P6 no2

Environnement Canada
Service de la protection de l'environnement

Environment Canada
Environmental Protection Service

97 323

Programme de lutte contre les déversements d'hydrocarbures dans l'Arctique
Étude de télédétection

Canada

Développement technologique
Rapport SPE 4-EC-83-3 F

Direction générale du contrôle des incidences environnementales
1983

TD
182
R46
4/EC/83
/3F
ex.1

SÉRIE DE RAPPORTS DU SERVICE DE LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Les rapports sur le développement technologique décrivent l'outillage et les procédés techniques, ainsi que les résultats des études portant sur les laboratoires, les installations d'essai, les démonstrations, ou l'évaluation des équipements. Ces rapports constituent une source centrale de renseignements sur les activités et la mise en valeur du Service de la protection de l'environnement.

Les autres catégories de la série de rapports du S.P.E. comprennent les groupes suivants: règlements, codes et accords; politique et planification; analyse économique et technique; surveillance; guides de formation; rapports et exposés à l'enquête publique; et impacts environnementaux.

Les demandes relatives aux rapports du Service de la protection de l'environnement doivent être adressées au Service de la protection de l'environnement, ministère de l'Environnement, Ottawa, Ontario, Canada K1A 1C8.

TD
182
.R46
no.4/EC83F
ex.1

#9733231

PROGRAMME DE LUTTE CONTRE LES DÉVERSEMENTS D'HYDROCARBURES DANS L'ARCTIQUE

ÉTUDE DE TÉLÉDÉTECTION

par

R.A. O'Neil
Centre canadien de télédétection
R.A. Neville*, Vince Thomson**
Intera Environmental Consultants Ltd.

pour la

Direction des interventions d'urgence
Direction générale du contrôle des incidences environnementales
Service de la protection de l'environnement
Environnement Canada

Rapport SPE 4-EC-83-3F

---

* actuellement au service du Centre canadien de télédétection
** actuellement au service du Conseil national de recherches du Canada

Publication distribuée
par le Service de la protection de l'environnement
d'Environnement Canada
Ottawa
K1A 1C8

Édition française de
The Arctic Marine Oilspill
Program (AMOP)
Remote sensing Study
préparée par le Module d'édition française
d'Environnement Canada

Numéro de catalogue: En 46-4/83-3F
ISBN: 0-662-92334-0

©
Ministre des Approvisionnements et Services
1983

RÉSUMÉ

Le projet de télédétection du Programme de lutte contre les déversements d'hydrocarbures dans l'Arctique (AMOP) a été entrepris afin d'évaluer dans quelle mesure les capteurs actuels les plus perfectionnés peuvent détecter la présence d'hydrocarbures en milieu glaciel. Ce rapport expose les essais effectués à l'aide de 12 différents types de capteurs et les résultats obtenus au cours de quatre missions de télédétection (île de Montréal, inlet Scott, île Wallops et déversement du KURDISTAN).

Les systèmes de détection des hydrocarbures actuellement utilisés au Canada et à l'étranger font l'objet d'une étude et des recommandations sont faites relativement à un ensemble intégré de détection ainsi qu'à un système d'affichage en temps réel. Les capteurs recommandés comprennent: un radar à antenne latérale (RAL); un balayeur linéaire à double voie en UV-IR (BLDV); un fluorodétecteur à laser; une télévision ultrasensible (TVUS) et des chambres photographiques à annotation. Un système d'affichage en temps réel permet à l'opérateur de dialoguer avec les capteurs pour obtenir l'imagerie des déversements d'hydrocarbures à des fins d'analyse. Des copies des photographies peuvent être tirées à l'intention des responsables des opérations d'intervention et de nettoyage lors d'un déversement.

ABSTRACT

The Arctic Marine Oilspill Program (AMOP) remote sensing project was undertaken in order to evaluate the capability of state-of-the-art sensors to detect oil in ice-infested waters. This report outlines the experiment plan for, and results obtained from, four remote sensing missions (Montreal Island, Scott Inlet, Wallops Island, and the KURDISTAN) involving 12 different sensors.

Oil detection systems presently in use in Canada and abroad are examined. Recommendations are given for an integrated sensor package together with a real-time display system. The recommended sensors include: a side-looking radar (SLR); a UV-IR dual channel line scanner; a laser fluorosensor; a low-light-level television (LLLTV); and annotated photographic cameras. A real-time display system allows operator interaction with the sensors for the presentation of oil spill imagery and analysis. Hard copy can be obtained for presentation to those responsible for oil spill management.

AVANT-PROPOS

Ce projet a été financé conjointement par le Programme de lutte contre les déversements d'hydrocarbures dans l'Arctique (AMOP), Service de la protection de l'environnement, Environnement Canada et le Centre canadien de télédétection (CCT), Énergie, Mines et Ressources Canada.

Une grande partie des travaux ont été exécutés par le personnel de recherche de Intera Environmental Consultants Ltd., Bureau d'Ottawa. Le nouveau logiciel utilisé a été mis au point en grande partie par le Genesys Group. Les rapports rédigés par la Division des sciences biologiques du Conseil national de recherches du Canada et le Centre for Cold Ocean Resources Engineering (C-CORE) dans le cadre de ce projet de télédétection ont été publiés sous des titres distincts par le Service de la protection de l'environnement.

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ/ABSTRACT		III
AVANT-PROPOS		IV
LISTE DES TABLEAUX		VIII
REMERCIEMENTS		IX
1	**INTRODUCTION**	
1.1	Objet	1
1.2	Résumé des essais	1
1.3	Rôle de la télédétection	2
1.3.1	Recherche	2
1.3.2	Levé et traçage	3
1.3.3	Équipe d'intervention	3
2	**QUELS SONT LES MOYENS ACTUELS DE TÉLÉDÉTECTION DES HYDROCARBURES?**	
2.1	État actuel des systèmes opérationnels	4
2.1.1	Canada	4
2.1.2	Autres pays Système AIREYE de la Garde côtière américaine. Système de la Garde côtière suédoise.	5
2.2	Systèmes en exploitation au Canada	6
3	**RECOMMANDATIONS**	
3.1	Détecteurs	7
3.1.1	Fluorodétecteur à laser	7
3.1.2	Balayeur linéaire à double voie (BLDV)	7
3.1.3	Radar aéroporté à antenne latérale (RAL)	8
3.1.4	Télévision ultrasensible (TVUS)	8
3.1.5	Chambres photographiques	9
3.2	Système d'analyse/affichage	9
3.2.1	Fluorodétecteur	10
3.2.2	Balayeur linéaire à double voie	10
3.2.3	Télévision ultrasensible	12
3.2.4	Radar à antenne latérale	12
3.2.5	Chambres photographiques	12
3.3	Plates-formes	12
3.4	Programmes futurs de recherche	14
3.4.1	Mise au point des capteurs	15
3.4.2	Méthodes analytiques	17
3.4.3	Études pilotes	18
4	**PROJET DE TÉLÉDÉTECTION AMOP**	20
4.1	Effets détectables	20
4.1.1	Suppression des ondes capillaires Détection des nappes. Capteurs.	
4.1.2	Effets de la lumière visible et quasi-visible sur la réflectance de surface Pétrole sur l'eau. Pétrole sur la glace. Capteurs.	21

4.1.3	Effets thermiques Pétrole sur l'eau. Pétrole sur la glace. Capteurs.	29
4.1.4	Fluorescence Détection du pétrole. Techniques. Capteurs.	33
4.1.5	Suppression de la diffusion Raman Diffusion Raman. Détection du pétrole.	35
4.1.6	Effets des hyperfréquences Détection du pétrole sur l'eau. Essais du radiomètre à hyperfréquences: pétrole sur l'eau. Détection du pétrole sur la glace.	36
4.2	Collecte des données	42
4.3	Réduction des données	42
4.4	Résultats et analyse	42
4.4.1	Capteurs à hyperfréquences Diffusiomètre à hyperfréquences. Radar à antenne synthétique de l'ERIM	44
4.4.2	Proche ultraviolet, visible, proche infrarouge Photographie. Télévision ultrasensible. Balayeur multibande. Balayeur linéaire à double voie. Balayeur-imageur électro-optique à barrettes	53
4.4.3	Infrarouge thermique Déversements expérimentaux à l'île Wallops. Suintement de pétrole à l'inlet Scott. Déversement de pétrole dans le port de Montréal. Déversement du KURDISTAN	88
4.4.4	Analyse multispectrale intégrée	101
4.4.5	Fluorodétecteur à laser Suintement de pétrole de l'inlet Scott Déversements expérimentaux à l'île Wallops	110
4.5	Conclusions et recommandations	122
4.5.1	Capteurs à hyperfréquences Pétrole sur l'eau. Pétrole sur la glace. Capteurs recommandés.	122
4.5.2	Proche ultraviolet, visible, proche infrarouge Dépendance spectrale. Polarisation. Capteurs recommandés.	127
4.5.3	IR thermique Pétrole sur l'eau. Pétrole sur la glace. Capteur recommandé.	129
4.5.4	Fluorescence Capteur recommandé: fluorodétecteur Mk III du CCT	130
4.5.5	Détection par satellite des déversements de pétrole Capteurs optiques. Capteurs à hyperfréquences.	130

RÉFÉRENCES 136
BIBLIOGRAPHIE 140

ANNEXE A Spécifications des capteurs utilisés dans le cadre du projet de télédétection AMOP

A.1	Fluorodétecteur à laser Mk III du CCT	145
A.2	Balayeur linéaire à double voie (BLDV)	147
A.3	Radar à antenne synthétique de l'ERIM	148
A.4	Télévision ultrasensible RCA TC1030H	150
A.5	Diffusiomètre à hyperfréquences - modèle Ryan 720	151
A.6	Photomètre Miller-Pieau	153

A.7 Balayeur-imageur électro-optique à barrettes 154
A.8 Balayeur multibande - modèle Daedalus 1260 155
A.9 Analyseur optique multivoie 156
A.10 Chambre photographique Vinten, 70 mm 157
A.11 Chambre photographique Wild-Heerbrugg RC-10 158

ANNEXE B Enregistreur de données de route
B.1 Système de navigation par inertie 161
B.2 Système d'enregistrement de données, du CCT 162

ANNEXE C Systèmes automatiques d'acquisition des données
C.1 Système aéroporté d'acquisition des données (SAD) 165
C.2 Formateur des données du fluorodétecteur, modèle FDF-80 166

ANNEXE D Plates-formes utilisées dans le cadre du projet de télédétection AMOP
D.1 Avion C-GRSA 169
D.2 Avion C-GRSB 173
D.3 Avion C-GRSC 174
D.4 Avion C-GRSD 177

ANNEXE E Opérations aériennes effectuées lors du projet de télédétection AMOP
E.1 Port de Montréal 181
E.2 Inlet Scott 183
E.3 Île Wallops 200
E.4 KURDISTAN 203

ANNEXE F Traitement des données télédétectées dans le cadre du projet AMOP
F.1 Photomètre Miller-Pieau et Analyseur optique multivoie 209
F.2 Radar à antenne synthétique 209
F.3 Pellicule photographique 212
F.4 Télévision 212
F.5 Imagerie du balayeur linéaire (Équidensités colorées. Classification thématique.)
F.6 Fluorodétecteur 216
(Graphique d'intensité des voies spectrales. Tracés de corrélation. Fausse image de l'enregistreur de film à défilement.)
F.7 Diffusiomètre à hyperfréquences 218
(Diagramme de rétrodiffusion en fonction de l'angle de visée. Densigrammes. Fausses images de l'enregistreur de film à défilement.)
F.8 Navigation 219

ANNEXE G Emplacements où du pétrole a été détecté lors de la mission à l'inlet Scott/Clyde River 221

ANNEXE H Sociétés et organismes possédant des systèmes opérationnels convenant pour la télédétection des déversements de pétrole 225

ANNEXE I **Projet de télédétection AMOP: information sur les données disponibles** 229

ANNEXE J **Sigles et abréviations** 233

LISTE DES TABLEAUX

1 Luminances énergétiques mesurées d'après les données du BMB et du BLDV 75

2 Températures et émittances énergétiques calculées à partir des données infrarouge thermique du BMB et du BLDV 91

3 Températures et émittances énergétiques des zones recoupées par le CAIS 92

4 Rendement des capteurs: pétrole sur l'eau 131

5 Rendement des capteurs: pétrole sur la glace 132

6 Rendement des capteurs: pétrole dans la banquise lâche 133

REMERCIEMENTS

Les auteurs remercient infiniment les personnes suivantes qui ont participé à l'analyse des données recueillies pendant le projet de télédétection AMOP:

L. Buja-Bijunas	CCT
K. Dagg	The Genesys Group
A.L. Gray	CCT
R.K. Hawkins	CCT

Nous tenons également à remercier le personnel de la Division de l'acquisition des données du CCT pour sa contribution louable à ce projet. La collaboration apportée par la direction du CCT sous forme d'aide au projet AMOP et d'autorisation à utiliser les avions du centre pendant les diverses missions a été grandement appréciée; nous sommes particulièrement reconnaissants à N. de Villiers, G. Fitzgerald et J. Granot; à W. McColl et H. Zwick pour leurs conseils sur les capteurs optiques; à J. Allen, R. Marois, D. Percy et aux autres personnes qui ont participé aux missions; à K. Holthusen, W. Laden et au personnel de l'atelier et des services techniques pour les efforts considérables qu'ils ont dû fournir afin de terminer l'installation du matériel dans les avions malgré les délais si brefs; au personnel de secrétariat pour la préparation des articles et des rapports et à P. Sharpe, B. Thompson et B.A.K. Townshend pour la conception des diagrammes inclus dans les rapports.

Nos remerciements vont aussi au personnel de la Division du traitement des données du CCT pour la façon louable dont il a traité et préparé l'énorme quantité de données qui avaient été recueillies; nous exprimons particulièrement notre gratitude à H. Edel, R. Graves, M. Jager, K. Langley et I. Press.

Nous remercions la direction de Intera Environmental Consultants Ltd. et, tout spécialement, M.E. Kirby.

Nous voulons également signaler les efforts des ingénieurs et pilotes de Innotech Aviation Inc. qui ont préparé et piloté les avions pendant les diverses missions, ainsi que le personnel de Intera Environmental Consultants Ltd. qui a préparé et fait fonctionner les appareils. Nous remercions aussi le personnel de l'Environmental Research Institute of Michigan qui a assuré le fonctionnement du RAL, converti les données en film-image et fourni des conseils pour la collecte et l'analyse des données.

D.M. Rayner de la Division des sciences biologiques du Conseil national de recherches du Canada a effectué l'analyse de fluorescence des diverses cibles échantillons.

Les auteurs expriment leur reconnaissance à C. Rivet, du bureau régional du Québec, Service de la protection de l'environnement, pour l'invitation à participer à la surveillance des déversements d'hydrocarbures dans le port de Montréal. Nous remercions Eric Levy de l'Institut d'océanographie de Bedford et Brian MacLean du Centre géoscientifique de l'Atlantique (EMR) qui nous ont permis de prendre connaissance de leurs données de surface sur le suintement de pétrole de l'inlet Scott. Nos remerciements s'adressent également aux habitants de Clyde River et particulièrement à la Qakigiaq Coop Association pour l'hospitalité qu'ils ont accordée à l'équipe du projet AMOP pendant la mission de l'inlet Scott. Nous remercions sincèrement W. Croswell du NASA Langley Research Center pour l'invitation à participer aux essais de déversement expérimental au site 106 et pour son aide précieuse, ainsi que toutes les autres personnes du Wallops Island Flight Center de la NASA pour leur coopération pendant la réalisation des essais.

Les auteurs tiennent également à manifester leur reconnaissance à M. Fingas du Service de la protection de l'environnement qui les a aidés à régler la multitude de problèmes qui n'ont pas manqué de surgir pendant le projet AMOP.

Ce projet a été en partie financé dans le cadre du Programme de lutte contre les déversements d'hydrocarbures dans l'Arctique,de la Direction des interventions d'urgence, Service de la protection de l'environnement, Environnement Canada.

1 INTRODUCTION

1.1 Objet

Les déversements de pétrole constituent une préoccupation majeure à mesure que s'intensifient les activités d'exploration dans l'Arctique canadien. À cause des conditions rigoureuses qui prévalent dans cette région, le transport du pétrole provenant des importantes réserves récemment découvertes augmente les risques d'accident. Devant l'éventualité de dommages importants à l'environnement, les organismes gouvernementaux et l'industrie doivent se préparer à intervenir. Dans des conditions météorologiques défavorables et en milieu glaciel, les opérations d'intervention peuvent être facilitées si on parvient à localiser rapidement le déversement et à le suivre. Dans bien des cas, un tel résultat ne peut être obtenu que par la télédétection aérienne.

Le Centre canadien de télédétection (CCT) a entrepris la mise au point et l'essai d'un ensemble de télédétection pouvant détecter les déversements de pétrole en milieu glaciel, pour le Service de la protection de l'environnement (SPE) dans le cadre du Programme de lutte contre les déversements dans l'Arctique (AMOP). L'étude comprenait une recherche documentaire sur les techniques actuelles; la planification de déversements expérimentaux; l'acquisition, le traitement et l'analyse de données et l'élaboration de recommandations.

1.2 Résumé des essais

Les essais devaient d'abord être effectués dans l'inlet Scott, île Baffin, sur le site de suintement naturel signalé à cet endroit (Levy, 1977); dans la baie d'Hudson, sur le site d'un déversement expérimental sur et sous la glace fixée; et dans la mer du Labrador sur un site de déversement expérimental dans la banquise à la dérive. Un certain nombre de raisons ont toutefois empêché la réalisation des deux derniers essais.

En fait, les essais ont été exécutés dans le port de Montréal en juin 1978; près de l'inlet Scott en septembre 1978; sur le site de déversement n° 106 au large de la côte du New Jersey en novembre 1978; et au large des côtes de la Nouvelle-Écosse suite à l'accident du KURDISTAN, en mars et avril 1979. La toute première étude expérimentale a eu lieu dans le port de Montréal avec un nombre restreint de détecteurs, mais a permis d'obtenir des informations sur la détection nocturne du pétrole. Contrairement à ce qu'on avait espéré, l'essai de l'inlet Scott n'a pas porté sur un mélange pétrole/glace. Il a cependant fourni des données très utiles sur le rendement des détecteurs et a été l'occasion d'une expérience pratique dans des conditions arctiques. Les seules données d'un déversement expérimental proviennent des survols du site n° 106 de l'île Wallops à partir du centre aéronautique de la National Aeronautics and Space Administration (NASA). Ce sont d'ailleurs ces données qui ont été soumises aux techniques modernes de traitement et d'analyse car on savait exactement ce que l'on recherchait, la position exacte du déversement était connue et tous les capteurs avaient bien fonctionné. L'accident du KURDISTAN a permis à l'équipe CCT-AMOP d'acquérir une expérience valable en situation réelle car ce fut la seule occasion où on a pu observer du pétrole pris dans la glace. Malheureusement, le principal détecteur, le fluorodétecteur au laser, subissait des modifications à ce moment-là et n'a donc pu être mis à l'essai dans ces conditions.

1.3 Rôle de la télédétection

D'après diverses expériences, il est possible de définir le rôle que peut jouer la télédétection dans le cas d'un déversement de pétrole. Ce rôle est triple: recherche et localisation de la région polluée par le pétrole déversé; levé et traçage des nappes; et découpage de la nappe en zones, selon l'épaisseur, en vue des opérations de nettoyage.

1.3.1 Recherche

La classification des déversements de pétrole, en fonction de la complexité des recherches, donne trois grands types de déversement, énumérés par ordre croissant de difficulté:

I - Les déversements provenant d'une source fixe à débit continu, associés à des courants continus de surface et à de courts laps de temps entre le début du déversement et le début de la recherche. Ce sont ceux qui présentent le moins de difficultés. Il suffit de localiser la source et de suivre l'écoulement.

II - Les déversements provenant d'une source en mouvement à débit continu ou d'une source fixe à débit continu, associés à des courants de surface changeants et un long délai entre le déversement et la recherche. Ils sont plus difficiles à localiser car la nappe originale s'est probablement divisée en petites nappes qui peuvent prendre diverses directions selon les courants qu'elles rencontrent.

III - Les déversements isolés et de courte durée provenant d'une source fixe ou en mouvement. Ils sont particulièrement difficiles à retracer et le degré de difficulté varie en fonction du carré du temps écoulé entre le déversement et le début de la recherche. À une vitesse donnée du courant de surface, chaque système détecteur/aéronef doit être utilisé dans un délai donné, sinon les recherches deviennent impossibles car la vitesse de déplacement du pétrole est supérieure à la vitesse de recherche (O'Neil et coll., 1982).

D'autres facteurs environnementaux qui influent sur le fonctionnement des détecteurs et compliquent la recherche sont l'état de la glace de mer et les conditions météorologiques. Il est probable que lors d'un déversement les conditions météorologiques soient justement celles qui tendent à accroître les risques d'accident - c'est-à-dire mer agitée, souvent accompagnée d'un plafond nuageux bas et de conditions glacielles extrêmes, conditions qui entravent considérablement les recherches.

La situation la plus souvent décrite dans les "scénarios" de déversement de pétrole est celle du type I, soit l'éruption d'un puits ou l'échouage d'un pétrolier, la source coulant encore au moment où la recherche commence. Au Canada, les accidents du ARROW et du NEPCO 140 correspondent à des scénarios du type I tandis que de nombreux autres accidents, comme celui du KURDISTAN sont du type III. Dans certains cas, la fuite de pétrole peut ne pas être constatée sur le champ. Ainsi, lors du déversement du SIR JOHN A. MACDONALD au large du cap Parry, Territoires du Nord-Ouest, les réservoirs avaient été percés par la glace et plusieurs jours se sont écoulés avant que l'accident ne soit découvert. Dans ces derniers cas, l'emplacement initial du déversement n'a pu être localisé. Dans certains cas, la télédétection est la seule méthode valable de recherche.

1.3.2 Levé et traçage

Une fois que la nappe de pétrole a été localisée, le levé et le traçage par télédétection sont relativement faciles à la condition d'avoir un équipement de navigation adéquat pour indiquer la nappe avec précision dans le rayon de détection des vigies ou des détecteurs. Des survols périodiques suffisent pour vérifier la position et la superficie de la nappe. Les dispositifs d'affichage aéroportés peuvent non seulement produire des imprimés sur papier en temps réel de l'imagerie de la nappe mais aussi des cartes sur lesquelles sont tracées la position de l'aéronef et celle de la nappe. L'imagerie produite par les techniques de télédétection et les cartes peuvent donner au coordonnateur sur place une bonne vue d'ensemble du déversement.

1.3.3 Équipe d'intervention

Le coordonnateur sur place doit être en mesure d'orienter efficacement l'équipe d'intervention pendant le nettoyage sur l'eau. La télédétection peut servir à dresser une carte de l'emplacement et de l'étendue de la nappe ainsi que de l'épaisseur relative (donc du volume) des zones dans la nappe. Grâce à cette information, le coordonnateur sur place peut diriger l'équipe d'intervention vers la partie la plus épaisse de la nappe et les zones qui posent le plus grand danger pour l'environnement.

2 QUELS SONT LES MOYENS ACTUELS DE TÉLÉDÉTECTION DES HYDROCARBURES

2.1 État actuel des systèmes opérationnels

Le Canada ne possède pas encore un système de détection des hydrocarbures entièrement intégré, c'est-à-dire des détecteurs et des dispositifs d'affichage en temps réel à bord d'un aéronef de recherche. Le CCT dispose toutefois d'un certain nombre de détecteurs ultramodernes. Ce qui manque, donc, c'est un système aéroporté d'analyse et d'affichage en temps réel pour réunir les divers détecteurs dans un bloc cohérent. Ce système, lorsqu'il verra le jour, sera installé dans un aéronef adapté aux besoins ponctuels. Les exigences de recherche feraient opter pour un avion militaire du type CP-140 (Aurora). Au cas où on ne disposerait que d'un seul ensemble, il faudrait que l'avion puisse se rendre rapidement sur les lieux d'un déversement dans n'importe lequel des trois océans qui bordent le Canada, donc un avion à réaction plus rapide comme le Challenger E fabriqué par Canadair.

Deux pays ont mis au point un système valable. La Garde côtière américaine (USSG) recevra bientôt six ensembles de détection de déversement d'hydrocarbures et 21 aéronefs de patrouille Falcon 20 pouvant être équipés de ces systèmes. Le prototype du AOSS, appelé AIREYE (White et Schmidt, 1979), sera un système de détection entièrement intégré avec affichage en temps réel et capacité de dialogue avec l'opérateur; il s'agira donc d'un système hautement perfectionné et entièrement opérationnel. La Garde côtière suédoise a choisi une méthode plus économique et a mis au point un système qui comprend sensiblement les mêmes détecteurs et des dispositifs d'affichage en temps réel; la capacité de détection des hydrocarbures de cet ensemble est toutefois quelque peu réduite (Backlund, 1979).

L'utilisation des données obtenues par satellite pour la détection des nappes de pétrole suscite un intérêt très compréhensible. Quelques bons résultats ont été obtenus avec des données recueillies dans le visible, mais seulement lorsque le soleil se trouvait à une certaine hauteur et pour des émulsions de pétrole particulièrement brillantes. L'absence de conditions acceptables et la couverture nuageuse étendue qui prédomine dans les régions côtières canadiennes compliquent l'utilisation des capteurs optiques satelliportés pour la détection des nappes de pétrole.

2.1.1 Canada

C'est le Centre canadien de télédétection (CCT) qui est le mieux équipé dans ce domaine. C'est d'ailleurs les données recueillies par les capteurs du CCT qui sont analysées dans ce rapport. Les détecteurs du CCT servent à des recherches dans le cadre de divers projets et ne sont normalement pas installés en bloc dans un aéronef prêt à répondre à une situation d'urgence.

Le CCT possède un système de télévision ultrasensible en circuit fermé comprenant un moniteur vidéo et un enregistreur. Muni des filtres optiques appropriés, ce système fournit, à peu de frais, une capacité de détection qui donne une imagerie pétrole-eau à fort contraste.

Le CCT utilise également un balayeur de lignes à double voie et un balayeur linéaire multibande qui produit une imagerie excellente des déversements de pétrole dans les domaines ultraviolet et infrarouge thermique du spectre électromagnétique. Grâce au fluorodétecteur au laser mis au point par le CCT et Barringer Research Ltd., il est désormais possible de différencier le pétrole des autres substances sur l'eau ou la glace et de le classer par type.

Le CCT en collaboration avec l'Environment Research Institute of Michigan (ERIM) possède et utilise un radar à antenne synthétique. Il s'agit d'un radar de recherche à quatre voies qui produit une imagerie à résolution élevée dans les bandes hyperfréquences X et L en polarisations de réception identique et croisée et qui émet en polarisation verticale ou horizontale. Ce radar aéroporté présente l'avantage qu'il peut détecter des nappes de pétrole indépendamment des conditions météorologiques.

2.1.2 Autres pays

2.1.2.1 Système AIREYE de la Garde côtière américaine. - Lors de la mise au point d'un système opérationnel de télédétection de déversement de pétrole, la Garde côtière américaine s'est particulièrement intéressée à la détection des délestages illégaux de pétrole en mer, comme cela se produit lors du nettoyage des réservoirs ou des cales des pétroliers. C'est pourquoi le système AIREYE comprend des détecteurs spécifiquement conçus aussi bien pour identifier les navires que pour détecter les déversements de pétrole (Edgerton et coll., 1975; White et Schmidt, 1979).

Le principal détecteur de ce système est un radar aéroporté à antenne latérale (RAL), à ouverture réelle en bande X qui permet de détecter des nappes sur une largeur de 48 à 80 km. Ce type de radar permet la couverture rapide de vastes zones. Un balayeur linéaire ultraviolet-infrarouge (UV-IR) est également utilisé pour combler l'espace étroit non compris dans la bande de visée du RAL, immédiatement au-dessous de l'aéronef et pour fournir des informations spectrales relatives à la nappe. Le rendement de ce balayeur est presque identique à celui qui a été utilisé au cours des essais AMOP. Ces deux détecteurs mis ensemble constituent la partie détection des hydrocarbures.

Afin de pouvoir identifier un navire en infraction, la USSG met actuellement au point un système de télévision orientable à portillonnage de distance et à laser, pouvant fonctionner jour et nuit. Il sera possible, grâce à ce système, de déchiffrer à 500 m de distance le nom d'un bateau même écrit en lettres de 30 cm de haut seulement; une chambre de prise de vue permettra d'obtenir un enregistrement photographique des déversements de pétrole et des navires dans le secteur.

L'aspect important de l'AIREYE en ce qui a trait à la détection opérationnelle des déversements est son centre de commande informatisé. Ce centre non seulement contient les commandes de chaque détecteur mais comporte également un moniteur multi-fonctions sur lequel l'opérateur peut afficher les images provenant du RAL, de la TV ou du balayeur linéaire UV-IR, ou une carte informatisée des routes, des cibles, etc. De plus, puisque le système est couplé à un système de navigation par inertie, la position de toute cible indiquée par l'opérateur sur l'affichage RAL est automatiquement calculée par l'ordinateur. L'aéronef peut alors être dirigé vers l'endroit précis pour inspecter le suspect plus en détail.

L'imagerie du balayeur linéaire UV-IR et du RAL, enregistrée sur film argentique développé à sec, et les photographies sont annotées en fonction du temps, de la latitude et autres paramètres pertinents. Toutes les images électroniques affichées sur le moniteur sont enregistrées sur bande vidéo à des fins de référence.

2.1.2.2 Système de la Garde côtière suédoise. - La Swedish Space Corporation a mis au point un système beaucoup moins onéreux pour la Garde côtière suédoise. Une fois de plus, les détecteurs comprennent un balayeur linéaire UV-IR et un RAL en bande X. Les deux systèmes fonctionnent indépendamment et sont installés dans deux avions Cessna 337 (Backlund, 1979). Le balayeur linéaire UV-IR est semblable à celui qui a servi lors des essais AMOP. Le RAL est un appareil beaucoup moins puissant que celui du système de la USSG, ce qui donne une résolution plus faible et une largeur de bande de visée réduite à

20 km. Toutefois, le rendement est adéquat pour la détection des nappes de pétrole sur l'eau. Le système est complété par deux chambres photographiques 35 mm munies d'un dispositif d'annotation, l'une avec objectif dirigé vers le bas et l'autre avec objectif orientable.

Les données de chaque détecteur sont affichées sur un moniteur de télévision et enregistrées sur bande vidéo. Les affichages sont entièrement annotés avec les informations de navigation pertinentes. Les données du balayeur linéaire sont traitées en temps réel et donnent une image accentuée qui peut être photographiée par un appareil Polaroïd et transmise à un navire en temps quasi réel par le canal phonie.

2.2 Systèmes en exploitation au Canada

Il existe un certain nombre d'organismes gouvernementaux et de sociétés privées qui offrent des services de télédétection au Canada. Quelques-uns seulement toutefois disposent de systèmes qui pourraient être utiles en cas de déversement. Le nom de ces organismes et sociétés ainsi que le type d'équipement qu'ils utilisent apparaissent à l'annexe H. Le CCT dont les systèmes sont décrits dans le présent rapport a participé étroitement à la télédétection des déversements de pétrole. Le ministère de la Défense nationale (MDN), le Service de l'environnement atmosphérique (SEA) et la Garde côtière canadienne (GCC) ont également participé à des recherches dans ce domaine, recherches en grande partie basées essentiellement sur l'observation visuelle comme moyen de détection des hydrocarbures.

3 RECOMMANDATIONS

3.1 Détecteurs

3.1.1 Fluorodétecteur au laser

L'identification certaine des hydrocarbures sur l'eau, sur la glace ou sur la terre ferme nécessite l'utilisation d'un détecteur qui effectue des mesures suffisamment spécifiques pour permettre la discrimination entre des substances d'apparence semblable. Le fluorodétecteur au laser est le seul instrument connu actuellement utilisable permettant de télédétecter le pétrole sur la glace et dans des eaux infestées de glace, ce qui est beaucoup plus difficile que de détecter du pétrole en eau libre. En milieu glaciel, la diversité des conditions de surface naturelles et la variabilité subséquente des signatures spectrales dans le large intervalle spectral de l'ultraviolet à l'infrarouge thermique, rendent la détection universelle du pétrole quasi impossible par d'autres moyens. Le fluorodétecteur mesure la présence du pétrole et non ses effets sur le substrat et, par conséquent, n'est pas influencé par la diversité des fonds. Même s'il n'a pas pu être testé en milieu glaciel, le fluorodétecteur devrait s'avérer approprié dans ces conditions compte tenu de son mode de fonctionnement et du succès obtenu avec du pétrole sur l'eau. Il faut cependant que la quantité de pétrole se trouvant sur la glace ou sous la surface de la glace ou dans l'eau soit suffisante, faute de quoi il ne sera pas détectable. Or, il est vraisemblable que toute quantité de pétrole susceptible de constituer une menace importante à l'environnement sera détectable. C'est pourquoi le fluorodétecteur au laser doit être considéré comme le principal détecteur de déversements de pétrole dans les eaux canadiennes.

Le fluorodétecteur à l'étude est un instrument de profilage avec un cône d'analyse limité qui restreint la superficie couverte, ce qui pourrait constituer une contrainte importante si le fluorodétecteur est le seul capteur capable de détecter ne serait-ce qu'une anomalie reconnaissable. Il serait préférable de mettre au point un fluorodétecteur-imageur à partir de l'instrument déjà utilisé. Il semble qu'un instrument du type BIEB serait un moyen intéressant d'imager une cible fluorescente (voir annexe A). Couplé à un laser en UV avec une fréquence de répétition et une puissance suffisamment élevées, ce détecteur pourrait donner les résultats voulus. Sinon, le fluorodétecteur actuel, utilisé conjointement avec le balayeur linéaire à double voie décrit ci-dessous, constitue une bonne combinaison de capteurs et donne des images de bonne qualité.

3.1.2 Balayeur linéaire à double voie (BLDV)

Le balayeur linéaire à double voie UV-IR a détecté du pétrole à la surface de l'eau dans maintes conditions. Les informations recueillies au cours de la présente étude indiquent qu'il peut différencier des nappes de pétrole des autres nappes naturelles pourvu que les données provenant des deux voies soient traitées en temps réel. De plus, un traitement approprié des données des deux voies permet de produire une carte de la nappe montrant l'épaisseur relative du pétrole. Seule la voie IR peut être utilisée la nuit pour détecter et cartographier les nappes de pétrole; à noter que les couches les plus minces de la nappe demeurent invisibles à l'infrarouge. L'inclusion du balayeur linéaire à double voie dans l'ensemble de détection est donc hautement recommandée.

Le balayeur à double voie utilisé au cours des essais de la présente étude était un balayeur linéaire Daedalus 1230 avec une voie UV couvrant l'intervalle spectral de 300 à 370 nm et une voie IR couvrant de 8,5 à 12,5 µm. Les données recueillies avec un balayeur multibande indiquent que la partie visible du spectre peut également être utilisée

jusqu'à 500 nm. En raison de la forte rétrodiffusion atmosphérique en UV, il est souhaitable de remplacer le filtre UV du détecteur par un filtre qui laisse passer la portion plus longue de la bande UV et violet-bleu du spectre visible. Il est préférable que ce changement de filtre soit effectué pendant le survol. Un système d'enregistrement numérique des données du balayeur facilitera l'enregistrement, le traitement et l'interprétation simultanés de l'imagerie des deux voies.

L'accident du KURDISTAN a permis de faire l'essai du balayeur linéaire à double voie en présence de "pétrole dans la banquise lâche". Le BLDV a donné une imagerie dans laquelle le pétrole était visible tant en UV qu'en IR thermique. Il faut reconnaître que les observations ont été faites dans des circonstances particulières, puisqu'on était en présence d'un seul type de pétrole lourd, mais c'est la seule expérience documentée de télédétection du pétrole dans la glace. Les résultats peuvent varier selon l'état des glaces et le type de pétrole. De plus, la signature du pétrole par rapport à celle de la glace ressemble à celle du sable ou de la vase sur la glace. Par conséquent, on peut s'attendre, tout au plus, à la détection d'une anomalie qui nécessitera de plus amples recherches soit par fluorodétecteur ou avec un échantillon de surface pris sur place.

3.1.3 Radar aéroporté à antenne latérale (RAL)

Le radar à antenne latérale est l'instrument qui permet le mieux d'effectuer une couverture rapide de vastes secteurs. La USSG a prouvé que son utilisation est extrêmement utile pour détecter de petites nappes de pétrole déversées intentionnellement en eau libre. Toutefois, son efficacité dans les eaux arctiques est quelque peu douteuse. La présence d'une couverture glacielle importante (ou même de la banquise) masquera certainement la présence du pétrole sur l'imagerie radar. Le frazil ou la bouillie de glace prennent l'apparence du pétrole sur l'imagerie radar. Au cours des essais menés dans l'inlet Scott, de nombreuses pseudo-nappes de pétrole ont été observées par beau temps à proximité des icebergs fixés. On estime que le taux de fausses alertes dans les eaux arctiques sera tellement élevé que le RAL deviendra presque inutile pour détecter le pétrole dans de telles conditions. Néanmoins, l'utilité du RAL pour détecter des nappes de pétrole en eau libre et par n'importe quelles conditions météorologiques est inégalable. On recommande donc de l'inclure dans l'ensemble de détection.

Il existe sur le marché deux types de RAL conçus ou modifiés pour détecter des nappes de pétrole. Le premier est le radar Motorola AN/APS-94D qui a été perfectionné pour la USSG. Ce système a une puissance de crête de 200 kW, ce qui lui permettra d'avoir une bonne résolution et une portée de détection de 24 à 40 km. Le radar scrute à gauche et à droite et l'imagerie résultante couvre une bande de visée de 80 km avec un champ mort relativement faible directement au-dessous de l'aéronef. L'autre radar est le RAL L.M. Ericsson avec une puissance de crête de seulement 10 kW, donc une plus faible résolution et une portée de détection de 15 à 20 km, mais il coûte approximativement dix fois moins que le radar Motorola. Le choix du type de radar dépend finalement de l'importance attachée aux activités de recherche en eau libre et des autres utilisations éventuelles du radar.

3.1.4 Télévision ultrasensible (TVUS)

Le RCA TC1030H avec filtrage, tel que mis à l'essai au cours des expériences AMOP, et couplé à un moniteur de télévision et à un magnétoscope 2,5 cm, constitue un système de détection hautement efficace et peu coûteux. Il se distingue du RAL en ce sens qu'il peut différencier les nappes de pétrole des pseudo-nappes éoliennes, du sillage des navires, etc. Toutefois, il ne peut différencier les zones d'une nappe selon l'épaisseur, ce que fait le BLDV. À l'encontre du balayeur linéaire, voie IR, il peut être utilisé au crépuscule mais non la nuit. Il ne peut non plus différencier l'écume, la bouillie de glace et les fragments de glace qui, comme le pétrole, apparaissent brillants sur fond noir.

Une imagerie à fort contraste des nappes de pétrole a été réalisée au cours des essais avec un filtre spectral Corning 7-51 et un filtre polarisant Polaroïd HNP'B réglés pour laisser passer la lumière polarisée horizontalement et en observant la surface à l'angle de Brewster ou presque (53° pour l'eau). Il serait peut-être possible de différencier le pétrole de l'écume, de la bouillie de glace, etc., avec un mécanisme de support de filtres qui commuterait rapidement entre les polarisations horizontale et verticale en synchronisme avec la vitesse de répétition d'images à 30 Hz. Par un choix approprié des densités des filtres, le pétrole apparaîtra comme une cible scintillante et l'écume, la bouillie de glace, etc., comme des cibles de luminosité fixe.

Une autre modification consisterait à installer un support à cardan orientable et télécommandé, qui permettrait un champ de visée de 360°. Ce mécanisme faciliterait le levé d'un déversement de pétrole sur une bande de visée plus large que ne le permettent les capteurs qui ne fonctionnent pas en hyperfréquences.

En tant que système fixe, la TVUS donne une image à contraste élevé qui, en raison de sa qualité dynamique, permet à l'opérateur de suivre la cible sur toute la surface vue par l'objectif. L'opérateur peut ainsi distinguer le pétrole des phénomènes temporaires comme les moutons. Suite aux essais AMOP, le système TVUS est fortement recommandé dans tout système de détection de déversement de pétrole. Orientable, la TVUS devient encore plus puissante, bien que beaucoup plus onéreuse, et elle est recommandée pour un système de levé et de recherche plus perfectionné.

3.1.5 Chambres photographiques

Un système de chambres photographiques à dispositif complet d'annotation est nécessaire afin d'obtenir de bonnes photographies documentaires de tout déversement de pétrole. De plus, une photographie à résolution élevée fournit des détails qui sont souvent nécessaires pour la détection à haute altitude de petites cibles comme les zones localisées de pollution par le pétrole le long des côtes. Même si une chambre photographique 70 mm est plus légère et coûte moins cher, le modèle 23 cm est préférable.

Les systèmes recommandés comprendraient:

1. une chambre orientée au nadir avec grand angulaire et film en couleurs réelles;

2. une chambre orientée vers l'avant avec film noir et blanc et filtres adéquats pour la détection en UV (Wratten 18A); et

3. une chambre portative de 35 mm avec film en couleurs réelles pour usage documentaire.

Toutes les chambres photographiques devraient être munies d'un dispositif complet d'annotation.

3.2 Système d'analyse/affichage

L'application efficace de la télédétection au problème de la recherche, du levé et du traçage, et du nettoyage des déversements de pétrole exige que le coordonnateur sur place ait accès à l'imagerie analysée en temps quasi réel. La meilleure méthode est d'utiliser un ordinateur de bord couplé à tous les capteurs et systèmes de navigation. L'ordinateur serait programmé pour traiter et fournir l'intégration nécessaire des données de chaque capteur. Les opérateurs/analystes devraient pouvoir dialoguer avec le système pour produire en temps quasi réel et sur support papier l'imagerie qui a été analysée et

annotée, les cartes indiquant l'emplacement ainsi que l'étendue et l'épaisseur relative de la nappe. Cette tâche peut être effectuée à l'aide des capteurs recommandés couplés à des moniteurs de télévision et un ordinateur programmé pour le traitement et l'analyse des données. L'opérateur a un rôle important à jouer dans ce type de système et doit donc avoir les connaissances et l'expérience nécessaires en matière d'acquisition et d'analyse de données aériennes d'un déversement de pétrole.

Les données du fluorodétecteur, du BLDV, de la TVUS et du RAL devraient toutes être affichées simultanément sur des moniteurs, celles du fluorodétecteur et du BLDV, en couleur et celles du RAL et de la TVUS, en noir et blanc. En plus de l'imagerie telle quelle, les annotations suivantes devraient être affichées sur chaque moniteur: date et numéro d'identification de la mission, heure, latitude, altitude, cap et angle de la route. Le système devrait être en mesure d'enregistrer toutes les données soit directement des capteurs soit sur des magnétoscopes. De plus, il devrait pouvoir produire simultanément des copies papier de portions choisies de l'imagerie couleur du fluorodétecteur et du BLDV.

Afin d'éviter la tâche fastidieuse et longue qu'est la transposition des coordonnées de vol et de reconnaissance de la nappe de l'imagerie sur une carte, le système devrait comprendre un traceur automatique de route et de cible. Un tel dispositif pourrait tracer, en temps réel sur une carte normalisée, la route de l'aéronef et le périmètre de la nappe ou d'une zone donnée de la nappe, selon l'épaisseur du pétrole. Cette dernière opération nécessiterait que les affichages du traceur et des capteurs soient du type interactif pour que l'opérateur/analyste puisse indiquer une position sur le dispositif d'affichage et obtenir le tracé du point correspondant sur la carte. En plus d'un ordinateur, il faudrait un système de navigation par inertie et un altimètre de précision puisque l'assiette, l'altitude et la position de l'aéronef seraient inclus dans ces calculs.

Les capteurs individuels produisent des données qui, pour la détection du pétrole, nécessitent un traitement spécialisé. La recommandation relative au traitement précis auquel sera soumis chaque ensemble de données est le résultat d'une quantité considérable d'analyses qui ont été effectuées dans le cadre du projet.

3.2.1 Fluorodétecteur

Le fluorodétecteur fournit des données provenant de seize voies spectrales. La forme du spectre du rayonnement de fluorescence d'une cible est une indication de la composition de la cible. Par conséquent, en comparant les formes des spectres mesurés avec celles de cibles connues, il est possible d'identifier une substance fluorescente. Cette comparaison peut être effectuée en calculant les coefficients de corrélation, méthode qui a donné de bons résultats au cours du projet (voir annexe F). Les coefficients de corrélation devraient être calculés par l'ordinateur de bord. Une méthode efficace d'affichage des données du fluorodétecteur comprend un codage en couleur des intensités enregistrées dans les seize voies et un affichage de ces intensités sous forme de segments en rangées verticales sur le moniteur (voir annexe F). Cela peut également être fait pour les coefficients de corrélation, chaque colonne correspondant à une cible échantillon (par exemple pétrole lourd, pétrole léger, phytoplancton), auxquels sont comparées les données courantes. L'analyste/opérateur pourra donc facilement constater la présence d'une cible fluorescente et l'identifier.

3.2.2 Balayeur linéaire à double voie

Tel qu'on l'a mentionné précédemment, les données UV et IR permettent de déceler avec une quasi certitude la présence de pétrole sur l'eau, si elles sont correctement traitées. Cette méthode repose essentiellement sur la différence spectrale

entre la radiance UV et IR des hydrocarbures et celle de l'eau. Des méthodes ont été mises au point pour permettre le levé et la classification par épaisseur d'une couche de pétrole variant entre une mince pellicule et une couche optiquement épaisse (voir annexe F). Ces opérations sont faites à terre mais pourraient l'être par l'ordinateur de bord.

Le système serait d'abord normalisé au-dessus de l'eau avec les paramètres particuliers des capteurs pour une mission donnée. Une image de l'eau serait enregistrée et l'ensemble des paires d'intensité UV et IR représentatives de l'eau serait déterminé. Par la suite, à partir des données déjà analysées, le système établirait une correspondance entre certaines régions de l'intervalle d'intensité UV et IR et de l'épaisseur de la couche de pétrole. Chaque paire de valeurs de données UV et IR qui serait recueillie subséquemment serait classée en temps réel comme étant de l'eau ou une couche de pétrole d'une certaine épaisseur et le pixel correspondant sur l'image serait coloré d'après un code établi. L'opérateur pourrait alors introduire, par l'intermédiaire de l'affichage interactif, les divers contours d'épaisseur dans le traceur de cartes.

Un phénomène qui est souvent apparent, surtout dans l'imagerie du balayeur en UV (ou dans le visible), est une variation de l'intensité en fonction de la largeur de l'angle de route. En général, il s'agit d'un accroissement de l'intensité vers les extrémités du faisceau de balayage qui est causé soit par une radiance plus élevée du ciel dans cette direction, soit par un accroissement de la radiance de parcours puisque la lumière doit couvrir une plus grande distance aux extrémités du faisceau de balayage. Ce changement d'intensité serait faussement interprété par le processeur comme étant une mince pellicule de pétrole. Afin de corriger ce problème, une normalisation des données du balayeur sur la largeur de l'angle de route devrait être faite en même temps que la normalisation des signatures de l'eau. Cette pratique serait répétée pour chaque survol mais produirait une image dont l'intensité serait uniforme au-dessus de l'eau. Un accroissement de l'intensité serait alors interprété correctement comme un indice de présence de pétrole.

D'autres expériences portant sur du pétrole en milieu glaciel permettront peut-être le même type d'encodage qu'avec le pétrole sur l'eau; même si dans ce cas les conditions de fond sont beaucoup plus variables, les anomalies seront probablement apparentes sur le dispositif d'affichage. Si les données du fluorodétecteur étaient intégrées à celles du balayeur linéaire, ces anomalies dans la glace pourraient être identifiées en présence réelle de pétrole. Les pixels centraux de l'affichage du balayeur pourraient être colorés selon un code déterminé en fonction de la fluorescence détectée par le fluorodétecteur. Les pixels centraux fourniraient une identification exacte de la caractéristique visible des données UV et IR car ces dernières sont directement comparables aux données du balayeur linéaire et correspondent à l'empreinte du fluorodétecteur. Ce système permettrait également, bien sûr, d'identifier le pétrole sur l'eau.

Le rapport largeur-hauteur de l'image du balayeur dépend de la fréquence de balayage ainsi que de l'altitude et de la vitesse de vol. En général, la fréquence de balayage ne varie pas continuellement et l'altitude et la vitesse de vol sont déterminées par les conditions météorologiques ou la largeur de balayage désirée. Ainsi, il est souvent impossible d'obtenir un rapport hauteur-largeur d'image approprié sans apporter quelques corrections. Cette rectification peut être faite en temps réel par la simple répétition ou suppression de lignes de l'image du moniteur. Une autre distorsion géométrique appelée distorsion en S se produit dans l'imagerie provenant d'un balayage mécanique car le balayage transversal s'effectue à une vitesse angulaire constante; par conséquent, l'empreinte instantanée se déplace à une vitesse variable. Il existe des dispositifs pour corriger cette distorsion et certains balayeurs en sont équipés.

3.2.3 Télévision ultrasensible

Si la TVUS était installée sur un système à cardan commandé par l'opérateur dans un endroit approprié de l'aéronef, le champ de visée pourrait être de 360°. Cette largeur de balayage efficace accrue ne serait limitée que par l'altitude et la visibilité. Cela permettrait le balayage du périmètre d'une grande nappe de pétrole alors que l'aéronef survole le centre de la nappe. Un affichage interactif améliorerait l'utilité de cet instrument car l'opérateur pourrait, par l'intermédiaire de l'ordinateur, transférer les données du périmètre de la nappe au traceur et les reporter en temps réel sur une carte normalisée.

Lorsque la caméra de télévision n'est pas orientée au nadir, l'image est géométriquement déformée comparativement à l'image obtenue avec un balayeur linéaire ou une caméra orientée au nadir. La différence de perspective peut empêcher l'opérateur/analyste d'effectuer une comparaison rapide entre l'image du téléviseur et l'image du balayage en lignes, même lorsqu'il y a recoupement du champ de visée. Le même problème se produirait si la caméra était orientée sur un côté de façon à voir la zone couverte par le RAL. Le problème peut être facilement résolu en faisant une correction géométrique directement sur l'image du moniteur de télévision.

3.2.4 Radar à antenne latérale (RAL)

Comme mentionné précédemment, le RAL est un instrument de détection à large bande de visée, à couverture rapide mais non spécifique. L'image nécessite normalement des corrections pour les variations d'intensité, par exemple, distance transversale.

L'imagerie du radar peut alors être directement comparée avec d'autres imageries (TVUS, etc.) et également avec des cartes normalisées. Le moniteur du RAL devrait être interactif de sorte que l'opérateur/analyste puisse transférer les cibles pertinentes de l'affichage au traceur de cartes, en temps réel.

3.2.5 Chambres photographiques

L'opérateur/analyste devrait connaître quels documents photographiques sont disponibles pour un survol donné. Les annotations, y compris les numéros de cadre, devraient être affichées sur le moniteur en temps réel afin que l'opérateur ait tous les renseignements concernant les dossiers photographiques.

3.3 Plates-formes

L'étude qui suit ne traite que des aéronefs puisqu'on prévoit que le système satelliporté ne sera pas au point avant 1990. La détection par satellite avec capteurs optiques est entravée par les nuages, qui sont fréquents dans les régions côtières et arctiques du Canada, particulièrement aux dates et lieux où la probabilité des risques d'accidents maritimes est très élevée. Quoi qu'il en soit, les expériences de télédétection de pollution par les hydrocarbures à l'aide de satellites sont toujours complétées par des recherches faites à partir d'aéronefs équipés d'un ensemble de capteurs très perfectionnés.

La présente étude vise essentiellement à déterminer les capacités de détection de divers capteurs et à recommander un ensemble intégré qui réponde le mieux aux besoins. Par conséquent, les recommandations portent sur les systèmes de captage, de traitement et d'affichage. Les recommandations relatives aux aéronefs sont laissées aux experts dans ce domaine. Le présent document ne précise que le poids et la puissance électrique imposés par l'ensemble de détection ainsi que les principales considérations relatives au choix d'un aéronef.

Le poids et la consommation de puissance des capteurs individuels et des instruments connexes, mais sans les processeurs en temps réel, apparaissent à l'annexe A.

Le poids et la puissance requise de l'ensemble comprenant les systèmes de traitement et d'affichage sont évalués à 1150 kg et 8 kW. L'exploitation du système nécessite environ quatre personnes, ce qui, avec le pilote, le co-pilote et peut-être un technicien, porte le poids à 1850 kg. Les autres exigences principales sont que l'avion puisse décoller rapidement et qu'il ait un long rayon d'action, point particulièrement important pour les vols dans le Nord.

Il est question du type d'aéronef approprié dans le rapport sur l'accident du KURDISTAN présenté par O'Neil et coll. (1982). La zone de recherche augmentant en fonction du carré du temps qui s'écoule entre le déversement et l'arrivée de l'aéronef sur les lieux de l'accident, il importe d'avoir un avion disponible rapidement et qui puisse atteindre la cible dans un temps minimal. Il faudrait donc que le système de détection soit installé en permanence à bord de l'appareil ou que l'installation puisse se faire dans un délai très court. L'avion doit avoir une vitesse de croisière rapide, surtout s'il est utilisé à d'autres fins. Le décollage de l'appareil ne doit pas être retardé par des conditions météorologiques défavorables entre l'aéroport et la région du déversement; l'avion doit donc pouvoir voler à 5500 m d'altitude ou plus.

Les exigences relatives au rayon d'action sont influencées par la vitesse de survol de la cible, par la vitesse de croisière et la distance entre la cible et la base aérienne la plus rapprochée. La "vitesse de survol de la cible" efficace, dont une moyenne a été établie pour un cycle complet de recherche et d'avitaillement devrait être maximisée selon la formule suivante:

$$V_{eff} = \frac{V_r T_r}{T_t} \qquad (1)$$

où: V_{eff} = vitesse efficace
V_r = vitesse de recherche
T_r = temps de recherche
T_t = temps total

$$T_t = T_r + 2T_v + T_a \qquad (2)$$

où: T_a = temps d'avitaillement
T_v = temps de vol jusqu'à la cible (aller simple)

$$T_v = \frac{D_v}{V_v} \qquad (3)$$

où: D_v = distance du vol
V_v = vitesse de vol

$$T_r = \frac{1}{C_r}(C-2C_v.T_v) \qquad (4)$$

où: C_r = taux de consommation de carburant à la vitesse et à l'altitude de recherche
C_v = taux de consommation de carburant à la vitesse et à l'altitude de vol
C = quantité totale de carburant utilisable, y compris la réserve pour atteindre un aéroport de dégagement.

En combinant les formules (1) à (4), on obtient:

$$V_{eff} = \frac{\frac{V_r}{C_r}\left(C - 2\,C_v\,\frac{D_v}{V_v}\right)}{\frac{C}{C_r} + 2\left(\frac{C_r - C_v}{C_r}\right)\frac{D_v}{V_v} + T_a} \qquad (5)$$

Il importe d'évaluer le temps d'avitaillement (T_a) et la distance entre la cible et les pistes utilisables les plus rapprochées (D_v). Le premier facteur dépend de l'aéronef utilisé et des installations d'avitaillement disponibles. Dans l'Arctique canadien, il faut que l'avion ait un très long rayon d'action, ou qu'il puisse décoller et atterrir sur de courtes distances et sur des pistes en gravier puisqu'il n'y a pas beaucoup de pistes asphaltées dans le Nord canadien.

3.4 Programmes futurs de recherche

La présente étude fait état des résultats que peuvent donner les divers systèmes dont on dispose actuellement pour la télédétection de déversements d'hydrocarbures. Pour ce faire, l'état actuel de la technique a été évalué et une approche a été établie à partir de l'information disponible dans la documentation, des besoins canadiens identifiés dans le contexte du Programme de lutte contre les déversements dans l'Arctique et d'idées émises par des experts dans le domaine de la télédétection. Les résultats d'autres recherches ont été vérifiés et clarifiés dans de nombreux cas. L'état actuel de la technique à lui-même progressé dans plusieurs secteurs mais plus particulièrement dans les essais du fluorodétecteur au laser. Les techniques analytiques appliquées à la réduction ou à l'accentuation des données ont servi surtout dans les méthodes de traitement de l'imagerie provenant des balayeurs linéaires. Ainsi, il a été possible de recommander l'ensemble de détection qui serait le plus utile et le plus rentable pour le Canada.

Il n'a pas été possible d'entreprendre une étude aussi approfondie que prévu des techniques de télédétection applicables à la détection du pétrole en milieu glaciel. Trop peu de recherches ont été effectuées sur cette question pour étayer des conclusions valables pour les conditions très diverses rencontrées dans l'Arctique. L'évaluation des capteurs, la mise au point de techniques analytiques et la détermination de conditions favorables à la télédétection nécessitent l'acquisition d'une plus grande expérience dans la télédétection du pétrole en milieu glaciel.

Quel que soit le programme de recherche, il sera nécessaire d'effectuer des déversements expérimentaux qui pourront servir de cible. Au cours des premiers essais d'un capteur dans un ensemble donné de conditions, il faudra s'assurer que des mesures adéquates de surface sont faites pour vérifier les paramètres spécifiques détectés. À mesure que le capteur sera mieux connu, la nécessité de faire ces mesures diminuera et les données d'un capteur pourront fournir certaines informations essentielles à l'interprétation des données provenant d'un autre capteur. Le but ultime consiste à mettre au point un système de télédétection intégré dans lequel les données provenant de divers capteurs contribuent à l'interprétation consistante de tout ce qui se passe sur et dans la mer.

3.4.1 Mise au point des capteurs

Les capteurs utilisés pour notre étude étaient souvent des systèmes adaptables, en aucune façon optimisés pour la recherche et la surveillance de déversements d'hydrocarbures, en mer. Plusieurs de ces capteurs étaient des prototypes qui ne pouvaient que servir à démontrer les principes de détection des hydrocarbures ou à déterminer la faisabilité de la technique. En général, la mise au point d'un capteur doit surtout porter sur la réduction de la quantité de données à acquérir (c'est-à-dire, adapter le capteur à une situation particulière et faire en sorte que les données soient accessibles en temps réel sous une forme facilement interprétable).

Il va sans dire que les utilisateurs exigeront que le rapport signal-bruit soit le meilleur possible; toutefois, il faudra probablement faire de nombreux choix au niveau du rendement des capteurs avant d'obtenir un système opérationnel optimal.

Lorsque ce genre de système sera utilisé couramment, il est vraisemblable que le travail des opérateurs sera simplifié et que les concepteurs auront réussi à réduire la complexité du matériel, à améliorer sa fiabilité et à faciliter son entretien tout en réduisant son poids, son volume et sa consommation de puissance.

Même s'il a été démontré que son rendement est adéquat, le fluorodétecteur au laser demeure un instrument relativement nouveau qui pourrait être encore perfectionné pour la détection du pétrole.

La recherche et le développement devraient être orientés notamment vers le remplacement du laser à l'azote (337 nm) par un laser excimer (220 à 308 nm) et du capteur de profilage par un capteur-imageur. Des longueurs d'onde plus courtes décupleraient la sensibilité de détection des minces pellicules de pétrole (Rayner, 1979); cela permettrait également d'utiliser la "structure" présente dans le spectre de fluorescence dans la plage de 300 à 400 nm pour mieux discerner les types de pétrole. Les avantages du fluorodétecteur-imageur, même si on les retrouve partiellement dans la combinaison fluorodétecteur - BLDV, sont évidents: plus grande largeur du faisceau de balayage, couverture plus rapide et plus complète d'une zone donnée et présentation d'une image dont les caractéristiques géométriques peuvent faciliter l'interprétation.

Le fluorodétecteur au laser est le seul capteur capable d'explorer la colonne d'eau; ainsi, le fluorodétecteur devrait pouvoir détecter les fractions de pétrole dissoutes et les masses de pétrole de flottabilité neutre qui se trouvent directement sous la surface de l'eau, même si la nappe n'est pas apparente. Des études devraient être entreprises pour évaluer la capacité du fluorodétecteur au laser de détecter ce genre de cibles: une version modifiée du présent système pourrait être construite pour exploiter plus à fond cette capacité.

Le fluorodétecteur peut également servir à surveiller la distribution et l'efficacité des dispersants répandus par avion. Toute nouvelle application du fluorodétecteur au laser ou tout changement de caractéristiques spectroscopiques (nombre et largeur des voies du récepteur, longueur d'onde d'excitation) devrait être appuyé par un programme en laboratoire. À mesure que la gamme de cibles scrutées par le fluorodétecteur s'élargira, les recherches en laboratoire permettront d'expliquer ce que le capteur a perçu pour un ensemble donné de conditions.

Dans l'avenir immédiat, les recherches devraient surtout porter sur la mise au point d'un dispositif d'affichage efficace en temps réel pour le balayeur linéaire à double voie, dispositif qui serait corrigé par les algorithmes d'accentuation qui auront été vérifiés au cours du présent projet.

Des balayeurs du type à barrettes comme le système BIEB utilisé pour les missions de l'inlet Scott et de l'île Wallops font l'objet de travaux intenses. Ces capteurs n'ont aucune pièce mobile (caractéristique importante pour les applications aéroportées et satelliportées) et peuvent être beaucoup plus sensibles que le BMB. Un autre avantage du détecteur à barrettes est qu'il facilite grandement la sélection des bandes spectrales les

plus utiles. Lorsque l'on aura mieux cerné les caractéristiques spectrales du pétrole sur l'eau, il sera peut-être possible d'exploiter cette sensibilité pour produire un capteur-imageur très sélectif.

Les radars à antenne latérale ont été considérablement améliorés pour les applications militaires et offrent des possibilités au-delà des exigences requises pour la détection de la pollution par les hydrocarbures. Il importe de trouver l'équilibre optimal entre les coûts et le rendement avant de construire un système radar à antenne latérale qui convienne. Non seulement le radar doit-il pouvoir détecter et cartographier des nappes de pétrole mais il doit être intégré à l'ensemble de détection aéroporté pour produire une imagerie annotée en temps réel. Avec ce type de données, l'itinéraire de recherche peut être modifié en cours de vol pour analyser les anomalies, et des cartes à grande échelle des zones polluées peuvent être faites presque immédiatement à l'intention du coordonnateur sur place. Les futurs essais en eau libre devraient être effectués dans un plus grand nombre de conditions de vent et d'états de la mer, y compris différentes directions de visée par rapport au vent. Lors de petits déversements expérimentaux, il faudra s'assurer que la dimension de la nappe dépasse les dimensions d'empreinte ou de pixel de tous les capteurs hyperfréquences.

Si on estime qu'il est important de déterminer précisément l'épaisseur de nappes de pétrole très minces (0,1 à 10 mm), il faudra mettre au point un radiomètre passif à hyperfréquences. Tel qu'on l'a proposé à la section 4.5.1, un système de profilage intégré à la voie infrarouge thermique d'un balayeur linéaire pourrait constituer une approche financièrement acceptable. La réponse d'un radiomètre à hyperfréquences au pétrole émulsionné n'a pas encore été étudiée.

Le système de télévision passif s'est avéré un capteur très peu coûteux pour cartographier les nappes de pétrole en plein jour; toutefois, il ne peut lire le nom des navires. Un système de surveillance aéroporté qui a pour but d'identifier les navires dans des conditions d'éclairement défavorables (brouillard, neige ou bruine) doit être muni d'une télévision active à illumination laser (TVPA). Ces systèmes coûtent cher car ils comportent des sous-ensembles électro-mécaniques très complexes d'orientation de l'objectif et des sous-ensembles électro-optiques complexes contenant le dispositif d'éclairage à impulsions laser et le récepteur à portillonnage de distance.

Même si la photographie est une technique éprouvée, il faut quand même trouver un système fiable qui fonctionne correctement à basse température. Le format d'image que l'on choisira dépend de la résolution désirée, du poids total du système photographique et de la facilité à modifier l'appareil pour annoter l'image au moment de l'exposition. Les systèmes de flash compacts qui conviennent à la prise de photographies aériennes la nuit devraient être étudiés.

Avant qu'un système aéroporté de détection et de surveillance de déversements de pétrole ne devienne opérationnel, il est très important d'intégrer les données de tous les capteurs à bord de l'aéronef. Les données seront présentées de manière à ce que les opérateurs puissent faire une évaluation relativement précise de la situation pendant le vol. Dans le plus simple des cas, les données d'un capteur superposées à celles d'un autre capteur peuvent être affichées; toutefois, à mesure qu'on acquiert de l'expérience et qu'on peut accorder de plus en plus de confiance aux algorithmes, un seul affichage pourrait contenir une synthèse de toutes les données recueillies.

L'annotation des affichages nécessite des données de navigation précises. Il est par conséquent important que l'aéronef soit muni d'un système perfectionné de mise à jour et de correction des données de navigation avant l'annotation des données du capteur. Pendant les sorties au cours desquelles une recherche courante est effectuée, le traçage en temps réel des routes de vol serait très utile. Le système de traitement des données de navigation fournirait également aux pilotes des points de repère mis à jour (positions auxquelles les changements de cap doivent être faits) assurant ainsi une couverture intégrale de la zone.

Il importerait également de considérer les moyens d'assurer une liaison air-mer pour les données télédétectées. Cette liaison serait utile pendant les opérations d'intervention lorsqu'il est nécessaire, par exemple, que le coordonnateur sur place sache où se trouvent les zones les plus épaisses de la nappe par rapport aux écrémeurs et aux navires de récupération. La distance et la vitesse de transmission de l'imagerie (ou autres données) sont importantes lors de la conception d'un système. Si l'interprète, à l'aide d'un système d'affichage élaboré, peut réduire les données à une carte délimitant la nappe par niveau d'épaisseur relative du pétrole et sur laquelle sont indiqués les navires, les bouées et le relief côtier, la complexité de la liaison air-mer peut être grandement réduite.

Un système permettant de produire un enregistrement permanent de l'imagerie intégrée aux données provenant d'autres sources devrait être inclus dans le système aéroporté. Si nécessaire, le système aéroporté pourrait être complété par un système au sol plus perfectionné installé à la base opérationnelle de l'aéronef, pour effectuer les traitements plus complexes de données et fournir une imagerie de grande qualité. Le coordonnateur sur place exigera sans doute l'imagerie pour une évaluation rapide de la situation. En cas de poursuites judiciaires pour déversements illicites, des copies papier de l'imagerie et des cartes doivent être versées au dossier.

3.4.2 Méthodes analytiques

Jusqu'à maintenant, les données provenant de chaque capteur ont été peu nombreuses et interprétées plus ou moins indépendamment de celles fournies par les autres capteurs, cela à cause de la présence de capteurs de profilage et de capteurs-imageurs, de la différence entre les champs de visée, et parce qu'il était impossible de traiter à bord de grandes quantités de données en temps réel. Les déversements de pétrole ont rarement été observés simultanément avec plusieurs capteurs, d'où le manque de données réalistes permettant de mettre au point des techniques de traitement appropriées.

Grâce aux ordinateurs, il est désormais possible d'envisager le traitement de ces données en temps réel à bord de l'aéronef et de les présenter à un interprète. Toutefois, l'effort principal devrait porter sur le développement d'algorithmes et de techniques analytiques pour traiter les données avant leur affichage. Le but global est d'intégrer les données provenant des divers capteurs et de fournir une imagerie qualitative et quantitative (peut-être sous forme de cartes annotées et de niveau) au chef de mission et au coordonnateur sur place.

Le fluorodétecteur au laser, un capteur unique capable d'identifier et de classifier les types d'hydrocarbures, jouera un rôle clé dans l'interprétation de l'imagerie provenant des autres capteurs. La méthode d'intégration la plus simple consiste à utiliser les données fluorométriques chronologiques dans une voie de fluorescence caractéristique comme segment de recouvrement sur l'imagerie provenant de la TVUS ou du BMB. Un segment de recouvrement plus élaboré pourrait utiliser les techniques de corrélation comme moyen d'identification du pétrole. Une étude actuellement en cours indique que la technique de corrélation devrait permettre de déterminer le type exact de pétrole dans plus de 80 % des cas. Il serait ainsi possible de déterminer à quoi correspondent les pixels centraux d'une image soit: eau, huile lourde résiduelle, huile légère raffinée, ou pétrole brut. L'algorithme de corrélation peut être incorporé au processeur de données du fluorodétecteur (FDF-80) qui saisit et affiche les données en temps réel à bord de l'aéronef. Il reste à explorer d'autres aspects de la technique de corrélation, le plus important étant la possibilité de différencier par cette technique les autres substances qui font normalement partie de l'arrière-fond marin. On suppose que la technique donnera les résultats escomptés mais il est difficile de l'affirmer. La collecte d'échantillons et l'analyse en laboratoire constituent une technique réalisable pour les échantillons discrets

de pétrole; il semble toutefois que pour les conditions marines et les zones qui nous intéressent, on devra procéder à des études pilotes aéroportées tel que suggéré à la section 3.4.3 pour vraiment obtenir des données suffisantes.

L'interprétation de l'imagerie IR et UV du balayeur linéaire a été plus facile à faire lorsque les données provenant des deux voies étaient traitées simultanément. La méthode la plus simple serait de superposer l'imagerie à contraste rehaussé provenant des voies IR et UV. Une méthode plus élaborée pourrait comprendre une analyse par regroupement qui fournirait des évaluations qualitatives de l'épaisseur. Dans toute imagerie, il devrait y avoir le moins d'ambiguïté possible entre le pétrole et les autres caractéristiques environnantes. Idéalement, l'affichage ne devrait nécessiter qu'une intervention minimale de l'opérateur. La mise au point des algorithmes (ou des raccourcis acceptables) qui puissent être appliqués en temps réel dans un aéronef n'est pas un problème de mince importance. Tel que mentionné précédemment, l'intégration de l'imagerie IR et UV provenant du balayeur linéaire avec les données provenant d'autres capteurs de profilage et imageurs seront nécessaires pour créer les affichages requis; les algorithmes pour ce type d'intégration n'existent pas encore.

Dans un système opérationnel aéroporté de télédétection de déversements de pétrole, un radar à antenne latérale (RAL) servira toujours de détecteur d'anomalies sur une large bande de visée de chaque côté de l'avion. L'efficacité d'un capteur qui fonctionne dans ce mode sera améliorée en fonction de la diminution du taux de fausses alertes. À l'aide des signatures de rétrodiffusion radar et de la forme géométrique de l'anomalie, un opérateur d'expérience devrait assez bien différencier les navires, les icebergs, les cibles terrestres, les pseudo-nappes d'origine éolienne et les courants, des nappes de pétrole. Aucun autre capteur n'est capable de couvrir la même superficie que le radar; par conséquent, l'opérateur devra se fier à sa propre expérience et à sa connaissance du rendement du radar en face des cibles possibles, compte tenu des conditions du moment et des bases de données auxiliaires. Ces dernières pourraient être des segments de cartes côtières en superposition, les routes maritimes, les probabilités de présence d'icebergs, les courants océaniques et les positions des navires prévues par les centres de contrôle du trafic maritime.

Avant qu'un système de télédétection ne devienne opérationnel et surtout avant que les données ne puissent servir de preuves en cas d'infraction, un ensemble de clés d'interprétation devrait être établi. Ces clés permettraient non seulement d'interpréter les données de chaque capteur mais constitueraient également une méthode d'interprétation uniforme des données du système complet de détection. Elles tiendraient compte du rendement de chaque capteur, de ses capacités et de ses limites dans les multiples conditions qui pourraient être rencontrées. Avant qu'une clé d'interprétation ne puisse être couramment utilisée, elle devra avoir été éprouvée tant sur le plan technique que juridique.

3.4.3 Études pilotes

Dans la plupart des régions du monde, il est extrêmement difficile de procéder à des déversements d'hydrocarbures pour fins d'études, en raison des possibilités de répercussions néfastes sur l'environnement. Pour certains types de recherche, de petits déversements confinés suffisent mais, pour les expériences de télédétection, seuls d'importants déversements non confinés permettront des études réalistes des capteurs et des techniques d'interprétation. Il faudra autrement beaucoup de temps avant qu'on puisse prouver l'efficacité des systèmes de détection et de surveillance des déversements de pétrole et les utiliser avec confiance. Il semblerait que la seule façon d'obtenir une expérience valable dans la télédétection des déversements de pétrole serait de procéder à une étude pilote englobant un grand nombre de déversements accidentels dans divers états de la mer et conditions atmosphériques.

Une telle étude aurait pour objectifs:

1. de fournir des données suffisantes pour permettre de vérifier et d'améliorer le rendement des capteurs et les techniques d'interprétation dans des conditions réalistes;
2. de déterminer l'importance du problème des déversements accidentels et la rentabilité des techniques de télédétection en faisant de fréquents vols de surveillance ordinaire au-dessus d'un large secteur; et
3. d'habituer les utilisateurs (comme le coordonnateur sur place) à se servir des données télédétectées pour la détection des déversements de pétrole et les opérations de nettoyage, et à faire appel aux techniques de télédétection pour les opérations courantes.

On propose qu'un aéronef approprié soit muni de l'ensemble de capteurs recommandé (RAL, BLIR/UV, TVUS, fluorodétecteur au laser, chambres photographiques, dispositifs d'affichage en temps réel, équipement d'enregistrement de données et de navigation) et que l'ensemble soit utilisé lors d'une série de vols de patrouille. L'idéal serait de survoler quotidiennement les zones de déversements pendant plusieurs saisons pour obtenir une expérience adéquate dans un grand nombre de conditions. Ainsi, l'aéronef, les capteurs, les techniques d'analyse et de réduction des données seraient mis à l'essai en situation réelle. En effet, l'aéronef serait confié à la Garde côtière canadienne qui signalerait tout déversement, navire ou autre cible d'intérêt au quartier général des opérations. Peu de données à part les anomalies seraient étudiées en détail et l'interprétation et la réduction des données seraient donc faites en temps quasi réel. Une petite partie des données recueillies sur des cibles d'intérêt particulier ou dans des conditions inhabituelles pourrait, néanmoins, être gardée pour analyse plus approfondie.

Ces données pourraient soit servir d'exemple pour les clés d'interprétation, soit apporter des renseignements additionnels sur le rendement des capteurs. Les informations obtenues à chaque sortie seraient accumulées pour l'étude de la rentabilité des capteurs individuels et du système global. Si un aéronef est spécialement affecté à ce projet, il pourrait être utilisé advenant un déversement accidentel avec l'avantage qu'il serait équipé d'un ensemble complet de capteurs. La mission de télédétection ne devrait poser aucun problème puisque l'aéronef, comme toutes les autres sources d'information accessibles au coordonnateur sur place, serait partiellement intégré aux opérations de la Garde côtière. En particulier, toutes les procédures seraient établies (autorisation de circulation aérienne, avitaillement, etc.), les communications avec le coordonnateur sur place seraient également assurées et un moyen satisfaisant de lui présenter en temps opportun les rapports et les cartes de situation serait disponible.

Une équipe opérationnelle pourrait participer à des déversements expérimentaux d'hydrocarbures pour comparer le système avec ceux mis au point par d'autres pays. Non seulement les participants se familiariseraient avec les données réelles provenant des divers systèmes (il y a un échange de données pour la poursuite judiciaire des bateaux en infraction), mais ils pourraient faire une comparaison directe des nouveaux capteurs et des techniques opérationnelles et analytiques dans des conditions identiques.

Un grand nombre de systèmes utilisés pour la détection de déversements d'hydrocarbures sont semblables ou identiques à ceux utilisés au cours d'autres missions de surveillance océanique. On pourrait donc profiter de l'aéronef équipé pour l'étude pilote de télédétection et de surveillance de déversements expérimentaux pour faire la preuve de l'utilité des toutes dernières techniques de télédétection dans la recherche et le sauvetage, la surveillance des pêches et des côtes, le contrôle du trafic maritime et le repérage des glaces. Des dispositifs spéciaux pourraient être ajoutés au besoin, ce qui permettrait à l'ensemble du système d'avoir encore un meilleur rendement dans un rôle donné.

4 PROJET DE TÉLÉDÉTECTION AMOP

4.1 Les effets détectables

4.1.1 Suppression des ondes capillaires

Une pellicule de pétrole à la surface de l'eau atténue le mouvement de l'eau et produit une "nappe". Cette atténuation est provoquée par deux mécanismes (Pronk, 1975; van Kuilenburg, 1975); la formation des ondes capillaires est supprimée par la pellicule de pétrole qui se comporte comme une membrane entre le vent et l'eau; la propagation des vagues plus grosses (jusqu'à 10 m) est mécaniquement atténuée par des couches plus épaisses de pétrole (de l'ordre des mm). Étant donné que les grosses vagues sont provoquées par le vent et par l'intermédiaire des ondes capillaires et qu'une nappe de pétrole empêche la formation de ces ondes en réduisant le couplage entre le vent et l'eau, il suffit d'une mince pellicule de pétrole pour arrêter la formation des grosses vagues. L'amortissement des vagues amorcées à l'extérieur de la nappe et qui se propagent dans cette dernière est le résultat de la dissipation de l'énergie mécanique dans les couches plus épaisses de pétrole. La vitesse à laquelle cette dissipation se produit est proportionnelle à la viscosité du pétrole et à l'épaisseur de la nappe.

Toutefois, les nappes ne sont pas uniquement produites par le pétrole; en effet, elles peuvent être dues, entre autres, aux ondes internes, aux "courants" d'eau douce à la surface de l'eau de mer, au sillage des navires, au frazil ou à la bouillie de glace.

4.1.1.1 Détection des nappes. - Les capteurs de lumière peuvent voir les nappes; toutefois, le contraste qui résulte uniquement de la suppression des vagues est généralement faible et varie selon les conditions d'éclairement. Il existe une situation où la nappe apparaît comme une caractéristique à fort contraste dans le spectre visible. En effet, si la nappe est observée dans la zone de reflets du soleil et à un angle tel que le soleil est réfléchi par les hautes pentes des ondes capillaires et non par les pentes moins prononcées à l'intérieur de la nappe, cette dernière apparaîtra sombre sur un fond brillant. Cette technique est utilisée pour la détection des nappes par des capteurs satelliportés (Deutsch et coll., 1977), mais ne peut être utilisée que pendant certaines périodes de courte durée et par temps clair.

Cet effet est important dans l'application des capteurs à hyperfréquences. Les radiomètres passifs à hyperfréquences peuvent observer une faible diminution de la température apparente de luminance causée par la suppression des vagues; toutefois, l'intérêt principal porte sur la réduction de la rétrodiffusion dans les dispositifs à hyperfréquences actifs. L'énergie électromagnétique émise sous forme d'hyperfréquences par les radars et les diffusiomètres est réfléchie par la surface de l'eau. Lorsque la surface de l'eau apparaît agitée sur une échelle déterminée par la longueur d'onde de l'onde électromagnétique, une partie de cette énergie réfléchie sera renvoyée vers le capteur et sera perçue, selon la terminologie radar, comme "des échos de mer". Lorsque la surface de la mer est lisse, comme dans le cas d'une nappe, il y a peu d'échos et une telle zone apparaît sombre sur l'imagerie. Le fait que la présence d'une pellicule de pétrole influe surtout sur les ondes capillaires courtes, par opposition aux ondes plus longues, est un facteur déterminant du rendement relatif des différentes longueurs d'onde hyperfréquences. Une surface qui apparaît rugueuse, et par conséquent brillante, pour un capteur à haute fréquence (longueur d'onde courte) peut sembler lisse, et par conséquent sombre, pour un dispositif à plus basse fréquence (longueur d'onde plus longue).

4.1.1.2 Capteurs. - Les instruments à hyperfréquences actifs utilisés au cours de la présente étude sont le diffusiomètre Ryan du CCT et le radar à antenne synthétique (RAS) de l'ERIM; les deux appareils étaient installés à bord du Convair 580 (C-GRSC) du CCT (voir annexe A).

Le diffusiomètre est un instrument de profilage qui fonctionne dans la bande K_u (13,3 GHz) et mesure les sections transversales de la dispersion en hyperfréquences en fonction d'un angle d'incidence se situant dans une gamme de + 60° à - 60°. L'appareil fonctionne en modes d'émission de polarisation horizontale (H) ou verticale (V); les polarisations semblables et croisées sont captées simultanément dans chacun des deux modes. Le RAS fonctionne dans les bandes X (9,350 GHz) et L (1,315 GHz) avec des modes d'émission H ou V et de réception semblable ou croisée. Sa portée oblique est de 5,6 km, ce qui à l'angle d'antenne utilisé lors des vols au-dessus des déversements expérimentaux de la mission Wallops, donne une largeur de balayage au sol d'environ 8 km.

4.1.2 Effets de la lumière visible et quasi visible sur la réflectance de surface

4.1.2.1 Pétrole sur l'eau. - Une couche de pétrole sur l'eau entraîne une augmentation de la réflectance de surface dans les régions spectrales de l'ultraviolet, du visible et du proche infrarouge. Cela est le résultat direct des indices de réfraction plus élevés des hydrocarbures par rapport à ceux de l'eau. La différence est plus grande dans le domaine ultraviolet que dans le domaine visible et, par conséquent, il semblerait qu'il suffit d'observer la cible en ultraviolet pour obtenir une image à fort contraste. Tel est le cas dans certaines circonstances mais en général, la situation est compliquée par plusieurs facteurs.

