Environnement Canada Environment Canada

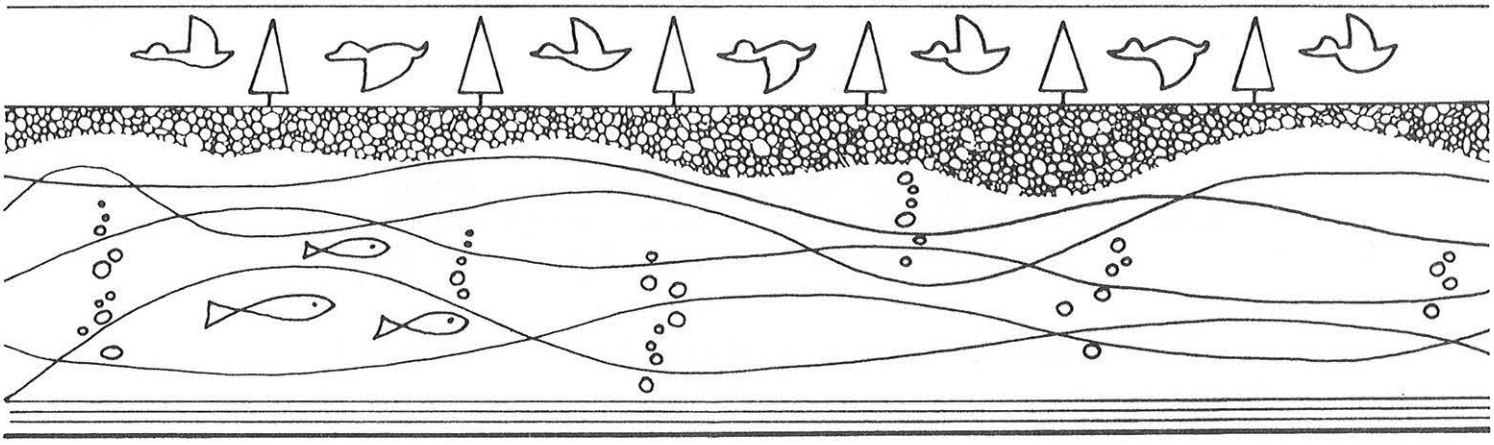
Bulletin de la lutte contre les déversements

Bulletin bimestriel de liaison, à caractère non officiel, publié par la Direction des services techniques, du Service de la protection de l'environnement, Ottawa (Canada)

ENVIRONNEMENT CANADA
BIBLIOTHÈQUE
RÉGION DE QUÉBEC

DREI

Vol. VIII, nº 3 ISSN 0381-4459 Mai-juin 1983



Bulletin de la lutte contre les déversements (mai-juin 1983)

Rédacteurs techniques: M.F. Fingas et K.M. Meikle
Téléphone: (613) 998-9622

Coordonnateur de l'édition anglaise: Chris Banwell
Téléphone: (819) 997-3405

Édition française: Module d'édition française
Téléphone: (514) 283-2760

Le *Bulletin de la lutte contre les déversements* est une publication de la Division de la technologie des urgences environnementales, Direction des services techniques, Service de la protection de l'environnement, ministère de l'Environnement, Ottawa (Ontario), K1A 1C8; téléphone: (613) 998-9622.

Le Bulletin a été créé en 1976 dans le but de permettre un échange d'information sur la lutte contre les déversements d'hydrocarbures et autres sujets connexes. Malgré son caractère modeste, le Bulletin a suscité un tel intérêt qu'il compte déjà plus de 2 500 abonnés au Canada et à l'étranger. Afin d'élargir les horizons du Bulletin et de mieux faire connaître l'action de l'industrie et celle des pays étrangers dans le domaine qui nous intéresse, la rédaction encourage les lecteurs à soumettre des articles traitant de leurs travaux et opinions.

SOMMAIRE

Introduction 3

Utilisation des jets d'eau à haute pression pour la maîtrise des nappes de pétrole 7

Lutte contre les déversements majeurs d'hydrocarbures dus à des accidents de pétroliers en eaux arctiques et comportement du pétrole déversé 14

Available in English from: Publication Section
Technology Transfer and Training Division, Environment Protection Service
Environment Canada, Ottawa, Ontario, K1A 1C8

©
Ministre des Approvisionnements et Services du Canada
1983

INTRODUCTION

Le premier article du présent numéro, rédigé par Ken Meikle, porte sur l'utilisation de jets d'eau pour la retenue et la dérivation des nappes de pétrole. Vu la réussite des expériences préliminaires, le SPE poursuit la mise au point de cette technique par la fabrication et l'essai de dispositifs expérimentaux. Les résultats des travaux seront communiqués aux lecteurs du Bulletin au fur et à mesure qu'ils seront connus. En seconde partie, Ian Buist et coll. résument une étude sur les déversements par des pétroliers dans l'Arctique. Ils traitent des problèmes résultant des accidents et proposent des mesures à prendre selon différents scénarios.

Au cours des derniers mois, les lecteurs auront sûrement remarqué que la parution du Bulletin accusait un retard; ce dernier sera comblé à la sortie du prochain numéro, déjà en voie de rédaction. Cette situation est due à un certain nombre de facteurs, dont la réorganisation de nos services. Si le Bulletin continue de paraître, c'est grâce à ses lecteurs, qui sont invités à nous apporter, comme par le passé, leur précieux concours et à nous envoyer des articles et autre information.

RAPPORTS ET PUBLICATIONS

La Division des techniques d'intervention d'urgence vient de publier quatre rapports rédigés par des consultants. Les titres figurent ci-dessous. Ces rapports inédits n'ont pas fait l'objet d'une révision technique rigoureuse; ils seront toutefois distribués en nombre limité aux spécialistes oeuvrant dans des domaines connexes. Pour en obtenir des exemplaires, on est prié de s'adresser au Coordonnateur des publications, Direction des services technologiques, Service de la protection de l'environnement, Ottawa (Ontario) K1A 1C8, tél.: (819) 997-3405.

A Safety and Reliability Analysis of Arctic Petroleum Production and Transportation Systems - A Preliminary Study (EE-44)

A Safety and Reliability Analysis of Arctic Petroleum Production and Transportation Systems - A Preliminary Study - Volume 2 - Appendices A&B (EE-44a)

Gem Eng Lightweight Fireproof Boom: Oil Containment at OHMSETT (EE-45)

Design of An Analytical System for the Detection and Monitoring of a Number of Hazardous Materials (EE-46)

Le Service de la protection de l'environnement a publié trois nouveaux rapports résultant d'études effectuées pour la Division des techniques d'intervention d'urgence. On peut se les procurer en s'adressant au Coordonnateur des publications, Direction des services technologiques, Service de la protection de l'environnement, Ottawa (Ontario) K1A 1C8, tél.: (819) 997-3405.

Le titre et le résumé de ces rapports sont donnés ci-dessous.

Le devenir du pétrole dispersé par voie chimique dans la mer: rapport sur deux expériences menées sur le terrain (SPE 4-EC-82-5F)

1re partie

Nappe de pétrole confinée dans un sac

Six litres de pétrole ont été déversés en parts égales dans deux sacs en plastique CEPEX ancrés dans l'inlet Saanich (Colombie-Britannique). Une des deux mini-nappes a été dispersée à l'aide de Corexit 9527 et l'autre a servi de témoin. La période d'échantillonnage a duré quinze jours.

L'émulsion est demeurée stable pendant la durée de l'expérience: le diamètre moyen des gouttelettes était d'un micromètre au maximum, valeur typique d'une émulsion stable.

La dispersion du pétrole a accéléré beaucoup la biodégradation. En effet, l'oxydation microbienne des alcanes du pétrole s'est faite en quinze jours, à un rythme supérieur d'au moins un ordre de grandeur au rythme de biodégradation du pétrole non dispersé. Seulement 0,1 p. 100 du pétrole dispersé, qui était déjà à un stade avancé de décomposition bactérienne, s'est déposé sur la couche sédimentaire pendant la période considérée. L'évaporation des fractions légères du pétrole s'est faite sur une période de dix à quinze jours dans le cas du mélange pétrole/dispersant et seulement en un jour ou deux dans le cas de la nappe témoin. On n'a observé aucune oxydation photochimique pendant la durée de l'expérience.

2e partie

Nappe de pétrole confinée par un barrage flottant

En octobre 1978, trois nappes de pétrole, respectivement de 200, 400 et 200 l, ont été étalées, puis confinées au moyen d'un barrage côtier flottant, de type Bennett, à Royal Roads, zone littorale semi-abritée de la Colombie-Britannique. Le pétrole a été dispersé à l'aide d'une solution d'eau de mer à 10 p. 100 de Corexit 9527 pulvérisée à partir d'un bâtiment de service. Le déplacement de la nappe a été suivi au moyen de fluorimètres pendant quelques heures. Le pétrole demeuré en surface et la dispersion ont été échantillonnés aux fins d'une analyse chimique.

La teneur maximale en pétrole dispersé du milieu étudié était d'une partie par million. Les teneurs en pétrole dispersé atteignaient une valeur normale, 0,05 ppm, peu de temps (30 minutes) après la pulvérisation du dispersant et une valeur naturelle en moins de cinq heures. Les teneurs ont été faibles en comparaison de ce qu'on escomptait, soit une dispersion totale, laquelle ne s'est pas produite comme les observations visuelles ont permis de constater.

Le pétrole dispersé ne s'est pas enfoncé aussi profondément que prévu, même si le gradient vertical de la densité de l'eau de mer était faible. Ce phénomène a été attribué à la flottabilité des gouttelettes de pétrole dispersé et à la faible turbulence verticale sur les lieux de l'expérience, près de la côte.

La qualité globale des concentrations de pétrole dans la colonne d'eau se détériorait plus rapidement que celle des concentrations moyennes ou maximales dans la poche de la strate superficielle, indiquant la remontée en surface d'une partie du pétrole dispersé, ce qui a été confirmé par les observations visuelles. Le bâtiment de service et ses brise-lames semblent avoir perturbé la dispersion en produisant de grosses gouttelettes de pétrole.

Initialement, la diffusion horizontale du pétrole dispersé s'est produite plus rapidement que prévu, mais celle-ci ne s'est pas accentuée avec le temps, on s'y attendait. Les résultats laissent supposer que la diffusion avait plus d'ampleur que la turbulence, ce qui peut également s'expliquer par le fait que l'expérience avait lieu en milieu côtier.

Les fractions les plus légères du pétrole brut demeuré en surface se sont évaporées rapidement: la diminution de la masse a été de 20 p. 100 en deux heures. La dispersion par voie chimique semblait faire obstacle à l'évaporation; l'examen du pétrole (dispersé) par chromatographie en phase gazeuse a révélé que les pertes par évaporation ne dépassaient pas celles qui se produisaient au moment de la dispersion. Comme on pouvait s'y attendre, le pétrole dispersé et la nappe de surface n'ont subi aucune biodégradation ni photo-oxydation, vu la brièveté de la période d'échantillonnage.

Vue d'ensemble des mesures d'intervention en cas de déversement majeur d'hydrocarbures dû à un accident de navire dans les eaux arctiques (SPE 3-EC-83-2F)

Le rapport évalue les mesures antipollution prévues en cas d'un accident grave survenant à un pétrolier dans l'Arctique. Il porte en particulier sur le rôle et la capacité d'intervention rapide du gouvernement.

Le lecteur a d'abord droit à une vue d'ensemble des mesures d'intervention prises dans le passé pour lutter contre les principaux déversements d'hydrocarbures dus à des accidents de pétroliers dans toutes les parties du monde. Viennent ensuite des résumés portant sur le milieu nordique et les programmes de transport des hydrocarbures dans cette région, suivis d'une comparaison entre les déversements survenus dans le Sud et ceux qui pourraient se produire dans l'Arctique.

Les mesures antipollution les mieux applicables dans le Nord sont dégagées après étude de différents scénarios d'accidents et stratégies d'intervention hypothétiques. Et l'efficacité probable de l'intervention gouvernementale est évaluée en fonction de l'organisation, des plans d'intervention d'urgence et des principaux équipements dont le gouvernement dispose en cas de déversement de pétrole dans le Nord. Suivent des recommandations concernant les travaux de recherche et de développement, le nouveau matériel et la planification nécessaires pour l'amélioration des mesures existantes.

Les auteurs estiment qu'en règle générale les mesures d'intervention gouvernementales en cas de déversement de pétrole en eaux libres sont à peu près les mêmes pour l'Arctique que pour les régions du Sud. Toutefois, après examen des opérations de lutte contre les déversements de pétrole en haute mer dans différentes parties du monde, il apparaît que ces mesures ne sont généralement pas très efficaces, même dans les régions méridionales. Le manteau glaciel qui recouvre les eaux arctiques pendant presque toute l'année présente pourtant les conditions les plus favorables aux interventions, car le pétrole déversé reste emprisonné sous la glace. L'utilisation de dispositifs de combustion appropriés pendant le dégel printanier permettrait de supprimer une grande partie de ce pétrole. À l'heure actuelle, il n'existe aucune méthode permettant de combattre les déversements dans les zones partiellement englacées.

Les mesures antipollution pourraient être améliorées globalement si l'on se servait du pétrolier endommagé comme plate-forme de travail. Cela suppose au préalable des études de faisabilité.

L'utilisation des données de satellites pour la surveillance des déversements de pétrole au Canada (SPE 3-EC-82-5F)

Comme son titre l'indique, le rapport porte sur l'utilisation des données satellites pour la surveillance des nappes de pétrole déversé. Il comprend une description des capteurs des satellites Landsat et de la NOAA (TIROS-N et GOES) et une vue d'ensemble des systèmes satellitaires à venir. Les différents paramètres d'exploitation présentés, notamment la couverture, la résolution spatiale et les caractéristiques des cibles, permettent d'analyser l'applicabilité des satellites à la détection des nappes de pétrole. Les méthodes de saisie et d'utilisation des données satellitaires en cas de déversement sont décrites en détail.

Il est conclu que les satellites actuels ne sont pas conçus pour la surveillance des nappes de pétrole et qu'à cause des caractéristiques des orbites, des capteurs et de l'obstacle posé par la couverture nuageuse, cette technique a peu de chances d'être efficace au Canada. Mais lorsque les paramètres le permettront, il sera possible d'obtenir des données sur les marées noires en temps quasi réel. On propose la tenue d'essais, dans des conditions réelles et contrôlées, en vue d'enrichir les connaissances et l'expérience en cette matière.

UTILISATION DES JETS D'EAU À HAUTE PRESSION POUR LA MAÎTRISE DES NAPPES DE PÉTROLE

K.M. Meikle
Service de la protection de l'environnement
Ottawa (Ontario)

Introduction

Des essais effectués à Leornardo (N.J.) dans le bassin expérimental OHMSETT de l'Environmental Protection Agency (É.-U.) ont révélé que des jets d'eau sous basse pression et des jets d'air peuvent servir à maîtriser une nappe de pétrole (Cohen, 1979; Smith, 1981). Toutefois, il n'existe aucune donnée sur l'utilisation de jets d'eau à haute pression à cette fin. Le SPE, très au fait des limites des techniques existantes pour les eaux englacées de l'Arctique et les eaux agitées qui caractérisent les zones côtières du Canada, a tenté de savoir si l'utilisation des jets d'eau à pression beaucoup plus grande (d'un ordre de grandeur) et en volumes proportionnellement moindres permettrait de résoudre une partie des problèmes. Le principe de cette technique consiste à utiliser les jets pour déplacer les nappes de pétrole au lieu de déplacer ou d'immobiliser les masses d'eau où flotte le pétrole.

La Société Ocean Dynamics International Ltd. (ODI) de Langley (C.-B.) a proposé un essai à petite échelle pour l'étude de l'effet des vagues sur une nappe de pétrole simulée par des copeaux de bois. Cette suggestion n'a cependant pas été retenue car le comité technique interorganismes responsable du bassin OHMSETT a proposé de financer et d'exécuter un programme d'étude de l'utilisation de jets d'eau à haute pression pour la maîtrise de nappes de pétrole dans cette installation.

De concert avec M. Christie, d'ODI, la société Mason and Hanger - Silas Mason Co., Inc., gestionnaire du bassin OHMSETT, a élaboré le programme d'essais. Ce dernier, devait comprendre 32 essais en sept phases, visant l'évaluation qualitative de barrages de jets d'eau à haute pression en fonction des paramètres suivants:

a) hauteur de la rampe de projection par rapport à la nappe (10 à 150 cm);
b) angle (de projection) du jet (15, 25 et 40 degrés);
c) pression de l'eau (11 032 à 17 237 kPa ou 1 600 à 2 500 lb/po^2);
d) débit de l'eau (221 à 140 l/mn ou 57 à 36 gal (É.-U.)/mn);
e) vitesse du courant (0 à 5 noeuds);
f) caractéristiques des vagues (eau calme; vagues courtes, basses et régulières; clapotis de 0,6 m de hauteur).

