

**Devenir et comportement des déversements de pétrole :  
Modélisation appuyant l'évaluation environnementale réalisée  
par Corridor Resources pour le site d'exploration de la zone  
prometteuse de Old Harry**

**pour**

**Corridor Resources Inc.**

**Préparé par**

**S.L. Ross Environmental Research Ltd.  
Ottawa (Ontario)**

**Octobre 2011**

## Sommaire exécutif

La modélisation vise à évaluer le comportement et la trajectoire des déversements d'hydrocarbures qui pourraient se produire pendant les activités de forage d'exploration proposées par Corridor Resources Inc. en vertu du permis de prospection 1105. Dans le cas présent, il pourrait s'agir de déversements, par les installations de forage, de pétrole brut sous l'eau ou à la surface ou d'éruptions de gaz naturel, et de petits déversements de mazout provenant d'installations de forage ou de navires.

Les géoscientifiques de Corridor ont pris pour exemple approprié d'hydrocarbure que l'on pourrait trouver dans la zone prometteuse de Old Harry le pétrole de Cohasset (plateau néo-écossais). Ils ont utilisé les propriétés de ce pétrole afin de simuler le devenir et le comportement du pétrole en cas de déversement.

On a modélisé des déversements ponctuels instantanés de 1,59 m<sup>3</sup> et 15,9 m<sup>3</sup> de combustible de soutes. Les volumes journaliers des éruptions à la surface (817,6 m<sup>3</sup>) et sous-marins (2102,7 m<sup>3</sup>) utilisés pour la modélisation ont été déterminés par les ingénieurs de Corridor Resource Inc. en se fondant sur les meilleurs renseignements disponibles sur les réservoirs.

On a utilisé les champs de courants de surface élaborés par la Division des sciences océaniques de Pêches et Océans Canada de la région des Maritimes afin de modéliser la trajectoire des déversements.

Les températures mensuelles moyennes de l'air et de l'eau utilisées dans la modélisation de base du devenir du pétrole ont été tirées de l'évaluation environnementale stratégique de la zone extra-côtière de l'ouest de Terre-Neuve-et-Labrador (Western Newfoundland and Labrador Offshore Area Strategic Environmental Assessment).

On a utilisé les données du volet sur les vents du MSC50 Wind and Wave Climatology Atlas afin de décrire en détail la trajectoire des déversements dans un modèle créé pour cette étude.

En fonction de la saison et du volume des déversements, les déversements ponctuels de diésel modélisés demeurent en surface entre 17 et 49 heures, s'évaporent entre 27 et 40 % et affichent des concentrations maximales en huile oscillant entre 0,2 et 1,0 ppm.

On suppose qu'à cet endroit, les éruptions sont causées par un panache de bulles de gaz. Cela se traduira, au départ, par des nappes superficielles larges (1478 à 2537 m) et minces (0,028 mm) à proximité de la source qui se disperseront rapidement. Selon la saison, entre 16 et 29 % du pétrole s'évaporera et le reliquat se dispersera jusqu'à atteindre des concentrations maximales comprises entre 0,7 et 0,8 ppm près de la source.

Les éruptions de surface seront beaucoup moins larges (largeurs initiales des huiles consistantes comprises entre 54 et 75 m), mais plus épaisses (épaisseurs initiales comprises entre 0,8 et 1,6 mm). Entre 35 et 50 % du pétrole s'évaporera et le reliquat se dispersera jusqu'à atteindre des concentrations maximales de 3,8 à 6 ppm à proximité de la source une fois dispersé.

Les nappes superficielles de pétrole brut résultant d'éruptions devraient demeurer à la surface sur environ 5 km à partir de la source avant de se disperser sous l'influence de conditions (vents et vagues) moyennes.

On peut s'attendre à ce que les panaches de pétrole dispersés s'étendent sur des zones de 18 à 22 km de large sur 25 à 40 km de long avant que leur concentration ne tombe en dessous de 0,1 ppm.

# Table des Matières

Sommaire exécutif .....	2
Table des Matières .....	3
1. Introduction.....	4
2. Scénarios de déversement de pétrole et données de modélisation.....	5
2.1 Comportement général des déversements.....	5
2.1.1 Petits déversements ponctuels provenant de l'installation de forage .....	5
2.1.2 Éruptions sous-marines.....	5
2.1.3 Éruptions à la surface.....	10
2.2 Effet de la présence d'une banquise ou de glace à la dérive sur le comportement d'un déversement de pétrole.....	12
2.2.1 Effet des banquises ou des packs sur les quatre principaux processus de déversement de pétrole .....	12
2.2.2 Déversement de pétrole dans ou sous la glace, provoqué par des éruptions sous-marines .....	13
2.2.3 Déversement de pétrole sur la glace, provoqué par des éruptions de surface .....	14
2.3 Données utilisées pour la modélisation des déversements .....	15
2.3.1 Propriétés des hydrocarbures .....	15
2.3.2 Volume et débit des rejets.....	17
2.3.3 Courants .....	18
2.3.4 Température de l'air et de l'eau .....	18
2.3.5 Vents .....	19
3. Résultats de la modélisation .....	19
3.1 Évolution des déversements discontinus de diesel .....	19
3.2 Modélisation de la trajectoire et de l'évolution des éruptions sous-marines .....	21
3.3 Modélisation de la trajectoire et de l'évolution des éruptions de surface .....	23
4. Trajectoires des nappes de surface.....	25
4.1 Introduction.....	25
4.2 Trajectoires types des nappes de surface au fil des mois.....	25
4.3 Analyse des trajectoires des nappes de surface à l'aide des données historiques .....	28
4.3.1 Trajectoire du pétrole en surface des éruptions de surface.....	29
4.3.2 Évaluation parallèle préconisant une approche conservatrice quant à la modélisation du devenir des rejets de pétrole brut .....	32
5. Trajectoires des panaches de pétrole dispersé .....	35
5,1 Introduction.....	35
5.2 Trajectoires types des panaches de pétrole dispersé au fil des mois .....	35
5.3 Évaluation historique des panaches de pétrole dispersé .....	39
5.3.1 Panaches de pétrole dispersé générés par des éruptions de surface.....	39
5.3.2 Panaches de pétrole dispersé alternatifs : scénario raisonnable de la pire éventualité .....	40
7. Références.....	42
Annexe A. Type de pétrole susceptible d'être retrouvé à Old Harry .....	44
Annexe B. Notes sur l'ingénierie du réservoir/de production – 25 février 2011 .....	46

# 1. Introduction

La présente modélisation vise à évaluer le comportement et la trajectoire des déversements de pétrole qui pourraient se produire pendant les activités de forage d'exploration proposées par Corridor Resources Inc. en vertu du permis de prospection 1105 (PP 1105) illustré par la Figure 1. Dans le cas présent, il pourrait s'agir de déversements, par les installations de forage, de pétrole brut sous l'eau ou à la surface ou d'éruptions de gaz naturel, et de petits déversements de mazout provenant d'installations de forage ou de navires. La démarche consiste à sélectionner un certain nombre de déversements qui couvrent les principales préoccupations et à décrire en détail leur comportement et leur trajectoire. Ces scénarios de déversements, qui comprennent plusieurs types et tailles de déversements, permettent ensuite d'évaluer les répercussions et d'analyser les mesures d'atténuation.

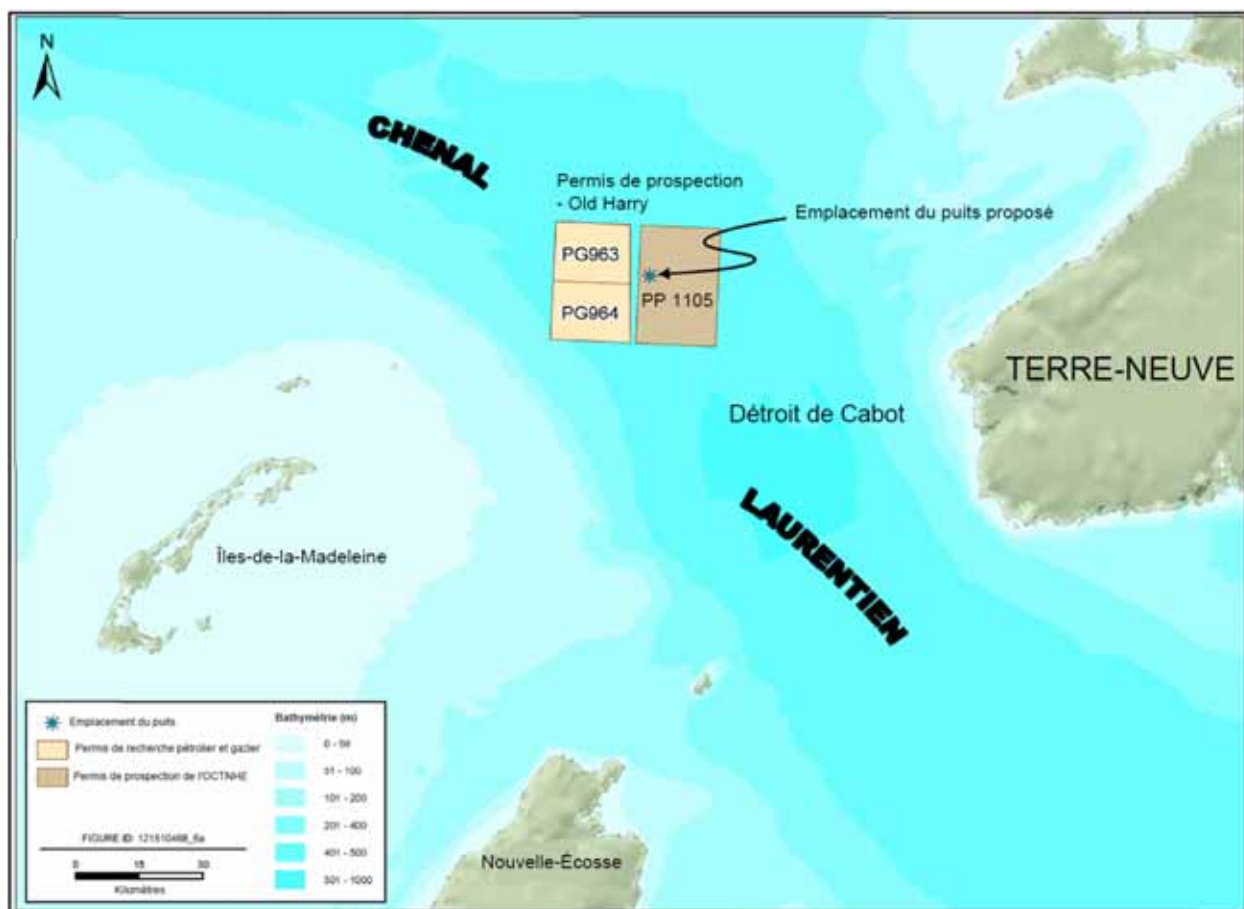


Figure 1. Zone de forage et site de forage proposé

## **2. Scénarios de déversement de pétrole et données de modélisation**

### **2.1 Comportement général des déversements**

Les sections suivantes décrivent le comportement général du pétrole à travers les principaux types de scénarios de déversement susceptibles de survenir pendant des activités de forage : petits déversements ponctuels de mazout, éruptions sous-marines de pétrole brut, éruptions de pétrole brut à la surface dues aux activités d'exploration.

#### **2.1.1 Petits déversements ponctuels provenant de l'installation de forage**

De petits déversements discontinus de diesel provenant de la rupture de conduits au cours du transfert de carburant sur les navires ou lors de forages peuvent survenir dans le cadre des activités minières. Ces déversements sont considérés comme des événements instantanés et sont modélisés en tenant compte de l'étalement, l'évaporation, la dispersion, l'émulsification et la dérive à la surface d'une seule étendue ou nappe de pétrole.

#### **2.1.2 Éruptions sous-marines**

Les éruptions impliquent généralement du pétrole ou du gaz, où la proportion gaz-pétrole est fonction des caractéristiques des fluides et du gisement producteur. Le gaz naturel qui est un fluide compressible sous pression et sous les conditions que l'on retrouve dans des gisements constitue l'élément moteur d'une éruption non contrôlée. À mesure que les produits du puits montent vers la surface, le gaz se dilate pour finalement s'échapper par la tête de puits à de très hautes vitesses. À ce point, le pétrole ne représente qu'une infime partie du débit d'écoulement volumétrique total.

Le comportement des particules dans le cas d'une éruption sous-marine varie considérablement selon la profondeur d'eau et la température au point de rejet. En raison de ces comportements très différents, on parle souvent d'éruptions en eaux peu profondes ou d'éruption en eaux profondes. Voici une description du comportement du gaz naturel et du pétrole dans ces deux situations.

Dans les cas d'éruptions en eaux profondes, le gaz naturel qui sort du point de rejet se mélange rapidement à de l'eau et forme une substance semblable à de la glace appelée hydrates. Ces substances se forment sous l'effet d'une pression élevée et de températures froides, et épuisent le volume de gaz qui augmente dans le panache de bulles de gaz. Le volume de gaz naturel peut aussi diminuer en se dissolvant dans l'eau. Avec cette perte de gaz naturel occasionnée par l'un ou l'autre de ces processus, la force de flottabilité du panache gazeux peut s'atténuer complètement, faisant ainsi remonter lentement à la surface des gouttelettes de pétrole sous l'effet de la pesanteur. Les courants contraires peuvent influencer sur le mouvement des gouttelettes de pétrole durant leur remontée à la surface. Dans ce cas, les gouttelettes de pétrole se sépareront selon leur spectre. Les gouttes de pétrole volumineuses feront surface d'abord à proximité du point de rejet et les plus petites seront éloignées de celui-ci par le courant avant d'atteindre la surface. Les processus de diffusion océanique provoqueront une séparation subséquente des gouttelettes de pétrole en raison de leurs divers temps de séjour dans la colonne d'eau.

Au-delà de 700 à 800 m, dans des eaux profondes à 5 °C, il est probable que le gaz naturel se transforme en hydrates solides alors que cela l'est beaucoup moins à la même température dans des eaux moins profondes (moins de 500 m). La Figure 2, le diagramme d'équilibre du méthane, offre une orientation sur la formation des hydrates en fonction de la profondeur de l'eau (pression) et de la température. On utilise le diagramme d'équilibre parce qu'il est de loin le plus représentatif (> 90 %) pour les gaz naturels. La formation d'hydrates dépend par ailleurs de la composition réelle du gaz naturel et des impuretés présentes dans celui-ci et dans l'eau. Il est, par conséquent, difficile de prévoir avec certitude la formation des hydrates entre 400 et 800 m de profondeur. Cette dernière étant inférieure à 500 m sur le site de forage proposé et la température étant supérieure ou égale à 5 °C, on a supposé qu'une éruption sous-marine aurait les mêmes caractéristiques qu'une éruption survenant en eaux peu profondes et qu'on ne constaterait aucune transformation de gaz en hydrates. Le comportement d'un gaz et d'une éruption de pétrole en eaux peu profondes est abordé ci-dessous.

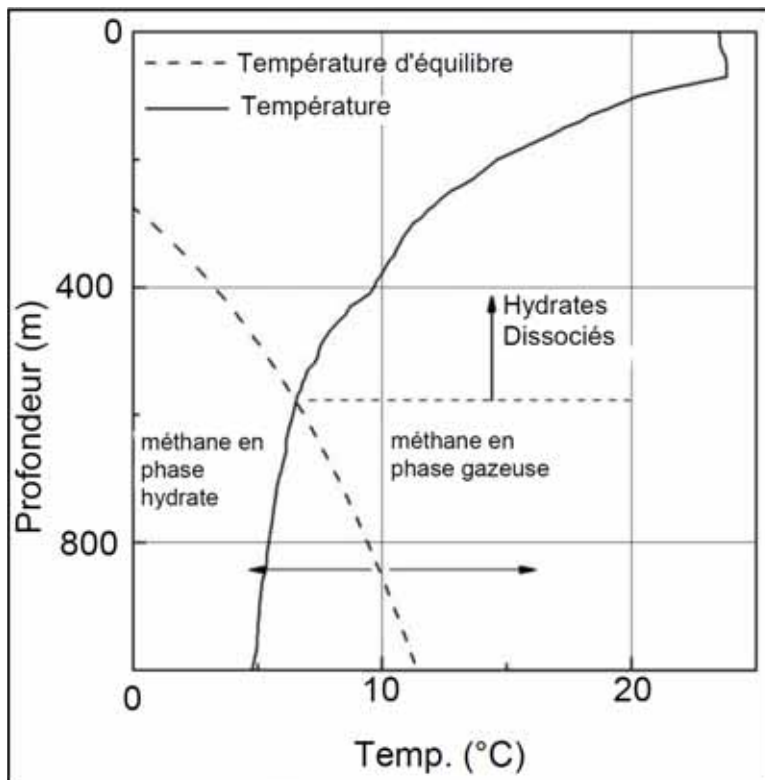


Figure 2. Diagramme d'équilibre du méthane (tiré de Yapa et al., 2010)

En cas d'éruption en eaux peu profondes, la majeure partie du gaz ne se transforme pas en hydrates. Un panache de bulles de gaz se forme, entraîne une remontée rapide du pétrole, du gaz et de l'eau entraînée vers la surface. Le pétrole et le gaz rejetés lors d'une éruption en eaux peu profondes traversent trois zones d'intérêt au cours de leur remontée vers la surface de la mer (vue latérale de la Figure 3). La vitesse élevée à la sortie de la tête du puits crée la zone du jet dominée par l'impulsion du gaz. Cette zone très turbulente défragmente le pétrole en des gouttelettes dont le diamètre peut varier de 0,5 à 2 mm (Dickins et Buist 1981). Parce que ce panache entraîne aussi de l'eau dans cette zone, survient alors une perte soudaine de vitesse (quantité de mouvement) à quelques mètres du point de rejet. La vitesse initiale de l'éruption n'a plus d'impact à ce moment sur la force de flottabilité, laquelle dicte alors le devenir et la trajectoire du panache. Dans cette zone, le gaz continue de se dilater en raison d'une réduction de la pression hydrostatique. À mesure que le gaz remonte à la surface, il entraîne avec lui le pétrole et l'eau se trouvant dans les environs.

