DES MATIÈRES

14 ÉVÉNEMENTS DE DÉVERSEMENT ACCIDENTEL D'HYDROCARBURES 14-1

14.1 Probabilités de déversement d'hydrocarbures 14-3

14.1.1 Extrêmement grands et très grands déversements dus aux Éruptions 14-3

14.1.1.1 Éruptions pendant le forage 14-5

14.1.1.2 Éruptions associées à la production et aux reconditionnements ... 14-5

14.1.1.3 Sommaire des déversements de pétrole extrêmement grands et très grands 14-5

14.1.2 Éruptions accompagnées de petits déversements de pétrole ou bien de gaz seulement 14-7

14.1.2.1 L'éruption de gaz peu profond par rapport à l'éruption de puits profond 14-9

14.1.2.2 Éruptions pendant des opérations de production 14-11

14.1.2.3 Sommaire des fréquences d'éruption accompagnée de petits déversements de pétrole ou bien de gaz seulement 14-12

14.1.3 Déversements majeurs associés à des plates-formes 14-12

14.1.4 Déversements sous forme de rejets mineurs 14-14

14.1.5 Déversements de boues synthétiques 14-16

14.1.6 Sommaire des fréquences d'éruptions et de déversements 14-17

14.1.7 L'expérience d'ExxonMobil 14-18

14.2 Le devenir et le comportement des déversements d'hydrocarbures d'Hebron dans la zone d'étude côtière (modélisation des trajectoires) 14-19

14.2.1 Intrants des modèles et scénarios de déversement 14-19

14.2.2 Intrants des modèles 14-21

14.2.2.1 Résultats des modèles stochastiques 14-21

14.2.2.2 Résultats des modèles déterministiques 14-27

14.2.3 Sommaire des modèles 14-35

14.3 Le devenir et le comportement de déversements d'hydrocarbures attribuables à une éruption à bord de la plate-forme Hebron ou à une éruption sur fond marin dans la zone d'étude extracôtière (modélisation de trajectoires) 14-36

14.3.1 Intrants des modèles et scénarios de déversement 14-37

14.3.2 Sortie de modèle 14-41

14.3.2.1 Résultats des modèles stochastiques 14-41

14.3.2.2 Résultats des modèles déterministiques 14-52

14.3.3 Déversements ponctuels 14-54

14.3.4 Sommaire de la modélisation des trajectoires 14-57

14.4 Planification d'urgence 14-59

14.4.1 Portée de la planification 14-59

14.4.1.1 Philosophie d'ExxonMobil Canada Properties en matière d'intervention d'urgence 14-59

14.4.1.2 Planification d'urgence d'ExxonMobil Canada Properties 14-60

14.4.1.3 Urgences couvertes par la planification d'urgence d'ExxonMobil Canada Properties 14-60

14.4.1.4 Élaboration du plan d'urgence proposé 14-61

14.4.1.5 Zone géographique couverte par la planification 14-64

14.4.2 Escalade de l'intervention d'urgence 14-64

14.4.2.1 Phases d'une intervention d'urgence 14-64
14.4.2.2 Escalade basée sur une portée accrue 14-64
14.4.2.3 Processus des systèmes de gestion 14-64
14.4.3 Escalade de l'intervention en cas de déversement 14-65
14.4.4 Organisation d'intervention pour un déversement majeur 14-66
14.4.4.1 Système de commandement des interventions 14-66
14.4.4.2 Entrepreneurs d'intervention en cas de déversement 14-67
14.4.4.3 Équipe d'intervention régionale nord-américaine 14-67
14.4.5 Aide externe 14-67
14.4.5.1 Aide mutuelle avec les autres exploitants 14-67
14.4.5.2 Intervention en cas de déversement 14-68
14.4.5.3 Équipe régionale des interventions d'urgence 14-69
14.4.6 Préparation aux situations d'urgence 14-69
14.4.6.1 Formation du personnel 14-69
14.4.6.2 Exercices d'intervention 14-69

14.5 Intervention en cas de déversement à Bull Arm 14-70
14.5.1 Responsabilité 14-70
14.5.1.1 Responsabilité d'ExxonMobil Canada Properties 14-70
14.5.1.2 Responsabilité de l'entrepreneur 14-70
14.5.2 Prévention des déversements 14-71
14.5.3 Préparation aux déversements 14-72
14.5.3.1 Exigences de la Loi sur la marine marchande du Canada 14-72
14.5.3.2 Capacité d'intervention sur le site 14-72
14.5.3.3 Entreposage des produits de pétrole utilisés pendant la construction 14-72
14.5.3.4 Formation et sensibilisation 14-73
14.5.4 Mesures d'intervention en cas de déversement 14-73
14.5.4.1 Analyse de la situation et évaluation de la sécurité 14-73
14.5.4.2 Avantage évident pour l'environnement 14-73
14.5.4.3 Sécurité et protection du public 14-73
14.5.4.4 Gestion des déversements reliés à la construction 14-74
14.5.4.5 Enquêtes relatives aux déversements 14-74

14.6 Opérations d'intervention en cas de déversement extracôtier 14-74
14.6.1 Risques de déversement 14-75
14.6.2 Prévention des déversements 14-75
14.6.3 Caractéristiques du pétrole brut déversé à Hebron 14-75
14.6.4 Stratégies en matière de déversements et technologie 14-76
14.6.4.1 Options d'intervention 14-76
14.6.4.2 Considérations logistiques 14-77
14.6.4.3 Méthodes d'intervention 14-79
14.6.4.4 Disponibilité de l'équipement de confinement et de récupération 14-80
14.6.4.5 Déchets d'hydrocarbures – stockage temporaire et options d'élimination 14-80
14.6.4.6 Surveillance des effets 14-81
14.6.5 Investissement de l'industrie dans la capacité d'intervention en cas de déversement 14-81

LISTE DES ILLUSTRATIONS

Figure 14-1 Probabilité d'un contact de surface attribuable à un déversement de 100 m^3 de diesel marin au site de Bull Arm en été 14-23

Figure 14-2 Probabilité d'un contact de surface attribuable à un déversement de 100 m^3 de diesel marin au site de Bull Arm en été 14-24

Figure 14-3 Probabilité d'un contact de surface attribuable à un déversement de 1 000 m^3 de carburant intermédiaire IFO-180 au site de Bull Arm en été 14-25

Figure 14-4 Probabilité d'un contact de surface attribuable à un déversement de 1 000 m^3 de carburant intermédiaire IFO-180 au site de Bull Arm en hiver 14-26

Figure 14-5 Exposition au 95^e centile du littoral à des hydrocarbures (mm) d'une épaisseur moyenne supérieure à 0,01 mm dans le cas d'un déversement en été de 100 m^3 de diesel marin 14-29

Figure 14-6 Exposition au 95^e centile du littoral à des hydrocarbures (mm) d'une épaisseur moyenne supérieure à 0,01 mm dans le cas d'un déversement en hiver de 100 m^3 de diesel marin 14-30

Figure 14-7 Exposition au 95^e centile du littoral à des hydrocarbures (mm) d'une épaisseur moyenne supérieure à 0,01 mm dans le cas d'un déversement en hiver de 100 m^3 de diesel marin avec une couverture glaciaire de 65 % 14-31

Figure 14-8 Exposition au 95^e centile du littoral à des hydrocarbures (mm) d'une épaisseur moyenne supérieure à 0,01 mm dans le cas d'un déversement en été de 1 000 m^3 d'IFO-180 14-32

Figure 14-9 Exposition au 95^e centile du littoral à des hydrocarbures (mm) d'une épaisseur moyenne supérieure à 0,01 mm dans le cas d'un déversement en hiver de 1 000 m^3 d'IFO-180 14-33

Figure 14-10 Exposition au 95^e centile du littoral à des hydrocarbures (mm) d'une épaisseur moyenne supérieure à 0,01 mm dans le cas d'un déversement en hiver de 1 000 m^3 d'IFO-180 avec une couverture glaciaire de 65 % 14-34

Figure 14-11 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm dans le cadre d'une éruption de 5 600 m^3/ our à bord de la plate-forme Hebron sur une période de 30 jours en été 14-42

Figure 14-12 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm dans le cadre d'une éruption de 5 600 m^3/ our à bord de la plate-forme Hebron sur une période de 30 jours en hiver 14-43

Figure 14-13 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm dans le cadre d'une éruption de 5 600 m^3/ our à bord de la plate-forme Hebron sur une période de 30 jours en hiver (en présence de glace) 14-43

Figure 14-14 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm dans le cadre d'une éruption de 5 600 m^3/ jour à bord de la plate-forme Hebron sur une période de 30 jours en été simulée pour 60 jours 14-44

Figure 14-15 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm dans le cadre d'une éruption de 5 600 m^3/ jour à bord de la plate-forme Hebron sur une période de 30 jours en hiver simulée pour 60 jours 14-44

Figure 14-16 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm dans le cadre d'une éruption de 5 600 m^3/ jour à bord de la plate-forme Hebron sur une période de 30 jours en hiver simulée pour 60 jours (en présence de glace) 14-45

Figure 14-17 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm à la suite d'une éruption sur fond marin sur une période de 100 jours en été 14-45

Figure 14-18 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm à la suite d'une éruption sur fond marin sur une période de 120 jours en hiver 14-46

Figure 14-19 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm à la suite d'une éruption sur fond marin sur une période de 120 jours en hiver (en présence de glace) 14-46
Figure 14-20 Probabilité de contact avec le littoral pour une épaisseur de pétrole supérieure à 0,01 mm; éruption en surface, 30 jours en hiver avec une prolongation exécutée pour une période de 60 jours 14-48
Figure 14-21 Probabilité de contact avec le littoral pour une épaisseur de pétrole supérieure à 0,01 mm; éruption en surface, 100 jours en été 14-49
Figure 14-22 Probabilité de contact avec le littoral pour une épaisseur de pétrole supérieure à 0,01 mm; éruption en surface, 120 jours en hiver 14-49
Figure 14-23 Probabilité de contact avec le littoral pour une épaisseur de pétrole supérieure à 0,01 mm; éruption en surface, 120 jours en hiver (en présence de glace) 14-50
Figure 14-24 Probabilité de contact avec le littoral pour une épaisseur de pétrole supérieure à 0,01 mm; éruption sur fond marin, 100 jours en été 14-50
Figure 14-25 Probabilité de contact avec le littoral pour une épaisseur de pétrole supérieure à 0,01 mm; éruption sur fond marin, 120 jours en hiver 14-51
Figure 14-26 Probabilité de contact avec le littoral pour une épaisseur de pétrole supérieure à 0,01 mm; éruption sur fond marin, 120 jours en hiver (en présence de glace) 14-51
Figure 14-27 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm pour un déversement ponctuel de 800 m^3 de diesel attribuable à un transbordement durant l'été 14-54
Figure 14-28 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm pour un déversement ponctuel de 800 m^3 de diesel attribuable à un transbordement durant l'hiver 14-55
Figure 14-29 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm pour un déversement ponctuel de 800 m^3 de diesel attribuable à un transbordement durant l'hiver (en présence de glace) 14-55
Figure 14-30 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm pour un déversement ponctuel de 5 000 m^3 de pétrole brut en été attribuable à un transbordement du système de chargement extracôtier 14-56
Figure 14-31 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm pour un déversement ponctuel de 5 000 m^3 de pétrole brut en hiver attribuable à un transbordement du système de chargement extracôtier 14-56
Figure 14-32 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm pour un déversement ponctuel de 5 000 m^3 de pétrole brut en hiver (en présence de glace) attribuable à un transbordement du système de chargement extracôtier 14-57

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 14-1 Meilleure estimation des rejets annuels (de 1990 à 1999) d'hydrocarbures par source 14-2
Tableau 14-2 Définition de la taille des déversements d'hydrocarbures 14-3
Tableau 14-3 Déversements historiques – extrêmement grands et très grands déversements dus à l'éruption de puits extracôtiers 14-4
Tableau 14-4 Éruptions et déversements des puits fédéraux américains extracôtiers, 1972 à 2006 14-8
Tableau 14-5 Forage d'exploitation et éruptions dans la région du plateau continental extérieur de la partie américaine du golfe du Mexique et en mer du Nord, de 1987 à 1997 14-10
Tableau 14-6 Fréquences des éruptions dans la partie américaine du golfe du Mexique (GOM – É.-U.) et en mer du Nord, de 1980 à 1997 14-10
Tableau 14-7 Fréquences des éruptions de gaz peu profond au fil du temps pendant le forage d'exploration et d'exploitation, de 1980 à 1997 14-11

Tableau 14-8 Fréquence des éruptions au fil du temps pendant les phases de production, de travaux au câble, de reconditionnement et de complétion dans la partie américaine du golfe du Mexique et en mer du Nord, de 1980 à 1997 14-11

Tableau 14-9 Déversements d'hydrocarbures égaux ou supérieurs à 1 000 barils des plates-formes situées dans la zone du plateau continental extérieur des États-Unis, de 1964 jusqu'à 2010 14-13

Tableau 14-10 Fréquence des déversements à bord de plates-formes de l'ordre de 1 à 49,9 barils et de 50 à 999 barils (zone du plateau continental extérieur des États-Unis de 1971 à 1995) 14-14

Tableau 14-11 Fréquence des déversements à bord de plates-formes de l'ordre de 1 à 49,9 barils et de 50 à 999 barils (dans les eaux de Terre-Neuve-et-Labrador, de 1997 à 2010) 14-15

Tableau 14-12 Fréquence des déversements à bord de plates-formes de l'ordre de 1 à 49,9 barils et de 50 à 999 barils (dans les eaux de Terre-Neuve-et-Labrador, de 2000 jusqu'à 2010) 14-15

Tableau 14-13 Dossier des très petits déversements dans les eaux de Terre-Neuve-et-Labrador, de 1997 à 2010 14-16

Tableau 14-14 Déversements de boues synthétiques, de 1997 à 2010 14-17

Tableau 14-15 Sommaire des nombres probables d'éruption et de déversement pour le projet Hebron 14-17

Tableau 14-16 Largeur de la côte, épaisseur maximale de pétrole sur le littoral et demi-vie d'élimination pour les différents types de côtes 14-20

Tableau 14-17 Sommaire du bilan de masse du modèle déterministique à la fin des simulations de 30 jours 14-27

Tableau 14-18 Sommaire du mazoutage de surface des simulations stochastique de diesel marin et de carburant intermédiaire IFO-180 déversés au site de Bull Arm 14-36

Tableau 14-19 Caractéristiques du pétrole utilisé dans la modélisation des trajectoires de déversement 14-40

Tableau 14-20 Sommaire des zones de contact avec le littoral de Terre-Neuve du modèle stochastique 14-47

Tableau 14-21 Sommaire des résultats des modèles déterministiques extracôtiers 14-52

Tableau 14-22 Sommaire des simulations stochastiques des éruptions à bord de la plate-forme ou sur fond marin à l'emplacement des puits d'Hebron (les valeurs de chaque paramètre représentant le 95e centile) 14-58

Tableau 14-23 Vue d'ensemble des plans d'urgence extracôtiers d'ExxonMobil Canada Properties 14-62

Tableau 14-24 Vue d'ensemble des plans d'urgence extracôtiers d'ExxonMobil Canada Properties 14-63

Tableau 14-25 Fonctions des sections du système de commandement des interventions 14-67

Tableau 14-26 Les options d'intervention éventuelle à Hebron 14-76

14 ÉVÉNEMENTS DE DÉVERSEMENT ACCIDENTEL D'HYDROCARBURES

Un déversement ou un rejet accidentel d'hydrocarbures est l'événement accidentel le plus préoccupant, car il peut entraîner des effets environnementaux d'une plus grande ampleur par rapport aux autres interactions environnementales du Projet. Un déversement d'hydrocarbures peut avoir une incidence sur les mammifères marins, les oiseaux de mer et la pêche commerciale. C'est pourquoi, il est important de comprendre la probabilité de son occurrence et de son devenir aux fins de la planification et de l'intervention. À cette fin, les probabilités des diverses tailles de déversements d'hydrocarbures ont été estimées en utilisant des données historiques de Terre-Neuve et d'autres régions extracôtières de mise en valeur pétrolière et gazière, et les trajectoires de scénarios de déversements crédibles ont été modélisées. Les résultats sont présentés dans ce chapitre.

Aux fins de l'évaluation environnementale, on évalue deux types d'événements accidentels durant le forage et les opérations de production – les éruptions et les déversements « ponctuels ». Les éruptions sont des déversements continus qui durent des heures, des jours, voire des semaines et qui peuvent être accompagnés d'une émission d'importants volumes de gaz dans l'atmosphère, d'un rejet de pétrole brut et de certaines quantités de gaz à condensat (un type d'hydrocarbures liquides très volatil, de très faible viscosité) dans les eaux avoisinantes. Les éruptions peuvent se produire lors d'accidents durant le forage d'exploration, les activités de complétion de puits, les reconditionnements et les diverses activités de production, y compris des travaux au câble, de tube spiralé et des opérations de curage sous pression. Les déversements ponctuels sont des rejets d'hydrocarbures instantanés ou de courte durée qui peuvent se produire lors d'accidents sur les plates-formes de forage ou de production où les hydrocarbures sont stockés et traités. Un déversement d'hydrocarbures peut se produire, bien que ce soit peu probable, lors du déchargement ou du transfert du pétrole brut au système de chargement extracôtier (SCE).

Comparativement aux autres industries qui sont susceptibles de rejeter des hydrocarbures pétroliers dans le milieu marin, l'industrie de l'exploration, de l'exploitation et de la production pétrolière et gazière en mer (l'industrie pétrolière offshore) a un bon dossier. Une récente étude sur la pollution maritime par les hydrocarbures réalisée par le National Research Council (NRC 2002) américain indique que les rejets accidentels de pétrole des plates-formes ne représentent que 0,07 % de la quantité totale de pétrole dans les océans du monde (0,86 millier de tonnes par an par contre 1 300 milliers de tonnes par an – voir le tableau 14-1).

Dans cette étude, les statistiques de déversement et d'éruption pour le projet Hebron proviennent de statistiques mondiales. Les pratiques et les technologies utilisées dans le cadre du Projet sont de niveau mondial et seront en conformité avec les règlements canadiens et les meilleures pratiques.

Tableau 14-1 Meilleure estimation des rejets annuels (de 1990 à 1999) d'hydrocarbures par source

Source	Amérique du Nord en milliers de tonnes	À l'échelle mondiale en milliers de tonnes
Suintements naturels	**160**	**600**
Extraction de pétrole	**3,0**	**38**
Plates-formes	0,16	0,86
Dépôt atmosphérique	0,12	1,3
Eaux produites	2,7	36
Transport de pétrole	**9,1**	**150**
Déversements des pipelines	1,9	12
Déversements des navires-citernes	5,3	100
Rejets opérationnels (lavage de citernes)	na [A]	36
Déversements des installations côtières	1,9	4,9
Dépôt atmosphérique	0,01	0,4
Consommation de pétrole	**84**	**480**
Terrestre (rivière et écoulement)	54	140
Bateau de plaisance	5,6	nd [B]
Déversements (navires sans citerne)	1,2	7,1
Rejets opérationnels (navires 100 GT)	0,10	270
Rejets opérationnels (navires <100 GT)	0,12	nd [C]
Dépôt atmosphérique	21	52
Carburant pour avion rejeté à la mer	1,5	7,5
TOTAL	**260**	**1 300**

Source : NRC 2002
Nota :
A Le lavage des citernes de cargaison est interdit dans les eaux américaines, mais il n'est pas restreint dans les eaux internationales. La présente étude s'est donc appuyée sur l'hypothèse que cette pratique n'était pas fréquemment observée dans les eaux américaines
B Les données sur le parc mondial des bateaux de plaisance n'étaient pas disponibles
C Il n'y avait pas suffisamment de données pour faire des estimations de cette catégorie de navires

L'industrie pétrolière utilise généralement le baril comme unité de mesure de volume de pétrole, qui est différent d'un baril américain et d'un baril britannique. Un mètre cube (m^3) contient 6,29 barils de pétrole et une tonne est égale à environ 7,5 barils La plupart des statistiques sur les déversements utilisées aux présentes sont tirées de publications qui se servent du baril de pétrole comme unité de mesure et, par conséquent, c'est l'unité utilisée dans l'analyse statistique ultérieure.

Les sources de données utilisées dans ce chapitre ont des dates de publication différentes. Des sources telles que celles du Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE, connu jusqu'à tout récemment sous le nom de Minerals Management Service ou MMS), aux États-Unis, sont régulièrement mises à jour et les données disponibles les plus récentes sont utilisées dans ce rapport. D'autres sources utilisées, notamment Scandpower (2000) et NRC (2002) n'ont pas été mises à jour

14.1 Probabilités de déversement d'hydrocarbures

Les probabilités de déversement sont traitées séparément en ce qui a trait aux éruptions, aux déversements « ponctuels » associés au forage et aux plates-formes de production et aux diverses tailles de déversement. Les définitions des tailles de déversement sont fournies au tableau 14-2.

Tableau 14-2 Définition de la taille des déversements d'hydrocarbures

Type de déversement d'hydrocarbures	Taille du déversement	
	Barils	m^3
Extrêmement grand	>150 000	>23 850
Très grand	>10 000	>1 590
Grand	>1 000	>159
Mineur	<1	<0,159
Nota : Les trois catégories supérieures sont cumulatives; la catégorie des grands déversements (>1 000 barils) inclut, par exemple, les déversements très grands et extrêmement grands, et la catégorie des très grands déversements inclut les déversements extrêmement grands. Cette catégorisation correspond à l'approche adoptée par les statisticiens de BOEMRE sur laquelle les fréquences des « grands » déversements sont basées. Des statistiques plus détaillées sont disponibles à l'égard de la catégorie des petits déversements, assorties d'une autre ventilation concernant les fourchettes de tailles discrètes, à savoir : 50 à 999 barils, 1 à 49 barils, 1 L à 1 baril (159 L), et moins de 1 L.		

14.1.1 Extrêmement grands et très grands déversements dus aux Éruptions

Dans l'industrie pétrolière et gazière, on fait une distinction entre deux phases de forage d'un champ pétrolier : le forage d'exploration (y compris le forage de « délimitation ») où les connaissances du milieu géologique ou sédimentaire sont spéculatives ou limitées; et le forage d'exploitation où la structure est mieux définie et le forage est mieux maîtrisé. Étant donné que le forage d'exploration au champ Hebron est maintenant terminé, l'analyse se concentre sur les statistiques reliées au forage d'exploitation, même si des renvois sont faits aux statistiques relatives au forage d'exploration s'il y a lieu. Les éruptions peuvent aussi se produire en phase de production, de reconditionnement, de complétion de puits et ces phases sont également traitées dans cette étude.

Au Canada, il n'y a pas eu de grands déversements d'hydrocarbures occasionnés par des éruptions. Aux États-Unis, depuis le commencement du forage extracôtier au milieu des années 1950, il y a eu trois éruptions de puits pétroliers accompagnés de déversements d'hydrocarbures supérieurs à 50 000 barils. Il faut par conséquent utiliser les données des pays en dehors de l'Amérique du Nord pour établir une base de données suffisante sur des éruptions de puits de pétrole très importantes ou extrêmement importantes. Toutes les éruptions mondiales accompagnées d'un déversement supérieur à 10 000 barils sont répertoriées au tableau 14-3.

Tableau 14-3 Déversements historiques – extrêmement grands et très grands déversements dus à l'éruption de puits extracôtiers

Région	Taille reportée du déversement en barils	Date	Opération en cours	Durée (jours)	Méthode d'intervention
Déversements extrêmement grands (>150 000 barils)					
Golfe du Mexique, É.-U. (GOM)[A]	4 000 000	2010	Forage d'exploration	91	Puits de secours
Mexique (*Ixtoc 1*)[B]	3 000 000	1979	Forage d'exploration	293	Puits de secours
Iran[C]	voir la remarque	1983	Production	--	
Mexique	247 000	1986	Reconditionnement	??	
Nigeria	200 000	1980	Forage d'exploitation	14	Surfaçage
Mer du Nord/Norvège	158 000	1977	Reconditionnement	7	Coiffage
Très grands déversements (10 000)					
Iran	100 000	1980	Forage d'exploitation	8	
Santa Barbara, É.-U.	77 000	1980	Production (plate-forme)	11	Coiffage
Arabie saoudite	60 000	1969	Forage exploratoire	8	Coiffage
Mexique	56 000	1980	Forage exploratoire	51	
Timbalier 26, É.-U.	53 000	1987	Travaux au câble	138	Puits de secours et Coiffage
Main Pass 41, É.-U.	30 000	1970	Production (plate-forme)	49	Coiffage (et lancement de 3 puits de secours)
Australie[D]	30 000	2009	Forage d'exploitation (principalement du gaz)	74	Puits de secours
Timbalier Bay/Greenhill, É.-U.	11 500	1992	Production	11	
Trinidad	10 000	1973	Forage d'exploitation	4	

Source : Gulf 1981, mise à jour jusqu'en 2010 par référence à l'Oil Spill Intelligence Report et à d'autres sources

A Estimations variées du volume de déversement, y compris l'estimation la plus récente

B Il sembe bien établi que le volume de déversement est sous-estimé

C Les éruptions des puits pétroliers iraniens de Norwuz dans le golfe d'Arabie, qui ont commencé en février 1983, n'ont pas été causés par des accidents d'exploration ou de forage, elles résultent plutôt des opérations miliitaires pendant la guerre de l'Iraq et de l'Iran

D En cours d'examen; le volume de déversement constitue une estimation représentative et pourrait faire l'objet d'une révision

D'après la définition des déversements « extrêmement grands » (c.-à-d., des déversements d'hydrocarbures supérieurs à 150 000 barils), il y a eu cinq déversements d'une telle ampleur dans l'histoire du forage extracôtier : un d'entre eux s'est produit en phase de forage d'exploitation, trois autres en phase de production ou de recomplétion et le cinquième, lors d'un forage d'exploration.

14.1.1.1 Éruptions pendant le forage

La fréquence de déversement est la mieux exprimée en termes de facteur d'exposition au risque, tel que le nombre de puits forés. En mai 2010, on estimait que 66 469 puits d'exploitation extracôtiers avaient été forés à l'échelle mondiale (Deloitte 2010).

Il y a eu un déversement extrêmement grand pendant un forage d'exploration extracôtier, donc la fréquence jusqu'à 2010 est de (1/66 469) 1,5 x 10^{-5} déversements par puits forés ou un déversement de cette ampleur tous les 66 000 puits forés. Une analyse semblable peut être faite pour de très grands déversements. Jusqu'à 2010, quatre éruptions dues à des forages d'exploitation ont produit de très grands déversements (tableau 14-3, y compris l'incident récent en Australie). La fréquence de déversement pour ceux-ci est de (4/66 469) 6,0 x 10^{-5} déversements par puits foré, ou un déversement de ce type par 17 000 puits forés.

14.1.1.2 Éruptions associées à la production et aux reconditionnements

Le tableau 14-3 montre qu'Il y a eu deux déversements extrêmement grands (en excluant le déversement de 1983 lié à la guerre en Iran) et six très grands déversements d'hydrocarbures dus à des éruptions de production et de reconditionnement (y compris les déversements extrêmement grands dans la catégorie des très grands déversements). En raison du manque de statistiques de production, il est difficile d'élaborer avec exactitude l'exposition aux risques exacte de ces événements. Toutefois, on estime que total de pétrole mondial produit au large jusqu'en 2002 a été d'environ 125 milliards de barils, et que le total des années-puits de pétrole de production a été de 250 000 années-puits (en se basant sur les informations comprises dans : Gulf (1981); NAS (1985); E&P Forum (1992); MMS (1997); et les sources Internet actuelles). Généralement, en analysant les accidents dans l'industrie pétrolière et gazière, on se sert de la variable d'exposition « année-puits » pour normaliser les données des opérations production continues. Cette variable d'exposition est également pratique à utiliser pour les reconditionnements du fait que ces activités de maintenance, même si elles ne sont pas continues, se produisent régulièrement tous les cinq à sept ans pendant la vie d'un puits

Sur cette base, la fréquence mondiale des déversements extrêmement grands d'hydrocarbures dus à des éruptions de puits de pétrole lors de la production ou des reconditionnements est de 8,0 x 10^{-6} éruptions/année-puits. Pour les très grands déversements, le chiffre passe à 2,4 x 10^{-5} éruptions/année-puits.

14.1.1.3 Sommaire des déversements de pétrole extrêmement grands et très grands

Le calcul des fréquences des déversements ci-dessus est fondé sur une estimation de 250 000 années-puits de pétrole à l'échelle mondiale et ne comprend pas les puits de gaz qui, selon l'activité enregistrée dans la zone du plateau continental extérieur des États-Unis, pourraient représenter

jusqu'à 75 % des puits de pétrole. En d'autres mots, les fréquences calculées ci-dessus, quoique faibles, sont en réalité sensiblement plus faibles quand on prend en compte les puits de gaz avec les puits de pétrole. Étant donné qu'il n'est pas facile de faire une estimation des puits de gaz du monde entier, les fréquences de déversement ci-dessus sont utilisées comme un cas conventionnel.

Finalement, il faut souligner que les très faibles fréquences de déversement calculées ci-dessus pour des déversements extrêmement grands sont basées sur des déversements dans des pays (sauf la Norvège) où les normes ne sont généralement pas aussi rigoureuses que celles qui existent en Amérique du Nord.. Par exemple, l'un des plus grands déversement d'hydrocarbures de l'histoire, l'éruption du puits de pétrole *Ixtoc I* dans la baie de Campeche, Mexique, qui s'est produite en 1979, a été causée par des procédures de forage (utilisées par PEMEX, la compagnie pétrolière nationale du Mexique) qui ne sont pas utilisées dans les eaux américaines ou canadiennes et qui sont contraires à la réglementation américaine et canadienne et aux pratiques acceptées au sein de l'industrie pétrolière et gazière mondiale. En conséquence les fréquences de déversements extrêmement grands en Amérique du Nord devraient même être encore plus faibles.

Malgré cette tendance à la baisse, des éruptions importantes peuvent encore se produire. Le 20 avril 2010, une explosion suivie d'un incendie est survenue sur la plate-forme de forage de Transocean, Deepwater Horizon, dans le bloc 252 du canyon Mississippi de British Petroleum, à environ 66 km au large de la Louisiane dans la partie américaine du golfe du Mexique. Au moment de la rédaction de ce rapport, la cause de cet incident est encore sous enquête. Des rapports indiquaient initialement que la fuite du puits était de l'ordre de 5 000 barils par jour; or, des estimations plus récentes indiquent plutôt un débit de de 12 000 à 19 000 barils/jour.

Malgré cet événement récent, la tendance globale des déversements et des éruptions est en baisse dans le monde entier. Un déversement de l'ampleur de l'éruption de la Deepwater Horizon au cours des dernières années est sans précédent. Une enquête permettra probablement de dégager des leçons pour améliorer la technologie et les procédures relatives aux opérations, à la sécurité et à l'environnement. Toutefois, en dépit des améliorations éventuelles, des progrès technologiques et des pratiques de prévention des déversements, il reste encore un élément de risque en matière de sécurité et d'environnement dans toute opération de forage.

Pour le projet Hebron, on estime qu'il y aura 40 puits d'exploitation forés et 200 années-puits de production [1]. En utilisant les statistiques de fréquences de déversement mondiales ci-dessus comme base de prévision, les fréquences de déversements estimées pour le Projet sont comme suit :

[1] On suppose que la moitié de tous les puits d'exploitation sont des puits « producteurs de pétrole » et que les puits de production ont une durée moyenne de 10 ans.

- Estimation du nombre de déversements d'hydrocarbures extrêmement grands dus à des éruptions pendant des opérations de forage, basée sur une variable d'exposition de puits forés : 40 x 1,5 x 10^{-5} = 6,0 x 10-^{4}.
- Estimation du nombre de très grands déversements d'hydrocarbures dus à des éruptions de forage basée sur une variable d'exposition de puits forés : 40 x 6,0 x 10^{-5} = 2,4 x 10^{-3}.
- Estimation du nombre des déversements d'hydrocarbures extrêmement grands dus à des éruptions de production/reconditionnement, basée sur une variable d'exposition d'année-puits = 200 x 8,0 x 10^{-6} = 1,6 x 10^{-3}.
- Estimation du nombre de très grands déversements d'hydrocarbures dus à des éruptions de production/reconditionnement, basée sur une variable d'exposition d'année-puits = 200 x 2,4 x 10^{-5} = 4,8 x 10^{-3}.

14.1.2 Éruptions accompagnées de petits déversements de pétrole ou bien de gaz seulement

Les éruptions de gaz de puits extracôtiers qui ne font pas intervenir de rejet de pétrole liquide sont généralement estimées être inoffensives pour le milieu marin. Toutefois, ces éruptions peuvent représenter une menace pour la vie humaine et les biens à cause des risques d'explosion et d'incendie.