La plupart des essais devaient permettre de déterminer les effets des jets d'eau sur le pétrole, mais quelques-uns étaient destinés à évaluer l'efficacité de la technique. Faute de temps et de ressources financières, le programme n'a pas permis de déterminer avec précision la combinaison optimale des diverses variables à l'étude.

ODI, en collaboration avec l'ingénieur responsable des essais de l'OHMSETT, a décidé d'aménager un canal de 6,1 m de largeur (borné par un barrage flottant d'un côté du bassin) et d'utiliser une rampe de projection à trois buses (constituée d'un tuyau d'acier d'un diamètre de 19 mm) accrochée au pont roulant principal et dont la hauteur pouvait varier par rapport à la nappe de pétrole, ainsi qu'une pompe procurant un débit minimal de 295 l/mn à une pression de 27 579 kPa.

Lorsque nous avons écrit le présent article, les responsables du programme n'avaient pas encore terminé la rédaction du rapport final. Les résultats présentés ici sont tirés du rapport récapitulatif provisoire et d'observations personnelles de l'auteur.

La figure 1 montre la rampe de projection, le canal aménagé et la pompe Triplex à moteur diesel - du type de celles qu'utilisent le plus souvent les entrepreneurs spécialisés dans le nettoyage au jet d'eau - louée pour la durée des essais. Celle-ci, montée sur une remorque placée sur le pont roulant principal, était censée procurer le débit requis. Le tuyau utilisé pour constituer le dispositif de projection avait un diamètre intérieur de 10 mm seulement; c'était le seul écart important par rapport aux spécifications de l'ODI.

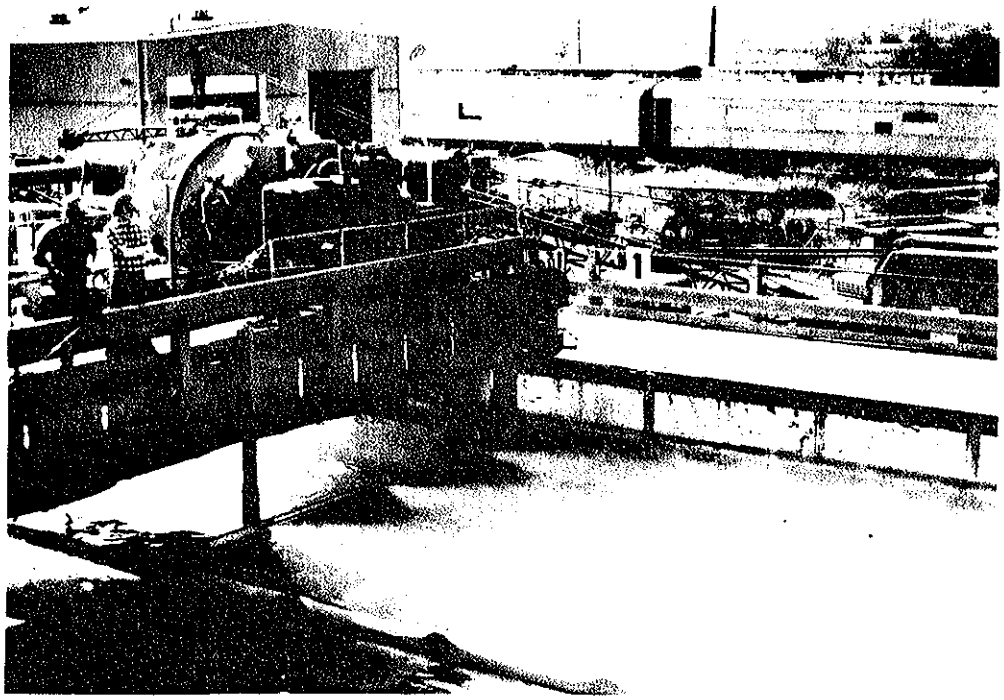


Figure 1 Essai effectué avec une seule pompe

Les responsables du programme se sont vite rendu compte que la combinaison optimale débit-pression ne pouvait être obtenue et que la puissance des jets, bien qu'impressionnante, n'était pas suffisante.

On a calculé la vitesse de déplacement de la nappe d'huile lourde Circo X de 2 mm d'épaisseur et la distance qu'elle a franchie avant de s'immobiliser.

La nappe a parcouru une distance d'environ 38 m puisqu'elle s'est immobilisée à quelque 18 m en aval du pont roulant secondaire (figure 2). Au cours de ces essais, la distance maximale parcourue par la nappe variait entre 45 et 60 m; elle était donc très supérieure aux 17 m prévus. La vitesse de déplacement moyenne de la nappe variait entre 20 et 76 cm/s (0,4 à 1,5 noeud), celle-ci ayant parcouru les 7,6 premiers mètres en un temps qui variait entre 10 et 38 secondes. Sur une distance plus grande, elle variait entre 13,3 et 28 cm/s (0,25 à 0,5 noeud), la nappe ayant parcouru 30,5 m en un intervalle de 1 mn et 48 s à 3 mn et 49 s.

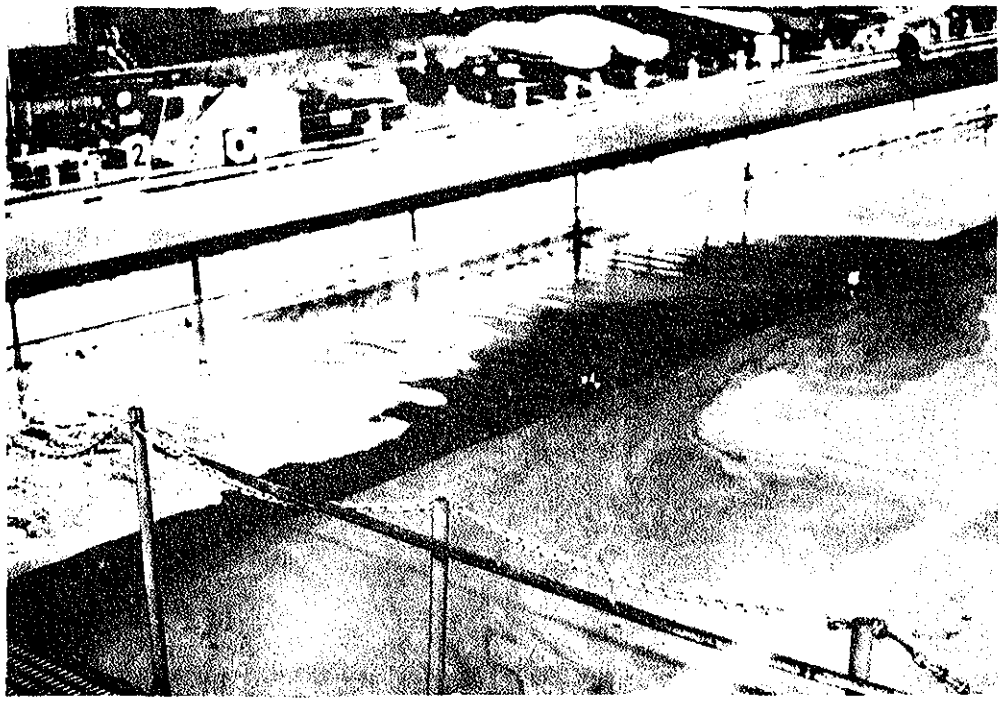


Figure 2 La nappe s'est déplacée sur une distance d'environ 38 m

Le branchement d'une seconde pompe à l'autre extrémité de la rampe a permis d'approcher la puissance de projection dérisée. Comme l'indique la figure 3, le nombre de buses a été réduit à deux et la largeur du canal à 1 m environ. La hauteur minimale de la rampe par rapport à la nappe a dû être augmentée jusqu'à 280 mm environ pour éviter toute interférence entre le barrage flottant et la rampe.

La puissance des jets était telle qu'on pouvait sentir une brise à 60 m en aval de la rampe et, selon le réglage, on pouvait observer une trombe à peu près à mi-chemin entre les deux jets et derrière ceux-ci.

Pour évaluer l'efficacité du système en présence d'un courant, le pont roulant avançait à différentes vitesses dès que commençait la projection des jets. Le pont rejoignait la nappe lorsque la vitesse de déplacement de ce dernier atteignait 0,75 noeud environ.

Pour les essais en eau agitée (vagues ordinaires de 0,4 m de hauteur et de 7 m de longueur et clapotis de 0,6 m de hauteur), il a fallu remonter la rampe à environ 1 m au-dessus de l'eau, bien au-delà de la hauteur optimale, pour éviter le contact avec les vagues et des dommages éventuels au pont roulant. Pour compenser en partie la perte d'efficacité, l'angle de projection des jets a été réglé à environ 80° par rapport à la verticale. Le pont rejoignait la nappe, même en présence de clapotis, après le même laps de temps, à vitesse de déplacement constante, peu importe que l'eau soit calme ou agitée. Or, il a été établi hors de tout doute que les barrages traditionnels ne peuvent retenir le pétrole lorsque l'eau est ainsi agitée, quelle que soit la vitesse du courant. En touchant les vagues, les jets d'eau produisaient de petits moutons très éphémères, mais sans arrondir les vagues ni réduire leur hauteur de façon appréciable. Même si chaque vague interrompait brièvement l'effet des jets sur la nappe, les poussées déplaçaient la nappe avec la même efficacité qu'en eau calme.

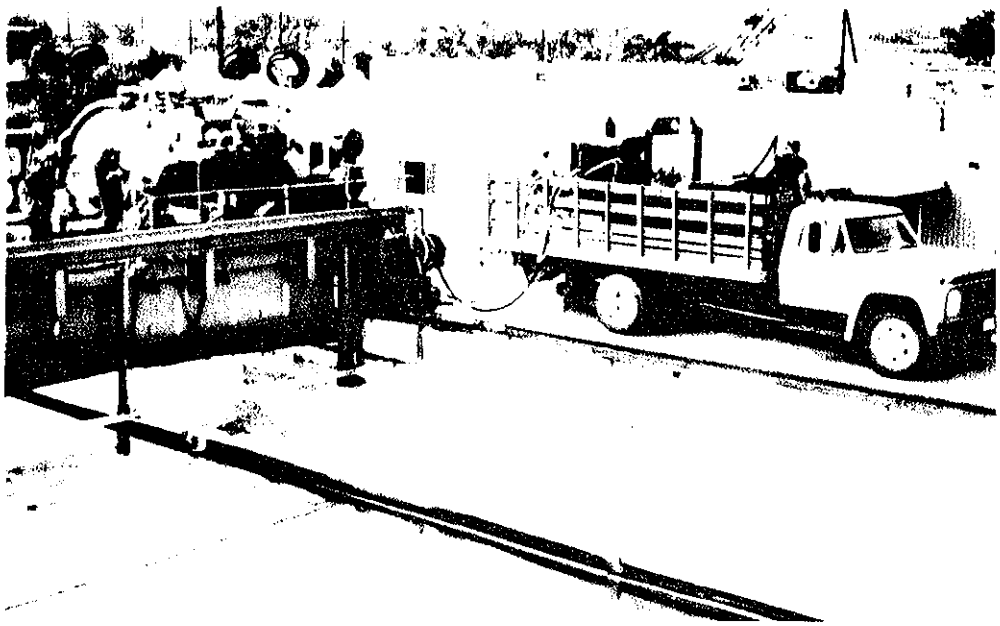


Figure 3 Les jets d'eau sont propulsés par deux pompes

Pour le dernier essai, les deux buses ont été orientées vers le côté, à un angle d'environ 45° par rapport à l'axe du canal (figure 4). Ainsi modifié, le système a permis la dérivation latérale d'une partie de la nappe à une vitesse atteignant un noeud, malgré qu'une partie de la nappe de pétrole restait intacte d'un côté du réservoir et que la rampe était placée bien au-dessus de sa hauteur optimale.

Conception d'un système expérimental

Les essais effectués dans le bassin OHMSETT ont montré clairement l'efficacité des jets d'eau à haute pression pour la maîtrise d'une nappe de pétrole, même lorsque leur puissance et leur orientation ne sont pas optimales. Les valeurs optimales du principal paramètre considéré n'ont pu être établies précisément pendant la durée des essais, mais les expérimentateurs possédaient suffisamment de données quantitatives pour concevoir un prototype. Par conséquent, l'ODI a été chargée d'établir les spécifications d'un système comprenant un groupe propulseur à moteur diesel et deux barrages de jets d'eau, l'un pour contenir la nappe et l'autre pour la dériver ou la déplacer.

Pour garantir l'efficacité optimale d'un barrage d'environ 50 m de longueur, soit la longueur minimale permettant d'évaluer raisonnablement le potentiel d'un tel dispositif, le débit de la pompe doit atteindre 2 600 l/mn à une pression de 7 200 kPa. Pour obtenir une telle puissance, il faut disposer d'un groupe propulseur de 500 h.p., et les concepteurs ont choisi une pompe triplex horizontale à pistons plongeurs à cause de la réputation de ce type d'appareil. Une pompe de cette puissance peut assurer au besoin un débit de 87 l/mn à une pression de 116 080 kPa, ce qui peut se révéler utile pour le fractionnement ou le nettoyage sur le terrain.

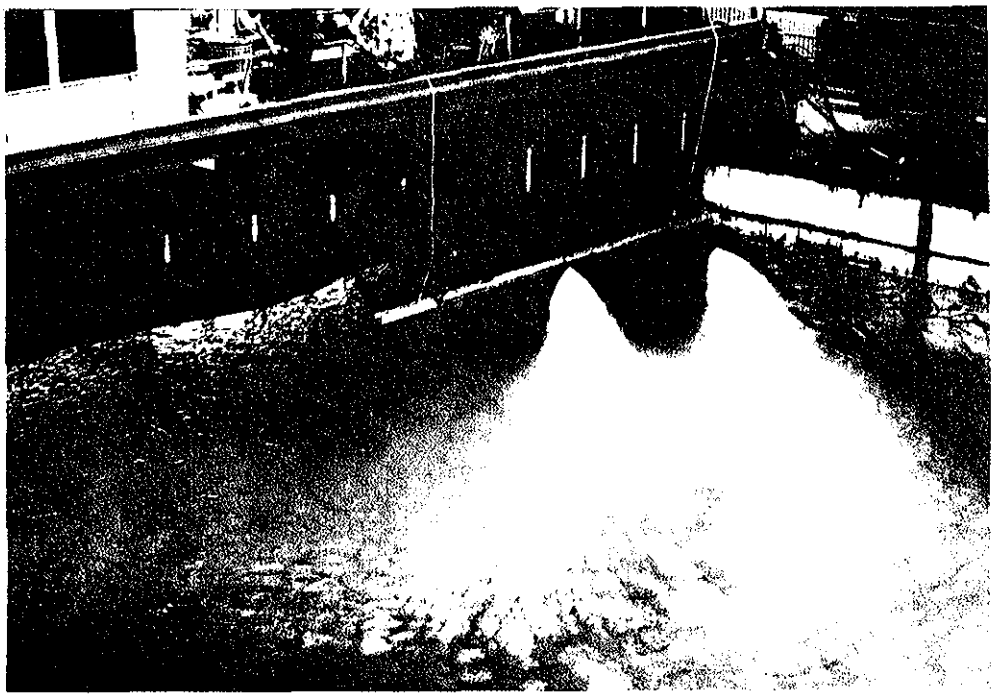


Figure 4 Essai de dérivation d'une nappe de pétrole

Un moteur diesel suralimenté de 550 h.p., à 8 cylindres (G.M. Detroit), a été choisi pour entraîner la pompe. Il est équipé de pare-étincelles, d'un démarreur électrique et d'un système d'échappement refroidi à l'air. La pompe principale, le moteur diesel, le réservoir de carburant, la pompe d'admission, les prises de force et les commandes sont montés sur un traîneau en acier résistant aux patins recourbés, comme ceux utilisés pour l'exploration pétrolière, et muni d'anneaux de levage. L'ensemble, d'une longueur de 4 267 mm, d'une largeur de 2 134 mm et d'une hauteur de 1 676 mm, pèse environ 6 800 kg. Il peut être transporté par route ou à bord d'un avion Hercules et utilisé à partir d'un navire de type Sealander, d'une barge, d'un navire ravitailleur ou de la terre.

Deux barrages de jets d'eau ont été mis au point, l'un pour contenir les nappes de pétrole et l'autre pour les déplacer. Ils se composent d'une série de buses montées en paires de part et d'autre d'une plate-forme flottante basse, de sorte que la projection s'effectue horizontalement, les buses se situant à une hauteur maximale de 30 cm par rapport à la surface de l'eau. Chaque paire de buses dirige un jet vers la nappe et un jet en direction opposée (au premier) afin de faire avancer ou reculer le barrage au besoin. Les paires de buses sont reliées par deux flexibles légers maintenus par des manchons de flottation. Les jets ont une forme conique évasée assurant la distribution uniforme des gouttelettes d'eau.

