. Marine Marchande*, 15 avr. 1971, p. 935.
- (A-11) NORTH (W. A.), NEUSHUL (J.) et CLENDENNING (K. A.). — Successive Biological Changes Observed in a Marine Cove Exposed to a Large Spillage of Mineral Oil. *Symposium de Monaco*, avr. 1964. Pollutions marines par les micro-organismes et les produits pétroliers, p. 335-354.
- (A-12) NORTH (W. J.). — Tampico. A Study of Destruction and Restoration. *Sea Frontiers*, juil.-août 1967, p. 212-217.
- (A-13) AUBERT (M.) et MIQUELIS (E.). — Techniques d'études et résultats de l'utilisation d'un produit destructeur des nappes de mazout en dérive sur la mer (P. A. M. 6). *Symposium de Monaco*, avr. 1964. Pollutions marines par les micro-organismes et les produits pétroliers, p. 319-321.
- (A-14) Informations *Gamlén Naintré et Cie*, n° 35, avr. 1965.
- (A-15) *The Oil and Gas J.*, 27 juin 1966, p. 89.

- (A-39) Oil Industry Aids in Cleanup of Navy Spill. *The Oil and Gas J.*, 6 sept. 1971, p. 66.
(A-40) *International Herald Tribune*, 2 déc. 1971, p. 1.

III. Concernant les accidents de pollution marine provoqués par des pipe-lines.

- (A-41) Oil Tagging System Study. Rapport de la firme MELPAR pour le FWPCA, mai 1970, p. 4.
(A-42) *The Oil and Gas J.*, 29 déc. 1969, p. 78.
(A-43) *Petroleum Press Service*, juill. 1969, p. 264.
(A-44) *Chem. Engng.*, 22 sept. 1969, p. 86.
(A-45) LITTLE (J. A.) et SMITH (A.). — Oil Pollution Incidents in the Southeast. Damage Cleanup and Future Control. *Communic. SPE*, 3046. Réunion SPE-AIME de Houston (Texas), 4-7 oct. 1970.
(A-46) *Oilweek*, 29 juin 1970, p. 18.
(A-47) SPOONER (M. F.). — Oil Spill in Tarut Bay, Saudi Arabia. *Marine Pollution Bulletin*, 1, 1970, p. 166-167.

IV. Concernant les accidents de pollution marine provoqués par des plates-formes.

- (A-48) GAINES (T. H.). — Oil Pollution Control Efforts. Santa Barbara, California. *J. Petroleum Technol.*, déc. 1970, p. 1511-1514.
(A-49) *Offshore*, avr. 1969, p. 27-28.
(A-50) EDMISTON (K.). — Chevron's Fight Against Pollution from Main Pass Platform. *Ocean Industry*, avr. 1970, p. 107-110.
(A-51) *The Oil and Gas J.*, 8 juin 1970, p. 72.

- (A-52) EDMISTON (K.). — The Gulf of Mexico's Biggest Blowout. *Ocean Industry*, janv. 1971, p. 7-9.
(A-53) EDMISTON (K.). — Shell is Winning its Fight to Kill Blowout. *Ocean Industry*, févr. 1971, p. 14-16.
(A-54) EDMISTON (K.). — Shell Fire Dying Peacefully. *Ocean Industry*, mars 1971, p. 36-41.
(A-55) *Ocean Industry*, mai 1971, p. 30.
(A-56) *The Oil and Gas J.*, 3 mai 1971, p. 72.
(A-57) WEIDNER (W. D.). — Shell Oil Fights Pollution Offshore. *Offshore*, mai 1971, p. 48-49.
(A-58) *The Oil and Gas J.*, 25 octobre 1971, p. 64-65.
(A-59) *The Oil and Gas J.*, 8 nov. 1971, p. 41.
(A-60) *The Oil and Gas J.*, 15 nov., 1971, p. 111.
(A-61) *The Oil and Gas J.*, 22 nov. 1971, p. 38.
(A-62) COLLINS (A. G.). — How Oil- and Gas-Well Drilling and Production Can Contribute to Pollution, 160th ACS National Meeting, Chicago (Illinois, E. U. A.), 14-17 sept. 1970, Division of Water, Air and Waste Chemistry, Section A, Communication 1.
(A-63) JOHNSON (T. C.). — Natural Oil Seeps in or Near the Marine Environment : A Literature Survey. Rapport CFSTI, n° AD-723 310, mars 1971.
(A-64) ALLEN (A. A.), SCHLUETER (R. S.) et MIKOLAJ (P. G.). — Natural Oil Seepage at Coal Point, Santa Barbara, California. *Science*, 27 nov. 1970, p. 974-977.
(A-65) STRAUGHAN (D.) et ABBOTT (B. C.). — The Santa Barbara Oil Spill : Ecological Changes and Natural Oil Leaks. Water Pollution by Oil, Séminaire d'Aviemore (Écosse), 4-8 mai 1970. Comptes rendus. *The Institute of Petroleum*, 1971, p. 257-262.

