BULLETIN de la lutte contre les déversements

ISSN 0381-4459

VOLUME 15 (1)
Mars 1990

Comportement du barrage à jets d'eau dans une rivière

par :
M. Punt
Division des techniques d'intervention d'urgence
Environnement Canada
Ottawa (Ontario)

Introduction

En juin 1989, la Division des techniques d'intervention d'urgence (DTIU) d'Environnement Canada entreprenait des essais sur un barrage à jets d'eau. Les essais en question, menés sur le fleuve Saint-Laurent à la hauteur de Prescott en Ontario, avaient pour objet de déterminer si ce type de barrage pouvait efficacement arrêter la progression d'une nappe de pétrole dans un cours d'eau à fort courant et, dans l'affirmative, d'évaluer s'il pouvait être utilisé pour la destruction de la nappe par combustion sur place.

La DTIU effectue des essais en bassin et en eaux libres sur différents prototypes de barrages à jets d'eau depuis 1979. Ces essais ont démontré que ce type de barrage pouvait présenter des avantages importants par rapport aux barrages classiques. Ils se sont avérés plus efficaces que ces derniers pour faire dévier les nappes de pétrole et, par le fait même, plus aptes à contenir des déversements d'hydrocarbures dans un cours d'eau à fort courant et par grosse mer, où les autres types de barrages sont inefficaces.

Des barrages classiques en matériau ignifuge permettent parfois de détruire par combustion sur place les nappes d'hydrocarbures et donc de réduire de façon considérable la quantité de pétrole à pomper et à transporter. Le plus grand obstacle à la destruction par combustion sur place, particulièrement dans les endroits habités, est sans doute que le pétrole ne brûle jamais complètement et qu'il se dégage une épaisse fumée noire durant l'opération. Il faut réussir à introduire davantage d'oxygène pour que la combustion soit plus complète.

L'utilisation d'un barrage à jets d'eau pour la combustion sur place pourrait être une des solutions au problème des fumées. Quand des jets d'eau à haute pression sont dirigés sur du pétrole en feu, de l'air est entraîné par les gouttelettes d'eau, fournissant à la flamme assez d'oxygène pour améliorer la combustion et réduire les émissions de fumée.

Description du système

L'un des avantages d'un tel barrage, c'est qu'il peut être manoeuvré ou retenu en place en variant la pression des jets placés sur chacun de ses bras. Il faut habituellement deux navires ou deux dispositifs d'amarrage pour retenir en place les barrages classiques et ils sont inefficaces à retenir les déversements si le courant excède 0,4 m/s. On espère que le barrage à jets d'eau pourra être efficace même dans des courants dépassant 0,5 m/s.

Notre prototype est accouplé à un moteur diesel de 550-chevaux qui actionne une pompe à eau triple. Le dispositif d'attache consiste en quatre canalisations disposées parallèlement, en forme de «v», qui se séparent en deux à proximité du barrage. Chaque bras du barrage se compose de deux canalisations comportant, à environ 2,4 m l'un de l'autre, quatre jeux de gicleurs; chaque jeu comporte deux gicleurs orientés dans des directions opposées. Les gicleurs et les raccords

15 ans déjà...

Ce numéro marque le début de notre quinzième année de publication. Nous voulons profiter de l'occasion pour remercier tous ceux et celles qui y ont contribué au fil des ans et nous vous invitons à continuer à nous soumettre vos articles et commentaires dans les années à venir, car ce bulletin n'existerait pas sans l'apport d'un grand nombre de collaborateurs sur le terrain.

Le premier article nous vient de Monique Punt; son compte rendu d'une série d'essais effectués dans le fleuve Saint-Laurent sur un barrage flottant à haute pression d'eau nous révèle que celui-ci offre des possibilités intéressantes, mais que le modèle utilisé lors des essais n'était pas au point. Le deuxième article nous a été soumis par Merv Fingas, l'un des rédacteurs du bulletin. Celui-ci nous fait part du résultat des essais effectués au cours des cinq dernières années par Environnement Canada et par d'autres organismes sur certains agents de traitement utilisés dans la lutte contre les déversements d'hydrocarbures.

Bonne lecture!

Canada

Environnement Canada Environment Canada

sont montés sur des flotteurs circulaires qui permettent de les surélever à 13 cm au-dessus de la surface de l'eau. De la façon dont les raccords sont montés, il est impossible d'avoir les gicleurs à plus de 15 cm au-dessus de l'eau. Les canalisations d'attache sont supportées par des flotteurs utilisés lors d'essais antérieurs infructueux.

Les jeux de gicleurs les plus à l'intérieur, à la pointe du barrage, sont positionnés perpendiculairement aux bras. Les six autres jeux sont orientés vers le centre du barrage, à 45°. Bien que nous n'ayons pas encore pu déterminer l'angle optimal, nous avons utilisé des raccords à 45° parce qu'ils étaient les seuls disponibles.

Les gicleurs comportent des fentes horizontales et des ouvertures de 0,33 cm de diamètre qui produisent un jet à 65° en forme d'éventail. Ils sont réglés pour que le jet soit horizontal, sur le même plan que le sommet du flotteur circulaire. La figure 1 montre la configuration des gicleurs du barrage utilisé à Prescott.