L'espacement entre les paires de buses sera d'environ 2,4 m initialement, mais il pourra être modifié pendant les essais pour garantir l'efficacité optimale du système. Le barrage sera relié, en son centre, à la pompe par un tuyau d'alimentation et une amarre de 15 m de longueur maintenus par des manchons de flottation; l'ensemble aura la forme d'un T, comme l'indique la figure 5. Les jets seront orientés vers le point de jonction avec l'ensemble amarre-tuyau d'alimentation, à un angle de 30° environ, et se chevaucheront pour garantir la continuité du barrage d'eau.

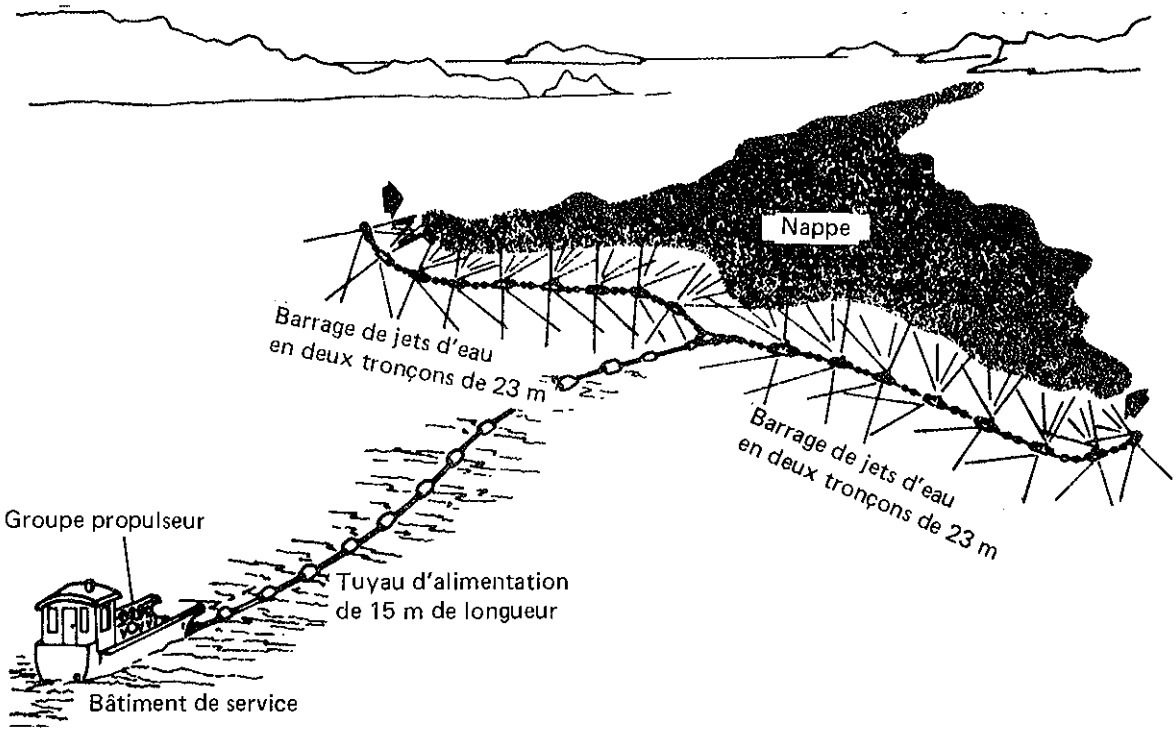


Figure 5 Barrage de jets d'eau opposés

L'orientation des jets vers le centre du barrage permettra également de modifier l'angle du barrage par rapport à la nappe en déséquilibrant temporairement les forces exercées par les deux tronçons du barrage. Ce dernier pourra donc être déplacé et orienté à partir de la pompe sans qu'il soit nécessaire d'utiliser une autre embarcation.

Le barrage servant à diriger la nappe de pétrole sera alimenté et amarré par une de ses extrémités. Ses jets, espacés de 4,8 m environ, seront moins évasés et leur axe sera orienté vers l'amarre à un angle de 45° environ.

Évaluation du dispositif

Au moment où le présent article a été rédigé, un bloc propulseur était sur le point d'être livré au SPE et la fabrication d'un barrage de chaque type était commencée. Les essais de fonctionnement devaient commencer en juillet 1983, dans la région de Vancouver, et des démonstrations publiques (sans nappe de pétrole) devaient avoir lieu dès que toutes les anomalies des systèmes auraient été corrigées. Des essais de rendement quantitatifs pourraient avoir lieu dans le bassin OHMSETT, fin septembre 1983, si celui-ci était libre et selon les résultats des premiers essais. Au besoin, les travaux d'évaluation seront poursuivis, notamment pas la Garde côtière canadienne et d'autres organismes. Le dispositif pourrait trouver les applications suivantes:

a) retenue du pétrole par injection d'eau et induction d'air en vue d'améliorer l'efficacité de la combustion sur place;
b) dépollution de vasières et de marécages englués entraînant une perturbation minimale;
c) récupération du pétrole dans la banquise lâche;
d) déplacement du pétrole trop visqueux pour être pompé.

Conclusion

D'après les résultats obtenus jusqu'à présent, l'utilisation de jets d'eau à haute pression pourrait combler au moins en partie quelques-unes des principales lacunes dans les moyens de maîtrise des nappes de pétrole.

Références

Cohen, S.H. et coll., Design, Fabrication and Testing of the Air-Jet Oil Boom, U.S. Environmental Protection Agency Report No. EPA-600/7-79-143, (1979).

Smith, G.F. et coll., Summary of U.S. Environmental Protection Agency's OHMSETT Testing, 1974-1979, U.S. Environmental Protection Agency Report No. EPA-600/9-81-007, pp. 286-301, (1981).

LUTTE CONTRE LES DÉVERSEMENTS MAJEURS D'HYDROCARBURES DUS À DES ACCIDENTS DE PÉTROLIERS EN EAUX ARCTIQUES ET COMPORTEMENT DU PÉTROLE DÉVERSÉ

I.A. Buist, R.C. Belore et L.B. Solsberg
S.L. Ross Environmental Research Limited
Ottawa (Ontario)

Introduction

Depuis les années 1970, la recherche des ressources énergétiques connaît un essor rapide dans l'Arctique. On a trouvé du pétrole dans le sud de la mer de Beaufort et du gaz naturel dans l'ouest du Haut-Arctique, dans l'île Melville.

Dans plusieurs régions de l'Arctique canadien, de nombreux forages exploratoires sont effectués pour trouver du pétrole qui pourrait être transporté vers le Sud par de gros navires de classe Arctique. La navigation permanente dans le Nord comporte des risques d'accidents et de déversements d'hydrocarbures. Le transport maritime du pétrole brut devient donc un sujet de préoccupation de première importance.

Nous ferons le point sur les techniques actuelles d'intervention en cas de déversements majeurs d'hydrocarbures dus à des accidents de navire dans les eaux arctiques canadiennes. Les sujets suivants seront traités: ampleur des déversements possibles; comportement du pétrole déversé en fonction des différentes conditions du milieu; applicabilité des mesures antipollution traditionnelles aux accidents de pétroliers dans le Nord; utilisation de dispositifs incendiaires pour la combustion du pétrole emprisonné sous la glace; techniques de lutte contre les déversements et de nettoyage utilisables à bord de futurs pétroliers de classe Arctique. Enfin, nous tirerons des conclusions sur l'état actuel des techniques et présenterons des recommandations.

Scénarios d'accident

D'après l'auteur d'une récente étude sur les risques de déversements d'hydrocarbures dus à des accidents de pétroliers de classe Arctique empruntant l'itinéraire montré à la figure 1, ces risques seraient de 120 à 160 fois moindres que dans le cas des pétroliers traditionnels qui naviguent dans les eaux côtières du sud du Canada (Bercha, 1981). Le tableau 1 montre la distribution en pourcentage des différents types d'accidents de pétroliers arctiques.

Quelle que soit la cause de l'accident, il s'ensuit une perforation de la paroi d'un réservoir, soit au-dessus, soit au niveau de la ligne de flottaison, soit dans le côté sous la ligne de flottaison ou encore dans le fond du réservoir. Pour les besoins du présent article, nous avons considéré des brèches de 5, de 0,5 et de 0,1 m^2. La première, la plus grande, pourrait résulter d'une collision ou d'un échouement grave, tandis que les deux autres représentent les dimensions les plus probables d'une brèche causée par un accident. La figure 2 montre l'échappement du pétrole selon l'emplacement de la perforation dans la coque.

Les perforations considérées sont petites par rapport à celles qui se sont déjà produites à l'occasion d'accidents de pétroliers. D'après le Webb Institute (1974), la coque des pétroliers traditionnels victimes d'une collision s'enfonce de plus de 4 m dans 60 p. 100 des cas et de plus de 6 m (soit la largeur de la lame d'air qui séparera les deux parois de la

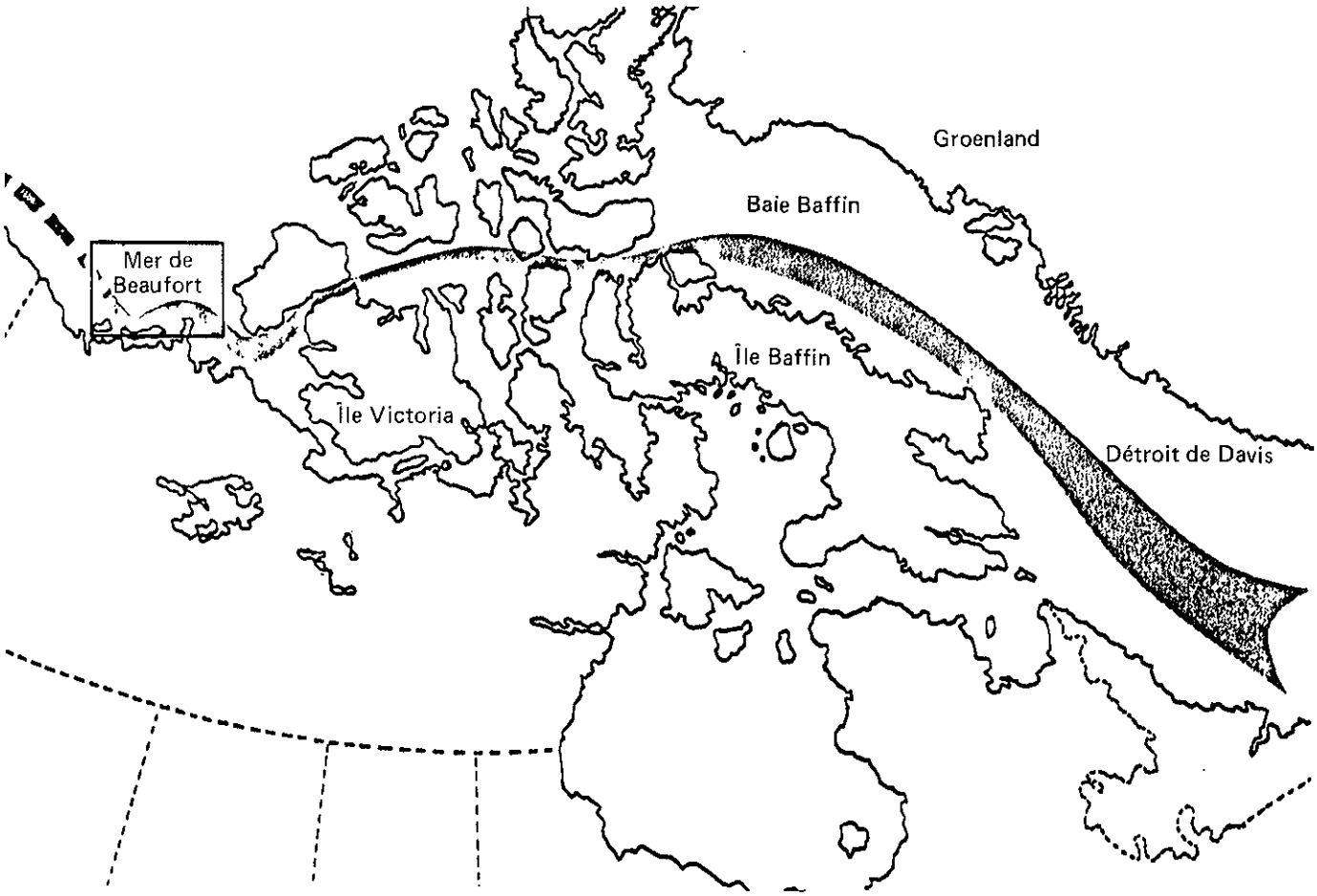


Figure 1 Itinéraire proposé pour les pétroliers arctiques

Tableau 1
Répartition des accidents de pétroliers arctiques selon la cause (Bercha, 1981)

Catégorie d'accident	Pourcentage de l'ensemble
Collision	5,6
Explosion	0,04
Échouement	58,8
Heurt d'un iceberg	0,3
Heurt d'un obstacle fixe	4,4
Défaillance de la structure	32,4

coque des pétroliers de classe Arctique) dans les autres cas. Nous avons fixé notre choix en tenant compte du fait que les futurs pétroliers arctiques seront résistants et posséderont une double coque. Une étude de la Garde côtière des États-Unis (Card, 1975) révèle que si les futurs pétroliers arctiques possèdent un double fond de la profondeur prévue, le nombre d'échouements entraînant un déversement de pétrole diminuera de 90 p. 100.

Écoulement du pétrole. - L'écoulement du pétrole hors d'un réservoir perforé dépend de deux facteurs distincts: l'écart entre la pression à l'intérieur du réservoir et celle de la masse d'eau portant le navire et la flottabilité du pétrole dans l'eau. Le premier facteur joue immédiatement après la perforation du réservoir; le second, dès que l'écart de pression baisse au-dessous de 1 p. 100 de la pression atmosphérique ambiante (Dodge et coll., 1980). Lorsque la brèche se trouve au-dessous de la ligne de flottaison (figure 2), l'eau, plus dense que le pétrole, s'y introduit. Le pétrole s'échappe après avoir été chassé vers le haut du réservoir. Les deux liquides passent par la brèche en sens contraire et en proportions volumiques égales. Le phénomène se poursuit jusqu'à ce que l'eau atteigne le sommet de la brèche.

Lorsqu'un réservoir étanche est perforé au-dessus de la ligne de flottaison, l'air s'y engouffre lorsque l'écart entre les pressions baisse jusqu'à 1 p. 100 de la pression atmosphérique et fait augmenter la pression dans le creux du réservoir, forçant ainsi la sortie du pétrole (figure 2). L'écoulement se poursuit jusqu'à ce que le niveau du pétrole atteigne la partie inférieure de la perforation. Si la brèche est au fond du réservoir, l'écoulement du pétrole se poursuit jusqu'à ce que les deux pressions s'équilibrent à l'intérieur du réservoir, au point de rupture.

C'est lorsque le réservoir est percé à la hauteur de la ligne de flottaison qu'il s'échappe le plus de pétrole: dans ce cas, le réservoir se vide de tout son contenu. La figure 3 montre le volume de pétrole qui s'échappe d'un pétrolier de 200 000 tonnes de port en lourd, éventré à la hauteur de la ligne de flottaison; et la figure 4, le débit de sortie de ce pétrole. Une grande partie du pétrole s'échappe pendant les premières minutes et les premières heures suivant l'accident. Ensuite, le débit de sortie diminue constamment jusqu'à l'entrée de l'eau dans le réservoir; dès lors, le reste de la cargaison s'échappe à débit constant.

La figure 5 indique les volumes de pétrole s'échappant d'un pétrolier de 200 000 t de port en lourd, éventré à 5 m au-dessus de la ligne de flottaison. Dans ce cas-ci, le volume de pétrole échappé est beaucoup moindre car il n'entre pas d'eau dans le réservoir. Plus la perforation est grande, plus il s'échappe de pétrole, car celui-ci descend et, de toute évidence, plus il s'échappe rapidement. La distance entre la brèche et la ligne de flottaison influe sur la perte totale de pétrole dans la mesure indiquée à la figure 6. On peut déterminer la trajectoire du pétrole qui s'échappe par une brèche située au-dessus de la ligne de flottaison en comparant la vitesse d'échappement du pétrole et son accélération due à la gravité (Ashworth, 1982). Les résultats obtenus (figure 7) révèlent que le pétrole gagnera le réservoir latéral si celui-ci n'est pas déjà rempli d'eau. Dans le cas d'une rupture au-dessous de la ligne de flottaison, le réservoir latéral peu facilement contenir le pétrole qui se déverse jusqu'à ce que le volume contenu dans le réservoir principal atteigne 24 000 m^3.