Deux sources sont utilisées pour les statistiques historiques sur les éruptions faisant intervenir seulement des rejets d'hydrocarbures ou de gaz en petites quantités. Une source particulièrement utile pour les éruptions aux États-Unis est la page Web du BOEMRE (www.boemre.gov), car le BOEMRE suit les déversements jusqu'à ceux dont la taille est de 1 baril. Ce n'est pas le cas dans les autres parties du monde. Scandpower (2000) fournit un rapport sur les éruptions en mer du Nord et dans partie américaine du golfe du Mexique, sans préciser si des déversements d'hydrocarbures étaient en cause dans les éruptions signalées.

Les données américaines sur la région du plateau continental extérieur, portant sur une période de 34 ans de 1972 à 2006, sont fournies au tableau 14-4 (Il est noter que le BOEMRE met régulièrement à jour ses données, mais que ses plus récentes données publiées datent de 2006). Il n'y a aucun grand déversement dans la base de données entière. L'éruption en 2010 dans la partie américaine du golfe du Mexique (GOM, É.-U.) correspondrait à cette catégorie des déversements extrêmement grands, mais est classifié comme un puits d'exploration.

Le nombre total de puits d'exploitation forés dans la région du plateau continental extérieur des États-Unis de 1972 à 2006 ne figure pas au tableau 14-4, mais une estimation de 21 000 peut être déduite d'autres sections de MMS (1997), E&P Forum (1996) et des sources Internet actuelles. On a dénombré 87 éruptions dues à des forages d'exploitation (après avoir supprimé les quatre éruptions dues à des forages de puits de sulfure); la fréquence des éruptions est donc de 4,1 x 10^{-3} éruptions par puits foré.

Tableau 14-4 Éruptions et déversements des puits fédéraux américains extracôtiers, 1972 à 2006

Année	Début du puits	Éruptions dues à un forage				Éruptions sans forage								
		Exploration		Exploitation		Production		Recondi-tionnement		Complétion		Total des éruptions		Production – plateau continental extérieur
		Nbre	Baril	Nbre	Baril	Nbre	Baril	Nbre	Baril	Nbre	Baril	Nbre	Baril	Millions de barils
1972	845	2	0	2	0	1	0	0	0	0	0	5	0	396,0
1973	820	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	384,8
1974	816	1	0	1	0	4	275	0	0	0	0	6	275	354,9
1975	372	4	0	1	0	0	0	1	0	1	0	7	0	325,3
1976	1 038	1	0	4	0	1	0	0	0	0	0	6	0	314,5
1977	1 064	3	0	1	0	1	0	3	0	1	0	9	0	296,0
1978	980	3	0	4	0	0	0	3	0	1	0	11	0	288,0
1979	1 149	4	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	0	274,2
1980	1 307	3	0	1	0	2	1	1	0	1	0	8	1	274,7
1981	1 284	1	0	2	0	1	0	3	64	3	0	10	64	282,9
1982	1 035	1	0	4	0	0	0	4	0	0	0	9	0	314,5
1983	1 151	5	0	5	0	0	0	2	0	0	0	12	0	350,8
1984	1 386	3	0	1	0	0	0	1	0	0	0	5	0	385,1
1985	1 000	3	0	1	0	0	0	2	40	0	0	6	40	380,0
1986	1 538	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	2	0	384,3
1987	772	2	0	0	0	3	0	1	0	2	60	8	60	358,8
1988	1 007	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	3	0	332,7
1989	911	2	0	[A]5	0	3	0	1	0	0	0	11	0	313,7
1990	987	1	0	1	0	0	0	3	9	1	0	6	9	304,5
1991	667	3	0	[B]3	0	0	0	0	0	0	0	6	0	326,4
1992	943	3	100	0	0	0	0	0	0	0	0	3	100	337,9
1993	717[C]	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	352,7
1994	717[C]	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	370,4
1995	717[C]	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	429,2
1996	921	1	0	1	0	0	0	0	0	2	0	4	0	433,1
1997	1 333	1	0	3	0	0	0	0	0	1	0	5	0	466,0
1998	1 325	1	0	1	0	2	0	3	0	0	0	7	2	490,5
1999	364	1	0	2	0	0	0	1	0	0	0	5	0	534.6
2000	1 061	5	200	4	0	0	0	0	0	0	0	9	200	551,6
2001	1 007	1	0	4	1	2	0	2	0	1	0	10	1	591,5
2002	828	1	0	2	0	2	350	1	1	0	0	6	351	602,1
2003	835	1	0	1	0	2	1	1	10	0	0	5	11	594,7
2004	861	2	16	0	0	0	0	2	1	0	0	4	17	567,0
2005	1 232	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	0	497,4
2006	1 586	0	0	0	0	0	0	1	0	1	50	2	50	503,1
Total	**34 576**	**67**	**316**	**91**	**1**	**24**	**627**	**39**	**125**	**15**	**110**	**207**	**1181**	**13 963,9**

A Deux des éruptions dues à un forage se sont produites pendant un forage de puits de sulfure
B Deux des éruptions dues à un forage se sont produites pendant un forage de puits de sulfure
C Estimation : total cumulatif correct

Cette statistique, basée surtout sur le forage dans la région du plateau continental extérieur des Etats-Unis et les dossiers des éruptions survenues au cours des trente dernières années, est dérivée d'hypothèses conservatrices et ne tient pas compte des récentes améliorations en matière de sécurité et de prévention des éruptions qui ont eu tendance à réduire les fréquences des éruptions. Une préoccupation existe également au sujet de l'incidence des rejets de gaz sur les travailleurs. C'est pourquoi, une évaluation plus réaliste de la probabilité d'une éruption gazière s'avère nécessaire. Les principaux facteurs qui doivent être réexaminés sont : (1) les différences entre les éruptions « de gaz peu profond » et les éruptions de puits profonds; (2) les activités spéciales de prévention des éruptions qui existent pour le forage des puits profonds au Canada; et (3) la diminution de la fréquence des éruptions ces dernières années en raison des améliorations de la prévention des éruptions. Ces trois questions sont traitées de façon approfondie dans l'étude de Scandpower (2000).

14.1.2.1 L'éruption de gaz peu profond par rapport à l'éruption de puits profond

Une éruption peut se produire quand on rencontre une poche de gaz peu profonde de façon inattendue pendant une opération de forage. Le foreur prête attention au gaz peu profond dans le flexible pour boue de forage qui se trouve à environ 914 m (3 000 pieds) ou au-dessous. Le gaz qui est piégé dans les sédiments superficiels peut provenir de réservoirs de gaz plus profonds, mais peut aussi provenir de l'activité biogène des les sédiments superficiels. Les probabilités des diverses catégories d'éruption sont montrées au tableau 14-5, extrait de l'étude de Scandpower (2000).

Les valeurs du tableau 14-5 (pour la partie américaine du golfe du Mexique) sont raisonnablement compatibles avec les valeurs du tableau 14-4, qui montrent 29 éruptions pour la période comprise entre 1980 et 1997. Cela signifie que le BOEMRE (l'organisme de réglementation américain) classifie les « éruptions » du tableau 14-5 comme faisant partie de la catégorie *tous* (c.-à-d., déversements aussi bien qu'éruptions). La fréquence des éruptions du tableau 14-5 pour la partie américaine du golfe du Mexique est de 28/8 466 = 3,3 x 10^{-3} déversements/éruptions, une valeur proche de la valeur dérivée précédemment (4,1 x 10^{-3}).

La statistique importante à noter au tableau 14-5 est que la grande majorité des éruptions et des déversements de puits sont de type de gaz peu profond. Spécifiquement, la répartition des fréquences des éruptions de gaz peu profond par rapport aux fréquences des éruptions de puits profonds est montrée au tableau 14-6. On y voit clairement que : (1) les fréquences des éruptions de gaz peu profond sont quatre fois plus faibles en mer du Nord que dans la région du plateau continental extérieur de la partie américaine du golfe du Mexique OCS; et (2) les fréquences des éruptions/déversements de puits profond peuvent être (ex. : pour la partie américaine du golfe du Mexique) jusqu'à six fois plus faibles que les éruptions/rejets de gaz peu profond.

Tableau 14-5 Forage d'exploitation et éruptions dans la région du plateau continental extérieur de la partie américaine du golfe du Mexique et en mer du Nord, de 1987 à 1997

Région	Nombre de puits d'exploitation	Éruptions de gaz peu profond	Rejets de gaz peu profond lors du forage	Éruptions de puits profonds	Rejets de puits profonds lors du forage	Total des éruptions et des rejets
GOM, É.-U.	8 466	13	10	4	1	28
R.-U.	3 086	1	0	0	2	3
Norvège	1 202	1	1	0	0	2
Totaux	12 754	15	11	4	3	33

Source : d'après Scandpower (2000)
Nota :

- Une éruption est un incident dans lequel les hydrocarbures remontent à la surface alors que les barrières ne fonctionnent plus et que le contrôle du puits ne peut être repris que par des moyens dont on ne disposait pas quand l'incident a commencé
- Une éruption de puits profond est définie comme une éruption qui se produit après que le bloc obturateur de puits (BOP) ait été installé
- Une éruption de gaz peu profond est un rejet de gaz avant que le BOP ne soit installé
- Un déversement de puit est un incident dans lequel les hydrocarbures remontent à la surface et sont arrêtés par une ou plusieurs barrières qui étaient disponibles quand l'incident a commencé. Dans ce cas , les hydrocarbures ne pénètrent pas dans l'environnement

Tableau 14-6 Fréquences des éruptions dans la partie américaine du golfe du Mexique (GOM – É.-U.) et en mer du Nord, de 1980 à 1997

	Éruption/déversement de gaz peu profond		Éruption/déversement de puits profond	
	GOM – É.-U.	Mer du Nord	GOM – É.-U.	Mer du Nord
Éruptions/déversements par puits foré	27×10^{-4}	$7{,}0 \times 10^{-4}$	$5{,}9 \times 10^{-4}$	$4{,}7 \times 10^{-4}$
Puits forés par éruption/déversement	370	1 400	1 700	2 100

Les éruptions de puits profonds (et pas les déversements de puits) sont une préoccupation majeure car, par définition, les déversements ne font pas intervenir de rejet d'hydrocarbures dans l'environnement. Il y a eu quatre éruptions de puits profond lors de forage d'exploitation dans le golfe du Mexique et aucune en mer du Nord de 1987 à 1997 (tableau 14-5). Cela s'explique selon Scandpower (2000) par le fait que les exploitants de la mer du Nord sont tenus par la loi d'inclure deux barrières pendant le forage d'exploration et d'exploitation, ce qui n'est pas le cas aux États-Unis. Des règlements canadiens (c.-à-d., deux barrières) sont semblables à ceux de la mer du Nord s'appliquent au Canada (c.-à-d., prescription de deux barrières), il est donc raisonnable de calculer les fréquences d'éruptions au Canada sur la base des statistiques de la mer du Nord.

Finalement, il convient de noter (tableau 14-7) que les fréquences des éruptions du gaz peu profond en mer du Nord et dans le golfe du Mexique ont diminué au cours des dernières années.

Tableau 14-7 Fréquences des éruptions de gaz peu profond au fil du temps pendant le forage d'exploration et d'exploitation, de 1980 à 1997

Période de temps	Nombre d'éruptions	Nombre de puits d'exploration et d'exploitation forés	Fréquence des éruptions
18 ans (1980 à 1997)	53	22 084	$24{,}0 \times 10^{-4}$
10 ans (1988 à 1997)	23	13 870	$16{,}6 \times 10^{-4}$
5 ans (1993 à 1997)	5	7 581	$6{,}6 \times 10^{-4}$
3 ans (1995 à 1997)	1	4 924	$2{,}0 \times 10^{-4}$
Source: Scandpower (2000)			

Une étude plus récente de l'IAOGP (2010), est basée sur des données accumulées pendant 20 ans jusqu'en 2005 et indique une fréquence d'éruption de puits profond de $4{,}8 \times 10^{-5}$ éruptions par puits forés. À partir de ces chiffres, on arrive à la probabilité d'une éruption pour 21 000 puits forés.

14.1.2.2 Éruptions pendant des opérations de production

L'année-puits est la meilleure variable d'exposition aux accidents à utiliser pour les opérations de production et de travaux au câble. Elle est pratique aussi pour relier les complétions et les travaux au câble aux années-puits d'exploitation. Le nombre d'années-puits de pétrole et de gaz pour la population au tableau 14-4 de 1972 à 2006 peut être estimé à partir d'autres tableaux de référence MMS; l'estimation donne environ 250 000 années-puits de production.

Pour toutes les régions de production pétrolière et gazière de la zone du plateau continental extérieur des États-Unis, 78 éruptions se sont produites pendant les phases de production, de reconditionnement et de complétion (tableau 14-4). Ceci donne une fréquence d'éruption de 78/250 000 = $3{,}12 \times 10^{-4}$ éruptions par année-puits. Le chiffre équivalent pour les zones du plateau continental extérieur des États-Unis et de la mer du Nord pour la période de 1980 à 1997 est de $1{,}83 \times 10^{-4}$ éruptions par année-puits (tableau 14-8).

Tableau 14-8 Fréquence des éruptions au fil du temps pendant les phases de production, de travaux au câble, de reconditionnement et de complétion dans la partie américaine du golfe du Mexique et en mer du Nord, de 1980 à 1997

Période	Éruptions : production et travaux au câble	Éruptions : complétions et reconditionnements	Total des éruptions	Année-puits	Fréquence des éruptions
18 ans (1980 à 1997)	10	21	31	168 583	$1{,}83 \times 10^{-4}$
10 ans (1988 à 1997)	3	7	10	108 357	$9{,}92 \times 10^{-5}$
5 ans (1993 à 1997)	1	3	4	55 188	$7{,}25 \times 10^{-5}$
3 ans (1995 à 1997)	1 [a]	3	4	34 895	$1{,}15 \times 10^{-4}$
Source: Scandpower (2000)					

Il est important de noter, comme on l'a fait dans le cas des éruptions de forage d'exploitation, que les fréquences des éruptions pendant les activités de production en mer du Nord et dans la partie américaine du golfe du Mexique ont diminué au cours des dernières années (tableau 14-8).

L'IAOGP (2010), ne permet pas d'établir de comparaison pour chaque opération énumérée au tableau 14-8, mais confirme la fréquence globale des éruptions pendant les phases de production, de travaux au câble, de complétion et de reconditionnement au cours des dernières années. Les données s'étendant sur 20 ans (jusqu'à 2005), indiquent une fréquence globale d'éruption pour ces opérations de $1,85 \times 10^{-4}$ éruptions par année-puits, en se basant sur 33 incidents pendant 177 474 années-puits.

Un certain pourcentage d'éruptions impliquait des rejets d'hydrocarbures. Sur les 78 éruptions qui sont survenues pendant les quatre opérations de production, de travaux au câble, de reconditionnement et de complétion, seulement douze d'entre elles ou 15,4% étaient associées à des hydrocarbures à noter que la taille moyenne des 12 déversements n'était que de 72 barils). En conséquence, la fréquence des éruptions ayant entraîné un déversement d'hydrocarbures, lors des quatre opérations mentionnées ci-dessus, se calcule comme suit : $0,154 \times 1,85 \times 10^{-4} = 2,8 \times 10^{-5}$ éruptions par année-puits.

14.1.2.3 Sommaire des fréquences d'éruption accompagnée de petits déversements de pétrole ou bien de gaz seulement

On prévoit qu'il y aura environ 40 puits à forer pour le projet, donc le nombre probable d'éruptions de puits profonds pendant le forage d'exploitation devient $40 \times 4,8 \times 10^{-5} = 1,92 \times 10^{-3}$.

Pour ce qui est des éruptions de gaz se produisant lors de la production et des reconditionnements, la statistique pour Hebron devient 200 années-puits $\times 1,17 \times 10^{-4}$ éruptions par année-puits $= 2,34 \times 10^{-2}$.

Pour ce qui est des éruptions de gaz se produisant lors de la production et des reconditionnements qui font intervenir des rejets d'hydrocarbures (>1 baril), la statistique pour Hebron devient 200 années-puits $\times 2,8 \times 10^{-5}$ éruptions par année-puits, $= 5,6 \times 10^{-3}$.

14.1.3 Déversements majeurs associés à des plates-formes

Il y a eu très peu de déversements majeurs des plates-formes en service dans les eaux de la zone du plateau continental extérieur des États-Unis. Outre les six from éruptions indiquées au tableau 14-3, il y en a eu sept autres, qui incluent tous les déversements de plates-formes américaines survenus jusqu'à présent (tableau 14-9). Il est à noter que ceci ne comprend pas l'éruption de Deepwater Horizon de 2010 qui est survenue à l'occasion d'un forage d'exploration.

Tableau 14-9 Déversements d'hydrocarbures égaux ou supérieurs à 1 000 barils des plates-formes situées dans la zone du plateau continental extérieur des États-Unis, de 1964 jusqu'à 2010

Date	Endroit	Taille (baril)	Cause
04/08/64	Bloc 208 - Eugene Island	2 559	Collision
10/03/64	Ship Shoal - Eugene Island	11 869	Ouragan (7 plates-formes)
07/19/65	Bloc 29 - Ship Shoal	1 688	Éruption (condensat)
01/28/69	Santa Barbara Channel	77 000[A]	Éruption
03/16/69	Bloc 72 - Ship Shoal	2 500	Collision, conditions météo
02/10/70	Bloc 41 - Main Pass	30 000	Éruption
12/01/70	Bloc 26 – South Timbalier	53 000	Éruption
01/09/73	Bloc 79 - West Delta	9 935	Rupture du réservoir de stockage
11/23/79	Bloc 151 - Main Pass	1 500[B]	Collision, conditions météo, fuite d'un réservoir
11/13/80	Bloc 206 - High Island	1 456	Défaillance d'une pompe, ouragan, fuite d'un réservoir
09/29/92	Timbalier Bay/Greenhill	11 500[C]	Éruption d'un puits de production
09/24/05	Cameron/Eugene Island/Green Canyon	3 915	Ouragan (9 plates-formes)

Source : Base de données sur les déversements BOEMRE OCS, avril 2010, www.boemre.gov/stats/index.htm

A Les estimations varient entre 10 000 et 77 000 barils
B Produit raffiné
C Ce déversement s'est produit dans les eaux de l'État de Louisiane et non dans la région du plateau continental extérieur (OCS), mais est inclus par intérêt

Tous les déversements dans la zone du plateau continental extérieur, sauf deux, (tableau 14-9), ont eu lieu avant 1980. Les statisticiens du BOEMRE chargés d'analyser et de prédire les fréquences de déversement d'hydrocarbure associées aux activités pétrolières et gazières dans la zone du plateau continental extérieur ont graduellement diminué les estimations au cours des 15 dernières années, surtout en reconnaissance d'une tendance statistique de fréquences de déversements en baisse. L'estimation tirée des statistiques de l'étude d'Anderson et LaBelle (2001) est de $1,5 \times 10^{-5}$ déversements/année-puits pour des déversements égaux ou supérieurs à 1 000 barils et de $5,5 \times 10^{-6}$ déversements/puits-année pour des déversements égaux ou supérieurs à 10 000 barils[2].

Les années-puits de production pour Hebron se chiffrent à 200; en conséquence, le nombre prévu sur la durée de vie du projet de 30 ans serait de $200 \times 1,5 \times 10^{-5} = 3 \times 10^{-3}$ événements pour un déversement de 1 000 barils et de $200 \times 5,5 \times 10^{-6} = 1,1 \times 10^{-3}$ événements pour un déversement de 10 000 barils.

[2] Ces chiffres sont dérivés de statistiques développées par Anderson et LaBelle (2001), qui utilisent une exposition de « milliards de produit-pétrole »" et considèrent la période comprise entre 1964 et 1999. Pendant cette période, 46 000 barils de pétrole ont été produits par puits-année, en tenant compte des produits pétroliers et gaziers. Les fréquences dérivées par les auteurs des déversements supérieurs à 1 000 barils et à 10 000 barils sont de 0,32 et de 0,12 par milliard de barils produits, respectivement. Les chiffres équivalents pour les 15 dernières années sont bien moindres.

Il est à noter que les statistiques susmentionnées sur les déversements >10 000 barils (c.-à-d., 5,5 x 10^{-6} déversements/année-puits) sont presque quatre fois moins élevées que les statistiques calculées précédemment sur les déversements des éruptions en cas de production >10 000 barils (c.-à-d., 2,0 x 10^{-5}). Ce résultat est impossible, car la première catégorie comprend des déversements dus à des éruptions. Cette anomalie s'explique par le fait qu'on a utilisé des données américaines pour les statistiques précédentes et des données mondiales pour les dernières statistiques. Les statistiques mondiales sont plus élevées que celles dérivées des États-Unis, car les premières ont été établies sur une base très conservatrice, prenant seulement en compte les puits de pétrole et non les puits de gaz.

Force est de constater qu'il y a eu un déversement relié à la production dans les eaux de Terre-Neuve-et-Labrador supérieur à 1 000 barils, en 2004. Il n'y a toutefois pas eu de déversement supérieur à 10 000 barils. Compte tenu de la base de données statistique limitée de Terre-Neuve-et-Labrador sur les opérations de production, on utilise les statistiques américaines dans le calcul de la fréquence.

14.1.4 Déversements sous forme de rejets mineurs

Des déversements mineurs se produisent assez régulièrement sur les plates-formes extracôtières. Les données du tableau 14-10 proviennent d'un tableau plus détaillé de MMS (1997) et couvrent les déversements mineurs de tous les polluants provenant des installations et des opérations sur les concessions fédérales de la zone du plateau continental extérieur pour la période allant de 1971 à 1995. Les déversements ont fait intervenir divers polluants, notamment le pétrole brut, les condensats, les produits raffinés, l'huile minérale et le diesel. La période comprise entre 1971 et 1995 a enregistré une production de 8,5 milliards de barils de pétrole et de condensat et 186 058 années-puits d'activité de production pétrolière et gazière (MMS 1997). Voir la fréquence de déversements au tableau 14-10.

Tableau 14-10 Fréquence des déversements à bord de plates-formes de l'ordre de 1 à 49,9 barils et de 50 à 999 barils (zone du plateau continental extérieur des États-Unis de 1971 à 1995)

Fourchette des tailles de déversement	Nombre de déversements
1 à 49,9 barils	1 898
50 à 999 barils	90
Total volume of 1,898 + 90 spills = 123,023 bbl	

Il y a eu très peu de grands déversements reliés à la mise en valeur ou à la production dans les eaux canadiennes, ce qui fait qu'on a été obligé d'utiliser les statistiques américaines et les statistiques mondiales. Il existe cependant une base de données assez complète sur les incidents de déversements mineurs dans les eaux de Terre-Neuve-et-Labrador. Les statistiques de déversement sont tenues à jour et signalées par l'Office Canada-Terre Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers (OCTLHE) (OCTLHE 2010d).

La production dans les eaux de Terre-Neuve-et-Labrador a commencé en 1997 à l'emplacement Hibernia, puis avec la mise en service de Terra Nova en 2001 et de White Rose en 2004. D'après les statistiques sur les puits du site Web de l'OCTLHE, ces trois champs totalisent 472 années-puits de production jusqu'à la fin de 2010. Les tableaux 14-11 à 14-14 donnent une vue d'ensemble des statistiques de déversements pour la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. Il s'agit notamment de déversements de pétrole brut, de diesel et d'autres hydrocarbures provenant des activités de production et de chargement. Les déversements de boues synthétiques figurent au tableau 14.14. Comme indiqué à la section 14.1.3, il y a eu un déversement de pétrole brut supérieur à 1 000 barils, en 2004.

Tableau 14-11 Fréquence des déversements à bord de plates-formes de l'ordre de 1 à 49,9 barils et de 50 à 999 barils (dans les eaux de Terre-Neuve-et-Labrador, de 1997 à 2010)

Fourchette des tailles de déversement	Nombre de déversements
1 à 49,9 baril	12
50 à 999 baril	0

Comme un nombre disproportionné (7 sur 12) de ces déversements se sont produits au cours des trois premières années d'exploitation, il semble logique de se pencher sur l'expérience de production des années les plus récentes (tableau 14-12). De 2000 à 2010, il y a eu 452 années-puits de production au total.

Tableau 14-12 Fréquence des déversements à bord de plates-formes de l'ordre de 1 à 49,9 barils et de 50 à 999 barils (dans les eaux de Terre-Neuve-et-Labrador, de 2000 jusqu'à 2010)

Fourchette des tailles de déversement	Nombre de déversements
1 à 49,9 barils	12
50 à 999 barils	0

On peut utiliser les statistiques d'exploitation de Terre-Neuve-et-Labrador pour la plus petite fourchette des tailles, mais comme il n'y pas eu de déversement dans la deuxième catégorie, on utilisera alors les statistiques de la partie américaine du golfe du Mexique. En fonction de ces données, la fréquence des déversements de l'ordre de 1 à 49,9 barils est de $1{,}1 \times 10^{-2}$ (5/452) et de $4{,}8 \times 10^{-4}$ (90/186 058).

L'OCTLHE fournit également un dossier statistique des déversements supérieurs à 1 L, mais inférieurs à 1 baril (159 L) et des déversements de 1 L et moins : ils sont présentés au tableau 14-13. Comme dans la catégorie précédente liée à l'ampleur des déversements, un nombre disproportionné de ces déversements s'est produit au cours des trois premières années d'exploitation ; il semble donc logique de se pencher sur l'expérience de production des années les plus récentes, soit de 2000 à 2010. Pendant ces années (2000 to 2010), il y a eu 452 années-puits de production au total, dont 86 déversements de l'ordre de 1 à 159 L et 218 déversements inférieurs à 1 L. Il convient de noter que les totaux du tableau 14-13 indiquent tous les

déversements survenus de 1997 à 2010. En se basant sur cela, la fréquence moyenne de déversement est de 0,190 déversement par année-puits dans la catégorie de 1 à 159 L, et de 0,482 déversement par année-puits de moins de 1 L.

Tableau 14-13 Dossier des très petits déversements dans les eaux de Terre-Neuve-et-Labrador, de 1997 à 2010

Année	Déversements supérieurs à 1 L, mais inférieurs à 159 L (1 baril)		Déversements d'au plus 1 L	
	Nombre	Volume total (L)	Nombre	Volume total (L)
1997	7	123	0	0
1998	20	638	3	1,6
1999	23	636,4	9	4,72
2000	2	62	2	1,1
2001	7	126	8	4,21
2002	5	25,6	19	5,2
2003	10	185,9	9	2,48
2004	18	188,9	30	8,97
2005	11	180,7	28	8,96
2006	5	20	27	9,24
2007	3	93	34	4,28
2008	11	335,5	22	2,89
2009	11	288,3	22	4,97
2010	3	20,3	17	4.21
Total	136	2923,5	230	62,83

De 1997 à 2010, il y a eu 10 déversements de plus de 1 L attribuables au système de chargement extracôtier (SCE) et ce, pour toutes les installations de production. Sur ceux-ci, un seul déversement était de l'ordre de 1 à 49,9 barils, aucun de 50 à 999 barils et aucun supérieur à 1 000 barils.

14.1.5 Déversements de boues synthétiques

L'Office Canada-Terre Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers (l'OCTLHE) enregistre les déversements de boues synthétiques et de fluides dont le résumé figure au tableau 14-14 pour les années 1997 à 2010. Dans le plus grand déversement de ce genre survenu jusqu'à présent, en 2004, environ 96 600 L (608 barils) de boues synthétiques ont été déversés par le dériveur de puits du GSF Grand Banks à l'endroit du champ White Rose. La fréquence de déversements est calculée en fonction des 219 puits que l'on a commencé à forer au cours de cette période.

Tableau 14-14 Déversements de boues synthétiques, de 1997 à 2010

Tailles des déversements	Nombre de déversements	Fréquence par puits
>1 L	36	0,16
159 à 7 934 L (1 à 49,9 barils)	18	0,082
7 935 à 159 000 L (50 to 999 barils)	5	0,023
>159 000 L (1 000 barils)	0	0

14.1.6 Sommaire des fréquences d'éruptions et de déversements

Les probabilités de déversement d'hydrocarbures calculées pour le Projet sont résumées au tableau 14-15.

Tableau 14-15 Sommaire des nombres probables d'éruption et de déversement pour le projet Hebron

Événement	Fréquence historique	Variable d'exposition pour Hebron [B] (selon la durée du projet)	Nombre probable d'occurences (pendant la durée du projet)
Éruptions			
1. Éruption de gaz profond lors du forage d'exploitation	4.8×10^{-5}/ puits forés	40 puits forés	$1,92 \times 10^{-3}$
2. Éruption en phase de production faisant intervenir un rejet d'hydrocarbures >1 baril	$2,8 \times 10^{-5}$/année-puits	200 années-puits	$5,6 \times 10^{-3}$
3. Éruption de forage d'exploitation avec un déversement d'hydrocarbures > 10 000 barils	$6,0 \times 10^{-5}$/année-puits	40 puits forés	$2,4 \times 10^{-3}$
4. Éruption de forage d'exploitation avec un déversement d'hydrocarbures > 150 000 barils	$1,5 \times 10^{-5}$/année-puits	40 puits forés	$6,0 \times 10^{-4}$
5. Éruption de production / reconditionnement avec un déversement d'hydrocarbures > 10 000 barils	$2,4 \times 10^{-5}$/année-puits	200 années-puits	$4,8 \times 10^{-3}$
6. Éruption de production / reconditionnement avec un déversement d'hydrocarbures > 150 000 barils	$8,0 \times 10^{-6}$/année-puits	200 années-puits	$1,6 \times 10^{-3}$
DÉVERSEMENTS ASSOCIÉS AUX PLATES-FORMES [A] (y compris les éruptions)			
7. Déversement d'hydrocarbures > 10 000 barils	$5,5 \times 10^{-6}$/ années-puits	200 années-puits	$1,1 \times 10^{-3}$
8. Déversement d'hydrocarbures > 1 000 barils	$1,5 \times 10^{-5}$/ années-puits	200 années-puits	3×10^{-3}
9. Déversement d'hydrocarbures 50 à 999 barils	$4,8 \times 10^{-4}$/ années-puits	200 années-puits	$9,6 \times 10^{-2}$
10. Déversement d'hydrocarbures 1 à 49 barils	$1,1 \times 10^{-2}$/ années-puits	200 années-puits	2,2 déversements pendant la durée du Projet

Événement	Fréquence historique	Variable d'exposition pour Hebron [B] (selon la durée du projet)	Nombre probable d'occurences (pendant la durée du projet)
11. Déversement d'hydrocarbures de 1 L à 1 baril (159 L)	0,190/année-puits	200 années-puits	38 déversements pendant la durée du Projet
12. Déversement d'hydrocarbures de moins de 1 L	0,482/année-puits	200 années-puits	96,4 pendant la durée du Projet

A Les déversements à bord de la plate-forme de plus de 150 000 barils ne sont pas inclus dans le tableau, car ils feraient tout simplement double emploi avec les statistiques sur les éruptions d'un volume supérieur à 150 000 barils : il est pratiquement impossible qu'un déversement de cet ampleur soit causé par autre chose qu'une éruption.

B La variable d'exposition d'Hebron équivaut au nombre d'événements ayant lieu pendant la durée du Projet. Elle est définie par le nombre d'années-puits pour les activités reliées à la production ou par le nombre de puits forés pour les activités reliées au forage.

14.1.7 L'expérience d'ExxonMobil

Selon l'OCTLHE et l'OCNEHE, depuis 2001, les opérations de forage d'ExxonMobil dans l'Est du Canada n'ont pas enregistré de déversement d'un volume supérieur à 1 baril pour les 63 puits forés dans la région. Quatorze puits ont été forés à l'aide d'une plate-forme de forage autoélévatrice en Nouvelle-Écosse, 46 à partir de la plate-forme Hibernia, et trois à partir des unités mobiles de forage en mer (UMFM) en Nouvelle-Écosse et sur les Grands Bancs. Dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, ExxonMobil n'a pas enregistré de déversement de pétrole brut supérieur à 1 L dans le cadre de ses opérations de forage.

La philosophie d'ExxonMobil sur le contrôle des puits est axée sur la prévention qui s'appuie sur des systèmes de sécurité et de gestion des risques, sur une gestion des procédures de changements et sur des normes mondiales. ExxonMobil possède un système de gestion de l'intégrité des opérations (OIMS) éprouvé qui met continuellement l'accent sur la sécurité, le contrôle des puits et la protection de l'environnement. Ceci s'applique également à la préparation appropriée des puits (inspections/essais de l'équipement de contrôle des puits), la détection précoce de la venue, la fermeture efficace des puits (formation/exercices destinés au personnel), et l'évacuation de la venue en utilisant des boues lourdes de façon contrôlée.