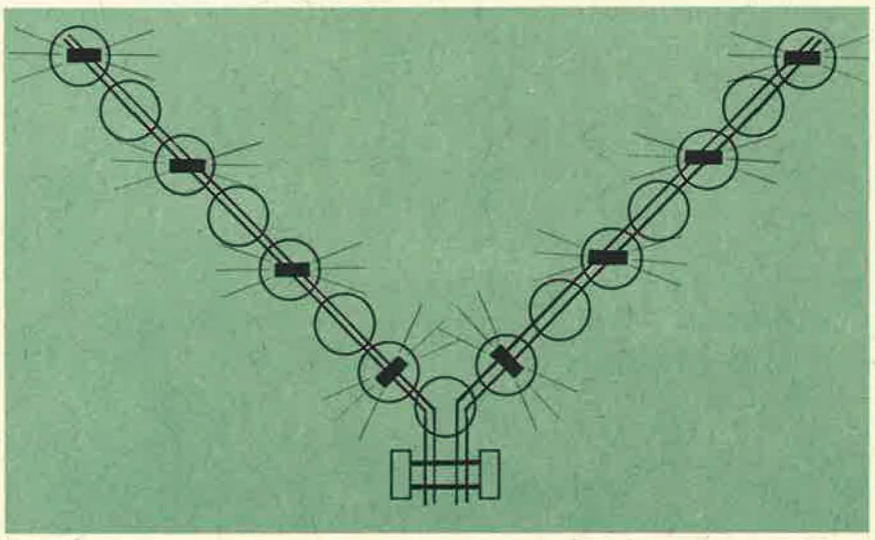


Figure 1 : Vue d'ensemble du barrage à jets d'eau des essais de Prescott

Historique

Au cours d'une série d'essais effectués sur le fleuve MacKenzie, en août 1984, avec un prototype du barrage à jets d'eau, il avait été impossible d'obtenir un angle supérieur à 120° dans un courant de 0,6 m/s et de conserver assez de puissance pour retenir la nappe de pétrole (Laperrière, 1985). On avait cependant démontré que l'on pouvait retenir de la sphaigne imbibée d'huile végétale tout en maintenant les bras du barrage à un angle de 120°.

Lors de ces essais, les raccords et les gicleurs étaient supportés par des flotteurs consistant en deux défenses cylindriques reliées par une plate-forme. Le haut coefficient de traînée et le manque de stabilité de ces flotteurs nuisaient considérablement à la manoeuvre du barrage. On a cependant pu étudier la traînée et la stabilité de ces flotteurs et d'autres flotteurs de conception différente. On a alors déterminé que les plus efficaces sont circulaires, plats sur le dessus et sur le dessous et en fibre de verre. Ceux-ci ont en effet une traînée réduite et une meilleure stabilité.

En 1986, le barrage à jets d'eau a été entièrement redessiné (Phillips et collab., 1987). La conception, l'écartement, la hauteur et l'angle de dépression des gicleurs ainsi que la pression des jets d'eau ont tour à tour fait l'objet d'études afin de trouver la configuration qui fournirait les plus puissants jets d'eau. On a déterminé que la hauteur idéale pour les gicleurs était entre 15 et 30 cm. Toute variation entre ces deux mesures n'occasionnait pas de changements importants dans la puissance des jets, mais toute dérivation de l'angle de dépression (0°) causait une réduction significative du déplacement d'air.

Durant l'automne de 1988, un projet conjoint a été réalisé avec le Minerals Management Service du Department of the Interior des États-Unis afin d'étudier, dans un petit bassin , l'utilité du barrage à jets d'eau pour la destruction par combustion des nappes de pétrole (Comfort et collab., 1989). Les résultats ont démontré que le pétrole brûlait beaucoup plus proprement avec de l'eau que sans jets d'eau. Il restait donc à vérifier si l'on pouvait reproduire ces mêmes résultats avec un vrai barrage sur un vrai cours d'eau.

Mesure des déplacements d'air

Avant de procéder aux essais, l'un des bras du barrage fut déployé dans le bassin de la Garde côtière de Prescott afin de mesurer les déplacements d'air créés par les jets d'eau. La force des déplacements d'air produits par les jets d'eau agit sur la nappe de pétrole et la retient à l'intérieur du barrage, tout en fournissant l'oxygène supplémentaire nécessaire pour la faire brûler proprement.

Pour faciliter la collecte des données, le bras a été amarré perpendiculairement au quai. Ainsi, on a pu calculer facilement à partir du quai la distance à laquelle se trouvaient les plongeurs quand ils mesuraient les déplacements d'air. Les relevés ont été pris en face de chaque gicleur à l'aide de petits anémomètres.

À 9,1 m du barrage, l'air se déplaçait à environ 1,8 m/s avec 3 550 kPa de pression; avec 5 300 kPa, il se déplaçait à 2,2 m/s et avec 7 000 kPa, à 4,5 m/s. Les relevés ont été pris à environ 10 à 15 cm de la surface de l'eau. Avec une pression supérieure à 7 000 kPa, les opérateurs ne sont pas parvenus à maintenir le barrage en place, perpendiculairement au quai.

Essais du barrage

Une fois les essais de déplacement d'air complétés, le barrage fut embarqué sur le Simcoe, un navire de la Garde côtière. Pour les besoins de la cause, on mit le navire à l'ancre au milieu du courant; le barrage fut déployé à partir du pont arrière et positionné en amont du navire en se servant de la puissance des jets extérieurs.

Avant de commencer, les bras avaient été placés sur un navire de déploiement plus petit afin que l'on puisse les étendre directement sur le pont au lieu de les déployer dans l'eau. Ils ont finalement été mis à l'eau à l'aide de la grue du navire. Les jets d'eau furent actionnés et, sous leur poussée, le barrage fut mis en place en amont du navire. La photographie 1 (a,b et c) montre comment le barrage fut mis en place.

Le premier jour des essais, la vélocité du courant dans la zone des essais était d'environ 0,5 m/s. Il fut décidé d'essayer de maintenir les deux bras du barrage à 120°, car, à un angle plus aigu, une grande partie des forces créées par le déplacement d'air se dirige vers la pointe du barrage. À un angle supérieur à 120°, le pétrole s'échappe des deux côtés du barrage.

Une fois le barrage en place, l'écartement des bras fut agrandi en augmentant la pression des jets intérieurs. À 3 550 kPa, on réussit à élargir l'écartement jusqu'à 120°, mais le barrage se mit à virer sur lui-même, et l'ouverture se referma parce que la proue du navire créait trop de turbulence. Il était impossible de maintenir le centre du barrage directement dans le courant.

On a aussi fait fonctionner les gicleurs du barrage avec 5 300 kPa de pression, mais il était alors très difficile de manoeuvrer le barrage, et les flotteurs tendaient à se renverser facilement. À cette pression, ce qui n'était pas le cas à 3 500 kPa, les bras commençaient à se refermer aussitôt que l'écartement atteignait 120°.