La figure 8 montre le volume total de pétrole qui s'échappe d'un pétrolier de 200 000 tonnes, éventré au-dessous de la ligne de flottaison, selon la distance entre celle-ci et la perforation. Dans ce cas, les caractéristiques initiales de l'écoulement sont presque identiques à celles qu'on observe lorsque le navire est éventré à la hauteur de la ligne de flottaison, sauf que l'entrée de l'eau dans le réservoir commence plus tôt (à cause de l'écart entre la densité du pétrole et celle de l'eau) et se fait plus rapidement (le niveau de l'eau atteint le haut de la brèche plus rapidement). Le volume de pétrole déversé est

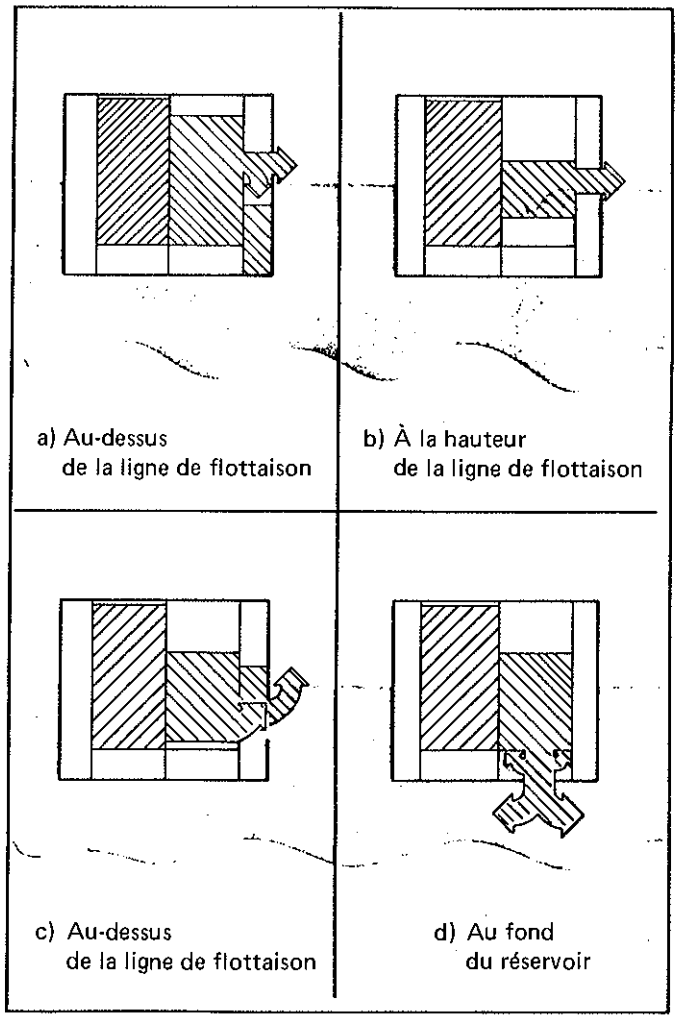


Figure 2 Points de rupture possibles des réservoirs et comportement du pétrole en l'absence d'intervention

inversement proportionnel à la distance entre la brèche et la ligne de flottaison car une certaine quantité de pétrole demeure dans le réservoir entre la hauteur d'équilibre et le haut de la brèche.

La figure 8 montre également la capacité du réservoir latéral. Dès que le réservoir principal se rompt, l'eau s'engouffre dans le réservoir latéral; le pétrole entré dans ce dernier commence à s'échapper du navire aussitôt qu'il atteint la brèche si celle-ci se situe entre la ligne de flottaison et une profondeur d'environ 10 m.

Si le fond du réservoir principal était perforé, il s'en échapperait 6 400 m^3 de pétrole environ, dont 5 600 m^3 (87,5 p. 100) à la mer et 800 m^3 dans le double fond, d'après les résultats de modélisations effectuées par Arctic Offshore Design Ltd. pour le compte de Dome Petroleum (rapport non daté). Le débit initial de sortie du pétrole serait alors identique à celui qu'on observe dans le cas d'une rupture à la hauteur de la ligne de flottaison.

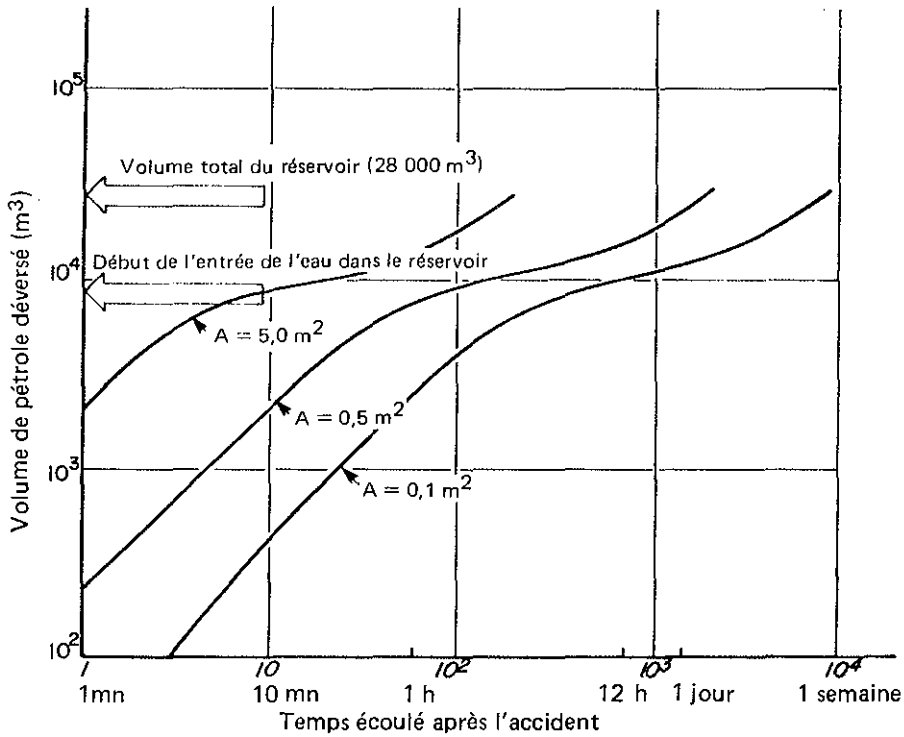


Figure 3 Volume de pétrole s'échappant d'un pétrolier de 200 000 t de port en lourd, éventré à la hauteur de la ligne de flottaison (réservoir entièrement ventilé)

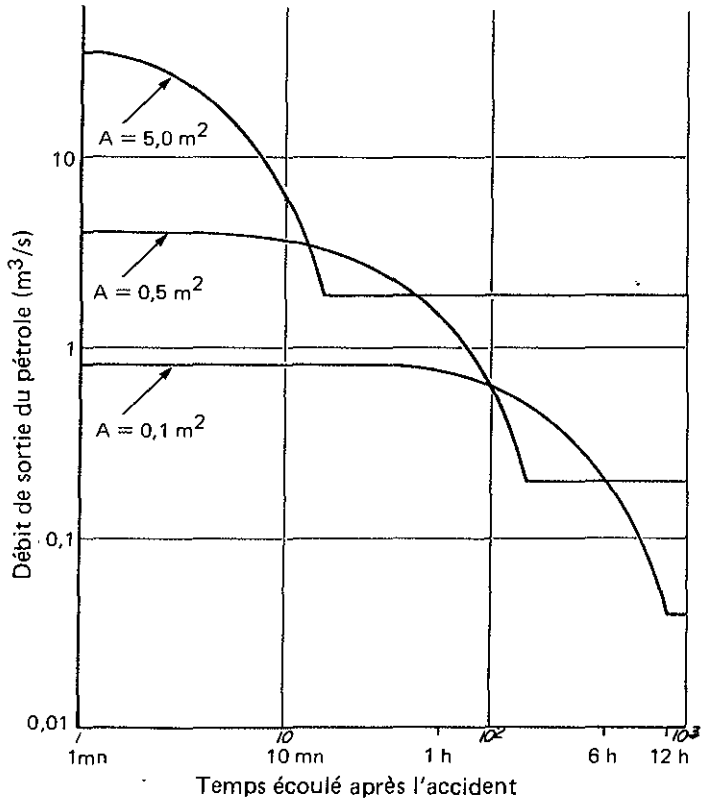


Figure 4 Débit de sortie du pétrole à partir d'un pétrolier de 200 000 tonnes, éventré à la hauteur de la ligne de flottaison (réservoir entièrement ventilé)

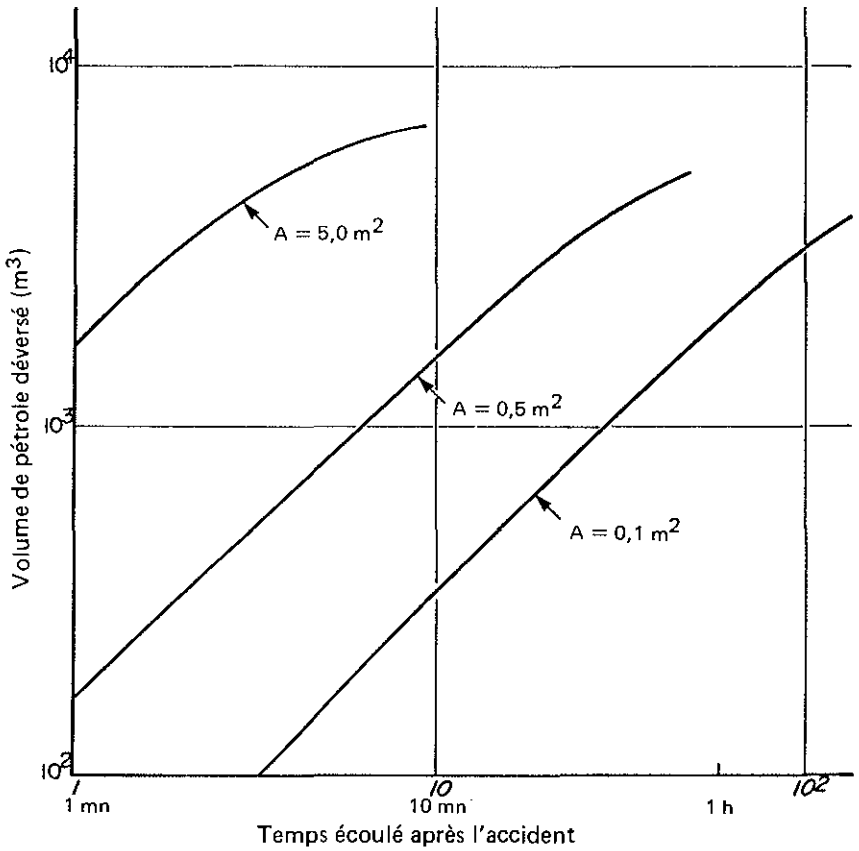


Figure 5 Volume de pétrole s'échappant d'un pétrolier de 200 000 tonnes, éventré à 5 m au-dessus de la ligne de flottaison (réservoir entièrement ventilé)

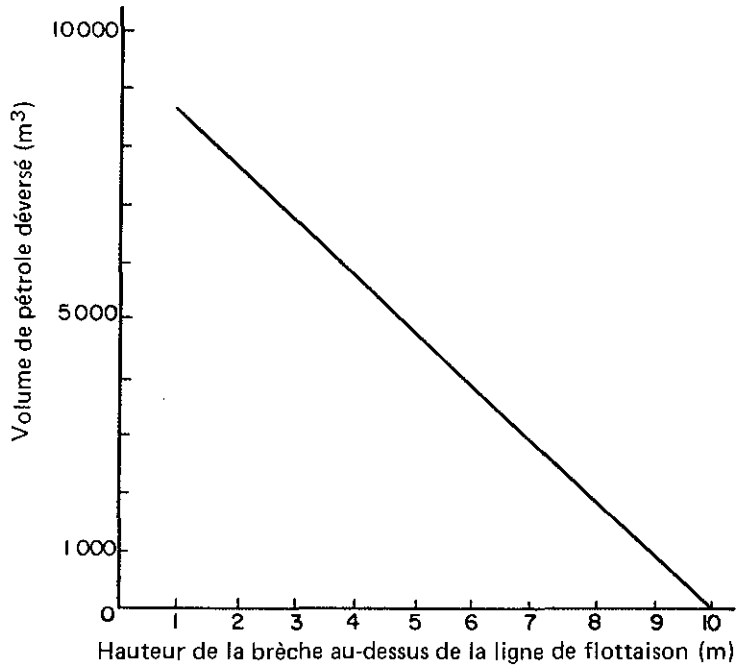


Figure 6 Volume de pétrole s'échappant d'un pétrolier de 200 000 tonnes selon la hauteur de la brèche par rapport à la ligne de flottaison (brèche de 0,5 m^2 ; réservoir entièrement ventilé)

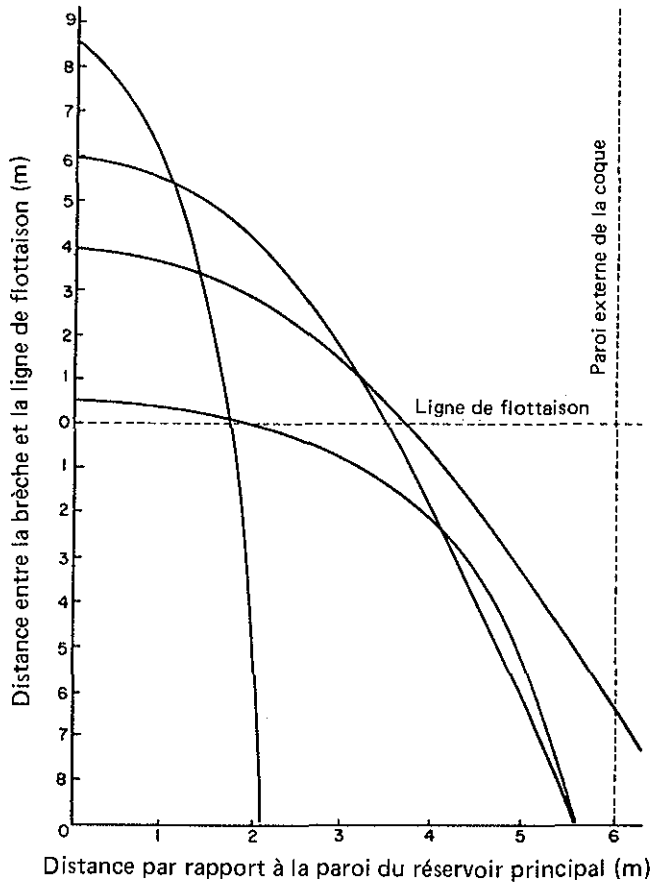


Figure 7 Trajectoire initiale du pétrole s'échappant d'un pétrolier de 200 000 tonnes, éventré au-dessus de la ligne de flottaison (réservoir entièrement ventilé)

Conditions du milieu. - L'itinéraire prévu pour le transport du pétrole dans l'Arctique canadien entre la mer de Beaufort et les marchés de l'Est apparaît à la figure 1. Vu que les pétroliers envisagés navigueront à longueur d'année, l'évaluation des mesures antipollution doit tenir compte d'un grand éventail de conditions naturelles. Nous avons établi quatre types de conditions (tableau 2).

En eaux calmes, les principaux facteurs qui déterminent le comportement du pétrole déversé sont le degré d'étalement de la nappe, l'advection et l'évaporation. La figure 9 montre le degré d'étalement approximatif du pétrole s'échappant par des brèches de 5, de 0,5 et de 0,1 m^2 à la hauteur de la ligne de flottaison d'un pétrolier arctique de 200 000 tonnes, immobilisé. Les courbes, tracées en fonction d'un brut ayant une capacité d'étalement moyenne, sont dérivées d'équations calculées par Mackay et coll. (1980). Dans le cas d'un navire en mouvement, le degré d'étalement du pétrole est un peu plus élevé et dépend de la vitesse du navire. La figure 10 montre l'épaisseur moyenne de la nappe selon la taille de la brèche. Si le pétrole fuit presque instantanément par une grande ouverture, il se forme d'abord une nappe très épaisse (40 mm) d'une superficie d'environ 0,5 km^2. Quarante-huit heures plus tard, la nappe, d'une épaisseur moyenne de 1 mm, couvre quelque 30 km^2. À ce stade, 80 à 90 p. 100 de la zone polluée sont couverts d'un film de 1 à 10 µm d'épaisseur et 10 à 20 p. 100, de flaques de 1 à 10 µm d'épaisseur (Mackay et coll., 1980).