En plus de la lumière réfléchie par la surface, la radiance totale captée dans cette région spectrale comprend une composante correspondant à la rétrodiffusion exercée par la masse d'eau et une composante radiance de parcours diffusée par l'atmosphère qui se trouve dans le champ de visée du capteur. La composante qui donne le plus d'information sur la présence de pétrole est le rayonnement réfléchi par la surface; les autres composantes masquent souvent cette information. Avant de déterminer la meilleure façon d'accentuer la composante réfléchie par la surface et donc d'améliorer le contraste entre le pétrole et l'eau, il faut connaître la nature des composantes et les phénomènes qui entraînent leur production. Les points d'intérêt dans cet exercice sont l'importance relative des trois composantes, leurs caractéristiques spectrales et leurs propriétés de polarisation. Les facteurs qui entraînent leur formation sont les suivants: les phénomènes physiques, soit la réflexion, l'absorption ou la diffusion; le milieu, soit l'air, l'eau ou le pétrole; et la source de rayonnement, soit le soleil, le ciel ou les nuages. Le rendement du capteur utilisé est également important pour déterminer le contraste apparent final entre le pétrole et l'eau. L'étude qui suit traitera d'abord de la lumière réfléchie par l'eau puis de l'effet de la présence du pétrole sur le rayonnement capté.

La nature spectrale de la lumière réfléchie par la surface de l'eau est généralement la même que celle de la source; par conséquent, le spectre de cette composante sera élevé à l'extrémité bleue du spectre par temps clair et beaucoup plus faible par temps nuageux. Le rayonnement réfléchi par la masse d'eau aura un spectre avec une pointe dans le bleu ou le vert, le facteur d'absorption de l'eau étant plus faible dans le bleu pour l'eau pure, et se déplaçant dans la direction du vert à mesure que les teneurs en phytoplancton et en "gelbstoff"* augmentent. La vase contenue dans l'eau peut

---

* résidus de la décomposition des matières organiques

entraîner un accroissement de la valeur globale de la composante réfléchie par la masse d'eau et peut provoquer un déplacement spectral vers le rouge si les teneurs sont suffisamment élevées. La nature spectrale de cette composante ne subit à peu près pas l'influence de la couverture nuageuse parce qu'elle se compose du rayonnement solaire et de la lumière ambiante diffusés. La radiance de parcours dans l'air pur est concentrée à l'extrémité des ondes courtes du spectre puisqu'elle obéit à la loi de diffusion de Rayleigh λ^{-4} (λ = longueur d'onde). Les aérosols augmentent la valeur de cette composante et produisent un spectre moins nuancé. Étant donné que la source de cette composante est le rayonnement global, c'est-à-dire la lumière solaire et ambiante, les conditions nuageuses n'ont pas un effet sensible sur son spectre.

Les propriétés de polarisation sont importantes car les différences entre les diverses composantes du rayonnement permettent l'accentuation de l'une au détriment de l'autre au moyen d'un polariseur linéaire. À l'angle d'incidence brewstérienne qui, pour l'eau est d'environ 53 ° par rapport à la verticale, la lumière est en totalité polarisée rectilignement, parallèlement à la surface de l'eau. Cette composante polarisée perpendiculairement est également appelée composante horizontale. À mesure que l'angle d'incidence s'écarte de 53°, le degré de polarisation baisse de 80 % à 65° et 41°. Dans la plupart des conditions normalement rencontrées, la surface de l'eau n'est pas lisse à cause des vagues. Ces dernières réduisent la polarisation, mais rarement au-delà de 8 % à l'angle de Brewster.

En même temps, le rayonnement d'un ciel clair est généralement polarisé, le degré et la direction de la polarisation dépendant de la direction d'observation par rapport au soleil. Si, comme cela est normalement fait pour éviter l'éclat du soleil, l'azimut du capteur est réglé afin d'être orienté dans la direction opposée au soleil, le rayonnement d'un ciel clair sera alors polarisé horizontalement. Le degré de polarisation varie en fonction de la hauteur du soleil et de l'angle d'observation du capteur et il est généralement réduit par une augmentation de la teneur en aérosols. Lorsque l'angle d'observation du capteur est à 53° de la verticale et que la hauteur du soleil se situe entre 20° et 70°, comme ce serait probablement le cas pour la plupart des opérations sous les latitudes canadiennes, le degré de polarisation horizontale peut varier de 20 % à 50 %. Le processus de diffusion provoque la radiance d'un ciel clair et la réflexion de surface contribue à la polarisation horizontale de la composante réfléchie par la surface du rayonnement total. Par opposition au cas d'un ciel clair, la lumière diffusée par un ciel nuageux ne sera pas polarisée de façon importante.

Le rayonnement réfléchi par le volume d'eau, à un angle d'observation de 53° de la verticale et dans la direction opposée au soleil lorsqu'il est entre 20° et 70°, est généralement polarisé en direction orthogonale, c'est-à-dire parallèle au plan d'incidence et a, par conséquent, une composante verticale. Le vecteur électrique dans ce cas n'est pas strictement vertical; en fait, il forme un angle de 37° par rapport à la composante "verticale". Une fois de plus, le degré de polarisation dépend de la pureté de l'eau mais ne devrait pas dépasser 12 %.

La radiance de parcours qui résulte du même processus que la radiance du ciel est également polarisée horizontalement. Toutefois, étant donné que l'angle entre la direction d'observation et celle du rayonnement du soleil est plus faible pour les angles susmentionnés, la lumière diffusée résultante est moins polarisée, soit moins de 10 %.

Par conséquent, il est possible d'accentuer la composante réfléchie par la surface en plaçant un polariseur aligné horizontalement devant le capteur orienté à l'angle de Brewster ou presque. Cela éliminerait une infime partie de la composante de surface (pas plus de 5 %) mais bloquerait jusqu'à 56 % de la composante réfléchie par la masse d'eau et au moins 45 % de la radiance de parcours. En plus de l'absorption sensible à la polarisation, les polariseurs ne peuvent différencier les trois composantes de rayonnement, dont l'intensité se trouve ainsi proportionnellement atténuée.

Les effets optiques de la présence du pétrole sur l'eau dépendent de son indice de réfraction complexe. À partir de cet indice, on peut calculer, à l'aide des formules de Fresnel, le coefficient de réflexion en fonction d'un angle et des propriétés d'absorption du pétrole. Ces propriétés varient généralement beaucoup plus pour le pétrole que pour l'eau dans la région visible et quasi visible du spectre. La réflectivité et l'absorptivité du pétrole sont plus élevées que celles de l'eau et augmentent toutes deux sensiblement dans le proche UV (Horvath et coll., 1970; Rayner, 1979). Par conséquent, la composante réfléchie par une surface couverte de pétrole sera plus importante que celle de l'eau et la différence augmente lorsque la longueur d'onde diminue. Des calculs basés sur des mesures effectuées sur des types représentatifs de pétrole brut (Horvath et coll., 1970) indiquent que la réflectance de surface du pétrole par rapport à l'eau varie de 2,1 à 400 nm et de 1,6 à 1200 nm. De plus, une couche de pétrole à la surface de l'eau absorbera le rayonnement dégagé par le volume d'eau et cette absorption sera d'autant plus importante à des longueurs d'onde plus courtes. L'augmentation ou la diminution de la composante de volume dépendra toutefois des propriétés de diffusion du pétrole par rapport à celles de l'eau. Les hydrocarbures très émulsionnés contiennent un grand nombre de centres de diffusion et c'est pourquoi ils apparaissent plus brillants que l'eau. Cet effet, combiné à l'absorption préférentielle de la lumière bleue, donne lieu à la couleur "mousse au chocolat" observée couramment.

La présence d'une couche de pétrole à la surface de l'eau n'aura aucun effet important sur les propriétés de polarisation du rayonnement réfléchi par la surface et par le volume. L'angle de Brewster est plus grand (55° à 57°) selon la longueur d'onde parce que l'indice de réfraction du pétrole est plus élevé que celui de l'eau. La plage angulaire dans laquelle le degré de polarisation est supérieur à 80 % se situe entre 44° et 68°; elle chevauche donc une grande partie de la plage correspondante de l'eau. Ainsi, l'effet de la présence d'une couche de pétrole à la surface de l'eau sur la polarisation de la radiance réfléchie par le volume sera probablement faible et variable, selon l'état d'émulsification et d'absorptivité du pétrole.

L'accentuation optimale du contraste entre le pétrole et l'eau dépend du choix adéquat des régions du spectre et du mode de polarisation. D'après ce qui précède, le rapport composante réfléchie par la surface sur le rayonnement de fond peut être augmenté par un facteur de deux en utilisant un polariseur linéaire aligné horizontalement. Le choix de la région spectrale dépend du genre de capteur et des propriétés de réflectance du pétrole et de l'eau. Si le détecteur est suffisamment sensible dans le proche UV, un filtrage ne permettant que la détection dans cette région accentuera le contraste de surface. Les observations à haute altitude seront toutefois influencées par la forte radiance de parcours à ces courtes longueurs d'onde; dans un tel cas, une longueur d'onde un peu plus longue serait préférable. Dans la gamme rouge du spectre, le contraste de surface sera plus faible mais la radiance de parcours et la composante réfléchie par le volume seront aussi beaucoup plus faibles. Toutefois, à ces longueurs d'onde plus longues, la radiance d'un ciel clair est peu élevée et la sensibilité correspondante du capteur doit, par conséquent, être forte. Un ciel couvert avec un spectre moins nuancé augmente la radiance du ciel (de la couverture nuageuse) présente dans la région du rouge.

Cette méthode serait utilisée pour accentuer le rayonnement réfléchi par la surface. Toutefois, il est possible de détecter la présence des hydrocarbures si la couche est suffisamment épaisse en observant son effet sur la réflectance de volume. La signature obtenue serait très variable; plus sombre que l'eau pour un pétrole non émulsionné ayant un fort pouvoir absorbant et plus brillante que l'eau pour un pétrole émulsionné. Pour obtenir ce genre d'observation, il faudrait soit faire pivoter le polariseur de 90° pour exclure la composante de surface ou le débrancher complètement pour permettre l'entrée des deux polarisations. Le choix de l'intervalle spectral dépendrait de l'absorptivité et du degré d'émulsification du pétrole.

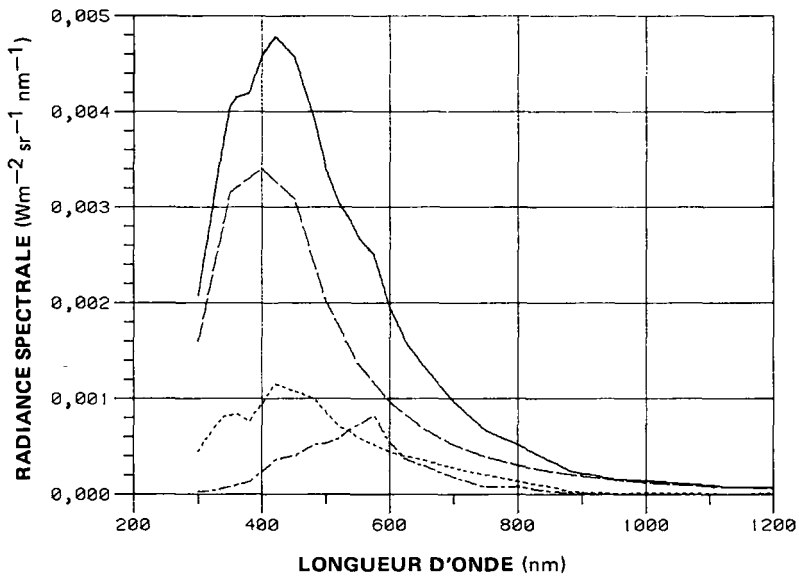
Un graphique des valeurs relatives des trois composantes de radiance calculées pour un ensemble particulier de conditions en fonction de la longueur d'onde est présenté dans les figures 1 à 8. Les calculs, effectués d'après les données contenues dans les ouvrages de Millard et Arvesen (1971), Henderson (1970), Horvath et coll. (1970), Cox et Munk (1954) et Neville et Gower (1977), en supposant une hauteur du soleil de 20°, un angle de visée de 45°, une altitude de 300 m et une vitesse du vent de 3,3 m/s, sont faits pour diverses combinaisons de ciel clair ou couvert, des polarisations horizontale ou verticale et pour une surface d'eau ou de pétrole. Dans ces calculs, on suppose que la couche d'hydrocarbures est très mince et n'influe que sur la réflectance de surface.

4.1.2.2 Pétrole sur la glace. - L'apparence du pétrole sur la glace dépend de l'état de la glace et des propriétés du pétrole. Il est impossible de prévoir comment se caractérisera le pétrole sans connaître au préalable ces deux facteurs étant donné qu'ils sont extrêmement variables.

Lorsque le pétrole se trouve sur la glace ou au milieu de glace d'un type qui apparaît normalement brillant dans le domaine visible, on peut alors s'attendre à ce que le pétrole apparaisse foncé; le degré d'assombrissement dépend du pouvoir absorbant et de l'épaisseur de la nappe de pétrole. Étant donné que le pétrole a une absorptivité plus élevée en ultraviolet, ce phénomène devrait être plus prononcé dans cette région spectrale. Toutefois, les mélanges d'eau et de glace apparaissent également foncés. Un autre intervalle spectral doit donc être utilisé pour différencier la combinaison pétrole-glace du mélange eau-glace.

Lorsque le pétrole est à la surface d'une mare d'eau de fonte sur la glace, la caractérisation du pétrole dépend de la profondeur de l'eau, de la réflectivité de l'interface eau-glace et de l'absorptivité et de l'épaisseur de la couche de pétrole. On peut s'attendre à ce que le pétrole fasse augmenter la réflectance de surface, mais il est peu probable que cette augmentation soit suffisante pour permettre de distinguer le pétrole de la glace subsuperficielle si celle-ci forme un fond étendu et variable. Un type de pétrole ayant une forte capacité d'absorption réduirait donc la composante réfléchie par la masse d'eau. Une fois de plus, cependant, la nature changeante du fond peut masquer cet effet. En général, même si on peut s'attendre à ce que le pétrole produise une caractéristique visible sur l'imagerie, il est peu probable que les mesures effectuées dans l'intervalle UV-visible-proche IR seulement puissent servir à différencier le pétrole du fond eau-glace extrêmement changeant.

4.1.2.3 Capteurs. - Un certain nombre de capteurs ont été utilisés dans la région spectrale proche UV-visible-proche IR. Il s'agissait notamment du balayeur linéaire UV (la voie UV du BLDV), du balayeur-imageur électro-optique à barrettes (BIEB), d'un balayeur multibande (BMB), d'une télévision ultrasensible (TVUS), d'un photomètre à quatre voies (PMP), d'un analyseur optique multiple (spectromètre à 500 voies) (AOM), de chambres photographiques Vinten 70 mm et d'une chambre de prise de vue Wild Heerbrugg RC-10 (voir annexe A). Les balayeurs mécaniques, BLDV-UV et BMB, ont pris des images dans les longueurs d'onde de 300 à 1100 nm et ont donné des mesures étalonnées de radiance dans un certain nombre de bandes spectrales. Ces balayeurs n'étaient pas munis de polariseurs en raison de la nature de l'opération. Le PMP et l'AOM ne comportaient pas non plus de polariseurs. Ces deux instruments de profilage, en plus de mesurer la radiance de la surface de la mer, ont effectué des mesures de radiance de l'eau à partir desquelles les facteurs de réflexion peuvent être calculés. La TVUS et le BIEB étaient munis de polariseurs et de filtres spectraux choisis pour accentuer le pétrole sur l'eau. La TVUS était munie d'un filtre spectral Corning 7-51 et d'un polariseur Polaroïd HNP'B. Le filtre Corning laisse passer la lumière entre 310 et 420 nm et 700 et 1100 nm (voir annexe A).

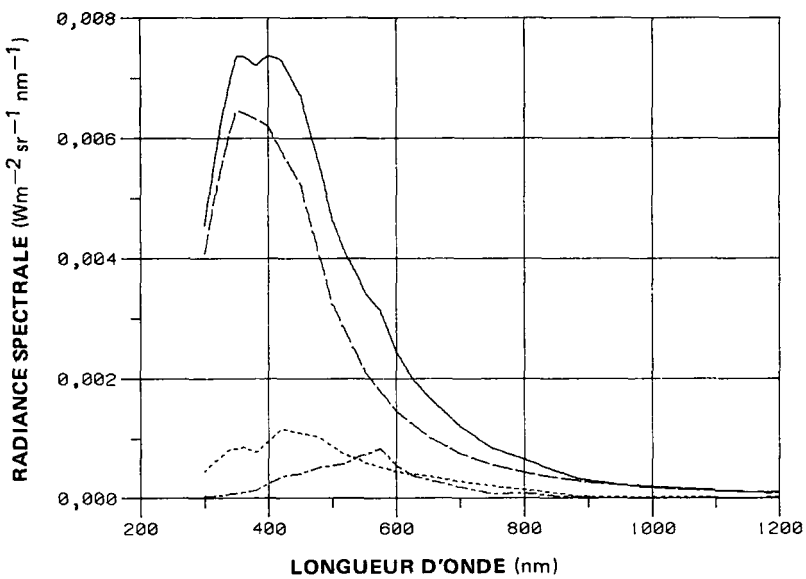


RADIANCE SPECTRALE

SURFACE D'EAU RÉFLÉCHIE
VOLUME D'EAU RÉFLÉCHI
ATMOSPHÈRE DIFFUSÉE
TOTAL

POLARISATION — VERTICALE
CONDITIONS ATMOSPHÉRIQUES — TEMPS CLAIR
DIRECTION D'OBSERVATION — 45° DU NADIR, À L'OPPOSÉ DU SOLEIL
ÉLÉVATION DU SOLEIL — 20°
ALTITUDE — 300 m
VITESSE DU VENT — 3,3 m/s

Figure 1 **Composante verticale: radiance spectrale au-dessus de la mer, calculée pour une surface d'eau propre et par temps clair.**

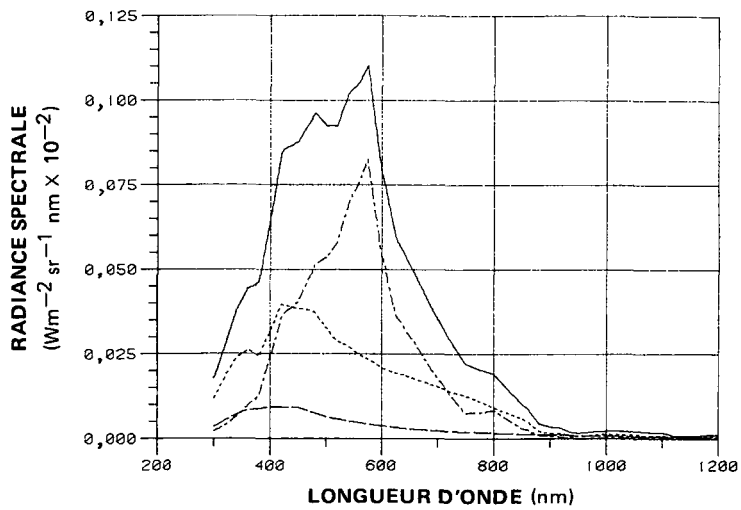


RADIANCE SPECTRALE

SURFACE MAZOUTÉE RÉFLÉCHIE
VOLUME D'EAU RÉFLÉCHI
ATMOSPHÈRE DIFFUSÉE
TOTAL

POLARISATION — VERTICALE
CONDITIONS ATMOSPHÉRIQUES — TEMPS CLAIR
DIRECTION D'OBSERVATION — 45° DU NADIR, À L'OPPOSÉ DU SOLEIL
ÉLÉVATION DU SOLEIL — 20°
ALTITUDE — 300 m
VITESSE DU VENT — 3,3 m/s

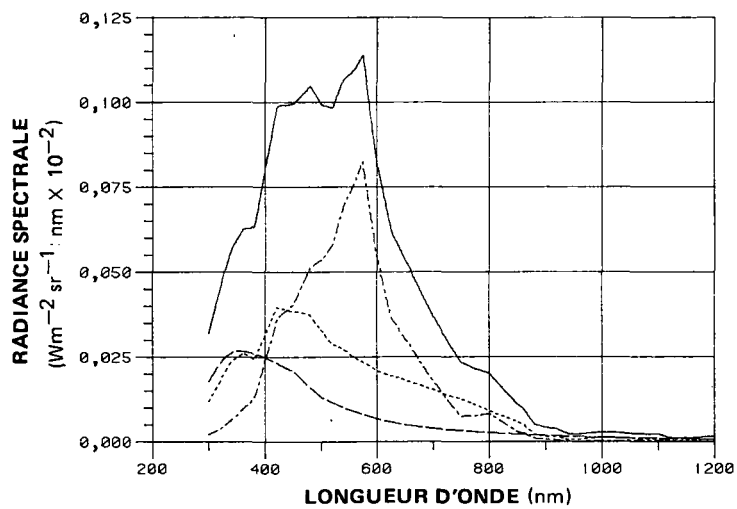
Figure 2 **Composante verticale: radiance spectrale au-dessus de la mer, calculée pour une surface mazoutée et par temps clair.**



RADIANCE SPECTRALE

SURFACE D'EAU RÉFLÉCHIE _____ POLARISATION — HORIZONTALE
VOLUME D'EAU RÉFLÉCHI —·—·— CONDITIONS ATMOSPHÉRIQUES — TEMPS CLAIR
ATMOSPHÈRE DIFFUSÉE ---------- DIRECTION D'OBSERVATION — 45° DU NADIR, À L'OPPOSÉ DU SOLEIL
TOTAL ——— ÉLÉVATION DU SOLEIL — 20°
ALTITUDE — 300 m
VITESSE DU VENT — 3,3 m/s

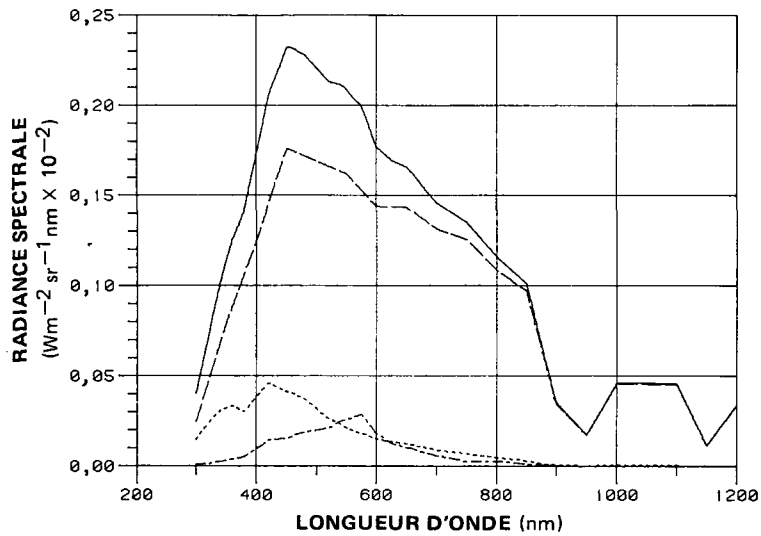
Figure 3 **Composante horizontale: radiance spectrale au-dessus de la mer, calculée pour une surface d'eau propre et par temps clair.**



RADIANCE SPECTRALE

SURFACE MAZOUTÉE RÉFLÉCHIE _____ POLARISATION — HORIZONTALE
VOLUME D'EAU RÉFLÉCHI —·—·— CONDITIONS ATMOSPHÉRIQUES — TEMPS CLAIR
ATMOSPHÈRE DIFFUSÉE ---------- DIRECTION D'OBSERVATION — 45° DU NADIR, À L'OPPOSÉ DU SOLEIL
TOTAL ——— ÉLÉVATION DU SOLEIL — 20°
ALTITUDE — 300 m
VITESSE DU VENT — 3,3 m/s

Figure 4 **Composante horizontale: radiance spectrale au-dessus de la mer, calculée pour une surface mazoutée et par temps clair.**

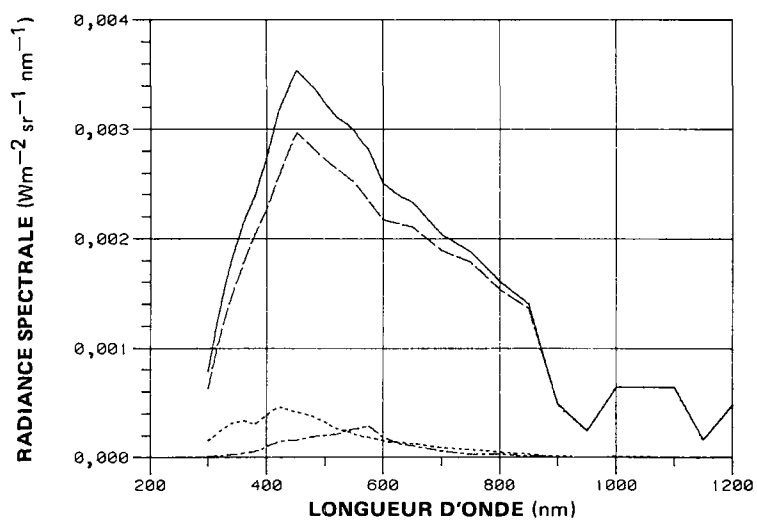


RADIANCE SPECTRALE

SURFACE D'EAU RÉFLÉCHIE
VOLUME D'EAU RÉFLÉCHI
ATMOSPHÈRE DIFFUSÉE
TOTAL

POLARISATION — VERTICALE
CONDITIONS ATMOSPHÉRIQUES — NUAGEUX
DIRECTION D'OBSERVATION — 45° DU NADIR, À L'OPPOSÉ DU SOLEIL
ÉLÉVATION DU SOLEIL — 20°
ALTITUDE — 300 m
VITESSE DU VENT — 3,3 m/s

Figure 5 **Composante verticale: radiance spectrale au-dessus de la mer, calculée pour une surface d'eau propre et une couverture nuageuse.**

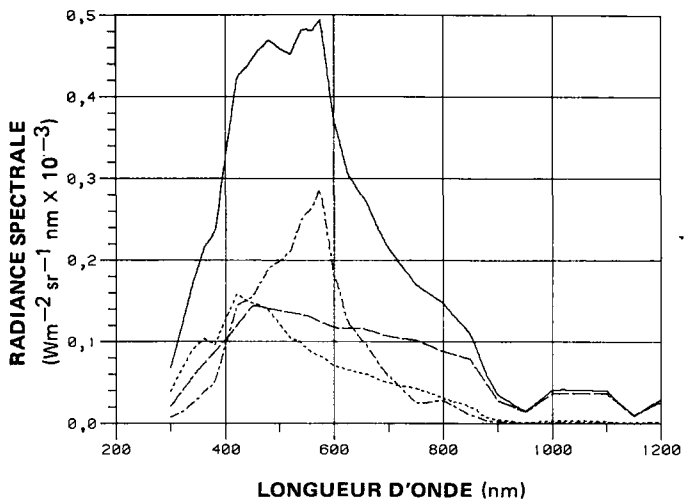


RADIANCE SPECTRALE

SURFACE MAZOUTÉE RÉFLÉCHIE
VOLUME D'EAU RÉFLÉCHI
ATMOSPHÈRE DIFFUSÉE
TOTAL

POLARISATION — VERTICALE
CONDITIONS ATMOSPHÉRIQUES — NUAGEUX
DIRECTION D'OBSERVATION — 45° DU NADIR, À L'OPPOSÉ DU SOLEIL
ÉLÉVATION DU SOLEIL — 20°
ALTITUDE — 300 m
VITESSE DU VENT — 3,3 m/s

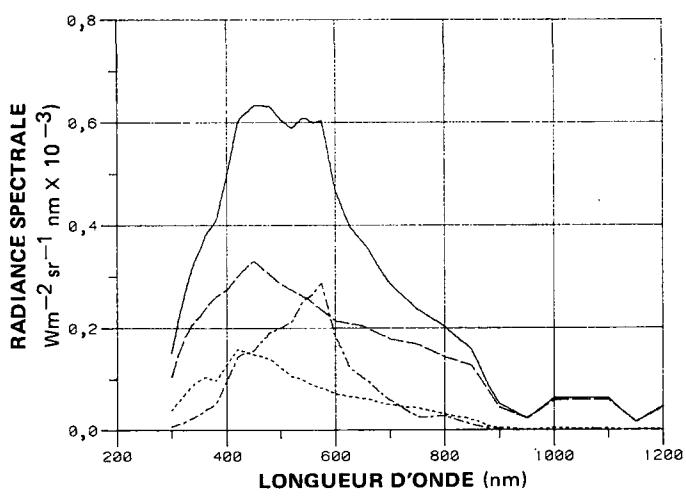
Figure 6 **Composante verticale: radiance spectrale au-dessus de la mer, calculée pour une surface mazoutée et une couverture nuageuse.**



RADIANCE SPECTRALE

SURFACE D'EAU RÉFLÉCHIE – – – – POLARISATION — HORIZONTALE
VOLUME D'EAU RÉFLÉCHI —·—·— CONDITIONS ATMOSPHÉRIQUES — TEMPS CLAIR
ATMOSPHÈRE DIFFUSÉE ---------- DIRECTION D'OBSERVATION — 45° DU NADIR, À L'OPPOSÉ DU SOLEIL
TOTAL ——— ÉLÉVATION DU SOLEIL — 20°
ALTITUDE — 300 m
VITESSE DU VENT — 3,3 m/s

Figure 7 **Composante horizontale: radiance spectrale au-dessus de la mer, calculée pour une surface d'eau propre et une couverture nuageuse.**



RADIANCE SPECTRALE

SURFACE MAZOUTÉE RÉFLÉCHIE – – – – POLARISATION — HORIZONTALE
VOLUME D'EAU RÉFLÉCHI —·—·— CONDITIONS ATMOSPHÉRIQUES — NUAGEUX
ATMOSPHÈRE DIFFUSÉE ---------- DIRECTION D'OBSERVATION — 45° DU NADIR, À L'OPPOSÉ DU SOLEIL
TOTAL ——— ÉLÉVATION DU SOLEIL — 20°
ALTITUDE — 300 m
VITESSE DU VENT — 3,3 m/s

Figure 8 **Composante horizontale: radiance spectrale au-dessus de la mer, calculée pour une surface mazoutée et une couverture nuageuse.**

Le Polaroïd HNP'B, qui était actif entre 240 à 740 nm, est un polariseur spécial en ce sens que sa portée utile s'étend jusque dans les UV. Le BIEB, instrument à deux voies, était muni de polariseurs HNP'B, l'un laissant passer le mode horizontal et l'autre la polarisation verticale. Deux types de filtres spectraux ont été utilisés: le Corning 7-54 qui ressemble au 7-51 mais avec des bandes passantes plus étroites et le Corning 2-64 qui laisse passer les longueurs d'onde supérieures à 650 nm. Une chambre photographique Vinten orientée au nadir a été utilisée avec un film négatif Kodak Aerocolour (type 2445); une chambre photographique Vinten orientée vers l'avant (à 45°) a été utilisée avec un objectif et un filtre UV (Wratten 18A) et un film Kodak Double X Aerographic (type 2405). Cette dernière combinaison a été choisie pour exploiter le contraste plus marqué en UV. La chambre photographique RC-10 orientée au nadir était utilisée avec un film négatif Kodak Aerocolour (type 2445) et une fois avec un film infrarouge positif Kodak Aerochrome (type 2443) surtout pour fournir une documentation photographique de la zone cible.

4.1.3 Effets thermiques

Un capteur infrarouge thermique mesure le rayonnement thermique qui est un rayonnement électromagnétique dont la longueur d'onde se situe entre 4 et 20 µm. L'intensité du rayonnement thermique émis par une cible dépend de la température réelle et de l'émittance de la surface de l'objet.

Le processus de rayonnement est décrit par la loi de Planck:

$$N_\lambda = 2c^2 h\lambda^{-5}(e^{hc/\lambda\, kT}-1)^{-1} \qquad (6)$$

où: N_λ = radiance spectrale émise par un radiateur parfait (corps noir) (W m^{-2} sr^{-1} m^{-1})

c = vitesse de la lumière (m s^{-1})

h = constante de Planck (j s)

λ = longueur d'onde (m)

k = constante de Boltzman (j $degré^{-1}$)

T = température (en degré Kelvin)

L'émittance spectrale d'une cible donnée peut être définie comme suit:

$$E(\lambda) = \frac{N_\lambda \text{ (cible)}}{N_\lambda \text{ (corps noir)}} \qquad (7)$$

et correspond de la sorte à l'efficacité de la cible en tant que radiateur thermique. Aux températures approchant 290 K, le rayonnement d'un émetteur parfait atteint une crête à environ 10 µm. Les capteurs infrarouge utilisés pour les observations aériennes de cibles terrestres ont, généralement, leur portée sensible restreinte aux fenêtres atmosphériques à 4,5 à 5,1 µm et 8 à 14 µm; à l'extérieur de ces fenêtres, le détecteur thermique capte une combinaison de radiance de cible et de parcours atmosphérique.

4.1.3.1 Pétrole sur l'eau. - Au cours des expériences menées dans le cadre du présent projet, la plage IR de 8,5 à 12,5 µm a servi pour la détection du pétrole sur l'eau. Dans cette plage, l'émissivité de l'eau est très élevée et, selon les données obtenues, atteint un maximum de 0,993 à 10,9 µm avec une moyenne de 0,988 dans la plage de 8,5 à 12,5 µm (Wolfe, 1965). Le pétrole a une émissivité légèrement inférieure à celle de l'eau dans cet intervalle spectral. Munday et coll. (1971), Horvath et coll. (1971), et Buettner et Kern

(1965) l'ont évaluée respectivement à 0,94, 0,96 et 0,97. À cause de sa plus faible émissivité, le pétrole rayonne moins que l'eau à la même température, et apparaît donc plus froid que l'eau. Pour des émissivités de 0,95 à 0,99 et des températures variant entre 275 et 295 K, une mesure de radiance à 10,5 µm donne des températures apparentes qui diminuent de 0,6 K pour une baisse d'émissivité de 0,01. On pourrait donc s'attendre à ce que le pétrole apparaisse jusqu'à 3 K plus froid que l'eau. Néanmoins, la réduction sera probablement moindre pour les minces pellicules de pétrole mais atteindra graduellement la valeur susmentionnée à mesure que la couche deviendra suffisamment épaisse pour être vraiment opaque à ces longueurs d'onde; autrement, le rayonnement observé serait celui émanant de la subsurface et retransmis dans l'air par le pétrole et dépendrait par conséquent de l'émissivité de l'eau et non de celle du pétrole. Pour un certain nombre de pétroles bruts qui ont, selon les calculs de Horvath et coll. (1970), des coefficients d'atténuation d'environ 0,005 μm^{-1} dans la plage de longueurs d'onde entre 8,5 et 12,5 µm, il faudrait une couche de pétrole de 320 µm pour que le rayonnement thermique résultant soit émis à 80 % par le pétrole et à 20 % par l'eau de subsurface.

En plus de cet effet d'émissivité sur la température apparente, le pétrole peut avoir un effet sur la température réelle de l'eau à la surface de la mer. Cet effet peut dépendre d'un certain nombre de facteurs, les uns ayant tendance à augmenter et les autres à abaisser la température de surface. La température du pétrole fraîchement déversé peut demeurer inchangée pendant une courte période. Les composantes très volatiles du pétrole peuvent entraîner un refroidissement par évaporation en plus du refroidissement normal qui se produit à l'interface eau-air (Horvath et coll., 1971). Si tous ces constituants sont évaporés ou si le pétrole était initialement d'un type plus lourd, la présence d'une pellicule de pétrole réduira probablement l'évaporation et entraînera un réchauffement de la surface par rapport à l'interface eau-air. Le pétrole qui est un piètre conducteur de chaleur peut empêcher celle-ci de traverser l'interface air-eau et provoquer un réchauffement ou un refroidissement de la surface selon que l'air est plus chaud ou plus froid que l'eau. Pour les couches de pétrole optiquement épaisses, l'effet le plus probable, par temps ensoleillé, sera le réchauffement de la surface suite au réchauffement du pétrole par les rayons solaires. Le point auquel ce phénomène devient l'effet dominant dépend de l'intensité du rayonnement solaire, de l'épaisseur de la couche de pétrole et de l'absorptivité du pétrole dans la région visible du spectre. Les coefficients d'atténuation pour les pétroles bruts ont été mesurés dans la région visible par Horvath et coll. (1970); les valeurs à 500 nm varient de 0,7 x 10^{-3} μm^{-1} pour un brut léger (44,7° densité API) à 200 x 10^{-3} μm^{-1} pour un brut lourd (18,5° densité API). On pourrait s'attendre à ce que le réchauffement solaire ait un effet appréciable pour les couches de pétrole qui absorbent 80 % ou plus du rayonnement solaire incident; pour la plage des coefficients d'atténuation susmentionnés, cela signifie des couches de pétrole entre 2300 µm et aussi peu que 8 µm d'épaisseur. L'absorption du rayonnement solaire par une couche de pétrole a, selon les mesures obtenues, provoqué une augmentation de la température réelle allant jusqu'à 10 K dans des conditions naturelles.

L'émittance de surface d'une pellicule de pétrole sur l'eau peut dépendre de facteurs autres que l'émissivité du pétrole. Le rayonnement thermique qui émane d'une surface d'eau propre est émis par la couche superficielle d'eau dont l'épaisseur dépend de l'absorptivité de l'eau à la longueur d'onde mesurée; pour des longueurs d'onde de 8,5 à 10,5 µm, 80 % du rayonnement est émis par les 30 µm supérieurs de la couche d'eau; pour des longueurs d'onde entre 10,5 et 12,5 µm, cette épaisseur est de 7 µm (d'après les coefficients d'absorption cités dans l'ouvrage de Wolfe (1965)). Une partie de ce rayonnement est finalement réfléchie à l'interface eau-air conformément aux formules de Fresnel, ce qui donne une émittance de 0,988 pour un indice de réfraction de 1,25. Lorsqu'une pellicule de pétrole est ajoutée à la surface de l'eau, il y a deux surfaces

réfléchissantes, l'interface eau-pétrole et l'interface pétrole-air. Étant donné que l'indice de réfraction du pétrole (1,43 pour λ = 10,5 µm) est supérieur à celui de l'eau (1,25) et à celui de l'air (1,0), la composante du rayonnement thermique ascendant, réfléchie intérieurement, sera accrue et la composante émise diminuera. L'émittance de surface sera donc réduite. Une extension des calculs de McMahon (McMahon, 1950) donne la formule suivante pour l'émittance E (λ) normale à la surface:

$$E(\lambda) = \frac{(1-R_2(\lambda))(1-R_1(\lambda)T^2(\lambda))}{1-R_1(\lambda)R_2(\lambda)T^2(\lambda)} \qquad (8)$$

où: $R_1(\lambda)$ = réflectance à l'interface eau-pétrole

$R_2(\lambda)$ = réflectance à l'interface pétrole-air

$\tau(\lambda)$ = transmittance propre de la couche de pétrole, et est donnée par:

$$T(\lambda) = e^{-k(\lambda)d} \qquad (9)$$

où: $k(\lambda)$ = coefficient d'absorption du pétrole

d = épaisseur de la pellicule de pétrole

Lorsque les réflectances R_1 et R_2, calculées d'après les formules de Fresnel à l'aide des indices de réfraction, et la transmittance τ, calculée à l'aide de la valeur k = 0,005 μm^{-1} (Horvath et coll., 1970), sont substituées dans l'équation 8, on obtient E (λ) = 0,963. Cela donne une baisse de la température apparente d'environ 1,5 K.

Cette expression (équation 8) n'est toutefois pas applicable aux minces pellicules de pétrole d'une épaisseur de l'ordre d'une longueur d'onde (10 µm) ou moins. Pour ces pellicules minces, le rayonnement garde sa cohérence car il est réfléchi de nombreuses fois entre les deux surfaces. Il en résulte de l'interférence en phases identiques ou décalées qui donne une émittance plus importante ou plus faible que celle donnée par l'équation 8. La dérivation de l'équation 8 n'est valable que pour le cas de rayonnement incohérent dans lequel on suppose qu'il n'y a pas d'interférence. Une expression appropriée pour le cas de rayonnement cohérent mais trop compliquée pour être reproduite dans ce document, a été dérivée et donne comme résultat que la valeur d'émittance se rapproche de celle de l'eau claire lorsque l'épaisseur des pellicules est voisine de zéro. À mesure que leur épaisseur augmente, la valeur d'émittance oscille autour de la valeur donnée par l'équation 8. L'amplitude de l'oscillation est initialement égale à la différence entre l'émittance de l'eau et la valeur obtenue d'après l'équation 8 et diminue en fonction de l'accroissement de l'épaisseur à un taux qui dépend de la transmittance établie par l'équation 9. La valeur d'émissivité pour des couches épaisses (> 500 µm) se rapproche de celle du pétrole; toutefois, bien avant que ces épaisseurs soient atteintes, la cohérence du rayonnement se sera dégradée au point où l'équation 8 pourra être appliquée. Cela veut dire que la valeur d'émittance du pétrole en fonction de l'épaisseur de la couche de pétrole se rapprochera plus rapidement de la valeur calculée pour le rayonnement incohérent (équation 8) que le laisse entendre l'expression dérivée pour le cas cohérent. Les épaisseurs de pellicule qui donnent des émittances minimales sont données par la formule suivante:

$$d = (2m+1)\frac{\lambda}{4n} \qquad (10)$$

où: d = épaisseur de la pellicule

λ = longueur d'onde du rayonnement (10,5 µm)

n = indice de réfraction de la pellicule donnée ($n_{pétrole}$ = 1,43)

m = nombre entier $\geq$ 0.

L'équation 10 est valable pour l'incidence normale; pour les autres angles, l'expression de droite comprend le cosinus de l'angle d'incidence (interne dans la pellicule de pétrole) dans le dénominateur. La première valeur minimale, atteinte à une épaisseur de 1,83 µm telle que calculée à l'aide de l'équation 10, donne une émittance de 0,940 qui entraînerait une réduction de température apparente d'environ 3,0 K.

En résumé, il y a trois phénomènes qui contribuent à réduire l'émittance de surface: l'interférence, la réflectance accrue et l'émissivité réduite du pétrole. Il faut s'attendre à ce que les deux premiers soient dominants pour les minces pellicules (< 10 µm); que le deuxième domine pour les épaisseurs moyennes (10 à 150 µm) et le troisième, pour les couches épaisses (> 150 µm). À une certaine épaisseur et selon l'éclairement solaire, l'absorption de la lumière visible par le pétrole, la conductivité thermique du pétrole, la température de l'air à la surface de l'eau, etc., le réchauffement solaire provoquera une augmentation de la température réelle qui compensera justement la réduction de température apparente causée par les effets de l'émittance. Comme il est improbable que dans les vastes secteurs concernés la nappe de pétrole ait précisément cette épaisseur et qu'elle soit en plus uniforme, le problème ne risque pas de se poser et le secteur sera délimité par des zones minces et épaisses de chaque côté. Les zones plus minces, jusqu'à environ 2 µm, apparaîtront plus froides que l'eau; les zones plus épaisses, où le réchauffement solaire domine, apparaîtront plus chaudes que l'eau.

4.1.3.2 Pétrole sur la glace. - De même que pour le pétrole sur l'eau, la température observée du pétrole dépend de la température réelle du pétrole et de l'émittance par rapport à l'émittance de fond, en l'occurrence, celle de la glace.

Une fois de plus, si l'irradiation solaire est suffisante, le pétrole se réchauffe et apparaît plus chaud que la glace environnante. L'émittance de la glace, dans la bande IR à l'étude (8,5 à 12,5 µm) est là aussi élevée. Les mesures effectuées en laboratoire sur une surface de glace propre fraîchement préparée indique que l'émittance de cette dernière est environ 0,99 pour la plage de 8,5 à 10,5 µm mais, au-delà de 10,5 µm, baisse très rapidement au-dessous de celle mesurée pour les pétroles (Poulin, 1973). Cela signifie que si le pétrole doit être détecté dans un mélange eau-glace par les seuls effets d'émittance, il faudrait alors restreindre la plage du détecteur entre 8,5 et 10,5 µm. Dans ces conditions, et en prenant pour hypothèse que la température réelle du mélange pétrole-glace-eau est uniforme, le pétrole apparaîtra plus froid que son environnement.

Toutefois, les températures réelles de la glace ou de la glace et de l'eau peuvent varier considérablement. Pour des températures de l'air au-dessous du point de congélation, la température de la glace dépend de facteurs comme l'épaisseur de la glace, l'exposition au vent, l'épaisseur de la couche de neige, etc. Dans le cas des mélanges de glace et d'eau, des zones interfaciales froides et des courants froids d'eau de fonte à la surface de la glace font considérablement varier la température de l'eau. De plus, la glace peut être plus chaude ou plus froide que l'eau lorsque la salinité est faible.

4.1.3.3 Capteurs. - Deux détecteurs IR aéroportés ont été mis à l'essai au cours du projet AMOP; l'un dans le balayeur linéaire à double voie (BLDV) et l'autre, dans le balayeur multibande (BMB). Pour les expériences relatives au pétrole sur l'eau, les deux

dispositifs étaient munis de filtre leur permettant de détecter dans la bande IR de 8,5 à 12,5 µm. Le détecteur IR du BLDV a été limité à la bande 8,5 à 10,5 µm pour les survols de pétrole dans la banquise lâche au-dessus du déversement du KURDISTAN. L'annexe A donne les spécifications détaillées de ces deux détecteurs.

4.1.4 Fluorescence

La fluorescence est une luminescence provoquée par un rayonnement excitateur qui se prolonge pendant environ 10^{-8} secondes après que le rayonnement ait cessé. Lorsqu'une molécule absorbe un photon de lumière de l'énergie appropriée, elle passe de son état fondamental à un état excité. Cette molécule peut être désactivée par la réémission d'un photon d'énergie semblable à celle absorbée (résonance), en émettant un photon infrarouge ou en subissant des pertes non radiatives d'énergie vibrationnelle. Ces deux derniers phénomènes laissent la molécule dans un niveau énergétique inférieur mais encore excité. Dans cet état, la molécule peut: 1) subir des pertes non radiatives d'énergie électronique par des collisions ou autres interactions; 2) émettre un photon de lumière ultraviolette ou visible en passant d'un état singulet excité à l'état fondamental (fluorescence); ou 3) subir une transition à un état triplet métastable et revenir quelque temps plus tard à son état fondamental généralement par l'émission d'un photon de lumière ultraviolette ou visible (phosphorescence).

4.1.4.1 Détection du pétrole. - Peu de molécules sont fluorescentes. Parmi celles qui le sont, les hydrocarbures aromatiques forment un groupe important. C'est à cette classe de molécules qu'est attribuable la fluorescence dans les pétroles. Il y a deux propriétés du rayonnement de fluorescence qui peuvent être mesurées afin de caractériser la source de fluorescence: le caractère spectral et la décroissance du rayonnement émis. La figure 9 montre des spectres types de fluorescence du pétrole. Les pétroles peuvent être différenciés des autres substances fluorescentes dans l'eau comme le phytoplancton, par la

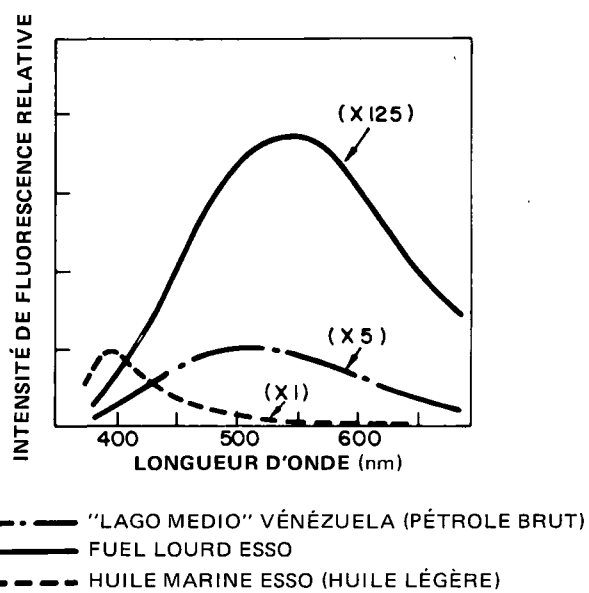


Figure 9 **Spectres types de fluorescence des pétroles.**
L'efficacité de conversion de fluorescence en fonction des longueurs d'onde d'émission de crête peut être comparée.

simple comparaison des spectres de fluorescence. De plus, les pétroles de divers types (légers, lourds, etc.) peuvent être différenciés spectralement. Les études en laboratoire ont indiqué qu'une analyse combinée des spectres et de la durée de la fluorescence peut permettre une identification assez précise des pétroles (Rayner et Szabo, 1976).

En raison de la spécificité du rayonnement fluorescent émis par les hydrocarbures, les techniques qui assurent la séparation de ce rayonnement du rayonnement solaire réfléchi peuvent permettre de détecter et de distinguer les pétroles des autres cibles dans presque tous les environnements, qu'il s'agisse d'eau, de glace ou de terre. Par conséquent, ces méthodes doivent être considérées comme les plus prometteuses pour la détection de pétrole en milieu arctique.

4.1.4.2 Techniques. - Il existe deux procédés permettant de séparer le rayonnement fluorescent émis par les substances fluorescentes du rayonnement solaire réfléchi. La première est une technique active qui nécessite une source lumineuse artificielle; la deuxième est une technique passive qui ne nécessite que la lumière solaire.

Méthode active. La méthode active consiste à illuminer la cible avec un train d'ondes lumineuses bien caractérisées comme une impulsion laser, et à détecter le rayonnement fluorescent subséquent émis par la cible. Le rayonnement solaire réfléchi par le fond peut être mesuré séparément et soustrait pour donner le rayonnement fluorescent net. Les analyses tant spectrales que temporelles peuvent être appliquées pour identifier les cibles de façon spécifique. Cette méthode permet en plus d'effectuer des mesures indépendamment des conditions d'éclairement solaire. Il s'agit-là d'une caractéristique importante en milieu arctique.

Méthode passive. La méthode passive qui est appelée "décomposition des raies de Fraunhofer", consiste à mesurer et à comparer la profondeur des raies de Fraunhofer dans la radiance réfléchie par la cible avec celles de la radiance solaire incidente (Watson et Hemphill, 1976; Watson et coll., 1977). Les raies de Fraunhofer, lignes noires du spectre solaire causées par l'absorption dans les zones extérieures plus froides du soleil ou dans l'atmosphère terrestre, sont comblées par la fluorescence d'une cible fluorescente observée (voir figure 10). Le degré de remplissage présent dans la radiance réfléchie par la cible comparée à la radiance solaire, est proportionnel à l'efficacité de conversion de fluorescence de la cible. Cette méthode est valable pour autant que le nombre de raies de Fraunhofer soit approprié et que l'éclairement solaire soit adéquat. Cette dernière contrainte est relativement importante car les raies de Fraunhofer sont très étroites; par conséquent, la bande de longueurs d'onde dans laquelle un capteur peut intégrer le rayonnement est également étroite. Bien entendu, l'analyse du déclin de la fluorescence en fonction du temps ne peut être appliquée à cette technique.

4.1.4.3 Capteurs. - Deux capteurs de fluorescence ont été utilisés au cours du projet AMOP: le fluorodétecteur au laser qui est un capteur actif et l'analyseur optique multivoie (AOM), lequel est un capteur passif.

Fluorodétecteur au laser. Le fluorodétecteur au laser est un dispositif actif qui émet un rayonnement ultraviolet à 337 nm à partir d'un laser à l'azote qui est portillonné en fonction de la distance afin de faciliter la détection de toute fluorescence résultante (voir annexe A). La fluorescence produite par le laser est captée par un télescope, dispersée par un réseau holographique concave, optiquement amplifiée par des intensificateurs à plaques microvoies à foyer rapproché et mesurée par des photodiodes (annexe A) (O'Neil et coll., 1980). Le fluorodétecteur est capable de détecter des faibles signaux de fluorescence en plein jour en raison de sa capacité de portillonnage de distance

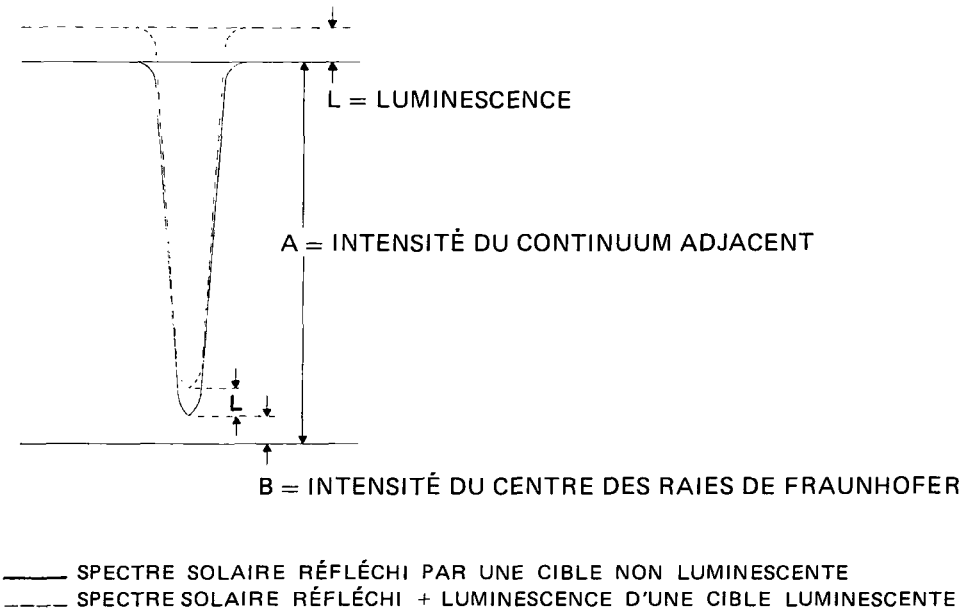


Figure 10 Différenciation des raies de Fraunhofer.

qui choisit un court temps d'opération qui coïncide avec le retour du signal de fluorescence induit. Cela permet d'assurer que le nombre de photons fluorescents est supérieur au nombre de photons de fond. Le fond peut être soustrait automatiquement du signal de fluorescence détectée puisqu'il est mesuré séparément par le déclenchement du détecteur entre les impulsions laser.

Le fluorodétecteur détecte un retour de fluorescence dans seize voies spectrales qui couvrent la plage de 377 à 689 nm (voir les spécifications du capteur à l'annexe A). Actuellement, le fluorodétecteur ne mesure pas les temps de déclin mais on y songe. Cette caractéristique pourrait être nécessaire lors d'une application particulière.

Analyseur optique multivoie (AOM). L'AOM, qui comporte un réseau de dispersion élevée capable de résoudre les raies de Fraunhofer et un tube écran de TVUS modifié a été utilisé pour faire la collecte de données lors du déversement expérimental de l'île Wallops.

4.1.5 Suppression de la diffusion Raman

4.1.5.1 Diffusion Raman. - Lorsque des molécules sont irradiées par une source lumineuse, une partie de cette radiation est diffusée; la plupart de cette radiation diffusée est à la fréquence originale (diffusion Rayleigh), mais une certaine partie de la lumière est diffusée à d'autres fréquences (diffusion Raman). La différence de fréquence entre la lumière incidente et diffusée est propre à la molécule irradiée et correspond à l'excitation de certains états vibrationnels et rotationnels. Lorsqu'il y a interaction entre un photon incident et une molécule à l'état fondamental, il se produit un accroissement

momentané de l'énergie de la molécule. Si ce nouvel état n'est pas stable, la molécule se désactive immédiatement pour passer à un état d'énergie inférieur et la quantité d'énergie correspondante est émise (diffusée). Si la molécule revient à son état original, la diffusion Rayleigh se produit; si la molécule revient à un autre niveau énergétique, la diffusion Raman se produit. Si, après excitation, l'état de la molécule est stable, le photon est absorbé; tel qu'il a été mentionné à la section 4.1.4, la molécule peut se désactiver par la suite en émettant un rayonnement de résonance, de fluorescence ou de phosphorescence.

4.1.5.2 Détection du pétrole. - L'eau de mer qui contient du phytoplancton et autres substances naturelles peut donner lieu à tous les phénomènes susmentionnés si elle est irradiée par la lumière dans une plage de longueurs d'onde appropriée. Lorsque la bande d'irradiation incidente est large, comme c'est le cas pour le soleil, et couvre le proche UV, le visible et l'IR, il est difficile de différencier la diffusion Raman de la diffusion Rayleigh; même si le spectre Raman est déplacé vers les grandes longueurs d'onde, il chevauche le spectre Rayleigh non décalé. La diffusion Raman contribue à combler les raies de Fraunhofer de même que la fluorescence et la phosphorescence. Par conséquent, il est difficile d'isoler le rayonnement diffusé Raman si l'éclairement incident est constitué par l'irradiation solaire. Toutefois, si l'irradiation incidente est monochromatique, comme c'est le cas pour le laser, la diffusion Raman provenant de l'eau apparaît dans une étroite bande spectrale (largeur de $\simeq$ 8 nm) avec un écart de la longueur d'onde incidente égal à la valeur caractéristique de la molécule d'eau. Une couche superficielle suffisamment épaisse d'une substance donnée, comme du pétrole, qui absorbe le rayonnement incident avant qu'il ne pénètre dans l'eau, supprime donc le rayonnement diffusé Raman provenant de l'eau. Ce phénomène peut par conséquent servir à indiquer la présence d'une certaine matière absorbante étrangère à la surface de l'eau.

Le fluorodétecteur au laser peut être utilisé de cette façon. Le rayonnement diffusé Raman provenant de l'eau suite à une irradiation au laser à 337 nm apparaît à 381 nm. La première voie du spectromètre du fluorodétecteur, centrée à 381 nm avec une largeur de 8 nm a été conçue pour détecter la lumière diffusée Raman. Certains hydrocarbures, plus particulièrement les pétroles légers, émettent de la fluorescence à ces longueurs d'onde courtes; ainsi, une couche de ce type de pétrole supprime le rayonnement diffusé Raman mais le remplace, du moins en partie, par un rayonnement fluorescent. Les pétroles lourds émettent moins de fluorescence à ces longueurs d'onde courtes et peuvent être plus facilement détectés par la suppression de la diffusion Raman provenant de l'eau. Cet effet peut bien sûr être causé par des substances superficielles autres que du pétrole. Le pétrole peut être détecté par cette méthode mais l'identification du type de pétrole dépend de son rayonnement fluorescent.

4.1.6 Effets des hyperfréquences

La surface de la terre émet et réfléchit continuellement des hyperfréquences; l'émission d'hyperfréquences est causée par le même phénomène que le rayonnement thermique étudié à la section 4.1.3. La région des hyperfréquences du spectre électromagnétique se situe entre 1 à 300 GHz (longueurs d'onde de 30 à 0,1 cm). Les instruments conçus pour mesurer ce rayonnement, les radiomètres à hyperfréquences donnent la mesure en température de luminance, t_b; cette température est exactement l'équivalent de la "température apparente" dans la terminologie de l'IR thermique. Les radiomètres sont généralement conçus pour mesurer les polarisations verticale ou horizontale et donc donnent t_b^v ou t_b^h. (Par polarisations verticale et horizontale, on entend que les vecteurs électriques sont dans des plans respectivement perpendiculaire et parallèle à la surface de la terre.)

Pour une surface naturelle comme la surface de la mer, la température de luminance dépend de l'angle de visée et de la polarisation. De plus, étant donné que l'atmosphère absorbe le rayonnement émis par la surface et émet son propre rayonnement, selon la température de l'atmosphère, toute télémesure d'une cible dépend de l'altitude du détecteur. De façon plus précise, la température de luminance mesurée à un angle incident, "θ", à une altitude "h" peut être exprimée comme suit (Troy et Hollinger, 1977):

$$t_b^i(\theta,h) = \tau(0,h)\left\{ \left[1 - \frac{1}{4\pi}\int_{\mu} \gamma_i(\theta,\theta')d\Omega' \right] t + \frac{1}{4\pi}\int_{\mu} \gamma_i(\theta,\theta')\, t_c(\theta')d\Omega' \right\} \quad (11)$$

$$+ \int_0^h t_a(h') \frac{\partial \tau(h', h)}{\partial h'} dh'$$

où: i = v-pour la polarisation verticale
h-pour la polarisation horizontale

t = température réelle de la surface de la cible

t_c = température de luminance du ciel

$t_a(h')$ = température réelle de l'atmosphère à une altitude h'

$\gamma_i(\theta,\theta')$ = coefficient de diffusion de surface pour la polarisation i

$\tau(h', h)$ = transmittance à travers la couche d'atmosphère d'une altitude h' à une altitude h

$\int_{\mu} d\Omega'$ = intégrale au-dessus de l'hémisphère nord

Le coefficient de diffusion dépend de l'angle incident (θ') et de diffusion (θ) et peut dépendre de l'azimut comme cela serait le cas pour une surface océanique sur laquelle les fronts des vagues sont parallèles. L'intégrale de $\gamma_i(\theta,\theta')$ au-dessus de l'hémisphère nord peut être considérée comme étant une réflectance moyenne, $r_i(\theta)$, la moyenne étant prise au-dessus des directions incidentes.

$$r_i(\theta) = \frac{1}{4\pi}\int_{\mu} \gamma_i(\theta, \theta')\, d\Omega' \quad (12)$$

Pour un réflecteur spéculaire, comme une surface lisse, l'intégrale de $\gamma_i(\theta,\theta')\, t_c(O')$ peut être exprimée par l'équation suivante:

$$r_i(\theta)\, t_c(\pi-\theta) = \frac{1}{4\pi}\int_{\mu} \gamma_i(\theta, \theta')\, t_c(\theta')\, d\Omega' \quad (13)$$

Étant donné que l'émittance $\varepsilon_i(\theta)$ donne:

$$\varepsilon_i(\theta) = 1-r_i(\theta) \tag{14}$$

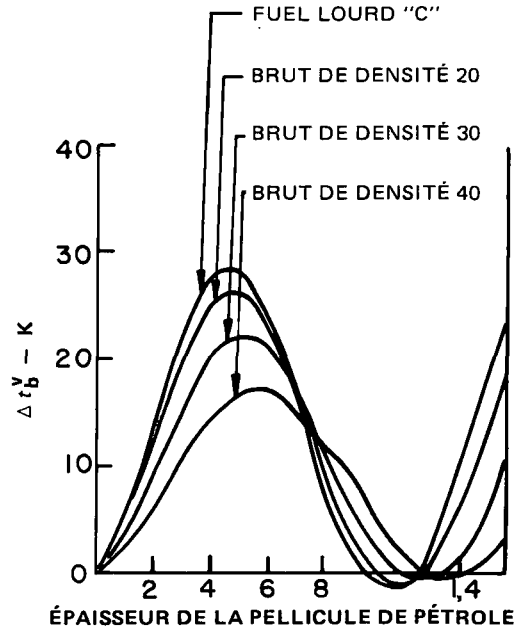
L'équation (11) peut être simplifiée comme suit:

$$t_b^i(\theta,h) = \tau(0,h)\left(\varepsilon_i(\theta)\, t + r_i(\theta)\, t_c(\pi-\theta)\right) + \int_0^h t_a(h')\,\frac{\partial \tau(h',h)}{\partial h'}\,dh' \tag{15}$$

où l'émittance, la réflectance et la température atmosphérique apparaissent de façon explicite. Puisque les coefficients de diffusion, dans l'émittance et la réflectance, diffèrent pour les deux polarisations, la température de luminance diffère également. Pour la surface océanique, t_b^v est supérieure à t_b^h pour des angles de visée orientés au nadir; cette différence atteint une valeur maximale pour $60° < \theta < 70°$ pour une longueur d'onde de 1,55 cm et une surface océanique plane (Edgerton et Trexler, 1969).

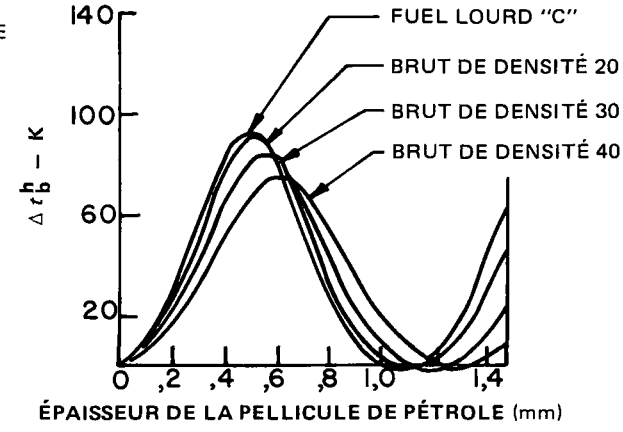
4.1.6.1 Détection du pétrole sur l'eau. - Dans la région des hyperfréquences du spectre électromagnétique, l'eau a une émissivité d'environ 0,4; par conséquent, elle apparaît froide. Le pétrole a une émissivité d'environ 0,8 et sa température de luminance est par conséquent plus près de sa température réelle. Une pellicule de pétrole sur l'eau se comporte comme une couche d'adaptation à l'interface air-eau parce que le pétrole a une constante diélectrique qui se situe entre celle de l'air et de l'eau. La réflexion est minimisée et l'émission est maximale lorsque la pellicule a une épaisseur efficace (c'est-à-dire l'épaisseur multipliée par l'indice de réfraction) égale à un multiple impair du quart de la longueur d'onde de l'énergie hyperfréquence observée.* Par conséquent, à mesure que la couche de pétrole sur l'eau devient plus épaisse, la température de luminance, mesurée à une énergie hyperfréquence donnée et à un angle de visée radiométrique donné, augmente d'abord à une valeur maximale et oscille ensuite entre les valeurs maximale et minimale (voir figure 11). Par conséquent, deux épaisseurs de pétrole ou plus peuvent avoir la même température de luminance. L'émittance plus élevée du pétrole est le principal effet permettant la détection par un radiomètre à hyperfréquences.

* Cela est analogue au phénomène d'interférence qui a été mentionné au sujet de l'émittance d'une surface d'eau recouverte d'une pellicule de pétrole. Dans le cas de l'IR thermique, l'épaisseur du quart de la longueur d'onde a donné une valeur minimale (équation 10) puisque l'indice de réfraction du pétrole était supérieur à celui de l'eau ou de l'air. Dans le cas des hyperfréquences, elle a donné une valeur maximale parce que l'indice de réfraction du pétrole se situait entre celui de l'eau et celui de l'air.



λ = 3,2 mm
POLARISATION VERTICALE
ANGLE D'OBSERVATION = 45°

AUGMENTATION DE LA TEMPÉRATURE DE LUMINANCE VERTICALE, Δt_b^v, EN FONCTION DE L'ÉPAISSEUR DE LA PELLICULE DE PÉTROLE À UNE LONGUEUR D'ONDE DE 3,2 mm POUR DES SURFACES D'EAU CALME



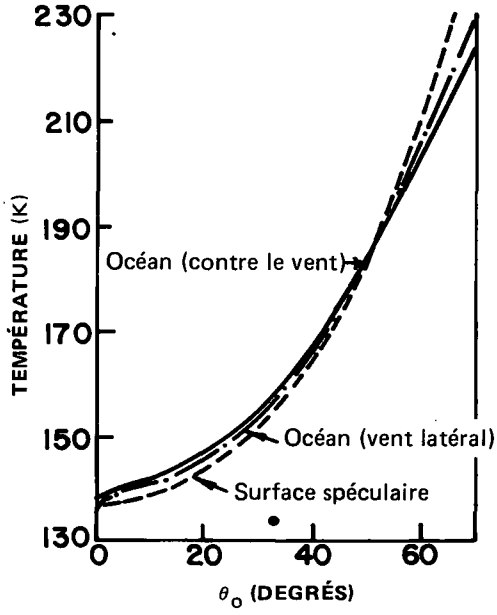
λ = 3,2 mm
POLARISATION HORIZONTALE
ANGLE D'OBSERVATION = 45°

AUGMENTATION DE LA TEMPÉRATURE DE LUMINANCE HORIZONTALE, Δt_b^h, EN FONCTION DE L'ÉPAISSEUR DE LA PELLICULE DE PÉTROLE À UNE LONGUEUR D'ONDE DE 3,2 mm POUR DES SURFACES D'EAU CALME

(Edgerton, 1971 b)

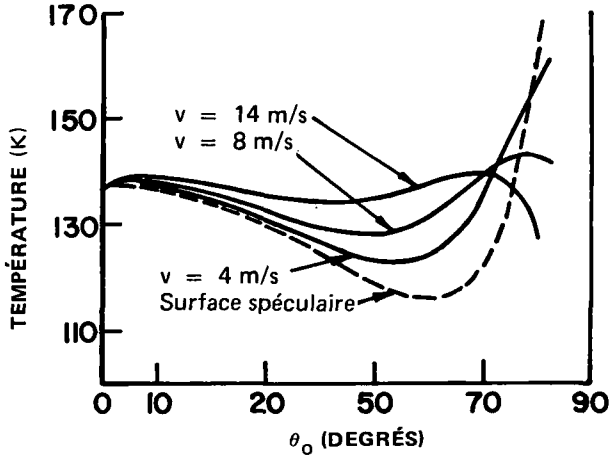
Figure 11 **Température de luminance hyperfréquence en fonction de l'épaisseur du pétrole sur l'eau.**

λ = 1,55 cm
t = 290 K
h = 1 km
v = 14 m/s



TEMPÉRATURE DU RAYONNEMENT EN POLARISATION VERTICALE EN FONCTION DE L'ANGLE

λ = 1,55 cm
t = 290 K
h = 1 km



TEMPÉRATURE DU RAYONNEMENT EN POLARISATION HORIZONTALE EN FONCTION DE L'ANGLE (CONTRE LE VENT)

TEMPÉRATURE APPARENTE DE LA SURFACE OCÉANIQUE

(Edgerton 1969)

Figure 12 **Température de luminance hyperfréquence, en fonction de l'angle de visée du détecteur, pour diverses rugosités de surface de l'eau.**

L'amortissement des vagues par le pétrole est le deuxième effet observable par un radiomètre à hyperfréquences. La composante horizontale de la température de luminance hyperfréquence augmente en fonction d'un accroissement de la rugosité de la surface de l'eau; la composante verticale change très peu (voir figure 12). Étant donné que les nappes de pétrole sur l'eau réduisent la rugosité de surface, elles réduisent l'émittance et, par conséquent, la température de luminance. En observant une nappe de pétrole sur l'eau avec un radiomètre à hyperfréquences en mode de polarisation horizontale, la température de luminance accrue de la surface rugueuse de l'eau est réduite dans la zone de la nappe. Cet effet est indépendant de l'épaisseur de la nappe.

La réduction de l'émittance induite par la nappe, qui résulte de l'atténuation de la rugosité de surface, et l'accroissement de l'émittance induite par la couche de pétrole, provoquée par une meilleure adaptation à l'interface mer-air, sont deux effets qui s'opposent mutuellement. Le premier effet, qui est fonction de la rugosité de la surface océanique et donc de la vitesse du vent, a été calculé comme causant une baisse approximative de la température de luminance de 5 K pour un vent de 20 noeuds (Hollinger, 1974); une baisse d'environ 6 K a été mesurée pour un état de la mer de 2 (Edgerton et Hinds, 1971a). Par contre, le deuxième effet peut entraîner une élévation de la température de luminance de 0 à 120 K selon l'épaisseur de la couche de pétrole et de la fréquence, ou longueur d'onde, à laquelle la mesure est effectuée. Par conséquent, l'effet de suppression de la rugosité de la surface océanique domine pour les minces pellicules de pétrole, alors que l'effet d'adaptation d'émission de surface domine pour les couches plus épaisses.

4.1.6.2 Radiomètres à hyperfréquences: pétrole sur l'eau. - De nombreuses études ont été effectuées sur la détection et le levé des nappes de pétrole avec des radiomètres à hyperfréquences, à profilage et imageurs (Edgerton et coll., 1969, 1971a, 1971b, 1975; Hollinger, 1974; Troy et Hollinger, 1977; Parashar et coll., 1979). Le meilleur instrument semble être l'imageur à hyperfréquences passif bi-canaux, mis au point et vérifié par le Naval Research Laboratory, Washington, D.C. (Troy et Hollinger, 1977). L'instrument a été utilisé avec deux fréquences en vue d'éliminer l'ambiguïté soulevée par les "anciennes" mesures d'épaisseur de pétrole effectuées avec une seule fréquence. Ce système imageur peut détecter des épaisseurs de pétrole jusqu'à 50 µm et il est particulièrement efficace pour prédire le volume de pétrole. C'est l'instrument que le NRL a utilisé à bord d'un appareil de la NASA pour les déversements expérimentaux à l'île Wallops décrits dans le présent rapport.

4.1.6.3 Détection du pétrole sur la glace. - L'émissivité de la glace de mer varie de 0,95 pour la glace de première année à 0,75 pour la glace de plusieurs années dans la bande de 5 à 49 GHz (Parashar et coll., 1979). Puisque l'émissivité de l'eau est d'environ 0,4, la glace de mer a donc une température de luminance plus élevée que celle de l'eau. La différence de température de luminance entre la glace de première année et l'eau de mer peut atteindre jusqu'à 150 K selon la fréquence (Edgerton et Poe, 1972); la glace de plusieurs années ou la glace érodée peut avoir une température de luminance qui se situe entre les deux, environ 50 à 75 K de moins que la glace de première année. Étant donné que le pétrole a une émissivité d'environ 0,8, il est très difficile de distinguer le pétrole des glaces de plusieurs années; cette difficulté peut survenir pour le pétrole sur la glace de plusieurs années ou pour le pétrole dans un mélange de glace de première année et de glace de plusieurs années.

Aux hyperfréquences, la neige a des propriétés diélectriques semblables à celles du pétrole et, à l'instar de ce dernier, la neige agit comme une couche d'adaptation entre la glace et l'air (Lapp, 1975). Par conséquent, il est difficile de distinguer du pétrole lorsqu'il recouvre de minces couches de neige sur la glace.

Le même problème se pose dans les eaux où il y a une certaine forme de couverture glacielle. Puisque les détecteurs à hyperfréquences passifs ont généralement, selon la fréquence, de grandes "empreintes", la glace dans la banquise lâche peut ne remplir qu'une fraction du champ de visée d'un détecteur et, même s'il y a une augmentation de la température de luminance, cette augmentation n'est pas aussi importante que si le détecteur ne voyait que de la glace; sans autre donnée, cet effet ne pourrait pas être différencié de celui produit par la présence du pétrole sur l'eau.

Nous manquons de données télédétectées par radiomètre à hyperfréquences relativement au pétrole sur divers types de glace pour tirer une conclusion précise sur son utilité. Même si le pétrole apparaissait comme une anomalie dans l'imageur du radiomètre à hyperfréquences, il est à peu près certain qu'il ne pourrait être distingué des caractéristiques naturelles, sauf s'il se trouvait sur de la glace de première année.

4.2 Collecte des données

Les opérations du projet de télédétection AMOP se sont déroulées en quatre missions et vols d'essai. Les quatre missions étaient les suivantes: île de Montréal, inlet Scott, île Wallops et zone de déversement du KURDISTAN. Les conditions d'opération ont été différentes pour chaque mission. Il en était de même des conditions environnementales.

La description technique des capteurs utilisés figure à l'annexe A. Une brève description de l'enregistreur de données de route de l'aéronef, dispositif particulièrement important au cours des missions de l'inlet Scott et de la zone de déversement du KURDISTAN apparaît à l'annexe B. À l'exception des chambres photographiques et du RAS qui enregistrent sur pellicules photographiques, les données recueillies au cours du projet ont été enregistrées sur bande magnétique à l'aide des systèmes décrits à l'annexe C. L'annexe E contient un résumé du but, de la logistique et de l'exécution de chacune des quatre missions.

4.3 Réduction des données

Pendant le traitement et l'analyse des données recueillies au cours du projet de télédétection AMOP, des exemples de données de chaque capteur ont été choisis pour montrer la capacité de chaque capteur à détecter le pétrole en milieu glaciel et pour comparer les capacités relatives à chacun d'eux. Au cours des quatre missions AMOP, les divers capteurs ont recueilli au total 114,5 heures de données, à quoi il faut ajouter les données recueillies par les vigies. Cela ne tient pas compte du fait que les capteurs comme le BMB sont des détecteurs multiples et ce chiffre ne comprend pas non plus les quelque 87 heures de données enregistrées par le système de navigation par inertie et par le générateur temporel de codage. Le traitement et l'affichage de cette masse de données font l'objet de l'annexe F.

4.4 Résultats et analyse

La quantité considérable de données recueillies au cours des quatre missions n'a pas permis d'analyser et de présenter tous les résultats dans le présent document. Le rapport présente donc plutôt des exemples qui ont été choisis, traités et analysés en détail pour chaque mission. La mission de l'île Wallops au-dessus de deux déversements expérimentaux a fourni l'ensemble le plus complet de données. Les techniques de

traitement modernes mises au point l'ont été à l'aide de cet ensemble de données. La majorité des comparaisons du rendement des détecteurs sont basées sur les résultats de l'île Wallops car c'est la seule mission pendant laquelle tous les capteurs ont été utilisés ensemble. Les trois autres missions ont procuré des données recueillies dans des circonstances spéciales. La mission au-dessus du port de Montréal a donné une imagerie IR thermique d'un déversement pendant le jour et la nuit et a permis de faire l'essai du système de TVUS dans les mêmes conditions. Bien qu'elle n'ait pas porté sur un déversement de pétrole sur la glace comme prévu, la mission de l'inlet Scott a tout de même fourni des données obtenues dans des conditions propres à l'Arctique. Ces données seront utiles pour la mise au point d'un ensemble de télédétection utilisable dans l'Arctique. La mission au-dessus de la zone de déversement du KURDISTAN a permis d'appliquer en situation réelle certaines techniques mises au point au cours de missions antérieures. Elle a également procuré la seule imagerie de pétrole en milieu glaciel.

Les résultats et les analyses sont répartis dans les sections suivantes: hyperfréquences; proche ultraviolet, visible et proche infrarouge; infrarouge thermique; analyse multispectrale intégrée; fluorescence. Chaque section est à son tour divisée en sous-sections qui traitent d'abord des capteurs ou des techniques d'analyse et ensuite des missions. Une comparaison des champs de visée relatifs de chaque capteur à bord du C-GRSA et du C-GRSC est présentée dans les figures 13 et 14.

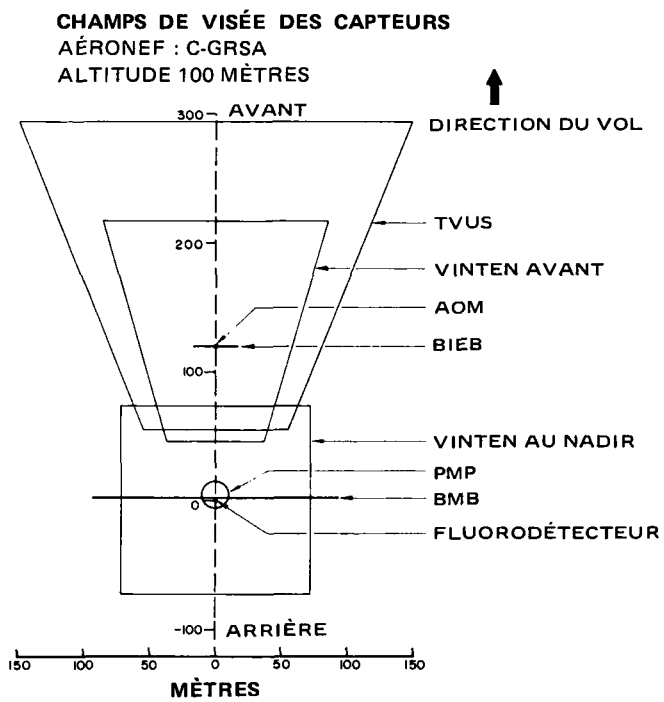


Figure 13 Champs de visée des capteurs installés à bord du C-GRSA.