ANNEXE B.

EFFETS GÉNÉRAUX DE LA POLLUTION PÉTROLIÈRE

par J. BRIANT et C. GATELLIER

I. MODIFICATIONS DE L'ENVIRONNEMENT PAR LA POLLUTION PÉTROLIÈRE

Les conséquences de la pollution pétrolière pour l'environnement sont encore mal connues. Les plages et les roches souillées sur le bord de mer frappent le grand public. Les effets sur la faune ou la flore sont plus préjudiciables car ils sont souvent irréversibles. Bon nombre d'études ont déjà porté sur ce domaine, mais les résultats fournis par divers auteurs sont souvent difficilement inter-

prétables car ils ont été obtenus selon des méthodes différentes et concernent des produits mal définis. Le besoin se fait sentir d'une étude systématique basée sur une méthodologie parfaitement définie, mise au point d'une manière originale ou sélectionnée parmi les techniques existantes. Elle permettrait dans l'avenir d'évaluer réellement la gravité des nuisances susceptibles de résulter du déversement de tel ou tel produit pétrolier (B-5).

Nous distinguerons entre les effets d'une pollution massive accidentelle et ceux de la pollution chronique, suivant en cela le professeur BERGERARD. Nous y adjoindrons les effets des produits quelquefois utilisés dans la lutte contre la pollution.

A. Effets mécaniques.

L'existence d'un film à l'interface eau-air a pour conséquence la perturbation des échanges gazeux. Il en résulte un ralentissement des processus d'auto-épuration, dû à une diminution de la capacité de réoxygénation du milieu (B-6).

Si le film est important, il peut avoir des actions directes d'ordre mécanique (B-7) qui sont particulièrement sensibles sur les oiseaux. Un oiseau englué par du pétrole perd sa flottaison et son isolement thermique. En même temps, la couvaison se trouve réduite et certaines espèces peu prolifiques peuvent être amenées à disparaître.

Les organismes aquatiques semblent se protéger en moyenne mieux que les oiseaux. Les algues peuvent résister efficacement contre le pétrole durant quelque temps, grâce au mucus qui les entoure. Beaucoup d'animaux peuvent se garantir aussi grâce à leurs coquilles. Chez les gastéropodes, la mortalité, par contre, s'est montrée assez importante lors d'expériences de laboratoire.

Les hydrocarbures peuvent avoir tendance à s'adsorber à la surface des plantes dont ils modifient la croissance. Ils agglutinent les algues et le plancton, les rendant inutilisables pour l'alimentation des animaux marins.

Il a été remarqué par contre que les hydrocarbures pouvaient provoquer la prolifération de certaines algues (phéophycées dans l'étang de Berre).

B. Effets toxiques.

B.1. Mécanismes d'action des toxiques sur les organismes vivants.

Les mécanismes d'action des toxiques sont multiples car ils dépendent du toxique, des organismes qui, en fonction de leur métabolisme et de leur mode de vie, présenteront des sensibilités variables.

Parmi les plus classiques on peut citer :

- la pénétration du toxique à l'intérieur des cellules ayant pour conséquence l'inhibition du métabolisme ; ce mécanisme très général s'illustre clairement par l'action des métaux lourds sur les protéines ;
- l'accumulation du toxique au niveau de la membrane cellulaire provoquant l'arrêt des échanges entre la cellule et le milieu extérieur ;
- les modifications des propriétés physiques du milieu, tension superficielle, pH , potentiel d'oxydo-réduction, température ;
- l'inhibition des échanges gazeux, essentiellement échange oxygène-eau ;
- la complexation ou précipitation d'éléments minéraux (azote, phosphore, oligo-éléments) ou organiques (vitamines, hormones, substrats) indispensables à la vie des micro-organismes.