En définissant une « éruption » comme un écoulement incontrôlé qui n'a pas été maîtrisé à l'aide du système de contrôle de puits de la plate-forme de forage, la dernière « éruption » de forage extracôtier enregistrée par Exxon a eu lieu dans le golfe du Mexique en 1983 (plate-forme autoélévatrice Penrod 52). La dernière « éruption » extracôtière a été enregistrée par Mobil dans la mer du Nord en 1990 (plate-forme semi-submersible *Maersk Vinlander*). Dans les deux cas, il s'agissait « d'éruptions » de gaz peu profond sans blessés, ni déversement d'hydrocarbures liquides en mer. ExxonMobil a eu trois autres incidents de contrôle de puits, mais ils ont été maîtrisés en utilisant l'équipement et les procédures de contrôle de puits. Aucun de ces incidents ne s'est transformé en « éruptions ».

Depuis la mise en œuvre de l'OIMS (vers 1992), ni Exxon ni ExxonMobil n'ont connu d'« éruption » durant les opérations de forage extracôtier.

14.2 Le devenir et le comportement des déversements d'hydrocarbures d'Hebron dans la zone d'étude côtière (modélisation des trajectoires)

L'analyse des trajectoires de déversement d'hydrocarbures pour Bull Arm et Trinity Bay a été réalisée. Cette section offre un aperçu des résultats de la modélisation. Le rapport complet se trouve dans Applied Science Associates (ASA) (2010a).

Ce travail vise à réaliser une modélisation des trajectoires de déversement pour les rejets accidentel de carburants à Bull Arm, dans la baie de la Trinité. ASA a utilisé son système de modélisation SIMAP pour simuler des déversements de mazout à Bull Arm, dans la baie de la Trinité. Les modèles utilisent des données sur les vents provenant de simulations rétrospectives ainsi que des mesures sur le terrain et les données actuelles d'un modèle hydrodynamique.. Les modèles SIMAP ont été utilisés en modes stochastiques et déterministes en vue de déterminer l'étendue de la mise en contact possible des hydrocarbures qui devrait avoir lieu avec la surface de l'eau, la subsurface et le littoral. Le rapport complet (ASA 2011a) offre une description complète des modèles de trajectoire de déversement.

14.2.1 Intrants des modèles et scénarios de déversement

En cas de déversement accidentel de diesel au chantier de Bull Arm, le principal objectif sera d'arrêter l'écoulement et de mettre en œuvre des contre-mesures de déversement le plus rapidement possible. L'équipement d'intervention en cas de déversement se trouvera sur place et le personnel sera formé à intervenir avec efficacité à n'importe quel événement accidentel.

Il se peut que les activités maritimes soient principalement exercées par des navires utilisant du diesel marin standard et dont la capacité de stockage maximale de carburant est d'environ 100 m^3 par navire. L'accouplement des installations de surface à la structure à embase-poids (SEP) et probablement le remorquage de la SEP à son emplacement extracôtier (événements isolés) peuvent obliger de recourir à de plus grands bâtiments qui utilisent un produit diesel marin plus lourd, c'est-à-dire un mazout de catégorie intermédiaire (IFO-180). La capacité des soutes de ces navires est d'environ 1 000 m^3. Aux fins de l'évaluation environnementale, on a donc utilisé deux types de carburant pour les simulations de déversements. Les simulations ont été effectuées pour des déversements à la surface de l'eau dans des conditions estivales et hivernales Les scénarios de déversements suivants ont été modélisés.

- Un déversement instantané en surface de 100 m^3 de diesel marin, en été, en hiver (en période sans glace) et en hiver en présence d'une couverture glaciaire d'environ 65 % (la couverture glaciaire à Bull Arm peut varier entre 0 et 100 % pendant la saison hivernale selon le mois et la rigueur de l'hiver). Il n'y aura probablement pas de trafic maritime pendant la construction de la SEP d'Hebron lorsque la concentration de glace dépasse 65 % de la couverture glaciaire brisée; en conséquence, tous les scénarios de déversement hivernaux en présence de glace de mer prennent pour hypothèse la présence d'une concentration de 65 % tant à Bull Arm que dans la baie de la Trinité.
- Un déversement instantané en surface de 1 000 m^3 d'IFO-180, en été, en hiver (en l'absence de glace), et en hiver avec une couverture glaciaire d'environ 65 %.
- Tous les modèles ont été appliqués pour une période de 30 jours.

Les simulations de déversement de carburant à Bull Arm utilisent plusieurs séries chronologiques de 30 ans sur la vitesse et la direction des vents des nœuds des grilles de modèles MSC50 en combinaison avec une série chronologique modifiée de vents sur 30 ans de Bull Arm. Deux simulations hydrodynamiques distinctes ont été réalisées en utilisant le modèle HYDROMAP afin d'obtenir une combinaison de courants de marée et de courants activés par le vent à Bull Arm et dans la baie de la Trinité.. Des simulations de courants de marée ont été effectuées pour produire des courants poussés vers la surface sous l'action de la marée dans toute la zone. Des simulations de courants activés par le vent ont été effectuées en produisant des vents dans huit directions et en utilisant une vitesse de vent constante de 8 m/s, puis en ajoutant des courants de marée afin de créer un courant combiné. On a ainsi obtenu une zone de courants couvrant la baie de la Trinité et Bull Arm qui prend en considération les courants de marée et les courants activés par le vent et qui sert à réaliser des simulations de déversement pétrolier. On a ainsi modélisé au total dix-huit scénarios de zone côtière (trois critères de seuil pétrolier multipliés par six scénarios de déversement).

Le littoral de Bull Arm a été défini comme possédant deux types de caractéristiques : les plages de Bull Arm ont été classifiées comme des plages de gravier et le reste du littoral est classifié vers le large comme une côte rocheuse. Les lits de zostères sont des habitats subtidaux qui ne sont pas considérés comme un type de côte ayant la capacité de retenir le pétrole. La largeur de la côte, l'épaisseur maximale de pétrole et l'élimination de demi-vie utilisées dans la modélisation de déversement figurent au tableau 14-16.

Tableau 14-16 Largeur de la côte, épaisseur maximale de pétrole sur le littoral et demi-vie d'élimination pour les différents types de côtes

Type de côte	Largeur (m)	Épaisseur maximale du pétrole (mm)	Demi-vie d'élimination du pétrole (jours)
Côte rocheuse exposée	3	0,5	1
Plage de gravier	6	2	10
Source : Basé sur Gundlach 1987			

La simulation des trajectoires de déversement a été appliquée pour une période de 30 jours, car à la fin de cette période, le mazout a perdu la plus grande partie de ses composés volatils, a atteint son épaisseur minimale et se dirige vers la haute mer, s'il sort de la baie de la Trinité.

14.2.2 Intrants des modèles

14.2.2.1 Résultats des modèles stochastiques

Le modèle stochastique a été utilisé pour déterminer la probabilité de trouver des hydrocarbures à la surface de l'eau, sur le littoral et dans la colonne d'eau qui dépasserait les seuils d'épaisseur et de concentration suivants :

- Épaisseur moyenne du diesel de surface >0,01 mm (10 µm)
- Épaisseur moyenne du diesel sur le littoral ou sur un segment du littoral >0,01 mm (10 µm)
- Concentration moyenne du diesel de subsurface (entraîné dans l'eau) >10 ppb

L'analyse stochastique fournit deux types de renseignements pour décrire des déversements éventuels : 1) les zones qui pourraient entrer en contact avec le pétrole (définies par un seuil d'épaisseur de pétrole de 0,01 mm) avec sa probabilité associée; et 2) le délai minimal nécessaire pour que les hydrocarbures atteignent un endroit et/ou le seuil propre aux zones qui devraient être touchées par le pétrole. Ces informations qui sont présentées dans les cartes et les tableaux récapitulatifs du présent rapport ont trait au pétrole en surface, au pétrole sur le littoral et au pétrole de subsurface. Les hydrocarbures totaux, le groupe de produits chimiques composant le pétrole brut, se divisent en deux catégories : les hydrocarbures aromatiques, qui représentent le composé toxique du pétrole et les hydrocarbures aliphatiques. Dans le cadre de cette étude, seuls les hydrocarbures totaux non dissous ont fait l'objet d'un suivi.

Tous les résultats décrivent les probabilités de la présence d'hydrocarbures à la surface, dans la colonne d'eau ou sur le littoral; ils ne décrivent pas un événement réel de déversement et ne prennent pas non plus en compte l'utilisation des contre-mesures de déversement (barrages, écrémeurs, dispersants).

Les résultats des simulations stochastiques SIMAP donnent un aperçu du comportement probable des déversements éventuels dans des conditions environnementales censées être présentes dans la zone d'étude durant chaque saison. Les cent simulations de modèle individuel de chaque scénario de modèle stochastique ont été classées pour déterminer le déversement individuel correspondant au 95^{e} centile de mazoutage du littoral, de la surface de l'eau et du pétrole entraîné dans la colonne d'eau. Par exemple, le déversement au 95^{e} centile mazoutage de surface est un déversement unique, occasionnant une zone de surface mazoutée d'une épaisseur dépassant 0,01mm, qui est supérieur ou égal à 95 % de tous les déversements simulés.

Le vent d'été est le plus souvent un vent dominant du sud-ouest, qui peut pousser le diesel vers la côte nord-est de Bull Arm. Une nappe de diesel sortant de Bull Arm, en été, se déplacera très probablement vers le nord-est en remontant la baie de la Trinité. Le vent d'd'hiver est le plus souvent un vent dominant du nord-ouest qui peut pousser les hydrocarbures de surface à l'extérieur de Bull Arm en direction du littoral vers l'extrémité sud de la baie de la Trinité, et plus rarement vers le nord-est en direction de l'embouchure de la baie de la Trinité. La probabilité et l'heure d'arrivée minimale pour un déversement de 100 m^3 de diesel marin et de 1 000 m^3 d'IFO-180 en été et en hiver sont présentées aux figures 14-1 à 14-4. Il est à noter que la modélisation de ces simulations a été faite sans tenir compte de l'utilisation de l'équipement d'intervention en cas de déversement (c.-à-d., les barrages, les écrémeurs, les dispersants, etc.).

Les chiffres suivants ne représentent pas la taille d'un déversement éventuel, mais montrent plutôt quelles sont les probabilités de trouver une nappe de diesel d'une épaisseur de 0,01 mm à un endroit quelconque de la surface de l'eau pendant la période impartie par le modèle. Il s'ensuit que le délai précisé pour le mazoutage de surface, indique aussi le délai nécessaire pour la réalisation de la probabilité de mazoutage de surface, et ne représente pas une nappe réelle. En outre, les résultats ne prennent pas en compte l'utilisation de contre-mesures de déversement (barrages, écrémeurs, dispersants).

Selon les estimations, la concentration du diesel marin entraîné est toujours supérieure à 10 ppb à Bull Arm durant les saisons estivales et hivernales. Les probabilités de trouver du diesel d'une épaisseur de 0,01 mm à la surface tombent rapidement à 10 à 30 % à l'extérieur de Bull Arm, durant les saisons estivales et hivernales dans une petite zone du sud-ouest de la baie de la Trinité. L'IFO-180 est un carburant très visqueux qui ne se laisse à peu près pas entraîner dans la colonne d'eau.



Figure 14-1 Probabilité d'un contact de surface attribuable à un déversement de 100 m^3 de diesel marin au site de Bull Arm en été

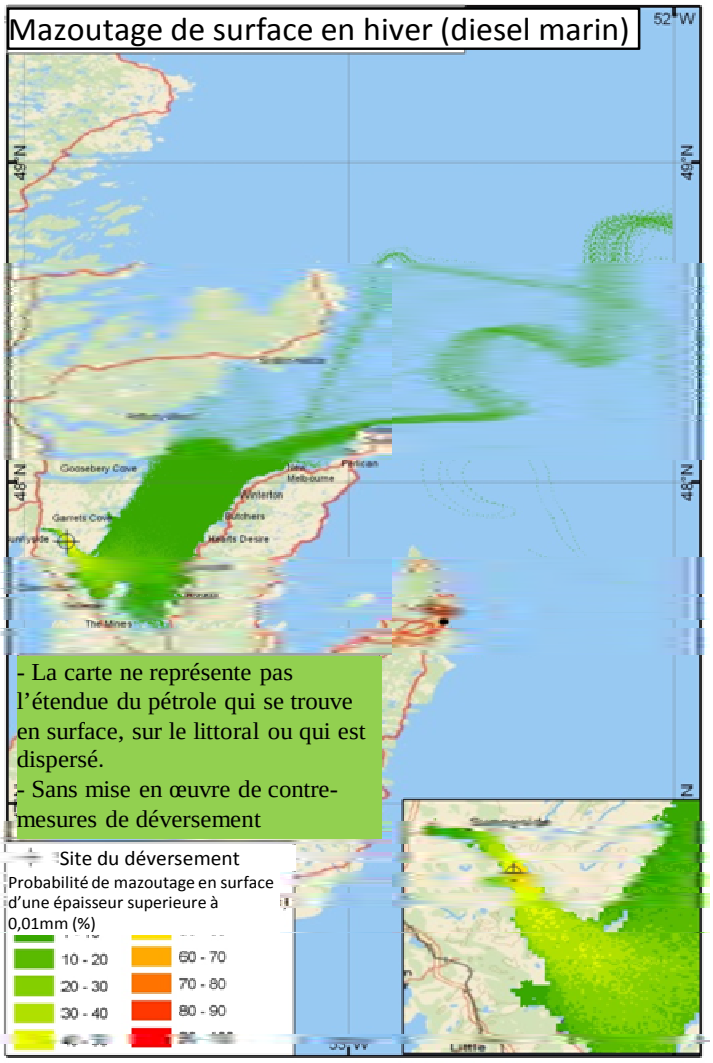


Figure 14-2 Probabilité d'un contact de surface attribuable à un déversement de 100 m^3 de diesel marin au site de Bull Arm en été

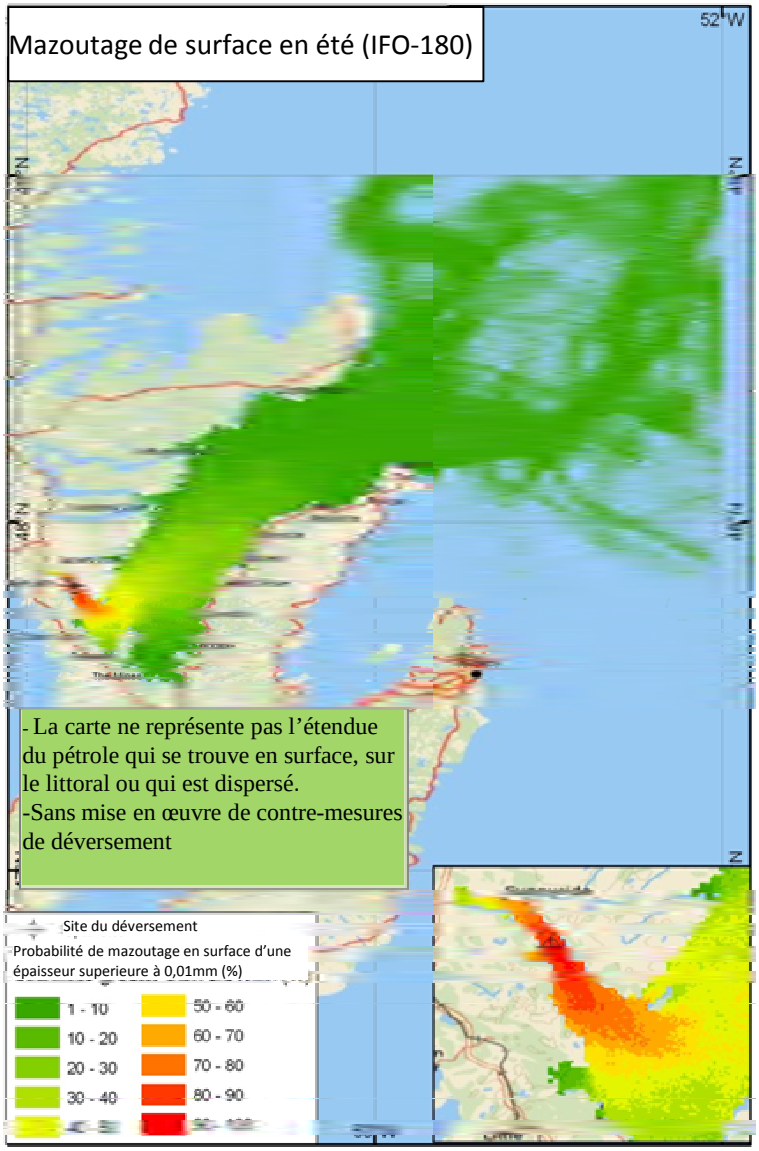


Figure 14-3 Probabilité d'un contact de surface attribuable à un déversement de 1 000 m^3 de carburant intermédiaire IFO-180 au site de Bull Arm en été

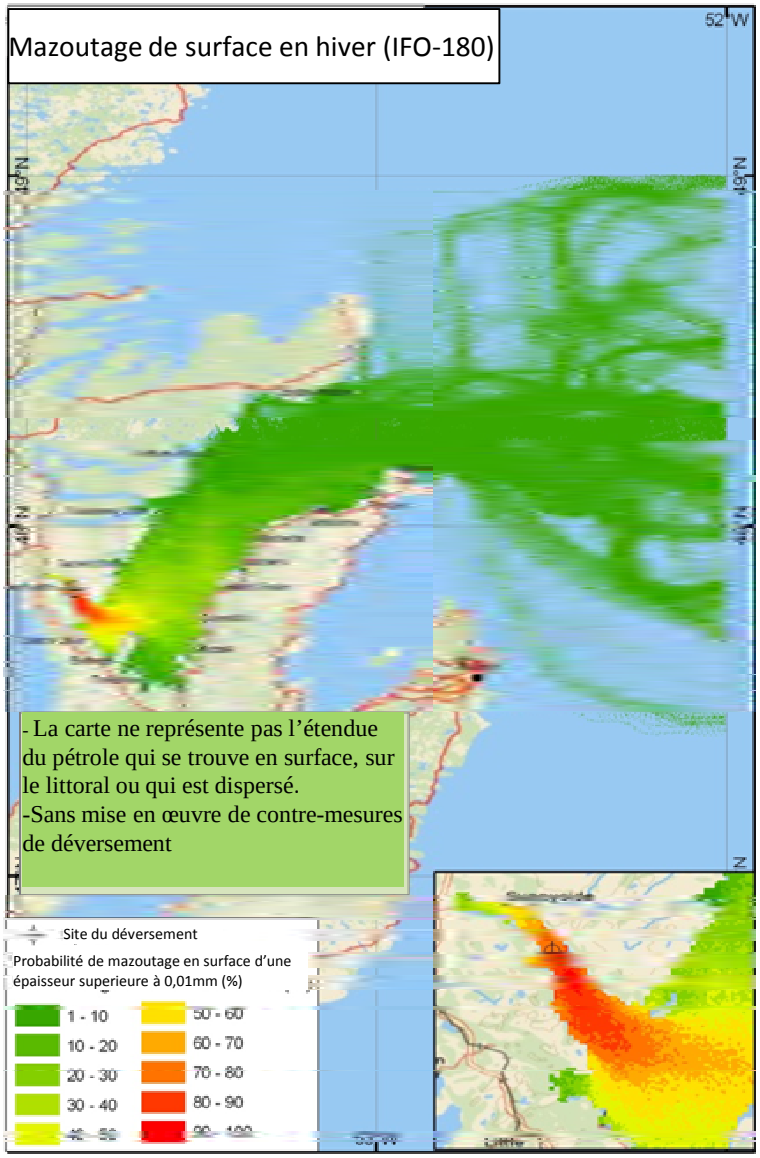


Figure 14-4 Probabilité d'un contact de surface attribuable à un déversement de 1 000 m^3 de carburant intermédiaire IFO-180 au site de Bull Arm en hiver

En l'absence de contre-mesures de déversement, les petits déversements de 100 m^3 de diesel marin sont censés avoir une probabilité de 10 à 20 % de quitter Bull Arm pendant l'été et une probabilité de 30 à 40 % de quitter Bull Arm dans des conditions hivernales. Les déversements de 1 000 m^3 d'IFO-180 ont une probabilité de 60 à 70 % de quitter Bull Arm durant l'été, et une probabilité de 70 à 80 % de pénétrer dans la baie de la Trinité au cours de la saison hivernale.

D'après les prévisions du modèle, le pétrole provenant d'un déversement de 100 m^3 de diesel marin et d'un déversement de 1 000 m^3 d'IFO-180 a une faible probabilité (<5 %) de quitter de la baie de la Trinité (par le coin nord-est de la grille du modèle). Ce pétrole étant vieux de plus de 10 dix jours, ses composés volatils se sont évaporés, son épaisseur est minimale et il se dirige vers la haute mer.

Un déversement de 100 m^3 de diesel marin a une probabilité de 60 % d'atteindre le littoral de Bull Arm en été, et une probabilité de 30 % durant la saison hivernale. Un déversement de 1 000 m^3 d'IFO-180 a une probabilité de 100 % de toucher le littoral de Bull Arm pendant l'été et une probabilité de 90 % durant la saison hivernale. Le délai minimal pour un contact potentiel avec le littoral est de 0 à 1 jour pour Bull Arm.

14.2.2.2 Résultats des modèles déterministiques

La trajectoire déterministique et les simulations du devenir utilisant les modèles de devenir 3D sont réalisés pour le 95^e centile des simulations identifiées dans chaque analyse stochastique, selon la définition de la Section 14.2.2. On choisit le résultat du 95^e centile, car il est représentatif de la couche supérieure des résultats possibles (seuls 5 % des simulations donnent lieu à une plus grande valeur). Les dix-huit simulations (trois critères de seuil pétrolier multipliés par six scénarios de déversement) indiquent l'évolution du vieillissement du pétrole par rapport à la durée du déversement, exprimée sous forme volume de pétrole déversé à la surface de l'eau, sur le littoral et d'hydrocarbures évaporés, entraînés dans la colonne d'eau ou dégradés.

Chaque scénario simule le déplacement et le vieillissement du pétrole déversé pendant une période de trente jours, un laps de temps suffisamment long pour que tous les processus de vieillissement se produisent. Les résultats relatifs au bilan massique à la fin de la période de 30 jours de simulation pour tous les scénarios de déversement déterministiques se trouvent au tableau 14-17.

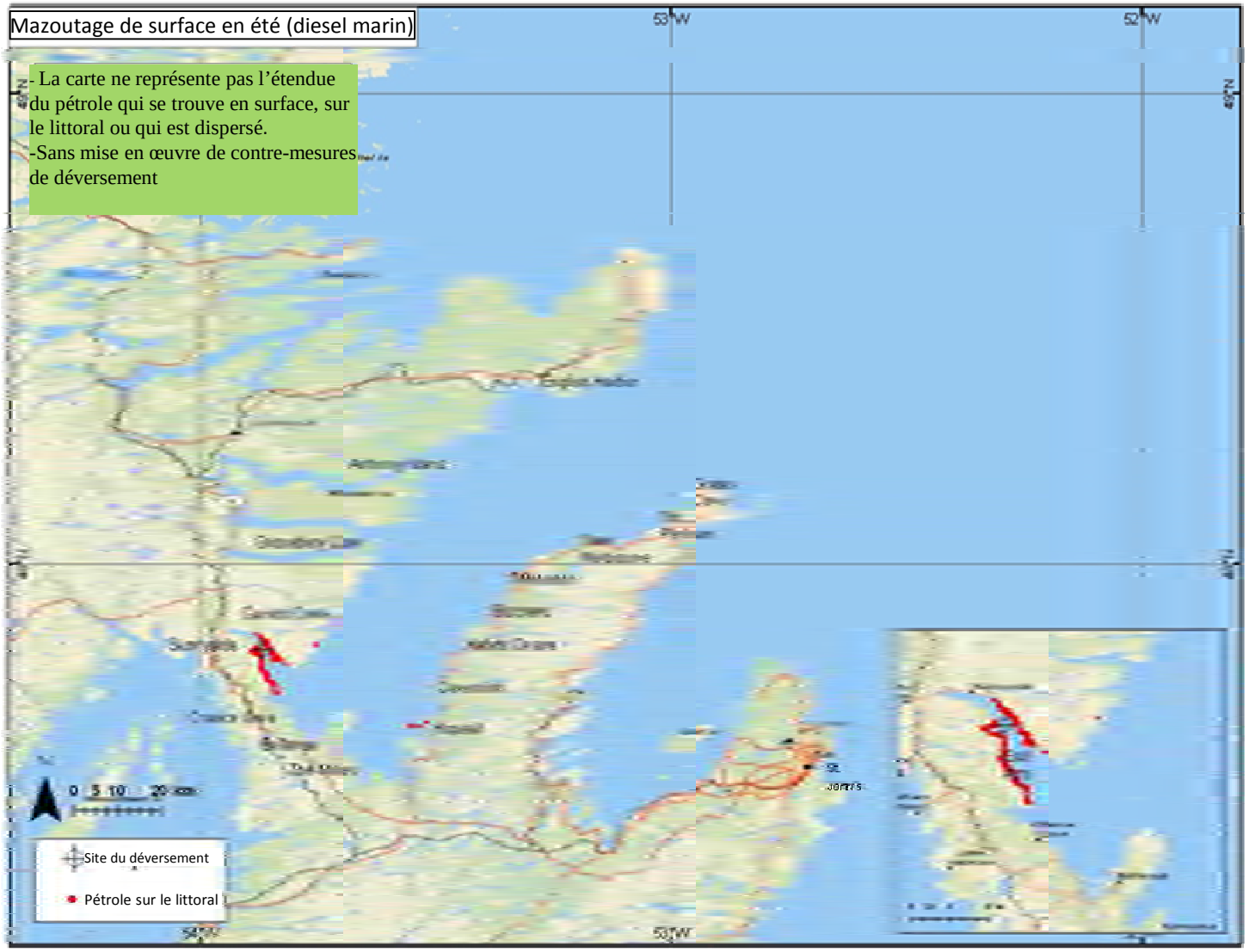
Tableau 14-17 Sommaire du bilan de masse du modèle déterministique à la fin des simulations de 30 jours

Déverse-ment de pétrole	95^e centile pour :	Saison	Pétrole en surface (m^3) >0,01 mm d'épaisseur	Pétrole évaporé (m^3)	Pétrole entraîné (m^3) > 10 ppb	Pétrole sur la côte (m^3) >0,01 mm d'épaisseur	Pétrole dégradé (m^3)
100 m^3 de diesel marin	Mazoutage de la surface de la mer	Été	0	52	19	16	13
		Hiver -sans glace	0	13	65	0	22
		Hiver – glace	0	49	0	44	7
	Mazoutage du littoral	Été	0	56	18	14	12
		Hiver -sans glace	0	25	46	10	19
		Hiver – glace	0	50	1	42	7
	Mazoutage de subsurface	Été	0	18	59	2	21
		Hiver -sans glace	0	11	66	1	22
		Hiver – glace	0	51	0	43	6

Déverse-ment de pétrole	95e centile pour :	Saison	Pétrole en surface (m^3) >0,01 mm d'épaisseur	Pétrole évaporé (m^3)	Pétrole entraîné (m^3) > 10 ppb	Pétrole sur la côte (m^3) >0,01 mm d'épaisseur	Pétrole dégradé (m^3)
1 000 m^3 d'IFO-180	Mazoutage de la surface de la mer	Été*	30	170	0	420	220
		Hiver -sans glace*	20	160	0	510	210
		Hiver – glace	0	160	0	680	160
	Mazoutage du littoral	Été	0	170	0	610	220
		Hiver -sans glace*	0	160	0	610	220
		Hiver – glace	0	170	0	690	140
	Mazoutage de subsurface	Été*	0	155	0	475	200
		Hiver -sans glace	25	155	0	570	210
		Hiver – glace	80	170	0	580	170

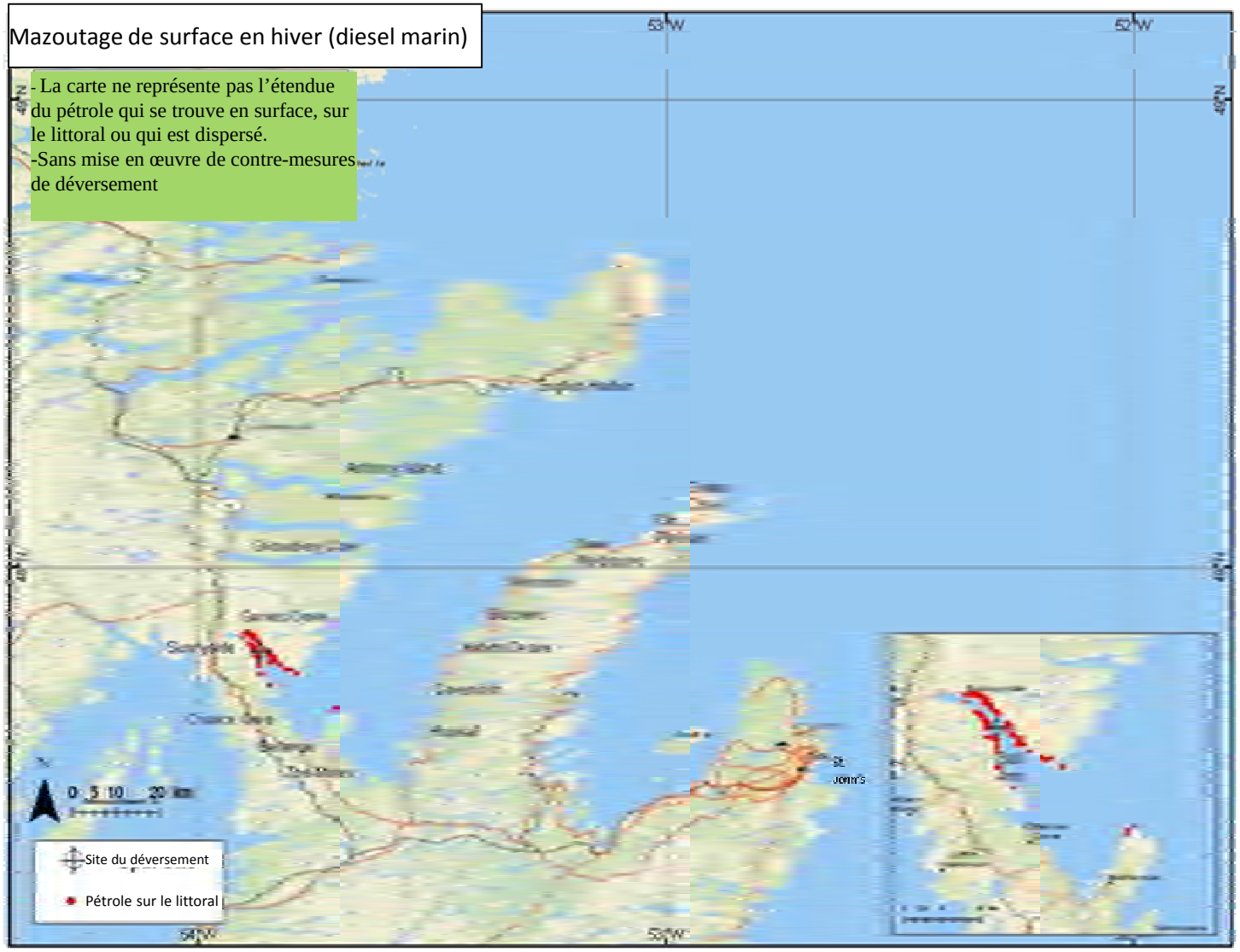
Sans la mise en œuvre de contremesures de déversement, les déversements de 100 m^3 de diesel marin correspondant au 95e centile de contact de littoral est estimé affecter une grande partie du littoral de Bull Arm et des segments isolés du littoral de la baie de la Trinité tant en été qu'en hiver.

Un déversement de 100 m^3 de diesel marin, correspondant au 95e centile de l'interface de pétrole entraîné, est estimé dépasser le seuil de concentration de 10 ppb tant en été qu'en hiver dans toute la zone de Bull Arm ainsi que dans une zone située au sud-ouest de la baie de la Trinité.