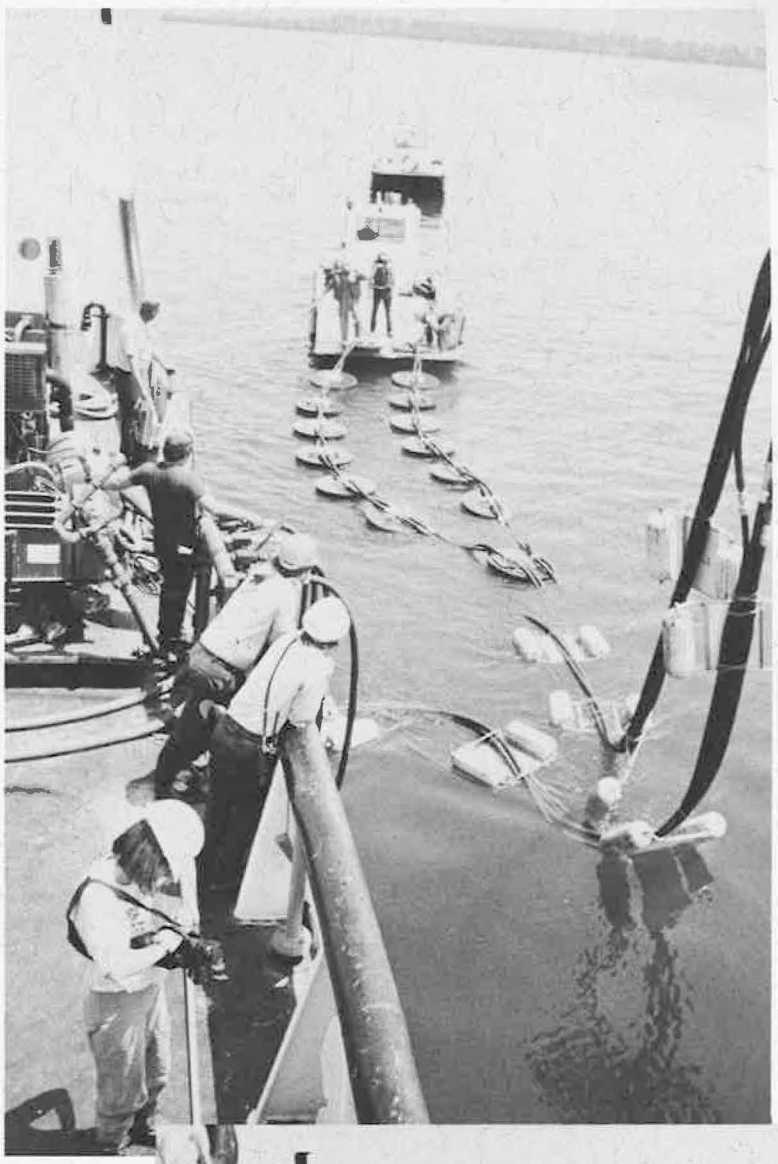
Même si on a éprouvé certaines difficultés à maintenir un écartement suffisant avec 3 550 kPa de pression, on s'est finalement décidé à répandre dans le fleuve une solution d'huile Canola et de colorant biodégradable. Aussitôt que l'angle d'ouverture des bras atteignit environ 120°, vingt-trois litres d'huile Canola furent déversés en amont du barrage. Le barrage retint l'huile pendant un dizaine de secondes, puis, comme prévu, l'huile commença à s'échapper par le centre aussitôt que l'angle d'ouverture des bras se mit à se refermer. La photo 2 (a, b et c) illustre l'écoulement de l'huile par le centre du barrage quand l'angle d'ouverture se mit à décroître.

Plus tard dans la même journée, on a procédé à un nouveau déversement d'huile Canola avec une pression d'eau de 5 300 kPa cette fois. L'huile commença à fuir par le centre du barrage presque immédiatement parce que les bras se refermaient beaucoup plus rapidement à cause de la pression accrue.

Le lendemain, 14 m de canalisations furent ajoutés aux 15 m du câble d'attache, afin de positionner le barrage assez loin en amont du navire pour que la turbulence créée par la proue ne nuise plus à l'efficacité du barrage.

Mais, ce jour-là, la vitesse du courant avait augmenté à 0,75 m/s et, lorsque le barrage fut déployé, il fut encore plus difficile que le jour précédent de lui faire remonter le courant et de le mettre en position. À cause de la traînée accrue causée par les 14 m de canalisations qui avaient été ajoutés et de la force plus grande du courant, il fut impossible de positionner le barrage beaucoup plus loin que la veille. À nouveau, on versa de l'huile Canola et on obtint les mêmes résultats que précédemment.

Le barrage n'ayant pu être positionné correctement, les essais de destruction par combustion durent être annulés.



a.

b.

Photo 1 : Mise en place du barrage

c.

Recommandations

Avant d'abandonner définitivement l'idée d'un barrage à jets d'eau comme système de rétention et d'aide à la destruction par combustion des nappes d'hydrocarbures, il serait opportun d'effectuer des études plus poussées et de chercher à déterminer si les diverses lacunes relevées lors des essais ne pourraient pas être corrigées. Les flotteurs pourraient être revus pour accroître la stabilité, et les canalisations d'attache pourraient être modifiées pour réduire la traînée. Les gicleurs pourraient aussi être montés plus haut au-dessus de la surface de l'eau et être conçus de façon que les jets demeurent mieux à l'horizontale. Pour cela, on pourrait utiliser un système de canalisations rigides au lieu du système flottant.

Conclusion

Il fut impossible de maintenir le modèle actuel de barrage à jets d'eau dans une position suffisamment stable pour pouvoir contenir une nappe de pétrole dans un courant de plus de 0,5 m/s. Le barrage à jets d'eau est cependant un concept valable pour la rétention et pour la combustion des déversements d'hydrocarbures, mais la configuration du système doit être modifiée.

Références

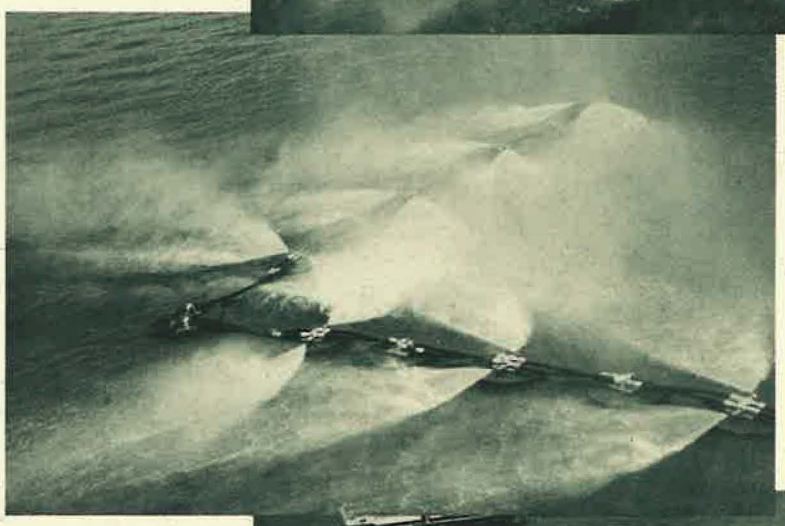
Laperrière, F. «Essai d'un barrage de jets d'eau à haute pression à Norman Wells», *Bulletin de la lutte contre les déversements* (janvier-juin 1985).