La constatation de la toxicité se fait par l'observation du milieu récepteur (indices biogéniques), mais le résultat ne peut être apprécié qu'a posteriori : c'est pourquoi il a été mis au point des « tests

de toxicité » à l'échelon du laboratoire qui permettent d'étudier et de comparer la toxicité de divers produits ou effluents vis-à-vis de la flore et de la faune des eaux.

Pratiquement, on définit la toxicité d'une substance comme la concentration qui provoque une modification précise du comportement de certains organismes dans des conditions déterminées.

Comme il est impossible de tester tous les organismes des eaux, on admet qu'un choix judicieux de trois ou quatre espèces à des degrés d'évolution différents peut fournir des renseignements suffisants. Cette étude menée par le biologiste fournit à l'analyste une liste de produits réputés toxiques à une concentration connue.

B.2. Effets toxiques des produits pétroliers.

Le pétrole brut n'est pas un produit très toxique. On connaît moins bien les effets de certaines fractions pétrolières et, en l'absence d'études systématiques, on peut envisager plusieurs possibilités :

- certains dérivés sont plus ou moins biodégradés par les bactéries aérobies et, sans représenter une nuisance importante, constituent néanmoins une charge polluante comme toute autre matière organique ;

- d'autres dérivés échappent à la biodégradation et manifestent une action directe vis-à-vis des micro-organismes ou des organismes plus évolués vivant dans les milieux récepteurs ;

- enfin, dans certains cas, les produits n'ont aucune action toxique directe, mais peuvent s'accumuler par l'intermédiaire d'une chaîne alimentaire et manifester leur toxicité vis-à-vis des maillons terminaux de cette chaîne.

Deux corps différents peuvent ne pas avoir d'action seuls, mais ensemble ils peuvent donner lieu à des phénomènes d'interaction qui se traduisent par une synergie ou un antagonisme ; des essais de toxicité ne constituent donc pas a priori une garantie d'innocuité pour les êtres vivants.

Sur le plan de la toxicité, les hydrocarbures saturés liquides ou gazeux ont peut-être une action néfaste sur les animaux marins les plus jeunes et les moins évolués, mais on considère généralement que les hydrocarbures les plus toxiques sont les aromatiques. La législation interdit d'ailleurs leur emploi dans les principaux solvants couramment utilisés.

Par contre, la catastrophe du « Torrey Canyon » a mis en évidence l'étonnante résistance de certains animaux marins ; par exemple les patelles ont continué à se nourrir en raclant les rochers pour y recueillir les algues microscopiques dont elles vivent et ont avalé ainsi une grande quantité de produits pétroliers lourds déposés sur la roche : on a pu en doser jusqu'à 30 % dans leurs excréments, sans avoir le moindre effet toxique !

De même, certains biologistes estiment que les hydrocarbures sont inoffensifs pour la population microbienne des eaux et des sols. Ce point est essentiel pour l'épuration finale des eaux.

Enfin, il existe une dernière forme de l'effet des produits chimiques sur l'écologie marine : certains prédateurs sont attirés par les substances chimiques spécifiques émises par leur proie, certaines espèces sont attirées de la même manière par leurs partenaires de sexe opposé au moment de la reproduction. Ces fonctions peuvent être perturbées par des doses très faibles de produits (pétroliers par exemple) (B-9) (B-10) (B-11).

B.3. Effets toxiques des produits utilisés pour combattre la pollution.

Lors du naufrage du « Torrey Canyon », tous les détergents disponibles furent utilisés pour disperser le pétrole répandu en mer. Bien souvent le remède fut pire que le mal, les dégâts commis par les détergents dépassèrent en plus d'un endroit ceux causés par le pétrole brut. Suivant certains auteurs, la dispersion du pétrole par les détergents s'est révélée beaucoup plus toxique que le pétrole

seul. On a pu constater que certains points de côte parfaitement nettoyés étaient aussi complètement dépeuplés (B-12) (B-13).