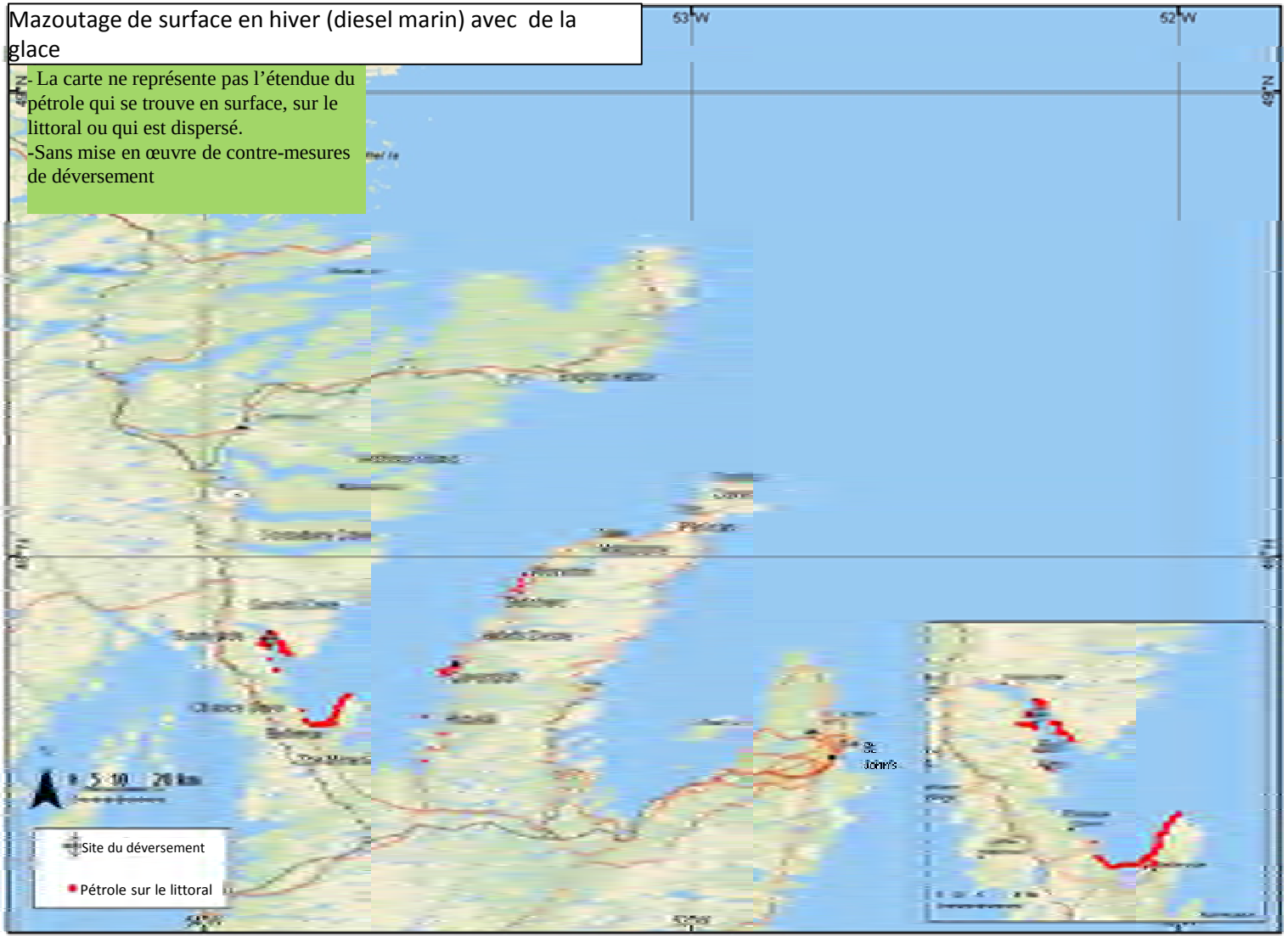
Nota : Les indications en rouge soulignent les zones de contact prévu avec le littoral.

Figure 14-5 Exposition au 95^{e} centile du littoral à des hydrocarbures (mm) d'une épaisseur moyenne supérieure à 0,01 mm dans le cas d'un déversement en été de 100 m^{3} de diesel marin



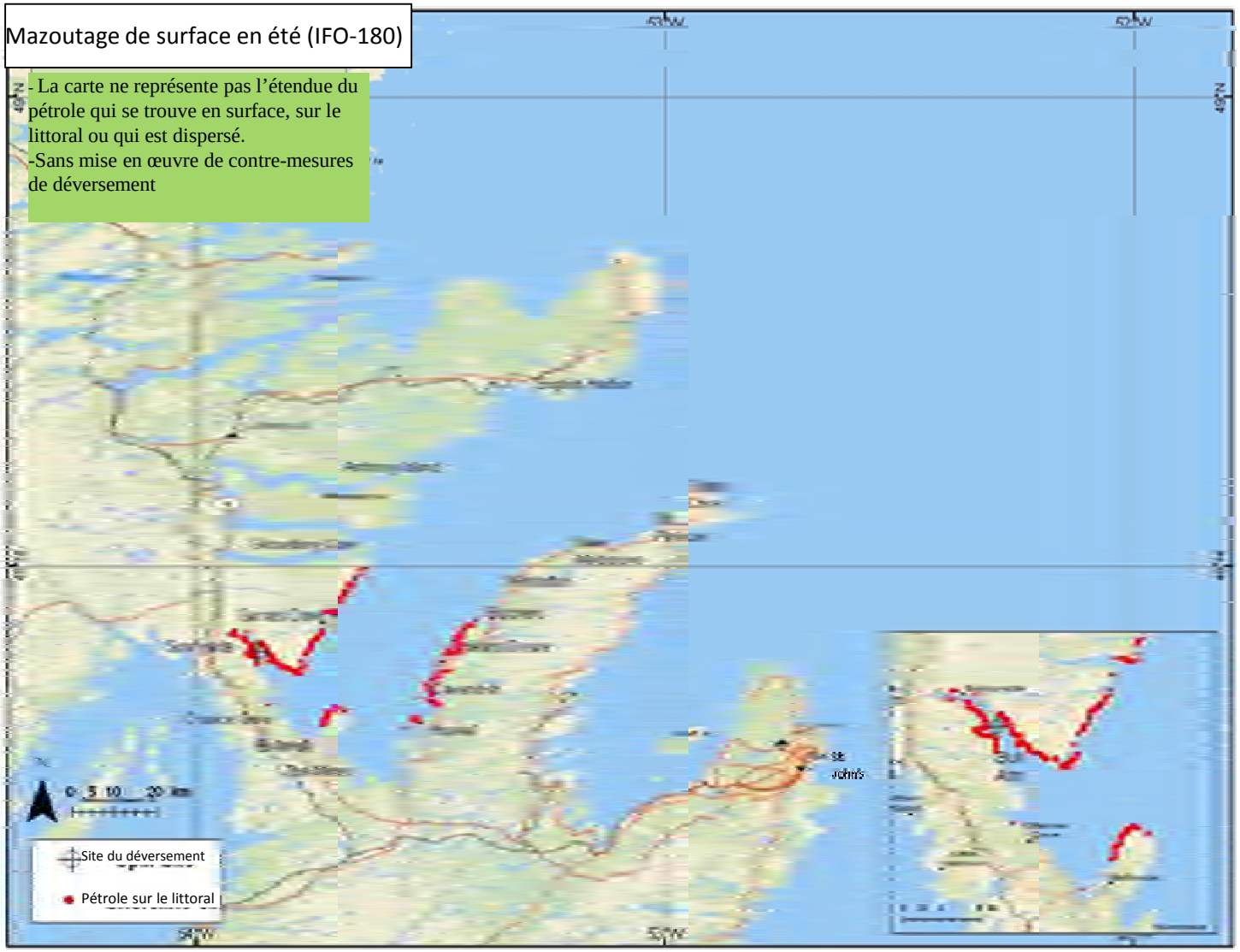
Nota : Les indications en rouge soulignent les zones de contact prévu avec le littoral.

Figure 14-6 Exposition au 95^{e} centile du littoral à des hydrocarbures (mm) d'une épaisseur moyenne supérieure à 0,01 mm dans le cas d'un déversement en hiver de 100 m^{3} de diesel marin



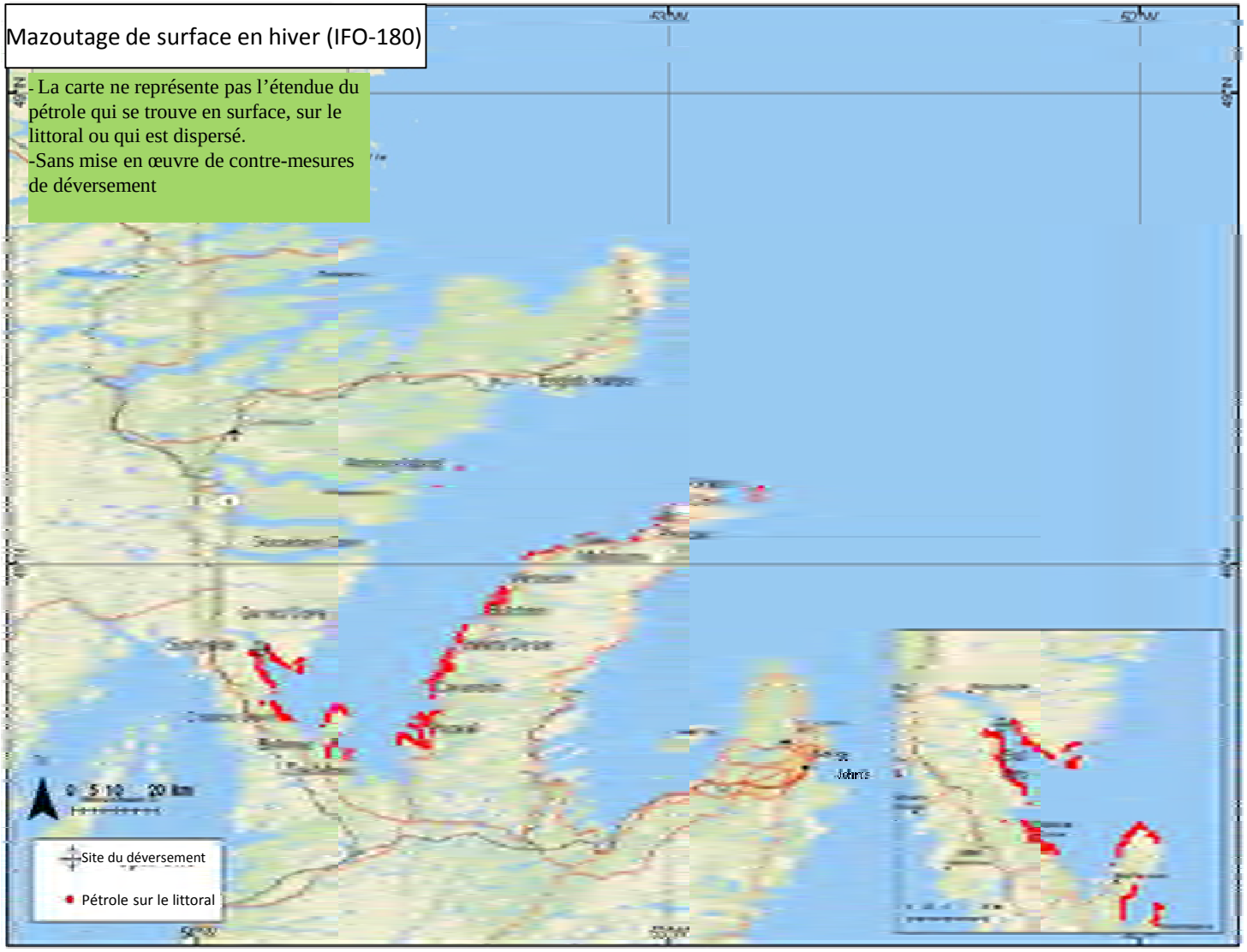
Nota : Les indications en rouge soulignent les zones de contact prévu avec le littoral.

Figure 14-7 Exposition au 95^{e} centile du littoral à des hydrocarbures (mm) d'une épaisseur moyenne supérieure à 0,01 mm dans le cas d'un déversement en hiver de 100 m^{3} de diesel marin avec une couverture glaciaire de 65 %



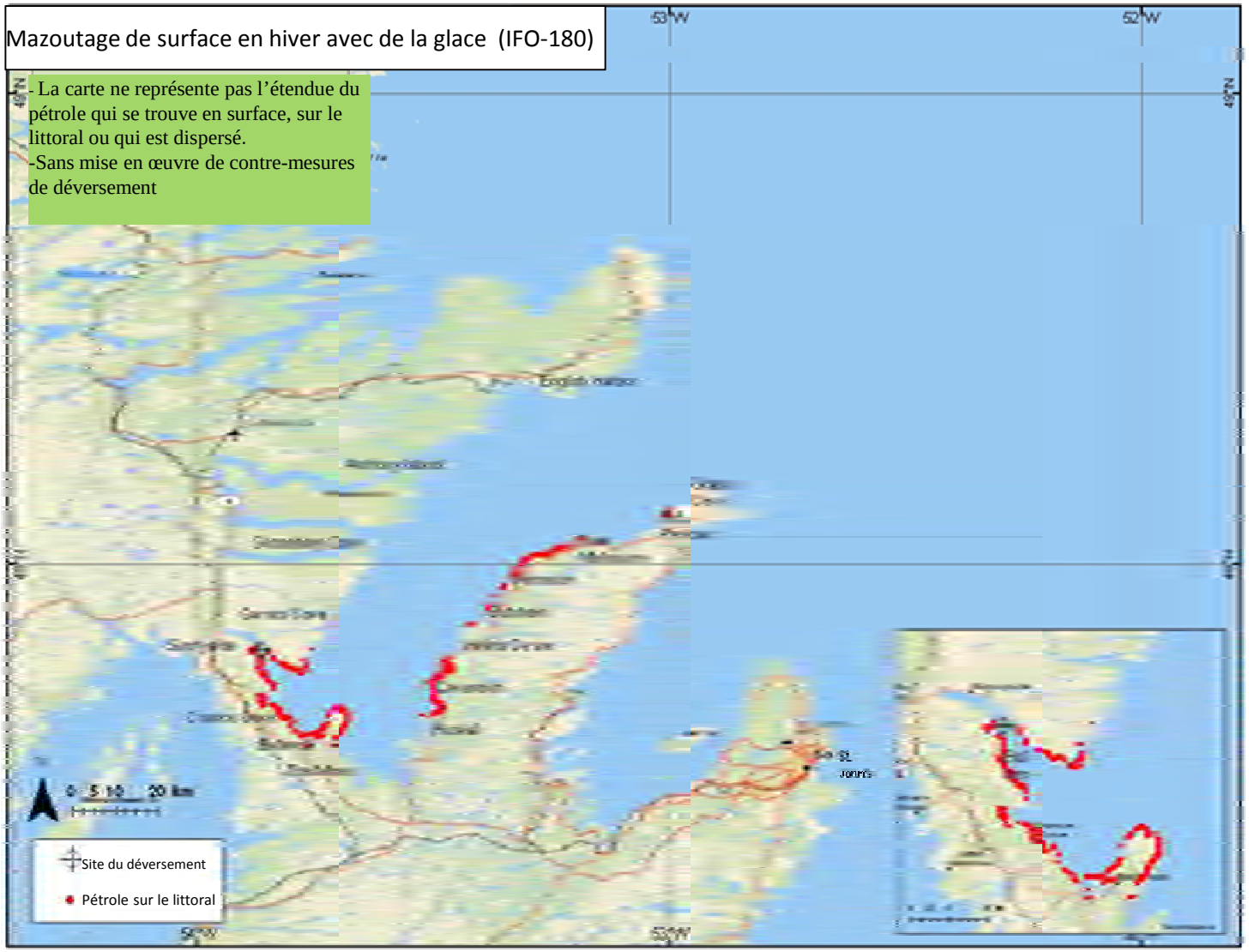
Nota : Les indications en rouge soulignent les zones de contact prévu avec le littoral.

Figure 14-8 Exposition au 95^{e} centile du littoral à des hydrocarbures (mm) d'une épaisseur moyenne supérieure à 0,01 mm dans le cas d'un déversement en été de 1 000 m^{3} d'IFO-180



Nota : Les indications en rouge soulignent les zones de contact prévu avec le littoral.

Figure 14-9 Exposition au 95^{e} centile du littoral à des hydrocarbures (mm) d'une épaisseur moyenne supérieure à 0,01 mm dans le cas d'un déversement en hiver de 1 000 m^{3} d'IFO-180



Nota : Les indications en rouge soulignent les zones de contact prévu avec le littoral.

Figure 14-10 Exposition au 95^{e} centile du littoral à des hydrocarbures (mm) d'une épaisseur moyenne supérieure à 0,01 mm dans le cas d'un déversement en hiver de 1 000 m^{3} d'IFO-180 avec une couverture glaciaire de 65 %

La présence de 65 % de couverture glaciaire réduit la surface de la mer couverte de diesel, mais engendre des effets plus importants sur le littoral. La présence de glace à la surface de la mer restreint le mouvement du pétrole de surface, produisant une empreinte pétrolière dont la superficie est réduite. En raison de cette superficie réduite, l'épaisseur de cette nappe de surface doit augmenter pour pouvoir renfermer le même volume d'hydrocarbures. Il est probable que la nappe de surface plus épaisse renferme un volume d'hydrocarbures suffisant pour dépasser le seuil d'épaisseur de contact de littoral lorsqu'elle se dirige vers la côte. La couverture glaciaire réduit substantiellement la zone estimée dépasser la concentration de pétrole entraîné de 10 ppb. Cela s'explique par la présence de 65 % de couverture glaciaire qui réduisent l'efficacité du vent à entraîner le pétrole dans la colonne d'eau.

Un déversement de 1 000 m^3 d'IFO-180 est estimé aboutir à un contact de surface à Bull Arm et le long de la baie de la Trinité en été, de même qu'en hiver. Environ 16 % d'IFO-180 sont censés s'évaporer à la fin de la période de 30 jours de simulation tant en été qu'en hiver. L'IFO-180 est très visqueux, ce qui limite son entraînement, mais améliore ses conditions d'évaporation.

Un déversement de 1 000 m^3 d'IFO-180, correspondant au 95^e centile de contact d'un contact de littoral, est estimé entrer en contact avec une grande partie du littoral de Bull Arm et avec certains segments du littoral de la baie de la Trinité tant en été qu'en hiver. En été, le contact avec le littoral est limité aux rives Est et Ouest dans la moitié Sud de la baie de la Trinité

Un déversement de 1 000 m^3 d'IFO-180, correspondant au 95^e centile de l'interface de pétrole entraîné, est censé dépasser le seuil de concentration de 10 ppb dans de petites zones de Bull Arm à proximité du lieu de déversement. L'IFO-180 est très visqueux et n'est pas facilement entraîné.

La présence de 65 % de couverture glaciaire réduit la superficie de la mer recouverte d'IFO-180, et ne modifie pas substantiellement les mises en contact avec le littoral par rapport à la période sans glace. La présence de 65 % de couverture glaciaire est estimée éliminer toute concentration d'hydrocarbures supérieure à 10 ppb.

14.2.3 Sommaire des modèles

Le vent d'été est le plus souvent un vent dominant du sud-ouest, qui pousse le pétrole vers la côte nord-est de Bull Arm. Une nappe de pétrole sortant de Bull Arm, en été est poussée vers le nord-est en remontant la baie de la Trinité. Le vent d'hiver est le plus souvent un vent dominant du nord-ouest qui pousse les hydrocarbures de surface à se diriger vers l'extérieur de Bull Arm en direction du littoral vers l'extrémité sud de la baie de la Trinité, et plus rarement vers le nord-est en direction de l'embouchure de la baie de la Trinité.

On prévoit que, sans la mise en œuvre de contre-mesures de déversement, les petits déversements de 100 m^3 de diesel marin ont une probabilité de 10 à 20 % de quitter Bull Arm pendant l'été et une probabilité de 30 à 40 % de quitter Bull Arm dans des conditions hivernales.. Les déversements de

1 000 m^3 d'IFO-180 ont une probabilité de 60 à 70 % de quitter Bull Arm durant l'été, et une probabilité de 70 à 80 % de pénétrer dans la baie de la Trinité au cours de la saison hivernale.

D'après les prévisions du modèle, le pétrole provenant d'un déversement de 100 m^3 de diesel marin et d'un déversement de 1 000 m^3 d'IFO-180 a une faible probabilité (<5 %) de quitter de la baie de la Trinité. Une partie du pétrole de surface sort par le coin nord-est de la grille du modèle. Ce pétrole étant vieux de plus de 10 dix jours, ses composés volatils se sont évaporés, son épaisseur est minimale et il se dirige vers la haute mer.

Un déversement de 100 m^3 de diesel marin a une probabilité de 60 % d'atteindre le littoral de Bull Arm en été, et une probabilité de 30 % durant la saison hivernale. Un déversement de 1 000 m^3 d'IFO-180 a une probabilité de 100 % de toucher le littoral de Bull Arm pendant l'été et une probabilité de 90 % durant la saison hivernale.

Selon les estimations, la concentration d'un déversement de 100 m^3 de diesel marin entraîné est toujours supérieure à 10 ppb à Bull Arm durant les saisons estivales et hivernales. Les probabilités tombent rapidement à 10 à 30 % à l'extérieur de Bull Arm durant les saisons estivales et hivernales dans une petite zone du sud-ouest de la baie de la Trinité. Très visqueux, l'IFO-180 est un carburant peu propice à être entraîné dans la colonne d'eau lors d'un déversement de 1 000 m^3.

Les résultats des simulations du modèle stochastique sont résumés au tableau 14.18.

Tableau 14-18 Sommaire du mazoutage de surface des simulations stochastique de diesel marin et de carburant intermédiaire IFO-180 déversés au site de Bull Arm

Déversement de pétrole	Saison	Superficie de la zone mazoutée à >0,01 mm (km^2)	Littoral mazouté à >0,01 mm (km)	Volume de pétrole entraîné après 30 jours (m^3)
100 m^3 de diesel marin	Été	581,4	19,8	58,6
	Hiver	371,2	10,1	65,3
1 000 m^3 d'IFO-180	Été	1 524,8	144,3	0,017
	Hiver	1 670,5	137,5	0,024

14.3 Le devenir et le comportement de déversements d'hydrocarbures attribuables à une éruption à bord de la plate-forme Hebron ou à une éruption sur fond marin dans la zone d'étude extracôtière (modélisation de trajectoires)

L'analyse des trajectoires de déversements d'hydrocarbures pour les Grands Bancs a déjà été réalisée auparavant dans le cadre d'évaluations environnementales pour des programmes de forage d'exploration extracôtier

et de production. À la suite de l'incident Deepwater Horizon (2010) dans le golfe du Mexique, l'approche prise ici innove par rapport à ce qui s'est fait dans la plupart des autres études de trajectoires soit sur les Grands Bancs ou ailleurs dans le monde. Une analyse approfondie a été faite sur les situations potentielles qui pourraient engendrer un déversement incontrôlé d'hydrocarbures dans la zone d'étude extracôtière. Cette analyse incluait une estimation supérieure des débits potentiels, advenant une éruption, ainsi qu'une estimation rigoureuse du temps nécessaire pour arrêter l'écoulement des fluides du puits. Un tel événement a pour effet de déverser une quantité importante de pétrole à la surface de la mer, rivalisant de ce fait avec l'incident de Deepwater Horizon,et de modéliser ses mouvements pour des périodes de temps prolongées.

La présente modélisation fournit une analyse mise à jour utilisant des données environnementales récentes et présente les résultats dans le contexte d'Hebron et des plates-formes de production prétrolière avoisinantes. AMEC (2010b) fournit une discussion de l'analyse des trajectoires de déversement.

Le modèle SIMAP a été utilisé pour simuler des déversements de pétrole brut survenant au site extracôtier d'Hebron. Les scénarios des modèles utilisent des données sur les vents provenant de simulations rétrospectives ainsi que des mesures sur le terrain et les données actuelles de plusieurs modèles hydrodynamiques. Le modèle SIMAP a été utilisé en modes stochastiques et déterministes pour déterminer l'envergure possible du mazoutage qui est censé se produire à la surface de l'eau, être entraîné dans la colonne d'eau ou déposé sur la côte. Le modèle d'éruption ASA simule la dynamique du champ proche du panache de mélange de gaz/pétrole libéré par l'éruption du puits en mer, et le modèle SIMAP simule le transport dans un champ lointain et le vieillissement du pétrole rejeté dans la colonne d'eau ou en surface (pour obtenir une description complète du modèle et de ses résultats, se reporter à ASA 2010b).

14.3.1 Intrants des modèles et scénarios de déversement

Deux types d'événements de déversement peuvent se produire dans le cadre des opérations de production à la plate-forme Hebron : des déversements ponctuels et des éruptions. Un déversement ponctuel est un rejet d'hydrocarbures instantané ou de courte durée qui peut survenir à l'occasion de la manutention ou du transbordement d'hydrocarbures (chargement de diesel). Une éruption est un échappement incontrôlé de liquides (pétrole brut et eau) et de gaz des reservoirs souterrains.

Les scénarios présentés prennent en compte le débit auquel le pétrole pourrait s'écouler dans un scénario d'éruption de puits pour le champ Hebron. Ce débit a été établi en fonction des connaissances actuelles des propriétés du brut d'Hebron, des propriétés connues des réservoirs du champ Hebron et des hypothèses retenues sur l'état du puits au moment de l'éruption. Les réservoirs sont très différents les uns des autres et leurs propriétés (pression, volume, rapport pétrole/gaz) sont uniques à chaque réservoir. En conséquence, les débits d'écoulement décrits ci-dessous reflètent les

propriétés du champ Hebron. Les débits d'écoulement historiques provenant d'autres événements de déversement ne sont pas annonciateurs de ce qui va arriver, mais ils peuvent cependant servir à mettre des événements particuliers en perspective.

Le débit des puits de la plate-forme a été estimé à 5 600 m^3/j (environ 35 000 b/j) en se basant sur les propriétés du réservoir d'Hebron, dans l'hypothèse d'une éruption vers l'atmosphère (par exemple à environ 70 m au-dessus du niveau moyen de la mer) et en tenant compte de la nature visqueuse (épaisse – s'écoulant avec difficulté) du pétrole de ce réservoir.

Le débit des puits destinés au forage par les unités de forage mobile (UMFM) a été estimé à 3 200 m^3/j (environ 20 000 b/j) en se basant sur les propriétés de leur réservoir, une éruption sur le fond marin (à environ 90 m au-dessous du niveau de la mer) et un pétrole plus léger, moins visqueux. La philosophie d'ExxonMobil sur le contrôle des puits est axée sur la prévention qui s'appuie sur des systèmes de sécurité et de gestion des risques, sur une gestion des procédures de changements et sur des normes mondiales. ExxonMobil possède un OIMS éprouvé qui met continuellement l'accent sur la sécurité, le contrôle des puits et la protection de l'environnement. Ceci s'applique également à la préparation appropriée des puits (inspections/essais de l'équipement de contrôle des puits), la détection précoce de la venue, la fermeture efficace des puits (formation/exercices destinés au personnel), et l'évacuation de la venue en utilisant des boues lourdes de façon contrôlée.

En cas d'éruption, le principal objectif d'ExxonMobil consiste à arrêter l'écoulement le plus rapidement possible. Qu'il s'agisse de puits de surface ou en mer, il s'agit de fermer le puits et de le tuer par la tête de puits. Le forage d'un puits de secours et la neutralisation dynamique ultérieure sont considérés comme une stratégie de secours applicable si on ne peut pas ou on ne parvient pas à fermer le puits ou à le tuer par la tête de puits.

Ces scénarios ont été établis en prenant en compte les facteurs suivants. La modélisation des trajectoires de déversement a été réalisée pour deux scénarios possibles où l'éruption pourrait avoir lieu au-dessus du niveau de la mer à partir de la plate-forme ou sur le fond marin en forant à partir d'une unité mobile de forage en mer (UMFM).

Éruption à bord de la plate-forme (au-dessus du niveau de la mer vers l'atmosphère) :

- Dans le cas d'une éruption par une tête de puits de surface, on dispose de plusieurs options pour arrêter l'écoulement : elles sont fonction de l'ampleur et de la composition de l'écoulement, de la configuration du bloc obturateur de puits (BOP) et de l'accessibilité de la tête de puits. Si la tête de puits est accessible, la fermeture du puits se soldera par un écoulement de relativement courte durée, vu que les équipements de fermeture de surface, tels que les vannes de sécurité pour les conduites d'écoulement interne se trouvent sur l'installation et qu'il est possible de fermer manuellement le BOP. Selon le scénario, la fermeture (coiffage) du puits et l'arrêt de l'écoulement pourraient ne prendre que quelques heures, ou bien il faudra compter deux à trois semaines si les tentatives

initiales se sont avérées infructueuses. Si la plate-forme est inaccessible à cause d'un incendie, on évaluera la méthode la plus appropriée pour accéder au puits, compte tenu de l'état de la plate-forme et des puits avoisinants.

- Si les interventions sur puits à bord de la plate-forme sont infructueuses, le temps à allouer pour trouver une unité de forage localement, obtenir l'équipement de puits nécessaire, amener l'unité à Hebron et forer un puits de secours. Cette durée est estimée être de 100 jours durant les mois d'été et de 120 jours durant les mois d'hiver. Il faut allouer un délai supplémentaire, soit environ 144 jours en été et 165 jours en hiver, dans le cas où on a recours à une UMFM à l'étranger.

Éruption sur fond marin (lors d'un forage à partir d'une UMFM) :

- Si la tête de puits sous-marine est accessible et que l'appareil de forage à bord de l'UMFM est intact, opérationnel et peut reconditionner la tête de puits, l'appareil servira à coiffer ou à tuer le puits. Dans ce scénario, il existe plusieurs options pour tuer le puits, y compris entreprendre des manœuvres dans le puits pour effectuer un contrôle dynamique ou pour installer une garniture d'étanchéité. I est également possible d'utiliser le dispositif obturateur d'éruption existant ou un capuchon obturateur anti-éruption pour fermer le puits. Si l'appareil de forage est intact et que le puits est accessible, un contrôle dynamique pourrait être appliqué dans les jours qui suivent l'éruption. Il faut allouer une période d'environ 60 jours s'il est nécessaire d'assembler et de mobiliser un dispositif de fermeture, ainsi qu'une deuxième unité mobile de forage en mer (UMFM). Ce délai sera réduit à 30 jours dans le cas où une UMFM est disponible localement et que l'appareil de forage peut servir de dispositif de fermeture.
- S'il est impossible de reconditionner la tête de puits ou que celle-ci est inaccessible, il faut forer un puits de secours pour tuer le puits. Si on a recours à une UMFM localement, il faut compter 100 jours en été et 120 jours en été pour avoir recours à une unité de forage localement, obtenir l'équipement de puits nécessaire, amener l'unité à Hebron et forer un puits de secours. Il faut allouer un délai supplémentaire, soit environ 144 jours en été et 165 jours en hiver, dans le cas où on a recours à une UMFM à l'étranger.

Tel que mentionné ci-dessus, il est très peu probable qu'il soit nécessaire de forer un puits de secours à la suite d'une éruption survenue lors d'un forage d'exploitation ou d'opérations de production. En conséquence, aux fins de l'évaluation environnementale, l'analyse des effets environnementaux aura pour objet deux événements d'éruption vraisemblables, mais à faible probabilité : une éruption de pétrole brut à bord de la plate-forme à un débit d'écoulement de 5 600 m^3/j qui dure 30 jours, et une éruption de pétrole brut sur fond marin à un débit d'écoulement de 3 200 m^3/j durant 100 jours. Les déversements ponctuels modélisés comprennent un déversement instantané de 800 m^3 de diesel et un déversement ponctuel de 5 000 m^3 de brut provenant du système de chargement extracôtier. De plus amples informations sur la modélisation des résultats des trajectoires de

déversement se trouvent dans le rapport sur les trajectoires de déversement produit par Applied Science Associates, Inc. (ASA 2010b).

Il est à noter que les scénarios d'éruption d'une durée de 30 jours ont également été exécutés pour une période de 60 jours afin faire un suivi des hydrocarbures pendant 30 jours supplémentaires. Ces simulations prolongées utilisent les mêmes paramètres que les scénarios de 30 jours : durée d'éruption, débit du déversement et volume total de déversement; la durée d'exécution du modèle a, toutefois, été prolongée jusqu'à 60 jours.

Il faut également noter que les types de pétrole sont différents pour chacun des scénarios en raison des différents réservoirs. Les caractéristiques des types de pétrole utilisés dans les simulations de déversement sont énumérées au tableau 14-19.