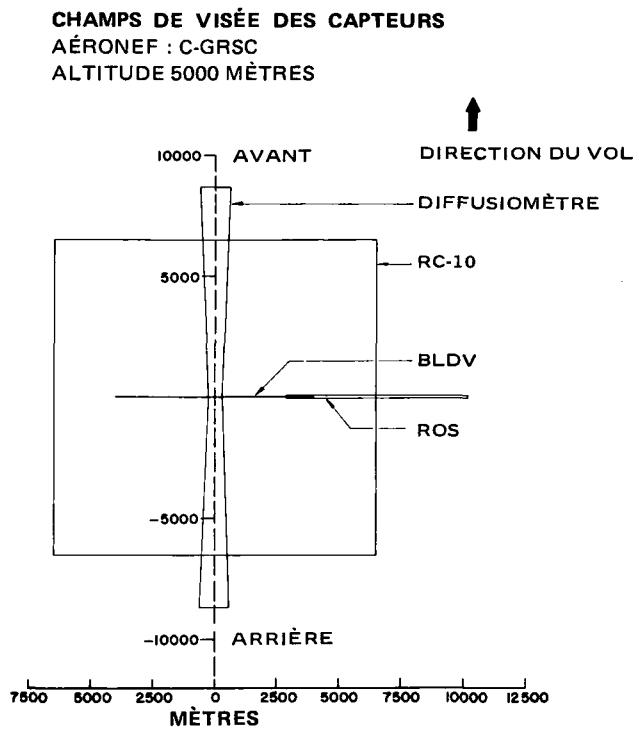
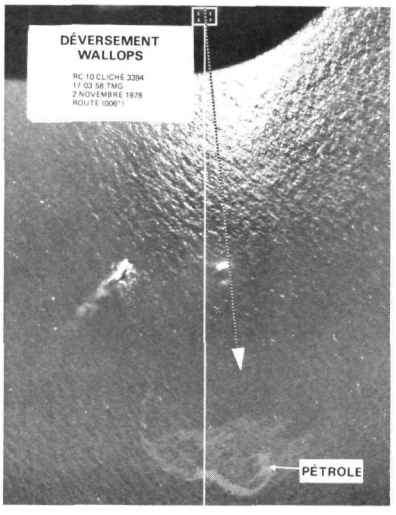


Figure 14 Champs de visée des capteurs installés à bord du C-GRSC.

4.4.1 Capteurs à hyperfréquences

4.4.1.1 Diffusiomètre à hyperfréquences. - Suintement de l'inlet Scott. Le diffusiomètre à hyperfréquences a été utilisé lors de la mission de l'inlet Scott; toutefois, la collecte de données a eu lieu en l'absence de pétrole. Gray et coll. (1979) ont utilisé ces données pour effectuer des analyses sur les icebergs.

Déversements expérimentaux de l'île Wallops. Le diffusiomètre à hyperfréquences a été utilisé au-dessus de deux déversements expérimentaux au cours de dix passages effectués les 2 et 3 novembre 1978. Cependant, seules les données recueillies pendant trois de ces passages étaient analysables. Il s'agit des passages 3 (V) et 6 (H) du 2 novembre et du passage 4B (H) du 3 novembre; la polarisation d'émission du diffusiomètre est indiquée entre parenthèses. La figure 15 montre une photographie prise par une chambre de prise de vue aérienne RC-10 et sur laquelle est indiquée la projection du faisceau avant du diffusiomètre. L'image représente le passage n° 3 du 2 novembre. Un graphique de la section efficace de rétrodiffusion correspondante observée par le diffusiomètre est présenté à la figure 16. Les données ont été décalées de sorte que chaque empreinte apparaît au moment où elle coupe le nadir indépendamment de l'angle de visée utilisé. Un densigramme montrant l'historique complet de diffusion apparaît à la figure 17. L'emplacement du navire et du déversement de pétrole est indiqué sur les deux diagrammes. La figure 18 constitue un résumé des données sous forme de graphique représentant la dépression de rétrodiffusion en fonction de plusieurs angles d'incidence.



PHOTOGRAPHIE AÉRIENNE PRISE LORS DU PASSAGE N^{o} 3 DU C-GRSC, 2 NOVEMBRE 1978.

Ligne blanche — Route de l'avion
Ligne pointillée — Projection du faisceau avant du diffusiomètre (cap de l'avion)
Carré blanc — Empreinte du diffusiomètre au nadir et à 60^{o}

Figure 15 **Photographie aérienne du déversement expérimental à l'île Wallops, prise avec la chambre photographique RC-10.**

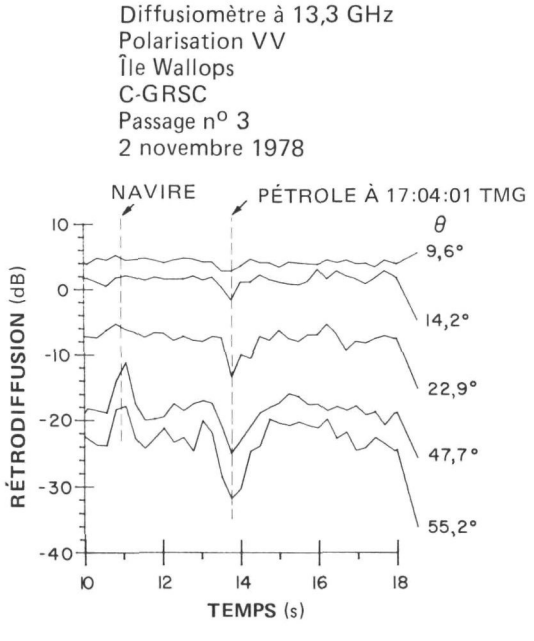
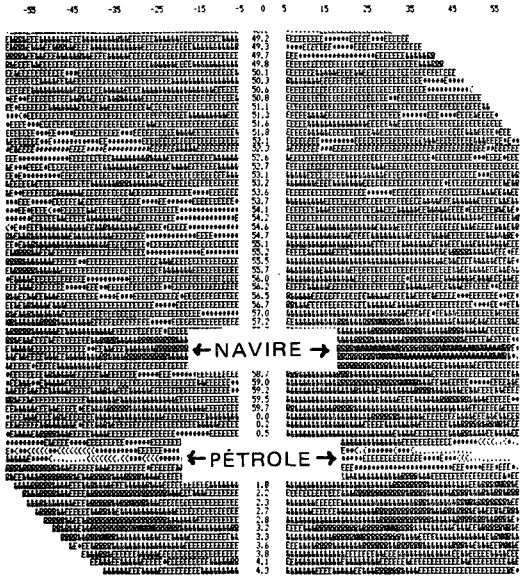


Figure 16 **Diffusiomètre, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Rétrodiffusion en hyperfréquences en fonction du temps pour divers angles d'incidence.

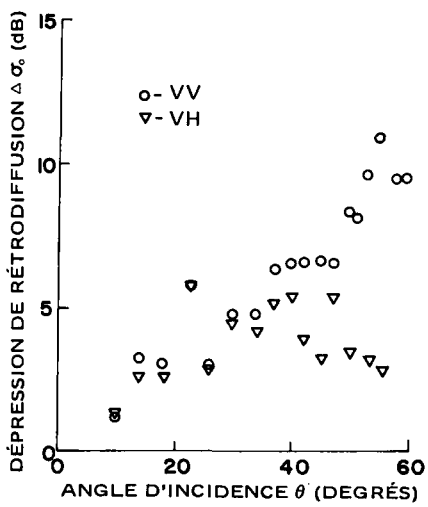
CHAQUE CARACTÈRE REPRÉSENTE UN INTERVALLE DE 1 DEGRÉ DE −60 À +60. CODE TEMPOREL IMPRIMÉ DANS LA RÉGION PRÈS DU NADIR OU AUCUNE DONNÉE N'EST DISPONIBLE; ANGLE = −15 À +5



Diffusiomètre à 13,3 GHz
Île Wallops
C-GRSC
Passage n° 3
Polarisation VV
2 novembre 1978
Diffusion différentielle en fonction de l'angle d'observation

DÉBUT DU CODAGE TEMPOREL; 17:3:47,2 ALTITUDE (pieds); 760,0 POLARISATION : VV; ANGLES : 20; VITESSE AU SOL (NOEUDS) : 155,0; LONGUEUR DES CELLULES AU SOL (MÈTRES) : 19,595; DOSSIER BCO n° 2
LA GAMME DE GRIS REPRODUITE SUR LA LIGNE SUIVANTE CORRESPOND À : −10 dB À + 15 dB

Figure 17 **Diffusiomètre, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Densigramme indiquant la dépression de rétrodiffusion en hyperfréquences pour divers angles d'incidence.



Diffusiomètre à 13,3 GHz
Dépression de la rétrodiffusion par le pétrole sur l'eau
Île Wallops
C-GRSC
Passage n° 3
2 novembre 1978
17:04:01 TMG

Figure 18 **Diffusiomètre, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Dépression de rétrodiffusion en hyperfréquences en fonction des angles d'incidence.

De même, les données du diffusiomètre pour le passage n° 6 du 2 novembre 1978 sont présentées aux figures 19 à 21 et pour le passage n° 4B du 3 novembre 1978, aux figures 22 à 24. Dans la figure 23, un navire apparaît dans la rétrodiffusion du faisceau arrière mais non dans celle du faisceau avant en raison de la dérive de l'aéronef au moment où il survolait le déversement de pétrole, c'est-à-dire de la différence entre la route et le cap de l'aéronef (voir figure 15).

La polarisation ne semble pas être un facteur important dans les résultats. L'écart des données polarisées croisées ou semblables de la figure 18 (combinaisons VV, VH) ne coïncide pas avec les résultats des figures 21 et 24 (combinaisons HH, HV). Réciproquement, cela signifie que les résultats VH et HV devraient être semblables; l'origine de l'écart apparent dans ces résultats n'a pas encore été déterminée.

Dans les diagrammes de rétrodiffusion en fonction du temps (figures 16, 19, 22), les données montrent que le contraste pétrole-mer a tendance à augmenter à mesure que l'angle d'incidence s'agrandit. La chute qui apparaît dans l'écho de mer total lorsque l'angle d'incidence augmente est la dépendance normale (Krishen, 1971). Les résultats résumés aux figures 18, 21 et 24 indiquent que:

1. la suppression par le pétrole de la section efficace de rétrodiffusion de l'océan est négligeable pour des angles d'incidence inférieurs à 10°, augmente jusqu'à environ 7 à 12 dB pour les angles d'incidence entre 30° à 55° et tombe entre 5 et 7 dB pour un angle d'incidence de 60°;

(suite à la page 51)

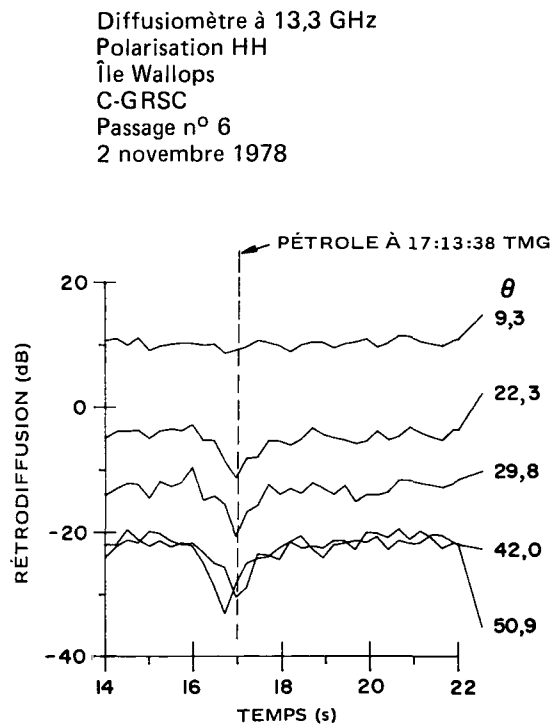
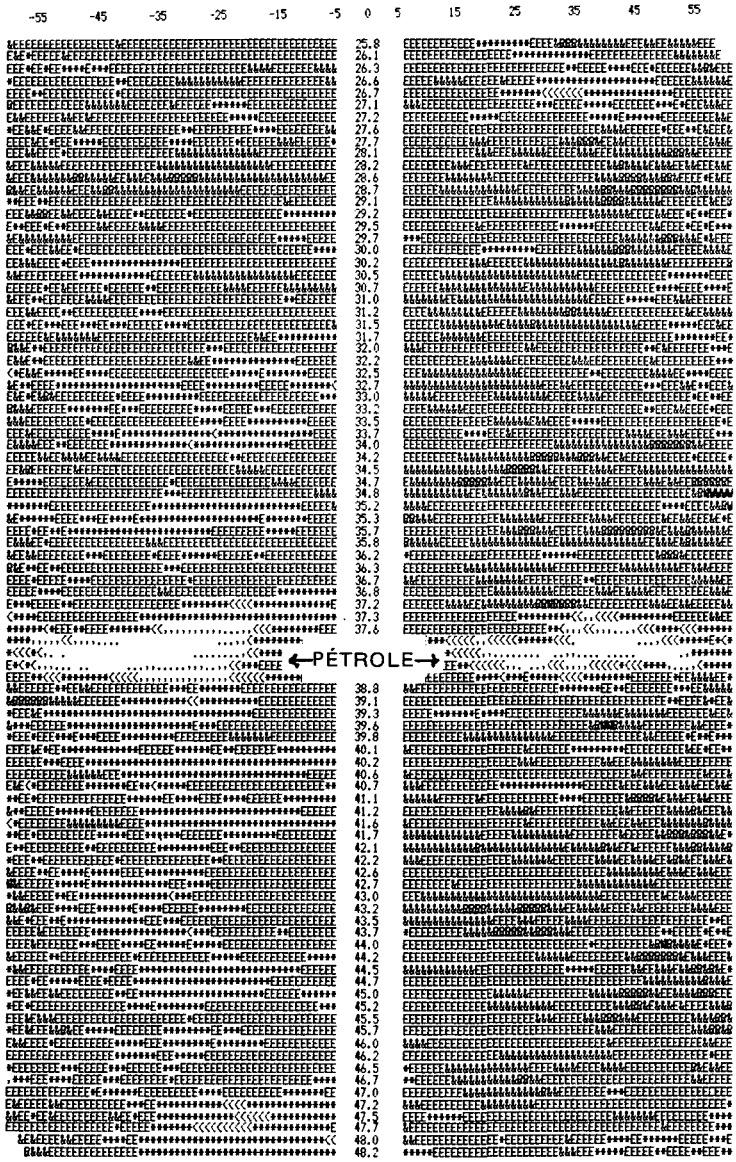


Figure 19 **Diffusiomètre, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Rétrodiffusion en hyperfréquences en fonction du temps pour divers angles d'incidence.

CHAQUE CARACTÈRE REPRÉSENTE UN INTERVALLE DE 1 DEGRÉ ENTRE −60 ET +60. CODE TEMPOREL IMPRIMÉ DANS LA RÉGION PRÈS DU NADIR OU AUCUNE DONNÉE N'EST DISPONIBLE; ANGLE = −5 À +5



Diffusiomètre à hyperfréquences à 13,3 GHz
Île Wallops
C-GRSC
Passage n° 6
Polarisation HH
2 novembre 1978
17:13:38 TMG
Rétrodiffusion différentielle en fonction de l'angle d'observation

DÉBUT DU CODAGE TEMPOREL : 17:13:21,2; ALTITUDE (PIEDS) : 810,0; POLARISATION : HH; ANGLES : 21; VITESSE AU SOL (NOEUDS) : 160,0; LONGUEUR DES CELLULES AU SOL (MÈTRES) : 20,227; DOSSIER BCO N° 2.

LA GAMME DE GRIS REPRODUITE SUR LA LIGNE SUIVANTE CORRESPOND À : −10 dB À +15 dB

Figure 20 **Diffusiomètre, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Densigramme indiquant la dépression de rétrodiffusion en hyperfréquences pour divers angles d'incidence.

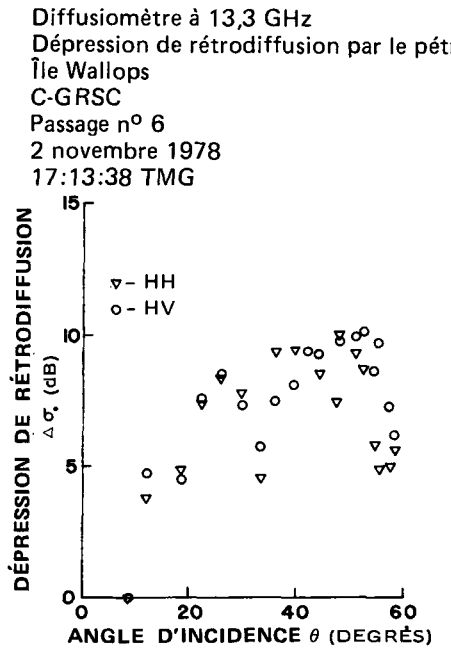


Figure 21 **Diffusiomètre, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Rétrodiffusion en hyperfréquences en fonction de l'angle d'incidence.

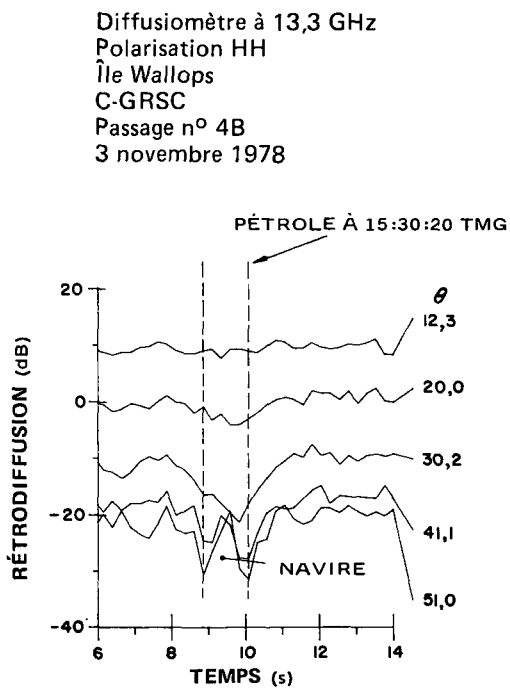
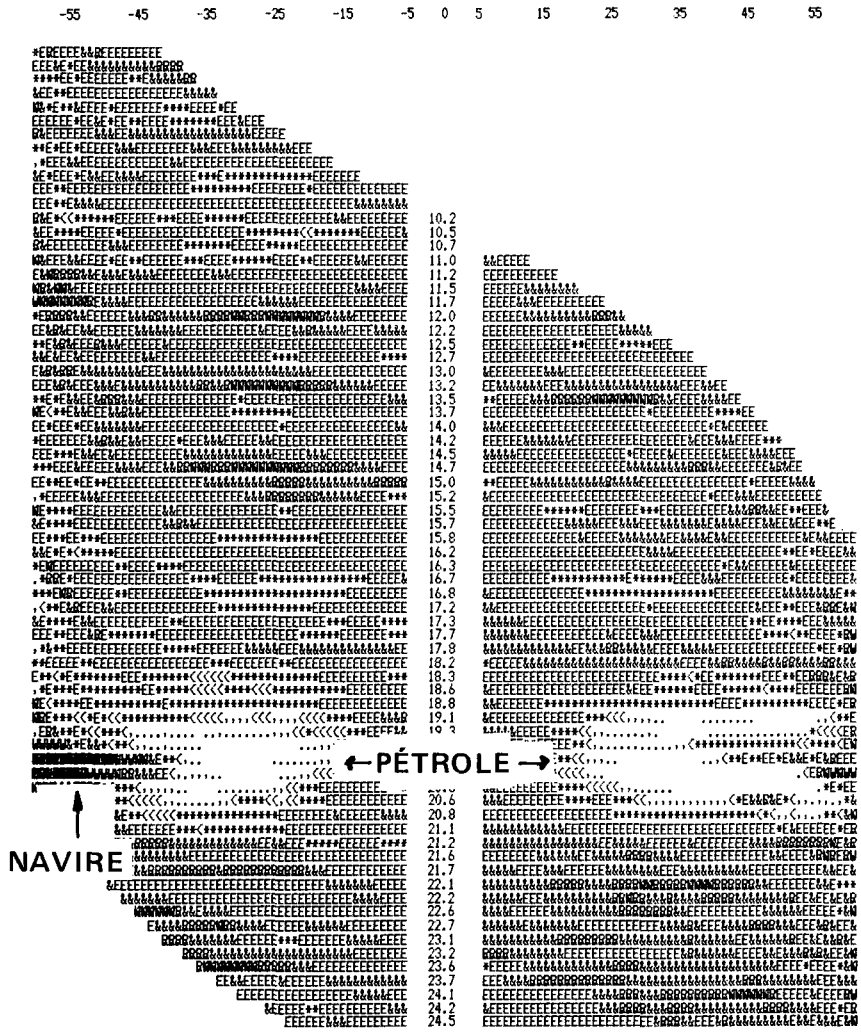


Figure 22 **Diffusiomètre, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Rétrodiffusion en hyperfréquences en fonction du temps pour divers angles d'incidence.

CHAQUE CARACTÈRE REPRÉSENTE UN INTERVALLE DE 1 DEGRÉ ENTRE –60 ET +60. CODE TEMPOREL IMPRIMÉ DANS LA RÉGION PRÈS DU NADIR OÙ AUCUNE DONNÉE N'EST DISPONIBLE; ANGLE = –5 À +5



DÉBUT DU CODAGE TEMPOREL : 15:30:10,2; ALTITUDE (PIEDS) : 861,0; POLARISATION : HH; ANGLES : 23; VITESSE AU SOL (NOEUDS) : 151,0; LONGUEUR DES CELLULES AU SOL (MÈTRES) : 19,089; DOSSIER BCO N^{O} 247.

LA GAMME DE GRIS REPRODUITE SUR LA LIGNE SUIVANTE CORRESPOND À : –10 dB À +15 dB

Diffusiomètre à 13,3 GHz
Île Wallops
C-GRSC
Passage n^{o} 4B
Polarisation HH
3 novembre 1978
Rétrodiffusion différentielle en fonction de l'angle d'observation

Figure 23 **Diffusiomètre, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Densigramme indiquant la dépression de rétrodiffusion en hyperfréquences pour divers angles d'incidence.

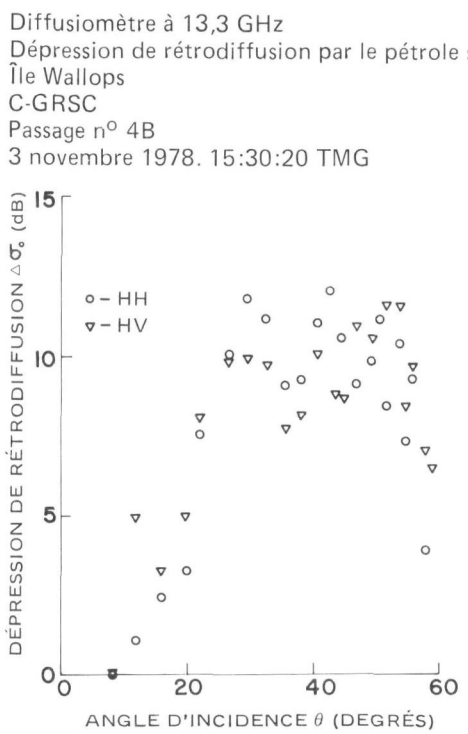
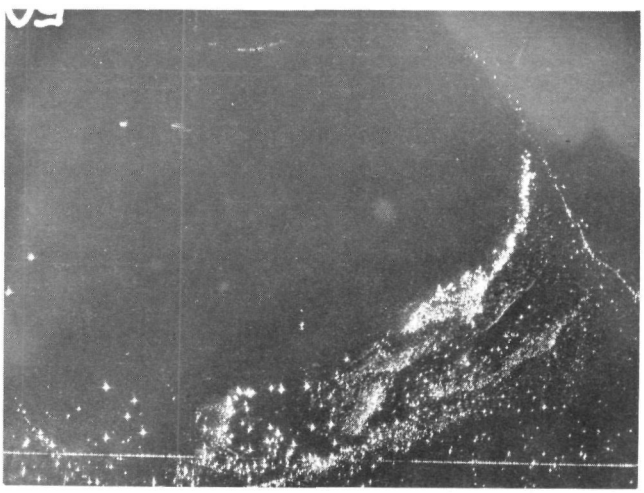


Figure 24 **Diffusiomètre, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Dépression de rétrodiffusion en hyperfréquences en fonction de l'angle d'incidence.

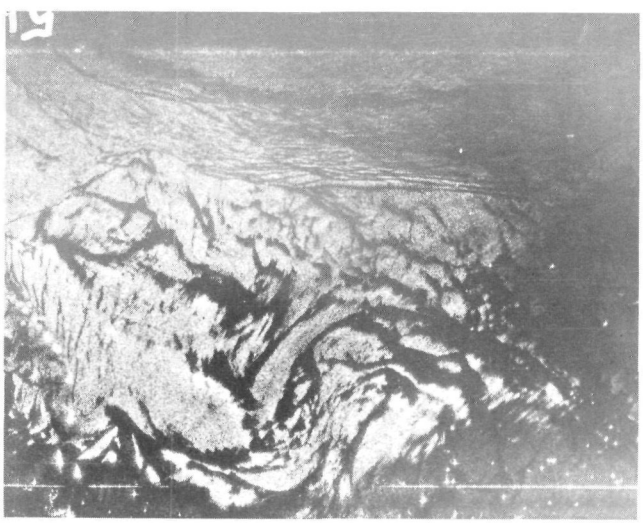
2. la combinaison du rayonnement d'émission et de réception en polarisation horizontale (HH) entraîne une suppression comparable de la surface efficace radar par rapport aux données VV pour des angles d'incidence inférieurs à 60°;

3. ni l'une ni l'autre des composantes en polarisation croisée du rayonnement de rétrodiffusion ne montre une plus grande suppression de rétrodiffusion que les composantes de polarisation semblable.

4.4.1.2 Radar à antenne synthétique de l'ERIM. - Suintement de pétrole de l'inlet Scott. Le radar à antenne synthétique (RAS) de l'ERIM a été utilisé à bord du C-GRSC au cours de cinq sorties dans l'inlet Scott. Aucune trace de pétrole n'a été détectée au cours de ces sorties par le RAS ou tout autre capteur à bord du C-GRSC, ni observée par le personnel présent à bord du C-GRSC ces mêmes jours. L'imagerie en bande X recueillie par le RAS était de piètre qualité en raison d'une défaillance du système. La figure 25 montre des données représentatives obtenues en bande L. Ces images RAS correspondent à une polarisation VV avec un angle de dépression de 12° au centre de l'image.



RAS de l'ERIM L_{VV} (Cliché 50)
Inlet Scott
C-GRSC
Passage n° 5
11 septembre 1978
16:43:03 TMG (Centre de l'image)
Angle de dépression de 12° au centre de l'image
Altitude 610 m, largeur de balayage 5,6 km



RAS de l'ERIM L_{VV} (Cliché 51)
Inlet Scott
C-GRSC
Passage n° 5
11 septembre 1978
16:44:53 TMG (Centre de l'image)

Figure 25 **Images L_{VV} du RAS de l'ERIM, prises lors de la mission à l'inlet Scott.**

L'imagerie RAS qui apparaît à la figure 25 (clichés 50 et 51) a été recueillie le 11 septembre 1978 pendant une période d'environ quatre minutes. Les points d'intérêt sont les caractéristiques qui ont l'aspect d'une nappe dans le cliché 51. Il n'y a aucun écho de mer apparent dans le cliché 50, seulement des icebergs et des bergybits, tandis que le cliché 51 est couvert d'échos de mer et de caractéristiques ayant l'apparence d'une nappe. Il est évident que ces caractéristiques naturelles posent de graves problèmes d'interprétation de l'écho radar lors de recherches de nappes de pétrole. Ces caractéristiques étaient très courantes dans l'est de l'Arctique pendant la mission de l'inlet Scott.

Un grand nombre d'auteurs ont utilisé l'ensemble de données enregistrées par le RAS de l'ERIM au cours de la mission de l'inlet Scott pour faire des analyses de la glace de mer et des icebergs (Gray et coll., Lowry et coll. 1979: Kirby et Lowry, 1979).

Déversements contrôlés Wallops. Les deux déversements contrôlés du 2 et 3 novembre 1978 ont été imagés par le RAS dans les bandes X et L, en polarisation d'émission horizontale et avec l'antenne en mode de dépression abrupte (43°). Le RAS a pris des images de la nappe au cours de neuf des passages à une altitude de 5500 m. Le contraste entre la nappe de pétrole et l'océan environnant était bon pour les images X_{HH} (figure 26), un peu moins bon pour les images L_{HH} et mauvais pour les images X_{HV} et L_{HV}. Le contraste entre la nappe de pétrole et l'océan n'a pas présenté de changement apparent selon les divers angles de visée par rapport à la direction du vent. Cela peut être dû au fait que les nappes de pétrole ont été imagées à des angles de dépression relativement larges (33° et 49°).

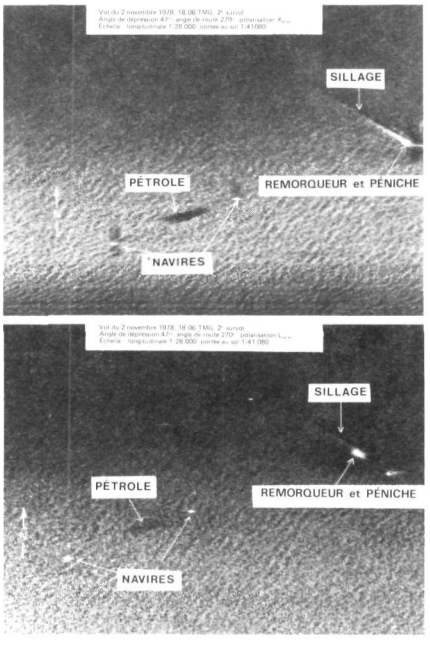
La présence de zones assombries au voisinage d'une cible brillante, comme un navire, peut prêter à confusion lors de l'identification des nappes de pétrole d'après l'imagerie RAS. On parle dans ce cas de suppression des signaux faibles, courante dans la détection RAS des signaux forts par RAS. (Le RAS de l'ERIM a été modifié de sorte que le problème a été presque totalement éliminé.) Dans les exemples de la figure 26, un navire se trouve de chaque côté de la nappe et les effets de la suppression des signaux faibles sont nettement visibles. Les zones assombries peuvent être prises pour des nappes de pétrole; toutefois, un observateur expérimenté peut faire la distinction entre les deux phénomènes par les différences de configuration spatiale. À droite de l'image, on distingue un remorqueur tirant une péniche qui laisse un sillage important.

4.4.2 Proche ultraviolet, visible, proche infrarouge

Cette section présente l'imagerie et l'analyse des données recueillies par les capteurs qui fonctionnent dans le proche ultraviolet, le visible et le proche infrarouge du spectre électromagnétique. L'imagerie comprend les photographies prises avec la chambre Wild Heerbrugg RC-10 dans le visible et le proche IR, et avec la chambre Vinten dans le visible et le proche UV; l'imagerie de la TVUS, l'imagerie du balayeur multispectral dans le visible et le proche IR, l'imagerie UV obtenue avec le balayeur à double voie et l'imagerie BIEB obtenue dans certaines régions du visible.

4.4.2.1 Photographie. - Types de pellicules. Comme un grand nombre d'essais et d'études avaient déjà été effectués (Munday, 1971; Wobber, 1971; Thomson et McColl, 1972; de Villiers, 1973; Thomson et coll., 1974; Axelsson, 1975) avant le projet de télédétection AMOP, l'essai de divers types de pellicule n'avait pas été prévu. Les résultats obtenus par les chercheurs susmentionnés indiquaient que des photographies en couleur et en ultraviolet conviendraient à la présente étude.

La pellicule négative Aerocolour Kodak du type 2445 a généralement donné de bonnes photos lorsque l'éclairement était suffisant. Les photographies en couleur



ROS de l'ERIM X_{HH} L_{HH}
Déversement Wallops
C-GRSC
Passage C
2 novembre 1978
18:06 TMG

Figure 26 **Images X_{HH} et L_{HH} du RAS de l'ERIM, déversement expérimental à l'île Wallops.**

constituent un bon document visuel de chaque mission car les zones des nappes sont bien détaillées et les zones minces sont distinguables. Malgré cela, le contraste eau/pétrole n'est pas très élevé.

La pellicule Aerographic Double-X Kodak du type 2405 a été utilisée avec un filtre Wratten 18A afin d'obtenir des photographies en ultraviolet. Le contraste eau/pétrole est meilleur sur ces photographies que sur les photographies en couleur; toutefois, on peut à peine, voire pas du tout distinguer les zones minces des zones épaisses (voir annexe F). Le but des photographies en ultraviolet était d'exploiter le contraste élevé entre le pétrole et l'eau dans la radiance réfléchie par la surface. Les résultats ont répondu aux attentes (voir annexe F). Même si une défaillance de la chambre photographique lors de la mission de l'inlet Scott a empêché de prendre des photographies en UV de la nappe de pétrole dans l'Arctique, les doutes au sujet de la suffisance de l'éclairement UV à de faibles hauteurs du soleil (20°) étaient apparemment non fondés si on en juge d'après les photographies en UV de la surface de l'océan. (La chambre UV Vinten a été utilisé à f/2 et 1/500 s pour toutes les missions.)

Des photographies en couleur du pétrole dans la banquise lâche ont été prises lors des vols effectués au-dessus du déversement du KURDISTAN. Un bon contraste a été obtenu avec les négatifs Aerocolour 2445; la différenciation des mélanges pétrole-glace des mélanges eau-glace a été possible mais difficile dans certaines conditions d'éclairement. La pellicule infrarouge Aerochrome Kodak du type 2443 a également été

utilisée avec un filtre jaune pour photographier le pétrole dans la banquise lâche. Le contraste obtenu entre le pétrole et la glace était de bon à moyen; toutefois, la distinction entre les mélanges pétrole-glace et les mélanges eau-glace s'est avérée médiocre, voire négligeable, ce qui a rendu impossible l'identification du pétrole. Pour cette raison, l'utilisation d'une pellicule infrarouge couleur avec ce type de filtre n'est pas recommandée pour la détection des mélanges pétrole-glace et eau-glace (O'Neil et coll., 1982). D'après les résultats de cette étude et d'études précédentes, les photographies en couleur et en ultraviolet peuvent fournir une imagerie adéquate pour la détection du pétrole sur l'eau. Axelsson (1975) a établi que la photographie en proche IR donnait, par temps couvert, un meilleur contraste que la photographie en ultraviolet. La prise de photographie en proche IR du pétrole sur l'eau n'était pas prévue dans le cadre de cette étude; toutefois, d'autres observateurs du déversement du KURDISTAN qui ont pris des photographies en proche IR ont obtenu de piètres résultats. Pour le pétrole sur ou parmi la glace, on peut s'attendre à ce que les photographies en UV et en couleur permettent de délimiter le pétrole. Les photographies en UV devraient donner un contraste plus élevé mais aux dépens de l'information spectrale présente dans la photographie en couleur. Dans le cas des mélanges pétrole-eau-glace qui sont plus variables, il est douteux que, même ensemble, les photographies en UV et en couleur soient suffisantes.

Chambres photographiques. Deux types ont été utilisés au cours du projet: Wild Heerbrugg RC-10, chambre de vue aérienne de 23 cm, et Vinten 70 mm (voir annexe A).

Les RC-10 ont été utilisées avec des négatifs Aerocolour 2445 et des pellicules infrarouges Aerochrome 2443; elles ont bien fonctionné et ont donné d'excellentes photographies. Leur poids constitue le seul inconvénient.

Les Vinten ont été utilisées pour prendre des photographies en couleur ou en ultraviolet; les photographies étaient de très bonne qualité. Leur fiabilité laisse cependant à désirer surtout par temps froid et la Vinten n'est pas recommandée dans des conditions climatiques rigoureuses.

4.4.2.2 Télévision ultrasensible. - Déversement de pétrole dans le port de Montréal. La télévision ultrasensible a été utilisée au cours de la mission de Montréal le 30 juin et le 1er juillet 1978. Lors de cette mission, la caméra n'était pas encore munie du filtre Corning 7-51 et du polariseur HNP'B; la caméra était de plus orientée au nadir. L'imagerie affichée en temps réel était bonne au crépuscule mais faible pendant la nuit. Le présent document ne fait état d'aucune donnée car un magnétoscope à faible résolution de 1/2" a été utilisé au cours du vol et l'imagerie reproduite n'est pas représentative de la qualité des données vidéo présentées par le système de télévision en temps réel.

L'imagerie vidéo observée au-dessus du port de Montréal a semblé avoir une portée dynamique et une sensibilité suffisantes pour permettre la détection de pétrole sur l'eau pendant la nuit. Néanmoins, le pétrole n'a pas été détecté parce que l'éclairage du port ou celui d'un navire dans le champ de visée de la caméra a provoqué une réduction considérable de la sensibilité par la commande de gain et de l'iris automatiques. Lorsqu'il n'y avait aucune lumière dans le champ de visée, la caméra de la télévision donnait une bonne image avec certains détails visibles dans l'eau. Malheureusement, dans ces images nocturnes du pétrole, il y avait également des sources de lumière artificielle.

Afin de pouvoir utiliser une télévision ultrasensible dans une situation où les lumières d'un port ou d'un navire sont dans le champ de visée, on recommande de munir la caméra vidéo d'un système de commande d'iris/éclipseur.

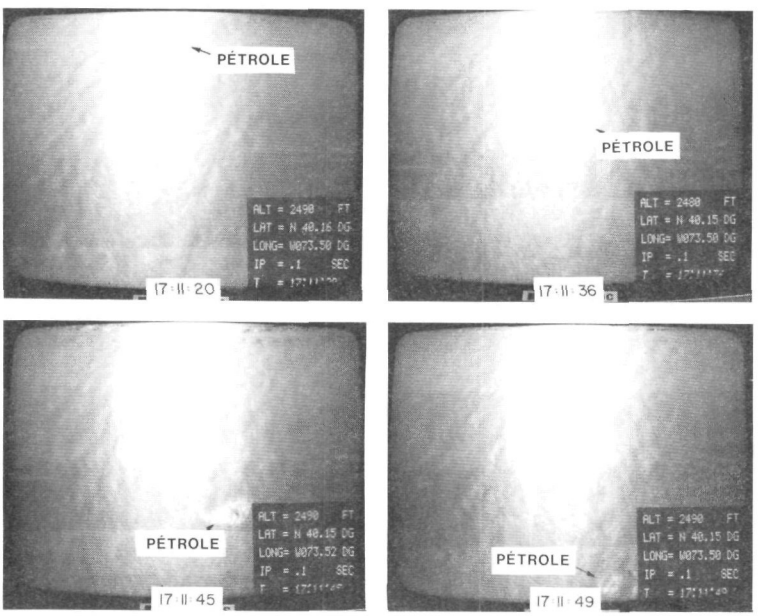
Suintement naturel de pétrole dans l'inlet Scott. La télévision ultrasensible munie d'un filtre s'est avérée le capteur le plus efficace pour détecter le pétrole lors de la mission de l'inlet Scott. Tous les autres capteurs optiques ont pu difficilement détecter le

pétrole et produire une bonne imagerie en raison du faible éclairement solaire en septembre au 71° N. Le faible niveau de lumière associé à la minceur et à la diffusion de la nappe de pétrole dans l'inlet Scott n'ont pas favorisé la détection du pétrole par la plupart des capteurs; la télévision ultrasensible a, par contre, donné une bonne imagerie et détecté du pétrole lors de neuf passages. (La production d'impressions par balayage linéaire est traitée à l'annexe F.4.)

Avec la télévision ultrasensible, il y a certaines difficultés à distinguer le pétrole de l'écume et des moutons lorsque la mer est très agitée; toutefois, les opérateurs expérimentés peuvent généralement interpréter de façon satisfaisante l'imagerie vidéo en utilisant les diagrammes spatiaux et les temps de persistance.

Déversements expérimentaux à l'île Wallops. La télévision ultrasensible a produit une excellente imagerie des deux sites de déversements expérimentaux à l'île Wallops. Le système de télévision n'a pas seulement été utilisé pour détecter le pétrole mais a également servi d'indicateur tactique aux pilotes du C-GRSA. L'image à contraste élevé a permis aux pilotes de bien distinguer le pétrole des pseudo-nappes d'origine éolienne et autres anomalies dans le secteur.

Conformément à la description faite à la section 4.1.2, le contraste du pétrole sur l'eau est optimisé à l'angle de Brewster. Une série d'images montrant la variation du contraste en fonction de l'angle de visée apparaît à la figure 27. Le contraste est bon à 17:11:36 TMG (ce qui correspond à peu près à l'angle de Brewster); moyen à 17:11:20 et à 17:11:45 TMG; et faible à 17:11:49 TMG. L'objet sombre au centre de la nappe est le navire ANNANDALE. Cette série d'images a été captée à 1100 mètres d'altitude.



Télévision ultra-sensible
Déversement Wallops
C-GRSC
Passage n° 2
2 novembre 1978
17:11:20 – 49 TMG

Croissance et décroisssance du contraste à mesure que la nappe de pétrole traverse l'angle de Brewster

Figure 27 **TVUS, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Série de quatre clichés montrant l'augmentation et la diminution du contraste à mesure qu'une nappe de pétrole traverse l'angle de Brewster dans le champ de visée de la caméra de télévision.

La figure 28 montre un autre exemple d'une image d'une nappe de pétrole prise à 150 m d'altitude. La photographie d'une image affichée sur un moniteur de télévision perd la qualité dynamique présente dans l'imagerie vidéo et elle est donc moins bonne que l'image originale. Des imprimés de balayage de nappes de pétrole, figures 29-32, conservent l'essentiel de l'image d'un déversement de pétrole, ce qui montre le contraste élevé qui peut être obtenu grâce à ce système, mais ils manquent eux aussi de qualité dynamique. C'est cette qualité dynamique présente dans l'image vidéo originale qui constitue un des principaux avantages du système de télévision; toutefois, cet effet est difficile à reproduire sous forme statique.

Déversement accidentel du KURDISTAN. La télévision ultrasensible, installée à bord d'un aéronef, fut utilisée au cours de cinq sorties lors de la recherche du pétrole suite à l'incident du KURDISTAN. Lorsque le système de télévision était utilisé au-dessus de l'eau, il détectait le pétrole avec un bon contraste, produisait des images semblables à celles des missions de l'inlet Scott et de l'île Wallops. Lors de la cinquième sortie, le 23 mars 1978, le système de télévision a imagé du pétrole et de la glace sur l'eau; il a été très difficile de différencier les petits morceaux de glace flottante des petites taches de pétrole. Les floes plus importants ont pu être distingués grâce à leur forme ou à leur emplacement par rapport à la terre.

Télévision ultra-sensible
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 6
2 novembre 1978
17:30:58 TMG

Figure 28 **TVUS, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Photographie d'un moniteur vidéo montrant une nappe de pétrole.

Le système de télévision ultrasensible n'a pas été utilisé pour la détection du pétrole dans la banquise lâche lors des sorties du 29 mars et du 2 avril 1978. Par conséquent, aucune conclusion ne peut être tirée quant au rendement de la télévision ultrasensible dans cette situation. Néanmoins, le bon contraste obtenu en UV permet de croire que la télévision ultrasensible pourrait facilement détecter le pétrole qui apparaît foncé, compte tenu de la glace brillante environnante; toutefois, il est peu probable que le pétrole dans la banquise lâche pourrait être différencié des mélanges d'eau et de glace.

4.4.2.3 Balayeur multibande (BMB). - Des données ont été recueillies avec le BMB au cours de trois missions: île Wallops, inlet Scott et déversement du KURDISTAN. La quasi-totalité des bonnes images ont été obtenues au cours de la mission à l'île Wallops et, par conséquent, la majeure partie des analyses ont été effectuées à partir de ces données.

Déversements expérimentaux à l'île Wallops. L'imagerie porte sur deux déversements expérimentaux: le premier, le 2 novembre 1978, était du brut Murban, un brut relativement léger, tandis que le deuxième, le 3 novembre 1978, était du brut La Rosa qui est relativement lourd. Ces deux types de pétrole ont présenté des caractéristiques de réflectance spectrale assez différentes en raison surtout de leurs propriétés d'émulsification. Il est possible de constater ces différences en comparant les deux séries d'images, soit celles du passage n° 9 du 2 novembre et celles du passage n° 22 du 3 novembre. Dans chaque série, il y a une image pour chacune des sept bandes dans le visible et le proche IR. Les images IR thermique correspondantes sont également présentées et analysées. Le contraste a été accentué par la technique des équidensités colorées (voir annexe F). Cela veut dire que pour chaque image, seuls les niveaux numériques des données enregistrées qui correspondent aux niveaux de radiance réfléchie par le pétrole ont été choisis sur un total de 256. Au cours du processus d'impression, seuls les pixels associés à ces niveaux numériques ont été "allumés". S'il y a deux ou plusieurs niveaux de radiance correspondant à des régions distinctes dans la nappe de pétrole, ces niveaux sont codés par des couleurs différentes. Dans ces séries, les régions minces de la nappe sont codées en jaune tandis que les régions épaisses sont codées en blanc lorsqu'il est possible de différencier les deux régions. Les lignes droites horizontales visibles sur certaines images sont provoquées par l'interférence électromagnétique du déclenchement des chambres photographiques Vinten.

Les images du brut Murban prises lors du passage n° 9 du 2 novembre 1978 montrent que la totalité de la nappe est détectée dans les bandes 2 à 8 (voir figures 33 à 39). La bande 9 voit relativement bien les nappes épaisses du pétrole mais distingue à peine les zones minces (voir figure 38). La bande 10 ne détecte que les zones épaisses (voir figure 39). Les bandes 6 et 8 différencient les zones épaisses des zones minces, les zones épaisses donnant des niveaux de radiance plus élevés (voir figures 36 et 37). D'après l'imagerie, on peut constater que les bandes les plus basses avec des longueurs d'onde plus courtes détectent les couches minces de pétrole, tandis que les couches plus épaisses sont détectées dans les bandes plus élevées avec des longueurs d'onde plus élevées. Il faut donc conclure à partir de l'imagerie obtenue que les bandes 3 à 8 du BMB assurent la détection optimale du brut léger Murban, les bandes 6 à 8 différenciant les zones épaisses des zones minces.

L'imagerie du brut La Rosa prise lors du passage n° 22 le 3 novembre 1978 montre une réponse spectrale quelque peu différente (voir figures 40 à 46). Les zones minces de la nappe sont détectées dans les bandes 2 à 9 du BMB et exceptionnellement dans la bande 10. Contrairement au brut Murban, les zones épaisses de la nappe qui sont codées en blanc dans l'imagerie sont détectées comme étant des zones où la radiance est inférieure à celle de l'eau dans les bandes 3 et 4. Les bandes 6 à 10 de longueurs d'onde

(suite à la p. 66)

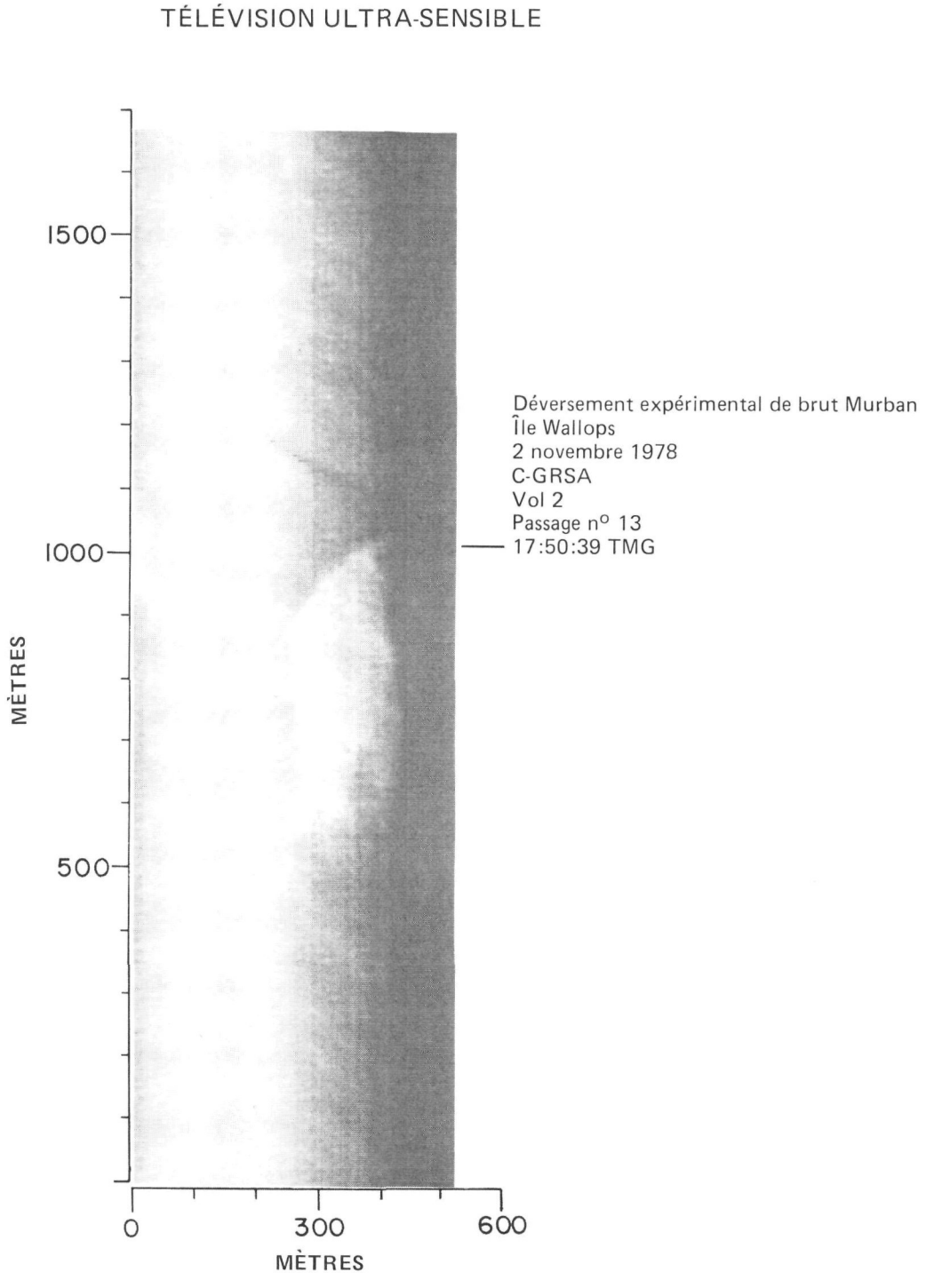


Figure 29 **TVUS, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Imprimé de balayage du déversement de brut Murban.

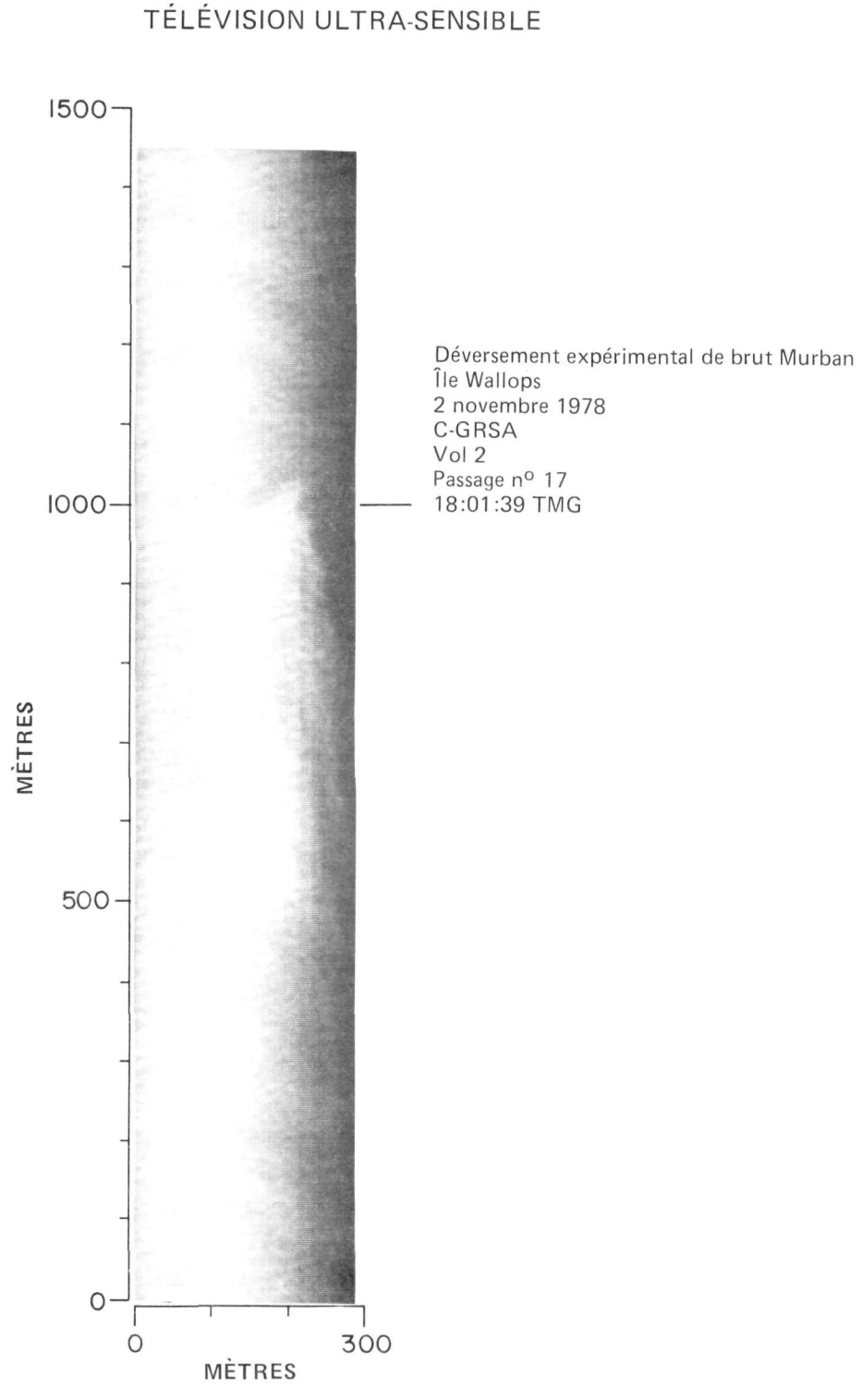


Figure 30 **TVUS, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Imprimé de balayage du déversement du brut Murban.

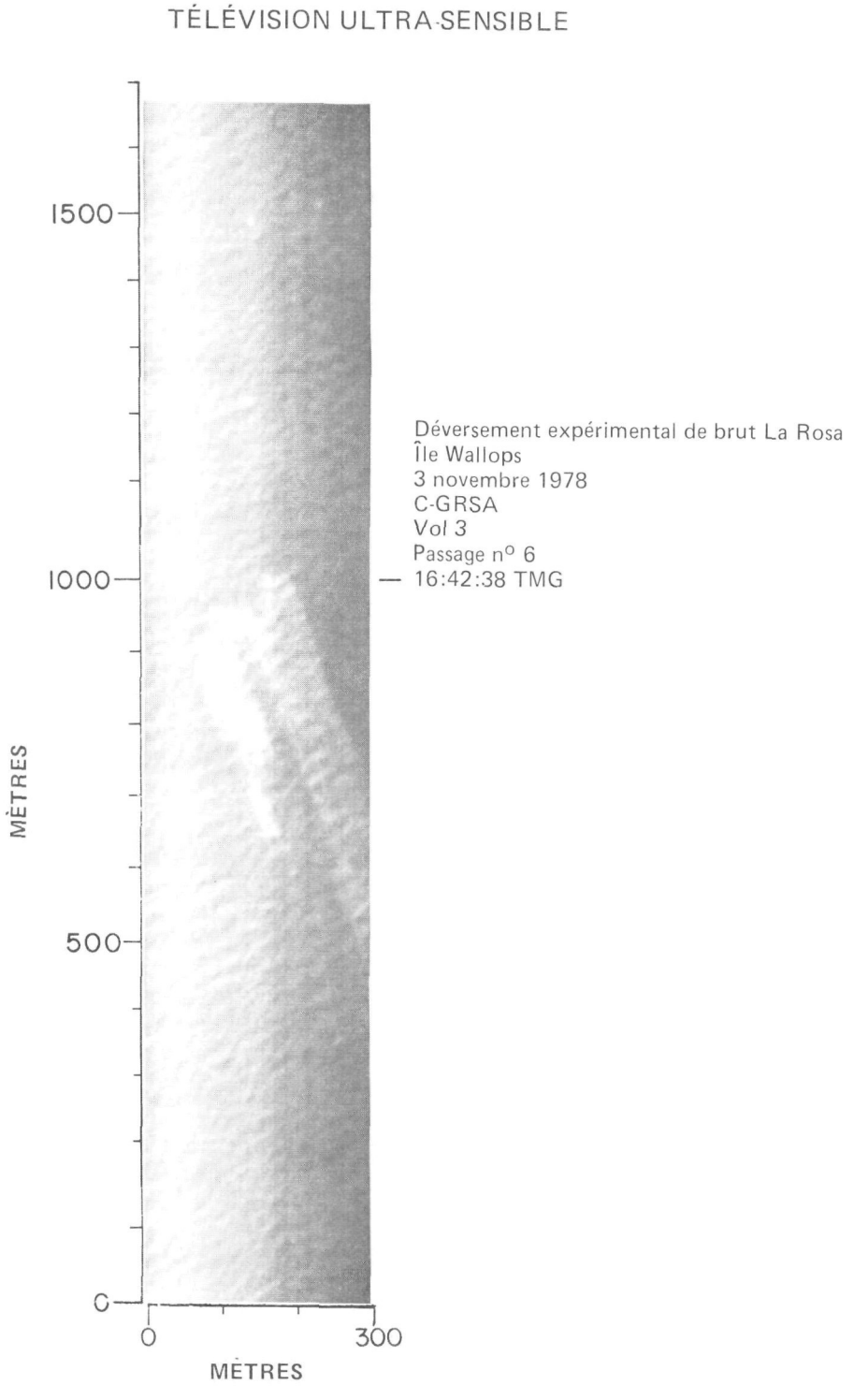


Figure 31 **TVUS, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Imprimé de balayage du déversement de brut La Rosa.

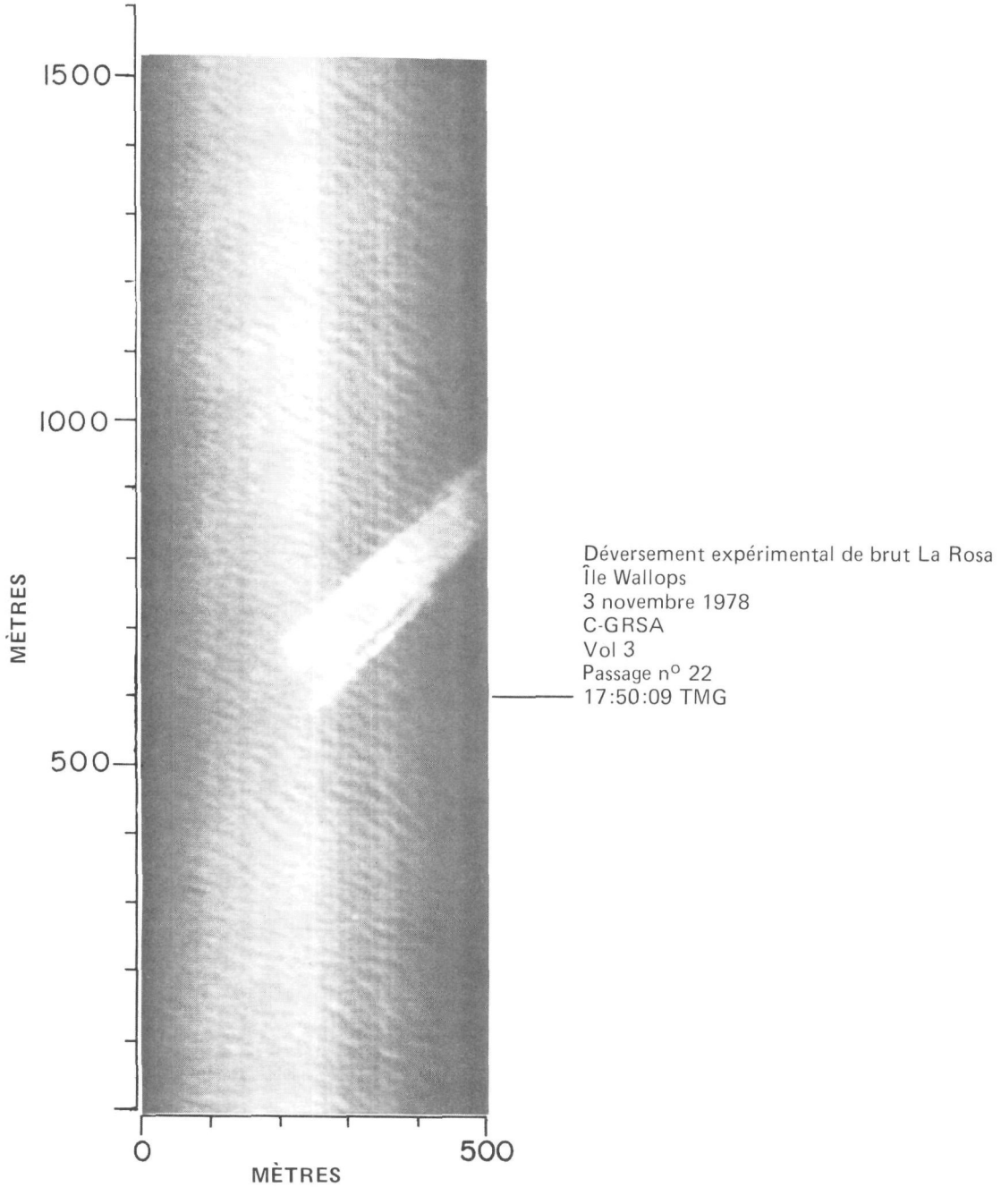
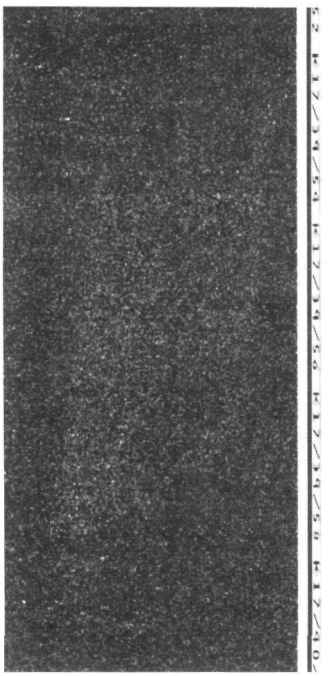
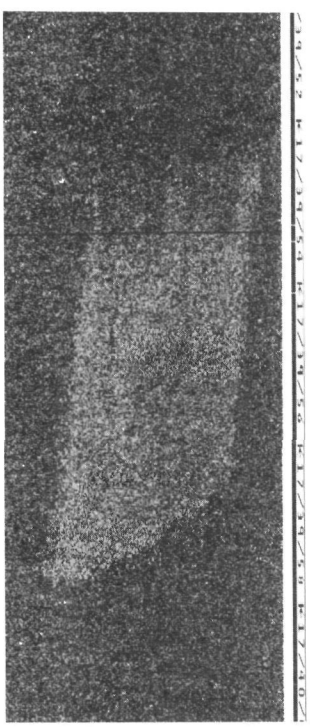


Figure 32 **TVUS, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Imprimé de balayage du déversement de brut La Rosa.



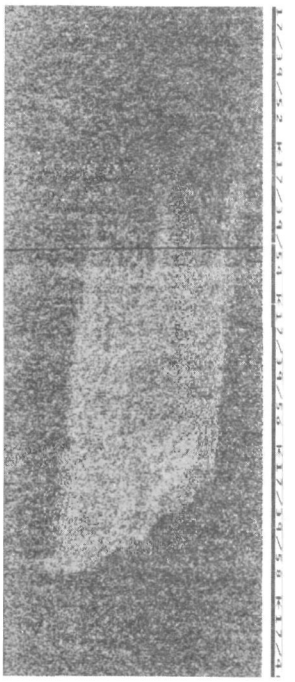
BMB 2
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage n° 9
2 novembre 1978

Figure 33 BMB, voie 2, déversement expérimental à l'île Wallops.



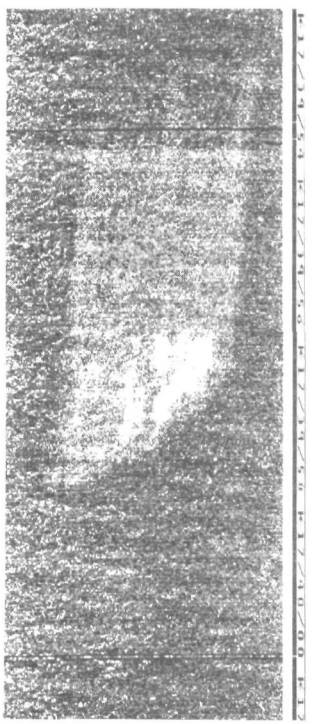
BMB 3
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage n° 9
2 novembre 1978

Figure 34 BMB, voie 3, déversement expérimental à l'île Wallops.



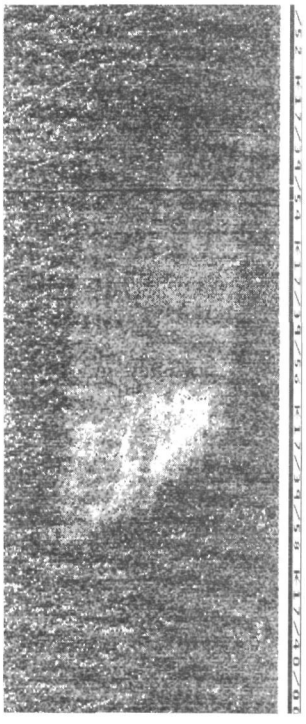
BMB 4
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 9
2 novembre 1978

Figure 35 BMB, voie 4, déversement expérimental à l'île Wallops.



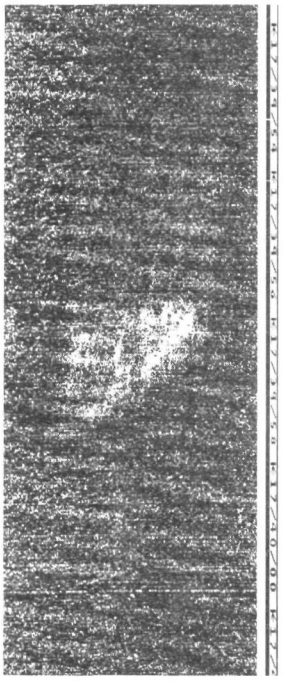
BMB 6
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 9
2 novembre 1978

Figure 36 BMB, voie 6, déversement expérimental à l'île Wallops.



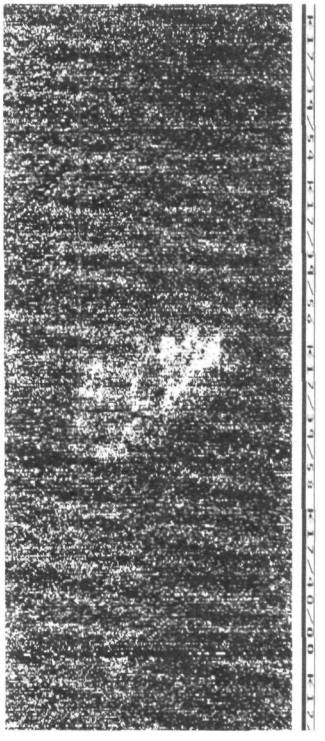
BMB 8
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 9
2 novembre 1978

Figure 37 BMB, voie 8, déversement expérimental à l'île Wallops.



BMB 9
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 9
2 novembre 1978

Figure 38 BMB, voie 9, déversement expérimental à l'île Wallops.

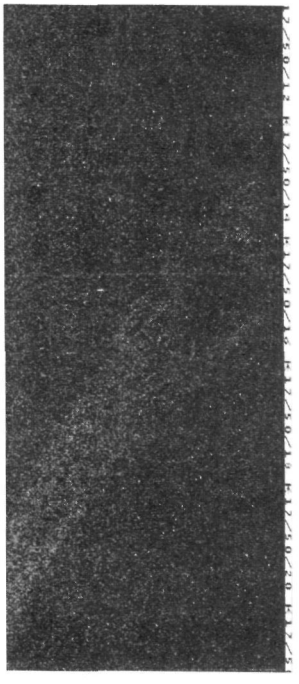


BMB 10
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage n° 9
2 novembre 1978

Figure 39 **BMB, voie 10, déversement expérimental à l'île Wallops.**

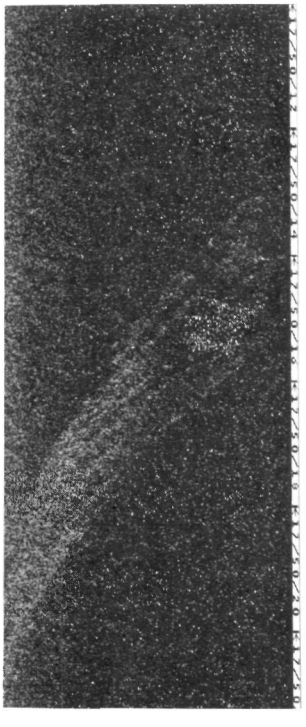
plus longues ne montrent pas le pétrole épais comme des zones lumineuses comme dans le cas du brut Murban. La raison de cette différence apparaît dans les photographies prises avec la RC-10 (voir figures 47 et 48). Les zones épaisses de brut Murban apparaissent lumineuses tandis que celles de brut La Rosa apparaissent sombres. Il a été établi à partir des observations sur place (communication personnelle, J.C. Johnson, JBF Scientific, 1979) que le brut Murban plus léger s'est émulsifié au cours de l'expérience tandis que cela n'a pas été le cas du brut La Rosa qui est plus lourd. La grande quantité de gouttelettes de pétrole dans l'eau, ou d'eau dans le pétrole, présente dans le pétrole émulsifié a produit une concentration élevée de diffuseurs de lumière. Cela a entraîné une composante réfléchie par le volume plus importante pour le pétrole émulsifié que pour le pétrole non émulsifié. Pour les deux types de pétrole, les minces pellicules sont visibles sous forme de régions de radiance accrue en raison de la meilleure réflectance de surface du pétrole. En même temps, en raison de l'absorptivité accrue du pétrole, aux longueurs d'onde plus courtes surtout, les couches épaisses de pétrole réduisent le rayonnement réfléchi par la colonne d'eau sous le pétrole. Cela devrait normalement avoir un effet réducteur de la radiance totale détectée par le capteur dans les bandes de longueurs d'onde plus courtes; tel est le cas pour le brut La Rosa. Toutefois, lorsque le pétrole est émulsifié, la radiance accrue qui résulte de la diffusion volumique dans le pétrole peut être suffisante pour compenser la réduction causée par l'absorption dans les bandes de longueurs d'onde plus courtes et produire une réflectance beaucoup plus élevée dans les bandes de longueurs d'onde plus longues. Cela est, bien sûr, le cas du brut Murban.

(suite à la p. 70)



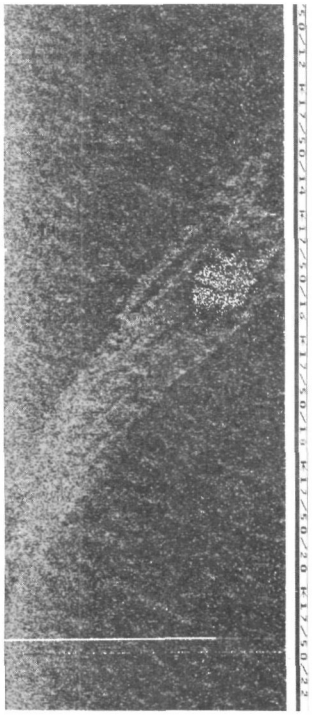
BMB 2
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 22
3 novembre 1978

Figure 40 **BMB, voie 2, déversement expérimental à l'île Wallops.**



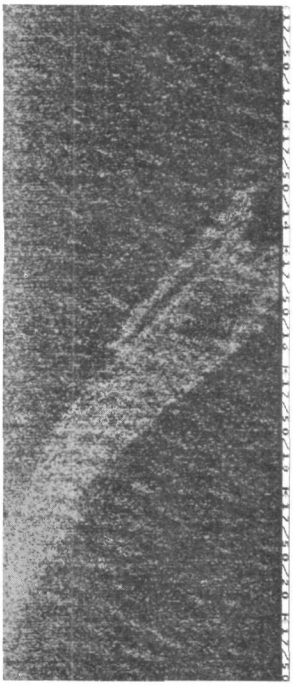
BMB 3
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 22
3 novembre 1978

Figure 41 **BMB, voie 3, déversement expérimental à l'île Wallops.**



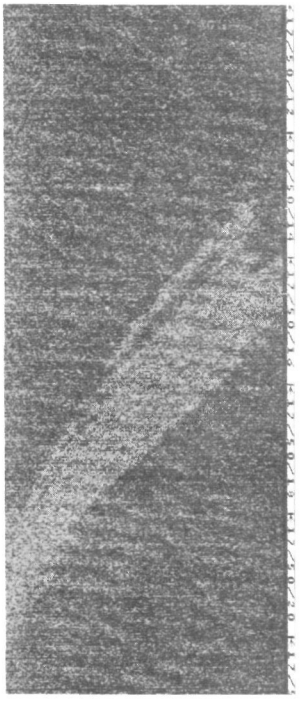
BMB 4
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 22
3 novembre 1978

Figure 42 **BMB, voie 4, déversement expérimental à l'île Wallops.**



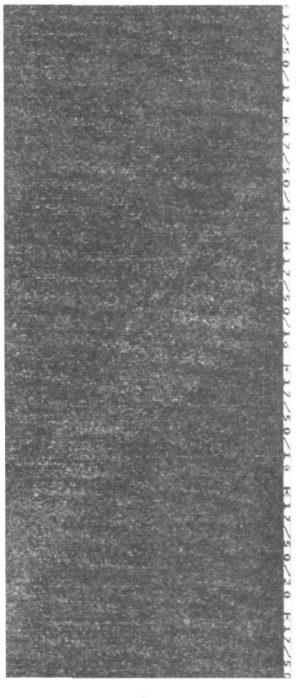
BMB 6
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 22
3 novembre 1978

Figure 43 **BMB, voie 6, déversement expérimental à l'île Wallops.**



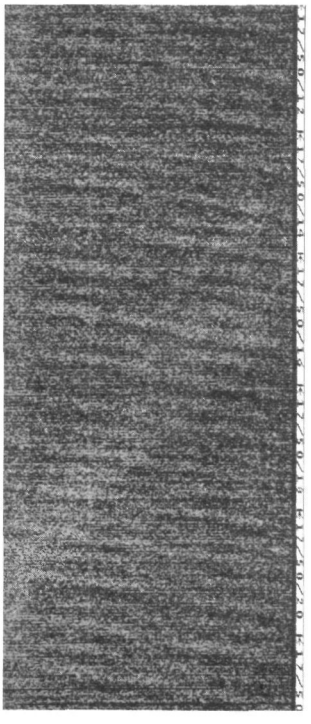
BMB 8
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage n° 22
3 novembre 1978

Figure 44 **BMB, voie 8, déversement expérimental à l'île Wallops.**



BMB 9
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage n° 22
3 novembre 1978

Figure 45 **BMB, voie 9, déversement expérimental à l'île Wallops.**



BMB 10
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 22
3 novembre 1978

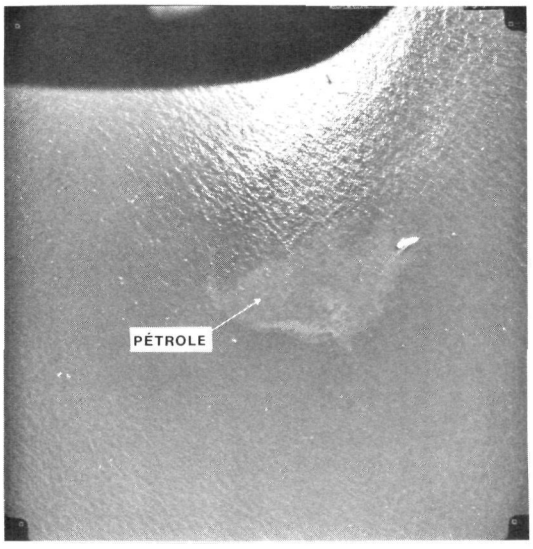
Figure 46 BMB, voie 10, déversement expérimental à l'île Wallops.

L'imagerie du BMB, surtout dans les bandes 8 à 10, montre des stries alignées à environ 80° par rapport à la direction transversale. Ces stries sont causées par l'interférence électromagnétique recueillie par le capteur. Le problème devient plus grave dans les bandes 9 et 10 où les niveaux de radiance de l'eau tombent au-dessous des limites de sensibilité du capteur. Ce phénomène couplé à l'interférence électromagnétique empêche le calcul des valeurs significatives de contraste et de radiance pour ces deux bandes.

La variation du contraste pétrole-eau en fonction de la bande du BMB, ou de la longueur d'onde spectrale, indiquée dans cette imagerie peut, en fait, différer du contraste réel en radiance absolue, car le contraste apparent dans l'imagerie est le résultat de la convolution du contraste réel avec deux fonctions additionnelles, la réponse du capteur et le traitement des données. Cela apparaît évident sur l'image UV du BLDV du déversement de pétrole Murban (figure 49). Le contraste apparent de cette image est nettement supérieur à celui de l'image en bande 2 du BMB de la figure 33. Cette amélioration est due d'une part au contraste réel plus élevé en UV et, d'autre part, au meilleur rendement du détecteur.

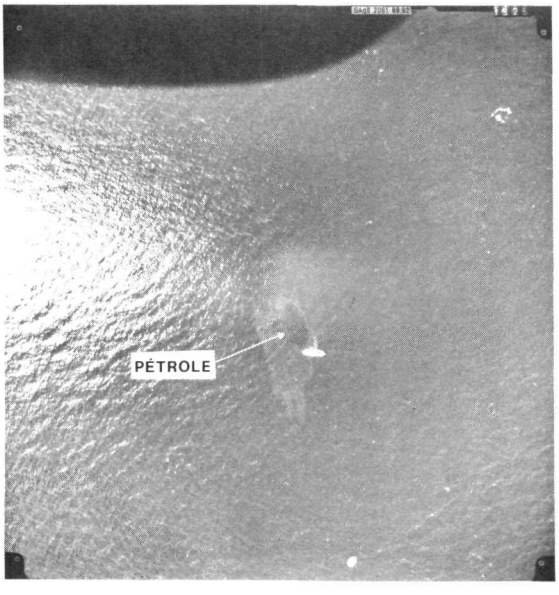
Afin de déterminer le contraste réel K, les radiances absolues du pétrole (N_p) et de l'eau (N_e) doivent être calculées. Le contraste est ensuite calculé à partir de la formule suivante:

$$K = \frac{N_p - N_e}{N_p + N_e} \qquad (17)$$



Caméra RC-10 23 cm
Film négatif Aerocolour 2445
Déversement Wallops
C-GRSC
Passage nº 6
2 novembre 1978
17:13:38 TMG

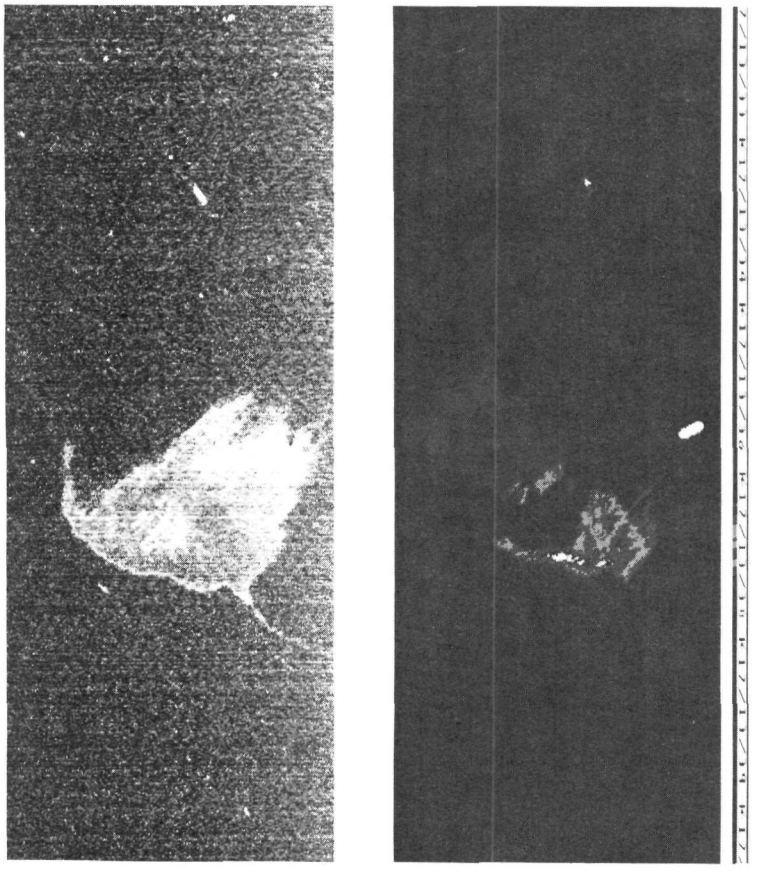
Figure 47 **Photographie du déversement expérimental à l'île Wallops, prise avec la chambre photographique RC-10.**



Caméra RC-10 23 cm
Film négatif Aerocolour 2445
Déversement Wallops
C-GRSC
Passage nº 4B
3 novembre 1978
15:30:19 TMG

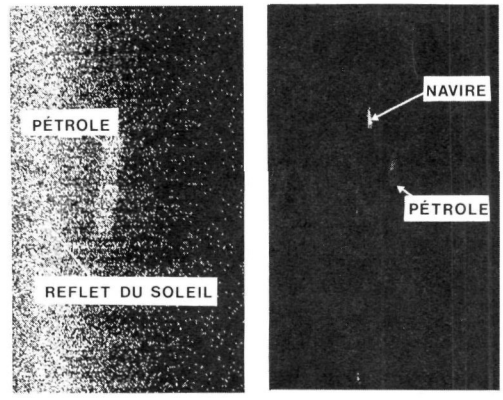
Figure 48 **Photographie du déversement expérimental à l'île Wallops, prise avec la chambre photographique RC-10.**

Ce calcul a été effectué pour les deux passages du BMB lors de la mission à l'île Wallops (figures 33 à 38) et les trois passages du BLDV (figures 49, 50 et 51); les résultats apparaissent au tableau 1. On peut constater que pour les deux types de pétrole les contrastes calculés pour les couches minces présentent la même dépendance par rapport à la longueur d'onde: il atteint un maximum de 17 % en UV, chute à un minimum de 6 % dans la plage de 500 à 600 nm et augmente légèrement jusqu'à 9 % à 725 nm. Les contrastes pour les couches épaisses sont remarquablement similaires pour les deux types de pétrole dans la plage de 325 à 425 nm, diminuant de 9 % à 325 nm à 5 % à 425 nm. Ils diffèrent ensuite de façon significative pour le reste de la bande, c'est-à-dire de 425-725 nm. La valeur pour le pétrole émulsifié augmente abruptement en fonction de la longueur d'onde, d'un minimum de 4 % à 475 nm à 34 % à 725 nm tandis que la valeur pour le pétrole non émulsifié tombe à des valeurs négatives entre 450 et 600 nm avec un minimum de - 3 % à 525 nm et augmente jusqu'à 9 % à 725 nm.