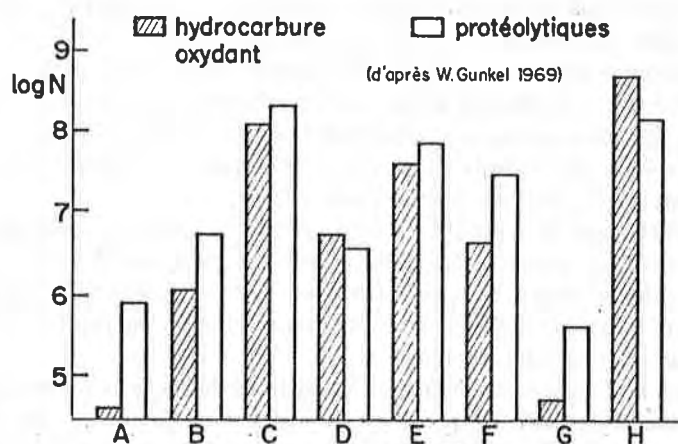
Les effets nocifs d'un produit peuvent dépendre des conditions extérieures : par exemple des espèces affaiblies par la lutte qu'elles doivent supporter contre le froid peuvent succomber plus facilement. En Angleterre, des mollusques qui se trouvaient à la limite nord de leur aire géographique ont disparu lors d'une pollution expérimentale. Ils avaient pourtant bien résisté à celle du « Torrey Canyon » plus au sud (B-14).

Pour détruire les nappes en mer, on a aussi utilisé des produits agglomérants les entraînant au fond (souvent de la craie traitée). On ignore à peu près tout des conséquences biologiques de cette précipitation qui peuvent ne pas être bénéfiques. Comme cette méthode s'est révélée particulièrement intéressante pour éliminer les nappes accidentelles, il conviendrait d'en évaluer les conséquences avec précision (B-15) (B-16).

C. Résistance des micro-organismes.

Des couches relativement minces de pétrole flottant sur l'eau de mer sont complètement colonisées par des bactéries en une ou deux semaines et disparaissent en deux ou trois mois tandis que s'accroît le nombre des protozoaires.

TABLEAU B-1.



La même évolution s'observe sur la côte où il est remarquable que la population microbienne soit plus abondante dans des zones polluées par du pétrole brut ; le tableau B-1 présente les résultats des analyses bactériologiques effectuées sur les côtes de Cornouailles après le naufrage du « Torrey Canyon » : les échantillons A et G, exempts de la moindre trace de pétrole, contiennent une majorité de germes protéolytiques tandis que les autres échantillons ont permis le développement des bactéries capables d'assimiler les hydrocarbures comme seule source de carbone et d'énergie ; ces bactéries se trouvaient naturellement présentes avant la pollution, dont l'effet s'est traduit non seulement par le développement de ces bactéries spécialisées mais aussi par l'accroissement de la population des micro-organismes.

D'un point de vue plus général, on sait bien l'interdépendance absolue des différentes espèces vivantes dont la coopération biochimique peut seule assurer la circulation des éléments biogènes

qui entrent dans la constitution des êtres vivants. Les membres d'une population complexe caractéristique d'un milieu donné vivent ensemble, dans un état d'équilibre dynamique (« parabiose ») ; leur coexistence qui se traduit par des manifestations d'assistance (« probiose ») et d'antagonisme (« antibiose »), jointes à des modifications extérieures des conditions physico-chimiques du milieu, fait que des populations différentes peuvent se succéder sur un même substrat, éventuellement grâce à des produits du métabolisme des prédécesseurs (« métabiose »).

Parmi les micro-organismes constituant l'écologie microbienne d'un milieu, les uns y trouvent des conditions qui leur permettent de se multiplier mais beaucoup d'autres n'y sont qu'en transit, prêts à pulluler si les facteurs locaux leur deviennent favorables. En immergeant des lames de verre dans l'eau des rivières, des stations d'épuration, des océans, puis en les examinant au microscope, on découvre d'innombrables formes microbiennes dont près de 80 % n'ont pu jusqu'à présent être cultivées isolément en milieu synthétique, hors des symbioses naturelles.

En réalité, l'attaque microbienne se fait sur un mélange d'hydrocarbures différents en présence le plus souvent d'autres matières organiques et la difficulté est grande de vouloir connaître les voies biochimiques qui doivent permettre la transformation des fractions pétrolières.

Les nombreuses publications sur le métabolisme des hydrocarbures par les micro-organismes des sols et des eaux permettent de croire que toutes les molécules présentes dans un pétrole brut sont attaquables par les enzymes de la microflore ; on a même démontré que les hydrocarbures réputés cancérogènes, tel le 3-4-benzopyrène, étaient biodégradables sous l'action des bactéries. A ce propos, il faut attirer l'attention du lecteur sur le fait que ces hydrocarbures peuvent provenir d'un métabolisme bactérien anaérobie de matières organiques naturelles. La présence de benzopyrène dans les vases marines ne doit pas être considérée comme l'indice d'une pollution pétrolière.