Bien que la vitesse finale d'une bulle de gaz dans une eau stagnante ne soit que d'environ 0,25 m/sec, les vitesses au centre d'un panache causé par une éruption peuvent atteindre 5 à 10 m/sec en raison de l'effet d'aspiration créé par le gaz qui monte vers la surface alors qu'il est entouré de liquide. En d'autres termes, l'eau qui entoure le gaz qui remonte à la surface est entraînée et prend de la vitesse au cours de sa remontée. Sa vitesse croît proportionnellement au volume de gaz qui monte à la surface à une vitesse relative de 0,25 m/sec. Lorsque le panache atteint sa taille maximale, une quantité d'eau considérable contenant des gouttelettes de pétrole est aspirée vers la surface.

Lorsque le flux d'eau créé par l'éruption entre en contact avec la surface, il est freiné par celle-ci et forme une couche horizontale qui s'écarte du centre du panache. Le courant océanique dominant à la surface freine ce flux radial causé par l'éruption, puis le fait dériver dans le sens du courant, ce qui crée une influence en surface comme l'illustre la Figure 3 (vue de dessus). Cette turbulence transporte le pétrole et le répand au point où le débit provoqué par l'éruption n'a plus d'effet sur le mouvement de l'eau à la surface (largeurs de nappe de 1 et 1,5 dans le sens du courant). À ce point, le pétrole se déplace avec le courant dominant et se répand comme toute nappe d'hydrocarbures le ferait. Le gaz sort du centre du panache créé par l'éruption et provoque une perturbation à la surface identifiée par les flèches de la Figure 3 (vue de dessus). À la surface, à cause du flux d'eau créé par le panache de bulles de gaz, le pétrole se répand beaucoup plus rapidement qu'un déversement ponctuel habituel. Cela provoque une première nappe de pétrole plus grande en superficie, mais plus fine que ne l'aurait été une nappe résultant d'un déversement ponctuel de pétrole normale.

Si une éruption se produit sous une banquise, le pétrole formera une couche fine sous la glace, puis remontera à la surface entre les morceaux de glace. L'épaisseur et la taille de nappe seront alors semblables à ce qu'elles auraient été en eau libre. Le pétrole présent sous la glace se déplacera avec celle-ci et restera relativement frais jusqu'à ce qu'il remonte à la surface après la fonte de la glace. Il convient de souligner que Corridor prévoit forer uniquement en l'absence de glace.



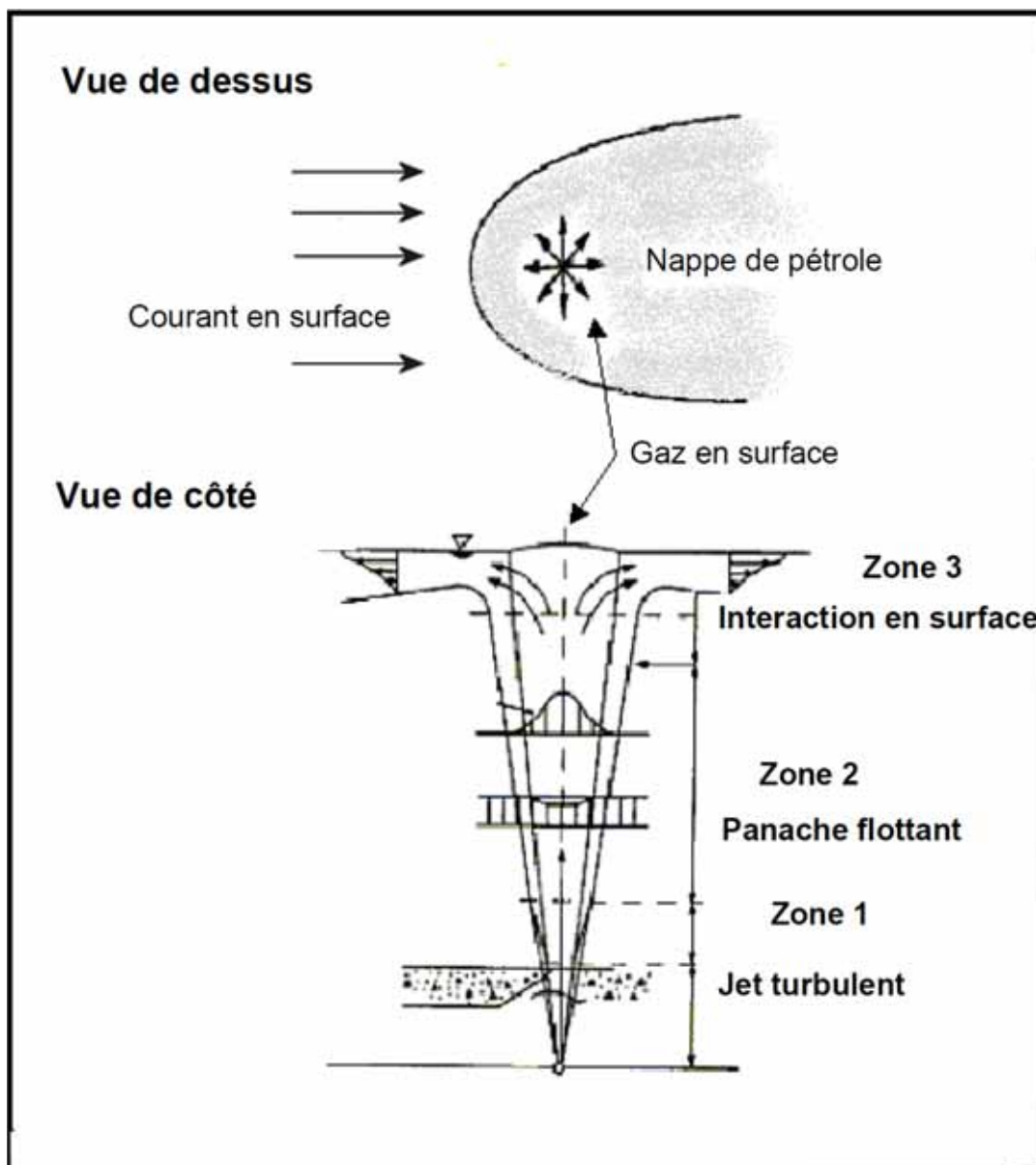


Figure 3. Représentation graphique d'une éruption sous-marine

Les équations relatives au mouvement et aux paramètres connexes élaborées par Fannelop et Sjoen (1980) ont été utilisées pour modéliser le comportement des rejets sous-marins de gaz et de pétrole. Ces équations et leur solution numérique constituent la base du modèle de déversement sous-marin de pétrole élaboré par SL Ross (SLROSM) utilisé dans le présent rapport pour estimer les caractéristiques des nappes de pétrole causées par des éruptions en eaux peu profondes.

### 2.1.3 Éruptions à la surface

Le pétrole rejeté lors d'une éruption de surface sur une plateforme de forage en mer ne se comportera pas de la même façon que dans le cas d'une éruption sous-marine. Le gaz et le pétrole s'échapperont du point de rejet à une haute vitesse et se fragmenteront pour former un nuage de gouttelettes fines. La hauteur à laquelle se propage le nuage au-dessus du point de rejet varie selon la vitesse du gaz et la vitesse des vents. C'est à ce moment que le processus de dispersion des particules dans l'atmosphère et leur vitesse de dépôt déterminent le devenir du pétrole et du gaz.

La Figure 4 présente un modèle gaussien simple qui illustre ce comportement, et qui peut être utilisé pour prédire les concentrations de pétrole et de gaz à partir du point de rejet. La dispersion atmosphérique est contrôlée en partie par la turbulence atmosphérique, laquelle est influencée par le rayonnement solaire, la vitesse des vents et les températures. Par temps clair et ensoleillé, avec de faibles vents, le rayonnement solaire créera des conditions extrêmement turbulentes.

Un mauvais temps, quels que soient les vents, provoquera une stabilité atmosphérique. De faibles vents auront tendance à accroître le brassage alors que des vents élevés tendent à le réduire tant verticalement et que latéralement. La forme du profil de concentration du nuage dépendra de la stabilité atmosphérique. Une forte turbulence contribuera à répandre le nuage verticalement et latéralement, ce qui ne sera pas le cas dans des conditions très stables.

La représentation atmosphérique du panache (figure 4) peut également être utilisée pour illustrer le comportement des gouttelettes de pétrole en tenant compte des deux modifications suivantes. L'axe central du panache est incliné afin de tenir compte de la vitesse de chute des gouttelettes de pétrole. Celles-ci retomberont sous la forme d'une pluie, les gouttelettes les plus volumineuses retombant plus près du point de rejet. Au fur et à mesure de leur retombée, elles seront également répandues par la turbulence atmosphérique. Une partie de ce pétrole s'évapore et le reste finit par se déposer sur l'eau et est transporté dans le sens du courant. À mesure que l'eau passe sous les retombées de pétrole, elle se mélange à celui-ci, qui s'accumulera sur la largeur de la zone de retombée. Les changements de direction du vent et de l'eau auront des répercussions sur la répartition finale du

pétrole à la surface de l'eau dans la zone de retombée. Si le jet de gaz et de pétrole est obstrué par la tour de l'appareil de forage ou par tout autre obstacle, une partie des gouttelettes d'eau pourrait s'agglomérer sur ces obstacles et être déviée vers le plancher de l'appareil de forage avant de remonter à la surface. Cette quantité de pétrole aura alors un comportement plus proche d'un rejet continu de pétrole survenant à la surface.

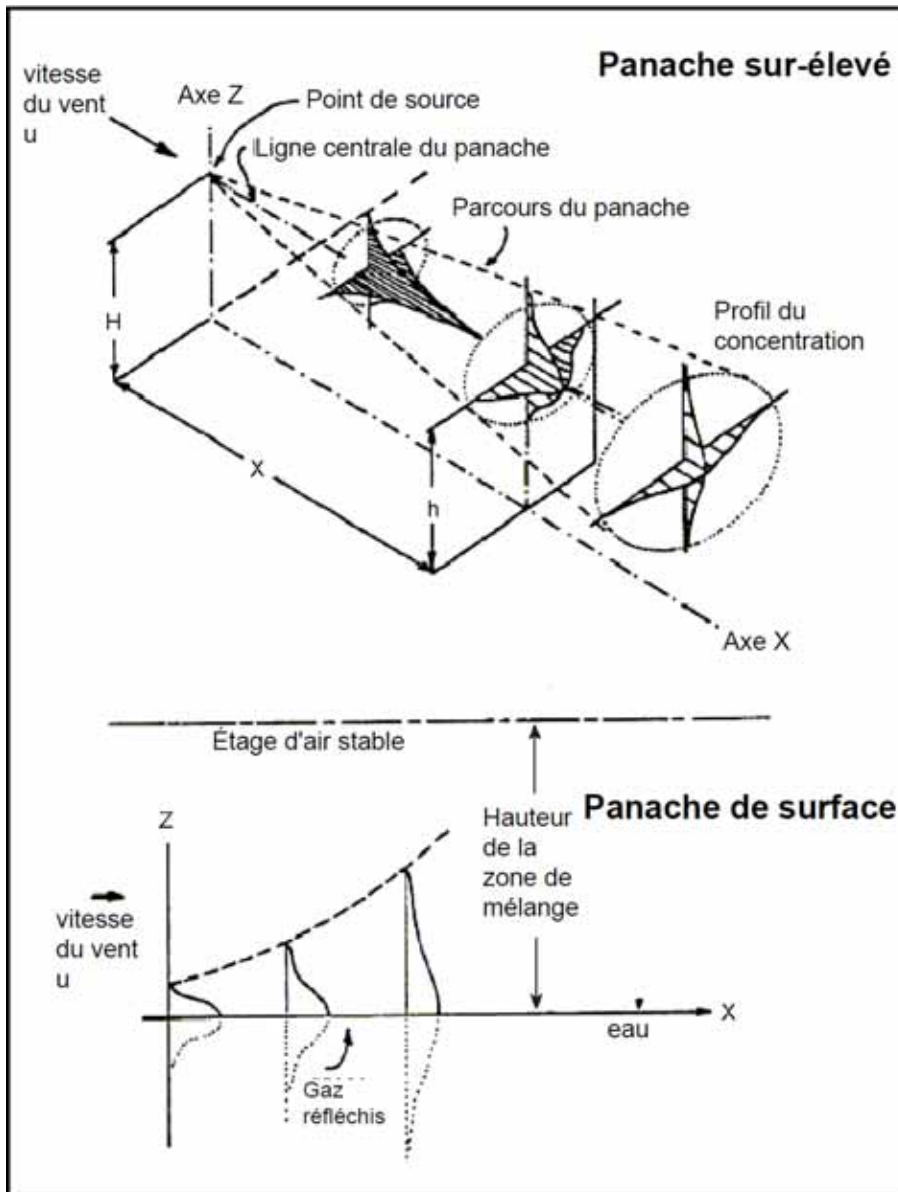


Figure 4. Représentation graphique du comportement d'une éruption à la surface

Si une éruption survient dans un milieu où l'on retrouve des glaces, un pourcentage des particules de pétrole retombera à la surface de celles-ci. La quantité de particules qui retomberont sur la glace et dans l'eau dépend de la concentration de la glace. Une partie des particules de pétrole s'évaporeront sur la surface de la glace selon la quantité de neige qui s'y trouve et le reste sera rejeté à la surface de l'eau une fois la glace fondue.

## **2.2 Effet de la présence d'une banquise ou de glace à la dérive sur le comportement d'un déversement de pétrole**

Bien que Corridor prévoit effectuer le forage en l'absence de glace, une discussion sur l'effet de la présence d'une banquise ou de glace à la dérive sur le comportement d'un déversement de pétrole a été incluse à des fins d'exhaustivité. Il convient de souligner que cette discussion s'appuie sur des connaissances relativement limitées : deux déversements expérimentaux sur une banquise, ainsi que quelques incidents réels bien documentés survenus dans de telles conditions.

Le Service canadien des glaces d'Environnement Canada offre en ligne un atlas climatique des glaces de mer qui fournit un sommaire de l'état des glaces de 1981 à 2010 ([www.ec.gc.ca/glaces-ice](http://www.ec.gc.ca/glaces-ice) - Cartes pour la côte Est). En observant cette analyse effectuée sur les 30 dernières années, on constate la présence de glace mince de première année ou de glace blanchâtre à proximité du site de forage proposé de mi-février à mi-mars pendant environ 22 des 30 années étudiées. On tentera de procéder aux activités de forage en dehors de ces périodes.

### **2.2.1 Effet des banquises ou des packs sur les quatre principaux processus de déversement de pétrole**

L'effet des banquises ou des packs sur les quatre principaux processus de déversement de pétrole - l'étalement, l'évaporation, la dispersion et l'émulsification - est abordé brièvement.

L'étalement d'un déversement de pétrole peut être freiné par la présence d'une banquise ou d'un pack, et de sarrasins. À des concentrations élevées (supérieures à 5/10<sup>e</sup>), l'étalement du pétrole tend à se limiter aux espaces entre les floes. En général, des concentrations de glace inférieures à 3/10<sup>e</sup>

n'affectent pas grandement le taux d'étalement d'une nappe de pétrole. Entre 3/10° et 7/10°, le taux étalement est réduit de moitié et est presque nul au-delà de cette concentration (SL Ross et D.F. Dickins, 1987).

La présence de glace n'a pas une grande incidence sur l'évaporation d'un déversement de pétrole à moins que celui-ci soit pris sous ou dans la glace. Les composants volatiles s'évaporeront si le pétrole est exposé à l'atmosphère, que le pétrole se trouve sur l'eau ou sur la glace. Le pétrole s'évaporerait généralement plus lentement dans des packs de glace qu'en eau libre, en raison de son épaisseur accrue.

Les taux de dispersion et d'émulsification d'un déversement de pétrole sur l'eau dépendent de l'énergie de brassage disponible à la surface (principalement sous forme de vagues déferlantes). La présence de glace tendant à atténuer l'effet du vent sur l'état de la mer, on pourrait s'attendre à ce que, alors que tous les autres facteurs restent les mêmes, les taux de dispersion et d'émulsification en présence de packs ou de banquises soient inférieurs à ceux relevés en eau libre.

### **2.2.2 Déversement de pétrole dans ou sous la glace, provoqué par des éruptions sous-marines**

Le pétrole déversé en présence de banquises ou de glaces à la dérive serait retenu sur l'eau dans les espaces libres entre les floes, et il s'accumulerait sous les floes en cas d'éruption sous-marine. Le pétrole se déplacera avec les glaces poussées par les vents et les courants marins. Lors du dégel printanier, lorsque la glace se sépare et se désagrège, la superficie contaminée par le pétrole augmenterait.

Le pétrole pris sur ou sous les galettes de glace, ou les glaces de surface nouvellement formées serait probablement rapidement retenu par de nouvelles couches de glace qui se forment sous celui-ci, ce qui a pour effet de l'emprisonner. Les hydrocarbures ainsi pris en sandwich demeureraient emprisonnés jusqu'au printemps, où l'augmentation des températures et la fonte libèreraient les hydrocarbures qui remonteraient à la surface des floes et s'accumuleraient dans les bassins de fonte.

Le devenir des hydrocarbures emprisonnés entre les floes est en grande partie fonction de la concentration de glace et de la période de l'année. Pendant les périodes de gel, les hydrocarbures seront vraisemblablement entraînés dans le frasil et la neige fondante qui se solidifient à la surface de l'eau avant de former des floes cohérents. Il est fréquent que les vents violents à cette époque de l'année séparent et dispersent les glaces en formation, permettant ainsi aux hydrocarbures de se disperser temporairement en eau libre jusqu'à ce qu'ils soient emprisonnés de nouveau lors du cycle de gel suivant (qui peut prendre quelques heures ou des jours, selon les températures de l'air et de l'eau).