BLDV UV (gauche) IR (droite)
Images à couleurs rehaussées
Déversement Wallops
C-GRSC
Passage nº 6
2 novembre 1978

Figure 49 **BLDV, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Images UV et IR à couleurs rehaussées.



BLDV UV (gauche) IR (droite)
Déversement Wallops
C-GRSC
Passage nº 7
Altitude de vol 5500 m
2 novembre 1978
17:39:00 TMG

Les images ne sont pas exactes géométriquement, elles devraient être réduites de 4,5 X dans le sens longitudinal

Figure 50 **BLDV, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Images UV et IR à couleurs rehaussées.

Ni l'imagerie, ni les calculs du tableau 1 n'ont été corrigés en fonction de la radiance de parcours atmosphérique; par conséquent, les radiances utilisées pour calculer les contrastes comprennent la radiance de parcours qui correspond à une épaisseur d'environ 300 mètres d'atmosphère. La composante atmosphérique a pour effet de réduire le contraste observé pétrole-eau et cette action est plus forte aux longueurs d'onde plus courtes parce que l'atmosphère diffuse mieux la lumière à ces longueurs d'onde. Les contrastes à la surface de la mer seront par conséquent plus élevés que ceux qui apparaissent au tableau 1, l'amélioration étant maximale aux longueurs d'onde plus courtes, dans la partie UV-bleue du spectre. Par contre, les contrastes s'atténuent en fonction de l'accroissement de l'altitude, la longueur d'onde optimale de contraste passant des UV, pour les minces pellicules de pétrole, vers les longueurs d'onde plus longues. L'importance du décalage dépend non seulement de l'altitude mais également du type d'atmosphère.

Nous avons jusqu'ici parlé des couches minces de pétrole et des couches épaisses, sans toutefois en mentionner l'épaisseur. Aucune mesure de surface de l'épaisseur du

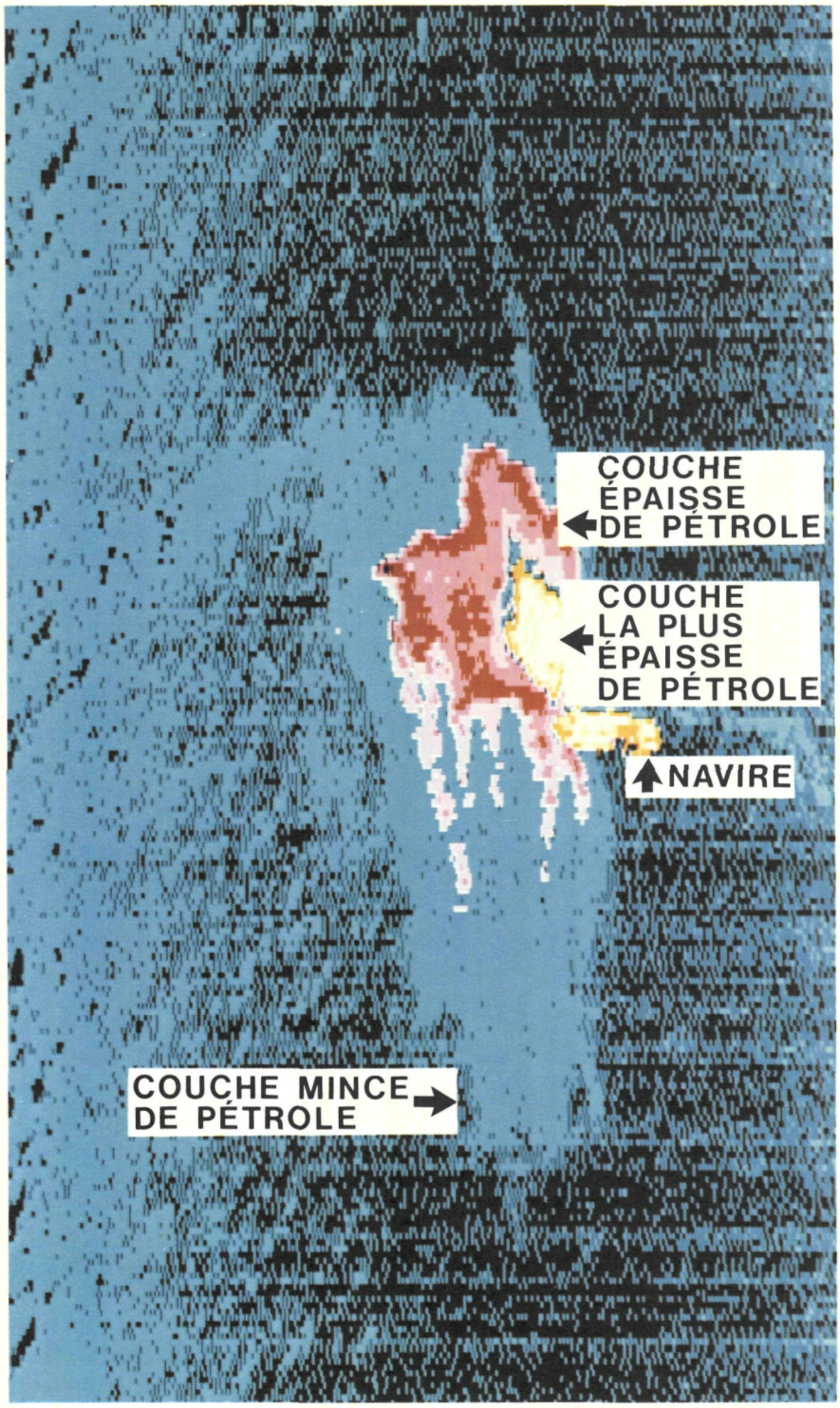


Image thématique en couleurs
du BLDV
UV IR
Déversement Wallops
C-GRSC
Passage nº 4B
3 novembre 1978
15:31:06 TMG

Figure 51 **BLDV, image thématique en couleurs, déversement expérimental à l'île Wallops.**

TABLEAU 1 LUMINANCES ÉNERGÉTIQUES MESURÉES D'APRÈS LES DONNÉES DU BMB ET DU BLDV (MISSION À L'ÎLE WALLOPS)

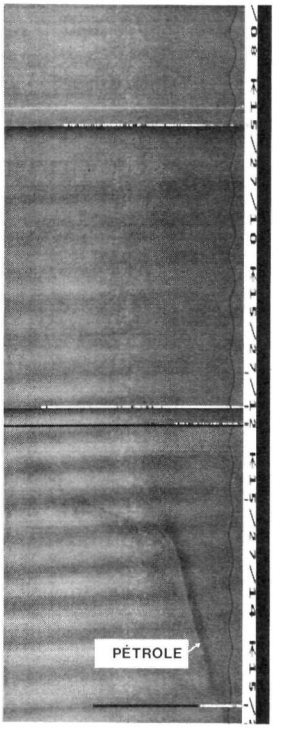
		Voie UV 300 - 370 (nm)		2 415 - 450 (nm)	3 445 - 495 (nm)	4 500 - 550 (nm)	6 590 - 645 (nm)	8 680 - 780 (nm)
Déversement de Brut Murban 2 nov. 1978		Passage n° 6 du C-GRSC avec BLDV 17:13:38 altitude 250 m, hauteur du soleil: 34,6°	Passage n° 7 du C-GRSC avec BLDV 17:40:27, altitude 5500 m, hauteur du soleil: 32, 3°	Passage n° 9 du C-GRSA, avec BMB, 17:39:57, altitude 300 m, élévation du soleil: 33,4°				
Luminance	Mince pellicule	1,02 ± 0,05	3,06 ± 0,15	3,5 ± 0,2	4,9 ± 0,3	4,2 ± 0,4	2,1 ± 0,6	0,8 ± 0,3
W x 10-3	de pétrole	0,72 ± 0,04	3,02 ± 0,15	2,9 ± 0,2	4,2 ± 0,3	3,9 ± 0,4	1,8 ± 0,6	0,7 ± 0,3
m^2 sr nm	Eau	0,169 ± 0,003	0,0069 ± 0,001	0,087 ± 0,009	0,069 ± 0,003	0,044 ± 0,003	0,076 ± 0,006	0,074 ± 0,008
Contraste				3,2 ± 0,2	4,6 ± 0,3	4,7 ± 0,5	3,3 ± 0,6	1,4 ± 0,3
Luminance	Couche épaisse	0,87 ± 0,04		2,9 ± 0,2	4,2 ± 0,3	3,9 ± 0,4	1,8 ± 0,6	0,7 ± 0,3
W x 10-3	de pétrole	0,72 ± 0,04		0,051 ± 0,01	0,044 ± 0,004	0,093 ± 0,003	0,291 ± 0,01	0,338 ± 0,015
m^2 sr nm	Eau	0,095 ± 0,004						
Contraste								
Déversement de brut La Rosa 3 nov. 1978				Passage n° 22 du C-GRSA avec BMB, 17:50:17, altitude 320 m, hauteur du soleil: 32,4°				
Luminance	Mince pellicule	1,03 ± 0,05		4,6 ± 0,3	5,8 ± 0,4	5,1 ± 0,5	2,4 ± 0,6	1,0 ± 0,3
W x 10-3	de pétrole	0,72 ± 0,04		3,7 ± 0,3	5,0 ± 0,4	4,4 ± 0,5	2,2 ± 0,6	0,8 ± 0,3
m^2 sr nm	Eau	0,177 ± 0,003		0,103 ± 0,007	0,071 ± 0,003	0,073 ± 0,003	0,051 ± 0,004	0,101 ± 0,006
Luminance	Couche épaisse	0,88 ± 0,04		3,9 ± 0,2	4,6 ± 0,3	4,1 ± 0,4	2,2 ± 0,6	1,0 ± 0,3
W x 10-3	de pétrole	0,72 ± 0,04		3,6 ± 0,2	4,8 ± 0,3	4,4 ± 0,4	2,2 ± 0,6	0,8 ± 0,3
m^2 sr nm	Eau	0,103 ± 0,003		0,048 ± 0,006	-0,025 ± 0,003	-0,034 ± 0,003	-0,002 ± 0,004	0,092 ± 0,005
Contraste								

pétrole n'a été prise au cours de l'expérience. Toutefois, des études en laboratoire sur la visibilité des pellicules de pétrole (Horstein, 1972; Fingas et coll., 1979) et sur l'extinction de la lumière dans les pétroles (Horvath et coll., 1970) indiquent qu'il faut s'attendre à ce que la réflectance de surface accrue domine dans la plage de 50 à 1000 nm et que l'absorption de la lumière réfléchie par le volume ait un effet important à des épaisseurs de 1 à 2 µm et plus. Le point auquel le pétrole absorbe plus de radiance réfléchie par le volume qu'il n'en ajoute par une réflectance de surface accrue dépend, bien sûr, du type de pétrole et, spécifiquement, des propriétés d'extinction de la lumière du pétrole. Des mesures en laboratoire effectuées à une longueur d'onde de 500 nm donnent un coefficient d'extinction pour le brut Murban de 0,026 μm^{-1} et de 0,19 μm^{-1} pour le brut La Rosa (Hoge et Swift, 1980). Par conséquent, 63 % de l'éclairement énergétique incident à 500 nm est absorbé par une couche de 38 µm de brut Murban et par une couche de 5,3 µm de brut La Rosa.

Suintement de pétrole de l'inlet Scott. Le pétrole n'a pu être détecté dans les données du BMB que pour les passages n^{os} 7 et 16 du vol 9 et pour le passage n^{o} 10 du vol 10, en raison de la radiance du ciel limitée dans l'Arctique et à cause des faibles hauteurs du soleil. Pendant les passages susmentionnés, les hauteurs ont varié de 14,7° à 19,4°, la dernière correspondant au passage n^{o} 16 du vol 9. La nappe de pétrole n'a été visible que dans la bande 3 du BMB. La figure 52 est, comme la figure 53, une image de la bande 3 du BMB prise au cours du passage n^{o} 16 du vol 9, mais en IR thermique. Quant aux données provenant des déversements expérimentaux à l'île Wallops, la technique des équidensités colorées a été appliquée pour améliorer le contraste de l'image. La bande brillante dans le coin gauche de l'image est causée par la présence d'une source lumineuse plus brillante, probablement le soleil, dans cette direction. Le pétrole est la tache en forme de S qui va d'un bord à l'autre de l'image. Les lignes horizontales droites ou transversales sont causées par l'interférence électromagnétique produite par le déclenchement de la chambre Vinten.

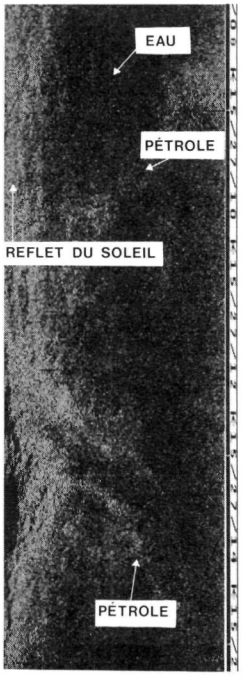
On notera que même si la sensibilité du BMB n'est pas maximale dans cette voie, c'est la seule bande dans le visible ou le proche IR qui permet de détecter le pétrole dans des conditions de faible éclairement. Lorsque le niveau d'éclairement était à la limite de la sensibilité du BMB ou au-dessous, un ciel clair facilitait la détection du pétrole grâce aux bandes de longueurs d'onde plus courtes. Le ciel était presque toujours clair lors du vol 9, mais il était presque complètement couvert au moment du vol 10. Il faut par conséquent conclure que le contraste de radiance pétrole-eau est plus élevé aux longueurs d'onde plus courtes. On présume que le niveau de bruit plus élevé dans la bande 2 du BMB a empêché cette dernière de détecter le pétrole.

Déversement de pétrole du KURDISTAN. L'accident du KURDISTAN a permis de mettre en application certaines des connaissances acquises par l'analyse des déversements expérimentaux à l'île Wallops. L'accident du KURDISTAN impliquait du fuel lourd (Bunker "C"), pétrole résiduel qui, dans des circonstances normales, n'est pas facilement émulsionné. Toutefois, la mer a été très agitée entre le 15 mars, jour du déversement, et le 23 mars, date à laquelle l'imagerie BMB du pétrole a été obtenue. D'après des observations visuelles, il y avait, en plus des grandes nappes minces et miroitantes, de petites taches de mousse entourées de zones sombres qu'on a supposé être causées par des couches épaisses de pétrole submergé. À cause de cela et également des résultats obtenus lors des déversements à l'île Wallops, l'imagerie BMB a été tirée comme une superposition en trois couleurs des voies 3, 6 et 8 du BMB: la voie 3 en bleu, la voie 6 en vert et la voie 8 en rouge. Sur l'image résultante, les minces pellicules de pétrole apparaissent bleues, la mousse, blanche et l'eau, vert foncé; des teintes intermédiaires de bleu représentent les épaisseurs correspondantes du pétrole à la surface de l'eau. Une image



BMB IR
Suintement de pétrole de l'inlet Scott
71° 23' N 70° 10' O
C-GRSA
Vol 9
Passage n° 16
19 septembre 1978

Figure 52 **BMB, voie IR, suintement de pétrole à l'inlet Scott.**



BMB 3
Suintement de pétrole de l'inlet Scott
C-GRSA,
Vol 9
Passage n° 16
19 septembre 1978
71° 23' N 70° 10' O

Figure 53 **BMB, voie 3, suintement de pétrole à l'inlet Scott.**

BMB a été obtenue à une altitude d'environ 2500 m et elle est reproduite dans le présent document en noir et blanc (voir figure 54). L'image IR correspondante apparaît à la figure 55.

4.4.2.4 Balayeur linéaire à double voie, bande UV. - L'imagerie en ultraviolet du BLDV a été obtenue dans la plage spectrale de 300 à 370 nm lors des missions des déversements expérimentaux à l'île Wallops et du déversement du KURDISTAN. La première mission a donné une imagerie en ultraviolet du pétrole sur l'eau tandis que la seconde a donné une imagerie du pétrole en milieu glaciel.

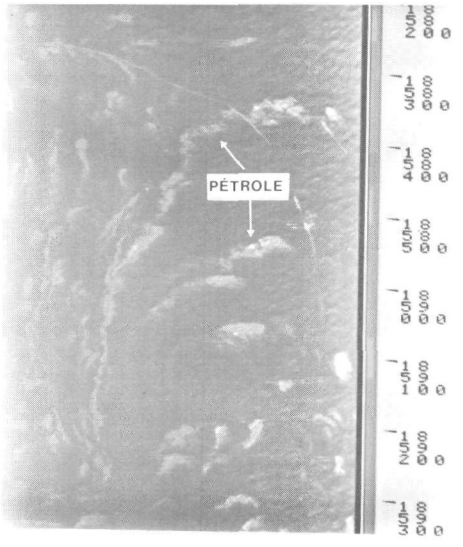
Déversements expérimentaux à l'île Wallops. Le BLDV était installé à bord du C-GRSC et le BMB, à bord du C-GRSA. Par conséquent, l'imagerie UV ne coïncide pas avec l'imagerie du BMB en fonction du temps. Il y a toutefois deux cas lors de la sortie du 2 novembre au-dessus du brut Murban où les imageries coïncident. Le passage n° 2 du C-GRSA à 1000 m d'altitude coïncide avec le passage n° 6 du C-GRSC à 250 m d'altitude; de même, le passage n° 9 du C-GRSA à 300 m d'altitude coïncide avec le passage n° 7 du C-GRSC à 5500 m d'altitude. Une comparaison du rendement des deux balayeurs pour la première des deux coïncidences est faite à la section 4.4.4. L'imagerie UV obtenue lors des passages nos 6 et 7, effectués à 25 minutes d'intervalle, permet de comparer le rendement à haute et à basse altitude du BLDV dans la bande UV. On trouvera également dans le présent rapport les images UV non rehaussées en noir et blanc prises à basse altitude lors des passages nos 3 et 6 du 2 novembre (figures 56 et 57), les images correspondantes auxquelles la technique des équidensités colorées a été appliquée (figures 58 et 49) et l'image prise à haute altitude lors du passage n° 7 (voir figure 50).

Une comparaison des images UV des figures 57 et 49 avec la série d'images BMB (figures 33 à 39) montre que, même si les images BMB ont été prises quelque 26 minutes plus tard, la même disposition générale est apparente. Le contraste pétrole-eau dans l'image UV est nettement plus marqué que celui de l'image de la voie 3 du BMB et supérieur au contraste apparent des images de toutes les autres voies du BMB pour les minces pellicules de pétrole. Cela peut être attribué, d'une part, à une meilleure sensibilité du détecteur UV, d'autre part, à l'amélioration des contrastes de radiance pétrole-eau dans la bande UV (voir tableau 1).

Ces images UV (figures 58, 49, 56, 57) montrent également la variation des niveaux de radiance dans la zone de la nappe. Les zones épaisses de pétrole, même s'il est émulsifié, apparaissent plus sombres que les zones minces. Ce phénomène est à peine perceptible dans les bandes 2 et 3 du BMB, mais est parfaitement visible en UV. Cela s'explique par le fait que, à ces longueurs d'onde plus courtes (300 à 450 nm), l'absorption de la radiance réfléchie par les couches sous-jacentes a un effet plus grand sur le bilan radiatif que l'accroissement de la diffusion du pétrole émulsifié. Les images UV du déversement de pétrole La Rosa prises le 3 novembre ne sont pas incluses dans le présent rapport, mais elles présentaient le même effet; les couches minces de pétrole sont brillantes en UV tandis que les couches épaisses sont sombres, mais moins que l'eau, comme c'est le cas pour les images prises dans les voies 3 et 4 du BMB (voir tableau 1). Cela signifie que même si le pétrole absorbe le rayonnement ascendant à ces longueurs d'onde, la composante correspondant à la rétrodiffusion diffuse est initialement plus faible en UV que dans le bleu et, par conséquent, est moins importante que la composante provenant de la réflexion de surface.

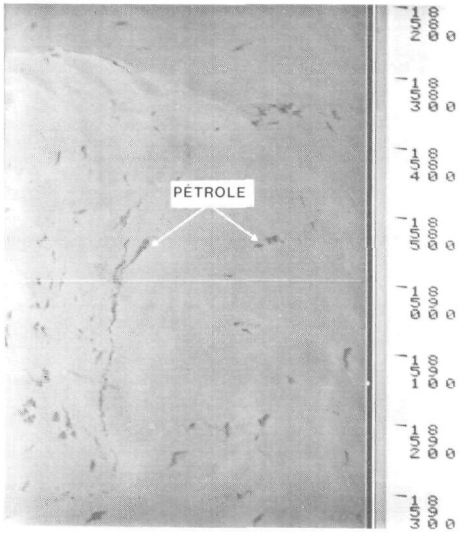
Une comparaison de ces images UV avec les images IR correspondantes montre que l'IR détecte surtout les régions les plus épaisses des nappes, c'est-à-dire les régions où la radiance UV est plus faible, qui peuvent par conséquent, être prises pour de l'eau dans certains cas (voir sections 4.4.3 et 4.4.4).

(suite à la p. 83)



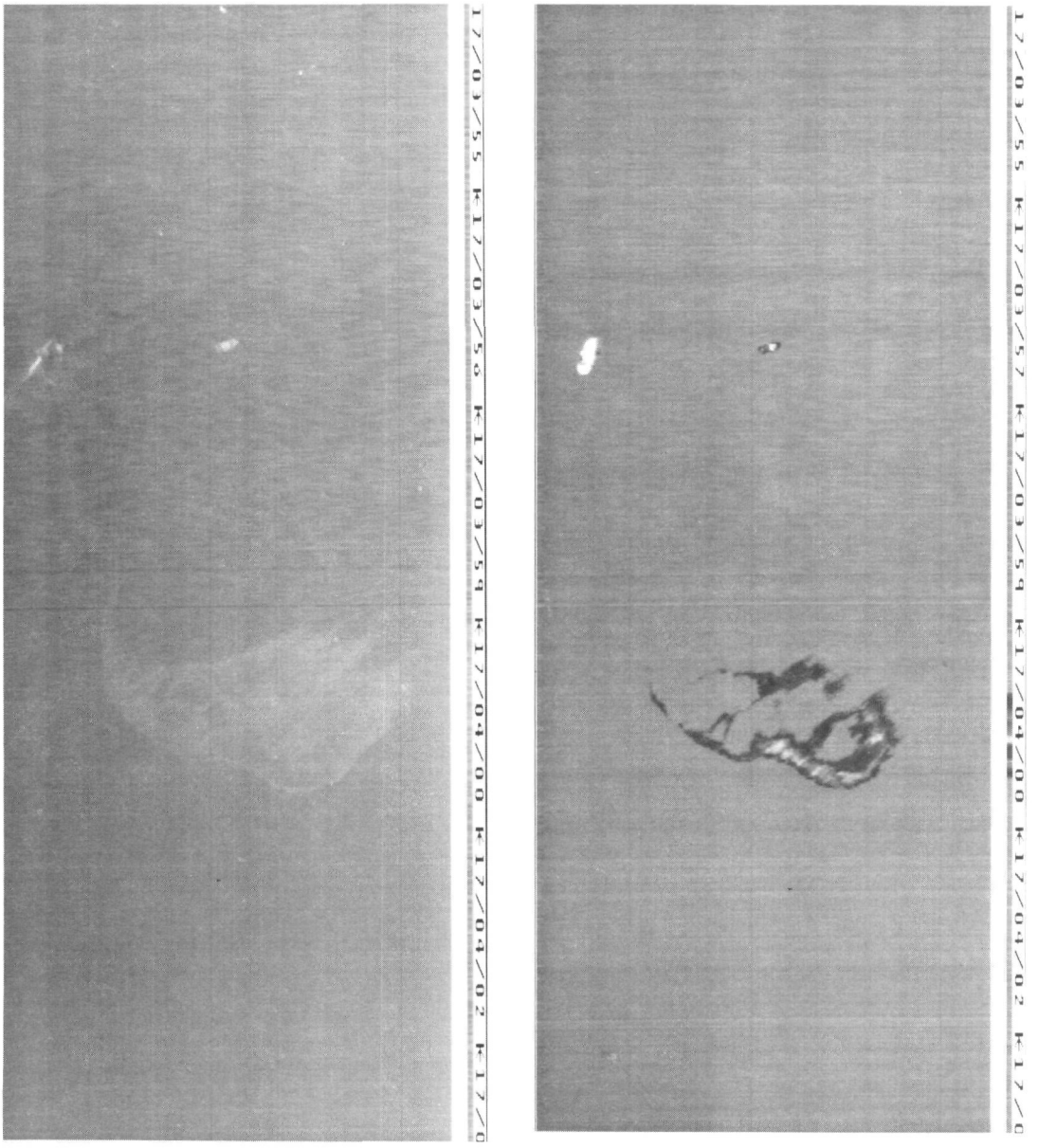
BMB VOIES 3, 6, 8
Déversement du KURDISTAN
C-GRSB
Passage nº 2
23 mars 1979

Figure 54 **BMB, déversement du KURDISTAN.**
Image composite des voies 3, 6 et 8.



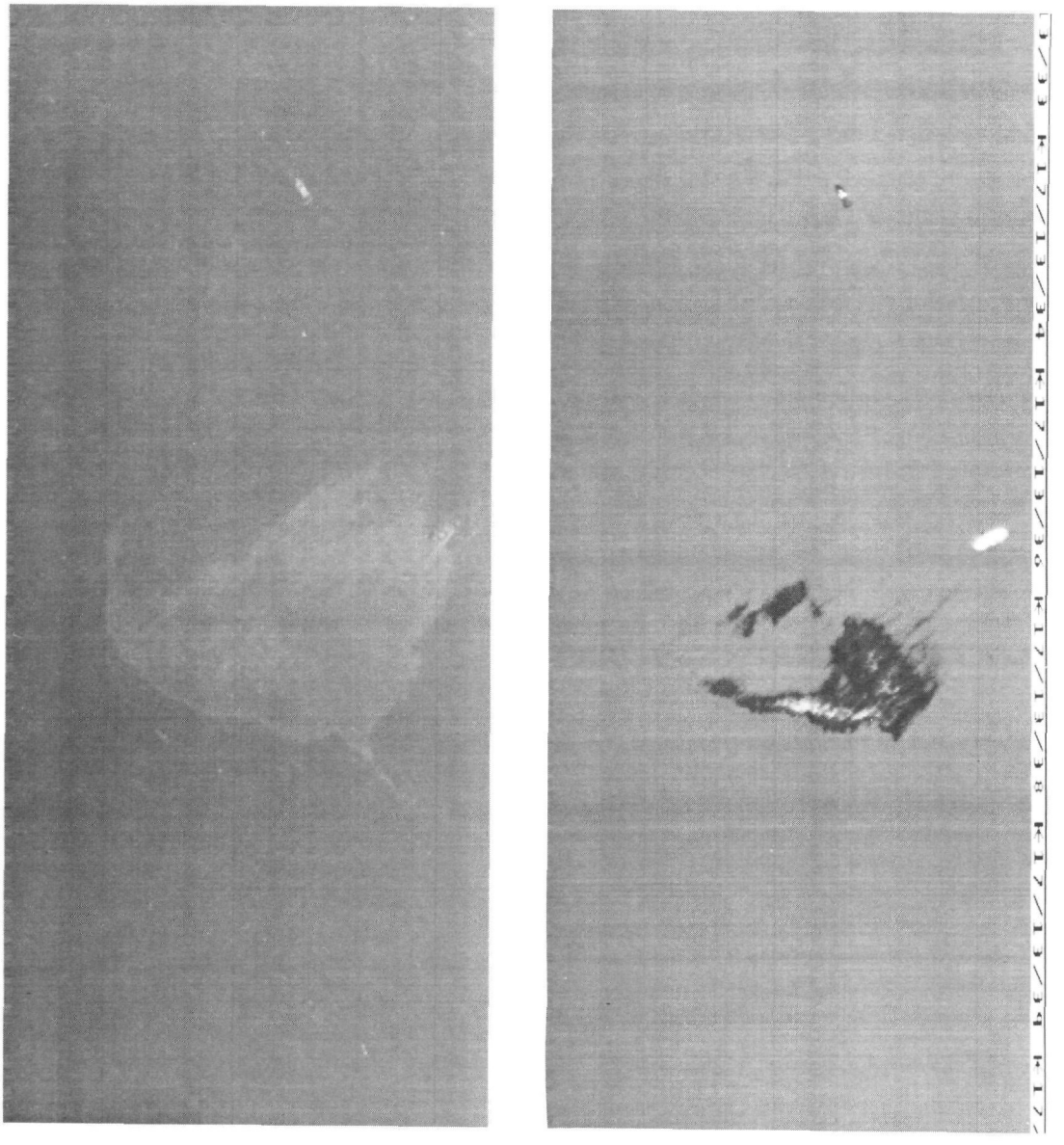
BMB IR
Déversement du KURDISTAN
C-GRSB
Passage nº 2
23 mars 1979

Figure 55 **BMB, voie IR, déversement du KURDISTAN.**



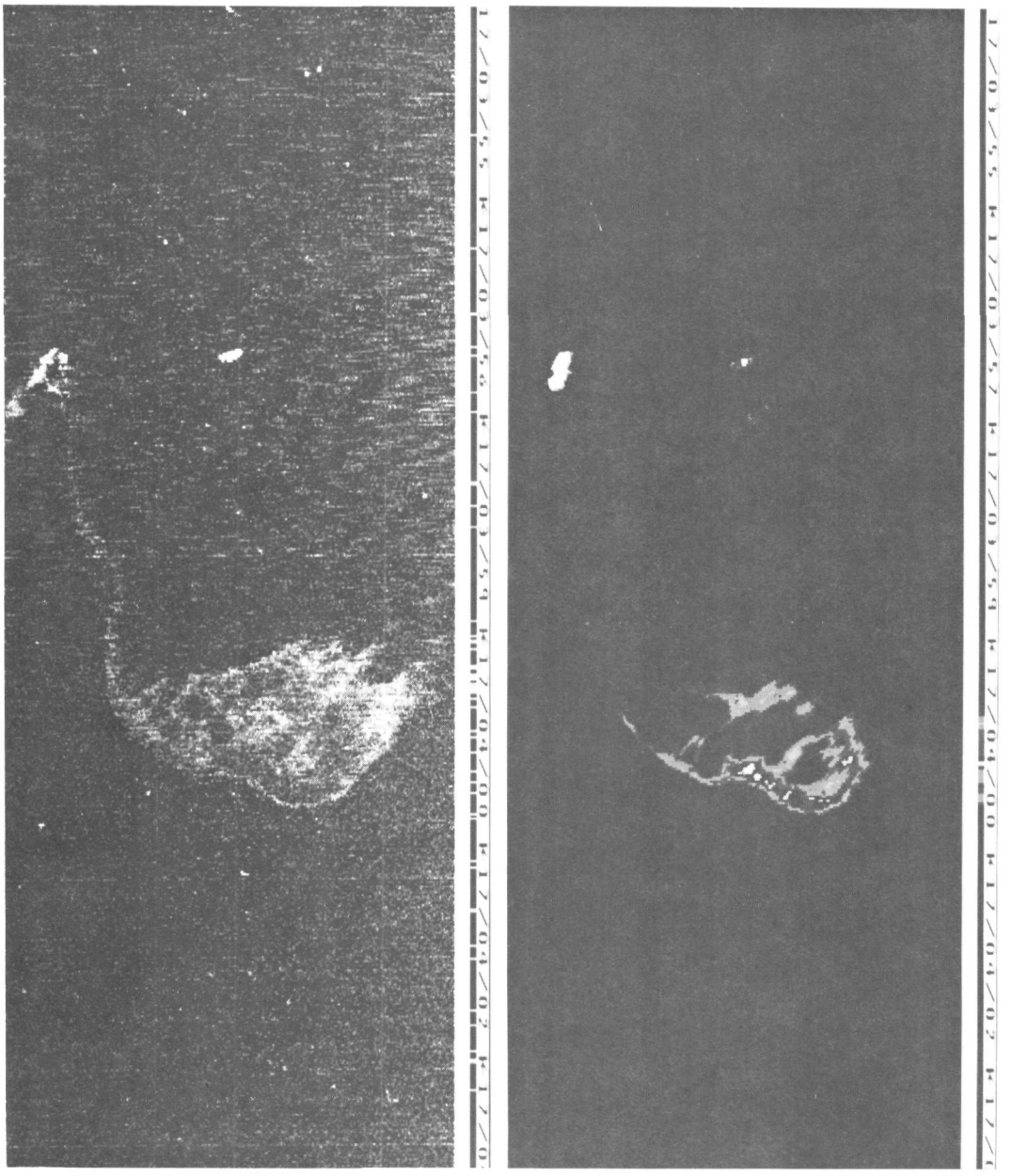
BLDV UV (gauche) IR (droite)
Déversement Wallops
C-GRSC
Passage nº 3
2 novembre 1978

Figure 56 **BLDV, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Images UV et IR.



BLDV UV (gauche) IR (droite)
Déversement Wallops
C-GRSC
Passage nº 6
2 novembre 1978

Figure 57 **BLDV, déversement expérimental à l'île Wallops.** Images UV et IR.



BLDV UV (gauche) IR (droite)
Image à couleurs rehaussées
Déversement Wallops
C-GRSC
Passage nº 3
2 novembre 1978

Figure 58 **BLDV, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Images UV et IR à couleurs rehaussées.

L'image prise à haute altitude (5500 m) lors du passage nº 7, du C-GRSC le 2 novembre apparaît à la figure 50. Par rapport à la série d'images BMB prises presque en même temps lors du passage nº 9, la nappe de pétrole apparaît plus allongée sur l'image UV. C'est parce que le rapport des dimensions n'a pas été corrigé dans le dernier cas; la longueur devrait être réduite par un facteur de 4,5. Une bande lumineuse apparaît également le long du côté gauche de l'image. Elle est causée par un accroissement de la radiance de parcours (radiance solaire diffusée par l'atmosphère) qui est dû au parcours plus long sur les côtés du couloir couvert par le balayeur. La bande opposée n'est pas visible sur la figure 50 puisque cette figure ne montre qu'une partie du balayage total. L'importance de cette image prise à haute altitude est que, comparée à l'image prise à basse altitude (figure 49), le contraste a été réduit tant par l'absorption par l'ozone et la diffusion de la radiance de cible originale à la surface de la mer que par la radiance de parcours dans l'atmosphère. Le problème s'est également aggravé par le fait que le déversement a été imagé à environ 29° du nadir; la longueur de parcours dans l'atmosphère était par conséquent de 6300 m. D'après les calculs, les radiances du pétrole et de l'eau, y compris la diffusion atmosphérique, sont de 3 à 4 fois supérieures aux valeurs de basse altitude (voir tableau 1). Le contraste, à 0,69 %, a été réduit par un facteur de 25 par rapport au passage nº 6 fait à 250 m d'altitude. Il est donc possible, à des longueurs d'onde légèrement plus longues, que le contraste net pétrole-eau soit supérieur au contraste en UV, puisque la diffusion atmosphérique et l'absorption par l'ozone diminuent en fonction d'un accroissement de la longueur d'onde. Pour obtenir une amélioration du contraste, il faudrait que le détecteur ait une sensibilité comparable à celle du détecteur UV.

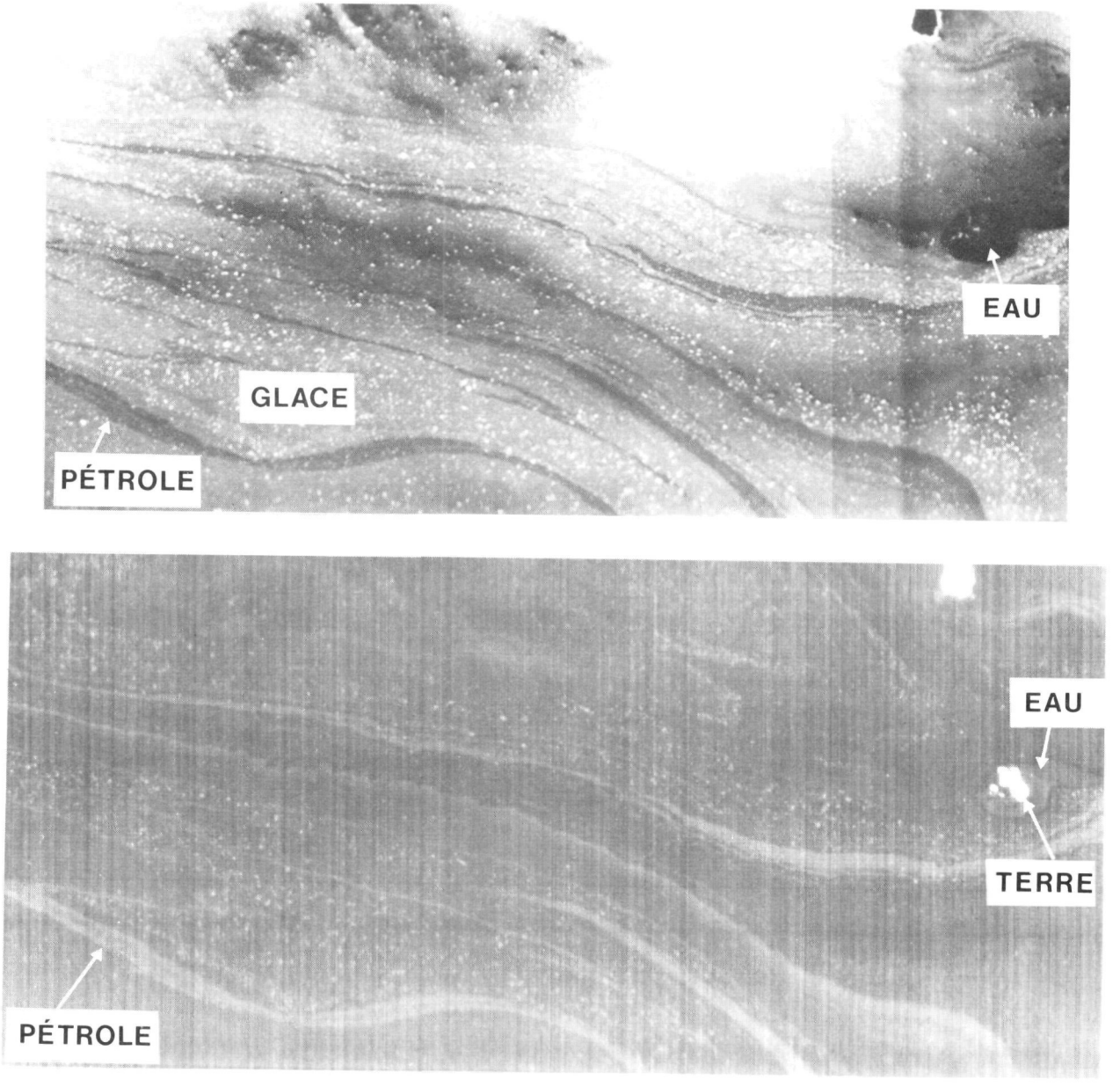
Déversement du KURDISTAN. Le déversement du KURDISTAN a permis de recueillir la seule imagerie de pétrole en milieu glaciel obtenue par balayeur linéaire au cours de ce projet. En fait, aucune autre imagerie de ce type n'a pu être trouvée au cours de l'étude documentaire qui a été menée dans le cadre du projet.

Des exemples de l'imagerie obtenue en UV apparaissent aux figures 59 et 60. Le pétrole mélangé à la banquise apparaît sous forme de bandes sombres sur fond blanc. Toutefois, l'eau et la terre apparaissent également sombres. Ce n'est qu'en établissant une corrélation entre les images UV et IR que le pétrole peut être différencié de l'eau et de la terre. Il est à noter que le contraste entre le pétrole et la glace est apparemment plus grand dans l'imagerie UV que sur les photographies (voir figures 61 et 62). Même si ce contraste accru concorde avec le fait que le pétrole a un pouvoir d'absorption plus élevé en UV, il faut d'abord faire une analyse quantitative des données multispectrales avant d'en arriver à une conclusion définitive puisque le contraste apparent dans ces images dépend du procédé utilisé pour développer les photographies.

Il ne faut pas oublier que la glace et les mélanges de glace et d'eau présentent un fond extrêmement variable dans lequel le pétrole doit être détecté. Le type de glace présent au cours de cette mission n'est qu'un exemple entre mille et c'est pourquoi les résultats obtenus ne peuvent généralement pas être appliqués à d'autres situations glacielles.

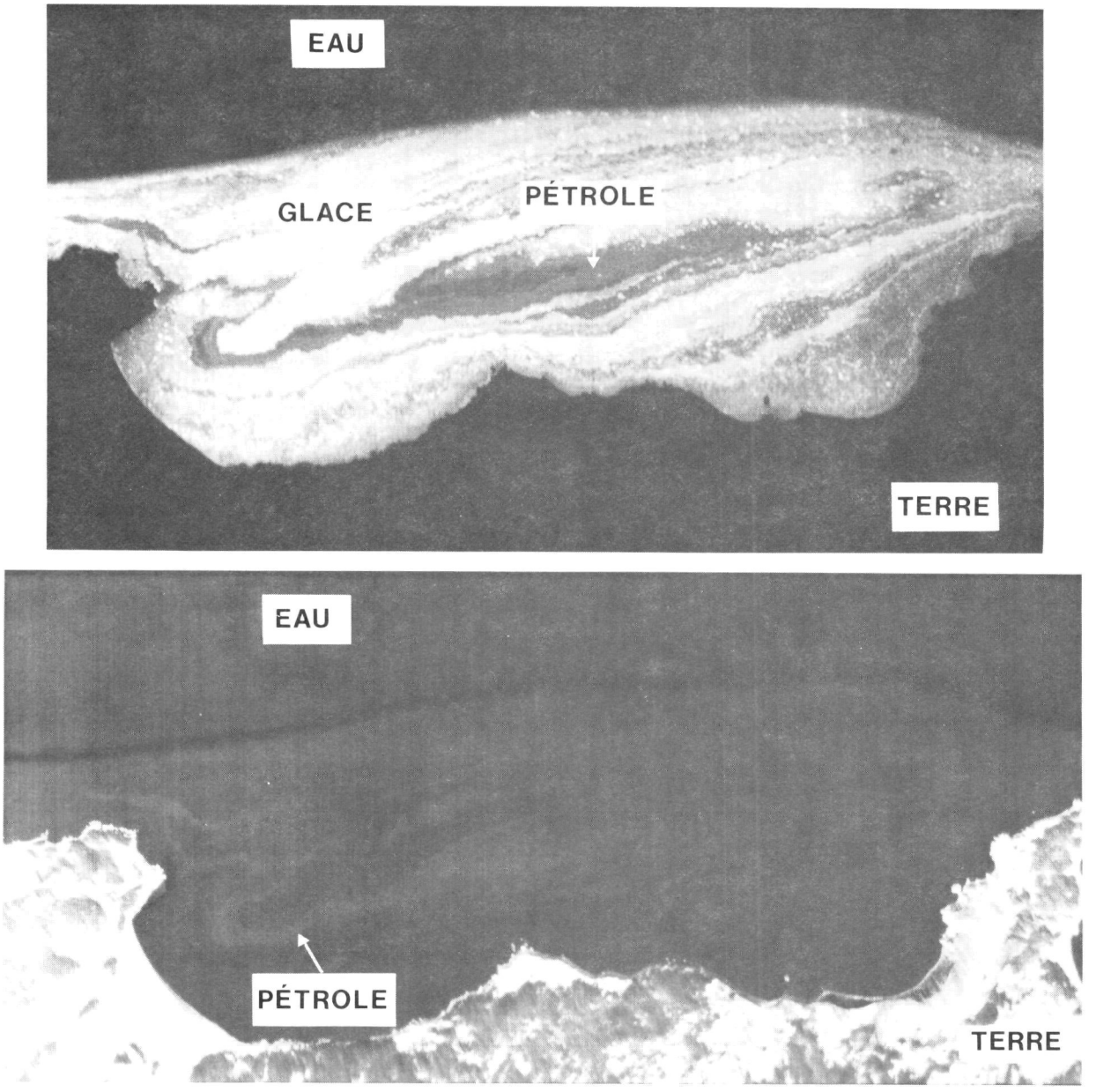
4.4.2.5 Balayeur-imageur électro-optique à barrettes. Deux images du BIEB apparaissent à la figure 63. Les données de ces images ont été recueillies à 600 m d'altitude au-dessus du site de déversement de pétrole brut La Rosa. L'une d'elles a été prise avec un filtre Corning 7-54 qui transmet le proche UV et le lointain rouge - proche infrarouge. L'autre a été prise avec un filtre Corning 2-64 qui transmet les longueurs d'onde de 650 nm et plus. La comparaison des images ne permet pas de conclure qu'une bande spectrale est supérieure à l'autre car une seule des voies (avec le filtre 7-54) avait subi un étalonnage

(suite à la p. 88)



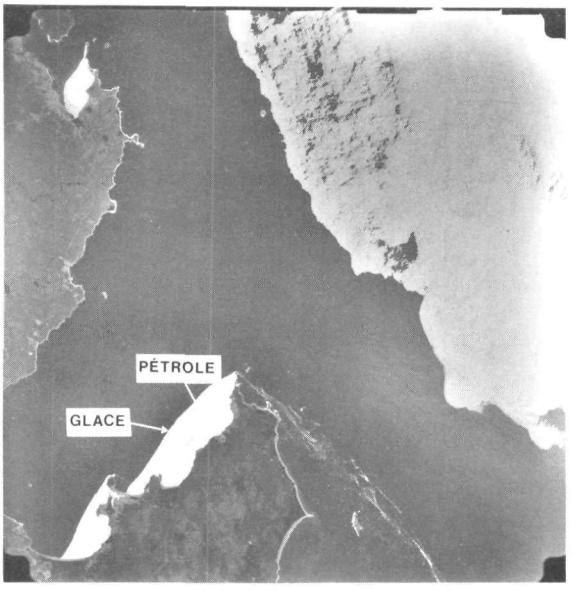
BLDV UV (en haut) IR (en bas)
Pétrole sur la glace : Cap Breton
45° 55,7′ N 59° 48,1′ O
Scène : 3,4 km sur 6,4 km
29 mars 1979
15:23:00 TMG

Figure 59 **BLDV, déversement du KURDISTAN.**
Images UV et IR.



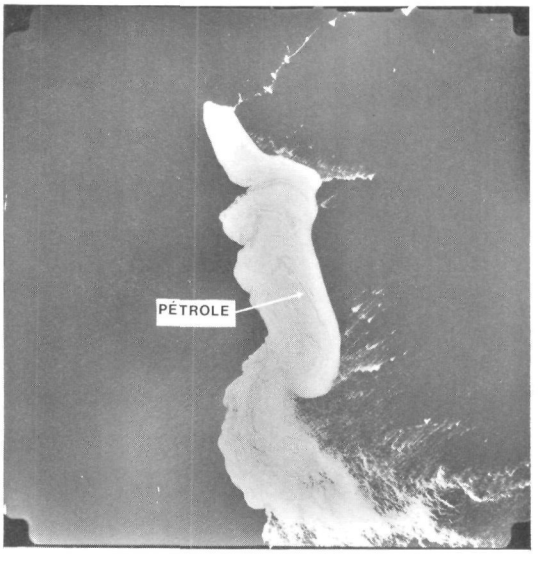
BLDV UV (en haut) IR (en bas)
Pétrole sur la glace : Baie Gabarus
45° 49,5′ N 60° 09,5′ O
Scène : 2,3 km sur 4,6 km
2 avril 1979
19:29:15 TMG

Figure 60 **BLDV, déversement du KURDISTAN.**
Images UV et IR.



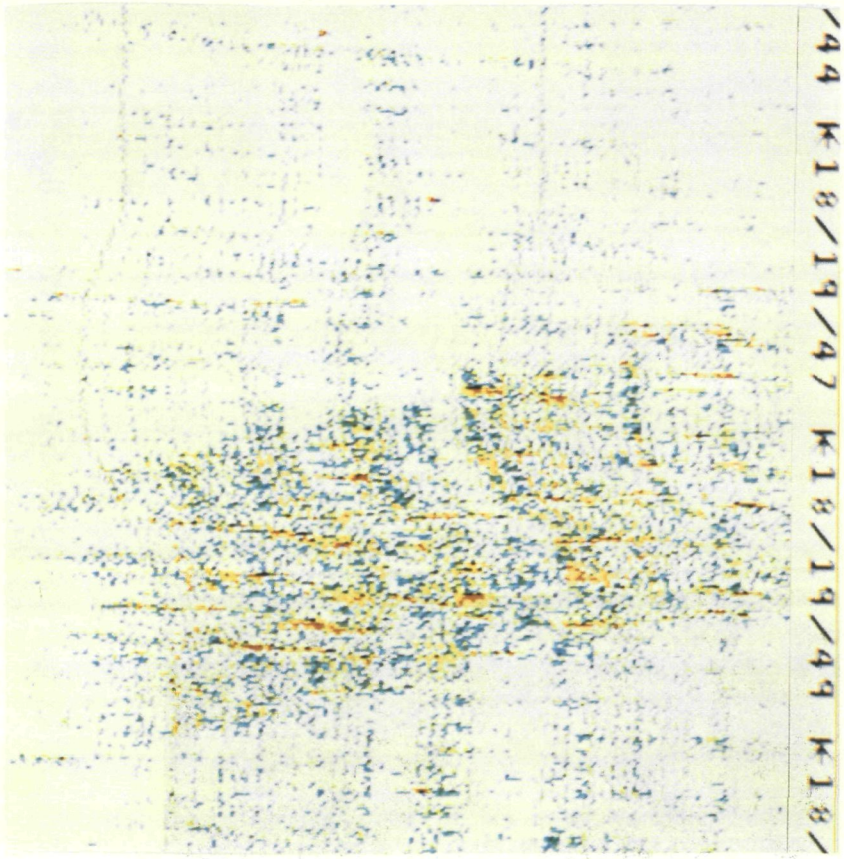
Caméra RC-10 23 cm
Film négatif Aerocolour 2445
Déversement du KURDISTAN
C-GRSD
Passage nº 2
2 avril 1979
16:16:43 TMG

Figure 61 Photographie du déversement du KURDISTAN prise avec la chambre photographique RC-10.

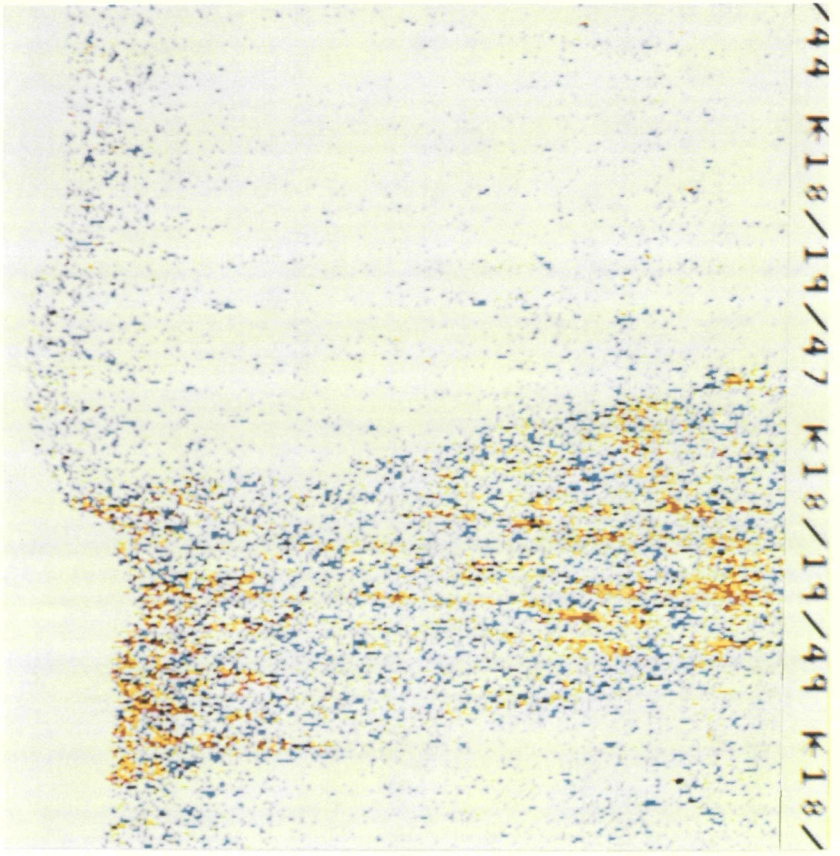


Caméra RC-10 23 cm
Film négatif Aerocolour 2445
Déversement du KURDISTAN
C-GRSD
Passage nº 3
2 avril 1979
16:20:42 TMG

Figure 62 Photographie du déversement du KURDISTAN prise avec la chambre photographique RC-10.



BIEB
Voie 1 : Filtre Corning 2-64
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 29
3 novembre 1978



BIEB
Voie 2 : Filtre Corning 7-54
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 29
3 novembre 1978

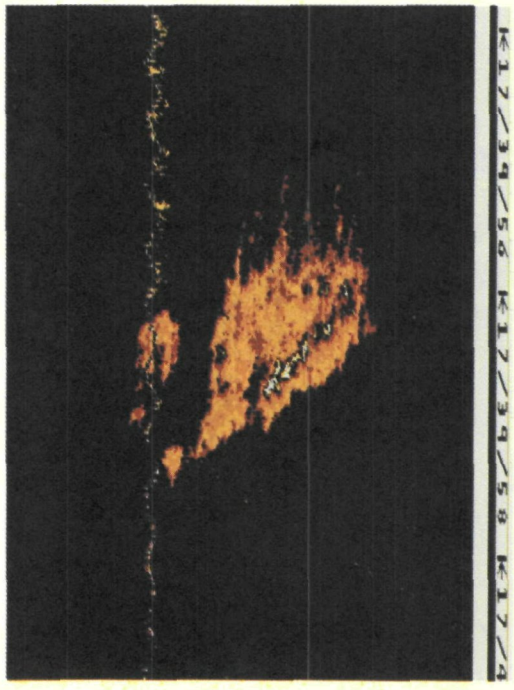
Figure 63 **BIEB, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Images à couleurs rehaussées des deux voies.

radiométrique pour corriger les différences de capacité de réponse des divers éléments du détecteur à diode. Toutefois, le contraste semble être supérieur avec le filtre 7-54. Les images sont incluses dans le présent document à titre d'exemple des résultats que l'on peut obtenir avec ce type de balayeur qui pourrait éventuellement remplacer le BMB et le BLDV à balayage mécanique. Pour le moment, le BIEB demeure strictement un instrument prototype.

4.4.3 Infrarouge thermique

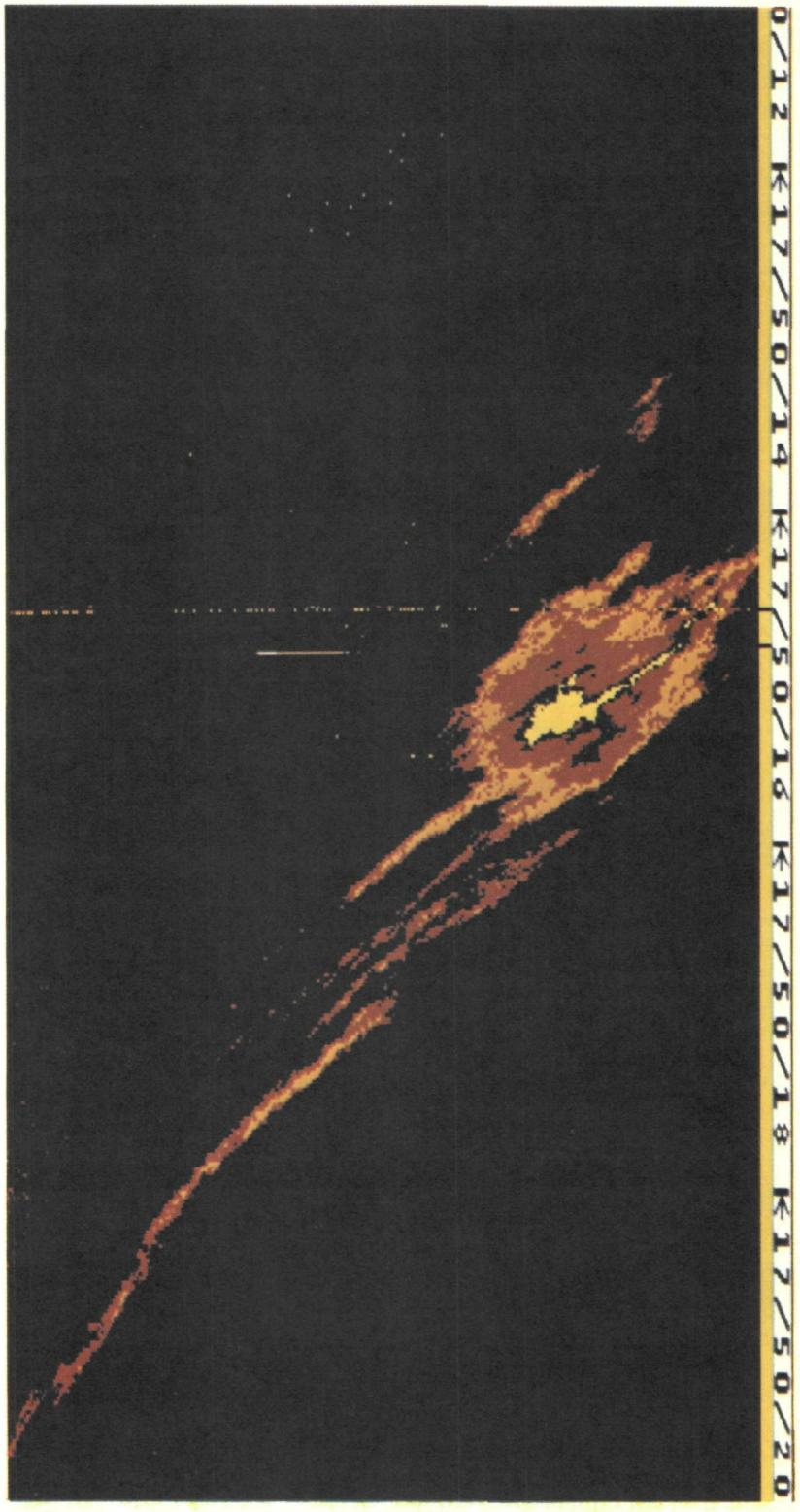
L'imagerie en IR thermique (8,5 à 12,5 µm) a été obtenue dans la voie IR du BMB lors des missions de l'inlet Scott, de l'île Wallops et du KURDISTAN et avec la voie IR du BLDV lors des missions de l'île de Montréal, de l'île Wallops et du KURDISTAN.

4.4.3.1 Déversements expérimentaux à l'île Wallops. - La mission à l'île Wallops a donné la meilleure imagerie IR et c'est pourquoi les analyses ont essentiellement porté sur ces données. Les figures 64, 65, 66 et 67 présentent des échantillons de l'imagerie recueillie avec le BMB en IR lors de deux passages du C-GRSA, soit le passage n° 9 du 2 novembre au-dessus du déversement de brut Murban et le passage n° 22 du 3 novembre au-dessus du déversement de brut La Rosa. Les figures 58, 49, 56, 57 et 50 présentent l'imagerie IR du BLDV prises au-dessus du déversement de brut Murban lors de trois passages du C-GRSC,



SMS IR
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage n° 9
2 novembre 1978

Figure 64 **BMB, voie IR, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Image à couleurs rehaussées.



BMB IR
Gamme de gris avec rehaussement de couleurs
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 22
3 novembre 1978

Figure 65 **BMB, voie IR, déversement expérimental à l'île Wallops.** Image à couleurs rehaussées.

soit les passages n^{os} 3 et 6 à basse altitude et le passage n^{o} 7 à haute altitude. Les images des figures 66, 67, 56 et 57 sont les mêmes que celles des figures 64, 65, 58 et 49. Les premières sont des images non rehaussées en noir et blanc tandis que la technique des équidensités colorées a été appliquée aux dernières pour améliorer le contraste. La ligne ondulée qui apparaît sur les images des figures 64 et 66 est causée par l'interférence électromagnétique produite par le fluorodétecteur.

Dans l'imagerie en noir et blanc (figures 66, 67, 56 et 57), la luminance indique l'intensité du rayonnement thermique détectée par le capteur. Presque toute la nappe de pétrole telle qu'elle est "vue" par les détecteurs IR apparaît plus sombre, donc plus froide, que l'eau. À l'intérieur de la zone sombre on remarque une petite zone plus brillante, par conséquent plus chaude que l'eau.

Dans l'imagerie en couleurs (figures 64 et 65), ces différences de température apparente sont quantifiées. Chaque plage de température détectée dans la nappe est représentée par une couleur différente (voir tableau 2). Les couleurs sont choisies de telle sorte que l'extrémité la plus éloignée de la nappe, telle que captée par les détecteurs IR, est représentée en rouge; puis, en se rapprochant du centre, la bande suivante est orange et la suivante, orange-jaune. La partie centrale, donc la plus chaude, est représentée en blanc tandis que la partie un peu moins chaude est représentée en jaune. Les bandes blanche et orange-jaune manquent sur la figure 65. La gamme de température de l'eau est laissée en noir. Le tableau 2 donne le code des couleurs par ordre ascendant des températures: orange-jaune, orange, rouge, noir, jaune et blanc. Dans la zone entre le centre très chaud de la nappe et les parties qui apparaissent plus froides que l'eau, la température subit une inversion. Cette bande à l'intérieur de la nappe de pétrole semble avoir la même température que l'eau et, par conséquent, apparaît noire sur l'imagerie en couleur.

Une comparaison de l'image IR de la figure 65 avec la série correspondante dans le spectre visible montre que la zone de pétrole détectée en IR coïncide étroitement avec la zone intérieure de la nappe qui apparaît sombre dans les voies 4, 3 et 2 (figures 42, 35 et 40) ainsi que sur la photographie Vinten (voir figure 68). Ces zones ont été interprétées comme étant des pellicules de pétrole suffisamment épaisses pour absorber une partie importante de la lumière rétrodiffusée aux longueurs d'onde plus courtes. L'épaisseur à laquelle cette transition se produit dans le visible est évaluée à environ 1 à 2 µm (Horstein, 1972; Fingas et coll., 1979). En fait, à partir de la valeur mesurée de 0,19 μm^{-1} pour le coefficient d'extinction à une longueur d'onde de 500 nm dans le cas du brut La Rosa, il est possible de calculer qu'une couche de 2 µm de ce pétrole absorbe 32 % de la radiance ascendante dans le visible. Cela voudrait donc dire que l'épaisseur minimale détectable en infrarouge est de l'ordre de 2 µm. Une réduction d'émittance pour des épaisseurs de cet ordre ne peut être logiquement expliquée que par la théorie cohérente de l'émittance des pellicules minces dont on a traité à la section 4.1.3. Cette épaisseur minimale de 2 µm observée dans ce cas est conforme à l'épaisseur de 1,83 µm qui avait été calculée à l'aide de l'équation 10 comme étant l'épaisseur à laquelle une pellicule de pétrole ($n_{pétrole}$ 1,43) atteint la première valeur minimale d'émittance. La valeur d'émittance de 0,942 calculée à partir des données observées pour le brut La Rosa (tableau 3) coïnciderait avec la valeur d'émissivité de 0,969 pour une nappe épaisse. Cela établit une valeur maximale de l'émissivité de ce type de pétrole puisque la valeur observée de 0,942 pour l'émittance est une valeur moyenne pour une surface relativement grande; il est très improbable que la nappe de pétrole conserve une épaisseur uniforme sur une aussi grande surface. Par conséquent, la valeur de 0,942 est probablement supérieure à la valeur minimale calculée pour une pellicule de 1,83 µm d'épaisseur de brut La Rosa. De même, la valeur calculée de 0,969 pour l'émissivité d'une nappe épaisse de brut La Rosa doit être considérée comme une limite supérieure.

TABLEAU 2 TEMPÉRATURES ET ÉMITTANCES ÉNERGÉTIQUES CALCULÉES À PARTIR DES DONNÉES INFRAROUGE THERMIQUE DU BMB DU BLDV

Capteur	Mission, vol, passage	Code couleur de l'imagerie	Cible	Température apparente (K)	Émittance énergétique	Température réelle (K)
BMB	Île Wallops	orange-jaune	pétrole	285,8	0,954	288,6[b]
	2 nov. 1978	orange	pétrole	286,4	0,965	288,6[b]
	vol 2,	rouge	pétrole	287,1	0,975	288,6[b]
	passage 9	noir	eau	287,9	0,988[a]	288,6
		jaune	pétrole	288,6	0,971[c]	290,3
		blanc	pétrole	289,1	0,971[c]	290,9
BMB	Île Wallops	orange-jaune	pétrole	286,1	0,959	288,6[b]
	2 nov. 1978	orange	pétrole	286,7	0,969	288,6[b]
	vol 2,	rouge	pétrole	287,4	0,980	288,6[b]
	passage 13	noir	eau	287,8	0,988[a]	288,6
		jaune	pétrole	288,8	0,971[c]	290,6
		blanc	pétrole	289,8	0,971[c]	291,9
BMB	Île Wallops	orange	pétrole	285,6	0,950	288,7[a]
	3 nov. 1978	rouge	pétrole	286,9	0,970	288,7[b]
	vol 3,	noir	eau	288,0	0,988[a]	288,7
	passage 22	jaune	pétrole	289,2	0,970[c]	291,3
BMB	Inlet Scott		pétrole	272,5	0,972	274,1[b]
	19 sept. 1978		eau	273,4	0,988[a]	274,1
	vol. 9,					
	passage 16					
BLDV	Île Wallops	orange-jaune	pétrole	285,4	0,934	289,5[b]
	2 nov. 1978	orange	pétrole	286,5	0,952	289,5[b]
	vol 1,	rouge	pétrole	287,6	0,970	289,5[b]
	passage 3	noir	eau	288,8	0,988[a]	289,5
		jaune	pétrole	289,8	0,964[c]	292,0
		blanc	pétrole	290,6	0,964[c]	292,9
		vert	bateau	292,6		
BLDV	Île Wallops	orange	pétrole	285,6	0,937	289,5[b]
	2 nov. 1978	rouge	pétrole	287,3	0,964	289,5[b]
	vol 1,	noir	eau	288,8	0,988[a]	289,5
	passage 6	jaune	pétrole	289,8	0,964[c]	292,0
		blanc	pétrole	290,6	0,964[c]	292,9
		vert	bateau	292,6		
BLDV	Île Wallops	orange	pétrole	289,4	0,956	292,2[b]
	2 nov. 1978	rouge	pétrole	290,2	0,969	292,2[b]
	vol 1,	noir	eau	291,4	0,988[a]	292,2
	passage 7					

a d'après les calculs de Wolfe (1965).

b température supposément identique à celle de l'eau.

c calculée d'après l'émittance énergétique minimale observée d'une pellicule et de la théorie cohérente de l'émittance énergétique d'une pellicule de pétrole.

TABLEAU 3 TEMPÉRATURES ET ÉMITTANCES ÉNERGÉTIQUES DES ZONES RECOUPÉES PAR LE SYSTÈME D'ANALYSE DES IMAGES DU CCT

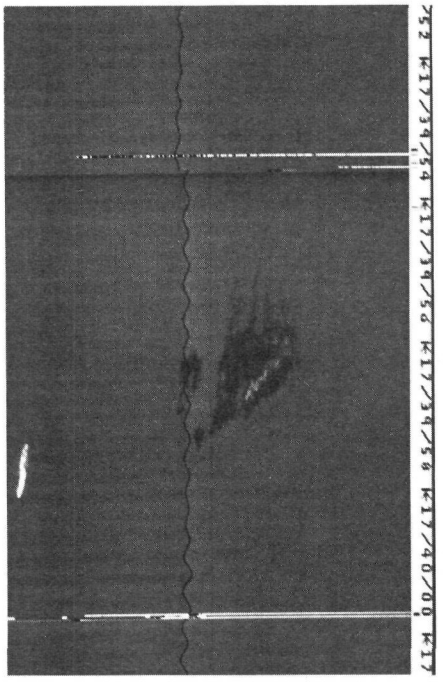
Capteur	Mission, vol, passage	Code couleur de l'imagerie	Cible	Température apparente (K)	Émittance énergétique	Température réelle (K)
BLDV voie IR	Île Wallops 2 nov. 1978 vol. 1, passage 3 (Fig. 74)	rouge	pétrole	286,4	0,950	289,4[b]
		rose	pétrole	287,2	0,963	289,4[b]
		rose	pétrole	288,1	0,978	289,4[b]
		noir	eau	288,7	0,988[a]	289,4
		bleu	pétrole*	288,7	0,988	289,4[b]
		jaune	pétrole	289,9	0,970[c]	291,8
		blanc	bateau	292,3		
BLDV voie IR	Île Wallops 2 nov. 1978 vol 1, passage 6 (Fig. 75)	rouge	pétrole	286,4	0,951	289,5[b]
		rosé	pétrole	287,5	0,967	289,5[b]
		rose	pétrole	288,5	0,984	289,5[b]
		noir	eau	288,7	0,988[a]	289,5
		bleu	pétrole*	288,7	0,988	289,5[b]
		jaune	pétrole	290,1	0,970[c]	292,0
		blanc	bateau			
BLDV voie IR	Île Wallops 3 nov. 1978 vol 2, passage 4A (Fig. 73)	rouge	pétrole	286,2	0,945	289,7[b]
		rosé	pétrole	287,0	0,957	289,7[b]
		rose	pétrole	288,0	0,973	289,7[b]
		noir	eau	288,9	0,988[a]	289,7
		bleu	pétrole*	288,9	0,988	289,7[b]
		orange	pétrole	290,0	0,969[c]	291,9
		jaune	pétrole	291,4	0,969[c]	293,3
		blanc	pétrole, bateau	292,8	0,969[c]	294,8
BLDV voie IR	Île Wallops 3 nov. 1978 vol 2, passage 4B (Fig. 51)	rouge	pétrole	286,2	0,942	289,8[b]
		rosé	pétrole	287,0	0,955	289,8[b]
		rose	pétrole	288,0	0,972	289,8[b]
		noir	eau	289,0	0,988[a]	289,8
		bleu	pétrole*	289,0	0,988	289,8[b]
		orange	pétrole	290,5	0,969[c]	292,4
		jaune	pétrole	292,0	0,969[c]	294,0
		blanc	pétrole, bateau	293,3	0,969[c]	295,3

* Mince pellicule

[a] D'après les calculs de Wolfe (1965).

[b] Température supposément identique à celle de l'eau.

[c] Calculé d'après l'émittance énergétique minimale observée d'une pellicule et la théorie cohérente de l'émittance d'une pellicule de pétrole.

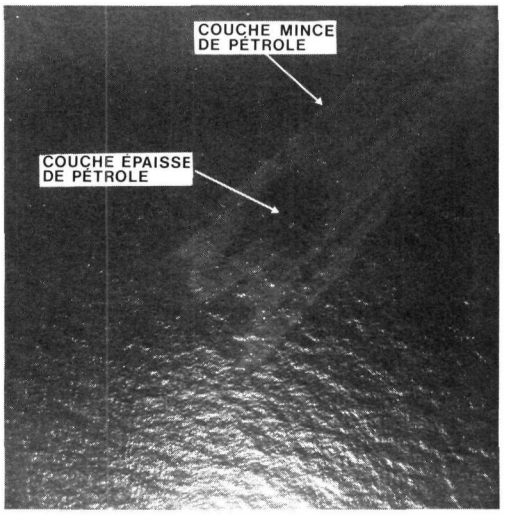


BMB IR
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 9
2 novembre 1978

Figure 66 BMB, voie IR, déversement expérimental à l'île Wallops.

BMB IR
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 22
3 novembre 1978

Figure 67 BMB, voie IR, déversement expérimental à l'île Wallops.

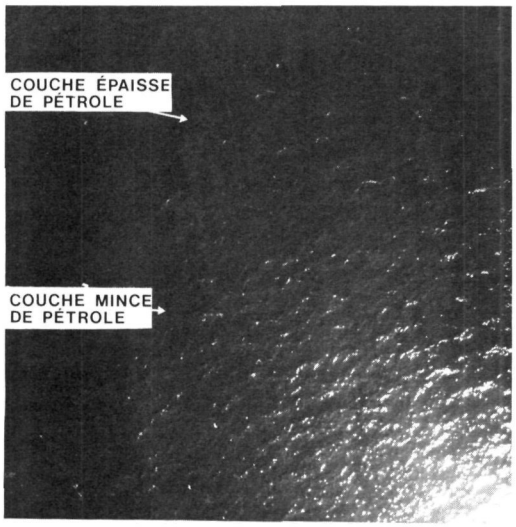


Chambre Vinten 70 mm
Film négatif Aerocolour 2445
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 22
3 novembre 1978
17:50:17 TMG

Figure 68 **Reproduction en noir et blanc d'une photographie en couleurs prise avec la chambre photographique Vinten, lors du déversement expérimental à l'île Wallops.**

Une comparaison similaire de l'imagerie IR à la figure 64 avec l'imagerie dans le visible du passage 9 mène à la même conclusion. La zone de déversement de pétrole détectée en IR couvre des secteurs de pétrole émulsifié qui sont apparents dans les voies 6 à 10 du BMB et comprend une zone supplémentaire dans la partie centrale du déversement (voir figures 36 à 39). Il est possible qu'il se trouve des pellicules de pétrole non émulsifié dans cette zone; toutefois, la photographie correspondante ne fournit pas de preuve suffisante pour étayer cette hypothèse (figure 69).

L'imagerie des figures 58 et 49 montre que les zones du déversement qui apparaissent moins brillantes en UV coïncident avec celles qui ont été détectées en IR. Cela indique que l'UV détecte mieux les minces pellicules de pétrole et que l'IR détecte mieux les nappes épaisses. Les minces pellicules qui augmentent la réflectance de surface en UV, tout en atténuant légèrement les phénomènes de diffusion et de rétrodiffusion dans le milieu marin, apparaissent brillantes dans l'imagerie UV. À mesure que la couche de pétrole devient plus épaisse et plus opaque en UV, la réflectance de surface accrue est partiellement compensée par la diminution de la rétrodiffusion dans le milieu marin, absorbée par la couche de pétrole. Toutefois, c'est à cette épaisseur que le pétrole devient détectable en IR. Cette particularité peut être avantageusement utilisée au moment de



Chambre Vinten 70 mm
Film négatif Aerocolour 2445
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage n° 17
2 novembre 1978
18:01:41 TMG

Figure 69 **Reproduction en noir et blanc d'une photographie en couleurs prise avec la chambre photographique Vinten, lors du déversement expérimental à l'île Wallops.**

déterminer l'épaisseur relative du pétrole à divers endroits d'une nappe (voir section 4.4.4). Une fois de plus, il importe de connaître l'épaisseur nécessaire pour produire une diminution de la radiance en UV. Étant donné que les coefficients d'extinction des pétroles sont considérablement plus élevés en UV que dans le visible (0,9 μm^{-1} à une longueur d'onde de 337 nm pour le brut La Rosa (Hoge et Swift, 1980)), on peut s'attendre à ce que cette épaisseur soit inférieure aux 2 µm calculés pour le visible; en effet, 36 % de la rétrodiffusion diffuse est absorbée par seulement 0,5 µm de brut La Rosa.

Dans les zones de déversement de pétrole détectées en IR, il y a des variations importantes de température apparente qui sont associées sans aucun doute aux variations d'épaisseur de la couche de pétrole. Un certain nombre de phénomènes qui peuvent avoir une influence au moment de déterminer la température apparente de surface ont été traités à la section 4.1.3. On suppose que les effets transitoires comme ceux qui résulteraient d'une différence dans les températures du pétrole ou un refroidissement par évaporation accrue des composés volatils, ne peuvent être responsables des variations de température observées. La persistance de ces effets pendant la durée d'observation, soit pendant plus de trois heures après le déversement, indique que les hydrocarbures avaient atteint leur température d'équilibre. On peut donc conclure que toute différence de température apparente induite par le pétrole doit être due aux effets d'émittance, une conductivité thermique réduite, une vitesse de vaporisation réduite ou une plus grande capacité d'absorption de l'éclairement énergétique solaire. Seuls les effets d'émittance

peuvent, dans ce cas, être responsables d'une réduction de la température apparente. Étant donné que la température de l'air était supérieure à la température de l'eau, la conductivité thermique réduite entraînerait une augmentation de la température et la vitesse de vaporisation réduite, ou la capacité d'absorption de l'éclairement énergétique solaire accrue, ne peuvent être responsables que d'un accroissement de température. La théorie cohérente de l'émittance d'une pellicule mince de pétrole peut être appliquée pour expliquer le fait que l'infrarouge semble détecter des épaisseurs d'environ 2 µm. À mesure que l'épaisseur du pétrole augmente, la valeur d'émittance de surface de la nappe s'approche de la valeur d'émissivité du pétrole pour les nappes épaisses. La vitesse à laquelle ce phénomène se produit dépend du coefficient d'absorption IR du pétrole. En même temps, la quantité d'éclairement énergétique solaire absorbée par le pétrole et donc le degré de réchauffement solaire augmentent également. De plus, la perte de chaleur du pétrole dans l'eau diminue à mesure que la couche de pétrole s'épaissit. À un certain moment, l'effet du réchauffement solaire domine l'effet d'émittance de surface et le pétrole apparaît très chaud sur l'imagerie IR. Ces zones apparaissent plus blanches que l'eau dans l'imagerie en noir et blanc (figures 66 et 67) et sont codées en blanc et en jaune vif dans l'imagerie dont les couleurs sont rehaussées (voir figures 64 et 65). Plus de 90 % de l'éclairement énergétique solaire à 500 nm est absorbé par 13 µm de brut La Rosa et 96 µm de brut Murban. Même si l'on n'a pas mesuré l'épaisseur du pétrole à la surface de l'eau au cours de cette expérience, des calculs basés sur des données radiométriques en hyperfréquences (communication personnelle avec W.A. Croswell, NASA Langley Research Center, 1979) indiquent que l'épaisseur de la nappe ne dépassait pas 500 µm. Pour les conditions dans lesquelles se sont déroulés les essais, l'épaisseur à laquelle cette transition entre plus froid et plus chaud que l'eau se produit est légèrement inférieure à 500 µm.

En plus de ces caractéristiques facilement visibles sur l'imagerie IR non rehaussée, il y a certaines variations subtiles de la température apparente dans la zone très mince (< 1 µm) de la nappe (voir figure 67). Ces effets sont visibles dans la plupart des images IR et il ne semble pas y avoir de corrélation en fonction du type de pétrole ou de la période écoulée après le déversement. Sur presque toute la zone qui apparaît brillante dans les voies UV et inférieures (2, 3, 4) du BMB, la nappe de pétrole apparaît légèrement plus chaude que l'eau environnante. Par contre, au bord de la nappe tel que "vu" dans les voies 2, 3 et 4 par le BMB, il y a une bande légèrement plus froide que l'eau. La zone chaude qui occupe une grande surface de la pellicule mince peut s'expliquer par soit la conductivité réduite ou la vitesse de vaporisation réduite, ou la coexistence des deux phénomènes. La bande froide qui apparaît à la limite de la nappe peut être causée par une évaporation accrue des composantes volatiles du pétrole. On suppose que lorsqu'une pellicule de pétrole devient monomoléculaire, comme c'est le cas au bord d'une nappe, le pétrole se vaporise plus facilement que dans une couche plus épaisse. Ce phénomène se produirait lorsque la force intermoléculaire pétrole-eau est inférieure à celle du pétrole.