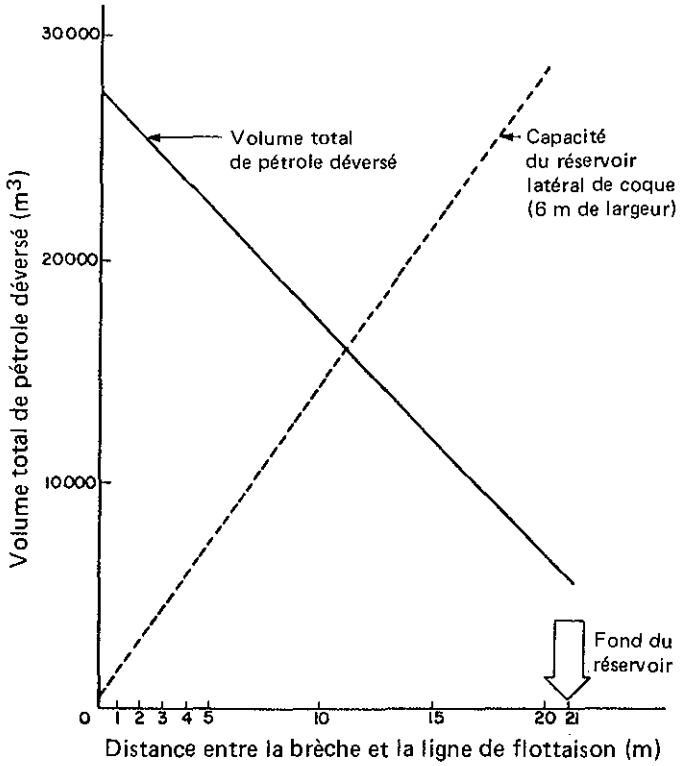


Figure 8 Volume de pétrole s'échappant d'un pétrolier de 200 000 tonnes éventré au-dessous de la ligne de flottaison (perforation de 0,5 m^2 ; réservoir entièrement ventilé)

La ou les nappe(s) s'éloigne(nt) du navire en suivant le courant. En 24 heures, jusqu'à 20 p. 100 du pétrole déversé s'évaporent. En eaux calmes, la dispersion ou l'émulsification naturelle du pétrole est minime.

L'étalement du pétrole déversé sur la glace se produit par la seule force de la gravité (McMinn, 1974). La superficie touchée est fonction de la rugosité du manteau glaciel. Dans ces conditions, le déversement de 28 000 m^3 de pétrole produirait une nappe de 1 km^2 au maximum, d'une épaisseur moyenne de 3 cm. Vu son épaisseur et le temps froid, la dégradation de la nappe serait lente. En outre, celle-ci finirait par être presque entièrement recouverte de neige.

Le pétrole déversé dans les glaces est entraîné dans le sillage du navire. L'épaisseur moyenne de la nappe de pétrole ainsi emprisonnée est indiquée à la figure 11. Lorsque la perforation est de 5 m^2, l'épaisseur de la nappe dépasse 1 cm mais elle devient inférieure à 1 mm après un parcours de 24 et de 56 km respectivement dans le cas d'une perforation de 0,5 et de 0,1 m^2.

Tableau 2
Conditions naturelles (adaptation de Ross, 1982)

Type	Glace	Hauteur des vagues	Courants (m/s)	Température de l'eau (°C)	Température de l'air (°C)	Éclairement naturel (h)
Eaux libres calmes	Aucune	< 1,5 m	< 0,4	5	5	16 à 21
Eaux libres agitées	Icebergs	> 3 m	> 1	2	- 20	6 à 9
Glace d'hiver	60 p. 100 de glaces de 1re année de 2 m d'épaisseur; 40 p. 100 de glaces de plusieurs années de 3 m d'épaisseur; 1 crête/km	Aucune vague	0,05	- 1	- 30	10
Floes	60 p. 100 de floes ayant jusqu'à 5 km de diamètre; dérive de 15 à 25 km/jour	Aucune	0,3	0	- 10	24

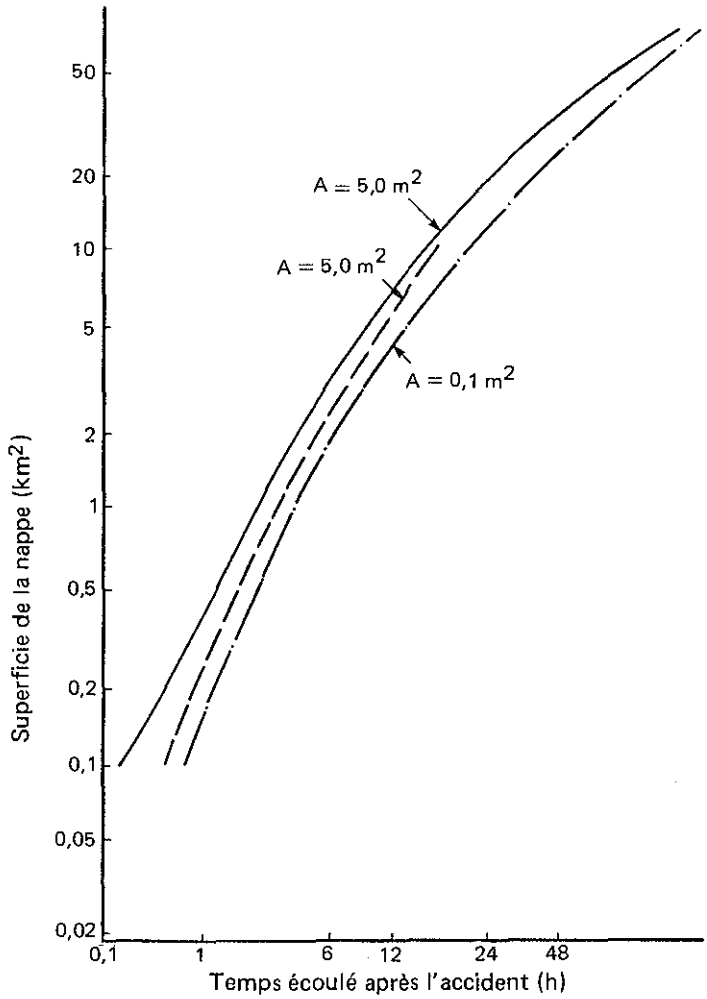


Figure 9 Étalement du pétrole déversé en eaux libres à partir d'un pétrolier éventré à la hauteur de la ligne de flottaison (réservoir entièrement ventilé)

Le pétrole déversé au-dessous de la glace s'étale jusqu'à ce que la nappe atteigne son épaisseur d'équilibre. En l'absence de quilles de glace, de champs de pierraille et de glaces de plusieurs années, la concentration du pétrole sera de 0,025 m^3/m^2 au minimum (NORCOR, 1975) et de 0,1 m^3/m^2 au maximum. Le déversement de 28 000 m^3 de pétrole touchera une zone de 0,5 km^2 si la concentration moyenne est de 0,06 m^3/m^2. Le polluant deviendra prisonnier des glaces en une semaine et ne se dégradera pas de façon notable.

Dans les eaux envahies par les floes, le pétrole s'étale comme il le fait dans les eaux libres. Le principal processus de vieillissement est l'évaporation qui entraîne une perte de 30 p. 100 du volume initial au cours des premières 48 heures. Le pétrole s'éloigne du lieu du déversement à une vitesse de 1 km/h, se répandant entre les floes. S'il n'y a pas de vague ni de courant fort, le pétrole n'est pas entraîné sous les floes; cependant, les flaques de pétrole qui se forment le long des floes atteignent une épaisseur dépassant 1 cm (Energetex, 1981).

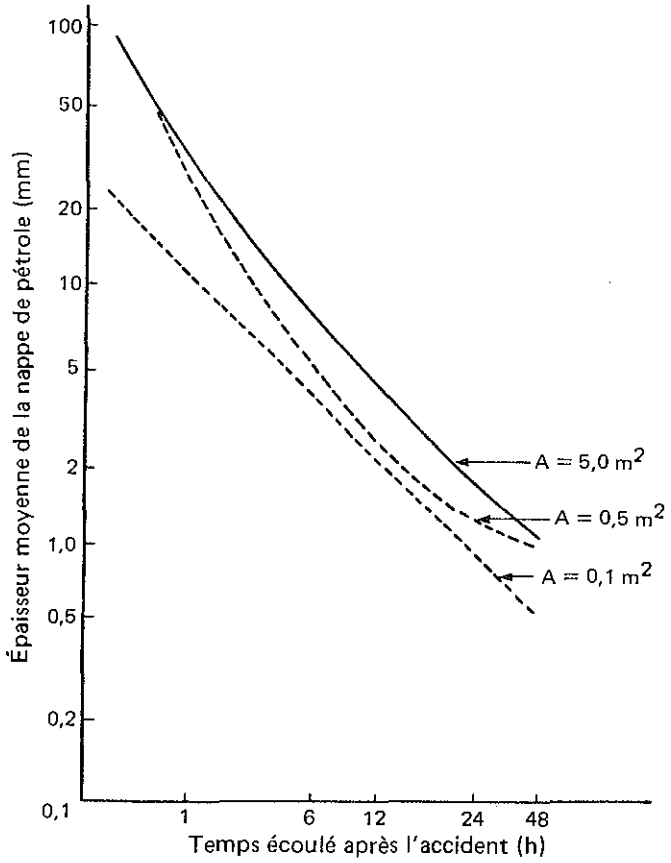


Figure 10 Épaisseur moyenne de la nappe de pétrole

Mesures d'intervention classiques à partir de la terre

En règle générale, les stratégies d'intervention en cas de déversement de pétrole dû à un accident de pétrolier combinent divers éléments des méthodes de base suivantes:

a) arrêt de l'écoulement;
b) confinement en eaux libres ou sur la côte du pétrole déversé;
c) récupération par voie mécanique du pétrole confiné;
d) combustion du pétrole confiné;
e) dispersion par voie chimique du pétrole non confiné;
f) évacuation du pétrole récupéré et des débris englués;
g) surveillance du pétrole non confiné;
h) nettoyage et restauration des côtes.

Les méthodes et l'équipement spéciaux mis au point jusqu'à maintenant sont d'abord destinés aux opérations dans les zones tempérées. Toutefois, des programmes sont en cours, au Canada et à l'étranger, en vue d'adapter l'équipement aux conditions du Grand Nord ou de mettre au point de nouvelles techniques. Trois rapports ont été rédigés sur les

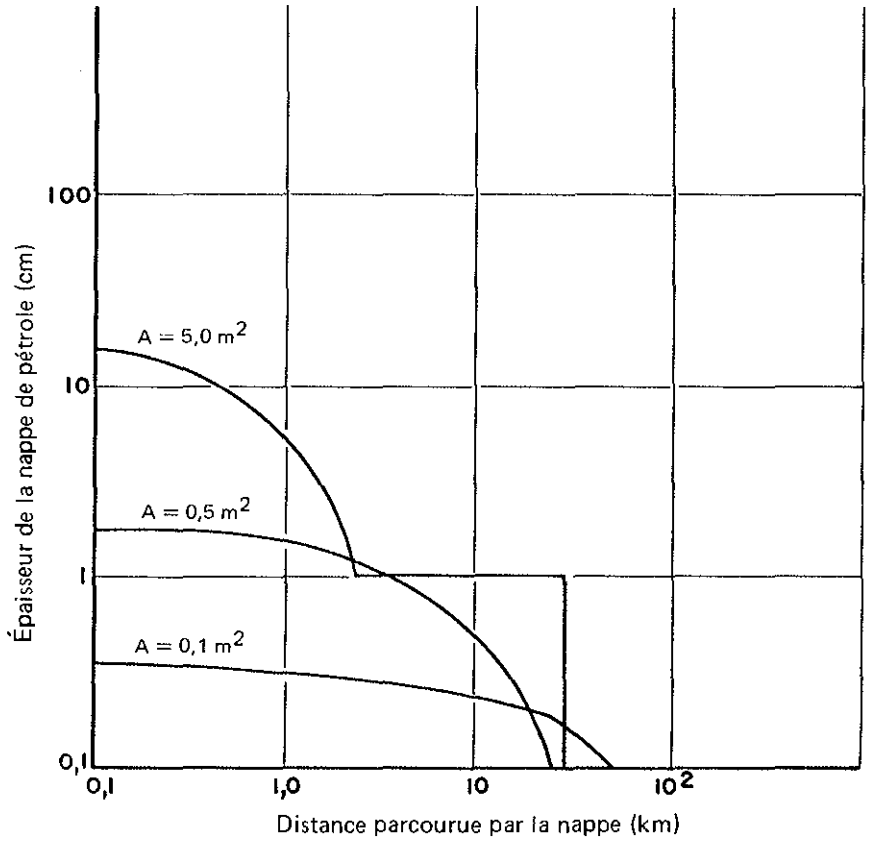


Figure 11 Épaisseur de la nappe de pétrole entraînée dans le sillage d'un pétrolier se déplaçant à 10 km/h dans la banquise lâche (déversement dans des eaux englacées, brèche à la hauteur de la ligne de flottaison, réservoir entièrement ventilé)

mesures de lutte contre les déversements dus à des accidents de pétroliers dans l'Arctique: le premier fait le point sur chacune des techniques énumérées ci-dessus (Ross, 1982); le deuxième porte sur l'utilisation de dispositifs incendiaires largables pour la lutte contre les déversements en milieu glaciel (Ross, 1983a); le troisième porte sur les mesures d'urgence prises à bord des pétroliers arctiques (Ross, 1983b).

Le premier rapport présente une analyse très détaillée des moyens d'intervention classiques à partir de la terre. Les conclusions particulières et générales des auteurs sont résumées ci-dessous:

Conclusions particulières

a) Les écrémeurs de grande capacité permettent de récupérer environ 150 m^3 de pétrole par heure tout au plus. Pour lutter efficacement contre un déversement majeur dû à un accident de pétrolier, il faudrait compter sur des dispositifs permettant de récupérer plus de 1 000 m^3 de pétrole par heure.

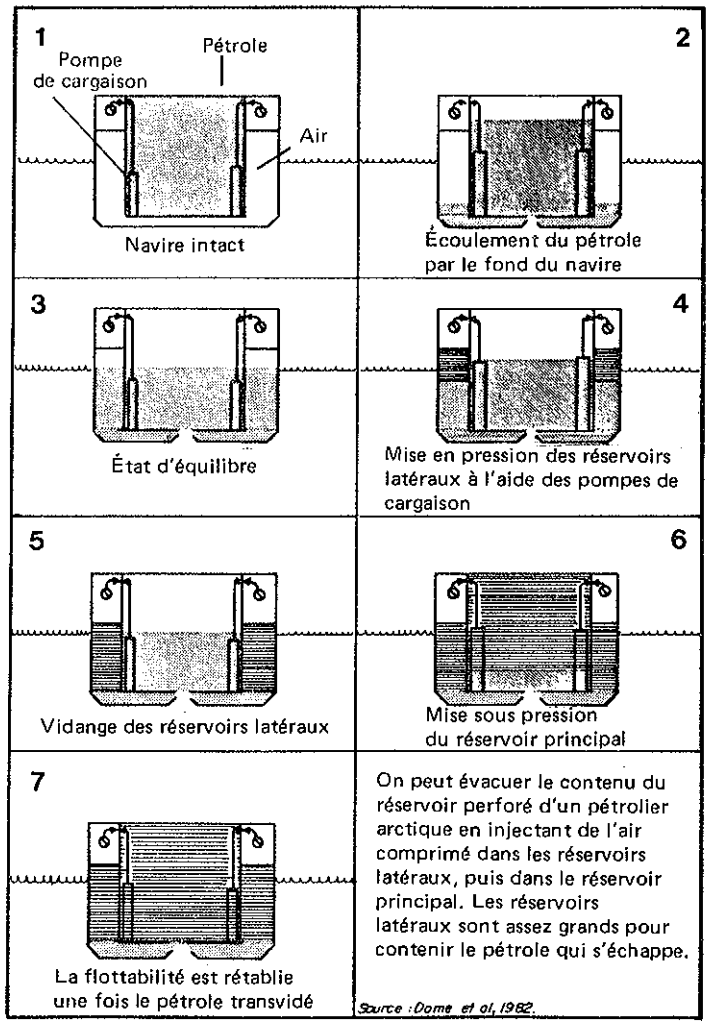


Figure 12 Méthode proposée pour réduire les déversements à partir de pétroliers arctiques

La fermeture complète des évents donne les meilleurs résultats: une heure après l'accident, le volume de pétrole déversé est de 2 200 m^3 si les évents sont fermés et de 8 800 m^3 s'ils sont ouverts; on peut en déduire que le volume total de pétrole déversé serait respectivement de 21 000 et de 29 000 m^3. La ventilation partielle est un procédé moins efficace si la brèche est latérale car, dans ce cas, il entre de l'eau dans le réservoir, comme nous l'avons vu précédemment.

La figure 14 indique le volume de pétrole s'échappant par une brèche de 0,5 m^2 située au-dessus de la ligne de flottaison, selon le degré de ventilation du réservoir. Il est possible de réduire l'écoulement du pétrole en réduisant la ventilation, bien que le volume total de pétrole déversé soit le même dans tous les cas. Ici encore, la fermeture complète et immédiate des évents est la meilleure solution.