Lorsque les glaces sont très concentrées, elles empêchent efficacement les hydrocarbures de se disperser et ils sont ainsi retenus par les glaces. Quand la couverture de glace se disloque, davantage d'hydrocarbures s'échappent par les ouvertures plus grandes créées par les déplacements des floes qui se séparent. Finalement, lorsque la concentration des glaces devient inférieure à 3/10, les hydrocarbures à la surface de l'eau se comportent essentiellement comme un déversement en eau libre, des nappes d'hydrocarbures se retrouvant temporairement emprisonnées par le vent contre des floes. Tous les hydrocarbures présents à la surface de ces floes se déplaceront avec les glaces au gré des vents et des courants.

### **2.2.3 Déversement de pétrole sur la glace, provoqué par des éruptions de surface**

La superficie contaminée et l'épaisseur de la nappe d'hydrocarbures provenant d'un déversement à la surface de la glace seront fonction de différents facteurs particuliers à chaque endroit, comme la vitesse des vents, la rugosité de la surface, la vitesse des glaces qui passent sous les hydrocarbures déversés et la couverture de neige sur les glaces. Il existe un certain nombre d'équations permettant de prévoir les modèles de dispersion et d'évaporation des hydrocarbures dans la neige (Belore et Buist, 1988). Les principaux facteurs de comportement associés aux déversements d'hydrocarbures dans la neige peuvent être résumés de la façon suivante (Wotherspoon, 1992) :

- les taux d'évaporation dans la neige sont considérablement inférieurs à ceux des nappes d'hydrocarbures en eau libre;
- les hydrocarbures se propagent très lentement dans la neige et cessent de se propager bien plus

rapidement qu'en eau libre (la neige absorbe facilement les hydrocarbures);

- les hydrocarbures mélangés à la neige ne se dispersent pas naturellement et ne forment pas d'émulsions.

Les hydrocarbures resteraient sur les glaces et se déplaceraient avec elles jusqu'au dégel printanier; ils seraient alors libérés à la surface de l'eau. La quantité d'hydrocarbures évaporés pendant qu'ils sont retenus par les glaces et la neige sera fonction de l'état des glaces et de la neige, des conditions atmosphériques ambiantes et de la période pendant laquelle ils sont retenus.

## **2.3 Données utilisées pour la modélisation des déversements**

Les données utilisées relativement aux propriétés des hydrocarbures, à la vitesse d'écoulement et aux volumes déversés, aux températures de l'air et de l'eau, aux vents et aux courants marins dans les modèles de comportement et de trajectoire du déversement pour ce projet sont décrites dans les sections qui suivent.

### **2.3.1 Propriétés des hydrocarbures**

Plusieurs des caractéristiques géologiques que l'on retrouve dans le bassin des Maritimes (zone prometteuse de Old Harry) se comparent favorablement aux conditions géologiques que l'on retrouve dans le bassin néo-écossais (voir Tableau A1 à l'Annexe A). Les roches-magasins clastiques des gisements du plateau néo-écossais renferment des séquences de grès superposées de milieu fluvial ou marin peu profond qui s'apparentent aux roches-magasins de grès de milieu fluvial de la zone prometteuse de Old Harry. Il est particulièrement intéressant de noter que le kérogène contenu dans les deux bassins est de types II-III et III. De plus, les champs de Cohasset/Panuke/Balmoral sur le plateau néo-écossais ont produit des hydrocarbures légers. Par conséquent, les géoscientifiques de Corridor ont choisi le pétrole de Cohasset du bassin néo-écossais comme pétrole de remplacement pour le projet de Old Harry. Consulter l'Annexe A pour obtenir une description détaillée du motif du choix du pétrole de Cohasset comme pétrole de remplacement pour le projet de Old Harry. Le Tableau 1 présente le résumé des données relatives aux propriétés des nappes d'hydrocarbures altérés et de brut frais de Cohasset.

Les données sur les propriétés du carburant diesel sont tirées de la base de données en ligne d'Environnement Canada sur les propriétés des hydrocarbures (<http://www.etc-cte.ec.gc.ca/databases/oilproperties/Default.aspx>) afin de les utiliser pour la modélisation d'un déversement de carburant diesel.

Le Tableau 2 présente les paramètres de modélisation des propriétés des hydrocarbures qui ont servi pour le modèle de SL Ross (SLROSM). Ces paramètres ont été obtenus à partir des données relatives aux propriétés des nappes de brut frais et d'hydrocarbures altérés présentées au Tableau 1.

*Tableau 1. Propriétés des nappes de brut frais et d'hydrocarbures altérés de remplacement de Cohasset*

Brut de Cohasset		Densité API 47,5 °		
Propriété du pétrole	Température °C	Hydrocarbures altérés		
		Évaporation 0 %	Évaporation 11 %	Évaporation 26 %
Densité (g/cm <sup>3</sup> )	0	0.800	0.815	0.847
	15	0.790	0.805	0.837
Viscosité dynamique (mPa.s)	0	3	4	7
	15	2	3	5
Viscosité cinématique (mm <sup>2</sup> /s)	0	4	5	8
	15	3	4	6
Tension interfaciale (dyne/cm)	Pétrole/air	27.6	30.2	31.4
	Pétrole/eau de mer	17.2	16.7	17.5
Point d'écoulement (°C)		-30	-18	-12
Point d'éclair (°C)		32	40	82
Formation d'émulsions et tendance				
Tendance		Improbable	Improbable	Improbable
Stabilité		Instable	Instable	Instable
Teneur en eau		0 %	0 %	0 %
Source des données : <a href="http://www.etc-cte.ec.gc.ca/databases/OilProperties/oil_C_e.html">http://www.etc-cte.ec.gc.ca/databases/OilProperties/oil_C_e.html</a>				



Tableau 2. Paramètres des propriétés du pétrole utilisés dans la modélisation SLROSM

Propriété du pétrole	Brut de remplacement	Carburant diesel
Densité initiale (kg/m <sup>3</sup> )	790.00	827.0
Température à densité standard (°K)	288.00	288.0
Densité Constante 1	174.30	200.0
Densité Constante 2	0.731	0.733
Viscosité initiale (cP)	2.607	5.0
Température à viscosité standard (°K)	288.00	313.0
Viscosité Constante 1	3.350	8.755
Viscosité Constante 2	974.00	1607.0
Tension interfaciale pétrole/eau (dynes/cm)	15.0	37.0
Tension interfaciale de l'eau Constante	-0.765	0.0
Tension interfaciale pétrole/air (dynes/cm)	25.6	22
Tension interfaciale de l'air Constante	0.2280	0.0
Point d'écoulement initial (°C)	244.916	243.0
Point d'écoulement Constante	0.1524	0.139
Distillation ASTM Constante A (slope)	244.9163	285.0
Distillation ASTM Constante B (intercept)	443.00	473.0
Durée d'émulsification	999999999.	999999999.
Fv Thêta A	6.3	Carburant diesel
Fv Thêta B	10.3	827.0

### 2.3.2 Volume et débit des rejets

Dans le cas du combustible de soute, des déversements discontinus soudains de 1,59 et 15,9 m<sup>3</sup> (soit 10 et 100 barils de pétrole) ont été modélisés. Ces volumes correspondent aux déversements types de moyenne ou grande ampleur pouvant survenir dans le cadre d'activités de forage en mer. Certains chiffres peuvent aider à les mettre en perspective : au cours des 14 années d'activités menées dans le cadre du projet Hibernia, le plus important déversement de pétrole survenu lors du transfert de carburant sur un navire fut d'environ 0,2 m<sup>3</sup> d'hydrocarbures, et les déversements causés par l'ensemble des opérations furent au maximum de quelque 2 m<sup>3</sup> (CNLOPB, 2011).

La modélisation des rejets continus de gaz et de brut occasionnés par l'éruption d'un puits a été réalisée à l'aide des débits indiqués au Tableau 3. Ils ont été déterminés par les ingénieurs de Corridor à partir des meilleures données disponibles sur les réservoirs (voir Annexe B – Notes sur l'ingénierie du réservoir/de production - 25 février 2011).

Tableau 3. Débits et volumes utilisés pour la modélisation des déversements

Type de déversement	Source	Débit	Gas-to-pétrole Flow Ratio m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Éruption de pétrole brut	Sous-marine (470 m de profondeur)	(817,6 m <sup>3</sup> /jour) (5,143 BPPJ)	89
	Installation de forage de surface	(2102,7 m <sup>3</sup> /jour) (13,226 BPPJ)	89
Déversements discontinus de diesel	Activités de forage	1,6 m <sup>3</sup> (100 bbl)	s.o.
	Transfert sur navire	0,16 m <sup>3</sup> (10 bbl)	s.o.
BPPJ = barils de pétrole par jour			

### 2.3.3 Courants

Pour modéliser la trajectoire des nappes, on a fait appel aux champs de courants de surface étudiés par la Division des sciences océaniques de Pêches et Océans Canada – Région des Maritimes (Tang et al., 2008). Les moyennes saisonnières de la vitesse des courants de surface proviennent également de Pêches et Océans Canada; elles ont été cartographiées afin d'être utilisées dans le cadre du modèle SLROSM (SL Ross Oil Spill Model). Ces courants de fond ont été combinés aux données sur le vent afin de déterminer les caractéristiques des nappes et leur mouvement subséquent.

### 2.3.4 Température de l'air et de l'eau

Le Tableau 4 contient les moyennes mensuelles des températures de l'air et de l'eau qui ont servi à modéliser en détail l'évolution et la trajectoire des rejets. On y trouve aussi les températures de l'air et de l'eau sur lesquelles repose la modélisation de l'évolution des nappes selon la saison. Ces données découlent de l'évaluation environnementale stratégique relative à la zone extracôtière de l'ouest de Terre-Neuve et du Labrador (LGL, 2007).

Tableau 4. Température de l'air et de l'eau (moyennes mensuelles et saisonnières)

Mois	Températures moyennes (°C)											
	Jan.	Févr.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Air	-4.5	-6.5	-3.0	1.0	6.0	10.0	14.5	16.0	13.0	7.5	4.0	-2.5
Eau	0.5	-1.0	-1.0	0.0	1.5	5.0	10.5	15.2	15.5	12.0	7.0	3.5
Saison	Hiver			Printemps			Été			Automne		
Air	-4.7			5.7			14.5			3.0		
Eau	-0.5			2.2			13.7			7.5		

(source: Selon la Figure 2.17, LGL 2007)

### 2.3.5 Vents

L'ensemble de données sur les vents MSC50 (Swail et al., 2006) a servi à modéliser en détail la trajectoire des rejets. Cet ensemble, qui porte aussi sur les vagues, couvre la période 1954-2005. Des mesures de la vitesse et de la direction du vent effectuées à six heures d'intervalle en ont été extraites pour des points de grille espacés de 0,5 degré dans la zone considérée. La modélisation du comportement des rejets en fonction de la saison a fait appel aux valeurs moyennes de la vitesse du vent contenues au Tableau 5, et issues de l'évaluation environnementale stratégique relative à la zone extracôtière de l'ouest de Terre-Neuve-et-Labrador (LGL, 2007).

Tableau 5. Vitesse du vent (moyennes saisonnières)

Vitesses moyennes du vent par saison (m/s)			
Hiver	Printemps	Été	Automne
7.96	5.72	5.72	8.59

(source: Selon le Tableau 2.3, LGL 2007)

## 3. Résultats de la modélisation

### 3.1 Évolution des déversements discontinus de diesel

Concernant les déversements de diesel, deux scénarios ont été retenus. Le volume était de 1,59 m<sup>3</sup> dans un cas, de 15,9 m<sup>3</sup> dans l'autre (soit 10 et 100 barils). Le Tableau 6 illustre l'évolution des déversements « discontinus » au cours des quatre saisons (d'après les moyennes saisonnières des températures de l'air et de l'eau ainsi que de la vitesse des vents fournies en 2.3.4 et 2.3.5). L'analyse des résultats de la modélisation suit l'ordre de présentation adopté au Tableau 6, et porte d'abord sur

le déversement le plus modeste. Les variations décrites ci-dessous sont dues aux différences de température et aux variations de la vitesse des vents entre les diverses saisons. Comme les conditions du milieu ne changent presque pas entre ces deux saisons, les résultats pour l'automne et l'hiver sont pratiquement similaires. Il en va de même pour le printemps et l'été.

De 10 m au départ, la largeur des petits déversements de diesel modélisés (1,59 m<sup>3</sup>) finit par atteindre 52 à 58 m. Les nappes de surface qu'occasionnent ces petits déversements survivent entre 17 et 36 heures. Les concentrations en diesel des déversements qui surviennent au printemps et en été diminuent respectivement de 36 et 40 % par évaporation, alors qu'en hiver et en automne, la réduction atteint 27 et 30 %. Le pétrole restant se disperse dans la couche supérieure des eaux, où il se diffuse dans le plan horizontal et vertical. Les nappes de surface parcourent entre 17 et 26 km à partir du point de rejet avant de se dissiper dans l'eau (c.-à-d. le point où l'épaisseur de la nappe atteint 10 µm or 0.01 mm).

Le pétrole qui se disperse dans la colonne d'eau sous la nappe atteint des concentrations maximales de 0,2 à 0,47 ppm une heure ou deux après le rejet. On estime que le pétrole se mélange dans les 30 premiers mètres, car c'est la profondeur de mélange minimale dont font état les études portant sur la région considérée (Drinkwater et Gilbert, 2004). Le panache sous-marin de pétrole se diffuse aussi latéralement en s'éloignant du point de rejet et en étant entraîné par les courants dominants. Le pétrole qui se disperse dans la colonne d'eau a été traqué jusqu'à ce que sa concentration chute à 0,1 ppm d'hydrocarbures pétroliers totaux. Il s'agit du niveau d'exposition en deçà duquel on ne s'attend à aucun effet biologique important sur les ressources marines fragiles (Trudel, 1989; French-MacCay, 2004). En ce qui concerne les petits déversements de diesel, la concentration de la colonne d'eau en pétrole dispersé tombe à 0,1 ppm en 4 ou 7 heures. Le temps que la concentration des gouttelettes de pétrole dispersées chute à 0,1 ppm, la nappe de pétrole atteint 275 à 490 m de diamètre et 30 m de profondeur et se retrouve entre 2,3 et 7,5 km du point de rejet.

La largeur des gros déversements de diesel modélisés (15,9 m<sup>3</sup>), de 32 m au départ, finit par atteindre 127 à 139 m. Les nappes de surface qu'occasionnent ces gros déversements survivent entre 25 et

49 heures. Les concentrations en diesel des déversements qui surviennent au printemps et en été diminuent respectivement de 36 et 38 % par évaporation, alors qu'en hiver et en automne, la réduction atteint 27 et 29 %. Le pétrole restant se disperse dans la couche supérieure des eaux. Les nappes de surface parcourent entre 24 et 35 km à partir du point de rejet avant de se dissiper dans l'eau.

Les concentrations maximales de pétrole pour ces gros déversements atteignent 0,43 à 1,02 ppm, 3 heures après le rejet. Les concentrations de pétrole dans la colonne d'eau chutent à 0,1 ppm en 13 ou 25 heures. Le temps que la concentration des gouttelettes de pétrole dispersées chute à 0,1 ppm, la nappe de pétrole atteint 1060 à 2 140 m de diamètre et 30 m de profondeur et se retrouve entre 7 et 26 km du point de rejet.

Tableau 6. Caractéristiques des déversements discontinus de diesel

Volume du dév. m <sup>3</sup> (bbl)	Saison	Largeur de nappe init. (M)	Durée de la vie de la nappe (h)	Largeur de nappe max. (M)	Evap. Totale %	Dist. perte de nappe (km)	Conc. max. de pétrole disp. (ppm)	Temps conc. max (h)	Temps à 0,1 ppm (h)	Largeur du panache à 0,1 ppm (M)	Distance à 0,1 ppm (km)
1.58 (10)	Hiver	10	20	55	27	20	0.42	2	7	490	7.0
1.58 (10)	Printemps	10	36	58	36	26	0.20	1	4	275	2.8
1.58 (10)	Été	10	32	56	40	17	0.21	1	4	275	2.3
1.58 (10)	Automne	10	17	52	30	18	0.47	1	7	490	7.5
15.8 (100)	Hiver	32	30	133	27	31	0.92	3	24	2020	24
15.8 (100)	Printemps	32	49	139	35	35	0.43	3	14	1140	10
15.8 (100)	Été	32	43	134	38	24	0.43	3	13	1060	7
15.8 (100)	Automne	32	25	127	29	26	1.02	3	25	2140	26

### 3.2 Modélisation de la trajectoire et de l'évolution des éruptions sous-marines

L'évolution selon la saison du pétrole brut rejeté dans les conditions d'éruption sous-marine envisagées ici a été modélisée selon les méthodes décrites en 2.1.2. Les conclusions sont résumées ci-dessous. Comme indiqué précédemment, c'est le brut de Cohasset qui a servi de référence, ses propriétés s'appliquant bien au cas étudié (voir section 2.3.1).

Le débit du rejet de pétrole brut modélisé est de 817,6 m<sup>3</sup>/jour, selon une proportion gaz-pétrole de 89 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (tableau 3). Les fluides jaillissent du fond marin et les courants turbulents fragmentent le pétrole en fines gouttelettes. Celles-ci sont rapidement attirées vers la surface par l'eau que pompe le panache gazeux (Figure 3; la simulation de ce phénomène sous-marin repose sur les conditions saisonnières moyennes indiquées dans les tableaux 4 et 5).

À la surface, les gouttelettes, se répandant, forment peu à peu une nappe mince (la température ambiante, quelle que soit la saison, est en effet supérieure au point d'écoulement du brut frais). L'eau entraînée forme une nappe initiale qui s'étend en s'éloignant du point de rejet (Figure 3). À proximité du point de rejet, le gaz sortant génère une zone localisée de turbulence. Les caractéristiques de la nappe initiale de pétrole et le devenir ultime du pétrole à la surface font l'objet du Tableau 7 (comme dans la section précédente, la description suit l'ordre de présentation des données dans le tableau en question). Les plages de valeurs évoquées ci-dessous trahissent les écarts saisonniers.