Phillips, L., Nawwar A. et F. Laperrière. «Laboratory Testing to Optimize the Performance of a High Pressure Waterjet Barrier», *Compte rendu : 10e Colloque technique du Programme de lutte contre les déversements d'hydrocarbures en mer et dans l'Arctique (AMOP)* (1987).

Comfort, G. et M. Punt. «Oil Burning Tests in the Presence of a High Pressure Waterjet Barrier», *Compte rendu : 12e Colloque technique duProgramme de lutte contre les déversements d'hydrocarbures en mer et dans l'Arctique (AMOP)* (1989).

Photo 2 : L'huile Canola fuit entre les bras du barrage aussitôt que l'angle d'ouverture commence à diminuer.

a.



b.

c.

Évaluation des produits de traitement des déversements de pétrole

par :
Merv F. Fingas,
Robert G. Stoodley et Nanci D. Stone
Division des techniques d'intervention d'urgence
Environnement Canada
Ottawa (Ontario)

Introduction

Au cours des vingt dernières années, un grand nombre de produits chimiques pour le traitement des déversements de pétrole ont été lancés. Depuis sa création, il y a maintenant 17 ans, la Division des techniques d'intervention d'urgence a déterminé la toxicité et l'efficacité de plus de 100 dispersants. Seuls huit produits figurent encore sur la liste des produits acceptés, et une quinzaine seulement sont toujours fabriqués. Le compendium des produits de traitement des déversements de pétrole, préparé pour l'American Petroleum Institute (API) en 1972, renferme 69 dispersants et 43 produits de nettoyage des plages, dont la plupart sont également des dispersants[1]. Seulement deux de ces produits sont couramment disponibles dans le commerce, mais ils se présentent sous forme de préparations différentes. Plus de 50 produits de bio-dégradation comprenant des mélanges bactériens, des enzymes ou des engrais ont été proposés, et, de ce nombre, seulement cinq, tous très récents, sont toujours sur le marché. Dix précipitants ont été étudiés, mais aucun n'est de type commercial. Le compendium de l'API renferme 18 précipitants. Aucun de ces produits n'est disponible sur le marché, principalement parce qu'ils sont interdits au Canada, aux États-Unis et dans la plupart des autres pays. L'Élastol, l'un des nombreux produits de récupération proposés, est toujours disponible. Dix agents de prévention et de rupture d'émulsion ont été vendus, mais aucun n'est disponible en ce moment. Sur le marché nord-américain, on a vendu plus de 100 produits de nettoyage de surfaces, dont environ 12 sont encore disponibles sur le marché. Un certain nombre de produits ont été vendus pour des utilisations variées, mais ils n'entrent pas dans les

catégories mentionnées plus haut. Parmi ces produits, on compte ceux permettant de trouver ou de détecter une nappe de pétrole, les produits entrant dans plusieurs des catégories ci-dessus et les produits peu définis que l'on prétend capables de faire disparaître le pétrole, de le rendre non toxique, etc. On évalue à plus de 100 le nombre de produits de cette catégorie qui ont été vendus, à un moment ou à un autre, sur le marché nord-américain. Le nombre total de produits proposés à l'échelle mondiale est évalué à 600, dont environ 200 ont été éprouvés en laboratoire ou sur le terrain, et ce, même d'une façon limitée. De plus, on évalue à seulement 35 le nombre de produits encore disponibles sur le marché. La grande activité dans le domaine des produits de traitement a laissé les acheteurs éventuels confus et sceptiques.

L'efficacité des produits demeure, dans la plupart des cas, le problème principal. En général, l'efficacité est une fonction du type et de la dimension des molécules. Les produits tirés du pétrole brut et du pétrole raffiné sont constitués de molécules de composition et de taille très diverses, dont des catégories entières de substances comme les asphaltènes, les alcanes, les composés aromatiques et les résines. Souvent, ce qui est efficace pour un asphaltène constitué de petites molécules ne l'est pas pour un asphaltène renfermant de grosses molécules. Un produit efficace pour un composé aromatique ne l'est peut-être pas pour un composé polaire. De plus, la composition des pétroles bruts varie beaucoup, ce qui réduit considérablement les chances de trouver un produit chimique à la fois efficace et utilisable dans tous les cas.

Au ministère de l'Environnement, l'essai des produits de traitement comporte deux volets : dans un premier temps, on détermine la toxicité et d'autres formes d'acceptabilité environnementale et, dans un second, on détermine l'efficacité. Un certain nombre de projets ont été mis sur pied pour élaborer des essais et éprouver la plupart des produits de traitement actuellement disponibles.

Solidifiants ou gélifiants

Les gélifiants permettent de solidifier le pétrole. Également connus sous le nom de solidifiants, ils sont souvent constitués de catalyseurs de polymérisation et d'agents de réticulation. Les agents qui sont en fait des sorbants ne sont pas considérés comme des gélifiants. Au cours des dernières années, Environnement Canada et d'autres organismes ont procédé à des essais sur trois gélifiants :

1 un produit de la BP (British Petroleum) qui est constitué de kérosène désodorisé et d'un agent de réticulation;

2 un produit japonais constitué d'une amine qui forme un polymère;

3 un gélifiant proposé par le professeur Bannister, de l'Université de Lowell, qui est composé de gaz carbonique liquéfié et d'un agent activant.