À bord d'un pétrolier rompu, les pompes, installées en permanence ou portatives, peuvent servir à extraire le pétrole contenu dans les réservoirs de fond et latéraux et les réservoirs de cargaison endommagés. Les volumineux ballasts non utilisés sont un des

b) Pour être efficaces dans le Grand Nord, les dispersants actuels doivent être épandus pendant que le pétrole est encore frais, soit généralement moins de 24 heures après l'accident. Pour ce faire, il faudrait disposer de gros avions, des DC-6 par exemple, et de stocks de dispersants (plus de 2 500 m^3) en permanence à des endroits stratégiques le long du parcours des pétroliers. Toutefois, le coût d'une telle mesure serait prohibitif.

c) Une grande partie du pétrole s'échappant d'un pétrolier en eaux complètement englacées pourrait être brûlée pendant le dégel printanier. Il faudrait utiliser plus de 20 000 dispositifs incendiaires largables pour combattre une grande marée noire, mais les réserves actuelles sont loin de cette quantité.

d) Il n'existe encore aucune technique éprouvée permettant de dépolluer des eaux partiellement englacées.

e) En eaux libres mais agitées, l'équipement actuel est peu utile pour le confinement ou la récupération sur les lieux mêmes du déversement.

Conclusions générales. - Que ce soit dans le Grand Nord ou dans le Sud, les moyens d'intervention techniques dont le gouvernement dispose en cas de déversement majeur de pétrole diffèrent peu et leur efficacité est surtout fonction de l'état de la mer. Dans l'Arctique, les zones d'eaux libres, moins étendues, sont souvent moins agitées que dans le Sud. Par conséquent, les opérations de confinement et de récupération du pétrole déversé en eaux libres peuvent donner de meilleurs résultats dans le Grand Nord, si elles sont déclenchées rapidement. Toutefois, si les eaux sont partiellement englacées, l'efficacité de la dépollution peut être réduite: la glace peut emprisonner suffisamment de pétrole pour permettre la combustion, mais elle peut empêcher toute tentative de confinement par des moyens artificiels et de récupération mécanique. Si l'englacement est total, il est possible, techniquement, de brûler une grande partie du pétrole déversé, celui-ci étant captif du manteau glaciel. Les opérations de dépollution sont beaucoup plus efficaces dans les eaux arctiques totalement englacées que dans les eaux libres du Sud.

Les auteurs ont évalué l'efficacité de l'équipement de dépollution en milieu marin arctique en supposant que le matériel et le personnel nécessaires peuvent être transportés facilement sur les lieux. Mais dans la réalité, les responsables des opérations de dépollution dans le Grand Nord se heurtent à d'importants obstacles d'ordre logistique et environnemental: pénurie de main-d'oeuvre locale; absence de réseau de transport terrestre; éloignement entre les grands centres du Sud et les aérodromes du Nord et entre les agglomérations nordiques et les lieux d'accidents possibles; difficulté d'héberger et de maintenir de grosses équipes de travail dans le Nord; climat très rigoureux. Les opérations de dépollution ne sont peut-être pas plus difficiles à mener dans le Nord que dans le Sud du point de vue technique, mais il faut prévoir des services de soutien et un programme de planification beaucoup plus complexes pour vaincre les obstacles énumérés ci-dessus.

Utilisation de dispositifs incendiaires largables

Il est possible d'intervenir efficacement lorsqu'il y a déversement majeur sous ou sur une couverture de glace en utilisant des milliers de dispositifs incendiaires pour brûler le polluant qui apparaît dans les clairières de fonte à la surface de la glace, pendant le dégel printanier. Une étude des dispositifs incendiaires (réserves, production, approvisionnement et utilisation) a permis de déterminer les besoins exacts en cette matière pour éliminer le pétrole déversé à la suite d'un accident de pétrolier dans l'Arctique (Ross, 1983a). Les auteurs de l'étude ont considéré deux types de dispositifs incendiaires: celui qui a été mis au point par Energetex pour le compte de Dome Petroleum (Energetex, 1982) et celui qui a été mis au point par le Centre de recherches pour la défense de Valcartier (CRD) pour Environnement Canada (Meikle, 1981).

Dans le cas d'un déversement majeur à partir d'un pétrolier arrêté, il faudrait utiliser environ 40 dispositifs incendiaires par hectare du champ de glace touché pour que la combustion soit efficace. Si le pétrolier est en mouvement, il faudrait utiliser environ 15 dispositifs par hectare pour brûler le pétrole accumulé dans les principales clairières de fonte. Selon les scénarios envisagés ici, il faudrait utiliser respectivement environ 2 500 et 30 000 dispositifs incendiaires pour brûler une grande quantité de pétrole s'échappant d'un navire arrêté et d'un navire en mouvement.

Trois possibilités ont été envisagées:

1) production de 2 500 dispositifs incendiaires en trois mois;
2) production et stockage de 30 000 dispositifs incendiaires en cinq ans;
3) production de 30 000 dispositifs incendiaires en cinq mois.

Il faut probablement compter deux à trois mois pour obtenir les substances chimiques, voire le matériel, nécessaires à la fabrication des dispositifs incendiaires. À moins que les fabricants n'aient déjà ces matières premières en stock, la production ne pourrait commencer que deux ou trois mois après réception de la commande. Une fois les matières premières obtenues, il faut mélanger et traiter les éléments qui entrent dans la formulation du propergol solide. Comme les mélanges spéciaux utilisés n'existent qu'en petites quantités, il faut beaucoup de temps pour produire un grand nombre de dispositifs incendiaires (notamment dans les cas 1) et 2) ci-dessus). Étant donné que les dispositifs incendiaires mis au point pour Dome utilisent beaucoup moins de propergol que ceux qui ont été conçus par le CRD, leur production est plus rapide. En fait, sur les dix fabricants considérés, c'est Dome qui peut garantir le rythme de production le plus rapide, soit 6 000 dispositifs par mois, après réception des matières premières; le CRD ne peut en produire que 3 000 par mois. Tous les fabricants potentiels, à l'exception d'un, prévoient la tenue d'un essai de production, aux frais des clients, 3 à 12 mois avant la production en grande série.

Le coût prévu des dispositifs incendiaires varie d'un fabricant à l'autre et selon l'option envisagée. Le dispositif Dome est le moins coûteux: dans le cas de la première option, il coûterait 65 à 67 $, alors que celui qui a été mis au point par le CRD coûterait entre 72 et 113 $. Si la deuxième option était retenue, le prix du dispositif Dome varierait entre 40 et 65 $ et celui du CRD, entre 54 et 112 $. On peut supposer que ces proportions seraient les mêmes si l'on optait pour la troisième solution. Un seul fabricant était prêt à consentir une réduction appréciable du prix à l'unité sur réception de grosses commandes.

Vu les délais d'approvisionnement en matières premières et de production, il est impossible d'exécuter de petites commandes, même de 2 500 dispositifs, à court terme. Il faudrait donc stocker en prévision d'un accident majeur à la fin de l'hiver, par exemple, trois ou quatre mois avant le déglacement. Aucun fabricant ne peut produire les 30 000 dispositifs nécessaires à la combustion du pétrole s'échappant d'un pétrolier en mouvement, même si l'accident se produisait très tôt dans l'année et si la période de production s'échelonnait sur huit mois. Le stockage semble être le seul moyen de garantir une quantité suffisante pour une opération de nettoyage au printemps.

Les agglomérations suivantes, situées le long du parcours proposé pour le transport du pétrole, offrent des sites qui se prêtent aux opérations antipollution à partir de la terre: Frobisher Bay, Broughton Island, Cape Dyer, Clyde River, Pond Inlet, Nanisivik, Resolute Bay, Rea Point, Johnson Point, Inuvik, Cape Parry, McKinley Bay et Tuktoyaktuk. Les principales agglomérations serviraient de centres intermédiaires de liaison entre le Sud et les agglomérations plus petites, situées plus près du lieu de l'accident.

Le transport des dispositifs incendiaires par mer et par voie terrestre ne pose aucun problème, mais il est relativement lent et limité à une certaine période de l'année; seule la partie sud de la mer de Beaufort est accessible par voie de terre. L'avion nolisé est le seul moyen pratique permettant d'acheminer rapidement les dispositifs incendiaires sur les lieux d'un déversement dans les régions arctiques.

Le principal obstacle à l'utilisation d'hélicoptères est la durée des déplacements à destination et en provenance du lieu de l'accident. L'autonomie des hélicoptères appropriés à ce genre d'opérations limite la période de largage des dispositifs incendiaires. Au large de l'île Baffin, les voies de navigation étant très éloignées de la côte, la plupart des hélicoptères ne peuvent s'y rendre. Au printemps, il faudrait utiliser jusqu'à 5 hélicoptères ou plus pour larguer les dispositifs incendiaires à l'endroit voulu, selon le lieu de l'accident et l'ampleur du déversement.

Étant donné que les dispositifs incendiaires seraient largués pendant la fonte printanière, les conditions naturelles dominantes ne poseraient pas de problèmes majeurs: à cette époque de l'année, la période d'éclairement est suffisante (18 à 24 heures) et la probabilité de conditions de vol acceptables est grande (70 à 80 p. 100).

Mesures d'auto-intervention prises par le pétrolier

Plus l'intervention est rapide, plus elle sera efficace, surtout dans les cas d'accidents de pétroliers dans les régions éloignées. D'après ce postulat, une étude de faisabilité (Ross, 1983b) a porté sur l'utilisation de divers équipements et techniques à partir d'un pétrolier accidenté en vue de réduire au minimum l'impact d'un déversement.

Vu leur conception unique, les pétroliers de classe Arctique peuvent être équipés de systèmes de pointe pour la lutte contre les déversements, soit à bord, soit hors bord, après le début du déversement.

Mesures d'intervention à bord. - Deux études (Arctic Offshore Design Ltd., non datée; Aaegesen, 1982) ont permis d'évaluer la possibilité de réduire l'écoulement du pétrole en réduisant la ventilation du vide de coque après la rupture du fond du réservoir. D'après les résultats de deux études de modélisation (Arctic Offshore Design Ltd., non datée), Dome Petroleum a proposé une méthode de réduction de l'écoulement du pétrole à bord des navires (figure 12).

Cette méthode est fondée sur le principe suivant: lorsqu'un pétrolier est éventré, le niveau du pétrole dans le réservoir commence à baisser, créant ainsi un vide dans la lame d'air séparant les deux parois de la coque. Si l'on réduit ou interrompt la sortie de l'air, la hauteur de refoulement et, donc, l'écoulement du pétrole sont réduits. Le pétrole cesse de s'échapper lorsqu'il y a équilibre de pression au point de rupture.

Le tableau 3 indique les effets du procédé, isotherme, qui consiste à réduire l'écoulement d'un liquide ayant une tension de vapeur négligeable par une brèche dans le fond d'un pétrolier, en présence d'un gaz parfait dans le vide de coque. Si les évents du réservoir sont fermés immédiatement, 550 m^3 de pétrole (moins de 10 p. 100 du volume pouvant se déverser) seulement s'échapperont; selon les résultats des modélisations de Dome, tout le pétrole gagnera le double fond. Dans le cas contraire, le déversement sera plus considérable. Le tableau 3 montre également la relation entre le délai de fermeture des évents et le volume de pétrole déversé. On peut constater que ce processus est inefficace dans le cas d'une brèche de 5 m^2, même s'il est mis en branle en un laps de temps minimum, établi à 7 mn (Aaegesen, 1982). En supposant le même délai minimal, le volume de pétrole déversé serait réduit de moitié dans le cas d'une brèche de 0,5 m^2 et davantage dans le cas d'une brèche de 0,1 m^2.

La figure 13 montre le volume de pétrole s'échappant par une brèche de 0,5 m^2 dans un pétrolier à la hauteur de la ligne de flottaison selon le degré de ventilation du réservoir. L'écoulement peut être réduit dans une certaine mesure si l'on maintient la ventilation partielle du réservoir à l'aide d'une vanne de détente (réglée à une pression de 8×10^4 N/m^2 ou de 12 lb/po^2 absolue, par exemple).

Tableau 3
Volume de pétrole s'échappant par le fond d'un pétrolier selon le degré de ventilation du réservoir

Délai de fermeture des évents (mn)			Pétrole déversé	
Brèche de 5 m^2	Brèche de 0,5 m^2	Brèche de 0,1 m^2	m^3	% des pertes potentielles
0	0	0	550	8,6
0,4	4	21	1 970	30,8
0,9	8,6	43	3 020	47,2
1,3	13,4	67	3 880	60,6
1,9	19	93	4 660	72,8
2,4	24	121	5 510	86,1
3,1	31	152	6 260	97,8
3,8	38	190	6 400	100,0

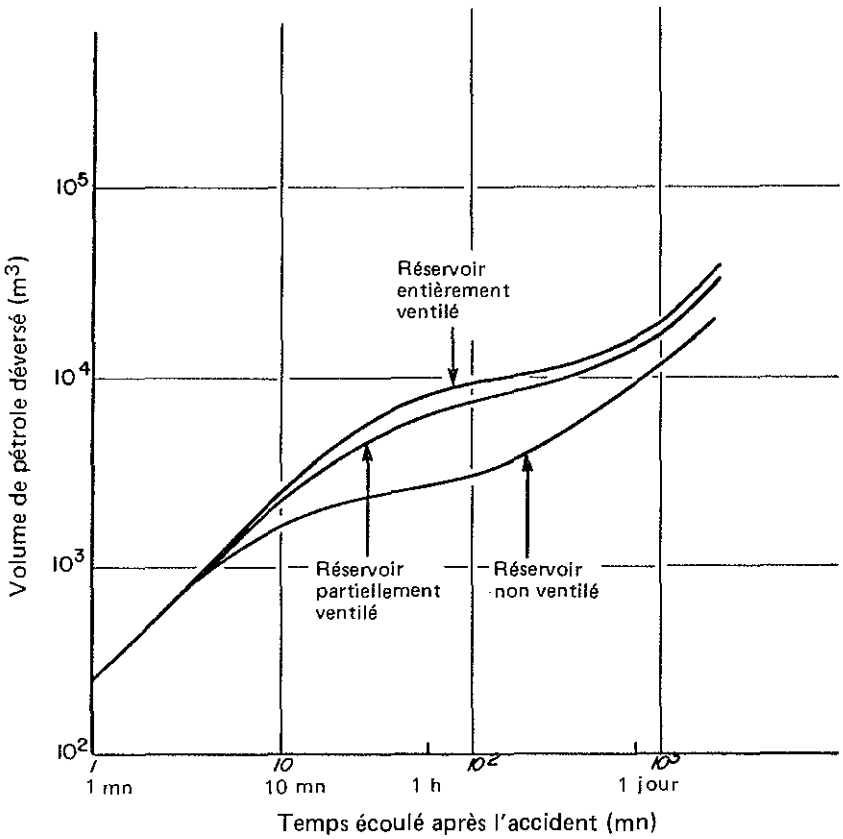


Figure 13 Volume de pétrole s'échappant d'un pétrolier de 200 000 tonnes, par une brèche de 0,5 m^2 située à la ligne de flottaison, selon le degré de ventilation du réservoir

principaux avantages des pétroliers de classe Arctique par rapport aux pétroliers classiques: les réservoirs de fond et les réservoirs latéraux d'un pétrolier de 200 000 tonnes ont à eux seuls une capacité d'environ 155 000 m^3. La perte de flottabilité de deux réservoirs de ballast adjacents dans la double coque d'un pétrolier arctique ne menace pas sa stabilité, même lorsque celui-ci est chargé à pleine capacité (Dome et coll., 1982). L'équipage n'est pas obligé d'attendre l'arrivée d'un bateau allégeur avant de commencer le pompage d'urgence.

Dome a mis au point un système de récupération du pétrole s'échappant d'un pétrolier arctique dont le fond est éventré (figure 12). Ce système comprend le réglage de la ventilation du réservoir de cargaison en vue de réduire l'écoulement du pétrole à partir du vide de coque et l'utilisation d'air comprimé et de pompes de fond pour le transfert du pétrole dans les réservoirs de ballast non endommagés. Il permet de réduire considérablement, voire d'arrêter, l'écoulement du pétrole par une brèche de fond. Toutefois, cette méthode d'intervention se révèle inefficace contre les brèches latérales car, dans ces cas, l'eau s'accumule au fond du réservoir jusqu'à un niveau dépassant la hauteur d'aspiration de la pompe de cargaison.