En général, les nappes initiales de pétrole générées par les éruptions sous-marines sont larges, minces et non persistantes en raison de la légèreté du pétrole et de l'écoulement radial que génère le flux d'eau ramené à la surface par le panache gazeux. La largeur initiale des nappes varie de 1478 à 2537 m. Ces largeurs sont estimées au point où le flux en question n'influe plus sur le comportement du pétrole à la surface. L'épaisseur de la nappe initiale n'est que de 0,028 mm (28 microns). En raison de la minceur de la nappe initiale, le modèle prédit que le pétrole à la surface s'évapore et se dissipe complètement dans la colonne d'eau en quelques minutes. Des traces de pétrole peuvent persister à la surface plus longtemps, mais, compte tenu des conditions météorologiques qui prévalent dans la région, il est peu probable que des nappes importantes de pétrole lourd soient encore observables après de longues périodes.

Entre 16 et 29 % du pétrole s'évapore et le reste se disperse dans l'eau. Les nappes de surface ne persistent pas bien longtemps, mais un panache de pétrole dispersé est généré sous l'eau, qui s'éloigne du point de rejet sous l'influence des courants dominants. Le panache prend de l'expansion

et sa concentration en pétrole diminue à mesure qu'il s'éloigne du site de forage. Les concentrations maximales de pétrole dispersé à proximité du site de forage se situent entre 0,7 et 0,8 ppm.

La largeur du panache dispersé est de 4 à 6,4 km lorsque sa concentration atteint 0,1 ppm. Il se trouve alors à une distance du point de rejet comprise approximativement entre 5,1 et 8,1 km.

Tableau 7. Caractéristiques des éruptions sous-marines

Débit du rejet m <sup>3</sup> /jour (bppj)	Saison	Largeur de nappe init. (M)	Épaisseur de nappe init. (mm)	Durée de la vie de la nappe (min)	Évap. tot. %	Conc. Disp. Max. (ppm)	Temps à 0,1 ppm (h)	Largeur du panache à 0,1 ppm (km)	Dist. de la source à 0,1 ppm (km)
Coordonnées du site de forage : 48,051471 N –60,394274 O (470 m de profondeur)									
817 (5,143)	Hiver	1647	0.028	1	16	0.8	30	4.5	5.1
817 (5,143)	Printemps	2165	0.028	2	25	0.7	35	5.7	6.6
817 (5,143)	Été	2537	0.028	2	29	0.7	38	6.4	8.1
817 (5,143)	Automne	1478	0.028	1	19	0.7	27	4.0	6.3

### 3.3 Modélisation de la trajectoire et de l'évolution des éruptions de surface

Dans ce scénario, une éruption survient à la surface de l'appareil de forage entraînant un rejet de 2102,7 m<sup>3</sup> de pétrole brut par jour selon une proportion gaz-pétrole (PGP) de 89 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (Tableau 3). Aux fins de la modélisation, on a pris comme propriétés du pétrole celles du brut de Cohasset (section 2.3.1), jugé comparable. L'appareil de forage n'est pas endommagé et demeure dans sa position tout au long de l'éruption. Le gaz s'échappe au niveau du plancher de manœuvre (21 m au-dessus de la surface de l'eau) à une vitesse élevée et répand ce faisant de fines gouttelettes de pétrole. Celles-ci, projetées vers le haut sous l'action du jet gazeux, entrent en contact avec le mât de charge et s'agglomèrent pour atteindre une taille d'environ 0,5 mm. On a choisi cette taille moyenne pour modéliser les éruptions de surface, se basant en cela sur les résultats d'étalonnage de modèle reposant sur les données relatives à l'éruption du puits Uniacke G-72 de Shell survenu en Nouvelle-Écosse en 1984. Les gouttelettes tombent ensuite sur l'eau, sous le vent de l'appareil de forage. La plupart des gouttelettes retombent à la surface de l'eau dans les quelques premiers mètres de

l'appareil de forage pour former une bande étroite où elles se réunissent subséquemment pour former une nappe épaisse. Une modélisation gaussienne de l'évolution du panache atmosphérique (voir figure 4) a permis de prédire la concentration de pétrole brut sous le vent en fonction de la distance au point d'éruption, grâce à la méthode décrite par Turner (1970). Les chiffres des tableaux 4 et 5 relatifs à la température et à la vitesse du vent selon la saison ont servi à modéliser l'évolution du rejet. Les propriétés de la nappe et du pétrole changeront au fil du temps selon la saison (température, vitesse des vents, etc.). Les valeurs du tableau ci-dessous reflètent ces variations au fil des saisons. Les résultats de la modélisation de l'évolution de ce type de rejet sont présentés au Tableau 8 et expliqués ci-dessous.

À partir des débits prévus, de la hauteur d'un appareil de forage standard, du diamètre des conduites et des facteurs environnementaux propres à la zone prometteuse site de Old Harry, le modèle a prévu pour la nappe, au point de rejet, une largeur de 54 à 75 mètres et une épaisseur de 0,8 à 1,6 mm. Suivant la saison, le volume de pétrole brut constituant la nappe diminuera de 30 à 46 % en raison de l'évaporation des gouttelettes. Les gouttelettes de pétrole brut s'unissent pour former une nappe épaisse à la surface de l'eau et commencent alors à se disperser et continuent de s'évaporer. Ce type de nappe peut survivre quelques heures (1,1 à 2,6 heures) en s'éloignant du point de rejet sous l'influence des vents et des courants dominants. Les concentrations maximales de pétrole brut sont de 3,4 à 6,8 ppm et la concentration du panache tombe à 0,1 ppm en 14 ou 15 heures. Le panache dispersé fait 1,1 à 1,2 km de largeur à ce moment et se retrouve à 3,4 ou 3,8 km du point de rejet.

Tableau 8. Caractéristiques des éruptions de pétrole brut de surface

Débit du rejet m <sub>3</sub> /jour (bppj)	Saison	Largeur de nappe init. (M)	Épaisseur de nappe init. (mm)	Évap. Dans l'air %	Durée de la vie de la nappe (h)	Évap. tot. %	Conc. Disp. Max. (ppm)	Temps à 0,1 ppm (h)	Largeur du panache à 0,1 ppm (km)	Dist. de la source à 0,1 ppm (km)
<i>Coordonnées du site de forage : 48,051471 N –60,394274 O (rejet à 21 m au dessus de la surface)</i>										
2103 (13,226)	Hiver	70	1.0	30	1.6	35	6.0	15	1.2	3.4
2103 (13,226)	Printemps	54	1.6	39	2.6	44	3.4	15	1.2	3.7
2103 (13,226)	Été	54	1.6	46	2.4	50	3.8	15	1.2	3.8
2103 (13,226)	Automne	75	0.8	36	1.1	41	6.8	14	1.1	3.8



## **4. Trajectoires des nappes de surface**

### **4.1 Introduction**

Les courants et le vent déplacent le pétrole rejeté jusqu'à ce qu'il se disperse dans l'eau, s'évapore ou atteigne les côtes. Comme il en a été question dans les sections précédentes, les rejets de pétrole brut similaire à celui de Cohasset ne sont pas persistants et la durée de survie des nappes de surface n'est que de quelques heures, même si les vents qui prévalent sont relativement calmes. La question se pose dès lors en ces termes : existe-t-il un risque de voir les nappes de surface issues des rejets associés au forage du puits d'exploration atteindre le littoral? C'est ce qu'on s'efforce de déterminer dans la présente section. S'ajoutent à cette question les impacts du balayage des rejets associés aux forages exploratoires, sur la pêche et sur la répartition des ressources en surface (faune aviaire et mammifères marins).

### **4.2 Trajectoires types des nappes de surface au fil des mois**

Les auteurs ont modélisé des trajectoires pour les quatre saisons afin de mettre en évidence la superficie que pourraient occuper les nappes si les rejets de pétrole brut duraient un mois. La quantité de pétrole qui serait rejetée pendant six heures lors d'une éruption de surface continue a été introduite à la surface au site d'exploration en tant que déversement discontinu se répétant toutes les six heures sur une période d'un mois. Ce n'est pas ce qui se passerait nécessairement lors d'une éruption continue, mais cela permet d'analyser de manière réaliste l'évolution de la nappe dans le pire des cas. Chacune des quantités rejetées durant ces périodes de six heures a été traquée jusqu'à ce que le pétrole à la surface soit complètement évaporé ou dispersé. On détermine de cette manière la surface que couvrirait la nappe à partir du site dans le pire des cas, la nappe initiale envisagée étant plus épaisse que celle que produirait une éruption sous-marine ou de surface. Les Figures 5 et 8 représentent l'historique complet du mouvement de ces rejets se répétant toutes les six heures, simulés respectivement au début des mois de février, de mai, d'août et de novembre 2005, et chiffrés jusqu'à ce que tout le pétrole en surface se soit complètement dispersé. Ces mois ont été choisis parce qu'ils correspondent au milieu de chacune des saisons. L'année 2005 a été choisie au hasard.

Les trajectoires reposent sur l'ensemble de données relatif aux vents MSC50 et sur les moyennes saisonnières des températures de l'air et de l'eau qui figurent au Tableau 4. Les cercles apparaissant dans les figures représentent les positions de 112 (28 jours x 4 nappes quotidiennes) à 124 (31 jours x 4 nappes quotidiennes) nappes de pétrole brut rapportées toutes les heures et demie. Dans les agrandissements des figures, les encarts montrent que la superficie totale d'océan balayée par les nappes pendant un mois est relativement restreinte : à partir du point de rejet, le pétrole se déplace en surface sur un rayon de 3 à 4 km seulement, et ce, quelle que soit la saison. Cette superficie est petite, car le pétrole brut léger s'évapore et se disperse rapidement sous les conditions normales du milieu de la région. Les tracés ne représentent pas la zone océanique où le pétrole brut se trouve à un moment donné, mais la superficie totale que les nappes couvrent en l'espace d'un mois. Chaque rejet de six heures de pétrole est soumis à différentes directions et vitesses de vent, ce qui signifie que chaque nappe suit un parcours unique. Les données recueillies à long terme sur les vents permettent de préciser les déplacements possibles des nappes; c'est l'objet de la section suivante.

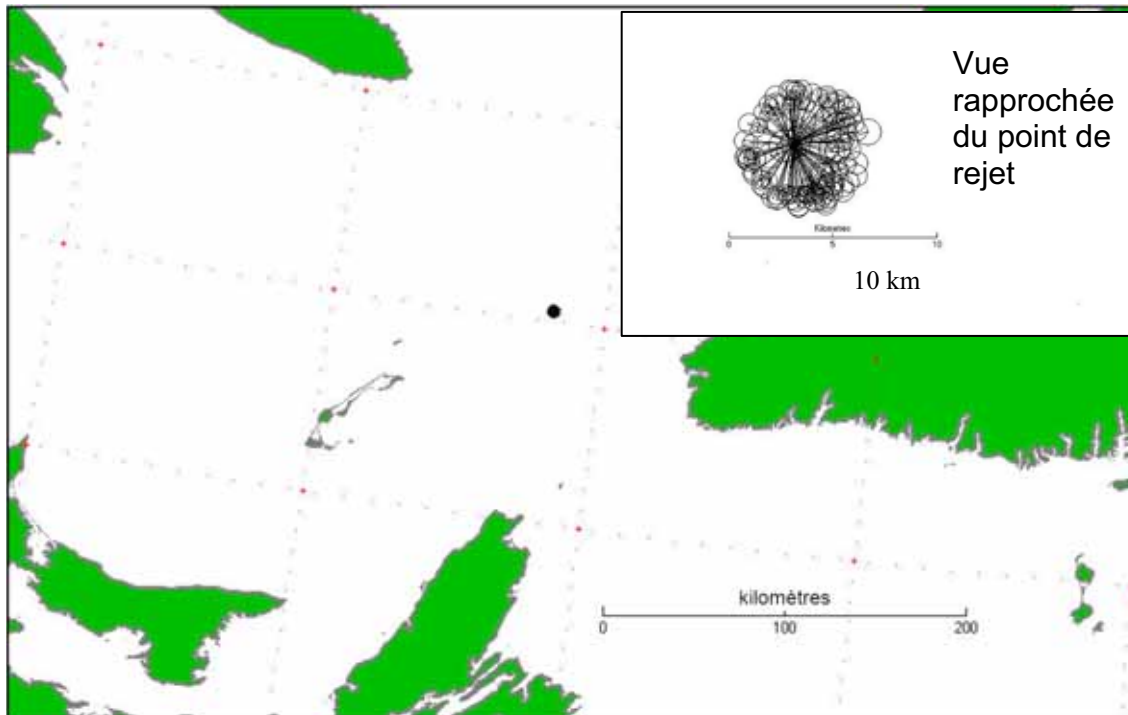


Figure 5. Enveloppe de la trajectoire du pétrole en surface : fondée sur des rejets ponctuels cumulés pendant six heures (février 2005)

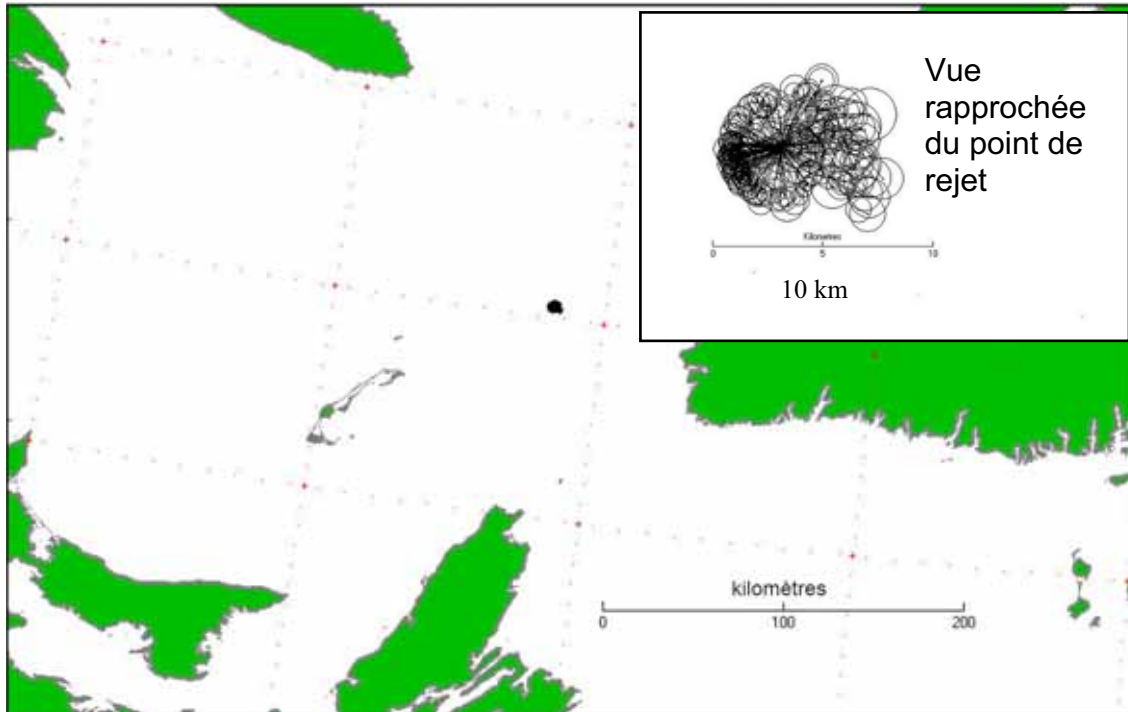


Figure 6. Enveloppe de la trajectoire du pétrole brut en surface : fondée sur des rejets ponctuels cumulés pendant six heures (mai 2005)

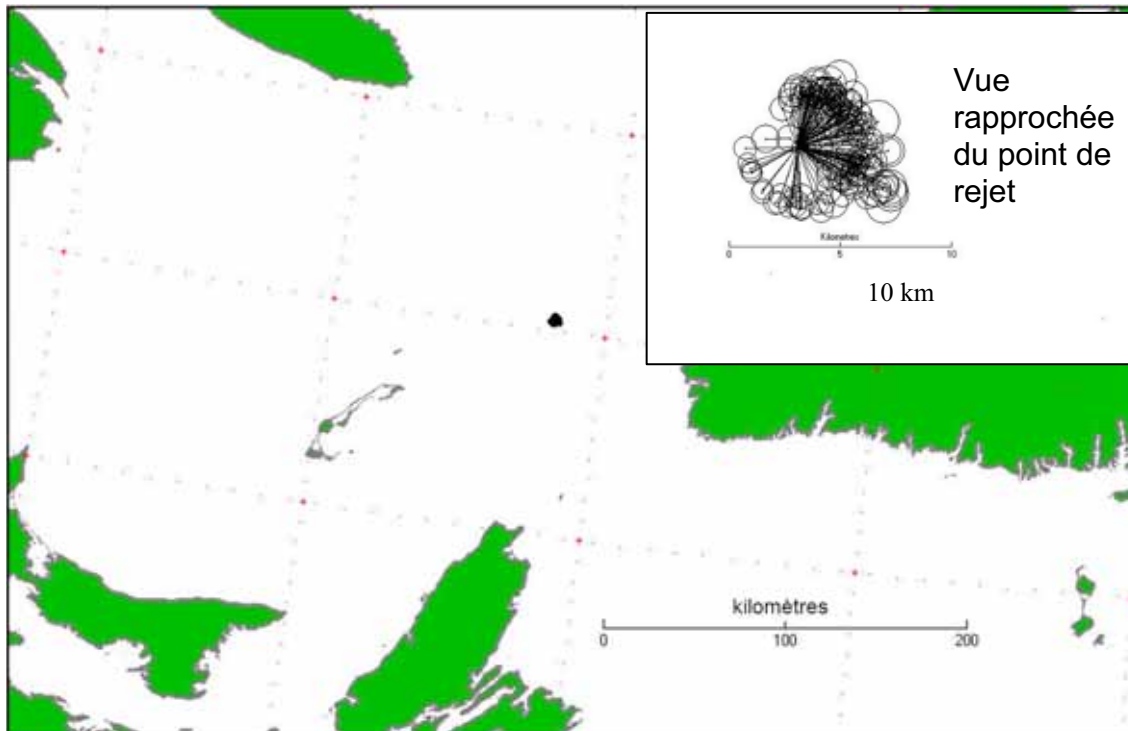


Figure 7. Enveloppe de la trajectoire du pétrole brut en surface : fondée sur des rejets ponctuels cumulés pendant six heures (août 2005)