Au cours d'essais effectués en laboratoire, les trois agents ont bien réagi, mais il fallait en ajouter beaucoup pour solidifier efficacement le pétrole. Dans certaines situations, le pétrole devenait un semi-solide, ce qui ne facilitait pas la récupération. Le produit de la BP donnait de meilleurs résultats; il a été éprouvé à plus grande échelle par la Garde côtière canadienne et l'industrie pétrolière du Canada. Au cours de ces essais à grande échelle, il a été nécessaire d'en utiliser encore une plus grande quantité pour solidifier le pétrole, en fait, jusqu'à 40 % du volume réel de pétrole déversé. Il s'agit là du double de la quantité requise en laboratoire. Les deux quantités requises ont été jugées supérieures à ce qui serait normalement utilisé dans le cas d'un déversement véritable. En raison de la grande quantité nécessaire, les gélifiants n'ont été ni utilisés ni entreposés en vue d'être utilisés.

Un essai a été élaboré pour évaluer les nouveaux solidifiants. Au cours de cet essai, on ajoute un solidifiant à un pétrole tout en agitant continuellement jusqu'à ce que le pétrole se solidifie. La précision des résultats est de 5 %, même si l'essai est effectué par des personnes différentes. Les résultats obtenus avec certains solidifiants sont donnés au tableau 1. Il s'agit du pourcentage en poids nécessaire pour solidifier complètement un pétrole. L'Élastol est un produit assistant à la récupération et non un solidifiant; cependant, il a été inclus à titre de comparaison.

Produits de récupération et Demoussifier

Au cours des années, un certain nombre de produits ont été vendus pour faciliter la récupération du pétrole déversé. À l'exception d'Élastol, aucun n'est très bien connu ou n'a fait l'objet de promotion. Ces produits n'ont pas subi des essais appropriés et n'étaient guère perfectionnés. L'un de ces produits, de la tourbe déchiquetée, améliorait, affirme-t-on, l'efficacité de récupération des dispositifs de sorption en surface. Aucun de ces produits n'était suffisamment prometteur pour justifier l'exécution d'essais plus poussés.

Il existait également quelques produits pour rompre ou prévenir la formation d'émulsions. La plupart des produits étaient des surfactants hydrophiles, c'est-à-dire des surfactants qui ont une forte tendance à produire des émulsions huile dans l'eau. Ils ont la capacité d'inverser les émulsions eau dans l'huile en deux phases distinctes. Le problème d'un surfactant hydrophile est qu'il est plus soluble dans l'eau que dans l'huile et qu'il quittera rapidement le système s'il y a suffisamment d'eau. Manifestement, ces produits ne peuvent être utilisés avec succès sur un plan d'eau. On a pu éviter ce problème avec certains produits récents en utilisant des surfactants moins hydrosolubles et en acceptant la baisse d'efficacité résultante. Un produit récent, le *Demoussifier*, mis au point par Environnement Canada, ne renferme pas un surfactant dans le sens propre du terme. Ce produit ne comporte pas les restrictions décrites ci-dessus.

Deux produits commerciaux, le Breaxit d'Exxon et le produit LA 1834 de Shell, et un surfactant, le sulfosuccinate de dioctyle et de sodium, ont été évalués dans une étude[2]. Les trois produits donnaient les résultats attendus, mais de façon limitée; cependant, seul le produit de Shell a su prévenir la formation d'émulsions pour une grande variété de pétroles et de conditions. Les produits de Shell et d'Exxon ne sont pas disponibles sur le marché; cependant, on a pu en obtenir de petites quantités pour des essais.

TABLEAU 1 RÉSULTATS DES ESSAIS AVEC LES SOLIDIFIANTS

Nom du produit	Pourcentage nécessaire à la solidification (%)	
RAWFLEX	16	
Élastol	26	(Note : Il s'agit d'un produit assistant à la récupération et non d'un solidifiant.)
Oil Bond 100	33	
Oil Sponge	36	
Petro Lock	44	
Molten Wax	109	
Powdered Wax	278	

Environnement Canada et le Minerals Management Service des États-Unis ont combiné leurs efforts pour évaluer deux nouveaux produits prometteurs, soit Élastol, un produit assistant à la récupération, et Demoussifier, un produit utilisé pour rompre et prévenir la formation d'émulsions. Les résultats des essais exhaustifs effectués sur ces produits ont été publiés dans de nombreuses revues[3-8].

L'Élastol, une poudre non toxique, rend le pétrole visco-élastique et le fait adhérer aux surfaces de récupération. Demoussifier est un mélange de polymères à chaîne longue qui ne présente aucune toxicité mesurable pour les humains et la vie aquatique. Le Centre de technologie environnementale de River Road, d'Environnement Canada, a mis au point ce produit qui favorise la rupture d'émulsions et en prévient la formation. Les travaux de laboratoire sur l'Élastol comportaient plusieurs essais différents. On a déterminé l'effet de ce produit sur une série de pétroles différents, en mesurant le temps requis pour produire un changement et le degré d'élasticité obtenue. Tous les pétroles présentent des propriétés visco-élastiques lorsqu'ils sont traités avec des doses d'Élastol variant de 600 à 6 000 ppm. En général, les pétroles plus visqueux ont tendance à devenir plus élastiques que les pétroles non visqueux, mais sur une période de temps plus longue. Dans de faibles conditions de brassage, les pétroles présentent un certain degré d'élasticité dans les 15 minutes qui suivent l'application d'Élastol. Ce n'est qu'une heure après le traitement qu'on peut constater un degré élevé d'élasticité. Les pétroles moins visqueux atteignent leur élasticité maximale plus rapidement que les pétroles visqueux. Dans des conditions de brassage plus intenses, l'élasticité maximale est atteinte beaucoup plus rapidement. L'Élastol produit une faible réduction du taux d'évaporation du pétrole, mais cette réduction n'est pas suffisante pour abaisser le point d'éclair. L'addition d'Élastol n'a soit aucun effet, soit un effet inhibiteur sur la formation d'émulsions eau dans huile. Les essais avec le Demoussifier ont montré qu'Élastol n'a aucun effet sur l'action de ce produit et que ces deux produits pourraient être utilisés ensemble.