Tableau 14-19 Caractéristiques du pétrole utilisé dans la modélisation des trajectoires de déversement

Pétrole	Déversement	Densité API	Densité (g/cm^3)	Viscosité (cP)
Hebron D-94 (brut)	Éruption à bord de la plate-forme Ponctuel - attribuable à un transbordement (SCE)	20,1	0,92691 à 25° C	265,374 à 25° C
Puits Ben Nevis L55	Éruption sur fond marin	30,8	0,8711 à 15° C	15,556 à 25° C
Diesel marin	Ponctuel - attribuable à un transbordement	37,6	0,82910 à 25° C	4,0 à 25° C

Les données sur les vents des simulations de modèles extracôtiers proviennent de deux sources : MSC50 Wind Hindcast (Swail et al. 2006), un produit de réanalyse de modèles, qui fournit des vents de simulation rétrospective dans l'Atlantique Nord pour la période de 1954 à 2008 aux sites regroupés autour de la plate-forme Hebron; et le National Centers for Environmental Prediction à plusieurs endroits (plus largement espacés) de l'Atlantique Nord. Les directions et les vitesses du vent annuelles ont été obtenues des données de simulation rétrospective MSC50 pour le point de grille M6010632 (adjacent à la plate-forme Hebron). Dans ce site, le vent souffle de toutes les directions, mais il est le plus souvent dominant du nord-ouest par le sud. À cet endroit, la configuration du vent varie selon les saisons. Ayant une vitesse plus élevée en hiver qu'en été, le vent est le plus souvent dominant de l'ouest et du nord. Les simulations de déversement d'hydrocarbures ont été exécutées en utilisant des vents saisonniers estivaux et hivernaux afin de tenir compte des différences saisonnières. Les courants de la région de l'Atlantique Nord proviennent du modèle de circulation HYbrid Coordinate Ocean Model, un modèle de circulation générale océanique qui a été développé à partir du Miami Isopycnic-Coordinate Ocean Model (Halliwell et al. 1998, 2000; Bleck 2002). Les courants de simulation rétrospective du modèle HYbrid Coordinate Ocean Model sont tirés de la région de l'Atlantique Nord pour la période comprise entre novembre 2003 et septembre 2010. Ces courants ont été utilisés dans SIMAP pour modéliser des déversements

d'hydrocarbures associés à la plate-forme Hebron et aux éruptions en mer. La modélisation des trajectoires de déversement pour les mois d'hiver a été réalisée en présence et en l'absence de glace. La concentration de glace de mer dans les eaux de Terre-Neuve et de Labrador a été inférieure à la normale au cours de l'hiver 2009-2010 (CIS 2010). L'accumulation totale de la couverture de glace dans les eaux à l'est de Terre-Neuve a établi l'an dernier, pendant la saison hivernale, un nouveau record de plus faible accumulation. Dans la modélisation des déversements d'hydrocarbures, on a utilisé des données relatives à la couverture de glace des mois de février et mars 1990, provenant du National Snow and Ice Data Center, pour définir la couverture glaciaire correspondant aux mois en question. En calculant l'advection en surface, l'évaporation, l'entraînement dans la colonne d'eau et l'étalement en surface des hydrocarbures, le modèle SIMAP prend en compte une couverture glaciaire de 0 à 30 %, de 30 à 80 % et de 80 à 100 %.

14.3.2 Sortie de modèle

14.3.2.1 Résultats des modèles stochastiques

Le modèle stochastique est utilisé pour déterminer quelle est la probabilité de trouver des hydrocarbures à la surface de l'eau, sur le littoral et dans la colonne d'eau en se basant sur des seuils d'épaisseur et de concentration donnés. Les seuils utilisés pour les simulations de modèles stochastiques dans la présente étude sont entre autres :

- Épaisseur moyenne du pétrole en surface >0,01 mm (10 µm)
- Épaisseur moyenne du pétrole sur un segment du littoral (longueur d'une maille multipliée par la largeur type de ce type de littoral)) >0,01 mm (10 µm)
- Concentration moyenne de pétrole entraîné dans l'eau (sur une cellule d'eau) >10 ppb

Les vents et les courants observés à la plate-forme Hebron font en sorte que la majorité des déversements devrait se déplacer vers l'est. La distance parcourue est contrôlée par la durée de l'éruption. Dans les simulations d'éruptions d'une durée de 100 jours ou plus et qui ne font l'objet d'aucune intervention ou interdiction, on prévoit que de grandes zones de l'Atlantique Nord seront mazoutées.

Ayant une vitesse plus élevée en hiver qu'en été, le vent le plus souvent dominant de l'ouest et du nord entraine les hydrocarbures à de plus grandes distances que le vent d'été. Les simulations ayant trait à des déversements estivaux et hivernaux d'une durée supérieure à 30 jours prévoient que ceux-ci atteindront certains segments du littoral de Terre-Neuve.

Les deux types de pétrole brut utilisés dans les simulation sont persistants et ne se dispersent pas facilement dans la colonne d'eau par des processus naturels. Cette caractéristique, combinée avec un déversement d'hydrocarbures dans l'eau d'une durée prolongée, fait en sorte que la plus grande partie du pétrole reste à la surface de la mer. La zone de surface

océanique mazoutée augmente linéairement avec l'augmentation du volume total du déversement.

La probabilité que le mazoutage de surface dépasse les seuils ci-dessus mentionnés dans le cadre du scénario d'éruption de 30 jours à bord de la plate-forme Hebron en été comme en hiver et pendant les périodes de glace, en hiver, est illustrée aux Figures 14-11 à 14-13. La probabilité que le mazoutage de surface dépasse les seuils ci-dessus mentionnés dans le cadre du scénario d'éruption prolongée de 30/60 jours à bord de la plate-forme Hebron en été comme en hiver, et pendant la saison hivernale (en présence de glace), est illustrée aux figures 14-14 à 14-16. La probabilité que le mazoutage de surface dépasse les seuils ci-dessus mentionnés dans le cadre du scénario d'éruption sur fond marin d'Hebron d'une durée de 100 jours en été et de 120 jours en hiver (en présence ou en l'absence de glace) est illustrée aux figures 14-17 à 14-19. La probabilité que le mazoutage de surface dépasse les seuils ci-dessus mentionnés dans le cadre du scénario d'éruption de 100 ou 120 jours à bord de la plate-forme Hebron est très semblable au cas de l'éruption sur fond marin de 100 ou 120 jours; ces chiffres se trouvent dans ASA (2010b). Il est à noter que les cartes ne montrent pas que la nappe de pétrole couvrira toute la zone illustrée, mais seulement la probabilité que le pétrole de surface pénètrera dans le domaine du modèle en dépassant le seuil donné (c.-à-d., une épaisseur > 0,01 mm) à un certain moment pendant la période de modélisation.

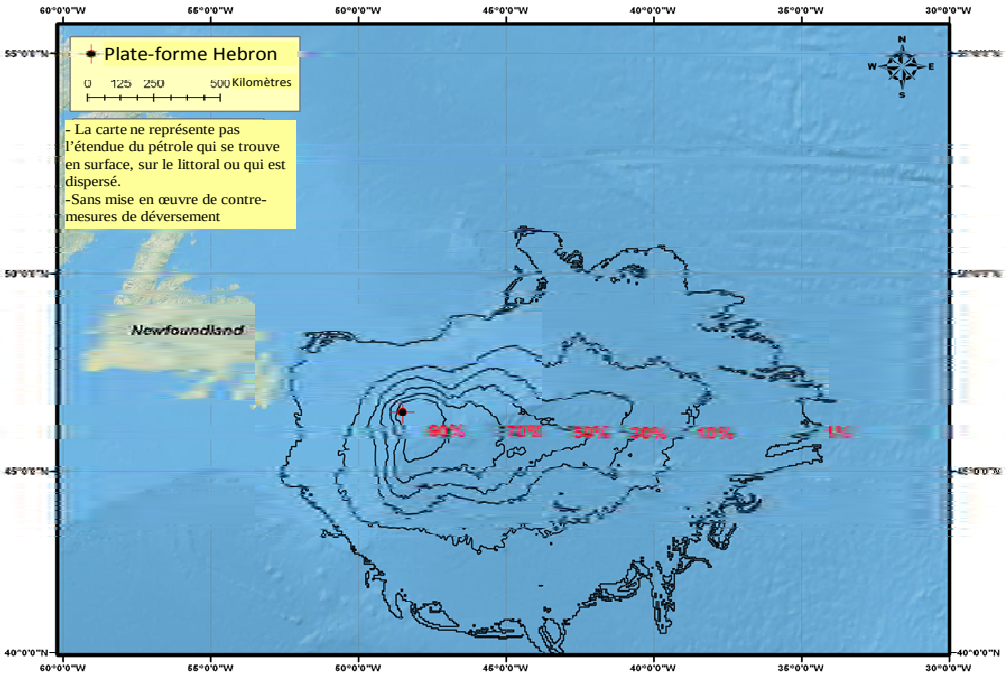


Figure 14-11 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm dans le cadre d'une éruption de 5 600 m^3/ our à bord de la plate-forme Hebron sur une période de 30 jours en été

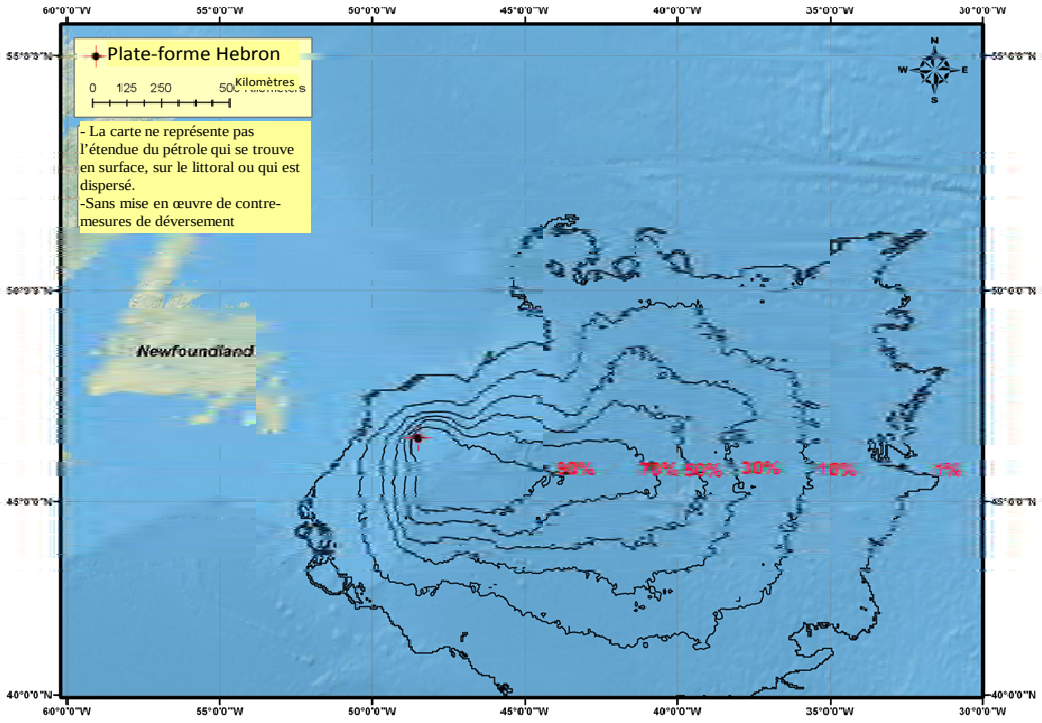


Figure 14-12 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm dans le cadre d'une éruption de 5 600 m^3/ our à bord de la plate-forme Hebron sur une période de 30 jours en hiver

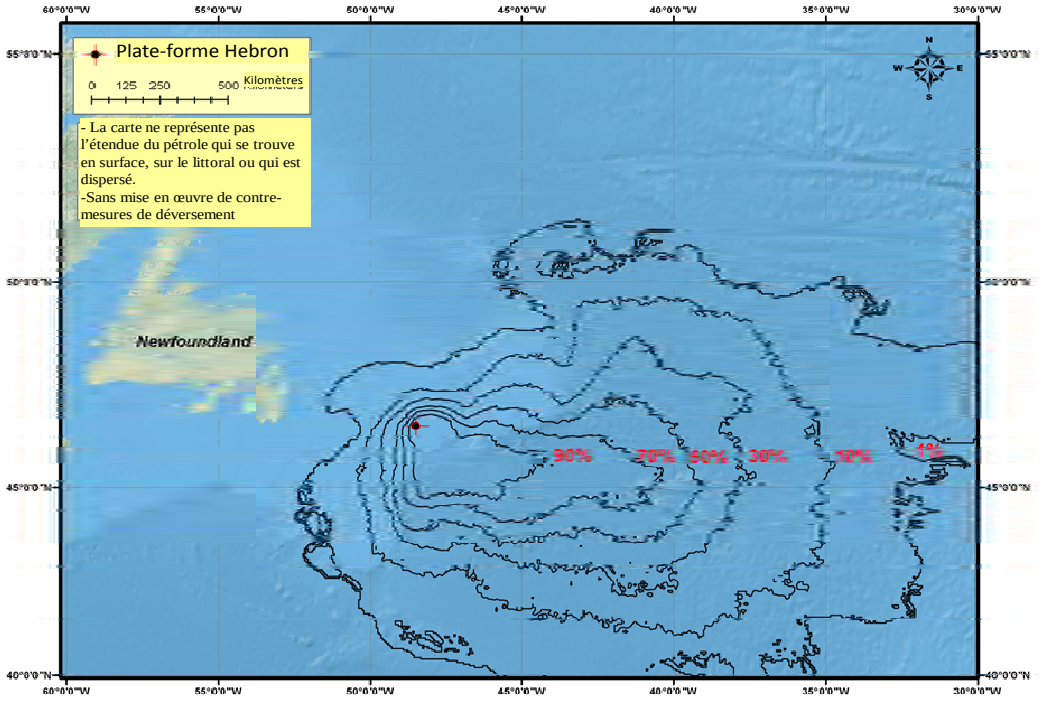


Figure 14-13 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm dans le cadre d'une éruption de 5 600 m^3/ our à bord de la plate-forme Hebron sur une période de 30 jours en hiver (en présence de glace)

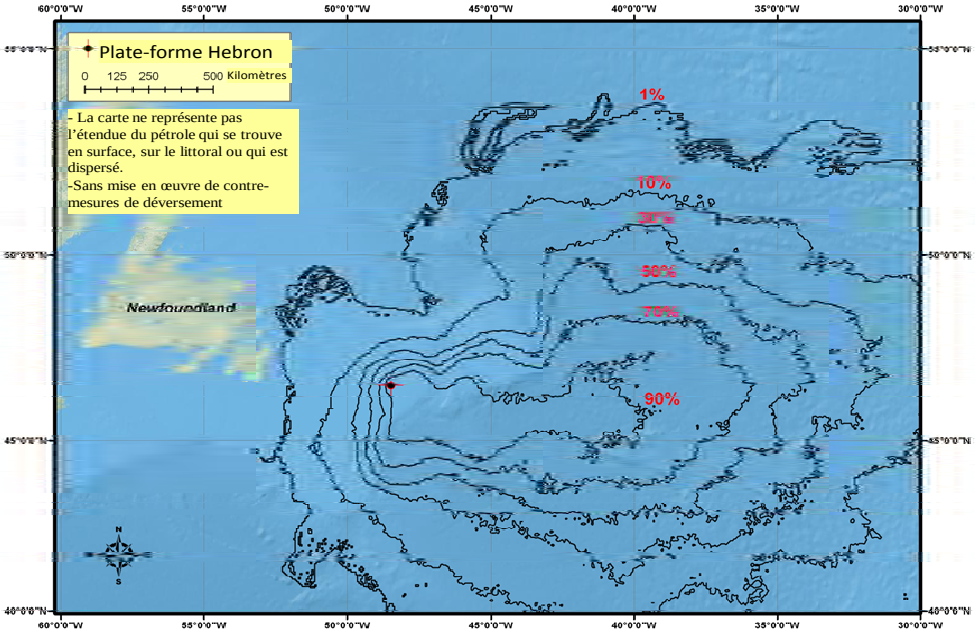


Figure 14-14 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm dans le cadre d'une éruption de 5 600 m^3/ jour à bord de la plate-forme Hebron sur une période de 30 jours en été simulée pour 60 jours

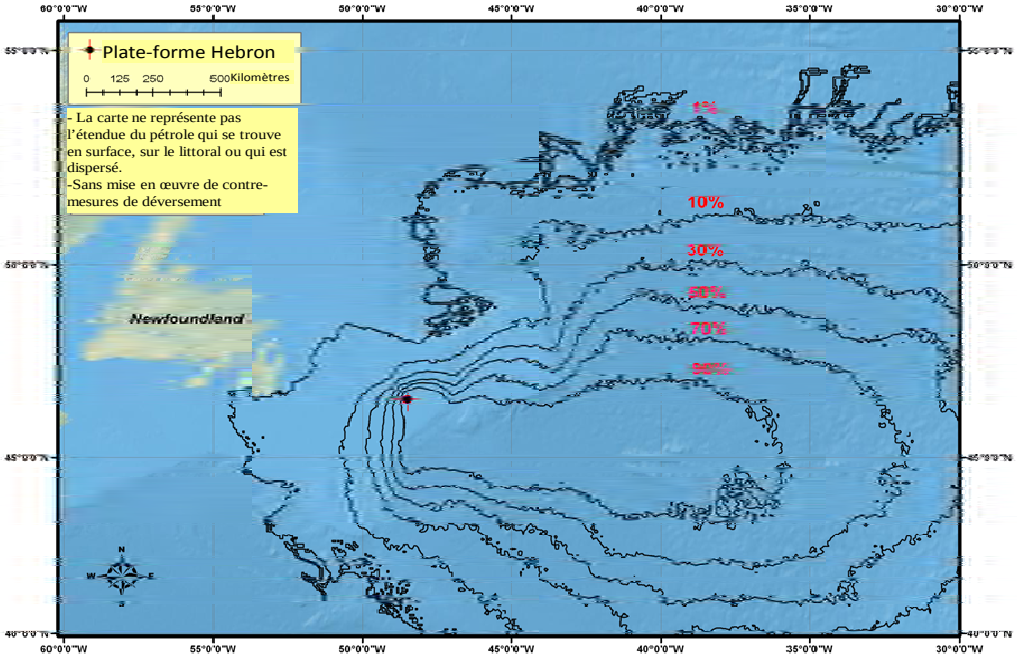


Figure 14-15 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm dans le cadre d'une éruption de 5 600 m^3/ jour à bord de la plate-forme Hebron sur une période de 30 jours en hiver simulée pour 60 jours

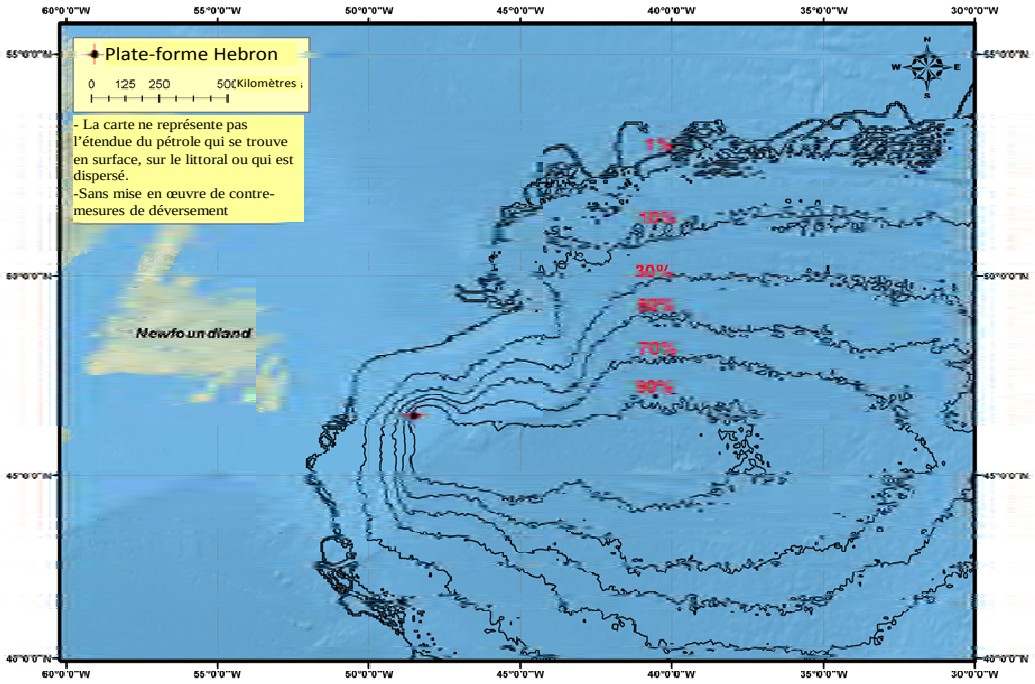


Figure 14-16 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm dans le cadre d'une éruption de 5 600 m^3/ jour à bord de la plate-forme Hebron sur une période de 30 jours en hiver simulée pour 60 jours (en présence de glace)

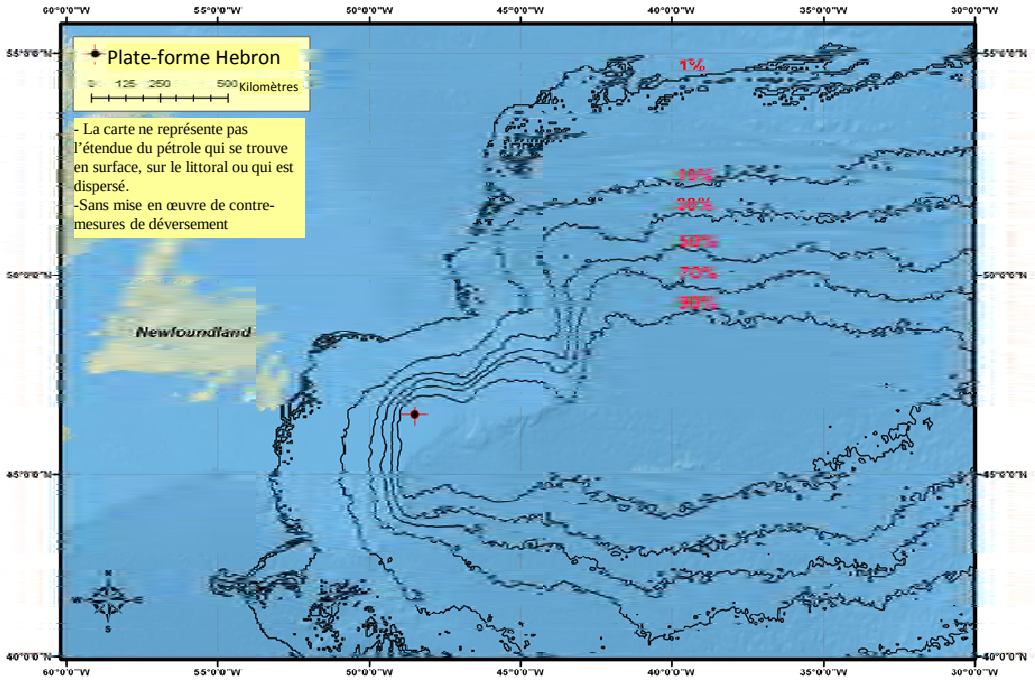


Figure 14-17 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm à la suite d'une éruption sur fond marin sur une période de 100 jours en été

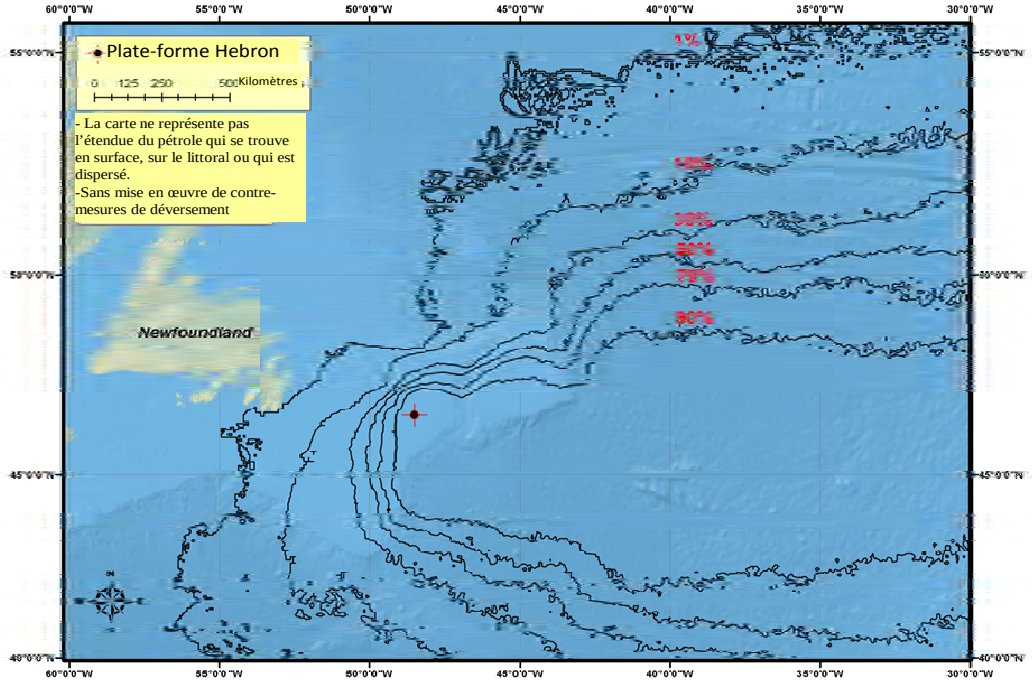


Figure 14-18 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm à la suite d'une éruption sur fond marin sur une période de 120 jours en hiver

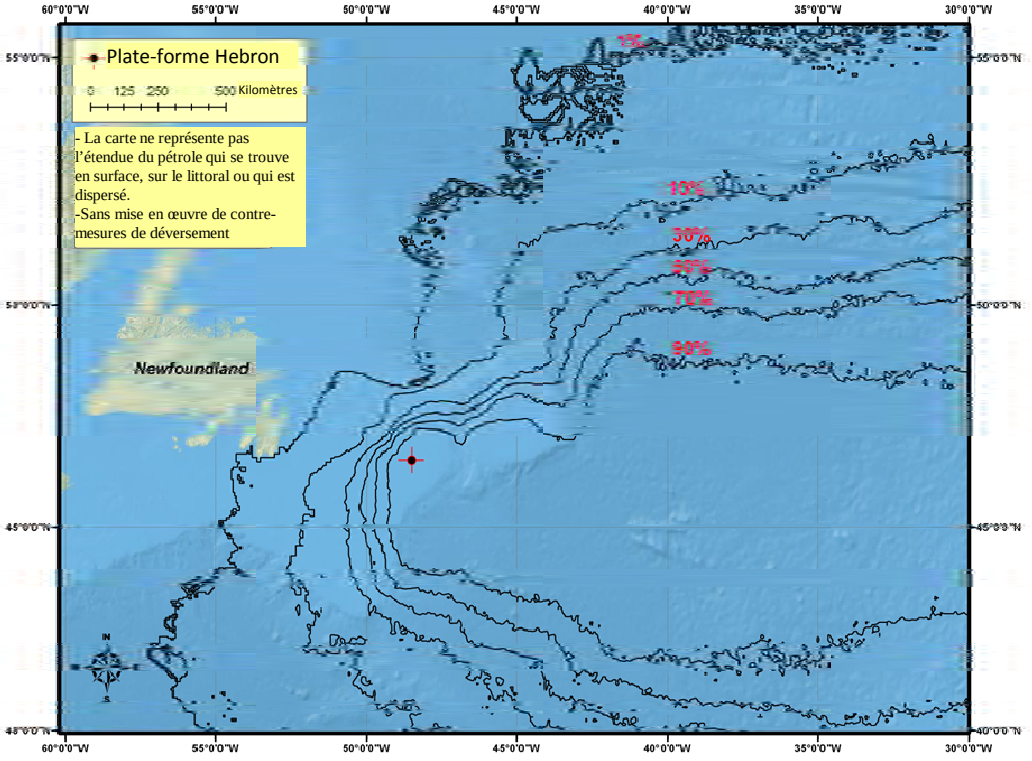


Figure 14-19 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm à la suite d'une éruption sur fond marin sur une période de 120 jours en hiver (en présence de glace)

Les simulations du modèle stochastique ne prédisent pas toutes que le pétrole atteindra les côtes de Terre-Neuve. Dans le cas des simulations où l'on prévoit un contact avec le littoral, il existe une probabilité de moins de 5 % que le pétrole provenant d'une éruption de plate-forme ou d'une éruption en mer atteigne les côtes de Terre-Neuve sans la mise en œuvre de contre-mesures de déversement. Le sommaire des zones de contact avec le littoral du modèle stochastique est présenté au tableau 14-20. Les valeurs énumérées au tableau correspondent au déversement individuel dans chaque scénario de modèle stochastique qui est à l'origine de la quantité maximale de pétrole sur les côtes de Terre-Neuve. Une probabilité de zone de contact nulle signifie qu'aucun des cent déversements produits dans les scénarios de modèle stochastique n'a atteint les côtes de Terre-Neuve; une probabilité de contact avec le littoral de un pour cent signifie qu'un des cent déversements exécutés a atteint le littoral. La zone du littoral qui, d'après les prévisions, est touchée en été et en hiver par une éruption à bord de la plate-forme Hebron ou par une éruption sur fond marin est illustrée aux figures 14-20 à 14-26.

Tableau 14-20 Sommaire des zones de contact avec le littoral de Terre-Neuve du modèle stochastique

Scénario	Probabilité de mazoutage (%)	Première arrivée du pétrole (jours)	Longueur de rivage mazouté (km)	Zone du littoral mazoutée (m^2)	Masse moyenne prévue (g/m^2)
Éruption – plate-forme Hebron					
En surface - 30 jours en été	0	-	-	-	-
En surface - 30 jours en hiver	0	-	-	-	-
En surface - 30 jours en été, avec une prolongation	0	-	-	-	-
En surface - 30 jours en hiver, avec une prolongation	1	41	142,7	428 100	20
En surface - 30 jours en hiver (en présence de glace), avec une prolongation	0	-	-	-	-
En surface - 100 jours en été	1	23	5,3	15 900	0,2
En surface - 120 jours en hiver	1	108	285,5	856 500	20
En surface - 120 jours en hiver (en présence de glace)	3	21	137,8	413 500	60
Éruption sur fond marin					
Sur fond marin - 100 jours en été	1	39	5,3	15 900	0,8
Sur fond marin - 120 jours en hiver	3	21	127,2	381 600	39
Sur fond marin 120 jours en hiver (en présence de glace)	1	40	116,6	349 900	20
Déversements ponctuels					
Ponctuel – diesel marin – transbordement en été	0	-	-	-	-
Ponctuel – diesel marin – transbordement en hiver	0	-	-	-	-

Scénario	Probabilité de mazoutage (%)	Première arrivée du pétrole (jours)	Longueur de rivage mazouté (km)	Zone du littoral mazoutée (m^2)	Masse moyenne prévue (g/m^2)
Ponctuel – diesel marin – transbordement en hiver (en présence de glace)	0	-	-	-	-
Ponctuel – brut - transbordement (SCE) en été	0	-	-	-	-
Ponctuel – brut - transbordement (SCE) en hiver	0	-	-	-	-
Ponctuel – brut - transbordement (SCE) en hiver (en présence de glace)	0	-	-	-	-
Nota : Les valeurs indiquées correspondent au déversement individuel dans chaque scénario stochastique qui est à l'origine du plus grand volume de pétrole échoué sur la côte.					