II. LES CRITÈRES D'ÉVALUATION DE LA POLLUTION PÉTROLIÈRE

La notion de pollution est toute relative. On peut considérer qu'il y a pollution par les hydrocarbures lorsque l'action de ceux-ci peut être considérée comme néfaste aux conditions de vie de l'homme, directement ou indirectement si elle affecte les populations animales et végétales qui lui sont utiles.

Si la pollution accidentelle est massive (source accidentelle), elle est visible sans qu'il soit besoin de moyens analytiques. Il existe d'autres types de pollutions bien plus difficiles à déceler et qui correspondent à des concentrations faibles en hydrocarbures.

Nous allons voir successivement les moyens dont nous disposons :

- 1) pour doser les éléments polluants ;
- 2) pour en apprécier les effets.

A. Dosage des hydrocarbures.

L'étude de la pollution des hydrocarbures nécessite des dosages très précis : 200 ppb d'hydrocarbures dans l'eau sont suffisantes pour en altérer l'odeur. Pour prévenir une telle altération, le contrôle de la présence des hydrocarbures dans les eaux de rejets est nécessaire. L'action ne doit pas être trop tardive ; on constate que dix années peuvent s'écouler entre un déversement dans le sol et son arrivée dans une nappe aquifère. Mais le dosage doit être précédé d'une opération d'échantillonnage qui est toujours délicate (B-17).

A.1. Échantillonnage.

L'échantillonnage correct des hydrocarbures se heurte à deux difficultés, à savoir :

- les teneurs perceptibles sont très faibles ;
- les hydrocarbures se présentent dans les eaux sous trois états différents :
 - en film ;
 - en émulsion ;
 - en solution.

Une enquête menée par le *Centre Belge d'Étude des Eaux* a montré qu'il existait autant de méthodes d'échantillonnage que de laboratoires.

a. Prélèvement du film.

Différents dispositifs de prélèvements peuvent être utilisés :

- le seau comportant un robinet près du fond :

Le prélèvement est fait par remplissage du seau suivi du soutirage des 9/10 du liquide retenu. Le dernier dixième est conservé pour effectuer un dosage d'hydrocarbures. Connaissant la masse présente, celle-ci est rapportée à la section du seau pour obtenir l'épaisseur du film.

- le cylindre garni de papier-filtre :

Une surface connue est interceptée par un cylindre métallique rigide à axe vertical. Le cylindre est garni intérieurement d'une bande de papier-filtre destiné à recueillir l'hydrocarbure refoulé par une goutte de détergent disposé au centre du cercle. Cette méthode ne permet ni les prises en milieu agité ni les prises répétées car le détergent refoule les hydrocarbures sur une surface considérable. On pallie ces inconvénients en prélevant un échantillon de la couche superficielle à l'aide d'un seau qu'on laisse reposer.

b. Prélèvement global (solution et émulsion).

Il n'existe pas de méthode permettant de prélever seulement l'émulsion ou la solution. Cependant, les dispositifs suivants sont utilisables :

- le seau ordinaire avec lequel l'opérateur prélève une certaine quantité d'eau ;
- le cylindre carotteur : plongé brusquement dans l'eau, il découpe une « carotte » haute de 50 cm. En fin de course, il se trouve automatiquement obstrué par un bouchon ;
- la sonde : son extrémité est d'abord placée au fond de la rivière puis remontée lentement vers la surface.

c. Échantillon moyen.

À l'aide de ces méthodes, il est indispensable de réaliser un échantillon moyen pour atteindre une précision qui ne dépassera pas cependant 25 %. En effet l'intervalle de confiance de la moyenne (ou erreur absolue) est d'autant plus faible que le nombre de prises est plus grand. En outre, cette erreur absolue est proportionnelle à la variance de l'échantillon (ou erreur absolue d'une seule mesure).

En conséquence, pour obtenir une précision de 25 % (erreur relative), il convient d'effectuer, lors de l'échantillonnage, 47 prises avec le seau à robinet pour le film et, pour l'échantillon global (film, émulsion, solution) :

- 2 prises avec le cylindre carotteur ;
- 16 prises avec le seau ordinaire ;
- 26 prises avec la sonde.

A.2. Analyse qualitative et quantitative.