On a soumis l'Élastol et le Demoussifier à des essais à grande échelle dans le réservoir de Esso, à Calgary (Alberta). Ressources Esso Canada Ltée, Environnement Canada et le Minerals Management Service des États-Unis ont fourni les fonds nécessaires à cette partie du programme. Pour les essais à grande échelle, deux déversements ont été réalisés simultanément dans des plans d'eau parallèles séparés par des barrages flottants, ce qui nous a permis d'évaluer en même temps une nappe traitée et une nappe témoin dans des conditions identiques. Au cours des deux premiers jours, on a procédé aux essais du Demoussifier. Le produit a prévenu la formation d'émulsions eau dans huile pour les deux nappes à des rapports aussi faibles que 1:2 000 (500 ppm). Au cours des deux derniers jours, on a procédé aux essais d'Élastol. Dans le premier essai, on a ajouté 4 000 ppm d'Élastol à un pétrole brut, et la nappe ainsi traitée a été relâchée plusieurs heures après, lorsque le pétrole était élastique. La nappe n'était pas suffisamment épaisse pour brûler, mais son élasticité élevée a augmenté le taux de récupération à l'aide du récupérateur à disque rotatif. Au quatrième jour d'essai, le pétrole brut a été traité avec 2 000 ppm d'Élastol, puis récupéré à l'aide d'un récupérateur. Une fois de plus, le taux de récupération était élevé et dépassait la capacité de la pompe du récupérateur.

Les essais en réservoir ont montré qu'il n'y avait aucun effet d'échelle pour l'Élastol et le Demoussifier. Les deux produits ont donné les résultats prévus. L'Élastol a augmenté la visco-élasticité du pétrole et a permis d'accroître de beaucoup le taux de récupération. Cependant, l'Élastol n'a ni réduit l'étalement ni augmenté suffisamment l'épaisseur de la nappe pour permettre de la brûler sur place. Le Demoussifier a prévenu la formation d'une émulsion eau dans huile et a également favorisé la rupture de l'émulsion déjà formée. Le Demoussifier rend le pétrole moins adhérent et diminue le taux de récupération, mais les deux produits peuvent être utilisés ensemble pour obtenir des résultats positifs.

Les deux produits ont ensuite été évalués en pleine mer. Ces essais étaient parrainés par le Minerals Management Service des États-Unis, Environnement Canada, Ressources Esso Canada Ltée et la Garde côtière canadienne. Les essais en mer ont été effectués à 80 km au large de la Nouvelle-Écosse. On a réalisé, pour chacun des produits, cinq nappes en déversant dans chaque cas cinq barils de pétrole, puis on a évalué chaque produit en préparant dans chaque cas un prémélange et en appliquant le produit directement afin de s'assurer que le type d'application ne constituait pas un facteur.

Dans le cas du Demoussifier, on a réalisé une nappe de cinq barils, puis on a traité cette nappe avec le produit à un rapport bien précis, on a prélevé des échantillons à des intervalles donnés et on a mesuré la teneur en eau et la viscosité. Une nappe non traitée a été traitée après un intervalle de 240 minutes avec le Demoussifier pour éprouver sa capacité à provoquer la rupture d'émulsions en mer. Pendant la période de 30 minutes entre les divers prélèvements, on a remarqué une grande réduction de la viscosité (de 105 000 à 22 600 cSt), ce qui indiquait que le produit provoquait efficacement la rupture de l'émulsion. Le produit conservait son efficacité à cet égard au cours de la période d'essais de cinq heures.

Dans le cas de l'Élastol, les essais ont été effectués dans des conditions analogues; on a utilisé une nappe témoin et une nappe prétraitée pour vérifier les effets du traitement en mer. Des échantillons des nappes ont été prélevés périodiquement, et la viscosité et l'élasticité ont été mesurées immédiatement à bord du bateau. L'élasticité des nappes traitées était sensiblement plus élevée que l'élasticité des nappes non traitées, ce qui correspondait aux résultats obtenus en laboratoire. À des doses plus élevées, l'élasticité était en fait supérieure à celle mesurée en laboratoire. Ce résultat inattendu est probablement dû au brassage plus efficace en milieu marin.

Produits de nettoyage de surfaces

Les produits de traitement les plus courants et les plus souvent suggérés sont ceux contenant des surfactants comme ingrédient principal. Ces produits ont été divisés en deux groupes : les dispersants et les produits de nettoyage de surfaces. Les dispersants sont des produits qui ont à peu près la même solubilité dans l'eau et dans l'huile et qui provoquent la dispersion du pétrole en fines gouttelettes dans l'eau. Les produits de nettoyage de surfaces sont des produits qui permettent d'enlever le pétrole des surfaces solides, telles les plages, grâce à un processus appelé «détergence». En fait, la dispersion et la détergence sont des processus très différents, et les essais ont montré qu'un bon produit de nettoyage de surfaces est un mauvais dispersant, et vice versa.

Environnement Canada a mis au point un essai pour les produits de nettoyage de surfaces; ainsi, un certain nombre de produits commerciaux ont été évalués avec ce protocole[9]. Avec cet essai, on mesure la quantité de pétrole pouvant être enlevée d'une surface étalon : on laisse le produit de nettoyage de sufaces pénétrer dans le pétrole, puis on rince la surface à l'eau. Au tableau 2, on trouve les résultats de ces essais avec un rinçage à l'eau de mer et les résultats d'un essai sur la toxicité pour la vie aquatique (concentration létale, en mg/L, pour la truite arc-en-ciel sur une période de quatre jours; plus la valeur est élevée, moins le produit est toxique) et d'un essai sur l'efficacité comme dispersant (essai en flacon tournant; les valeurs représentent le pourcentage de pétrole qui entre dans la colonne d'eau) pour les mêmes produits. Cette dernière donnée a été incluse afin de montrer la nature opposée des dispersants et des produits de nettoyage de surfaces. Certains produits ne possèdent aucune de ces propriétés.

TABLEAU 2 RÉSULTATS DES ESSAIS AVEC LES PRODUITS DE NETTOYAGE DE SURFACES

Produit	Pourcentage de pétrole enlevé (%)	Toxicité* (mg/L)	Efficacité comme dispersant**
Corexit 9580	42	>5600	0
Citrikleen XPC	36	34	2
Corexit 7664	27	850	2
BP 1100 WD	21	120	6
Détergent à vaisselle Palmolive	16	13	9
Breaker 4	13	340	0
Nokomis 3	13	110	0
Détergent à vaisselle Sunlight	12	13	9
Citrikleen 1855	12	55	0
Con-Lei	12	70	0
M. Net	6	30	0
Corexit CRX-8	5	20	48
Corexit 9527	3	108	41
Biosolve	2	9	0
Lestoil	1	51	0
Enersperse 700	1	50	56

* concentration létale pour la truite arc-en-ciel sur une période de quatre jours.
** pourcentage de pétrole dans la colonne d'eau.