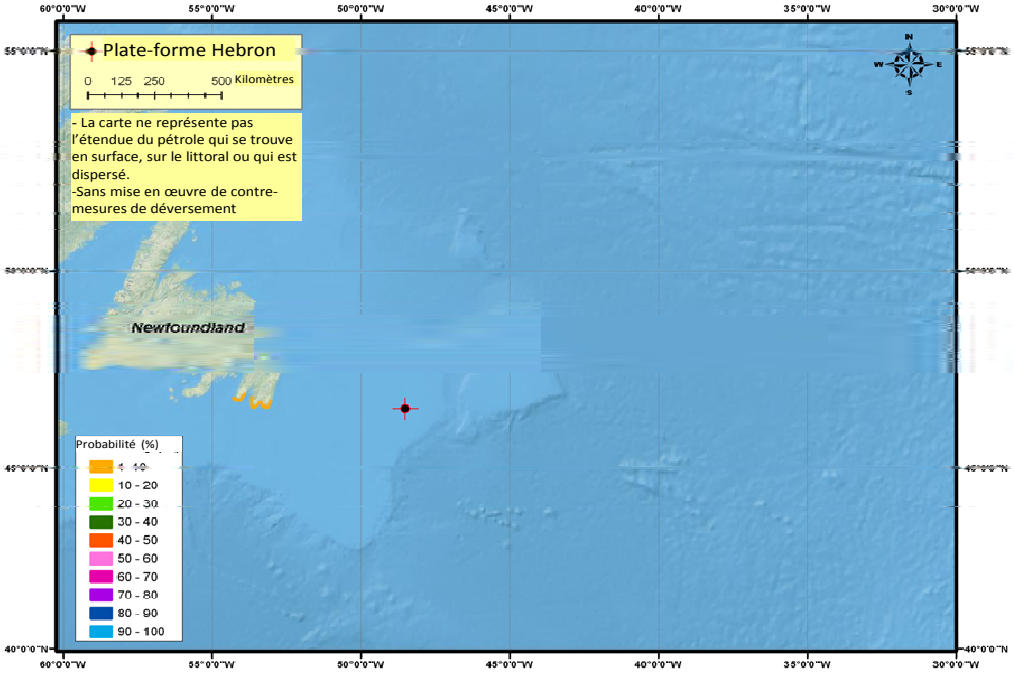


Figure 14-20 Probabilité de contact avec le littoral pour une épaisseur de pétrole supérieure à 0,01 mm; éruption en surface, 30 jours en hiver avec une prolongation exécutée pour une période de 60 jours

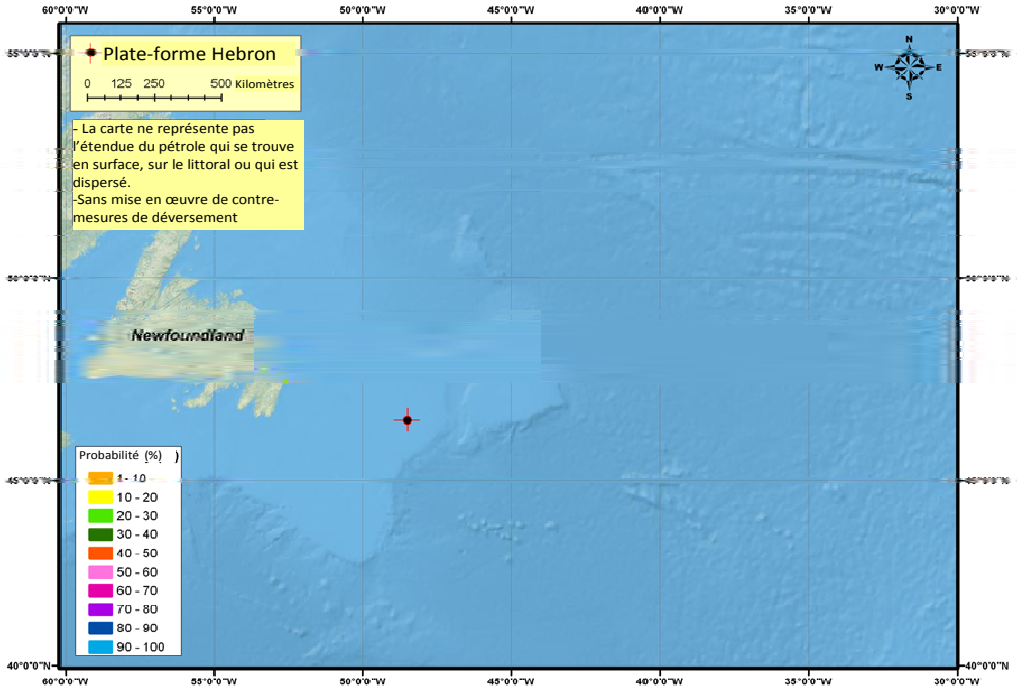


Figure 14-21 Probabilité de contact avec le littoral pour une épaisseur de pétrole supérieure à 0,01 mm; éruption en surface, 100 jours en été

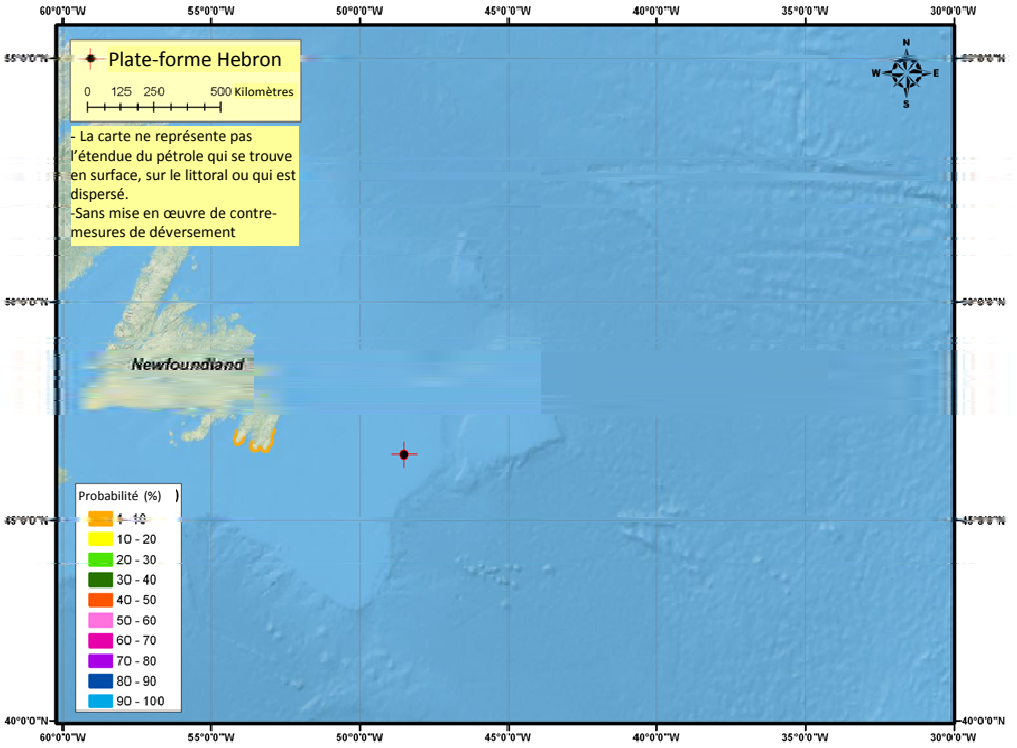


Figure 14-22 Probabilité de contact avec le littoral pour une épaisseur de pétrole supérieure à 0,01 mm; éruption en surface, 120 jours en hiver

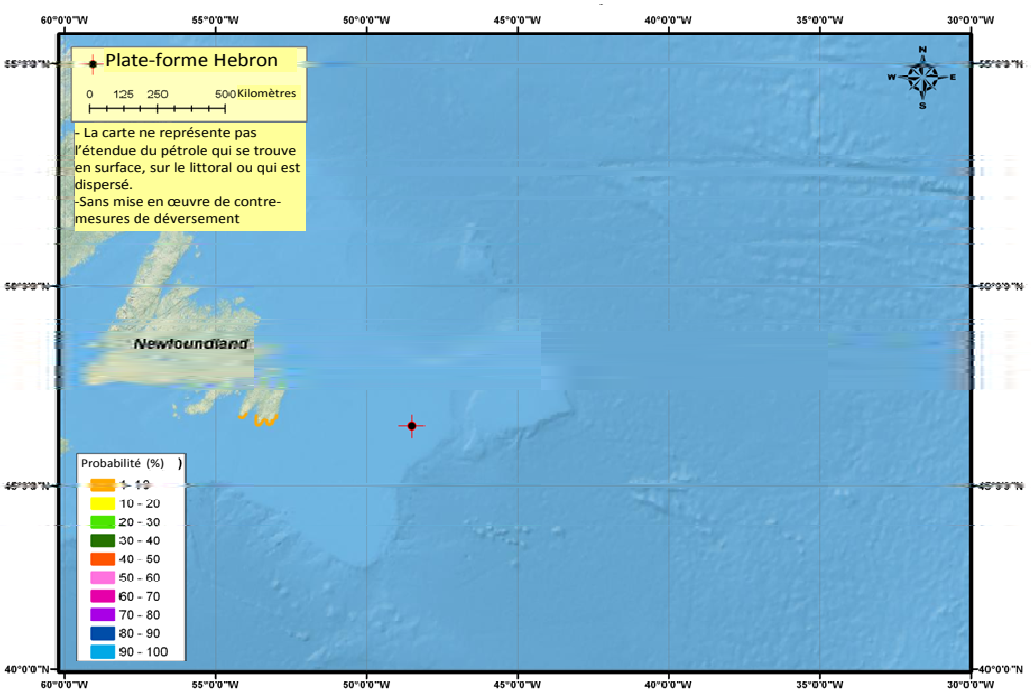


Figure 14-23 Probabilité de contact avec le littoral pour une épaisseur de pétrole supérieure à 0,01 mm; éruption en surface, 120 jours en hiver (en présence de glace)

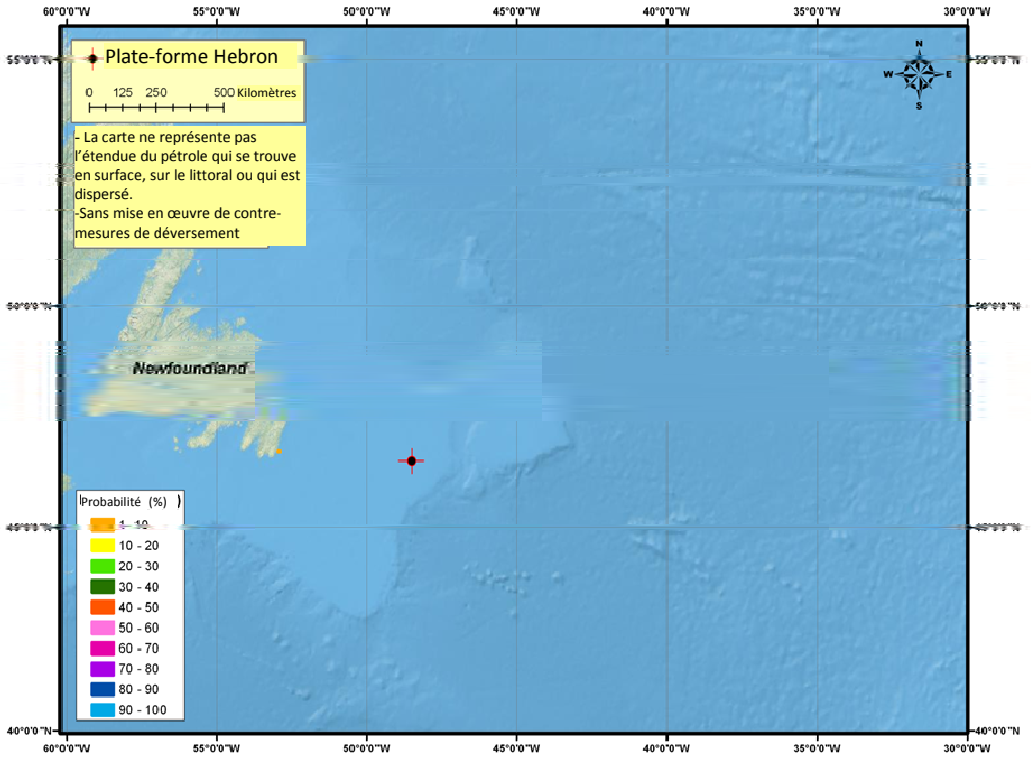


Figure 14-24 Probabilité de contact avec le littoral pour une épaisseur de pétrole supérieure à 0,01 mm; éruption sur fond marin, 100 jours en été

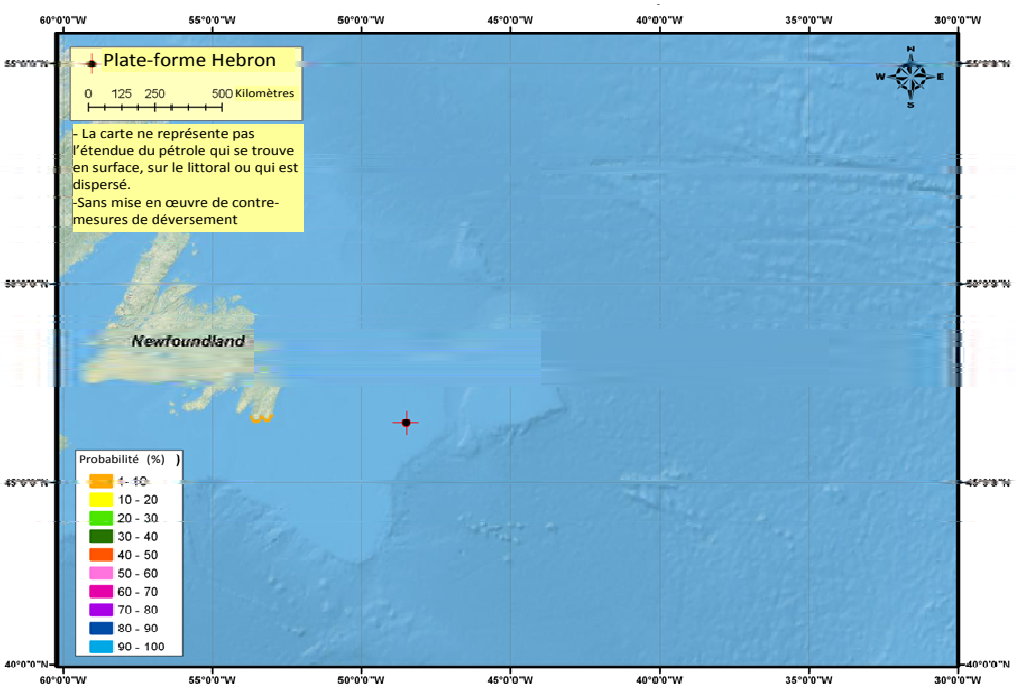


Figure 14-25 Probabilité de contact avec le littoral pour une épaisseur de pétrole supérieure à 0,01 mm; éruption sur fond marin, 120 jours en hiver

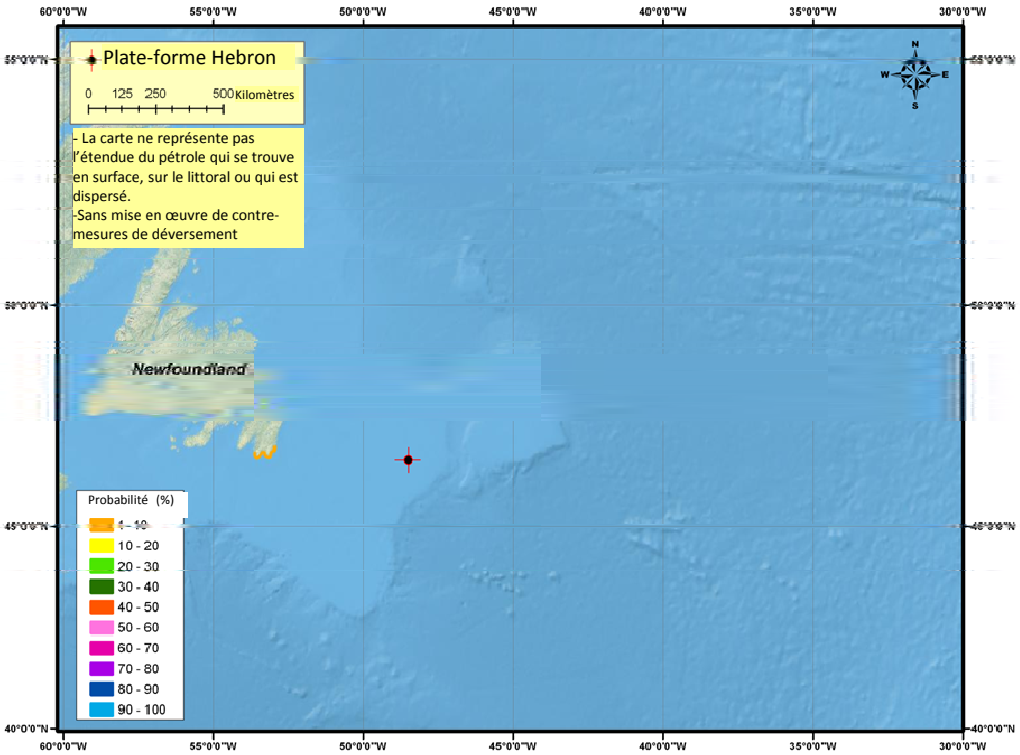


Figure 14-26 Probabilité de contact avec le littoral pour une épaisseur de pétrole supérieure à 0,01 mm; éruption sur fond marin, 120 jours en hiver (en présence de glace)

14.3.2.2 Résultats des modèles déterministiques

Les résultats des modèles déterministiques décrivent les résultats d'un modèle de simulation choisi parmi les cent simulations individuelles comprises dans le modèle stochastique. Ces simulations ont été choisies parce qu'elles étaient représentatives du 95^{e} centile du mazoutage d'une zone de surface océanique, la longueur du rivage mazouté ou le volume de pétrole entraîné. Il ne faut pas oublier que chaque carte illustre les résultats d'une simulation différente.

Le modèle déterministique a servi à examiner les événements de déversement individuels identifiés dans le modèle stochastique comme représentant le 95^{e} centile du mazoutage de surface. Les résultats du modèle déterministique montrent l'épaisseur maximale du pétrole en surface pour la période complète de déversement comme des zones de couleur correspondant à l'épaisseur du pétrole (voir le tableau 14-21).

Tableau 14-21 Sommaire des résultats des modèles déterministiques extracôtiers

Type de déversement	Scénario de déversement	Volume de déversement total (m^3)	Pétrole en surface (%)	Évap. (%)	Colonne d'eau (%)	Pétrole sur la côte (%)	Pétrole dégradé (%)
Éruption à bord de la plate-forme t (5 600 m^3/jour (35 000 b/j)	Été : 30 jours	168 000	79	8,2	0,2	0	12,6
	Hiver : 30 jours	168 000	79	8,3	0,2	0	12,5
	Hiver – glace : 30 jours	168 000	79	7,8	0,2	0	13
	Été : 30/60 jours	168 000	56	11,7	0,3	0	32,0
	Hiver : 30/60 jours	168 000	56	11,3	0,3	0,2	32,2
	Hiver – glace : 30/60 jours	168 000	56	11,3	0,3	0,01	32,4
	Été : 100 jours	560 000	56	10,2	0,2	0,02	33,6
	Hiver : 120 jours	672 000	51	11,4	0,3	0,4	36,9
	Hiver : 120 jours	672 000	51	11,2	0,3	0,4	37,1
Éruption à bord de la plate-forme (3 200 m^3/jour (20 000 b/j)	Été	320 000	35	28,6	9,9	0	26,5
	Hiver	384 000	31	29,8	9	0,09	30,1
	Hiver - glace	384 000	29	32,3	9,1	0,2	29,4
Ponctuel - transbordement (diesel marin)	Été	800	0	45,2	39,6	0	15,2
	Hiver	800	0	6,4	69,7	0	23,9
	Hiver - glace	800	0	6,2	69,8	0	24,0
Ponctuel - transbordement (SCE) (pétrole brut)	Été	5 000	64	12,9	0,5	0	22,6
	Hiver	5 000	64	12,5	0,5	0	23,0
	Hiver - glace	5 000	64	12,6	0,4	0	23,0
Nota : Les pourcentages indiqués au tableau correspondent à la fraction du volume d'hydrocarbures présente à chaque endroit ou au type de vieillissement observé à la fin de la simulation							

Le volume de pétrole restant à la surface de la mer à la fin de chaque simulation de modèle de la plate-forme Hebron se situe entre 51 et 79 % du volume total déversé. En général, la fraction de pétrole restant à la surface de la mer diminue à mesure que la durée du déversement pétrolier augmente. Cette diminution relative des hydrocarbures de surface correspond à un accroissement du taux de dégradation naturelle. La dégradation, qui affecte 12 à 37 % du volume total des déversements attribuables à une éruption à bord de la plate-forme Hebron, est le résultat d'une photolyse, un processus chimique activé par les rayons ultraviolets du soleil, et par la décomposition biologique opérée par les organismes présents dans l'eau. La diminution, au fil du temps, du pétrole en surface peut, dans certains cas, correspondre au pétrole de surface échoué sur le littoral, réduisant de ce fait la quantité de pétrole en surface. Alors que la fraction du volume du pétrole de surface est censée diminuer au fil du temps, la zone de surface océanique couverte d'une nappe de pétrole d'une épaisseur supérieure à 0,01 mm devrait augmenter à mesure que la durée de l'éruption augmente. L'augmentation de la zone de surface océanique exposée au pétrole est due à l'étalement rapide et continuel de la nappe de surface. La fraction de pétrole perdu par évaporation ne varie pas beaucoup, s'échelonnant entre 7,8 % et 11,4 % du volume total déversé. Pour tous les scénarios de déversements attribuables à une éruption à bord de la plate-forme Hebron, la quantité de pétrole entraînée dans la colonne d'eau par les processus de dispersion naturelle est inférieure à 0,5 %.

Le volume de pétrole restant à la surface de la mer à la fin de chaque simulation d'éruption en mer varie entre 29 et 35 %, c'est-à-dire un pourcentage considérablement moins élevé que celui des éruptions à bord de la plate-forme Hebron. L'éruption sur fond marin introduit directement le pétrole dans la colonne d'eau où celui-ci représente 9 à 10 % du volume déversé pendant toute la durée de l'éruption. Comme dans le cas des éruptions à bord de la plate-forme, au fur et à mesure que la durée du déversement pétrolier augmente, la fraction de pétrole restant à la surface de la mer diminue en raison du taux croissant de dégradation naturelle. Ce phénomène de la dégradation affecte 26 à 30 % du pétrole déversé. On prévoit que la quantité de pétrole perdue par évaporation dans les déversements consécutifs aux éruptions sur fond marin sera deux fois plus importante que celle associée à une éruption à bord de la plate-forme Hebron, soit d'environ 29 à 32 %. Cela s'explique principalement par les différences dans les propriétés physiques et chimiques des pétroles bruts modélisés : le brut de la plate-forme et le brut du fond marin.

14.3.3 Déversements ponctuels

À l'instar des déversements de pétrole brut provenant d'une éruption, le diesel marin et le pétrole brut rejetés dans des déversements ponctuels attribuables à un transbordement devraient s'éloigner de Terre-Neuve principalement en direction de l'est. Le carburant de diesel marin se disperse plus facilement dans la colonne d'eau que le pétrole brut et la modélisation prédit une légère hausse des fractions d'hydrocarbures entraînés pour ces déversements. Le diesel marin, qui peut atteindre une épaisseur minimale plus petite que le pétrole brut, engendre une zone de surface océanique exposée aux hydrocarbures relativement plus grande. On estime qu'aucun déversement ponctuel attribuable à un transbordement n'atteindra les rives de l'île de Terre-Neuve (figures 14-27 à 14-32).

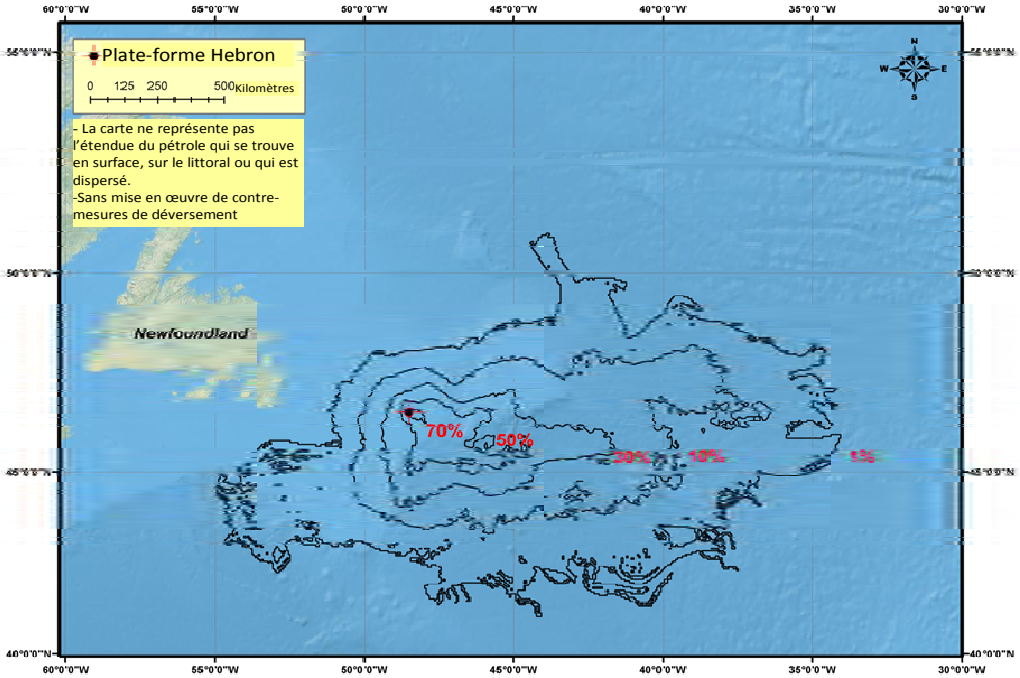


Figure 14-27 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm pour un déversement ponctuel de 800 m^3 de diesel attribuable à un transbordement durant l'été

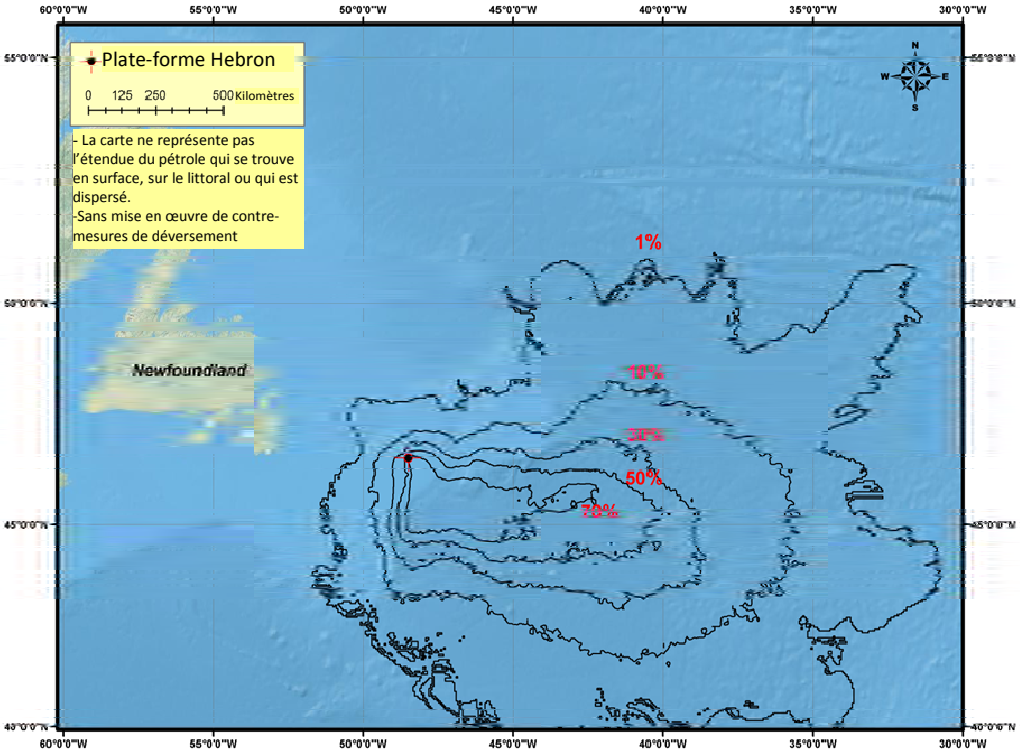


Figure 14-28 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm pour un déversement ponctuel de 800 m^3 de diesel attribuable à un transbordement durant l'hiver

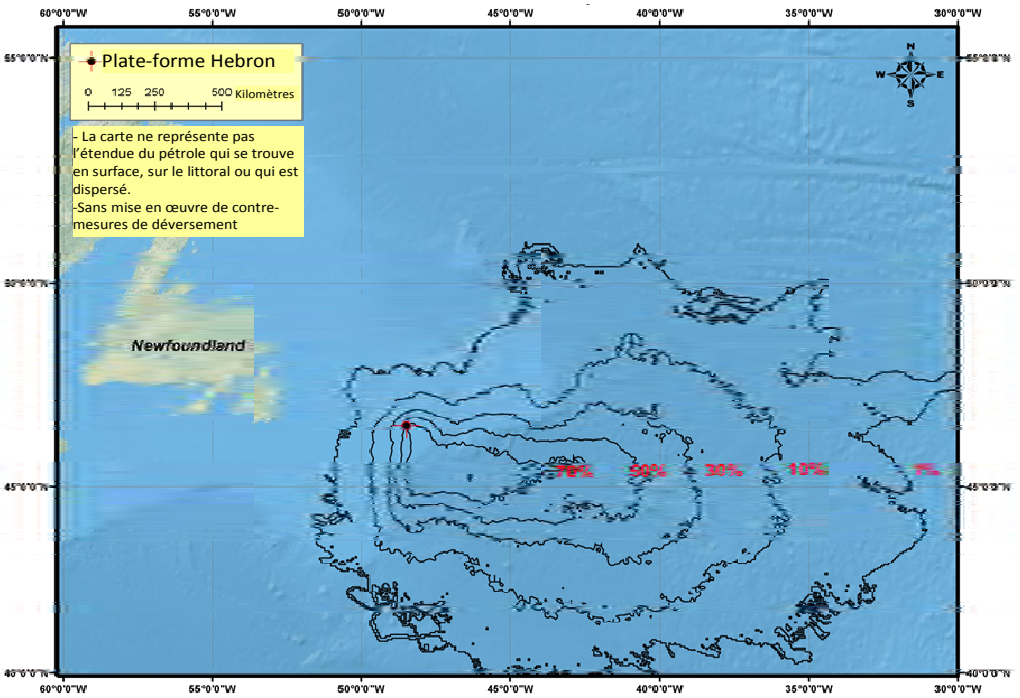


Figure 14-29 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm pour un déversement ponctuel de 800 m^3 de diesel attribuable à un transbordement durant l'hiver (en présence de glace)

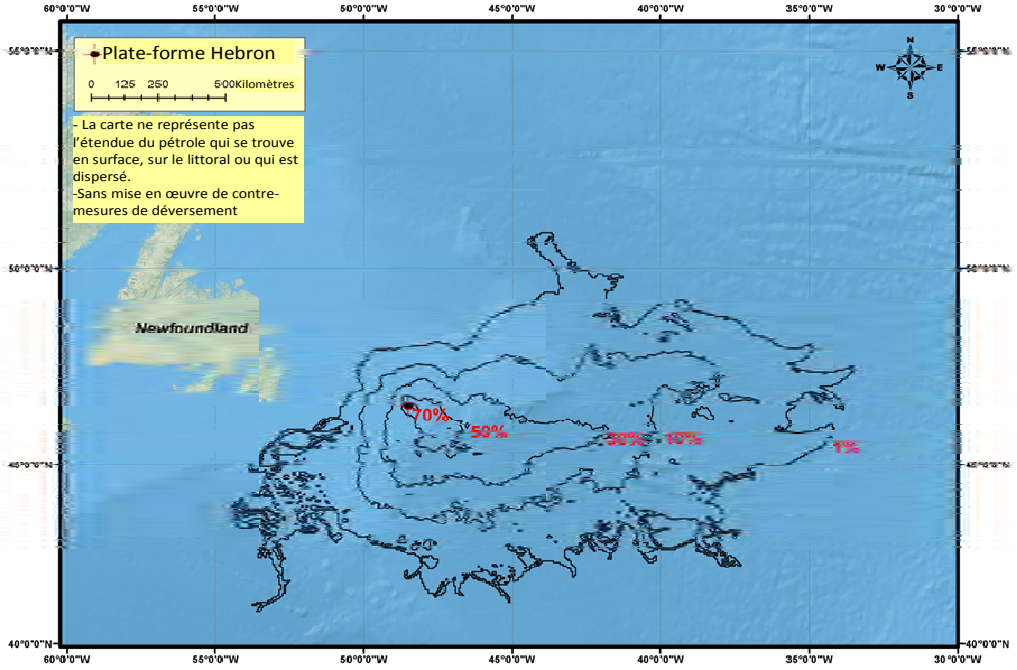


Figure 14-30 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm pour un déversement ponctuel de 5 000 m^3 de pétrole brut en été attribuable à un transbordement du système de chargement extracôtier

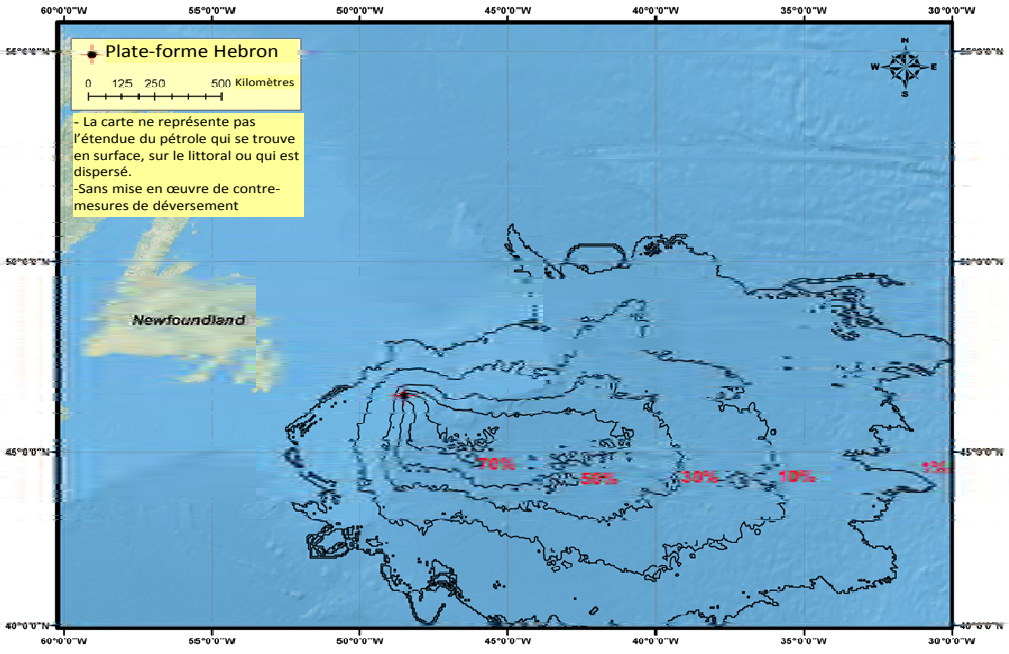


Figure 14-31 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm pour un déversement ponctuel de 5 000 m^3 de pétrole brut en hiver attribuable à un transbordement du système de chargement extracôtier

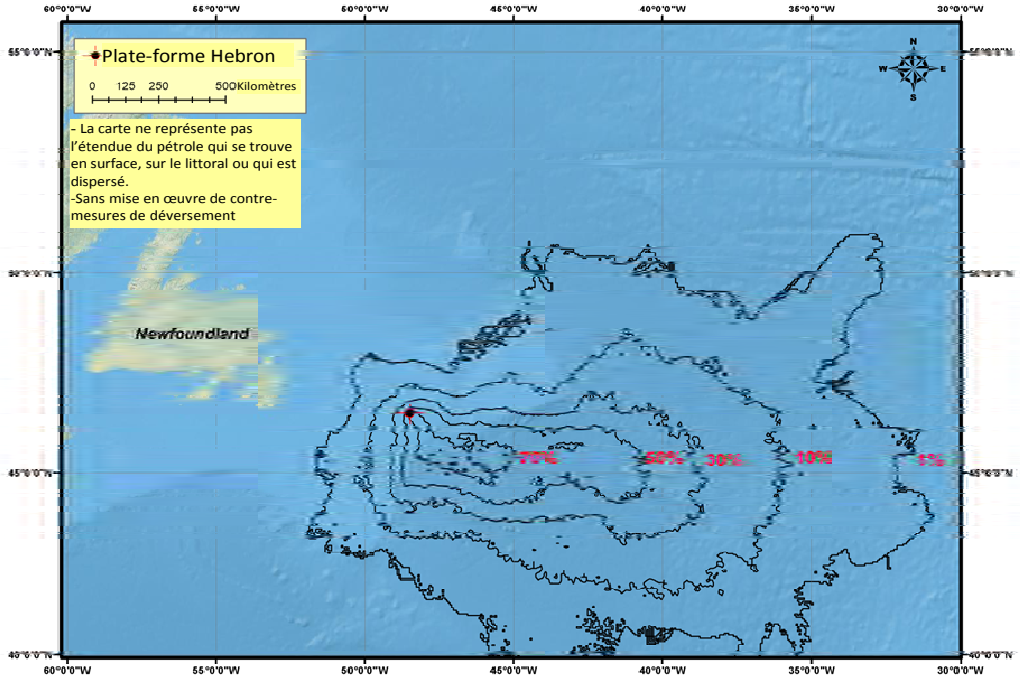


Figure 14-32 Probabilités que le mazoutage de surface soit supérieur à 0,01 mm pour un déversement ponctuel de 5 000 m^3 de pétrole brut en hiver (en présence de glace) attribuable à un transbordement du système de chargement extracôtier

À la fin de la période de 30 jours de simulation, il ne reste aucune trace à la surface de la mer du diesel marin déversé à l'occasion d'un déversement ponctuel consécutif à un transbordement. Ceci est surtout dû au fait que le diesel est plus facilement entraîné dans la colonne d'eau que le pétrole brut et que son taux d'évaporation est plus élevé en été. On estime qu'entre 40 et 70 % du diesel sera entraîné dans la colonne d'eau par rapport à 0,4 à 0,5 % du brut. Le modèle prédit une dégradation de 15 à 24 % pour le diesel et de 22 à 23 % pour le brut.