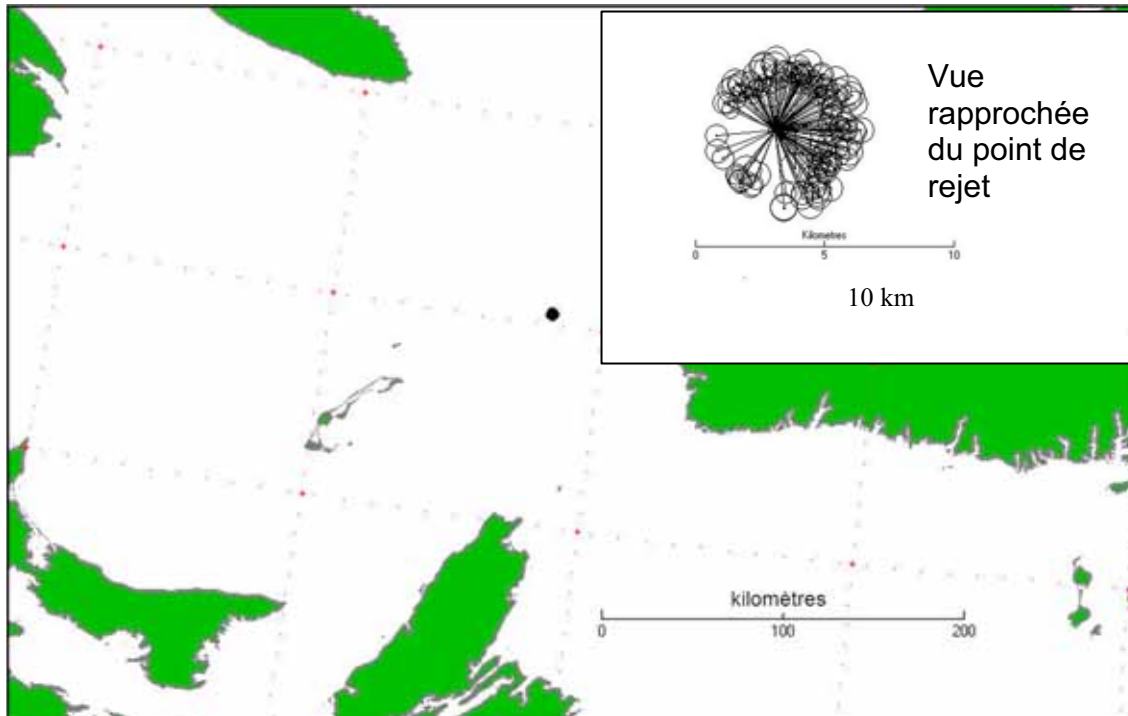


Figure 8. Enveloppe de la trajectoire du pétrole brut en surface : fondée sur des rejets ponctuels cumulés pendant six heures (novembre 2005)

### 4.3 Analyse des trajectoires des nappes de surface à l'aide des données historiques

L'ensemble de données MSC50, qui contient le résultat des mesures de vent effectuées pendant 52 années, a permis de modéliser la trajectoire des nappes de surface. On a pu notamment déterminer si les rejets liés aux activités d'exploration sont susceptibles d'atteindre la côte, et évaluer l'étendue probable de la surface océanique qui pourrait être balayée si du pétrole s'échappait accidentellement du site de forage. En simulant le déplacement du pétrole en surface à l'aide des mesures de vent des 52 années considérées, on dégage clairement les scénarios les plus probables. Pour cette modélisation, on a pris en considération un pétrole brut aux propriétés comparables, dont on a étudié le comportement et l'évolution en cas de rejets en surface.

Deux approches ont été suivies. La première consistait à analyser l'évolution du pétrole issu des éruptions de surface, telle que la décrit la section 2.1.3 (on a préféré les éruptions de surface aux

rejets sous-marins, la durée de survie du pétrole en surface étant plus longue dans le premier cas). La seconde approche mettait en jeu des rejets discontinus de pétrole accumulé pendant six heures, selon le débit envisagé plus haut pour une éruption de surface, le phénomène se produisant toutes les six heures. On obtient dans ce cas des durées de survie des nappes plus longues et des concentrations en pétrole plus importantes, ce qui signifie des pronostics plus sévères. L'analyse avait pour but d'estimer de manière réaliste l'évolution des rejets dans le pire des cas, quel que soit le scénario envisagé au point de forage.

#### **4.3.1 Trajectoire du pétrole en surface des éruptions de surface**

Un total de 75 920 simulations d'éruptions de surface utilisant les méthodes énumérées à la section 2.1.3 a été effectué pour cette analyse. Un volume de pétrole ou de nappe provenant de l'éruption a été amorcé toutes les 6 heures pour la période de 52 ans de vents disponibles (4 nappes par jour x 365 jours x 52 ans = 75 920 nappes). Ces trajectoires ont utilisé les 52 années de données éoliennes disponibles via la base de données MSC50. Pour les mois d'une durée de 30 jours, un total de 6240 trajectoires de nappe a été suivi, un rejet toutes les 6 heures, commençant au début de la première journée du mois. Pour les mois de 31 jours, un total de 6448 trajectoires fut modélisé et 5824 déversements ont été modélisés en février. Le site du rejet de déversement utilisé était le 48.05147 N, 60.39427 O. Les statistiques de contact avec le littoral sur une base mensuelle à partir de ces déversements hypothétiques sont indiquées au Tableau 9. Aucun déversement n'a atteint la côte lors de toutes ces simulations complétées en utilisant les 52 années de données éoliennes. La durée de vie de la survie de chacune des nappes de pétrole à la surface de l'eau, ou la durée de vie de chaque nappe de surface a été enregistrée et les temps de survie minimums et maximums en mer sont précisés au Tableau 9. Les statistiques de survie des nappes pour la période totale des 52 années de trajectoires initiées toutes les six heures sont précisées graphiquement à la Figure 9. Plus de 40% des nappes observées ont survécu en mer pendant moins de 1 heure et seulement 11.5% d'entre-elles ont survécu plus de 10 heures.

La faible durée de vie des nappes de pétrole brut résulte en une empreinte relativement faible du pétrole brut à la surface. Une évaluation détaillée du mouvement du pétrole brut sur une base

mensuelle, comme elle est traditionnellement effectuée lors de ces exercices de modélisation de l'historique des trajectoires, ne constitue pas une garantie. Le pétrole de surface ne voyage pas assez loin du site, ni ne s'étend sur une zone assez large, pour justifier l'évaluation statistique qui indiquerait quels secteurs sont les plus susceptibles d'être traversés par une nappe potentielle de pétrole. Une approche plus simple et plus instructive a été utilisée afin d'identifier la zone maximale possible que le pétrole en surface pourrait touché à partir d'un rejet hypothétique à long terme de pétrole brut. Les trajectoires complètes (à partir de la source jusqu'à l'élimination complète de la nappe de surface) de la totalité des 75 920 nappes ont été tracées sur une carte (Figure 10) afin d'identifier la zone de surface maximale autour du site de forage qui pourrait être touchée par le pétrole en surface basé sur les 52 années disponibles de données éoliennes. L'influence du pétrole de surface provenant du site de forage serait d'un maximum d'environ 8 km sur un axe est-ouest et de 12 km sur l'axe nord-sud, basée sur cette modélisation.

Tableau 9. Détails de la durée de vie des nappes et potentiel de contact avec les côtes : éruptions de surface

<i>Mois</i>	<i>Nombre de nappes suivies</i>	<i>% de nappes ayant atteint les côtes</i>	<i>Durée de vie minimum des nappes en mer (Heures)</i>	<i>Durée de vie maximum des nappes en mer (Heures)</i>
<i>Janvier</i>	<i>6448</i>	<i>0.0</i>	<i>0.11</i>	<i>16.6</i>
<i>Février</i>	<i>5824</i>	<i>0.0</i>	<i>0.13</i>	<i>25.0</i>
<i>Mars</i>	<i>6448</i>	<i>0.0</i>	<i>0.14</i>	<i>27.8</i>
<i>Avril</i>	<i>6240</i>	<i>0.0</i>	<i>0.15</i>	<i>35.7</i>
<i>Mai</i>	<i>6448</i>	<i>0.0</i>	<i>0.17</i>	<i>56.1</i>
<i>Juin</i>	<i>6240</i>	<i>0.0</i>	<i>0.22</i>	<i>39.0</i>
<i>Juillet</i>	<i>6448</i>	<i>0.0</i>	<i>0.21</i>	<i>37.3</i>
<i>Août</i>	<i>6448</i>	<i>0.0</i>	<i>0.15</i>	<i>38.0</i>
<i>Septembre</i>	<i>6240</i>	<i>0.0</i>	<i>0.12</i>	<i>34.4</i>
<i>Octobre</i>	<i>6448</i>	<i>0.0</i>	<i>0.10</i>	<i>22.8</i>
<i>Novembre</i>	<i>6240</i>	<i>0.0</i>	<i>0.11</i>	<i>24.7</i>
<i>Décembre</i>	<i>6448</i>	<i>0.0</i>	<i>0.09</i>	<i>14.6</i>

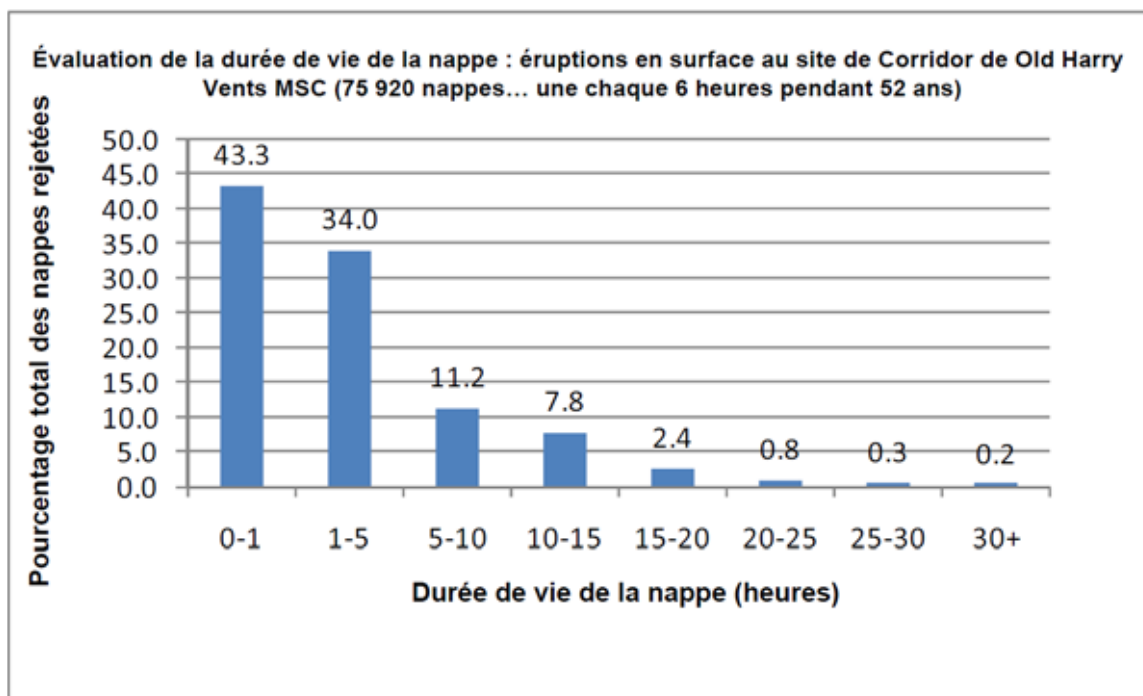


Figure 9. Statistiques de la durée de survie des nappes : éruptions de surface

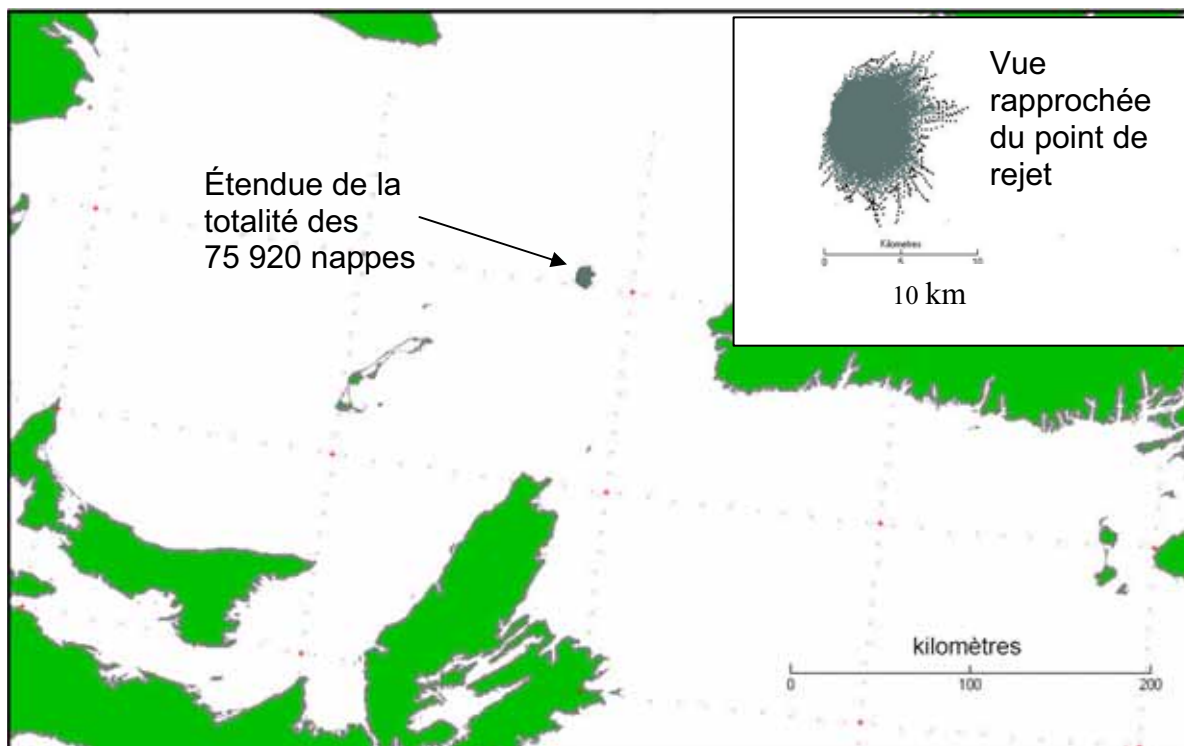


Figure 10. Superficie maximale balayée par des nappes de surface sur l'océan selon des simulations d'éruptions de surface menées sur 52 ans

#### **4.3.2 Évaluation parallèle préconisant une approche conservatrice quant à la modélisation du devenir des rejets de pétrole brut**

Pour les besoins de cette évaluation, la modélisation du devenir du pétrole brut déversé dans l'océan à partir du site de forage a été réalisée selon une approche conservatrice afin d'identifier la superficie raisonnable qu'occuperaient les nappes s'y rattachant dans le cas d'un scénario de la pire éventualité. Les caractéristiques de départ de la nappe de pétrole différaient de celles de la modélisation des éruptions de surface dont il est question à la section 4.3.1. Pour simuler le devenir de ce pétrole brut, on a supposé que les accumulations de six heures à la surface étaient occasionnées par des déversements discontinus cumulés toutes les six heures pendant les 52 années de données éoliennes disponibles. Le débit de surface le plus élevé de 2102.7 m<sup>3</sup>/jour a été utilisé dans cette évaluation. Cette modélisation est similaire aux exemples de trajectoires montrés à la Section 4.2, mais inclut des simulations pour les 52 années de données éoliennes disponibles. En réalité, le pétrole brut provenant d'un rejet de surface ou sous-marin serait initialement plus dilué et s'évaporerait et se disperserait à la surface plus rapidement que les nappes modélisées dans cette section. Ainsi, les résultats présentés dans cette section fournissent une évaluation raisonnable du scénario de la pire éventualité quant à l'étendue maximale possible qu'occuperaient les nappes de pétrole à la surface suite à une éruption provenant du site de forage selon des propriétés de pétrole de remplacement et débits jugés appropriés pour cette formation. Les données produites dans ces simulations ont été traitées de façon similaire aux résultats de modélisation des éruptions de surface dont il est question à la section 4.3.1 et celles-ci sont présentées au Tableau 10 et à la Figure 11.

Comme dans le cas des résultats de modélisation des éruptions de surface, aucune nappe de pétrole brut n'a atteint la rive. Les temps de survie minimums et maximums des nappes étaient similaires dans les deux cas. Les rejets cumulés toutes les six heures duraient généralement un peu plus longtemps que dans le cas des nappes des éruptions de surface, comme l'on pouvait s'y attendre en raison des hypothèses formulées dans cette modélisation. Même avec cette approche de modélisation pessimiste raisonnable, 51 % des nappes ont survécu pendant 5 heures ou moins et seulement 19,3 % ont persisté plus de 10 heures.



Tableau 10. Durée de vie des nappes et potentiel de contact avec les côtes : approche de modélisation du scénario raisonnable de la pire éventualité.