Seul un des produits éprouvés, le Corexit 9580, est assez efficace comme produit de nettoyage de surfaces et possède une faible toxicité.

Dispersants

Les dispersants constituent la plus grande classe de produits de traitement des déversements de pétrole et ont probablement suscité le plus grand nombre d'études et de débats depuis la naissance de l'industrie des mesures d'intervention en cas de déversements, il y a vingt ans, à l'époque de l'incident du TORREY CANYON. Les débats sont toujours aussi vifs aujourd'hui, et la situation est encore polarisée entre ceux qui préconisent l'utilisation de dispersants et ceux qui s'y opposent. En ce qui concerne la documentation, il n'y a guère eu de changement. Il n'y a encore aucune documentation incontestée sur les expériences ou les utilisations à grande échelle démontrant l'efficacité ou l'inefficacité des dispersants. Parallèlement, aucune expérience biologique à grande échelle n'est parvenue à convaincre les écologistes que les dispersants sont inoffensifs dans toutes les conditions, bien que les données indiquent de plus en plus que les dispersants ne causent pas plus de dommages environnementaux que le pétrole non traité et, qu'en fait, ils pourraient réduire au minimum ces dommages s'ils étaient efficaces[10,11].

Les essais de dispersants en mer n'ont pas été couronnés de succès. Au cours des douze dernières années, 107 nappes ont été créées pour éprouver l'efficacité des dispersants[12]. Un certain nombre d'essais de moins grande envergure ou d'autres essais non documentés ont été effectués, mais ces essais ne sont pas examinés dans le présent document. Des 107 nappes qui ont été documentées, 23 étaient des nappes témoins utilisées à des fins de comparaison. L'efficacité a été signalée pour 25 nappes; la valeur moyenne était de 30 %. Les valeurs variaient entre 0 et 100 %. La plupart des expérimentateurs n'ont pas attribué une valeur d'efficacité, en raison de la difficulté que cela comporte.

Les résultats montrent clairement que les dispersants ne sont pas très efficaces, même dans des conditions expérimentales étroitement contrôlées. Cependant, on s'intéresse plus à la méthodologie utilisée pour évaluer l'efficacité. Certains expérimentateurs ont simplement évalué l'efficacité; cependant, la plupart ont basé leur mesure sur la valeur obtenue par intégration des concentrations dans la colonne d'eau sur la taille de la nappe à la surface. Ce n'est pas une bonne méthode pour déterminer l'efficacité, car les concentrations dans l'eau ne dépendent guère de l'emplacement de la nappe à la surface. En milieu océanique, la dynamique sous-marine est très différente de la dynamique en surface. Lors d'essais contrôlés réalisés en réservoir[13], Brown et Goodman ont fait état de certains cas extrêmes de variances de position entre des nappes en surface et sous l'eau. Selon les résultats de leurs travaux, les panaches sous-marins se déplacent de façon très aléatoire par rapport à la nappe en surface; même deux essais effectués la même journée et au même endroit dans le réservoir donneront des modes de déplacement différents. De plus, tous les expérimentateurs qui se sont servis des concentrations dans l'eau pour évaluer l'efficacité ont aussi divisé l'eau en différents compartiments et ont fait la moyenne des concentrations. Sur le plan mathématique, cette méthode n'est pas appropriée, car elle peut donner des valeurs beaucoup plus élevées, soit de deux à dix fois les valeurs réelles. À cause de ces facteurs, les estimations sous l'eau de l'efficacité des dispersants sont très imprécises et induisent en erreur. Les mesures de l'efficacité réalisées en surface sont également inadéquates, mais il est possible qu'elles deviennent plus précises avec la mise au point de nouveaux télécapteurs[14].

En résumé, les essais de dispersants en mer n'ont pas permis d'établir quantitativement ou qualitativement que ces produits étaient très efficaces (>50 %). Il n'existe aucune méthode d'analyse permettant de quantifier avec précision l'efficacité des dispersants par des essais en mer.

Un certain nombre d'études de laboratoire ont été effectuées pour comparer les résultats d'essais obtenus avec des méthodes et des appareils différents. Un examen de ces résultats montre que les valeurs de l'efficacité varient beaucoup d'une méthode à l'autre[15]. Une étude récente effectuée par l'auteur du présent document a montré que cette variation dépend principalement du temps écoulé (c.-à-d. temps de précipitation) entre le moment où l'énergie n'est plus appliquée et le moment où l'échantillon d'eau est prélevé dans l'appareil[16]. Un autre facteur important est le rapport pétrole:eau dans l'appareil. Lorsque le temps de précipitation et le rapport pétrole : eau sont réglés à des valeurs réalistes, les résultats obtenus avec la plupart des appareils sont similaires. L'efficacité des dispersants mesurée au cours d'essais plus énergiques est plus élevée, mais elle est pratiquement identique à celle obtenue avec des appareils moins énergiques lorsqu'on apporte une correction pour tenir compte de la dispersion naturelle. Étant donné qu'on peut obtenir des résultats essentiellement identiques avec pratiquement n'importe quel essai de laboratoire, on peut choisir un essai simple, répétable et rapide pour déterminer l'efficacité des dispersants. Un essai mis au point par Environnement Canada, appelé essai en flacon tournant, répond à ces critères et a été utilisé pour déterminer l'efficacité de nombreuses combinaisons pétrole/dispersant[16]. Certains de ces résultats sont donnés au tableau 3.

Il ressort de ces données que les pétroles altérés ne se dispersent guère, et que les pétroles lourds sont très difficiles à disperser.

TABLEAU 3 EFFICACITÉ DES DISPERSANTS

	Efficacité (%)			
Pétrole	**Corexit 9527**	**Corexit CRX-8**	**Enersperse 700**	**Dasic Slickgone**
Alberta	33	45	51	24
Arabie, léger	17	9	22	33
Bent Horn	17	20	20	35
Huile de soute C	1	2	2	1
Californie, lourd	1	1	1	1
Hibernia	6	6	10	14
Hibernia, altéré	4	3	8	7
Lago Medio	5	5	13	15
Norman Wells	26	43	51	26
Prudhoe Bay	7	7	10	14
Prudhoe Bay, altéré	4	4	8	10
Sud de la Louisiane	31	36	48	42
Brut synthétique	63	16	61	25
Transmountain	8	8	28	27
Huile moteur, usée	33	31	36	29

Conclusion

Les essais des produits de traitement des déversements de pétrole montrent qu'il y a des différences d'efficacité bien précises selon les divers types de pétrole. L'efficacité et la toxicité constituent d'importants outils de sélection des produits de traitement.