14.3.4 Sommaire de la modélisation des trajectoires

D'après les prévisions, la majorité des déversements sur le site, attribuables à des éruptions à bord de la plate-forme Hebron ou sur le fond marin vont dériver vers l'est. La distance parcourue est généralement fonction de la durée de l'éruption et de la saison. Le vent d'hiver est doté en moyenne d'une plus grande vélocité, ce qui fait que le pétrole est transporté à de plus grandes distances. Selon les prévisions, les déversements consécutifs à une éruption d'une durée de plus de 30 jours, réalisés à l'aide d'un sous-ensemble de simulations estivales et hivernales atteindront certains segments du littoral de Terre-Neuve. À l'instar des déversements de pétrole brut provenant d'une éruption, le diesel marin et le pétrole brut rejetés dans des déversements ponctuels attribuables à un transbordement devraient s'éloigner de Terre-Neuve principalement en direction de l'est. Aucun déversement ponctuel attribuable à un transbordement n'est censé atteindre les rives de Terre-Neuve. Un sommaire de la modélisation des trajectoires est présenté au tableau 14-22.

Tableau 14-22 Sommaire des simulations stochastiques des éruptions à bord de la plate-forme ou sur fond marin à l'emplacement des puits d'Hebron (les valeurs de chaque paramètre représentant le 95e centile)

Déversement	Saison	Superficie de la surface de la mer mazoutée à >0,01 mm (km^2)	Volume de pétrole entraîné après 30 jours (m^3)
Éruption à bord de la plate-forme	Été : 30/60 jours	1 383 242	501
	Hiver : 30/60 jours	1 901 033	573
	Hiver – glace : 30/60 jours	1 791 808	550
	Été : 100 jours	2 306 565	159 925
	Hiver : 120 jours	4 225 306	263 493
	Hiver – glace : 120 jours	4 841 586	263 493
Éruption sur fond marin	Été : 100 jours	2 416 717	3 706 057
	Hiver : 120 jours	4 415 367	4 309 446
	Hiver – glace : 120 jours	4 615 041	4 182 299

Nota : les valeurs du 95e centile sont déterminées par le classement des 100 déversements de chaque scénario qui est effectué en fonction de la superficie de la surface de la mer exposée au pétrole, de la longueur du littoral exposée au pétrole et du volume de pétrole entraîné (naturellement dispersé) au-dessus des seuils établis.

Les résultats des modèles de trajectoires (ASA 2011b) démontrent que dans tous les cas de scénarios d'éruption, seule une très petite quantité de pétrole est entraînée dans la colonne d'eau (0,2 à 0,3 %) ou est déposée sur le littoral (de 0 à 0,4 %) et ce, même avec un apport constant de pétrole pendant de longues périodes de temps (jusqu'à 120 jours). Durant cette période, environ 10 à 11 % du pétrole provenant du déversement à bord de la plate-forme s'évapore par rapport à 30 % environ du pétrole de l'éruption sur fond marin. De même, environ 32 à 37 % du pétrole de l'éruption à bord de la plate-forme sont décomposés comparativement à environ 26,5 à 30 % pour l'éruption sur fond marin. Ces différences sont essentiellement dues aux différences qui existent dans les propriétés des pétroles bruts plutôt qu'à des facteurs environnementaux.

Environ 51 à 56 % du pétrole provenant de l'éruption à bord de la plate-forme se retrouve à la surface de la mer après 100 jours d'écoulement comparativement à environ 29 à 35 % pour l'éruption sur fond marin. Dans les deux cas, une grande partie de ce pétrole en surface a déjà quitté le domaine du modèle après 100 jours et n'est plus présente pour affecter davantage les CVE dans la région des Grands Bancs. Les résultats des modèles de trajectoires suggèrent qu'il faut environ 30 jours pour que le pétrole de surface se rapproche des limites du domaine du modèle et qu'après 60 jours, il s'est étendu au-delà du domaine du modèle. Cette constatation est en parfait accord avec les données de la bouée de suivi recueillies pendant le déversement de Terra Nova en 2004, indiquant que la bouée avait mis cinq semaines à atteindre le 40.00.0ºO et le 48.00.00ºN en novembre/décembre.

Le modèle de déversement de pétrole extracôtier (ASA 2011b) a prédit que, sans la mise en œuvre de contre-mesures de déversement, il existe une probabilité <10 % que de petites quantités de pétrole vieilli atteignent les côtes de Terre-Neuve à la suite d'un déversement à bord de la plate-forme si le pétrole reste à la surface pendant une longue période. Les simulations pour l'été et pour l'hiver (lorsque la glace est présente) ont montré qu'aucune côte ne serait mazoutée et qu'environ 143 km (428 100 m2) de littoral serait mazouté en hiver en l'absence de glace, le pétrole atteignant le littoral en à peu près 41 jours.

14.4 Planification d'urgence

ExxonMobil Canada Properties (EMCP) reconnaît que la prévention est le moyen le plus efficace d'éviter les effets environnementaux des événements de déversement d'hydrocarbures. Avant le début du Projet, EMCP mettra en œuvre les politiques et procédures nécessaires ainsi que l'équipement et les programmes de formation nécessaires pour réduire les probabilités d'incident de déversement d'hydrocarbures et pour minimiser les effets environnementaux des déversements s'ils devaient se produire.

14.4.1 Portée de la planification

Avant d'amorcer des opérations de forage et de production, EMCP élaborera des plans d'urgence qui serviront de directives d'intervention pour l'entreprise advenant une situation d'urgence dans le cadre du projet Hebron. Les plans d'urgence seront élaborés pour répondre à des urgences qui seront identifiées dans des évaluations de dangers et des analyses de risques spécifiques à des opérations. Ces plans préciseront les procédures nécessaires ainsi que les besoins en personnel, en équipement et en soutien logistique pour assurer une intervention sécuritaire, rapide et coordonnée.. Ces plans qui seront distribués au personnel affecté aux mesures d'intervention d'urgence contiendront suffisamment de détails pour permettre d'assurer une intervention coordonnée et efficace.

Dans cette section, on donne une vue d'ensemble générale de la structure de préparation d'urgence d'ECMP. Ce chapitre décrit brièvement le processus d'intervention d'urgence générique d'EMCP pour se pencher ensuite sur la préparation d'intervention d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures dans le cadre de la construction et des phases opérationelles du Projet.

14.4.1.1 Philosophie d'ExxonMobil Canada Properties en matière d'intervention d'urgence

À titre d'exploitant du projet Hebron, EMCP réitère un engagement ferme envers la gestion en matière de santé, de sécurité et d'environnement. L'entreprise, qui utilise une approche progressive dans l'exercice de ses activités commerciales, s'engage à surveiller et à améliorer sa performance. Cet engagement s'inscrit dans le cadre d'un système de gestion d'entreprise en matière de sûreté, de santé, d'environnement et de sécurité (SHE&S), qui régit tous les aspects de la gestion de contrôle des pertes. La philosophie

d'EMCP en matière d'intervention d'urgence est de minimiser les répercussions d'une urgence sur les personnes, sur l'environnement et sur l'entreprise. La société EMCP est toujours prête à agir comme suit:

- Si elle est responsable, elle réagit rapidement et efficacement
- Si la responsabilité n'est pas évidente, elle est prête à agir et offrir son aide aux autorités
- Si elle n'est pas responsable, elle offre une aide technique et des conseils avec les protections juridiques qui s'imposent
- Elle réagit rapidement à des situations mettant la vie en danger
- Le modèle d'intervention d'urgence d'ExxonMobil Canada Properties consiste à:
- Protéger les personnes (sûreté et santé du public, des entrepreneurs et des employés)
- Protéger l'environnement
- Protéger les actifs de la société
- Protéger la réputation de la société
- On les appelle couramment les objectifs « PEAR ».

14.4.1.2 Planification d'urgence d'ExxonMobil Canada Properties

Dans le cadre du système de gestion d'entreprise SSS&E, EMCP a développé une approche de planification d'urgence qui s'étend à toute la société. Toutes les installations EMCP sont équipées de plans et de procédures d'intervention d'urgence dont le format et le contenu sont communs. Chaque plan reflète les conditions locales et traite des risques spécifiques à l'installation, mais ressemble suffisamment aux plans des autres installatons pour qu'il puisse être appliqué par n'importe quel employé formé d'EMCP.

EMCP utilisera la même philosophie et la même approche qui ont été établies au sein de la société en élaborant des plans d'urgence pour le Projet. Outre les plans de protection de l'environnement (PPE) qui doivent être élaborés pour toutes les phases des opérations de production d'Hebron, EMCP aura besoin d'une série de plans de gestion de risques opérationnels et d'intervention d'urgence pour les utiliser dans les opérations de production. Des alertes spécifiques aux installations, des procédures d'intervention d'urgence et des plans d'urgence spéficiques aux navires seront également élaborés pour couvrir les détails des procédures d'intervention locales.

14.4.1.3 Urgences couvertes par la planification d'urgence d'ExxonMobil Canada Properties

Une urgence est définie commme un imprévu entraînant ou susceptible d'entraîner:

- un décès ou une blessure/maladie grave nécessitant une hospitalisation
- un impact environnemental
- un dommage majeur ou significatif aux biens de l'exploitant ou de l'entrepreneur

- une préoccupation pour l'intégrité des opérations d'EMCP aux yeux du public ou des organismes de réglementation

Les plans d'urgence d'EMCP couvriront plusieurs types d'urgence. Une intervention dans l'un des incidents suivants (qui ne sont pas tous compris) nécessitera une action immédiate :

- Blessure accidentelle
- Explosion ou incendie
- Perte de contrôle du puits
- Déversements d'hydrocarbures ou de produits chimiques
- Rejet involontaire de matières à des niveaux dépassant les niveaux autorisés
- Perte ou dommages à un aéronef de soutien des opérations de production
- Perte ou dommages à des navires de soutien ou de réserve
- Perte ou mise hors service de la structure à embase-poids (SEP), de la Plate-forme Hebron ou des unités mobiles de forage en mer (UMF)
- Équipement endommagé en raison d'une défaillance ou d'une erreur du préposér
- Menace imminente posée aux opérations par les conditions météorologiques, la glace de mer ou les icebergs
- Collision ou menace de collision avec un navire océanique
- Fuite de gaz
- Source radioactive
- Une personne tombée à l'eau
- Fuite de sulfure d'hydrogène
- Panne d'alimentation
- Opérations de plongée
- Menace de dommages ou dommages réels aux pipelines sous-marins ou au matériel
- Incidents de sécurité tels qu'une extorsion, un appel à la bombe, ou des actes criminels/terroristes

14.4.1.4 Élaboration du plan d'urgence proposé

La planification d'urgence pour le Projet sera traitée dans un certain nombre de documents interreliés qui couvrent chacun un aspect particulier des opérations de production. Des aperçus des documents individuels qui, collectivement, régiront toutes les opérations d'intervention d'urgence sont présentés aux tableaux 14-23 and 14-24. À ce stade du Projet, les noms des plans utilisés dans les tableaux sont génériques. La structure finale et l'appellation de chaque plan seront finalisées au cours de l'élaboration du programme de production du Projet.

Tableau 14-23 Vue d'ensemble des plans d'urgence extracôtiers d'ExxonMobil Canada Properties

Plan	Description
Plan d'intervention d'urgence extracôtier	Un plan qui décrit les mesures d'intervention sur site à la Plate-forme Hebron : • Fournit des des descriptions très spécifiques des rôles du personnel de la plate-forme Hebron pour un certain nombre d'urgences potentielles • Fournit un lien entre toutes les installations extracôtières et les intervenant à terre
Plan d'évitement des collisions	**Un plan spécifique pour identifier et éviter une collision potentielle avec un navire approchant d'un appareil de forage ou d'une plate-forme** • Identifie des situations de collision potentielles impliquant la Plate-forme ou une UMFM • Décrit des communications avec le navire qui présente une menace • Répertorie les mesures à prendre sur la Plate-forme Hebron ou à bord de l'UMFM au cas où le navire qui présente une menace ne répond pas • Spécifiquement élaboré pour un usage extracôtier et directement relié au Plan d'intervention d'urgence extracôtier

Plan de gestion des glaces	**Un plan qui définit la façon dont le personnel d'exploitation d'EMCP gèrera la menace posée par les icebergs et les packs de glace se rapprochant du champ Hebron :**
	• Le plan fournit un lien entre toutes les opérations de gestion des glaces au large et à terre
	• Le plan décrit les procédures pour
	  • surveiller les déplacements d'icebergs qui pourraient poser une menace aux activités extracôtières
	  • déterminer la nécessité de recourir à des opérations de contre-mesures notamment la déviation des icebergs

Plan médical	**Un plan qui décrit la façon dont les travailleurs malades ou blessés seront transportés à terre pour recevoir des soins médicaux** : • Attribue un pouvoir • Définit les processus de prise de décision • Décrit les dispositions logistiques à prendre • Suggère la participation d'une équipe d'urgence à terre

Procédures du plan d'intervention en cas de déversement	**Procédures élaborées spécifiquement pour la première intervention en cas de déversements d'hydrocarbures prenant naissance sur la Plate-forme Hebron :**
	• Directement relié au Plan d'intervention d'urgence extracôtier et au plan Hebron d'intervention en cas de déversement;
	• Relève des compétences de l'Office Canada-Terre Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers (OCTLHE) et de la *Loi sur la marine marchande du Canada*
	• Comprend
	  • les mesures spécifiques à prendre par le personnel de la plate-forme Hebron et du navire de soutien, et
	  • les stratégies spécifiques d'intervention aux scénarios de déversment d'hydrocarbures prévus

Procédures d'exploitation normalisées	**Procédures pré-établies pour des activités techniques spécifiques entreprises par les équipes de mesures d'urgence extracôtières :** • Incendie • Premiers soins • Hélipont • Capitaines d'armes

Tableau 14-24 Vue d'ensemble des plans d'urgence extracôtiers d'ExxonMobil Canada Properties

Plan	Description
Plan d'intervention d'urgence côtier	**Un plan qui décrit les mesures prises à terre pendant une urgence extracôtière :** • Fournit les procédures générales de mobilisation et de soutien pour une urgence • Oriente les actions du personnel basé à terre • Fournit le lien entre les actions au large (coordonnées par la Plate-forme Hebron ou le directeur des installations au large (DIL) des UMF et les équipes d'urgence d'entreprise • Intègre les mesures d'intervention lorsque la phase d'urgence est chose du passé • Autorise une augmentation des responsabilités côtières et d'entreprise à mesure que l'incident s'aggrave

Plan d'intervention en cas de déversement accidentel d'hydrocarbures	**Procédures élaborées spécifiquement pour l'intervention en cas de déversements d'hydrocarbures provenant de la plate-forme Hebron :**
	• Couvre les situations où EMCP est la partie responsable ou peut être tenue de prendre des mesures responsables
	• Relève des compétences de l'OCTLHE et de la *Loi sur la marine marchande du Canada*
	• Comprend
	  • les mesures spécifiques à prendre par le personnel de la plate-forme Hebron et du navire de soutien
	  • les mesures de gestion ou de coordonnation prises par le personnel de la société basé à terre et le personnel de l'entrepreneur
	  • les stratégies spécifiques d'intervention pour des situations de déversements d'hydrocarbures prévus
	• Le plan fournit un lien entre toutes les opérations d'intervention en cas de déversement au large et à terre
	• Précise les procédures de la gestion d'intervention en cas de déversement basée sur le système de commandement d'intervention (SCI) quand l'incident escalade au-dessus du niveau 1
	• Le plan fournit un lien entre EMCP et les autres exploitants
	• directement relié aux procédures d'intervention en cas de déversement de niveau 1 et au plan d'intervention d'urgence côtier

Plan de soutien à la famille	**Un plan pour aider les membres de la famille et les amis du personnel extracôtier pendant une situation d'urgence :** • Description de l'exploitation d'un service d'informations aux familles et d'un centre de soutien aux familles • Protocoles à suivre en contactant les membres des familles de manière constructive et proactive • Directives à l'intention des intervenants bénévoles auprès des familles sur la façon de s'occuper de parents et d'amis inquiets
Plan de communications d'urgence	**Un guide complet sur toutes les communications relatives aux personnes touchées, au public et aux médias pendant une intervention d'urgence** • Description de l'exploitation d'un centre de réponse aux médias • Modèles de communiqués de presse et de déclarations • Exemples de questions et de réponses des médias • Pochettes d'information à l'intention des médias • Développement du site Web

14.4.1.5 Zone géographique couverte par la planification

La planification d'intervention d'urgence pour les opérations de production d'Hebron est centrée sur la zone immédiatement adjacente au site de production ou aux futures unités de forage excavées. La zone de sécurité initiale autour de la plate-forme Hebron comprendra une zone de 500 m à partir du périmètre de la plate-forme et du système de chargement extracôtier (OLS). Cette région sera définie comme la zone de sécurité établie autour du site de production pour éviter les collisions avec les navires océaniques. C'est la zone qui sera sous la juridiction des *lois de mise en oeuvre de l'Accord* et qui sera administrée par l'Office Canada-Terre Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers (OCTLHE).

14.4.2 Escalade de l'intervention d'urgence

14.4.2.1 Phases d'une intervention d'urgence

L'intervention relative à un événement se développera par phases qui seront fonction du niveau de planification requis. Pendant la phase d'urgence, la situation sera dynamique et on ne disposera que de renseignements limités. L'intervention à l'urgence réelle sera probablement réactive et basée sur des procédures établies, sur la formation et sur les plans d'urgence. À mesure qu'on comprend mieux la situation, l'intervention devient plus proactive. Le processus deviendra stratégique et basé sur un cycle régulier d'évaluation, de planification et de mise en œuvre jusqu'à ce que les opérations ne soient plus nécessaires.

14.4.2.2 Escalade basée sur une portée accrue

L'organisation d'intervention sera composée des éléments suivants :

- Équipes d'urgence sur site
- Centre de coordination d'urgence au site
- Centre côtier des opérations d'urgence d'EMCP et
- Groupe de soutien d'urgence d'EMCP

Le rôle de chacun de ces éléments est décrit ci-après au point de vue de leur portée.

14.4.2.3 Processus des systèmes de gestion

Notification

Dès qu'une urgence est déclarée, une notification opportune du personnel d'intervention, des gestionnaires et des agences externes est critique. Dans certains cas, la notification peut inclure un rapport écrit. Les plans d'urgence comprendront des directives à l'intention de tout le personnel chargé des notifications.

Commandement sur place

Toutes les urgences couvertes par ce plan surviendront au chantier de construction de Bull Arm, en mer, au champ Hebron ou à proximité. Dans la plupart des cas, peu importe le niveau d'urgence, le directeur des installations au large (DIL) sur la plate-forme Hebron ou sur une installation de forage agira comme commandant sur place (CSP) et assumera le commandement des opérations d'intervention. Les exceptions à ce principe sont :

- Perte de l'installation (le CSP passera à une autre plate-forme ou à un navire de réserve)
- En cas d'opérations de recherche et de sauvetage, le Centre conjoint de coordination de sauvetage (au ministère de la Défense nationale - Halifax) ou le Centre secondaires de sauvetage maritime (Garde côtiere canadienne (GCC) - St. John's) assumera le commandement
- En cas de déversement majeur d'hydrocarbures, le commandement sera basé à St. John's après l'intervention initiale et le commandement sur place sera transféré à un représentant EMCP désigné sur le navire d'intervention principal.

14.4.3 Escalade de l'intervention en cas de déversement

Alors que bien des processus de gestion d'intervention sont semblables à ceux mis en œuvre dans une intervention en cas de déversement classique, il est aussi possible de classifier une intervention en cas de déversement en fonction du niveau d'efforts requis. À des fins de planification d'intervention, les déversements d'hydrocarbures éventuels ont été divisés en trois niveaux de gravité ou niveaux. Cette classification prévoit une intervention initiale appropriée à chaque niveau de déversement et prévoit une intervention d'une plus grande ampleur si l'impact éventuel du déversement augmente. Chaque niveau nécessite successivement un niveau plus élevé d'effort opérationnel et de gestion.

Les paramètres dont il faut tenir compte en choisissant le niveau approprié d'intervention sont :

- La taille et la nature du déversement
- Les conditions environnementales et opérationnelles au moment du déversement
- La disponibilité des navires et des équipements
- Le nombre d'employés disponible sur le site et leurs qualifications
- Le stockage des déchets d'hydrocarbures sur site
- L'exposition au risque et la responsabilité d'entreprise comme conséquence du déversement d'hydrocarbures

Les trois niveaux sont définis comme suit :

- Un déversement de **niveau 1** a le plus faible impact et peut être géré à l'aide des ressources disponibles sur le site
- Une intervention en cas de déversement de **niveau 2** nécessite des ressources et un soutien de gestion sur place basé à terre en plus des ressources se trouvant déjà sur le site

- Un déversement d'hydrocarbures de **niveau 3** est susceptible d'avoir une incidence sur EMCP, les actionnaires de la société et les opérations de l'entreprise et peut nécessiter de recourir à des ressources d'entreprise et contractuelles considérables provenant de sources locales, régionales et internationales

14.4.4 Organisation d'intervention pour un déversement majeur

14.4.4.1 Système de commandement des interventions

En cas de déversement important (voir la section 14.1.1), l'élément opérationnel de l'intervention sera géré en utilisant une structure basée sur la structure organisationnelle du système de commandement des interventions (SCI) pour la gestion des interventions d'urgence. La structure SCI a largement été adoptée par les agences d'intervention d'urgence partout en Amérique du Nord comme moyen de soutenir un effort d'intervention à long terme en adoptant une approche basée sur les fonctions qui permet au personnel de changer de postes pendant une période de temps prolongée. Hibernia Management and Development Company Limited (HMDC), Terra Nova, Husky Energy et les principaux entrepreneurs d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures ont tous également établi des procédures d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures basées sur le système SCI.

Les tâches spécifiques auxquelles les individus seront affectés dans un environnement SCI seront déterminées à la suite de l'évolution de l'incident et des consultations entre les groupes fonctionnels.

Les principales caractéristiques de ce système sont :

- Une gestion opérationnelle, divisée en cinq groupes fonctionnels (commandement, planification, opérations, logistique et finance). Alors que chaque groupe a ses propres responsabilités, une interaction considérable entre les groupes est nécessaire pour assurer l'efficacité des opérations d'intervention
- Les opérations de terrain intégrées, la planification tactique et le soutien logistique à travers une analyse de situation continue
- L'échange de renseignements au moyen d'une interaction continue du personnel de supervision, des séances d'étude planifiées, des rapports de routine écrits et des plans d'action proposés au quotidien
- Un cycle continuel de planification, de fixation des priorités et de mise en œuvre, quelle que soit la phase de l'intervention
- Des plans élaborés pour une période définie et visant à atteindre les objectifs définis en tenant compte des ressources environnementales à risque, des conditions de fonctionnement, des ressources disponibles et de la performance au cours des périodes d'exploitation précédentes
- Un cycle de planification qui fournit la base d'une budgétisation stratégique et tactique. Quand les plans sont autorisés par EMCP, les opérations sont dotées du pouvoir financier et opérationnel nécessaires pour entamer la prochaine étape d'intervention

Les rôles des cinq groupes fonctionnels SCI sont décrits brièvement au tableau 14-25.

Tableau 14-25 Fonctions des sections du système de commandement des interventions

Section SCI	Point central	Fonctions
Commandement	Quels sont les objectifs prioritaires?	Une vision d'ensemble, un objectif évident, la santé et la sécurité de tout le personnell
Planification	Qu'est-il arrivé? Que se passe-t-il maintenant? Quels sont les plans pour l'avenir?	Gestion des informations et plans d'action
Opérations	Que fait-on pour répondre aux objectifs prévus?	Organiser et gérer toutes les opérations, y compris : le confinement et la récupération des hydrocarbures déversés; protéger les zones de ressources vulnérables; nettoyer les zones touchées et éliminer les déchets
Logistique	Quelles sont les ressources nécessaires pour soutenir les opérations?	Fournir le personnel, les navires, l'aéroned, le transport par camions, l'équipement , la sécurité et les communications
Finance	Contrôle financier	Comptes-fournisseurs, déclarations de sinistre, flux de trésorerie et surveillance des coûts

14.4.4.2 Entrepreneurs d'intervention en cas de déversement

En règle générale, le personnel de gestion d'intervention d'urgence d'EMCP proviendra de l'interne. Toutefois, en cas de déversement d'hydrocarbures, l'incident peut nécessiter des ressources considérables sur une période prolongée. Dans ce cas, EMCP retiendra les services d'une entreprise d'intervention.

14.4.4.3 Équipe d'intervention régionale nord-américaine

EMCP peut aussi être soutenu par l'équipe d'intervention régionale nord-américaine (NARRT) d'ExxonMobil. NARRT est un bassin d'intervenants expérimentés provenant de différentes divisions opérationnelles au sein de la société ExxonMobil. Au cours d'un déversement important, cette équipe peut être activée et mobilisée à St. John's. NARRT fournit des experts en déversement d'hydrocarbures pour soutenir l'intervention d'EMCP en cours dans le champ Hebron.

14.4.5 Aide externe

14.4.5.1 Aide mutuelle avec les autres exploitants

À l'instar des opérations pétrolières et gazières côtières existantes, EMCP établira un accord d'aide mutuelle avec les autres exploitants des Grands Bancs. Cet accord prévoit l'apport de personnel, de navires et d'équipement pour un soutien logistique et un échange d'informations opérationnelles. En vertu de cet accord, les exploitants sont tenus de fournir un soutien, à la demande du deuxième exploitant d'aide mutuelle. Le niveau de ce soutien est limité à un effort qui peut être fourni sans compromettre la sécurité de l'exploitation des installations de l'exploitant de soutien. L'aide mutuelle se

manifestera surtout dans le soutien logistique, la gestion de la glace et l'intervention en cas de déversement.

Pour que cette aide mutuelle soit efficace, le mécanisme d'interaction entre les exploitants doit être clairement énoncé dans tous les plans d'urgence d'EMCP.

Logistique

D'autres plates-formes extracôtières peuvent servir de plates-formes de travail ou de ravitaillement au soutien d'une urgence d'EMCP. Ces plates-formes peuvent également servir de logements temporaires pour le personnel évacué de la plate-forme Hebron.

Gestion des glaces

Le Projet devra se doter d'un programme de gestion des glaces semblable à ceux qui sont en place pour les autres exploitants des Grands Bancs.

Prendre en compte un puits de secours

En cas d'une urgence relative à la perte de contrôle d'un emplacement de puits, il sera peut-être nécessaire de forer un puits de secours. Durant toute la durée du programme de production d'Hebron, EMCP tiendra à jour une liste des navires de forage que l'on pourra faire venir à Hebron dans les plus brefs délais pour forer un puits de secours.

ExxonMobil assure l'exploitation et le maintien d'opérations de forage mondiales englobant une flotte d'unités de forage et des inventaires d'équipements de forage. Dans l'ensemble de l'entreprise, on privilégie la connaissance et la sensibilisation des opérations en cours. Si un puits de secours est requis et que les matériaux nécessaires ne sont pas disponibles dans l'inventaire local, ExxonMobil accèdera à son inventaire mondial pour se procurer les matériaux nécessaires à la réalisation des travaux requis et/ou obtiendra les matériaux directement des fournisseurs par l'entremise de son organisation mondiale d'approvisionnement. Les scénarios de déversement d'hydrocarbures à la section 14.3.1. tiennent compte du temps requis pour obtenir ces matériaux.

14.4.5.2 Intervention en cas de déversement

Entreprise d'intervention

Le Projet sera appuyé par une entreprise d'intervention engagée pour fournir les services d'intervention nécessaires en cas de déversement extracôtier.

La Garde côtiere canadienne

La GCC a un protocole d'entente avec l'OCTLHE. Si ce protocole est déclenché, la GCC offrira des conseils d'intervention à l'OCTLHE, ainsi qu'une surveillance sur le terrain de l'intervention organisée par la partie responsable pour le compte de l'OCTLHE.