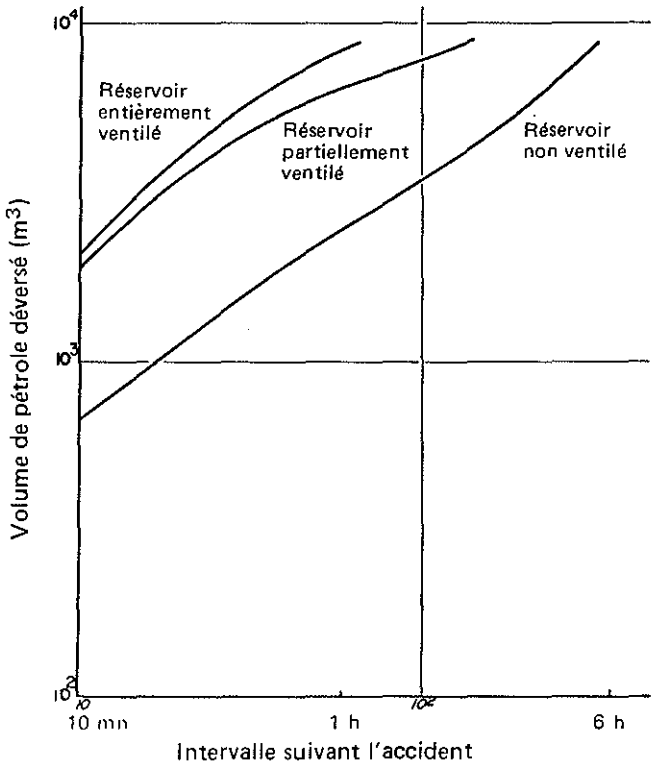


Figure 14 Volume de pétrole s'échappant par une brèche de 0,5 m^2, située à 1 m au-dessus de la ligne de flottaison d'un pétrolier de 200 000 tonnes, selon le degré de ventilation du réservoir

La figure 15 montre l'efficacité d'une pompe portative utilisée dans un réservoir de cargaison en cas d'urgence, en supposant que la brèche se trouve à la hauteur de la ligne de flottaison, que la pompe est amorcée au moment même de l'accident et que le réservoir est entièrement ventilé. On peut constater que le pompage d'urgence est relativement inefficace dans le cas d'une grande brèche située à la hauteur de la ligne de flottaison, mais très utile lorsque les brèches sont petites.

Si l'accident produit une brèche latérale, au-dessus ou au-dessous de la ligne de flottaison, le pétrole passera du réservoir de cargaison aux réservoirs latéraux du navire (figure 2). Dans le premier cas, le pétrole déversé pourra être récupéré à l'aide de pompes de ballastage. Mais si la brèche se trouve au-dessous de la ligne de flottaison, le pétrole qui s'introduit dans les réservoirs latéraux flottera à la surface de l'eau et ne pourra être extrait qu'à l'aide d'une pompe portative. Cette dernière permet en outre de réduire l'écoulement du pétrole lorsque la brèche se trouve à moins de 10 m de profondeur par rapport à la ligne de flottaison (figures 2 et 8), comme le montre la figure 17. Une pompe ayant un débit de 1000 m^3/h, ajoutée à la grande capacité de stockage des réservoirs latéraux, permet de réduire considérablement le volume de pétrole déversé. Ici encore, plus la brèche est petite, plus la méthode est efficace.

En effet, le pompage d'urgence est extrêmement efficace, mais seulement contre les petites brèches, et le temps nécessaire à la mise en place des pompes portatives dans le ou le(s) réservoir(s) touché(s) rend(ent) cette mesure moins efficace. Pour pouvoir réduire l'écoulement du pétrole de manière appréciable, il faut disposer d'un système permettant l'extraction rapide de grandes quantités de pétrole du réservoir en cause. Pour ce faire, on a proposé l'utilisation d'un dispositif satisfaisant, à savoir une vanne de déchargement à fermeture semi-automatique installée dans les réservoirs de cargaison. Il s'agit d'un tuyau de grand diamètre (1 m dans le cas présent) posé sur la cloison centrale de chaque réservoir de cargaison et qui conduit jusqu'au réservoir de ballast situé du côté opposé du navire (figure 18). Le tuyau est pourvu d'un clapet antiretour, fermé en temps normal, et son sommet est au niveau de la ligne de flottaison afin d'éviter que l'eau qui pourrait s'introduire dans le réservoir ne s'y engouffre. En cas d'accident, le clapet s'ouvre pour laisser passer le pétrole vers le réservoir de ballast demeuré intact. Comme l'indique la figure 19, ce dispositif limite considérablement l'écoulement du pétrole en mer, même lorsque la brèche est grande.

La vanne de déchargement est également efficace contre l'écoulement du pétrole par une brèche de fond. Si le réservoir est ventilé, elle retient une partie du pétrole qui s'échapperait normalement; si les évents sont fermés, elle permet en outre d'atteindre l'équilibre hydrostatique plus rapidement en créant un coussin d'eau en dessous du pétrole toujours contenu dans le réservoir endommagé.

L'injection de gélifiants et de solidifiants (à l'exception peut-être de produits chimiques d'obturation à action rapide) dans un réservoir de cargaison endommagé n'est pas une technique d'intervention efficace à bord des pétroliers car il faut disposer de grandes quantités de substances chimiques dont le mélange nécessite beaucoup de temps.

Pour les mêmes raisons, l'injection de dispersants n'est pas une technique d'intervention plus efficace que la précédente.

L'installation de tampons ou de membranes pourrait réduire de façon appréciable l'écoulement du pétrole à partir d'un réservoir de cargaison, selon les caractéristiques du réservoir et les techniques de lavage en usage. Toutefois, les bouchons et les plaques ne sont pas considérés comme des dispositifs d'obturation efficaces à moins que des plongeurs qualifiés, profitant d'installations appropriées, ne soient postés en permanence à bord des pétroliers arctiques.

Enfin, il n'est pas recommandé de brûler le pétrole dans les réservoirs de cargaison pour des raisons de sécurité et parce que la vitesse de combustion est inférieure à celle de l'écoulement du pétrole. Cependant, la combustion sur place du pétrole se trouvant à la

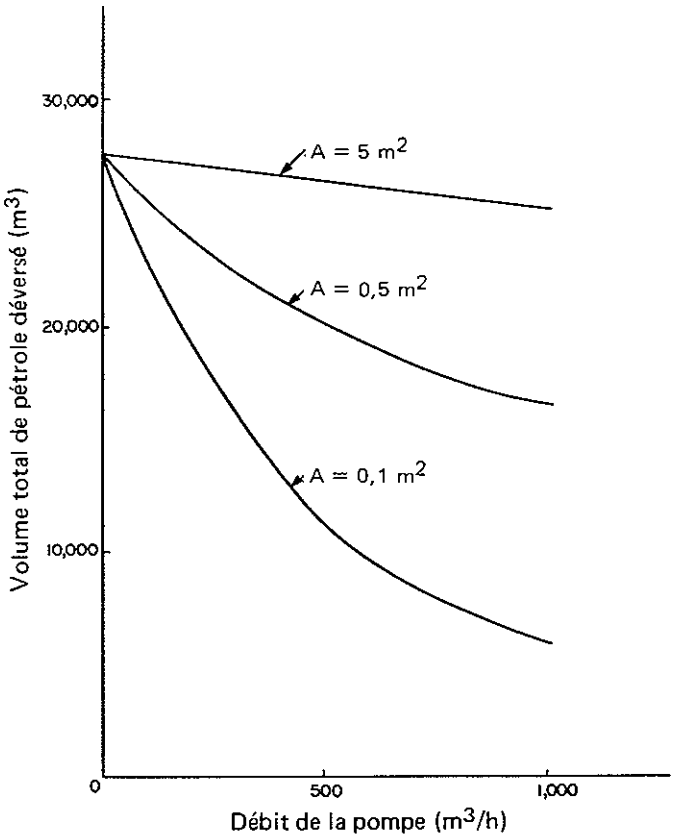


Figure 15 Efficacité du pompage d'urgence (réservoir entièrement ventilé; brèche à la hauteur de la ligne de flottaison)

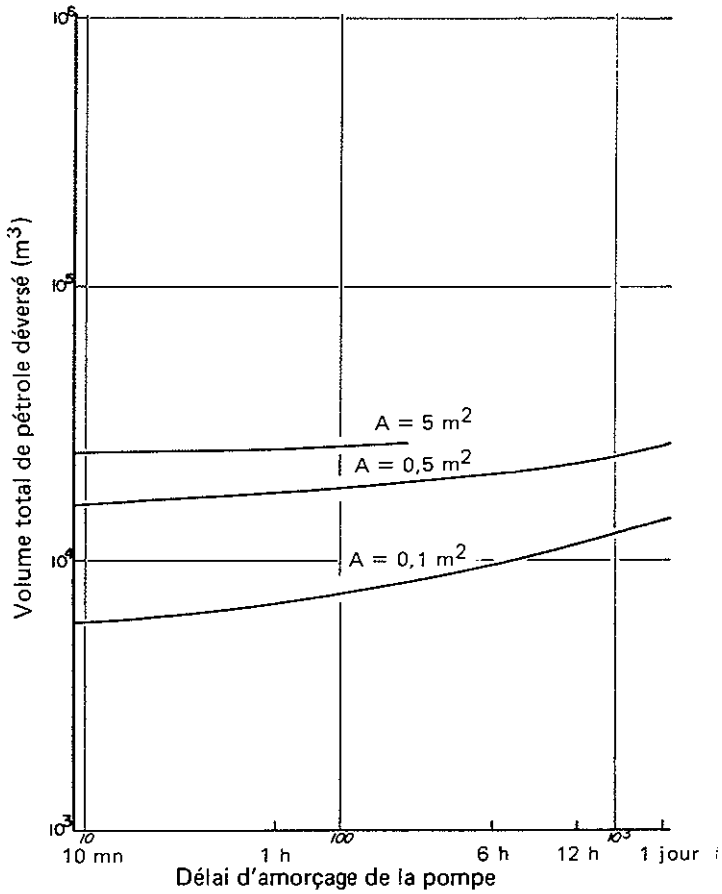


Figure 16 Efficacité du pompage d'urgence selon le délai d'amorçage de la pompe (pétrolier de 200 000 tonnes; brèche à la hauteur de la ligne de flottaison; réservoir entièrement ventilé; débit de pompage de 1 000 m³/h)

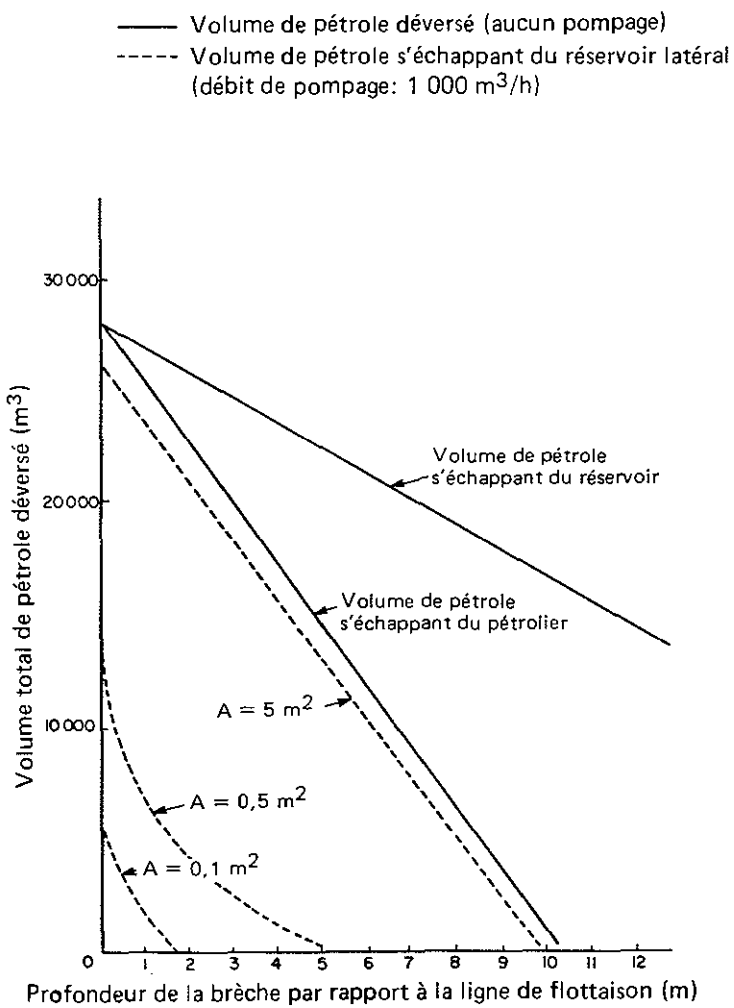


Figure 17 Efficacité des pompes dans le réservoir latéral (pétrolier de 200 000 tonnes; réservoir entièrement ventilé)

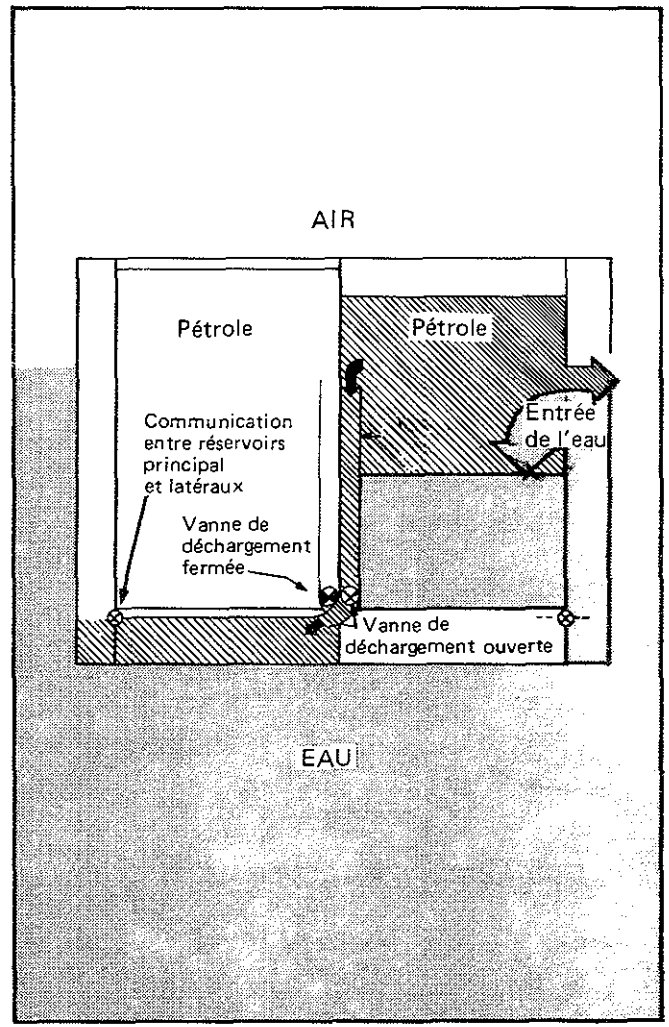


Figure 18 Fonctionnement de la vanne de déchargement

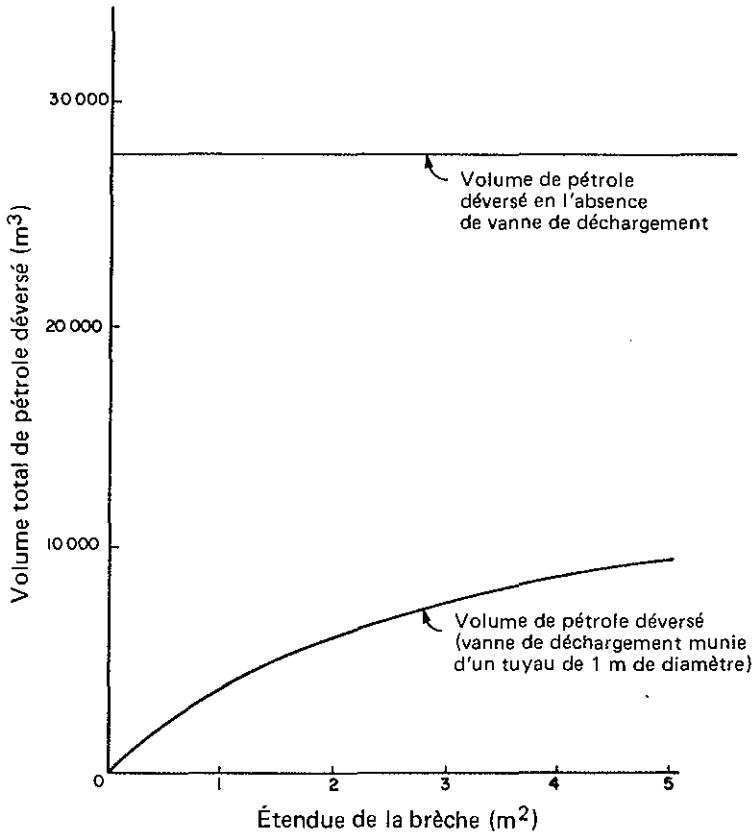


Figure 19 Efficacité de la vanne de déchargement (pétrolier de 200 000 tonnes; réservoir entièrement ventilé; brèche à la hauteur de la ligne de flottaison)

surface, à l'intérieur ou sous de la glace de mer est une technique éprouvée (NORCOR, 1975; Dickins and Buist, 1981) qui pourrait même être efficace en eaux libres. On peut acheter des dispositifs incendiaires largables, éprouvés sur le terrain, pour combattre les déversements de pétrole en milieu glaciel dans l'Arctique (Meikle, 1981; Energetex, 1982).