Les dosages d'hydrocarbures dans les eaux sont délicats parce qu'en fait ils recouvrent une grande quantité de produits issus directement des hydrocarbures ou des produits d'addition.

Différents modes d'investigation ou d'isolement sont utilisés :

— **La méthode gravimétrique** est le dosage le plus classique. Elle comporte une extraction par un solvant, éther ou tétrachlorure de carbone, et une pesée de l'huile extraite après distillation du solvant. Le rendement de l'extraction est de 85 % pour les aliphatiques et de 20 % pour les aromatiques. De plus, lors de la distillation, il y a encore des pertes par entraînement azéotropique. Pour le dosage de traces, cette méthode est trop imprécise.

— **La méthode par absorption des infrarouges** comporte une extraction en CCl_4 et la mesure de l'absorption des infrarouges dans une bande de 3 à 3,5 μm . On reproche à cette méthode de doser les aliphatiques et d'ignorer les aromatiques qui résistent le plus aux traitements d'épuration. Il faudrait améliorer cette méthode, par exemple par l'emploi de longueurs d'onde plus faibles.

— **Les méthodes néphélométriques** permettent la réalisation de contrôleurs automatiques. Elles comportent des mesures optiques soit directement sur l'eau huileuse, soit indirectement sur une mise en solvant des hydrocarbures. Les appareils commerciaux du type R. O. A. (Registering Oil Analyse) existent dans deux sensibilités (0-500 mg/l et 0-5 mg/l). La précision est de l'ordre du ppm (B-18).

— **Les méthodes par mesure de la fluorescence aux ultraviolets** ou par absorption aux U. V. sont particulièrement intéressantes car très sensibles aux hydrocarbures aromatiques. Si la limite de sensibilité est bonne (1 ppm), l'hydrocarbure doit être séparé par une adsorption (sur charbon activé ou oxyde d'aluminium) suivie d'une élution, opération non quantitative.

— **Les méthodes par chromatographie en couche mince** sont essentiellement qualitatives mais très fines et rapides puisque la séparation des constituants s'opère en une demi-heure.

— **Les méthodes par chromatographie gaz-liquide** sont à l'étude (B-19) (B-20).

Parmi les méthodes qui viennent d'être décrites, certaines doivent être utilisées avec circonspection, parce que leur sensibilité est trop faible ou qu'elles ne sont pas quantitatives. Donc la spectrographie infrarouge et la chromatographie restent actuellement parmi les méthodes d'investigation les plus valables (B-21).

B. Analyse des perturbations écologiques.

Quelles que soient son origine, sa nature et son importance, la pollution se manifestera par une modification des conditions de vie dans le milieu récepteur et on pourra constater une perturbation de l'écologie, c'est-à-dire l'augmentation ou la diminution de chaque variété des organismes aquatiques : oiseaux, poissons, mollusques, algues, protozoaires, bactéries, etc.

Il faut distinguer comme agents polluants non seulement les hydrocarbures de fractions pétrolières, mais aussi les produits organiques provenant de leur transformation et enfin les composés minéraux ou organiques ajoutés au milieu récepteur au cours de la lutte contre la pollution.

A côté des symptômes évidents (odeur, saveur), le milieu récepteur subit des effets perturbant son équilibre ; le plus visible est une désoxygénation du milieu récepteur due à une consommation accrue d'oxygène par les micro-organismes qui, pour croître et se multiplier, utilisent comme aliments les matières organiques biodégradables. La définition analytique de cette forme de pollution est la demande biochimique en oxygène dont la valeur correspond, en principe du moins, à l'oxydation de l'essentiel des matières organiques carbonées polluantes (B-22).

D'autre part, les transformations chimiques et physiques dans le milieu ont une action directe sur les êtres vivants. Ainsi les substances minérales et organiques toxiques vont se trouver en

contact avec les organismes évolués et aussi avec les micro-organismes responsables de l'épuration (l'ensemble des êtres vivants présents dans le milieu constituant un écosystème).

A l'heure actuelle, trois critères sont proposés pour déterminer la pollution d'une eau :

- les matières en suspension (M. E. S.) ;
- la demande biologique en oxygène (D. B. O.) ;
- la demande chimique en oxygène (D. C. O.).