Les images UV et IR prises à 5500 m d'altitude lors du passage nº 7 du C-GRSC le 2 novembre apparaissent à la figure 50. Dans l'image IR, la totalité de la partie détectable de la nappe semble plus froide que l'eau environnante (voir tableau 2). L'image en IR du BMB prise en même temps indique que la température de la partie centrale de la nappe semble être de 3 K environ supérieure à celle du pétrole qui l'encercle (voir figure 64). Cette zone chaude, telle que mesurée dans l'imagerie prise à basse altitude, correspondrait, selon les calculs, à environ 3 pixels en largeur dans l'imagerie prise à haute altitude. Or, étant donné qu'elle n'est pas visible dans cette dernière, on suppose que la réponse du détecteur à une cible de si faible contraste n'est pas suffisamment rapide pour détecter une cible de cette dimension.

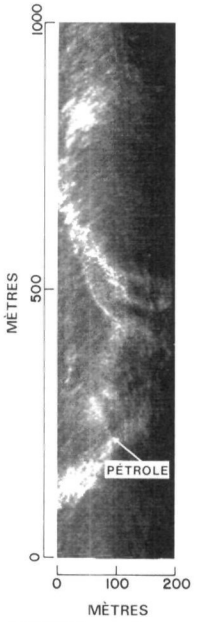
Une comparaison des températures calculées indiquées dans le tableau 2 pour les passages nos 6 et 7 du 2 novembre avec le BLDV montre une augmentation de la température de l'eau de 2,7 K en fonction d'un accroissement d'altitude de 5250 m. Cela est évidemment une erreur due au fait que les corps noirs du détecteur utilisé pour l'étalonnage interne se sont refroidis puisqu'ils ont été exposés à l'air plus froid des hautes altitudes. Le réglage et l'enregistrement de la température des corps noirs ont été omis dans ce cas. La différence de température apparente entre la majeure partie du pétrole et l'eau est effectivement la même lors des deux passages. La différence maximale de température apparente est plus élevée à basse altitude parce que la nappe de pétrole constitue une cible (angulaire) plus grande à cette altitude et, par conséquent, la résolution des zones de température apparente différente est meilleure.

4.4.3.2 Suintement naturel de pétrole de l'inlet Scott. - On a pu obtenir une imagerie thermique acceptable sur trois trajets (nos 7, 16 et 20) du vol 9 effectué le 19 septembre 1978. Cette imagerie a été obtenue par la voie IR du BMB. La figure 52 montre une des images obtenues lors du passage no 16. Un problème de dérive périodique associé au balayeur IR est la cause des lignes transversales visibles sur l'image. De plus, il y a des lignes d'interférence causées par le déclenchement de la chambre Vinten. Sont également "visibles" dans l'imagerie IR les nombreuses caractéristiques thermiques présentes dans les eaux où il y a beaucoup d'icebergs. Ces caractéristiques sont sans aucun doute attribuables à la fonte des icebergs dans cette zone et au mélange de l'eau de fonte en aval des icebergs échoués. L'imagerie IR présentait souvent des caractéristiques spécifiques des eaux froides sans qu'on puisse trouver leur contrepartie dans l'imagerie du BMB dans le visible, les photographies Vinten ou les images de la TVUS. On a donc conclu qu'elles correspondaient à des courants froids de surface qui prennent souvent l'aspect de rivières à la surface de la mer.

La caractéristique incurvée visible sur la figure 52 est le pétrole à la surface de l'eau. Cette caractéristique coïncide avec la moitié inférieure de la caractéristique en forme de S sur l'image de la voie 3 du BMB de la figure 53 et de l'image TVUS de la figure 70. La réponse du fluorodétecteur a confirmé qu'il s'agissait bel et bien de pétrole puisqu'elle coïncidait dans le temps avec le passage de la partie centrale de cette nappe en forme de S et par des observations visuelles. Une partie de cette nappe apparaît sur la photographie Vinten de la figure 71.

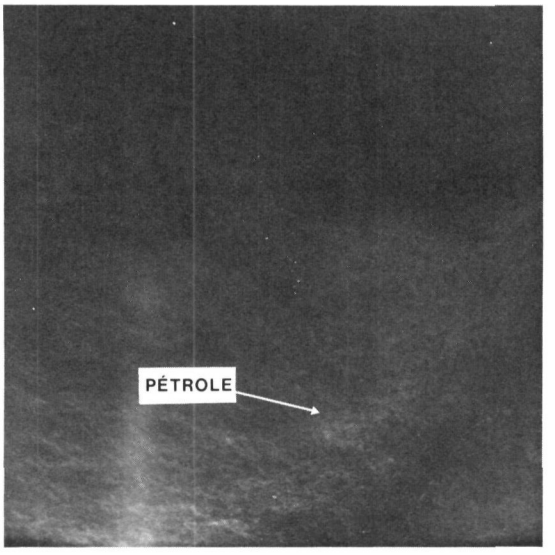
4.4.3.3 Déversement de pétrole dans le port de Montréal. - L'imagerie IR d'un déversement de pétrole dans le port de Montréal a été obtenue pour deux séries différentes de conditions d'éclairement solaire. Les premières données ont été recueillies vers la fin de l'après-midi avec une hauteur du soleil de 4,3°; le deuxième groupe de données a été recueilli pendant la nuit lorsque le soleil était à 19,8° au-dessous de l'horizon (voir figure 72). Les images sont essentiellement noires et blanches, le blanc représentant le chaud et le noir, le froid, et il y a une plage étroite de niveaux d'intensité correspondant à une plage étroite de niveaux de température apparente, rehaussée en jaune. Les niveaux dont les couleurs ont été rehaussées sont légèrement plus froids que la température de l'eau, le jaune vif étant plus froid que l'orange-jaune.

Sur les images prises de jour, l'eau est plus froide que la terre le long de la rive; la nuit, l'eau est plus chaude; les rues apparaissent chaudes sur les deux images. Le pétrole entre dans l'eau par un égout situé en aval du quai tel qu'il est indiqué sur la figure 72. L'effluent de l'égout est plus chaud que l'eau et apparaît comme une zone blanche (très chaude) sur l'image prise en plein jour. Le point blanc juste en face de l'extrémité du quai et un peu plus large est un hélicoptère de la garde côtière. À mesure que le pétrole refroidit, sa température apparente atteint celle de l'eau et à mesure que l'équilibre



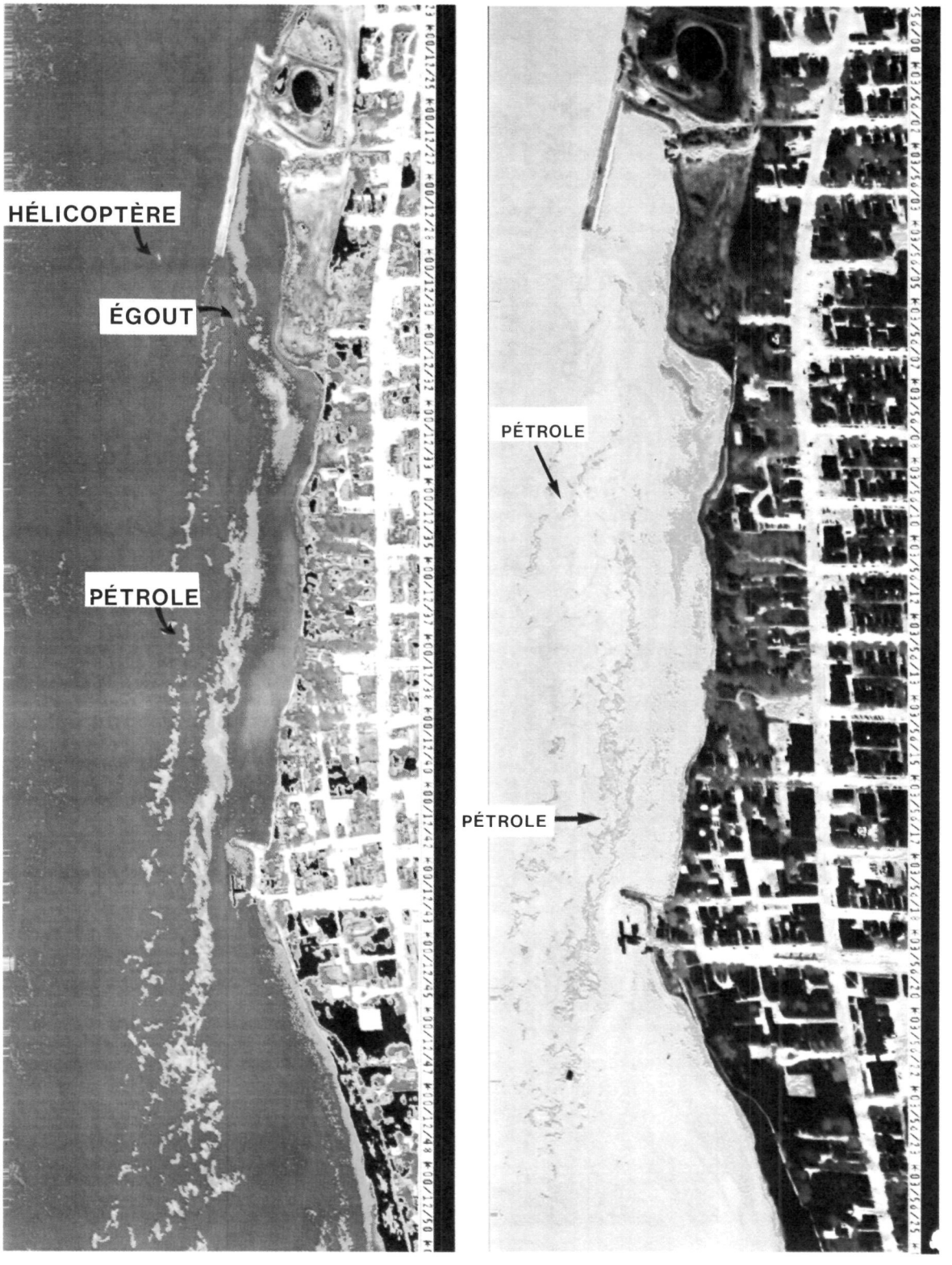
Télévision ultra-sensible
Inlet Scott
C-GRSA
Vol 9
Passage nº 16
19 septembre 1978

Figure 70 **TVUS, suintement de pétrole à l'inlet Scott.**
Imprimé de balayage du suintement de pétrole.



Chambre Vinten 70 mm
Film négatif Aerocolour 2445
Inlet Scott
C-GRSA
Vol 8
Passage nº 16
19 septembre 1978
15:27:14 TMG

Figure 71 **Reproduction en noir et blanc d'une photographie en couleurs prise avec la chambre photographique Vinten, au-dessus du suintement de pétrole à l'inlet Scott.**



BLIR, Port de Montréal
Images à couleurs rehaussées
Passage nº 5 (gauche)
Passage nº 11 (droite)
30 juin — 1er juillet 1978

Figure 72 Voie IR du balayeur linéaire, déversement dans le port de Montréal.

thermique s'établit entre le pétrole et l'eau, le pétrole, comme sur l'autre imagerie IR, apparaît plus froid que l'eau. Cela s'explique par le fait que la pellicule de pétrole réduit l'émittance de surface et, par conséquent, la température apparente (voir section 4.1.3).

Il y a d'autres zones dans l'imagerie qui ont la même température apparente que le pétrole (codées en jaune). Certaines d'entre elles sont sur la terre et ne présentent aucun problème d'interprétation. Il y a toutefois des zones dans l'eau, surtout à proximité de la berge et en eau peu profonde, qui apparaissent plus froides que l'eau. Sur l'image prise de nuit, cette température réduite peut être attribuée à un refroidissement radiatif de l'eau peu profonde pendant la nuit; il est à noter que certaines de ces zones qui apparaissent froides de nuit apparaissent chaudes sur l'image prise de jour. Il y a d'autres zones d'eau peu profonde qui apparaissent plus froides que l'eau sur les deux images; cela peut être attribuable à la végétation qui pousse en eau peu profonde ou à des zones de sable mouillé ou de boue.

4.4.3.4 Déversement du KURDISTAN. - Lors de cette mission, l'imagerie du pétrole sur l'eau a été obtenue avec le BMB en IR tandis que l'imagerie du pétrole dans la banquise lâche a été obtenue avec le BLDV en IR.

Pétrole sur l'eau. Le pétrole imagé en infrarouge à la figure 55 et dans les trois voies du visible et le proche IR du BMB à la figure 54 consiste en de grandes zones de minces couches de pétrole qui entourent de petites zones où le pétrole est en couche épaisse et dont une partie est émulsifiée et une autre partie submergée. À la figure 55, le pétrole apparaît comme des bandes et des taches sombres; elles correspondent approximativement aux zones plus brillantes de la figure 54 mais recouvrent un plus grand espace qu'elles. Étant donné que ces zones brillantes ont été interprétées à partir de la figure 54 comme étant du pétrole émulsifié, on peut conclure que l'IR détecte plus que le pétrole émulsifié. Ces bandes et ces taches doivent par conséquent traduire des zones où la pellicule de pétrole a une épaisseur d'au moins 2 µm.

Des mares de pétrole submergées entourant les taches d'écume ont été observées à l'oeil nu; toutefois, il est peu probable qu'elles aient un effet sur l'émittance. Quatre-vingts pour cent du rayonnement IR dans la bande de 8,5 à 10,5 µm qui pénètre la surface est émis par les 30 µm supérieurs d'eau tandis que dans la bande de 10,5 à 12,5 µm la profondeur correspondante est de 7 µm (Wolfe, 1965).

Bien que lors de ce passage le soleil était à un angle suffisant (32°) pour réchauffer le pétrole, l'imagerie de la nappe ne présente que quelques taches chaudes isolées. Les vigies à bord de l'aéronef ont signalé qu'il y avait des amas importants de "mousse au chocolat" dans l'eau et qu'ils étaient périodiquement soulevés par les vagues. Cela pourrait, bien sûr, expliquer pourquoi le pétrole en couche épaisse n'est pas apparu chaud à cet endroit.

Pétrole dans la banquise lâche. Les figures 59 et 60 sont des images du pétrole dans la banquise lâche obtenues aux longueurs d'onde IR thermique de 8,5 à 10,5 µm, de même qu'en UV. Sur ces images, la glace et l'eau sont à peu près à la même température tandis que la terre apparaît beaucoup plus chaude. L'eau et la glace peuvent être différenciées en UV, la glace étant la plus brillante. Le pétrole dans un environnement glaciel apparaît plus chaud que cette dernière (ou l'eau) mais pas aussi chaud que la terre. Ces "banderoles" de pétrole chaud apparentes en IR coïncident avec les "banderoles" sombres captées en UV. Il y a également une marge sombre (froide) dans l'eau à la lisière de la banquise qui est causée par une bande d'eau de fonte froide. Le pétrole et le mélange d'eau et de glace apparaissent foncés en UV, alors qu'en IR, l'eau est brillante et la glace sombre.

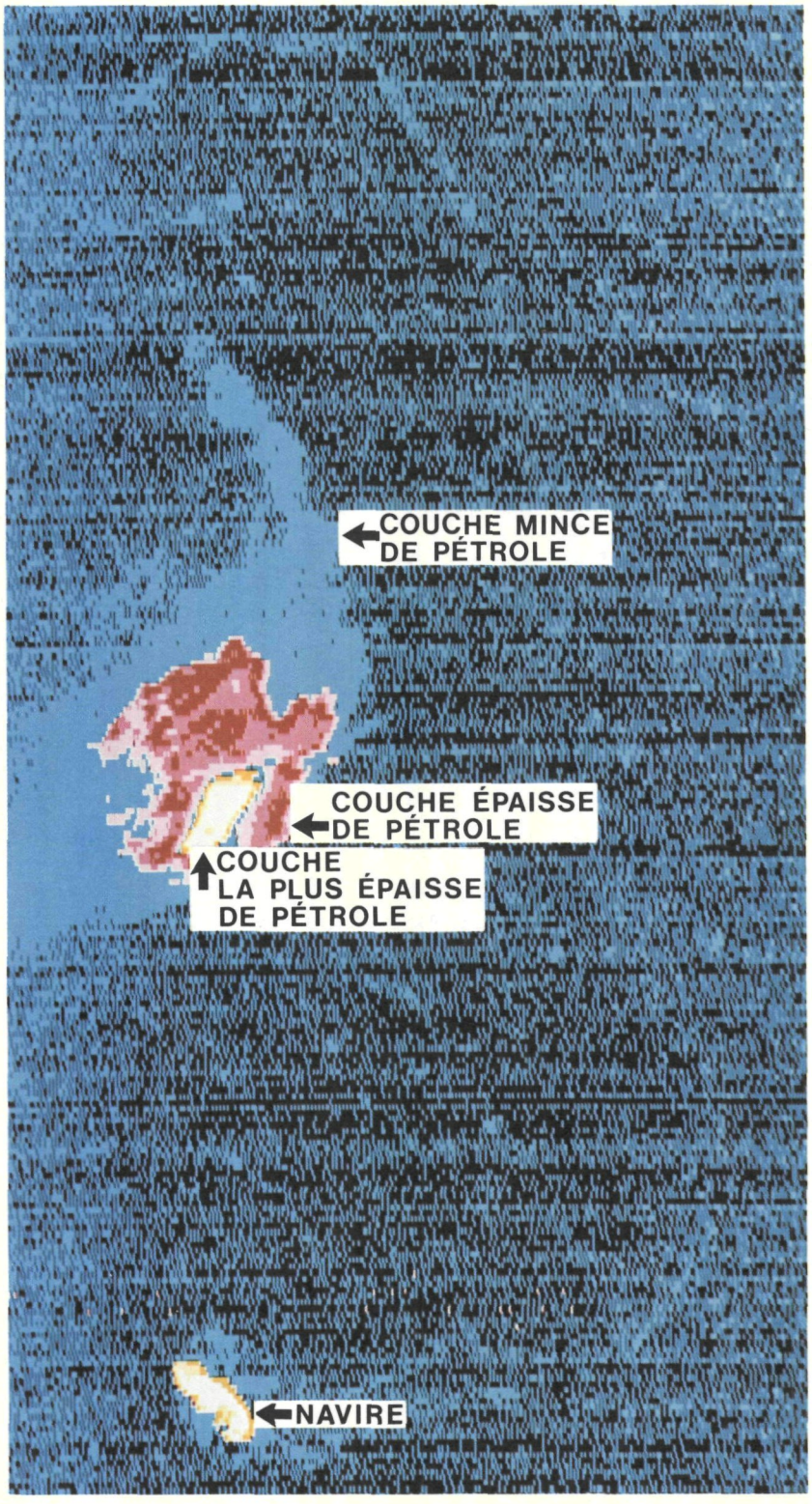
En prenant pour hypothèse que sur ces images la banquise est formée de glace de mer et qu'elle est au moins aussi froide que l'eau, il faut donc conclure d'après la figure 60, où la glace et l'eau semblent être à la même température, que l'émittance de la glace est égale ou supérieure à celle de l'eau dans la plage de longueurs d'onde de 8,5 à 10,5 µm. Sur d'autres images qui ne sont pas incluses dans le présent rapport, la glace apparaît à certains endroits plus froide que l'eau et, à d'autres, plus chaude que l'eau. Le premier cas peut être expliqué par une surface glacielle réellement plus froide et le deuxième, par l'une ou les deux raisons suivantes: la glace, avec peut-être une couverture neigeuse, pourrait avoir une émittance plus élevée que celle de l'eau, même si l'émissivité de l'eau est très proche de l'unité; ou la glace ou sa couverture neigeuse pourraient être physiquement plus chaudes que l'eau, en supposant que la salinité de la surface est inférieure à celle de l'eau de mer environnante. Les résultats obtenus ici indiquent par conséquent que l'émissivité de ce type particulier de glace est au moins aussi élevée que celle de l'eau.

D'après les analyses des données recueillies à l'île Wallops, nous avons conclu que l'émissivité du brut La Rosa est inférieure ou égale à 0,97, moyenne qui a été établie dans la bande de fréquence de 8,5 à 12,5 µm. Comme nous l'avons mentionné précédemment, le pétrole déversé lors de l'accident du KURDISTAN était du fuel lourd. On peut s'attendre à ce que l'émissivité de ce type de pétrole soit inférieure à celle du brut La Rosa. Bien que les mesures aient été prises pour limiter la portée de détection à la bande de longueurs d'onde de 8,5 à 10,5 µm, où la glace a une émissivité égale ou supérieure à celle de l'eau et où le pétrole a une émissivité inférieure à celle de l'eau, le pétrole apparaît plus brillant, donc plus chaud que la glace. On peut donc conclure que le pétrole est réellement plus chaud que la glace car il était chauffé par le soleil dont la hauteur était de 30° à 46°.

4.4.4 Analyse multispectrale intégrée

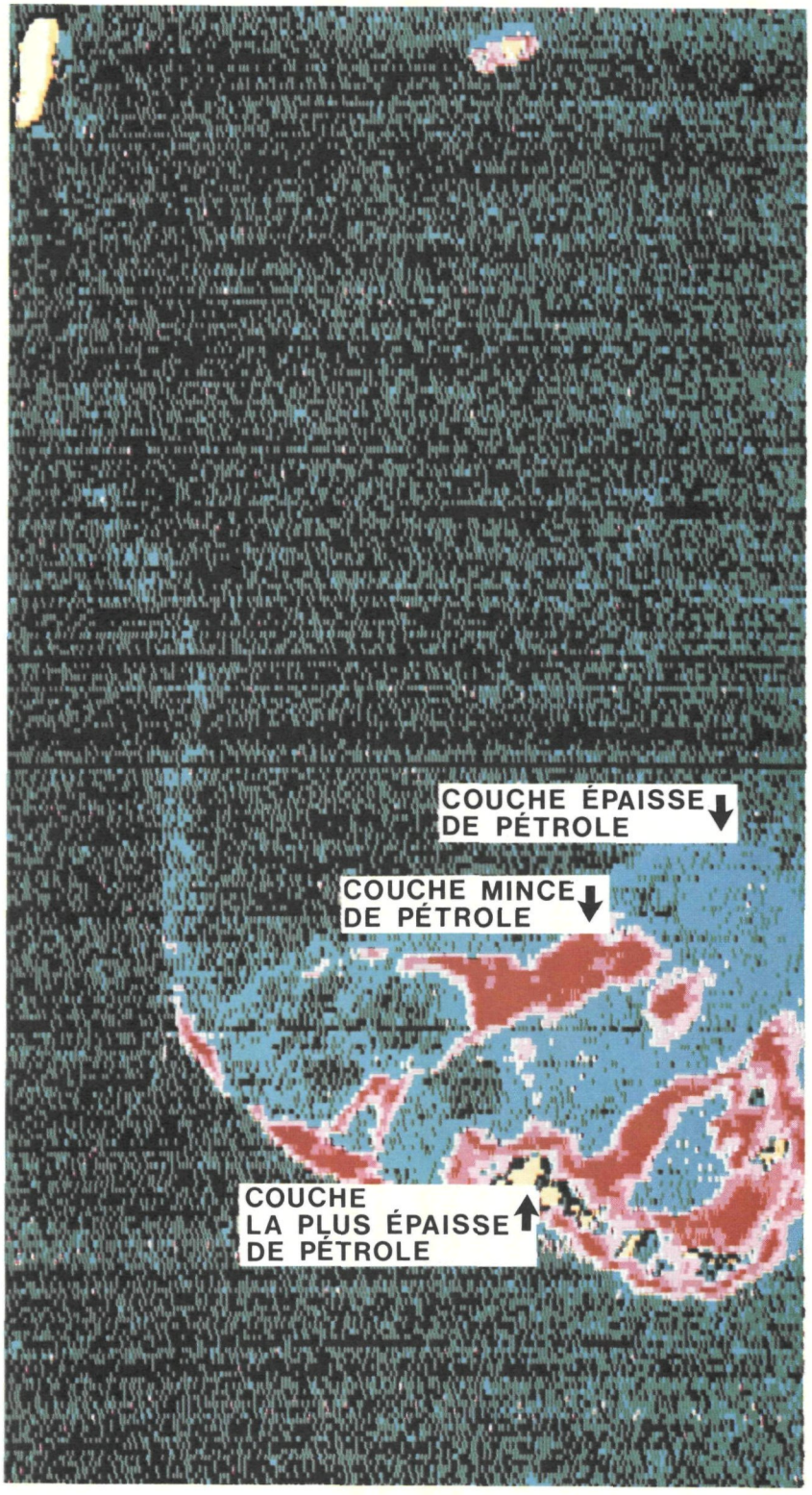
Le système d'analyse d'images du CCT comprend un certain nombre de programmes de classification qui permet la classification automatique simultanée des images de quatre voies spectrales distinctes. Le modèle des moyennes migratoires a été choisi comme la méthode la plus efficace pour combiner l'information contenue dans les images des voies 2 à 4 de la même scène afin de produire une seule image qui retient presque toute, sinon toute l'information originale. L'imagerie du BLDV, en UV et en IR thermique, convient idéalement à cette technique. Tel que mentionné à la section 4.4.3, l'UV contient des informations sur les couches très minces de pétrole (< 2 µm), tandis que l'IR contient des informations sur les pellicules plus épaisses de pétrole (>2 µm), y compris les couches beaucoup plus épaisses (jusqu'à 500 µm comme cela a été le cas lors de la mission Wallops). Les deux voies se complètent l'une l'autre et fournissent, par conséquent, des séries de données presque totalement indépendantes.

L'application du modèle des moyennes migratoires à la paire d'images UV-IR du passage 4A du 3 novembre a donné l'image qui apparaît à la figure 73. La zone mince de la nappe qui est codée en bleu est celle qui a l'intensité la plus élevée en UV; la zone plus épaisse, représentée par trois tons de rouge, est plus froide que la zone d'eau en IR. La zone la plus épaisse, codée en jaune et en blanc, est la zone très chaude. Les classifications thématiques correspondantes sont effectuées sur les données provenant de trois autres passages: 3 et 6 du 2 novembre et 4B du 3 novembre. Les images résultantes apparaissent respectivement aux figures 74, 75 et 51. Le tableau 3 donne le code-couleur, le type d'huile, les températures et les émittances correspondantes pour les passages n^{os} 3 et 6 du 2 novembre et les passages n^{os} 4A et 4B du 3 novembre. La cible chaude qui apparaît sur ces images est le navire ANNANDALE. On peut également voir une mince pellicule de pétrole dans son sillage. Sur l'image du 3 novembre, passage n^{o} 4B (figure 51),



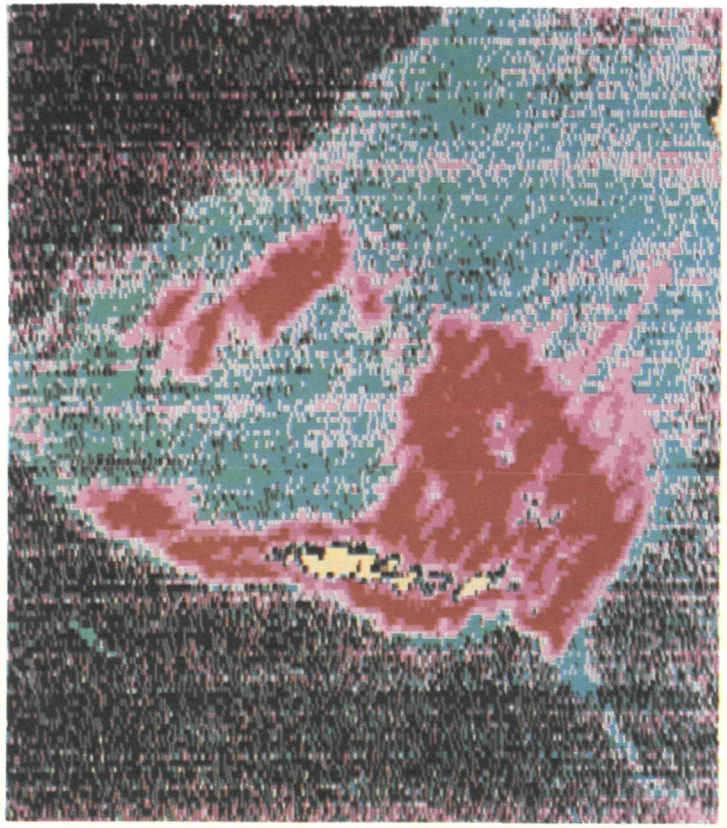
BLDV, image thématique en couleurs
UV IR
Déversement Wallops
C-GRSC
Passage nº 4A
3 novembre 1978
15:27:33 TMG

Figure 73 **BLDV, image thématique en couleurs, déversement expérimental à l'île Wallops.**

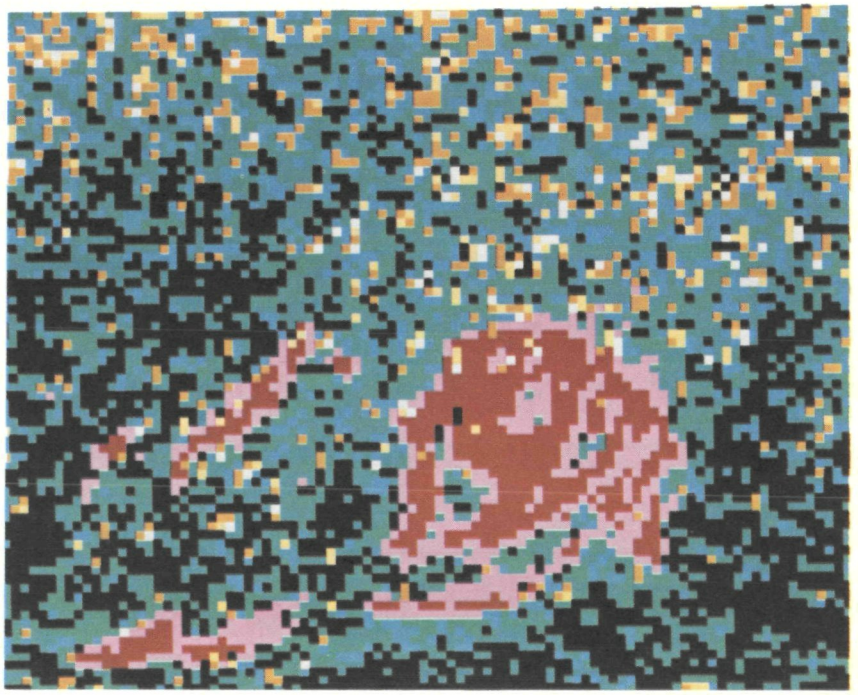


BLDV, image thématique en couleurs
UV IR
Déversement Wallops
C-GRSC
Passage nº 3
2 novembre 1978
17:04:01 TMG

Figure 74 BLDV, image thématique en couleurs, déversement expérimental à l'île Wallops.



BLDV, UV IR
C-GRSC
Altitude 247 m
Passage nº 6
2 novembre 1978
17:13:41 TMG



BMB IR, voies 3, 4, 6
C-GRSA
Altitude 1070 m
Passage nº 2
2 novembre 1978
17:14:30 TMG

L'image du BMB a été grossie 5 fois pour être comparable à l'image du BLDV

Figure 75 **BLDV et BMB, images thématiques en couleurs, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Comparaison du BLDV, passage nº 6 du C-GRSC et du BMB, passage nº 2 du C-GRSA, le 2 novembre 1978.

la bande bleue le long du bord gauche du couloir couvert est le résultat du scintillement du soleil dans la bande UV; de ce côté du couloir couvert, le balayeur était pointé presque directement vers le centre du diagramme de scintillement du soleil. Il y a également un certain nombre de bandes "horizontales" perpendiculaires au déplacement de l'aéronef. Elles sont produites par de légères fluctuations des signaux du détecteur UV et IR.

Un résultat presque équivalent a été obtenu à la figure 76 par une méthode différente. Le rehaussement des couleurs a été fait pour chaque image en UV et en IR du passage nº 6 du 2 novembre sur les diapositives de l'AMA (figures 77 et 78) réalisées par le CSFR. Une photographie a ensuite été prise en superposant les deux négatifs. Même si l'opération est plus fastidieuse, elle démontre que l'image SAIC de la figure 75 contient les séries de données combinées des images UV et IR de la figure 49. La même équivalence peut être établie pour les images du passage nº 3 des figures 74 et 58.

Les données du BMB ont également été traitées par le SAIC pour tenter de déterminer la combinaison des voies spectrales qui produit la meilleure classification. Le BLDV ne comportant que deux voies, les 256 niveaux de données ont tous pu être utilisés; pour les données du BMB enregistrées dans quatre voies, le nombre d'unités numériques a été réduit à 64 pour permettre l'application du modèle des moyennes migratoires dans un temps raisonnable.

Figure 76 **BLDV, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Superposition des images UV et IR à couleurs rehaussées.
Passage nº 6 du C-GRSC, le 2 novembre 1978.

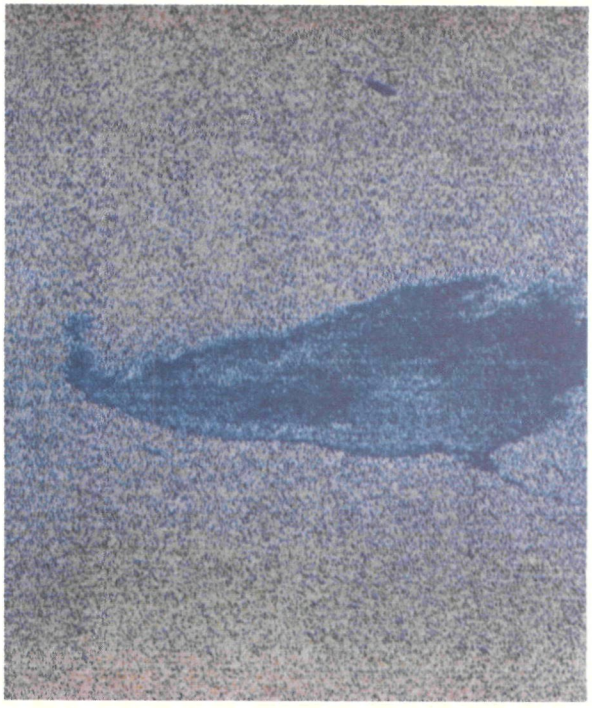


Figure 77 **BLDV, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Images UV à couleurs rehaussées. Passage nº 6 du C-GRSC, le 2 novembre 1978.

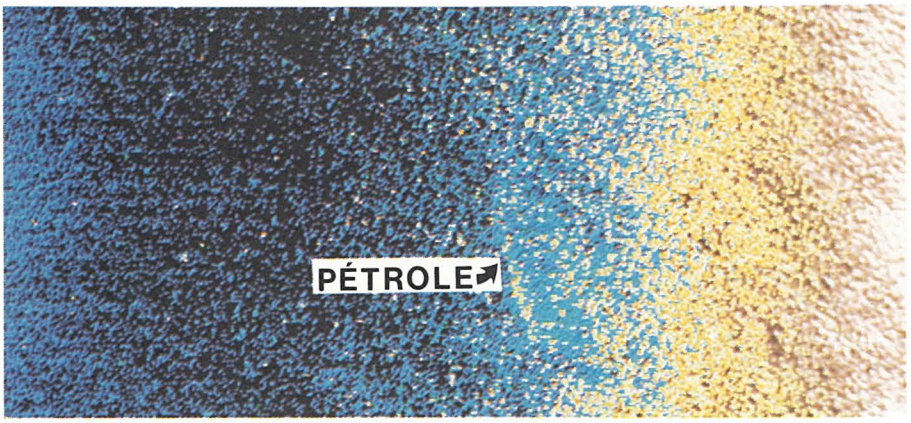
Figure 78 **BLDV, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Image IR à couleurs rehaussées. Passage nº 6 du C-GRSC, le 2 novembre 1978.

La figure 79 présente trois combinaisons différentes d'images recueillies par les quatre voies du BMB lors du passage nº 2 du 2 novembre. La coloration à droite de ces images résulte du scintillement du soleil. Il est évident que même si les voies 6 et 8 contiennent des informations sur les zones épaisses du pétrole émulsifié (voir la série d'images du passage nº 9), elles ne sont pas équivalentes aux informations obtenues en IR. Il ne semble pas y avoir de différence considérable entre les combinaisons des bandes 3, 6, 8 et IR du BMB et les bandes 3, 4, 6 et IR du BMB. La grande disparité entre les combinaisons 3, 4, 6 et 8 du BMB et les autres dépend sans aucun doute en partie du contraste plus élevé qui apparaît dans les données numériques IR par rapport aux données numériques de la bande 8 du BMB. Lorsque les niveaux signal-bruit étaient suffisants, le contraste de la voie 8 du BMB, comme on peut le voir dans les données numériques, pouvait être artificiellement amélioré en décalant le niveau de radiance à zéro (vers les valeurs "négatives" de l'échelle numérique) et en étirant le reste de la plage sur la totalité des 64 niveaux d'intensité. Toutefois, pour un autre type de pétrole comme le brut La Rosa, l'information sur la couche épaisse n'est pas présente dans la voie 8 de l'imagerie BMB (voir figure 44) et l'application de ce procédé n'améliorerait pas la situation. Par conséquent, la bande IR thermique est l'une des meilleures bandes spectrales pour la détection du pétrole, du moins pour le pétrole sur l'eau.

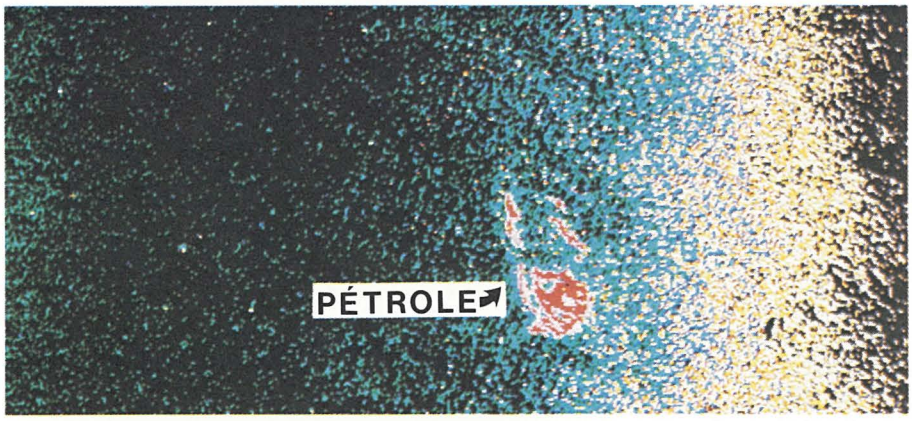
La même technique a été appliquée aux données recueillies lors du passage nº 2 du 3 novembre et a donné les combinaisons suivantes: voies 3, 4, 6 et IR du BMB; voie 3 et IR du BMB; voies 3, 6, 8 et IR du BMB (voir figure 80). On peut s'étonner que la combinaison des voies 3 et IR du BMB donne presque d'aussi bons résultats que les voies 3, 4, 6 et IR du BMB, mais il est vraiment surprenant que les voies 3 et IR du BMB donnent de meilleurs résultats que les voies 3, 6, 8 et IR du BMB. Cela signifie probablement que même si l'information a été ajoutée dans les deux images des bandes 6 et 8, la combinaison avec l'information existante des voies 3 et IR du BMB annule une partie de cette dernière série. Il se peut que les huit groupes disponibles aient été utilisés de façon plus intensive pour classer les cibles parasites comme le scintillement du soleil ou l'interférence électromagnétique, ces deux cibles étant plus dominantes dans les voies ayant de plus grandes longueurs d'onde.

Le passage nº 6 du BLDV du 2 novembre coïncide dans le temps avec le passage nº 2 du BMB de sorte que la combinaison 3, 4, 6 et IR du BMB a été agrandie à la même échelle que l'image UV-IR du BLDV (voir figure 75). Il y a deux facteurs qui empêchent de faire une comparaison valable de ces deux images: l'image BMB a été captée à 1050 m d'altitude tandis que l'image du BLDV a été prise à 250 m d'altitude; l'angle de visée du BMB, dans une section de son balayage, n'était que de 21° par rapport au soleil tandis que celui du BLDV était de 83°. Suite à cette résolution spatiale réduite sur l'imagerie du BMB prise à haute altitude, la fine structure thermique de la nappe n'a pas été captée. La zone très chaude qui apparaît dans l'image du BLDV a été intégrée dans l'image BMB avec la zone environnante plus froide (température apparente plus basse) pour donner une zone dont la température apparente est égale à celle de l'eau. La proximité du diagramme de scintillement solaire dégrade l'information sur la pellicule mince car le scintillement solaire et une fine pellicule de pétrole augmentent tous deux la radiance dans les bandes du visible. De plus, compte tenu des niveaux relatifs signal-bruit dans les voies UV et 3 du BMB, comme on peut le voir aux figures 49 et 34 (voir annexe A) on pourrait s'attendre à ce que le BLDV donne des résultats supérieurs.

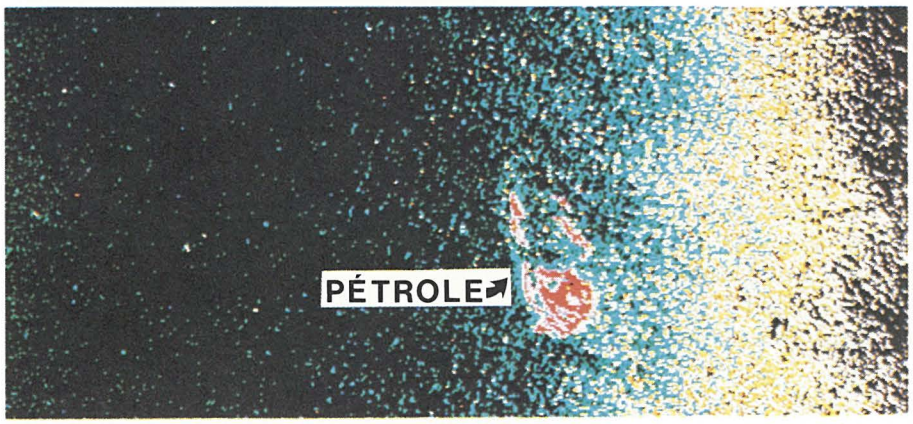
Afin de déterminer la bande de longueurs d'onde courtes optimale, il faudrait faire l'essai de plusieurs détecteurs (quatre devraient suffire) identiques à celui du balayeur linéaire UV avec filtre pour permettre la détection dans différentes bandes spectrales, soit 300 à 370, 370 à 420, 420 à 470 et 470 à 520 nm. L'expérience devrait comprendre des vols à diverses altitudes entre 150 m et 6000 m pour comparer les contrastes réels pétrole-eau à mesure qu'augmente la radiance de parcours dans l'atmosphère.



BMB 3 BMB 4 BMB 6 BMB 8



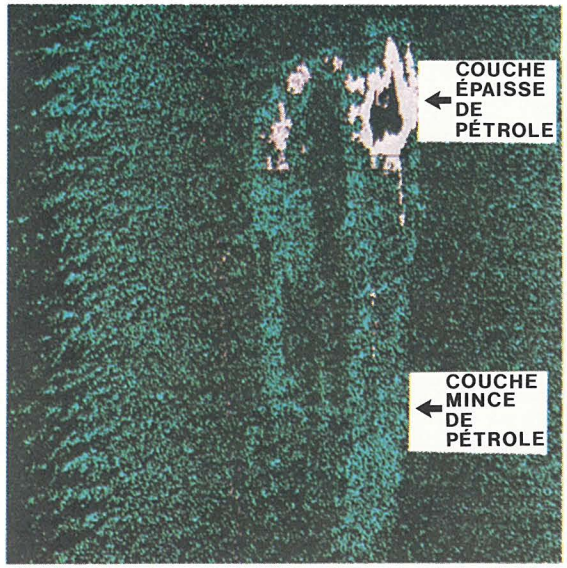
BMB 3 BMB 6 BMB 8 IR



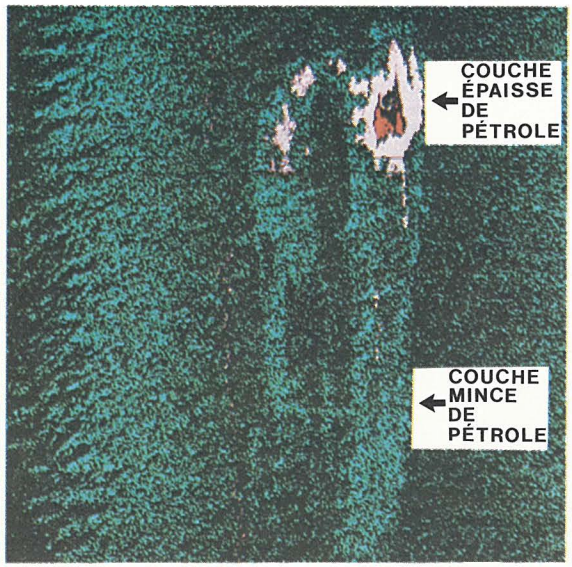
BMB 3 BMB 4 BMB 6 IR

Images thématiques
en couleurs du BMB
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 2
2 novembre 1978
17:14:32 TMG

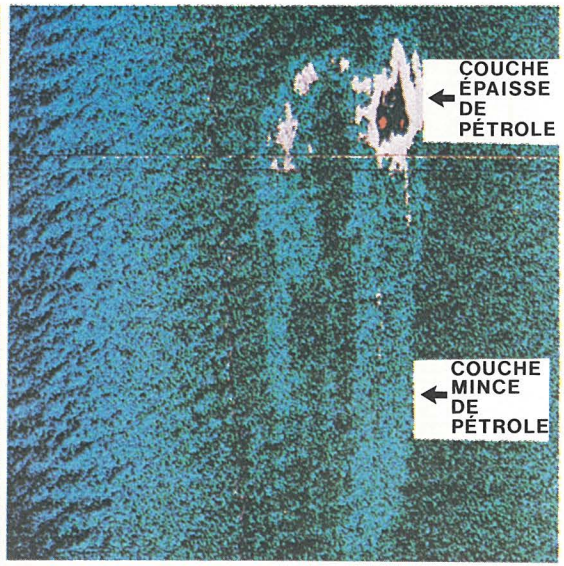
Figure 79 **BMB, images thématiques en couleurs, déversement expérimental à l'île Wallops.**



BMB 3, BMB 6, BMB 8 BMB IR
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 2
3 novembre 1978
16:27:51 TMG



BMB 3, BMB 4, BMB 6 BMB IR
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 2
3 novembre 1978
16:27:51 TMG



BMB 3, BMB IR
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage nº 2
3 novembre 1978
16:27:51 TMG

Figure 80 **BMB, image thématique en couleurs, déversement expérimental à l'île Wallops.**

4.4.5 Fluorodétecteur à laser

4.4.5.1 Suintement de pétrole de l'inlet Scott. - Lors de la mission de l'inlet Scott, on utilisa pour la première fois le fluorodétecteur à laser Mk III du CCT. La zone d'un suintement naturel de pétrole à l'inlet Scott a été survolée le 19 septembre 1978 lors des vols 9 et 10 (voir annexe G). Le fluorodétecteur a détecté du pétrole lors d'un seul passage (nº 16) du vol 9 à 15:27:15 TMG. La réponse du fluorodétecteur à seize voies apparaît à la figure 81 et cette réponse est en corrélation avec le spectre d'un échantillon de brut Murban comme le montre la figure 82. La présence du pétrole n'apparaît que sur le diagramme du coefficient de corrélation et très faiblement. Une comparaison des figures 53 et 52 des voies respectives 3 et IR thermique du BMB indique qu'à 15:27:15 TMG, il y avait une nappe de pétrole suffisamment épaisse pour être observable en IR, au nadir et, par conséquent, dans le champ de vue du fluorodétecteur. Sur les sept passages du vol 9 et les cinq du vol 10 au cours desquels le pétrole a pu être observé, il n'a été détecté dans la bande IR thermique que lors des passages 7, 16 et 20 du vol 9, la couche n'étant pas suffisamment épaisse lors des autres passages. Dans l'IR, on ne peut détecter que des pellicules de pétrole d'au moins 2 µm et la plupart des nappes de pétrole observées à proximité de l'inlet Scott n'avaient pas cette épaisseur. Une comparaison des observations visuelles avec les résultats d'autres chercheurs (Horstein, 1972; Fingas et coll., 1979) indique que la plupart de ces pellicules n'avaient même pas 0,8 µm d'épaisseur.

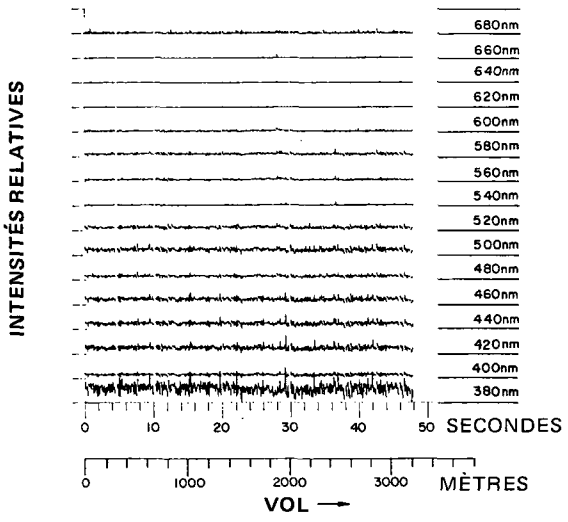
Le fluorodétecteur détecte des pellicules de pétrole qui sont environ dix fois plus minces que celles observables par le détecteur IR thermique. Toutefois, un certain nombre de problèmes électroniques dans les circuits du fluorodétecteur et peut-être un défaut d'alignement optique pendant la mission de l'inlet Scott ont réduit la sensibilité globale du fluorodétecteur, ce qui, joint à la minceur de la plupart des nappes de pétrole observées dans la région de l'inlet Scott, expliquerait pourquoi avec cet appareil on n'a détecté du pétrole que lors d'un seul passage.

Il est à noter que même si aucune mesure sur place n'a été faite au moment de l'observation du pétrole, le personnel à bord du C.S.S. HUDSON a observé des remontées de pétrole dans la même zone cinq jours plus tard, soit le 24 septembre 1978, et a pu en prélever des échantillons (MacLean et Falconer, 1979). Des photographies prises à bord des navires montrent une nappe de pétrole semblable, en apparence du moins, à celle dont il est question dans l'ouvrage de Levy (1977). Une carte des sites où du pétrole a été observé figure à l'annexe E du présent rapport.

4.4.5.2 Déversements expérimentaux à l'île Wallops. - La mission Wallops a été la seule autre mission où un fluorodétecteur a été utilisé pour recueillir des données. Entre temps, l'alignement du fluorodétecteur avait été réglé et la majorité des défectuosités électroniques avaient été corrigées en vue d'améliorer la sensibilité de l'appareil.

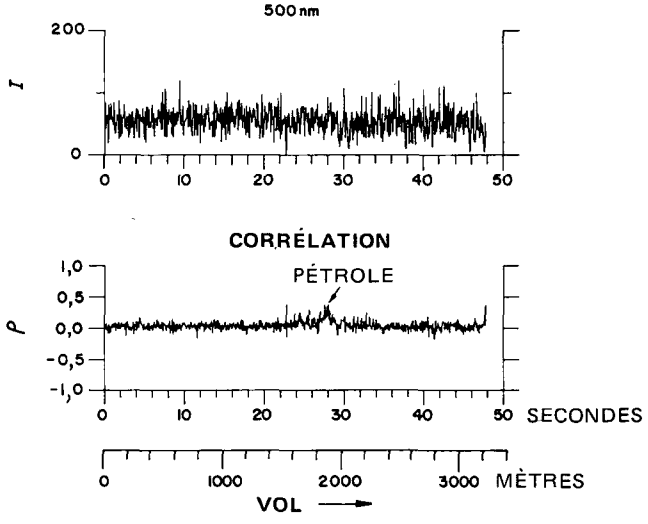
En plus des données aériennes recueillies par le fluorodétecteur, on a mesuré en laboratoire le rendement quantique de fluorescence des deux pétroles déversés, soit les bruts Murban et La Rosa. Une comparaison des résultats de ces mesures et des rendements calculés à partir des données du fluorodétecteur est présentée aux figures 83 et 84. On peut voir qu'il y a une bonne correspondance entre les deux spectres.

Essai avec de la rhodamine WT (1er novembre 1978). Avant de procéder aux déversements expérimentaux, un vol d'essai a été effectué; dans lequel le colorant rhodamine WT a servi de cible. Le fluorodétecteur a été utilisé au cours de vol; une réponse type à la rhodamine WT par le fluorodétecteur apparaît à la figure 85 pour le passage nº 6. Les figures 86 et 87 sont des diagrammes de corrélation, l'un avec de la rhodamine WT (figure 86) et l'autre avec du brut Murban (figure 87). L'essai sur le brut Murban ne montre aucune corrélation. Les rendements de fluorescence à une excitation de



Inlet Scott
Fluorodétecteur à laser
C-GRSA
Vol 9
Passage n° 16
19 septembre 1978
15:26:46,85 TMG

Figure 81 Fluorodétecteur à laser, suintement de pétrole à l'inlet Scott.



Corrélation avec un échantillon de brut Murban
Fluorodétecteur à laser
Inlet Scott
C-GRSA
Vol 9
Passage n° 16
19 septembre 1978
Début 15:26:46,85

Figure 82 Corrélation entre les données du fluorodétecteur à laser de la figure 81 et le spectre de fluorescence du brut Murban.

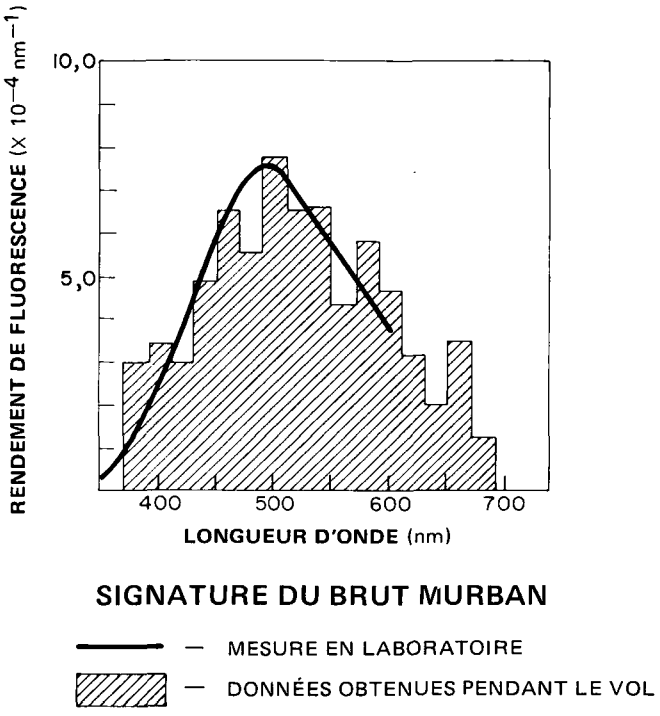


Figure 83 **Signature de fluorescence du brut Murban obtenue par fluorométrie, en laboratoire.**

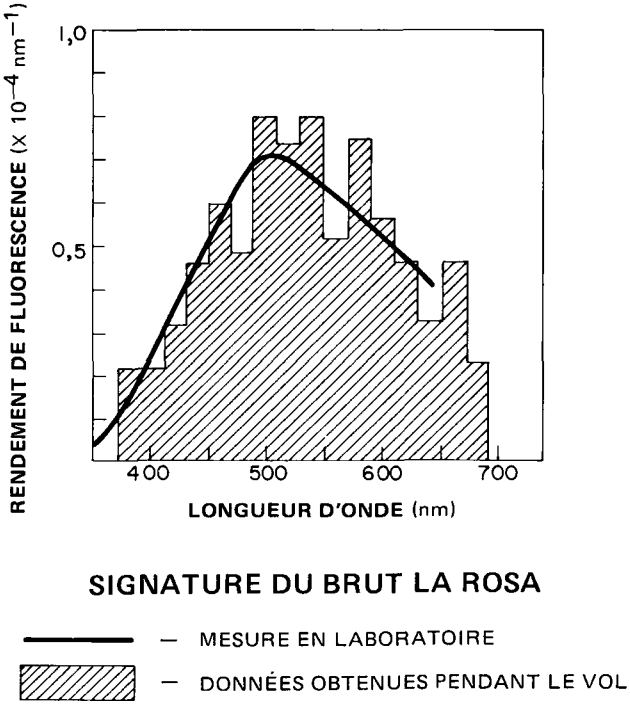


Figure 84 **Signature de fluorescence du brut La Rosa obtenue par fluorométrie, en laboratoire.**

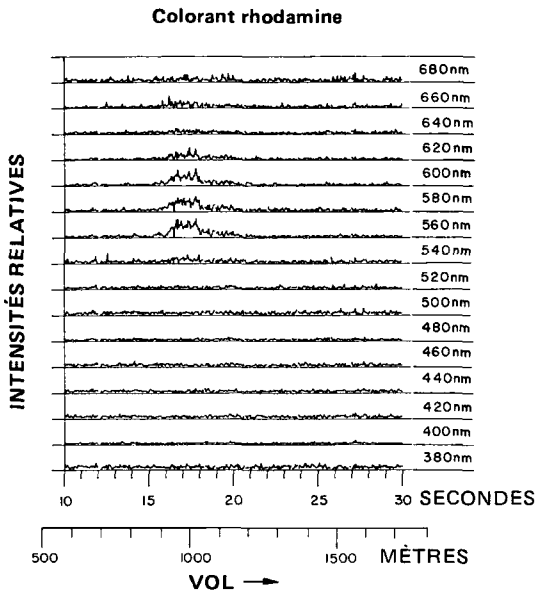


Figure 85 **Fluorodétecteur à laser, déversement expérimental à l'île Wallops.** Réponse du fluorodétecteur à la rhodamine. Passage n° 6 du C-GRSA, le 1er novembre 1978.

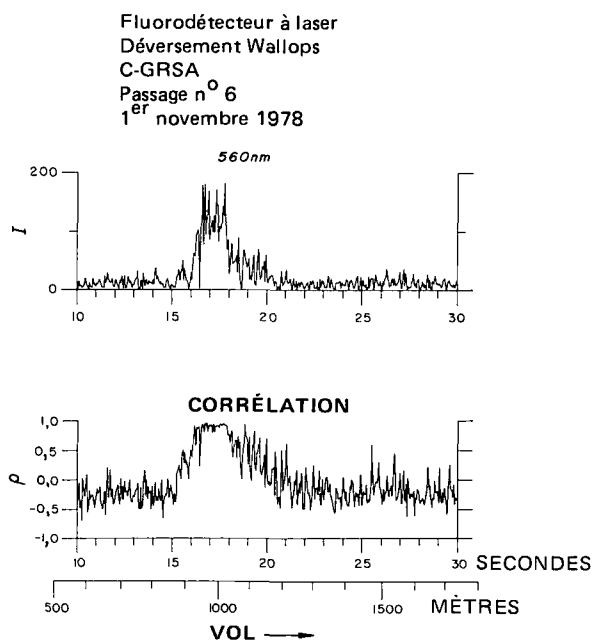


Figure 86 **Corrélation entre les données de la figure 85 et le spectre de fluorescence de la rhodamine WT.**

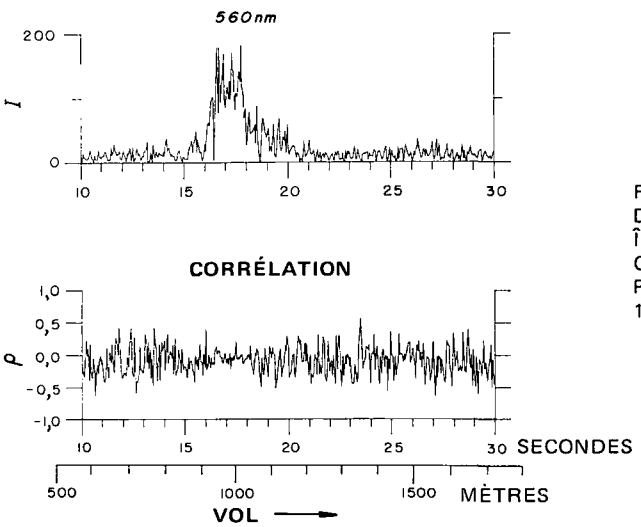


Figure 87 **Corrélation entre les données de la figure 85 et le spectre de fluorescence du brut Murban.**

337 nm pour le brut Murban, le brut La Rosa et la rhodamine WT apparaissent à la figure 88 (les trois produits-cibles de la mission Wallops). Le spectre de la rhodamine WT est très différent du spectre des pétroles bruts.

La plus grande concentration de rhodamine WT mesurée pendant le vol était de 13 p. p. milliard (communication personnelle, Frank Hoge, NASA Wallops 1979).

Essai avec le brut Murban (2 novembre 1978). Le pétrole a été détecté lors de nombreux passages au-dessus du déversement le 2 novembre 1978. La réponse du fluorodétecteur pour le passage nº 12 est présentée à la figure 89 et la corrélation de la réponse du fluorodétecteur au brut Murban, à la figure 90. La nappe de pétrole apparaît vers la 19e seconde du passage et une autre caractéristique, à la 23e seconde; il s'agit du navire de recherche GEO. B. KELEZ qui mouillait à côté du déversement. Il importe de noter que même si quelque chose à bord du navire a causé un retour de fluorescence, la corrélation avec le brut Murban (figure 90) montre qu'il ne s'agissait pas de pétrole.

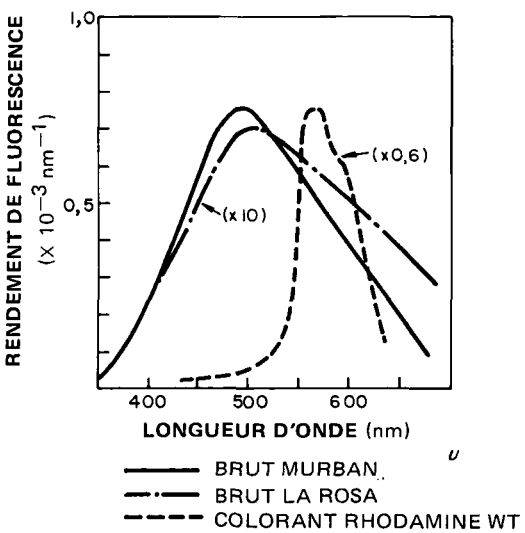


Figure 88 **Signature spectrale des échantillons.**
(Brut Murban, brut La Rosa, rhodamine WT), déversements expérimentaux à l'île Wallops.

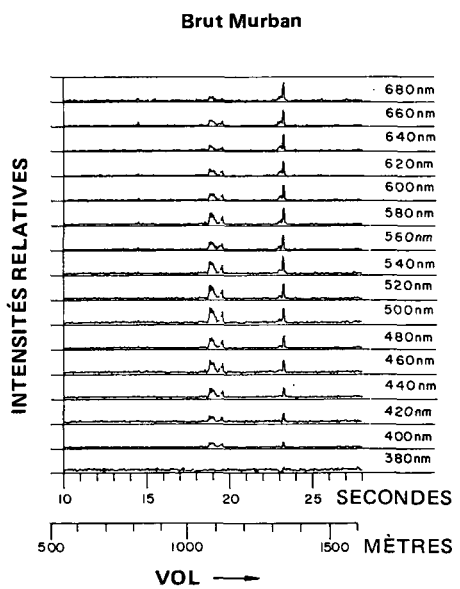


Figure 89 **Fluorodétecteur à laser, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Réponse du fluorodétecteur au brut Murban. Passage n° 12 du C-GRSA, le 2 novembre 1978.

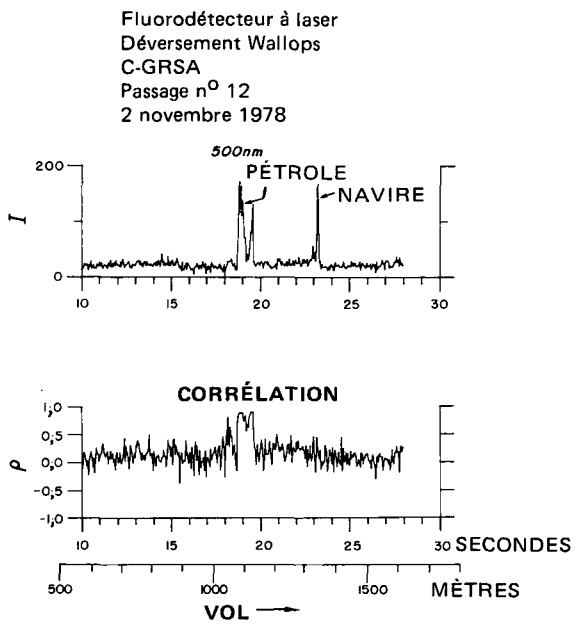


Figure 90 **Corrélation entre les données de la figure 89 et le spectre de fluorescence du brut Murban**

La réponse du fluorodétecteur lors du passage nº 17 apparaît à la figure 91; et les corrélations de la réponse à plusieurs échantillons, aux figures 92 et 93. La corrélation est mauvaise entre les spectres du fluorodétecteur pour les échantillons de pétrole léger et de rhodamine WT, mais elle est bonne, et au même degré, pour les deux échantillons de brut. La figure 94 montre le rendement de fluorescence (à une excitation de 337 nm) pour un pétrole léger, un pétrole brut et un pétrole lourd résiduel. Il est évident que le fluorodétecteur à laser dont les données sont traitées avec la technique de corrélation, peut faire la distinction entre les types de pétrole, c'est-à-dire les pétroles dont le spectre de fluorescence est suffisamment différent, mais pas entre les pétroles d'un même type, c'est-à-dire ayant les mêmes spectres de fluorescence.

La trace du fluorodétecteur pour le passage nº 13 est rapportée sur l'image IR thermique du BMB de la figure 95. La figure 96 représente la réponse du fluorodétecteur tandis que la figure 97 donne la corrélation de cette réponse avec le brut Murban.

(suite à la p. 120)

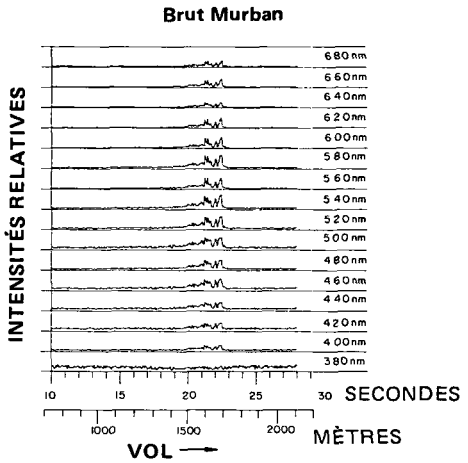


Figure 91 **Fluorodétecteur à laser, déversement expérimental à l'île Wallops.** Réponse du fluorodétecteur au brut Murban. Passage n° 17 du C-GRSA, le 2 novembre 1978.

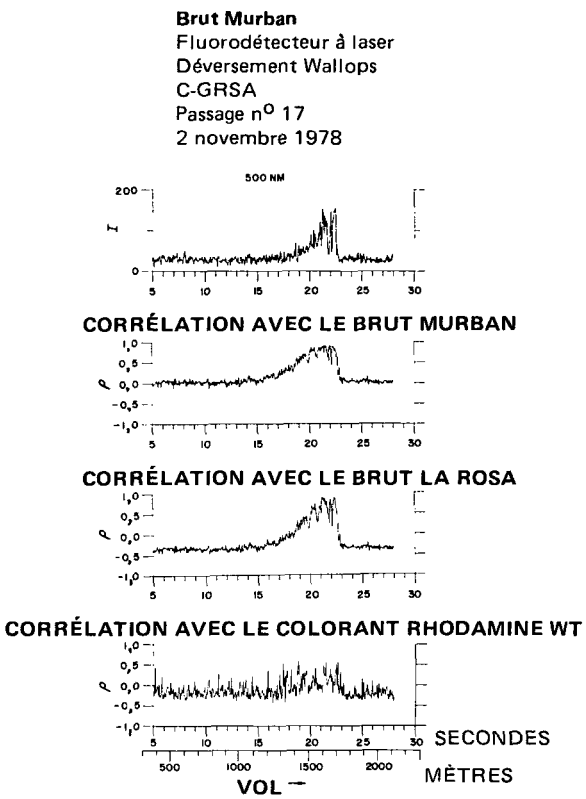
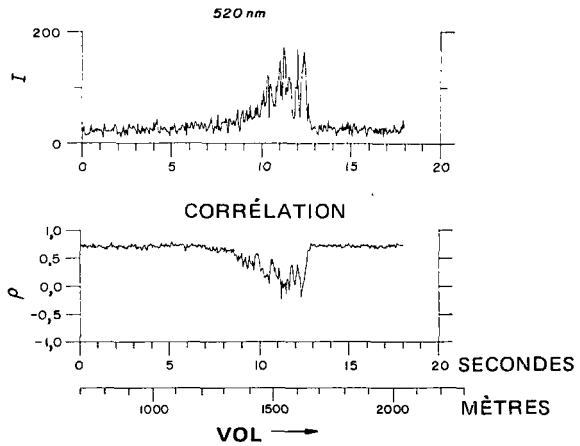


Figure 92 **Corrélation entre les données de la figure 91 et les spectres de fluorescence du brut Murban, du brut La Rosa et de la rhodamine WT.**



Fluorodétecteur à laser
Déversement Wallops
C-GRSA
Passage n^{o} 17
2 novembre 1978

Figure 93 **Corrélation entre les données de la figure 91 et le spectre de fluorescence d'un échantillon de pétrole léger (LO3).**

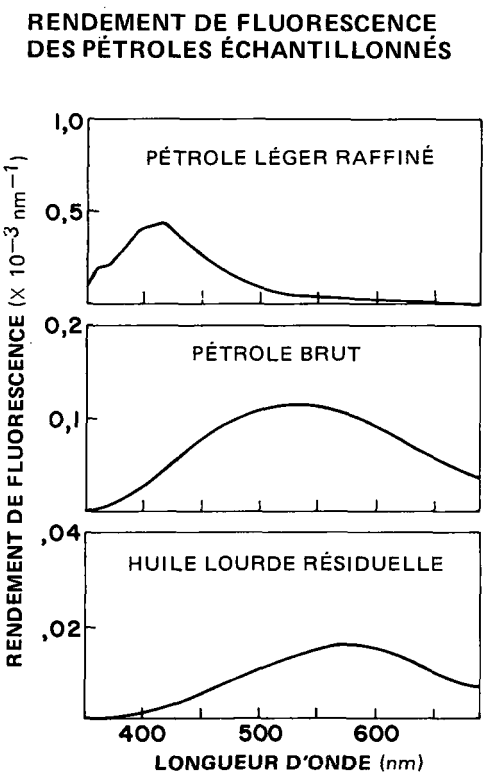
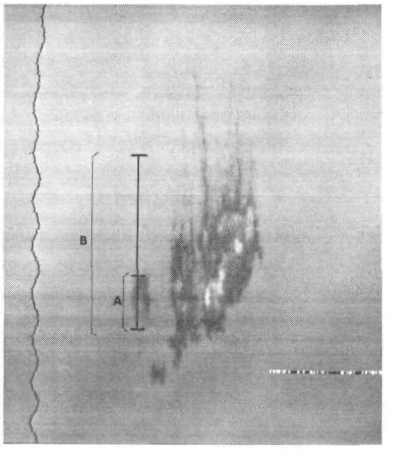


Figure 94 **Diagramme comparatif du rendement de fluorescence des pétroles lourds, bruts et légers.**



COMPARAISON ENTRE LES DONNÉES DU BMB ET DU FLUORODÉTECTEUR À LASER

LIGNE PLEINE – TRAJET DU FLUORODÉTECTEUR À LASER
A – RÉGION POUR LAQUELLE LES DONNÉES BRUTES ONT INDIQUÉ LA PRÉSENCE DE PÉTROLE
B – RÉGION ÉLARGIE PROVENANT DU TRAITEMENT PAR ANALYSE CORRÉLATIVE

Figure 95 **Fluorodétecteur et BMB, voie IR, déversement expérimental à l'île Wallops.** Comparaison des capacités de détection du fluorodétecteur à laser et de la voie IR du BMB. Passage nº 13 du C-GRSA, le 2 novembre 1978.

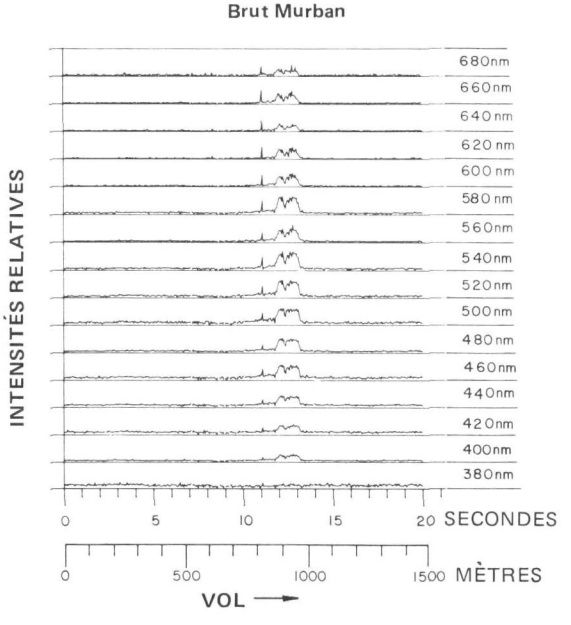


Figure 96 **Fluorodétecteur à laser, déversement expérimental à l'île Wallops.** Réponse du fluorodétecteur au brut Murban. Passage nº 13 du C-GRSA, le 2 novembre 1978.

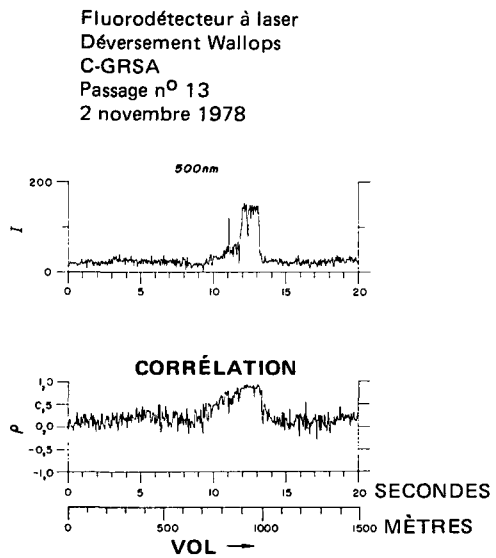
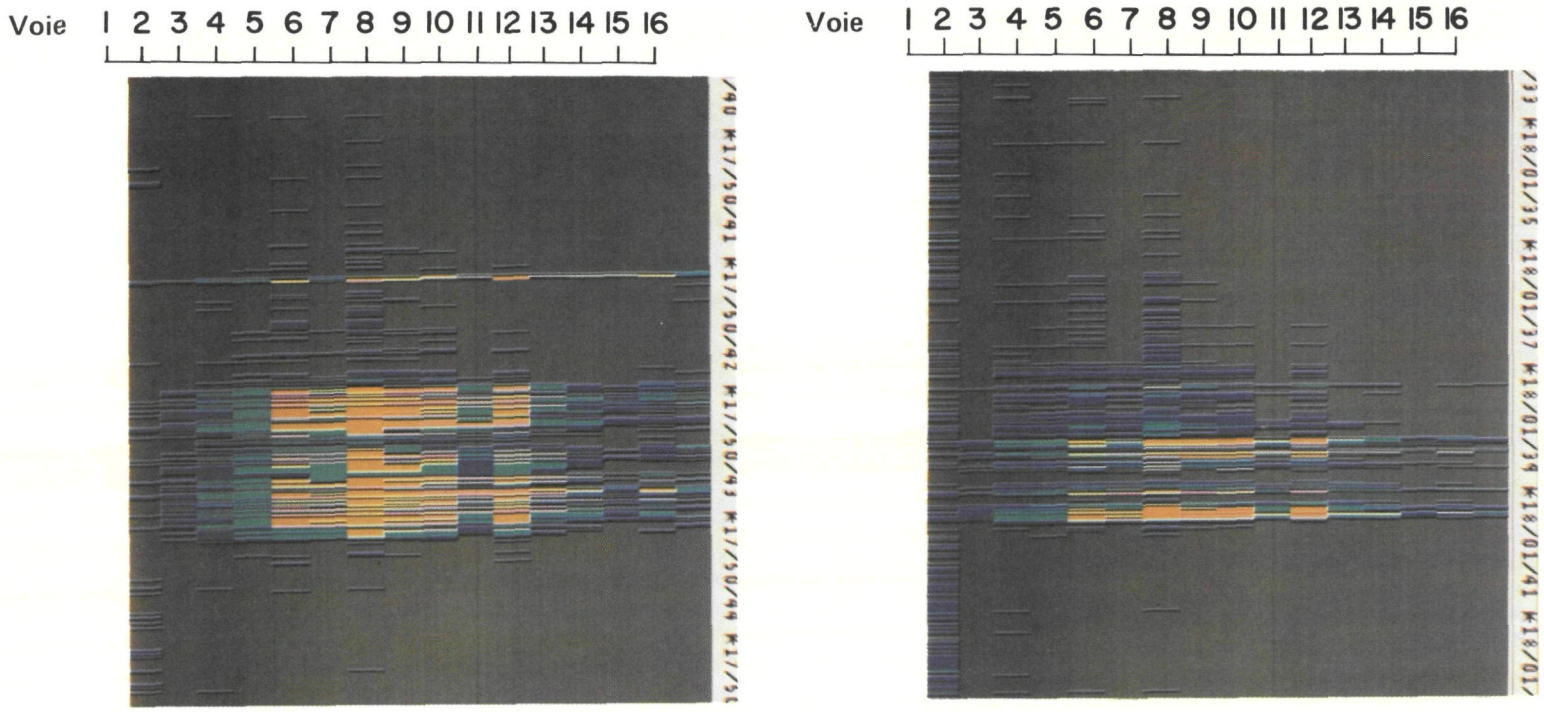


Figure 97 **Corrélation entre les données de la figure 96 et le spectre de fluorescence du brut Murban.**

L'intervalle "A" parallèle au déplacement de l'avion indiqué sur la figure 95 correspond à la distance sur laquelle le retour de fluorescence du pétrole est perceptible sur le diagramme de la figure 96. L'intervalle "B" est la distance sur laquelle les données traitées par la technique de corrélation (figure 97) indiquent la présence de pétrole. À partir de cette comparaison des données du fluorodétecteur et en IR, il est possible d'évaluer le seuil de détection d'épaisseur du pétrole pour le fluorodétecteur. L'épaisseur minimale détectable en IR est d'environ 2 µm. Étant donné que l'intervalle "A" recouvre complètement la zone sombre (2 µm d'épaisseur) sur l'image IR (figure 95), on a conclu que le fluorodétecteur a un seuil de détection d'épaisseur d'une prise de vue à une autre d'environ 2 µm pour ce type particulier de pétrole. Cette valeur est comparable à la limite de détection de 1 µm calculée par Rayner (1979) pour un système de détection par fluorescence à une longueur d'onde d'excitation de 337 nm. L'application de la technique de corrélation améliore le rendement du fluorodétecteur même au-delà de cette limite. Si l'épaisseur de la pellicule de pétrole de la figure 95 est évaluée par interpolation exponentielle entre le bord IR thermique de 2 µm et le bord visible à 50 nm (BMB 3), on trouve que l'intervalle "B" s'étend jusqu'à un point où l'épaisseur du pétrole est évaluée à 0,3 µm. Cette évaluation est considérée comme raisonnable car elle correspond bien à l'amélioration prévue due à la technique de corrélation. Cette technique consiste à intégrer cinq spectres consécutifs du fluorodétecteur avant le calcul du coefficient de corrélation de Pearson pour les seize voies; les deux étapes appliquées ensemble devraient décupler le rapport signal-bruit.

La figure 98 montre les réponses du fluorodétecteur, codées en couleurs pour les passages n^{os} 13 et 17 du 2 novembre. Par rapport aux tracés des seize voies des figures 96 et 91, cette présentation facilite l'interprétation des données.



Passage nº 13, 2 novembre 1978

Passage nº 17, 2 novembre 1978

Intensité de fluorescence bleu→blanc

Figure 98 **Fluorodétecteur à laser, déversement expérimental à l'île Wallops.** Réponse codée en couleurs. Passages nos 13 et 17 du C-GRSA, le 2 novembre 1978.

Essai avec le brut La Rosa (3 novembre 1978). La réponse du fluorodétecteur au déversement de brut La Rosa était beaucoup moins intense que celle pour le Murban du 2 novembre. Cela s'explique par le fait que la fluorescence du brut La Rosa est très inférieure à celle du brut Murban (un dixième seulement) (figure 88). Les données obtenues lors du passage nº 6 apparaissent à la figure 99 et celles du passage nº 23, à la figure 100. La corrélation entre ces données et le spectre de fluorescence du brut La Rosa est présentée respectivement aux figures 101 et 102. La fluorescence de la cible est apparente dans la réponse obtenue lors du passage nº 6 (figure 99), mais elle ne l'est pas pour le passage nº 23 (figure 100); toutefois, l'accentuation de la détectabilité au moyen de la technique de corrélation permet la détection du pétrole dans les deux cas.