Intervention en cas de déversement d'hydrocarbures

ExxonMobil est un membre actionnaire d'Oil Spill Response (OSR), une vaste coopérative d'intervention, spécialisée dans la fourniture de services mondiaux d'intervention en cas de déversement à partir de ses bases de Southampton, Angleterre et de Singapour. Outre les services qu'OSR peut fournir directement, ExxonMobil a également accès à d'autres coopératives internationales d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures, telles que Clean Caribbean Cooperative à Miami et Marine Spill Response Corporation dans tout le territoire des États-Unis, grâce à la participation d'OSR à l'alliance mondiale.

14.4.5.3 Équipe régionale des interventions d'urgence

L'équipe régionale des interventions d'urgence (l'ERIU) est une équipe de spécialistes de l'environnement présidée par Environnement Canada qui peut fournir des conseils éclairés à l'appui des opérations d'intervention. En cas de déversement, l'ERIU peut être mobilisée soit par l'OCTLHE ou par Environnement Canada.

La plupart des membres de l'ERIU sont des fonctionnaires (fédéraux et provinciaux) et proviennent de la région. Des employés du secteur privé peuvent également être inclus dans l'ERIU. Environnement Canada peut décider de faire appel à une expertise régionale ou nationale, selon les besoins, pour fournir les meilleurs conseils possibles. Certains membres de l'ERIU ont également des responsabilités de nature réglementaire et peuvent être les meilleures personnes-ressources au cas où l'obtention d'un permis est nécessaire pour une activité opérationnelle.

14.4.6 Préparation aux situations d'urgence

14.4.6.1 Formation du personnel

Le personnel désigné d'EMCP, y compris les entrepreneurs recevront une formation ciblée en matière d'urgence.

Le personnel au complet suivra une orientation sur les éléments de la planification d'intervention d'urgence. Le personnel extracôtier obtiendra une vue d'ensemble générale des avertisseurs et des procédures d'évacuaton de la part de l'organisation d'intervention. Les équipes d'urgence extracôtières recevront une formation spécialisée mettant l'accent sur la pratique.

14.4.6.2 Exercices d'intervention

Un programme régulier d'exercices sera instauré pour veiller à la préparation du personnel. Le but de ce programme d'exercice est de :

- Familiariser le personnel de façon continue avec les procédures d'urgence
- Vérifier le degré de préparation du personnel
- Représenter un moyen visant à continuellement améliorer les procédures d'urgence

Les exercices seront menés dans trois domaines :

- Communications
  - Appel de demande d'intervention auprès du personnel
  - Essai des communications entre installations
  - Formation relative aux informations communiquées aux médias et au public
- Exercice sur table
  - Intervention méthodique en utilisant des processus établis lors d'un scénario d'urgence
  - Interaction entre l'équipe d'intervention d'urgence (EIU), le personnel opérationnel, le personnel de réglementation et le personnel externe
- Logistique
  - Formation et expérience pratique pour le personnel des navires et le personnel technique
  - Opérations d'intervention sur le terrain pour les équipages maritimes et le personnel d'urgence
  - Confirmation de l'efficacité des procédures de terrain établies

14.5 Intervention en cas de déversement à Bull Arm

La structure à embase-poids (SEP) sera construite par un entrepreneur général à l'installation de fabrication de Bull Arm.

14.5.1 Responsabilité

14.5.1.1 Responsabilité d'ExxonMobil Canada Properties

Au cours de la construction, la responsabilité de toutes les opérations reliées à la SEP sera principalement assumée par l'entrepreneur ingénierie-approvisionnement-construction (IAC) de l'installation de Bull Arm. EMCP exigera de l'entrepreneur IAC qu'il se conforme aux attentes d'ExxonMobil en matière d'intervention en cas de déversement.

14.5.1.2 Responsabilité de l'entrepreneur

L'entrepreneur ingénierie-approvisionnement-construction (IAC) en qualité d'exploitant du chantier de construction, sera responsable de l'intervention en cas de déversement en vertu de la législation fédérale régissant les déversements marins et en vertu de la législation provinciale pour les déversements terrestres, ou pour les déversements débutant sur la la côte. À titre de partie responsable, l'entrepreneur général d'EMCP sera tenu d'entreprendre les mesures de prévention suivantes :

- Identifier, évaluer et comprendre le niveau de risques d'un déversement terrestre ou marin au chantier Bull Arm
- Déterminer les barrières et les mesures de prévention

- Élaborer des contre-mesures d'intervention en cas de déversement qui sont appropriées aux risques
- Développer une capacité d'intervention pour les petits déversements terrestres et marins
- Se procurer l'équipement, les machines, les navires d'intervention et le matériel nécessaires
- Fournir des installations d'entreposage d'équipement au chantier Bull Arm
- Former sur place des équipes d'intervention en cas de déversement pour les petits déversements marins ou terrestres
- Fournir une formation adéquate à tous les intervenants en cas de déversement du site
- S'assurer que tous les navires en service ou en visite au site ont un accord contractuel avec une organisation d'intervention comme l'exige la Loi sur la marine marchande du Canada
- S'assurer que tous les camions transportant des produits pétroliers à destination et en provenance du chantier de Bull sont couverts par le programme de préparation aux interventions terrestres de l'Institut canadien des produits pétroliers.
- Conclure un accord avec une organisation d'intervention pour intervenir en cas de déversement en milieu marin dû à la construction

EMCP aidera son entrepreneur général dans ses préparatifs de planification d'intervention en cas de déversement pour assurer que :

- les risques de déversement sont identifiés, compris et prévus
- les capacités d'intervention appropriées sont développées en cas de déversements marins et terrestres
- les ressources et les services de secours appropriés sont en place, si besoin était

En cas de déversement, l'entrepreneur doit se préparer à entreprendre les actions d'intervention suivantes :

- Signaler le déversement à la garde côtière canadienne (GCC)
- Procéder à l'intervention en cas de déversement avec les intervenants sur place
- Gérer l'intervention par le biais de la structure d'intervention d'urgence du site
- Mobiliser les entrepreneurs d'intervention en cas de déversement appropriés, selon les besoins
- Surveiller et documenter chaque intervention en cas de déversement

14.5.2 Prévention des déversements

Chaque entrepreneur travaillant au chantier de Bull Arm sera responsable de la prévention des déversements et de l'entreposage et de la manipulation appropriés des carburants et lubrifiants utilisés sur le site, et de la collecte, de l'entreposage temporaire, du transport et de l'élimination de tous les déchets d'hydrocarbures générés. La prévention sera assurée par l'identification et l'évaluation des risques, une bonne conception, une préparation et une

formation appropriées, de bonnes pratiques de travail, des inspections et des vérifications. Citons entre autres :

- l'inspection
- les réparations
- la prévention
- le nettoyage/confinement du déversement

14.5.3 Préparation aux déversements

EMCP vérifiera périodiquement la préparation du programme d'intervention en cas de déversement de l'entrepreneur général pour s'assurer qu'il satisfait aux exigences du projet Hebron.

14.5.3.1 Exigences de la Loi sur la marine marchande du Canada

En application de la *Loi sur la marine marchande du Canada*, 2001, chaque navire en service à Bull Arm sera tenu d'avoir un plan d'urgence de bord contre la pollution par les hydrocarbures et un contrat avec une organisation d'intervention rapidement utilisable.

14.5.3.2 Capacité d'intervention sur le site

EMCP demandera à son entrepreneur général de développper à Bull Arm une capacité d'intervention pour intervenir en cas de :

- petits déversements en milieu marin dans une zone clairement définie autour de l'installation de Bull Arm
- déversements terrestres de toutes tailles à l'installation de Bull Arm

Une capacité appropriée d'intervention en cas de déversement terrestre qui est adaptée aux risques de déversement au chantier de Bull Arm sera disponible sur le site. On visera une amélioraton continue de la sensibilisation et de la compréhension des risques de déversement, de la préparation et de l'intervention pendant toute la durée du projet de construction. On effectuera des évaluations sur le terrain pour évaluer l'entreposage des produits pétroliers et leur manipulation pour déterminer :

- les risques de déversement
- les vecteurs probables de pollution après un déversement
- les barrières nécessaires à la prévention et à l'intervention
- les stratégies de contre-mesures

L'entrepreneur général disposera de suffisamment de barrages flottants pour confiner tout déversement d'hydrocarbures en milieu marin consécutif aux travaux.

14.5.3.3 Entreposage des produits de pétrole utilisés pendant la construction

Les installations d'entreposage de produits de pétrole seront conformes aux lois provinciales et fédérales. Les entrepreneurs seront tenus d'entreposer les carburants, les lubrifiants et les déchets d'hydrocarbures dans des installations construites selon les normes du gouvernement provincial. Tous

les véhicules transportant des produits pétroliers au chantier Bull Arm seront obligés de transporter également une trousse anti-déversement contenant les articles nécessaires pour un confinement initial en cas de déversement lors d'un transfert d'hydrocarbures ou d'un accident de la route.

14.5.3.4 Formation et sensibilisation

Tout le personnel de construction suivra une formation d'orientation sur les objectifs et les questions de santé, de sécurité et d'environnement; cette orientation comportera également un volet de sensibilisation à la prévention des déversements et aux interventionz en cas de déversement. Le chantier de construction de Bull Arm disposera d'employés formés aux méthodes d'intervention en cas de déversement à terre ou au large. Une formation de recyclage sera également fournie.

14.5.4 Mesures d'intervention en cas de déversement

14.5.4.1 Analyse de la situation et évaluation de la sécurité

En cas de déversement, on évaluera d'abord la situation et l'emplacement pour définir les problèmes de sécurité, les ressources humaines et environnementales susceptibles d'être touchées et la possibilité que la situation ne s'aggrave et devienne un incident plus important. L'intervention se fera en adoptant une approche disciplinée. Les plus grandes priorités sont :

- protéger les personnes, les biens et l'environnement
- arrêter la source du déversement
- confiner un déversement

La sécurité sur le site constituera un élément important de l'intervention pour atteindre ces objectifs. Toutes les mesures d'intervention seront organisées selon les ordres de travail assignés aux équipes, chacune ayant un chef d'équipe.

14.5.4.2 Avantage évident pour l'environnement

Une fois achevées, toutes les mesures d'intervention doivent avoir un avantage évident pour l'environnement. En cas de doute, le commandant sur place doit consulter l'autorité appropriée.

14.5.4.3 Sécurité et protection du public

Chaque entrepreneur principal sera responsable de la sécurité et de la protection des intervenants et du public. S'il y a lieu, l'entrepreneur IAC fera appel au poste de police local s'il a besoin d'aide pour assurer la protection du public ou s'il est confronté à des questions de sécurité.

14.5.4.4 Gestion des déversements reliés à la construction

L'entrepreneur IAC désignera un commandant sur place (CSP) pour diriger l'intervention en cas de déversement. Cette personne sera appuyée par l'équipe d'urgence du site de l'entrepreneur général et sera responsable de de la santé, de la sécurité, des opérations d'intervention et de la logistique sur le site du déversement. Les éléments génériques de chacune de ces fonctions seront détaillés dans le plan d'urgence de l'entrepreneur général. Le CSP veillera à que les mesures prises pendant l'intervention en cas de déversement soient consignées d'heure en heure. On se servira d'un registre qui sera soumis aux autorités pour compiler le rapport initial et le rapport détaillé d'un incident de déversement.

14.5.4.5 Enquêtes relatives aux déversements

Tous les incidents de déversement dans la zone côtière du Projet feront l'objet d'une enquête pour en déterminer les causes profondes et pour recommander les mesures correctives nécessaires afin d'éviter d'autres incidents du même genre. EMCP estime que, dans ce domaine, la diligence requise favorise une amélioration continue dans la prévention des déversements.

14.6 Opérations d'intervention en cas de déversement extracôtier

La prévention des déversements d'hydrocarbures fera partie intégrante des opérations quotidiennes sur la plate-forme Hebron. Tous les systèmes, structures, procédures et programmes extracôtiers seront conçus de façon à éviter toute perte d'hydrocarbures. EMCP fera aussi toute la planifiction, la formation et les exercices nécessaires pour assurer qu'une capacité d'intervention appropriée soit en place dans toutes les phases du projet Hebron.

Dans l'éventualité d'un déversement et, dans le cadre de son plan d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures, EMPC élaborera un plan de rétablissement de la faune qui identifiera les zones clés vulnérables, précisera ce qui sera fait pour protéger ces zones et, au cas où les hydrocarbures ont des effets sur la faune, indiquera les mesures à prendre pour le rétablissement et la réhabilitation de la faune affectée.

Les mesures d'atténuation font l'objet d'une discussion en relation avec l'évaluation des effets environnementaux de chaque composante valorisée de l'écosystème (CVE) dans les sections qui suivent :

- Poissons et habitats du poisson – Section 7.5.4; tableau 7-14
- Pêche commerciale – Section 8.5.3.1; tableau 8-15
- Oiseaux marins – Section 9.5.4; tableau 9-13
- Mammifères marins et tortues de mer – Section 10.5.4; tableau 10-13
- Espèces en péril – Sections 11.4.3, 11.5.3 et 11.6.3; tableaux 11-7, 11-13 et 11-19
- Zones vulnérables ou spéciales – Section 12.5.1; tableau 12-3

14.6.1 Risques de déversement

À la section 14.1, on a évalué les risques des divers niveaux de déversement de pétrole en se basant sur des statistiques historiques mondiales. La probabilité de déversements mineurs, faisant surtout intervenir des transferts de carburant ou de brut, est bien plus élevée que celle des déversements importants ou très importants. Même si la probabilité d'un déversement important est très faible, EMCP se préparera, néanmoins, pour ce type d'incident dans son plan d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures. Des normes de planification qui détaillent la quantité d'hydrocarbures déversés et les conditions d'exploitation, lors du déversement permettront à EMCP d'assurer que les efforts déployés sont adéquats pour tout scénario de planification. En fonction des activités probables de forage et de production, on peut envisager plusieurs scénarios de déversements éventuels.

14.6.2 Prévention des déversements

On instaurera des méthodes de fonctionnement uniformisées pour réduire ou éliminer les risques de déversement, même dans le cas d'une défaillance d'équipement, pour toutes les opérations de manipulation des hydrocarbures. On établira des programmes d'entretien de routine et d'essais pour tous les aspects du programme de production, en prêtant une attention particulière au contrôle des puits, à l'entreposage du produit et aux systèmes de manipulation et de transfert du carburant. Préalablement à la production, on établira des pratiques d'exploitation par mauvais temps, par haute mer ou dans des conditons de glace de mer ou d'iceberg. L'utilisation de bons systèmes de communication et de bonnes pratiques de navigation pour tous les navires amélioreront aussi la capacité de prévention des déversements.

On assurera des pratiques de gestion environnementales appropriées au moyen d'inspections et de vérifications régulières de la plate-forme Hebron. On verra à accroître la sensibilisation générale des travailleurs extracôtiers par une formation, des séminaires, et des réunions sur la sécurité. Le personnel sera encouragé à signaler les problèmes potentiels et les « quasi » incidents pour tenter d'éviter la répétition d'un incident qui pourrait entraîner une défaillance du confinement ou d'autres rejets de pétrole ou d'hydrocarbures.

14.6.3 Caractéristiques du pétrole brut déversé à Hebron

Des essais antérieurs sur les pétroles bruts du bassin Jeanne d'Arc indiquent que les caractéristiques du brut d'Hébron et ses propriétés de résistance aux intempéries doivent être prises en compte en élaborant des plans d'intervention spécifiques. Certaines caractérisques qui peuvent avoir une incidence sur les activités d'intervention sont notamment :

- la possibilité de former une émulsion visqueuse
- les effets de la paraffine sur l'évaporation
- les effets de l'eau froide sur les points d'écoulement du pétrole brut

14.6.4 Stratégies en matière de déversements et technologie

L'élaboration d'une stratégie doit prendre en compte une gamme d'options d'intervention en cas de déversement au large. La décision quant à l'opportunité d'utiliser chacune d'elles est fonction de l'évaluation des conditions de fonctionnement, des caractéristiques prévues des hydrocarbures, de l'efficacité de l'option et des répercussions sur l'environnement.

14.6.4.1 Options d'intervention

Alors que chaque intervention en cas de déversement est unique, il y a quelques options de base que l'on peut examiner en pratique (tableau 14-26).

Tableau 14-26 Les options d'intervention éventuelle à Hebron

Option	Observations
Dispersion / dégradation naturelle	• L'hydrocarbure altéré se fragmente en gouttelettes sous l'action des vagues • Les gouttelettes sont naturellement métabolisées par les micro-organismes • L'efficacité s'améliore lorsque le vent et le niveau de la mer augmentent • C'est la seule option quand les vents sont >25 à 30 nœuds, l'état de la mer >2,5 à 3,0 m
Surveillance et suivi	• Toujours nécessaire • Surveillance locale de la surface en utilisant les navires d'EMCP et une surveillance régionale • Aide à déterminer la portée du problème avant de formuler une stratégie • Confirme l'efficacité des mesures d'intervention • Plus difficile dans l'obscurité ou lorsque la visibilité est réduite • La surveillance est la seule option d'intervention dans des conditions défavorables • Les navires de soutien d'EMCP seront munis de balises de repérage d'hydrocarbures
Dispersion mécanique	• Sillage de l'hélice ou jet diffusé (tourelle de lutte contre l'incendie) • Convient aux déversements mineurs/minces couches d'hydricarbures, ne convient pas au brut • Mise en œuvre rapide, aucun équipement nécessaire
Dispersion chimique	• Autorisation nécessaire de l'OCTLHE avant la mise en application • L'utilisation des dispersants est actuellement étudiée par les exploitants de zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador comme une nouvelle frontière pour les interventions en cas de déversement d'hydrocarbures
Confinement et récupération	• Confinement et récupération au moyen de barrières absorbantes, système de nettoyage latéral à un navire ; les écumeurs et les barrages flottants destinés a l'océan sont de tout premier ordre • Efficace, mais limité par l'état de la mer, le taux de rencontre du système de barrières flottantes et la nécessité d'un soutien logistique élaboré • Faible taux de récupération à mesure que la nappe s'étend • Le barrage absorbant sera à bord des navires de soutien d'EMCP • Système extracôtier de nettoyage latéral à un navire • L'équipement de confinement et de récupération de niveaux 2/3 sera disponible par l'entremise d'une organisation d'intervention dont les services ont été retenus

Option	Observations
Mesures visant la faune	• Une surveillance s'impose pour déterminer la répartition de la faune marine et l'incidence éventuelle des hydrocarbures flottants • Modification des techniques d'enquête du Service canadien de la faune (SCF) afin de déterminer la densité de la population des oiseaux de mer • Les techniques visant à effaroucher la faune ne s'appliquent qu'à un bruit intense
Les hydrocarbures et la faune (ex. : échantillonnage d'oiseaux marins et de tortues de mer)	• Des trousses d'échantillonage seront placés sur les navires de soutien d'EMCP pour la collecte du pétrole et de l'eau, du pétrole sur la faune et des échantillons de faune mazoutée • Environnement Canada exige que tous les oiseaux mazoutés recueillis soient retenus comme échantillons pour une évaluation complémentaire du littoral • Des protocoles seront établis pour le suivi des oiseaux marins durant les événements de déversement • EMCP devra obtenir un permis du Service canadien de la faune (SCF) pour recueillir les oiseaux mazoutés

14.6.4.2 Considérations logistiques

L'infrastructure logistique d'EMCP servira à obtenir l'équipement et le matériel indiqué par les gestionnaires d'intervention, à transporter le personnel des opérations et l'équipement à destination et en provenance du site de déversement et à localiser les plates-formes opérationnelles supplémentaires nécessaires.

La mise en valeur du projet Hebron est à un stade conceptuel. Le plan d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures n'a pas été établi. Le pétrole brut d'Hebron est un produit plus lourd, car son degré API est plus bas que le brut provenant des opérations extracôtières actuelles de Terre-Neuve. Lors de l'élaboration du plan d'intervention extracôtier d'Hebron en cas de déversement d'hydrocarbures et, à l'instar des plans d'intervention extracôtiers en cas de déversement existants dans l'industrie pétrolière et gazière, le plan d'intervention présentera une intervention échelonnée pour les déversements accidentels d'hydrocarbures. Selon l'ampleur et la nature du déversement (c.-à-d., de niveau 1, 2 ou 3), le plan d'intervention inclura le type et la quantité d'équipement spécifique au pétrole brut d'Hebron. De plus, il indiquera l'équipement qui est disponible au sein des organisations d'intervention locales, régionales et mondiales ainsi que par l'entremise d'accords d'aide mutuelle avec d'autres exploitants. Pour une intervention de niveau 2, Hebron peut demander un appui à la gestion de déversement d'hydrocarbures du projet par l'entremise de l'organisation d'intervention de la société ExxonMobil. Les délais d'intervention prévus pour le déploiement seront aussi précisés.

Le projet Hebron est au courant de l'initiative récente à laquelle se sont ralliés les exploitants actuels de Terre-Neuve-et-Labrador et qui a trait à l'évaluation du niveau d'équipement et à sa capacité d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures sur les Grands Bancs. L'équipement de confinement des hydrocarbures de niveau 2 existant est mis à niveau et les navires de soutien font l'objet d'une configuration en vue d'une installation rapide de l'équipement. Une formation plus poussée sera également

dispensée aux équipages des navires. Lors de l'élaboration de son plan d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures, le projet Hebron prendra en compte les équipements d'intervention disponibles, les délais nécessaires à leur déploiement, leur capacité à traiter le pétrole brut d'Hebron, et le besoin de recourir à des ressources additionnelles.

L'équipement de niveau 1 sera disponible sur le site et sera adapté au pétrole brut d'Hebron.

L'équipement actuel de niveau 2 que l'on peut facilement se procurer à terre comprend des équipements de l'industrie ainsi que de l'organisation d'intervention Eastern Canada Response Corporation (ECRC). De plus et, si nécessaire, la Garde côtière canadienne dispose d'un stock d'équipements d'intervention pour les déversements entreposé dans son dépôt de Mount Pearl; parmi ces équipements, certains sont adaptés à un usage extracôtier.

ECMP s'engagera à continuer à collaborer avec les autres exploitants des Grands Bancs afin d'améliorer le bassin d'équipement actuel en fonction de la meilleure technologie disponible à l'appui des opérations de production. .

À des fins d'entretien et de fonctionnement des équipements de production des exploitants, l'organisation d'intervention, ECRC (située à Mount Pearl) dispose, en outre, de son propre équipement destiné au confinement et à la récupération en pleine mer, au stockage temporaire en réservoir et ses pompes de transfert pour hydrocarbures.

Outre l'équipement disponible pour une intervention de niveau 2, il est probable que les ressources de niveau 3 disponibles pour les opérations de production d'Hebron proviendront d'organismes à l'extérieur de Terre-Neuve-et-Labrador. Les principales sources sont entre autres :

- L'installation de systèmes de plongée et d'engins télécommandés (ROV) pour appuyer les programmes d'entretien des champs de production
- Les équipements d'ECRC qui se trouvent dans d'autres dépôts de l'est du Canada (ex. : le barrage Ocean Buster qui se trouve au Québec se caractérise par une vitesse de récupération élevée)
- Les sources d'équipement identifiées par l'entremise de l'organisation d'intervention de la société ExxonMobil
- La capacité d'épandage aérien de dispersants d'Oil Spill Response (OSR), située à Southampton, en Angleterre
- L'équipement approprié d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures que l'on se procure auprès des organisations internationales d'intervention de niveau 3 soit par ECRC ou OSR en raison de leur participation au réseau mondial d'intervention

Les délais d'intervention prévus seront précisés dans le plan d'intervention d'Hebron en cas de déversement d'hydrocarbures. Les délais d'intervention varieront à nouveau en fonction de la nature du déversement et de l'intervention requise.

Les ressources de niveau 1 seront disponibles immédiatement sur site. Un barrage absorbant peut être déployé moins d'une heure après la survenue du

déversement. Le déploiement des autres équipements peut prendre de trois à six heures.

Le délai d'intervention des ressources de niveau 2 dépendra de leur emplacement et de leur capacité de déploiement rapide. Compte tenu de la mise en service et de la livraison de l'équipement et de la mobilisation du personnel de terrain nécessaire, un navire d'intervention de niveau 2 pourrait, à partir de St. John's, être prêt à appareiller en deux à trois heures. Dans des conditions favorables, il faut compter de 12 à 18 heures pour se rendre sur le site du déversement à partir de St. John's par la voie la plus rapide.

Les délais d'intervention pour l'équipement de niveau 3 dépendent de l'endroit d'où il provient.

Le projet Hebron créera des synergies avec le projet Hibernia et permettra d'augmenter le nombre de navires prévus à l'accord de soutien actuel d'Hibernia, c'est-à-dire : deux navires de réserve et un navire de soutien. On prévoit ajouter un navire de réserve et un navire de soutien au bassin de ressources dans le but de suppléer aux opérations de production et de forage d'Hebron.

En ce qui a trait à la disponibilité des navires, l'industrie a démontré qu'elle peut faire face à des demandes inhabituelles dans ce domaine. Au printemps 2009, la flotte principale a provisoirement été augmentée et comptait dix-huit navires pour répondre aux demandes suivantes :

- L'installation de systèmes de plongée et d'engins télécommandés (ROV) pour appuyer les programmes d'entretien des champs de production
- Une saison où la glace est dense, ce qui oblige les navires à participer à un nombre accru d'opérations de gestion des glaces ainsi qu'à des déplacements imprévus d'installations de forage
- Une interdiction de vol imposée à tous les hélicoptères à destination et en provenance des Grands Bancs qui oblige tout le personnel à se déplacer en bateau dans la zone extracôtière
- Un grand nombre d'heures passées au chantier maritime dans le cadre d'un entretien prévu ou imprévu de navires et de plates-formes
- L'installation de systèmes de plongée et d'engins télécommandés (ROV) pour appuyer les programmes d'entretien des champs de production.

Pour assurer la poursuite des opérations, plusieurs navires additionnels ont aussi été affrétés dans le Canada atlantique. Bien que ces navires n'aient pas tous été en mesure d'assurer un approvisionnement complet de la plate-forme ou d'assumer une tâche éventuelle, ils se sont tous avérés utiles.

Grâce aux accords d'aide mutuelle conclus avec les exploitants des Grands Bancs, l'affectation des navires dans une intervention en cas de déversement d'hydrocarbures peut être semblable à celle de l'intervention du printemps 2009. Les navires du programme « Vessels of opportunity » peuvent provenir, s'ils sont disponibles, d'opérations existantes ou d'une source régionale.

14.6.4.3 Méthodes d'intervention

Les méthodes d'intervention comprennent :

- le confinement et la récupération
- la rupture d'émulsion
- la dispersion chimique

14.6.4.4 Disponibilité de l'équipement de confinement et de récupération

Malgré des améliorations continues, l'équipement de collecte et de récupération extracôtier est encore limité par l'état de la mer et ne convient aux conditions des Grands Bancs que pendant une petite partie de l'année. L'équipement de confinement et de récupération doit être adapté aux conditions difficiles du grand large. Dans cette section, on examine l'équipement d'intervention actuel et proposé, à la disposition du projet hebron extracôtier.

Pour des mesures de première intervention, les installations d'Hebron disposeront d'une capacité d'intervention spécialisée. La capacité de niveau 1 d'EMCP répondra ou dépassera la norme actuelle des opérations de production.

En vertu d'une aide mutuelle, les ressources de niveau 1 et de nettoyage latéral à un navire de Terra Nova, d'Hibernia et de White Rose peuvent aussi être disponibles. L'ajout de l'équipement d'EMCP accroîtra le bassin de personnel et d'équipement et améliorera l'efficacité de l'entretien, des pièces de rechange et de la formation. Pour les opérations d'intervention de niveaux 2 et 3, des systèmes de confinement et de récupération plus importants seront mobilisés au large.

14.6.4.5 Déchets d'hydrocarbures – stockage temporaire et options d'élimination

Le progrès du nettoyage d'un déversement d'hydrocarbures est en fin de compte limité par la capacité d'entreposer et d'éliminer les hydrocarbures recueillis. Dans le champ, le stockage temporaire des hydrocarbures, de l'eau huileuse et de l'huile émulsionnée revêt de l'importance. Le stockage sur la plate-forme de collection, dans des réservoirs de pont portatifs ou dans des réservoirs intégrés permanents, est une mesure facile; mais à mesure que le volume des hydrocarbures recueillis augmente, il sera nécessaire de recourir à des barges ou à des pétroliers pour contenir les hydrocarbures.

La plupart des navires de construction récente actuellement en service au large de Terre-Neuve sont construits d'après les normes DNV de récupération d'hydrocarbures. ECMP veillera à ce que les principaux navires affrétés dans le cadre des opérations d'Hebron respectent les normes applicables au degré de pollution.

Finalement, les hydrocarbures peuvent être éliminés de plusieurs façons : en les réintroduisant dans le circuit de production de la plate-forme Hebron; en les transformant en combustible dans les chaudières de l'une des usines de vapeur industrielle ou par un procédé de raffinage ou de recyclage. Les hydrocarbures récupérés devront peut-être faire l'objet d'un certain traitement

pour répondre aux spécifications du centre de stockage de déchets (séparation de l'eau ou des débris). Le plan d'intervention en cas de déversement précisera les options d'élimination viables.

14.6.4.6 Surveillance des effets

Dans le cadre de son plan d'intervention en cas de déversement, EMCP développera un processus pour mettre en œuvre un programme spécialisé de surveillance des effets environnementaux (SEE) pour déterminer les effets d'un déversement important. Les éléments du programme SEE seront déterminés en fonction des circonstances du déversement et prendront en compte la structure du programme SEE établie pour les activités de production normales à Hebron. La décision de mettre en œuvre un tel programme sera prise après consultation d'EMCP et l'OCTLHE.

14.6.5 Investissement de l'industrie dans la capacité d'intervention en cas de déversement

Plusieurs actions récentes indiquent une approche plus proactive envers l'intervention en cas de déversement au sein de l'industrie extracotière de Terre-Neuve. Ce mouvement est semblable à celui entrepris dans d'autres juridictions extracôtières où les exploitants ont fini par se rendre compte qu'il existait une lacune de préparation de niveau 2 entre les mesures mises en œuvre sur site et l'inscription aux associations internationales d'intervention en cas de déversement. Pour combler cette lacune, les exploitants privilégient la formation d'une sorte de coopérative dans le but d'établir une certaine cohérence, de développer des normes au niveau local ou régional et de partager les coûts d'un programme complet d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures.

Depuis 2006, l'industrie travaille avec une organisation d'intervention locale ECRC, en vue d'établir une relation plus interactive. À titre d'organisation d'intervention certifiée en vertu de la *Loi sur la marine marchande du Canada*, ECRC se spécialise dans les secteurs du transport général et de terminaux maritimes qui relèvent de cette loi. Suncor et Husky ont conclu un accord d'intégration avec ECRC pour que cette dernière fournisse une formation d'intervention en cas de déversement de niveaux 1 et 2 aux équipages des navires et aux intervenants tiers. ECRC effectue aussi des inspections et l'entretien d'équipements d'intervention en cas de déversement de niveaux 1 et 2 dans le cadre de ce contrat. La future relation de l'industrie avec une organisation d'intervention pourrait comprendre une grande composante de préparation d'intervention en cas de déversement qui fournira une formation au personnel, l'entretien des équipements et la planification d'intervention.

En 2007-2008, les exploitants de production des Grands Bancs ont coopéré à l'achat d'un système dernier cri d'équipement de récupération et de confinement en mer libre comprenant :

- 400 m de barrages flottants autogonflables Norlense 1200
- 150 écumeurs autonomes Framo Transrec 150

Cet investissement représente le premier achat d'équipement de niveau 2 par l'industrie depuis 1991 et il est important, car il indique une approche plus proactive à l'égard de l'intervention en cas de déversement. Le système a ultérieurement été amélioré par une démonstration réussie de l'installation de dispositifs de pont permanents sur le navire de soutien *Maersk Chancellor* dans le cadre de l'exercice annuel en mer SYNERGY de septembre 2009.

En 2009, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), a préparé le « Marine Hydrocarbon Spill Response Capability Assessment Jeanne d'Arc Basin Production Operations » (CAPP 2009) pour le compte de Suncor Energy, Husky Oil Operations et Hibernia Management and Development Company, exploitants respectifs des champs de Terra Nova, White Rose et Hibernia. Ce rapport fournit une évaluation de la capacité d'intervention qui est actuellement en place pour soutenir les opérations extracôtières de production pétrolière et gazière à Terre-Neuve-et-Labrador dans le cadre des déversements d'hydrocarbures. Le rapport n'est pas terminé alors que le processus de révision est en cours. EMCP prendra en compte et adoptera, s'il y a lieu, les recommandations concernant la capacité d'intervention en cas de déversement pouvant découler de ce rapport.

EMCP collaborera avec les autres exploitants en vue d'essayer de développer de normes cohérentes de capacité d'intervention en cas de déversement.