Ces trois critères sont associés par une formule proposée par l'Administration, formule qui ne sera peut-être pas définitive, mais qui semble devoir être acceptée pour mesurer quantitativement la charge polluante d'un effluent :

$$\frac{2 \text{ D. B. O. } 5 + \text{ D. C. O. }}{3} + \text{ M. E. S. }$$

Les matières en suspension représentent théoriquement tout ce qui n'est pas dissous dans l'eau. Elles comprennent les hydrocarbures liquides insolubles dans l'eau qui sont dosés en même temps que les produits dissous par les méthodes exposées précédemment.

La grande diversité des matières organiques susceptibles d'être présentes dans une eau polluée rend vain tout espoir de les identifier et de les analyser. Par contre, un de leurs caractères généraux, et le principal du point de vue qui nous intéresse, est l'oxydabilité. C'est pourquoi depuis longtemps on a pris l'habitude d'exprimer la quantité de matières organiques présentes dans un rejet d'après la quantité d'oxygène nécessaire pour les oxyder.

Deux groupes de méthodes ont été utilisées pour mesurer cette quantité d'oxygène : les méthodes chimiques et les méthodes biologiques. La D. C. O. appartient aux premières, la D. B. O. aux secondes.

a. La demande chimique en oxygène.

La D. C. O. est déterminée pour les eaux douces par action d'une quantité excédentaire de bichromate de potassium en milieu sulfurique et à chaud sur une quantité connue d'eau à analyser. On dose l'excès de bichromate non transformé, ce qui permet de calculer par différence la quantité ayant servi à oxyder les matières réductrices contenues dans l'eau, que l'on exprime en quantité d'oxygène emprunté au bichromate.

Quelques structures particulièrement stables, comme celles des hydrocarbures aromatiques, sont peu ou pas oxydées. Par contre, les composés minéraux réducteurs (sels ferreux, sulfures, sulfites, etc.), et même les chlorures au-delà d'une certaine quantité sont oxydés, ce qui rend inutilisable la méthode pour l'eau de mer. Il serait hautement souhaitable qu'une méthode valable dans ce cas soit mise au point.

b. La demande biologique en oxygène.

La D. B. O. cherche à reproduire, *in vitro*, dans la mesure où cela est possible, le phénomène d'absorption d'oxygène qui se passe en rivière après réception d'un effluent pollué.

La mer n'est pas un milieu stérile. Si on y ajoute des éléments que les organismes vivants peuvent consommer, ceux-ci vont s'y attaquer, et s'ils trouvent des conditions de milieu favorables, ils pourront se multiplier d'autant plus que la nourriture est plus abondante. Cette consommation se fait avec absorption d'oxygène, rejet de gaz carbonique, accroissement de la masse d'organismes (d'où leur prolifération) et production de déchets.

La quantité d'oxygène absorbé sera d'autant plus grande que les matières organiques sont plus abondantes. Il sera aussi consommé d'autant plus vite qu'elles seront plus aisées à métaboliser. Le principe de la mesure de la D. B. O. repose sur la détermination de l'oxygène disparu en un temps donné (cinq jours par exemple), lors de la dilution de l'échantillon dans de l'eau distillée.

Pour que la mesure au laboratoire de la D. B. O. soit représentative de la pollution du milieu, il faut que se trouvent réunies simultanément les conditions suivantes :

- présence de micro-organismes capables de métaboliser les substances organiques présentes ;
- condition de milieu favorable à leur développement (pH , température) et maintien de ces conditions pendant la durée du test ;
- présence des éléments minéraux nutritifs (azote, phosphore), indispensables au développement de ces organismes ;
- absence de produits toxiques ou seulement inhibiteurs de l'activité biologique.

CONCLUSION

Nous avons examiné successivement les différentes modifications de l'environnement en relation avec la présence de produits pétroliers et les méthodes d'analyse permettant d'évaluer quantitativement les effets généraux de la pollution pétrolière.

Il est important de rappeler que la résistance des micro-organismes susceptibles d'assurer la biodégradation des hydrocarbures permet de prévoir la possibilité d'une lutte efficace contre cette pollution par une auto-épuration d'origine purement biologique.