Mois	Nombre de nappes suivies	% de nappes ayant atteint les côtes	Durée de vie minimum des nappes en mer (Heures)	Durée de vie maximum des nappes en mer (Heures)
Janvier	6448	0.0	0.5	18.4
Février	5824	0.0	0.6	25.6
Mars	6448	0.0	0.7	29.5
Avril	6240	0.0	0.7	34.7
Mai	6448	0.0	0.8	51.4
Juin	6240	0.0	0.9	38.3
Juillet	6448	0.0	0.8	36.7
Août	6448	0.0	0.7	34.7
Septembre	6240	0.0	0.6	31.5
Octobre	6448	0.0	0.5	24.3
Novembre	6240	0.0	0.6	24.9
Décembre	6448	0.0	0.5	15.3

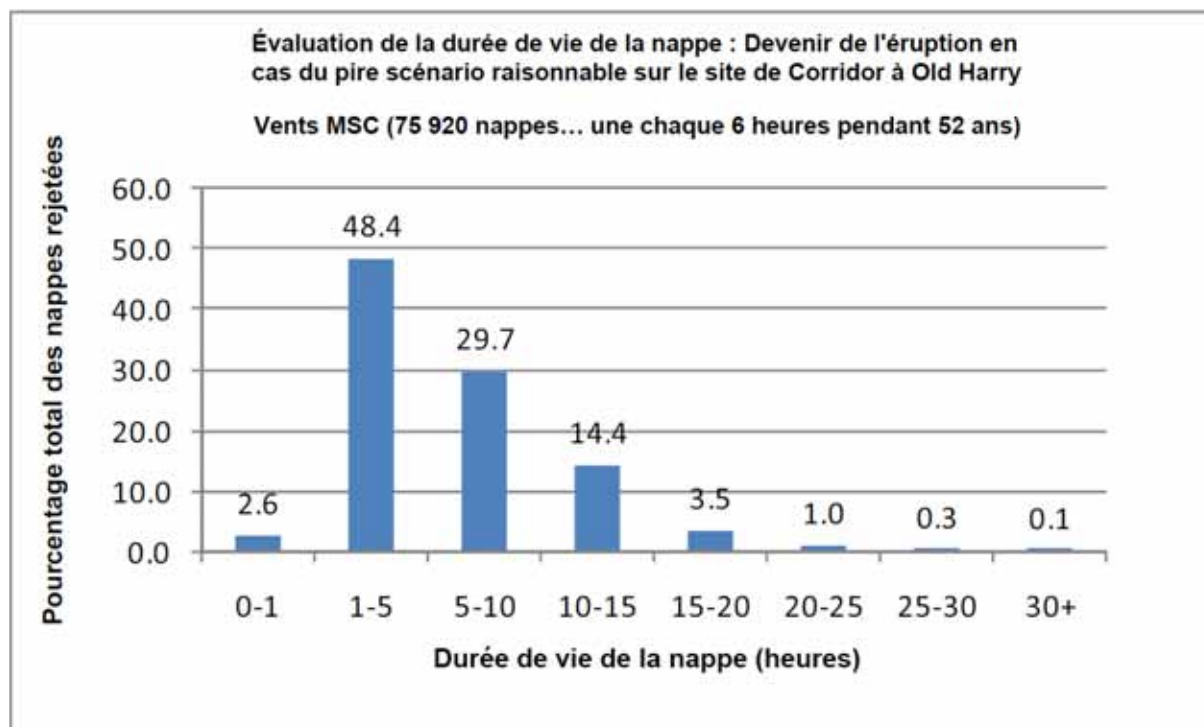


Figure 11. Durée de survie des nappes selon un scénario raisonnable de la pire éventualité

Comme dans la modélisation des éruptions de surface ci-dessus, les trajectoires de toutes les 75 920 nappes ont été tracées sur une carte (Figure 12) simultanément afin d'identifier la superficie maximale qu'elles pourraient balayer dans l'océan en se basant sur les 52 années de données éoliennes disponibles. Comme dans le cas de la modélisation des éruptions de surface précitée, une zone d'influence relativement petite subsiste même en utilisant l'approche d'un scénario raisonnable de la pire éventualité. Les nappes de surface pourraient balayer l'océan sur environ 10 km de l'est à l'ouest et 13 km du nord au sud. C'est un peu plus que les résultats des éruptions de surface dont il est question à la section 4.3.1.

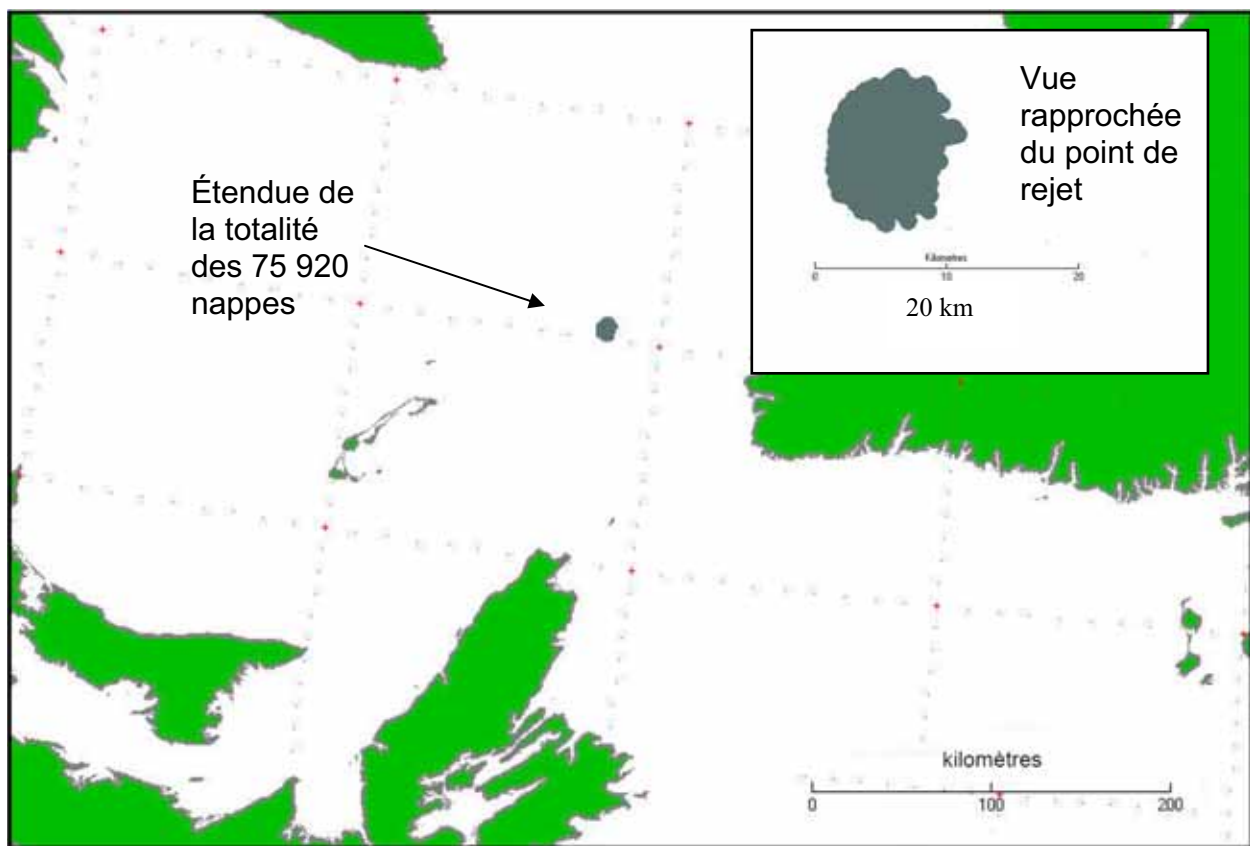


Figure 12. Figure 12. Superficie maximale balayée par les nappes de surface sur l'océan selon des simulations menées sur 52 ans et en adoptant une approche de modélisation conservatrice.

## **5. Trajectoires des panaches de pétrole dispersé**

### **5,1 Introduction**

La Section 4 traitait de l'étendue probable de la pollution pétrolière occasionnée par deux types d'éruption fictive pouvant survenir dans le cadre des activités de prospection menées à Old Harry. Cette section traite du mouvement et de l'étendue du pétrole dispersé dans la colonne d'eau sous les nappes de surface pour ces deux mêmes types d'éruption fictive. L'étendue des panaches de pétrole dans l'eau mérite un intérêt dans la détermination des effets potentiels de ces déversements sur la pêche et les ressources hydriques.

### **5.2 Trajectoires types des panaches de pétrole dispersé au fil des mois**

Cette section traite des panaches de pétrole dispersé générés dans les simulations décrites à la section 4.2. Des exemples de trajectoires de panaches de pétrole générés par le site d'exploration proposé ont été modélisés pour les quatre saisons afin de démontrer les zones sous-marines que pourraient occuper les nappes dans le cas de rejets d'un mois. Lors de ces simulations, la quantité de pétrole qui serait rejetée pendant six heures lors d'une éruption de surface continue a été introduite à la surface au site d'exploration en tant que déversement discontinu se répétant toutes les six heures sur une période d'un mois. Comme discuté précédemment, cela ne représente pas un scénario qui se produirait véritablement lors d'une situation d'éruption continue, mais plutôt une évaluation raisonnable du pire scénario du comportement d'un pétrole dispersé. Chacune des quantités rejetées durant ces périodes de six heures a été traquée jusqu'à ce que la concentration des panaches de pétrole sous-marin chute à 0,1 ppm, la concentration minimale étant considérée comme mortelle pour les ressources marines les plus sensibles (1989 Trudel, French-MacCay 2004). Le mouvement initial du panache de pétrole dispersé devrait être induit par une combinaison de vents et de courants de surface. On suppose que les courants de surface dominants déplaceront le panache de pétrole dispersé une fois que la nappe de surface sera épuisée. Ainsi, l'on peut estimer les concentrations du scénario de la pire éventualité, car on suppose que le pétrole dispersé devrait persister et s'accumuler sous la nappe, même si les courants sous-marins l'éloignent de la nappe de surface.

Les cartes des courants saisonniers décrits à la section 2.3.3 ont été utilisées pour simuler le mouvement du panache de pétrole. Comme ces cartes reflètent uniquement des courants moyens saisonniers, les variations de mouvement des panaches de pétrole dispersé sont minimales lorsque la nappe est complètement dispersée et que les vents n'exercent plus aucune influence sur ceux-ci. Le pétrole dispersé devrait se mélanger dans les premiers 30 mètres de la couche supérieure des eaux, sous la nappe, pour ensuite se diffuser latéralement (diffusion océanique). Les Figures 13 à 16 présentent l'historique complet du mouvement des panaches de pétrole générés par les rejets se répétant toutes les six heures pour les mois de février, de mai, d'août et de novembre 2005, respectivement. Ces graphiques NE REPRÉSENTENT PAS l'étendue du panache de pétrole dans l'eau en un point précis dans le temps. Les dessins en gros plan dans les diverses figures illustrent le volume total de l'océan balayé par les panaches de pétrole au cours des rejets d'un mois. On a supposé que le pétrole dispersé s'étend jusqu'à une profondeur de 30 m. Les dimensions des zones balayées illustrées aux Figures 13 à 16 varient de 18 à 22 km quant à la largeur des panaches et de 25 à 40 km quant à leur longueur.

Le point de rejet est situé à l'extrémité étroite du tracé et la direction générale des panaches reflète la direction des courants de surface saisonniers dans la région du site de forage.

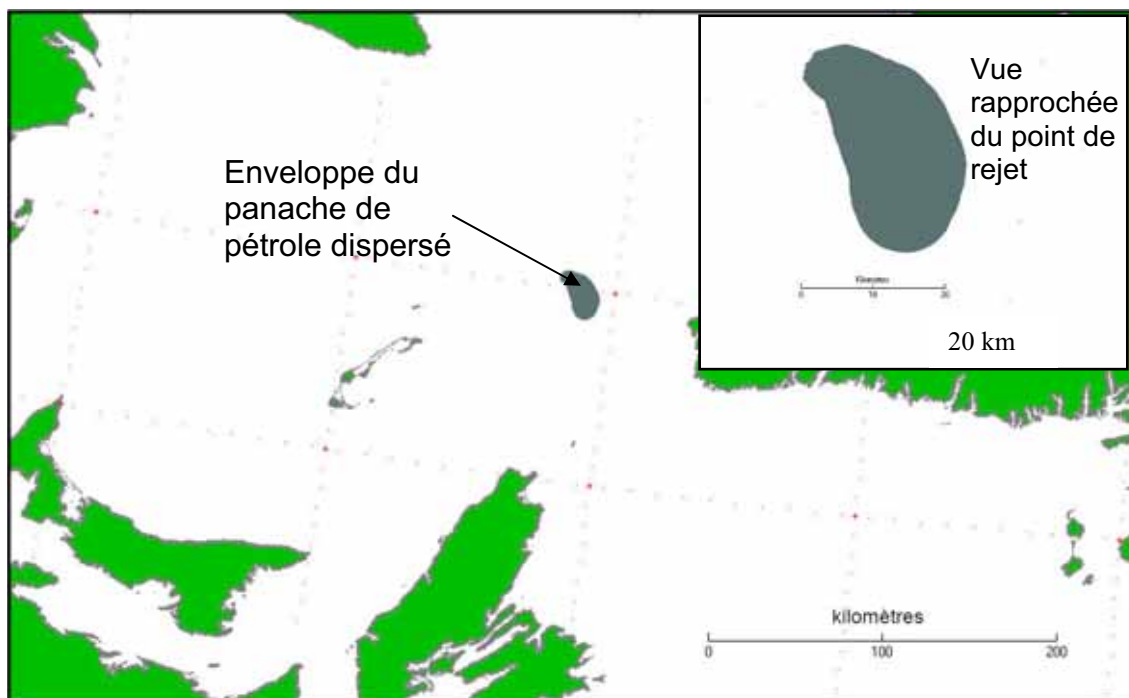


Figure 13 : Enveloppe de la trajectoire des panaches de pétrole dispersé du scénario raisonnable de la pire éventualité : rejets discontinus d'une accumulation de 6 heures – février 2005

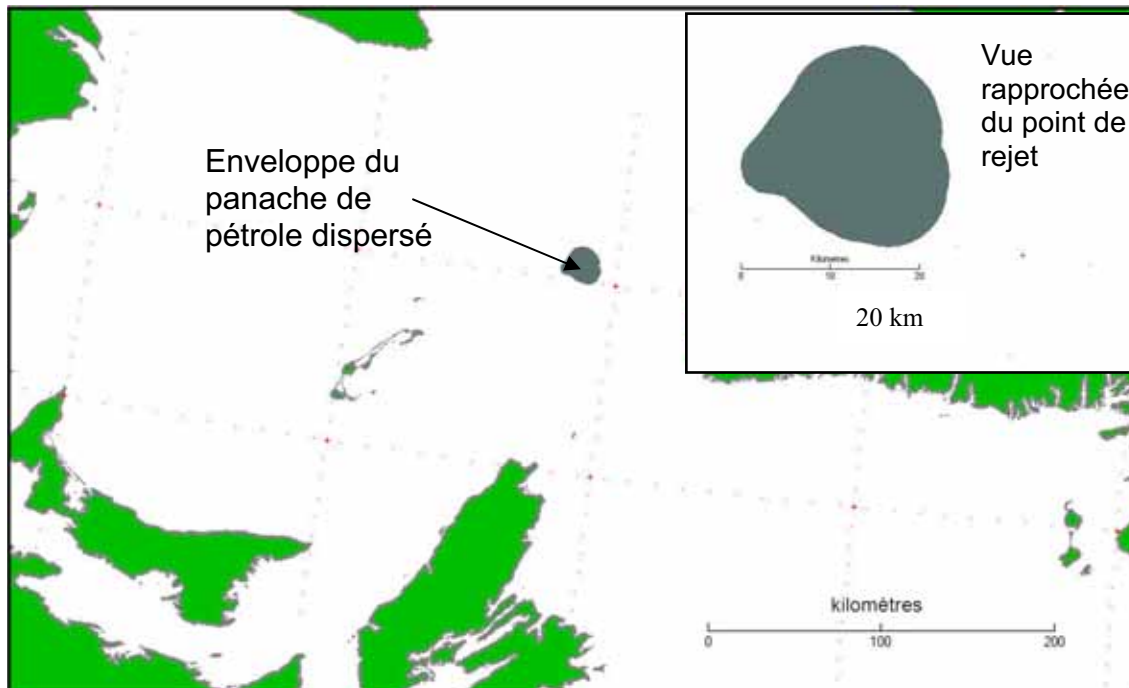


Figure 14. Enveloppe de la trajectoire des panaches de pétrole dispersé du scénario raisonnable de la pire éventualité : rejets discontinus d'une accumulation de 6 heures – mai 2005

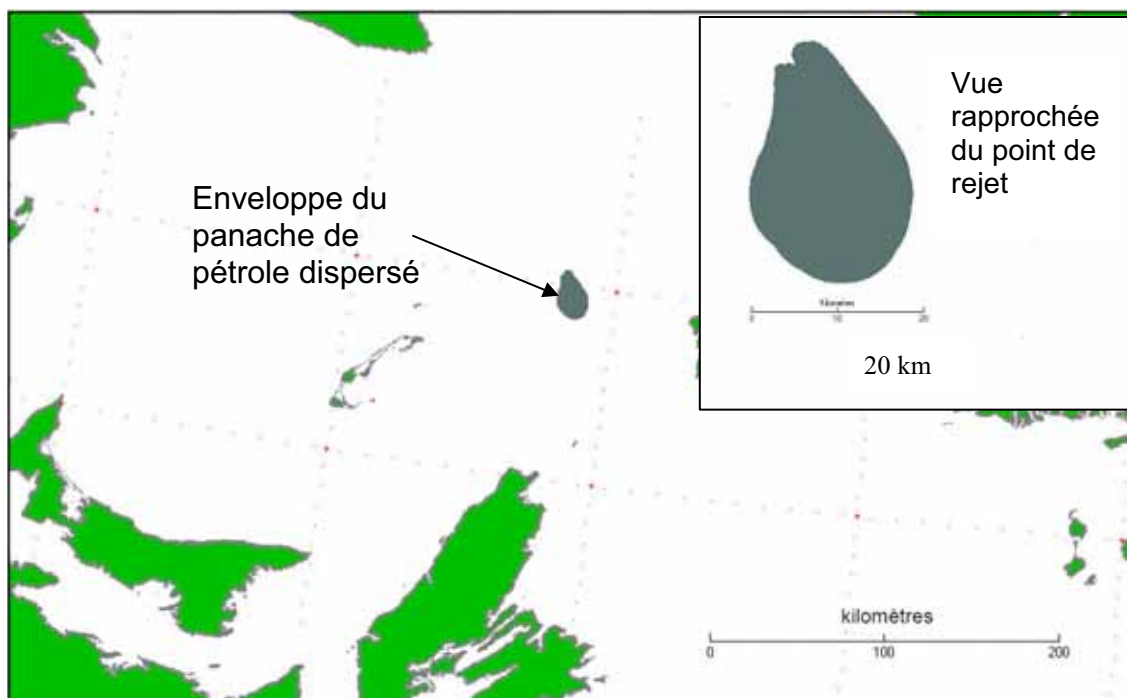


Figure 15. Enveloppe de la trajectoire des panaches de pétrole dispersé du scénario raisonnable de la pire éventualité : rejets discontinus d'une accumulation de 6 heures – août 2005