Le tableau 4 indique les besoins en dispositifs incendiaires selon les dimensions de la brèche et le pourcentage du volume total de pétrole déversé qui se trouve dans la zone cible. Les dispositifs incendiaires peuvent être largués à partir d'un petit hélicoptère (Bell 206B) à peu près en 25 sorties ou d'un hélicoptère moyen (Bell 212) en 8 sorties environ (Ross, 1981b). La durée de l'opération dépend des facteurs suivants: conditions de vol, durée de la période d'éclairement naturel, distance entre le pétrolier et la zone cible, étendue et espacement des clairières de fonte polluées. Elle serait d'environ 28 heures si l'on larguait 3 dispositifs par minute en moyenne.

Il convient de noter que si le pétrolier accidenté poursuit sa route, il faudra larguer presque deux fois plus de dispositifs incendiaires et ce, dans des conditions plus difficiles. Dans le cas d'un déversement sur ou dans une couverture de glace continue, il faut que le navire demeure immobilisé jusqu'à l'arrêt de l'écoulement du pétrole pour garantir l'efficacité maximale de l'opération de dépollution. Bien sûr, la combustion ne devrait pas commencer tant que le pétrolier ne se sera pas suffisamment éloigné du lieu du déversement.

La combustion sur place peut également être une solution valable en cas de déversement en eaux libres, bien qu'elle ne soit pas éprouvée dans ces conditions. Dans certains cas d'accidents de pétroliers, le pétrole déversé a pris feu accidentellement et s'est presque entièrement consumé (p. ex., Goodier et Siclari, 1981; Horn et Neal, 1981). Les clapotis peuvent faire obstacle à la combustion, mais non pas les vagues ordinaires, comme la houle (McAllister et Buist, 1981). Pour que la combustion sur place soit efficace en eaux libres, le pétrole doit être contenu en nappes d'une épaisseur très supérieure à 1 mm. Plus l'intervention est rapide - pendant que la nappe est épaisse et le pétrole, encore frais -, plus la combustion est efficace et la propagation des flammes est rapide et, donc, plus les chances de réussite sont grandes.

Le pétrole peut être contenu au moyen de barrages ignifuges, qui sont toutefois aussi difficiles à mettre en oeuvre que les barrages de retenue classiques (Buist et coll., 1983; Meikle, 1983). Les barrages ignifuges ne sont cependant pas recommandés pour la lutte antipollution à partir de pétroliers.

Une autre méthode, déjà tentée avec plus ou moins de succès lors d'accidents de pétroliers, consiste simplement à mettre le feu à la nappe ou aux nappes de pétrole libre(s). Dans le cas de petites nappes de brut ou de fuel lourd, la combustion est difficile à réaliser, donne de mauvais résultats et produit de nombreux résidus lourds, visqueux et difficiles à traiter (Thompson et coll., 1979). Toutefois, si l'on réussit à mettre le feu à de vastes nappes épaisses de brut frais ou de distillat léger, la combustion est intense et permet d'éliminer une grande partie du polluant (Horn et Neal, 1981). Cette situation pourrait se présenter peu de temps après la rupture d'un pétrolier arctique.

Les opérations de confinement et de récupération du pétrole, sauf pour les petits déversements en eaux abritées, ne sont pas considérées comme des mesures d'intervention d'urgence efficaces car le déploiement du matériel est difficile à partir d'un pétrolier et la récupération, même avec l'aide des écrémeurs les plus perfectionnés, nécessite beaucoup de temps. Les dispersants sont également considérés comme inefficaces, sauf pour les petites nappes de pétrole en eaux libres agitées, puisqu'ils ne peuvent agir que sur des quantités de pétrole limitées avant que le polluant devienne trop visqueux. Actuellement, l'utilisation de gélifiants ou de solidifiants est déconseillée pour le traitement des nappes de pétrole, étant donné qu'il faut disposer de grandes quantités de substances chimiques difficiles à épandre.

Nous recommandons que les futurs pétroliers arctiques soient équipés des systèmes suivants pour réduire l'écoulement du pétrole en cas d'accident:

a) systèmes de réglage de la ventilation des réservoirs:
- pose d'un système de fermeture automatique des évents en cas d'accident;
- installation de soupapes casse-vide sur tous les évents de pont des réservoirs, dont le seuil de déclenchement est inférieur au niveau de la pression d'équilibre dans les réservoirs et pouvant servir en cas de perforation de réservoirs non ventilés;
- conception de réservoirs dont les parois peuvent résister à un vide partiel;
- intégration d'un détecteur de pression au système de régulation du fractionnement des gaz inertes.

b) vanne de déchargement:
- pose, sur la cloison centrale de chaque réservoir de cargaison, d'un tuyau de grand diamètre conduisant au(x) réservoir(s) de ballast inférieurs;
- installation d'un clapet anti-retour à fermeture semi-automatique commandé à partir du pont en cas d'accident.

c) pompes d'urgence:
- acquisition de pompes autonomes portatives pouvant être introduites dans les réservoirs de cargaison et les réservoirs de ballast latéraux;
- acquisition d'un tuyau et d'une pompe de charge permettant de transvider, à raison de 1 000 m^3/h, le pétrole dans un autre réservoir du pétrolier ou dans un autre navire;

Tableau 4
Besoins en dispositifs incendiaires dans le cas d'un déversement dans un pack lâche

Étendue de la brèche (m^2)	Longueur du panache de pétrole (km) selon la densité			% du volume total de pétrole déversé pouvant être brûlé	Nombre approximatif de dispositifs incendiaires nécessaires
	0,1 m^3/m^2	0,01 m^3/m^2	0,001 m^3/m^2		
5	1	29	0	100	5 000
0,5	0	12	18	100	4 000
0,1	0	0	50	30	6 000

- installation d'un sas spécial permettant l'introduction d'une pompe dans un réservoir de cargaison sous vide partiel;
- acquisition d'un générateur de gaz inerte autonome et portatif;
- installation d'un système de surveillance du volume de pétrole contenu dans les réservoirs de ballast latéraux.

La figure 20 indique l'efficacité potentielle des différents systèmes.

Il faudrait envisager d'embarquer au moins 5 000 dispositifs incendiaires largables, un hélicoptère et au moins quatre bouées radiogoniométriques repérables par satellite à bord des futurs pétroliers arctiques pour la lutte contre les déversements de pétrole en eaux entièrement englacées.

En outre, nous recommandons que les pétroliers arctiques transportent le matériel suivant pour la lutte contre les petits déversements:

a) matériel de confinement et de récupération du pétrole:

- une petite embarcation de service à moteur de 40 h.p.;
- un barrage de retenue léger d'une longueur équivalant à une fois et demie celle du navire;
- un petit écrémeur;
- une pompe et un tuyau;
- petits réservoirs de stockage;
- produits absorbants;

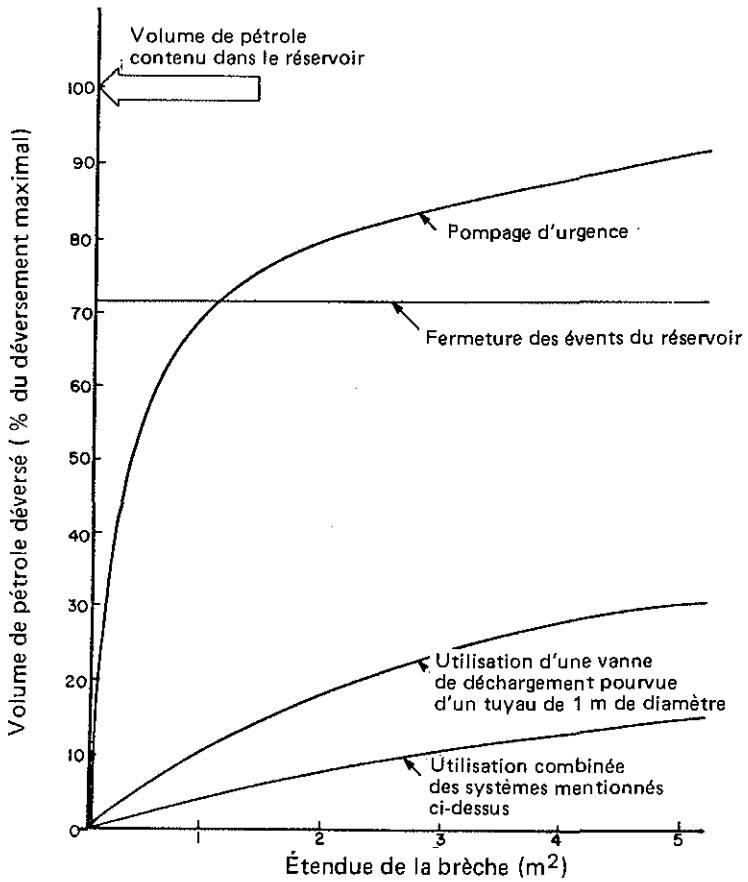


Figure 20 Efficacité des mesures d'intervention à bord des navires (pétrolier de 200 000 tonnes; ventilation limitée des réservoirs; vanne de déchargement à tuyau de 1 m de diamètre; débit de pompage de 1 000 m^3/h; brèche à la hauteur de flottaison)

b) dispersants:
- réserve de 10 m^3 de dispersant concentré;
- matériel de pulvérisation aérienne ou à partir du navire.

Conclusions

Les moyens classiques de lutte contre les déversements de pétrole mis en oeuvre à terre ne sont efficaces qu'en cas d'accident de pétrolier dans l'Arctique canadien. Seule la combustion sur place dans des eaux complètement englacées pourrait permettre l'élimination de grandes quantités de polluant.

Une opération déclenchée au printemps suivant un accident nécessiterait le largage de 2 500 dispositifs incendiaires si le navire en cause demeurait immobilisé pendant le déversement et jusqu'à 30 000 s'il poursuivait sa route.

Il est improbable que ceux qui fabriquent ces dispositifs puissent en produire sur demande sans avoir effectué au préalable des essais de préproduction aux frais des utilisateurs. De toute façon, ils pourraient en produire 3 000 à 6 000 par mois seulement. Les dispositifs incendiaires peuvent être transportés par aéronef jusqu'aux points stratégiques situés le long de l'itinéraire des pétroliers. La durée excessive des déplacements par hélicoptère en direction et en provenance des lieux d'accident pourrait rendre difficile le largage des dispositifs pendant le dégel printanier.

Vu leurs caractéristiques particulières, les pétroliers arctiques peuvent être équipés de systèmes spéciaux pour la lutte contre les déversements d'hydrocarbures, soit pour réduire l'écoulement de la cargaison en cas d'accident, soit pour traiter le pétrole qui s'échappe dans l'eau ou sur la glace.

Parmi les mesures d'urgence qui peuvent être prises à bord des pétroliers accidentés, trois sont prometteuses: le réglage de la ventilation des réservoirs, l'installation d'une vanne de déchargement spéciale et l'utilisation de pompes d'urgence portatives. La première consiste à fermer tous les évents du réservoir de cargaison endommagé, créant ainsi un vide partiel qui contribue à réduire et même à interrompre l'écoulement du pétrole.

De plus, une vanne de déchargement spéciale installée dans chaque réservoir de cargaison peut être ouverte en cas d'accident pour faire passer le pétrole dans un réservoir intact du navire. Enfin, les pompes d'urgence peuvent servir à combattre les petites fuites et à récupérer le pétrole flottant à la surface de l'eau dans des réservoirs de cargaison ou latéraux endommagés. Dans les cas étudiés, le recours simultané à ces trois mesures pourrait permettre une réduction de 85 à 99 p. 100 de l'écoulement du pétrole à partir d'un réservoir de cargaison perforé.

Pour mener une lutte efficace contre des déversements majeurs de pétrole brut dans ou sur la glace, seule la combustion sur place offre des possibilités. Si le pétrolier transporte 5 000 dispositifs incendiaires et un hélicoptère, une grande partie du pétrole déversé peut être brûlée en cas d'accident. La combustion pourrait aussi être efficace en eaux libres, car le pétrole déversé est frais et forme d'épaisses nappes; toutefois, il faut poursuivre l'étude de cette option.

Le matériel suivant, placé à bord de chaque pétrolier, pourrait permettre de combattre les petits déversements: un ensemble de barrages flottants, un écrémeur, une petite embarcation de service, des pompes, de petits sacs de stockage, une petite quantité de dispersants et un dispositif de pulvérisation à bord d'un hélicoptère ou d'un navire.

Références

Aaegesen, W., "Stopping of Oil Spills from Tankers", Proc. Fifth AMOP Technical Seminar, pp. 521-565, (1982).

Arctic Offshore Design Ltd., "Preliminary Pollution Tests for Arctic Class Tankers", rapport à Dome Petroleum Ltd., Calgary, (sans date).

Ashworth, P., "A Dispersion Model for Sinker Liquids Spilled into Waterways", Proc. 1982 Hazardous Materials Spills Conference, pp. 404-413, (1982).

Bercha, F.G. and Associates, "Arctic Tanker Risk Analysis", rapport à Canadian Marine Drilling Ltd., Calgary, (1981).

Buist, I.A., W.M. Pistruzak, S.G. Potter, N. Vanderkooy et I.R. McAllister, "The Development and Testing of a Fireproof Boom", Proc. 1983 Oil Spill Conference, American Petroleum Institute, pp. 43-52 (1983).

Card, J.C., "Effectiveness of Double Bottoms in Preventing Oil Outflow from Tanker Bottom Damage Incidents", Marine Technology, (janvier 1975).

Dickins, D.F. et I.A. Buist, "Oil and Gas Under Sea Ice Study", rapport à la Canadian Offshore Oil Spill Research Association, Calgary, (1981).

Dodge, F., E. Bowels et R. White, "Release Rates of Hazardous Chemicals from Damaged Cargo Vessels", Proc. 1980 National Conference on Control of Hazardous Material Spills, pp. 381-385, (1980).

Dome Petroleum Ltd., "Esso Resources Canada Ltd., and Gulf Canada Resources Inc., Environmental Impact Statement: Hydrocarbon Development in the Beaufort Sea - Mackenzie Delta Region, Volume 2 - Development Systems", Dome Petroleum, Calgary, pp. 6.1-6.42, (1982).

Energetex Engineering, "Burning of Crude Oil under Wind Herding Conditions", Canadian Offshore Oil Spill Research Association, Calgary, (1981).

Energetex Engineering, "Final Report on Environmental Testing of Dome Air-Deployable Igniters", rapport à Dome Petroleum Ltd., Calgary, (1982).

Goodier, J.L. et R.J. Siclari, "Combustion: An Oil Spill Mitigation Tool Phase II - The Burning of the MT Burmah Agate", U.S. Department of Energy Report DOE/TIC - 11471, Washington, D.C., (1981).

Horn, S.A. et P. Neal. "The Atlantic Empress Sinking - A Large Spill Without Environmental Disaster", Proc. 1981 Oil Spill Conference, American Petroleum Institute, pp. 429-435, (1981).

Mackay, D., I. Buist, R. Mascarenhas et S. Paterson, "Oil Spill Processes and Models", Environnement Canada, rapport EE-8, Ottawa, (1980).

McAllister, I.R. et I.A. Buist, "Dome Petroleum's Fireproof Boom - Development and Testing to Date", Proc. Fourth AMOP Technical Seminar, pp. 479-498, (1981).

McMinn, T.J., "Crude Oil Behaviour on Arctic Winter Ice", U.S. Coast Guard, Office of R&D, Report Project 734108, (1974).

Meikle, K.M., "Incendiary Device for Oil Slick Ignition", Proc. Fourth AMOP Technical Seminar, pp. 499-513, (1981).

Meikle, K.M., "An Effective Low Cost Fireproof Boom", Proc. 1983 Oil Spill Conference, American Petroleum Institute, pp. 39-42, (1983).

NORCOR, "The Interaction of Crude Oil with Arctic Sea Ice", Beaufort Sea Project Report No. 27, Institute of Ocean Sciences, Sidney, B.C., (1975).

S.L. Ross Environmental Research Ltd., "The Use of Aerially Deployed Igniters for an Oil Blowout in the Southern Beaufort Sea", rapport à Dome Petroleum Ltd., Calgary, (1981).

S.L. Ross Environmental Research Ltd., "Oil Spill Countermeasures for a Major Spill from a Vessel in Arctic Waters", rapport à Environnement Canada, Ottawa, (1982).

S.L. Ross Environmental Research Ltd., "Igniter Requirements for a Major Spill from a Vessel in Canadian Arctic Waters", rapport à Environnement Canada, Ottawa, (1983a).

S.L. Ross Environmental Research Ltd., "On Board Self-Help Oil Spill Countermeasures for Arctic Tankers", report to EPS, Environnement Canada, (en préparation), (1983b).

Thompson, C.H., G.W. Dawson et J.L. Goodier, "Combustion: An Oil Spill Mitigation Tool", U.S. Department of Energy, report EV-1830-1, Washington, D.C., (1979).

Wakamiya, W., S.E., Petty, A. Boiarski et A. Putnam, "Combustion of Oil on Water: An Experimental Program", U.S. Department of Energy, Washington, D.C., (1982).

Webb Institute, "Non-Structural Bulkheads to Control Tanker Oil Spills", NTIS CG-D-112-76, Washington, D.C., (1974).