Une caractéristique particulièrement intéressante dans les figures 99 et 100 est la déflection négative du signal dans la voie 1 (381 nm) au moment où le pétrole est détecté (à 16 secondes sur la figure 99 et à 20 secondes sur la figure 100). C'est le résultat de la suppression de la diffusion Raman de l'eau par la couche de pétrole superficielle (voir section 4.1.5). Le fait que cette suppression est beaucoup plus apparente pour le brut La Rosa que pour le brut Murban (comparaison des figures 89, 91 et 96 avec les figures 99 et 100) est dû à deux facteurs qui sont tous les deux causés par la diminution du rendement de fluorescence du brut La Rosa. Pour compenser le faible rayonnement de fluorescence du brut La Rosa, le gain du spectromètre du fluorodétecteur est considérablement plus élevé que pour le brut Murban, ce qui a pour effet d'accentuer toute variation de la diffusion Raman de l'eau. Si le gain est réglé comme pour le brut Murban, l'effet Raman peut en fait être masqué par le bruit du système. L'autre facteur est que le brut Murban, qui a un rendement de fluorescence plus élevé, peut émettre suffisamment de rayonnement dans la première bande spectrale pour compenser la perte de diffusion Raman (voir section 4.1.5). Il est évident que pour les types de pétroles plus lourds et moins fluorescents, l'application de la suppression de l'effet Raman de l'eau s'avérera utile pour détecter les nappes de pétrole.

4.5 Conclusions et recommandations

La présente section est divisée en plusieurs sous-sections: les hyperfréquences, le proche ultraviolet, le visible, le proche infrarouge, l'IR thermique et la fluorescence. Chacune d'entre elles comprend des conclusions se rapportant aux aspects physiques de la détection du pétrole, des recommandations relatives aux capteurs, des suggestions concernant les modifications à apporter aux capteurs, ainsi que les travaux de recherche et de développement qui devraient être entrepris. Il y a également un résumé du rendement prévu des ensembles recommandés de détection du pétrole sur l'eau, du pétrole sur la glace et du pétrole dans la banquise lâche et une brève étude de la détection du pétrole par satellite.

4.5.1 Capteurs à hyperfréquences

Deux capteurs actifs à hyperfréquences, le RAS de l'ERIM et le diffusiomètre Ryan du CCT, ont été utilisés au cours du projet. Des conclusions et des recommandations portant uniquement sur les capteurs actifs à hyperfréquences peuvent être tirées des résultats obtenus. Toutefois, quelques commentaires sont faits sur les résultats d'autres études qui traitent de l'utilisation des radiomètres à hyperfréquences pour la détection du pétrole.

4.5.1.1 Pétrole sur l'eau. - Fréquence. Le radar bifréquence RAS a produit une imagerie concordante en bandes X et L. On a conclu que la bande X est supérieure à la bande L pour la détection des nappes de pétrole.

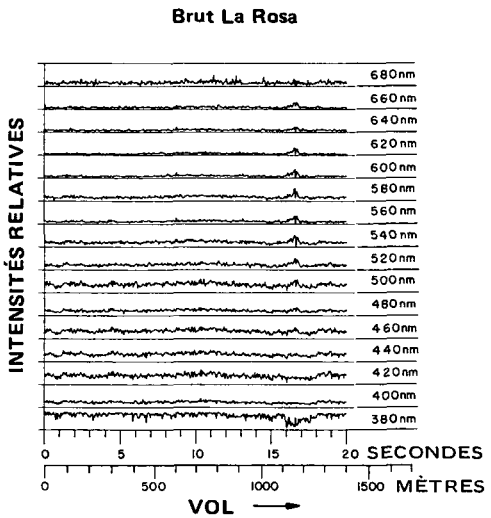


Figure 99 **Fluorodétecteur, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Réponse du brut La Rosa. Passage nº 6 du C-GRSA, le 3 novembre 1978.

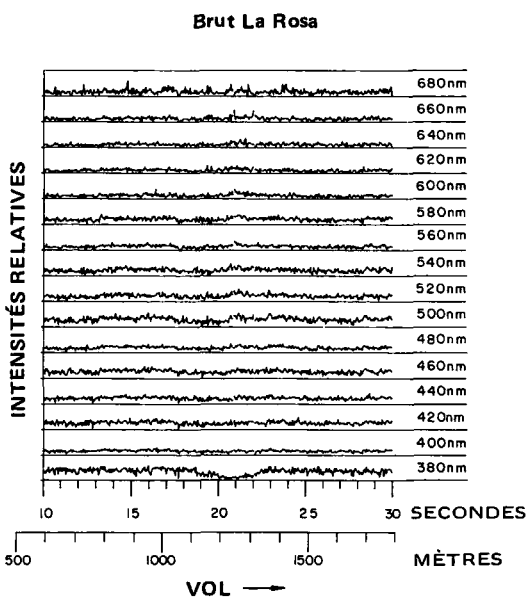


Figure 100 **Fluorodétecteur, déversement expérimental à l'île Wallops.**
Réponse du fluorodétecteur au brut La Rosa. Passage nº 23 du C-GRSA, le 3 novembre 1978.

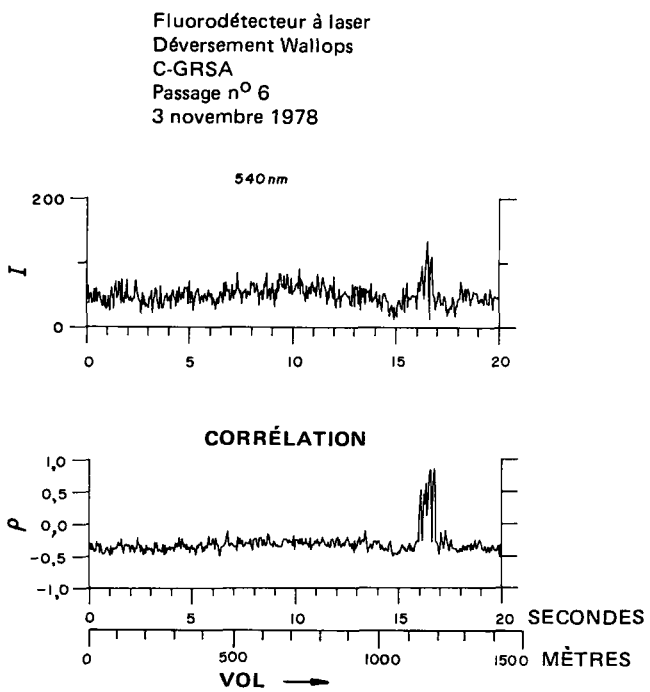


Figure 101 **Corrélation entre les données de la figure 99 et le spectre de fluorescence du brut La Rosa.**

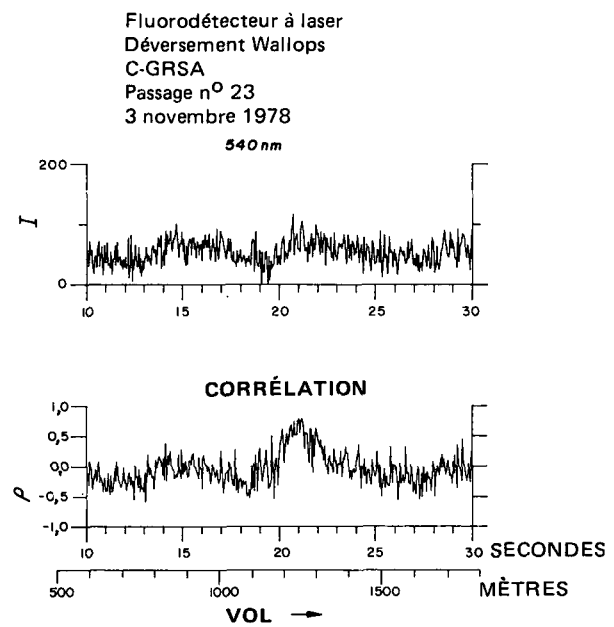


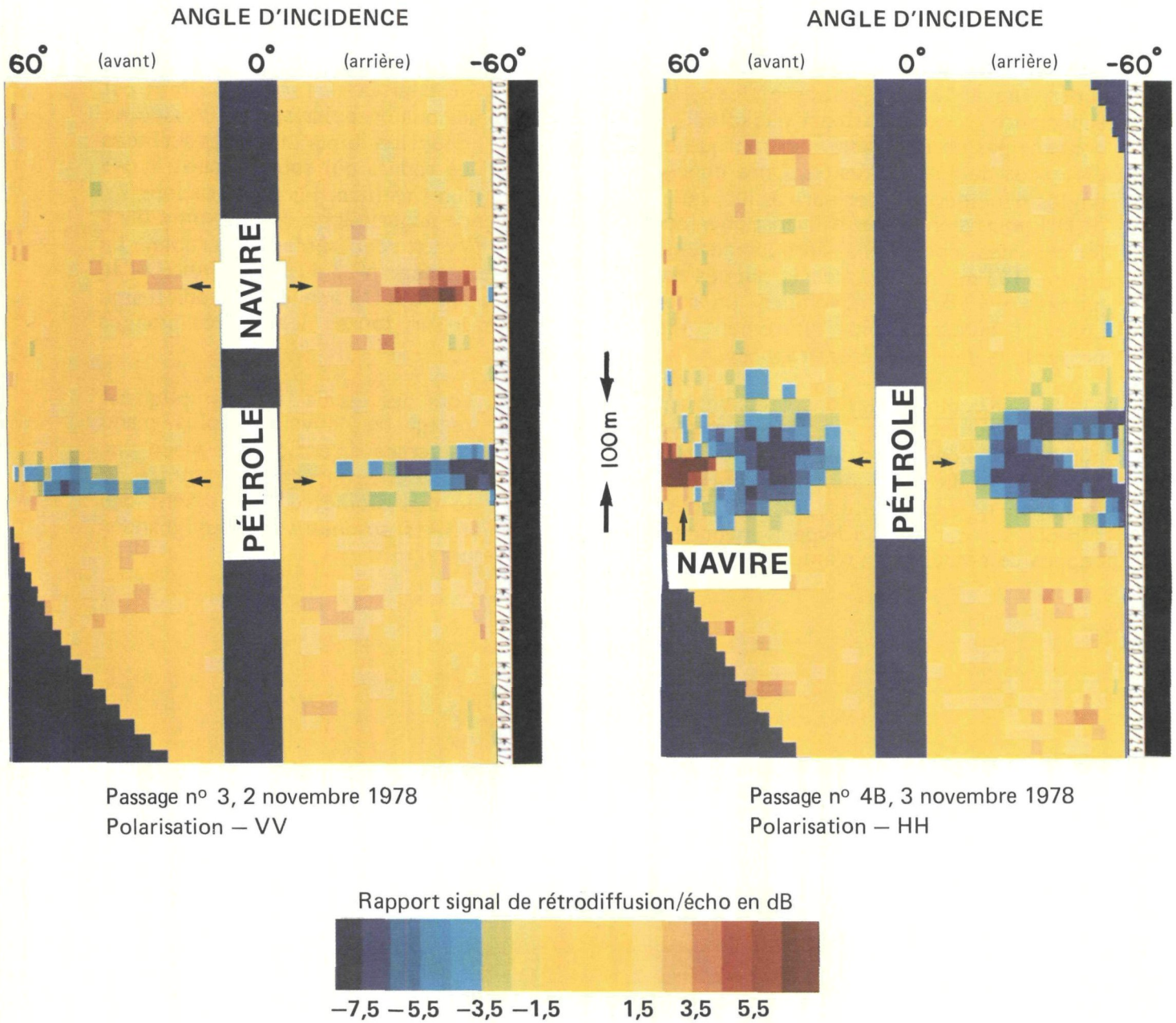
Figure 102 **Corrélation entre les données de la figure 100 et le spectre de fluorescence du brut La Rosa.**

Angle d'incidence. L'analyse des résultats du diffusiomètre a permis de déterminer que tout capteur à hyperfréquences, RAL, RAS ou diffusiomètre, devrait être utilisé de telle sorte que la zone cible se situe à un angle d'incidence entre 30 et 55°, c'est-à-dire avec un angle de dépression se situant entre 35 et 60°.

Polarisation. Les résultats du diffusiomètre indiquent que pour la plage des angles d'incidences couverts (0-60°), les combinaisons de polarisation VV et HH voient des dépressions égales dans la surface efficace de rétrodiffusion radar d'une nappe de pétrole comparée à une surface océanique propre. Toutefois, pour les angles d'incidence supérieurs à 30°, la surface efficace de rétrodiffusion, σ_θ, pour la surface de la mer est supérieure en polarisation VV (Skolnik, 1969). Les combinaisons de polarisation croisée ne donnent pas de contraste plus marqué et entraînent une réduction importante des surfaces efficaces de rétrodiffusion. On a donc conclu que pour les radars qui fonctionnent à des angles d'incidence inférieurs à 30°, comme ceux à bord d'un satellite, les polarisations VV et HH pourraient être utilisées; pour des angles d'incidence supérieurs à 30°, comme dans le cas des opérations aéroportées, la polarisation VV est peut-être préférable. La figure 103 montre des densigrammes en couleurs pour le passage n° 3 du 2 novembre et le passage n° 4B du 3 novembre. La suppression de la surface efficace de rétrodiffusion apparaît beaucoup plus clairement sur ces images que sur toutes les autres images présentées dans le présent rapport.

Recommandations relatives aux essais futurs. Lors des essais futurs impliquant des déversements de pétrole en eau libre, il faudrait tenter de couvrir un plus grand nombre de conditions vent/état de la mer, notamment diverses directions de visée par rapport à la direction du vent. Pour l'essai signalé dans le présent rapport, le diamètre de la nappe ne représentait que quelques empreintes sur le diffusiomètre au moment des survols; les capteurs à hyperfréquences devraient être utilisés au-dessus de plus grandes nappes de pétrole afin d'améliorer les statistiques de mesures.

Diffusiomètre à hyperfréquences
Densigrammes à couleurs rehaussées
Déversement Wallops



Passage nº 3, 2 novembre 1978
Polarisation – VV

Passage nº 4B, 3 novembre 1978
Polarisation – HH

Figure 103 **Diffusiométrie, déversement Wallops.**
Densigramme à couleurs rehaussées indiquant la suppression de rétrodiffusion par le diffusiomètre à hyperfréquences pour divers angles d'incidence, en polarisation VV et HH. C-GRSC, passage nº 3 du 2 novembre 1978 et passage nº 4B du 3 novembre 1978.

4.5.1.2 Pétrole sur la glace. - Aucun essai de détection radar du pétrole sur la glace ou du pétrole dans la banquise lâche n'a été effectué, mais on doute que le RAS ou le RAL soient très utiles. D'abord, le pétrole sur la glace ne présenterait presque pas de contraste, le pétrole étant relativement transparent comparé à la glace de mer. Ensuite, la rétrodiffusion par l'eau est tellement plus faible que la rétrodiffusion par la glace que la réduction de la rétrodiffusion provoquée par une nappe serait compensée même par de petits morceaux de glace que la résolution de l'appareil ne permet pas de détecter. De plus, les données RAS recueillies dans l'Arctique indiquent qu'il y a un grand nombre de nappes naturelles dans les régions envahies par les glaces et qu'elles pourraient être confondues avec des nappes de pétrole.

4.5.1.3 Capteurs recommandés. - Deux capteurs actifs à hyperfréquences, soit le RAS de l'ERIM et le diffusiomètre RYAN du CCT, ont été utilisés au cours du projet. Le diffusiomètre est uniquement un instrument de recherche qui a servi à fournir des surfaces efficaces de rétrodiffusion étalonnées en fonction de l'angle de visée. Le RAS, qui permet d'obtenir une imagerie radar à résolution élevée pour diverses combinaisons de polarisation, est un instrument beaucoup plus souple et complexe que ne le nécessite un ensemble de détection de pétrole. Par conséquent, un RAL plus simple fonctionnant en polarisation VV et donnant une imagerie en temps réel est recommandé pour l'ensemble aéroporté de détection d'hydrocarbures. Même si le RAL ne peut pas faire la distinction entre des nappes d'origines différentes et qu'il ne semble pas très utile pour la détection du pétrole dans l'Arctique, sa capacité de fonctionnement quasi indépendante des conditions météorologiques et la grande largeur des couloirs couverts assurant une couverture rapide de la zone de recherche en font un capteur important pour la détection des nappes de pétrole.

Les radiomètres à hyperfréquences n'ont pas été mis à l'essai par l'équipe de télédétection AMOP. Toutefois, des rapports (Hollinger 1974; Troy et Hollinger, 1977) sur le radiomètre-imageur bi-canaux à hyperfréquences, du US NRL, indiquent qu'il peut servir à mesurer des épaisseurs de pétrole jusqu'à 50 µm, à condition de connaître certains paramètres comme la salinité et la température de l'eau de mer ainsi que les propriétés diélectriques du pétrole.

S'il est établi qu'il faut absolument connaître le volume de pétrole déversé, on recommande alors, en remplacement du radiomètre-imageur à hyperfréquences, d'entreprendre une étude pour analyser la possibilité d'inclure un radiomètre de profilage bi-canaux à hyperfréquences au balayeur linéaire à double voie. L'épaisseur "absolue" mesurée par le radiomètre à hyperfréquences pourrait servir à étalonner la mesure d'épaisseur relative obtenue en IR thermique.

On estime que le radiomètre à hyperfréquences ne sera pas satisfaisant pour détecter le pétrole sur la glace et dans les eaux envahies par les glaces même s'il n'a pas subi tous les essais; les propriétés diélectriques similaires (dans cette plage de fréquences) de la neige, de certains types de glace, de certains mélanges d'eau et de glace et du pétrole sont les raisons pour lesquelles nous en sommes venus à cette conclusion.

4.5.2 Proche ultraviolet, visible, proche infrarouge

4.5.2.1 Dépendance spectrale. - La présence de pellicules de pétrole à la surface de l'eau fait augmenter la réflectance de surface; la différence entre la réflectance de l'eau propre et celle d'une pellicule de pétrole sur l'eau augmente en fonction d'une diminution de la longueur d'onde de rayonnement de 1100 à 300 nm. Les pellicules de pétrole optiquement épaisses absorbent la composante qui est généralement réfléchie par la masse d'eau. Des mesures de coefficient d'extinction signalées dans la documentation (Horvath et coll., 1970; Rayner, 1979) indiquent que le pétrole a un pouvoir d'absorption

croissant en fonction d'une diminution de la longueur d'onde du proche IR à l'UV. Toutefois, l'effet absorbant des pellicules de pétrole optiquement épaisses sur la radiance totale détectée produite par la mer est très évident dans la plage spectrale de 450 à 500 nm et ne l'est pas en UV, vu que la proportion de radiance totale qui est réfléchie par la masse d'eau est plus élevée dans la plage de 450 à 550 nm. Lorsque le pétrole est émulsifié, il ajoute sa propre composante réfléchie ou diffusée par la masse d'eau. Ce dernier effet l'emporte sur les autres composantes dans le proche IR et diminue en fonction d'un déplacement de la longueur d'onde vers l'UV.

Il en résulte que les contrastes les plus marqués et les plus soutenus pour des couches minces ou épaisses de pétrole émulsifié ou non émulsifié sont obtenus dans la bande UV. D'autres mesures à environ 525 nm et 725 nm permettent d'obtenir des informations relatives à l'épaisseur du pétrole et à l'état d'émulsification. Le pétrole épais non émulsifié donne un contraste négatif à 525 nm; le pétrole épais émulsifié donne un contraste fort à 725 nm.

Le pétrole sur la glace mélangé à la glace superficielle devient visible surtout en raison de ses propriétés d'absorption lumineuse. Étant donné que le pétrole a un pouvoir absorbant beaucoup plus fort en UV que dans le domaine du visible, cette plage spectrale permet d'obtenir le meilleur contraste pétrole-glace. Cette conclusion est confirmée par l'imagerie UV du balayeur linéaire obtenue lors du déversement du KURDISTAN. Toutefois, l'eau aussi apparaît sombre dans la bande UV, ce qui entraîne quelques ambiguïtés que l'on résoudra en comparant les imageries UV et IR thermique.

4.5.2.2 Polarisation. - L'utilisation d'un polariseur aligné horizontalement et l'observation à l'angle de Brewster double le rapport entre la composante réfléchie par la surface et la composante réfléchie par la masse d'eau. Une mesure dans le proche UV, qui donne déjà un excellent contraste, sera améliorée tout en étant désensibilisée contre l'effet de dégradation du contraste des couches épaisses de pétrole. Cela est également prouvé par l'imagerie TVUS où les couches épaisses de pétrole n'ont que des contrastes pétrole-eau légèrement réduits.

4.5.2.3 Capteurs recommandés. - Les capteurs suivants qui fonctionnent dans le proche UV et le visible devraient être inclus dans l'ensemble de détection du pétrole: une TVUS avec filtre et polariseur comme celle du présent projet, une chambre de prise de vue orientée au nadir avec des films en couleurs naturelles, une chambre de prise de vue en UV orientée vers l'avant et un balayeur linéaire à double voie avec un détecteur en proche UV.

Télévision ultrasensible. La TVUS (RCA TC1030H) munie d'un filtre spectral (Corning 7-51 ou l'équivalent) et d'un polariseur (Polaroïd HNP'B) est extrêmement sensible et donne un contraste pétrole-eau excellent. De plus, avec l'addition d'un système de support à cardan, elle constitue un puissant système de levé à large balayage. Ce système peut différencier les nappes de pétrole des pseudo-nappes d'autre origine, comme les sillages de navire, les ondes internes, l'eau douce sur l'eau de mer, etc., mais il peut difficilement différencier le pétrole de l'écume, des morceaux de glace, etc. Même si le système n'a pas été mis à l'essai pour du pétrole dans la banquise lâche, on estime qu'il pourra donner un bon contraste dans les endroits où le pétrole apparaît foncé sur fond brillant, mais que le contraste entre pétrole et voies d'eau dans la glace sera faible.

En raison de sa grande sensibilité, la TVUS peut détecter le pétrole au crépuscule. Toutefois, la présence d'une seule source lumineuse dans le champ de visée, comme la lumière d'un navire ou l'éclairage dans un port, entraîne une réduction de la sensibilité de la caméra. Pour parer à ces inconvénients on recommande de munir la TVUS d'un dispositif de contrôle d'ouverture à iris automatique.

Chambre de prise de vue. La photographie ne peut pas donner de résultats en temps réel. Toutefois, elle peut être très utile comme document d'information et de soutien d'un déversement de pétrole. On recommande la photographie en couleurs naturelles prise au nadir car elle donne un contraste moyennement bon avec certaines informations spectrales et peut être facilement interprétée par un amateur. On recommande une chambre photographique à résolution élevée comme la RC-10 Wild Heerbrugg de 23 cm car elle permet la détection à haute altitude de petites cibles comme de petites zones de pollution par le pétrole le long d'une plage. On recommande la photographie en UV orientée vers l'avant car elle donne un contraste plus élevé que la photographie en couleur tant pour le pétrole sur l'eau que pour le pétrole dans la glace. Même si l'appareil 70 mm a permis d'obtenir une résolution adéquate, les chambres photographiques Vinten utilisées au cours de ce projet ne sont pas recommandées à des températures ambiantes inférieures de 15 °C.

Balayeur linéaire à double voie. Le BLDV en UV et en IR thermique fournit des données dans un format qui permet le traitement et la superposition précise en temps réel des images provenant des deux voies. La voie UV, à des altitudes relativement basses, donne un excellent contraste pour les zones très minces d'une nappe de pétrole sur l'eau, ce qui permet de délimiter l'étendue de la nappe. Cette voie donne également un très bon contraste pour le pétrole sur la glace. Utilisée seule, elle peut toutefois difficilement différencier le pétrole dans la banquise lâche. Le contraste dans la bande UV sera atténué suite à un accroissement de la radiance de parcours à des altitudes élevées. À ces altitudes, il serait possible d'améliorer le contraste total en décalant la plage détectée de la plage actuelle de 300 à 370 nm à celle de 370 à 420 nm ou de 420 à 450 nm où, même si le contraste pétrole-eau est moins bon, la radiance de parcours dans l'atmosphère est également inférieure. Cette question devrait être approfondie. On peut donc conclure qu'il devrait être possible de choisir les filtres pendant le vol selon l'altitude et les conditions atmosphériques.

4.5.3 IR thermique

4.5.3.1 Pétrole sur l'eau. - L'imagerie IR thermique couplée à l'imagerie visible coïncidante, permet de conclure que des pellicules de pétrole aussi minces que 2 µm entraînent une réduction d'émittance facilement détectable, celle-ci traduisant une réduction de la température apparente. Cela ne peut être raisonnablement expliqué que par l'application d'une théorie cohérente d'émittance par des pellicules minces qui tient compte de l'interférence de la pellicule lorsqu'elle influe sur le rayonnement IR émis. Des réductions d'émittance de surface de 0,988 à 0,934 - 0,959 ont été mesurées pour l'eau. Ces valeurs sont conformes aux émissivités pour les nappes épaisses de pétrole dans la plage de 0,964 à 0,971.

Le réchauffement solaire des nappes de pétrole optiquement épaisses produit des zones de pétrole chaudes facilement détectables. Une augmentation de la température apparente aussi élevée que 4,3 K, correspondant à un accroissement de 5,5 K de la température réelle, a été observée pour une hauteur du soleil de 33°.

Les pellicules minces (< 1 µm) produisent un très léger réchauffement de la surface en raison de la vaporisation ou d'une conduction thermique réduite entre une couche d'air chaud et l'eau plus froide.

4.5.3.2 Pétrole sur la glace. - Des mesures publiées dans la documentation (Poulin, 1972) indiquent que l'émissivité de la glace est aussi élevée que celle de l'eau dans la plage spectrale de 8,5 à 10,5 µm. Pour qu'une couche suffisante de pétrole soit optiquement

épaisse à ces longueurs d'onde elle devrait, vu l'émissivité plus faible du pétrole, apparaître plus froide que la glace en l'absence de réchauffement solaire. C'est à cela qu'on devrait s'attendre lorsque le ciel est très nuageux ou pendant la nuit.

L'imagerie IR du pétrole sur la glace obtenue au cours du projet a été prise à des hauteurs du soleil de $\geqslant 30°$. Le réchauffement solaire était mis en évidence par le fait que les températures apparentes du pétrole étaient plus élevées que celles de la glace environnante. Dans de telles conditions, on peut obtenir un meilleur rapport signal-bruit et un meilleur contraste sur toute la plage de 8,5 à 12,5 µm.

4.5.3.3 Capteur recommandé. - Le détecteur en Hg Cd Te monté dans le balayeur linéaire à double voie 1230 Daedalus a donné de bons résultats et devrait être inclus dans l'ensemble de détection. La plage spectrale de 8,5 à 12,5 µm devrait être utilisée pour le pétrole sur l'eau et le pétrole sur la glace lorsque la hauteur du soleil est supérieure à 20° et la plage de 8,5 à 10,5 µm pour le pétrole sur la glace lorsque la hauteur du soleil est inférieure à 10°.

Les plages spectrales UV et IR thermique du BLDV donnent individuellement un grand nombre d'informations; comme il combine les deux plages avec l'imagerie superposée avec précision, la corrélation croisée des données peut être effectuée en temps réel par un ordinateur aéroporté. C'est sous cette forme que le rendement du BLDV pendant le jour est évalué aux tableaux 4, 5 et 6.

Il est à noter que la signature du pétrole sur la glace dans l'imagerie du BLDV pourrait être identique à celle de toute autre substance ayant une haute émissivité thermique et une grande capacité d'absorption dans les domaines visible/UV; par conséquent, ce qui pourrait être en fait un îlot de terre parmi la glace pourrait être pris pour une nappe de pétrole, selon le type de sol qui compose l'îlot.

4.5.4 Fluorescence

La mesure d'émission de fluorescence est la seule technique de télédétection opérationnelle connue permettant d'identifier du pétrole avec certitude. Elle est donc extrêmement utile surtout en milieu arctique et dans la banquise lâche où aucune autre méthode ne permet de discerner le moindrement le pétrole des autres anomalies.

Une méthode active, faisant appel à un laser pour provoquer la fluorescence, est préférable à une méthode passive qui dépend de l'éclairement solaire. La technique active peut être appliquée la nuit et en milieu arctique et des études en laboratoire ont indiqué qu'une mesure du temps de déclin de la fluorescence couplée à une analyse spectrale peut permettre d'identifier un type de pétrole particulier (Rayner et Szabo, 1976).

4.5.4.1 Capteur recommandé: fluorodétecteur Mk III du CCT. - Le fluorodétecteur Mk III du CCT mesure actuellement la réponse de fluorescence spectrale et non la réponse temporelle du pétrole. Le traitement des données spectrales par les techniques de corrélation permet toutefois l'identification certaine du pétrole et même de différencier les types de pétrole. Des couches de pétrole aussi minces que 0,5 µm peuvent être détectées de cette manière. Le fluorodétecteur du CCT, seul instrument opérationnel connu de ce type, est un capteur par profilage, mais il peut être couplé à un balayeur linéaire UV-IR pour identifier des caractéristiques visibles sur l'imagerie, ce qui renforce son utilité.

4.5.5 Détection par satellite des déversements de pétrole

Dans une étude approfondie récemment terminée, les possibilités offertes par la technologie spatiale pour la surveillance de la pollution océanique a été évaluée (Alvarado

TABLEAU 4 RENDEMENT DES CAPTEURS: PÉTROLE SUR L'EAU

Capteur	Contraste/ détectabilité	Spécificité	Épaisseur minimum (nm)	Mesure de l'épaisseur	Conditions météorologiques	Conditions d'éclairement[d]	Largeur du champ[b]
RAL	bon	néant	< 100[a]	néant	toutes[e]	toutes[g]	20 km par côté[a]
BL voies UV-IR	excellent	bonne	50[a]	relativement bonne	ciel clair	soleil > 10°	1,6 x altitude
BL voie IR[c]	excellent	passable	2000	faible	ciel clair	toutes	1,6 x altitude
TVUS (avec filtre)	excellent	passable	50[a]	néant	ciel clair	soleil > - 7,5°	1,7 x altitude
Photographie 23 cm - couleur	très bon	bonne	50[a]	passable	ciel clair	soleil > 20°	2,6 x altitude
70 mm - UV	excellent	passable	50[a]	néant	ciel clair	soleil > 20°	1,0 x altitude
Fluorodétecteur	excellent	excellente	500	relativement bonne	ciel clair	toutes	profil seulement

a n'a pas été mesurée pendant le projet - tirée de références.

b dépend du fabricant - les valeurs indiquées sont celles des capteurs utilisés pendant le projet.

c pour des angles solaires < 10°, la voie IR du BL peut être utilisée séparément.

d les limites de la hauteur du soleil peuvent être augmentées par temps couvert.

e de très fortes précipitations (pluie ou neige) peuvent nuire au rendement du RAL à des longueurs d'onde plus courtes ou égales à celles de la bande X.

TABLEAU 5 RENDEMENT DES CAPTEURS: PÉTROLE SUR LA GLACE

Capteur	Contraste/ détectabilité	Spécificité	Épaisseur minimum (nm)	Mesure de l'épaisseur	Conditions météorologiques	Conditions d'éclairement	Largeur du champs
RAL	néant[d]	très bonne[d]			toutes[f]	toutes	20 km[a]
BL voies IR-UV	très bon	passable	couche optiquement épaisse[d]	passable[d]	ciel dégagé	soleil > 10°	1,6 x altitude
BL voie IR	faible[d]	très mauvaise[d]	200,000[d]	faible[d]	ciel dégagé	toutes	1,6 x altitude
TVUS	très bon[d]	faible[d]	couche optiquement épaisse[d]	faible[d]	ciel dégagé	soleil > - 7,5°	1,7 x altitude
Photographie 23 cm - couleur	bon[d]	passable[d]	couche optiquement épaisse[d]	faible[d]	ciel dégagé	soleil > 20°	2,6 x altitude
70 mm - UV	très bon[d]	faible	couche optiquement épaisse[d]	faible[d]	ciel dégagé	soleil > 20°	1,0 x altitude
Fluorodétecteur	excellent[d]	excellent[d]	500[d]	passable (relatif)	ciel dégagé	toutes	profil seulement

a n'a pas été mesuré pendant le projet - provient de références.

b dépend du fabricant - les valeurs indiquées sont celles des capteurs utilisés pendant le projet.

c pour des angles solaires < 10°, la voie IR du BL peut être utilisée séparément.

d aucune vérification au cours de ce projet - évaluation.

e les limites de la hauteur du soleil seront accrues par temps couvert et réduites si la réflectivité de la glace est plus élevée.

f de très fortes précipitations (pluie ou neige) peuvent nuire au rendement du RAL à des longueurs d'onde plus courtes ou égales à celles de la bande X.

TABLEAU 6 RENDEMENT DES CAPTEURS: PÉTROLE DANS LA BANQUISE LÂCHE

Capteur	Contraste/ détectabilité	Spécificité	Épaisseur minimale (nm)[d]	Mesure de l'épaisseur[d]	Conditions météorologiques	Conditions d'éclairement[e]	Largeur du champ[b]
RAL	néant	néant			toutes	toutes	20 km[a]
BL voies UV-IR	passable	faible			ciel dégagé	soleil > 10°	1,6 x altitude
BL voie IR	faible	très faible			ciel dégagé	toutes	1,6 x altitude
TVUS	faible	néant			ciel dégagé	soleil > - 7,5°	1,7 x altitude
Photographie							
23 cm - couleur	passable	faible			ciel dégagé	soleil > 20°	2,6 x altitude
70 mm - UV	passable	faible			ciel dégagé	soleil > 20°	1,0 x altitude
Fluorodétecteur	excellent	excellente			ciel dégagé	toutes	profil seulement

a n'a pas été mesurée pendant le projet - provient de références.

b dépend du fabricant - les valeurs indiquées sont celles des capteurs utilisés pendant le projet.

c pour des angles solaires < 10°, la voir IR du SLIR-UV peut être utilisée séparément.

d aucune vérification au cours de ce projet - évaluation.

e les limites de hauteur du soleil seront accrues par temps couvert.

f voir tableau 7 pour le pétrole sur l'eau, tableau 8 pour le pétrole dans la banquise lâche.

g de très fortes précipitations (pluie ou neige) peuvent nuire au rendement du RAL à des longueurs d'onde plus courtes ou égales à celles de la bande X.

et coll., 1979). L'étude porte sur les exigences d'un système de surveillance de pollution des océans et le potentiel de la technologie actuelle et future pour y répondre. On a reconnu que de plus amples recherches devraient être effectuées sur les bases du mécanisme de détection de la pollution et que des progrès certains devraient être faits avant qu'un système satelliporté ne devienne opérationnel. Néanmoins, aucune difficulté scientifique ou technique n'est prévisible. Afin qu'un système satelliporté de surveillance des océans soit vraiment opérationnel pour la détection de la pollution par les hydrocarbures, toutes les données devraient être disponibles en temps quasi réel. Des algorithmes automatisés pour la détection des anomalies n'existent pas encore et, compte tenu de la grande superficie d'eaux côtières qui devrait être analysée, le système de réduction et d'interprétation des données est considéré comme l'un des principaux domaines auxquels il faudra s'attaquer. Il semble également que dans la plupart des situations opérationnelles, les anomalies détectées par des capteurs satelliportés doivent être étudiées de plus près au moyen d'aéronefs et de navires. La télédétection à l'appui des mesures d'intervention serait effectuée à bord d'un aéronef spécialement équipé pour obtenir des données de résolution spatiale élevée dans un laps de temps acceptable.

Les deux sections suivantes résument l'expérience acquise jusqu'à maintenant en matière de détection des nappes de pétrole par des capteurs satelliportés.

4.5.5.1 Capteurs optiques. - Grâce à l'utilisation de techniques spéciales de rehaussement, des nappes de pétrole ont été détectées dans l'imagerie Landsat sous forme de zones de luminance réduite dans le diagramme de scintillement solaire (Deutsch et coll., 1977). Il est essentiel que les angles soleil-nappe-satellite soient tels que la nappe se situe dans le diagramme de scintillement. La dimension de la nappe dépend de la vitesse du vent à la surface. Dans les cas où cette technique a donné de bons résultats, la hauteur du soleil était supérieure à 39°.

Il y a un cas où un déversement de pétrole a été détecté par satellite grâce à la réflectance accrue du pétrole. L'explosion du puits de pétrole IXTOC 1 dans le golfe du Mexique a entraîné la formation d'une très grande nappe dans laquelle le pétrole était émulsifié et avait, par conséquent, une réflectance élevée. Le déversement a été détecté par le radiomètre à balayage rotatif dans les domaines visible-infrarouge à bord du GOES le 6 juin 1979, par le radiomètre à très haute résolution (RTHR) (AVHRR) à bord du TIROS-N le 6 juin 1979 et par le BMB à bord du LANDSAT le 20 juillet 1979. Toutefois, même dans ces cas, le pétrole n'était visible qu'à certains angles avec le soleil sans doute en raison de la sensibilité limitée des capteurs.

En supposant que des satellites transportant des capteurs plus sensibles (comme le Coastal Zone Color Scanner (CZCS)) seront lancés dans l'avenir, la couverture nuageuse qui obscurcit fréquemment les régions côtières et arctiques canadiennes continuera de limiter l'efficacité de la surveillance optique à partir d'une plate-forme spatiale. Un capteur aéroporté, par contre, peut être utilisé sous la couche nuageuse même si le plafond est aussi bas que 300 mètres. La surveillance de la pollution par les hydrocarbures exige que l'imagerie soit traitée et analysée en temps réel. Même si les capteurs optiques à bord des satellites civils et les systèmes terrestres connexes ne peuvent traiter des volumes importants de données à une vitesse acceptable, un système spatial spécialement conçu pour fournir des informations de surveillance sur une base opérationnelle pourrait répondre à ces exigences.

4.5.5.2 Capteurs à hyperfréquences. - La réponse au problème de la couverture nuageuse est l'utilisation de capteurs à hyperfréquences comme le RAS en bande L à bord du SEASAT. Les données obtenues par ce satellite, avant qu'il ne tombe en panne prématurément, indiquent que sa sensibilité était suffisante pour détecter des nappes à la

surface de l'eau. Toutefois, l'imagerie du RAS ne permet pas de discerner l'origine de la nappe. L'imagerie du SEASAT a montré de nombreuses nappes importantes sur les océans; il est probable qu'un grand nombre d'entre elles étaient dues à des causes naturelles. En l'absence de données corroborantes provenant d'autres sources, l'imagerie n'aurait que peu de valeur dans un programme de surveillance en raison du taux incroyablement élevé de fausses alertes. Une fois de plus, le RAS satelliporté aurait les mêmes difficultés que le RAL aéroporté et serait très peu utile pour détecter le pétrole dans les eaux de l'Arctique.

RÉFÉRENCES

Airborne Operation, Information Bulletin; 3rd ed., Airborne Operations Section, Canada Centre for Remote Sensing, Ottawa, Ont., juillet 1977.

Alvarado, U.R. et coll., "Assessment of the Use of Space Technology in the Monitoring of Oil Spills and Ocean Pollution", préparé par la Division spatiale de General Electric pour le NASA Langley Research Centre, Contract No. NAS-1-15657, décembre 1979.

Axelsson, S., "Remote Sensing of Oil Slicks: Results from a Field Experiment in the Baltic Sea", Sept. 1974; SAAB-SCANIA AB, RL-0-3 R27, Linkoping, Suède, mai 1975.

Backlund, L., Airborne Oil Spill Surveillance Systems in Sweden, Swedish Space Corp., Stockholm, mars 1979.

Buettner, K.J.K. et C.D. Kern, "The Determination of Infrared Emissivities of Terrestrial Surfaces", J. of Geophysical Research, 70, p. 1329-1337, 1965.

Cox, C. et W. Munk, "Measurement of the Roughness of the Sea Surface from Photographs of the Sun's Glitter", Journal of Optical Soc. of America, 44, p. 838-850, 1954.

Croswell, W.A., NASA Langley Research Centre, communication personnelle, 1979.

Deutsch, M., A.E. Strong et J.E. Estes, "Use of Landsat Data for the Detection of Marine Oil Slicks", Actes de la 9th Offshore Technology Conf., Houston, Texas, 2-5 mai 1977.

de Villiers, J.N., "Airborne Detection and Mapping of Oil Spills, Grand Bahamas, Feb. 1973", CCRS Data Report 73-7, Canada Centre for Remote Sensing, Ottawa, septembre 1973.

Edgerton, A.T. et D.T. Trexler, "Oceanographic Applications of Remote Sensing with Passive Microwave Techniques", Actes du 6th Symp. on Remote Sensing of Environment, 2, p. 767, octobre 1969.

Edgerton, A.T. et P. Hinds, "Microwave Radiometric Observations of Controlled Oil Spills, Southern California Oil Pollution Experiment: Remote Sensing", U.S. Coast Guard Hdqts., Office of Research and Development, Washington, D.C., juillet 1971a.

Edgerton, A.T., D. Meeks et D. Williams, "Microwave Emission Characteristics of Oil Slicks; a Collection of Technical Papers-Land and Water", Aerojet-General Corp., El Monte, Ca., novembre 1971b.

Edgerton, A.T. et G. Poe, "Microwave Emission Characteristics of Sea Ice; Earth Resources Program Review, 4", NOAA Programs and U.S. Naval Research Lab. Programs, L.B. Johnson Space Center (NASA), Houston, Texas, janvier 1972.

Edgerton, A.T., J.J. Bommarito, R.S. Schwantje et D.C. Meek, "Development of a Prototype Oil Surveillance System, Final Report", U.S. Coast Guard, Department of Transportation, Washington, D.C., Report No. CG-D-90-75, mai 1975.

Fingas, M.F., W.S. Duval et G.B. Stevenson, "The Basics of Oil Spill Cleanup", Service de la protection de l'environnement, Ottawa, 1979.

Gray, A.L., R.K. Hawkins, C.E. Livingstone, R. Lowry, R. Larson et R. Rawson, "The Influence of Incidence Angle on Microwave Radar Returns on "Targets" in an Ocean Background," Actes du 13th Symp. on Remote Sensing of Environment, Ann Arbor, Mich., avril 1979.

Henderson, S.T., Daylight and its Spectrum, Elsevier Scientific Pub. Co., N.Y., 1970.

Hoge, F.E. et R.N. Swift, "Oil Film Thickness Measurement Using Airborne Laser-Induced Water Raman Backscatter", Applied Optics, 19, p. 3269-3281, 1980.

Hoge, Frank, NASA Wallops, communication personnelle, 1979.

Hollinger, J.P., "The Determination of Oil Slick Thickness by Means of Multifrequency Passive Microwave Techniques", NRL Memorandum Report 2953, U.S. Navy, Naval Research Lab., Washington, D.C., juin 1974.

Horstein, B., "The Appearance and Visibility of Thin Oil Films on Water", U.S. Environmental Protection Agency, Cincinnati, Ohio, EPA R2-72-039, août 1972.

Horvath, R., W.L. Morgan et R. Spellicy, "Measurements Program for Oil-Slick Characteristics", Report No. 2766-7-F, Environmental Research Inst. of Michigan, Ann Arbor, Mich., février 1970.

Horvath, R., W.L. Morgan et S.R. Stewart, "Optical Remote Sensing of Oil Slicks: Signature Analysis and Systems Evaluation", Willow Run Lab., Ann Arbor, Mich., octobre 1971.

Johnson, J.C. JBF Scientific, communication personnelle, 1979.

Kirby, M.E. et R.T. Lowry, "Iceberg Detectability Problems Using SAR and SLAR Systems", American Water Resources Assoc. Satellite Hydrology Symp., Sioux Falls, S. Dakota, juin 1979.

Krishen, K., "Correlation of Radar Back Scattering Cross Sections with Ocean Wave Height and Wind Velocity", Journal of Geophysical Research, 76, p. 6528-6539, 1971.

Lapp, P.A., "An Investigation of Systems for the Surveillance and Monitoring of Oil Spills at Beaufort Sea", Canada Centre for Remote Sensing, Ottawa (Ont.), 1975.

Levy, E.M., "Scott Inlet Slick: an Arctic Oil Seep?", Bulletin de la lutte contre les déversements, novembre-décembre 1977.

Lowry, R.T., D.R. Inkster et M.E. Kirby, "Ice and Iceberg Studies Using State of the Art Remote Sensing", 5th POAC Conference, Trondheim, Norvège, 14-18 août 1979.

Macdonald, Dettwiler and Associates Ltd., "Fluorosensor Data Formatter Model FDF-80 for BRL Laser Fluorosensor", Macdonald, Dettwiler and Associates Ltd., Vancouver, B.C., p. 4-1, mai 1976.

MacLean, B. et R.K.H. Falconer, "Geological/Geophysical Studies in Baffin Bay and Scott Inlet-Buchan Gulf and Cape Dyer-Cumberland Sound Areas of the Baffin Island Shelf", Current Research, Part B, Geological Survey of Canada, Paper 79-1B, p. 231-244, 1979.

McMahon, H.O., "Thermal Radiation from Partially Transparent Reflecting Bodies", Journal of the Optical Society of America, 40, p. 376-380, 1950.

Millard, J.P. et J.C. Arvesen, "Effects of Skylight Polarization, Cloudiness and View Angle on the Detection of Oil on Water; A Collection of Technical Papers", Paper No. 71-1075, Joint Conf. on Sensing of Environmental Pollutants, Palo Alto, CA., novembre 1971.

Munday, J.C. et coll., "Oil Slick Studies Using Photographic and Multispectral Scanner Data", Actes du 7th Symp. on Remote Sensing of Environment, 2, p. 1027, mai 1971.

Neville, R.A. et J.F. Gower, "Passive Remote Sensing of Phytoplankton via Chlorophyll 'a' Fluorescence", Journal of Geophysical Research, 82, p. 3487, 1977.

O'Neil, R. "La télédétection appliquée aux pollutions marines". Étude pilote publiée dans ISOWARE. Ministère de l'Environnement. Direction de la prévention des pollutions, Service de l'eau, 14 boulevard du général Leclerc, 92524 Neuilly CEDEX (France).

O'Neil, R.A., L. Buja-Bijunas et D. Rayner, "Field Performance of a Laser Fluorosensor for the Detection of Oil Spills", Applied Optics, 19, p. 863-870, 1980.

O'Neil, R.A., V. Thomson et R.A. Neville, "Remote Sensing of Oil during the KURDISTAN Spill", Direction du contrôle des incidences environnementales, Rapport manuscrit EE-25, 1982.

Parashar, S.K., B. Dawe et R.D. Worsfold, "Utilisation des systèmes micro-ondes pour la détection des nappes d'hydrocarbures en milieu glaciel" - Phase I. Traduction française disponible. Publication C-Core 78-18. Service de la protection de l'environnement, Ottawa, septembre 1981.

Parashar, S.K., B. Dawe et R.D. Worsfold, "Utilisation des systèmes à micro-ondes pour la détection des nappes d'hydrocarbures en milieu glaciel" - Phases II et III. Rapport SPE 3-EC-80-3. Service de la protection de l'environnement, Ottawa, septembre 1980.

Poulin, A.O., "On the Thermal Nature and Sensing of Snow-Covered Arctic Terrain", U.S. Army Engineer Topographic Labs., Fort Belvoir, VA., Rapport n° ETL-RN-73-4, mai 1973.

Pronk, A.C., "Remote Sensing of Oil Pollution at the Sea Surface II: Damping of Water Waves by an Oil Layer as a Possible Indicator for SLAR Observations", Niwars Technical Pub. No. 22, Netherlands Interdepartmental Working Community for the Application of Remote Sensing Techniques, Delft, The Netherlands, juillet 1975.

Rayner, D., "Thin Film Detection Limits of Laser Fluorosensors", National Research Council of Canada, Rapport n° BY-79-1(RC), Ottawa, juin 1979.

Rayner, D.M. et A.G. Szabo, "A Laboratory Study of the Potential of Time-Resolved Laser Fluorosensors", National Research Council of Canada, Ottawa, Rapport n° BY-76-2, novembre 1976.

Rosenegger, L.W., "Movement of Oil Under Sea Ice", Beaufort Sea Project Technical Rapport n° 28, décembre 1975.

Skolnik, M.I., "A Review of Radar Sea Echo", U.S. Navy, Naval Research Lab., Radar Techniques Division, Washington, D.C., Report No. AD-693 452, juillet 1979.

Thomson, K.P. et W.D. McColl, "A Remote Sensing Survey of the Chedabuctou Bay Oil Spill", Rapport scientifique n° 26, Environnement Canada, Centre canadien des eaux intérieures, Burlington (Ont.), 1972.

Thomson, K.P.B., S.L. Ross et H. Howard-Lock, "Remote Sensing of Oil Spills; Economic and Technical Review Report", Centre canadien des eaux intérieures, Burlington (Ont.), No. EPS-3-EE-74-2, décembre 1974.

Troy, B.E. et J.P. Hollinger, "The Measurement of Oil Spill Volume by a Passive Microwave Imager", Naval Research Lab. Report 3515. DOT-USCG 2-21881, Dot U.S. Coast Guard, Washington, D.C., mai 1977.

van Kuilenburg, J., "Radar Observations of Controlled Oil Spills", Actes du 10th International Symp. on Remote Sensing of Environment, Ann Arbor, Mich., p. 243-250, octobre 1975.

Watson, R.D. et W.R. Hemphill, "Use of an Airborne Fraunhofer Line Discriminator for the Detection of Solar Stimulated Luminescence", U.S. Geological Survey Open File Report No. 76202, U.S. Geological Survey, Flagstaff, Arizona, 1976.

Watson, R.D. et coll., "Marine Monitoring of Natural Oil Slicks and Man Made Wastes Utilizing an Airborne Imaging Fraunhofer Line Discriminator", Actes du 4th Joint Conf. on Sensing of Environmental Pollutants (Am. Chem. Society), New Orleans, Louisiana, p. 667, novembre 1977.

White, J.R. et R.E. Schmidt, "Aireye - une nouvelle génération de système de détection des pollutions par hydrocarbures pour les années 80", p. 109 des Actes du Premier atelier organisé par le Groupe de travail I mis en place dans le cadre de l'étude pilote sur la télédétection engagée par la France auprès du Comité sur les défis de la société moderne (OTAN), tenu à Washington, D.C. du 18-20 avril 1979. Actes publiés par le ministère de l'Environnement et du Cadre de vie. Direction de la prévention des pollutions, Service de l'eau, 14 boulevard du général Leclerc, 92521 Neuilly (France).

Wobber, F.J., "Imaging Techniques for Oil Pollution Survey Purposes; Photographic Applications in Science", Technology and Medicine, 6, juillet 1971.

Wolfe, W.L., Handbook of Military Infrared Technology; Office of Naval Research, Washington, D.C., 1965.

BIBLIOGRAPHIE

Buja-Bijunas, L., R.A. O'Neil et K. Dagg, "Oil Spill Detection and Identification Using a Laser Fluorosensor", Résumé d'une conférence, dans Physics in Canada, Vol. 35, No. 3, 1979.

Buja-Bijunas, L., R.A. O'Neil, V. Thomson, R.A. Neville, K. Dagg et D.M. Rayner, "Détection et identification des rejets d'hydrocarbures à partir d'un fluorocapteur à laser", p. 273 des Actes du Premier atelier organisé par le Groupe de travail I mis en place dans le cadre de l'étude sur la télédétection engagée par la France auprès du Comité sur les défis de la société moderne (OTAN), tenu à Washington, D.C. du 18-20 avril 1979. Publiés par le ministère de l'Environnement et du Cadre de vie. Direction de la prévention des pollutions, Service de l'eau, 14 boulevard du général Leclerc, 92521 Neuilly CEDEX (France).

Dagg, K., "Specification for Data Transfer from JSC Formatted CCT to CSFR", CCRS, Data Processing Memorandum, avril 1978.

Dagg, K., "Airborne Fluorosensor Processing System", Centre canadien de télédétection, DPD-TM79-087, 1979a.

Dagg, K., "Airborne Recorded New Sensor Non-Imagery CCT to Disk", Centre canadien de télédétection, DPD-TM79-089, 1979b.

Dagg, K., "Airborne Non-Imagery Data to CSFR Overlay and Pseudo Imagery", Centre canadien de télédétection, DPD-TM79-090, 1979c.

Dagg, K. "Airborne Non-Imagery Disk File Data Access Routines", Centre canadien de télédétection, DPD-TM79-092, 1979d.

Dagg, K. et V. Thomson, "World Data Bank II General Users Guide", Centre canadien de télédétection, DPD-TM79-98, 1979e.

Dagg, K., "A MSS-MEIS JSC Formatted Data Intensity Histogram Program", Centre canadien de télédétection, DPD-TM79-99, 1979f.

Fingas, M.F., R.A. O'Neil, V. Thomson et R.A. Neville, "Preliminary Results of Remote Sensing Overflights during the KURDISTAN Operation", Actes du KURDISTAN Scientific Studies Workshop, BIO, Dartmouth, N.S., 26-27 juin, 1979.

Hawkins, R.K. et A.L. Gray, "Wallops Island Oil Spill: Scatterometer Results", Centre canadien de télédétection, DAD Report, 1979.

Hawkins, R.K., L. Gray, V. Thomson et R.A. Neville, "Observation de deux rejets expérimentaux d'hydrocarbures à partir d'un scatteromètre micro-ondes et d'un radar à antenne synthétique", p. 249 des Actes du Premier atelier organisé par le Groupe de travail I mis en place dans le cadre de l'étude sur la télédétection engagée par la France auprès du Comité sur les défis de la société moderne (OTAN), tenu à Washington, D.C. du 18-20 avril 1979. Publiés par le ministère de l'Environnement et du Cadre de vie. Direction de la prévention des pollutions, Service de l'eau, 14 boulevard du général Leclerc, 92521 Neuilly CEDEX (France).

Kirby, M.E. et R.T. Lowry, "Iceberg Detectability Problems Using SAR and SLAR Systems. American Water Resources Association", Satellite Hydrology Symposium, Sioux Falls, S.D., juin 1979.

Neville, R.A., V. Thomson, K. Dagg et R.A. O'Neil, "Observation de deux rejets expérimentaux d'hydrocarbures à partir d'un scatteromètre micro-ondes et d'un radar à antenne synthétique", p. 249 des Actes du Premier atelier organisé par le Groupe de travail I mis en place dans le cadre de l'étude sur la télédétection engagée par la France auprès du Comité sur les défis de la société moderne (OTAN), tenu à Washington, D.C., du 18-20 avril 1979. Actes publiés par le ministère de l'Environnement et du Cadre de vie. Direction de la prévention des pollutions, Service de l'eau, 14 boulevard du général Leclerc, 92521 Neuilly CEDEX (France).

Neville, R.A., V. Thomson, R.A. O'Neil, L. Buja-Bijunas, L. Gray, R. Hawkins et K. Dagg, "La télédétection des déversements d'hydrocarbures", Bulletin de la lutte contre les déversements, mars-avril 1979.

Norcor Engineering and Research Ltd., "The Interaction of Crude Oil with Arctic Sea Ice", Beaufort Sea Project Technical Report No. 27, décembre 1975.

O'Neil, R.A., "Research Required in the Remote Sensing of Oil in Ice-Infested Waters", atelier sur Oil, Gas and Ice; sponsored by APOA, University of Toronto Department of Chemical Engineering, and the Department of the Environment, Environmental Protection Service, AMOP; Toronto (Ont.), 10-11 octobre 1979.

O'Neil, R.A., "Remote Sensing Component of the Arctic Marine Oilspill Program", SURSAT Project Final Meeting, Ottawa (Ont.), 22-24 janvier 1980.

O'Neil, R.A., R.A. Neville et V. Thomson, "The Development of Techniques for the Detection and Tracking of Oil in Ice-Infested Waters", Actes du Arctic Marine Oil Spill Program (AMOP) Seminar, Calgary, Rapport du SPE, mars 1978.

O'Neil, R.A., R.A. Neville et V. Thomson, "The Recommended System for the Remote Sensing of Oil Pollution in Canada", AMOP Technical Seminar, Edmonton, Alberta, Rapport du SPE, 3-5 juin 1980.

Parashar, S.K., B. Dawe et R.D. Worsfold, "Detection and Monitoring of Oil Pollution in the Ice Environment through Microwave Techniques", Actes du 5e symposium canadien, Victoria, (B.C.), p. 348-355, 28-31 août 1978.

Parashar, S., G. Stapleton, R. Worsfold, R.A. O'Neil et L. Gray, "Assessment of SAR for Oil Pollution Surveillance in the Ice Environment", 5th POAC Conference, Trondheim, Norvège, 14-18 août 1979.

Parashar, S., G. Stapleton, R. Worsfold et R.A. O'Neil, "Potential of SAR in Detecting and Monitoring Icebergs", Iceberg Dynamics Symposium, June 4, 1979, St. John's, Nfld. Publié également dans Cold Regions Science & Technology, p. 195-210, 1980.

Rayner, D., "Effect of Surface Temperature on the Remote Sensing of Oil Using Laser Fluorosensors", Rapport SPE, avril 1979.

Thomson, V. et K. Dagg, "AMOP Data Processing", Centre canadien de télédétection, DPD-TM-79-105, 1979.

Thomson, V., R.A. Neville et R.A. O'Neil, "La télévision bas niveau de lumière, un moyen d'obtenir d'une nappe d'hydrocarbures une imagerie à fort contraste", Actes du Premier atelier par le Groupe de travail I mis en place dans le cadre de l'étude sur la télédétection engagée par la France auprès du Comité sur les défis de la société moderne (OTAN), tenu à Washington, D.C., du 18-20 avril 1979. Actes publiés par le ministère de l'Environnement et du Cadre de vie. Direction de la prévention des pollutions, Service de l'eau, 14 boulevard du général Leclerc, 92521 Neuilly CEDEX (France).

ANNEXE A

SPÉCIFICATIONS DES CAPTEURS UTILISÉS DANS LE CADRE DU PROJET DE TÉLÉDÉTECTION AMOP

Page 144 : vide dans original.

A.1 FLUORODÉTECTEUR À LASER Mk III DU CCT (FIGURES A.1 et A.2)

Description

Détecteur de fluorescence à portillonnage de distance et à laser à impulsion UV. Un spectromètre à résolution moyenne permet la classification du retour de fluorescence.

Émetteur:	
Laser:	Azote gazeux
Longueur d'onde:	337 nm
Durée d'impulsion:	3 ns FWHM
Énergie d'impulsion:	1 mJ/impulsion
Diffraction du faisceau:	3 mrad x 1 mrad
Cadence de répétition:	100 Hz
Récepteur:	
Télescope:	f/3,1 D Kirkham
Ouverture maximale:	0,0232 m^2
Champ de visée:	3 x 1 mrad
Durée de portillonnage de l'intensificateur:	70 ns
Plage spectrale:	377 à 689 nm
Bande passante spectrale nominale:	20 nm/voie
Énergie équivalente au bruit:	4,8 x 10^{-17}J
Portée altimétrique du lidar:	75 à 750 m
Résolution du lidar:	1,5 m
Support d'enregistrement:	Bande compatible avec l'ordinateur (voir section C.2 de l'annexe C)
Analyseur et affichage en temps réel:	FDF-80
Poids:	267 kg
Alimentation:	28 V, CC; 20,5 A 110 V, 60 Hz; 9 A

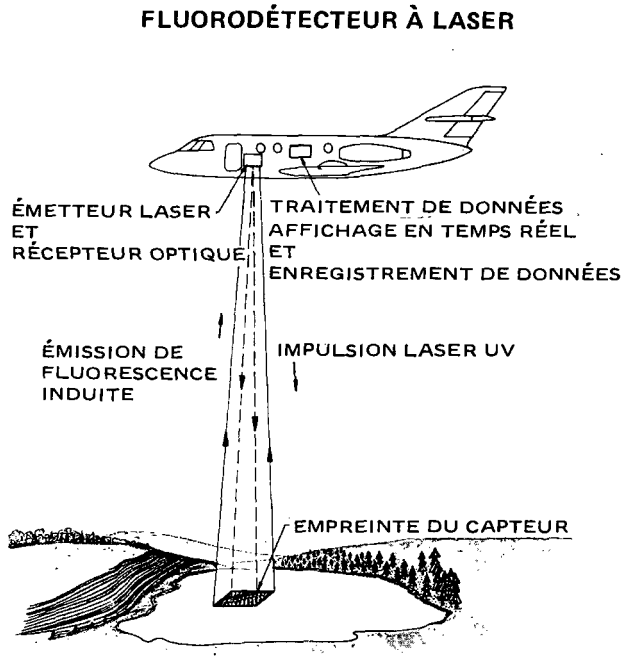


Figure A.1 Schéma de fonctionnement du fluorodétecteur.

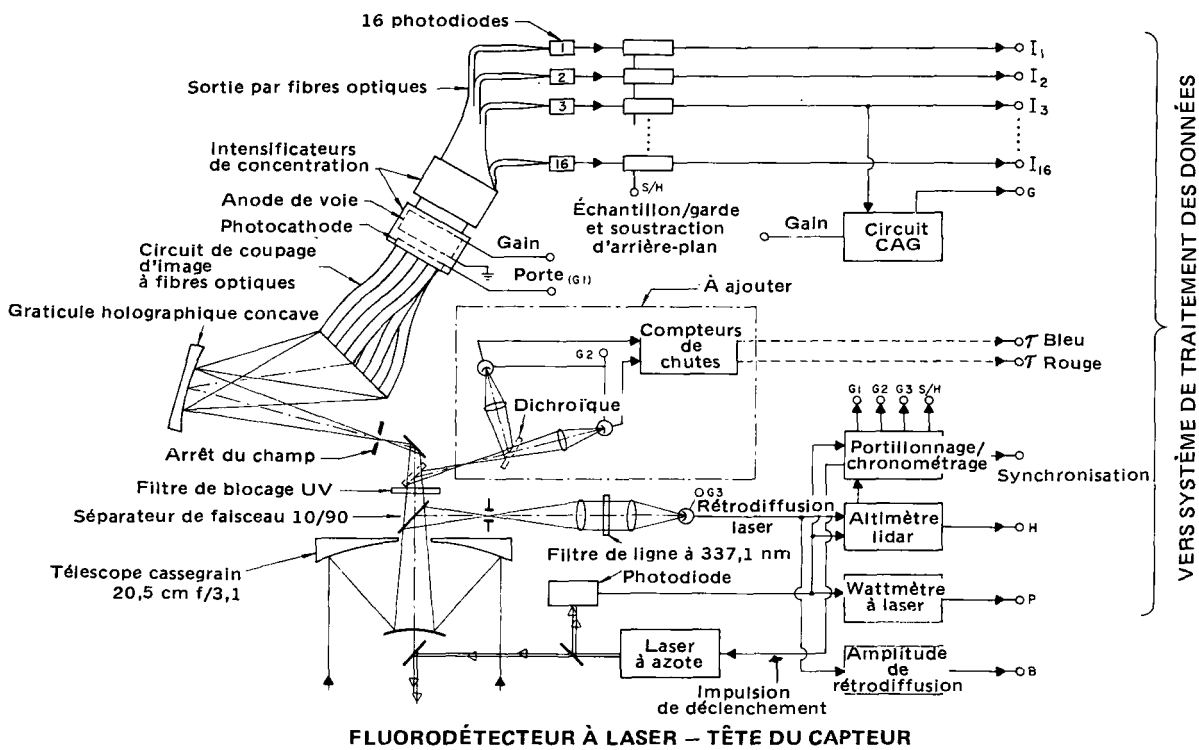


Figure A.2 Schéma de fonctionnement de la tête du fluorodétecteur Mk III du CCT.

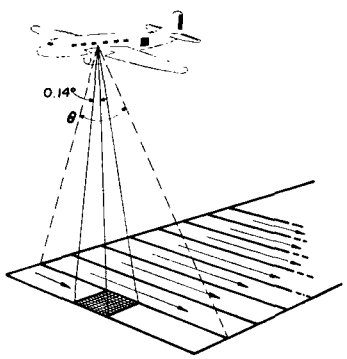
A.2 BALAYEUR LINÉAIRE À DOUBLE VOIE (BLDV) - Modèle Daedalus 1230

Description

Radiomètre à balayage linéaire mécanique et optique à double voie qui enregistre l'énergie réfléchie ou émise par la surface de la Terre (voir figure A.3).

	UV	IR
Plage spectrale:	0,30 à 0,37 µm FWHM	8,5 à 12,5 µm ou 8,5 à 10,5 µm avec filtre
Résolution spatiale:	5,5 mrad	2,5 mrad
Capacité de réponse:	$2{,}56 \times 10^4 \frac{\text{nombres}}{\text{Wm}^{-2}\,\text{sr}^{-1}\,\text{nm}^{-1}}$	$2{,}10 \times 10^4 \frac{\text{nombres}}{\text{Wm}^{-2}\,\text{sr}^{-1}\,\text{nm}^{-1}}$
	pour un réglage de gain = 100	pour une plage de température choisie entre 0 et 10 °C
NEN_λ/NET:	1×10^{-4} $\text{Wm}^{-2}\,\text{sr}^{-1}\,\text{nm}^{-1}$ (à environ 20 °C; selon la température)	0,04 °C 0,2 °C avec filtre
Champ de visée:	77,3°	
Cadence de répétition:	60 balayages par seconde	
Support d'enregistrement:	enregistreur d'instrumentation (analogique)	
Poids:	54,5 kg	
Alimentation:	28 V, CC; 20 A	

BALAYEUR LINÉAIRE À DOUBLE VOIE/BALAYEUR MULTIBANDE (BMB)



DOUBLE VOIE
- Passif
- Capteur imageur
- UV : 300 – 370 nm
- IR : 3–5 µm, 8–12 µm
- 2 VOIES
- $\theta = 77{,}3^\circ$

BMB
- Passif
- Capteur imageur
- Visible : 390–1035 nm
  10 VOIES
- IR : 3–5 µm ou 8–12 µm
  1 VOIE
- $\theta = 85{,}9$

Figure A.3 **Schéma de fonctionnement du balayeur linéaire à double voie et du balayeur multibande.**

A.3 RADAR À ANTENNE SYNTHÉTIQUE (RAS) DE L'ERIM

Description

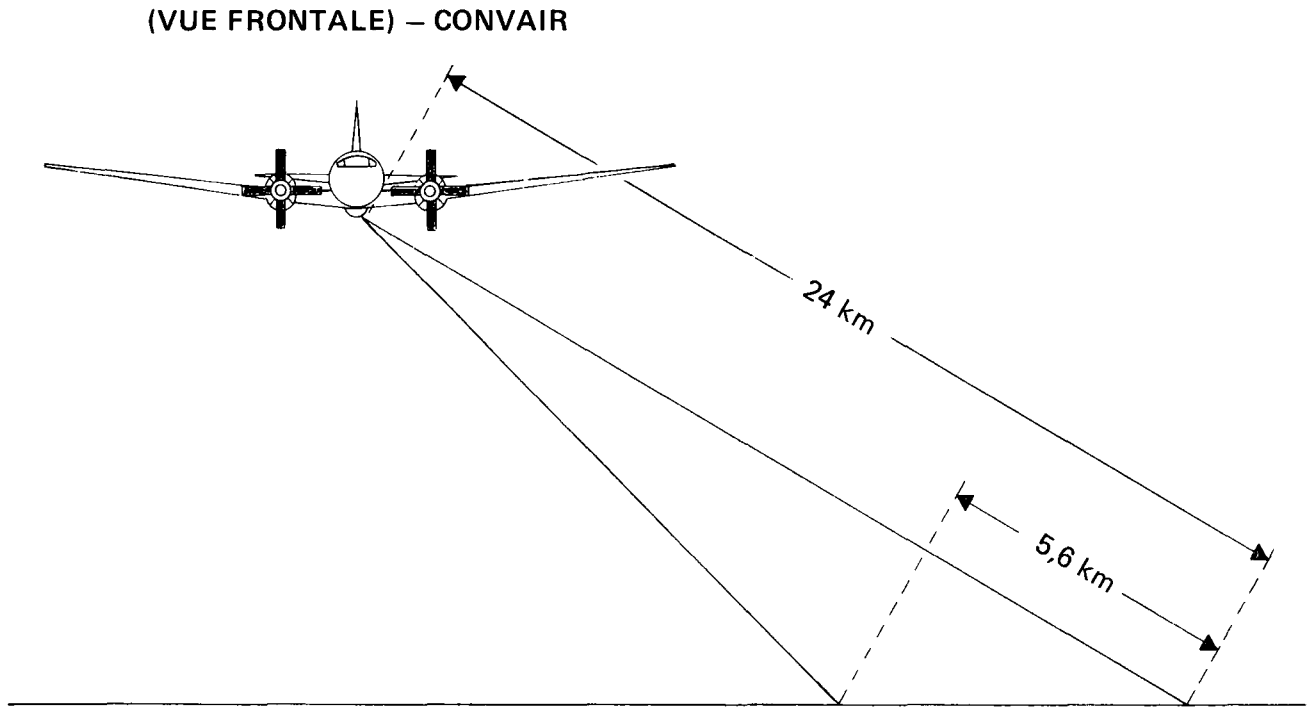
Le RAS de l'ERIM fournit une imagerie en hyperfréquences simultanée dans les bandes X et L (voir figure A.4).

	Bande X	Bande L
Fréquence:	9,350 GHz (3,2 cm)	1,315 GHz (22,8 cm)
Puissance de crête émise:	1 kW	5 kW
Gain d'antenne:	28 dB	16,5 dB
Largeur du faisceau parallèle à la route de l'avion:	1,1°	7°
Angle de dépression:	0 à 90°	0 à 90°
Largeur du couloir couvert: (portée réelle)	5,6 km[1)]	5,6 km
Portée maximale:	24,1 km	24,1 km
Durée de chaque impulsion:	3 µs	2 µs
Résolution: radiale:	1,5 m	2,3 m
azimutale:	2,1 m	2,1 m
Sensibilité:[2)] (rapport signal-bruit)	3 dB pour 6_o^{VV} = -40 dB	12 dB pour 60_o^{VV} = -40 dB
	-17 dB pour	-15 dB pour
	6_o^{HH} = -60 dB	60_o^{HH} = -67 dB
Support d'enregistrement:	- pellicule avec traitement optique subséquent - processeur à voie unique en temps réel également disponible	
Poids:	- bande magnétique numérique 1635 kg (total) (processeur en temps réel: 501 kg)	
Alimentation:	4,8 kVA	

1) 20 km avec une antenne à large balayage, en mode X_{HH} seulement.

2) pour un angle de dépression de 8° et une altitude de 600 m et pour des surfaces efficaces radar normalisées pour les couches inférieures données par Edgerton (1975) et Skolnik (1969).

RADAR À ANTENNE SYNTHÉTIQUE DE L'ERIM (RAS)



– ACTIF
– CAPTEUR IMAGEUR
– HYPERFRÉQUENCES : BANDES X, L
– POLARISATIONS V, H, ÉMISSION ET RÉCEPTION
– ANGLE DE DÉPRESSION RÉGLABLE

Figure A.4 **Schéma de fonctionnement du radar à antenne synthétique de l'ERIM.**

A.4 TÉLÉVISION ULTRASENSIBLE (TVUS) - RCA TC1030H

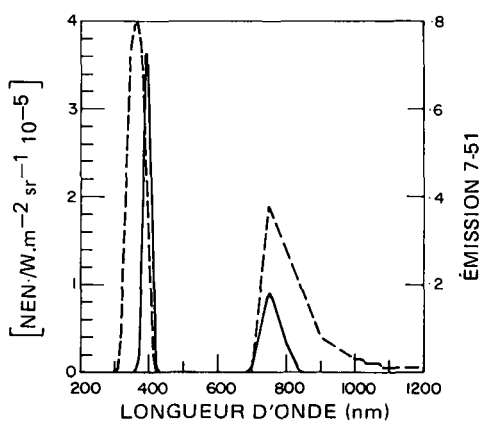
Description

Caméra de télévision à cible enrichie au silicium, à résolution moyenne, à contraste élevé et à faible luminosité.

Objectif: Fujinon TV LH15A2 f/1,4, distance focale 12,5 mm, champ de visée 42,4° x 54,4°.

Réponse spectrale:	350 à 850 nm, largeur totale
Polariseur:	Polaroïd HNP'B horizontal (240 à 740)
Filtre:	Corning 7-51, transmission: 310 à 420, 700 à 1100 nm
Angle de visée:	53° du nadir, en avant
Portée lumineuse:	10^8
NEN:	10^{-9} Wm^{-2} sr^{-1}; 5 x 10^{-12} Wm^{-2} sr^{-1} nm^{-1}
NEN tel qu'installé:	1,1 x 10^{-7} Wm^{-2} sr^{-1} (370 à 420 nm, largeur totale) 1,5 x 10^{-7} Wm^{-2} sr^{-1} (690 à 840 nm, largeur totale)
Appareil enregistreur:	Magnétoscope modèle IVC 815 X A (ruban de 1 pouce)
Poids:	69 kg (y compris le magnétoscope)
Alimentation:	110 V, 60 Hz; 4,2 A

Voir figure A.5 pour la réponse spectrale de tout le système tel que spécifié ci-dessus.



SENSIBILITÉ DE LA CAMÉRA TVUS RCA TC1030H AVEC POLARISEUR HORIZONTAL ET FILTRE CORNING 7-51

—— ÉMISSION DU FILTRE CORNING 7-51

Figure A.5 Sensibilité de la caméra RCA TC1030H telle qu'équipée pour la détection du pétrole.

A.5 DIFFUSIOMÈTRE À HYPERFRÉQUENCES - Modèle Ryan 720

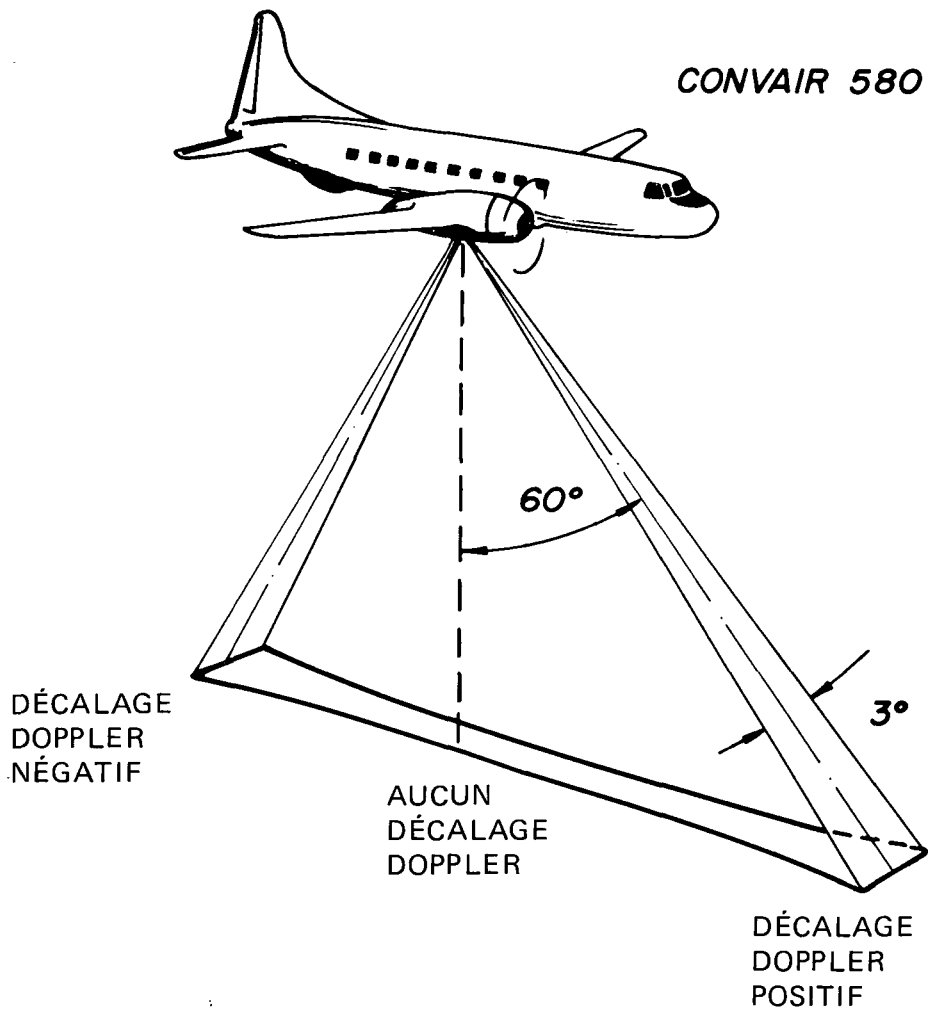
Description

Cet appareil mesure la surface efficace de rétrodiffusion radar absolue en fonction de l'angle de visée à partir du nadir (voir figure A.6).

Fréquence de l'émetteur:	13,3 GHz (2,25 cm)
Puissance de l'émetteur:	2 watts
Antenne:	Réseau d'antenne rainurée en phase
Gain d'antenne:	38 dB
Largeur de faisceau d'antenne (grande ouverture):	3°
Largeur de faisceau d'antenne (avant-arrière):	120°
Polarisation d'émission:	H ou V
Polarisation de réception:	Semblable et croisée
Vitesse-sol:	120 à 180 noeuds
Appareil enregistreur:	Enregistreur de mesures (analogique)
Précision:	Absolue HH 1 dB HV 3 dB VH 3 dB VV 3 dB Relative 0,5 dB
Résolution:	a) longitudinale 0,26 X (vitesse-sol m/s) b) transversale 0,052 X (altitude m)
Sensibilité:	Rapport signal-bruit de 8 dB pour σ_θHH = -35 dB* à 600 m à un angle d'incidence de 60°
Poids:	Antenne 16 kg Instruments 41 kg
Alimentation:	110 V 400 Hz; 2,8 A 110 V 60 Hz; 0,3 A

*σ_θHH pour écho de mer pour une vitesse de vent de 2 m/s.

DIFFUSIOMÈTRE À HYPERFRÉQUENCES



– ACTIF
– CAPTEUR DE PROFILAGE
– HYPERFRÉQUENCE 13,3 GHZ (2,25 cm)
– POLARISATIONS V, H; ÉMISSION ET RÉCEPTION
– ÉTALONNÉ

Figure A.6 **Schéma de fonctionnement du diffusiomètre à hyperfréquences.**

A.6 PHOTOMÈTRE MILLER-PIEAU

Description

Photomètre à 4 cylindres - chaque cylindre comprenant un filtre interférentiel, un objectif et un détecteur à photodiode au silicium. Chaque détecteur capte le rayonnement ascendant et descendant.

Caractéristiques spectrales:	Filtre interférentiel passe-bande, commutable entre 300 et 800 nm. La résolution spectrale est déterminée par le filtre. Les filtres utilisés au cours du présent projet étaient les suivants: 445 nm, 560 nm, 710 nm, 960 nm.
Caractéristiques spatiales:	10, 20, 50, 100 mrad
Caractéristique temporelle:	Temps d'observation réglable pour l'image et le point de référence solaire; en général, 20 secondes pour l'image et 2 secondes pour la référence solaire.
Appareil-enregistreur:	Enregistreur de mesures (analogique ou numérique par l'intermédiaire du SAD)
NEN_λ:	3×10^{-6} Wm^{-2} sr^{-1} nm^{-1} (700 nm)
Poids:	22 kg
Alimentation:	28 V, CC; 15 A

A.7 BALAYEUR IMAGEUR ÉLECTRO-OPTIQUE À BARRETTES (BIEB)

Description

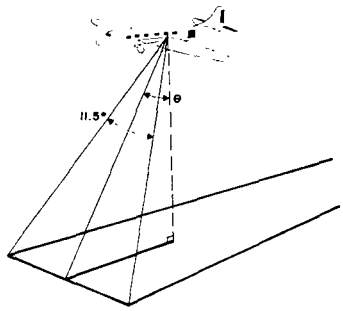
Prototype qui comprend deux réseaux de photodiodes linéaires de 512 éléments au plan focal de deux objectifs. Le balayage spatial est réalisé par le déplacement de la plate-forme de l'aéronef dans un sens et par le balayage électronique du réseau dans l'autre sens (voir figure A.7).

	Voie 1	Voie 2
Région spectrale: filtre:	Corning 7-54 ou 2-64	Corning 7-54 ou 7-54
polariseur:	sans objet	sans objet
Résolution spatiale*:	1 mrad IFOV largeur du couloir couvert 24°	
Cadence de répétition:	12,5; 25; 50; 100 balayages par seconde	
NEN_λ:	$1,7 \times 10^{-4}$ Wm^{-2} sr^{-1} nm^{-1} (731 nm)	
Appareil enregistreur:	Enregistreur de mesures	
Poids:	46 kg	
Alimentation:	28 V, CC; 3,5 A	

Le BIEB doit être utilisé conjointement avec le BMB étant donné qu'il utilise les circuits électroniques et le système d'enregistrement de même que le gyroscope du BMB pour la stabilisation du roulis.