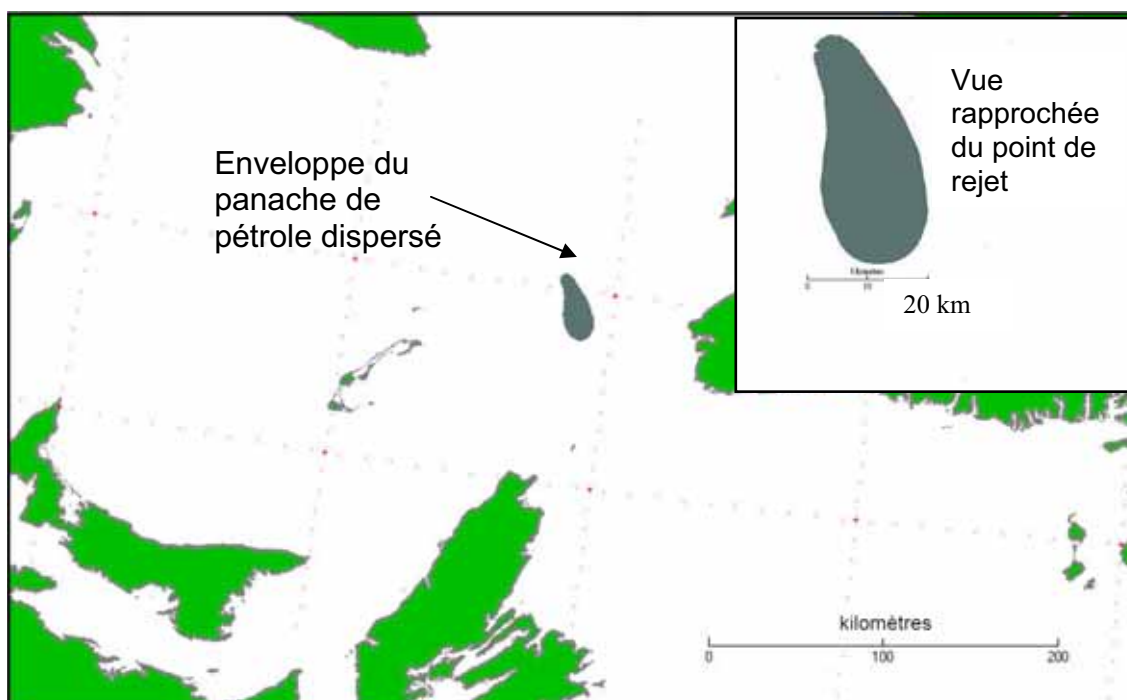


Figure 16. Enveloppe de la trajectoire des panaches de pétrole dispersé du scénario raisonnable de la pire éventualité : rejets discontinus d'une accumulation de 6 heures – novembre 2005

### **5.3 Évaluation historique des panaches de pétrole dispersé**

Cette modélisation a été réalisée afin de déterminer l'étendue maximale probable dans les premiers 30 m en surface qui pourrait être touchés par du pétrole déversé accidentellement sur le site de l'exploration. L'ensemble des données éoliennes MSC50 et les cartes de courants saisonniers ont été utilisés dans ces simulations. À la section 5.2, seuls les déversements de pétrole d'un mois pour une année donnée sont considérés comme produisant une empreinte « typique » de pétrole. Le comportement et le devenir du pétrole brut de remplacement provenant de rejets de surface ont été modélisés dans cette évaluation. Les deux mêmes ensembles de simulations rapportés pour les trajectoires des nappes de surface, l'éruption de surface et le scénario raisonnable de la pire éventualité (rejets de six heures), ont également été utilisés pour la modélisation des panaches de pétrole dispersé.

#### **5.3.1 Panaches de pétrole dispersé générés par des éruptions de surface**

L'enveloppe des panaches de pétrole dispersé résultant des simulations d'éruptions de surface sur 52 ans a été tracée sur la Figure 17. Cette figure représente notre meilleure estimation de la région maximale qui risque d'être balayée par les panaches de pétrole dispersé, à 0,1 ppm, en se basant sur la modélisation détaillée d'une éruption continue en surface, comme il en est question à la Section 4.3.1. Les zones ne représentent pas l'étendue des panaches de pétrole dispersé à partir d'un seul événement d'éruption; la zone représentée dans cette figure démontre plutôt l'étendue maximale des panaches de pétrole dispersé comportant des concentrations plus grandes que 0,1 ppm pour la totalité des 75 290 simulations complétées en utilisant 52 années de données éoliennes.

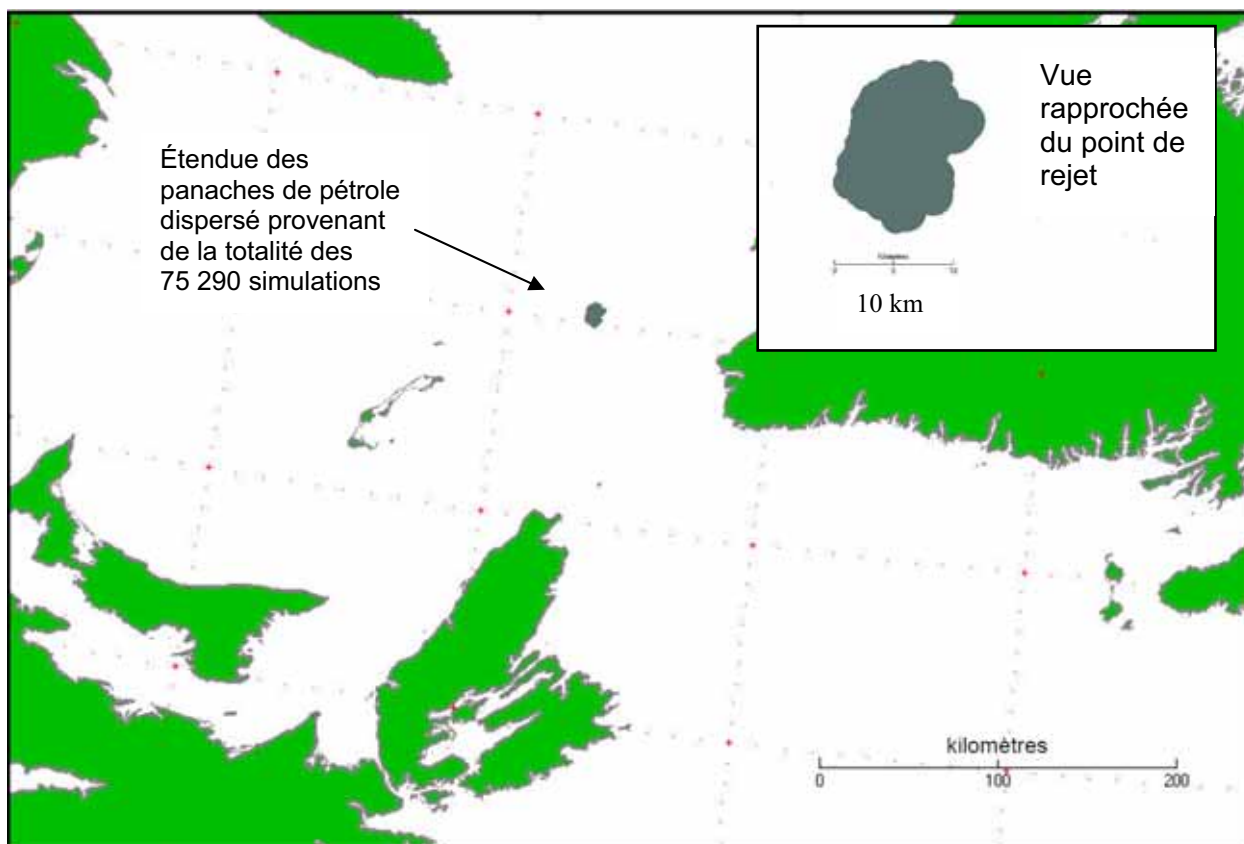


Figure 17. Superficie maximale parcourue par du pétrole dispersé de  $>0,1$  ppm dans l’océan selon des simulations d’éruptions de surface menées sur 52 ans.

### 5.3.2 Panaches de pétrole dispersé alternatifs : scénario raisonnable de la pire éventualité

La figure 18 montre l’étendue du panache de pétrole dispersé pour les simulations de déversement décrites à la section 4.3.2 où les accumulations de six heures de pétrole générées par l’éruption sont rejetées sous forme de déversements discontinus. En raison du plus grand volume de pétrole considéré dans chacun des rejets de six heures, l’empreinte à la surface dans ce cas est plus grande que celle de l’estimation d’éruption continue en surface présentée à la Section 5.3.1.



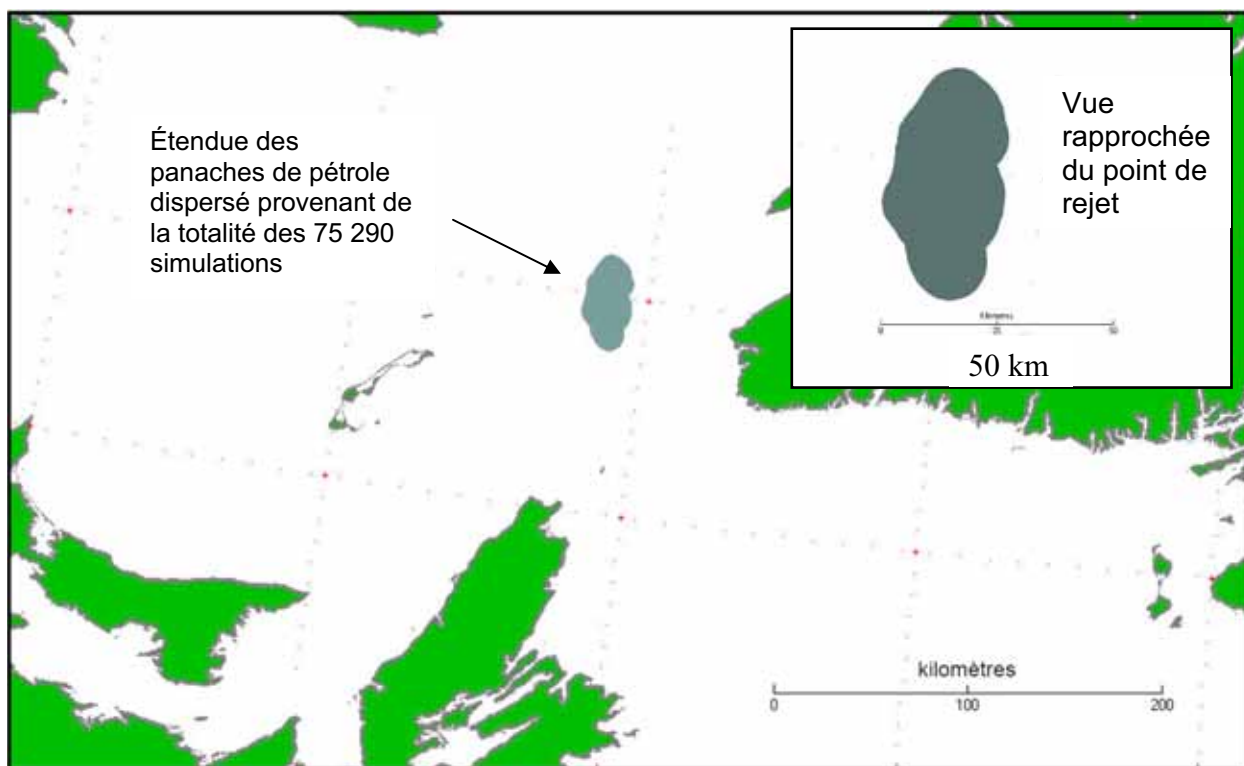


Figure 18. Superficie maximale parcourue par du pétrole dispersé de  $>0,1$  ppm dans l'océan selon des simulations d'éruptions de surface menées sur 52 ans et selon un scénario raisonnable de la pire éventualité : déversements discontinus sur six heures

## 7. Références

- Belore, R.C. and I.A. Buist. 1988. Modeling of oil spills in snow. Proceedings of the 11<sup>th</sup> Arctic and Marine Oilspill Program Technical Seminar.
- Corridor Resources Inc. 2011. Project Description for the Drilling of an Exploration Well on the Old Harry Prospect – EL 1105.
- Dickins, D.F. and I.A. Buist. 1981. Oil and gas under sea ice study. Report to the Canadian Offshore Oil Spill Research Association, Calgary.
- Drinkwater, K.F., D. Gilbert. 2004. Hydrographic Variability in the Waters of the Gulf of St. Lawrence, the Scotian Shelf and the Eastern Gulf of Maine (NAFO Subarea 4) During 1991-2000. J. Northw. Atl. Fish. Sci., Vol. 34: 83-99.
- CNLOPB. 2011. Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board Spill Statistics. [www.cnlopb.nl.ca/env\\_stat.shtml](http://www.cnlopb.nl.ca/env_stat.shtml). Data accessed January 2011. CNLOPB. St. John's.
- Fannelop, T.K., Sjoen, K. 1980. Hydrodynamics of Underwater Blowouts. AIAA 18th Aerospace Sciences Meeting. Pasadena California. 1980. AIAA-80-0219.
- French-MacCay, D.P. 2004. Oil spill impact modeling: Development and validation. Environmental Toxicology and Chemistry 23(10)-2441-2456.
- LGL 2007. Western Newfoundland and Labrador Offshore Area Strategic Environmental Assessment. Prepared for Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board. LGL Limited Environmental Research Associates. November 2007.
- SL Ross, Alun Lewis Oil Spill Consultancy, Bercha Group, PCCI. 2003. Persistence of Crude Oil Spills on Open Water. Project Number 1435-01-02-RP-85091. Report Prepared for US Department of the Interior, Minerals Management Service, Alaska Outer Continental Shelf Region.
- S.L. Ross Environmental Research Limited and D.F. Dickins Associates Ltd. 1987. Field research spills to investigate the physical and chemical fate of oil in pack ice. Environmental Studies Revolving Funds, Report No. 062, Ottawa.

- Swail, V.R., V.J. Cardone, M. Ferguson, D.J. Gummer, E.L. Harris, E.A. Orelup, A.T. Cox. 2006. The MSC50 Wind and Wave Reanalysis. 9<sup>th</sup> International Workshop on Wave Hindcasting and Forecasting. Victoria, B.C., Canada.
- Tang, C.L., T. Yao, W. Perrie. B.M. Dettracey, B. Toulany, E. Dunlap, Y. Wu. 2008. Canadian Technical Report of Hydrography and Ocean Science No. 261, BIO Ice-Ocean and Wave Forecasting Models and Systems for Eastern Canadian Waters. Ocean Sciences Division, Maritimes Region, Fisheries and Oceans Canada.
- Trudel, B.K., R.C. Belore, B.J. Jessiman, S.L. Ross. 1989. A Micro-computer Based Spill Impact Assessment System for Untreated and Chemically Dispersed Oil Spills in the U.S. Gulf of Mexico. 1989 International Oil Spill Conference.
- Turner, D.B. 1970. Workbook of Atmospheric Dispersion Estimates. US Environmental Protection Agency.
- Yapa, Poojitha D. , Dasanayaka, Lalith K. , Bandara, Uditha C. and Nakata, Kisaburo. 2010. A model to simulate the transport and fate of gas and hydrates released in deepwater, Journal of Hydraulic Research, 48: 5, 559-572.
- Wotherspoon & Associates. 1992. Detection of oil in ice & burning of oil spills in winter conditions: State of the art review. Prepared for PROSCARAC Inc., Calgary, Alberta.

## **Annexe A. Type de pétrole susceptible d'être retrouvé à Old Harry**

Dix puits en mer ont été forés dans le golfe du Saint-Laurent à ce jour; aucun pétrole n'y a été détecté et des quantités non commerciales de gaz naturel ont été détectées dans la moitié de ceux-ci.

Un échantillon représentatif du type de pétrole potentiellement piégé dans la structure de Old Harry est requis pour déterminer les propriétés (densité, viscosité, point d'écoulement, etc.) nécessaires à la modélisation des déversements d'hydrocarbures. Comme aucun échantillon n'est disponible pour identifier les propriétés du pétrole de la structure de Old Harry il est donc nécessaire de trouver un pétrole de remplacement approprié.

Corridor a embauché un contractant reconnu mondialement (Global Geoenergy Research) afin de diriger des études sur les roches mères. Ces études ont été utilisées afin de déterminer le type de pétrole le plus susceptible d'être potentiellement retrouvé sur le site de Old Harry. Les études sur la roche mère ont comporté une analyse géochimique et une détermination de la maturité thermique des échantillons de roches du puits no 1 de l'Île Brion (Mukhopadhyay, 2011). Le puits de l'Île Brion est le puits le plus rapproché du prospect de Old Harry; il est situé à environ 70 kilomètres à l'ouest du prospect. Les études géochimiques ont permis d'identifier le type de matières organiques, leurs principales caractéristiques et le milieu sédimentaire des roches mères de la région de Old Harry. Les données démontrent clairement que la plupart des matières organiques des roches-mères à proximité de la structure de Old Harry proviennent de mélanges de lipides amorphes fluviaux-lacustres ayant une tendance à produire du pétrole (Type II) ou de liptinites terrestres (Type III). Ces roches-mères produisent généralement du pétrole lors des premières phases de maturation thermique et du gaz naturel lors des phases subséquentes. En raison de la présente phase de maturation thermique des roches mères, les hydrocarbures se trouvant dans la structure de Old Harry, s'il y en a, devraient être du pétrole très léger de densité API de 45° à 56° avec une proportion gaz-pétrole de faible à modérée (Mukhopadhyay 2011).