BIBLIOGRAPHIE

- (B-1) BLUMER (M.). — Oil Pollution of the Ocean. *Oil on the Sea*, éd. D. P. HOULT, 1969, p. 5-13.
- (B-2) Capitaine BRUSSON. — Le pétrole du Torrey Canyon en mer. *Penn Ar Bed*, 1967, 6, n° 50, p. 79-84.
- (B-3) CHAMROUX (S.) et coll. — La marée noire sur la côte nord du Finistère. *Penn Ar Bed*, 1967, 6, n° 50, p. 99-106.
- (B-4) CRAPP (G. B.). — Chronic Oil Pollution. *Symp. Ecol. Effects of Oil Poll. on Litt. Comm.*, Londres, nov. 1970, 17 p.
- (B-5) MALLET (L.). — Pollution par les hydrocarbures, en particulier du type benzo-3,4-pyrène des rivages méditerranéens français et plus spécialement de la baie de Villefranche. Symposium de Monaco, 1964. *Comm. Int. Expl. Sci. Mediter.*, p. 325-330.
- (B-6) GILLEROT (R.) et CADRON (E.). — Considérations sur les effets de la pollution de la mer et des plages. *Trib. Cebedeau*, 1967, n° 283-284, p. 290-292.
- (B-7) HOLME (N. A.). — Pollution par le mazout des côtes de Cornouailles anglaise à la suite du naufrage du Torrey Canyon. *Penn Ar Bed*, 1967, 6, n° 50, p. 88-94.
- (B-8) BERGERARD (J.). — Pollution et vie marine. Colloque ASTEO, septembre-octobre 1970.
- (B-9) SPOONER (M.). — Some Ecological Effects of Marine Oil Pollution. Proceedings of the Joint API-FWPCA Prevention and Control of Oil Spills Conference, New York, 15-17 déc. 1969, p. 313-316.
- (B-10) BELLAMY (D. J.) et coll. — Effects of Pollution from the Torrey Canyon on Littoral and Sublittoral Ecosystems. *Nature*, 1967, 216, p. 1170-1173.
- (B-11) OTTWAY (S.). — The Comparative Toxicities of Crude Oils. *Symp. Ecol. Effects of Oil Poll. on Litt. Comm.*, Londres, novembre 1970, 7 p.
- (B-12) ARTHUR (D. R.). — The Biological Problems of Littoral Pollution by Oil and Emulsifiers. A Summing Up. *Symp. Biol. Effects Oil Poll. Litt. Comm.*, 159-164, 1968.
- (B-13) BAKER (J. M.). — Comparative Toxicities of Oils, Oil Fractions and Emulsifiers. Symposium de Londres, novembre 1970, 10 p.
- (B-14) BRYAN (G. W.). — The effects of Oil-Spill Removers (Detergents) on the Gastropod *Nucella Lapillus* on a Rocky Shore and in the Laboratory. *J. Mar. Biol. Ass. U.K.*, 1969, 49, p. 1067-1092.
- (B-15) SHELTON (R. G. J.). — Dispersant Toxicity Test Procedures. Proceedings of the Joint API-FWPCA Prevention and Control of Oil Spills Conference, New York, 15-17 déc. 1969, p. 187-191.
- (B-16) TARZWELL (C. M.). — Standard Methods for Determination of Relative Toxicity of Oil Dispersants and Mixtures of Dispersants and Various Oils to Aquatic Organisms. Proceedings of the Joint API-FWPCA Prevention and Control of Oil Spills Conference, New York, 15-17 déc. 1969, p. 179-186.

PRÉVENTION ET LUTTE CONTRE LA POLLUTION

- (B-17) BEYNON (L. R.), KASHNIT (Z. R.) et RIJNDERS (G. W. A.). — Methods for Analysis of Oil in Water and Soil. 1 volume, décembre 1968, *Stichting Concauw*.
- (B-18) GUIGUES (F.). — Pollution des eaux par les hydrocarbures. Enregistrement de la charge de pollution. *Journées Phirama*, oct. 1970.
- (B-19) JELTES (R.). — Gas-Chromatographic Determination of Mineral Oil in Water. *Water Res.*, déc. 1969, 3, n° 12, p. 931-941.
- (B-20) RAMSDALE (S. J.) et WILKINSON (R. E.). — Identification of Petroleum Sources of Beach Pollution by Gas-Liquid Chromatography. *Journal of the Institute of Petroleum*, 1968, 54, n° 539, p. 326-332.
- (B-21) VAN LANGERMEERSCH (A.). — Identification et dosage des hydrocarbures cancérigènes. *Chimie Analytique*, 1968, 50, n° 1, p. 3-17.
- (B-22) HENNEQUIN (C.). — Les critères analytiques de la pollution des eaux. *Bull. Soc. Chim. France*, janv. 1970, C 357.

Manuscrit reçu en septembre 1971.