*Avec objectifs de 28 mm.

BALAYEUR IMAGEUR ÉLECTRO-OPTIQUE À BARRETTES (BIEB)



- PASSIF
- CAPTEUR IMAGEUR
- UV-VISIBLE : 250–1100 nm
- 2 VOIES SPECTRALES
- LONGUEURS D'ONDE DÉTERMINÉES PAR LES FILTRES
- 512 VOIES SPATIALES
- θ RÉGLABLE : 0-55°

Figure A.7 Schéma de fonctionnement du balayeur imageur électro-optique à barrettes.

A.8 BALAYEUR MULTIBANDE (BMB) - Modèle Daedalus 1260

Description

Spectromètre de balayage linéaire mécanique, optique, multibande, qui enregistre l'énergie réfléchie ou émise par la surface de la Terre (voir figure A.3).

Voie	Portée spectrale (µm)	Capacité de réponse (nombres x 10^3) $Wm^{-2}\ sr^{-1}\ nm^{-1}$ pour un gain de 1	Radiance spectrale équivalente au bruit NEN_λ ($Wm^{-2}\ sr^{-1}\ nm^{-1}$ x 10^{-3} pour 50 balayage)	Température équivalente au bruit TEB (°C)
1	0,390 - 0,415	5,7	4,2	
2	0,415 - 0,450	7,0	1,6	
3	0,445 - 0,495	2,6	0,72	
4	0,500 - 0,550	1,5	0,52	
5	0,550 - 0,595	1,1	0,45	
6	0,590 - 0,645	1,1	0,42	
7	0,625 - 0,695	1,3	0,40	
8	0,680 - 0,780	1,9	0,23	
9	0,765 - 0,895	1,5	0,31	
10	0,865 - 1,035	1,4	0,34	
IR	8,5 - 12,5	210*	0,005	0,04
avec filtre	8,5 - 10,5		0,02	0,2

Portée numérique:	0,255 (8 bit)
Gains:	0,5, 1, 2, 4, 10
Résolution spatiale:	2,5 mrad
Champ de visée:	85,9° (73,7° avec correction de courbures en S)
Fréquence de répétition:	12,5, 25, 50, 100 balayages/seconde
Support d'enregistrement:	Enregistreur de mesures (numérique)
Poids:	129 kg
Alimentation:	28 V, CC; 50 A

* La capacité de réponse en IR est continuellement réglable pour couvrir la plage de température choisie: la valeur donnée correspond à la plage de 0 à 10 °C.

A.9 ANALYSEUR OPTIQUE MULTIVOIE (AOM)

Description

Spectromètre à 500 voies qui utilise un tube de caméra à cible enrichie au silicium comme détecteur. L'appareil est capable de mesurer simultanément le rayonnement ascendant et descendant (voir figure A.8).

Vitesse d'acquisition:	64 ms pour le rayonnement ascendant et descendant				
Champ de visée instantané:	5 mrad				
Direction d'observation:	Réglable à partir de 60° en avant jusqu'à 40° en arrière du nadir				
	Réseau de dispersion:	1	2	3	prisme
Résolution spectrale réglable:	(nm)	0,07	0,14	1,1	1,2 (400 nm) 12,4 (800 nm)
portée spectrale:	(nm)	17,5	35	275	700
	Réseau de dispersion 1 (2360 rainures nm)				prisme
NEN_λ ($Wm^{-2}\ sr^{-1}\ nm^{-1}$)					
400 nm	$3,5 \times 10^{-5}$				$2,0 \times 10^{-6}$
600 nm	$1,5 \times 10^{-4}$				$1,4 \times 10^{-6}$
800 nm	----				$6,0 \times 10^{-6}$
Appareil enregistreur:	Enregistreur de mesures (numérique)				
Poids:	110 kg				
Alimentation:	110 V, 60 Hz; 2,2 A				

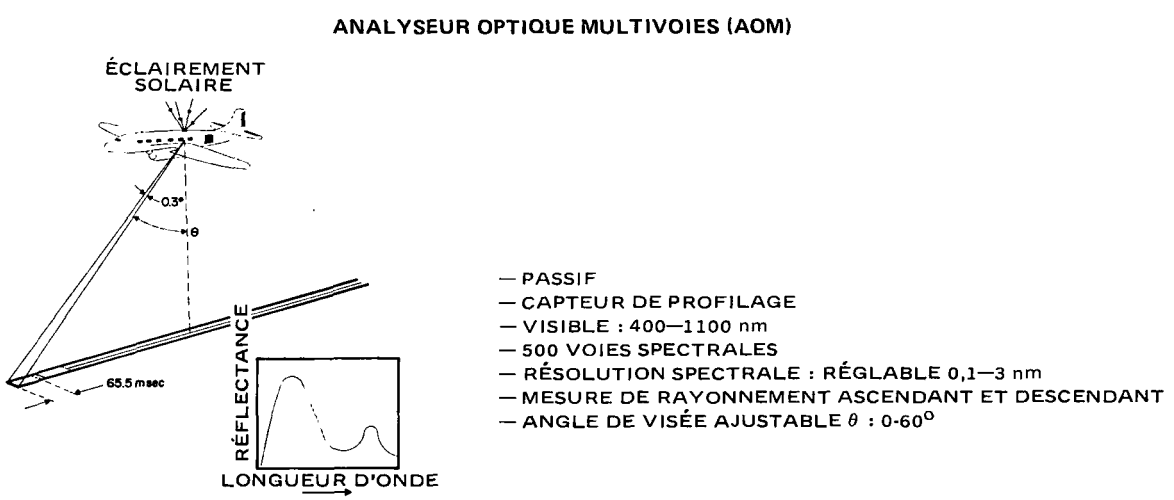


Figure A.8 Schéma de fonctionnement de l'analyseur optique multibande.

A.10 CHAMBRE PHOTOGRAPHIQUE VINTEN 70 mm - Type 492

Description

Format des photographies : 5 x 5,5 cm

TEL QU'UTILISÉ PENDANT LE VOL:	UV	VISIBLE
Filtre:	Wratten 18A	NAV
Objectifs:	7,5 cm f/2,0	3,8 cm f/2,8
Pellicule:	2405 (négatif noir et blanc)	2445 (négatif couleur)
Nombre de poses possible:	700	460
Position:	45° en avant	au nadir
Vitesse d'obturation:	1/500 s	1/500 s
Durée du cycle:	0,5 à 999 secondes - en mode d'impulsion	
Poids:	29,5 kg (2 chambres)	
Alimentation:	28 V, CC; 15 A (2 chambres)	

A.11 CHAMBRE PHOTOGRAPHIQUE WILD HEERBRUGG - RC-10

Description

Chambre de prise de vues aériennes.
Format des photographies : 23 x 23 cm

Objectif:	88 mm SAG II
Vitesse d'obturation:	1/100 à 1/1000 seconde
Durée du cycle:	1 à 1,8 seconde maximum
Approvisionnement en pellicules:	Alimentation individuelle et cassettes réceptrices avec plaque sous vide séparée
Nombre de poses possibles:	280 poses en noir et blanc, 225 poses en couleurs
Filtre:	NAV 3,3
Types de pellicules:	2445 (négatif couleur) 2443 IR (fausse-couleur)
Poids:	164 kg
Alimentation:	28 V, CC; 25 A

ANNEXE B

ENREGISTREMENT DES DONNÉES DE ROUTE

Page 160 : vide dans original.

ENREGISTREMENT DES DONNÉES DE ROUTE

La route de l'aéronef peut être enregistrée de deux façons soit: 1) par lecture directe de la latitude et de la longitude sur un système de navigation par inertie (SNI) ou un enregistrement de vol SNI et par la lecture de l'altitude sur un altimètre barométrique ou radar; 2) à l'aide d'un modèle enregistreur de données de route qui combine les données de vol SNI et altimétriques et les paramètres de l'emplacement des photographies aériennes.

B.1 SYSTÈME DE NAVIGATION PAR INERTIE (SNI)
(Airborne, 1977)

Description
Le LTN-51 est un système de navigation autonome qui fonctionne en captant l'accélération de l'aéronef avec une plate-forme stabilisée par gyroscopie. Le système est conforme aux spécifications ARINC 561.

Modifications:	Résolveurs à haute résolution avec une précision de 30 secondes d'arc pour le tangage, le roulis et l'azimut. Quantificateur vertical pour quantifier les données d'un accéléromètre vertical.
Précision:	La dérive ne dépasse pas 2 km/h pour les valeurs de latitude et de longitude.
Fiabilité:	MTBF > 1000 heures.
Sortie de données:	Les données sont enregistrées sur SAD par l'intermédiaire de l'interface SNI SAD. Le tangage, le roulis et l'azimut proviennent des résolveurs à résolution élevée. L'accélération verticale provient du quantificateur vertical. Choix de 25 paramètres: cosinus de direction, vélocité horizontale, etc.

Chaque aéronef du CCT utilise un SNI pour ses vols réguliers. Les paramètres du SNI sont enregistrés à l'aide du système SAD (annexe C) installé à bord du C-GRSA et du C-GRSC pour pouvoir étudier les données de route, une fois la mission terminée. Les opérateurs en charge des capteurs installés à bord des aéronefs s'occupent d'enregistrer les paramètres du SNI pertinents aux données des capteurs recueillies lors des vols de télédétection.

B.2 SYSTÈME D'ENREGISTREMENT DE DONNÉES DU CCT

Description
Modèle d'enregistrement de données de route basé sur l'établissement de courbes empiriques trinominales après vol pour les comptes rendus de vol SNI et les paramètres de localisation des photographies.

Précision:	Latitude, longitude	30 m
	Altitude	30 m
	Assiette	1 minute d'arc
	(les précisions susmentionnées correspondent à des données de position prises toutes les 15 minutes)	

Fiabilité: Les erreurs mentionnées plus haut correspondent à un écart type de 1σ.

Sortie: Latitude, longitude, altitude et assiette corrigées de l'avion de même que d'autres paramètres de vol. L'information peut être imprimée ou tracée sur des projections de cartes normalisées.

Le CCT met actuellement au point un modèle plus précis de filtre Kalman pour l'enregistrement des données de route.

ANNEXE C

SYSTÈMES AUTOMATIQUES D'ACQUISITION DES DONNÉES

Page 164 : vide dans original.

C.1 SYSTÈME AÉROPORTÉ D'ACQUISITION DES DONNÉES (SAD)
(Airborne, 1977)

Le SAD est un système aéroporté d'acquisition des données avec mini-ordinateur qui sert à recueillir les données d'une grande variété de capteurs à faible et haute vitesse, et à les enregistrer numériquement sur un enregistreur Mincom à quatorze pistes. Une des pistes est utilisée pour les références, le codage temporel et les données de la voie multiplexée (DVM). Les données du BMB et du BIEB sont numérisées et enregistrées sur le nombre de pistes nécessaires. Les autres pistes peuvent servir à l'enregistrement analogique ou numérique, selon les besoins. Le système est muni d'un clavier et d'un affichage vidéo et on peut grâce à lui effectuer de très nombreuses vérifications de données enregistrées pendant le vol.

La voie multiplexée contient les données provenant d'un générateur à codage temporel, de capteurs à faible vitesse (jusqu'à trente-deux), et les données du SNI LTN-51. Ces données sont acheminées vers l'ordinateur du système SAD et sont enregistrées par "cadres" de 150 mots de 16 bits à une vitesse de 100 cadres par seconde. Chaque cadre comprend les données acquises jusqu'à 1 ms*. Un multiple de deux mots de 16 bits (soit 2 ou 4 mots) est enregistré dans chaque cadre à partir de chaque capteur à faible vitesse. Les capteurs à faible vitesse suivants sont actuellement en interface avec le système: chambre photographique RC-10, thermomètre de rayonnement de précision PRT-5, moniteur de pression numérique Garrett AFTS-23, système de navigation VLF GSN-500, Doppler Marconi MC712, histogramme du BMB, altimètre radar Honeywell, bloc de conversion triple A/N et autres dispositifs reliés par interface numérique (DGI). Les données de navigation provenant du LTN-51 comprennent la longitude, la latitude, le cap, la vitesse-sol, l'angle de route, les vélocités X et Y, les cosinus de direction et les autres données connexes, l'azimut, le tangage et le quantificateur vertical de haute précision. Les données de navigation sont mises à jour tous les 50 ms (à l'exception de la longitude, de la latitude, du cap, de la vitesse-sol et de l'angle de route qui sont mis à jour chaque seconde). Les cosinus de direction peuvent être traités ultérieurement sur un ordinateur pour obtenir des informations de position de haute précision. Les cadres DVM contiennent également des informations sur le déclenchement des chambres photographiques RC-10 ou Vinten chaque fois qu'une photographie est prise. Un cadre spécial DVM "de queue de bande" à la fin de chaque survol contient un index cumulatif sur ruban de tous les passages.

Le Convair 580 (C-GRSC) et le DC-3 (C-GRSA), sont équipés d'un SAD. Ces systèmes peuvent enregistrer des données numériques provenant d'un ensemble de capteurs et d'instruments de navigation.

Poids: 295 kg comprenant un enregistreur de mesures Mincom. Le système SAD occupe deux bâtis d'équipement standard de 54 x 19 pouces.

Alimentation: 28 V, CC; 28 A
110 V, 60 Hz; 2,8 A
110 V, 400 Hz; 4,6 A

* ms = millième de seconde

C.2 FORMATEUR DES DONNÉES DU FLUORODÉTECTEUR MODÈLE FDF-80 POUR LE FLUORODÉTECTEUR AU LASER BRL

(MacDonald, 1976)

Le FDF-80 est un système de traitement de données qui remplit les fonctions fondamentales suivantes:

a) réception des signaux d'entrée du fluorodétecteur au laser, des instruments de navigation aéroportés et des commandes de l'opérateur;
b) numérisation des signaux analogiques;
c) exécution de certains calculs sur les données brutes, notamment l'intégration de certains signaux;
d) présentation sur affichage vidéo en direct des données informatisées;
e) enregistrement des données brutes sur l'enregistreur numérique; et
f) capacité de lecture.

Les circuits électroniques du FDF-80 forment deux blocs, soit le bloc analogique et le bloc principal.

Le châssis analogique du FDF-80 est relié au fluorodétecteur au laser et placé à proximité de ce dernier. Les signaux analogiques d'entrée des voies analogiques sont numérisés et transmis au bloc principal du FDF-80. Ce dernier contient le microprocesseur et il est relié au bus de données de navigation ARINC, au bus de codage temporel IRIG-A, au moniteur vidéo, au panneau avant et au mécanisme d'entraînement de la bande compatible avec l'ordinateur.

Poids: 21 kg

Alimentation: 28 V, CC; 8,5 A

ANNEXE D

PLATES-FORMES UTILISÉES DANS LE CADRE DU PROJET DE TÉLÉDÉTECTION AMOP (Airborne, 1977)

Page 168 : vide dans original.

D.1 AVION C-GRSA

L'appareil C-GRSA utilisé par le CCT est un DC-3 (Dakota).

Description
Bimoteur de transport; moteurs à explosion Pratt and Whitney. L'avion peut transporter cinq ou six opérateurs de capteurs en plus des deux pilotes.

Performance:	Plafond opérationnel: 3000 m Autonomie de vol: 5 heures Rayon d'action: 1200 km Vitesse vraie: 220 à 280 km/h Poids initial: 8871 kg Quantité de carburant (volume; poids): 3046 l; 2188 kg Poids total en vol: 12 200 kg Consommation de carburant: 245 kg/h à 260 km/h Puissance électrique disponible: 7,2 kVA
Emplacement:	Tous les capteurs sont placés à l'arrière de l'emplanture et sont tous accessibles pendant le vol (voir figure D.1).
Commandes des capteurs:	Toutes les commandes des capteurs sont installées sur trois châssis doubles.
Systèmes auxiliaires:	Enregistreur Mincom à quatorze voies; Magnétoscope et télévision en circuit fermé; SAD Navigation: RGA, SNI, TBF, installation pour Doppler; Altimètre radar; Communication: THF, HF; Groupe auxiliaire de bord pour l'alimentation au sol et le démarrage interne des moteurs.
Ensemble de capteurs:	Voir annexe E.

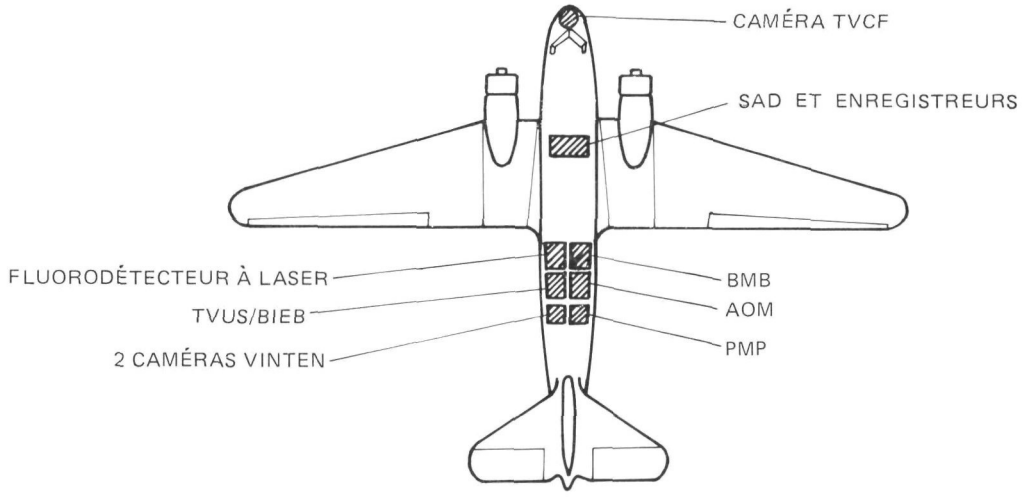


Figure D.1 Schéma du DC-3 C-GRSA du CCT (tel qu'utilisé lors de la mission Wallops).

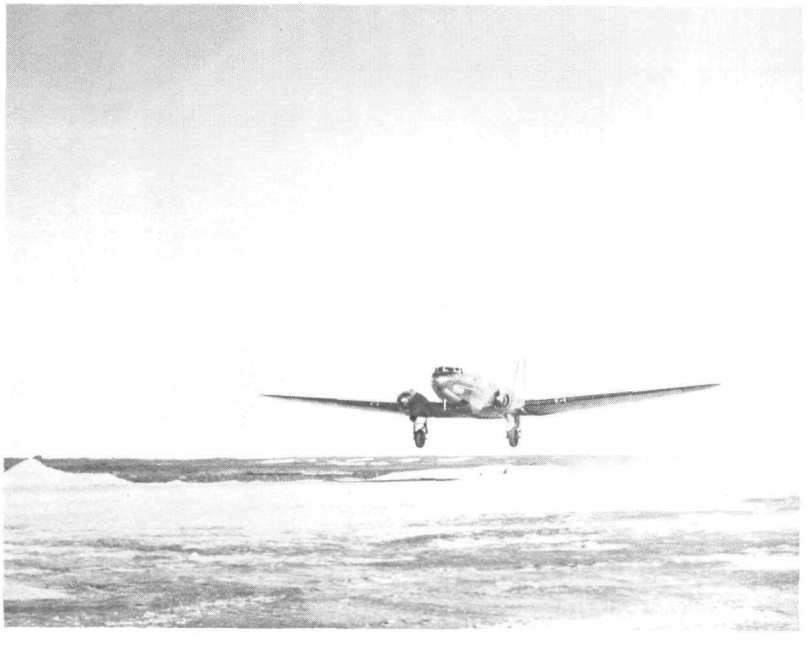
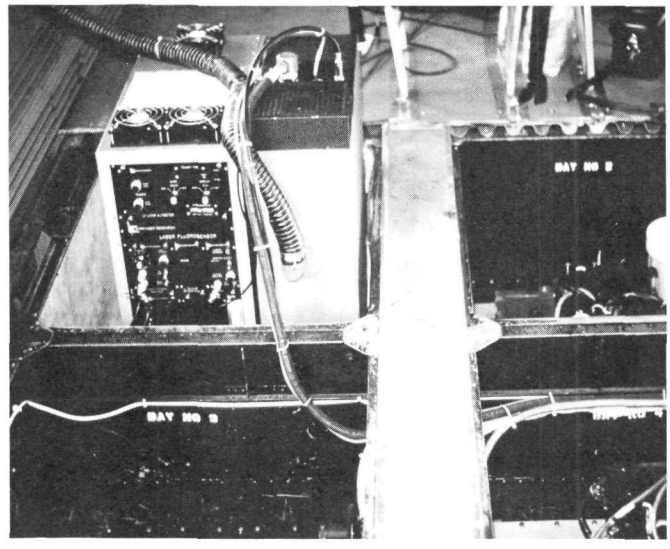


Figure D.2 Décollage du C-GRSA à Clyde River, île Baffin.



Baies des capteurs à bord du C-GRSA montrant le fluorodétecteur à laser (baie nº 1), le BMB (baie nº 2), la TVUS et le BIEB (baie nº 3) et le PMP (baie nº 4)

Figure D.3 **Plan de disposition des capteurs dans le C-GRSA tel que préparé pour la mission de l'inlet Scott.**

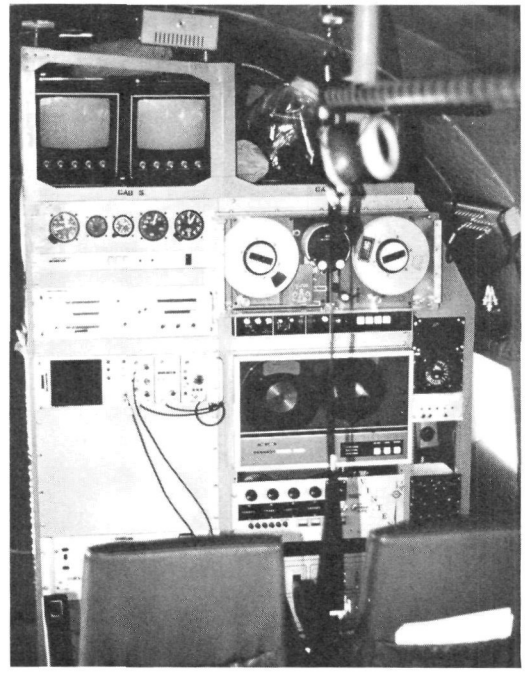


Figure D.4 **Circuits de commande des capteurs dans le C-GRSA pour le fluorodétecteur, la télévision ultrasensible, les caméras Vinten et le PMP.**

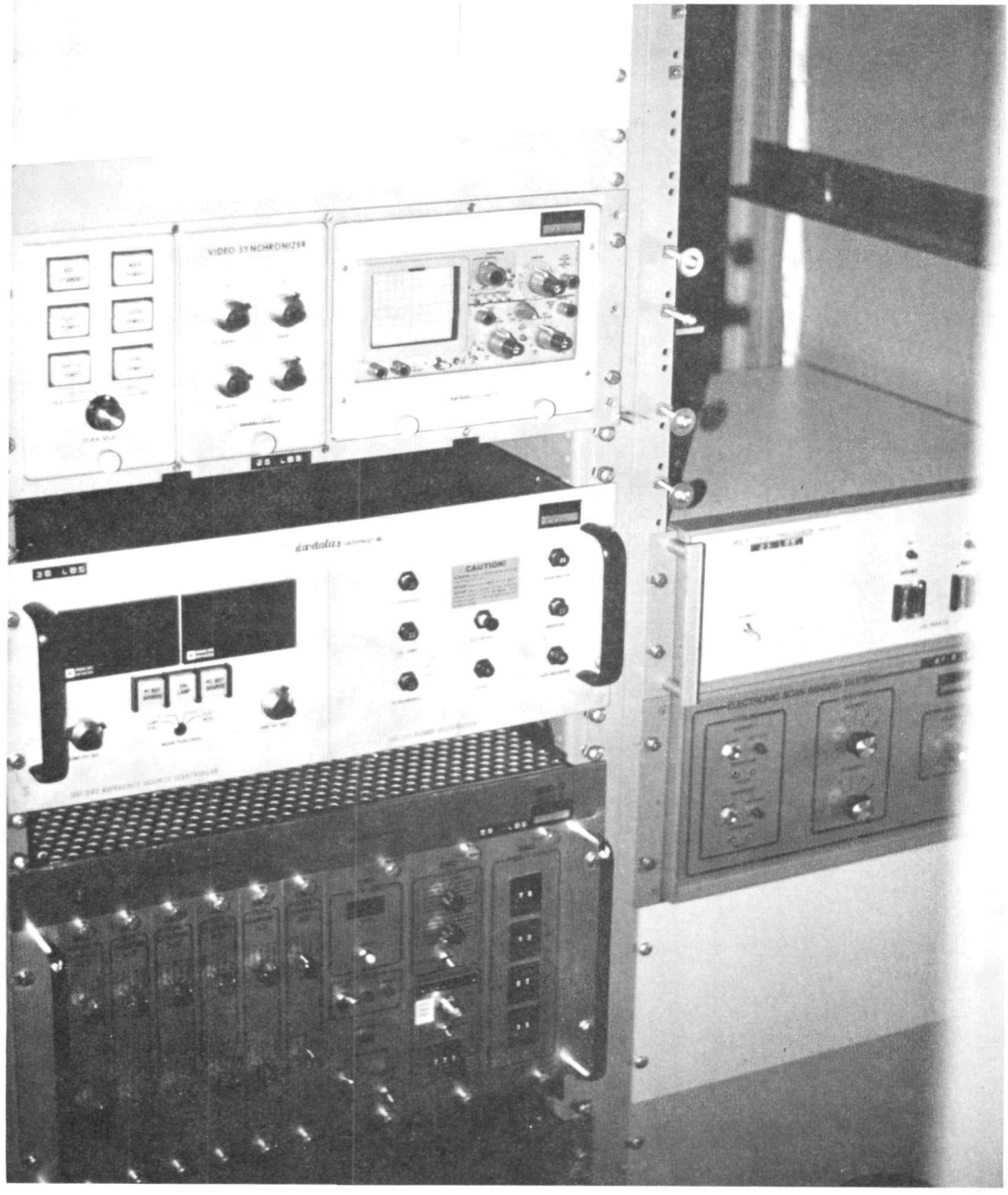


Figure D.5 Systèmes BMB-BIEB installés dans le C-GRSA.

D.2 AVION C-GRSB

L'appareil C-GRSB utilisé par le CCT est un DC-3 (Dakota).

Description
Bimoteur de transport, moteurs à explosion Pratt and Whitney. L'avion peut transporter cinq ou six opérateurs de capteurs en plus des deux pilotes.

Performance:	Plafond opérationnel: 3000 m Autonomie de vol: 5 heures Rayon d'action: 1200 km Vitesse vraie: 220 à 280 km/h Poids initial: 8871 kg Quantité de carburant (volume; poids): 3046 l; 2188 kg Poids total en vol: 12 200 kg Consommation de carburant: 245 kg/h à 260 km/h Puissance électrique disponible: 5,5 kVA
Emplacement des capteurs:	Tous les capteurs sont placés à l'arrière de l'emplanture et sont tous accessibles pendant le vol (voir figure D.2).
Commandes des capteurs:	Les commandes de capteurs sont installées dans deux châssis doubles.
Systèmes auxiliaires:	Enregistreur Mincom à quatorze voies; Magnétoscope et télévision en circuit fermé; Navigation: RGA, SNI; Communication: THF, HF; Groupe auxiliaire de bord pour l'alimentation au sol et le démarrage interne des moteurs.
Ensemble de capteurs:	Voir annexe E.

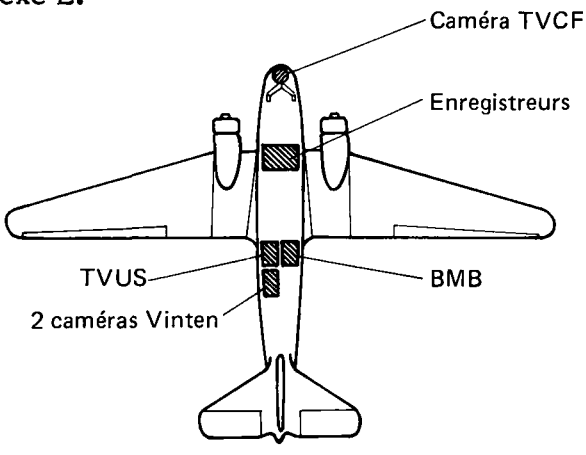


Figure D.6 **Plan de disposition des capteurs dans le DC-3 C-GRSB (tel que préparé pour la mission au-dessus du déversement du KURDISTAN).**

D.3 AVION C-GRSC

L'appareil C-GRSC est un Convair 580 (connu sous le nom de SAR580 lorsque l'appareil est équipé d'un RAS).

Description
Le Convair 580 est un ancien avion de passagers qui fonctionne avec deux réacteurs Allison 501-d13d d'une capacité de 8000 CV. L'équipage est composé de deux pilotes. Sept opérateurs de capteurs peuvent prendre place à bord de l'appareil.

Performance:
Plafond opérationnel: 7000 m
Autonomie de vol: 5 heures (si tous les capteurs et opérateurs sont à bord)
Rayon d'action: 2800 km
Vitesse vraie: 280 à 550 km/h
Poids initial: 13 044 kg
Masse sans carburant: 20 408 kg
Quantité de carburant (volume; poids): 11 010 l; 8941 kg
Poids total en vol: 26 375 kg
Consommation de carburant: 900 kg/h à 550 km/h (5500 m) ou à 370 km/h (1500 m)
Puissance électrique disponible: 15 kVA

Emplacement des capteurs:
Les capteurs sont placés dans la partie arrière du fuselage et sont accessibles pendant le vol (voir figure D.3).

Systèmes auxiliaires:
Enregistreur Mincom à quatorze voies;
Magnétoscope et télévision couleur en circuit fermé;
SAD
Navigation: RGA, SNI, TBF, installation pour Doppler;
Groupe auxiliaire de bord pour l'alimentation au sol et le démarrage interne des moteurs.

Ensemble de capteurs:
Voir annexe E.

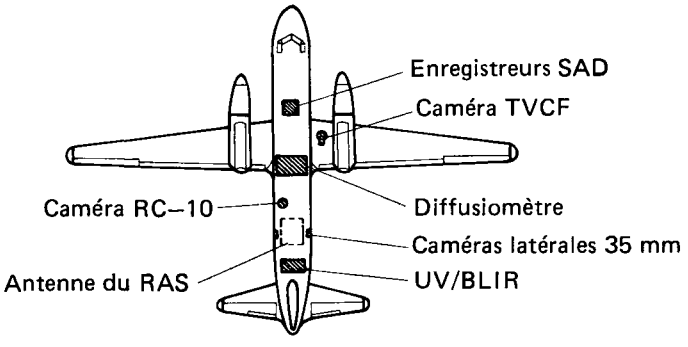


Figure D.7 **Plan de disposition des capteurs dans le Convair 580 C-GRSC (tel que préparé pour les missions à l'inlet Scott et à l'île Wallops).**

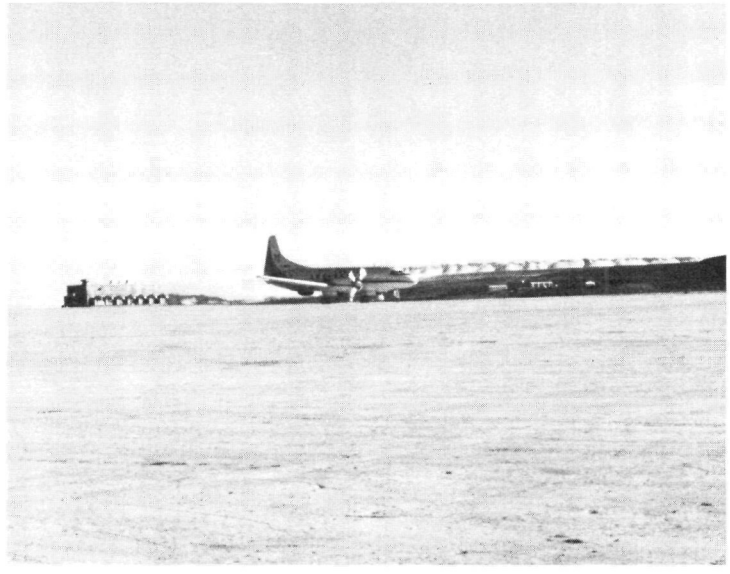


Figure D.8 Le C-GRSC sur la piste de Thulé, Groenland.

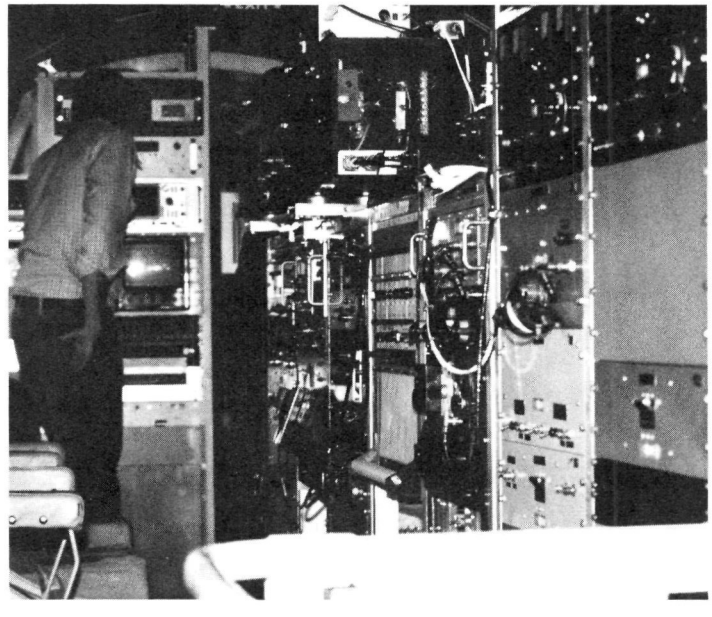


Figure D.9 **Circuits de commande du RAS de l'ERIM dans le C-GRSC.**
(à gauche de la photo, opérateur devant le panneau de commande SAD)

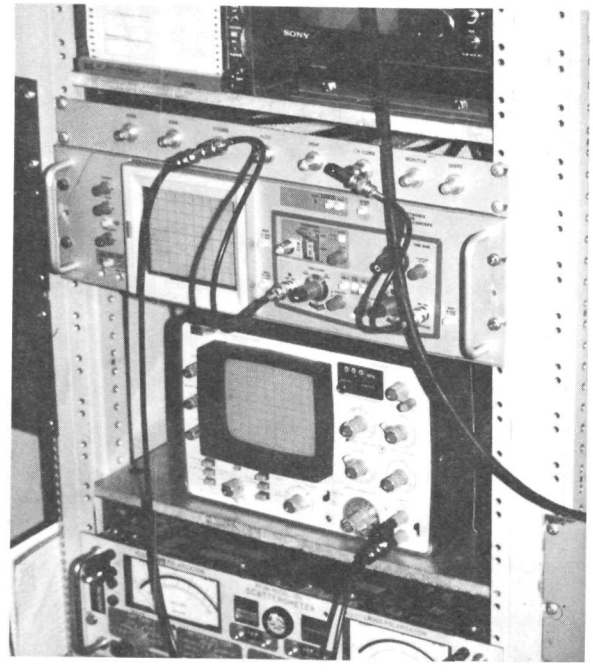


Figure D.10 Station du diffusiomètre à hyperfréquences dans le C-GRSC.

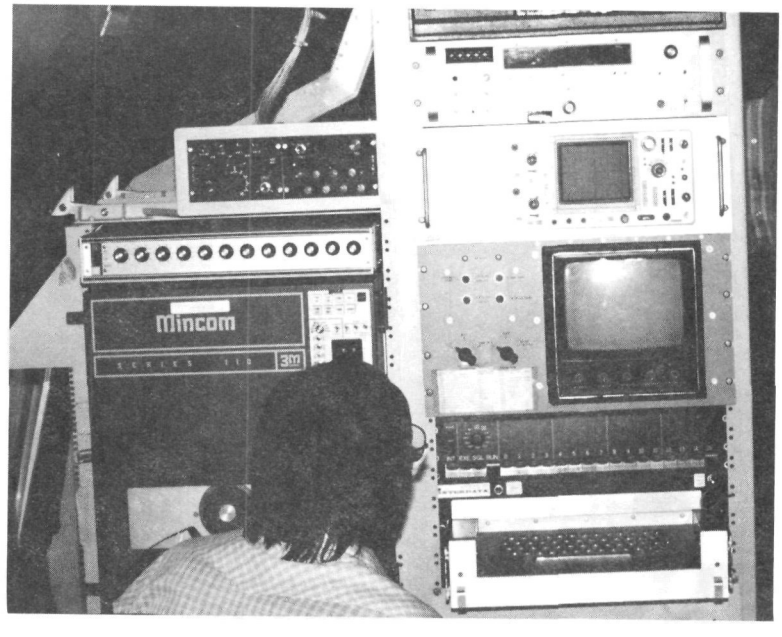


Figure D.11 Circuits de commande SAD dans le C-GRSC.

D.4 AVION C-GRSD

L'appareil C-GRSD est un Falcon 20, à réacteurs à double flux.

Description
Avion privé de transport fabriqué par Dassault (France). L'appareil est muni de deux réacteurs à double flux. L'équipage se compose de deux pilotes et de quatre ou cinq opérateurs de capteurs.

Performance:	Plafond opérationnel: 11 000 m (plate-forme stable) Autonomie de vol: 2,5 à 3 heures Rayon d'action: 2200 km Vitesse vraie: 460 à 740 km/h Poids initial: 7684 kg Masse sans carburant: 9977 kg Quantité de carburant (volume; poids): 4718 l; 3772 kg Poids total en vol: 12 998 kg Consommation de carburant: 1360 kg/h à 740 km/h (9150 m) ou à 460 km/h (1500 m) Puissance électrique disponible: 4,5 kVA
Emplacement des capteurs:	Le balayeur Daedalus est monté dans le cône à l'extérieur de la cabine sous pression. Les chambres de prise de vue sont situées à l'intérieur de la cabine derrière des ouvertures spéciales (voir figure D.4).
Commandes des capteurs:	Les commandes des capteurs sont groupées sur une série de tableaux dans la cabine.
Systèmes auxiliaires:	Enregistreur Mincom à quatorze voies; Magnétoscope et télévision en circuit fermé; Navigation: SNI, RGA, installation pour TBF; Groupe auxiliaire de bord pour alimentation au sol et démarrage interne des moteurs.
Ensemble de capteurs:	Voir annexe E.

Remarques relatives au poids des aéronefs du CCT

1. Le poids initial ne comprend que les châssis et les sièges.

2. La masse sans carburant (poids maximal sans carburant) comprend l'équipage, les opérateurs, les bagages et tout le matériel installé avant l'avitaillement.

3. Ces chiffres ne tiennent pas compte des contraintes imposées par le centre de gravité; on prend pour hypothèse que l'emplacement des capteurs et des opérateurs est tel que le centre de gravité de l'avion reste dans la plage permise.

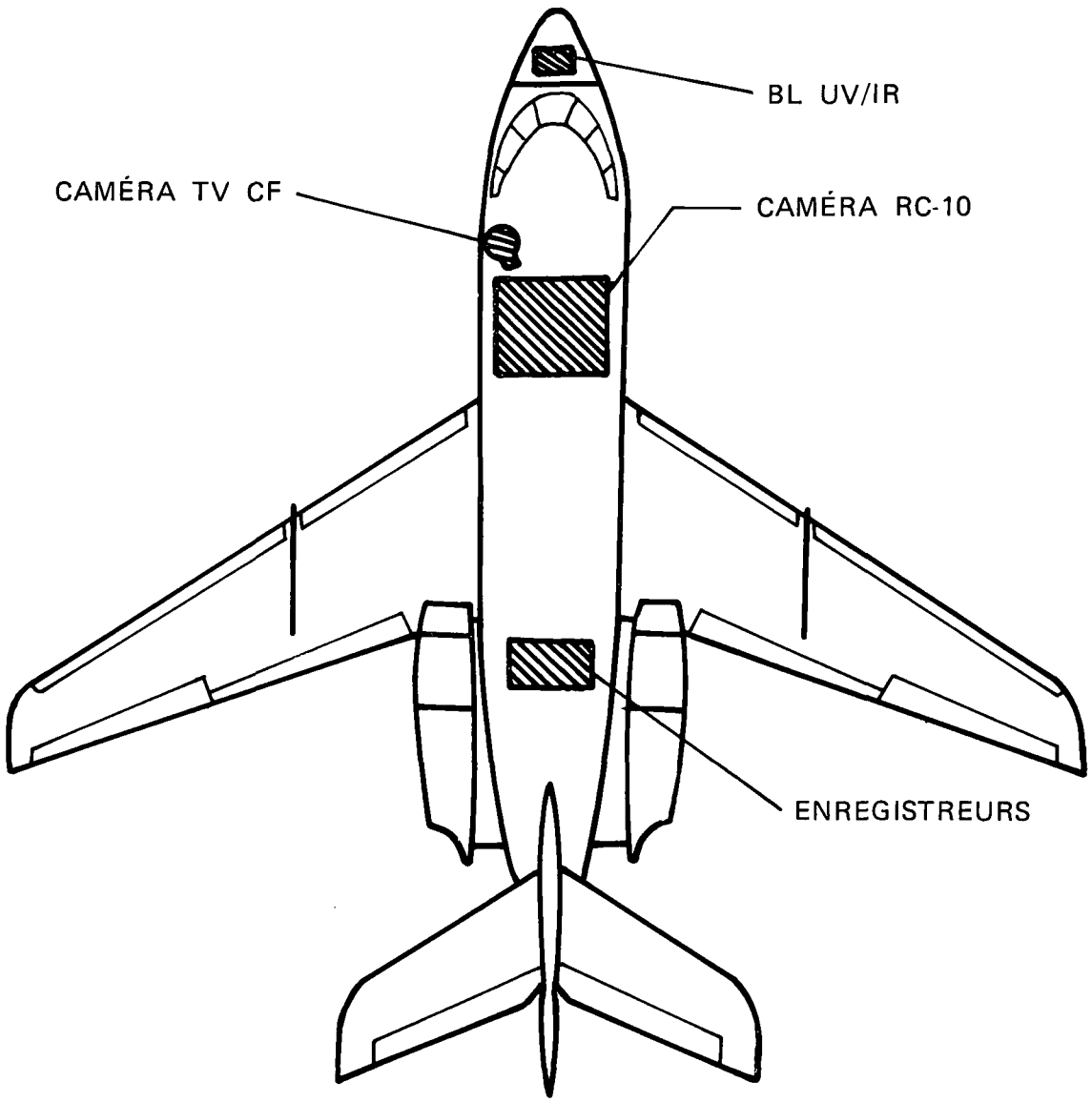


Figure D.12 Plan de disposition des capteurs à bord du Falcon C-GRSD pour la mission au-dessus du déversement du KURDISTAN.

ANNEXE E

OPÉRATIONS AÉRIENNES EFFECTUÉES LORS DU PROJET DE TÉLÉDÉTECTION AMOP

Page 180 : vide dans original.

Les opérations du projet de télédétection AMOP consistaient en quatre missions et vols d'essai. Les quatre missions étaient les suivantes: port de Montréal, inlet Scott, île Wallops et zone de déversement du KURDISTAN. Chaque mission a été effectuée dans des conditions opérationnelles et environnementales différentes et chacune a permis d'observer du pétrole.

Toutes les informations de vol ont été consignées dans un journal de bord au moment des missions. De même, un suivi de données a été compilé au moment de l'analyse des données; ce suivi signale les types de données enregistrées et donne d'autres informations pertinents pour l'interprétation. Le journal de bord et le suivi ne sont pas inclus dans le présent rapport mais peuvent être obtenus sur demande (voir annexe I). Le but des missions, la logistique et l'exécution des quatre missions sont traités dans les paragraphes qui suivent. L'ensemble de capteurs pour chaque mission apparaît au tableau E.1 tandis qu'un résumé de toutes les durées de vol et distances franchies apparaît aux tableaux E.2 et E.3 Des photographies des avions C-GRSA et C-GRSC ainsi que des capteurs figurent dans l'annexe D.

E.1 PORT DE MONTRÉAL

E.1.1 But de la mission

La mission au-dessus du port de Montréal a été effectuée à la demande du Service de la protection de l'environnement (SPE), bureau régional du Québec, afin d'étudier la possibilité d'utiliser la télédétection pour surveiller le nettoyage des déversements accidentels ou délibérés dans le secteur des raffineries de pétrole du port de Montréal. On observait assez régulièrement des déversements de pétrole dans le port de Montréal pendant les longs week-ends. Aussi, une mission a-t-elle été planifiée pour le week-end de la fête du Canada en 1978. La mission d'observation devait également comprendre le port de Sorel.

Cette mission a spécialement permis d'étudier la détection du pétrole de nuit et de jour et d'évaluer les problèmes inhérents à la télédétection du pétrole dans un port.

E.1.2 Logistique

Le 30 juin 1978, un DC-3 du CCT, le C-GRSB, a été muni d'un système d'enregistrement de données et de deux capteurs, un balayeur linéaire infrarouge à voie unique qui est presque identique au BLDV sans la voie UV et une télévision ultrasensible sans filtre. Deux opérateurs de capteur, une vigie et un directeur de mission se sont joints à l'équipage. Deux vols totalisant 13 passages ont été effectuées au-dessus de Montréal et de Sorel.

E.1.3 Résumé des vols au-dessus du port de Montréal

Vol 1: Le DC-3 (C-GRSB) a quitté Ottawa à 22:46 TMG le 30 juin 1978 pour arriver à Montréal à 23:29 TMG. Il se trouvait du pétrole dans le St-Laurent qui semblait provenir de l'égout 80-1 près du canal de Pointe-aux-Trembles et qui s'écoulait plus loin que l'île Ste-Thérèse. Le SPE et la garde côtière surveillaient la situation. La zone a été survolée deux fois, puis l'avion s'est dirigé vers Sorel et des images ont été enregistrées le long de la rive sud du St-Laurent pendant le trajet. Aucune trace de pétrole n'a été détectée dans le port de Sorel. Lors du retour, la zone de déversement à Pointe-aux-Trembles a été imagée une fois de plus. L'avion a atterri à Montréal à 00:20 TMG le 1er juillet 1978.

Vol 2: Le C-GRSB a décollé à 03:05 le 1er juillet 1978 et des images de la zone de déversement ont été prises. L'avion s'est à nouveau dirigé vers Sorel. On a pris des images de la rive sud du St-Laurent et du port de Sorel. La zone de déversement a de nouveau été imagée au retour et le C-GRSB a atterri à Ottawa à 05:00 TMG le 1er juillet 1978.

La nappe de pétrole dans le port de Montréal s'était dispersée et aucune trace de pétrole n'a été aperçue à Sorel.

E.2 INLET SCOTT

E.2.1 But de la mission

Le projet de télédétection AMOP avait pour but de déterminer dans quelle mesure les techniques de télédétection pouvaient permettre de détecter du pétrole dans les eaux envahies par les glaces. Le suintement naturel signalé dans l'inlet Scott (Levy, 1977) constituait une occasion de détecter du pétrole dans les conditions arctiques. Trois expériences étaient prévues dans le cadre du projet original: la première, dans l'inlet Scott, devait consister à détecter du pétrole dans les eaux arctiques contenant peu de glace; les deux autres devaient servir à faire l'essai des techniques de télédétection de pétrole sur la banquise littorale et dans la banquise lâche. La mission de l'inlet Scott visait à préparer des essais futurs dans la banquise lâche car de telles expériences n'avaient pas encore été effectuées. La mission de l'inlet Scott constituait le seul essai en conditions arctiques pour tous les capteurs. Une photographie de la côte de l'île Baffin dans la région de l'inlet Scott apparaît à la figure E.1.

Figure E.1 Inlet Scott: photographie prise à 16 h 54 TMG, le 11 septembre 1978.

E.2.2 Logistique

La planification de la mission de l'inlet Scott a commencé en novembre 1977 et s'est poursuivie jusqu'en septembre 1978, date à laquelle la mission a été effectuée. Les aéronefs utilisés étaient un DC-3 (C-GRSA) transportant 10 personnes (équipage, scientifiques et personnel de soutien) et un Convair 580 (C-GRSC) transportant 11 personnes; douze capteurs étaient installés à bord de l'appareil.

La mission devait durer deux semaines à partir du 1er septembre 1978. Le suintement de l'inlet Scott avait été signalé à 71° 24' N, 70° 10' O (Levy, 1977). Clyde

River (à 110 km au sud-est) était l'agglomération la plus rapprochée qui disposait d'une piste d'atterrissage. Comme la piste de Clyde River est en gravier et qu'elle ne mesure que 900 m de long, seul le DC-3 pouvait y atterrir. Frobisher Bay et Thulé étaient les deux agglomérations près de l'inlet Scott qui avaient des pistes asphaltées convenant au Convair 580. La piste de Thulé fut finalement retenue vu qu'elle était plus rapprochée de la zone de suintement.

Pour que le C-GRSC puisse atterrir et décoller à Thulé, il a fallu obtenir l'autorisation des gouvernements danois et américain. Le personnel a été logé dans les quartiers réservés aux visiteurs et a pu se servir des installations pendant son séjour. En raison de la quantité de matériel et du grand nombre de personnes nécessaires à cette mission et du manque d'espace à bord du Convair 580, trois personnes ainsi que 350 kg d'équipement ont été transportés d'Ottawa à Resolute par transporteur commercial et de Resolute à Thulé par avion nolisé.

La mission du C-GRSA à Clyde River nécessitait beaucoup plus de préparation. L'hébergement ainsi que d'autres services ont fait l'objet d'ententes avec les Inuit de Clyde River. Les services fournis par la Qakigiaq Coop Association se sont avérés très satisfaisants; toutefois, les préparatifs ont pris beaucoup de temps à cause du manque d'installations à Clyde River et des problèmes de communications.

Il n'y avait pas de poste d'avitaillement à Clyde River et tout le carburant nécessaire au C-GRSA a donc dû être apporté sur place. En raison des frais de transport aérien, le carburant (221 barils de 205 l) et le matériel lourd (approvisionnement d'urgence, approvisionnement pour l'avion et azote pour le fluorodétecteur, etc.) ont été transportés au début du mois de septembre par le Sealift du ministère des Transports qui a également laissé une réserve d'urgence de 20 barils de carburant à Pond-inlet.

Comme pour le Convair 580, la charge du DC-3 (C-GRSA) était limitée de sorte que le personnel et plusieurs centaines de kilogrammes d'équipement ont été transportés à Clyde River par avion nolisé.

La période d'utilisation des deux avions a été extrêmement restreinte en raison des retards entraînés par une modification importante. En fait, le C-GRSC n'a pu voler qu'une seule semaine au cours de la mission dans l'Arctique. De janvier à juillet on s'est occupé des modifications, de l'approvisionnement en matériel et de l'essai des capteurs; l'installation et l'essai du matériel ont eu lieu en juillet et août. Une fois de plus, en raison des délais, on a manqué de temps pour installer et vérifier l'équipement, surtout dans le cas du C-GRSC, ce qui a entraîné des défaillances du matériel et la piètre qualité des données enregistrées pour tous les capteurs à bord du C-GRSC au cours de la mission. Dans la plupart des cas, les capteurs à bord du C-GRSA ont fonctionné correctement mais la performance du fluorodétecteur aurait pu être améliorée si l'on avait pu consacrer plus de temps aux essais.

Avant le départ, plusieurs moyens de communications possibles avaient été établis afin de faciliter l'échange de renseignements entre Thulé et Clyde River au cours des deux semaines de la mission.

La mission de l'inlet Scott avait été planifiée conjointement avec l'Institut d'océanographie de Bedford. Le navire de l'Institut, le C.S.S. HUDSON, était dans cette région du 3 au 6 septembre 1978 et pendant quelques jours après le 24 septembre. L'avion du CCT devait survoler la région de l'inlet Scott tandis que le personnel à bord du HUDSON devait effectuer des mesures de surface. Toutefois, à cause du brouillard, le C-GRSA n'a pu atterrir à Clyde River que le 8 septembre. De plus, les capteurs et l'avion nécessitant des réparations, le C-GRSA n'a pu quitter Ottawa que le 7 septembre 1978.

E.2.3 Résumé des vols du C-GRSA à l'inlet Scott

Le C-GRSA a effectué 11 vols dans la région de l'inlet Scott entre le 9 et le 20 septembre 1978. Dans le tableau du résumé des vols, leur durée et les distances

parcourues sont réparties sous les rubriques suivantes: capteurs en fonctionnement, dans la zone cible et en route. Le temps indiqué sous "capteurs en fonctionnement" se rapporte en fait au temps de survol de la zone cible proprement dite; toutefois, la plupart des capteurs ont fonctionné presque sans arrêt entre les passages au-dessus de la zone cible et certains, comme la TVUS, ont même fonctionné à l'aller et au retour, entre l'aéroport et la zone cible. Des cartes indiquant les trajectoires de vol et les endroits où du pétrole a été observé au cours des vols 2 à 8 apparaissent respectivement aux figures E.2 à E.7. Deux cartes à des échelles différentes pour chacun des vols 9 à 11 apparaissent aux figures E.9 à E.14. De plus, les trajectoires pour tous les vols sont rassemblées dans les figures E.15 et E.16 et les observations de pétrole, dans la figure E.17. On n'a observé du pétrole provenant du suintement de l'inlet Scott qu'au cours de deux vols, soit les vols 9 et 10.

Vol 1: Le C-GRSA a quitté Clyde River à 15:45 TMG le 9 septembre 1978 et a atteint l'inlet Scott à 16:32 TMG. Le ciel était clair et la vitesse du vent était de 50 à 60 noeuds à 320° près de la surface de mer. Les recherches ont duré jusqu'à 18:08, puis l'avion est rentré à Clyde River où il y a atterri à 18:40. Il y a eu un certain nombre de problèmes d'équipement au début du vol en raison des basses températures dans l'avion au moment du démarrage.

Vol 2 (figure E.2): Le C-GRSA a quitté Clyde River à 15:03 TMG le 11 septembre 1978 et est arrivé à l'inlet Scott à 15:50 TMG. Le ciel était clair et il n'y avait pas de vent. La région entre le cap Hunter et le cap Eglinton a été survolée pour y détecter du pétrole; aucune observation de pétrole n'a pu être confirmée dans cette région. Une défaillance du fluorodétecteur a interrompu la recherche à 17:08 TMG et le C-GRSA est reparti vers Clyde River où il a atterri à 18:18 TMG.

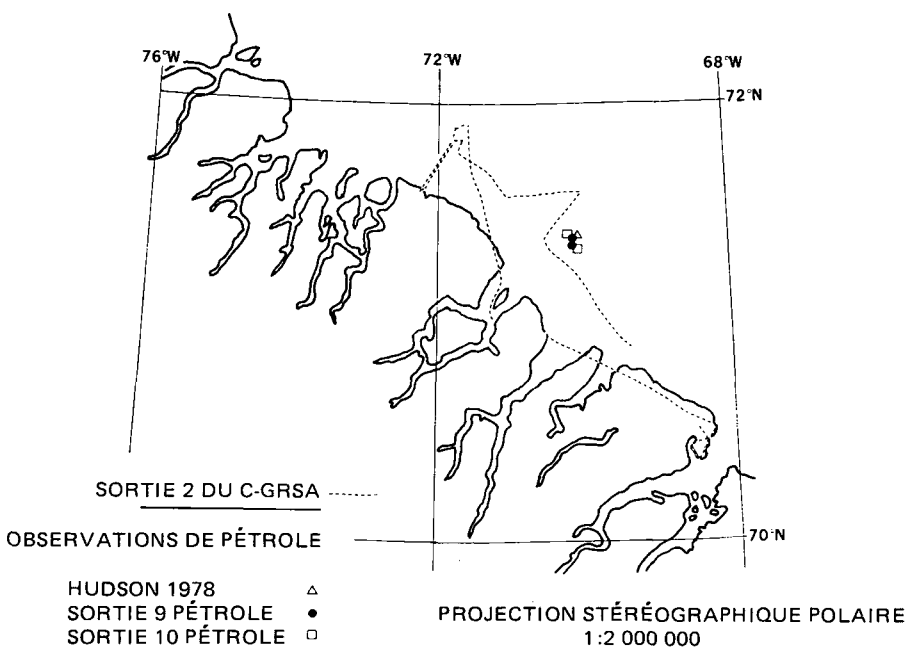


Figure E.2 Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, sortie 2 (1: 2 000 000).

Vol 3 (figure E.3): Le C-GRSA a quitté Clyde River à 20:09 TMG le 11 septembre 1978 après des réparations au fluorodétecteur. La côte de l'île Baffin du fjord Sam Ford au cap Adair de chaque côté de l'inlet Scott a été survolée de 20:45 TMG à 21:42 TMG dans le but de détecter du pétrole. L'avion est ensuite revenu vers Clyde River et a atterri à 22:29 TMG. Lors des vols 2 et 3, de grandes nappes ont été observées visuellement mais n'ont pu être attribuées à du pétrole.

Vol 4 (figure E.4): Le C-GRSA a quitté Clyde River à 15:57 TMG le 12 septembre 1978 et il est arrivé à l'inlet Scott à 16:28 TMG. À Clyde River, le plafond était à 300 m tandis qu'à l'inlet Scott la nébulosité était variable et la vitesse du vent était de 5 à 10 noeuds à 320°. Plusieurs passages en forme de grille ont été effectués au-dessus de la zone où du pétrole avait été signalé (Levy, 1977) et où le C-GRSA devait effectivement détecter du pétrole quelques jours plus tard. Aucune trace de pétrole n'a été aperçue à ce moment-là et la recherche s'est terminée à 17:42 TMG. L'avion est rentré à Clyde River où il a atterri à 18:10 TMG.

Vol 5 (figure E.5): De mauvaises conditions météorologiques ont empêché le décollage du C-GRSA pendant plusieurs jours. Le vol 5 a été effectué le 16 septembre 1978 et a commencé à 13:53 TMG. La caméra Vinten en UV est tombée en panne dès le décollage et n'a pu être réparée pendant le vol. L'avion a atteint le nord de la région de l'inlet Scott à 14:46 TMG et la recherche du pétrole a été effectuée en suivant un diagramme en forme de grille. Lorsque la grille a été complétée, l'avion a survolé l'endroit où du pétrole avait été observé précédemment par Levy (1977). Il n'y avait aucune trace de pétrole. À 16:52 TMG, le C-GRSA est retourné à Clyde River; quelques passages ont été effectués au-dessus d'une nappe de pétrole dans le baie Patricia à Clyde River. L'avion a atterri à 17:38 TMG.

Vol 6 (figure E.6): Plus tard au cours de la même journée, soit à 19:23 TMG, le C-GRSA a quitté Clyde River. Quelques passages ont été effectués au-dessus du pétrole dans le port de Clyde River. L'avion est arrivé à 20:09 TMG à proximité de la même zone de recherche que celle du vol 5 et quelques anomalies ont été vérifiées. Une anomalie près du cap Eglinton a également été observée. L'avion est reparti pour Clyde River, a effectué d'autres passages au-dessus du pétrole dans le port et s'est posé à 21:45 TMG.

Vol 7 (figure E.7): Le C-GRSA a décollé de Clyde River à 13:51 TMG le 17 septembre 1978 pour effectuer une étude de la côte de l'île Baffin à partir du cap Christian, en passant par l'inlet Scott et le golfe Buchan jusqu'au cap Jameson où des vents catabatiques à basse altitude soufflaient à plus de 80 noeuds. L'avion est arrivé au cap Jameson à 15:20 TMG et il a fait demi-tour. La zone où du pétrole avait été signalé quelques années auparavant a été survolée une fois de plus mais aucune trace de pétrole n'a été observée. On a remarqué au cours de vol que les "banderoles" que l'on observe fréquemment dans les nappes étaient concentrées dans la région des icebergs échoués. L'avion a atterri à Clyde River à 16:54 TMG.

Vol 8 (figure E.8): Ce vol avait pour but d'étudier certaines anomalies signalées au large du cap Christian. L'avion a quitté Clyde River à 19:36 TMG le 17 septembre 1978. La zone a été survolée pendant 30 minutes mais aucune trace de pétrole n'a été observée au large du cap Christian; les anomalies étaient des laisses de marée. Le C-GRSA est retourné vers la baie Patricia où il a survolé à plusieurs reprises un petit déversement de pétrole dans le port. Le C-GRSA a atterri à 20:28 TMG.

Vol 9 (figures E.9 et E.10): Lors de ce vol, on a décidé de vérifier tous les points d'intérêt, c'est-à-dire les endroits où du pétrole avait été observé au cours des années

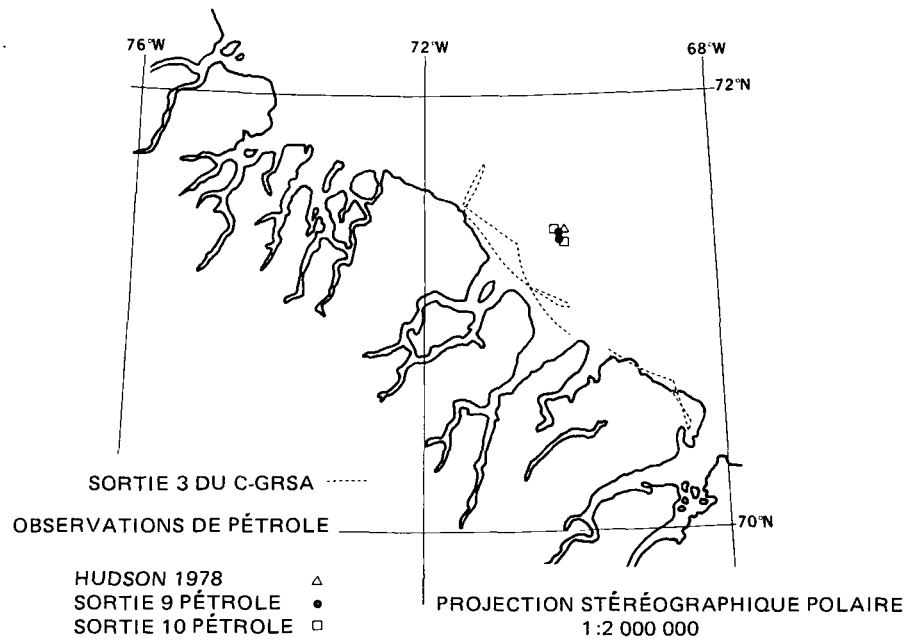


Figure E.3 **Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, sortie 3 (1: 2 000 000).**

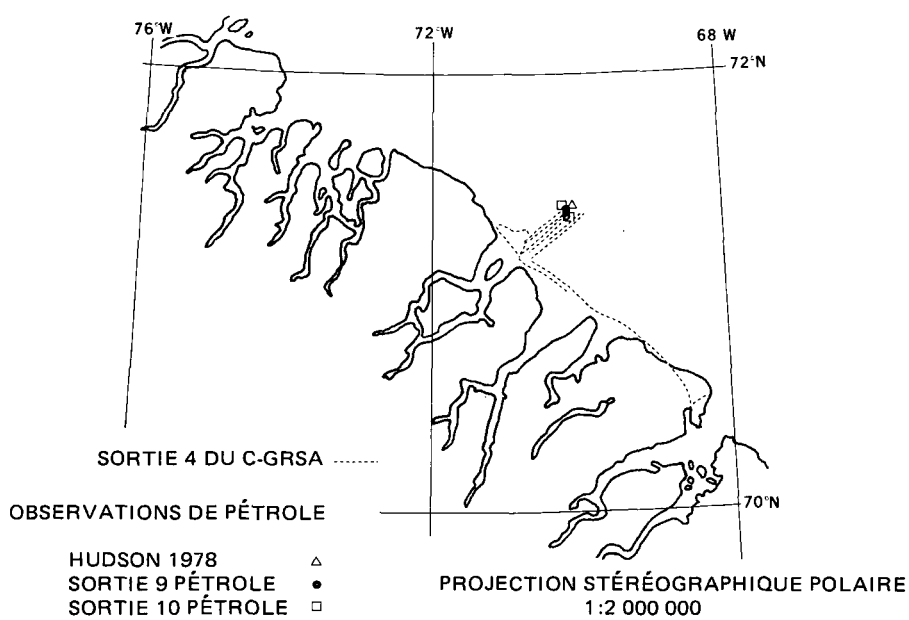


Figure E.4 **Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, sortie 4 (1: 2 000 000).**

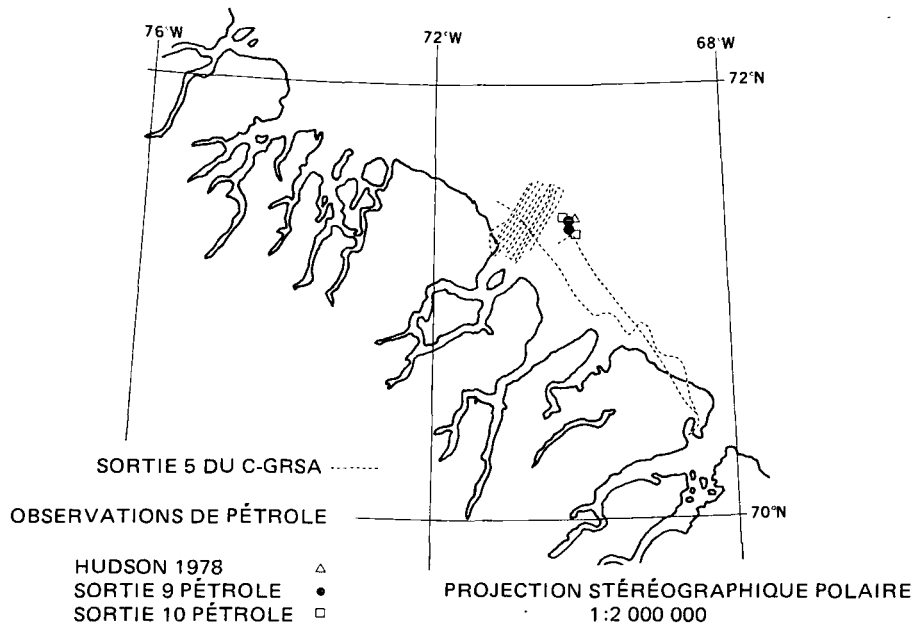


Figure E.5 **Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, sortie 5 (1: 2 000 000).**

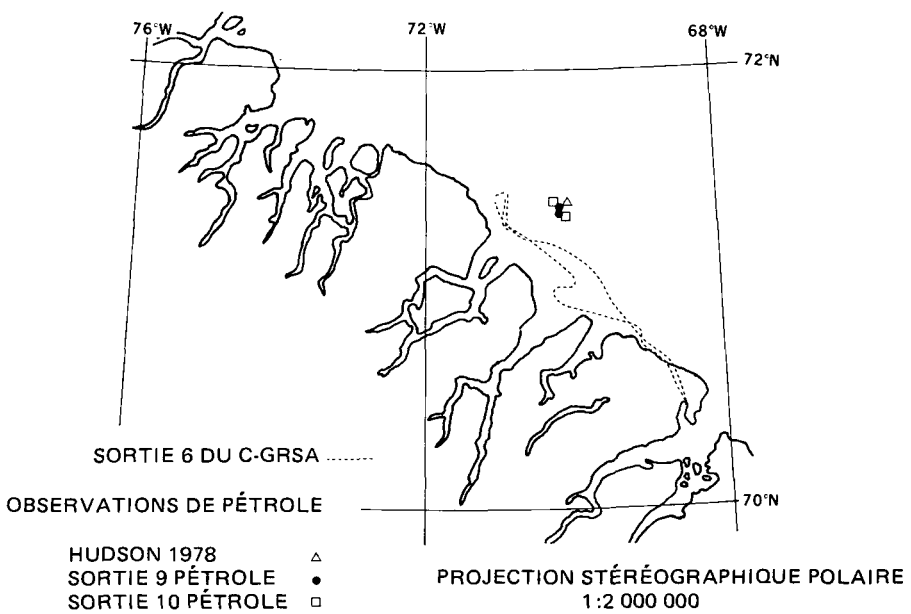


Figure E.6 **Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, sortie 6 (1: 2 000 000).**

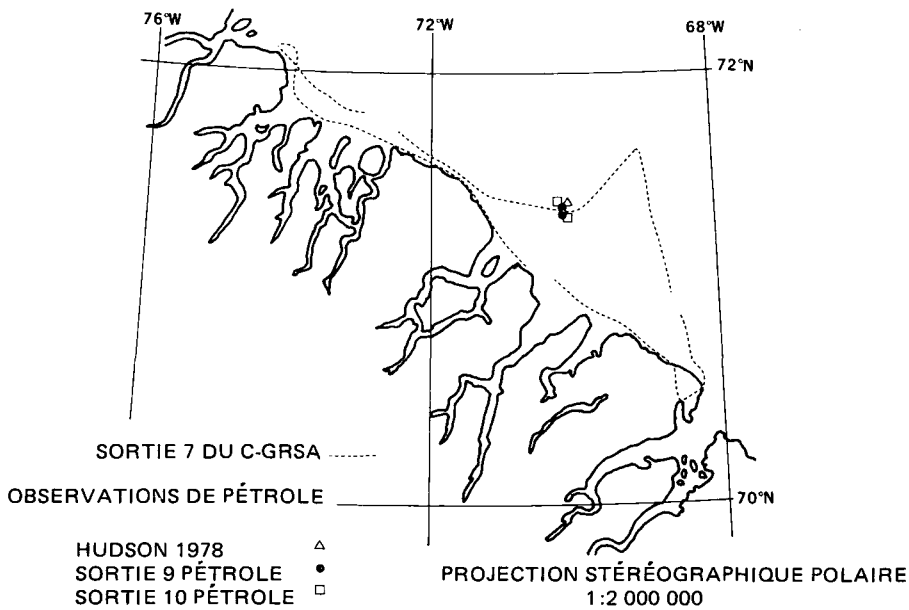


Figure E.7 **Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, sortie 7 (1: 2 000 000).**

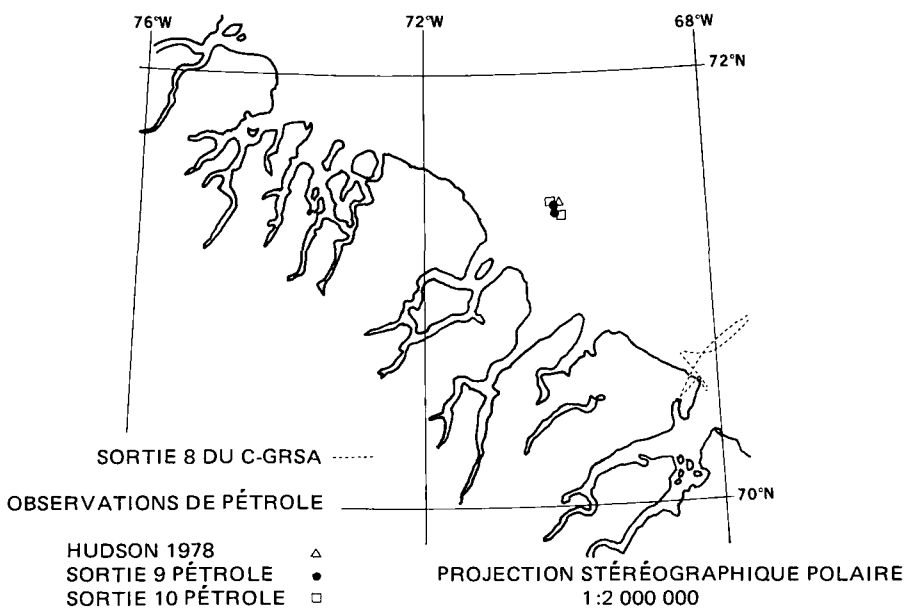


Figure E.8 **Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, sortie 8 (1: 2 000 000).**

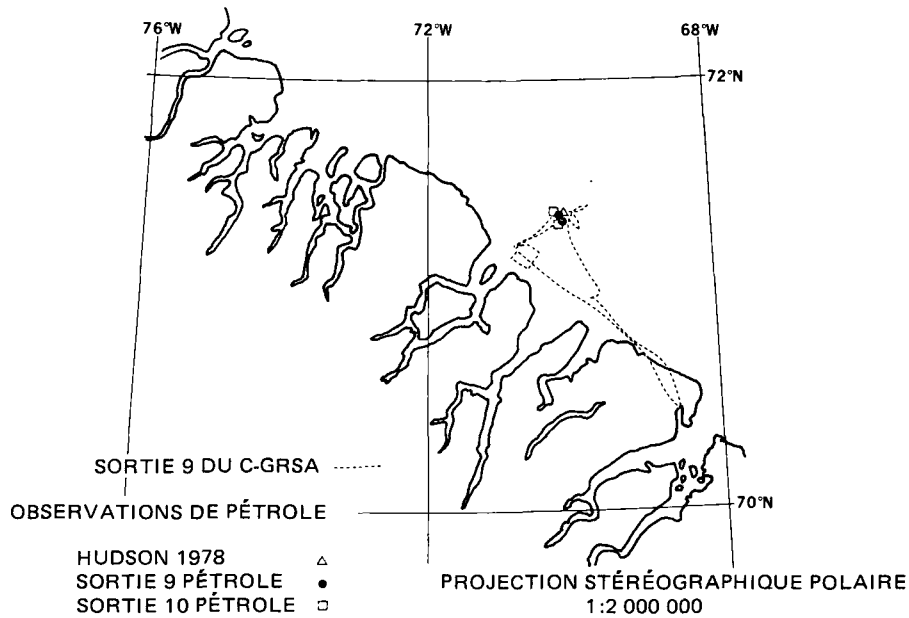


Figure E.9 **Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, sortie 9 (1: 2 000 000).**

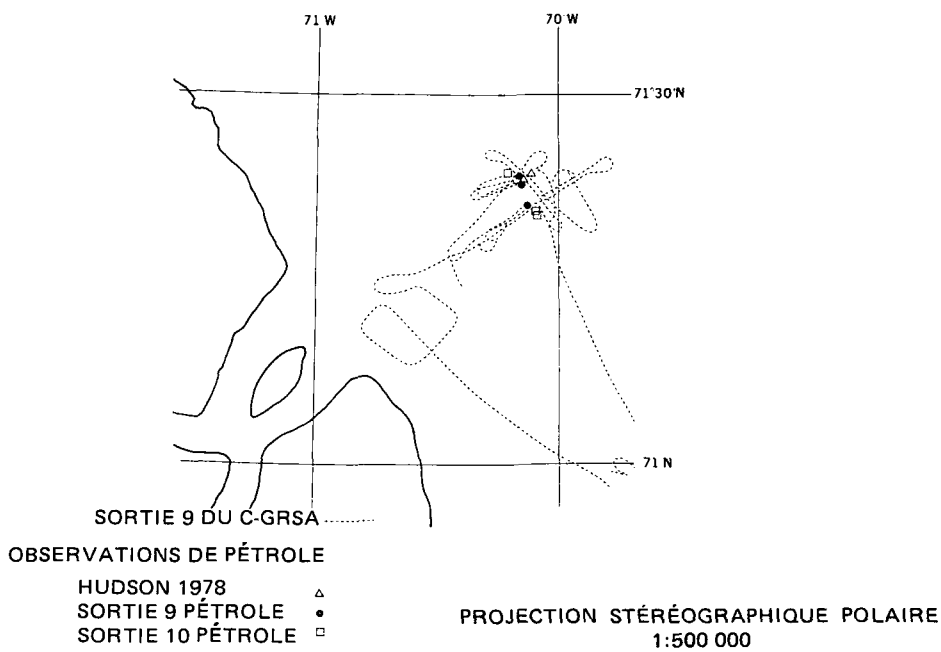


Figure E.10 **Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, sortie 9 (1: 500 000).**

précédentes et où des anomalies avaient été aperçues par l'équipage du C-GRSA. Le C-GRSA a décollé de Clyde River et les anomalies ont été vérifiées au cap Eglinton. L'avion est arrivé à l'inlet Scott à 14:05 TMG et a survolé les lieux en décrivant un rectangle près de l'embouchure de l'inlet Scott. L'avion s'est ensuite dirigé vers l'endroit où du pétrole avait été signalé au cours des années précédentes. On détecta du pétrole aux latitudes et longitudes suivantes: 71° 21' N, 70° 08' O et 71° 23' N, 70° 10' O et chaque emplacement fut survolé plusieurs fois. Le C-GRSA quitta le secteur à 15:44 TMG pour atterrir à Clyde River à 16:27 TMG. Il importe de noter que la zone où le pétrole a été observé au cours de ce vol avait été survolée au cours de trois vols précédents, soit les vols 4, 5 et 7, et qu'aucune trace de pétrole n'avait alors été détectée.

Vol 10 (figures E.11 et E.12): Plus tard le 19 septembre 1978, le C-GRSA a décollé à 18:18 TMG et est retourné aux endroits où du pétrole avait été observé auparavant. L'avion est arrivé dans la zone de l'inlet Scott à 19:07 TMG et une fois de plus du pétrole a été repéré à deux endroits: 71° 20,5' N, 70° 05,5' O et 71°24' N, 70°13' O.

Les conditions météorologiques devenant de plus en plus mauvaises dans la zone de recherche, avec des vents de plus de 30 noeuds et un peu de neige, le C-GRSA est parti à 19:41 TMG et a atterri à Clyde River 20:19 TMG.

Le personnel à bord du C.S.S. HUDSON a observé des remontées de pétrole dans la région de l'inlet Scott le 24 septembre 1978 à 71°23,7' N, 70°06,3' O (figure 36). Des échantillons de surface ont été prélevés pour des analyses en laboratoire.

Vol 11 (figures E.13 et E.14): Le dernier vol de la mission a eu lieu le 20 septembre 1978; le C-GRSA a décollé à 13:25 TMG et il s'est rendu au-dessus des points d'intérêt au large du cap Adair au nord de l'inlet Scott et est ensuite revenu aux mêmes endroits où du pétrole avait été observé la journée précédente. Il n'y avait aucune trace de pétrole et le C-GRSA est revenu à Clyde River où il a atterri à 16:02 TMG.

E.2.4 Résumé des vols du C-GRSC à l'inlet Scott

Le C-GRSC a effectué cinq vols au total dans la région de l'inlet Scott entre le 8 et le 14 septembre 1978. Des cartes indiquant les trajectoires des vols 1 à 5 apparaissent respectivement aux figures E.18 à E.22 et une carte montrant toutes les trajectoires du C-GRSC lors de cette mission apparaît à la figure E.23.

Vol 1 (figure E.18): Le C-GRSC a quitté Frobisher Bay à 15:00 TMG le 8 septembre 1978 pour Thulé au Groenland. Pendant ce trajet, deux passages ont été effectués dans la région de l'inlet Scott avec tous les capteurs en marche. À l'inlet Scott, le vent était de 10 à 15 noeuds à 320° et la couverture nuageuse était variable. Les recherches effectuées dans la région où du pétrole avait été signalé auparavant (Levy, 1977) et où le C-GRSA découvrit du pétrole par la suite, n'ont rien donné. Le RAS était utilisé à un angle de dépression faible et en polarisation d'émission horizontale. Le C-GRSC est revenu à Thulé à 19:00 TMG.

Vol 2 (figure E.19): Le C-GRSC a quitté Thulé à 15:35 TMG le 9 septembre 1978 et a atteint la côte de l'île Baffin pour commencer les recherches à 17:00 TMG. L'imagerie RAS a été enregistrée au cours de deux passages et des données du diffusiomètre à hyperfréquences, au cours d'un passage. Le RAS était utilisé à un angle de dépression faible et en polarisation d'émission verticale. Le ciel était clair et le vent était de 25 à 30 noeuds à 320°. La zone où du pétrole avait été observé précédemment a été

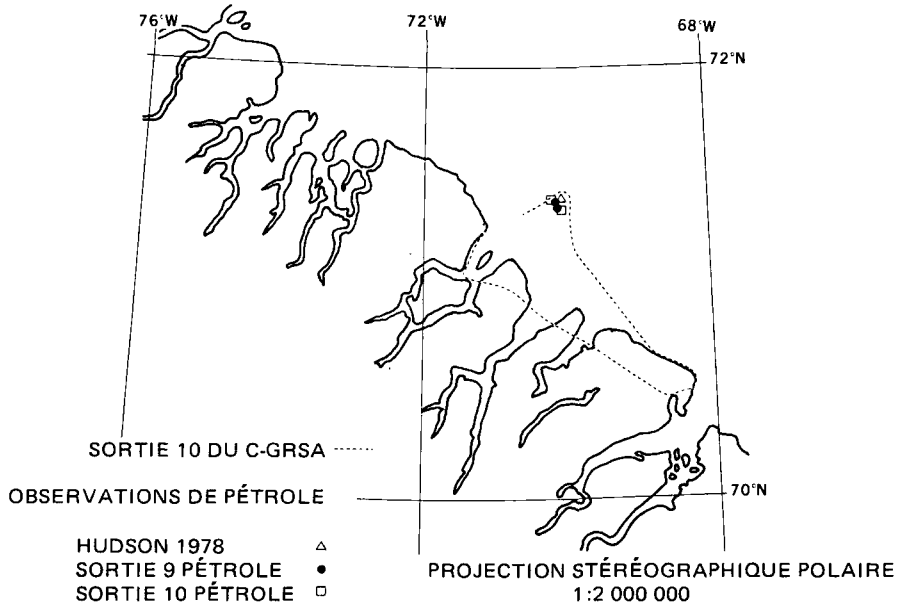


Figure E.11 Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, sortie 10 (1: 2 000 000).