Références

1. The American Petroleum Institute (API), *Oil Spill Treating Agents: A Compendium*, Washington, D.C., API report no. 4150 (1972).
2. S.L. Ross Environmental Research Ltd., «An Experimental Study of Oil Spill Treating Agents That Inhibit Emulsification and Promote Dispersion», rapport n° EE-87, Environnement Canada, Ottawa, Ontario (1986).
3. Fingas, M. et E. Tennyson, «Évaluation de deux nouveaux agents chimiques de riposte aux déversements d'hydrocarbures : l'Élastol et le Demoussifier», *Bulletin de la lutte contre les déversements*, vol. 13, n° 2, p. 40-46 (1988).
4. Bobra, M., Kawamura, P., Fingas, M. et D. Velicogna, «Laboratory and Mesoscale Testing of Elastol and Brand M Demoussifier», *Compte rendu : 11e Colloque technique annuel du Programme de lutte contre les déversements d'hydrocarbures en mer et dans l'Arctique (AMOP)*, Vancouver, C.-B., Environnement Canada, Ottawa, Ontario, p. 391-415 (1988).
5. Laun, H.M. et R. Hingman, «Laboratory Tests of Elastol», *Compte rendu : 11e Colloque technique annuel du Programme de lutte contre les déversements d'hydrocarbures en mer et dans l'Arctique (AMOP)*, Vancouver, C.-B., Environnement Canada, Ottawa, Ontario, p. 417-442 (1988).
6. Bobra, M.A., Kawamura, P.I., Fingas, M. et D. Velicogna, «Laboratory and Tank Test Evaluation of Elastol», Environnement Canada, rapport manuscrit n° EE-94, Ottawa, Ontario (1987).
7. Bobra, M.A., Kawamura, P.I., Fingas, M. et D. Velicogna, «Mesoscale Application and Testing of An Oil Spill Demulsifying Agent and Elastol», Environnement Canada, rapport manuscrit n° EE-104, Ottawa, Ontario (1988).
8. Seakem Oceanography, «Field Test of Two Spill Treating Agents», Environnement Canada, série des rapports manuscrits (1990) (sous presse).
9. Fingas, M., Stoodley, R.G., Harris, G. et A. Hsia, «Evaluation of Chemical Beach Cleaners», *Proceedings of The Exxon Valdez Shoreline Cleanup Workshop*, National Oceanic and Atmospheric Administration, Seattle, Washington (1989) (sous presse).
10. Fingas, M., «Dispersant Effectiveness at Sea: A Hypothesis to Explain Current Problems With Effectiveness», *Compte rendu : 11e Colloque technique annuel du Programme de lutte contre les déversements d'hydrocarbures en mer et dans l'Arctique (AMOP)*, Vancouver, C.-B., Environnement Canada, Ottawa, Ontario, p. 455-479 (1988).
11. National Academy of Sciences, *Using Oil Spill Dispersants On The Sea*, National Academy of Sciences, Washington, D.C. (1989).
12. Fingas, M.F., «Field Measurement of Effectiveness: Historical Review and Examination of Analytical Methods», *Chemical Dispersants – Countermeasures for the 90's*, M. Flaherty (ed.), ASTM 1084, American Society for Testing and Materials, Philadelphia, p. 157-178 (1989).
13. Brown, H.M. et R.H. Goodman, «Dispersant Tests in a Wave Basin», *Compte rendu : 11e Colloque technique annuel du Programme de lutte contre les déversements d'hydrocarbures en mer et dans l'Arctique (AMOP)*, Vancouver, C.-B., Environnement Canada, Ottawa, Ontario, p. 501-514 (1988).
14. Goodman, R.H. et M.F. Fingas, «The Use of Remote Sensing in The Determination of Dispersant Effectiveness», *Compte rendu : 11e Colloque technique annuel du Programme de lutte contre les déversements d'hydrocarbures en mer et dans l'Arctique (AMOP)*, Vancouver, C.-B., Environnement Canada, Ottawa, Ontario, p. 377-384 (1988).
15. Fingas, M.F., Bobra, M.A. et R.K. Velicogna, «Laboratory Studies on the Chemical and Natural Dispersability of Oil», *Proceedings of the 1987 Oil Spill Conference*, American Petroleum Institute, Washington, D.C., pp. 241-246 (1987).
16. Fingas, M.F., Munn, D.L., White, B., Stoodley, R.G. et I.D. Crerar, «Laboratory Testing of Dispersant Effectiveness: The Importance of Oil-to-Water Ratio and Settling Time», *Proceedings of the 1989 Oil Spill Conference*, American Petroleum Institute, Washington, D.C., p. 365-373 (1989).

MM. M.F. Fingas et K.M. Meikle
Rédacteurs techniques
Division des techniques d'intervention d'urgence
Direction du développement technologique
Environnement Canada – Conservation et Protection
Laboratoires de River Road
Ottawa, Ontario
K1A 0H3
Téléphone : (613) 998-9622

Éditeur : **Danièle Tittley**
Direction du développement technologique
Environnement Canada – Conservation et Protection
Ottawa, Ontario
K1A 0H3
Téléphone : (613) 991-1588

Le Bulletin de la lutte contre les déversements a été publié pour la première fois en 1976. De caractère modeste, il avait pour but de permettre un échange de renseignements sur les mesures d'intervention en cas de déversements ainsi que sur d'autres sujets connexes. Le bulletin compte maintenant au-delà de 2 000 abonnés et il est diffusé dans plus de 40 pays.

Pour que le Bulletin élargisse la portée de son contenu et qu'il renseigne davantage sur ce qui se fait dans l'industrie et à l'étranger dans le domaine de la lutte contre les déversements et de leur prévention, nous invitons les lecteurs à soumettre des articles sur leurs travaux et leurs opinions dans ce domaine.