Pour aider à l'identification d'un pétrole de remplacement pour Old Harry, Corridor a considéré les paramètres géologiques, tels le milieu sédimentaire, le type de matière organique (kérogène) et les types d'hydrocarbures rencontrés dans plusieurs secteurs. Bien que seul du gaz naturel ait été détecté dans les puits en mer forés dans le golfe du Saint-Laurent, du pétrole de forte densité API a été détecté à Gaspé (47 °), à Port-au-Port, à Terre-Neuve (51°) et dans le plateau néo-écossais (47° à 52°). Comme le démontre le Tableau A!, plusieurs caractéristiques géologiques du bassin des Maritimes (zone de Old Harry) s'apparentent aux conditions géologiques du bassin néo-écossais. Les roches-magasins clastiques des champs du plateau néo-écossais renferment typiquement des séquences de grès superposées de milieu fluvial ou marin peu profond qui s'apparentent aux roches-magasins de grès de milieu fluvial du prospect de Old Harry. Ce qui est intéressant, c'est que l'on connaît le type de kérogène de ces deux bassins : Types II-III et III. De plus, du pétrole léger a été produit par les champs Cohasset / Panuke / Balmoral du plateau néo-écossais. Par conséquent, l'équipe de géoscientifiques de Corridor a sélectionné le pétrole de Cohasset dans le bassin néo-écossais comme pétrole de remplacement approprié pour le pétrole pouvant être retrouvé sur le prospect de Old Harry.

Le pétrole de Cohasset présente une forte densité API (47,5°) et est produit dans les champs pétrolifères de Cohasset/Panuke/Balmoral sur le plateau néo-écossais (Kidston et al. 2005). Les roches-mères générant le pétrole de Cohasset sont réputées avoir été générées par des roches-mères de types I à II (Mukhopadhyay, 1993). Les roches-mères de ce type n'ont jamais été rencontrées dans quelques puits forés que ce soit à ce jour dans le bassin néo-écossais. La seule source connue de roches-mères dans le bassin néo-écossais comprend les types II-III et III (Kidston et al. 2005), la même catégorie de roches-mères retrouvée à Old Harry.

Tableau A1. Comparaison des caractéristiques géologiques des bassins des Maritimes et néo-écossais

	<b>Bassin des Maritimes (Old Harry)</b>	<b>Bassin néo-écossais</b>
Cadre tectonique	Zone de rift	Milieu de distension
Milieu sédimentaire	Fluvial-deltaïque	Fluvial-deltaïque à marin peu profond
Type de kérogène	Types II-III et III	Types II, II-III et III
Types d'hydrocarbure	Gaz naturel	Gaz naturel et pétrole brut léger

Kidston A.G., Brown, D.E., Smith, B.M. and Alheim, B. 2005. The Upper Jurassic Abenaki Formation Offshore Nova Scotia: A Seismic and Geologic Perspective. Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, 169 p.

Mukhopadhyay, P.K. 1993. *Analyses and interpretation of geochemical and source rock data from Scotian Shelf wells*. Geological Survey of Canada Open File Report No.2804.

Mukhopadhyay, P.K. 2011. Genesis of Reservoir Hydrocarbons and Migration of Oil and Gas within Old Harry Prospect: Two Dimensional Petroleum System Modelling Using 2-D Seismic Lines (98-23-K50 and 98-32). Corridor Resources Internal Report, Contract Number 2010-160, 30 p.

# Annexe B. Notes sur l'ingénierie du réservoir/de production – 25 février 2011

## Développement conceptuel de Old Harry – Modélisation d'une éruption du puits de pétrole

### 1. Introduction

Old Harry est un prospect en mer situé dans le chenal Laurentien du golfe du Saint-Laurent (voir Figure B1).

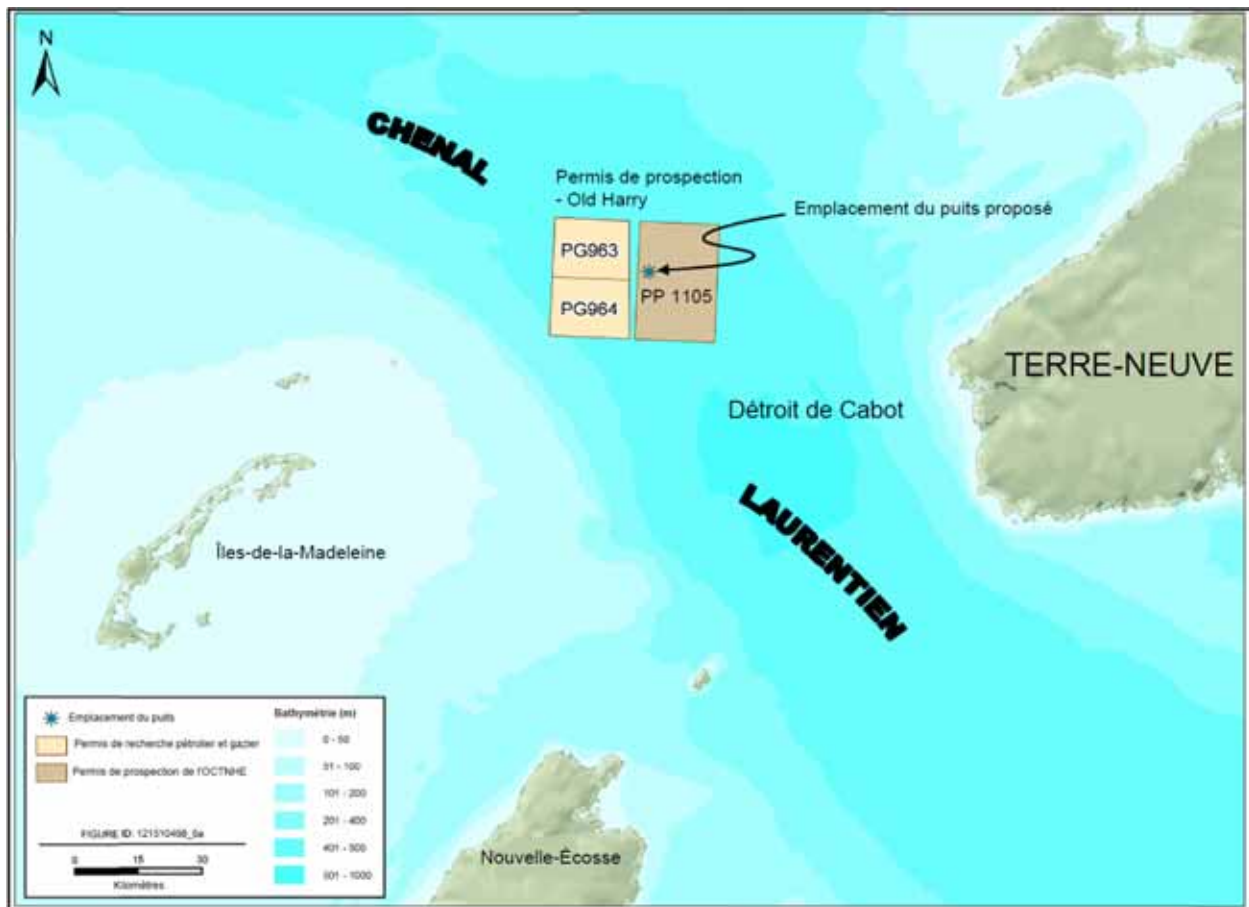
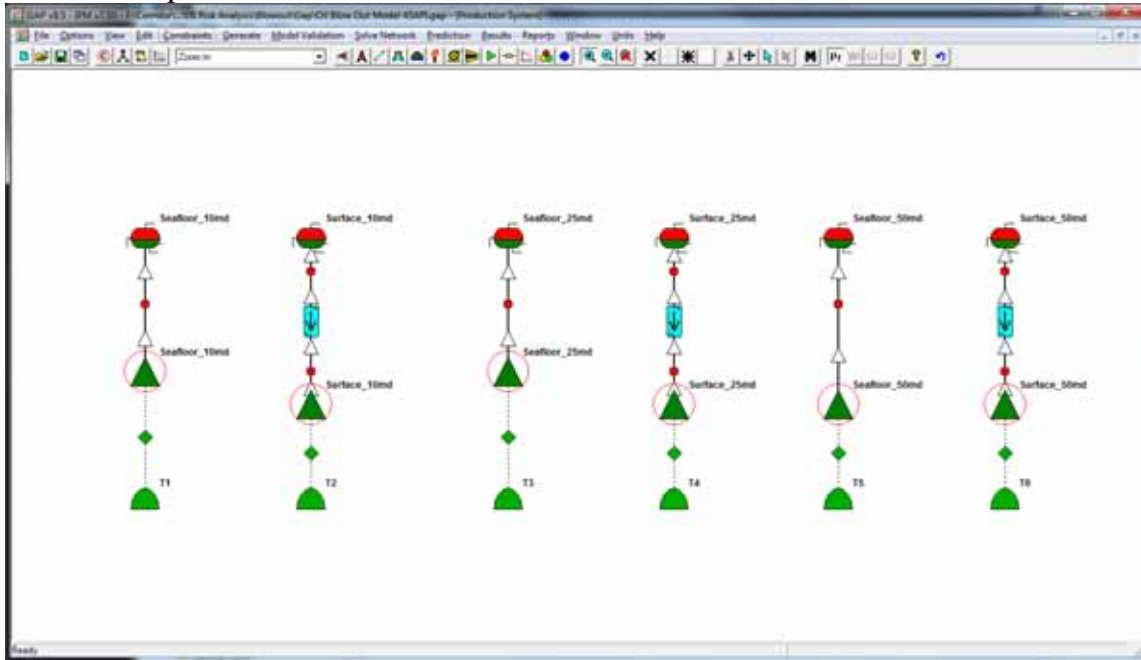


Figure B1 : Emplacement de Old Harry

Afin d'aider à la modélisation des effets environnementaux issus d'un problème avec le forage du puits, incluant un problème de puits hors de contrôle (éruption), un modèle de production a été élaboré en utilisant le logiciel IPM (modèle de production intégrée) de Petroleum Experts Limited afin de modéliser les rejets incontrôlés de pétrole provenant d'une éruption d'un puits du réservoir de Old Harry.

### 2. Modèle de production d'éruption à Old Harry

Le modèle de production intégrée inclut un certain nombre de puits de pétrole servant à modéliser les rejets incontrôlés et à varier les paramètres du réservoir. La Figure B2 présente le modèle de production d'éruption construit aux fins de cet exercice.



**Figure B2 : Modèle d'éruption de Old Harry – Puits de pétrole**

Trois types de puits ont été inclus afin de couvrir l'étendue prévue de la qualité de réservoir que l'on croit pouvoir retrouver à Old Harry. Le Tableau B1 indique une liste des paramètres de réservoir utilisés pour ce modèle.

<b>Modèle d'éruption - Paramètres de puits</b>	
Perméabilité (md)	10 / 25 / 50
Épaisseur productive (m)	30
IP du puits (bpj/psi)	1.6 / 3.9 / 7.8
API du pétrole	55
PGP du puits (scf/bbl)	500
OOIP du puits (MMbbl)	50
Pression (psi)	2350
Température (°C)	30
Profondeur productive (m)	1500
Profondeur de l'eau (m)	470

**Tableau B1 – Paramètres du puits**

Aux fins de la modélisation, basé sur la modélisation des sources d'hydrocarbures, un pétrole API de 55° a été présumé se retrouver au sein de la structure de Old Harry. Le pétrole brut équivalent le plus proche est celui de Cohasset avec un API de 47,5°. Le brut de Cohasset est un pétrole brut extrêmement sous-saturé, mais pour les besoins de cet exercice, le pétrole de Old Harry a été considéré comme modérément sous-saturé.

Le modèle de production a été utilisé afin d'évaluer la situation des rejets incontrôlés lorsque le point de déversement des rejets est situé soit sur le plancher océanique ou encore sur l'appareil de forage. Une éruption sur le plancher océanique serait contrôlée d'une certaine façon par la pression exercée par une colonne d'eau de 470 m, et donc, aux fins de cet exercice a été établie à 660 psi. Une éruption sur l'appareil de forage a été assumée se produire à 25 m au dessus du niveau de la mer et ne faire face à aucune contrainte de pression. La complétion des puits a été assumée à un trou non tubé de 12,25 po avec un tube goulotte de 21,25 po jusqu'au plancher de l'appareil de forage.

### 3. Potentiel d'éruption de pétrole à Old Harry

Afin de modéliser le rejet incontrôlé provenant des puits, deux emplacements ont été prévus : le plancher océanique et la surface. Dans le cas d'un rejet au niveau du plancher océanique, la contrainte sur le puits était équivalente à la pression exercée par 470 m d'eau. Un rejet en surface a été estimé à une hauteur de 25 m au dessus du niveau de la mer et comporte un rejet incontrôlé (sans contrainte) dans l'environnement.

Le modèle de production a été utilisé afin d'établir des prévisions pour 30 jours de rejets. La Figure B3 présente les résultats des prévisions pour 30 jours concernant une éruption du plancher océanique et la Figure B4 illustre les résultats pour une éruption en surface.

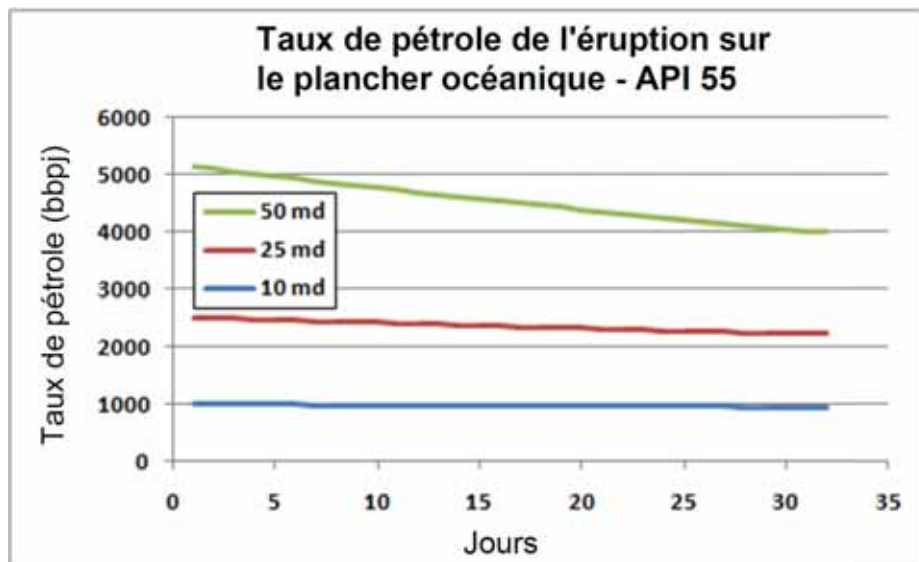


Figure B3 : Modèle d'éruption de Old Harry – Éruption sous-marine



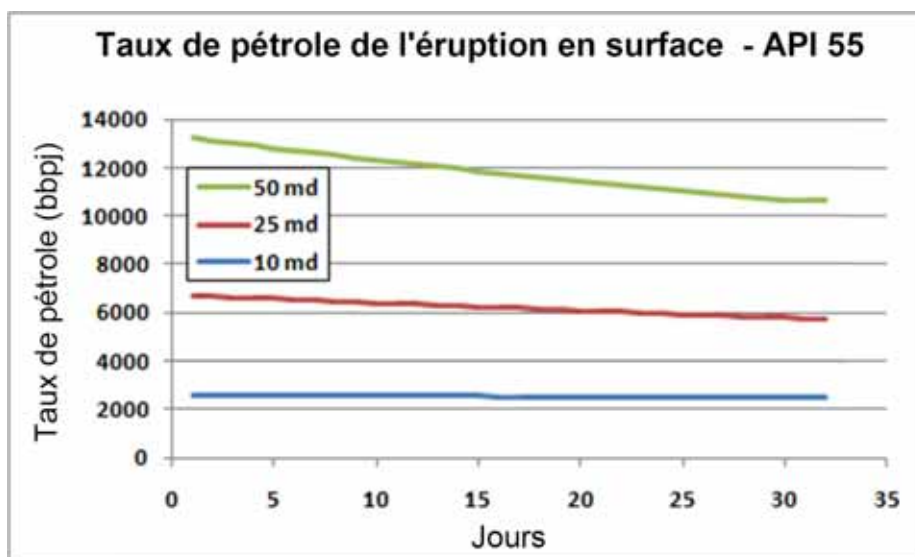


Figure B4 : Modèle d'éruption de Old Harry – Éruption en surface

La Tableau B2 présente le taux de pétrole de la journée 1 pour les différents scénarios d'éruption.

Jour 1 : taux potentiel API 55 (bbpj)		
Qualité	Plancher océanique	Surface
10 md	991	2608
25 md	2514	6719
50 md	5143	13226

Tableau B2 – Taux de pétrole incontrôlé – Jour 1

#### 4. Potentiel d'éruption à Old Harry : Conclusion

L'ampleur du rejet de pétrole incontrôlé provenant de la structure de Old Harry dépend de l'emplacement du problème et de la qualité du réservoir.

Pour un problème au niveau du plancher océanique, le taux d'éruption serait de l'ordre de 1000 bbpj à 5000 bbpj, selon la perméabilité du réservoir.

Pour un problème en surface, le taux d'éruption serait de l'ordre de 2500 bbpj à 13 000 bbpj, selon la perméabilité du réservoir.