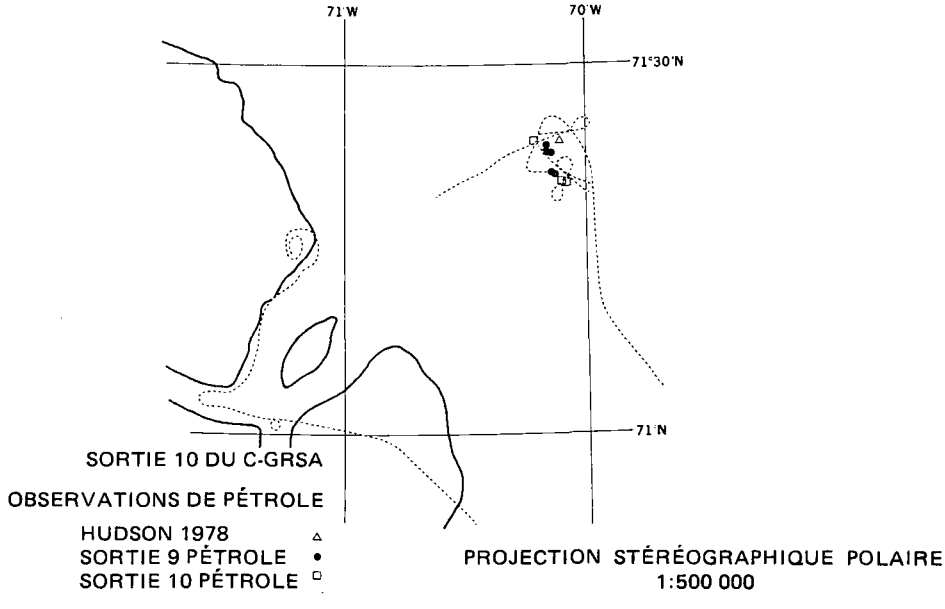


Figure E.12 Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, sortie 10 (1: 500 000).

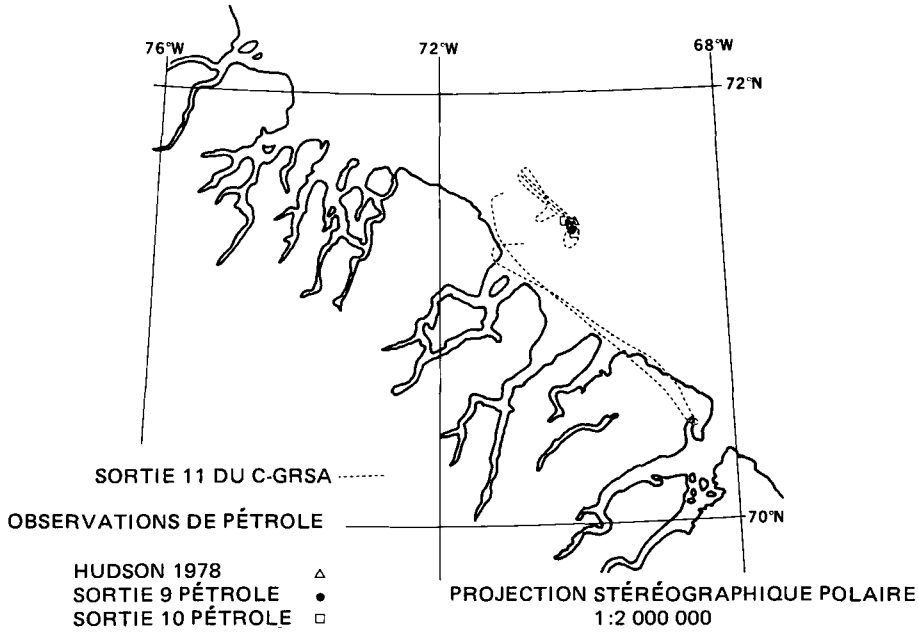


Figure E.13 Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, sortie 11 (1: 2 000 000).

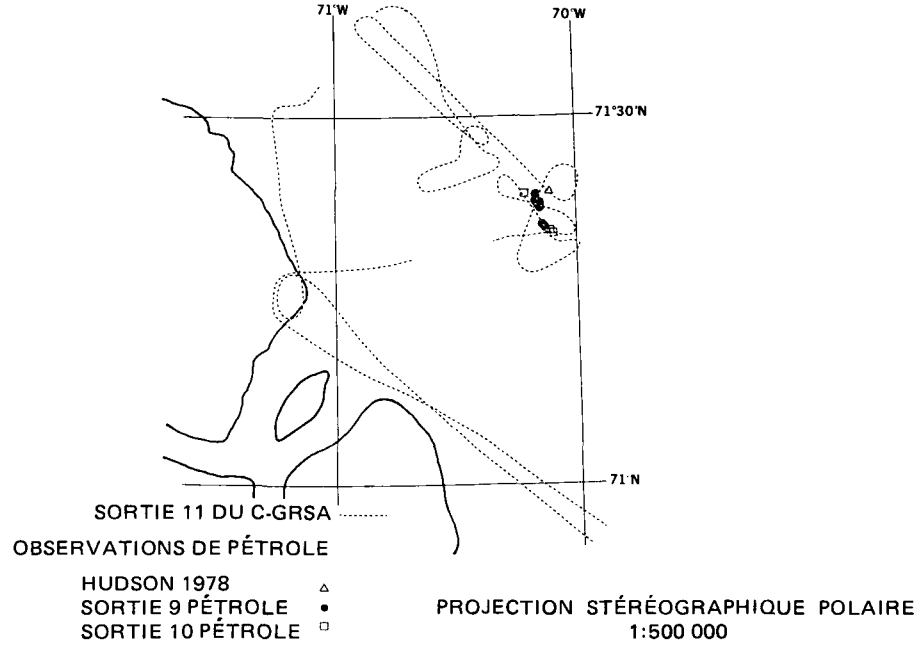


Figure E.14 Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, sortie 11 (1: 500 000).

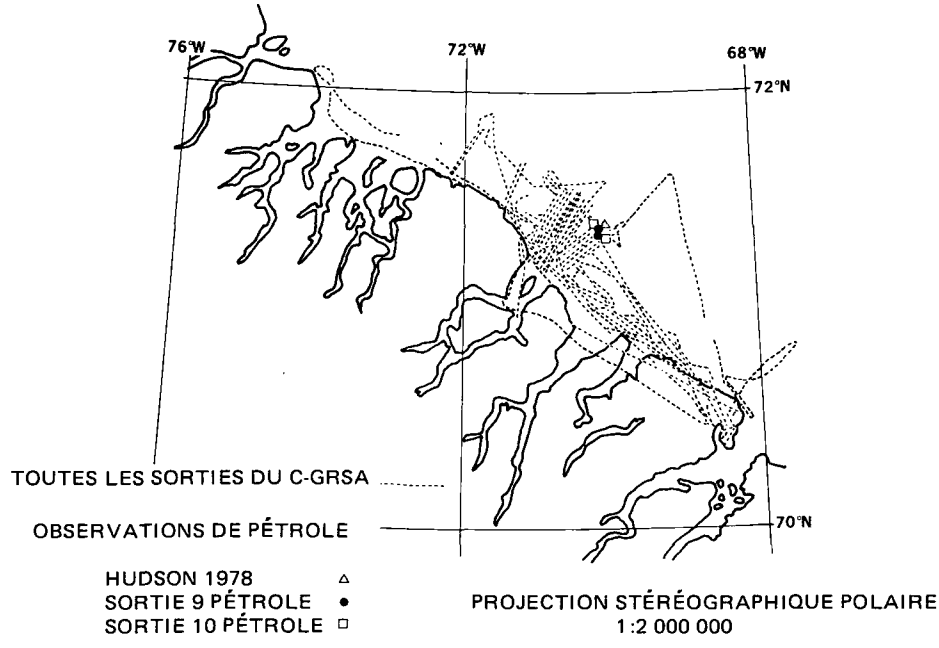


Figure E.15 Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, toutes les sorties (1: 2 000 000).

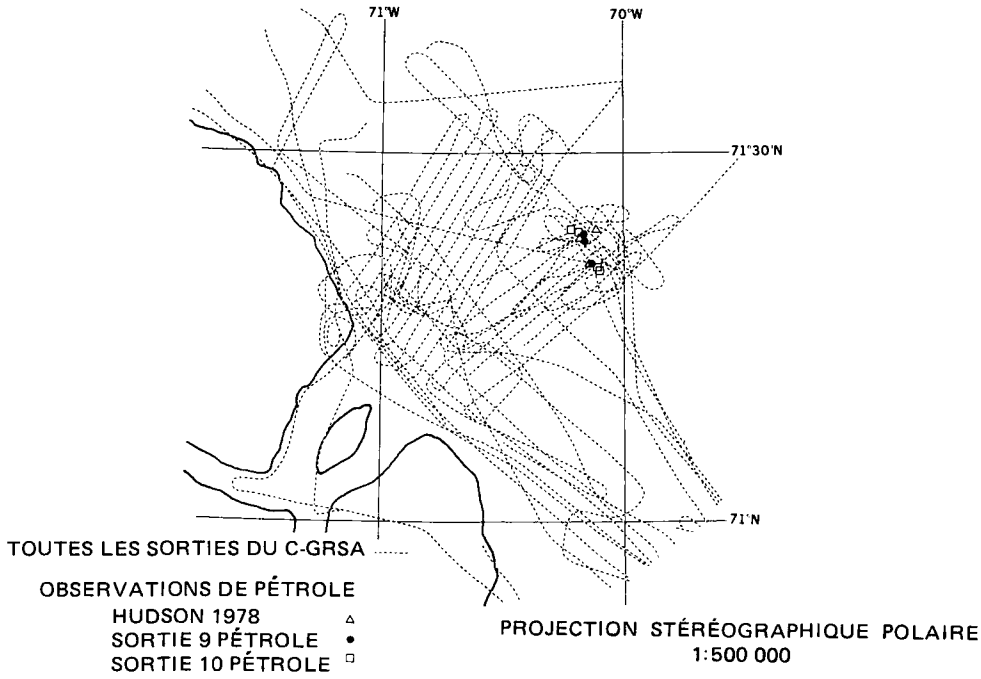


Figure E.16 Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSA, toutes les sorties (1: 500 000).

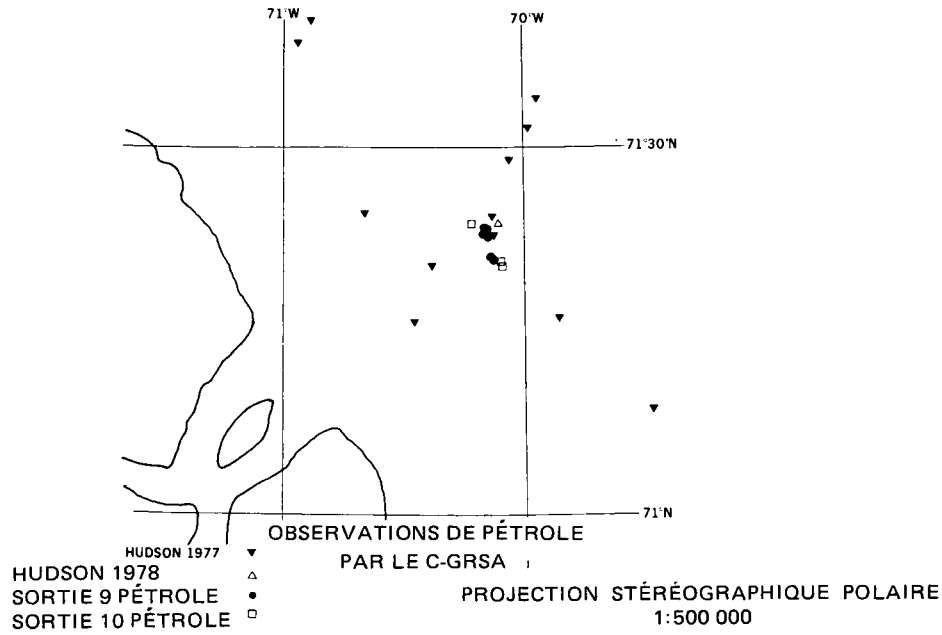


Figure E.17 Inlet Scott: observation de pétrole par le C-GRSA.

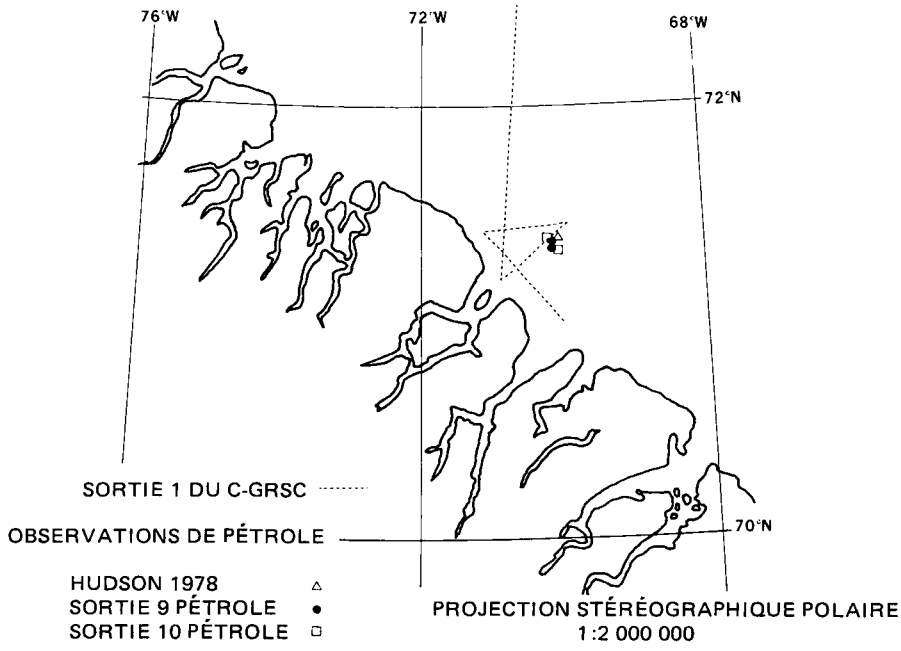


Figure E.18 Trajectoire de vol du C-GRSC, sortie 1 (1: 2 000 000).

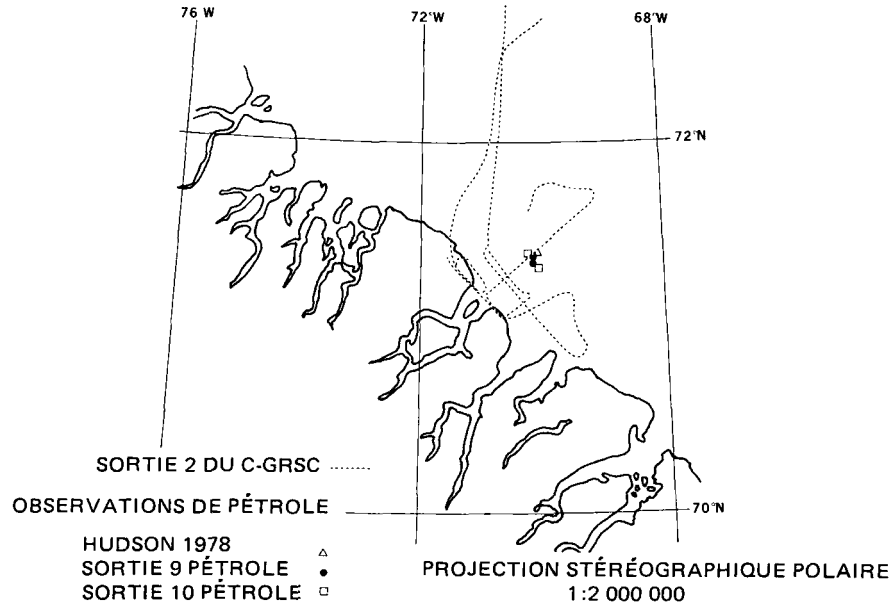


Figure E.19: Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSC, sortie 2 (1:2 000 000).

survolée mais on n'a pas trouvé trace de pétrole. L'avion a quitté le secteur à 18:35 TMG et a atterri à Thulé à 20:00 TMG.

Vol 3 (figure E.20): Le C-GRSC a quitté Thulé à 14:50 TMG le 11 septembre 1978 et a atteint la côte de l'île Baffin à 16:00 TMG. Cinq passages ont été effectués avec le diffusiomètre en fonctionnement et deux autres, avec le RAS. Le RAS était utilisé à un angle de dépression faible et en polarisation d'émission verticale. Le ciel était clair et il n'y avait pas de vent. Les capteurs hyperfréquences ont montré très peu de retour de rétrodiffusion. Le C-GRSC a quitté le secteur de l'inlet Scott à 17:18 TMG et a atteint Thulé à 18:40 TMG.

Vol 4 (figure E.21): Le C-GRSC a quitté Thulé à 14:20 TMG le 12 septembre 1978 et a atteint la côte de l'île Baffin à 15:46 TMG près de Clyde River. Deux passages ont été effectués afin d'obtenir l'imagerie des cibles à l'aéroport de Clyde River. Un passage a également été effectué pour photographier la piste de Clyde River. Le ciel était assez couvert. Au-dessus de l'inlet Scott, la nébulosité était variable et les vents étaient faibles, de 5 à 10 noeuds à 320°. Une fois de plus, le RAS a été utilisé à un angle de dépression faible et en polarisation d'émission verticale. Le C-GRSC a effectué au-dessus de l'inlet Scott six passages avec le diffusiomètre à hyperfréquences. En revenant vers Thulé, un autre passage a été effectué avec le RAS. L'avion a atterri à Thulé à 19:05 TMG.

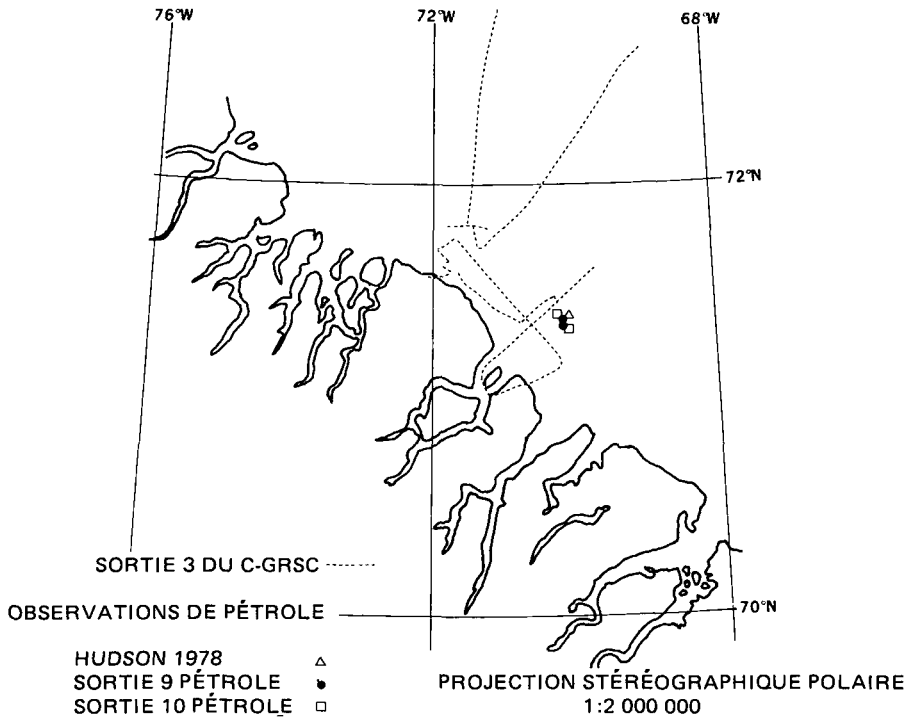


Figure E.20: Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSC, sortie 3 (1:2 000 000).

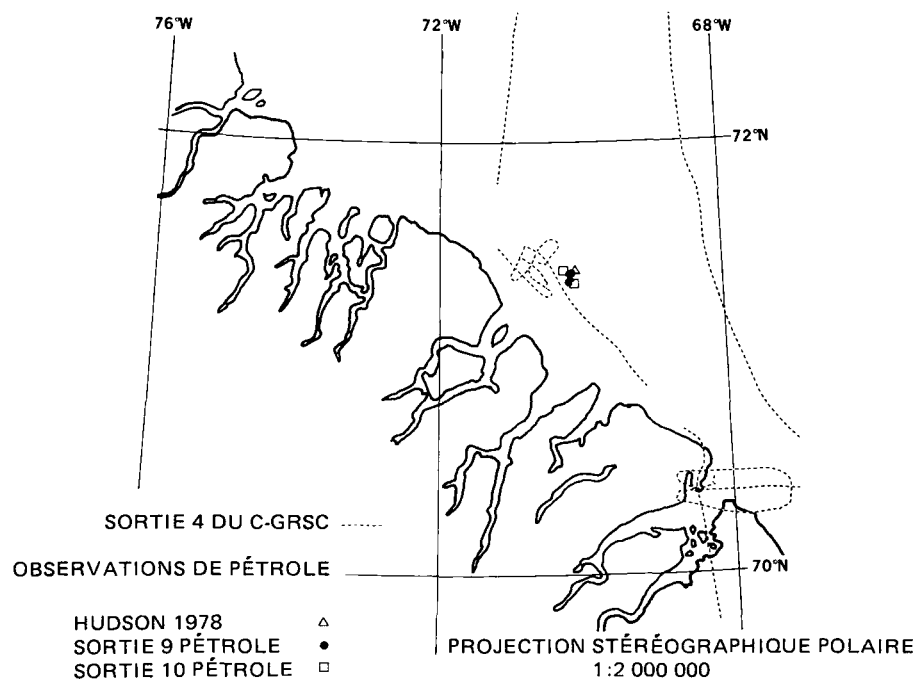


Figure E.21: Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSC, sortie 4 (1:2 000 000).

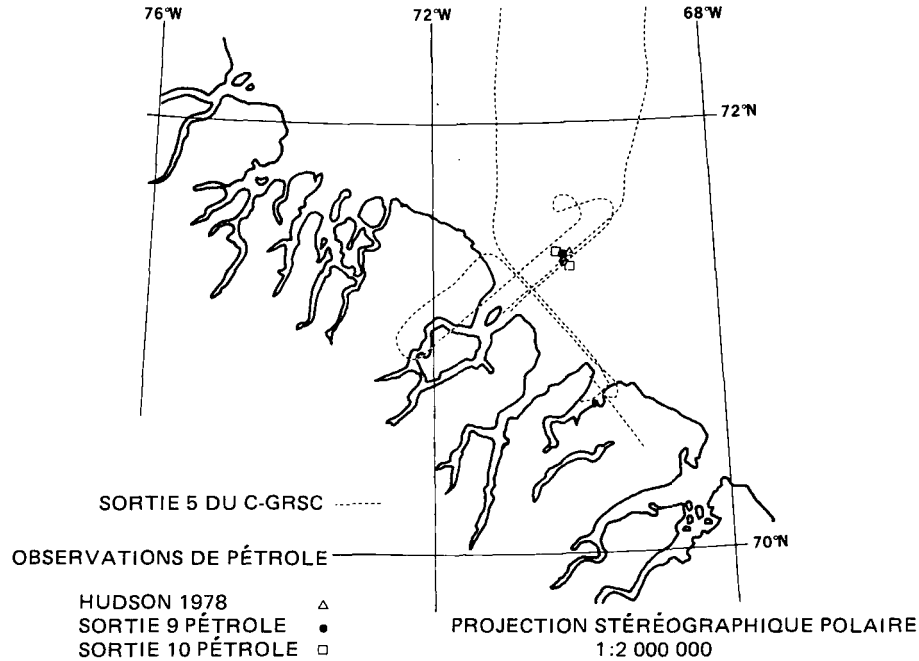


Figure E.22: Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSC, sortie 5 (1:2 000 000).

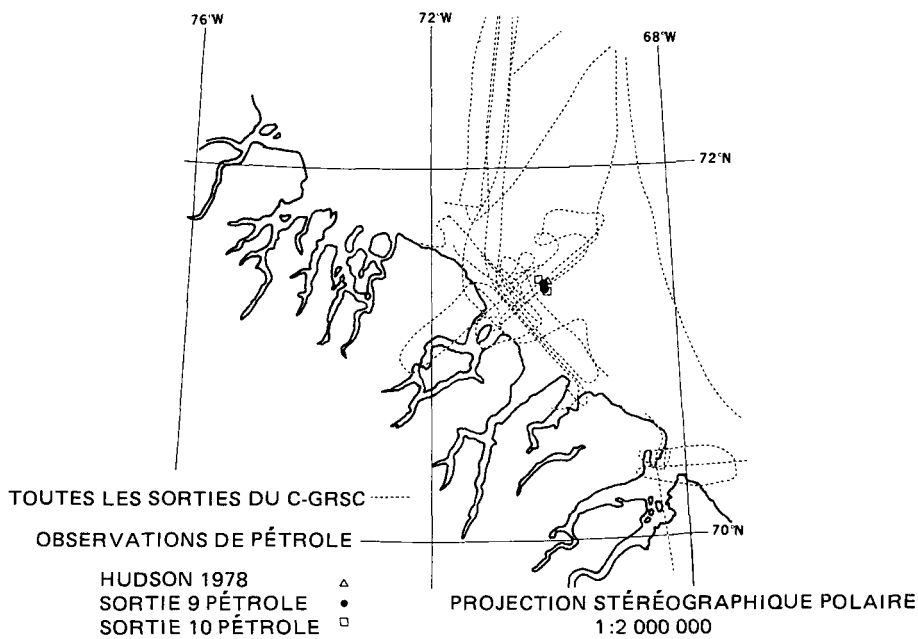


Figure E.23: Inlet Scott: trajectoire de vol du C-GRSC, toutes les sorties (1:2 000 000).

Vol 5 (figure E.22): Le C-GRSC a quitté Thulé à 12:40 TMG le 14 septembre 1978 et a atteint la côte de l'île Baffin à 13:45 TMG. L'angle de dépression du RAS avait été élargi et le radar fonctionnait en polarisation d'émission horizontale et verticale. Le ciel était complètement couvert et le plafond était bas. Seul de RAS était en fonctionnement et l'avion volait à une altitude de 5500 m. Cinq passages ont été effectués en prenant des images RAS. Le C-GRSC est revenu à Thulé à 16:30 TMG. La figure E.23 montre toutes les vols de cette mission.

Le même jour, pendant le voyage de retour de Thulé à Frobisher, un passage supplémentaire a permis de prendre de l'imagerie RAS en polarisation d'émission horizontale et à une altitude de 6700 m. Le passage a été effectué à 20:51 TMG. Le C-GRSC a atterri à Frobisher Bay à 22:35 TMG.

E.3 ÎLE WALLOPS

E.3.1 Objet

On avait demandé à l'équipe chargée du projet de télédétection AMOP de participer à la détection d'une série de déversements contrôlés sur le site de déversement 106 au large de la côte du New Jersey pendant la première semaine de novembre 1978. Le CCT, en collaboration avec les groupes de télédétection du centre Wallops de la NASA, de la garde côtière américaine et du Environmental Research Institute of Michigan (ERIM) a étudié les déversements de pétrole expérimentaux menés par la JBF Scientific Corp. pour l'American Petroleum Institute. Le but de ces déversements expérimentaux était d'évaluer l'efficacité du dispersant Corexit 9527.

La participation à cette mission a, pour un certain nombre de raisons, été très profitable pour l'ensemble de l'expérience AMOP. La facilité d'accès du déversement et l'emplacement précis de ce dernier ont permis de recueillir un volume considérable de données de bonne qualité avec un minimum de problèmes logistiques et d'effort de recherche. Les améliorations apportées aux capteurs suite aux expériences de l'inlet Scott ont pu être vérifiées. Par ailleurs, cette expérience permettait de comparer et de compléter les données recueillies par les capteurs du CCT avec celles des autres participants; en effet, étant donné que l'ensemble des capteurs du CCT ne comprenait pas de radiomètre à hyperfréquences, les données du radiomètre-imageur à hyperfréquences, bi-canaux, du NRL étaient particulièrement intéressantes. De plus, la visibilité du pétrole avant et après l'application du dispersant a pu être vérifiée par les divers capteurs.

E.3.2 Logistique

Le C-GRSA et le C-GRSC du CCT ont tous deux servi pour l'observation des déversements expérimentaux à l'île Wallops. Le deuxième appareil a été utilisé conjointement avec l'ERIM. Le C-GRSA avait été équipé et mis à l'essai au cours des mois de septembre et octobre. Le temps dont on disposait pour la préparation de l'appareil et les essais a été plus long que pour la mission de l'inlet Scott. En raison de l'horaire très serré, l'essai du matériel installé à bord du C-GRSC a été minimal, mais les capteurs ont tout de même donné un bien meilleur rendement que lors de la mission de l'inlet Scott.

Le centre des opérations pour cette mission était le NASA Wallops Flight Center, île Wallops, Virginie. Une réunion de planification a eu lieu le 31 octobre 1978 pour établir les détails relatifs aux déversements, aux méthodes de communications et à la conduite des opérations de télédétection. Le 1er novembre 1978, on déversa de la rhodamine WT. Ce déversement a permis de vérifier si tout le matériel fonctionnait bien, si les systèmes de communications étaient bons, etc. Le C-GRSA et le 427, le C-54 de la NASA, ont survolé le déversement de rhodamine pour obtenir des informations relatives aux spectres de fluorescence. Le R/V ANNANDALE, un navire de 27 m exploité par la Marine Science Consortium Inc. déversa 1666 litres de pétrole le 2 novembre, et à nouveau 1666 litres de pétrole le 3 novembre. Le personnel à bord du navire GEO. B. KELEZ de la NOAA plaça des bouées, des marqueurs à colorant et des cartes de courants de surface autour des déversements de pétrole afin de les délimiter par la suite.

Les deux avions du CCT (le C-GRSA et le C-GRSC), le C-54 de la NASA ainsi que le C-130 de la garde côtière américaine ont recueilli des données télédétectées des déversements tandis que le Skymaster II de la JBF Scientific Corp. surveillait les déversements. Un hélicoptère a répandu un dispersant 110 minutes après le début des déversements. Plusieurs bouées à espars auxquelles étaient attachées des bouées avec réflecteur en coin ont été déployées autour du déversement. De plus, plusieurs centaines de cartes perforées d'ordinateur ont été jetées derrière le déversement. Les cartes

perforées se sont alignées et ont révélé la présence des courants de surface provoqués par le vent.

Les deux avions du CCT ont participé aux déversements de pétrole des 2 et 3 novembre. Deux autres déversements étaient prévus pour les 4 et 5 novembre et un dispersant devait être répandu immédiatement après le déversement. Les mauvaises conditions météorologiques ont contraint les autorités à reporter ces déversements à plus tard et les avions du CCT n'ont pu participer aux expériences en raison d'engagements ultérieurs.

E.3.3 Résumé des vols du C-GRSA à l'île Wallops

Vol 1: Un mélange de 11,4 litres de rhodamine WT (Dupont), sous forme de concentré liquide, et de 151 litres d'eau douce a été déversé à 15:00 TMG le 1er novembre 1978 sur le site de déversement 106 au large de la côte du New Jersey. Le C-GRSA a quitté le centre aérien Wallops à 14:50 TMG et est arrivé sur les lieux du déversement à 16:07 TMG. Dix-neuf passages ont été effectués au-dessus du colorant. Ce dernier a été observé à l'aide du BMB et du fluorodétecteur. La concentration maximale de colorant observée était de 13 p.p. milliard (mesurée par la NASA). Le C-GRSA est reparti à 16:57 TMG et a atterri au centre aérien Wallops à 18:05 TMG.

Vol 2: Entre 16:53 TMG et 16:55 TMG le 2 novembre 1978, 1666 litres de brut Murban (Abu Dahbi) ont été déversés à 40° 08,4' N, 73° 32' O. Le C-GRSA a quitté le centre aérien Wallops à 15:45 TMG et il est arrivé sur les lieux du déversement à 17:10 TMG. Le ciel était clair et les vents étaient de 6 à 7 noeuds à 240°. Le pétrole s'était émulsifié pendant le déversement ou très peu de temps après. Le C-GRSA a effectué 25 passages au-dessus du déversement avant de rentrer à la base à 18:24 TMG. Un bateau de pêche sportive de 15 m se trouvait dans la zone de déversement près du KELEZ et du ANNANDALE et peut être observé sur certaines des images. Un dispersant, le Corexit 9527, a été répandu sur le déversement entre 18:50 et 19:15 TMG. Le C-GRSA a atterri au centre aérien Wallops à 19:40 TMG.

Vol 3: Entre 15:14 et 15:18 TMG, le 3 novembre 1978, 1666 litres de brut La Rosa (Vénézuela) ont été déversés à 40° 09,5' N, 72° 35' O. Le C-GRSA a quitté le centre aérien Wallops à 14:55 TMG et a atteint la zone de déversement à 15:41 TMG. Le ciel était clair et le vent était de 10 noeuds à 060°. Le brut La Rosa a semblé plus épais et plus foncé que le brut Murban qui avait été déversé le 2 novembre. Le brut La Rosa n'a pas formé d'émulsion. Entre 16:55 et 17:10 TMG, un dispersant a été répandu sur le pétrole. La zone de déversement a été survolée à 29 reprises. Le C-GRSA a quitté la zone à 18:20 TMG et a atteint l'île Wallops à 19:30 TMG. Lors de l'expérience de télédétection, l'avion avait effectué deux passages au-dessus de la piste du centre aérien afin de pouvoir aligner les capteurs. L'avion a atterri à 19:40 TMG.

Vol 4: Le C-GRSA s'est joint à une tentative de mission le 7 novembre 1978. Toutefois, la mission n'a pas pu avoir lieu en raison des mauvaises conditions météorologiques. L'avion n'a pas pu participer aux deux déversements expérimentaux prévus pour les 9 et 10 novembre, en raison d'autres engagements.

E.3.4 Résumé des vols du C-GRSC à l'île Wallops

Vol 1: Entre 16:53 et 16:55 TMG, le 2 novembre 1978, 1666 litres de brut Murban (Abu Dahbi), ont été déversés à 40° 08,4' N, 73° 32' O. Le C-GRSC a quitté le centre aérien Wallops de la NASA à 15:40 TMG et a atteint le site de déversement à 15:55 TMG.

Le ciel était clair et le vent était de 6 à 7 noeuds à 240°. Six passages ont été effectués au-dessus du déversement à une altitude de 250 m avec le BLDV, le RC-10 et le diffusiomètre à hyperfréquences en opération. Le diffusiomètre a été utilisé dans les deux modes de polarisation d'émission au-dessus du déversement. Des échantillons d'eau et de pétrole ont été prélevés dans la zone du déversement par l'équipe technique du ANNANDALE entre 17:10 et 17:30 TMG. À 17:14 TMG, le C-GRSC est monté à une altitude de 5500 m et a effectué un passage à 17:38 TMG avec le BLDV en opération. Entre 17:53 et 19:17 TMG, des images RAS ont été recueillies lors de sept passages effectués à une altitude de 5500 m. Le dispersant a été répandu sur le pétrole déversé entre 18:50 et 19:15 TMG. Le C-GRSC a atterri au centre aérien Wallops à 20:20 TMG.

Vol 2: Entre 15:14 et 15:18 TMG, le 3 novembre 1978, 1666 litres de brut La Rosa (Vénézuela) ont été déversés à 40° 05,5' N, 73° 35' O. Le C-GRSC a quitté le centre aérien Wallops de la NASA à 14:20 TMG et a atteint la zone de déversement à 15:17 TMG. Le ciel était clair et le vent était de 10 noeuds à 060°. Six passages ont été effectués au-dessus du déversement à une altitude de 250 m avec le BLDV, le RC-10 et le diffusiomètres à hyperfréquences. Des échantillons d'eau et de pétrole ont été prélevés dans la zone du déversement par l'équipe technique du ANNANDALE entre 15:25 et 16:00 TMG. À 15:31 TMG, le C-GRSC a grimpé à 5500 m et a effectué un passage au-dessus de la zone du déversement avec le BLDV et le RC-10 en fonctionnement. L'imagerie RAS a été obtenue au cours de neuf passages effectués à une altitude de 5500 m. Le C-GRSC a quitté la zone de déversement à 17:32 TMG et est arrivé à l'île Wallops à 18:21 TMG où 2 passages ont été effectués au-dessus du centre aérien afin d'obtenir quelques images avec les réflecteurs étalonnés. L'avion a atterri à 18:50 TMG.

E.4 KURDISTAN

E.4.1 Objet

Le SPE a demandé au CCT de faire des recherches dans certaines parties du golfe du Saint-Laurent et de la côte sud de l'île du cap Breton pour y détecter le déversement de pétrole causé par l'accident du pétrolier KURDISTAN. C'était la première occasion de mettre à l'essai les capteurs afin de détecter du pétrole emprisonné dans la glace.

E.4.2 Logistique

Le KURDISTAN avait été endommagé par la glace à 18:00 TMG le 15 mars 1979 dans le canal Laurentien à environ 50 milles au nord de Glace Bay. Le lendemain, soit le 16 mars 1979 à 01:19 TMG, le pétrolier éventré déversait 6400 tonnes de Bunker "C" dans la mer. À 20:00 TMG, le 16 mars 1979, le SPE demandait au CCT de se rendre sur les lieux du déversement du KURDISTAN. On installa des capteurs à bord d'un DC-3 (C-GRSB). L'équipage et des scientifiques arrivèrent à Halifax à 12:20 TMG le 17 mars 1979, en provenance d'Ottawa. Quatre vols furent effectués à partir de Sommerside, Î. du P.-É., entre le 17 et le 21 mars 1979. L'avion et l'équipage rentrèrent à Ottawa le 21 mars 1979.

Le 23 mars de la même année, le C-GRSD a une fois de plus quitté Ottawa pour l'île du cap Breton où du pétrole avait été signalé dans la banquise. On obtint de bons résultats dès le premier vol mais une défectuosité de l'avion a empêché de poursuivre les recherches. Quatre autres vols ont été effectués avec l'avion à double flux Falcon du CCT (C-GRSD), soit deux le 29 mars et deux le 2 avril.

Un rapport de cette mission a été rédigé par O'Neil et coll., 1979 et le lecteur est prié de le consulter pour de plus amples détails.

E.4.3 Résumé des vols de la mission au-dessus du déversement du KURDISTAN

Neuf vols ont été effectués lors de la mission au-dessus du déversement du KURDISTAN. Un rapport complet des vols fait l'objet du Rapport de télédétection du déversement de pétrole du KURDISTAN (O'Neil et coll., 1979). Le pétrole a d'abord été signalé sous forme de petites nappes le 21 mars 1979. Le 23 mars, une nappe importante de pétrole couvrant environ 7000 kilomètres carrés a été détectée au sud-est de l'île du cap Breton, le centre de la nappe se trouvant à 45° 00' N, 59° 30' O.

Enfin, le 29 mars et le 2 avril, on a repéré d'importantes quantités de pétrole trappées dans de grandes zones de glace au large de l'île du cap Breton.

TABLEAU E.1 RÉSUMÉ - PLATES-FORMES ET ENSEMBLE DE CAPTEURS UTILISÉS AU COURS DU PROJET

Mission	Avion*	Capteurs**
Port de Montréal	C-GRSB	Balayeur linéaire infrarouge (BLIR) Télévision ultrasensible (TVUS)
Inlet Scott	C-GRSA	Fluorodétecteur au laser Mk III du CCT Télévision ultrasensible (TVUS) Balayeur imageur électro-optique à barrettes (BIEB) Balayeur multibande (BMB) Photomètre Miller-Pieau (PMP) 2 chambres photographiques Vinten 70 mm
	C-GRSC	Radar à antenne synthétique (RAS) de l'ERIM Diffusiomètre à hyperfréquences Balayeur linéaire UV/IR (BL UV/IR) Chambre photographique Wild Heerbrugg RC-10, de 23 cm Chambre photographique à orientation latérale, de 35 mm
Île Wallops	C-GRSA	Fluorodétecteur au laser Mk III du CCT Télévision ultrasensible (TVUS) Balayeur imageur électro-optique à barrettes (BIEB) Balayeur multibande (BMB) Photomètre Miller-Pieau (PMP) Analyseur optique multivoies (AOM) 2 chambres photographiques Vinten 70 mm
	C-GRSC	Radar à antenne synthétique (RAS) de l'ERIM Diffusiomètre à hyperfréquences Balayeur linéaire UV/IR (BL UV/IR) Chambre photographique Wild Heerbrugg RC-10, de 23 cm
KURDISTAN	C-GRSD	Balayeur linéaire UV IR (BL UV/IR) Chambre photographique Wild Heerbrugg RC-10, de 23 cm
	C-GRSB	Balayeur multibande (BMB) Balayeur imageur électro-optique à barrettes (BIEB) Télévision ultrasensible (TVUS) 2 chambres photographiques Vinten 70 mm

* voir annexe D
** voir annexe A

TABLEAU E.2 RÉSUMÉ DES VOLS EFFECTUÉS

Mission	Vol	Capteurs en fonctionnement					
				zone	cible	en route	
		mn	km	mn	km	mn	km
Port de Montréal	1	18	71	51	173	43	166
(C-GRSB)	2	21	75	69	245	46	77
Inlet Scott	1	81	300	96	356	84	311
(C-GRSA)	2	73	270	78	289	11	433
	3	45	174	57	220	83	320
	4	69	260	74	279	59	222
	5	108	400	126	467	99	367
	6	20	77	63	243	88	340
	7	130	481	168	622	15	56
	8	46	170	57	211	15	56
	9	53	196	99	367	81	300
	10	7	26	34	126	87	322
	11	34	126	83	307	74	274
Inlet Scott	1	22	107	42	205	198	1833
(C-GRSC)	2	36*	156	95	411	170	1574
	3	34	178	78	409	152	1408
	4	32	158	121	598	164	1549
	5	43	397	98	900	317	2935
Île Wallops	1	8,5	31	50	185	145	560
(C-GRSC)	2	11	42	74	286	161	621
	3	22,5xx	83	112	416	173	641
	4	-	-	-		55	212
Île Wallops	1	22	169	142	1114	138	1278
(C-GRSC)	2	42,5xxx	304xxx	135	1020	135	1250
KURDISTAN	tous	215	840	623	2450	1365	5822
(C-GRSB)							
KURDISTAN	tous	92	836	320	2910	390	4592
(C-GRSD)							

* Le diffusiomètre à hyperfréquences et le radar à antenne synthétique de l'ERIM ont été utilisés séparément et périodiquement. Le BLDV a été utilisé continuellement.

** Comprend deux passages au-dessus du centre aérien Wallops.

*** Ne comprend pas le temps des deux passages avec le RAS au centre aérien Wallops.

TABLEAU E.3 TOTAL DES HEURES DE VOL ET DE LA DISTANCE COUVERTE AU COURS DU PROJET

	Durée (h:mn)	Distance (km)
Au-dessus d'hydrocarbures		
Montréal (E)	00:10	35
Inlet Scott (E)	00:14	52
Wallops (E)	00:14	67
KURDISTAN	01:03	427
Total	01:41	581
Capteurs en fonctionnement		
Montréal	00:39	146
Inlet Scott	13:59	3477
Wallops	01:46	629
KURDISTAN	05:07	1676
Total	21:25	5928
Dans la zone cible		
Montréal	02:00	418
Inlet Scott	22:49	6010
Wallops	8:33	3021
KURDISTAN	15:43	5360
Total	49:05	14809
En route		
Montréal	01:29	343
Inlet Scott*	30:03	12270
Wallops**	13:27	4562
KURDISTAN	29:15	10414
Total	74:14	27589
Montréal	03:29	761
Inlet Scott	52:52	18280
Wallops	22:00	7583
KURDISTAN	44:58	15774
Total	123:19	42398

(E) Évaluation

* Ne comprend pas le trajet entre Ottawa et Clyde River pour le C-GRSA et entre Ottawa et Frobisher Bay pour le C-GRSC.

** Ne comprend pas le trajet entre Ottawa et le centre aérien Wallops de la NASA (C-GRSA, C-GRSC).

ANNEXE F

TRAITEMENT DES DONNÉES TÉLÉDÉTECTÉES DANS LE CADRE DU PROJET AMOP

Page 208 : vide dans original.

Traitement des données télédétectées AMOP

Une méthode en trois étapes a été suivie afin de réduire et de traiter les données nécessaires. En premier lieu, un examen rapide des données a été fait à l'aide des documents de vol, des photographies et des images vidéo; il a permis de délimiter des secteurs d'intérêt et d'obtenir des informations relatives aux passages et au codage temporel. Deuxièmement, pour les passages jugés intéressants, des épreuves-minutes de l'imagerie et des données de profilage ont été obtenues ou observées sur un dispositif approprié. Ces dispositifs de sortie ou produits comprenaient: un affichage DCC, la pellicule du système de traitement d'image Daedalus du CCT, des épreuves-minutes du RAS, des sorties du traceur ou de l'imprimante ligne par ligne, ainsi que les systèmes SAIC, AMA et GRAMS. Troisièmement, des produits finaux ont été obtenus pour les exemples illustrant le mieux la capacité des capteurs. Le tableau F.1 montre la séquence de circulation des données pour chaque capteur à partir du support d'enregistrement jusqu'aux produits finaux. Le tableau F.2 résume la quantité de données traitées.

L'enregistrement en vol des données non photographiques a été effectué à l'aide de deux systèmes automatiques d'acquisition de données, soit le système aéroporté d'acquisition de données du CCT (SAD) et le FDF-80. Ce dernier était utilisé conjointement avec le fluorodétecteur. Ces systèmes sont décrits à l'annexe C. Le traitement des données provenant des divers capteurs et la production des résultats finaux sont étudiés dans les sections suivantes. Les ordinateurs au sol et les dispositifs d'affichage du CCT ainsi que les méthodes détaillées de traitement des données à partir du support d'enregistrement jusqu'aux produits finaux sont décrits dans le document technique "AMOP Data Processing" du CCT (V. Thomson, K. Dagg, 1979).

F.1 PHOTOMÈTRE MILLER-PIEAU (PMP), ANALYSEUR OPTIQUE MULTIVOIE (AOM)

Des ensembles de données du photomètre Miller-Pieau (PMP) et de l'analyseur optique multivoies (AOM), ont été recueillies lors des missions de l'inlet Scott et de l'île Wallops. Toutefois, ces données n'ont fait l'objet d'aucune analyse approfondie parce que, d'une part, le logiciel nécessaire pour traiter les données de l'AOM n'était pas disponible et, d'autre part, on manquait de temps et de personnel pour effectuer la réduction et l'analyse des données du PMP. Les données sont actuellement au CCT et pourraient être analysées dans l'avenir (annexe I).

F.2 RADAR À ANTENNE SYNTHÉTIQUE (RAS) DE L'ERIM

Les données du radar à antenne synthétique de l'ERIM ont été enregistrées sur film holographique de 70 mm pendant que le radar était en fonctionnement. Par la suite, les données ont été traitées par l'ERIM pour produire une pellicule photographique. C'est cette pellicule qui a été livrée et analysée dans le cadre du projet. À partir du négatif, des diapositives ou des épreuves, ou encore des épreuves agrandies ont été réalisées à des fins de présentation ou d'analyse.

TABLEAU F.1 PRODUITS OBTENUS À PARTIR DES DONNÉES DES CAPTEURS

Capteur	Support d'enregistrement	Systèmes de visualisation rapide	Produit final
BLDV	Enregistreur de mesures à 3 pistes (analogique)	STID du CCT Affichage DCC Imagerie EFD	Imagerie EFD
Fluorodétecteur	Bande compatible avec l'ordinateur	Affichage FDF-80 Sortie du traceur Fausse image EFD	Sortie du traceur Fausse image EFD
Télévision	Bande vidéo avec piste sonore	Lecture de la bande vidéo Image du balayeur linéaire	Photographie du moniteur TV Image du balayeur linéaire
BIEB	Enregistreur de mesures à 2 pistes (numérique)	Affichage DCC Image EFD	Image EFD
PMP	Enregistreur de mesures MUX	Sortie de l'imprimante ligne par ligne Sortie du traceur	Sortie de l'imprimante ligne par ligne Sortie du traceur
BMB	Enregistreur de mesures (jusqu'à 11 pistes) (numérique)	Affichage DCC Image EFD	Image EFD
AOM	Enregistreur de mesures monopiste (numérique) Bande vidéo	Sortie de l'imprimante ligne par ligne Fausse image EFD Sortie du traceur	Fausse image EFD Sortie du traceur
Chambre photographique RC-10	Pellicule	Pellicule développée	Épreuves de pellicules
RAS	Pellicule	Épreuves-minute	Épreuves
Diffusiomètre	Enregistreur de mesures à 2 pistes (analogique)	Analyseur de spectre-SESS Sortie de l'imprimante ligne par ligne	Fausse image EFD
Chambre photographique Vinten	Pellicule	Pellicule développée	Épreuves

DCC - dispositif à couplage de charge
EFD - enregistreur de film à défilement
SESS - système d'enregistrement et de surveillance au sol
MUX - données de piste multiplexée mises en forme par SAP
STID - système de traitement d'image Daedalus

N.B. - en plus des systèmes de visualisation rapide mentionnés ci-dessus, l'AMA et le SAIC ont été utilisés pour l'analyse des images.

TABLEAU F.2 QUALITÉ DES DONNÉES TRAITÉES PENDANT LE PROJET

	Support		Quantité	Contenu
Données enregistrées	Bande Mincom		73 bandes	8×10^{11} bits
	Pellicule photographique	couleur 70 mm	318 m	5300 cadres
		noir et blanc 70 mm	288 m	4800 cadres
		couleur 23 cm	195 m	650 cadres
	Pellicule ROS	image couleur 70 mm	100 m	
	Bande vidéoscopique	bande de 1 po	25 heures	
		bande de 1/2 po	11 heures	
	Bande du fluorodétecteur compatible avec l'ordinateur		25 bandes	6×10^{9} bits
Données analysées	Supports numériques	bande compatible avec ordinateur	505 bandes	6×10^{10} bits
		disques	6 chargeurs	2×10^{9} bits
	Imagerie analogique	pellicule de 13 cm	125 m	
	EFD	épreuves-minutes	1300 m	
		épreuves AMA	30 m	
		produits normalisés	600 m	
Résumé	Données enregistrées		8×10^{11} bits	
	Pellicules photographiques		800 m	
	Pellicules du RAS		100 m	
	Bande vidéoscopique		36 heures	
	Données traitées (stockées)		6×10^{10} bits	
	Produits finaux de pellicule		2055 m	

F.3 PELLICULE PHOTOGRAPHIQUE

La pellicule photographique a été développée et les épreuves ont été tirées à la photothèque nationale. Des agrandissements des négatifs 70 mm ont été faits au Centre gouvernemental de photographie.

Les photographies ont été analysées visuellement seulement, en raison du manque de temps et parce que l'imagerie BMB et BLDV de la plupart des cibles avait été enregistrée en même temps.

Le film négatif Aerocolour Kodak du type 2445 qui avait été utilisé a produit en général de bonnes photographies lorsque l'éclairage était suffisant (voir figures 47, 61, 62, 71, 68, 69).

Le film Aerographic Kodak Double-X du type 2405 a été utilisé conjointement avec un filtre Wratten 18A pour produire des photographies en UV. Par rapport aux photographies en couleurs, l'ultraviolet a permis d'obtenir un meilleur contraste entre le pétrole et l'eau (voir figures F.1 à F.4) mais il était difficile de différencier les zones épaisses des zones minces d'une nappe.

F.4 TÉLÉVISION

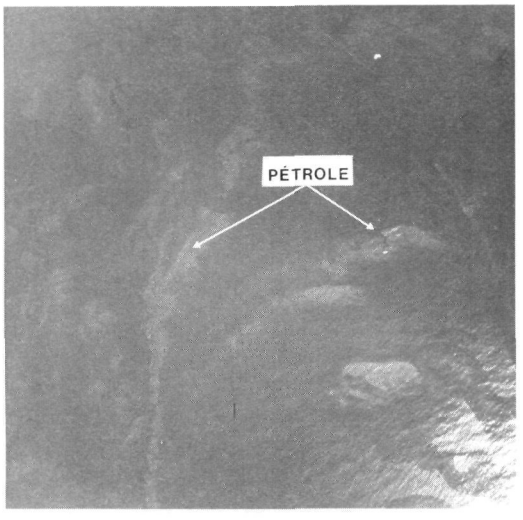
Les données de la télévision ont été reproduites sur une bande magnétoscopique de 1 pouce. Les images ont été produites en prenant des photographies 35 mm d'un moniteur de télévision à haute résolution (voir figure F.5) ou par l'impression d'une image du balayeur linéaire sur un Visicorder Honeywell modèle 1856A (voir figure 29).

L'image du balayeur linéaire a été réalisée de la façon suivante: premièrement, en choisissant une seule ligne de balayage vidéo au moyen d'un séparateur de synchronisation à temps retardé; deuxièmement, en introduisant l'impulsion de déclenchement séparée et le signal vidéo dans le Visicorder. L'effet final de cette opération consistait à réduire les données vidéo à 30 lignes de balayage par seconde. Le choix d'un temps de retard approprié a permis d'afficher une image enregistrée à n'importe quel angle dans le champ de visée de la caméra de télévision.

F.5 IMAGERIE DU BALAYEUR LINÉAIRE (BMB, BIEB, BLDV)

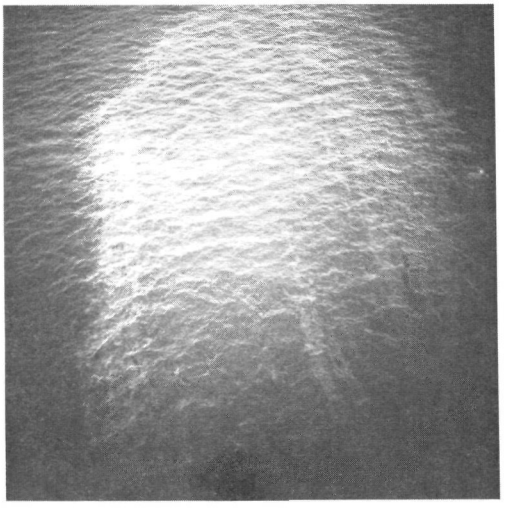
Les données des capteurs BMB, BIEB et BLDV ont été enregistrées sur le nombre approprié (voir tableau F.1) de pistes d'un enregistreur de mesures MINCOM. Les données du BMB et du BIEB ont été enregistrées numériquement tandis que celles du BLDV ont fait l'objet d'un enregistrement analogique. Les données du balayeur linéaire ont été transférées sur des bandes compatibles avec l'ordinateur de format JSC pour des analyses ultérieures.

Afin de convertir en images les données des capteurs, un des dispositifs suivants a été utilisé: affichage DCC, affichage multibande d'analyse Bendix (AMA), enregistreur de film à déroulement (EFD) ou système de traitement d'image Daedalus du CCT (STID). Les trois premiers dispositifs sont décrits dans le document DPD-TM-79-105 du CCT.



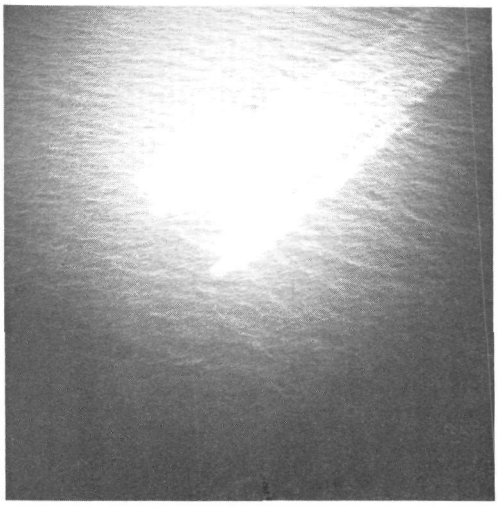
Caméra Vinten 70 mm avec filtre UV
Film Aerographic Double-X 2405
Déversement du KURDISTAN
C-GRSB
Passage nº 2
23 mars 1979
18:58:20 TMG

Figure F.1 **Photographie en couleurs du déversement du KURDISTAN prise avec la chambre photographique Vinten.**



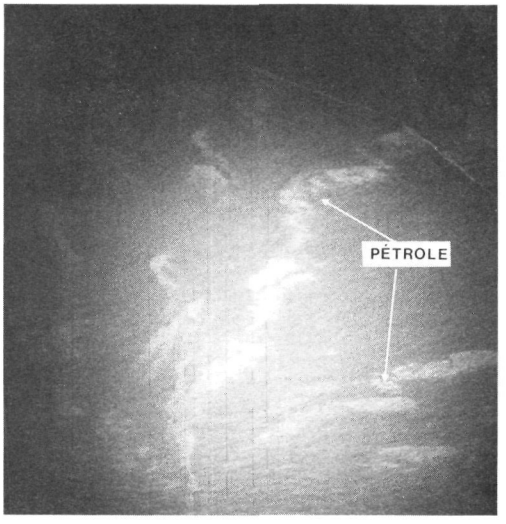
Caméra Vinten 70 mm avec filtre UV
Film Aerographic Double-X 2405
Déversement expérimental à l'île Wallops
C-GRSA
Passage nº 17
2 novembre 1978
18:01:41 TMG

Figure F.2 **Photographie en ultraviolet du déversement expérimental à l'île Wallops, prise avec la chambre photographique Vinten.**



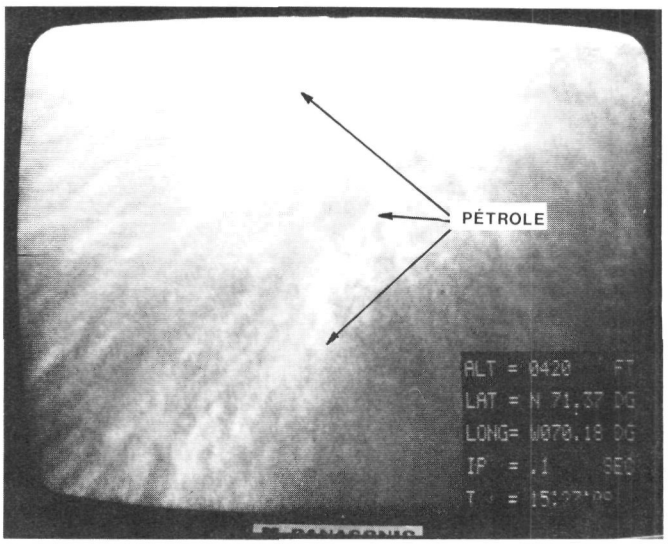
Caméra Vinten 70 mm avec filtre UV
Film Aerographic Double-X 2405
Déversement expérimental à l'île Wallops
C-GRSA
Passage n° 22
3 novembre 1989
17:50:17 TMG

Figure F.3 **Photographie en ultraviolet du déversement expérimental à l'île Wallops, prise avec la chambre photographique Vinten.**



Caméra Vinten 70 mm
Film négatif Aerocolour 2445
Déversement du KURDISTAN
C-GRSB
Passage n° 2
23 mars 1979
18:58:20 TMG

Figure F.4 **Photographie en ultraviolet du déversement du KURDISTAN prise avec la chambre photographique Vinten.**



Télévision ultrasensible
Suintement naturel
Inlet Scott
C-GRSA
Sortie 9
Passage nº 16
19 septembre 1978
15:27:08 TMG

Figure F.5 **Télévision ultrasensible. Photographie du moniteur TV montrant le suintement naturel de pétrole à l'inlet Scott.**

Le système de traitement d'image Daedalus est un dispositif d'impression qui peut à partir des données analogiques du BLDV produire une image géométriquement juste dans la gamme des gris. L'imagerie dans les tons de gris du balayage en ligne a été visualisée sur des moniteurs DCC et AMA. Des épreuves papier de grande qualité de cette imagerie ont été produites sur l'IEFD et le STID. Il a également été possible de transférer une image de l'affichage multibande d'analyse à l'enregistreur de film à défilement, pour impression. À partir de ces produits dans la gamme des gris, les données de quelques passages ont été choisies comme étant représentatives de la performance des capteurs à balayage linéaire.

Des méthodes d'accentuation des caractéristiques ont été utilisées sur certaines images pour améliorer le contraste pétrole-eau dans les images couleur. Étant donné que ces méthodes peuvent être appliquées au moyen d'un processeur en temps réel, cette imagerie peut être considérée comme représentative du type de performance souhaitable dans un système d'affichage en temps réel. L'accentuation des caractéristiques a été effectuée sur l'AMA ou le système d'analyse d'image du CCT à l'aide des méthodes suivantes: 1) équidensités colorées; et 2) classification thématique des données présentées en couleur.

F.5.1 Équidensités colorées

Dans une image enregistrée numériquement, chaque pixel (pour chaque voie d'un capteur donné) a une valeur d'intensité numérique. On peut produire une image en utilisant cette valeur numérique pour moduler l'intensité du pixel, c'est-à-dire que dans une image positive, l'intensité numérique la plus faible apparaît noire tandis que l'intensité la plus élevée apparaît blanche. Sur la plupart des dispositifs imageurs, le transfert d'un niveau

numérique à une valeur d'intensité est assuré par une table couleur. On peut ainsi choisir une table couleur qui permet l'affichage d'une gamme étroite de valeurs d'intensité numériques en niveaux de gris.

L'utilisation d'une table couleur permet une certaine souplesse dans l'attribution d'un niveau de gris à un pixel d'une image. La technique des équidensités colorées a été utilisée pour de nombreuses images du présent rapport. Les couleurs ont été choisies afin d'accentuer le contraste pétrole-eau. Dans les bandes du BMB et du BLDV qui contenaient des informations sur l'épaisseur de la pellicule de pétrole, les couleurs assignées amélioraient la capacité de différenciation visuelle et d'interprétation de l'image.

F.5.2 Classification thématique

La classification thématique des données a été effectuée sur le système d'analyse d'image du CCT et sur l'enregistreur de film à défilement. Il existe divers modèles de classification automatique des données de l'imagerie; la plupart sont fondés sur certains critères statistiques. Plusieurs modèles ont été mis à l'essai dans le cadre du projet AMOP et un modèle de groupage a été choisi. Nous avons retenu les images classées du BLDV apparaissant aux figures 73, 74 et 51, à titre d'exemple de classification thématique.

Pour le BLDV, deux voies de données sont enregistrées, soit les voies UV et IR. Une image prise par les deux voies est introduite dans la mémoire du système d'analyse d'image du CCT. Un espace vectoriel bidimensionnel des intensités UV-IR est alors formé, dans lequel il y a un vecteur (a, b) pour chaque paire d'intensités (UV, IR). Le vecteur (a, b) constitue la représentation de l'espace vectoriel UV-IR du pixel d'une image ayant une intensité UV "a" et une intensité IR "b". Les vecteurs correspondant à chaque pixel d'une partie de l'image totale spécifiée par l'opérateur sont déterminés. L'opérateur choisit le nombre de thèmes désirés (8 dans le cas présent). L'ordinateur tente ensuite de localiser dans l'espace UV-IR un nombre égal (8) de régions de densité maximale, ou de groupes, à l'aide d'un modèle des moyennes migratoires. Lorsque cette tâche est effectuée, les vecteurs de pixel sont tous classés selon les groupes auxquels ils appartiennent. Des couleurs sont assignées à chaque groupe; les pixels d'image correspondant aux vecteurs dans un groupe donné sont alors représentés dans la couleur du groupe. De cette façon, l'image est classée dans un nombre choisi (8) de thèmes selon les intensités UV et IR. Le modèle des moyennes migratoires ou de groupage a également été utilisé pour produire des images thématiques des données BMB lorsque deux ou quatre voies de données étaient utilisées (voir figures 79 et 80).

F.6 FLUORODÉTECTEUR

Les données du fluorodétecteur ont été enregistrées par le FDF-80 sur bande compatible avec l'ordinateur. Elles sont présentées sous trois formes: premièrement, un graphique de l'intensité des voies spectrales en fonction du temps; deuxièmement, un graphique du coefficient de corrélation en fonction du temps; et, troisièmement, une fausse image produite par l'enregistreur de film à défilement sur laquelle toutes les voies spectrales apparaissent chronologiquement.

F.6.1 Graphiques d'intensité des voies spectrales

Les données du fluorodétecteur sortent d'un appareil de restitution analytique sous forme d'un graphique illustrant l'intensité de la fluorescence en fonction du nombre d'impulsions laser ou du temps (voir figure 85) pour chacune des seize voies spectrales. La présence du pétrole est indiquée par une augmentation de l'intensité de la fluorescence dans une ou plusieurs des voies spectrales selon la réponse de fluorescence du pétrole concerné à l'excitation UV.

F.6.2 Tracés de corrélation

Une méthode plus précise et approfondie de présenter les données du fluorodétecteur consiste à utiliser le coefficient de corrélation linéaire ou de Pearson. Une corrélation entre le spectre de fluorescence d'un type de pétrole et les données recueillies, est effectuée et tracée en fonction du nombre d'impulsions laser ou du temps (voir figure 86). L'augmentation de fluorescence indique la présence d'une anomalie (dans ce cas, par rapport au signal de retour de l'eau), mais elle ne permet pas d'identifier la substance. La présentation d'une chronologie des coefficients de corrélation indique non seulement la présence d'une anomalie mais donne également une indication de la substance qui la provoque.

Le coefficient de corrélation de Pearson, σ, est donné par la formule suivante:

$$\sigma = \frac{N \sum_{i}^{N} x_i y_i - \sum_{i}^{N} x_i \sum_{j}^{N} y_j}{\left\{ N \sum_{i}^{N} x_i^2 - \left(\sum_{i}^{N} x_i \right)^2 \right\}^{1/2} \cdot \left\{ N \sum_{i}^{N} y_i^2 - \left(\sum_{i}^{N} y_i \right)^2 \right\}^{1/2}} \qquad (16)$$

où: x_i; i = 1, N et y_i; i = 1, N

constituent les deux ensembles de nombres N (N = 16 pour le fluorodétecteur) qui sont comparés.

Le coefficient tend vers une valeur de +1 s'il y a une corrélation dans les deux ensembles de données, vers une valeur de 0, s'il n'y a aucune corrélation et vers une valeur de -1 s'il y a une anti-corrélation.

Pour les données du fluorodétecteur, le spectre de fluorescence dans les seize voies pour le type de pétrole soupçonné est comparé aux données de retour du fluorodétecteur par l'intermédiaire du calcul du coefficient de corrélation et le résultat est ensuite tracé. Toute variation significative d'un niveau de "fond" est notée et interprétée comme une indication de la présence d'un type de pétrole dont le spectre est semblable à celui de l'échantillon. Lors du calcul des coefficients de corrélation, généralement 5 à 10 échantillons de données sont intégrés et mis en corrélation.

F.6.3 Fausse image de l'enregistreur de film à défilement

Le retour de fluorescence dans les seize voies est présenté de façon chronologique (voir figure 98). L'intensité de fluorescence est indiquée par un changement de couleur qui commence par un fond gris et qui, à mesure que l'intensité augmente, passe au bleu foncé, au bleu clair, à l'orange, au jaune, au rouge et au blanc. Ainsi, comme dans le cas des diagrammes par voie spectrale, les anomalies peuvent être notées. Ces fausses images en couleurs sont toutefois plus faciles à interpréter.

F.7 DIFFUSIOMÈTRE À HYPERFRÉQUENCES

Les données du diffusiomètre à hyperfréquences sont enregistrées sur un enregistreur de mesures, puis introduites ultérieurement dans des fichiers sur disque. Les données du diffusiomètre sont présentées sous trois formes: 1) diagramme de la surface efficace de rétrodiffusion en fonction de l'angle de visée; 2) densigramme de la surface efficace de rétrodiffusion relative en fonction de l'angle de visée; 3) fausse image couleur de l'enregistreur de film à défilement, de la surface efficace de rétrodiffusion relative en fonction de l'angle de visée.

F.7.1 Diagrammes de rétrodiffusion en fonction de l'angle de visée

Il s'agit d'un graphique cartésien de la surface efficace de rétrodiffusion normalisée en fonction du temps pour un ensemble choisi d'angles de visée dans les faisceaux radar avant et arrière (voir figure 16).

F.7.2 Densigrammes

Un densigramme est un diagramme chronologique de la surface efficace de rétrodiffusion normalisée en fonction de l'angle de visée. La surface efficace de rétrodiffusion moyenne par la mer à chaque angle a été enlevée de sorte qu'une rétrodiffusion relative apparaît. Le niveau de gris dans le diagramme montre l'excursion de la surface efficace de diffusion de la cible du fond moyen de la mer. L'axe vertical correspond à la direction de la route-avion tandis que l'angle de visée varie le long de l'axe horizontal. Les angles de visée négatif et positif correspondent respectivement aux directions avant et arrière. Les données ont été décalées avec précision de sorte que chaque section de données angulaires est donnée à la même heure que celle à laquelle la cible a été survolée. Une cible stationnaire devrait être représentée par une ligne horizontale droite. (Tel n'est généralement pas le cas puisque le cap et l'angle de route de l'avion sont différents. Cela veut dire que la direction de visée du capteur dévie de la direction de déplacement de l'avion.) Des exemples de densigrammes apparaissent aux figures 17, 20, 23.

F.7.3 Fausses images de l'enregistreur de film à défilement

Les fausses images colorées de l'enregistreur de film à défilement de la chronologie de la surface efficace de rétrodiffusion normalisée relative sont semblables aux densigrammes du diffusiomètre sauf que la surface efficace est codée en couleur; des exemples apparaissent à la figure 103.

F.8 NAVIGATION

Une brève description du système d'enregistrement de données de route du CCT figure à l'annexe B. Dans le projet de télédétection AMOP, les tracés de route de l'avion ont été effectués à partir de paramètres de navigation enregistrés lors des missions de l'inlet Scott et au-dessus du déversement du KURDISTAN. Pour la mission de l'inlet Scott, tous les paramètres de navigation ont été enregistrés par SAD sur la piste multiplexée d'un enregistreur de mesures. Ces paramètres de navigation ont été traités, stockés dans un fichier sur disque et présentés par la suite sous forme de tracés sur une carte à l'aide du World Data Bank Program (CCT-DPD-TM-79-98; K. Dagg, V. Thomson) (voir figures E.2 à E.23).

Page 220 : vide dans original.

ANNEXE G

EMPLACEMENTS OÙ DU PÉTROLE A ÉTÉ DÉTECTÉ LORS DE LA MISSION À L'INLET SCOTT/CLYDE RIVER

Page 222 : vide dans original.

Emplacements où du pétrole a été détecté lors de la mission à l'inlet Scott/Clyde River

Date	Vol	Passage	Emplacement latitude, longitude (dm)	TVUS, heure (TMG)	BMB, heure (TMG)
16 sept. 78	5		Baie Patricia au large de la localité de Clyde River		
		17a		17:26:12:48	17:26:26
		17b		17:28:41	
		17c		17:34:00-:08	
17 sept. 78	8		Baie Patricia au large de la localité de Clyde River		
		3		20:18:00-:07	
		4		20:20:25-:33	
		5		20:23:11-:18	
		6		20:25:38-:46	
19 sept. 78	9		Baie Baffin au large de l'inlet Scott		
		7	71:23 N 70:10 O	14:25:57-:26:03	14:26:05:86
		7	71:23 N 70:08 O	14:26:17,6	
		16	71:23 N 70:09,5 O	15:27:07,8-:19,2	15:27:14,6
		18	71:23,5 N 70:09,5 O	15:35:27,5-:30,3	
		20	71:23 N 70:10 O	15:43:21-:22	15:43:22,28
			71:23 N 70:09 O	15:43:33,2-36,2	
	10		Baie Baffin au large de l'inlet Scott		
		9	71:20,5 N 70:05 O	19:31:21	
		10	71:20,5 N 70:05,5 O	19:32:45-:46	
		11	71:20,5 N 70:05,5 O	19:34:15	
		12	71:20,5 N 70:06 O	19:36:17	
		13	71:23,5 N 70:13 O	19:39:54-:57	

Page 224 : vide dans original.

ANNEXE H

SOCIÉTÉS ET ORGANISMES POSSÉDANT DES SYSTÈMES OPÉRATIONNELS CONVENANT POUR LA TÉLÉDÉTECTION DES DÉVERSEMENTS DE PÉTROLE

Page 226 : vide dans original.

Sociétés et organismes possédant des systèmes opérationnels applicables à la télédétection des déversements de pétrole (1, 2)

Centre canadien de télédétection
Division de l'acquisition des données
Énergie, mines et ressources Canada
2464 Chemin Sheffield
Ottawa (Ontario)
K1A 0Y7
Téléphone: (613) 998-9060

Le Centre canadien de télédétection est un organisme fédéral qui possède des installations de mise au point et de démonstration de matériel de télédétection. Les divers capteurs et plates-formes décrits dans le présent rapport appartiennent au CCT.

Direction des glaces
Service de l'environnement atmosphérique
Ministère de l'Environnement
4905 Dufferin
Downsview (Ontario)
M3H 5T4
Téléphone: (416) 667-4724

Le Service de l'environnement atmosphérique effectue régulièrement des vols de reconnaissance des glaces en plus de ses activités associées à la météorologie. Le SEA possède un avion Electra muni d'un radar Motorola AN/APS-94D (X_{HH}), un dispositif de cartographie thermique Bendix et une chambre photographique 70 mm.

Ministère de la défense nationale
Quartiers généraux de la défense nationale
Ottawa (Ontario)
K1A 0K2
Téléphone: (613) 993-1502

Les forces armées canadiennes possèdent un avion qui peut être équipé de matériel de télédétection et deux balayeurs linéaires Reconafax XIIIA. Les recherches effectuées par les forces armées sont en grande partie confidentielles. Leur participation lors de recherche de déversement de pétrole s'est limitée à des observations visuelles.

Intertech Remote Sensing Ltd.
202 - 2841 Riverside Drive
Ottawa (Ontario)
K1V 8N4
Téléphone: (613) 521-1811

Intertech possède un Cessna 411 muni d'un balayeur linéaire infrarouge Daedalus et d'une chambre photographique 70 mm.

Les Relevés Géophysiques Inc.
1975 boul. Charest ouest
Ste-Foy (Québec)
G1N 2E6
Téléphone: (418) 687-4055

Les Relevés Géophysiques possèdent un dispositif de cartographie thermique Bendix et une chambre photographique 70 mm installés à bord d'un avion de la compagnie Aero Photo Inc.

MARS Ltd.
640 11e Avenue SW
Calgary (Alberta)
T2R 0E2
Téléphone: (403) 262-8482

MARS Ltd. utilise un avion Grumman G1 muni d'un radar à antenne latérale Motorola APS-94D (X_{HH}), de deux appareils de cartographie Wild Heerbrugg RC-8, d'un balayeur linéaire infrarouge thermique Daedalus DEI-100.

Norcor Engineering and Research Ltd.
P.O. Box 277
Yellowknife (T.N.-O.)
Téléphone: (403) 873-5845

Norcor possède un avion Britten-Norman Islander muni d'un radar de recherche au sol Bendix RDR1400 (X_{HH}), d'un système de télévision ISIT RCA 1040 et d'une chambre photographique 70 mm. Les capteurs et le système de navigation VLF Omega sont intégrés dans un processeur en temps réel.

---

[1] Les compagnies de relevés aériens qui ne possèdent que des chambres photographiques sont exclues de cette liste.

[2] (O'Neil, 1977).

ANNEXE I

PROJET DE TÉLÉDÉTECTION AMOP
INFORMATION SUR LES DONNÉES DISPONIBLES

Page 230 : vide dans original.

Projet de télédétection AMOP
Information sur les données disponibles

Le projet de télédétection AMOP comprenait quatre missions et plusieurs vols d'essais. Les quatre missions ont été effectuées au-dessus du port de Montréal, à l'inlet Scott, à l'île Wallops, et au-dessus du déversement du KURDISTAN. Les données recueillies au cours de ces missions et autres vols d'essais se trouvent actuellement au:

Centre candien de télédétection
Division de l'acquisition des données
2464 Chemin Sheffield
Ottawa (Ontario)
K1A 0Y7
Téléphone: (613) 998-9060

Les demandes doivent être adressées à R.A. O'Neil. Les données des vols sont stockées sur plusieurs supports magnétiques et pellicules photographiques. De plus, il y a plusieurs produits d'analyses qui ont été réalisés à partir des données des vols. Vous trouverez ci-dessous une liste des types de renseignements disponibles.

Données enregistrées

Bande de mesure	BMB, BIEB, PN, AOM, PMP, DC, DH
Pellicule photographique	RC-10, Vinten
Pellicule de signaux et d'images	RAS
Bandes mises en forme par la JSC	FD
Bande vidéo	TVUS
Feuilles de suivi de vol	paramètres des passages et vols pour toutes les missions

Données analysées

Feuilles de suivi de données	paramètres des passages, observations du rendement des capteurs
Feuilles de suivi Vinten	tableaux de conversion des numéros de cadre aux numéros de pellicule
Liste des supports informatisés	données des bandes de mesures introduites sur bandes compatibles avec l'ordinateur; image SAIC; et étalonnage BMB des programmes et cartes de la World Data Bank

Liste de production de l'enregistreur de film à défilement	toutes les images produites sur EFD avec les numéros de pellicule

BMB - balayeur multibande
BIEB - balayeur-imageur électro-optique à barrettes
FD - fluorodétecteur
PN - paramètres de navigation
AOM - analyseur optique multivoies
PMP - photomètre Miller-Pieau
DC - déclenchements des caméras
DH - diffusiomètre à hyperfréquences
TVUS - télévision ultrasensible
RAS - radar à antenne synthétique de l'ERIM
RC-10 - chambre photographique Wild Heerbrugg
Vinten - chambre photographique 70 mm

ANNEXE J

ACRONYMES

Page 234 : vide dans original.

A. Organismes, centres, ministères, etc...

AMOP	Arctic Marine Oilspill Program
API	American Petroleum Institute
APOA	Arctic Petroleum Operators Association
ARINC	Aeronautical Radio Incorporated (normes d'aviation)
C-Core	Centre for Cold Oceans Research and Engineering
CCT	Centre canadien de télédétection
ERIM	Environment Research Institute of Michigan
GCC	Garde côtière canadienne
IRIG	Inter Range Instrumentation Group (normalisation)
JBC	Johnson Space Centre
MDN	Ministère de la Défense nationale
MDT	Ministère des Transports
NASA	National Aeronautics and Space Administration (É.-U.)
NOAA	National Oceans and Atmospheric Administration (É.-U.)
NRL	Naval Research Laboratory
SCG	Swedish Coast Guard
SEA	Service de l'environnement atmosphérique
SPE	Service de la protection de l'environnement
SURSAT	Surveillance satellite
USSG	Garde côtière américaine

B. Instruments, appareils, systèmes, etc.

AMA MAD	Affichage multibande d'analyse Multispectro analysis display
AOM OMA	Analyseur optique multivoie Optical multichannel analyzer
BIEB MEIS	Balayeur-imageur électro-optique à barrettes Multiple electro-optical imaging scanner
BLDV DCLS	Balayeur linéaire à double voie Dual channel line scanner
BLIR IRLS	Balayeur linéaire en infrarouge infrared line scanner
BLUV UVLS	Balayeur linéaire en ultraviolet Ultraviolet line scanner
BMB MSS	Balayeur multibande Multispectral scanner
DVM MTD	Données de la voie multiplexée Multiple track data
EFD CFSR	Enregistreur de film à défilement Continuous film strip recorder
FD	Fluorodétecteur
HF	Haute fréquence (communication)
HH	Émission et réception horizontales
HV	Émission en polarisation horizontale et réception verticale (polarisation croisée)
IR	Infrarouge
PMP MPPH	Photomètre de Miller-Pieau (de profilage à quatre voies) Miller-Pieau photometer (four channel profiling photometer)
RAL SLR	Radard à antenne latérale Side-looking radar
RAS SAR	Radar à antenne synthétique Synthetic aperture radar

RTHR AVHRR	Radiomètre à très haute résolution Airborne very high resolution radiometer
SAD adas	Système d'acquisition des données Airborne data acquisition system
SAI CIAS	Système d'analyse des images (du CCT, autrefois Image 100) Centre image analysis system
SESS	Système d'enregistrement et de surveillance au sol
STID DIPS	Système de traitement d'image Daedalus Daedalus image processing system
TBF	Très basse fréquence (navigation)
THF	Très haute fréquence (communication)
TMG GMT	Temps moyen de Greenwich Greenwich mean time
TV	Télévision
TVPA AGT	Télévision active à portillonnage Active gated television
TVUS LLLTV	Télévision ultra-sensible Low light-level television
UHF	Ultra haute fréquence
UV	Ultraviolet
VH	Émission en polarisation verticale et réception horizontale (polarisation croisée)
VV	Émission et polarisation verticales

Rég. Québec Biblio Env. Canada Library
38 701 701